М. Уолш, Л. Лейк

ПЕРВИЧНЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ



БИБЛИОТЕКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА

A GENERALIZED APPROACH TO PRIMARY HYDROCARBON RECOVERY

By
MARK P. WALSH
and
LARRY W. LAKE

2003



ELSEVIER
Amsterdam - Boston - Heidelberg - London - New York - Oxford
Paris - San Diego - San Francisco - Singapore - Sydney - Tokyo

М. Уолш, Л. Лейк

ПЕРВИЧНЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Перевод с английского
А. В. Корнилов, В. А. Коротовских, Т. Р. Мусабиров

Под редакцией
д.т.н., профессора Н. Н. Михайлова



БИБЛИОТЕКА
НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА

УДК 622

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

- физика
- математика
- биология
- нефтегазовые технологии

Уолш М., Лейк Л.
Первичные методы разработки месторождений углеводородов. — Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. — 672 стр.

Книга М. Уолша и Л. Лейка служит прекрасным введением в современную теорию первичных методов разработки месторождений. Книга содержит новые идеи и результаты, обширную библиографию и справочные материалы. В основных разделах систематически рассмотрены свойства пород и флюидов, виды пластовой энергии и пластовые режимы, лабораторные PVT-методы и процедуры сепарации, методы материального баланса, режимы течения флюидов, приток воды в пласт, продуктивность скважин, и кривые истощения пласта. Благодаря унифицированному подходу изложение охватывает все основные типы пластовых флюидов.

Важными достоинствами книги являются простота и полнота изложения, а также наличие большого числа примеров и упражнений, позволяющих более глубоко понять изложенный материал. Это издание будет полезно практикующим инженерам и будет незаменимо в учебном процессе для подготовки специалистов по нефтегазовому делу.

ISBN 978-5-93972-687-0 (русск.)
ISBN 0-444-50683-7 (англ.)

© 2003 by Elsevier Science B. V. All right reserved
© Перевод на русский язык,
Институт компьютерных исследований, 2008

Перевод оригинального издания M. P. Walsh, L. W. Lake, *A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery* выполнен и опубликован Институтом компьютерных исследований по соглашению с Elsevier Ltd, The Boulevard, Langford Lane, Kidlington, OX5 1GB, England.



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

Оглавление

От Редакционного совета xv

Предисловие xvi

Глава 1. **Введение** 1
1.1. Введение 1
1.2. Определения 3
1.3. Ловушки 5
1.4. Пластовые давления 11
1.5. Пластовая температура 14
1.6. Пластовые флюиды 15
1.7. Единицы измерения 21
1.8. Заключительные комментарии 24

Глава 2. **Энергия пласта и пластовые режимы** 26
2.1. Виды пластовой энергии 26
2.2. Пластовые режимы 28
2.3. Заключение 32

Глава 3. **Свойства горных пород** 33
3.1. Происхождение горных пород 33
3.2. Осадочные породы 33
3.2.1. Осадки 34
3.2.2. Размер обломков 34
3.2.3. Геологический возраст 36
3.2.4. Условия отложения осадочных пород 40
3.2.5. Терминология 41
3.3. Пористость 42
3.3.1. Диапазон значений 42
3.4. Проницаемость 45
3.4.1. Закон Дарси 45
3.4.2. Диапазон значений 46
3.4.3. Аналогия с капиллярным потоком 47
3.4.4. Соотношение пористости и проницаемости 48
3.4.5. Влияние давления 49
3.5. Сжимаемость породы 49
3.5.1. Измерение 50
3.5.2. Экспериментальные результаты 52
3.5.3. Корреляции 52
3.6. Относительная проницаемость 53
3.7. Заключение 54

ГЛАВА 4. **Свойства флюидов** 61
4.1. Состав природных углеводородов 62
4.1.1. Сырая нефть 62
4.1.2. Природные газы 67
4.2. Классы углеводородных флюидов 68
4.2.1. Состав пластового флюида, товарной нефти и поверхностного газа 72
4.3. Однокомпонентные флюиды 72
4.3.1. Диаграммы давление–объем ($p - v$) 73
4.3.2. Диаграммы давление–температура ($p - T$) 74
4.3.3. Критические свойства 75
4.4. Двухкомпонентные флюиды 76
4.4.1. Переменные состава и концентрации 76
4.4.2. Диаграмма давление–объем 78
4.4.3. Диаграммы давление–температура ($p - T$) 79
4.4.4. Диаграммы давление–объемная доля жидкой фазы ($p - v_o$) . . 80
4.4.5. Диаграммы давление–состав ($p - x$) 81
4.4.6. Влияние состава 84
4.4.7. Заключение 85
4.5. Многокомпонентные флюиды 86
4.6. Двухпсевдокомпонентная модель 86
4.7. Объемные коэффициенты и соотношения растворимости 87
4.7.1. Определения 88
4.7.2. Математические зависимости 88
4.8. Влияние давления на некоторые свойства флюидов 92
4.9. Использование $p - T$-диаграмм для классификации пластовых флюидов 102
4.10. Двухфазные объемные коэффициенты 106
4.10.1. Объемная доля жидкости 111
4.10.2. Коэффициенты объемного расширения 113
*4.11. Коэффициенты изотермической сжимаемости 114
4.11.1. Недонасыщенные флюиды 114
4.11.2. Недонасыщенные реальные и идеальные газы 115
4.11.3. Насыщенные флюиды 115
4.11.4. Расчет изменений объема 118
*4.12. Фазовое поведение системы углеводород–вода 121
4.12.1. Трехпсевдокомпонентная модель 121
4.12.2. Свойства водной фазы 122
4.13. Заключение 125

ГЛАВА 5. **Микроскопический и макроскопический материальный баланс** . 134
5.1. Сохранение массы 134
5.2. Микроскопический уровень материального баланса 135
5.2.1. Основные уравнения течения 135
5.2.2. Уравнения течения для газа, нефти и воды 137
5.3. Макроскопический уровень материального баланса 138

Глава 6. **Обобщенное уравнение материального баланса** 147
6.1. Уравнение материального баланса 147
6.1.1. Допущения 149
6.1.2. Математическая разработка 150
6.1.3. Долевая отдача 154
6.1.4. Особые случаи 155
6.2. Применение материального баланса 157
6.2.1. Оценка первоначальных запасов нефти и газа в коллекторе . . 157
6.2.2. Оценка притока воды 161
6.2.3. Показатели пластовых режимов 161
6.2.4. Соответствие материальному балансу 162
6.2.5. Определение водонапорного режима и режима газовой шапки . 163
6.2.6. Соотношения закачивания–извлечения 165
6.3. Уравнение насыщенности 168

Глава 7. **Течение жидкостей и технологические показатели скважин** . . . 175
7.1. Режимы эксплуатации скважин и общая динамика изменения давления 176
7.2. Характер и этапы течения флюидов 176
7.3. Уравнения состояния, сжимаемость 179
7.3.1. Несжимаемая жидкость 179
7.3.2. Жидкость с постоянным коэффициентом сжимаемости 179
7.3.3. Малосжимаемая жидкость 180
7.3.4. Идеальный газ 180
7.3.5. Реальный флюид 180
7.4. Псевдодавление 180
7.4.1. Разность псевдодавлений: идеальный газ 184
7.4.2. Разность псевдодавлений: малосжимаемая жидкость 185
7.4.3. Численные расчеты 187
7.5. Закон Дарси 188
7.6. Уравнения неразрывности для однофазного потока 189
7.6.1. Аналог псевдодавления 191
7.6.2. Аналог давления 191
7.6.3. Аналог p^2 192
7.6.4. Безразмерный вид 192
7.6.5. Гидравлические модели и области их применения 193
7.7. Бесконечный режим течения 194
7.8. Установившееся течение 198
7.8.1. Основные уравнения 199
7.8.2. Установившееся течение идеального газа 203
7.9. Скин-фактор 205
7.9.1. Связь скин-фактора со снижением дебита 206
7.10. Уравнения продуктивности для некруговых областей дренирования . . 207
7.11. Коэффициент продуктивности скважины 208
7.12. Материальный баланс: связь суммарной добычи со средним давлением 212
7.13. Время, затрачиваемое на достижение минимального забойного давления 216
*7.14. Двухфазные псевдодавления 223
*7.15. Кривые «давление–насыщенность» 224
7.15.1. Неустановившееся течение 225

7.15.2. Установившееся течение 227
7.15.3. Резервуарная модель 230
*7.16. Соотношения продуктивности в двухфазном случае 231
*7.17. Двухфазная модель депрессии 236
*7.18. Общий подход к анализу исследования скважин 238

ГЛАВА 8. **Лабораторные PVT-исследования и сепарация пластовых флюидов** 248
8.1. Лабораторные PVT-исследования 248
8.1.1. Анализ методом фракционного испарения (DVA) 249
8.1.2. Истощение при постоянном объеме (CVD) 251
8.1.3. Расширение при постоянном составе (CCE) 253
8.1.4. Однократная сепарация 254
*8.2. Методы корректировки, применяемые при расчете стандартных PVT-свойств нелетучих нефтей 255
8.2.1. ABW-метод 256
8.2.2. Модифицированный метод Потманна 257
*8.3. Расчет стандартных PVT-свойств газоконденсатов и летучих нефтей . . 258
8.3.1. Алгоритм Уолша–Таулера 258
8.3.2. Метод Уитсона–Торпа 265
*8.4. Промысловые сепараторы 274
8.4.1. Двух- и трехступенчатая сепарация 277
*8.5. Расчет процедуры однократного разгазирования с использованием K-значений Стендинга 279
8.5.1. Расчеты по однократному разгазированию 279
8.5.2. K-значения Стендинга 280
8.5.3. Расчет плотностей нефти и газа 281
8.5.4. Использование K-значений в разработке конструкции сепараторов 282

ГЛАВА 9. **Прогнозирование дебита при помощи резервуарных моделей** . . . 293
9.1. Резервуарная модель сжимаемой жидкости: однослойный пласт 295
9.1.1. Предположения 295
9.1.2. Математический вывод 297
9.1.3. Временной масштаб добычи 301
9.1.4. Влияние проницаемости на добычу 304
9.1.5. Влияние плотности размещения скважин на добычу 306
9.1.6. Оптимальное размещение скважин 308
9.2. Резервуарная модель сжимаемой жидкости: многослойный пласт без перетока 310
9.2.1. Сравнение поведения однородных и неоднородных пластов . . 314
9.2.2. Гиперболические модели истощения 314
9.2.3. Коэффициент Дикстры–Парсонса 317
9.2.4. Взаимосвязь коэффициента Дикстры–Парсонса и показателя степени Арпса 318
9.2.5. Вертикальный коэффициент нефтеизвлечения 320
9.3. Резервуарная модель сжимаемой жидкости: многослойный пласт с перетоком 321
9.4. Резервуарная модель разреженного газа 323

*9.5. Модифицированная резервуарная модель нелетучей нефти 326
9.5.1. IMPES-решение 327
9.5.2. Метод Тарнера 333

Глава 10. **Приток природной воды в пласт** 341
10.1. Классификация водонапорных режимов и водоносных областей 342
10.2. Определение водонапорного режима 343
10.3. Основные свойства водоносной зоны 344
10.4. Модели притока воды в пласт 344
10.5. Модель ван Эвердингена – Херста 345
10.5.1. Радиальная модель 345
10.5.2. Линейная модель 350
10.5.3. Принцип суперпозиции 352
10.5.4. Процедура расчета 353
*10.6. Сопоставление залежей, давление в которых находится выше и ниже точки насыщения 357
*10.7. Определение параметров в модели притока воды в пласт 360
10.7.1. Прямое измерение 361
10.7.2. Методы анализа эксплуатационных показателей месторождения 362

Глава 11. **Залежи сухого и жирного газа** 378
11.1. Объемные расчеты геологических запасов нефти и газа 378
11.1.1. Начальные пластовые запасы газового эквивалента 381
11.1.2. Влияние растворенного в воде газа на величину OGIP 383
11.2. Расчет добычи методом материального баланса 385
11.2.1. Замкнутые газовые коллекторы 385
11.2.2. Газовые залежи с водонапорным режимом 387
11.2.3. Пласты, поддающиеся уплотнению 390
11.3. Расчет дебита газовых скважин 392
11.4. Поведение замкнутых газовых коллекторов 395
11.5. Поведение газовых пластов, разрабатываемых в водонапорном режиме 400
11.6. Определение параметров притока воды с помощью метода материального баланса 405
11.7. Расчет значения OGIP при помощи материального баланса 407
11.7.1. Коэффициент объемного расширения породы известен, вклад от неэффективного уплотнения незначителен 408
11.7.2. Коэффициент объемного расширения неизвестен 408
11.7.3. Коэффициент объемного расширения породы известен, вклад от неэффективного уплотнения значителен 409
11.8. Расчет значения OGIP с помощью графиков p/z, а также другими методами 413
11.8.1. Графики p/z 414
11.8.2. Другие методы 415
11.9. Аналитическая модель, применяемая для расчета поведения газовых залежей 416

ГЛАВА 12. **Залежи средней и тяжелой (нелетучей) нефти** 425
12.1. Расчет величин OGIP и OOIP при помощи объемных методов 426
12.2. Эмпирические методы, применяемые для оценки конечной нефтеотдачи 428
12.2.1. Режимы растворенного газа 429
12.2.2. Водонапорные режимы 431
12.3. Материальный баланс и стратегии добычи 432
12.4. Расчет дебитов в скважине 433
12.5. Уплотнение в нефтяных залежах 435
12.6. Залежи с режимом растворенного газа 437
12.6.1. Общие положения 437
12.6.2. Поведение при добыче 438
12.7. Залежи нефти с газовой шапкой 445
12.7.1. Несегрегированные газовые шапки 447
12.7.2. Сегрегированные газовые шапки 450
12.8. Закачка газа в пласт 453
12.8.1. Экономические аспекты 455
12.9. Залежи с водонапорным режимом 459
* 12.10. Поведение скважины в начальный период добычи 463
12.11. Расчет величин OOIP и OGIP методом материального баланса 465
12.11.1. Изначально недонасыщенные коллекторы с нелетучей нефтью 465
12.11.2. Коллекторы с газовой шапкой 466
12.12. Примеры из практики 469
12.12.1. Месторождение Родесса — пример разработки в режиме растворенного газа 470
12.12.2. Месторождение Магнолия, Арканзас — пример водонапорного режима 470
12.12.3. Пласт Тенслип, месторождение Эльк-Бейсн, Вайоминг — пример пласта с газовой шапкой, разрабатываемого в режиме гравитационного дренирования с нагнетанием газа обратно в пласт 473
12.12.4. Месторождение Фортис, Северное море — пример морского пласта с водонапорным режимом 480

ГЛАВА 13. **Залежи легкой нефти и газоконденсата** 491
13.1. Подсчет геологических запасов нефти и газа объемными методами . . 493
13.2. Применение корреляций для оценки конечной нефтеотдачи 496
13.3. Оценка дебитов скважин 497
13.4. Свойства залежей легкой нефти 500
13.5. Характеристики газоконденсатного пласта 506
13.5.1. Обогащенный газоконденсат 507
13.5.2. Поведение залежи обедненного газоконденсата 512
* 13.6. Упрощенная модель газоконденсатного коллектора 516
13.6.1. Постановка задачи 517
13.6.2. Моделирование разгазирования при постоянном объеме (CVD) 519
* 13.7. Рециркуляция газа (сайклинг-процесс) 521
* 13.8. Резервуарная модель рециркуляции при давлении выше точки росы . . 525
13.8.1. Допущения 526
13.8.2. Стадия рециркуляции 526
13.8.3. Стадия сброса давления 529

13.9. Соотношение нагнетания и отбора . . . 533
13.10. Контроль материального баланса . . . 536
13.11. Показатели режимов вытеснения . . . 538
13.12. Оценка геологических запасов нефти и газа с использованием методов материального баланса . . . 541
13.13. Оценка геологических запасов нефти и газа с использованием графиков зависимости p/z_2 от G_{pe} . . . 544
* 13.14. Поведение газоконденсатной скважины на раннем этапе разработки . . 547
13.15. Практические примеры . . . 551
13.15.1. Залежь легкой нефти в Луизиане: пример добычи при режиме растворенного газа . . . 551
13.15.2. Коллектор Бекон-Лайм: режим истощения газоконденсатного пласта . . . 553
13.16. Заключение . . . 556

Глава 14. **Кривые истощения пласта** . . . 565
14.1. Модели кривых истощения . . . 566
14.1.1. Изменение дебита в ходе периода истощения . . . 567
14.1.2. Накопленная добыча в течение периода истощения . . . 568
14.2. Влияние b и D_i . . . 570
14.3. Методы оценки b и D_i . . . 572
14.3.1. Графический метод . . . 573
14.3.2. Метод теоретических кривых . . . 574

Приложение А. **Корреляция свойств газа** . . . 584
А.1. Удельный вес газа . . . 584
А.2. Коэффициент сверхсжимаемости газа . . . 584
А.3. Плотность газа . . . 587
А.4. Вязкость газа . . . 587
А.5. Объемный коэффициент газа . . . 587
А.6. Мольная доля газа при стандартных условиях . . . 588
А.7. Конденсатно-газовый фактор (доля легкой нефти в газовой фазе) . . . 588

Приложение В. **Корреляция свойств нефти** . . . 590
В.1. Удельный вес . . . 590
В.2. Удельный вес в градусах API . . . 590
В.3. Молекулярная масса дегазированной нефти . . . 591
В.3.1. Метод Ласатера . . . 591
В.3.2. Метод Крейгоу . . . 591
В.3.3. Метод материального баланса . . . 591
В.3.4. Метод дифференциального разгазирования с использованием коэффициента K . . . 592
В.4. Плотность нефти . . . 592
В.4.1. Массовая плотность . . . 592
В.4.2. Молярная плотность . . . 594
В.5. Давление насыщения . . . 595
В.5.1. Корреляция Стендинга . . . 596
В.5.2. Корреляция Ласатера . . . 596
В.5.3. Корреляция Васкеса и Беггса . . . 596

B.6. Газосодержание . . . 597
B.6.1. Корреляция Стендинга . . . 597
B.6.2. Корреляция Ласатера . . . 597
B.6.3. Корреляция Васкеса и Беггса . . . 598
B.7. Объемный коэффициент нефти . . . 598
B.7.1. Корреляция Стендинга (1947) . . . 598
B.7.2. Корреляция Васкеса и Беггса (1980) . . . 598
B.8. Вязкость нефти . . . 599

ПРИЛОЖЕНИЕ C. **Корреляция свойств водной фазы** . . . 600
C.1. Насыщенная и недонасыщенная вода . . . 600
C.2. Полная минерализация . . . 600
C.3. Объемный коэффициент воды . . . 600
C.4. Плотность воды . . . 601
C.5. Доля растворенного газа в воде . . . 601
C.6. Сжимаемость воды . . . 602
C.7. Вязкость воды . . . 603
C.8. Пример расчета свойств . . . 604

ПРИЛОЖЕНИЕ D.1. **Пример отчета по образцу тяжелой нефти, RFL 88001** . 605

ПРИЛОЖЕНИЕ D.2. **Пример отчета о свойствах газового конденсата, RFL 88002** . . . 611

ПРИЛОЖЕНИЕ E. **Моделирование резервуара с использованием универсальных динамических ячеек** . . . 616
E.1. Вводные положения . . . 617
E.2. Высота нефтенасыщенной части залежи . . . 618
E.3. Промытая зона . . . 619
E.4. Область газовой шапки . . . 621
E.4.1. Вторичная газовая шапка без рециркуляции газа . . . 623
E.4.2. Расширяющаяся газовая шапка при закачке добываемого газа . 626
E.5. Расчет поведения пласта . . . 627

Номенклатура . . . 628

Литература . . . 635

Предметный указатель . . . 646

От Редакционного совета

Все важное всегда просто,
все простое всегда трудно

Мы представляем вниманию читателей перевод книги М. Уолша и Л. Лейка «A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery», написанной на основе курсов, читаемых в Университете Техаса. Несмотря на то, что теория первичных методов разработки представляется всем хорошо знакомой по университетским курсам, мы считаем эту публикацию весьма полезной и своевременной.

Практически все известные книги и учебники, посвященные изложению основ первичных методов разработки пластов, написаны довольно давно, поэтому книга М. Уолша и Л. Лейка, содержащая новые идеи и результаты, сможет стать хорошим дополнением к классической литературе. Вторая цель нашей публикации — еще раз напомнить инженерам-разработчикам о таком мощном методе анализа и прогноза, как метод материального баланса.

К сожалению, в последнее время применение материального баланса при исследовании месторождений нефти становится все менее популярным, так как превалирует мнение, что все задачи можно и нужно решать с помощью «более современной» методики — численного моделирования. Но, как писал Л. Дейк, «численное моделирование и использование аналитических расчетов с помощью материального баланса должны дополнять друг друга, и только тогда можно надеяться на получение адекватных результатов». Надеемся, что книга М. Уолша и Л. Лейка вернет исследователям вкус к расчетам с использованием моделей всех уровней сложности.

Важным достоинством предлагаемой вниманию наших читателей книги является наличие большого числа примеров и упражнений, позволяющих более глубоко понять изложенный материал. Поэтому она будет очень полезной для начинающих исследователей.

Желаем Вам больших успехов!

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

Предисловие

Первичная разработка месторождений является легендой нефтяного бизнеса. Это легенда Джеймса Дина, говорящего Року Хадсону в фильме *Гигант* «мы богаты, мы богаты», легенда Джеда Клэмпетта и легенда вездесущего техасского нефтяного магната. В сущности, это извлечение нефтепродуктов по минимальным затратам — самая легкая форма из трех фаз добычи углеводорода (первичной, вторичной и третичной).

Однако то, что нам удалось написать целую книгу о первичной добыче, свидетельствует о том, что самая легкая форма добычи в действительности не так уж проста. Мы надеемся показать вам, что сложность состоит в разнообразии залежей (все они проходят стадию первичной добычи, что нельзя сказать о вторичной и третичной добыче), в свойствах и поведении пробуренных скважин и прежде всего — в многообразии типов флюидов.

Целью этой работы стало желание предоставить единый источник по первичным методам добычи; мы намеренно включили литературу, которая не используется при написании современных учебников. Несмотря на то что отрасль находится в стадии зрелости — ей уже более 100 лет — добыча большей части углеводородов до сих пор производится на основе первичных методов, то есть вытеснение флюидов из пласта происходит за счет уменьшения пластового давления. Способность этой простой идеи воплощаться во множестве форм и есть тема данной книги. Мы, конечно, уже знаем о нескольких недавно открытых месторождениях (например, месторождение Дипвотер на северном побережье Мексиканского залива), на которых скоро начнется или уже началась стадия эксплуатации, и, возможно, при их разработке будет использован материал в том числе и этой книги.

Книга в основном предназначена для студентов, изучающих первичные методы добычи, однако некоторые разделы являются скорее обзорно-библиографическими, чем образовательными. Большая часть книги — это презентация материала, представленного в технической литературе, однако некоторые разделы являются оригинальными. Это:

1) всестороннее рассмотрение коллекторов, содержащих летучую нефть и газоконденсат, и их свойств;

2) основанный на материальных балансах обобщенный подход к изучению всех типов флюидов;

3) применение первичного истощения резервуароподобных материальных балансов к недонасыщенным нефтяным коллекторам, аналогичное использованию резистивно-емкостных электрических цепей;

4) использование новой формы псевдодавлений, которая дает более согласованный подход при рассмотрении жидких углеводородов и газов.

Несмотря на то что эта книга изначально предназначалась для студентов старших курсов, изучающих инжиниринг резервуаров, она содержит несколько разделов, которые выходят за рамки университетской программы. В оглавлении такие разделы отмечены звездочкой (*). Отметим также, что данное руководство содержит больше материала, чем может быть изучено за один семестр. Это дает преподавателю возможность выборочного использования материала и индивидуализации курса. Некоторые разделы учебника могут быть изучены на других сопутствующих предметах. Например, значительная часть глав 4 и 8 может быть изучена в курсе пластовых флюидов, а главы 7 — в курсах по реологическим свойствам флюидов и испытанию скважин. Включение этих разделов позволило предложить новый взгляд на многие из тем.

Чтобы проиллюстрировать и подчеркнуть некоторые ключевые моменты, книга содержит более 40 примеров решения задач и 147 домашних упражнений. Корреляционные зависимости свойств флюидов в приложениях A–C являются важным справочным материалом и дополняют теорию.

Для выполнения некоторых упражнений в конце каждой главы требуется дополнительный материал из приложений A–E. Эти упражнения имеют верхние индексы «A», «B», «C» и т. д., указывающие нужное приложение.

За работу такого масштаба ответственны несколько человек. Мы выражаем благодарность Джоанне Кастильо, Линде Пэннелл и Грэйс Элинсвей за помощь в подготовке материала и доктору И. Х. Силбербергу за помощь в редактировании. Отдельное спасибо студентам, изучающим инжиниринг резервуаров в Университете Техаса, за пробное использование данного материала. Особую благодарность выражаем нашим женам Кэрол и Элоизе за терпеливое отношение к нашему многомесячному сидению за компьютером.

М. Уолш
Л. Лейк
Остин, Техас, США
Апрель, 2003

Глава 1
Введение

1.1. Введение

Термин *инжиниринг резервуаров* имеет много определений. Пирсон (1958), например, назвал его «искусством прогнозировать будущую отдачу геологического месторождения, добыча нефти или газа в котором производится на основе вероятности и предположений». Кларк (1960) утверждал, что инжиниринг резервуаров «связан с возникновением и движением флюидов в залежах, а также их добычей, которая требует тщательного изучения и оценки всех влияющих на этот процесс факторов, с целью определения наиболее эффективного и выгодного метода извлечения, соответствующего тенденциям экономического развития». Крафт и Хокинс (1959) назвали его «применением научных принципов к проблемам дренирования (отбора флюида), возникающим при подготовке и эксплуатации нефтегазовых месторождений»[1].

Маскет (1949) же целью инжиниринга нефтяных резервуаров назвал «достижение предельной эффективности в эксплуатации нефтеносных залежей. Это подразумевает извлечение максимальных объёмов нефти при минимальных затратах». Высказывание Маскета в равной степени относится и к газу.

Согласно Рамею (1971) инженер-разработчик должен: «(1) произвести и обосновать косвенные измерения количественных характеристик месторождения и (2) на основании этой информации и основных физических принципов спрогнозировать поведение месторождения при любых потенциально полезных схемах добычи». Раджаван (1993) утверждал, что промысловый инженер должен ответить на 3 вопроса.

1) Какой объём углеводородов находится внутри пласта?

2) Какими темпами может производиться добыча имеющегося флюида?

3) Сколько флюида может быть добыто?[2]

Кэмпбелл (1990) обосновал основные положения профессиональной этики инженеров-разработчиков.

Инженер-разработчик изучает как нефтяные, так и газовые месторождения. К нефтяным месторождениям относятся залежи тяжелой, нелетучей и летучей нефти. Газовые месторождения включают газоконденсатные залежи, залежи жирного и сухого газа.

[1] В последние годы стал популярным термин «менеджмент резервуаров» (Раца, 1992; Такур, 1990; Хикман, 1995). Вудс и Абиб (1992) называют менеджмент резервуаров «динамическим процессом формирования и реализации оптимальной стратегии разработки и истощения углеводородных месторождений». Сравнение понятий «менеджмент резервуаров» и «инжиниринг резервуаров» показывает, что они, в сущности, идентичны.

[2] В отечественной практике проблемы, решаемые в рамках инжиниринга резервуаров, в большей части относятся к компетенции нефтегазопромысловой геологии. Нефтегазопромысловая геология определяет объем углеводородов в залежи, проводит геологическое обоснование систем разработки и оценку степени извлечения углеводородов из зележи и решает многие другие задачи. — *Прим. ред.*

Это шесть основных классов пластовых флюидов. Все классы при извлечении ведут себя по-разному и требуют использования различных стратегий добычи для обеспечения максимального извлечения продукта, будь то нефть или газ[1].

Помимо классификации месторождений по типу содержащихся в них углеводородных флюидов, существуют и другие классификации: по типу минералов, образующих месторождение (обычно это называют минералогией), по типу ловушки, по условиям осадконакопления и способу вытеснения флюида.

В этой книге будет уделено особое внимание классификациям по типу флюида и механизму его вытеснения.

Инжиниринг резервуаров также включает в себя изучение первичных, вторичных, и третичных методов добычи. Первичная, вторичная и третичная (бывает даже четвертичная) добыча относятся к различным стадиям разработки углеводородного пласта[2].

Согласно Маскету (1949), *первичная добыча* — это период разработки, который «начинается с момента открытия месторождения и продолжается до тех пор, пока природных запасов энергии хватает для вытеснения нефти (углеводородов) и обеспечения выгодных темпов добычи». Так как пластовое давление почти всегда уменьшается при первичной добыче, существует термин *истощение пластового давления*. Энергия пласта сама приносит флюиды к стволу скважины, однако, чтобы доставить флюиды на поверхность во время первичной добычи, может понадобиться и внешняя энергия (механизированная добыча).

При первичной добыче могут быть использованы методы *поддержания давления*. Согласно Маскету (1949), поддержание давления — это «процесс нагнетания (флюида) в пласт в ходе первичной добычи». Главной задачей этих методов является снижение темпов падения давления в пласте и таким образом сохранение его энергии, что в конечном итоге увеличивает добычу нефти. Обычно для этого используют воду или отсепарированный газ. Оба эти флюида изначально присутствуют в залежи.

Согласно Маскету, *вторичная добыча* представляет собой «нагнетание (флюидов) после достижения пластом состояния почти полного истощения содержащейся в нем энергии, которая использовалась для вытеснения флюида, или после того, как темпы добычи перестали приносить прибыль». Поскольку первичная добыча неизменно приводит к понижению пластового давления, вторичная добыча всегда сопровождается восстановлением пластового давления. Наиболее часто при вторичной добыче для этого используют воду и природный газ, иногда используются также обогащенные углеводородные газы, азот, дымовой газ, углекислый газ, пар, водорастворимые поверхностно-активные вещества, водорастворимые полимеры. Из-за популярности воды как флюида для вторичной добычи термины *заводнение* и *вторичная добыча* иногда ошибочно взаимозаменяют. Не всегда при вторичной добыче используют воду. Например, в месторождении Келли-Снайдер в Западном Техасе вместо воды применяется угле-

[1] Под газовой залежью понимается однофазная залежь, в которой углеводороды находятся только в газовой фазе.

Под нефтяной залежью понимается однофазная залежь, содержащая только нефть с некоторым количеством растворенного газа.

Под газоконденсатной залежью понимается газовая залежь, в которой при изотермическом снижении давления из газа выделяется жидкая углеводородная фаза.

Материалы, раскрывающие суть анализа месторождений с позиций вышеуказанных классификаций, можно найти в справочнике по нефтепромысловой геологии под редакцией Н. Е. Быкова, М. И. Максимова, А. Я. Фурсова. — М.: Недра, 1981. — *Прим. ред.*

[2] Обоснование стадий разработки, принятых в нашей стране, дано в монографии М. М. Ивановой «Динамика добычи нефти из залежи». — М.: Недра, 1976. — *Прим. ред.*

кислый газ, а в месторождениях тяжелой нефти при вторичной добыче по традиции используют нагнетание пара[1, 2].

Если после вторичной добычи нагнетается еще один флюид, то эта стадия эксплуатации называется *третичной добычей*. Большинство промышленных месторождений проходят стадии первичной и вторичной добычи, и на сегодняшний день существует лишь несколько месторождений, которые прошли стадию третичной добычи, что связано с экономическими трудностями. Флюиды, нагнетаемые при третичной добыче, включают углекислый газ, обогащенные углеводородные газы, растворы полимеров и поверхностно-активных веществ. Поскольку эти флюиды изначально не присутствуют в залежи, третичную добычу часто называют добычей с применением методов повышения нефтеотдачи или МПНО (enhanced oil recovery или EOL), но, как уже упоминалось, иногда такие методы используются и при вторичной добыче (Лейк, 1989).

Добыча газа в основном является первичной добычей, поскольку энергии газа вполне хватает, чтобы в достаточной мере исчерпать запасы месторождения без применения вторичных методов. Добыча нефти обычно включает по меньшей мере первичную и вторичную добычу, а иногда и третичную. Суммарная отдача газовых пластов, как правило, превышает 85% первоначальных запасов газа в коллекторе, OGIP (original gas in place), в то время как в среднем суммарный объём нефти, добытой первичными методами, составляет только 12 – 15% первоначальных её запасов, OOIP (original oil in place), 15 – 20% от OOIP добывается вторичными методами, и 4 – 11% третичными (Национальный институт нефтяных и энергетических исследований, 1986). В среднем из промышленного месторождения, не подлежащего третичной добыче, может быть извлечено 27 – 35% его запасов. Примерно 37% современной нефтедобычи ведется с помощью первичных методов.

1.2. Определения

Следующие определения разработаны Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа США (1988).

Сырая нефть. Сырая нефть — это часть нефти, которая существует в жидкой фазе в природных подземных залежах и остается жидкой при атмосферной температуре и давлении. По этому определению к сырой нефти не относится конденсат из попутного газа или летучая нефть. (Определение конденсата из попутного газа (или промыслового конденсата) см. далее.) Сырая нефть может содержать небольшое количество неуглеводородных компонентов, таких как H_2S или CO_2.[3]

[1]Залежи тяжелой нефти при первичной добыче имеют, как правило, незначительный коэффициент нефтеотдачи, поскольку эта нефть очень вязкая. Единственным экономически выгодным методом добычи для таких залежей является нагнетание пара в нефтяной пласт.

[2]Согласно определению Маскета вторичная добыча не является операцией по поддержанию давления. Однако, поскольку определение Маскета было первым, другие ученые расширили термин *поддержание давления* и включили в него любое нагнетание флюидов на всех этапах добычи. Поэтому, если рассматривать это более широкое определение, все методы вторичной и третичной добычи можно считать операциями по поддержанию давления. Более того, методы вторичной и третичной добычи относятся к полномасштабным операциям поддержания давления, поскольку они применяются при относительно фиксированном давлении в залежи.

[3]Согласно государственному стандарту Российской Федерации (Нефть. Общие технические условия. ГОСТ Р.51.858-2002) для характеристики нефти вводится два понятия.

Сырая нефть — жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит:

Дегазированная сырая нефть при пластовой температуре и атмосферном давлении имеет вязкость меньшую или равную 10 000 сП. Флюиды углеводорода с вязкостью более 10 000 сП относят к битумам, тяжелой нефти или гудронам[1].

Природный газ. Природный газ — это часть углеводорода, которая существует в газовой фазе или в виде растворенного газа в нефтяной фазе внутри природных подземных залежей и остается газообразной при атмосферном давлении и температуре. Природный газ может содержать неуглеводородные компоненты[2].

Если природный газ находится в контакте с сырой нефтью или растворен в ней в условиях пласта, то такой газ называют *попутным газом*. Если природный газ находится в коллекторе, который не содержит сырой нефти, его называют *свободным газом*.

Растворенный газ. Растворенный газ — это природный газ, растворенный в нефти коллектора при температуре и давлении пласта, но выделяющийся из нефти при понижении давления.

Конденсат. Конденсат (также промысловый конденсат, дистиллят или летучая нефть) — это углеводородная жидкость, которая присутствует в залежи в газовой фазе, но конденсируется в жидкую фазу при прохождении через наземное сепарационное оборудование. Запасы и добычу конденсата обычно относят к запасам и добыче сырой нефти[3].

Газоконденсатная жидкость. Газоконденсатная жидкость — это углеводородная жидкость, которая присутствует в коллекторе в газовой фазе, но конденсируется в жидкую фазу при прохождении через газоперерабатывающую установку. Промысловый конденсат обычно не относят к газоконденсатным жидкостям. Данное определение газоконденсатной жидкости соответствует определению *продукта переработки*, которое дал Кронквист (1990)[4].

- растворенный газ,
- воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства:
  - жидких энергоносителей: бензина, керосина, дизельного топлива, мазута;
  - смазочных масел, битумов и кокса.

Товарная нефть — нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке. — *Прим. ред.*

[1]Существуют различные определения тяжелой нефти и гудрона. Тяжелую нефть или гудрон также называют битумом. Бриггс и др. (1988) называют тяжелой нефтью нефть с вязкостью более 100 сП. Институт образования и исследований при ООН (Гибсон, 1982) называет битумом нефть с вязкостью более 10 000 сП и плотностью более 0,935 г/см^3. Мейер и Фултон (1982), а также Боберг (1988) тяжелой нефтью называют нефть, имеющую в нормальных условиях плотность более 1 г/см^3.

[2]В отечественной литературе обычно выделяются самостоятельные виды газа: газ газовых залежей; газ газовых шапок; газ газоконденсатных залежей и газ нефтегазовых (газонефтяных) залежей. Выделяются также отдельно: газ, выделившийся из нефти при снижении давления ниже давления насыщения, и газ, находящийся в нефти в растворенном состоянии. — *Прим. ред.*

[3]По российской терминологии газоконденсатная залежь — это такая газовая залежь, которая содержит $C_{5+высшие}$ в пределах 0,2 – 0,6% от объема залежи. Это соответствует содержанию конденсата около 30 см^3/м^3 (В. Г. Васильев и др., 1966). — *Прим. ред.*

[4]Кстати, может показаться, что это определение газоконденсатной жидкости противоречит определению Общества инженеров-нефтяников (1981), которое гласит, что «газоконденсатная жидкость — это та часть пластового газа, которая превращается в жидкость на поверхности при помощи сепараторов, промышленного оборудования или газоперерабатывающих установок». Поскольку это определение относит к газоконденсатной жидкости жидкость, полученную с помощью промыслового сепаратора, его

Истощенная скважина. Истощенная скважина — это действующая скважина, которая выкачивает или поднимает менее $1,6$ м^3/сут. сырой нефти (для нефтяных скважин) или $1,7$ тыс. м^3/сут. природного газа (для газовых скважин).

Запасы. Запасы — это то количество сырой нефти, конденсата, природного газа и газоконденсатной жидкости, которое может быть извлечено из недр с момента указанной даты при существующих экономических условиях, технологическом режиме, государственном регулировании и преобладающей технологии[1].

Подсчет запасов не является точным и зависит в основном от количества и надежности геологических и технических данных, имеющихся в наличии в период их оценки и анализа. Относительная степень неточности преодолевается путем классификации запасов на достоверные и недостоверные. Вероятность добычи недостоверных запасов намного меньше, чем достоверных. По степени неуверенности в возможности их добычи недостоверные запасы в свою очередь делят на прогнозные и возможные[2].

Если не указывается принадлежность запасов к достоверным, прогнозным или возможным, они являются достоверными.

Углеводородная залежь. Углеводородная залежь — это скопление нефти и/или газа, заполняющее одну геологическую ловушку. Залежь может быть небольшой (несколько акров) или занимать несколько квадратных миль. Месторождение состоит из одной или нескольких залежей.

Углеводородное месторождение. Отдельную залежь или группу залежей, находящихся в одной геологической ловушке, называют месторождением. Залежи, которые составляют месторождение, могут залегать на разной глубине или располагаться поперечно по всей ловушке. Если месторождение имеет две или несколько залежей, это означает, что эти залежи не граничат между собой. Поскольку месторождение может состоять из нескольких тесно связанных залежей, термины залежь и месторождение часто путают.

Нефтегазоносная провинция. Нефтегазоносной провинцией в широком смысле слова можно назвать область, где несколько нефтяных и/или газовых месторождений находятся в идентичных или близких геологических условиях. Например, Среднеконтинентальная область США — это провинция, которая включает несколько субпровинций, таких как Бассейн Анадарко, субпровинция Панхэндл на северо-западе Техаса и субпровинция Чероки-Сэнд на юго-востоке Канзаса и северо-востоке Оклахомы.

На рисунке 1.1 изображена карта крупнейших осадочных бассейнов или нефтегазоносных провинций США.

1.3. Ловушки

Углеводородные залежи накапливаются в подземных ловушках. Термин *ловушка* означает природный барьер, мешающий углеводороду двигаться дальше. Впервые его использовал Мак Коллоу (1954).

можно рассматривать как относящее конденсат из попутного газа к газоконденсатной жидкости. Однако Общество инженеров-нефтяников подчеркивает, что конденсат, полученный в сепараторах и «смешанный с потоком сырой нефти», не относится к газоконденсатной жидкости.

[1] В России запасы определяются как массовое количество нефти, газа, конденсата или объемное количество газа на дату подсчета запасов в залежи, приведенные к поверхностным условиям. — *Прим. ред.*

Данное авторами книги определение запасов соответствует термину «извлекаемые запасы», используемому в России. — *Прим. ред.*

[2] В России степень достоверности запасов определяется категориями А, В, C_1 и C_2. Наиболее достоверными являются запасы категории А, наименее достоверными — C_2. — *Прим. ред.*

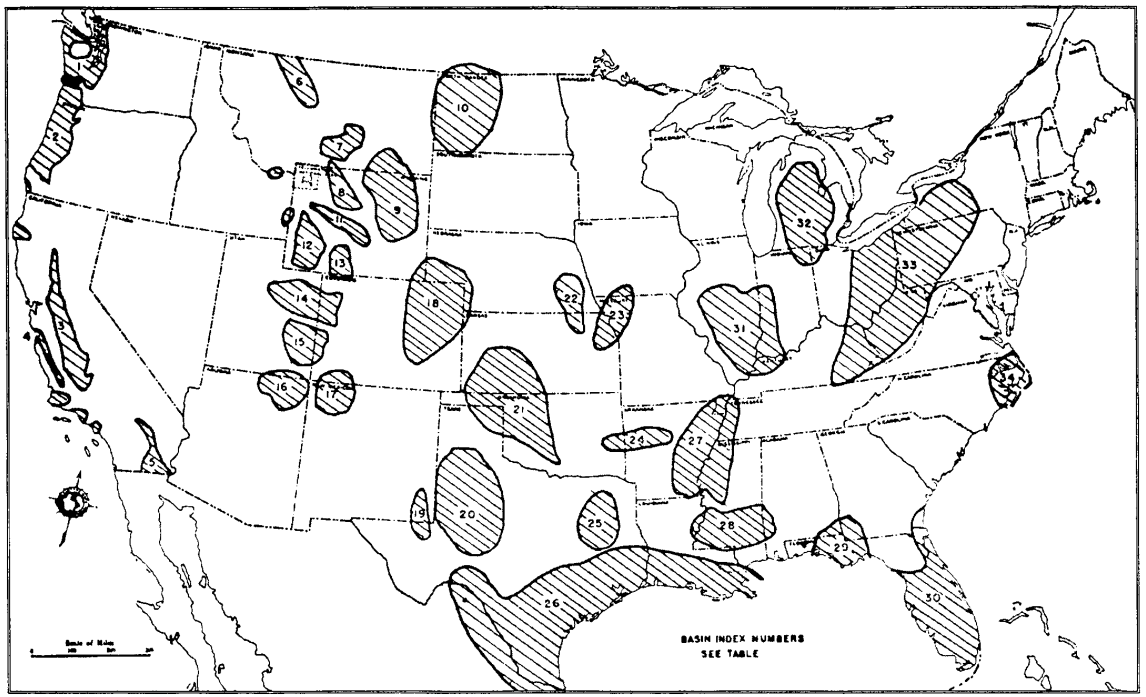


Рис. 1.1. Карта основных нефтегазоносных провинций США: (1) Паджет-Саунд, (2) Уэст-Орегон, (3) Сакраменто, (4) Салинас, (5) Империал-Вэлли, (6) Норт-Монтана — Маунтэйн-Фронт, (7) Сауз-Централ-Монтана, (8) Биг-Хорн, (9) Паудер-Ривер, (10) Уиллистон, (11)Винд-Ривер, (12) Бриджер, (13) Вашаки, (14) Уинта, (15) Колорадо-Ривер, (16) Блэк-Меса, (17) Сан-Хуан, (18) Денвер, (19) Делавэр, (20) Мидланд, (21) Анадарко, (22) Салина, (23) Форест-Сити, (24) Мак-Алестер, (25) Ист-Техас, (26) Северное побережье Мексиканского залива, (27) Миссисипи-Вэлли, (28) Миссисипи-Солт-Доум, (29) Юго-западная Джорджия, (30) Флорида, (31) Иллинойс, (32) Мичиган, (33) Аппалачи, (34) Хаттерас. По Молтону (1948)

Существует много классификаций ловушек. Уилсон разделил их на 4 группы: (1) ловушки, созданные локальной деформацией пластов, (2) ловушки, созданные снижением проницаемости пород, (3) ловушки, созданные сочетанием складчатости и снижения проницаемости пород, (4) ловушки, созданные сочетанием сдвигов и снижения проницаемости пород. Вильгельм (1945) предложил другую классификацию: (1) выпуклые ловушки, (2) ловушки, созданные контрастом проницаемости пластов, (3) ловушки, созданные выклиниванием пластов, (4) соляные ловушки и ловушки, созданные диапировыми складками. Рассматривая различные типы ловушек, следует помнить, что из-за различной природы углеводородных месторождений абсолютно точной классификации не существует.

Мы возьмем более простую классификацию: (1) структурные ловушки, (2) стратиграфические ловушки и (3) интрузионные ловушки или ловушки, созданные диапировыми складками. Такое деление основано на классификации Уилсона (1934). Структурные ловушки формируются путем деформации горной породы месторождения; это может быть образование складок или сдвигов или их сочетание. Структурные ловушки включают в себя антиклинали, купола и сбросовые ловушки. На рис. 1.2 схематически показано поперечное сечение антиклинали или купола. Разная степень заштрихованности на рисунках соответствует различным слоям или горным породам. На рисунке 1.3 можно увидеть схематическое трехмерное изображение антиклинали, на рисунке 1.4 — купола. Рисунок 1.5 изображает сбросовую ловушку. Обозначенные черным области здесь и далее показывают местонахождение нефти. На рисунке 1.6 показана схема разорванной антиклинали.

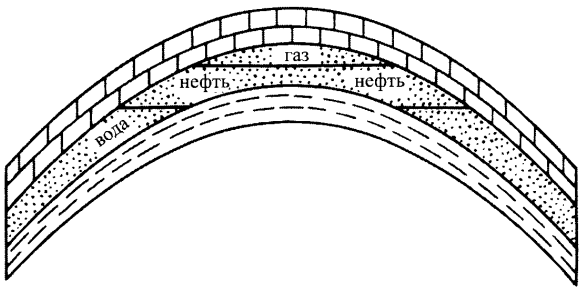


Рис. 1.2. Схема поперечного сечения антиклинали или купола. По Гатлину (1960)

Сбросовые ловушки образуются в результате разрывов или трещин и часто располагаются около горных хребтов. Область Скалистых гор является наиболее изученным горным хребтом и содержит большое количество ловушек такого типа. Месторождение Статфьорд в Северном море — пример сбросовой ловушки, содержащей более 477 млн $м^3$ промышленных запасов нефти.

Стратиграфические ловушки формируются стратиграфическими или литологическими несогласиями. Стратиграфические ловушки включают ловушки, созданные выклиниванием пластов, линзовидные песчаники, известняковые рифы, ловушки, созданные контрастом проницаемости пластов, линзовидные ловушки и угловые несогласия в напластовании. Угловые несогласия — это пласты, сформировавшиеся при складчатообразовании и залегающие наклонно друг к другу. Со временем вершины гор поддавались эрозии, формируя плоскую поверхность. На неё откладывались новые пласты.

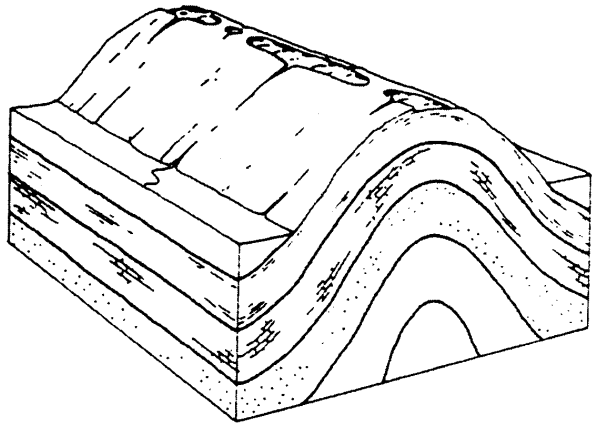


Рис. 1.3. Трехмерная схема антиклинали

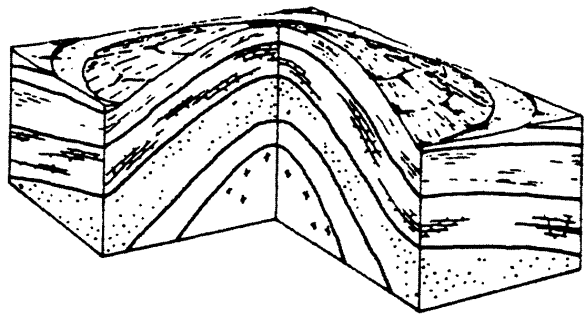


Рис. 1.4. Трехмерная схема купола

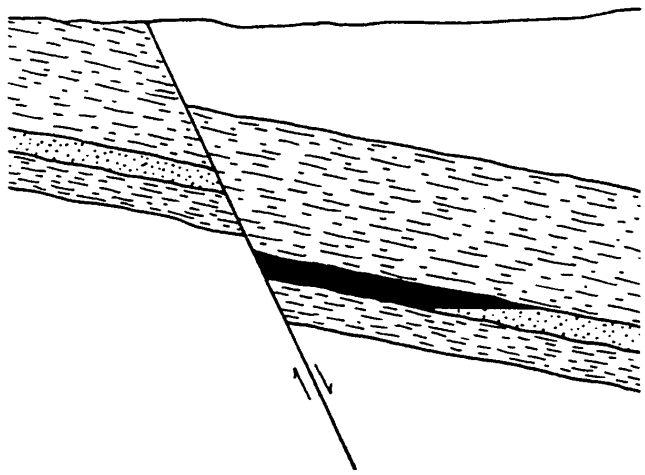


Рис. 1.5. Схема сбросовой ловушки. Черный цвет показывает местонахождение нефти

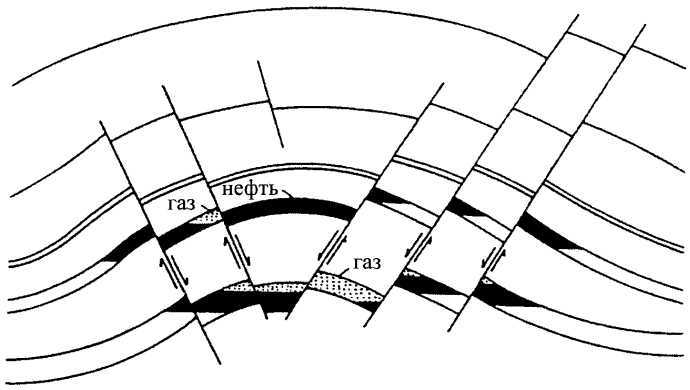


Рис. 1.6. Схема разорванной антиклинали

В результате плоские пласты образовали над угловыми затвор, который стал препятствовать миграции углеводородов. На рисунке 1.7 изображена схема углового несогласного залегания. Поскольку обычно такие залегания представляют собой огромные подземные структуры, они могут создавать гигантские ловушки нефти и газа. Два самых больших месторождения нефти в США Прадхо-Бей и Ист-Техас представляют собой именно угловые несогласия в напластовании.

Рисунок 1.8 демонстрирует схематическое изображение ловушки, созданной выклиниванием пластов. Такие ловушки небольших размеров широко распространены вдоль Мексиканского залива в Техасе и Луизиане. На рисунке 1.9 изображена схема линзовидного песчаника или линзовидной ловушки. Варьируя размеры от маленьких до гигантских, линзовидные песчаники часто заполнены нефтью и газом при отсутствии водонефтяного контакта. Месторождения Гленн-Пул и Бурбанк в Оклахоме — примеры линзовидных песчаников, содержащих более 80 млн $м^3$ нефти каждый. Известняковые рифы похожи на линзовидные песчаники и отличаются лишь тем, что состоят в основном из известняка морского происхождения и под ними находится вода. Хорошим примером являются девонские рифы провинции Альберта в Канаде и пермские нефтяные бассейны в Западном Техасе и Нью-Мексико. Здесь же можно упомянуть о Силурийских рифах Мичиганского и Иллинойского бассейнов.

Последняя категория ловушек углеводородов — это интрузионные ловушки или ловушки, созданные диапировыми складками, — формируется на боковой поверхности интрузионных структур, таких как соляные купола или вулканические интрузии. На рисунке 1.10 показана схема соляного купола в разрезе. Соляные купола могут образовывать богатые углеводородные ловушки. Типичный соляной купол часто имеет десятки, а иногда более сотни залежей нефти и газа. Нефтяные залежи над соляным куполом формируются комбинацией складчатости и разрывов. Формирование происходит также по сторонам купола за счет диапировых складок и за счет непроницаемости стенок самого купола. Соляные купола чаще всего встречаются в прибрежных территориях. Примером тому может служить нефтяное месторождение Спиндлтоп в Бьюмонте, Техас. Соляные отложения Цехштайн в Северном море сформировали множество соляных куполов. Месторождение нефти Экофиск в Северном море — еще один наглядный пример.

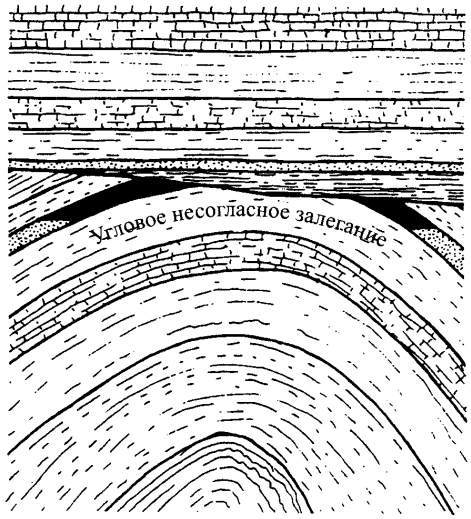


Рис. 1.7. Схема углового несогласия в напластовании. Черный цвет показывает местонахождение нефти

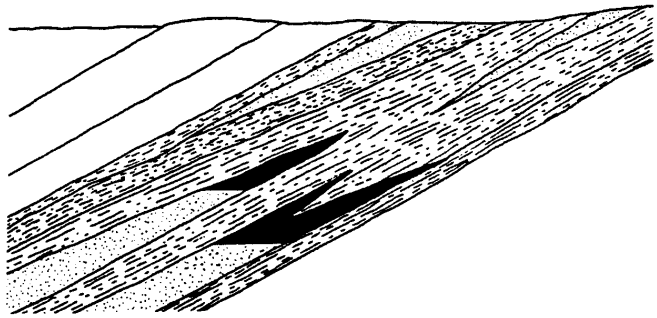


Рис. 1.8. Схема ловушки, созданной выклиниванием пластов

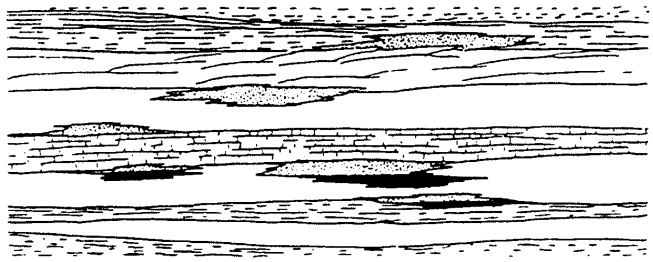


Рис. 1.9. Схема линзовидного песчаника

Рассматривая ловушки по количеству добываемой нефти, Лит и Джадсон (1958) подсчитали, что 80% мировой добычи нефти приходится на антиклинали, 13% — на стратиграфические ловушки (несогласные напластования и рифы) и 1% на сбросовые ловушки. Оставшиеся 6% нефти добывают в ловушках комбинированного типа.

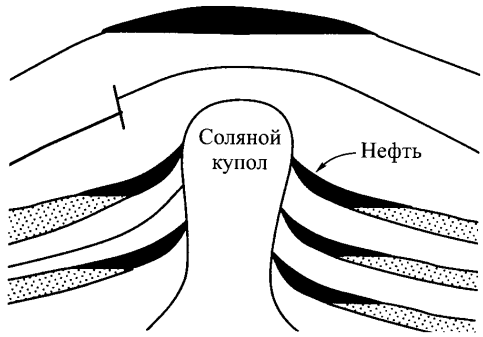


Рис. 1.10. Схема соляного купола. Черным показано расположение отдельных нефтяных залежей

1.4. Пластовые давления

В начале разработки залежи давление флюида в пласте зависит от веса покрывающего слоя (вышележащей толщи) и того, какая его часть поддерживается породой-коллектором. Вес покрывающего слоя выражается в давлении, представляющем собой общее вертикальное напряжение, созданное суммарным весом флюида и породы. Давление покрывающего слоя также называют литостатическим, геостатическим давлением земли или горным давлением. Поддержка породы-коллектора выражается в эффективном напряжении, т. е. нагрузке на межзеренные соединения. Обычно это нормальная составляющая действующего напряжения. Основываясь на статическом балансе сил, давление покрывающего слоя p_o равно сумме давления флюидов или порового давления p_p и зеренного давления p_g:

$$p_o = p_p + p_g. \tag{1.1}$$

Давление флюида или поровое давление p_p представляет собой пластовое давление.

Давление покрывающего слоя выражается в виде градиента давления, т. е. это изменение давления относительно глубины пласта. Градиент давления покрывающего слоя напрямую связан с объемной плотностью пласта и покрывающих отложений. Объемная плотность в свою очередь зависит от плотности зерен (плотности породы), плотности флюида (воды) и пористости. Объемная плотность $\hat{\rho}_b$ рассчитывается по формуле

$$\hat{\rho}_b = \hat{\rho}_w \phi + (1 - \phi)\hat{\rho}_r, \tag{1.2}$$

где $\hat{\rho}_w$ и $\hat{\rho}_r$ — плотность воды и плотность зерен (плотность породы) соответственно, ϕ — пористость. Это уравнение предполагает, что единственным внутрипоровым флюидом является вода. Объемная плотность связана с давлением покрывающих отложений формулой

$$p_o = \hat{\rho}_b g H,$$

где H — вертикальная глубина подземной части пласта, g — ускорение свободного падения, p_o — относительное (манометрическое) давление. Произведение $\hat{\rho}_b g$ составляет *удельный вес*, выраженный в силе на единицу объема или давлении на единицу длины (т. е. градиент давления).

Плотность зерен практически всех осадочных пород приблизительно равна $2,65$ г/см^3 ($\pm 3 - 5\%$) (Пирсон, 1959). Плотность воды приблизительно составляет

1 г/см^3. Такие плотности соответствуют следующему удельному весу: $\hat{\rho}_r g = 0,26$ и $\hat{\rho}_w g = 0,098$ бар/м соответственно. Таким образом, градиент давления покрывающего слоя обычно составляет от $0,098$ (если покрывающий слой — это флюиды без породы) до $0,26$ бар/мм (если отсутствует вода). Типичное значение равно $0,23$ бар/м.

Градиенты порового давления в начале разработки залежи находятся между гидростатическими градиентами и градиентами давления покрывающего слоя. Градиент гидростатического давления — это градиент давления флюидов. Если столб флюида содержит только воду, градиент гидростатического давления равен $0,098$ бар/м. Вследствие влияния растворенных в воде веществ, градиент гидростатического давления может достигать $0,122$ бар/м. В таблице 1.1 представлены некоторые значения гидростатических градиентов и минерализации вод в различных частях Земли. Наибольшее количество растворенных в пластовых водах веществ зафиксировано в Салинских доломитах в Мичигане и составляет 643 000 мг/л (весовых промилле) (удельная плотность — $1,458$) (Кейс, 1945). В этих пластовых водах гидростатический градиент составляет $0,142$ бар/м.

Как правило, градиент порового давления близок к градиенту гидростатического давления. На рисунке 1.11 изображен график зависимости начального порового давления от глубины пласта для нескольких нефтяных залежей, сложенных известняком Смаковер, Арканзас, США. Удельная плотность пластовых вод приблизительно равна $1,22$. Эта плотность флюида соответствует гидростатическому удельному весу $0,118$ бар/м, что приблизительно равно градиенту порового давления при открытии залежи.

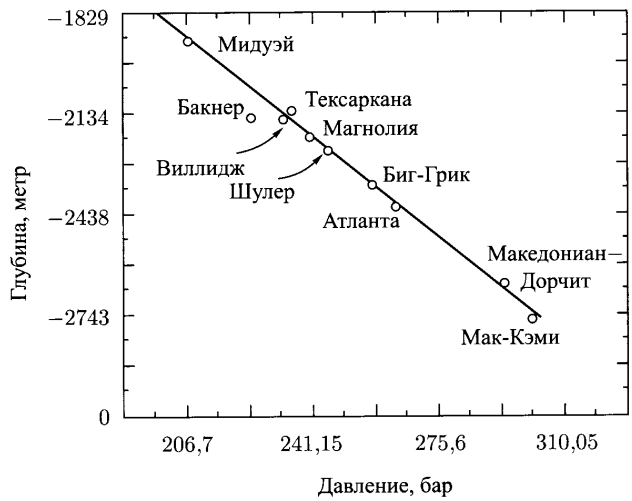


Рис. 1.11. Зависимость начального пластового давления от глубины залегания в 10 образованных известняком нефтяных залежах месторождения Смаковер, Арканзас, США. Средняя плотность пластовых вод $1,12$. По Леворсену (1967)

Залежи, в которых начальное давление существенно отличается от рассчитанных в зависимости от градиента гидростатического давления, считаются залежами с аномально высоким пластовым давлением, избыточным давлением или геостатическим давлением. Горная система в залежах с аномально высоким давлением сохраняет равновесие, но зеренное давление (эффективное напряжение) в них меньше, чем в зале-

Таблица 1.1. Градиенты гидростатического давления и минерализация в различных частях Земли

Местоположение	Общее количество растворенных веществ, мг/л	Плотность, г/см^3	Гидростатический градиент, бар/м	Ссылка
Альберта, Канада; м-е Викинг	13 510	1,010	0,0988	Коллинс, 1987
Альберта, Канада; м-е Викинг	64 160	1,060	0,1038	Коллинс, 1987
Калифорния, м-е Мидуэй	2 140	1,001	0,0981	Коллинс, 1987
Калифорния, м-е Мидуэй	42 120	1,030	0,1008	Коллинс, 1987
Оклахома, м-е Рэд-Форк	155 210	1,115	0,1092	Коллинс, 1987
Оклахома, м-е Рэд-Форк	243 660	1,164	0,1139	Коллинс, 1987
Венесуэла, м-е Ла-Пас	15 910	1,011	0,0990	Коллинс, 1987
Колорадо, м-е Сандэнс	1 530	1,001	0,0979	Коллинс, 1987
Колорадо, м-е Сандэнс	17 840	1,013	0,0990	Коллинс, 1987
Вайоминг, м-е Тэнслип	100	1,000	0,0979	Коллинс, 1987
Вайоминг, м-е Тэнслип	6 350	1,004	0,0983	Коллинс, 1987
Западный Техас, м-е Сан Андрэас	25 010	1,033	0,1010	Коллинс, 1987
Западный Техас, м-е Сан Андрэас	241 940	1,154	0,1130	Коллинс, 1987
Морская вода	35 000	1,025	0,1004	Коллинс, 1987
Пресная вода	500	1,000	0,0979	Коллинс, 1987
Большое Соленое Озеро (положение 1)	110 000	1,080	0,1058	Уолд, 1996
Большое Соленое Озеро (положение 2)	280 000	1,216	0,1189	Уолд, 1996
Мертвое Море	240 000	1,183	0,1157	Харрис, 1976

жах с нормальным давлением. Существует несколько механизмов формирования залежей с аномально высоким давлением. Например, они могут возникать в процессе накопления осадка или при закрытии пор, когда пластовые воды попадают в ловушку, изолированную непроницаемыми породами. Залежи с аномально высоким давлением также могут возникать в процессе тектонического поднятия, когда пласт оказывается на меньшей глубине быстрее, чем происходит отток жидкости из него. Поднятие приводит к возникновению избыточного давления только в случае совместного действия с таким геологическим процессом, как эрозия, которая срезает перекрывающие отложения в области поднятия и тем самым снижает нагрузку на пласт.

Градиент порового давления в залежах с избыточным давлением находится в диапазоне от 0,135 до 0,226 бар/м. На рисунке 1.12 изображен график зависимости начального давления от глубины пласта в некоторых залежах с аномально высоким давлением в северной части побережья Мексиканского залива (США).

Если флюиды из ствола скважины нагнетаются в пласт при очень высоком давлении, происходит его гидравлический разрыв. Гидравлический разрыв может как увеличить производительность скважины, так и негативно повлиять на объемный коэффициент извлечения. Решение о намеренном гидравлическом разрыве должно приниматься с учетом индивидуальных характеристик пласта. Разрыв происходит тогда, когда прикладываемое гидравлическое давление превышает давление гидравлического разрыва p_f. Андерсон доказал, что давление гидравлического разрыва приблизительно

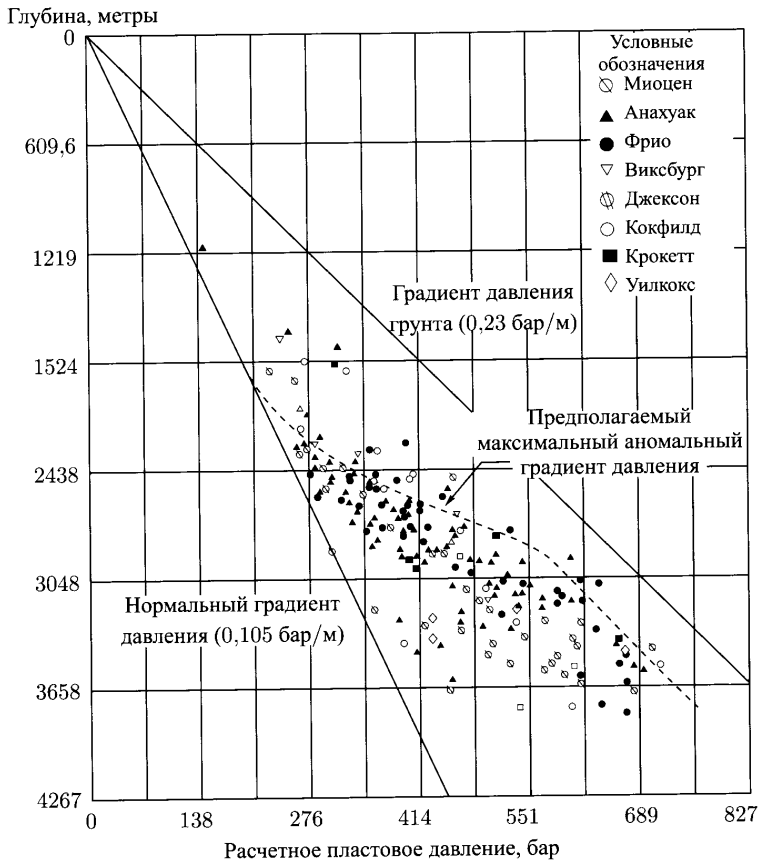


Рис. 1.12. Зависимость пластового давления от глубины пласта в некоторых залежах с аномально высоким давлением в Северной части побережья Мексиканского залива. По Кэннону и Саллинсу (1946)

равно

$$p_f = \left(\frac{D}{3}\right)\left(1 + \frac{2p_p}{D}\right),$$

где p_f — давление гидравлического разрыва пласта; D — глубина пласта; p_p — поровое давление.

Это равенство принадлежит Хубберту и Уиллису (1957) и предполагает, что градиент давления покрывающего слоя равен $0,226$ бар/м. Например, если начальное поровое давление равно $206,7$ бар на глубине 1829 м, тогда давление гидравлического разрыва пласта равно $(1/2,712)(1829/3)[1 + 2(206,7/1829)]$ или $275,6$ бар. Этот пример свидетельствует, что давление гидравлического разрыва пласта приблизительно составляет $4/3$ начального давления при открытии залежи.

1.5. Пластовая температура

Температура пласта зависит от глубины пласта и преобладающего геотермического (температурного) градиента. Геотермический градиент обычно находится в диапа-

Таблица 1.2. Геотермические градиенты месторождений Северной Америки (Кац и др., 1959)

Месторождение	Геотермический градиент °C/100 метров
Ист-Техас, Вудбайн	4,04
Бурбанк, Оклахома	4,04
Норт-Петтус, Би Каунти, Техас	3,99
Ледак, Альберта, Канада	3,86
Форт-Сэнт-Джон, Британская Колумбия	3,32
Дип-Лэйк, Луизиана	2,11
Оклахома-Сити, Оклахома	2,09
Хьюготон, Оклахома	1,54
Панхендл, Техас	1,29
Моньюмент, Нью-Мексико	1,10

зоне от 1,8 до 3,7° С на каждые 100 метров глубины, немного увеличиваясь с глубиной. Типичное значение геотермического градиента составляет 2,94° С/100 метров. В таблице 1.2 представлено несколько значений геотермических градиентов в различных частях Северной Америки. Некоторые регионы, такие как Западный Техас, считаются низкотемпературными, а некоторые, такие как северная часть побережья Мексиканского залива, считаются высокотемпературными.

1.6. Пластовые флюиды

Углеводородные пластовые флюиды делят на 6 классов: (1) тяжелая нефть, (2) нелетучая нефть, (3) летучая нефть, (4) газоконденсат, (5) жирный газ, (6) сухой газ. Эта классификация широко используется, несмотря на отсутствие четких границ между классами. В таблице 1.3 собраны некоторые характеристики этих флюидов. Перечисленные шесть классов флюидов часто разделяют на подклассы. Подклассы включают в себя конденсаты жирного газа, конденсаты сухого газа, сырую нефть с высокой степенью усадки и околокритические флюиды. Названия этих подклассов иногда употребляют как названия классов (более подробно классы флюидов рассматриваются в главе 4).

Одной из классификаций углеводородных месторождений является классификация по типу флюида. Например, месторождения, содержащие нелетучую нефть, называют месторождениями нелетучей нефти (таблица 1.3).

Специальных исследований для определения, какой процент действующих месторождений относится к каждому типу флюидов, не проводилось. Однако изучение 509 крупнейших углеводородных месторождений (не включая месторождения тяжелой нефти) позволило разделить их следующим образом (Кармальт и Сент Джон, 1984):

Месторождение	Процентов от общего количества[1]
Нелетучая нефть	60
Летучая нефть или газоконденсат	15
Жирный газ или сухой газ	25

[1]Это деление основано на добыче дегазированной нефти, выраженной в процентах от общего объема

Таблица 1.3. Углеводородные флюиды и их характеристики

Характеристика	Классификация флюидов						
	Нефть				Газ		
	Тяжелая нефть и гудроны	Стандартные нелетучие сырые нефти	Нефти с высокой степенью усадки	Летучие нефти	Конденсаты жирного газа	Стандартные газоконденсаты	Жирный и сухой газ
Начальный молекулярный вес флюида	150+	80–150	60–80	40–60	30–40	23–35	< 23
Цвет товарной нефти	черный	от коричневого до темно-зеленого	от коричневатого до светло-зеленого	от зеленоватого до оранжевого	от оранжевого до желтого	от желтоватого до прозрачного	бесцветный
Плотность дегазированной нефти, кг/см^3	0,966–1,037	0,825–0,966	0,802–0,855	0,759–0,816	0,759–0,816	0,739–0,802	> 0,802
Доля C_{7+}, мол. %	> 50	30–50	25–35	10–30	6–12	1–6	0–1
Газовый фактор флюида, м^3/м^3	0–35,6	35,6–124,6	124,6–213,6	213,6–623	623–1424	1424–5340	3560+
Начальный объемный коэффициент флюида, B_o, м^3/м^3	1,0–1,1	1,1–3	1,3–1,7	1,7–3,0	3,0–6,0	6,0–20,0	20,0+
Типичная пластовая температура, °C	32–93	38–93	49–121	65–150	65–150	65–150	65–150
Типичное давление насыщения, бар	0–34,45	20,67–344,5	137,8–344,5	206,7–516,8	206,7–620,1	103,35–620,1	–
Содержание летучей нефти в газе*, м^3/тыс. м^3	0	0–5,62	5,62–56,2	56,2–1123,7	842,8–1685,5	280,9–1404,6	0–280,9
Максимальный объемный % жидкости при CCE*	100	100	100	100	25–45	0–25	0
OOIP, м^3/га·м (объем)	644,5–2707	515,5–2578	386,7–2062,5	257,8–1547	116–902,3	38,7–451,2	0–129
Первичная добыча, % от OOIP	0–5	10–25	15–25	20–30	30–50	40–60	80–95
Первичная добыча, м^3/га·м (объем)	0–77,3	122,5–386,7	129–309,4	103,1–283,6	77,3–257,8	30,9–154,7	0–64,5
OGIP, тыс. м^3/га·м (объем)	0–45,89	45,89–160,6	80,3–252,4	137,7–344,2	160,6–573,6	183,5–688,3	1606–2294,4
Первичная добыча, % от первоначальных запасов газа в коллекторе	0–70	50–75	60–80	65–85	70–85	75–85	80–95
Первичная добыча, тыс. м^3/га·м (объем)	0–32,12	22,94–114,72	45,89–172	91,77–298,3	114,7–504,8	137,7–573,6	137,7–2064,9

* Содержание летучей нефти в пластовом газе при давлении насыщения.

CCE — constant-composition expansion — расширение при постоянном составе.

Из всех залежей углеводородов в мире наиболее интенсивно эксплуатируются залежи нелетучей нефти, на втором месте находятся залежи жирного и сухого газа, а на третьем — залежи летучей нефти. Указанные выше цифры, вероятно, недооценивают действительное количество залежей летучей нефти и газоконденсата, так как многие из них, по всей видимости, еще не разведаны, поскольку залегают глубже, чем залежи нелетучей нефти.

При делении на отдельные классы углеводородные флюиды, по сути, представляют собой непрерывный спектр и могут быть охарактеризованы согласно их молекулярной массе. Некоторые важные характеристики залежи и флюида на самом деле находятся в тесной взаимосвязи с начальной молекулярной массой (или, по-другому, весом) флюида.

Например, на рисунке 1.13 изображен график зависимости начального объемного коэффициента (вверху) и начального газового фактора (внизу)[1] от молекулярного веса флюида для 36 месторождений (более подробно объемные коэффициенты и газовые факторы будут рассмотрены в главе 4). Ось абсцисс охватывает молекулярный вес от 15 до 180, в этот диапазон входит весь спектр углеводородных флюидов: начиная с сухих газов и заканчивая тяжелой нефтью. В таблице 1.4 представлена молекулярная масса различных классов флюидов. График на рисунке 1.13 построен для следующего диапазона характеристик залежи и флюида:

молекулярный вес:	$17-71$,
температура:	$43-163^\circ$ C,
давление насыщения:	$14,06-857,4$ бар,
начальный объемный коэффициент:	$1,06-18,6$ м^3/м^3,
начальный газовый фактор:	$17,44-27,644$ м^3/м^3,
содержание метана:	$1-86$ молярных процентов,
содержание гептана-плюс:	$1,6-73$ молярных процентов.

Большинство из этих свойств будет позже рассмотрено более подробно.

Рисунок 1.13 показывает, что начальный коэффициент пластового объёма и содержание растворенного газа в нефти тесно связаны с молекулярным весом. Это позволяет считать последний надежным корреляционным параметром. МакКейн (1994) в качестве такого параметра успешно использовал содержание гептанов-плюс.

Граница между нефтью и газом приблизительно проходит по молекулярному весу, равному 43, начальному объемному коэффициенту флюида, равному $3,0$ м^3/м^3, и начальному газовому фактору 590 м^3/м^3. Кронквист (1979) заметил, что молярные доли гептана-плюс в газах составляют 11% и менее, а в нелетучей нефти — 35% и более.

Между прочим, пластовые флюиды не всегда разделяют на *нефть* и *газ* по составу, молекулярной массе и лабораторным свойствам. Используются и другие определения. Например, согласно одному из юридических определений, газовой является скважина с начальным эксплуатационным газовым фактором более 17 800 м^3/м^3 (Крафт и Хокинс, 1959).

всех извлекаемых углеводородов: 65% или более для месторождений нелетучей нефти, от 3 до 65% для месторождений летучей нефти и газоконденсата и менее 3% для месторождений жирных и сухих газов. Общий объем извлекаемых углеводородов составляет сумму извлеченных объемов дегазированной нефти и поверхностного газа, где объем извлекаемого газа выражается в виде «нефтяного эквивалента», в котором предполагается, что 1070 м^3 газа равны 1 м^3 нефти.

[1] Начальный газовый фактор — это количественное соотношение отсепарированного газа и дегазированной нефти в образце начальной пластовой нефти или газа.

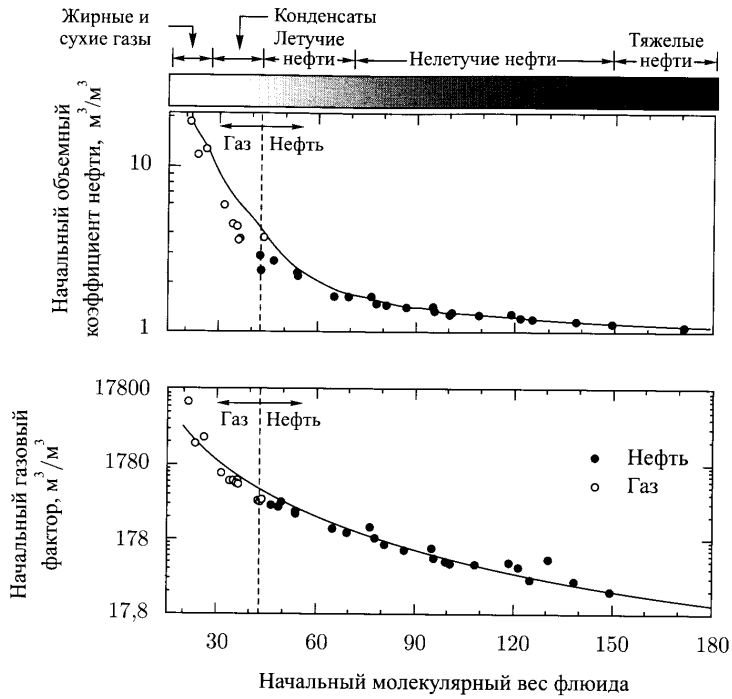


Рис. 1.13. Зависимость начального объемного коэффициента (вверху) и начального газового фактора (внизу) от начального молекулярного веса флюида

Таблица 1.4. Зависимость молекулярного веса и запасов нефти от класса пластового флюида

Класс флюида	Диапазон молекулярного веса	Запасы нефти, в % от общих запасов
Жирные и сухие газы	14–25	0–20
Газоконденсаты	25–43	20–35
Летучие нефти	43–70	35–70
Нелетучие нефти	70–150	70–95
Тяжелые нефти	150+	95–100

Начальные запасы нефти и газа в коллекторе на единицу объёма пласта также находятся в корреляционной зависимости с молекулярной массой. На рисунке 1.14 изображен график такой зависимости. Первоначальные запасы нефти и газа в коллекторе на единицу объёма пласта выражены здесь в количестве стандартных куб. метров нефти и тысячах куб. метров газа на 1 пластовый куб. метр порового пространства, занятого углеводородами. На верхнем и нижнем графиках показано соответственно увеличение и уменьшение первоначальных запасов нефти и газа при увеличении молекулярной массы флюида. Существование таких соотношений неудивительно, поскольку первоначальные запасы нефти (OOIP) на единицу объёма порового пространства углеводородов составляют $1/B_{oi}$, а первоначальные запасы газа (OGIP) на единицу объема порового пространства — $1/B_{gi}$. Если флюид изначально недонасыщен, B_{gi} связан с B_{oi} отношением B_{oi}/R_{si}. На рисунке 1.13 уже была показана взаимосвязь этих характеристик флюида и его молекулярного веса.

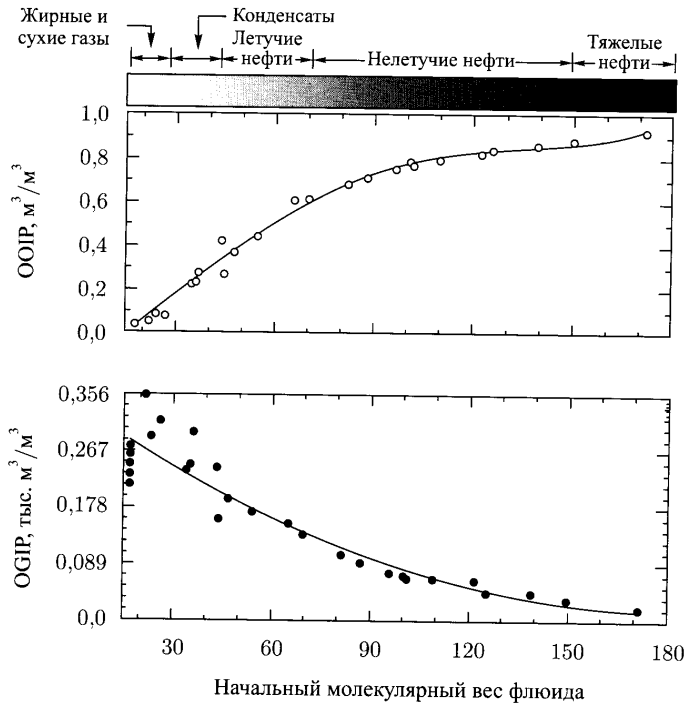


Рис. 1.14. Зависимость первоначальных запасов нефти (вверху) и газа (внизу) на единицу объема пласта от молекулярного веса флюида

Коэффициенты нефте- и газоотдачи также связаны с молекулярной массой флюида. На рисунке 1.15 изображен график зависимости извлеченных при первичной добыче запасов нефти и газа (в виде процента от OOIP и OGIP) от молекулярного веса флюида[1]. Коэффициенты отдачи уменьшаются с увеличением молекулярной массы от сухих газов до тяжелой нефти. Жирные газы и газоконденсаты имеют высокий коэффициент нефтеотдачи, так как при их добыче большая часть нефти или вся она полностью извлекается вместе с газом в виде летучей нефти. Таким образом, добыча нефти становится прямым следствием добычи газа. С другой стороны, тяжелая нефть при извлечении имеет низкий коэффициент нефтеотдачи из-за высокой вязкости и небольшого содержания растворенного газа. Флюиды с высокой вязкостью противятся вытеснению, а низкое содержание растворенного газа свидетельствует о небольшой энергии пласта.

На рисунке 1.16 изображен график зависимости извлекаемых первичными методами запасов нефти и газа на единицу объёма пласта от молекулярной массы флюида. Запасы выражены в стандартных куб. метрах нефти (stv) и тысячах кубических метров газа (svg) на объём порового пространства углеводородов. Количество извлекаемых первичными методами запасов нефти равно произведению OOIP на единицу объёма пласта и первичный коэффициент нефтеотдачи, т. е. $N_p/(NB_{oi})$. Количество извлекаемых первичными методами запасов газа равно произведению OGIP на единицу объёма

[1]Проценты от извлекаемых запасов на рисунке 1.15 были получены при помощи численного моделирования нефтяных залежей с режимом растворенного газа и газовых залежей с режимом расширения. Некоторые из рассчитанных коэффициентов нефтеотдачи являются очень оптимистичными вследствие идеализации при моделировании. Тем не менее тенденции изменения на рисунке 1.15 можно считать достоверными.

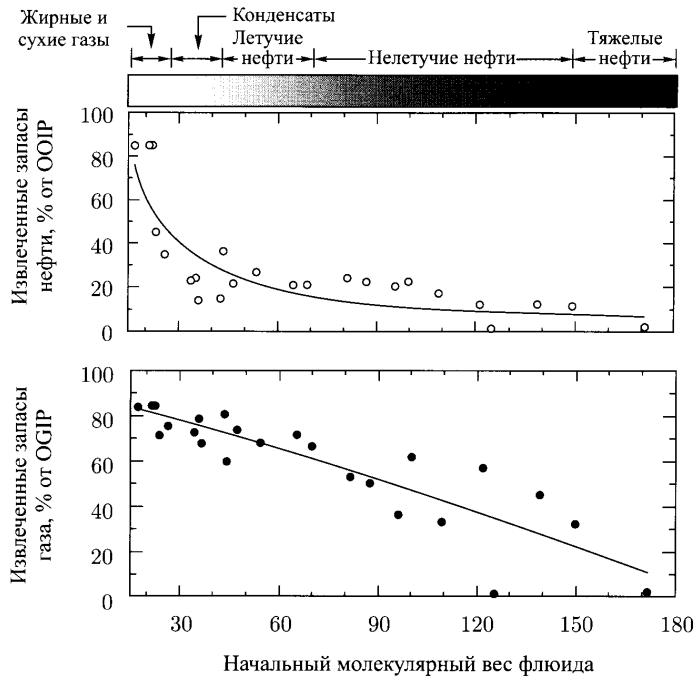


Рис. 1.15. Зависимость количества извлекаемых запасов в % от первоначальных запасов нефти (верхний рисунок) и газа (нижний рисунок) от начального молекулярного веса флюида

пласта и первичный коэффициент газоотдачи, т. е. $G_p/(GB_{gi})$[1]. Верхний график на рисунке 1.16 показывает, что запасы нефти на единицу объёма сначала увеличиваются, а потом уменьшаются, по мере увеличения молекулярного веса флюида от сухого газа до тяжелой нефти. Максимальные запасы нефти на единицу объёма пласта соответствуют легкой нелетучей нефти. Результаты, показанные на рисунке 1.16, являются прямым следствием результатов на рисунках 1.14 и 1.15. Добыча жирных и сухих газов сопровождается низким выходом нефти на единицу пластового объёма, поскольку низким является само содержание нефти на единицу объёма пласта. С другой стороны, тяжелая нефть имеет низкий выход нефти на единицу пластового объема из-за низкого коэффициента нефтеотдачи. Нелетучие и летучие нефти имеют наивысшие показатели выхода нефти, так как содержат достаточно большое количество запасов нефти на единицу объема пласта и имеют относительно высокие коэффициенты нефтеотдачи.

Нижний график на рисунке 1.16 показывает, что количество газовых запасов на единицу объёма пласта по мере увеличения молекулярного веса от сухого газа до тяжелой нефти монотонно снижается. Эта тенденция обусловлена уменьшением первоначальных запасов газа в коллекторе на единицу объёма пласта и коэффициента газоотдачи при увеличении молекулярного веса. В следующих главах книги будет дано обоснование результатов, полученных на рисунках 1.15 и 1.16.

Продажа нефти — важная статья доходов для месторождений всех типов флюидов. В экономике месторождений жирных и сухих газов она играет относительно незначительную роль, поскольку такие месторождения содержат небольшое количество нефти.

[1]Эти две формулы применяются только к коллекторам с пластовым давлением выше давления насыщения (недонасыщенным коллекторам).

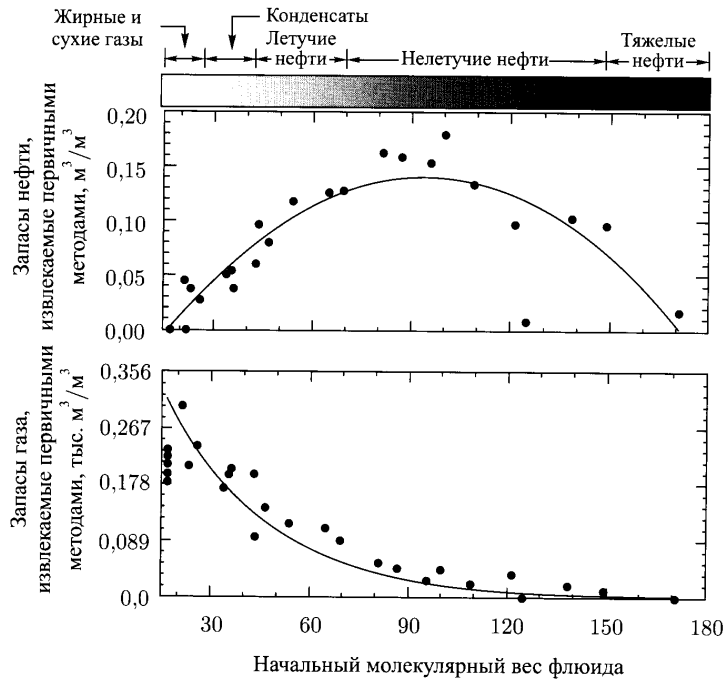


Рис. 1.16. Зависимость извлекаемых первичными методами запасов нефти (верхний график) и газа (нижний график) на единицу объёма пласта от молекулярного веса флюида

Для месторождений нелетучей нефти продажа нефти, наоборот, очень важна, поскольку именно она приносит преобладающую часть доходов. В таблице 1.4 приведена доля нефтяных запасов, выраженная в процентах от общих запасов для различных типов флюидов. Запасы нефти составляют менее 20% общих запасов месторождений жирного и сухого газа; для сравнения: они составляют более 70% общих запасов месторождений нелетучей нефти. Месторождения газоконденсата и летучей нефти занимают промежуточную позицию. Распределение в таблице 1.4 зависит от соотношения цен на нефть и газ, однако, как правило, это соотношение существенно не меняется.

1.7. Единицы измерения

Считается, что все уравнения в этой книге, если не указано другое, предполагают использование одной из согласованных систем единиц. При использовании этих систем переводные коэффициенты не требуются. Примерами согласованных систем единиц могут служить сантиметр-грамм-секунда (СГС), метр-килограмм-секунда (МКС) и система Дарси. В таблице 1.5 показано применение этих трех систем к нескольким основным характеристикам флюидов.

Идеальной системы единиц не существует, однако использование согласованных единиц имеет три главных преимущества. Во-первых, оно придает универсальность, поскольку в уравнениях может одновременно использоваться несколько систем единиц. Во-вторых, сводит до минимума потребность в указании и включении переводных коэффициентов в уравнения и, в-третьих, делает уравнения краткими и понятными.

Таблица 1.5. Системы единиц*

Характеристика	Согласованные системы единиц			СИ**	Единицы нефтепромысловой геологии, принятые в отечественной практике добычи	Единицы нефтепромысловой геологии, принятые в международной практике добычи
	Единицы Дарси	Единицы системы МКС	Единицы системы СГС			
Площадь	$см^2$	$м^2$	$см^2$	$км^2$	гектар (га)	Акр
Сжимаемость	1/атм	1/Паскаль	1/мкбар	1/кПа	1/бар	1/фунт/кв. дюйм
Плотность	$г/см^3$	$кг/м^3$	$г/см^3$	$кг/м^3$	$кг/м^3$	фунт/куб. фут
Скорость потока (газ)	$см^3/с$	$м^3/с$	$см^3/с$	$м^3$/сутки	$м^3$/сутки	куб. фут/сутки
Скорость потока (жидкость)	$см^3/с$	$м^3/с$	$см^3/с$	$м^3$/сутки	$м^3$/сутки	баррелей/сутки
Сила	Отсутств.	Ньютон (Н)	дин	мН	Н	Фунт силы
Длина	см	м	см	м	м	Фут
Масса	г	кг	г	кг	кг	Фунт
Количество вещества	моль	кгмоль	моль	кгмоль	моль	Фунтмоль
Проницаемость	дарси	$м^2$	$см^2$	$мкм^2$	мД	мД
Давление	атм	Паскаль (Па)	мкбар	кПа	бар	фунт/кв. дюйм
Температура	К	К	К	К, °С	К, °С	R, °F
Время	с	с	с	сутки, год	сутки, год	сутки, год
Вязкость	сП	Па·с	пуаз	Па·с	сП	сП
Скорость	см/с	м/с	см/с	м/с	м/сутки	фут/сутки
Объем (газ)	$см^3$	$м^3$	$см^3$	$м^3$	$м^3$	куб. фут
Объем (жидкость)	$см^3$	$м^3$	$см^3$	$м^3$	$м^3$	Баррель

*Примечание: Паскаль — это Ньютон/$м^2$; Ньютон — это кг·м/$с^2$; дин — это г·см/$с^2$; пуаз — это г/см·с; мкбар — это дин/$см^2$; бар — это 10^6 дин/$см^2$.

**Одобренные Обществом инженеров-нефтяников единицы системы СИ.

Однако практическое использование согласованных систем единиц не всегда удобно и применимо[1]. В случае таких исключений и использования в уравнениях несогласованных систем единиц, мы специально будем указывать применяемые единицы. В основном в этой книге используются единицы двух несогласованных систем: системы нефтепромысловой геологии, принятой в отечественной практике нефтегазодобычи, и системы СИ. При использовании обеих систем часто требуются переводные коэффициенты, однако для системы СИ такие коэффициенты требуются реже, чем для системы нефтепромысловой геологии. В таблице 1.5 показано применение этих двух систем к нескольким основным характеристикам флюидов. Определения в таблице 1.5 соответствуют конвенции Общества инженеров-нефтяников США (Брэдли, 1987). Использование этих определений намного упрощает выбор единиц. Например, если сказано, что в уравнении используются единицы нефтепромысловой геологии, то применяются величины из таблицы 1.5, если не указано другое. В этом учебнике единицы нефтепромысловой геологии используются чаще, чем единицы СИ.

Единицы системы СИ — это метрическая система единиц, принятая мировыми научными, инженерными, промышленными и коммерческими организациями (Брэдли, 1987). СИ — это русская транскрипция аббревиатуры SI, сокращения от Le Systeme International d'Unites или Международной системы единиц. Система СИ не тождественна системам МКС и СГС, но тесно связана с ними. Единицы СИ более сходны с единицами МКС, чем с единицами СГС.

Для того чтобы сделать числовые значения более понятными, широко используются приставки. Например, добавление приставки «м» означает одну тысячную единицы. Таким образом, мД означает миллидарси или одну тысячную дарси. В таблице 1.6 представлены некоторые наиболее часто используемые в системах нефтепромысловой геологии и СИ приставки[2].

Приставки единиц считаются частью самих единиц. Поэтому они возводятся в степень вместе с единицами. Например, $1\ \text{см}^{-1} = 1\ (\text{см})^{-1} = 1 \times 10^{-2}\ \text{м}^{-1}$.

В таблице 1.7 представлены переводные коэффициенты, особенно необходимые для перевода единиц системы нефтепромысловой геологии в метрические и наоборот.

В таблице 1.8 представлено несколько универсальных постоянных. Эти постоянные периодически используются во всей книге, где выражаются в различных единицах.

В инженерных расчетах вполне можно использовать немного округленные значения постоянных и переводных коэффициентов таблиц 1.7 и 1.8. Например, 1 миллидарси равен приблизительно 10^{-3} мкм$^{-2}$, абсолютный ноль по шкале Ренкина равен приблизительно -460 R, а 1 атм — это приблизительно 0,1 МПа.

---

[1]Например, согласованные системы единиц часто выражают время в секундах. Однако на практике это бывает неудобно и даже неприменимо ко многим нефтяным расчетам.

[2]Единицы СИ, представленные в таблице 1.5, являются не подлинными единицами системы СИ, а одобренным Обществом инженеров-нефтяников набором единиц системы СИ. Этот набор единиц совпадает с подлинными единицами системы СИ во всем, кроме выбора множителей приставок. Приставки единиц измерения представлены в таблице 1.6. Изменения, внесенные ОИН, нужны для того, чтобы единицы приобрели удобные в использовании величины (Брэдли, 1987). Например, если подлинной единицей СИ для измерения объемного расхода является м^3/с, то одобренная ОИН единица измерения объемной скорости потока — это м^3/сутки. Единица проницаемости в СИ — это м^2, в то время как одобренная ОИН единица проницаемости — это мкм^2. Из-за этих различий одобренные ОИН единицы СИ не являются буквальными единицами СИ, однако обычно их называют таковыми.

Таблица 1.6. Приставки единиц систем СИ и нефтепромысловой геологии

Множитель	Приставка	Обозначение в системе СИ	Обозначение в системе единиц нефтепромысловой геологии, принятые в отечественной практике	Значение
10^{12}	тера	Т	Т	триллион
10^{9}	гига	Г	Г	миллиард
10^{6}	мега	М	М	миллион
10^{3}	кило	к	к	тысяча
10	дека	да	да	десять
10^{-1}	деци	д	д	одна десятая
10^{-2}	санти	с	с	одна сотая
10^{-3}	милли	м	м	одна тысячная
10^{-6}	микро	мк	мк	одна миллионная
10^{-9}	нано	н	н	одна миллиардная

Таблица 1.7. Некоторые переводные коэффициенты

Равенство		Равенство	
1 Дарси =	$9,8692 \times 10^{-9}$ см^2	1 атм =	14,698 фунтов/кв. дюйм
1 Дарси =	$9,8692 \times 10^{-13}$ м^2	1 атм =	101330 Па
1 мД =	$9,8692 \times 10^{-16}$ м^2	1 фут =	0,3048 м
1 Пуаз =	0,1 Па·с	1 миля =	5280 футов
1 Ньютон (Н) =	10^5 дин	1 миля =	1,6093 км
1 бар =	10^6 дин/см^2	1 дюйм =	2,54 см
1 Паскаль (Па) =	10 дин/см^2	1 баррель =	42 галлона
1 дин/см^2 =	$1,450 \times 10^{-5}$ фунта/кв. дюйм	1 м^3 =	6,289 барр
1 кПа =	0,1450 фунта/кв. дюйм	1 м^3 =	35,31 куб. футов
1 бар =	14,50 фунтов/кв. дюйм	1 фунт =	453,59 г
1 дин/см^2 =	$9,8692 \times 10^{-7}$ атм	1 кг =	2,2046 фунтов
1 сП =	1,000 мПа·с	1 акр =	43560 кв. футов
R =	459,67 + °F	1 акр =	4046,8 м^2
K =	273,15 + °C	1 м^2 =	10,764 кв. футов
°F =	1,8°C + 32	1 баррель =	5,6146 куб. футов
1 г/см^3 =	62,428 фунта/куб. фут	1 куб. фут =	7,4805 галлонов
1 дин =	$2,28 \times 10^{-5}$ фунтов силы		

1.8. Заключительные комментарии

Исторически сложилось так, что в учебниках по инжинирингу резервуаров залежи газоконденсата и летучей нефти не рассматривались. Такой подход объяснялся ориентацией на потребности отрасли, однако с годами ситуация изменилась. Более тридцати лет назад лишь очень малое количество добываемой в США нефти приходилось на месторождения летучей нефти и газоконденсата. До 1949 года литература по нефте-

Таблица 1.8. Некоторые математические и физические постоянные

Постоянная	Значение
Универсальная газовая постоянная	$82,05$ см$^3\cdot$ атм/(моль·К) $0,08314$ м$^3\cdot$ Па/(кгмоль·К) $83,14 \times 10^6$ см·дин/(моль·К) $10,732$ фунт/кв. дюйм·куб. фут/(фунт-моль·R)
Молекулярная масса воздуха	$28,966$
Плотность воды при $15,6°$ C и $1,013$ бар	$1,00$ г/см^3 $62,37$ фунта/куб. фут
Нормальное давление*	$14,696$ фута/кв. дюйм $1,0135$ бар $1,000$ атм $101,3$ кПа
Нормальная температура*	$60°$ F $(519,67$ R$)$ $15,55°$ C $(288,705$ K$)$
Абсолютный нуль	0 K $-273,15°$ C $-459,67$ R
π	$3,141592\ldots$
Основание натурального логарифма	$2,71828\ldots$
Постоянная Эйлера	$0,57721\ldots$
Гравитационная постоянная Земли	$9,806$ м/с^2 $32,17$ фута/с^2
Плотность идеального газа при $1,013$ бар и $15,6°$ C	$379,3$ куб. фут/фунт-моль

*Для измерений стандартного кубического фута (Брэдли, 1987). Нормальные условия измерения стандартного кубического метра немного отличаются: 1 бар (14,50 фунта/кв. дюйм) и $15°$ C ($59°$ F).

добыче даже формально не рассматривала летучие нефти как часть спектра флюидов. На сегодняшний день залежи летучей нефти и газоконденсата содержат более 20% современных запасов нефти в США, из них добывается более 16% всей нефти. Ученые прогнозируют увеличение этих цифр в связи с истощением менее глубоких запасов (т. е. залежей нелетучей нефти) и открытием более глубоких (т. е. залежей летучей нефти и газоконденсата). Большая часть крупнейших открытий США за последние 35 лет приходится именно на залежи летучей нефти и газоконденсата.

Поскольку роль месторождений летучей нефти и газоконденсата постоянно растет, возрастает и потребность в инженерах-разработчиках таких месторождений. Учитывая такую потребность, мы специально посвятили целые главы месторождениям летучей нефти и газоконденсата.

Глава 2
Энергия пласта и пластовые режимы

2.1. Виды пластовой энергии

При первичной добыче углеводородов в пласте присутствуют 5 основных видов энергии:

1) энергия сжатой воды и породы в пласте;
2) энергия сжатия пластовой нефти;
3) энергия сжатия пластового газа;
4) энергия сжатия граничащих и сообщающихся с углеводородным пластом вод;
5) гравитационная энергия, способствующая разделению нефти и газа в пласте.

В термодинамическом смысле в первых четырех пунктах под «энергией» подразумевается потенциальная энергия, содержащаяся в сжатых флюидах. Она эквивалентна потенциальной энергии сжатой пружины. Согласно первому закону термодинамики, такая энергия может трансформироваться в работу давления-объема (сила на расстояние), необходимую для извлечения флюидов. В пятом пункте под «энергией» понимают потенциальную энергию, созданную различными расстояниями (высотами) от центра тяжести Земли. В рассматриваемых нами случаях эта энергия преимущественно является результатом различия в плотности флюидов на одной и той же высоте. Разница в плотности является выталкивающей силой или разностью гравитационных сил.

Пластовая вода — это вода, которая изначально присутствует в залежи в момент ее открытия. Пластовая нефть — это нефтяная фаза, присутствующая при открытии залежи или образованная конденсацией летучей нефти при понижении давления. Аналогично пластовый газ — это газовая фаза, присутствующая при открытии залежи или образованная впоследствии выделением растворенного газа при понижении давления.

Механизмы высвобождения энергии обеспечиваются бурением и эксплуатацией скважин: давление в пласте понижается, флюид расширяется, возникает поток, и флюиды извлекаются. Разница объемов, связанная с расширением горных пород и пластового флюида, приводит к вытеснению из залежи эквивалентного объёма флюида. Расширение законтурных вод приводит к тому, что соответствующий их объём поступает или вторгается в углеводородную залежь, что в свою очередь приводит к вытеснению такого же объема флюидов из залежи. Гравитационное разделение не приводит напрямую к вытеснению флюида, но заставляет нефть располагаться в нижней части залежи, а газ — мигрировать вверх. Извлечение углеводорода только из нижней части пласта представляет собой способ выборочного извлечения нефти.

Из-за относительно низкой степени сжимаемости энергия сжатой воды и плотной породы коллектора играет наименее важную роль из всех вышеуказанных. Энергия сжатой нефти занимает следующую позицию — однако она лишь слегка превышает энергию сжатой воды и породы, что объясняется немного большей сжимаемостью нефти ($14,5 \times 10^{-4}$ бар$^{-1}$) по сравнению с водой ($4,35 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$). Из энергий

сжатых флюидов энергия сжатого газа, несомненно, наиболее эффективна из-за высокой его сжимаемости. Сила сжатого газа играет важную роль, даже если изначально в пласте присутствует лишь небольшое количество свободного газа, как, например, в недонасыщенных нефтяных коллекторах. В таких случаях газ выделяется из нефти естественным образом в процессе разработки, когда пластовое давление падает ниже давления насыщения.

Гравитационные силы могут играть решающую роль при извлечении нефти, если в пласте наблюдается снижение вертикального давления и вертикальная проницаемость. Результат действия гравитационных сил зависит от темпов извлечения флюида. Если они значительно превышают темпы гравитационного разделения флюидов, действие гравитационных сил сводится к минимуму.

Энергия, выделяемая при расширении сжатых вод вне коллектора, может быть главным фактором даже при низкой сжимаемости воды. Это объясняется тем, что размеры большинства водоносных формаций обычно намного превышают размеры углеводородных залежей. Большинство нефтяных месторождений занимают площади менее 2 590 га, тогда как площади водоносных формаций часто превышают 259 000 га (Маскет, 1949). Запасы нефтяных месторождений измеряют миллионами, а иногда миллиардами баррелей, в то время как запасы водоносных формаций — миллиардами, а иногда и триллионами. Например, месторождение Ист-Техас изначально содержало около 9 миллиардов баррелей нефти ($1,4$ млрд м^3), а водоносная формация, питающая его, предположительно вмещала 4 триллиона баррелей воды ($0,6$ трлн. м^3) (Шильзиус и Хёрст, 1935).

Описанные выше энергии представляют собой только *внутренние* пластовые энергии, т. е. энергии, изначально присутствующие в залежи и примыкающим к ней геологическим структурам в момент открытия. Помимо внутренних, могут быть задействованы также важные *внешние* энергии, возникающие вне пластов. Внешние энергии дополняют внутренние и образуются в результате нагнетания флюидов в пласт. Нагнетание флюидов называют *поддержанием пластового давления*. В основном для этого используются вода и газ. Попадая в пласт, закачиваемые флюиды действуют подобно изначально находящимся в залежи фракциям. Главная цель закачки флюидов — усиление энергии пласта в надежде извлечь большие объемы нефти или газа. Экономическая привлекательность этого процесса основана на ожидании того, что дополнительный доход от увеличения нефтедобычи превысит дополнительные затраты и убытки, связанные с нагнетанием газа. Чаще всего для нагнетания используется газ, добытый в самой залежи.

Кроме всего прочего, закачиваемые флюиды замещают изначальные пластовые, что является еще одним преимуществом нагнетания газа, и в особенности воды. Однако замещение флюидов обычно происходит при вторичной добыче и поэтому выходит за рамки тематики этой книги. Четких границ между извлечением с помощью поддержания давления и замещения не существует, поскольку при любом нагнетании в некоторой степени происходит и поддержание давления, и замещение флюида. Тем не менее в данной книге рассматривается только процесс поддержания давления, поскольку для первичной добычи главным является поведение среднего давления. Для более подробного ознакомления с замещением флюидов можно обратиться к работам Уиллхайта (1986), Крэйга (1971), Смита (1975) и Лейка (1989)[1].

[1]Вопросы разработки месторождений с использованием заводнения достаточно подробно изложены в учебнике Ю. П. Желтова «Разработка нефтяных месторождений». — М.: Недра, 1996. — *Прим. ред.*

2.2. Пластовые режимы

Эксплуатационные характеристики продуктивных пластов зависят в основном от видов энергии, которые можно использовать для доставки флюидов к стволу скважины. Доминирующая форма энергии определяет конкретные пластовые режимы. Эти режимы легли в основу одной из классификаций углеводородных месторождений.

В этом разделе мы распределим по категориям некоторые пластовые режимы, помня при этом, что относительно нескольких определений единого мнения не существует. Мы также акцентируем ваше внимание на том, что лишь некоторые углеводородные залежи проходят стадию истощения давления, используя только один режим. Тем не менее характеристика залежи по основному пластовому режиму может помочь при описании особых случаев поведения давления в процессе истощения.

Разделим все продуктивные промышленные залежи на залежи с водонапорным режимом, режимом уплотнения и режимом расширения. Залежи с режимами уплотнения и расширения — это главным образом запечатанные залежи, в которых вытеснение углеводорода происходит за счет расширения пластовых флюидов и породы. На рисунке 2.1 представлена классификация пластовых режимов.

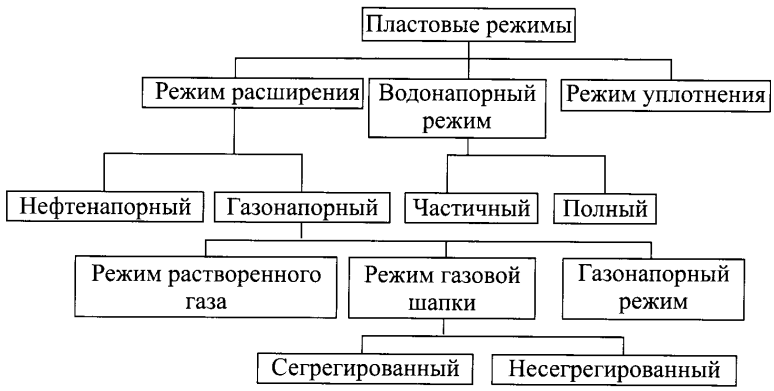


Рис. 2.1. Классификация пластовых режимов

Залежь с водонапорным режимом — это открытая углеводородная залежь, которая контактирует с законтурными водами (водоносными коллекторами). Здесь происходит существенное движение воды из водоносных формаций в нефтяной пласт.

Если объемная скорость внедрения воды в пласт приближается к объемной скорости извлечения из него флюида, то имеет место *абсолютный* водонапорный режим. В таких коллекторах падение давления незначительно; однако некоторая степень понижения все же необходима, иначе отсутствие потенциальной разницы между давлением коллектора и водоносной формации приведет к отсутствию притока воды. Если объёмная скорость внедрения воды в пласт достаточно высока, но существенно меньше скорости извлечения флюида, то такой режим называют *частичным* водонапорным режимом. При водонапорном режиме пластовое давление всегда чувствительно к темпам добычи. Если темпы добычи слишком велики по сравнению с темпами притока воды, водонапорный режим теряет свою эффективность и пластовое давление падает.

В зависимости от происхождения и расположения вторгшейся воды водонапорные режимы делятся на режимы вытеснения *краевой водой* и режимы вытеснения *подошвенной* водой. На рисунке 2.2 изображена схема коллектора с режимом вытеснения

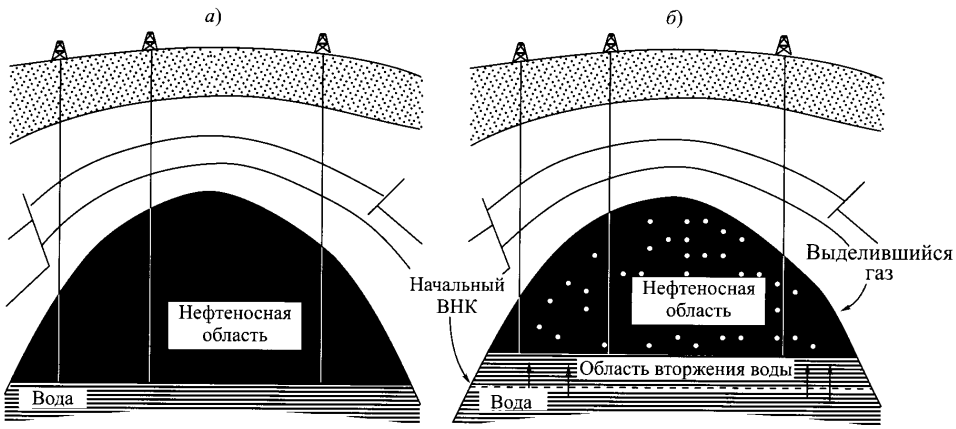


Рис. 2.2. Схема (*а*) распределения нефти и воды в коллекторе с водонапорным режимом перед извлечением; (*б*) распределения воды и нефти в коллекторе с водонапорным режимом в процессе истощения залежи

подошвенной водой. Так как при водонапорных режимах происходит увеличение содержания воды и уменьшение содержания углеводорода, такие режимы не являются замкнутыми. В таких коллекторах эффективный объём порового пространства изменяется по мере истощения давления. В коллекторах с замкнутыми режимами объём порового пространства в процессе истощения давления остается неизменным. (Хагурт, 1988)[1].

Истощение давления увеличивает внутреннее напряжение породы-коллектора. Эти изменения приводят к смене расположения и объема зерен, что в конечном итоге ведет к уменьшению объёма порового пространства. Сокращение объёма порового пространства пласта способствует вытеснению флюида. При описании этого явления термины *сокращение объёма порового пространства* и *расширение горной породы* взаимозаменяемы, хотя, как правило, имеет место очень незначительное увеличение объема зерен. Если это явление лежит в основе главного режима извлечения, коллектор называют коллектором с *режимом уплотнения*. Такие режимы на практике встречаются редко, поскольку сжимаемость порового объема обычно ниже сжимаемости нефти.

Коллекторы с режимом расширения делятся на нефте- и газонапорные в зависимости от того, расширение нефти или газа лежит в основе извлечения. Залежи сухих и жирных газов всегда используют газонапорный режим, так как они не содержат нефти в пластовых условиях. В коллекторе с газонапорным режимом основой извлечения флюидов служит расширение свободного газа. Этот газ может быть изначально свободным или выделяться из растворенного газа. В коллекторе с *нефтенапорным* режимом основой извлечения флюидов, наоборот, является расширение нефти. По этим определениям в залежах нелетучей и летучей нефти нефтенапорный режим использоваться не может, поскольку при одинаковом перепаде давления газ расширяется сильнее, чем нефть. Фактически при истощении давления нефть в насыщенных коллекторах нелетучей и летучей нефти не расширяется, а сжимается, благодаря выделению раство-

[1]По определению Крафта и Хокинса (1959), замкнутый коллектор — это коллектор, в котором отсутствуют приток и добыча воды. Это определение в большой степени эквивалентно определению Хагурта, если не учитывать расширение связанной воды, сокращение объёма порового пространства и нагнетание воды.

ренного газа. Поскольку подавляющее большинство коллекторов с режимом расширения относится к газонапорным, термин нефтенапорный режим употребляется редко. Нефтенапорный режим преобладает лишь в нефтяных коллекторах, пока они являются недонасыщенными.

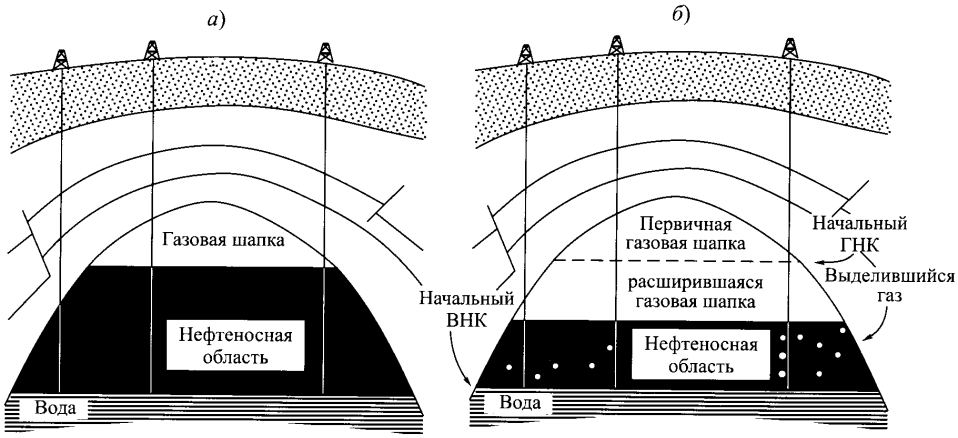


Рис. 2.3. Схема (*а*) распределения воды, нефти и газа перед извлечением в коллекторах с газовой шапкой; (*б*) распределения воды, нефти и газа в процессе истощения в коллекторах с газовой шапкой

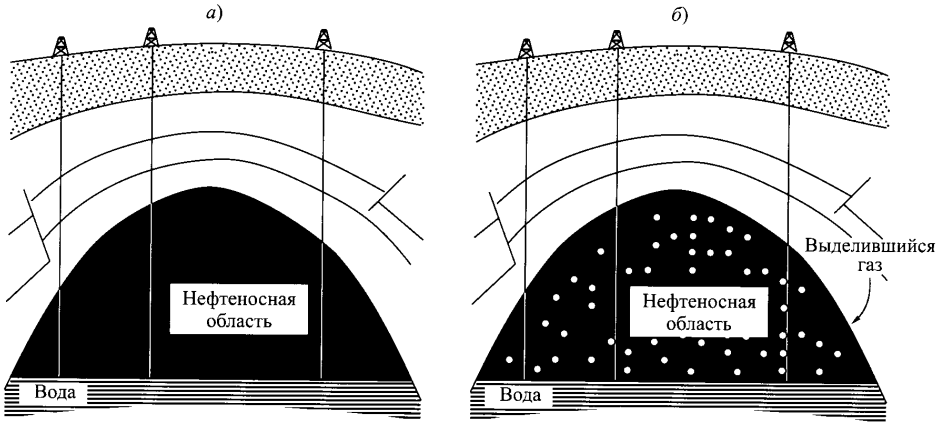


Рис. 2.4. Схема (*а*) распределения воды, нефти и газа в коллекторе с режимом растворенного газа перед извлечением; (*б*) распределения воды, нефти и газа в коллекторе с режимом растворенного газа в процессе истощения

Коллекторы с газонапорным режимом делятся на коллекторы с режимом растворенного газа и режимом газовой шапки. *Шапка* — это заполненная газом область, которая располагается над нефтяной областью. В коллекторе с режимом газовой шапки расширение газа в основном происходит именно в газовой шапке. Она может существовать изначально или сформироваться в процессе истощения давления. В первом случае это *первичная* газовая шапка, во втором — *вторичная*. Вторичная газовая шап-

ка формируется вследствие восходящей миграции выделяющегося растворенного или повторно закачиваемого газа. На рисунке 2.3 изображена схема коллектора с режимом газовой шапки.

Газовые шапки также классифицируют по коэффициенту вытеснения. Наиболее благоприятной является ситуация, когда расширяющийся газ вытесняет нефть поршневым образом. В противоположном случае газ вытесняет нефть диффузно. В первом случае мы имеем дело с *сегрегированными* газовыми шапками, или газовыми шапками с *гравитационным дренированием* (Холл, 1961), а во втором — с *несегреированными*. Граница между нефтью и газом называется *газонефтяным контактом* (ГНК). В коллекторах с сегрегированными газовыми шапками ГНК в процессе истощения давления опускается вниз. В коллекторах с несегрегированными газовыми шапками положение ГНК не меняется. Эффективность газовой шапки зависит от темпов добычи и соотношения вертикальной и горизонтальной проницаемости. Сегрегированные газовые шапки обычно имеют высокую проницаемость, в то время как для несегрегированных характерна низкая вертикальная проницаемость. Описанные здесь два вида газовых шапок представляют собой крайние случаи. В действительности существует множество промежуточных вариантов, поэтому характеристика каждой газовой шапки зависит от существующих условий.

В режиме сегрегированной газовой шапки возможны два механизма разделения: (1) расширение и фронтальное вытеснение газа изначальной газовой шапки и (2) восходящая миграция выделяющегося из нефти растворенного газа и формирование свободной газовой фазы. Очевидно, что первый механизм невозможен без существования начальной газовой шапки. Однако газовая шапка может быть создана и искусственно, путем закачки газа в присводовую часть пласта. Второй механизм требует понижения давления для выделения растворенного газа. Он также предполагает одновременное перемещение нефти вниз по падению пласта для того, чтобы сбалансировать вертикальное движение газа. Такая диаметральная структура потока называется *противотоком* (Холл,1961). Пирсон (1958) назвал первый механизм *пассивной* сегрегацией, а второй — *активной* сегрегацией. По определению Холла, первый механизм — это *режим газовой шапки без противотока*, второй — *режим газовой шапки с противотоком.* Оба механизма зависят от времени, а эффективность вытеснения ими флюидов — от разницы плотности между газовой и нефтяной фазой, темпов добычи и вертикальной проницаемости (Коутс и др., 1971; Уолш и Мун, 1991)[1]. Эффективность увеличивается с уменьшением темпов извлечения и увеличением разницы вертикальной и горизонтальной проницаемости и плотности и при уменьшении различий в плотности.

Пласты с газонапорным режимом, в которых преобладает расширение растворенного газа, но не используется режим газовой шапки, называют пластами с режимом *растворенного газа.* На рисунке 2.4 показана схема такого пласта. Коллекторы с газонапорным режимом, которые не относятся ни к режиму газовой шапки, ни к режиму растворенного газа, считаются просто пластом с газонапорным режимом. К таковым, в частности, всегда относятся залежи сухого газа, поскольку в них не используется ни режим газовой шапки, ни режим растворенного газа.

Операции по закачиванию газа или воды в пласт для предотвращения падения

[1]Уолш и Мун (1991) решили математически задачу одновременного пассивного и активного разделения в случае закачки газа в присводовую часть пласта при постоянном давлении. Они показали, что два газовых фронта изначально образуют: (1) движущийся вниз ГНК и (2) движущийся вверх газовый фронт в нефтяной части залежи. В итоге эти два фронта сталкиваются и объединяются, формируя единый движущийся вниз ГНК.

давления называются *поддержанием пластового давления*. Если поддержание пластового давления не исключает понижение давления, а просто сдерживает его, то такой процесс называют *частичным поддержанием давления*. Если поддержание давления исключает любое понижение давления при первичной добыче — это *полное поддержание давления*. Процесс нагнетания сухого газа в газоконденсатные залежи и извлечение из них жирного газа называется *рециркуляцией* или *круговой закачкой газа* (применяют также английское название *cycling-процесс*).

Объемы первичной добычи, прогнозируемые в результате применения каждого из этих режимов, зависят от типа пластового флюида. В главах 11–13 описываются размеры извлекаемых запасов для конкретного типа флюида. Например, в таблице 12.1 главы 12 представлены диапазоны объемов добычи для нефтяных месторождений.

2.3. Заключение

Оставшаяся часть книги будет в основном посвящена математической теории первичной добычи. Пластовые режимы — наряду с литологией и типами флюидов — служат основой классификации месторождений. Основная идея здесь проста: процесс истощения предполагает понижение среднего пластового давления; снизить темпы падения давления (а иногда и вообще избежать этого процесса) можно с помощью расширения флюидов и/или сокращения объёма порового пространства. Этот процесс продолжается до тех пор, пока давление не станет настолько низким, что флюиды больше не будут вытесняться. На этом этапе и достигается предельная добыча (по крайней мере первичными методами). За простотой последнего предложения стоит сложный состав флюидов, взаимодействия между ними и взаимодействия флюидов с породами, образующими месторождение.

УПРАЖНЕНИЯ

2.1. Пластовые режимы

Назовите два главных вида режима расширения.

2.2. Пластовые режимы

Назовите различные виды газонапорных режимов.

2.3. Пластовые режимы

Какие из перечисленных далее режимов зависят от темпов добычи: водонапорный, режим растворенного газа, нефтенапорный, режим несегрегированной газовой шапки, режим сегрегированной газовой шапки? Ответ: водонапорный и режим сегрегированной газовой шапки.

2.4. Пластовая энергия

Назовите 5 основных видов пластовой энергии, доступных при первичной добыче.

2.5. Пластовая энергия

Расположите пять основных видов пластовой энергии по степени их важности для добычи нефти.

Глава 3

Свойства горных пород

Научная дисциплина, изучающая физические и структурные (геологические) свойства горных пород, в том числе свойства, влияющие на движение флюидов, называется *петрофизикой* (Пирсон, 1958; Крафт и Хокинс, 1959). К основным свойствам горных пород относятся: их состав, минералогическая плотность, распределение размеров зерен и пор, пористость, проницаемость, удельная поверхность, насыщение флюидом, межфазное натяжение, краевой угол, смачиваемость, капиллярное давление, относительное электрическое сопротивление, удельное сопротивление и относительная фазовая проницаемость. Несомненно, предмет петрофизики очень широк.

В нашей работе рассматриваются лишь наиболее важные петрофизические свойства горных пород, которые прямо влияют на первичную добычу. Это пористость, проницаемость, сжимаемость и относительная проницаемость. Мы начнем с краткого описания происхождения и классификации пород-коллекторов[1].

3.1. Происхождение горных пород

По происхождению горные породы земной коры разделяют на следующие группы:

1) вулканические — породы, которые сформировались застыванием полностью или в значительной степени расплавленных веществ[2];
2) осадочные — породы, сформировавшиеся отверденением (литификацией) на поверхности Земли осадков, переносимых и откладываемых подвижной средой (обычно водой или воздухом);
3) метаморфические — породы, образовавшиеся при температуре и давлении, намного превышающих поверхностные, но недостаточных для существенного плавления. Метаморфические породы могут формироваться из вулканических, осадочных или других метаморфических пород.

К вулканическим породам относят базальты, андезиты, граниты и риолиты. К метаморфическим породам относят сланцы, филлиты, роговики, кварциты и мрамор. К осадочным породам принадлежат песчаники, конгломераты, алевриты, аргиллиты, доломиты и известняки. Почти все углеводородные залежи сложены осадочными породами.

3.2. Осадочные породы

Осадочные породы классифицируют по происхождению осадков, размеру частиц, возрасту и условиям отложения.

---

[1] Свойства пласта, определяющие технологический отклик пласта (физико-технологические свойства), имеют качественные и количественные отличия от стандартных физических и структурных свойств, изучаемых петрофизикой. Влияние свойств пласта на технологические процессы углеводородоизвлечения изучается физикой нефтяного и газового пласта. — *Прим. ред.*

[2] В российской литературе общепринятым является термин магматические породы. — *Прим. ред.*

3.2.1. Осадки

Осадок — это размельченный материал, который превращается в камень (литифицируется), образуя осадочную породу. Существует два типа осадков: (1) *хемогенные* (осажденные) и *обломочные* (*кластические*).

Хемогенные осадки формируются осаждением неорганических соединений, из пересыщенного раствора. Хемогенные осадки часто содержат фрагменты окаменелостей, например яичную скорлупу или останки животных. Самыми распространенными осадками являются карбонат кальция [$CaCO_3$, т. е. кальцит] и карбонат магния-кальция [$CaMg(CO_3)_2$, т. е. доломит]. Литифицированный кальцит образует осадочные породы, называемые *известняками*, литифицированный доломит образует осадочные породы, называемые *доломититами* или *доломитами*. Известняки и доломиты относят к карбонатным породам. В известняках и доломитах содержится почти половина мировых запасов углеводорода (Леворсен, 1967). Большинство крупных месторождений нефти в Иране, Ираке, Кувейте и Саудовской Аравии образованы карбонатными породами. Многие из богатых месторождений Венесуэлы и Мексики также сложены известняками.

Многие из важнейших нефтяных месторождений США образованы известняками или доломитами, включая месторождения, принадлежащие к группе Эрбакл-Элленберг в Канзасе, Оклахоме и Техасе. Большинство нефтяных месторождений в западном Техасе и на юго-востоке Нью-Мексико являются карбонатными.

Обломочные осадки формируются из минеральных зерен. Их также называют *кластическими* или *детритовыми* породами, потому что минеральные частицы и частицы пород, из которых они состоят, были вымыты из эродированных районов. Обломочные породы классифицируют по размеру частиц. Также их классифицируют по сортировке, окатанности и составу.

3.2.2. Размер обломков

В основе названий и классификации обломочных горных пород лежит диаметр зерен или размер обломков основного осадочного материала. В таблице 3.1 показана шкала Уэнтворта (1922). От наибольших к наименьшим обломки делят на валуны, булыжники, гальку, пески, ил и глину. Иногда ил и глину называют термином глинистый сланец.

При литификации окатанная галька образует конгломерат, угловатая галька — брекчию, пески — песчаники, ил — алевриты, глины — аргиллиты. Эти названия относятся к хорошо отсортированным осадкам или осадкам, зерна которых имеют приблизительно одинаковый размер. Если осадки отсортированы плохо (разнозернистые), часто употребляются другие названия, которые определяются по преобладающему компоненту. Например, граувакки — это плохо отсортированные тяжелые темные песчаники, которые содержат 10% или более глинистой породы, аркозы — это плохо отсортированные богатые полевым шпатом песчаники, которые произошли от гранитовидных вулканических пород.

Термины грубо-, средне- и мелкозернистый соответственно относят к размерам частиц более 5 мм, 1 – 5 мм и менее 1 мм.

Обломочные породы также классифицируют по их минеральному составу. Наиболее типичным компонентом является кварц, также часто встречаются полевые шпаты и слюды.

Обломочные породы можно охарактеризовать по *скелету* (*каркасу*) *породы*, т. е. частицам, частично или полностью заполняющим промежутки между большими пора-

Таблица 3.1. Классификация размеров частиц Уэнтворта (Леворсен, 1967)

Класс осадка	Диаметр, мм
Валун	> 256
Крупный булыжник	256–128
Мелкий булыжник	128–64
Галька	
Очень крупная галька	64–32
Крупная галька	32–16
Средняя галька	16–8
Мелкая галька	8–4
Гравий	4–2
Песок	
Очень грубозернистый песок	2–1
Грубозернистый песок	1–1/2
Среднезернистый песок	1/2–1/4
Мелкозернистый песок	1/4–1/8
Очень мелкозернистый песок	1/8–1/16
Ил	
Грубозернистый ил	1/16–1/32
Среднезернистый ил	1/32–1/64
Мелкозернистый ил	1/64–1/128
Очень мелкозернистый ил	1/128–1/256
Глина	
Крупнозернистая глина	1/256–1/512
Среднезернистая глина	1/512–1/1024
Мелкозернистая глина	1/1024–1/2048
Очень мелкозернистая глина	1/2048–1/4096

ми. Состав скелета породы отличается от *цементирующего вещества*, которое обычно является химическим осадком или глиной и окружает скелет породы и зерна. Роль глины состоит в том, что она снижает проницаемость породы. Уплотнение и сжатие осадочных пород происходит в основном благодаря выделению воды из глинистых минералов. К глинистым минералам относят каолиниты, иллиты и монтмориллониты.

Песчаники, безусловно, являются наиболее распространенными из обломочных пород, образующих промышленно разрабатываемые месторождения. Обломочные породы с диаметром зерен, меньшим чем диаметр зерен песчаников, обычно преимущественно насыщены водой; если в них содержится нефть, то их проницаемость зачастую слишком низка, чтобы их можно было отнести к промышленным залежам. Углеводородосодержащие обломочные породы с диаметром зерен, значительно большим чем у песчаников, обычно содержат в основном газ или гудрон (Леворсен, 1967).

Песчаники составляют 15% осадочных пород литосферы; известняки (хемогенные породы) — 5% (Маскет, 1949). К оставшимся осадочным компонентам литосферы принадлежат глинистые сланцы (алевриты и аргиллиты), конгломераты и другие осадочные породы.

Большинство мировых запасов углеводородов находят в карбонатных породах, песчаниках и сланцах. Двадцать процентов углеводорода находится в карбонатах, 35% в песчаниках, и 45% — в сланцах (см. рисунок 3.1.). Большая часть углеводородов находится в сланцах, однако его добыча не является коммерчески выгодной (темпы добычи слишком малы, чтобы приносить прибыль). В результате примерно 35% извлекаемых запасов углеводородов добывается из песчаников и около 60% — из карбонатных пород, даже учитывая, что в песчаниках содержится почти в два раза больше углеводородов. Аллен и Робертс (1978) объясняют такое различие высоким процентом карбонатных месторождений на Ближнем Востоке — регионе, где находятся многие из крупнейших месторождений нефти и который лидирует в ее добыче.

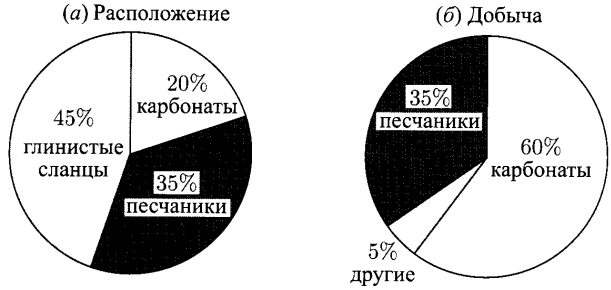


Рис. 3.1. Литология мировых запасов углеводорода: (а) открытых, (б) извлекаемых

В таблице 3.2 представлено 21 крупнейшее мировое месторождение нефти. В таблице 3.3 — 19 крупнейших мировых месторождений газа. В таблице 3.4 — 16 крупнейших нефтяных месторождений США. Такая систематизация подтверждает, что песчаниковые залежи содержат больше углеводорода, чем карбонатные. Двенадцать из 21 месторождений нефти в таблице 3.3 — песчаники, и лишь четыре — карбонаты. Одиннадцать из 16 месторождений нефти в таблице 3.4 являются песчаниками.

3.2.3. Геологический возраст

В основе классификации осадочных пород также может лежать геологический возраст, например, они могут относиться к пермскому, олигоценовому или девонскому периодам. Эта информация находится в последней колонке таблиц 3.2–3.4. На рисунке 3.2 изображена шкала геологического времени.

В таблице 3.5 показано распределение нефтяных месторождений по возрасту вмещающей породы (Лит и Джадсон, 1958). Из этой таблицы видно, что 53% и 29% разведанных промышленных запасов нефти сосредоточено в мезозое (75 – 200 миллионов лет назад) и миоцене-олигоцене (12 – 50 миллионов лет назад) соответственно. Таблица 3.2 показывает, что 18 из 21 крупнейших месторождений принадлежат к этим двум периодам. Как видно из таблицы 3.5, 88% разведанных мировых запасов нефти находится в горных породах, возраст которых от 12 до 200 миллионов лет[1]. Вычисления Гестера (1948) дают подобные результаты с небольшими отклонениями.

[1]Для лучшего понимания геологического возраста: динозавры жили 65 – 200 миллионов лет назад (меловой, юрский и триасский периоды). Млекопитающие начали появляться примерно 160 миллионов лет назад. Приматы появились около 30 миллионов лет назад, а человек разумный — около 37 – 300 тысяч лет назад.

Таблица 3.2. Крупнейшие мировые месторождения нефти (Кэмальт и Сэнт Джон, 1984)

	Месторождение	Год открытия	Страна	Промышл. запасы нефти, млрд $м^3$	Тип ловушки	Глубина, метры	Литология	Геологический период
1	Гавар	1948	Саудовская Аравия	13,00	Антиклиналь	2286	Карбонат	Юрский
2	Бурган	1938	Кувейт	11,90	Антиклиналь	1463	Песчаник	Меловой
3	Сафания	1951	Саудовская Аравия	5,72	Антиклиналь	1600	Песчаник	Меловой
4	Боливар-Коустл	1917	Венесуэла	4,77	Стратиграф	914	Песчаник	Миоценовый
5	Кантарель	1976	Мексика	3,18	Антиклиналь	1524	Карбонат	Меловой
6	Закум	1964	Абу-Даби	2,86	Антиклиналь	2774	Карбонат	Юрский
7	Манифа	1957	Саудовская Аравия		Антиклиналь	2316	Песчаник	Меловой
8	Киркук	1927	Ирак	2,70	Антиклиналь	853	Карбонат	Олигоценовый
9	Самотлор	1965	Россия	2,39	Антиклиналь	2225	Песчаник	Меловой
10	Ромашкинское	1948	Россия	2,31	Антиклиналь	1768	Песчаник	Девонский
11	Румейла	1953	Ирак	2,23	Антиклиналь	3246	Песчаник	Меловой
12	Абгейг	1941	Саудовская Аравия	2,04	Антиклиналь	1981	Карбонат	Юрский
13	Берри	1964	Саудовская Аравия	1,91	Антиклиналь	2256	Карбонат	Юрский
14	Зулуф	1965	Саудовская Аравия	1,69	Антиклиналь	1768	Песчаник	Меловой
15	Ахваз	1958	Иран	1,62	Антиклиналь	1981	Карбонат	Миоценовый
16	Марун	1963	Иран	1,51	Антиклиналь		Карбонат	Олиго.- миоц.
17	Прадхо-Бей	1968	США	1,49	Стратиграф	2591	Песчаник	Пермский
18	Хасси-Мессауд	1956	Алжир	1,43	Антиклиналь	3353	Песчаник	Кембрийский
19	Ага-Джари	1938	Иран	1,51	Антиклиналь		Карбонат	Олиг.-миоц.- мел.
20	Раудатайн	1955	Кувейт	1,40	Антиклиналь		Песчаник	Меловой
21	Гач-Саран	1928	Иран	1,35	Антиклиналь		Песчаник	Олиг.-миоц.-мел.

Таблица 3.3. Крупнейшие мировые месторождения газа (Кэмальт и Сэнт Джон, 1984)

	Месторождение	Год открытия	Страна	Промышл. запасы газа, триллионов куб. метров	Тип ловушки	Глубина, метры	Литология	Геологический период
1	Уренгой	1966	Россия	8,066	Антиклиналь	1219	Песчаник	Меловой
2	Ямбург	1969	Россия	4,754	Антиклиналь	1097	Песчаник	Меловой
3	Бованенково	1971	Россия	4,132	Антиклиналь	1219	Песчаник	Меловой
4	Заполярное	1965	Россия	2,66	Антиклиналь	1219	Песчаник	Меловой
5	Хасси-Р'Мель (к)	1956	Алжир	2,547	Антиклиналь	2103	Песчаник	Триасовый
6	Нортвест Доум	1976	Катар	2,264	Антиклиналь		Песчаник	Пермский
7	Гронинген	1959	Нидерл./Зап. Герм.	2,094		2743	Пермский	Песчаник
8	Бурган (н)	1938	Кувейт	2,038	Антиклиналь	1463	Карбонат	Меловой
9	Хьюготон	1926	США	1,953	Стратиграф	869	Доломит	Пермский
10	Арктическое	1968	Россия	1,783	Антиклиналь	2393	Песчаник	Меловой
11	Оренбург (к)	1966	Россия	1,783	Антиклиналь	1615	Карбонат	Пермский
12	Картаельское	1970	Россия	1,557	Антиклиналь	2499	Песчаник	Девонский
13	Медвежье	1967	Россия	1,274	Антиклиналь	1295	Песчаник	Меловой
14	Б. Стракче	1972	Иран	1,415	Антиклиналь	2286	Песчаник	Меловой
15	Канган	1973	Иран	1,415	Антиклиналь		Доломит	Пермский
16	Даулетобад	1976	Туркменистан	1,387	Стратиграф.	2987	Песчаник	Меловой
17	Моран	1956	Индия	1,358	Антиклиналь	2804	Песчаник	Олигоценовый
18	Тролль* (к)	1979	Норвегия	1,274	Антиклиналь	1448	Песчаник	Юрский
19	Харасавейское	1974	Россия	1,245	Антиклиналь	1524	Песчаник	Меловой

(н) означает месторождение нефти

(к) означает месторождение газоконденсата

* газоконденсатная шапка высотой 100 м располагается над нефтяной частью залежи высотой 22 м

Таблица 3.4. Крупнейшие нефтяные месторождения США (Кэмальт и Сэнт Джон, 1984, Фиппс, 1993)

	Месторождение	Год открытия	Штат	Промышл. запасы нефти, млрд $м^3$	Тип ловушки	Глубина, метры	Литология	Геологический период
1	Прадхо-Бей	1968	Аляска	1,91	Стратиграф.	2591	Песчаник	Пермский
2	Ист-Техас	1930	Техас	0,86	Стратиграф.	1128	Песчаник	Меловой
3	Уилмингтон	1932	Калифорния	0,45	Антиклиналь	671	Песчаник	Миоценовый
4	Мидуэй-Сансет	1894	Калифорния	0,43	Антиклиналь	1524	Песчаник	Миоценовый
5	Керн-Ривер	1899	Калифорния	0,30	Стратиграф.	305	Песчаник	Плиоценовый
6	Йейтс	1926	Зап. Техас	0,30	Антиклиналь	381	Карбонат	Пермский
7	Уассон	1936	Зап. Техас	0,30	Антиклиналь	1890	Доломит	Пермский
8	Купарук	1969	Аляска	0,29	Стратиграф.	1981	Песчаник	Юрский
9	Элк-Хилс	1911	Калифорния	0,24	Антиклиналь	2438	Песчаник	Миоценовый
10	Панхендл	1948	Техас	0,24	Стратиграф.	869	Доломит	Пермский
11	Келли-Синдер	1948	Техас	0,21	Риф	1524	Известняк	Пенс.-мисс.
12	Шо-Вель-Тум	1919	Оклахома	0,21	Антиклиналь	457	Песчаник	Пенс.-мисс.
13	Слотер	1936	Зап.Техас	0,19	Стратиграф.	1981	Доломит	Пермский
14	Хантингтон-Бич	1920	Калифорния	0,17	Антиклиналь	1524	Песчаник	Миоценовый
15	Белридж-Саут	1911	Калифорния	0,17	Антиклиналь	305	Песчаник	Миоценовый
16	Вентура	1919	Калифорния	0,16	Антиклиналь	2134	Песчаник	Плиоценовый

ЭРА	ПЕРИОД	ЭПОХА	ВОЗРАСТ (млн лет)
КАЙНОЗОЙ	ЧЕТВЕРТИЧНЫЙ	ГОЛОЦЕН	
		ПЛЕЙСТОЦЕН	1
	ТРЕТИЧНЫЙ	ПЛИОЦЕН	
		МИОЦЕН	
		ОЛИГОЦЕН	
		ЭОЦЕН	
		ПАЛЕОЦЕН	65
МЕЗОЗОЙ	МЕЛОВОЙ		135
	ЮРСКИЙ		190
	ТРИАСОВЫЙ		220
ПАЛЕОЗОЙ	ПЕРМСКИЙ		280
	ПЕНСИЛЬВАНСКИЙ		325
	МИССИСИПСКИЙ		350
	ДЕВОНСКИЙ		400
	СИЛУРИЙСКИЙ		430
	ОРДОВИКСКИЙ		500
	КЕМБРИЙСКИЙ		600
ДОКЕМБРИЙ			3000 3800 4600

Рис. 3.2. Шкала геологического времени (Леворсен, 1967)

Таблица 3.5. Возраст мировых нефтяных месторождений (Лит и Джадсон, 1958)

Возраст месторождения		Количество нефти в процентах от всех разведанных запасов	Количество месторождений в процентах от числа крупнейших мировых месторождений
Миллионов лет	Эра		
1–12	Плиоцено-плейстоценовая	3	10
12–50	Миоцено-олигоценовая	29	33
50–75	Эоценово-палеоценовая	6	7
75–200	Мезозойская	53	20
200–500	Палеозойская	9	30

3.2.4. Условия отложения осадочных пород

Осадочные породы также классифицируют по генетическим условиям отложения и способу переноса осадков[1]. Эта классификация более субъективна, чем предыдущие, поскольку происхождение пород носит градационный характер. Тиммерман (1982) разделил условия осадконакопления на морские, прибрежные и континентальные. *Континентальные* подразумевают сушу, *прибрежные* относятся к переходным зонам вдоль морей, океанов или поверхностных вод, *морские* — к морям и океанам. Подавляющее большинство нефтеносных пород образовалось в морской среде. Существуют различ-

[1] В отечественной литературе условия отложения характеризуются фациями. — *Прим. ред.*

ные классификации. Леворсен (1967), например, выделяет всего лишь два вида отложений: морские и континентальные.

В зависимости от среды осадконакопления, отложения разделяют на следующие подвиды (фации) (Вильямс и др., 1954; Муди, 1961; Андерсон, 1975):

1) Озерные — отложения, которые накапливаются в озерах.
2) Болотные или лагунные — отложения, которые формируются в болотах и лагунах.
3) Аллювиальные или флювиальные (речные) — отложения, которые накапливаются водными потоками в пределах русел, прилегающих пойменных равнин и конусов выноса.
4) Дельтовые — разновидность аллювиальных отложений, которые образуются в результате уменьшения скорости и переносящей способности потока, обычно в местах, где этот поток впадает в водоем со стоячей водой; как правило, имеют треугольную форму.
5) Наземные — отложения, которые образовались на суше.
6) Эоловые — тип наземных отложений, которые сформировались в результате накопления перенесенных ветром частиц.
7) Коллювиальные — тип наземных отложений, которые образуются в результате оползней и обвалов.
8) Ледниковые — отложения, сформировавшиеся в результате перемещения ледником обломков горных пород или таяния ледника, содержащего такие обломки, в результате чего эти обломки оказываются разбросанными по поверхности Земли.
9) Литоральные (прибрежные) — отложения, образовавшиеся вблизи морского побережья или берегового вала.
10) Водные — отложения, которые образовались в открытых водах. В зависимости от глубины они делятся на: эпинеретические (глубина менее 40 метров), инфранеретические (глубина более 40 метров) и батиально-абиссальные (глубина более 180 метров).
11) Эстуариевые (устьевые) — отложения, сформировавшиеся в каналах с устойчивыми берегами, где морская приливно-отливная деятельность сочетается с речным течением. Эстуариевые отложения являются разновидностью литоральных.
12) Приливно-отливные — отложения, образовавшиеся в результате поднятия и снижения уровня вод или приливно-отливной деятельности.

На рисунке 3.3 представлена сводная классификация, в которой различные подвиды условий осадконакопления отнесены к более общим видам. Поскольку классификация носит градационный характер, некоторые подвиды встречаются в более чем одном виде. Пирсон (1959) и Шелл (Тиммерман, 1982) представили более подробные генетические классификации.

3.2.5. Терминология

На рисунке 3.4 представлена система названий различных смесей осадочных материалов. Четыре главных компонента — это: (1) песок, (2) алеврит или глина, (3) кальцит или доломит и (4) кремнезем. Различными формами чистого кремнезема являются аутигенный опал (аморфный кремнезем), кварц (кристаллический кремнезем) и халцедон (скрытокристаллический кремнезем, т. е. кварцевые волокна, разделенные опаловыми пленками). Осадочными формами этих компонентов соответственно являются

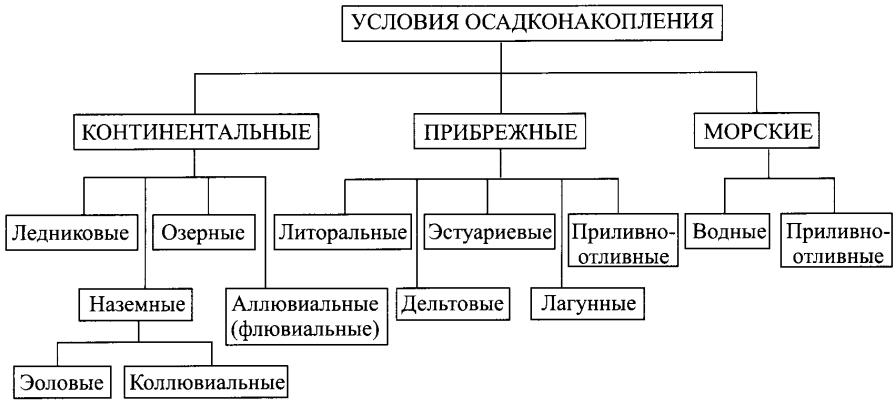


Рис. 3.3. Классификация условий осадконакопления

(1) песчаник (аренит), (2) алеврит или аргиллит, (3) известняк или доломит и (4) кремнистый сланец. Термин *аргиллитовый* означает содержащий глину, *известковый* — содержащий кальцит, *доломитовый* — содержащий доломит, *кремнистый* — содержащий кремнезем. Таким образом, аргиллитовый доломит — это осадок, состоящий главным образом из доломита, с некоторым содержанием глины.

Чистые, однородные пески называются *покровными песками*. Пески, содержащие большое количество глины, сланца или других примесей, называют *грязными песками* (Маскет, 1949).

3.3. Пористость

Пористость — это отношение объёма порового пространства к общему объему горной породы; обычно коэффициент пористости выражают в долях единицы или в процентах. Для вычислений всегда используют доли единицы.

Эффективная пористость — это отношение связанного порового пространства к общему объему породы. Если не указано другое, то термин «пористость» в этой книге подразумевает эффективную пористость, поскольку только в этой части порового пространства происходит движение флюидов. Эффективная пористость обычно составляет 90–95% общей пористости[1].

Термином, близким к рассмотренному в книге, является открытая пористость, характеризующая относительную долю открытых (сообщающихся) пор в объеме породы.

В большинстве пластов изменение пористости наблюдается в вертикальном и горизонтальном направлениях.

3.3.1. Диапазон значений

Пористость большинства коллекторов составляет от 5 до 30%, но, как правило, находится в пределах 10 – 20%. Карбонатные залежи обычно имеют меньшую пористость, чем песчаниковые, однако их проницаемость может быть выше.

[1] В российской терминологии под эффективной пористостью понимается отношение объема порового пространства, занятого углеводородами, к общему объему пласта, существующее до начала разработки. – *Прим. ред.*



Рис. 3.4. Система названий осадочных пород (Дэвис и др., 1976)

Следующая таблица характеризует диапазон и характеристику пористости породы-коллектора:

Характеристика	Пористость, %
Плохая	< 5
Удовлетворительная	$10-20$
Хорошая	$20-30$
Очень хорошая	> 30

При отсутствии компенсационных факторов, таких как трещины, разрывы или пустоты, залежи с коэффициентом пористости менее 5% обычно считают малопродуктивными. Типичные значения коэффициентов пористости и их диапазоны в некоторых породах-коллекторах представлены в таблице 3.6.

Пористость кубически упакованных одинаковых зерен сферической формы теоретически является верхним пределом пористости (рисунок 3.5*а*). Каждое зерно соприкасается только с четырьмя другими зернами. При такой упаковке пористость составляет $47,64\%$ и не зависит от диаметра зерен. (См. упражнение 3.1.) Более эффективной является ромбоэдрическая упаковка (рисунок 3.5*б*), в которой каждое зерно контактирует с 12 соседними. При такой структуре пористость составляет $25,95\%$ и не зависит от диаметра зерен. (См. упражнение 3.3.) Заметьте, что пористость увеличилась в 2 раза только за счет изменения структуры упаковки. В упражнении 3.2 дано определение и описание гексагональной упаковки. В естественных условиях пористость пород обычно ниже пористости ромбоэдрической укладки сферических зерен, поскольку зерна имеют различные размеры и формы.

Плотность зерен породы выражается в виде отношения массы породы к единице ее объема. Примечательно, что плотность зерен пород-коллекторов изменяется лишь в малой степени и обычно находится в пределах между $2,65$ и $2,86$ г/см^3. Этот факт часто используется при измерении пористости породы. (См. упражнения 3.10, 3.11

Таблица 3.6. Пористость и проницаемость некоторых месторождений (Леворсен, 1967)

Месторождение	Пористость, %		Проницаемость, мД	
Залежь/местонахождение	Диапазон	Средняя	Диапазон	Средняя
Песчаник Брадфорд, Пенсильвания	2–26	15	0,1–500	50
Известняк Смаковер, Арканзас	12–21	16,9	50–2000	737
Песчаник Стивенс, Керн Колорадо, Калифорния	15–30	20	10–3000	140
Оклахома-Сити, Оклахома	8–22	16	79–2497	688
Кумаребо, Венесуэла	3–39	21,7	1–3397	200–300

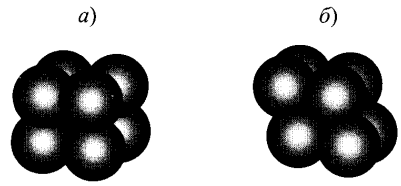


Рис. 3.5. (*а*) Кубическая и (*б*) ромбоэдрическая упаковка

Таблица 3.7. Зерновая плотность некоторых веществ

Вещество	Зерновая плотность, г/см^3
Песчаник (кварц)	2,65
Известняк (кальцит)	2,72
Доломит	2,86
Ангидрит ($CaSO_4$)	2,95
Галит (NaCl)	2,16

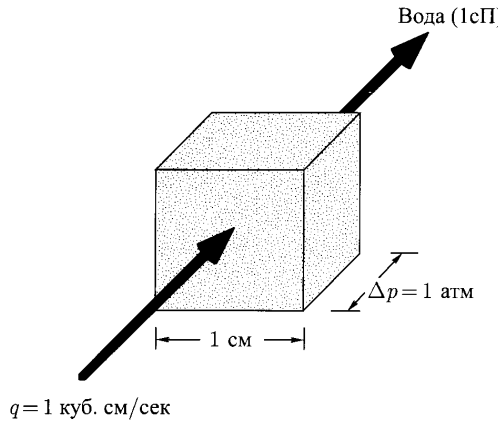


Рис. 3.6. Однонаправленный поток воды через куб проницаемой среды с проницаемостью 1 Дарси

и 3.12.) В таблице 3.7 представлены плотности зерен некоторых веществ (Шлюмберже, 1972).

В общем, пористость породы слабо зависит от температуры и давления. Так как первичное истощение является изотермическим, мы не рассматриваем функциональную зависимость пористости от температуры. Влияние давления на пористость описываются в разделе § 3.5 (сжимаемость породы).

3.4. Проницаемость

Проницаемость — это способность пористого материала пропускать флюиды через связанные поры породы. Проницаемость k находят по закону Дарси. (Поскольку для извлечения флюидов необходим поток, можно сказать, что нас больше интересует проницаемость, чем пористость пористой среды.)

3.4.1. Закон Дарси

Линейная форма закона Дарси выглядит следующим образом:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu}\frac{dp}{dx}, \tag{3.1}$$

где q — объемная скорость потока, см^3/сек; A — площадь поперечного сечения (перпендикулярная потоку), см^2; μ — вязкость флюида, сП; dp/dx — перепад давления на единицу длины (градиент), атм/см; k — проницаемость, дарси.

Уравнение (3.1) подразумевает, что движение флюида происходит в положительном x-направлении, если q положительное, и в отрицательном x-направлении — если q имеет отрицательное значение. Это условие соответствует результатам наблюдений, согласно которым движение флюидов всегда происходит от участков с высоким давлением к участкам с низким давлением (в горизонтальной системе). Это также означает, что градиент давления в уравнении (3.1) отрицателен, если движение флюида происходит в положительном x-направлении. Проницаемость измеряется в единицах длины в квадрате и обычно выражается в дарси. Куб пористой среды с размером ребра 1 см имеет проницаемость 1 дарси, если флюид с вязкостью 1 сантипуаз движется со скоростью 1 см^3/сек при перепаде давления, равном 1 атм (см. рис. 3.6). Один дарси равен $9,869 \times 10^{-9}$ см^2 или приблизительно 1×10^{-8} см^2. Значения остальных переводных коэффициентов см. в таблице 1.4.

Уравнение (3.1) справедливо при условиях однофазного потока, отсутствия силы тяжести (т. е. горизонтальный поток), ньютоновской жидкости и ламинарного потока. Более подробное описание закона Дарси может быть найдено в других источниках (Рагхаван, 1993; Беар, 1972; Чаилдс, 1969; Ньюман, 1977; Роуз, 1945).

Допустим, что скорость потока, площадь поперечного сечения, вязкость и проницаемость являются постоянными. Тогда, проинтегрировав уравнение (3.1), получим

$$\frac{q}{A} = \frac{k}{\mu}\frac{\Delta p}{\Delta x}, \tag{3.2}$$

где $\Delta p = p_1 - p_2$, $\Delta x = x_2 - x_1$, индексы обозначают определенные пространственные расположения. Это уравнение регулярно используется при экспериментальных вычислениях k в контрольных исследованиях при идеальных условиях. (См. упражнение 3.8.)

Интегральные формы закона Дарси можно использовать для описания систем с неоднородной проницаемостью. Например, закон Дарси может быть адаптирован

к случаям, когда проницаемость изменяется поперечно или в направлении движения флюидов. Также этот закон может быть применен к системе, состоящей из серии последовательных пропластков или параллельных слоев. (См. упражнения 3.14, 3.15 и 3.16.) Такие адаптации помогают понять и объяснить многие практические случаи, такие как проницаемость поврежденной поверхности ствола скважины (см. упражнение 3.17), проницаемость пласта после гидравлического разрыва (см. упражнение 3.19) и контрасты проницаемости по различным направлениям в слоистых пластах (упражнение 3.20).

3.4.2. Диапазон значений

Значения проницаемости могут существенно отличаться в зависимости от пористой среды. На рисунке 3.7 показаны диапазоны проницаемости различных пород-коллекторов и неуплотненных осадков. Проницаемость песчаников составляет от $0,01$ до 500 мД, известняков – от $0,1$ до 1000 мД, глинистых сланцев – от 10^{-4} до 1 мД. В пределах одного пласта проницаемость изменяется гораздо сильнее, чем пористость.

Значения проницаемости различных частей пласта также существенно отличаются друг от друга. Например, нередко проницаемость изменяется в $3-4$ раза. В таблице 3.8 показаны значения проницаемости 63 образцов, взятых из боковых стенок кернов типичного коллектора. Обратите внимание, что проницаемость находится в диапазоне от $0,19$ до 132 мД, т. е. изменяется почти на 3 порядка. Такая существенная разница проницаемости объясняется различными факторами, например различным размером зерен, наличием прослоев песчаника или глины.



Рис. 3.7. Диапазоны проницаемости различных пород (Фриз и Черри, 1979)

Как правило, проницаемость коллектора определяется нормальным логарифмическим распределением. Данный тип распределения характеризуется тем, что логарифм

Таблица 3.8. Проницаемость 63 различных образцов породы-коллектора

Проницаемость, мД					
0,19	1,20	2,80	5,75	11,79	31,77
0,25	1,31	2,99	6,09	12,68	36,35
0,32	1,44	3,19	6,44	13,69	41,59
0,42	1,56	3,41	6,86	14,79	49,43
0,50	1,69	3,64	7,31	16,05	58,75
0,60	1,82	3,88	7,81	17,42	76,47
0,69	1,97	4,10	8,34	19,04	99,54
0,79	2,12	4,34	8,92	20,80	131,83
0,88	2,28	4,66	9,55	22,96	
0,99	2,44	5,00	10,23	25,35	
1,09	2,62	5,36	10,96	28,38	

проницаемости подчиняется закону Гаусса. На рисунке 3.8 изображена гистограмма распределения данных, приведенных в таблице 3.8. Это распределение характеризуется колоколообразной кривой с вершиной, соответствующей средней проницаемости; в данном случае это приблизительно 5 мД. Медианная и среднеарифметическая проницаемости при логарифмически правильном распределении одинаковы.

Для простоты и общего представления о проницаемости пласта обычно указывается ее среднее значение. Обычно это среднее арифметическое или среднее геометрическое. Оба этих средних значения приблизительно совпадают во всех пластах. Существует приблизительная оценка средней проницаемости пласта:

нормальная: $1 - 10$ мД;
хорошая: $10 - 100$ мД;
очень хорошая: $100 - 1000$ мД.

Породу-коллектор с проницаемостью 5 мД и менее называют *плотным песком* или *плотным известняком* в зависимости от состава (Леворсен, 1967). В таблице 3.6 представлены типичные значения проницаемости.

3.4.3. Аналогия с капиллярным потоком

Движение флюида в пористой среде можно сравнить с движением через систему капилляров. Такая аналогия является наглядной, хотя и слишком упрощенной.

Паузейль (1846) вывел следующее уравнение для потока флюида через капилляр радиусом r:

$$v = \frac{r^2}{8\mu}\frac{\Delta p}{\Delta x}, \tag{3.3}$$

где v — это скорость движения флюида. Это уравнение предполагает (1) ламинарный поток, (2) линейный поток, (3) постоянную вязкость, (4) однофазный поток, (5) несжимаемый флюид, (6) установившийся поток, (7) ньютоновскую жидкость и (8) отсутствие утечки через стенки капилляров. Внутрипоровая скорость движения флюида в пористой среде рассчитывается по закону Дарси:

$$v = \frac{q}{A\phi} = \frac{k}{\phi\mu}\frac{\Delta p}{\Delta x}. \tag{3.4}$$

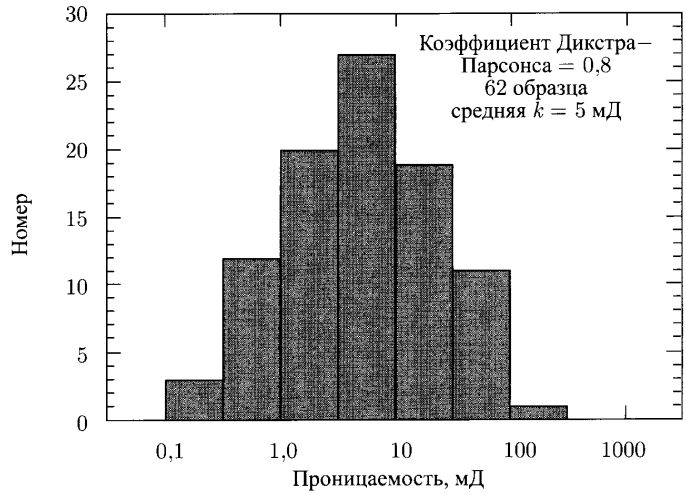


Рис. 3.8. Гистограмма проницаемости типичного коллектора

Сравнивая уравнения (3.3) и (3.4), получим

$$\frac{k}{\phi} = \frac{r^2}{8}. \tag{3.5}$$

Это уравнение тесно связано со знаменитым уравнением Козени:

$$\frac{k}{\phi} = \frac{1}{KA_s^2}, \tag{3.6}$$

где A_s — смоченная площадь удельной поверхности на единицу порового объема, K — постоянная. В системе капиляров A_s равно $2/r$, K равно 2, однако это решение не учитывает извилистость поровых каналов. Кармен (1939) отметил, что наилучшим образом согласуются с экспериментальными данными значения K от 2 до 6. Решая уравнение (3.5) для r, получим

$$r = \sqrt{\frac{8k\left(9,87 \times 10^{-12}\right)}{\phi}}, \tag{3.7}$$

где r [=] см, k [=] мД, а постоянная $9,87 \times 10^{-12}$ — это переводной коэффициент, показывающий количество см^2 в 1 мД. Уравнения (3.5) и (3.6) используются для связи проницаемости и эффективного радиуса порового канала. Например, если $k = 10$ мД, а $\phi = 20\%$, то эффективный радиус порового канала равен $0,63$ мкм. Таким образом, пористая среда эквивалентна системе капилляров, радиус каждого из которых составляет $0,63$ мкм.

Также существуют и другие наглядные аналогии. Например, закон Дарси можно применить к потоку через щель. Такая аналогия помогает вычислить проницаемость трещины. См. упражнение 3.18. В упражнении 3.19 подсчитывается проницаемость пласта после гидроразрыва.

3.4.4. Соотношение пористости и проницаемости

Связь между проницаемостью и пористостью очень часто используется на практике. Однако помимо того факта, что проницаемая порода должна обязательно быть пори-

стой, между этими двумя характеристиками существует лишь общая связь. На рисунке 3.9 показан график зависимости логарифма проницаемости от пористости в песчаниковом коллекторе (Венесуэла). В данном случае можно говорить о приблизительно линейной зависимости логарифма проницаемости от пористости, хотя такая зависимость в большей степени является следствием разброса данных.

3.4.5. Влияние давления

Проницаемость породы-коллектора зависит от температуры и давления. Поскольку пласт, в сущности, является изотермическим, мы не будем рассматривать влияние температуры на проницаемость. Фэтт и Дэвис (1952) отметили, что максимальное изменение проницаемости составляет лишь около 25% при изменении давления от 414 до 689,5 бар. Обычно влияние давления на проницаемость при первичной добыче не учитывается. Однако возможны существенные различия между проницаемостью породы под давлением (в естественных условиях) и при отсутствии давления (в лабораторных условиях при атмосферном давлении) (Килэн, 1986).

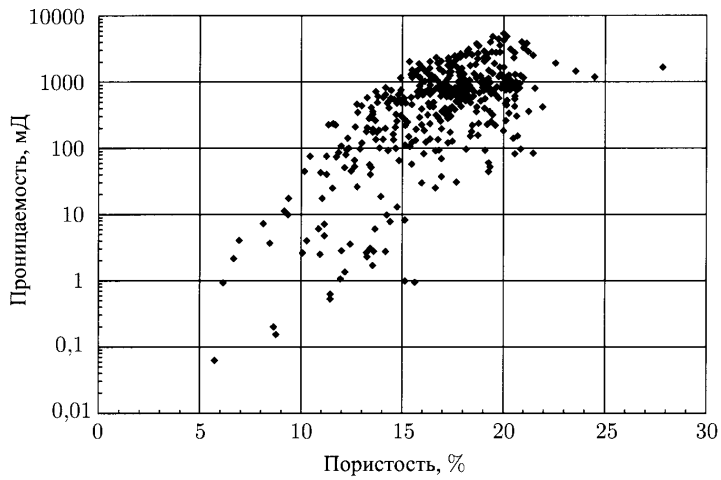


Рис. 3.9. Связь между пористостью и проницаемостью в песчаниковом коллекторе Венесуэлы

3.5. Сжимаемость породы

Породы-коллекторы, как и все вещества, сжимаются под давлением. В горных породах существует 3 вида сжимаемости: (1) сжимаемость скелета породы, (2) сжимаемость общего объема, (3) сжимаемость порового объёма.

Сжимаемость скелета породы — это относительное изменение объёма скелета породы (зерен), деленное на единицу давления. Сжимаемость общего объема — это относительное изменение общего объёма породы при единичном давлении. Сжимаемость порового объема — это относительное изменение объёма порового пространства при единичном давлении. Первые два вида сжимаемости играют относительно малую роль по сравнению с последним. Поэтому мы остановимся на сжимаемости порового объёма. Она играет важную роль, поскольку при первичной добыче в зависимости от

величины и пластовых условий обычно дает от 0 до 10% энергии вытеснения[1]. В отдельных случаях это позволяет увеличить добычу на 25 – 50%.

Объем порового пространства уменьшается с понижением давления. Это объясняется действием двух механизмов: (1) перераспределением зерен и (2) расширением зерен породы. Действие последнего механизма обычно незначительно по сравнению с первым. Оба механизма начинают действовать, когда при истощении пласта и падении пластового давления горное давление перераспределяется между флюидом и скелетом породы.

Влияние давления на объем порового пространства измеряется двумя характеристиками: (1) коэффициентом объемного расширения и (2) изотермической сжимаемостью. Коэффициент объемного расширения измеряется с помощью лабораторного тестирования. Коэффициент сжимаемости в свою очередь выводится и рассчитывается на основе коэффициента расширения. Коэффициент расширения порового объёма или горной породы рассчитывается по формуле

$$E_f = \frac{V_{pi} - V_p(p)}{V_{pi}}, \tag{3.8}$$

где V_{pi} — начальный объём порового пространства, а $V_p(p)$ — объем порового пространства при давлении p. Сжимаемость порового объема или породы находят по формуле

$$c_f = \frac{1}{V_p}\left(\frac{\partial V_p}{\partial p}\right)_T \tag{3.9}$$

и выражают в единицах обратного давления, обычно в $1/\text{бар}$[2]. Давление в уравнении (3.9) — это поровое (пластовое) давление[3]. Коэффициент объемного расширения представляет собой интегральную или накопленную величину, сжимаемость является дифференциальной (мгновенной) величиной. Взяв производную от уравнения (3–8) по давлению, мы получим связь между E_f и c_f:

$$\frac{\partial E_f}{\partial p} = -c_f(p)\frac{V_p(p)}{V_{pi}}. \tag{3.10}$$

Из этого уравнения видно, что сжимаемость породы определяется наклоном графика зависимости E_f от p.

3.5.1. Измерение

Обычно коэффициент объемного расширения измеряют следующим образом. Насыщенный водой образец керна помещается в кернодержатель, который устанавливается в автоклав. Давление в автоклаве имитирует давление вышележащей толщи (т. е.

[1] Термины сжимаемость породы и сжимаемость порового объема взаимозаменимы.

[2] Иными словами, единицей измерения здесь служит изменение порового объема на единицу порового объёма на 1 бар.

[3] Формально сжимаемость порового объема измеряется в единицах зернового давления согласно формуле $-(1/V_p)(\partial V_p/\partial p_g)$, где p_g — зерновое давление (эффективное напряжение). Такое определение не противоречит стандартному определению изотермической сжимаемости. Однако, поскольку при постоянном горном давлении изменение зернового давления равно отрицательному изменению порового давления, вполне можно использовать уравнение (3.9).

давление уплотнения). Гидростатическое давление внутри кернодержателя имитирует пластовое давление. Опыт начинается при низком давлении вышележащей толщи и высоком гидростатическом давлении. Горное давление постепенно увеличивают и измеряют количество вытесненной воды. Суммарный объем вытесненной воды равен изменению порового объёма. Чтобы этот опыт имел физический смысл, гидростатическое давление должно оставаться постоянным, что достигается регулировкой насоса, который поддерживает давление в керне.

В таблице 3.9 представлены экспериментальные результаты, полученные для газовой залежи с высоким давлением на северном побережье Мексиканского залива, США (Феткович и др., 1998). Начальное пластовое и гидростатическое давление составляло $675,7$ бар. Коэффициент расширения находился в пределах от 0 до $8,07\%$. В ходе опыта пористость уменьшилась с $16,7\%$ до $15,52\%$. Сжимаемость находилась в пределах от $5,8$ до $30,45 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Для данного образца наблюдались повышенные значения коэффициента объемного расширения. Высокие значения обычно объясняются двумя механизмами: (1) выраженной перестройки зерен и (2) разрушения пор. Эти процессы будут рассмотрены далее.

Данные в таблице 3.9 подтверждают общие наблюдения; а именно то, что изменение общего объема горной породы является незначительным по сравнению с относительным изменением объема порового пространства. Если не учитывать изменение общего объёма, то изменение порового объёма приблизительно равно

$$\frac{V_{p1}}{V_{p2}} = \frac{\phi_1}{\phi_2}, \tag{3.11}$$

где индексы 1 и 2 обозначают различное состояние давления.

Таблица 3.9. Экспериментальные результаты определения сжимаемости газового коллектора на северном побережье Мексиканского залива, США (Феткович и др., 1998)

Горное давление, бар	Поровый объем (ПО), см^3	Объем породы, см^3	Пористость, %	Давление, бар	Коэффициент расширения порового объема	Сжимаемость породы, $\times 10^{-5}$ бар$^{-1}$
13,79	3,420	20,530	16,66	675,69	0,0000	21,9
68,95	3,379	20,498	16,48	620,53	0,0120	18,1
137,9	3,337	20,447	16,32	551,58	0,0243	14,8
206,84	3,303	20,413	16,18	482,63	0,0342	11,9
275,79	3,276	20,382	16,07	413,69	0,0421	8,4
344,74	3,257	20,367	15,99	344,74	0,0477	6,2
413,69	3,243	20,353	15,93	275,79	0,0518	5,8
482,63	3,230	20,340	15,88	206,84	0,0556	7,7
551,58	3,213	20,323	15,81	137,9	0,0605	16,4
620,53	3,177	20,329	15,63	68,95	0,0711	29,13
655	3,144	20,254	15,52	34,47	0,0807	

Если V_e — объем вытесненной воды, то сжимаемость породы рассчитывается из тангенса угла наклона графика зависимости (V_e/V_p) от p. Теоретической основой этого графика является уравнение (3.9).

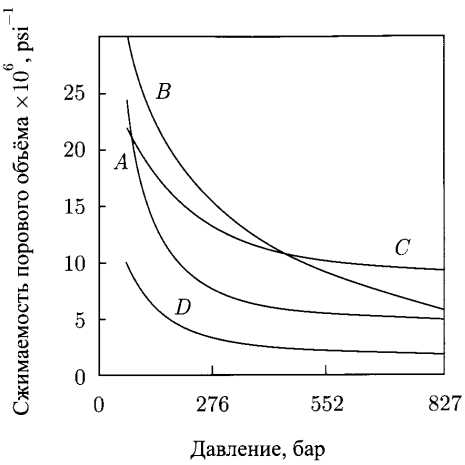


Рис. 3.10. Зависимость сжимаемости порового объема от давления. (А) Песчаник Базаль Тускалуза, пористость — 13%; (Б) песчаник Санта Роза Каунти, Флорида, пористость — 15%; (В) песчаниковое месторождение бассейна Вентура, Калифорния, пористость — 10%; (Г) песчаник Брадфорд, Пенсильвания, пористость — 15% (Фэтт и Дэвис, 1952)

3.5.2. Экспериментальные результаты

На рисунке 3.10 изображен график зависимости сжимаемости породы от давления. Это результаты исследования сцементированных песчаников. При давлениях выше 276 бар сжимаемость породы является относительно постоянной (приблизительно от $4,35$ до $14,5 \times 10^{-5}$, бар$^{-1}$). При давлениях ниже этого значения начинается *разрушение пор*, и с понижением давления сжимаемость стремительно повышается. Результаты на рисунке 3.10 показывают, что формально сжимаемость породы не является постоянной величиной, хотя иногда такое допущение используют для удобства.

В породах, изначально содержащих некоторое количество несцементированных зерен, происходит другой процесс: переупаковка зерен. Хотя переупаковка зерен происходит во всех образцах пород, ее действие отчетливее проявляется в рыхлых образцах. Влияние переупаковки наиболее заметно, когда поровое давление сначала уменьшается. При выраженной переупаковке зерен сначала наблюдается высокая сжимаемость. Так как зерна со временем соединяются, сжимаемость уменьшается и приближается к типичному значению. Данные в таблице 3.9 являются типичными для образцов породы с выраженной перестройкой зерен.

3.5.3. Корреляции

Ньюман (1973) измерил коэффициенты сжимаемости порового объёма и пористость 79 образцов сцементированных песчаников и вывел зависимость между c_f и ϕ:

$$c_f = \frac{6,702 \times 10^{-6}}{(1 + 55,8721\phi)^{1,42959}}, \tag{3.12}$$

где c_f выражено в виде отношения изменения порового объема к объему пор и единицы давления (или просто бар$^{-1}$). Из этого уравнения видно, что сжимаемость порового объема увеличивается с уменьшением пористости.

Пример 1. Оценка изменения объёма порового пространства в процессе истощения давления.

Сжимаемость пластовой породы составляет $14,5 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Подсчитайте, на сколько процентов сократится объем порового пространства при уменьшении давления от $551,2$ до $68,9$ бар.

При давлении $551,2$ бар коэффициент пористости составляет 20%, Вычислите коэффициент пористости при давлении $68,9$ бар. Предполагается, что при изменении давления сжимаемость остается постоянной.

Решение. Разделив переменные и проинтегрировав уравнение (3.9), получим

$$c_f\left(p_2 - p_1\right) = \ln\left(\frac{V_{p2}}{V_{p1}}\right),$$

где числовые индексы обозначают различные значения давления. Пропотенцируем обе части уравнения и, решая для $\left(V_{p1} - V_{p2}\right)/V_{p1}$, получим

$$\frac{V_{p1} - V_{p2}}{V_{p1}} = \exp\left[c_f\left(p_1 - p_2\right)\right].$$

Подставив значения, получим

$$\frac{V_{p1} - V_{p2}}{V_{p1}} = \exp\left[\left(14,5 \times 10^{-6} \text{ бар}^{-1}\right)\left(551,2 - 68,9 \text{ бар}\right)\right] = 7,25\%.$$

Таким образом, объем порового пространства сократился на $7,25\%$. Это означает, что пористость также изменилась на $7,25\%$. То есть при давлении $68,9$ бар пористость составила $(0,9275)$ (20%) или $18,6\%$.

Кстати, в этом примере без существенной потери точности можно использовать приближение уравнения (3.9), полученное методом конечных разностей. В результате приближения получается уравнение $\left(V_{p1} - V_{p2}\right)/V_{p1} = c_f\left(p_1 - p_2\right)$. Данное приближение эквивалентно замене экспоненциальной функции на первый порядок разложения в ряд Тейлора.

3.6. Относительная проницаемость

Относительная (фазовая) проницаемость (ОФП) — это доля абсолютной проницаемости, которую данная фаза имеет при многофазном потоке. Она вычисляется по формуле

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k}, \tag{3.13}$$

где k_{ri} — это относительная проницаемость фазы i, k_i — проницаемость фазы i, k — абсолютная проницаемость. Относительная проницаемость используется для водной, нефтяной и газовой фазы. ОФП оказывает решающее влияние на продуктивность пласта.

Относительная проницаемость тесно связана с межфазным натяжением, смачиваемостью, краевым углом и капиллярным давлением. Описание этих зависимостей можно найти в других источниках (Роуз, 1987).

Относительная фазовая проницаемость в значительной мере зависит от степени насыщенности. Относительная фазовая проницаемость равна нулю, если ее насыщенность меньше минимального или критического значения, необходимого для возникновения потока. Критическая насыщенность обычно находится в пределах от 0 до 40%. Относительная проницаемость фазы увеличивается по мере увеличения насыщенности, если она превышает критическое значение.

В лабораторных исследованиях обычно измеряют один или несколько наборов параметров относительной проницаемости:

1) Относительная проницаемость по газу и нефти в присутствии связанной (неподвижной) воды.
2) Относительная проницаемость по воде и нефти при отсутствии газа.
3) Относительная проницаемость по воде и газу при отсутствии нефти.

В таких исследованиях измеряется только относительная проницаемость по двум фазам, исследования одновременного потока трех флюидов проводятся редко. Относительная проницаемость трехфазного потока обычно выводится из двухфазных измерений. Успех такого подхода частично объясняется тем, что одновременный поток нефти, воды и газа — довольно редкое явление.

При исследовании конкретного пласта требуются не все вышеперечисленные наборы параметров. Выбор набора параметров зависит от типа пластового флюида и присутствующих пластовых режимов. В залежах тяжелой, легкой нефти и газоконденсата обычно измеряют значения относительной проницаемости по газу и нефти, а также по воде и нефти. Залежи жирного и сухого газа в основном требуют измерения относительной проницаемости по воде и газу, поскольку нефтяная фаза в них никогда не формируется. Относительная проницаемость по воде — в присутствии нефти или газа — требуется только при наличии подвижной воды. Подвижная вода обязательно присутствует при водонапорном режиме (естественном или искусственном) и образовании конуса обводнения. Для замкнутых коллекторов жирных и сухих газов данные об относительной проницаемости не требуются. Тема относительной проницаемости, включая критерии выбора набора параметров, широко освещается в других учебниках (Дейк, 1978; Амикс и др., 1960; Крафт и др., 1991), а также Кристиансеном (в печати). Для углубленного изучения этого аспекта читателю следует обратиться к этим источникам.

3.7. Заключение

Эта глава ставит перед собой две основные задачи. Первая — познакомить читателя с дополнительной основой классификации залежей, отличной от типа флюида и пластовых режимов (описанных в главе 2). Всесторонний подход к классификации залежей необходим для идентификации подобных коллекторов. Свойства коллекторов далее прогнозируются по аналогии со свойствами подобных им изученных ранее коллекторов. Такой метод прогнозирования свойств использует широкий массив статистических данных и называется методом *аналогов*.

Вторая задача — познакомить читателя с петрофизическими свойствами. В действительности их существует намного больше, чем описано в этой книге. Например, многие петрофизические свойства связаны с электрическими или акустическими свойствами горных пород. Фильтрационные свойства, затронутые здесь, широко описыва-

ются в других работах. Вы увидите, что пористости, проницаемости и сжимаемости будут появляться почти в каждом разделе этой книги.

УПРАЖНЕНИЯ

3.1. Пористость при кубической упаковке

На рисунке 3.5*а* показано расположение сферических зерен при кубической укладке. Вычислите коэффициент пористости. Напоминаем, что объём сферы равен $4\pi r^3/3$. *Ответ:* $47,6\%$.

3.2. Пористость при гексагональной упаковке

На рисунке 3.15 показан вид сверху гексагональной упаковки зерен сферической формы. При такой структуре ряды располагаются друг над другом. Каждое зерно соприкасается с восемью другими зернами (шесть раз в той же плоскости, один раз вверху и один раз внизу). Каждая сфера ограничена шестиугольником. Вычислите коэффициент пористости. Напоминаем, что объём сферы равен $4\pi r^3/3$, площадь шестиугольника со вписанным кругом равна $6r^2 \tan 30°$. *Ответ:* $39,5\%$.

3.3. Пористость при ромбоэдрической упаковке

На рисунке 3.16 показано расположение сферических зерен при ромбоэдрической упаковке. Такая упаковка идентична гексагональной (см. упражнение 3.2) за исключением смещения рядов. Каждая сфера соприкасается с двенадцатью другими сферами (шесть раз в своей плоскости, три раза вверху и три раза внизу). Вычислите коэффициент пористости. Ромбоэдрическую упаковку можно представить в виде тетраэдров с ребрами, равными $2r$, со вписанными в каждую из четырех вершин сферическими секторами. Напоминаем, что объём сферы равен $4\pi r^3/3$, а объем тетраэдра — $0,9428r^3$. *Ответ:* $25,9\%$.

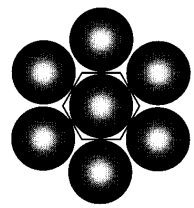


Рис. 3.15. Гексагональная упаковка. Вид сверху

3.4. Породы-коллекторы

Назовите три главных класса горных пород земной коры. Какой или какие из перечисленных классов играют наиболее важную роль в отношении углеводородов?

3.5. Породы-коллекторы

Назовите классы осадочных пород. Дайте определения и приведите примеры каждого класса.

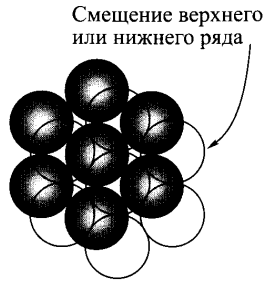


Рис. 3.16. Ромбоэдрическая упаковка. [Смещение верхнего или нижнего ряда]

3.6. Породы-коллекторы

К какому геологическому периоду или эре относится большинство нефтеносных пород?

3.7. Породы-коллекторы

Какой процент мировых запасов углеводородов находится в карбонатных, песчаниковых и сланцевых месторождениях? Какой процент промышленных запасов углеводородов добывают в карбонатных, песчаниковых и сланцевых месторождениях?

3.8. Измерение проницаемости

Образец керна цилиндрической формы диаметром $2,50$ см и длиной $5,0$ см помещен в измеритель проницаемости (пермеаметр). При выделении воды из керна зафиксированы следующие показатели:

$q = 0,50$ см^3/сек,
$L = 5,0$ см,
$\mu = 1,0$ сП,
$p_1 = 0,3054$ бар,
$p_2 = 0,0703$ бар.
Какова проницаемость (мД) керна?

3.9. Сжимаемость породы

Объём порового пространства песчаникового коллектора составляет 100 миллионов баррелей при начальном давлении $275,79$ бар. Подсчитайте, во сколько раз изменится объем порового пространства при падении пластового давления до $34,47$ бар. Вычислите коэффициент пористости и объём порового пространства (в баррелях) при давлении $34,47$ бар. Начальный коэффициент пористости составляет $18,0\%$. Используйте соотношение Ньюмана для оценки полученного коэффициента сжимаемости породы.

3.10. Измерение пористости: гравиметрический метод

Масса образца керна измеряется в насыщенном жидкостью и сухом состоянии. Докажите, что объем порового пространства равен:

$$\text{объем порового пространства} = [(\text{масса насыщенного образца}) \times \times (\text{масса сухого образца})]/(\text{плотность насыщенного флюида}).$$

Например, образец керна цилиндрической формы имеет диаметр $5,08$ см и длину $12,7$ см. Масса сухого образца керна составляет $556,2$ г. Образец керна насыщают нефтью, и его масса достигает $592,9$ г. Плотность нефти составляет $0,754$ г/см^3. Вычислите коэффициент пористости керна (%) и его зерновую плотность (г/см^3). *Ответы:* $18,8\%$, $2,66$ *г/см*^{3}.

3.11. Пористость и минеральная плотность

Выведите следующее уравнение:

$$\phi = \frac{\rho_r - \rho_b}{\rho_r - \rho_f}, \tag{3.14}$$

где ρ_b, ρ_r и ρ_f — это плотность объемная, минеральная и флюида соответственно. Докажите, что если объёмная плотность измеряется при наличии воздуха в порах, то это уравнение можно упростить до уравнения

$$\phi = 1 - \rho_b/\rho_r. \tag{3.15}$$

Это уравнение представляет собой быстрый способ определения коэффициента пористости образца породы, если известны только его масса и размеры.

Вычислите коэффициент пористости образца керна цилиндрической формы диаметром $2,54$ см и длиной $5,08$ см. Сухой образец песчаника весит $53,8$ г. Зерновая плотность равна $2,65$ г/см^3. *Ответ:* $21,2\%$.

3.12. Пористость и плотностной каротаж

Зонд плотностного каротажа использует гамма-лучи для измерения объёмной плотности пласта. Источник и детектор гамма-излучения помещают рядом с пластом. Прибор сконструирован таким образом, что единственной возможной траекторией движения лучей от источника к детектору является их путь через пласт. Какова пористость пласта (%), если согласно показаниям прибора объёмная плотность песчаника, содержащего главным образом воду, составляет $2,375$ г/см^3? Минеральная плотность равна $2,68$ г/см^3. *Ответ:* $18,1\%$.

3.13. Сжимаемость породы

Сжимаемость породы можно определить в лабораторных условиях, поместив насыщенный жидкостью образец породы в камеру давления и измеряя количество вытесненной жидкости при увеличении давления вышележащих слоев. В следующей таблице представлены результаты такого опыта. Опыт начался при атмосферном давлении. Начальный объем порового пространства при атмосферных условиях составляет 50 см^3. Подчитайте сжимаемость породы (изменение порового объёма на единицу изменения давления) при давлении $413,69$ бар.

Давление, бар	Объем вытесняемого флюида, см^3
$68,95$	$0,244$
$137,9$	$0,324$
$206,84$	$0,392$
$275,79$	$0,448$
$344,74$	$0,500$
$413,69$	$0,546$
$482,63$	$0,596$

3.14. Средняя проницаемость серии пропластков

На рисунке 3.17 изображено n-ое количество последовательно расположенных пропластков. Каждый пропласток i имеет длину L_i и проницаемость k_i. Выведите следующую формулу расчета средней проницаемости серии пропластков:

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=n}^{n} L_i}{\sum_{i=1}^{n} \frac{L_i}{k_i}}. \tag{3.16}$$

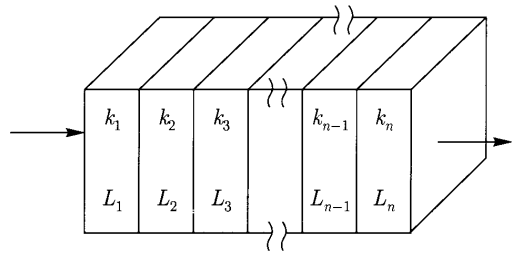


Рис. 3.17. Фильтрация через пласт, имеющий несколько зон различной проницаемости

3.15. Средняя проницаемость серии пропластков: радиальная система

На рисунке 3.18 изображен пласт, имеющий n-ое количество концентрически расположенных зон, составляющих радиальную систему фильтрации. Каждая зона i имеет внутренний и внешний радиусы, соответственно r_1 и r_{1+1}, и проницаемость k_i. Выведите следующую формулу для расчета средней проницаемости системы:

$$\bar{k} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\sum_{i=1}^{n} \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{k_i}}. \tag{3.17}$$

3.16. Средняя проницаемость серии параллельных пропластков

Рассмотрим случай, когда n-ое количество пропластков, каждый из которых имеет свою проницаемость k_i и мощность h_i, располагаются параллельно друг другу (рисунок 3.19). Каждый пропласток имеет длину L, ширину W и перепад давления Δp. Общая мощность системы составляет

$$h = \sum_{i=1}^{n} h_i, \tag{3.18}$$

Докажите, что средняя проницаемость системы равна

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^{n} h_i k_i}{h}. \tag{3.19}$$

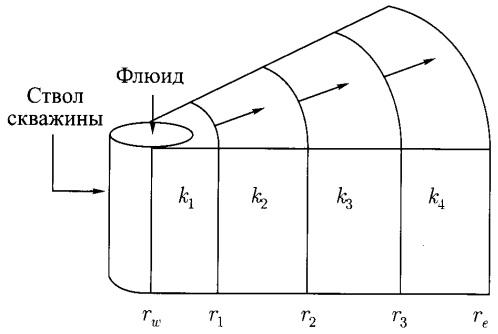


Рис. 3.18. Радиальная фильтрация через пласт, имеющий несколько зон различной проницаемости

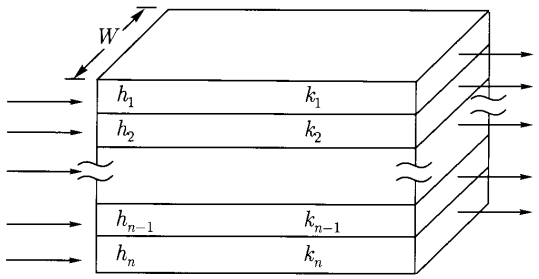


Рис. 3.19. Линейная фильтрация через пласт, имеющий несколько параллельно расположенных зон различной проницаемости

3.17. Проницаемость пласта, вскрытого скважиной с поврежденной поверхностью ствола

Проницаемость пласта составляет 50 мД. В нем пробурена скважина. В результате этого в околоствольной части пласта была нарушена проницаемость. Толщина зоны с нарушенной проницаемостью 0,0253 м (1 дюйм), а ее проницаемость 0,1 мД. Рассчитайте среднюю проницаемость (мД) системы. Радиус ствола скважины равен 0,1524 м, а радиус зоны дренирования — 201,17 м. *Ответ:* 4,29 *мД.*

3.18. Проницаемость трещины

Маскет (1949) вывел следующее уравнение для движения флюида через щель шириной δ:

$$v = \frac{\delta^2 \Delta p}{12 \mu L}. \tag{3.20}$$

Докажите, что проницаемость трещины с шириной δ равна

$$k = \frac{\delta^2}{12}. \tag{3.21}$$

В единицах нефтепромысловой геологии:

$$k = \frac{\delta^2}{12\left(9,87 \times 10^{-12} \text{ см/мД}\right)} = 54,5 \times 10^9 \delta^2, \tag{3.22}$$

где δ [=] см, а k [=] мД.

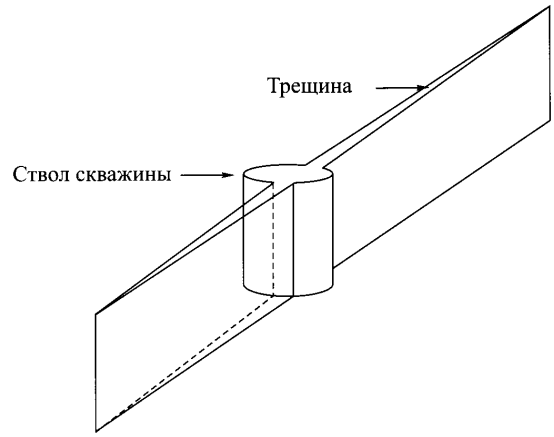


Рис. 3.20. Схема разрыва пласта по стволу скважины

Ширина трещины составляет $0,0102$ см (или 102 мкм). Вычислите ее проницаемость (мД). *Ответ:* 872 000 *мД.*

3.19. Проницаемость пласта после проведения гидравлического разрыва

Проницаемость пласта до проведения гидравлического разрыва составляла 1 мД. Радиус ствола скважины равен $15,24$ см. Для повышения проницаемости был проведен гидравлический разрыв. Эффективная ширина трещины составила $0,00508$ см. Трещина имеет вертикальную ориентацию и проходит через ствол скважины. На рисунке 3.20 показана ее геометрическая форма. Вычислите проницаемость (мД) вскрытой поверхности забоя и стенок скважины после гидравлического разрыва. Проницаемость других участков пласта не учитывайте. По мере необходимости используйте формулы из упражнения 3.18. *Ответ:* 24 *мД.*

Глава 4

Свойства флюидов

Важным аспектом нашего подхода является принятие *обобщенной* модели. Такая модель предполагает наличие только двух углеводородных компонентов, но при этом подходит для всего спектра пластовых флюидов, включая газоконденсат и летучую нефть. Именно благодаря обобщенной модели эта книга является единственной в своем роде.

Обобщенная модель фазового поведения впервые была представлена в начале 1970-х, тогда она широко применялась в численном моделировании. Однако, несмотря на свою двадцатипятилетнюю историю, до настоящего момента в учебниках по разработке месторождений такая модель не рассматривалась.

Глава начинается с обзора особенностей химического состава углеводородных флюидов. Производится сравнение их компонентного состава. Мы охватили весь спектр флюидов: жирный и сухой газ, газоконденсат, легкая (летучая), тяжелая (нелетучая) и битуминозная нефть.

Далее рассматриваются термодинамические свойства одно-, двух- и многокомпонентных флюидов. Сырая нефть и природные газы представляют собой многокомпонентные смеси, однако их фазовое поведение можно успешно смоделировать при помощи только двух псевдокомпонентов. Таким образом, на основании двухпсевдокомпонентной модели фазового поведения можно вывести ряд важных корреляций для давления–объема–температуры (PVT-характеристик), в том числе для объемного коэффициента и растворимости. Стандартные PVT-соотношения — объемный коэффициент нефти (B_o), объемный коэффициент газа (B_g), газосодержание (R_s), конденсатно-газовый фактор (R_v) — характеризуются при помощи эквивалентов состава — молярной доли газа в нефтяной фазе (x_g), молярной доли нефти в газовой фазе (y_o), плотности нефти (ρ_o) и плотности газа (ρ_g). Двухфазные объемные коэффициенты нефти и газа (B_{to} и B_{tg}), коэффициент объемного расширения фаз (E_o, E_g, и E_w), изотермические коэффициенты сжимаемости (c_g, c_o, и c_t) определяются с помощью стандартных PVT-характеристик (B_o, B_g, R_s и R_v). Оценка взаимозависимости этих PVT-характеристик необходима для всестороннего понимания термодинамических свойств нефтяных и газовых смесей.

В конце главы дается краткое описание стандартных PVT-свойств пластовых вод — объемного коэффициента воды (B_w), содержания растворенного газа в воде (R_{sw}) и, наконец, описывается трехпсевдокомпонентная модель фазового поведения, включающая воду.

В приложениях A–C приводится ряд полезных корреляций для свойств газа, нефти и воды. В этих приложениях также представлены и другие важные свойства флюидов, такие как вязкость, плотность по API и коэффициенты сжимаемости, не описанные в этой главе. Читателю предлагается ознакомиться с материалом приложений.

В целом значение этого раздела книги состоит в том, что он является основой для всех последующих глав этой книги.

4.1. Состав природных углеводородов

Английское слово petroleum, что в переводе на русский язык означает нефть, смесь жидких углеводородов, происходит от латинских слов *petra* (порода) и *oleum* (нефть). Основными формами углеводородов являются природный газ и сырая нефть. Они представляют собой сложную смесь нескольких веществ — в основном углеводородов. Далее мы рассмотрим основные компоненты сырой нефти и природных газов.

4.1.1. Сырая нефть

Углеводородные компоненты сырой нефти делятся на 4 главных ряда: (1) нормальные парафины (или алканы), (2) изопарафины (разветвленные парафины), (3) нафтены (циклопарафины) и (4) ароматические углеводороды или арены (производные бензола). Одним из способов описания нефти является классификация по содержанию ПНА, то есть парафинов, нафтенов и ароматических углеводородов. Концентрация ПНА — это общий массовый процент содержания парафинов, нафтенов и ароматических углеводородов в сырой нефти. Группы компонентов со сходными свойствами (т. е. температурой кипения) называют *фракциями.*

Ряд *парафинов* представляет собой насыщенные неразветвленные (алифатические) углеводороды с общей формулой C_nH_{2n+2}. Это гомологический ряд, который получается из его первого члена, метана (CH_4), добавлением групп атомов CH_2, до сложных молекул с числом атомов углерода более 60. На рисунке 4.1 показано несколько молекул нормальных парафинов. В таблице 4.7 представлены некоторые нормальные парафины (от метана до октана, гексадекан, эйкозан) и их молекулярные формулы. Все члены гомологического ряда парафинов, находящиеся за пентаном (т. е. с большим числом атомов углерода), при комнатной температуре являются жидкостями.

Изопарафины — это насыщенные (все ковалентные связи являются одинарными), разветвленные молекулы, имеющие такую же формулу, как и нормальные парафины. Примером изопарафинов может служить изопентан. (См. рисунок 4.1.) В большинстве сырых нефтей изопарафинов меньше, чем нормальных парафинов. Содержание парафинов в сырой нефти обычно определяется как сумма содержаний нормальных и изопарафинов. Их доля (нормальные + изо-) обычно составляет примерно 10–25 мас. % сырой нефти.

Нафтены, также известные как циклопарафины, — это ряд углеводородов, которые содержат по меньшей мере одну насыщенную циклическую структуру. Нафтены, содержащие только одно кольцо без цепи, имеют общую формулу C_nH_{2n}. Нафтеновые кольца обычно содержат пять или шесть атомов углерода, однако не могут содержать менее трёх атомов (циклопропан). Циклопентан и циклогексан — главные члены нафтенового ряда. Все члены нафтенового ряда, кроме циклопропана и метилциклопропана, при комнатной температуре и давлении являются жидкостями. В среднем в сырой нефти содержится около 50 вес. % нафтенов, эта величина увеличивается в тяжелых и уменьшается в легких фракциях (Хант, 1980). В тяжелых фракциях нафтены обычно объединяются, образуя *полициклические кольца*, то есть группу колец, в которой два или более атома углерода являются общими для двух или более колец. Декалин ($C_{10}H_{18}$), в котором два шестичленных кольца имеют два общих атома углерода, представляет один из простейших полициклических парафинов. Формулу C_nH_{2n} имеют лишь парафины с одним кольцом без цепи, однокольцевые парафины с цепями, и полициклические парафины имеют другие формулы.

Ароматические углеводороды — это ряд, члены которого содержат по меньшей мере одну ненасыщенную циклическую структуру. Бензол (C_6H_6) — это первый и самый

простой из ряда ароматических углеводородов. Ароматические углеводороды с одним бензольным кольцом имеют формулу C_nH_{2n-6}. Также распространенными представителями ароматических углеводородов являются толуол (метилбензол), ксилол (диметилбензол), нафталин ($C_{10}H_8$) и антрацен. Нафталин состоит из двух бензольных колец, имеющих два общих атома углерода. Антрацен похож на нафталин, однако содержит три бензольных кольца в ряд. Содержание ароматических углеводородов в сырой нефти невелико и обычно не превышает 15 – 25 вес. %. В основном они концентрируются в тяжелых фракциях.

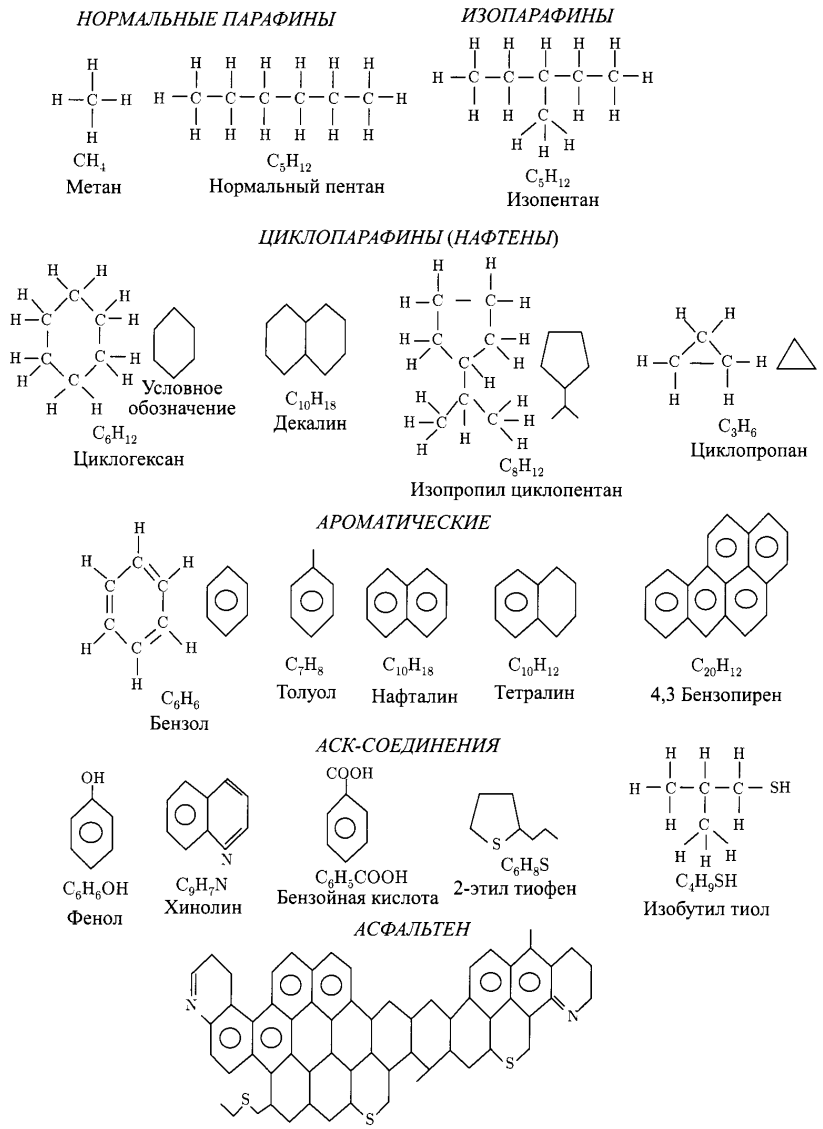


Рис. 4.1. Примеры углеводородных молекул

Олефины встречаются в сырой нефти реже, чем рассмотренные выше фракции. Олефины — это ненасыщенные углеводороды с неразветвленными молекулами, содер-

жащие двойные связи между двумя или более атомами углерода. Если в молекуле углеводорода содержится и бензольное и нафтеновое кольцо, такую молекулу иногда называют *нафтеноароматической.*

В сырой нефти обязательно присутствуют вещества, содержащие не только атомы углерода или водорода. Обычно молекулы содержат один или более атомов азота, серы или кислорода (гетероатомы). Они могут быть очень маленькими, например азот (N_2), углекислый газ (CO_2), сероводород (H_2S); среднего размера, например фенол, хинолин и тиол; а также очень большими, такими как асфальтены, молекулярная масса которых превышает 30 000. Асфальтены являются углеводородами с большой молекулярной массой, и обязательно содержат атомы азота, серы или кислорода. На рисунке 4.1 показано несколько примеров подобных соединений, включая пример молекулы асфальтена. По своему определению молекулы асфальтенов не предполагают наличие азотных, серных или кислородных заместителей, однако всегда их содержат. Более подробно асфальтены будут рассмотрены позже, при изучении остаточных фракций сырой нефти. Гетеросоединения концентрируются в тяжелых фракциях. В основном именно они придают цвет и запах сырой нефти.

В сырой нефти обязательно присутствует некоторое количество серы, обычно от $0,1-5,5$ вес. %. Она представлена в виде свободной серы, сероводорода или в составе органических соединений, таких как тиолы или меркаптаны. По сравнению с легкой нефтью более тяжелая нефть обычно содержит большее количество серы. Нефть, содержащую значительное количество соединений серы, называют *высокосернистой.*

Сырая нефть делится на нефть с парафиновой, нафтеновой и смешанной (нафтено-парафиновой) основой. Ароматические углеводороды редко являются преобладающим компонентом. В таблице 4.1 представлены свойства каждой группы. При дистилляции углеводорода происходит его разделение на следующие группы или фракции (Хант, 1980):

Фракция сырой нефти	Кол-во атомов углерода	Использование
Газ	C_1-C_3	Топливный газ
	C_3-C_6	Жидкий топливный газ, растворитель
Бензин	C_4-C_{10}	Моторное топливо, растворитель
Керосин	$C_{11}-C_{13}$	Топливо для реактивных двигателей, крекинг-сырье
Легкий газойль (дизельное топливо)	$C_{14}-C_{18}$	Дизельное топливо, топочный мазут
Тяжелый газойль	$C_{19}-C_{25}$	Смазочное масло, бункерное топливо
Смазочное масло	$C_{26}-C_{40}$	Смазочное масло, твердый парафин, петролатум
Остаток	C_{40+}	Смолы, кровельные смеси, асфальты, кокс, антисептики для древесины.

Остаточная фракция имеет наиболее сложный, наименее понятный состав. Основными компонентами остатков являются очень тяжелые (имеющую большую молекулярную массу) нефти, смолы, асфальтены и парафины. Остатки перегонки обрабатывают сжиженным пропаном, где нерастворимы смолисто-асфальтеновые вещества.

Таблица 4.1. Содержание парафинов, нафтенов и ароматических веществ в пластовых флюидах

Ряд углеводородов	Характеристика
Парафины (П)	• Насыщенные углеводороды • Невысокое содержание в сырой нефти, 10 – 25 мас. % • Н-парафины преобладают в природных газах • Содержание изопарафинов меньше содержания нормальных парафинов
Нафтены (Н)	• Циклопарафины • 3-, 4-, 5- или 6-членные насыщенные кольца, например циклогексан • Полициклические (многокольцевые молекулы), например декалин • Высокое содержание в сырой нефти, около 50 мас. %
Ароматические (А)	• Включают ненасыщенные 6-членные кольца, например бензол • Ароматические углеводороды с двойными кольцами называются нафталинами • Низкое содержание в сырой нефти, менее 15 мас. %
Асфальтены	• Часть остаточной фракции (C_{40+}) • Асфальтены — темная, аморфная, растворимая в пентане, но не растворимая в пропане фракция, с высоким содержанием гетеросоединений; молекулярная масса — 30 000+ • Низкое содержание в сырой нефти, около 10 мас. %.

Таблица 4.2. Состав сырой нефти плотностью 0,85 г/см^3

Фракция	Объемный процент
Бензин (C_5–C_{10})	27
Керосин (C_{11}–C_{13})	13
Дизельное топливо (C_{14}–C_{18})	12
Тяжелый газойль (C_{19}–C_{25})	10
Смазочное масло (C_{26}–C_{40})	20
Остатки (C_{40+})	18
Всего	100

Их обрабатывают пентаном, в результате чего растворяются *смолы*, а нерастворимым осадком являются *асфальтены*. Асфальтены — это аморфные вещества, цвет которых меняется от темно-коричневого до черного. Цвет смол может быть как светлым, так и темным, это густые, вязкие или даже аморфные вещества. Асфальтены иногда относят к битумам. Сырую нефть с большим содержанием битума называют нефтью *асфальтового основания*. Асфальтены представляют собой разветвленные или циклические молекулы, молекулярная масса которых может превышать 30 000. Циклические молекулы асфальтенов могут содержать десятки общих колец. Около 50% сырой нефти, добываемой в США, содержит 10 мас. % или более асфальтеновых компонентов (Хант, 1980).

В таблице 4.2 приведен состав нефти плотностью 0,85 г/см^3. Состав выражен в объемных процентах каждой перегоняемой фракции и в виде массовой доли парафинов, нафтенов и ароматических веществ. Анализ состава иногда включает определение содержания асфальтенов. Выход бензиновой фракции максимален, хотя содержание других фракций в сырой нефти распределено довольно равномерно. Максимальную

Таблица 4.3. Среднее содержание парафинов, нафтенов и ароматических веществ в различных видах сырой нефти

Тип	Примеры нахождения	Содержание ПНА*, вес. %			
		П	Н	А	Асф.
Парафинистые	Пенсильвания, Западная Виргиния, Мичиган, Техас-Луизиана, бассейн Павдер-Ривер, Вайоминг.	40	48	10	2
Парафинонафтеновые	Среднеконтинентальная часть США**; легкая нефть северной части побережья Мексиканского залива, Тринидада, Среднего Востока; Северное море, Альберта (Канада)	35	43	16	6
Нафтеноароматические	Лос-Анджелес и прибрежная Калифорния, Ост-Индия (Борнео); тяжелая нефть Западного Техаса, Скалистых гор, Тринидада; северная часть побережья Мексиканского залива	20	45	23	12
Смешанного асфальтового основания	Тяжелая нефть Калифорнии, Мексики, Среднего Востока, Венесуэлы.	8	42	27	23

* Парафины (П), нафтены (Н), ароматические (А) асфальтены (Асф).

** Оклахома, Канзас, Западный Техас, Арканзас, Северная Луизиана, Нью-Мексико.

долю составляют нафтеновые углеводороды, далее следуют парафины, ароматические углеводороды и асфальтены.

В таблице 4.3 приведено содержание для средней нефти парафинового, нафтенового, нафтеноароматического и асфальтового основания. Обычно парафинистая нефть содержит 40% парафинов, 48% нафтенов, 10% ароматических углеводородов и 2% асфальтенов. В таблицу также включены примеры расположения месторождений такой нефти. Например, в США парафинистую нефть добывают в Пенсильвании, Западной Виргинии, Мичигане, бассейне Павдер-Ривер и вдоль границы между штатами Техас и Луизиана.

На рисунке 4.2 показано процентное содержание парафинов, изопарафинов, нафтенов, ароматических и нафтеноароматических углеводородов, а также неуглеводородных соединений во фракциях различных точек кипения (Хант, 1980). Верхняя шкала рисунка 4.2 — это шкала точек кипения. Эта шкала связана с эффективным углеродным числом: слева направо происходит увеличение числа атомов углерода и точки кипения. Из рисунка видно, например, что фракция с точкой кипения около 200° С (примерно соответствует додекану) содержат около 10% нормальных парафинов, 17% изопарафинов, 55% циклопарафинов, 13% ароматических и 5% нафтеноароматических углеводородов. Рисунок 4.2 содержит две горизонтальные шкалы. Нижняя шкала показывает объемный процент каждой перегоняемой фракции. Например, фракция бензина включает углеводороды с числом атомов углерода от C_4 до C_{10} (точка кипения от 0 до 180° С) и составляет около 27% объема сырой нефти. Нижняя шкала также показывает, что бензиновая фракция содержит главным образом нафтены, с преобладанием нафтенов от C_4 до C_{10}. В общем, рисунок 4.2 показывает, что в бензиновой фракции преобладают парафины, во фракциях дизельного топлива и тяжелого газойля —

нафтены, а гетеросоединения преобладают в остаточных фракциях. Широкая полоса нафтенов (циклопарафинов) на рисунке 4.2 свидетельствует об их преобладании в составе сырой нефти, за ними следуют парафины (нормальные и изо-), ароматические углеводороды и гетеросоединения.

4.1.2. Природные газы

Природный газ состоит из наиболее летучих углеводородных компонентов, преимущественно углеводородов дистиллируемой газовой фракции, т. е. C_1–C_3. Природный газ в основном состоит из метана. Промышленный природный газ обычно содержит 75–95% метана, остальными составляющими в порядке уменьшения содержания являются этан, пропан, бутаны и пентаны. Природный газ часто залегает вместе с нефтью, он или растворен в сырой нефти, или находится в свободной форме. Состав свободного природного газа в контакте с нефтью зависит от температуры и давления, а также от начального состава пластового флюида. Состав природного газа можно охарактеризовать с помощью его молекулярной массы. Чем больше молекулярная масса газа, тем выше в нем концентрация углеводородов с большими молекулярными массами. Молекулярная масса газа в пластовых условиях может быть больше или меньше, чем при нормальных условиях, в зависимости от исходного состава пластового флюида.

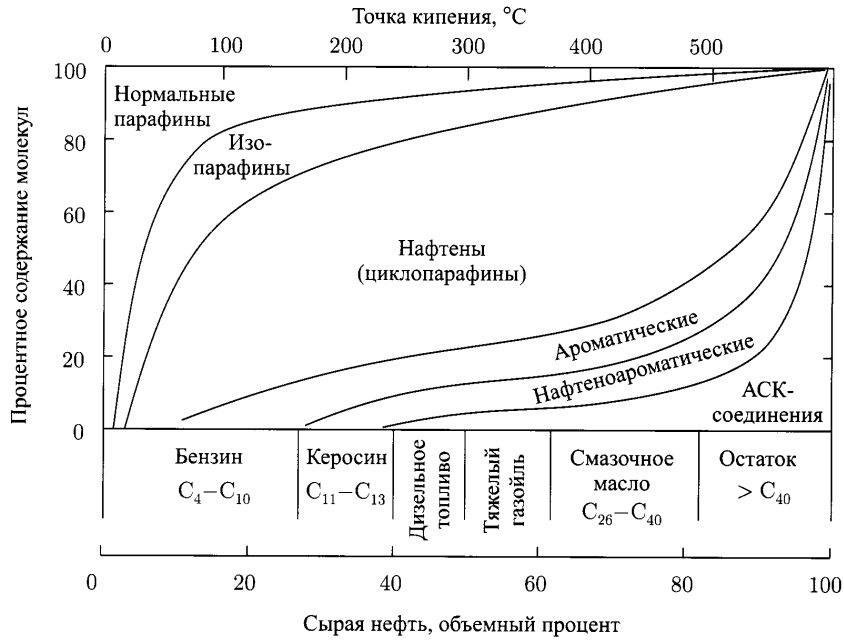


Рис. 4.2. Зависимость процентного содержания нормальных парафинов, изопарафинов, циклопарафинов, ароматических, нафтеноароматических углеводородов и гетеросоединений от эффективного углеродного числа для фракций различных точек кипения (адаптировано, Хант, 1980)

Например, молекулярная масса газовой фазы в пластовых условиях для летучей нефти, газоконденсата и жирного газа обычно больше их молекулярной массы в нормальных условиях. Это объясняется присутствием в первом случае паров нефти, т. е. конденсирующихся углеводородов.

И наоборот, для тяжелой (нелетучей) нефти молекулярная масса газовой фазы в пластовых условиях приблизительно равна или немного меньше молекулярной массы в нормальных условиях[1]. Молекулярная масса сухого газа в пласте и на поверхности приблизительно одинакова.

Поскольку самым тяжелым газообразным парафином при комнатной температуре и давлении является чистый пропан, природный газ при стандартных условиях обычно содержит незначительное количество бутанов и более тяжелых компонентов. В следующем разделе будет более подробно рассмотрен состав природного газа в пластовых условиях и на поверхности.

Природные газы в пластовых условиях делятся на сухие и жирные в зависимости от содержания конденсата попутного газа. В сухих газах на 100 $м^3$ газа приходится менее 1,34 литров летучей нефти. Если содержание конденсата в газе выше, чем это значение, его называют жирным.

Таблица 4.4. Дополнительные критерии классификации пластовых флюидов

Пластовый флюид	Извлечение дегазированной нефти		Добыча газа	Кол-во УВ-фаз**	Давление насыщения
	Свободная нефть	Конденсат из попутного газа			
Тяжелая нефть	Да	Нет	Да	2	Точка кипения
Легкая нефть	Да	Да	Да	2	Точка кипения
Газоконденсат	*Нет	Да	Да	2	Точка росы
Жирный газ	Нет	Да	Да	1	Нет данных
Сухой газ	Нет	Нет	Да	1	Нет данных

* В некоторых залежах газоконденсата добывается очень малое количество свободной нефти.

**УВ — углеводород.

4.2. Классы углеводородных флюидов

В данном разделе мы продолжим рассмотрение темы, начатой в § 1.6.

В порядке уменьшения молекулярной массы можно выделить шесть основных классов природных углеводородов: (1) битуминозная нефть и гудрон, (2) тяжелая (нелетучая) нефть, (3) легкая (летучая) нефть, (4) газоконденсат, (5) жирный газ и (6) сухой газ. В рамках основных классов можно выделить некоторые подклассы, например нефть с высоким коэффициентом усадки, околокритические флюиды, обогащенный или обедненный газоконденсат. Нефть с высокой степенью усадки занимает промежуточную позицию между тяжелой и легкой (летучей) нефтью. Иногда термин «нефть с высоким коэффициентом усадки» употребляют как синоним летучей нефти. Околокритические флюиды находятся между летучей нефтью и конденсатами. Общепризнанных определений этих классов и подклассов не существует, однако для каждого из них можно определить диапазон характерных свойств. В таблице 1.3 представлена характеристика каждого типа флюидов.

[1]Если молекулярная масса подземного газа меньше молекулярной массы сепарированного газа, то разница между ними обычно невелика. Например, для нефти с молекулярной массой 82 молекулярные массы пластового и сепарированного газа составили соответственно 21 и 24.

Таблица 4.5. Примерный состав пластового флюида

	Сухой газ[1]	Анадарко Жирный газ[2]	Конденсат сухого газа[3]	Конденсат жирного газа[4]	Околокритический газоконденсат*	Северная Луизиана Летучая нефть[6]	Оклахома Летучая нефть[7]	Канада Летучая нефть[8]	Миссисипи Нефть с высоким коэффициентом усадки[9]	Западный Техас Тяжелая нефть	Аляска Тяжелая нефть[10]	Калифорния Битуминозная нефть[11]
Компонент	Молярный процент											
N^2	0,30	0,41	0,08	2,23	5,65	1,67	0,13	0,69	0,51	0,13	0,35	0,00
C^1	94,41	81,64	82,10	65,68	46,79	60,51	64,58	59,41	45,21	15,93	43,67	22,62
CO^2	2,78	0,72	2,44	0,45	2,01	2,18	0,07	0,38	1,19	0,01	7,28	0,00
C^2	1,44	8,71	5,78	11,70	12,65	7,52	8,70	8,15	7,09	10,47	4,67	1,69
C^3	0,34	4,22	2,87	5,87	5,87	4,74	5,56	4,99	4,61	10,69	2,86	0,81
$иC^4$	0,07	0,68	0,56	1,27	6,04	0,00	0,41	1,15	1,69	2,93	0,54	0,51
$нC^4$	0,10	1,01	1,23	1,68	–	4,12	2,86	2,56	2,81	6,48	1,40	0,38
$иC^5$	0,04	0,37	0,52	0,71	3,92	0,00	0,75	0,97	1,55	3,41	0,53	0,19
$нC^5$	0,04	0,29	0,60	0,71	–	2,97	1,41	1,00	2,01	3,95	0,77	0,19
C^6	0,04	0,34	0,70	0,98	4,78	1,38	1,93	3,17	4,42	4,31	1,24	0,62
C^{7+}	0,44	1,61	3,12	8,72	12,32	14,91	13,60	17,53	27,18	42,02	27,18	72,99
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Характеристика												
Молярная масса	17,0	21,4	23,5	35,52	45,05	46,69	48,7	54,0	76,0	108,9	111,2	268,6
B_{oi}, м^3/м^3	–	18,62	11,74	4,38	4,41	2,71	–	2,19	1,67	1,26	1,35	1,06
Давление насыщения, бар	396,18	–	282,5	374,13	214,62	322,25	351,4	339,68	223,94	56,64	298,34	83,85
Товарная нефть, г/см^3	–	0,756	0,761	0,845	0,766	0,806	0,799	–	0,786	0,819	0,907	0,957
Пластовая температура, °C	125,6	104	82	101,7	162,8	119	62,8	106	125,6	41	94,7	60,6
R_{si}, м^3/м^3	27643,8	36624	3404	1075,4	597,1	517,8	471,5	419,3	179,6	80,4	126,2	18,7

[1](Якоби и Ярборо, 1967); [2]бассейн Анадарко (Гантер и Джонс, 1992); [3]иранский газоконденсат; [4]Вестерн Овертраст Белт (Клейнштайбер и др., 1983); [5](Коутс, 1985); [6](Якоби и Берри, 1957); [7]месторождение Ту-Бромайд, Оклахома (Ален, 1953); [8]месторождение Нику реки Бразо, Канада (Ли и Ерхофф, 1994); [9]месторождение Рэли, Миссисипи (отчет лаборатории Кор Лабс, 1958); [10]Прадхо-Бей, зона нефтяной оторочки, Аляска; [11](Кеннерли, 1953).

Одним из основных показателей, определяющих класс флюида, является молекулярная масса, так как она напрямую связана с его физическими свойствами. Для примера см. рисунок 1.13 главы 1. Обычно флюиды распределяют следующим образом: молекулярная масса тяжелой нефти и гудронов, как правило, превышает 150, тяжелой нефти — находится в диапазоне от 80 до 150, нефти с высоким коэффициентом усадки — от 60 до 80, легкой (летучей) нефти — от 40 до 60, конденсатов — от 23 до 40, молекулярная масса жирных и сухих газов обычно меньше 23. (См. таблицу 1.3.) Приведенные диапазоны молекулярных масс являются приблизительными, так как существуют некоторые исключения.

При построении классификации флюидов на основании их молекулярной массы имеется один недостаток: для этого требуется проведение лабораторных измерений. Поэтому до начала лабораторного анализа состава флюида обычно используется газовый фактор. Газовый фактор флюида чаще всего рассчитывается исходя из дебита газа и нефти[1]. Границей между летучей нефтью и газоконденсатом считается газовый фактор, примерно равный 620 $м^3/м^3$. Использование газового фактора для определения класса флюида было описано в главе 1. В таблице 1.3 представлены диапазоны значений газового фактора для каждого типа флюида. В таблице 4.4 приведены дополнительные критерии классификации пластовых флюидов.

Классификация флюидов может основываться на следующих дополнительных критериях: (1) характер добываемой продукции, (2) число углеводородных фаз в пластовых условиях и (3) тип давления насыщения (начало выделения газа или точка росы).

После подъема флюида на поверхность из него получают товарную нефть и газ. Товарная нефть может представлять собой сырую нефть или конденсат попутного газа. Разница между сырой нефтью и конденсатом была описана в § 1.2. Если добывается сырая нефть, ее также называют «свободной», конденсат из попутного газа — летучей нефтью.

В таблице 4.4 показана классификация флюидов по каждому из этих критериев. Мы не рассматриваем залежи битуминозной нефти и гудронные пески, поскольку из-за чрезвычайно высокой вязкости отдача нефти за счет первичной добычи в них незначительна[2].

При первичном истощении давление в залежах тяжелой и легкой нефти проходит через точку насыщения, в залежах газоконденсата — через точку росы. При эксплуатации жирных и сухих газов в пластовых условиях не существует ни точки насыщения, ни точки росы, поскольку они существуют в виде одной фазы. Для залежей тяжелой нефти характерен низкий выход конденсата попутного газа, и, наоборот, залежи летучей нефти характеризуются существенными объёмами его добычи. Для всех пяти классов флюидов газ добывается в свободном виде. Ни залежи газоконденсата, ни залежи жирного и сухого газа не дают свободной нефти[3]. При этом залежи газоконденсата и жирного газа характеризуются извлечением существенных объемов конденсата из попутного газа, в то время как залежи сухого газа — незначительной его добычей. Залежи газоконденсата отличаются от залежей жирного и сухого газа тем, что в них

[1]Расчеты будут точными только для флюидов, давление насыщения которых ниже забойного давления.

[2]Исключением является так называемая тяжелая пенистая нефть. Путем комбинирования метода выноса песка и особых свойств флюида можно добиться высокого извлечения нефти за счет первичной добычи. (Дюссо, в печати.)

[3]На самом деле залежи газоконденсата (в основном конденсата жирного газа) могут давать небольшое количество свободной нефти.

Таблица 4.6. Состав товарной нефти и поверхностного газа различных пластовых флюидов

	Западный Техас ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ			Северная Луизиана ЛЕТУЧАЯ НЕФТЬ			КОНДЕНСАТ СУХОГО ГАЗА			Бассейн Анадарко ЖИРНЫЙ ГАЗ		
Компонент	Исходный флюид, мол. %	Товарная нефть, мол. %	Отсепарированный газ[2], мол. %	Исходный флюид, мол. %	Товарная нефть, мол. %	Отсепарированный газ[2], мол. %	Исходный флюид, мол. %	Товарная нефть, мол. %	Отсепарированный газ[2], мол. %	Исходный флюид, мол. %	Товарная нефть, мол. %	Отсепарированный газ[2], мол. %
N_2	0,28	0,00	0,53	1,67	0,00	2,12	2,39	0,00	2,50	0,41	0,00	0,42
C_1	28,98	0,05	55,35	60,51	0,14	76,79	70,65	0,10	73,48	81,64	0,19	83,60
CO_2	0,20	0,00	0,38	2,18	0,07	2,75	0,48	0,01	0,50	0,72	0,01	0,74
C_2	10,34	1,18	18,70	7,52	0,65	9,37	12,59	0,68	13,06	8,71	0,68	8,90
C_3	12,03	5,54	17,94	4,74	3,02	5,20	6,32	3,70	6,42	4,22	3,37	4,24
$иC_4$	0,56	0,56	0,57	0,00	0,00	0,00	1,37	3,24	1,29	0,68	2,19	0,64
$нC_4$	6,02	7,53	4,65	4,12	8,97	2,79	1,81	7,22	1,59	1,01	5,47	0,90
$иC_5$	1,47	2,48	0,54	0,00	0,00	0,00	0,76	7,57	0,49	0,37	5,19	0,25
$нC_5$	2,93	5,28	0,79	2,97	10,83	0,82	0,76	9,56	0,41	0,29	5,21	0,17
C_6	3,42	6,86	0,28	1,38	5,97	0,13	1,05	21,44	0,24	0,34	10,60	0,09
C_{7+}	33,77	70,52	0,27	14,91	70,35	0,03	1,82	46,48	0,02	1,61	67,09	0,05
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Мол. масса флюида	81,18	140,36	27,23	46,69	138,84	21,60	26,07	127,29	22,02	21,40	111,07	19,73
Мол. масса C_{7+}	171,77	172,07	99,35	170,89	169,28	143,85	188,73	190,45	127,80	102,00	131,55	128,19
Характеристика												
Начальный объемный коэффициент, $м^3/м^3$		1,46			2,71			12,73			18,62	
Давление насыщения, бар		116,3			322,24			499,86				
Плотность нефти[1], $г^3/см^3$		0,835			0,806			0,830			0,756	
Температура пласта, °C		55			119			101,7			104,4	
Газовый фактор, $м^3/м^3$		149,15			517,77			4009,5			6 624	
Температура сепарации, °C		15,6			15,6			15,6			15,6	
Давление сепарации, бар		6,89			13,78			13,78			13,78	

[1]Товарная нефть. [2] Смесь газа из сепаратора высокого давления и отходящего газа.

существует две углеводородные фазы. Для залежей жирного газа характерна добыча существенных объемов конденсата из попутного газа, в залежах сухого газа извлечение конденсата из попутного газа незначительно.

Ниже, в § 4.9, мы обсудим использование диаграмм давление–температура, применяемых для классификации флюидов.

В таблице 4.5 представлен начальный состав 12 типичных образцов пластовых флюидов. Эти флюиды представляют весь углеводородный спектр с молекулярной массой от 17 до 268. Они включают сухой газ, жирный газ, три газоконденсата (конденсаты сухого и жирного газа, околокритический флюид), три типа летучей нефти, два типа нелетучей нефти и тяжелую нефть. Читателю следует обратить внимание прежде всего на различие состава этих флюидов.

Здесь прослеживается несколько тенденций. Например, часто концентрацию C_{7+} можно с уверенностью использовать для классификации флюидов. Так, концентрация C_{7+} в нелетучих нефтях составляет от 25 до 50 мол. %, в летучих нефтях — от 10 до 30 мол. %, в газоконденсатах — от 1 до 12 мол. %, в сухих и жирных газах — менее 1 мол. % (таблица 1.3). Также основой деления флюидов на классы, хотя и с меньшей степенью достоверности, может служить содержание метана. Содержание метана увеличивается с уменьшением молекулярной массы[1].

4.2.1. Состав пластового флюида, товарной нефти и поверхностного газа

В таблице 4.6 представлен состав нефти и газа в нормальных условиях для четырех образцов пластового флюида: черной нефти, летучей нефти, газоконденсата и жирного газа. В верхней части таблицы представлены различные компоненты флюидов и их молекулярные массы, в нижней части — некоторые характеристики начального пластового флюида. Пластовые флюиды имеют молекулярную массу от 21 до 81. Диапазон молекулярной массы поверхностного газа $(19,7 - 27,2)$ намного уже, чем у пластового флюида, поскольку на поверхности газы содержат в основном $C_1 - C_3$. Диапазон молекулярной массы товарной нефти $(111 - 140)$ также сравнительно небольшой. В нормальных условиях в нефти содержится очень малое количество $C_1 - C_3$. Как правило, чем больше молекулярная масса флюида в пластовых условиях, тем больше молекулярная масса товарной нефти и отсепарированного газа. Однако из этого правила существуют многочисленные исключения.

4.3. Однокомпонентные флюиды

Рассмотрение поведения PVT-характеристик (давление–объём–температура) углеводородов мы начнем с рассмотрения однокомпонентных флюидов. Фазовое поведение однокомпонентного углеводородного флюида является упрощенной моделью фазового поведения флюидов в природном состоянии. Эта информация послужит основой для понимания поведения более сложных реальных флюидов. Также мы хотим представить некоторые ключевые диаграммы. Предполагается, что все описанные далее процессы происходят при термодинамическом равновесии системы.

Компонентом обычно называют определенную идентифицируемую молекулярную сущность. Примером может служить метан. Таким образом, однокомпонентный флюид является чистым (беспримесным) веществом.

[1] В российской практике в качестве критерия классификации используется концентрация C_{5+}. — *Прим. ред.*

Рассмотрим поведение флюидов при температурах, превышающих температуры окружающей среды или отметку $15,6^\circ$ С. Поскольку эта температура значительно выше тройной точки или температуры плавления (равновесие жидкость — твердое тело) большинства гомологических углеводородов, такое ограничение исключит необходимость рассмотрения твердых фаз и таким образом сведется к обсуждению парожидкостного равновесия. Температура $15,6^\circ$ С соответствует нормальным условиям в англоязычной литературе.

4.3.1. Диаграммы давление–объем ($p - v$)

Эти диаграммы демонстрируют PVT-поведение флюидов. На рисунке 4.3*а* схематически изображена $p - v$-диаграмма чистого компонента. Удельному объему соответствует горизонтальная ось. Удельный объем — это объем различных фаз, если они появляются. Удельный объём выражается в объёме на единицу массы[1].

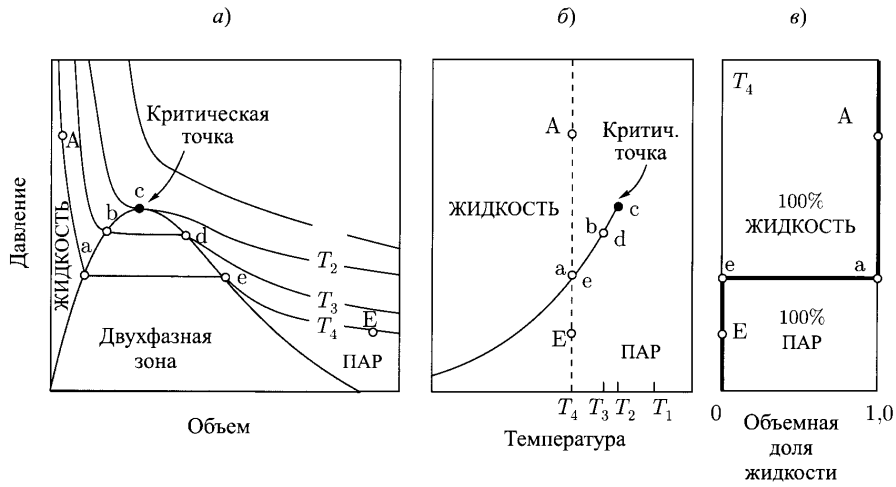


Рис. 4.3. p–v-, p–T- и p–v_o-диаграммы (слева направо) однокомпонентного флюида. p–v_o-диаграмма предполагает температуру T_4

Диаграмма на рисунке 4.3*а* содержит несколько кривых, называемых *изотермами*. Каждая изотерма характеризует зависимость между давлением и объемом при фиксированной температуре. Рассмотрим для примера участок *A-a-e-E* изотермы T_4. В точке *A* при высоком давлении флюид является жидкостью. С уменьшением давления от *A* до *a* происходит некоторое увеличение объема. Абсолютная величина угла изотермы обратно пропорциональна степени сжимаемости флюида. То есть большой угол означает, что флюид имеет низкий коэффициент сжимаемости, что характерно для жидкостей.

Давление в точке *a* — это давление *насыщения*. *Точка насыщения* — это состояние начинающегося или непосредственного испарения. Испарение — это процесс превращения жидкости в пар. Давление *насыщения* также называется давлением паров. Давление паров зависит от температуры: чем она больше, тем выше давление насыщения.

[1]На самом деле нормирующая масса не обязательно выражается в единицах массы. Она может быть выражена в молях или объеме при определенных температуре и давлении. Например, удельный объем может быть выражен в количестве куб. метров, приходящихся на 1 м^3 флюида в нормальных условиях.

На участке *а–е* изотермы T_4 испарение жидкости продолжается и, благодаря расширению газа за счет объема нефти, объем всей системы быстро увеличивается. При достижении точки *е* вся жидкость оказывается испаренной.

Давление в точке *е* — это давление *точки росы*, состояние начала конденсации или превращения газа в жидкость. Конденсация при температуре T_4 представлена движением по участку изотермы от точки *е* до точки *а*. При конденсации общий объем флюида (жидкость + газ) сжимается, поскольку исчезает объем газа. Точки, расположенные между точками *а* и *е*, представляют условия, когда в системе одновременно присутствуют различные количества жидкости и пара.

Если флюид имеет точку насыщения, точку росы или существует в двух фазах, то это *насыщенный* флюид (МакКейн, 1990; Беггс, 1987)[1]. Если флюид существует лишь в одной фазе жидкости или пара, не имеет ни точки росы, ни точки насыщения, то такой флюид называют *недонасыщенным*.

Одним из важнейших наблюдений, сделанных на основе рисунка 4.3*а*, является то, что сегмент *а–е* горизонтальный. Это означает, что изотермическое испарение и конденсация происходят при постоянном давлении (*изобарически*). Эта характерная особенность однокомпонентных флюидов следует из правила фаз Гиббса (Смит, Ван Несс и Эботт, 2001).

Движение по изотерме из точки *е* в точку *Е* представляет собой изотермическое расширение фазы пара. Относительно небольшой угол изотермы соответствует высокой сжимаемости пара.

Затемненная область на рисунке 4.3*а* называется двухфазной областью. Эта область уменьшается при увеличении температуры и исчезает при $T = T_2$. Эта особая температура называется *критической*. Давление, соответствующее критической температуре, называется *критическим давлением*. В критической точке температура и давление насыщения максимальны. То есть это максимальное значение данных двух параметров, при которых газ превращается в жидкость и наоборот.

Двухфазная область на $p - v$-диаграмме образует купол. Расположение точек по периметру купола слева от критической точки называется кривой *точки кипения*, расположение точек по периметру слева от критической точки называется кривой *точки росы*. Область диаграммы, расположенная слева от двухфазной области, представляет однофазную (недонасыщенную) жидкость, область диаграммы справа от двухфазной области представляет однофазный (недонасыщенный[2]) пар.

При температурах ниже критических переход из жидкости в пар или из пара в жидкость при постоянной температуре прерывается резким изменением объема, что вызвано одновременным существованием двух фаз. При температурах выше критической постепенно происходит непрерывное изменение характера флюида за счет повышения или понижения плотности; при этом в системе присутствует только одна фаза.

4.3.2. Диаграммы давление–температура ($p - T$)

Рисунок 4.3*б* — это $p - T$-диаграмма фазового состояния однокомпонентного флюида, соответствующая $p - v$-диаграмме на рисунке 4.3*а*. $p - T$-диаграмма показывает точку росы, точку насыщения и критическую точку в координатах давления–темпера-

[1] Такое определение насыщенного флюида не является общепризнанным. Смит, Ван Несс, Эботт (2001), а также другие авторы (Ахмед, 1989), например, называют насыщенным флюидом только флюид в точке росы, точке насыщения или критической точке.

[2] Недонасыщенный пар (Коатс, 1985; Беггс, 1987) иногда называют перегретым паром (Смит, Ван Несс и Эботт, 2001).

туры. Так как изотермическое испарение (или конденсация) происходит при постоянном давлении, точка росы и точка насыщения совпадают и $p-T$-диаграмма состоит из одной кривой. Эта кривая прерывается в критической точке, координатами которой являются критическая температура и давление. Точки a, b, c и d диаграммы $p-v$ соответствуют этим же точкам диаграммы $p-T$. Точки a и e соответствуют точкам насыщения и росы при $T=T_4$, точки b и d — это точки насыщения и росы при $T=T_3$, точка c — это критическая точка при $T=T_2$.

Кривая $p-T$ для чистого компонента — это кривая *давления пара*. Область слева над кривой соответствует однофазной жидкости, область справа под кривой представляет однофазный пар, область вверху справа от критической точки соответствует однофазному флюиду.

4.3.3. Критические свойства

Критические свойства флюида являются относительным показателем общего поведения PVT–характеристик. В таблице 4.7 представлены критические свойства некоторых парафиновых углеводородов. Таблица показывает, что с каждым следующим атомом углерода критическая температура увеличивается приблизительно на $40-56°$ C. Таким образом, критическая температура является относительным показателем, обратно пропорциональным летучести компонента (способности компонента быть газом), то есть чем меньше критическая температура, тем больше летучесть.

Таблица 4.7. Критические свойства некоторых углеводородов и других распространенных компонентов

Соединение	Формула	Молекулярная масса	Критическая т-ра, °C	Критическая т-ра, R	Критическое давление, бар
Метан	CH_4	16,04	−82	344	45,95
Этан	C_2H_6	30,07	32	550	48,71
Пропан	C_3H_8	44,09	97	666	42,44
н-Бутан	C_4H_{10}	58,12	152	766	37,96
и-Бутан	C_4H_{10}	58,12	135	735	36,45
Н-пентан	C_5H_{12}	72,15	197	846	33,69
И-пентан	C_5H_{12}	72,15	188	830	33,76
Н-гексан	C_6H_{14}	80,17	234	914	30,11
Н-гептан	C_7H_{16}	100,20	267	972	27,35
Н-октан	C_8H_{18}	114,22	296	1024	24,94
Гексадекан	$C_{16}H_{34}$	226,45	447	1296	13,92
Эйкозан	$C_{20}H_{45}$	282,56	497	1386	11,02
Углекислый газ	CO_2	44,01	31	548	73,93
Сероводород	H_2S	34,08	101	673	89,98
Азот	N_2	28,02	−147	673	89,98
Вода	H_2O	18,02	374	1165	220,89

По критическому давлению также можно определить летучесть, однако с изменением молекулярной массы она изменяется меньше, чем температура. На каждый атом углерода происходит уменьшение давления на $2,07-2,76$ бар. То есть чем больше критическое давление, тем больше летучесть.

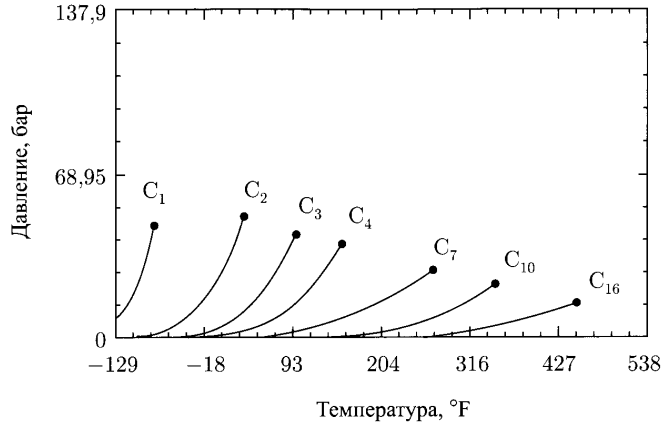


Рис. 4.4. $p - T$-диаграммы (кривые давления пара) некоторых чистых парафинов

На рисунке 4.4 изображены кривые давления пара и критические точки некоторых парафиновых углеводородов. Только компоненты, давление пара которых при комнатной температуре меньше атмосферного, в комнатных условиях являются жидкостями. То есть бутан и более легкие парафины в комнатных условиях являются газами, а пентан и более тяжелые парафины — жидкостями.

4.4. Двухкомпонентные флюиды

Фазовое поведение двухкомпонентных и многокомпонентных флюидов качественно схоже. Это подчеркивает важность понимания PVT-поведения двухкомпонентных флюидов. Большая часть излагаемого ниже материала может быть обобщена на случай многокомпонентных систем, однако мы ограничимся рассмотрением только двухкомпонентных флюидов, поскольку они относительно просты и поскольку большая часть данной книги основана именно на этой идее.

4.4.1. Переменные состава и концентрации

Характеристика многокомпонентных флюидов, включая двухкомпонентные флюиды, начинается с характеристики их состава. *Состав* — это концентрация каждого компонента в каждой фазе флюида. Используется несколько переменных концентрации: массовая концентрация, молярная концентрация и массовая доля. В этой книге почти всегда используются молярные доли.

Важен как состав каждой фазы, так и общий состав флюида. *Общая* молярная доля компонента i в двухфазном флюиде (например, нефть/газ) вычисляется по формуле

$$z_i = x_i L + V y_i \quad \text{для} \quad i = 1, 2, \tag{4.1}$$

где цифры 1 и 2 обозначают предполагаемые псевдокомпоненты, y_i — молярная доля вещества i в газовой фазе, x_i — молярная доля вещества i в жидкой или нефтяной фазе, L — молярная доля жидкой или нефтяной фазы, V — молярная доля газовой фазы. Уравнение (4.1) относится к обоим компонентам смеси. К двухкомпонентным флюидам применяется два уравнения. Также двухкомпонентные флюиды характеризуются

следующими ограничениями состава:

$$x_1 + x_2 = 1, \tag{4.2}$$
$$y_1 + y_2 = 1, \tag{4.3}$$
$$z_1 + z_2 = 1, \tag{4.4}$$
$$L + V = 1. \tag{4.5}$$

Уравнения (4.2)–(4.4) можно распространить на случай флюидов, содержащих произвольное число компонентов, просто продолжив суммирование и добавляя каждый новый компонент.

Молярные доли можно легко перевести в массовые, если известны молекулярные массы. Например, чтобы перевести молярную долю компонента i в нефтяной фазе в его массовую долю в нефтяной фазе, используется следующее уравнение:

$$\omega_i = \frac{x_i M^o_{wi}}{M_{wL}}, \tag{4.6}$$

где ω_i — массовая доля компонента i, M^o_{wi} — молекулярная масса компонента i, а M_{wL} — молекулярная масса жидкой или нефтяной фазы. Аналогичное отношение применяется и к газовой фазе. Молекулярные массы жидкой и паровой фаз связаны с молярными долями уравнениями

$$M_{wL} = x_1 M^o_{w1} + x_2 M^o_{w2}, \tag{4.7}$$
$$M_{wv} = y_1 M^o_{w1} + y_2 M^o_{w2}. \tag{4.8}$$

Несмотря на то что уравнения (4.7) и (4.8) составлены для двухкомпонентных флюидов, они могут быть использованы и в случае многокомпонентных флюидов, если продолжить суммирование. Число молей компонента $i(n_i)$ связано с массой вещества $i(m_i)$ уравнением

$$m_i = M^o_{wi} n_i. \tag{4.9}$$

Аналогично связаны массовая и молярная плотности фазы

$$\widehat{\rho}_L = M_{wL}\rho_L, \tag{4.10}$$
$$\widehat{\rho}_V = M_{wV}\rho_V, \tag{4.11}$$

где ρ_L и ρ_V — молярные плотности жидкой и газовой фаз, а $\widehat{\rho}_L$ и $\widehat{\rho}_v$ — массовые плотности[1].

Пример 1. Перевод молярных единиц в массовые.

Газовая смесь содержит $11,5$ мол. % н-декана и $88,5$ мол. % метана. Молярная плотность смеси при давлении $399,62$ бар составляет $0,0137$ моль/см^3.

1. Вычислите молекулярную массу газа. К какому типу согласно классификации по молекулярной массе относится этот флюид?

2. Вычислите массовую плотность (г/см^3).

[1]Индексы v и L означают соответственно паровою и жидкую фазы. Такое обозначение используется для максимальной обобщенности и относится к любой системе жидкость–пар в состоянии равновесия, включая системы газ–нефть и газ–вода. В системе газ–нефть, например, пар обозначает газовую фазу (g), а жидкость — нефтяную фазу (o). Далее при рассмотрении газонефтяного равновесия будут использоваться обе пары этих индексов.

3. Вычислите массовые доли метана и декана. Сравните молярные и массовые доли.

Решение

1) Молекулярную массу паровой фазы находим из уравнения (4.8):

$$M_{wv} = y_1 M^o_{w1} + y_2 M^o_{w2} = (0,115)(142) = (0,885)(16) = 30,49 \text{ г/моль},$$

где молекулярная масса декана равна 142, метана — 16.

Молекулярная масса газоконденсатов находится в диапазоне от 23 до 40. Следовательно, если бы это был пластовый флюид, он бы относился к газоконденсатам.

2) Массовую плотность газовой фазы находим из уравнения (4.11):

$$\widehat{\rho}_V = M_{wV}\rho_V = (30,49)\left(0,0137\frac{\text{моль}}{\text{см}^3}\right) = 0,42 \text{ г/см}^3.$$

3) Массовые доли метана (C_1) и декана (C_{10}) находим из уравнения (4.6):

$$\omega_{C_1} = \frac{x_{C_1} M^o_{wC_1}}{M_{w3}} = \frac{(0,885)(16)}{(30,49)} = 0,464,$$

$$\omega_{C_{10}} = \frac{x_{C_{10}} M^o_{wC_{10}}}{M_{w3}} = \frac{(0,115)(142)}{(30,49)} = 0,536.$$

По массе эта смесь содержит приблизительно одинаковое количество метана и декана. Однако в молярном отношении эта смесь на 90% состоит из метана. Массовые и молярные доли часто имеют существенное различие.

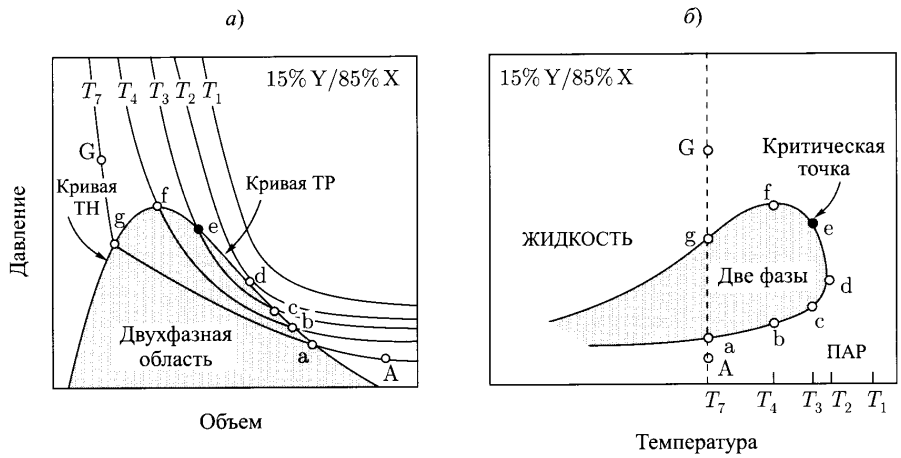


Рис. 4.5. $p - v$- и $p - T$-диаграммы двухкомпонентной смеси (15 мол.% Y/85 мол.% X)

4.4.2. Диаграмма давление–объем

Рисунок 4.5*а* — это схематическая $p - v$-диаграмма бинарной смеси. $p - v$-диаграммы измеряются при постоянном общем составе. Для наглядности рассмотрим бинарную смесь, состоящую из двух гипотетических углеводородных компонентов: более

летучего компонента Y (т. е. «легкого» углеводорода) и менее летучего компонента X (т. е. «тяжелого» углеводорода). Изначально в общем составе преобладает тяжелый углеводородный компонент, смесь содержит 15 мол. % Y и 85 мол. % X. Позже мы рассмотрим влияние состава. Качественно рисунок 4.5 очень похож на $p - v$-диаграмму однокомпонентного флюида рисунка 4.3*а*. Однако между ними имеется несколько очень важных различий.

Первое: критическая точка уже не располагается на вершине двухфазной области, а смещена немного вправо и обозначена точкой *e*. На основании этого отличия можно сделать ряд важных выводов. Критическое давление больше не соответствует максимальному давлению насыщения, вместо этого максимальному давлению насыщения соответствует точка *f*, *криконденбара*. Температура, соответствующая криконденбаре, — это температура изотермы, проходящей через точку *f*, T_4. Температура T_3 соответствует критической температуре; обратите внимание, что критическая температура превышает температуру криконденбары, т. е. $T_3 > T_4$.

В отличии от однокомпонентных флюидов критическая температура также больше не является максимальной температурой насыщения. Максимальная температура насыщения называется *криконденtермой*. Криконденterма определяется изотермой, которая является касательной к двухфазной области. В нашем случае точкой касания является точка *d*, а криконденtермой T_2; криконденterма превышает критическую температуру (T_3).

Точки по периметру слева от критической точки, включая точки *f* и *g*, представляют насыщенные жидкости и точки насыщения. Точки по периметру справа от критической точки, включая точки *a, b, c* и *d*, представляют насыщенные пары и точки росы. Криконденбара — это давление в точке кипения, а криконденterма — это температура в точке росы.

Участок *G-g-a-A* соответствует изотермическому расширению при $T = T_7$. Участок *g–a* соответствует испарению (или конденсации в направлении *a–g*). Изотермическое испарение и конденсация бинарной смеси и чистого вещества отличаются друг от друга. На $p - v$-диаграмме однокомпонентного флюида испарение или конденсация представлены горизонтальной линией, на диаграмме двухкомпонентного флюида — наклонной кривой. С физической точки зрения это означает, что испарение или конденсация бинарной смеси всегда происходят в ограниченном диапазоне давления. Это важное отличие многокомпонентных флюидов от однокомпонентных.

Так как $p-v$-диаграмма не предполагает изменение общего состава, она дает лишь ограниченные композиционные данные. Такие диаграммы не дают сведений о составе одновременно существующих жидкой и паровой фаз при испарении и конденсации. Далее мы расскажем, что при изотермическом испарении и конденсации состав одновременно существующих фаз постоянно изменяется. Для демонстрации таких изменений специально вводятся диаграммы давления — состава ($p - x$) (описываются в § 4.4.5).

4.4.3. Диаграммы давление–температура ($p - T$)

На рисунке 4.5*б* изображена $p - T$-диаграмма, соответствующая $p - v$-диаграмме рисунка 4.5*а*. $p - T$-диаграммы также измеряются при постоянном общем составе. $p - T$-диаграмма имеет форму петли. Эта петля представляет собой геометрическое место точек насыщения, координатами которых являются координаты давления и температуры испаряющихся жидкостей и конденсирующихся газов. Вне петли существует

однофазный флюид. Внутри петли существуют две фазы. Над петлей — зона однофазной жидкости, справа под петлей — зона однофазного пара. Состав всех точек однофазного флюида и точек петли, включая критическую точку, равен общему составу. Как и $p - v$-диаграммы, $p - T$-диаграммы не предоставляют информации о составе отдельных фаз в пределах двухфазной области, однако в некоторых случаях они могут дать информацию о величине жидкой и газовой фаз в определенный момент. На рисунке 4.5*б* такая информация отсутствует.

Точки насыщения представлены точками *a–g*. Точки *a, b, c* и *d* представляют насыщенные конденсирующиеся пары, точки *f* и *g* — насыщенные испаряющиеся жидкости, точка *e* — это критическая точка. Эти точки соответствуют таким же точкам на рисунке 4.5*а*. Такое соответствие лежит в основе взаимосвязи этих двух диаграмм.

Температура T_3 — это критическая температура, T_2 — крикондентерма. Координата давления точки *f* является криконденбарой. Нисходящая вертикальная линия, такая как линия *G-g-a-A* на T_7, соответствует изотермическому расширению.

При всех температурах ниже крикондентермы (T_2) существует два давления насыщения: верхнее и нижнее. Например, при температуре T_7 верхнее давление насыщения соответствует точке *g*, а нижнее — точке *a*. Нижнее давление насыщения всегда соответствует давлению точки росы. Верхнее давление насыщения может соответствовать как давлению точки насыщения, так и давлению точки росы. Если верхнее давление насыщения соответствует точке росы, тогда верхнее и нижнее давления насыщения будут соответствовать *верхней* и *нижней* точке росы.

На практике координаты всех точек насыщения многокомпонентных флюидов измеряются редко, поскольку, как правило, их температура достигает очень больших значений и обычно превышает 480° С для нелетучих и летучих нефтей. Поэтому мы используем в основном схематические диаграммы.

Рисунок 4.6*а* представляет собой расширенную $p - T$-диаграмму той же самой смеси. Она включает кривые постоянной объемной доли жидкости внутри области насыщения. Эти кривые иногда называют линиями *качества*. На диаграмме показаны кривые, соответствующие 0, 20, 50, 70 и 100 объемным процентам жидкости. Все кривые выходят из критической точки.

Точки *a, b, c, d* и *e* представляют различные состояния насыщения при изотермическом расширении при T_7. Когда давление в точке *a* становится меньше давления точки кипения, объемная доля жидкости начинает постепенно уменьшаться, что и характерно для испарения. Связь давления и объемной доли жидкости лучше рассматривать на другом типе фазовых диаграмм.

4.4.4. Диаграммы давление–объемная доля жидкой фазы ($p - v_o$)

На рисунке 4.6*б* схематически представлена диаграмма давления–объемной доли жидкой фазы ($p - v_o$), соответствующая $p - T$-диаграмме рисунка 4.6*а*. $p - v_o$-диаграммы измеряются при постоянной температуре и составе. Рисунок 4.6*б* соответствует температуре T_7 и общему составу, имеющему 15 мол. % Y.

Точки *a*, *b*, *c*, *d* и *e* определяют фазовую границу и соответствуют этим же точкам на рисунке 4.6*а*. Точка *a* представляет насыщенную жидкость, а ее y-координата соответствует давлению насыщения; точка *e* представляет насыщенный пар и точку росы.

Доля жидкости на $p - v_o$-диаграмме рисунка 4.6*б* постепенно уменьшается по мере понижения давления. Такое поведение характерно для нефти. При температуре T_7

флюид относят к нефти, так как верхнее давление насыщения соответствует точке насыщения. Далее мы увидим, что $p - v_o$-поведение конденсирующихся флюидов или газов существенно отличается.

4.4.5. Диаграммы давление–состав ($p - x$)

$p - T$-диаграммы предполагают наличие неизменного общего состава и в зависимости от состава флюида область насыщения на диаграмме будет принимать различную форму.

На рисунке 4.7*а* показано влияние состава на расположение точек насыщения для гипотетической пары компонентов Y–X. На рисунке показано расположение точек для 7 различных составов: 0, 15, 30, 53, 84, 90 и 100 мол. % компонента Y. Заметьте, что среди смесей присутствуют такие, состав которых включает 0 и 100 мол. % компонента Y.

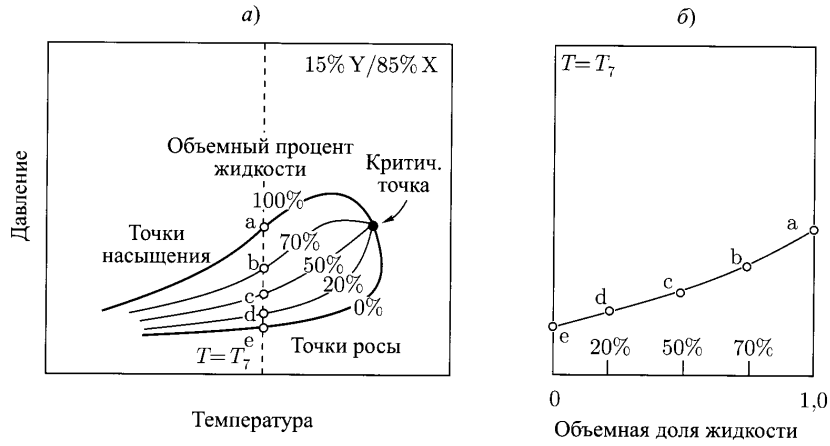


Рис. 4.6. $p - T$- и $p - v_o$-диаграммы бинарной смеси (15 мол. % Y/85 мол. % X). Двухфазная область на $p - T$-диаграмме содержит кривые постоянной объемной доли жидкости. $p - v_o$-диаграмма соответствует температуре T_7. Точка насыщения этой смеси соответствует температуре T_7

Так как эти два состава представляют собой чистые вещества, то их точки насыщения располагаются не в форме петли, а образуют простые кривые. Петли, как вы видите, могут иметь различную форму. Расположение точек насыщения для смеси с 15 мол. % компонента Y соответствует расположению на рисунках 4.5*а* и 4.6*а*. Пунктирная кривая на рисунке 4.7*а* соответствует расположению критических точек. Точки пересечения критической кривой и кривых насыщения представляют критические точки каждой конкретной смеси. Точка пересечения критической кривой и фазовых границ является точкой касания. Обратите внимание, что критическое давление промежуточных смесей обычно намного превышает критическое давление чистых компонентов. Максимальное критическое давление на рисунке 4.7*а* соответствует смесям с содержанием компонента Y от 53 до 84 мол. %. При уменьшении общей концентрации Y область насыщения постепенно смещается вправо.

Вертикальная пунктирная линия — это изменение давления при произвольной температуре T_7. Точки *a*–*h* — это точки пересечения с различными кривыми насыщения.

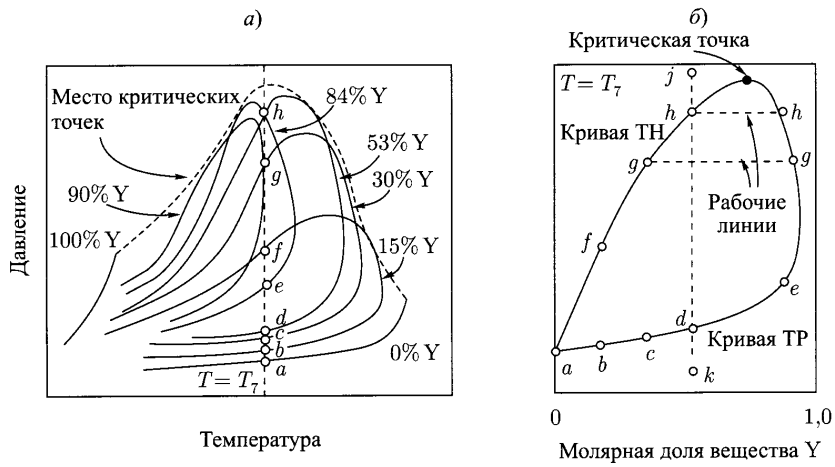


Рис. 4.7. (*а*) $p - T$-диаграммы некоторых бинарных смесей гипотетической пары компонентов (X–Y) и (*б*) соответствующая $p - x$-диаграмма при температуре T_7

Каждая точка пересечения — это (1) давление точки кипения и состав насыщенной жидкости или (2) давление точки росы и состав насыщенного пара. Например, давление в точке f — это давление точки кипения для насыщенной жидкости, содержащей 15 мол. % компонента Y. Каждая из точек b–e определяет состав пара при различных давлениях точки росы; точка f определяет состав жидкости в точке кипения; каждая из точек a, g и h определяет состав жидкости в точке кипения и пара в точке росы. Все вместе эти точки пересечения дают важные данные о составе, что мы увидим далее. Влияние изменения состава более наглядно можно продемонстрировать с помощью диаграмм давления — состава $(p - x)$.

Рисунок 4.7*б* представляет собой схематическую $p - x$-диаграмму, соответствующую $p - T$-диаграмме рисунка 4.7*а*. $p - x$-диаграмма показывает зависимость давления от состава при фиксированной температуре[1]. Как и на $p - T$-диаграмме, кривая диаграммы $p - x$ представляет собой место точек насыщения (точек кипения и росы). Но на $p - x$-диаграмме различные состояния насыщения рассматриваются в координатах давления и состава при фиксированной температуре, на рисунке 4.10 это T_7. Горизонтальная ось или ось состава показывает мол. % Y. Молярная доля компонента X рассчитывается исходя из уравнения ограничения состава.

Точка a соответствует одной и той же температуре, давлению и составу на обеих диаграммах рисунков 4.7*а* и 4.7*б*. Так же соответствуют и другие точки. Вместе точки a–h показывают соответствие двух диаграмм. Если рассматривать зависимость состава насыщенных жидкостей и паров от давления, мы получим $p - x$-диаграмму рисунка 4.7*б*.

Точки кривой слева от критической точки на $p - x$-диаграмме представляют насыщенные жидкости или точки насыщения (ТН), правая сторона представляет насыщенные пары или точки росы (ТР). Горизонтальные линии, соединяющие составы насыщенных жидкости и пара, называются *рабочими линиями*. Координаты начала и конца рабочей линии соответствуют составу жидкостей и паров в равновесии. Например,

[1]Заметим, что во всех двумерных диаграммах все зависимые переменные, кроме исследуемых величин, должны оставаться постоянными.

рабочая линия, соответствующая точке g, представляет равновесную жидкость, содержащую 30 мол. % компонента Y, и пар, содержащий 90 мол. % компонента Y. Такой фазовый состав появляется только при существовании двух фаз. Это важное условие. Две фазы существуют при заданном давлении, только если общий состав флюида находится в пределах состава насыщенных жидкости и пара или в границах фазы. При давлениях, соответствующих точке g, например, общий состав должен иметь 30-90 мол. % Y. Если общая молярная доля превысит 90%, будет существовать только однофазный пар и его состав будет равен общему составу. При общей молярной доле, меньшей 30%, будет существовать лишь однофазная жидкость с составом, равным общему. Таким образом, с помощью $p-x$-диаграмм можно определить, при каком общем составе при заданных давлении и температуре флюид будет существовать в двух фазах. Поняв соотношение между диаграммами $p-T$ и $p-x$, можно начинать рассмотрение влияния T на форму $p-x$-диаграммы.

При существовании двух фаз пропорциональное распределение общего состава между составами жидкости и пара определяет относительное молярное количество жидкости и пара. Если x_i и y_i представляют соответственно молярные доли вещества i в жидкой и паровой фазах смеси с общей молярной долей z_i, то молярная доля жидкости составляет $L = (z_i - y_i)\,(x_i - y)$. Например, если равновесные жидкость и пар содержат соответственно 30 и 90 мол. % компонента Y, а в общем составе смеси содержится 50 мол. % Y, тогда молярная доля жидкости в смеси составляет $(50-90)(30-90)$ или $0,66$.

$p-x$-диаграммы широко применяются для слежения за изменением состава равновесных фаз в процессе расширения при постоянном составе (constant composition expansion — CCE). CCE — популярный лабораторный эксперимент, он имитирует первичное истощение давления исследуемого флюида при постоянной температуре. При проведении эксперимента общий состав остается неизменным.

Например, CCE для флюида, содержащего 53 мол. % Y, представлено вертикальной пунктирной линией *j–h–d–k*. Точка *j* соответствует однофазному флюиду с высоким давлением. При истощении давления точка кипения достигается в точке *h*. В точке кипения жидкость содержит 53 мол. % Y, а равновесный пар — 84 мол. % Y. Такая диспропорция составов равновесной жидкости и пара характерна для многокомпонентных флюидов. Так как истощение давления продолжается, фазовый состав продолжает меняться. Когда давление достигает точки *g*, например, равновесная жидкость содержит 30 мол. % Y, а пар — 90 мол. % Y. Равновесная жидкость стала содержать значительно больше тяжелого (X) компонента, а пар стал содержать немного меньше тяжелого (X) компонента.

В итоге, если давление достаточно снижается, нижняя точка росы достигается в точке *d*. Равновесная жидкость содержит около 5 мол. % Y, а пар — 53 мол. % Y. Дальнейшее истощение давления соответствует однофазному пару, содержащему 53 мол. % компонента Y.

Зависимость фазовых составов двухкомпонентных флюидов только от температуры и давления соответствует правилу фаз Гиббса. Его применение дает две степени свободы или два неизвестных для двухкомпонентного, двухфазного флюида. Это означает, что при заданных температуре и давлении фазовые составы являются фиксированными. Флюиды, содержащие большее число компонентов, имеют, конечно, больше степеней свободы. В этом аспекте двухкомпонентные флюиды являются уникальными.

В заключение: $p-x$-диаграммы дают обширную информацию о двухфазном равновесии. Помимо предоставления важных данных о фазовом составе, они показывают

зависимость нижнего и верхнего давлений насыщения от общего состава, а также относят давления насыщения к точке кипения или росы.

4.4.6. Влияние состава

$p - v$-, $p - T$- и $p - v_o$-диаграммы предполагают фиксированный состав флюида. Они могут существенно меняться в зависимости от общего состава. На рисунке 4.7*а* показано влияние состава на расположение точек насыщения в системе координат давление–температура.

$p-v$-, $p-T$- и $p-v_o$-диаграммы рисунков 4.5 и 4.6 составлены для гипотетической двухкомпонентной смеси, содержащей 15 мол. % Y и 85 мол. % X. Далее мы расскажем, как изменятся эти диаграммы, если смесь станет легче, а именно будет содержать 84 мол. % Y и 16 мол. % X.

На рисунке 4.8*а* изображена схематическая диаграмма более легкой смеси. Она имеет несколько существенных отличий от рисунка 4.5*а*. Первое и самое важное — критическая точка (h) расположена слева от вершины двухфазной области (точки d). Это означает, что криконденбара соответствует точке росы. Также это свидетельствует о том, что критическая температура (T_9) меньше температуры, соответствующей криконденбаре (T_8).

На рисунке 4.8*б* изображена соответствующая схема $p - T$-диаграммы. Как и на $p - v$-диаграмме, критическая точка находится в левой части кривой точек насыщения. $p - T$-диаграмма рисунка 4.7*а* показывает расположение точек насыщения как тяжелых, так и легких смесей, а также их относительные позиции. Как и следовало ожидать, точки насыщения более легкой смеси (84 % Y/16 % X) расположены левее точек насыщения (при меньшей температуре) более тяжелой смеси (15 % Y/85 % X).

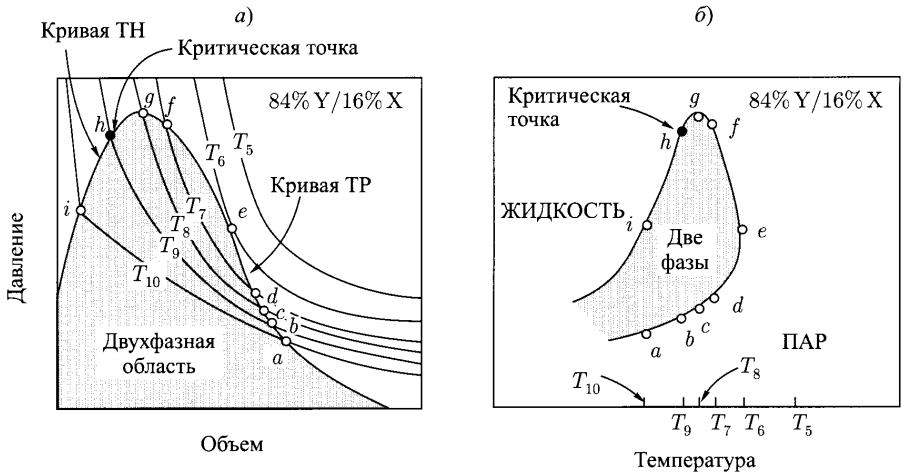


Рис. 4.8. $p - v$- и $p - T$-диаграммы «легкой» бинарной смеси (84 мол. % Y/16 мол. % X)

На рисунке 4.9*б* изображена схематическая $p - v_o$-диаграмма более легкой смеси, чем на рисунке 4.8. Эта диаграмма предполагает температуру T_7, которая является температурой $p - v_o$-диаграммы более тяжелой смеси рисунка 4.6*б*. Такое совпадение температур позволяет сделать прямое сравнение рисунков 4.8*б* и 4.6*б*, из которого следует, что различия между диаграммами вызваны исключительно различиями в составе

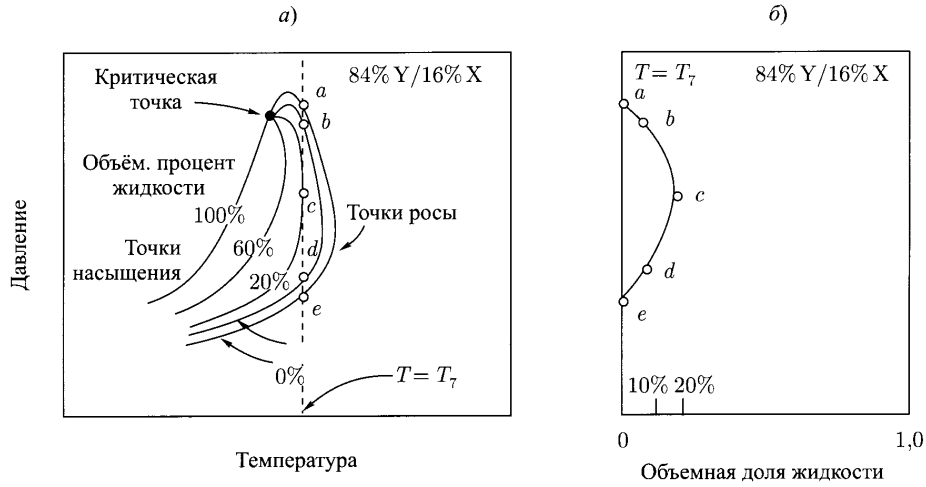


Рис. 4.9. $p - T$- и $p - v_o$- диаграммы «легкой» бинарной смеси (84 мол. % Y/16 мол. % X). $p - T$-диаграмма включает кривые постоянной объемной доли жидкости. $p - v_o$-диаграмма составлена для температуры T_7. Точка росы и ретроградная конденсация этой бинарной смеси достигаются при T_7

флюида. $p - v_o$-диаграмма более легкой смеси имеет несколько важных и видимых отличий. Во-первых, более легкая смесь имеет более высокое давление насыщения, соответствующее точке росы; вспомните, что в случае более тяжелой смеси это давление соответствовало точке насыщения. Следовательно, при температуре T_7 более легкая смесь будет вести себя как газ, а более тяжелая — как жидкость (нефть).

Во-вторых, $p - v_o$-диаграмма показывает, что, начиная с высокого давления, в процессе истощения объемный процент жидкости увеличивается до тех пор, пока не достигнет максимальных 20 % (в точке c), а потом уменьшается до достижения давлением нижней точки росы (точка e). Первая часть этого процесса (от точки a до точки c), где объемный процент жидкости при истощении давления увеличивается, называется *ретроградной* конденсацией. Использование этого термина обусловлено тем, что формирование жидкости при понижении давления не соответствует поведению большинства флюидов. Ретроградная конденсация — это свойство газоконденсатов. Вторая часть этого процесса (от точки c до точки e), где объемный процент жидкости в процессе истощения уменьшается, относится к испарению.

4.4.7. Заключение

Однокомпонентные флюиды обладают следующими PVT-характеристиками.

1) Давление насыщения зависит только от температуры.

2) Изотермические фазовые переходы (т. е. испарение и конденсация) происходят при фиксированном давлении.

3) Состав равновесных (одновременно существующих) жидкой и паровой фаз не зависит от температуры и давления.

В отличие от однокомпонентных, двухкомпонентные флюиды обладают следующими характеристиками.

1) Давление насыщения зависит от температуры и общего состава.
2) Изотермические фазовые переходы происходят в определенном диапазоне давления. Его границами являются верхнее и нижнее давления насыщения.
3) Состав равновесных (одновременно существующих) жидкой и паровой фаз зависит от давления и температуры, а не от общего состава.

4.5. Многокомпонентные флюиды

Поведение флюидов, содержащих 3 или более компонента, во многом напоминает поведение двухкомпонентных флюидов. Оба типа флюидов характеризуются одинаковыми типами $p-v$-, $p-T$- и $p-v_o$-диаграмм. Главным отличием между ними является то, что состав равновесных (одновременно существующих) жидкой и паровой фаз многокомпонентного флюида помимо температуры и давления зависит также от общего состава. Поскольку переменные состава играют важную роль, можно предположить, что это отличие существенно усложнит PVT-моделирование. В общем это, конечно, так, однако лабораторные и математические эксперименты показали, что для ограниченного случая истощения давления многокомпонентных флюидов в открытой системе зависимость поведения флюида от его состава относительно невелика (Коутс, 1985).

4.6. Двухпсевдокомпонентная модель

При помощи двухпсевдокомпонентной модели можно представить фазовое поведение многокомпонентных углеводородных флюидов, но только при ее идеализации и наличии следующих допущений.

1) Наличие не более двух углеводородных псевдокомпонентов: поверхностного газа и товарной нефти.
2) Наличие не более двух углеводородных фаз: газовой и нефтяной.
3) Псевдокомпонент поверхностного газа определяется составом газа в нормальных условиях.
4) Псевдокомпонент товарной нефти определяется составом товарной нефти в нормальных условиях[1].
5) Поверхностный газ может находиться в нефтяной и газовой фазах.
6) Дегазированная нефть может находиться в нефтяной и газовой фазах.
7) Наличие термодинамического равновесия.

Успех двухкомпонентной модели основан на экспериментальных методах измерения поведения характеристик PVT. В главе 8 описываются лабораторные исследования PVT-свойств.

Переход поверхностного газа в нефтяную фазу подразумевает наличие растворенного газа (допущение 5); переход товарной нефти в газовую фазу подразумевает наличие летучей нефти (допущение 6). Фазовые переходы, хоть и не четко выраженные, присутствуют при любых условиях, кроме нормальных.

[1]Допущения 3 и 4 означают, что составы товарной нефти и отсепарированного газа являются постоянными. Однако при реальном истощении давления, а также при истощении давления в лабораторных экспериментах эти составы изменяются. Например, плотность дегазированной нефти по API образца газоконденсата изменяется от $0,753$ при давлении $311,5$ бар до $0,700$ при давлении $82,68$ бар. Несмотря на такие изменения плотности, двухпсевдокомпонентная модель считается обоснованной (Коутс, 1985).

Нормальные условия измерения стандартного кубического метра соответствуют давлению 1 бар и температуре 15° С (см. таблицу 1.8). Нормальные условия измерения стандартного кубического фута немного отличаются: это 1,01325 бар и 15,6° С (Брэдли, 1987). Нормальное давление близко к атмосферному. Однако атмосферное давление немного зависит от высоты[1]. В нормативных документах нормальное давление может немного отличаться от 1,01325 бар. Например, в Техасе и Нью-Мексико нормальными считаются давления 1,01008 и 1,03594 бар соответственно (Амикс и др., 1960).

Когда двухпсевдокомпонентная модель впервые была представлена в 1930-х [см., например, Шильзиус (1936)], переход товарной нефти в газовую фазу осознанно игнорировался. Такой упрощенный подход означал, что модель нельзя было применять к коллекторам летучей нефти и газоконденсата, поскольку газовая фаза важна для этих флюидов. Упрощенная модель преобладала до 1970-х, когда Кук и др. (1974), а также Спивак и Диксон (1973) расширили модель до вида, определяемого допущениями 1.7. Это было сделано с целью развития численных моделей, имитирующих газоконденсатные залежи.

Поскольку двухкомпонентная модель может имитировать весь спектр пластовых флюидов, ее называют обобщенной моделью[2]. Существуют и другие модели фазового поведения, например, кубическое уравнение состояния (Пенг и Робинсон, 1976; Редлих и Квонг, 1949). Однако ни одна из них не является такой простой, как двухпсевдокомпонентная, а большинство моделей являются гораздо более сложными[3]. В следующем разделе мы покажем, что двухкомпонентная модель является основой измерения некоторых PVT-характеристик и лабораторных исследований.

4.7. Объемные коэффициенты и соотношения растворимости

PVT-поведение пластовых флюидов обычно выражают с помощью набора объемных коэффициентов и соотношений растворимости. Псевдокомпонентная модель создает теоретическую основу этих характеристик. Также в описании PVT-поведения может быть использован набор молярных долей и плотностей. Первую группу параметров мы назовем *стандартными* PVT-характеристиками, второй — *композиционными* PVT-характеристиками[4]. Обе группы параметров полностью эквивалентны. Стандартный набор более популярен вследствие регулярного его измерения, композиционные характеристики (характеристики состава) чаще используют в моделировании и учебниках. В этом разделе рассматриваются оба набора параметров и их математическая взаимосвязь. Понимание соотношения этих двух наборов параметров позволяет лучше понять PVT-поведение пластовых флюидов.

---

[1] Атмосферное давление слабо зависит от высоты и изменяется от 1,01008 бар на уровне моря до 0,82737 бар на высоте 1830 метров.

[2] Обобщенная двухпсевдокомпонентная модель часто упоминается под другими названиями, такими как «модифицированная модель нелетучей и летучей нефти» (Кук и др., 1974) или «бета-модель» (Раджаван, 1990). Упрощенную модель (т. е. не учитывающую летучую нефть) часто называют моделью фазового поведения «нелетучей нефти» (Писмен, 1969; Азиз и Сеттари, 1979; Томас, 1982).

[3] Использование более сложных моделей фазового поведения изложено в монографии «Фазовые превращения нефти и газа». — М.: Грааль, 2002, 275 с. — *Прим. ред.*

[4] Коутс (1985), Уитсон и Торп (1985), а также ряд других авторов, как правило, относят стандартные PVT-характеристики, т. е. B_o, B_g, R_s и R_v, к «PVT-характеристикам нелетучей нефти». Такой термин может ввести в заблуждение, поскольку эти характеристики одинаково применимы как к нелетучей нефти, так и к другим флюидам. Несмотря на свое дезориентирующее происхождение, этот термин широко используется.

4.7.1. Определения

Приняты следующие определения объемных коэффициентов и коэффициентов растворения.

Объемный коэффициент нефти (B_o) — отношение объёма жидкой фазы в пластовых условиях к объему жидкости того же образца в нормальных условиях[1]. Жидкая фаза в пластовых условиях обычно содержит смесь товарной нефти и поверхностного газа, жидкая фаза в нормальных условиях, по определению, содержит только товарную нефть (допущение 4). Объемный коэффициент нефти измеряется в количестве пластовых куб. м. жидкости, приходящихся на стандартный кубический метр нефти.

Объемный коэффициент газа (B_g) — это отношение объёма паровой фазы в пластовых условиях к объему того же образца газа в нормальных условиях. Паровая фаза в пластовых условиях может содержать смесь поверхностного газа и дегазированной нефти, паровая фаза в нормальных условиях, по определению, содержит только поверхностный газ (допущение 5). Объемный коэффициент газа выражается в количестве пластовых кубических метров газа, приходящихся на стандартный кубический метр газа.

Газовый фактор (R_s) — это отношение объёма поверхностного газа к объёму товарной нефти в жидкой фазе в пластовых условиях. Объемы поверхностного газа и дегазированной нефти измеряются в нормальных условиях. Содержание растворенного газа в нефти выражается в ст. $м^3$/ст. $м^3$ (или просто $м^3/м^3$).

Содержание летучей нефти в газе (R_v) — это отношение объёма товарной нефти к объёму поверхностного газа, содержащихся в паровой фазе в пластовых условиях. Объемы газа и дегазированной нефти измеряются в нормальных условиях. Содержание летучей нефти в газе выражается в $м^3/м^3$.

Содержание растворенного газа в нефти и содержание летучей нефти в газе являются коэффициентами растворения.

Рисунок 4.10 представляет собой схематическую интерпретацию этих характеристик. На нем изображена лабораторная PVT-ячейка, изначально содержащая образец недонасыщенного пластового флюида, находящийся под высоким давлением и при пластовой температуре. При давлениях, меньших давления насыщения, и неизменном общем составе ячейка содержит две фазы: жидкую (нефть) и паровую (газ). Обе фазы содержат смесь товарной нефти и поверхностного газа. Объёмы паровой и жидкой фаз обозначены соответственно как объёмы 1 и 2. Объём паровой фазы извлекают и расширяют до нормальных (поверхностных) условий, полученные объёмы газа и нефти соответственно обозначают 3 и 4. Подобным же образом до поверхностных условий расширяется жидкая фаза ячейки, а полученные объёмы газа и нефти будут соответствовать объёмам 5 и 6. PVT-характеристики B_o, B_g, R_s, и R_v определяются отношениями объемов, которые показаны на рисунке.

4.7.2. Математические зависимости

Рассмотрим образец, содержащий один моль жидкости в пластовых условиях. Этот образец содержит x_o молей товарной нефти и x_g молей поверхностного газа. По определению, в нормальных условиях этот образец также содержит x_o молей товарной нефти и x_g молей поверхностного газа. Математически содержание растворенного газа

[1]Термин жидкость в этом и последующих определениях подразумевает скорее масляную, нежели водную фазу.

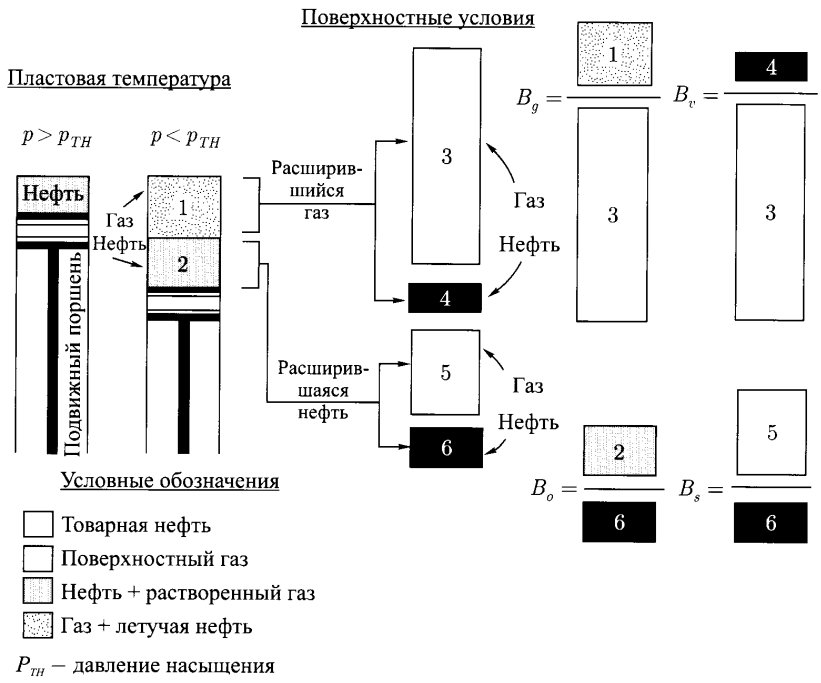


Рис. 4.10. Схема физической интерпретации стандартных PVT-соотношений

в нефти равно

$$R_s = \frac{V_{gsc}}{V_{osc}}, \tag{4.12}$$

где V_{gsc} и V_{osc} — это объемы поверхностного газа и товарной нефти одного моля образца. Объемы V_{gsc} и V_{osc} равны

$$V_{gsc} = \frac{x_g}{\rho_{gsc}}, \tag{4.13}$$

$$V_{osc} = \frac{x_o}{\rho_{osc}}, \tag{4.14}$$

где ρ_{gsc} и ρ_{osc} — это плотности пара (поверхностного газа) и жидкости (товарной нефти) в нормальных условиях и, согласно условию ограничения состава:

$$x_g + x_o = 1.$$

Подставив V_{gsc} из уравнения (4.13) и V_{osc} из уравнения (4.14) в уравнение (4.12), получим

$$R_s = \frac{\rho_{osc} x_g}{\rho_{gsc} x_o}. \tag{4.15}$$

Молярная плотность газа в нормальных условиях (15,6° С и 1,0136 бар) составляет $1/(0,023665$ ст. куб. м/моль) или $0,002636$ фунт·моль/ куб. фут. Уравнение (4.15) подразумевает использование одной из согласованных систем единиц, то есть ст. куб. фут газа на ст. куб. фут нефти или ст. м^3 газа на ст. м^3 нефти.

Математически коэффициент пластового объема нефти равен

$$B_o = \frac{V_o(p,T)}{V_{osc}}, \tag{4.16}$$

где V_o — объем одного моля образца, измеренный при пластовых p и T. Этот объём равен

$$V_o(p,T) = \frac{1}{\rho_o}, \tag{4.17}$$

где ρ_o — молярная плотность нефтяной фазы в пластовых условиях[1]. Подставив V_{osc} из уравнения (4.14) и V_o из уравнения (4.17) в уравнение (4.16), получим

$$B_o = \frac{\rho_{osc}}{\rho_o x_o}. \tag{4.18}$$

Уравнение (4.18) также предполагает использование согласованной системы единиц. Величина, обратная объемному коэффициенту нефти, называется *коэффициентом усадки* и описывает уменьшение объема нефтяной фазы при переходе от пластовых к нормальным условиям.

Аналогично выводятся уравнения для R_v и B_g. Рассмотрим одномолярный образец пластовой паровой фазы. Этот образец содержит y_o молей товарной нефти и y_g молей поверхностного газа. Математически содержание летучей нефти в газе равно

$$R_v = \frac{V_{osc}}{V_{osc}}, \tag{4.19}$$

где V_{gsc} и V_{osc} — это объемы поверхностного газа и товарной нефти одного моля образца. Эти объемы равны

$$V_{osc} = \frac{y_o}{\rho_{osc}}, \tag{4.20}$$

$$V_{gsc} = \frac{y_g}{\rho_{gsc}}, \tag{4.21}$$

где, согласно уравнению ограничения состава:

$$y_g + y_o = 1.$$

Подставив V_{osc} из уравнения (4.20) и V_{gsc} из уравнения (4.21) в уравнение (4.19), получим

$$R_v = \frac{\rho_{gsc} y_o}{\rho_{osc} y_g}. \tag{4.22}$$

Уравнение (4.22) также предполагает использование согласованной системы единиц. В приложении А описываются методы определения R_v.

С математической точки зрения B_g определяется как

$$B_g = \frac{V_g(p,T)}{V_{gsc}}, \tag{4.23}$$

[1]Индексы o и g используются как в качестве идентификаторов компонента, так и в качестве идентификаторов фазы. Например, ρ_o означает плотность нефтяной фазы, а x_o — молярную долю компонента дегазированной нефти в нефтяной фазе. Такие обозначения приняты Обществом инженеров-нефтяников США.

где V_g — это объем одного моля образца, измеренный при пластовых p и T. Этот объем равен

$$V_g(p,T) = \frac{1}{\rho_g}. \tag{4.24}$$

Подставив V_{gsc} из уравнения (4.21) и V_g из уравнения (4.24) в уравнение (4.23), получим

$$B_g = \frac{\rho_{gsc}}{\rho_g y_g}, \tag{4.25}$$

где B_g выражено в единицах одной из согласованных систем.

Молярная плотность газа связана с z-фактором законом реального газа

$$\rho_g = \frac{p}{zRT}, \tag{4.26}$$

где R=8,314 м^3·Па/(моль·К), если мы используем следующие единицы: ρ_g [=] моль/куб. м, p [=] Па, T [=] К. Плотность в нормальных условиях равна

$$\rho_{gsc} = \frac{p_{sc}}{RT_{sc}}, \tag{4.27}$$

где p_{sc} и T_{sc} — это давление и температура в нормальных условиях. Уравнение (4.27) предполагает, что z-фактор в нормальных условиях равен единице. Подставив ρ_g из уравнения (4.26) и ρ_{gsc} из уравнения (4.27) в уравнение (4.25), получим

$$B_g = \frac{p_{sc} T z}{p T_{sc} y_g}. \tag{4.28}$$

Если нормальными условиями считать давление 1,013 бар и температуру 15,6° С, а также B_g [=] м^3/тыс. м^3, то

$$B_g = \frac{0,065 T z}{p y_g}. \tag{4.29}$$

В приложении А приведены способы измерения z и y_g. Если не учитывать наличие летучей нефти, то $y_g = 1$ и уравнение (4.25) становится простым отношением плотностей:

$$B_g = \frac{\rho_{gsc}}{\rho_g}, \tag{4.30}$$

а уравнение (4.29) упрощается до вида

$$B_g = \frac{p_{sc} T z}{p T_{sc}}. \tag{4.31}$$

Отношение плотности газа в пластовых условиях к его плотности в нормальных условиях называется *коэффициентом расширения* (МакКейн, 1990). Если летучая нефть отсутствует, то коэффициент расширения равен обратному значению объемного коэффициента газа.

Уравнения (4.15), (4.18), (4.22) и (4.25) можно выразить в массовых единицах, просто заменив молярные плотности массовыми плотностями, а молярные доли — массовыми долями. Это предлагается проделать самому читателю в качестве упражнения.

Уравнения (4.15), (4.18), (4.22) и (4.25) можно преобразовать и выразить свойства нефтяной (x_o, x_g, ρ_o) и газовой $(y_o, y_g$ и$\rho_g)$ фаз через B_o, B_g, R_s, R_v, ρ_{osc} и ρ_{gsc}:

$$x_o = \frac{\rho_{osc}}{R_s\rho_{gsc} + \rho_{osc}}, \tag{4.32}$$

$$x_g = \frac{R_s\rho_{gsc}}{R_s\rho_{gsc} + \rho_{osc}}, \tag{4.33}$$

$$\rho_o = \frac{R_s\rho_{gsc} + \rho_{osc}}{B_o}, \tag{4.34}$$

$$y_g = \frac{\rho_{gsc}}{R_v\rho_{osc} + \rho_{gsc}}, \tag{4.35}$$

$$y_o = \frac{R_v\rho_{osc}}{R_v\rho_{osc} + \rho_{gsc}}, \tag{4.36}$$

$$\rho_g = \frac{R_v\rho_{osc} + \rho_{gsc}}{B_g}. \tag{4.37}$$

Эти выражения позволяют выполнить переход от одного набора переменных к другому. Если используются единицы, отличные от единиц согласованных систем, то необходимо вводить коэффициенты перевода.

4.8. Влияние давления на некоторые свойства флюидов

Так как первичная добыча представляет собой изотермическое понижение давления, важно понимать, какое влияние оказывает давление на свойства флюидов.

На рисунке 4.11 показано влияние давления на фазовую плотность, x_g, y_g, B_o, B_g, R_s и R_v летучей нефти. Этот рисунок схематичен; шкалы свойств флюидов являются приблизительными. Пунктирная вертикальная линия соответствует давлению насыщения.

Так как при первичной добыче происходит понижение давления, мы рассмотрим каждое свойство флюида по мере изменения давления от высокого до низкого. Поведение флюидов при давлениях больших и меньших давления насыщения будет рассмотрено отдельно. Сначала покажем, как с изменением давления изменяются x_g и y_g, так как понимание этих изменений состава помогает объяснить поведение других свойств флюида.

Молярная доля газа в поверхностных условиях в нефтяной фазе, x_g, является постоянной при давлениях выше давления насыщения и уменьшается при понижении давления ниже этой точки. Первая особенность является следствием отсутствия испарения; вторая — следствием испарения растворенного газа. Молярная доля поверхностного газа в газовой фазе, y_g, при давлениях ниже давления насыщения увеличивается, поскольку происходит капельная конденсация жидкости, а также обогащение фазы газом за счет его потери жидкой фазой. При давлениях выше давления насыщения y_g не определена, так как в этих условиях газовая фаза отсутствует.

При давлениях выше давления насыщения плотность нефтяной фазы уменьшается благодаря расширению флюида. При давлениях ниже давления насыщения плотность нефтяной фазы увеличивается, так как происходит выделение растворенного газа. Этот

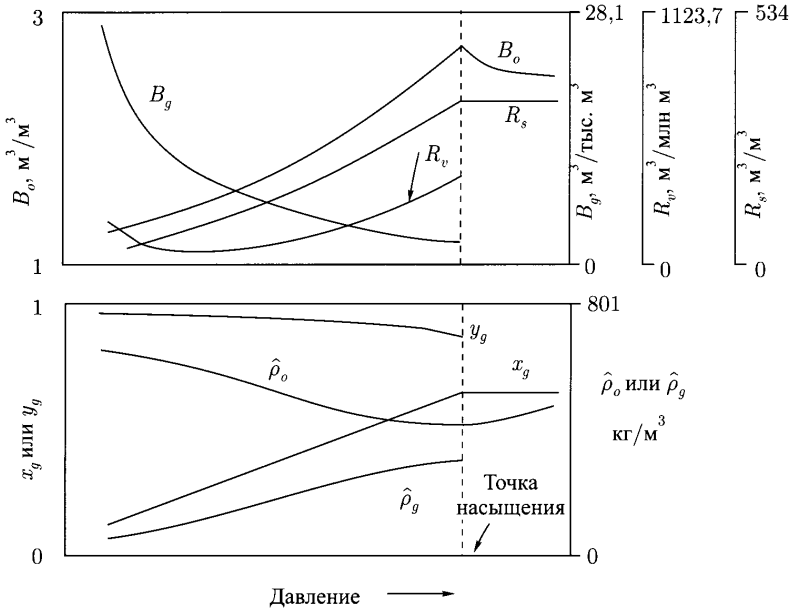


Рис. 4.11. Влияние давления на некоторые PVT-характеристики летучей нефти

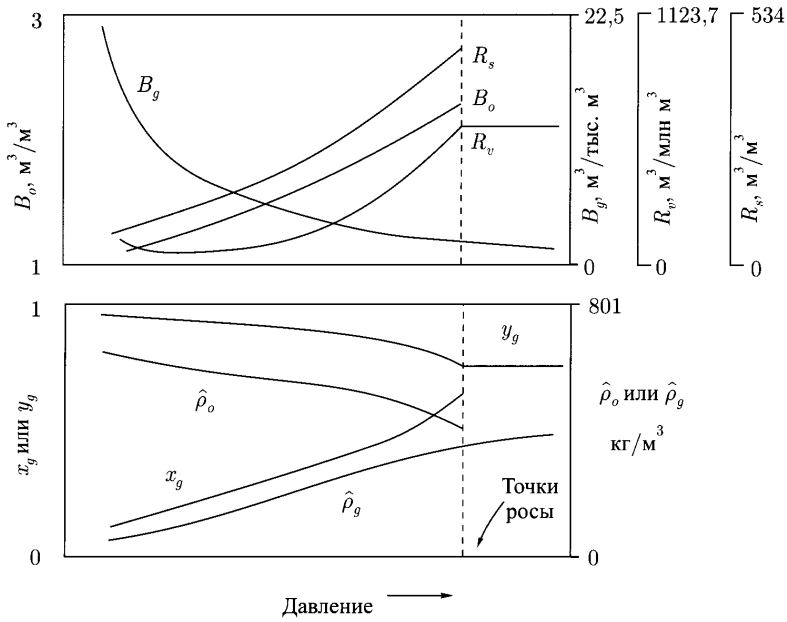


Рис. 4.12. Влияние давления на некоторые PVT-характеристики газоконденсата

эффект более чем компенсирует обычную тенденцию уменьшения плотности безгазовой жидкости при понижении давления. Плотность газовой фазы при давлениях ниже точки насыщения уменьшается в основном за счет расширения газа. Уменьшению плотности также способствует конденсация жидкости.

Объемный коэффициент нефти при давлениях выше давления насыщения увеличивается благодаря расширению жидкости; это могло бы продолжаться и после того, как давление упадет ниже давления насыщения, если бы не потеря жидкостью её массы. Объемный коэффициент газа при давлениях ниже точки насыщения уменьшается, так как происходит выделение растворенного газа. Содержание растворенного газа в нефти при давлениях выше давления насыщения остается постоянным, так как постоянным остается состав нефти. Содержание растворенного газа в нефти при давлениях ниже давления насыщения уменьшается, так как происходит непрерывное выделение растворенного газа. Объемный коэффициент газа при давлениях ниже давления насыщения увеличивается, так как происходит расширение газа. Содержание летучей нефти в газе при давлениях ниже точки насыщения снижается, так как продолжается конденсация жидкости. Однако иногда при низких давлениях из-за повторного испарения нефти происходит обратный процесс.

На рисунке 4.11 не показаны объемный коэффициент газа и содержание летучей нефти в газе при давлениях выше давления насыщения, поскольку в таких условиях отсутствует газовая фаза. При таком подходе объемный коэффициент газа и содержание летучей нефти в газе рассматриваются исключительно как характеристики газовой фазы. Однако существуют и другие подходы[1].

Рисунок 4.11 также применим к нелетучей нефти, однако здесь существуют некоторые отличия. Во-первых, y_g приблизительно равна 1, так как содержание равновесных газов в нелетучей нефти незначительно по сравнению с летучей. Во-вторых, количественно значения R_s и B_o получаются ниже, что связано с большей молекулярной массой нелетучей нефти. В-третьих, увеличивается разница между плотностью нефтяной и газовой фаз. В-четвертых, значения x_g также уменьшаются. Все эти отличия являются результатом различий составов летучей и нелетучей нефти.

На рисунке 4.12 схематически показано влияние давления на некоторые PVT-характеристики газоконденсата. Качественно особенности летучей нефти также относятся и к газоконденсату, за исключением того, что недонасыщенные значения характеристик жидкой фазы B_o, R_s, ρ_o и x_g опускаются и появляются недонасыщенные значения газовой фазы B_g, R_v, ρ_g и y_g. Недонасыщенные значения R_v и y_g остаются неизменными, B_g увеличивается, а ρ_g уменьшается.

Свойства жирных газов несколько отличаются от свойств, показанных на рисунке 4.12. Жирные газы в пластовых условиях всегда являются недонасыщенными (т. е.

[1]Существуют различные правила отчетов о стандартных PVT-характеристиках при давлениях, больших давления насыщения (Оуде, 1981; Коутс, 1985). Обычно стандартные PVT-характеристики отсутствующей фазы просто опускают. Согласно другим правилам, стандартныеPVT-характеристики отсутствующей фазы рассчитываются на основе их замены характеристиками существующей фазы в пластовых условиях. Для расчета характеристик отсутствующей фазы используются следующие тождества: $B_g = B_o/R_s$, $R_v = 1/R_s$. Например, если недонасыщенная летучая нефть имеет $B_o = 2,713$ м^3/м^3 и $R_s = 517,77$ м^3/м^3, тогда на основе этих уравнений получим $B_g = (2,713$ м^3/м$^3)(517,77$ м^3/м$^3) = 5,24$ м^3/тыс. м^3 и $R_v = 1/(517,77$ м^3/м$^3) = 1931,36$ м/млн м^3. На основании этих отношений можно спрогнозировать, что при уменьшении давления выше точки насыщения B_g увеличивается, а R_v остается постоянным. По ним также можно спрогнозировать, что в точке насыщения значения B_g и R_v изменятся скачком. Это правило также применимо и к недонасыщенным газам. Независимо от того, какое правило используется, недонасыщенные PVT-данные иногда сопровождаются дополнительными насыщенными PVT-данными, измеренными при давлениях, больших начального давления насыщения (Оуде, 1981; Томас и др., 1976). Эти данные относятся к смесям товарной нефти и отсепарированного газа, которые оказываются беднее начального флюида. Эти данные требуются для прогнозирования поведения пласта при повторной закачке газа, когда точки насыщения и росы имеют повышенные значения. Эти дополнительные данные получают с помощью лабораторных и численных экспериментов.

в пласте отсутствует жидкость). Поэтому часть рисунка 4.12, соответствующая давлениям ниже давления насыщения, к жирным газам неприменима. Для лучшего понимания PVT-характеристик жирного газа можно обратиться к примерам, приведенным чуть ниже в этой главе.

Таблица 4.8. Пластовые данные для флюидов, показанных на рисунках 4.13–4.16

Свойство	Флюид			
	Нелетучая нефть	Летучая нефть	Газоконденсат	Жирный газ
Расположение	Западный Техас	Луизиана	Юта-Вайоминг	Оклахома
Глубина, м		3048	3901	3505
Температура, °C	55	119	102	104
Начальное давление, бар	137,9	344,7	399,9	710,2
Давление насыщения, бар	116,4	322,5	374,4	Нет данных
Газовый фактор, $м^3/м^3$	149	517,8	1075,4	6624,2
Молекулярная масса	81	47	35	21

Рисунки 4.13–4.16 показывают PVT-характеристики образцов нелетучей, летучей нефти, газоконденсата и жирного газа. В таблице 4.8 представлены сводные данные по каждому из этих типов флюида. Эти примеры являются типичными для флюидов своего класса. Обратите внимание на значения характеристик.

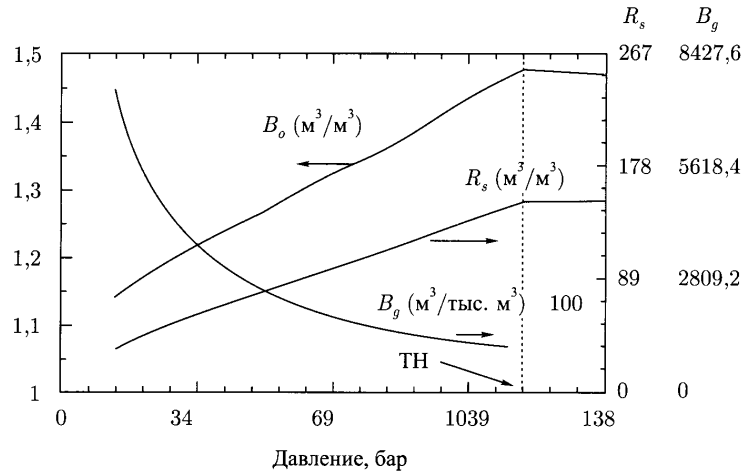


Рис. 4.13. PVT-характеристики нелетучей нефти, Западный Техас, США

Пример 2. Расчет композиционных PVT-характеристик газоконденсата на основе стандартных PVT-характеристик.

В таблице 4.9 характеристики газоконденсата месторождения Аншютц Ранч Ист (B_o, B_g, R_s и R_v) представлены как функция давления. Эти PVT-характеристики также представлены на рисунке 4.15. Плотность товарной нефти и молекулярная масса соответственно равны $805,8$ кг/м^3 и $141,15$. Плотность и молекулярная масса поверхностного газа соответственно равны $0,921$ кг/м^3 и $21,92$. Давление точки росы составляет $374,39$ бар.

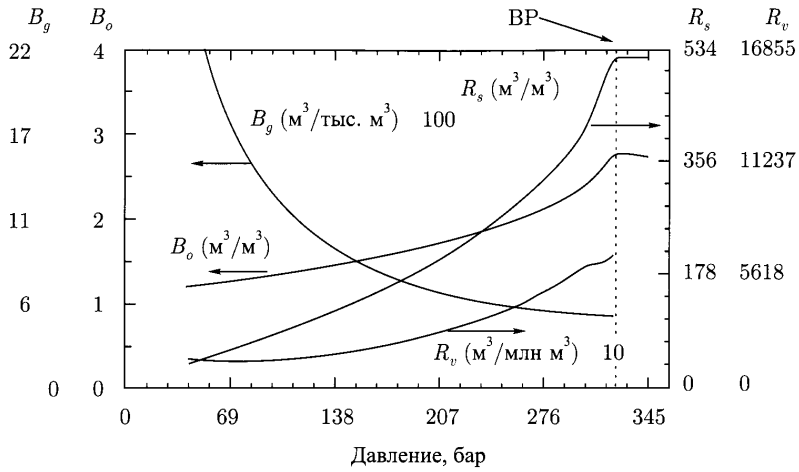


Рис. 4.14. PVT-характеристики летучей нефти, Северная Луизиана, США

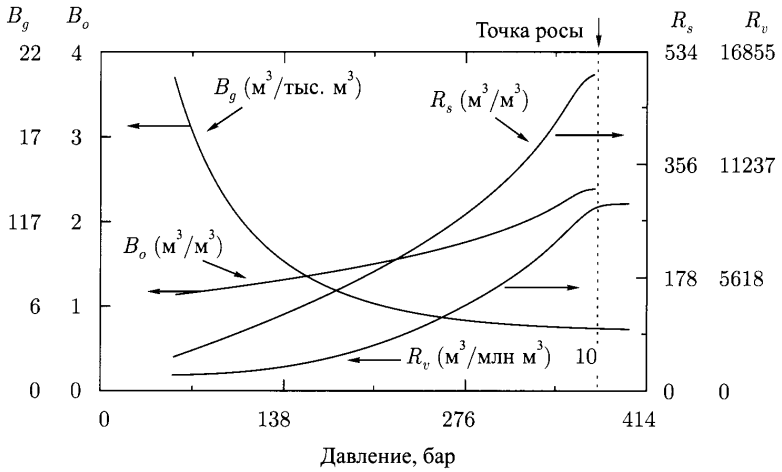


Рис. 4.15. PVT-характеристики газоконденсата, Овертраст Белт, США

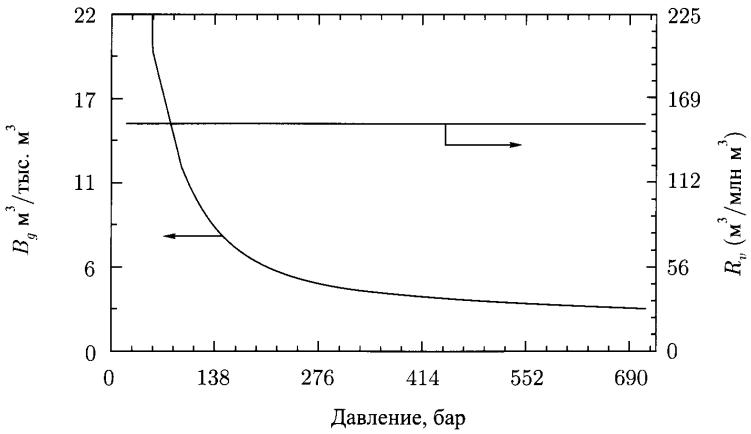


Рис. 4.16. PVT-характеристики жирного газа, бассейн Анадарко, США

Таблица 4.9. PVT-характеристики конденсата жирного газа (Аншютц Ранч Ист) (пример 2)

p, бар	Характеристики флюида			
	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/тыс. м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3
399,9	4,382	4,0733	1075,4	929,8
382,66	4,441	4,1295	1075,4	929,8
375,76	4,468	4,1520	1075,4	929,8
373,7	2,378	4,1576	497,5	922,5
365,42	2,336	4,1745	489,5	879,8
330,95	2,032	4,2587	378,8	640,5
296,47	1,828	4,4610	307,9	500,0
262	1,674	4,7981	253,1	366,3
227,53	1,224	5,3206	209,5	271,4
193,05	1,448	6,1240	170,9	196,6
158,58	1,360	7,3769	138,1	140,5
124,11	1,279	9,4220	108,0	106,7
89,632	1,200	13,012	78,8	84,3
55,158	1,31	20,76	52,2	75,8

Для каждого значения давления, указанного в таблице 4.9, рассчитайте следующее: (1) плотность нефтяной фазы (кг/м^3), (2) плотность газовой фазы (кг/м^3), (3) молекулярную массу нефтяной фазы, (4) молекулярную массу газовой фазы, (5) молярную долю товарной нефти и поверхностного газа в пластовой нефтяной фазе и (6) молярную долю товарной нефти и поверхностного газа в пластовой газовой фазе.

Решение. Молярная плотность товарной нефти равна $(805,8$ кг/м$^3)/(141,15\times$ $\times 10^3$ моль/кг) или $5,71\cdot 10^{-3}$ моль/м^3. Молярная плотность поверхностного газа равна $(0,921$ кг/м$^3)/(21,92\cdot 10^3$ моль/кг) или $4,202\cdot 10^{-5}$ моль/м^3. В таблице 4.10 собраны результаты вычисления M_{wL}, M_{wv}, x_o, x_g, y_o, y_g, $\widehat{\rho}_g$ и $\widehat{\rho}_o$.

Продемонстрируем расчеты для $p = 374,39$ бар. Используя уравнение (4.32), находим молярную долю товарной нефти в нефтяной фазе:

$$E_o = \frac{\rho_{osc}}{R_s\rho_{gsc} + \rho_{osc}} = \frac{\left(5,71\cdot 10^{-3}\,\frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{\left(489,5\,\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(4,202\cdot 10^{-5}\,\frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)+\left(5,71\cdot 10^{-3}\,\frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)} = 0,22.$$

Применив условие ограничения состава, получим молярную долю поверхностного газа в нефтяной фазе:

$$x_g = 1 - x_o = 1 - 0,22 = 0,78.$$

Молекулярную массу нефтяной фазы находим, используя уравнение (4.7):

$$M_{wL} = x_1M^o_{w1} + x_2M^o_{w2} = (0,22)\left(141,15\cdot 10^3\,\frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right) + (0,78)\left(21,92\cdot 10^3\,\frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right) =$$
$$= 48,4\cdot 10^3\,\frac{\text{кг}}{\text{моль}},$$

Таблица 4.10. Композиционные PVT-характеристики газоконденсата в примере 2

p, бар	Характеристики нефтяной фазы				Характеристики газовой фазы			
	$M_{wL} \cdot 10^3$	x_o	x_g	$\widehat{\rho}_o$, кг/м^3	$M_{wv} \cdot 10^3$	y_g	x_o	$\widehat{\rho}_g$, кг/м^3
399,9	35,5	0,115	0,885	417,96	35,5	0,885	0,115	418,12
382,66	35,5	0,115	0,885	412,35	35,5	0,885	0,115	412,35
375,76	35,5	0,115	0,885	409,95	35,5	0,885	0,115	410,11
373,7	48,1	0,220	0,780	546,60	35,4	0,885	0,115	408,19
365,42	48,4	0,223	0,777	546,28	34,9	0,890	0,110	397,94
330,95	54,1	0,270	0,730	586,01	31,6	0,918	0,082	342,67
296,47	59,2	0,313	0,687	615,65	29,6	0,934	0,066	300,54
262	64,5	0,357	0,643	642,24	27,6	0,951	0,049	256,00
227,53	69,8	0,401	0,599	665,95	26,1	0,963	0,037	215,79
193,05	75,8	0,451	0,549	690,30	24,9	0,973	0,027	177,18
158,58	82,1	0,504	0,496	712,73	24,0	0,981	0,019	140,66
124,11	89,5	0,565	0,435	736,28	23,5	0,985	0,015	107,17
89,632	98,5	0,640	0,360	762,39	23,1	0,988	0,012	76,10
55,158	109,1	0,729	0,271	787,06	23,0	0,989	0,011	47,26

где индексы 1 и 2 обозначают компоненты товарной нефти и поверхностного газа. Это молекулярная масса ретроградной жидкости. Как показывает таблица 4.10 и как и следовало ожидать, молекулярная масса ретроградной жидкости значительно превышает молекулярную массу начального газоконденсата ($35,5 \cdot 10^3$ кг/моль).

Плотность нефтяной фазы находим, решая уравнение (4.18) для ρ_o:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{B_o x_o} \frac{\left(5,71 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{\left(2,366 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)(0,22)} = 10,97 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}.$$

Массовая плотность связана с молярной плотностью уравнением (4.10):

$$\widehat{\rho}_L = M_{wL}\rho_L = \left(48,4 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right)\left(10,97 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right) = 546,28 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Молярную долю поверхностного газа в газовой фазе находим, используя уравнение (4.35):

$$y_g = \frac{\left(4,202 \cdot 10^{-5} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{\left(879,8 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(5,71 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right) + \left(4,202 \cdot 10^{-5} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)} = 0,89.$$

Молярная доля товарной нефти в газовой фазе равна

$$y_o = 1 - y_g = 1 - 0,89 = 0,11.$$

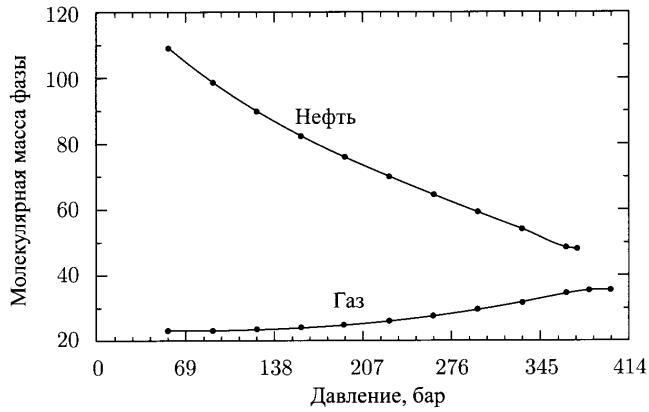


Рис. 4.17. Зависимость молекулярных масс нефтяной и газовой фаз конденсата жирного газа от давления (пример 2)

Молекулярную массу газовой фазы находим, используя ур. (4.8):

$$M_{wv} = y_1 M^o_{w1} + y_2 M^o_{w2} = (0,11)\left(141,15 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right) + (0,89)\left(21,92 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right) = \\ = 34,9 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}.$$

Плотность газовой фазы находим, решая уравнение (4.25):

$$\rho_g = \frac{\rho_{gsc}}{B_g y_g} = \frac{\left(4,202 \cdot 10^{-5} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{\left(4,1745 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)(0,89)} = 0,0113 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}.$$

Используя уравнение (4.11), переводим в массовую плотность:

$$\widehat{\rho}_v = M_{wv}\rho_v = \left(34,9 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right)\left(0,0113 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right) = 397,94 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

В таблице 4.10 собраны результаты расчетов для остальных значений давления.

На рисунках 4.17– 4.19 изображены графики зависимости молекулярных масс и молярных долей нефтяной и газовой фаз от давления. График зависимости молярных долей от давления на рис. 4.19 повернут для соответствия принятым нормам представления $p - x$-диаграмм. Обратите внимание, что начальное содержание летучей нефти в газе $929,8$ м^3/млн м^3 соответствует $11,5$ мол. % товарной нефти.

Пример 3. Расчет композиционных PVT-характеристик нелетучей нефти на основе стандартных PVT-характеристик.

В таблице 4.11 стандартные PVT-характеристики нелетучей нефти представлены как функция давления. Эти PVT-отношения показаны на рисунке 4.13. Обратите внимание, что, согласно определению нелетучей нефти, R_v является незначительным. Плотность и молекулярная масса товарной нефти соответственно равны $834,7$ кг/м^3 и $151,43$. Плотность и молекулярная масса поверхностного газа соответственно равны $1,3106$ кг/м^3 и $30,68$. Давление насыщения составляет $116,38$ бар.

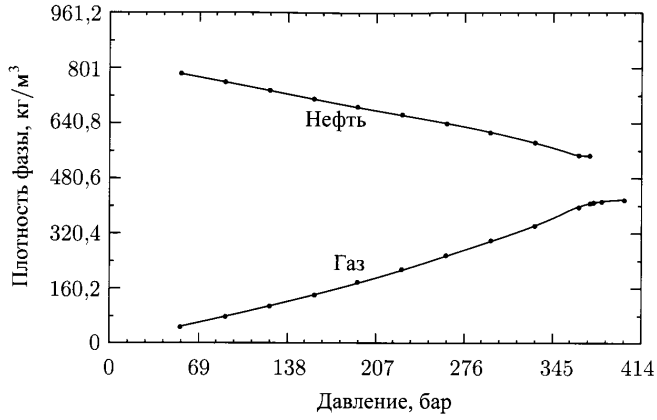


Рис. 4.18. Зависимость плотностей нефтяной и газовой фазы конденсата жирного газа от давления (пример 2)

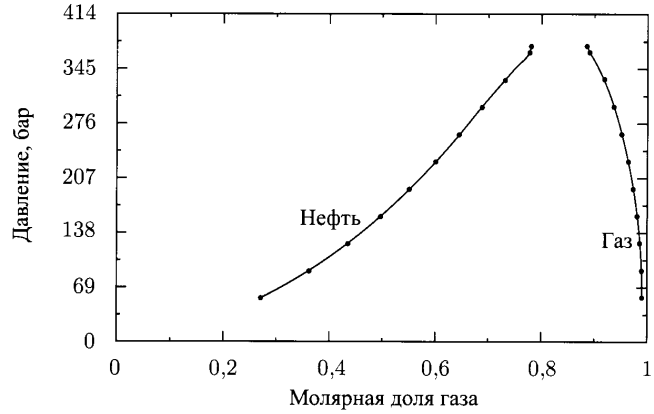


Рис. 4.19. График зависимости молярных долей поверхностного газа в нефтяной и газовой фазах конденсата жирного газа от давления (пример 2)

Для каждого значения давления в таблице 4.11 вычислите следующее: (1) плотность жидкой фазы (кг/м^3), (2) плотность газовой фазы (кг/м^3), (3) молекулярную массу жидкой фазы, (4) молекулярную массу газовой фазы, (5) молярную долю товарной нефти и поверхностного газа в жидкой пластовой фазе и (6) молярную долю товарной нефти и поверхностного газа в газовой пластовой фазе.

Решение. Молярная плотность товарной нефти равна $(834,7$ кг/м$^3)/$ $(151,43 \cdot 10^3$ кг/моль) или $5,512 \cdot 10^{-3}$ моль/м^3. Молярная плотность поверхностного газа равна $(1,3106$ кг/м$^3)/(30,68 \cdot 10^3$ кг/моль) или $4,272 \cdot 10^{-5}$ моль/ м^3.

В таблице 4.12 собраны результаты вычислений M_{wL}, M_{wv}, x_o, x_g, y_o, y_g, $\widehat{\rho}_g$ и $\widehat{\rho}_o$.

Продемонстрируем расчеты для $p = 113,07$ бар. Молярная доля товарной нефти в жидкой фазе находится из уравнения (4.32):

$$x_o = \frac{\rho_{osc}}{R_s \rho_{gsc} + \rho_{osc}} = \frac{\left(5,512 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{\left(145,27 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(4,272 \cdot 10^{-5} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right) + \left(5,512 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)} = 0,47.$$

Таблица 4.11. PVT-соотношения для нелетучей нефти (пример 3)

p, бар	Характеристики флюида			
	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/тыс. м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3
137,9	1,467		149,24	
124,11	1,472		149,24	
117,21	1,475		149,24	
113,07	1,463	10,787	145,26	0,0
110,32	1,453	11,108	142,11	0,0
96,53	1,408	12,967	126,98	0,0
82,74	1,359	15,338	110,53	0,0
68,95	1,322	18,698	97,54	0,0
55,16	1,278	23,389	82,59	0,0
41,37	1,237	32,255	68,33	0,0
27,58	1,194	43,745	52,93	0,0
13,79	1,141	74,781	33,98	0,0

Таблица 4.12. Композиционные PVT-характеристики черной нефти

p, бар	Характеристики нефтяной фазы				Характеристики газовой фазы			
	$M_{wL} \cdot 10^3$	x_o	x_g	$\widehat{\rho}_o$, кг/м^3	$M_{wv} \cdot 10^3$	y_g	x_o	$\widehat{\rho}_g$, кг/м^3
137,9	86,7	0,464	0,536	702,32				
124,11	86,7	0,464	0,536	699,91				
117,21	86,7	0,464	0,536	698,47				
113,07	87,5	0,470	0,530	700,71	30,7	1,000	0,000	121,66
110,32	88,1	0,476	0,524	702,64	30,7	1,000	0,000	118,15
96,53	91,5	0,504	0,496	710,97	30,7	1,000	0,000	101,13
82,74	95,7	0,538	0,462	720,74	30,7	1,000	0,000	85,50
68,95	99,4	0,569	0,431	728,11	30,7	1,000	0,000	70,14
55,16	104,3	0,610	0,390	737,88	30,7	1,000	0,000	56,07
41,37	109,6	0,654	0,346	747,17	30,7	1,000	0,000	42,66
27,58	116,3	0,709	0,291	757,11	30,7	1,000	0,000	29,97
13,79	126,2	0,791	0,209	770,56	30,7	1,000	0,000	17,51

Молярная доля поверхностного газа в жидкой фазе равна

$$x_g = 1 - x_o = 1 - 0,47 = 0,53.$$

Молекулярную массу жидкости находим, используя уравнение (4.7):

$$M_{wL} = x_1 M_{w1}^o + x_2 M_{w2}^o = (0,47)\left(151,43 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right) + (0,53)\left(30,68 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right) = \\ = 87,4 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}},$$

где индексы 1 и 2 опять же обозначают соответственно компоненты товарной нефти и поверхностного газа.

Плотность нефтяной фазы находим, решая уравнение (4.18) для ρ_o:

$$\rho_o = \frac{\rho_{sc}}{B_o x_o} = \frac{\left(5,512 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{\left(1,463 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)(0,47)} = 8,016 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}.$$

Массовая плотность связана с молярной плотностью уравнением (4.10):

$$\widehat{\rho}_L = M_{wL}\rho_L = \left(87,4 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right)\left(8,016 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right) = 700,71 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Молярная доля поверхностного газа в газовой фазе находится из уравнения (4.35). Решая его, получим $y_g = 1$, если $R_v = 0$. Применяем условие ограничения состава, $y_o = 0$. Молекулярная масса пара равна молекулярной массе поверхностного газа или $30,07$, если содержание товарной нефти в паре незначительное.

Плотность газовой фазы находим, решая уравнение (4.25):

$$\rho_g = \frac{\rho_{gsc}}{B_g y_g} = \frac{\left(4,272 \cdot 10^{-5} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{\left(10,787 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)(1,0)} = 3,96 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}.$$

Используя уравнение (4.11), переводим в массовую плотность:

$$\widehat{\rho}_v = M_{wv}\rho_v = \left(30,68 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}\right)\left(3,96 \cdot 10^{-3} \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right) = 121,66 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

В таблице 4.12 представлены результаты вычислений для остальных значений давления.

На рисунках 4.20–4.22 изображены графики результатов. График зависимости молярных долей от давления на рис. 4.22 снова повернут для соответствия правилам представления $p - x$-диаграмм. Характерной особенностью нелетучей нефти является то, что молярная доля поверхностного газа в газовой фазе приближается к единице; она равна единице при R_v равном нулю, как в этом примере.

4.9. Использование $p - T$-диаграмм для классификации пластовых флюидов

В основе классификации пластовых флюидов также могут лежать $p - T$-диаграммы. Мы рассмотрим этот вопрос схематично, поскольку $p - T$-диаграммы измеряются в основном в очень ограниченных температурных диапазонах. Тем не менее этот материал является наглядным и во многих случаях служит для демонстрации качественного поведения при первичном истощении. Изложенная в этом разделе информация дополняет предыдущее рассмотрение классификации флюидов в § 1.6 и § 4.2.

На рисунках 4.23–4.27 схематически изображены $p-T$-диаграммы нелетучей нефти, летучей нефти, газоконденсата, жирного газа и сухого газа. Такая последовательность соответствует уменьшению молекулярной массы.

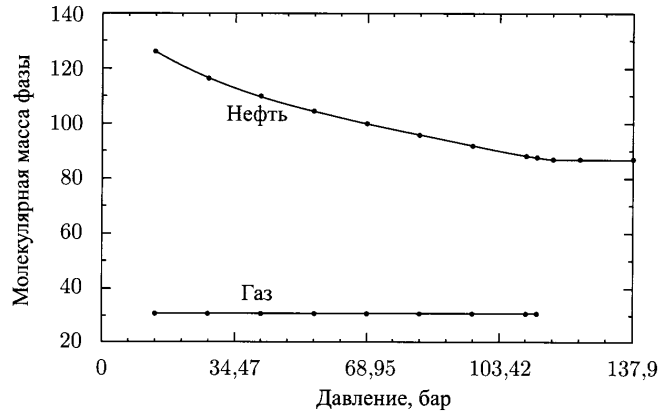


Рис. 4.20. Зависимость молекулярных масс нефтяной и газовой фазы нелетучей нефти от давления (пример 3)

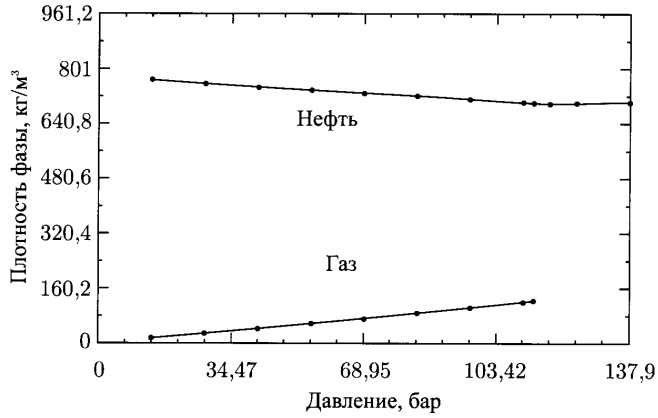


Рис. 4.21. Зависимость плотностей нефтяной и газовой фазы для нелетучей нефти от давления (пример 3)

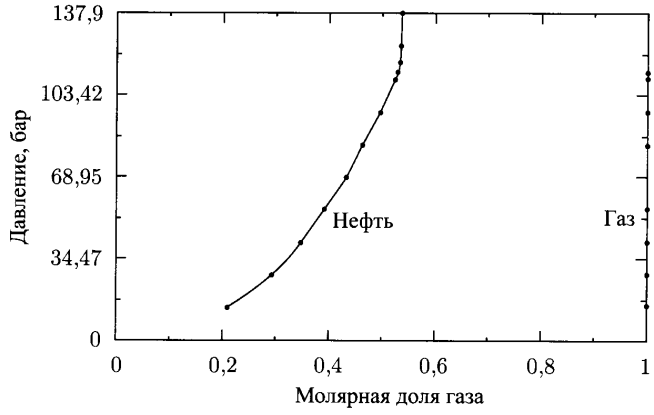


Рис. 4.22. Зависимость молярной доли поверхностного газа в нефтяной и газовой фазах нелетучей нефти от давления (пример 3).

Каждая диаграмма включает координаты температуры–давления начальных пластовых условий (I), забойных условий продуктивной скважины (B) и условий сепаратора на устье скважины (S). Изотермический сегмент $I - B$ представляет собой кривую истощения, т. е. движение флюида от позиций, находящихся далеко от ствола, скважины до позиций, близких к нему в координатах давления–температуры. Точки этой линии являются координатами первичной добычи. Кривая $B - S$ представляет путь по стволу скважины, т. е. координаты давления–температуры движения флюида от забойных условий к сепараторам на дневной поверхности. Эта кривая не является изотермой, потому что флюиды, приближаясь к поверхности, охлаждаются. Поверхностное давление должно быть меньшим пластового, иначе извлечение флюидов станет невозможным[1].

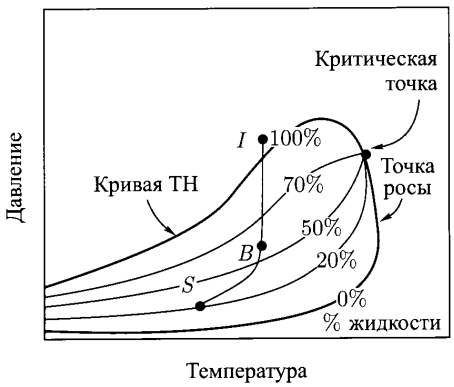


Рис. 4.23. Схематическая $p - T$-диаграмма для нелетучей нефти

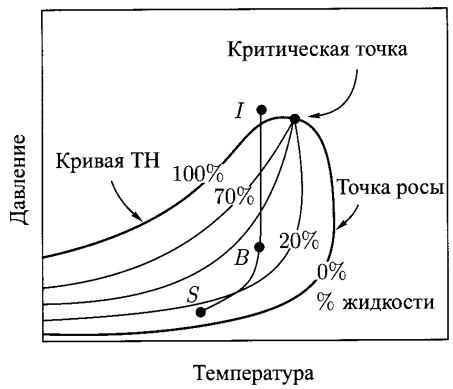


Рис. 4.24. Схематическая $p - T$-диаграмма для летучей нефти

На рисунках 4.23–4.27 видно постепенное смещение области насыщения в сторону более низких температур по мере уменьшения молекулярной массы пластового флюида. Другими словами, по мере уменьшения молекулярной массы пластового флюида происходит понижение криконденtермы. Такое смещение прямо связано с тенденцией понижения критической температуры чистых углеводородных компонентов при уменьшении их молекулярной массы. Критические температуры некоторых чистых углеводородов указаны в таблице 4.7.

[1] Рисунки 4.23–4.27 не учитывают, что состав углеводородных флюидов изменяется по мере уменьшения пластового давления.

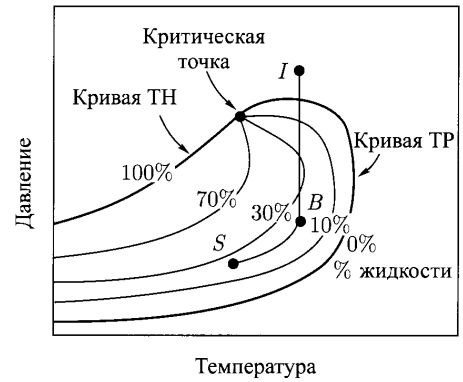


Рис. 4.25. Схематическая $p-T$-диаграмма для газоконденсата

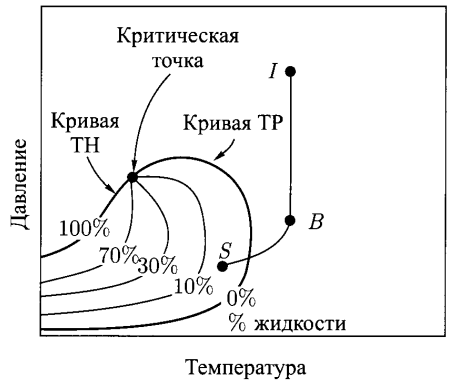


Рис. 4.26. Схематическая $p-T$-диаграмма для жирного газа

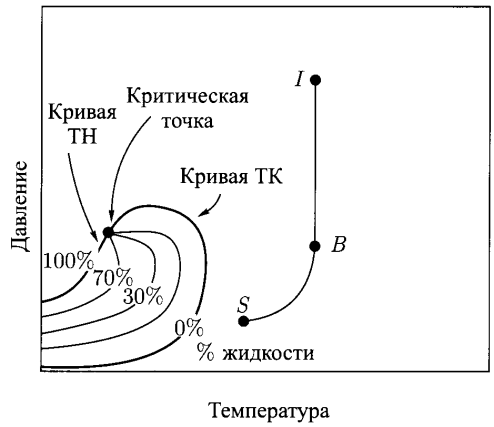


Рис. 4.27. Схематическая $p-T$-диаграмма для сухого газа

Положение критической температуры флюида и криконденtермы по отношению к пластовой и поверхностной температурам лежит в основе классификации флюидов. Следует знать, что:

1) Критическая температура нелетучей и летучей нефти превышает пластовую температуру. Это означает, что нелетучая и летучая нефть при первичном истощении пройдет точку кипения.
2) Разница между критической и пластовой температурами летучей нефти меньше разницы этих температур для нелетучей нефти. Это означает, что поведение летучих нефтей при истощении больше похоже на поведение критических флюидов, чем поведение нелетучих нефтей.
3) Пластовая температура газоконденсатов больше критической температуры, но меньше криконденtермы. Это означает, что точка росы и ретроградная конденсация соответствуют пластовым температурам.
4) Критическая температура и криконденtерма жирных и сухих газов меньше их пластовой температуры. Это означает, что жирные и сухие газы в пластовых условиях находятся только в одной углеводородной фазе.
5) Область насыщения нелетучих нефтей, летучих нефтей, газоконденсатов и жирных газов окружает и включает давление и температуру сепарации. Это означает, что эти флюиды непременно будут иметь выход товарной нефти и поверхностного газа.
6) Область насыщения сухих газов не включает температуру и давление сепарации. Это означает, что настоящие сухие газы будут иметь выход одной (газовой) фазы[1].

Рисунки 4.23–4.27 предполагают постепенное увеличение начального пластового давления и температуры по мере уменьшения молекулярной массы пластового флюида. Эта тенденция следует из результатов наблюдений, свидетельствующих о том, что (1) газовые залежи (залежи, не содержащие нефти или содержащие незначительное ее количество) обычно глубже нефтяных залежей (залежей, не содержащих газа или содержащих незначительное его количество) и (2) давление и температура при открытии залежи увеличиваются с глубиной. Обычно молекулярная масса пластового флюида уменьшается по мере увеличения глубины, однако из этого правила существует множество исключений.

Рисунки 4.23–4.27 также показывают, что давление сепарации газоконденсатов и жирных газов намного превышает давление сепарации нелетучей нефти. Первая группа флюидов требует более высокого давления сепарации для максимального извлечения летучей нефти. В главе 8 рассказывается о конструкции и оптимизации работы сепаратора.

4.10. Двухфазные объемные коэффициенты

Двухфазные или суммарные объемные коэффициенты относятся к вторичным PVT-характеристикам[2]. Они зависят только от стандартных PVT-соотношений (B_o, B_g, R_s и R_v), следовательно, их всегда можно рассчитать по стандартным PVT-характеристикам. Однако двухфазные объемные коэффициенты значительно упрощают последующие математические выкладки.

Применяются следующие определения.

[1] В реальности истинных сухих газов не существует, существуют лишь приближенные к ним, так как всегда присутствует — хотя и незначительное — извлечение нефти. Таким образом, сухие газы представляют только гипотетический интерес.

[2] Крафт и Хокинс (1959) предпочитали термин «двухфазный объемный коэффициент», а Дейк (1977) использовал термин «суммарный объемный коэффициент».

Двухфазный объемный коэффициент нефти (B_{to}) — отношение суммарного объема (жидкая фаза плюс газовая фаза) в пластовых условиях к соответствующему объему нефтяной фазы в нормальных условиях. Двухфазный объемный коэффициент нефти измеряется в тех же единицах, что и объемный коэффициент нефти.

Двухфазный объемный коэффициент газа (B_{tg}) — отношение суммарного объема (жидкая фаза плюс газовая фаза) в пластовых условиях к соответствующему объему газа в нормальных условиях. Двухфазный объемный коэффициент газа измеряется в тех же единицах, что и объемный коэффициент газа.

Двухфазные объемные коэффициенты нефти и газа измеряются при фиксированном или постоянном общем составе, хотя соответствуют они различным составам. Двухфазный объемный коэффициент нефти предполагает, что общий состав равен начальному составу свободной нефти. Если свободная нефть изначально отсутствует, как в случае с изначально недонасыщенными коллекторами газоконденсата, то двухфазный объемный коэффициент нефти не определяется. Двухфазный объемный коэффициент газа, наоборот, предполагает, что общий состав равен составу начального свободного газа. Если свободный газ изначально отсутствует, двухфазный объемный коэффициент газа не определяется. Оба этих двухфазных коэффициента применяются только тогда, когда изначально существуют фазы свободного газа и свободной нефти, как, например, в залежах с газовой шапкой. Поскольку двухфазные коэффициенты пластового объема предполагают фиксированный общий состав, они не прямо моделируют расширение при постоянном составе (ССЕ). Однако эти коэффициенты относятся к более широкому диапазону условий, как мы увидим немного позже. ССЕ является обычным лабораторным тестом.

На рисунке 4.28 схематически изображена интерпретация двухфазного объемного коэффициента нефти. Изначально PVT-ячейка содержит однофазный образец жидкости. Изотермическое расширение образца при постоянном составе до давления ниже давления насыщения приводит к появлению двухфазной смеси. При расширении образца до давления p_s, которое находится между давлением насыщения и давлением на поверхности, объемы газовой и нефтяной фаз обозначают соответственно как объемы 1 и 2. При дальнейшем расширении образца до поверхностных условий объемы полученных газовой и нефтяной фаз обозначают соответственно как объемы 3 и 4. Двухфазный объемный коэффициент нефти при давлении p_s — это отношение общего объема ячейки (суммы объемов 1 и 2) к объему 4.

Двухфазный объемный коэффициент также применим к давлениям, превышающим давление насыщения. Однако в таких условиях двухфазный объемный коэффициент нефти равен простому объемному коэффициенту нефти.

На рисунке 4.29 приведено сравнение объемного коэффициента и двухфазного объемного коэффициента летучей нефти с начальным газовым фактором $517,77$ м^3/м^3. При давлениях, больших давления насыщения ($322,33$ бар), объемный коэффициент и двухфазный объемный коэффициент совпадают и увеличиваются по мере понижения давления. При давлениях, меньших давления насыщения, двухфазный объемный коэффициент намного превышает обычный объемный коэффициент и по мере снижения давления быстро увеличивается, в то время как объемный коэффициент уменьшается. Двухфазный объемный коэффициент превышает обычный объемный коэффициент, поскольку первый включает и учитывает объем свободного газа, который выделяется из нефти и расширяется при понижении давления.

На рисунке 4.30 показана схематическая интерпретация двухфазного объемного коэффициента газа. Изначально PVT-ячейка содержит образец однофазного газа. При

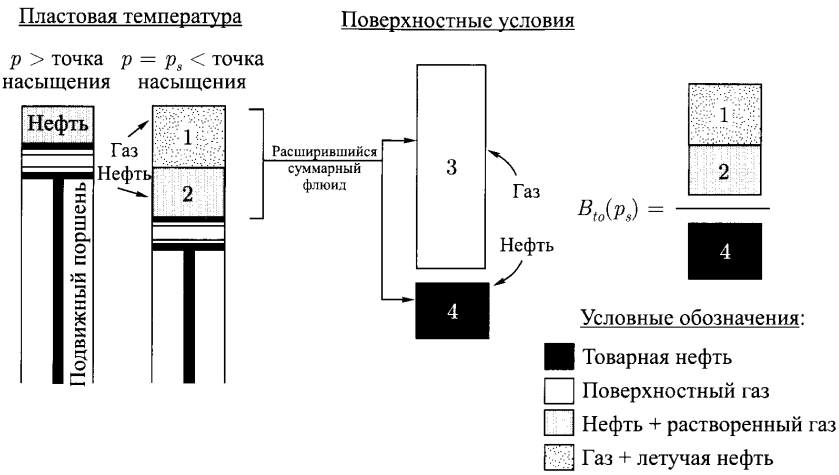


Рис. 4.28. Схематическая интерпретация двухфазного объемного коэффициента нефти

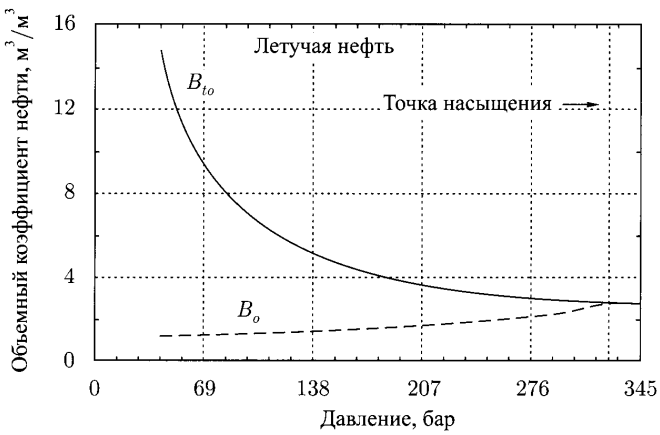


Рис. 4.29. Зависимость объемного коэффициента нефти и двухфазного объемного коэффициента нефти от давления для летучей нефти Северной Луизианы. Давление насыщения приблизительно равно 322, 33 бар

изотермическом расширении образца при постоянном составе до давления, меньшего давления точки росы, образуется двухфазная смесь. При расширении образца до давления p_s, занимающего промежуточную позицию между давлением точки росы и поверхностным давлением, объемы соответствующих газовой и нефтяной фаз обозначают как объемы 1 и 2. При расширении образца до поверхностных условий объемы соответствующих газовой и нефтяной фаз обозначают как объемы 3 и 4. Двухфазный объемный коэффициент газа при давлении p_s — это отношение общего объема ячейки (сумма объемов 1 и 2) к объему 3.

При давлениях, превышающих давление насыщения, обычный объемный коэффициент газа и двухфазный объемный коэффициент газа равны.

На рисунке 4.31 изображен график изменения объемного коэффициента газа и двухфазного объемного коэффициента газа для газоконденсата с начальным газо-

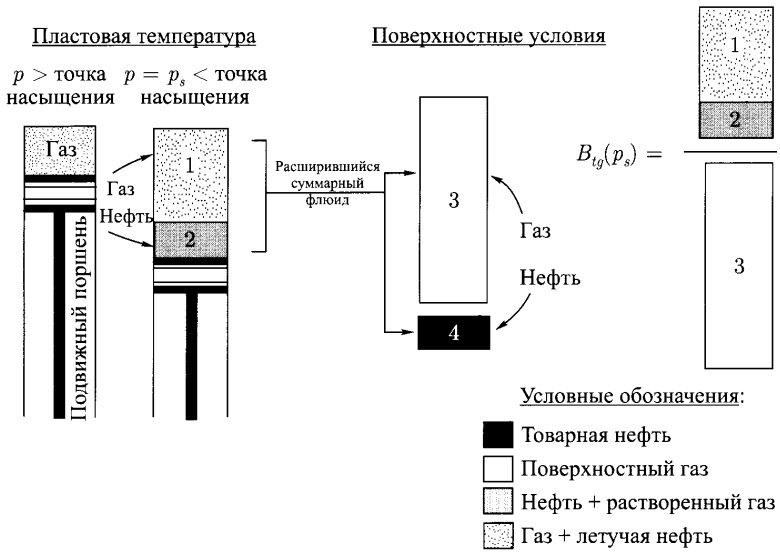


Рис. 4.30. Схематическая интерпретация двухфазного объемного коэффициента газа

вым фактором $1075,4$ м^3/м^3. При давлениях, превышающих давление точки росы $374,39$ бар, объемный коэффициент газа и двухфазный объемный коэффициент газа совпадают и увеличиваются при понижении давления. При давлениях, меньших давления точки росы, двухфазный объемный коэффициент газа немного превышает обычный объемный коэффициент. Такая близость значений этих коэффициентов является типичной. Она объясняется тем, что жидкость, которая конденсируется из газа, составляет очень незначительную часть общего объема. Давление, соответствующее максимальной разнице между обоими объемными коэффициентами, приблизительно совпадает с давлением, соответствующим максимальному выделению жидкости при расширении при постоянном составе (CCE).

Далее мы рассмотрим, как B_{to} и B_{tg} связаны с PVT-характеристиками B_o, B_g, R_s и R_v. Для расчета двухфазного объемного коэффициента нефти рассмотрим образец пластовой нефти, содержащий N поверхностных объемов нефти и G поверхностных объемов газа. Двухфазный объемный коэффициент равен

$$B_{to} = \frac{V_T}{N}, \tag{4.38}$$

где V_T — суммарный объем (жидкость + газ) углеводородных фаз. V_T находится по формуле

$$V_T = V_{fo} + V_{fg}, \tag{4.39}$$

где V_{fo} — суммарный объем фазы свободной нефти; V_{fg} — суммарный объем свободной газовой фазы. V_{fo} и V_{fg} соответственно равны

$$V_{fo} = N_{fo} B_o, \tag{4.40}$$

$$V_{fg} = G_{fg} B, \tag{4.41}$$

где N_{fo} — поверхностный объем нефти в свободной нефтяной фазе; G_{fg} — поверхностный объем газа в свободной газовой фазе.

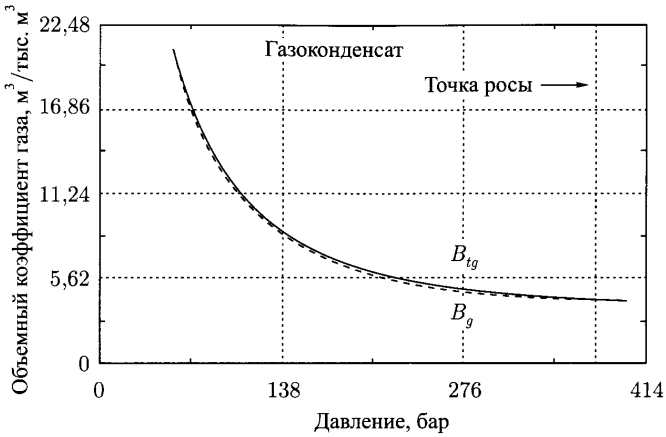


Рис. 4.31. Зависимость объемного коэффициента газа и двухфазного объемного коэффициента газа от давления для газоконденсата из Овертраст Белт. Давление точки росы газоконденсата составляет приблизительно 374, 39 бар

Суммарные поверхностные объемы товарной нефти и поверхностного газа равны

$$N_{fo} + N_{fg} = N, \tag{4.42}$$

$$G_{fo} + G_{fg} = G, \tag{4.43}$$

где N_{fg} — поверхностный объем нефти в фазе свободного газа; G_{fo} — поверхностный объем газа в фазе свободной нефти. N_{fg} и G_{fo} соответственно равны

$$N_{fg} = G_{fg} R_v, \tag{4.44}$$

$$G_{fo} = N_{fo} R_s. \tag{4.45}$$

Подставив N_{fg} из уравнения (4.44) в уравнение (4.42) и решая для N_{fo}, получим

$$N_{fo} = N - G_{fg} R_v. \tag{4.46}$$

Подставив N_{fo} из уравнения (4.46) в уравнение (4.45), а потом подставив G_{fo} из полученного выражения в уравнение (4.43), получим

$$N R_s - G_{fg} R_v R_s + G_{fg} = G. \tag{4.47}$$

Решая для G_{fg}, получим

$$G_{fg} = \frac{G - N R_s}{1 - R_v R_s}. \tag{4.48}$$

Подставив G_{fo} из уравнения (4.48) в уравнение (4.46), получим

$$N_{fo} = \frac{N - G R_v}{1 - R_v R_s}. \tag{4.49}$$

Подставив N_{fo} из уравнения (4.49) в уравнение (4.40), G_{fg} из уравнения (4.48) в уравнение (4.41), потом подставив V_{fo} и V_{fg} из этих выражений в уравнение (4.39), а далее подставив V_T из этого выражения в уравнение (4.38), получим

$$B_{to} = \frac{B_o \left(1 - R_{si} R_v\right) + B_g \left(R_{si} - R_s\right)}{\left(1 - R_s R_v\right)}, \tag{4.50}$$

где мы использовали $G/N = R_{si}$. Уравнение (4.50) относится к любому флюиду, общий состав которого определяется газовым фактором R_{si}. Также для нахождения B_{to} можно вывести эквивалентное уравнение, используя x_g, y_g, z_g, ρ_o, ρ_{osc} и ρ_g (см. упражнение (4.20)).

Уравнение (4.50) предполагает условие существования двух фаз. При существовании только одной фазы двухфазный объемный коэффициент нефти упрощается до $B_{to} = B_o$. Это уравнение можно вывести из вышеприведенных выкладок, если допустить, что при существовании одной фазы $R_s = R_{si}$.

Чтобы вывести аналогичное выражение для двухфазного объемного коэффициента газа, рассмотрим образец пластового газа, состоящий из N поверхностных объемов нефти и G поверхностных объемов газа. Чтобы иметь дело с наиболее общим случаем, рассмотрим образец, содержащий летучую нефть. Двухфазный объемный коэффициент газа равен

$$B_{tg} = \frac{V_T}{G}. \tag{4.51}$$

По аналогии с выводом предыдущей формулы двухфазный объемный коэффициент газа равен

$$B_{tg} = \frac{B_g\left(1 - R_{vi}R_s\right) + B_o\left(R_{vi} - R_v\right)}{\left(1 - R_sR_v\right)}, \tag{4.52}$$

где мы использовали $N/G = R_{vi}$. Уравнение (4.52) применимо к любому флюиду, общий состав которого определяется содержанием летучей нефти в газе, равным R_{vi}. Уравнение (4.52) предполагает наличие двух фаз. Для условий когда существует одна фаза, $R_v = R_{vi}$ и уравнение (4.52) упрощается до $B_{tg} = B_g$.

Уравнения (4.38)–(4.52) предполагают использование согласованных единиц. При использовании других единиц могут потребоваться переводные коэффициенты.

В случае черной нефти R_v приближается к нулю и уравнения (4.50) и (4.52) приобретают вид

$$B_{to} = B_o + B_g\left(R_{si} - R_s\right), \tag{4.53}$$

$$B_{tg} = B_g. \tag{4.54}$$

Правую часть уравнения (4.53) иногда называют просто двухфазным или суммарным объемным коэффициентом.

Обратите внимание, что мы начали использовать поверхностные объемы в качестве массовых единиц. (См. уравнения (4.42) и (4.43).) Объемы, конечно, не сохраняются, однако объем, измеренный при определенных температуре и давлении, как в случае с поверхностными объемами, отличается от массовых единиц только умножением на плотность в нормальных условиях, которая, как мы допустили, не изменяется. В следующих главах мы будем более широко использовать поверхностные объемы в качестве массовых единиц.

4.10.1. Объемная доля жидкости

B_{to} и B_{tg} предоставляют информацию о суммарном (двухфазном) объеме, однако они не предоставляют никаких данных об относительных величинах двух фаз при ССЕ. В этом разделе мы выведем уравнение зависимости молярной доли жидкости от давления.

По определению, объемная доля нефти равна

$$\nu_o = \frac{V_{fo}}{V_{fo} + V_{fg}}, \tag{4.55}$$

где V_{fo} и V_{fg} определены уравнениями (4.10) и (4.41) соответственно. Подставив N_{fo} из уравнения (4.49) в уравнение (4.40) и G_{fg} из уравнения (4.48) в уравнение (4.41), получим

$$V_{fo} = \frac{B_o\,(N - GR_v)}{(1 - R_s R_v)}, \tag{4.56}$$

$$V_{fg} = \frac{B_g\,(G - NR_s)}{(1 - R_s R_v)}. \tag{4.57}$$

Подставив V_{fo} из уравнения (4.56) и V_{fg} из (4.57) в уравнение (4.55), получим

$$\nu_o = \frac{1}{1 + \dfrac{B_g(R_{si} - R_s)}{B_o(1 - R_{si}R_v)}}, \tag{4.58}$$

где мы использовали $R_si = G/N$. Уравнение (4.58) находит объемную долю жидкости для любого общего состава, определенного газовым фактором R_{si}. Уравнение (4.58) можно применить к флюидам газоконденсата, если заменить R_{si} на $1/R_{vi}$. Уравнение (4.58) можно использовать для анализа или прогнозирования результатов лабораторного теста ССЕ. (См. пример 4.) Можно вывести эквивалентное выражение ν_o с помощью x_g, y_g, z_g, ρ_o и ρ_g, где z_g — общая молярная доля поверхностного газа. (См. упражнение 4.21.) Также можно вывести выражение зависимости молярной доли жидкости от R_s, R_{si}, R_v, ρ_o и ρ_g. (См. упражнение 4.22.)

Пример 4. Расширение при постоянном составе (ССЕ).

В таблице 4.9 стандартные PVT-соотношения газоконденсата представлены как функция давления. Исходя из теоретического ССЕ, основанного на стандартных PVT-соотношениях, вычислите объемную долю жидкости как функцию давления. Также вычислите долю жидкости как функцию давления, не учитывая летучую нефть.

В колонке (1) таблицы 4.13 значения ν_o, измеренные в ходе ССЕ, представлены как функция давления. Постройте график зависимости объемной доли жидкости от давления и сравните теоретические и экспериментальные результаты. Такое сравнение представляет собой полезный и независимый тест, позволяющий проверить точность стандартных PVT-отношений. Слабое соответствие вычисленных и экспериментальных результатов свидетельствует об ошибках в наборе PVT-характеристик. Являются ли точными PVT-характеристики в таблице 4.9 согласно вашему сравнению?

Решение. Объемная доля жидкости находится с помощью уравнения (4.58). Например, при $p = 296,47$ бар

$$\nu_o = \frac{1}{1 + \dfrac{B_g(R_{si} - R_s)}{B_o(1 - R_{si}R_v)}} = \frac{1}{1 + \dfrac{\left(4,461 \cdot 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(1075,4 - 307,9\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{\left(1,828\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left[1 - \left(1075,4\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(500 \times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\right]}} = 19,8\%.$$

В колонке (2) таблицы 4.13 представлены результаты вычисления ν_o для остальных значений давления. В колонке (3) представлены результаты, не учитывающие летучую нефть. Существенные различия значений в колонках (2) и (3) доказывают важность учета влияния летучей нефти. На рисунке (4.32) сравниваются теоретические и экспериментальные результаты. Существенное соответствие увеличивает уверенность в точности стандартных PVT-характеристик в таблице 4.9.

Таблица 4.13. Молярная доля жидкости как функция давления при CCE для газоконденсата

	(1)	(2)	(3)
p, бар	ν_o Экспериментальное значение	ν_o Теоретическое значение (учитывая летучую нефть)	ν_o Теоретическое значение (не учитывая летучую нефть)
399,9	0,000	0,000	1,000
382,66	0,000	0,000	1,000
375,76	0,000	0,000	1,000
373,7	0,006	0,008	0,497
365,42	0,052	0,049	0,492
330,95	0,187	0,176	0,406
296,47	0,229	0,198	0,348
262	0,242	0,205	0,298
227,53	0,227	0,193	0,252
193,05	0,202	0,171	0,207
158,58	0,167	0,143	0,164
124,11	0,128	0,110	0,123
89,632	0,085	0,078	0,085
55,158	0,045	0,047	0,051

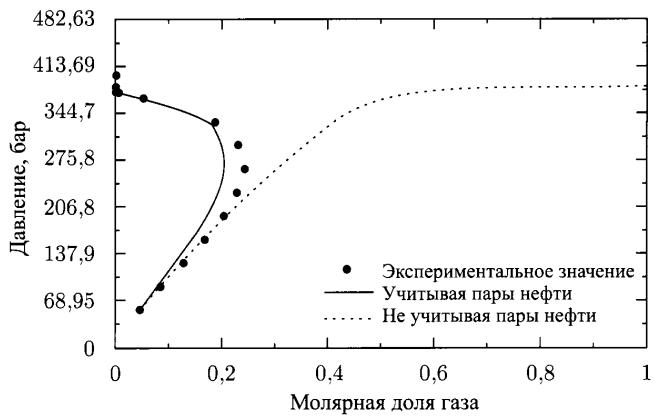


Рис. 4.32. Зависимость объемного процента жидкости от давления для конденсата жирного газа

4.10.2. Коэффициенты объемного расширения

Коэффициент объемного расширения нефтяной фазы — это общее расширение массовой единицы нефтяной фазы между двумя давлениями при пластовой температуре, выраженное в единицах пластового объема на единицу объема нефти в нормальных

условиях. Два давления — это давления в начале и в конце расширения. Давление в конце расширения всегда меньше давления в начале расширения, отсюда и термин *расширение*. Давление в начале расширения — это обычно начальное пластовое давление. Объем расширения включает объем газовой фазы, если она появляется при расширении нефтяной фазы. Расширение является безразмерным, предполагает фиксированную массу и обычно выражается в тех же единицах, что и объемный коэффициент. Обычно используются пл. $м^3/ст. м^3$.

Аналогично определяется расширение газовой фазы: это общее расширение массовой единицы газовой фазы между двумя давлениями при пластовой температуре, выраженное в единицах пластового объема на единицу объема газа в нормальных условиях. Объем расширения включает объем образовавшейся жидкости, если такая конденсация имеет место. Расширение газа обычно выражается в единицах пл. $м^3/ст. м^3$ газа.

Коэффициенты расширения обычно измеряются с помощью теста ССЕ.

Математически расширение нефти и газа определяется разницей двухфазных объемных коэффициентов:

$$E_o(p, p_i) = B_{to}(p) - B_{toi}(p_i), \tag{4.59}$$

$$E_g(p, p_i) = B_{tg}(p) - B_{tgi}(p_i), \tag{4.60}$$

где $E_j(p, p_i)$ — коэффициент объемного расширения фазы j между конечным давлением расширения p и начальным давлением p_i, индекс i обозначает начальные условия. В таблице 13.18 показана зависимость E_o от давления для изначально недонасыщенной летучей нефти Луизианы, а в таблице 13.19 — зависимость E_g от давления для газоконденсата Бэйкон Лайм.

4.11. Коэффициенты изотермической сжимаемости

Коэффициент изотермической сжимаемости равен

$$c = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T, \tag{4.61}$$

где V — объем системы. Сжимаемость показывает изменение относительного объема относительно давления при постоянной температуре.

Коэффициенты сжимаемости часто используются в инженерных расчетах, особенно в расчетах материального баланса и анализе испытаний скважин.

4.11.1. Недонасыщенные флюиды

Если уравнение (4.61) применить к нефти, недонасыщенной при любых давлениях, получим

$$c_o = -\frac{1}{V_o}\left(\frac{\partial V_o}{\partial p}\right)_T, \tag{4.62}$$

где V_o — это объем нефтяной фазы, c_o — сжимаемость нефтяной фазы. Хотя уравнение (4.62) выведено для нефти, его можно применить к любой фазе, состав которой при изменении давления остается постоянным. Поскольку V_o пропорционален B_o, уравнение (4.62) также можно записать в виде

$$c_o = -\frac{1}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial p}. \tag{4.63}$$

Для практических целей производные $\partial V_o/\partial p$ и $\partial B_o/\partial p$ часто заменяют конечно-разностными аппроксимациями. Уравнение (4.62) представляет собой удобный способ расчета сжимаемости фазы на основе простых измерений фазового объема.

4.11.2. Недонасыщенные реальные и идеальные газы

Для расчета сжимаемости реальных и идеальных газов можно вывести альтернативное уравнение. Согласно закону реального газа, объем газа равен

$$V = \frac{nzRT}{p}. \tag{4.64}$$

Производная этого выражения по давлению равна

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = \frac{nzRT}{p^2} + \frac{nRT}{p}\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right) = -\frac{V}{p} + \frac{V}{z}\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right). \tag{4.65}$$

Подставив $(\partial V/\partial p)_T$ из уравнения (4.65) в уравнение (4.61) для газа, получим

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z}\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right). \tag{4.66}$$

Если известна функциональная зависимость z-фактора от давления, это уравнение представляет собой способ расчета сжимаемости недонасыщенных газов. Кстати, уравнение (4.66) также применимо к недонасыщенной нефти (жидкости); однако z-фактор жидкостей обычно не указывается. Если функциональная зависимость z от p не известна, но известна функциональная зависимость p от коэффициента пластового объема газа, тогда больше подходит уравнение

$$c_g = -\frac{1}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial p}. \tag{4.67}$$

Для идеального газа $z = 1$, $\partial z/\partial p = 0$, и уравнение (4.66) упрощается до

$$c_g = \frac{1}{p}. \tag{4.68}$$

Таким образом, сжимаемость недонасыщенного идеального газа представляет собой величину, обратную давлению. И хотя использование этого уравнения ограничено условиями идеального газа, оно представляет собой быстрый и удобный способ расчета сжимаемости газовой фазы.

4.11.3. Насыщенные флюиды

Уравнения (4.62), (4.63), (4.66), (4.67)–(4.68) нельзя применить к многокомпонентным насыщенным флюидам, так как при изменении давления происходит изменение состава этих флюидов. Это явление вместе с испарением и конденсацией усложняет измерение сжимаемости отдельных фаз. Однако уравнение (4.61) применяется к общей сжимаемости:

$$c_t = -\frac{1}{V_T}\frac{\partial V_T}{\partial p}, \tag{4.69}$$

где V_T — общий объем системы, который равен сумме объемов нефтяной и газовой фаз[1]. Так как двухфазный объемный коэффициент пропорционален V_T, уравнение (4.69) можно записать с помощью B_t. Рассмотрим случай двухфазного объемного коэффициента нефти. Тогда уравнение (4.69) приобретает вид

$$c_t = -\frac{1}{B_{to}}\frac{\partial B_{to}}{\partial p}, \tag{4.70}$$

где B_{to} определяется уравнением (4.50). Если мы возьмем производную B_{to} по давлению и подставим результат в уравнение (4.70) для $(\partial B_{to}/\partial p)$, а B_{to} из уравнения (4.50) подставим в уравнение (4.70), получим

$$c_t = \nu_o\left[\frac{(B_g - B_o R_v)\,R_s'}{B_o\,(1 - R_s R_v)} - \frac{B_o'}{B_o}\right] + \nu_g\left[\frac{(B_o - B_g R_s)\,R_v'}{B_g\,(1 - R_s R_v)} - \frac{B_g'}{B_g}\right], \tag{4.71}$$

где ν_o и ν_g — объемные доли нефтяной и газовой фаз, а штрих обозначает операцию дифференцирования по давлению. Уравнение (4.71) было выведено из уравнения (4.58) для упрощения ν_o. Члены в скобках — это сжимаемости нефтяной и газовой фаз:

$$c_o = \frac{(B_g - B_o R_v)\,R_s'}{B_o\,(1 - R_s R_v)} - \frac{B_o'}{B_o}, \tag{4.72}$$

$$c_g = \frac{(B_o - B_g R_s)\,R_v'}{B_g\,(1 - R_s R_v)} - \frac{B_g'}{B_g}. \tag{4.73}$$

Эти уравнения соответствуют предыдущим выкладкам (Рейми, 1964; МакКейн, 1990; Ахмед, 1989) и отличаются только тем, что привденные здесь соотношения включают и учитывают летучую нефть. В упрощенной форме уравнение (4.71) приобретает вид

$$c_t = \nu_o c_o + \nu_g c_g. \tag{4.74}$$

Уравнение (4.47) показывает, что общая сжимаемость помимо зависимости от фазовых сжимаемостей зависит также от фазовых объемов. При желании уравнение (4.74) можно расширить и включить дополнительные фазы, такие как вода и порода.

Для особого случая систем нелетучей нефти, R_v и R_v' стремятся к нулю и уравнения (4.72) и (4.73) упрощаются до

$$c_o = \frac{B_g R_s'}{B_o} - \frac{B_o'}{B_o}, \tag{4.75}$$

$$c_g = -\frac{B_g'}{B_g}. \tag{4.76}$$

[1]В тексте книги дается определение нескольких различных так называемых «общих» сжимаемостей. Каждое определение подразумевает общую сжимаемость двух или нескольких фаз. Различные определения нужны для того, чтобы ориентироваться в различных фазовых комбинациях и единицах. Например, общая сжимаемость c_t в уравнении (4.69) описывает изменение объема углеводорода (нефтяная плюс газовая фаза) на единицу объема углеводорода при изменении давления на единицу. В § 4.12.2 определена общая сжимаемость c_{tw}, которая описывает изменение объемов водной фазы и фазы выделившегося газа на единицу объема водной фазы при изменении давления на единицу. В уравнении (6.29) определяется еще одна общая сжимаемость c_T, которая включает сжимаемость воды и породы и показывает составную сжимаемость, которая описывает изменение порового объема на единицу объема углеводородов при изменении давления на единицу.

Мартин (1959) был в числе первых, кто вывел уравнения (4.75) и (4.76). В случае недонасыщенной нефти $\nu_g = 0$, $\nu_o = 1$, $R'_s = 0$ и уравнение (4.75) упрощается до уравнения (4.63). Уравнение (4.76) также применяется к недонасыщенному газу.

Уравнения (4.72) и (4.73) показывают сложную природу сжимаемости нефти и газа в насыщенных условиях. Выражения сжимаемости усложняются переносом массы. Члены правой части уравнения (4.72) и (4.73) имеют ясное физическое значение. В случае сжимаемости нефти в уравнении (4.72) первый член правой части отвечает за появление газовой фазы, вызванное выделением растворенного газа; второй член отвечает за изменение объема нефтяной фазы. При понижении давления выделяется растворенный газ, $R'_s \succ 0$, и расширение газа вызывает увеличение объема; таким образом, первый член является положительным. С другой стороны, выделение растворенного газа вызывает уменьшение объема нефтяной фазы, $B'_o \succ 0$; таким образом, второй член $(-B'_o/B_o)$ является отрицательным. Действие этих членов противоположно, однако в итоге оно выражается в позитивном значении c_o. В случае сжимаемости газа в уравнении (4.73), первый член правой стороны соответствует появлению жидкой фазы вследствие конденсации, а второй — изменению объема газовой фазы. При понижении давления, $R'_v \succ 0$ и $B'_g \prec 0$, действие обоих членов направлено на увеличение сжимаемости.

Понимание различия природы насыщенных и недонасыщенных фазовых сжимаемостей важно, поскольку сжимаемости насыщенной и недонасыщенной нефти могут сильно отличаться (Фирузабади и др., 2000). Сжимаемость насыщенной нефти, например, превышает сжимаемость недонасыщенной нефти в $10 - 100$ раз. Сжимаемость недонасыщенной нелетучей нефти обычно находится в диапазоне от $14,5$ до $43,5 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$ (Мак Кейн, 1990), а сжимаемость насыщенной нелетучей нефти составляет от 145 до 1450×10^{-5} бар$^{-1}$. Сжимаемость недонасыщенных жидкостей, к тому же, почти не зависит от давления; сжимаемость насыщенных жидкостей при понижении давления увеличивается.

На рисунке 4.33 различные виды сжимаемости летучей нефти с начальным газовым фактором $517,77$ м^3/м^3 представлены в виде функции давления. Сжимаемость недонасыщенной летучей нефти приблизительно составляет $72,5 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Как правило, сжимаемость недонасыщенной летучей нефти немного превышает сжимаемость нелетучей нефти и обычно находится в диапазоне от $43,5$ до $101,5 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$, как показывает пример. При давлении насыщения сжимаемость нефти скачком поднимается до отметки выше 145×10^{-5} бар$^{-1}$.[1] При давлениях ниже давления насыщения сжимаемость нефти постепенно увеличивается, пока не достигает приблизительно 2900×10^{-5} бар$^{-1}$. Для сравнения на рисунке также показана сжимаемость газа и общая сжимаемость. Как и следовало ожидать, общая сжимаемость находится между сжимаемостью нефти и газа и приближается к сжимаемости газа при небольших значениях p. Колебания данных на рис. 4.33 происходят из-за экспериментальной ошибки; на самом деле все характеристики, кроме характеристик при давлении точки кипения, являются однородными. На рисунке 4.33 также показана зависимость сжимаемости идеального газа ($c_g = 1/p$) от давления. При понижении давления сжимаемость нефти, газа и общая сжимаемость приближаются к сжимаемости идеального газа.

Обычно измеряется и заносится в отчеты о свойствах флюидов лишь сжимаемость недонасыщенной нефти. Значение уравнения (4.72) состоит в том, что оно представляет собой быстрый способ расчета сжимаемости насыщенной нефти.

[1] Некоторые характеристики флюидов (такие как R'_s и B'_o) изменяются скачком.

4.11.4. Расчет изменений объема

Сжимаемость часто используется для расчета изменений как однофазного, так и многофазного объема при понижении давления. Однако такое применение требует интегрирования нужной сжимаемости в исследуемом диапазоне давления. Аналитическое интегрирование возможно только в самых простых случаях.

Рассмотрим математический вывод для общей сжимаемости (обобщенный случай). Разделяя переменные с целью интегрирования, преобразуем уравнение (4.69) к виду

$$\int_{p_2}^{p_1} c_t dp = -\int_{V_T(p_2)}^{V_T(p_1)} \frac{dV_T}{V_T}, \tag{4.77}$$

где частная производная в уравнении (4.69) при постоянной температуре равна полной производной. Проинтегрировав правую часть, получим

$$\int_{p_2}^{p_1} c_t dp = \ln \frac{V_T(p_2)}{V_T(p_1)}. \tag{4.78}$$

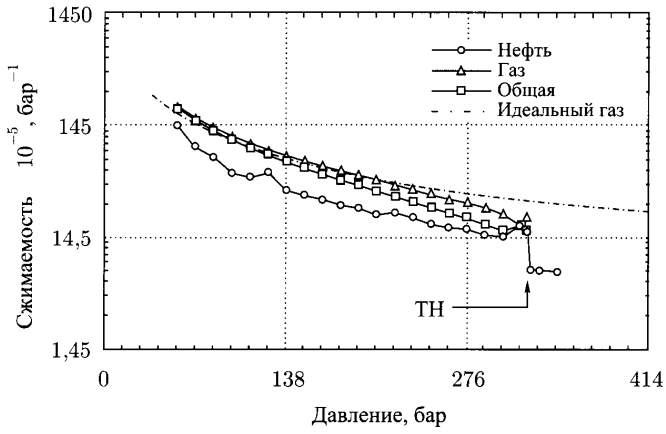


Рис. 4.33. Сжимаемость нефтяной и газовой фаз и общая сжимаемость летучей нефти

Изменение объема равно

$$\frac{V_T(p_2) - V_T(p_1)}{V_T(p_1)} = \exp\left[\int_{p_2}^{p_1} c_1 dp\right] - 1. \tag{4.79}$$

Использование уравнения (4.79) требует вычисления интеграла справа. Если допустить, что сжимаемость постоянна, получим

$$\frac{V_T(p_2) - V_T(p_1)}{V_T(p_1)} = \exp\left[c_t(p_1 - p_2)\right] - 1. \tag{4.80}$$

К сожалению, допущение о постоянстве сжимаемости подходит лишь для недонасыщенных жидкостей в ограниченном диапазоне давления.

Другими приближенными формами этого интегрирования являются

$$\frac{V_T(p_2) - V_T(p_1)}{V_T(\overline{p})} = \overline{c}_t(p_1 - p_2), \tag{4.81}$$

$$\frac{V_T(p_2) - V_T(p_1)}{V_T(p_1)} = \exp\left[\overline{c}_t(p_1 - p_2)\right] - 1, \tag{4.82}$$

где p — среднее давление, равное $p = (p_2 + p_1)/2$, а $\overline{c}_t$ представляет среднее значение общей сжимаемости между p_1 и p_2. При меньшей степени точности $\overline{p}$ может равняться p_1 или p_2. Если $c_t(p_1 - p_2) \ll 1$, то $\exp\left[\overline{c}_t(p_1 - p_2)\right] \approx 1 + \overline{c}_t(p_1 - p_2)$ и уравнения (4.81) и (4.82) являются эквивалентными.

Чтобы избежать трудностей, вызванных зависимыми от давления коэффициентами сжимаемости, гораздо предпочтительней пользоваться двухфазными объемными коэффициентами, если они известны. В этом случае уравнение (4.77) приобретает вид

$$\frac{V_T(p_2) - V_T(p_1)}{V_T(p_1)} = \frac{B_{to}(p_2) - B_{to}(p_1)}{B_{to}(p_1)} \tag{4.83}$$

или, используя коэффициенты расширения:

$$\frac{V_T(p_2) - V_T(p_1)}{V_T(p_1)} = \frac{E_o(p_1, p_2)}{B_{to}(p_1)}, \tag{4.84}$$

где $E_o(p_1, p_2)$ представляет собой коэффициент расширения между давлениями p_1 и p_2. Использование объемных коэффициентов или коэффициентов расширения позволяет узнать изменение объема без применения интегрирования. При вычислении изменения желаемого объема нужно быть внимательными в выборе соответствующего объемного коэффициента. Например, уравнение (4.84) записано в предположении наличия изначально недонасыщенного нефтяного пласта, в котором отсутствует расширение погребенной воды и сжатие порового объема.

Таблица 4.14. Характеристики флюида (пример 5)

Давление, бар	B_o, м^3/м^3	R_s, м^3/м^3	B_g, м^3/м^3	Относительный объем
180,64	1,474	136,69	0,00685	1,0000
162,03	1,432	121,74	0,00771	1,0498
144,79	1,396	108,75	0,00882	1,1144

Пример 5. Расчет сжимаемости насыщенной нефти и общей сжимаемости.

В таблице 4.14 некоторые из PVT-характеристик нелетучей нефти представлены как функция давления. Давление насыщения флюида составляет 180,64 бар. Данные включают измерения *относительного объема* в ходе CCE. Эта величина представляет собой отношение общего объема флюида (включая две фазы, если они существуют) к общему объему при давлении насыщения. (См. отчет о свойствах флюида в приложении D.1.)

1. Вычислите сжимаемость нефти (1/бар) в диапазоне давления от 162,03 до 180,64 бар. Сравните эту сжимаемость насыщенной нефти со сжимаемостью недонасыщенной нефти $27,19 \times 10^{-5}$ $^{-1}$ в диапазоне давления от 180,64 до 206,85 бар.

2. Вычислите общую сжимаемость (1/бар) в диапазоне давления от 162,03 до 180,64 бар.

Решение

1) Сжимаемость насыщенной нефти находим с помощью уравнения (4.75):

$$c_o = \frac{B_g R_s'}{B_o} - \frac{B_o'}{B_o}. \tag{4.75}$$

Производные R_s' и B_o' можно аппроксимировать методом конечных разностей:

$$R_s' \cong \frac{R_s(p_1) - R_s(p_2)}{(p_2 - p_1)} = \frac{(136,69 - 121,74)\,\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}{(180,64 - 162,03)\,\text{бар}} = 0,803 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{бар}},$$

$$B_o' = \frac{B_o(p_1) - B_o(p_2)}{(p_2 - p_1)} = \frac{(1,474 - 1,432)\,\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}{(180,64 - 162,03)\,\text{бар}} = 0,002257 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{бар}}.$$

Подставив эти результаты в уравнение (4.75), получим

$$c_o = \frac{\left(0,00685 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(0,803 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{бар}}\right)}{\left(1,474 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)} - \frac{0,002257 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{бар}}}{1,474 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}} =$$

$$= 220 \times 10^{-5} \text{бар}^{-1}.$$

Сжимаемость этой насыщенной нефти приблизительно в 8 раз превышает сжимаемость недонасыщенной нефти ($27,2 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$).

2) Общую сжимаемость находим, используя уравнение (4.70):

$$c_t = -\frac{1}{B_{to}} \frac{\partial B_{to}}{\partial p}. \tag{4.70}$$

Аппроксимировав это уравнение методом конечных разностей, получим

$$c_T \cong \frac{B_{to}(p_1) - B_{to}(p_2)}{B_{to}(p_1)(p_2 - p_1)}.$$

B_o можно вычислить из уравнения (4.50), используя стандартные PVT-соотношения или тот факт, что суммарный коэффициент пластового объема пропорционален относительному объему. Используя последний подход, общая сжимаемость равна

$$c_T \cong \frac{B_{to}(p_1) - B_{to}(p_2)}{B_{to}(p_1)(p_2 - p_1)} = \frac{1,0000 - 1,0498}{1,000\,(180,64 - 162,03)\,\text{бар}} = 267,6 \times 10^{-5} \text{бар}^{-1}.$$

Общая сжимаемость немного превышает сжимаемость насыщенной нефти (220×10^{-5} бар$^{-1}$) и почти в 10 раз превышает сжимаемость недонасыщенной нефти ($27,2 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$).[1]

4.12. Фазовое поведение системы углеводород–вода

Присутствие воды заметно почти в каждом пласте. В основном она существует в отдельной водной фазе. Вода переходит в богатые углеводородом жидкости или газы или растворяется в них, однако такой переход достаточно незначителен, чтобы его учитывать[2]. Углеводороды также переходят в пластовые воды, такой переход тоже незначителен и часто не учитывается. Если не учитывать переход в водную фазу и из нее, то воду можно рассматривать как инертную фазу или как вещество, не влияющее на равновесие углеводородных фаз.

Переход богатых метаном газов в водную фазу может существенно увеличить сжимаемость и коэффициент расширения воды, в некоторых случаях в $2-10$ раз (Феткович и др., 1998). Увеличение коэффициентов сжатия и расширения вызвано выделением растворенного газа. Этот механизм аналогичен влиянию растворенного газа на сжимаемость нефтяной фазы при давлениях ниже давления насыщения. (См. § 4.11.3.) Так как пластовые воды всегда насыщены газом, важно понимать, когда именно растворенный газ начинает существенно влиять на сжимаемость и коэффициент расширения воды.

Додсон и Стендинг (1944) измеряли растворимость газа в пластовых водах в различных условиях. Эти данные собраны в приложении С. Растворимость природного газа находится в диапазоне от $0,7$ до $5,35$ м^3/м^3 воды. Растворимость газа слабо зависит от температуры, однако сильно зависит от давления и увеличивается при его увеличении. Растворимость метана в воде, равная $5,35$ м^3/м^3, соответствует концентрации около $0,37$ мол. % метана. Несмотря на такое чрезвычайно малое количество растворенного газа, он может оказывать существенное влияние на коэффициенты сжатия и расширения воды.

4.12.1. Трехпсевдокомпонентная модель

Независимо от того, учитывается растворимость газа или нет, необходимо принимать во внимание термодинамическое поведение воды. Включение воды требует расширения двухпсевдокомпонентной модели и введения дополнительного псевдокомпонента: дегазированной или поверхностной воды. Новая модель получила название трехпсевдокомпонентной модели. Она широко используется в численном моделировании, так как вода является неотъемлемой частью пластовой системы. В зависимости от того, учитывается растворимость газа или нет, новая модель выражается в двух различных вариантах. В основном используется вариант, не учитывающий растворимость газа. Однако для того чтобы иметь полное представление о данной модели, мы рассмотрим оба её варианта.

---

[1] Общая сжимаемость, рассчитанная в этом примере, соответствует действительности только в случае ССЕ, так как общая сжимаемость зависит от соотношения объемов нефти и газа. Общая сжимаемость, рассчитанная в ходе ССЕ, часто считается типичной для пластовых условий, поскольку разница между соотношениями объемов в этих двух ситуациях обычно незначительна.

[2] Согласно Кацу и др. (1959), растворимость воды в жидком пропане составляет лишь $0,6$ мол. % при 93° С и $137,9$ бар. Растворимость воды в природном газе составляет $0,7$ мол. % (1 м^3 воды/тыс. м^3 газа).

Кстати, растворимость воды в природных газах увеличивается при понижении давления. Растворимость воды в природном газе в нормальных условиях в $3-4$ раза больше растворимости в пластовых условиях. При сжатии выпадение жидкости может стать проблематичным, особенно в газопроводе.

Трехпсевдокомпонентная модель включает насыщенную газом воду и основана на следующих допущениях:

1. Наличие не более трех псевдокомпонентов: поверхностного газа, товарной нефти и дегазированной воды.
2. Наличие не более трех фаз: газовой, нефтяной и водной.
3. Псевдокомпонент поверхностного газа определяется составом отсепарированного газа в нормальных условиях.
4. Псевдокомпонент товарной нефти определяется составом товарной нефти в нормальных условиях.
5. Псевдокомпонент дегазированной воды определяется составом дегазированной воды в нормальных условиях.
6. Отсепарированный газ может свободно переходить в нефтяную, газовую и водную фазы.
7. Товарная нефть может свободно переходить в нефтяную и газовую фазы, однако не может переходить в водную фазу.
8. Дегазированная вода существует лишь в водной фазе.
9. Наличие термодинамического равновесия.

Большинство этих допущений является частью двухпсевдокомпонентной модели. (Для сравнения см. § 4.6.) Допущение 6 предусматривает растворимость природного газа в водной фазе.

Вариант, не учитывающий насыщенную газом воду, отличается от вышеописанной модели только тем, что условие 6 не предусматривает переход газа в водную фазу. Вариант, учитывающий насыщенную газом воду, используется в особых случаях, в то время как вариант, не учитывающий насыщенную газом воду, постоянно используется в книге.

Трехпсевдокомпонентная модель является теоретической основой ряда характеристик водной фазы. Вследствие подобия двух- и трехпсевдокомпонентных моделей, многие из характеристик, относящихся к нефтяной фазе, такие как объемный коэффициент и содержание растворенного газа, также относятся к водной фазе.

4.12.2. Свойства водной фазы

При отсутствии растворенного газа объемный коэффициент воды и суммарный объемный коэффициент соответственно равны:

$$B_w = \frac{\rho_{wsc}}{\rho_w}, \tag{4.85}$$

$$B_{tw} = B_w, \tag{4.86}$$

где ρ_w и ρ_{wsc} — это плотность водной фазы в пластовых и нормальных условиях. Определения этих характеристик аналогичны их эквивалентам в нефтяной фазе, т. е. B_o и B_{to}. B_w и B_{tw} выражаются в единицах $м^3/м^3$ или пластовых $м^3$ воды на ст. $м^3$

воды. B_w немного уменьшается при понижении давления благодаря расширению воды. В приложении С описано влияние давления на B_w в дегазированной и насыщенной газом воде. Коэффициенты сжимаемости и расширения дегазированной воды соответственно равны

$$c_w = -\frac{1}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial p}, \tag{4.87}$$

$$E_w(p, p_i) = B_w(p) - B_{wi}(p_i). \tag{4.88}$$

Если учитывать растворимость газа, уравнения (4.85) и (4.86) приобретают вид

$$B_w = \frac{\rho_{wsc}}{\rho_w w_w}, \tag{4.89}$$

$$B_{tw} = B_w + B_g(R_{swi} - R_{sw}), \tag{4.90}$$

где w_w — молярная доля дегазированной воды в водной фазе, R_{sw} — газоводяной фактор, индекс i обозначает начальные условия. Газоводяной фактор равен

$$R_{sw} = \frac{\rho_{wsc} w_g}{\rho_w w_w}, \tag{4.91}$$

где w_g — молярная доля поверхностного газа в водной фазе. Уравнения (4.89)–(4.91) следуют из уравнений (4.18), (4.53), и (4.15) соответственно. Согласно ограничению состава:

$$w_g + w_w = 1. \tag{4.92}$$

Первый член правой части уравнения (4.90) представляет объем водной фазы. Второй представляет объем свободного газа, сформировавшегося выделением растворенного газа. Все предыдущие уравнения предполагают использование согласованных систем единиц. При применении единиц других систем используются переводные коэффициенты.

Сжимаемость насыщенной газом воды равна

$$c_w = -\frac{1}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial p} + \frac{B_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial p}. \tag{4.93}$$

Это уравнение аналогично уравнению (4.75) для насыщенной черной нефти.

Уравнение (4.93) объясняет, почему сжимаемость насыщенной газом воды больше сжимаемости дегазированной воды. Первый член правой части уравнения представляет изменение объема водной фазы относительно давления. Независимо от того, присутствует растворенный газ или нет, при понижении давления происходит расширение водной фазы. Значение $\partial B_w/\partial p$ всегда отрицательное, и, следовательно, действие первого члена всегда направлено на увеличение сжимаемости. Абсолютное значение $\partial B_w/\partial p$ для дегазированной воды всегда больше, чем для воды, насыщенной газом. Таким образом, наличие растворенного газа в водной фазе уменьшает коэффициент расширения самой фазы.

Второй член правой части уравнения представляет расширение выделившегося газа. Для дегазированной воды он равен нулю, однако для насыщенной газом воды имеет существенное значение. Выделившийся растворенный газ увеличивает сжимаемость воды. Сжимаемость дегазированной воды в пластовых условиях находится в пределах

от $3,48$ до $5,51 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Сжимаемость воды, насыщенной газом, в зависимости от условий может быть в $2-10$ раз больше.

Коэффициент расширения насыщенной газом воды является функцией суммарного объемного коэффициента воды:

$$E_w(p, p_1) = B_{tw}(p) - B_{twi}(p_i). \tag{4.94}$$

На рисунке 4.34 показана зависимость влияния растворенного газа на сжимаемость воды от давления. Этот график построен для пластовых вод газового месторождения Андерсон «Л» (Феткович и др., 1998). Начальное давление и температура этого месторождения на юге Техаса, в северной части побережья Мексиканского залива, составляли $655,69$ бар и $130°$ С (Дугган, 1972), глубина пласта приблизительно составляла 3380 м. Пластовая вода в начальных условиях содержала приблизительно $5,7$ м^3/м^3 растворенного газа. На рисунке 4.34 сравнивается сжимаемость насыщенной газом и дегазированной воды. Из рисунка видно, что при давлениях, больших $344,74$ бар, между двумя сжимаемостями существуют лишь незначительные различия. При давлениях ниже этой отметки эти два значения существенно отличаются, разница между ними увеличивается по мере понижения давления. Сжимаемость дегазированной воды не зависит от давления и составляет примерно $4,35 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Сжимаемость насыщенной газом воды при понижении давления быстро увеличивается и достигает приблизительно 87×10^{-5} бар$^{-1}$ при давлении $34,47$ бар. Разница сжимаемостей насыщенной газом и дегазированной воды объясняется тем, что из насыщенной газом воды выделяется газ, который при давлениях, меньших $344,74$ бар, начинает существенно расширяться.

Общая сжимаемость представляет бóльший практический интерес, чем сжимаемость воды, поскольку определяет общее воздействие. Она определяется как $c_{tw} = -(1/B_{tw})(\partial B_{tw}/\partial p)$. Эта величина аналогична общей сжимаемости, определенной в уравнениях (4.70) и (4.74) для системы газ–нефть. Сжимаемость воды предполагает изменение объема только водной фазы относительно давления (с учетом растворенного газа или нет), в то время как под общей сжимаемостью рассматривается суммарное изменение объема относительно давления, которое включает расширение любого выделяемого растворенного газа. При давлениях ниже $344,74$ бар общая сжимаемость c_{tw} существенно превышает сжимаемость воды c_w[1].

На рисунке 4.35 показано общее влияние растворенного газа на расширение воды. Это данные для месторождения Андерсон «Л». При давлениях, больших $275,79$ бар, коэффициенты расширения насыщенной газом и дегазированной воды приблизительно равны, обе составляют менее $0,3$ м^3/м^3. При давлениях ниже $275,79$ бар эти два коэффициента существенно различаются, и при понижении давления разница между ними увеличивается. Коэффициент расширения дегазированной воды остается небольшим и составляет приблизительно $0,03$ м^3/м^3, в то время как коэффициент расширения насыщенной газом воды при понижении давления быстро возрастает, пока не достигнет приблизительно $0,30$ м^3/м^3 при давлении $34,47$ бар. При давлении $34,47$ бар коэффициент расширения насыщенной газом воды приблизительно в 10 раз превышает таковой для дегазированной воды.

Из вышесказанного следует, что растворенный газ оказывает существенное влияние на сжимаемость и коэффициент расширения воды только при давлениях, мень-

[1] Результаты на рис. 4.34 не учитывают одновременное существование недонасыщенной нефти. Недонасыщенная нефть поглощает выделяемый из воды газ и сводит влияние растворенного газа на сжимаемость воды к минимуму.

ших 275,79 – 344,74 бар. При таком существенном влиянии растворенного газа для расчета сжимаемости и коэффициента расширения воды можно использовать уравнения (4.90), (4.93), и (4.94). Влияние растворенного газа на отдачу пласта рассматривается в главах 11–13. Относительное влияние растворенного газа на добычу зависит от других сопутствующих факторов, таких как коэффициент расширения газа, воды и горной породы. Как правило, они оказывают незначительное влияние на добычу.

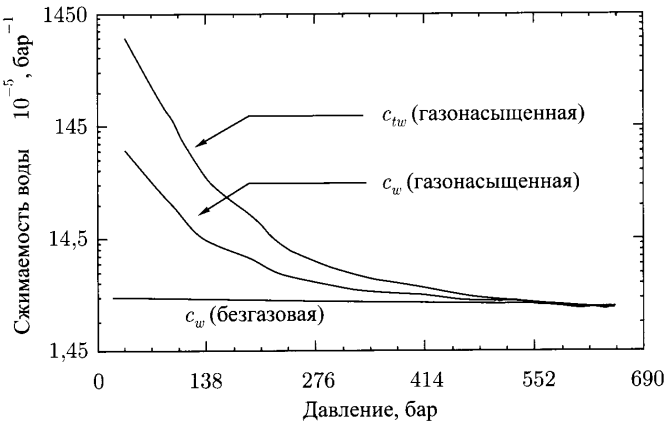


Рис. 4.34. Влияние растворенного газа на сжимаемость воды как функция давления. Пластовые воды месторождения Андерсон «Л»

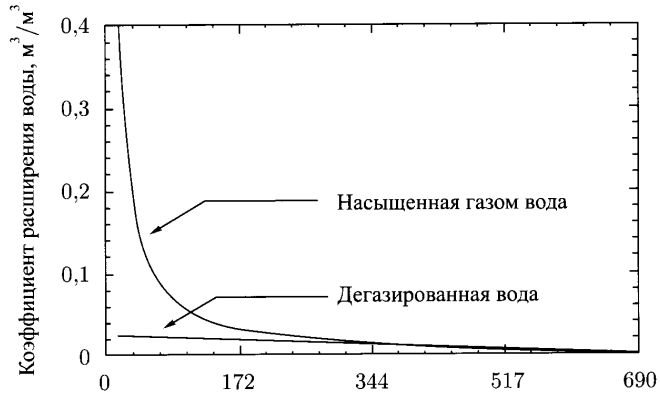


Рис. 4.35. Влияние растворенного газа на коэффициент расширения воды в зависимости от давления. Пластовые воды месторождения Андерсон «Л»

4.13. Заключение

Размер этой главы свидетельствует о ее значении. Понимание классификаций углеводородных флюидов очень важно, поскольку эта терминология преобладает в этой

книге и во всей нефте- и газодобывающей промышленности. $p - T$-диаграммы, которые являются основой этих классификаций, играют важную роль в их объяснении. Следует помнить, что классификации — это лишь средство отображения информации, на самом деле пластовые флюиды представляют собой континуум от самых легких до самых тяжелых углеводородов.

Важно также понимать PVT-характеристики, описывающие расширение флюидов, поскольку суть первичной добычи состоит в вытеснении флюидов при понижении давления. Также следует знать понятие летучей нефти, поскольку его включение является одним из нововведений этой книги.

УПРАЖНЕНИЯ

4.1. Теплотворные способности

Высшая теплотворная способность метана и декана при температуре $15,6°$ C и давлении $1,013$ бар составляет соответственно:

метан	$37653,94$ кДж/м^3,
декан	$47668,25$ кДж/кг.

а. Вычислите теплотворную способность (кДж) 1 м^3 декана. Плотность декана составляет $734,04$ кг/м^3. *Ответ:* $34,97 \cdot 10^6$ *кДж/м*^{3}.

б. Стандартный кубический метр газа часто переводится в «эквивалентное количество стандартных кубических метров нефти» на основе эквивалентных теплотворных способностей. Вычислите, каким должен быть объем метана, обладающий теплотворной способностью, равной теплотворной способности 1 м^3 декана. *Ответ*: 929 м^3/м^3.

4.2. Стоимость энергии: природный газ и сырая нефть

Допустим, стоимость природного газа и сырой нефти составляют соответственно \$ $63,6$/тыс. м^3 и \$ $100,6$/м^3. Допустим, теплотворная способность природного газа и сырой нефти составляет соответственно $37,3 \cdot 10^6$ кДж/тыс. м^3 и $39,8 \cdot 10^6$ кДж/м^3. Вычислите стоимость $1 \cdot 10^6$ кДж природного газа и сырой нефти. Что дешевле: $1 \cdot 10^6$ кДж природного газа или 1 кДж сырой нефти? *Ответы*: природный газ: \$ $1,71$/млн кДж; сырая нефть: \$ $2,53$/млн кДж.

4.3. Стоимость энергии: природный газ и бензин

В 1988 цена природного газа для бытовых потребителей составляла \$ $204,24$/тыс. м^3. Цена бензина для розничных потребителей составляла \$ $0,25$/литр (Петролеум Индепендентс, 1993). Высшая теплотворная способность газа составляет приблизительно $37,3 \cdot 10^6$ кДж/тыс. м^3. Высшая теплотворная способность бензина составляет приблизительно $39,81 \cdot 10^6$ кДж/м^3. Вычислите стоимость природного газа и бензина в \$ за $1 \cdot 10^6$ кДж. *Ответы*: природный газ: \$ $5,47$/млн кДж, бензин: \$ $6,30$/млн кДж.

4.4. Стоимость энергии: природный газ и электричество

В 1992 цена природного газа для бытовых потребителей составляла \$ 235/тыс. м^3 (Петролеум Индепендентс, 1993). Высшая теплотворная способность газа составляет

приблизительно $37,3 \cdot 10^6$ кДж/тыс. м^3. Стоимость электроэнергии для бытовых потребителей составляла \$ 0,07 за кВ·ч. Вычислите стоимость природного газа и электроэнергии в \$ за $1 \cdot 10^6$ кДж. $1 \cdot 10^6$ кДж равно 277,8 кВ·ч. *Ответы*: природный газ: \$ 6,30/млн кДж; электроэнергия: \$ 19,53/млн кДж.

4.5. Вычисление x_g по R_s

Начальное содержание растворенного газа в нелетучей нефти составляет 149,24 м^3/м^3. Плотность товарной нефти составляет 0,835 г/см^3, молекулярная масса — 151,43. Молекулярная масса поверхностного газа равна 30,68. Вычислите молярную долю поверхностного газа в нелетучей нефти. *Ответ*: 0,534.

4.6. Вычисление ρ_o по B_o

При давлении 137,9 бар и температуре 55° С начальное содержание растворенного газа в нелетучей нефти составляет 149,24 м^3/м^3, начальный объемный коэффициент нефти равен 1,467 м^3/м^3. Давление насыщения составляет 115,83 бар. Плотность товарной нефти равна 0,835 г/см^3, молекулярная масса — 151,43. Молекулярная масса поверхностного газа равна 30,68. Вычислите плотность (кг/м^3) и молекулярную массу нефти при давлении 137,9 бар и температуре 55° С. *Ответы:* 700,07 кг/м^3, 86,9.

4.7. Вычисление y_g по R_v

Начальное содержание летучей нефти в газе в коллекторе летучей нефти составляет 651,73 м^3/млн м^3 при давлении 321,16 бар и температуре 119° С. Давление насыщения летучей нефти составляет 322,47 бар. Плотность товарной нефти равна 0,806 г/см^3, молекулярная масса равна 141,15. Молекулярная масса поверхностного газа равна 21,92. Вычислите молярную долю газа в равновесной газовой фазе при давлении 321,16 бар. *Ответ:* 0,919.

4.8. Вычисление ρ_g по B_g

При давлении 321,16 бар и температуре 119° С начальное содержание летучей нефти в газе в коллекторе летучей нефти составляет 651,73 м^3/млн м^3, объемный коэффициент газа составляет 4,66 м^3/тыс. м^3. Давление насыщения летучей нефти составляет 322,47 бар. Плотность товарной нефти равна 0,806 г/см^3, молекулярная масса равна 141,15. Молекулярная масса поверхностного газа равна 21,92. Вычислите плотность (кг/м^3), молекулярную массу и плотность равновесной газовой фазы при давлении 321,16 бар и температуре 119° С. *Ответы:* 311,91 кг/м^3; 31,58; 1,090.

4.9. Молярный объем идеального газа

Вычислите молярный объем идеального газа (м^3/моль) при давлении 1,013 бар и температуре 15,6° С. *Ответ:* 0,02366 м^3/моль.

4.10. Температурные шкалы

Температуры по шкалам Кельвина и Ренкина определяются как

$$T(\mathrm{R}) = T(^\circ\mathrm{F}) + 459,67,$$
$$T(\mathrm{K}) = T(^\circ\mathrm{C}) + 273,15,$$

где R, K, F и C обозначают соответственно температуры по шкалам Ренкина, Кельвина, Фаренгейта и Цельсия. Температуры по Цельсию и Фаренгейту связаны равенством $T(°\text{F}) = 1,8T(°\text{C}) + 32$. Определите $T(°\text{C})$, соответствующие $T(°\text{F}) = 32, 40, 50, 60, 70, 80, 90$ и 100. При каких температурах шкалы Цельсия и Фаренгейта совпадают? *Ответы:* 0; 4,4; 10,0; 15,6; 21,1; 26,7; 32,2; 37,8; $-40°$ C $= -40°$ F.

4.11. Вывод уравнений[«В»]

Взяв за основу уравнение (4.32), выведите уравнение Ласатера для нахождения молярной доли поверхностного газа в нефти, уравнение (B.20) в приложении B. Ласатер определяет y_g как молярную долю поверхностного газа в нефти.

4.12. Расчет объемной доли жидкости при CCE на основе стандартных PVT-характеристик

Тест CCE проводят с нефтью, давление насыщения которой составляет 322,47 бар. В начале теста давление составляет 344,6 бар. Вычислите объемный процент жидкости при давлении 234,28 бар, используя характеристики флюида B_o, B_g, R_s и R_v в таблице 13.2. Сравните ваш результат с экспериментальным значением 50,8%. *Ответ:* 49,1%.

4.13. Определение стандартных PVT-характеристик на основании результатов теста CCE для летучей нефти

Давление насыщения летучей нефти составляет 322,47 бар при температуре 119° C. Проводятся два теста CCE: один с нефтью, другой с равновесным газом. В случае нефти недонасыщенный образец расширяют от начального давления 344,60 бар до конечного давления 41,23 бар. В случае газа насыщенный образец расширяют от начального давления 321,16 бар до конечного давления 41,23. При проведении тестов общий объем ячейки, объем нефтяной фазы и объем газовой фазы измеряют при различных значениях давления между начальным и конечным значениями. В таблице 4.15 собраны результаты такого теста, где V_T — общий объем флюида, V_o — объем нефтяной фазы, V_g — объем газовой фазы. После проведения теста CCE смеси сразу пропустили через сепаратор и измерили объемы нефти и газа при давлении 1,013 бар и температуре 15,6° C.

Вычислите начальный объемный коэффициент нефти (м^3/м^3), начальное содержание растворенного газа в нефти (м^3/м^3), B_o (м^3/м^3), R_s (м^3/м^3), B_g (м^3/тыс. м^3), R_v (м^3/млн м^3) при $p = 206,70$ бар и $T = 119°$ C. *Ответы:* $B_{oi} = 2,713$ м^3/м^3, $R_{si} = 517,77$ м^3/м^3, $B_o = 1,685$ м^3/м^3, $R_s = 197,57$ м^3/м^3, $B_g = 6,321$ м^3/тыс. м^3, $R_v = 274,74$ м^3/млн м^3.

4.14. Вычисление z-факторов

Газовые z-факторы можно вычислить, расширяя образец газа от высокого давления до нормальных условий и измеряя (1) объемы газа при высоком давлении и нормальных условиях и (2) молярное количество пара и жидкости в нормальных условиях. Докажите, что z-фактор газовой фазы равен

$$z = \frac{VpT_{sc}}{V_{sc}p_{sc}T}y_g, \tag{4.95}$$

Таблица 4.15. Данные о расширении нефти и газа для упражнения 4.13

p, бар	T, °F	Расширение нефти			Расширение газа		
		V_T, см^3	V_o, см^3	V_g, см^3	V_T, см^3	V_o, см^3	V_g, см^3
344,60	119	1000	1000	0			
330,81	119	1010	1010	0			
323,92	119	1015	1015	0			
321,16	119	1019	985	34	100,0	0,0	100,0
317,02	119	1026	939	87	100,9	2,3	98,7
303,23	119	1056	782	273	103,4	3,7	99,7
289,44	119	1082	729	354	106,7	7,2	99,5
275,65	119	1113	689	424	110,6	9,5	101,1
261,86	119	1149	656	493	115,0	11,5	103,5
248,07	119	1189	630	559	119,9	12,7	107,1
234,28	119	1235	606	630	125,5	13,4	112,1
220,49	119	1289	585	704	132,0	14,1	117,9
206,70	119	1352	564	789	139,3	14,4	124,9
192,92	119	1424	549	875	147,9	14,8	133,1
179,13	119	1510	535	975	158,2	15,2	143,0
165,34	119	1610	522	1089	170,1	15,2	154,8
151,55	119	1730	509	1221	184,2	15,3	168,9
137,76	119	1877	498	1379	201,4	15,3	186,1
123,97	119	2056	487	1569	222,5	15,2	207,2
110,18	119	2286	472	1814	248,5	15,0	233,5
96,389	119	2574	461	2113	281,9	14,8	267,1
82,599	119	2597	452	2505	326,4	14,6	311,8
68,81	119	3481	440	3041	386,3	14,2	372,1
55,02	119	4239	427	3812	472,7	13,8	458,9
41,23	119	5445	412	5032	608,0	13,1	594,9
0,007038	15,5	191502	368,6	191133	21490	14,0	21476

где индекс sc означает нормальные условия, отсутствие индексов означает пластовые условия, y_g — молярная доля пара в нормальных условиях на 1 моль образца в пластовых условиях, T выражено в абсолютных температурных единицах.

Молярная доля пара вычисляется измерением (1) соотношения объемов жидкости и пара в нормальных условиях, (2) плотности жидкости в нормальных условиях и (3) молекулярной массой жидкости. Докажите, что y_g равно

$$y_g = \frac{1}{\dfrac{(0,02366)R_v\rho_{osc}}{10^9 M_o} + 1}, \tag{4.96}$$

где ρ_{osc} — плотность товарной нефти, кг/м^3; M_o — молекулярная масса товарной нефти, моль/кг; R_v — содержание летучей нефти в газе, м^3/м^3.

Уравнение (4.95) предполагает, что в нормальных условиях z-фактор равен единице. Уравнение (4.96) предполагает, что нормальными условиями являются $T =$

$= 15,6°$ С и $p = 1,013$ бар и молярная плотность газа в нормальных условиях составляет $0,02366$ м^3/моль. Рассмотрим два следующих примера.

Равновесный образец газа из нелетучей нефти расширяют от давления $96,53$ бар и температуры $55°$ С (пластовые условия) до нормальных условий. Отношение объема газа в нормальных условиях к объему в пластовых условиях составляет $68,78$. В нормальных условиях образец не содержит жидкости. Вычислите z-фактор при давлении $96,53$ бар и $T = 55°$ С.

Равновесный образец газа из летучей нефти расширяют от давления $203,95$ бар и температуры $119°$ С до нормальных условий. В нормальных условиях содержание нефти в газе составляет $219,12$ м^3/млн м^3. Отношение объема газа в нормальных условиях к объему в пластовых условиях составляет $138,1$. Плотность жидкости в нормальных условиях составляет $805,81$ кг/м^3. Молекулярная масса жидкости равна $141,15$. Вычислите z-фактор при давлении $203,95$ бар и пластовой температуре. *Ответы:* $1,217$; $0,908$.

4.15. Символы и единицы

Заполните следующую таблицу соответствующими символами и единицами. Для единиц объема указывайте пластовые или нормальные условия.

	Символ	Единицы
Объемный коэффициент нефти		
Суммарный объемный коэффициент нефти		
Содержание растворенного газа в нефти		
Содержание летучей нефти в газе		
Объемный коэффициент газа		
Суммарный объемный коэффициент газа		
Вязкость нефти		
Объемный коэффициент воды		
Плотность нефти		

4.16. Плотность по API[«B»]

Какая плотность по API соответствует удельной плотности $0,70$, $0,80$, $0,90$ и $1,00$?

4.17. Плотность по API[«B»]

Какая удельная плотность соответствует плотности по API, равной 10, 20, 30, 40 и $50°$? *Ответы*: $1,00$; $0,93$; $0,88$; $0,83$; $0,78$.

4.18. Объемный коэффициент газа[«A»]

Молекулярная масса жирного газа равна $21,40$. Пластовая температура составляет $104°$ С. Начальное содержание летучей нефти в газе составляет $150,97$ м^3/млн м^3. Молекулярная масса товарной нефти равна $111,1$. Плотность товарной нефти составляет 756 кг/м^3. Вычислите объемный коэффициент газа (м^3/тыс. м^3) при следующих давлениях: $710,16$, $675,69$, $641,21$, $606,74$, $572,26$, $537,79$, $503,32$, $468,84$, $399,89$,

330,95, 262, 193,05 и 124,11 бар. Используйте уравнение состояния Холла–Ярборо для вычисления z-фактора. Сравните полученные результаты с измеренным объемным коэффициентом газа в таблице 1.

Таблица 4.16. Анализ состава газоконденсата

Компонент	Молярный процент
CO_2	2,42
N_2	0,47
C_1	68,22
C_2	11,80
C_3	5,46
и-C_4	0,83
н-C_4	1,74
и-C_5	0,72
н-C_5	0,74
C_6	1,07
C_{7+}	6,53
Всего	100,00

4.19. Определение z-фактора газоконденсата[«A»]

Образец пластового флюида газоконденсата подвергают истощению при постоянном объеме. Соответствующая равновесная газовая фаза при 135° С и 311,71 бар имеет состав, представленный в таблице 4.16. Молекулярная масса C_{7+} равна 148, удельная плотность C_{7+} составляет 0,793. Вычислите z-фактор. Используйте уравнение состояния Холла–Ярборо в приложении А. Сравните полученные результаты с экспериментальными результатами, представленными в отчете о свойствах флюидов RFL 88002 в приложении D. *Ответ*: 0,93.

4.20. Определение B_{to} с помощью переменных состава

Уравнение (4.50) выражает B_{to} через стандартные PVT-характеристики B_o, B_g, R_s и R_v. Выведете следующее эквивалентное уравнение для B_{to} с помощью y_g, x_g, z_g, p_g и ρ_{osc}, где z_g — общая молярная доля поверхностного газа в смеси:

$$B_{to} = \left[\frac{(y_g - z_g)}{\rho_o} + \frac{(z_g - x_g)}{\rho_g}\right] \frac{\rho_{osc}}{(y_g - x_g)(1 - z_g)}.$$

Начните с того, что B_{to} определяется уравнением (4.38), где $N = (1 - z_g)/\rho_{osc}$, если допустить, что мы имеем дело с начальной одномолярной смесью с молярной долей поверхностного газа z_g. Подсказка: $V_T = (L/\rho_o + V/\rho_g)$, где L и V можно выразить через y_g, x_g и z_g.

4.21. Объемная доля жидкости

Следующее уравнение позволяет вычислить объемную долю жидкости при CCE:

$$\nu_o = \frac{1}{1 + \dfrac{\rho_o (z_g - x_g)}{\rho_g (y_g - z_g)}},$$

где z_g — общая молярная доля поверхностного газа, определенная уравнением (4.1). Докажите, что это уравнение эквивалентно уравнению (4.58). Для этого выведите второе уравнение из первого. Подсказка: помните, что z_g и z_o связаны с R_{si} выражением $(z_g/z_o) = R_{si}\rho_{gsc}/\rho_{osc}$.

4.22. Молярная доля жидкости

Выведите следующее выражение для нахождения молярной доли жидкости при CCE:

$$L = \frac{(1 - R_{si}R_v)(\rho_{osc} + R_s\rho_{gsc})}{(1 - R_sR_v)(\rho_{osc} + R_{si}\rho_{gsc})}.$$

Начните с того, что L связано с y_g, x_g и z_g выражением

$$L = \frac{(y_g - z_g)}{(y_g - x_g)},$$

при этом обратите внимание, что z_g связано с R_{si} выражением

$$\frac{z_g}{z_o} = R_{si}\frac{\rho_{gsc}}{\rho_{osc}},$$

где z_g и z_o — общие молярные доли поверхностного газа и товарной нефти.

4.23. Обобщенный коэффициент растворения

Докажите, что для трехпсевдокомпонентной модели, в которой каждый псевдокомпонент может свободно переходить в любую из фаз, коэффициент растворения равен

$$R_{i,j} = \frac{\rho_{jsc}x_{i,j}}{\rho_{isc}x_{j,j}} \qquad (i = o, g, w;\ j = o, g, w),$$

где R_{ij} — растворимость компонента i в фазе j, выраженная в единицах поверхностного объема компонента i на поверхностный объем компонента j, $x_{i,j}$ — молярная доля вещества i в фазе j, ρ_{jsc} — молярная плотность компонента j в нормальных условиях. Символы o, g и w обозначают соответственно нефтяную фазу или компонент товарной нефти, газовую фазу или компонент поверхностного газа и водную фазу или компонент дегазированной воды. Относится символ к фазе или компоненту, зависит от определения индекса. Например, R_{go} означает растворимость компонента поверхностного газа в нефтяной фазе, x_{oo} означает молярную долю компонента товарной нефти в нефтяной фазе. Докажите, что $R_{go} = R_s$, где R_s определено уравнением (4.15); $R_{og} = R_v$, где R_v определено уравнением (4.22), и $R_{gw} = R_{sw}$, где R_{sw} определено уравнением (4.91) и $R_{i,i} = 1$.

4.24. Обобщенный объемный коэффициент

Докажите, что для трехпсевдокомпонентной модели, в которой каждый псевдокомпонент может свободно переходить во все фазы, объемный коэффициент равен

$$B_j = \frac{\rho_{jsc}}{\rho_j x_{j,j}} \qquad (i = o, g, w;\ j = o, g, w),$$

где B_j — объемный коэффициент фазы j, выраженный в единицах объема фазы j в пластовых условиях на единицу объема компонента j в нормальных условиях, $x_{j,j}$ — молярная доля вещества j в фазе j, ρ_{jsc} — молярная плотность компонента j в нормальных условиях. Определения символов o, g и w были даны в упражнении 4.24. Докажите, что это уравнение эквивалентно уравнениям (4.18), (4.25) и (4.28) для B_o, B_g и B_w.

4.25. Влияние растворенного газа на коэффициенты сжимаемости и расширения воды

В таблице 4.17 Феткович и др. (1998) представили данные о фазовом поведении флюидов в газовом пласте месторождения Андерсон «Л». Пластовая температура составила 130° С.

Таблица 4.17. Свойства флюидов для упражнения 4.25

Давление, бар	B_w, м^3/м^3	R_{sw}, м^3/ м^3	B_g, пл. м^3/м^3	B_{tw}, м^3/м^3
137,9	1,0681	2,1	0,00815	1,097
103,42	1,0686	1,66	0,01098	1,113
68,95	1,0691	1,16	0,01693	1,145
34,47	1,0693	0,59	0,03533	1,249

1. Вычислите сжимаемость воды (1/бар) между 103,42 и 137,9 бар. При вычислениях учитывайте влияние растворенного газа. Сравните полученное значение с сжимаемостью дегазированной воды, которая составляет $5,22 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$.

   Ответ: $12,91 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$.

2. Вычислите общую сжимаемость (1/бар) между 103,42 и 137,9 бар.

   Ответ: $42,20 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$.

3. Вычислите коэффициент расширения воды между 103,42 и 137,9 бар. Вычислите тот же самый коэффициент, не учитывая растворенный газ. Сравните два этих значения. Почему эти значения так существенно отличаются от значений, представленных на рис. 4.35?

   Ответы: 0,016 м^3/м^3, 0,0020 м^3/м^3.

ГЛАВА 5

Микроскопический и макроскопический материальный баланс

Основным принципом разработки месторождений является закон сохранения массы. Учитывая важную роль уравнений материального баланса в процессе разработки, данная глава посвящена их выводу и описанию.

Обычно составляется два вида материального баланса: (1) микроскопический и (2) макроскопический. Оба понятия часто используются при разработке месторождений и в этой книге. Между ними существует два принципиальных различия. Первое: на микроскопическом уровне описывается сохранение массы в одной точке, а на макроскопическом — сохранение массы в пределах системы определенного размера. Второе: микроскопические балансы описывают темпы изменения массы, а макроскопические — абсолютное изменение массы через определенный интервал времени. Специальные формы микроскопических массовых балансов иногда называют уравнениями течения.

В этой главе будут выведены уравнения микроскопических и макроскопических массовых балансов для газа, нефти и воды. Уравнения выводятся согласно ограничениям трехпсевдокомпонентной модели фазового поведения, представленной в главе 4. Эта модель предусматривает свободное распределение дегазированной нефти и газа между нефтяной и газовой фазами. Мы не будем учитывать переход воды в углеводородные фазы и переход углеводородов в водную фазу.

В первую очередь следует вывести уравнение материального баланса на микроскопическом уровне для однофазного флюида. Далее представлен материальный баланс по газу, нефти и воде. В заключение будет рассмотрен макроскопический уровень материального баланса. Макроскопический уровень материального баланса получается путем интегрирования микроскопического баланса.

5.1. Сохранение массы

Принцип сохранения масс означает, что прирост или накопление массы в системе (или контрольном объеме) равно разнице между поступающей и исходящей массами. Этот принцип относится к каждому химическому компоненту. Математически сохранение массы компонента j в произвольном *контрольном объеме* (КО) равно

$$\left\{\begin{array}{c}\text{масса } j \text{ в} \\ \text{КО при } t+\Delta t\end{array}\right\} - \left\{\begin{array}{c}\text{масса } j \\ \text{в КО при } t\end{array}\right\} = \\ = \left\{\begin{array}{c}\text{масса } j\text{, поступающего} \\ \text{в КО за } \Delta t\end{array}\right\} - \left\{\begin{array}{c}\text{масса } j\text{, покидающего} \\ \text{КО за } \Delta t\end{array}\right\}. \quad (5.1)$$

Компонентом может быть элемент, молекула или псевдокомпонент. В нашем случае используются такие псевдокомпоненты, как дегазированная нефть или сепарированный газ.

Уравнение (5.1) является основой как микроскопического, так и макроскопического уровня материального баланса.

5.2. Микроскопический уровень материального баланса

На первом этапе необходимо вывести уравнение материального баланса для одного из простейших случаев: однонаправленного радиального течения однокомпонентного однофазного флюида. Позже мы преобразуем уравнения в форму трехфазного течения псевдокомпонентов (дегазированной нефти, дегазированной воды и газа), согласно ограничениям трехкомпонентной модели фазового поведения.

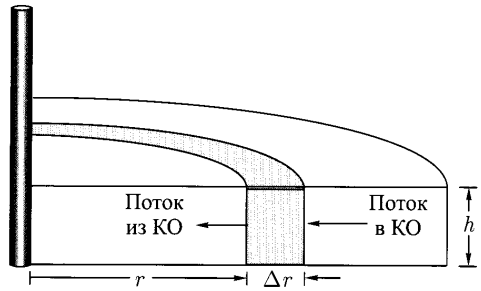


Рис. 5.1. Радиальное течение в кольцевой контрольный объем и из него

5.2.1. Основные уравнения течения

Радиальное течение является простейшей моделью фильтрации жидкости в призабойной зоне. Уравнения микроскопического материального баланса при радиальном течении составляют основу многих важных аналитических моделей, особенно при анализе кривых восстановления давления (Рагхаван, 1993).

Рассмотрим течение в кольцевой контрольный объем и из него. На рисунке 5.1 схематически показан характер потока. Контрольный объем имеет внутренний радиус r, ширину Δr и высоту h. В дальнейшем ширина контрольного объема будет принята бесконечно малой. Объём контрольного элемента составляет $2\pi r \Delta r h$.

На рисунке 5.1 изображен поток в добывающую скважину. Переменная q — это объемная скорость течения, $-q$ представляет объемную скорость течения в противоположном r-направлении. Произведение $-(\widehat{\rho} q)$, которое рассчитывается для определенной координаты, — это соответствующий массовый расход. Выразим значения членов правой части уравнения (5.1):

$$\left\{\begin{array}{l}\text{масса компонента } j\text{, поступающая}\\ \text{в КО за время } \Delta t\end{array}\right\} = -(\widehat{\rho} q)\Big|_{r+\Delta r} \Delta t, \tag{5.2}$$

$$\left\{\begin{array}{l}\text{масса компонента } j\text{, покидающая}\\ \text{КО за время } \Delta t\end{array}\right\} = -(\widehat{\rho} q)\Big|_{r} \Delta t. \tag{5.3}$$

Выразим значения членов левой части уравнения (5.1):

$$\left\{\begin{array}{l}\text{масса компонента } j \text{ в}\\ \text{КО в момент времени } t+\Delta t\end{array}\right\} = (\phi\widehat{\rho})\Big|_{t+\Delta t} 2\pi r h \Delta r, \tag{5.4}$$

$$\left\{\begin{array}{l}\text{масса компонента } j\\ \text{в КО в момент времени } t\end{array}\right\} = (\phi\widehat{\rho})\Big|_{t} 2\pi r h \Delta r. \tag{5.5}$$

Подставив уравнения (5.2)–(5.5) в уравнение (5.1), получим

$$\left[(\phi\widehat{\rho})\Big|_{t+\Delta t} - (\phi\widehat{\rho})\Big|_{t}\right] 2\pi rh\Delta r = \left[-(\widehat{\rho}q)\Big|_{r+\Delta r} + (\widehat{\rho}q)\Big|_{r}\right]\Delta t. \tag{5.6}$$

Разделив на $2\pi rh\Delta r\Delta t$, получим

$$\frac{\left[(\phi\widehat{\rho})\Big|_{t+\Delta t} - (\phi\widehat{\rho})\Big|_{r}\right]}{\Delta t} = \frac{1}{2\pi rh}\frac{\left[-(\widehat{\rho}q)\Big|_{r+\Delta r} + (\widehat{\rho}q)\Big|_{r}\right]}{\Delta r}. \tag{5.7}$$

В пределе Δt и Δr стремятся к нулю:

$$\frac{\partial(\phi\widehat{\rho})}{\partial t} = \frac{1}{2\pi rh}\frac{\partial(\widehat{\rho}q)}{\partial r}. \tag{5.8}$$

Одновременный расчет пределов возможен, так как t и r являются независимыми переменными. Уравнение (5.8) иногда называют *уравнением радиального течения*.

Скорость потока по Дарси (u) связана с объемной скоростью течения q уравнением

$$q = Au, \tag{5.9}$$

где A — площадь сечения, перпендикулярного направлению потока. В цилиндрическом контрольном объеме $A = 2\pi rh$ и уравнение (5.9) приобретает вид

$$q = 2\pi rhu. \tag{5.10}$$

Подставив уравнение (5.10) в уравнение (5.8), получим

$$\frac{\partial(\phi\widehat{\rho})}{\partial t} + \frac{1}{r}\frac{\partial(\widehat{\rho}ur)}{\partial r} = 0. \tag{5.11}$$

Уравнения (5.8) и (5.11) обязательно предполагают, что пористая среда является локально сплошной или однородной. Для более подробного описания с этим и другими допущениями см. работы Лейка (1989), Бэра (1972) или Грэя (1975).

Каждый член уравнения (5.11) имеет свой физический смысл. $\partial(\phi\widehat{\rho})/\partial t$ — это скорость накопления или увеличения массы на единицу (общего) объема, $(1/r)\left[\partial(\widehat{\rho}ur)/\partial r\right]$ представляет разницу между входящим и исходящим конвекционным массовым расходом на единицу объема. Каждый из членов уравнения имеет размерность масса/(длина^3·время).

Уравнения (5.8) и (5.11) были выведены в единицах массового расхода, однако применяются и другие единицы[1]. Например, эти уравнения также можно записать в молярных единицах, переведя массовую плотность в молярную:

$$\widehat{\rho} = \rho_w, \tag{5.12}$$

где ρ — молярная плотность, M_w — постоянная молекулярная масса флюида. Подставив уравнение (5.12) в уравнение (5.11) и разделив на M_w, получим

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial\rho ur}{\partial r} = 0. \tag{5.13}$$

[1]Применение других единиц возможно только потому, что мы не учитываем химические реакции. При химических реакциях постоянной обычно остается только масса компонентов.

В инжиниринге резервуаров чаще употребляются единицы объема при стандартных условиях, чем молярные или массовые единицы. Перевод между массовыми и объемными единицами следует из определения объемного коэффициента пласта:

$$\widehat{\rho} = \frac{\widehat{\rho}_{sc}}{B}, \tag{5.14}$$

где $\widehat{\rho}_{sc}$ — массовая плотность в поверхностных (стандартных) условиях, B — объемный коэффициент пласта. Для чистого компонента объемный коэффициент представляет собой простое отношение плотностей. Подставив уравнение (5.14) в уравнение (5.11) и разделив на $\widehat{\rho}_{sc}$, получим

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi}{B}\right)}{\partial t} + \frac{1}{r}\frac{\partial\left(\frac{ur}{B}\right)}{\partial r} = 0. \tag{5.15}$$

Граничные условия для применения этих уравнений мы рассмотрим в следующих главах[1].

5.2.2. Уравнения течения для газа, нефти и воды

Принципы, рассмотренные в предыдущем разделе, могут быть использованы для вывода уравнений течения для более сложных потоков. Например, вместо однокомпонентного однофазного флюида можно рассмотреть многокомпонентный многофазный флюид. В упражнении (5.1) представлена обобщенная форма уравнений течения. Мы также можем рассмотреть потоки в других направлениях или формах, например линейный поток в прямоугольных координатах. В уравнении (5.3), например, представлены уравнения течения в прямоугольных и цилиндрических координатах для потока в различных направлениях. В предыдущем разделе уравнения выводились для того, чтобы представить физическую основу для микроскопического уровня материального баланса; вывод других уравнений выходит за рамки этой книги. Общий вид уравнений сохранения можно найти в работе Лейка (1989).

Так как данная книга посвящена первичным методам добычи, нас интересует подземное течение газовой, нефтяной и водной фаз и добыча дегазированной нефти, газа и воды. В первую очередь нас интересует радиальное течение. Количество компонентов и фазовое равновесие определены трехкомпонентной моделью фазового поведения (см. § 4.12.1). В уравнениях используются единицы объема при стандартных условиях на поверхности. Уравнения течения для этих условий следуют из уравнения (5.15) и представлены без вывода:

$$\frac{\partial\left[\phi\left(\frac{S_o R_s}{B_o} + \frac{S_g}{B_g}\right)\right]}{\partial t} + \frac{1}{r}\frac{\partial\left[r\left(\frac{u_o R_s}{B_o} + \frac{u_g}{B_g}\right)\right]}{\partial r} = 0 \quad \text{(поверхностный газ)}, \tag{5.16}$$

$$\frac{\partial\left[\phi\left(\frac{S_o}{B_o} + \frac{S_g R_V}{B_g}\right)\right]}{\partial t} + \frac{1}{r}\frac{\partial\left[r\left(\frac{u_o}{B_o} + \frac{u_g R_V}{B_g}\right)\right]}{\partial r} = 0 \quad \text{(дегазированная нефть)}, \tag{5.17}$$

[1] Не следует считать, что уравнение (5.15) является уравнением сохранения объема. В общем случае объем не сохраняется постоянным. Однако, при условии применения уравнения (5.15) и согласно определению B, объем в нормальных условиях эквивалентен массовой единице.

$$\frac{\partial\left[\phi\left(\frac{S_w}{B_w}\right)\right]}{\partial t}+\frac{1}{r}\frac{\partial\left[r\frac{u_w}{B_w}\right]}{\partial r}=0 \qquad \text{(дегазированная вода)}, \tag{5.18}$$

где u_g, u_o и u_w — это скорость потока по Дарси для газовой, нефтяной и водной фаз соответственно. Уравнение материального баланса для газа не учитывает его растворимость в водной фазе. Следует отметить, что объемные коэффициенты используются как величины, обратные плотности.

Каждый из членов уравнений (5.16) и (5.17), отвечающих за накопление и конвекцию, состоит из двух элементов — для нефтяной и газовой фазы. Член уравнения (5.16), отвечающий за прирост массы газа, представляет собой сумму двух элементов: $\partial\left(\phi S_o R_s/B_o\right)/\partial t$ и $\partial\left(\phi S_g/B_g\right)/\partial t$. Первый элемент — это скорость накопления газа в нефтяной фазе, второй — скорость накопления свободного газа в газовой фазе, оба элемента выражаются в единицах объема газа при стандартных условиях, деленных на единицу времени и объема. Член уравнения (5.16), отвечающий за конвекцию свободного газа, также представляет собой сумму двух элементов: $(1/r)\,\partial\left(u_o r R_s/B_o/\partial r\right)$ и $(1/r)\,\partial\left(u_g r/B_g\right)/\partial r$. Первый элемент — это изменение расхода газа, находящегося в нефтяной фазе, второй — изменение расхода свободного газа в газовой фазе, оба выражены в единицах объема газа при стандартных условиях, деленных на единицу времени и объема. Суммарный эффект составляется из вкладов нефтяной и газовой фазы.

Уравнения (5.16)–(5.18) могут быть записаны с помощью одного обобщенного уравнения, если скорость потоков газовой, нефтяной и водной фаз выражены соответствующими формами закона Дарси. (См. упражнение 5.2.) Например, если не учитывать силы тяжести и капиллярные силы, то

$$u_g=-\frac{kk_{rg}}{\mu_g}\frac{\partial p}{\partial r}, \tag{5.19}$$

$$u_o=-\frac{kk_{ro}}{\mu_o}\frac{\partial p}{\partial r}, \tag{5.20}$$

$$u_w=-\frac{kk_{rw}}{\mu_w}\frac{\partial p}{\partial r}. \tag{5.21}$$

Упрощенные формы уравнений (5.16)–(5.18) используются в книге.

5.3. Макроскопический уровень материального баланса

Вывод уравнений для материального баланса на макроскопическом уровне следует из вывода для микроскопического уровня и основывается на уравнении (5.1). Однако между двумя видами материального баланса существует два принципиальных различия. Первое: микроскопический баланс описывает сохранение массы в одной точке (в вышеописанных случаях — в очень тонком кольцевом слое), а макроскопический — сохранение массы в пределах системы определенного размера. Второе: микроскопический баланс описывает темп изменения массы, а макроскопический — изменение массы через определенный интервал времени. Поэтому макроскопические балансы иногда называют *суммарными* балансами.

Существует два способа вывода уравнений для макроскопического материального баланса: (1) интегрирование уравнений микроскопического материального баланса

по времени и пространственным координатам и (2) прямое составление. Последний подход более прост, однако первый позволяет получить некоторые важные промежуточные результаты. Для полноты представления мы рассмотрим два способа, начиная с первого.

В нашем случае можно рассматривать любой флюид. Для простоты рассмотрим однофазный однокомпонентный флюид. После выведения уравнения материального баланса для этого случая, мы сможем далее применить уравнение для дегазированной нефти, свободного газа и дегазированной воды.

Начнем с интегрирования уравнения (5.15) по пространственным координатам. Умножив уравнение (5.15) на приращение объема $2\pi hrdr$ и установив пределы интегрирования, получим

$$\int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h \left(\frac{\partial (\phi/B)}{\partial t} \right) rdr + \int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h \left(\frac{\partial (ur/B)}{\partial r} \right) dr = 0, \tag{5.22}$$

где r_w — радиус скважины, r_e — внешний радиус дренирования. Каждый из этих членов интегрируется отдельно. Если обратить внимание на тождество $\int (\partial f/\partial x)\, dx = f(x)$, интегрирование второго члена заметно упрощается. Применив это тождество, получим

$$\int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h \left(\frac{\partial (ur/B)}{\partial r} \right) dr = \left(\frac{2\pi hru}{B} \right)_{r=r_e} - \left(\frac{2\pi hru}{B} \right)_{r=r_w}. \tag{5.23}$$

Правая часть этого уравнения имеет ясный физический смысл. Мы заметили, что скорость потока и объемная скорость связаны уравнением $2\pi hru = q(r)$. Отношение q/B — это объемная скорость течения при стандартных условиях. Таким образом, первый член справа — это объемная скорость течения в систему, а второй — это дебит флюида. Разница между ними — это объемная суммарная поверхностная скорость (темпы) извлечения флюида, которую мы обозначим $\widetilde{q}_{sc}$ (где отрицательное q — это положительные темпы извлечения флюида). Тогда уравнение (5.23) приобретает вид

$$\int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h \left(\frac{\partial (ur/B)}{\partial r} \right) dr = \widetilde{q}_{sc}. \tag{5.24}$$

Возвращаясь к первому интегралу из уравнения (5.22), отметим, что производную по времени можно вынести, если не менять размерность системы. Получаем

$$\int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h \left(\frac{\partial (\phi/B)}{\partial t} \right) rdr = \frac{d}{dt} \int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h\, (\phi/B)\, rdr. \tag{5.25}$$

Если производную времени вынести за знак интегрирования, она становится полной производной, так как зависимость от r включается в интеграл. Объемно усредненное значение (ϕ/B) равно

$$\overline{\phi/B} = \frac{\int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h\, (\phi/B)\, rdr}{\int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi hrdr} = \frac{\int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h\, (\phi/B)\, rdr}{V_b}. \tag{5.26}$$

Черта сверху здесь и далее обозначает объемно усредненную величину, а V_b — это общий объем пласта. При использовании этого уравнения правая сторона уравнения (5.25) упрощается до

$$\int_{r=r_w}^{r=r_e} 2\pi h \left(\frac{\partial \left(\phi / B \right)}{\partial t} \right) r dr = V_b \frac{d\overline{(\phi/B)}}{dt}. \tag{5.27}$$

Подставив уравнения (5.27) и (5.24) в уравнение (5.22), получим конечный вид уравнения, интегрированного по пространственным координатам:

$$V_b \frac{d\overline{(\phi/B)}}{dt} + \overline{q}_{sc} = 0. \tag{5.28}$$

Это уравнение показывает, что темпы истощения массы пласта равны суммарным темпам извлечения массы — это обнадеживающий результат.

Несмотря на то что это уравнение выведено для радиальных координат, оно применимо к любой произвольной системе. Таким образом, $\overline{q}_{sc}$ — общая скорость извлечения пластового флюида за вычетом общей скорости входящего флюида, которая в свою очередь включает поступление флюида из нагнетательных скважин и приток флюида из окружающей пористой среды. На рисунке 5.2 показан пример пласта с несколькими нагнетательными и добывающими скважинами и подземным притоком флюида.

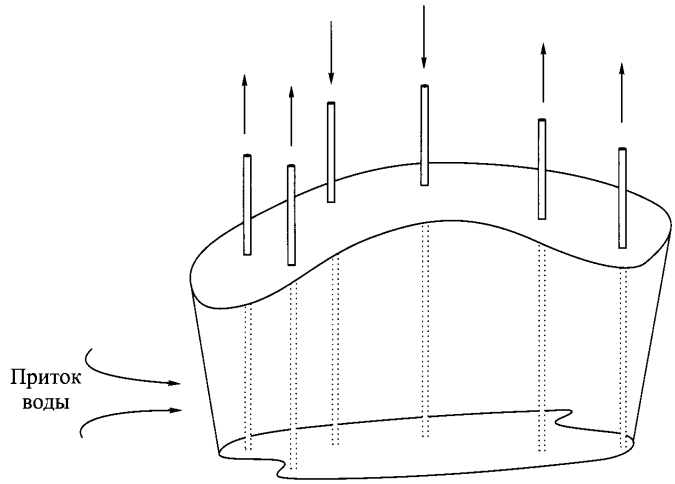


Рис. 5.2. Пласт с несколькими нагнетательными и добывающими скважинами и притоком флюида

Общее среднее значение $\overline{(\phi/B)}$ при небольших пространственных градиентах приблизительно равно отношению средних значений, рассчитанных по отдельности $\left(\overline{\phi}/\overline{B}\right)$. Такое упрощение удобнее с практической точки зрения, поскольку ϕ и B обычно измеряются независимо.

Значение уравнения (5.28) состоит в том, что оно является основой резервуарных моделей. Глава 9 полностью посвящена резервуарным моделям.

Уравнение (5.28) — это *макроскопическое уравнение объемной скорости потока*. Далее представлены макроскопические уравнения объемной скорости потока для дега-

зированной нефти, свободного газа и дегазированной воды:

$$V_b \frac{d\left[\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_o}{\overline{B}_o}+\frac{\overline{S}_g\overline{R}_V}{\overline{B}_g}\right)\right]}{dt}+\tilde{q}_{osc}=0 \qquad \text{(дегазированная нефть)}, \tag{5.29}$$

$$V_b \frac{d\left[\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g}+\frac{\overline{S}_o\overline{R}_s}{\overline{B}_o}\right)\right]}{dt}+\tilde{q}_{gsc}=0 \qquad \text{(свободный газ)}, \tag{5.30}$$

$$V_b \frac{d\left[\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_w}{\overline{B}_w}\right)\right]}{dt}+\tilde{q}_{wsc}=0 \qquad \text{(дегазированная вода)}. \tag{5.31}$$

Эти уравнения представлены без вывода, который можно провести по аналогии через уравнения (5.15) до уравнений (5.16)–(5.18). Каждый из членов уравнения, отвечающих за накопление, зависит от переменных, усредненных по отдельности, а не в виде отношения. Это упрощение неоправданно, за исключением предельного случая стремления к нулю пространственного градиента давления и насыщенности, однако регулярно используется. Фактически уравнения (5.29)–(5.31) являются определениями средних значений насыщенности и объемных коэффициентов[1]. К уравнениям (5.29)–(5.31) мы вернемся в следующих главах.

Чтобы получить объединенные макроскопические уравнения материального баланса, проведем разделение переменных в уравнениях (5.29) и (5.31) и проинтегрируем эти уравнения по времени:

$$V_b\left[\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_o}{\overline{B}_o}+\frac{\overline{S}_g\overline{R}_V}{\overline{B}_g}\right)-\overline{\phi}_i\left(\frac{\overline{S}_{oi}}{\overline{B}_{oi}}+\frac{\overline{S}_{gi}\overline{R}_{vi}}{\overline{B}_{gi}}\right)\right]=0-N_p \qquad \text{(дегазированная нефть)}, \tag{5.32}$$

$$V_b\left[\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_o\overline{R}_s}{\overline{B}_o}+\frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g}\right)-\overline{\phi}_i\left(\frac{\overline{S}_{oi}\overline{R}_{si}}{\overline{B}_{oi}}+\frac{\overline{S}_{gi}}{\overline{B}_{gi}}\right)\right]=G_I-G_p \qquad \text{(свободный газ)}, \tag{5.33}$$

$$V_b=\left[\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_w}{\overline{B}_w}\right)-\overline{\phi}_i\left(\frac{\overline{S}_{wi}}{\overline{B}_{wi}}\right)\right]=W_I-W_p \qquad \text{(дегазированная вода)}, \tag{5.34}$$

где N_p, G_p и W_p — суммарные количества добытой дегазированной нефти, свободного газа и дегазированной воды, выраженные в единицах объема при стандартных условиях; G_I и W_I — суммарные объемы закачки свободного газа и дегазированной воды,

[1]Даже если пространственные градиенты не равны нулю, такая аппроксимация является довольно точной, поскольку:

а. Во многих случаях пространственные градиенты велики только в призабойной зоне пласта. Для большей части пластового объема градиенты достаточно малы, поэтому их можно приравнять нулю. Этот вопрос обсуждается в следующих главах.

б. При вычислениях методом Монте-Карло, предполагающих одинаковые вариации каждой переменной, среднее значение функции отличалось от значения функции средних величин не более чем на 10 % до тех пор, пока стандартное отклонение величин оставалось в пределах 50% от их значения. Для этих переменных такие большие изменения в пределах пласта не характерны.

выраженное в единицах объема при стандартных условиях; $\int \widetilde{q}_{osc}dt = -N_p$, $\int \widetilde{q}_{wsc}dt = G_I - G_p$, $\int \widetilde{q}_{wsc}dt = W_I - W_p$; индекс i означает начальные условия. Уравнение (5.32) не учитывает закачивание дегазированной нефти.

Начальный объем пластовых флюидов составляет соответственно:

$$N = V_b\overline{\phi}_i\left(\frac{\overline{S}_{oi}}{\overline{B}_{oi}} + \frac{\overline{S}_{gi}\overline{R}_{vi}}{\overline{B}_{gi}}\right) \qquad \text{(дегазированная нефть)}, \tag{5.35}$$

$$G = V_b\overline{\varphi}_i\left(\frac{\overline{S}_{oi}\overline{R}_{si}}{\overline{B}_{oi}} + \frac{\overline{S}_{gi}}{\overline{B}_{gi}}\right) \qquad \text{(свободный газ)}, \tag{5.36}$$

$$W = V_b\overline{\phi}_i\left(\frac{\overline{S}_{wi}}{\overline{B}_{wi}}\right) \qquad \text{(дегазированная вода)}. \tag{5.37}$$

Подставив эти выражения в уравнения (5.32)–(5.34), получим

$$V_b\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_o}{\overline{B}_o} + \frac{\overline{S}_g\overline{R}_v}{\overline{B}_g}\right) - N = 0 - N_p \qquad \text{(дегазированная нефть)}, \tag{5.38}$$

$$V_b\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_o\overline{R}_s}{\overline{B}_o} + \frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g}\right) - G = G_I - G_p \qquad \text{(свободный газ)}, \tag{5.39}$$

$$V_b\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_w}{\overline{B}_w}\right) - W = W_I - W_p \qquad \text{(дегазированная вода)}. \tag{5.40}$$

Каждый член уравнений (5.38)–(5.40) имеет прямой физический смысл. Второй член левой части каждого уравнения — это начальное количество каждого компонента. Первый член левой части — количество каждого компонента, оставшееся через произвольный период времени после начала извлечения. Первый член справа — суммарное количество каждого закачиваемого компонента. Второй член справа — суммарное количество каждого извлеченного компонента. Если предположить, что контрольным объемом является пласт, а затраченное время Δt — время извлечения, то каждый из этих членов будет соответствовать члену уравнения (5.1) или уравнения сохранения массы. Этот факт устанавливает прямую связь между законом сохранения массы и уравнением материального баланса на макроскопическом уровне. Каждый член уравнений (5.38)–(5.40) выражается в единицах объема при стандартных условиях. Например, в единицах нефтепромысловой геологии, применяемых в США, каждый член уравнений (5.38) и (5.40) выражается в баррелях при стандартных условиях (STB), а каждый член уравнения (5.39) — в ст. кубических футах (scf).

Пример 1. Макроскопический материальный баланс для газового пласта.

Рассмотрим газовый пласт, из которого извлекают и повторно закачивают газ. Предположим, что закачивание и извлечение воды отсутствуют, а водная фаза и порода являются несжимаемыми.

1) Выведите упрощенные формы уравнений макроскопического материального баланса для свободного газа и дегазированной воды.

2) Выведите выражение для расчета коэффициента извлечения газа из коллекторе (G_p/G) через единицы G_I/G и B_{gi}/B_g.

Решение

1) Макроскопический материальный баланс по свободному газу представлен уравнением (5.39). Это выражение можно упростить. Так как нефтяная фаза отсутствует, $\overline{S}_o = 0$ и уравнение (5.39) приобретает вид

$$V_b\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g}\right) - G = G_I - G_p.$$

Макроскопический материальный баланс для дегазированной нефти представлен уравнением (5.40). Это уравнение также можно упростить. Если водная фаза не сжимается, то $\overline{B}_w = \overline{B}_{wi}$. Если порода является несжимаемой, то $\overline{\phi}_i = \overline{\phi}$. Если отсутствует закачка и извлечение воды, то $W_I = W_p = 0$. Тогда уравнение (5.40) упрощается до $\overline{S}_w = \overline{S}_{wi}$. Такая связь предполагает, что водонасыщенность остается постоянной. Так как $\overline{S}_g = 1 - \overline{S}_w$, то насыщенность газа также не меняется.

2) Мы начнем с уравнения (5.36). Это выражение можно упростить. Так как нефтяная фаза отсутствует, $\overline{S}_{oi} = 0$. Так как порода является несжимаемой, то $\overline{\phi}_i = \overline{\phi}$. Решая уравнение (5.36) для V_b, получим $V_b = G\overline{B}_{gi}/\left(\overline{\phi}\overline{S}_{gi}\right)$. Подставив это выражение в уравнение материального баланса по газу в первой части, получим

$$\left(\frac{G\overline{B}_{gi}}{\overline{\phi}\overline{S}_{gi}}\right)\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g}\right) - G = G_I - G_p.$$

Учитывая, что $\overline{S}_{gi} = \overline{S}_g$, и решая относительно G/G_p, получим

$$\left(\frac{G_p}{G}\right) = \left(\frac{G_I}{G}\right) + \left(1 - \frac{\overline{B}_{gi}}{\overline{B}_g}\right).$$

Пример 2. Макроскопический материальный баланс для газового пласта с учетом сжимаемости породы и воды.

Рассмотрим газовый пласт, из которого извлекают и повторно закачивают газ. Предположим, что закачка и извлечение воды отсутствуют. Учитывая сжимаемость породы и воды, выведите:

1). Уравнения макроскопического материального баланса для свободного газа. Упростите уравнение насколько возможно.

2). Уравнения макроскопического материального баланса для дегазированной нефти. Упростите уравнение насколько возможно.

3). Сложите уравнения материального баланса дегазированной воды и свободного газа и выведите выражение для определения G_p/G через G_I/G, $\overline{B}_g/\overline{B}_{gi}$, $\overline{\phi}/\overline{\phi}_i$, $\overline{B}_w/\overline{B}_{wi}$, $\overline{S}_{gi}$.

Решение

1) Уравнения (5.33) и (5.39) представляют собой материальный баланс свободного газа. Мы начнем вывод с уравнения (5.39). Его можно упростить, если учесть, что $\overline{S}_o = \overline{S}_{oi} = 0$. Упростив уравнение, получим

$$V_b\left[\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g}\right) - \overline{\phi}_i\left(\frac{\overline{S}_{gi}}{\overline{B}_{gi}}\right)\right] = G_I - G_p.$$

Дальнейшие упрощения невозможны. Вторая и третья части требуются для вывода уравнений V_b и $\overline{S}_g$, поэтому мы их можем исключить из предыдущего уравнения.

2) Материальный баланс по дегазированной воде представлен уравнением (5.34). Учитывая, что $W_I = W_p = 0$, и решая для $\overline{S}_w$, получим $\overline{S}_w = \overline{\phi}_i \overline{B}_w \overline{S}_{wi} / \left(\overline{\phi B}_{wi}\right)$. Так как при понижении давления $\overline{B}_w$ увеличивается, а $\overline{\phi}$ уменьшается, это уравнение показывает, что при понижении давления $\overline{S}_w$ увеличивается. Так как $\overline{S}_g = 1 - \overline{S}_w$, то $\overline{S}_g$ при понижении давления уменьшается.

3) Вывод начинается с уравнения (5.36). Учитывая, что $\overline{S}_o = \overline{S}_{oi} = 0$, и решая для V_b, получим $V_b = G\overline{B}_{gi} / \left(\overline{\phi}_i \overline{S}_{gi}\right)$. Подставив это выражение в уравнение материального баланса по свободному газу в первой части, получим

$$\frac{G\overline{B}_{gi}}{\overline{\phi}_i \overline{S}_{gi}} \left[\overline{\phi} \left(\frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g} \right) - \overline{\varphi}_i \left(\frac{\overline{S}_{gi}}{\overline{B}_{gi}} \right) \right] = G_I - G_p.$$

Решая для G_p/G, получим

$$\left(\frac{G_p}{G} \right) = \left(\frac{G_I}{G} \right) + \left(1 - \frac{\overline{\phi B}_{gi} \overline{S}_g}{\overline{\phi}_i \overline{B}_g \overline{S}_{gi}} \right).$$

Используя последнее уравнение второй части и $\overline{S}_w = 1 - S_g$, получим

$$\left(\frac{G_p}{G} \right) = \left(\frac{G_I}{G} \right) + \left[1 - \frac{\overline{B}_{gi}}{\overline{B}_g} \frac{\left(\dfrac{\overline{\phi}}{\overline{\phi}_i} - \dfrac{\overline{B}_w}{\overline{B}_{wi}} \left(1 - \overline{S}_{gi} \right) \right)}{\overline{S}_{gi}} \right].$$

Так как при понижении давления $\overline{\phi}/\overline{\phi}_i$ уменьшается, а $\overline{B}_w/\overline{B}_{wi}$ увеличивается, это уравнение показывает, что сжимаемость породы и воды увеличивает добычу газа.

Заключение

Мы будем использовать представленные уравнения в следующих разделах книги. Поэтому следует с ними ознакомиться, а также знать, как они выводятся. Решения для микроскопического уровня не зависят от решений для макроскопического материального баланса. Поэтому существует возможность включать микроскопические решения (соответственно интегрированные) в макроскопические уравнения. Решения для микроскопического уровня более сложно получить, и они рассчитываются для ограниченного количества геометрических форм. Дополнительным преимуществом расчета микроскопического баланса является то, что эти уравнения дают информацию о темпах добычи, отсутствующих в макроскопических решениях. Комбинация двух решений обеспечивает оптимальное описание процессов первичной добычи.

УПРАЖНЕНИЯ

5.1. Обобщенное уравнение течения: массовые единицы

Выражение для течения в уравнении (5.11) можно распространить от однокомпонентных однофазных флюидов к многокомпонентным многофазным флюидам. К лю-

бому компоненту j в радиальном течении применяется уравнение

$$\frac{\partial\left(\phi\widehat{W}_j\right)}{\partial t}+\frac{1}{r}\frac{\partial\left(\widehat{F}_j r\right)}{\partial r}=0, \tag{5.41}$$

где $\widehat{W}_j$ — общая масса компонента j на единицу порового объема; $\widehat{F}_j$ — общая массовая скорость течения (масса на единицу площади на единицу времени) компонента j.

Докажите, что

$$\widehat{W}_j=\sum_{k=1}^{n_p}\widehat{\rho}_k\omega_{j,k}S_k, \tag{5.42}$$

$$\widehat{F}_j=\sum_{k=1}^{n_p}\widehat{\rho}_k\omega_{j,k}\overline{u}_k, \tag{5.43}$$

где $\widehat{\rho}_k$ - массовая плотность фазы k; $\omega_{j,k}$ — массовая доля компонента j в фазе k; S_k — насыщенность фазы k; u_k — скорость течения фазы по Дарси k; n_p — общее число фаз.

5.2. Обобщенное уравнение течения: единицы объема при стандартных условиях

Уравнения радиального течения газа, нефти и воды в уравнениях (5.16)–(5.18) могут быть выражены одним обобщенным уравнением

$$\frac{\partial\left(\phi W_{jsc}\right)}{\partial t}+\frac{1}{r}\frac{\partial\left(F_{jsc}r\right)}{\partial r}=0, \tag{5.44}$$

где W_{jsc} — общий объем компонента j при стандартных условиях на единицу порового объема; F_{jsc} — общая объемная скорость течения на поверхности (отношение единицы объема при стандартных условиях к единице площади и единице времени) компонента j; а j — индекс компонента, относящийся к дегазированной нефти, дегазированной воде или свободному газу. W_{jsc} и F_{jsc} соответственно равны

$$W_{jsc}=\sum_{k=1}^{g,o,w}\frac{R_{j,k}S_k}{B_k}, \tag{5.45}$$

$$F_{jsc}=\sum_{k=1}^{g,o,w}\frac{R_{j,k}\overline{u}_k}{B_k}, \tag{5.46}$$

где $R_{j,k}$ — растворимость компонента j; в фазе k, отношение объема j к объему k при стандартных условиях; B_k — объемный коэффициент фазы k, отношение пластового объема фазы k к объему фазы k при стандартных условиях на поверхности; S_k — насыщенность фазы k; u_k — скорость течения фазы по Дарси k; k — индекс фазы. Индекс компонента j относится к дегазированной нефти (O), поверхностному газу (G) и дегазированной воде (W); фазовый индекс относится к нефтяной (o), газовой (g) и водной (w) фазам. Выведите уравнения (5.16)–(5.18) из обобщенного уравнения. Обратите внимание на следующие упрощения для обобщенных коэффициентов взаимной растворимости: $R_{G,o}=R_s$, $R_{O,g}=R_v$, $R_{j,j}=1$.

5.3. Обобщенное уравнение течения: любая координатная система

Обобщенное уравнение радиального течения из упражнения 5.1 может быть расширено до любой координатной системы:

$$\frac{\partial\left(\phi\widehat{W}_j\right)}{\partial t}+\nabla\cdot\widehat{F}_j=0, \tag{5.47}$$

где ∇ — оператор дивергенции. Точная форма оператора дивергенции зависит от координатной системы. Следующие определения относятся к цилиндрическим и прямоугольным системам координат:

$$\nabla\cdot\vec{\widehat{F}}=\frac{1}{r}\frac{\partial\left(r\widehat{F}_r\right)}{\partial r}+\frac{1}{r}\frac{\partial\widehat{F}_\theta}{\partial\theta}+\frac{\partial\widehat{F}_z}{\partial z} \qquad \text{(цилиндрическая система)}, \tag{5.48}$$

$$\nabla\cdot\vec{\widehat{F}}=\frac{\partial\widehat{F}_x}{\partial x}+\frac{\partial\widehat{F}_y}{\partial y}+\frac{\partial\widehat{F}_z}{\partial z} \qquad \text{(прямоугольная система)}, \tag{5.49}$$

где стрелка над $\widehat{F}$ обозначает векторную величину, требующую указания направления, а индекс при $\widehat{F}$ обозначает направление, а не элемент. Например, $\widehat{F}_\theta$ означает массовую скорость течения в направлении θ, $\widehat{F}_x$ — массовую скорость течения в направлении x.

Используя определения $\widehat{W}_j$ и $\widehat{F}_j$ из упражнения 5.1, выведите уравнение течения для однокомпонентного однофазного флюида, движущегося в x-направлении в прямоугольной системе. Это уравнение аналогично уравнению (5.13) за исключением прямолинейного течения.

Ответ:

$$\frac{\partial\left(\phi\widehat{\rho}\right)}{\partial t}+\frac{\partial\left(\widehat{\rho}u\right)}{\partial x}=0. \tag{5.50}$$

5.4. Макроскопический материальный баланс для свободного газа и включая растворимость газа в воде

Докажите, что макроскопический массовый баланс поверхностного газа в уравнении (5.39) сводится к уравнению

$$V_b\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_o\overline{R}_s}{\overline{B}_o}+\frac{\overline{S}_w\overline{R}_{sw}}{\overline{B}_w}+\frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g}\right)-G=G_I-G_p, \tag{5.51}$$

если учитывать растворимость газа в водной фазе, где R_{sw} — отношение объема растворенного газа к объему дегазированной воды при стандартных условиях.

5.5. Контактная конденсация

Уравнение (4.58) представляет собой выражение для определения объемной доли нефти при контактной конденсации для нефти с газовым фактором, равным R_{si}. Контактная конденсация предполагает, что $\partial W_{osc}/\partial t=0$ и $\partial W_{gsc}/\partial t=0$ или $dW_{osc}=0$ и $dW_{gsc}=0$. Это означает, что W_{osc} и W_{gsc} являются постоянными, где $W_{gsc}/W_{osc}=$ $=R_{si}$. Выведите уравнение (4.58) из последнего выражения, в котором W_{jsc} определяется уравнением (5.45), а S_o и S_g в случае контактной конденсации эквивалентны v_o и v_g.

Глава 6

Обобщенное уравнение материального баланса

Уравнение материального баланса — это специальная форма макроскопического уровня материального баланса. Оно представляет собой объединенный макроскопический баланс по дегазированной нефти, свободному газу и дегазированной воде и выражает сохранение полной массы (общей массы всех компонентов) в пласте. Макроскопический уровень материального баланса, включающий объединенное уравнение, иногда называют *резервуарными моделями,* так как они не учитывают давление, температуру и градиенты концентрации внутри системы и рассматривают её как единое однородное целое. Иногда их также называют *моделями с нулевой размерностью* (Коатс, 1987).

В этой главе представлены определение, вывод и применение уравнения материального баланса. Представленная форма уравнения применяется ко всему диапазону пластовых флюидов от сухих газов до тяжелой нефти, включая газоконденсаты и летучую нефть. Уравнение материального баланса основано на трехпсевдокомпонентной модели фазового поведения. Из-за своей универсальности такая форма уравнения изначально получила название *обобщенного* уравнения материального баланса (Уолш, 1993; Уолш и др., 1994).

В этой главе описываются способы практического применения уравнения материального баланса, включающие оценку первоначальных запасов флюида в коллекторе, притока воды, размеров газовой шапки и определение пластовых режимов. В этой главе представлена только теоретическая основа применения уравнения, практические примеры его использования будут представлены в следующих главах. Помимо представленных способов применения уравнение материального баланса имеет важное образовательное значение.

В этой главе также представлено уравнение насыщенности. Уравнение насыщенности представляет собой особый макроскопический массовый баланс, по которому рассчитываются пространственно усредненные значения насыщенности.

6.1. Уравнение материального баланса

Уравнение материального баланса — это единый макроскопический баланс общей массы, записанный с помощью суммарных показателей извлеченных флюидов (т. е. N_p, G_p и W_p), суммарных показателей закачанных флюидов (т. е. G_I и W_I), первоначальных общих запасов флюидов в коллекторе (т. е. N, G и W или их эквивалентов) и зависимых от давления стандартных PVT-характеристик (B_o, B_g, B_w, R_s и R_w). Также регулярно включены адаптированные формы уравнения, учитывающие приток воды и сжимаемость породы.

Существуют различные варианты физической интерпретации уравнения материального баланса, все они схожи. Наиболее наглядной интерпретацией является уравне-

ние, выражающее сохранение общей массы:

$$\left\{\begin{array}{c}\text{общая конечная}\\ \text{масса}\end{array}\right\} - \left\{\begin{array}{c}\text{общая начальная}\\ \text{масса}\end{array}\right\} = \left\{\begin{array}{c}\text{общая закачанная}\\ \text{масса}\end{array}\right\} - \left\{\begin{array}{c}\text{общая извлеченная}\\ \text{масса}\end{array}\right\}. \quad (6.1)$$

Под *общей* массой имеется в виду сумма масс всех компонентов. Это уравнение получено путем добавления массовых балансов макроскопического компонента в уравнения (5.1).

Объемная интерпретация является наиболее распространенной физической интерпретацией. Такая интерпретация основана на том, что объемное расширение начальных флюидов в пластовых условиях равно суммарному объему извлеченных флюидов, измеренному в пластовых условиях:

$$\left\{\begin{array}{c}\text{суммарное расширение}\\ \text{начальных флюидов}\end{array}\right\} = \left\{\begin{array}{c}\text{суммарный объем}\\ \text{извлеченных флюидов}\end{array}\right\}. \quad (6.2)$$

На рисунке 6.1 показана такая интерпретация. Суммарное расширение флюидов представляет собой разницу между объемом, который начальные пластовые флюиды занимают при пластовых температуре и начальном давлении, и объемом, который те же самые флюиды будут занимать при более низком давлении. При понижении давления начальные пластовые флюиды расширяются и их объем становится больше пластового порового объема. Это расширение или разница объемов должно быть равно объему, который заняли бы все извлеченные флюиды при пластовой температуре и пониженном давлении. Суммарная добыча флюидов равна количеству извлеченных флюидов минус количество закачанных флюидов или флюидов, которые вторглись из окружающей пласт среды.

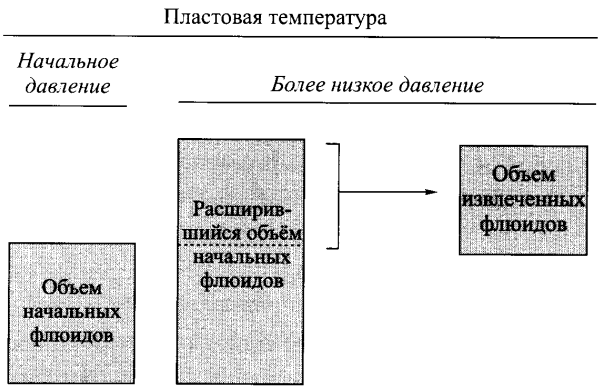


Рис. 6.1. Схематическая интерпретация уравнения материального баланса

Объемная интерпретация привлекательна тем, что инженеры измеряют добычу флюидов объемными единицами.

Уравнение материального баланса конкретного пласта существенно зависит от применяемых допущений. Существует большое количество уравнений материального баланса. Несмотря на различия между ними, все они выведены одним и тем же

способом. Сначала составляются макроскопические массовые балансы для каждого псевдокомпонента. Далее массовые балансы вместе с ограничениями по насыщенности алгебраически преобразовываются в один баланс общей массы — уравнение материального баланса. Цель алгебраического преобразования — исключить из уравнений переменные насыщенности. Такое исключение возможно, поскольку по отношению к переменным насыщенности все уравнения являются линейными. Так как число уравнений превышает число переменных, всегда можно вывести уравнение материального баланса.

После формулировки всех допущений мы выведем одну из наиболее общих форм уравнения материального баланса для трехпсевдокомпонентной модели.

6.1.1. Допущения

Выведение уравнения материального баланса основано на идеализации и подразумевает следующие допущения (Уолш, 1990; Уолш, 1993; Уолш и др., 1994).

1) Пласт является изотермическим.
2) Пласт содержит не более трех псевдокомпонентов флюидов: дегазированную нефть, дегазированную воду и свободный газ. Пласт также включает псевдокомпонент горной породы (твердый псевдокомпонент).
3) Пласт содержит не более трех фаз флюида: нефтяную (масляную), газовую и водную. Пласт также включает фазу породы (твердую фазу).
4) Свободный газ существует только в нефтяной и газовой фазах и не переходит в водную фазу и фазу породы. Это условие предусматривает наличие растворенного газа в масляной фазе.
5) Дегазированная нефть существует только в масляной и газовой фазах и не переходит в водную фазу и фазу породы. Это условие предусматривает наличие летучей нефти.
6) Дегазированная вода существует только в водной фазе и не переходит в нефтяную и газовую фазы.
7) Компонент породы существует только в фазе породы.
8) Фазы находятся в термодинамическом равновесии.
9) Вода может попадать в пласт в результате закачки или в результате притока из законтурной области.
10) Компоненты дегазированной воды, дегазированной нефти и поверхностного газа могут быть извлечены из пласта.
11) Извлеченный свободный газ может быть повторно закачан в пласт.
12) Дегазированная вода может быть закачана в пласт.

Пласт — это часть геологической структуры, которая содержит промышленное скопление углеводородов. Газовая шапка считается частью пласта. Представленный подход не исключает неоднородность пласта и пространственные градиенты состава. Вышеобозначенные допущения соответствуют варианту трехпсевдокомпонентной модели фазового поведения, который не учитывает насыщенную газом воду.

6.1.2. Математическая разработка

Далее представлены макроскопические массовые балансы свободного газа, дегазированной нефти и дегазированной воды:

$$V_b\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_o\overline{R}_s}{B_o}+\frac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g}\right)-G=G_I-G_p, \tag{6.3}$$

$$V_b\overline{\phi}\left(\frac{\overline{S}_o}{B_o}+\frac{\overline{S}_g\overline{R}_v}{\overline{B}_g}\right)-N=0-N_p, \tag{6.4}$$

$$V_b\phi\left(\frac{\overline{S}_w}{\overline{B}_w}\right)-W=W_I-W_p. \tag{6.5}$$

Эти уравнения выведены на основании уравнений (5.38)–(5.40). Согласно ограничению насыщенности:

$$\overline{S}_g+\overline{S}_o+\overline{S}_w=1. \tag{6.6}$$

Для выведения уравнения материального баланса уравнения (6.3)–(6.6) объединяют с целью получения единого уравнения, в котором будут отсутствовать переменные насыщенности. Математически уравнения (6.3)–(6.6) представляют систему, состоящую из четырех уравнений:

$$\begin{aligned}
f_1&=a_1S_o+b_1S_g+c_1S_w+d_1=0,\\
f_2&=a_2S_o+b_2S_g+c_2S_w+d_2=0,\\
f_3&=a_3S_o+b_3S_g+c_3S_w+d_3=0,\\
f_4&=S_o+S_g+S_w-1=0.
\end{aligned}$$

Эти уравнения являются линейными при любой насыщенности. Используя простую линейную алгебру, мы выведем одно уравнение, в котором будут отсутствовать переменные насыщенности:

$$\begin{aligned}
&\left(G+G_I-G_p\right)\left(\frac{R_v}{R_g}-\frac{1}{B_o}\right)+\left(N-N_p\right)\left(\frac{R_s}{B_o}-\frac{1}{B_g}\right)+\\
&\quad+\left(W+W_I-W_p\right)\left(\frac{R_vR_s}{B_oB_g}-\frac{1}{B_oB_g}\right)=V_b\phi\left(\frac{R_vR_s}{B_oB_g}-\frac{1}{B_oB_g}\right).
\end{aligned} \tag{6.7}$$

В уравнении (6.7) и далее черта над всеми зависимыми от давления переменными не ставится. Следует помнить, что это средние объемные значения. Уравнение (6.7) считается уравнением материального баланса, однако требует дальнейших преобразований для выведения более удобной формы. Мы знаем, что начальный поровой объем равен

$$V_b\phi_i=V_{fwi}+V_{fgi}+V_{foi}=(WB_{wi}+G_{fgi}B_{gi}+N_{foi}B_{oi}), \tag{6.8}$$

где V_{fwi}, V_{fgi} и V_{foi} — объемы фаз свободной воды, газа и нефти. Поровой объем в любой момент времени составляет

$$V_b\phi=(WB_{wi}+G_{fgi}B_{gi}+N_{foi}B_{oi})\frac{V_p}{V_{pi}}, \tag{6.9}$$

где мы использовали уравнение (6.8). Первоначальные запасы свободного газа в коллекторе представляют собой сумму объемов газа в свободных газовой и нефтяной фазах:

$$G=G_{fgi}+G_{foi}=G_{fgi}+N_{foi}R_{si}. \tag{6.10}$$

Аналогично первоначальные запасы дегазированной нефти равны:

$$N = N_{foi} + N_{fgi} = N_{foi} + G_{fgi}R_{vi}. \tag{6.11}$$

Первоначальные запасы дегазированной воды находятся только в водной фазе. Подставив уравнения (6.9)–(6.11) в уравнение (6.7) и преобразовав, получим

$$G_{fgi}\left[\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1 - R_vR_s}\right) - B_{gi}\left(\frac{V_p}{V_{pi}}\right) + R_{vi}\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1 - R_vR_s}\right)\right] +$$
$$+N_{foi}\left[\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1 - R_vR_s}\right) - B_{oi}\left(\frac{V_p}{V_{pi}}\right) + R_{si}\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1 - R_vR_s}\right)\right] + W\left[B_w - B_{wi}\left(\frac{V_p}{V_{pi}}\right)\right] =$$
$$= (G_p - G_I)\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1 - R_vR_s}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1 - R_vR_s}\right) + (W_p - W_I)\,B_w. \tag{6.12}$$

Следующий шаг — исключить переменные порового объема и заменить некоторые члены уравнения эквивалентными коэффициентами объемного расширения. Коэффициент объемного расширения горной породы равен

$$E_f\,(p, p_i) = \frac{V_{pi} - V_p\,(p)}{V_{pi}}, \tag{6.13}$$

где V_p — поровый объем пласта. Отношение правой стороны уравнения (6.13) регулярно измеряется при исследованиях сжимаемости горной породы. Соотношение поровых объемов равно

$$\frac{V_p}{V_{pi}} = 1 - E_f. \tag{6.14}$$

Коэффициенты объемного расширения газа, нефти и воды определяются следующими уравнениями:

$$E_g = B_{tg} - B_{tgi}, \tag{6.15}$$
$$E_o = B_{to} - B_{toi}, \tag{6.16}$$
$$E_w = B_w - B_{wi}, \tag{6.17}$$

где B_{tg} и B_{to} определены уравнениями (4.50) и (4.52). Сравнивая коэффициенты объемного расширения, обратите внимание на то, что E_f и E_g, E_o и E_w подразумевают различные единицы. E_f измеряется в единицах пластового объема на единицу пластового объема, а E_g, E_o и E_w — в единицах пластового объема фазы на стандартный объем компонента. При использовании уравнений (6.14)–(6.17) уравнение (6.12) упрощается до

$$\underset{\substack{\text{расширение}\\\text{свободного газа}}}{G_{fgi}E_g} + \underset{\substack{\text{расширение}\\\text{свободной нефти}}}{N_{foi}E_o} + \underset{\substack{\text{расширение}\\\text{свободной воды}}}{WE_w} + \underset{\substack{\text{расширение}\\\text{породы}}}{V_{pi}E_f} + \underset{\substack{\text{приток}\\\text{воды}}}{W_e} =$$
$$= \underset{\substack{\text{суммарное извлечение}\\\text{газа}}}{(G_p - G_I)\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1 - R_vR_s}\right)} + \underset{\substack{\text{суммарное извлечение}\\\text{нефти}}}{N_p\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1 - R_vR_s}\right)} + \underset{\substack{\text{суммарное извлечение}\\\text{воды}}}{(W_p - W_I)\,B_w}, \tag{6.18}$$

где начальный объем порового пространства равен

$$V_{pi} = WB_{wi} + G_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi}, \tag{6.19}$$

а W_e — приток воды, включенный как форма закачивания воды и выраженный в единицах пластового объема. Каждый член уравнения (6.18) имеет прямой физический смысл. Произведение $G_{fgi}E_g$ представляет расширение начальной газовой фазы, $N_{foi}E_o$ — расширение начальной нефтяной фазы, WE_w — расширение погребенной воды, а $V_{pi}E_f$ — расширение породы (или, точнее, сокращение порового объема). Вместе левая часть уравнения (6.18) представляет суммарное расширение в единицах пластового объема, правая часть — суммарный пластовый объем всех извлеченных флюидов.

Уравнение (6.18) применяется ко всему диапазону пластовых флюидов. Уолш (1990, 1993) был первым, кто предложил обобщенное уравнение материального баланса. Его первая версия уравнения не учитывала расширение породы и погребенной воды, это было сделано в следующих версиях (Уолш, 1994). Уолш взял за основу знаменитое уравнение материального баланса для черной нефти Шилтиуса (1936). До 1990 г. уравнения материального баланса танкерной модели существовали только для систем жирного и сухого газов и черной нефти, уравнения для газоконденсата и летучей нефти явно отсутствовали. Уолш направил свои усилия на ликвидацию таких ограничений и привел разработку материального баланса в соответствие с конечно-разностными моделями пластов. Конечно-разностные модели пластов впервые были обобщены в 1973 г. (Спивак и Диксон, 1973; Кук и др., 1974). Вместе эти разработки способствовали развитию более унифицированного и обобщенного подхода к инжинирингу резервуаров.

Часто удобнее использовать другие формы уравнения (6.18)[1]. Например, подставив V_{pi} из уравнения (6.19) и $W = V_{pi}S_{wi}/B_{wi}$ в уравнение (6.18) и сгруппировав члены слева, получим

$$G_{fgi}E_{gwf} + N_{foi}E_{owf} + W_e = \\ = (G_p - G_I)\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1 - R_vR_s}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1 - R_vR_s}\right) + (W_p - W_i)\,B_w, \tag{6.20}$$

где E_{gwf} и E_{owf} — составные коэффициенты объемного расширения, которые определяются как

$$E_{owf} = E_o + \frac{B_{oi}}{(1 - S_{wi})}\left(\frac{S_{wi}E_w}{B_{wi}} + E_f\right), \tag{6.21}$$

$$E_{gwf} = E_g + \frac{B_{gi}}{(1 - S_{wi})}\left(\frac{S_{wi}E_w}{B_{wi}} + E_f\right). \tag{6.22}$$

Составные коэффициенты объемного расширения включают расширение горной породы и воды. Коэффициенты объемного расширения воды и породы в уравнениях (6.21) и (6.22) могут быть заменены эквивалентными выражениями, записанными с помощью коэффициентов сжимаемости. Сжимаемость воды и породы определяется

[1]Уравнение (6.18) — макроскопическая форма уравнения материального баланса. Существует и микроскопический эквивалент — уравнение (6.18). (См. упражнение 6.12.)

уравнениями

$$A_w = -\frac{1}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial p}, \tag{6.23}$$

$$c_f = \frac{1}{V_p}\frac{\partial V_p}{\partial p}. \tag{6.24}$$

Если сжимаемость воды и породы является постоянной, то, проинтегрировав уравнения (6.23) и (6.24), получим $c_w\Delta p = \ln(B_w/B_{wi})$ и $c_f\Delta p = -\ln(V_p/V_{pi})$, где $\Delta p = p_i - p$. Если значения c_w и c_f малы, то $c_w\Delta p = (B_w - B_{wi})/B_{wi}$ и $c_f\Delta p = (V_{pi} - V_p)/V_{pi}$[1]. Согласно определениям E_f и E_w, представленным в уравнениях (6.13) и (6.17), коэффициенты сжимаемости воды и породы связаны с коэффициентами расширения уравнениями

$$E_f = c_f\Delta p, \tag{6.25}$$

$$E_w = B_{wi}c_w\Delta p. \tag{6.26}$$

Если использовать уравнения (6.25) и (6.26), то уравнения (6.21) и (6.22) приобретают вид

$$E_{owf} = E_o + B_{oi}c_T\Delta p, \tag{6.27}$$

$$E_{gwf} = E_g + B_{gi}c_T\Delta p, \tag{6.28}$$

где c_T — полная или общая сжимаемость, которая определяется как

$$c_T = \frac{c_f + c_wS_{wi}}{1 - S_{wi}}; \tag{6.29}$$

уравнения (6.27) и (6.28) не являются такими общими, как уравнения (6.21) и (6.22), так как они предполагают, что в диапазоне давления Δp c_w и c_f являются постоянными; такая аппроксимация считается неудовлетворительной (Феткович и др., 1998).

Обобщенное уравнение материального баланса может быть далее сокращено, если

$$F = G_{ps}\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1 - R_vR_s}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1 - R_vR_s}\right) + (W_p - W_I)\,B_w, \tag{6.30}$$

$$G_{ps} = G_p - G_I, \tag{6.31}$$

где F — суммарная добыча флюида, выраженная в единицах пластового объема (например в пластовых баррелях (RV) или пластовых м^3), а G_{ps} — суммарная добыча *товарного* газа[2]. Используя уравнения (6.30) и (6.31), уравнение (6.18) можно упростить до

$$G_{fgi}E_{gwf} + N_{foi}E_{owf} + W_e = F. \tag{6.32}$$

Это уравнение представляет собой одну из наиболее сжатых форм уравнения материального баланса.

[1] Этот шаг следует из аппроксимации $e^x \approx 1 + x$, если $x \ll 1$.

[2] Термин *товарный* газ относится ко всему газу, который не подлежит повторному закачиванию. На самом деле не весь газ, который не был повторно закачан, обязательно продается. Например, некоторое количество такого газа может быть использовано на месте для генерирования энергии. Поэтому термин товарный газ можно считать неправильно употребляемым. Несмотря на такое искажение значения, этот термин регулярно используется.

6.1.3. Долевая отдача

Отдача нефти и газа в виде доли первоначальных запасов в коллекторе находится из предыдущих уравнений. Решая уравнение (6.20) для N_p/N_{foi}, получим

$$\frac{N_p}{N_{foi}} = \frac{\dfrac{(W_I - W_p)\,B_w + W_e}{N_{foi}} + E_{owf} + \dfrac{G_{fgi}E_{gwf}}{N_{foi}}}{\left[\dfrac{B_o\,(1 - R_vR_{ps}) + B_g\,(R_{ps} - R_s)}{(1 - R_vR_s)}\right]}, \tag{6.33}$$

где N_p/N_{foi} — доля извлеченной свободной нефти коллектора, R_{ps} — *суммарный газовый фактор извлеченного товарного газа*, который определяется уравнением

$$R_{ps} = \frac{G_{ps}}{N_p}. \tag{6.34}$$

Гораздо более важным, чем вычисление N_p/N_{foi}, для нас является вычисление N_p/N, доли извлеченных первоначальных запасов нефти. Первоначальные запасы нефти в коллекторе (N) связаны с N_{foi} уравнением (6.11). m — это отношение начального объема свободного газа V_{fgi} к объему свободной нефти V_{foi}:

$$m = \frac{V_{fgi}}{V_{foi}} = \frac{G_{fgi}B_{gi}}{N_{foi}B_{oi}}, \tag{6.35}$$

где $V_{fgi} = G_{fgi}B_{gi}$, $V_{foi} = N_{foi}B_{oi}$. Решая уравнение (6.35) для G_{fgi} и подставив результат в уравнение (6.11), получим

$$N = N_{foi} + \frac{mN_{foi}B_{oi}R_{vi}}{B_{gi}} = N_{foi}\left(1 + \frac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right). \tag{6.36}$$

Решая для N_{foi}/N и умножив уравнение (6.33) на этот коэффициент, получим

$$\frac{N_p}{N} = \frac{N_p}{N_{foi}}\frac{N_{foi}}{N} = \frac{\dfrac{(W_I - W_p)\,B_w + W_e}{N_{foi}} + E_{owf} + \dfrac{mB_{oi}E_{gwf}}{B_{gi}}}{\left(1 + \dfrac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)\left[\dfrac{B_o\,(1 - R_vR_{ps}) + B_g\,(R_{ps} - R_s)}{(1 - R_vR_s)}\right]}. \tag{6.37}$$

Доля извлеченного товарного газа связана с N_p/N уравнением

$$\frac{G_{ps}}{N_p} = R_{ps}\left(\frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{N}{G}\right). \tag{6.38}$$

Первоначальные запасы газа в коллекторе представляют собой сумму свободного газа нефтяной и газовых фаз в уравнении (6.10). Решая уравнение (6.35) для N_{foi} и подставив результат в уравнение (6.10), получим

$$G = G_{fgi}\left(1 + \frac{B_{gi}R_{si}}{mB_{oi}}\right). \tag{6.39}$$

Отношение N/G находим, разделив уравнение (6.36) на уравнение (6.39):

$$\frac{N}{G} = \frac{B_{gi} + mB_{oi}R_{vi}}{mB_{oi} + B_{gi}R_{si}}. \tag{6.40}$$

Подставив N/G из уравнения (6.40) в уравнение (6.38), получим

$$\frac{G_{ps}}{G} = R_{ps}\left(\frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{B_{gi} + mB_{oi}R_{vi}}{mB_{oi} + B_{gi}R_{si}}\right) \tag{6.41}$$

— выражение G_{ps}/G через N_p/N. Если свободный газ изначально отсутствует, $m = 0$ и уравнение (6.41) упрощается до

$$\frac{G_{ps}}{G} = \left(\frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{R_{ps}}{R_{si}}\right). \tag{6.42}$$

Если углеводородный флюид недонасыщен, $R_{ps} = R_{si}$ и уравнение (6.42) показывает, что долевая отдача нефти равна долевой отдаче газа.

Практическое использование уравнений (6.37) и (6.41) для прогнозирования N_p/N и G_{ps}/G является ограниченным, поскольку они являются функциями R_{ps}, которое обычно неизвестно, так как зависит от эксплуатационной стратегии. Несмотря на это, уравнение (6.37) показывает качественное влияние ряда переменных на извлечение нефти. Эта связь является основой некоторых эксплуатационных стратегий. Например, уравнение (6.37) показывает, что долевая отдача нефти увеличивается с увеличением притока (W_e) и закачивания (W_I) воды, так как увеличиваются объем начального свободного газа (G_{fgi}) или размер газовой шапки и сжимаемость породы (E_{owf}). Также долевая отдача нефти увеличивается при минимальном извлечении газа или R_{ps}. Долевая отдача нефти уменьшается с увеличением извлечения воды (W_p).

6.1.4. Особые случаи

Уравнение материального баланса и уравнения долевой отдачи в особых случаях могут быть упрощены.

6.1.4.1. Недонасыщенная нефть

В строго недонасыщенном нефтяном пласте существуют следующие условия: отсутствует свободный газ ($G_{fgi} = 0$), первоначальные запасы нефти в коллекторе равны запасам свободной нефти ($N = N_{foi}$), и количество извлеченного газа равно количеству газа, растворенного в извлеченной нефти ($G_p = R_{si}N_p$). Соответственно уравнение материального баланса в уравнении (6.18) упрощается до

$$NE_o + WE_w + V_{pi}E_f + W_e = N_pB_o + (W_p - W_I)\,B_w. \tag{6.43}$$

Это уравнение не является функцией добычи газа (при условии, что повторное закачивание газа отсутствует). Количество извлеченного газа рассчитывается исходя из количества извлеченной нефти. В сокращенной форме уравнение (6.43) выглядит следующим образом:

$$NE_{owf} + W_e = F, \tag{6.44}$$

где применяются следующие упрощения: $B_{to} = B_o$,$E_o = B_o - B_{oi}$ и

$$F = N_p B_o + (W_p - W_I) B_w. \tag{6.45}$$

Долевая отдача нефти в уравнении (6.33) упрощается до

$$\frac{N_p}{N} = \frac{(W_I - W_p) B_w + W_e}{N B_o} + \frac{E_{owf}}{B_o}. \tag{6.46}$$

Долевая отдача газа в уравнении (6.41) упрощается до

$$\frac{G_{ps}}{G} = \frac{N_p}{N}. \tag{6.47}$$

Если не учитывать приток, извлечение и закачивание воды, сокращение порового объема и расширение воды, $E_{owf} = B_o - B_{oi}$ и уравнение (6.46) упрощается до $N_p/N = (B_o - B_{oi})/B_o$.

6.1.4.2. Насыщенная черная нефть

Черная нефть предполагает, что R_v является незначительным и первоначальные запасы нефти в коллекторе равны первоначальным запасам свободной нефти ($N = N_{foi}$). Если предположить, что отсутствуют сжимаемость порового объема и расширение воды ($E_f = E_w = 0$), то $E_{gwf} = E_g$, $E_{owf} = E_o$ и уравнение материального баланса в уравнении (6.18) упрощается до

$$G_{fgi}(B_g - B_{gi}) + N(B_{to} - B_{oi}) + W_e = G_{ps} B_g + N_p (B_o - B_g R_s) + (W_p - W_I) B_w, \tag{6.48}$$

где мы заменили E_g на $B_g - B_{gi}$, а $G_p - G_I$ на G_{ps}. Также определение B_{to} в уравнении (4.50) упрощается до

$$B_{to} = B_o + B_g (R_{si} - R_s). \tag{6.49}$$

В сокращенной форме уравнение (6.48) приобретает вид $G_{fgi} E_{gwf} + N E_{owf} + W_e = F$, где F из уравнения (6.30) упрощается до

$$F = G_{ps} B_g + N_p (B_o - B_g R_s) + (W_p - W_I) B_w. \tag{6.50}$$

Долевая отдача нефти в уравнении (6.37) теперь составляет

$$\frac{N_p}{N} = \frac{\dfrac{(W_I - W_p) B_w + W_e}{N} + (B_{to} - B_o) + \dfrac{m B_{oi} (B_g - B_{gi})}{B_{gi}}}{[B_o + B_g (R_{ps} - R_s)]}. \tag{6.51}$$

Долевая отдача газа в уравнении (6.41) упрощается до

$$\frac{G_{ps}}{G} = R_{ps} \left(\frac{N_p}{N} \right) \left(\frac{B_{gi}}{m B_{oi} + B_{gi} R_{si}} \right). \tag{6.52}$$

6.1.4.3. Пласт жирного или сухого газа

Коллекторы жирных и сухих газов всегда являются недонасыщенными, так как нефтяная фаза в пластовых условиях в них отсутствует ($N_{foi} = 0$). Извлечение дегазированной нефти возможно только благодаря образованию (выпадению) жидкости на поверхности, т. е. $N_p = R_{vi}G_p$, а первоначальные запасы газа в коллекторе равны первоначальным запасам свободного газа ($G = G_{fgi}$). Соответственно уравнение материального баланса упрощается до

$$GE_g + WE_w + V_{pi}E_f + W_e = G_pB_g + (W_p - W_I)\,B_w, \tag{6.53}$$

где мы допустили отсутствие повторного закачивания газа. Обратите внимание на сходство с уравнением (6.43). Также обратите внимание, что уравнение (6.53) не является функцией N_p, даже если присутствует извлечение дегазированной нефти. В сокращенной форме уравнение (6.53) приобретает вид

$$GE_{gwf} + W_e = F, \tag{6.54}$$

где E_{gwf} определено уравнением (6.22), и уравнение (6.30) упрощается до $F = G_pB_g + (W_p - W_I)\,B_w$. Долевая отдача газа составляет

$$\frac{G_{ps}}{G} = \frac{E_{gwf}}{B_g} + \frac{W_e}{GB_g} + \frac{(W_I - W_p)\,B_w}{GB_g}. \tag{6.55}$$

Долевая отдача нефти составляет $N_p/N = G_p/G$. В изначально недонасыщенном газовом пласте $N/G = R_{vi}$.

Уравнение (6.53) можно легко преобразовать в форму, учитывающую газ, растворенный в водной фазе. (См. упражнение 6.1.)

6.2. Применение материального баланса

Уравнение материального баланса используется во многих случаях: (1) при оценке первоначальных запасов нефти и газа в коллекторе, (2) оценке газовой шапки, (3) при расчете притока воды, (4) расчете параметров модели притока воды, (5) при подтверждении пластовых режимов и (6) оценке соотношений закачивания/извлечения. В этом разделе представлен лишь краткий обзор возможностей применения данного уравнения, включающий теоретическую основу некоторых случаев применения. В следующих главах будут представлены примеры, иллюстрирующие их.

6.2.1. Оценка первоначальных запасов нефти и газа в коллекторе

Это один из наиболее распространенных способов применения уравнения материального баланса. Оценка первоначальных запасов нефти и газа имеет несколько целей, включая (1) оценку запасов и (2) создание моделей пласта и прогнозирование его поведения.

Методы оценки первоначальных запасов нефти и газа с помощью уравнения материального баланса зависят от того, является коллектор изначально насыщенным или недонасыщенным. Изначально насыщенные коллекторы включают коллекторы с газовой шапкой, однако не ограничиваются ими. Следующие методы относятся только

к замкнутым коллекторам (т. е. неводонапорным) или коллекторам с водонапорным режимом, в которых известна динамика притока воды. Коллекторы с водонапорным режимом, в которых отсутствуют достоверные данные о притоке воды, рассматриваются отдельно в главе 10 («Естественный приток воды»).

6.2.1.1. Изначально недонасыщенные коллекторы

Упростив уравнение (6.32), получим уравнение материального баланса для изначально недонасыщенного коллектора:

$$F(t) - W_e(t) = NE_{owf}(t), \tag{6.56}$$

где F, W_e и E_{owf} являются функциями времени. Первоначальные запасы газа (G) связаны с первоначальными запасами нефти (N) уравнением $G = NR_{si}$.

Начальные запасы нефти в коллекторе можно рассчитать по каждому набору переменных (F, W_e, E_{owf}). F и E_{owf} являются функциями давления, и количество наборов переменных (F, W_e, E_{owf}) обычно определяется количеством измерений среднего пластового давления. Уравнение (6.56) показывает, что график зависимости ($F - W_e$) от E_{owf} должен быть прямой линией с наклоном N. Если среднее давление измеряется более чем один раз, то для наилучшей оценки первоначальных запасов нефти в коллекторе используется метод наименьших квадратов. В упражнении 11.12 будут представлены уравнения, определяющие линейную регрессию по методу наименьших квадратов. Графически такой подход эквивалентен построению графика зависимости ($F - W_e$) от E_{owf} и определению линии наименьших квадратов по этим данным; наклон линии соответствует наилучшей оценке первоначальных запасов нефти в коллекторе. На рисунке 6.2,*а* показана такая методика. После определения N первоначальные запасы газа в коллекторе рассчитываются по формуле $G = NR_{si}$. Следует понимать, что существование прямой линии на этих типах графиков так же важно, как и значение N, так как это подтверждает механизм первичного истощения.

Предыдущая методика решения в равной степени подходит для изначально недонасыщенных газовых коллекторов (т. е. газовых коллекторов, начальное давление в которых превышает давление точки росы), если N и E_{owf} заменить соответственно на G и E_{gwf}. Эта замена следует из того, что уравнение материального баланса для такого газового коллектора имеет вид $(F - W_e) = GE_{gwf}$. Это уравнение является упрощенной формой уравнения (6.32). На рисунке 6.2*б* представлена графическая интерпретация. После определения G первоначальные запасы нефти в коллекторе рассчитываются по формуле $N = GR_{vi}$.

Описанный здесь метод эквивалентен другому распространенному методу, такому как построение графика зависимости plz от G_{ps} для замкнутых газовых коллекторов, однако является более обобщенным. Главы 11–13 включают краткое описание альтернативных методов.

Описанная здесь методика учитывает влияние сжимаемости порового объема и расширение воды посредством E_{owf} и E_{gwf}. E_{owf} и E_{gwf} определяются уравнениями (6.21) и (6.22). Как правило, расширение воды значительно меньше сжимаемости порового объема, и им можно без опасений пренебречь. Учитывать или нет сжимаемость порового объема, зависит от системы. Например, сжимаемость порового объема обычно важна для газовых коллекторов, а в случае нефтяных коллекторов ей часто пренебрегают. В главах 11 и 12 подробно описывается сжимаемость порового объема газовых и нефтяных пластов.

6.2.1.2. Изначально насыщенные коллекторы

Уравнение материального баланса для изначально насыщенных коллекторов (например, коллекторов с газовой шапкой) получается преобразованием уравнения (6.32):

$$F(t) - W_e(t) = G_{fgi}E_{gwf}(t) + N_{foi}E_{owf}(t). \tag{6.57}$$

Уравнение (6.57) учитывает влияние сжимаемости порового объема и расширения воды посредством E_{gwf} и E_{owf}, однако для изначально насыщенных коллекторов такое влияние не принимается во внимание, поскольку газ и нефть обычно имеют очень большую сжимаемость. (См. главы 11 и 12.) G_{fgi} и N_{foi} связаны с G и N уравнениями (6.39) и (6.36). Поскольку G_{fgi} и N_{foi} являются независимыми, они измеряются одновременно. Чтобы определить набор (G_{fgi} и N_{foi}), набор независимых переменных (F, W_e, E_{gwf}, W_{owf}) должен быть известен по меньшей мере для двух средних пластовых давлений (отличных от начального давления).

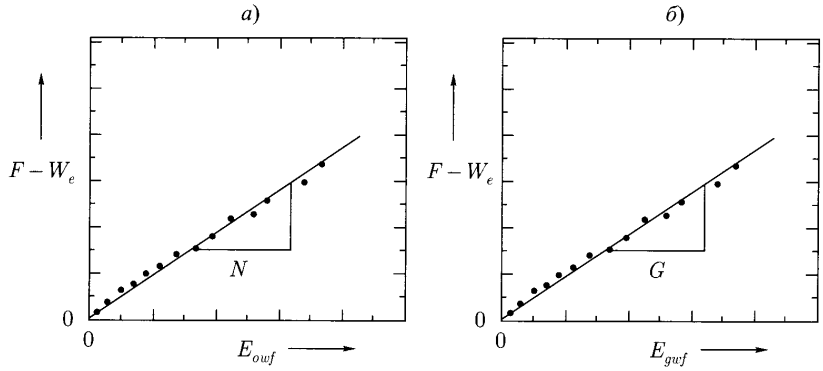


Рис. 6.2. (*а*) График зависимости ($F - W_e$) от E_{owf} для изначально недонасыщенного коллектора нефти, (*б*) график зависимости ($F - W_e$) от E_{owf} для изначально недонасыщенного коллектора газа

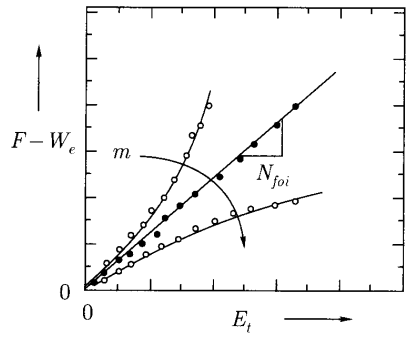


Рис. 6.3. Влияние m на график зависимости ($F - W_e$) от E_t. Стрелка указывает направление увеличения m

Если известно три или более набора переменных (F, W_e, E_{gwf}, W_{owf}), то существует и несколько наборов неизвестных (G_{fgi}, N_{foi}). Оптимальный набор (G_{fgi}, N_{foi})

определяется одним из двух методов: итерационным или прямым. Оба метода используют регрессию методом наименьших квадратов.

Для итерационного метода уравнение (6.57) выражается как

$$F - W_e = N_{foi} E_t(m), \tag{6.58}$$

где E_t — общее расширение, выраженное на единицу объема дегазированной нефти, которое определяется как

$$E_t(m) = E_{owf} + mE_{gwf}\left(\frac{B_{oi}}{B_{gi}}\right), \tag{6.59}$$

где m — отношение объемов начальной свободной газовой и нефтяной фаз. m не имеет размерности и связано с N_{foi} и G_{fgi} уравнением

$$m = \frac{V_{fgi}}{V_{foi}} = \frac{G_{fgi} B_{gi}}{N_{foi} B_{oi}}. \tag{6.60}$$

Это уравнение уже было представлено в уравнении (6.35). Набор неизвестных (G_{fgi}, N_{foi}) заменяется набором (m, N_{foi}). Порядок решения следующий: (1) приблизительно подсчитать m, (2) вычислить E_t из уравнения (6.59) для каждой точки данных, (3) вычислить N_{foi} из уравнения (6.58), используя линейную регрессию по методу наименьших квадратов, (4) вычислить разность R для каждой точки данных, используя

$$R = (F - W_e) - N_{foi} E_t(m), \tag{6.61}$$

(5) вычислить сумму квадратов разности и (6) возвратиться к первому шагу и повторять все действия, пока сумма квадратов разности не станет минимальной. Такая процедура, безусловно, является итерационной. Алгоритмы минимизации ускоряют решение. Такая процедура идеально подходит для табличных вычислений. В главе 12, § 12.11.2 процедура решения описывается более подробно. После определения m и N_{foi} определяют G_{fgi} из уравнения (6.6); далее определяют G и N из уравнений (6.39) и (6.36). Начальный объем свободного газа V_{fgi} равен $V_{fgi} = G_{fgi} B_{gi}$. Для коллекторов с газовой шапкой, где начальный свободный газ и нефть разделены под действием силы тяжести, V_{fgi} представляет собой объем начальной газовой шапки.

Графическим эквивалентом этого метода является построение графиков зависимости ($F - W_e$) от $E_t(m)$ для различных значений m до достижения наиболее прямой линии, наклон линии представляет собой N_{foi} (Хавлена и Одех, 1963). На рисунке 6.3 показана процедура и качественное влияние m на форму графика зависимости ($F - W_e$) от E_t. Если m очень мало, график слегка изгибается вверх, если значение m очень большое — график слегка изгибается вниз. Часто без измерения суммы квадратов разности изгиб оказывается слишком мал, чтобы быть заметным. Поэтому рекомендуется использовать числовые решения.

Прямой метод применяет двумерную регрессию по методу наименьших квадратов прямо к уравнению (6.57); таким образом, G_fgi и N_{foi} определяются непосредственно. Формулы, применяемые к этому методу регрессии, являются длинными (Уолш, 1999). (См. упражнение 11.13.) Очевидным преимуществом этого метода является то, что решение является прямым и не требует итерации. Графическим эквивалентом прямого метода является построение графика зависимости ($F - W_e$) от E_{gwf} и от E_{owf}

в трехмерном пространстве и нахождение плоскости наименьших квадратов по точкам данных. Очевидно, что чисто графический метод невозможен, так как задача носит трехмерный характер. Однако она легко решается при помощи регрессионного анализа (Уолш, 1999).

6.2.2. Оценка притока воды

Решая уравнение (6.22) для W_e, получим

$$W_e(t) = F(t) - G_{fgi}E_{gwf}(t) - N_{foi}E_{owf}(t), \tag{6.62}$$

где W_e является функцией времени. Это уравнение показывает, что суммарный приток воды W_e может быть вычислен каждый раз, когда известен набор (F, E_{owf}, E_{gwf}), если достоверно известны N_{foi} и G_{fgi}. Будучи функцией давления, набор (F, E_{owf}, E_{gwf}) требует измерений среднего пластового давления. Если N_{foi} и G_{fgi} достоверно не известны, то для оценки притока воды W_e следует использовать метод Мак Ивэна, описанный в главе 10.

6.2.3. Показатели пластовых режимов

Левая часть уравнения (6.18) представляет собой отдельные члены, которые составляют суммарное расширение пласта. Эти члены математически определяют различные пластовые режимы при первичной добыче. Член, отвечающий за расширение свободного газа, представляет режим газовой шапки, член, отвечающий за расширение свободной нефти, — режим растворенного газа, член, отвечающий за расширение породы, — режим уплотнения, член, отвечающий за приток воды, — водонапорный режим.

Правая часть уравнения (6.18) представляет собой отдельные члены, которые составляют суммарную добычу флюидов. Член, представляющий извлечение воды, рассматривается по-разному в зависимости от того, является эта величина положительной или отрицательной. Если извлечение воды положительное, это означает суммарное извлечение воды и рассматривается как часть извлеченных флюидов. Если этот член отрицательный, он означает суммарный объем закачанной воды и рассматривается в рамках пластового расширения. Вычитая этот член из обеих частей уравнения (6.18), получим

$$G_{fgi}E_g + N_{foi}E_o + WE_w + V_{pi}E_f + W_e + (W_I - W_p)B_w = \\ = G_{ps}\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1 - R_vR_s}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1 - R_vR_s}\right). \tag{6.63}$$

Члены W_e и $(W_I - W_p)$ оба представляют водонапорный режим, первый представляет естественный водонапорный режим, второй — искусственный водонапорный режим.

Если левую сторону уравнения (6.63) обозначить как суммарное расширение пласта E_t, то можно определить следующие показатели режимов:

$$I_{gd} = \frac{G_{fgi}E_g}{E_t} \qquad \text{— показатель режима газовой шапки,} \tag{6.64}$$

$$I_{sd} = \frac{N_{foi}E_o}{E_t} \qquad \text{— показатель режима растворенного газа,} \tag{6.65}$$

$$I_{nvd} = \frac{W_e}{E_t} \quad \text{— показатель естественного водонапорного режима,} \tag{6.66}$$

$$I_{fwd} = \frac{WE_w + V_{pi}E_f}{E_t} \quad \text{— показатель режима вытеснения связанной водой при уплотнении (6.67),} \tag{6.67}$$

$$I_{awd} = \frac{(W_i - W_p)\, B_w}{E_t} \quad \text{— показатель искусственного водонапорного режима.} \tag{6.68}$$

Описанные показатели представляют собой удобный способ классификации различных пластовых режимов.

Если допустить, что сжимаемость воды и породы является постоянной, то E_t и I_{fwd} упрощаются до

$$E_t = G_{fgi}E_g + N_{foi}E_o + \frac{(G_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi})}{1 - S_{wc}}\,(c_f + S_{wc}c_w)\,\Delta p + W_e + (W_I - W_p)\,B_w \tag{6.69}$$

и

$$I_{fwd} = \frac{C_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi}}{(1 - S_{wc})\,E_t}\,(c_f + S_{wc}A_w)\,\Delta p. \tag{6.70}$$

Показатели пластовых режимов со временем изменяются. Например, I_{sd} может преобладать на ранних этапах разработки пласта, а I_{wd} — через некоторое время, когда начнется приток воды. В примере 11 главы 13 рассчитываются показатели пластовых режимов для залежи летучей нефти на Аляске, в которую закачиваются газ и вода.

6.2.4. Соответствие материальному балансу

В материальном балансе суммарная добыча флюида должна быть равна его суммарному расширению. Математически это записывается

$$F = E, \tag{6.71}$$

где F — суммарная добыча флюида, которая рассчитывается уравнением (6.30), а E — суммарное расширение флюида, которое определяется как

$$E = G_{fgi}E_g + N_{foi}E_o + WE_w + V_{pi}E_f + W_e, \tag{6.72}$$

где приток воды включается произвольно как часть расширения флюидов. Если сжимаемость воды и породы является постоянной, уравнение (6.72) можно записать как

$$E = G_{fgi}E_g + N_{foi}E_o + \frac{(G_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi})}{(1 - S_{wc})}\,(c_f + S_{wc}c_w)\,\Delta p + W_e. \tag{6.73}$$

Теоретически график $F(E)$ должен быть прямой линией с угловым коэффициентом, равным единице. На практике он может как совпадать с теорией, так и не совпадать. Если график в значительной степени соответствует теории, он подтверждает уверенность в том, что текущий анализ пласта правильный. Если график существенно отклоняется от теории, это свидетельствует о том, что одна или несколько частей

текущего анализ неверны. Такое несоответствие может быть вызвано множеством факторов, включая один или несколько из следующих: (1) неточная оценка первоначальных запасов нефти, газа и воды в коллекторе, (2) неверная оценка притока воды (W_e), (3) ошибка в измерениях объема какого-либо из компонентов, составляющих суммарный объем извлеченных или закачанных флюидов (например, N_p, G_p, G_I, W_p или W_I), (4) неточное определение стандартных PVT-характеристик или (6) существенная ошибка в одном из допущений материального баланса. Например, уравнение материального баланса предполагает, что пластовое давление является однородным; это допущение не действует, если различия существуют благодаря делению пласта на гидродинамические блоки. В зависимости от того, является F большим или меньшим E, некоторые возможные объяснения могут упускаться.

На рисунке 6.4 схематически изображены два примера графиков зависимости F от E. Один график является линейным с угловым коэффициентом, равным единице, второй — нелинейным и изгибается вверх. Первый график соответствует теории, второй — не соответствует. Во втором случае извлечение флюида превышает его расширение. Такое отклонение можно объяснить одной или несколькими причинами. Очевидно, возможным объяснением может быть то, что приток воды был недооценен, поскольку не был определен водонапорный режим.

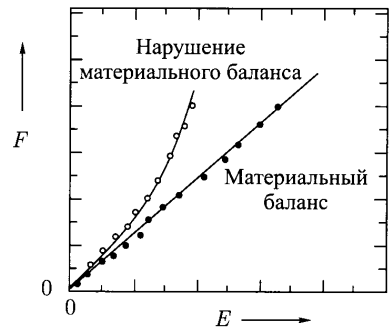


Рис. 6.4. Пример графика зависимости F от E

В заключение: построение и ведение графика зависимости F от E может помочь определить проблемы или несоответствия или, наоборот, усилить уверенность в понимании текущего пластового режима. В примере 10 главы 13 представлен $F(E)$ график для коллектора летучей нефти на Аляске.

6.2.5. Определение водонапорного режима и режима газовой шапки

Водонапорные режимы, особенно законтурные, иногда трудно распознать на ранних стадиях разработки залежи. Характерным признаком водонапорного режима является извлечение воды. Однако этот признак в законтурных водонапорных режимах проявляется не так быстро, как в режимах вытеснения подошвенной водой. Таким образом, для определения законтурных водонапорных режимов иногда требуются более надежные методы. При наличии надежных данных о G_{fgi} и N_{foi} для определения и оценки притока воды может быть использован метод, представленный в § 6.2.2. Если надежные данные о G_{fgi} и N_{foi} отсутствуют, что часто бывает, используются другие методы. Для определения естественного водонапорного режима используются два метода, основанных на использовании материального баланса.

Самым надежным является метод Мак Ивэна (1963). Он использует данные о суммарной добыче и закачивании флюида, а также данные измерения среднего пластового давления для оценки динамики притока воды. Этот метод также позволяет определить параметры модели притока воды (r_eD и k_t) и первоначальные запасы нефти и газа в коллекторе. Энергетическую характеристику водонапорного режима определяют сравнением $W_e(t)$ и суммарного объема извлеченного флюида $F(t)$. Этот метод является наиболее сложным из всех методов определения притока воды и описывается в главе 10.

Второй метод — это метод Коля (1969) и Кэмпбэлла и Кэмпбэлла (1978). Этот метод намного проще метода Мак Ивэна, однако уступает ему в надежности. Коль предложил строить график зависимости F/E_{gwf} от G_p для газовых коллекторов. Аналогично Кэмпбэлл и Кэмпбэлл предложили строить график зависимости F/E_{owf} от N_p для изначально недонасыщенных коллекторов нефти. На рисунке 6.5 схематически показана форма графиков $F/E_{gwf}(G_p)$ для водонапорных режимов различной мощности. Теоретически активным является водонапорный режим, график которого существенно отличается от горизонтальной линии. Степень изгиба является качественным показателем мощности водонапорного режима. Кривые выходят из точки на оси y, соответствующей первоначальным запасам газа в коллекторе. Форма кривых воспроизводит и прямо связана с динамикой притока воды. В главе 10 описывается динамика притока воды в естественных водонапорных режимах. Качественно результаты на рис. 6.5 также относятся к коллекторам нефти, однако могут немного отличаться в зависимости от того, является коллектор изначально насыщенным или недонасыщенным.

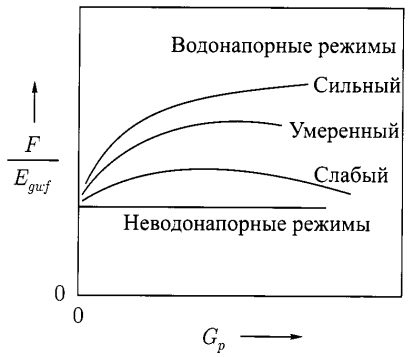


Рис. 6.5. График Коля для определения водонапорных режимов

Теоретически графики Коля и Кэмпбэлла можно использовать для определения водонапорного режима, однако на практике они не всегда надежны из-за своей сверхчувствительности и неопределенности. Сверхчувствительность вызвана членами F/E_{gwf} и F/E_{owf}. Эти отношения изначально приближаются к бесконечности, так как значения E_{gwf} и E_{owf} приближаются к нулю. Поэтому небольшие ошибки в E_{gwf} и E_{owf} вызывают существенные ошибки в значениях F/E_{gwf} и F/E_{owf}. Таким образом, реальная форма графиков Коля и Кэмпбэллов может существенно отличаться от рисунка 6.5. Например, при наличии только $1-2\%$ ошибки при определении давления графики Коля и Кэмпбэллов могут иметь негативный наклон или прогнуться вниз независимо от того, присутствует приток воды или нет. (См. пример 4 в главе 11.) Эти явления усложняют интерпретацию таких графиков. Поэтому графики Коля и Кэмпбэллов следует осторожно использовать для определения притока воды, и еще осторожнее — для

оценки первоначальных запасов нефти и газа в коллекторе. При использовании графиков следует осторожно и скептически рассматривать данные начальной стадии разработки. Сверхчувствительность в процессе истощения давления уменьшается, однако приток воды обычно замедляет истощение давления и таким образом лишь оттягивает наступление надежного периода. Поскольку приток воды нужно определить как можно скорее, эти факторы только усложняют и делают рискованным использование этих графиков.

Теоретически графики Коля и Кэмпбэллов также можно использовать для определения режима газовой шапки при отсутствии притока воды. Необходимость использовать графики Коля или Кэмпбэллов для этой цели не является такой крайней, так как режим газовой шапки определить намного проще, чем водонапорный режим. Надежным методом определения газовой шапки обычно служит каротаж. Если график Коля или Кэмпбэллов отличается от горизонтальной линии, это свидетельствует о наличии газовой шапки. Это правило распространяется только на коллекторы с первичной газовой шапкой и не распространяется на коллекторы, в которых образуется вторичная газовая шапка. Эта методика менее надежна для определения режима газовой шапки, чем для водонапорного режима, поскольку отклонение от прямой линии может быть едва различимым. Степень отклонения также зависит от размера начальной газовой шапки. Графики Коля и Кэмпбэллов для коллекторов с режимом газовой шапки также являются сверхчувствительными.

6.2.6. Соотношения закачивания–извлечения

Одним из способов сдерживания падения давления является закачивание флюидов. Наиболее часто для этого используются извлеченный газ и вода. Давление не понижается, если пластовый объем закачанных флюидов равен пластовому объему извлеченных флюидов. При таких условиях объем свободного порового пространства пласта равен нулю. В редких случаях закачивание достаточного количества флюидов может полностью остановить падение давления. Тем не менее закачивание флюида может быть очень эффективной стратегией сдерживания темпов падения давления, увеличения отдачи и периода эксплуатации пласта.

Эффективность стратегии нагнетания флюидов измеряется с помощью соотношения закачивания — извлечения (injection-withdrawal ratio, IWR). Оно представляет собой отношение суммарного объема закачанного флюида к суммарному объему извлеченного флюида (оба выражаются в единицах пластового объема).

Общий суммарный объем закачанного флюида представляет собой сумму суммарных объемов закачанного газа и закачанной воды:

$$I = I_g + I_w, \tag{6.74}$$

где I_g и I_w — это суммарные объемы закачанных воды и газа, выраженные в единицах пластового объема (например, в RV или пластовых м^3), которые равны

$$I_g = G_I \left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_v R_s} \right), \tag{6.75}$$

$$I_w = W_I B_w. \tag{6.76}$$

Общее суммарное извлечение флюида составляет

$$W = W_o + W_g + W_w, \tag{6.77}$$

где W_o, W_g и W_w — суммарные объемы извлеченной нефти, газа и воды, выраженные в единицах пластового объема и равные

$$W_o = N_p\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_v R_s}\right), \tag{6.78}$$

$$W_g = G_p\left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_v R_s}\right), \tag{6.79}$$

$$W_w = W_p B_w. \tag{6.80}$$

Уравнения (6.75), (6.76), (6.78)–(6.80) следуют из уравнения (6.12). Уравнение (6.80) не учитывает газ, растворенный в водной фазе. Соотношение закачивания — извлечения равно

$$\text{IWR} = \frac{I}{W} = \frac{I_g + I_w}{W_o + W_g + W_w}. \tag{6.81}$$

Также мы заметили, что $F = W - I$.

Соотношение закачивания–извлечения в уравнении (6.81) не учитывает вторгшуюся воду. Приток воды уменьшает необходимость её закачивания, так как он уменьшает объем свободного порового пространства и помогает сдерживать падение давления. Чтобы включить влияние притока воды, можно вычесть W_e из знаменателя в уравнении (6.81).

Уравнения (6.75), (6.78) и (6.79) применяются только к насыщенным условиям. Для недонасыщенных условий применяются следующие упрощения: $IWR = (I_g + I_w)/(W_o + W_w)$, где $I_g = G_I B_g$, а $W_o = N_p B_o$ или $G_p B_g$. Отдельные члены для W_o и W_g не требуются, поскольку один член автоматически учитывает значение второго.

Применение стандартных PVT-характеристик к проектам круговой закачки газа усложнено изменениями состава, вызванными повторно закачиваемым газом. В целом PVT-характеристики зависят от количества повторно закачиваемого газа (Кук и др., 1974). Для определения зависимости от состава часто требуется проведение специальных лабораторных исследований. Это может ограничить точность уравнения (6.81).

В примере 9 главы 13 показано применение уравнения (6.81) к коллектору летучей нефти на Аляске, в который закачивается вода и газ.

6.2.6.1. Соотношение темпов закачивания–извлечения

Соотношение закачивания–извлечения показывает общую эффективность стратегии закачивания флюида для поддержки пластового давления. Соотношение закачивания–извлечения не показывает эффективность текущей стратегии закачивания для поддержания текущего пластового давления. Для поддержания текущего пластового давления темпы закачивания флюидов должны быть равны темпам извлечения (выраженным в единицах пластового объема). Чтобы определить эффективность действующей стратегии закачивания флюидов для поддержания текущего давления, мы вводим соотношение темпов закачивания–извлечения (injection-withdrawal rate ratio, IWRR).

Математически соотношение темпов закачивания–извлечения равно

$$\text{IWRR} = \frac{\left(\frac{dI}{dt}\right)}{\left(\frac{dW}{dt}\right)} = \frac{dI}{dW}. \tag{6.82}$$

В конечно-разностной форме уравнение (6.82) записывается как

$$\text{IWRR} = \frac{I_{t+\Delta t} - I_t}{W_{t+\Delta t} - W_t}, \tag{6.83}$$

где индексы t и Δt обозначают соответственно некоторое более раннее и некоторое более позднее время. I и W вычисляются при помощи уравнений (6.74) и (6.77).

Пример 9 главы 13 показывает вычисление IWR и IWRR для коллектора летучей нефти на Аляске, в который закачиваются вода и газ.

Иногда интересно подсчитать, какую долю извлеченного газа нужно повторно закачать в пласт, чтобы предотвратить дальнейшее падение давления (не учитывая приток воды). Это происходит, когда IWRR = 1. Математически это условие существует, когда

$$dI = dW. \tag{6.84}$$

Подставив уравнения (6.75) и (6.76) в уравнение (6.74), подставив уравнения (6.78)–(6.80) в уравнение (6.77), а потом подставив два получившихся выражения в уравнение (6.84), получим

$$d\left[G_i\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_v R_s}\right)\right] + d\left[W_I B_w\right] = d\left[N_p\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_v R_s}\right)\right] + \\ + d\left[G_p\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_v R_s}\right)\right] + d\left[W_I B_w\right]. \tag{6.85}$$

Если подставить $G_I = G_p r_g$ в уравнение (6.85) и решить полученное уравнение для r_g, получим

$$r_g = 1 + \frac{\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_v R_s}\right) dN_p + B_w dW_p - B_w dW_I}{\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_v R_s}\right) dG_p}. \tag{6.86}$$

Это уравнение основывается на том факте, что стандартные PVT-характеристики не изменяются по отношению ко времени, если давление является постоянным. Уравнение (6.86) можно альтернативно выразить при помощи объемных скоростей потока:

$$r_g = 1 + \frac{\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_v R_s}\right) q_{osc} + B_w q_{wsc} - B_w i_{wsc}}{\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_v R_s}\right) q_{gsc}}, \tag{6.87}$$

где q_{osc}, q_{gsc} и q_{wsc} — темпы извлечения нефти, газа и воды на поверхность, i_{wsc} — поверхностные темпы закачивания воды[1].

В случае когда отсутствует закачивание, извлечение и приток воды $W_p = 0$, $W_I = 0$ и уравнение (6.86) упрощается до

$$r_g = 1 + \frac{(B_o - B_g R_s)}{(B_g - B_o R_v) R}, \tag{6.88}$$

[1] Уравнение (6.87) также может быть выведено из микроскопической формы обобщенного уравнения

где R — мгновенное значение газового фактора на устье скважины. Для выведения уравнения (6.88) мы использовали тот факт, что $dG_p/N_p = R$. Поскольку величины в скобках всегда положительные, это уравнение показывает, что доля повторно закачиваемого газа, необходимая для полного поддержания давления при отсутствии притока или закачивания воды, всегда больше единицы. Это означает, что повторного закачивания всего извлеченного газа недостаточно для полного поддержания давления. Уравнения (6.86)–(6.88) применяются только к насыщенным условиям.

6.3. Уравнение насыщенности

Уравнение насыщенности — это математическое выражение для нахождения общей средней нефтенасыщенности коллектора через показатели добычи нефти и газа. Уравнение насыщенности, как и уравнение материального баланса, выводится из макроскопических массовых балансов. Уравнение насыщенности также является неотъемлемой частью модифицированной танкерной модели черной нефти. Модифицированная модель черной нефти описывается в главе 9.

В зависимости от выбора зависимых переменных уравнение насыщенности выражается в двух распространенных формах. Первая форма выводится путем объединения макроскопических массовых балансов дегазированной нефти и сепараторного газа, представленных уравнениями (5.38) и (5.39). Решив одно из этих уравнений для V_b и подставив полученное выражение во второе уравнение, а затем заменив $\overline{S}_g$ на $\left(1-\overline{S}_o-S_w\right)$, получим

$$\overline{S}_o = \frac{\left(1-\overline{S}_w\right)B_o\left[\left(1-\frac{N_p}{N}\right)-\left(1-\frac{G_{ps}}{G}\right)\left(\frac{G}{N}\right)R_v\right]}{\left(\frac{G}{N}\right)\left(B_g-B_oR_v\right)\left(1-\frac{G_{ps}}{G}\right)+\left(1-\frac{N_p}{N}\right)\left(B_o-B_gR_s\right)}, \tag{6.89}$$

где мы использовали $G_{ps} = G_p - G_I$. Для начальных условий, где $N_p = G_{ps} = 0$, это уравнение приобретает вид

$$\overline{S}_{oi} = \frac{\left(1-\overline{S}_{wi}\right)B_{oi}\left[1-\left(\frac{G}{N}\right)R_v\right]}{\left(\frac{G}{N}\right)\left(B_{gi}-B_{oi}R_{vi}\right)+\left(B_{oi}-B_{gi}R_{si}\right)}. \tag{6.90}$$

Уравнения (6.89) и (6.90) применяются к насыщенным пластам. В случае недонасыщенных пластов $\overline{S}_o = 1-\overline{S}_{wi}$ и $\overline{S}_g = 0$ — для нефтяных пластов, $\overline{S}_o = 0$ и $\overline{S}_g = 1 - \overline{S}_{wi}$ — для газовых пластов.

Вторая форма уравнения насыщенности выводится только из макроскопического массового баланса дегазированной нефти. Если подставить $\overline{S}_g = 1-\overline{S}_o-\overline{S}_w$ в урав-

---

материального баланса

$$-\widetilde{q}_{gsc}\left(\frac{B_g-B_oR_v}{1-R_vR_s}\right)-\widetilde{q}_{osc}\left(\frac{B_o-B_gR_s}{1-R_vR_s}\right)-\widetilde{q}_{wsc}B_w = V_p\frac{\partial p}{\partial t}c_T,$$

где $\widetilde{q}_{osc}$ — суммарные темпы извлечения на поверхность дегазированной нефти, $\widetilde{q}_{wsc}$ — суммарные темпы извлечения свободного газа, c_T — общая сжимаемость, равная $c_T = S_oc_o + S_gc_g + S_wc_w + c_f$. Для выведения уравнения (6.87) заметим, что $\partial p/\partial t = 0$, $\widetilde{q}_{wsc} = (q_{wsc} - i_{wsc})$, $\widetilde{q}_{gsc} = q_{gsc}\,(1-r_g)$, $\widetilde{q}_{osc} = q_{osc}$, и решим для r_g.

нение (5.38) и решать для $\overline{S}_o$, получим

$$\overline{S}_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right)\frac{N}{V_b\phi} - \left(1 - \overline{S}_w\right)\frac{R_v}{B_g}}{\left(\frac{1}{B_g} - \frac{R_v}{B_g}\right)}. \tag{6.91}$$

Уравнение (5.35) представляет собой выражение для нахождения первоначальных запасов нефти в коллекторе. Решая это уравнение для N/V_b, получим

$$\frac{N}{V_b} = \phi_i\left(\frac{\bar{S}_{oi}}{B_{oi}} + \frac{\overline{S}_{gi}R_{vi}}{B_{gi}}\right). \tag{6.92}$$

Подставив уравнение (6.92) в уравнение (6.91), получим

$$\overline{S}_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{\bar{S}_{oi}}{B_{oi}} + \frac{\overline{S}_{gi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)\frac{\phi_i}{\phi} - \left(1 - \overline{S}_w\right)\frac{R_v}{B_g}}{\left(\frac{1}{B_o} - \frac{R_v}{B_g}\right)}, \tag{6.93}$$

где соотношение ϕ_i/ϕ является единицей, если не учитывать сжимаемость горной породы. Сравнивая уравнения (6.89) и (6.93), отметим, что первое является функцией G_p и G, а второе записано с помощью $\overline{S}_{oi}$ и $\overline{S}_{gi}$. Рассматривая уравнение (6.93) для начальных условий, получим $\overline{S}_o = \overline{S}_{oi}$.

Для некоторых конкретных случаев уравнения (6.93) и (6.89) могут быть упрощены. Если допустить, что свободный газ изначально отсутствует ($\overline{S}_{gi} = 0$), и не учитывать сжимаемость горной породы ($\phi = \phi_i$), уравнение (6.93) упрощается до

$$\overline{S}_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N} - \frac{B_{oi}R_v}{B_g}\right)\left(1 - \overline{S}_w\right)}{\left(\frac{B_{oi}}{B_o} - \frac{R_vB_{oi}}{B_g}\right)}. \tag{6.94}$$

Если далее предположить, что речь идет о черной нефти, то R_v приближается к нулю и уравнение (6.94) упрощается до

$$\overline{S}_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right)\left(1 - \overline{S}_w\right). \tag{6.95}$$

Уравнение (6.95) — это общераспространенная форма уравнения насыщенности (Крафт и Ховкинс, 1959; Дэйк, 1978). Согласно этому уравнению, если давление равно или превышает давление точки кипения, $\overline{S}_o = 1 - \overline{S}_w$. В примере 1 показано применение уравнения (6.95).

Уравнение (6.94) применяется ко всему спектру пластовых флюидов, однако для газоконденсатов иногда удобнее применять альтернативную его форму. Начальный коэффициент пластового объема газоконденсата часто выражен с помощью B_{gi} вместо B_{oi}. При использовании тождества $B_{oi} = B_{gi}/R_{vi}$ уравнение (6.94) приобретает

вид

$$\overline{S}_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N} - \frac{B_{gi}R_v}{B_g R_{vi}}\right)(1 - \overline{S}_w)}{\left(\frac{B_{gi}}{B_o R_{vi}} - \frac{B_{gi}R_v}{B_g R_{vi}}\right)}. \tag{6.96}$$

Уравнение (6.96) действительно при любых давлениях, меньших давления точки росы. При давлениях, больших или равных давлению точки росы, $\overline{S}_o = 0$ и $\overline{S}_g = 1 - \overline{S}_{wi}$.

Уравнения (6.89), (6.91), и (6.93) представляют полезные связи и применяются ко всему диапазону пластовых режимов, включая режим газовой шапки и водонапорный режим. Однако их применение имеет существенное ограничение: должна быть известна водонасыщенность $\overline{S}_w$. Как правило, водонасыщенность известна только в замкнутых коллекторах, где она постоянна и равна начальной водонасыщенности. Водонасыщенность $\bar{S}_w$ можно определить для любого коллектора, решив макроскопический массовый баланс дегазированной воды, представленный уравнением (5.34) для $\overline{S}_w$. Тогда

$$\bar{S}_w = \left(\frac{\phi_i}{\phi}\right)\left[\frac{B_w(W_I - W_p) + W_e}{V_{pi}} + \frac{B_w \bar{S}_{wi}}{B_{wi}}\right], \tag{6.97}$$

где приток воды был включен отдельным членом (W_e) и использовалось выражение $V_{pi} = V_b\overline{\phi}_i$. Это уравнение показывает линейное увеличение водонасыщенности при увеличении суммарного объема закачиваемой воды/притока воды $B_w(W_I - W_p) + + W_e$. При отсутствии закачивания/притока воды водонасыщенность остается примерно постоянной. Уравнение (6.97) показывает, что водонасыщенность является функцией V_{pi}, представленного уравнением (6.19).

Предшествующие уравнения должны быть далее уточнены, а именно: они рассчитывают только объемно усредненные значения насыщенности. Эти значения насыщенности приближаются к реальным значениям только при относительно однородном распределении насыщенностей. Такая идеализация является неудовлетворительной для большинства коллекторов, особенно для коллекторов с газовой шапкой и водонапорным режимом, где неизменно существует резкая неоднородность насыщенности. В коллекторах с газовой шапкой, например, нефтенасыщенность газовой шапки существенно ниже нефтенасыщенности пласта. При существовании мощной газовой шапки нефтенасыщенность, рассчитанная по уравнению насыщенности, не совпадет ни с одной из реальных насыщенностей. Чтобы точно спрогнозировать насыщенность в существенно неоднородных по насыщенности пластах, нужно разделить пласт на отдельные части и сформулировать массовые балансы для каждой из них. В приложении E описывается формулировка простой модели, состоящей из трех элементов, имитирующей коллекторы с газовой шапкой и водонапорным режимом.

Пример 1. Коллектор с режимом растворенного газа

В таблице 6.1 представлены некоторые стандартные PVT-характеристики коллектора черной нефти с режимом растворенного газа. Начальное пластовое давление составляет $137,9$ бар. Давление точки кипения приблизительно составляет $113,07$ бар. Начальная нефтенасыщенность составляет 80%, водонасыщенность — 20%. Вычислите средние значения нефте- и газонасыщенности при давлении $68,95$ бар, если долевая отдача нефти составляет $19,33\%$.

Решение. Применив уравнение (6.95), получим

$$\overline{S}_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right)(1 - \overline{S}_w) = (1 - 0,1993)\left(\frac{1,322\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}{1,467\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}\right)(1 - 0,2) = 0,582.$$

Соответственно газонасыщенность составляет $\overline{S}_g = 1 - \overline{S}_o - \overline{S}_{wi} = 1 - 0,582 - 0,20 = 0,218$.

Таблица 6.1. Некоторые стандартные PVT-характеристики тяжелой нефти

	Характеристики флюида			
p, бар	B_o, $\text{м}^3/\text{м}^3$	B_g, $\text{см}^3/\text{м}^3$	R_s, $\text{м}^3/\text{м}^3$	R_v, $\text{см}^3/\text{м}^3$
137,9	1,467		149,24	
113,1	1,463	10,787	145,26	0,0
68,95	1,322	18,698	97,54	0,0

УПРАЖНЕНИЯ

6.1. Газовый коллектор: уравнение материального баланса с учетом газа, растворенного в водной фазе

Докажите, что уравнение материального баланса для строго недонасыщенного газа (например, сухого или жирного газа) при наличии растворенного газа в водной фазе выглядит следующим образом:

$$G_{fgi}E_g + WE_w + V_{pi}E_f + W_e = (G_p - G_I)\,B_g + (W_p - W_I)\,(B_w - B_g R_{sw}),$$

где R_{sw} — содержание растворенного газа в воде, $E_w = B_{tw} - B_{twi}$, $B_{tw} = B_g + B_g\,(R_{swi} - R_{sw})$. Начните выведение с массового баланса дегазированной воды, представленного уравнением (5.40), и массового баланса свободного газа, представленного уравнением (5.51). Докажите, что первоначальные запасы газа в коллекторе равны $G = G_{fgi} + WR_{swi}$. Докажите также, что $G_{fgi}E_{gwf} + W_e = F$ — это сокращенное уравнение материального баланса, где $F = (G_p - G_i)\,B_g + (W_p - W_I)\,(B_w - B_g R_{sw})$, а E_{gwf} представлено уравнением (6.22).

6.2. Уравнение материального баланса для недонасыщенной нефти

Взяв за основу макроскопические массовые балансы дегазированной нефти и воды, представленные уравнениями (6.4) и (6.5), выведите уравнение материального баланса для недонасыщенной нефти, представленное уравнением (6.43).

6.3. Уравнение материального баланса для недонасыщеннго газа

Взяв за основу макроскопические массовые балансы свободного газа и дегазированной воды, представленные уравнениями (6.3) и (6.5), выведите уравнение материального баланса для недонасыщенного газа, представленное уравнением (6.53). Недонасыщенный газ — это газ, давление которого превышает давление точки росы.

6.4. Уравнение материального баланса для насыщенной нефти

Взяв за основу макроскопические массовые балансы свободного газа, дегазированной нефти и дегазированной воды, представленные уравнениями (6.3)–(6.5), и предположив отсутствие закачивания и извлечения воды, выведите уравнение материального баланса для насыщенной тяжелой нефти, представленное уравнением (6.48).

6.5. Объемная доля жидкости при ССЕ

Уравнение (4.58) представляет объемную долю нефти как функцию давления при ССЕ:

$$\nu_o = \frac{1}{1 + \dfrac{B_g\left(R_{si} - R_s\right)}{B_o\left(1 - R_v R_s\right)}}. \tag{4.58}$$

Выведите это уравнение из уравнения (6.89), учитывая, что при ССЕ $G_{ps} = N_p = 0$, $R_{si} = G/N$ и $\nu_o = S_o/\left(1 - S_{wi}\right)$.

6.6. Символы и единицы

Заполните следующую таблицу соответствующими символами и единицами. Для единиц объема указывайте пластовые или стандартные условия.

	Символ	Единицы нефтепромысловой геологии
Общие первоначальные запасы нефти в коллекторе		
Первоначальные запасы нефти в свободной нефтяной фазе		
Общие первоначальные запасы газа в коллекторе		
Первоначальные запасы газа в свободной газовой фазе		
Суммарная добыча нефти		
Суммарная добыча устьевого (попутного) газа		
Суммарная добыча товарного газа		
Суммарный газовый фактор устьевого газа		
Суммарный газовый фактор товарного газа		
Суммарный объем вторгшейся воды		
Суммарный объем извлеченной воды		
Суммарный объем закачанной воды		
Доля извлеченного устьевого газа, закачиваемая повторно		отсутствует
Соотношение начального объема свободного газа к объему свободной нефти		отсутствует

6.7. Уравнение материального баланса

Упростите насколько возможно уравнение материального баланса, представленное уравнением (6.20), для случая, когда отсутствуют приток воды, закачивание воды, извлечение воды, расширение воды и горной породы и начальный свободный газ.

6.8. Уравнение относительной нефти

Упростите насколько возможно уравнение долевой отдачи нефти, представленное уравнением (6.37), для коллектора летучей нефти с режимом газовой шапки, в котором отсутствует приток воды, закачивание воды, извлечение воды, а также расширение воды и породы.

6.9. Вычисление m

Уравнение (6.35) определяет переменную газовой шапки m. Вычислите m для залежи с толщиной пласта $15,24$ м и толщиной газовой шапки $15,24$ м. Нефтяная оторочка изначально не содержит свободного газа. Нефтенасыщенность газовой шапки составляет 20%. Насыщенность нефтяной оторочки и газовой шапки и погребенной водой составляет 25%.

6.10. Суммарные газовые факторы

Из коллектора извлечено 10 млн м^3 нефти и 15 млрд м^3 попутного (устьевого) газа. Семьдесят пять процентов добытого газа снова закачали в пласт. Вычислите следующее:

1). Количество повторно закачанного газа (млрд м^3).

2). Количество извлеченного газа (млрд м^3), доступное для продажи.

3). Суммарный газовый фактор извлеченного устьевого газа (м^3/м^3).

4). Суммарный газовый фактор товарного газа (м^3/м^3).

6.11. Извлечение нефти из недонасыщенного коллектора

Давление в коллекторе черной нефти понижается от $137,8$ бар до $117,13$ бар. Давление точки кипения составляет $113,27$ бар. Насыщенность погребенной водой составляет 25%. Сжимаемость породы и воды составляет соответственно $14,5 \times 10^{-5}$ и $4,35 \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Вычислите долевую отдачу коллектора при давлении $117,13$ бар, не учитывая расширение воды и горной породы. Также вычислите долевую отдачу коллектора при давлении $117,13$ бар с учетом расширения горной породы и воды. Коэффициент объемного расширения нефти при $137,8$ бар и $117,13$ бар составляет соответственно $1,467$ и $1,475$.

6.12. Уравнение микроскопического материального баланса

На основе микроскопических массовых балансов сепараторного газа, дегазированной нефти и дегазированной воды, представленных в уравнениях (5.16)–(5.18), выведите уравнение микроскопического материального баланса

$$-\widetilde{q}_{gsc}\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_v R_s}\right) - \widetilde{q}_{osc}\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_v R_s}\right) - \widetilde{q}_{wsc} B_w = V_p \frac{\partial p}{\partial t} c_T, \tag{6.98}$$

где $\widetilde{q}_{gsc}$, $\widetilde{q}_{osc}$ и $\widetilde{q}_{wsc}$ — темпы извлечения газа, нефти и воды соответственно; $A_t = S_g c_g + S_o c_o + S_w c_w + c_f$; c_g и c_o определены уравнениями (4.72) и (4.73); $c_w = -(1/B_w)(\partial B_w/\partial p)$; $c_f = (1/V_p)(\partial V_p/\partial p)$. Подсказка: раскройте значение функции

производной $\partial M_g/\partial t = (\partial p/\partial t)\,(\partial M_g/\partial p)$, где $M_g = [\phi\,(S_g/B_g + S_o R_s/B_o)]$, и других подобных производных; возьмите производную $\partial M_g/\partial p$ и другие; далее исключите $\partial S_g/\partial p$, $\partial S_o/\partial p$ и $\partial S_w/\partial p$, объединив эти уравнения в одно уравнение.

Глава 7

Течение жидкостей и технологические показатели скважин

При первичном истощении пластов резервуарные флюиды последовательно проходят четыре этапа фильтрации: бесконечный режим течения, переходный режим, квазистационарное течение и режим, наблюдаемый при истощении пластовой энергии. Данные этапы течения сильно различаются по своему характеру и длительности. В настоящей главе рассматривается теория и динамика развития каждого из четырех режимов фильтрации, при этом особое внимание будет уделяться построению пространственных распределений давления и формулировке соотношений продуктивности. Последние представляют собой уравнения, связывающие дебит скважины и среднее пластовое давление.

В рамках этих ключевых тем в данной главе представлена методика, одинаково хорошо применимая в случае течения как жидкостей, так и газов. Она основана на концепции применения псевдодавлений, поэтому необходимость представлять отдельные выводы и формулы для фильтрации жидкостей и газов отпадает, что существенно сокращает анализ движения флюидов. Главным успехом выведенного нами метода является то, что мы несколько по-другому ввели определение псевдодавления.

Материал главы включает в себя также двухфазную модель депрессии, при помощи которой можно дать точный прогноз поведения скважины в начале разработки. При первом открытии в добывающих скважинах происходит ряд очень серьезных изменений в течение короткого периода времени. Изменения эти включают в себя как поведение некоторых эксплуатационных показателей на поверхности (изменение газового фактора и дебита), так и в самой залежи (изменение насыщенности и профилей распределения давления). Все эти вариации учитываются в модели депрессии.

Настоящее рассмотрение работы скважин предшествует исследованию эксплуатационных показателей месторождений (см. главы 12 и 14). Отличие здесь заключается главным образом в размерах. Так, характеристики месторождения относятся к коллективному поведению группы скважин, а показатели скважин описывают поведение только одиночной скважины. Вследствие разных масштабов, для описания поведения скважин необходимы несколько иные математические модели, отличные от моделей поведения месторождений. Как нам кажется, понимание того, как ведут себя скважины в период своей эксплуатации, будет полезно при последующем (более сложном) рассмотрении поведения залежей.

В разделах 1 и 2 рассматриваются общие пространственные распределения давления на каждом из этапов фильтрации и истощения пласта, а также представлена качественная динамика изменения давления. В разделах с 3 по 13 описана теория, а также механика течения флюидов. В тексте главы приведены примеры (3 и 4), иллюстрирующие методы численного решения уравнений. Разделы с 1 по 13 содержат обязательный материал.

В разделах с 14 по 17 рассматривается теория двухфазных псевдодавлений, кривые зависимости давления от насыщенности, а также двухфазная модель депрессии. При желании эти разделы можно пропустить.

В зависимости от уровня подготовки читателя, а также его интересов, можно охватить лишь часть материалов главы, однако следует помнить, что в разделах 1 и 2 представлен тот базис, который в дальнейшем используется при выводе уравнений и рассмотрении различных явлений.

7.1. Режимы эксплуатации скважин и общая динамика изменения давления

Скважины являются единственным инструментом извлечения нефти из земных недр и доставки ее к поверхности, поэтому они играют определяющую роль в разработке пластов. Всего существует три режима эксплуатации скважин: (1) при постоянном дебите и переменном забойном давлении, (2) при постоянном давлении на забое и переменном дебите и (3) при переменном забойном давлении и переменном же дебите. Как правило, скважины работают в каждом из этих режимов в течение общего времени эксплуатации. Так, в самом начале разработки залежи добыча из скважин чаще всего ведется при постоянном дебите вследствие принудительного ограничения добычи, которое налагается контролирующими органами или определяется параметрами наземного оборудования. На следующем этапе работу скважин осуществляют уже в режиме постоянства забойного давления, так как ограничения по дебиту к этому моменту перестают действовать, а значение давления на забое скважины достигает минимума.

На рис. 7.1 показана составная диаграмма, на которой приведены три различные схемы: (*а*) распределение давления между двумя вертикальными добывающими скважинами в различные периоды времени, (*б*) зависимость дебита от времени, (*в*) зависимость забойного давления от времени. Обе скважины, показанные на рис. 7.1, работают при одинаковых условиях, при этом добыча в каждой из них велась сначала при постоянном дебите (t от 1 до 5), а затем при постоянном давлении на забое ($t = 5$ и выше).

7.2. Характер и этапы течения флюидов

Течение жидкостей подразделяется на неустановившееся и установившееся. Термин *неустановившееся* течение говорит нам о том, что профиль распределения давления будет меняться как со временем, так и при переходе от одной области пласта к другой. Данный режим фильтрации является наиболее общим. При *установившемся* течении давление меняется только в зависимости от расстояния до скважины. Несмотря на то что в случае истощения пластового давления строго установившийся режим никогда не наблюдается, некоторые его характеристики можно наблюдать очень часто.

Когда добывающую скважину открывают в первый раз, в пласте создается возмущение давления, которое затем начинает распространяться от ствола скважины в глубь залежи. В течение периода добычи режим фильтрации флюида в пласте проходит последовательно четыре различных этапа. Перечислим эти этапы в порядке их появления:

1) бесконечный режим течения,
2) переходный режим,
3) полустационарный режим течения,
4) режим течения, наблюдаемый при естественном истощении пласта.

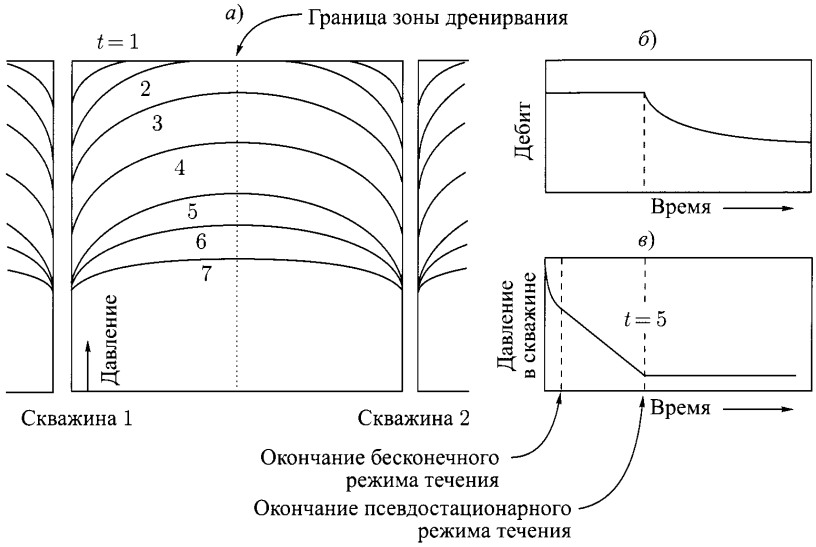


Рис. 7.1. Разработка пласта без искусственного поддержания давления: (*а*) профили давления в зависимости от продолжительности добычи, (*б*) динамика изменения дебита, (*в*) динамика изменения гидродинамического забойного давления

Все эти этапы относятся к неустановившемуся течению, хотя третий пункт в некоторых аспектах подобен установившемуся режиму фильтрации.

Бесконечный режим течения наблюдается в том случае, если возмущение давления не достигает внешней границы зоны дренирования. Данный режим представлен на рис. 7.1 распределениями, соответствующими $t = 1$ и 2. Он назван так потому, что реакция на изменение давления в этом случае практически неотличима от таковой при бесконечной зоне дренирования. Бесконечный режим течения обычно заканчивается очень быстро. Так, в случае нефтяных залежей он длится от 1 до 20 дней, в случае газовых резервуаров — несколько дольше, от нескольких недель до полугода. Данный этап также называют *нестационарным* режимом фильтрации.

Переходный режим также имеет малую продолжительность. Он начинается тогда, когда возмущение давления впервые достигает границы зоны дренирования и длится порядка нескольких суток. Переходное течение является одним из наиболее сложных этапов с точки зрения математического описания.

После этого наступает третий этап — *полустационарный* режим фильтрации, который также называют псевдо- или квазистационарным. В течение данного периода распределение давления (или его псевдовеличины) постоянно меняется от одного стационарного случая к другому (см. кривые 3, 4 и 5 на рис. 7.1). Для полустационарного режима требуется замкнутая область дренирования и постоянство значения дебита. Если хотя бы одно из этих условий оказывается нарушенным, то данный этап фильтрации наблюдаться не будет. Окончание псевдостационарного режима обычно происходит в период от полугода до двух лет в случае нефтяных пластов и по истечении 1–10 лет добычи из газовых резервуаров.

Четвертый и последний этап начинается тогда, когда давление на забое достигает точно установленного минимального значения. Этот режим фильтрации характеризуется постоянным снижением дебита и среднего пластового давления (см. так-

же профили давления 5, 6 и 7, соответствующие данному режиму). Минимальное значение забойного давления определяется несколькими факторами, однако следует помнить, что оно всегда должно превышать давление после проведения первичной сепарации на устье скважины, иначе флюид просто не будет поступать на дневную поверхность. Минимальное забойное давление можно понизить путем использования механизированной добычи. Это делается для того, чтобы максимизировать суммарную добычу в течение заданного периода времени. Режим течения, наблюдаемый при истощении пластового давления, как правило, охватывает от 85 до 90% всего периода эксплуатации скважины при разработке месторождения первичными методами.

Режимы течения являются теоретическим и практическим базисом множества явлений, происходящих в пластовых системах, поэтому крайне необходимо понимать и знать природу фильтрации. Рассмотрим качественно режимы течения, следуя схеме на рис. 7.2.

Пусть добыча флюида из скважины начинается в момент времени $t = 0$ и затем продолжается при постоянном дебите в течение длительного периода. Предположим также, что давление в скважине всегда превышает минимальное забойное давление. Внешняя граница зоны дренирования представляет собой тор, больший радиус которого равен r_e. Начальное давление везде одинаково и равно p_i.

Первый режим обычно занимает весьма короткий период времени, который требуется для того, чтобы приток флюида в скважину приобрел установившийся характер. В течение данного периода происходит заполнение ствола скважины жидкостью, после чего флюид расширяется вследствие разности темпов притока и отбора. «Скважинные эффекты» длятся, как правило, не более нескольких минут, и изменения давления в самом пласте в течение данного периода невелики, поэтому далее этот режим рассматриваться не будет.

После прекращения нестационарного течения режим фильтрации может пойти по двум путям, в зависимости от того, какой будет внешняя граница зоны дренирования. По истечении заключительного этапа нестационарного течения на поток начинают оказывать влияние граничные эффекты и перепад давления в пласте стабилизируется (при условии постоянства значения дебита). *Стабилизированный* (или установившийся) режим течения подразделяется на стационарный, если давление на внешней границе постоянно, и полустационарный, если внешняя граница абсолютно непроницаема. Данные режимы представляют собой предельные случаи реальной внешней границы, которая является *абсолютно прозрачной* при стационарном и *абсолютно непроницаемой* при полустационарном течениях.

Период стабилизированного режима фильтрации (при постоянном дебите) относительно короток. После того как дебит скважины начинает меняться, происходит переход к режиму течения при истощении пластового давления, который в случае первичных методов добычи занимает бóльшую часть всего периода эксплуатации скважины. По всей вероятности, данный режим проходит те же этапы, что показаны на схеме (см. рис. 7.2). Очевидно, что на этом этапе фильтрации большое влияние оказывают границы области дренирования, но в отличие от течения при постоянном дебите градиенты давления в пласте в данном случае не стабилизируются. Однако, как показали численные эксперименты, производительность скважин в обоих случаях почти одинакова, поэтому результаты, полученные при рассмотрении стационарного и нестационарного режимов течения, можно с успехом использовать и при описании режима течения при истощении давления в залежи.

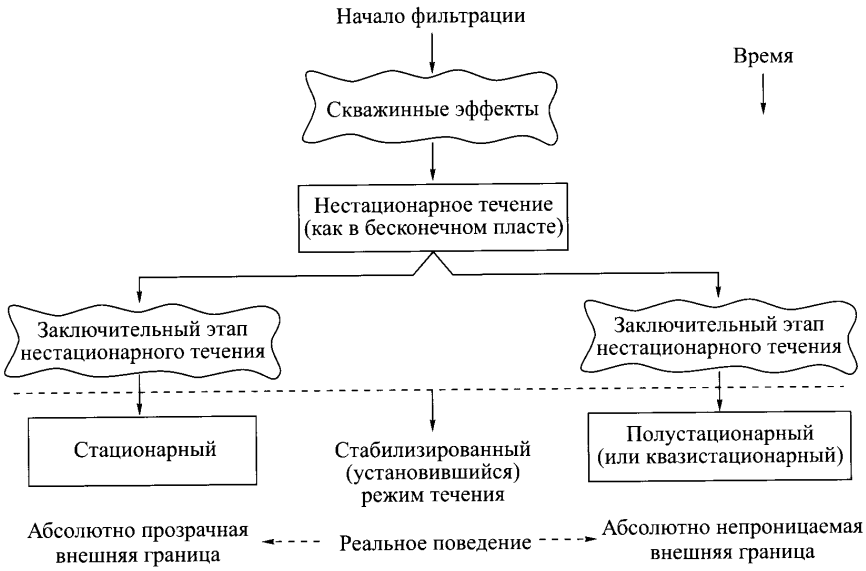


Рис. 7.2. Схема режимов течения при постоянном темпе отбора флюида в скважине

7.3. Уравнения состояния, сжимаемость

Исследуем течение флюидов на примере идеальной жидкости. Такая жидкость описывается при помощи простейших уравнений состояния (EOS, equations of state) и выражений изотермической сжимаемости. Уравнения состояния представляют собой математические соотношения, которые связывают плотность жидкости и ее давление. Рассмотрим четыре типа идеальных флюидов, которые охватывают весьма широкий диапазон изменения сжимаемости: несжимаемую жидкость, жидкость с постоянным коэффициентом сжимаемости, малосжимаемую жидкость и идеальный газ.

Изотермическая сжимаемость определяется следующим образом:

$$c = \frac{1}{\rho}\frac{\partial \rho}{\partial p}. \tag{7.1}$$

7.3.1. Несжимаемая жидкость

Несжимаемая жидкость имеет постоянную плотность, поэтому уравнение состояния в данном случае выглядит как $\rho = \rho_0$, где ρ_0 — постоянная. Как следует из названия, сжимаемость такой жидкости постоянна, т. е. $c = 0$. На самом деле это лишь идеализация, поскольку в природе таких флюидов нет, однако в небольшом диапазоне давлений вода и нефть действительно являются практически несжимаемыми.

7.3.2. Жидкость с постоянным коэффициентом сжимаемости

Если флюид имеет постоянную сжимаемость c, то выражение (7.1) можно проинтегрировать, в результате чего получим следующее уравнение состояния:

$$\rho = \rho_0 \exp[c(p - p_0)], \tag{7.2}$$

где ρ_0 — плотность при некотором стандартном значении давления p_0 (обычно это атмосферное давление). На практике большинство флюидов, обладающих постоянным коэффициентом сжимаемости, малосжимаемы, поэтому их еще называют малосжимаемыми жидкостями.

7.3.3. Малосжимаемая жидкость

Если член $c(p - p_0)$ в уравнении (7.2) имеет значение менее 0,1, то данное выражение можно записать в виде

$$\rho = \rho_0[1 + c(p - p_0)]. \tag{7.3}$$

В данном случае мы воспользовались разложением экспоненты в ряд Тейлора, $e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \ldots$, ограничившись первыми двумя слагаемыми. В качестве грубой оценки жидкость можно считать малосжимаемой, если значение c постоянно и составляет менее $7,25 \cdot 10^{-4}$ бар$^{-1}$.

7.3.4. Идеальный газ

Уравнение состояния идеального газа выглядит следующим образом:

$$\rho = \frac{p}{RT}. \tag{7.4}$$

Так как в данном случае значение производной $\partial\rho/\partial p$ равно $1/RT$, то, подставив этот результат в (7.1), будем иметь $c = 1/p$. Последнее выражение показывает, что сжимаемость идеального газа строго гиперболически зависит от давления.

7.3.5. Реальный флюид

Реальные текучие среды описываются либо сложными уравнениями состояния, либо простыми уравнениями, но с применением корреляционных функций.

Рассмотрим для примера реальный газ, его плотность определяется в том числе такой функцией, как z-фактор, поэтому уравнение состояния примет вид

$$\rho = \frac{p}{z(p,T)RT}, \tag{7.5}$$

где z зависит от температуры и давления. Изотермическая сжимаемость реального газа равна

$$c = \frac{1}{p} - \frac{1}{z}\frac{\partial z}{\partial p}. \tag{7.6}$$

7.4. Псевдодавление

Замена реального давления его псевдовеличиной преследует две важных цели. Во-первых, это позволяет провести математические преобразования, в результате которых давление можно считать строго зависящим от вязкости и плотности флюида. Во-вторых, данная подстановка позволяет рассматривать течение жидкости и газа вместе, а не отдельно друг от друга. Все рассуждения, приведенные в данном разделе и касающиеся псевдодавления, применимы только к однофазному потоку.

Термин псевдодавление был впервые введен Аль Хуссейни (1966) для того, чтобы частично линеаризовать уравнение, описывающее течение реального газа:

$$m'(p) = 2\int_{p_r}^{p} \frac{p\,dp}{\mu z}, \tag{7.7}$$

где p_r — произвольное опорное давление (обычно оно имеет маленькую величину). Данная псевдовеличина является регулярной функцией давления. Изначально она предназначалась для того, чтобы моделировать течение реального газа, однако в таком виде псевдодавление выражается в нестандартных единицах (например, бар^2/сП) и на 5–6 порядков превышает истинное давление. Кроме того, как уже было сказано выше, при использовании формулы (7.7) уравнение фильтрации флюида линеаризуется лишь частично.

Поэтому мы будем использовать в дальнейшем следующее определение псевдодавления:

$$m(p) = \frac{1}{\overline{\left(\frac{\rho}{\mu}\right)}_e}\int_{p_r}^{p} \frac{\rho}{\mu}dp + p_r, \tag{7.8}$$

где $\overline{(\rho/\mu)}_e$ — *эффективное* значение коэффициента (ρ/μ), который рассчитывается как средневзвешенное давление, изменяющееся в диапазоне от p_i до p_r $(p_i > p_r)$. p_i — это произвольное давление, которое обычно принимают равным начальному пластовому или максимальному в рассматриваемом диапазоне. Математическое определение $\overline{(\rho/\mu)}_e$ выглядит следующим образом:

$$\overline{\left(\frac{\rho}{\mu}\right)}_e = \frac{\int\limits_{p_r}^{p_i} \frac{\rho}{\mu}dp}{\int\limits_{p_r}^{p_i} dp} = \frac{\int\limits_{p_r}^{p_i} \frac{\rho}{\mu}dp}{(p_i - p_r)}. \tag{7.9}$$

Если вязкость и плотность постоянны, то $\overline{(\rho/\mu)}_e = \rho/\mu$. Подставляя (7.9) в (7.8), получим

$$m(p) = \frac{(p_i - p_r)\int\limits_{p_r}^{p} \frac{\rho}{\mu}dp}{\int\limits_{p_r}^{p_i} \frac{\rho}{\mu}dp} + p_r. \tag{7.10}$$

Определение псевдодавления, данное нами в (7.8), представляет собой слегка видоизмененное выражение, представленное Хагуртом (1988). Данный автор предложил использовать нормирующий коэффициент, имеющий ту же размерность, что и (ρ/μ), в результате чего псевдовеличина должна иметь ту же размерность, что и обычное давление. Однако псевдодавление, рассчитанное по Хагурту, на порядок или более превышает величину действительного давления. В противоположность этому, значение псевдодавления в (7.8) заключено в рамках между p_i и p_r, а в частном случае, когда плотность и вязкость постоянны, оно равно обычному давлению.

На рис. 7.3 показан график зависимости $m(p)$ от p для жирного газа. Черными кружками показаны интересующие нас данные. Начальное и опорное давления в данном случае равны 709,67 и 20,67 бар соответственно. Отклонение от диагональной линии является графической мерой зависимости давления от коэффициента (ρ/μ). (Если флюид имеет постоянную вязкость и плотность, то график будет совпадать с диагональю.) Поскольку кривизна графика, показанного на рис. 7.3, минимальна, можно сделать вывод, что давление рассматриваемого газа не зависит от (ρ/μ), за исключением области низких значений.

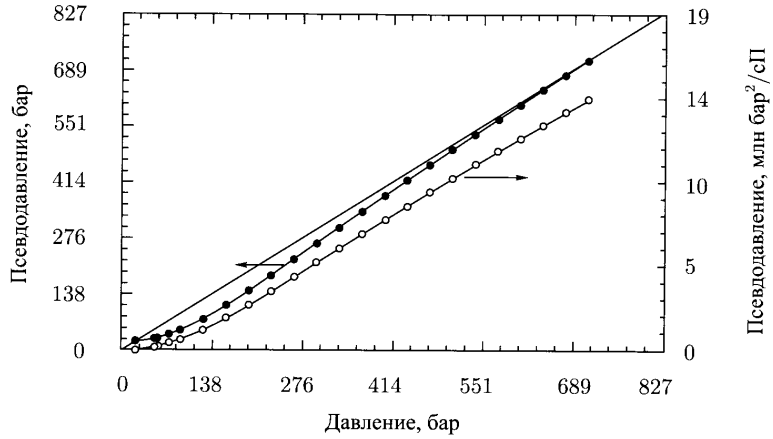


Рис. 7.3. Графики зависимости псевдодавления от обычного давления для жирного газа (см. пример 1)

Белыми кружками показано псевдодавление, рассчитанное на основе оригинального определения, данного Аль Хуссейни и др. (1966). Как видно из рисунка, данная зависимость носит не столь очевидный характер, как предыдущая.

Иногда бывает полезно использовать значения псевдодавления, выраженные в единицах объемного коэффициента (FVF, formation volume factor). В случае недонасыщенного флюида FVF равен

$$B = \frac{\rho_{sc}}{\rho}, \tag{7.11}$$

где ρ_{sc} — плотность в стандартных условиях. Параметр B в уравнении (7.11) — это так называемый обобщенный FVF, который применим как к газам, так и к жидкостям. Его также можно использовать при однофазном изменении давления, так как здесь не учитывается выделение растворенного в нефти газа и конденсация из газа летучих нефтей (об этих случаях речь пойдет ниже). Если подставить выражение (7.11) в (7.10), то

$$m(p) = \frac{(p_i - p_r)\int\limits_{p_r}^{p} \frac{dp}{\mu B}}{\int\limits_{p_r}^{p_i} \frac{dp}{\mu B}} + p_r, \tag{7.12}$$

или, в сокращенном виде:

$$m(p) = \overline{(\mu B)}_e \int\limits_{p_r}^{p} \frac{dp}{\mu B} + p_r, \tag{7.13}$$

где $\overline{(\mu B)}_e$ — эффективное произведение μB, определяемое как

$$\frac{1}{\overline{(\mu B)}_e} = \frac{\int\limits_{p_r}^{p_i} \frac{dp}{\mu B}}{\int\limits_{p_r}^{p_i} dp}. \tag{7.14}$$

Псевдодавление можно также определить через z-фактор, если $\rho = p/(zRT)$. Подставляя последнюю формулу в (7.10), получим:

$$m(p) = \frac{1}{\overline{\left(\frac{p}{\mu z}\right)}_e} \int\limits_{p_r}^{p} \frac{pdp}{\mu z} + p_r, \tag{7.15}$$

где

$$\overline{\left(\frac{p}{\mu z}\right)}_e = \frac{\int\limits_{p_r}^{p_i} \frac{p}{\mu z} dp}{\int\limits_{p_r}^{p_i} dp} = \frac{\int\limits_{p_r}^{p_i} \frac{p}{\mu z} dp}{(p_i - p_r)}. \tag{7.16}$$

Пересчет между $\overline{(\rho/\mu)}_e$, $\overline{(\mu B)}$ и $\overline{(p/\mu B)}_e$ осуществляется при помощи стандартных формул. Например, $\overline{(\mu B)}_e = 0,0035T/\overline{(p/\mu z)}_e$, где $\overline{(\mu B)}_e$ [=] сП·м^3/м^3, $\overline{(p/\mu z)}_e$ [=] бар/сП, T [=] K.

Как легко заметить, выражение (7.15) сходно с определением Аль Хуссейни, данным в (7.7), которое носит название *псевдодавления реального газа*. Помимо того, что это определение имеет размерность, отличную от реального давления, оно также недостаточно хорошо применимо к жидкостям (поскольку z-факторы для жидкостей приводятся редко) и двухфазным системам. Плюс ко всему, величины, рассчитываемые с помощью уравнения (7.7), не попадают в диапазон между p_i и p_r.

Если сопоставить между собой уравнения (7.7), (7.8), (7.13) и (7.15), то взаимосвязь между $m'(p)$ и $m(p)$ будет выглядеть следующим образом:

$$m'(p) = 2[m(p) - p_r]\overline{\left(\frac{p}{\mu z}\right)}_e = \frac{2\rho_{sc}RT[m(p) - p_r]}{\overline{(\mu B)}_e} = 2RT[m(p) - p_r]\overline{\left(\frac{\rho}{\mu}\right)}_e, \tag{7.17}$$

$$m(p) = \frac{m'(p)}{2\overline{\left(\frac{p}{\mu z}\right)}_e} + p_r = \frac{m'(p)\overline{(\mu B)}_e}{2\rho_{sc}RT} + p_r = \frac{m'(p)}{2RT\overline{\left(\frac{\rho}{\mu}\right)}_e} + p_r. \tag{7.18}$$

На практике псевдодавления всегда рассчитываются в виде разностей, поэтому, используя (7.8), (7.13) и (7.15), получим, что

$$m(p_1) - m(p_2) = \frac{1}{\overline{\left(\frac{\rho}{\mu}\right)}_e} \int\limits_{p_2}^{p_1} \frac{\rho}{\mu} dp = \overline{(\mu B)}_e \int\limits_{p_2}^{p_1} \frac{dp}{\mu B} = \frac{1}{\overline{\left(\frac{p}{\mu z}\right)}_e} \int\limits_{p_2}^{p_1} \frac{p}{\mu z} dp. \tag{7.19}$$

В некоторых частных случаях выражение (7.19) можно упростить, о чем мы сейчас и расскажем.

7.4.1. Разность псевдодавлений: идеальный газ

Преобразуем уравнение (7.19) к следующему виду:

$$\frac{m(p_1) - m(p_2)}{\overline{(\mu B)}_e} = \int_{p_2}^{p_1} \frac{dp}{\mu B}. \tag{7.20}$$

Газовый FVF для сухого газа равен

$$B = \frac{p_{sc} T z}{p T_{sc}}, \tag{7.21}$$

где $z = 1$ в случае идеального газа. Подставляя (7.21) в (7.20), получим:

$$\frac{m(p_1) - m(p_2)}{\overline{(\mu B)}_e} = \int_{p_2}^{p_1} \frac{p T_{sc}}{\mu z p_{sc} T} dp. \tag{7.22}$$

Проинтегрируем это выражение, учитывая, что $\mu z = \text{const}$. Тогда

$$\frac{m(p_1) - m(p_2)}{\overline{(\mu B)}_e} = \frac{T_{sc}(p_1^2 - p_2^2)}{2 \mu z p_{sc} T}. \tag{7.23}$$

Аналогичные формулы можно получить также для $[m(p_1) - m(p_2)]\overline{(\rho/\mu)}_e$ и $[m(p_1) - m(p_2)]\overline{(p/\mu z)}_e$. Для того чтобы вычислить, чему равно $\overline{(\mu B)}_e$, подставим (7.21) в (7.14) и выполним интегрирование. Отсюда $\overline{(\mu B)}_e = 2 p_{sc} T \mu z / [T_{sc}(p_i + p_r)]$. Подставляя полученное соотношение в (7.23), имеем

$$m(p_1) - m(p_2) = \frac{(p_1^2 - p_2^2)}{(p_i + p_r)}. \tag{7.24}$$

Очевидное преимущество формул (7.23) и (7.24) заключается в том, что обычное давление здесь выражено в явном (хотя и нелинейном) виде. Данное упрощение приводит к некоторым ошибкам в расчетах, так как мы считаем произведение μz постоянным.

На практике значение μz можно считать примерно постоянным для большинства газов, давление которых не превышает 138 бар. На рис. 7.4 схематически показано, как ведет себя произведение μz в зависимости от давления. Сначала это произведение остается примерно постоянным, так как относительное увеличение вязкости с ростом давления компенсируется снижением величины z-фактора. В случае идеального газа данное условие удовлетворяется вплоть до 28–34 бар.

Точность выражения (7.23) можно значительно увеличить, если следовать некоторым простым правилам. Так, на практике произведение μz при давлении ниже 138 бар не остается постоянным, а меняется в пределах 25–50% относительно среднего значения, что служит причиной возникновения ошибки. Величина этой ошибки зависит в конечном итоге от того, какое значение μz мы подставим в (7.24), но она примерно равна отклонению этого произведения в пределах рассматриваемого диапазона давлений. Данный результат говорит о том, что для минимизации ошибки нужно выбирать

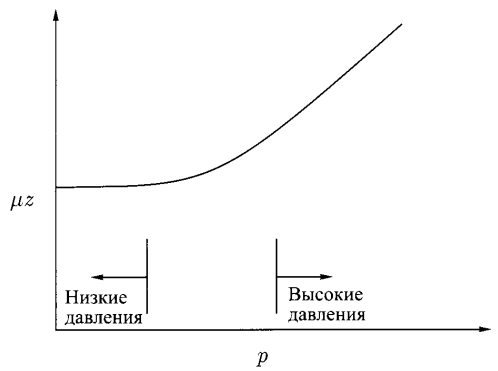


Рис. 7.4. График зависимости μz от давления для реального газа

наиболее подходящее значение μz. Если предположить, что дробь $1/(\mu z)$ изменяется линейно с давлением[1], то тогда μz можно вычислять при средневзвешенном давлении, $(p_1 + p_2)/2$. На самом деле все эти правила являются аппроксимацией более усовершенствованного метода оценки давления (см. упражнение 7.13). Верхний предел давлений, при котором еще можно использовать выражения (7.23) и (7.24), легко рассчитывается из графика μz от p. Для этого нужно определить точку, в которой данный график начинает отклоняться от линейного поведения. Необязательные ошибки появляются тогда, когда инженеры используют некорректные оценочные давления p_1 или p_2. В заключение скажем, что точность уравнений (7.23) и (7.24) можно увеличить путем внесения некоторых поправок.

Чтобы проиллюстрировать различие между правыми частями выражений (7.24) и (7.19), рассмотрим результаты, показанные на рис. 7.3 для жирного газа. Если значения p_1 и p_2 составляют менее 158 бар, то разность между результатами, полученными на основе этих уравнений, будет ниже 9%. Если же p_1 и p_2 меньше 227 бар, то эта разность будет уже 18%. В случае когда p_1 превышает 682 бар, численные результаты отличаются на 90%. Поэтому реальный газ при высоких давлениях лучше рассматривать как малосжимаемую жидкость, нежели как идеальный газ[2].

7.4.2. Разность псевдодавлений: малосжимаемая жидкость

Плотность малосжимаемой жидкости определяется как

$$\rho = \rho_0[1 + c(p - p_0)]. \tag{7.25}$$

Тогда объемный коэффициент газа, рассчитываемый по формуле $B = \rho_{sc}/\rho$, будет равен

$$B = \frac{\rho_{sc}}{\rho_0} \frac{1}{[1 + c(p - p_0)]}. \tag{7.26}$$

[1]Например, функциональную зависимость давления от величины $1/(\mu z)$ можно воспроизвести, используя следующее выражение: $1/(\mu z) = [1/(\mu_o z_o)][1 + c(p - p_o)]$, где μ и z рассчитываются при давлении p, с — это постоянная, а нижний индекс «о» относится к начальному состоянию.

[2]Разность псевдодавлений для малосжимаемой жидкости определяется уравнением (7.32), $m(p_1) - m(p_2) = p_1 - p_2$. Разность значений между правыми частями (7.32) и (7.19) (см. рис. 7.3) максимальна и составляет $8,5\%$, когда давление меняется в пределах от $p_1 = 710$ до $p_2 = 193$ бар. Сравнивая эти и предыдущие результаты, можно сделать вывод, что наилучшее приближение достигается в том случае, когда мы считаем газ малосжимаемой жидкостью (при высоких давлениях).

Подставляя (7.26) в (7.20), получим:

$$\frac{m(p_1)-m(p_2)}{\overline{(\mu B)}_e}=\frac{\rho_0}{\rho_{sc}\mu}\int\limits_{p_2}^{p_1}[1+c(p-p_0)]dp, \tag{7.27}$$

если вязкость при этом постоянна. Проинтегрируем данное выражение. Тогда

$$\frac{m(p_1)-m(p_2)}{\overline{(\mu B)}_e}=\frac{\rho_0}{\rho_{sc}\mu}\left[c(p_1-p_2)+\frac{c}{2}(p_1^2-p_2^2)-cp_0(p_1-p_2)\right]. \tag{7.28}$$

Если учесть, что

$$(p_1^2-p_2^2)=(p_1-p_2)(p_1+p_2), \tag{7.29}$$

то, подставив (7.29) в (7.28), будем иметь

$$\frac{m(p_1)-m(p_2)}{\overline{(\mu B)}_e}=\frac{(p_1-p_2)}{\mu B(p_m)}, \tag{7.30}$$

где B_{p_m} — объемный коэффициент, рассчитанный при средневзвешенном давлении p_m,

$$B(p_m)=\frac{1}{[1+c(p_m-p_{sc})]}, \tag{7.31}$$

где $p_m=(p_1+p_2)/2$. В случае реальных жидкостей стоящий в правой части коэффициент μB нужно полностью рассчитывать при средневзвешенном давлении.

Уравнение (7.30), вследствие прямой зависимости от разности давлений, используется в дальнейшем для вывода выражений, описывающих дебит. При выводе (7.30) мы предположили, что рассматриваемый флюид малосжимаем и что его вязкость и сжимаемость постоянны, однако его также можно использовать для любого флюида, параметры $1/(\mu B)$ или ρ/μ которого линейно зависят от давления.

Последнее условие, например, применимо к большинству недонасыщенных нефтей, вязкость которых растет, а объемный коэффициент падает с увеличением давления. Относительное изменение вязкости обычно бывает выше, чем изменение объемного коэффициента нефти[1], поэтому с ростом давления μB будет расти, а $1/(\mu B)$ падать. В целом же относительное изменение $1/(\mu B)$ достаточно мало, поэтому его можно описать при помощи линейной модели.

Линейное поведение наблюдается также в случае большинства газов при высоком давлении. Здесь параметр $1/(\mu B)$ пропорционален величине $p/(\mu z)$, при высоких давлениях μ и z растут при увеличении давления. В итоге значение $p/(\mu z)$ будет увеличиваться лишь слегка, причем это изменение часто носит линейный характер. Как видно из рис. 7.4, в области высоких давлений график почти линейный, т. е. $p/(\mu z)$ постоянно. Если сравнить произведение μB для газов и жидкостей, то данный коэффициент будет меняться наиболее сильно в нефти, а не в газе при высоком давлении, что свидетельствует о том, что линейное поведение графика μz более характерно для газов, а не

[1] С практической точки зрения вязкость жидкостей обычно изменяется сильнее, чем объемный коэффициент при изменении давления. Например, вязкость недонасыщенной нелетучей нефти уменьшается на 17% при падении давления на 165 бар, в то время как объемный коэффициент нефти увеличивается всего на 4%.

для жидкостей. С учетом изменения вязкости выражение (7.30) дает меньшую ошибку при рассмотрении газов с высоким давлением, а не нефтей! Например, сравним экспериментальные результаты для газа и недонасыщенной нефти в диапазоне давлений от 165 до 331 бар: в случае газа произведение μB меняется на 10% (при более высоком давлении оно будет еще меньше), а нефти — на 15%. Однако область применимости вышеназванного уравнения ограничена. При давлении ниже 172–207 бар коэффициент $p/(\mu z)$ начинает быстро увеличиваться в случае снижения давления, что вызвано резким ростом объемного коэффициента пластового газа или отношения z/p по мере достижения низкого уровня давления в залежи.

Если рассчитать $\overline{(\mu B)}_e$ для малосжимаемого флюида с постоянной вязкостью, то получим, что $\overline{(\mu B)}_e = \mu B(p_{mi})$, где $p_{mi} = (p_i + p_r)/2$. Подставляя выражение для $\overline{(\mu B)}_e$ в (7.30), будем иметь:

$$m(p_1) - m(p_2) = \frac{B(p_{mi})(p_1 - p_2)}{B(p_m)} \approx p_1 - p_2. \tag{7.32}$$

Данное уравнение показывает, что разность псевдодавлений примерно равна разности реальных давлений, однако это справедливо только тогда, когда $c(p_{mi} - p_m) \ll 1$ (данное условие, как правило, применимо ко всем малосжимаемым флюидам). Выражение (7.32) можно использовать и в случае флюидов с переменной вязкостью, если $1/(\mu B)$ или ρ/μ линейно зависит от давления, а также если изменение параметра μB мало. Последнее условие выполняется в том случае, когда $\mu(p_m)B(p_m)c(p_{mi} - p_m) \ll 1$, где $c = \partial[1/(\mu B)]/\partial p$.

Подводя итог вышеизложенному, можно сказать, что уравнение (7.30) применимо к большому диапазону различных нефтей и газов, а его точность можно повысить, если выполнять расчет μ и B при средневзвешенном давлении.

7.4.3. Численные расчеты

Псевдодавления, за исключением особых случаев, рассмотренных выше, всегда рассчитываются посредством численного интегрирования, поскольку данная процедура идеально подходит для табличных вычислений.

Для этого должна быть известна по крайней мере одна из следующих групп данных, определяющих фазовое поведение системы (в зависимости от давления в ней): (1) μ и B, (2) μ и z, (3) μ и ρ. Для облегчения расчетов данные, как правило, представляют в табличном виде, начиная от высоких и заканчивая низкими давлениями, но отсчет при этом ведется в обратную сторону и $j = 1$ соответствует самому низкому давлению, p_r. Псевдодавление на j-м уровне можно вычислить как

$$m(p) = \frac{\sum_{k=1}^{j} m_k}{\overline{\left(\frac{\rho}{\mu}\right)}_e} + p_r = \frac{\sum_{k=1}^{j} m_k}{\overline{\left(\frac{1}{\mu B}\right)}_e} + p_r = \frac{\sum_{k=1}^{j} m_k}{\overline{\left(\frac{\rho}{\mu z}\right)}_e} + p_r, \tag{7.33}$$

где

$$\overline{\left(\frac{\rho}{\mu}\right)}_e = \overline{\left(\frac{1}{\mu B}\right)}_e = \overline{\left(\frac{\rho}{\mu z}\right)}_e = \frac{\sum_{k=1}^{n} m_k}{(p_i - p_r)}. \tag{7.34}$$

n обозначает общее число уровней давления, а

$$m_k = \overline{a}_k \Delta p_k, \tag{7.35}$$

$$\overline{a}_k = \frac{a_k + a_{k-1}}{2}, \tag{7.36}$$

$$\Delta p_k = p_k - p_{k-1}, \tag{7.37}$$

$$a_k = \frac{\rho_k}{\mu_k} = \frac{1}{\mu_k B_k} = \frac{p_k}{\mu_k z_k}. \tag{7.38}$$

По определению, $\Delta p_1 = 0$. Продемонстрируем эти расчеты на примере.

Пример 1. Расчет псевдодавления

В колонках (2)–(4) таблицы 7.1 приведены вязкость газа и z-фактор в зависимости от давления. Вычислить псевдодавление и построить график $m(p)$ от p.

Решение. Значения a_k, $\overline{a}_k$, Δp и m_k рассчитываются на основе формул (7.35)–(7.38) соответственно; результаты этих вычислений показаны в колонках (5)–(8). Далее, используя уравнение (7.34), рассчитаем $\overline{(p/\mu z)}_e$:

$$\overline{\left(\frac{p}{\mu z}\right)}_e = \frac{\sum_{k=1}^{n} m_k}{(p_i - p_r)} = \frac{7,078 \cdot 10^6}{709,67 - 20,67} = 10272,86 \text{ бар/сП}.$$

После этого из (7.33) можно вычислить псевдодавление $m(p)$ (см. столбец (9)). На рис. 7.3 показан также график зависимости $m(p)$ от p.

Рис. 7.3 включает в себя также график псевдодавления в единицах бар^2/сП (т. е. рассчитанный на основе оригинального определения Аль Хуссейни и др.). Как и следовало ожидать, оба эти графика имеют одинаковый вид, однако сильно отличаются по значениям: традиционное псевдодавление достигает величины вплоть до $14,24 \cdot 10^6$ бар^2/сП и намного выше, чем истинное давление.

7.5. Закон Дарси

Закон Дарси записывается следующим образом:

$$q = -\frac{Ak}{\mu} \nabla p, \tag{7.39}$$

где A — площадь поперечного сечения потока. Данное уравнение уже приводилось ранее в §3.4, поэтому подробный вывод см. выше. Если дебит исчисляется в единицах объема на поверхности, т. е. $q_{sc} = q/B$, то (7.39) примет вид:

$$q_{sc} = -\frac{Ak}{\mu B} \nabla p. \tag{7.40}$$

Последнее выражение можно записать через псевдодавление. Раскрывая производную, стоящую в правой части, получим

$$q_{sc} = -\frac{Ak}{\mu B} \frac{\partial p}{\partial m} \nabla m. \tag{7.41}$$

Таблица 7.1. Расчет псевдодавлений (пример 1)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	p,	μ,	z	a_k,	$\overline{a}_k$,	Δp,	m_k,	$m(p)$,
j	бар	сП		бар/сП	бар/сП	бар	млн бар^2/сП	бар
23	709,67	0,0470	1,4521	10398,32	10469,42	34,45	0,36069	709,67
22	675,22	0,0455	1,4079	10540,53	10609,77	34,45	0,36549	674,53
21	640,77	0,0440	1,3637	10679,02	10745,44	34,45	0,37019	638,98
20	606,32	0,0425	1,3195	10811,93	10873,66	34,45	0,37460	602,94
19	571,87	0,0410	1,2755	10935,33	10990,79	34,45	0,37864	566,50
18	537,42	0,0395	1,2317	11046,19	11108,06	34,45	0,38267	529,63
17	502,97	0,0379	1,1881	11169,93	11221,67	34,45	0,38657	492,36
16	468,52	0,0363	1,1449	11273,35	11311,38	34,45	0,38970	454,74
15	434,07	0,0347	1,1022	11349,35	11384,07	34,45	0,39217	416,85
14	399,62	0,0330	1,0605	11418,87	11465,79	34,45	0,39502	378,67
13	365,17	0,0311	1,0199	11512,71	11587,81	34,45	0,39919	340,23
12	330,72	0,0289	0,9812	11662,84	11701,84	34,45	0,40313	301,37
11	296,27	0,0267	0,9451	11740,84	11772,32	34,45	0,40555	262,10
10	261,82	0,0243	0,9128	11803,74	11733,60	34,45	0,40422	222,62
9	227,37	0,0220	0,8861	11663,46	11476,67	34,45	0,39540	183,27
8	192,92	0,0197	0,8674	11289,95	10850,85	34,45	0,37380	144,83
7	158,47	0,0177	0,8599	10411,82	9675,56	34,45	0,33330	108,45
6	124,02	0,0160	0,8671	8939,29	7890,84	34,45	0,27183	76,00
5	89,57	0,0147	0,8905	6842,46	6226,98	17,23	0,10724	49,54
4	72,35	0,0142	0,9079	5611,56	4963,83	17,23	0,08550	39,07
3	55,12	0,0138	0,9254	4316,17	4166,52	4,27	0,01780	30,73
2	50,85	0,0136	0,9308	4016,80	2841,57	30,18	0,08573	29,01
1	20,67	0,0128	0,9691	1666,35	833,14	0,00	0,00000	20,67
Сумма							7,07843	

Производную $\partial m/\partial p$ можно получить, продифференцировав уравнение (7.13),

$$\frac{\partial m}{\partial p} = \frac{(\overline{\mu B})_e}{\mu B}. \tag{7.42}$$

Подставляя (7.42) в (7.41), получим

$$q_{sc} = -\frac{Ak}{(\overline{\mu B})_e}\nabla m. \tag{7.43}$$

Если сравнить между собой (7.40) и (7.43), то будет видно, что при переходе к псевдодавлению p заменяется на m, а μB на $(\overline{\mu B})_e$.

7.6. Уравнения неразрывности для однофазного потока

В данном разделе представлены четыре наиболее важные формы уравнения неразрывности: (1) аналог псевдодавления, (2) аналог давления, (3) аналог p^2 и (4) безраз-

мерная форма. Все они относятся к однофазному течению недонасыщенного углеводорода при наличии минимальной водонасыщенности пород и сжимаемого порового объема.

Уравнение неразрывности при радиальном течении флюида выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)}{\partial t} = \frac{k}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{r}{\mu_o B_o}\frac{\partial p}{\partial r}\right), \tag{7.44}$$

где в качестве движущейся фазы взята нефть (данное уравнение применимо также и к газу, для этого нижний индекс o нужно заменить на g). Данное выражение следует из уравнения неразрывности для товарной нефти (5.17), в котором закон Дарси (5.20) заменяется потоком нефтяной фазы, u_o. Уравнение (7.44) не включает в себя эффекты, обусловленные силой тяжести, при этом k в данном случае рассматривается как проницаемость нефтяной фазы (она постоянна).

Уравнение неразрывности для неподвижной водяной фазы:

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right)}{\partial t} = 0. \tag{7.45}$$

Это выражение следует из уравнения непрерывности (5.18) для дегазированной товарной воды, в котором поток водяной фазы u_w равен нулю.

Распишем производную, стоящую в левой части (7.44):

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)}{\partial t} = \frac{\phi}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o}{B_o}\frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi S_o\frac{\partial(1/B_o)}{\partial t}. \tag{7.46}$$

С учетом того что $\partial\phi/\partial t = (\phi/V_p)(\partial V_p/\partial t)$, а $\partial(1/B_o)/\partial t = -(1/B_o^2)(\partial B_o/\partial t)$, уравнение (7.46) преобразуется к виду

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)}{\partial t} = \frac{\phi}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o\phi}{B_o}\left(\frac{1}{V_p}\frac{\partial V_p}{\partial t}\right) - \frac{\phi S_o}{B_o}\left(\frac{1}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial t}\right). \tag{7.47}$$

Если расписать производные по времени в двух последних слагаемых, то получим, что

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)}{\partial t} = \frac{\phi}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o\phi}{B_o}\left(\frac{1}{V_p}\frac{\partial V_p}{\partial p}\right)\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{\phi S_o}{B_o}\left(\frac{1}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial p}\right)\frac{\partial p}{\partial t}. \tag{7.48}$$

Вспомним определения сжимаемости порового объема, $c_f = (1/V_p)(\partial V_p/\partial p)$, и нефти, $c_o = -(1/B_o)(\partial B_o/\partial p)$. Тогда

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)}{\partial t} = \frac{\phi}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o\phi}{B_o}(c_f + c_o)\frac{\partial p}{\partial t}. \tag{7.49}$$

Подобные преобразования можно совершить и в отношении уравнения (7.45), и в итоге получим, что

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right)}{\partial t} = \frac{\phi}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{S_w\phi}{B_w}(c_f + c_w)\frac{\partial p}{\partial t} = 0. \tag{7.50}$$

Поскольку нефте- и водонасыщенность в сумме равны единице, то $-\partial S_w/\partial t = \partial S_o/\partial t$. Выразим величину $-\partial S_w/\partial t$ из уравнения (7.50) и подставим ее вместо $\partial S_o/\partial t$ в (7.49):

$$\frac{\partial\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)}{\partial t} = \frac{c_t\phi}{B_o}\frac{\partial p}{\partial t}, \tag{7.51}$$

где c_t — общая сжимаемость, равная $c_t = c_f + S_o c_o + S_w c_w$. Теперь, подставляя (7.51) в (7.44), будем иметь:

$$\frac{c_t\phi}{B_o k}\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{r}{\mu_o B_o}\frac{\partial p}{\partial r}\right). \tag{7.52}$$

7.6.1. Аналог псевдодавления

Распишем производные, стоящие в левой и правой частях (7.52), следующим образом:

$$\frac{\phi c_t}{B_o k}\frac{\partial p}{\partial m}\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{r}{B_o\mu_o}\frac{\partial p}{\partial m}\frac{\partial m}{\partial r}\right) = 0. \tag{7.53}$$

Из уравнения (7.42) известно, что $\partial m/\partial p = (\overline{\mu B})_e/(\mu_o B_o)$. Тогда

$$\frac{\phi c_t\mu_o}{k}\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial m}{\partial r}\right). \tag{7.54}$$

Данное выражение является аналогом уравнения неразрывности, выраженным через псевдодавление (или просто аналогом псевдодавления). Основными допущениями при рассмотрении данного уравнения являются следующие: однофазное плоское радиальное течение, изотермические условия, постоянная проницаемость и отсутствие силы тяжести. Общую сжимаемость и вязкость не считают постоянными, поэтому данное уравнение является *частично* линейным. Данное уравнение применимо в том числе к однофазному течению газа, для этого μ_o нужно заменить на μ_g.

7.6.2. Аналог давления

Если расписать правую часть уравнения (7.52) с учетом того, что вязкость постоянна, мы получим:

$$\frac{\phi c_t\mu_o}{B_o k}\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{rB_o}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right) + \left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)\frac{\partial(1/B_o)}{\partial p}\frac{\partial p}{\partial r}. \tag{7.55}$$

Поскольку, согласно определению для c_o, данному в (4.63), $\partial(1/B_o)/\partial p = c_o/B_o$, то

$$\frac{\phi c_t\mu_o}{k}\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right) + c_o\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2. \tag{7.56}$$

Если значение c_o достаточно мало, то последним слагаемым можно пренебречь, т. е.

$$\frac{\phi c_t \mu_o}{k}\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right). \tag{7.57}$$

Данное выражение можно использовать только для флюидов, сжимаемость которых мала (вследствие принятого выше допущения), например нефтей. Можно показать, что для установившегося режима течения (см. упражнение 7.10) данная аппроксимация вполне приемлема, если значение c_o, умноженное на общее снижение давления, составляет менее $0,1$. Выражение (7.57) является аналогом уравнения неразрывности, выраженным через давление (или просто аналогом давления). Кроме приведенных выше допущений (в том числе и для псевдодавления), здесь также принимается, что флюид малосжимаем, а его вязкость постоянна, поэтому аналог псевдодавления применим в более широком диапазоне.

Уравнение (7.57) используется также и для описания течения реальных газов при высоком давлении, когда параметры $\mu z/p$ или μB_g неизменны, однако в этом случае слагаемыми второго порядка пренебрегать нельзя.

7.6.3. Аналог p^2

Уравнение (7.24) определяет разность псевдодавлений для газа с постоянным произведением μz. Дифференцируя обе его части, получим, что $dm = d(p^2)/(p+i+p_r)$. Подставим данное соотношение в (7.54). Тогда

$$\frac{\phi c_t \mu_g}{k}\frac{\partial p^2}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p^2}{\partial r}\right), \tag{7.58}$$

где мы поменяли индекс o на g, т. к. данное уравнение применимо исключительно к газам. Это выражение носит название формулировки уравнения неразрывности через p^2, оно используется для реальных газов при низких давлениях, когда коэффициент $\mu_g z$ постоянен.

7.6.4. Безразмерный вид

Легко видеть, что все три уравнения, (7.52), (7.54) и (7.57), сходны друг с другом и в каждом из них присутствует член $k/(\phi\mu c)$. Данный коэффициент, о важности которого мы расскажем чуть позже, называется *гидравлическим коэффициентом диффузии.*

Чтобы перевести уравнения (7.54) и (7.57) в безразмерный вид, примем

$$m_D = \frac{2\pi hk[m(p_i) - m(p)]}{q_{osc}\overline{(\mu B)}_e} = \frac{0,05435hk[m(p_i) - m(p)]}{q_{osc}\overline{(\mu B)}_e}, \tag{7.59}$$

$$p_D = \frac{2\pi hk[p_i - p]}{q_{osc}\mu_o B_o} = \frac{0,05435hk[p_i - p]}{q_{osc}\mu_o B_o}, \tag{7.60}$$

$$t_D = \frac{kt}{\phi(\mu_o c_t)r_w^2} = \frac{0,00036kt}{\phi(\mu_o c_t)r_w^2}, \tag{7.61}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w}. \tag{7.62}$$

В формулах, стоящих посередине, необходимо использовать согласованную систему единиц (СИ, СГС), а величины в крайних правых выражениях имеют следующие размерности (принятые в отечественной практике нефтегазодобычи): h [=] м, k [=] мД, $m(p)$ [=] бар, q_{osc} [=] м^3/сут., $\overline{(\mu B)}_e$ [=] сП·м^3/м^3, p [=] бар, μ [=] сП, B [=] м^3/м^3, c [=] 1/бар, r [=] м. Определение m_D основано на постоянстве темпа добычи в наземных условиях, а определение p_D — на постоянстве μ_o и дебита $q_{osc}B_o$ в пластовых условиях. Если темпы добычи не постоянны, то можно использовать другие определения (Раджаван, 1993). С учетом выражений (7.59)–(7.62), уравнения (7.54) и (7.57) примут вид:

$$\frac{\partial m_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D}\frac{\partial}{\partial r_D}\left(r_D\frac{\partial m_D}{\partial r_D}\right), \tag{7.63}$$

$$\frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D}\frac{\partial}{\partial r_D}\left(r_D\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right). \tag{7.64}$$

7.6.5. Гидравлические модели и области их применения

Допущения, касающиеся (7.63) и (7.64), вместе с условием постоянства коэффициента диффузии, образуют два важных класса гидравлических моделей: (1) *модель течения жидкости* и (2) *модель течения реального флюида*. Обе эти модели включают в себя следующие условия: однофазное радиальное течение, постоянство коэффициента фазовой проницаемости и отсутствие силы тяжести. При этом в системе может присутствовать и несколько фаз, но лишь одна из них должна быть подвижной. Позднее мы введем и опишем также третью модель — модель двухфазного потока.

Жидкостная модель основана на уравнении (7.64) с учетом следующих допущений: (1) вязкость движущегося флюида постоянна, (2) движущийся флюид имеет маленький коэффициент сжимаемости, (3) общая сжимаемость системы постоянна. Если также наблюдается сжатие порового объема, то коэффициент, описывающий этот процесс, нужно включить в выражение общей сжимаемости. Модель течения жидкости можно определить и через (1) постоянство величин μc_t и μB или (2) постоянство μc_t и $\mu z/p$. Эти критерии несколько расширяют рамки применения модели, т. к. теперь в нее можно включить газы при высоком давлении. Таким образом, подводя итог сказанному, заметим, что модель жидкости в некоторых случаях применима и для газов.

Модель реального флюида базируется на уравнении (7.63) и характеризуется постоянством произведения μc_t, где μ — вязкость движущегося флюида. На значения μB и $\mu z/p$ никаких ограничений не накладывается.

Очевидно, что из двух вышеприведенных моделей первая является более ограниченной. В следующих двух разделах мы представим математические соотношения, касающиеся бесконечного и стабилизированного потока в рамках каждой модели. Как впоследствии будет видно, уравнения, описывающие обе модели, практически идентичны друг другу за исключением небольших различий в обозначениях, которые появляются после интегрального преобразования псевдодавлений. Поэтому дальнейший вывод будет вестись только для жидкостной модели, учитывая, что все математические выкладки можно в равной степени распространить и на реальные флюиды. Чтобы подчеркнуть аналогию между моделями, рассмотрим далее несколько ключевых уравнений для каждой из них.

7.7. Бесконечный режим течения

Математическая модель бесконечного режима течения основывается на следующих граничных и начальных условиях:

$$\lim_{r_w \to 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q_{osc} \mu_o B_o}{2\pi k h}, \tag{7.65}$$

$$\lim_{r \to \infty} p(r,t) = p_i, \quad t > 0, \tag{7.66}$$

и

$$\lim_{t \to 0} p(r,t) = p_i. \tag{7.67}$$

Правая часть уравнения (7.65) постоянна, если радиус скважины при этом пренебрежимо мал[1] (в данном случае скважина представляется в виде линии и называется *линейным источником*). Уравнение (7.66) говорит о том, что при стремлении внешней границы области дренирования к бесконечности давление на ней остается равным начальному пластовому. Наконец, в последней формуле указывается, что начальное давление в системе равно p_i. Если использовать безразмерные переменные, то вышеописанные условия примут следующий вид:

$$\lim_{r_w \to 0} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = -1, \tag{7.68}$$

$$\lim_{r_D \to \infty} p_D(r_D, t_D) = 0, \quad t_D > 0, \tag{7.68}$$

$$\lim_{t_D \to 0} p_D(r_D, t_D) = 0. \tag{7.69}$$

При соблюдении этих граничных условий решение уравнения (7.64) будет выглядеть следующим образом:

$$p_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{r_D^2}{4 t_D} \right), \tag{7.70}$$

где $Ei(x)$ — это экспоненциальная интегральная функция, определяемая как

$$Ei(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du. \tag{7.71}$$

Выражение (7.70) иногда называют *решением с линейным источником*, так как в данном случае $r_w \to 0$. Впервые данное решение было получено Тейсом (1935). Значение $Ei(x)$ можно узнать из таблиц или вычислить, предварительно разложив экспоненциальный интеграл в ряд:

$$Ei(-x) = \ln x + \gamma - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{(n-1)} x^n}{n\, n!}, \tag{7.72}$$

[1] Постоянство правой части выражения (7.65) означает, что дебит в пластовых условиях будет также постоянен, если при этом значение вязкости не изменяется. На практике дебит добывающих скважин стараются поддерживать постоянным не в пласте, а на поверхности, но данное различие для малосжимаемых флюидов пренебрежимо мало, так как их объемные коэффициенты очень слабо зависят от давления.

где γ — постоянная Эйлера, которая равна $0,5772$. Подставляя (7.72) в (7.70), получим:

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2}\left\{\ln\left(\frac{4t_D}{r_D^2}\right) - \gamma + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{(n-1)}}{nn!}\left(\frac{4t_D}{r_D^2}\right)^{-n}\right\}. \tag{7.73}$$

В решении Тейса радиус скважины считается нулевым. Мюллер и Уитерспун (1965) показали, что скважину можно рассматривать в качестве линейного источника, если $(t_D/r_D^2) > 50$ при $r_D = 1$, и $(t_D/r_D^2) > 5$ при $r_D > 20$ (Раджаван, 1993).

Решение, полученное Тейсом, можно значительно упростить, если учесть, что экспоненциальный интеграл аппроксимируется логарифмической функцией

$$Ei(-x) \approx \ln x + \gamma = \ln x + 0,5772 = \ln(e^{\gamma} x) \tag{7.74}$$

при $x < 0,01$. Данное приближение будет верно в том случае, если $(t_D/r_D^2) > 25$ или $t > t_i$, где

$$t_i = \frac{25\phi\mu_o c_t r^2}{0,00036k} \tag{7.75}$$

при использовании смешанной системы единиц (принятой в российской практике добычи). С учетом логарифмического приближения

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2}\left\{\ln\left(\frac{4t_D}{r_D^2}\right) - \gamma\right\} = \frac{1}{2}\ln\left(\frac{4t_D}{e^{\gamma} r_D^2}\right), \tag{7.76}$$

или если подставить определения безразмерных переменных, то

$$p(r,t) = p_i - \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{4\pi hk}\ln\left(\frac{4kt}{e^{\gamma}\phi\mu_o c_t r^2}\right) = p_i - \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{0,1087hk}\ln\left(\frac{0,00081kt}{\phi\mu_o c_t r^2}\right), \tag{7.77}$$

где в крайнем правом выражении используется смешанная система единиц. Объемный коэффициент в уравнении (7.77), вообще говоря, нужно рассчитывать при средневзвешенном давлении, $(p + p_i)/2$, однако для простоты его обычно вычисляют при давлении p_i.[1] Выражение (7.77) является одним из ключевых в анализе исследования скважин.

На рис. 7.5 мы привели графики зависимости безразмерного давления от t_D/r_D^2 для точного и приближенного решений. Как видно, логарифмическое приближение полностью ложится на точное решение при $t_D/r_D^2 > 25$ и примерно совпадает с экспоненциальным интегральным решением, если $t_D/r_D^2 > 1$. Рисунок также показывает, что логарифмическое решение при $t_D/r_D^2 \ll 1$ дает отрицательную депрессию. Данный нереальный результат служит наглядным показателем рамок применимости логарифмического приближения, он наблюдается тогда, когда r стремится к бесконечности либо когда t стремится к нулю.

[1] Возникающая вследствие данного упрощения ошибка зависит от значений $p(r)$, p_i и c_t, ее среднее значение при депрессии равно 1% (если $p_i < 138$ бар) и 2,5% (если $p_i < 345$ бар) для коэффициента сжимаемости $2,9 \cdot 10^{-4}$ бар$^{-1}$.

Аналогом уравнения (7.77) для модели реального флюида является следующее выражение:

$$m(r,t) = m(p_i) - \frac{q_{osc}(\overline{\mu B})_e}{4\pi hk} \ln\left(\frac{4kt}{e^{\gamma}\phi(\mu_o c_t)r^2}\right) = \\ = m(p_i) - \frac{q_{osc}(\overline{\mu B})_e}{0,1087hk} \ln\left(\frac{0,00081kt}{\phi(\mu_o c_t)r^2}\right). \quad (7.78)$$

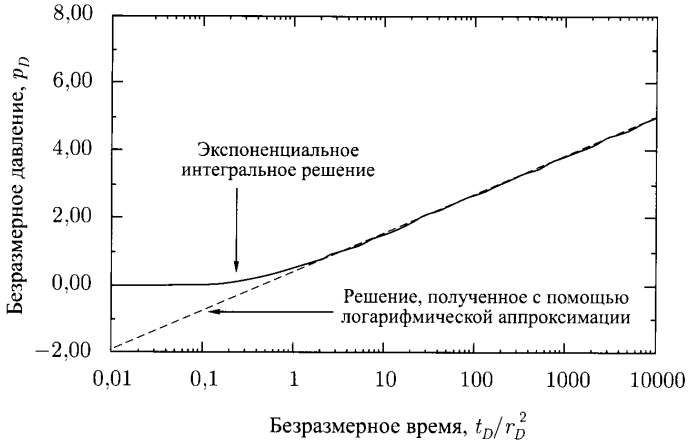


Рис. 7.5. Сравнение приближенного и точного решений в случае бесконечного режима течения

Для перехода от уравнения (7.77) для жидкостной модели к выражению (7.78), описывающему течение реального флюида, необходимо всего лишь заменить давления их псевдовеличинами, а $\mu_o B_o$ на $(\overline{\mu B})_e$. Уравнение (7.78) применимо также и к однофазному течению газа, если подставить вместо q_{osc} параметр q_{gsc}, а вместо μ_o значение μ_g.

Рассмотрим подробнее коэффициент диффузии $k/(\phi\mu c)$, встречающийся в решении Тейса. Очевидно, что не все величины, входящие в его состав, будут постоянны, и особенно это касается значений μ для всех типов флюидов и c для газов. Тем не менее коэффициент диффузии весьма слабо меняется в достаточно широком диапазоне давлений; это обусловлено тем, что изменения вязкости и сжимаемости частично компенсируют друг друга и в результате произведение μc остается примерно постоянным.

На рис. 7.6 показан график зависимости μc от давления для нелетучей нефти и жирного газа. Как видно, произведение μc остается примерно постоянным в случае недонасыщенной нефти. Этого следует ожидать, поскольку c и μ для данного флюида меняются мало.

С газами ситуация более сложная, так как для них произведение μc меняется гораздо сильнее (см. рис. 7.6). Очевидно, что в диапазоне изменения давления от 68,9 до 689 бар коэффициент диффузии постоянным считать нельзя, однако если взять значения выше 241–344 бар, то относительное изменение параметра μc для газов будет сравнимо с таковым для нефтей (в соответствующей для них области изменения давления). Так, относительное изменение произведения μc для жирного газа в диапазоне между 344 и 482 бар составляет всего 34%, а для нефтей 40% (между 186 и 323 бар)[1].

[1]Минимальное давление, при котором изменение произведения μc для газов становится сравнимым

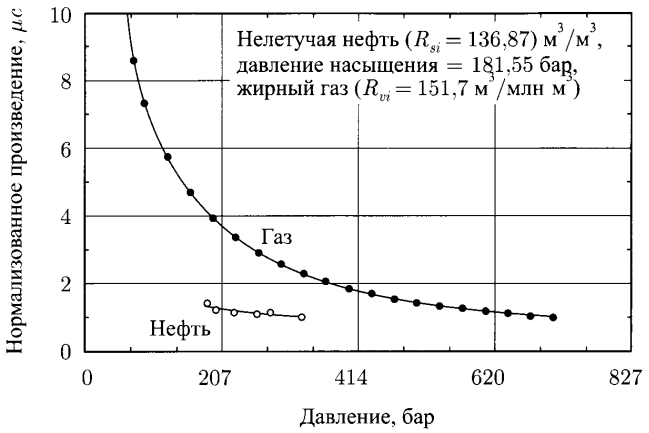


Рис. 7.6. Влияние пластового давления на произведение μc в случае жирного газа и нелетучей нефти

Так как произведение μc постоянно меняется, не всегда бывает ясно, какое его значение взять в качестве характерного. В простейшем случае данное значение рассчитывается при начальном давлении в пласте. Если же требуется более точная оценка, то, как было предложено Дингом (1986) и Раджаваном (1993), среднюю величину произведения μc нужно вычислять из усреднения по времени показателей вязкости и сжимаемости, вычисленных при среднем давлении:

$$\overline{(\mu c)} = \int_0^t \mu(\overline{p}) c(\overline{p}) dt. \tag{7.79}$$

Решение, выведенное Тейсом, применимо только тогда, когда на поток не оказывают воздействие границы системы (т. е. при бесконечном режиме течения). Данное условие выполняется, если $t_D r_w^2 / A < 0,06$ (для радиальных или имеющих квадратную форму зон дренирования) или если $t < t_d$, где

$$t_d = \frac{\phi(\mu c) r_e^2}{0,00191k}, \tag{7.80}$$

при условии использования смешанной системы единиц. С точки зрения физики, t_d представляет собой время, которое затрачивается на то, чтобы возмущение давления в пласте достигло внешней границы зоны дренирования. Как правило, данное время составляет от 1 до 20 суток для нефтяных скважин и от 15 до 150 суток для газовых скважин, но оно может быть и больше в случае малопроницаемых пород. Как показала практика, ограничение $t < t_d$ является более строгим, нежели $t > t_i$.

Вследствие этих ограничений уравнение (7.77) можно использовать только для возмущений давления, происходящих в интервале между t_i и t_d. Если время исследования скважины превышает значение t_d, то необходимо учитывать также граничные эффекты, и тогда выражение (7.104) больше применять нельзя. Несмотря на все ограничения, уравнение (7.77) служит основой для построения популярного среди инжене-

с таковым для жидкостей, приблизительно совпадает с минимальным давлением, при котором произведение $\mu z/p$ для реальных газов является постоянным.

ров-нефтяников графика Хорнера, который используется при оценке продуктивности скважин и расчете среднего пластового давления (Хорнер, 1951), (см. также §7–18).

Передний фронт возмущения давления называется радиусом исследования. Радиус исследования является функцией времени и определяется как

$$r_i = \sqrt{\frac{0,00081kt}{\phi(\mu_o c_t)}}. \tag{7.81}$$

Выразим отсюда t и подставим в (7.77):

$$p(r,t) = p_i - \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{0,05435hk} \ln\left(\frac{r_i}{r}\right). \tag{7.82}$$

Формула (7.81) применима в том случае, если $t < t_d$. Данное условие выполняется тогда, когда $r_i < 0,65r_e$ (для радиальной зоны дренирования). В свою очередь, уравнение (7.82) справедливо, если прошел определенный срок времени, после которого можно использовать логарифмическое приближение. Это условие выполняется при $r_i > 7,69r$.

7.8. Установившееся течение

В течение этапа добычи при постоянном расходе флюида поток в области дренирования проходит последовательно четыре режима: режим течения, в котором решающую роль играют скважинные эффекты, бесконечный, переходный и установившийся (стабилизированный). Переход к последнему режиму течения происходит тогда, когда время работы скважины становится больше t_{pss}, где

$$t_{pss} = \frac{t_{Dpss}\phi(\mu_o c_t)A}{0,00191k}. \tag{7.83}$$

Значение t_{Dpss} зависит от конфигурации области дренирования и положения скважины в последней (см. табл. 7.2). Если зона дренирования представляет собой круг с расположенной по центру скважиной, то (7.83) примет следующий вид:

$$t_{pss} = \frac{\phi(\mu_o c_t)r_e^2}{0,0061k}. \tag{7.84}$$

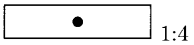
При установившемся течении давление в каждой точке области дренирования снижается на одну и ту же величину. Этот механизм тесно связан с постоянством темпов отбора флюида. Так, скорость снижения давления зависит от того, насколько большим будет дебит скважины, а также от коэффициента проводимости внешней границы системы.

Сравнивая между собой выражения (7.80) и (7.84), можно заметить, что значение t_{pss} будет чуть выше t_d, поэтому различие между этими формулами, как правило, незначительно и обе их можно использовать для расчета времени окончания бесконечного режима и начала установившегося течения.

Установившийся режим течения важен для нас по следующим причинам:

1. Данное течение близко к режиму фильтрации флюидов при истощении пласта в условиях добычи первичными методами.

Таблица 7.2. Формфакторы замкнутых площадей, дренируемых одиночными скважинами. В последней колонке показано значение безразмерного времени в начале полустационарного режима течения

Геометрия области дренирования	C_A	t_{Dpss}
	31,62	0,1
	30,88	0,1
 1:2	22,6	0,2
 1:4	5,38	0,7
 1:5	2,36	0,7
 1:2	4,86	1,0

2. Бесконечный режим течения определяется главным образом значением проницаемости (см. (7.77)), в то время как в установившемся кроме проницаемости решающую роль играет также размер области дренирования.

7.8.1. Основные уравнения

В данном разделе дается подробный вывод соотношений, описывающих установившееся течение жидкостей. Целью написания этого параграфа является вывод соотношения между дебитом и перепадом давления, который наблюдается между пространством в скважине и различными точками дренируемого объема. Представленные нами расчеты относятся исключительно к жидкостной модели течения, однако их легко можно распространить на модель течения реального флюида, о чем также будет рассказано.

Рассмотрим два режима течения: (1) стационарный, который в случае жидкостной модели задается условием $\partial p/\partial t = 0$, и (2) полустационарный, характеризующийся постоянным ненулевым значением $\partial p/\partial t$. Как будет показано далее в § 7.12, скорость падения давления для данных условий определяется следующим соотношением:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{q_{osc} B_o}{V_p c_t}, \tag{7.85}$$

где q_{osc} — темп добычи, а V_p — поровый объем. В случае малосжимаемых флюидов отношение B_o/c_t будет постоянным (см. § 7.12), поэтому значение $\partial p/\partial t$ является константой только при постоянстве дебита на дневной поверхности. Отсюда можно сделать вывод, что установившийся режим наблюдается только при неизменном значении дебита. Отметим также, что условия существования полустационарного режима течения для малосжимаемых жидкостей и реальных флюидов несколько отличаются (подробнее об этом мы расскажем в конце этого раздела). Следующее уравнение опи-

сывает установившийся режим в случае жидкостной модели течения:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = C(1-f), \tag{7.86}$$

где $C = -q_{osc}B_o/(V_p c_t) = \text{const}$, $f = 0$ соответствует полустационарному, а $f = 1$ — стационарному режимам фильтрации.

Вычислим функцию $p(r,t)$ в случае установившегося режима, для чего воспользуемся выражением (7.57), которое описывает изменение давления флюида p в зависимости от координаты r и времени t:

$$\frac{\phi c_t \mu_o}{k}\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right). \tag{7.87}$$

Как уже было сказано, при установившемся течении дебит q_{osc} на устье скважины, радиальное положение которой равно $r = r_w$, должен быть постоянным. Это условие задается так называемым CTR[1]–уравнением, т. е. уравнением постоянства расхода флюида на стенках скважины:

$$\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r=r_w} = \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh}. \tag{7.88}$$

Данное выражение сходно с формулой, которую мы использовали при описании бесконечного режима фильтрации (за исключением того, что r_w здесь не стремится к нулю), поэтому условие постоянства дебита является необходимым, но не достаточным. Подставим (7.86) в (7.87). Тогда

$$-C_o = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right), \tag{7.89}$$

где $C_o = q_{osc}\mu_o B_o(1-f)\phi/kV_p = \text{const}$. После интегрирования получим:

$$\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right) = -\frac{C_o r^2}{2} + C_1, \tag{7.90}$$

где C_1 — постоянная интегрирования. Для ее определения воспользуемся граничным условием $r = r_w$, после чего будем иметь:

$$C_1 = \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh} + \frac{C_o r_w^2}{2}. \tag{7.91}$$

Если же подставить в (7.90) значение $r = r_e$, где r_e — внешняя граница, то получим, что

$$\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r=r_e} = \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh} f, \tag{7.92}$$

где для простоты мы приняли $V_p = \phi\pi(r_e^2 - r_w^2)$. Уравнение (7.92) дает несколько важных результатов. Во-первых, оно показывает, что в случае полустационарного режима течения ($f = 0$) $\partial p/\partial r = 0$ и вблизи внешней границы потока нет. Заметим,

[1] От англ. constant terminal rate, что буквально можно перевести как «постоянный конечный дебит». — *Прим. перев.*

что условие существования *непроводящей границы* является необходимым, но не достаточным для наличия полустационарного режима[1]. Во-вторых, если течение носит стационарный характер ($f = 1$), то значение $\partial p/\partial r$ на внешней границе будет ненулевым, а расход на ней будет равен дебиту скважины в пластовых условиях. Эти два критерия определяют существование так называемой *открытой границы*. Разделяя переменные в уравнении (7.90) и выполняя интегрирование между двумя произвольными точками 1 и 2, получим:

$$p_1 - p_2 = \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh}\left\{\ln\frac{r_1}{r_2} - \frac{(1-f)}{2}\left[\left(\frac{r_1}{r_e}\right)^2 - \left(\frac{r_2}{r_e}\right)^2\right]\right\}. \tag{7.93}$$

Здесь мы приняли, что $r_w^2 \ll r_e^2$, а $V_p = \phi\pi r_e^2 h$. Если считать точку 1 произвольным положением в зоне дренирования, а точку 2 — скважиной, то (7.93) преобразуется к виду:

$$p(r,t) - p_w = \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh}\left\{\ln\frac{r}{r_w} - \frac{1-f}{2}\left(\frac{r}{r_e}\right)^2\right\}. \tag{7.94}$$

Подобные выражения можно записать и для разности давлений $(p_e - p)$ и $(p_e - p_w)$, где p_e обозначает давление на внешней границе зоны. Уравнение (7.94) показывает, что при стационарном режиме течения давление логарифмически зависит от радиального положения.

Средневзвешенное давление по объему пласта, имеющему цилиндрическую форму, определяется как

$$\overline{p} = \frac{\int\limits_{r_w}^{r_e} p(r)dV}{\int\limits_{r_w}^{r_e} dV} = \frac{\int\limits_{r_w}^{r_e} p(r)rdr}{\int\limits_{r_w}^{r_e} rdr} = \frac{2\int\limits_{r_w}^{r_e} p(r)rdr}{(r_e^2 - r_w^2)}, \tag{7.95}$$

где $dV = 2\pi rhdr$. Подставляя сюда уравнение (7.94) и выполняя интегрирование, будем иметь (см. упражнение 7.9):

$$\overline{p} - p_w = \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh}\left\{\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} - \frac{(1-f)}{4}\right\}. \tag{7.96}$$

Как видно, разность давлений не зависит от времени, в то время как выражение для абсолютного давления обязательно включает в себя временную переменную. Более подробно речь об этом пойдет далее в разделах 7.12 и 7.13, где соответственно рассматриваются зависимости от времени величин $\overline{p}$ и p_w. Теперь выразим из (7.96) значение дебита:

$$q_{osc} = \frac{2\pi kh(\overline{p} - p_w)}{\mu_o B_o\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} - \frac{(1-f)}{4}\right)} = \frac{0,05435kh(\overline{p} - p_w)}{\mu_o B_o\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} - \frac{(1-f)}{4}\right)}. \tag{7.97}$$

[1]Непроводящие границы присутствуют также в других режимах фильтрации, например, при стационарном течении в случае пятиточечной схемы размещения нагнетательных и добывающих скважин.

В формуле, стоящей посередине, необходимо использовать согласованную систему единиц (СИ, СГС), а в крайнем правом выражении — смешанную систему. Уравнения, в которых дебит выражен через давление или его псевдовеличину, носят общее название соотношений *продуктивности*. Выражение (7.97) дает весьма значимый результат, который заключается в том, что различие между соотношениями продуктивности для полустационарного и стационарного режимов течения практически очень мало, так как при типичных геометриях областей дренирования $[\ln(r_e/r_w) - 1/2] \gg (1-f)/4$.[1]

Переменные μ_o и B_o в уравнении (7.97) рассчитываются при средневзвешенном давлении, $p_m = (\overline{p} - p_w)/2$, однако для простоты расчетов произведение $\mu_o B_o$ иногда вычисляют при среднем давлении $\overline{p}$ или p_w. Отметим также, что, поскольку значение вязкости меняется с давлением более сильно, его лучше оценивать при значении p_m. Если мы имеем дело с реальным флюидом (например, нефтью), то при значительном изменении $\overline{p}$ или p_w существует большой риск получить некорректные параметры μ_o и B_o. Относительная ошибка, вызванная данной аппроксимацией, определяется следующей формулой: $|[\mu_o(p_w)B_O(p_w) - \mu_o(\overline{p})B_o(\overline{p})]/[\mu_o(p_w)B_O(p_w) + \mu_o(\overline{p})B_o(\overline{p})]|$ при условии, что $1/(\mu_o B_o)$ меняется линейно. Например, если отличие коэффициента $\mu_o B_o$ составляет 40% при переходе от p_w к $\overline{p}$, то ошибка при расчете дебита будет равна 25% вне зависимости от того, вычисляем ли мы произведение $\mu_o B_o$ при $\overline{p}$ или p_w.[2] Все это свидетельствует о важности применения корректного давления в расчетах.

Выражение (7.97) можно использовать также для газов, если давление в них превышает 158–207 бар, поскольку в этом случае величина $\mu z/p$ постоянна и газ в пласте рассматривается как малосжимаемый флюид (см. рис. 7.4, а также § 7.4.1).

Приравнивая друг другу правые части (7.94) и (7.96), можно определить положение, при котором пластовое давление равно среднему значению. Это положение будет различаться в зависимости от режима фильтрации. Как показано в упражнении 7.15, в случае стационарного течения среднее давление расположено в геометрическом месте точек $r/r_e = 0,606$, а при полустационарном режиме значение $r/r_e = 0,549$. Отсюда можно сделать вывод, что область среднего давления находится в промежутке, составляющем от 55 до 61% расстояния до радиуса зоны дренирования.

Понятие установившегося течения можно распространить на довольно большой класс флюидов, однако для этого его определение необходимо несколько расширить. Например, если считать, что установившийся режим будет наблюдаться в случае постоянства величины $(\phi c_t \mu/k)(\partial m/\partial t)$, то все предыдущие уравнения будут справедливы для любого реального флюида при замене p на $m(p)$, а $\mu_o B_o$ на $\overline{(\mu B)}_e$. Тогда выражение (7.97) примет вид:

$$q_{sc} = \frac{2\pi kh[m(\overline{p}) - m(p_w)]}{\overline{(\mu B)}_e \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} - \frac{(1-f)}{4}\right)} = \frac{0,05435kh[m(\overline{p}) - m(p_w)]}{\overline{(\mu B)}_e \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} - \frac{(1-f)}{4}\right)}. \tag{7.98}$$

Оно справедливо для однофазного течения нефти или газа (в данном случае мы

[1] Данный результат говорит о том, что при типичной сетке размещения скважин градиенты давления на внешних границах областей дренирования будут нулевыми, вне зависимости от того, является течение стационарным или полустационарным. Эти наблюдения подтверждают сделанные ранее замечания относительно того, что проводимость внешней границы оказывает незначительное воздействие на дебит скважины до наступления режима фильтрации при истощении залежи.

[2] Изменение вязкости насыщенных нефтей в пределах 40% вполне реально (см. приложение D, где показано, что вязкость нелетучей нефти в диапазоне между 41,34 и 180,52 бар меняется на 43%).

приняли, что $\overline{m}(p) \approx m(\overline{p})$[1]). Используя вышеописанные преобразования, можно также получить уравнения, аналогичные (7.93) и (7.94), которые будут применимы к любому реальному флюиду. Выражение $(\phi c_t \mu/k)(\partial m/\partial t)$ выводится из левой части (7.54). Так как $\partial m/\partial t = -q_{sc}(\overline{\mu B})_e(1-f)/(V_p \mu c_t)$, по аналогии с (7.86), то отсюда $(\phi c_t \mu/k)(\partial m/\partial t) = -q_{sc}(\overline{\mu B})_e \phi(1-f)/(kV_p)$ и единственным требованием существования установившегося режима фильтрации реального флюида в однородном пласте является постоянство дебита. Ранее, при рассмотрении жидкостной модели, мы вводили дополнительные требования постоянства вязкости и сжимаемости, а также малости значения последней, однако с введением более широкого определения необходимость в них отпадает. Полустационарный режим течения ($f = 0$) в данном случае по-прежнему подразумевает, что внешняя граница зоны непроводящая, однако производная $\partial m/\partial t$ не будет постоянной, если величина μc_t меняется с течением времени; при этом псевдодавление изменяется логарифмически в зависимости от радиального положения. Стационарное течение ($f = 1$) подразумевает, что внешняя граница открытая и расход флюида на ней равен дебиту скважины; значение $\partial m/\partial t$ должно быть нулевым. В заключение скажем, что с помощью более широкого определения концепцию установившегося потока можно распространить на однофазное течение практически любого флюида, а при соответствующих преообразованиях и на многофазное течение (см. § 7.16).

В упражнении 7.14 показана ошибка, которая появляется при применении выражений, описывающих поведение малосжимаемого флюида, к реальному газу. Если рассматривать уравнение (7.97), то ошибка по дебиту будет приемлемой в случае газов при высоком давлении, однако, если давление газа находится в диапазоне от умеренного до низкого, ее значение вырастет.

Соотношения продуктивности (7.97) и (7.98) были выведены в предположении, что дренируемый объем имеет цилиндрическую форму, а скважина имеет неповрежденный ствол. Далее, в §7.9 и §7.10 мы представим вывод более общих уравнений для произвольной геометрии зоны дренирования и скважин с поврежденным (скин) слоем.

7.8.2. Установившееся течение идеального газа

В уравнении (7.23) показана разность псевдодавлений для газа с постоянным коэффициентом μz. Если подставить эту разность в (7.98) вместо $[m(\overline{p}) - m(p_w)]$, то получим, что

$$q_{sc} = \frac{\pi h k T_{sc}(\overline{p}^2 - p_w^2)}{\mu z p_{sc} T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)} = \frac{7,745 h k (\overline{p}^2 - p_w^2)}{\mu z T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)}. \tag{7.99}$$

Здесь $T_{sc} = 289$ K, а $p_{sc} = 1,014$ бар. В среднем выражении используется согласованная система единиц, в крайнем правом — смешанная. Так как μz зависит от давления, для приемлемой степени точности это произведение нужно рассчитывать при средневзвешенной величине p, т. е. $p_m = (\overline{p} + p_w^2)/2$. Так, если значение μz вычисляется при средней величине p, то диапазон применимости (7.99) в редких случаях будет превышать 55 бар, допустимая ошибка в этом случае будет равна 10%. Если же вместо $\overline{p}$ использовать p_m, то диапазон применения уравнения (7.99) расширяется вплоть до значения давления 138 бар.

[1] В радиальных системах псевдо- и среднее давления наблюдаются в тех местах системы, где их градиенты очень малы, поэтому разница между $\overline{m}(p)$ и $m(\overline{p})$ будет незначительной.

Профиль распределения давления для идеального газа в дренируемой зоне определяется выражением (7.93) или (7.94), где вместо p нужно подставить p^2, а вместо $\mu_o B_o$ соотношение $2\mu z p_{sc} T/T_{sc}$ (см. формулу (7.23)).

Рассмотрим режимы течения различных флюидов, сжимаемость которых значительно различается. Для этого возьмем три характерных образца: идеальный газ, а также малосжимаемую и несжимаемую жидкости. На рис. 7.7 показаны профили изменения давления и дебита данных флюидов при стационарном радиальном течении в скважину. Проводя расчеты, мы приняли, что радиусы ствола скважины и области дренирования составляют соответственно $0,15$ и 305 м, $k = 10$ мД, $h = 15$ м, а давление на внешней границе зоны равно $275,6$ бар. При $\mu = 0,08$ сП и $T = 366,5$ K дебит идеального газа будет равен $0,283$ млн м^3/сут. В случае несжимаемой жидкости дебит последней будет 159 м^3/сут при $\mu = 1$ сП. Расчет темпов отбора для малосжимаемой жидкости проводился при этих же значениях, за исключением того, что параметр $c_t = 2,9 \cdot 10^{-4}$ бар$^{-1}$. Рисунки 7.7*а* и 7.7*б* отличаются тем, что на первом используются декартовы координаты, а на втором полулогарифмический масштаб. Как видно, чисто логарифмическая зависимость давления от радиальной координаты наблюдается только для несжимаемого флюида. Давление малосжимаемой жидкости не является точной функцией логарифма потому, что плотность и объемный коэффициент пусть и совсем чуть-чуть, но меняются с давлением. В результате общее снижение давления в случае малосжимаемой жидкости будет на $6,5\%$ выше, чем для несжимаемой. Отметим также, что, вне зависимости от флюида, давление в основном будет меняться по логарифмическому закону, причем его основное падение происходит в радиусе 15 м от ствола скважины.

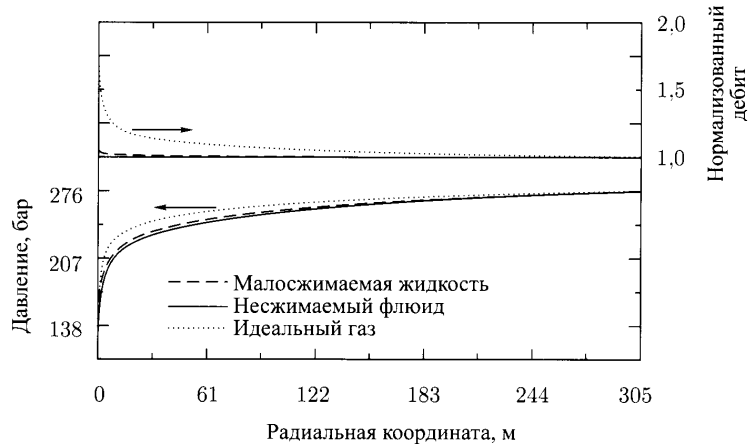


Рис. 7.7*а*. Профили давления и дебита, построенные в декартовых координатах

Что касается дебита, то он будет разным в разных частях пласта, если плотность флюида меняется с давлением. При этом темп отбора имеет обратную зависимость по отношению к плотности. Например, в случае идеального газа дебит меняется согласно зависимости $q_1/q_2 = p_2/p_1$, а в случае малосжимаемой жидкости — согласно формуле $q_1/q_2 = 1 + c(p_2 - p_1)$. Если посмотреть на рис. 7.7, то мы увидим, что дебит несжимаемого флюида не меняется, дебит малосжимаемой жидкости варьируется в пределах 4%, а наиболее значительное изменение темпов отбора наблюдается для идеального газа, причем оно происходит в радиусе 6 метров от ствола скважины (где наиболее значительно меняется и давление).

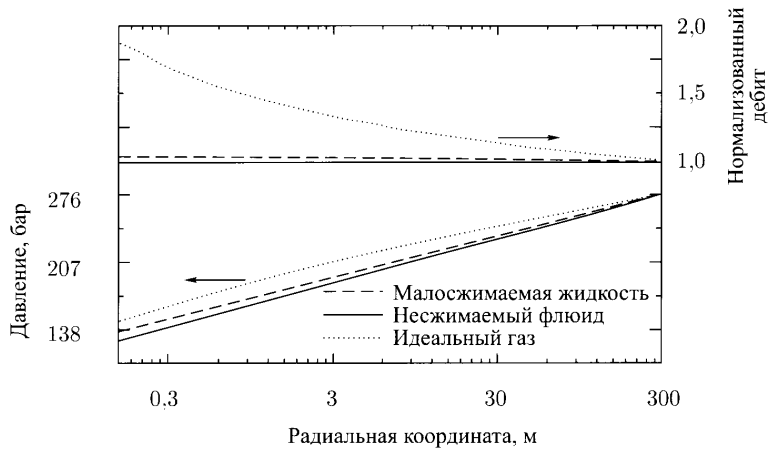


Рис. 7.7*б*. Профили давления и дебита, построенные в полулогарифмическом масштабе

Если система замкнута, то дебит будет также зависеть от координаты (он меняется от нуля вблизи границы зоны дренирования до максимального темпа отбора в стволе скважины). В частности, в упражнении 7.16 показано, как ведет себя темп отбора в зависимости от положения при радиальном полустационарном режиме течения.

7.9. Скин-фактор

На практике часто случается так, что производительность скважины оказывается сниженной вследствие нарушения проницаемости призабойной зоны. Данное повреждение может вызываться множеством факторов, в том числе загрязнением скважины буровым раствором, перемещением через поры в ствол скважины мелкодисперсных фракций или разбуханием глин. Нарушение проницаемости всегда происходит в очень тонкой области вокруг скважины, которую называют *скин-слоем*.

Херст (1953) и ван Эвердинген (1953) заметили, что уравнения, описывающие бесконечный режим течения, дают лишь приблизительное описание снижения давления в скважине. По их мнению, данное различие вызывается наличием вокруг скважины маленькой зоны с низким коэффициентом проницаемости. На рис. 7.8 показан профиль распределения давления вблизи поврежденной скважины. Как видно, скин-слой представляет из себя полый цилиндр с внутренним радиусом r_w и внешним r_s. Вне этой области проницаемость имеет обычное значение, а внутри она сильно снижена. Для того чтобы рассчитать падение безразмерного давления по сечению скин-слоя ван Эвердинген ввел специальный коэффициент, называемый скин-фактором:

$$s = \frac{\Delta p_{\text{скин-слоя}}}{\left(\dfrac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh}\right)} = \frac{0,05435kh\Delta p_{\text{скин-слоя}}}{q_{osc}\mu_o B_o}, \tag{7.100}$$

где $\Delta p_{\text{скин-слоя}}$ — падение давления в скин-слое. В данном случае мы произвольно выразили скин-фактор через дебит нефти, ее вязкость а также объемный коэффициент, однако расчет значения s также может быть выполнен и при притоке в скважину газа. Если принять, что p_w — это давление на стенке скважины ($r = r_w$) в отсутствие

скин-слоя, а p_{wf} — давление с учетом наличия поврежденной призабойной зоны, то

$$p_{wf} = p_w - \Delta p_{\text{скин-слоя}}. \tag{7.101}$$

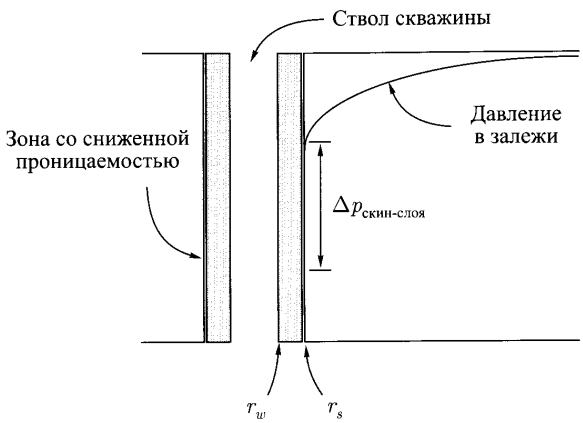


Рис. 7.8. Схематическое изображение распределения давления вблизи поврежденной скважины

Концепцию существования скин-слоя можно распространить на случай бесконечного и установившегося режимов течения. Например, если мы возьмем уравнение (7.77), где $p(r,t) = p(r_w,t)$, и подставим его в (7.101), а величину $\Delta p_{\text{скин-слоя}}$ выразим из (7.100), то в итоге получим, что

$$p_{wf} = p_i - \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{4\pi hk}\left[\ln\left(\frac{4kt}{e^{\gamma}\phi\mu_o c_t r^2}\right) + 2s\right]. \tag{7.102}$$

Данное уравнение говорит о том, что в случае роста скин-фактора давление в скважине будет падать. Теперь рассмотрим установившееся течение. Для этого подставим в (7.101) вместо p_w формулу (7.94), а величину $\Delta p_{\text{скин-слоя}}$ выразим из (7.100). В итоге будем иметь:

$$p(r,t) - p_{wf} = \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh}\left\{\ln\left(\frac{r}{r_w}\right) - \frac{(1-f)}{2}\left(\frac{r}{r_e}\right)^2 + s\right\}. \tag{7.103}$$

Запишем также уравнение продуктивности с учетом влияния скин-слоя:

$$q_{osc} = \frac{2\pi kh(\overline{p} - p_{wf})}{\mu_o B_o\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} - \frac{(1-f)}{4} + s\right)} = \frac{0{,}05435kh(\overline{p} - p_{wf})}{\mu_o B_o\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} - \frac{(1-f)}{4} + s\right)}. \tag{7.104}$$

7.9.1. Связь скин-фактора со снижением дебита

Для того чтобы связать между собой падение дебита в скважине и значения скин-фактора, рассмотрим установившееся течение малосжимаемой жидкости в поврежденную и неповрежденную скважины. Если провести расчет (7.94) для $p(r_e,t)$, то мы получим соотношение между $(p_e - p_w)$ и q_{osc} в скважине без скин-слоя. Уравнение (7.103) при $p(r_e,t)$ дает взаимосвязь $(p_e - p_{wf})$ и q_{osc} в поврежденной скважине.

Поделив одно из этих результирующих соотношений на другое, получим отношение дебитов скважины со скин-слоем и без такового. Это выражение носит название *коэффициента снижения дебита* или *эффективности притока*. Если флюиды идентичны, а величина снижения давления в них одинакова, то

$$\frac{q'_{osc}}{q_{osc}} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s}, \tag{7.105}$$

где q'_{osc} и q_{osc} — дебиты в поврежденной и неповрежденной скважинах соответственно. Уравнение (7.105), несмотря на применимость его только к определенным условиям (например, для стационарного течения), является крайне важным с точки зрения содержащейся в нем информации. Так, на рис. 7.9 приведен график снижения эффективности притока в зависимости от величины s при различных соотношениях r_e/r_w, откуда видно, что в диапазоне реальных значений результаты весьма слабо зависят от данного соотношения. Из рисунка также видно, что 50% снижение дебита соответствует значению скин-фактора, равному 5, а 100% увеличение — скин-фактору, равному -3.

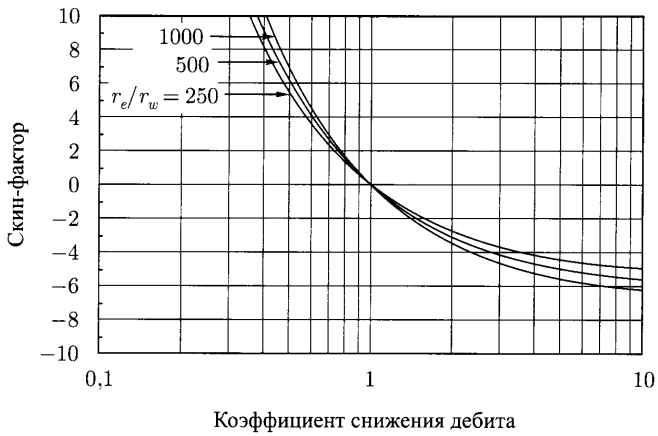


Рис. 7.9. График зависимости скин-фактора и коэффициента снижения дебита

Отрицательный скин-фактор встречается на практике довольно часто. Он означает, что добыча из скважины ведется при более высоком дебите, нежели ожидалось при данной депрессии. Данное поведение приводит к росту эффективности притока, которая принимает значение более 100%. Отрицательные скин-факторы обычны для трещиноватых коллекторов, в которых размеры и плотность расположения трещин малы по сравнению с расстоянием между скважинами. Трещины бóльших размеров, как правило, обнаруживают непосредственно из гидравлических (опрессовочных) испытаний.

7.10. Уравнения продуктивности для некруговых областей дренирования

Уравнения продуктивности, выведенные ранее только для цилиндрических областей дренирования, можно распространить также и на другие геометрии зон, используя формфакторы, заданные в табл. 7.2 (значение последних определяется формой области и расположением в ней скважины).

Как было сказано ранее, (7.104) представляет собой уравнение продуктивности для малосжимаемого флюида с постоянным коэффициентом сжимаемости и вязкости при установившемся радиальном течении. Чтобы использовать его в случае некруговой области дренирования, распишем более подробно слагаемое $\ln(r_e/r_w)$:

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) = \frac{1}{2}\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)^2 = \frac{1}{2}\ln\left(\frac{\pi r_e^2 e^{\gamma} e^{3/2}}{\pi r_w^2 e^{\gamma} e^{3/2}}\right) = \frac{1}{2}\ln\left(\frac{\pi r_e^2 e^{\gamma}}{\pi r_w^2 e^{\gamma} e^{3/2}}\right) + \frac{3}{4}. \tag{7.106}$$

Если учесть, что площадь зоны дренирования равна $A = \pi r_e^2$, а член $4\pi e^{3/2}/e^{\gamma}$ (=31,62) обозначить как безразмерный формфактор C_A для цилиндрического объема, то (7.106) перепишется в следующем виде:

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) = \frac{1}{2}\ln\left(\frac{4\pi r_e^2 e^{\gamma}}{4\pi r_w^2 e^{\gamma} e^{3/2}}\right) + \frac{3}{4}. \tag{7.107}$$

Подставляя (7.107) в (7.104), получим:

$$\begin{aligned} q_{osc} &= \frac{2\pi hk[\overline{p} - p_{wf}]}{\mu_o B_o\left(\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + \frac{1}{4} - \frac{(1-f)}{4} + s\right)} = \\ &= \frac{0,05435kh[\overline{p} - p_{wf}]}{\mu_o B_o\left(\frac{1}{2}\ln\frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right)}, \end{aligned} \tag{7.108}$$

где значение A, стоящее в правом выражении, измеряется в гектарах (га). Для большей точности μ_o и B_o необходимо рассчитывать при средневзвешенном давлении, $p_m = (\overline{p} + p_w)/2$. Выведенное нами уравнение будет применимо к любой области дренирования, если подставить соответствующий этой зоне формфактор C_A (см. табл. 7.2). Раджаван (1993) показал, что данные формфакторы применимы только для полустационарного течения, а аналогичное выражение для любого реального флюида будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} q_{sc} &= \frac{2\pi hk[m(\overline{p}) - m(p_{wf})]}{(\overline{\mu B})_e\left(\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + \frac{1}{4} - \frac{(1-f)}{4} + s\right)} = \\ &= \frac{0,05435kh[m(\overline{p}) - m(p_{wf})]}{(\overline{\mu B})_e\left(\frac{1}{2}\ln\frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right)}. \end{aligned} \tag{7.109}$$

7.11. Коэффициент продуктивности скважины

Крафт и др. (1991), а также Бертуци и др. (1987) дали следующее определение коэффициента продуктивности:

$$J = \frac{q_{sc}}{\overline{p}(t) - p_{wf}(t)}, \tag{7.110}$$

где $\overline{p}$ и p_{wf} — среднее пластовое давление, а также давление в скважине. Коэффициент продуктивности можно также рассчитать для газа или нефти, используя для этого соответствующие значения дебитов на дневной поверхности. Существуют также другие определения коэффициента продуктивности. Например, Крафт и Хокинс (1959), а также Дейк (1978) предложили заменить среднее давление в пласте давлением в радиусе дренирования. Маскет (1949) дал подобное Крафту и Хокинсу определение, однако он выдвинул предположение, что давление в радиусе дренирования в целом должно быть равно среднему пластовому давлению. Различие между всеми этими определениями будет относительно невелико, так как коэффициент продуктивности применяется эмпирически, а среднее пластовое давление и давление при радиусе дренирования отличаются весьма незначительно[1]. Продуктивность можно также выразить через псевдодавления, заменив соответствующие слагаемые в (7.110). Забойное давление, используемое в (7.110), обычно представляет собой установившуюся величину (т. е. наблюдаемую в период полустационарного режима течения или при фильтрации флюидов в период истощения залежи.

Коэффициент продуктивности представляет собой темп добычи нефти или газа, отнесенный к единице падения давления. Маскет (1949) определил, что коэффициент продуктивности «является самой лучшей мерой фактической производительности нефтеносной породы». Разность давлений $(\overline{p}-p_{wf})$ называется *депрессией в скважине*. Если коэффициент продуктивности и депрессия известны, то соответствующий дебит на дневной поверхности можно легко вычислить из (7.110).

В целом значение J не является постоянным, а зависит от $\overline{p}$ и p_{wf}. Маскет (1949) сделал следующее высказывание: «Коэффициент продуктивности — это величина, зависящая от стольких факторов, что определение ее точных значений при известных физических параметрах оказывается невозможным». Поэтому использовать коэффициент продуктивности в расчетах нужно только тогда, когда вы четко представляете рамки его применимости. Заметим также, что при однофазном установившемся режиме течения коэффициент продуктивности будет зависеть только от свойств породы, флюида и скважины, но не от давления или времени.

Для определения коэффициента продуктивности нет строгого математического выражения, если речь не идет об идеализированном случае. Рассмотрим как раз такой случай, т. е. однофазную фильтрацию малосжимаемой нефти, которая имеет постоянный коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент, а также постоянную вязкость. Тогда величина J будет определяться из следующей формулы:

$$J = \frac{2\pi h k_o}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} \right) + \frac{1}{4} - \frac{(1-f)}{4} + s \right)} = \\ = \frac{0,05435 h k_o}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,21 - \frac{(1-f)}{4} + s \right)}. \tag{7.111}$$

Данное выражение выводится из (7.108) и (7.110). При этом в средней формуле необходимо использовать согласованную систему единиц (СИ, СГС), а в крайнем пра-

[1] С чисто технической точки зрения определение, данное в (7.110), является наиболее подходящим, так как при снижении дебита до нулевого значения гидродинамическое забойное давление стремится к среднему пластовому, а не к давлению при радиусе дренирования.

вом — смешанную, и тогда коэффициент продуктивности будет иметь размерность J [=] м^3/сут/бар. Коэффициент k был заменен на k_o для того, чтобы подчеркнуть, что данная проницаемость относится к течению нефти.

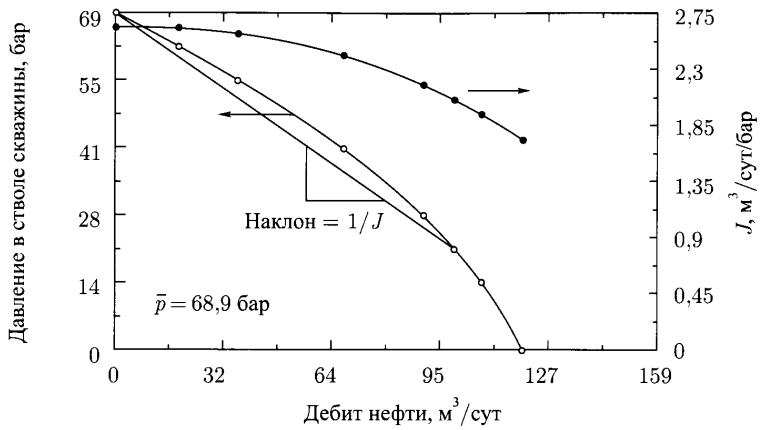


Рис. 7.10. Зависимость забойного гидродинамического давления и продуктивности скважины от дебита при разработке залежи в режиме растворенного газа

Уравнение (7.111), несмотря на все идеализации, позволяет понять, как будет вести себя коэффициент продуктивности в зависимости от времени и давления. Например, в скважинах, разрабатываемых в режиме растворенного газа, коэффициент продуктивности нефти будет постепенно снижаться, так как при давлении ниже точки насыщения растворенный газ будет выделяться из нефти, что приведет к росту газонасыщенности призабойной зоны и снижению проницаемости нефти. Отметим, что вязкость нефти и ее FVF тоже меняются с течением времени, однако их влияние, в отличие от вышеописанных параметров, менее важно.

Как уже было сказано, коэффициент продуктивности зависит от забойного давления при заданном времени. Например, в скважинах, добыча нефти из которых ведется в режиме растворенного газа, по мере падения давления на забое продуктивность нефти будет падать, а дебит расти. Данная взаимосвязь показана на рис. 7.10, где приведены графики p_{wf} и J в зависимости от q_{osc}. Дебит нефти измерялся в течение гидродинамических исследований скважины при семи различных значениях забойного давления, при этом среднее значение последнего, $\bar{p}$, оставалось равным примерно $68,9$ бар. Взаимосвязь между p_{wf} и q_{osc} называется *соотношением забойного давления фонтанирования и дебита* (IPR, inflow performance relationship), а показанный на рисунке график p_{wf} от q_{osc} известен как *кривая продуктивности скважины*. Из рис. 7.10 видно, что дебит нефти изменяется обратно пропорционально гидродинамическому забойному давлению, а кривая продуктивности имеет вогнутый книзу вид. Это означает, что значение коэффициента продуктивности J будет снижаться с ростом темпов отбора нефти или со снижением давления на забое. В нашем случае величина J уменьшается примерно на 30% по сравнению с максимальным значением. Графически J определяется как величина, обратная наклону хорды, соединяющей точку $(q_{osc}, p_{wf}) = (0, \bar{p})$ с произвольной точкой (q_{osc}, p_{wf}) на кривой (см. рис. 7.10). Кривые продуктивности скважин используются для достижения максимальной эффективности систем механизированной добычи.

Коэффициенты продуктивности применяются на практике во многих случаях. Во-первых, как было отмечено Маскетом, они показывают возможные нарушения проницаемости продуктивного пласта. Так, если коэффициент продуктивности значительно падает в тот период времени, когда газовый фактор остается приблизительно постоянным, то это служит показателем закупоривания призабойной зоны скважины. Постоянство значения газового фактора говорит нам о том, что насыщенность в призабойной зоне, а также давление на самом забое не менялись за прошедший период времени, следовательно, рост газонасыщенности или снижение забойного давления не могут сами по себе объяснять снижение коэффициента продуктивности. Поэтому логично будет предположить, что это снижение вызвано повреждением пласта (т. е. нарушением его проницаемости). Однако если продуктивность скважины значительно падает при росте эксплуатационного газового фактора, то повреждения залежи может и не быть, так как, по общепринятому мнению, с ростом газонасыщенности и снижении относительной проницаемости по нефти коэффициент продуктивности также уменьшается. Производительность скважин можно также использовать в случае оценки эффективности проведения ремонтных работ по увеличению дебита (например, кислотной обработки). Подводя итог сказанному выше, следует сказать, что эксплуатацию скважины характеризует именно коэффициент продуктивности, но никак не дебит. Проиллюстрируем данный факт на следующем ниже примере.

Пример 2. Коэффициент продуктивности

На рис. 7.10 показана кривая продуктивности нефтяной скважины, вскрывающей пласт с нелетучей нефтью. При этом текущее среднее пластовое давление равно $68,9$ бар. Пусть текущий дебит скважины равен 35 м^3/сут, что соответствует забойному давлению $55,12$ бар. Для того чтобы снизить давление на забое и увеличить дебит, была произведена замена балансирного станка-качалки на погружной центробежный электронасос. После установки последнего, но перед возобновлением добычи, была дополнительно выполнена кислотная обработка скважины. По завершении всех операций дебит скважины составил $127,2$ м^3/сут при давлении на забое, равном $13,78$ бар. Найти, какова была продуктивность скважины до и после капитального ремонта. Повлияла ли кислотная обработка на увеличение коэффициента продуктивности?

Решение. Продуктивности скважины до и после капитального ремонта соответственно равны:

$$J = \frac{q_{sc}}{\overline{p}(t) - p_{wf}(t)} = \frac{35 \text{ м}^3/\text{сут}}{(68,9 - 55,12 \text{ бар})} = 2,54 \text{ м}^3/\text{сут/бар},$$

$$J = \frac{q_{sc}}{\overline{p}(t) - p_{wf}(t)} = \frac{127,2 \text{ м}^3/\text{сут}}{(68,9 - 13,78 \text{ бар})} = 2,31 \text{ м}^3/\text{сут/бар}.$$

Как видно, продуктивность до капитального ремонта получилась выше, чем после проведения такового. Основываясь только на этих результатах, можно было бы сказать, что кислотная обработка не привела к росту коэффициента продуктивности скважины, однако более низкое значение J получается в основном благодаря малому забойному давлению. Поэтому, чтобы определить, была ли кислотная обработка успешной, сравним оба коэффициента продуктивности при одинаковой депрессии или забойном давлении. Из рис. 7.10 видно, что при давлении на забое, равном $13,78$ бар, коэффициент продуктивности до проведения ремонтных работ оказывается равным $1,96$ м^3/сут/бар.

Данное число соответствует дебиту $108,12$ м^3/сут. Так как продуктивность после капитального ремонта при этом же давлении оказывается выше ($2,31$ м^3/сут/бар), то мы приходим к выводу, что обработка кислотой действительно была успешной и позволила повысить продуктивность на 18%.

7.12. Материальный баланс: связь суммарной добычи со средним давлением

Соотношения продуктивности при стабилизированном течении можно сопоставить с временем или суммарной добычей, если учесть, что среднее давление в залежи меняется в зависимости от последних двух параметров. Дальнейший вывод взаимосвязи между средним давлением и временем (или суммарной добычей) в случае жидкостной модели течения будет вестись на основе макроскопических уравнений (см. главу 5). Далее мы распространим все полученные результаты на произвольную систему флюидов.

Макроскопический дебит товарной нефти определяется уравнением (5.29). Если речь идет только о недонасыщенных нефтях, то данное уравнение значительно упрощается:

$$V_b \frac{d\left(\dfrac{\overline{\phi S}_o}{\overline{B}_o}\right)}{dt} = -q_{osc}(1-f), \tag{7.112}$$

где V_b — общий объем пласта, а q_{osc} — темп добычи. Выражение $(1-f)$ включено здесь для того, чтобы учесть различные типы установившегося течения. Так, $f=0$ означает полустационарный режим, а $f=1$ — стационарный, при условии постоянства q_{osc}. Для нефонтанирующей водяной фазы получим:

$$V_b \frac{d\left(\dfrac{\overline{\phi S}_w}{\overline{B}_w}\right)}{dt} = 0. \tag{7.113}$$

Уравнения (7.113) и (7.112) можно расписать, как было показано в § 7.6, а затем объединить в одно выражение. В итоге получим, что

$$\frac{V_p c_t}{\overline{B}_o}\frac{d\overline{p}}{dt} = -q_{osc}(1-f), \tag{7.114}$$

где V_p — поровый объем, а $c_t = c_f + S_w c_w + S_o c_o$ — общая сжимаемость. Отсюда

$$\frac{d\overline{p}}{dt} = -\frac{q_{osc}\overline{B}_o}{V_p c_t}(1-f). \tag{7.115}$$

Данное уравнение применимо для любого установившегося течения и не содержит ограничений, касающихся типа флюида. В отношении уравнения (7.115) существует два важных аспекта. Первый из них касается условий, при которых $d\overline{p}/dt$ будет постоянно. В случае малосжимаемого флюида, а также несжимаемой породы и связанной воды отношение B_o/c_t будет равно $d(1/B_o)/dp$. Последнее выражение постоянно и равно $\rho_{sc}/(c_o\rho_o)$, где ρ_0 — плотность при стандартном давлении, p_0. Последнее выражение

можно получить из (7.26). Таким образом, в случае замкнутой системы (7.115) приобретает следующий вид: $d\overline{p}/dt = -q_{osc}\rho_{sc}/(V_p c_o \rho_0)$. Отсюда видно, что $d\overline{p}/dt$ будет постоянно при неизменном значении дебита q_{osc}. Второй аспект относится к выводу соотношения (7.85). Эрлагером и др. (1968) было установлено, что наличие полустационарного режима течения в одной из точек пласта подразумевает под собой, что и во всех других областях залежи течение также будет полустационарным. Таким образом, в случае квазистационарного течения $d\overline{p}/dt = \partial p/\partial t$, поэтому уравнение (7.115) можно использовать для расчета частной производной $\partial p/\partial t$, что доказывает справедливость соотношения (7.85).

Разделяя переменные в (7.115) и расставляя пределы интегрирования, получим:

$$\int_{p=p_i}^{p=\overline{p}} d\overline{p} = -\frac{\overline{B}_o(1-f)}{V_p c_t} \int_{t=0}^{t} q_{osc}\,dt, \tag{7.117}$$

где для жидкостной модели изменением величины B_o можно пренебречь. Стоящий справа интеграл дает нам суммарную добычу, поэтому (7.117) после интегрирования приобретает следующий вид:

$$\overline{p} - p_i = -\frac{\overline{B}_o(1-f)N_p}{V_p c_t}. \tag{7.118}$$

Данное уравнение связывает между собой среднее давление в пласте и суммарную добычу в случае модели течения жидкости. В частном случае добычи при постоянном дебите $N_p = q_{osc}t$, поэтому

$$\overline{p} - p_i = -\frac{\overline{B}_o(1-f)q_{osc}t}{V_p c_t}. \tag{7.119}$$

Это выражение связывает среднее давление и дебит.

Уравнение (7.118) применимо только к однофазному течению углеводородов, которое наблюдается тогда, когда давление на забое оказывается выше точки насыщения, что не всегда реализуется на практике. Поэтому, чтобы учесть более общие случаи течения (например, двухфазное), соотношение (7.118) нужно несколько усовершенствовать. Конечное выражение имеет следующий вид:

$$\Delta p = p_i - \overline{p} = \frac{G_{ps}(B_g - B_o R_v) + N_p(B_o - B_g R_s)}{(1 - R_s R_v)c_{ti} V_{pi}}, \tag{7.120}$$

где V_{pi} — начальный поровый объем, а c_{ti} — общая сжимаемость, рассчитанная на основе начальных коэффициентов насыщенности, т. е. $c_{ti} = c_f + S_{oi}c_o + S_{gi}c_g + S_{wi}c_w$. В данном уравнении мы пренебрегли притоком и добычей воды, однако эти эффекты можно легко учесть, добавив соответствующие слагаемые. Выражение (7.120) выводится из уравнения материального баланса (6.18) с учетом того, что $E_o = c_o B_{oi}\Delta p$, $E_g = c_g B_{gi}\Delta p$, $E_w = c_w B_{wi}\Delta p$, $E_f = c_f \Delta p$, $N_{foi} = S_{oi}V_{pi}/B_{oi}$, $G_{fgi} = S_{gi}V_{pi}/B_{gi}$ и $W = S_{wi}V_{pi}/B_{wi}$.

При выводе (7.120) мы считали сжимаемости c_f, c_o, c_g и c_w постоянными величинами, однако в большинстве случаев это не так. Поэтому, вообще говоря, значение $\overline{p}$

должно определяться на основе итерационной процедуры, которую нужно выполнять до тех пор, пока левая и правая части уравнения (6.18) или (6.20) не будут равны друг другу.

Пример 3. Бесконечный режим течения

Рассмотрим круговую область дренирования площадью $32,4$ га, в центре которой располагается неповрежденная скважина. Начальное давление в системе равно $137,8$ бар, при этом известны также следующие свойства дренируемой зоны:

$$\phi = 0,31,$$
$$k = 5 \text{ мД},$$
$$h = 6,1 \text{ м},$$
$$r_w = 0,15 \text{ м}.$$

Внешняя граница зоны замкнута. Предположим также, что мы имеем дело исключительно с однофазным течением недонасыщенной нефти, вязкость которой равна $0,35$ сП. Общая сжимаемость коллектора равна $2,9 \cdot 10^{-4}$ бар$^{-1}$.

Фонтанирование скважины происходило при максимально возможном дебите, равном $45,55$ м^3/сут, до тех пор, пока давление в пласте не упало до уровня, при котором данный дебит поддерживаться уже не мог. Забойное давление постепенно снижалось до $13,78$ бар, после чего его значение поддерживалось постоянным, а дебит скважины падал.

1. Найти радиус зоны дренирования (м).
2. Рассчитать, сколько длится (в сутках) режим бесконечного течения.
3. Определить гидродинамическое забойное давление (бар) по окончании нестационарного режима течения.
4. Вычислить давление на забое (бар) при следующих значениях времени: $t/t_d = 0,001$; $0,01$; $0,10$; $0,20$; $0,30$; $0,40$; $0,50$; $0,60$; $0,70$; $0,80$; $0,90$ и $1,00$, где t_d — это время окончания бесконечного режима течения.
5. Найти радиус исследования при следующих значениях времени: $t/t_d = 0,001$; $0,01$; $0,10$; $0,20$; $0,30$; $0,40$; $0,50$; $0,60$; $0,70$; $0,80$; $0,90$ и $1,00$.
6. Рассчитать пластовое давление (бар), если $r/r_e = 0,01$; $0,10$; $0,20$; $0,30$; $0,40$; $0,50$; $0,60$; $0,70$; $0,80$; $0,90$; $1,00$ при каждом из следующих значений времени: $t/t_d = 0,10$; $0,50$ и $0,90$. Построить профили давления для всех трех случаев.
7. Найти, как будет меняться среднее давление в пласте в зависимости от времени.

Решение

1. Если область дренирования имеет форму круга, то его радиус можно вычислить из формулы площади, $A = \pi r_e^2 = 32,4$ га. Отсюда получим, что

$$r_e = \sqrt{\frac{(32,4 \text{ га})(10\,000 \text{ м}^2/\text{га})}{\pi}} = 321,14 \text{ м}.$$

2. Выражение (7.80) дает время прекращения бесконечного режима течения:

$$t_d = \frac{\phi(\mu c) r_e^2}{0,0019k} = \frac{(0,31)(0,35 \text{ сП})(2,9 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1})(321,14 \text{ м})^2}{0,0019(5 \text{ мД})(24 \text{ часа/сутки})} = 14,3 \text{ суток}.$$

Таким образом, нестационарное течение прекращается по истечении 14,3 суток. После этого в пласте начинает преобладать установившийся режим фильтрации.

3. Динамическое забойное давление по окончании нестационарного течения можно найти из (7.77) при $r = r_w$ и $t = 14,3$ суток. Однако сначала необходимо вычислить, чему равно значение B_o при средневзвешенном давлении p_m. Для этого воспользуемся формулой (7.31), где в качестве средневзвешенного возьмем начальное давление в пласте:

$$B(p_m) = \frac{1}{[1 + c_t(p_m - p_{sc})]} = \frac{1}{[1 + (2,9 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1})(137,8 - 1,01 \text{ бар})]} =$$

$$= 0,962 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Далее, подставим это число в (7.77) при $r = r_w$:

$$p(r_w, t) = p_i - \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{0,1086hk} \ln\left(\frac{0,00081kt}{\phi\mu_o c_t r^2}\right) =$$

$$= 137,8 \text{ бар} - \frac{\left(45,55 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)(0,35\text{сП})\left(0,962 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{0,1086(6,1 \text{ м})(5 \text{ мД})} \times$$

$$\times \ln\left(\frac{0,00081(5 \text{ мД})(14,3 \text{ суток} \cdot 24 \text{ часа/сутки})}{(0,31)(0,35 \text{ сП})(2,9 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1})(0,15 \text{ м})^2}\right) = 70 \text{ бар}.$$

Отсюда можно сделать вывод, что: (1) период бесконечного режима течения недостаточно долог для того, чтобы на забое скважины достигалось минимальное давление (13,78 бар) и (2) во время нестационарного режима скважина будет фонтанировать при максимально возможном дебите, что вполне типично.

4. Рабочее давление на забое скважины в любой момент времени можно рассчитать, используя уравнение (7.77) при $r = r_w$. В третьей колонке таблицы 7.3 приведены результаты этих расчетов для времен, показанных во втором столбце. На рис. 7.11*а* и *б* также построены графики зависимости гидродинамического давления в скважине от времени разработки в декартовых координатах и полулогарифмическом масштабе. Поскольку график на рис. 7.11*б* линеен, то можно сделать вывод, что давление в стволе скважины снижается по логарифмическому закону.

5. Радиус исследования в период бесконечного режима течения можно вычислить, используя выражение (7.81). Например, при $t = 4,3$ суток:

$$r_i = \sqrt{\frac{0,00081kt}{\phi(\mu c_t)}} = \sqrt{\frac{0,00081(5 \text{ мД})(4,3 \text{ суток} \cdot 24 \text{ часа/сут})}{(0,31)(0,35 \text{ сП})(2,9 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1})}} = 114,3 \text{ м}.$$

Результаты для других значений времени показаны в четвертой колонке табл. 7.3. Следует отметить, что радиус исследования очень быстро увеличивается с течением времени.

6. Давление на любом расстоянии r от ствола скважины в момент времени $t_i < t < t_d$ определяется формулой (7.77). Результаты расчетов см. в табл. 7.4 и на рис. 7.12.

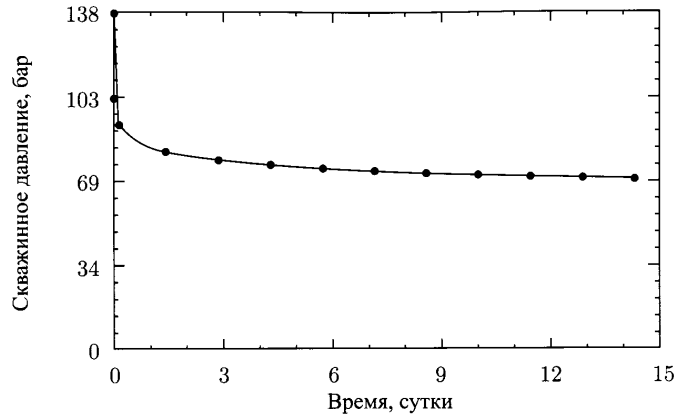


Рис. 7.11*а*. Динамика изменения давления в скважине в период нестационарного течения (см. пример 3)

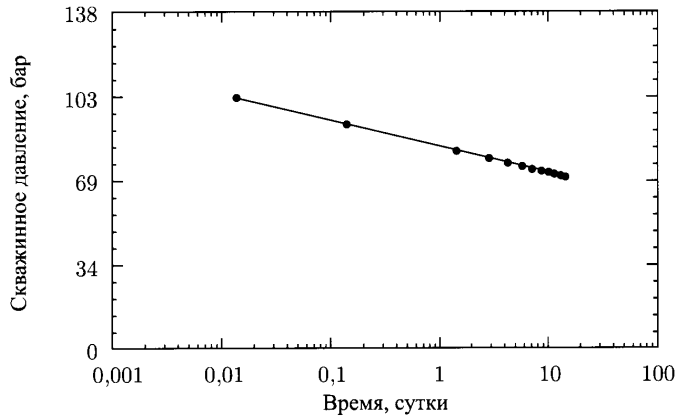


Рис. 7.11*б*. Динамика изменения давления в скважине в период нестационарного течения, полулогарифмический масштаб (см. пример 3)

7. Среднее давление в пласте можно найти, выразив из (7.119) $\overline{p}$. В данном случае $V_p = \phi Ah = 0,607$ млн м^3. Например, при $t = 14,3$ суток получим, что

$$\overline{p} = 137,8 \text{ бар} - \frac{\left(45,55 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)(14,3 \text{ суток})\left(0,962 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{(2,9 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1})\pi(321,14 \text{ м})^2(6,1 \text{ м})(0,31)} = 134,15 \text{ бар}.$$

Здесь мы учли, что $\overline{B_o} = 0,962$ м^3/м^3 , а $V_p = \pi r^2 h\phi$. Результаты при других значениях времени см. в пятой колонке табл. 7.3.

7.13. Время, затрачиваемое на достижение минимального забойного давления

В замкнутой зоне дренирования период добычи при постоянном дебите заканчивается тогда, когда давление на забое скважины достигает минимального значения. После

Таблица 7.3. Результаты расчетов (упражнение 3)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
t/t_d	t, сутки	p_w, бар	r_i, м	Средн. давление, бар	N_p, м^3
0	0	137,8	0	137,800	0
0,001	0,014	102,45	6,7	137,793	0,64
0,01	0,143	91,64	21,0	137,766	6,52
0,1	1,432	80,82	66,1	137,435	65,19
0,2	2,864	77,58	93,3	137,063	130,54
0,3	4,297	75,65	114,3	136,698	195,73
0,4	5,729	74,34	132,0	136,332	260,92
0,5	7,161	73,24	147,5	135,960	326,27
0,6	8,593	72,41	161,8	135,595	391,46
0,7	10,025	71,66	174,7	135,230	456,65
0,8	11,458	71,04	186,8	134,858	522,00
0,9	12,890	70,48	198,1	134,493	587,19
1	14,322	70,00	208,8	134,128	652,38

Таблица 7.4. Профили распределения давления при бесконечном режиме течения (см. пример 3)

		Давление, бар		
r/r_e	r, м	$t/t_d = 0,1$ 1,4 суток	$t/t_d = 0,5$ 7,2 суток	$t/t_d = 0,9$ 12,9 суток
	0,15	80,82	73,24	70,48
0,01	3,20	109,41	101,83	99,08
0,1	32,10	131,05	123,47	120,71
0,2	64,19	137,52	130,01	127,26
0,3	96,29	137,80	133,80	131,05
0,4	128,38	137,80	136,49	133,73
0,5	160,48	137,80	137,80	135,80
0,6	192,57	137,80	137,80	137,52
0,7	224,67	137,80	137,80	137,80
0,8	256,76	137,80	137,80	137,80
0,9	288,86	137,80	137,80	137,80
1,0	321,02	137,80	137,80	137,80

этого начинается режим течения при истощении энергии залежи и наступает период постепенного снижения темпов отбора. Время, которое затрачивается на достижение минимального забойного давления, зависит от нескольких факторов, в том числе: дебита скважины, площади дренируемой области, а также проницаемости и вязкости флюида. Данное время будет снижаться при росте дебита и вязкости и увеличиваться при росте площади дренирования и проницаемости. Время достижения минимального забойного давления может меняться в пределах от нескольких месяцев (для нефтяных скважин с высоким дебитом и низкой проницаемостью) до нескольких лет (высокопроницаемые газовые скважины с низким дебитом). В частных случаях, когда проницаемость крайне низка, минимальное давление на забое достигается еще до окончания

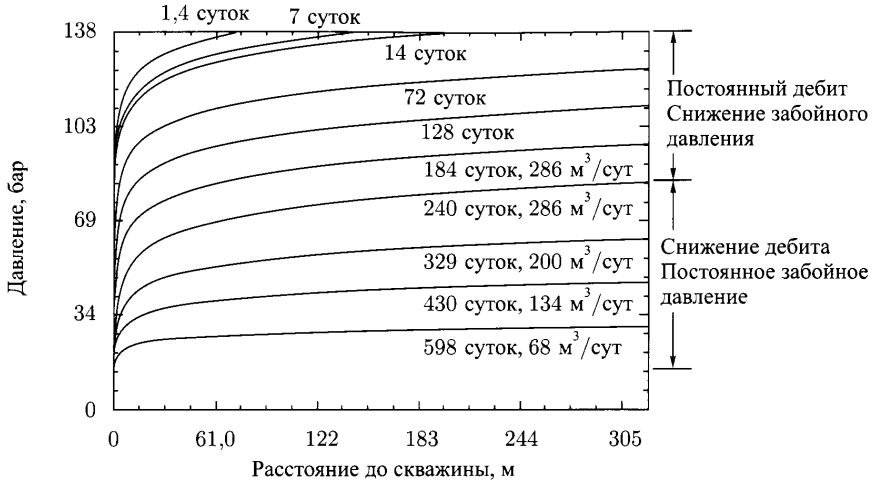


Рис. 7.12. Графики изменения давления малосжимаемой жидкости в период истощения залежи (примеры 3 и 4). Бесконечному периоду соответствуют графики, построенные при значениях времени менее 14,3 суток

бесконечного режима фильтрации, и тогда период полустационарного течения в пласте реализовываться не будет. Выведем далее уравнения, связывающие давление на забое и время разработки залежи, которые необходимы прежде всего для того, чтобы оценить вышеупомянутое времени. Расчет будет вестись на основе жидкостной модели, однако все то же самое можно легко распространить на случай течения реального флюида.

Выразим уравнение (7.119) относительно $\overline{p}$, а затем полученный результат подставим в (7.108). Тогда, выделяя из полученного соотношения время, получим:

$$t = \frac{c_t \phi h A}{q_{osc} \mu_o \overline{B}_o} \left[p_i - p_{wf} - \left(q_{osc} \mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} \right) + s \right) \right) \Big/ (2\pi h k) \right], \quad (7.121)$$

где A — площадь поперечного сечения дренируемой зоны. Здесь также была использована формула $V_p = \phi h A$. На практике $\overline{B}_o$ рассчитывается при среднем давлении в пласте, а величина B_o, стоящая в квадратных скобках, оценивается при средневзвешенном давлении $p_m = (\overline{p} + p_{wf})/2$. Но поскольку в случае малосжимаемых жидкостей объемные коэффициенты слабо зависят от давления, B_o $\overline{B}_o$ удобнее вычислять при одном и том же значении давления (например, при среднем пластовом). Уравнение (7.121) справедливо для полустационарного режима течения (т. к. $f = 0$). Если p_{wf} представляет собой минимальное давление на забое, то значение t будет являться временем, по истечении которого давление в стволе скважины будет равно p_{wf}. Используя смешанную систему единиц, (7.121) можно преобразовать к виду:

$$t = \frac{c_t \phi h A}{q_{osc} \mu_o \overline{B}_o} \left[p_i - p_{wf} - \frac{q_{osc} \mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2 C_A} \right) + 5{,}01 + s \right)}{0{,}05435 h k} \right], \quad (7.122)$$

где A [=] га, t [=] сутки.

Если дебит скважины достаточно велик (или проницаемость достаточно мала), то давление на забое может достичь своего минимума в период бесконечного режима фильтрации. В этом случае полустационарного течения происходить не будет и время t_D, при котором достигается минимальное забойное давление, определяется из (7.76):

$$t_{DBHP} = \frac{e^{\gamma}}{4}\exp(2p_{Dw}), \tag{7.123}$$

где p_{Dw} обозначает p_D, вычисленное при $r = r_w$. Подставляя определения t_D и p_D из (7.60) и (7.61) в вышеописанную формулу, получим:

$$\begin{aligned} t_{BHP} = \frac{e^{\gamma}\phi\mu_o c_t r_w^2}{4(0,00036)k}\exp\left[\frac{4\pi kh(p_i - p_{wf})}{q_{osc}\mu_o B_o}\right] = \\ = \frac{\phi\mu_o c_t r_w^2}{0,00081k}\exp\left[\frac{0,1087kh(p_i - p_{wf})}{q_{osc}\mu_o B_o}\right], \end{aligned} \tag{7.124}$$

где t_{BHP} — это время, при котором на забое достигается минимальное давление. В крайнем правом выражении нужно использовать смешанную систему единиц (при этом t_{BHP} будет измеряться в часах), а в среднем — стандартную (СИ, СГС). Заметим, что эти выражения применимы только тогда, когда в пласте преобладает бесконечный (нестационарный) режим течения, условие существования которого задается соотношением $t_D < 0,06A/r_w^2$ (см. §7.7). Таким образом, в период бесконечной фильтрации давление на забое будет достигать минимума только в том случае, если $(e^{\gamma}/4)\exp(2p_{Dw}) < 0,06A/r_w^2$. Если подставить сюда вместо p_{Dw} уравнение (7.60) и выразить из полученной формулы q_{osc}, то будем иметь следующее неравенство:

$$q_{osc} > \frac{4\pi kh(p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\dfrac{4(0,06A)}{e^{\gamma}r_w^2}\right)} = \frac{0,1087kh(p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\dfrac{1347,56A}{r_w^2}\right)}, \tag{7.125}$$

где в крайнем правом выражении используются смешанные единицы (A [=] га, B [=] м^3/м^3, если q_{osc} [=] м^3/сут, и B [=] м^3/млн м^3, если q_{osc} [=] млн м^3/сут). Если поперечное сечение области дренирования представляет из себя круг, то

$$q_{osc} > \frac{0,05435kh(p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\dfrac{0,65r_e}{r_w}\right)}. \tag{7.126}$$

Множитель $0,65$ появляется в знаменателе вследствие того, что положение радиуса исследования в период прекращения бесконечного режима течения равно $r = 0,65r_e$.

Используя данные примера 3, можно найти, что если мы хотим, чтобы минимум забойного давления достигался в период нестационарной фильтрации, то дебит должен превышать величину $83,33$ м^3/сут. При данном минимальном значении из уравнения (7.124) можно получить, что минимальное давление на забое скважины достигается по истечении $14,3$ суток с начала разработки залежи. На практике такие требования по дебиту зачастую превышают максимально разрешенные нормы (согласно централизованному регулированию добычи в США), поэтому с чисто технической точки зрения

забойное давление практически никогда не достигает минимума в период бесконечного режима фильтрации. Например, максимальный установленный законом США дебит нефти для скважины глубиной 1525 м, пробуренной по сетке, при которой данная скважина дренирует зону площадью 32,4 га, составляет 27,19 $м^3$/сут, что намного ниже значения 83,33 $м^3$/сут.

Пример 4. Полустационарное течение и режим фильтрации, наблюдаемый при истощении пластового давления

Рассмотрим ту же самую зону, что и в примере 3, дренируемую одиночной скважиной. В течение разработки скважина фонтанировала с максимально возможным дебитом 45,55 $м^3$/сут до тех пор, пока энергии пласта не стало хватать для поддержания этой величины на прежнем уровне. Далее дебит начал падать естественным образом, т. е. никакого воздействия на пласт извне не было. Забойное давление в период добычи снижалось вплоть до 13,78 бар, после чего его значение стабилизировалось.

1. Определить время (в сутках), при котором забойное давление впервые достигает значения 55,12; 41,34; 27,56 и 13,78 бар. С помощью результатов примера 3 построить зависимость забойного давления от времени добычи.

2. Рассчитать пластовое давление (бар) при $r/r_e = 0,01$; 0,10; 0,20; 0,30; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,90; 1,00, если забойное динамическое давление в скважине равно 55,12; 41,34; 27,56 и 13,78 бар. Построить соответствующие профили.

3. Вычислить среднее давление (бар) при $p_w = 55,12$; 41,34; 27,56 и 13,78 бар. Построить график зависимости среднего давления от времени.

4. Найти, чему равна суммарная отдача ($м^3$) при $p_w = 55,12$; 41,34; 27,56 и 13,78 бар.

5. Определить значения дебита, суммарной отдачи, а также динамику изменения среднего давления в период истощения пластовой энергии.

Решение

1. Время, при котором давление в скважине достигает определенного значения, определяется уравнением (7.121) или (7.122), где поровый объем равен $Ah\phi$ (или, как в нашем случае, 0,612 млн $м^3$). Например, подставим значение $p_w = 13,78$ бар в (7.122):

$$t = \frac{2,9 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1}(0,612 \cdot 10^6 \text{ м}^3}{)} \left(45,55 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right) \left(0,962 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) \times$$

$$\times \left[137,8 - 13,78 - \frac{\left(45,55 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)(0,35 \text{ сП}) \left(0,962 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) \left(\frac{1}{2} \ln \frac{32,4 \text{ га}}{(0,15 \text{ м})^2 31,62} + 5,01\right)}{0,05435(5 \text{ мД})(6,1 \text{ м})}\right] =$$

$= 240$ суток.

Таким образом, давление на забое достигает минимума по истечении 240 суток. С учетом того что период первичной добычи длится порядка 20–30 лет, данный отрезок

времени будет относительно короток. В таблице 7.5 показаны значения времени, при которых давление на забое равно 55,12; 41,34; 27,56 и 13,78 бар. На рис. 7.13 приведен соответствующий график.

Таблица 7.5. Поведение пласта в период полустационарного режима течения

t, сутки	p_w, бар	Средн. давление, бар	N_p, м^3
14,3	70,00	134,15	651,42
72,5	55,12	119,20	3303,07
128,3	41,34	104,87	5846,59
184,2	27,56	90,53	8390,27
240	13,78	76,20	10933,79

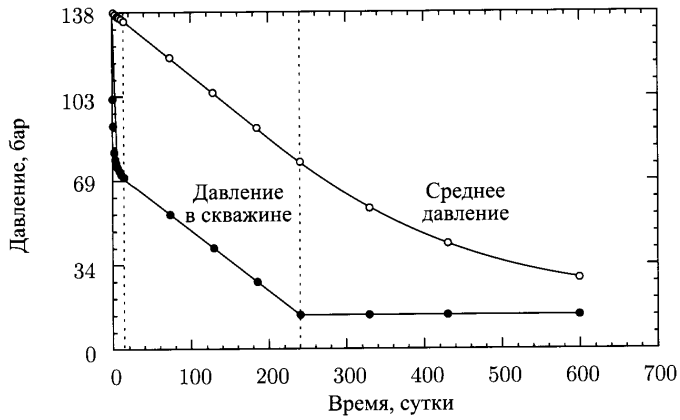


Рис. 7.13. Динамика изменения скважинного и среднего давлений (примеры 3 и 4)

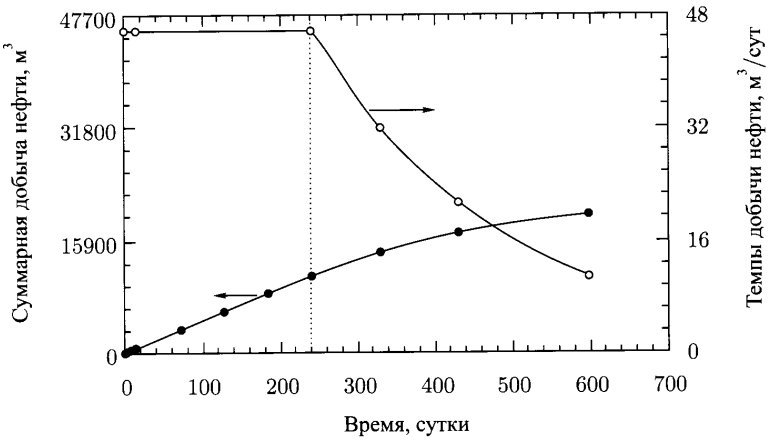


Рис. 7.14. График суммарной добычи и изменение дебита (примеры 3 и 4)

Таблица 7.6. Профили распределения давления при полустационарном течении

		Давление, бар			
r/r_e	r, м	$p_w = 55,12$ бар	$p_w = 41,34$ бар	$p_w = 27,56$ бар	$p_w = 13,78$ бар
	0,15	55,120	41,340	27,560	13,780
0,01	3,20	83,720	69,940	56,160	42,380
0,1	32,10	105,286	91,506	77,726	63,946
0,2	64,19	111,652	97,872	84,092	70,312
0,3	96,29	115,221	101,441	87,661	73,881
0,4	128,38	117,592	103,812	90,032	76,252
0,5	160,48	119,266	105,486	91,706	77,926
0,6	192,57	120,458	106,678	92,898	79,118
0,7	224,67	121,298	107,518	93,738	79,958
0,8	256,76	121,850	108,070	94,290	80,510
0,9	288,86	122,153	108,373	94,593	80,813
1,0	320,95	122,249	108,511	94,731	80,909

2. Для расчета пластового давления в зависимости от времени добычи и расстояния до скважины можно использовать уравнение (7.94). Например, при $p_w = 27,56$ бар и $r = 160,48$ м:

$$p(r) = 27,56 + \frac{\left(45,55\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)(0,35\ \text{сП})\left(0,962\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{0,05435(5\ \text{мД})(6,1\ \text{м})}\left(\ln\frac{160,48}{0,15} - \frac{(160,48)^2}{2(321,02)^2}\right)$$
$$= 91,71\ \text{бар}.$$

Остальные результаты приведены в таблице 7.6, на рис. 7.12 показаны также соответствующие профили распределения давления.

3. Среднее давление определяется формулой (7.119), его подробный расчет приводился ранее, поэтому в данном случае мы приводим лишь результаты при $p_w = 55,12$; 41,34; 27,56 и 13,78 бар (см. табл. 7.5). Следует заметить, что в момент, когда давление на забое достигает минимума, среднее пластовое давление равно 76,2 бар.

4. Суммарную отдачу можно вычислить из произведения $(q_{osc}t)$ при условии постоянства дебита. Результаты этих расчетов представлены в табл. 7.5, а также на рис. 7.14, из которого видно, что в период бесконечного и полустационарного режимов фильтрации график суммарной добычи является линейным.

5. По окончании полустационарного течения наступает период истощения, т. е. снижения дебита. Чтобы спрогнозировать, как будет вести себя система в этот период, необходимо ознакомиться с материалом главы 9, где описывается резервуарная модель малосжимаемой жидкости, а затем вернуться к данному примеру и выполнить все детальные расчеты. Резервуарные модели дают следующий прогноз: дебит и среднее давление в этот период добычи снижаются по экспоненциальному закону. При этом константа снижения (распада) λ будет зависеть от сжимаемости флюида и порового объема пласта. В данном случае ее значение равно 1,46 год$^{-1}$. Результаты расчетов приведены в табл. 7.7, а также на рис. 7.14, где показана суммарная добыча нефти и динамика снижения дебита.

Таблица 7.7. Поведение пласта в режиме фильтрации, наблюдаемом при истощении залежи

t, сутки	p_w, бар	Дебит, м^3/сут	N_p, м^3	Средн. давление, бар
240	13,78	45,55	10933,79	76,20
329	13,78	31,83	14357,06	57,39
430	13,78	21,29	16990,10	42,92
598	13,78	10,84	19595,96	28,66

7.14. Двухфазные псевдодавления

В данном разделе мы расширим понятие однофазных псевдодавлений, данное в § 7.4, на двухфазные смеси. Новые псевдодавления будут определяться следующим образом:

$$m_{to}(p) = (\overline{\mu B})_{oe} \int_{p_r}^{p} \lambda_{osc} dp + p_r, \tag{7.127}$$

$$m_{tg}(p) = (\overline{\mu B})_{ge} \int_{p_r}^{p} \lambda_{gsc} dp + p_r, \tag{7.128}$$

где m_{to} и m_{tg} — двухфазные псевдодавления соответственно для товарной нефти и газа в поверхностных условиях, а λ_{osc} и λ_{gsc} — подвижности компонентов, которые можно найти из следующих выражений:

$$\lambda_{osc} = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg} R_v}{\mu_g B_g}, \tag{7.129}$$

$$\lambda_{osc} = \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g}. \tag{7.130}$$

Величины $(\overline{\mu B})_{oe}$ и $(\overline{\mu B})_{ge}$ определяются как

$$\frac{1}{(\overline{\mu B})_{oe}} = \frac{\int_{p_r}^{p_i} \lambda_{osc} dp}{\int_{p_r}^{p_i} dp} = \frac{\int_{p_r}^{p_i} \lambda_{osc} dp}{(p_i - p_r)}, \tag{7.131}$$

$$\frac{1}{(\overline{\mu B})_{ge}} = \frac{\int_{p_r}^{p_i} \lambda_{gsc} dp}{\int_{p_r}^{p_i} dp} = \frac{\int_{p_r}^{p_i} \lambda_{gsc} dp}{(p_i - p_r)}. \tag{7.132}$$

Эти определения аналогичны однофазным (см. (7.13) и (7.14)) и вытекают из них же. Подобные выражения можно составить для двухфазных псевдодавлений, определяемых через другие переменные, например, z и ρ.

Так как k_{ro} и k_{rg} зависят от насыщенности, то в формулах двухфазных псевдодавлений появляется дополнительная степень свободы. Как следствие, интегрирование в выражениях (7.127) и (7.128) должно выполняться вдоль особого контура, т. е. при значениях насыщенности, которые будут соответствовать давлениям в диапазоне между p_i и p_r. Вид кривых зависимости давления от насыщенности зависит от нескольких факторов, среди которых определяющими являются процесс (депрессия или восстановление давления) и режим фильтрации (например, бесконечный или полустационарный). Некоторые пути интегрирования определяются легче, другие труднее, но вне зависимости от этого расчет двухфазных псевдодавлений весьма полезен, поскольку последние являются базисом при анализе исследования скважин, в которых происходит течение многофазного флюида.

Двухфазные псевдодавления вычисляют при помощи той же численной процедуры, что и однофазные (см. § 7.4.3). На рис. 7.15 показаны зависимости двухфазных величин от простого давления для нелетучей нефти (слева) и газоконденсата (справа). Эти результаты применимы в случае депрессии и бесконечного режима течения, начальное и опорное давления равны соответственно 393 и 43 бар. Кружками обозначены двухфазные псевдодавления товарной нефти, а точками — газа в поверхностных условиях. На основе приведенных графиков можно сделать несколько важных выводов. Во-первых, различие между обеими кривыми крайне мало. Далее мы покажем, что данная особенность является обычной для многих двухфазных давлений. Во-вторых, кривые двухфазного псевдодавления зачастую более искривлены, чем их однофазные аналоги. Сравним кривые на рис. 7.15 с функциями, представленными на рис. 7.3. Различие в поведении между ними обусловлено относительной газопроницаемостью, величина которой крайне важна при двухфазном течении. Наличие искривленной части говорит о том, что поведение рассматриваемого флюида отклоняется от идеала (когда $m(p) = p$). Пунктирная линия на рис. 7.15 соответствует идеальному случаю. В-третьих, тангенс угла наклона кривых определяется исходя из следующих выражений: $dm_{to}/dp = \lambda_{osc}(\overline{\mu B})_{oe}$ или $dm_{tg}/dp = \lambda_{gsc}(\overline{\mu B})_{ge}$. Эти формулы представляют из себя произведение подвижностей товарной нефти или газа в поверхностных условиях, вычисленных при конкретном значении давления, и подвижности, усредненной по всему интервалу изменения давления, $(p_i - p_r)$. Если наклон составляет больше единицы, то текущая подвижность меньше среднего значения, и наоборот. Для данных на рис. 7.15*а* $(\overline{\mu B})_{oe}$ и $(\overline{\mu B})_{ge}$ равны соответственно $1,85$ сП·м^3/м^3 и $7,36$ сП·м^3/м^3.[1] При высоких давлениях значения подвижностей будут выше среднего уровня, а при маленьких — ниже.

Для сравнения на рис. 7.15*б* показаны функции двухфазных псевдодавлений в случае газоконденсата. Различие между графиками на рис. 7.15*а* и *б* вызвано разной формой кривых «давление–насыщенность» в случае нелетучих нефтей и газоконденсатов, о чем и пойдет речь в следующих двух разделах.

7.15. Кривые «давление–насыщенность»

Существует четыре наиболее распространенных типа кривых «давление–насыщенность», которые используются при расчете двухфазных давлений. Это — (1) кривая, наблюдаемая при неустановившемся течении, (2) кривая, наблюдаемая при установив-

[1] Двухфазные псевдодавления на рис. 7.15*а* связаны с относительными проницаемостями нефти и газа следующими функциональными зависимостями: $k_{ro} = 0,70[S_o/(1-S_{wi})]^4$ и $k_{rg} = 0,70[S_g/(1-S_{wi})]^{2,6}$ при $S_{wi} = 0,30$.

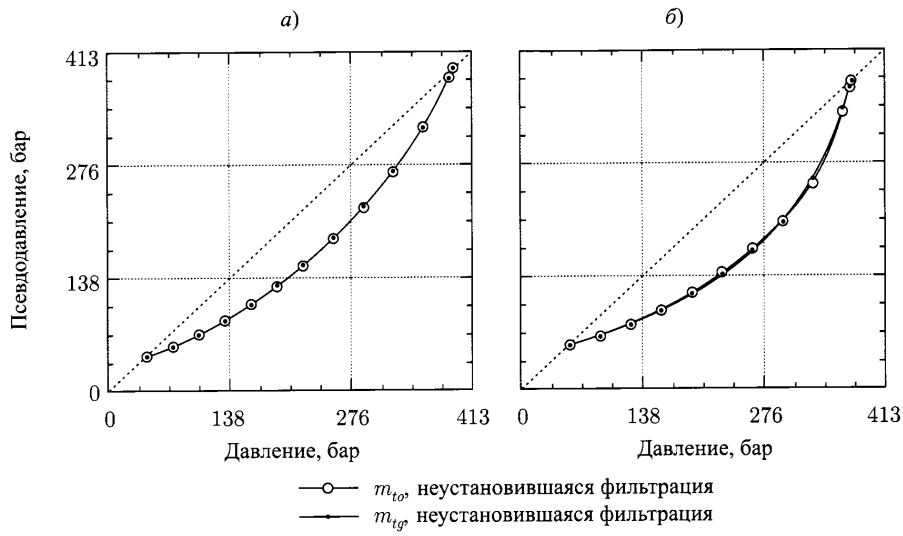


Рис. 7.15. Двухфазные псевдодавления для товарной нефти и газа в поверхностных условиях в случае добычи: (*а*) нелетучей нефти с давлением насыщения 393 бар и газовым фактором $266,98$ м^3/м^3 и (*б*) газового конденсата с давлением начала конденсации $375,51$ бар и газовым фактором $1075,4$ м^3/м^3. Идеальное поведение (при постоянных плотности и вязкости) показано диагональной пунктирной линией

шемся течении, (3) кривая, наблюдаемая в случае использования резервуарной модели, и (4) кривая, наблюдаемая в случае расширения при неизменном составе (ССЕ-кривая). Каждый из этих контуров описывает то, как меняется насыщенность при данном конкретном истощении пласта. Например, неустановившаяся кривая описывает снижение давления в период бесконечного режима фильтрации и является основой двухфазной модели депрессии (см. §7.17). Установившаяся и ССЕ-кривые используются для аппроксимации исследований методом восстановления давления. Однако описанные выше кривые не удовлетворяют в совокупности абсолютно всем режимам работы пласта. В некоторых случаях они соответствуют лишь начальному состоянию, в другие моменты становится возможным использование комбинаций разных контуров. Например, комбинация кривых, наблюдаемых при неустановившемся течении и при использовании резервуарной модели, дает описание полустационарного течения и режима фильтрации, происходящего при истощении пластового давления. Кривые «давление–насыщенность» также разделяются на группы в зависимости от сложности выполняемых расчетов. Так, первую и четвертую кривые рассчитать гораздо легче, чем вторую и третью. По этой причине установившийся и ССЕ-контуры являются более привлекательными с практической точки зрения. Также все вышеописанные кривые строго зависят от фазового поведения и относительной проницаемости. Далее мы опишем, что представляет из себя каждая кривая в отдельности, сравним между собой рассмотренные кривые и выведем математические формулы для их расчета (за исключением ССЕ-кривой, поскольку метод ее построения был представлен ранее, в §4.10).

7.15.1. Неустановившееся течение

При неустановившемся режиме фильтрации текущий и общий состав флюида будет постоянно меняться с течением времени, что является наиболее общим случаем.

Используя выражения микроскопического весового баланса для товарной нефти и газа на поверхности, Бо и др. (1989) разработали метод расчета кривых «давление–насыщенность», подходящий для табличных вычислений, а также вывели соответствующие уравнения.

Уравнения микроскопического баланса масс выглядят следующим образом:

$$\frac{\partial\left[\phi\left(\frac{S_o R_s}{B_o}+\frac{S_g}{B_g}\right)\right]}{\partial t}+\frac{1}{r}\frac{\partial\left[r\left(\frac{u_o R_s}{B_o}+\frac{u_g}{B_g}\right)\right]}{\partial r}=0 \qquad \text{(газ на поверхности),} \quad (5.16)$$

$$\frac{\partial\left[\phi\left(\frac{S_o}{B_o}+\frac{S_g R_v}{B_g}\right)\right]}{\partial t}+\frac{1}{r}\frac{\partial\left[r\left(\frac{u_o}{B_o}+\frac{u_g R_v}{B_g}\right)\right]}{\partial r}=0 \qquad \text{(товарная нефть).} \quad (5.17)$$

Если использовать закон Дарси для скорости движения газовой и нефтяной фаз на поверхности, а также принять во внимание, что $W_{gsc}=S_o R_s/B_o+S_g/B_g$, а $W_{osc}=$ $=S_o/B_o+S_g R_v/B_g$, то уравнения неразрывности течения газа и нефти перепишутся в более компактном виде:

$$\frac{\phi}{k}\frac{\partial W_{gsc}}{\partial t}=\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\lambda_{gsc}\frac{\partial p}{\partial r}\right), \quad (7.133)$$

$$\frac{\phi}{k}\frac{\partial W_{osc}}{\partial t}=\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\lambda_{osc}\frac{\partial p}{\partial r}\right), \quad (7.134)$$

где мы учли, что проницаемость постоянна по всему объему. Несмотря на кажущуюся сложность слагаемых, соответствующих концентрации и потоку, в уравнения (7.133) и (7.134) можно ввести переменную Больцмана $\eta=\phi r^2/(4kt)$. В итоге получим два обыкновенных дифференциальных уравнения следующего вида:

$$-\eta\frac{dW_{gsc}}{d\eta}=\lambda_{gsc}\frac{d}{d\eta}\left(\eta\frac{dp}{d\eta}\right)+\frac{d\lambda_{gsc}}{d\eta}\eta\frac{dp}{d\eta}, \quad (7.135)$$

$$-\eta\frac{dW_{osc}}{d\eta}=\lambda_{osc}\frac{d}{d\eta}\left(\eta\frac{dp}{d\eta}\right)+\frac{d\lambda_{osc}}{d\eta}\eta\frac{dp}{d\eta}. \quad (7.136)$$

Введем следующие обозначения: $\dot{x}\equiv(\partial x/\partial S_o)_p$ и $x'\equiv(\partial x/\partial p)_S$, где x может быть равно λ_{gsc}, W_{gsc}, λ_{osc} и W_{osc}. Заметим также, что $d\lambda_{gsc}/d\eta=\dot{\lambda}_{gsc}(dS_o/d\eta)+$ $+\lambda'_{gsc}(dp/d\eta)$ (подобные соотношения существуют также для W_{gsc}, λ_{osc} и W_{osc}). Подставляя данные соотношения в (7.135) и (7.136), выразим одно уравнение через другое, используя слагаемое $d(\eta dp/d\eta)/d\eta$, а затем выделим из полученного выражения dS_o/dp:

$$\frac{dS_o}{dp}=\frac{(\lambda_{osc}\lambda'_{gsc}-\lambda_{gsc}\lambda'_{osc})t'_D+(\lambda_{osc}W'_{gsc}-\lambda_{gsc}W'_{osc})}{(\lambda_{gsc}\dot{\lambda}_{osc}-\lambda_{osc}\dot{\lambda}_{gsc})t'_D+(\lambda_{gsc}\dot{W}_{osc}-\lambda_{osc}\dot{W}_{gsc})}, \quad (7.137)$$

где t'_D — безразмерное время, которое можно вычислить по формуле

$$t'_D=\frac{q_{osc}t}{f_{osc}\phi\pi r_w^2 h}. \quad (7.138)$$

Здесь t — время, прошедшее с момента начала добычи. Предполагается также, что дебит нефти постоянен. Выполняя интегрирование dS_o/dp, получим значение $S_o(p)$. Этот шаг можно выразить следующим образом:

$$(S_o)_{t+\Delta t} = (S_o)_t + \int\limits_{p(t)}^{p(t+\Delta t)} \left(\frac{dS_o}{dp}\right) dp, \tag{7.139}$$

где t и $t + \Delta t$ соответствуют старому и новому моментам времени.

Правая часть (7.137) зависит от времени, насыщенности и давления. Его можно решить, применяя одну из следующих методик. В явном методе насыщенность и время считаются постоянными, а давление постоянно меняется, уменьшаясь на некоторую фиксированную величину. В итоге мы получим прямое решение, но, во избежание его нестабильности, декремент давления должен быть небольшим. В неявной методике фиксируется только время, а насыщенность и давление постоянно меняются, поэтому здесь необходимо использовать итерационное решение (но декремент давления может быть произвольным). Время t_D в обоих случаях вычисляется непосредственно из решения, полученного Тейсом (т. е. из (7.76)). Заметим, что t'_D и t_D, вообще говоря, различны, так как последний параметр определяется соотношением (7.61). Для успешного решения необходимы также следующие данные: B_o, R_s, B_g, R_v, μ_o и μ_g в виде функций, зависящих от давления, данные об относительных проницаемостях нефти и газа, c, r_w, h, k, q_{osc} и ϕ. В обоих методах нужно постоянно вести расчет производных величин λ_{gsc}, W_{gsc}, λ_{osc} и W_{osc} по давлению и насыщенности.

На рис. 7.16*а* показана кривая «давление–насыщенность» в случае неустановившегося течения нелетучей нефти с большой степенью усадки (Бо и др.,1989). Данный флюид имеет следующие параметры: давление насыщения равно 393 бар, начальное отношение объема растворенного газа к объему нефти — $266,98$ м^3/м^3, начальный объемный коэффициент нефти — $1,806$ м^3/м^3. Начальные нефте- и водонасыщенность составили соответственно 70 и 30%, причем водонасыщенность оставалась все время постоянной. Как видно из рисунка, кривая для неустановившегося режима монотонно падает, начиная со значения 70%, до тех пор, пока нефтенасыщенность не достигает 54% при давлении в $42,92$ бар.

Рис. 7.16*а* показывает также, что ССЕ-кривая и профиль для неустановившейся фильтрации практически совпадают в диапазоне между точкой насыщения (393 бар) и $316,94$ бар. Это объясняется тем, что пока газонасыщенность не достигнет величины порядка 10–12% порового объема (ПО), газ в залежи остается неподвижным. В случае области низких давлений значения нефтенасыщенности, согласно кривой ССЕ, будут ниже при тех же величинах д нежели насыщенности при неустановившемся режиме течения, потому что состав флюида в ССЕ-экспериментах не меняется, а в модели неустановившейся фильтрации жидкость (или газ) со временем становится все более тяжелой. Отсюда можно сделать вывод, что ССЕ-кривая менее эффективна для оценки зависимости «насыщенность–давление», если в пласте присутствует фаза подвижного газа.

На рис. 7.16*б* также показаны различные зависимости для газоконденсата. Видно, что в неустановившемся режиме нефтенасыщенность нефти растет при снижении давления за исключением очень низких значений последнего.

7.15.2. Установившееся течение

В данном случае кривая зависимости «давление–насыщенность» строится для флюида с неизменным составом, который (флюид) постоянно фильтруется через задан-

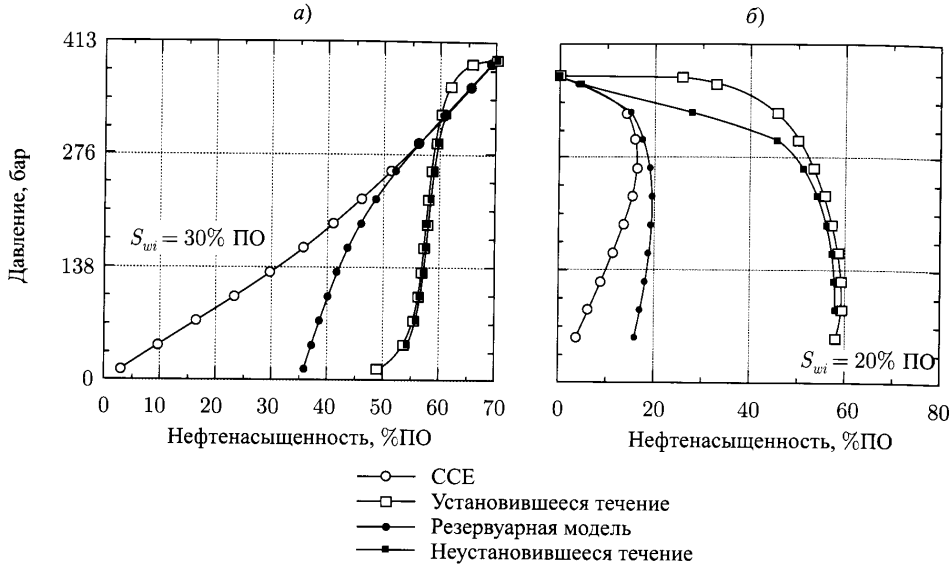


Рис. 7.16. Кривые «давление–насыщенность» для (*а*) нелетучей нефти с давлением насыщения 393 бар и газовым фактором 267 м^3/м^3 и (*б*) газоконденсата с давлением начала конденсации 375,5 бар и газовым фактором 1075 м^3/м^3

ный объем. Тогда изменение давления и насыщенности будет носить только пространственный характер и не будет зависеть от времени. Установившийся режим является предельным случаем реальных условий фильтрации, так как на практике общий состав потока постоянно меняется. Описываемую здесь модель при определенных условиях можно использовать в качестве аппроксимации к неустановившемуся режиму течения, а наиболее привлекательной особенностью именно этой модели (одними из первых ее предложили Эвинджер и Маскет (1942)) является простота расчетов.

В случае установившейся фильтрации итоговое выражение для dS_o/dp будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{(\lambda_{osc}\lambda'_{gsc} - \lambda_{gsc}\lambda'_{osc})}{(\lambda_{gsc}\dot{\lambda}_{osc} - \lambda_{osc}\dot{\lambda}_{gsc})}. \tag{7.140}$$

Уравнение (7.140) можно получить из (7.137), если учесть, что $t'_D \to \infty$. Значение $S_o(p)$ находят, интегрируя (7.140). Однако существует более простой метод расчета $S_o(p)$. Установившийся режим течения подразумевает под собой, что общий газовый фактор в системе неизменен и не зависит от местоположения[1]. Данный фактор определяется следующим образом:

$$R = \frac{q_{gsc}}{q_{osc}}, \tag{7.141}$$

[1]При установившемся плоскорадиальном течении $\partial(F_{jsc}r)/\partial r = 0$, где F_{jsc} — общий поток, выраженный в поверхностных единицах и определяемый уравнением (5.46). Это означает, что значения $(F_{osc}r)$ и $(F_{gsc}r)$ постоянны и не зависят от местоположения в залежи. Таким образом, отношение двух последних величин, т. е. F_{gsc}/F_{osc} также должно быть постоянным. Если подставить сюда определение F_{jsc}, а затем в полученное соотношение подставить выражение для закона Дарси, то получим, что $F_{gsc}/F_{osc} = \lambda_{gsc}/\lambda_{osc}$. С физической точки зрения $\lambda_{gsc}/\lambda_{osc}$ представляет из себя отношением дебитов газа (в поверхностных условиях) и товарной нефти и равно общему газовому фактору.

где R также эквивалентен эксплуатационному газовому фактору. Применяя к (7.141) закон Дарси, получим:

$$R = \frac{\lambda_{gsc}}{\lambda_{osc}} = \frac{\dfrac{k_{ro}R_s}{\mu_o B_o} + \dfrac{k_{rg}}{\mu_g B_g}}{\dfrac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \dfrac{k_{rg}R_v}{\mu_g B_g}}. \tag{7.142}$$

Данное выражение носит название *уравнения газового фактора*. Введем следующие обозначения: $\psi(S_o) = k_{rg}/k_{ro}$, $\gamma(p) = (\mu_o B_o)/(\mu_g B_g)$. Тогда

$$R = \frac{\psi\gamma + R_s}{\psi\gamma R_v + 1}. \tag{7.143}$$

Выражаем отсюда ψ,

$$\psi(S_o) = \frac{R - R_s}{\gamma(1 - RR_v)}. \tag{7.144}$$

Правая часть уравнения (7.144) зависит только от давления, а левая только от насыщенности. Если известны функциональные зависимости k_{ro} и k_{rg} от насыщенности, B_o, B_g, R_s, R_v, μ_o и μ_g от давления, а также точно установленное значение R, то зависимость $S_o(p)$ можно найти из (7.144)[1].

Форма кривых «давление–насыщенность» сильно зависит от общего газового фактора (газового фактора при фонтанировании), R. Выбор значения R определяется исходя из поставленной задачи и преследуемых целей. Кривая $R = R_{si}$ зачастую используется в качестве базисной линии. Как уже было сказано ранее, некоторые установившиеся кривые используются для моделирования стабилизированного режима и фильтрации, наблюдаемой при истощении давления в залежи.

Базисная линия, как правило, испытывает разрыв в точке, соответствующей давлению насыщения. Например, нефтенасыщение в изначально недонасыщенных нефтяных коллекторах скачкообразно меняется от значения $(1 - S_{wi})$ до $(1 - S_{wi} - S_{gc})$ при прохождении давления через точку насыщения. Здесь S_{gc} представляет собой критическую газонасыщенность. Нефтенасыщенность в изначально недонасыщенных газоконденсатных залежах испытывает скачок от нулевого до критического значения.

Несмотря на то что предположение о существовании установившегося режима фильтрации является упрощением, Раджаван (1993) и другие (Джонс и Раджаван, 1988; Раджаван и Джонс, 1996; Раджаван, 1976; Камачо и Раджаван, 1991) показали, что данная модель оказывается особенно полезной в некоторых случаях, например, при анализе исследования скважин.

На рис. 7.16*а* показана базисная кривая «давление–насыщенность» для установившегося режима течения нелетучей нефти. Как видно, в данной модели нефтенасыщенность в диапазоне давлений между 393 (точка насыщения) и 303 бар имеет чуть более низкие значения, чем при неустановившейся фильтрации. При давлении ниже 276 бар

[1]Чаще всего $\psi(S_o)$ выражают в ином виде. Выражение (4.58) дает объемную долю нефти в случае расширения при неизменном составе (CCE). Используя данное соотношение и учитывая, что $R = R_{si}$, (7.144) можно преобразовать к виду $\psi(S_o) = (\mu_g\nu_g)/(\mu_o\nu_o)$, где ν_o и ν_g представляют собой объемные доли нефти и газа в процессе расширения флюида при его неизменном составе. Однако в данном случае требуются дополнительные данные, тогда как в (7.144) нужно вычислить только R.

обе кривые совпадают, что вполне ожидаемо, так как по теории на заключительном этапе эти линии должны быть идентичными (на данном отрезке времени режим течения переходит в стабилизированный). Время или давление, при котором одна кривая начинает накладываться на другую, зависит от пластовых свойств и режимов эксплуатации залежи. Например, при снижении дебита совпадение происходит несколько позднее. В целом кривые для установившегося режима в случае пластов с летучей и нелетучей нефтями показывают более низкие значения нефтенасыщенностей, чем для неустановившейся фильтрации.

На рис. 7.16*б* приведена базисная линия (т. е. $R = 1/R_{vi} = R_{si}$) для газоконденсата. Видно, что в этом случае значение нефтенасыщенностей будет несколько выше, чем при неустановившемся режиме. Степень совпадения между двумя данными кривыми определяется дебитом скважины.

7.15.3. Резервуарная модель

Кривая, соответствующая резервуарной модели, описывает зависимость давления от насыщенности в заданном объеме, из которого происходит только отбор флюида (т. е. внешние границы объема замкнуты). Данный случай является упрощением неустановившегося режима течения, т. к. здесь мы пренебрегаем притоком флюидов извне, однако при некоторых условиях кривые «давление–насыщенность» для резервуарной модели и неустановившейся фильтрации могут и совпадать. Как было сказано ранее, в § 7.14, комбинация профилей для установившегося течения и резервуарной модели используется при моделировании полустационарного режима фильтрации и течения, наблюдаемого при истощении залежи.

В данном случае производная нефтенасыщенности по давлению имеет следующий вид:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{(\lambda_{osc} W'_{gsc} - \lambda_{gsc} W'_{osc})}{(\lambda_{gsc} \dot{W}_{osc} - \lambda_{osc} \dot{W}_{gsc})}. \tag{7.145}$$

Это выражение получается из (7.137), если учесть, что t'_D стремится к нулю. Уравнение (7.145) также можно вывести, преобразуя и объединяя уравнения вещественного баланса товарной нефти и газа в поверхностных условиях с учетом предварительно определенных допущений, принятых в резервуарной модели. Функцию $S_o(p)$ получают, интегрируя (7.145).

Существует, однако, и более простой метод расчета $S_o(p)$. Поделив друг на друга макроскопические уравнения дебита газа в поверхностных условиях и товарной нефти, (5.29) и (5.30), получим:

$$\frac{dW_{gsc}}{dW_{osc}} = \frac{\lambda_{gsc}}{\lambda_{osc}} = R. \tag{7.146}$$

Из данного выражения, используя соответствующие таблицы и процедуру минимизации, можно легко выразить S_o в зависимости от p. С другой стороны, левую часть (7.146) можно расписать как

$$\frac{\left(\frac{dW_{gsc}}{dp}\right)}{\left(\frac{dW_{osc}}{dp}\right)} = R. \tag{7.147}$$

Вычислим указанные производные, а затем подставим их в (7.147) и из полученного соотношения выразим dS_o/dp. Тогда

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{R\left(\frac{S_g}{B_g}R'_v - \frac{R_v S_g}{B_g^2}B'_g - \frac{S_o}{B_o^2}B'_o\right) - \left(\frac{S_o}{B_o}R'_s - \frac{R_s S_o}{B_o^2}B'_o - \frac{S_g}{B_g^2}B'_g\right)}{\left(\frac{R_s}{B_o} - \frac{1}{B_g}\right) - R\left(\frac{1}{B_o} - \frac{R_v}{B_g}\right)}, \qquad (7.148)$$

где штрихом обозначена частная производная по давлению, а R представляет собой эксплуатационный газовый фактор. В отличие от (7.145), данное соотношение не содержит частных производных по насыщенности.

Маскет и др. вывели численное решение (7.148) для нелетучих нефтей (т. е. при $R_v = 0$), однако для определения зависимости S_o от p более удобно использовать метод Тарнера (1944) (см. главу 9).

ССЕ-кривая является более простым случаем зависимости «давление–насыщенность», в котором рассматриваемый флюид вообще не покидает заданный объем[1].

На рис. 7.16*а* изображена кривая «давление–насыщенность» для резервуарной модели в случае нелетучей нефти. Как видно, начальная нефтенасыщенность при 393 бар составляет 70%, затем данный параметр монотонно падает вплоть до 36% при давлении 14 бар. Резервуарная и неустановившаяся модели при высоких значениях p дают одинаковые результаты, так как именно давление (а не изменения в составе флюида, вызываемые фильтрацией) определяет вид кривой. При средних и низких значениях p эти контуры расходятся, так как общее течение в рассматриваемом объеме начинает существенно влиять на композиционный состав флюида. Резервуарная модель может служить удовлетворительной аппроксимацией кривых «давление–насыщенность» в случае неустановшейся фильтрации, когда q_{osc} и t'_D малы, так как оба этих условия минимизируют пространственные градиенты. В целом можно сказать, что резервуарная модель дает меньшие величины нефтенасыщенности, нежели неустановившаяся. Это применимо и к газоконденсатам (см. рис. 7.16*б*).

7.16. Соотношения продуктивности в двухфазном случае

Однофазные уравнения продуктивности, выведенные в § 7.8, можно распространить и на двухфазное течение углеводородов, если использовать двухфазные псевдодавления. По аналогии с (7.98) дебиты газа (в поверхностных условиях) и товарной нефти при стабилизированном (установившемся) двухфазном течении будут определяться следующими выражениями:

$$q_{osc} = \frac{2\pi hk[m_{to}(\overline{p}) - m_{to}(p_{wf})]}{(\overline{\mu B})_{oe}\left[\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + \frac{1}{4} - \frac{(1-f)}{4} + s\right]} =$$

[1] При построении ССЕ-кривых руководствуются тем, что флюид не втекает в заданный объем и не покидает его. Это значит, что величины λ_{gsc} и λ_{osc} равны нулю. Тогда уравнения неразрывности (7.133) и (7.134) упрощаются до вида $\partial W_{gsc}/\partial t = 0$ и $\partial W_{osc}/\partial t = 0$ (или $dW_{gsc} = 0$ и $dW_{osc} = 0$). Объединяя вместе эти соотношения, получим выражение (4.58). С другой стороны, из вышеописанных соотношений можно вывести формулу $dS_o/dp = (W'_{osc} - W'_{gsc})/(\dot{W}_{gsc} - \dot{W}_{osc})$.

$$= \frac{0,05435kh[m_{to}(\overline{p}) - m_{to}(p_{wf})]}{(\overline{\mu B})_{oe}\left[\frac{1}{2}\ln\frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]}, \tag{7.149}$$

$$q_{gsc} = \frac{2\pi hk[m_{tg}(\overline{p}) - m_{tg}(p_{wf})]}{(\overline{\mu B})_{ge}\left[\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + \frac{1}{4} - \frac{(1-f)}{4} + s\right]} =$$

$$= \frac{0,05435kh[m_{tg}(\overline{p}) - m_{tg}(p_{wf})]}{(\overline{\mu B})_{ge}\left[\frac{1}{2}\ln\frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]}. \tag{7.150}$$

Точность данных выражений зависит в основном от того, насколько точно рассчитана кривая «давление–насыщенность», на основании которой вычисляются псевдодавления. Уравнения (7.149) и (7.150) можно вывести из соотношений для микроскопического баланса масс (7.133) и (7.134), если при этом члены $\partial W_{osc}/\partial t$ и $\partial W_{gsc}/\partial t$ постоянны. Левин и Пратц (1961) показали, используя численное моделирование, что данное условие выполняется при полустационарном режиме течения.

Кривая «давление–насыщенность» в случае полустационарной фильтрации имеет достаточно сложный вид. Как было выяснено Левиным и Пратцем (1961), она представляет из себя целый континуум (непрерывный спектр) кривых, т. е. для каждого момента времени данный контур будет уникальным и не похожим на другие. Однако, несмотря на эти сложности, вышеназванные авторы смогли сформулировать приблизительное аналитическое решение, которое было названо *полустационарным*. Оно представляет из себя комбинацию кривых «давление–насыщенность», наблюдаемых в случае резервуарной модели и установившегося течения. Аспекты, используемые при установившемся режиме фильтрации, основаны на том, что при заданном моменте времени общий газовый фактор не зависит от местоположения в залежи. Левин и Пратц (1961), а также другие авторы (Камачо и Раджаван, 1989, 1991) подтвердили этот факт, используя численное моделирование. Условие постоянства газового фактора можно также вывести из микроскопического баланса масс (ур-я (7.133) и (7.134)) при условии, что $\partial W_{osc}/\partial t$ и $\partial W_{gsc}/\partial t$ постоянны. Аспекты, положенные в основу резервуарной модели, базируются на том, что данная модель должна точно прогнозировать изменения средней насыщенности при изменении среднего пластового давления.

В процедуре расчета значение продуктивности вычисляется в виде функции среднего давления в пласте по следующему алгоритму:

1. Сначала рассчитывается кривая «давление–насыщенность» для резервуарной модели (см. § 7.15.3), на основе которой определяется зависимость средней насыщенности от среднего пластового давления.
2. При определенной величине среднего пластового давления с помощью уравнения (7.142) вычисляют общий газовый фактор, R. Относительные проницаемости, присутствующие в (7.142), можно найти по построенной на первом этапе кривой.
3. Далее, используя уравнение газового фактора и значение R, строят кривую «давление–насыщенность» для установившегося режима течения.

4. После этого на основе построенной зависимости выполняется расчет $m_{to}(\overline{p})$, $m_{to}(p_w)$, $m_{tg}(\overline{p})$, $m_{tg}(p_w)$, $(\overline{\mu B})_{oe}$ и $(\overline{\mu B})_{ge}$.
5. С помощью (7.149) и (7.150) вычисляют q_{osc} и q_{gsc}. Для того чтобы найти дебит при другом среднем давлении, нужно вернуться к пункту 2 и повторить процедуру расчета заново.

Рассмотренная процедура представляет из себя немного доработанный оригинал, предложенный Левиным и Пратцем (1961) (Камачо и Раджаван, 1991). Важно отметить также, что Левин и Пратц доказали ее применимость и в случае режима течения, наблюдаемого при истощении давления. Это, безусловно, расширяет область применения уравнений (7.149) и (7.150), а также значительно увеличивает их важность. Вышеназванными авторами было в том числе продемонстрировано, что предложенная ими оригинальная процедура может успешно использоваться при построении профилей распределения насыщенности и давления, а также динамики изменения отдачи пласта и эксплуатационного газового фактора.

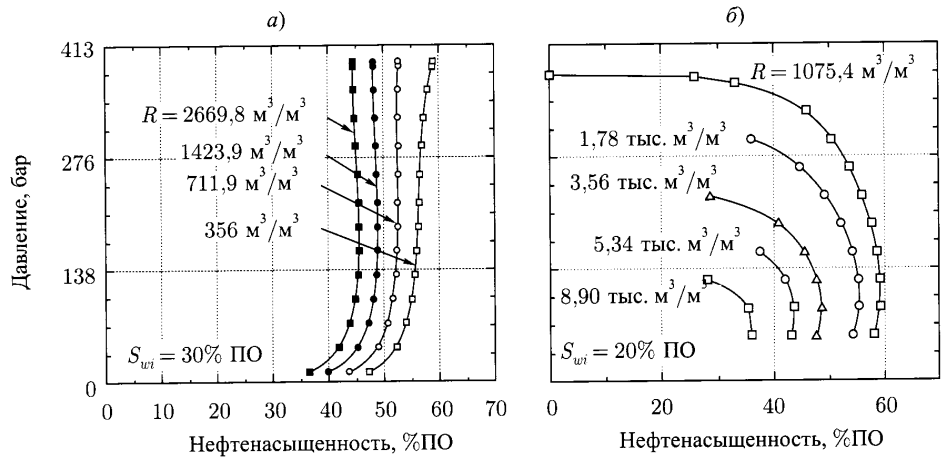


Рис. 7.17. Кривые «давление–насыщенность», наблюдаемые при полустационарном режиме течения для (*а*) нелетучей нефти с давлением насыщения 393 бар и газовым фактором 267 м^3/м^3 и (*б*) газоконденсата с давлением начала конденсации 375,5 бар и газовым фактором 1075 м^3/м^3

На рис. 7.17*а* показаны кривые «давление–насыщенность» при добыче нелетучей нефти в полустационарном режиме фильтрации (при четырех разных значениях времени). Рассматриваемый флюид имеет те же параметры, что были рассмотрены ранее (см. рис. 7.15 и 7.16). Моменты времени характеризуются собственной величиной эксплуатационного газового фактора, начальное значение которого при давлении 393 бар равно 0,267 тыс. м^3/м^3. Газовым факторам, равным 2,668; 1,424; 0,712 и 0,356 тыс. м^3/м^3, соответствуют средние пластовые давления в 179,14; 227,37; 257 и 292,83 бар. На рис. 7.18 приведена связь R и $\overline{p}$, вычисленная на основе резервуарной модели. Как видно из рис. 7.17*а*, кривая «давление–насыщенность» при росте газового фактора сдвигается в область более низких значений нефтенасыщенности, что в свою очередь отражает увеличение коэффициента газонасыщенности по мере истощения залежи.

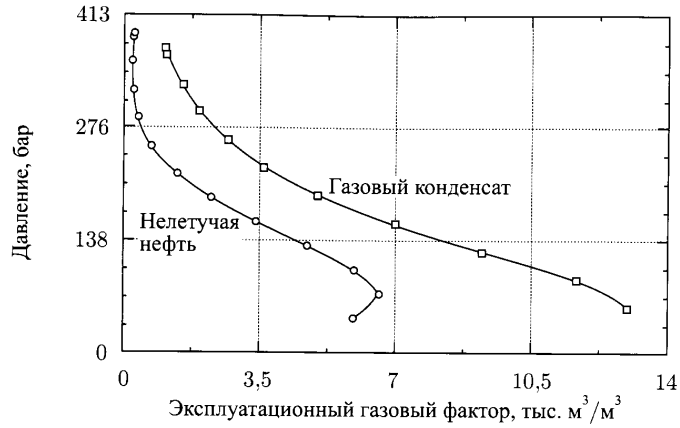


Рис. 7.18. Зависимость среднего пластового давления от эксплуатационного газового фактора, спрогнозированная при помощи резервуарной модели, для (*а*) нелетучей нефти и (*б*) газоконденсата

Рисунок 7.17*б* показывает кривые «давление–насыщенность» для газоконденсата. Как видно, эти графики схожи с приведенными на рис. 7.16 за исключением того, что они имеют усеченный вид (т. е. обрываются при некотором предельном давлении). Давления выше предельного при заданном значении общего газового фактора с точки зрения физики получить невозможно; например, кривая «давление–насыщенность» при $R = 3,56$ тыс. м^3/м^3 будет иметь предельное давление $220,48$ бар. Более высокие значения будут невозможны потому, что среднее давление составляет всего-навсего $203,26$ бар. На рис. 7.18 приведена зависимость p от R для данного газоконденсата, рассчитанная по резервуарной модели.

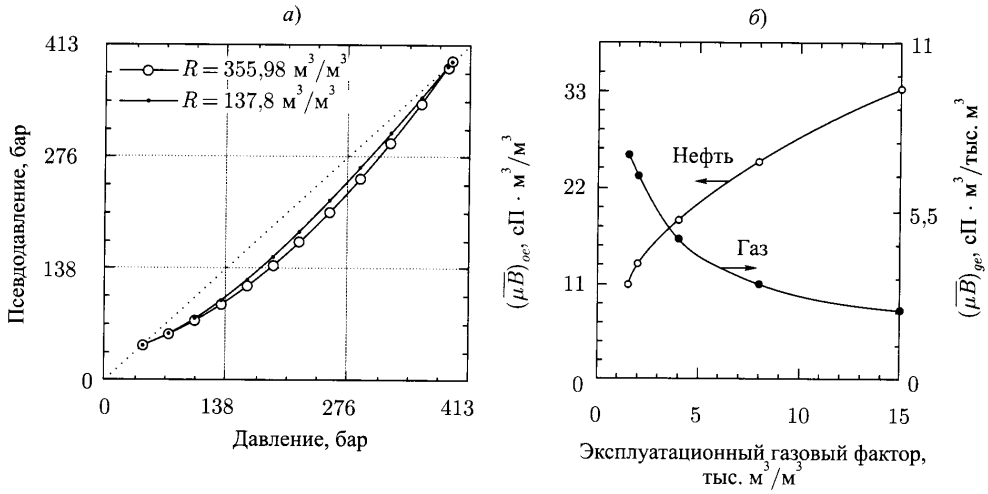


Рис. 7.19. (*а*) Графики двухфазных псевдодавлений при полустационарном режиме фильтрации, (*б*) изменение $(\overline{\mu B})_{oe}$ и $(\overline{\mu B})_{ge}$ в зависимости от газового фактора. Оба графика соответствуют нелетучей нефти с давлением насыщения 392 бар и газовым фактором 267 м^3/м^3

На рис. 7.19*а* показаны соответствующие графики псевдодавлений в зависимости от реального давления при двух различных значениях газового фактора: $R = 0,356$

и 2,668 тыс. м^3/м^3. Вследствие того что графики двухфазных псевдодавлений в случае газа (в поверхностных условиях) и товарной нефти по виду идентичны друг другу, мы привели здесь кривые только для последнего случая. Как видно, они совпадают с показанными ранее на рис. 7.15 результатами. Таким образом, при расчетах, связанных с продуктивностью скважин, необходимо рассчитать только одну группу псевдодавлений, например, для нелетучей нефти. Рис. 7.19*а* демонстрирует еще один важный результат: при изменении значения газового фактора псевдодавления меняются незначительно. Если это отклонение вообще не принимать во внимание, то при других величинах среднего давления расчет продуктивности станет намного проще.

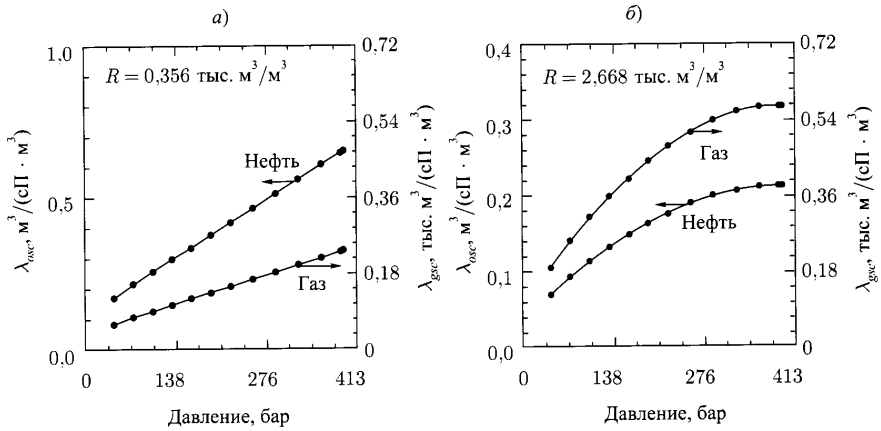


Рис. 7.20. Влияние давления на значения λ_{osc} и λ_{gsc} нелетучей нефти при (*а*) $R = 0,356$ тыс. м^3/м^3 и (*б*) $R = 2,668$ тыс. м^3/м^3

Величины $(\overline{\mu B})_{oe}$ и $(\overline{\mu B})_{ge}$, в отличие от псевдодавления, меняются весьма значительно в зависимости от R. Так как эти значения зависят от вида кривой «давление–насыщенность», а при их расчете требуется численное интегрирование, при разных величинах среднего давления (или разных временах) каждый раз придется выполнять громоздкие расчеты, даже если исключить изменение m_{to} и m_{tg} в зависимости от R. На рис. 7.19*б* показаны графики $(\overline{\mu B})_{oe}$ и $(\overline{\mu B})_{ge}$ для нелетучей нефти. Если мы не будем учитывать изменение этих параметров, то в итоге возникнут значительные ошибки в коэффициенте продуктивности.

Расчет продуктивности скважин сильно упрощается при принятии определенных условий. Так, если подвижности компонентов, λ_{osc} и λ_{gsc}, линейно зависят от давления, то соотношения $[m_{to}(\overline{p}) - m_{to}(p_w)]/(\overline{\mu B})_{oe}$ и $[m_{tg}(\overline{p}) - m_{tg}(p_w)]/(\overline{\mu B})_{ge}$, стоящие в уравнениях (7.149) и (7.150), сводятся к виду: $(\overline{p} - p_w)\lambda_{osc}(p_m)$ и $(\overline{p} - p_w)\lambda_{gsc}(p_m)$, где $\lambda_{osc}(p_m)$ и $\lambda_{gsc}(p_m)$ — значения, рассчитанные при средневзвешенном давлении $p_m = (\overline{p} - p_w)/2$. Отсюда видно, что в некоторых условиях вычисление псевдодавлений, а также $(\overline{\mu B})_{oe}$ и $(\overline{\mu B})_{ge}$ вообще не требуется, как и не требуется выполнять численное интегрирование. С учетом описанных выше подстановок уравнения (7.149) и (7.150) приобретут вид:

$$q_{osc} = \frac{0,05435kh[\overline{p} - p_{wf}]}{\left(\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{r_w^2 C_A}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right)}\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}R_v}{\mu_g B_g}\right), \qquad (7.151)$$

$$q_{gsc} = \frac{0,05435kh[\overline{p} - p_{wf}]}{\left(\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{r_w^2 C_A}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right)}\left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}R_s}{\mu_o B_o}\right), \tag{7.152}$$

где B_o, B_g, R_v, R_s, μ_o и μ_g нужно вычислять при средневзвешенном давлении, $(\overline{p} + p_{wf})/2$, а k_{ro} и k_{rg} — при насыщенности, соответствующей именно этому давлению. В уравнениях используется смешанная система единиц. Очевидная простота (7.151) и (7.152) делает их очень привлекательными для расчетов, однако область применения данных выражений необходимо оценивать в каждом конкретном случае.

На рис. 7.20 показано то, как влияет давление на параметры λ_{osc} и λ_{gsc} в случае нелетучей нефти. Видно, что левые графики, соответствующие $R = 0,356$ тыс. м^3/м^3, имеют линейный вид во всем диапазоне, в то время как линейность кривых на рис. 7.20*б* сохраняется только до 186,03 бар. Следует заметить, что давления в 186,03 бар при газовом факторе $R = 2,668$ тыс. м^3/м^3 в системе достигаться не будут (т. к. $\overline{p} = 179,14$ бар), поэтому данное нелинейное поведение не играет большой роли. Таким образом, нелетучая нефть с указанными параметрами удовлетворяет всем требованиям использования выражений (7.151) и (7.152) при заданных величинах эксплуатационного газового фактора.

7.17. Двухфазная модель депрессии

Целью построения двухфазной модели депрессии является прогнозирование поведения скважины в начале разработки залежи, включая построение профилей распределения насыщенности и динамики изменения эксплуатационного газового фактора. Динамические кривые распределения давления и насыщенности в призабойной зоне чаще всего рассчитывают с помощью модели конечных разностей, используя для этого сетку с мелкими ячейками, однако к такой сложной методике расчета прибегать вовсе не обязательно, если нашей целью является предварительное понимание поведения пласта. В этом случае на помощь приходит модель депрессии, которая основывается на решении, полученном Тейсом, и применении концепции двухфазных псевдодавлений.

Логарифмическое приближение решения Тейса, в единицах двухфазного псевдодавления товарной нефти, будет выглядеть следующим образом:

$$m_{toD}(r_D, t_D) = \frac{1}{2}\left\{\ln\left(\frac{4t_D}{r_D^2}\right) - \gamma\right\} = \frac{1}{2}\ln\left(\frac{4t_D}{e^{\gamma} r_D^2}\right), \tag{7.153}$$

где t_D и r_D задаются формулами (7.61) и (7.62), а m_{toD} — это безразмерное двухфазное псевдодавление нефти, которое равно

$$m_{toD} = \frac{2\pi kh[m_{to}(p_i) - m_{to}(p)]}{(\overline{\mu B})_{oe} q_{osc}} = \frac{0,05435kh[m_{to}(p_i) - m_{to}(p)]}{(\overline{\mu B})_{oe} q_{osc}}. \tag{7.154}$$

Здесь $m_{to}(p)$ можно найти из (7.127), а $(\overline{\mu B})_{oe}$ — из (7.131). Видно, что безразмерное двухфазное давление определяется абсолютно так же, как и однофазное (см. (7.59)). Заметим также, что дебит нефти в (7.154) должен быть постоянным. Выражение (7.153) было совершенно произвольно записано через двухфазное псевдодавление товарной нефти, которое с успехом можно заменить на псевдодавление газа, если его дебит на дневной поверхности остается неизменным.

Подставим (7.154) в (7.153) и выразим из полученного соотношения $m_{to}(p)$ (в смешанной системе единиц):

$$m_{to}(r,t) = m_{to}(p_i) - \frac{q_{osc}(\overline{\mu B})_{oe}}{0,1087kh} \ln\left(\frac{0,00081kt}{\phi\mu c r^2}\right). \tag{7.155}$$

При известном $m_{to}(r,t)$ легко найти, чему будет равно $p(r,t)$ и $S_o(r,t)$, а уже на основе этих данных можно построить профили распределения давления и насыщенности. Газовый фактор R и дебит газа q_{gsc} можно найти соответственно из (7.142) и $q_{gsc} = Rq_{osc}$, зная распределения $p(r_w,t)$ и $S_o(r_w,t)$. k_{ro}, k_{rg}, а также другие переменные в правой части уравнения (7.142) вычисляют из условий на поверхности забоя. Зная все эти данные, далее строят кривую динамики добычи.

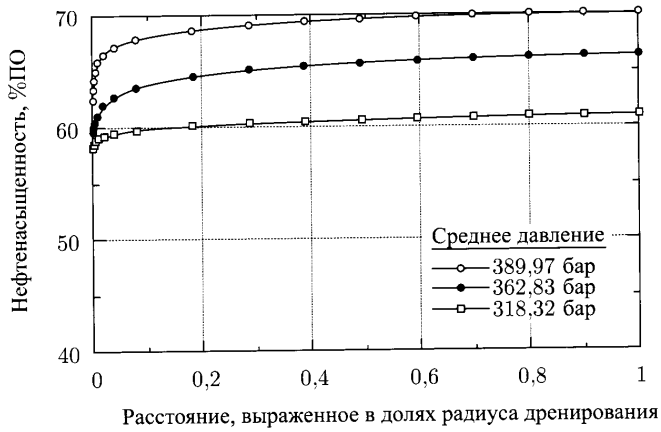


Рис. 7.21. Графики распределения насыщенности в пласте с нелетучей нефтью, построенные на основе двухфазной модели депрессии

Бо и др. (1989) провели сравнение результатов модели депрессии и конечно-разностных моделирующих программ, имеющих высокую степень разрешения, и пришли к выводу, что все они дают практически те же цифры. Тем не менее следует помнить, что двухфазная модель депрессии применима только к бесконечному режиму течения, т. е., иными словами, к начальному этапу разработки.

На рис. 7.21 приведены результаты для пласта с нелетучей нефтью (который разрабатывался в режиме растворенного газа), рассчитанные на основе модели депрессии. На графике показан профиль распределения насыщенности в виде зависимости от среднего пластового давления. Начальное пластовое давление и давление насыщения в данном случае оказались равны и составили 393 бар. Начальное значение нефтенасыщенности было равно 70%. По мере истощения залежи растворенный газ начал выделяться из нефти, что неизбежно привело к росту газонасыщенности (и снижению нефтенасыщенности) в пласте. В итоге насыщенность нефтью призабойной зоны значительно снизилась по сравнению с этой же величиной в середине дренируемой скважиной области. Далее, в главах 13 и 14, мы рассмотрим применение модели депрессии более подробно, а пока скажем лишь, что она важна для объяснения того, почему в самом начале разработки залежи происходят изменения продуктивности скважин (особенно это касается газоконденсатных коллекторов).

Двухфазная модель депрессии в сравнении с однофазной (см § 7.7) дает более точный прогноз поведения пласта, при этом между обоими моделями могут наблюдаться существенные различия. Рассмотрим в качестве примера истощение пласта с нелетучей нефтью. По итогам расчетов после окончания нестационарного режима течения (14,3 суток с момента начала добычи) забойное давление составило 97,36 и 71,38 бар соответственно в однофазной и двухфазной моделях. Начальное давление в пласте было равно 137,8 бар, а точка насыщения флюида оказалась равной 113 бар. Согласно обеим моделям, минимальное забойное давление в 13,78 бар достигается по истечении 580 и 224 суток соответственно. При этом двухфазная модель дает значение забойного давления ниже, чем однофазная, поскольку в первом случае подвижность оказывается меньше вследствие двухфазного течения. Как следствие, и минимум давления на забое достигается значительно быстрее. Согласно двухфазной модели, газонасыщенность в скважине на момент достижения минимального забойного давления составила 18,6%. В однофазной модели наличие свободного газа не учитывалось вообще.

Двухфазные псевдодавления используются при анализе исследования скважин в том случае, если предполагается наличие двухфазного течения. Если мы для интерпретации исследований такого типа будем применять концепцию однофазных давлений, то это неизбежно приведет к серьезным ошибкам, поскольку значения проницаемости получатся заниженными, а скин-факторы слишком завышенными. Объяснить это можно тем, что при рассмотрении только однофазной фильтрации более низкая подвижность двухфазных флюидов рассматривается как нарушение проницаемости или как существование в пласте малопроницаемой породы. В частности, Уолшем (1995) было показано, что в случае газоконденсатных пластов и коллекторов с нелетучей нефтью применение однофазных моделей ведет к тому, что в результате анализа исследования скважин проницаемость оказывается ниже почти на 80% по сравнению с истинной величиной. В итоге это сказывается на экономических прогнозах, которые становятся слишком пессимистичными. Подводя итог, следует сказать, что существуют также различные методы анализа исследований при многофазной фильтрации, однако эта тема не вошла в книгу, поэтому заинтересованному читателю мы предлагаем обратиться к другим источникам (Раджаван, 1989; Раджаван и Джонс, 1996; Джонс и Раджаван, 1989; Раджаван, 1976; Джонс и др., 1989).

7.18. Общий подход к анализу исследования скважин

Иссследование скважин проводится специально для того, чтобы фиксировать изменения забойного давления при смене дебита скважины. Последний, как правило, варьируют вручную, открывая или закрывая задвижки на устье. Существует множество типов исследования скважин, среди них можно выделить следующие группы: (1) исследование методом депрессии, (2) исследование методом восстановления давления, (3) последовательное исследование скважин, (4) исследование на интерференцию, (5) исследование на падение давления, (6) опробование испытателем пласта на бурильной колонне. Целью проведения исследований скважин является: (1) оценка проницаемости залежи, (2) оценка размеров области, дренируемой скважиной, (3) определение среднего давления в залежи, (4) определение пластовых неоднородностей, например, наличия сбросов и (5) расчет скин-фактора скважины.

Большинство из методов анализа исследований основаны на аналитических решениях уравнения фильтрации при нестационарном течении однофазного флюида (жид-

кости), обладающего небольшим и постоянным коэффициентом сжимаемости, а также неизменной вязкостью, т. е., иными словами, в этих методах применяется жидкостная модель течения. Получение аналитических решений в данном случае возможно потому, что коэффициент диффузии $k/(\phi\mu c)$ постоянен и соответствующее дифференциальное уравнение приобретает линейный вид. Однако по общему признанию модель течения жидкости является слишком идеализированной и ограничена прямым применением. Т. е., если говорить практическим языком, данная модель применима только к исследованиям, в которых забойное давление при фонтанировании нефти находится выше точки насыщения. Эти ограничения исключают применение жидкостной модели к двум очень важным исследованиям: при однофазном течении газа и двухфазной фильтрации.

Однако, используя соответствующее интегральное преобразование, область применения жидкостной модели можно существенно расширить. Например, если данное преобразование касается однофазного псевдодавления, то модель фильтрации жидкости будет применима к абсолютно любому однофазному флюиду, произведение μc для которого примерно постоянно (этому критерию, например, удовлетворяет большинство газов при высоком и среднем значениях давления).

Применяя интегральное преобразование к двухфазным псевдодавлениям, жидкостную модель можно распространить на исследование скважин при двухфазном течении. Кроме этого, данное преобразование претендует на то, чтобы стать общей теорией испытания скважин. Такая формулировка выбрана нами вследствие того, что мы хотим подчеркнуть, что успешное интегральное преобразование двухфазных псевдодавлений зависит от нескольких составляющих. Во-первых, *эффективное* произведение μc должно быть примерно постоянным[1], что совершенно не относится абсолютно ко всем исследованиям скважин. Во-вторых, для расчета двухфазных псевдодавлений нужно сначала выделить соответствующую кривую «давление–насыщенность», а, как известно, при различных исследованиях применяются различные же кривые. Так, в случае исследования по методу депрессии (падения давления) нужно использовать кривую, наблюдаемую при неустановившейся фильтрации, а при анализе испытания методом восстановления давления применяют ССЕ-кривую. В-третьих, кроме всего прочего, нужно знать относительные проницаемости нефти и газа.

Для того чтобы наглядно продемонстрировать общий метод анализа, рассмотрим исследование скважины методом восстановления давления и покажем, в чем состоит различие методов анализа в случае жидкостной и двухфазной модели, а также модели фильтрации реального флюида. Метод анализа при двухфазной модели течения является общим.

Исследования по методу восстановления — одни из самых популярных скважинных исследований. Как правило, они используются для расчета (1) средней проницаемости скважины, (2) среднего пластового давления в области, дренируемой данной скважиной, (3) скин-фактора и (4) площади зоны дренирования. Теория исследований такого типа хорошо известна, поэтому здесь мы приводить ее не будем (см. стандартные пособия и учебники, например, Дейк, 1978).

В таблице 7.8 кратко представлен анализ методом восстановления давления в случае жидкостной модели фильтрации, а также для течения реального флюида (анализ исследований при однофазном течении газа). Обратимся прежде всего к модели те-

[1]Эффективное значение μc в случае двухфазных флюидов рассчитывается по довольно сложной формуле. Например, при постоянном дебите нефти и неизменном коэффициенте сжимаемости порового объема данное произведение будет записываться следующим образом: $(\mu c)_e = (\partial W_{osc}/\partial p + W_{osc}c_f)/\lambda_{osc}$. Для однофазного флюида это выражение сводится к истинному произведению μc.

чения жидкости. Тангенс угла наклона графика $\lg(p_{ws})$ от $(t'+\Delta t)/\Delta t$ здесь будет равен $m_p = -2,302 q'_{osc}\mu_o B_o/(4\pi kh) = -21,2 q'_{osc}\mu_o B_o/(kh)$, где p_{ws} — это забойное давление в закрытой скважине, t' — эффективное время добычи до закрытия скважины, Δt — длительность остановки скважины, q'_{osc} — постоянный темп добычи нефти из скважины перед ее закрытием. В первом выражении используется общепринятая система единиц (СИ, СГС), во втором — смешанная. Зная наклон, можно вычислить значение проницаемости. В табл. 7.8 также показано выражение для расчета скин-фактора скважины, в котором $p_{wf,s}$ соответствует забойному гидродинамическому давлению в момент закрытия скважины, а p_{ws1} — это давление на забое по истечении 1 часа после закрытия.

Главное отличие второй колонки таблицы 7.8 состоит в том, что здесь обычное давление заменяется его однофазной псевдовеличиной, а произведение $\mu_o B_o$ постоянной $(\overline{\mu B})_e$. Если произведение μc в ходе испытания меняется достаточно сильно, то вместо длительности закрытия скважины Δt нужно подставить псевдовеличину (Агарвал, 1973) или усредненное по времени значение μc (см. §7.7).

Таблица 7.8. Анализ результатов исследования скважины методом восстановления давления в случае жидкости и реального флюида

	Жидкостная модель	Модель течения реального флюида (газа)
График	$\lg p_{ws}$ от $(t'+\Delta t)/\Delta t$	$\lg m(p_{ws})$ от $(t'+\Delta t)/\Delta t$
t'	$t' = \dfrac{N_p}{q'_{osc}}$	$t' = \dfrac{G_{ps}}{q'_{gsc}}$
Наклон	$m_p = -\dfrac{2,303 q'_{osc}(\mu_o B_o)}{4\pi kh} = -\dfrac{21,2 q'_{osc}(\mu_o B_o)^*}{kh}$	$m_p = -\dfrac{2,303 q'_{gsc}(\overline{\mu B})_e}{4\pi kh} = -\dfrac{21,2 q'_{gsc}(\overline{\mu B})^*_e}{kh}$
Скин-фактор	$s = 1,1513\left[\dfrac{p_{ws1}-p_{wf,s}}{\lvert m_p\rvert} - \lg\left(\dfrac{k}{\phi(\mu_o c_t) r_w^2}\right) + 3,0923\right]^*$	$s = 1,1513\left[\dfrac{m(p_{ws1})-m(p_{wf,s})}{\lvert m_p\rvert} - \lg\left(\dfrac{k}{\phi(\mu_g c_g) r_w^2}\right) + 3,0923\right]^*$

* При использовании смешанной системы единиц.

В таблице 7.9 приведен тот же самый анализ в случае двухфазной фильтрации. При этом рассматриваются два случая: постоянство темпа отбора нефти и постоянство темпа отбора газа перед закрытием скважины. Главное отличие этого анализа от жидкостной модели состоит в том, что здесь давление заменяется на двухфазные псевдовеличины (m_{to} или m_{tg}), а произведение $mu_o B_o$ постоянными $(\overline{\mu B})_{oe}$ или $(\overline{\mu B})_{ge}$. Данный подход неприемлем, если эффективное значение μc испытывает значительные вариации. Для расчета двухфазных псевдодавлений Раджаван (1976) предложил использовать зависимость S_o от p при установившемся течении, построенную для значения эксплуатационного газового фактора, наблюдаемого непосредственно перед закрытием[1]. Если для анализа исследований скважины при двухфазной фильтрации флю-

[1]Данная рекомендация относится только к скважинам, добыча нефти из которых ведется в режиме растворенного газа (т. е. при добыче нелетучих нефтей). Для анализа исследований газоконденсатных

Таблица 7.9. Анализ результатов исследования скважины методом восстановления давления в случае двухфазного течения

	Модель двухфазной фильтрации	
	Постоянный дебит нефти	Постоянный дебит газа
График	$\lg m_{to}(p_{ws})$ от $(t'+\Delta t)/\Delta t$	$\lg m_{tg}(p_{ws})$ от $(t'+\Delta t)/\Delta t$
t'	$t'=\dfrac{N_p}{q'_{osc}}$	$t'=\dfrac{G_{ps}}{q'_{gsc}}$
Наклон	$m_p=-\dfrac{2,303q'_{osc}(\overline{\mu B})_{oe}}{4\pi kh}=$ $=-\dfrac{21,2q'_{osc}(\overline{\mu B})^*_{oe}}{kh}$	$m_p=-\dfrac{2,303q'_{gsc}(\overline{\mu B})_{ge}}{4\pi kh}=$ $=-\dfrac{21,2q'_{gsc}(\overline{\mu B})^*_{ge}}{kh}$
Скин-фактор	$s=1,1513\left[\dfrac{m_{to}(p_{ws1})-m_{to}(p_{wf,s})}{\lvert m_p\rvert}-\right.$ $\left.-\lg\left(\dfrac{k}{\phi(\mu c)_e r_w^2}\right)+3,0923\right]^*$	$s=1,1513\left[\dfrac{m_{tg}(p_{ws1})-m_{tg}(p_{wf,s})}{\lvert m_p\rvert}-\right.$ $\left.-\lg\left(\dfrac{k}{\phi(\mu c)_e r_w^2}\right)+3,0923\right]^*$

* При использовании смешанной системы единиц.

ида использовать жидкостную модель без двухфазных псевдодавлений, то это в итоге приведет к значительным ошибкам (Уолш, 1996; Раджаван и Джонс, 1996)[1].

УПРАЖНЕНИЯ

7.1. Установившееся линейное течение идеального газа

Используя закон Дарси для линейной фильтрации, $q=-(Ak/\mu)(dp/dx)$, вывести следующие соотношения для случая установившегося линейного течения идеального газа с постоянной вязкостью:

$$q(p)=\frac{kA}{2\mu p}\frac{(p_2^2-p_1^2)}{(x_1-x_2^2)},$$

$$q(p_m)=\frac{kA}{\mu}\frac{(p_2-p_1)}{(x_1-x_2)},$$

а также $q(p_1)/q(p_2)=p_2/p_1$, где $q(p)$ — дебит газа при произвольном давлении p; $q(p_m)$ — дебит, вычисленный при средневзвешенном давлении $p_m=(p_1+p_2)/2$. От-

скважин методом восстановления давления Джонс и Раджаван (1988, 1996) предложили несколько иные рекомендации. Это еще раз показывает, что общая модель исследования скважин далеко не универсальна.

[1]Например, Уолшем (1995) было показано, что при использовании концепции однофазного анализа применительно к двухфазному течению в скважине-открывательнице при исследовании последней методом депрессии величина проницаемости коллектора может оказаться заниженной почти на 80% от истинного значения. Это, в свою очередь, приведет к неблагоприятной экономической оценке разработки залежи. Вышеописанная ошибка появляется вследствие того, что в данном случае не учитывается двухфазный режим фильтрации и более низкая подвижность флюида в итоге трактуется как заниженная проницаемость породы-коллектора. Основываясь на этом объяснении, Раджаван и Джонс (1996) показали, что использование концепции однофазного анализа применительно к двухфазному течению при исследовании скважины по методу восстановления давления может также привести к сильно завышенной величине скин-фактора.

рицательный знак q говорит о том, что поток направлен в противоположном оси x направлении.

7.2. Установившееся плоскорадиальное течение сжимаемого флюида

Уравнение состояния произвольного изотермически сжимаемого флюида выглядит следующим образом: $\rho = \rho_0(p/p_0)^m$, где $m = 1$ соответствует идеальному газу, а $m = 0$ — несжимаемой жидкости. Предположим, что вязкость флюида постоянна. Тогда, используя закон Дарси применительно к радиальной фильтрации, $u = -(k/\mu)(dp/dr)$, вывести следующие уравнения:

$$q(p) = \frac{2\pi kh}{\mu p^{m+1}(1+m)} \frac{p_1^{m+1} - p_2^{m+1}}{\ln \frac{r_2}{r_1}},$$

$q_1/q_2 = p_2^m/p_1^m$ и $c = m/p$, где c — изотермическая сжимаемость. Отрицательное значение q свидетельствует о том, что поток направлен в противоположную от направления r сторону.

7.3. Установившееся плоскорадиальное течение несжимаемой жидкости, вязкость которой зависит от давления

В данном случае зависимость вязкости от давления будет иметь вид: $\mu = \mu_0(p/p_0)^n$, где μ_0 — вязкость при давлении p_0. Если $n = 0$, то вязкость будет постоянна. Для большинства реальных фдюидов этот параметр менется в пределах от $0,25$ до $0,35$. Используя закон Дарси применительно к радиальной фильтрации, $u = -(k/\mu)(dp/dr)$, вывести следующие выражения для радиального установившегося течения несжимаемой жидкости:

$$q = \frac{2\pi khp_0^n}{\mu_0(1-n)} \frac{p_1^{1-n} - p_2^{1-n}}{\ln \frac{r_2}{r_1}}.$$

Следует отметить, что в данной ситуации расход не будет зависеть от расстояния до скважины. Показать, что если мы будем рассчитывать среднее давление $\overline{p}$ по формуле

$$\overline{p} = \left[\frac{(p_1 - p_2)(1-n)}{p_1^{1-n} - p_2^{1-n}}\right]^{1/n},$$

то можно использовать обычный вид закона Дарси:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu(\overline{p})} \frac{(p_1 - p_2)}{\ln \frac{r_2}{r_1}}.$$

Показать, что $p_m = (p_1 + p_2)/2$ в большинстве случаев весьма близко к значению $\overline{p}$ (например, продемонстрировать, что при использовании данного приближения ошибка в значении вязкости составляет менее $3,5\%$, если $1,0 > p_2/p_1 > 0,2$). Если нужно, построить расчетную таблицу.

7.4. Установившееся линейное течение неизотермического идеального газа

Предположим, что температура в пласте меняется линейно в зависимости от координаты по следующему закону: $T(x) = (\partial T/\partial x)()x - x_0 + T_0$, где $\partial T/\partial x$ — температурный градиент, а T_0 — значение температуры в точке x_0. Используя закон Дарси для линейной фильтрации, $q = -(Ak/\mu)(dp/dx)$, вывести следующие соотношения для случая установившегося линейного течения идеального газа:

$$q_m(p_m, T_m) = \frac{kA}{\mu}\frac{(p_2 - p_1)}{(x_1 - x_2)},$$

$$q(p, T) = \frac{p_m T k A}{\mu p T_m}\frac{(p_2 - p_1)}{(x_1 - x_2)},$$

а также $q(p_1)/q(p_2) = T_1 p_2/(p_1 T_2)$, где q_m — это дебит, вычисленный при средневзвешенном давлении p_m и средневзвешенной абсолютной температуре T_m ($p_m = (p_1 + p_2)/2$, $T_m = (T_1 + T_2)/2$), $q(p)$ — значение дебита при произвольном давлении p и температуре T. Отрицательный знак величины q говорит о том, что поток направлен в противоположном от оси x направлении.

7.5. Радиус исследования

Уравнение (7.77) дает распределение давления при бесконечном режиме течения малосжимаемого флюида с постоянной вязкостью и сжимаемостью. Показать, что радиальная координата переднего фронта возмущения давления равна

$$r_i = \sqrt{\frac{0,00081kt}{\phi(\mu c)}}. \tag{7.81}$$

Данная формула служит для расчета эффективного радиуса исследования в случае бесконечного режима течения.

7.6. Полустационарный и стационарный режимы фильтрации

В пласте наблюдается полустационарный режим течения однофазного флюида. Найти ошибку, возникающую при расчете дебита, которая появляется вследствие неправильного определения режима фильтрации (стационарного вместо полустационарного) при $r_e/r_w = 500$, 1000 и 2000. *Ответы: 8,7; 3,9 и 3,5% соответственно.*

7.7. Бесконечный режим течения

Показать, что выражение (7.70) является решением уравнения (7.64). Подсказка: для этого нужно вычислить производные $\partial p_D/\partial t_D$, $\partial^2 p_D/\partial r_D^2$ и $\partial p_D/\partial r_D$.

7.8. Бесконечный режим течения

При помощи (7.77) вывести следующее выражение для режима течения как в бесконечном пласте:

$$p(r) = p_w + \frac{q_{osc}\mu_o B_o}{2\pi kh}\ln\frac{r}{r_w}.$$

Данное соотношение эквивалентно (7.94), если принять в последнем $f = 1$, что говорит о сходстве бесконечного и стационарного режимов фильтрации.

7.9. Среднее давление

Вывести соотношение (7.96) для определения среднего давления в круговой области дренирования, подставив (7.94) в (7.95) вместо $p(r)$ и рассчитав интегралы в правой части (7.95).

7.10. Стационарное течение

Уравнение (7.56) вследствие своей нелинейности решается довольно трудно, если не привести его в дальнейшем к линейному виду. Однако при стационарном режиме фильтрации оно решается довольно просто, поскольку в данном случае производная по времени будет равна нулю.

1. Показать, что при стационарном режиме фильтрации флюида, имеющего постоянную сжимаемость c_o, решение (7.56) будет следующим:

$$p(r) = p_e + \frac{1}{c_o} \ln \left(\frac{e^{c_o \Delta p} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) - \ln\left(\frac{r}{r_e}\right)}{e^{c_o \Delta p} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right),$$

где $\Delta p = p_e - p_{wf}$. Граничными условиями для данного решения являются: $p(r_e) = p_e$ и $p(r_w) = p_{wf}$.

2. Показать, что при стремлении сжимаемости флюида к нулевому значению данное решение будет равно формуле, описывающей радиальную фильтрацию: $p(r) = p_e - \Delta p[\ln(r/r_e)/\ln(r_w/r_e)]$.

3. Определим относительную ошибку следующим образом: $e_r = 100(p_a - p_b)/p_a$, где p_a — давление в первой части, а p_b — соответственно во второй. Построить график e_r от r/r_e при $c_o\Delta p = 0,01$ и $c_o\Delta p = 0,1$. Где будет располагаться максимум ошибки для этих двух случаев? Каково ее максимальное значение?

7.11. Экспоненциальное интегральное решение и его логарифмическое приближение

Вычислить функцию $p_D(t_D, r_D)$ при $t_D/r_D^2 = 0,03;\ 0,10;\ 0,30;\ 1,00;\ 3,0;\ 10;\ 30;\ 100;\ 300;\ 1\,000;\ 3\,000$ и $10\,000$ используя: (1) экспоненциальное интегральное решение, (7.73), и (2) логарифмическое приближение, (7.76). Построить график p_D от (t_D/r_D^2) для обоих случаев.

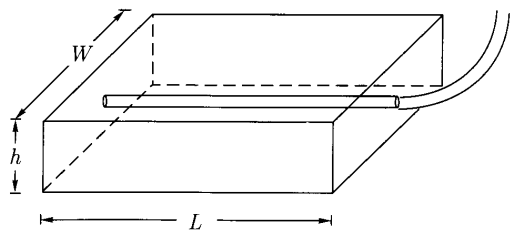


Рис. 7.22. Схема горизонтальной скважины

7.12. Продуктивность горизонтальной скважины

Уравнение (7.97) применимо и к горизонтальным скважинам, если: (1) мощность залежи заменить длиной горизонтального участка скважины, L, (2) проницаемость k заменить на $(k_v k_H)^{1/2}$, где k_v и k_H соответственно проницаемости по вертикали и горизонтали, (3) площадь A зоны дренирования считать в вертикальной плоскости, (4) C_A — это формфактор в вертикальной плоскости. С учетом этих изменений (7.108) будет иметь следующий вид:

$$q_{osc} = \frac{2\pi L\sqrt{k_v k_H}[\overline{p} - p_{wf}]}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + \frac{1}{4} - \frac{(1-f)}{4} + s\right)} =$$

$$= \frac{0,05435 L\sqrt{k_v k_H}[\overline{p} - p_{wf}]}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2}\ln\frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right)},$$

где индекс v означает «в вертикальной плоскости». При использовании данного уравнения подразумевается, что скважина совершенная, т. е. простирается на всю длину зоны дренирования, и расположена по центру залежи (см. рис. 7.22). Найти отношение вертикального и горизонтального коэффициентов продуктивности скважины для данного случая, если $h = 70$ м, $L = 305$ м, $W = 305$ м, $k_v/k_H = 0,10$, $r_w = 0,15$ м, течение носит полустационарный характер. Насколько близкие результаты дает полученный коэффициент относительной продуктивности по сравнению с формулой $(L/h)(k_v/k_H)^{1/2}$? *Ответы*: 1,47; в пределах 8%.

7.13. Псевдодавления газа, включающие в себя зависящие от давления вязкости

Предположим, что вязкость газа и его z-фактор зависят от давления, т. е.

$$\frac{1}{\mu z} = \left(\frac{1}{\mu_0 z_0}\right)[1 + c(p - p_0)],$$

где c — это некоторая постоянная, а нижний индекс «0» относится к начальному состоянию. Используя (7.20), получить следующее соотношение для разности псевдодавлений:

$$\frac{m(p_1) - m(p_2)}{(\overline{\mu B})_e} = \frac{(p_1^2 - p_2^2)T_{sc}}{2\mu(p_\mu)z(p_\mu)Tp_{sc}},$$

где давление p_μ определяется из формулы

$$p_\mu = \frac{2}{3}\frac{(p_1^3 - p_2^3)}{(p_1^2 - p_2^2)} \cong \frac{(p_1 + p_2)}{2} = p_m.$$

Показать, что если значение c меняется в пределах от $1,45 \cdot 10^{-3}$ до $1,45 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$, то ошибка в значении μz при расчете последнего в точке p_m вместо p_μ мала и равна примерно $c(p_m - p_\mu)100$.

7.14. Анализ ошибки, появляющейся при расчете дебита вследствие того, что мы считаем газ малосжимаемым флюидом

Вычислить ошибку, возникающую при расчете начального дебита газа в поверхностных условиях, считая последний малосжимаемым флюидом с полустационарным режимом течения (использовать данные таблицы 7.1 для жирного газа). При этом можно принять, что истинный дебит определяется по формуле с участием псевдодавлений. Выполнить расчеты при различных значениях забойного давления в пределах от 709,67 до 20,67 бар. Показать, что при забойном давлении выше 192,92 бар ошибка пренебрежимо мала, а при значениях 158,47; 89,57 и 20,67 бар она составляет соответственно 1,3; 4,4 и 12,1%.

7.15. Местоположение среднего давления

Показать, что геометрическое место точек, в котором давление равно среднему пластовому, можно найти, выразив из $\ln(r/r_e) = \{-1/2 - (1-f)[1/2 - (r/r_e)^2]/2$ отношение r/r_e. Последнее измеряется в долях радиуса дренирования. Показать также, что при стационарном режиме фильтрации $r/r_e = 0,606$, а при полустационарном $r/r_e = 0,549$.

7.16. Вариация дебита в зависимости от расстояния до скважины при полустационарном режиме

Рассмотрим однофазное течение реального флюида в замкнутой радиальной системе. В данном случае дебит будет зависеть от расстояния до скважины (в стволе он максимален и равен $q_{sc}(r_w)$, а вблизи границы зоны дренирования дебит будет нулевым). В области пласта, составляющей 20% от значения радиуса дренирования, снижение дебита составляет всего 4%. Показать, что темп добычи флюида через тонкостенный цилиндр радиусом r определяется формулой

$$\frac{q_{sc}(r)}{q_{sc}(r_w)} \approx \left[1 - \left(\frac{r}{r_e}\right)^2\right]. \tag{7.156}$$

Используя это соотношение, необходимо учитывать, что $r_w \ll r_e$, где r_e — это радиус внешней границы.

7.17. Фильтрация флюида при пятиточечной схеме размещения скважин

На рис. 7.23 показано размещение нагнетательных и добывающих скважин в повторяющейся пятиточечной схеме. В данном случае темп добычи малосжимаемого флюида с постоянной вязкостью и сжимаемостью при стационарном режиме течения в указанной на рисунке области дренирования определяется следующим образом:

$$q_{osc} = \frac{2\pi hk[p_I - p_{wf}]}{\mu_o B_o \left(\ln \dfrac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + 0,6932\right)}, \tag{7.157}$$

где p_I и p_{wf} — забойные давления в нагнетательной и эксплуатационной скважинах соответственно (Раджаван, 1993). С учетом того что среднее давление при данной схеме размещения определяется как $\overline{p} = (p_I + p_{wf})/2$, вывести следующее уравнение

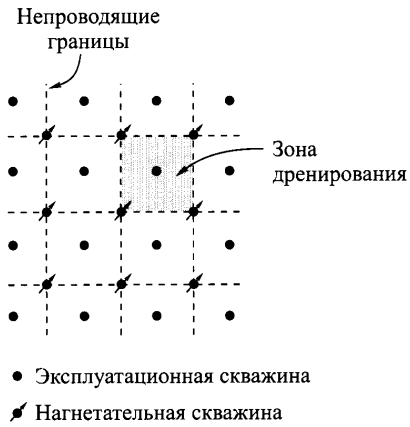


Рис. 7.23. Распределение скважин в пятиточечной схеме

продуктивности:

$$q_{osc} = \frac{2\pi hk[\overline{p} - p_{wf}]}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + 0,347 \right)}. \tag{7.158}$$

Уравнение продуктивности при стационарном режиме течения в отсутствие нагнетательных скважин задается формулой (7.108) при $f = 1$. Показать, что последнее соотношение совпадает с (7.158) за исключением постоянной $0,347$ в знаменателе.

Глава 8

Лабораторные PVT-исследования и сепарация пластовых флюидов

Стандартные PVT-свойства (B_o, B_g, R_s и R_v) используются во многих расчетах, связанных с инжинирингом резервуаров. Окончательные значения этих параметров, как правило, рассчитываются самими инженерами, а не работниками специализированных лабораторий. При этом затрачиваемые на получение окончательных цифр ресурсы могут варьироваться в очень широком диапазоне, от минимальных до весьма значительных; все зависит от свойств пластового флюида и данных, полученных в лаборатории. Например, в случае нелетучих нефтей для определения окончательных PVT-свойств необходимы лишь минимальные поправки, если же речь идет о газоконденсатах или летучих нефтях, то здесь требуется гораздо больший объем работ.

Целью написания этой главы является описание методов расчета окончательной группы PVT-свойств для любого пластового углеводорода. Чтобы полностью раскрыть данную тему, нужно рассмотреть несколько вопросов. Во-первых, мы расскажем об основных исследованиях, выполняемых в лаборатории. Во-вторых, рассмотрим, как использовать эти данные в процедуре вычисления окончательных параметров PVT. Так как последние зависят от условий сепарации, а также от конфигурации наземного сепарационного оборудования, в главу включен материал о сепарации пластовых флюидов и определении оптимальных условий для этого процесса. В заключение рассматриваются расчеты, связанные с численным моделированием однократной сепарации, и показывается, каким образом эти расчеты используются при оценке стандартных PVT-свойств. Сюда же, как неотъемлемая часть, включены так называемые K-значения, введенные Стендингом[1].

8.1. Лабораторные PVT-исследования

Стандартная оценка свойств флюидов включает в себя проведение одного или более исследований, среди которых можно выделить: (1) анализ по методу фракционного испарения (differential-vaporization analysis, DVA), (2) истощение при постоянном объеме (constant-volume depletion, CVD), (3) расширение при постоянном составе (constant-composition expansion, CCE) и (4) однократную сепарацию (однократное разгазирование) нефти.

Выбор того или иного метода зависит главным образом от состава флюида. Так, DVA обычно используют применительно к нелетучим нефтям, CVD проводят на газоконденсатах и летучих нефтях, а CCE можно выполнять на любом флюиде. Исследования по методу однократной сепарации всегда проводят на нелетучих нефтях,

[1] Анализ PVT-свойств пластовых флюидов на основе термодинамики многокомпонентных систем, а также методы расчета парожидкостного равновесия в многокомпонентных системах даны в книге А. И. Брусиловского «Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа». — М.: Граль, 2002 г., 575 стр. — *Прим. ред.*

однако их с тем же успехом можно выполнять и с участием других флюидов, включая жирный газ.

8.1.1. Анализ методом фракционного испарения (DVA)

Целью данного исследования является получение предварительных PVT-свойств (B_o, B_g и R_s). Одно время также применялся специализированный метод DVA для измерения стандартных PVT-свойств летучих нефтей, который, кроме всего прочего, включал в себя измерение параметра R_v, однако сейчас случаи использования данного метода достаточно редки, а анализ параметров летучих нефтей выполняется при помощи истощения при постоянном объеме (CVD).

Экспериментальная процедура метода DVA состоит из следущих пунктов (Амикс и др., 1960; Стендинг, 1952; Ланг и Донохью, 1985):

1. В PVT-ячейку, имеющую смотровое окно, загружают образец пластового флюида при начальных пластовом давлении (или при давлении насыщения) и температуре[1].
2. Далее, давление в ячейке снижают на величину от 13,78 до 34,45 бар и оставляют ее в покое до тех пор, пока вся система не придет в равновесие.
3. Затем выделившийся в результате проведенных манипуляций газ (если таковой вообще имеется) полностью удаляют из ячейки.
4. После этого необходимо вернуться ко второму пункту и вновь повторить весь процесс.

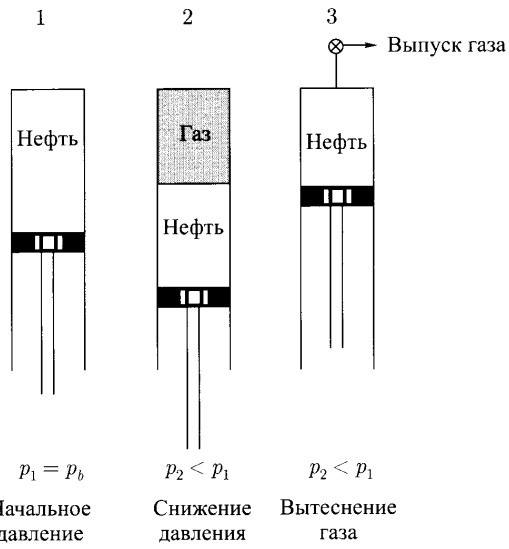


Рис. 8.1. Схематическое изображение одного цикла снижения давления при проведении DVA

На рис. 8.1 показана схема проведения эксперимента, в течение которого фиксируются следующие параметры: (1) объем нефтяной фазы при каждом давлении, (2) объем

[1]Образец пластового флюида, как правило, получают искусственно, путем смешения отсепарированного газа и товарной нефти в соответствующей пропорции.

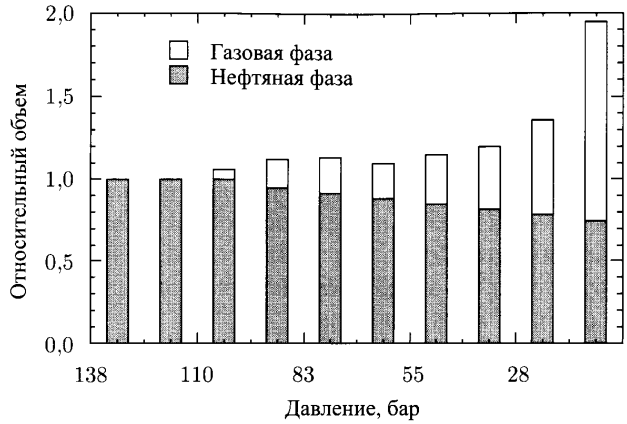


Рис. 8.2. Соотношение объемов нефтяной и газовой фаз по результатам проведения фракционного испарения на нелетучей нефти месторождения Западный Техас, начальный газовый фактор которой был равен $179,23$ м^3/м^3, а объемный коэффициент нефти — $1,578$ м^3/м^3

газовой фазы (до того, как она будет уделена) при каждом значении давления, (3) объем вытесненного газа при каждом давлении (в стандартных условиях), (4) объем оставшейся в ячейке нефти (в стандартных условиях).

На основе этих данных определяют стандартные PVT-свойства (т. е. B_o, B_g и R_s). При этом глубокие знания процедуры расчета совсем не требуются, так как любой стандартный отчет включает в себя в том числе и PVT-свойства. Так, на рис. 8.2 показаны относительные объемы нефтяной и газовой фаз в зависимости от пластового давления на месторождении Западный Техас, которое содержит нелетучую нефть. Начальный газовый фактор равен $179,23$ м^3/м^3, объемный коэффициент нефти — $1,578$ м^3/м^3, начальное давление в пласте равно $137,8$ бар, а точка насыщения — 113 бар. График показывает относительные объемы фаз, измеренные в каждом цикле снижения давления, перед тем как газ будет удален из ячейки.

PVT-свойства, полученные на основе метода DVA, не являются окончательными, поскольку в данном случае мы не учитываем многоступенчатую сепарацию. В итоге объем выделившегося из нефти газа при проведении DVA будет превышать таковой при пропускании того же образца через сепараторы высокого давления. Например, анализ методом фракционного испарения нефти из месторождения Западный Техас дает значение газового фактора, равное $179,23$ м^3/м^3, а эта же самая величина по результатам сепарации оказалась равной только $149,30$ м^3/м^3 (при давлении $6,89$ бар). Сепарация при высоких давлениях дает также более низкое значение объемного коэффициента нефти. Данные результаты можно объяснить тем, что сепараторы высокого давления увеличивают дебит нефти за счет уменьшения выхода газа (они сжижают углеводородные компоненты, содержание C в которых превышает 2–5 атомов).

Подводя итог, можно сказать, что метод DVA дает несколько завышенные значения газового фактора и объемного коэффициента нефти. Чтобы получить точные PVT-свойства, нужно ввести поправку на многоступенчатую сепарацию. Если этого не сделать, то мы получим значительные ошибки в прогнозировании поведения пласта, а также в оценке начальных запасов нефти и газа. Подробнее о методах внесения поправок будет сказано далее, в разделе 8.2, здесь же скажем, что такие поправки вносят обычно инженеры, а не работники лабораторий.

Вышеупомянутая экспериментальная процедура применима только к нелетучим нефтям, однако Рейдельхубер и Хиндс (1957) разработали усовершенствованный метод, позволяющий исследовать и летучие нефти (в частности, ими была добавлена процедура, позволяющая измерять объем жидкого осадка, выпадающего из газа при вытеснении последнего в ходе фракционного испарения). Так как летучие нефти особенно чувствительны к конфигурации наземного сепарационного оборудования, вышеназванные авторы добавили к стандартным лабораторным приборам сепараторы и назвали разработанную ими процедуру *методом комбинированного фракционного испарения*. В настоящее время свойства летучих нефтей в основном определяют по результатам CVD-экспериментов, поскольку представленный Рейдельхубером и Хиндсом метод достаточно сложен. Если же DVA-анализ летучих нефтей проводится без учета необходимых модификаций, то в итоге объемный коэффициент нефти и газовый фактор рассматриваемого флюида получатся сильно завышенными, и чем больше значение давления, тем выше будет ошибка (Уолш, 1996).

8.1.2. Истощение при постоянном объеме (CVD)

Данные, полученные в ходе этого исследования, используются для косвенного определения стандартных PVT-свойств летучих нефтей и газоконденсатов. Ранее в литературе использовалось другое название этого эксперимента — *фракционное испарение в камере с постоянным объемом* (Аллен и Ро, 1950; Стендинг, 1952). Иногда данный тест также называют *исследованием на истощение*.

Сама процедура метода CVD состоит из следующих пунктов:

1. В камеру PVT загружают образец пластового флюида при пластовой температуре и давлении, которое больше или равно давлению насыщения.
2. Далее, давление в камере снижают примерно на 10% (или 20,67 бар) и оставляют ее в покое до тех пор, пока вся система не придет в равновесие.
3. Затем удаляют часть газа таким образом, чтобы объем, занимаемый нефтью и газом, стал равен первоначальному объему газовой фазы.
4. Этот процесс повторяют до тех пор, пока давление в камере не будет находиться в пределах от 34,45 до 82,68 бар.

На рис. 8.3 показана схема проведения CVD при однократном снижении давления. Доля газа, которая при этом удаляется из камеры, называется *избыточным газом*. В ходе данной процедуры фиксируются следующие параметры: (1) объем нефтяной и газовой фаз (перед удалением избыточного газа) при каждом значении давления, (2) состав газа при каждом давлении, включая молекулярный вес компонентов C_7 и выше, (3) вес и объем избыточного газа при каждом значении давления и (4) состав выпавшей в осадок жидкости (по окончании исследования).

На основе этих данных выполняется расчет (1) плотности газа и его z-фактора при каждом давлении (см. упражнение 8.2), (2) двухфазного z-фактора[1] при каждом давлении (см. упражнение 8.5), (3) молярной доли газа, удаленного из камеры, по отношению к начальному образцу флюида (рассчитывается на основе z-фактора) при каждом давлении, (4) объемное содержание жидкости[2] при каждом значении давления.

[1]На самом деле при проведении CVD имеются два разных двухфазных z-фактора: первый из них измеряется до удаления избыточного газа, а второй соответственно после. Однако во всех отчетах приводится, как правило, только z-фактор, измеренный после удаления газа.

[2]Существует два значения этого параметра: до и после удаления избыточного газа. Обычно указывают тот, что был измерен после удаления газа.

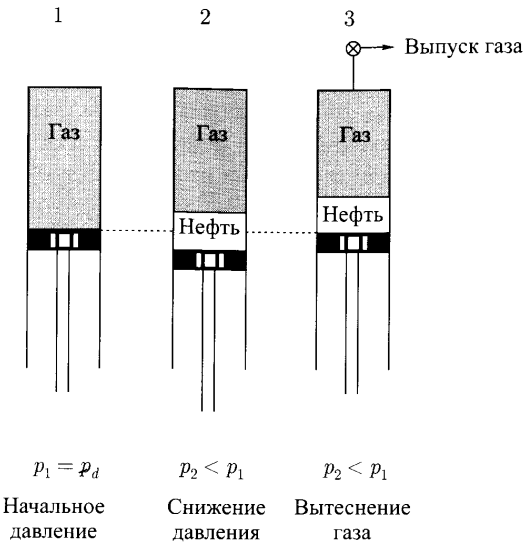


Рис. 8.3. Схематическое изображение одного цикла снижения давления при проведении CVD

В большинстве лабораторий в процедуру истощения при постоянном объеме включают еще один пункт, а именно сравнение результатов, полученных с помощью CVD, с реальными пластовыми данными. Основываясь на этом сравнении, далее рассчитываются идеализированные коэффициенты нефте- и газодобычи (по данным объемов товарной нефти и отсепарированного газа, полученных из добытого (т. е. избыточного) газа). В данном случае мы проводим сравнение эксперимента по истощению с пластом, в котором жидкая фаза неподвижна, поэтому через скважины добывается только свободный газ (это условие вполне применимо к газоконденсатным залежам). Более распространенной практикой является расчет коэффициентов нефтеотдачи с использованием численного моделирования однократной сепарации, в предположении, что добытый газ пропускается через ряд гипотетических сепараторов (Мозес, 1987). В численном моделировании сепарации используют данные о равновесном газовом составе, полученные при проведении CVD-исследования.

На основе измеренных данных PVT-свойства флюида можно вычислить разными способами, речь о которых пойдет далее (см. раздел 8.3).

Двухфазный z-фактор определяется согласно следующей формуле:

$$z_2 = \frac{z_o n_o + z_g n_g}{n_T}, \tag{8.1}$$

где z_o и z_g представляют собой соответственно однофазные z-факторы нефти и газа, n_o и n_g — это число молей нефти и газа, а n_T — общее число молей, $n_T = n_o + n_g$. Используя эти определения, уравнение состояния реального газа можно записать в виде

$$pV_T = z_2 n_T RT, \tag{8.2}$$

где V_T — это общий объем, $V_T = V_o + V_g$ (V_o и V_g — объемы нефтяной и газовой фаз). Отметим также, что z_o и z_g пропорциональны отдельным молярным объемам нефтяной и газовой фазы (V_o/n_o и V_g/n_g), а z_2 — общему молярному объему V_T/n_T.

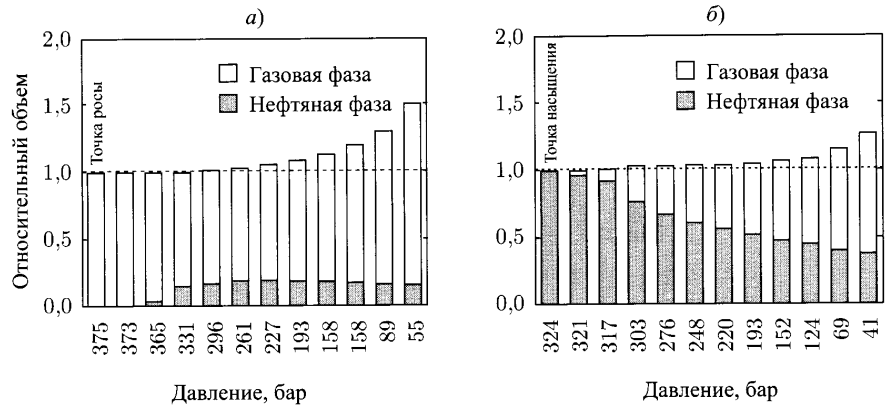


Рис. 8.4. Соотношение объемов фаз в зависимости от величины давления при проведении CVD-эксперимента для (*а*) газоконденсата, (*б*) летучей нефти

На рисунке 8.4 показаны объемы нефтяной и газовой фаз в зависимости от давления в системе (в ходе проведения эксперимента по истощению при постоянном объеме) для газоконденсата и летучей нефти. Параметры газоконденсата: давление начала конденсации составляет $375,5$ бар, начальный газовый фактор конденсата равен $1075,4$ м^3/м^3, а начальный объемный коэффициент нефти — $4,468$ м^3/м^3. Параметры летучей нефти: давление насыщения равно $323,69$ бар, начальный газовый фактор — $517,77$ м^3/м^3, начальный объемный коэффициент нефти — $2,754$ м^3/м^3. Как видно из графиков, в ходе истощения объемное содержание жидкости в газоконденсате будет расти, а в летучей нефти — снижаться.

Кроме того что на основе данных CVD-исследования можно рассчитать стандартные PVT-свойства флюида, эксперимент по снижению давления при постоянном объеме дает также и другую весьма важную информацию, в частности, содержание природного газоконденсата и предполагаемое значение эксплуатационного газового фактора (см. приложение D, отчет RFL 88002).

8.1.3. Расширение при постоянном составе (CCE)

Исследование этого типа выполняют на любом пластовом флюиде, а полученные результаты в основном используют для вычисления однофазных объемных коэффициентов при давлении выше точки насыщения и двухфазных при более низком значении давления. Данное исследование можно применять также для проверки точности стандартных PVT-свойств, вычисленных на основе DVA или CVD. Иногда расширение при постоянном составе называют также *однократным испарением* или *однократным разгазированием*.

Экспериментальная процедура этого метода состоит из следующих пунктов:

1. В камеру PVT, имеющую окно, помещают образец пластового флюида, при давлении, соответствующем давлению в залежи.
2. Затем давление в камере повышают до нужного уровня и оставляют всю систему в покое до тех пор, пока в ней не установится равновесие.
3. После этого измеряют общий объем камеры с флюидом.
4. Измеряют отдельно объемы фаз.

5. Далее, давление в камере снижают на величину от 6,89 до 34,45 бар и вновь ждут до тех пор, пока система не придет в равновесие.
6. Возвращаются к пункту 3 и повторяют всю процедуру вновь до тех пор, пока не будет достигнут требуемый минимальный уровень давления.

В некоторых CCE-процедурах четвертый пункт отсутствует.

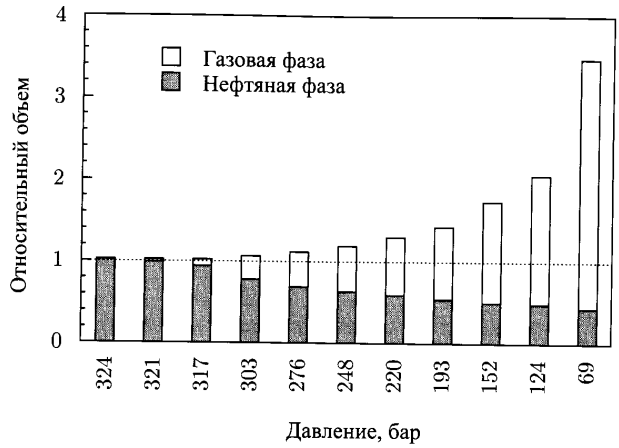


Рис. 8.5. Соотношение объемов фаз при различных давлениях в ходе проведения CCE-эксперимента на образце летучей нефти

На рисунке 8.5 показаны относительные объемы газовой и нефтяной фаз при различных давления в ходе выполнения CCE-эксперимента. Параметры образца летучей нефти в точности совпадают с таковыми для рис. 8.4. Следует заметить, что тест на расширение при неизменном составе флюида дает несколько меньшие значения объемной доли нефти, чем CVD, так как в данном случае газ не удаляется из камеры.

8.1.4. Однократная сепарация

Стандартные PVT-свойства, вообще говоря, зависят от условий сепарации. Поэтому целью проведения исследований по однократному сепарированию является: (1) определение оптимального давления для первичной сепарации, (2) измерение на выходе сепаратора объемов добываемой товарной нефти и газа, а также их плотности, (3) получение данных, которые можно использовать для поправки стандартных PVT-свойств на наличие промысловых сепараторов.

Эксперименты по однократной сепарации имитируют промысловые сепарационные установки, которые, как правило, применяются при добыче нелетучих нефтей и ограничены двумя ступенями (см. рис. 8.6). Как видно из рисунка, установка состоит из собственно сепаратора и складского резервуара. Давление в сепараторе превышает атмосферное, а в промысловом резервуаре нефть хранится при условиях окружающей среды. Если речь идет о нелетучих нефтях, то оптимальное давление в сепараторе должно находиться в пределах от 3,45 до 20,67 бар. Поток скважинного флюида, попадая в сепаратор, разделяется на две фазы — нефтяную и газовую. Последнюю фазу удаляют из сепаратора, попутно измеряя объем выделившегося газа, а оставшуюся нефть перекачивают в резервуар, в котором происходит окончательная сепарация

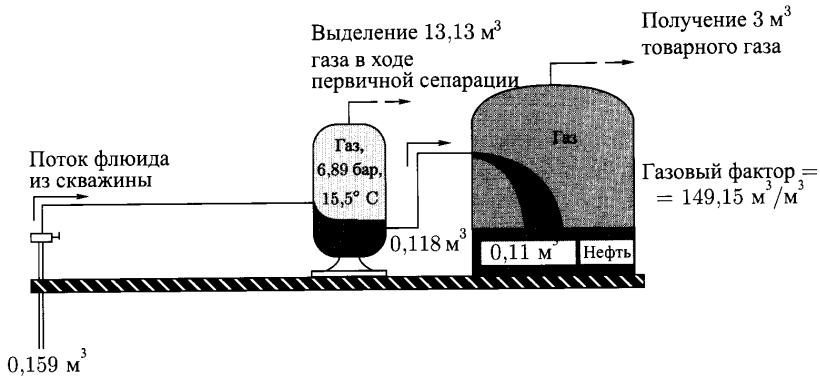


Рис. 8.6. Двухступенчатая сепарация нелетучей нефти

флюида на товарную нефть и свободный газ. Последний опять же откачивают из резервуара, измеряя объем. Более детально процесс сепарации пластового флюида будет описан далее, в § 8.4. Многоступенчатая сепарация, как правило, увеличивает выход товарной нефти и соответственно снижает объемы отсепарированного газа. В итоге значения B_o и R_s получаются несколько ниже, чем это было получено по результатам DVA.

Эксперименты по однократной сепарации состоят из ряда отдельных сепарационных тестов, каждый из которых выполняется при заданном, отличном от других, значении давления. Как правило, число этих тестов варьируется от трех до пяти, при этом в ходе каждого из них измеряется: (1) общий объем товарной нефти (в стандартных условиях), добытый с каждой единицы исходного пластового объема флюида, т. е. $м^3/м^3$, (2) общий объем отсепарированного газа (в поверхностных единицах), полученного с единицы объема товарной нефти, т. е. $м^3/м^3$, (3) коэффициент усадки жидкости в сепараторе, выраженный в виде объема выкачиваемой из сепаратора жидкости, приходящегося на единицу объема флюида в пласте, т. е. $м^3/м^3$, (4) усадка товарной нефти, выраженная через объем поступаемой в резервуар жидкости, приходящийся на объем товарной нефти, т. е. $м^3/м^3$, (5) плотность товарной нефти, (6) относительный вес отсепарированного и товарного газов.

Оптимальным давлением в сепараторе является такое давление, при котором выход товарной нефти получается максимальным. Данные этого теста используют затем для корректировки стандартных PVT-свойств, полученных при проведении фракционного испарения, чтобы учесть влияние сепарационной установки (подробнее об этом будет сказано далее, в разделе 8.2).

Альтернативой проведению тестов по однократной сепарации является их численное моделирование, в ходе которого применяются так называемые K-значения, введенные Стендингом (см. § 8.5).

8.2. Методы корректировки, применяемые при расчете стандартных PVT-свойств нелетучих нефтей

Как правило, стандартные PVT-свойства, полученные на основе анализа по методу фракционного испарения, требуют корректировки, целью которой является учет наличия сепарационных установок. Далее мы рассмотрим два метода корректировки:

(1) метод ABW и (2) модифицированный метод Потманна. ABW-метод распространен более широко, однако он дает чуть заниженные значения B_o и R_s по сравнению с модифицированным методом Потманна. Данные методы применяют в основном к нелетучим нефтям.

С помощью тестов по однократной сепарации определяется оптимальное давление в сепараторе, а также *скорректированные* или, по-другому, *истинные* значения R_s и B_o в точке насыщения, плотность товарной нефти и отсепарированного газа. Если сравнить результаты этого исследования и DVA-анализа, то мы увидим, что практически все интересующие нас параметры будут иметь более низкие значения. В качестве примера возьмем известный образец нелетучей нефти:

	DVA	Однократная сепарация
R_s при давлении насыщения, м^3/м^3	179,23	149,24
B_o при давлении насыщения, м^3/м^3	1,584	1,466
Плотность товарной нефти, в г/см^3	0,835	0,820
Плотность газа	1,070	0,952

Результаты теста по однократной сепарации относятся к оптимальному давлению в первой ступени сепарационной установки, которое равно 6,89 бар.

Заметим, что целью любого метода корректировки является внесение поправок во все стандартные PVT-свойства. Делается это для того, чтобы получить истинные значения R_s и B_o.

8.2.1. ABW-метод

Как следует из заглавия, Амикс, Басс и Уайтинг (ABW) (1960) первыми разработали данный метод (Мозес, 1986). Он является полностью эмпирическим и основан на измерении R_s и B_o (в точке насыщения) в ходе проведения исследований методом фракционного испарения (DVA) и однократной сепарации.

Скорректированное и нескорректированное значения объемного коэффициента нефти при заданном давлении связаны друг с другом следующим образом:

$$B_o = B_{od}\left(\frac{B_{ofb}}{B_{odb}}\right), \tag{8.3}$$

где B_o — скорректированный объемный коэффициент нефти; B_{od} — нескорректированный объемный коэффициент нефти; B_{ofb} — объемный коэффициент нефти в точке насыщения (по результатам однократной сепарации); B_{ofb} — объемный коэффициент нефти в точке насыщения (по результатам DVA).

По аналогии с предыдущим выражением, скорректированный и нескорректированный газовые факторы будут связаны друг с другом формулой:

$$R_s = R_{sfb} - \left(\frac{B_{ofb}}{B_{odb}}\right)(R_{sdb} - R_{sd}), \tag{8.4}$$

где R_s — скорректированный газовый фактор; B_{od} — нескорректированный газовый фактор; B_{ofb} — газовый фактор в точке насыщения (по результатам однократной сепарации); B_{ofb} — газовый фактор в точке насыщения (по результатам DVA).

Результаты (для нелетучей нефти), полученные на основе данного метода, можно посмотреть в приложении D, отчет RFL 88001.

8.2.2. Модифицированный метод Потманна

При применении ABW-метода может произойти одна неприятная вещь, которая заключается в том, что при низких значениях давления газовые факторы могут оказаться отрицательными (Потманн и Томпсон, 1986). Чтобы этого избежать, Потманн и Томпсон предложили альтернативный метод, введя следующее соотношение:

$$R_s = R_{sd}\left(\frac{R_{sfb}}{R_{sdb}}\right) R_s = R_{sd}\left[\frac{R_{sfb}}{R_{sdb}}\right]. \tag{8.5}$$

В итоге возможность получения отрицательных величин исчезает. С целью расширения этого метода Уолш (1996) предложил определять скорректированное значение B_o на основе B_{ofb}, B_{odb}, а также на основе значений плотности товарной нефти, полученных в ходе однократной сепарации и фракционного испарения:

$$B_o = B_{od}\left[\frac{B_{ofb}}{B_{odb}}\left(\frac{R_s}{R_{sb}}\right) + \left(1 - \frac{R_s}{R_{sb}}\right)\left(\frac{131,5 + \gamma_{APId}}{131,5 + \gamma_{APIf}}\right)\right], \tag{8.6}$$

где γ_{APIf} — плотность товарной нефти (в градусах API), рассчитанная на основе сепарационных тестов; γ_{APId} — плотность товарной нефти (в градусах API), рассчитанная на основе DVA; R_{sb} — газовый фактор в точке насыщения.

Скорректированные значения R_s и R_{sb} из (8.5) необходимо затем подставить в выражение (8.6). Метод коррекции Уолша основывается на простом факте, что B_o пропорционален плотности товарной нефти. Как видно, в данном случае поправочный коэффициент зависит от отношения объемных коэффициентов нефти, измеренных в ходе сепарации и фракционного испарения (в точке насыщения), а также от отношения плотностей товарной нефти, рассчитанных по результатам однократной сепарации и DVA (при стандартных условиях). Вместе (8.5) и (8.6) представляют собой модифицированный метод Потманна.

Сравнение обоих вышеописанных методов с прогнозами, даваемыми уравнениями состояния, показало, что ABW-метод дает результаты несколько хуже, чем метод Потманна (Уолш, 1996). Однако, если рассматривать в целом, оба этих метода дают вполне приемлемый результат, в особенности при давлениях, близких к давлению насыщения. При средних же и низких давлениях коэффициенты R_s и B_o, рассчитанные по ABW-методу, получаются несколько ниже, причем чем ниже давление, тем бóльшим будет несоответствие с реальными величинами. Модифицированный метод Потманна дает хорошие результаты во всем диапазоне давлений.

Пример 1. Корректировка PVT-свойств нелетучей нефти с учетом наличия сепараторов

В таблице 8.1 показаны предварительные данные о стандартных PVT-свойствах нелетучей нефти в зависимости от давления в системе. Эти данные были получены на основе стандартного DVA-анализа, поэтому не учитывают влияние процесса многоступенчатой сепарации. По результатам исследований (в частности, DVA) рассматриваемый флюид имеет следующие свойства: давление насыщения равно $124,02$ бар, объемный коэффициент нефти — $1,584$, газовый фактор равен $179,23$ м^3/м^3, а плотность

товарной нефти — $0,835$ г/см^3. В ходе проведения экспериментов по однократной сепарации было выяснено, что оптимальное давление в первой сепарационной ступени составляет $6,89$ бар, объемный коэффициент нефти равен $1,466$, газовый фактор — $149,24$, а плотность товарной нефти составляет $0,820$ г/см^3. Получить скорректированные PVT-свойства, учитывающие наличие сепараторов, используя как ABW, так и модифицированный метод Потманна.

Решение. На основе данных по однократной сепарации получаем, что $B_{ofb} = 1,466$ м^3/м^3, а $R_{sfb} = 149,24$ м^3/м^3. Эти же цифры по данным DVA: $B_{odb} = 1,584$ м^3/м^3, а $R_{sdb} = 179,23$ м^3/м^3. Далее, применяя ABW-метод и используя формулы (8.3) и (8.4), получаем величины, приведенные в табл. 8.2.

Из экспериментов по однократной сепарации имеем: $\gamma_{APId} = 38,0°$ API ($0,835$ г/см^3), а $\gamma_{APIf} = 41,1°$ API ($0,820$ г/см^3). Применяя модифицированный метод Потманна ((8.5) и (8.6)), получаем данные, указанные в табл. 8.3.

8.3. Расчет стандартных PVT-свойств газоконденсатов и летучих нефтей

Стандартные PVT-свойства газоконденсатов и летучих нефтей рассчитываются с применением одного из следующих методов: (1) алгоритма Уолша–Таулера, (2) метода Уитсона–Торпа, (3) метода кубических уравнений состояния (EOS-метод).

В последнем методе необходимо создать модель пластового флюида, используя уравнение состояния третьей степени. Данный метод требует большого объема вычислений и написания сложных компьютерных программ, но, несмотря на все это, не всегда дает лучший результат по сравнению с двумя другими алгоритмами. По этой причине мы не стали включать EOS-метод в материал книги, однако заинтересованный читатель может обратиться к одной из следующих ссылок: Коатс, 1985; Коатс и Смарт, 1980; Фирозабади, 1988.

8.3.1. Алгоритм Уолша–Таулера

Данный метод является самым простым из описанных нами, поскольку здесь требуется знать только результаты стандартных CVD-экспериментов. К тому же, он идеально приспособлен для табличных расчетов. Алгоритм Уолша–Таулера основан на балансе масс в камере PVT, в ходе проведения эксперимента по снижению давления при постоянном объеме. При этом нужно знать следующие данные:

1) коэффициент нефтеизвлечения при каждом давлении;
2) коэффициент извлечения газа при каждом давлении;
3) равновесное значение z-фактора при каждой величине давления в ходе истощения;
4) двухфазный z-фактор;
5) объемную долю жидкости при каждом давлении;
6) начальную долю отсепарированного газа и товарной нефти, приходящихся на единицу массы пластового флюида;
7) начальный объемный коэффициент пластового газа.

Общий коэффициент извлечения газа, как правило, подразделяется на газоотдачу первой ступени сепарации, второй ступени и коэффициент извлечения отводящегося из складского резервуара газа. Как легко заметить, данное деление предполагает наличие

Таблица 8.1. Нескорректированные стандартные PVT-свойства нелетучей нефти (см. пример 1)

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/тыс. м^3	R_s, м^3/м^3
137,80	1,578	8,821	179,23
124,02	1,584	8,821	179,23
110,24	1,562	12,473	170,69
96,46	1,506	14,552	152,54
82,68	1,446	17,248	132,78
68,90	1,400	21,013	117,12
55,12	1,347	26,238	99,32
41,34	1,297	34,497	82,05
27,56	1,244	49,105	63,54
13,78	1,180	84,107	40,76

Таблица 8.2. Стандартные PVT-свойства нелетучей нефти (см. пример 1), скорректированные на основе ABW-метода

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/тыс. м^3	R_s, м^3/м^3
137,80	1,460	8,821	149,242
124,02	1,466	8,821	149,242
110,24	1,446	12,473	141,340
96,46	1,394	14,552	124,538
82,68	1,338	17,248	106,241
68,90	1,296	21,013	91,753
55,12	1,247	26,238	75,271
41,34	1,200	34,497	59,305
27,56	1,151	49,105	42,165
13,78	1,092	84,107	21,092

Таблица 8.3. Стандартные PVT-свойства нелетучей нефти (см. пример 1), скорректированные с использованием модифицированного метода Потманна

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/тыс. м^3	R_s, м^3/м^3
137,80	1,460	8,821	149,242
124,02	1,466	8,821	149,242
110,24	1,450	12,473	142,123
96,46	1,406	14,552	127,012
82,68	1,359	17,248	110,566
68,90	1,323	21,013	97,519
55,12	1,281	26,238	82,693
41,34	1,240	34,497	68,329
27,56	1,197	49,105	52,916
13,78	1,144	84,107	33,942

двух сепараторов высокого давления, однако алгоритм применим и к абсолютно любой конфигурации.

Данные о нефте- и газодобыче обычно представляют исходя из того, что изначально имеется некое номинальное количество газового эквивалента[1]. В большинстве зарубежных отчетов за номинал берется цифра 28300 м^3. Газовый эквивалент есть не что иное, как сумма объемов отсепарированного газа и товарной нефти, измеренных в поверхностных условиях. При этом последний объем переводится в эквивалентный газу с учетом того, что один моль товарной нефти равен 10,73 м^3 газового эквивалента. Более подробно о том, что из себя представляет газовый эквивалент, будет сказано далее (см. главу 11). Обозначим начальный объем газового эквивалента, отсепарированного газа и товарной нефти соответственно буквами G_e, G и N. Тогда величины G/G_e и N/G_e будут представлять собой объемы отсепарированного газа и товарной нефти, приходящиеся на единицу объема газового эквивалента. Коэффициент N/G — это начальное содержание летучей нефти в газе, R_{vi}. Константы G/G_e, N/G_e и G_e входят в стандартный отчет о PVT-свойствах.

В большинстве отчетов о PVT-свойствах вместо начального объемного коэффициента пластового газа приводится начальный коэффициент расширения газа, который обычно определяется как отношение объема газового эквивалента, измеренного в поверхностных условиях, к единице объема пласта. Тогда объемный коэффициент газа и коэффициент расширения будут связаны друг с другом следующим образом:

$$B_{gi} = \frac{1}{(\text{коэфф. расширения газа})y_{gi}}, \tag{8.7}$$

где y_{gi} — молярная доля отсепарированного газа (по отношению к общему объему), которая равна G/G_e.

Алгоритм Уолша–Таулера состоит из восемнадцати последовательно решаемых уравнений. Процедуру решения необходимо выполнять полностью при каждом значении давления в ходе проведения CVD, после чего мы получим набор стандартных PVT-свойств, относящихся к определенной величине давления. Представленная ниже процедура является несколько модифицированным алгоритмом Уолша–Таулера (Уолш и Таулер, 1995). Отличие состоит в том, что в оригинальном алгоритме используется значение двухфазного z-фактора, измеренного до удаления избыточного газа, а в модифицированном — после (лаборатории использую в основном последний метод). В итоге при использовании видоизмененного алгоритма отпадает необходимость пересчета двух групп двухфазного z-фактора.

Сначала, в качестве подготовительного шага, нужно вычислить объем, соответствующий начальному количеству газового эквивалента G_e, поскольку далее мы будем постоянно использовать этот параметр. Данный объем в пластовых условиях равен:

$$V_T = B_{gi}G = \frac{G_e}{\text{коэфф. расширения газа}}. \tag{8.8}$$

Следующие ниже расчеты проводятся при каждом j-м значении давления, где $j = 1$ соответствует начальному условию. Общее количество газа, добытого при j-м значении давления, будет равно:

$$G_{p,j} = G_{p1,j} + G_{p2,j} + G_{p3,j}, \tag{8.9}$$

[1]В лабораториях по исследованию PVT-свойств термин «поток флюида из скважины» используется как синоним газового эквивалента. Иногда также употребляют термин «жирный газ».

где $G_{p1,j}$, $G_{p2,j}$ и $G_{p3,j}$ — это коэффициенты суммарной добычи газа в первом, втором сепараторах, а также в промысловом резервуаре соответственно. Отметим, что $G_{p,1}=0$. Объем нефтяной фазы при j-м значении давления равен

$$V_{o,j} = V_T \nu_{o,j}, \tag{8.10}$$

где $\nu_{o,j}$ — объемная доля нефтяной фазы при j-й величине давления (должна быть известна). Общее количество молей при j-м значении давления, оставшихся после удаления избыточного газа, находится следующим образом:

$$n_{T,j} = \frac{(p_j/z_{2,j})}{(p_1/z_{2,1})}, \tag{8.11}$$

где $z_{2,j}$ — двухфазный z-фактор на j-м уровне, а $n_{T,j}$ выражается в виде доли от начального числа молей. Переменные, стоящие в правой части (8.11), известны. Заметим также, что p_1 и $z_{2,1}$ — это начальные величины, при этом $n_{T,1}=1$. Величина $(1-n_{T,j})$ представляет собой долевую отдачу, выраженную в молях. Уравнение (8.11) следует из определения двухфазного z-фактора, данного в (8.2). Объем газовой фазы при j-й величине давления находится как

$$V_{g,j} = V_T - V_{o,j}. \tag{8.12}$$

Количество молей газовой фазы на j-м уровне давления, остающихся после удаления избыточного газа, можно вычислить из следующей формулы:

$$n_{g,j} = \frac{(p_j z_1 V_{g,j})}{(p_1 z_j V_T)}, \tag{8.13}$$

где $n_{g,j}$ выражается в виде доли от начального числа молей. Данное соотношение выводится из уравнения состояния реального газа. Тогда количество газа (в молях), удаленного из камеры PVT при j-й величине давления, будет равно

$$\Delta n_{g,j} = n_{T,j-1} - n_{T,j}, \tag{8.14}$$

где $\Delta n_{g,j}$ выражено в виде доли от начального числа молей (предполагается, что происходит удаление только свободного газа). Отметим также, что $\Delta n_{g,1}=0$. Объем добытого газа при снижении давления на одну ступень, т. е. при переходе от j-го к $j-1$ уровню, равен

$$\Delta G_{p,j} = G_{p,j} - G_{p,j-1}. \tag{8.15}$$

Аналогичным образом объем добываемой товарной нефти будет определяться как

$$\Delta N_{p,j} = N_{p,j} - N_{p,j-1}, \tag{8.16}$$

где $\Delta G_{p,1}$ и $\Delta N_{p,1}$ равны нулю. Объем отсепарированного газа (в поверхностных условиях), остающийся в камере при j-м значении давления после удаления избыточного газа, будет равен

$$G_j = G_{j-1} - \Delta G_{p,j}. \tag{8.17}$$

Таким же образом вычисляется и объем оставшейся товарной нефти:

$$N_j = N_{j-1} - \Delta N_{p,j}. \tag{8.18}$$

Заметим, что $G_1 = G$, а $N_1 = N$. Коэффициент $\Delta n_{g,j}$ представляет собой не что иное, как молярную долю газовой фазы, удаленную из камеры (данный коэффициент можно рассчитать, поделив (8.14) на (8.13)). Тогда объем отсепарированного газа (в поверхностных условиях), остающегося в свободной фазе при j-м значении давления после удаления избыточного газа, будет равен

$$G_{fg,j} = \frac{n_{g,j}\Delta G_{p,j}}{\Delta n_{g,j}}. \tag{8.19}$$

В случае товарной нефти эта формула выглядит как

$$N_{fg,j} = \frac{n_{g,j}\Delta N_{p,j}}{\Delta n_{g,j}}. \tag{8.20}$$

Объем прошедшего через сепаратор газа (в поверхностных условиях), оставшийся в нефти после удаления избыточного газового объема при j-м значении давления, равен

$$G_{fo,j} = N_j - N_{fg,j}. \tag{8.21}$$

Аналогично находится и объем товарной нефти:

$$N_{fo,j} = N_j - N_{fg,j}. \tag{8.22}$$

Уравнения (8.21) и (8.22) выведены исходя из предположения, что общий объем отсепарированного газа или товарной нефти должен находиться либо в нефтяной, либо в газовой фазе. Объемный коэффициент нефти при j-м значении давления:

$$B_{o,j} = \frac{V_{o,j}}{N_{fo,j}}. \tag{8.23}$$

Объемный коэффициент газа при j-й величине давления:

$$B_{g,j} = \frac{V_{g,j}}{G_{fo,j}}. \tag{8.24}$$

Газовый фактор:

$$R_{s,j} = \frac{G_{fo,j}}{N_{fo,j}}. \tag{8.25}$$

Содержание летучей нефти в общем объеме газа при j-м значении давления:

$$R_{v,j} = \frac{N_{fg,j}}{G_{fg,j}}. \tag{8.26}$$

Уравнения (8.23)–(8.26) следуют непосредственно из определений данных величин. Расчет стандартных PVT-свойств выполняют для каждого значения давления, последовательно применяя формулы с (8.8) по (8.26). Исключение составляет только $j = 1$, т. е. давление начала конденсации, так как в данной точке B_g и B_v вычисляются заранее. В примере 2 показана процедура расчетов на примере газоконденсата, здесь же

можно посмотреть, как вычисляются PVT-свойства при давлениях выше точки начала конденсации.

Поскольку весь алгоритм основывается на законе сохранения массы, он является абсолютно строгим. Также полученные на основе данного алгоритма результаты будут отражать все экспериментальные ошибки, так как в качестве входных данных мы используем промысловые данные. Алгоритм может давать и нереальные с точки зрения физики результаты, если в исходных данных содержится слишком много ошибок. Например, при существовании экспериментальной ошибки можно получить немонотонное изменение параметров B_o и R_s (ниже точки начала конденсации). Если такое явление имеет место, то промысловые данные нужно внимательно проверить на предмет возникновения в них ошибок и применить сглаживающую процедуру. Особенно подвержены ошибкам измерения, связанные с маленькими объемами жидкости.

Главным недостатком алгоритма Уолша–Таулера является то, что полученные в результате стандартные PVT-свойства будут применимы только к определенной группе сепарационных условий, указанных в отчете. Если же условия сепарации отличаются, то PVT-свойства необходимо рассчитывать при помощи альтернативного метода. Еще один существенный недостаток — то, что в алгоритме Уолша–Таулера требуются данные о добыче, взятые из эксперимента по истощению при постоянном объеме (эти данные предоставляются далеко не всеми лабораториями). При отсутствии таковых используют процедуру расчета с применением K-значений Стендинга.

Пример 2. Расчет стандартных PVT-свойств газоконденсата с помощью алгоритма Уолша–Таулера

Рассчитать стандартные PVT-свойства газоконденсата, указанного в отчете RFL 88002 (см. приложение D.2), используя алгоритм Уолша–Таулера, а также следующие значения манометрического давления: 82,68; 124,02; 172,25; 220,48; 268,71; 311,50; 330,72 и 365,17 бар. Давление начала конденсации равно 311,50 бар.

Решение. Давления выше и ниже точки конденсации нужно рассматривать отдельно. Так, при давлениях ниже этой самой точки для расчета PVT-свойств, как правило, используется алгоритм Уолша–Таулера и данные CVD-эксперимента. В противном случае свойства вычисляют на основе CCE-теста.

Сначала рассчитаем PVT-свойства при давлениях ниже начала конденсации (т. е. с помощью алгоритма Уолша–Таулера). В таблице 8.4 приведены исходные данные, взятые непосредственно из отчета об исследовании PVT-свойств и зависящие от условий сепарации. В данном случае применялся сепаратор, состоящий из трех ступеней: температура и давление в первой ступени равны соответственно 32° C и 72,35 бар, во второй — 21° C и 5,51 бар. На основе представленного PVT-отчета можно найти состав начального флюида, выраженный через объемы товарной нефти и отсепарированного газа. Так, если взять $28,3$ м^3/тыс. м^3 газового эквивалента, то мы получим следующее соотношение объемов:

товарная нефть — $18,98$ м^3;
газ, отсепарированный в первой ступени, — $22,58$ тыс. м^3;
газ, отсепарированный во второй ступени — $2,41$ тыс. м^3;
газ, выделившийся при перекачке в складской резервуар, — $0,66$ тыс. м^3.

Отсюда видно, что начальный флюид содержит (в общем) $25,65$ м^3 газа на $28,3$ тыс. м^3 газового эквивалента. На основе этих результатов можно записать: $G_e = 28,3$ тыс. м^3, $G = 25,65$ тыс. м^3, $N = 18,98$ м^3. Молярная доля отсепарированного газа $y_{gi} = G/G_e = 0,9064$.

Таблица 8.4. Расчет стандартных PVT-свойств газоконденсата (RFL 88002) с помощью алгоритма Уолша–Таулера

Входные данные								
j	Абс. p, бар	G_{p1}, тыс. м^3	G_{p2}, тыс. м^3	G_{p3}, тыс. м^3	N_p, м^3	z	z_2	v_o^*
1	312,51	0,000	0,000	0,000	0,000	0,950	0,950	0,000
2	269,72	2,060	0,177	0,050	1,248	0,908	0,899	0,068
3	221,49	5,222	0,391	0,113	2,620	0,876	0,860	0,103
4	173,26	9,036	0,595	0,176	3,829	0,873	0,834	0,123
5	125,03	13,296	0,787	0,239	4,859	0,890	0,817	0,123
6	83,69	17,015	0,956	0,296	5,703	0,917	0,794	0,116

*Объемное содержание жидкости меняется в пределах от 5 до 6,8% с учетом возможной ошибки.

Полученные результаты									
	(1) Ур-е (8.9)	(2) Ур-е (8.10)	(3) Ур-е (8.11)	(4) Ур-е (8.12)	(5) Ур-е (8.13)	(6) Ур-е (8.14)	(7)	(8) Ур-е (8.15)	(9) Ур-е (8.18)
j	G_p, тыс. м^3	V_o, м^3	n_T	V_g, м^3	n_g	Δn_g	$n_g/\Delta n_g$	ΔG_p, тыс. м^3	ΔN_p, м^3
1	0,000	0,000	1,0000	125,98	1,0000	0,0000		0,000	0,000
2	2,286	8,567	0,9120	117,42	0,8416	0,0880	9,5690	2,286	1,248
3	5,726	12,976	0,7829	113,00	0,6895	0,1291	5,3396	3,440	1,372
4	9,808	15,496	0,6315	110,49	0,5291	0,1514	3,4951	4,082	1,208
5	14,321	15,496	0,4652	110,49	0,3745	0,1663	2,2520	4,513	1,030
6	18,267	14,614	0,3204	111,36	0,2453	0,1448	1,6938	3,946	0,844

Полученные результаты										
	(10) Ур-е (8.17)	(11) Ур-е (8.18)	(12) Ур-е (8.19)	(13) Ур-е (8.20)	(14) Ур-е (8.21)	(15) Ур-е (8.22)	(16) Ур-е (8.23)	(17) Ур-е (8.24)	(18) Ур-е (8.25)	(19) Ур-е (8.26)
j	G, тыс. м^3	N, м^3	G_{fg}, тыс. м^3	N_{fg}, м^3	G_{fo}, тыс. м^3	N_{fo}, тыс. м^3	B_o^*	B_g^*	R_s^*	R_v^*
1	25,65	18,92	25,65	18,92	0,000	0,000	6,656	4,9105	1355,2	737,69
2	23,36	17,68	21,88	11,94	1,486	1,021	1,494	5,3655	259,0	546,11
3	19,92	16,31	18,37	7,33	1,557	1,598	1,445	6,1521	173,4	398,90
4	15,84	15,11	14,27	4,23	1,577	1,936	1,425	7,7421	144,9	296,09
5	11,33	14,07	10,16	2,32	1,165	2,091	1,319	10,8716	99,1	228,11
6	7,38	13,23	6,68	1,43	0,700	2,099	1,239	16,6641	59,3	214,06

*B_o – м^3/м^3, B_g – м^3/тыс. м^3, R_s – м^3/м^3, R_v – м^3/млн м^3.

На второй странице отчета приведен начальный коэффициент расширения газа, равный $0,225$ тыс. м^3 (газового эквивалента)/м^3. Используя (8.7), можно вычислить начальный объемный коэффициент газа, который равен $1/[(0,225)(0,9064)]$, или $B_{gi} = 4,91$ м^3/тыс. м^3. Так как в алгоритме Уолша–Таулера все измерения ведутся исходя

из $28,3$ м^3 газового эквивалента (в стандартных условиях), то, применяя (8.8), можно найти, что этот объем будет соответствовать пластовому значению, равному $V_T = (25,65)(B_{gi}) = 125,94$ м^3.

Остальные результаты, полученные на основе выражений (8.9)–(8.26), показаны в таблице (колонки с 1 по 19). Окончательные стандартные PVT-свойства расположены в колонках с 16 по 19 включительно.

При помощи алгоритма Уолша–Таулера невозможно вычислить значения B_o и R_s при давлении начала конденсации. Поэтому рассчитаем свойства газового эквивалента, т.е. $R_{si} = 1/R_{vi} = 1355,20$ м^3/м^3 и $B_{oi} = (B_{gi})(R_{si}) = 6,656$ м^3/м^3. Для того чтобы узнать истинные значения B_o и R_s в точке росы (точке начала конденсации), нужно выполнить процедуру экстраполяции данных, рассчитанных при более низких давлениях, на эту точку.

При давлении выше точки начала конденсации определяют только B_g и R_v, причем последний параметр будет всюду постоянным. Значение же B_g падает с ростом давления. Для его вычисления можно воспользоваться данными, приведенными на второй странице отчета RFL 88002, поскольку B_g определяется как произведение объемного коэффициента газа в точке росы и относительного объема. Тогда объемный коэффициент газа при давлениях $330,72$ и $365,17$ бар будет равен соответственно $(4,9105)(0,9699)$ и $(4,9105)(0,9261)$ или, после преобразования, $4,7627$ и $4,5476$ м^3/тыс. м^3.

8.3.2. Метод Уитсона–Торпа

Данный метод более универсален, чем алгоритм Уолша–Таулера, однако требует намного большего объема вычислений и применения процедуры моделирования однократной сепарации (см. § 8.5.1).

Преимущество метода Уитсона–Торпа заключается в том, что он может применяться при любых условиях сепарации, в отличие от алгоритма Уолша–Таулера, в котором сепарационные условия берутся из опыта по истощению при постоянном объеме.

В данном методе выполняется обратный расчет равновесного состава нефти на основе равновесного состава газа. Далее, газовую и нефтяную фракции, используя K-значения и моделирование, гипотетически пропускают (по отдельности) через сепараторы, чтобы знать состав товарной нефти и отсепарированного газа, и уже на основе полученных данных вычисляют стандартные PVT-свойства. Гласо и Уитсон (1979) установили также, что приемлемым является использование K-значений Стендинга.

Для успешного применения метода Уитсона–Торпа необходимо знать следующие результаты CVD-теста: (1) равновесный состав газа при каждом значении давления, (2) объемный процент жидкости на каждом этапе истощения (после удаления избыточного газа), (3) z-фактор равновесного газового состава, (4) объем добычи (в молях) на каждом шаге истощения. Кроме этого, нужно знать, чему равен молекулярный вес компонентов C_{7+} и относительный вес газа, находящегося в равновесии.

Метод Уитсона–Торпа подразделяется на семь процедур: (1) расчет равновесного состава нефти, (2) вычисление плотности пластовой нефти, (3) расчет молекулярного веса компонентов C_{7+} нефти (с равновесным составом), (4) вычисление удельного веса компонентов C_{7+}, (5) расчеты, связанные с моделированием однократной сепарации, (6) вычисление плотности товарной нефти и (7) расчет стандартных PVT-свойств. Рассмотрим каждую из них в отдельности.

8.3.2.1. Равновесный состав нефти

Настоящая часть практически полностью взята из оригинальной работы Уитсона и Торпа (1983). Обозначим буквой k этапы истощения, в ходе которых значение давления остается на прежнем уровне. Как правило, CVD-тест состоит из шести или семи таких этапов. Общее количество молей флюида на k-м этапе (после удаления избыточного газа) есть сумма числа молей жидкой и испаренной фаз:

$$n_{Tk} = n_{Lk} + n_{Vk}. \tag{8.27}$$

Подобным образом можно вычислить общее число молей каждого из компонентов:

$$n_{Tk} z_{jk} = n_{Lk} x_{jk} n_{Vk} y_{jk}, \tag{8.28}$$

где z_{jk} — общая молярная доля компонента j на k-м этапе. Если предположить, что изначально у нас имеется 1 моль флюида, то общее число молей, оставшихся после удаления избыточного газа, будет равно:

$$n_{Tk} = 1 - \sum_{i=2}^{k} \Delta n_{pi}, \tag{8.29}$$

где Δn_{pi} — число молей газа, удаленных на i-м этапе. Аналогично будет выглядеть и соотношение, относящееся к каждому компоненту в отдельности:

$$n_{Tk} z_{jk} = z_{j1} - \sum_{i=2}^{k} \Delta n_{pi} y_{ji}. \tag{8.30}$$

Объем флюида в камере равен

$$V_c = \frac{z_d RT}{p_d}, \tag{8.31}$$

где z_d — начальный z-фактор (в точке росы), p_d — начальное давление (точки начала конденсации), R — универсальная газовая постоянная ($R = 8,31$ Дж/(моль·К)). Также значение V_c можно найти по формуле:

$$V_c = \frac{M_{wd}}{\rho_d}, \tag{8.32}$$

где M_{wd} — это начальный молекулярный вес флюида, а ρ_d — начальная плотность флюида. Объем жидкой фазы на k-м этапе:

$$V_{Lk} = S_{Lk} V_c, \tag{8.33}$$

где S_{Lk} — объемная доля жидкости (измеренная после удаления избыточного газа). Объем испаренной фазы:

$$V_{Vk} = (1 - S_{Lk}) V_c. \tag{8.34}$$

Используя уравнение состояния реального газа, можно найти число молей газовой фазы:

$$n_{Vk} = \frac{p_k V_{Vk}}{z_k RT}. \tag{8.35}$$

Если выразить (8.28) относительно x_{jk}, то получим, что

$$x_{jk} = \frac{n_{Tk} z_{jk} - n_{Vk} y_{jk}}{n_{Tk} - n_{Vk}}. \tag{8.36}$$

Процедура расчета равновесного состава нефти выглядит следующим образом:

1. При помощи (8.31) или (8.32) рассчитывают V_c.
2. Используя (8.29), вычисляют n_{Tk}.
3. С помощью (8.30) рассчитывают z_{jk}.
4. При помощи (8.34) находят, чему равно V_{Vk}.
5. Вычисляют n_{Vk}, используя выражение (8.35).
6. Наконец, с помощью (8.36) находят x_{jk}.

8.3.2.2. Плотность нефти и газа

Молярную плотность нефти можно найти из следующего выражения:

$$\rho_{Lk} = \frac{n_{Tk} - n_{Vk}}{V_{Lk}}, \tag{8.37}$$

где V_{Lk} находится из (8.33).

8.3.2.3. Молекулярный вес компонентов C_{7+}, содержащихся в нефтяной фазе

Общая масса флюида на k-м этапе равна сумме масс нефти и газа, т. е.

$$m_{Tk} = m_{Lk} + m_{Vk}. \tag{8.38}$$

Если предположить, что изначально у нас имеется 1 моль флюида, то его масса после удаления избыточного газа на k-м этапе истощения будет равна:

$$m_{Tk} = M_{ws} - \sum_{i=2}^{k} \Delta n_{pi} M_{wVi}, \tag{8.39}$$

где M_{ws} — начальный молекулярный вес флюида, а M_{wVi} — молекулярный вес газовой фазы на i-м этапе истощения. Масса газовой фазы:

$$m_{Vk} = n_{Vk} M_{wVk}. \tag{8.40}$$

Масса нефтяной фазы:

$$m_{Lk} = m_{Tk} - m_{Vk}. \tag{8.41}$$

Общая масса на k-м этапе истощения:

$$m_{Tk} = M_{wLk} n_{Lk} + M_{wVk} n_{Vk}. \tag{8.42}$$

Выражая отсюда M_{wLk}, находим, что молекулярный вес нефтяной фазы равен

$$M_{wLk} = \frac{m_{Tk} - M_{wVk}}{n_{Vk}}. \tag{8.43}$$

Тогда молекулярный вес компонентов C_{7+} будет определяться по следующей формуле:

$$M_{wC_{7+},k} = \frac{M_{wLk} - \sum_{i=1}^{N_c-1} M_{wik} x_{ik}}{x_{C_{7+},k}}, \tag{8.44}$$

где M_{wik} — это молекулярный вес чистого компонента i, а $x_{C_{7+},k}$ — молярная доля псевдокомпонента C_{7+} в нефтяной фазе на k-м этапе истощения. Буквой N_c обозначено общее число компонентов исследуемого вещества, а суммирование от $i = 1$ до $i = (N_c - 1)$ выполняется по всем компонентам, за исключением C_{7+}.

8.3.2.4. Удельный вес компонентов C_{7+}

Эффективное (парафиновое) углеродное число n любой фракции C_{7+} можно найти, зная молекулярный вес:

$$n = \frac{(M_{wC_{7+}} - 2)}{14}, \tag{8.45}$$

где $M_{wC_{7+}}$ — молекулярный вес фракции C_{7+}. Удельный вес и эффективное углеродное число связаны друг с другом следующим соотношением (Ахмед, 1985, 1989):

$$\gamma_{C_{7+}} = a_1 + a_2 n + a_3 n^2 + a_4 n^3 + a_5/n, \tag{8.46}$$

где $\gamma_{C_{7+}}$ — удельный вес компонентов C_{7+}, а a_1–a_5 — это константы, значения которых равны:

$$a_1 = 0,86714949,$$
$$a_2 = 3,4143408 \cdot 10^{-3},$$
$$a_3 = -2,839627 \cdot 10^{-5},$$
$$a_4 = 2,4943308 \cdot 10^{-8},$$
$$a_5 = -1,1627984.$$

8.3.2.5. Эффективность процедуры сепарации

Количество молей отсепарированного газа и товарной нефти, получающихся из одного моля равновесной нефти и одного моля равновесного газа, рассчитываются на основе моделирующей процедуры с использованием K-значений Стендинга. В ходе ее реализации мы получаем две группы величин L и V, одну для равновесной нефти, а другую для газа. При однократном разгазировании нефти $x_o = L$, $x_g = V$; при пропускании через сепаратор газа $y_o = L$, $y_g = V$. Здесь x_o и x_g — это молярные доли товарной нефти и отсепарированного газа, приходящиеся на единицу объема равновесной нефти, а y_o и y_g — те же самые параметры, только приходящиеся на единицу объема равновесного газа. На основе модели процесса однократной сепарации можно рассчитать также состав товарной нефти и отсепарированного газа на каждом сепарационном этапе. Первая из этих величин используется при оценке плотности товарной нефти.

8.3.2.6. Плотность товарной нефти

Наиболее точно данный параметр можно вычислить, используя уравнение состояния третьего порядка Алани–Кеннеди (1960) (подробнее см. приложение В). В качестве исходных параметров здесь необходимо знать состав товарной нефти, молекулярный

вес компонентов C_{7+}, а также их удельный вес. Вообще говоря, можно использовать и другой подобный метод расчета плотности товарной нефти, однако результат в этом случае будет менее точным.

8.3.2.7. Стандартные PVT-свойства

Выражения для расчета B_o, R_s, B_g и R_v следуют непосредственно из определений этих параметров, т. е. из (4.18), (4.15), (4.25) и (4.22) соответственно. Тогда объемный коэффициент нефти будет равен:

$$B_o = \frac{\rho_{osc}}{\rho_o L}, \tag{8.47}$$

где ρ_o — молярная плотность нефти при текущем давлении в системе, ρ_{osc} — молярная плотность товарной нефти, L — объем добычи (в молях) товарной нефти, полученный в ходе пропускания равновесного нефтяного состава через сепараторы ($L = x_o$). Плотность товарной нефти в (8.47) можно вычислить при помощи уравнения состояния Алани–Кеннеди.

Газовый фактор:

$$R_s = \frac{\rho_{osc} y_g}{\rho_{gsc} y_o} = \frac{\rho_{osc} V}{\rho_{gsc} L}, \tag{8.48}$$

где ρ_{gsc} — молярная плотность газа в стандартных условиях, которая определяется на основании уравнения состояния идеального газа, $L = y_o$, $V = y_g$.

Объемный коэффициент газа:

$$B_g = \frac{p_{sc} T z}{p T_{sc} y_g} = \frac{p_{sc} T z}{p T_{sc} V}, \tag{8.49}$$

где p — пластовое давление (давление истощения), T — температура в пласте (абсолютная), p_{sc} — давление в стандартных (нормальных) условиях, T_{sc} — значение абсолютной температуры в нормальных условиях, z — z-фактор газа при пластовом давлении, а V — это объем паровой фазы (в молях), полученный в ходе пропускания равновесного газового состава через сепараторы ($V = y_g$). Уравнение (8.49) следует из (4.28). Если принять, что $p_{sc} = 1,01$ бар, а $T_{sc} = 288,7$ K, то (8.49) сводится к виду: $B_g = 3,5 \cdot 10^{-3} T z/(p y_g)$.

Содержание летучей нефти в общем объеме газа:

$$R_v = \frac{\rho_{gsc} y_o}{\rho_{osc} y_g} = \frac{\rho_{gsc} L}{\rho_{osc} V}, \tag{8.50}$$

где ρ_{gsc} и ρ_{osc} — плотности отсепарированного газа и товарной нефти, а V и L — молярные доли жидкостной и паровой фаз, полученные в ходе однократной сепарации равновесного газового состава ($y_o = L$, $y_g = V$). Плотность товарной нефти, фигурирующую в выражении (8.50), можно вычислить с помощью уравнения состояния Алани–Кеннеди, используя данные о составе этой самой нефти, полученные в ходе сепарации газа.

Подводя итог, следует еще раз подчеркнуть, что существует две группы параметров L и V, одна из них относится к процедуре однократной сепарации равновесной нефти, а другая — равновесного газового состава. При этом первая группа эквивалентна x_o и x_g, а вторая — y_o и y_g. Из вышесказанного следует, что ρ_{osc} также имеет два

разных значения: получаемое в ходе сепарации нефти и рассчитываемое при сепарации равновесного газа. Значение ρ_{gsc} практически всегда определяется как плотность идеального газа в нормальных условиях, поэтому оно будет единственным.

Пример 3. Расчет свойств нелетучей нефти при помощи метода Уитсона–Торпа

В таблице 8.5 показаны результаты эксперимента по истощению при постоянном объеме, проведенного на образце газоконденсата, который был отобран в Северном море (Уитсон и Торп, 1983). Начальный молекулярный вес флюида составил 35. Вычислить стандартные PVT-свойства, используя для этого метод Уитсона–Торпа и учитывая, что сепарация осуществляется в три этапа (давление и температуру на каждом из них см. в табл. 8.6). Принять также, что при падении давления ниже 89,57 бар первую ступень сепарации убирают.

Решение. Сначала необходимо рассчитать, используя процедуру Уитсона и Торпа, равновесные составы нефти. Продемонстрируем это на примере $p = 378,95$ бар ($k = 2$).

Учитывая, что у нас имеется один моль флюида, начальный объем камеры в ходе проведения CVD можно найти из (8.31):

$$V_c = \frac{z_d RT}{p_d} = \frac{(1,238)\left(8,314 \frac{\text{Па} \cdot \text{м}^3}{\text{моль} \cdot \text{К}}\right)(411^\circ \text{К})}{(466,09 \cdot 10^5 \text{ Па})} = 9,076 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Общее число молей, остающихся в камере по окончании второго этапа истощения после удаления избыточного газа, можно вычислить по формуле (8.29):

$$n_{T,2} = 1 - \sum_{i=2}^{2} \Delta n_{pi} = 1 - (0,09024) = 0,90976.$$

Количество молей метана находим, преобразуя (8.30):

$$z_{C_1,2} = \frac{z_{j1} - \sum_{i=2}^{k} \Delta n_{pi} y_{ij}}{n_{Tk}} = \frac{0,7319 - (0,09024)(0,7556)}{(0,90976)} = 0,7295.$$

Объем паровой фазы определяется выражением (8.34):

$$V_{Vk} = (1 - S_{Lk})V_c = (1 - 0,141)(9,076 \cdot 10^{-5}) = 7,796 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Число молей газовой фазы вычисляем из (8.35):

$$n_{Vk} = \frac{p_k V_c}{z_k RT} = \frac{(379,96 \cdot 10^5 \text{ Па})(7,796 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3)}{(1,089)\left(8,314 \frac{\text{Па} \cdot \text{м}^3}{\text{моль} \cdot \text{К}}\right)(411^\circ \text{К})} = 0,7995.$$

Наконец, доля метана в общем равновесном составе нефти определяется на основании (8.36):

$$x_{C_1,2} = \frac{n_{Tk} z_{jk} - n_{Vk} y_{jk}}{n_{Tk} - n_{Vk}} = \frac{(0,9076)(0,7295) - (0,7995)(0,7556)}{0,9076 - 0,7995} = 0,5405.$$

Таблица 8.5. Данные эксперимента по истощению при постоянном объеме, выполненного на образце газоконденсата (Уитсон и Торп, 1983)

	Равновесн. газовая фаза, % от общего числа молей							Равновесн. жидк. фаза. % от общего числа молей
Манометрическое давление, бар	465,075	378,95	296,27	213,59	144,69	82,68	48,23	48,23
Компонент								
Азот	0,31	0,32	0,33	0,34	0,34	0,34	0,33	0,02
Двуокись углерода	2,37	2,40	2,45	2,50	2,53	2,57	2,60	0,59
Сероводород	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Метан	73,19	75,56	77,89	79,33	79,62	78,9	77,8	12,42
Этан	7,80	7,83	7,87	7,92	8,04	8,40	8,70	3,36
Пропан	3,55	3,47	3,40	3,41	3,53	3,74	3,91	2,92
Изобутан	0,71	0,67	0,65	0,64	0,66	0,72	0,78	0,91
н-бутан	1,45	1,37	1,31	1,30	1,33	1,44	1,56	2,09
Изопентан	0,64	0,59	0,55	0,53	0,54	0,59	0,64	1,40
н-пентан	0,68	0,62	0,58	0,56	0,57	0,61	0,66	1,60
Гексаны	1,09	0,97	0,88	0,83	0,82	0,85	0,90	3,68
Гептаны+	8,21	6,20	4,09	2,64	2,02	1,84	2,12	71,01
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Молек. вес комп-тов C_{7+}	184	160	142	127	119	115	114	213,0
Удельн. вес комп-тов C_{7+}	0,816	0,799	0,783	0,77	0,762	0,758	0,757	0,833
Молек. вес флюида	35,06	30	26,08	23,82	23,06	23,06	23,58	
z-фактор	1,238	1,089	0,972	0,913	0,914	0,937	0,96	
Двухфазный z-фактор	1,238	1,109	1,009	0,929	0,873	0,798		
Добыча пластового флюида, %	0	9,024	21,74	38,67	55,68	72,15	81,3	
Объем жидкости, %	0	14,1	19,7	21,6	21,3	20,2	19,3	

Таблица 8.6. Условия сепарации

	Первичный сепаратор	Вторичный сепаратор	Складской резервуар
Давление, бар	69,91	18,24	1,01
Температура, °C	68,3	26,7	15,6

Равновесный состав нефти для других компонентов при давлении 378,95 бар (а также при более низких значениях) приведен в табл. 8.7.

Таблица 8.7. Равновесные составы нефти для рассматриваемого образца газоконденсата

	Равновесн. нефтяная фаза, % от общего числа молей							Равновесн. жидк. фаза. % от общего числа молей
Манометрическое давление, бар	465,075	378,95	296,27	213,59	144,69	82,68	48,23	48,23
Компонент								
Азот	0,31	0,229	0,180	0,119	0,092	0,035	0,015	0,02
Двуокись углерода	2,37	2,128	1,858	1,558	1,304	0,864	0,522	0,59
Сероводород	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00
Метан	73,19	54,054	42,653	33,172	26,220	16,926	10,291	12,42
Этан	7,80	7,558	7,349	7,053	6,389	4,567	3,186	3,36
Пропан	3,55	4,196	4,528	4,526	4,104	3,391	2,889	2,92
Изобутан	0,71	1,033	1,107	1,183	1,155	1,027	0,917	0,91
н-бутан	1,45	2,096	2,366	2,470	2,473	2,292	2,106	2,09
Изопентан	0,64	1,044	1,228	1,369	1,424	1,425	1,421	1,40
н-пентан	0,68	1,164	1,337	1,481	1,546	1,608	1,630	1,60
Гексаны	1,09	2,059	2,464	2,811	3,098	3,497	3,772	3,68
Гептаны+	8,21	24,440	34,931	44,259	52,195	64,368	73,250	71,01
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Молек. вес комп-тов C_{7+}	184	232,95	217,23	209,01	206,38	206,52	207,88	213,0
Удельн. вес комп-тов C_{7+}	0,816	0,846	0,838	0,833	0,832	0,832	0,833	0,833
Плотность нефти, моль/м^3		8616,08	7130,72	6210,2	5616,38	4821,4	4374,02	
Молек. вес флюида	35,06	75,92	93,78	109,25	123,15	145,99	163,53	

Для того чтобы проверить точность данного метода, расчетный равновесный состав нефти сравнили с экспериментальными результатами, которые, как правило, приводятся в отчетах (см. две последние колонки в табл. 8.7). Как видно, оба состава очень похожи между собой; то же самое можно сказать про удельный и молекулярный веса компонентов C_{7+}.

Далее, вычислим плотность нефти при манометрическом давлении $p = 378,95$ бар ($k = 2$), используя выражение (8.37):

$$\rho_{Lk} = \frac{n_{Tk} - n_{Vk}}{V_{Lk}} = \frac{0,90976 - 0,7995 \text{ моль}}{1,2797 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3} = 8616,08 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}.$$

Плотность нефти при других значениях давления приведена в табл. 8.7.

На следующем этапе рассчитывается молекулярный вес равновесного состава нефти, т. е. вес компонентов C_{7+}, для чего требуется выполнить несколько пошаговых вычислений. Продемонстрируем данную процедуру в случае $p = 378,95$ бар. Сначала при помощи уравнения (8.39) необходимо найти общую массу оставшихся фракций:

$$m_{Tk} = M_{ws} - \sum_{i=2}^{k} \Delta n_{pi} M_{wVi} = 35,06 - (0,09024 \text{ моль}) \left(30,0 \frac{\text{г}}{\text{моль}}\right) = 32,35 \text{ г},$$

где $k = 2$. На втором шаге рассчитывается масса оставшейся газовой фазы. Для этого применяем уравнение (8.40):

$$m_{Vk} = n_{Vk} M_{wVk} = (0,7995 \text{ моль}) \left(30,0 \frac{\text{г}}{\text{моль}}\right) = 23,987 \text{ г}.$$

Третий шаг заключается в нахождении с помощью выражения (8.41) массы равновесного состава нефти:

$$m_{Lk} = m_{Tk} - m_{Vk} = 32,35 - 23,987 = 8,366 \text{ г}.$$

На четвертом этапе на основе уравнения (8.43) рассчитывается молекулярный вес равновесной нефти:

$$M_{wLk} = \frac{m_{Tk} - M_{wVk} n_{Vk}}{n_{Vk}} = \frac{32,353 \text{ г} - \left(30,0 \frac{\text{г}}{\text{моль}}\right)(0,7995 \text{ моль})}{0,90976 - 0,7995 \text{ моль}} =$$
$$= 75,916 \frac{\text{г}}{\text{моль}}.$$

Наконец, на последнем шаге при помощи (8.44) находят молекулярный вес фракции C_{7+}:

$$M_{wC7+,k} = \frac{M_{wLk} - \sum\limits_{i=1}^{N_c - 1} M_{wik} x_{ik}}{x_{C7+,k}} = \frac{75,916 - 18,984 \frac{\text{г}}{\text{моль}}}{0,2444} = 232,951 \frac{\text{г}}{\text{моль}}.$$

Далее найдем, чему равен удельный вес фракции C_{7+}. Для этого сначала рассчитаем эффективное углеродное число, которое определяется выражением (8.45). Так, при давлении $p = 378,95$ бар

$$n = \frac{232,951 - 2}{14} = 16,5.$$

Теперь из (8.46) можно найти удельный вес. В случае $p = 378,95$, данное уравнение дает значение $0,846$.

Теперь пропустим равновесные составы нефти и газа через сепаратор и рассчитаем соотношение жидкой и газовой фаз на его выходе. Например, при давлении $p = 378,95$ бар, в ходе пропускания через сепаратор нефти получим $L = x_o = 0,3030$ и $V = x_g = 0,6970$. Полученный состав товарной нефти далее можно подставить в уравнение Алани–Кеннеди и найти плотность товарной нефти. Составы товарной нефти и отсепарированного газа здесь не приводятся по причине сокращения математических выкладок. В результате получаем $\rho_{osc} = 8616,08$ моль/м^3. При сепарации газа $L = y_o = 0,0773$ и $V = y_g = 0,9227$. В результате плотность товарной нефти будет равна $\rho_{osc} = 5547,18$. Остальные результаты показаны в таблице 8.8.

Стандартные PVT-свойства можно найти из выражений (8.47)–(8.50). Например, при давлении $p = 378,95$ бар на основе уравнения (8.47) получим:

$$B_o = \frac{\rho_{osc}}{\rho_o x_o} = \frac{4251,72 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}}{\left(8616,08 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right) 0,3030} = 1,628 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Из уравнения (8.48) имеем

$$R_s = \frac{\rho_{osc} y_g}{\rho_{gsc} y_o} = \frac{\left(4251,72 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)(0,6970)}{\left(42,39 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right) 0,3030} = 230,72 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Плотность газа рассчитывается в приближении идеального газа. Используя (8.49), получим:

$$B_g = \frac{p_{sc} T z}{p T_{sc} y_g} = \frac{(1,01325 \text{ бар})(411°\text{K})(1,089)}{(380,225 \text{ бар})(289°\text{K})(0,9227)} = 4,473 \frac{\text{м}^3}{\text{тыс. м}^3}.$$

Из уравнения (8.50) находим

$$R_v = \frac{\rho_{gsc} y_o}{\rho_{osc} y_g} = \frac{\left(42,39 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)(0,0773)}{\left(5547,18 \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)(0,9227)} = 640,2 \frac{\text{м}^3}{\text{млн м}^3}.$$

Для остальных значений давления процедура остается той же самой. Все рассчитанные PVT-характеристики представлены в табл. 8.8.

Таблица 8.8. Соотношение фракций на выходе из сепаратора и стандартные PVT-свойства газоконденсата из месторождения на Северном море

	Плотность товарной нефти, моль/м^3		Соотношение фракций							
			Равновесн. нефть		Равновесн. газ		Стандартные PVT-свойства*			
p, бар	Равновесн. нефть	Равновесн. газ	$L = x_o$	$V = x_g$	$L = y_o$	$V = y_g$	B_o	R_s	B_g	R_v
465,08		5069,23			0,103	0,897	4,459	1043,54	4,270	957,93
378,95	4248,50	5552,01	0,303	0,697	0,077	0,923	1,629	230,32	4,483	641,06
296,27	4425,52	5889,96	0,426	0,574	0,051	0,949	1,457	140,43	4,972	387,11
213,59	4538,17	6276,19	0,533	0,467	0,033	0,967	1,374	93,80	6,343	228,11
144,69	4505,98	6485,39	0,620	0,380	0,025	0,975	1,292	64,79	9,282	166,87
82,68	4489,89	6839,44	0,749	0,251	0,029	0,971	1,241	35,24	16,636	182,60
48,23	4409,42	6903,81	0,840	0,160	0,033	0,967	1,200	19,58	29,114	212,94

* B_o – м^3/м^3, R_s – м^3/м^3, B_g – м^3/тыс. м^3 R_v – м^3/млн м^3.

8.4. Промысловые сепараторы

Целью проведения сепарации на промысле является максимальное увеличение объема добычи нефти на дневной поверхности. Промысловые сепараторы, как правило, бывают двух-, трехступенчатыми, хотя иногда используют и большее количество ступеней (Стендинг, 1952). На рис. 8.6 и 8.7 показаны соответственно двух- и трехступенчатые установки. Двухступенчатые сепараторы подходят для систем с нелетучей нефтью, а трехступенчатые применяют обычно при разработке пластов с летучей

нефтью, газоконденсатом и жирным газом. Степень повышения отдачи пласта, вообще говоря, зависит от класса резервуарного флюида. Так, применение сепараторов позволяет повысить добычу товарной нефти на 5–10% для нелетучих нефтей, на 15–30% для газоконденсатов и на 50–100% для жирных газов. Рабочие показатели сепараторов также варьируются в широком диапазоне в зависимости от класса пластового флюида. Следует отметить, что эти показатели необходимы для расчета конечного набора стандартных PVT-свойств.

На рис. 8.6 показаны технологические показатели сепаратора с нелетучей нефтью (давление сепарации составляет 6,89 бар). Производительность сепаратора выражается в числе куб. метров газа и жидкости, приходящихся на 1 куб. метр газонасыщенного флюида. Так, в нашем случае при сепарации выделяется 13,13 м^3 газа и 0,118 м^3 жидкости. На втором этапе, когда нефть попадает в складской резервуар, дополнительно выделяется 3 м^3 газа и 0,11 м^3 нефти. Таким образом, при данной конструкции сепаратора газовый фактор будет равен 149,15 м^3/м^3, а КПД сепаратора — 0,682 м^3/м^3. Обратное к этому значение представляет собой объемный коэффициент газонасыщенной нефти, он равен 1,466 м^3/м^3. При отсутствии ступени высокого давления КПД сепаратора для данного типа флюида составляет всего 0,631 м^3/м^3, т. е. сепарация флюида при высоком давлении повышает отдачу пласта примерно на 8%.

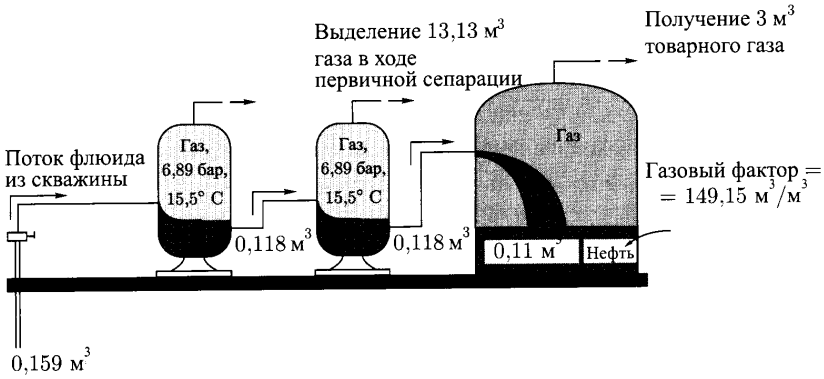


Рис. 8.7. Трехступенчатая сепарация газоконденсата

В таблице 8.9 для примера показан компонентный состав флюида на выходе из сепаратора (данные соответствуют рис. 8.6). Молекулярные веса отсепарированного газа и жидкости равны соответственно 24,21 и 124,6. Молекулярный вес товарных нефти и газа равен 41,62 и 140,36 соответственно.

Оптимальное для сепарации давление определяют путем проведения серии испытаний по однократному разгазированию (сепарации) в некотором диапазоне давлений. В таблице 8.10 показаны результаты проведения таких опытов на нелетучей нефти, свойства которой приведены на рис. 8.6, а также в табл. 8.9. Как видно, давление 6,89 бар обеспечивает максимальный коэффициент нефтеизвлечения. Кроме того, при этом давлении газовый фактор, молекулярный вес товарной нефти и газовой смеси, а также объемный коэффициент газонасыщенной нефти — минимальны.

На рис. 8.7 показаны технологические показатели сепаратора для газоконденсатной системы, где свойства конденсата соответствуют флюиду, рассматриваемому в отчете RFL 88002, приложение D. Здесь давление в первичной и вторичной ступени сепаратора равно 73,43 и 6,55 бар соответственно. Производительность сепараци-

Таблица 8.9. Компонентный состав флюида (нелетучей нефти) на выходе из сепаратора и в складском резервуаре

		Первичный сепаратор		Складской резервуар	
Компонент	Поток из скважины молярн. %	Нефть молярн. %	Газ молярн. %	Нефть молярн. %	Газ молярн. %
N_2	0,28	0,01	0,63	0,00	0,04
C_1	28,98	1,87	64,57	0,05	11,44
CO_2	0,20	0,03	0,41	0,00	0,20
C_2	10,34	5,06	17,27	1,18	25,50
C_3	12,03	11,19	13,13	5,54	40,84
$иC_4$	0,56	0,73	0,34	0,56	1,62
$нC_4$	6,02	8,59	2,66	7,53	14,14
$иC_5$	1,47	2,37	0,29	2,48	1,77
$нC_5$	2,93	4,85	0,41	5,28	2,62
C_6	3,42	5,91	0,14	6,86	0,93
C_{7+}	33,77	59,39	0,15	70,52	0,90
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Молек. вес	81,17	124,60	24,21	140,36	41,62

Таблица 8.10. Технологические показатели сепаратора в виде функции давления (для нелетучей нефти)

p, бар	КПД сепаратора, $м^3/м^3$	R_{sb}, $м^3/м^3$	M_{osc}	M_{gsc}	B_{ob}, $м^3/м^3$	Коэфф. усадки, $м^3/м^{3*}$	Сепар. газовый фактор, $м^3$/сеп. $м^{3**}$
55,12	0,648	170,87	148,0	29,7	1,54	0,74	0,53
34,45	0,658	163,93	145,6	29,0	1,52	0,78	1,42
2,07	0,668	157,70	143,4	28,3	1,50	0,83	3,38
13,78	0,674	153,60	141,9	27,8	1,48	0,86	6,23
6,89	0,682	149,15	140,4	27,2	1,47	0,92	16,37
3,45	0,678	151,29	141,1	27,5	1,47	0,97	40,40
1,01	0,633	179,23	151,4	30,7	1,58	1,000	179,23

* Между сепаратором и складским резервуаром.

** Объем газа, измеренный при давлении и температуре в сепараторе.

онной установки выражается в числе куб. метров газа и жидкости, приходящихся на 1 куб. метр пластового флюида, имеющего давление точки росы. Первый сепаратор дает на выходе 0,0345 $м^3$ жидкости и 30,196 $м^3$ газа; второй сепаратор обеспечивает на своем выходе 0,0269 $м^3$ жидкости и 2,575 $м^3$ газа, и, наконец, в складском резервуаре оказывается 0,0245 $м^3$ нефти и дополнительно 0,934 $м^3$ газа. В результате такая трехступенчатая сепарация дает КПД 0,154 $м^3/м^3$ и газовый фактор, равный 1376,2 $м^3/м^3$. Если сепараторы высокого давления убрать, то эффективность процедуры сепарации

Таблица 8.11. Компонентный состав газоконденсата на выходе из сепараторов и в складском резервуаре

		Первый сепаратор		Второй сепаратор		Складской резервуар		
Комп.	Поток из скважины молярн.%	Газ, молярн.%	Нефть, молярн.%	Газ, молярн.%	Нефть, молярн.%	Газ, молярн.%	Нефть, молярн.%	Смешанный газ, молярн.%
N_2	0,47	0,57	0,04	0,11	0,00	0,00	0,00	0,52
CO_2	2,42	2,66	1,40	3,38	0,26	1,19	0,01	2,67
H_2S	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C_1	68,22	79,33	20,25	52,77	1,47	6,95	0,03	75,33
C_2	11,80	11,58	12,76	25,31	5,51	23,49	0,79	12,95
C_3	5,46	3,98	11,83	12,72	11,32	35,81	4,89	5,52
$иC_4$	0,83	0,44	2,53	1,43	3,16	6,61	2,26	0,68
$нC_4$	1,74	0,80	5,81	2,52	7,72	13,25	6,26	1,27
$иC_5$	0,72	0,21	2,91	0,59	4,25	3,89	4,35	0,34
$нC_5$	0,74	0,19	3,12	0,50	4,63	3,41	4,95	0,30
C_6	1,07	0,16	5,02	0,33	7,72	2,49	9,10	0,23
C_{7+}	6,53	0,09	34,33	0,34	53,96	2,91	67,37	0,19
Молек. вес	31,20	20,64	77,23	27,23	106,1	47,85	121,4	21,80

будет составлять только $0,057$ м^3/м^3, т. е. многоступенчатая сепарация повышает добычу товарной нефти на 170%. Такая значительная цифра свидетельствует о важности использования сепараторов высокого давления при добыче конденсатов.

В таблице 8.11 приведен компонентный состав флюида на каждой из ступеней сепарации. Молекулярный вес пластового конденсата составляет 31,2. На выходе из первой ступени этот же параметр равен 21 для газа и 77 для жидкости. Во втором сепараторе молекулярный вес газа равен 27, а жидкости — 106. Наконец, в складском резервуаре молекулярный вес нефти составляет 121, газа — 48.

8.4.1. Двух- и трехступенчатая сепарация

Двухступенчатая сепарационная установка, безусловно, предпочтительнее, нежели однократная сепарация (т. е. закачка в складские резервуары). Однако выбор между двух- и трехступенчатой сепарацией не столь очевиден, поскольку рост нефтеотдачи в обоих случаях бывает иногда крайне незначительным. Четырехступенчатая сепарация вообще оправдывает себя очень редко (Стендинг, 1952).

Оптимальная конструкция складывается из конкретных результатов анализа, однако здесь существует несколько общих особенностей. Трехступенчатая сепарация наиболее часто применяется в случае разработки залежей с жирными газами, газоконденсатами и летучими нефтями; в свою очередь двухступенчатая сепарация эффективна при добыче нелетучих нефтей. В последнем случае применение трех ступеней не нужно, так как давление в первом сепараторе относительно низкое — от 3 до 7 бар, следовательно, разность давлений между сепаратором и складским резервуаром невелика, поэтому смысла ставить дополнительный сепаратор для повышения нефтеотдачи нет. Если же взять газоконденсатные системы, то здесь трехступенчатая сепарация используется регулярно, т. к. оптимальное давление в первом из сепараторов относительно велико и составляет порядка 40–75 бар. Вследствие бóльшей разности давлений между

первым сепаратором и складским резервуаром в системах таких флюидов необходимо вводить дополнительную ступень сепарации.

Для того чтобы продемонстрировать преимущество трехступенчатой сепарации над двухступенчатой при добыче газоконденсата, рассмотрим флюид из отчета RFL 88002 (приложение D), к которому относятся данные на рис. 8.7 и в табл. 8.11. Оптимальная трехступенчатая сепарация дает коэффициент нефтеизвлечения, равный $0,154$ м^3/м^3; при этом давление и температура в первой ступени составляют $73,43$ бар и $32°$ С; те же самые параметры во второй ступени равны $6,55$ бар и $18°$ С соответственно, а температура и давление в складском резервуаре составляет $21°$ С и $1,013$ бар. Двухступенчатая сепарация в оптимальном режиме обеспечивает коэффициент извлечения нефти, равный $0,147$ м^3/м^3; давление и температура в первой ступени составляют $24,11$ бар и $32°$ С; температура и давление в складском резервуаре равны $21°$ С и $1,013$ бар. То есть трехступенчатая сепарация увеличивает коэффициент отдачи пласта на $0,007$ м^3/м^3 (или на $4,8\%$) по сравнению с двухступенчатой.

Что касается добычи нелетучей нефти, то здесь результат несколько иной. Оптимальные режимы двух- и трехступенчатой сепарации обеспечивают коэффициент нефтеотдачи, равный $0,729$ и $0,740$ м^3/м^3 соответственно. При двухступенчатой сепарации оптимальное давление в первой ступени составляет $6,89$ бар, а температура — $15,5°$ С; температура и давление в складском резервуаре — $1,013$ бар и $15,5°$ С соответственно (см. упражнение 8.7). В ходе оптимальной трехступенчатой сепарации давление и температура в первой ступени составляют $6,89$ бар и $15,5°$ С; те же самые параметры во второй ступени равны $2,067$ бар и $15,5°$ С соответственно, а температура и давление в складском резервуаре составляет $15,5°$ С и $1,013$ бар. Добавление третьей ступени приводит к росту добычи всего на $1,5\%$, но при этом абсолютный прирост равен $0,011$ м^3/м^3. Таким образом, сравнивая примеры с добычей газоконденсата и нелетучей нефти, можно сделать вывод, что трехступенчатая сепарация дает больший процентный и меньший абсолютный прирост в случае разработки газоконденсатной залежи по сравнению с добычей нелетучей нефти, и наоборот, т. е. в случае извлечения нелетучей нефти абсолютный прирост оказывается выше.

При расчете стандартных PVT-свойств вполне достаточно провести лабораторные или численные эксперименты с участием только двухступенчатых сепараторов, если мы имеем дело с нелетучей нефтью, или трехступенчатых, если в качестве пластового флюида выступает летучая нефть, газоконденсат или жирный газ. Введение дополнительных сепараторов, даже если таковые используются на промысле, не приводит к существенному изменению PVT-свойств.

Для понижения температуры во второй ступени и повышения коэффициента отдачи в некоторых случаях целесообразно применять холодильные установки.

Всего существует два метода оптимизации условий сепарации и определения их технологических показателей: экспериментальный и численный. Экспериментальный подход основан на испытаниях по методу однократной сепарации (разгазирования), подробнее см. параграф 8.1.4. Такой подход типичен при исследовании поведения нелетучих нефтей, однако менее распространен в случае газоконденсатов и летучих нефтей. В численном методе используют расчеты по однократной сепарации, зачастую привлекая для этого K-значения Стендинга. Этот метод используют, если в пласте содержится летучая нефть или газоконденсат. Например, все результаты, представленные на рис. 8.6 и 8.7, получены с помощью численного моделирования и K-значений Стендинга.

8.5. Расчет процедуры однократного разгазирования с использованием K-значений Стендинга

Стендинг (1979) вывел некоторый набор корреляционных констант K, которые можно использовать для оптимизации конструкции сепараторов и прогнозирования отдачи. K-значения Стендинга получили настолько широкую популярность, что ими часто заменяют определенные лабораторные измерения, кроме того, на данный момент они являются неотъемлемой частью отчетов о PVT-свойствах, выпускаемых коммерческими лабораториями (Мозес, 1987; Гласо и Уитсон, 1979). Константы Стендинга используют также и при определении стандартных PVT-свойств газоконденсатов и летучих нефтей, для чего требуется особый алгоритм.

В данном разделе представлен простейший алгоритм расчетов по однократной сепарации, уравнения для расчета K-значений Стендинга, а также пример расчета технологических показателей сепаратора.

8.5.1. Расчеты по однократному разгазированию

Запишем уравнение массового баланса i-го компонента:

$$z_i = Lx_i + Vy_i \quad (i = 1, \ldots, N_c), \tag{8.51}$$

где z_i — суммарная молярная доля компонента i; x_i — молярная доля i-го компонента в жидкой фазе; y_i — молярная доля i-го компонента в газовой фазе; L — молярная доля жидкой фазы; V — молярная доля газовой фазы, а N_c — общее число компонентов. Для этих величин должны выполняться следующие условия:

$$\sum_{i=1}^{N_c} z_i = 1, \tag{8.52}$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} x_i = 1, \tag{8.53}$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} y_i = 1, \tag{8.54}$$

$$L + V = 1. \tag{8.55}$$

Значение K i-го компонента определяется из выражения

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \quad (i = 1, \ldots, N_c). \tag{8.56}$$

Если вычесть выражение (8.53) из (8.54), то получим:

$$\sum_{i=1}^{N_c} x_i - \sum_{i=1}^{N_c} y_i = 0. \tag{8.57}$$

Уравнения (8.51), (8.55) и (8.57) образуют систему из $2N_c + 2$ уравнений и стольких же неизвестных: $(x_i, i = 1, \ldots, N_c)$, $y_i, i = 1, \ldots, N_c)$, L и V. Подставляя $L = 1 - V$

и $y_i = K_i x_i$ в (8.51) и выразив отсюда x_i, имеем

$$x_i = \frac{z_i}{1 + (K_i - 1)V}. \tag{8.58}$$

Аналогичным образом из (8.51) можно найти y_i, если учесть, что $x_i = y_i/K_i$, а $L = 1 - V$. Тогда

$$y_i = \frac{z_i K_i}{1 + (K_i - 1)V}. \tag{8.59}$$

Подставляя x_i из (8.58) и y_i из (8.58) в (8.57), получим

$$\sum_{i=1}^{N_c} \frac{z_i(K_i - 1)}{1 + (K_i - 1)V} = 0. \tag{8.60}$$

При известных $(K_i, i = 1, \ldots, N_c)$ и $(z_i, i = 1, \ldots, N_c)$ уравнение (8.60) будет содержать только одно неизвестное, V, которое можно найти численно с помощью процедуры Ньютона–Рафсона. Введем обозначение

$$f_k = \sum_{i=1}^{N_c} \frac{z_i(K_i - 1)}{1 + (K_i - 1)V} = 0, \tag{8.61}$$

где V_k — это значение V на k-й итерации. Согласно процедуре Ньютона–Рафсона:

$$V_k = V_{k-1} + \frac{f_k}{f_k'}, \tag{8.62}$$

где f_k' — производная f_k по V, она равна

$$f_k' = \sum_{i=1}^{N_c} \frac{z_i(K_i - 1)^2}{[1 + (K_i - 1)V]^2} = 0, \tag{8.63}$$

Данная процедура имеет квадратичную сходимость, как правило, в пределах трех-четырех итераций[1].

8.5.2. K-значения Стендинга

Стендинг (1979) опубликовал ряд эмпирических аналитических соотношений для расчета K-значений, которые можно использовать вплоть до значений давления 69 бар и в диапазоне температур от 4 до 95° C. Эти цифры охватывают практически все условия сепарации. Стендинг показал, что значения K при соблюдении этих условий зависят только от температуры и давления и не зависят от состава флюида.

Он вывел следующее уравнение для расчета значения K i-го компонента:

$$K_i = \frac{14,5}{p} 10^{a(p) + c(p)F_i}, \tag{8.64}$$

[1]Перед тем как начать итерационный процесс, данный расчет, связанный с однократным разгазированием, следует проверить на наличие однофазного решения. Так, если $\sum z_i/k_i < 1$, то в результате сепарации мы получим однофазный газ, а если $\sum z_i k_i < 1$, то однофазную нефть.

где

$$p = \text{ давление в сепараторе, бар,}$$

$$a(p) = 1,2 + 3,1 \cdot 10^{-5}p + 7,12 \cdot 10^{-10}p^2, \tag{8.65}$$

$$c(p) = 0,890 - 1,17 \cdot 10^{-5}p - 1,66 \cdot 10^{-10}p^2, \tag{8.66}$$

$$F_i = (b_i/1,8)(1/T_{bi} - 1/T) \tag{8.67}$$

и где T — абсолютное значение температуры в сепараторе, K; T_{bi} — абсолютное значение температуры начала кипения i-го компонента при давлении 1,013 бар, K. F_i называется *характеристическим фактором* компонента. Значения b_i и T_{bi} для различных компонентов вплоть до гексана представлены в табл. 8.12. Величины b_i и T_{bi} фракции гептан-плюс зависят от давления и температуры:

$$b = 1073 + 324m - 4,256m^2, \tag{8.68}$$

$$T_{bi} = 301 + 59,85m - 0,971m^2, \tag{8.69}$$

где

$$m = 7,3 + 0,0075(1,8T + 32) - 0,0011p, \tag{8.70}$$

T в уравнении (8.70) выражено в °C.

Таблица 8.12. Значения b_i и T_{bi} (по Стендингу)

Компонент	b_i	T_{bi}, K
N_2	470	60,5
CO_2	652	108
H_2S	1136	184
C_1	300	52
C_2	1145	168
C_3	1799	231
иC_4	2037	262
нC_4	2153	273
иC_5	2368	301
нC_5	2480	309
C_6	2738	339

8.5.3. Расчет плотностей нефти и газа

Чтобы вычислить объемы добытых нефти и газа, нам нужно знать значения плотности нефтяной и газовой фаз. Предыдущий метод расчета с использованием значений K сделать это не позволяет, поэтому для расчета плотности фаз нужно использовать другие методики.

Так, молярную плотность газовой фазы рассчитывают в приближении идеального газа.

Для вычисления плотности нефтяной фазы, как правило, используют один из нижеперечисленных методов: (1) уравнение состояния Алани–Кеннеди (1960), (2) соотношение Стендинга–Каца или (3) зависимость плотности товарной нефти от молекулярного веса, полученную Краго (1929) или Ласатером (1958). Уравнение (B.6) приложения B описывает формулу Краго, а (B.4) или (B.5) — уравнение Ласатера. Уравнение

состояния Алани–Кеннеди описывается выражением (В.18). Далее, в четвертом примере этой главы мы наглядно продемонстрируем, как на практике применяется уравнение Ласатера.

8.5.4. Использование K-значений в разработке конструкции сепараторов

Для того чтобы применить K-значения Стендинга к разработке трехступенчатого сепаратора, необходимо выполнить три расчета по однократной сепарации, т. е. по одному на каждую из ступеней сепарации, поскольку величины K целиком и полностью определяются давлением и температурой внутри сепараторов. Каждый такой расчет базируется на составе флюида, втекающего в сепаратор. В случае первого сепаратора этот состав соответствует составу пластового флюида, во второй сепаратор попадает жидкость, вытекающая из первой ступени сепарации, наконец, состав, втекающий в складской резервуар, соответствует флюиду, вытекающему из второй ступени.

Запишем молярный баланс каждой ступени сепарации (см. рис. 8.8*а*). Если учесть, что в каждый из сепараторов поступает 1 моль жидкости, то L_i и V_i будут представлять собой молярные доли жидкости и пара на выходе из i-й ступени, где $i = 3$ соответствует складскому резервуару. Здесь необходимо помнить о соблюдении условия нормировки состава на единицу, $L_i + V_i = 1$.

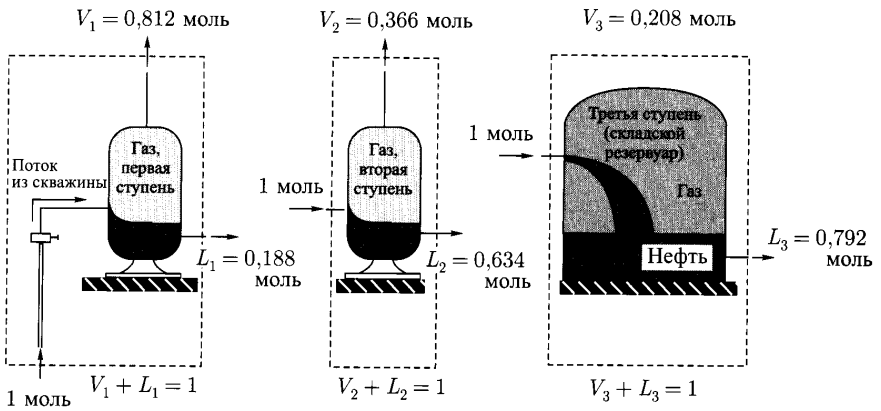


Рис. 8.8*а*. Молярный баланс сепараторов (в качестве пластового флюида взят газоконденсат)

Можно также записать молярный баланс всей сепарационной установки (рис. 8.8*б*). На входе в систему мы имеем только один поток (из скважины), а на выходе — четыре. Поток флюида заходит в систему через первый сепаратор, затем на каждой из ступеней сепарации (первой, второй и складском резервуаре) часть газа удаляется из системы. Нефть покидает сепарационную установку только через складской резервуар. Если учесть, что в систему из скважины попадает 1 моль флюида, то величины $\tilde{V}_i$ и $\tilde{L}_i$ можно определить как число молей пара и жидкости, выходящих из i-ой ступени. Тогда L_i и V_i будут связаны с $\tilde{L}_i$ и $\tilde{V}_i$ следующим образом:

$$\tilde{V}_1 = V_1, \tag{8.71}$$

$$\tilde{L}_1 = L_1, \tag{8.72}$$

$$\tilde{V}_2 = L_1 V_2, \tag{8.73}$$

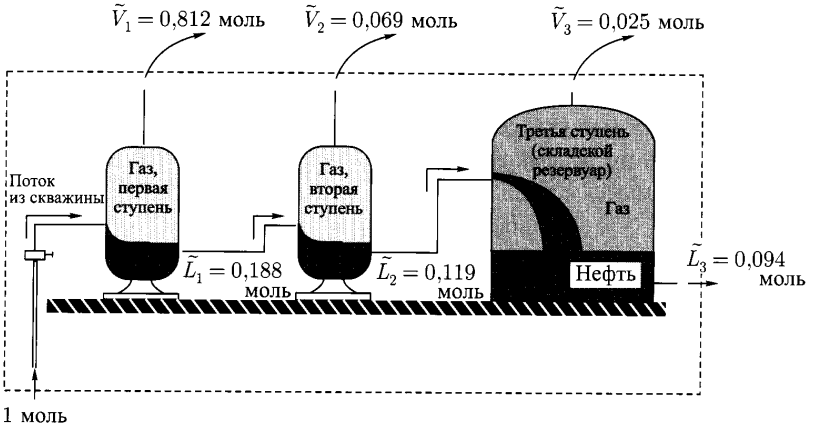


Рис. 8.8б. Общий молярный баланс сепарационной установки (в качестве пластового флюида взят газоконденсат)

$$\tilde{L}_2 = L_1 L_2, \tag{8.74}$$

$$\tilde{V}_3 = L_1 L_2 V_3, \tag{8.75}$$

$$\tilde{L}_3 = L_1 L_2 L_3, \tag{8.76}$$

где выполняются следующие условия нормировки:

$$L_i + V_i = 1, \quad i = 1, 2, 3, \tag{8.77}$$

$$\tilde{V}_1 + \tilde{V}_2 + \tilde{V}_3 + \tilde{L}_3 = 1. \tag{8.78}$$

Эффективность работы сепаратора (т. е. его КПД) выражается через объем получаемых на выходе товарных нефти и поверхностного газа, причем ситуации, когда добыча происходит из нефтяных и газовых коллекторов, имеют некоторые отличия. В случае пластов с летучей и нелетучей нефтью этот коэффициент выражают в числе куб. метров, приходящихся на единицу объема насыщенной газом пластовой нефти. В частности,

$$E_{sg} = \frac{(\tilde{V}_1 + \tilde{V}_2 + \tilde{V}_3)\rho_o}{\rho_{gsc}}, \tag{8.79}$$

$$E_{so} = \frac{\tilde{L}_3 \rho_o}{\rho_{osc}}, \tag{8.80}$$

где E_{sg} — количество добываемого отсепарированного газа (на единицу пластового объема флюида), а E_{so} — количество добываемой товарной нефти, ρ_o — молярная плотность нефти при давлении насыщения. Например, E_{so} измеряется в количестве куб. метров нефти, находящейся в стандартных условиях, приходящихся на 1 куб. м. нефти, находящейся в пластовых условиях, а E_{sg} — в количестве м^3 газа (в поверхностных условиях) на 1 м^3 пластовой нефти. Величину E_{so} также называют *коэффициентом усадки*. Значения R_s и B_o при давлении насыщения связаны с E_{sg} и E_{so} следующим образом:

$$R_{sb} = \frac{E_{sg}}{E_{so}} = \frac{(\tilde{V}_1 + \tilde{V}_2 + \tilde{V}_3)\rho_{osc}}{\tilde{L}_3 \rho_{gsc}}, \tag{8.81}$$

$$B_{ob} = \frac{1}{E_{so}} = \frac{\rho_{osc}}{\tilde{L}_3 \rho_o}. \tag{8.82}$$

Если мы имеем дело с газоконденсатными пластами и коллекторами жирного газа, то коэффициент эффективности работы сепаратора выражают в числе куб. метров, приходящихся на единицу объема газового эквивалента (например, на млн м^3 газового эквивалента). В частности,

$$E_{sg} = \tilde{V}_1 + \tilde{V}_2 + \tilde{V}_3, \tag{8.83}$$

$$E_{so} = \frac{\tilde{L}_3 \rho_{gsc}}{\rho_{gsc}}. \tag{8.84}$$

E_{sg}, например, можно выразить в млн м^3 газа (в поверхностных условиях) приходящихся на 1 млн м^3 газового эквивалента, а E_{so} в количестве куб. м нефти, приходящихся на 1 млн м^3 газового эквивалента.

Коэффициент полезного действия сепаратора в случае газоконденсатов и жирных газов можно также выразить через объем газа, находящегося в пласте при точке росы. Для этого в (8.79) и (8.80) нужно заменить ρ_o на ρ_g, где последнее соответствует плотности газа, измеренной в точке росы.

В примере 4 показывается, как можно использовать значения K Стендинга при конструкции сепарационной установки, предназначенной для газоконденсатных залежей.

Пример 4. Технологические показатели сепаратора для газоконденсатных пластов

Во второй колонке таблицы 8.11 показан компонентный состав газоконденсата. Молекулярный вес и относительная плотность компонентов гептан-плюс составляет 148 и 0,793 соответственно. Давление начала конденсации данного флюида равно 311,5 бар при 135° C. Другие необходимые данные можно взять из отчета RFL 88002, приложение D.

Скважинный газоконденсат вышеозначенного состава поступает в трехступенчатый сепаратор (см. рис. 8.7), температура и давление в каждой из ступеней приведены в табл. 8.13.

Найдите следующие величины: (1) компонентные составы газа и жидкости на выходе из каждого сепаратора, включая складской резервуар, (2) молярные доли нефти и газа на выходе каждого сепаратора, если изначально в каждый из сепараторов поступает 1 моль флюида (т. е. значения V_1, L_1, V_2, L_2, V_3 и L_3), (3) молярные доли нефти и газа на выходе сепарационной установки, если изначально в нее поступает 1 моль газоконденсата (т. е. $\tilde{V}_1$, $\tilde{V}_2$, $\tilde{V}_3$ и $\tilde{L}_3$), (4) молекулярный вес газа на выходе из каждого сепаратора, (5) молекулярный вес нефти в складском резервуаре, (6) состав и молекулярный вес смешанного газа, (7) плотность товарной нефти по API, используя уравнение Ласатера, (B.5), (8) количество отсепарированного газа в пересчете на объем добываемого газового эквивалента (в тыс. м^3/млн м^3 газового эквивалента), (9) количество добытой товарной нефти в пересчете на объем добываемого газового эквивалента (в м^3/млн м^3 газового эквивалента), (10) газовый фактор (м^3/м^3) пластового флюида.

Решение. Сначала вычислим константы $a(p)$, $c(p)$, m, b и T_b для компонента C_{7+} (результаты см. в табл. 8.14).

Далее найдем значения F_i и K_i для каждого компонента и каждого сепаратора (результаты представлены в табл. 8.15).

Таблица 8.13. Условия сепарации (пример 4)

	Первый сепаратор	Второй сепаратор	Складской резервуар
Температура, °C	32	18	21
Давление, бар	73,380	6,550	1,013

Таблица 8.14. Значения некоторых констант (пример 4)

	Первый сепаратор	Второй сепаратор	Складской резервуар
$a(p)$	1,849	1,244	1,207
$c(p)$	0,669	0,874	0,887
m	9,679	7,939	7,848
b для C_{7+}	3750	3317	3294
T_b для C_{7+}, K	438	397	395

Таблица 8.15. Характеристические факторы и значения K (пример 4)

	Первый сепаратор		Второй сепаратор		Складской резервуар	
Компонент	F_i	K_i	F_i	K_i	F_i	K_i
N_2	3,457	13,674	3,417	178,227	3,425	1199,815
CO_2	2,175	1,896	2,119	13,102	2,131	85,164
H_2S	1,367	0,545	1,268	2,367	1,289	15,240
C_1	2,646	3,917	2,620	35,900	2,625	234,100
C_2	1,697	0,907	1,598	4,594	1,619	29,905
C_3	1,054	0,337	0,898	1,124	0,930	7,326
$иC_4$	0,621	0,173	0,445	0,452	0,481	2,928
$нC_4$	0,470	0,137	0,284	0,327	0,323	2,117
$иC_5$	0,064	0,073	−0,141	0,139	−0,099	0,894
$нC_5$	−0,057	0,061	−0,271	0,107	−0,227	0,689
C_6	−0,490	0,031	−0,727	0,043	−0,678	0,274
C_{7+}	−2,067	0,003	−1,679	0,006	−1,582	0,043

Далее выполняются расчеты по однократной сепарации с учетом состава пластового флюида, а также давления и температуры в первом сепараторе. В таблице 8.16 показан процесс схождения расчетов. Как видно, сходимость достигается уже после четвертой итерации, что дает нам значение $V_1 = 0,8119$. В таблице 8.11 приведены рассчитанные результирующие составы газа и жидкости. Состав жидкости на выходе из первого сепаратора можно использовать в качестве флюида, втекающего во вторую сепарационную ступень, после чего можно выполнить второй расчет по однократной сепарации. Ту же самую процедуру повторяют и для складского резервуара, после чего результаты сводят в таблицы (в нашем случае см. табл. 8.11 и 8.16). В результате

Таблица 8.16. Сходимость расчетов (пример 4)

Итерация	Молярная доля газа		
	Первый сепаратор	Второй сепаратор	Складской резервуар
1	0,8000	0,5000	0,5000
2	0,8125	0,3684	0,2200
3	0,8119	0,3662	0,2077
4*	0,8119	0,3662	0,2081

* Сходится.

имеем $V_2 = 0,3662$ и $V_3 = 0,2081$. Используя уравнения (8.71), (8.73), (8.75) и (8.76), можно вычислить следующие величины: $\tilde{V}_1 = 0,8119$, $\tilde{V}_2 = 0,069$, $\tilde{V}_3 = 0,025$ и $\tilde{L}_3 = 0,094$. Следует заметить, что молекулярный вес газа (как и нефти) по мере прохождения через сепарационную установку увеличивается (см. табл. 8.11).

Молекулярный вес и состав смешанного газа есть не что иное, как средневзвешенные молярные значения отдельных газовых потоков (см. табл. 8.11). Состав смешанного газа определяется в основном составом отсепарированного на первой ступени газа.

Молекулярный вес товарной нефти равен 121,42. Плотность товарной нефти по API можно найти из уравнения Ласатера (1958), (B.5),

$$M_{wosc} = 73\,100\gamma_{\text{API}}^{-1,562},$$

где M_{wosc} — молекулярный вес товарной нефти, а γ_{API} — плотность товарной нефти по API. Заметим, что соотношение (B.5) верно только в том случае, если плотность по API больше 40° ($< 0,825$ г/см^3). Отсюда получаем, что

$$\gamma_{\text{API}} = \left(\frac{73\,110}{M_{wosc}}\right)^{1/1,561} = \left(\frac{73\,110}{121,42}\right)^{1/1,561} = 60,2°.$$

Относительная (удельная) плотность товарной нефти связана с плотностью по API уравнением (B.3):

$$\gamma_{osc} = \frac{141,5}{\gamma_{\text{API}} + 131,5} = \frac{141,5}{60,2 + 131,5} = 0,738.$$

В свою очередь, относительная плотность связана с массовой плотностью формулой

$$\hat{\rho}_o = \gamma_o \hat{\rho}_{osc} = (0,738)\left(1000\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right) = 738\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Массовая плотность связана с молярной уравнением (4.10)[1]:

$$\rho_o = \frac{\hat{\rho}_o}{M_{wo}} = \frac{738}{121,42 \cdot 10^{-3}} = 6078,1\ \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}.$$

[1] С другой стороны, плотность товарной нефти можно найти при помощи уравнения состояния Алани–Кеннеди, которое в целом дает более точный результат. Согласно этому уравнению, массовая плотность нефти составляет 730,44 кг/м^3 или 6034,8 моль/м^3, т. е. в данном случае соотношение Ласатера и уравнение Алани–Кеннеди дают сопоставимые друг с другом результаты.

Молярная плотность газа в стандартных условиях согласно уравнению состояния идеального газа составляет $42,48$ моль/м^3.

Газовый фактор в точке насыщения (точке росы) можно вычислить при помощи (8.81):

$$R_{sb} = \frac{(\tilde{V}_1 + \tilde{V}_2 + \tilde{V}_3)\rho_{osc}}{\tilde{L}_3 \rho_{gsc}} =$$

$$= \frac{(0,8119 + 0,069 + 0,025)\left(6078,1 \ \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{(0,094)\left(42,48 \ \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)} = 1378,91 \ \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Если в сепарационную установку поступает 1 млн м^3 газового эквивалента, то из уравнения (8.83) можно найти количество отсепарированного газа в пересчете на объем газового эквивалента:

$$E_{sg} = \tilde{V}_1 + \tilde{V}_2 + \tilde{V}_3 = (0,8119 + 0,069 + 0,025)\left(10^3 \ \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{млн м}^3}\right) =$$

$$= 905,9 \ \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{млн м}^3 \text{ газ. экв.}}.$$

Количество товарной нефти в пересчете на объем газового эквивалента определяется уравнением (8.84):

$$E_{so} = \frac{\tilde{L}_3 \rho_{gsc}}{\rho_{osc}} = \frac{\left(10^6 \ \frac{\text{м}^3}{\text{млн м}^3}\right)(0,094)\left(42,48 \ \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}\right)}{6078,1 \ \frac{\text{моль}}{\text{м}^3}} = 656,97 \ \frac{\text{м}^3}{\text{млн м}^3 \text{ газ. экв.}}.$$

Газовый фактор пластового флюида равен значению R_{sb} или $1375,84$ м^3/м^3.[1,2]

УПРАЖНЕНИЯ

8.1. Истощение при постоянном объеме (CVD) применительно к газоконденсату

В таблице 8.17 приведены результаты опыта CVD в случае газоконденсатной жидкости (Мозес, 1986; Мозес, 1987). Давление начала конденсации этого флюида при 124° С составляет $414,10$ бар, содержание летучей нефти в газе, а также коэффициент расширения последнего равны соответственно $1195,48$ м^3/млн м^3 и $0,262$ тыс. м^3 газового эквивалента/м^3. Значения, приведенные в табл. 8.17, основаны на том, что

[1] Если сравнить результаты этого примера с числами из отчета RFL 88002 приложения D, то можно заметить их близкое, но не абсолютное сходство. Появление различий объясняется совсем небольшой разницей в способе расчета плотности нефти и применении K-значений Стендинга.

[2] Величину E_{so} можно также выразить в пересчете на единицу объема газа. находящегося в пласте при точке росы. Для этого можно использовать уравнение (8.80), заменив предварительно в нем ρ_o на ρ_g, где последнее значение измеряется при точке росы. ρ_g рассчитывается исходя из уравнения состояния реального газа, $\rho_g = p/(zRT)$, $z = 0,950$ (его можно взять из отчета RFL 88002). Отсюда имеем $\rho_g = 9929,25$ моль/м^3. Подставляя далее это значение в (8.80), получим $\tilde{L}_3 \rho_g / \rho_{osc} = (0,094)(9929,25 \text{ моль/м}^3)(6078,1 \text{ моль/м}^3) = 0,154$ м^3/м^3.

изначально в систему поступает 1 млн куб. м., из первого сепаратора извлекается 777,15 тыс. м^3 газа, из второго — 38,52 тыс. м^3 газа, объем товарного газа составляет 38,45 тыс. м^3, а объем товарной нефти равен 1021,08 м^3. Рассчитайте стандартные PVT-свойства, B_o (м^3/м^3), R_s (м^3/м^3), B_g (м^3/тыс. м^3) и R_v (м^3/млн м^3) в зависимости от давления.

8.2. Расчет z-фактора

В таблице 8.18 показан компонентный состав газоконденсата, рассчитанный Кеньоном и Бейе (1987). Молекулярный вес фракции C_{7+} равен 140. Образец газоконденсата подвергают сжатию до давления начала конденсации 236,19 бар при температуре 93 ° С. Объем исследуемого образца равен 651 см^3, вес — 205 грамм. Найдите, чему равен z-фактор при этих значениях температуры и давления. Подсказка: при решении задачи нужно воспользоваться уравнением состояния реального газа. *Ответ:* 0,803.

Таблица 8.17. Данные опыта по истощению при постоянном объеме образца газоконденсата (упражнение 8.1)

j	p, бар	G_{p1}, тыс. м^3	G_{p2}, тыс. м^3	G_{p3}, тыс. м^3	N_p, м^3	z	z_2	v_o
1	414,10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,140	1,140	0
2	344,50	53,18	2,26	2,29	56,63	1,015	1,016	0,078
3	275,60	145,16	5,17	5,38	122,65	0,897	0,921	0,213
4	206,70	283,78	8,03	8,73	179,17	0,853	0,851	0,250
5	144,69	440,02	10,51	11,85	223,44	0,865	0,799	0,244
6	82,68	608,25	13,21	15,51	266,14	0,902	0,722	0,225
7	48,23	696,75	14,99	18,05	291,71	0,938	0,612	0,210

Таблица 8.18. Компонентный состав газоконденсата (упражнение 8.2)

Компонент	Молярная доля, в %	Молек. вес
N_2	1,94	28,01
C_1	65,99	16,04
CO_2	1,21	44,01
C_2	8,69	30,07
C_3	5,91	40,10
C_4	5,17	58,12
C_5	2,69	72,15
C_6	1,81	84,00
C_{7+}	6,59	140,00
Всего	100,00	

8.3. Расчет двухфазных z-факторов

Образец газоконденсата подвергают изотермическому расширению в ячейке PVT от 236,19 до 206,7 бар. Давление начала конденсации этого флюида равно 236,19 бар, объемы PVT-ячейки при 236,19 и 206,7 бар равны соответственно 77,22 и 85,05 см^3.

z-фактор газовой фазы при 236,19 бар составляет 0,803. Найдите, чему равен двухфазный z-фактор при давлении 206,7 бар. Подсказка: в упражнении 8.5 показывается, как рассчитывается двухфазный z-фактор флюида после удаления из последнего избыточного газа. *Ответ:* 0,7740.

8.4. Приближенное вычисление z-фактора газоконденсата

Образец газоконденсатного пластового флюида подвергают истощению при постоянном объеме. Соответствующая равновесная газовая фаза при 135° С и 311,5 бар имеет состав, представленный в таблице 4.17. Молекулярный вес компонентов C_{7+} равен 148, а удельная плотность — 0,793. Чему приблизительно равен z-фактор? При расчетах можно воспользоваться уравнением состояния Холла-Ярборо (приложение А). Сравните полученный результат со значением, приведенным в отчете RFL 88002 приложения D. *Ответ:* 0,93.

8.5. Расчет двухфазных z-факторов на основе испытаний по методу CVD

Двухфазные z-факторы вычисляют на основе измерения объема в ходе проведения CVD. Покажите, что двухфазный z-фактор при j-м значении давления равен

$$z_{2,j} = \frac{z_{2,j-1} p_j}{p_{j-1}} \frac{1}{\left[1 - \left(\frac{\Delta V}{V_c}\right) \frac{z_{2,j-1} p_j}{z_{g,j} p_{j-1}}\right]},$$

где $z_{2,j}$ — двухфазный z-фактор при j-м значении давления; $z_{g,j}$ — z-фактор для газа при j-м значении давления; p_j — давление на j-й отметке; ΔV — прирост объема ячейки при переходе от $(j-1)$ к j значению давления; V_c — начальный объем ячейки, а с ростом j давление снижается.

Процедуру истощения при постоянном объеме (CVD) проводят на образце газоконденсата. При давлении 268,71 бар газовый и двухфазный z-факторы (после удаления избыточного газа) составили соответственно 0,908 и 0,899. При снижении давления до 220,5 бар объем ячейки вырос с 1000 см^3 до 1168 см^3, а z-фактор для газа оказался равным 0,876. *Ответ:* 0,93.

8.6. Корректировка стандартных PVT-свойств с учетом наличия сепараторов

В отчете RFL 88001 приложения D приведены свойства нелетучей нефти. В данном отчете, кроме всего прочего, содержатся результаты DVA и CCE, выполненные при 104° С, а также данные, полученные в ходе однократной сепарации.

Найдите оптимальное давление в сепараторе (бар) и рассчитайте *скорректированные* свойства: B_o (м^3/м^3), B_g (м^3/тыс. м^3) и R_s (м^3/м^3). При расчетах можно воспользоваться модифицированным методом Потманна. Вычислите также значения B_o и R_s для следующих давлений: 206,7, 199,81, 192,92 и 186,03 бар. Давление насыщения для данного флюида равно 180,52 бар. *Ответ: оптимальное давление равно* 6,89 *бар; PVT-свойства см. в табл.* 8.23.

8.7. Конструкция сепаратора для нелетучей нефти

В табл. 8.19 приведен компонентный состав пластового флюида (нелетучая нефть). Молекулярный вес компонентов C_{7+} равен 171,77. Для сепарации была взята двух-

ступенчатая установка, состоящая из первичного сепаратора и складского резервуара (в табл. 8.20 показаны температура и давление в каждой из ступеней). Оптимальное давление в первичном сепараторе равно 6,89 бар (для лучшего закрепления материала главы можно выполнить расчеты по однократному разгазированию при давлениях в 34,45, 13,78, 6,89, 3,45 и 1,013 бар и показать, что оптимальное давление составляет 6,89 бар).

С помощью значений K Стендинга вычислите: (1) компонентные составы газа и жидкости на выходе из каждого сепаратора, включая складской резервуар, (2) молярные доли нефти и газа на выходе каждого сепаратора, если изначально в каждый из сепараторов поступает 1 моль флюида (т. е. значения V_1, L_1, V_2, L_2, V_3 и L_3), (3) молярные доли нефти и газа на выходе сепарационной установки, если изначально в нее поступает 1 моль газоконденсата (т. е. $\tilde{V}_1$, $\tilde{V}_2$, $\tilde{V}_3$ и $\tilde{L}_3$), (4) молекулярный вес газа на выходе из каждого сепаратора, (5) молекулярный вес нефти в складском резервуаре, (6) состав и молекулярный вес смешанного газа, (7) плотность товарной нефти по API, используя уравнение Ласатера, (B.5), (8) количество отсепарированного газа в пересчете на объем добываемого газового эквивалента (в тыс. $м^3$/млн $м^3$ нелетучей нефти), (9) количество добытой товарной нефти в пересчете на объем добываемого флюида (в $м^3$/млн $м^3$ нелетучей нефти) (10) газовый фактор ($м^3/м^3$) пластового флюида.

Таблица 8.19. Компонентный состав нелетучей нефти (упражнение 8.7)

	Поток из скважины	
Компонент	мол. %	Молек. вес
N_2	0,28	28,02
CO_2	0,20	44,01
C_1	28,98	16,04
C_2	10,34	30,07
C_3	12,03	44,10
$иC_4$	0,56	58,12
$нC_4$	6,02	58,12
$иC_5$	1,47	72,15
$нC_5$	2,93	72,15
C_6	3,42	86,17
C_{7+}	33,77	171,77
Всего	100,00	81,18

Таблица 8.20. Условия сепарации (упражнение 8.7)

	Первый сепаратор	Складской резервуар
Температура, °C	15,5	15,5
Давление, бар	6,89	1,013

Таблица 8.21. Данные опыта по истощению при постоянном объеме образца газоконденсата (упражнение 8.8)

j	p, бар	G_{p1}, тыс. м^3	G_{p2}, тыс. м^3	G_{p3}, тыс. м^3	N_p, м^3	z	z_2	v_o
1	236,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,803	0,803	0
2	206,70	74,75	7,25	2,02	41,30	0,798	0,774	0,150
3	165,36	211,89	16,07	4,70	83,32	0,802	0,748	0,199
4	124,02	369,22	23,76	7,15	114,78	0,830	0,730	0,192
5	82,68	530,64	31,45	9,69	141,25	0,877	0,703	0,171
6	48,23	666,19	32,92	11,67	164,34	0,924	0,642	0,152

8.8. Расчет стандартных PVT-свойств на основе результатов CVD

В табл. 8.21 показаны результаты CVD в случае газоконденсата (Кеньон и Бейе, 1987). Давление начала конденсации при температуре 93° С составляет 236,12 бар. Содержание летучей нефти в газе и коэффициент расширения последнего равны 831,86 м^3/млн м^3 и 0,23 тыс. м^3/м^3 газового эквивалента соответственно. Значения, приведенные в табл. 8.21, основаны на том, что изначально в систему поступает 1 млн куб. м. газоконденсата, 1000 тыс. м^3 соответствуют 884,8 тыс. м^3 отсепарированного газа и 736 м^3 товарной нефти. Рассчитайте стандартные PVT-свойства B_o (м^3/м^3), R_s (м^3/м^3), B_g (м^3/тыс. м^3) и R_v (м^3/млн м^3) в зависимости от давления.

Таблица 8.22. Экспериментальные и расчетные данные CCE-эксперимента (упражнение 8.9)

Данные CCE			
На основе стандартных PVT-свойств		Экспериментальные данные	
(1) Давление бар	(2) Объемная доля нефти	(3) Давление бар	(4) Объемная доля нефти
312,53	0,000	312,53	0,000
269,74	0,062	304,19	0,001
221,51	0,084	293,86	0,006
173,28	0,083	280,08	0,025
125,05	0,063	262,85	0,055
83,71	0,039	242,18	0,075
		221,51	0,086
		200,84	0,088
		180,17	0,084
		159,50	0,078

8.9. Проверка стандартных PVT-свойств: часть 1

В колонках с 16 по 19 таблицы 8.4 приведены стандартные PVT-свойства газоконденсата. Для того чтобы проверить точность каждого из них, нужно подставить

соответствующие числа в расчет объемной доли жидкости, выделяющейся в ходе CCE-эксперимента, а затем сравнить полученные ответы с экспериментальными данными из отчета RFL 88002 в приложении D (данные эксперимента для наглядности выписаны в 3 и 4 колонках табл. 8.22). *Ответ: см. колонки* 1 *и* 2 *в табл.* 8.22.

8.10. Проверка стандартных PVT-свойств: часть 2

В упражнении 8.6 рассчитываются скорректированные стандартные PVT-свойства нелетучей нефти с учетом оптимального давления в сепараторе. Вычислите на основе полученных в упражнении 8.6 данных двухфазный объемный коэффициент нефти (B_{to}) и относительный объем. Ответ сравните с экспериментальными данными из отчета RFL 88001 в приложении D (см. таблицу с заголовком «Взаимосвязь давления и объема при 104° C»). Поскольку стандартные PVT-свойства рассчитываются на основе фракционного испарения флюида (DVA), а относительный объем измеряют в ходе проведения эксперимента CCE, такое сравнение позволяет выполнить независимую проверку стандартных PVT-свойств. *Ответ: см. табл.* 8.23.

Таблица 8.23. Скорректированные стандартные PVT-свойства нелетучей нефти (упражнение 8.10)

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/тыс. м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3	Относительный объем
180,52	1,474		136,69	0	1,000
161,92	1,439	6,8544	122,13	0	1,044
144,69	1,410	7,7140	109,48	0	1,099
127,47	1,382	8,8265	97,96	0	1,169
110,24	1,355	10,3490	87,07	0	1,268
93,02	1,329	12,4559	76,68	0	1,409
75,79	1,306	15,5292	66,59	0	1,625
58,57	1,281	20,4340	56,67	0	1,979
41,34	1,256	29,3279	46,74	0	2,642
24,12	1,226	50,6834	35,69	0	4,305
10,96	1,193	108,4122	25,13	0	9,015

Глава 9

Прогнозирование дебита при помощи резервуарных моделей

Всего существует пять методов прогнозирования поведения пласта. Располагая их в порядке роста сложности, получим следующую картину: (1) интуиция и личное решение, (2) прямые аналогии, (3) эмпирические корреляции, (4) анализ кривой истощения пласта и (5) численное моделирование.

Как видно, наиболее простым методом является интуиция и принятие личного решения. Этот способ прогнозирования, как правило, напрямую связан с личным опытом инженера. Во втором методе, прямых аналогий, для прогнозирования будущего поведения используются данные добычи, взятые из аналогичных пластов, которые уже разрабатывались ранее. Эмпирические корреляции базируются на применении статистических уравнений, основанных на нефизических принципах оценки будущего поведения пласта. В четвертом методе, анализе кривой истощения, используется процедура экстраполяции кривых поведения пласта в прошлом на бóльшие времена разработки залежи. Здесь требуются очень точные данные истории добычи, поэтому настоящий метод применим только тогда, когда мы можем явно выделить интересующую нас кривую. Пятый метод, численное моделирование, основан на использовании математических моделей, базирующихся на физических принципах. Он является наиболее мощным и универсальным из всех перечисленных выше. Численные модели могут представлять собой как простые аналитические, для расчета которых нужен лишь карманный калькулятор, так и сложные многосекционные модели конечных разностей, загружаемые в суперкомпьютеры.

В настоящей главе рассматривается особый класс численных моделей, который называется *резервуарные модели*. В них пласт обычно рассматривается в виде одиночного однородного блока или ячейки. Эти модели также могут варьироваться от простых вычислений вручную до сложных компьютерных программ. Мы посвятили эту главу описанию резервуарных моделей по нескольким причинам. Во-первых, одна из целей данного пособия — дать читателю понять механику пласта посредством применения простейших моделей; к таковым, в частности, относятся резервуарные модели. Во-вторых, в данной книге мы стремимся наиболее полно описать то, какие механизмы задействованы при описании механики пласта; резервуарные модели помогают достичь также и этой цели. Несмотря на то что для изучения этих проблем можно использовать и многосекционные модели, последние в конечном итоге дают скорее не теоретическое, а эмпирическое понимание поведения пласта. Кроме этого, во многих случаях они приводят к излишним сложностям. В-третьих, описание численного моделирования, за исключением резервуарных моделей, выходит за рамки этой книги, поэтому читателям, заинтересованным в подробном обсуждении численного имитационного моделирования пластовых систем мы советуем обратиться к специализированной литературе (Азиз и Сеттари, 1979; Томас, 1982; Писмен, 1977). Подводя итог, можно сказать, что резервуарные модели просты и одновременно весьма наглядны.

В главе рассматривается пять моделей: (1) однослойная модель сжимаемой жидкости, (2) многослойная модель сжимаемой жидкости в отсутствие перетока, (3) многослойная модель сжимаемой жидкости с перетоком, (4) однослойная газовая модель и (5) модифицированная модель нелетучей нефти. Газовая модель и модифицированная модель нелетучей нефти представлены ради простоты и краткости для однослойного случая, однако их с легкостью можно применить и к многослойным условиям. Многослойные модели, по сути своей, являются многосекционными, однако их классифицируют как резервуарные потому, что каждый слой здесь считается независимым резервуаром или ячейкой. Рассматриваемые в этой главе модели различаются по степени сложности и методу решения: первые четыре относятся к аналитическим, а в последней используется решение, полученное методом конечных разностей. Газовая и однослойная модель сжимаемой жидкости, а также многослойная модель с перетоком содержат только несколько уравнений, поэтому здесь применимы вычисления вручную. Многослойная модель без перетока идеально приспособлена для табличных расчетов, а в модифицированной модели нелетучей нефти, как правило, используются компьютерные программы, однако вычисления здесь также можно свести к табличным расчетам.

Аналитические модели относительно просты и идеально подходят для введения читателя в курс инжиниринга резервуаров. Модель же нелетучей нефти более мощная и информативная, ее, как правило, относят к продвинутой программе обучения. Данная модель служит основой многих расчетов, связанных с поведением пластов (см. главы 11–13), и применяется ко всему диапазону пластовых флюидов, включая летучие нефти и газоконденсаты, обеспечивая приемлемую степень понимания поведения пласта. Эту модель используют для того, чтобы получить целостную картину поведения, а также в предварительном качестве, перед изучением более сложных численных моделей.

Аналитические резервуарные модели дают картину того, как ведут себя залежи при добыче. Они также являются теоретической основой для ряда экспериментальных исследований, например: (1) служат базисом для использования гиперболических моделей при анализе кривых истощения, (2) служат базисом при определении оптимальной сетки размещения скважин и (3) определяют временной масштаб добычи, а также дают понимание того, какие наиболее важные переменные влияют на время разработки.

Кроме всего прочего, при помощи резервуарных моделей можно спрогнозировать и следующие важные результаты наблюдений: давление и дебит в однородных пластах с недонасыщенной нефтью, а также в газовых пластах с высоким давлением будут снижаться по экспоненциальному закону, при этом темп падения добычи будет постоянным, например, 10% в год. При низких давлениях газовые резервуары будут вести себя по-другому. Если преобладает ламинарный режим течения, то темп падения добычи будет постепенно затухать. Переменный темп истощения характерен для гиперболического характера снижения давления. С помощью резервуарных моделей можно также определить, что изменение проницаемости по сечению пласта в отсутствие перетока флюидов чрезвычайно сильно изменяет поведение залежи. Начальное снижение дебита при этом будет более быстрым, однако конечное его падение оказывается ниже, чем в случае экспоненциальной зависимости, наблюдаемой в однородных пластах. Переток флюидов в такого типа залежи заставляет последнюю вести себя подобно однородным пластам. Несмотря на то что резервуарные модели чрезмерно упрощены, для начинающего студента они могут оказаться весьма полезны в плане получения начальных сведений, а также в качестве основы для дальнейшего изучения материала.

9.1. Резервуарная модель сжимаемой жидкости: однослойный пласт

Данная модель описывает разработку пласта с режимом растворенного газа (если при этом пласт содержит однородный малосжимаемый флюид). Данная модель применима, в частности, не только к нефти, но также и к газам, находящимся при умеренном или высоком пластовом давлении. При всем при этом фильтрация должна происходить из одиночного слоя. Несмотря на все идеализации, данная модель дает: понимание механики пласта, ключевые переменные, влияющие на добычу, а также определяет необходимое время добычи.

Модель дает следующие (заслуживающие внимания) предварительные оценки:

1. Давление будет уменьшаться по экспоненте с течением времени.
2. Темп добычи прямо пропорционален проницаемости, мощности залежи, а также числу добывающих скважин и обратно пропорционален вязкости флюида (нефти).
3. Темп добычи будет уменьшаться с постоянной скоростью — это значит, что дебит с течением времени будет снижаться по экспоненциальному закону. Темп снижения добычи равен постоянной распада, которая пропорциональна проницаемости, мощности залежи, а также числу скважин и обратно пропорциональна объему порового пространства пласта и сжимаемости флюида.
4. Время достижения заданного дебита обратно пропорционально постоянной распада. Например, если удвоить число скважин, постоянная распада также вырастет в два раза, а время достижения определенного дебита в два раза уменьшится.
5. Объем флюида (нефти), добытого вплоть до достижения определенного среднего давления, прямо пропорционален объему пор в пласте и сжимаемости флюида.

Кроме того, данная модель служит теоретической базой для определения оптимальной сетки размещения скважин.

Как было сказано ранее, в данной модели пласт считается однородным. Позже мы рассмотрим слоистый коллектор. Как было замечено, в большинстве случаев эффект переслаивания существенным образом меняет картину проведения пласта.

9.1.1. Предположения

Резервуарная модель сжимаемой жидкости основана на следующих идеализациях:

1. Существует по крайней мере три компонента, входящих в состав флюида: товарная нефть, газ в поверхностных условиях, и вода, приведенная к поверхностным условиям (дегазированная вода).
2. В пластовых условиях существует по крайней мере две фазы флюида: масляная и водяная.
3. Вода, приведенная к поверхностным условиям, не делит на части масляную фазу.
4. Товарная нефть не делит на части водяную фазу.
5. Водяная фаза неподвижна.
6. Дебит добычи нефти вблизи поверхности из k-й скважины связан со средним пластовым давлением следующим продуктивным соотношением:

$$q_{osc,k} = \frac{J_k(\overline{p} - p_{wf,k})}{B_o}, \tag{9.1}$$

где $\overline{p}$ — среднее давление в пласте, $p_{wf,k}$ — гидродинамическое забойное давление в k-й скважине, а J_k — коэффициент продуктивности k-й скважины. Забойное давление и коэффициент продуктивности считаются постоянными в каждой конкретной скважине. Коэффициент продуктивности был уже введен ранее в §7–11[1].

7. Пласт изотермический (т. е. температура всюду постоянна).

Несмотря на присутствие водяной фазы и газа в поверхностных условиях, они не оказывают существенного влияния при анализе, поскольку водяная фаза является неподвижной, а фаза свободного газа не учитывается вовсе. Не принимая во внимание фазу свободного газа и учитывая при этом газ в поверхностных условиях, мы тем самым подразумеваем, что коллектор сильно недонасыщен и что газ, выделяющийся на поверхности, в условиях пласта полностью растворен в масляной и водяной фазах. Выражение (9.1) выводят путем интегрирования закона Дарси для полустационарного или установившегося режима фильтрации практически несжимаемой жидкости с постоянной вязкостью. Для этих условий мы имеем:

$$J_k = \frac{2\pi hk}{\mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + s \right)} = \frac{0,05435hk}{\mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,01 + s \right)}, \tag{9.2}$$

где A — зона дренирования скважины, C_A — формфактор (см. табл. 7.2), а s — скин-фактор. Крайнее правое выражение предполагает использование единиц измерения, принятых в отечественной практике нефтегазодобычи (см. табл. 1.5). В выражении, стоящем посередине, $\gamma = 0,5772$ и, следовательно, $e^{\gamma} = 1,781$. Выражение, объединяющее уравнения (9.1) и (9.2), было выведено ранее в § 7.11. В разделе 7.11 приведено также подробное описание предположений, касающихся уравнения (9.2). Так, при выводе данного выражения подразумевается, что режим фильтрации носит полустационарный характер, а каждая из зависимых переменных и, следовательно, J_k изменяются от скважины к скважине.

Уравнение продуктивности скважины (9.1) применимо не только к жидкостям, вязкость и сжимаемость которых постоянна, но также и к любому флюиду, для которого соотношение $1/(\mu B)$ или ρ/μ линейно зависит от давления либо значение $p/(\mu z)$ примерно постоянно. Данное эквивалентное поведение было определено в § 7.4.2, оно применимо к большинству газов, давление в которых превышает 172–207 бар. Таким образом, описываемая здесь резервуарная модель применима в равной степени и к газам при условии, что забойное давление в добывающей скважине превышает величину 172 бар. Модель можно применять и при более низких давлениях в газе, однако при этом неизменно будут возникать ошибки[2]. В § 9.4 рассматривается специальная резервуарная модель разреженного газа, описывающая поведение газов при низких давлениях.

[1] Данное определение коэффициента продуктивности немного отличается от представленного первоначально в уравнении (7.110). Здесь при определении мы исключаем величину B_o, которая неявно присутствовала ранее. Причина этого станет ясна позже, при построении модели, когда B_o будет исключаться в качестве зависимой переменной.

[2] Вычисления, приведенные в третьем примере одиннадцатой главы, показывают, что ошибка, вызванная применением уравнений (9.1) и (9.2) к газовым скважинам, давление на забое которых не превышало 69 бар, составила менее 15%. Таким образом, резервуарную модель сжимаемой жидкости можно применять даже для газов, находящихся при низких давлениях, если величина ошибки приемлема.

Предположение 6 подразумевает под собой постоянство давления на забое добывающей скважины. Это определение характеризует так называемый режим истощения — четвертый, заключительный (и одновременно самый длительный), этап фильтрации флюида в течение добычи первичными методами. Режим истощения, как правило, занимает от 85 до 90% времени добычи из скважины, он начинается по истечении нескольких месяцев с начала разработки залежи[1]. В разделе 7.13 рассмотрены расчеты времени, при котором начинается режим истощения, а в разделе 7.2 рассматривается каждая из стадий фильтрации флюида. В примерах 3 и 4 седьмой главы детально рассказывается о том, как ведут себя давление и дебит до наступления режима истощения. Если собрать вместе материал седьмой главы и данного раздела, мы получим полную картину поведения давления и дебита в течение добычи первичными методами.

9.1.2. Математический вывод

Макроскопические уравнения дебита для товарной нефти и воды, приведенной к поверхностным условиям, выглядят следующим образом:

$$\frac{d\left[V_p\left(\frac{\overline{S}_w}{\overline{B}_w}\right)\right]}{dt} = 0, \tag{9.3}$$

$$\frac{d\left[V_p\left(\frac{\overline{S}_o}{\overline{B}_o}\right)\right]}{dt} = -q_{osc}. \tag{9.4}$$

Данные выражения представляют собой сокращенную форму уравнений (5.29) и (5.31), где $V_p = V_b\phi$ и где мы пренебрегаем закачкой нефти, нагнетанием и добычей воды, а также насыщенностью свободным газом. Применяя к уравнению (9.3) правило дифференцирования сложной функции и выражая его относительно $\partial S_w/\partial t$, получим:

$$\frac{\partial \overline{S}_w}{\partial t} = -\overline{S}_w\overline{B}_w\frac{\partial(1/B_w)}{\partial t} - \frac{\overline{S}_w}{V_p}\frac{\partial V_p}{\partial t}. \tag{9.5}$$

Данное уравнение показывает, что водонасыщенность не будет меняться до тех пор, пока не изменится объемный коэффициент воды или поровый объем (т. е. пока не произойдет сжатие воды или породы). Раскрывая скобки в уравнении (9.4) и подставляя вместо значения $-\partial\overline{S}_o/\partial t$ выражение (9.5), получаем, что

$$\frac{V_p}{\overline{B}_o}\left[\overline{S}_o\overline{B}_o\frac{\partial(1/\overline{B}_o)}{\partial t} + \overline{S}_w\overline{B}_w\frac{\partial(1/\overline{B}_w)}{\partial t} + \frac{1}{V_p}\frac{\partial V_p}{\partial t}\right] = -q_{osc}, \tag{9.6}$$

где для простоты было принято, что $S_w + S_o = 1$. Если раскрыть производные по времени, то предыдущее выражение примет следующий вид:

$$\frac{V_p}{\overline{B}_o}\left[\overline{S}_o\overline{B}_o\frac{\partial(1/\overline{B}_o)}{\partial p} + \overline{S}_w\overline{B}_w\frac{\partial(1/\overline{B}_w)}{\partial p} + \frac{1}{V_p}\frac{\partial V_p}{\partial p}\right]\frac{d\overline{p}}{dt} = -q_{osc}. \tag{9.7}$$

[1] Рассматриваемая здесь модель также подразумевает, что добыча начинается одновременно из всех скважин.

Выражение в квадратных скобках обычно называют *общей сжимаемостью*, которая определяется следующим образом:

$$c_t = \overline{S}_o c_o + \overline{S}_w c_w + c_f = \overline{S}_o \overline{B}_o \frac{\partial(1/\overline{B}_o)}{\partial p} + \overline{S}_w \overline{B}_w \frac{\partial(1/\overline{B}_w)}{\partial p} + \frac{1}{V_p}\frac{\partial V_p}{\partial p}. \tag{9.8}$$

Используя это определение, уравнение (9.7) можно записать в более компактном виде:

$$\frac{V_p c_t}{\overline{B}_o}\frac{d\overline{p}}{dt} = -q_{osc}. \tag{9.9}$$

Дебит всего месторождения складывается из дебитов отдельных скважин, т. е.

$$q_{osc} = \sum_{k=1}^{N_w} q_{osc,k} = \sum_{k=1}^{N_w} \frac{J_k(\overline{p} - p_{wf,k})}{\overline{B}_o}, \tag{9.10}$$

где k — номер скважины, а N_w — общее число добывающих скважин. Крайнее правое выражение получается путем подстановки уравнения (9.1) для $q_{osc,k}$. Подставляя (9.10) в (9.9), получим:[1]

$$V_p c_t \frac{\partial \overline{p}}{\partial t} = -\sum_{k=1}^{N_w} J_k(\overline{p} - p_{wf,k}). \tag{9.11}$$

Разделяя переменные и устанавливая пределы интегрирования, имеем

$$\int_{p_i}^{\overline{p}} \frac{d\overline{p}}{\sum\limits_{k=1}^{N_w} J_k(\overline{p} - p_{wf,k})} = -\frac{1}{V_p c_t}\int_0^t dt. \tag{9.12}$$

Проинтегрируем оба этих выражения и подставим пределы интегрирования:

$$\frac{\sum\limits_{k=1}^{N_w} J_k(\overline{p} - p_{wf,k})}{\sum\limits_{k=1}^{N_w} J_k(p_i - p_{wf,k})} = \exp(\lambda t). \tag{9.13}$$

Величина λ называется постоянной распада (Голдстейн и др., 1977), она равна

$$\lambda = \frac{\sum\limits_{k=1}^{N_w} J_k}{V_p c_t}, \tag{9.14}$$

и имеет размерность, обратную времени, например, 1/год. При интегрировании (9.12) мы приняли, что величины V_p и $\overline{S}_w$ постоянны, хотя если говорить строго, то они будут

[1] При выводе уравнения (9.11) мы пренебрегли различием величин B_o в выражениях (9.9) и (9.10). На самом деле, с чисто технической точки зрения, B_o в (9.9) рассчитывается при среднем, а в (9.10) при средневзвешенном давлении, $(\overline{p} + p_{wf})/2$.

немного изменяться, если порода и водяная фаза являются сжимаемыми. При этом по мере истощения пласта значение V_p будет уменьшаться, а $\overline{S}_w$ увеличиваться. Однако данные изменения настолько малы, что V_p и $\overline{S}_w$ можно считать постоянными.

В особом случае, когда все скважины имеют одинаковый коэффициент продуктивности и и забойные давления, уравнения (9.13) и (9.14) приобретают более простой вид:

$$\frac{\overline{p} - p_{wf}}{p_i - p_{wf}} = \exp(\lambda t), \tag{9.15}$$

$$\lambda = \frac{N_w J}{V_p c_t}. \tag{9.16}$$

Выражение (9.15) показывает, что давление падает экспоненциально в зависимости от времени; это, бесспорно, является очень важным фактом.

Общий дебит месторождения можно представить в несколько ином виде, подставляя (9.13) в (9.10):

$$q_{osc} = \frac{\exp(-\lambda t)}{\overline{B}_o} \sum_{k=1}^{N_w} J_k (p_i - p_{wf,k}). \tag{9.17}$$

Начальный темп добычи получается при подстановке в (9.17) значения $t = 0$. Тогда

$$q_{osci} = \frac{\sum_{k=1}^{N_w} J_k (p_i - p_{wf,k})}{\overline{B}_o}. \tag{9.18}$$

Используя это выражение, (9.17) можно значительно упростить:

$$q_{osc} = q_{osci} \exp(-\lambda t). \tag{9.19}$$

Данное уравнение свидетельствует о том, что дебит, как и давление, падает экспоненциально в зависимости от времени[1]. Эта особенность характерна для первичной разработки залежей, содержащих малосжимаемые флюиды, в режиме истощения. В реальных пластах чисто экспоненциальное падение дебита наблюдается редко, однако общий вид кривой при этом близок к графику экспоненты.

При подробном изучении уравнения (9.19) было обнаружено, что постоянная распада λ имеет особый физический смысл относительно поведения дебита. Номинальное снижение или потеря дебита, D, определяется как $D = (-1/q_{osc})(dq_{osc}/dt)$. Если рассматривать случай, когда зависимость q_{osc} определяется выражением (9.19), то мы увидим, что величина D будет равна постоянной распада. С точки зрения физики это значит, что снижение дебита в экспоненциальном случае будет постоянным. Если добыча из всех скважин ведется при одинаковом забойном давлении, то уравнения (9.18) и (9.14) можно объединить. Тогда получим, что

$$\lambda = D = \frac{q_{osci} \overline{B}_o}{(p_i - p_{wf}) V_p c_t}. \tag{9.20}$$

[1] При выводе уравнения (9.19) мы приняли, что начальный и доминирующий объемные коэффициенты нефти примерно равны, поскольку для малосжимаемых жидкостей различие между ними крайне мало, хотя оно и существует.

Начальное снижение дебита в неразработанных пластах с насыщенной нефтью обычно варьируется в пределах от 10 до 50% в год, а то же самое падение дебита для коллекторов, в состав которых входит недонасыщенная нефть, примерно на один-два порядка выше. Объясняется это тем, что сжимаемость недонасыщенной нефти на два порядка ниже сжимаемости насыщенной нефтяной фракции (см. рис. 4.33 в § 4.11.3). Уравнение (9.20) показывает, что постоянная распада изменяется обратно пропорционально сжимаемости.

При помощи резервуарной модели сжимаемой жидкости можно приближенно воссоздать картину поведения пластов с насыщенной нефтью (например, разрабатываемых в режиме растворенного газа), если выражение общей сжимаемости (9.8) заменить эквивалентной величиной, которая равна $S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g + c_f$, где c_g — сжимаемость газа. Данная поправка учитывает присутствие в пласте фазы свободного газа и при ее введении так же, как и ранее, необходимо использовать полученные на практике значения сжимаемости. Как уже говорилось выше, величины сжимаемостей в случае пластов с насыщенной нефтью будут намного выше, нежели для недонасыщенной фазы, и именно эти факторы определяют то, что сжимаемость пласта, разрабатываемого в режиме растворенного газа, будет гораздо выше, нежели недонасыщенного коллектора. Кроме того, они определяют и длительность периода истощения пласта с режимом растворенного газа, которая будет намного выше по сравнению с гипотетической недонасыщенной залежью. Данный вывод следует из того, что постоянная распада имеет обратную зависимость по отношению к общей сжимаемости. Вышеописанное изменение обеспечивает лишь приемлемую степень аппроксимации ввиду того, что в модели строго не учитывается одновременная фильтрация нефти и газа.

Из уравнений (9.19) и (9.20) видно, что поровый объем пласта можно определить, зная лишь минимальное количество параметров. Значение λ, согласно (9.19), рассчитывается на основе двух значений дебита, при начальном моменте времени и некоторой другой его величине. Отсюда, используя (9.20), а также зная параметры p_i, p_{wf}, $\overline{B}_o$ и c_t, можно вычислить поровый объем пласта.

Суммарная нефтеотдача определяется выражением

$$N_p = \int_0^t q_{osc} dt. \tag{9.21}$$

Подставляя (9.19) в (9.21), получим

$$N_p = \int_0^t q_{osci} \exp(-\lambda t) dt. \tag{9.22}$$

Проинтегрируем это уравнение и подставим пределы интегрирования. Тогда

$$N_p = \frac{q_{osci}}{\lambda}[1 - \exp(-\lambda t)]. \tag{9.23}$$

С учетом того что $\exp(\lambda t) = q_{osc}/q_{osci}$ (см. выражение (9.19)), получим

$$N_p = \frac{q_{osci} - q_{osc}}{\lambda}. \tag{9.24}$$

9.1.3. Временной масштаб добычи

Если решить уравнение (9.19) относительно t, мы получим время, при котором достигается заданная величина дебита:

$$t = \frac{-\ln\left(\frac{q_{osc}}{q_{osci}}\right)}{\lambda}. \tag{9.25}$$

Если предположить, что коэффициент продуктивности J_k одинаковый для всех скважин, то можно воспользоваться выражением (9.16). Подставляя из него значение λ в (9.25), а затем в получившееся соотношение и J_k, определяемое (9.2), получим, что

$$t = \frac{-\ln\left(\frac{q_{osc}}{q_{osci}}\right)\mu_o\left(\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + s\right)\phi A_t c_t}{2\pi k N_w}, \tag{9.26}$$

где A_t — общая площадь месторождения, A — площадь, дренируемая скважиной, а $V_p = \phi A_t h$. Преобразуя (9.24), имеем $q_{osc}/q_{osci} = 1 - N_p\lambda/q_{osci}$. Если подставить это выражение в (9.26), то

$$t = \frac{-\ln\left(1 - \frac{N_p\lambda}{q_{osci}}\right)\mu_o\left(\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + s\right)\phi A_t c_t}{2\pi k N_w}. \tag{9.27}$$

Данное уравнение определяет масштаб времени добычи, а также то, что это время изменяется примерно обратно пропорционально проницаемости и плотности размещения скважин (N_w/A_t) и прямо зависит от сжимаемости. Из этих переменных инженер может полностью контролировать только плотность скважин, хотя проницаемость можно также немного изменять при помощи гидроразрыва пласта. Так, уравнение (9.27) демонстрирует, что при удвоении проницаемости залежи или числа добывающих скважин время добычи сократится наполовину.

Пример 1. Прогнозирование поведения пласта с помощью модели сжимаемой жидкости

Рассмотрим процесс истощения из одиночной скважины. Предположим, что нам известны следующие параметры:

q_{osci} = 54,06 м^3/сут,
p_i = 113 бар,
p_{wf} = 13,7 бар,
V_p = 612,15·10^3 м^3,
S_{wi} = 20%,
c_t = 11,6·10^{-4} бар$^{-1}$,
B_o = 1,25 м^3/м^3.

Общая сжимаемость здесь немного завышена по сравнению с нормальным значением для недонасыщенной нефти (1,45–4,35 ·10^{-4} бар$^{-1}$). Сделано это для того, чтобы можно было смоделировать режим растворенного газа.

1. Оценить количественно поведение пласта в единицах дебита нефти (м^3/сут), среднего пластового давления (бар), суммарной нефтеотдачи (м^3) и долевой нефтеотдачи (% от OOIP[1]) в виде функции времени.

[1] Начальные запасы нефти (от англ. original oil in place). — *Прим. перев.*

2. Рассчитать время (в годах), при котором значение дебита будет составлять 5% от первоначального значения или $2,7$ м^3/сут. Данный дебит соответствует пределу рентабельности при разработке.
3. Вычислить суммарную добычу (м^3) при пределе рентабельности, а также долевую отдачу.
4. Рассчитать конечное давление (бар).

Решение

1) Постоянная распада определяется уравнением (9.20):

$$\lambda = \frac{q_{osci}\overline{B}_o}{(p_i - p_{wf})V_p c_t} = \frac{(54,06 \text{ м}^3/\text{сут})(1,25 \text{ м}^3/\text{м}^3)(365 \text{ дней/год})}{(113-13,7 \text{ бар})(612,15 \cdot 10^3 \text{м}^3)(11,6 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1})} = 0,28 \text{ год}^{-1}.$$

Проведем расчет характеристик пласта для одного года разработки. Дебит можно вычислить из (9.19):

$$q_{osc} = q_{osci}\exp(-\lambda t) = (54,06 \text{ м}^3/\text{сут})\exp[-(0,28 \text{ год}^{-1})(1\text{год})] = 40,86 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Суммарная нефтеотдача, согласно (9.24), равна

$$N_p = \frac{q_{osci} - q_{osc}}{\lambda} = \frac{(54,06 - 40,86 \text{ м}^3/\text{сут})(365 \text{ дней/год})}{(0,28 \text{ год}^{-1})} = 17,17 \quad \text{тыс. м}^3.$$

Величина OOIP равна $V_p(1 - S_{wi})/B_{oi} = (612,15 \cdot 10^3 \text{ м}^3)(1 - 0,20)(1,25 \text{ м}^3/\text{м}^3)$ или $391,14 \cdot 10^3$ м^3. Долевая нефтеотдача равна $(17213,34 \text{ м}^3)/(391,14 \cdot 10^3 \text{ м}^3)$ или $4,4\%$. Пластовое давление можно найти из (9.15):

$$\overline{p} = (p_i - p_{wf})\exp(-\lambda t) + p_{wf},$$
$$\overline{p} = (113 - 13,7 \text{ бар})\exp[-(0,28 \text{ год}^{-1})(1 \text{ год})] + 13,7 \text{ бар} = 88,81 \text{ бар}.$$

В таблице 9.1 представлены результаты вычислений для других периодов продолжительности разработки залежи, а на рис. 9.1 изображены графики давления, дебита и долевой нефтеотдачи в виде функций, зависящих от времени. В данном примере мы приняли, что $k = 5$ мД, поэтому нашему случаю будет соответствовать сплошная кривая на графике. Как видно, дебит и давление падают экспоненциально с течением времени.

2) Время, при котором достигается предел рентабельности, определяется выражением (9.25):

$$t = \frac{-\ln\left(\frac{q_{osc}}{q_{osci}}\right)}{\lambda} = \frac{-\ln(0,05)}{(0,28 \text{ год}^{-1})} = 10,7 \text{ года}.$$

3) Суммарную добычу при пределе рентабельности можно найти из (9.24):

$$N_p = \frac{q_{osci} - q_{osc}}{\lambda} = \frac{(54,06 - 2,7 \text{ м}^3/\text{сут})(365 \text{ дней/год})}{(0,28 \text{ год}^{-1})} = 66,939 \text{ тыс. м}^3.$$

Долевая нефтеотдача при этом равна $N_p/N = 66947,43 \text{ м}^3/(391,14 \cdot 10^3 \text{ м}^3)$ или $17,1\%$.

4) Рассчитаем конечное давление:

$$\overline{p} = (p_i - p_{wf})\exp(-\lambda t) + p_{wf},$$
$$\overline{p} = (113 - 13{,}7 \text{ бар})\exp[-(0{,}28 \text{ год}^{-1})(10{,}7 \text{ года})] + 13{,}7 \text{ бар} = 18{,}67 \text{ бар}.$$

Таблица 9.1. Сводные расчеты, проведенные в примере 1

Время, годы	Дебит, $м^3$/сут	N_p, $м^3$	N_p, % от OOIP	Давление, бар
0,0	54,06	0,00	0,0	113,00
1,0	40,86	17213,34	4,4	88,81
2,0	30,85	30227,97	7,7	70,48
3,0	23,37	40068,00	10,2	56,64
4,0	17,65	47507,77	12,1	46,16
5,0	13,36	53132,87	13,6	38,24
6,0	10,18	57385,96	14,6	32,25
7,0	7,63	60601,42	15,5	27,77
8,0	5,72	63032,69	16,1	24,32
9,0	4,29	64870,89	16,6	21,70
10,0	3,34	66260,71	16,9	19,77
10,7	2,70	67036,47	17,1	18,67

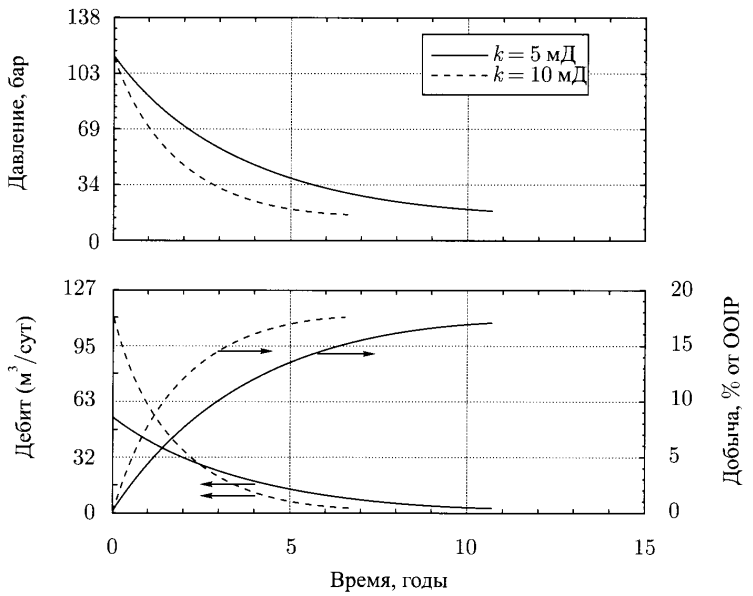


Рис. 9.1. Влияние проницаемости на поведение пласта. Концы кривых показывают условия прекращения добычи (т. е. когда дебит достигает значения $2,7$ $м^3$/сут)

9.1.4. Влияние проницаемости на добычу

Абсолютная проницаемость пласта является важным фактором, влияющим на конечную нефтеотдачу и рентабельность всего проекта по добыче нефти. Как правило, чем больше проницаемость, тем выше будет конечная нефтеотдача на момент достижения предела рентабельности, и, наоборот, если значение проницаемости слишком мало, то пласт не будет представлять промышленной ценности вследствие слишком низкой или медленной добычи нефти.

Качественную взаимосвязь между проницаемостью пласта и нефтеотдачей обычно представляют на интуитивном уровне, для этого достаточно знать соотношение между расходом жидкости и проницаемостью, которое определяется законом Дарси. Однако сам по себе закон Дарси не дает понимания того, что такое конечная нефтеотдача, и здесь на помощь приходит резервуарная модель сжимаемой жидкости, которая является основой многих часто встречающихся экспериментальных наблюдений.

На рис. 9.1 показано поведение залежи при истощении, добыча из которой ведется при помощи одиночной скважины, спрогнозированное на основе модели сжимаемой жидкости для двух почти одинаковых случаев, которые отличаются только величинами проницаемостей (5 и 10 мД). Начальный темп отбора в пласте с проницаемостью 10 мД в два раза превышает таковой для залежи, проницаемость которой составляет 5 мД. Однако этот дебит очень быстро падает с течением времени и уже по прошествии $2,5$ лет он становится меньше темпа добычи из пласта с проницаемостью 5 мД. При всем при этом сумарная нефтеотдача пласта с проницаемостью 10 мД постоянно превышает добычу из второй залежи.

Данный пример демонстрирует тот факт, что высокое значение проницаемости главным образом влияет на скорость добычи нефти. Если за критерий прекращения добычи принять определенный минимальный темп добычи нефти, например $2,7$ м^3/сут, то нефтеотдача из пласта с проницаемостью 10 мД будет лишь чуть выше, чем из менее проницаемой залежи — всего на 1 процент от OOIP. Следовательно, повышение проницаемости прежде всего способствует ускорению добычи, при этом ее увеличение с количественной точки зрения меняется весьма слабо. Конечно, на самом деле влияние проницаемости на добычу носит более сложный характер, если рассматривать данный предмет в широком смысле.

Так, на рис. 9.2 приведено суммарное влияние проницаемости на добычу, которое было получено на основе модели сжимаемой жидкости. При построении графиков конечной нефтеотдачи и времени добычи были использованы в том числе данные примера 1. Конечная нефтеотдача определяется конечным дебитом нефти (предел рентабельности), который служит для поддержания прибыльности месторождения. Выше определенного порога проницаемости (в данном случае он равен примерно $0,25$ мД) конечная нефтеотдача постоянно растет. Пороговой считается проницаемость, при которой начальный расход равен конечному дебиту нефти; известно, что она зависит от множества параметров.

Менее очевидными выглядят результаты, относящиеся к времени добычи. Как видно, его значение быстро растет по мере увеличения проницаемости, пока не достигает максимальной величины при значении, примерно равном $0,7$ мД. После этого время добычи начинает снижаться. Объяснение такого поведения может быть не совсем очевидным. Начальный рост объясняется тем, что прирост промышленных запасов нефти на данном этапе весьма велик, а изменение дебита мало. Такая картина наблюдается только в диапазоне малых значений проницаемости, когда начальные темпы

отбора ненамного превышают предел рентабельности. При более высоких проницаемостях картина поведения меняется с точностью до наоборот, так как теперь прирост промышленных запасов мал, а изменение дебита велико. Две эти противоположные тенденции ведут к образованию максимума на графике времени добычи (см. рис. 9.2).

Результаты, приведенные на рис. 9.1 и 9.2, подразумевают под собой, что плотность размещения скважин носит постоянный характер. На практике же отыскивают оптимальную плотность сетки скважин. Так, если времена добычи для заданного размещения слишком коротки, то расстояние между скважинами увеличивают, уменьшая тем самым расходы на их бурение и обслуживание. С другой стороны, если время чрезмерно велико, сетку уплотняют, добиваясь ускорения добычи и увеличивая объемы реализованной нефти. Например, в случае предполагаемой на рис. 9.2 плотности сетки расстояние между скважинами необходимо было бы увеличить, если проницаемость составляет более 10 мД, и уменьшить, если значение проницаемости равно менее 1 мД. Вопрос, касающийся оптимальной сетки размещения скважин, более подробно рассматривается в § 9.1.5.

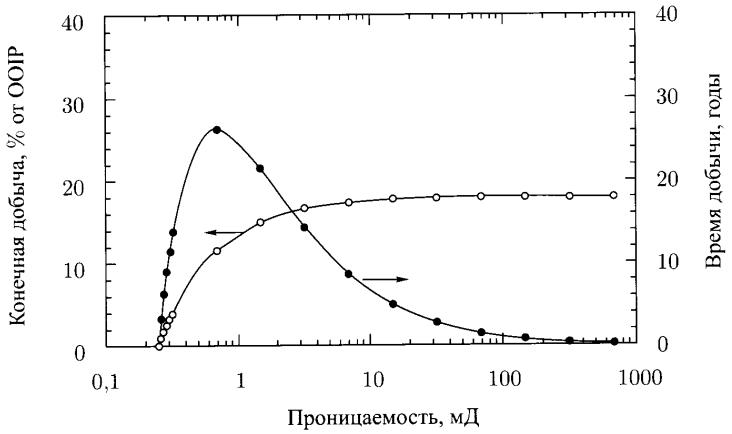


Рис. 9.2. Влияние проницаемости на конечную добычу и время добычи

Несмотря на то что резервуарная модель сжимаемой жидкости упрощает процесс истощения, наблюдаемый на практике, приведенные здесь результаты и выводы полностью согласуются с таковыми, полученными на основе более сложных моделей (например, модели конечных разностей или нелетучей нефти).

Пример 2. Влияние проницаемости на добычу

Используя данные примера 1, рассчитать следующие параметры при условии, что значение проницаемости увеличено в два раза:

1. Время (в годах), в течение которого дебит падает до $2,7$ м^3/сут (предела рентабельности).
2. Суммарную добычу (м^3) и долевую нефтеотдачу (в % от OOIP) при пределе рентабельности.
3. Конечное давление (бар).

Сравнить полученные результаты с приведенными в примере 1.

Решение

1) Если величину проницаемости увеличить в два раза, то начальный темп добычи также удвоится и будет равен $108,12$ м^3/сут. При этом постоянная распада тоже увеличивается в два раза, теперь ее значение составит $0,56$ год$^{-1}$. Время, в течение которого достигается заданный дебит ($2,7$ м^3/сут), задается выражением (9.25):

$$t = \frac{-\ln\left(\frac{q_{osc}}{q_{osci}}\right)}{\lambda} = \frac{-\ln\left(\frac{2,7}{108,12}\right)}{0,56 \text{ год}^{-1}} = 6,58 \text{ года}.$$

2) Суммарную добычу можно вычислить, используя (9.24):

$$N_p = \frac{q_{osci} - q_{osc}}{\lambda} = \frac{(108,12 - 2,7 \text{ м}^3/\text{сут})(365 \text{ дней/год})}{0,56 \text{ год}^{-1}} = 68,688 \quad \text{тыс. м}^3.$$

Отсюда долевая отдача коллектора равна $(68709,4 \text{ м}^3)/(391,14 \cdot 10^3 \text{ м}^3)$ или $17,5\%$. Данное значение показывает, что при увеличении проницаемости в два раза добыча возрастает весьма незначительно (сравни: $17,1$ и $17,5\%$).

3) Решая (9.15) относительно $\overline{p}$, получим:

$$\overline{p} = (p_i - p_{wf})\exp(-\lambda t) + p_{wf},$$

$$\overline{p} = (113 - 13,7 \text{ бар})\exp[-(0,56 \text{ год}^{-1})(6,58 \text{ года})] + 13,7 \text{ бар} = 16,2 \text{ бар}.$$

Полученные результаты показывают, что увеличение добычи достигается за счет уменьшения конечного давления со значения в $18,67$ бар до $16,2$ бар.

9.1.5. Влияние плотности размещения скважин на добычу

Еще одним важным фактором, влияющим на конечную нефтеотдачу, является плотность сетки скважин. Поскольку процесс бурения и заканчивания скважин весьма дорог, инженеру важно знать, как связаны между собой объемы добычи нефти и плотность скважин. С теоретической точки зрения это можно понять, рассматривая резервуарную модель сжимаемой жидкости; в следующем разделе мы также расскажем об определении оптимального расстояния между скважинами. Отметим, что несмотря на упрощенность представленного здесь материала, последний обладает достаточной степенью информативности и может быть использован в качестве основы для дальнейшего изучения.

Проведенные ранее исследования показали, что нефтеотдача меняется обратно пропорционально расстоянию между скважинами (Катлер, 1924; Миллер и Хиггинс, 1939)[1] — данный постулат известен как «правило Катлера». Результаты, полученные с помощью резервуарной модели, подтверждают этот вывод.

Тем не менее не все исследования согласуются с правилом Катлера. Данный вопрос вызвал серьезную дискуссию на раннем этапе развития нефтяной промышленности США. Так, Крейз и Бакли (1946) проанализировали 103 месторождения и пришли

[1] Данное утверждение, как правило, справедливо для пластов, разрабатываемых в режиме растворенного газа, и может не выполняться для залежей с водонапорным и гравитационным режимами вытеснения нефти из коллектора, поскольку последняя группа пластов чувствительна к изменению дебита. Уплотнение сетки скважин вызывает рост темпов отбора нефти относительно скорости притока воды или гравитационного дренирования, что может привести к снижению нефтеотдачи при уменьшении расстояния между скважинами.

к выводу, что «нефтеотдача вообще не зависит от расстояния между скважинами», кроме этого, они добавили, что «данное заключение не говорит о том, что добычу из пласта можно вести при помощи лишь одной скважины», вместо этого они хотели сказать, что «расстояние между скважинами не имеет отношения к физическим факторам, от которых зависит нефтеотдача».

На самом деле в работе Крейза и Бакли не исследуется влияние плотности сетки скважин на нефтедобычу для *данного конкретного месторождения*. Вместо этого они взяли данные *нескольких различных нефтяных месторождений*, и уже затем построили график зависимости нефтеотдачи от расстояния между скважинами. Такой подход неприемлем по той простой причине, что он не позволяет выделить отдельно влияние сетки скважин на фоне воздействия на коэффициент извлечения других параметров (например, проницаемости и неоднородности). В конце концов авторы осознали этот недостаток и в конечном итоге заявили в своей работе, что «отдали преимущество другим факторам, оставив постоянным расстояние между скважинами», но «такое условие неприменимо для исследуемых месторождений». Данный факт, безусловно, снижает ценность вышеописанной статьи.

Основываясь на данных, полученных при помощи модели сжимаемой жидкости, можно сказать, что влияние плотности скважин на нефтеотдачу практически идентично тому, как влияет на эту же нефтеотдачу значение проницаемости[1]. В результате все качественные выводы, полученные в предыдущем разделе, применимы и здесь. На рис. 9.3 показано влияние сетки размещения скважин для пласта площадью 324 гектара со свойствами, приведенными в табл. 9.2. На графике приведены функции конечной добычи и времени разработки в зависимости от числа скважин. Как видно, они схожи с таковыми, показанными на рис. 9.2. Согласно правилу Катлера, добыча должна расти при увеличении плотности размещения скважин (или уменьшении расстояния между ними). В следующем разделе мы покажем, что оптимальная площадь дренирования одной скважиной в данном случае составляет 20 гектар, т. е. всего необходимо 16 скважин.

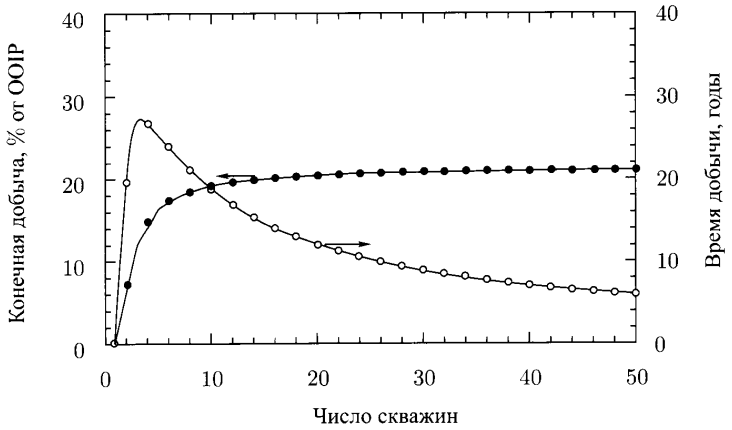


Рис. 9.3. Влияние числа скважин на суммарную добычу и время добычи

[1]Слово «практически» мы употребили потому, что плотность сетки скважин также оказывает влияние на величину радиуса дренирования, но так как для нас важен только логарифм отношения радиусов (дренирования и скважины), эта поправка будет мала.

Таблица 9.2. Параметры пласта для графиков на рис. 9.3

Показатель	Значение	Показатель	Значение
Проницаемость, мД	2,5	FVF нефти, $м^3/м^3$	1,25
Мощность, м	6	Общая сжимаемость, $бар^{-1}$	$11,6 \cdot 10^{-4}$
Пористость, %	31	Вязкость нефти, сП	0,35
Начальная водонасыщенность, %	20	Радиус скважины, м	0,15
Начальное давление, бар	113	Забойное давление, бар	13,7
Предел рентабельности, $м^3$/сут	31,8		

9.1.6. Оптимальное размещение скважин

Оптимальное расстояние между скважинами относится частично к экономическому аспекту добычи, в данной книге мы определяли его исходя из максимальной прибыли, хотя на самом деле существуют и более сложные формулировки, основанные, например, на текущем значении чистой прибыли или максимальной норме рентабельности. Тем не менее, чтобы наглядно продемонстрировать все ключевые идеи, достаточно будет и данного нами определения.

В целом оптимальное размещение скважин зависит от многих факторов, среди которых можно выделить (1) динамику нефтеотдачи, (2) динамику газодобычи, (3) стоимость работ по бурению и заканчиванию скважины, (4) «чистую» цену на нефть (учитывая арендную плату за разработку недр и эксплуатационные затраты), (5) «чистую» цену за газ и (6) ставку дисконта (учетного процента). Динамика добычи нефти и газа в свою очередь также зависит от множества переменных, включая свойства флюида и пластовой породы, поэтому оптимальное расстояние между скважинами, вообще говоря, следует определять для каждого конкретного случая, используя более сложную модель по сравнению с представленной в данной книге.

Вернемся теперь к нашей модели. Согласно ей, по мере увеличения числа скважин (или уменьшения расстояния между ними) газо- и нефтеотдача будут расти, а время, необходимое для извлечения тех же объемов, — уменьшаться[1], при этом валовый доход от продажи нефти и газа будет увеличиваться, но вместе с тем возрастут и затраты на бурение. Стоимость буровых операций оказывается определяющей при плотном размещении скважин, в случае более разреженной сетки доминирующим фактором является доход от продажи нефти. Оптимальное расстояние между скважинами находится где-то посередине между этими предельными случаями.

Предположим для простоты анализа, что чистая прибыль равна чистому доходу от реализации минус капиталовложения, потраченные на бурение скважин, а чистый доход в свою очередь равен доходу от продажи нефти минус эксплуатационные расходы. На рис. 9.4 приведены результаты расчетов оптимального размещения скважин для пласта площадью 324 гектара, рассмотренного в предыдущем разделе (см. данные табл. 9.2). Как видно, оптимальное значение затрат на бурение и заканчивание каждой скважины составляет 500 000 долларов, а чистая цена на нефть равна 20 долларов за баррель ($\approx$ 126 долларов за $м^3$)[2]. На рисунке показаны графики стоимости скважины,

[1]Время добычи снижается при увеличении числа скважин, за исключением случая очень больших расстояний между последними (см. рис. 9.3).

[2]Чистая цена на нефть равна величине валового дохода от продажи нефти минус обычные эксплуата-

чистого дохода от реализации нефти, а также чистой прибыли в зависимости от числа скважин. По мере увеличения скважин чистый доход от реализации начинает стремительно расти, достигая уровня примерно в 105 миллионов долларов, далее происходит его плавное выравнивание, так как суммарная нефтеотдача к этому моменту стабилизируется. Затраты на бурение также увеличиваются пропорционально росту числа скважин, причем максимум чистой прибыли наблюдается тогда, когда на месторождении пробурено 16 скважин (это соответствует области дренирования в 20 гектар).

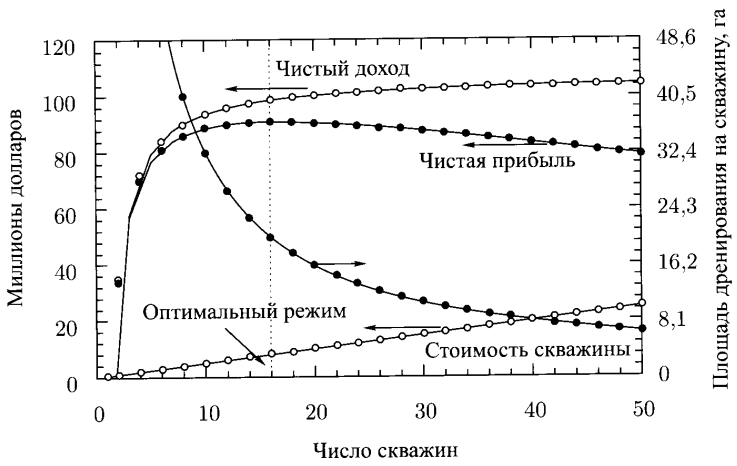


Рис. 9.4. Влияние сетки размещения скважин на чистую прибыль от пласта площадью 324 га

Другие расчеты будут примерно такими же, что и показанный выше, то есть:

- На оптимальную площадь дренирования особенно сильное влияние оказывает добыча, чистая цена на нефть и газ, а также стоимость каждой скважины.
- Оптимальное расстояние между скважинами зависит также от проницаемости пласта. По мере увеличения значения проницаемости это расстояние будет расти, если же это значение очень низкое, то проект по добыче может оказаться нерентабельным при абсолютно любой плотности сетки.
- Рост цен на нефть и газ, а также увеличение добычи способствуют росту дополнительных доходов, деньги от которых можно потратить на бурение скважин.
- Чем выше стоимость готовых скважин, тем меньшее их количество можно пробурить.
- Чем выше дисконтная ставка[1], тем предпочтительнее будет ускорение добычи и тем большее количество скважин нужно будет пробурить.

ционные расходы и налоги на пользование недрами, поделенной на баррель добываемой нефти. Данное определение иногда также включает в себя валовый доход от продажи газа.

[1]Ставкой дисконта называется скорость обесценивания денежной массы, причем термин обесценивание применяется здесь по отношению к падению покупательной способности денег, в отличие от инфляции, которая среди прочих факторов учитывает снижение покупательной способности инвестированного капитала. В случае роста дисконтной ставки реальная ценность будущих денежных поступлений будет падать, а ускорение добычи минимизирует это снижение, поэтому при росте ставки дисконта предпочтительнее вести ускоренную добычу с бóльшим количеством скважин.

Приведенные здесь результаты, несмотря на свою простоту по сравнению с истинными экономическими расчетами, достаточно четко отражают концепцию оптимального размещения скважин и качественную взаимосвязь между переменными.

Пример 3. Оптимальное размещение скважин
Рассмотрим первичную добычу нефти из пласта площадью 324 га, все необходимые параметры возьмем из табл. 9.2, за исключением общей сжимаемости (ее примем равной $c_t = 1,74 \cdot 10^{-3}$ бар$^{-1}$. Пусть также предел рентабельности будет равен $31,8$ м^3/сут, а все скважины имеют одинаковое забойное давление. Предположим, что чистая цена на нефть (включая продажу газа) равна 126 долларов за м^3, а затраты на бурение и заканчивание каждой скважины составляют 500 000 долларов. При помощи резервуарной модели сжимаемой жидкости вычислите следующие параметры:

1. Площадь дренирования (в га), коэффициент продуктивности (м^3/сут/бар), постоянную распада (в %/год), начальный дебит месторождения (м^3/сут), суммарное количество добытой нефти (м^3) и время добычи (в годах).
2. Чистый доход от реализации нефти (в долларах), общие затраты на бурение (в долларах) и чистую прибыль (в долларах).
3. Оптимальную площадь дренирования, приходящуюся на каждую скважину (в га). Рассмотреть случаи, когда добыча ведется с помощью 2, 4, 8, 16, 32 и 64 скважин.

Решение
1) Коэффициент продуктивности рассчитывается на основе уравнения (9.2), начальный дебит определяется выражением (9.1), когда $\overline{p} = p_i$. Постоянную распада можно вычислить при помощи (9.20), начальный дебит месторождения представляет собой произведение числа скважин и начального темпа отбора флюида в каждой из них. Время добычи можно найти, используя (9.25), а суммарное количество добываемой нефти рассчитывают на основе (9.24).

В случае 16 скважин площадь зоны дренирования каждой скважины равна 20 га, $J = 0,348$ м^3/сут/бар (где $C_A = 30,88$ для области дренирования в форме квадрата), начальный дебит скважины составляет $27,67$ м^3/сут, постоянная распада равна $0,191$ год$^{-1}$, начальный дебит месторождения равен $443,77$ м^3/сут, добыча ведется в течение $13,8$ лет, при этом суммарное количество добытой нефти приближается к $785,46$ тыс. м^3. В таблице 9.3 приведены эти же данные для других сеток размещения скважин.
2) Чистый доход от реализации нефти есть произведение цены за баррель на суммарную добычу, общие затраты на бурение равны произведению числа скважин на стоимость бурения и заканчивания каждой скважины. Чистая прибыль составляет разность между доходом и затратами на бурение.

Для случая с 16 скважинами чистый доход от реализации равен $98,8$ млн долларов, затраты на бурение составляют 8 миллионов, а чистая прибыль равна $90,8$ млн долларов. В таблице 9.3 приведены также данные для других конфигураций.
3) Глядя на данные, приведенные в табл. 9.3, можно заключить, что максимальная чистая прибыль соответствует разработке месторождения шестнадцатью скважинами.

9.2. Резервуарная модель сжимаемой жидкости: многослойный пласт без перетока

Пластовые свойства (в особенности это касается проницаемости), как правило, неоднородны. В частности, во многих залежах наблюдается значительное изменение

Таблица 9.3. Итоговые расчеты для примера 3

Число скважин	Площадь дренирования, га/скв.	Коэфф. прод., $м^3$/сут/бар	Начальный дебит скважины, $м^3$/сут	Начальный дебит месторождения, $м^3$/сут	Время добычи, годы
2	162	0,302	24,01	48,02	19,9
4	81	0,316	25,12	100,49	26,6
8	40,5	0,332	26,39	210,99	20,8
16	20,25	0,348	27,67	443,77	13,8
32	10,13	0,369	29,26	936,03	8,4
64	5,06	0,390	31,01	1980,50	4,8

Число скважин	λ, 1/год	N_p, млн $м^3$	Чистый доход, млн долл.	Затраты на бурение, млн долл.	Чистая прибыль, млн долл.
2	0,021	0,2862	35,9	1,0	34,9
4	0,043	0,5788	72,8	2,0	70,8
8	0,091	0,7187	90,4	4,0	86,4
16	0,191	0,7855	98,8	8,0	90,8
32	0,404	0,8173	102,9	16,0	86,9
64	0,854	0,8332	104,8	32,0	72,8

проницаемости с глубиной. Чтобы описать это изменение, модель сжимаемой жидкости была несколько усовершенствована и теперь с ее помощью можно описывать пласт с произвольным числом слоев, каждый из которых имеет собственную мощность и проницаемость. В общем случае в залежи такого типа наблюдается переток между отдельными слоями, он может варьироваться в весьма значительном диапазоне: от минимального до ярко выраженного. Однако явление перетока будет являться темой следующего раздела, а в данном параграфе мы рассмотрим предельный случай отсутствия этого явления.

С помощью усовершенствованной модели можно сделать несколько важных предварительных оценок, что, например, скорость снижения дебита, $-dq/(qdt)$, со временем падает, т. е. *процентное падение дебита скважины будет переменным*. Такое поведение в корне отличается от однослойной модели, где снижение дебита постоянно. Падение дебита с постоянной скоростью характеризует экспоненциальный закон истощения, а снижение q с переменной скоростью — *гиперболическое* истощение. В самом начале разработки темп добычи из многослойного пласта будет выше, чем из однородного, однако ближе к концу ситуация меняется на прямо противоположную. В конечном итоге истощение по гиперболическому закону ведет к более низкому значению нефтеотдачи.

Рассмотрим пласт, состоящий из N_L дискретных слоев, каждый n-й слой которого обладает собственными значениями приницаемости, k_n, и мощности, h_n (переменная n использована исключительно для обозначения слоев при разработке, ее не следует путать с номером скважины, k, который здесь не используется вследствие того, что мы считаем все скважины идентичными). Если между слоями нет перетока флюида, то каждый из них можно рассматривать в виде отдельного резервуара, и тогда общее поведение пласта будет определяться суммарным поведением этих резервуаров.

Если рассматривать каждый пласт в виде отдельного резервуара со сжимаемой жидкостью, то расход флюида в n-м слое будет определяться следующим выражением:

$$q_{osc,n} = \frac{J_n(\overline{p} - p_{wf})}{B_o}, \qquad n = 1, 2, \ldots, N_L, \tag{9.28}$$

где $\overline{p}$ — среднее давление, а J_n — коэффициент продуктивности n-го слоя, который равен

$$J_n = k_n h_n \widetilde{J}. \tag{9.29}$$

$\widetilde{J}$ рассчитывается из (9.2):

$$\widetilde{J} = \frac{2\pi hk}{\mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + s \right)} = \frac{0,05435hk}{\mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,01 + s \right)}. \tag{9.30}$$

Эта величина имеет размерность м^3/(сут-мД-м)/бар. Запись выражения (9.28) подразумевает, что все скважины на месторождении имеют одинаковый коэффициент продуктивности и что добыча из них ведется при одном и том же забойном давлении. По аналогии с однослойной моделью, расход жидкости в n-м слое будет зависеть экспоненциально от времени добычи,

$$q_{osc,n} = q_{osci,n} \exp(-\lambda_n t), \tag{9.31}$$

где $q_{osci,n}$ — начальный дебит нефти n-го слоя (выраженный в стандартных условиях вблизи поверхности), а λ_n — постоянная распада n-го слоя, определяемая как

$$\lambda_n = \frac{J_n N_w}{V_{p,n} c_t}. \tag{9.32}$$

Здесь $V_{p,n}$ — поровый объем n-го слоя, а общая сжимаемость одинакова для каждого слоя. Выражение (9.32) выводится из (9.16), которое справедливо в случае однослойной модели. Общую эффективную постоянную распада можно вычислить, применяя следующее соотношение:

$$\lambda_e = \frac{J_e N_w}{V_p c_t} = \frac{q_{osci} B_o}{V_p c_t (p_i - p_{wf})}, \tag{9.33}$$

где J_e — обобщенный коэффициент продуктивности, определяемый уравнением

$$J_e = \overline{k} h \widetilde{J}. \tag{9.34}$$

Здесь h — общая мощность пласта, а $\overline{k}$ — средневзвешенная по мощности проницаемость, которая рассчитывается как

$$\overline{k} = \frac{\sum\limits_{n=1}^{N_L} k_n h_n}{\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n} = \frac{\sum\limits_{n=1}^{N_L} k_n h_n}{h}. \tag{9.35}$$

Постоянная распада слоя связана с общей эффективной постоянной распада выражением

$$\lambda_n = \lambda_e \frac{k_n}{\overline{k}}, \tag{9.36}$$

где подразумевается, что площадь месторождения и пористость одинаковы для каждого слоя. С точки зрения физики λ_e есть не что иное, как постоянная распада однородного пласта с проницаемостью, равной средневзвешенной по мощности проницаемости неоднородного коллектора. Подставляя (9.36) в (9.31), получим:

$$q_{osc,n} = q_{osci,n} \exp\left(-\lambda_e \frac{k_n}{\overline{k}} t\right) = \frac{q_{osci} k_n h_n}{\overline{k}\left(\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n\right)} \exp\left(-\lambda_e \frac{k_n}{\overline{k}} t\right). \tag{9.37}$$

Крайняя правая формула получается из выражения, стоящего в середине, если принять, что

$$\frac{q_{osci,n}}{q_{osci}} = \frac{k_n h_n}{\left(\sum\limits_{n=1}^{N_L} k_n h_n\right)} = \frac{k_n h_n}{\overline{k}\left(\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n\right)}. \tag{9.38}$$

По аналогии с однослойной моделью и уравнением (9.23) суммарная нефтеотдача n-го слоя равна

$$\begin{aligned} N_{p,n} &= \frac{q_{osci,n}\overline{k}}{\lambda_e k_n}\left[1 - \exp\left(-\lambda_e \frac{k_n}{\overline{k}} t\right)\right] = \\ &= \frac{q_{osci} h_n}{\lambda_e\left(\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n\right)}\left[1 - \exp\left(-\lambda_e \frac{k_n}{\overline{k}} t\right)\right]. \end{aligned} \tag{9.39}$$

Стоящая справа формула получается из уравнения в середине, если произвести замену согласно (9.38). Общий расход жидкости и нефтеотдача есть не что иное, как сумма таковых по всем слоям:

$$q_{osc} = \sum_{n=1}^{N_L} q_{osc,n}, \tag{9.40}$$

$$N_p = \sum_{n=1}^{N_L} N_{p,n}. \tag{9.41}$$

Подставим уравнение (9.37) в (9.40), а (9.39) в (9.41). Тогда

$$q_{osc} = \frac{q_{osci}}{\overline{k}\left(\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n\right)} \sum_{n=1}^{N_L} k_n h_n \exp\left(-\lambda_e \frac{k_n}{\overline{k}} t\right), \tag{9.42}$$

$$N_p = \frac{q_{osci}}{\lambda_e\left(\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n\right)} \sum_{n=1}^{N_L} h_n \left[1 - \exp\left(-\lambda_e \frac{k_n}{\overline{k}} t\right)\right]. \tag{9.43}$$

Уравнение (9.42) демонстрирует очень важный результат: суммарный расход жидкости в многослойном пласте без перетока будет снижаться отнюдь не по экспоненциальному закону, если только залежь не является однородной.

9.2.1. Сравнение поведения однородных и неоднородных пластов

Многослойная и однослойная модели позволяют сравнить реакцию на изменение давления в однородных и неоднородных пластах.

Чтобы продемонстрировать различие между двумя типами залежей, мы провели сравнение поведения гипотетических однородной и двухслойной систем. На рис. 9.5 показана динамика изменения дебита нефти. Обе системы имеют одну и ту же усредненную по мощности проницаемость и начальный темп добычи нефти ($47,7$ м^3/сут), при этом для расчетов в случае двухслойной системы было принято, что $k_1/k_2 = 8,76$, $h_1/h_2 = 1,0$ и $\lambda_e = 10\%$/год. Результаты, приведенные на рис. 9.5, включают также изменение дебита с течением времени по отдельным слоям. Как видно, темп отбора нефти в однородной системе выше, чем в двухслойной, вплоть до 12 лет разработки, а далее происходит обратная ситуация, поскольку малопроницаемый слой еще практически не истощен и содержит значительные запасы извлекаемой нефти.

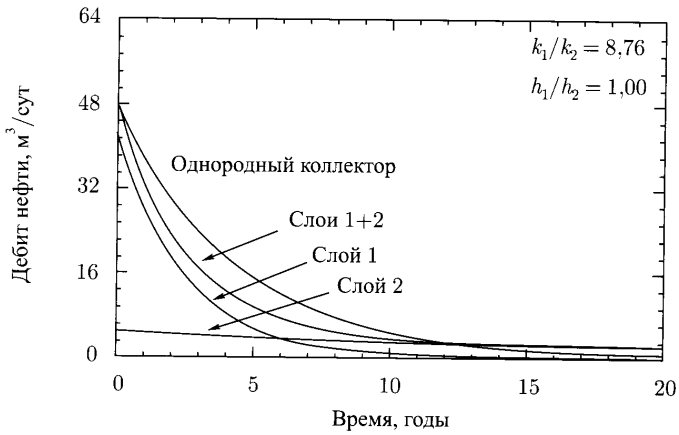


Рис. 9.5. Прогнозы, полученные при помощи резервуарной модели сжимаемой жидкости. Сравнение динамики изменения дебита в двухслойной и однородной системах

На рис. 9.6 показаны графики суммарной нефтеотдачи для однородной и двухслойной сред. Как видно, в случае однородной системы этот параметр оказывается выше: если взять двенадцатилетний цикл, то добыча из двухслойного пласта будет составлять примерно 75% нефтеотдачи однородной системы. Данный рисунок вкратце показывает хорошо известный недостаток неоднородных сред: последние обладают меньшим коэффициентом нефтеизвлечения, чем однородные системы с похожими свойствами.

Если для двухслойной системы построить полулогарифмический график q от t, то он будет нелинейным, это означает, что снижение дебита будет протекать не по экспоненциальному закону. Здесь имеет место другой тип модели, речь о которой и пойдет ниже.

9.2.2. Гиперболические модели истощения

Снижение дебита в случае применения многослойной модели сжимаемой жидкости будет подчиняться гиперболической модели, если при этом закон распределе-

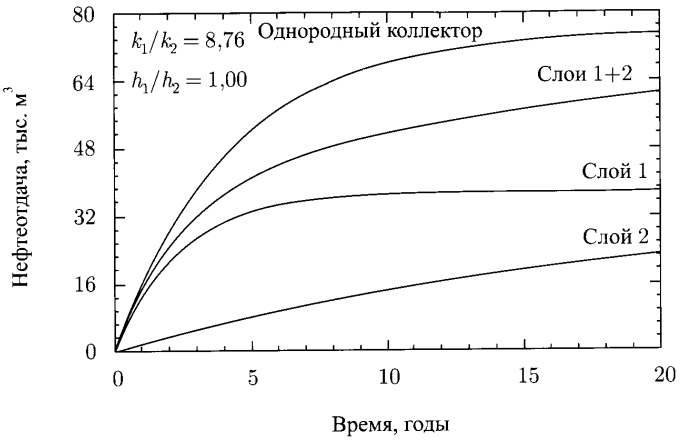


Рис. 9.6. Прогнозы, полученные при помощи резервуарной модели сжимаемой жидкости. Сравнение динамики роста нефтеотдачи в двухслойной и однородной системах

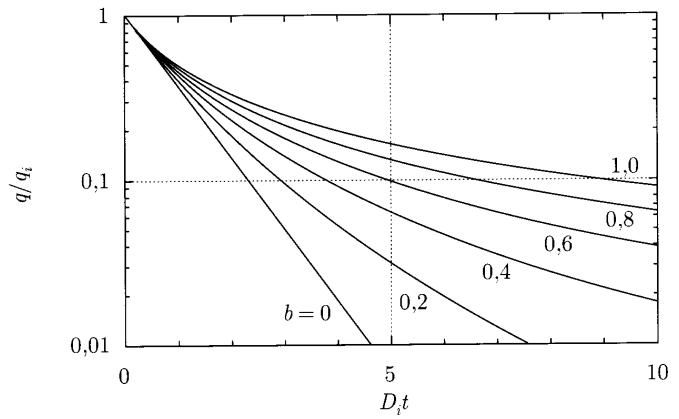


Рис. 9.7. Влияние величины показателя степени b на динамику изменения дебита

ния проницаемости носит логарифмически нормальный характер. Такое распределение проницаемости является наиболее часто встречающимся в естественных условиях. Гиперболическая модель истощения подчиняется следующему закону:

$$D = -\frac{1}{q}\frac{dq}{dt} = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^b, \tag{9.44}$$

где q — общий дебит (например, нефти или газа), D — скорость снижения или потери дебита, D_i — начальный темп снижения дебита, а b — постоянная, она является подгоночным параметром при аппроксимации кривых, и ее, как правило, называют *показателем степени Арпса* (значение b изменяется в пределах от 0 до 1). В особом случае, когда $b = 0$, гиперболическая модель переходит в экспоненциальную, но чем выше величина b, тем более низкой будет скорость снижения дебита D при заданном времени. Например, если $b = 0,5$, то падение дебита будет равно одной десятой начальной величины, в это время расход жидкости уменьшится на 1% от первоначального значения. По сравнению с этим, в случае экспоненциальной зависимости D будет

оставаться постоянной все время. Приведенное сравнение демонстрирует главное отличие между экспоненциальной и гиперболической моделями: первая дает постоянную процентную скорость потери дебита, а вторая — переменную. Гиперболическую модель предпочтительнее применять, если параметр $b > 0$[1].

Если проинтегрировать выражение (9.44), то получим следующую зависимость дебита от времени:

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i bt)^{1/b}}. \tag{9.45}$$

На рис. 9.7 показано то, как влияет значение b на вид графика (q/q_i) от $D_i t$, построенного в полулогарифмическом масштабе, где $D_i t$ действует в качестве безразмерной функции времени. Как видно, при экспоненциальном истощении ($b = 0$) график линеен, а по мере роста степенного показателя кривизна начинает расти, что является отличительным признаком переменной скорости снижения дебита.

Исследования, проведенные Фетковичем и др. (1994), показали, что b является важным пластовым параметром, а анализ Катлером (1924) скважин на 149 месторождениях выявил следующую закономерность: в большинстве случаев b варьируется в диапазоне от 0 до 0,4 и никогда не превышает значения 0,7.

На рис. 9.8 продемонстрировано, насколько точно соответствуют данные о снижении дебита, полученные для слоистого пласта в отсутствие перетока, данным, полученным с помощью гиперболической модели истощения. Поведение слоистого пласта рассчитывалось на основе многослойной модели, для которой пласт делился на 31 слой. Проницаемости каждого слоя представлены в табл. 9.4 в колонке, обозначенной $V_{DP} = 0,60$, и подчиняются логарифмически нормальному распределению. Что из себя представляет переменная V_{DP}, будет сказано в следующем параграфе. При расчете многослойной модели предполагалось, что $\lambda_e = 0,232$ 1/год. Адаптация истории по дебиту проводилась с использованием уравнения (9.45) при $b = 0,37$ и $D_i = 0,36$ 1/год. Практически идеальное соответствие между двумя моделями свидетельствует о правильности использования гиперболических кривых (более подробно об этом см. главу 14).

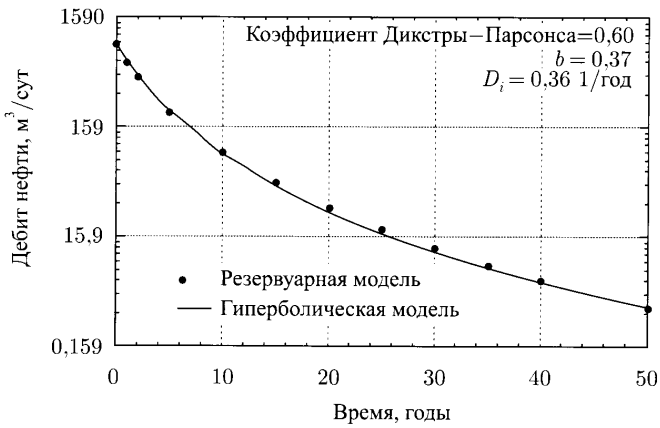


Рис. 9.8. Гиперболическое снижение дебита в многослойной резервуарной модели без перетока

[1]В очень редких случаях b может быть меньше нуля, но тем не менее с точки зрения физики такое условие вполне допустимо.

9.2.3. Коэффициент Дикстры–Парсонса

Коэффициент Дикстры–Парсонса служит статистической характеристикой размаха логарифмически нормального распределения. Последнее является не чем иным, как нормальным распределением за исключением того, что здесь участвуют десятичные логарифмы проницаемостей, а коэффициент Дикстры–Парсонса аналогичен коэффициенту вариации при нормальном распределении. Описание нормальных распределений можно найти во вводных книгах по статистике (Парзен, 1960; Шпигель, 1992). Вкратце скажем, что V_{DP} изменяется в пределах от 0 до 1, где первое значение говорит о том, что вариации нет вообще (т. е. пласт однородный), а второе означает, что степень неоднородности очень высока[1]. В таблице 9.4 показаны примеры распределений при различных значениях коэффициента Дикстры–Парсонса. Как видно, каждое распределение содержит в себе 31 образец (или слой) и имеет медианную проницаемость 5 мД. На этом закончим качественное описание параметра V_{DP} и перейдем к его непосредственным расчетам.

Коэффициент Дикстры–Парсонса определяется исходя из следующего соотношения:

$$V_{DP} = \frac{k_m - k_{16}}{k_m}, \tag{9.46}$$

где k_m — медианная проницаемость, k_{16} — проницаемость при 16% частоте накопления (т. е. 16% образцов имеют проницаемость меньше, чем k_{16}), а V_{DP} изменяется в пределах от 0 до 1. Как было выяснено Ламбертом (1981), наиболее распространенный диапазон значений V_{DP} лежит между $0,5$ и $0,8$. Стандартное отклонение в случае логарифмически нормального распределения равно:

$$\lg k_m - \lg k_{16} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{N_L} (\lg k_n - \lg k_m)^2}{N_L}}, \tag{9.47}$$

где медианную проницаемость k_m можно получить, упорядочив проницаемости, начиная с самых высоких значений и заканчивая самыми низкими (и выбрав значение, соответствующее слою $(N_L/2)$) или применяя следующую формулу:

$$\lg k_m = \frac{\sum_{n=1}^{N_L} \lg k_n}{N_L}. \tag{9.48}$$

Коэффициент Дикстры–Парсонса (или коэффициент вариации) для логарифмически нормального распределения вычисляют при помощи одного из следующих методов: (1) используя уравнение (9.46), где k_m задается уравнением (9.48), а k_{16} рассчитывается из (9.47), (2) строят распределение на логарифмической бумаге, откуда можно вычислить k_m и k_{16} и применить затем уравнение (9.46), или (3) упорядочивая проницаемости по возрастанию, откуда можно рассчитать общий процент каждой проницаемости, определить k_m и k_{16} и применить затем уравнение (9.46). Первый

[1] Коэффициент вариации V_{LN} для логарифмически нормального распределения связан с коэффициентом Дикстры–Парсонса следующим образом: $V_{LN} = -\lg(1 - V_{DP})/\lg k_m$. Коэффициент вариации может меняться в пределах от 0 до ∞.

Таблица 9.4. Пример логарифмически нормальных распределений проницаемости

Слой	$V_{DP} = 0,0$	$V_{DP} = 0,2$	$V_{DP} = 0,4$	$V_{DP} = 0,6$	$V_{DP} = 0,8$
1	5	3,30	1,93	0,91	0,25
2	5	3,55	2,29	1,22	0,42
3	5	3,72	2,55	1,49	0,60
4	5	3,86	2,78	1,74	0,79
5	5	3,99	2,99	1,98	0,99
6	5	4,10	3,18	2,22	1,20
7	5	4,21	3,37	2,45	1,44
8	5	4,30	3,54	2,69	1,69
9	5	4,40	3,72	2,94	1,97
10	5	4,49	3,90	3,19	2,28
11	5	4,57	4,07	3,46	2,62
12	5	4,66	4,25	3,73	2,99
13	5	4,74	4,43	4,02	3,41
14	5	4,83	4,61	4,33	3,88
15	5	4,90	4,78	4,61	4,34
16	5	5,00	5,00	5,00	5,00
17	5	5,11	5,24	5,42	5,75
18	5	5,18	5,42	5,77	6,44
19	5	5,27	5,65	6,21	7,31
20	5	5,37	5,89	6,70	8,34
21	5	5,47	6,14	7,23	9,55
22	5	5,57	6,41	7,82	10,96
23	5	5,69	6,71	8,49	12,68
24	5	5,81	7,05	9,27	14,79
25	5	5,94	7,43	10,19	17,42
26	5	6,10	7,87	11,27	20,80
27	5	6,27	8,38	12,62	25,35
28	5	6,47	8,99	14,35	31,77
29	5	6,71	9,79	16,71	41,59
30	5	7,05	10,94	20,37	58,75
31	5	7,59	12,91	27,54	99,54
Медианное значение	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Среднее значение	5,00	5,10	5,50	6,97	13,06

и последний методы рекомендуется применять, только если значения проницаемостей известны, чтобы подогнать их под логарифмически нормальное распределение.

9.2.4. Взаимосвязь коэффициента Дикстры–Парсонса и показателя степени Арпса

По мере роста неоднородности проницаемостей происходит и увеличение параметра b, поэтому последний можно рассматривать в качестве меры этой самой неоднородности. Настоящий раздел описывает связь между параметрами V_{DP} и b, однако

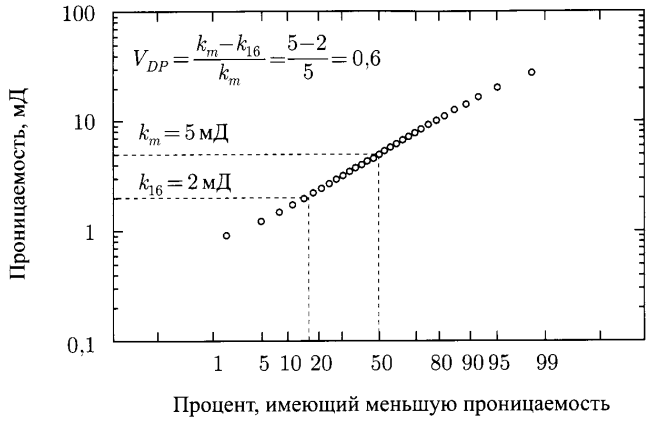


Рис. 9.9. Логарифмически нормальное распределение проницаемости ($V_{DP} = 0,6$), построенное на логарифмической бумаге

чтение данного раздела можно пока отложить до тех пор, пока читатель не дойдет до 14 главы.

Рис. 9.10 демонстрирует взаимосвязь между коэффициентом Дикстры–Парсонса и показателем Арпса в случае несообщающихся слоистых пластов. Данный график соотносит гиперболическую модель истощения и результаты многослойной резервуарной модели для распределений проницаемости, приведенных в табл. 9.4[1]. Данная процедура подгонки кривых была проиллюстрирована ранее, на рис. 9.8. Как видно, если проницаемость везде одинакова (т. е. $V_{DP} = 0$), то значение b будет равно нулю. В диапазоне $0 < V_{DP} < 0,20$ показатель Арпса растет незначительно, а затем при $V_{DP} > 0,4$ начинается его резкий рост. Например, если $V_{DP} = 0,6$, то $b = 0,42$, а если $V_{DP} = 0,8$, то $b = 0,75$.

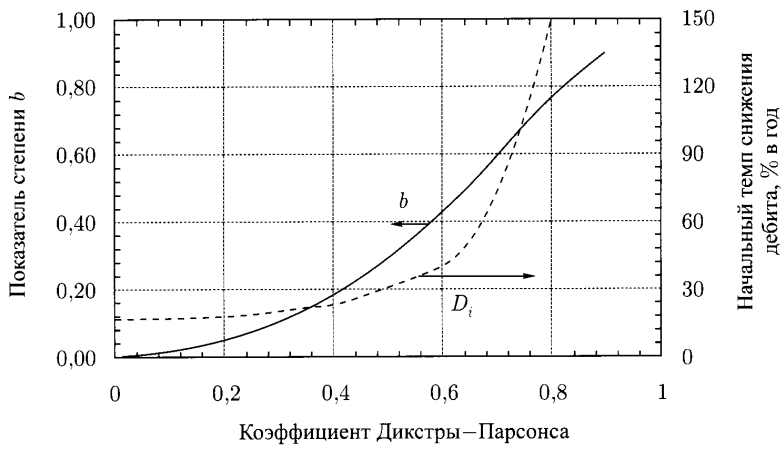


Рис. 9.10. Взаимосвязь показателя степени Арпса и коэффициента Дикстры–Парсонса

[1]Рис. 9.10 относится к диапазону значений λ_e, так как каждое распределение проницаемостей, указанное в табл. 9.4, дает различные величины средневзвешенной по толщине проницаемости. Последняя варьируется в пределах от 5 (при $V_{DP} = 0$) до 30,5 мД (при $V_{DP} = 0,90$), а λ_e при этом меняется от $0,166$ год$^{-1}$ до $1,02$ год$^{-1}$. В диапазоне между $V_{DP} = 0$ и 0,6 эти параметры меняются слабо. Так, при $V_{DP} = 0,60$ средневзвешенная проницаемость равна $6,9$ мД, а λ_e равна $0,232$ год$^{-1}$.

На рис. 9.10 показано также влияние неоднородности по проницаемости на начальный темп снижения дебита, D_i. В однородном резервуаре он составляет 16,6% в год, далее это значение практически не меняется вплоть до $V_{DP} = 0,50$, а затем начинается его быстрый рост[1].

Увеличение параметров b и D_i при росте значения V_{DP} объясняется различием в поведении между однородными и неоднородными системами (см. § 9.2.1).

В целом взаимосвязь между b и V_{DP} является функцией эффективной постоянной распада λ_e, однако численные расчеты показывают, что зависимость от λ_e очень слабая. Таким образом, график, показанный на рис. 9.10, можно использовать в качестве обобщенного приближения.

9.2.5. Вертикальный коэффициент нефтеизвлечения

Изменение проницаемости по сечению пласта помогает выяснить, почему из некоторых слоев можно добыть больше нефти и за более короткий срок. При помощи многослойной резервуарной модели сжимаемой жидкости можно выяснить, как будет вести себя вертикальный коэффициент извлечения нефти в зависимости от изменения проницаемости.

Чтобы рассчитать вышеназванный коэффициент, мы сравнили два практически идентичных пласта, которые отличаются лишь тем, что один из них однородный, а другой неоднородный. Расход жидкости в единице времени и суммарная нефтеотдача для однородного резервуара будут определяться следующими выражениями:

$$q_{osc} = q_{osci} \exp(-\lambda_e t), \tag{9.49}$$

$$N_p = \frac{q_{osci} - q_{osc}}{\lambda_e}. \tag{9.50}$$

Данные уравнения получаются соответственно из (9.19) и (9.24). Заметим, что если проницаемость однородного и средневзвешенная по мощности проницаемость неоднородного пласта равны, то $\lambda = \lambda_e$. Суммарная добыча нефти из неоднородной залежи равна

$$N_p = \frac{q_{osci}}{\lambda_e \left(\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n \right)} \sum_{n=1}^{N_L} h_n \left[1 - \left(\frac{q_{osc}}{q_{osci}} \right)^{\frac{k_n}{\bar{k}}} \right]. \tag{9.51}$$

Это выражение было получено путем подстановки уравнения (9.49) в (9.43). Величину вертикального коэффициента нефтеизвлечения можно получить, разделив (9.51) на (9.50). Тогда

$$E_V = \frac{\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n \left[1 - \left(\frac{q_{osc}}{q_{osci}} \right)^{\frac{k_n}{\bar{k}}} \right]}{\left(1 - \frac{q_{osc}}{q_{osci}} \right) \left(\sum\limits_{n=1}^{N_L} h_n \right)}. \tag{9.52}$$

[1] Быстрый рост значения D_i вызван отчасти увеличением средневзвешенной по мощности проницаемости и величины λ_e. Если V_{DP} будет расти, а средневзвешенная проницаемость оставаться постоянной, то D_i будет расти менее быстро, чем это показано на рис. 9.10.

Как видно, вертикальный коэффициент извлечения нефти зависит от распределения проницаемостей и распределения мощности слоев, а также от времени, которое выражено через дебит (в виде доли от начального темпа отбора).

На рис. 9.11 показан график E_V от V_{DP}, который был построен с учетом того, что коэффициент Дикстры–Парсонса меняется в пределах от 0 до 0,9, а пласт содержит в себе 31 различный слой, и при этом конечный дебит составляет 6% от первоначальной величины. В случае однородного пласта коэффициент Дикстры–Парсонса будет равен нулю, а вертикальный коэффициент извлечения будет составлять 100%. По мере роста неоднородности V_{DP} будет расти, а E_V уменьшаться. Например, если $V_{DP} = 0,4$, то $E_V = 95\%$, если $V_{DP} = 0,6$, $E_V = 85\%$, а при $V_{DP} = 0,8$ $E_V = 65\%$. Как было показано Ламбертом (1981), значения коэффициента Дикстры–Парсонса наиболее часто лежат в диапазоне между 0,5 и 0,7.

Связь между E_V и V_{DP} весьма слабо зависит от общего числа слоев и конечного дебита, поэтому рис. 9.11 можно рассматривать в качестве обобщенной закономерности, которая дает нам удобный и быстрый метод оценки E_V, если принять при этом, что распределение проницаемости носит логарифмически нормальный характер. Выражение (9.51) является общим способом расчета коэффициента нефтеизвлечения при абсолютно любом распределении проницаемостей.

Подводя итоги, отметим, что согласно данным, полученным на основе многослойной модели в отсутствие перетока флюидов, значение b будет лежать в диапазоне от 0,2 до 0,8, а E_V будет варьироваться от 65 до 95% для типичного распределения проницаемостей (т. е. V_{DP} при этом меняется в пределах от 0,4 до 0,8).

9.3. Резервуарная модель сжимаемой жидкости: многослойный пласт с перетоком

В данном разделе рассматривается влияние межслойного перетока на поведение пласта в целом. Эффект перетока достаточно трудно изучать аналитически, но тем не менее мы легко можем рассчитать случай максимального перекрестного тока. Данное условие достигается тогда, когда между слоями существует хорошая связь, т. е. наблюдается высокая проницаемость по вертикальному сечению и минимальные барьеры, препятствующие вертикальному движению флюидов. Коатс и др. (1971) назвали это условие «вертикальным равновесием», так как между слоями существует минимальная разность давлений. Запата (1981) также показал, что вертикальное равновесие весьма часто встречается на многих месторождениях[1]. Но даже если условие вертикального равновесия не выполняется, модель максимального межслойного перетока все равно является полезной в том смысле, что наряду с моделью, не учитывающей переток, она дает сведения о том, как будет вести себя залежь в предельных случаях.

Далее мы увидим, что многослойные пласты с максимальным перетоком неотличимы от однородных формаций, т. е. давление и дебит в них снижаются по экспоненциальному закону, хотя темп падения дебита будет несколько отличаться от однородного случая. Также можно сказать, что уравнения, выведенные в § 9.1, применимы и к многослойным пластам, при условии использования правильной методики усреднения проницаемостей. Мы, опять же, рассмотрим лишь случай постоянного гидродинамического забойного давления.

[1]Данным автором было доказано, что вертикальное равновесие в пласте присутствует тогда, когда величина $(L/h)(k_V/k_H)^{1/2}$ превышает число 10, где L — расстояние между скважинами, k_V — вертикальная проницаемость, а k_H — проницаемость по горизонтали.

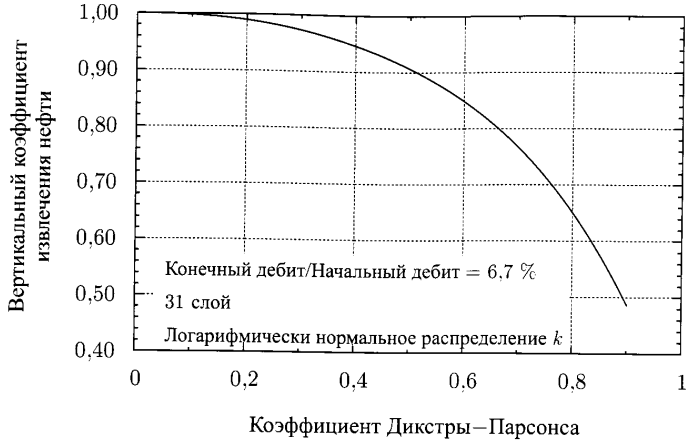


Рис. 9.11. Зависимость вертикального коэффициента нефтеизвлечения от параметра Дикстры–Парсонса

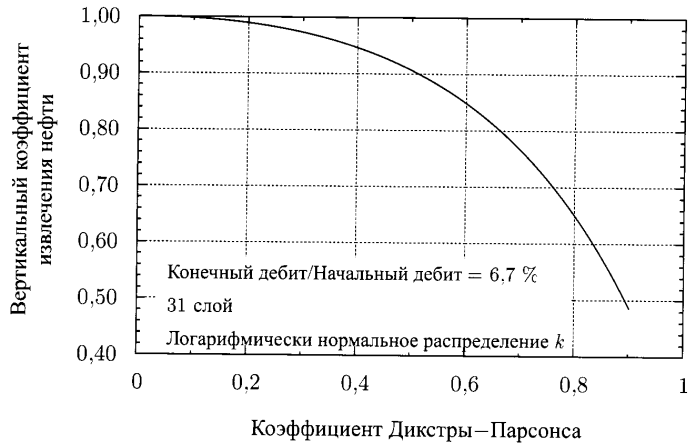


Рис. 9.12. Двухслойный пласт с перетоком

Для того чтобы вывести соответствующие уравнения, описывающие поведение многослойной системы, рассмотрим сначала случай двух связанных между собой слоев (см. рис. 9.12), а затем расширим эту модель до произвольного числа слоев.

Начнем с вещественного баланса внутри произвольного слоя. Применяя уравнение (9.9), получим:

$$\frac{V_p c_t}{\overline{B}_o}\frac{d\overline{p}}{dt} = -q_T, \tag{9.53}$$

где q_T — общий расход нефти из слоя, выраженный в стандартных единицах (на поверхности). Величина q_T представляет собой сумму темпа добычи и дебита, вызванного перетоком флюидов:

$$q_T = q_{osc} + q_{XF}. \tag{9.54}$$

Подставляя (9.54) в (9.53) и применяя полученное в результате соотношение к слоям 1 и 2, получим, что

$$V_{p1} c_t \frac{d\overline{p}_1}{dt} = -(q_{osc1} + q_{XF})\overline{B}_o, \tag{9.55}$$

$$V_{p2}c_t\frac{d\overline{p}_2}{dt} = -(q_{osc2} - q_{XF})\overline{B}_o, \tag{9.56}$$

где индексы 1 и 2 обозначают различные слои. При выводе данных уравнений предполагалось, что общая сжимаемость одинакова в каждом из слоев. Так как наша система двухслойная, то скорость вытекания флюида из первого слоя будет равна скорости втекания этого же флюида во второй слой (см. рис. 9.12). (Показанное направление перетока подразумевает, что произведение kh во втором слое выше, чем в первом.) Складывая (9.55) и (9.56), имеем

$$c_t\left(V_{p1}\frac{d\overline{p}_1}{dt} + V_{p2}\frac{d\overline{p}_2}{dt}\right) = -q_{osc}\overline{B}_o, \tag{9.57}$$

где q_{osc} — общий дебит системы. При максимальном значении перетока давления в каждом из слоев будут равны, поэтому

$$\frac{d\overline{p}_1}{dt} = \frac{d\overline{p}_2}{dt}, \tag{9.58}$$

и тогда уравнение (9.59) значительно упростится,

$$c_tV_p\frac{d\overline{p}}{dt} = -q_{osc}\overline{B}_o. \tag{9.59}$$

Здесь V_p — общий поровый объем системы. Данное выражение совпадает с основным уравнением многослойной модели (см. (9.9)), поэтому можно заключить, что обе модели дают качественно один и тот же результат, если при этом применять одинаковые фильтрационные свойства. Так, например, в многослойных пластах с максимальным перетоком и однородных резервуарах дебит и давление снижаются согласно экспоненциальному закону, а при прочих равных условиях (таких, как размеры залежи и число скважин) обе модели будут давать идентичные результаты, если средневзвешенная по мощности проницаемость многослойного пласта равна проницаемости однородного коллектора. Уравнения, используемые в однослойной модели, применимы также и в случае нескольких слоев, если сделать замену $\lambda = \lambda_e$, где последний параметр определяется выражением (9.33). Например, расход жидкости с течением времени задается формулой

$$q_{osc} = q_{osci}\exp(-\lambda_e t), \tag{9.60}$$

а суммарная нефтеотдача будет равна

$$N_p = \frac{q_{osci}}{\lambda_e}[1 - \exp(-\lambda_e t)]. \tag{9.62}$$

9.4. Резервуарная модель разреженного газа

Как было сказано в § 9.1.1, модель сжимаемой жидкости применима не только к жидкостям, но и к газам, если давление последних находится в пределах от 172 до 207 бар. Однако модели, применимой к газам, давление которых ниже этого предела, по всей видимости, нет. Чтобы заполнить этот пробел, мы разработали резервуарную

модель, предназначенную специально для разреженных газов, в которой произведение μz для флюида считается постоянным. Данная идеализация обычно применима к любому газу, давление которого не превышает 138 бар. В разделе 7.4.1 уже описывались границы применения данной идеализации. В совокупности резервуарные модели сжимаемой жидкости и разреженного газа обеспечивают более полный анализ поведения газовых залежей.

Модель разреженного газа дает несколько важных результатов, например, с ее помощью можно предсказать, что темп добычи из залежи будет снижаться по гиперболическому закону с показателем степени $b = 1/2$, если наблюдается ламинарное течение. В случае турбулентного течения, дебит будет падать по экспоненте ($b = 0$).

Если пренебречь сжимаемостью воды и породы (которые малы по сравнению со сжимаемостью газа), то, применяя уравнение (9.7) для газовой компоненты вблизи поверхности, получим:

$$V_p \overline{S}_g \frac{\partial(1/\overline{B}_g)}{\partial p} \frac{d\overline{p}}{dt} = -q_{gsc}, \tag{9.63}$$

где q_{gsc} — дебит газового месторождения. Запись выражения (9.63) подразумевает под собой, что поровый объем и газонасыщенность пласта постоянны. Объемный коэффициент в случае реального газа равен $B_g = zp_{sc}T/(pT_{sc})$, отсюда следует, что

$$\frac{\partial(1/\overline{B}_g)}{\partial p} = \frac{T_{sc}}{zTp_{sc}}. \tag{9.64}$$

Здесь параметр z считается постоянным. Если подставить (9.64) в (9.63), то получим:

$$V_p(1 - \overline{S}_{wi}) \frac{d\overline{p}}{dt} = -\frac{q_{gsc} z T p_{sc}}{T_{sc}}. \tag{9.65}$$

Здесь мы произвели замену, подставив вместо $\overline{S}_g$ выражение $(1 - \overline{S}_{wi})$. Уравнение фильтрации разреженного газа в скважине выглядит следующим образом:

$$q_{gsc,k} = J_k(\overline{p}^2 - p_{wf,k}^2)^n, \tag{9.66}$$

где $q_{gsc,k}$ — дебит k-й скважины, выраженный в стандартных поверхностных условиях, а J_k — коэффициент продуктивности скважины k. Степенной показатель n учитывает ламинарный и турбулентный режимы течения: при ламинарном режиме (малопроницаемая порода) $n = 1$, при турбулентном режиме (высокопроницаемая порода) $n = 0,5$. Выражение (9.66) иногда называют уравнением противодавления, а n — *показателем противодавления* (Феткович, 1980). При ламинарном течении реального газа в полустационарном режиме J_k задается следующей формулой:

$$J_k = \frac{\pi h k T_{sc}}{\mu_g p_{sc} T z \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + s \right)} = \frac{7,745 h k}{\mu_g T z \left(\frac{1}{2} \ln \frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,01 + s \right)}. \tag{9.67}$$

Общее выражение, объединяющее (9.66) и (9.67), можно вывести из уравнения (7.99) для $n = 1$. Формула, стоящая в центре (9.67), позволяет использовать унифицированные

единицы измерений, а в крайнем правом выражении можно использовать только смешанные единицы, принятые в отечественной практике нефтегазодобычи. Здесь J_k[=] м^3/(сут–бар^2), а T [=] K. Общий дебит газа на месторождении равен сумме дебитов отдельных скважин:

$$q_{gsc} = \sum_{k=1}^{N_w} q_{gsc,k} = \sum_{k=1}^{N_w} J_k(\overline{p}^2 - p_{wf,k}^2)^n, \tag{9.68}$$

где N_w — общее число добывающих скважин. Подставляя (9.68) в (9.65), имеем:

$$V_p(1 - \overline{S}_{wi})\frac{d\overline{p}}{dt} = -\frac{N_w JzTp_{sc}}{T_{sc}}(\overline{p}^2 - p_{wf}^2)^n. \tag{9.69}$$

При этом мы приняли допущение, что все скважины имеют один и тот же коэффициент продуктивности J и одинаковое давление на забое, p_{wf}. Разделяя переменные и устанавливая пределы интегрирования, получим:

$$\int_{p_i}^{\overline{p}} \frac{d\overline{p}}{(\overline{p}^2 - p_{wf,k}^2)^n} = \int_0^t \frac{N_w JzTp_{sc}}{T_{sc}V_p(1 - \overline{S}_{wi})}dt. \tag{9.70}$$

Чтобы было проще взять интеграл, примем $p_{wf}^2 \ll \overline{p}^2$. Тогда, выполняя интегрирование и выражая полученную формулу относительно $\overline{p}/p_i$, имеем следующее уравнение:

$$\frac{\overline{p}}{p_i} = \left[\frac{1}{1 + \dfrac{(2n-1)N_w JzTp_{sc}t}{T_{sc}V_p(1 - \overline{S}_{wi})p_i^{-2n+1}}}\right]^{\frac{1}{2n-1}} = \left[\frac{1}{1 + \dfrac{(2n-1)q_{gsci}zTp_{sc}t}{T_{sc}V_p(1 - \overline{S}_{wi})p_i}}\right]^{\frac{1}{2n-1}}. \tag{9.71}$$

Если в (9.68) принять, что $\overline{p} = p_i$, а $q_{gsc} = q_{gsci}$, то отношение q_{gsc}/q_{gsci} (в предположении $p_{wf}^2 \ll \overline{p}^2$), будет равно

$$\frac{q_{gsc}}{q_{gsci}} = \left(\frac{\overline{p}}{p_i}\right)^{2n}. \tag{9.72}$$

Подставим выражение (9.71) в (9.72), тогда

$$q_{gsc} = \frac{q_{gsci}}{\left[1 + \dfrac{(2n-1)q_{gsci}zTp_{sc}t}{T_{sc}V_p(1 - \overline{S}_{wi})p_i}\right]^{\frac{2n}{2n-1}}}. \tag{9.73}$$

Если рассмотреть гиперболическую модель снижения дебита, описываемую формулой (9.45),

$$q_{gsc} = \frac{q_{gsci}}{(1 + bD_i t)^{1/b}}, \tag{9.74}$$

то, сравнивая друг с другом уравнения (9.73) и (9.74), можно вывести следующие соотношения для b и D_i:

$$b = \frac{2n-1}{2n}, \tag{9.75}$$

$$D_i = \frac{2nq_{gsci}zTp_{sc}}{T_{sc}V_p(1-\overline{S}_{wi})p_i} = \frac{2nN_wJzTp_{sc}p_i^{2n-1}}{T_{sc}V_p(1-\overline{S}_{wi})}. \tag{9.76}$$

Выражение (9.75) показывает, что если в пласте преобладает ламинарное течение (малопроницаемая порода), то $n = 1$ и, следовательно, $b = 1/2$. Если же наблюдается преимущественно тубулентное течение, то $n = 0,5$, а $b = 0$ (экспоненциальный закон).

На основе общих результатов, полученных в результате применения резервуарных моделей сжимаемой жидкости и разреженного газа, можно сделать следующие выводы, касающиеся поведения однородных (однослойных) газовых резервуаров. В самом начале периода истощения, когда забойное давление находится в пределах от 172 до 207 бар, пластовый дебит будет снижаться согласно экспоненциальному закону, а показатель b будет равен нулю. К концу разработки, когда пластовое и забойное давление становятся меньше 138 бар, падение дебита будет происходить по гиперболе, при этом показатель степени b будет варьироваться в диапазоне от 0 до $0,5$. При этом значение $0,5$ достигается при абсолютно ламинарном течении (малопроницаемая порода), а 0 при полностью тубулентном (высокопроницаемый коллектор). Отметим, что все описанные выше прогнозы согласуются с анализом и результатами, полученными Фетковичем и др. (1994).

Выражение для суммарной газодобычи можно получить, подставив в подынтегральную функцию формулы (9.21) уравнение (9.74), описывающее дебит. После интегрирования имеем:

$$G_p = \frac{q_{gsci}^b}{D_i(1-b)}(q_{gsci}^{1-b} - q_{gsc}^{1-b}), \tag{9.77}$$

где b и D_i можно найти из (9.75) и (9.76) соответственно.

9.5. Модифицированная резервуарная модель нелетучей нефти

Модели, основанные на фазовом поведении двух или трех псевдокомпонентов, называют *модифицированными моделями нелетучей нефти* или просто *моделями нелетучей нефти*. Различие между двумя этими определениями заключается в том, что в последнем случае мы не принимаем во внимание испаренные компоненты нефти. С помощью модифицированной модели можно спрогнозировать поведение системы при наличии в ней полного набора углеводородных флюидов, включая газоконденсаты и летучие нефти, а используя простую модель — лишь поведение системы, в которой модели применимы для любого из механизмов добычи, включая режимы растворенного газа, газовой шапки и водонапорный (с закачкой воды или газа или без таковой).

В данном разделе мы рассмотрим общие концепции применения и разработки модифицированной резервуарной модели нелетучей нефти (МВОТ)[1]. Существует

[1] От англ. modified black-oil tank. — *Прим. перев.*

несколько факторов, которые служат объяснением чрезвычайной важности этой односекционной модели с точки зрения подготовки инженерных кадров.

1. Модель МВОТ дает хорошее понимание механики пласта, при этом односекционные модели применяются в весьма широком диапазоне и лишены большинства сложных моментов, которые присутствуют в многосекционных моделях и лишь уводят от сути вопроса. Множество примеров прогнозирования поведения пласта, представленных в данной книге, основаны именно на модели МВОТ.

2. Построение модифицированной модели нелетучей нефти — очень полезное упражнение. Односекционную модель построить более легко, чем многосекционную. В первом случае достаточно бывает использования развернутых таблиц с данными, в то время как многосекционные модели требуют более тщательно продуманного этапа программирования.

3. Исследование модели МВОТ позволяет проникнуть немного в область моделирования, где используются конечные разности. Такие модели повсеместно применяются при инжиниринге резервуаров, поэтому изучение модели МВОТ служит отличной подготовкой при переходе к численному имитационному моделированию.

МВОТ-моделирование относится к среднему уровню сложности, поэтому при первом чтении данный раздел можно пропустить.

В моделях МВОТ чаще всего используется одна из следующих методик решения: (1) IMPES-метод (Писмен, 1977; Томас, 1982; Коатс, 1970), (2) метод Маскета (Маскет и Тейлор, 1946; Маскет, 1945) или (3) метод Тарнера (Тарнер, 1944). IMPES расшифровывается как неявный по давлению и явный по насыщенности.

Каждая методика решения имеет свои недостатки и преимущества. Так, IMPES-метод привлекателен тем, что его решение меняется в зависимости от времени (Писмен, 1977). Данный метод весьма популярен и широко используется при построении коммерческих моделей. В противоположность этому, в методах Маскета и Тарнера решение зависит от снижения пластового давления. Метод Маскета являет собой прямое решение, однако здесь нужна численная аппроксимация целого ряда производных по давлению, которые описывают свойства флюидов (см. § 7.15.3 и уравнение (7.148)). Метод Тарнера привлекает к себе внимание вследствие простоты и абсолютной неявности. Чтобы быть более краткими, мы решили не приводить в данной книге метод Маскета и ограничились только рассмотрением первой и третьей методик решения.

9.5.1. IMPES-решение

Данный метод решения позволяет напрямую использовать пошаговое интегрирование по времени, также этот метод легко можно видоизменить, включив в рассмотрение, например, приток воды. Как гласит название, IMPES-метод неявен по давлению (IMP) и явный по насыщенности (ES). Это значит, что переменные, зависящие от давления, будут постоянно корректироваться по мере приращения времени, а зависящие от насыщенности величины остаются при этом постоянными. Отметим, что неявность метода (по сравнению со степенью явности) считается более благоприятным параметром при оценке различных методов решения, поскольку чем более неявной будет методика, тем бóльшую точность данных мы получим в итоге. Однако высокая точность достигается за счет бóльших же вычислительных затрат, что тоже необходимо учитывать.

Кроме всего прочего, в IMPES-методе продуктивности скважин также считаются явным параметром. Метод же Тарнера полностью неявный. Еще одним недостатком IMPES-метода является то, что в нем требуется выполнять большой объем вычислений по сравнению с методикой Тарнера, так как здесь приходится численно аппроксимировать большое количество производных по давлению, а также применять процедуру интерполяции. К преимуществам IMPES-метода можно отнести то, что он применим как к односекционным, так и к многосекционным моделям (метод Тарнера работает только в односекционном случае). Далее мы рассмотрим материал, который будет полезен в качестве первого знакомства при изучении конечно-разностного моделирования.

Применим для простоты несколько упрощающих допущений. Например, мы будем считать, что нагнетания, добычи или притока воды в пласт не происходит, при этом значение водонасыщенности остается всюду постоянным, а горная порода, слагающая залежь, несжимаема. Следует сказать, что некоторые из вышеописанных явлений могут оказывать большое воздействие на поведение пласта, однако, включив их в рассмотрение, мы рискуем сильно увеличить объем выкладок, но суть метода от этого никак не изменится. Поэтому для краткости изложения материала эти и другие посторонние явления нами приниматься в расчет не будут.

Макроскопические уравнения темпов добычи товарной нефти и газа в поверхностных условиях выглядят следующим образом:

$$-q_{osc} = V_p \frac{d\left(\dfrac{\overline{S}_o}{\overline{B}_o} + \dfrac{\overline{S}_g \overline{R}_v}{\overline{B}_g}\right)}{dt} = V_p \frac{dW_{osc}}{dt}, \tag{9.78}$$

$$-q_{gsc} = V_p \frac{d\left(\dfrac{\overline{S}_g}{\overline{B}_g} + \dfrac{\overline{S}_o \overline{R}_s}{\overline{B}_o}\right)}{dt} = V_p \frac{dW_{gsc}}{dt}. \tag{9.79}$$

Данные выражения представляют собой запись уравнений (5.29) и (5.30) в упрощенном виде, где принято, что поровый объем системы несжимаем, а $V_p = V_b\overline{\phi}$. Также мы пренебрегли здесь закачкой в пласт газа и нефти. Уравнение материального баланса для воды здесь нам не понадобится, поскольку водонасыщенность в нашем случае везде постоянна. Переменные W_{osc} и W_{gsc} были введены для удобства восприятия, чтобы выражения не выглядели слишком громоздкими. Если расписать производные, стоящие в правой части, то получим, что

$$-q_{osc} = V_p \frac{dW_{osc}}{d\overline{p}} \frac{d\overline{p}}{dt}, \tag{9.80}$$

$$-q_{gsc} = V_p \frac{dW_{gsc}}{d\overline{p}} \frac{d\overline{p}}{dt}. \tag{9.81}$$

Выполним дифференцирование W_{osc} и W_{gsc} по давлению:

$$W'_{osc} = \frac{dW_{osc}}{dp} = S_o \left(\frac{1}{B_o}\right)' + \frac{S'_o}{B_g} + S_g R_v \left(\frac{1}{B_g}\right)' + \frac{S_g R'_v}{B_g} + \frac{S'_g R_v}{B_g}, \tag{9.82}$$

$$W'_{gsc} = \frac{dW_{gsc}}{dp} = S_o R_s \left(\frac{1}{B_o}\right)' + \frac{S_o R'_s}{B_o} + \frac{S'_o R_s}{B_o} + S_g \left(\frac{1}{B_g}\right)' + \frac{S'_g}{B_g}. \tag{9.83}$$

Здесь x' — сокращенная форма записи $\partial x/\partial p$. Если подставить (9.82) в (9.80), а (9.83) в (9.81), то

$$-q_{osc} = V_p \frac{d\overline{p}}{dt}\left[S_o \left(\frac{1}{B_o}\right)' + S_g R_v \left(\frac{1}{B_g}\right)' + \frac{S_g R'_v}{B_g} + S'_o \left(\frac{1}{B_o} - \frac{R_v}{B_g}\right)\right], \tag{9.84}$$

$$-q_{gsc} = V_p \frac{d\overline{p}}{dt}\left[S_g \left(\frac{1}{B_g}\right)' + S_o R_s \left(\frac{1}{B_o}\right)' + \frac{S_o R'_s}{B_o} + S'_o \left(\frac{R_s}{B_o} - \frac{1}{B_g}\right)\right], \tag{9.85}$$

где мы использовали условие $\overline{S}'_o = -\overline{S}'_g$. Переменные, стоящие в квадратных скобках, рассчитываются при среднем давлении. Коатс (1970) назвал эти уравнения *уравнениями насыщенности*, так как в дальнейшем они применяются для расчета изменения насыщенности (мы к этому еще вернемся, но несколько позже). А сейчас, для того чтобы исключить $\overline{S}'_o$ из (9.84) и (9.85), объединим их. Если домножить выражение (9.84) на $(R_s/B_o - 1/B_g)$, а (9.85) на $(1/B_o - R_v/B_g)$, а затем вычесть их одно из другого, то в итоге получим:

$$-q_{osc}(B_o - B_g R_s) - q_{gsc}(B_g - B_o R_v) = V_p \frac{d\overline{p}}{dt}(1 - R_s R_v)c_t, \tag{9.86}$$

где c_t — общая сжимаемость,

$$c_t = S_o \left[\frac{(B_g - B_o R_v)R'_s}{B_o(1 - R_s R_v)} - \frac{B'_o}{B_o}\right] + S_g \left[\frac{(B_o - B_g R_s)R'_v}{B_g(1 - R_s R_v)} - \frac{B'_g}{B_g}\right]. \tag{9.87}$$

При выводе (9.87) были использованы следующие соотношения: $(1/B_o)' = -B'_o/B_o^2$ и $(1/B_g)' = -B'_g/B_g^2$. Выражение (9.86) является микроскопической формой уравнения материального баланса, иногда его называют *уравнением давления* (Коатс, 1970). Как видно, данное выражение связывает изменение давления и объемы добычи нефти и газа. Используя метод конечных разностей, выполним аппроксимацию следующих производных:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{p^{t+1} - p^t}{\Delta t}, \tag{9.88}$$

$$x' = \frac{x(p^{t+1}) - x(p^t)}{p^{t+1} - p^t}, \tag{9.89}$$

где верхний индекс t обозначает временной уровень, Δt — это шаг или приращение времени, а вместо x подставляются величины B_o, B_g, R_s и R_v. Например, если $x = B_o$, то

$$B'_o = \frac{B_o(p^{t+1}) - B_o(p^t)}{p^{t+1} - p^t}. \tag{9.90}$$

Если подставить (9.88) в (9.86), получим следующее выражение:

$$-q_{osc}(B_o - B_g R_s) - q_{gsc}(B_g - B_o R_v) = V_p \frac{(\overline{p}^{t+1} - \overline{p}^t)}{\Delta t}(1 - R_s R_v)c_t. \tag{9.91}$$

При использовании IMPES-метода подразумевается, что зависящие от насыщенности слагаемые остаются постоянными в течение заданного временного шага, поэтому формулу для c_t можно переписать следующим образом:

$$c_t = S_o^t \left[\frac{(B_g - B_o R_v)R_s'}{B_o(1 - R_s R_v)} - \frac{B_o'}{B_o} \right] + S_g^t \left[\frac{(B_o - B_g R_s)R_v'}{B_g(1 - R_s R_v)} - \frac{B_g'}{B_g} \right]. \tag{9.92}$$

Индекс t говорит о том, что данные значения берутся на основе предыдущего временно́го уровня. При этом свойства флюидов оцениваются на основе давления, рассчитываемого для текущего уровня времени, т. е. $\overline{p}^{t+1}$. Общий дебит месторождения есть не что иное, как сумма дебитов отдельных скважин, поэтому

$$q_{osc} = \sum_{k=1}^{N_w} q_{osc,k} = \sum_{k=1}^{N_w} J_{o,k}(\overline{p} - p_{wf,k}), \tag{9.93}$$

$$q_{gsc} = \sum_{k=1}^{N_w} q_{gsc,k} = \sum_{k=1}^{N_w} J_{g,k}(\overline{p} - p_{wf,k}), \tag{9.94}$$

где $J_{o,k}$ и $J_{g,k}$ — соответственно коэффициенты продуктивности нефти и газа для k-й скважины, а p_{wf} — гидродинамическое забойное давление в этой же скважине, которое считается постоянным. Темпы добычи нефти и газа рассчитываются с использованием значений давления для текущего временного уровня, при этом $J_{o,k}$ и $J_{g,k}$ можно вычислить по следующим формулам:

$$J_{o,k} = \frac{2\pi hk}{\left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + s \right)} \left(\frac{k_{ro}}{\overline{\mu}_o \overline{B}_o} + \frac{k_{rg} \overline{R}_v}{\overline{\mu}_g \overline{B}_g} \right), \tag{9.95}$$

$$J_{g,k} = \frac{2\pi hk}{\left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{r_w^2 e^{\gamma} C_A} + s \right)} \left(\frac{k_{rg}}{\overline{\mu}_g \overline{B}_g} + \frac{k_{ro} \overline{R}_s}{\overline{\mu}_o \overline{B}_o} \right). \tag{9.96}$$

Данные уравнения следуют из (7.110), (7.151) и (7.152), где предполагается, что режим фильтрации носит полустационарный характер. Проницаемости k_{ro} и k_{rg} здесь относятся к предыдущему временному уровню t. Уравнения (9.95) и (9.96) можно легко преобразовать так, чтобы в них учитывалось присутствие горизонтальных скважин на месторождении, а также гидроразрыв пласта (Писмен, 1991). Подставим (9.93) и (9.94) в (9.91):

$$\begin{aligned} &- \left[\sum_{k=1}^{N_w} J_{o,k}(\overline{p}^{t+1} - p_{wf,k}) \right] (\overline{B}_o - \overline{R}_s \overline{B}_g) - \\ &- \left[\sum_{k=1}^{N_w} J_{g,k}(\overline{p}^{t+1} - p_{wf,k}) \right] (\overline{B}_g - \overline{R}_v \overline{B}_o) = V_p \frac{\overline{p}^{t+1} - \overline{p}^t}{\Delta t}(1 - \overline{R}_s \overline{R}_v)c_t. \end{aligned} \tag{9.97}$$

Выразим отсюда давление для текущего временно́го уровня:

$$\overline{p}^{t+1} = \frac{\Delta t\left[\left(\sum\limits_{k=1}^{N_w} J_{o,k}p_{wf,k}\right)(\overline{B}_o - \overline{R}_s\overline{B}_g) + \left(\sum\limits_{k=1}^{N_w} J_{g,k}p_{wf,k}\right)(\overline{B}_g - \overline{R}_v\overline{B}_o)\right] + V_p\overline{p}^t(1-\overline{R}_s\overline{R}_v)c_t}{\Delta t\left[\left(\sum\limits_{k=1}^{N_w} J_{o,k}p_{wf,k}\right)(\overline{B}_o - \overline{R}_s\overline{B}_g) + \left(\sum\limits_{k=1}^{N_w} J_{g,k}p_{wf,k}\right)(\overline{B}_g - \overline{R}_v\overline{B}_o)\right] + V_p(1-\overline{R}_s\overline{R}_v)c_t}. \tag{9.98}$$

Так как c_t, R_s, R_v, B_g, B_o, J_o и J_g зависят от давления на текущем временно́м уровне, решение уравнения (9.98) будет итерационным.

Существует два наиболее распространенных способа численного решения уравнения (9.98): последовательная подстановка и метод Ньютона. Рассмотрим более подробно каждый из них.

9.5.1.1. Последовательная подстановка

В данном методе используется следующая процедура:

1. Выбирается временной шаг Δt.
2. Проводится оценка параметров c_t, R_s, R_v, B_g, B_o, J_o и J_g при значении давления $\overline{p}^t$.
3. При помощи (9.98) рассчитывается $\overline{p}^{t+1}$. Это значение, полученное после первой итерации $l = 1$, оно обозначается соответственно как $\overline{p}^{t+1,l}$.
4. Проводится повторная оценка c_t, R_s, R_v, B_g, B_o, J_o и J_g при текущем значении давления (или, по-другому, давлении, полученном при последней итерации). Эти величины будут соответствовать теперь новой итерации, $l + 1$.
5. При помощи (9.98) рассчитывается давление на новом итерационном этапе, $\overline{p}^{t+1,l+1}$.
6. Сравниваются значения давлений, полученных при последних двух итерациях, т. е. $\overline{p}^{t+1,l+1}$ и $\overline{p}^{t+1,l}$. Если разница мала, значит давление сходится к определенной величине, если нет, то число итераций увеличивают и вновь возвращаются к четвертому шагу.

Помимо всего прочего, сходимость данного метода определяется нелинейностью уравнения (9.98). Чем ниже будет эта нелинейность, тем быстрее будет сходимость. После того как достигается нужная степень сходимости, с помощью конечно-разностной формы выражения (9.84) выполняют корректировку значений насыщенности. То есть необходимо подставить (9.88) в (9.84) и выразить последнее относительно $\overline{S}'_o$:

$$\overline{S}'_o = \frac{-\dfrac{q_{osc}\Delta t}{V_p\Delta p} - \dfrac{S^t_oB'_o}{B^2_o} - \dfrac{S^t_gR_vB'_g}{B^2_g} - \dfrac{S^t_gR'_v}{B_g}}{\left(\dfrac{1}{B_o} - \dfrac{R_v}{B_g}\right)}. \tag{9.99}$$

Тогда выражения нефте- и газонасыщенности при текущем времени и давлении будут выглядеть следующим образом:

$$\overline{S}^{t+1}_o = \overline{S}'_o\Delta\overline{p} + \overline{S}^t_o, \tag{9.100}$$

$$\overline{S}^{t+1}_g = \overline{S}'_g\Delta\overline{p} + \overline{S}^t_g = -\overline{S}'_o\Delta\overline{p} + \overline{S}^t_g. \tag{9.101}$$

В данном методе численное решение будет неявным по давлению и дебиту (так как значение последнего в скважинах зависит от текущего давления) и явным по насыщенности, однако подвижности здесь (например, k_{ro}/μ_o) можно вычислить явным образом.

9.5.1.2. Метод Ньютона

Если начальное приближение задано достаточно точно, то метод Ньютона будет сходиться быстрее, нежели метод последовательных подстановок (Азиз и Сеттари, 1979).

Уравнение (9.97) можно переписать следующим образом:

$$F = V_p \frac{(\overline{p}^{t+1,l} - \overline{p}^t)}{\Delta t}(1 - \overline{R}_s\overline{R}_v)c_t + \left[\sum_{k=1}^{N_w} J_{o,k}(\overline{p}^{t+1,l} - p_{wf,k})\right](\overline{B}_o - \overline{R}_s\overline{B}_g) + \\ + \left[\sum_{k=1}^{N_w} J_{g,k}(\overline{p}^{t+1,l} - p_{wf,k})\right](\overline{B}_g - \overline{R}_v\overline{B}_o), \quad (9.102)$$

где верхний индекс l соответствует номеру итерации, а также обозначает все зависящие от давления переменные, которые рассчитываются при $\overline{p}^{t+1,l}$. Сходимость метода достигается тогда, когда параметр F и разность $(\overline{p}^{t+1,l} - \overline{p}^{t+1,l-1})$ будут достаточно малы.

Значение давления при новой итерации будет равно

$$\overline{p}^{t+1,l+1} = \delta^l + \overline{p}^{t+1,l}, \quad (9.103)$$

где

$$\delta^l = \frac{F(\overline{p}^{t+1,l})}{\frac{\partial F}{\partial \overline{p}}}, \quad (9.104)$$

а

$$\frac{\partial F}{\partial \overline{p}} = \frac{F(\overline{p}^{t+1,l}) - F(\overline{p}^{t+1,l-1})}{\overline{p}^{t+1,l} - \overline{p}^{t+1,l-1}}. \quad (9.105)$$

Сама процедура решения состоит из следующих шагов:

1. Выбирается временной шаг Δt.
2. При помощи (9.98) для первой итерации ($l = 1$) рассчитывается $\overline{p}^{t+1,l=1}$ и вычисляются все зависящие от давления переменные, стоящие в правой части (значение давления берется из предыдущего шага, т. е. $\overline{p}^t = \overline{p}^{t+1,l=0}$).
3. С помощью (9.102) выполняется расчет $F(\overline{p}^{t+1,l=0})$.
4. Используя все то же уравнение (9.102), вычисляют $F(\overline{p}^{t+1,l})$ для последней итерации, l.
5. Далее на основе (9.105) рассчитывается производная $\partial F/\partial \overline{p}$ на последнем шаге итерации, l.
6. После этого нужно вычислить δ^l (см. (9.104)).
7. На этом этапе с помощью (9.104) оценивается величина $\overline{p}^{t+1,l+1}$.

8. Если $F(\overline{p}^{t+1,l+1})$ и δ^l достаточно малы, то метод сходится и можно переходить к следующему значению времени. В противном случае необходимо вернуться к шагу №4 и выполнить все заново для следующей итерации, $l+1$.

Метод Ньютона сходится квадратично, обычно в пределах 2–3 итераций. Одним из недостатков IMPES-метода является то, что производные B'_o, B'_g, R'_s и B'_v каждый раз нужно вычислять заново. Также в данном методе требуется многократно проводить интерполяцию значений B_o, B_g, R_s, R_v, μ_o и μ_g. Еще одной отрицательной стороной является то, что в IMPES-методе подвижность флюидов в скважине считается явным параметром. Метод Тарнера лишен всех этих недостатков, и сейчас мы перейдем к непосредственному его рассмотрению.

9.5.2. Метод Тарнера

Данный метод привлекает внимание прежде всего из-за своей простоты и точности. Здесь не требуется вычислять производные и проводить интерполяцию, как это было необходимо в случае IMPES-метода, поэтому процедуры программирования можно свести к минимуму. К тому же, данный метод абсолютно неявен как по давлению, так и по насыщенности, а также по подвижностям.

Главным недостатком метода является то, что решение в нем зависит не от времени, а от снижения давления в пласте, то есть сначала поведение пласта рассчитывается в зависимости от давления, а затем выполняется пересчет на единицы времени. Ситуация осложняется тем, что если шаг снижения давления будет недостаточно мал, то в результате могут возникнуть нежелательно большие приращения по времени.

Обобщенное уравнение материального баланса (6.18) можно преобразовать к следующему виду:

$$G_{ps}\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_v R_s}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_v R_s}\right) + (W_p - W_I)B_w = \\ = G_{fgi}(B_{tg} - B_{gi}) + N_{foi}(B_{to} - B_{oi}) + W_e. \quad (9.106)$$

Запись данного выражения подразумевает, что порода и водяная фаза несжимаемы. Отметим, что метод Тарнера можно легко видоизменить для учета данных эффектов, однако мы специально приняли вышеописанные допущения, чтобы упростить анализ. Тем не менее влияние добычи, нагнетания и притока воды здесь учтено. Поделим обе части уравнения (9.106) на N_{foi}, где $N_{foi} = G_{fgi}/(mB_{oi})$. Тогда получим:

$$\left(\frac{N_p}{N_{foi}}\right)\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_v R_s}\right) + \left(\frac{G_{ps}}{G_{fgi}}\right)\left(\frac{mB_{oi}}{B_{gi}}\right)\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_v R_s}\right) = \\ = \left(\frac{W_e}{N_{foi}}\right) + (B_{to} - B_{oi}) + \left(\frac{mB_{oi}}{B_{gi}}\right)(B_{tg} - B_{gi}). \quad (9.107)$$

Здесь мы пренебрегли для краткости нагнетанием и добычей воды, оставив лишь слагаемое, соответствующее притоку. N_{foi} и N связаны между собой соотношением (6.36),

$$N_{foi} = \frac{N}{\left(1 + \dfrac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)}, \quad (9.108)$$

а G_{fgi} и G выражением (6.39),

$$G_{fgi} = \frac{GmB_{oi}}{\left(\dfrac{mB_{oi}}{B_{gi}} + R_{si}\right)}. \tag{9.109}$$

Подставляя (9.108) и (9.109) в (9.107), получим

$$\begin{aligned}\left(\frac{N_p}{N}\right)\left(1+\frac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1-R_vR_s}\right) + \\ + \left(\frac{G_p}{G}\right)\left(\frac{mB_{oi}}{B_{gi}} + R_{si}\right)\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1-R_vR_s}\right)(1-r_g) = \\ = \left(\frac{W_e}{N}\right)\left(1+\frac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right) + (B_{to} - B_{oi}) + \left(\frac{mB_{oi}}{B_{gi}}\right)(B_{tg} - B_{gi}),\end{aligned} \tag{9.110}$$

где мы использовали выражение

$$G_{ps} = G_p(1 - r_g). \tag{9.111}$$

Запишем уравнение (9.110) в виде

$$\Phi_o\left(\frac{N_p}{N}\right) + \Phi_g\left(\frac{G_p}{G}\right) = 1. \tag{9.112}$$

Здесь

$$\Phi_o = \frac{\left(1+\dfrac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)\left(\dfrac{B_o - B_gR_s}{1-R_vR_s}\right)}{\left(\dfrac{W_e}{N}\right)\left(1+\dfrac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right) + (B_{to} - B_{oi}) + \left(\dfrac{mB_{oi}}{B_{gi}}\right)(B_{tg} - B_{gi})}, \tag{9.113}$$

а

$$\Phi_g = \frac{\left(\dfrac{mB_{oi}}{B_{gi}} + R_{si}\right)\left(\dfrac{B_g - B_oR_v}{1-R_vR_s}\right)(1-r_g)}{\left(\dfrac{W_e}{N}\right)\left(1+\dfrac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right) + (B_{to} - B_{oi}) + \left(\dfrac{mB_{oi}}{B_{gi}}\right)(B_{tg} - B_{gi})}. \tag{9.114}$$

Выражение (9.112) является одним из четырех ключевых уравнений, которые входят в общую систему.

Второе основное уравнение — это уравнение нефтенасыщенности, (6.89) или (6.93). Оно дает нам общую среднюю нефтенасыщенность пласта, выраженную через величины N_p/N, G_{ps}/G и p или через N_p/N, S_{oi} и p. Например, выражение (6.89) выглядит

следующим образом:

$$\overline{S}_o = \frac{(1-\overline{S}_w)B_o\left[\left(1-\frac{N_p}{N}\right)-\left(1-\frac{G_{ps}}{G}\right)\left(\frac{G}{N}\right)R_v\right]}{\left(\frac{G}{N}\right)(B_g-B_oR_v)\left(1-\frac{G_{ps}}{G}\right)+\left(1-\frac{N_p}{N}\right)(B_o-B_gR_s)}. \tag{9.115}$$

При помощи данного уравнения можно вычислить общую среднюю нефтенасыщенность в резервуаре. Если в пласте присутствует газовая шапка или область вторжения воды, то уравнение (9.115) нужно заменить аналогичным выражением, которое будет учитывать насыщенность части пласта, где содержится только нефть (см. приложение Е), однако такие случаи мы здесь рассматривать не будем, чтобы не усложнять анализ.

Третье уравнение системы дает нам текущий газовый фактор при разработке месторождения:

$$R = \frac{q_{gsc}}{q_{osc}}, \tag{9.116}$$

где R выражается, как правило, в станд. м^3 газа/станд. м^3 нефти. Правая часть уравнения (9.116) определяется отношением коэффициентов продуктивности, представленных в (9.95) и (9.96). Отсюда

$$R = \frac{\frac{k_{ro}R_s}{\mu_oB_o}+\frac{k_{rg}}{\mu_gB_g}}{\frac{k_{ro}}{\mu_oB_o}+\frac{k_{rg}R_v}{\mu_gB_g}}. \tag{9.117}$$

Это выражение называется *уравнением газового фактора*. Относительные проницаемости k_{ro} и k_{rg} здесь зависят от общей средней нефтенасыщенности или, более точно, от средних нефтенасыщенностей нефтяной части залежи (если добыча ограничена именно этим диапазоном).

Четвертое и заключительное уравнение связывает текущий газовый фактор, N_p и G_p:

$$R = \frac{dG_p}{dN_p}. \tag{9.118}$$

Последнее выражение можно переписать в виде:

$$R = \frac{d\left(\frac{G_p}{G}\right)}{d\left(\frac{N_p}{N}\right)}\frac{G}{N}. \tag{9.119}$$

Выражая (9.108) относительно N, а (9.109) относительно G и подставляя эти выражения в (9.119), получим:

$$R = \frac{d\left(\frac{G_p}{G}\right)\left(\frac{mB_{oi}}{B_{gi}}+R_{si}\right)}{d\left(\frac{N_p}{N}\right)\left(1+\frac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)}. \tag{9.120}$$

В совокупности (9.112), (9.115), (9.117) и (9.120) образуют систему из четырех уравнений и четырех неизвестных, которыми являются N_p, G_p, $\overline{S}_o$ и R. Решение данной системы можно выразить в виде зависимости от пластового давления, если известны следующие данные:

1. Свойства флюидов B_o, B_g, R_s, R_v, μ_g и μ_o в виде функций давления.
2. Относительные проницаемости нефти и газа.
3. Динамика притока воды в пласт.
4. Начальные условия, например, начальные насыщенности, давление, N, G и m.
5. Доля газа, r_g, повторно закачиваемого в пласт.

Вышеописанная система решается следующим методом: сначала уравнения выражаются в конечно-разностной форме, а затем выполняется их итерационное решение с помощью простой обратной подстановки.

Например, выразим уравнение (9.112) в конечно-разностном виде:

$$(\Phi_o)_{t+\Delta t} = \left[\left(\frac{N+p}{N}\right)_t + \left(\frac{\Delta N_p}{N}\right)\right] + (\Phi_g)_{t+\Delta t}\left[\left(\frac{G_p}{G}\right)_t + \left(\frac{\Delta G_p}{G}\right)\right] = 1, \quad (9.121)$$

где

$$\left(\frac{\Delta N_p}{N}\right) = \left(\frac{N_p}{N}\right)_{t+\Delta t} - \left(\frac{N_p}{N}\right)_t, \quad (9.122)$$

$$\left(\frac{\delta G_p}{G}\right) = \left(\frac{G_p}{G}\right)_{t+\Delta t} - \left(\frac{G_p}{G}\right)_t. \quad (9.123)$$

Нижние индексы t и $t+\Delta t$ означают, что оценка параметров, к которым они относятся, должна осуществляться соответственно на предыдущем и текущем интервалах времени. Предыдущий уровень времени, t, соответствует более высокому давлению, а текущий, $t+\Delta t$, более низкому. Теперь выразим в виде конечных разностей уравнение (9.117):

$$R_{t+1/2} = \frac{\left(\frac{\Delta G_p}{G}\right)\left(\frac{mB_{oi}}{B_{gi}} + R_{si}\right)}{\left(\frac{\Delta N_p}{N}\right)\left(1 + \frac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)}, \quad (9.124)$$

где $R_{t+1/2}$ представляет собой средний текущий газовый фактор за период времени Δt. Решим предыдущее уравнение относительно $(\Delta G_p/G)$,

$$\left(\frac{\Delta G_p}{G}\right) = \frac{R_{t+1/2}\left(\frac{\Delta N_p}{N}\right)\left(1 + \frac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)}{\left(\frac{mB_{oi}}{B_{gi}} + R_{si}\right)}. \quad (9.125)$$

Подставим этот результат в (9.121) и выразим полученное выражение относительно $(\Delta N_p/N)$:

$$\left(\frac{\Delta N_p}{N}\right) = \frac{1 - \left(\frac{N_p}{N}\right)_t (\Phi_o)_{t+\Delta t} - \left(\frac{G_p}{G}\right)_t (\Phi_g)_{t+\Delta t}}{(\Phi_o)_{t+\Delta t} - \frac{R_{t+1/2}\left(1 + \frac{mB_{oi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)}{\left(\frac{mB_{oi}}{B_{gi}} + R_{si}\right)}(\Phi_g)_{t+\Delta t}}. \tag{9.126}$$

Средний текущий газовый фактор за период приращения времени Δt связан с текущими значениями газового фактора в начале и в конце периода приращения следующим выражением:

$$R_{t+1/2} = \frac{R_t + R_{t+\Delta t}}{2}. \tag{9.127}$$

Здесь R_t и $R_{t+\Delta t}$ вычисляются из (9.117) с использованием нефтенасыщенностей, рассчитанных соответственно при t и $t + \Delta t$.

Выразив уравнения в конечно-разностной форме, мы тем самым расширили нашу систему до семи уравнений с семью неизвестными. В данный момент она включает в себя следующие выражения: (9.115), (9.117), (9.122)–(9.124), (9.126) и (9.127). Тогда неизвестными параметрами будут $(\Delta N_p/N)_t$, $(N_p/N)_{t+\Delta t}$, $(\Delta G_p/G)_t$, $(G_p/G)_{t+\Delta t}$, $R_{t+1/2}$, $R_{t+\Delta t}$ и $(S_o)_{t+\Delta t}$. Полученную систему уравнений решают методом итераций согласно следующей схеме:

1. Сначала нужно приближенно оценить значение $R_{t+\Delta t}$.
2. Далее, используя (9.127), необходимо вычислить $R_{t+1/2}$.
3. При помощи (9.126) рассчитывается $(\Delta N_p/N)$.
4. Решая (9.122), можно найти $(N_p/N)_{t+\Delta t}$.
5. Из (9.125) находится $(\Delta G_p/G)_t$.
6. На основе уравнения (9.123) вычисляется $(G_p/G)_{t+\Delta t}$.
7. При помощи (9.115) или эквивалентного ему выражения находят $(S_o)_{t+\Delta t}$.
8. Из (9.117) рассчитывается $R_{t+\Delta t}$.
9. На заключительном этапе проводится сравнение величин $R_{t+\Delta t}$, вычисленных в самом начале и на шаге № 8. Если разница между ними достаточно ощутима, то всю процедуру повторяют вновь, начиная с первого шага, используя в качестве начальной величины $R_{t+\Delta t}$ значение, полученное на восьмом шаге.

С помощью вышеописанной процедуры мы получаем значения R, N_p, G_p и S_o, зависящие от давления в пласте. Следующим необходимым этапом является вывод уравнений, которые связывают между собой давление и время, и могут служить для расчета дебитов в виде временной зависимости.

Темпы добычи нефти и газа в поверхностных условиях определяются уравнениями (9.93) и (9.94). Покажем сейчас, как можно найти временной масштаб. Согласно определению:

$$q_{osc} = \frac{dN_p}{dt}, \tag{9.128}$$

$$q_{gsc} = \frac{dG_p}{dt}, \tag{9.129}$$

где q_{osc} и q_{gsc} — соответственно дебиты нефти и газа. Если выразить эти соотношения в виде конечных разностей, то получим:

$$(q_{osc})_{t+1/2} = \frac{\Delta N_p}{\Delta t}, \tag{9.130}$$

$$(q_{gsc})_{t+1/2} = \frac{\Delta G_p}{\Delta t}, \tag{9.131}$$

где $(q_{osc})_{t+1/2}$ и $(q_{\text{пзс}})_{t+1/2}$ представляют собой средние дебиты за промежуток времени Δt. Если использовать линейную формулу усреднения дебита на очередном промежутке приращения времени, то

$$(q_{osc})_{t+1/2} = \frac{(q_{osc})_t + (q_{osc})_{t+\Delta t}}{2}, \tag{9.132}$$

$$(q_{gsc})_{t+1/2} = \frac{(q_{gsc})_t + (q_{gsc})_{t+\Delta t}}{2}. \tag{9.133}$$

Каждое из слагаемых, стоящих в правой части (9.132) и (9.133), можно вычислить, используя уравнения (9.93) и (9.94). Выразим из (9.130) Δt:

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{(q_{osc})_{t+1/2}}. \tag{9.134}$$

Процедура решения значительно упрощается, если давление в пласте находится выше давления насыщения. В этом случае можно использовать уравнение материального баланса в виде, представленном выражением (6.43), тогда долевая нефтеотдача коллектора будет равна

$$\frac{N_p}{N} = \frac{(W_I - W_p)B_w + W_e}{NB_o} + \frac{E_{owf}}{B_o}. \tag{6.46}$$

Если пренебречь расширением породы и связанной воды (т. е. $E_w = 0$, $E_f = 0$), то $E_{owf} = E_o$ и уравнение (6.46) несколько упрощается:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{(W_I - W_p)B_w + W_e}{NB_o} + \frac{B_o - B_{oi}}{B_o}, \tag{9.135}$$

где мы заменили E_o на $(B_o - B_{oi})$. Перепишем выражение (9.135) в несколько другой форме, наподобие (9.112):

$$\Phi_o = \frac{NB_o}{(W_I - W_p)B_w + W_e + N(B_o - B_{oi})}, \tag{9.136}$$

$$\Phi_g = 0. \tag{9.137}$$

В этом случае

$$\left(\frac{\Delta N_p}{N}\right) = \frac{1 - \left(\frac{N_p}{N}\right)_t (\Phi_o)_{t+\Delta t}}{(\Phi_o)_{t+\Delta t}}. \tag{9.138}$$

Текущий газовый фактор на устье скважины будет равен R_{si}, следовательно:

$$R_{t+\Delta t} = R_t = R_{t+1/2} = R_{si} \tag{9.139}$$

Уравнение (9.125) в этом случае можно упростить до следующего вида:

$$\left(\frac{\Delta G_p}{G}\right) = \left(\frac{\Delta N_p}{N}\right). \tag{9.140}$$

$(N_p/N)_{t+\Delta t}$ и $(G_p/G)_{t+\Delta t}$ можно вычислить, решая относительно этих переменных уравнения (9.122) и (9.123). Если в качестве исходного флюида выступает нефть, то $S_o = 1 - S_{wc}$, в случае газа $S_o = 0$. В заключение отметим, что если давление в пласте находится выше точки насыщения, то решение будет не итерационным, а прямым.

В вышеописанной формулировке не было учтено возможное присутствие в пласте начальной (или образование вторичной) газовой шапки, а также потенциально возможный приток воды, ее нагнетание и добыча. Тем не менее все эти явления можно легко учесть, используя деление залежи на динамические упругие подъячейки (см. приложение Е).

УПРАЖНЕНИЯ

9.1. Обобщенная резервуарная модель жидкости

Рассмотрим обычную сжимаемую жидкость, плотность которой определяется следующим уравнением состояния: $\rho = \rho_b(p/p_b)^m$. Индекс b означает базисное или исходное условие. Согласно этому уравнению сжимаемость будет равна $c = m/p$. Отметим, что $m = 1$ соответствует идеальному газу. Пусть темп добычи задается следующим обобщенным соотношением: $q = J(\overline{p} - p_{wf})^n$, где q — значение дебита в стандартных условиях на поверхности, J — коэффициент продуктивности, а p_{wf} — гидродинамическое давление на забое скважины. Показать, что если J постоянен, а $p_{wf} \ll \overline{p}$, то падение дебита будет протекать по гиперболическому закону, при этом показатель степени $b = (n - m)/n$, а

$$D_i = \frac{nq_i}{mV_b\phi}\left(\frac{p_{sc}}{p_i}\right)^m,$$

где q_i — начальный дебит, p_i — начальное давление, p_{sc} — давление в стандартных условиях. Показать, что если параметры пласта, разрабатываемого в режиме растворенного газа, равны $m = 2/3$ и $n = 1$, то $b = 1/3$.

9.2. Применение резервуарной модели сжимаемой жидкости

Используя данные примера 2, вычислить темп добычи нефти (м^3/сут), суммарную нефтеотдачу (в м^3 и % от OOIP), а также давление в пласте по прошествии 1, 2, 3, 4, 5, 6 и 6.6 лет добычи. *Ответы*: 2,7 м^3/сут, 68,808 м^3, 17,6 % от OOIP, 16,19 бар.

9.3. Применение резервуарной модели сжимаемой жидкости

В таблице 9.5 показано логарифмически нормальное распределение проницаемостей. Используя эти данные, вычислить: (1) среднюю арифметическую величину проницаемости (мД), (2) медианную проницаемость (мД), (3) коэффициент нормальной вариации V_{LN} и (4) коэффициент Дикстры–Парсонса. *Ответы*: (1) $62,4$ мД; (2) 25 мД; (3) $0,5$; (4) $0,80$.

Таблица 9.5. Распределение проницаемостей (см. упражнение 9.3)

Образец	k, мД	Образец	k, мД
1	1,25	17	28,75
2	2,10	18	32,20
3	3,00	19	36,55
4	3,95	20	41,70
5	4,95	21	47,75
6	6,00	22	54,80
7	7,20	23	63,40
8	8,45	24	73,95
9	9,85	25	87,10
10	11,40	26	104,00
11	13,10	27	126,75
12	14,95	28	158,85
13	17,05	29	207,95
14	19,40	30	293,75
15	21,70	31	497,70
16	25,00		

Глава 10

Приток природной воды в пласт

Приток воды в углеводородную залежь в результате ее истощения и, как следствие, снижения давления в ней — весьма распространенное явление. Он наблюдается всякий раз, когда водоносный слой примыкает к пласту и когда границы обоих формаций являются проницаемыми. Движущей силой данного явления может служить: (1) энергия, запасенная в водоносном слое в виде избыточного давления воды, (2) разность давлений, возникающая между залежью и водоносной зоной при извлечении углеводородов из пласта.

Объем поступающей в коллектор воды зависит главным образом от двух показателей: размера водоносной зоны и коэффициента проницаемости. Как правило, размер водоносного горизонта очень большой. Типичные цифры, наиболее часто встречающиеся на практике, говорят о том, что данный размер может находиться в пределах от 250 до 2500 квадратных километров. Эти цифры превышают размеры типичной углеводородной залежи в 10–100 раз. Вследствие таких колоссальных размеров, даже небольшое изменение давления в водоносном слое обеспечивает приток больших объемов воды в пласт, которые в свою очередь серьезно влияют на поведение залежи в целом.

Наиболее известным примером богатой залежи, разрабатываемой в режиме естественного водонапорного режима может служить месторождение Восточный Техас. Его поровый объем составляет примерно $1,6$ млрд куб. м., а поровый объем примыкающей водоносной зоны равен порядка $0,64$ триллиона куб. м. (Шильзиус и Херст, 1935). Вследствие положительного влияния сильного водонапорного режима, планируемая суммарная нефтеотдача данной стратиграфической ловушки должна составить более 75% от начальных геологических запасов нефти (Родифер, 1986). Кроме того, водонапорный режим на месторождении Восточный Техас настолько силен, что последнее можно разрабатывать первичными методами вплоть до окончания всего проекта. Отметим также, что водонапорный режим в нефтяных залежах обеспечивает достижение одного из максимальных коэффициентов извлечения нефти.

Однако наличие притока природной воды в пласт бывает не всегда желательно, как, например, в случае газовых резервуаров. В залежах такого типа максимальная отдача достигается, как правило, в отсутствие притока, а вторжение краевой воды главным образом способствует блокированию газа и снижению его суммарной добычи.

Неотъемлемой частью нормальной разведки залежи является оценка режима притока воды в пласт. Первый этап оценки заключается в диагностике, классификации и описании характеристик водонапорного режима. На втором этапе ищутся математические модели, удовлетворяющие поставленной задаче моделирования прошлого и прогнозирования будущего поведения водоносной зоны. Данный этап, помимо всего прочего, также включает в себя оценку параметров модели. На третьем и заключительном этапе проводится объединение моделей поведения пласта и водоносной зоны в единую общую модель, которая описывает систему в целом и может использоваться

для оптимизации процесса истощения. Как и следует ожидать, успешное выполнение третьего этапа зависит от того, насколько тщательно будут проведены предыдущие две фазы.

В данной главе основное внимание будет уделяться второму этапу исследования и лишь кратко будет описан первый этап. Влияние притока воды на поведение пласта (третья фаза) рассматривается далее в главах 11 и 13.

Настоящая глава включает в себя как базовые вопросы, так и более сложный материал. Так, в разделах 1–6 описывается классификация водонапорных режимов и типов водоносных зон, модель ван Эвердингена–Херста и другие вводные аспекты. Этот материал доступен абсолютно для всех студентов. В седьмом разделе приведены в основном более сложные аспекты, которые чаще всего используют на практике. Сюда входит и метод МакИвена, являющийся мощным аналитическим средством, которое позволяет одновременно выполнять оценку начальных запасов углеводородов в пласте, параметров модели притока воды (которые необходимы для прогнозирования будущей динамики вторжения вод), а также динамики этого притока в прошлом. Данная информация нужна для того, чтобы впоследствии получить достоверный прогноз о наличии того или иного типа водонапорного режима в залежи. Также метод МакИвена является одним из наиболее надежных средств проверки наличия притока природных вод в пласт, в котором используется уравнение материального баланса.

10.1. Классификация водонапорных режимов и водоносных областей

Классификацию водонапорных режимов можно провести по нескольким критериям. В первую очередь они подразделяются на группы согласно положению законтурной области относительно залежи. Если водоносная область охватывает пласт по площади (полностью или частично), то водонапорный режим называется *законтурным*. Если приток воды происходит только с одной стороны (или крыла) залежи, то такой режим называется режимом вытеснения *краевой* водой. Наконец, если водоносная зона расположена в основании пласта и снабжает его снизу, то это называется режимом вытеснения *подошвенной* водой. Описанные выше конфигурации играют важную роль в процессе моделирования.

Водонапорные режимы также классифицируются по активности законтурной зоны и по тому, насколько хорошо пласт питается водой. В свою очередь, активность законтурной зоны также зависит от того, как сильно водоносный пласт смягчает нормальное падение давления внутри залежи. Активной называется законтурная зона, в которой темп притока воды приближается к темпу отбора флюида из пласта (в пластовых же условиях). Такие залежи, их еще называют разрабатываемыми в *абсолютно* водонапорном режиме, характеризуются небольшой величиной снижения давления. Активные водоносные области, как правило, очень большие и хорошо связаны с основным пластом. Умеренно или малоактивным называется водоносный слой, скорость притока воды из которого существенно ниже, чем темп отбора флюида. Залежи такого типа относятся к разрабатываемым в *частично* водонапорном режиме и характеризуются промежуточным падением пластового давления. Это снижение будет несколько выше, нежели в абсолютно водонапорном режиме, но меньше, чем в случае полностью замкнутого коллектора. Водоносные области, притока воды из которых нет, называются *неактивными*.

10.2. Определение водонапорного режима

Существует несколько способов, помогающих определить возможный тип активной водоносной зоны.

Прежде всего нужно представлять, каково строение исследуемой залежи. Необходимо тщательно исследовать внешнюю границу залежи и выявить несообщающиеся и сообщающиеся с внешней средой участки; последние будут представлять собой возможные области вторжения воды. Также нужно выявить тип пластовой ловушки и ее границы, опираясь на данные геологических карт. Границы, образующие ловушку, автоматически исключаются из списка возможных областей поступления в пласт воды, так как они всегда выступают в качестве непроницаемых поверхностей. Оставшиеся внешние границы необходимо классифицировать и рассмотреть отдельно каждый класс. Если сообщающихся с внешней средой участков не обнаружено, то наличие водонапорного режима в пласте невозможно. В противном случае коллектор будет оставаться возможным кандидатом на присутствие в нем режима вытеснения водой извне.

Вторым и, возможно, наиболее важным пунктом нужно регулярно отслеживать динамику обводненности скважинных флюидов. Постоянный рост показателя обводненности служит хорошим индикатором наличия активной законтурной зоны, однако и этот способ не защищен от случайных ошибок[1]. Например, увеличение обводненности может быть вызвано не притоком воды в пласт, а образованием конуса обводнения вблизи скважины[2]. Поднятие уровня водонефтяного контакта может свидетельствовать о наличии режима вытеснения подошвенной водой. Особое внимание также необходимо уделять определению местоположения скважин с высоким показателем обводненности, так как это в дальнейшем помогает выяснить пространственное размещение границы пласт–водоносная зона в случае режима вытеснения нефти законтурной и краевой водой.

В-третьих, весьма полезным показателем может быть изменение среднего пластового давления. Пласты с высокой степенью притока воды извне характеризуются медленным или незначительным снижением давления, т. е. падение давления на уровень, меньший ожидаемого, способствует обнаружению водонапорного режима. В этом смысле полезно провести расчеты, связанные с материальным балансом залежи. Например, в самом начале разработки месторождения в Восточном Техасе операторы заметили, что давление в пласте практически не снижается по мере извлечения нефти. Впоследствии было выяснено, что причиной этого служит приток воды из водоносной области.

Обнаружить воздействие активной законтурной области помогает также распределение давления в залежи. В случае законтурного водонапорного режима, а также при вытеснении нефти краевой водой наиболее высокие значения давления наблюдаются вблизи границы пласт–водоносная область, а на более дальних расстояниях от этой границы давление значительно ниже. Кроме этого, можно построить карту изобар, которая в некоторых случаях оказывается полезной и помогает определить несоответствие давлений в различных областях залежи.

Четвертым показателем является продуктивный газовый фактор; сильный водонапорный режим характеризуется малым изменением данного параметра, которое на-

[1] В недонасыщенных нефтью пластах подвижная пластовая вода также влияет на обводненность скважин. — *Прим. ред.*

[2] Рост показателя обводненности может наблюдаться также вследствие добычи воды из высокопроницаемых горизонтов, однако если процесса закачки воды обратно в пласт не происходит, то такая ситуация маловероятна.

прямую связано с низкой степенью падения пластового давления. Эта, а также другие характеристики, оказывающие влияние на поведение залежи, разрабатываемой в водонапорном режиме, подробно рассматриваются в главах 11–13.

Наконец, определить наличие водонапорного режима помогает анализ по методу материального баланса. Мы рассмотрим несколько различных типов такого анализа, включая график зависимости добычи нефти от коэффициента объемного расширения (F от E), график Коула и метод МакИвена.

10.3. Основные свойства водоносной зоны

При моделировании режима притока воды и определении его характеристик наиболее важны следующие параметры водоносной зоны: (1) ее размер и форма, (2) проницаемость, (3) пористость, (4) сжимаемость воды, (5) сжимаемость породы и (6) вязкость воды. Рассмотрим подробнее влияние этих свойств на поведение законтурной области.

10.4. Модели притока воды в пласт

К таковых относятся математические модели, при помощи которых моделируется и прогнозируется поведение водоносной зоны. Наиболее важной и часто используемой зависимостью, которую дают нам эти модели, является динамика притока.

Существует несколько распространенных моделей водоносной области:

1. Модель ван Эвердингена–Херста (VEH)(1949).
2. Модель Картера–Трейси (1960).
3. Модель Фетковича (1971).
4. Модель Шильзиуса (1936).
5. Модель водоносного пласта в виде «горшка»[1] (Коатс, 1970).

Первые три модели относятся к классу нестационарных. Они являются наиболее реалистичными, поскольку описывают совокупные изменения давления, происходящие между водоносным пластом и залежью. По мере снижения пластового давления, разность между последним, а также давлением в водоносной области начинает расти, что приводит к притоку воды. Со временем скорость падения давления в пласте становится равной (благодаря притоку воды) темпу снижения давления в водоносной области (при общем равенстве давлений в конкретный выбранный момент времени). При такой взаимосвязи расход воды в законтурной области сначала постоянно растет от нулевой отметки, достигает максимума, а затем начинает уменьшаться[2]. По сравнению с другими, нестационарные модели более точно описывают истинную динамику процессов, но за это приходится расплачиваться их большой сложностью. Стационарная модель Шильзиуса и модель водоносной зоны в виде «горшка» дают упрощенную картину

[1] Иногда ее называют моделью маленькой водоносной зоны. — *Прим. ред.*

[2] Описанная динамика расхода воды при притоке применима к пластам, нефть в которых изначально находится в насыщенном состоянии, поведение же недонасыщенных нефтяных залежей немного отличается. Влияние условия недостаточной насыщенности на характеристику притока воды обсуждается подробно в § 10.6.

поведения. Так, в модели Шильзиуса давление в водоносном пласте считается постоянным, а в модели маленькой законтурной зоны давление продуктивного и водоносного пласта равны.

Модель ван Эвердингена–Херста считается самой сложной из всех перечисленных выше. Главным ее преимуществом является реалистичность, а недостатком — громоздкость. При выполнении даже одиночного расчета здесь требуется постоянно обращаться к различным номограммам и таблицам. Чтобы устранить данный недостаток, были разработаны модели Картера–Трейси и Фетковича, но они служат всего лишь аппроксимацией к истинной модели VEH, поэтому как только все VEH-номограммы и графики были преобразованы в цифровую форму и занесены в компьютер (Марсал, 1982; Уолш, 1995; Клинс и др., 1988), необходимость данных альтернативных моделей отпала.

10.5. Модель ван Эвердингена – Херста

Данные авторы рассмотрели две различные геометрии течения: радиальную и линейную. Радиальная модель наилучшим образом подходит в случае периферических водоносных, зон, полностью или частично охватывающих продуктивный пласт. В противоположность этому линейная модель разрабатывалась специально для режимов вытеснения нефти подошвенной и краевой водой. Обе вышеуказанные геометрии являются предельными случаями истинной конфигурации, встречающейся на практике.

10.5.1. Радиальная модель

В данном разделе показана математическая формулировка и вывод радиальной модели. На рис. 10.1 приведено схематическое изображение радиального (цилиндрического) водоносного пласта. Как видно, здесь радиус внутреннего цилиндра (который представляет собой продуктивный пласт) равен r_o, а внешний радиус кольцевой законтурной области — r_e.

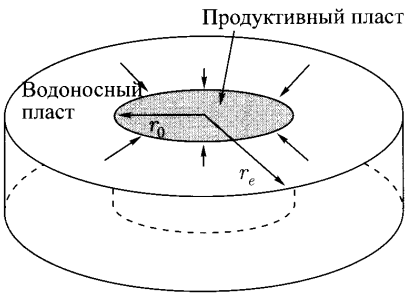


Рис. 10.1. Геометрическое представление радиальной модели водоносной зоны

Фильтрация воды в водоносной зоне описывается уравнением диффузии, (7.57), режим радиального течения в котором обуславливается наличием практически несжимаемой жидкости. Используя это уравнение для случая течения воды, получим:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right) = \frac{\phi_a \mu_w c_t}{k_a}\frac{\partial p}{\partial t}. \tag{10.1}$$

Сжимаемость c_t представляет собой сумму сжимаемостей воды и породы (при условии, что законтурная зона заполнена водой), а ϕ_a и k_a — это соответственно пористость и проницаемость водоносного пласта. Уравнение (10.1) можно представить в безразмерном виде, если использовать следующие определения:

$$r_D = \frac{r}{r_o}, \tag{10.2}$$

$$t_D = \frac{k_a t}{\phi_a \mu_w c_t r_o^2}, \tag{10.3}$$

$$p_D = \frac{p - p_f}{p_i - p_f}, \tag{10.4}$$

где p_i — начальное давление водоносной зоны, а p_f — пластовое давление или давление на границе $r = r_o$. В случае если k_a [=] мД, t [=] годы, μ [=] сП, c [=] бар$^{-1}$, а r_o [=] м, (10.3) записывается в виде

$$t_D = \frac{0,3213 k_a t}{\phi_a \mu_w c_t r_o^2}. \tag{10.5}$$

При дальнейшем выводе предполагается использование стандартной системы единиц (СИ, СГС и др.).

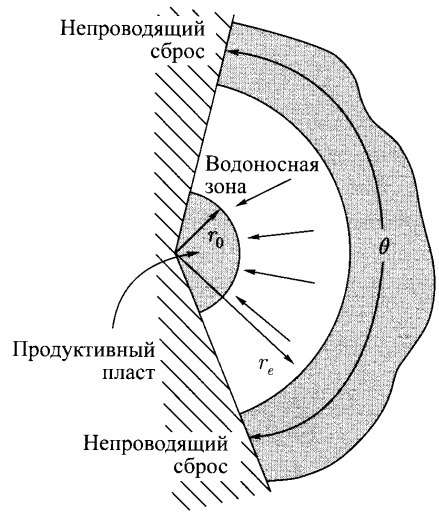


Рис. 10.2. Определение угла θ в радиальной модели

Уравнение неразрывности в безразмерном виде будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{1}{r_D}\frac{\partial}{\partial r_D}\left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D}. \tag{10.6}$$

Расход жидкости на границе водоносная зона–продуктивный пласт ($r = r_o$) определяется выражением

$$q(t) = \frac{2\pi r k_a h f}{\mu_w}\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r=r_o}. \tag{10.7}$$

Множитель f несколько модифицирует закон Дарси, поскольку данный коэффициент учитывает тот факт, что водоносная зона может не полностью охватывать продуктивный пласт (см. рис. 10.2). Множитель f равен $\theta/2\pi$, где угол θ выражается в радианах[1]. Если заменить стоящие в правой части давление и радиальное положение их безразмерными значениями, то уравнение (10.7) примет следующий вид:

$$q(t) = \frac{2\pi k_a h f(p_i - p_f)}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=1}. \tag{10.8}$$

Суммарный объем вторгшейся воды можно найти как

$$W_e(t) = \int_0^t q(t)dt. \tag{10.9}$$

Подставим в это выражение $q(t)$ из (10.8) и приведем правую часть к безразмерной форме. Тогда

$$W_e(t) = 2\pi h f r_o^2 \phi_a c_t (p_i - p_f) \int_0^{t_D} \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=1} dt_D. \tag{10.10}$$

Если обозначить

$$W_D = \int_0^{t_D} \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=1} dt_D, \tag{10.11}$$

то

$$W_e(t) = 2\pi h f \phi_a c_t r_o^2 (p_i - p_f) W_D. \tag{10.12}$$

Уравнение (10.12) можно записать в более кратком виде:

$$W_e(t) = U \Delta p W_D, \tag{10.12}$$

где

$$U = 2\pi h f \phi_a c_t r_o^2, \tag{10.13}$$

$$\Delta p = (p_i - p_f). \tag{10.14}$$

Константа U называется *постоянной водоносного пласта*. В случае если W_e [=] м^3, h [=] м, r_o [=] м, c_t [=] бар$^{-1}$, а U [=] м^3/бар, выражение (10.13) принимает вид:

$$U = 628318,53 h f \phi_a c_t r_o^2. \tag{10.15}$$

Ван Эвердинген и Херст решили уравнение (10.6) относительно $p_D(r_D, t_D)$ для случая, когда значение p_D пошагово изменяется от 1 до 0 при $r_D = 1$ и $t_D = 0$. Решение при

[1] С математической точки зрения влияние множителя f на характеристику притока воды в пласт неотличимо от влияния проницаемости водоносной зоны, k_a. Например, если значение f повысить в два раза, то это будет эквивалентно удвоению проницаемости в законтурной области, поэтому величину f можно считать эффективным множителем k_a. С другой стороны, если одновременно удвоить k_a и уменьшить в два раза f, то никакого изменения характеристики притока мы не получим, так как постоянные времени и водоносной области остаются неизменными (даже несмотря на то, что эффективное значение r_o увеличивается).

данных параметрах подразумевает постоянство пластового давления, поэтому авторы назвали данное граничное условие *постоянным конечным давлением*. На рис. 10.3 схематически показано, как меняются профили распределения давления внутри водоносного пласта. Как видно, с течением времени изменение давления охватывает все более удаленные участки законтурной зоны. Далее, вышеописанными авторами было выполнено решение уравнения (10.11) в виде зависимости $W_D(t_D)$ от r_e/r_o. Отношение r_e/r_o фактически дает нам разницу между размерами водоносного и продуктивного пластов. Изначально полученные результаты были сведены в таблицы и представлены в виде графиков (на рис. 10.4 показано решение $W_D(t_D)$) для выбранных значений r_{eD}.

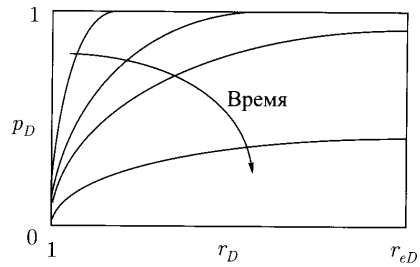


Рис. 10.3. Профили распределения безразмерного давления внутри водоносной зоны (в зависимости от времени)

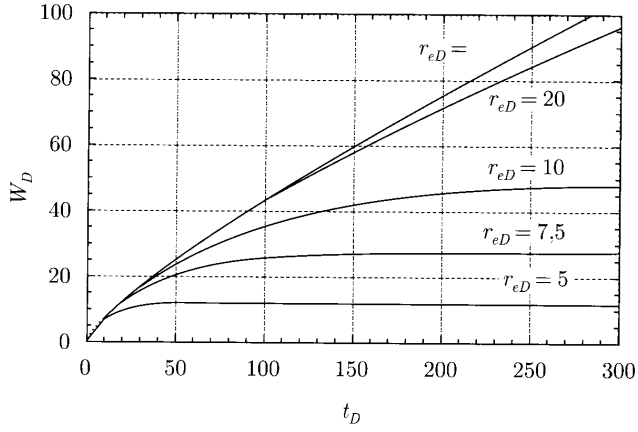


Рис. 10.4. График W_{eD} от t_D, радиальная модель водоносной зоны

Впоследствии графическое решение было аппроксимировано рядом уравнений, предложенных разными авторами (Марсал, 1982; Фанчи, 1985; Клинс и др., 1988; Уолш, 1995). Вид данного оцифрованного решения зависит от того, является ли водоносный пласт конечным или ведет себя как бесконечный при исследовании.

10.5.1.1. Бесконечный водоносный пласт

Если значение r_e/r_o стремится к бесконечности или если возмущение давления не затрагивает внешней границы водоносной области, то последнюю можно считать бесконечной по протяженности. Тогда

$$W_D = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} + \frac{t_D}{2} - \frac{t_D}{6}\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} + \frac{t_D^2}{16} \quad \text{при} \quad t_D < 1, \tag{10.16}$$

$$W_D = a_7 t_D^7 + a_6 t_D^6 + a_5 t_D^5 + a_4 t_D^4 + a_3 t_D^3 + a_2 t_D^2 + a_1 t_D + a_0 \quad \text{при} \quad 1 < t_D < 100, \tag{10.17}$$

где

$$\begin{aligned} a_7 &= 4,8534 \cdot 10^{-12}, & a_6 &= -1,8436 \cdot 10^{-9}, \\ a_5 &= 2,8354 \cdot 10^{-7}, & a_4 &= -2,2740 \cdot 10^{-5}, \\ a_3 &= 1,0284 \cdot 10^{-3}, & a_2 &= -2,7455 \cdot 10^{-2}, \\ a_1 &= 8,5373 \cdot 10^{-1}, & a_0 &= 8,1638 \cdot 10^{-1} \end{aligned}$$

и

$$W_D = \frac{2t_D}{\ln t_D} \quad \text{при} \quad t_D > 100. \tag{10.18}$$

Уравнения (10.16) и (10.18) взяты из статьи Хагурта (1988), а (10.17) из работы Уолша (1995).

10.5.1.2. Ограниченные водоносные горизонты

Уравнения (10.16)–(10.18) применимы и в случае ограниченной водоносной области, если $t_D < t_D^*$, где

$$t_D^* = 0,4(r_{eD}^2 - 1), \tag{10.19}$$

а

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_o}. \tag{10.20}$$

Если же $t_D > t_D^*$, то

$$W_D = 0,5(r_{eD}^2 - 1)\left[1 - \exp\left(-\frac{2t_D}{J^*}\right)\right], \tag{10.21}$$

$$J^* = \frac{r_{eD}^4(\ln r_{eD})}{(r_{eD}^2 - 1)} + 0,25(1 - 3r_{eD}^2). \tag{10.22}$$

Формулы (10.19), (10.21) и (10.22) впервые были выведены Марсалом (1982). С помощью данных уравнений выполняется аппроксимация графиков и таблиц, впервые полученных ван Эвердингеном и Херстом[1].

Ограниченный водоносный пласт можно считать бесконечным, если значение t_D меньше, чем t_D^*. То же самое можно сказать и тогда, когда радиус водоносной области будет больше, чем r_{eD}^*, где

$$r_{eD}^* = \sqrt{\frac{t_{Dmax}}{0,4} + 1}. \tag{10.23}$$

Здесь t_{Dmax} — максимальное значение t_D. Уравнение (10.23) напрямую вытекает из (10.19). Например, если максимальное время составляет 8 лет, а соответствующая ему безразмерная величина равна 540, то согласно (10.23) $r_{eD}^* = 38$. Это означает, что если величина безразмерного радиуса водоносной области превышает цифру 38, то данный водоносный пласт можно считать бесконечным на протяжении восьмилетнего периода добычи.

[1] Эти уравнения дают небольшой скачок вблизи некоторых граничных условий. Более точные (но и намного более громоздкие) уравнения можно найти в работе Клинса и др. (1988).

10.5.1.3. Дополнительные уравнения

В модели ван Эвердингена–Херста продуктивный пласт рассматривается в виде цилиндра, однако легко догадаться, что ни одна залежь не будет иметь идеальную цилиндрическую форму. Принимая это во внимание, эффективный радиус пласта r_o можно вычислить по следующей формуле:

$$r_o = \sqrt{\frac{V_{pr}}{\pi \phi_r h f}}, \tag{10.25}$$

где ϕ_r — пористость продуктивного пласта. Отношение поровых объемов водоносной зоны и нефтяного коллектора связано с r_{eD} как

$$\frac{V_{pa}}{V_{pr}} = (r_{eD}^2 - 1)\left(\frac{\phi_a}{\phi_r}\right), \tag{10.26}$$

где V_{pa} — поровый объем водоносной области.

Среднее давление в законтурной зоне равно

$$p_a(t) = p_i - \frac{W_e(t)}{c_t V_{pa}}. \tag{10.27}$$

При использовании этого выражения следует иметь в виду, что истинное давление водоносной зоны меняется в зависимости от расстояния до границы контакта с продуктивной областью и что при $r = r_o$ это давление будет меньше, а при $r = r_e$ больше, чем p_a.

Расход жидкости в водоносной зоне равен $q_w = \partial W_e / \partial t$ или, в приближении конечных разностей, $q_w = \Delta W_e / \Delta t$.

Передний край фронта возмущения давления по мере его продвижения в глубь законтурной области приближенно можно вычислить из следующего выражения, выведенного Уолшем (1995):

$$\frac{r_i}{r_o} = \sqrt{\frac{2,248 k_a t}{\phi_a \mu_w c_t r_o^2}}, \tag{10.28}$$

где r_i — положение переднего края фронта возмущения давления. Данное уравнение применимо только в случае, если $r_{eD} > r_i/r_o > 1$. Подставляя (10.3) в (10.28), получим

$$\frac{r_i}{r_o} = \sqrt{2,248 t_D}. \tag{10.29}$$

10.5.2. Линейная модель

На рис. 10.5 схематически показана линейная схема фильтрации жидкости. Как видно, здесь водоносный и продуктивный пласты представляются в виде примыкающих друг к другу прямоугольных параллелепипедов, при этом течение между ними носит чисто линейный характер. Линейная модель используется применительно к режимам вытеснения нефти краевыми или подошвенными водами. В случае режима вытеснения краевой водой мощность пласта и водоносной области (так же, как и их ширина) считаются одинаковыми. Тогда пусть L_r и L_a — это соответственно длина

продуктивного и водоносного пластов. Эти параметры связаны друг с другом следующим выражением:

$$L_a = L_r \left(\frac{V_{pa}}{V_{pr}}\right)\left(\frac{\phi_r}{\phi_a}\right), \tag{10.30}$$

где V_{pa} и V_{pr} — поровые объемы законтурной зоны и коллектора. Если вытеснение нефти происходит за счет притока подошвенных вод, то ширина w и длина L водоносной зоны и продуктивного пласта будут равны. Обозначим глубину законтурной зоны и мощность залежи соответственно буквами L_a и h. Данные величины соотносятся друг с другом как

$$L_a = h \left(\frac{V_{pa}}{V_{pr}}\right)\left(\frac{\phi_r}{\phi_a}\right). \tag{10.31}$$

Значение L_a для обоих типов водоносных зон определяется как линейный размер, параллельный направлению потока[1].

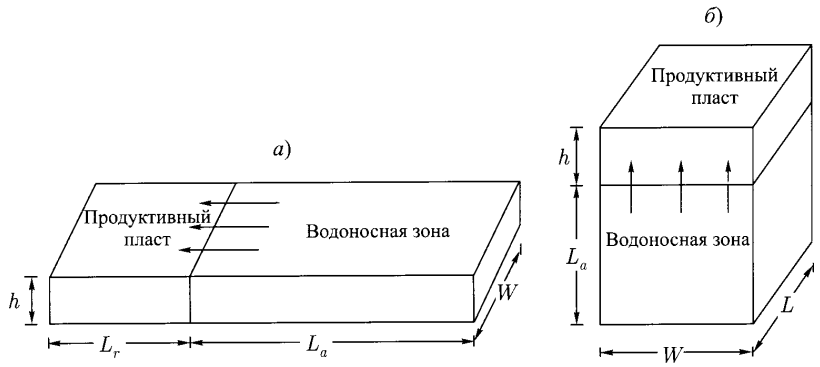


Рис. 10.5. Линейная модель водоносного пласта для режимов вытеснения (*а*) краевой и (*б*) подошвенной водой

При описании линейной модели используются в точности те же уравнения, что и при радиальном течении, за исключением небольших отличий, которые мы сейчас и рассмотрим. Безразмерное время в обоих случаях линейного течения выражается следующей формулой:

$$t_D = \frac{k_a t}{\phi_a \mu_w c_t L_a^2}. \tag{10.32}$$

Если используются следующие единицы измерения: t [=] годы, k_a [=] мД, L_a [=] м, μ [=] сП, c_t [=] бар$^{-1}$, то (10.32) можно записать в виде

$$t_D = \frac{0,3213 k_a t}{\phi_a \mu_w c_t L_a^2}. \tag{10.33}$$

Различие между линейной и радиальной моделями заключается в том, что в первом случае t_D зависит от размера водоносной зоны, а во втором — нет. Это приводит к то-

[1]Несмотря на то что, как может показаться, линейная модель наилучшим образом подходит для процессов вытеснения подошвенной водой, специалисты по моделированию пластовых систем достигли значительных успехов в описании таких процессов, используя описанную ранее радиальную модель (Филд и др., 1970).

му, что если размер законтурной области по каким-либо причинам изменится, то значение t_D в линейной модели нужно будет рассчитывать заново. В данной ситуации постоянную водоносной области также нужно определить заново, она определяется выражением

$$U = V_{pa} c_t. \tag{10.34}$$

Как видно, при линейном режиме фильтрации U зависит от размеров водоносной зоны, тогда как при радиальном течении — от объема продуктивного пласта.

В случае линейного течения функция $W_D(t_D)$ задается графически одиночной кривой (см. рис. 10.6), которую согласно Марсалу (1982) можно аппроксимировать выражением

$$W_D = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \quad \text{при} \quad t_D < 0,47 \tag{10.35}$$

и

$$W_D = 1 - 0,065807 t_D^{-1,6512} \quad \text{при} \quad t_D > 0,47 \tag{10.36}$$

согласно Уолшу (1995). Водоносный пласт можно считать бесконечным, если его длина L_a превышает критическое значение, равное

$$L_{ac} = \sqrt{\frac{0,3213 k_a t_{max}}{2\phi_a \mu_w c_t}}, \tag{10.37}$$

где $t_{\max}$ — максимальное время, выражаемое в годах, а L_{ac} измеряется в метрах. В данной формуле используются те же размерности, что и в (10.33). Водоносный пласт считается бесконечным, если $t_{D\max} < 2$.

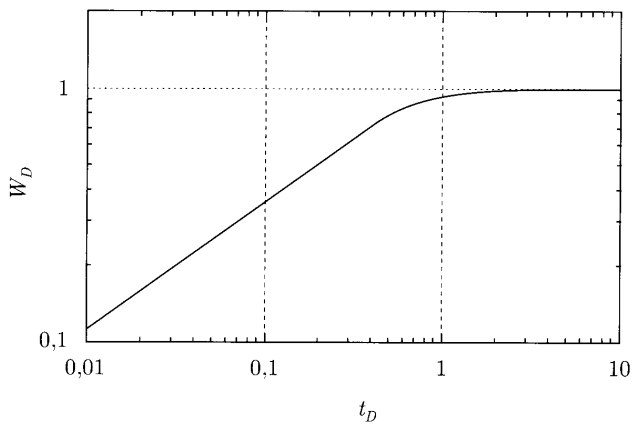


Рис. 10.6. График зависимости W_D от t_D для линейной модели

10.5.3. Принцип суперпозиции

В модели ван Эвердингена–Херста (VEH) пластовое давление считается постоянным, хотя на практике оно постоянно снижается с течением времени. Поэтому при значительном изменении среднего давления внутри залежи модель VEH нужно усовершенствовать, чтобы она давала картину, соответствующую реальному поведению пласта.

Чтобы устранить вышеописанный недостаток, ван Эвердинген и Херст предложили разделить диапазон снижения давления на ряд маленьких промежутков, а затем, для расчета суммарного объема вторгшейся воды, использовать принцип суперпозиции.

Методом суперпозиции решают некоторые типы дифференциальных уравнений, граничные условия которых меняются со временем или в пространстве. Принцип суперпозиции гласит, что если существует решение линейной части дифференциального уравнения, то взвешенная сумма этих решений будет также являться решением уравнения. Весовые коэффициенты подбираются так, чтобы они отражали изменения в граничных условиях, поэтому и сами решения будут сдвинуты по времени (или в пространстве). Примером суперпозиционного решения является восстановление давления в закрытой скважине (Дейк, 1972).

Согласно процедуре, предложенной ван Эвердингеном и Херстом, сначала нужно выполнить дискретизацию временного интервала и области изменения давления. Диапазоны времени и давления делятся на $(n+1)$ точек, $(t_0, t_1, t_2, \ldots, t_n)$, где $t_0 < t_1$, $t_1 < t_2, \ldots$, $t_{n-1} < t_n$, а t_0 соответствует начальному времени (обычно $t = 0$), и $\overline{p}_0, \overline{p}_1, \overline{p}_2, \ldots, \overline{p}_n$, где $\overline{p}_0$ — это начальное давление p_i. Усредненное по времени давление между двумя уровнями j и $j-1$ можно рассчитать по следующей формуле:

$$\widetilde{p}_j = \left(\frac{\overline{p}_{j-1} + \overline{p}_j}{2}\right) \quad \text{для} \quad j = 1, 2, \ldots, n. \tag{10.38}$$

Усредненным по времени давлением на уровне $j = 0$ будет величина p_i. В таблице 10.1 показана полная дискретизация значений t, $\overline{p}$ и $\widetilde{p}$. Усредненный по времени интервал снижения давления между соседними уровнями j и $j-1$ будет равен

$$\Delta p_j = \widetilde{p}_{j-1} - \widetilde{p}_j \quad \text{для} \quad j = 1, 2, \ldots, n, \tag{10.39}$$

где Δp_j не определено. Таблица 10.1 иллюстрирует дискретизацию Δp. С учетом принципа суперпозиции суммарный приток воды в пласт на k-м промежутке времени можно вычислить как

$$W_{ek}(t) = U \sum_{j=0}^{k-1} \Delta p_{j+1} W_D(t_{Dk} - t_{Dj}) \quad \text{при} \quad k = 1, 2, \ldots, n. \tag{10.40}$$

Множитель $W_D(t_{Dk} - t_{Dj})$ представляет собой значение W_D, вычисленное в момент времени (безразмерный) $(t_{Dk} - t_{Dj})$; это и есть описанный выше сдвиг основного решения. Для примера распишем выражение (10.40) при $k = 1, 2$ и 3:

$$W_{e1}(t) = U \Delta p_1 W_D(t_{D1} - t_{D0}),$$

$$W_{e2}(t) = U[\Delta p_1 W_D(t_{D2} - t_{D0}) + \Delta p_2 W_D(t_{D2} - t_{D1})],$$

$$W_{e3}(t) = U[\Delta p_1 W_D(t_{D3} - t_{D0}) + \Delta p_2 W_D(t_{D3} - t_{D1}) + \Delta p_3 W_D(t_{D3} - t_{D2})].$$

Более подробно о том, как использовать уравнение (10.40), можно узнать из примера 1.

10.5.4. Процедура расчета

При применении модели ван Эвердингена–Херста необходимо знать динамику изменения среднего пластового давления в прошлом, поскольку далее на основе этих

Таблица 10.1. Дискретизация итервалов времени и давления для модели VEH

j	t	t_D	$\overline{p}$	$\widetilde{p}$	Δp
0	$t_0 = 0$	t_{D0}	$\overline{p}_0 = p_i$	$\widetilde{p}_0 = \overline{p}_0 = p_i$	отсутств.
1	t_1	t_{D1}	$\overline{p}_1$	$\widetilde{p}_1 = (\overline{p}_0 + \overline{p}_1)/2$	$\Delta p_1 = (\widetilde{p}_0 - \widetilde{p}_1)$
2	t_2	t_{D2}	$\overline{p}_2$	$\widetilde{p}_1 = (\overline{p}_1 + \overline{p}_2)/2$	$\Delta p_1 = (\widetilde{p}_1 - \widetilde{p}_2)$
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
n	t_n	t_{Dn}	$\overline{p}_n$	$\widetilde{p}_n = (\overline{p}_{n-1} + \overline{p}_n)/2$	$\Delta p_n = (\widetilde{p}_{n-1} - \widetilde{p}_n)$

данных рассчитывается уже динамика притока воды в залежь. Этот метод применим как для радиальной, так и для линейной моделей, за исключением некоторых случаев, о которых будет сказано отдельно. Опишем подробно все шаги, встречающиеся в процедуре расчета.

1. Сначала следует выполнить дискретизацию интервалов изменения времени и среднего пластового давления. Определить t_j и $\overline{p}_j$ для $(j = 0, 1, \ldots, n)$ в соответствии с таблицей 10.1.
2. Далее при помощи (10.38) необходимо вычислить усредненное по времени давление в залежи $\widetilde{p}_j$ для $(j = 1, 2, \ldots, n)$. Здесь следует помнить, что $\widetilde{p}_0 = p_i$.
3. Используя (10.39), провести расчет усредненного по времени интервала падения давления Δp_j для $(j = 1, 2, \ldots, n)$.
4. Вычислить t_{Dj} для $(j = 0, 1, \ldots, n)$, используя формулы (10.3) или (10.5) для радиальных водоносных пластов либо (10.32) или (10.33) в случае линейной законтурной зоны.
5. Шаги с 5 по 9 образуют замкнутый расчетный цикл, который повторяется n раз. Счетчиком цикла выступает переменная k, которая меняется в пределах от 1 до n. На текущем шаге для k-го уровня времени вычисляют значение $(t_{Dk} - - t_{Dj})$, где $(j = 0, \ldots, k-1)$.
6. Далее все для того же k-го уровня нужно рассчитать $W_D(t_{Dk} - t_{Dj})$.
7. Вычислить $\delta p_{j+1} W_D(t_{Dk} - t_{Dj})$.
8. Используя (10.40), вычислить W_{ek}.
9. После этого счетчик увеличивают на единицу и возвращаются к пятому шагу. Так происходит до тех пор, пока $k > n$.

Описанную выше процедуру расчета можно применять большое количество раз, что чрезвычайно удобно в случае табличных вычислений, которые наглядно проиллюстрированы в примере 1.

Пример 1. Адаптация модели к истории притока воды в пласт

В таблице 10.2 показаны суммарные объемы притока воды, а также среднее пластовое давление в залежи, заполненной изначально насыщенной нелетучей нефтью.

Согласно предварительным оценкам продуктивный пласт представляет собой полуокружность, ограниченную с одной стороны непроводящим сбросом, а с другой водоносной областью (см. рис. 10.7*а*), и обладает следующими свойствами:

$$\begin{aligned}
\text{поровый объем пласта} &= 61,22 \text{ млн м}^3,\\
\text{пористость} &= 31\%,\\
\text{проницаемость} &= 5 \text{ мД},\\
\text{мощность продуктивной зоны} &= 6,1 \text{ м},\\
f &= 0,50,\\
\text{начальная водонасыщенность} &= 20\%,\\
\text{температура} &= 55^\circ \text{ C},\\
\text{сжимаемость породы} &= 4,35 \cdot 10^{-5} \text{ 1/бар}.
\end{aligned}$$

Свойства водоносной зоны:

$$\begin{aligned}
\text{пористость} &= 27\%,\\
\text{проницаемость} &= 64,2 \text{ мД},\\
\text{мощность} &= 6,1 \text{ м},\\
\text{соленость воды} &= 20\,000 \text{ ppm}.
\end{aligned}$$

Таблица 10.2. Данные о поведении пласта (пример 1)

j	Время, годы	Давление, бар	Суммарный приток воды, млн м^3
0	0,000	113	0,000
1	0,368	110	0,0099
2	2,439	96	0,2022
3	4,957	83	0,6608
4	7,732	69	1,3443
5	11,926	55	2,4635
6	18,126	41	4,1362
7	30,044	27	6,7166

1. Предположим, что фильтрация на границе между продуктивным и водоносным пластами носит радиальный характер, а $f = 0,50$. Найти такой размер водоносной зоны (V_{pa} и r_e/r_o), который наилучшим образом будет соответствовать динамике притока воды. Построить и сравнить действительную и спрогнозированную динамику притока.

2. Найти размеры водоносной области (V_{pa}/V_{pr} и L_a), которые наилучшим образом соответствуют динамике притока воды, если режим течения является линейным. Принять эффективную длину пласта L_r равной $\pi r_o/4$. (Данное значение говорит о том, что эффективная ширина продуктивного пласта w равна $2r_o$ при условии,

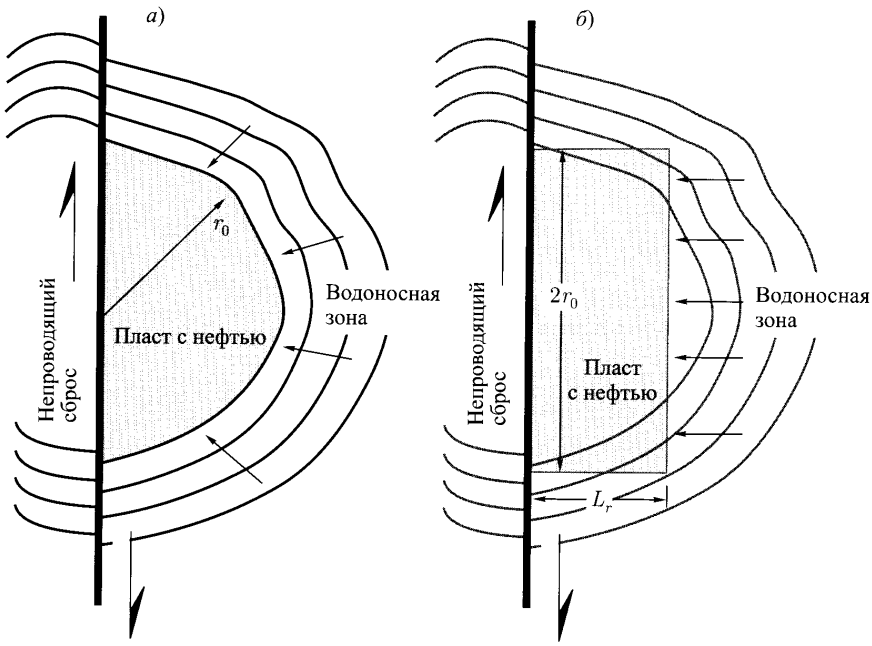


Рис. 10.7. (*а*) Схема поперечного раздела пласта, частично окруженного радиальной водоносной областью; (*б*) приближенное описание притока воды с помощью линейной модели

если площадь залежи остается постоянной в обоих геометрических представлениях). На рис. 10.7*б* показана схематически площадная интерпретация. Построить графики действительной и спрогнозированной динамики притока воды в пласт для данного случая и сравнить их между собой. Какая модель (радиальная или линейная) более реалистична?

Решение. Сначала рассмотрим радиальную модель, для которой из (10.25) вычислим в первую очередь эффективный радиус пласта:

$$r_o = \sqrt{\frac{V_{pr}}{\pi\phi_r hf}} = \sqrt{\frac{61,22 \cdot 10^6 \text{м}^3}{\pi(0,31)(6,1\text{м})(0,5)}} = 4\,539 \text{ м}.$$

Общая сжимаемость равна сумме сжимаемостей воды и породы, т. е. $c_t = 8,53 \times \times 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Коэффициент пропорциональности между реальным и безразмерным временем можно найти из (10.3) или (10.5), он равен $k_t = 0,8682$ год$^{-1}$. Величина U, задаваемая выражениями (10.13) и (10.15), равна 9127 м^3/бар. В табл. 10.3 рассчитаны также значения t_D, $\widetilde{p}$ и Δp (колонки с 3 по 5 соответственно).

В процедуре решения параметр r_{eD} варьируется до тех пор, пока не будет достигнуто наилучшее соответствие данных. В нашем случае $r_{eD} = 5$, поэтому все цифры, приведенные в таблицах 10.4–10.6, получены исходя из этой величины. На рис. 10.8 показан также график W_e от t, где сравниваются реальные результаты и модельные расчеты. Все проведенные здесь вычисления выполнялись и при других значениях r_{eD}, однако $r_{eD} = 5$ дало наилучшее соответствие между действительной и спрогнозиро-

ванной динамикой притока воды в пласт. Безразмерный радиус водоносной зоны $r_{eD} = 5$ соответствует отношению $V_{pa}/V_{pr} = 20,8$, т. е. водоносная зона в нашем случае в 20,8 раза больше, чем продуктивный пласт.

Определим теперь, можно ли считать такую водоносную область бесконечной. Для этого подставим в (10.23) $t_{Dmax} = 26,08$, откуда получим $r^*_{eD} = 8,1$. Так как это значение выше $r_{eD} = 5$, то водоносный пласт рассматривать как бесконечный нельзя.

В случае линейной модели согласно геометрии залежи $L_r = \pi r_o/4 = \pi(4\,539 \text{ м})/4 = 3565$ м. Используя тот же самый метод подбора решения, как и при радиальной геометрии, получим, что наилучшее соответствие между экспериментальными и рассчитанными данными достигается при $V_{pa}/V_{pr} = 12$, откуда $L_a = 49117$ м, $U = 62933$ м^3/бар, а $k_t = 0,0074$ год$^{-1}$. На рис. 10.8 приведен график результатов, спрогнозированных при помощи линейной модели. Как видно, соответствие с реальными данными здесь намного хуже, нежели в радиальном случае. Отсюда можно сделать вывод, что линейная модель не описывает приток воды в пласт так же хорошо, как радиальная.

На рис. 10.9 показано, как меняется среднее давление в пласте и водоносной области, а также темп притока воды в залежь с течением времени. Давление в законтурной зоне вычислялось с помощью уравнения (10.27), а приток воды рассчитывался исходя из наклона графика общей динамики притока. Данные графики демонстрируют нам, что, как и следовало ожидать, давление в водоносной зоне падает медленнее по сравнению с таковым в продуктивном пласте, причем разность этих давлений является движущей силой процесса притока воды в коллектор. Максимальный расход воды соответствует времени, когда разность давлений в продуктивном и водоносном пластах достигает максимума.

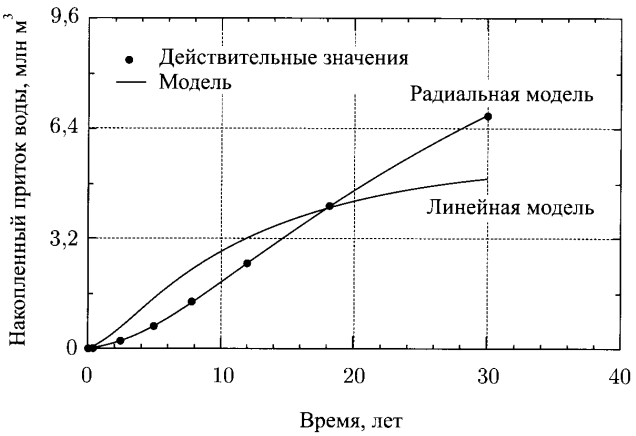


Рис. 10.8. Сравнение действительной и спрогнозированной динамики притока воды (пример 1)

10.6. Сопоставление залежей, давление в которых находится выше и ниже точки насыщения

С качественной точки зрения поведение водоносного слоя, показанное на рис. 10.9, применимо для большинства существующих типов законтурных зон, однако и здесь существуют некоторые исключения. Например, водоносные пласты, примыкающие к за-

Таблица 10.3. Динамика притока воды, полученная при помощи модели (r_{eD}=5)

j	(1) t_j лет	(2) $\overline{p}$, бар	(3) t_{Dj}	(4) $\widetilde{p}$, бар	(5) Δp, бар	(6) $\sum \Delta p W_D$, бар	(7) W_{ej}, млн м^3
0	0,000	113	0,0	113		0,0	0,0000
1	0,37	110	0,3	111,6	1,4	1,1	0,001
2	2,44	96,5	2,1	103,3	8,3	22,2	0,203
3	4,96	82,7	4,3	89,6	13,8	72,6	0,663
4	7,73	68,9	6,7	75,8	13,8	147,9	1,350
5	11,93	55,1	10,3	62,0	13,8	271,4	2,477
6	18,13	41,3	15,7	48,2	13,8	456,1	4,163
7	30,04	27,6	26,0	34,4	13,8	739,6	6,751

Таблица 10.4. Значения величины $t_{Dk} - t_{Dj}$ в случае радиального водоносного пласта

		$t_{Dk} - t_{Dj}$						
k	t_{Dk}	$j=0$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$	$j=5$	$j=6$
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,32	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	2,12	2,12	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	4,30	4,30	3,98	2,19	0,00	0,00	0,00	0,00
4	6,71	6,71	6,39	4,60	2,41	0,00	0,00	0,00
5	10,35	10,35	10,03	8,24	6,05	3,64	0,00	0,00
6	15,74	15,74	15,42	13,62	11,43	9,02	5,38	0,00
7	26,08	26,08	25,76	23,97	21,78	19,37	15,73	10,35

Таблица 10.5. Значения W_D для радиального водоносного пласта

		$W_D(t_{Dk} - t_{Dj})$						
k	t_{Dk}	$j=0$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$	$j=5$	$j=6$
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,32	0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	2,12	2,51	2,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	4,30	4,06	3,84	2,56	0,00	0,00	0,00	0,00
4	6,71	5,24	5,39	4,25	2,73	0,00	0,00	0,00
5	10,35	7,05	6,91	6,06	5,18	3,61	0,00	0,00
6	15,74	8,87	8,78	8,25	7,48	6,45	4,76	0,00
7	26,08	10,71	10,67	10,45	10,13	9,71	8,87	7,04

Таблица 10.6. Расчет функции $\Delta p_{j+1} W_D$ для радиального водоносного пласта

		$W_D(t_{Dk} - t_{Dj})$						
k	t_{Dk}	$j=0$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$	$j=5$	$j=6$
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	2,1	3,6	18,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	4,3	5,6	31,8	35,3	0,0	0,0	0,0	0,0
4	6,7	7,2	44,6	58,6	37,6	0,0	0,0	0,0
5	10,3	9,7	57,1	83,5	71,4	49,7	0,0	0,0
6	15,7	12,2	72,6	113,7	103,1	88,9	65,6	0,0
7	26,1	14,8	88,2	144,0	139,6	133,8	122,2	97,0

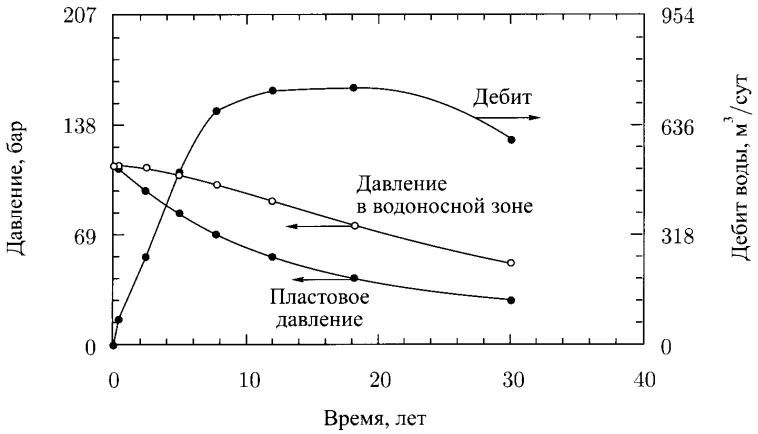


Рис. 10.9. Построенные с помощью модели графики изменения давления в пласте и водоносном слое, а также темпа притока воды в залежь (пример 1)

лежам с насыщенной и недонасыщенной нефтью, ведут себя абсолютно по-разному. На рис. 10.9 показан только первый случай, поэтому далее, на рис. 10.10, мы схематически изобразили, в чем заключается различие между двумя вышеописанными системами. В случае изначально насыщенного коллектора темп притока воды в пласт медленно, но постоянно растет по мере увеличения разности давлений между залежью и законтурной зоной до тех пор, пока эта разность не достигнет максимума. Далее дебит начинает падать по мере выравнивания давлений в водоносном и продуктивном пластах. График суммарного притока воды при начальных временах обычно выглядит как вогнутая вверх кривая.

В противоположность этому, поведение водоносной зоны, примыкающей к пласту с недонасыщенной нефтью, будет значительно отличаться, хотя все отличия относятся главным образом к тому периоду времени, когда давление в залежи находится выше точки насыщения. Поэтому все зависит от того, насколько недонасыщен пласт (а также от некоторых других переменных). В период, когда нефть в коллекторе недонасыщена газом, пластовое давление обычно падает более быстро, главным образом из-за отсутствия фазы свободного газа. Быстрое снижение давления в залежи приводит к большой

разности давлений между продуктивным и водоносным пластами практически сразу после начала добычи нефти, а это в свою очередь вызывает резкий рост расхода воды в законтурной зоне (см. рис. 10.10*б*).

После того как значение давления достигает точки насыщения, растворенный в нефти газ начинает выделяться и образуется газовая фаза, которая все более и более растет по мере истощения давления внутри пласта. После этого процесс падения давления замедляется и давление в законтурной зоне может сравняться с пластовым давлением. Эти факторы приводят в свою очередь к снижению темпов притока воды. Таким образом, цельная картина будет выглядеть так: темп притока воды сначала резко растет, а потом резко снижается (см. рис. 10.10*б*). В конечном счете приток воды в пласт стабилизируется и водоносный слой начинает вести себя так, как будто он примыкает к изначально насыщенному коллектору. Степень проявления всех особенностей, связанных с недонасыщенным коллектором, сильно зависит от того, насколько реальное давление в пласте выше точки насыщения. Так, в некоторых лишь чуть-чуть недонасыщенных залежах все описанные выше явления могут быть совсем незаметны.

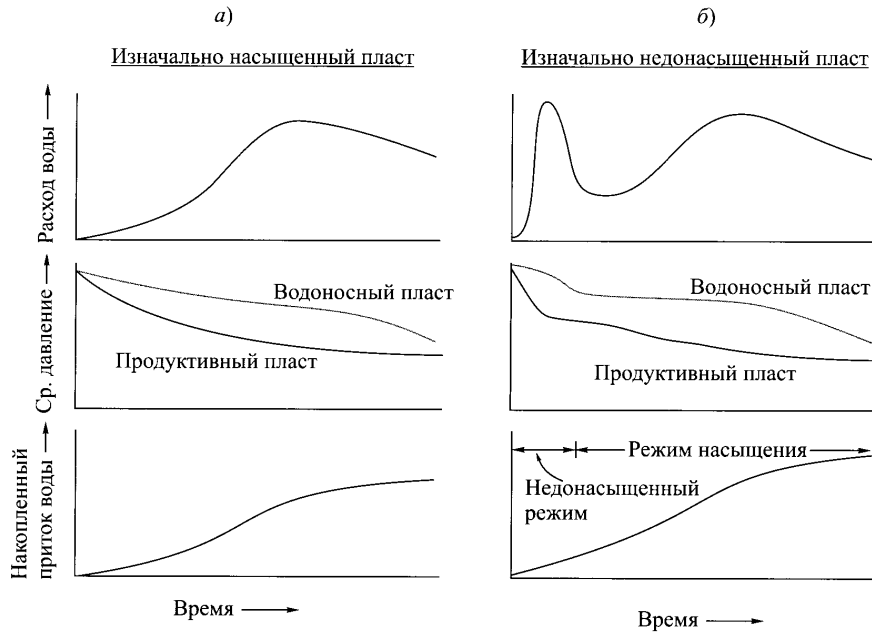


Рис. 10.10. Поведение водоносной зоны в случае (*а*) изначально насыщенного и (*б*) изначально недонасыщенного нефтяных коллекторов

10.7. Определение параметров в модели притока воды в пласт

Прежде чем применять модель ван Эвердингена-Херста, необходимо сначала присвоить некоторым ее параметрам определенные значения. Процесс задания параметров отличается в зависимости от того, какую модель (линейную или радиальную) мы будем использовать. Поскольку в линейной модели все операции можно проделать аналогично, ограничимся здесь лишь описанием радиальной конфигурации водоносной зоны.

В радиальной модели нужно в первую очередь определить, чему равны следующие параметры:

1) постоянная водоносной зоны, U,
2) постоянная времени для законтурной области, k_t, и
3) безразмерный радиус водоносного пласта, r_{eD}.

Здесь k_t, которую мы до настоящего времени не определяли, является константой, переводящей реальное время в безразмерный параметр. Более подробно речь об этой постоянной пойдет ниже.

Существует две группы методов определения параметров модели: (1) методы изучения эксплуатационных показателей месторождения и (2) прямое измерение. Первая группа далее подразделяется на методы, в которых известно начальное содержание углеводородов в пласте (OHIP[1], original hydrocarbon in place) и в которых таковая величина неизвестна. Более подробно мы рассмотрим эти методы в § 10.7.2; часть данного материала считается довольной сложной, в особенности это относится к методу Мак-Ивена, поэтому его чтение можно отложить до более позднего срока.

Методы определения эксплуатационных показателей основаны на концепции материального баланса и требуют знания динамики добычи и нагнетания флюидов в прошлом. Если известно значение OHIP, то динамику притока воды в пласт можно получить из уравнения материального баланса, что позволяет в дальнейшем определить параметры модели с помощью адаптации последней к реальной истории притока. Процесс адаптации истории был наглядно показан нами в примере 1. Если же значение OHIP точно не известно или если есть необходимость независимо подтвердить предполагаемую величину запасов OHIP в пласте, то последнюю, а также и параметры модели нужно рассчитывать одновременно, на основе уравнения материального баланса. Методы определения эксплуатационных показателей сложны вследствие своей неоднозначности — характерной особенности, при которой два или более различных набора параметров модели в равной степени хорошо удовлетворяют налагаемым условиям. Это представляет серьезную проблему, если разные наборы величин дают существенно отличные друг от друга результаты поведения залежи, однако в некоторых случаях сложностей, обусловленных наличием неоднозначности, можно избежать или по крайней мере свести их влияние к минимуму.

Если никаких данных об истории разработки не известно, то единственным методом оценки параметров модели остается прямое измерение (или оценка).

10.7.1. Прямое измерение

В методе непосредственных измерений оценка параметров модели проводится на основе измерений или оценки определенных свойств водоносного и продуктивного пластов.

Параметры модели можно рассчитать исходя из следующих соотношений:

$$U = 2\pi h f \phi_a c_t r_o^2, \tag{10.13}$$

$$k_t = \frac{k_a}{\phi_a \mu_w c_t r_o^2}, \tag{10.41}$$

[1]Здесь и далее под термином OHIP мы будем понимать первоначальные запасы нефти (OOIP, original oil in place) и газа (OGIP, original gas in place) вместе взятые.

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_o}, \tag{10.20}$$

где k_t — постоянная времени для законтурной области. Если использовать следующие размерности величин: k_a [=] мД, μ [=] сП, c_t [=] бар$^{-1}$, r_o [=] м, k_t [=] год$^{-1}$, то выражение (10.41) можно записать следующим образом:

$$k_t = \frac{0,3213 k_a}{\phi_a \mu_w c_t r_o^2}. \tag{10.42}$$

В некоторых ситуациях вместо приведенных выше выражений удобнее применять альтернативные соотношения. Например, в выражении (10.13), применяемом для оценки U, бывает уместнее выразить этот параметр в единицах порового объема пласта. Тогда, если считать продуктивный пласт цилиндрическим, его поровый объем будет равен $V_{pr} = \pi h f r_o \phi_r$, откуда (10.13) преобразуется к виду

$$U = \frac{2 V_{pr} c_t \phi_a}{\phi_r}, \tag{10.43}$$

где U имеет размерность объема на давление, например, м^3/бар.

Постоянная времени k_t зависит от эффективного радиуса пласта, r_o, который связан с поровым объемом коллектора соотношением

$$r_o = \sqrt{\frac{V_{pr}}{\pi \phi_r h f}}. \tag{10.25}$$

Вместо (10.20) в некоторых случаях более удобно использовать альтернативное выражение, в котором отношение радиусов водоносного и продуктивного пластов заменяется отношением их поровых объемов:

$$r_{eD}^2 = \frac{V_{pa} \phi_r}{V_{pr} \phi_a} + 1. \tag{10.44}$$

Как видно из выражений (10.13), (10.20) и (10.41), параметры радиальной модели (U, k_t, и r_{eD}) зависят от следующих переменных: r_e, r_o, k_a, h, f, ϕ_a, c_t и μ_w. При этом некоторые из переменных имеют небольшую погрешность, а неточность других чрезвычайно высока (к таковым относятся r_e, r_o и k_a, которые с качественной точки зрения представляют собой радиус водоносной зоны, радиус продуктивного пласта и проницаемость законтурной зоны соответственно).

10.7.2. Методы анализа эксплуатационных показателей месторождения

Прямое измерение параметров модели достаточно редко можно выполнить с приемлемой степенью достоверности, поскольку водоносные пласты практически никогда не анализируют с помощью сейсмических приборов или бурения в них скважин. Поэтому промысловые инженеры в основном полагаются на данные методов анализа эксплуатационных характеристик залежи, которые основаны на уравнении материального баланса и адаптации модели к истории добычи. Эти методы в свою очередь подразделяются еще на два типа, в зависимости от того, известна ли точно величина ОНІР или нет.

10.7.2.1. Значение OHIP известно

Уравнение материального баланса можно записать следующим образом:

$$F = G_{fgi}E_{gwf} + N_{foi}E_{owf} + W_e, \tag{6.32}$$

где суммарное извлечение флюидов из пласта равно

$$F = G_{ps}\left(\frac{B_g - B_oR_v}{1 - R_vR_s}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_gR_s}{1 - R_vR_s}\right) + (W_p - W_I)B_w, \tag{6.30}$$

если нефть в пласте находится в насыщенном состоянии, или

$$F = N_pB_o + (W_p - W_I)B_w, \tag{6.45}$$

если мы имеем дело с недонасыщенной нефтяной залежью. Если же это газовый коллектор, давление в котором выше точки насыщения, то

$$F = G_{ps}B_g + (W_p - W_I)B_w. \tag{10.46}$$

Величины E_{owf} и E_{gwf} задаются соответственно уравнениями (6.21) и (6.22), а N_{foi} и G_{fgi} связаны с N и G выражениями (6.36) и (6.39). Поровый объем пласта с учетом значений N_{foi} и G_{fgi} будет равен

$$V_{pr} = \frac{(N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})}{(1 - S_{wi})}. \tag{10.47}$$

Выразим в уравнении (6.32) суммарный приток воды. Тогда

$$W_e = G_{fgi}E_{gwf} + N_{foi}E_{owf} - F. \tag{10.48}$$

Если нам известны характеристики добычи и нагнетания с момента начала разработки, а также начальные запасы нефти и газа в пласте, то с помощью (10.48) можно достаточно просто вычислить $W_e(t)$. Об этом методе речь уже шла ранее, в § 6.2.2 (см. выражение (6.62)).

Когда динамика притока воды в пласт определена, можно приступать к вычислению параметров модели притока. В данной процедуре необходимо использовать методику адаптации модели к истории добычи. В примере 1 мы продемонстрировали этот метод на особом случае, когда был неизвестен только один из параметров модели, если же количество неизвестных превышает единицу (в большинстве случаев бывает именно так), то адаптация модели усложняется неоднозначностью (неединственностью) полученного решения. Последнюю проблему можно свести к минимуму, если учесть, что при известном значении OHIP не все параметры модели являются независимыми величинами (МакИвен, 1962; Силлс, 1996). Рассмотрим далее процесс адаптации истории добычи при условии, что неизвестен более чем один из параметров модели.

Вообще говоря, при адаптации истории добычи с использованием радиальной модели ван Эвердингена–Херста необходимо оценить все три параметра, U, k_t и r_{eD}, однако если известно точное значение OHIP, то вся процедура значительно упрощается, так как в данном случае U можно исключить из группы подгоночных параметров. Постоянная водоносной области связана с поровым объемом пласта соотношением (10.43), $U = 2V_{pr}c_t\phi_a/\phi_r$. В свою очередь V_{pr} связан с OHIP выражением (10.47).

Подставляя его в (10.43), получим

$$U = \frac{2(N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})c_t}{(1 - S_{wi})} \left(\frac{\phi_a}{\phi_r}\right). \tag{10.49}$$

Данное выражение четко показывает, что U напрямую зависит от OHIP, и эту постоянную можно вычислить, если известны параметры c_t, S_{wi} и (ϕ_a/ϕ_r) (как показывает практика, для трех последних величин можно сделать вполне приемлемые оценки).

Процедура адаптации модели к истории добычи выглядит так, как указано ниже. Сначала рассчитывается действительная динамика притока воды в пласт, начиная с момента разработки месторождения (см. (10.48)). Далее параметрам k_t и r_{eD} присваиваются определенные значения и с помощью (10.43) или (10.49) выполняется расчет соответствующей величины U. После этого, при помощи (10.40), вычисляется смоделированная динамика притока воды. Далее, величины k_t и r_{eD} варьируют до тех пор, пока не будет достигнуто удовлетворительное соответствие между действительной и имитируемой динамикой притока. Более наглядно и обобщенно вся процедура адаптации модели показана на рис. 10.11.



Рис. 10.11. Краткое изложение методов анализа эксплуатационных характеристик месторождения, применяемых для расчета параметров модели притока воды в пласт

Однако даже если исключить из анализа постоянную водоносной зоны в качестве подгоночного параметра, процедура адаптации истории добычи все равно может быть неоднозначной (Черичи и др., 1967), поскольку оставшиеся подгоночные величины, k_t и r_{eD}, изменяются приблизительно обратно пропорционально друг другу. Например, если получена приемлемая степень соответствия между истинными и смоделированными данными, то другое такое же решение можно вывести, просто увеличив k_t и уменьшив r_{eD}. Тем не менее данную неоднозначность легко свести к минимуму, ограничив диапазон изменения k_t реальными величинами (значение r_{eD}, как правило, не имеет определенных рамок, если только геологическая информация не дает противоположный результат). Параметр k_t рассчитывается на основе выражения (10.41),

из всех независимых переменных в котором проницаемость водоносной зоны k_a является наименее известной. Для упрощения процесса оптимизации k_t в общем случае ограничивают диапазоном, соответствующим области, в которой k_a будет на 2–3 порядка выше (см. пример 3).

Тем не менее, несмотря на ограничение диапазона изменения постоянной времени водоносной зоны, процедура адаптации модели все еще может быть неоднозначной (хотя эта неоднозначность существенно влияет только на прогнозирование будущей динамики притока воды в пласт). Данная тенденция зависит от отношения временных промежутков, в течение которых проводился предыдущий и проводится будущий расчет динамики притока воды в пласт. Если отношение достаточно велико, то влияние неоднозначности на прогнозирование будущего поведения будет незначительным. Эта зависимость является неотъемлемым ограничением любого прогноза, основанного на подгонке модели к реальному поведению залежи. Если влияние неоднозначности все же остается существенным, то для его минимизации в процесс адаптации модели следует включить дополнительные параметры, служащие показателями поведения коллектора. К таковым можно отнести, например, нефтеотдачу, дебиты нефти и газа или газовый фактор.

В особом случае, когда известно либо k_t, либо r_{eD}, процедура адаптации истории значительно упрощается и оставшиеся параметры можно определить однозначным образом. В примере 1 показана ситуация, когда k_t известно, поэтому при адаптации модели к истинной динамике притока воды в залежь мы получили единственное значение r_{eD}.

10.7.2.2. Значение OHIP неизвестно

Если начальное содержание углеводородов в пласте неизвестно (или если требуется подтвердить его значение независимо от других величин), то параметры модели и величину OHIP необходимо определять одновременно, что представляет намного бóльшую проблему, чем если бы начальное содержание углеводородов было известно. Одними из первых обратились к этой задаче Вудс и Маскет (1944), они обнаружили, что ее решение является неоднозначным. Впоследствии это было также подтверждено еще рядом ученых (Техрани, 1985; МакИвен 1962; Черичи и др., 1967; Силлс, 1996). Несмотря на сложности, возникающие вследствие неоднозначности, некоторые предложенные методики оказались достаточно успешными. Одной из самых лучших считается схема МакИвена, прежде всего благодаря тому, что в данном методе, кроме собственно вычисления OHIP и определения параметров модели притока, рассчитывается динамика притока воды в залежь в прошлом. То есть метод МакИвена, кроме всего прочего, можно использовать в качестве инструмента, определяющего наличие притока воды из законтурной области.

Подход, который применил МакИвен, основан на связи постоянной водоносной зоны и величины OHIP (см. (10.49)). Произведем расчет параметров согласно методу МакИвена, пункты которого кратко описаны на схеме рис. 10.11.

Подставим в (10.40) величину U, определяемую уравнением (10.49). Тогда

$$W_{ek}(t) = \frac{2(N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})c_t}{(1 - S_{wi})} \left(\frac{\phi_a}{\phi_r}\right) \sum \Delta p W_D, \tag{10.50}$$

где $W_{ek}(t)$ — суммарный приток воды на k-м уровне времени, а множитель $\sum \Delta p W_D$ — просто краткая запись суммирования, показанного в (10.40). Подставляя этот результат

в (6.32) вместо W_e, получим

$$F = N_{foi}E_{ow} + G_{fgi}E_{gw}, \tag{10.51}$$

где E_{ow} и E_{gw} — коэффициенты объемного расширения, включающие в себя эффекты, связанные с притоком воды:

$$E_{ow} = E_{owf} + \frac{2B_{oi}c_t \sum \Delta p W_D(k_t, r_{eD})}{(1 - S_{wi})} \left(\frac{\phi_a}{\phi_r}\right), \tag{10.52а}$$

$$E_{gw} = E_{gwf} + \frac{2B_{gi}c_t \sum \Delta p W_D(k_t, r_{eD})}{(1 - S_{wi})} \left(\frac{\phi_a}{\phi_r}\right). \tag{10.52б}$$

Далее мы ограничимся лишь описанием изначально недонасыщенных пластов. В случае нефтяной залежи $G_{fgi} = 0$, а $N = N_{foi}$. Тогда уравнение (10.51) примет вид

$$F = NE_{ow}. \tag{10.52}$$

Данное выражение показывает, что график F от E_{ow} будет представлять собой прямую, проходящую через начало координат и имеющую тангенс угла наклона, равный N. Если же мы имеем дело с недонасыщенным газовым резервуаром ($N_{foi} = 0$, $G = G_{fgi}$), то (10.51) сводится к следующему соотношению:

$$F = GE_{gw}. \tag{10.53}$$

Выражения (10.52) и (10.53) показывают, что метод МакИвена применим в равной степени как к нефтяным, так и к газовым залежам, поэтому далее ограничимся рассмотрением исключительно нефтяных пластов.

Процедура решения усложняется тем, что E_{ow} зависит от k_t и r_{eD}, а обе эти величины *a priori* неизвестны. Таким образом, вся задача сводится к нахождению таких k_t и r_{eD}, которые минимизировали бы ошибку в уравнении материального баланса. Графически это эквивалентно нахождению значений k_t и r_{eD}, при которых график F от E_{ow} будет представлять собой линию, наиболее близкую к прямой с тангенсом угла наклона N.

Ошибка в уравнении материального баланса сводится к минимальному значению, если сумма квадратов невязки в каждой точке будет минимальна. Значение невязки в точке i на графике равно

$$R_i = (F)_i - N(E_{ow})_i. \tag{10.54}$$

Сумма квадратов значений невязки определяется следующим выражением:

$$SSR = \sum_{i=1}^{n} (R_i)^2, \tag{10.55}$$

где n — общее число точек на графике.

Принимая во внимание все рассмотренные выше аспекты, метод МакИвена, служащий для одновременной оценки параметров N, r_{eD} и k_t в случае нефтяной залежи, можно разделить на нижеследующие пункты:

1. Если это возможно, установить диапазон изменения k_t, ограниченный реальными значениями.

2. С помощью (6.30) рассчитать F в каждой точке.
3. Оценить приблизительно значения параметров k_t и r_{eD}.
4. Вычислить E_{ow}, используя (10.52а).
5. Рассчитать N, используя линейную регрессию и метод наименьших квадратов или графически, на основе тангенса угла наклона графика F от E_{ow}.
6. С помощью (10.54) вычислить R_i в каждой точке на графике.
7. Используя (10.55), рассчитать SSR.
8. Если значение SSR минимально, следует перейти к пункту 9; в противном случае вернуться к шагу 3.
9. При помощи (10.49) найти, чему равна постоянная водоносной зоны.
10. Используя (10.40), вычислить значение притока воды для каждой точки на графике.

Аналогичная процедура может применяться и по отношению к газовым резервуарам. Описанный выше алгоритм решения можно реализовать с использованием метода последовательных приближений или используя методику минимизации. В пункте № 5 при желании можно применить линейную регрессию. Вообще говоря, вся процедура решения в методе МакИвена идеально приспособлена для табличных вычислений, в которых линейная регрессия и алгоритмы минимизации являются стандартными элементами. Из десятого пункта видно, что конечным этапом является расчет динамики притока воды в пласт в прошлом. Таким образом, данный метод служит также для проверки существования притока. Отметим, что, прежде чем применять методику МакИвена, нужно достаточно точно знать, чему равны следующие переменные: N_p, G_p, W_p и W_I в зависимости от среднего давления в залежи; B_o, B_g, R_s и R_v в зависимости от давления; а также S_{wi}, ϕ_a, ϕ_r и c_t.

Метод МакИвена можно использовать и применительно к пластам, в которых нефть изначально насыщена, но при этом пункты 5 и 6 процедуры решения необходимо расширить и несколько изменить. Так, на пятом шаге нужно выполнить одновременный расчет N_{foi} и G_{fgi} посредством множественной регрессии. На шестом шаге невязку необходимо рассчитывать по формуле $R_i = (F)_i - G_{fgi}(E_{gw})_i - N_{foi}(E_{ow})_i$.

Описание расчета, выполненного по методу МакИвена, см. в примере 3.

1. Альтернативные методы. Существует также несколько альтернативных методов одновременного определения параметров модели притока воды в пласт и OHIP, основанных на использовании уравнения материального баланса, но ни один из них не является таким же надежным и устойчивым, как метод МакИвена.

Например, ван Эвердингеном и др. (1953) было предложено построить график зависимости F/E_o от $(\sum \Delta p W_D)/E_o$, тангенс угла наклона которого равен U, а точка пересечения с осью ординат дает нам значение N. Далее они предложили варьировать параметр k_t до тех пор, пока не будет получена линия, по форме максимально приближенная к прямой. Позже Хавлена и Оуде (1963) модифицировали этот метод, включив в качестве дополнительного неизвестного параметра размер водоносной зоны (r_{eD}). В защиту этого метода высказывался также Дейк (1972). Черичи и др. (1967) предложили несколько видоизмененный вариант данного метода, в котором используется график зависимости $F/(\sum \Delta p W_D)$ от $E_o/(\sum \Delta p W_D)$. Как было отмечено МакИвеном, метод ван Эвердингена и др. сверхчувствителен к ошибкам, возникающим при определении среднего давления. Позже Техрани (1985) выполнил систематический анализ

приведенных выше методов и подтвердил выводы, сделанные МакИвеном. Сведения, изложенные Техрани, были подтверждены Ваном и Хваном (1997). Силлс (1996) представил обзор и сравнил друг с другом методы МакИвена, Хавлены и Оуде, а также ван Эвердингена и др.

Пример 2. Расчет притока воды в пласт с помощью метода материального баланса

В табл. 10.7 показаны суммарная добыча нефти и газа, а также среднее пластовое давление в виде функции времени для первичной эксплуатации коллектора с нелетучей нефтью. Начальное давление составляет в данном случае 113 бар, а все промысловые данные приведены вплоть до достижения величины среднего давления в пласте 55,12 бар. В табл. 12.6 представлены также стандартные PVT-свойства.

Таблица 10.7. Динамика эксплуатации пласта (пример 2)

Время, лет	Давление, бар	Суммарн. добыча нефти, млн м^3	Суммарн. добыча газа, млрд м^3
0,0	113,0	0,0	0,0
0,4	110,2	0,6	0,1
2,4	96,5	3,2	0,5
4,9	82,7	5,1	1,1
7,7	68,9	6,4	1,6
11,9	55,1	7,6	2,1

Таблица 10.8. Расчет притока воды (пример 2)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Давление, бар	B_{to}, м^3/м^3	E_o, м^3/м^3	F, млн м^3	Суммарн. приток воды, млн м^3
113,0	1,5	0,0	0,0	0,0
110,2	1,5	0,02	0,8	0,0010
96,5	1,6	0,2	6,3	0,2
82,7	1,9	0,42	15,0	0,7
68,9	2,22	0,72	26,5	1,3
55,1	2,7	1,3	45,3	2,5

Волюметрические измерения показали, что значение OOIP равно 33 400 тыс. м^3, а фаза свободного газа в самом начале разработки отсутствует. Найти суммарный объем вторгшейся воды для каждого значения давления, показанного в таблице 10.7, используя уравнение материального баланса.

Решение. Суммарный приток воды можно вычислить при помощи выражения (10.48). Так как изначально газа в свободном состоянии в пласте нет, то $G_{fgi} = 0$, $N_{foi} = N$ и (10.48) можно упростить:

$$W_e = NE_o - F.$$

Мы пренебрегли в данном случае сжатием порового объема и расширением воды. Величины F и E_o определяются соответственно уравнениями (6.30) и (6.16), при этом E_o зависит от B_{to}, значение которого можно найти из (4.53). В табл. 10.8 представлены все результаты расчетов, относящиеся к данному примеру. На рис. 10.12 построен также график динамики притока воды в пласт.

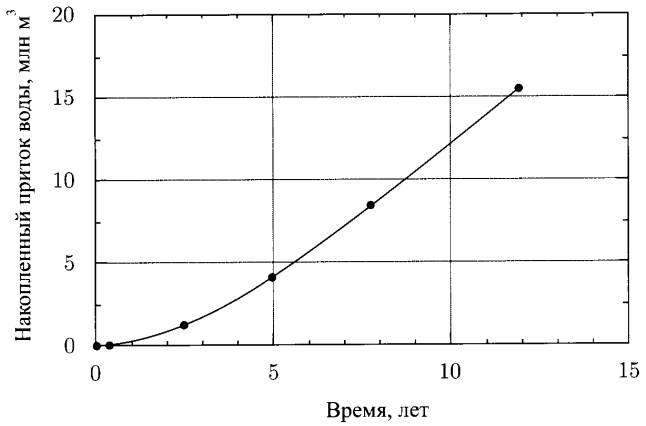


Рис. 10.12. Расчетная характеристика притока воды в пласт (пример 2)

Пример 3. Совместное определение параметров модели притока воды и OOIP

Ван Эвердинген и др. (1953) исследовали приток воды в изначально недонасыщенный пласт, входящий в состав месторождения Уилкокс и расположенный на глубине 2470 м от уровня моря. Площадь залежи составляет примерно $7,4$ квадратных километра. Максимальная общая и эффективная мощности пласта равны соответственно $11,3$ и $7,9$ м. Начальный объемный коэффициент нефти оказался равным $1,538$ м^3/м^3, а значение газового фактора составило $160,19$ м^3/м^3. Известны также следующие свойства исследуемого коллектора:

$$\begin{aligned} \text{пористость} &= 19,9\%; \\ \text{проницаемость} &= 236 \text{ мД}; \\ \text{начальная водонасыщенность} &= 15\%; \\ \text{температура} &= 116^\circ \text{ C}; \\ \text{начальное давление} &= 261 \text{ бар}; \\ \text{давление насыщения} &= 254 \text{ бар} \end{aligned}$$

и законтурной области:

$$\begin{aligned} \text{пористость} &= 20,9\%; \\ \text{проницаемость} &= 275 \text{ мД}; \\ \text{сжимаемость воды} &= 4,79 \cdot 10^{-5} \text{ бар}^{-1}; \\ \text{сжимаемость породы} &= 5,8 \cdot 10^{-5} \text{ бар}^{-1}; \\ \text{вязкость воды} &= 0,25 \text{ сП}; \\ \text{соленость воды} &= 20\,000 \text{ ppm}. \end{aligned}$$

Авторы вышеупомянутой работы выполнили объемную оценку начальных геологических запасов нефти в пласте, величина которых оказалась заключенной в пределах

от $3,8$ до 4 млн м^3. На основе данных о добыче нефти, газа и воды, а также стандартных PVT-свойств были вычислены также параметры F и E_o в виде функций давления. Разработка данного пласта продолжалась около девяти лет, начиная с 1942 года и заканчивая 1950-м. За этот период было добыто порядка $1,1$ млн м^3 нефти и $0,2$ млрд куб. м. газа. В табл. 10.9 приведены данные о среднем пластовом давлении, суммарной добыче флюидов (F) и коэффициенте объемного расширения нефти (E_o) на протяжении всего периода добычи.

Таблица 10.9. Динамика эксплуатации пласта (пример 3)

j	Время, годовые кварталы	Среднее давление, бар	Суммарная добыча флюидов F, млн м^3	Коэффициент объемного расширения E_o, м^3/м^3
0	0	261,82	0,0000	0,00000
1	2	259,62	0,0119	0,00075
2	4	254,86	0,0423	0,00267
3	6	248,94	0,1321	0,01296
4	8	241,91	0,2687	0,02725
5	10	237,29	0,4134	0,03731
6	12	232,54	0,5813	0,04827
7	14	227,99	0,7584	0,05936
8	16	225,79	0,9243	0,06497
9	18	224,82	1,0796	0,06747
10	20	222,55	1,2583	0,07348
11	22	218,69	1,4529	0,08409
12	24	214,69	1,6693	0,09564
13	26	210,63	1,8999	0,10801
14	28	207,73	2,1393	0,11721
15	30	209,46	2,3107	0,11169
16	32	210,97	2,4640	0,10693
17	34	210,83	2,6310	0,10736
18	36	210,83	2,7946	0,10736

1. Найти оптимальное значение безразмерного радиуса r_{eD} и постоянной времени для водоносной зоны k_t (год$^{-1}$), используя метод МакИвена. Построить график F от E_{ow} и рассчитать постоянную водоносного пласта U (м^3/бар).
2. Выполнить оценку OOIP (млн м^3).
3. Вычислить суммарную динамику притока воды (млн м^3) и изменение темпов этого притока (м^3/сут) с течением времени, построить соответствующие графики.

Решение. Поскольку постоянная времени k_t неизвестна, ограничим диапазон ее изменений реальными значениями, которые можно вывести, опираясь на свойства водо-

носного и продуктивного пластов. Постоянная времени определяется следующим выражением: $k_t = 2,309k_a/(\phi_a\mu_w c_t r_o^2)$. Общая сжимаемость равна сумме сжимаемостей породы и воды, т. е. $c_t = 9,87 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Пористость и проницаемость водоносной зоны, а также вязкость воды нам известны, поэтому единственным неопределенным параметром, стоящим в правой части выражения (10.42), является эффективный радиус продуктивного пласта, r_o. Его можно найти из уравнения (10.25), $r_o = \sqrt{V_{pr}/(\pi\phi_r hf)}$. Для этого необходимо знать, чему равен поровый объем коллектора, $V_{pr} = (N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})/(1 - S_{wi})$, см. (10.47). Если учесть, что в данном случае $N_{foi} = 4$ млн м^3, то получим $V_{pr} = 7,2$ млн м^3. Подставляя в (10.25) это значение, а также учитывая, что $f = 1$, $h = 7,9$ м, а $\phi_r = 19,9\%$, имеем $r_o = 1204$ м. Тогда $k_t = 116$ год$^{-1}$, поэтому приемлемый диапазон изменения величины k_t будет составлять от 10 до 1000 год$^{-1}$.

Далее, вычислим значение E_{ow}, используя уравнение (10.52*a*). Здесь требуется знать, чему равна сумма $\sum \Delta pW_D$, которая в свою очередь зависит от r_{eD} и k_t. Константы r_{eD} и k_t определяются на основе итерационной процедуры, описанной в § 10.7.2.2.

Таблица 10.10. Спрогнозированная динамика притока воды в случае радиальной конфигурации водоносной зоны, имеющей следующие параметры: $r_{eD} = 20$, $k_t = 17$ год$^{-1}$

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
j	t_j, лет	$\bar{p}$, бар	t_D	$\tilde{p}$, бар	Δp, бар	$\sum \Delta pW_D$, бар	E_{ow}, м^3/м^3	$W_e(t)$, млн м^3	Средн. расход воды, м^3/сут	Время для столб. 9, лет
0	0,0	261,8	0	260,7		0,0	0,000	0,0000	0,00	0
1	0,5	259,6	9	257,3	1,1	7,3	0,003	0,0078	93,65	0,25
2	1,0	254,9	18	251,9	3,5	35,1	0,016	0,0370	356,32	0,75
3	1,5	248,9	27	245,4	5,3	89,6	0,047	0,0948	699,76	1,25
4	2,0	241,9	36	239,6	6,5	172,7	0,092	0,1830	1068,16	1,75
5	2,5	237,3	45	234,9	5,8	276,2	0,141	0,2926	1328,76	2,25
6	3,0	232,5	54	230,3	4,7	392,6	0,196	0,4159	1494,28	2,75
7	3,5	228,0	63	226,9	4,6	523,6	0,256	0,5546	1680,95	3,25
8	4,0	225,8	72	225,3	3,4	660,5	0,313	0,6996	1758,06	3,75
9	4,5	224,8	81	223,7	1,6	794,3	0,366	0,8414	1718,47	4,25
10	5,0	222,6	90	220,6	1,6	930,0	0,423	0,9850	1741,85	4,75
11	5,5	218,7	99	216,7	3,1	1077,8	0,489	1,1416	1897,98	5,25
12	6,0	214,7	108	212,7	3,9	1240,7	0,562	1,3141	2091,17	5,75
13	6,5	210,6	117	209,2	4,0	1417,2	0,640	1,5011	2266,07	6,25
14	7,0	207,7	126	208,6	3,5	1602,7	0,719	1,6976	2382,62	6,75
15	7,5	209,5	135	210,2	0,6	1779,1	0,780	1,8845	2263,37	7,25
16	8,0	211,0	144	210,9	−1,6	1937,5	0,835	2,0522	2033,77	7,75
17	8,5	210,8	153	210,8	−0,7	2086,4	0,891	2,2099	1912,61	8,25
18	9,0	210,8	162	62,0	0,1	2226,5	0,944	2,3583	1798,13	8,75

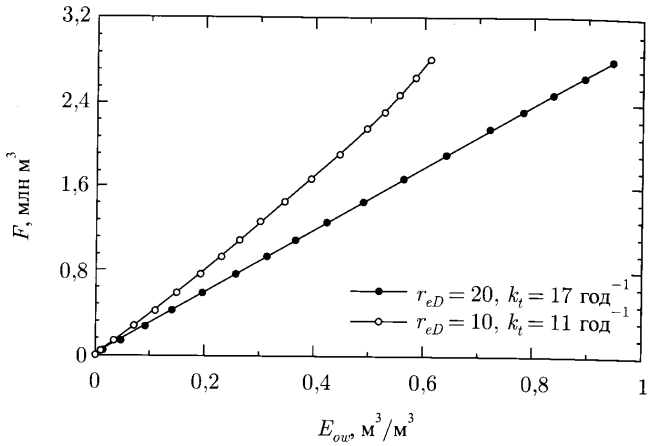


Рис. 10.13. Графики зависимости F от E_{ow} (пример 3)

В таблице 10.10 представлены все результаты вычислений, выполненных для $r_{eD} = 10$ и $k_t = 17$ год$^{-1}$. Мы опустили здесь для краткости пошаговые расчеты величины $\sum \Delta p W_D$, однако они в точности совпадают с выкладками, приведенными в примере 1.

Также на рис. 10.13 построен график зависимости F от E_{ow} при $r_{eD} = 20$ и $k_t = 17$ год$^{-1}$. Тангенс угла наклона этой прямой составляет $2,97$ млн м^3, что и является оценкой OOIP. Ошибка в уравнении материального баланса определяется суммой квадратов невязки, SSR. Минимальное значение SSR при расчетах оказалось равным $0,0024$ млн м^3.

Таблица 10.11. Значение ошибки в уравнении материального баланса в зависимости от величин r_{eD} и k_t.*

$r_{eD} = 10$			$r_{eD} = 15$			$r_{eD} = 20$			$r_{eD} = 30$		
	Среднекв.			Среднекв.			Среднекв.			Среднекв.	
k_t	ошибка	N	k_t	ошибка	N	k_t	ошибка	N	k_t	ошибка	N
1	0,1940	12,195	1	0,1940	12,195	1	0,1940	12,195	1	0,1940	**12,195**
5	0,0940	6,567	3	0,1159	8,252	5	0,0771	6,471	10	0,0301	**4,357**
10	0,0641	4,611	10	0,0364	4,373	10	0,0301	4,357	15	0,0073	**3,355**
11	0,0631	4,404	20	0,0183	2,894	15	0,0073	3,355	16	0,0056	**3,212**
20	0,0921	3,307	23	0,0162	2,655	17	0,0046	2,973	20	0,0099	**2,751**
50	0,2059	2,465	30	0,0211	2,258	20	0,0064	2,783	50	0,0296	**1,431**
100	0,2957	2,226	100	0,1431	1,288	30	0,0102	2,131	100	0,0385	**0,859**
1000	0,3873	2,083	300	0,3016	1,049	50	0,0111	1,511	1000	0,2350	**0,286**
			1000	0,3808	0,986	100	0,0407	1,002			
						500	0,2767	0,620			

* Единицы измерения: k_t [=] год$^{-1}$, среднекв. ошибка [=] млн м^3, N [=] млн м^3.

Чтобы минимизировать сумму средних квадратов невязки, мы проварьировали параметры r_{eD} и k_t. В табл. 10.11 показаны результаты для следующих значений r_{eD}: **10,**

15, 20 и 30. Бóльшие величины не брались в расчет по той простой причине, что в этом случае водоносную зону можно считать бесконечной.

На рис. 10.14 показаны графики, построенные на основе данных табл. 10.11 и изображающие зависимость среднеквадратичной ошибки[1] от постоянной времени для трех значений r_{eD}: 10, 20 и 30. Как видно, минимальное значение ошибки достигается в следующем диапазоне изменения свойств законтурной области: r_{eD} — от 20 до 30, k_t — от 16 до 17 год$^{-1}$. Данный диапазон значений соответствует приведенным ниже областям изменения постоянных:

$$\begin{aligned} \text{OOIP} &= \text{от } 2,97 \text{ до } 3,2 \text{ млн м}^3, \\ \text{OGIP} &= \text{от } 0,48 \text{ до } 0,52 \text{ млрд м}^3, \\ U &= \text{от } 1058 \text{ до } 1100 \text{ м}^3/\text{бар}, \\ \text{среднеквадратичная ошибка} &= \text{от } 0,0046 \text{ до } 0,0056 \text{ млн м}^3. \end{aligned}$$

Видно, что диапазон изменения OOIP приблизительно согласуется с объемной оценкой (от $3,8$ до 4 млн м^3). С теоретической точки зрения при $r_{eD} = 20$ и $k_t = 17$ год$^{-1}$ мы получаем минимальную ошибку, однако последняя вполне сопоставима с другими ошибками, полученными в вышеозначенном диапазоне r_{eD} и k_t. Граница между бесконечным и ограниченным поведением водоносной зоны наблюдается при $r_{eD} = 20,1$ (если $k_t = 17$ год$^{-1}$). Таким образом, водоносный пласт с $r_{eD} = 20$ будет вести себя почти как бесконечный. Эти результаты объясняют то, что значения r_{eD} в диапазоне от 20 до 30 дают практически идентичные ошибки и схожие результаты. Основываясь на результатах моделирования поведения пласта в течение девятилетнего периода, выберем приемлемое значение r_{eD} (большее 20), которое в дальнейшем можно применить на практике. С учетом вышесказанного, остановим свой выбор на $r_{eD} = 30$, так как в данном случае значение OOIP ($3,212$ млн м^3) будет наиболее близко к объемной оценке (от $3,8$ до 4 млн м^3). Отметим, что более точное определение r_{eD} без привлечения дополнительных данных, характеризующих поведение коллектора, невозможно.

На рис. 10.13 также показан для сравнения график F от E_{ow} при $r_{eD} = 10$ и $k_t = 11$ год$^{-1}$. Как легко заметить, он нелинеен. Изгиб этого графика вверх говорит о том, величина притока воды в данном случае сильно занижена. В отличие от вышеописанного случая графики F от E_{ow} для $r_{eD} = 20$ и $r_{eD} = 30$ абсолютно линейны и отличаются друг от друга лишь значением тангенса угла наклона.

На рис. 10.15 приведен график спрогнозированной динамики притока воды в пласт (при $r_{eD} = 20$). Суммарный объем притока воды на протяжении 9 лет добычи по данным прогноза оказался равным $2,358$ млн м^3, что составляет $47,7\%$ от порового объема залежи, заполненного углеводородами. Такая величина притока, а также относительно небольшое снижение давления в залежи (с 262 до 211 бар) свидетельствуют о том, что питание коллектора водой происходит из умеренно- или высокоактивной водоносной зоны. По данным статьи ван Эвердингена и др., объем добытой нефти в течение девятилетнего периода составил порядка $1,1$ млн м^3, что соответствует $34,5\%$ OOIP (принимая во внимание, что значение OOIP равно $3,2$ млн м^3).

Значения давления в табл. 10.9 показывают, что пластовое давление повышается по истечении семи лет разработки залежи. Этот пример наглядно показывает еще одно

[1] Среднеквадратичная ошибка определяется как корень квадратный из SSR/n, где n — общее число экспериментальных точек.

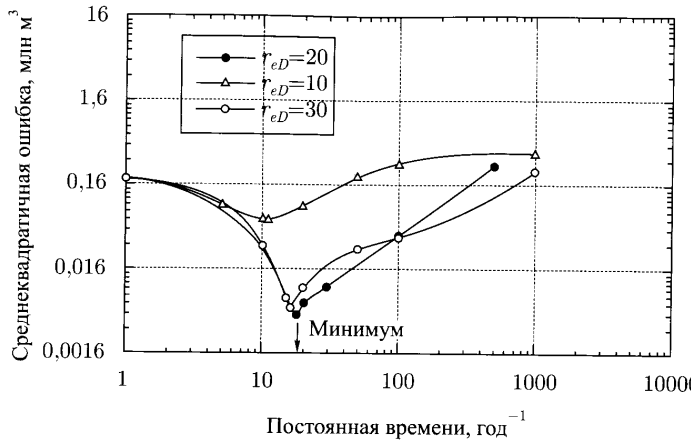


Рис. 10.14. Значение ошибки в уравнении материального баланса в зависимости от величины постоянной времени водоносной зоны (пример 3)

следствие применения модели ван Эвердингена-Херста, а именно: кроме случаев понижения давления, в данной модели можно обрабатывать и данные, соответствующие восстановлению давления в пласте[1].

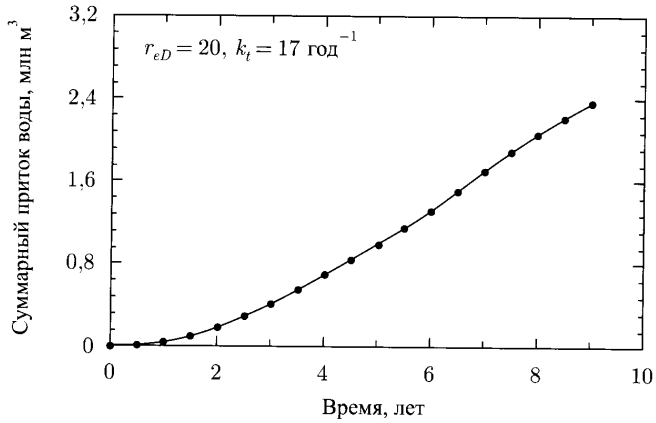


Рис. 10.15. Динамика притока воды, полученная с помощью моделирования (пример 3)

Среднюю разность расхода воды между уровнями времени j и $j-1$ можно приближенно вычислить по формуле $q_w(\bar{t}_j) = [W_e(t_j) - W_e(t_{j-1})]/(t_j - t_{j-1})$, где $\bar{t}_j = (t_j +$

[1] Компании-операторы так и не дали внятного объяснения, почему давление в залежи начинает расти после семилетнего периода добычи. Как было замечено, давление оставалось постоянным или росло в течение периодов значительного понижения величины газового фактора, однако операторы не смогли установить четкой связи между этими параметрами. Так, предполагалось, что при падении давления ниже точки насыщения в пласте образуется вторичная газовая шапка. По мере ее роста из скважин, законченных в присводовой части пласта, постоянно наблюдалась добыча свободного газа, а при росте последней происходило и увеличение газового фактора. Однако как только добычу из скважин с высоким газосодержанием сокращали, значение газового фактора тут же падало. Данный вариант вполне объясняет, почему газовый фактор ведет себя именно так, а не иначе, однако не совсем понятно, почему пластовое давление начинает расти именно в течение последних двух лет добычи.

$+ t_{j-1})/2$. В таблице 10.10 в колонках 9 и 10 приведены дебит и соответствующее время, рассчитанные по указанным выше соотношениям. На рис. 10.16 показано также изменение расхода воды с течением времени. Как видно, темп притока воды в течение первых четырех лет растет очень быстро, затем остается постоянным в течение одного года, а потом вновь увеличивается вплоть до семилетнего периода, после чего начинается его снижение. Такое поведение дебита больше присуще залежам, начальное давление в которых ниже давления насыщения, однако оно удовлетворяет и недонасыщенным пластам с давлением, не превышающим значение точки насыщения более, чем на 7 бар.

Пластовое давление можно вычислить, используя выражение (10.27). На рис. 10.16 показаны графики давления водоносного и продуктивного пластов в виде зависимости от времени добычи. Следует отметить, что давление водоносной зоны всегда больше либо равно пластовому. Из рисунка также видно, что расход воды примерно пропорционален разности давлений между залежью и законтурной зоной.

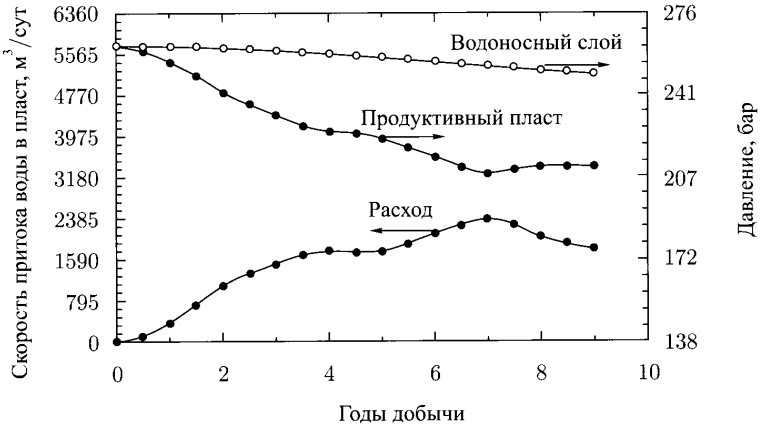


Рис. 10.16. Изменение расхода воды и давления в водоносном и продуктивном пластах (пример 3)

УПРАЖНЕНИЯ

10.1. Максимальный объем вторгшейся воды

Найти максимальный объем воды (выраженный в единицах порового пространства), вторгшейся в продуктивный пласт, разработка которого ведется в водонапорном режиме, если давление залежи снизилось на $6,9$; $34,5$; $68,9$ бар. Известны также следующие данные: поровый объем водоносной зоны в 100 раз превышает поровый объем продуктивного пласта, общая сжимаемость водоносной области равна $8,7 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$, а режим вытеснения определяется как законтурный. Чему будет равен безразмерный радиус водоносной зоны? *Ответы*: 6, 30 и 60% поровых объемов; $r_{eD} = 10,0$.

10.2. Бесконечный водоносный пласт

Водоносный пласт можно считать бесконечным, если возмущение давления не достигает ближайшей части внешней границы водоносного слоя. Найти, через какой период

времени (в годах) водоносный пласт со следующими приведенными ниже свойствами больше нельзя будет рассматривать как бесконечный.

Свойства водоносной зоны:

$$\begin{aligned} k_a &= 10 \text{ мД}, \\ \phi_a &= 15\%, \\ \mu_w &= 0,50 \text{ сП}, \\ c_t &= 8,7 \cdot 10^{-5} \text{ бар}^{-1}, \\ f &= 1,00, \\ V_{pa} &= 1,59 \text{ млрд м}^3. \end{aligned}$$

Свойства продуктивного пласта:

$$\begin{aligned} V_{pr} &= 15,9 \text{ млн м}^3, \\ \phi_r &= 19\%, \\ h &= 15,2 \text{ м}. \end{aligned}$$

Пласт разрабатывается в законтурном водонапорном режиме. Вычислить также, чему равен эффективный радиус пласта (м). *Ответы*: $r_o = 1321$ м, 10,6 лет.

10.3. Адаптация модели к истории притока воды в пласт

В таблице 10.12 показан суммарный приток воды в виде зависимости от времени и среднего пластового давления для коллектора с нелетучей нефтью. Начальное давление и давление насыщения равны соответственно 138 и 114 бар. Стандартные PVT-свойства данной залежи приведены в табл. 13.6.

Свойства продуктивного пласта:

$$\begin{aligned} \text{поровый объем коллектора} &= 0,612 \text{ млн м}^3; \\ \text{пористость} &= 31\%; \\ \text{проницаемость} &= 5 \text{ мД}; \\ \text{мощность залежи} &= 6,1 \text{ м}; \\ f &= 1,00; \\ \text{начальная водонасыщенность} &= 20\%; \\ \text{температура} &= 55^\circ\text{C}; \\ \text{сжимаемость породы} &= 4,35 \cdot 10^{-5} \text{ бар}^{-1}. \end{aligned}$$

Свойства водоносной зоны:

$$\begin{aligned} \text{пористость} &= 31\%; \\ \text{проницаемость} &= 5 \text{ мД}; \\ \text{мощность} &= 6,1 \text{ м}; \\ \text{соленость воды} &= 20000 \text{ ppm}. \end{aligned}$$

1. Найти оптимальные размеры водоносной зоны (V_{pa} и r_e/r_o), при которых модель наилучшим образом описывает динамику притока воды в залежь (если водоносный пласт имеет радиальную геометрию). Построить и сравнить между собой действительную и спрогнозированную характеристики притока.

2. Рассчитать динамику притока воды с учетом того, что водоносный пласт имеет поровый объем, равный V_{pa} (см. пункт 1). Приток воды для такой маленькой законтурной области определяется следующим соотношением: $W_e(t) = [p_i - p(t)]c_t V_{pa}$, где c_t — общая сжимаемость водоносной зоны, а $p(t)$ — пластовое давление. Данное уравнение получается после преобразования выражения (10.27).

3. Найти, чему равны размеры водоносной зоны, V_{pa} и L_a (в случае ее линейной геометрии), которые наиболее точно соответствуют реальным показателям динамики притока воды в пласт. Построить и сравнить между собой действительную и спрогнозированную характеристики притока, если вытеснение нефти осуществляется подошвенной водой.

Таблица 10.12. Среднее пластовое давление и динамика притока воды (см. упражнение 10.3)

j	Время, лет	Давление, бар	Сумм. приток воды, млн м^3
1	0,0	137,8	0,000
2	0,4	124,0	0,011
3	0,8	117,1	0,022
4	1,4	113,0	0,030
5	2,0	110,2	0,035
6	5,1	96,5	0,062
7	8,3	82,7	0,090
8	11,1	68,9	0,117
9	14,1	55,1	0,144
10	16,9	41,3	0,170
11	18,2	27,6	0,195

Глава 11

Залежи сухого и жирного газа

Залежи сухого и жирного газа содержат при пластовых условиях только одну углеводородную фазу (газообразную). При этом вторая углеводородная фаза (нефтяная) в процессе падения давления не образуется, однако присутствие в залежи водяной фазы вполне возможно. Сухой и жирный газы характеризуются следующими свойствами:

начальный молекулярный вес флюида: < 23;

начальный объемный коэффициент нефти: $< 0,8$ г/см^3;

газовый фактор: > 5350 м^3/м^3;

плотность товарной нефти: $> 45°$API;

пластовая температура: от 65 до 150° С.

Более подробную информацию об этих и других характеристиках можно найти в табл. 1.3 первой главы.

Из залежей сухого или жирного газа можно добыть существенный объем товарной нефти, что объясняется исключительно конденсацией добываемого газа по мере прохождения последнего через насосно-компрессорные трубы и наземные сепараторы. Данный тип флюидов называется промысловым конденсатом или летучей нефтью. При пластовых условиях в залежах сухого и жирного газа нефть в свободном состоянии не существует (условия образования данных флюидов представлены на диаграммах $p-T$, рис. 4.26 и 4.27 четвертой главы).

Газовый фактор для сухого газа превышает значение 90000 м^3/м^3, а для жирного находится в пределах от 3500 до 90000 м^3/м^3. То есть с точки зрения конденсатно-газового фактора сухой газ содержит $11,2$ см^3/м^3 товарной нефти ($11,2$ м^3 на тысячу м^3 газа), а жирный — больше этой величины, но менее 281 см^3/м^3. Если доля нефти на устье скважины превышает 281 см^3/м^3 газа, то пластовый флюид называется газоконденсатом.

Коэффициенты извлечения для залежей жирного и сухого газа, как правило, составляют от 80 до 95% геологических запасов нефти и газа.

Методы анализа, представленные в данной главе, одинаково применимы к обоим типам газовых коллекторов, при этом пласты с сухим газом можно рассматривать как частный случай залежей жирного газа, добыча товарной нефти из которых чрезвычайно мала.

11.1. Объемные расчеты геологических запасов нефти и газа

Начальные геологические запасы газа (OGIP) в залежах сухого или жирного газа рассчитываются по следующей формуле:

$$G = \frac{V_p(1 - S_{wc})}{B_{gi}}, \tag{11.1}$$

где G — геологические запасы газа, V_p — поровый объем пласта, а B_{gi} — начальный объемный коэффициент газа (FVF, formation volume factor)[1].

Значение V_p можно получить на основании карты изопахит или карты равных объемов. Карты изопахит представляют собой геологические структурные карты, на которых нанесены линии равных мощностей h. Площадь, охватываемую каждым замкнутым контуром, можно вычислить при помощи планиметра, а затем построить в виде графика зависимости от мощности залежи. После этого суммарный объем залежи определяют путем расчета площади построенного графика, используя формулу трапеций или метод Симпсона. Поровый объем есть не что иное, как произведение общего объема на среднюю пористость. Вышеописанные расчеты обычно выполняются автоматически.

Если значение пористости существенно меняется с увеличением глубины, то вместо карты изопахит лучше использовать карты равных объемов, на которой нанесены линии равных значений ϕh. Более подробное описание данного предмета приводится в других источниках (Амикс и др., 1960; Пирсон, 1958; Гарб и Смит, 1987; Банкхед, 1970; Уортон, 1948).

По определению, начальные запасы нефти в залежи сухого газа пренебрежимо малы, поскольку в составе данного флюида практически нет летучей нефти. Начальные же запасы нефти в залежах жирного газа равны:

$$N = \frac{V_p(1 - S_{wc})R_{vi}}{B_{gi}}, \tag{11.2}$$

где R_{vi} — начальный конденсатно-газовый фактор. С другой стороны, $N = GR_{vi}$. Поскольку жирные газы никогда не образуют в пласте свободную нефтяную фазу, они всегда являются недонасыщенными, поэтому коэффициент R_{vi} будет постоянным и независимым от пластового давления. Отсюда также следует, что величина, обратная R_{vi}, будет равна газовому фактору продукции.

Поровый и суммарный объемы пласта связаны друг с другом следующим соотношением: $V_p = \phi V_b$. Если подставить его в (11.1) и выразить полученное выражение относительно G/V_b, то получим, что

$$\frac{G}{V_b} = \frac{\phi(1 - S_{wc})}{B_{gi}}, \tag{11.3}$$

где G/V_b — стандартный куб. м. OGIP на куб. м. суммарного объема, при условии, что B_{gi} [=] м^3/м^3. Так как начальный объемный коэффициент газа для газовых пластов меняется в пределах от 1120 до 4490 см^3/м^3, то значение G/V_b будет варьироваться от 16 до 230 м^3/м^3.

Подставляя $V_p = \phi V_b$ в (11.2) и производя перегруппировку, получаем

$$\frac{N}{V_b} = \frac{\phi(1 - S_{wc})R_{vi}}{B_{gi}}, \tag{11.4}$$

где N/V_b измеряется в ст. м^3 запасов нефти на м^3 объема пласта, если B_{gi} [=] м^3/м^3, а R_{vi} [=] см^3/м^3. Для резервуаров, содержащих жирный газ, значение N/V_b изменяется в пределах от 0 до 0,013 м^3/м^3.

[1]Термины насыщенность связанной водой (S_{wc}) и начальная водонасыщенность (S_{wi}) эквивалентны друг другу.

Уравнение (11.1) можно записать и в другом виде, если учесть, что объемный коэффициент газа определяется выражением (4.25):

$$B_g = \frac{\rho_{gsc}}{\rho_g y_g}, \tag{11.5}$$

где ρ_{gsc} — молярная плотность газовой фазы в стандартных условиях, ρ_g — молярная плотность газовой фазы в пластовых условиях, y_g — молярная доля сепарированного газа в газовой фазе в пластовых условиях. Из этой формулы можно исключить плотность, применив уравнение состояния реального газа:

$$\rho_g = \frac{p}{zRT}. \tag{11.6}$$

Подставляя (11.6) в (11.5) для ρ_{gsc} и ρ_g, получим

$$B_g = \frac{p_{sc} z T}{p T_{sc} y_g}, \tag{11.7}$$

где индекс sc относится к стандартным условиям, а p и T представляют собой пластовое давление и температуру. Эти параметры необходимо выражать в абсолютных единицах, т. е. в градусах Кельвина для температуры и бар для давления. В стандартных условиях $z = 1$, $p_{sc} = 1,01$ бар, а $T_{sc} = 290$ K. Тогда (11.7) приобретет следующий вид:

$$B_g = \frac{3,49 T z}{p y_g}, \tag{11.8}$$

где B_g [=] м^3/тыс. м^3, T [=] K, а p [=] бар. Подставим B_g из (11.8) в (11.1). Тогда

$$G = \frac{286,5 V_p (1 - S_{wc}) p_i y_{gi}}{z_i T}. \tag{11.9}$$

Здесь T [=] K, p [=] бар, V_p [=] м^3, а G [=] м^3. Индекс i обозначает начальное условие. Постоянная 286,5 является обратной величиной по отношению к $0,00349$. Величина $y_{gi} = 1$, только если газовая фаза, находящаяся в пласте, не содержит товарной нефти (т. е. резервуарный флюид представляет из себя сухой газ). В остальных случаях значение y_{gi} необходимо измерять экспериментально либо вычислять, например, из следующих соотношений:

$$y_g = \frac{\rho_{gsc}}{(R_v \rho_{osc} + \rho_{gsc})} \tag{4.35}$$

или

$$y_g = \frac{M_{wosc} - M_{wg}}{M_{wosc} - M_{wgsc}}, \tag{A.22}$$

где M_{wg} — начальный молекулярный вес пластового флюида, M_{wosc} — молекулярный вес товарной нефти, а M_{wgsc} — молекулярный вес отсепарированного газа. Уравнение (11.9) показывает, что величина OGIP пропорциональна начальному давлению, которое в свою очередь напрямую зависит от глубины продуктивного пласта.

11.1.1. Начальные пластовые запасы газового эквивалента

Начальные запасы углеводородов в коллекторах с неотбензиненным газом представляют иногда в виде суммарного содержания газового эквивалента или просто содержания *жирного газа*. Начальное содержание газового эквивалента в пласте (OGEIP, original gas-equivalent in place) есть сумма величин OGIP и OOIP, где последняя выражается в виде газового эквивалента. Перевод значения OOIP в единицы газового эквивалента можно осуществить, зная, что 1 моль товарной нефти равен $10,73$ м^3 газового эквивалента (или, что то же самое, одному молю).

Чтобы вычислить значение OGEIP, введем понятие объемного коэффициента (FVF) газового эквивалента, B_{ge}. Данный параметр представляет собой отношение объема газовой фазы в пластовых условиях к объему газового эквивалента в поверхностных условиях, или, в более простом виде, B_{ge} — это отношение плотностей газа в атмосферных и пластовых условиях:

$$B_{ge} = \frac{\rho_{gsc}}{\rho_g}. \tag{11.10}$$

B_{ge} и B_g связаны друг с другом следующим образом:

$$B_{ge} = B_g y_g. \tag{11.11}$$

Величина, обратная B_{ge}, называется *коэффициентом расширения газа*. Если подставить (11.8) в (11.11), получим, что

$$B_{ge} = \frac{3,49Tz}{p}, \tag{11.12}$$

где B_{ge} [=] м^3/тыс. м^3, T [=] K, а p [=] бар. На самом деле значение OGEIP представляет собой величину порового объема, заполненного углеводородами, поделенную на B_{gei}, т. е.

$$G_e = \frac{V_p(1 - S_{wc})}{B_{gei}}, \tag{11.13}$$

где G_e — OGEIP, измеряемый в стандартных куб. м. газового эквивалента, V_p [=] м^3, а B_{gei} [=] м^3/м^3 газового эквивалента. Значение OGEIP на единицу общего объема залежи определяется как

$$\frac{G_e}{V_b} = \frac{\phi(1 - S_{wc})}{B_{gei}}, \tag{11.14}$$

где G_e/V_b [=] стандартный куб. м. газового эквивалента на куб. м. общего объема пласта, B_{gei} — м^3/м^3 газового эквивалента. Значение G_e можно также выразить следующим образом:

$$G_e = \frac{286,5V_p(1 - S_{wc})p_i}{z_i T}, \tag{11.15}$$

где G_e [=] м^3 газового эквивалента, V_p [=] м^3, T [=] K, а p [=] бар. Как легко заметить, уравнения (11.13) и (11.1), (11.14) и (11.13), а также (11.15) и (11.9) имеют сходный вид. Выражения же (11.9) и (11.15) практически одинаковы, за исключением того, что в последнем из них отсутствует величина y_{gi}. На основании этого можно сказать, что G зависит от p_i, z_i и y_{gi}, в то время как G_e является функцией только p_i и z_i.

OGEIP также можно найти из следующего выражения:

$$G_e = G + NR_{go}, \tag{11.16}$$

где R_{go} — это эквивалентный газовому фактору коэффициент, который выражается в виде отношения объема газового эквивалента в поверхностных условиях на объем товарной нефти в этих же условиях. Тогда произведение NR_{go} есть не что иное, как величина OOIP, выраженная в единицах газового эквивалента. R_{go}, как правило, представляют в виде м^3 газового эквивалента на м^3. Данный параметр можно найти из следующего соотношения:

$$R_{go} = \frac{\rho_{osc}}{\rho_{gsc}}, \tag{11.17}$$

где ρ_{osc} — плотность товарной нефти, ρ_{gsc} — плотность газа в поверхностных условиях, а R_{go} [=] м^3 газового эквивалента, деленный на м^3. В случае жирных газов R_{go} не зависит от давления (в отличие от газоконденсатов), так как плотность товарной нефти для неотбензиненных газов не изменяется при снижении или повышении давления. Параметр R_{go} применительно к газоконденсатам рассматривается подробно в главе 13. Здесь же скажем, что типичные значения R_{go} лежат в пределах от 116 до 160 м^3 газового эквивалента/м^3.

R_{go} можно выразить в более удобном с практической точки зрения виде. Плотность идеального газа в стандартных условиях равна $\rho_{gsc} = 0,042$ кмоль/м^3, а $\rho_{osc} = \widehat{\rho}_{osc}/M_{wosc}$. Подставляя эти соотношения в (11.17), получим

$$R_{go} = 23,7\frac{\widehat{\rho}_{osc}}{M_{wosc}}, \tag{11.18}$$

где $\widehat{\rho}_{osc}$ [=] кг/м^3, R_{go} [=] м^3/м^3, а M_{wosc} — молекулярная масса товарной нефти. Если переписать выражение (11.18), используя формулы $\gamma_{osc} = \widehat{\rho}_{osc}/\widehat{\rho}_{wsc}$, $\widehat{\rho}_{wsc} = 1000$ кг/м^3 и $\gamma_{osc} = 141,5/(\gamma_{\text{API}} + 131,5)$, то

$$R_{go} = \frac{3,35 \cdot 10^6}{M_{wosc}(\gamma_{\text{API}} + 131,5)}, \tag{11.19}$$

где γ_{API} — плотность товарной нефти в градусах API (Американского нефтяного института). Если молекулярная масса товарной нефти неизвестна, то уравнения (11.18) и (11.19) использовать нельзя, поэтому здесь необходимо воспользоваться эмпирическим уравнением, выведенным Краго в 1929 году. Данное выражение соотносит между собой молекулярный вес товарной нефти и ее плотность в градусах API: $M_{wosc} = 6084/(\gamma_{\text{API}} - 5,9)$ (см. приложение В). Подставим его в (11.19):

$$R_{go} = \frac{550(\gamma_{\text{API}} - 5,9)}{\gamma_{\text{API}} + 131,5}. \tag{11.20}$$

Как видно, если значения плотности по API изменяются от 50 до 70°, то R_{go} будет варьироваться от 134 до 175.

При работе с величинами, выраженными в виде газового эквивалента, могут быть полезны следующие тождества: $y_{gi} = G/G_e$, $R_{go} = (1 - y_{gi})/(R_{vi}y_{gi})$, $G_e = G(1 + R_{vi}R_{go})$, $N = (G_e - G)/R_{go}$.

11.1.2. Влияние растворенного в воде газа на величину OGIP

Значение OGIP включает в себя газ, который может быть растворен в воде, находящейся внутри залежи. Поэтому далее мы попытаемся сравнить количества свободного газа и газа, растворенного в воде.

OGIP представляет собой сумму свободного, G_{fgi}, и растворенного, G_{fwi}, газов, изначально находящихся в пласте:

$$G = G_{fgi} + G_{fwi}. \tag{11.21}$$

Объем растворенного газа связан с начальными запасами воды в коллекторе (OWIP, original water in place) как

$$G_{fwi} = WR_{swi}, \tag{11.22}$$

где W — начальные запасы воды, а R_{swi} — начальный газоводяной фактор. Величина OWIP в свою очередь выражается через начальный поровый объем V_{pi} и G_{fgi}:

$$W = \frac{V_{pi}S_{wi}}{B_{wi}} = \frac{G_{fgi}B_{gi}S_{wi}}{B_{wi}(1 - S_{wi})}, \tag{11.23}$$

где B_{wi} — начальный объемный коэффициент воды. Также мы учли здесь, что $V_{pi} = G_{fgi}B_{gi}/(1 - S_{wi})$. Подставляя W из (11.23) в (11.22), имеем:

$$G_{fwi} = \frac{G_{fgi}B_{gi}S_{wi}R_{swi}}{B_{wi}(1 - S_{wi})}. \tag{11.24}$$

Преобразуем это выражение к следующему виду:

$$\frac{G_{fwi}}{G_{fgi}} = \frac{B_{gi}S_{wi}R_{swi}}{B_{wi}(1 - S_{wi})}. \tag{11.25}$$

Как видно, это есть отношение объемов растворенного и свободного газа.

Газоводяной фактор R_{sw}, связывающий между собой объемы растворенного газа и воды, заметным образом увеличивается при росте давления. В случае наиболее благоприятных условий и при давлениях чуть выше 690 бар значение R_{sw} лишь ненамного превышает $5,34$ м^3/м^3. Тогда отношение G_{fwi}/G_{fgi} только в исключительных ситуациях будет больше 1%. Например, если $R_{swi} = 5,34$ м^3/м^3, $S_{wi} = 30\%$, $B_{gi} = 5,62$ м^3/тыс. м^3, а $B_{wi} = 1,05$ м^3/м^3, то в результате мы получим значение 1,2%. На основе этих результатов можно сделать вывод, что содержанием растворенного в воде газа в подавляющем большинстве случаев при расчете OGIP можно пренебречь. Однако объемы растворенного газа могут быть довольно значительными, если пласт содержит большое количество воды, заключенной в объемных непродуктивных слоях. Растворенный газ важно также учитывать и в другом отношении, например, он может значительно повысить сжимаемость воды и ее коэффициент объемного расширения. Так, в разделе 4.12.2 было показано, что растворенный газ увеличивает сжимаемость воды на 150%, а коэффициент объемного расширения — на 700%.

Пример 1. Расчет OGIP в коллекторе с сухим газом

Рассчитать значение OGIP (млрд м^3) на месторождении, площадь которого равна 405 га, продуктивная мощность составляет $30,5$ м. Пористость пласта равна 21%,

насыщенность связанной водой также составляет 21%, начальное давление в залежи равно 483 бар, а температура 378 K. Принять начальный z-фактор равным 1,16.

Решение. Поровый объем пласта определяется следующим выражением:

$$V_p = Ah\phi = (405 \text{ га})(30,5 \text{ м})(0,21)\left(10000 \frac{\text{м}^3}{\text{га-м}}\right) = 25,9 \text{ млн м}^3.$$

Далее, используя (11.9), находим, что

$$G = \frac{286,5V_p(1-S_{wc})p_i y_{gi}}{z_i T} = \frac{286,5(25,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3)(1-0,21)(483 \text{ бар})(1)}{(1,16)(378 \text{ K})} =$$

$$= 6,45 \text{ млрд м}^3.$$

Здесь мы приняли $y_{gi} = 1$, поскольку рассматриваемый флюид представляет собой сухой газ. Для расчета OGIP можно также использовать (совместно) выражения (11.1) и (11.8), результат в этом случае будет тот же.

Пример 2. Расчет OGIP в коллекторе, содержащем сухой газ
Найти, чему равны значения OOIP (млн м^3), OGIP (млрд м^3) и OGEIP (млрд м^3) на месторождении, площадь которого равна 405 га, продуктивная мощность составляет 30,5 м. Пористость пласта равна 21%, насыщенность связанной водой составляет 21%, начальное давление залежи равно 483 бар, а температура 378 K. Дебит газа в скважине-открывательнице составляет 2,1 млн м^3/сут., а дебит нефти равен 318 м^3/сут. Плотность товарной нефти равна 756 кг/м^3, молекулярный вес равен 111,1 а. е. м. Начальный z-фактор принять равным 1,16.

Решение. Данный пример практически совпадает с предыдущим, за исключением того, что часть газа по мере выхода его на поверхность превращается в конденсат. Значение G_e можно получить из (11.15), но поскольку правые части выражений (11.9) и (11.15) в данном случае идентичны, вышеназванную величину можно взять из примера 1, т. е. $G_e = 6,45$ млрд м^3. Вычислим теперь, какую часть этого объема составляет отсепарированный газ и какую товарная нефть. Воспользуемся уравнением (11.18) для расчета R_{goi}:

$$R_{goi} = 23,7\frac{\widehat{\rho}_{osc}}{M_{wosc}} = 23,7\frac{756\left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right)}{(111,1\ \frac{\text{г}}{\text{моль}})} = 160,9\ \frac{\text{м}^3 \text{ газ. эквив.}}{\text{м}^3}.$$

R_{vi} равно отношению темпов добычи газа и нефти:

$$R_{vi} = \frac{q_{osc}}{q_{gsc}} = \frac{\left(318\ \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)}{\left(2,1 \cdot 10^6\ \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)} = 1,51 \cdot 10^{-4}\ \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Используя вышеописанные результаты, вычислим значения G и N:

$$G = \frac{G_e}{(1+R_{vi}R_{goi})} = \frac{6,45 \text{ млрд м}^3}{1+\left(1,51 \cdot 10^{-4}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(160,9\ \frac{\text{м}^3 \text{ газ. эквив.}}{\text{м}^3}\right)} =$$

$$= 6,3 \text{ млрд м}^3,$$

$$N = \frac{G_e - G}{R_{goi}} = \frac{(6,45 - 6,3) \cdot 10^9 \text{ м}^3}{160,9 \frac{\text{м}^3 \text{ газ. эквив.}}{\text{м}^3}} = 0,932 \cdot 10^6 \text{ м}^3 = 0,932 \text{ млн м}^3.$$

Отсюда $y_{gi} = G/G_e = 6,3/6,45 = 0,977$.

11.2. Расчет добычи методом материального баланса

В данном разделе рассматривается вывод уравнения для расчета газоотдачи по методу материального баланса. При помощи уравнения материального баланса долевую газоотдачу коллектора можно представить в следующем виде:

$$\frac{G_p}{G} = \underbrace{\frac{B_g - B_{gi}}{B_g}}_{\substack{\text{Расширение} \\ \text{свободного газа}}} + \underbrace{\frac{B_{gi} S_{wi} E_w}{B_g (1 - S_{wi}) B_{wi}}}_{\substack{\text{Расширение} \\ \text{связанной воды}}} + \underbrace{\frac{B_{gi} E_f}{B_g (1 - S_{wi})}}_{\substack{\text{Расширение} \\ \text{породы}}} + \underbrace{\frac{W_e}{B_g G}}_{\substack{\text{Приток} \\ \text{воды}}} - \underbrace{\frac{(W_p - W_I) B_w}{B_g G}}_{\substack{\text{Расширение} \\ \text{закачиваемой} \\ \text{в пласт воды}}}. \quad (11.26)$$

Данное выражение было получено путем объединения формул (6.16), (6.22) и (6.55), с учетом того, что для сухого и жирного газов $B_{tg} = B_g$. Как видно, уравнение (11.26) охватывает пять механизмов добычи: расширение свободного газа, расширение воды, расширение породы (сжатие порового объема), приток и нагнетание воды в пласт[1]. Коэффициенты объемного расширения воды и породы можно заменить эквивалентными соотношениями, которые включают в себя изотермические сжимаемости (при условии, что последние являются постоянными величинами). Тогда, учитывая, что $E_w = B_{wi} c_w \Delta p$ (см. (6.26)), $E_f = c_f \Delta p$ (см. (6.25)), уравнение (11.26) приобретает следующий вид:

$$\frac{G_p}{G} = \frac{B_g - B_{gi}}{B_g} + \frac{B_{gi} c_T \Delta p}{B_g} + \frac{W_e}{B_g G} - \frac{(W_p - W_I) B_w}{B_g G}, \quad (11.27)$$

где $c_T = (S_{wi} c_w + c_f)/(1 - S_{wi})$ — общая сжимаемость, а $\Delta p = p_i - p$.

11.2.1. Замкнутые газовые коллекторы

Замкнутым называется продуктивный пласт, поровый объем которого (заполненный углеводородами) остается неизменным. Это означает, что в залежь не происходит притока или нагнетания воды, как и добычи ее через скважины. Также в пласте не наблюдается расширения породы или связанной воды, поэтому добыча ведется исключительно за счет расширения свободного газа. Отбрасывая соответствующие слагаемые в уравнении (11.26), получим следующее уравнение долевой газоотдачи применительно к замкнутым резервуарам:

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g}, \quad (11.28)$$

[1] Как было сказано в пятой главе, термин *расширение породы* используется в данном тексте для описания явления сжатия порового объема. На практике в процессе сокращения порового объема расширяется крайне небольшая доля всей пластовой породы, однако поскольку понятие расширения породы полностью соответствует процессу сжатия порового объема, мы сочли возможным в равной степени использовать оба этих определения.

где B_{gi} и B_g — объемные коэффициенты газа для начальных и текущих условий соответственно. Поскольку $N_p = G_p R_{vi}$, а $R_{vi} = N/G$ (растворенный газ не учитываем), то долевая отдача нефти будет равна

$$\frac{N_p}{N} = \frac{G_p}{G}. \tag{11.29}$$

Коэффициенты извлечения флюидов, определяемые при помощи двух последних уравнений, полностью соответствуют содержанию углеводородов, находящихся в пласте в однофазном состоянии. Конечная газоотдача замкнутых газовых коллекторов варьируется в диапазоне от 80 до 95%.

Газодобычу можно также представить в единицах давления. Из выражения (11.7) видно, что B_g пропорционален z/p. Используя это соотношение, (11.28) можно переписать следующим образом:

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \left(\frac{p}{z}\right) \Big/ \left(\frac{p_i}{z_i}\right). \tag{11.30}$$

Отсюда легко видно, что чем ниже будет давление прекращения разработки залежи, тем выше будет отдача пласта. Давление ликвидации составляет примерно 6,89 бар на каждые 305 м глубины пласта (Крафт и Хокинс, 1959).

Для того чтобы определить условия, при которых можно применять уравнения (11.28)–(11.30), сравним между собой слагаемые, стоящие в правой части (11.27). Газовый коллектор считается замкнутым, если все слагаемые по сравнению с первым членом пренебрежимо малы. Например, приток воды будет намного меньше влиять на добычу, нежели расширение газа, если $(B_g/B_{gi}) \gg W_e/(GB_{gi})$. Величина, стоящая в знаменателе правой части этого неравенства, представляет собой начальный поровый объем углеводородов (HCPV). Тогда данное неравенство будет выполняться, когда приток воды в пласт пренебрежимо мал по сравнению с начальным значением HCPV. То же самое можно сказать и в отношении суммарного объема нагнетаемой воды.

Расширение породы и связанной воды будет намного ниже расширения газа, если $(B_g - B_{gi}) \gg B_{gi} c_T \Delta p$. Данный критерий можно представить в более понятном виде, если использовать некоторые приближения. Например, учитывая, что B_g изменяется обратно пропорционально p, вышеописанное неравенство будет записываться как $1 \gg c_T p$ (здесь мы приняли, что z-фактор не зависит от давления). Последнее неравенство зависит только от абсолютного давления, что очень удобно, так как сейчас видно, что чем выше будет давление в пласте, тем сильнее будет расширяться связанная вода и пластовая порода. Таким образом, данные явления можно проигнорировать только в том случае, если пластовое давление достаточно мало. Такой вывод на первый взгляд может показаться противоречивым. Например, если рассматривать только слагаемое $(B_{gi} c_T \Delta p)$, то появляется ошибочное впечатление, что расширением породы и связанной воды можно пренебречь тогда, когда давление внутри пласта будет достаточно большим, а Δp будет стремиться к нулю[1]. Феткович и др. (1998) провели

[1]Объяснением данной ошибки может служить тот факт, что по мере приближения текущего пластового давления к первоначальному значению, наблюдаемому в самом начале разработки залежи, все механизмы вытеснения флюидов исчезают. При этом член уравнения, соответствующий расширению газа, будет уменьшаться быстрее, чем слагаемое, учитывающее расширение породы и связанной воды. Следовательно, при исследовании значимости каждого механизма добычи относительный вклад в газоотдачу расширения связанной воды и пластовой породы будет расти, а не уменьшаться, при росте давления.

исследование расширения породы и связанной воды в газовых резервуарах и обнаружили, что эти явления можно не рассматривать, только если давление в залежи составляет меньше 345 бар. Практика показывает, что начальное давление газовых залежей во многих случаях превышает этот предел, поэтому расширением породы и связанной воды, как правило, пренебрегать нельзя.

Величина расширения воды обычно намного меньше, чем сжатие порового объема[1]. С учетом этого условия, наше неравенство сводится к виду $(1 - S_{wi} \gg c_f p)$. Например, если $c_f = 7,25 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$, а $S_{wi} = 20\%$, то сжатием порового объема можно будет пренебречь, если $p \ll 11000$ бар. Тогда, если принять во внимание, что пренебрежимо малое расширение породы составляет 2%, давление в этом случае должно быть меньше, чем 220,48 бар. Данный пример отчасти демонстрирует эмпирическое правило предельного давления, выведенное Фетковичем. По мере роста сжимаемости порового объема предел давления будет снижаться. Типичное значение сжимаемостей порового пространства составляет, как правило, более $7,25 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$ (см. § 3.5.2).

На рис. 11.1 показано, как влияет расширение породы и воды на общее расширение газовой залежи (здесь изображена зависимость расширения газа, породы и воды от давления для типичного газового резервуара). Отдельные относительные коэффициенты расширения, которые приведены на рисунке в виде доли от общего расширения залежи, задаются соответствующими слагаемыми, стоящими в правой части (11.26), поделенными на всю правую часть. Относительные коэффициенты расширения соответствуют также доле от общего объема флюидов, добываемой при помощи данного механизма. Например, если 10% от общего расширения составляет расширение воды, то за счет этого механизма будет добыто и 10% всего количества флюидов. При построении диаграммы на рис. 11.1 мы приняли $c_f = 7,25 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$, а $c_w = 4,35 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$. При давлении чуть ниже начального (675 бар) расширение породы и воды составляет примерно 19% от общего расширения залежи. Очевидно, что в данном случае пренебрегать этими явлениями нельзя. В целом расширение воды и сжатие порового объема дают значительный вклад вплоть до 172 бар. Рис. 11.1 демонстрирует также еще одно общее правило: расширение связанной воды, по отношению к другим механизмам, вносит небольшой вклад на всем диапазоне изменения давлений.

Далее, в разделе 11.2.3, мы расскажем подробнее о механизме сжатия порового объема в газовых залежах.

11.2.2. Газовые залежи с водонапорным режимом

Долевая газоотдача коллектора, разрабатываемого в водонапорном режиме, определяется следующим образом:

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\left(1 - \frac{W_e}{B_{gi}G} + \frac{(W_p - W_I)B_w}{B_{gi}G}\right). \tag{11.31}$$

[1]Если сжимаемости воды и пластовой породы постоянны, то отношение величин расширения воды и породы будет равно $S_{wi}c_w/c_f$. Это соотношение напрямую следует из (11.26). Значение c_f обычно меняется в пределах от $7,25 \cdot 10^{-5}$ до $14,5 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$, а c_f для дегазированной воды равна примерно $4,64 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Влиянием расширения воды, как правило, пренебрегают, если только водяная фаза не содержит значительные количества растворенного метана или если есть необходимость учета попутной воды, добываемой вместе с нефтью.

Данное выражение следует из (11.26). Водонапорный режим бывает двух видов: естественный и искусственный. Естественный водонапорный режим характеризуется тем, что здесь суммарный объем вторгшейся в пласт воды, W_e, отличен от нуля. Значение W_e обычно рассчитывают на основе различных моделей притока воды (Шильзиус, 1936; ван Эвердинген и Херст, 1949; Феткович, 1971), описанных в главе 10. В случае искусственного водонапорного режима отличным от нуля является объем нагнетаемой в пласт воды, $(W_I - W_p)$, который, как правило, измеряют на поверхности при проведении закачки. Тогда выражение $(W_e + (W_I - W_p)B_w)$ будет представлять собой общий объем вторгшейся и закачанной в пласт воды.

Этот объем будет занимать в пласте следующую область:

$$W_e + (W_I - W_p)B_w = V_p E_v (S_{gi} - S_{gr}), \tag{11.32}$$

где E_v — объемный коэффициент охвата, S_{gi} — начальная средняя газонасыщенность до притока воды, S_{gr} — средняя остаточная газонасыщенность в области вторжения воды. Подставляя (11.32) в (11.31), получим

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\left(1 - \frac{E_v(1 - S_{wc} - S_{gr})}{(1 - S_{wc})}\right). \tag{11.33}$$

Здесь мы учли, что $V_p = GB_{gi}/(1 - S_{wi})$.

Уравнение (11.31) показывает, что приток и закачка воды в пласт всегда приводят к увеличению газодобычи при заданном давлении. Однако общее влияние водонапорного режима бывает и вредным, так как вода в некоторых случаях прорывается к добывающим скважинам раньше, чем достигается требуемое давление прекращения разработки залежи. В такой ситуации наличие водонапорного режима снижает газоотдачу пласта. Исходя из сказанного можно сделать вывод, что на практике преимущество вытеснения флюидов водой зависит от коэффициента охвата пласта, а также от способов контроля за добычей воды.

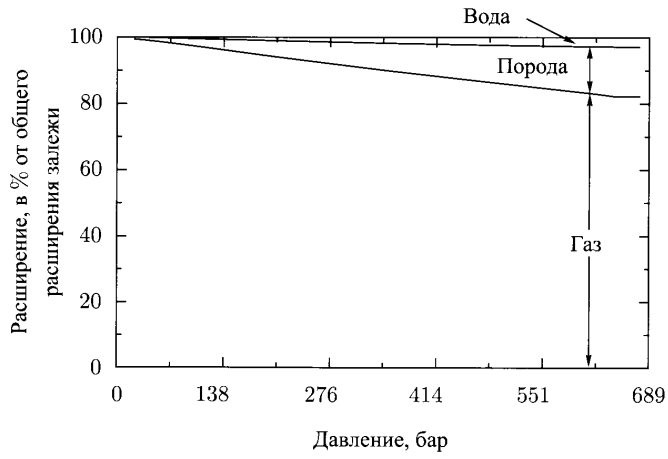


Рис. 11.1. Относительное расширение газа, породы и воды в газовой залежи с высоким пластовым давлением, сжимаемости воды и порового пространства в которой постоянны и равны соответственно $4,35 \cdot 10^{-5}$ и $7,25 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$

Единственной бесспорной выгодой водонапорного режима является то, что он способствует поддержанию более высокого пластового давления при данном коэффициенте извлечения газа. Как следствие, высокие давления ведут к более высоким темпам добычи газа, а последние в свою очередь ускоряют весь процесс разработки месторождения.

Еще одним преимуществом вытеснения газа водой можно назвать следующее: данный режим, в отличие от других механизмов, снижает газонасыщенность в зонах контакта воды и пластового флюида. А более низкий коэффициент насыщения газом преобразуется в более высокую газоотдачу пласта при заданном давлении. Эти два фактора действительно ведут к более высокой суммарной газоотдаче при условии, что вторгающаяся вода занимает достаточно большую часть продуктивного пласта до *прорыва* ее в добывающие скважины.

Но с другой стороны, если вода преждевременно *глушит* эксплуатационные скважины, то влияние притока будет носить отрицательный характер. В этом случае разработку залежи прекращают раньше времени, что снижает объемы добычи газа и приводит к росту давления прекращения разработки залежи. В коллекторах с режимом вытеснения флюида подошвенной водой добычу воды можно свести к минимуму путем периодического тампонирования цементом нижних участков перфорационного интервала по мере поднятия уровня газоводяного контакта. Однако даже когда этот метод сокращения добычи воды дает положительные результаты, темпы добычи газа все равно будут снижаться, так как продуктивная толщина залежи, через которую происходит фонтанирование, постоянно уменьшается.

Если существует опасность преждевременного обводнения добывающих скважин, то, для того чтобы избежать снижения газоотдачи залежи, необходимо ускорить добычу газа путем максимально возможного снижения забойного давления в эксплуатационных скважинах (Бринкман, 1981). В данной стратегии преследуется цель добыть как можно больший объем газа из скважин до того, как произойдет их неизбежное заглушение вторгшейся водой. Существует также и другой подход к данной проблеме, в котором вблизи границы контакта водоносного и продуктивного пластов бурятся специальные пограничные скважины. При помощи их поступающая в залежь вода извлекается на поверхность до того, как она заполнит бóльшую часть продуктивных слоев (Чесни и др., 1982).

Время (с момента начала разработки коллектора), при котором происходит прорыв воды в скважину, зависит от остаточной газонасыщенности, объемного коэффициента охвата вытесняющей водой, темпов притока воды в залежь и других факторов. Данное время будет снижаться при уменьшении коэффициента охвата, а также увеличении остаточной газонасыщенности и скорости притока воды. В свою очередь, коэффициент охвата зависит от схемы размещения скважин на месторождении и степени неоднородности пласта. Так, в сильно неоднородных залежах значения объемного коэффициента, как правило, невелики, в результате чего прорыв воды происходит на самых ранних этапах.

Остаточная газонасыщенность зависит от вида кривых фазовой проницаемости воды и газа. Чем выше будет значение газонасыщенности, тем быстрее вода прорвется к скважинам. К сожалению, в случае вытеснения газа этот параметр действительно велик. В табл. 11.1 показаны значения остаточной газонасыщенности для некоторых сцементированных сред, полученные Геффеном и др. (1952). Как видно, они меняются в пределах от 25 до 50%, что и является главной причиной снижения суммарной добычи газа в газовых пластах при разработке последних в водонапорном режиме.

Конечная газодобыча из коллекторов, разрабатываемых в абсолютном водонапорном режиме, может варьироваться в пределах от 50 до 70%. Более подробно поведение газовых пластов с водонапорным режимом будет рассмотрено далее, в разделе 11.5.

Таблица 11.1. Остаточная газонасыщенность при заводнении (по Геффену и др., 1952)

Пористая порода	Формация или материал	Остаточн. газонасыщ. % от ОП	Комментарий
Рыхлый песок		16	4-метровая колонна
Слегка сцементированный (искусственный) песок		21	1 образец керна
Искусственные сцементированные материалы	Селас Порслейн	17	1 образец керна
	Нортон Алюндум	24	1 образец керна
Сцементированные песчаники	Уилкокс	25	3 образца керна
	Фрио	30	1 образец керна
	Нелли Блай	30–36	12 образцов керна
	Фронти́ер	31–34	3 образца керна
	Спрингер	33	3 образца керна
	Фрио	30–38	14 образцов керна
	Торпедо	34–37	6 образцов керна
	Тенслип	40–50	4 образца керна
Известняк	Кеньон Риф	50	2 образца керна

11.2.3. Пласты, поддающиеся уплотнению

В пластах, разрабатываемых в режиме уплотнения, основным механизмом добычи является сжатие порового пространства. Однако такой тип залежей встречается достаточно редко. В природе более распространены сжимаемые пласты (или, по-другому, поддающиеся уплотнению), в которых сжатие порового объема значительно.

Как было показано в § 11.2.1, эффектом сжатия можно пренебречь, если $(1 - S_{wi}) \gg c_f p$. Поскольку данное условие для большинства газовых залежей не выполняется, при их исследовании нужно учитывать в том числе и уплотнение порового пространства.

Эффект сжатия порового объема может вносить различный вклад в общее расширение пласта. Так, на рис. 11.1 вклад от этого механизма был небольшим, а на рис. 11.2 его роль более весомая. Последний рисунок демонстрирует, как меняются относительные вклады от расширения газа, воды и породы в зависимости от давления, для газовой залежи, расположенной в северной части побережья Мексиканского залива (коэффициент объемного расширения породы для данного пласта уже рассчитывался ранее в третьей главе). Как было выяснено, пласт обладает переменной сжимаемостью порового пространства, которая меняется в пределах от $5,8 \cdot 10^{-5}$ до $21,75 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$ (см. табл. 3.9, § 3.5.1). Начальное пластовое давление оказалось равным примерно 655 бар.

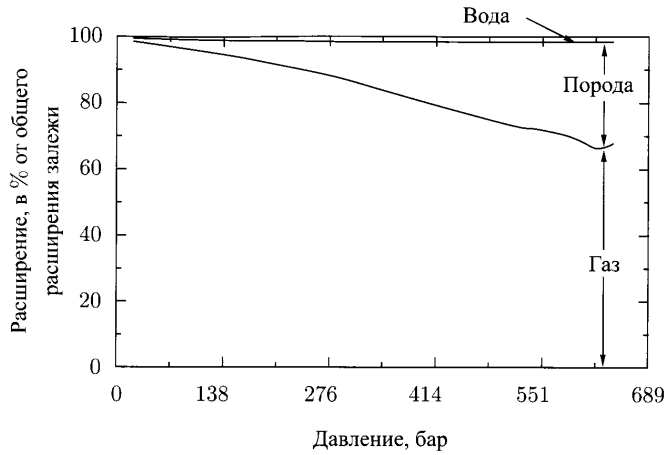


Рис. 11.2. Относительное расширение газа, породы и воды в газовой залежи (в которой по мере истощения давления происходит перегруппировка частиц), расположенной на американском побережье Мексиканского залива

Из рис. 11.2 видно, что относительные объемы расширения газа, породы и воды вблизи начального давления равны соответственно 66, 32 и 2%. Очевидно, что сжатие порового пространства составляет весьма значительную долю. По мере снижения давления роль этого механизма уменьшается, однако при давлении 221 бар его доля все еще составляет 10%. В этом диапазоне изменения давлений значение пористости упало с 16,7 до 15,9%. На основании вышеприведенных результатов можно сделать следующий вывод: величина сжатия порового пространства может быть довольно большой, несмотря на то что значение пористости меняется слабо.

Коэффициент расширения воды, показанный на рис. 11.2, включает в себя влияние насыщенных газом пластовых вод, которые дают бóльший по сравнению с дегазированной водой коэффициент объемного расширения. При начальном давлении растворимость газа составила порядка 5,7 $м^3/м^3$. Общий объемный коэффициент воды менялся в диапазоне между 1,056 $м^3/м^3$ при 655 бар и 1,459 $м^3/м^3$ при 17,2 бар, а обычный объемный коэффициент от 1,056 $м^3/м^3$ при 655 бар до 1,069 при 17,2 бар; коэффициент объемного расширения воды при 17,2 бар составил 0,403 $м^3/м^3$. Начальная водонасыщенность равна 30%. Из рис. 11.2 видно, что расширением воды, даже учитывая растворенный в ней газ, в данном случае можно пренебречь. Этот вывод применим и тогда, когда коэффициент объемного расширения насыщенной газом воды в 2–10 раз больше такового для дегазированных вод при давлении ниже 172 бар. Приведенный пример показывает, что даже при наиболее благоприятных условиях вода расширяется крайне незначительно.

Исследование газовых резервуаров, вследствие способности последних к уплотнению, нередко осложняется еще одним явлением — *неэффективным уплотнением пласта*. Данное явление есть не что иное, как уплотнение непродуктивных интервалов залежи. Общая толщина продуктивного пласта обычно делится на продуктивные и непродуктивные участки.

Продуктивные горизонты называются *эффективными мощностями залежи*, а непродуктивные — соответственно *неэффективными*. С физической точки зрения неэффективными мощностями обычно являются глинистые породы, переслаивающие пласт,

а также заиленные пески. Если между продуктивными и непродуктивными участками существует взаимосвязь давлений, то в период истощения пласта оба этих типа подвергаются сжатию в абсолютно равной степени. При уплотнении неэффективных мощностей из последних выделяется вода (Дугган, 1971), которая неизбежно попадает в продуктивные зоны, вытесняя таким образом газ по направлению к добывающим скважинам. С другой стороны, выдавленная вода уменьшает поровый объем, который занимают углеводороды в эффективной части залежи, в результате чего появляется дополнительный механизм добычи. Такую воду еще называют *попутной* (Феткович и др., 1998), т. е. добываемой попутно с пластовым флюидом. Несмотря на то что перемещение попутной воды вносит отдельный вклад в добычу, основой этого механизма добычи служит сжатие порового пространства.

Чтобы учесть уплотнение неэффективных горизонтов, необходимо включить дополнительное слагаемое в выражение (6.22) и немного его видоизменить. Тогда

$$E_{gwf} = E_g + \frac{B_{gi}}{(1 - S_{wi})}\left[\frac{(S_{wi} + M)E_w}{B_{wi}} + (1 + M)E_f\right], \tag{11.34}$$

где M — это отношение неэффективного порового объема к объему продуктивной части залежи. Данное соотношение учитывает также расширение воды в непродуктивных участках, несмотря на то что данное явление, как правило, является следствием уплотнения. При $M = 0$ выражение (11.34) сводится к (6.22). Если предположить, что сжимаемости породы и воды постоянны, то уравнение (11.27) можно применять и для случая, когда происходит сжатие неэффективных мощностей, приняв при этом общую эффективную сжимаемость равной

$$c_T = \frac{(S_{wc} + M)c_w + (1 + M)c_f}{(1 - S_{wc})}. \tag{11.35}$$

Последнее выражение показывает, что неэффективное уплотнение пласта увеличивает общую сжимаемость.

Переменная M служит весьма подходящим способом оценки уплотнения непродуктивных интервалов залежи. Так, если M близка к нулю, то неэффективным уплотнением пласта можно пренебречь. Величина M связана с соотношением эффективных и общих толщин, R_{ng}, следующей формулой: $M = (1 - R_{ng})/R_{ng}$ (при условии, что площадь коллектора не зависит от глубины его залегания, а мощность залежи постоянна). Например, $M = 1$ соответствует значению $R_{ng} = 50\%$. Феткович и др. (1998) показали, что верхний предел M может варьироваться от 1 до 6,5, что соответствует интервалу изменения R_{ng} от 13,3 до 50%. На основании этих цифр можно сказать, что неэффективное уплотнение залежи в отдельных ситуациях является важным механизмом добычи.

11.3. Расчет дебита газовых скважин

Дебит газовой добывающей скважины вблизи поверхности можно вычислить из выражения (7.109):

$$q_{gsc} = \frac{0,05435kh[m(\overline{p}) - m(p_{wf})]}{\overline{(\mu B)}_e\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]}, \tag{11.36}$$

где q_{gsc} — расход газа вблизи поверхности, м^3/сут.; k — проницаемость, мД; h — мощность продуктивной части залежи, м; $\overline{p}$ — среднее пластовое давление, бар; p_{wf} — динамическое забойное давление, бар; m — псевдодавление, бар; A — зона дренирования скважины, га; C_A — формфактор (см. табл. 7.2); $f = 0$ для псевдостационарного течения; 1 для стационарного течения; s — скин-фактор; r_w — радиус ствола скважины, м; $\overline{(\mu B)}_e$ — проиизведение эффективной вязкости и FVF, сП·м^3/м^3 (см. определение, (7.14)).

При соответствующем значении формфактора выражение (11.36) можно применять практически к любой конфигурации зоны дренирования, а также к стационарному или псевдостационарному типу установившегося потока. Если область дренирования имеет радиальную форму, то данное уравнение сводится к выражению (7.98). Дебит нефти на дневной поверхности в случае разработки залежи с жирным газом определяется как $q_{osc} = R_v q_{gsc}$.

Если давление в пласте высоко, то газ можно рассматривать как малосжимаемую жидкость и тогда выражение (11.36) упрощается и принимает следующий вид:

$$q_{gsc} = \frac{0,05435kh[\overline{p} - p_{wf}]}{\mu_g B_g \left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]}, \tag{11.37}$$

где q_{gsc} [=] м^3/сут, B_g [=] м^3/м^3, а значения μ и B_g рассчитываются при давлении $(p_{wf} + \overline{p})/2$. Подробное описание того, как из (11.36) получить выражение (11.37), было приведено ранее, в главе 7. Там же было показано, что (11.37) является общепринятым приближением для газов, если величина p_{wf} при этом имеет значение выше 172 – 207 бар.

При низких давлениях произведение μz примерно постоянно, и тогда уравнение (11.36) будет выглядеть следующим образом:

$$q_{gsc} = \frac{7,745kh[\overline{p}^2 - p_{wf}^2]}{\mu_g zT \left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]}, \tag{11.38}$$

где T — температура пласта, выраженная в градусах Кельвина, а μ и z рассчитываются при средневзвешенном давлении, $(p_{wf} + \overline{p})/2$. Уравнение (11.38) можно использовать только в том случае, когда среднее пластовое давление находится ниже 138 бар. Выражение (11.38) является усовершенствованным аналогом (7.99) для произвольной геометрии области дренирования.

Пример 3. Расчет дебита газовой скважины

Найти, чему равен дебит газовой скважины (в млн м^3/сут), вскрывающей месторождение с жирным газом, которое занимает площадь 405 га и в целом имеет 10 скважин. Среднее давление в залежи равно 710 бар, средняя температура составляет $104,4°$ С, забойное давление в эксплуатационной скважине равно 72 бар. Проницаемость пласта составляет 1 мД, а мощность залежи равна $30,5$ м. Примем также радиус ствола скважины равным $0,15$ м. Расчет дебита вести в предположении, что газ представляет собой малосжимаемый флюид с постоянным значением произведения μz. Псевдодавления и свойства флюида взять из табл. 7.1.

Решение. Найдем значение дебита тремя разными способами, для чего рассмотрим три уравнения: (11.36), (11.37) и (11.38).

Начнем с (11.36), поскольку данный метод дает наилучшие результаты. В примере 1 седьмой главы было вычислено, что $\overline{(p/\mu z)}_e = 10300$ бар/сП. Используя формулу $\overline{(\mu B)}_e = 0,013T/\overline{(p/\mu z)}_e$, где $\overline{(\mu B)}_e$ [=] сП·м^3/м^3, $\overline{(p/\mu z)}_e$ [=] бар/сП, T [=] K, получим, что $\overline{(\mu B)}_e = 0,013/(10300) = 1,29 \cdot 10^{-4}$ сП·м^3/м^3.

Из табл. 7.1 видно, что $m(\overline{p}) = 710$ бар, а $m(p_{wf}) = 39$ бар. Подставляя эти величины в (11.36), а также учитывая, что $f = 0$, $A = 40,5$ га на одну скважину, а $C_A = 31,62$ (круговая область дренирования), получим:

$$q_{gsc} = \frac{0,05435kh[m(\overline{p}) - m(p_{wf})]}{\overline{(\mu B)}_e \left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]},$$

$$q_{gsc} = \frac{0,05435(1,0 \text{ мД})(30,5 \text{ м})(710 - 39 \text{ бар})}{\left(0,41 \cdot 10^{-6} \frac{\text{сП} \cdot \text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{40,5 \text{ га}}{(31,62)(0,15 \text{ м})^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-0)}{4}\right]} =$$

$$= 1,2257 \frac{\text{млн м}^3}{\text{сутки}}.$$

Далее вычислим дебит с помощью формулы (11.37), т. е. считая газ малосжимаемым флюидом. Средневзвешенное давление в данном случае равно $(710 + 68,9)/2 = 389$ бар. Из табл. 7.1 видно, что при давлении 389 бар $z = 1,04$, а $\mu_g = 0,032$ сП. Объемный коэффициент газа можно найти из (11.8): $3,49(377,55)(1,04)/389 = 3,52$ м^3/тыс. м^3. Подставим эти значения в (11.37) с учетом того, что $f = 0$:

$$q_{gsc} = \frac{0,05435kh[\overline{p} - p_{wf}]}{\mu_g B_g \left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]},$$

$$q_{gsc} = \frac{0,05435(1,0 \text{ мД})(30,5 \text{ м})(710 - 72,35 \text{ бар})}{(0,032 \text{ сП})\left(0,00352 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{40,5 \text{ га}}{(31,62)(0,15 \text{ м})^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-0)}{4} + 0\right]} =$$

$$= 1,334 \frac{\text{млн м}^3}{\text{сутки}}.$$

Последний результат на 9% превышает предыдущий. Это различие обуславливается тем фактом, что давление в стволе скважины ниже, чем рекомендуемый минимальный предел для (11.37), который равен 137,8 бар.

Теперь рассчитаем темп добычи на основе (11.38), т. е. в предположении постоянства произведения μz:

$$q_{gsc} = \frac{7,745kh[\overline{p}^2 - p_{wf}^2]}{\mu_g zT \left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]},$$

$$q_{gsc} = \frac{7,745(1,0 \text{ мД})(30,5 \text{ м})(710^2 - 72,35^2 \text{ бар}^2)}{(0,032 \text{ сП})(1,04)(377,55 \text{ К})\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{40,5 \text{ га}}{(31,62)(0,15 \text{ м})^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-0)}{4} + 0\right]} =$$

$$= 1,333 \frac{\text{млн м}^3}{\text{сутки}}.$$

Как видно, это число также примерно на 9% выше, чем дебит, вычисленный на основании (11.36). Данное отличие вполне объяснимо, так как среднее пластовое давление превышает рекомендуемый верхний предел для (11.38), равный 137,8 бар.

Отметим также, что рассчитанный нами дебит газовой скважины (1,2275 млн $м^3$/сутки) значительно выше единицы среднего дебита в США, которая равна 5,12 тыс. $м^3$/сутки.

11.4. Поведение замкнутых газовых коллекторов

Добыча из замкнутых пластов, содержащих сухой или жирный газ, осуществляется исключительно за счет расширения последнего, при этом приток воды в пласт, а также расширение породы и связанной воды пренебрежимо малы. Поведение обоих типов залежей (с сухим и жирным газом) в принципе схоже, за исключением того, что добыча товарной нефти из коллекторов, содержащих сухой газ, пренебрежимо мала. Также можно отметить, что газовые залежи, в которых наблюдается расширение породы и связанной воды, ведут себя так же, как и замкнутые коллекторы, отличие состоит лишь в том, что коэффициент газоотдачи в первом случае будет выше.

Чтобы наглядно продемонстрировать то, как ведет себя типичный замкнутый газовый коллектор, рассмотрим результаты моделирования[1] гипотетической залежи жирного газа. В имитационной модели использованы свойства жирного газа из глубокой залежи, расположенной в бассейне Анадарко, Оклахома (Гюнтер и Джонс, 1992). Данный коллектор был впервые обнаружен в 1980 году, после чего началась его разработка посредством вскрытия песчаников Ред Форк и Бритт, залегающих на глубине порядка 3500 м. Температура внутри пласта равна 104,4° С, а начальное давление составляет 710 бар.

В таблице 11.2 показан начальный состав пластового флюида, молекулярный вес которого равен 21,4, а эксплуатационный газовый фактор составляет 6624 $м^3/м^3$ при условии использования двухступенчатой сепарационной установки с давлением 35 бар в первой ступени. Начальный объемный коэффициент нефти равен 18,6 $м^3/м^3$ или 2,8 $м^3$/тыс. $м^3$. Содержание (начальное) летучей нефти в общем объеме газа: 151 $м^3$/млн $м^3$. В табл. 11.3 также показаны величины B_g, R_v и μ_g при других значениях давления. Здесь же приведены и коэффициенты B_o и R_s, которые можно вычислить, зная B_g и R_v: $B_o = B_g/R_v$, а $R_s = 1/R_v$. На рис. 11.3 построены графики B_g и R_v в зависимости от давления. Поскольку пластовый флюид полностью недонасыщен, функция R_v представляет собой прямую, параллельную оси абсцисс (т. е. R_v от давления не зависит).

В табл. 11.4 показаны также некоторые свойства пласта и содержащегося в нем флюида. При моделировании было принято, что площадь, дренируемая одиночной вертикальной добывающей скважиной, составляет 130 га.

[1] Представленные здесь и далее результаты получены на основе модифицированной модели нелетучей нефти (Уолш, 2000), которая идентична модели нефти, рассмотренной в главе 9, за исключением того, что здесь используется деление пласта на динамические упругие ячейки (см. приложение Е).

Таблица 11.2. Компонентный состав жирного газа на месторождении Анадарко

Компонент	Молярный процент
N_2	0,41
C_1	81,64
CO_2	0,72
C_2	8,71
C_3	4,22
$иC_4$	0,68
$нC_4$	1,01
$иC_5$	0,37
$нC_5$	0,29
C_6	0,34
C_{7+}	1,61
Всего	100,0
Молек. вес. флюида	21,40
Молек. вес. комп–тов C_{7+}	102,00

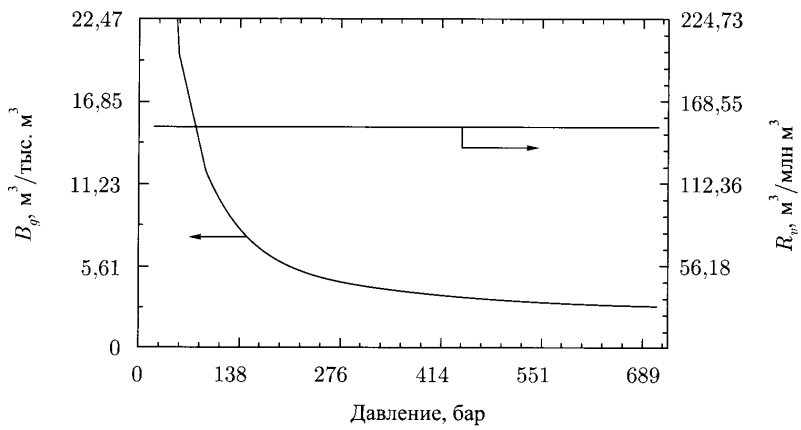


Рис. 11.3. Графики зависимости B_g и R_s от давления

На рис. 11.4 показаны графики изменения дебита нефти и газа, а также динамика добычи. Дебиты газа и нефти сначала имеют максимальные значения, равные 2,8 млн м^3/сутки и 423 м^3/сутки соответственно. С течением времени эти величины начинают падать по экспоненциальному (приблизительно) закону. По достижении минимального предела рентабельности (22,5 года разработки залежи), которому соответствует темп добычи газа в 1,4 тыс. м^3/сутки, из пласта добывается 86,1% всей нефти и газа. При этом конечное давление составляет 55 бар, а дебит нефти — 0,2 м^3/сутки.

Более высокий коэффициент извлечения можно получить, понизив значение минимального дебита, при котором добыча еще может быть рентабельной. Конечный

Таблица 11.3. PVT-свойства жирного газа (бассейн Анадарко)

p бар	B_g, м^3/тыс. м^3	R_v, м^3/млн м^3	B_o, м^3/м^3	R_s, м^3/м^3	μ_g, сП	z
710	2,8092	151,13	18,62	6624	0,0470	1,4521
675	2,8654	151,13	18,97	6624	0,0455	1,4079
641	2,9216	151,13	19,36	6624	0,0440	1,3637
606	2,9890	151,13	19,80	6624	0,0425	1,3195
572	3,0620	151,13	20,30	6624	0,0410	1,2755
537	3,1463	151,13	20,85	6624	0,0395	1,2317
502,97	3,2418	151,13	21,49	6624	0,0379	1,1881
468,52	3,3542	151,13	22,23	6624	0,0363	1,1449
434,07	3,4890	151,13	23,11	6624	0,0347	1,1022
399,62	3,6407	151,13	24,15	6624	0,0330	1,0605
365,17	3,8205	151,13	25,31	6624	0,0311	1,0199
330,72	4,0452	151,13	26,80	6624	0,0289	0,9812
296,27	4,3261	151,13	28,66	6624	0,0267	0,9451
262	4,6633	151,13	30,89	6624	0,0243	0,9128
227,37	5,1689	151,13	34,24	6624	0,0220	0,8861
193	5,9555	151,13	39,45	6624	0,0197	0,8674
158,5	7,1353	151,13	47,26	6624	0,0177	0,8599
124,02	9,1580	151,13	60,66	6624	0,0160	0,8671
89,57	12,6975	151,13	84,11	6624	0,0147	0,8905
72,35	16,4337	151,13	108,86	6624	0,0142	0,9079
55,1	20,1700	151,13	133,60	6624	0,0138	0,9254
50,85	23,5410	151,13	155,93	6624	0,0136	0,9308
20,67	47,1382	151,13	312,24	6624	0,0128	0,9691

дебит газа определяют главным образом из анализа экономических показателей проекта, таких как стоимость сырой нефти и газа на промысле, эксплуатационные расходы, а также налоги на эксплуатацию недр, и со стоимости нефти и газа. Более подробную информацию об определении предела рентабельности можно найти в работах Кэмпбела (1978) и Гарба (1985, 1987, 1988, 1990). Отметим, однако, что конечные дебиты газа в диапазоне от 0,283 до 1,415 тыс. м^3/сутки встречаются довольно редко и составляют от 1/3 до 1/20 среднего дебита всех газовых скважин США[1].

На рис. 11.5 приведены графики среднего пластового давления, а также газовых факторов в зависимости от продолжительности добычи. Как видно, давление с самого начала начинает резко падать, так как пластовый газ при более высоких значениях давления обладает меньшей сжимаемостью. Последнее следует из графика зависимости объемного коэффициента газа от давления, показанного на рис. 11.3, если принять во внимание, что B_g является мерой сжимаемости флюида.

[1]Американская ассоциация независимых нефтепромышленников (IPAA, Independent Petroleum Association of America) опубликовала отчет, в котором приведены данные о 281 000 действующих газовых скважинах в США в 1992 году. Их средняя ежедневная добыча, по данным рынка, составила 1,44 млрд м^3/сутки, что соответствует среднему дебиту газовой скважины 5,1223 млн м^3/сутки.

Таблица 11.4. Свойства залежи и флюида (газовый пласт Анадарко)

Показатель	Значение
Площадь зоны дренирования	129,5 га
Число скважин	1
Горизонтальная проницаемость, мД	1,5
Мощность залежи, м	53
Средняя пористость, %	10
Насыщенность связанной водой, % от ПО	20
Температура, °С	104,4
Начальное давление, бар	710
Начальный эксплуатац. газовый фактор, $м^3/м^3$	6624
Забойное давление, бар	54,5
Остаточная газонасыщенность при вытеснении водой, % от ПО	40
Критическая газонасыщенность, % от ПО	5
Начальный молек. вес флюида	21,4
Начальный объемный коэфф. нефти (FVF), $м^3/м^3$	18,62
Начальное содержание летучей нефти в растворенном газе, $м^3$/млн $м^3$	151,13
Давление в сепараторе, бар	34,5
Плотность товарной нефти, $кг/м^3$	756
Молек. вес товарной нефти	111,07
Молек. вес отсепарир. газа	19,73
R_{go}, $м^3/м^3$	167,58
OOIP, млн $м^3$	0,297
OGIP, млрд $м^3$	1,966

Как правило, итоговая долевая отдача пластов с жирным газом, разрабатываемых первичными методами, намного выше таковой для залежей, содержащих летучую или нелетучую нефть. Например, на месторождении Луизиана (см. гл. 13), содержащем летучую нефть, отдача составляет 21,9%, а на месторождении Западный Техас (с нелетучей нефтью), подробно рассмотренном в главе 12, нефтеотдача равна 24,2%[1]. Также следует подчеркнуть, что из пластов с жирным газом добывается намного меньше нефти (на единицу объема), чем из коллекторов, содержащих летучую и нелетучую нефти. Это, очевидно, обусловлено более низким начальным ее содержанием в газовых залежах. Эти и другие результаты приведены ниже в табл. 11.5. Величина, обратная начальному объемному коэффициенту (FVF) нефти, служит показателем объема товарной нефти, изначально присутствующем в одном кубометре порового пространства, заполненного углеводородами. Из табл. 11.5 следует, что из пластов с жирным газом, летучей и нелетучей нефтью можно добыть соответственно 0,045, 0,081 и 0,165 куб. м. товарной нефти с каждого $м^3$ пластового углеводорода. Как и следовало ожидать, эта цифра

[1] Эти значения были получены при помощи модели и представляют собой идеализированные величины. Фактические коэффициенты отдачи примерно на 25% ниже приведенных здесь цифр, Тем не менее в целом картина остается прежней.

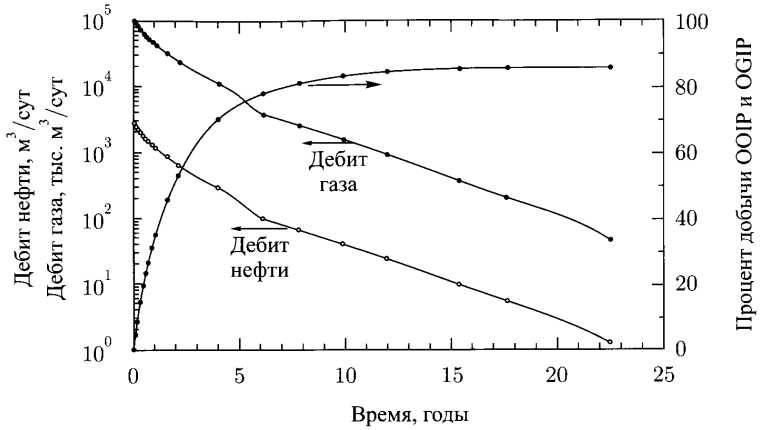


Рис. 11.4. Графики дебита нефти (q_{osc}), газа (q_{gsc}), а также долевой нефте- (N_p/N) и газоотдачи (G_p/G), построенные в зависимости от времени разработки замкнутого пласта с жирным газом (результаты получены на основе модели)

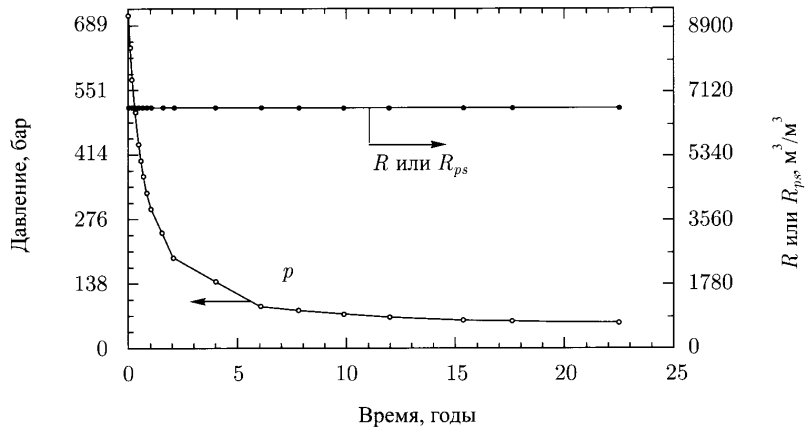


Рис. 11.5. Графики зависимости давления, текущего газового фактора (R) и совокупной величины GOR (R_{ps}) от времени для замкнутого коллектора с жирным газом

в случае нефтяных залежей выше, чем в случае газовых коллекторов, несмотря на то что суммарная долевая нефтеотдача последних значительно больше.

Бóльшая часть прибыли, получаемая при разработке месторождений жирного газа, приходится на продажу газа, а не нефти. Если валовую прибыль от продажи нефти выразить в \$ за 1 баррель пластового флюида, то она будет определяться соотношением $(N_p/N)(P_o/B_{oi})$, где P_o — цена нефти в \$ за баррель. Аналогичным образом можно найти и валовую прибыль от продажи газа, выраженную в \$ за тыс. куб. м. газа в наземных условиях: $(G_{ps}/G)(P_g/B_{gi})$, где P_g — отпускная цена газа в \$ за тыс. куб. м., а B_g [=] баррель пластового флюида/куб. м. газа. Пусть стоимость сырой нефти, получаемой на устье скважины, составляет \$100,6 за м^3, а стоимость газа на устье равна \$63,6 за тысячу м^3. Тогда, если взять для примера месторождение Анадарко, доход от продажи нефти из данной залежи составит \$0,73 за баррель пластовой нефти, а доход от продажи газа — \$3,06 за баррель. Следовательно, продажи газа приносят до 81% сово-

купного дохода, получаемого при разработке этого месторождения. Данный результат типичен для абсолютного большинства пластов, содержащих жирный газ. В коллекторах с сухим газом доход от продажи последнего приближается к 100%.

11.5. Поведение газовых пластов, разрабатываемых в водонапорном режиме

В разделе 11.3 говорилось о том, что приток воды может как повысить, так и понизить суммарную добычу газа в зависимости от значения объемного коэффициента охвата и силы водонапорного режима. Если водонапорный режим умеренный или слабый, а также если вытесняющая флюид вода имеет однородный фронт продвижения, без образования протоков, то результирующий эффект от притока воды будет положительным. И наоборот, если скорость притока воды извне велика или фронт вторгшейся воды имеет каналы, простирающиеся в глубь залежи, то прорыв воды к добывающим скважинам происходит очень рано и общий эффект от притока воды будет отрицателен. В целом можно сказать, что приток воды в газовые пласты часто бывает нежелателен, так как высокий процент отдачи флюида реализуется и без этого, а водонапорный режим в газовых коллекторах может иметь гораздо больше отрицательных, нежели положительных сторон.

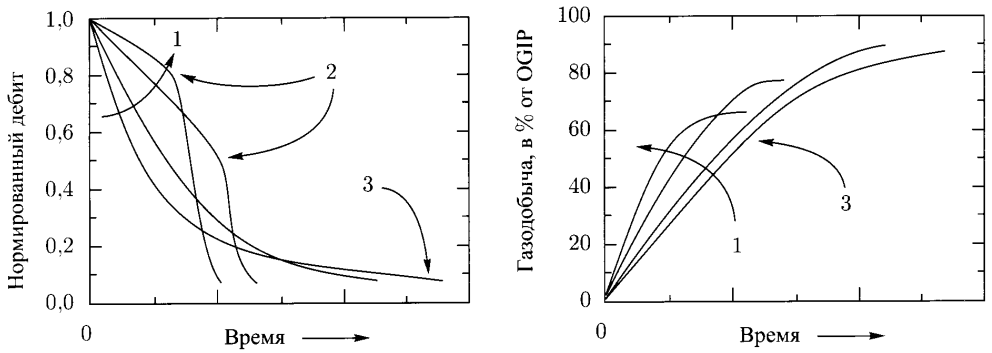
Таблица 11.5. Данные, полученные по результатам добычи нефти первичными методами из пластов с жирным газом, летучей и нелетучей нефтью

	Добыча			
Пластовый флюид	Доля OOIP	$м^3/м^3$	$м^3$ на га-м	B_{oi} $м^3/м^3$
Жирный газ, месторождение Анадарко	0,861	0,045	36,09	18,60
Летучая нефть, месторождение Луизиана	0,219	0,081	64,45	2,71
Нелетучая нефть, месторождение Западный Техас	0,242	0,165	264,25	1,47

При водонапорном режиме разработки основными параметрами пласта являются: (1) размер водоносной зоны, (2) водопроницаемость законтурной области, (3) остаточная газонасыщенность при вытеснении водой, (4) неоднородность залежи и (5) размещение скважин. Основные эксплуатационные характеристики: (1) время, при котором происходит прорыв воды в скважины, (2) среднее пластовое давление при прорыве воды. Чем позже происходит прорыв воды и чем ниже при этом будет давление в пласте, тем лучше.

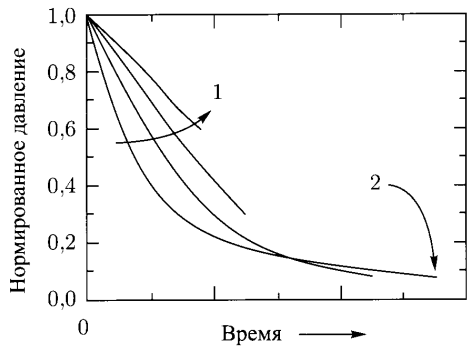
На рис. 11.6 схематически показано влияние мощности водонапорного режима на динамику добычи. Под буквами (*а*) и (*б*) приведены соответственно графики нормализованного дебита и истории газодобычи. Нормализованный дебит представляет собой отношение текущего и начального значений дебита. На каждом из рисунков представлены четыре различные кривые, которые сооответствуют: отсутствию притока воды, слабому, умеренному и сильному водонапорным режимам. Сила водонапорного режима качественно показывает отношение скорости притока воды из законтурной зоны

и темпа отбора флюида из пласта. Так, например, сильный водонапорный режим свидетельствует о том, что интенсивность подпитки залежи водой близка к темпу отбора пластового флюида. На самом деле можно построить непрерывный спектр кривых, которые будут относиться к тем или иным условиям притока воды. За базисную кривую здесь принимается график, который соответствует отсутствию водонапорного режима, так как, согласно представленному выше материалу, он относится к упругому режиму разработки залежи. Результаты на рис. 11.6 относятся к случаю одиночной добывающей скважины, окруженной законтурной (кольцевой) водоносной зоной, но, несмотря на то что этот случай является идеальным, он тем не менее демонстрирует основные эффекты и может служить основой дальнейших исследований.



1 – направление роста силы водонапорного режима
2 – время, при котором происходит прорыв воды в скважину
3 – отсутствие притока воды в пласт

Рис. 11.6. Влияние силы водонапорного режима на (*а*) динамику изменения дебита газа, (*б*) историю газодобычи



1 – направление роста силы водонапорного режима
2 – отсутствие притока воды в пласт

Рис. 11.7. Влияние силы водонапорного режима на динамику изменения давления

На рис 11.6*а* все кривые начинаются с единицы нормализованного дебита, так как прорыв воды в пласт не влияет на начальный темп отбора (при условии, что начальное давление во всех разрабатываемых залежах одинаково). Однако по мере истощения

запасов наличие притока воды способствует снижению дебита (по крайней мере в начальный период времени). Улучшение технологических показателей в данном случае напрямую связано с силой водонапорного режима и объемом вторгшейся в пласт воды. Так, повышение дебита происходит в результате того, что за счет притока воды давление в залежи понижается более медленно (см. рис. 11.7, где показан график зависимости нормализованного давления от времени добычи). Нормализованное давление представляет собой текущее значение давления, поделенное на начальное давление в пласте. Кривые на рис. 11.7 заканчиваются в тот момент времени, когда происходит ликвидация скважины. Легко заметить, что давление в конкретной временной точке повышается с ростом силы водонапорного режима, однако при этом вид графиков дебита и добычи газа претерпевает весьма значительные изменения.

В случае слабого водонапорного режима вторгающаяся в пласт вода никогда не достигает ствола добывающей скважины, поэтому приток воды на запланированную величину давления прекращения разработки залежи никоим образом не влияет. На рис. 11.6*б* показана кривая газоотдачи для слабого водонапорного режима, которая располагается несколько выше графика, построенного в случае отсутствия притока воды извне. Данное поведение объясняется тем, что вторгающаяся вода вытесняет некоторую часть газа и способствует поддержанию давления, однако на конечное значение давления она не оказывает влияния.

При умеренном водонапорном режиме (см. рис. 11.6 и 11.7) вода прорывается к скважине и глушит ее прежде, чем в пласте достигается нужное давление прекращения разработки залежи. Несмотря на то что в определенный момент времени темп добычи в ходе этого режима получается несколько бóльшим (по сравнению с упругим и слабоводонапорным режимами), после прорыва воды его значение резко падает. В конечном итоге это ведет к преждевременной ликвидации месторождения, снижению коэффициента отдачи и увеличению (по сравнению с запланированным) давления прекращения разработки. При сильном водонапорном режиме картина еще более ухудшается.

При наличии водонапорного режима максимальное увеличение коэффициента отдачи происходит тогда, когда объемный коэффициент охвата приближается к величине 100% при неизменном давлении ликвидации залежи. На практике это условие можно приближенно реализовать в том случае, если прорыв воды наблюдается в одно время с достижением давления ликвидации скважины. Используя (11.33), а также учитывая случаи, соответствующие наличию притока воды и отсутствию такового, получим, что максимальный прирост коэффициента отдачи, обусловленный присутствием водонапорного режима, будет равен

$$\frac{\Delta G_p}{G} = \frac{B_{gi}}{B_g(p_f)} \left(\frac{1 - S_{wc} - S_{gr}}{1 - S_{wc}} \right), \tag{11.39}$$

где p_f — конечное давление (давление прекращения разработки). При выводе (11.39) нами было принято, что объемный коэффициент охвата залежи равен 100%. Применяя это уравнение к данным месторождения Анадарко, получим:

$$\frac{\Delta G_p}{G} = \frac{2,8 \text{ м}^3/\text{тыс. м}^3}{20,2 \text{ м}^3/\text{тыс. м}^3} \left(\frac{1 - 0,2 - 0,4}{1 - 0,2} \right) = 0,07. \tag{11.40}$$

Здесь мы учли следующее: давление ликвидации скважины равно $55,1$ бар, насыщенность связанной водой составляет 20%, а конечная газонасыщенность породы рав-

на 40%. Таким образом, из залежи Анадарко можно добыть 86,1% OGIP и OOIP в естественном режиме истощения и 93,1% OGIP и OOIP при идеальном водонапорном режиме (в предположении постоянства давления прекращения разработки). Этот пример наглядно показывает, что даже чисто теоретически выгода от наличия притока воды в скважину не так велика. Еще одним преимуществом водонапорного режима можно считать ускоренную добычу газа (см. 11.6*б*).

Единственной стратегией извлечения дополнительных запасов из замкнутых газовых коллекторов является заводнение последних после снижения давления в результате истощения залежи (Кейсон, 1989). Для того чтобы рассчитать дополнительный коэффициент отдачи в результате применения этой стратегии, можно также использовать уравнение (11.39), но так как прирост добычи в большинстве случаев незначителен, данный план разработки замкнутых коллекторов с газом может оказаться неэффективным с точки зрения экономики.

В предельном случае очень сильного водонапорного режима, при котором наблюдается абсолютное поддержание давления, формула для конечного коэффициента газоотдачи будет следующей:

$$\frac{G_p}{G} = \frac{1 - S_{wc} - S_{gr}}{1 - S_{wc}}, \tag{11.41}$$

где мы приняли объемный коэффициент охвата равным 100%. Тогда, подставляя цифры, характеризующие месторождение Анадарко, получим

$$\frac{G_p}{G} = \frac{1 - 0,2 - 0,4}{1 - 0,2} = 0,5. \tag{11.42}$$

Этот пример четко показывает негативную сторону абсолютных водонапорных режимов, а именно что в этом случае действительно возможны большие потери, связанные с отдачей газа.

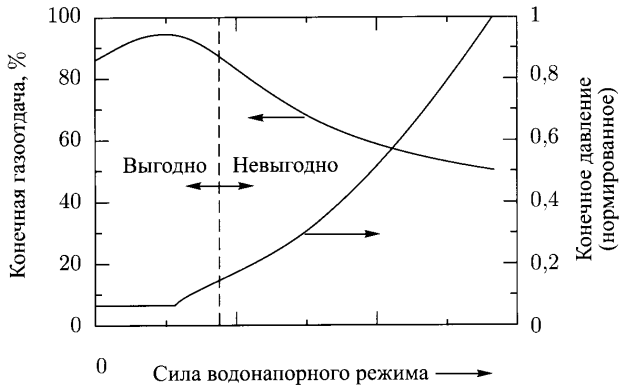


Рис. 11.8. Влияние силы водонапорного режима на конечную отдачу и среднее пластовое давление

На рис. 11.8 схематически показано то, как влияет сила водонапорного режима на конечную отдачу и давление ликвидации на примере месторождения Анадарко. Конечная добыча газа в отсутствие притока воды равна 86,1%. Далее, с ростом силы водонапорного режима коэффициент газоотдачи растет до тех пор, пока не достигает

своего максимального значения в $93,1\%$. После этого начинается снижение данной величины вплоть до 50% при абсолютном водонапорном режиме. С практической точки зрения наиболее оптимальным водонапорным режимом считается такой, при котором прорыв воды к скважинам происходит в тот момент, когда в пласте достигается требуемое значение давления ликвидации. С дальнейшим ростом силы водонапорного режима давление прекращения разработки залежи также будет увеличиваться, что приведет к снижению газоотдачи.

Тем не менее следует также отметить, что приток воды может оказывать благоприятное влияние, даже если прорыв воды происходит раньше запланированного срока. Объясняется этот факт тем, что между ростом коэффициента отдачи в процессе вытеснения газа и его снижением (обусловленным повышением уровня давления ликвидации) существует некоторое оптимальное соотношение. Максимальное допустимое давление прекращения разработки p'_f можно найти из следующего соотношения:

$$B_g(p'_f) = B_g(p_f)\left(\frac{S_{gr}}{1-S_{wc}}\right), \tag{11.43}$$

где p_f — запланированное давление ликвидации. Данное выражение следует из (11.33), где мы опять же учли, что объемный коэффициент охвата равен 100%. Подставляя в (11.43) данные, характеризующие месторождение Анадарко, получим, что $B_g(p'_f) = 10$ м^3/тыс. м^3. Этому значению соответствует допустимое давление прекращения разработки p'_f, равное порядка 117 бар. Таким образом, если в отсутствие притока воды давление ликвидации составляет $55,1$ бар, то наличие водонапорного режима будет оказывать благоприятное воздействие до тех пор, пока действительное значение p'_f не окажется меньше 117 бар.

Активность водоносного слоя определяется скоростью подачи воды в пласт, которая в свою очередь зависит от размера и проницаемости водоносной зоны. Чем больше размер и выше проницаемость законтурной области, тем активнее будет последняя. Для моделирования притока воды, как правило, используют модель ван Эвердингена–Херста (VEH), ключевыми параметрами которой являются постоянная времени k_t и отношение радиусов водоносной зоны и пласта, r_{eD} (см. главу 10).

Графики на рис. 11.6 и 11.7 показывают лишь общее поведение, из которого, безусловно, существуют исключения. Например, из рисунков видно, что слабый водонапорный режим способствует ускорению и увеличению добычи газа. Следует отметить, что ускорение происходит далеко не всегда, а лишь в том случае, когда водоносный слой обладает достаточной степенью проницаемости. Если последняя мала, то время проекта может значительно вырасти, так как при высоких значениях давления приток воды будет практически отсутствовать. В этом случае за счет наличия слабого водонапорного режима газоотдача будет расти, однако тот же самый объем газа по сравнению с упругим режимом (в отсутствие притока) будет извлекаться позже.

Приведенный выше анализ несколько упрощен по сравнению с реальным поведением залежи. Например, водоносный слой может полностью окружать месторождение, на котором, как правило, бурится не одна, а несколько скважин. По мере истощения такой залежи прорыв воды во внешние скважины происходит раньше, чем во внутренние. Тем не менее все сделанные нами выводы будут качественно применимы практически к любому водонапорному режиму. Они также являются основой дальнейших исследований, речь о которых пойдет ниже.

В целом можно сказать, что приток природной воды в газовый пласт может оказывать как полезное, так и вредное воздействие. Так как суммарный коэффициент добычи из газовых пластов велик даже в отсутствие притока воды, за счет последнего можно получить лишь незначительную прибавку, но при этом следует также помнить, что при неправильном выборе водонапорного режима потери могут оказаться значительно выше. Строго говоря, здесь предпочтительны только слабые водонапорные режимы. Наибольшей же опасностью, связанной с притоком воды, является образование каналов в общем фронте продвижения воды, за счет которых происходит преждевременное глушение скважины.

11.6. Определение параметров притока воды с помощью метода материального баланса

Наиболее надежным и универсальным методом определения параметров притока воды, основанным на использовании уравнения материального баланса, является метод МакИвена. При его использовании необходимо знать минимальное количество исходных данных [$B_g(p)$, $G_p(t)$, $N_p(t)$ и $\overline{p}(t)$], используя которые можно получить график динамики притока воды в пласт, постоянную времени для водоносной зоны (k_t), размер законтурной области (r_{eD} для кольцевых зон или V_{pa}/V_{pr} для режима вытеснения подошвенной водой), OGIP и OOIP. Теория и применение метода МакИвена обсуждались ранее в 10 главе.

Если значение OGIP известно, то динамику притока воды можно рассчитать напрямую из уравнения материального баланса. Данный метод также обсуждался ранее в главах 5 и 10 (см. § 10.7.2.1.). Чуть ниже, в примере 4, он продемонстрирован более наглядно. Здесь требуется тот же набор исходных данных, что и в методе МакИвена, а также точно известная величина OGIP. Вследствие последнего требования метод непосредственного применения материального баланса не столь универсален, как предыдущий.

Еще одним способом расчета параметров притока воды являются графики Коула (F/E_g от G_p), но они гораздо менее надежны по сравнению с методом МакИвена (подробнее см. § 6.2.5). В примере 4 наглядно показано применение графика Коула в случае газовой залежи, разрабатываемой в водонапорном режиме.

Пример 4. Расчет притока воды при известной величине OGIP

В первом и втором столбцах табл. 11.6 приведена зависимость суммарной добычи от давления для пласта малого объема, содержащего жирный газ[1]. Значение OGIP согласно волюметрическим измерениям оказалось равным $1,276$ млрд м^3.

Рассчитать динамику притока воды в пласт в зависимости от давления залежи, считая волюметрическую оценку OGIP абсолютно точной. Найти, как зависят показатели газонапорного I_{gd} и водонапорного I_{wd} режимов от пластового давления. Определения I_{gd} и I_{wd} смотри в § 6.2.3.

Построить график Коула (F/E_g от G_{ps}) и доказать по нему наличие водонапорного режима разработки. Объемные коэффициенты газа при различных давлениях приведены в третьей колонке таблицы 11.6.

[1]Эти данные об эксплуатации месторождения были получены при помощи пластовой модели в предположении, что постоянная времени для притока воды равна $22,81$ год$^{-1}$, отношение радиусов водоносной зоны и продуктивного пласта составляет 6, а постоянная водоносной области равна $1229,77$ м^3/бар. Для того чтобы смоделировать неточности, возникающие при обработке практических результатов, было введено условие, что систематическая ошибка, относящаяся к давлению в пласте, составляет $1,2\%$.

Решение. Для расчета суммарного количества вторгшейся воды, W_e, воспользуемся уравнением (6.62):

$$W_e = F - G_{fgi}E_{gwf} - N_{foi}E_{owf}, \tag{11.44}$$

где F определяется из (6.30). Если в пласте содержится только газ, то можно принять, что $G_{fgi} = G$, $N_{foi} = 0$, а $F = G_pB_g$. Так как максимальное давление внутри пласта не превышает 345 бар, расширением породы и связанной воды можно пренебречь. Тогда величина E_{gwf} будет примерно равна E_g.

Таблица 11.6. Сводная таблица расчетов (пример 4)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
p, бар	G_p, млрд м^3	B_g, м^3/тыс. м^3	E_g, м^3/тыс. м^3	F, млн м^3	F/E_g, млрд м^3	GE_g, млн м^3	Приток воды, млн м^3	Показат. газонап. режима	Показат. водонап. режима
291,86	0,000	4,3542	0,0000	0,00000			0,0000		
289,79	0,013	4,3762	0,0225	0,05724	2,572	0,029	0,0286	0,50	0,50
281,59	0,056	4,4683	0,1141	0,24931	2,188	0,145	0,1034	0,58	0,42
266,57	0,120	4,6464	0,2922	0,55841	1,910	0,374	0,1860	0,67	0,33
247,90	0,221	4,8891	0,5354	1,07945	2,018	0,684	0,3959	0,63	0,37
227,30	0,320	5,1964	0,8428	1,66187	1,973	1,075	0,5867	0,65	0,35
206,98	0,461	5,5684	1,2141	2,56547	2,114	1,550	1,0160	0,60	0,40
189,41	0,581	6,0049	1,6507	3,48751	2,114	2,107	1,3801	0,60	0,40
177,76	0,720	6,5055	2,1513	4,68462	2,176	2,746	1,9382	0,59	0,41

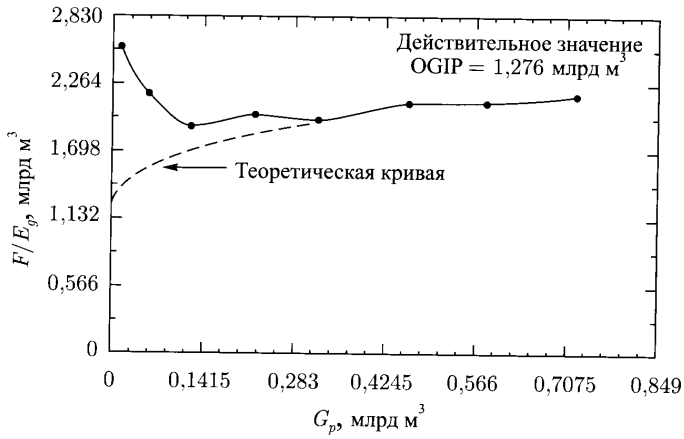


Рис. 11.9. График Коула для газового пласта, описанного в примере 4

В 4 и 5 столбцах таблицы 11.6 показаны рассчитанные значения E_g и F, а в восьмой колонке приведены величины W_e. Например, при давлении 178 бар уравнение (11.44) дает нам:

$$W_e = 4,684 \text{ млн м}^3 - \left(1,276 \text{ млрд м}^3 \left(2,15 \frac{\text{м}^3}{\text{тыс. м}^3}\right) - 0\right) = 1,938 \text{ млн м}^3.$$

Произведение GE_g является характеристикой расширения газа, его значения приведены в седьмом столбце табл. 11.6. Показатели газо- и водонапорного режимов рас-

считываются соответственно по формулам $(GE_g)/E_t$ и W_e/E_t, где E_t — это левая часть уравнения (6.63) (см. (6.64) и (6.66)). Величины этих показателей см. в 9 и 10 колонках табл. 11.6. Как легко заметить, водонапорный режим вносит от 33 до 50% в общее расширение залежи.

Для того чтобы построить график Коула, нужно знать, чему равно отношение F/E_g (см. шестую колонку табл. 11.6). Сам график изображен на рис. 11.9. Горизонтальный участок кривой свидетельствует об отсутствии притока воды в пласт (подробнее см. § 6.2.5), но так как в нашем случае такого не наблюдается, можно сделать вывод, что приток воды все-таки есть. С другой стороны, вид кривой, показанной на рис. 11.9, даже близко не похож ни на один из характерных графиков рисунка 6.5. Отсюда делаем вывод, что график Коула не является тем методом, по которому можно точно определить, присутствует или отсутствует приток воды в пласт. Кроме этого, при экстраполяции графика до пересечения с осью ординат мы получим значение $2,547$ млрд м^3, которое намного превышает объемную оценку OGIP, равную $1,276$ млрд м^3.

11.7. Расчет значения OGIP при помощи материального баланса

Для оценки величины OGIP придумано множество графических методов. Здесь мы рассмотрим только три из них. Какой из них выбрать, зависит от того, насколько существенно неэффективное уплотнение пласта, а также от того, известен или нет коэффициент объемного расширения породы. Заметим также, что изложенный ниже материал является продолжением § 6.2.1.

Далее, при рассмотрении методов оценки OGIP мы будем считать, что динамика притока воды в пласт либо абсолютно известна и достоверна, либо этим параметром вообще можно пренебречь. В последнем случае нужно воспользоваться методом МакИвена (см. главу 10), чтобы одновременно рассчитать как OGIP, так и динамику притока.

Следует также заметить, что в большинстве газовых залежей вследствие их высокого начального давления большую роль на добычу оказывает сжатие порового объема, поэтому данной величиной пренебрегать нельзя. С другой стороны, мы также включили в анализ расширение воды, и, хотя этот эффект не всегда важен, он придает методу больше общности. В примерах 5 и 6, приведенных ниже, выполнены расчеты как без учета сжатия порового объема, так и включая такое явление. Сравнивая их между собой, можно сделать вывод, что если пренебречь усадкой порового пространства, то это приведет в дальнейшем к серьезным ошибкам в вычислениях.

Такой параметр, как коэффициент объемного расширения породы E_f, предпочтительнее всего измерять экспериментально. Однако существует и альтернативный способ, суть которого состоит в следующем: сжимаемость считается постоянной, а ее величина находится на основе корреляции. Отрицательными сторонами такого подхода являются следующие: (1) предположение о постоянстве коэффициента сжимаемости часто бывает неприемлемо и (2) корреляции, как правило, ведут к появлению значительных ошибок. Поскольку результаты измерений коэффициента объемного расширения зачастую бывают неизвестны, мы будем использовать методику оценки OGIP, в которой не требуется знание вышеописанного параметра. Основным ее недостатком по сравнению с другими методами является отсутствие универсальности.

Далее во всех выкладках мы будем учитывать влияние неэффективного уплотнения залежи.

11.7.1. Коэффициент объемного расширения породы известен, вклад от неэффективного уплотнения незначителен

Производя перегруппировку членов уравнения материального баланса (6.54), получим:

$$F - W_e = GE_{gwf}. \tag{11.45}$$

Если пренебречь неэффективным уплотнением залежи, то E_{gwf} примет вид:

$$E_{gwf} = E_g + \frac{B_{gi}}{1 - S_{wc}} \left(\frac{E_w S_{wc}}{B_{wi}} + E_f \right). \tag{6.22}$$

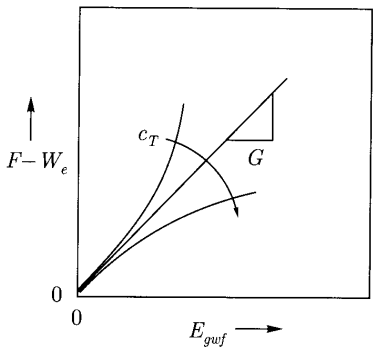


Рис. 11.10. Влияние величины c_T на вид графика $(F - W_e)$ от E_{gwf}

Здесь учитывается только расширение газа, воды и пластовой породы. Если на основании (11.45) построить график $(F-W_e)$ от E_{gwf}, то мы получим прямую, проходящую через точку начала координат (0,0), с наклоном, который равен начальному содержанию свободного газа в пласте (OFGIP, original free gas in place), рис. 11.10. Линия *наименьших квадратов*, проходящая через экспериментальные точки, определяется посредством линейной регрессии, результаты которой наглядно демонстрируются в примере 5. В упражнении 11.12 дается формула регрессии, по которой можно рассчитать тангенс угла наклона графика, не строя последний. Заметим также, что по результатам регрессии нельзя определить, должна проходить прямая через начало координат или нет (Уолш, 1999).

Если сжатие порового объема и расширение воды малы, то этими коэффициентами можно пренебречь и тогда E_{gwf} заменится на E_g.

11.7.2. Коэффициент объемного расширения неизвестен

Если объемное расширение породы неизвестно, то для оценки значения OGIP попрежнему можно использовать уравнение материального баланса, однако с учетом одного очень важного ограничения: коэффициент сжимаемости порового объема должен быть постоянным. При невыполнении данного условия метод перестает быть достоверным.

При постоянстве коэффициентов сжатия воды и породы формула для E_{gwf} примет вид:

$$E_{gwf}(c_T) = E_g + B_{gi} c_T \Delta p, \tag{11.46}$$

где c_T — общая сжимаемость,

$$c_T = \frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}},$$

где c_w и c_f — соответственно сжимаемости воды и порового пространства.

В настоящем методе неизвестными параметрами являются G и c_T, находить которые нужно одновременно. Поэтому процедура решения является итерационной и ее последовательность состоит из следующих пунктов:

1. Сначала нужно приблизительно определить значение c_T.
2. Далее при помощи (11.46) необходимо вычислить $E_{gwf}(c_T)$.
3. Затем строят график F от $E_{gwf}(c_T)$ и, используя линейную регрессию, находят наклон линии, построенной по методу наименьших квадратов. Значение этого тангенса угла наклона равно G.
4. После этого нужно вычислить сумму квадратов отклонения (SSD, sum of the squares of the deviation) между экспериментальными точками и линией наименьших квадратов (математическое определение SSD см. в примере 6). Данная сумма является мерой ошибки уравнения материального баланса, а также отклонения экспериментальной кривой от линейного поведения.
5. Если значение SSD минимально, то рассчитанные величины c_T и G можно считать найденными, в противном случае необходимо вернуться к первому шагу и повторить всю процедуру заново для другого c_T.

Значения G и c_T, полученные при минимальной величине SSD, нужно обязательно проверять, для чего строят график зависимости параметра E_{gwf}, рассчитанного на основе регрессионного анализа, от действительного значения E_{gwf}. Если исходная модель корректна, то отклонение точек от линии с единичным тангенсом угла наклона будет носить случайное распределение — то есть число отрицательных отклонений должно совпадать с числом положительных. Если это не так, значит величины G и c_T вычислены неверно.

На рис. 11.10 показано графическое представление процедуры решения. Если c_T ниже истинной величины, то график F от E_{gwf} будет слегка изгибаться вверх, и, наоборот, если значение c_T выше, то график будет иметь выпуклую форму. При таком выборе параметра c_T, когда SSD равна нулю, график F от E_{gwf} представляет собой прямую, выходящую из начала координат. Представленная методика расчета аналогична разработанному Хавленой и Оуде (1963) методу, который применяется для несколько других типов задач, связанных с использованием уравнения материального баланса.

Приведенную здесь итерационную процедуру, используемую для нахождения G и c_T, можно заменить прямым решением с двумерной регрессией (Уолш, 1999). Подробнее см. упражнение 11.13.

В методику решения, представленную пунктами 1–5, можно легко включить эффекты, относящиеся к неэффективному уплотнению залежи. В этом случае значение c_T будет равно $[c_w(S_{wi}+M)+c_f(1+M)]/(1-S_{wi})$, где M — это отношение неэффективного и пластового (эффективного) поровых объемов (см. § 11.2.3). По существу, здесь мы имеем три неизвестные константы — c_f, c_w и M — в одной (c_T). Данный метод является частным случаем более сложных методик (Феткович и др., 1998; Уолш, 1998) и применим только тогда, когда сжимаемости порового пространства и воды постоянны.

11.7.3. Коэффициент объемного расширения породы известен, вклад от неэффективного уплотнения значителен

Если неэффективным уплотнением залежи пренебречь нельзя, то величина E_{gwf} будет зависеть в том числе и от неэффективного объема порового пространства:

$$E_{gwf} = E_g + \frac{B_{gi}}{(1-S_{wi})}\left[\frac{(S_{wi}+M)E_w}{B_{wi}} + (1+M)E_f\right]. \qquad (11.34)$$

Чтобы определить OGIP, необходимо одновременно рассчитывать два параметра, G и M (Уолш, 1998). Процедура решения будет идентична предыдущей, за исключением того, что здесь c_T заменяется на M. То есть параметр M нужно менять итерационно до тех пор, пока не будет получен наиболее прямой график $(F - W_e)$ от $E_{gwf}(M)$, проходящий через экспериментальные точки.

Обычно заранее неизвестно, является ли неэффективное уплотнение залежи значительным, поэтому данный подход используют вне зависимости от того, мало или велико значение M. Так, если сжатие непродуктивных участков залежи пренебрежимо мало, то мы получим величину M, равную нулю.

Пример 5. Расчет значения OGIP в газовой залежи с высоким давлением

В таблице 11.7 показана динамика добычи, а также свойства добываемого флюида и пластовой породы в зависимости от давления для пласта, расположенного в северной части побережья Мексиканского залива. Данная залежь имеет высокий коэффициент сжатия порового объема, так как даже при высоких значениях давления в ней происходило перераспределение частиц. Данные о сжимаемости порового объема, приведенные в табл. 11.7, ранее уже рассматривались (см. § 3.5.1). Технологические показатели месторождения указаны в диапазоне от начального давления в залежи (655 бар) до настоящего момента (552 бар).

Найти с помощью методов материального баланса, чему равно значение OGIP (в млрд м^3). Начальная водонасыщенность составляет 35%.

Решение. Сначала найдем зависимость коэффициента расширения воды, E_w, от давления с помощью уравнения $E_w = B_{tw} - B_{twi}$ (4.88). Результаты см. во второй колонке таблицы 11.8.

Далее, вычислим общий объем извлеченного флюида F, используя формулу $F = G_p B_g$ (табл. 11.8, третий столбец) и E_{gwf} из (6.22).

Таблица 11.7. Данные добычи, а также свойства флюида и породы (пример 5)

(1) p, бар	(2) G_{ps}, млрд м^3	(3) B_g, м^3/тыс. м^3	(4) B^*_{tw}, м^3/м^3 воды	(5) E_f, м^3/м^3
655	0,00000	2,8244	1,056	0,0000
640,22	0,03871	2,8541	1,057	0,0049
618,03	0,08380	2,8890	1,057	0,0109
592,20	0,14532	2,9485	1,058	0,0171
574,07	0,18616	2,9912	1,059	0,0209
551	0,23452	3,0457	1,060	0,0252

* Общий объемный коэффициент воды включает в себя эффекты, обусловленные присутствием растворенного газа. Объемный коэффициент последнего варьируется от 29 до 32 м^3/м^3 воды в диапазоне давлений между 655 и 551 бар (см. таблицу 11.9).

После этого необходимо построить график зависимости F от E_{gwf} (см. рис. 11.11) и найти тангенс угла наклона линии наименьших квадратов, проведенной через экспериментальные точки. Наклон графика можно также вычислить по формуле регрес-

Таблица 11.8. Результаты расчетов (пример 5)

(1) p бар	(2) E_w $м^3/м^3$ воды	(3) F млн $м^3$	(4) E_{gwf} $м^3$/тыс. $м^3$
655	0,0000	0,00000	0,00000
640,22	0,0006	0,11051	0,05169
618,03	0,0014	0,24216	0,11349
592,20	0,0024	0,42851	0,20058
574,07	0,0031	0,55682	0,26069
551	0,0040	0,71423	0,33429
Сумма		2,05221	0,96074

сии (11.57), приведенной в упражнении 11.12. В результате получим, что наклон составляет 2,1242 млрд $м^3$. Это и есть искомое значение OGIP.

Если все те же самые расчеты выполнить с учетом того, что неэффективный поровый объем неизвестен (для этого нужно использовать метод, представленный в § 11.7.3), то в итоге выяснится, что M пренебрежимо мало и что величина OGIP остается практически неизменной.

Заметим, что значения B_{tw} в таблице 11.7 включают в себя эффекты, обусловленные наличием в водяной фазе растворенного газа (примерно 5,34 $м^3/м^3$). Если пренебречь присутствием растворенного газа, то OGIP изменится всего на 1%. Несколько большее, хотя по-прежнему незначительное (2%), изменение OGIP происходит тогда, когда мы не учитываем расширение воды. Поэтому исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что расширение воды на оценку OGIP влияет крайне мало.

Если настоящий анализ проводить в предположении, что общая эффективная сжимаемость постоянна, но при этом не является известной, то, согласно методу, изложенному в § 11.7.2, величина OGIP составит 0,6792 млрд $м^3$, а $c_T = 281,3 \cdot 10^{-5}$ $бар^{-1}$. (Истинная общая сжимаемость составляет от 40 до 70% данного значения, и изменяется в пределах $29–51 \cdot 10^{-5}$ $бар^{-1}$.) Как видно, в предположении постоянства эффективной сжимаемости мы получаем значительные ошибки в оценке параметров. Данный результат также демонстрирует нам, что для получения реальной оценки содержания OGIP в пласте требуется знать точную величину коэффициента объемного расширения породы.

На рис. 11.11 показан для сравнения график F от E_g. Значение тангенса угла наклона (оно равно 3,198 млрд $м^3$) этой прямой соответствует величине OGIP, рассчитанной при условиях, когда мы пренебрегаем сжатием порового пространства и расширением воды. Отсюда делаем вывод, что в газовых залежах с высоким давлением пренебрегать этими явлениями ни в коем случае нельзя, так как в противном случае полученные результаты (относящиеся к OGIP) будут выше истинных примерно на 50%.

Пример 6. Расчет значения OGIP с учетом уплотнения неэффективных участков пласта

В табл. 11.9 приведена история добычи, а также свойства пластовой породы и добываемого флюида в случае газового пласта с высоким давлением Андерсон Эл, расположенного на северном побережье Мексиканского залива (штат Техас). Данные о рас-

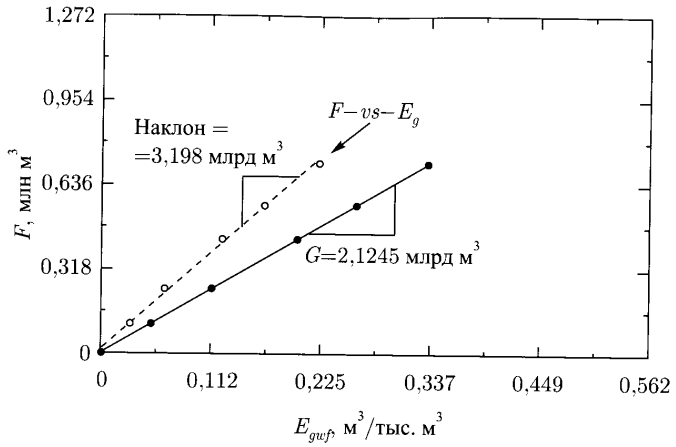


Рис. 11.11. График F от E_{gwf} (пример 5)

ширении породы (см. колонку 7) рассчитаны с учетом того, что ее сжимаемость постоянна и равна $4,64 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$.

Анализ этой залежи ранее уже выполнялся Фетковичем и др. (1998), а также Уолшем (1998), в результате чего в обоих работах был сделан вывод, что неэффективное уплотнение играет здесь важную роль.

Найти значение OGIP (млрд м^3), считая начальную водонасыщенность равной 35%.

Решение. Сначала найдем коэффициент объемного расширения воды в виде функции давления по следующей формуле: $E_w = B_{tw} - B_{twi}$ (см. (4.88)). Результаты расчетов показаны во втором столбце табл. 11.10.

Далее, вычислим общий объем извлеченного флюида по формуле $F = G_p B_g$, которая является упрощенным случаем уравнения (6.30) (результаты см. в третьей колонке табл. 11.10).

Так как нам неизвестно, какое влияние на добычу оказывает неэффективное уплотнение залежи, будем считать неэффективный поровый объем неизвестной величиной. Тогда вычислим при помощи (11.34) общий объемный коэффициент расширения $E_{gwf}(M)$ для заданного M, (в табл. 11.10 показаны результаты в случае, когда $M = 0,46$).

После всех вычислений необходимо построить график зависимости F от $E_{gwf}(M)$ и найти тангенс угла наклона линии наименьших квадратов, проведенной через экспериментальные точки. По результатам линейной регресии наклон составляет $2,137$ млрд м^3. Сумма квадратов отклонения (SSD) дает нам величину отклонения графика от линейного поведения[1]. Описанную выше процедуру повторяют при различных M до тех пор, пока не будет получено минимальное значение SSD. Отметим, что процедура минимизации сходится очень быстро. В нашем примере SSD будет минимальна при $M = 0,46$.

На рис. 11.12 показан график зависимости F от E_{gwf}, на котором не учитывается явление неэффективного уплотнения ($M = 0$). Наклон этой линии равен $2,287$ млрд м^3,

[1] $SSD = \sum_{i=1}^{n} (F_i - G(E_{gwf})_i)^2$, где нижний индекс i относится к экспериментальной точке на графике, n — это общее число точек, а G — тангенс угла наклона линии наименьших квадратов.

Таблица 11.9. История добычи, свойства флюида и породы (пример 6)

(1) p, бар	(2) G_{ps}, млрд м^3	(3) B_g, м^3/тыс. м^3	(4) B_w, м^3/тыс. м^3	(5) R_{sw}, м^3/м^3 воды	(6) B_{tw}, м^3/м^3 воды	(7) E_f, м^3/м^3
655	0,00000	2,8244	5,9330	5,660	1,056	0,0000
640,22	0,02703	2,8541	5,9330	5,599	1,057	0,0007
618,03	0,05943	2,8890	5,9386	5,509	1,057	0,0017
592,20	0,10932	2,9485	5,9442	5,386	1,058	0,0029
574,07	0,14376	2,9912	5,9442	5,300	1,059	0,0038
551	0,18610	3,0457	5,9499	5,194	1,060	0,0048

Таблица 11.10. Результаты расчетов (пример 6)

(1) p, бар	(2) E_w, м^3/м^3 воды	(3) F, млн м^3	(4) E_{gwf}, м^3/тыс. м^3
655	0,0000	0,00000	0,00000
640,22	0,0006	0,07712	0,03596
618,03	0,0014	0,17172	0,08034
592,20	0,0024	0,32229	0,15057
574,07	0,0031	0,43010	0,20114
551	0,0040	0,56684	0,26519
Сумма		1,56806	0,73320

поэтому можно сделать вывод, что если мы не учитываем сжатие неэффективных участков залежи, величина OGIP будет выше истинного значения (которое равно 2,137 млрд м^3) на 8%. Несмотря на кажущуюся линейность графика, ошибка (SSD), связанная с материальным балансом, здесь не равна минимальной величине.

Также на данном рисунке изображен график F от E_g. Тангенс угла наклона этой кривой (он равен 2,561 млрд м^3) дает значение OGIP в случае, когда мы не учитываем сжимаемости воды и порового объема, т. е. когда происходит волюметрическое истощение залежи. Отсюда можно заключить, что в газовых залежах с высоким давлением сжатие порового объема и расширение воды наряду с неэффективным уплотнением играют значительную роль, и пренебрегать ими ни в коем случае нельзя, иначе мы получим завышенное (примерно на 21%) значение OGIP.

11.8. Расчет значения OGIP с помощью графиков p/z, а также другими методами

Для оценки величины OGIP помимо уравнения материального баланса используют также и другие методы. Некоторые из них распространены больше, некоторые меньше, но в любом случае они не являются столь же универсальными и надежными, как описанные в предыдущем разделе.

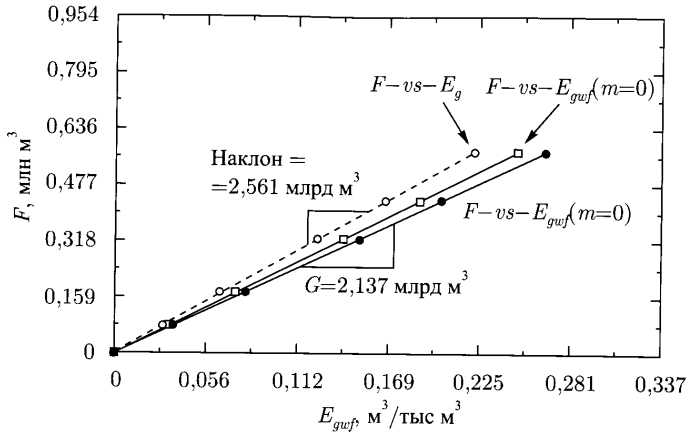


Рис. 11.12. График зависимости F от E_{gwf} (пример 6)

11.8.1. Графики p/z

К наиболее используемым методам относится график p/z. Идея его основана на том, что в случае залежей с жирным и сухим газом отношение $B_{gi}/B_g = (p/z)/(p_i/z_i)$.

Наиболее простым типом графика p/z является зависимость p/z от G_p. Пересечение этой кривой с осью x дает значение OGIP. Однако данный метод применим только к замкнутым газовым коллекторам и, следовательно, не может использоваться в отношении газовых залежей, в которых заметно влияние сжатия порового объема или расширения связанной воды. Поскольку в большинстве газовых пластов вследствие их высокого давления действительно происходит уплотнение порового пространства, данные ограничения действительно являются серьезными. Методику построения графиков p/z можно распространить в том числе и на коллекторы с высоким давлением, а также на пласты, разрабатываемые в водонапорном режиме, но для этого требуется ввести некоторые поправки. Об этом сейчас и пойдет речь.

Если подставить в (6.55) вместо B_g выражение (11.7), вместо V_{pi} соотношение (6.19), а вместо W формулу $V_{pi}S_{wi}/B_{wi}$, то в итоге получим:

$$\frac{p}{z}\left[1-\frac{1}{(1-S_{wi})}\left(\frac{S_{wi}E_w}{B_{wi}}+E_f\right)\right]=\frac{p_i}{z_i}-\frac{p_i}{z_iG}\left(G_p-\frac{W_e}{B_g}\right). \tag{11.47}$$

Здесь для краткости мы пренебрегли закачкой воды в пласт и ее добычей, однако соответствующие этим процессам слагаемые можно легко добавить в уравнение. Выражение (11.47) показывает, что зависимость его левой части от $(G_p - W_e/B_g)$ носит линейный характер, при этом тангенс угла наклона прямой равен $p_i/(z_iG)$.

Если коэффициенты сжимаемости воды и порового объема постоянны, а приток воды в пласт незначителен, то уравнение (11.47) можно упростить:

$$\frac{p}{z}(1-c_T\Delta p)=\frac{p_i}{z_i}-\frac{p_i}{z_iG}(G_p). \tag{11.48}$$

Данное соотношение показывает, что график зависимости левой части от G_p будет линейным. (Методика была предложена Рамагостом и Фаршадом (1981)).

Если вдобавок ко всему пренебречь расширением воды и сжатием порового пространства, то получим еще более простое выражение:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i G}(G_p). \tag{11.49}$$

Здесь линейным является график p/z от G_p. Его пересечение с осью абсцисс дает величину G. Также точка пересечения графика p/z с осью x, соответствующая давлению ликвидации залежи, дает количество извлекаемого из пласта газа (в пластовых же условиях).

На рис. 11.13 схематически показан график p/z от G_p/G в случае разных механизмов добычи. Как видно, если для пластов, разрабатываемых в водонапорном режиме, а также залежей с высоким давлением выполнить линейную экстраполяцию данных, полученных в начальный период, то мы получим завышенную оценку OGIP.

Уравнения (11.47)–(11.49) применимы к пластам, содержащим как сухой, так и жирный газы, однако для последнего типа залежей на практике в определенных ситуациях вместо графика p/z от G_p строят зависимость p/z от G_{pe}. Точка пересечения этой линии с осью абсцисс дает величину начальных запасов газового эквивалента в залежи (OGEIP), G_e (см. упражнение 11.16). Параметры G_e и G связаны друг с другом формулой $G_e = G(1 + R_{vi}R_{go})$.

В заключение следует отметить, что графики p/z являются весьма приемлемым и распространенным способом расчета значения OGIP при условии соблюдения некоторых ограничений. В частности, их анализ особенно прост в случае замкнутых коллекторов, но в то же время кривые p/z не могут с приемлемой степенью применяться к другим типам флюидов, таким как летучие или нелетучие нефти.

11.8.2. Другие методы

Один из популярных на сегодня графических методов, эквивалентный построению кривой $(F - W_e)/\Delta p$ от $E_g/\Delta p$, был предложен Роучем (1981). Согласно теории, тангенс угла наклона этого графика дает величину OGIP, а точка пересечения его с осью ординат равна произведению $(GB_{gi}c_T)$. При использовании данного метода сжимаемость порового объема считают постоянной, однако, как было сказано в третьей главе, данная величина редко бывает неизменной. Но даже если это действительно так, метод Роуча далеко не всегда дает верные результаты, так как он чрезвычайно чувствителен к погрешностям давления, в особенности когда Δp мало. Повышенная чувствительность данной методики исследовалась в том числе Вонгом и Хваном (1997), Техрани (1985), а также Уолшем (1999).

Постон и др. (1994) предложили использовать метод Роуча для газовых пластов, разрабатываемых в водонапорном режиме, когда объем притока воды W_e неизвестен. В частности, в их работе было рекомендовано использовать график $F/\Delta p$ от $E_g/\Delta p$, полагая, что его наклон равен величине G. Так как приток воды здесь уже учтен, данный метод ограничен только теоретическими предпосылками[1]. Кроме этого, он также не избавлен от проблем гиперчувствительности, как и график Роуча.

[1]С точки зрения теории данный метод можно использовать, только если отношение $W_e/\Delta p$ постоянно. Однако данный коэффициент будет иметь неизменное значение только тогда, когда наблюдается равновесие давлений в пласте и водоносном слое. На практике такое возможно при очень малых размерах водоносной зоны.

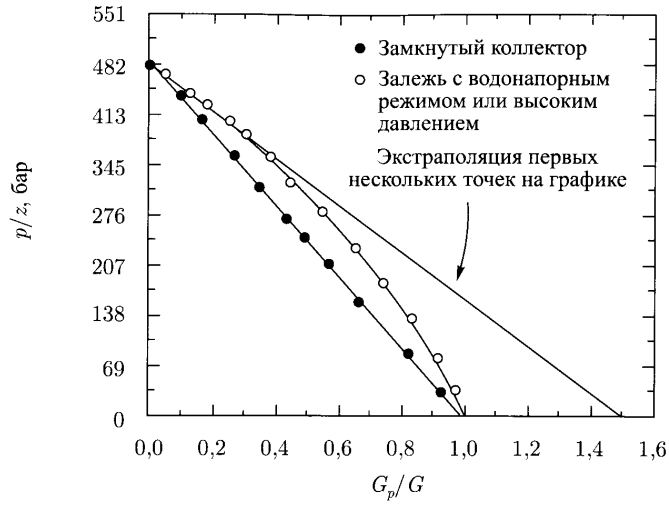


Рис. 11.13. График p/z для различных типов газовых пластов: замкнутого, с водонапорным режимом и с высоким давлением (поддающегося уплотнению). Линейным является только график, построенный в случае замкнутого коллектора. Линейная экстраполяция других кривых дает завышенную оценку OGIP

Брунс и др. (1965) для расчета величины OGIP в коллекторах с водонапорным режимом предложили использовать график (F/E_g) от (W_e/E_g), пересечение которого с осью ординат дает искомое значение. Но и этот метод, несмотря на теоретическую обоснованность, очень чувствителен к погрешностям давления.

11.9. Аналитическая модель, применяемая для расчета поведения газовых залежей

Поведение (т. е. зависимость дебита от времени) коллекторов с сухим и жирным газами можно приблизительно воссоздать при помощи аналитической модели, которая прекрасно подходит для табличных расчетов.

Динамику эксплуатации пласта рассчитывают в виде функции давления, начиная с начальной величины последнего, а полученные в результате данные заносятся в таблицу, значения давления в которой упорядочены от самых высоких до самых низких (сверху вниз). Процедура вычисления для каждой точки давления, p_j, выглядит следующим образом:

1. Сначала необходимо рассчитать газо- и нефтеотдачу коллектора в зависимости от давления в последнем, используя формулы

$$G_p = \frac{GE_g}{B_g} + \frac{GB_{gi}}{B_g(1-S_{wc})}\left[\frac{E_w S_{wc}}{B_{wi}} + E_f\right] + \frac{W_e - (W_p - W_I)B_w}{B_g}, \qquad (11.50)$$

$$N_p = G_p R_{vi}, \qquad (11.51)$$

где G, S_{wi}, B_{wi}, R_{vi} и B_{gi} постоянны, а E_g, E_w, E_f, B_g, B_w, W_p, W_I и W_e зависят от давления. Уравнение (11.50) выводится непосредственно из (11.26), если пренебречь добываемой вместе с нефтью или газом водой.

2. Далее, при помощи выражений (11.36)–(11.38) вычисляют темпы добычи газа для каждой скважины в зависимости от давления залежи. Дебит нефти можно оценить из формулы $q_{osc} = R_{vi} q_{gsc}$. Тогда дебит всего месторождения будет являться суммой дебитов отдельных скважин. Отметим также, что уравнения (11.36)–(11.38) применимы только для стабилизированного (установившегося) режима течения.

3. Затем нужно найти промежуток времени, который проходит между снижением давления со значения p_j до p_{j-1}:

$$\Delta t = \frac{\Delta G_{p,j}}{\overline{q}_{gsc,j}}, \tag{11.52}$$

где $\overline{q}_{gsc,j}$ — средний дебит газа всего месторождения между уровнями давления j и $j-1$, а

$$\Delta t_j = t_j - t_{j-1}, \tag{11.53}$$

$$\Delta G_{p,j} = G_{p,j} - G_{p,j-1}, \tag{11.54}$$

$$\overline{q}_{gsc,j} = \frac{q_{gsc,j} + q_{gsc,j-1}}{2}. \tag{11.55}$$

Увеличение индекса j означает рост времени или снижение давления.

Вышеописанная процедура может применяться к одиночным скважинам, кустам скважин или ко всему месторождению.

Пример 7. Прогнозирование поведения газовых скважин
Начальное давление в пласте, содержащем жирный газ, составляет 710 бар. Другие необходимые свойства флюида в зависимости от давления содержатся в таблице 11.3. Предположим также, что рассматриваемая залежь имеет зону дренирования с единственной скважиной, при этом свойства зоны следующие:

$$\begin{aligned} k &= 1,5 \text{ мД}, \\ h &= 53 \text{ м}, \\ \text{площадь} &= 129,5 \text{ га}, \\ r_w &= 0,15 \text{ м}, \\ \text{забойное давление} &= 54,5 \text{бар}. \end{aligned}$$

Значение OGIP в данной области дренирования равно $1,967$ млрд м^3.

Используя вышеописанные параметры, найти, чему равен дебит газа (млн м^3/сутки), дебит нефти (м^3/сутки), а также объемы добычи газа (млрд м^3) и нефти (тыс. м^3) в зависимости от времени (которое измеряется в годах) для каждого значения давления, приведенного в табл. 11.3, за исключением величин, не превышающих 55 бар. Расширением породы и воды пренебречь. Принять также, что приток воды в пласт отсутствует.

Решение. Значение E_g в случае жирного газа находится из разности $B_g - B_{gi}$. Например, при $p = 675$ бар ($j = 2$), $E_g = 2,8654 - 2,8092 = 0,0562$ м^3/тыс. м^3. Значения E_g для других давлений см. в таблице 11.11.

Объемы добычи газа и нефти можно найти соответственно из уравнений (11.50) и (11.51). Так, при $p = 675$ бар

$$G_p = \frac{GE_g}{B_g} = \frac{(1,967 \text{ млрд м}^3)(0,0562 \frac{\text{м}^3}{\text{тыс. м}^3})}{2,8654 \frac{\text{м}^3}{\text{тыс. м}^3}} = 0,0386 \text{ млрд м}^3,$$

$$N_p = G_p R_{vi} = (0,0386 \text{ млрд м}^3)(151,13 \frac{\text{м}^3}{\text{млн м}^3}) = 5,834 \text{ тыс. м}^3.$$

Дебит газа находится из (11.36) (псевдодавления были вычислены ранее в примере 1 седьмой главы). Например, при давлении 675 бар:

$$q_{gsc} = \frac{0,05435kh[m(\overline{p}) - m(p_{wf})]}{\overline{(\mu B)}_e \left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{C_A r_w^2}\right) + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s\right]},$$

$$q_{gsc} = \frac{0,05435(53,34 \text{ м})(1,5 \text{ мД})(674,53 - 30,45 \text{ бар})}{\left(1,798 \cdot 10^{-4} \frac{\text{сП} \cdot \text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(\frac{1}{2}\ln\left[\frac{129,5 \text{ га}}{(31,62)(0,15 \text{ м})^2}\right] + 5,26 - \frac{1-0}{4}\right)} =$$

$$= 2,81302 \frac{\text{млн м}^3}{\text{сутки}},$$

где $(\overline{\mu B})_e = 1,798 \cdot 10^{-4}$ сП·м^3/м^3 (см. пример 3). Дебит нефти будет равен $q_{osc} = R_{vi} q_{gsc} = (151,13 \text{ м}^3/\text{млн м}^3)(2,81302 \text{ млн м}^3/\text{сутки}) = 425,13 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Средний дебит газа между значениями давления 710 и 675 бар определяется соотношением (11.55):

$$\overline{q}_{gsc,j} = \frac{q_{gsc,j} + q_{gsc,j-1}}{2} = \frac{2,96584 + 2,81302}{2} = 2,88943 \frac{\text{млн м}^3}{\text{сутки}}.$$

Прирост газоотдачи при снижении давления до 675 бар можно вычислить, используя уравнение (11.54), откуда $\Delta G_{p,j} = G_{p,j} - G_{p,j-1} = 0,0386 - 0 = 0,0386$ млрд м^3. Тогда, согласно (11.52), прирост времени составит:

$$\Delta t_j = \frac{\Delta G_{p,j}}{\overline{q}_{gsc,j}} = \frac{0,0386 \text{ млрд м}^3}{2,88943 \frac{\text{млн м}^3}{\text{сутки}}} \left\{\frac{1 \text{ год}}{365 \text{ суток}} \cdot \frac{1000 \text{ млн м}^3}{1 \text{ млрд м}^3}\right\} = 0,037 \text{ года}.$$

Результаты вычислений для других значений давления приведены в таблице 11.11. Следует отметить, что они практически совпадают с результатами, показанными на рис. 11.4.

УПРАЖНЕНИЯ

11.1. Расчеты, связанные с уравнением материального баланса

Рассмотрим коллектор с жирным газом, который по оценкам экспертов изначально содержит 2,83 млрд стандартных кубических метром газа при давлении 606 бар.

Таблица 11.11. Результаты расчетов (пример 7)

j	p, бар	(1) E_g, м^3/тыс. м^3	(2) G_p, млрд м^3	(3) N_p, тыс. м^3	(4) q_{gsc}, млн м^3/сут	(5) q_{osc}, м^3/сут	(6) $\overline{q}_{gsc}$, млн м^3/сут	(7) ΔG_p, млрд м^3	(8) Δt, годы	(9) Время, годы
1	710	0,0000	0,0000	0,000	2,9661	448,22				0,00
2	675	0,0562	0,0386	5,834	2,8130	425,17	2,889	0,0385	0,037	0,04
3	641	0,1124	0,0756	11,448	2,6574	401,63	2,734	0,0371	0,037	0,07
4	606	0,1798	0,1183	17,808	2,5000	377,78	2,578	0,0427	0,045	0,12
5	572	0,2528	0,1624	24,486	2,3407	353,78	2,420	0,0441	0,050	0,17
6	537	0,3371	0,2108	31,800	2,1799	329,45	2,261	0,0484	0,059	0,23
7	502,97	0,4326	0,2626	39,750	2,0172	304,80	2,100	0,0518	0,068	0,30
8	468,52	0,5450	0,3195	48,336	1,8528	280,00	1,936	0,0572	0,081	0,38
9	434,07	0,6798	0,3832	57,876	1,6872	255,04	1,769	0,0637	0,099	0,47
10	399,62	0,8315	0,4494	67,893	1,5206	229,76	1,605	0,0659	0,113	0,59
11	365,17	1,0113	0,5207	78,705	1,3527	204,47	1,438	0,0713	0,136	0,72
12	330,72	1,2360	0,6011	90,789	1,1829	178,72	1,268	0,0804	0,174	0,90
13	296,27	1,5170	0,6900	104,304	1,0117	152,96	1,098	0,0886	0,221	1,12
14	262	1,8541	0,7822	118,137	0,8391	126,88	0,925	0,0923	0,273	1,39
15	227,37	2,3597	0,8982	135,786	0,6673	100,81	0,753	0,1160	0,422	1,81
16	193	3,1463	1,0392	157,092	0,4992	75,53	0,583	0,1412	0,663	2,48
17	158,5	4,3261	1,1928	180,306	0,3404	51,52	0,419	0,1534	1,001	3,48
18	124,02	6,3488	1,3638	206,064	0,1987	30,05	0,269	0,1709	1,738	5,22
19	89,57	9,8883	1,5322	231,504	0,0832	12,56	0,142	0,1681	3,269	8,48
20	72,35	13,6246	1,6309	246,450	0,0376	5,72	0,059	0,0991	4,486	12,97
21	55,1	17,3608	1,6932	255,990	0,0014	0,16	0,020	0,0623	8,769	21,74

К моменту времени, когда давление в залежи упало до 262 бар, было добыто порядка 2,12 млрд м^3 газа. Предположительно во время истощения давления в пласт происходил приток воды извне. Найти, чему равен объем (в млн м^3) этой вторгшейся воды к моменту времени, когда среднее давление в залежи снижается до 262 бар. Вычислить также поровый объем коллектора (в млн м^3) в предположении, что насыщенность связанной водой составляет 20%. Необходимые свойства флюида можно взять из таблицы 11.3. Сжатием порового пространства и расширением воды пренебречь. *Ответы*: $V_p = 10,335$ млн м^3, $W_e = 4,97$ млн м^3.

11.2. Расчеты, связанные с уравнением материального баланса

Начальное давление во вновь открытой залежи с жирным газом составляет 606 бар. К моменту времени, когда давление упало до 572 бар, в общей сложности было добыто порядка 0,14 млрд м^3 газа. Принимая во внимание, что пласт подвергается волюметрическому истощению (т. е. он замкнутый), найти следующие величины:

1) поровый объем углеводородов (в млн м^3),
2) OGIP (в млрд м^3) и
3) объем добытого газа (в млрд м^3) к моменту времени, когда пластовое давление снижается до 469 бар.

Необходимые свойства флюида взять из таблицы 11.3. Сжатием порового пространства и расширением воды пренебречь.
Ответы: 1) 17,73 млн м^3, 5,932 млрд м^3, 3) 0,645 млрд м^3.

11.3. Расчеты, связанные с уравнением материального баланса

Решить задачу 11.2, учитывая эффекты расширения воды и сжатия порового объема. Значение c_T принять равным $10,15 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$.
Ответы: 1) 15,52 млн м^3, 5,19 млрд м^3, 3) 0,631 млрд м^3.

11.4. Оптимальное размещение скважин

Рассмотрим залежь с жирным газом, значения OGIP и OOIP в которой равны соответственно 1,972 млрд м^3 и 0,297 млн м^3. По результатам численного моделирования были найдены следующие объемы добычи при различных площадях дренирования, приходящихся на одну скважину:

Площадь дренирования, га	Отдача, в % от OOIP и OGIP
129,5	85,01
43,3	87,16
32,4	87,65

Рассчитайте оптимальную площадь дренирования (в га), приходящуюся на одну скважину. Необходимые свойства флюида можно взять из табл. 11.3. Учесть также, что капитальные затраты должны быть равны стоимости бурения и заканчивания скважины и составлять \$100 на каждые 0,3 м глубины. Глубину бурения принять равной 3140 м. Чистая цена нефти на выходе из устья скважины составляет \$16 за баррель (0,159 м^3), а газа — \$1,80 за 28,3 м^3 Ставка учетного процента равна нулю; чистую прибыль можно найти как разность общего дохода и затрат на капитальное строительство. Для каждой сетки размещения скважин найти также следующие параметры:

1. Доход от продажи нефти (в \$).
2. Доход от продажи газа (в \$).
3. Совокупный доход от продажи нефти и газа (в \$).
4. Общие капитальные затраты (в \$).
5. Чистую прибыль (в \$).

Ответ: оптимальная площадь дренирования составляет 43,3 га.

11.5. Долевая газоотдача

Найти долевую газоотдачу пласта с жирным газом, если начальное и конечное давления при разработке равны соответственно 710 и 55,1 бар. Свойства рассматриваемого флюида можно взять из табл. 11.3. Расширением породы и воды пренебречь.

Повторить вышеописанные расчеты, полагая, что в пласте имеется приток воды извне, насыщенность связанной водой равна 20%, остаточная газонасыщенность при вытеснении флюида водой составляет 35%, площадной коэффициент охвата породы вторгающейся водой равен 70%, а конечное давление составляет 158,5 бар. Расширением породы и воды можно пренебречь. *Ответы*: 86,1%, 76,1%.

11.6. Оценка величины OGIP на Уренгойском месторождении

Сверхгигантское Уренгойское месторождение, расположенное в России, занимает площадь в 46 134 га (461 км^2). Его средняя мощность составляет порядка 300 м, а глубина залегания — 1220 м. Средняя температура залежи равна 60° С, начальное

пластовое давление — 241,15 бар, среднее значение пористости — 29%. Найти величину OGIP (в триллионах куб. м.). Начальный z-фактор принять равным 0,91.

11.7. Дебит газа

Решить пример 3 в предположении, что давление на забое скважины равно 193 бар. Найти, чему равен дебит газа в следующих трех случаях: (1) используя псевдодавления, (2) предполагая, что флюид малосжимаем, и (3) при постоянном произведении μz. При необходимости можно воспользоваться данными таблицы 7.1.

Таблица 11.12. Промысловые данные (упражнение 11.8)

p, бар	N_p, тыс. м^3	G_p, млрд м^3
710	0,0	0,00
675	80,1	0,54
641	164,7	1,08
606	255,8	1,70
572	353,5	2,35
537	458,7	3,03

Таблица 11.13. Промысловые данные (упражнение 11.10)

p, бар	N_p, тыс. м^3	G_p, млрд м^3
710	0,0	0,00
675	134,4	0,89
641	271,8	1,80
606	412,4	2,73
572	557,2	3,69
537	706,6	4,68

11.8. Оценка величин OGIP и OOIP в замкнутом коллекторе, содержащем жирный газ

Рассмотрим замкнутый коллектор с жирным газом. Данные о его разработке приведены в табл. 11.12. Используя график зависимости F от E_g, а также считая, что истощение давления носит волюметрический характер, найти значения OGIP (в млрд м^3) и OOIP (в млн м^3). Свойства флюида можно взять из табл. 11.3. *Ответы*: 28,3 млрд м^3, 4,28 млн м^3.

11.9. Оценка величин OGIP и OOIP при помощи графика p/z в замкнутом коллекторе, содержащем жирный газ

Свойства рассматриваемого коллектора приведены в табл. 11.12. Вычислить, чему равны значения OGIP (в млрд м^3) и OOIP (млн м^3) в данном пласте, используя гра-

фик p/z, а также учитывая, что истощение давления носит волюметрический характер. Значения z-фактора показаны в табл. 11.3.

11.10. Оценка величин OGIP и OOIP, а также расчет общей сжимаемости в пласте с высоким давлением, содержащим жирный газ

Данные о рассматриваемом коллекторе представлены в табл. 11.13. Найти, чему равны значения OGIP (в млрд м^3) и OOIP (в млн м^3), учитывая, что общая эффективная сжимаемость системы постоянна, а расширением воды и сжатием порового пространства пренебрегать нельзя. Вычислить также общую эффективную сжимаемость (бар$^{-1}$). Насыщенность связанной водой составляет 20%, остальные свойства извлекаемого флюида можно взять из табл. 11.3.

11.11. Технологические показатели газовых скважин

Решить пример 7 и вычислить дебит газа в предположении, что давление в залежи низко.

11.12. Линейная регрессия

Показать, что линия наименьших квадратов, построенная по точкам $(x_1, y_1), \ldots, (x_n, y_n)$, задается уравнением

$$y = a + bx, \tag{11.56}$$

где x выступает в качестве независимой переменной, y зависит от x, а тангенс угла наклона b равен:

$$b = \frac{n\Sigma yx - \Sigma x \Sigma y}{n\Sigma x^2 - \Sigma x \Sigma x}, \tag{11.57}$$

где n — это число экспериментальных точек. Здесь нами также принято следующее обозначение:

$$\Sigma x = \sum_{i=1}^{n} x_i. \tag{11.58}$$

Необходимо учесть, что в данном случае сумма квадратов отклонения должна быть минимальной. То есть, если обозначить сумму квадратов отклонения буквой F, где отклонение каждой i-й точки равно $d_i = a + bx_i - y_i$, условие минимизации примет вид: $\partial F/\partial a = \partial F/\partial b = 0$.

11.13. Двумерная регрессия

Показать, что плоскость наименьших квадратов, построенная по точкам $(x_1, y_1, z_1), \ldots, (x_n, y_n, z_n)$, задается уравнением $z = a + bx + cy$, где x и y выступают в качестве независимых переменных, z зависит от x и y, b — это тангенс угла наклона в плоскости $x - z$, c — тангенс угла наклона в плоскости $y - z$, а a — это точка пересечения плоскости с осью z. Показать также, что b и c задаются следующими регрессионными формулами:

$$b = \frac{\Sigma zx - \frac{\Sigma z \Sigma x}{n} + c\left(\frac{\Sigma x \Sigma y}{n} - \Sigma xy\right)}{\Sigma x^2 - \frac{\Sigma x \Sigma x}{n}}, \tag{11.59}$$

$$c = \frac{\Sigma yz - \frac{\Sigma z \Sigma y}{n} - \frac{\left(\Sigma zx - \frac{\Sigma z \Sigma x}{n}\right)\left(\Sigma xy - \frac{\Sigma x \Sigma y}{n}\right)}{\left(\Sigma x^2 - \frac{\Sigma x \Sigma x}{n}\right)}}{\frac{\left(\frac{\Sigma y \Sigma x}{n} - \Sigma xy\right)\left(\Sigma xy - \frac{\Sigma x \Sigma y}{n}\right)}{\left(\Sigma x^2 - \frac{\Sigma x \Sigma x}{n}\right)} + \Sigma y^2 - \frac{\Sigma y \Sigma y}{n}}, \tag{11.60}$$

где n — это число экспериментальных точек, а

$$\Sigma x = \sum_{i=1}^{n} x_i. \tag{11.61}$$

Так же как и в предыдущей задаче, здесь должно выполняться условие минимальности суммы квадратов отклонения, которое для каждой i-й точки задается формулой $d_i = a + bx_i + cy_i - z_i$. Если вышеупомянутую сумму обозначить буквой F, то математический вид условия минимизации будет следующим: $\partial F/\partial a = \partial F/\partial b = \partial F/\partial c = 0$.

11.14. Нахождение значения OGIP и общей сжимаемости

Уравнение материального баланса для газового пласта, сжимаемости в котором постоянны, можно записать как

$$F - W_e = GB_{gi}c_T\Delta p + GE_g. \tag{11.62}$$

Покажите, что данное выражение задает плоскость вида $z = a + bx + cy$, где $z = F - W_e$, $x = \Delta p$, $y = E_g$, $a = 0$, $b = GB_{gi}c_T$, а $c = G$. Решить пример 6, используя для определения G и c_T формулы двумерной регрессии.

11.15. Выявление наличия притока воды в залежь

В таблице 11.14 (колонки с первой по третью) показана суммарная газодобыча из залежи жирного газа с умеренным давлением, которая занимает площадь 129,5 га, в зависимости от времени разработки и среднего пластового давления[1]. В последнем (четвертом) столбце приведен объемный коэффициент газа в зависимости от изменения давления. Газовый фактор добываемого флюида оказался равен 6624 м^3/м^3. Постройте график Коула (F/E_g от G_p) и скажите, как по нему можно судить о наличии притока воды.

Согласно методу МакИвена (см. главу 10) отношение радиусов пласта и водоносной зоны в данном случае будет близким к единице, при этом величина OGIP составляет 1,313 млрд м^3, OOIP равно 0,198 млн м^3, а приток воды пренебрежимо мал. Определенное таким образом значение OGIP всего на 2% отличается от объемной оценки. Выскажите свое мнение о том, как можно обнаружить приток воды в пласт.

[1]Приведенные здесь результаты были получены на основе пластовой модели, где в качестве исходных параметров было принято, что OGIP составляет 1,276 млрд м^3, а приток воды отсутствует. Для моделирования различного рода погрешностей было искусственно принято, что средняя систематическая ошибка пластового давления составляет 1,2%.

Таблица 11.14. Модельные результаты (упражнение 11.15)

(1) Время, годы	(2) p, бар	(3) G_p, млрд м^3	(4) B_g, м^3/тыс. м^3
0,0	291,9	0,00	4,35
0,03	289,8	0,01	4,38
0,11	281,6	0,05	4,47
0,22	266,6	0,09	4,66
0,39	247,9	0,15	4,89
0,55	227,3	0,21	5,12
0,79	207,0	0,28	5,57
1,04	189,4	0,35	6,005
1,39	177,8	0,43	6,50

11.16. Построение графика p/z с использованием величины G_{pe} вместо G_p

Показать, что уравнение материального баланса для пласта с жирным газом будет выглядеть как

$$\frac{p}{z}\left[1-\frac{1}{(1-S_{wi})}\left(\frac{S_{wi}E_w}{B_{wi}}+E_f\right)\right]=\frac{p_i}{z_i}-\frac{p_i}{z_iG_e}\left(G_{pe}-\frac{W_e}{B_{ge}}\right), \tag{11.63}$$

где G_e — начальные запасы газового эквивалента в залежи, а B_{ge} — это объемный коэффициент газового эквивалента, который определяется из (11.10). На основе полученного уравнения можно сделать вывод, что график зависимости левой части от $(G_{pe}-W_e/B_{ge})$ представляет из себя прямую, которая пересекает ось абсцисс в точке G_e.

11.17. Градиент давления в столбе газа

Поскольку плотность газа сильно зависит от давления, градиент последнего в газовой колонне меняется в зависимости от положения внутри столба. Покажите, что давление в вертикальной колонне, содержащей реальный газ, меняется по следующему закону:

$$p(h)=p_0\exp\left[\frac{0,034175\gamma_g(h-h_0)}{z_{\text{ср}}T_{\text{ср}}}\right], \tag{11.64}$$

где h — это глубина, p_o — давление на глубине h_0, γ_g — плотность газа, $z_{\text{ср}}$ — средний z-фактор между отметками h и h_0, а $T_{\text{ср}}$ — средняя абсолютная температура (°K) в промежутке между h и h_0.

Показать также, что для случая $z_{\text{ср}}=1$, $T_{\text{ср}}=311$ K, $\gamma_g=0,80$ градиент давления в газовой скважине составляет 0,57 бар/100 м на каждые 6,89 бар давления на устье скважины. Например, давление на забое 1000-метровой газовой скважины, устьевое давление которой составляет 68,9 бар, будет равно 70,7 бар.

Глава 12

Залежи средней и тяжелой (нелетучей) нефти

В залежах средней и тяжелой нефти при пластовых условиях обычно существуют две углеводородные фазы, при этом количество промыслового конденсата невелико[1,2]. Если равновесный газ имеет конденсатно-газовый фактор менее $28,12$ см^3/м^3, добыча конденсата будет пренебрежимо малой. На сегодняшний день во всем мире из залежей средней и тяжелой (в англоязычной литературе «нелетучей», black-oil) нефти добывается большая часть жидких углеводородов.

Типичные свойства залежей «нелетучей» нефти[3] следующие:

начальный молекулярный вес флюида: более 80 г/моль;

начальный объемный коэффициент нефти (FVF): $< 1,7$ м^3/м^3;

начальный газовый фактор (GOR): $< 213,585$ м^3/м^3;

плотность товарной нефти: $< 45°$API;

давление насыщения: от $20,67$ до $344,5$ бар;

температура залежи: от 38 до $121°$ C;

содержание летучей нефти в газе: менее 28 м^3/млн м^3 (см. выше).

В ходе первичной добычи из залежей с нелетучей нефтью в зависимости от механизма нефтеизвлечения можно добыть от 10 до 80% всех начальных запасов (OOIP) (см. таблицу 12.1).

Залежи с нелетучей нефтью, в которых отсутствует шапка газа (а также не наблюдается ее появление в ходе разработки), в которых нет притока воды извне, а также не производится принудительная закачка газа и воды, называются коллекторами *с режимом растворенного газа*. Проанализировав 307 месторождений такого типа, находящихся в США, Американский нефтяной институт в 1984 году опубликовал информацию о том, что в ходе первичной добычи в среднем можно добыть $20,9\%$ OGIP. В противоположность этому, по тем же данным Американского института нефти, на основе анализа 226 месторождений нелетучей нефти, разрабатываемых в водонапорном режиме, было выявлено, что средняя первичная нефтеотдача таких залежей составляет $50,2\%$. Следует отметить, что месторождения нелетучей нефти с водонапорным режимом имеют один из самых высоких коэффициентов нефтеизвлечения, известных на сегодняшний день. Наглядным примером этому может служить гигантское месторождение Восточный Техас. Так, в 1986 году Родифер выдвинул мнение, что в конечном итоге из данного месторожения будет добыто 79% всех начальных запасов.

---

[1] Промысловый конденсат есть не что иное, как товарная нефть, которая добывается из газа по мере прохождения последнего через колонну насосно-компрессорных труб и наземные сепараторы. Применительно к этому процессу употребляют также термин «добыча конденсата».

[2] Залежи битуминозной нефти также удовлетворяют двум этим критериям, однако этой группы углеводородов мы касаться не будем, так как при первичной добыче из них можно извлечь весьма незначительное количество товарной нефти.

[3] Включая нефти с большой степенью усадки.

Кроме пластов с водонапорным режимом, высокий коэффициент нефтеотдачи наблюдается также в залежах с гравитационным режимом. Например, месторождение Уилкокс в Оклахома-Сити, разрабатываемое при гравитационном режиме дренирования, имеет коэффициент нефтеотдачи 57% от OOIP (Кац, 1942; Льюис, 1944). Весьма популярным методом, призванным увеличить нефтеотдачу, является также закачка газа (особенную распространенность она получила в ходе разработки залежей с гравитационным режимом). Здесь уместно привести пример: из залежи Тенслип, входящей в обширное месторождение Эльк-Бейсн, штат Вайоминг, имеющей газовую шапку и разрабатываемой в гравитационном режиме, по данным Гартвейта (1975), была намечена добыча 61% от OOIP (поведение данной залежи подробнее будет рассмотрено далее в § 12.12.3).

Цель данной главы — показать наглядно то, как используются на практике общие уравнения, выведенные в предыдущих главах, а также то, какие выводы можно сделать в результате применения этих самых уравнений. Дальнейшее изложение материала мы начнем прежде всего с объемной оценки запасов углеводородов в пласте, в дальнейшем переходя к эмпирической корреляции по данным экспериментов и затем к поведению пластов в ходе добычи, а также к методам материального баланса, применяемым для анализа динамики эксплуатации пласта и оценки пластовых запасов. В заключение главы рассматриваются реальные случаи разработки некоторых месторождений.

12.1. Расчет величин OGIP и OOIP при помощи объемных методов

OOIP (N) и OGIP (G) в случае пластов с нелетучей нефтью вычисляются по следующим формулам:

$$N = V_p \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right), \tag{12.1}$$

$$G = V_p \left(\frac{S_{gi}}{B_g i} + \frac{R_{si} S_{oi}}{B_{oi}} \right) = V_p \left(\frac{S_{gi}}{B_{gi}} \right) + R_{si} N, \tag{12.2}$$

где V_p — поровый объем пласта; S_{oi} — средняя начальная нефтенасыщенность; S_{gi} — средняя начальная газонасыщенность. Насыщенности, стоящие в уравнениях (12.1) и (12.2), должны усредняться по всему поровому объему залежи V_p.

Приемлемую оценку величины V_p можно получить при помощи карты изопахит либо карты равных объемов. Карты изопахит представляют собой геологические контурные карты, на которых нанесены линии равных мощностей пласта, h (вкратце об этом уже говорилось в разделе 11.1). Если значение нефтенасыщенности существенно меняется с глубиной, то вместо карты изопахит удобнее использовать карту, на которой нанесены линии равных объемов, т. е. с постоянным произведением ϕh или $\phi h S_{oi}$.

Поровый и общий объемы залежи связаны между собой соотношением $V_p = \phi V_b$, где V_b — общий объем пласта. Подставляя эту формулу в (12.1) и (12.2), получим:

$$\frac{N}{V_b} = 10^4 \frac{\phi S_{oi}}{B_{oi}}, \tag{12.3}$$

$$\frac{G}{V_b} = 10^4 \phi \left(\frac{S_{gi}}{B_{gi}} + \frac{R_{si} S_{oi}}{B_{oi}} \right), \tag{12.4}$$

Таблица 12.1. Механизмы добычи и диапазон изменения коэффициентов нефтеотдачи.

Механизм добычи	Коэфф. нефтеотд. % от OOIP	Месторождение, Штат	Разведанные запасы млн м^3
Режим растворенного газа	10 – 25%	Келли-Снайдер, Техас	206,7
		Левеланд, Техас	81,09
		Слотер, Техас	159
		Эльдорадо, Канзас*	46,11
		Хьюитт, Оклахома	47,7
Режим газовой шапки без гравитационного дренирования	15 – 40%		
Режим газовой шапки с гравитационным дренированием	15 – 80%	Прадхо Бей, Аляска***	1526,4
		Оклахома-Сити, Оклахома**	117,66
Закачка газа с гравитационным дренированием	15 – 80%	Эльк-Бейсн, Вайоминг**	85,86
		Солт-Крик, Вайоминг*	102,56
Закачка газа без гравитационного дренирования	15 – 45%		
Водонапорный режим	15 – 60%	Ист-Техас, Техас*	954
		Йетс, Техас**	310,05
		Конро, Техас	119,25
		Тинсли, Миссисипи**	34,98
		Коалинга, Калифорния	143,1

*Крупнейшее месторождение штата.

**Второе по крупности месторождение штата.

***По некоторым критериям относится к месторождению летучей нефти; крупнейшее в штате.

где N/V_b [=] м^3/(га·м) (общий объем пласта), а G/V_b [=] тыс. м^3/(га·м) при условии, что B_g [=] м^3/тыс. м^3, а R_s [=] тыс. м^3/м^3. Коэффициент пористости измеряется в долях единиц. В пластах с нелетучей нефтью значение N/V_b, как правило, варьируется в пределах от 515,6 до 2578 м^3/(га·м); G/V_b изменяется от 46 до 160 тыс. м^3/(га·м) (учитывая, что изначально нефть в пласте находится в недонасыщенном состоянии). Постоянная 10^4 служит для перевода величин в куб. м., приходящиеся на объем, выраженный в га·м.

Пример 3. Расчет величин OOIP и OGIP в пластах с нелетучей нефтью

Найти, чему равно значение OOIP (в млн м^3) и OGIP (млн м^3) в изначально недонасыщенном пласте с нелетучей нефтью, который занимает площадь 16,2 га и обладает следующими свойствами:

$$\begin{aligned} \phi &= 0,20, \\ S_{wi} &= 0,20, \\ B_{oi} &= 1,20 \text{ м}^3/\text{м}^3, \\ R_{si} &= 106,8 \text{ м}^3/\text{м}^3, \\ h &= 7,6 \text{ м}, \end{aligned}$$

где h — средний продуктивный интервал или мощность залежи.

Решение. Если начальное давление в пласте находится выше точки насыщения, то $S_{gi} = 0$, а $S_{oi} = 1 - S_{wc}$. Объем товарной нефти, приходящийся на 1 га·м общего объема залежи, находим из (12.3):

$$\frac{N}{V_b} = 10^4 \frac{\phi S_{oi}}{B_{oi}} = \left(10^4 \frac{\text{м}^3}{\text{га} \cdot \text{м}}\right) \frac{(0,2)(1-0,2)}{1,20 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}} = 1333,3 \frac{\text{м}^3}{\text{га} \cdot \text{м}}.$$

Аналогичным образом, используя (12.4), будем иметь:

$$\frac{G}{V_b} = 10^4 \left(\frac{S_{gi}}{B_{gi}} + \frac{R_{si} S_{oi}}{B_{oi}}\right) = \left(10^4 \frac{\text{м}^3}{\text{га} \cdot \text{м}}\right)(0,2) \left(0 + \frac{\left(106,8 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)(1-0,2)}{1,20 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}\right) =$$

$$= 142,4 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{га} \cdot \text{м}}.$$

Общий объем залежи V_b = (площадь) · (высоту) = $(16,2 \text{ га}) \cdot (7,6 \text{ м}) = 123,37$ га·м. Тогда значения OOIP и OGIP можно найти следующим образом:

$$\text{OOIP} = \left(\frac{N}{V_b}\right) V_b = \left(1333,3 \frac{\text{м}^3}{\text{га} \cdot \text{м}}\right)(123,37 \text{ га} \cdot \text{м}) \left(\frac{1 \text{ млн м}^3}{10^6 \text{ м}^3}\right) =$$

$$= 0,1645 \text{ млн м}^3,$$

$$\text{OGIP} = \left(\frac{G}{V_b}\right) V_b = \left(142,4 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{га} \cdot \text{м}}\right)(123,37 \text{ га} \cdot \text{м}) \left(\frac{1 \text{ млн м}^3}{10^3 \text{ тыс. м}^3}\right) =$$

$$= 017,57 \text{ млн м}^3.$$

Простота этих расчетов показывает, что мы не зря выбрали в качестве единиц объема га·м. Заметим также, что на площади 16,2 га, как правило, содержится 0,159 млн м^3 нефти.

12.2. Эмпирические методы, применяемые для оценки конечной нефтеотдачи

Существует несколько эмпирических соотношений, которые используются для расчета коэффициента нефтеотдачи пластов с нелетучей нефтью при добыче последней первичными способами. Все эти соотношения базируются либо на экспериментальных данных, либо на теоретических расчетах. Использовать эмпирические уравнения нужно очень аккуратно, так как в них не заложены физические принципы. Об этом сказано и в отчете Американского нефтяного института (1984), где буквально было написано: «Никакой статистически обоснованной связи между нефтеотдачей и любым из определяемых пластовых параметров нет». Исходя из изложенных выше причин от эмпирических методов в настоящее время отказываются, отдавая предпочтение численному моделированию или другим процедурам, обоснованным с точки зрения физики. Тем не менее корреляционные методы достаточно наглядны и информативны.

Наиболее распространенные корреляционные соотношения были выведены Арпсом и др. (1967), Арпсом и Робертсом (1955), а также Гатри и Гринбергером (1955).

12.2.1. Режимы растворенного газа

Арпс и др. (1967) предложили использовать для расчета долевой нефтеотдачи (при добыче нефти в режиме растворенного газа) следующее уравнение:

$$\frac{N_p}{N} = 0,418 \left[\left(\frac{\phi(1 - S_{wc})}{B_{ob}} \right)^{0,1611} \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0,0979} (S_{wc})^{0,3772} \left(\frac{p_b}{p_a} \right)^{0,1741} \right], \qquad (12.5)$$

где B_{ob} — объемный коэффициент нефти в точке насыщения, м^3/м^3; k — проницаемость, дарси; μ_{ob} — вязкость нефти в точке насыщения, сП; p_b — давление насыщения, бар; p_a — давление ликвидации залежи. Величины ϕ и S_{wi} выражаются в виде долей единицы. Уравнение (12.5) было выведено на основе данных, полученных в ходе наблюдения за 67 песчаными и 13 карбонатными коллекторами. Долевая нефтеотдача, фигурирующая в (12.5), представляет собой коэффицент отдачи нефти, рассчитываемый с момента времени, когда пластовое давление становится равным давлению насыщения, и вплоть до того периода, когда давление в залежи соответствует давлению ликвидации. Если начальное давление находится выше точки насыщения, то добавочный коэффициент нефтеотдачи необходимо сложить с таковым, полученным из (12.5). Этот дополнительный коэффициент получается из уравнения (6.46) после необходимых упрощений:

$$\frac{\Delta N_p}{N} = \left(1 - \frac{B_{oi}}{B_{ob}} \right). \qquad (12.6)$$

В данном случае мы пренебрегли расширением породы и связанной воды, однако, если нужно, их легко можно включить обратно. Складывая между собой (12.5) и (12.6), получим общую отдачу коллектора.

Уравнение (12.5) можно применять только в том случае, если входящие в его состав параметры варьируются в диапазоне:

$$\begin{aligned} k, \text{ мД} &: \text{от } 1 \text{ до } 940, \\ \phi &: \text{от } 4 \text{ до } 30\%, \\ S_{wc} &: \text{от } 15 \text{ до } 50\%, \\ R_{sb}, \text{ м}^3/\text{м}^3 &: \text{от } 10,7 \text{ до } 332, \\ p_b, \text{ бар} &: \text{от } 44 \text{ до } 303, \\ \text{относительная плотность} &: \text{от } 0,78 \text{ до } 93, \end{aligned}$$

где R_{sb} — газовый фактор при давлении насыщения p_b.

В 1984 году Американский нефтяной институт (API) дополнил исследования, выполненные Арпсом (1967), включив в общую базу данные о 307 месторождениях с режимом растворенного газа и 226 залежах, разрабатываемых в водонапорном режиме. Окончательные результаты этого исследования представлены а табл. 12.2, здесь же приведены средние значения коэффициентов нефтеотдачи по каждому штату. По результатам проведенной работы средняя первичная нефтеотдача составила $22,3\%$ для песчаников, $18,0\%$ для карбонатов и $20,9\%$ для всех изученных месторождений США, разрабатываемых в режиме растворенного газа. Эти цифры, по всей видимости, несколько превышают полученные ранее в ходе других исследований (включая и проведенное в 1967 году, см. пример 2). Средняя долевая первичная нефтеотдача всех американских пластов с водонапорным режимом составила по данным 1984 года $50,2\%$.

Таблица 12.2. Первичная нефтеотдача 533 нефтяных залежей, расположенных на территории США (API, 1984 год)

Механизм добычи	Литология	Штат	Число залежей	OOIP $м^3/га \cdot м$ Диапазон	OOIP $м^3/га \cdot м$ Средн.	Отдача $м^3/га \cdot м$ Диапазон	Отдача $м^3/га \cdot м$ Средн.	Средн. коэфф. извл.
Режим раств. газа	Песч.	Калифорния	51	422,8–2766,2	1479,8	70,9–830,1	351,9	0,24
	Песч.	Луизиана	17	464,0–1985,1	1504,3	141,8–790,2	406,0	0,27
	Песч.	Оклахома	41	497,6–1327,7	778,6	51,6–292,6	150,8	0,19
	Песч.	С.-З. Техас	24		745,1		110,9	0,15
	Песч.	Ю.-В. Техас	38		1066,0		264,2	0,25
	Песч.	Зап. Вирджиния	13	703,8–1136,9	874,0	128,9–322,3	184,3	0,21
	Песч.	Вайоминг	23	497,6–1463,0	892,0	105,7–465,3	226,9	0,25
	Карб.	Все	100	76,1–1375,4	678,0	6,4–244,9	119,9	0,18
Естеств. водонап. режим	Песч.	Калифорния	9	654,8–2281,6	1314,8	217,8–721,9	473,1	0,36
	Песч.	Луизиана	42	689,6–2526,5	1550,7	282,3–1894,9	930,7	0,60
	Песч.	Техас	101	705,1–2321,5	1504,3	161,1–1410,2	815,9	0,54
	Песч.	Вайоминг	27		1108,6		403,5	0,36
	Карб.	Все	47	109,6–908,8	341,6	37,4–476,9	150,8	0,44

Если начальное пластовое даление в залежи превышает давление насыщения, то к показанным в табл. 12.2 значениям нефтеотдачи необходимо прибавить добавочный коэффициент, определяемый из уравнения (12.6).

В таблице 12.3 приведены спрогнозированные Арпсом и Робертсом (1955) коэффициенты первичной нефтеотдачи. В данном случае авторами для оценки требуемых коэффициентов были взяты гипотетические пласты, разрабатываемые в режиме растворенного газа; поведение последних воспроизводилось на основе резервуарной модели нелетучей нефти (подробнее об этом см. § 9.4). Для создания типа породы (песчаник, карбонатные отложения) Арпс и Робертс использовали шесть различных серий кривых относительной проницаемости системы газ–нефть. Затем среди всех кривых, показывающих среднюю относительную проницаемость, выбиралось три типа: наиболее благоприятная, средняя и наименее благоприятная, которые затем помечались как *максимальная*, *средняя* и *минимальная*[1]. Таблица 12.3 показывает долевую нефтеотдачу, начиная с давления насыщения и заканчивая величиной давления ликвидации, которая составляет 10% от давления насыщения. Значения коэффициентов добычи нефти показаны в зависимости от начального газового фактора системы, плотности товарной нефти, а также литологии (песчаной или карбонатной). Коэффициенты, заключенные в скобки, были взяты из расчетов, которые прекратили до того, как система достигла давления ликвидации.

[1]Различные семейства кривых относительной проницаемости, использованные в работе Арпса и Робертса, фактически можно охарактеризовать с точки зрения газонасыщенности, когда коэффициенты проницаемости газа и нефти равны между собой. Т. е. чем выше «уравнивающая» газонасыщенность, тем более благоприятной будет относительная проницаемость. Если брать относительную проницаемость песчаника, то максимальная, средняя и минимальная кривые будут соответствовать «уравнивающим» газонасыщенностям, равным соответственно 42, 30 и 22%. Для относительных проницаемостей известняка, доломита и кремнистого сланца (халцедона) уравнивающие газонасыщенности равны 42, 25 и 11% соответственно.

Следует отметить, что, как и в предыдущем случае, при начальном давлении выше точки насыщения приведенные в табл. 12.3 величины нуждаются в корректировке.

Таблица 12.3. Значения коэффициентов нефтеотдачи пластов с режимом растворенного газа, вычисленные из корреляционной процедуры Арпса–Робертса (1955)

Газ. фактор, $м^3/м^3$	Удельн. плотн. товарн. нефти	Песок или песчаники			Известняки, доломиты, кремн. сланцы		
		Макс.	Средн.	Мин.	Макс.	Средн.	Мин.
10,7	0,966	0,128	0,086	0,026	0,280	0,040	0,006
	0,876	0,213	0,152	0,087	0,328	0,099	0,029
	0,780	0,342	0,248	0,169	0,390	0,186	0,080
35,60	0,966	0,133	0,088	0,033	0,275	0,045	0,009
	0,876	0,222	0,152	0,084	0,323	0,098	0,026
	0,780	0,374	0,264	0,176	0,398	0,193	0,074
106,79	0,966	0,180	0,113	0,060	0,266	0,069	0,019
	0,876	0,243	0,151	0,084	0,300	0,096	(0,025)
	0,780	0,356	0,230	0,138	0,361	0,151	(0,043)
177,99	0,966	–	–	–	–	–	–
	0,876	0,344	0,212	0,126	0,326	0,132	(0,040)
	0,780	0,337	0,202	0,116	0,318	0,120	(0,031)
213,58	0,966	–	–	–	–	–	–
	0,876	–	–	–	–	–	–
	0,780	0,407	0,248	0,156	0,328	(0,145)	(0,050)

12.2.2. Водонапорные режимы

Долевую нефтеотдачу коллектора, разрабатываемого в водонапорном режиме, можно найти следующим образом (Арпс и др., 1967):

$$\frac{N_p}{N} = 0,549\left[\left(\frac{\phi(1-S_{wc})}{B_{oi}}\right)^{0,0422}\left(\frac{k\mu_w}{\mu_{oi}}\right)^{0,0770}(S_{wc})^{-0,1903}\left(\frac{p_i}{p_a}\right)^{-0,2159}\right], \quad (12.7)$$

где приняты те же самые обозначения, что и в (12.5). Кроме этого, μ_w — вязкость воды, сП; p_i — начальное давление, бар.

Гатри и Гринберг для расчета долевой нефтеотдачи предложили использовать несколько другое уравнение:

$$\frac{N_p}{N} = 0,2721\lg(k) + 0,256S_{wc} - 0,136\lg(\mu_{oi}) - 1,538\phi - 0,00009h + 0,114, \quad (12.8)$$

где k — проницаемость, мД; h — мощность нефтяной части залежи, м.

Пример 2. Расчет коэффициентов нефтеотдачи

Пусть мы имеем изначально недонасыщенный пласт с нелетучей нефтью, разрабатываемый в режиме растворенного газа. Начальное пластовое давление составляет $137,8$ бар, давление ликвидации равно $55,1$ бар. Согласно исследованиям, плотность товарной нефти равна 835 кг/м^3. Другие свойства залежи:

$$k = 5 \text{ мД},$$
$$S_{wc} = 20\%,$$
$$\phi = 20\%.$$

PVT-свойства добываемого флюида показаны в табл. 12.6. Предположим также, что пласт сложен известняковыми породами, а давление насыщения в нем составляет $116,3$ бар.

Найти, чему равен коэффициент нефтеотдачи при 55 бар, используя (1) корреляционное соотношение (12.5) и (2) данные, приведенные в табл. 12.3.

Решение. Применяя для расчета конечной нефтеотдачи (12.5), получим:

$$\frac{N_p}{N} = 0,418\left[\left(\frac{0,2(1-0,2)}{1,475}\right)^{0,1611}\left(\frac{0,005}{0,31}\right)^{0,0979}(0,2)^{0,3772}\left(\frac{116,3}{55}\right)^{0,1741}\right] = 12,2\%.$$

Так как начальное давление в системе находится выше точки насыщения, необходимо прибавить к полученной величине дополнительный коэффициент нефтеотдачи, получаемый при добыче выше давления насыщения. Для этого воспользуемся уравнением (12.6):

$$\frac{N_p}{N} = \left(1 - \frac{1,467}{1,475}\right) = 0,005 = 0,5\%,$$

где B_o — это объемный коэффициент нефти в точке насыщения. В результате общая нефтеотдача залежи составит $12,2 + 0,5 = 12,7\%$ от OOIP.

Если взглянуть на таблицу 12.3, то согласно приведенным в ней цифрам прирост долевой нефтеотдачи при давлении ниже давления насыщения составит 12% (если плотность нефти равна 835 кг/м^3, газовый фактор составляет $149,2$ м^3/м^3, а коллектор сложен известняками).

Прирост долевой нефтеотдачи выше точки насыщения, как уже было выяснено, равен $0,5\%$. Тогда общее значение коэффициента составит $12,5\%$, что очень близко к величине, полученной из корреляционного соотношения.

Пример 3 показывает нам, что использование разного рода корреляций для прогнозирования коэффициента отдачи сильно упрощает всю процедуру, однако ни одно из эмпирических соотношений не дает весьма важного параметра — времени истощения коллектора. Поэтому, вследствие этой, а также других причин, корреляционные методы интересуют людей главным образом с исторической точки зрения, хотя данные, на которых они основываются, по-прежнему ценны. Рассмотрим теперь процедуры расчета нефте- и газоотдачи, базирующиеся на физических принципах.

12.3. Материальный баланс и стратегии добычи

Уравнение материального баланса для пластов с нелетучей нефтью будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{(W_I - W_p)B_w + W_e}{N(B_o + B_g(R_{ps} - R_s))} + \frac{B_t - B_{oi}}{B_o + B_g(R_{ps} - R_s)} + m\frac{B_{oi}(B_g - B_{gi})}{B_{gi}(B_o + B_g(R_{ps} - R_s))}, \quad (12.9)$$

где m — отношение начальных пластовых объемов свободного газа и свободной нефти, а $R_{ps} = G_{ps}/N_p = G_p(1 - r_g)/N_p$, где r_g — доля добытого газа, который затем повторно закачивается в пласт[1]. Уравнение (12.9) непосредственно следует из (6.51). С его помощью нельзя спрогнозировать коэффициент извлечения, поскольку последний зависит от переменных (речь идет об R_{ps}), заранее неизвестных, однако для качественной оценки при выборе той или иной стратегии добычи выражение (12.9) вполне подходит.

Так, уравнение (12.9) показывает, что нефтеотдача будет повышаться при (1) росте объемов притока воды W_e, (2) росте объемов закачки воды в пласт W_I, (3) сведении к минимуму поступления воды в скважину W_p, (4) росте размеров газовой шапки посредством увеличения величины m, (5) минимизации добычи газа посредством снижения R_{ps} и (6) при увеличении доли r_g газа, закачиваемого в пласт. Эти обобщающие пункты являются основными при выборе стратегии добычи и определении тех или иных механизмов добычи флюида. Выражение (12.9) дает также количественное соотношение между коэффициентом нефтеотдачи и целой группой переменных величин.

Соотношение (12.9), записанное нами в виде суммы отдельных членов, четко показывает вклад в нефтеотдачу от каждого из трех механизмов добычи. Первое слагаемое, стоящее в правой части, соответствует вкладу от притока воды в пласт (как естественного, так и обусловленного принудительной закачкой), второе слагаемое — это вклад от расширения свободной нефти (т. е. нефтяной части залежи), и, наконец, последний член обусловлен расширением свободного газа (т. е. газовой шапки).

Уравнение (12.9) можно использовать для прогнозирования нефтеотдачи, если сформулировать его таким образом, чтобы оно было составной частью резервуарной модели нелетучей нефти (подробнее о таких моделях говорилось ранее, в разделе 9.5).

12.4. Расчет дебитов в скважине

Дебиты нефти и газа на устье скважин, вскрывающих пласты с нелетучей нефтью, можно найти из следующих выражений:

$$q_{osc} = \frac{0,05435khk_{ro}(p - p_{wf})}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s \right)}, \tag{12.10}$$

$$q_{gsc} = \frac{0,05435kh(p - p_{wf})}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{A}{r_w^2 C_A} + 5,26 - \frac{(1-f)}{4} + s \right)} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \right), \tag{12.11}$$

где используется смешанная система единиц, принятая в отечественной практике добычи; q_{osc} [=] м^3/сутки, q_{gsc} [=] тыс. м^3/сутки, B_g [=] м^3/тыс. м^3, величина A — это площадь (в га), дренируемая скважиной. Данные выражения можно использовать только в случае установившегося течения ($f = 0$ для псевдостационарного течения, и $f = 1$ при стационарной фильтрации) малосжимаемых флюидов. Уравнения (12.10) и (12.11) были выведены ранее в § 7.16 соответственно под номерами (7.151) и (7.152). Значения коэффициента C_A для различных форм областей дренирования можно взять из

[1] Цифры, соответствующие начальным запасам свободного газа и нефти, включают в себя свободный газ и нефть, находящиеся в газовой шапке и нефтяной части залежи.

таблицы 7.2. Так, например, для зон дренирования, имеющих форму круга и квадрата, C_A соответственно равно $31,62$ и $30,88$. Зависящие от давления переменные B_o, B_g, μ_o и μ_g (они входят в состав обоих выражений) вычисляются при средневзвешенном давлении $p_m = (\overline{p} + p_w)/2$. То же самое относится и к величинам k_{ro} и k_{rg} с той лишь разницей, что расчет последних можно вести в том числе при давлении насыщения. Последнее указание, однако, не так значимо с практической точки зрения, поскольку насыщенности при средневзвешенном давлении в большинстве случаев неизвестны, что ограничивает область применения и точность уравнений (12.10) и (12.11). Во избежание такой проблемы нужно использовать концепцию многофазных псевдодавлений (см. (7.149) и (7.150), § 7.16).

Пример 3. Расчет темпов нефтедобычи на месторождении Поинт Аргуэлло

Месторождение Поинт Аргуэлло (Трэшер и др., 1995) было открыто в 1981 году на море, южнее берегов Калифорнии. По оценкам экспертов, оно содержит в себе более 80 млрд м^3 извлекаемых запасов нефти и является одним из самых больших месторождений США. Разработка месторождения началась в июне 1991 года. Промысловые данные, соответствующие этой залежи, представлены ниже:

$$\begin{aligned}
\text{температура} &= 115,6^\circ\,\text{C},\\
\text{глубина залегания} &= 2256\ \text{м},\\
\text{плотность нефти} &= 934\ \text{кг/м}^3,\\
\text{давление насыщения} &= 205,8\ \text{бар},\\
\text{газовый фактор} &= 76,4\ \text{м}^3/\text{м}^3,\\
\text{вязкость нефти} &= 3,01\ \text{сП},\\
\text{объемный коэффициент}&\\
\text{нефти в точке насыщения} &= 1,268\ \text{м}^3/\text{м}^3,\\
\text{проницаемость} &= 4,75\ \text{Дарси},\\
\text{мощность залежи} &= 108\ \text{м}.
\end{aligned}$$

Месторождение Поинт Аргуэлло сложено трещинными породами формации Монтерей. Стабилизированный дебит скважины, открывшей это месторождение, составил 690 м^3/сутки (дебит измеряли в ходе последовательного исследования скважин). Забойное давление оказалось равным $214,55$ бар, а среднее давление во всей залежи — $224,34$ бар. Площадь, дренируемая скважиной, составила примерно 607 га, при этом радиус скважины был равен $10,8$ см. В работе Трэшера и др. было показано, что скин-фактор равен $+93$ (он учитывает нарушения/изменение проницаемости в призабойной зоне по сравнению с начальной проницаемостью трещиноватой высокопроницаемой породы, слагающей пласт[1]). Найти, используя (12.10), темп отбора нефти из вышеописанной скважины и сравнить результат с экспериментальным значением.

Решение. Пусть область дренирования имеет форму круга, тогда $C_A = 31,62$. Средневзвешенное давление, согласно формуле, будет равно $(224,34 + 214,55)/2 = 219,45$ бар, т. е. чуть выше точки насыщения. Отсюда можно предположить, что

[1]Трещинные породы подвержены перераспределению частиц при снижении давления в пласте, что в свою очередь приводит к смыканию части трещин и, как следствие, уменьшению их проницаемости (Трэшер и др., 1995).

значения вязкости нефти и ее объемного коэффициента, рассчитанные при давлении насыщения, вполне подойдут и для наших расчетов. Тогда, подставляя в (12.10) все необходимые параметры, получим:

$$q_{osc} = \frac{0,05435(108 \text{ м})(4750 \text{ мД})(224,34 - 214,55 \text{ бар})}{(3,01 \text{ сП})\left(1,268\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(\frac{1}{2}\ln\left[\frac{607 \text{ га}}{(0,108 \text{ м})^2(31,62)}\right] + 5,26 + \frac{(1-0)}{4} + 93\right)} =$$

$$= 699,7 \frac{\text{м}^3}{\text{сутки}}.$$

Дебит, полученный по результатам замеров, составил 690 м^3/сутки.

12.5. Уплотнение в нефтяных залежах

Нефтяные пласты — подобно газовым — также испытывают уплотнение, к которому относится сжатие порового пространства залежи в ходе снижения давления. В общем смысле уплотнение является компонентом расширения пласта, поэтому его также называют расширением породы[1].

То, насколько важно учитывать уплотнение в ходе исследования нефтяных залежей, зависит от одного простого факта: находится ли пластовое давление выше или ниже точки насыщения. Если пластовое давление превышает давление насыщения, расширение породы будет вносить значительный вклад, так как сжимаемости порового объема и нефти будут сопоставимы друг с другом (первая величина обычно бывает чуть ниже). Если же давление в залежи находится ниже точки насыщения, то уплотнением порового пространства можно пренебречь по следующим двум причинам: (1) сжимаемость нефти при давлении ниже точки насыщения на один-два порядка выше, чем когда давление в залежи превышает эту величину, и (2) появление газовой фазы только увеличивает общую сжимаемость пластового флюида.

Можно было заметить, что роль уплотнения в нефтяных и газовых пластах несколько различается. Расширение породы в газовых залежах играет значительную роль тогда, когда начальное пластовое давление превышает 344,5 бар. В нефтяных же коллекторах уплотнение будет вносить значительный вклад в общую картину, только если пластовое давление сопоставимо или выше давления насыщения, вне зависимости от того, каково будет значение этой точки насыщения. Из перечисленных выше правил существуют исключения. Например, если в пласте наблюдается аномально высокая сжимаемость порового объема, то рамки учета явления уплотнения будут выходить за обозначенные пределы.

Для наглядной демонстрации того, какую роль играет уплотнение в нефтяных пластах, рассмотрим результаты на рис. 12.1, полученные в ходе исследования месторождения с нелетучей нефтью Западный Техас. На графике изображены зависимости коэффициентов расширения нефти, воды и породы от давления. Отдельные коэффициенты показаны здесь в виде процентной доли от общего расширения, которое в свою очередь эквивалентно общему извлечению или вытеснению. Начальное давление в пласте равно 137,8 бар, а давление насыщения — 116,3 бар. Выше этой точки поровый

[1]Как было сказано в пятой главе, термин *расширение породы* относится к явлению сокращения порового объема. На практике же лишь крайне незначительная часть всех пород действительно расширяется в ходе сжатия порового пространства. Однако, поскольку оба этих явления неразрывно связаны друг с другом, мы будем использовать как то, так и другое определение.

объем вносит примерно 26-процентный вклад в вытеснение флюида. При построении графиков на рис. 12.1 мы учитывали, что сжимаемость породы постоянна и равна $7,25 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$. В диапазоне от 3,45 до 6,89 бар ниже давления насыщения, а также при более низких давлениях вклад от расширения породы становится пренебрежимо мал. Необходимость учета сжатия порового пространства при давлении выше точки насыщения вполне оправданна, так как сжимаемости нефти, воды и порового объема составляют соответственно $29 \cdot 10^{-5}$, $4,35 \cdot 10^{-5}$ и $7,25 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$ соответственно[1]. Видно, что сжимаемость нефти выше всех, но и сжатием порового объема пренебречь тоже нельзя. Напротив, расширение воды в пластах с нелетучей нефтью крайне незначительно во всем диапазоне давлений, поэтому данную величину при анализе можно не учитывать.

Если сжатие порового объема значительно влияет на извлечение флюида в течение всего периода разработки месторождения, то говорят, что пласт разрабатывается в режиме *уплотнения*. Такие залежи действительно существуют, хотя и встречаются достаточно редко. Отличным примером здесь может служить месторождение Экофиск, расположенное в норвежской части Северного моря. Глубина его залегания составляет 2835 м ниже уровня моря, а глубина самого моря на этом участке равна 72 м. Сам пласт, запасы которого превышают 0,27 млн м^3, сложен меловыми отложениями. Значение пористости для последних варьируется в пределах от 25 до 48 % (Сулак, 1991). Компании-операторы в своих отчетах сообщали, что сжимаемость породы на некоторых участках доходит до $72,5 - 145 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$, т. е. превышает нормальные значения в 10–20 раз (Сулак и др., 1991). Вследствие таких высоких величин коэффициент расширения породы может составлять 70 – 80% от общего расширения залежи выше давления насыщения и 20 – 50% ниже этой точки. Еще раз подчеркнем, однако, что пласты с режимом уплотнения встречаются достаточно редко.

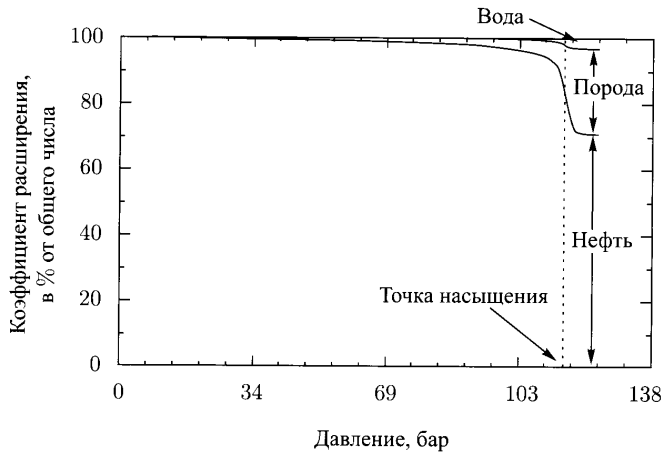


Рис. 12.1. Относительные коэффициенты расширения нефти, породы и воды для месторождения Западный Техас (пласт содержит нелетучую нефть, давление насыщения равно 116,3 бар)

[1]Коэффициенты расширения нефти, породы и связанной воды тесно связаны со сжимаемостью флюидов, однако отнюдь не пропорциональны ей. В целом коэффициенты расширения нефти, породы и связанной воды пропорциональны соответственно E_o, $B_{oi}E_f/(1 - S_{wi})$ и $B_{oi}S_{wi}E_w/(1 - S_{wi})$. Если же учесть, что сжимаемости в пласте постоянны, то эти же самые коэффициенты будут пропорциональны c_o, $c_f/(1 - S_{wi})$ и $S_{wi}c_wB_{wi}/(1 - S_{wi})$ соответственно.

12.6. Залежи с режимом растворенного газа

Поведение коллекторов с режимом растворенного газа является стандартом, на основе которого мы в дальнейшем будем вести описание других механизмов вытеснения.

12.6.1. Общие положения

Пласты с режимом растворенного газа при добыче проходят последовательно четыре этапа. Определить начало и окончание этих этапов можно при помощи текущего эксплуатационного газового фактора[1]. Перечислим их в хронологическом порядке.

Этап 1 — добыча недонасыщенной газом нефти.

Этап 2 — добыча при давлении ниже точки насыщения, когда свободный газ неподвижен.

Этап 3 — добыча при давлении ниже точки насыщения, когда свободный газ находится в движении, а эксплуатационный газовый фактор растет.

Этап 4 — добыча при давлении ниже точки насыщения, когда свободный газ находится в движении, а эксплуатационный газовый фактор снижается.

Каждый из перечисленных этапов можно охарактеризовать при помощи описанных ниже пунктов.

Этап 1:

1. Газ в свободном состоянии отсутствует.
2. Эксплуатационный газовый фактор равен начальному газовому фактору.
3. Долевые нефте- и газоотдача малы и примерно равны друг другу.
4. Длительность этапа от того, насколько изначально недонасыщен пласт. Чем выше будет пластовое давление по сравнению с давлением насыщения, тем дольше будет продолжаться первый этап, однако, как правило, он достаточно короток.

Этап 2:

1. Пластовое давление ниже давления насыщения.
2. В залежи появляется фаза свободного газа, однако его насыщенность мала, и он остается неподвижным.
3. Эксплуатационный газовый фактор чуть ниже начального.
4. Скорость падения давления постепенно снижается.

Этап 3:

1. Свободный газ становится подвижным.
2. Эксплуатационный газовый фактор постоянно растет.

[1]Текущий эксплуатационный газовый фактор представляет собой отношение дебита газа к темпам отбора нефти и является одним из четырех важнейших газовых факторов, описанных в данной книге. Три других — это соответственно начальный газовый фактор флюида, содержание растворенного в нефти газа или просто газовый фактор, R_s, и газовый фактор, рассчитанный по итогам суммарной добычи. Каждый из них определяется разным образом, но при определенных условиях они могут быть эквивалентны друг другу.

3. Долевая газоотдача превышает таковую для нефти.
4. Это самый продолжительный из всех этапов; занимает от 85 до 95% всего времени в период добычи первичными методами.
5. В ходе этого этапа добычу можно прекратить.

Этап 4:

1. Давление в пласте крайне мало, как правило, менее 6,9–27,5 бар.
2. Эксплуатационный газовый фактор падает.
3. Добычу зачастую прекращают еще до наступления этого этапа.

Конечно, описанная выше хронология и характеристики каждого из этапов относятся к идеальному случаю, однако они дают нам именно тот начальный базис, который понадобится при дальнейшем изучении.

12.6.2. Поведение при добыче

Для того чтобы продемонстрировать, как ведет себя пласт с режимом растворенного газа во время добычи, воспользуемся резервуарной моделью залежи нелетучей нефти Западный Техас[1]. Эта модель, несмотря на некоторые идеализации, дает основные понятия и может служить основой для дальнейшего обсуждения и сравнения механизмов добычи. Чуть ниже, в §12.12 будут представлены истинные результаты, касающиеся вышеупомянутого месторождения.

В ходе численного моделирования использовались данные о пластовом флюиде, собранные при помощи установки SACROC, которая использовалась на месторождении Келли Снайдер в округе Скарри, Техас (Дичерри и др., 1973; Кане, 1979; Симон и др., 1978). Для моделирования была выбрана замкнутая область площадью 32 га, дренируемая одиночной скважиной. На рис. 12.2 показано размещение месторождения Келли Снайдер в Западном Техасе. Оно было открыто в 1948 году и стало последним из континентальных месторождений США, содержавших более миллиарда баррелей извлекаемых запасов нефти (по оценкам экспертов, в нем содержалось порядка 0,43 млрд $м^3$).

Некоторые из свойств пласта, а также содержащегося в нем флюида показаны в табл. 12.4[2]. Нефть, отобранная модулем SACROC, оказалась относительно легкой. Ее начальный объемный коэффициент был равен $1,467$ $м^3/м^3$, газовый фактор — $149,2$ $м^3/м^3$. Давление насыщения составляет $116,3$ бар. Добыча нефти производилась из известняковых пород Кеньон Риф на глубине порядка 2040 метров. Компонентный состав нефти на момент открытия месторождения показан в таблице 12.5.

[1] В данной главе в качестве имитационных моделей используется резервуарная модель нелетучей нефти, в которой применяется деление пласта на динамические упругие подъячейки (Уолш, 1999). В модели создается три динамические гибкие (упругие) подъячейки: одна для нефтяной части залежи, вторая для газовой шапки (если таковая существует) и третья для области вторжения воды (если таковая существует). Каждая из подъячеек способна сжиматься и расширяться в зависимости от того, какой (или какие) из механизмов добычи наблюдается в данный момент времени. При помощи таких специализированных резервуарных моделей можно более точно имитировать поведение пластов, разрабатываемых в газо- и водонапорном режимах, чем это удалось бы сделать на основе обычных (одноячеечных) моделей (подробнее см. приложение Е).

[2] На самом деле некоторые экспериментальные значения все же отличаются от представленных в табл. 12.4. Например, истинное давление в пласте равно $213,6$ бар, пористость составляет $7,7\%$, а мощность залежи равна $38,4$ м. Мы изменили эти цифры для того, чтобы сделать пример более наглядным.

Свойства пластового флюида, такие как B_o, R_s, B_g, R_v, μ_o и μ_g, представлены в таблице 12.6 в виде функций давления. Эти же самые величины построены также в виде графиков на рис. 12.3 и 12.4. Во все объемные коэффициенты и газовые факторы внесена поправка, учитывающая наличие ступени сепарации при давлении $6,89$ бар. В отсутствие сепарационных установок, газовый фактор пластовой нефти составляет $179,23$ м^3/м^3, в противном случае он равен $149,2$ м^3/м^3. Плотность товарной нефти равна 850 кг/м^3, а плотность отсепарированного газа — $1,06$. Основываясь на том, что начальный объемный коэффициент нефти имеет высокое значение, отобранный модулем SACROC флюид можно было бы отнести к классу сырых нефтей с высокой степенью усадки. Однако, поскольку содержание летучей нефти в газе для нее составляет менее $5,62$ м^3/млн м^3 (при давлениях ниже точки насыщения), мы классифицировали ее как нелетучую нефть.

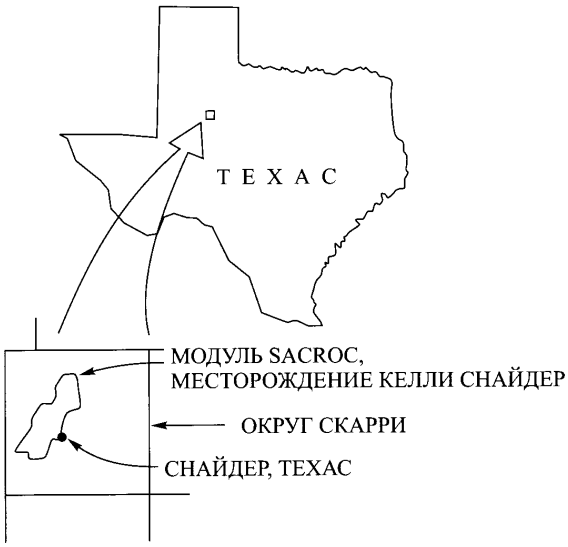


Рис. 12.2. Карта расположения месторождения Келли Снайдер и модуля SACROC

На рис. 12.5 показано спрогнозированное поведение залежи, выраженное в виде зависимости давления, эксплуатационного газового фактора и газонасыщенности от общего количества добытой нефти. Здесь же показаны четыре этапа разработки залежи. Как видно, в ходе первого этапа добывается лишь 1% всех запасов OOIP, давление при этом падет от начальной величины ($137,8$ бар) до точки насыщения ($116,3$ бар). Эксплуатационный газовый фактор остается постоянным, он равен начальному содержанию растворенного в нефти газа ($149,2$ м^3/м^3); газ в свободном состоянии отсутствует.

На протяжении второго этапа давление в пласте падает ниже уровня точки насыщения, в результате чего из нефти начинает выделяться растворенный газ. Суммарная нефтеотдача на данном этапе равна $4,5\%$ от OOIP, а падение давления составляет $9,5$ бар (от точки насыщения до $106,8$ бар). Средняя газонасыщенность растет примерно на 5% от ОП, но газ внутри залежи все еще остается неподвижным. Эксплуатационный газовый фактор на самом деле немного падает, но это падение едва заметно.

Таблица 12.4. Свойства пласта и флюида, используемые в ходе моделирования залежи нелетучей нефти

Свойства	Значение
Площадь зоны дренирования, га	32,4
Глубина залегания, м	2042
Число скважин	1
Горизонтальная проницаемость, мД	5,0
Мощность залежи, м	6,1
Средняя пористость, %	31
Насыщенность связанной водой, % от ПО	20
Температура, °С	55
Начальное давление, бар	137,8
Давление насыщения, бар	116,3
Начальный экспл. газовый фактор, $м^3/м^3$	149,2
Забойное давление, бар	13,71
Остаточн. нефтенасыщенность при вытеснении водой, % от ПО	25
Остаточн. нефтенасыщенность при вытеснении газом, % от ПО	20
Критическая газонасыщенность, % от ПО	5
Начальный молек. вес флюида	81,2
Начальный объемный коэффициент нефти, $м^3/м^3$	1,466
Давление в сепараторе, бар	6,89
Плотность товарной нефти, $кг/м^3$	850
Молек. вес. товарной нефти	151,5
Молек. вес отсепарированного газа	30,7
OOIP, млн $м^3$	0,3339
OGIP, млрд $м^3$	0,0498

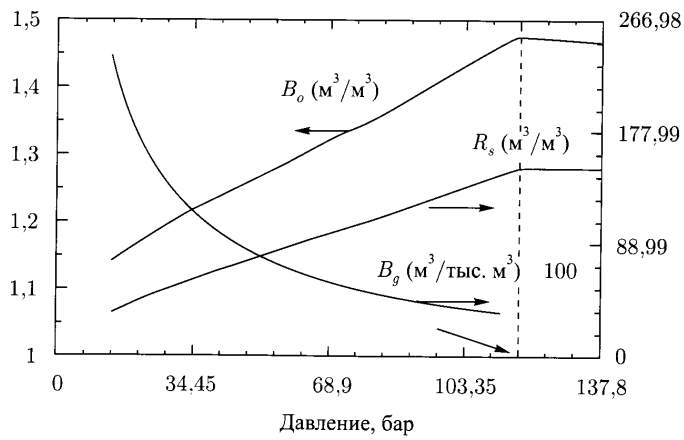


Рис. 12.3. Стандартные PVT-свойства нефти из модуля SACROC

Таблица 12.5. Композиционный анализ нелетучей нефти из модуля SACROC

Компонент	Молярная доля, в %
N_2	0,28
C_1	28,98
CO_2	0,20
C_2	10,34
C_3	12,03
$иC_4$	0,56
$нC_4$	6,02
$иC_5$	1,47
$нC_5$	2,93
C_6	3,42
C_{7+}	33,15
Всего	100,00
Молек. вес флюида	81,2

Таблица 12.6. PVT-параметры нелетучей нефти

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/тыс. м^3	R_s, м^3/м^3	μ_o, сП	μ_g, сП	Объемн. содерж. жидкости*
137,80	1,467		149,2	0,3201		1,000
124,02	1,742		149,2	0,3114		1,000
117,13	1,475		149,2	0,3071		1,000
113,00	1,463	10,7873	145,26	0,3123	0,0157	0,978
110,24	1,453	11,1075	142,11	0,3169	0,0155	0,960
96,46	1,408	12,9672	126,98	0,3407	0,0140	0,867
82,68	1,359	15,3382	110,53	0,3714	0,0138	0,754
68,90	1,322	18,6980	97,54	0,3973	0,0132	0,644
55,12	1,278	23,3893	82,59	0,4329	0,0126	0,513
41,34	1,237	30,7381	68,33	0,4712	0,0121	0,375
27,56	1,194	43,7447	52,93	0,5189	0,0116	0,232
13,78	1,141	74,8986	33,98	0,5893	0,0108	0,097

*На основе эксперимента по расширению при постоянном составе (CCE).

В ходе третьего этапа значение газонасыщенности достигает точки, в которой газ становится подвижным. Далее ее эксплуатационный газовый фактор начинает резко расти, так как вместе с нефтью происходит и добыча газа в свободном состоянии. К моменту окончания данного этапа суммарная нефтеотдача составляет 20% от OOIP, значение давления падает примерно на 14 бар, а газонасыщенность возрастает до 35% ОП. При этом эксплуатационный газовый фактор равен 1192,52 м^3/м^3. Исходя из экономических предпосылок первичную добычу зачастую прекращают еще до окончания

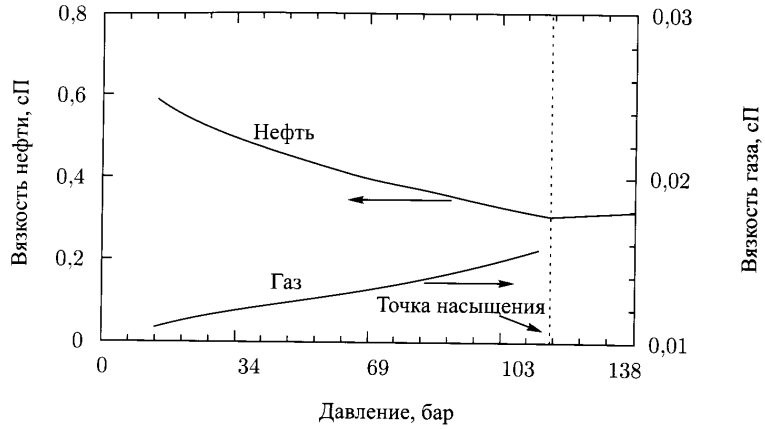


Рис. 12.4. Графики зависимости вязкости нефти и газа от давления в пласте (флюид, отобранный модулем SACROC)

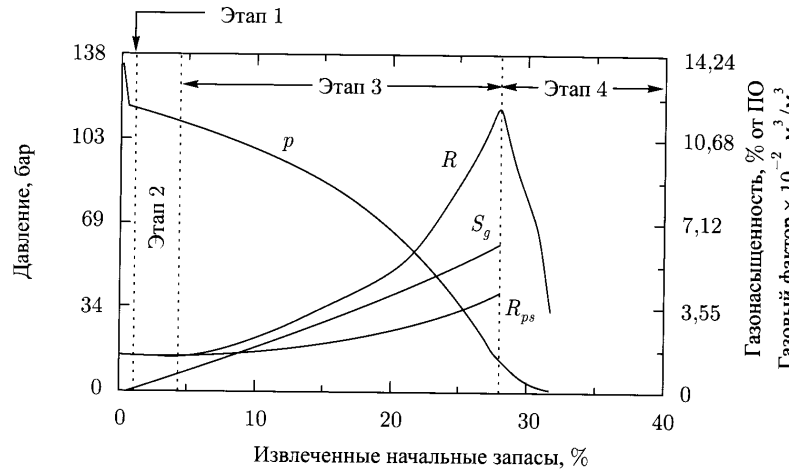


Рис. 12.5. Графики зависимости давления (p), газонасыщенности (S_g), эксплуатационного газового фактора (R) и суммарного эксплуатационного газового фактора (R_{ps}) от процентного количества добытых начальных запасов (OOIP) (модельный пласт с режимом растворенного газа)

третьего этапа. Здесь главным образом следует руководствоваться тем, каковы темпы отбора нефти и газа из залежи, о чем мы и расскажем чуть ниже.

На четвертом (и последнем) этапе давление в пласте опускается до столь низкого уровня, что расширение газа при переходе от пластовых к наземным условиям минимально. Как следствие, эксплуатационный газовый фактор начинает резко снижаться. К моменту времени, когда пластовое давление опускается до 3,5 бар, газовый фактор составляет всего 356 $м^3/м^3$, а суммарная нефтеотдача при этом равна 32% от OOIP.

На рис. 12.6 показаны графики зависимости давления, текущего эксплуатационного газового фактора, суммарного газового фактора, газонасыщенности, дебитов нефти и газа, а также добытого количества нефти и газа (в виде доли от OOIP и OGIP) от времени. Первый этап — самый короткий, он длится менее 1 месяца. В ходе его

темпы отбора нефти и газа резко падают. Например, дебит нефти снижается с $63,6$ до 52 м^3/сутки, а дебит газа — с $9,45$ до $7,56$ тыс. м^3/сутки. Снижение темпов отбора происходит при постоянстве давления на забое. На практике дебиты можно поддерживать и постоянными, но только в течение короткого периода и только при понижении давления на забое[1].

Второй этап также относительно короток по времени и занимает порядка нескольких месяцев. В ходе его пластовое давление и дебиты продолжают падать, но уже не так быстро, как в первый период. Например, темп отбора нефти падает с 52 до 50 м^3/сутки. Более плавное понижение давления объясняется тем, что в пласте начинает выделяться растворенный газ.

Наступление третьего этапа происходит ранее 1 года с момента начала добычи, а заканчивается он вместе с ликвидацией всего месторождения, когда дебиты нефти и газа снижаются до $3,18$ м^3/сутки и $2,52$ тыс. м^3/сутки соответственно по истечении $13,5$ лет. Обычно первичную добычу прекращают тогда, когда разработка вторичными методами становится экономически выгоднее. Продолжительность разработки месторождения первичными методами зависит от целого ряда факторов, но особенно от проницаемости пласта. Если значение последней низко, то скорость добычи снижается, а сам этап истощения запасов растягивается.

Давление прекращения разработки, показанное на рис. 12.6, составляет $42,2$ бар. Такого значения недостаточно для того, чтобы произошло наступление четвертого этапа, поэтому последний на рисунке не приводится. Следует заметить, что отсутствие четвертого этапа при разработке конкретных месторождений — явление вполне обычное. Резкое увеличение газового фактора со 149 до 802 м^3/м^3 в ходе третьего этапа практически совпадает с ростом газонасыщенности — с 5 до $28,7\%$ ПО. По окончании первичной добычи по этим данным можно вычислить коэффициенты нефте- и газоотдачи, которые равны соответственно $24,2\%$ от OOIP и $53,1\%$ OGIP. Отметим также, что третий этап практически полностью охватывает весь период разработки месторождений с режимом растворенного газа.

Представленные на рисунке результаты являются идеализированным случаем поведения пласта, поскольку в резервуарных моделях не учитываются некоторые важные второстепенные явления. Например, в моделях такого типа нигде не упоминается о степени неоднородности залежи. Тем не менее, по некоторым прогнозам, это явление может способствовать снижению коэффициентов отдачи на $20-50\%$. Так, если объемный коэффициент извлечения составляет 80%, то идеальный коэффициент нефтеотдачи в $24,2\%$ будет соответствовать $19,4\%$ в реальности.

У большинства пластов с режимом растворенного газа существует одна интересная особенность — темпы падения добычи в них часто близки к экспоненциальной зависимости. На рис. 12.7 показан полулогарифимический график зависимости дебита от времени, зафиксированный с помощью модуля SACROC. Благодаря такому поведению весьма оправданным здесь выглядит использование моделей с экспоненциальным падением дебита, к таким, например, относится резервуарная модель сжимаемой жид-

[1]Период времени, в течение которого дебит скважины можно поддерживать на одном уровне, относительно короток (как правило, менее 6 месяцев), если добыча из скважины ведется при максимально возможных темпах отбора. Период постоянства дебита заканчивается тогда, когда давление на забое скважины опускается до минимума. Поскольку этот период мал по сравнению с общей продолжительностью добычи (которая занимает десятки лет), примем для простоты, что минимальное давление на забое устанавливается мгновенно. При этом не имеет значения, происходит ли добыча из скважины при постоянном забойном давлении или при постоянном дебите, так данный факт вообще не влияет на то, будет ли появляться этот этап в ходе разработки залежи.

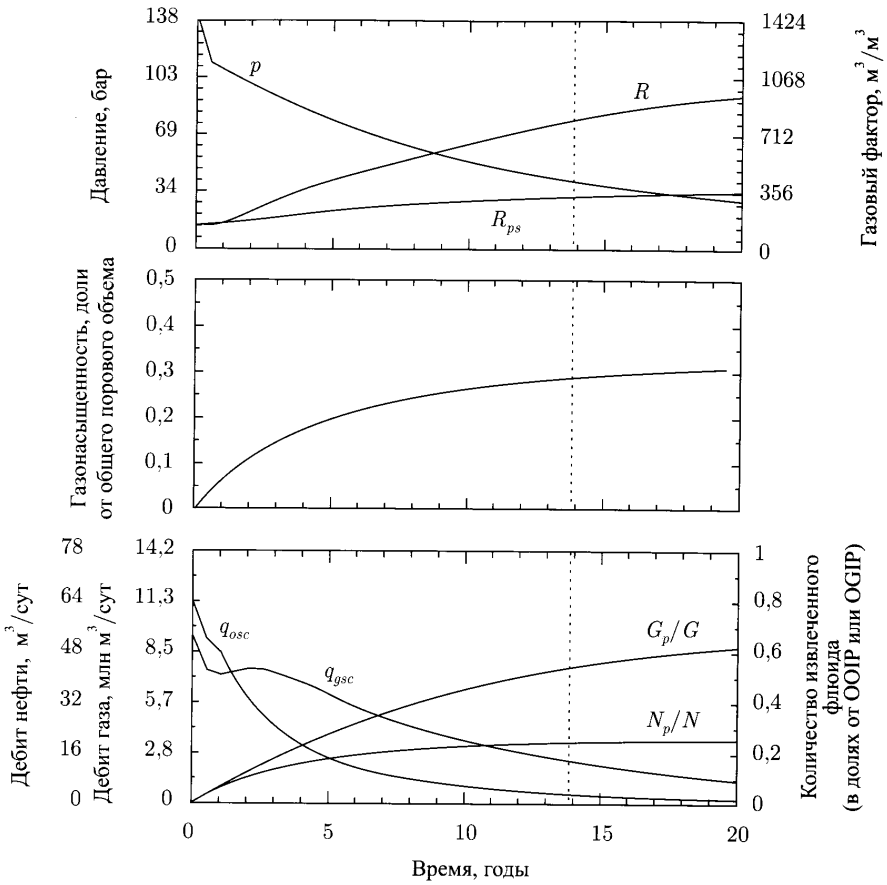


Рис. 12.6. Поведение модельного пласта с режимом растворенного газа: (верхний график) динамика изменения давления (p), текущего эксплуатационного газового фактора (R) и суммарного газового фактора (R_{ps}); (средний рисунок) изменение газонасыщенности; (нижний рисунок) характеристики изменения дебита нефти (q_{osc}), газа (q_{gsc}), коэффициентов нефтеотдачи (N_p/N) и газоотдачи (G_p/G)

кости (см. § 9.2). На рис. 12.7 зависимость близка к экспоненциальной даже с учетом того, что здесь учитывается не только расширение однофазной сжимаемой жидкости. Например, график включает в себя и процесс выделения растворенного газа, и одновременную добычу газа и нефти в свободном состоянии. Отсюда можно сделать вывод, что резервуарная модель сжимаемой жидкости может применяться и в более сложных ситуациях. Кривые падения дебита, как показывает рис. 12.7, могут использоваться в том числе для прогнозирования будущего поведения темпов отбора (речь об этом пойдет далее, в 14 главе).

При моделировании поведения пласта (см. рис. 12.5–12.7) также не учитывались пространственная структура, градиенты давления и режим течения как в бесконечном пласте, хотя эти явления также влияют на характер добычи, особенно в самом начале первого этапа. О поведении пласта в начальный период добычи будет сказано чуть ниже, в разделе 12.10.

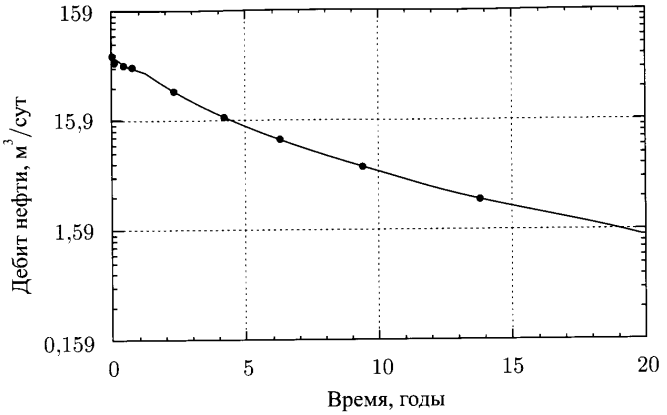


Рис. 12.7. График зависимости дебита от времени (для пласта с режимом растворенного газа), построенный в полулогарифмическом масштабе. Зависимость близка к экспоненциальной

Таблица 12.7. Характеристики газовой шапки

Режим газовой шапки	Диффузный режим
• Понижение ГНК • Образование обширной газовой шапки • Выделившийся из нефти газ может перемещаться в область газовой шапки • Расширяющийся газ вытесняет нефть наподобие поршня • Высокая проницаемость по вертикали • Большой разброс высот по вертикали • Чувствительность к дебиту • Высокая нефтеотдача	• Отсутствие протяженной зоны газовой шапки • Неизменное положение ГНК • Газ из газовой шапки диффундирует в нефтяную оторочку • Низкая вертикальная проницаемость • Средняя нефтеотдача

12.7. Залежи нефти с газовой шапкой

Как правило, в пластах с нелетучей нефтью изначально имеется отдельная область с газом, лежащая выше нефтяной зоны. Такая область называется *газовой шапкой*. Кроме собственно газа в свободном состоянии, в ней также может содержаться связанная вода и остаточная нефть. Находящаяся ниже нефтяная зона иногда называется *нефтяной оторочкой* или *столбом нефти*. Нефть в этой части залежи обычно находится в насыщенном состоянии. При правильном использовании энергии газовой шапки коэффициент нефтеотдачи пласта можно значительно увеличить по сравнению с добычей в режиме растворенного газа; при этом влияние газовой шапки определяется послед-

ним слагаемым уравнения (12.9). Степень же повышения нефтеотдачи зависит главным образом от размера шапки газа и ее связи с нефтяной зоной.

Если газовая шапка присутствует с момента открытия месторождения, она называется *первичной*. Исторически сложилось так, что нефть являлась и является более ценным полезным ископаемым, нежели газ, поэтому заканчивание скважин в нефтяной зоне пласта наиболее общепринято, так как в этом случае добыча газа сводится к минимуму. Кроме того, газовую шапку при таком способе добычи можно использовать в качестве механизма нефтеизвлечения.

Шапки газа классифицируются согласно эффективности вытеснения с их помощью пластовой нефти (кратко об этом уже упоминалось во второй главе). При наиболее благоприятных условиях газ, расширяющийся внутри залежи, вытесняет нефть наподобие поршня, и, наоборот, при крайне неблагоприятных параметрах вытеснение нефти газом происходит за счет диффузии. Эти два крайних случая определяют соответственно следующие типы газовых шапок: *сегрегированные* и *несегрегированные*. Существующие на практике шапки газа занимают промежуточное положение между ними. Сегрегированные газовые шапки обладают высокой проницаемостью по вертикали, а в ходе добычи в этом режиме (режиме газовой шапки) газонефтяной контакт понижается. В то же время несегрегированные шапки имеют низкую вертикальную проницаемость, а при добыче в диффузном режиме уровень ГНК остается неизменным. Более подробная информация по каждому из типов показана в табл. 12.7.

Сегрегированные газовые шапки со временем растут и начинают занимать бóльшую часть залежи (см. рис. 2.3). При этом возможны два различных механизма расширения: (1) расширение газа в газовой шапке и (2) выделение газа из нефти. Вклад от каждого из механизмов расширения зависит от целого ряда факторов. Например, в первом случае необходимо наличие первичной шапки газа или такой газовой шапки, которая образуется за счет закачки газа в присводовую часть пласта. Во втором случае газ растворен в нефти, он поднимается в газовую шапку вследствие выделения в свободное состояние. Очевидно, что наличие этого механизма будет невозможно, если давление в пласте находится выше точки насыщения. В основе данного механизма лежит, по существу, обратное (или встречное) течение нефти, т. е. когда нисходящий поток нефти уравновешивает встречный восходящий поток газа. Пирсон (1958) назвал первый из механизмов *пассивной сегрегацией*, а второй — *активной*. Встречаются также и определения, сформулированные Холлом (1961): *режим газовой шапки без обратного течения* и *режим газовой шапки с обратным течением*.

Несегрегированные газовые шапки имеют стационарную границу (см. рис. 12.8), при этом в ходе добычи содержащийся в шапке газ расширяется, но его вытесняющая способность очень низка, и газ способен только диффундировать в нефтяную зону. Обратное перемещение газа не происходит вследствие низкой связи пластов в вертикальном сечении.

Описанные здесь сегрегированные и несегрегированные типы газовых шапок являются предельными случаями. Абсолютное же большинство реальных шапок с газом находятся где-то между этими пределами. Поведение таких газовых шапок зависит от целого ряда факторов, среди которых можно назвать темпы отбора флюида, проницаемость в вертикальном сечении, разность плотностей нефти и газа и большую разность высот по вертикали (между верхней частью газовой шапки и подошвой нефтяной зоны). Реальная газовая шапка будет ближе к сегрегированному типу в том случае, если дебит месторождения падает, а вертикальная проницаемость, разность плотностей нефти и газа, а также перепад высот по вертикали растут.

Газовые шапки оказывают весьма благотворное влияние на добычу, ослабляя падение давления внутри пласта, продлевая период его разработки и, наконец, увеличивая нефтеотдачу. Степень роста последней, в частности, зависит от размера и классификации шапки газа.

Чтобы понять механику пластов с газовой шапкой, обратимся к результатам численного моделирования залежей с сегрегированной и несегрегированной газовой шапкой[1]. В каждом из примеров использовались данные о свойствах флюида из табл. 12.6. Кроме этого, свойства пласта были взяты из табл. 12.4, за исключением начального давления. Последний параметр вместо значения 137,8 бар имел величину 113 бар (давление насыщения). Мощность газовой шапки равна 3 м. Газо-, нефте- и водонасыщенность в шапке газа равны соответственно 60, 20 и 20%. Изначально в газовой шапке содержалось 42,93 тыс. м^3 нефти и 23,1 млн м^3 газа. Нефтяная зона включала в себя 0,334 млн м^3 нефти и 48,62 млн м^3 газа; общее значение OOIP составило 0,377 млн м^3, а OGIP соответственно 71,71 млн м^3; $m = 0,33$. Мы также провели сравнение коллекторов с газовой шапкой с пластами, в которых величина OOIP была такой же, но шапка газа отсутствовала (основной случай).

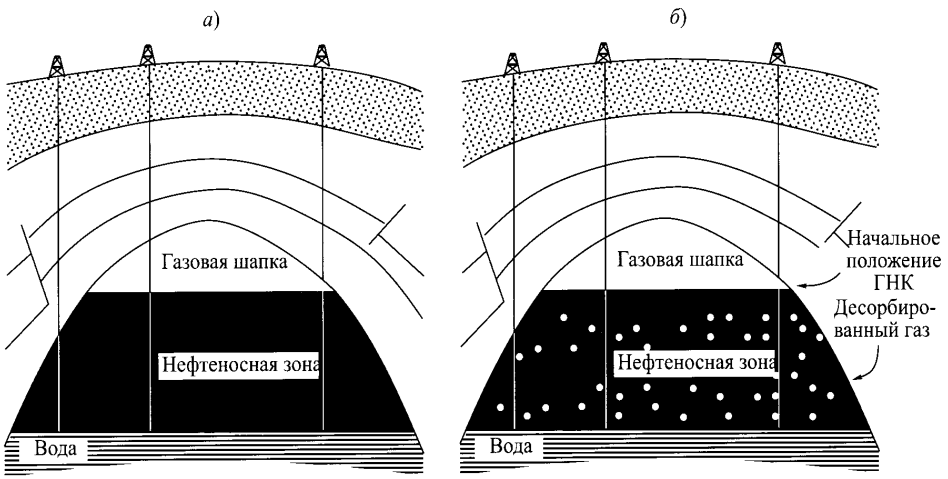


Рис. 12.8. Схематическое изображение пласта с несегрегированной газовой шапкой: (*а*) в момент открытия залежи; (*б*) после частичного исчерпания запасов

12.7.1. Несегрегированные газовые шапки

На рис. 12.9 показан график зависимости давления от суммарной нефтедобычи в случае пласта с несегрегированной газовой шапкой. Сюда же для сравнения включены результаты, наблюдаемые при отсутствии шапки газа (базовый случай), а также другие возможные на практике режимы добычи (газовой шапки и при повторной закачке газа в пласт). О них речь пойдет ниже. Все коэффициенты нефтеотдачи приведены в виде доли от начального содержания нефти в нефтеносной зоне. Сделано это для того, чтобы можно было проводить непосредственное сравнение режимов. Как видно, в случае присутствия несегрегированной шапки газа коэффициент нефтеотдачи всегда будет выше, чем если бы шапки газа не было вообще. Этот факт свидетельствует

[1] Краткое описание применяемой здесь модели было дано ранее в одной из сносок к § 12.6.2.

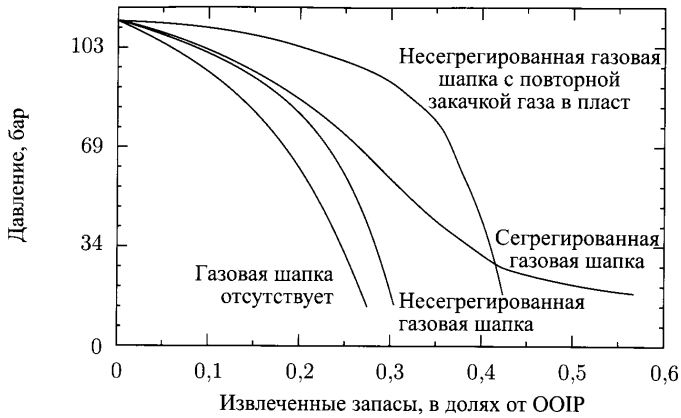


Рис. 12.9. Результаты модели, демонстрирующие влияние газовой шапки и процедуры закачки газа на нефтеотдачу (в зависимости от давления)

о том, что газовые шапки способствуют увеличению добычи. С другой стороны, при наличии несегрегированной шапки мы получаем и более высокое пластовое давление по сравнению с обычным режимом при одном и том же коэффициенте нефтеотдачи, что демонстрирует высокую способность газовых шапок к поддержанию давления.

Рисунок 12.10 показывает то, как ведут себя промысловые и технологические показатели в ходе добычи. Так, здесь представлены графики изменения газового фактора, газонасыщенности, дебита нефти и нефтеотдачи с течением времени. Исходя из вида графика газового фактора можно сделать вывод, что при наличии газовой шапки этот коэффициент будет выше, чем при отсутствии таковой в пласте. Данное поведение объясняется более высокой газонасыщенностью нефтяной зоны при наличии шапки газа, поскольку газ из последней проникает в нефть по мере снижения пластового давления (соответствующие экспериментальные результаты, т. е. графики газонасыщенности, показаны на рис. 12.10).

На том же рисунке продемонстрировано влияние несегрегированной шапки газа на темпы отбора нефти из скважины. Как видно, при наличии шапки дебит нефти будет выше, чем в отсутствие таковой. Тогда, если минимальный экономически рентабельный дебит месторождения составляет $3,18$ м^3/сутки, то в отсутствие газовой шапки добыча из пласта должна быть прекращена по истечении $13,8$ лет, а при наличии несегрегированной газовой шапки — по истечении $15,2$ лет. На основе данного сравнения можно сделать вывод, что наличие газовой шапки продлевает срок эксплуатации залежи (точки окончания кривых соответствуют моменту ликвидации пласта).

Динамику изменения долевой нефте- и газоотдачи можно посмотреть соответственно на рис. 12.10 и 12.11; условия экономической эксплуатации залежи сведены в табл. 12.8. Как видно, при отсутствии газовой шапки из пласта можно добыть $23,7\%$ от OOIP, а при наличии несегрегированной области с газом — $26,8\%$. Также если в пласте имеется несегрегированная шапка, то ликвидация залежи происходит при более высоком давлении, эксплуатационном газовом факторе и дебите газа. Из коллектора с несегрегированной шапкой можно добыть $74,9\%$ от OGIP (находящихся в нефтяной зоне), тот же параметр при отсутствии шапки газа будет равен всего $52,3\%$. Подведем общий итог сказанному: присутствие в пласте несегрегированной газовой шапки увеличивает конечные нефте- и газоотдачу, ускоряет процесс добычи и продлевает период эксплуатации залежи первичными методами.

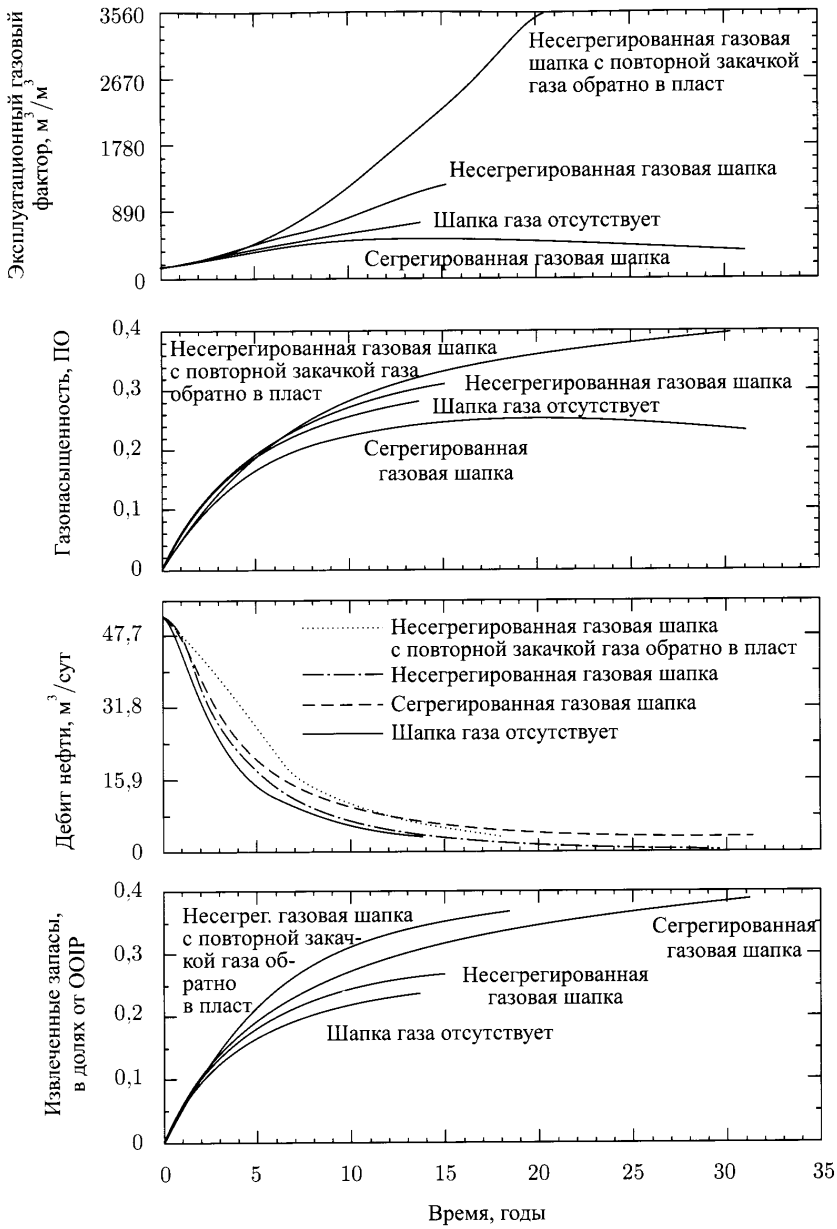


Рис. 12.10. Результаты моделирования, демонстрирующие влияние газовой шапки и повторной закачки газа в пласт на динамику изменения газового фактора, газонасыщенности, дебита нефти и коэффициента нефтеотдачи

Влияние шапки газа на увеличение нефтеотдачи напрямую зависит от отношения ее размера к размеру нефтяной зоны. Получаемый таким образом относительный размер газовой шапки описывается безразмерной переменной m, которая определяется в виде отношения начальных объемов свободного газа и свободной нефти в пластовых условиях. Если весь газ в свободном состоянии находится в пределах газовой шапки,

а вся свободная нефть соответственно в нефтяной части залежи (при этом значения пористости и насыщенности связанной водой одинаковы в обеих частях пласта), то m будет представлять собой отношение объема газовой шапки к объему нефтесодержащей части пласта. На рис. 12.12 показано то, как влияет значение m на конечную долевую нефтеотдачу при наличии в пласте несегрегированной шапки газа (представленные здесь результаты получены на основе моделирования залежи Келли Снайдер с различными размерами газовой шапки). Конечно, в других пластах результаты могут несколько отличаться, однако общее поведение будет оставаться прежним. Наиболее значительное увеличение коэффициента нефтеотдачи происходит тогда, когда m меняется от 0 до 2,0. Если значение m велико, то залежь будет являться газовой с нефтяной оторочкой.

Размер газовой шапки влияет также на пиковое значение газового фактора: по мере роста шапки газа максимальная величина газового фактора также увеличивается (см. рис. 12.12). Такое поведение объясняется тем, что при увеличении газовой шапки содержащийся в ней газ более интенсивно мигрирует в нефтяную часть залежи.

По итогам вышесказанного можно сделать вывод, что при наличии в пласте несегрегированной шапки газа его конечная долевая нефтеотдача составляет от 15 до 40% от OOIP. Более высокие коэффициенты добычи нефти получаются тогда, когда газовая шапка становится сегрегированной.

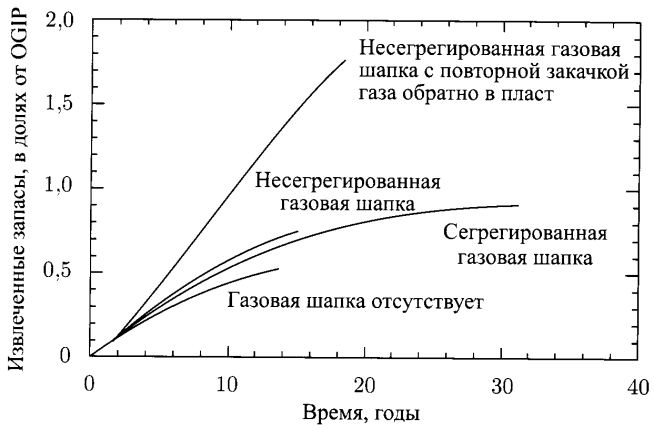


Рис. 12.11. Модельные результаты, показывающие то, как влияет газовая шапка и повторная закачка газа на динамику изменения газодобычи

12.7.2. Сегрегированные газовые шапки

Газовые шапки данного типа характеризуются тем, что в ходе добычи их граница с нефтяной зоной (газонефтяной контакт) постоянно опускается. Такое поведение объясняется наличием в залежи пассивной или активной сегрегации. То, с какой интенсивностью происходит процесс сегрегации, зависит от коэффициента вертикальной проницаемости и темпов добычи: чем выше этот коэффициент и чем медленнее скорость отбора флюидов, тем более ярко выраженной будет сегрегация.

На рисунках 12.9–12.11 показаны результаты моделирования пласта с сегрегированной шапкой газа. Здесь в качестве исходных параметров модели мы взяли те же свойства, что и при моделировании залежи с несегрегированной шапкой, добавив яв-

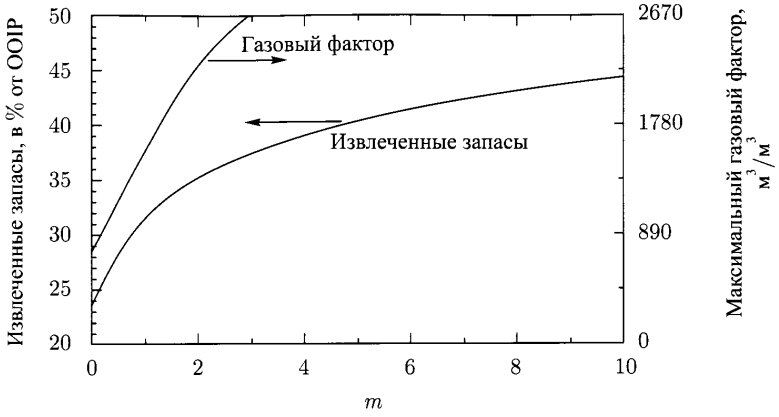


Рис. 12.12. Результаты моделирования, показывающие то, как влияет безразмерная величина объема газовой шапки (m) на конечную нефтеотдачу при добыче первичными методами, и максимальное значение эксплуатационного газового фактора

Таблица 12.8. Коллекторы с газовой шапкой: значения некоторых параметров при предельных условиях рентабельности эксплуатации (3,18 м^3/сутки)

			Отдача				
Тип залежи	Время, годы	p, бар	Нефть, %	Газ*, %	R, м^3/м^3	S_g, % от ПО	q_{gsc}, тыс. м^3/сут
Шапка газа отсутств. (базовый случай)	13,8	41,68	23,7	52	750,75	28,3	2,377
С несегрегированной газовой шапкой	15,2	47,54	26,8	75	1255,7	31,2	3,736
Повт. закачка газа., несегр. газовая шапка	18,5	68,42	36,7	177	3186,69	28,3	2,377
С сегрегированной газовой шапкой	31,3	35,00	38,7	91	386,77	23,5	1,302

*Попутный газ

ление пассивной сегрегации[1]. Данная характеристика считается наиболее общей, так как расширение реальной шапки газа зависит от конкретных условий и стратегии разработки пласта.

Рис. 12.9 показывает, что при одном и том же давлении коэффициент нефтеотдачи будет значительно выше при наличии сегрегированной, а не несегрегированной шапки газа в залежи, не говоря уже про случай ее отсутствия. Особенно сильно это заметно при низких значениях давления, когда влияние расширения газа приобретает ярко выраженный характер. Более подробно поведение коэффициента нефтеотдачи мы рассмотрим чуть ниже.

На рис. 12.10 продемонстрировано влияние сегрегированной газовой шапки на динамику изменения газового фактора. Как видно, этот параметр в ходе добычи меняется

[1]При имитационном моделировании пластов такого типа обычно предполагают, что 50% содержащегося в шапке газа возникает за счет пассивной сегрегации, а активная сегрегация вообще не принимается во внимание.

слабо, сначала немного увеличиваясь, а по достижении 15-летнего периода, наоборот, уменьшаясь. Такое поведение газового фактора типично для пластов с сегрегированной шапкой (Кац, 1942; Хилл и др., 1937; Маскет, 1949). В ходе добычи из таких залежей находящаяся в них нефть содержится в постепенно сокращающейся за счет давления газовой шапки нефтяной зоне, при этом одновременно происходит и понижение уровня ГНК. То есть исходя из сказанного выше можно заключить, что сегрегированная шапка газа минимизирует газонасыщенность в нефтяной оторочке. Снижение значения газового фактора совпадает по времени с понижением газонасыщенности в пласте (см. рис. 12.10). Как видно, в начальный период добычи газонасыщенность постоянно растет, пока не достигнет максимальной величины в 25% от порового пространства; далее начинается ее постепенное снижение. Такое поведение графиков объясняется тем, что при умеренных и низких давлениях расширение газа внутри шапки начинает играть значительную роль. Изменение положения газонефтяного контакта можно использовать для оценки степени усадки нефтяной зоны. В нашем случае газонефтяной контакт понижается примерно на 2,8 м, а мощность нефтяной зоны в самом начале добычи равна 6,1 м.

Дебит нефти при наличии сегрегированной газовой шапки в целом оказывается выше, чем если бы шапка была несегрегированной или отсутствовала вовсе (см. рис. 12.10). По истечении 15-летнего срока добычи темпы отбора нефти падают до 8 $м^3$/сутки и в течение следующих 18 лет их снижение продолжается очень медленными темпами, достигая в итоге величины порядка 3,2 $м^3$/сутки. Этот хоть и небольшой, но стабильный дебит является залогом высокой отдачи пласта с сегрегированной газовой шапкой и его долговременной разработки. Сравнить некоторые параметры режимов добычи можно, взглянув на таблицу 12.8. Например, при наличии сегрегированной шапки добыча из пласта продолжается в течение 31,3 года. Если шапка несегрегированная, то этот же срок составит 15,2 года, а в режиме растворенного газа (базовый случай) — только 13,8 лет.

Если говорить о нефтеотдаче залежи, то здесь в режиме газовой шапки можно извлечь 38,7% от OOIP, а при наличии несегрегированной газовой шапки и при отсутствии таковой — только 26,8 и 23,7% от OOIP соответственно (рис. 12.10). Для залежей с сегрегированной шапкой такой высокий коэффициент добычи — вполне обычное явление. Вообще говоря, при разработке залежи в гравитационном режиме коэффициент нефтеотдачи может достигать 60–70%, но при этом период добычи должен быть очень длинным. Отметим также, что на рис. 12.10 конечные точки кривых добычи соответствуют времени прекращения разработки залежи, т. е. когда наступает предел рентабельности эксплуатации. Для пласта с сегрегированной шапкой это время равно, как уже говорилось, 31,3 года, величина пластового давления при этом составляет 35 бар.

Динамика газоотдачи залежи приведена на рис. 12.11. Как легко заметить, коэффициент извлечения из пласта с сегрегированной шапкой равен 91,1% (из нефтяной части залежи). Такое высокое значение газоотдачи по сравнению с пластами, содержащими несегрегированную шапку или не имеющими такой вовсе (коэффициенты добычи для этих пластов равны соответственно 74,9 и 52,3%), обусловлено главным образом более низким давлением прекращения разработки.

Более хорошие рабочие характеристики сегрегированной газовой шапки по сравнению с несегрегированной в значительной мере обусловлены тесным взаимодействием (по вертикали) газовой шапки и нефтяной зоны. Эта тесная связь приводит в результате к более высокой степени сегрегации, делая фронт вытеснения нефти газом более четким. При очень высокой степени связи между шапкой газа и нефтяной зо-

ной сегрегация происходит достаточно быстро, с образованием четкого газонефтяного контакта. В этом случае эффективность вытеснения будет хорошей, поскольку описанные выше факторы способствуют процессу вытеснения нефти в направлении добывающих скважин. С другой стороны, при низкой вертикальной взаимосвязи лишь очень небольшая часть газа в шапке будет сегрегирована, что приведет к размытию газонефтяного фронта и снижению коэффициента вытеснения (о том, какое влияние на фронт вытеснения оказывает сила тяжести, подробно рассказано в работе Лейка (1989)).

Вертикальную взаимосвязь и степень гравитационной сегрегации (разделения) в основном можно оценить по трем параметрам, это: (1) вертикальная проницаемость залежи, (2) темп добычи флюида и (3) площадь дренирования, приходящаяся на скважину. Так, по мере увеличения расстояния между скважинами и роста коэффициента вертикальной проницаемости, а также при снижении темпов отбора эффект от гравитационного расслоения флюидов будет расти. Однако для того, чтобы он стал существенен, нужно очень сильно увеличить расстояние между скважинами или резко понизить дебит, так как в рассматриваемых в книге залежах коэффициент вертикальной проницаемости недостаточно высок для осуществления гравитационного разделения.

Возможное влияние гравитационного расслоения можно измерить через так называемое гравитационное число или, по-другому, коэффициент выталкивающей силы, N_g. Величина N_g определяется как отношение периода времени, за который флюид успевает переместиться от границы радиуса дренирования до ствола скважины, ко времени, за которое этот же флюид преодолевает расстояние от низа пласта до верха (Хагурт, 1988). В смешанной системе единиц гравитационное число N_g определяется следующей формулой:

$$N_g = \frac{2,63 \cdot 10^{-6} k_v \Delta\rho r_e^2}{\mu_o q}, \tag{12.12}$$

где k_v — вертикальная проницаемость; $\Delta\rho$ — разность плотностей, $\rho_o - \rho_g$, кг/м^3; r_e — радиус зоны дренирования, м; q — дебит в пластовых условиях, м^3/сутки; μ_o — вязкость флюида, сП.

Наиболее выраженный характер процесс гравитационной сегрегации приобретает при $N_g > 10$, если же значение $N_g < 0,10$, то гравитационным дренированием можно вообще пренебречь. Например, если $k_v = 10$ мД, $\Delta\rho = 801$ кг/м^3, $r_e = 283,4$ м, $q = 79,5$ м^3/сутки, а $\mu_o = 1$ сП, то значение N_g будет равно $21,3$ и, вероятнее всего, гравитационное расслоение будет играть важную роль в процессе добычи. В противоположность этому при вертикальной проницаемости $k_v = 0,10$ мД вместо 10 мД, $N_g = 0,21$ и, как следствие, влияние гравитационной сегрегации будет намного меньше.

12.8. Закачка газа в пласт

Одним из методов повышения коэффициента нефтеотдачи является закачка части добытого газа обратно в пласт, что позволяет поддерживать давление в залежи и способствует лучшему вытеснению нефти к скважинам. С учетом последнего пункта нагнетание газа в пласт обычно относят к одной из форм вторичной добычи. Самым очевидным недостатком закачки газа является снижение доходов от его продажи или по крайней мере задержка их поступления в компанию. Вообще же говоря, главная цель нагнетания газа внутрь пласта — это увеличение чистой прибыли, даже если при

этом продажа газа будет ниже, а эксплуатационные расходы повысятся. Подробнее об экономической стороне процедуры закачки газа мы расскажем ниже, в § 12.8.1.

На рис. 12.9–12.11 показаны результаты моделирования пласта с повторным нагнетанием газа. В ходе реализации проекта обратно в газовую шапку закачивалось до 70% попутного газа, добываемого вместе с нефтью[1]. Сама шапка при этом была несегрегированного типа, т. е. из добываемого на устье газа только 30% пускалось на продажу. Газообразный флюид, не подлежащий повторной закачке в пласт, называют еще *газом, соответствующим условиям поставки.*[2]

На рис. 12.9 показано то, какой эффект оказывает нагнетание газа на график зависимости давления от нефтеотдачи залежи. Видно, например, что при заданном давлении добыча нефти будет значительно выше, если происходит искусственная закачка газа обратно в пласт. Исключение составляет область низких давлений, в которой нефтеотдача при наличии сегрегированной газовой шапки оказывается выше. Более высокий коэффициент отдачи залежи при нагнетании в нее газа обусловлен тем, что закачиваемый под давлением газ привносит в пласт дополнительную энергию.

Рис. 12.10 демонстрирует влияние процесса закачки газа на динамику изменения газового фактора в пласте. В частности, как можно заметить, эксплуатационный газовый фактор в данном случае оказывается заметно выше по сравнению с другими режимами добычи. Объясняется такое явление высоким коэффициентом газонасыщенности пласта. Последний в свою очередь повышается вследствие перемещения закачиваемого газа и газа, содержащегося в газовой шапке, в нефтяную зону в ходе истощения давления, так как шапка газа относится к несегрегированному типу. Если говорить в целом, то высокие значения газового фактора присущи именно пластам, в которых происходит процедура нагнетания газа и не наблюдается явления гравитационного расслоения. Отметим также, что высокий газовый фактор подразумевает необходимость хранения и переработки на поверхности больших объемов добываемого газа. Это является несомненным недостатком операции по закачке и требует вложения дополнительных средств.

На рис. 12.10 показано влияние закачки газа на изменение дебита в ходе добычи. Как видно, в течение первых 8,5 лет при обратной закачке газа темпы добычи нефти оказываются неизменно выше. По окончании этого срока дебит нефти в пласте с сегрегированной шапкой становится несколько выше. Отсюда можно сделать вывод, что нагнетание газа является эффективным способом остановки нормального падения дебита залежи.

На последнем из графиков, приведенных на рис. 12.10, продемонстрировано влияние нагнетания газа на долевую нефтеотдачу. Так, при закачке газа в пласт этот коэффициент составляет 36,7% от OOIP при пределе рентабельности (18,5 лет), что намного выше по сравнению с другими режимами добычи. Исключение составляет только режим газовой шапки, где коэффициент нефтеизвлечения равен 38,7%, но здесь требуется гораздо бóльший промежуток времени добычи.

Рис. 12.11 демонстрирует эффект, оказываемый закачкой газа на график долевой газоотдачи в зависимости от времени разработки пласта. Коэффициент газоот-

[1] Для того чтобы провести непосредственное сравнение с другими режимами добычи, мы взяли ту же плотность размещения скважин, что и в предыдущих моделях. Это значит, что закачка газа производится во вновь пробуренные скважины.

[2] Данное название ошибочно употребляют и в том случае, если газ, не подлежащий повторной закачке, идет на продажу не в полном объеме. Например, иногда часть такого газа используют в качестве топлива для выработки энергии. В целом же указанная нами терминология используется практически повсеместно.

дачи здесь представляет собой суммарное количество промыслового газа, отнесенное к начальным запасам газа (OGIP) в нефтяной зоне. При повторной закачке газа этот коэффициент равен 1,77 или 177% (см. табл. 12.8). То, что мы получили число больше 100%, не является какой-либо ошибкой, так как в эту цифру входит и закачиваемый обратно в пласт газ. Однако 30% добываемого газа обратно в залежь не попадает, поэтому 53,1% или (0,30)(177) от начальных запасов газа, содержащихся в нефтяной части пласта, будет доступно для продажи. Заметим, что полученная нами цифра сравнима с газодобычей в отсутствие повторного нагнетания газа в пласт (52% от OGIP).

Однако, несмотря на приведенную выше информацию, коэффициент газодобычи при повторной закачке газа, как правило, оказывается ниже, что в свою очередь приводит к более низким объемам сбыта газа в текущий момент времени. Например, в отсутствие процедуры повторного нагнетания газа, по достижении 15,2 лет с начала добычи из пласта извлекают 75% от величины OGIP, и весь этот газ поставляется потребителям (см. рис. 12.11). Если же мы будем повторно закачивать 70% газа в пласт, то по истечении 15,2 лет добыча газа составит 150% от OGIP, но только 30% от этого числа (или 45% OGIP) будет напрямую идти на продажу. Об экономических последствиях, связанных с повторной закачкой газа, а также о других факторах будет рассказано в следующем разделе.

Особенно привлекательны для процедуры закачки газа пласты, поддающиеся гравитационному дренированию. Наиболее распространенной стратегией в этом случае является нагнетание газа в сводовую часть шапки, так как при такой процедуре гравитационное дренирование помогает контролировать движение закачиваемого газа и поэтому существует возможность получить наилучшие значения коэффициентов охвата и вытеснения, а также увеличить нефтеотдачу коллектора. Отличным примером здесь может служить месторождение Тенслип, входящее в состав более обширной площади Эльк-Бейсн, штат Вайоминг. По проекту его нефтеотдача должна была составить 64% от OOIP (подробнее см. § 12.12.3).

12.8.1. Экономические аспекты

Принятие решения о закачке газа в пласт отчасти обосновано экономическими предпосылками, которые складываются под влиянием определенных факторов. Среди таких факторов можно выделить:

1) цену на нефть на данный момент и в будущем;
2) текущую цену на газ и ее изменение в будущем;
3) стоимость бурения новых скважин или переоборудования существующих добывающих скважин в нагнетательные;
4) стоимость нового наземного оборудования и газовой компрессии.
5) прогнозы динамики изменения коэффициентов нефте- и газоотдачи при различных сценариях закачки газа;
6) долю газа, повторно нагнетаемого в пласт;
7) дисконтную ставку[1].

[1]Ставкой дисконта называется темп девальвации или обесценивания денежной массы, где термин обесценивание означает потерю покупательной способности денег. Инфляция наряду с другими факто-

Неточное значение любого из этих факторов приводит к рискам, связанным с реализацией всего проекта.

Для осуществления проекта по закачке газа необходимы нагнетательные скважины. Всего существует две концепции получения нагнетательных скважин, это переоборудование уже существующих или бурение новых скважин. Возможны и промежуточные ситуации, когда часть скважин бурится заново, а часть переоборудуется из старых. От того, какой способ мы выберем, зависит будущее поведение пласта и экономические показатели проекта.

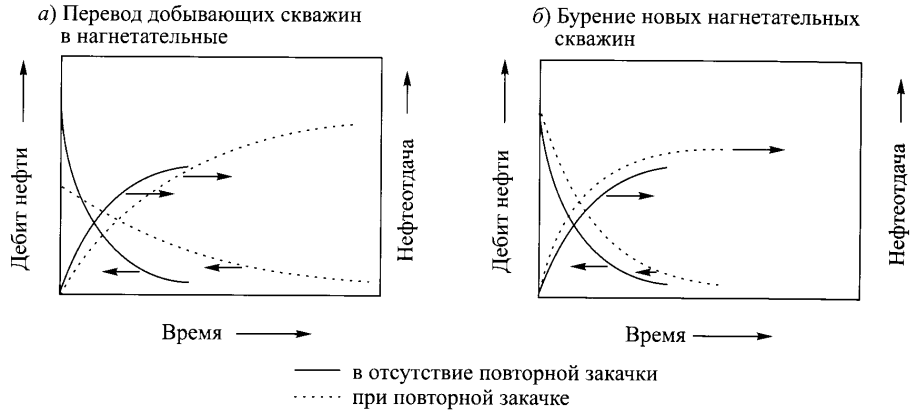


Рис. 12.13. Влияние нагнетательных скважин на нефтеотдачу пласта и темпы отбора нефти при: (*а*) переводе части добывающих скважин в нагнетательные и (*б*) бурении новых инжекционных скважин

Если часть уже пробуренных ранее скважин переводится в разряд нагнетательных, то темпы отбора нефти, суммарная нефтеотдача и доходы от продаж временно будут падать (см. рис. 12.13*а*). Конечной же целью проекта, безусловно, является добыча большего количества нефти и соответственно получение более высокой прибыли по сравнению с процессом извлечения без закачки газа. Этого можно достичь, если доля закачиваемого обратно в пласт газа превысит некоторое минимальное значение, необходимое для компенсации более низкой отдачи, вызванной меньшей плотностью размещения добывающих скважин. Однако и превышение минимальной доли закачиваемого газа еще не гарантирует рентабельности, так как процесс закачки газа имеет ряд других недостатков и сложностей.

Во-первых, в ходе повторного нагнетания газа временно задерживаются не только продажи нефти, но также, в зависимости от экономических условий и критериев окончания разработки, может понизиться и конечная отдача. Если предел рентабельности зависит от определенного минимального дебита нефти, то при закачке газа мы получим более низкий коэффициент добычи товарного газа, так как конечное давление окажется несколько выше. Последний факт объясняется тем, что повышается коэффициент газонасыщенности, а тот в свою очередь напрямую зависит от количества закачиваемого в пласт газа. Успех операции по нагнетанию газа зависит, в частности, и от

рами учитывает потерю покупательной способности неинвестированных денег. Приведем пример: дисконтная ставка в 5% означает, что по прошествии года фактическая или «текущая» стоимость 10 рублей будет составлять 9 рублей 50 копеек. Ставкой дисконта также называют ожидаемую скорость возвращения конкурентных вложений.

возможности за счет более высокой нефтеотдачи скомпенсировать и покрыть убытки, возникающие вследствие низкой добычи товарного газа.

Самым же большим недостатком можно назвать задержку добычи флюида, вызываемую переоборудованием и потерей части добывающих скважин (см. рис. 12.13*а*), поскольку в зависимости от доли нагнетаемого газа и скорости его закачки для получения дополнительных объемов нефти может потребоваться от 5 до 10 лет, что экономически не особо привлекательно. Но даже если этот дополнительный прирост будет достигнут, темпы добычи могут оказаться минимальными и тогда весь проект добычи затянется на очень долгое время. Например, бывают нередки случаи, когда разработка месторождения удлиняется на период от 10 до 20 лет. Если все будущие поступления от продажи нефти и газа сокращаются или компенсируются за счет временно́й стоимости денег, проект больше не может быть рентабельным.

Для того что избежать падения дебита при переводе добывающих скважин в нагнетательные, дополнительно бурят новые нагнетательные скважины. При таком подходе, несомненно, реализуются более высокие темпы отбора нефти, коэффициенты нефтеотдачи и доходы от реализации товарной нефти, даже если выручка от продажи газа будет ниже (см. рис. 12.13*б*). Очевидный недостаток этого подхода в том, что нужно предварительно потратить большие средства на бурение и заканчивание новых нагнетательных скважин. Для экономической жизнеспособности данного метода необходимо выполнение следующего условия: дополнительная прибыль, получаемая в ходе реализации проекта по добыче, должна превышать капитальные затраты на бурение новых скважин. Здесь также существует некоторое минимальное количество газа, которое нужно закачать в пласт для покрытия стоимости вновь пробуренных скважин, что, безусловно, увеличивает длительность добычи, хотя и не так сильно, как в ситуации перевода добывающих скважин в разряд нагнетательных.

Некоторые другие тенденции и характеристики не столь очевидны, как предыдущие. Например, долевая нефтеотдача при закачке газа будет неизменно расти по мере увеличения доли нагнетаемого газа. Однако это совсем не значит, что в ходе добычи необходимо нагнетать в пласт как можно больше газа. Оптимальные объемы определяются в первую очередь экономическими показателями. Также следует отметить, что при повышении нефтеотдачи залежи в ходе закачки дополнительных объемов газа увеличивается и время разработки месторождения. Если этот период становится слишком длинным, а ставка дисконта соответственно очень высокой, проект добычи теряет свою рентабельность. В целом высокие дисконтные ставки, как и следует ожидать, препятствуют реализации процесса нагнетания газа, а рост цен на нефть, наоборот, способствуют этому процессу.

Кратко некоторые из экономических аспектов закачки газа рассмотрены в примере 4.

Пример 4. Исследование процедуры нагнетания газа

Рассмотрим закачку газа в замкнутую область площадью $64,75$ га. Начальные запасы нефти в данном месторождении составляют $0,665$ млн м^3, а величина OGIP составляет 99 млн м^3. Начальное пластовое давление равно $117,13$ бар, предварительно пласт уже вскрыт двумя скважинами. В данной ситуации возможны три схемы освоения залежи:

Схема 1: закачка газа не производится, поэтому обе скважины функционируют как добывающие.

Схема 2: половина из добываемого газа закачивается обратно в пласт, при этом обе существующие скважины используются как добывающие, а нагнетательные скважины бурятся вновь.

Схема 3: 50% добываемого газа нагнетается обратно в пласт, при этом одна из скважин действует как добывающая, а вторая как нагнетательная.

Таблица 12.9. Данные о добыче и доходах

	Добыча, %				Миллионы долларов				
Схема	Нефть	Промысловый газ	Продаваемый газ	Время, годы	Продажа нефти	Продажа газа	Общий объем продаж	Стоимость скважины	Чистая прибыль
1	23,8	53,0	53,0	13,4	15,92	3,33	19,25	0	19,25
2	30,6	94,7	47,4	16,6	20,39	3,02	23,41	1,34	22,07
3	27,8	71,2	35,6	23,5	18,60	2,22	20,82	0	20,82

В каждом из представленных случаев снижение давления продолжают до тех пор, пока не будет достигнут минимально возможный дебит, составляющий 6,36 м^3/сутки. Конечные величины, касающиеся добычи нефти и газа, были спрогнозированы нами при помощи численного моделирования (см. табл. 12.9).

Как видно, при реализации схемы 2 нефтеотдача получается выше, чем при осуществлении третьей схемы, поскольку в первой из них расстояние между скважинами меньше. Рассчитайте для каждой из схем: конечный (суммарный) доход от продажи нефти (в \$), конечный доход от продажи газа (в \$), доход от общего объема продаж (в \$) и чистую прибыль (в \$). Чистая стоимость нефти и газа составляет соответственно \$100,63 за куб. метр и \$63,60 за тыс. куб. метров. Чистая стоимость включает в себя вычеты на эксплуатационные затраты и налоги на эксплуатацию земных недр. Чистая прибыль — это суммарный доход от продажи минус капитальные затраты на оборудование скважин. Ставку дисконта примем равной 0%, а цены на нефть и газ неизменными в течение времени добычи[1]. Предположим также, что стоимость бурения и заканчивания скважины составляет \$328 на каждый метр подповерхностной глубины. Глубина залегания пласта составляет 2042 м. При необходимости недостающие данные можно взять из табл. 12.6. Какая из схем обеспечивает максимальную чистую прибыль?

Решение. Доходы от продажи нефти и газа можно соответственно рассчитать по формулам $(N_p/N)(N)(\$100,63/\text{ м}^3)$ и $(G_{ps}/G)(G)(\$63,60/\text{тыс. м}^3)$. Если добыча ведется по первой схеме, то, применяя эти формулы, получим:

$$\text{продажа нефти} = \left(\frac{N_p}{N}\right) N \left(\frac{\$100,63}{\text{м}^3}\right) =$$

$$= (0,238)(0,6646 \text{ млн м}^3)\left(\frac{\$100,63}{\text{м}^3}\right) = \$15,92 \text{ млн},$$

$$\text{продажа газа} = \left(\frac{G_p}{G}\right) G \left(\frac{\$63,60}{\text{тыс. м}^3}\right) =$$

$$= (0,53)(0,0991 \text{ млрд м}^3)\left(\frac{\$63,60}{\text{тыс. м}^3}\right) = \$3,33 \text{ млн}.$$

[1] Данный случай эквивалентен случаю одинаковых темпов роста цены и дисконтной ставки.

Просуммировав эти значения, получим общий доход от продаж. В случае первой схемы добычи он равен \$19,25 млн. Эту и другие (для вторых двух схем) величины, касающиеся доходов от продаж, можно посмотреть в табл. 12.9.

В случае второй схемы капитальные затраты на бурение и оборудование скважин составляют (\$328/м)(2042 м)(2 скважины) или \$1,34 млн. Тогда чистая прибыль будет равна \$23,41 млн – \$1,34 млн или \$22,07 млн. Следовательно, даже при дополнительных потерях на бурение скважин вторая схема обеспечивает максимальную чистую прибыль, а потому является предпочтительной.

Заметим, что вышеописанные рассуждения очень просты по сравнению с фактическими экономическими исследованиями, в частности, потому, что мы не учитываем стоимость денег во времени. На самом же деле ставка дисконта может весьма значительно влиять на рентабельность, так как проекты по закачке газа увеличивают период эксплуатации месторождения, иногда очень сильно. Например, в табл. 12.9 указано, что при использовании второй схемы срок эксплуатации увеличивается с 13,4 до 16,6 лет, а в случае третьей схемы — до 23,5 лет. Тот факт, что при использовании третьей схемы проект должен продолжаться намного дольше, является характерной особенностью процедуры перевода ранее пробуренных скважин в разряд нагнетательных. Как результат, схема 3 будет более чувствительна к ставке дисконта по сравнению со схемой 2.

Из данных таблицы 12.9 можно видеть, что третья схема по сравнению с первой более выгодна, если не учитывается обесценивание денежной массы. Однако расчеты с отличной от нуля ставкой дисконта могут дать совсем другой результат. Например, вычисления, связанные с дисконтированным потоком денежной наличности, показывают, что условие неубыточности проекта при добыче с использованием третьей схемы возможно только при ставке в 2,5%. При бóльших значениях становится предпочтительным непосредственное истощение пласта без какой-либо схемы закачки газа (см. упражнение 12.12).

Схема 2 так же чувствительна к стоимости бурения новых скважин, как и схема 3 к дисконтной ставке. Например, схемы 1 и 2 безубыточны только тогда, когда капитальные затраты на бурение не превышают \$745/м (\$1,52 млн на скважину) при ставке дисконта в 7,5%. Другими словами, при расходах на бурение, бóльших чем \$745/м, непосредственное истощение пласта становится выгоднее реализации второй схемы закачки газа. Исходя из сказанного можно сделать вывод, что на процедуру закачки газа оказывают большое влияние текущие и будущие экономические условия.

12.9. Залежи с водонапорным режимом

Нефтяные залежи с водонапорным режимом, как правило, связаны с ограничивающими их водоносными пластами. При снижении давления в ходе истощения таких залежей вода внутри водоносного слоя расширяется и перетекает под действием градиента давления в нефтяной коллектор. Поступающая вода способствует вытеснению нефти в направлении добывающих скважин, поэтому обводнение пласта способствует увеличению коэффициента его нефтеотдачи. Степень этого роста выражается первым слагаемым в правой части уравнения (12.9).

Как и при расширении газовой шапки и нагнетании газа, приток воды снижает падение пластового давления. То, насколько приток воды способствует повышению нефтеотдачи, зависит в первую очередь от размеров примыкающей законтурной зоны (водоносного пласта) и от степени взаимосвязи нефтяной и водоносной залежей, поскольку оба этих параметра в конечном итоге определяют количество вторгшейся

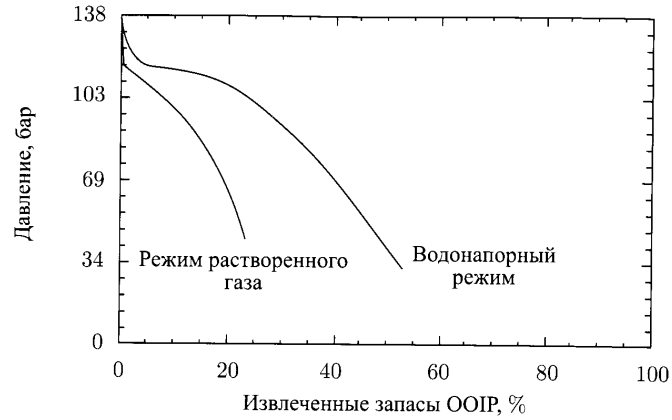


Рис. 12.14. Результаты моделирования, демонстрирующие влияние притока воды на взаимосвязь давления с процентной нефтеотдачей

в продуктивный пласт воды. Некоторые наиболее богатые нефтяные месторождения в мире разрабатываются в водонапорном режиме. В США наиболее знаменитое месторождение такого типа — это Ист-Техас. По плану коэффициент нефтеотдачи месторождения Ист-Техас должен был составить порядка 79% (Родифер, 1986). Основываясь на этих цифрах, можно сказать, что приток воды может весьма значительно увеличить объемы добываемой нефти.

Когда механизм притока воды в пласт определен, следующей важной задачей является тщательный мониторинг скважин с целью свести к минимуму добычу воды из них. В режиме вытеснения нефти *краевой водой* для этого может потребоваться систематическое закрытие краевых скважин контура месторождения при заполнении последних водой. Если же добыча ведется в режиме вытеснения *подошвенными* водами, то для сведения к минимуму объемов добычи воды необходимо систематически перекрывать нижние перфорационные отверстия в скважинах по мере подъема в них уровня воды.

Чтобы продемонстрировать, как ведут себя пласты с водонапорным режимом, рассмотрим результаты моделирования эксплуатационных характеристик пласта площадью 32,37 га, окруженного радиальной водоносной зоной. Свойства пласта и содержащегося в нем флюида можно взять из табл. 12.4 и 12.6. Проницаемость и пористость водоносной зоны равны соответственно 37 мД и 27%.

На рис. 12.14 показано то, как влияет приток воды на график зависимости среднего давления от долевой нефтеотдачи коллектора. Здесь же для сравнения показан график изменения давления в коллекторе с режимом растворенного газа. Как легко видеть, при заданном значении давления приток воды способствует повышению коэффициента долевой нефтеотдачи, и, наоборот, при заданном коэффициенте нефтеотдачи приток воды способствует поддержанию большего давления, чем в режиме растворенного газа.

На рис. 12.15 приведено изменение промысловых показателей залежи в зависимости от времени добычи: газового фактора, газонасыщенности, коэффициента нефтеизвлечения (отдачи) и динамики изменения давления. Водонапорные режимы, как правило, имеют характерный график изменения газового фактора при падении среднего давления в пласте ниже давления насыщения: после непродолжительного роста газовый фактор начинает медленно стабилизироваться. Такое поведение объясняется

характером изменения газонасыщенности. При падении давления ниже точки насыщения этот параметр кратковременно возрастает от 0 до примерно $10-15\%$ от ПО, а затем стабилизируется, так как вторгающаяся в пласт вода вытесняет нефть к добывающим скважинам; последняя поэтому концентрируется в не охваченной вытеснением области или, по-другому, зоне усадки нефти. При отсутствии процесса вытеснения нефти из пласта газонасыщенность росла бы непрерывно. Конечный газовый фактор в режиме растворенного газа равен 802 м^3/м^3, газонасыщенность составляет $28,7\%$ от ПО. Эти же показатели для водонапорного режима равны соответственно $235,48$ м^3/м^3 и 19% от ПО.

Как и ожидалось, водонапорный режим разработки залежи способствует повышению отдачи залежи и увеличению длительности проекта (см. динамику изменения коэффициента нефтеотдачи, рис. 12.15). В рассматриваемом нами примере при использовании водонапорного режима добыча составляет $53,2\%$ от OOIP по истечении $32,6$ лет, тогда как в режиме растворенного газа добыча равна $24,2\%$ от OOIP по истечении $13,5$ лет. Отметим, что дебит нефти в обоих случаях принимался равным 3.18 м^3/сут. (Как и ранее, кривые обрываются при приближении к пределу рентабельной эксплуатации месторождения.) Данный уровень отдачи типичен для диапазона водонапорных режимов от умеренного до сильного. Вытеснение нефти водой также приводит к повышению газоотдачи ($80,5\%$ по сравнению с $53,1\%$). В сущности, динамика притока воды отражает дополнительный прирост нефтедобычи. Так, в нашем случае суммарный объем вторгшейся в пласт воды составляет 58% от УВПО или 46% от ПО, что соответствует примерно 1% прироста добычи OOIP на каждые $1,6\%$ ПО (или $2,0\%$ УВПО) вторгшейся воды или приблизительно $0,1$ м^3 дополнительной нефти на каждый кубометр вторгшейся воды. Естественно, что при водонапорном режиме добычи дебиты нефти и газа будут значительно выше по сравнению с режимом растворенного газа.

Как и предполагалось ранее, исходя из рис. 12.15, где в том числе показана динамика изменения давления в ходе добычи, можно сделать вывод, что водонапорный режим постоянно поддерживает внутрипластовое давление на более высоком уровне. А поскольку коэффициент газонасыщенности при вытеснении нефти водой существенно ниже по сравнению с режимом растворенного газа, предел рентабельности достигается при гораздо более низком конечном давлении. Последнее в случае водонапорного режима и режима растворенного газа составляет соответственно $32,4$ и $42,2$ бар.

Для кривых, приведенных на рис. 12.14 и 12.15, имеется также несколько весьма существенных исключений. Так, на эксплуатационные показатели водонапорного режима сильно влияет коэффициент вытеснения нефти водой. В расчетах, результаты которых показаны на рис. 12.14 и 12.15, этот коэффициент варьировался в пределах от среднего до хорошего. Если же эффективность вытеснения низка, то нефтеотдача, очевидно, будет ниже. Менее предсказуемым результатом является поведение газового фактора. При низком значении коэффициента вытеснения график его изменения будет не столь простым, как на рис. 12.15. Вместо незначительного повышения и последующего выравнивания газовый фактор в этом случае ведет себя так, как при добыче в режиме растворенного газа, т. е. постоянно и монотонно возрастает. Это отличие объясняется тем, что вторгающаяся в пласт вода минует значительные объемы нефти. В итоге последняя практически не вытесняется по направлению к скважинам и не препятствует естественному росту газонасыщенности. Газовый фактор при водонапорном режиме добычи может даже превышать таковой в режиме растворенного газа, если коэффициент вытеснения имеет достаточно низкое значение, так как в этом

случае вторгающаяся в пласт вода более эффективно вытесняет к добывающим скважинам газ, а не нефть. Отметим также, что законтурные режимы не столь эффективны по сравнению с режимами вытеснения подошвенной водой из-за влияния силы тяжести.

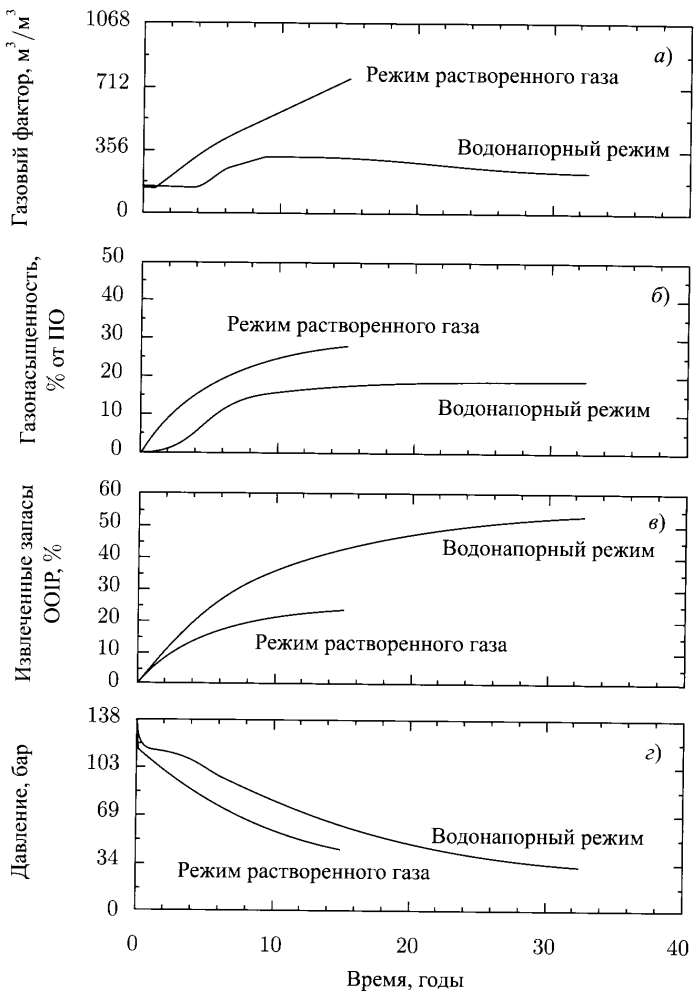


Рис. 12.15. Динамика изменения эксплуатационных показателей при водонапорном режиме добычи: (*а*) газовый фактор, (*б*) газонасыщенность, (*в*) нефтеотдача и (*г*) среднее давление

В целом можно сказать, что приток воды заметно увеличивает добычу в пластах с нелетучей нефтью. Конечная нефтеотдача при водонапорном режиме зависит главным образом от полезного объема вторгшейся в залежь воды, который представляет собой разность общих объемов вторгшейся и добытой из скважины воды. При этом чем больше этот полезный объем, тем выше будет и нефтеотдача коллектора. Объем поступающей в пласт воды зависит в первую очередь от размеров водоносной зоны, а также степени взаимосвязи между водоносной областью и пластом-коллектором. Максимально возможный полезный объем вторгшейся воды, выраженный в виде доли от порового

объема пласта, равен $(1 - S_{orw} - S_{grw} - S_{wc})$, где S_{orw} — остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой, S_{grw} — остаточная газонасыщенность при вытеснении водой, а S_{wc} — начальная водонасыщенность. Как показывает данное уравнение, остаточные насыщенности S_{orw} и S_{grw} непосредственно влияют на коэффициент нефтеотдачи, ограничивая полезный объем воды, поступающей в пласт. Отметим также, что по значениям остаточных насыщенностей S_{orw} и S_{grw} можно напрямую судить о коэффициенте вытеснения нефти или газа водой. Более предпочтительна ситуация, когда остаточная нефтенасыщенность ниже, чем газонасыщенность, так как в этом случае добыча нефти будет преобладать над добычей газа. Максимальная долевая нефтеотдача изначально недонасыщенного коллектора с нелетучей нефтью находится по формуле $E_v(1 - S_{orw} - S_{grw} - S_{wc})/(1 - S_{wc})$, где E_v — объемный коэффициент охвата коллектора вторгающейся водой. Данное уравнение предполагает наличие абсолютного водонапорного режима, при котором не происходит снижения давления в результате истощения залежи.

12.10. Поведение скважины в начальный период добычи

При первом открытии добывающей скважины в ней происходят большие изменения забойного давления, эксплуатационного газового фактора, а также насыщенности флюидом вскрытой поверхности забоя и стенок скважины. Они могут длиться в пределах от нескольких часов до нескольких суток. В конце концов описанные выше параметры стабилизируются, продолжая тем не менее меняться, хотя и более медленно. Знание того, как ведет себя скважина в начальный период добычи, позволяет более полно судить о механике пласта.

Одним из наиболее эффективных средств моделирования и изучения работы скважины в начальный период добычи является многофазная модель депрессии, введенная ранее в § 7.17. На рисунках с 12.16 по 12.18 показано смоделированное поведение технологических показателей некоторой гипотетической скважины. При этом все необходимые пластовые свойства, а также свойства флюида были взяты нами из табл. 12.4 и 12.6. Начальное давление было принято равным $137,8$ бар, а давление насыщения — 113 бар. В ходе моделирования предполагалось также, что дебит нефти постоянен и равен $27,19$ м^3/сутки.

На рис. 12.16 показано изменение давления в скважине в течение первого часа добычи. Как видно, здесь происходит его резкое понижение — примерно на $20,7$ бар — в ходе нескольких первых минут. По истечении получаса давление начинает стабилизироваться, продолжая тем не менее плавно снижаться.

Здесь же приведена динамика изменения нефтенасыщенности в призабойной зоне и на стенках скважины. Начальные нефте- и водонасыщенность были равны соответственно 80 и 20% от ПО, причем водяная фаза оставалась неподвижной. Нефтенасыщенность призабойной зоны в ходе первых минут добычи оставалась постоянной. Затем, когда давление в скважине достигло точки насыщения, насыщенность забоя нефтью стала резко падать, достигнув уровня в 75%. По истечении получаса этот параметр стабилизировался на уровне в $72 - 74\%$, продолжая тем не менее снижаться и далее.

Рис. 12.17 показывает динамику изменения текущего эксплуатационного газового фактора. В течение начального очень короткого периода эта величина постоянна и равна $149,1$ м^3/м^3; далее, при снижении давления до точки насыщения, газовый фактор резко падает до отметки в $144,5$ м^3/м^3. Данная тенденция объясняется тем фактом,

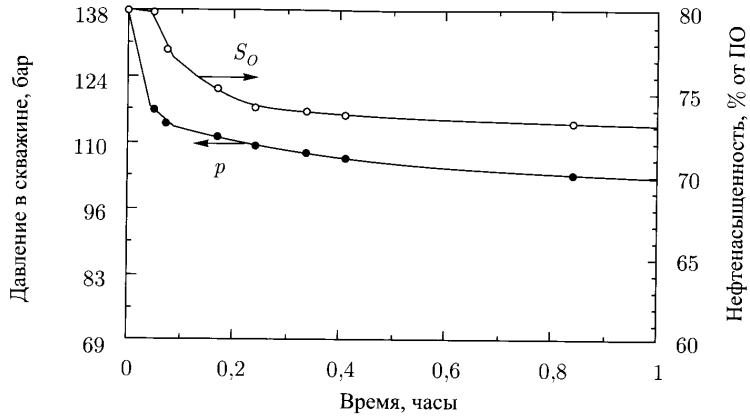


Рис. 12.16. Полученные с помощью модели технологические показатели скважины, вскрывающей пласт с нелетучей нефтью: динамика изменения давления в фонтанирующей скважине и нефтенасыщенности в призабойной зоне

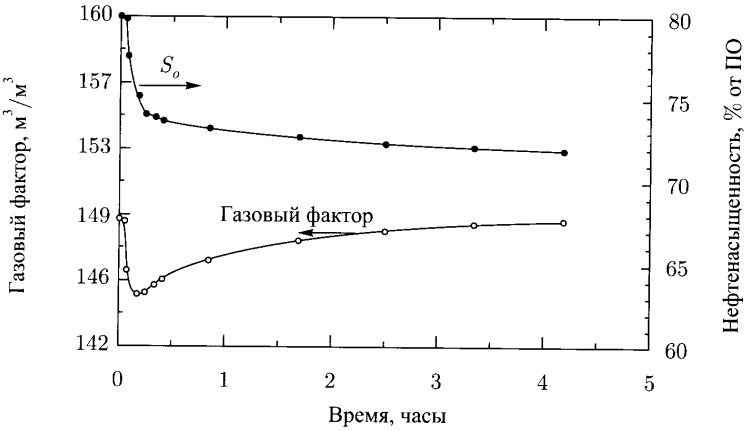


Рис. 12.17. Полученные с помощью модели технологические показатели скважины, вскрывающей пласт с нелетучей нефтью: динамика изменения текущего эксплуатационного газового фактора и нефтенасыщенности в призабойной зоне

что десорбированный газ сначала находится в неподвижном состоянии. При достижении необходимой величины газонасыщенности газ становится подвижным и газовый фактор снова начинает постепенно возрастать до уровня $147,7$ м^3/м^3 в течение последующих нескольких часов. Тенденция его роста сохраняется и далее, на протяжении всего периода добычи.

На рис. 12.18 показаны профили распределения насыщенности по истечении 14, 104 и 224 суток добычи. Такие цифры были выбраны не случайно: так, бесконечный режим течения продолжается примерно 14 суток, а псевдостационарный — более 224 суток. Радиус зоны дренирования составил 200 м. Как видно из графиков, после 14 суток добычи нефтенасыщенность на забое падает с 80 до 69% от ПО, при этом область изменения параметра затрагивает только первые $15,2$ м от скважины в глубь пласта. По истечении 104 дней добычи насыщенность на забое снижается уже до 67%, а радиус ее изменения достигает $39,6$ м. Градиент насыщенности при этом резко падает и про-

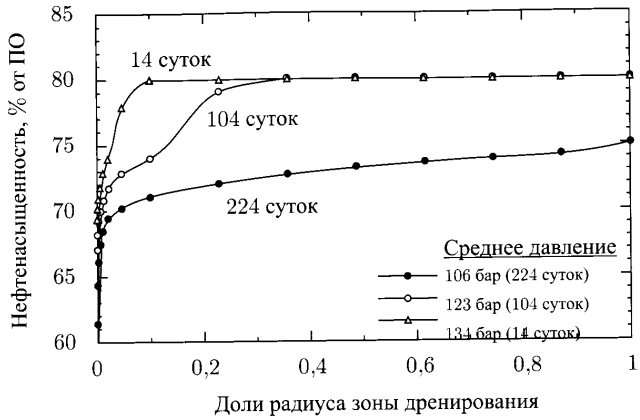


Рис. 12.18. Полученные с помощью модели технологические показатели скважины, вскрывающей пласт с нелетучей нефтью: кривые насыщенности по истечении 14, 104 и 224 суток добычи

должает снижаться в дальнейшем. Наконец, после 224 суток нефтенасыщенность на стенках скважины и забое понижается до 62% от ПО, а градиент этой величины становится настолько размытым, что наиболее сильное ее изменение наблюдается только в радиусе первых 15,2 м от скважины. Тем не менее профиль нефтенасыщенности меняется и далее, но уже в полустационарном режиме.

Большинство результатов, приведенных на рис. 12.16–12.18, качественно применимы и к другим пластам, содержащим нелетучую нефть. Исключение составляет динамика изменения газового фактора, поскольку она чрезвычайно чувствительна к относительной проницаемости системы газ–нефть и поэтому может выглядеть совершенно иначе, нежели в данном конкретном случае. Например, если критическая газонасыщенность очень мала, то газовый фактор будет сначала возрастать, а не снижаться (как показано на рисунке). Возможны и другие типы поведения газового фактора. Последний зачастую сначала резко снижается, а затем временно стабилизируется на уровне чуть меньшем, чем R_{si}. Кроме этого, возможны и небольшие осцилляции или флуктуации газового фактора. Но тем не менее следует отметить, что в целом динамика изменения газового фактора имеет одну общую тенденцию: резкое изменение параметра в самом начале добычи, которое затем принимает более плавный характер.

12.11. Расчет величин OOIP и OGIP методом материального баланса

Ранее уже упоминалось (см. § 6.2.1), что для оценки OOIP и OGIP можно использовать материальный баланс системы. В данном разделе при рассмотрении различных методов мы предполагали, что динамика притока воды в пласт либо доподлинно известна, либо притока нет вообще. Если же характеристики притока не определены, то нужно одновременно рассчитывать как значение OOIP, так и динамику притока, используя для этой цели метод МакИвена, подробно описанный в главе 10 («Приток природной воды в пласт»).

12.11.1. Изначально недонасыщенные коллекторы с нелетучей нефтью

В разделе 6.2.1.1 для определения OOIP и OGIP в изначально недонасыщенных нефтяных пластах был применен графический метод, в котором использовалась регрес-

сия методом наименьших квадратов. В примере 5 одиннадцатой главы также показан аналогичный метод для случая коллектора с жирным газом.

Уравнение материального баланса изначально недонасыщенной нефтяной залежи выглядит следующим образом:

$$F(t) - W_e(t) = NE_{owf}(t). \tag{6.56}$$

Данное уравнение показывает, что тангенс угла наклона графика $(F - W_e)$ от E_{owf} дает величину OOIP N. Значение OGIP далее можно найти по формуле $G = NR_{si}$. В уравнениях (11.56)–(11.58) упражнения 11.12 приведены формулы линейной регрессии прямой по методу наименьших квадратов. Их можно непосредственно применить к (6.56), чтобы вычислить N.

Поскольку сжатие порового объема и расширение воды при добыче уже входят косвенным образом в параметр E_{owf}, данный метод может быть применен в том числе и к поддающимся уплотнению пластам. Однако, как показывает практика, обычно эти параметры рассматривать не обязательно, если только более половины экспериментальных точек не лежит выше давления насыщения системы.

Ниже в примере 5 мы более подробно продемонстрируем применение вышеописанного метода.

12.11.2. Коллекторы с газовой шапкой

В разделе 6.2.1.2 для случая пластов с начальным давлением ниже точки насыщения и коллекторов с газовой шапкой рассматривается два статистических метода определения OOIP и OGIP. Здесь же мы обсудим только один из них — итерационный.

В итерационном методе уравнение материального баланса представляют в виде

$$F - W_e = N_{foi}E_t(m), \tag{6.58}$$

где E_t — это общий коэффициент расширения, зависящий от m:

$$E_t(m) = E_{owf} + m\frac{E_{gwf}B_{oi}}{B_{gi}}. \tag{6.59}$$

Параметр m представляет собой отношение начальных объемов газовой и нефтяной фаз в свободном состоянии:

$$m = \frac{G_{fgi}B_{gi}}{N_{foi}B_{oi}}. \tag{6.60}$$

Для пластов с нелетучей нефтью $N = N_{foi}$. В целом в коллекторах с газовой шапкой расширением породы и воды можно пренебречь.

Процедура решения состоит из следующих этапов: (1) приблизительное задание параметра m, (2) расчет функции $E_t(m)$ для каждого экспериментального значения давления, (3) вычисление N при помощи формулы наименьших квадратов, упражнение 11.12,[1] (4) расчет значения невязки R в каждой точке, где $R = (F - W_e) - NE_t(m)$, (5) вычисление суммы квадратов невязки (SSR) и (6) возвращение к шагу 1, изменение m и повторение итерации до тех пор, пока SSR не примет минимальное значение. Когда m и N становятся известны, можно приступать к расчету G_{fgi} по формуле $G_{fgi} = mNB_{oi}/B_{gi}$. Представленный метод решения аналогичен описанному

[1] Величину N можно также найти из тангенса угла наклона графика $(F - W_e)$ от E_t.

в § 11.8.2 методу материального баланса, в котором совместно определяются значение эффективной сжимаемости и величина OGIP для газовых пластов с высоким давлением.

Более простым подходом к решению означенной выше проблемы является прямой метод (Уолш, 1999). В данном методе к уравнению материального баланса (6.57) непосредственно применяется двумерная регрессия по методу наименьших квадратов (см. формулы в упражнении 11.13), в результате чего мы имеем возможность совместного определения параметров N_{foi} и G_{fgi}.

Далее на основе полученных результатов, вне зависимости от используемого статистического метода, необходимо построить график зависимости $(F - W_e)$ от $E_t(m)$. Таким образом, у нас появляется возможность различить неудовлетворительное соответствие экспериментальных и расчетных параметров, вызванное разбросом данных, и ошибочную идентификацию механизма вытеснения.

На дальнейшем этапе, после того как величины G_{fgi} и N_{foi} определены, можно приступать к расчету поровых объемов газовой шапки и нефтяной части залежи. Поровый объем шапки газа зависит от средних насыщенностей внутри самой шапки, а также внутри нефтяной части. Обозначим средние насыщенности, наблюдаемые в начале добычи, следующим образом:

$\overline{S}_{oOi}$ — начальная средняя нефтенасыщенность нефтяной части залежи;
$\overline{S}_{gOi}$ — начальная средняя газонасыщенность нефтяной части залежи;
$\overline{S}_{wi}$ — начальная средняя водонасыщенность нефтяной и газовой зон пласта;
$\overline{S}_{org}$ — начальная средняя нефтенасыщенность газовой шапки.

Тогда поровые объемы газовой шапки и нефтяной колонны будут соответственно определяться как

$$V_{pgi} = \frac{G_{fgi}B_{gi}\overline{S}_{oOi} - N_{foi}B_{oi}\overline{S}_{gOi}}{(1 - \overline{S}_{org} - \overline{S}_{wc})\overline{S}_{oOi} - \overline{S}_{org}\overline{S}_{gOi}}, \tag{12.13}$$

$$V_{poi} = V_{pi} - V_{pgi} = \frac{(N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})}{(1 - \overline{S}_{wc})} - V_{pgi}. \tag{12.14}$$

В особом случае, когда шапка газа не содержит нефти, а нефтяная часть залежи не содержит свободного газа, уравнения (12.13) и (12.14) упрощаются до вида $V_{pgi} = (G_{fgi}/B_{gi})/(1 - S_{wc})$ и $V_{poi} = (N_{foi}B_{oi})/(1 - S_{wc})$.

Хавленой и Оуде (1963) был предложен несколько другой метод определения величин OOIP и OGIP в пластах с шапкой газа. В данном методе строится график зависимости $(F - W_e)/E_{owf}$ от (E_{gwf}/E_{owf}), тангенс угла наклона которого равен G_{fgi}, а точка пересечения с осью ординат дает значение N_{foi}. Этот метод привлекателен прежде всего потому, что допускает прямое решение задачи. Следует отметить, что в теории метод работает очень хорошо, но, как было показано рядом ученых, на практике он очень ненадежен, так как чрезвычайно чувствителен к погрешности давления (Вонг и Хван, 1997; Уолш, 1999). Было выяснено, в частности, что метод Хавлены и Оуде дает неверные значения G_{fgi} и N_{foi}, сильно отличающиеся от истинных, даже при наличии незначительных погрешностей. Так, Уолш (1999) продемонстрировал, что при отклонении давления от истинной величины всего на 0,345 бар ошибка в определении N_{foi} составляет 150%, а G_{fgi} — 250%. Такая высокая чувствительность метода объясняется прежде всего тем, что делитель E_{owf} при начальном давлении стремится

к нулю. В свою очередь, небольшие ошибки в E_{owf} приводят к большим погрешностям в коэффициентах $(F - W_e)/E_{owf}$ и (E_{gwf}/E_{owf}). Техрани (1985) назвал эту проблему «потерей разрешающей способности». В связи с этим, метод Хавлены и Оуде нужно использовать крайне осторожно.

Уолш (1999) также продиагностировал итерационный и прямой методы на предмет их устоичивости по отношению к погрешностям. Как показали исследования, некоторая повышенная чувствительность наблюдалась, однако ее уровень был намного ниже по сравнению с методом построения графика $(F - W_e)/E_{owf}$ от (E_{gwf}/E_{owf}). В целом же Уолш (1999) пришел к такому выводу: методы материального баланса применительно к коллекторам с газовой шапкой нужно использовать очень осторожно.

Пример 5. Расчет значений OOIP и OGIP в изначально недонасыщенном коллекторе с водонапорным режимом. В таблице 12.10 (колонки с 1 по 3) приведены промысловые показатели по добыче нефти и газа в зависимости от давления в изначально недонасыщенном пласте с нелетучей нефтью, разрабатываемом в водонапорном режиме. В четвертом столбце приведено возможное значение объема притока воды при различном пластовом давлении. Начальное давление в залежи равно 137,8 бар, а давление насыщения пластового флюида — 116,3 бар. Вычислить величины OOIP (млн м^3) и OGIP (млрд м^3) в рассматриваемой залежи. Свойства флюида можно взять из табл. 12.6. Расширением воды и сжатием порового объема пренебречь[1].

Решение. Прежде всего рассчитаем F и E_o. Если пластовый флюид находится в недонасыщенном состоянии, то для вычисления F можно использовать (6.45), а $E_o = B_o - B_{oi}$. В противном случае для нахождения F необходимо воспользоваться выражением (6.50), а $E_o = B_{to} - B_{toi}$, где B_{to} задается уравнением (4.50) или (4.53).

Таблица 12.10. Промысловые показатели добычи нефти и результаты расчетов для примера 5

(1) p, бар	(2) N_p, тыс. м^3	(3) G_{ps}, млн м^3	(4) W_e, тыс. м^3	(5) F, млн м^3	(6) $F - W_e$, млн м^3	(7) E_o, м^3/м^3
137,80	0	0	0	0,000000	0,000000	0,0000
124,02	5,295	0,7896	6,122	0,007791	0,001670	0,0050
117,13	16,361	2,4423	21,481	0,024136	0,002671	0,0080
113,00	51,452	7,6070	63,711	0,076733	0,013022	0,0390
110,24	63,409	9,3277	73,871	0,095654	0,021783	0,0653

Например, при 117,13 бар (выше давления насыщения) расчет величин F и E_o согласно их определениям дает следующие результаты:

$$F = N_p B_{oi} + (W_p - W_I) = (16,361 \text{ тыс. м}^3)\left(1,475 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) + 0 = 24,13 \text{ тыс. м}^3,$$

$$E_o = B_o - B_{oi} = 1,475\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} - 1,467\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} = 0,008\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

[1] Формально параметры расширения породы и воды должны присутствовать в данном гипотетическом примере, поскольку более половины экспериментальных точек соответствует более высоким давлениям по сравнению с давлением насыщения. Мы не принимаем их во внимание прежде всего ради простоты расчетов.

Вычислим теперь параметры F, B_{to} и E_o при давлении $p = 110,24$ бар (т. е. ниже точки насыщения):

$$F = G_{ps}B_g + N_p(B_o - B_gR_s) + (W_p - W_I)B_w,$$

$$F = (9,3277 \text{ млн м}^3)\left(11,1075 \frac{\text{м}^3}{\text{тыс. м}^3}\right) +$$

$$+ (63,409 \text{ тыс. м}^3)\left\{1,453 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{тыс. м}^3} - \left(11,1075 \frac{\text{м}^3}{\text{тыс. м}^3}\right)\left(142,11 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{тыс. м}^3}\right)\right\} +$$

$$+ 0 = 95,65 \text{ тыс. м}^3.$$

$$B_{to} = B_{gi} + B_g(R_{si} - R_s),$$

$$B_{to} = 1,453 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} + \left(11,1075 \frac{\text{м}^3}{\text{тыс. м}^3}\right)\left(149,2 - 142,11 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) = 1,532 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3},$$

$$E_o = B_{to} - B_{toi} = 1,532 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} - 1,467 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} = 0,0653 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Результаты для других значений давления представлены в табл. 12.10. Далее, на рис. 12.19 построен график зависимости $(F - W_e)$ от E_o. Тангенс угла наклона этой линии дает величину OOIP, равную $N = 334$ тыс. м^3. Отсюда значение OGIP равно $R_{si}N = (149,2 \text{ м}^3/\text{м}^3)(334 \text{ тыс. м}^3) = 49,846$ млн м^3.

На рис. 12.19 для сравнения приведен также график F от E_o, согласно которому анализ добычи ведется так, как если бы извлечение нефти велось в режиме растворенного газа без притока воды извне. Как видно, этот график нелинеен и имеет более сильный наклон, а поскольку последний служит мерой определения OOIP, то можно сделать вывод, что метод материального баланса дает сильно завышенные оценки OOIP, если не принимать во внимание приток воды в пласт.

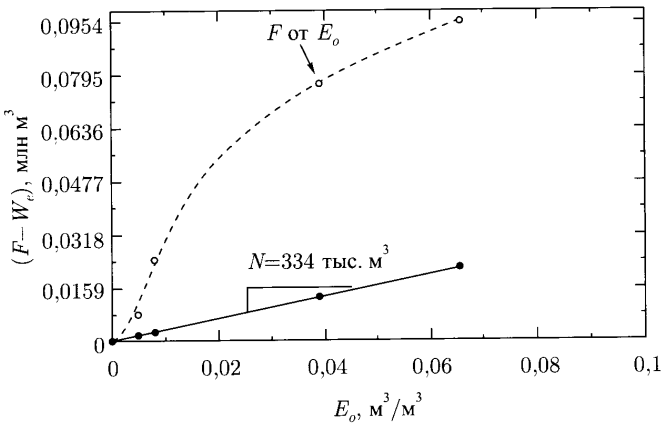


Рис. 12.19. График зависимости $(F - W_e)$ от E_o (пример 5)

12.12. Примеры из практики

Завершают данную главу практические примеры, из которых видны некоторые особенности промысловых данных, рассмотренные ранее. Некоторые из приведенных здесь примеров считаются классическими применительно к существующему в них типу истощения.

12.12.1. Месторождение Родесса — пример разработки в режиме растворенного газа

Полный набор промысловых данных для пластов с режимом растворенного газа опубликован в литературе всего лишь для нескольких месторождений. К их числу относится месторождение Родесса в штате Луизиана (Хилл и Гатри, 1943; Крафт и Хокинс, 1959; Маскет, 1949). В данном коллекторе добыча велась из известняка Глойд-Митчелл. Сам пласт (небольшого размера, содержащий нелетучую нефть) был открыт в 1937 году и, по оценкам экспертов, изначально содержал в себе примерно $8,284$ млн м^3 нефти и $0,92$ млрд м^3 газа. В ходе добычи ни образования газовой шапки, ни вторжения воды в пласт обнаружено не было. Крайне необычным аспектом явилось лишь то, что весь период добычи длился всего 40 месяцев. Такой короткий период функционирования промысла объяснялся чрезвычайно малой площадью дренирования, приходящейся на скважину — всего $1,2$–$1,6$ га. Следует также отметить, что разработка Родессы пришлась на время, когда стандарты по искусственному сокращению добычи в США только разрабатывались и относительно плотности размещения скважин существовало всего несколько ограничений. Промысловые параметры, а также свойства флюида, относящиеся к данному месторождению, приведены в табл. 12.11.

На рис. 12.20 показаны графики изменения дебита, текущего значения газового фактора и давления в ходе добычи. Ниже, на рис. 12.21, приведены зависимости дебита нефти, текущего и суммарного газовых факторов, а также давления от общего объема добытой нефти. Как видно из рис. 12.20, число добывающих скважин за период в 18 месяцев постепенно растет, достигая конечной цифры 95. Максимальный дебит нефти наблюдается после примерно 12 месяцев разработки, он составляет около 1750 м^3/сутки. Давление в ходе первых восьми месяцев добычи падает достаточно медленно, несмотря на то что в этот период вводится в эксплуатацию большинство скважин. Когда же практически все добывающие скважины были задействованы, давление стало падать заметно быстрее. В ходе добычи не наблюдалось временного снижения эксплуатационного газового фактора и в качестве возможного объяснения данной особенности операторы выдвинули идею об очень низкой критической газонасыщенности пласта.

Промысловые данные на рис. 12.21 несколько лучше иллюстрируют резкое падение пластового давления до тех пор, пока флюид в коллекторе не становится насыщенным. Из данного рисунка также видно, что в период между 10 и 16 месяцами добычи дебит нефти испытывает некоторые флуктуации, поскольку именно в это время условия эксплуатации залежи меняют с целью снизить излишнюю добычу газа, которая объяснялась операторами образованием в верхних частях пласта зоны со свободным газом. Необходимо, однако, заметить, что это предположение на практике так окончательно и не подтвердилось. Высокая добыча газа из залежи послужила отчасти повышению газоотдачи (80% от OGIP) и снижению нефтеотдачи (12% от OOIP) последней. При давлениях ниже $41,3$ бар четко прослеживается снижение эксплуатационного газового фактора.

12.12.2. Месторождение Магнолия, Арканзас — пример водонапорного режима

Месторождение Магнолия, расположенное в штате Арканзас, было открыто в 1938 году (Маскет, 1949). Данная залежь площадью 2266 га располагается в самой середине водоносной зоны, сложенной известняком Смаковер и охватывающей площадь 25 900 — — 51 800 км^2. Питание водой данного антиклинального пласта происходило как с по-

Таблица 12.11. Промысловые данные, месторождение Родесса

Свойство	Значение
Местонахождение, штат	Луизиана
Год открытия	1937
Начальное давление, бар	186
Начальный газовый фактор, $м^3/м^3$	111,6
OOIP, млн $м^3$	8,284
OGIP, млрд $м^3$	0,92
Тип породы	Известняк
Продуктивный горизонт	Глойд-Митчелл
Плотность товарной нефти, $кг/м^3$	812
Число добывающих скважин	95
Приблизительная площадь дренирования, га	1,2 – 1,6
Механизм добычи	Режим растворенного газа
Добыча нефти первичными методами, млн $м^3$	0,986 (12%)
Добыча газа первичными методами, млрд $м^3$	0,74 (80%)
Конечный дебит нефти, $м^3$/сутки	3,975
Суммарный газовый фактор, $м^3/м^3$	750

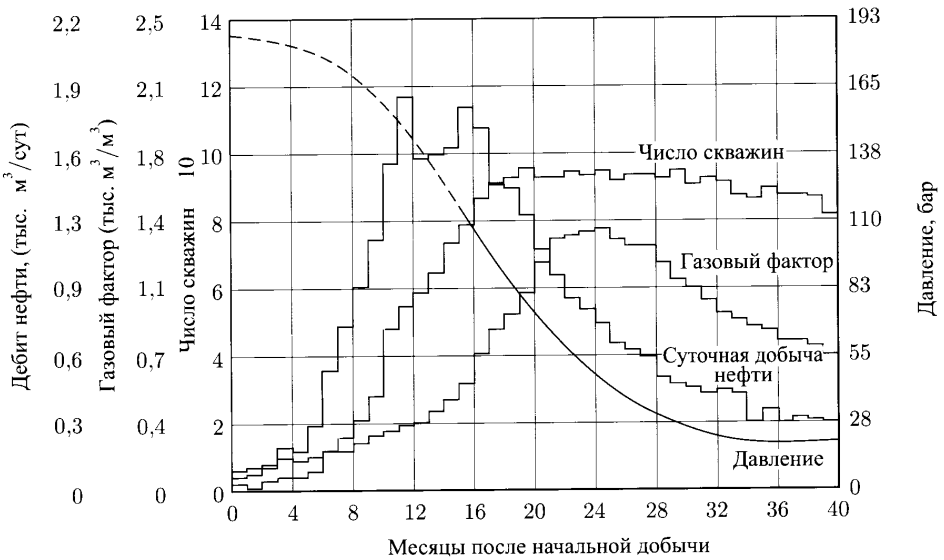


Рис. 12.20. Динамика изменения дебита нефти, текущего эксплуатационного газового фактора и давления (месторождение Родесса)

дошвенной части, так и по окружности. Добыча велась преимущественно из верхней части известняка Смаковер, известной как известняк Рейнольдс. Промысловые параметры для рассматриваемого пласта приведены в табл. 12.12.

На рис. 12.22 показано изменение промысловых показателей добычи с 1938 по 1945 год. О наличии в пласте водонапорного режима можно судить по трем особен-

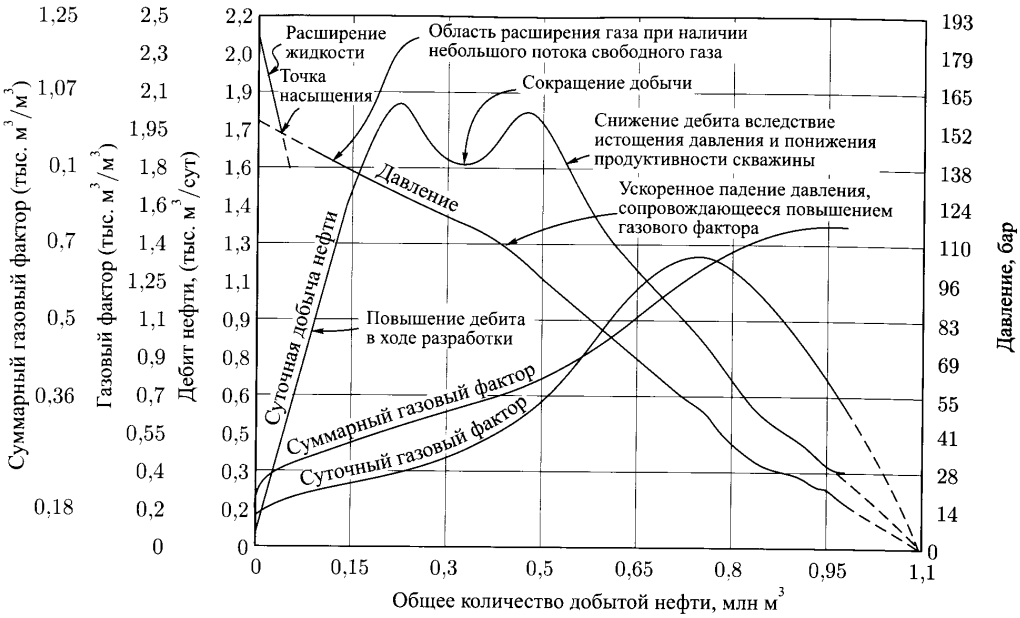


Рис. 12.21. Графики зависимости дебита нефти, текущего эксплуатационного и суммарного газовых факторов и давления от суммарного количества добытой нефти (месторождение Родесса)

Таблица 12.12. Основные промысловые данные, месторождение Магнолия

Свойство	Значение
Местонахождение, штат	Арканзас
Год открытия	1938
Начальное давление, бар	239
Строение залежи	Антиклиналь
Поровый объем изначальной нефтяной части, млн м^3	57, 24
Поровый объем начальной газовой шапки, млн м^3	10, 335
Плотность товарной нефти, кг/м^3	835
Литология	Известняк
Продуктивный горизонт	Смаковер
Механизм добычи	Водонапорный режим
Площадь, га	2266
Средняя проницаемость, мД	1500
Средняя пористость, %	17

ностям. Во-первых, добыча воды начинается в 1940 году, в основном из периферийных скважин. Во-вторых, давление внутри залежи на протяжении восьми лет разработки снижается достаточно медленно, с 239 до 200 бар. Расчеты методом материального баланса показали, что расширение пластового флюида (без учета притока воды) не смогло бы соответствовать темпам его отбора из пласта. И наконец, эксплуатационный

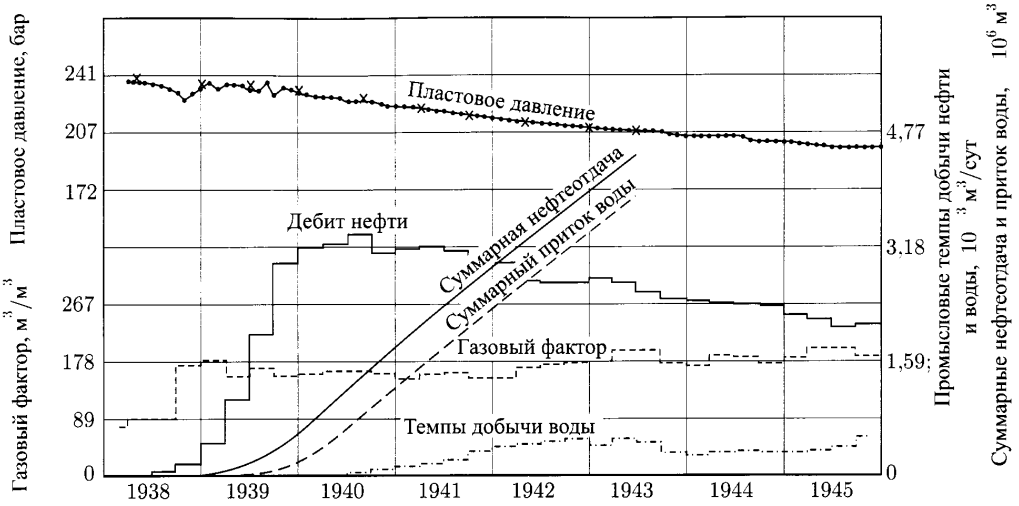


Рис. 12.22. Технологические показатели добычи с момента начала разработки (месторождение Магнолия)

газовый фактор в рассматриваемом нами пласте, давление в котором изначально находится ниже точки насыщения, возрастает очень незначительно (с 89 до 178 $м^3/м^3$), а после 1939 года этот параметр остается примерно на одном уровне. Более же сильный и продолжительный рост газового фактора свидетельствует о наличии в пласте режима растворенного газа. Проведенное в дальнейшем моделирование показало, что интенсивность подпитки залежи водой составляет 80% от темпов отбора флюида. Опираясь на эти данные, можно сделать вывод, что механизм добычи нефти здесь представляет собой частично водонапорный режим разработки.

Месторождение Магнолия изначально содержало небольшую газовую шапку. Поэтому операторы опасались, что из-за сильного вытеснения нефти подошвенной водой часть этой самой нефти будет перемещаться в шапку с газом и это неминуемо приведет к потере нефтеотдачи. Как следствие, для предотвращения миграции нефти в газовую шапку рассматривался вариант закачки газа в пласт, но так как темпы извлечения флюида из залежи превысили скорость притока воды извне, от этой идеи решили отказаться.

12.12.3. Пласт Тенслип, месторождение Эльк-Бейсн, Вайоминг — пример пласта с газовой шапкой, разрабатываемого в режиме гравитационного дренирования с нагнетанием газа обратно в пласт

Залежь Тенслип месторождения Эльк-Бейсн является прекрасным примером пласта с газовой шапкой, подверженного одновременно процедуре закачки газа и гравитационному дренированию (Стюарт и др., 1955; Гартвейт и Кребилл, 1962; Гартвейт, 1975). Уникальной особенностью рассматриваемого пласта является то, что вместо обычного газа, получаемого в ходе добычи, использовался дымовой газ. Но, несмотря на это отличие, залежь Тенслип во время добычи вела себя так, как будто в пласте осуществлялась повторная закачка добываемого газа.

Месторождение Эльк-Бейсн расположено между Парк Каунти, штат Вайоминг и Карбон Каунти, Монтана (США), приблизительно в 50 милях восточнее Йеллоусто-

унского парка, в северной оконечности Биг Хорн Бейсн. Пласт Тенслип залегает на средней глубине порядка 1500 м. Его мощность составляет около 70 м, а высота нефтяной части (или куполообразной структуры) равна 700 м (см. рис. 12.23). Сам коллектор состоит из двух продуктивных горизонтов: песчаника Тенслип и доломита Эмбар, которые связаны друг с другом. Средняя мощность формаций Тенслип и Эмбар составляет соответственно 73 и 12 метров, а так как 98% запасов OOIP залегает в свите Тенслип, то и весь пласт был назван этим именем.

Месторождение Эльк-Бейсн было открыто в 1915 году[1]. Пласт Тенслип впервые обнаружили в 1942. Начальные запасы нефти в нем, по оценкам экспертов, составили $85,86$ млн м^3. В течение первых шести лет, с 1943 по 1949 год, разработка залежи велась в условиях естественного истощения давления. В последующие пять лет, с 1949 по 1954 год, стали проводить закачку газа в пласт. В 1954 году коллектор вскрывало 132 скважины с площадью дренирования $16,2$ га на каждую из них. Из этого общего числа 17 скважин были закрыты из-за высоких значений газового фактора, а еще восемь выполняли роль нагнетательных. Соответствующие промысловые параметры для залежи Тенслип приведены в табл. 12.13, а на рис. 12.24 показана структурная карта и размещение скважин. Флюид в пласте изначально был недонасыщен.



Рис. 12.23. Положение газонефтяного контакта в ходе добычи с 1942 по 1954 годы (пласт Тенслип, месторождение Эльк-Бейсн)

На рис. 12.25 показан график добычи с 1942 по 1954 годы. Как видно, с 1943 по 1944 пласт вел себя как типичный, заполненный недонасыщенным флюидом. В начале 1945 года, когда давление упало ниже точки насыщения и из нефти стал выделяться растворенный газ, было зафиксировано образование вторичной газовой шапки. Ее формирование было приписано миграции газа из нижних в верхние части антиклинали. Таким образом, было установлено, что в пласте присутствует механизм гравитационного дренирования с активной сегрегацией или, по-другому, противотоком. Высокие показатели эксплуатационного газового фактора наблюдались прежде всего в скважинах, вскрывающих верхнюю часть антиклинали. Общий же эксплуатационный газовый фактор слегка снижался в период с 1945 по 1948 год, так как скважины с высоким его показателем были закрыты. Никакого заметного притока воды в пласт в ходе добычи обнаружено не было.

Необычным свойством залежи Тенслип являлось то, что состав пластового флюида изменялся с глубиной. Так, в верхней присводовой части антиклинали нефть была

[1]Эльк-Бейсн является вторым после Солт Крик крупнейшим месторождением штата Вайоминг.

Таблица 12.13. Основные промысловые данные, залежь Тенслип, месторождение Эльк-Бейсн

Свойство	Значение
Местонахождение, штат	Вайоминг и Монтана
Год открытия	1942
Начальное давление, бар	154
Строение залежи	Асимм. антиклиналь
OOIP, млн $м^3$	85,86
OGIP, млрд $м^3$	4,585
Площадь, га	2550
Литология	Песчаник/доломит
Продуктивные горизонты	Песчаник Тенслип
	Доломит Эмбар
Угол падения пласта в градусах, западный край	21
Угол падения пласта в градусах, восточный край	45
Средняя проницаемость, мД	118
Средн. пористость, %	10,7
Насыщенность связанной водой, % от ПО	8
Начальный FVF, $м^3/м^3$	от 1,07 до 1,2*
Начальный газовый фактор, $м^3/м^3$	от 17,8 до 88*
Давление насыщения (оцененное), бар	от 34,45 до 86,13
Мощность залежи, м	76
Площадь дренирования, га	16,2
Содержание сероводорода в нефти, %	от 5 до 15*
Плотность нефти, $кг/м^3$	от 876 до 890*

*Величина носит переменный характер из-за значительного изменения состава нефти по направлению от верха к низу пласта.

легче, чем в нижней. На рис. 12.26 показано, как меняются с глубиной свойства начального флюида. Отметим также, что нефть здесь содержит большой процент (от 5 до 15%) H_2S.

Когда стало ясно, что в пласте происходит гравитационное расслоение флюида, операторы посчитали, что длительная разрозненная эксплуатация месторождения с неограниченной добычей газа может привести к неэффективной отдаче. Совместные инженерно-геофизические работы позволили сделать вывод, что в рассматриваемом пласте можно успешно выполнить закачку газа, так как в нем наблюдалось (1) быстрое гравитационное дренирование, (2) большой угол падения, (3) большая высота складки, (4) хорошая проницаемость, (5) отсутствие водонапорного режима добычи и (6) положительный опыт нагнетания газа в близлежащих месторождениях. Централизованная добыча началась в мае 1946 года, а закачку газа в пласт начали производить в сентябре 1949. До этого момента из залежи было извлечено порядка 4,77 млн $м^3$ нефти или 5,6% от OOIP.

В ходе разработки выяснилось, что добываемого из пласта газа недостаточно для процедуры повторного нагнетания, так как после удаления из добытого флюида H_2S и CO_2, сжижаемых углеводородов, а также топлива, расходуемого на сжатие, на за-



Рис. 12.24. Структурная карта и размещение скважин в пласте Тенслип

качку остается только 10% всего добытого газа. Поэтому для процедуры нагнетания применили дымовой газ, образующийся в результате сгорания добытого газа. (Дымовой (или топочный) газ примерно на 90% состоит из N_2 и на 10% из CO_2.) Для закачки

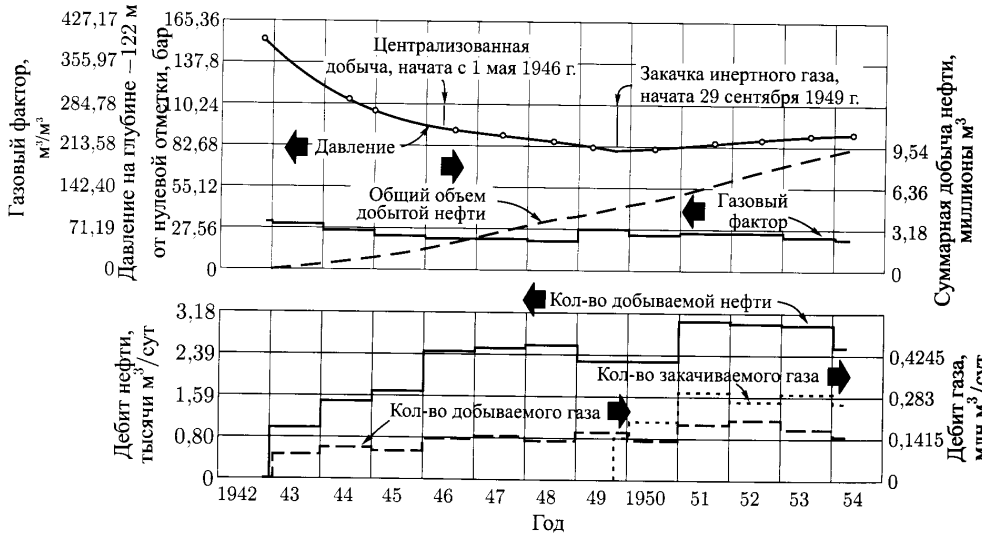


Рис. 12.25. История разработки пласта Тенслип (месторождение Эльк-Бейсн) с 1942 по 1954 гг

использовалось восемь скважин, которые вскрывали верхнюю присводовую часть антиклинали (см. рис. 12.24).

Эксплуатационные показатели (рис. 12.25), полученные в ходе добычи, показывают, что повторная закачка газа приводит к росту дебита нефти с 2385 до 3021 м^3/сутки при практически постоянном и низком значении газового фактора. Давление в свою очередь возрастает с 83 до 96 бар. Рост дебита нефти обусловлен прежде всего как раз увеличением давления, а давление растет из-за того, что темпы нагнетания газа превышают скорость его добычи из пласта. Следует отметить, что обычно ситуация выглядит прямо противоположным образом, т. е. дебит добываемого газа всегда превышает темпы закачки, поэтому в проектах, связанных с нагнетанием газа обратно в пласт, роста дебита нефти, как правило, не происходит.

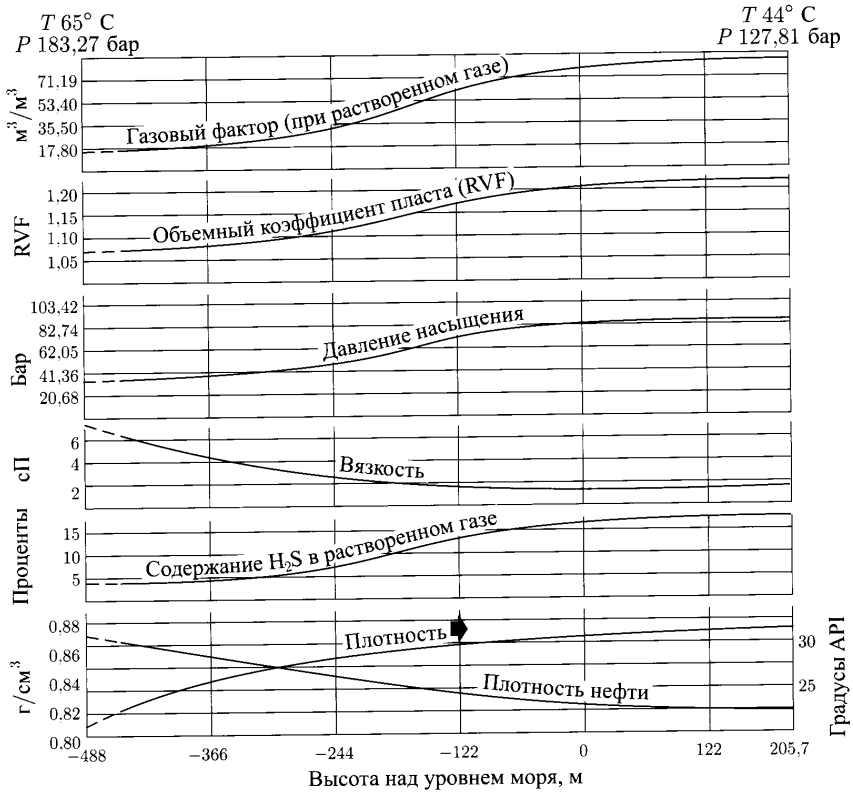


Рис. 12.26. Распределение свойств флюида по глубине в пласте Тенслип (месторождение Элк–Бейсн)

Так как закачка газа производилась в присводовую часть залежи и в сегрегированную газовую шапку, операторы постоянно контролировали положение газонефтяного контакта (ГНК) в пласте и в зависимости от этого добывающие скважины, вскрывающие верхнюю часть пласта, либо закрывали, либо проводили повторное их заканчивание, с тем чтобы избежать избыточной добычи газа. На рис. 12.25 показано, как меняется положение ГНК с 1946 по 1954 год. В течение этого периода уровень газонефтяного контакта понизился с $+229$ до $+91,5$ м выше среднего уровня моря (СУМ). В 1954 году было добыто $9,22$ млн м^3 нефти, что составляет $10,7\%$ от OOIP.

Изначально, при разрозненной эксплуатации месторождения и отсутствии процедуры закачки газа суммарная нефтеотдача залежи была запроектирована на уровне 27% от OOIP. Однако позже было показано, что при помощи вторичной газовой шапки, образующейся за счет закачки газа, можно извлечь порядка 64% от OOIP.

В 1959 году по периферии пласта было дополнительно пробурено 27 скважин с целью поддержания темпов добычи нефти. На рис. 12.27 показано поведение эксплуатационных показателей за период с 1954 по 1961 год. В ходе его дебит нефти возрос с 3021 до 7314 $м^3$/сутки, а давление слегка упало: со 110,24 до 86,13 бар. В середине 1961 года суммарная нефтеотдача составила 22,88 млн $м^3$ или 26,6% от OOIP. Уровень газонефтяного контакта снизился до -61 метра от СУМ. До 1954 года притока воды в пласт не наблюдалось, однако далее было зафиксировано, что в 15 из 27 вновь пробуренных скважин содержание воды повысилось с 3 до 5%.

С 1961 по 1974 год дебит нефти понизился с 7632 до 1988 $м^3$/сутки (рис. 12.28). Это падение явилось следствием уменьшения давления в пласте, меньшей активности добывающих скважин, сокращения продуктивных интервалов и роста обводненности. В 1971 году закачку газа прекратили за исключением инертной составляющей, выделяемой из добываемого газа. Как следствие, давление внутри залежи снизилось с 75,8 до 37,9 бар. К этому времени уровень добычи из пласта подходил к предельному, что легко доказывалось понижением ГНК до уровня последнего ряда добывающих скважин. В итоге операторы были вынуждены запустить интенсивную программу мониторинга этих скважин и проводить цементирование участков с добычей газа. В 1974 году по оценкам экспертов, пласт был истощен на 89%.

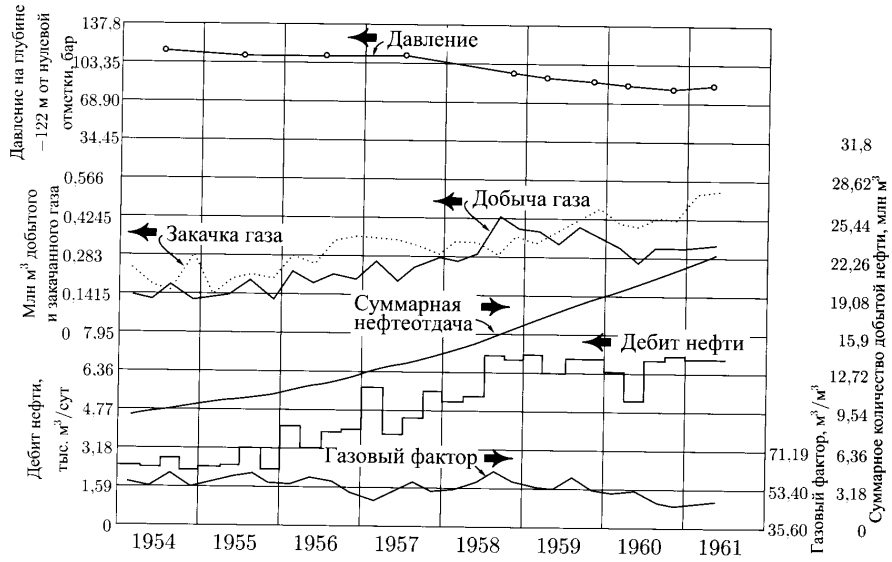


Рис. 12.27. История разработки пласта Тенслип (месторождение Эльк-Бейсн) с 1954 по 1961 гг.

С 1942 по 1964 гг. эксплуатационный газовый фактор сохранялся на относительно неизменном уровне, между 44,5 и 62,3 $м^3/м^3$. Однако с 1964 года этот показатель неизменно рос, достигнув к 1974 году величины 569,56 $м^3/м^3$. Рост газового фактора продолжался, даже несмотря на безуспешные попытки снизить добычу газа из пласта. За период с 1961 по 1974 год с целью улучшения дренирования пласта по его

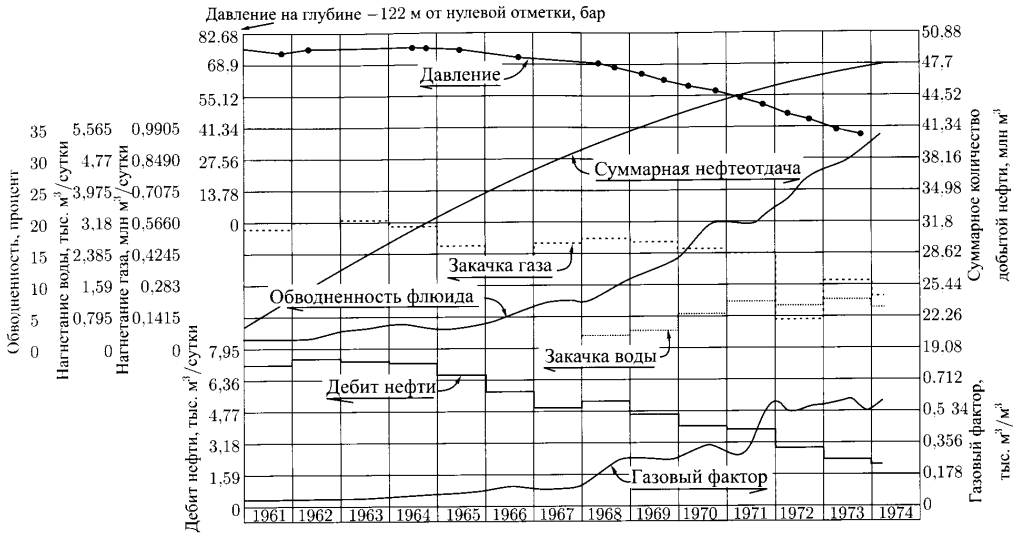


Рис. 12.28. История разработки пласта Тенслип (месторождение Эльк-Бейсн) с 1961 по 1974 гг.

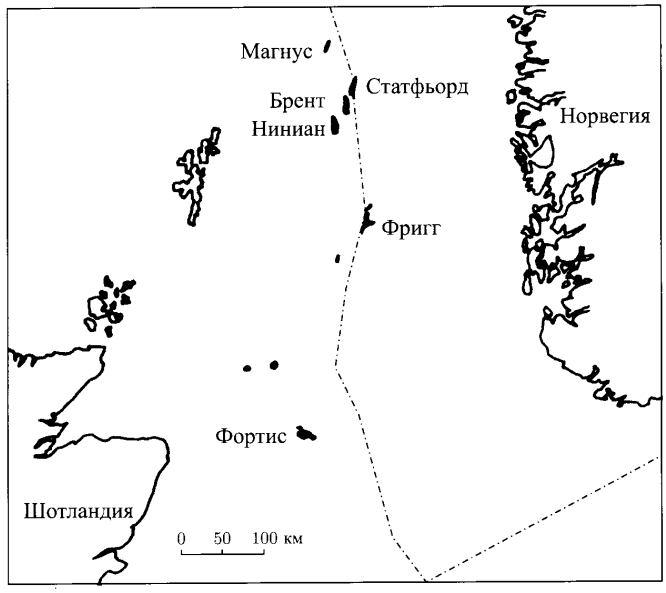


Рис. 12.29. Карта, показывающая положение месторождения Фортис (по Денни и Хойсер-Маскелу (1984))

периферии было дополнительно пробурено 57 скважин. Таким образом, общее число скважин на месторождении достигло 216, но при этом в 1974 году было задействовано лишь 80 добывающих скважин. По мере падения давления внутри пласта, по всей вероятности, начался и процесс притока воды, о чем можно судить по росту обводненности скважин. К началу 1974 года этот показатель вырос с 5 до 33%. В марте 1974 суммарная добыча нефти составляла 47,366 млн м^3 или 55,2% от OOIP. При этом дебит удерживался на отметке в 1988 м^3/сутки, что вполне соответствовало намеченным

объемам добычи (61% от OOIP). Следует отметить, что эти цифры близки к прогнозам, сделанным в 1948 году.

В 1968 году в западном крыле залежи начали производить закачку воды с целью расширения стратегии гравитационного дренирования. Для этого в подстилающий водоносный слой было пробурено семь скважин, которые заканчивали на глубине от 122 до 305 м ниже водонефтяного контакта. Данные нагнетательные скважины были призваны способствовать извлечению нефти из основания пласта.

Гартвейтом (1975) было установлено, что одним из самых замечательных аспектов этого проекта добычи является то, что прогнозы, сделанные в 1948 году на основе простой аналитической модели, являются вполне точными и работают до сих пор.

12.12.4. Месторождение Фортис, Северное море — пример морского пласта с водонапорным режимом

Гигантское нефтяное месторождение Фортис расположено в Северном море в 170 км от берегов Шотландии, рис. 12.29 (Бранд и др., 1996; Денни и Хойсер-Маскел, 1984). Будучи открытым в 1970 году, это месторождение стало первым из основных залежей, разрабатываемых в Северном море. По оценкам экспертов, начальные запасы извлекаемой нефти в Фортис составили $0,3943$ млрд м^3 из общих геологических запасов в $0,6662$ млрд м^3. Разработка пласта велась и ведется сейчас при помощи механизма вытеснения подошвенной водой, который дополняется приконтурной закачкой воды. На сегодняшний день из пласта извлечено более $0,3593$ млрд м^3 нефти, что составляет примерно 54% от OOIP. Суммарная добыча оценивается в 59%, т. е. нефтеотдачу этого коллектора можно считать превосходной.

С геологической точки зрения пласт слагают три продуктивных песка: Мейн, Чарли и Фортис на юго-востоке, при этом Чарли перекрывает Мейн. Вышеназванные пески слагают различные секции залежи и отделены друг от друга глинистыми породами. Как следствие, между этими секциями существует разность давлений (см. рис. 12.30). В основании продуктивных песков месторождения Фортис располагается обширный водоносный пласт.

Содержащийся в коллекторе флюид представляет собой нелетучую нефть с низким содержанием растворенного газа (ее газовый фактор равен всего $53,4$ м^3/м^3). Несмотря на то что в литературе практически не встречается информации, касающейся пластовой нефти, последняя, судя по всему, является относительно тяжелым (т. е. с высоким молекулярным весом) нелетучим флюидом. Выборочно некоторые промысловые параметры представлены в табл. 12.14.

В таблице 12.15 показана история разработки месторождения Фортис. Разработка велась из пласта, в основании которого находился очень активный водоносный слой, что и привело к возникновению интенсивного режима вытеснения нефти подошвенной водой. Этот естественный водонапорный режим дополнялся искусственной приконтурной закачкой воды.

Бурение и добыча велись с пяти морских платформ: Фортис Альфа, Фортис Браво, Фортис Чарли, Фортис Дельта и Фортис Эко. Первые четыре платформы были закончены и введены в эксплуатацию в 1975 году. Платформа Фортис Эко, построенная в 1987 году, расположена на юго-восточной оконечности месторождения. На рис. 12.31 показано расположение первых четырех платформ (последняя пятая платформа во время построения этой схемы еще не была установлена).

Как видно, из каждой платформы выходит примерно от 20 до 25 скважин, причем 4 – 6 из них нагнетательные. Последние располагаются в основном по внешнему контуру месторождения. В настоящее время залежь вскрывают 108 скважин.

На данном месторождении первоочередной целью инжиниринга резервуаров являлся контроль за движением воды внутри пласта и максимальное повышение коэффициентов охвата по мощности и площади залежи. Передвижение воды отслеживалось каротажными испытаниями в необсаженных скважинах, геофизическими исследованиями (ГИС) в обсаженных эксплуатационных скважинах, а также посредством анализа добываемой воды. Целью ГИС являлось прежде всего отслеживание движения водонефтяного контакта, а изменение состава добываемой воды служит показателем ее скорого прорыва к добывающим скважинам.

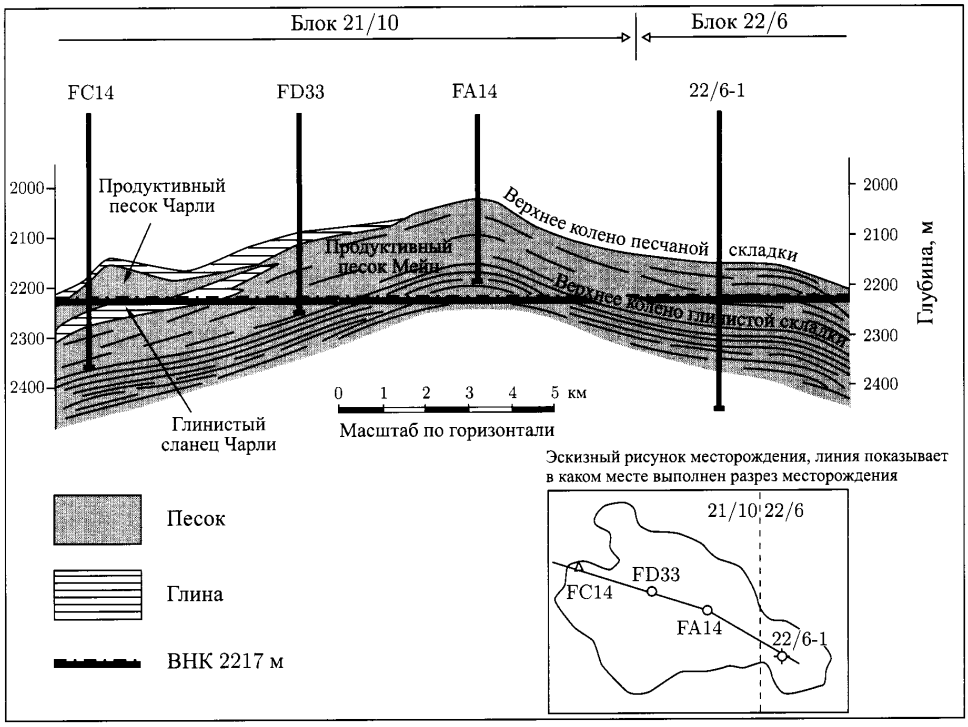


Рис. 12.30. Схематичный разрез месторождения Фортис по направлению с запада на восток (по Денни и Хойсер-Маскелу (1984))

На рис. 12.32 показана динамика изменения дебита нефти, темпов добычи и закачки воды, а также снижения давления применительно к месторождению Фортис. С 1981 года в целом происходило постепенное снижение дебита нефти и рост темпов добычи воды. Пик добычи пришелся на декабрь 1978 года, в этот месяц дебит составил 88 563 м^3/сутки. В последнем отчете, датированном 1996 годом, дебит нефти снизился до 17 649 м^3/сутки, в то время как объемы закачки воды возросли до 62 010 м^3/сутки, а добыча последней составила 39 114 м^3/сутки; обводненность повысилась: 69%. На этом этапе из пласта было добыто 91% всех извлекаемых запасов нефти. Поведение пласта соответствует наличию сильного водонапорного режима в нем.

Отборочные исследования показали, что если добываемый газ очистить и вновь закачать в пласт, то никакого вытеснения нефти (ни смешивающегося, ни несмешива-

Таблица 12.14. История разработки месторождения Фортис

Дата	Событие
Окт. 1970 г.	Открытие пласта компанией BP, Блок 21/10
1971 г.	Компании Shell и Esso обнаруживают нефть в соседнем блоке 22/6
1974-75 гг.	В блоке 21/10 устанавливаются 4 стационарные стальные платформы
Сент. 1975 г.	Начало добычи
1978-81 гг.	Период максимальной добычи, 79 500 $м^3$/сутки
Апр. 1982 г.	Суммарная добыча превышает 159 млн $м^3$
1985 г.	В сегменте, принадлежащем Shell и Esso, установлена еще одна платформа
1987 г.	Начинается добыча нефти с пятой платформы
Янв. 1995 г.	Суммарная добыча достигает 359, 34 млн $м^3$

Таблица 12.15. Основные промысловые параметры месторождения Фортис

Свойство	Значение
Местонахождение	Великобритания, Северное море
Год открытия	1970
Начальное давление, бар	223
Температура, °C	96
Строение залежи	Антиклиналь
OOIP, млн $м^3$	667, 16
Извлекаемые запасы нефти, млн $м^3$	394, 32
Запроектированный коэффициент отдачи, %	59
Оставшиеся запасы (янв. 1995), млн $м^3$	34, 66
Литология	Песчаник
Продуктивный горизонт	Пласт Фортис
Эпоха	Палеоцен
Площадь, га	9324
Глубина до вершины антиклинали, м	2030
Глубина до ВНК, м	2217
Макс. высота нефтяной части залежи, м	187
Средн. проницаемость, мД	700
Диапазон изменения проницаемости, мД	от 30 до 4000
Средн. пористость, %	27
Диапазон изменения пористости, %	от 10 до 36
Плотность нефти, кг/$м^3$	840
Вязкость нефти, сП	0, 76
Начальный газовый фактор, $м^3/м^3$	53, 4
Максимальная добыча, $м^3$/сутки	88563
Месяц, в котором набл. макс. добыча	Дек. 1978
Текущий дебит нефти, $м^3$/сутки	17649
Текущая добыча воды, $м^3$/сутки	39114
Текущие объемы закачки воды, $м^3$/сутки	62010
Текущая обводненность, %	69

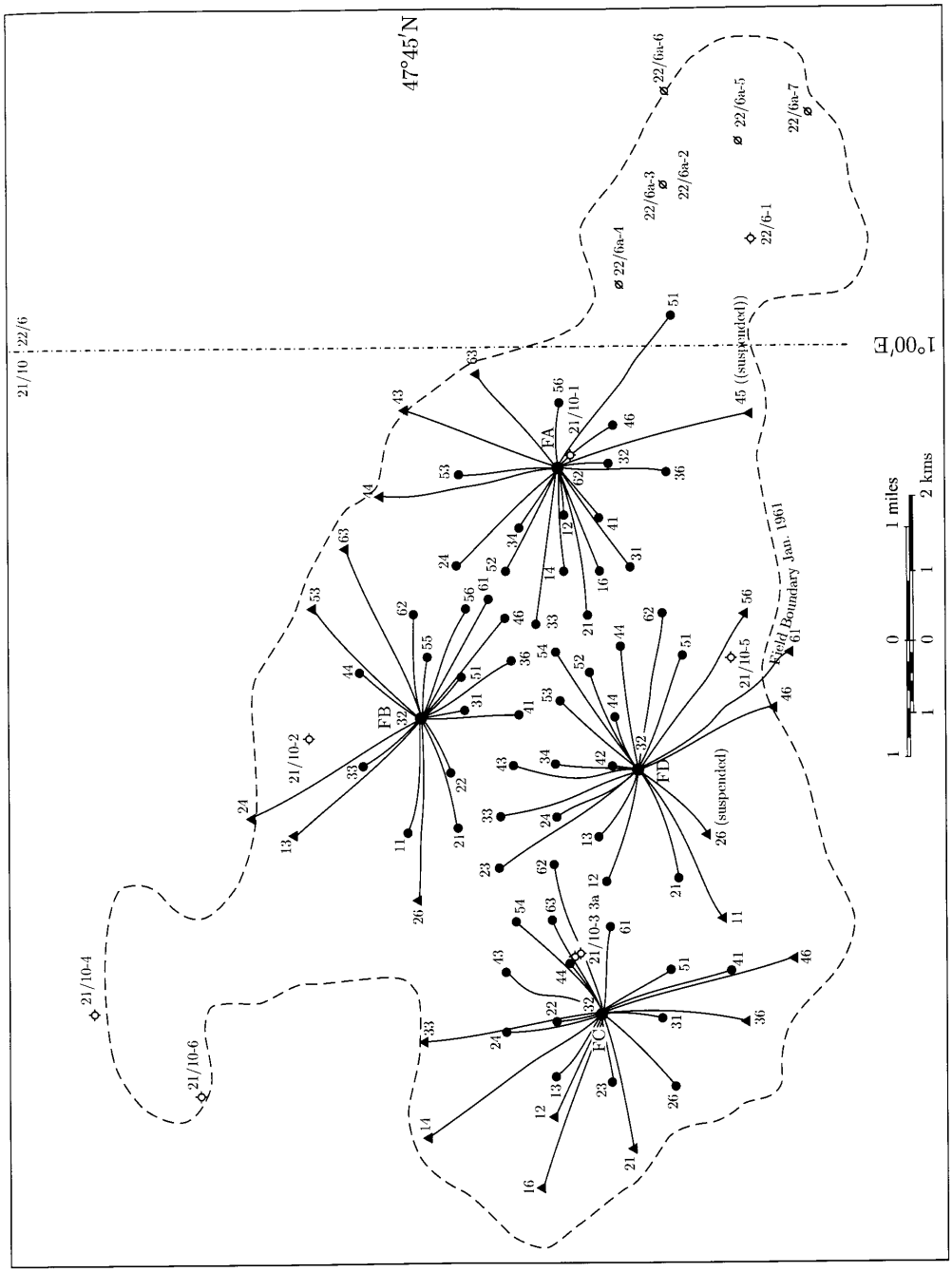


Рис. 12.31. Карта расположения платформ и скважин на месторождении Фортис (по Денни и Хойсер-Маскелу (1984))

ющегося) наблюдаться не будет. Поэтому в 1986 году, как раз перед падением цен на нефть, было принято решение о пробной закачке в залежь поверхностно-активных веществ (ПАВ). На сегодняшний день никаких планов, касающихся усовершенствования процесса добычи нефти, не существует.

В последнем отчете за 1996 год было сказано, что планируется дальнейшая разработка пласта имеющимися на сегодняшний день техническими средствами вплоть до закрытия промысла, а целики нефти, оставшиеся в пласте после прохождения фронта воды, будут добываться при помощи избирательного уплотняющего бурения. Используя вышеописанный метод разработки, можно добыть большее количество нефти, чем было подсчитано ранее, поэтому проект решили продлить до 2004 года.

УПРАЖНЕНИЯ

12.1. Фазовое поведение нелетучей нефти

Начальный молекулярный вес нелетучей нефти составляет $81,2$ г/моль. Плотность товарной нефти равна 835 кг/м^3, а ее молекулярный вес — $151,43$ г/моль. Плотность газа в поверхностных условиях равна $1,06$ кг/м^3. Вычислите молярное содержание (в процентах) товарной нефти и газа в поверхностных условиях в пластовой нелетучей нефти. *Ответ*: 44%, 56%.

12.2. Фазовое поведение нелетучей нефти

Начальный газовый фактор нелетучей нефти составляет $149,2$ м^3/м^3. Плотность товарной нефти равна 835 кг/м^3, а ее молекулярный вес — $151,43$ г/моль. Плотность газа в поверхностных условиях равна $1,06$ кг/м^3. Вычислите молярное содержание (в процентах) товарной нефти и газа в поверхностных условиях в пластовой нелетучей нефти. *Ответ*: 47%, 53%.

12.3. Фазовое поведение нелетучей нефти

Начальный газовый фактор нелетучей нефти из Северного Техаса (США) равен $85,43$ м^3/м^3, а начальный объемный коэффициент нефти составляет $1,305$ м^3/м^3. Пористость пласта, из которого происходит добыча нефти, равна 22%, а его насыщенность связанной водой — 18%.

(а) Рассчитайте значение OOIP в м^3/м^3. *Ответ*: $0,766$ м^3/м^3.

(б) Рассчитайте значение OOIP в м^3/га-м. *Ответ*: 1382 м^3/га-м.

(в) Рассчитайте значение OGIP в тыс. м^3/га-м. *Ответ*: $118,16$ тыс. м^3/га-м.

12.4. Оценка запасов нефти и газа

Рассмотрим пластовый флюид из упражнения 12.3. Принимая во внимание, что коэффициенты отдачи нефти и газа равны соответственно 21% и 75%:

(а) Вычислить стоимость запасов нефти и газа в \$ за каждый баррель порового пространства, заполненного углеводородами. Цена сырой нефти и газа на устье скважины составляет \$ 100,6 за м^3 и \$ $1,80$ за $28,3$ м^3 соответственно. *Ответы*: \$ 16,2 за м^3 и \$ 3,1 за м^3.

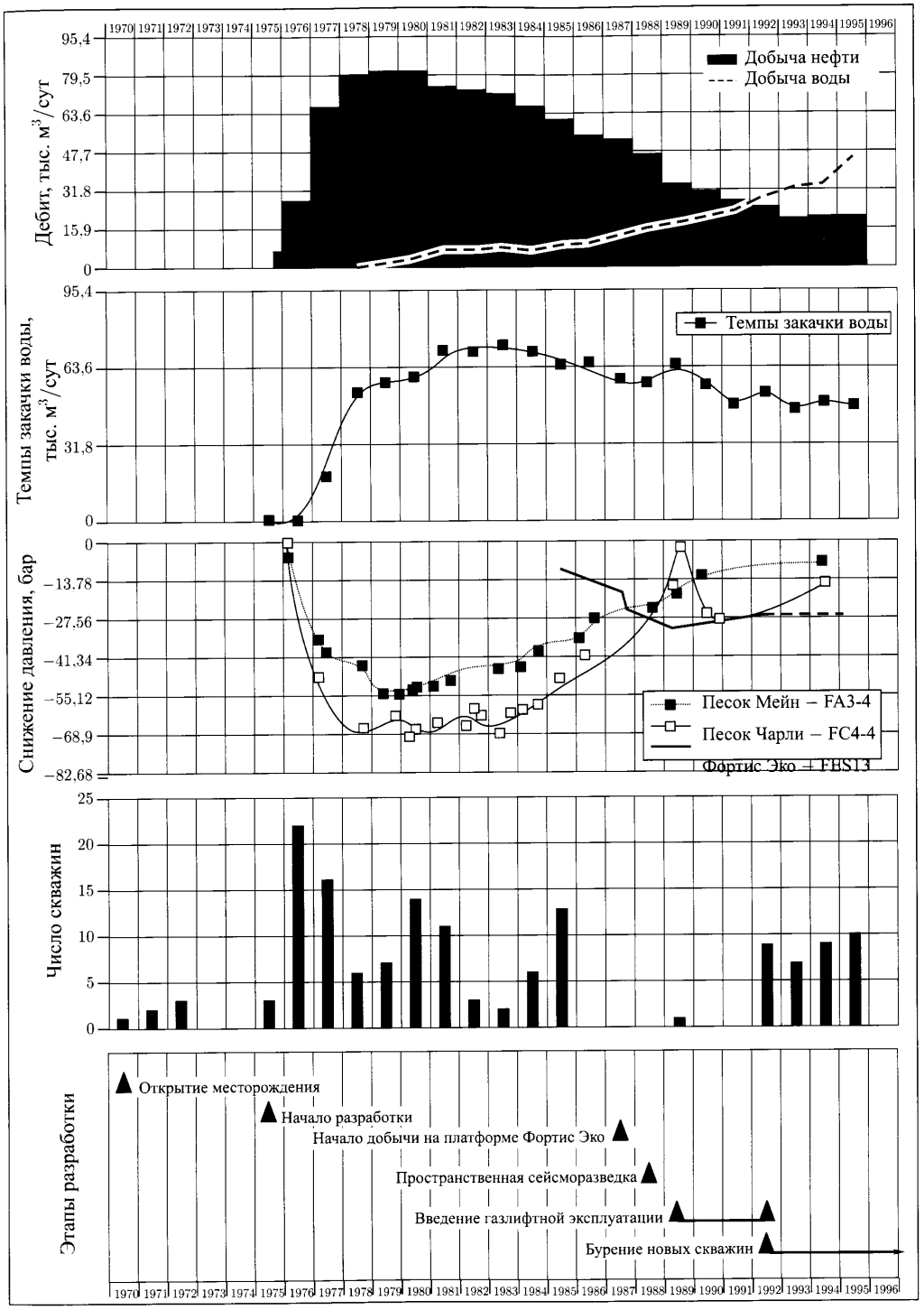


Рис. 12.32. История эксплуатации месторождения Фортис (по Бранду и др. (1996))

(б) Вычислить стоимость запасов нефти в виде процента от стоимости общего количества запасов. *Ответ*: $83,8\%$.

12.5. Расчет величин OOIP и OGIP

Начальное давление в пласте с нелетучей нефтью составляет $137,8$ бар. К моменту времени, когда давление снизилось до $110,24$ бар, из залежи было извлечено $29446,8$ м^3 нефти и $4,2846$ млн м^3 газа.

(а) Найти значение OOIP (млн м^3) и OGIP (млрд м^3) при условии, что притока воды в пласт нет. Свойства пластового флюида приведены в табл. 12.6. *Ответы*: $0,676$ млн м^3, $0,1$ млрд м^3.

(б) Инженер А утверждает, что приток воды в пласт отсутствует. В то же время инженер Б сомневается в этом и считает, что к тому времени, когда пластовое давление снизилось до $110,24$ бар, в залежь вторглось порядка 15900 м^3 воды. Найти значение OOIP (млн м^3) и OGIP (млрд м^3), считая что приток воды все же существует. Если оценка, выполненная инженером Б, корректна, то в чем же заключается ошибка инженера А? Рассчитайте также количество вторгшейся воды в единицах порового объема углеводородов, затопленного этой самой водой. *Ответы*: $0,431$ млн м^3, $0,0642$ млрд м^3, $2,5\%$ от УВПО.

12.6. Расчет величин OOIP и OGIP

Начальное давление в пласте, содержащем газовую шапку, составляет 113 бар. Поровый объем газовой шапки по некоторым оценкам примерно в два раза превышает объем нефтяной части. Насыщенность связанной водой равна 18% (по всему пласту). Начальный коэффициент нефтенасыщенности в газовой шапке составляет 10%. Начальная газонасыщенность в нефтяной части залежи равна нулю. К моменту, когда давление в коллекторе упало до $96,5$ бар, из последнего было извлечено $0,477$ млн м^3 нефти и $90,56$ млн м^3 газа. Вычислить, чему равно значение OOIP (млн м^3) и OGIP (млн м^3), если флюид обладает свойствами, указанными в табл. 12.6. *Ответы*: $2,274$ млн м^3, $764,1$ млн м^3.

12.7. Расчет насыщенностей в пласте с режимом растворенного газа

Пусть у нас имеется изначально недонасыщенный пласт с режимом растворенного газа, разработка которого ведется до тех пор, пока давление в залежи не снизится с начальных $137,8$ бар до $55,1$ бар. Долевая нефтеотдача коллектора равна $22,2\%$. Найти значение нефтенасыщенности при $55,1$ бар, если $S_{wc} = 0,20$, а PVT-свойства флюида показаны в табл. 12.6. *Ответ*: 54% от ПО.

Таблица 12.16. Данные о притоке воды (упражнение 12.9)

p, бар	W_e, ПО
$137,8$	0
124	$0,017$
117	$0,034$

12.8. Расчет коэффициентов долевой отдачи и насыщенностей в пласте с водонапорным режимом

Начальное давление в изначально недонасыщенном пласте с водонапорным режимом составляет 137,8 бар. К моменту, когда давление снизилось до 55,1 бар, в пласт вторгся объем воды, равный 23,3% от порового объема. В то же время суммарный эксплуатационный газовый фактор оказался равным 268,9 м^3/м^3. Свойства пластового флюида можно взять из табл. 12.6. Насыщенность связанной водой равна 20%, а остаточная нефтенасыщенность в заполненных водой секциях составляет 45%[1].

(а) Найти, чему равны коэффициенты долевой отдачи нефти и газа при 55,1 бар. Указание: поровый объем вторгшейся воды находится по формуле $W_e(1 - S_{wc})/(NB_{oi})$. *Ответы*: 31,9% от OOIP, 57,5% от OGIP.

(б) Рассчитать, какая доля начального порового объема нефтяной части контактирует с поступающей в пласт водой при 55,1 бар. *Ответ*: 66%.

(в) Вычислить нефтенасыщенность в нефтяной части при 55,1 бар. *Ответ*: 52,4%.

12.9. Расчет коэффициентов долевой отдачи в изначально недонасыщенном пласте с водонапорным режимом

В табл. 12.16 показаны объемы вторгшейся в залежь воды (в виде доли от общего порового объема) в зависимости от давления. Начальное пластовое давление составляет 137,8 бар, давление насыщения равно 116,3 бар. Найти коэффициент долевой отдачи для каждого из давлений, показанных в таблице (расширением воды и породы пренебречь). Необходимые свойства пластового флюида приведены в табл. 12.6. Принять также $S_{wc} = 20\%$. *Ответы*: 0, 2,5 и 4,5%.

12.10. Дебиты нефти и газа на дневной поверхности в коллекторах с недонасыщенным флюидом

Нефтяная скважина на месторождении работает при забойном давлении 13,71 бар, при том что среднее давление в залежи составляет 137,8 бар. Площадь, дренируемая скважиной, равна 32,4 га, проницаемость пласта составляет 5,0 мД, а средняя мощность залежи равна 6,1 м. Давление насыщения флюида равно 116,3 бар. Рассчитать дебиты нефти (м^3/сутки) и газа (м^3/сутки) на устье скважины при стационарном режиме течения флюида. Радиус ствола скважины принять равным 0,3 м, свойства флюида можно посмотреть в табл. 12.6.

12.11. Расчет дебитов нефти и газа на дневной поверхности в коллекторах с насыщенным флюидом

Нефтяная скважина на месторождении работает при забойном давлении 13,71 бар, среднее давление в залежи составляет 68,9 бар. Площадь, дренируемая скважиной, равна 32,4 га, проницаемость пласта составляет 5,0 мД, а средняя мощность залежи равна 6,1 м. Давление насыщения флюида равно 116,3 бар. Найти дебиты нефти (м^3/сутки) и газа (м^3/сутки) на устье скважины при псевдостационарном режиме

[1] В упражнении необходимо использовать уравнения из приложения Е.

течения флюида. Радиус ствола скважины принять равным $0,3$ м, свойства флюида приведены в 12.6. Средняя газонасыщенность составляет $21,8\%$, а относительные проницаемости нефти и газа равны $0,429$ и $0,0773$ соответственно. Вычислить также долю добычи свободного газа в процентах от общей газодобычи.

12.12. Экономические аспекты процедуры закачки газа, стоимость денег во времени и коэффициенты отсрочки

Коэффициенты отсрочки используются для дисконтирования будущих поступлений выручки вследствие обесценивания денежной массы с течением времени. Целесообразность реализации проекта по закачке газа с экономической точки зрения чрезвычайно сильно зависит от стоимости денег во времени. Коэффициент отсрочки определяют в виде отношения дисконтированных будущих доходов к недисконтированным. При экспоненциальном падении притока денежных средств этот коэффициент будет равен

$$D = \frac{\ln r(r - [1+i]^{-n})}{(\ln r + n \ln[1+i])(r-1)}, \tag{12.15}$$

где i — ставка дисконта в виде доли от единицы, n — приток денежной наличности, а r — отношение начального притока денежных средств к конечному показателю.

Просмотрите вновь пример 4 и найдите, чему равны будущие дисконтированные доходы во всех трех схемах. Рассчитайте для каждого случая коэффициент отсрочки, используя уравнение (12.15) и принимая во внимание, что дисконтная ставка составляет $7,5\%$, а коэффициент r для 1 и 3 схем равен 6, для второй схемы — 16. Расставьте схемы в порядке убывания их чистой прибыли. *Ответы*: $D = 0,729$; $0,730$; $0,597$; \$ 14 млн, \$ 17,1 млн, \$ 12,4 млн; схемы 2, 1, 3.

12.13. Расчет кривых k_g/k_o на основе данных о добыче

В табл. 12.17 показана динамика изменения нефтеотдачи и эксплуатационного газового фактора (R) (в зависимости от снижения давления внутри залежи) в одиночной скважине, дренирующей $32,4$ га пласта с нелетучей нефтью. Рассчитайте кривые относительной проницаемости k_{rg}/k_{ro} в виде зависимости от понижения средней газонасыщенности в коллекторе. Предположить, что активная газовая шапка и водонапорный режим в пласте отсутствуют. Необходимые для вычислений свойства флюида можно взять из табл. 12.6. Насыщенность пласта связанной водой составляет 20%.

12.14. Расчет величин OOIP И OGIP

В табл. 12.18 приведены данные о добыче из пласта с нелетучей нефтью в виде функции падения давления. Начальное давление составляет 113 бар. Найти, чему равны значения OOIP (млн м^3) и OGIP (млрд м^3), а также безразмерную переменную m в случае наличия шапки газа. Свойства флюида показаны в табл. 12.6. При расчетах расширением воды и породы можно пренебречь. *Ответы*: $31,752$ млн м^3, $6,051$ млрд м^3, $0,33$.

12.15. Расчет насыщенностей в пласте с режимом растворенного газа

Рассматриваемый пласт с изначально недонасыщенной нелетучей нефтью содержит $4,746$ млрд м^3 газа и $31,8$ млн м^3 нефти. Разработка залежи велась в диапазоне

Таблица 12.17. Промысловые данные (упражнение 12.13)

p, бар	N_p/N	R, м^3/м^3
137,80	0	149,2
124,02	0,0035	149,2
117,13	0,0054	149,2
113,00	0,0265	145,26
110,24	0,0441	142,11
96,46	0,1124	251,02
82,68	0,1609	385,73
68,90	0,1933	480,48
5,512	0,2217	626,05
41,34	0,2432	814,17
27,56	0,2616	990,80
13,78	0,2793	1207,06

Таблица 12.18. Промысловые данные (упражнение 12.14)

p, бар	N_p, млн м^3	G_p, млрд м^3
113,00	0,000	0,0000
110,24	0,857	0,1231
96,46	3,716	0,7556
82,68	5,438	1,4331
68,90	6,511	2,0583

Таблица 12.19. Промысловые данные (упражнение 12.16)

p, бар	N_p, тыс. м^3	G_p, млн м^3
137,8	0,0	0,0
124,0	58,4	8,7
117,1	90,2	13,4
113,0	442,3	65,3
110,2	736,3	107,1

давлений от 137,8 бар (начальное давление в коллекторе) до 82,68 бар. При снижении давления до последней приведенной цифры суммарная добыча нефти и газа составила соответственно 5,117 млн м^3 и 1,1207 млрд м^3. Насыщенность пласта связанной водой равна 20%. Найдите, чему равны нефте- и газонасыщенность при 82,68 бар. Свойства пластового флюида см. в табл. 12.6. *Ответы*: 62%, 18%.

12.16. Расчет величин OOIP и OGIP в изначально недонасыщенном пласте

В таблице 12.19 показаны данные о добыче из пласта с изначально недонасыщенной нелетучей нефтью. Начальное давление залежи равно $137,8$ бар, давление насыщения — $116,3$ бар. Найти, чему равны значения OOIP (млн м^3) и OGIP (млрд м^3), если добываемый флюид обладает свойствами, показанными в табл. 12.6. Расширением породы и воды в ходе добычи можно пренебречь, как и притоком воды в пласт. *Ответы:* $15979,5$ тыс. м^3, $2,386$ млрд м^3.

Глава 13

Залежи легкой нефти и газоконденсата

Легкая нефть и газоконденсат принадлежат к классу углеводородных флюидов, существующих в пластовых условиях в виде двух фаз (нефть и газ), что дает существенный выход промыслового конденсата. Большие объемы промыслового конденсата добываются, если равновесный газ в пластовых условиях имеет конденсатно-газовый фактор выше 28 $м^3$/млн $м^3$. Иногда промысловый конденсат называют «дистиллятом» за его сходство с бензином или керосином, получаемым при перегонке сырой нефти. Этот класс пластов также может включать залежи сырой нефти с высокой усадкой. Мы объединяем залежи легкой нефти и газоконденсата в одну группу, так как их исследование проводится одинаковыми методами.

Залежи легкой нефти и газового конденсата (английская аббревиатура: VOGC — volatile oil–gas condensate) не выделяли как отдельный тип пластов до начала 1930-х гг. С тех пор их открывали все чаще, особенно в Мексиканском заливе, в регионе Вестерн Овертраст Белт в США и Северном море (Норвегия и Великобритания), Нигерии, Ливии, Боливии и Малайзии. Несомненно, что повышение частоты их открытия связано с увеличением глубины бурения. Согласно исследованию Сью (Sue) и Миллера (Miller) (1945), 88% газоконденсатных пластов находилось на глубине более 1524 м. С увеличением глубины залегания пласта также увеличивается его характерное давление и температура. Пластовые давления и температуры выше 172,2 бар и 65,5° С обычно не встречаются при глубинах, меньших 1524 м, а давления и температуры выше 344,4 бар и 107° С не встречаются при глубине менее 3048 м.

Залежи легкой нефти и конденсата обычно имеют давление насыщения в пределах от 206,6 до 619,9 бар и пластовые температуры от 65,5 до 149° С.

Легкая нефть и газовый конденсат характеризуются следующими диапазонами свойств пласта и флюидов:

начальная молекулярная масса жидкости: от 23 до 60;
начальный B_o, $м^3/м^3$: от 1,7 до 20;
газовый фактор жидкости, $м^3/м^3$: от 214 до 5343;
R_v при давлении насыщения, $м^3$/млн $м^3$: от 28 до 2246;
давление насыщения, бар: от 137,8 до 619,9;
пластовая температура, °С: от 65,5 до 149;
удельный вес дегазированной нефти в °API: от 42 до 60 (от 0,739 до 0,816).

В таблице 1.3 приведен более полный список условий.

Отличие между легкой нефтью и газоконденсатом состоит в том, что последний при снижении давления характеризуется «точкой росы», в то время как нефть — давлением насыщения. Другое отличие заключается в том, что в пластах с легкой нефтью нефтяная фаза всегда подвижна, в то время как в газоконденсатных пластах она почти всегда неподвижна, за исключением области непосредственно в призабойной зоне[1].

[1] Это различие невозможно установить на основании мониторинга данных по добыче на поверхности.

Так как товарную нефть получают из газоконденсатных пластов практически исключительно за счет конденсации добываемого газа на поверхности, обычно оттуда добывается нефть с существенно меньшим удельным весом и менее интенсивной окраской, чем у легкой нефти. Товарная нефть обычно имеет окраску от прозрачной до соломенно-желтой или оранжевой, хотя известны и случаи получения темных газовых конденсатов. Удельный вес товарной нефти обычно составляет 45° API (0,8017) или больше. Дегазированная нефть из залежей легкой нефти обычно темнее, имеет окраску от коричневатой до зеленоватой или оранжевой. Удельный вес нефти обычно находится в диапазоне от 34 до 55° API (от 0,7587 до 0,8550). Отношение объема газа на поверхности к объему дегазированной нефти также обычно отличается. Газовый фактор легкой нефти обычно составляет от 213,7 до 623,3 $м^3/м^3$. Газовый фактор конденсата обычно находится в диапазоне от 623,3 до 5343 $м^3/м^3$.

Самым большим из известных газоконденсатных месторождений в мире является месторождение Хасси Р'мель в Алжире. Оно было открыто в 1952 г., находится на глубине 2103 м и имеет извлекаемые запасы газа более 2,548 трлн $м^3$ и извлекаемые запасы нефти 159 млн $м^3$ (2,544 млрд $м^3$ нефтяного эквивалента). Другое значительное месторождение — Тролл, в норвежской части Северного моря. Месторождение Тролл было открыто в 1979 г, содержит извлекаемые запасы газа более 1,274 трлн $м^3$ и 222,6 млн $м^3$ извлекаемых запасов нефти (1,415 млрд $м^3$ нефтяного эквивалента). В США одной из самых больших газоконденсатных залежей является месторождение Аншутц–Рэнч–Ист, находящееся в пределах Вестерн Овертраст Белт в штате Юта. Месторождение было открыто в 1979 г, первоначально сообщалось примерно о 135,9 млрд $м^3$ извлекаемых запасов газа и 127,2 млн $м^3$ извлекаемых запасов нефти[1]. Это самое большое месторождение, обнаруженное в США, со времен открытия месторождения Купарук-Ривер (238,5 млн $м^3$) в 1969 г. Другим важнейшим месторождением США является залежь Уитни-Каньон в штате Вайоминг. Это месторождение было открыто в 1980 г. и по первоначальным данным содержало извлекаемые запасы нефти 18,3 млн $м^3$, газа — 150,0 млрд $м^3$.[2]

Кроме месторождения Тролл, в Северном море существуют и другие большие и важные залежи, содержащие легкую нефть, включая месторождение Статфьорд (открыто в 1974 г., 477 млн $м^3$ нефти, 65,1 млрд $м^3$ газа), месторождение Брент (открыто в 1971 г., 90,6 млрд $м^3$ газа, 349,8 млн $м^3$ нефти) и месторождение Экофиск (открыто в 1969 г., 110,4 млрд $м^3$ газа, 270,3 млн $м^3$ нефти[3]).

Одной из самых больших залежей легкой нефти является месторождение Прадхо-Бей (открыто в 1969 г., 3,98 млрд $м^3$ нефти, 1,33 трлн $м^3$ газа), расположенное на северном побережье Аляски. Коллектор состоит из нефтяной оторочки, в кровельной части которой находится газовая шапка. Нефтеносная часть содержит легкую нефть, а газовая шапка — очень сухой газоконденсат.

Большая часть залежей легкой нефти в США находится у побережья Луизианы в Мексиканском заливе.

В настоящее время месторождения легкой нефти и газоконденсата играют очень важную роль в общем объеме добываемой нефти по США. В 1995 г. как минимум 14%

[1]Более поздние расчеты показали, что извлекаемые запасы нефти находятся на уровне менее 15,9 млн $м^3$.

[2]Более поздние расчеты показали, что извлекаемые запасы нефти находятся на уровне менее 15,9 млн $м^3$.

[3]Месторождения Брент и Статфьорд в действительности содержат газовые шапки, насыщенные конденсатом.

дневной добычи США составляла легкая нефть из нефтяных или газоконденсатных коллекторов. Кроме того, около 20% геологических запасов нефти в США находятся в коллекторах с легкой нефтью или газовым конденсатом[1].

Так как месторождения легкой нефти и газоконденсата не являются преимущественно ни нефтяными, ни газовыми, для их анализа используются более сложные методы, чем для сухого и жирного газа (глава 11), или тяжелой нефти (глава 12). Эти методы также являются более общими; они равноприменимы для газа и нефти. Методы, изложенные в главах 11 и 12, являются частным случаем представленных здесь методов; следовательно, не следует ожидать, что описанные в предыдущих главах методы можно применять к залежам легкой нефти и газоконденсата.

В этой главе потребуется использование неупрощенного уравнения материального баланса, упоминаемого впервые в главе 6. Залежи легкой нефти и газоконденсата рассматриваются вместе, так как обычно из обоих указанных типов пластов добывается промысловый конденсат, и в пласте образуется две углеводородные фазы.

Коэффициенты извлечения углеводородного сырья различаются для залежей легкой нефти и газоконденсата. Обычно из пластов с легкой нефтью в режиме растворенного газа удается извлечь 20–30% геологических запасов нефти и 65–85% геологических запасов газа. Дополнительные механизмы добычи, такие как водонапорный режим и режим расширения газовой шапки, позволяют добиться больших коэффициентов извлечения нефти. Из газоконденсатных пластов, подвергнутых рециркуляции газа (сайклинг-процесс), удается извлечь до 80–90% геологических запасов нефти.

Залежи легкой нефти и газоконденсата являются очень широким классом пластов. Общая стоимость начальных извлекаемых запасов выражается как некоторый процент от суммарных запасов (нефть + газ) и обычно составляет от 15 до 70%, т. е. находится в удивительно широком диапазоне. Стоимость запасов нефти в коллекторах с легкой нефтью обычно составляет 40–70% общей стоимости запасов; в газоконденсатных пластах — обычно от 15 до 40% общей стоимости запасов. Для сравнения, общая стоимость запасов нефти для залежей тяжелой нефти обычно составляет от 70 до 95% общей стоимости; запасы нефти в коллекторах с сухим или жирным газом — от 0 до 20% общей стоимости.

13.1. Подсчет геологических запасов нефти и газа объемными методами

Геологические запасы нефти и газа в любом коллекторе углеводородов можно рассчитать по уравнениям:

$$N = V_p \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} + \frac{S_{gi} R_{vi}}{B_{gi}} \right), \tag{13.1}$$

$$G = V_p \left(\frac{S_{oi} R_{si}}{B_{oi}} + \frac{S_{gi}}{B_{gi}} \right), \tag{13.2}$$

[1]Средесуточная добыча в США в 1995 г. составляла 1,03 млн м^3. Геологические запасы нефти в США составляли 3,56 млрд м^3. В эти показатели вносят свой вклад и месторождения легкой нефти и газоконденсата. Наибольший вклад обеспечивает месторождение Прадхо-Бей. В 1995 г. среднесуточная добыча на Прадхо-Бей составляла 130,4 млн м^3. Текущие извлекаемые запасы в Прадхо-Бей составляют примерно 636 млн м^3.

где V_p — поровый объем пласта, S_{oi} и S_{gi} — начальная нефте- и газонасыщенность, усредненная по всему поровому объему. Уравнения (13.1) и (13.2) выполняются для любой единой системы единиц.

Геологические запасы нефти можно также выразить в единицах газового эквивалента. Однако так как геологические запасы нефти в залежах легкой нефти и газового конденсата могут быть сами по себе достаточно велики, их обычно не выражают этим способом. Уравнения для перевода объема геологических запасов нефти и газа на поверхности (н. м^3) в объем газового эквивалента на поверхности (н. м^3) представлены в разделе 11.1.

Поровый и общий объем пласта связаны соотношением: $V_p = \phi V b$. Подставляя это соотношение в уравнения (13.1) и (13.2), получаем уравнения для расчета количества нефти (н. м^3 н. у.) и газа (н. м^3), приходящегося на 1 м^3 объема пласта:

$$\frac{N}{V_b} = \phi\left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} + \frac{S_{gi}R_{vi}}{B_{gi}}\right), \tag{13.3}$$

$$\frac{G}{V_b} = \phi\left(\frac{S_{oi}R_{si}}{B_{oi}} + \frac{S_{gi}}{B_{gi}}\right), \tag{13.4}$$

где размерности величин B_{oi}, B_{gi}, R_{si} и R_vi выражаются в м^3/м^3.

N/V_b обычно находится в диапазоне от 0,0258 до 0,1550 м^3/м^3 а G/V_b — от 0,0138 до 0,0344 м^3/м^3 для залежей легкой нефти. Газоконденсатные пласты по сравнению с залежами легкой нефти содержат меньшее количество нефти на единицу объема, но большее — газа. N/V_b стремится к уровню 0,0039–0,090 м^3/м^3, а G/V_b для газоконденсатных пластов обычно меняется от 0,016 до 0,069 м^3/м^3.

Уравнения (13.1)–(13.4) можно применять ко всему пласту или к его отдельным участкам. Если они применяются для участка пласта, значения насыщенности усредняются непосредственно по участку. Например, если уравнения (13.1) и (13.2) используются для подсчета геологических запасов нефти и газа в области газовой шапки пласта, тогда возможные значения насыщенности усредняются по газовой шапке, а не по всему пласту. См. пример 2, где приводится объяснение этой особенности.

Пример 1. Подсчет геологических запасов газа в изначально недонасыщенном газоконденсатном пласте

Рассчитайте геологические запасы нефти (млн м^3) и газа (млрд м^3) на площади 129,5 га в изначально недонасыщенном газоконденсатном пласте со следующими свойствами пласта и жидкости:

пористость:	0,10;
начальная (связанная) водонасыщенность:	0,20;
начальный объемный коэффициент нефти:	4,382 м^3/м^3;
начальное газосодержание:	1076,1 м^3/м^3;
начальный объемный коэффициент газа:	0,725 м^3/м^3;
начальный конденсатно-газовый фактор:	929,3 м^3/млн м^3;
толщина продуктивного слоя:	53,3 м.

Решение. Так как пластовый флюид изначально недонасыщен, $S_{gi} = 1 - S_{wc}$, а $S_{oi} = 0$. Поровый объем пласта задается уравнением $V_p = \phi Ah$, где A — площадь, h — толщина продуктивного слоя. Оценка с помощью этого уравнения дает $V_p = (0,10)(129,5 \cdot 104$ м$^2)(53,3$ м) или 6,9 млн м^3.

Геологические запасы нефти определяются по уравнению (13.1):

$$N = (6,9 \text{ млн м}^3)\left(0 + \frac{(0,8)\left(9,3 \times 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3\right)}{\left(4,07 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{ м}^3\right)}\right) = 1,26 \text{ млн м}^3.$$

Геологические запасы газа определяются уравнением (13.2):

$$G = (6,9 \text{ млн м}^3)\left(0 + \frac{(0,8)}{\left(4,07 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3\right)}\right) = 1,356 \text{ млрд м}^3.$$

Пример 2. Подсчет геологических запасов нефти и газа на месторождении Прадхо-Бей

Месторождение Прадхо-Бей состоит из нефтеносного слоя, называемого нефтяной оторочкой, покрытого газовой шапкой. Поровый объем нефтеносного слоя и газовой шапки составляет 5,91 млрд м^3 и 3,53 млрд м^3 соответственно[1]. Нефтяная оторочка первоначально не содержит свободного газа. Газовая шапка содержит свободную нефть, называемую реликтовой. Реликтовая нефтенасыщенность составляет $8,5\%$, а начальная (связанная) водонасыщенность газовой шапки — $7,5\%$. Начальная водонасыщенность нефтяной оторочки равна $20,3\%$. Начальное давление в нефтяной части залежи 298 бар. Предположим, что при начальных условиях заданы следующие PVT-свойства: нефтяной пласт: $B_{oi} = 1,3739$ м^3/м^3, $R_{si} = 129,8$ м^3/м^3; газовая шапка: $B_{oi} = 1,2509$ м^3/м^3, $R_{si} = 153,3$ м^3/м^3, $B_{gi} = 3,930$ м^3/тыс. м^3 и $R_{vi} = 141,7$ м^3/млн м^3.

Рассчитайте геологические запасы нефти и газа для месторождения Прадхо-Бей. Какой процент геологических запасов нефти составляет нефть в газообразном состоянии, т. е. конденсат?

Решение. Так как нам даны поровые объемы нефтяной оторочки и газовой шапки, а также отдельно свойства флюидов, мы разделим месторождение на 2 участка и проведем отдельный подсчет геологических запасов нефти и газа.

Нефтяной пласт. Геологические запасы нефти определяются по уравнению (13.1):

$$N = 5,91 \text{ млрд м}^3\left(\frac{0,797}{1,3739 \text{ м}^3/\text{м}^3} + 0\right) = 3,42 \text{ млрд м}^3.$$

Геологические запасы газа в нефтяном пласте определяются по уравнению (13.2):

$$G = 5,91 \text{ млрд м}^3\left(\frac{0,797\left(129,8 \text{ м}^3/\text{м}^3\right)}{1,3739 \text{ м}^3/\text{м}^3} + 0\right) = 444,8 \text{ млрд м}^3.$$

Газовая шапка. Геологические запасы нефти определяются по уравнению (13.1):

$$N = 3,53 \text{ млрд м}^3\left(\frac{0,085}{1,25 \text{ м}^3/\text{м}^3} + \frac{(1 - 0,085 - 0,075)\left(141,7 \text{ м}^3/\text{млн м}^3\right)}{3,930 \text{ м}^3/\text{тыс. м}^3}\right) =$$

$$= 0,345 \text{ млн м}^3.$$

[1] Объем в пластовых условиях.

Геологические запасы газа в газовой шапке определяются по уравнению (13.2):

$$N = 3,53 \text{ млрд м}^3 \left(\frac{0,085(153,3 \text{ м}^3/\text{м}^3)}{1,25 \text{ м}^3/\text{м}^3} + \frac{(1 - 0,085 - 0,075)}{3930 \times 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3} \right) = 789,6 \text{ млрд м}^3.$$

По всему пласту. Общие геологические запасы нефти являются суммой запасов в нефтенасыщенной зоне и газовой шапке: $3,42 + 0,345 = 3,78$ млрд м^3. Аналогично рассчитываются общие геологические запасы газа: $444,8 + 789,6 = 1234,4$ млрд м^3.

Геологические запасы конденсата, т. е. объем газообразной нефти в газовой шапке, составляют:

$$3,53 \text{ млрд м}^3 \left(\frac{(1 - 0,085 - 0,075)\,(141,7 \text{ м}^3/\text{млн м}^3)}{3,930 \text{ м}^3/\text{тыс. м}^3} \right) = 106,9 \text{ млн м}^3.$$

Запасы реликтовой нефти — это разность геологических запасов нефти и количества газообразной нефти в газовой шапке, или $345,0 - 106,5 = 238,5$ млн м^3. Количество растворенного газа в реликтовой нефти составляет $(238,5 \text{ млн м}^3)(153,3 \text{ м}^3/\text{м}^3) = 36,6$ млрд м^3. Запасы свободного газа в газовой шапке равны разности геологических запасов газа и количества растворенного газа, или $789,6 - 36,8 = 752,8$ млрд м^3. В итоге:

Нефтяной пласт:
геологические запасы нефти = 3,42 млрд м^3,
попутный газ = 444,8 млрд м^3.

Газовая шапка:
свободный газ = 752,8 млрд м^3,
растворенный газ = 36,8 млрд м^3,
реликтовая нефть = 238,5 млн м^3,
конденсат (испаренная нефть) = 106,9 млн м^3.

Всего:
геологические запасы нефти = 3,78 млрд м^3,
геологические запасы газа = 1234,4 млрд м^3.

Доля конденсата в геологических запасах нефти составляет $0,1069/3,78$ или $2,8\%$.

13.2. Применение корреляций для оценки конечной нефтеотдачи

В 1965 г. Итон (Eaton) и Якоби (Jacoby) опубликовали следующее эмпирическое соотношение для оценки коэффициента извлечения нефти в газоконденсатных пластах при режиме естественного истощения для конечного давления 34,4 бар:

$$\frac{N_p}{N} = B_{oi} \exp(2,7958 \ln \gamma_{\text{API}} + 1,3921 \ln(14,52 p_i) - 0,65314 \ln(5,615 R_{si}) - 20,243), \quad (13.5)$$

где p_i — начальное давление, бар;
R_{si} — начальный газовый фактор, м^3/м^3;
γ_{API} — удельный вес дегазированной нефти, °API.

Эта корреляция построена на основе 27 различных жидкостей со следующим диапазоном свойств: удельный вес дегазированной нефти: от 45 до 65° API (0,7201–0,8017); начальное давление: от 275,5 до 826,5 бар; начальный газовый фактор: от 445 до 11576 м^3/м^3 и пластовая температура от 71 до 143° С.

Для оценки нефтеотдачи залежей легкой нефти в режиме растворенного газа, если свойства жидкости находятся в определенном диапазоне, можно использовать уравнение 12.5 из главы 12. Для оценки нефтеотдачи залежей легкой нефти с водонапорным режимом можно использовать уравнение 12.8.

Пример 3. Оценка нефте- и газоотдачи в изначально недонасыщенном замкнутом коллекторе

Рассмотрим изначально недонасыщенный замкнутый газоконденсатный пласт, начальное давление в котором 399,5 бар. Точка росы (начала конденсации газа) находится при давлении 374,0 бар. Оцените коэффициент извлечения нефти при давлении 34,4 бар, используя корреляцию Итона–Якоби. Предполагаемые свойства флюида представлены в таблице 13.6. Также предполагается, что удельный вес дегазированной нефти 36° API (0,8448).

Решение. Используя уравнение (13.5), получаем, что коэффициент извлечения нефти при 34,4 бар составляет:

$$\frac{N_p}{N} = \left(4,382\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\exp\left[2,7958\ln(36) + 1,3921\ln(14,52\cdot 399,5\ \text{бар}) - \right.$$
$$\left. -0,65314\ln\left(5,615\cdot 1076,1\ \text{м}^3/\text{м}^3\right) - 20,243\right] = 9,3\%.$$

13.3. Оценка дебитов скважин

Дебиты нефти и газа из скважин, эксплуатирующих залежи легкой нефти или газоконденсата в поверхностных условиях, можно оценить по следующим соотношениям:

$$q_{osc} = \frac{0,05435hk\left(\bar{p} - p_{wf}\right)}{\left(\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{r_w^2 C_A}\right) + 5,26 + \frac{(1-f)}{4} + s\right)}\left(\frac{k_{rg}}{\mu_o B_0} + \frac{k_{rg}R_v}{\mu_g B_g}\right). \tag{13.6}$$

Течение свободной нефти — $\dfrac{k_{rg}}{\mu_o B_0}$. *Течение газообразной нефти* — $\dfrac{k_{rg}R_v}{\mu_g B_g}$;

$$q_{gsc} = \frac{0,05435hk\left(\bar{p} - p_{wf}\right)}{\left(\frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{r_w^2 C_A}\right) + 5,26 + \frac{(1-f)}{4} + s\right)}\left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}R_s}{\mu_o B_o}\right). \tag{13.7}$$

Течение растворенного газа — $\dfrac{k_{rg}}{\mu_g B_g}$. *Течение свободной нефти* — $\dfrac{k_{ro}R_s}{\mu_o B_o}$,

где $\bar{p}$ — среднее давление, p_{wf} — забойное давление, бар, A — площадь дренирования участка. Эти уравнения приводятся в нефтепромысловых единицах, и $[q_{osc}]$ = м^3/сут $[q_{gsc}]$ = м^3/сут; $[B_g]$ =м^3/м^3, и $[A]$ =га. Это предполагает установившийся поток ($f = 0$ для псевдоустановившегося потока и $f = 1$ — для установившегося) и почти несжимаемых жидкостей. Эти уравнения были выведены в главе 7, где полностью и в деталях расписаны все допущения. Уравнения (13.6) и (13.7) аналогичны уравнениям (7.151) и (7.152). В таблице 7.2 приводится список значений C_A для

различной формы областей дренирования. Например, C_A равно 1,3774 и 1,3451 для круглой и квадратной области дренирования соответственно. Зависящие от давления переменные (B_o, B_g, R_s, R_v, 0 и g) необходимо оценивать при среднем давлении $p_m = (\bar{p} + p_w)/2$.

Уравнения (12.9) и (12.10) можно использовать только для примерной оценки, так как они зависят от k_{ro} и k_{rg}. При отсутствии более веских причин, k_{ro} и k_{rg} можно и нужно оценивать при насыщенности, наблюдаемой при среднем давлении. Однако этому указанию сложно следовать, так как насыщенности при среднем давлении обычно неизвестны. Для более аккуратных расчетов следует использовать многофазные псевдодавления; см. уравнения (7.149) и (7.150) в п. 7.16.

Первый и второй член в скобках в правой части уравнения (13.6) относится к течению свободной нефти и нефти в газовой фазе соответственно. Первый и второй член в правой части уравнения (13.7) описывают течение растворенного газа и свободного газа соответственно.

Уравнения (13.6) и (13.7) приблизительно верны для неустановившегося потока, если заменить радиус дренирования на радиус исследования. См. главу 7.

Уравнения (13.6) и (13.7) применимы ко всем пластовым флюидам, включая тяжелую нефть, сухой и жирный газ; однако для этих отдельных флюидов существуют упрощенные выражения. См. главы 11 и 12.

Доля нефти, находящейся в газовой фазе, в общем дебите нефти составляет:

$$f_c = \frac{1}{\left(1 + \dfrac{k_{ro}\mu_g B_g}{k_{rg}\mu_o B_o R_v}\right)}. \tag{13.8}$$

Добыча нефти из газовой фазы стремится к нулю при $R_v \to 0$.

Пример 4. Оценка дебита скважины для изначально недонасыщенного замкнутого газоконденсатного коллектора

В изначально недонасыщенном замкнутом газоконденсатном коллекторе происходит падение давления за счет истощения пласта. Начальное давление равно 399,5 бар. Точка росы флюида 374,0 бар. Рассчитайте дебит нефти и газа (м^3/сут) из одной скважины, если пластовое давление составляет 275,5 бар. Радиус скважины 152,4 мм и толщина продуктивного интервала 53,3 м. Предполагается, что площадь области дренирования 129,5 га. Средняя проницаемость составляет 1,5 мД. При необходимости используйте свойства флюидов из таблицы 13.6. Газо- и нефтенасыщенность при среднем давлении составляет 61,8 и 18,2%, причем соответствующие относительные проницаемости по газу и нефти равны 0,8409 и 0,0032. Забойное давление 41,3 бар. Также рассчитайте, какую долю в дебите нефти составляет конденсат попутного газа.

Решение. Среднее давление равно $(275,5+41,3)/2 = 158,4$ бар. Согласно таблице 13.6, вязкости нефти и газа при давлении 158,4 бар составляют 0,604 и 0,0191 мПа·с соответственно. Объемный коэффициент нефти, объемный коэффициент газа, газосодержание и конденсатно-газовый фактор принимают при 158,4 бар значения 1,36 м^3/м^3, 7372 м^3/млн м^3, 138,2 м^3/м^3 и 140,4 м^3/млн м^3 соответственно.

Дебит нефти на поверхности определяется по уравнению (13.6):

$$q_{osc} = \frac{0,05435(53,3\text{ м})(1,5\text{ мД}))\,(275,5-41,3)\text{ бар}}{\left(\frac{1}{2}\ln\left(\frac{129,5\text{ га}}{(0,152\text{ м})^2(1,3774)}\right) + 5,26 + \frac{(1-0)}{4} + 0\right)}\left(\frac{(0,0032)}{(0,604\text{ мПа}\cdot\text{с})\left(1,36\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)} + \right.$$

$$+\frac{0,8409\left(0,1404\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{(0,0191\text{ мПа}\cdot\text{с})\left(7,372\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\Bigg)=111,3\,\frac{\text{м}^3}{\text{сут}},$$

где мы предположили, что наблюдается круговая область дренирования и псевдоустановившийся поток ($f=0$). Дебит газа на поверхности вычисляется по уравнению (13.7):

$$q_{gsc}=\frac{0,05435(53,3\text{ м})(1,5\text{ мД})(275,5-41,3)\text{ бар}}{\left(\frac{1}{2}\ln\left(\frac{129,5\text{ га}}{(0,152\text{ м})^2(1,3774)}\right)+5,26+\frac{(1-0)}{4}+0\right)}\left(\frac{(0,0032)\left(138,2\frac{\text{м3}}{\text{м}^3}\right)}{(0,604\text{ мПа}\cdot\text{с})\left(1,36\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}+\right.$$

$$\left.+\frac{0,8409}{(0,0191\text{ мПа}\cdot\text{с})\left(7,372\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right)=790\frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}}.$$

Доля газообразной нефти в общем дебите нефти задается уравнением (13.8):

$$f_c=\frac{1}{\left(1+\frac{k_{ro}\mu_g B_g}{k_{rg}\mu_o B_o R_v}\right)}=\frac{1}{\left(1+\frac{(0,0032)(0,0191\text{ сПз})\left(0,007372\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{0,8409(0,604\text{ сПз})\left(1,36\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(1,4\times10^{-4}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right)}=$$

$$=0,995=99,5\%.$$

Как показывает этот расчет, типичным явлением для газоконденсатных скважин является тот факт, что практически вся добыча нефти в газоконденсатных скважинах происходит за счет конденсата. Однако, как показывает следующий пример, для залежей легкой нефти эта доля обычно меньше.

Пример 5. Оценка дебита скважины в изначально недонасыщенном замкнутом коллекторе легкой нефти

В изначально недонасыщенном замкнутом коллекторе с легкой нефтью происходит падение давления за счет истощения пласта. Начальное давление равно 349,2 бар. Давление насыщения флюида 322,2 бар. Рассчитайте дебит нефти и газа (м^3/сут) из одной скважины, если среднее пластовое давление составляет 289,3 бар. Радиус скважины 0,152 м, толщина продуктивного интервала 53,3 м. Предполагается, что площадь области дренирования 129,5 га. Средняя проницаемость составляет 1,5 мД. При необходимости используйте свойства флюидов из таблицы 13.2. Предполагается, что газо- и нефтенасыщенность при среднем давлении составляет 44,8 и 25,2%. При этом соответствующие фазовые проницаемости по газу и нефти равны 0,29 и 0,05 соответственно. Забойное давление 41,3 бар. Также рассчитайте, какую долю в дебите нефти составляет конденсат попутного газа.

Решение. Среднее давление равно $(289,3+41,3)/2=165,3$ бар. Согласно таблице 13.2, вязкости нефти и газа при давлении 165,3 бар составляют 0,1598 и 0,0193 мПа·с

соответственно. Объемный коэффициент нефти, объемный коэффициент газа, газосодержание и конденсатно-газовый фактор принимают при 165,3 бар значения примерно 1,534 м^3/м^3, 7749 м^3/млн м^3, 148,4 м^3/м^3 и 202,1 м^3/млн м^3 соответственно.

Дебит нефти на поверхности определяется по уравнению (13.6):

$$q_{osc}=\frac{0,05435(53,3\text{ м})(1,5\text{ мД})\,(275,5-41,3)\text{ бар}}{\left(\frac{1}{2}\ln\left(\frac{129,5\text{ га}}{(0,152\text{ м})^2(1,3774)}\right)+5,26+\frac{(1-0)}{4}+0\right)}\left(\frac{(0,05)}{(0,16\text{ мПа}\cdot\text{с})\left(1,534\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}+\right.$$
$$\left.+\frac{0,29\left(0,2021\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{(0,0193\text{ мПа}\cdot\text{с})\left(7,749\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right)=81,7\,\frac{\text{м}^3}{\text{сут}},$$

где мы предположили, что наблюдается круговая область дренирования и псевдоустановившийся поток ($f=0$). Дебит газа на поверхности вычисляется по уравнению (13.7):

$$q_{gsc}=\frac{0,05435(53,3\text{ м})(1,5\text{ м})(275,5-41,3)\text{ бар}}{\left(\frac{1}{2}\ln\left(\frac{129,5\,30}{(0,152\text{ м})^2(1,3774)}\right)+5,26+\frac{(1-0)}{4}+0\right)}\left(\frac{(0,05)\left(148,4\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{(0,16\text{ сПз})\left(1,534\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}+\right.$$
$$\left.+\frac{0,29}{(0,0193\text{ сПз})\left(7,749\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right)=274,7\,\frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}}.$$

Доля газообразной нефти в общем дебите нефти задается уравнением (13.8):

$$f_c=\frac{1}{\left(1+\frac{k_{ro}\mu_g B_g}{k_{rg}\mu_o B_o R_v}\right)}=\frac{1}{\left(1+\frac{(0,05)(0,0193\text{ сПз})\left(0,007749\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{0,29(0,16\text{ сПз})\left(1,534\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(2,02\times10^{-4}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right)}=$$
$$=0,658=65,8\%.$$

Доля конденсата в общем дебите нефти в коллекторах с легкой нефтью существенно ниже, чем в газоконденсатных пластах, но значительно выше, чем в пластах с тяжелой нефтью. Дебит конденсата попутного газа по залежам тяжелой нефти, по определению, стремится к нулю.

13.4. Свойства залежей легкой нефти

При эксплуатации залежей легкой и тяжелой нефти наблюдаются многие общие закономерности. Например, каждая из них может эксплуатироваться в режиме растворенного газа, за счет расширения газовой шапки и при водонапорном режиме; эти механизмы добычи могут действовать как сами по себе, так и аддитивно. Также в режиме истощения они имеют сходные характеристики продуктивности.

Однако существуют и некоторые важные различия. Во-первых, наиболее существенное отличие состоит в том, что залежи легкой нефти в режиме истощения характеризуются гораздо большим газовым фактором, чем залежи тяжелой нефти. Эта разница связана с большим количеством растворенного газа в легкой нефти. Во-вторых, залежи легкой нефти обычно характеризуются несколько большими значениями КИН, хотя есть и исключения из этого правила. И наконец, пласты с легкой нефтью обычно в большей степени реагируют на закачку газа, чем залежи тяжелой нефти. Этот последний показатель обусловлен испарением легкой нефти в присутствии закачиваемого газа. Явление это основано на том, что равновесные газы легких нефтей обычно содержат газообразную нефть.

Для исследования показателей добычи залежи легкой нефти мы представили результаты численного моделирования такой залежи, эксплуатируемой в режиме растворенного газа. При моделировании рассматривается легкая нефть из залежи, находящейся на севере Луизианы, и используются многие реальные свойства пласта (Якоби и Берри, 1957). При описанном здесь численном моделировании используется модифицированная модель коллектора тяжелой нефти (МВОТ).

В таблице 13.1 приведен состав легкой нефти. Молекулярная масса жидкости равна 47. В таблице 13.2 и на рис. 13.1 приведены стандартные PVT-свойства как функция от давления. В эту таблицу также включены вязкости нефтяной и газовой фазы и объемная доля жидкости при контактной конденсации. Пластовая температура 119° С. Начальное пластовое давление 349,2 бар. Исходное давление насыщения флюида составляло примерно 322,2 бар. Начальное газосодержание составляло 521,7 $м^3/м^3$; начальный объемный коэффициент нефти 2,70 $м^3/м^3$. Равновесный газ при давлении насыщения характеризовался конденсатно-газовым фактором 651,3 $м^3$/млн $м^3$. Якоби и Берри сообщают, что из скважин добывалась нефть оранжевой окраски, молекулярная масса которой составляла примерно 44. Результаты экспериментов по контактной конденсации показаны на рис. 13.2 в сравнении с остальными пластовыми флюидами. Тяжелая нефть, приведенная на рис. 13.2, была описана в главе 12; два газовых конденсата будут описаны ниже.

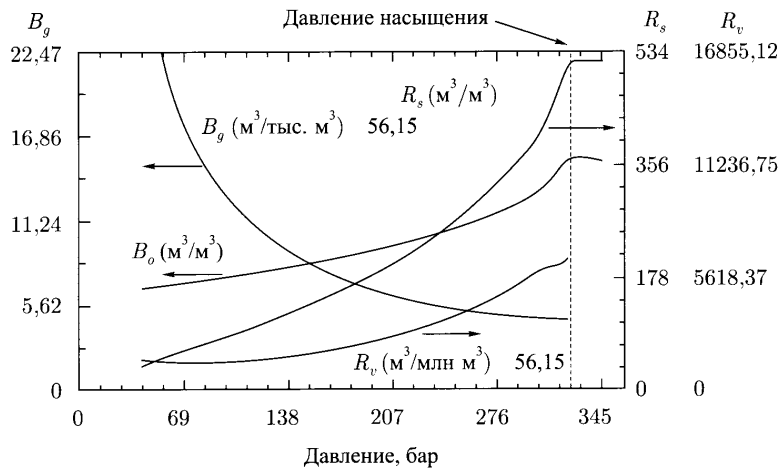


Рис. 13.1. Стандартные PVT-свойства в зависимости от давления для легкой нефти (Луизиана)

В таблице 13.3 приведена сводка основных характеристик пласта, использованных при моделировании. При моделировании рассматривался только участок месторожде-

Таблица 13.1. Пример состава пластового флюида

	Состав, мольные доли		
	Легкая нефть	Обогащенный газоконденсат	Обедненный газоконденсат
N^2	0,0167	0,0223	0,0240
C_1	0,6051	0,6568	0,7065
CO^2	0,0218	0,0045	0,0048
C_2	0,0752	0,1170	0,1259
C_3	0,0474	0,0587	0,0632
i-C_4	0,0000	0,0127	0,0137
n-C_4	0,0412	0,0168	0,0181
i-C_5	0,0000	0,0071	0,0076
n-C_5	0,0297	0,0071	0,0076
C_6	0,0138	0,0098	0,0105
C_{7+}	0,1491	0,0872	0,0181
Всего	1,0000	1,0000	1,0000
Молекулярная масса	46,69	35,52	26,07

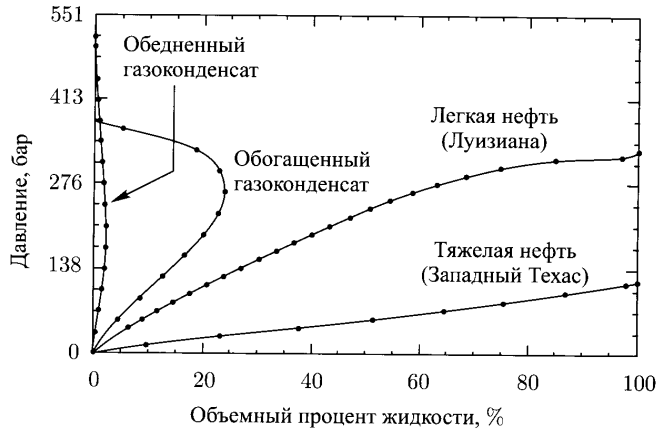


Рис. 13.2. Давление в зависимости от объемной доли флюида при сжатии при постоянном составе для нескольких пластовых флюидов

ния площадью 129,5 га, на котором находится единственная добывающая скважина. Данные по относительной фазовой проницаемости нефти и газа, использованные при моделировании, приводятся на рис. 13.3.

На рис. 13.4 представлено среднее пластовое давление, текущий газовый фактор продукции (R) и средняя газонасыщенность пласта (S_g) в зависимости от накопленной добычи нефти. Так как исходное давление (344,3 бар) выше давления насыщения (322,2 бар), пласт изначально недонасыщен. Показатели на рис. 13.4 необходимо сравнивать с показателями для тяжелой нефти, приведенными на рис. 13.4. Качественно два графика поведения аналогичны. Однако на количественном уровне существует несколько важных различий. Залежи легкой нефти характеризуются значительно более

Таблица 13.2. PVT-свойства легкой нефти (Луизиана)

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/млн м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость газа, мПа·с	Объем жидкости, %*
349,2	2,704		518,1		0,0742		1,000
344,3	2,713		518,1		0,0735		1,000
330,5	2,740		518,1		0,0716		1,000
323,6	2,754		518,1		0,0706		1,000
320,8	2,707	4660	504,7	651,3	0,0718	0,0375	0,967
316,7	2,631	4689	482,8	623,3	0,0739	0,0367	0,847
302,9	2,338	4790	400,2	595,2	0,0847	0,0350	0,747
289,2	2,204	4908	359,6	527,8	0,0906	0,0327	0,683
275,4	2,093	5059	325,6	471,7	0,0968	0,0306	0,630
261,6	1,991	5239	294,0	415,5	0,1028	0,0288	0,584
247,8	1,905	5447	267,2	370,6	0,1104	0,0271	0,544
234,1	1,828	5699	242,9	336,9	0,1177	0,0255	0,508
220,3	1,758	5986	220,3	303,2	0,1242	0,0240	0,471
206,5	1,686	6317	197,9	275,1	0,1325	0,0277	0,433
192,7	1,632	6716	180,4	247,1	0,1409	0,0214	0,402
179,0	1,580	7193	163,5	219,0	0,1501	0,0203	0,368
165,2	1,534	7749	148,4	202,1	0,1598	0,0193	0,336
151,4	1,490	8411	133,9	185,3	0,1697	0,0184	0,305
137,6	1,450	9220	120,6	168,5	0,1817	0,0175	0,271
123,8	1,413	10214	108,3	157,2	0,1940	0,0168	0,239
110,1	1,367	11427	93,3	146,0	0,2064	0,0161	0,209
96,3	1,333	12999	82,1	140,4	0,2223	0,0155	0,177
82,5	1,305	15099	72,3	135,3	0,2438	0,0150	0,146
68,7	1,272	17912	61,3	134,2	0,2629	0,0146	0,117
55,0	1,239	21955	50,4	137,0	0,2882	0,0142	0,089
41,2	1,205	28266	37,8	148,2	0,3193	0,0138	0,063

* По результатам контактной конденсации.

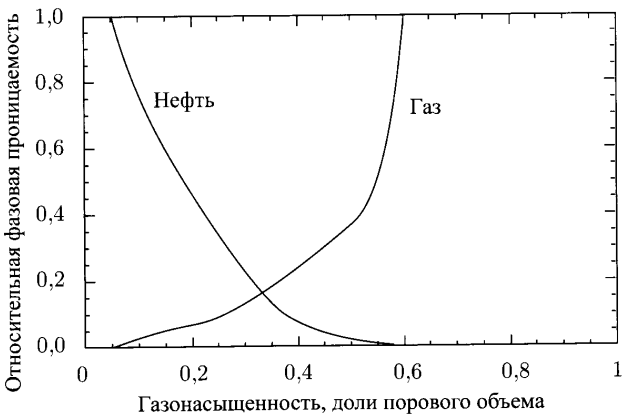


Рис. 13.3. Данные по относительной фазовой проницаемости нефти и газа

Таблица 13.3. Свойства пласта и флюидов при моделировании залежи легкой нефти (Луизиана)

Свойство	Значение
Моделируемая область, га	129,5
Количество скважин	1
Глубина залегания, м	3048
Горизонтальная проницаемость, мД	1,5
Толщина продуктивного интервала, м	53,3
Средняя пористость, %	10
Начальная водонасыщенность, % порового объема	20
Температура, °C	119
Начальное пластовое давление, бар	344,3
Начальное давление насыщения, бар	322,2
Начальная молекулярная масса флюида	46,69
Начальный объемный коэффициент нефти, $м^3/м^3$	2,713
Начальный газовый фактор, $м^3/м^3$	518,1
Начальная нефтенасыщенность в нефтеносной зоне, % порового объема	80
Забойное давление в добывающей скважине, бар	41,4
Остаточная нефтенасыщенность при фильтрации газа, % порового объема	15
Остаточная нефтенасыщенность при фильтрации воды, % порового объема	35
Критическая газонасыщенность, % порового объема	5
Давление в сепараторе, бар	34,4
Плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$	804,7
Молекулярная масса дегазированной нефти	141,15
Плотность дегазированной нефти, °API	44
Молекулярная масса сепарированного газа	21,92
Начальный коэффициент пересчета объема газа в нефтяной эквивалент, R_{go}, $м^3/м^3$	135,2
Поровый объем нефтеносного слоя, млн $м^3$	6,91
Геологические запасы нефти, млн $м^3$	2,04
Геологические запасы газа, млрд $м^3$	1,056

высоким начальным газовым фактором продукции, накопленным газовым фактором и газонасыщенностью. Этого следует ожидать, так как они являются более легкими флюидами и содержат большее количество растворенного газа, чем тяжелая нефть. Залежь легкой нефти на рис. 13.4 достигает максимального значения газового фактора продукции примерно 5752,6 $м^3/м^3$ и максимальной газонасыщенности 53%; залежь тяжелой нефти на рис. 13.4 достигает максимального значения текущего газового фактора 1122,0 $м^3/м^3$ и максимальной газонасыщенности 35%. Дебит, при котором газонасыщенность увеличивается с уменьшением давления, для залежей легкой нефти значительно выше, чем для тяжелой нефти. Это поведение соответствует свойствам двух жидкостей при контактной конденсации (CCE).

Рисунок 13.4 — составной. В верхней части представлено среднее давление, текущий газовый фактор продукции и накопленный газовый фактор в зависимости от времени. Когда жидкость недонасыщена, давление снижается очень быстро. В частно-

сти, давление падает с начального значения 344,3 бар до давления насыщения 322,2 бар за 46 дней. В дальнейшем скорость падения давления снижается, так как начинается выделение растворенного газа. Текущий газовый фактор продукции быстро увеличивается за первые 10 лет. Это увеличение происходит параллельно с увеличением средней газонасыщенности.

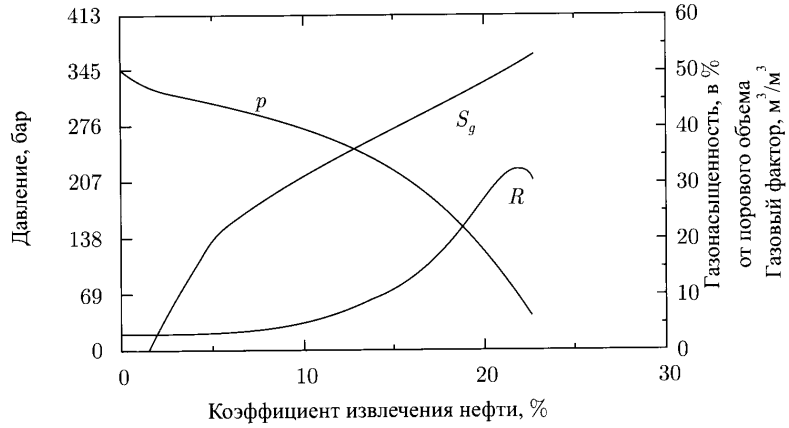


Рис. 13.4. Среднее давление p, текущий газовый фактор продукции R, средняя газонасыщенность S_g как функция от накопленной добычи нефти. Залежь легкой нефти, Луизиана

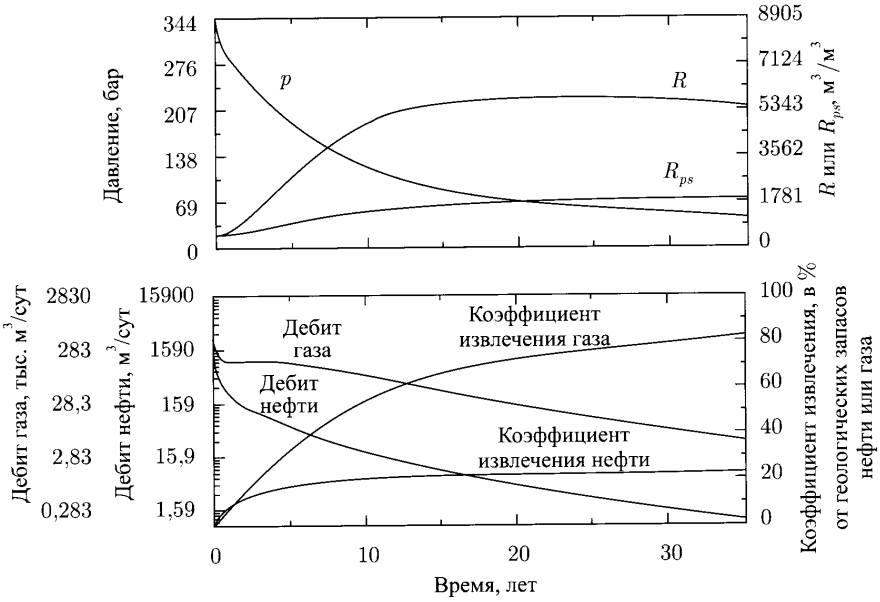


Рис. 13.5. Среднее давление, текущий газовый фактор продукции и накопленный газовый фактор как функция от времени (верхний график); дебиты нефти и газа и КИН нефти и газа как функция от времени (нижний график) для залежи легкой нефти, Луизиана

На нижнем графике на рис. 13.4 представлены дебиты нефти и газа и история добычи. История добычи представлена в логарифмической шкале. Дебит нефти быстро

уменьшается с начального значения 866,7 м^3/сут до 238,5 м^3/сут за первые 10 лет. (Моделирование не накладывает ограничений на дебит и предполагает пластовое давление постоянным). Столь быстрое истощение обусловлено двумя факторами: быстрым падением давления и быстрым уменьшением относительной фазовой проницаемости по нефти при увеличении газонасыщенности.

Первичная добыча нефти прекращается, когда дебит нефти достигает уровня 0,95 м^3/сут через 35 лет и после того как извлечены $22,7\%$ геологических запасов нефти и $81,9\%$ геологических запасов газа. Конечное давление при этом 42,2 бар, конечный газовый фактор 5475,2 м^3/м^3, конечная газонасыщенность $52,5\%$ и конечный дебит газа 5,12 тыс. м^3/сут. Этот конечный дебит газа все еще достаточно велик[1,2].

В представленных здесь результатах моделирования не рассматривается влияние неоднородности и других отклонений от идеальных условий. Ожидаемо, что неоднородность пласта может уменьшить нефтеотдачу на 20–50%. Если мы допустим, что объем извлеченной нефти уменьшится на 25%, тогда идеальный коэффициент извлечения $22,7\%$ соответствует уточненному значению $17,0\%$ геологических запасов нефти.

Идеализированные значения конечного КИН для этой залежи легкой нефти и коллектора тяжелой нефти, описанного в главе 12, составляют 22,7 и $24,2\%$ соответственно. Для залежи тяжелой нефти наблюдается несколько больший коэффициент извлечения нефти, чем для легкой нефти. Этот результат в некотором роде противоречит обычной тенденции, заключающейся в том, что залежи легкой нефти характеризуются несколько большим коэффициентом извлечения нефти, чем залежи тяжелой нефти; однако этого можно ожидать, из-за непостоянства тренда; см. рис. 1.15, где отчетливо видны колебания значений относительно тренда.

Хотя значения КИН для этих двух коллекторов сравнимы, объемы добычи нефти, выраженные в м^3 извлеченной нефти, отнесенных к единице объема пласта, различаются, так как коллектор тяжелой нефти изначально содержит больше нефти на единицу объема пласта по сравнению с коллектором легкой нефти. В таблице 13.4 представлены объемы извлечения нефти в других единицах. Например, из залежи легкой и тяжелой нефти удается извлечь соответственно 0,084 и 0,165 м^3/м^3 углеводородов, содержащихся в поровом пространстве. Этот коэффициент нефтеизвлечения получается делением КИН на исходный объемный коэффициент нефти. С другой стороны, нефтеотдачу можно выразить в виде объема, приходящегося на единицу объема пласта. Этот способ выражения коэффициента нефтеизвлечения позволяет учесть переменную пористость и остаточную водонасыщенность. В таблице 13.4 показано, что для залежей легкой и тяжелой нефти характерные значения составляют $6,7 \cdot 10^{-3}$ и $26,4 \cdot 10^{-3}$ м^3/м^3 соответственно. Этот коэффициент нефтеизвлечения получается путем умножения КИН на $\phi(1 - S_{wc})/B_{oi}$.

13.5. Характеристики газоконденсатного пласта

Характеристики газоконденсатных пластов сильно различаются, так как состав газового конденсата может меняться в широких пределах. Отношение объема сепа-

[1]Американская ассоциация независимых промышленников (IPAA) сообщает, что средний дебит по 281000 газовым скважинам США в 1992 г. составлял 5,12 тыс. м^3/сут.

[2]При сравнении результатов моделирования легкой и тяжелой нефти в главах 12 и 13 следует принять во внимание, что добыча первой останавливается при дебите 0,95 м^3/сут и 181 5,12 тыс. м^3/сут, а второй — при 3,2 м^3/сут и 2,52 тыс. м^3/сут. Хотя эти условия прекращения добычи соответствуют разным дебитам, они дают примерно одинаковый доход.

рированного газа к объему товарной нефти для газоконденсата меняется в пределах от 534,3 до 5343 м^3/м^3. Их подразделяют на обогащенный, обычный и обедненный газоконденсат. Обогащенный газоконденсат — это флюид, газовый фактор которого находится в пределах от 534,3 до 1424,8 м^3/м^3 (конденсатно-газовый фактор примерно 701,9–1684,5 м^3/млн м^3); для сравнения, у обычного и обедненного газоконденсата газовый фактор меняется от 1424,8 до 5343 м^3/м^3 (конденсатно-газовый фактор примерно от 280,8 до 701,9 м^3/млн м^3).

Чтобы проиллюстрировать поведение газоконденсатного пласта, мы исследовали результаты численного моделирования двух сильно различающихся газовых конденсатов: обогащенный конденсат с газовым фактором 1076,1 м^3/м^3 (926,5 м^3/млн м^3) и тощий газконденсат с газовым фактором 4012 м^3/м^3 (249,3 м^3/млн м^3). Эти два флюида дополняют набор жидкостей, рассмотренных в этой работе, и заполняют промежуток между жирным газом месторождения Анадарко (6628,2 м^3/м^3; 151,0 м^3/млн м^3), изученным в главе 11, и легкой нефтью залежи в Луизиане (518,1 м^3/м^3), рассмотренной в предыдущем разделе. Моделирование в этом разделе основано на модифицированной модели коллектора тяжелой нефти.

Таблица 13.4. Сравнение конечной нефтеотдачи для различных пластовых флюидов

	Степень извлечения нефти				
	КИН	м^3/м^3 порового объема	м^3/м^3 объема пласта	B_{oi}, м^3/м^3	ϕ
Тяжелая нефть (Западный Техас)	0,242	0,165	0,0264	1,47	20%
Легкая нефть (Луизиана)	0,227	0,084	0,0067	2,71	10%
Газоконденсат (Аншутц-Рэнч-Ист)	0,238	0,055	0,0045	4,38	10%
Обедненный газоконденсат	0,352	0,028	0,0022	12,7	10%

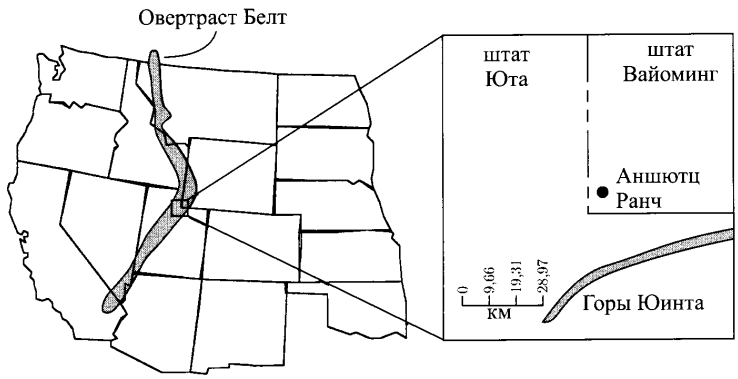


Рис. 13.6. Карта, показывающая расположение месторождения Аншутц-Рэнч-Ист в США

13.5.1. Обогащенный газоконденсат

Мы рассматриваем обогащенный газоконденсат месторождения Аншутц-Рэнч-Ист, расположенного вдоль границы Юты и Вайоминга, в пределах Вестерн Овертраст Белт США (Клейнштейбер и др., 1983; Вендшлаг и др., 1983; Меткалф и др., 1985). На

рис. 13.6 показано его расположение. При открытии в 1979 г. это месторождение было самым большим найденным в США с момента открытия месторождения Купарук-Ривер на Аляске в 1969 г. Изначально геологические запасы нефти и газа оценивались на уровне примерно 127,2 млн м^3 и 135,9 млрд м^3 соответственно. Добыча ведется из триасово-юрских аллювиальных отложений, расположенных на глубине примерно 3900 м. Начальное давление составляло примерно 399,5 бар.

Мы приводим результаты численного моделирования для одной скважины с областью дренирования 129,5 га. В таблице 13.5 приведены некоторые ключевые свойства пластов и флюидов, используемые при моделировании. Для того чтобы обеспечить возможность более прямого сравнения с результатами моделирования легкой нефти из предыдущего раздела, а также чтобы исключить влияние на результаты состава пластового флюида, некоторые ключевые параметры, такие как площадь дренирования, толщина продуктивного слоя, пористость и начальная водонасыщенность, приняты в двух примерах одинаковыми. Обогащенный газовый конденсат месторождения Аншутц-Рэнч-Ист характеризуется начальным объемным коэффициентом 4,38 м^3/м^3, начальным газосодержанием 1076,1 м^3/м^{3}3 и точкой росы 374 бар. Это начальное газосодержание соответствует конденсатно-газовому фактору 929,3 м^3/млн м^3. Начальная молекулярная масса флюида 35,5. На рис. 13.2 показаны результаты экспериментов по контактной конденсации. Они отчетливо показывают, что происходит ретроградная (обратная) конденсация, и максимальный объемным процент жидкости (24%) наблюдается при давлении примерно 261,7 бар.

В таблице 13.6 и на рис. 13.7 представлена зависимость стандартных PVT-свойств от давления. В таблицу 13.6 также включена зависимость вязкостей нефти и газа от давления.

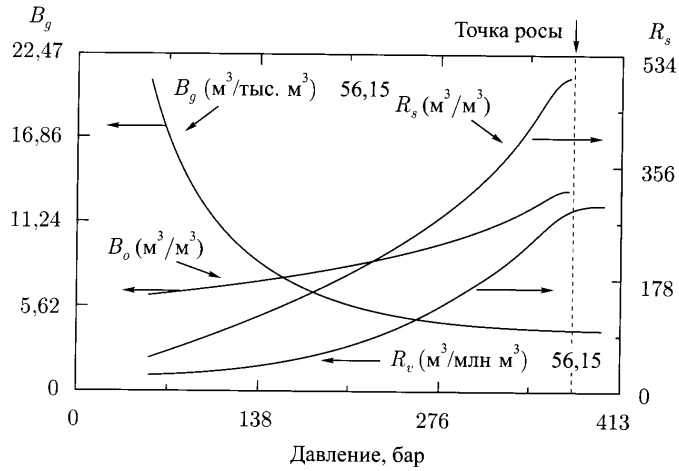


Рис. 13.7. Стандартные PVT-характеристики для обогащенного конденсата месторождения Аншутц-Рэнч-Ист Ранч Ист

На рис. 13.8 представлен график зависимости среднего давления p, текущего газового фактора продукции, R, накопленного газового фактора продукции, R_{ps}, и газонасыщенности, S_g, в зависимости от накопленной добычи нефти. Качественно поведение кривых давления и газового фактора соответствует наблюдаемым на залежи легкой нефти (Луизиана) и тяжелой нефти (западный Техас). Однако в количественном отношении газовый фактор в газоконденсатном пласте достигает гораздо больших

Таблица 13.5. Свойства пласта и флюидов при моделировании обогащенного газового конденсата

Свойство	Значение
Моделируемая область, га	129,5
Количество скважин	1
Глубина залегания, м	3901
Горизонтальная проницаемость, мД	1,5
Толщина продуктивного интервала, м	53,3
Средняя пористость, %	10
Начальная водонасыщенность, % порового объема	20
Температура, °C	102
Начальное пластовое давление, бар	399,5
Начальная точка росы, бар	374,0
Начальная молекулярная масса флюида	35,52
Начальный пластовый коэффициент нефти, $м^3/м^3$	4,382
Начальное R_s, $м^3/м^3$	1076,1
Начальная газонасыщенность в нефтеносной зоне, % порового объема	80
Забойное давление в добывающей скважине, бар	41,4
Остаточная нефтенасыщенность при фильтрации газа, % порового объема	15
Остаточная нефтенасыщенность при фильтрации воды, % порового объема	35
Критическая газонасыщенность, % порового объема	5
Давление в сепараторе, бар	34,4
Плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$	841,1
Молекулярная масса дегазированной нефти	141,65
Плотность дегазированной нефти, °API	36
Молекулярная масса сепарированного газа	21,7
Начальный коэффициент пересчета объема газа в нефтяной эквивалент, R_{go}, $м^3/м^3$	140,56
Поровый объем нефтеносного слоя, млн $м^3$	6,91
Геологические запасы нефти, млн $м^3$	1,26
Геологические запасы газа, млрд $м^3$	1,36

значений. В частности, максимальная величина газового фактора в залежи газоконденсата равна 13179,4 $м^3/м^3$, в то время как залежи легкой и тяжелой нефти характеризуются газовыми факторами продукции 5699,2 и 1211,1 $м^3/м^3$ соответственно. Этого и следовало ожидать, так как конденсат имеет значительно более низкую молекулярную массу и больший газовый фактор по сравнению с легкой или тяжелой нефтью.

Пожалуй, наиболее отчетливо различие свойств газоконденсатных и нефтяных пластов можно наблюдать по поведению графика газонасыщенности. Начальное значение газонасыщенности в изначально недонасыщенном нефтяном пласте равно нулю, и монотонно возрастает с уменьшением давления; начальная газонасыщенность в недонасыщенном газоконденсатном пласте равна $(1 - S_{wc})$ и постепенно уменьшается. Если газовый конденсат достаточно обогащен, как пластовый флюид месторожде-

Таблица 13.6. Свойства флюидов обогащенного конденсата месторождения Аншутц-Рэнч-Ист

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/млн м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость газа, мПа·с	Объем жидкости*, %
399,5		4070,9		929,3		0,0612	0,000
382,3		4127,0		929,3		0,0620	0,000
375,4		4149,5		929,3		0,0587	0,000
373,3	2,378	4155,1	497,8	922,0	0,1350	0,0581	0,006
365,1	2,366	4171,9	489,8	879,3	0,1338	0,0554	0,052
330,6	2,032	4256,2	379,0	640,1	0,1826	0,0436	0,187
296,2	1,828	4458,3	308,1	499,7	0,2354	0,0368	0,229
261,7	1,674	4795,2	253,3	366,1	0,3001	0,0308	0,242
227,3	1,554	5317,4	209,6	271,2	0,3764	0,0261	0,227
192,9	1,448	6120,4	171,0	196,5	0,4781	0,0222	0,202
158,4	1,360	7372,5	138,2	140,4	0,6041	0,0191	0,167
124,0	1,279	9416,4	108,1	106,7	0,7746	0,0166	0,128
89,5	1,200	13004,3	78,9	84,2	1,0295	0,0148	0,085
55,1	1,131	20747,4	52,2	75,8	1,3580	0,0135	0,045

* По результатам контактной конденсации.

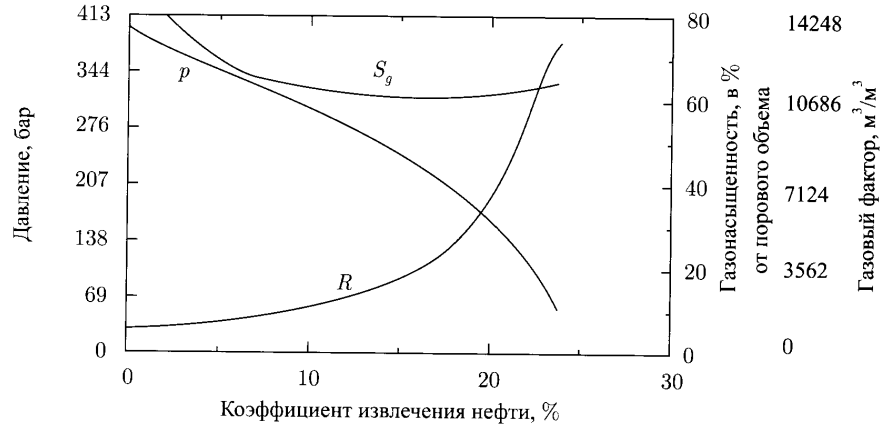


Рис. 13.8. Коэффициент извлечения нефти N_p/N, текущий газовый фактор продукции, R, накопленный газовый фактор продукции, R_{ps}, газонасыщенность, S_g, в зависимости от давления для моделируемой залежи обогащенного газоконденсата

ния Аншутц-Рэнч-Ист, в реальности газонасыщенность при низких давлениях может немного увеличиваться. Например, газонасыщенность на рис. 13.8 достигает минимального значения 61% при давлении 227,3 бар. При давлениях, меньших 227,3 бар, газонасыщенность немного возрастает. Газонасыщенность к моменту окончания разработки составляет примерно 64,5%. Такой характер поведения газонасыщенности согласуется с результатами экспериментов по контактной конденсации, приведенными на рис. 13.2. По результатам экспериментов, минимальная доля газа наблюдается при давлении примерно 261,7 бар; доля газовой фазы увеличивается при снижении давления ниже 261,7 ар. Увеличение происходит из-за ретроградного (обратного) испарения жидкости.

Представленные на рис. 13.8 значения насыщенностей являются средними по пласту. В реальности в различных областях пласта они могут различаться. Например, для скважин в газоконденсатном пласте нефтенасыщенность уменьшается с увеличением расстояния от скважины. Такой профиль распределения объясняется в основном существующим профилем давления. Градиент нефтенасыщенности наиболее выражен в пределах области 6 м от скважины (Фассел, 1973). Профиль насыщенности в газоконденсатных скважинах обсуждается в разделе 13.14.

Нефть при значениях нефтенасыщенности, достигнутых в процессе падения давления в газоконденсатных пластах, является подвижной только в том случае, если ее относительная фазовая проницаемость не равна нулю. Однако в большинстве газоконденсатных пластов не наблюдается подвижных остаточных запасов нефти, кроме, пожалуй, области непосредственно около скважины. Результаты моделирования, приведенные на рис. 13.8, предполагают, что нефть является слегка подвижной, так как находится при нефтенасыщенности 19%, в то время как критическая нефтенасыщенность равна 15%. Основанием для использования упрощенной модели газоконденсатного пласта является тот факт, что при данной насыщенности нефть является практически неподвижной фазой. Эта модель обсуждается в разделе 13.6.

На рис. 13.9 показано поведение коллектора в зависимости от времени. В нижней части рисунка показаны дебиты нефти и газа, а также история добычи нефти и газа. Дебит нефти уменьшается быстрее, чем дебит газа, так как доля легкой нефти в газовой фазе снижается при уменьшении давления. Например, за первые два года разработки дебит нефти уменьшается на 87%, в то время как дебит газа — только на 37%. Более существенное снижение продуктивности связано с уменьшением R_v с 929,3 до 196,5 м^3/млн м^3 за тот же временной период. Потери продуктивности нефти и газа совпадают с моментом начала накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне, что вносит свой вклад в снижение дебита. Механизм снижения продуктивности газоконденсатных скважин обсуждается в разделе 13.14.

В реальности вначале существует очень короткий период (рис. 13.9), когда дебит газа увеличивается со временем. Этот эффект связан со снижением вязкости газа при уменьшении давления ниже точки росы.

Первичная добыча нефти прекращается, когда дебиты нефти и газа достигают 2,1 м^3/сут и 27,3 тыс. м^3/сут соответственно и после того как извлечено 23,8% геологических запасов нефти и 80,5% геологических запасов газа. Этот момент наступает через 10,8 лет эксплуатации. Конечное пластовое давление 55,1 бар, конечный газовый фактор 13179,4 м^3/м^3, конечная газонасыщенность 64,5%. При благоприятных экономических условиях добычу можно продолжать; однако дополнительная добыча нефти будет незначительной. На этом этапе для увеличения добычи газа можно применять другие способы[1].

[1] В частности, можно немедленно добиться большего дебита газа, если снизить давление на первом сепараторе или убрать первый сепаратор и снизить забойное давление в добывающей скважине. Эти изменения условий разработки иногда применяются для увеличения отдачи газа и продления продуктивного периода разработки пласта. Однако эта стратегия непременно приводит к уменьшению дебита нефти, так как для извлечения промыслового конденсата требуется сепаратор высокого давления. Однако если дебит нефти уже является минимальным, эта стратегия не только не ухудшит, но улучшит экономические показатели проекта. Например, в данном примере начальное давление на первом сепараторе и забойное давление составляют соответственно 34,4 и 41,4 бар. Если исключить первый сепаратор и уменьшить забойное давление с 41,4 до 26,9 бар, тогда дополнительно будет извлечено 9,7% геологических запасов газа, продуктивный период пласта продлится еще 8 лет, и конечное пластовое давление уменьшится до 27,5 бар, если продолжать добычу до уровня дебита газа 623 м^3/сут.

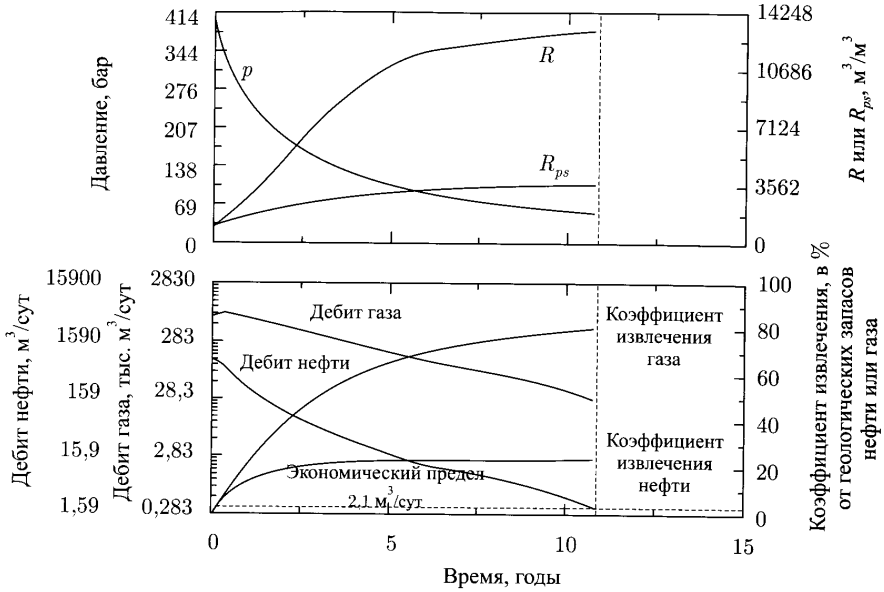


Рис. 13.9. (Сверху.) Давление, текущий газовый фактор, R, и накопленные значения газового фактор, R_{ps}, как функция от времени; (внизу) коэффициент извлечения нефти (N_p/N), газа (G_p/G), дебит нефти $(qosc)$ и газа $(qgsc)$ как функция от времени для моделируемого коллектора, насыщенного обогащенным конденсатом

Конечный КИН для моделируемого газоконденсатного пласта (23,8) сравним с полученным для залежи легкой нефти в Луизиане и тяжелой нефти в западном Техасе (22,7 и 24,2% соответственно). Коэффициент извлечения нефти в газоконденсатных пластах обычно больше или равен коэффициенту извлечения легкой или тяжелой нефти. Ср. с моделируемой в следующем разделе залежью обедненного газоконденсата, где удается извлечь 34,8% геологических запасов нефти и обычной газоконденсатной залежи Бэкон Лайм, описанной в разделе 13.15.2, где удается извлечь 37,9% геологических запасов нефти.

Конечный коэффициент извлечения газа для моделируемого коллектора с обогащенным конденсатом (80,5%) сравним с моделируемой залежью легкой нефти в Луизиане (81,9%), но существенно выше, чем у залежи тяжелой нефти в западном Техасе (53,1%). Эти различия типичны.

Хотя КИН моделируемого газоконденсатного пласта и залежей легкой (Луизиана) и тяжелой нефти (западный Техас) сравнимы, однако объемы извлеченной нефти, выраженные в м^3 на м^3 порового пространства, занятого углеводородами, или м^3 извлеченной нефти на м^3 объема пласта, отличаются. В таблице 13.4 сделано обобщение результатов. В газоконденсатных пластах наблюдаются гораздо более низкие объемы извлеченной нефти на единицу объема пласта, так как они изначально содержат меньше нефти в объеме пласта.

13.5.2. Поведение залежи обедненного газоконденсата

Поведение пластов обогащенного и обедненного газового конденсата может быть очень различным. Обедненный промежуточными углеводородами газ образует гораз-

Таблица 13.7. Свойства пласта и флюидов при моделировании тощего газового конденсата

Свойство	Значение
Моделируемая область, га	129,5
Количество скважин	1
Горизонтальная проницаемость, мД	1,5
Толщина продуктивного интервала, м	53,3
Средняя пористость, %	10
Начальная водонасыщенность, % порового объема	20
Температура, °С	102
Начальное пластовое давление, бар	551
Начальная точка росы, бар	499,7
Начальная молекулярная масса флюида	26,07
Начальный пластовый коэффициент нефти, $м^3/м^3$	12,73
Начальное R_s, $м^3/м^3$	4012,0
Начальная газонасыщенность в нефтеносной зоне, % порового объема	80
Забойное давление в добывающей скважине, бар	41,4
Остаточная нефтенасыщенность при фильтрации газа, % порового объема	15
Остаточная нефтенасыщенность при фильтрации воды, % порового объема	35
Критическая газонасыщенность, % порового объема	5
Давление в сепараторе, бар	34,4
Плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$	827,4
Молекулярная масса дегазированной нефти	132,17
Удельный вес дегазированной нефти	0,8299
Молекулярная масса сепарированного газа	22,17
Начальный коэффициент пересчета объема газа в нефтяной эквивалент, R_{go}, $м^3/м^3$	148,44
Поровый объем нефтеносного слоя, млн $м^3$	6,91
Геологические запасы нефти, тыс. $м^3$	434,1
Геологические запасы газа, млрд $м^3$	1,74

до меньше вторичного конденсата, продукция характеризуется более высоким газовым фактором и КИН. Эти различия приводят к использованию для этих двух флюидов различных стратегий рециркуляции газа. Рециркуляция газа (сайклинг-процесс) обсуждается в разделе 13.7. Все эти различия напрямую связаны с разным компонентным составом двух флюидов.

Чтобы проиллюстрировать поведение залежи обедненного газоконденсата, мы приводим результаты математического моделирования газоконденсата, параметры которого приведены в таблице 13.1. Рассмотрим участок месторождения площадью 129,5 га, на котором находится одна добывающая скважина. Основные свойства пласта и флюидов приведены в таблице 13.7. Многие свойства пласта совпадают с данными, использованными при моделировании обогащенного конденсата, чтобы облегчить возможность их прямого сравнения. На рис. 13.2 приведены данные по контактной конденсации. Обедненный газоконденсат характеризуется максимальным объемом жидкости 2,4% при давлении примерно 186 бар.

В таблице 13.8 и на рис. (13.8) представлена зависимость стандартных PVT-свойств от давления. В таблицу 13.8 также включена зависимость вязкостей нефти и газа от давления. Отметим, что объемный коэффициент нефти в этом случае ниже, чем наблюдаемый при более низких давлениях, так как плотность дегазированной нефти при низких давлениях ниже плотности пластовой нефти (Коатс, 1985).

Таблица 13.8. PVT-характеристики для обедненного газоконденсата

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/млн м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость газа, мПа·с	Объем жидкости*, %
551,0		3172,5		249,3		0,0490	0,0
516,6		3251,1		249,3		0,0470	0,0
501,4		3312,9		249,3		0,0460	0,0
499,4	1,054	3312,9	153,2	249,3	19,5	0,0460	0,1
482,2	1,041	3340,9	146,0	246,5	21,0	0,0449	0,2
447,7	1,018	3442,0	134,3	226,3	24,0	0,0420	0,4
413,3	1,002	3559,9	125,4	204,9	26,3	0,0393	0,6
378,8	0,983	3711,5	115,4	184,7	29,6	0,0366	0,8
344,4	0,965	3896,8	105,8	164,0	33,3	0,0339	0,9
310,0	0,947	4138,3	96,5	142,6	37,4	0,0312	1,2
275,5	0,930	4463,9	87,3	120,2	42,2	0,0283	1,6
241,1	0,913	4924,4	78,4	98,8	47,5	0,0254	2,1
206,6	0,896	5598,2	69,5	76,9	53,8	0,0225	2,4
172,2	0,877	6614,5	59,8	59,0	61,9	0,0198	2,4
137,8	0,858	8231,6	50,0	44,4	72,1	0,0174	2,1
103,3	0,839	11022,2	40,6	32,6	83,5	0,0154	1,7
68,9	0,819	16350,9	30,1	24,7	99,0	0,0140	1,0

* По данным экспериментов по контактной конденсации.

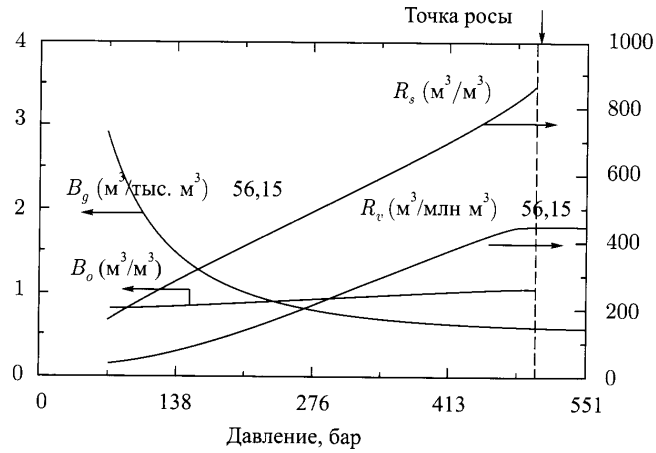


Рис. 13.10. Стандартные PVT-характеристики для обедненного газоконденсата

На рис. 13.11 обобщено поведение пласта в виде зависимости давления p, текущего газового фактора R и газонасыщенности S_g в зависимости от накопленной до-

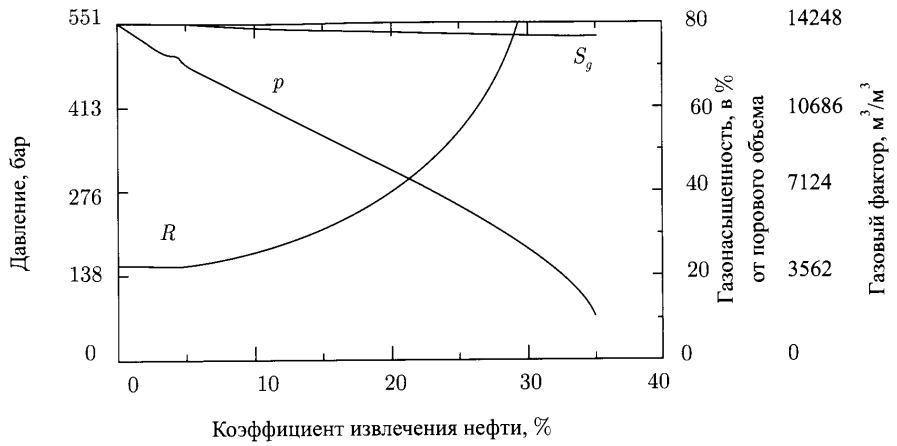


Рис. 13.11. Коэффициент извлечения нефти N_p/N, текущий газовый фактор продукции, R, накопленный газовый фактор продукции, R_{ps}, газонасыщенность, S_g, в зависимости от давления для моделируемой залежи обедненного газоконденсата

бычи нефти. Так как начальное пластовое давление (551,0 бар) выше, чем точка росы (499,7 бар), жидкость изначально недонасыщена. Моделирование предполагает отсутствие притока воды и не учитывает вклад сжимаемости воды и породы; таким образом, истощение пласта происходит при сохранении постоянного объема.

Качественно этот рисунок очень похож на рис. 13.8, характерный для обогащенного газоконденсата. В количественном отношении обедненный конденсат отличается от обогащенного тем, что имеет более высокий максимальный газовый фактор продукции, примерно 40,43 тыс. $м^3/м^3$, конечный КИН $34,8\%$, и максимальную нефтенасыщенность $3,3\%$; для сравнения, обогащенный газоконденсат дает максимальный текущий газовый фактор 13,18 тыс. $м^3/м^3$, конечный КИН $23,8\%$ и максимальную нефтенасыщенность 19%. Более высокий текущий газовый фактор продукции — это ожидаемый результат, так как обедненный газоконденсат имеет значительно более низкую молекулярную массу и больший газовый фактор по сравнению с обогащенным. В коллекторе обедненного газоконденсата наблюдаются большие коэффициенты извлечения нефти, так как в пласте остается меньше неизвлеченного конденсата, что ожидается за счет более низкой нефтенасыщенности. Как обсуждалось в главе 11, если рассматривать предельный случай, при котором не происходит конденсация жидкости в пластовых условиях (как для жирного газа), коэффициенты извлечения нефти и газа равны.

На рис. 13.12 показано поведение коллектора в зависимости от времени. В верхней части рисунка представлено давление, текущий газовый фактор продукции и накопленный газовый фактор в зависимости от времени. Давление достаточно быстро уменьшается, а газовый фактор — увеличивается с течением времени. В отличие от легкой и тяжелой нефти, в области около давления насыщения не наблюдается временного снижения газового фактора продукции.

В нижней части рисунка 13.12 показана история дебитов нефти и газа, а также коэффициентов извлечения нефти и газа. Качественно этот рисунок аналогичен приведенному для обогащенного газоконденсата на рис. 13.9, но отличаются тем, что обедненный конденсат дает значительно более высокий дебит по газу и меньший — по нефти. Первичная добыча останавливается при дебите нефти 1,68 $м^3$/сут через 7,6 лет и после извлечения $35,2\%$ геологических запасов нефти и $80,9\%$ геологиче-

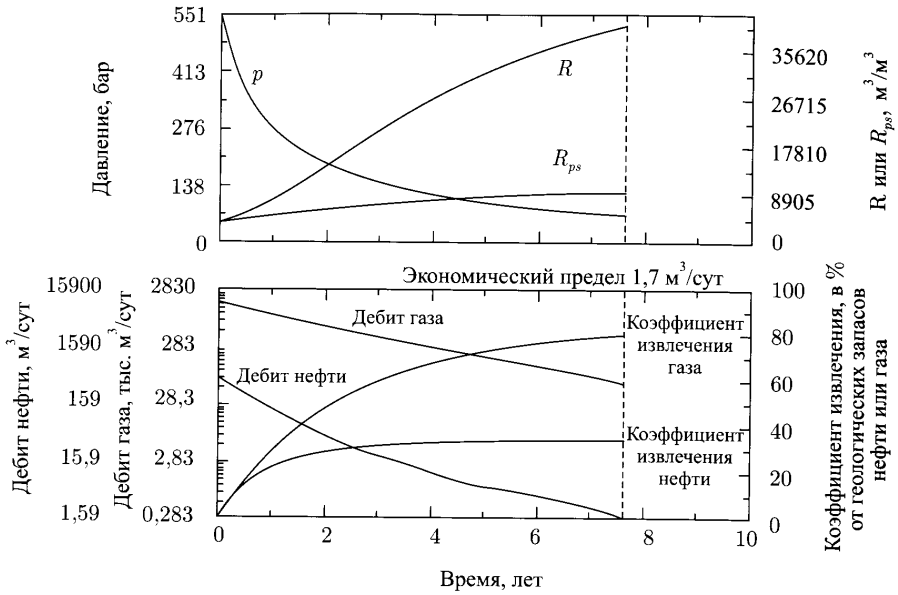


Рис. 13.12. (Сверху.) Давление, текущий газовый фактор, R, и накопленные значения газового фактора, R_{ps}, как функция от времени; (внизу) коэффициент извлечения нефти (N_p/N), газа (G_p/G), дебит нефти $(qosc)$ и газа $(qgsc)$ как функция от времени для моделируемой залежи обедненного конденсата

ских запасов газа; для сравнения, из обогащенных газоконденсатных пластов удается извлечь $23,8\%$ геологических запасов нефти и $80,5\%$ геологических запасов газа за 10,8 лет. Залежь обедненного конденсата перестает разрабатываться при конечном давлении 79,0 бар, конечном газовом факторе продукции $37,58$ тыс. м^3/м^3 и конечной газонасыщенности 76,8[1].

В таблице 13.4 приводятся конечные значения нефтеотдачи, выраженные в других единицах, и сравниваются с КИН, характерным для других флюидов. Кроме того что из всех вышеописанных флюидов обедненный газоконденсат характеризуется самым высоким КИН, он имеет самые низкие показатели нефтеизвлечения, выраженные в единицах м^3 нефти на м^3 порового пространства, занятого углеводородами и м^3 нефти в объеме пласта, выраженного произведением его площади на толщину. Этот результат наблюдается из-за того, что залежи обедненного газового конденсата содержат гораздо меньше нефти на единицу объема пласта, чем другие пласты.

13.6. Упрощенная модель газоконденсатного коллектора

Упомянутая ранее в разделе 9.5 модифицированная модель коллектора тяжелой нефти (MBOT) позволяет осуществлять моделирование поведения газоконденсатного пласта. Эту модель можно существенно упростить, если принять пластовую нефть

[1]Конечную степень извлечения газа можно увеличить за счет уменьшения давления на первичном сепараторе и забойного давления. Например, если исключить первый сепаратор и уменьшить забойное давление до 27,6 бар, тогда дополнительно будет извлечено $11,3\%$ геологических запасов газа за дополнительное время 15 лет. Из-за удаления первичного сепаратора за этот срок будет добыто очень малое количество нефти.

неподвижной — это допущение применимо только в газоконденсатных пластах. Получающуюся модель называют упрощенной моделью газоконденсатного коллектора (SGCT). Эта модель описывает отдачу пласта в единицах N_p/N, G_p/G, S_g и R в зависимости от пластового давления. Как будет показано далее, эта модель является прекрасным приближением модели коллектора тяжелой нефти, и область ее применения легко расширить до построения временной зависимости показателей. Модифицированная версия позволяет проводить моделирование и проверку экспериментальных данных по разгазированию при постоянном объеме (CVD).

13.6.1. Постановка задачи

Предположим, что отсутствует приток воды, закачка или добыча; что пласт изначально недонасыщен; также не будем учитывать сжатие порового объема и расширение воды. Тогда уравнение материального баланса (6.20) упрощается до:

$$\frac{N_p\left(B_0 - R_s B_g\right)}{\left(1 - R_s R_v\right)} + \frac{G_{ps}\left(B_g - R_v B_0\right)}{\left(1 - R_s R_v\right)} = G\left(B_{tg} - B_{tgi}\right). \tag{13.9}$$

Деление уравнения на его правую часть дает:

$$\left(\frac{N_p}{G}\right)\frac{\left(B_0 - R_s B_g\right)}{\left(1 - R_s R_v\right)\left(B_{tg} - B_{tgi}\right)} + \left(\frac{G_p}{G}\right)\frac{\left(B_g - R_v B_0\right)}{\left(1 - R_s R_v\right)\left(B_{tg} - B_{tgi}\right)} = 1. \tag{13.10}$$

В этом уравнении также не учитывается закачка газа, т. е. $G_{ps} = G_p$. Большинство предыдущих упрощений можно при необходимости смягчить. Мы рассматриваем этот случай исключительно из-за его простоты. В этой точке разработка ведется точно по методу Тарнера, описываемому в разделе 9.5.2. Если пласт является изначально недонасыщенным, $R_{vi} = N/G$. Используя это выражение и расширяя коэффициент N_p/G, получаем:

$$\frac{N_p}{G} = \frac{N_p}{N}\frac{N}{G} = \frac{N_p}{N}R_{vi}. \tag{13.11}$$

Подставляя это выражение в уравнение (13.10), получаем:

$$\left(\frac{N_p}{N}\right)\Phi_o + \left(\frac{G_p}{G}\right)\Phi_g = 1, \tag{13.12}$$

где Φ_o и Φ_g равны

$$\Phi_o = \frac{R_{vi}\left(B_o - R_s B_g\right)}{\left(1 - R_s R_v\right)\left(B_{tg} - B_{tgi}\right)}, \tag{13.13}$$

$$\Phi_g = \frac{\left(B_g - R_v B_o\right)}{\left(1 - R_s R_v\right)\left(B_{tg} - B_{tgi}\right)}. \tag{13.14}$$

Используя метод конечных приращений:

$$\left(\frac{N_p}{N}\right)_{t+\Delta t} = \left(\frac{N_p}{N}\right)_t + \frac{\Delta N_p}{N}, \tag{13.15}$$

$$\left(\frac{G_p}{G}\right)_{t+\Delta t} = \left(\frac{G_p}{G}\right)_t + \frac{\Delta Gp}{G}, \tag{13.16}$$

где $(t+t)$ — новый момент времени, t — предыдущий. Подстановка уравнений (13.15) и (13.16) в уравнение (13.12) дает

$$\left(\frac{N_p}{N}\right)(\Phi_o)_{t+\Delta t}+\left(\frac{G_p}{G}\right)(\Phi_g)_{t+\Delta t}=1-\left(\frac{N_p}{N}\right)_t(\Phi_o)_{t+\Delta t}-\left(\frac{G_p}{G}\right)_t(\Phi_g)_{t+\Delta t}. \quad (13.17)$$

Дополнительная добыча нефти связана с дополнительной добычей газа соотношением:

$$\frac{\Delta N_p}{N}=\left(\frac{\Delta G_p}{G}\right)\left(\frac{\bar{R}_v}{R_{vi}}\right), \quad (13.18)$$

где $\bar{R}_v$ — среднее содержание нефти в газовой фазе за интервал времени t. Это уравнение предполагает, что товарная нефть образуется только из нефти, содержащейся в газовой фазе, это допущение истинно, только если ретроградный конденсат является неподвижной фазой. Среднее содержание нефти в газовой фазе в зависимости от времени можно приблизительно оценить уравнением:

$$\bar{R}_v=\frac{(R_v)_t+(R_v)_{t+\Delta t}}{2}. \quad (13.19)$$

Подстановка уравнения (13.18) в (13.17) и решение его относительно $\Delta G_p/G$ дает уравнение:

$$\frac{\Delta G_p}{G}=\frac{1-\left(\frac{N_p}{N}\right)_t(\Phi_o)_{t+\Delta t}-\left(\frac{G_p}{G}\right)_t(\Phi_g)_{t+\Delta t}}{\left(\frac{\bar{R}_v}{R_{vi}}\right)(\Phi_o)_{t+\Delta t}+(\Phi_g)_{t+\Delta t}}. \quad (13.20)$$

Все другие переменные в правой части уравнения (13.20) известны; таким образом, можно получить прямое решение. После расчета $\Delta G_p/G$ можно рассчитать и $\Delta N_p/N$, используя уравнение (13.18). Далее, используя уравнения (13.15) и (13.14), можно рассчитать G_p/G и N_p/N.

Газовый фактор продукции вычисляется как $R=1/R_v$. Средняя нефтенасыщенность:

$$S_o=\frac{\left[1-\left(\frac{N_p}{N}\right)-\frac{B_{gi}R_v}{B_gR_{vi}}\right](1-S_{wc})}{\left(\frac{B_{gi}}{B_oR_{vi}}-\frac{B_{gi}R_v}{B_gR_{vi}}\right)}. \quad (13.21)$$

Это уравнение эквивалентно уравнению (6.96). См. вывод в разделе 6.3.

Уравнения (13.9)–(13.21) предполагают, что флюид является насыщенным. Если флюид недонасыщен, уравнения (13.20), (13.18) и (13.21) можно упростить до

$$\frac{\Delta G_p}{G}=\frac{B_{gi}}{(B_g)_t}-\frac{B_{gi}}{(B_g)_{t+\Delta t}}, \quad (13.22)$$

$$\frac{N_p}{N}=\left(\frac{\Delta G_p}{G}\right), \quad (13.23)$$

$$S_o=0. \quad (13.24)$$

См. пример 6 для иллюстрации модели применения упрощенной модели газоконденсатного пласта.

13.6.2. Моделирование разгазирования при постоянном объеме (CVD)

Упрощенная модель газоконденсатного коллектора может позволить смоделировать эксперимент по разгазированию при постоянном объеме, если заменить уравнение (13.19) на

$$\bar{R}_v = (R_v)_{t+\Delta t}\,, \tag{13.25}$$

где $(R_v)t + \Delta t$ представляет собой значение при новом или более низком давлении. Это уравнение учитывает экспериментальную процедуру, в которой лишний газ удаляется дифференциальными порциями, в самом конце периода снижения давления в ходе разгазирования при постоянном объеме. Газ удаляется дифференциально в ходе истощения пласта.

Объемная доля жидкости равна

$$v_o = \frac{\left[1 - \left(\frac{N_p}{N}\right) - \frac{B_{gi}R_v}{B_g R_{vi}}\right]}{\left(\frac{B_{gi}}{B_o R_{vi}} - \frac{B_{gi}R_v}{B_g R_{vi}}\right)}. \tag{13.26}$$

Это выражение получено упрощением уравнения (13.21). $S_{wc} = 0$ для лабораторного эксперимента по разгазированию при постоянном объеме.

Эта модификация упрощенной модели газоконденсатного коллектора особенно полезна для независимой проверки точности стандартных PVT-свойств газового конденсата. Модельные N_p/N, G_p/G и v_o как функция от давления сравниваются с экспериментальными результатами, полученными в ходе разгазирования при постоянном объеме. Если модельные и экспериментальные результаты заметно различаются, тогда стандартные PVT-свойства определены неточно (предполагая, что данные по разгазированию при постоянном объеме верны). С другой стороны, если они согласуются, это повышает уверенность в том, что стандартные PVT-характеристики определены надежно[1]. В качестве иллюстрации см. пример 7.

Пример 6. Применение упрощенной модели газоконденсатного коллектора

Сделайте прогноз поведения пласта газоконденсатного месторождения Аншутц-Рэнч-Ист, используя упрощенную модель газоконденсатного коллектора. А именно определите N_p/N, G_p/G, R и S_g в зависимости от давления. Постройте график зависимости p, R, S_g и G_p/G от N_p/N. Предполагается, что начальное давление равно 399,5 бар и $S_{wc} = 20\%$, при необходимости используйте PVT-свойства из таблицы 13.6.

Решение. Мы покажем расчет первого декремента давления от 399,5 до 382,3 бар. Так как 382,3 бар — давление, при котором пласт недонасыщен, применяются уравнения (13.22)–(13.24). Применяя их, из уравнения (13.22) получаем:

$$\frac{\Delta G_p}{G} = \frac{B_{gi}}{(B_g)_t} - \frac{B_{gi}}{(B_g)_{t+\Delta t}} = \frac{0,725}{0,725} - \frac{0,725}{0,735} = 0,0136.$$

[1]Кстати, этот эксперимент не слишком полезен для определения PVT-характеристик, рассчитанных с использованием алгоритма Уолша–Таулера, ввиду того что алгоритм и модель — всего лишь отражение друг друга. В результате модельные результаты по разгазированию при постоянном объеме будут точно соответствовать экспериментальным, если стандартные PVT-свойства рассчитаны с помощью алгоритма Уолша–Таулера.

Из уравнений (13.23) и (13.24) следует, что $\Delta N_p/N = 0,0136$ и $S_o = 0$. Также газовый фактор продукции равен $R = 1/Rvi = 1/(926,5$ м^3/млнм^3)=1079,3 м^3/м^3. Результаты для $p = 382,3$ бар и других давлений выше точки насыщения приведены в таблице 13.9.

Процедура решения удлиняется для давлений ниже точки насыщения. Например, при $p = 373,3$ бар, применяя уравнение (4.52), получаем $B_{tg} = 4160,7$ м^3/млн м^3. Далее, решая уравнения (13.13) и (13.14), получаем значения $\Phi_o = 6,11$ и $\Phi_g = 41,70$ соответственно. Далее, решая уравнения (13.20) и (13.18), получаем $\Delta G_p/G = 0,002$ и $\Delta N_p/N = 0,002$. Далее, решая уравнения (13.15) и (13.16), получаем $N_p/N = 0,021$ и $G_p/G = 0,021$. Наконец, решая уравнение (13.21) и $R = 1/R_v$, рассчитываем $S_o = 0,6\%$ и $R = 1084,6$ м^3/м^3. В таблице 13.9 приведены результаты при других давлениях, ниже точки насыщения.

На рис. 13.13 представлен график зависимости p, R, S_g и G_p/G от N_p/N. Из него также видно, что результаты расчетов по упрощенной модели газоконденсатного коллектора и модифицированной модели коллектора тяжелой нефти находятся в хорошем соответствии. Это означает, что первая модель является хорошим приближением второй. В этом примере упрощенная модель газоконденсатного коллектора выдержала суровое испытание модели, так как по модели коллектора тяжелой нефти предполагалось, что вторичный конденсат слегка подвижен. Упрощенная модель газоконденсатного коллектора является хорошей аппроксимацией, даже если при истощении образуется подвижный вторичный конденсат.

Таблица 13.9. Результаты применения упрощенной модели газоконденсатного коллектора

p, бар	B_{tg}, м^3/м^3	$\Delta G_p/G$	$\Delta N_p/N$	G_p/G	N_p/N	R, м^3/м^3	S_o, %ПО
399,5	4070,9			0	0	1076,1	0
382,3	4127,0	0,013	0,013	0,013	0,013	1076,1	0
375,4	4149,5	0,006	0,006	0,019	0,019	1076,1	0
373,3	4160,7	0,002	0,002	0,021	0,021	1084,6	0,6
365,1	4200,0	0,009	0,009	0,030	0,030	1137,3	4,0
330,6	4413,4	0,048	0,039	0,078	0,069	1562,3	14,5
296,2	4688,5	0,056	0,034	0,134	0,103	2001,1	17,0
261,7	5081,6	0,070	0,033	0,204	0,136	2731,5	18,6
227,3	5626,2	0,081	0,028	0,285	0,164	3687,4	18,9
192,9	6423,6	0,093	0,023	0,377	0,187	5088,5	18,6
158,4	7647,6	0,102	0,018	0,479	0,205	7124,0	18,1
124,0	9635,3	0,108	0,014	0,587	0,220	9373,8	17,3
89,5	13150,3	0,110	0,011	0,696	0,231	11873,4	16,4
55,1	20786,7	0,109	0,009	0,805	0,240	13192,6	15,4

Пример 7. Использование упрощенной модели газоконденсатного коллектора для моделирования разгазирования при постоянном объеме

В колонках 2–5 таблицы 13.10 приводятся стандартные PVT-характеристики в зависимости от давления для газоконденсата месторождения Северного моря ($NS-1$). Этот газовый конденсат обсуждался ранее в примере 3, раздел 8.3.2. В колонках 6–8 приводятся лабораторные результаты по разгазированию при постоянном объеме. Для того чтобы независимо оценить точность PVT-свойств, используйте модифицирован-

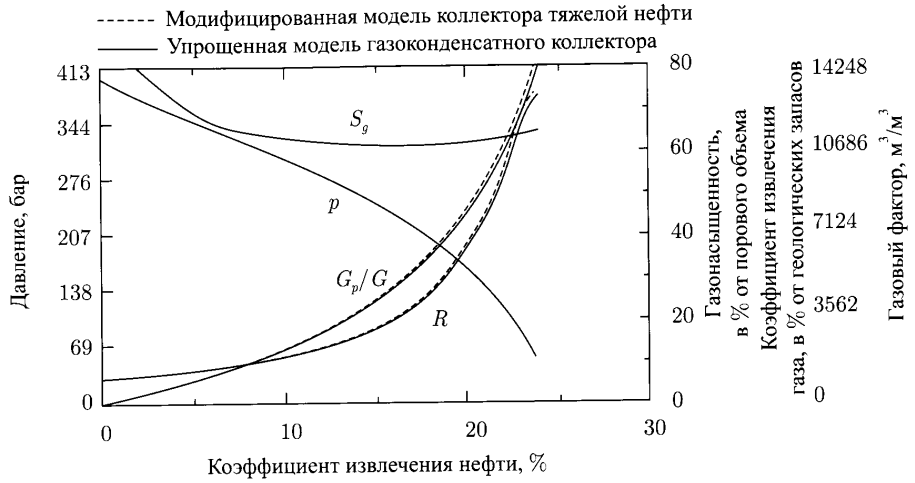


Рис. 13.13. Сравнение между моделью MBOT и SGCT для обогащенного конденсата месторождения Аншутц-Рэнч-Ист Ранч Ист

ную упрощенную модель газоконденсатного коллектора для прогнозирования поведения кривой разгазирования при постоянном объеме в виде зависимости N_p/N, G_p/G и v_o от давления. Сравните ваши результаты с экспериментальными результатами. Точно ли воспроизводят стандартные PVT-характеристики из таблицы 13.10 кривую разгазирования при постоянном объеме.

Предсказанные результаты хорошо согласуются с экспериментальными. Например, при $p = 82,7$ бар экспериментальные результаты дают $N_p/N = 0,210$, $G_p/G = 0,774$ и $v_o = 20,2\%$; расчет по модели: $N_p/N = 0,227$, $G_p/G = 0,771$ и $v_o = 20,4\%$. Столь близкое соответствие повышает уверенность в том, что, основываясь на предлагаемых стандартных PVT-свойствах, можно точно моделировать реальные характеристики.

Таблица 13.10. Стандартные PVT-свойства и данные по разгазированию при постоянном объеме для газоконденсатного месторождения Северного моря ($NS - 1$)

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/млн м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3	Эксп. N_p/N	Эксп. G_p/G	Объем жидкости, %
464,9	4,459	4267,4	1044,2	957,4	0,000	0,000	0,0
378,8	1,629	4480,8	230,5	640,7	0,062	0,093	14,1
296,2	1,457	4969,3	140,5	386,9	0,113	0,227	19,7
213,5	1,374	6339,3	93,9	228,0	0,154	0,410	21,6
144,6	1,292	9276,0	64,8	166,8	0,184	0,594	21,3
82,7	1,241	16626,0	35,3	182,5	0,210	0,774	20,2
48,2	1,200	29096,9	19,6	212,8			19,3

13.7. Рециркуляция газа (сайклинг-процесс)

Закачка газа в залежи легкой нефти и газоконденсата представляется особенно привлекательным решением, так как это позволяет существенно увеличить нефте-

Таблица 13.11. Результаты моделирования с помощью модифицированной упрощенной модели газоконденсатного коллектора для месторождения конденсата в Северном море

p, бар	B_{tg}, м^3/млн м^3	Φ_o	Φ_g	N_p/N	G_p/G	Объем жидкости, %
464,9	4267,4			0,000	0,000	0,0
378,8	4702,6	1,540	9,271	0,065	0,097	14,2
296,2	5426,9	0,662	4,018	0,118	0,229	19,7
213,5	6919,9	0,287	2,321	0,162	0,411	22,0
144,6	9827,9	0,120	1,647	0,193	0,593	21,6
82,7	17136,4	0,049	1,283	0,227	0,771	20,4
48,2	29568,0	0,024	1,145	0,249	0,868	19,5

отдачу из-за способности закачиваемого газа переводить в летучее состояние промежуточные углеводороды, которые в противном случае остались бы в виде неизвлекаемых запасов. Способность закачиваемого газа переводить в летучее состояние и переносить промежуточные углеводороды напрямую связана со способностью равновесных газов удерживать испаренную нефть и аналогична ей по механизму. Напротив, равновесные газы тяжелой нефти не могут переносить существенных количеств испаренной нефти. Следовательно, повышение коэффициента нефтеотдачи вследствие закачки газа в коллектор с тяжелой нефтью будет не столь велико, как для легкой нефти и газоконденсата[1]. Процесс повторной закачки газа в пласты с легкой нефтью и газоконденсатом иногда называют рециркуляцией газа (сайклинг-процесс), так как закачивается сухой газ (т. е. отделенный от легкой нефти), а добывается жирный газ (т. е. содержащий легкую нефть).

Максимальную экономическую привлекательность рециркуляция газа имеет в пластах, содержащих околокритические флюиды и обогащенный газоконденсат, по следующим причинам: (1) из всех типов пластовых флюидов их равновесные газы содержат максимальное количество газообразной нефти; (2) без рециркуляции в этих коллекторах останется существенное количество неизвлеченной нефти[2]. Рециркуляция газа в коллекторах нефти с высоким коэффициентом усадки нежелательна, так как их равновесные газы имеют низкий конденсатно-газовый фактор. Относительно другой части спектра флюидов, сайклинг-процесс нежелательно применять при разработке залежей обедненного газоконденсата, так как: (1) они характеризуются высоким КИН и без рециркуляции газа (2) дополнительная добыча нефти редко позволяет окупить инвестиции, затраченные на программу рециркуляции.

Для того чтобы рециркуляция газа приносила прибыль, дополнительный доход от увеличения нефтеотдачи должен превысить стоимость проекта по рециркуляции. Применение сайклинг-процесса подразумевает ряд дополнительных операционных и капитальных затрат. Дополнительные капитальные затраты включают увеличение произ-

[1]В качестве примера рассмотрим следующие результаты математического моделирования, в случае когда повторно закачивается 70% добываемого газа: КИН для залежи тяжелой нефти увеличивается с 23 до 37% ($R_{si} = 149,2$ м^3/м^3) и с 21 до 49% для залежи легкой нефти ($R_{si} = 518,1$ м^3/м^3).

[2]Увеличение нефтеотдачи за счет рециркуляции газа в газоконденсатных пластах будет больше, чем для залежей легкой нефти. Рассмотрим, например, следующие результаты математического моделирования, когда повторно закачивается 70% добываемого газа: КИН в газоконденсатных пластах увеличивается с 22 до 69% ($R_{si} = 1076,1$ м^3/м^3) и с 21 до 49% для залежи легкой нефти ($R_{si} = 518,1$ м^3/м^3).

водительности установок по подготовке газа, компрессорных установок, пропускной способности трубопроводов и бурение новых скважин. Вторичные операционные затраты включают компрессию газа. Кроме того, так как рециркуляция газа увеличивает длительность проекта, следует также учитывать инфляцию. Задержки при добыче и высокая процентная ставка препятствуют рециркуляции газа. С другой стороны, повышение цен повышает привлекательность сайклинг-процесса.

В таблице 13.12 показано влияние содержания нефтяной фазы в конденсате на экономику проекта по рециркуляции газа. В ней представлен упрощенный экономический анализ рециркуляции в трех гипотетических пластах равного размера (эффективный объем порового пространства 55,17 млн $м^3$), но с различной степенью обогащения конденсата. Содержание в конденсате нефтяной фазы определяется по газовому фактору флюида. Значения соответствуют обогащенному (1,1 тыс. $м^3/м^3$), обычному (2,3 тыс. $м^3/м^3$) и обедненному конденсату (3,6 тыс. $м^3/м^3$). Залежь обогащенного конденсата содержит в два раза большие геологические запасы нефти, чем залежь обедненного газового конденсата. См. таблицу 13.12.

Согласно таблице 13.12 предполагается, что требуется увеличение производительности установки по подготовке газа на 8,50 млн $м^3$/сут; стоимость установки \$ 3531 за 1 тыс. $м^3$/сут емкости; потребуется 10 нагнетательных скважин, стоимость бурения и заканчивания скважин составляет 262 \$/м, стоимость компрессии составляет 0,265 цента за 1 $м^3$ и объем повторной закачки составляет 141% геологических запасов газа. Без рециркуляции из залежи обогащенного конденсата удается извлечь 18,7% геологических запасов нефти, для обычного конденсата — 28,0% и для обедненного конденсата 40,0%. Из каждого пласта удается извлечь 78,7% геологических запасов газа, и для истощения требуется 10 лет. С рециркуляцией из каждого пласта можно извлечь 74,5% геологических запасов нефти и 78,7% газа через 15,7 лет. Для расчета коэффициента отсрочки и инфляции используется экспоненциальное снижение потока наличности, с отношением начального объема наличных средств к конечному, равным 5[1]. Процентная ставка равна 10%. Повышение цен на нефть и газ не учитывается.

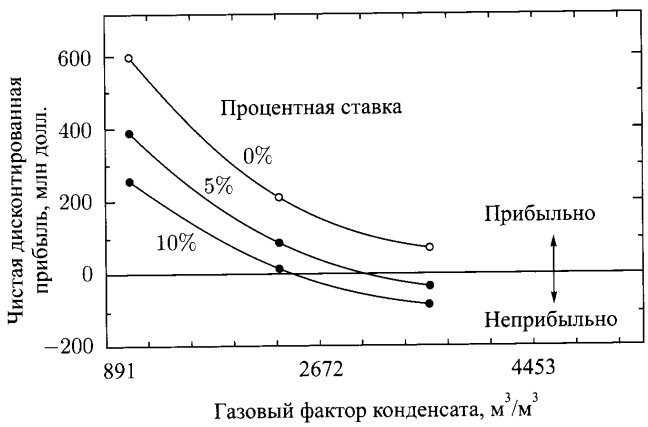


Рис. 13.14. Прибыльность рециркуляции газа в зависимости от степени обогащения газоконденсата

[1]См. упражнение 12.12 касательно обсуждения экспоненциального снижения потока наличности.

Таблица 13.12. Экономический анализ рециркуляции газа для трех различных видов газоконденсата

	Конденсат		
	Обогащенный	Обычный	Обедненный
B_{oi}, м^3/м^3	4,46	8,47	11,3
R_{si}, м^3/м^3	1076,1	2315,3	3562,0
УВПО, млн м^3	55,31	55,31	55,31
Геологические запасы нефти, млн м^3	12,40	6,530	4,894
Геологические запасы газа, млрд м^3	13,341	15,115	17,430
При отсутствии рециркуляции			
Коэффициент извлечения нефти, %	18,7	28,0	40,0
Объем добытой нефти, млн м^3	2,321	1,828	1,956
Коэффициент извлечения газа, %	78,7	78,7	78,7
Объем добытого газа, млрд м^3	10,500	11,896	13,716
Продажа нефти, млн долл.	233,4	184,0	197,0
Продажа газа, млн долл.	667,6	756,3	872,2
Общая выручка, млн долл.	900,9	940,3	1069,2
Чистый дисконтированный доход, млн долл.	652,8	681,3	774,7
В случае рециркуляции			
Коэффициент извлечения нефти, %	74,2	74,2	74,2
Объем добытой нефти, млн м^3	9,206	4,849	3,625
Коэффициент извлечения газа, %	78,7	78,7	78,7
Объем добытого газа, млрд м^3	10,500	11,896	13,716
Продажа нефти, млн долл.	926,0	487,6	365,5
Продажа газа, млн долл.	667,6	756,3	872,2
Общая выручка, млн долл.	1593,5	1243,9	1237,6
Операционные затраты, млн долл.	49,8	56,5	65,1
Полный чистый доход, млн долл.	1543,7	1187,4	1172,5
Чистый дисконтированный доход, млн долл.	955,1	734,7	725,5
Стоимость установки, млн долл.	30,0	30,0	30,0
Стоимость скважин	10,2	10,2	10,2
Стоимость трубопроводов	1,0	1,0	1,0
Общие затраты	41,3	41,3	41,3
Чистый дисконтированный доход минус инвестиции, млн долл.	913,9	693,5	684,2
Чистая прибыль, млн долл.	261,1	12,2	$-90,4$

На рис. 13.14 результаты показаны в виде зависимости чистого дисконтированного прироста прибыли в результате рециркуляции газа от начального газового фактора конденсата. Результаты показывают, что рециркуляция газа дает чистую прибыль 261 млн долл., 12 млн долл. и -90 млн долл. для обогащенного, обычного и обедненно-

го газоконденсата соответственно. Таким образом, обогащенный конденсат приносит гарантированную прибыль, обычный — малоприбылен, а обедненный газоконденсат приносит убытки. На рис. 13.14 представлены результаты расчета для процентных ставок 5 и 0%. При увеличении процентной ставки прибыль уменьшается, так как рециркуляция непременно увеличивает длительность проекта разработки и текущая стоимость денег со временем уменьшается.

Эффективность рециркуляции газа увеличивается при повышении давления, так как при этом увеличивается конденсатно-газовый фактор и несущая способность закачиваемых газов. Если давление достаточно высоко, а пластовые углеводороды — достаточно легкие, то между пластовым и закачиваемым флюидом наблюдается особое взаимодействие, называемое *смешиваемостью*. Смешивающееся вытеснение — это один из наиболее эффективных способов добычи углеводородов (Лейк, 1989). Даже если не достигается полная смешиваемость, эффективность нефтеотдачи все равно может быть очень высокой. Для газового конденсата легче добиться условий смешиваемости, чем для легкой нефти, так как его молекулярная масса ниже.

Вышеописанные наблюдения позволили реализовать схему разработки залежей газоконденсата, называемую «рециркуляцией газа при давлении выше точки росы». В ходе этой стратегии одновременно производится и закачка и добыча газа, при этом пластовое давление поддерживается примерно на постоянном уровне. Для поддержания постоянного давления необходимо закачивать весь добываемый газ, и даже больше. Это означает, что необходимо найти дополнительный источник газа, т. е. добываемый газ из соседних пластов. Это требование может ограничить применимость рециркуляции при давлении выше точки росы. В ходе рециркуляции при таких условиях в газоконденсатных пластах можно достичь КИН 85% и даже выше (Миллер и Лентс, 1946; Элкинс, 1946).

Рециркуляция при давлении выше точки росы выполняется в два этапа: рециркуляция при постоянном давлении и последующее падение давления без закачки газа. Вторая фаза падения давления называется «сбросом давления». Рециркуляция заканчивается и начинается сброс давления, когда дебит нефти падает ниже желательного уровня, обычно от 10 до 25% от первоначального значения. На стадии рециркуляции обычно закачивается 150 – 450% геологических запасов газа (Мельтцер и др., 1965; Мельтцер, 1975; Элкинс, 1946).

Рециркуляция газа — это сложный процесс, моделирование которого можно проводить только с использованием сложных моделей уравнения состояния (Коатс, 1980; Юнг и Стивенсон, 1983). Однако для примерных расчетов полезными могут оказаться прогнозы с помощью резервуарных моделей. Для моделирования падения давления можно использовать модифицированную модель коллектора тяжелой нефти и упрощенную модель газоконденсатного коллектора, но с определенными ограничениями. Однако эти модели не позволяют описать рециркуляцию при давлении выше точки росы. Это способна сделать следующая резервуарная модель.

13.8. Резервуарная модель рециркуляции при давлении выше точки росы

В резервуарной модели рециркуляции при давлении выше точки росы N_p/N, G_{ps}/G, G_p/G, G_I/G и R рассчитываются как функция от давления. Параметры пласта рассчитываются последовательно, сначала для фазы рециркуляции, а затем для фазы сброса давления. Модель можно расширить, чтобы рассчитать поведение показателей во времени.

13.8.1. Допущения

В дополнение к стандартным ограничениям для резервуарных моделей (см. раздел 6.1.1), модель основана на следующих дополнительных допущениях:

1. Пласт изначально недонасыщен.
2. На этапе рециркуляции пластовое давление остается постоянным, а пласт – недонасыщенным.
3. На этапе рециркуляции доля повторно закачиваемого газа r_g постоянна.
4. При сбросе давления не происходит существенной конденсации флюида.

Резервуарные модели, по определению, предполагают, что флюиды однородно распределены по пласту. Это допущение слишком упрощает реальную картину. Особенно неубедительно оно выглядит для закачки в пласты флюидов, так как при этом они редко распределяется однородно. Напротив, они движутся по пласту в виде постепенно рассеивающейся оторочки. Допущение о «рассеянном газе» является пессимистическим, так как оно, например, предполагает, что часть закачиваемого газа будет прорываться в добывающие скважины практически сразу после начала закачки. Тем не менее оно компенсирует другие оптимистичные допущения. Например, модель не учитывает проницаемостную неоднородность (стратификацию). Стратификация в свою очередь приводит к более быстрому прорыву закачиваемого флюида, чем в гомогенной модели.

Допущения 2 и 4 подразумевают, что при рециркуляции и сбросе давления нефть находится исключительно в недонасыщенном состоянии. Это предположение плохо подходит для пластов с легкой нефтью, так как при рециркуляции и сбросе давления газовая и нефтяная фазы неизбежно существуют вместе, и их состав изменяется. Потери происходят из-за того, что давление точки росы конденсата увеличивается при добавлении сухого газа[1]. Однако в конечном счете при добавке еще большого количества сухого газа общее давление в точке росы начнет снижаться. Появление нефтяной фазы будет минимальным, если начальное давление существенно выше начальной точки росы и объем закачки газа достаточно велик. В большинстве проектов закачка газа продолжается до тех пор, пока дебит нефти не уменьшается до $10 - 25\%$ от первоначального значения. Обычно объем закачки составляет от 150 до 450% геологических запасов газа. Если условия модели приблизительно не соответствуют этим рекомендациям, коэффициенты нефтеотдачи будет переоценены.

При смешивании сухого газа и газоконденсата значения B_g и R_v флюида будут уменьшаться. Эти изменения отражают более низкую плотность и конденсатно-газовый фактор. Модель учитывает эти изменения, но предполагает, что относительное изменение B_g пропорционально количеству добавленного сухого газа.

13.8.2. Стадия рециркуляции

Текущий газовый фактор продукции R определяется выражением:

$$\frac{dG_p}{dN_p} = R. \tag{13.27}$$

[1]Например, добавка 30 и 65% (мольная доля) сухого газа к обогащенному газовому конденсату (R_si = $= 1270,4$ м^3/м^3) увеличила давление в точке росы с 236,1 до 276,6 и 308,6 бар соответственно (Кеньон и Бехи, 1987). Для более детального описания влияния смешиваемости давление в точке росы смесей газовых конденсатов см. Мозес и Уилсон (1981).

Если в процессе рециркуляции коллектор остается недонасыщенным, тогда газовый фактор продукции имеет значение, обратное конденсатно-газовому фактору, т. е. $R = 1/R_v$. Также если пласт изначально недонасыщен, тогда $R_{vi} = N/G$. Совместно с уравнением (13.27) эти выражения дают:

$$\frac{d\left(\frac{G_p}{G}\right)}{d\left(\frac{N_p}{N}\right)} = \frac{R_{vi}}{R_v}. \tag{13.28}$$

Закачка сухого газа приводит к изменению состава пластового флюида и конденсатно-газового фактора. В ходе закачки конденсатно-газовый фактор постепенно уменьшается, и это уменьшение связано с составом пластового флюида уравнением:

$$R_v = \frac{N_r}{G_r}, \tag{13.29}$$

где N_r и G_r — количества товарной нефти и сепарированного газа, остающиеся в пласте. С использованием соотношения $R_{vi} = N/G$, уравнение (13.29) принимает вид:

$$\frac{R_v}{R_{vi}} = \frac{\frac{N_r}{N}}{\frac{G_r}{G}}. \tag{13.30}$$

Материальный баланс для компонентов: товарной нефти и сепарированного газа предполагает:

$$\frac{N_r}{N} = 1 - \frac{N_p}{N}, \tag{13.31}$$

$$\frac{G_r}{G} = 1 - \frac{G_{ps}}{G}. \tag{13.32}$$

Подстановка уравнений (13.31) и (13.32) в уравнение (13.30) дает:

$$\frac{R_v}{R_{vi}} = \frac{1 - \frac{N_p}{N}}{1 - \frac{G_{ps}}{G}}. \tag{13.33}$$

После подстановки уравнения (13.33) в (13.28) и преобразования получаем:

$$\frac{d\left(\frac{G_p}{G}\right)}{\left(1 - \frac{G_{ps}}{G}\right)} = \frac{d\left(\frac{N_p}{N}\right)}{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right)}. \tag{13.34}$$

Отметим, что $G_p = G_{ps}/(1 - r_g)$. Подстановка этого выражения в уравнение (13.34) дает:

$$\frac{d\left(\frac{G_{ps}}{G}\right)}{(1 - r_g)\left(1 - \frac{G_{ps}}{G}\right)} = \frac{d\left(\frac{N_p}{N}\right)}{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right)}. \tag{13.35}$$

Интегрируя и решая уравнение (13.35), получаем

$$\frac{G_{ps}}{G} = 1 - \left(1 - \frac{N_p}{N}\right)^{(1-r_g)}. \tag{13.36}$$

Уравнение (13.36) нельзя применять при $r_g = 1$ (закачивается 100% добываемого газа), так как в этом случае левая сторона уравнения (13.35) будет не определена. Если $r_g = 1$, уравнение (13.35) необходимо переформулировать, заменяя G_{ps} на G_p. Повторное решение:

$$d\left(\frac{G_p}{G}\right) = \frac{d\left(\frac{N_p}{N}\right)}{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right)}. \tag{13.37}$$

И последующее интегрирование дает:

$$\frac{G_p}{G} = -\ln\left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \quad (\text{если } r_g = 1,0). \tag{13.38}$$

Нефте- и газоотдача также связаны между собой уравнением (13.33). Решение уравнения (13.33) относительно G_{ps}/G, подстановка результата в уравнение (13.36) и решение относительно N_p/N приводит к:

$$\frac{N_p}{N} = 1 - \left(\frac{R_v}{R_{vi}}\right)^{1/r_g}. \tag{13.39}$$

Подстановкой этого результата в уравнение (13.36) получаем:

$$\frac{G_{ps}}{G} = 1 - \left(\frac{R_v}{R_{vi}}\right)^{(1/r_g-1)}. \tag{13.40}$$

Уравнения (13.39) и (13.40) применимы даже для $rg \geqslant 1,0$. Если $r_g > 1$, т. е. более 100% добываемого газа закачивается в пласт, это означает, что часть закачиваемого газа поступает из внешнего источника. Если $r_g > 1$, тогда $G_{ps} < 0$ и ее абсолютное значение представляет собой количество газа, необходимое для компенсации. В общем, если $r_g = 1$, тогда $G_{ps} = 0$, $G_1 = G_p$, а G_p/G определяется по уравнению (13.38). Если $rg \neq 1$, тогда $G_p/G = (G_{ps}/G)/(1 - r_g)$, $G_1/G = r_g(G_{ps}/G)/(1 - r_g)$ и G_{ps}/G определяется по уравнению (13.40).

С физической точки зрения отношение R_v/R_{vi} равно отношению нынешнего и исходного дебита, если не учитывать изменение μ_g и B_g из-за закачки газа[1] На практике рециркуляция продолжается до тех пор, пока дебит не снижается до такого уровня,

[1] μ_g и B_g будут меняться при добавке сухого газа к жирному. Однако следует ожидать, что изменения μ_g и B_g для пластовых газов будут минимальными, если усреднить их по всему пласту, как в резервуарной модели. Если в нее включить изменения μ_g и B_g, тогда отношение текущего и исходного дебитов равно $(R_v\mu_i Bgi)/(Rvi\mu_g Bg)$, где индекс i соответствует значению до начала закачки, а отсутствие индекса показывает, что это происходит в некий момент времени в ходе рециркуляции. Если изменение μ_g и B_g не учитывается, предыдущее выражение следует сравнить с аналогичным соотношением, а именно R_v/R_{vi}. Как показывает сравнение, последнее выражение предполагает меньшее отношение текущего и исходного дебитов. В свою очередь это приведет к прогнозированию большей нефтеотдачи на этапе рециркуляции. Конечно же, различие между двумя подходами зависит от того, насколько в процессе рециркуляции меняются μ_g и B_g.

при котором более привлекательным становится сброс давления. Обычно рециркуляция останавливается, когда дебит по нефти опускается до $10 - 25\%$ от начального значения.

Эта модель в некоторых условиях может давать противоречивые результаты. Например, модель прогнозирует, что N_p будет увеличиваться при уменьшении r_g при данном G_p. Это означает, что N_p будет максимально при r_g, стремящемся к нулю. Этот результат означает, что оптимальная стратегия рециркуляции — отсутствие закачки газа. Конечно же, этот результат неверен и возникает только из-за того, что модель предполагает при рециркуляции и сбросе давления, что пласт может быть только недонасыщенным. Это предположение действительно, только если закачаны очень большие объемы газа, чтобы избежать насыщения. Следовательно, чтобы избежать проблем с расчетом, эту модель можно применять только при реалистичных r_g, т. е. более 0,8.

13.8.3. Стадия сброса давления

Относительный прирост добычи газа при сбросе давления составляет:

$$\frac{\Delta G_p}{G - G_{ps1}} = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g}, \tag{13.41}$$

где G_{ps1} — добытое количество товарного газа к концу рециркуляции (первой стадии) и разность $(G - G_{ps1})$ — это текущие запасы газа в начале этапа сброса давления. Естественно, это уравнение предполагает, что при сбросе давления закачка газа останавливается; оно следует из уравнения (11.28). Это уравнение можно применять, несмотря на то что объемный коэффициент газа меняется из-за разбавления (смешения), если мы предположим, что относительное изменение объемного фактора газа пропорционально закачиваемому объему сухого газа. Это допущение делает равными относительные изменения B_{gi} и B_g в уравнении (13.41), и, таким образом, отношение B_{gi}/B_g остается постоянным, независимо от того, происходит разбавление или нет. Это допущение рационально, если отсутствуют лабораторные данные, свидетельствующие об обратном. Прирост коэффициентов извлечения нефти и газа при сбросе давления одинаков, если можно пренебречь конденсацией жидкости в пласте. Таким образом,

$$\frac{\Delta N_p}{N - N_{p1}} = \frac{\Delta G_p}{G - G_{ps1}}, \tag{13.42}$$

где N_{p1} — объем добытой нефти к моменту окончания этапа рециркуляции. Подстановка уравнения (13.41) в (13.42) и решение относительно $\Delta N_p/N$ дает:

$$\frac{\Delta N_p}{N} = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right)\left(1 - \frac{N_{p1}}{N}\right). \tag{13.43}$$

Решение уравнения (13.41) относительно $\Delta G_{ps}/G$ дает:

$$\frac{\Delta G_p}{G} = \frac{\Delta G_{ps}}{G} = \left(1 - \frac{G_{ps1}}{G}\right)\left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right). \tag{13.44}$$

Подстановкой N_p/N из уравнения (13.39) в (13.43) получаем:

$$\frac{\Delta N_p}{N} = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right)\left(\frac{R_v}{R_{vi}}\right)^{1/r_g}. \tag{13.45}$$

Подстановка G_{ps}/G из уравнения (13.40) в (13.44) для G_{ps1}/G дает:

$$\frac{\Delta G_p}{G} = \frac{\Delta G_{ps}}{G} = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right)\left(\frac{R_v}{R_{vi}}\right)^{(1/r_g - 1)}. \tag{13.46}$$

Накопленный коэффициент извлечения нефти и газа, включающий эти инкременты:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{N_{p1}}{N} + \frac{\Delta N_p}{N}, \tag{13.47}$$

$$\frac{G_p}{G} = \frac{G_{ps1}}{G} + \frac{\Delta G_p}{G}. \tag{13.48}$$

Подстановкой N_p/N из уравнения (13.39) в (13.47) вместо N_{p1}/N и $\Delta N_p/N$ из уравнения (13.45) в (13.47) получаем:

$$\frac{N_p}{N} = 1 - \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right)\left(\frac{R_v}{R_{vi}}\right)^{1/r_g}. \tag{13.49}$$

Подстановкой G_{ps}/G из уравнения (13.40) в (13.48) вместо G_{ps1}/G и $\Delta G_p/G$ из уравнения (13.46) в (13.48) получаем:

$$\frac{G_{ps}}{G} = 1 - \left(\frac{B_{gi}}{B_g}\right)\left(\frac{R_v}{R_{vi}}\right)^{(1/r_g - 1)}. \tag{13.50}$$

Накопленная добыча газа равна $G_p/G = G_{p1}/G + \Delta G_p/G$. Так как при сбросе давления газ не закачивается, G_1/G на этом этапе не изменяется. Также, так как дополнительная добыча нефти и газа при сбросе давления равны, газовый фактор продукции остается постоянным.

Дебиты нефти и газа при сбросе давления будут уменьшаться, так как уменьшается пластовое давление. Если мы предположим, что поток является установившимся, отношение текущего и начального дебитов нефти можно оценить, используя следующее выражение:

$$\frac{q_{osc}}{q_{oscI}} = \frac{q_{gsc}R_v}{q_{gsc}R_{vi}} = \frac{\mu_g(p_i)\,R_v}{\mu_g(\bar{p})\,R_{vi}}\left(\frac{\bar{p} - p_{wfb}}{p_i - p_{wf}}\right), \tag{13.51}$$

где $\bar{p}$ — текущее среднее пластовое давление, p_i — начальное пластовое давление, p_{wfb} — забойное давление на этапе сброса давления, p_{wf} — забойное давление при рециркуляции (подразумевается, что оно постоянно) и q_{oscI} — дебит нефти в начале этапа рециркуляции. Вывод уравнения (13.51) следует из уравнения (11.57). Отношение R_v/R_{vi} остается постоянным при сбросе давления. В уравнении (13.51) не учитывается изменение B_g на стадии рециркуляции.

Пример 8 иллюстрирует применение модели рециркуляции при давлении выше точки росы.

Пример 8. Рециркуляция при давлении выше точки росы: конденсат месторождения Аншутц-Рэнч-Ист

Рассчитайте поведение газоконденсатного месторождения Аншутц-Рэнч-Ист в ходе рециркуляции газа при давлении выше точки росы. Начальное давление 399,5 бар,

этап рециркуляции будет остановлен, когда дебит нефти снизится до 20% начального значения. Предполагается, что при рециркуляции закачивается 100% газа. Этап сброса давления завершается при 89,5 бар. Рассчитайте G_p/G, G_{ps}/G, G_1/G, R и q_{osc}/q_{oscI} как функцию от N_p/N, где q_{osc} — текущий дебит нефти. Забойное давление в добывающей скважине 41,4 бар. При необходимости используйте свойства флюидов из таблицы 13.6.

Решение. Во-первых, необходимо просчитать показатели на этапе рециркуляции. Мы рассчитываем поведение в зависимости от N_p/N с инкрементом 5%. Например, при $N_p/N = 0,05$, G_p/G определяется по уравнению (13.38):

$$\frac{G_p}{G} = -\ln\left(1 - \frac{N_p}{N}\right) = -\ln(1 - 0,05) = 0,051,$$

$G_1/G = G_p/G = 0,051$; $G_{ps}/G = 0$; R_v определяется решением уравнения (13.33):

$$R_v = R_{vi}\left(\frac{1 - \dfrac{N_p}{N}}{1 - \dfrac{G_{ps}}{G}}\right) = \left(929,3 \text{ м}^3/\text{ млн м}^3\right)\left(\frac{1 - 0,05}{1 - 0}\right) = 882,8 \text{ м}^3/\text{ млн м}^3,$$

$R = 1/R_v = 1132,7$ м^3/м^3; $q_{osc}/q_{oscI} = R_v/R_{vi} = 882,8/929,3 = 0,95$. В верхней части таблицы 13.13 обобщены результаты при остальных N_p/N на этапе рециркуляции.

Рециркуляция прекращается, когда $q_{osc}/q_{oscI} = 0,2 = 20\%$. Это происходит, когда $N_p/N = 80\%$, $G_{p1}/G_p = G_I/G = 161\%$ и $R = 5380,6$ м^3/м^3, на основании предыдущих уравнений. До этого момента газ не извлекался для продажи, и пластовое давление равно начальному давлению.

Далее мы рассчитали показатели при сбросе давления. Мы приводим пример расчета для $p = 382,3$ бар. Коэффициент извлечения товарного газа задается уравнением (13.50):

$$\frac{G_{ps}}{G} = 1 - \left(\frac{B_{gi}}{B_g}\right)\left(\frac{R_v}{R_{vi}}\right)^{(1/r_g - 1)} = 1 - \left(\frac{0,725}{0,735}\right)(0,20)^0 = 0,0136 = 1,36\%.$$

КИН определяется по уравнению (13.49):

$$\frac{N_p}{N} = 1 - \left(\frac{B_{gi}}{B_g}\right)\left(\frac{R_v}{R_{vi}}\right)^{1/r_g} = 1 - \left(\frac{0,725}{0,735}\right)(0,20)^1 = 0,803 = 80,3\%.$$

Газовый фактор продукции остается постоянным, так как Rv не изменяется. $G_p/G = (G_{p1}/G) + (G_{ps}/G) = 1,60 + 0,014 = 1,61$. Отношение текущего дебита к начальному оценивается по уравнению (13.51):

$$\frac{q_{osc}}{q_{oscI}} = \frac{\mu_g(p_i)\,R_v}{\mu_g(\bar{p})\,R_{vi}}\left(\frac{\bar{p} - p_{wfb}}{p_i - p_{wf}}\right) = \frac{\left(185,8 \text{ м}^3/\text{ млн м}^3\right)}{\left(929,3 \text{ м}^3/\text{ млн м}^3\right)}\left(\frac{382,3 - 41,4}{399,5 - 41,4}\right) = 19,0\%,$$

где мы не учитывали изменение вязкости газа. В нижней части таблицы 13.13 обобщены результаты моделирования при других условиях в ходе сброса давления.

Таблица 13.13. Результаты моделирования рециркуляция при давлении выше точки росы для газового конденсата месторождения Аншутц-Рэнч-Ист

	N_p/N	G_I/G	R, м^3/м^3	G_p/G	q_{osc}/q_{oscI}	G_{ps}/G	p, бар
Фаза рециркуляции	0,000	0,00	1076,1	0,00	1,00	0	399,5
	0,050	0,05	1132,7	0,05	0,95	0	399,5
	0,100	0,11	1195,8	0,11	0,90	0	399,5
	0,150	0,16	1266,1	0,16	0,85	0	399,5
	0,200	0,22	1345,2	0,22	0,80	0	399,5
	0,250	0,29	1434,8	0,29	0,75	0	399,5
	0,300	0,36	1537,4	0,36	0,70	0	399,5
	0,350	0,43	1655,6	0,43	0,65	0	399,5
	0,400	0,51	1793,5	0,51	0,60	0	399,5
	0,450	0,60	1956,6	0,60	0,55	0	399,5
	0,500	0,69	2152,3	0,69	0,50	0	399,5
	0,550	0,80	2391,3	0,80	0,45	0	399,5
	0,600	0,92	2690,4	0,92	0,40	0	399,5
	0,650	1,05	3074,7	1,05	0,35	0	399,5
	0,700	1,20	3587,1	1,20	0,30	0	399,5
	0,750	1,39	4304,5	1,39	0,25	0	399,5
	0,800	1,61	5380,6	1,61	0,20	0	399,5
Фаза сброса давления	0,800	1,61	5380,6	1,61	0,20	0,000	399,5
	0,803	1,61	5380,6	1,62	0,19	0,014	382,3
	0,804	1,61	5380,6	1,63	0,19	0,019	375,4
	0,804	1,61	5380,6	1,63	0,19	0,020	373,3
	0,805	1,61	5380,6	1,63	0,18	0,024	365,1
	0,809	1,61	5380,6	1,65	0,16	0,044	330,6
	0,817	1,61	5380,6	1,70	0,14	0,087	296,2
	0,830	1,61	5380,6	1,76	0,12	0,151	261,7
	0,847	1,61	5380,6	1,84	0,10	0,234	227,3
	0,867	1,61	5380,6	1,94	0,09	0,335	192,9
	0,890	1,61	5380,6	2,06	0,06	0,448	158,4
	0,914	1,61	5380,6	2,18	0,05	0,568	124,0
	0,937	1,61	5380,6	2,30	0,03	0,687	89,5

На рис. 13.15 приведены характеристики добычи из пласта в зависимости от накопленной добычи нефти. В верхней части рисунка построена зависимость давления и приведенного газового фактора продукции от доли извлеченных геологических запасов. В нижней части приведенный дебит нефти, G_p/G, G_ps/G и G_I/G представлены как функция от КИН. Вертикальная штриховая черта показывает границу между рециркуляцией и сбросом давления.

К концу этапа сброса давления извлечено $93,7\%$ геологических запасов нефти, $68,7\%$ геологических запасов газа; 160% геологических запасов газа было закачано; добыто 230% геологических запасов газа, и дебит нефти составил примерно 3% от исходного значения. Рециркуляция при давлении выше точки росы явно увеличила нефтеотдачу. В примере 7 прогнозировалось извлечение $23,1\%$ геологических запасов нефти и окончательное давление 89,5 бар, если истощение давления проводилось бы без повторной закачки газа. Однако прибыльность рециркуляции зависит от результатов экономического анализа.

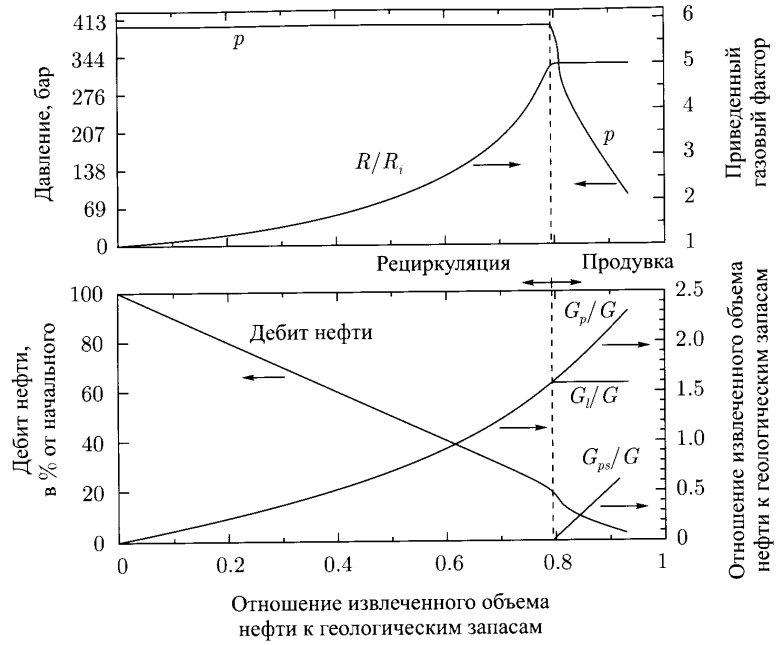


Рис. 13.15. Результаты моделирования рециркуляции при давлении выше точки росы для газового конденсата месторождения Аншутц-Рэнч-Ист

13.9. Соотношение нагнетания и отбора

В разделе 6.2.6 определяются два способа выражения соотношения между количествами закачиваемых и добываемых флюидов — соотношение нагнетания и отбора (IWR) и соотношение темпов нагнетания и отбора (IWRR), а также приводится метод их расчета. Обе величины выражены в единицах объема пласта. IWR = 1 означает, что накопленный закачанный и извлеченный объем жидкости равны, и подразумевает, что среднее пластовое давление не изменилось. IWRR = 1 означает, что общие скорости закачивания жидкости и дебиты равны, и подразумевает, что пластовое давление не будет меняться при данных условиях закачивания и добычи. Эти два соотношения между количествами закачиваемых и добываемых флюидов используются для оценки эффективности программы поддержания пластового давления путем закачки флюидов.

Для расчета IWR используются уравнения (6.74)–(6.81), а для расчета IWRR — уравнение (6.83). В следующем примере проводится расчет этих параметров.

Пример 9. Соотношение нагнетания и отбора для нефтяного месторождения Норт-Слоуп

На месторождении Норт-Слоуп (Аляска) при падении пластового давления проводится закачивание воды и газа. История добычи и закачки флюидов в зависимости от давления представлена в колонках (6)–(11) таблицы 13.14. В колонках (2)–(5) представлены стандартные PVT-свойства в зависимости от давления. Рассчитайте IWR и IWRR в зависимости от давления. Также рассчитайте долю закачиваемого газа, необходимую для поддержания среднего давления в отсутствие закачки или добычи воды.

Таблица 13.14. Стандартные PVT-свойства и данные по добыче и закачиванию месторождения Норт-Слоуп

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
p,	B_o,	B_g,	R_s,	R_v,	N_p,	G_p,	G_I,	W_p,	W_I,	R,
бар	м^3/м^3	м^3/млн м^3	м^3/м^3	м^3/млн м^3	млн м^3	млрд м^3	млрд м^3	млн м^3	млн м^3	м^3/м^3
297,6	1,3647	4660,5	126,5	134,2	0	0	0	0	0,0	156,7
291,0	1,3578	4744,7	123,5	129,1	138,3	20,1	16,4	0,29	0,0	154,1
284,5	1,3509	4828,9	120,6	123,5	262,4	41,9	34,3	1,46	0,0	185,2
277,6	1,3440	4913,1	117,5	117,9	378,4	66,2	54,1	3,02	0,0	211,2
270,7	1,3370	4997,4	114,5	112,3	494,5	94,8	77,6	5,10	1,62	258,8
263,8	1,3301	5109,7	111,5	107,2	702,8	152,3	124,6	26,5	110,1	293,9
256,9	1,3232	5222,0	108,5	102,2	1033,5	272,9	223,1	168,4	393,5	427,4
250,0	1,3164	5334,3	105,5	97,1	1190,9	369,2	301,8	289,0	553,1	669,7
243,1	1,3095	5446,6	102,6	92,1	1314,9	478,4	391,0	330,4	738,8	997,4
236,3	1,3029	5586,9	99,6	87,6						
229,4	1,2963	5727,3	96,7	82,5						
229,4	1,2963	5727,3	96,7	82,5						

Решение. Мы приведем пример расчета IWR при давлении $p = 243,1$ бар. Пластовый объем, занимаемый закачиваемым газом, определяется уравнением (6.75):

$$I_g = G_I\left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_s R_v}\right) = (391,0 \text{ млрд м}^3)\times$$

$$\times\left[\frac{\left(5446,6\times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(92,1\times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(1,309\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1 - \left(102,6\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(92,1\times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right] = 2,10 \text{ млрд м}^3.$$

Пластовый объем, занимаемый закачиваемой водой, определяется уравнением (6.76):

$$I_w = W_I B_w = (739,4 \text{ млн м}^3)\left(1 \text{ м}^3/\text{м}^3\right) = 739,4 \text{ млн м}^3,$$

где мы предполагаем, что $B_w = 1$ м^3/м^3. Общий объем закачки составляет $I = 2,10 + 0,74 = 2,84$ млрд м^3.

Накопленная добыча нефти определяется уравнением (6.78):

$$W_o = N_p\left(\frac{B_o - R_s B_g}{1 - R_s R_v}\right) = \left(1,315\times 10^9 \text{ м}^3\right)\times$$

$$\times\left[\frac{\left(1,309\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(102,6\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(5446,6\times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1 - \left(102,6\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(92,1\times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right] = 996,0 \text{ млн м}^3.$$

Накопленная добыча газа определяется уравнением (6.79):

$$W_g = G_p\left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_s R_v}\right) = \left(478,4 \times 10^9 \text{ м}^3\right) \times$$

$$\times \left[\frac{\left(5446,6 \times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(92,1 \times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(1,309\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1 - \left(102,6\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(92,1 \times 10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right] = 2,597 \text{ млрд м}^3.$$

Накопленная добыча воды определяется уравнением (6.80):

$$W_w = W_p B_w = \left(330,4 \times 10^6 \text{ м}^3\right)\left(1\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) = 330,4 \text{ млн м}^3.$$

Накопленный извлеченный объем флюида $W = 3,999$ млрд м^3. IWR равен

$$\text{PIWR} = \frac{I}{W} = \frac{2,841 \text{ млрд м}^3}{3,999 \text{ млрд м}^3} = 0,71.$$

Таблица 13.15. Сводные данные по расчету IWR и IWRR из примера 9

	Закачка, млрд м^3			Добыча, млрд м^3						
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
p, бар	I_g, млрд м^3	I_w, млрд м^3	I, млрд м^3	W_o, млрд м^3	W_p, млрд м^3	W_I, млрд м^3	W, млрд м^3	IWR	IWRR	r_g
297,6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			2,11
291,0	0,076	0,00	0,076	0,108	0,094	0,00	0,202	0,38	0,38	2,10
284,5	0,162	0,00	0,162	0,205	0,197	0,002	0,404	0,40	0,42	1,89
277,6	0,261	0,00	0,261	0,294	0,320	0,003	0,615	0,42	0,47	1,76
270,7	0,382	0,002	0,383	0,383	0,466	0,005	0,854	0,45	0,51	1,61
263,8	0,626	0,110	0,736	0,541	0,765	0,027	1,332	0,55	0,74	1,52
256,9	1,148	0,393	1,542	0,792	1,404	0,169	2,364	0,65	0,78	1,35
250,0	1,588	0,553	2,142	0,906	1,943	0,289	3,139	0,68	0,78	1,22
243,1	2,104	0,739	2,841	0,997	2,573	0,431	3,999	0,71	0,81	1,14

В таблице 13.15 приведены данные по IWR при других давлениях.

Расчеты IWRR показаны для $p = 243,1$ бар с использованием уравнения (6.83):

$$\text{IWRR} = \frac{I_{t+\Delta t} - I_t}{W_{t+\Delta t} - W_t} = \frac{(2,841 - 2,142) \text{ млрд м}^3}{(3,999 - 3,139) \text{ млрд м}^3} = 0,81.$$

Значения IWRR при других давлениях приведены в таблице 13.15.

Доля закачиваемого газа, которая поддерживала бы текущее давление в отсутствие закачки или добычи воды определяется уравнением (6.88). Оценка проведена при $p =$

$= 243,1$ бар:

$$r_g = 1 + \frac{(B_o - R_s B_g)}{(B_g - R_v B_o)\, R} = 1 + \\ + \frac{\left[\left(1,309 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(102,6 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(5446,6 \times 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\right]}{\left[\left(5446,6 \times 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(92,1 \times 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(1,309 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\right]\left(997,4 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)} = 1,14.$$

Значения r_g при других давлениях приведены в таблице 13.15.

В общем, IWR начинается со значения 0,38 и заканчивается 0,71. Эти данные показывают, что отбор жидкости значительно превышает нагнетаемый объем и, таким образом, общее давление падает. IWR увеличивается с уменьшением давления, так как при $p < 268,3$ бар закачка воды постепенно увеличивается. IWRR начинается с 0,38 и заканчивается 0,81. Если бы IWRR увеличился до 1, это бы означало, что прекращение падения давления r_g начинается с 2,11 и падает до 1,14. Это показывает, что для остановки продолжающегося падения давления необходимо закачивать более 100% добываемого газа. Вначале для полного поддержания давления необходимо закачивать более 200% объема добываемого газа. Это требуемое количество резко уменьшается со снижением давления, так как значительно увеличивается коэффициент расширения газа. Эти значения r_g не учитывают влияния закачиваемой и добываемой воды на требуемое количество газа. Так как скорость закачивания воды выше, чем ее дебит, реальное значение r_g, необходимое для предотвращения дальнейшей потери давления, будет ниже приведенного в таблице 13.15 значения.

13.10. Контроль материального баланса

В разделе 6.2.4 обсуждается использование материального баланса для подтверждения предполагаемого механизма добычи и оценки геологических запасов флюидов. Проверка основана на идее о том, что полное количество извлеченных флюидов должно быть равно полному расширению пласта. Если рассчитанные объемы извлеченных флюидов и расширения пласта не равны, это указывает на возможность ошибки в расчетах.

Напомним, что общее количество извлеченного флюида равно

$$F = G_{ps}\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_s R_v}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_s R_v}\right) + (W_p - W_I)\, B_w. \qquad (6.30)$$

А полное расширение пласта равно

$$E = G_{fgi} E_g + N_{foi} E_o + \frac{(G_{fgi} B_{gi} + N_{foi} B_{oi})}{(1 - S_{wc})}\,(c_f + S_{wc} c_w)\,\Delta p + W_e. \qquad (6.73)$$

Уравнение (6.73) подразумевает, что сжимаемость породы и воды остается постоянной. Это упрощение более общего уравнения (6.72), которое выводится в разделе 6.4.2. В следующем примере показано применение этих уравнений.

Пример 10. Контроль материального баланса для нефтяного месторождения Норт–Слоуп

Постройте график зависимости F от E для месторождения Норт-Слоуп. Предполагаемые свойства флюидов и данные по добыче и нагнетанию приводятся в таблице 13.14. Предполагается, что геологические запасы газа 750,2 млрд м^3, нефти 3,657 млрд м^3. Примите $S_{wc} = 20\%$; $c_w = 43,6 \cdot 10^{-6}$ бар$^{-1}$ и $c_f = 72,6 \cdot 10^{-6}$ бар$^{-1}$.

Решение. Мы приводим расчет F и E при $p = 243,1$ бар, F рассчитывается по уравнению (6.30):

$$F = G_{ps}\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_s R_v}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_s R_v}\right) + (W_p - W_I)\,B_w =$$

$$= \left[(478,4-390,7) \text{ млрд м}^3\right]\left(\frac{\left(5446,6\times10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(1,309\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(92,1\times10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1 - \left(102,6\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(92,1\times10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right) +$$

$$+ \left(1,315 \text{ млрд м}^3\right)\left(\frac{\left(1,309\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(102,6\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(5446,6\times10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1 - \left(102,6\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(92,1\times10^{-6}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right) +$$

$$+ (0,731 - 0,429)(\text{ млрд м}^3)\left(1\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) = 1,16 \text{ млрд м}^3,$$

E определяется по уравнению (6.73) и зависит от E_g и E_o, E_g и E_o определяются следующим образом: $E_g = B_{tg} - B_{tgi}$ и $E_o = B_{to} - B_{toi}$, где B_{tg} и B_{to} определяются по уравнениям (4.50) и (4.52) соответственно. B_{tg} и B_{to} приведены в колонках 2 и 3 таблицы 13.16. Подставляя $E_g = B_{tg} - B_{tgi}$ и $E_o = B_{to} - B_{toi}$ в уравнение (6.73) и оценивая значения при $p = 243,1$ бар, получаем

$$E = G_{fgi}\,(B_{tg} - B_{tgi}) + N_{foi}\,(B_{to} - B_{toi}) + \frac{(G_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi})}{(1 - S_{wc})}\,(c_f + S_{wc}c_w)\,\Delta p + W_e =$$

$$= (750,2\times10^9 \text{ м}^3)(4,745-4,660)\left(10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) + \left(3,657\times10^9 \text{ м}^3\right)\left(1,371 - 1,365\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) +$$

$$+ \left[\frac{750,2\times10^9 \text{ м}^3\left(4,660\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) + \left(3,657\times10^9 \text{ м}^3\right)\left(1,365\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{(1 - 0,2)}\right] \times$$

$$\times (72,6 + 0,2 \times 43,6)\left(10^{-6}\frac{1}{\text{бар}}\right)(297,6 - 243,1 \text{ бар}) + 0 = 0,93 \text{ млрд м}^3.$$

В таблице 13.16 представлены значения F и E при других давлениях. На рис. 13.16 построен график зависимости F от E. Отбор жидкости при $p = 243,1$ бар превышает расширение на 19%. Эта разница является достаточно существенной, и предполагает, что модель неполна. Возможно одно из следующих объяснений: (1) недооценена величина геологических запасов газа; (2) недооценена величина запасов нефти; (3) не учтен

Таблица 13.16. Сводные результаты по примеру 10

p, бар	B_{tg}, м^3/млн м^3	B_{to}, м^3/м^3	F, млн м^3	E, млн м^3
297,6	4660,5	1,3647	0,0	0,0
291,0	4748,6	1,3714	125,6	97,0
284,5	4837,3	1,3787	241,7	195,6
277,6	4926,0	1,3869	356,2	297,3
270,7	5014,2	1,3956	470,6	402,3
263,8	5130,4	1,4053	596,3	531,1
256,9	5246,7	1,4157	822,0	663,0
250,0	5362,3	1,4265	996,9	795,0
243,1	5478,6	1,4378	1159,1	930,2

естественный приток воды; (4) ошибочное пластовое давление. По п. 1–2, если исправить оцениваемые запасы нефти и газа на 1,005 трлн м^3 и 3,975 млрд м^3, различие между F и E при $p = 243,1$ бар становится менее 2%.

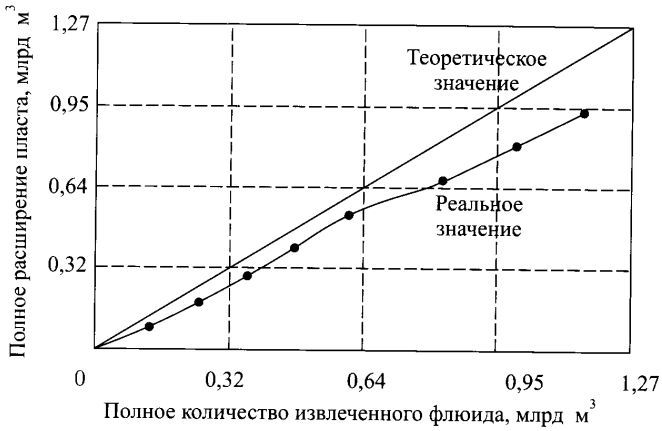


Рис. 13.16. Контроль материального баланса для легкой нефти месторождения Норт-Слоуп, Аляска

13.11. Показатели режимов вытеснения

Уравнения с (6.64) по (6.68) в разделе 6.2.3 определяют показатели режимов вытеснения, которые соответствуют различным механизмам добычи. Показатели режимов вытеснения меняются в зависимости от давления. В следующем примере показано применение показателей режимов вытеснения для залежи легкой нефти месторождения Норт-Слоуп, Аляска.

Пример 11. Показатели пластовых режимов для легкой нефти месторождения Норт-Слоуп, Аляска

Используя свойства пластовых флюидов и данные по нагнетанию и отбору для месторождения Норт-Слоуп, приведенные в таблице 13.14, рассчитайте показатели режимов вытеснения в зависимости от давления. Принять $S_{wc} = 20\%$; $c_w = 43,6 \times 10^{-6}$ бар$^{-1}$ и $c_f = 72,6 \times 10^{-6}$ бар$^{-1}$. Принять геологические запасы газа 750,2 млрд м^3 и нефти 3,657 млрд м^3.

Решение. Рассмотрим расчет при $p = 243,1$ бар. Полное расширение, включая закачку и добычу воды, E_t, определяется по уравнению (6.69) и зависит от E_g и E_o, E_g и E_o определяются следующим образом: $E_g = B_{tg} - B_{tgi}$ и $E_o = B_{to} - B_{toi}$; B_{tg} и B_{to} были рассчитаны в примере 10. В таблице 13.17 приведены E_g и E_o в зависимости от давления. Рассчитывая E_t при $p = 243,1$ бар, получаем

$$E_t = G_{fgi}E_g + N_{foi}E_o + \frac{(G_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi})}{(1 - S_{wc})}(c_f + S_{wc}c_w)\Delta p + W_e + (W_I - W_p)B_w =$$

$$= (750,2 \times 10^9 \text{ м}^3)\left(0,818 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) + (3,657 \times 10^9 \text{ м}^3)\left(0,0731\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) +$$

$$+ \left[\frac{(750,2 \times 10^9 \text{ м}^3)\left(4,660 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) + (3,657 \times 10^9 \text{ м}^3)\left(1,365\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{(1 - 0,2)}\right] \times$$

$$\times (72,6 + 0,20 \times 43,6)\left(10^{-6}\frac{1}{\text{бар}}\right)(297,6 - 243,1 \text{ бар}) + 0 +$$

$$+ (0,731 - 0,429)\left(\times 10^9 \text{ м}^3\right)\left(1\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) = 1,48 \text{ млрд м}^3.$$

В таблице 13.17 приведены значения E_t для других давлений.

Таблица 13.17. Сводные результаты по примеру 11

p, бар	E_g, м^3/млн м^3	E_o, м^3/м^3	E_t, млн м^3	I_{gd}, %	I_{sd}, %	I_{awd}, %	I_{fwd}, %	I_{nwd}, %
297,6	0,00	0,0000	0,000					
291,0	88,2	0,0067	0,122	72,7	22,0	-0,2	5,5	0,0
284,5	176,9	0,0140	0,245	72,4	22,7	-0,6	5,5	0,0
277,6	265,6	0,0222	0,373	71,5	23,7	-0,8	5,6	0,0
270,7	353,7	0,0309	0,503	70,7	24,4	-0,7	5,6	0,0
263,8	470,0	0,0406	0,753	62,7	21,4	11,1	4,7	0,0
256,9	586,2	0,0510	1,060	55,6	19,1	21,2	4,1	0,0
250,0	701,9	0,0618	1,266	55,7	19,4	20,9	4,0	0,0
243,1	818,1	0,0731	1,480	55,6	19,6	20,8	4,0	0,0

Показатель для режима газовой шапки рассчитывается по уравнению (6.64):

$$I_{gd} = \frac{G_{fdi}E_g}{E_t} = \frac{(750,2 \times 10^9 \text{ м}^3)\left(0,818 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1,480 \times 10^9 \text{ м}^3} = 0,556 = 55,6\%.$$

Показатель режима растворенного газа определяется по уравнению (6.65):

$$I_{sd} = \frac{N_{foi}E_o}{E_t} = \frac{(1,32 \times 10^9 \text{ м}^3)\left(0,731\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1,48 \times 10^9 \text{ м}^3} = 19,6\%.$$

Показатель естественного притока воды определяется уравнением (6.66):

$$I_{nwd} = \frac{W_e}{E_t} = 0.$$

Показатель вытеснения за счет уплотнения пласта задается уравнением 6.70:

$$I_{fwd} = \frac{(G_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi})}{(1 - S_{wc})}(c_f + S_{wc}c_w)\,\Delta p,$$

$$I_{fwd} = \left[\frac{(0,75 \times 10^{12}\ \text{м}^3)\left(4,66 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) + (3,66 \times 10^{9}\ \text{м}^3)\left(1,365\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{(1 - 0,2)\,(1,48 \times 10^{9}\ \text{м}^3)}\right] \times$$

$$\times\,(72,6 + 0,20 \times 43,6)\left(10^{-6}\frac{1}{\text{бар}}\right)(297,9 - 243,4\ \text{бар}) = 0,04 = 4,0\%.$$

Показатель водонапорного режима определяется уравнением (6.68):

$$I_{awd} = \frac{(W_I - W_p)\,B_w}{E_t} = \frac{(4,6 - 2,7)\,(\times 10^9 STB)\left(1\frac{RB}{STB}\right)}{(9,31 \times 10^9 RB)} = 0,208 = 20,8\%.$$

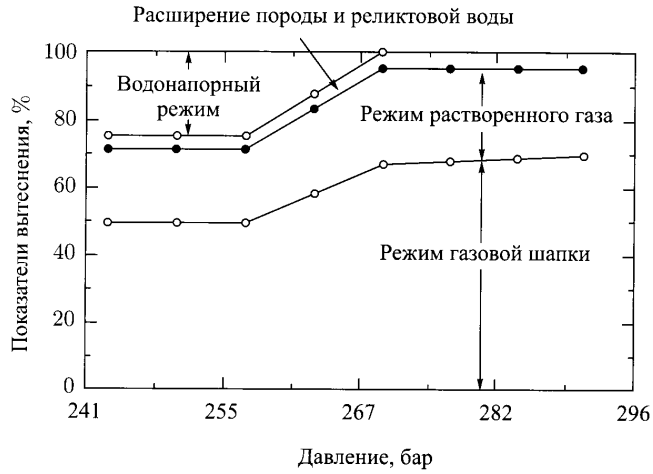


Рис. 13.17. Механизм вытеснения в зависимости от давления для залежи легкой нефти месторождения Норт-Слоуп, Аляска

В таблице 13.17 обобщены результаты при других давлениях. На рис. 13.17 представлена зависимость механизмов вытеснения от давления. Из него видно, что в рассматриваемом диапазоне давлений преобладающим является режим расширения газовой шапки. Вклад режима растворенного газа практически постоянен, а водонапорный режим сначала не играет практически никакой роли, но при низких давлениях его вклад возрастает (при высоких давлениях показатель водонапорного режима невелик по абсолютной величине, но отрицателен по знаку, так как до начала закачки воды некоторое ее количество добывается из пласта). Механизм уплотнения пласта вносит свой небольшой вклад постоянно, и им практически всегда можно пренебречь.

13.12. Оценка геологических запасов нефти и газа с использованием методов материального баланса

В разделе 6.2.1 рассмотрен теоретический базис использования методов материального баланса для оценки геологических запасов нефти и газа. Методы в разделах 6.2.1.1 и 6.2.1.2 предполагают, что динамика водопритока или надежно известна, или ею можно пренебречь. Если динамика неизвестна, тогда для одновременного определения геологических запасов нефти и газа, а также расчета водопритока необходимо использовать метод МакИвена из главы 10 (естественный водоприток в пласте).

Методы материального баланса для определения геологических запасов нефти и газа в изначально недонасыщенных пластах отличаются, в зависимости от того, является ли флюид легкой нефтью или газоконденсатом. В разделе 6.2.1.1 показано, что для пласта с легкой нефтью используется уравнение материального баланса $F - W_e = NE_{owf}$, где N — геологические запасы нефти. Это уравнение показывает, что геологические запасы нефти вычисляются как наклон графика зависимости $F - W_e$ от E_{ofw}. Геологические запасы газа определяются из уравнения $G = R_{si}N$. В примере 12 показано применение этого метода для залежи легкой нефти. Пример из промысловой практики по этому пласту обсуждается далее в разделе 13.15.1.

В разделе 6.2.1.1 показано, что при расчете материального баланса для газоконденсатного пласта применяется уравнение $F - W_e = GE_{gwf}$, где G — геологические запасы газа. Это уравнение показывает, что наклон графика зависимости $F - W_e$ от E_gfw представляет собой геологические запасы газа. Геологические запасы нефти определяются из уравнения $N = R_{vi}G$. В примере 13 показано применение этого метода для залежи обычного газоконденсата (восточный Техас). Пример из промысловой практики по этому пласту обсуждается далее в разделе 13.15.2.

Пример 12. Оценка геологических запасов нефти и газа в залежи легкой нефти с использованием методов материального баланса

В колонках 2 и 3 таблицы 13.18 представлена зависимость накопленной добычи нефти и газа от давления для залежи легкой нефти в Луизиане. Ранее в таблице 13.2 были приведены стандартные PVT-свойства в зависимости от давления. Начальное давление 349,2 бар, давление насыщения 322,2 бар. Притока воды не наблюдается. Используя уравнения материального баланса, оцените геологические запасы нефти и газа.

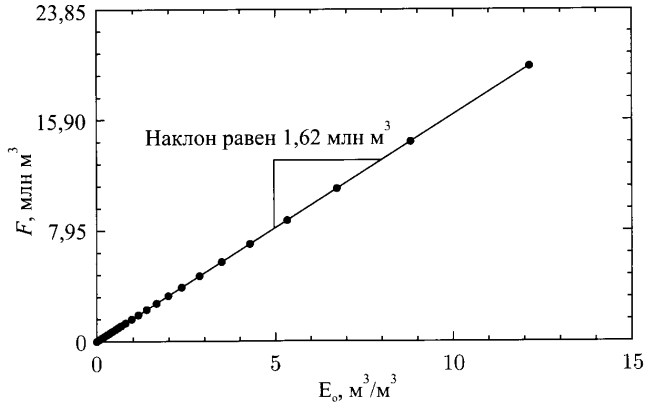


Рис. 13.18. График зависимости $(F - W_e)$ от E_o для залежи легкой нефти

Таблица 13.18. Данные по добыче нефти и газа и сводный расчет материального баланса для залежи легкой нефти в Луизиане

(1) p, бар	(2) N_p, млн м^3	(3) G_{ps}, млн м^3	(4) B_{to}, м^3/м^3	(5) E_o, м^3/м^3	(6) F, млн м^3
349,2	0,000	0,000	2,704	0,000	0,000
344,3	5,724	2,973	2,713	0,010	0,016
330,5	20,67	10,987	2,740	0,037	0,058
323,6	29,26	15,263	2,754	0,051	0,081
320,8	36,09	18,604	2,765	0,061	0,099
316,7	48,02	24,692	2,785	0,081	0,133
302,9	92,54	46,921	2,864	0,160	0,260
289,2	128,5	66,998	2,936	0,233	0,379
275,4	162,5	88,915	3,019	0,316	0,513
261,6	195,1	114,17	3,117	0,413	0,674
247,8	220,7	140,65	3,225	0,522	0,850
234,1	243,0	169,56	3,351	0,648	1,056
220,3	261,7	199,97	3,498	0,794	1,292
206,5	280,5	232,85	3,668	0,965	1,571
192,7	295,9	266,32	3,863	1,159	1,890
179,0	309,6	301,63	4,098	1,394	2,272
165,2	321,5	337,23	4,369	1,666	2,713
151,4	333,4	373,76	4,695	1,991	3,242
137,6	342,0	411,79	5,092	2,388	3,891
123,8	352,2	449,84	5,578	2,875	4,682
110,1	360,8	492,06	6,202	3,498	5,698
96,3	369,4	530,18	6,984	4,280	6,971
82,5	376,2	569,43	8,023	5,319	8,662
68,7	384,8	609,92	9,444	6,740	10,978
55,0	391,6	650,70	11,501	8,797	14,330
41,2	401,8	693,91	14,772	12,068	19,655

Решение. Тангенс угла наклона графика зависимости F от E_{owf} примерно равен геологическим запасам нефти. Так как большинство промысловых данных приведено для давлений ниже точки насыщения, мы можем с уверенностью исключить влияние сжатия порового объема и расширения реликтовой воды. Таким образом, E_{owf} можно заменить на E_o, определяющееся как $E_o = B_o - B_{toi}$, где B_{to} можно найти из уравнения (4.50). В колонке 4 таблицы 13.18 приведены данные по зависимости B_{to} от давления.

Мы приводим расчет E_o и F при $p = 41,2$ бар, F определяется по уравнению (6.30):

$$F = G_{ps}\left(\frac{B_g - B_o R_v}{1 - R_s R_v}\right) + N_p\left(\frac{B_o - B_g R_s}{1 - R_s R_v}\right) + (W_p - W_I)\, B_w,$$

$$F = \left(693,6 \times 10^6 \text{ м}^3\right)\left(\frac{\left(28,3 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(1,205\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(0,148 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1 - \left(37,8\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(0,148 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right) +$$

$$+(0,402\times10^6\ \text{м}^3)\left(\frac{\left(1,205\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)-\left(37,8\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(28,3\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1-\left(37,8\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(0,148\times10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right)+0=19,66\ \text{млн м}^3,$$

$E_o = B_o - B_{toi} = 14,772 - 2,704 = 12,068$ м^3/м^3. В таблице 13.18 приведены F и E_o при других давлениях. На рис. 13.18 показан график зависимости F от E_o. Наклон графика равен 1,622 млн м^3 и представляет собой примерную величину геологических запасов нефти. Геологические запасы газа вычисляются следующим образом: $G = R_{si}N = (518,1\ \text{м}^3/\text{м}^3)(1,622\cdot10^6\ \text{м}^3) = 840,4$ млн м^3.

Таблица 13.19. Данные по добыче и свойствам флюидов в газоконденсатной залежи Бэкон-Лайм

(1) p, бар	(2) N_p, тыс. м^3	(3) G_p, млн м^3	(4) B_o, м^3/м^3	(5) B_g, м^3/млн м^3	(6) R_s, м^3/м^3	(7) R_v, м^3/ млн м^3
254,9	0,00	0,00	(10,057)	4885,1	2059,9	485,7
251,4	4,55	9,63	2,417	4941,2	423,5	457,6
234,2	14,8	34,0	2,192	5165,8	358,0	395,9
213,5	36,7	93,4	1,916	5558,9	279,4	315,6
192,9	42,9	121,8	1,736	6064,2	226,5	261,1
172,2	60,3	186,9	1,617	6738,0	190,0	221,8
151,5	76,5	257,7	1,504	7580,3	155,5	189,8
130,9	82,2	297,3	1,416	8759,4	128,1	167,9
110,2	87,3	339,8	1,326	10387,8	100,6	153,3
89,5	92,2	362,5	1,268	12802,2	82,1	143,2
68,9	107,3	464,4	1,205	16564,3	62,2	145,4
48,2	120,0	540,9	1,149	22965,4	44,3	158,9
41,3	127,7	580,5	1,131	26278,2	38,8	167,3
27,6			1,093	36666,0	25,1	188,1

Пример 13. Оценка геологических запасов нефти и газа газоконденсатной залежи Бэкон-Лайм с использованием материального баланса

В колонках 2 и 3 таблицы 13.19 представлена зависимость накопленной добычи нефти и газа от давления для газоконденсатной залежи Бэкон-Лайм. В колонках 4–7 приведены стандартные PVT-свойства в зависимости от давления. Начальное давление 254,9 бар, точка росы 251,4 бар. Притока воды не наблюдается. Используя уравнения материального баланса, оцените геологические запасы нефти и газа.

Решение. Тангенс угла наклона графика зависимости F от E_{gwf} примерно равен геологическим запасам газа. Так как большинство промысловых данных в таблице 13.19 приведено для давлений ниже точки росы, мы можем не рассматривать влияние сжатия порового объема и расширения реликтовой воды. Таким образом, E_{gwf} можно заменить на E_g, определяемое как $E_g = B_g - B_{tgi}$, где B_{tg} можно найти из уравнения (4.52) и колонки 2 таблицы 13.20.

Мы приводим расчет E_g и F при $p = 41,3$ бар. F определяется по уравнению (6.30):

$$F = (580,4 \times 10^6 \text{ м}^3)\left(\frac{\left(26,3 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(1,131\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(0,167 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1 - \left(38,8\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(0,167 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right) +$$

$$+(127,7\times10^3 \text{ м}^3)\left(\frac{\left(1,131\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right) - \left(38,8\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(26,3 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1 - \left(38,8\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)\left(0,167 \times 10^{-3}\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}\right) = 15,3 \text{ млн м}^3,$$

E_g определяется по уравнению $E_g = B_g - B_{tgi} = 4,686 - 0,870 = 3,816$ м^3/м^3. В таблице 13.20 приведены F и E_o при других давлениях.

На рис. 13.19 показан график зависимости F от E_g. Тангенс угла наклона графика равен 696,4 млн м^3 и представляет собой примерную величину геологических запасов газа. Геологические запасы нефти вычисляются следующим образом: $N = GR_{vi} = (485,7 \cdot 10^{-6}$ м^3/м$^3)(696,4$ млн м$^3) = 338$ тыс. м^3.

Таблица 13.20. Данные по свойствам флюидов и расчет материального баланса для газоконденсатной залежи Бэкон-Лайм

p, бар	B_{tg}, м^3/м^3	E_g, м^3/м^3	F, тыс. м^3
254,3	4885,1	0,0	0,000
254,2	4952,4	67,4	0,048
234,2	5201,7	316,7	0,176
213,5	5626,2	741,2	0,522
192,9	6150,7	1265,6	0,757
172,2	6830,6	1945,6	1,266
151,5	7679,6	2794,6	1,963
130,9	8854,9	3969,8	2,614
110,2	10482,6	5597,6	3,540
89,5	12877,4	7992,4	4,649
68,9	16624,3	11739,3	7,699
48,2	23008,6	18123,5	12,425
41,3	26313,6	21428,5	15,258
27,6	36717,6	31832,6	

13.13. Оценка геологических запасов нефти и газа с использованием графиков зависимости p/z_2 от G_{pe}

В качестве альтернативы использованию графиков зависимости F от E_g для определения геологических запасов нефти и газа Хагурт (1988) и др. Во и др., 1990; Во и др., 1989 предложили использовать графики зависимости p/z_2 от G_{pe}, где z_2 — коэффициент сжимаемости двухфазной системы, а G_{pe} — накопленный суммарный объем углеводородов, выраженный в единицах газового эквивалента. Этот метод аналогичен

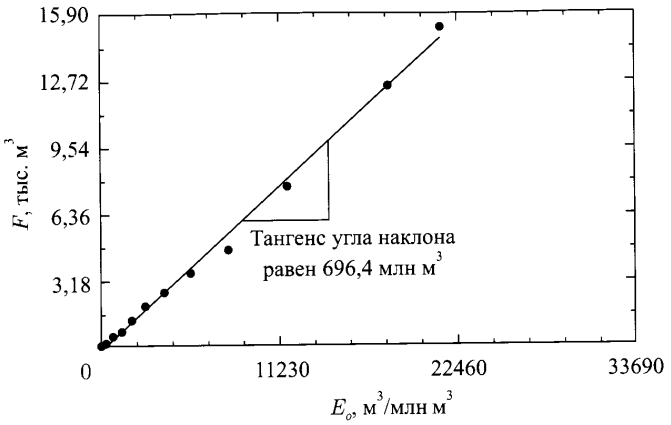


Рис. 13.19. График зависимости $(F - W_e)$ от E_g для газоконденсатной залежи Бэкон-Лайм

построению зависимости p/z от G_p для залежей жирного и сухого газа (см. раздел 11.10.1). Оба метода применяются только в замкнутых коллекторах. Это означает, что их нельзя использовать в пластах, где существенную роль играет приток воды, добыча воды, закачка воды, сжатие порового пространства или расширение реликтовой воды. Кроме того, у метода зависимости p/z_2 от G_{pe} особые требования к лабораторным данным, что еще больше сужает область его применения.

Полный объем, занятый углеводородами, связан с коэффициентом сжимаемости двухфазной системы соотношением

$$V_T = \frac{z_2 n_T RT}{p}, \tag{13.52}$$

где V_T — полный объем углеводородов, а n_T — общее количество молей газа и нефти. Уравнение (13.52) при начальных условиях:

$$V_{Ti} = \frac{z_{2i} n_{Ti} RT}{p_i}, \tag{13.53}$$

где индекс i определяет начальные условия. Если занятый углеводородами объем остается постоянным, тогда $V_{Ti} = V_T$ и приравниванием уравнений (13.52) и (13.53) получаем

$$\frac{z_{2i} n_{Ti}}{p_i} = \frac{z_2 n_T}{p}. \tag{13.54}$$

Область применения уравнения (13.54) ограничена замкнутыми коллекторами. Количество вещества оставшихся углеводородов равно разности начального и добытого количества (молей), $n_T = n_{Ti} - n_{Tp}$, где n_{Tp} — накопленное количество добытых молей. Подставим это выражение в уравнение (13.54) и преобразуем:

$$\frac{p}{z_2} = \frac{p_i}{z_{2i}} \left(1 - \frac{n_{Tp}}{n_{Ti}}\right). \tag{13.55}$$

Отношение n_{Tp}/n_{Ti} равно отношению добытого и начального объема, выраженного в единицах газового эквивалента, т. е. $n_{Tp}/n_{Ti} = G_{pe}/G_e$. Подставляя это соотношение в уравнение (13.55), получаем:

$$\frac{p}{z_2} = \frac{p_i}{z_{2i}} - \frac{p_i}{z_{2i} G_e} (G_{pe}). \tag{13.56}$$

Нельзя не указать на поразительное сходство между уравнениями (13.56) и (11.49). В отношении графика зависимости p/z_2 от G_{pe} справедливы следующие наблюдения: (1) отсечение на оси y равно p_i/z_{2i}; (2) тангенс угла наклона равен $-p_i(z_{2i}/G_e)$ и (3) отсечение на оси x равно G_e. См. рис. 13.20.

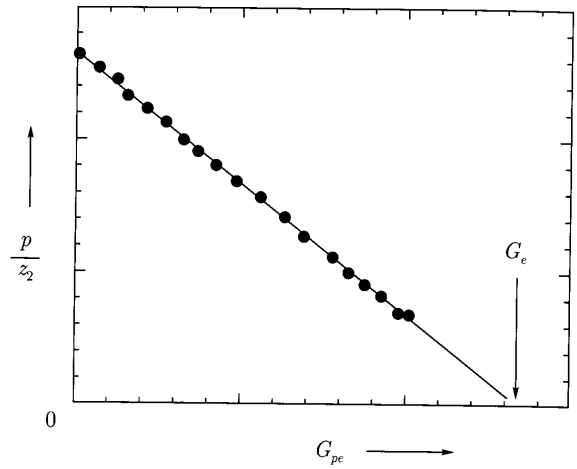


Рис. 13.20. Схематическое изображение зависимости p/z_2 от G_{pe} для определения G_e

Для построения графика зависимости p/z_2 от G_{pe} необходимо знать значения $z_2(p)$ и $G_{pe}(p)$. Первое обычно определяется из эксперимента по разгазированию при постоянном объеме (CVD). Второе зависит от $G_p(p)$ и $N_p(p)$, для завершения пересчета требуются дополнительные экспериментальные данные. Пересчет не очевиден, так как удельный вес добытой дегазированной нефти постоянно увеличивается с течением времени, после того как давление падает ниже точки росы.

Чтобы упростить пересчет, G_{pe} и G_p связаны соотношением $G_{pe} = C_g(p)G_p(p)$, где $C_g(p)$ — коэффициент пересчета, зависящий от давления ниже точки росы. Не все эксперименты по разгазированию при постоянном объеме дают достаточно информации для вычисления $C_g(p)$; это ограничивает область применения метода[1].

Расчет $C_g(p)$ из данных по разгазированию при постоянном объеме может быть неочевидным. Мы проиллюстрируем этот вывод в RFL 88002 в приложении D. (См. таблицу под названием «Расчет накопленной добычи в режиме истощения»). $C_g(p)$ определяется как отношение $G_{pe}(p)/G_p(p)$ для давлений ниже точки росы и G_e/G для точки росы и выше, в то время как величины G_{pe}, G_p, G_e и G соответствуют значениям, полученным из CVD. Например, при давлении в точке росы 311,4 бар $G_e = 28317$ м^3 и $G = 22593,3 + 2414,6 + 657,8 = 25666$ м^3, а $C_g = 28317/25666 = 1,103$. G является суммой трех слагаемых, а именно количества газа, извлеченного на первом и втором сепараторах, а также в резервуаре. При $p = 268,6$ бар $G_{pe} = 2480,8$ м^3, а $G_p = 2061,2 + 176,7 + 49,8 = 2287,7$; $C_g = 2480,8/2287,7 = 1,084$. C_g уменьшается при снижении давления, так как при этом уменьшается газовый фактор продукции

[1]Как приближение $C_g(p)$, используемой для расчета G_{pe}, можно применять следующее выражение: $G_{pe}(p) = N_p(p)R_{go} + G_p(p)$, где R_{go} — коэффициент пересчета объема газа в нефтяной эквивалент. R_{go} меняется с изменением давления, но может быть принят постоянным, $R_{go} = 23,709\hat{\rho}_{osc}/M_{osc}$, где $\hat{\rho}_{osc}$ — плотность дегазированной нефти в единицах кг/м^3; M_{osc} — молекулярная масса дегазированной нефти, а $[Rgo]$ = м^3 газового эквивалента на 1 м^3. Это уравнение впервые рассматривалось в разделе 11.1.1.

и удельный вес товарной нефти. Для предельного случая (сухого газа) газовый фактор продукции и удельный вес товарной нефти постоянны и C_g постоянна и равна единице. Величина, обратная C_g, в точке росы равна мольной доле газа (при стандартных условиях на поверхности) в исходном углеводородном флюиде, y_{gi}. y_{gi} для сухих газов равно единице, а для обогащенного газоконденсата может достигать 0,85.

После того как по графику было оценено значение G_e, производится расчет $G = G_e/C_g(p_d)$, где p_d соответствует точке росы. Далее вычисляется $N = R_{vi}G$.

В общем, этот метод является приемлемым альтернативным способом оценки геологических запасов нефти и газа. Однако ему не хватает универсальности, свойственной методам, основанным на уравнении материального баланса. Этот метод нельзя применять в пластах с подвижной нефтяной фазой. Следовательно, его нельзя использовать для анализа залежей легкой и тяжелой нефти и некоторых залежей обогащенного газоконденсата, также его нельзя использовать в пластах с существенным внешним водопритоком, при водонапорном режиме, сокращении порового объема или расширении реликтовой воды. Также этот метод применим только для изначально недонасыщенных пластов. Дополнительно могут потребоваться специфические экспериментальные данные, что еще больше ограничивает его применимость.

13.14. Поведение газоконденсатной скважины на раннем этапе разработки

Режим работы скважин в газоконденсатных пластах, так же как и в залежах тяжелой нефти, очень сильно меняется за первые несколько минут, часов и дней эксплуатации. Поведение скважины, добывающей тяжелую нефть, обсуждалось в разделе 12.10. Однако между ними и газоконденсатными скважинами наблюдаются существенные различия.

Газовый фактор продукции и нефтенасыщенность в призабойной зоне пласта[1] в газоконденсатных скважинах меняется очень существенно. Например, газовый фактор продукции может измениться с 40 до 50% за несколько минут. Поведение газового фактора может показаться непонятным — сначала увеличение, затем уменьшение, а затем снова увеличение. Также нефтенасыщенность у поверхности породы превышает значения, наблюдаемые в экспериментах по контактной конденсации и разгазировании при постоянном объеме. Поведение газоконденсатной скважины — это сложный вопрос, который изучался многими исследователями (Блом и Хагурт, 1998; Феванг и Уитсон, 1996; Нарайянасвами, 1998; Нарайянасвами и др., 1999 и 2000; Фассел, 1973; Рагаван и Джонс, 1996). Нижеследующее обсуждение позволяет кратко ознакомиться с их поведением.

Это обсуждение основывается на модели истощения многофазного пласта, которая применялась для описания обогащенного конденсата месторождения Аншутц-Рэнч-Ист. Впервые эта модель была введена и описана в разделе 7.17. Долговременные показатели истощения этого флюида обсуждались ранее в 13.5.1. Описанная ниже модель предполагает начальное давление 375,4 бар, точку росы 374,0 бар. Также предполагается постоянный дебит нефти 159 м^3/сут. PVT-характеристики приведены в таблице 13.6.

На рис. 13.21 представлена зависимость газового фактора и нефтенасыщенности в призабойной зоне от времени за первые несколько часов добычи. За этот короткий временной отрезок показатели резко меняются. Газовый фактор увеличивается с 1076,1

[1]Нефтенасыщенность в призабойной зоне пласта — это насыщенность породы около ствола скважины.

до примерно 1521,0 м^3 за несколько минут. Далее, еще через 50 минут, газовый фактор снижается и стабилизируется на уровне примерно 1282,2 м^3/м^3. Затем, через несколько дней или недель (на рис. 13.21 не показано), газовый фактор начинает медленно и постепенно увеличиваться, это продолжается в течение оставшегося периода истощения.

Динамика газового фактора связана с насыщенностью призабойной зоны пласта. Нефтенасыщенность ПЗП быстро увеличивается от 0 до критического уровня нефтенасыщенности (20% порового объема) за несколько минут. Это увеличение объема флюида обусловлено ретроградной конденсацией, когда в ходе истощения давление в стволе скважины падает ниже точки росы. Пиковое значение газового фактора достигается, когда удается получить приемлемые значения ОФП нефти (от 0,02 до 0,05) или, в этом случае, когда нефтенасыщенность достигает уровня 30–40% порового объема. Через 1–2 часа газовый фактор продукции и нефтенасыщенность в призабойной зоне стабилизируются. (Установившееся значение нефтенасыщенности в ПЗП далее обсуждается более подробно.) Через несколько недель (не показано на рис. 13.21) нефтенасыщенность призабойной зоны начинает постепенно уменьшаться. Это изменение поведения связано с испарением (Рагаван и Джонс, 1996). Через несколько лет эксплуатации и до самого конца периода истощения нефтенасыщенность ПЗП остается ненамного выше критической нефтенасыщенности[1].

На рис. 13.22 приведен газовый фактор, нефтенасыщенность в призабойной зоне, забойное давление и приведенный дебит нефти в зависимости от времени за первые 12 суток добычи. Забойное давление резко уменьшается по экспоненциальному закону в течение первого дня, с 375,4 до 241,1 бар.

Приведенный дебит, определяемый как отношение текущего дебита нефти к дебиту, через 15 минут после начала добычи резко уменьшается за первый день, далее снижение происходит плавно. Продуктивность за 10 дней уменьшается примерно на 70%. Это снижение происходит так же, как и в скважинах с тяжелой нефтью, но дебит нефти снижается более существенно. В разделе 12.10 обсуждается продуктивность скважины с тяжелой нефтью; показано, что за первый день эксплуатации она уменьшается на 30–40%. Потери продуктивности по нефти на раннем этапе эксплуатации газоконденсатных скважин связаны в основном со снижением дебита газа, что в свою очередь определяется в основном снижением проницаемости по газу при его конденсации в призабойной зоне. Состав нефти меняется за первые 10 дней от 100% промыслового конденсата (нефть в газовой фазе) до добычи преимущественно свободной нефти. Позже состав начинает меняться в обратном направлении, но постепенно. Через первые несколько недель или месяцев продуктивность скважины начинают определять другие факторы[2].

Изменение приведенной продуктивности по газу качественно соответствует поведению графика приведенного дебита нефти, так как они отличаются только на коэффициент R/R_i, где R — газовый фактор продукции. На раннем этапе приведенные продуктивности по газу и нефти примерно равны, так как отношение $R/R_i \approx 1$. Одна-

[1] Приведенный выше комментарий не учитывает влияние вязких и капиллярных сил на относительную фазовую проницаемость. Увеличение вязких и уменьшение капиллярных сил может свести к минимуму ретроградную конденсацию жидкости в призабоной зоне.

[2] Первые несколько дней дебит нефти продолжает снижаться, но очень медленно. Продолжающееся падение связано не столько с изменением продуктивности по газу, сколько с постепенным снижением R_v (связанным с постепенным снижением давления в скважине), нефтенасыщенностью призабойной зоны и ее проницаемостью по нефти.

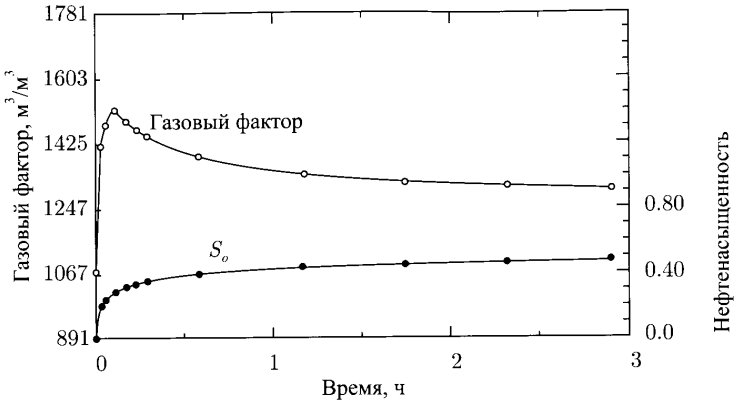


Рис. 13.21. Газовый фактор и нефтенасыщенность в призабойной зоне как функция от времени для газоконденсатной скважины

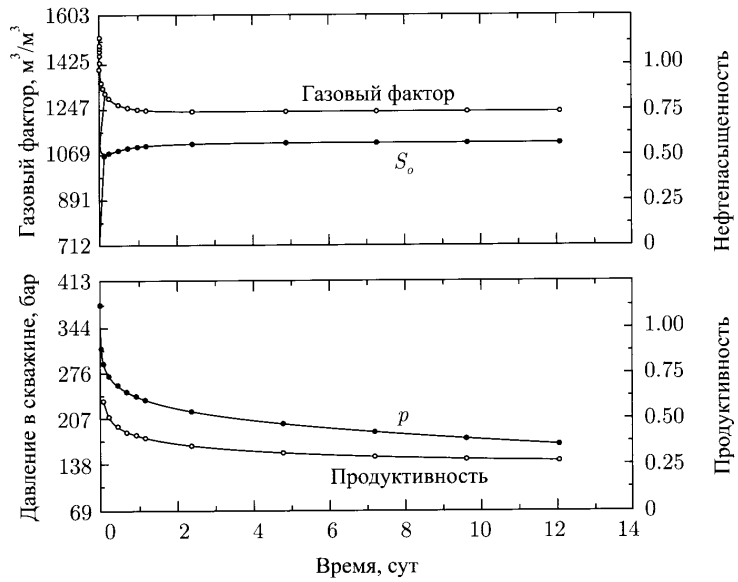


Рис. 13.22. Газовый фактор, нефтенасыщенность в призабойной зоне, забойное давление и нормированный дебит как функция от времени для газоконденсатной скважины

ко через несколько лет добычи приведенный дебит по нефти будет существенно ниже, чем по газу, так как отношение R/R_i значительно больше 1.

Нефтенасыщенность в призабойной зоне на рис. 13.22 через 14 дней достигает уровня 57% порового объема. Эта нефтенасыщенность существенно выше, чем прогнозировалось в результате экспериментов по контактной конденсации и разгазировании при постоянном объеме. Например, по данным контактной конденсации максимальная объемная доля нефти составляет $24,2\%$ (см. таблицу 13.6). На основе базового порового объема, содержащего 20% реликтовой воды, эта доля нефти соответствует насыщенности $19,4\%$ порового объема. Другие исследователи подтвердили эти высокие значения нефтенасыщенности (Фассел, 1973; Рагаван и Джонс, 1996).

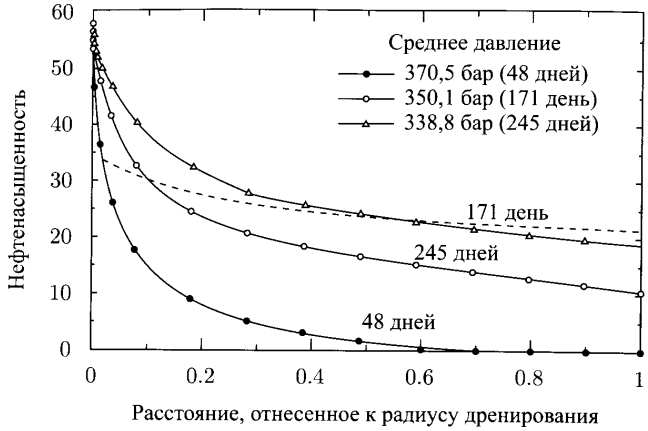


Рис. 13.23. Профили нефтенасыщенности в зависимости от времени и среднее пластовое давление газоконденсатной скважины (радиус дренирования 1866 футов)

На рис. 13.23 показаны профили насыщенности в зависимости от времени и среднего пластового давления. Нефтенасыщенность в радиусе нескольких футов от скважины быстро увеличивается до значений более 50% порового объема; однако при движении от ствола скважины значения очень быстро снижаются. За исключением первых 10–20% радиуса дренирования (569 м) значения насыщенности остаются примерно постоянными. Профили на рис. 13.23 хорошо согласуются с описанными Фасселом (1973) и Рагаваном и Джонсом (1996).

Через несколько лет профиль насыщенности сильно меняется. В некоторый момент времени насыщенность в призабойной зоне начинает снижаться. Главный результат состоит в выравнивании насыщенностей в призабойной зоне и вдали от скважины, т. е. нефтенасыщенность в призабойной зоне уменьшается, а в пласте вдали от скважины — увеличивается (см. штриховую линию на рис. 13.23). Эта неочевидная инверсия поведения в конце концов приводит к исчезновению градиента насыщенности. Таким образом, нефтенасыщенность все еще уменьшается при увеличении расстояния от скважины, но гораздо более плавно, чем раньше[1]. Уменьшение нефтенасыщенности в призабойной зоне связано с испарением (Рагаван и Джонс, 1996). Испарение связано с увеличением газового фактора продукции. До конца периода истощения может наблюдаться минимальный градиент насыщенности, когда нефтенасыщенность в призабойной зоне лишь немного выше критической.

Предыдущий анализ не учитывал влияния на поведение скважины отклонений от закона Дарси и числа капиллярности. Не-Дарси-поток начинается, когда скорость течения жидкости достаточно велика, и, таким образом, уравнение Дарси в простой форме неприменимо. Не-Дарси-поток приводит к дополнительной потере давления, что усугубляет проблему ретроградной конденсации и ухудшает показатели скважины. Эффекты не-Дарси-потока увеличиваются с уменьшением вязкости флюида и увеличением проницаемости породы. Это явление наблюдается для призабойной зоны и характер-

[1]Влияние вязких и капиллярных сил на относительную фазовую проницаемость может в действительности привести к уменьшению нефтенасыщенности в призабойной зоне. Более высокие скорости движения флюидов в призабойной зоне выдавливают нефть в скважину. Этот эффект, если он существует, приведет к тому, что нефтенасыщенность будет достигать максимального уровня на расстоянии 2,4–3 м в глубину (Нарайанасвами, 1998).

но в основном для газов. Однако обычно влияние не-Дарси-потока на продуктивность скважины невелико (Нарайянасвами, 1998).

Влияние числа капиллярности определяется более сложными явлениями. Число капиллярности представляет собой отношение величин вязких и капиллярных сил. Вязкие силы пропорциональны скорости движения флюида, в то время как капиллярные — межфазному натяжению между газом и нефтью. Число капиллярности — это явление, характерное для многофазного течения и влияющее на форму соответствующих кривых ОФП. С увеличением числа капиллярности относительные проницаемости по газу и нефти увеличиваются и относительные значения насыщенности уменьшаются. Межфазное натяжение на границе газа и нефти зависит от состава газовой и нефтяной фазы. Оно уменьшается с увеличением сходства состава фаз. Около критической точки межфазное натяжение исчезает. Состав нефтяной и газовой фазы пласта постоянно меняется, и при истощении пласта флюиды могут переходить в сверхкритическое состояние. Снижение межфазного натяжения и увеличение скорости движения жидкости приводит к увеличению числа капиллярности, что в свою очередь повышает подвижность флюида, снижает нефтенасыщенность в призабойной зоне; в результате ухудшение показателей работы скважины прекращается[1].

13.15. Практические примеры

13.15.1. Залежь легкой нефти в Луизиане: пример добычи при режиме растворенного газа

Корделл и Эберт (1965) описали поведение залежи легкой нефти, расположенной в северной части Луизианы. В таблице 13.21 обобщены некоторые связанные с этим данные. Добыча ведется из карбонатного коллектора Смэковер (известняк), расположенного на глубине примерно 3048 м. Месторождение было открыто в 1953 г. и далее разрабатывалось 11 скважинами с площадью дренирования 64,75 га каждая. Площадь месторождения составляет примерно 1012 га. Якоби и Берри (1957) описали свойства этой легкой нефти. Ранее они были приведены в разделе 13.4. В таблице 13.2 представлены стандартные PVT-свойства.

В таблице 13.18 приводятся показатели по пласту в форме зависимости накопленной добычи нефти и газа от среднего давления. На рис. 13.24 представлены показатели по пласту в виде зависимости среднего давления и текущего газового фактора от коэффициента извлечения нефти. При пластовом давлении 41,2 бар из пласта было добыто 397,5 тыс. $м^3$ нефти и 693,6 млн $м^3$ газа. На основании объемного подсчета, запасы нефти и газа составляли 1,701 млн $м^3$ и 880,4 млн $м^3$ соответственно; это соответствует коэффициенту извлечения $23,6\%$ геологических запасов нефти и $78,8\%$ геологических запасов газа. Начальное и максимальное значение газового фактора составляли 518,1 и 5254,0 $м^3/м^3$ соответственно. В разделе 13.4 были представлены и описаны резервуарные модели для этого пласта. Обратите внимание, насколько точно результаты моделирования (рис. 13.4) соответствуют реальным результатам, представленным на рис. 13.24. Это соответствие показывает, что коллектор, по сути, ведет себя как резервуар. Разработчики сообщают, что удельный вес нефти за время эксплуатации месторождения увеличился с 50 до 63° API (удельный вес 0,7796–0,7275).

[1] Не-Дарси-эффекты усугубляются, в то время как относительная проницаемость при околокритическом флюиде снижает отрицательный эффект на скважину. Это вторичные явления, причем обычно преобладает второе. Для более точного прогноза продуктивности ни один из факторов не следует игнорировать. Игнорирование их приведет к некоторой переоценке потерь дебита.

Таблица 13.21. Свойства пласта и флюидов залежи легкой нефти в Луизиане

Свойство	Значение
Год открытия	1953
Местоположение, штат	Луизиана, США
Порода	Смэковер
Минеральный состав	Известняк
Площадь, га	32,37
Глубина, м	3048
Количество скважин	11
Площадь дренирования скважины, га	64,75
Горизонтальная проницаемость, мД	174
Толщина продуктивного интервала, м	24,4
Средняя пористость, %	13,6
Начальная водонасыщенность, % порового объема	28,3
Температура, °C	118,9
Начальное пластовое давление, бар	349,2
Начальная точка росы, бар	323,6
Начальный газовый фактор продукции, $м^3/м^3$	518,1
Начальная молекулярная масса флюида	47
Начальный объемный коэффициент нефти, $м^3/м^3$	2,703
Давление в сепараторе, бар	34,4
Температура в сепараторе, °C	18,3
Геологические запасы нефти, млн $м^3$*	1,701
Геологические запасы газа, млн $м^3$*	880,4

*Объемный подсчет запасов.

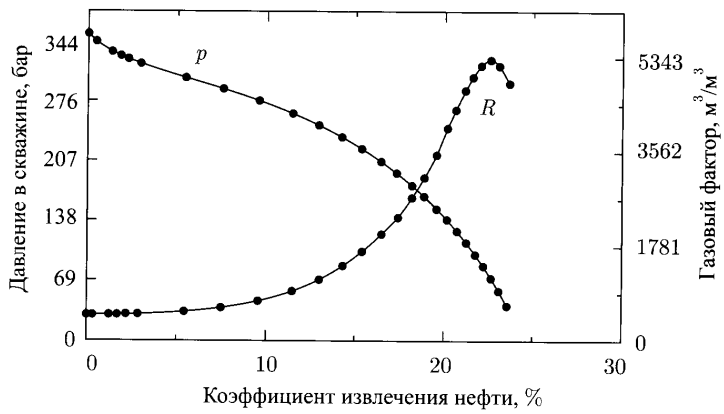


Рис. 13.24. Давление и газовый фактор продукции в зависимости от коэффициента извлечения нефти для залежи легкой нефти в Луизиане

К этой залежи можно применить анализ с использованием метода материального баланса из примера 12. График зависимости F от E_0 на рис. 13.18 дает оценку геологических запасов нефти на уровне 1,622 млн $м^3$. Эта оценка на 5% отличается от объемного подсчета запасов 1,701 млн $м^3$.

13.15.2. Коллектор Бекон-Лайм: режим истощения газоконденсатного пласта

Бекон-Лайм — это газоконденсатный коллектор, расположенный в восточном Техасе (Аллен и Роу, 1950). Открыт в 1941 г., эксплуатирует продуктивный пласт Глен Роуз, средней глубиной 2316,5 м. Продуктивная порода представляет собой слой кристаллического доломита с окаменелостями толщиной примерно 15,2 м, в основном с низкой проницаемостью; пористость и проницаемость меняются в широких пределах. Пластовая температура составляла 104,4° С, исходное давление около 254,9 бар. В таблице 13.23 приведены основные свойства пласта.

Точка росы конденсата находится на уровне 251,4 бар. С использованием трехступенчатых сепараторов, начальная доля растворенного газа в нефти была определена на уровне 2059,9 $м^3/м^3$ и исходный конденсатно-газовый фактор 485,7 $м^3$/млн $м^3$. Начальный объемный коэффициент нефти равен 10,05 $м^3/м^3$. На основании этих свойств флюид относится к обычным газоконденсатам. Давления на первой и второй ступени сепарации составляли 34,4 и 2,75 бар соответственно. В таблице 13.19 приведены стандартные PVT-свойства в зависимости от давления. В таблице 13.24 приведен состав исходного флюида. Молекулярная масса флюида 29,1. На рис. 13.25 приведен график зависимости давления от объемной доли жидкости по данным контактной конденсации. Конденсат характеризуется максимальной объемной долей жидкости 12,5% при давлении 192,9 бар.

Таблица 13.23. Свойства коллектора и флюида для газоконденсатной залежи Бекон-Лайм

Параметр	Значение
Год открытия	1941
Глубина	2316 м
Тип породы	Доломит
Температура	104,5° С
Начальное давление	254,9 бар
Точка росы	251,4 бар
Начальный объемный коэффициент нефти	10,1 $м^3/м^3$
Начальный газовый фактор продукции	2059,9 $м^3/м^3$
Молекулярная масса флюида	29,1
Площадь	1254 га
Количество добывающих скважин	От 5 до 16
Толщина продуктивного слоя	15,2 м
Средняя пористость	10%
Проницаемость	От 30 до 40 мД
Геологические запасы нефти	338,7 тыс. $м^3$
Геологические запасы газа	696,4 млн $м^3$
Давление первой ступени сепаратора	34,4 бар
Давление второй ступени сепаратора	2,75 бар

Площадь коллектора Бекон-Лайм составляет примерно 1255 га, и запасы оцениваются на уровне 338,7 тыс. $м^3$ нефти и 696,4 млн $м^3$ газа. Коллектор был открыт в ноябре 1941 г. и практически полностью истощен к 1949 году. Из-за плохой коммуникации между скважинами рециркуляция газа была признана неэффективной мерой. На рис. 13.26 представлена динамика добычи, выраженная в виде давления и дебита

Таблица 13.24. Анализ газового конденсата Бекон-Лайм

Компонент	Мольная доля (%)
C_1	76,9
CO_2	1,3
C_2	7,7
C_3	3,3
C_4	3,5
C_5	2,1
C_6	1,5
C_{7+}	3,6
Всего	100,0
Молекулярная масса флюида	29,1
Молекулярная масса фракции C_{7+}	130

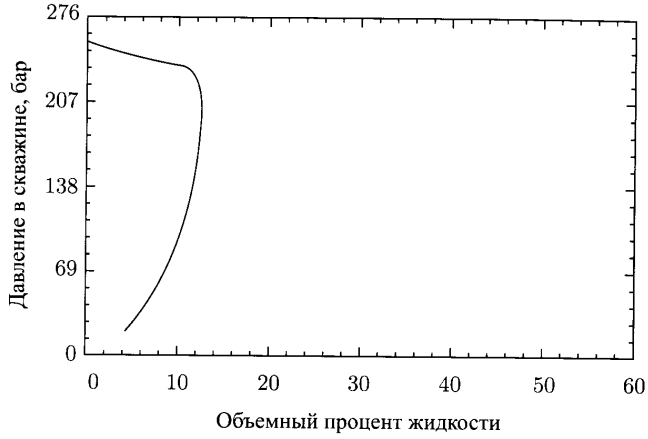


Рис. 13.25. Зависимость давления от объемной доли жидкости по данным контактной конденсации для газоконденсата Бекон-Лайм

газа. На рис. 13.27 представлен график зависимости газового фактора продукции, выраженного в 1 м^3 на 1 млн м^3. Газовый фактор постепенно уменьшался, кроме области низких давлений, где он несколько увеличился. Начальное значение газового фактора продукции 505,4 м^3/млн м^3 или 2049,4 м^3/м^3 и конечное на уровне 146,0 м^3/млн м^3 или 6821,2 м^3/м^3.

На рис. 13.28 построен график зависимости давления, текущего газового фактора продукции и накопленной добычи газа от накопленной добычи нефти. Ко времени снижения пластового давления до 41,3 бар было добыто примерно 127,7 тыс м^3 нефти и 580,4 млн м^3 газа. Объемы эти соответствуют 37, 9% геологических запасов нефти и 83, 7% газа. Эти значения являются характерными для замкнутого газоконденсатного коллектора.

Для анализа коллектора можно применять метод материального баланса (по примеру 13). График зависимости F от E_g на рис. 13.19 дает оценку геологических запасов газа 696,4 млн м^3.

На рис. 13.27 представлен график зависимости p/z от G_{pe}. Разработчики изначально использовали этот график для оценки G_e, запасов газового эквивалента. Технически

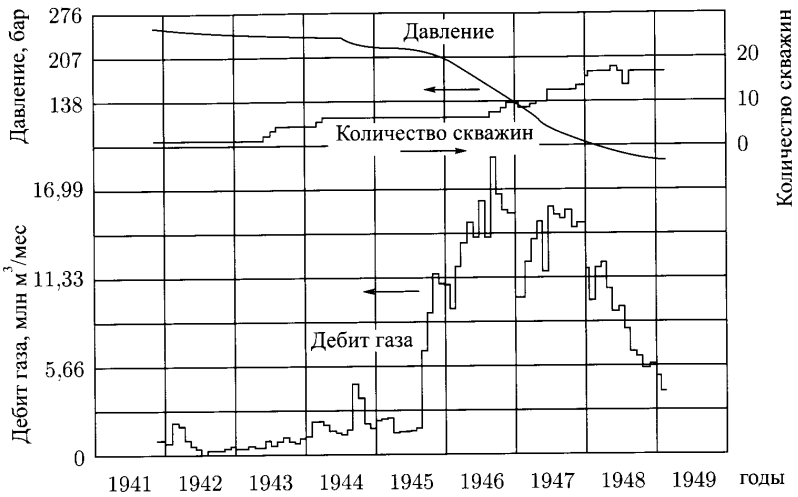


Рис. 13.26. Динамика изменения давления и дебита газа для газоконденсатного коллектора Бекон-Лайм

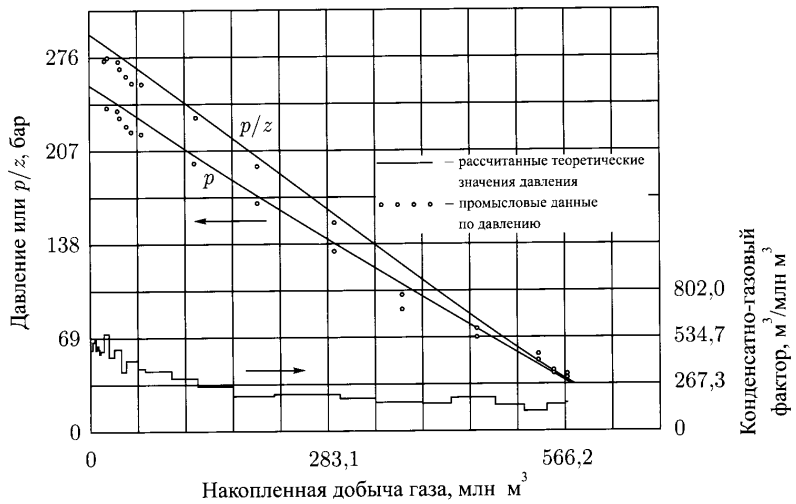


Рис. 13.27. Газовый фактор продукции, p и p/z, в зависимости от накопленной добычи газового эквивалента из газоконденсатного коллектора Бекон-Лайм

данный график нельзя использовать с этой целью, так как в нем вместо двухфазного коэффициента сжимаемости используется коэффициент сжимаемости газа. Тем не менее, если экстраполировать этот график, отсечение на оси x даст значение 651,1 млн м^3. Если предположить, что отсечение на оси x примерно соответствует G_e, тогда $G = 611,5$ млн м^3 (сухой газ), принимая начальное мольное отношение сухого и жирного газа равным 0,941 (на основании измерения свойств флюидов). Эта оценка примерно на 12% ниже, чем значение, полученное по графику зависимости $F - E_g$ (696,4 млн м^3). Две оценки различаются, так как отношение p/z не учитывает влияние двухфазного коэффициента сжимаемости.

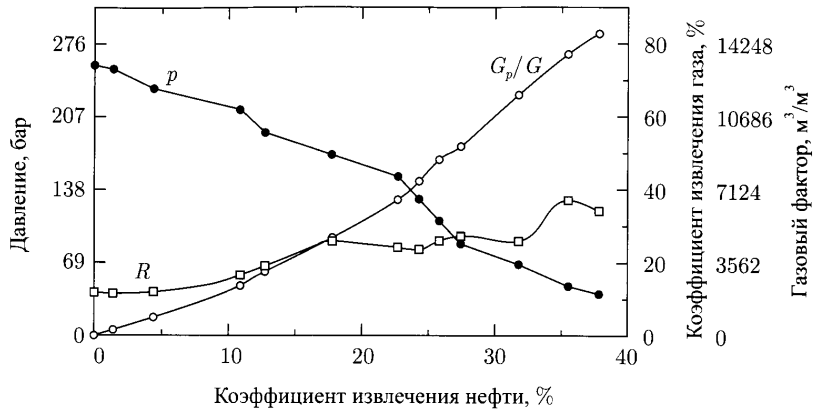


Рис. 13.28. Давление, текущий газовый фактор и накопленная добыча газа в зависимости от накопленной добычи нефти из газоконденсатного коллектора Бекон-Лайм

13.16. Заключение

Залежи легкой нефти и газового конденсата — это уникальный класс углеводородов, так как их равновесные газы обязательно содержат значительное количество товарной нефти. Долю товарной нефти в газе легко измерить, и она выражается в виде конденсатно-газового фактора, который при давлении насыщения может колебаться между 112 и 2246 м^3/млн м^3.

Летучие нефти при изотермической декомпрессии характеризуются давлением насыщения (обычно около критической точки). Для газоконденсатов характерно наличие точки росы. В ранней литературе залежи легкой нефти не выделялись в особую группу. Маскет (1949) называет их «недонасыщенными пластами, дающими конденсатоподобный флюид».

Залежи легкой нефти и газоконденсата также отличаются по соотношению объемов сепарированного газа и товарной нефти. На практике оно определяется как газовый фактор. Для этой группы флюидов значения находятся в диапазоне от 213,7 до 5343 м^3/м^3. Летучая нефть — от 213,7 до 623,3 м^3/м^3; газоконденсаты — от 623,4 до 5343 м^3/м^3. Как правило, граничным значением считается газовый фактор 623,3 м^3/м^3.

За исключением более высокого газового фактора, залежи легкой нефти в основном ведут себя аналогично пластам с тяжелой нефтью в режиме истощения. Залежи тяжелой нефти характеризуются максимальным газовым фактором продукции между 890,5 и 1424,8 м^3/м^3; залежи легкой нефти — от 2672 до 7124 м^3/м^3. Залежи как легкой, так и тяжелой нефти характеризуются монотонным увеличением средней газонасыщенности; однако конечная газонасыщенность для залежи легкой нефти выше (40–55 против 25–35% для тяжелой нефти).

В режиме истощения поведение газоконденсатных пластов отличается от залежей легкой или тяжелой нефти. Вначале они существует в газообразном состоянии, однако как только давление падает ниже точки росы, в пласте образуется жидкая фаза. Конденсация продолжается до тех пор, пока давление не падает ниже 68,9–137,8 бар, в зависимости от исходного состава пластового флюида. При более низких давлениях частично происходит вторичное испарение; обычно оно невелико, кроме областей низкого давления рядом со скважиной. Средняя нефтенасыщенность обычно достигает от 5 до 25% порового объема. При этих уровнях насыщенности флюид обычно неподви-

жен. Следовательно, накопленные запасы будут защемлены в пласте, добываться будет только равновесный газ, а накопленная жидкость будет препятствовать течению газа. Потери жидкости в объеме пласта для обогащенного газоконденсата выше, чем для обедненного.

Газовый фактор продукции увеличивается параллельно с уменьшением давления ниже точки росы. Максимальный газовый фактор продукции может меняться от 10,686 до 62,335 тыс. $м^3/м^3$. Эти максимальные значения существенно выше, чем в залежах легкой или тяжелой нефти. Постепенное увеличение газового фактора отражает более бедный состав добываемого газа и подразумевает обогащенный состав защемленного конденсата[1].

При обычном режиме истощения из газоконденсатных пластов удается извлечь суммарно от 20 до 60 геологических запасов нефти и 70–85% геологических запасов газа. Залежи легкой нефти в режиме истощения характеризуются накопленным КИН 20–30%, отдачей газа 65–85%. Обогащенные газоконденсаты дают более низкий КИН, чем обедненные. В общем, чем ближе флюид к жидкости, тем ниже накопленный коэффициент извлечения нефти.

Наверное, наиболее важным решением при эксплуатации залежей легкой нефти и газоконденсата является определение необходимости рециркуляции добываемого флюида. Рециркуляцией называют процесс закачки сухого газа и добычи жирного газа. Жирный газ содержит газообразную сырую нефть. Так как жирный газ не добывается из залежей тяжелой нефти, для описания закачки газа в такие пласты обычно не применяется термин «рециркуляция». Однако с физической точки зрения рециркуляция газа в коллекторах легкой нефти и газоконденсата и закачка газа в пласты с тяжелой нефтью идентичны.

Рециркуляция газа может обеспечить очень высокие значения конечной нефтеотдачи. В газоконденсатных пластах накопленный КИН может достигать 50–90%; в залежах легкой нефти — от 30 до 70%. Закачка газа в залежи тяжелой нефти обычно дает конечную нефтеотдачу от 20 до 50%. Эффективность закачки газа обычно связана с молекулярной массой пластового флюида.

Эффективность рециркуляции газа в залежах легкой нефти и газоконденсата выше, чем в пластах с тяжелой нефтью, так как их пластовые флюиды имеют меньшую массу и способны подвергаться вторичному испарению. Повторное испарение нефти происходит при контакте сухого газа и нефти, в результате чего газ обогащается промежуточными углеводородами. Обогащение превращает сухой газ в жирный и уменьшает нефтенасыщенность. Слаболетучая нефть слишком тяжела (высокая молекулярная масса) для того, чтобы повторное испарение играло большую роль; их равновесные газы неспособны удерживать («захватывать») дегазированную нефть.

Рециркуляция газа лучше работает в залежах обогащенного конденсата, по сравнению с обедненным, так как в первом случае без рециркуляции наблюдается более низкая конечная нефтеотдача, и, следовательно, прибыль будет больше. Нет ни необходимости, ни экономической привлекательности в рециркуляции газа по залежи обедненного газоконденсата, так как в таких пластах высокий коэффициент нефтеизвлечения достигается в режиме нормального истощения.

Единственным недостатком рециркуляции газа является задержка его продажи. Решение о закачке сухого газа определяется исключительно экономическим равновесием

[1] «Обедненный» состав — означает смесь, в которой выше концентрация легких компонентов; «обогащенный» — большую концентрацию углеводородов средней и высокой молекулярной массы.

между стоимостью работы и дополнительным доходом от увеличения продаж нефти. Так как рециркуляция обычно задерживает продажи и продлевает продуктивный период эксплуатации залежи, во все экономические расчеты следует включать инфляцию. Привлекательность рециркуляции газа снижается при повышении процентной ставки.

Существует два метода рециркуляции газа: рециркуляция при давлении в точке росы и рециркуляция в режиме истощения пласта. Рециркуляция в точке росы подразумевает закачку газа при постоянном давлении, выше точки росы. Напротив, рециркуляция в режиме истощения предполагает постепенное падение давления. Рециркуляция в точке росы — это полное поддержание пластового давления (ППД), а в режиме истощения — частичное ППД. Рециркуляция в точке росы позволяет достичь КИН от 50 до 90%, в то время как в режиме истощения — от 20 до 90%.Теоретически, при наиболее эффективном планировании, в обоих случаях достигаются сравнимые максимальные значения конечной нефтеотдачи.

Оба метода обычно используются в виде двухэтапного процесса: фазы закачки газа, после которой идет фаза сброса давления (истощение без закачки). Рециркуляция в режиме истощения иногда используется без сброса давления, если доля рециркулируемого газа невелика. Целью обоих методов является уменьшение обратной конденсации и максимальное вторичное испарение нефти. Обычно рециркуляция в точке росы более эффективна, чем в режиме истощения, так как осуществляется при более высоком давлении. Высокое давление может даже полностью исключить конденсацию. Если происходит конденсация, при высоком давлении вторичное испарение нефти протекает более эффективно. Если конденсации не происходит вообще, рециркуляция в точке росы переходит в смешивающееся вытеснение пластового жирного газа сухим газом. Истинная смешиваемость требует существенно более высоких давлений, закачки обогащенного газа и должна давать обедненный остаточный конденсат. Хотя в большинстве проектов по рециркуляции в точке росы не удается достичь полной смешиваемости, иногда они приближаются к этому условию, и при моделировании их можно рассматривать как полную смешиваемость.

Так как теоретически два метода рециркуляции позволяют достичь сравнимых значений конечной нефтеотдачи, выбор между двумя вариантами зачастую зависит от других факторов. Например, рециркуляция в точке росы может быть неприемлема с практической точки зрения, если не удается получить избыточный газ для поддержания давления выше точки росы. На выбор могут влиять и другие факторы. Часто выбор зависит от того, какой метод обеспечивает минимальное время добычи. Снижение времени добычи важно, так как позволяет увеличить предельный доход. Проекты по рециркуляции в точке росы обычно менее длительны, так как проводятся при более высоком давлении и темпах нагнетания и отбора.

В заключение следует сказать, что не существует общего правила выбора предпочтительного режима рециркуляции. Выбор зависит от большого количества факторов, которые следует оценивать индивидуально. К основным параметрам дизайна относятся время начала закачки газа и начала фазы сброса давления. Обычно закачку газа следует начинать как можно скорее. Задержка приведет к падению среднего давления и началу ретроградной конденсации, если давление падает ниже точки росы. Даже короткая задержка в 1–2 года может серьезно повлиять на успешность проекта.

Другая важная переменная при планировании — это начало периода сброса давления. Начало сброса давления будет влиять на КИН и период эксплуатации. Слишком быстрое начало сброса давления снижает КИН. Слишком позднее — означает неоправданную задержку продажи газа. В большинстве проектов по рециркуляции в точке

росы закачка останавливается, когда доля жирного газа в дебите скважины снижается до 10–25% или дебит нефти снижается до уровня 10–25% от исходного значения. Оптимальный срок начала определяется моделированием.

Даже принимая, что степень извлечения нефти за счет рециркуляции в газоконденсатных пластах достаточно велика, сайклинг-процесс не является общепринятым методом. Как и для разработки всего пласта, метод необходимо выбирать на основании его экономической привлекательности. Из-за сложности работ по рециркуляции газа, невозможно сформулировать простые и универсальные правила. При решении необходимо учитывать следующие факторы: (1) степень обогащения газоконденсата; (2) емкость коллектора; (3) неоднородность пласта; (4) достаточную величину проницаемости пласта; (5) стоимость инвестиций; (6) дополнительные операционные расходы; (7) процентную ставку; (8) возможность централизованной эксплуатации месторождения.

Залежи обедненного газоконденсата не так привлекательны для рециркуляции по сравнению с обогащенным газоконденсатом, потому что в них удается достичь высоких значений КИН без рециркуляции, так как потери из-за обратной конденсации минимальны. Следовательно, кроме тех регионов, в которых отсутствует рынок для добываемого газа, рециркуляция в газоконденсатных пластах с начальным газовым фактором выше 8905 $м^3/м^3$ (т. е. меньше 112,3 $м^3$/млн $м^3$), как правило, убыточна. Также обычно неудобно проводить рециркуляцию в маленьких пластах, так как стоимость инвестиций часто превышает прирост доходов. Пласты с высокой степенью неоднородности, например, сильнотрещиноватые или стратифицированные, также не лучшие кандидаты из-за низкого коэффициента охвата. Низкопроницаемые пласты нежелательно подвергать рециркуляции, так как для достижения экономически приемлемых дебитов требуется более плотная сетка скважин. См. Маскет (1949), где обсуждается стратегия эксплуатации газоконденсатных пластов с нижележащими залежами сырой нефти.

Стратегия истощения упрощается, если конденсатный пласт окружен активным водоносным горизонтом. Для предотвращения потерь из-за ретроградной конденсации не потребуется повторная закачка газа, так как давление будет поддерживаться за счет естественного водопритока. Это идеальный сценарий, но в данном случае все равно будут существовать небольшие потери из-за защемления газа (10–15%) прорывающейся водой. Тем не менее эти потери невелики по сравнению со стоимостью полномасштабного проекта по рециркуляции. Однако естественный водоприток должен быть достаточно интенсивен, чтобы поддерживать давление выше точки росы. Если пластовое давление снизится ниже точки росы, начнется ретроградная конденсация и коэффициент извлечения нефти уменьшится. Другой вариант — это закачка воды. Используя математическое моделирование, Фишлок и Пробер (1996) показали, что поддержание пластового давления закачкой воды является эффективной стратегией разработки.

Даже если с помощью рециркуляции в точке росы удается полностью поддерживать пластовое давление, низкое давление около добывающей скважины может привести к локальной конденсации. При этом быстро достигается насыщенность по жидкости выше критической. Однако в дальнейшем испарение будет уменьшать количество жидкости до значений, близких к критическим. При продолжении добычи «кольцо» конденсации будет распространяться по направлению от ствола скважины. Как отмечал Маскет (1949): «Характерное для этого случая снижение дебита жидкости не должно быть очень значительным, за исключением пород с высокой плотностью, насыщенных сильно обогащенным газом».

Как вспомогательная мера при оптимизации разработки месторождения часто используются пластовые модели. Если применяется обычный режим истощения, исполь-

зуется конечно-разностная модифицированная модель тяжелой нефти. При рециркуляции газа обычно требуется применение конечно-разностных моделей, основанных на уравнениях состояния. Эти модели наиболее сложны и их труднее всего реализовать из всех моделей пласта. Необходимость в них возникает из-за сложного композиционного состава и фазовых превращений при смешении сухого закачиваемого газа и пластового конденсата. Для моделирования рециркуляции газа можно использовать модифицированные модели тяжелой нефти; однако следует использовать те их разновидности, которые подразумевают зависимость фазового поведения от состава (Кук и др., 1974). Не забывайте, что резервуарные модели особенно важны при проведении предварительного изучения.

УПРАЖНЕНИЯ

13.1. Фазовое поведение конденсата

Начальная молекулярная масса газоконденсата 26,07. Удельный вес и молекулярная масса дегазированной нефти равны 0,8299 (39° API) и 132,2 соответственно. Удельный вес газа на поверхности 0,76. Рассчитайте мольную долю дегазированной нефти и газа при стандартных условиях на поверхности в газоконденсате.

Ответ: 3,5 и 96,5.

13.2. Фазовое поведение конденсата

Начальный конденсатно-газовый фактор конденсата составляет 249,3 $м^3/м^3$. Удельный вес и молекулярная масса дегазированной нефти равны 0,8299 (39° API) и 132,2 соответственно. Удельный вес газа на поверхности 0,76. Рассчитайте мольную долю дегазированной нефти и газа при стандартных условиях на поверхности в газоконденсате.

Ответ: 3,5 и 96,5.

13.3. Фазовое поведение газоконденсата

Начальный конденсатно-газовый фактор обогащенного газоконденсата составляет 929,3 $м^3$/млн $м^3$. Объемный коэффициент нефти 4,382 $м^3/м^3$. Удельный вес и молекулярная масса дегазированной нефти равны 0,8448 (36° API) и 141,6 соответственно. Конденсат находится в пласте, средняя пористость которого 22% и начальная водонасыщенность 25%.

a) Рассчитайте плотность дегазированной нефти, кг/$м^3$.

b) Рассчитайте начальный коэффициент пересчета объема газа в нефтяной эквивалент как отношение объемов газового эквивалента и дегазированной нефти.

c) Рассчитайте геологические запасы газа в $м^3$ при стандартных условиях на поверхности / объем порового пространства, занятого углеводородами.

d) Рассчитайте геологические запасы газа в $м^3/м^3$ объема пласта.

e) Рассчитайте геологические запасы нефти в $м^3/м^3$ объема пласта.

f) Рассчитайте геологические запасы нефти в $м^3/м^3$ объема пласта.

g) Рассчитайте начальный объемный коэффициент газа в $м^3$/млн $м^3$.

h) Рассчитайте геологические запасы газового эквивалента в единицах $м^3/м^3$.

Ответы:

(a) 843,1 кг/м^3; (b) 140,9 м^3/м^3; (c) 245,6 м^3/м^3; (d) 40,52 м^3/м^3·м; (e) 0,228 м^3/м^3; (f) 0,0377 м^3/м^3; (g) 4070,9 м^3/млн м^3; (h) 277,7 м^3/м^3.

13.4. Запасы нефти и газа

Начальный конденсатно-газовый фактор обогащенного газоконденсата составляет 929,3 м^3/млн м^3. Объемный коэффициент нефти 12,732 м^3/м^3. Стоимость газа \$ 63,6/тыс. м^3. Стоимость нефти \$ 100,6/м^3. Ожидаемые коэффициенты извлечения нефти и газа 40 и 80% соответственно.

(a) Рассчитайте стоимость запасов нефти и газа в \$ за 1 м^3 порового пространства, занятого углеводородами.

Ответы:

\$ 3,14/м^3; \$ 16,0/м^3.

(b) Рассчитайте долю запасов нефти в общей стоимости запасов.

Ответ: 16, 4%.

13.5. Оценка геологических запасов нефти и газа

Начальное давление в газоконденсатном пласте 551,0 бар. Ко времени падения давления до 344,4 бар из коллектора добыто 47,7 тыс. м^3 нефти и 283,1 млн м^3 газа. Оцените геологические запасы нефти и газа. Используйте свойства, приведенные в таблице 13.8.

13.6. Оценка геологических запасов нефти и газа

Начальное давление в газоконденсатном пласте 551,0 бар. Ко времени падения давления до 344,4 бар из коллектора добыто 159 тыс м^3 нефти и 2,123 млрд м^3 газа, 80% добытого газа закачано обратно в пласт. Оцените геологические запасы нефти и газа. Используйте свойства, приведенные в таблице 13.8. Предполагается, что пласт пространственно ограничен и можно пренебречь сжимаемостью породы и воды.

13.7. Рециркуляция и чистый дисконтированный доход

Проводится изучение залежи обогащенного газоконденсата при рециркуляции в режиме истощения. Математическое моделирование и экономические расчеты позволяют определить зависимость дохода от доли повторно закачанного газа. В таблице 13.25 приведены его результаты. Все варианты рециркуляции предполагают, что ни одна добывающая скважина не будет переведена в режим нагнетания, вместо этого будут пробурены новые скважины. В таблице также приведены коэффициенты извлечения нефти и газа и сроки прекращения эксплуатации.

Можно закачивать не более 79% объема добываемого газа, так как оставшийся газ используется в качестве топлива для электростанции. Предполагая уровень процентной ставки 8% и экспоненциальное снижение денежного потока, рассчитайте предельные значения суммарного дохода для каждой доли повторно закачиваемого газа. Выразите ответ в виде стоимость в \$/объем порового пространства, занятого углеводородами. Для какой доли закачиваемого газа наблюдается максимальное значение предельного

дохода? Предполагается, что отношение начального и конечного объема наличности равно 5. Используйте уравнение (12.15) для расчета коэффициента задержки.

Ответы: \$13,02/м^3; \$13,40/м^3; \$13,77/м^3; \$12,89/м^3; $r_g = 50\%$.

Таблица 13.25. Данные для упражнения 13.7

r_g, %	КИН, %	Коэффициент извлечения газа, %	Суммарный доход	Срок прекращения эксплуатации, лет
0	22,2	78,8	2,71	10,1
20	27,5	78,9	2,91	12,0
50	43,1	79,0	3,46	18,4
79	96,2	79,0	5,44	48,5

13.8. Дизайн сайклинг-процесса

Проводится изучение газоконденсатного пласта как кандидата на рециркуляцию газа при давлении в точке росы. Начальное давление составляет 551,0 бар; точка росы при 499,7 бар. В ходе рециркуляции будет закачиваться 100% добываемого газа без существенного падения начального давления. Рециркуляция проводится до тех пор, пока дебит нефти не снижается до уровня 17, 8% от начального значения. По окончании этапа рециркуляции начинается фаза сброса давления. Она заканчивается, когда пластовое давление достигает 137,8 бар. Предполагаются свойства флюидов из таблицы 13.8. Используйте резервуарную модель рециркуляции в точке росы.

a) Рассчитайте коэффициент извлечения нефти (в % от геологических запасов) по окончании фазы рециркуляции.

b) Рассчитайте текущий газовый фактор продукции в конце фазы рециркуляции.

c) Рассчитайте относительное извлечение нефти и товарного газа по окончании периода продувки.

d) Рассчитайте требуемый объем закачки газа. Выразите свой ответ в % относительно геологических запасов газа.

13.9. Оценка геологических запасов нефти и газа

В таблице 13.26 представлены эксплуатационные данные изначально недонасыщенных замкнутых залежей обедненного конденсата. Оцените геологические запасы нефти и газа. Используйте свойства флюидов из таблицы 13.8. Сжимаемостью породы и воды можно пренебречь. Постройте график зависимости F от E_g.

13.10. Расчеты методом материального баланса

Данные в таблице 13.27, приведенной ниже, относятся к залежи легкой нефти, с газовой шапкой, эксплуатируемой при водонапорном режиме. В таблице приведена оценка зависимости объема поступающей воды от давления. Оцените геологические запасы нефти и газа, используя метод прямых линий на основе уравнения материального баланса. Используйте свойства флюида из таблицы 13.2. Сжимаемостью породы и воды можно пренебречь.

Таблица 13.26. Данные по добыче для упражнения 13.9

p, бар	N_p, тыс. м^3	G_p, млн м^3
551,0	0,00	0,0
516,6	10,37	41,6
501,4	15,15	60,9
499,4	18,27	73,3
482,2	21,92	88,1
447,7	34,73	142,2

Таблица 13.27. Данные по добыче и объемы водопритока для упражнения 13.10

p, бар	N_p, тыс. м^3	G_p, млн м^3	W_e, тыс. м^3
320,8	0,0	0,0	0,0000
316,7	25,4	12,2	0,6837
302,9	109,7	53,5	6,901
289,2	190,8	96,6	21,42
275,4	270,3	145,0	42,83
261,6	345,0	200,5	70,47

13.11. Расчет коэффициента извлечения нефти и газа из пластов легкой нефти

Рассмотрим изначально недонасыщенный замкнутый пласт легкой нефти, начальное давление в котором 344,3 бар. Давление насыщения флюида 322,2 бар. Рассчитайте коэффициент извлечения нефти и газа при давлении 220,3 бар, используя метод материального баланса, если накопленный газовый фактор продукции 819,3 м^3/м^3. Используйте свойства флюида из таблицы 13.2.

Ответы: 15, 4%; 24, 4%.

13.12. Оценка насыщенности в изначально недонасыщенном замкнутом пласте легкой нефти

Используя данные из примера 13.11, рассчитайте нефте- и газонасыщенность при давлении 220,3 бар. Начальная водонасыщенность равна 20%. Подсказка: используйте уравнение (6.93) или (6.94).

Ответы: 40, 3%; 39, 7%.

13.13. Оценка геологических запасов нефти и газа в пластах легкой нефти

В таблице 13.28 приведены эксплуатационные данные для залежи легкой нефти. Рассчитайте геологические запасы нефти и газа. Используйте свойства флюида из таблицы 13.2. Сжимаемостью породы и воды можно пренебречь.

13.14. Добыча газоконденсата в режиме истощения

В таблице 13.29 приведены стандартные PVT-свойства в зависимости от давления для газового конденсата Кор Лабс. См. отчет по свойствам флюида RFL 88002, раз-

Таблица 13.28. Данные по добыче для упражнения 13.13

p, бар	N_p, тыс. м^3	G_p, млн м^3
344,3	0,00	0,0
330,5	160,6	81,8
323,6	235,3	123,7
320,8	297,3	154,6
316,7	421,4	214,4
302,9	844,3	433,3

дел 8.3.1 или пример 2 в главе 8. Используя упрощенную модель газоконденсатного коллектора, рассчитайте динамику истощения до 82,7 бар, если начальное давление равно 312,4 бар. Выразите показатели разработки в виде зависимости коэффициентов извлечения нефти и газа, средней нефтенасыщенности и газового фактора продукции от давления. Предполагается, что $S_{wc} = 20\%$.

Таблица 13.29. Стандартные PVT-свойства для газоконденсата из данного примера

p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/млн м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3
312,4	6,656	4907,5	1356	724,1
269,6	1,494	5362,3	259,1	536,1
221,4	1,445	6148,4	173,5	391,6
173,2	1,425	7737,5	145,0	290,6
125,0	1,319	10865,0	99,2	223,9
83,67	1,239	16654,1	59,3	210,1

13.15. Расчет количество добытого жирного газа

Газоконденсатный пласт дает продукцию 3,397 млрд м^3 сухого газа и 1,59 млн м^3 нефти. Результаты разгазирования при постоянном объеме показывают, что из 28,317 тыс. м^3 добываемого из скважины газа (т. е. жирного газа) получается 24,211 тыс. м^3 сухого газа. Начальный конденсатно-газовый фактор равен 1291,4 м^3/млн м^3. Рассчитайте количество добытого жирного газа и коэффициент пересчета объема газа в нефтяной эквивалент.

Ответы: 3,964 млрд м^3; 131,3 м^3/м^3.

Глава 14

Кривые истощения пласта

При анализе кривых истощения пласта экстраполяция ранее зарегистрированных показателей проводится для того, чтобы оценить динамику изменения объемов добычи в будущем. Прогнозирование дебитов необходимо по следующим причинам: (1) для оценки текущих извлекаемых запасов; (2) для долгосрочного планирования работ; (3) для оценки стоимости собственности; (4) для оценки потенциальной суммы налогов. Льюис и Бил (1918) и Катлер (1924) одними из первых применили кривые истощения пласта для исследования нефтедобывающих скважин. Кроме исследования кривых зависимости дебита от времени существуют и другие методики анализа тенденций изменения дебита, включающие исследование зависимости дебита от накопленной добычи, обводненности от накопленной добычи нефти или газового фактора от накопленной добычи.

Первоначально метод анализа кривых истощения считался полностью эмпирическим. Как было отмечено Маскетом (1949), анализ кривых истощения «должен рассматриваться как удобная эмпирическая процедура, при этом не следует приписывать физического смысла численным значениям, относящимся к различным формам графического или аналитического представления информации». Позднее Феткович (1994) и др. дали полуэмпирическое обоснование метода анализа кривых истощения пласта. Часть этих работ описывается более подробно в главе 9, где также обоснованы некоторые из рассмотренных ниже выводов.

Анализ кривых истощения применим для отдельных скважин, групп скважин или всего пласта. Его можно использовать при добыче как нефти, так и газа. По сути, анализ кривых истощения неприменим на ранней стадии разработки пласта из-за недостаточности промысловых данных, на которых можно основывать прогнозы. Также необходимо отметить, что анализ кривых истощения применяется только к тем скважинам, дебит которых к настоящему моменту и в дальнейшем находится в стадии естественного падения, и режим эксплуатации которых не будет существенно изменяться (Маскет, 1949); изменение режима эксплуатации может быть вызвано уплотнением сетки скважин, централизованным регулированием добычи, изменением забойного давления, введением системы механизированной добычи, ремонтом скважин или интенсификацией притока (например, кислотной обработкой) и др. Эти изменения в режиме эксплуатации представляют собой значительные «осложнения». Как отметил Маскет, эти «осложнения» могут привести к отклонениям от «идеального тренда». Маскет также предостерегал: «Поэтому не надо уделять слишком большое внимание отдельным графикам или наборам данных, до тех пор пока не оценена роль каждого из внешних осложняющих факторов в их формировании». Это высказывание не содержит указание на то, что анализ кривых истощения неприменим, если фактический дебит не падает.

Однако наличие осложняющих факторов не означает, что анализ кривых падения нельзя применять к подобным данным. Точнее, это означает, что промысловые данные до и после «осложнения» не обязательно описываются одной и той же кривой

истощения. Другими словами, анализ можно применять во временные периоды между «осложнениями». Простые аналитические выражения, используемые в общепринятом методе анализа кривых истощения, редко позволяют описать полную историю добычи из какого-то пласта.

Уверенность в прогнозе, полученном с помощью кривых истощения, зависит от качества и количества промысловых данных, на которых он основан. Прогноз никогда не следует распространять на срок, превышающий временной период, для которого есть непрерывные промысловые данные. Например, если анализ кривых истощения сделан на основе непрерывных промысловых данных за последние пять лет, то прогноз следует также ограничивать пятилетним сроком.

Хотя анализ кривых истощения основан на полуэмпирических принципах, практически он все еще представляет собой эмпирическую процедуру, с аппроксимацией кривых. Соответственно анализ кривых истощения может иногда давать абсурдные результаты. Эти неудачные прогнозы необходимо постоянно выявлять, сравнивая их с другими прогнозами или с накопленными опытными данными.

Дальнейшая часть исследования посвящена основным аспектам анализа кривых истощения. Наше изложение ограничивается кривыми зависимости дебита от времени и зависимости дебита от накопленной добычи. Для более полного описания анализа кривых истощения, включающего некоторые нестандартные методы, см. Арпс (1940); Бронс (1963); Кэмпбелл (1959); Феткович (1980); Феткович и др. (1994); Джентри (1972); Джонсон и Болленс (1927); Рамзей и Герреро (1969); Слайдер (1968).

14.1. Модели кривых истощения

Одним из наиболее популярных типов экстраполяции является построение зависимости дебита от времени. Темп падения добычи, D, — это относительное уменьшение дебита со временем:

$$D = -\frac{1}{q}\frac{dq}{dt}. \tag{14.1}$$

Это число иногда называют *коэффициентом потерь*. Темп падения добычи имеет размерность, обратную времени. Если умножить его на 100, то темп падения добычи будет представлять собой процентное изменение текущего дебита со временем. Например, если $D = 0,1/\text{год}$, это означает, что текущий дебит уменьшается на 10% в год. Так как мы можем использовать анализ кривых истощения только при уменьшении дебита, значение D всегда положительно.

Существуют три модели кривых истощения: гиперболическая, гармоническая и экспоненциальная. Они определяются следующими темпами падения добычи:

$$D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^b \qquad \text{(гиперболическая)}, \tag{14.2}$$

$$D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right) \qquad \text{(гармоническая)}, \tag{14.3}$$

$$D = D_i = \text{const} \qquad \text{(экспоненциальная)}, \tag{14.4}$$

где b — это *показатель истощения* и D_i — темп падения добычи в начале текущего периода, обычно называемый *начальным* темпом падения добычи. Постоянные b и D_i рассматриваются как регулируемые параметры. Многие методы анализа кривых истощения основываются на определении этих постоянных для данного набора

промысловых данных. Гармоническая и экспоненциальная модели являются частными случаями гиперболической. Гиперболическая модель становится гармонической при $b = 1$; экспоненциальной — при $b = 0$. Так как в экспоненциальной модели темп падения добычи постоянен, ее иногда называют моделью *постоянного относительного падения*. b обычно находится в пределах от 0 до 1. Однако в редких случаях наблюдаются b меньше нуля. См., в частности, пример 1. С физической точки зрения $b > 0$ предполагает, что скорость падения уменьшается со временем, напротив, $b < 0$ предполагает увеличение скорости падения со временем. Практически всегда наблюдается первый вариант. Второй вариант предполагает аномально быстрое истощение. Начальная скорость падения D_i в неразрабатывавшихся ранее пластах обычно меняется от 10 до 50% в год.

Анализ, проведенный в главе 9, дает более детальное представление о типичных значениях b. Во-первых, он показывает, что скорость добычи идеального газа из однородного пласта уменьшается по гиперболическому закону, с $b = 0,5$. Во-вторых, он показывает, что падение давления почти несжимаемой жидкости в однородном пласте происходит по экспоненциальному закону ($b = 0$). Оба этих случая относятся к постоянному давлению в добывающей скважине. Они покрывают весь спектр сжимаемостей жидкостей, и реальные флюиды находятся между ними. Таким образом, для всех однофазных флюидов в однородных пластах характерно гиперболическое падение дебита с показателем от 0 до 0,5[1]. В-третьих, в главе 9 показано, что неоднородные по проницаемости пласты также описываются гиперболическим законом падения дебитов, но с большими показателями истощения, чем соответствующие однородные пласты; показатель истощения увеличивается с увеличением степени неоднородности. Например, в главе 9 показано, что падение давления почти несжимаемой жидкости в неоднородном пласте происходит с показателями падения между 0 и 0,5 (для типичных отношений проницаемостей). Вместе эти результаты представляют собой полуэмпирическое основание для применения гиперболических кривых истощения. Этот базис становится еще прочнее, если обратить внимание на согласованность между теоретическими и реальными значениями показателя истощения. Например, на основании изучения 149 месторождений Катлер (1924) показал, что для подавляющего большинства из них характерны показатели истощения между 0 и 0,4 и ни один из полученных показателей не превышал 0,7.

14.1.1. Изменение дебита в ходе периода истощения

Из выражений (14.1)–(14.4) выводится несколько важных дополнительных уравнений. Мы будем работать с гиперболической моделью истощения, так как она является наиболее общей из трех. Подстановка уравнения (14.2) в (14.1) приводит к:

$$D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^b = -\frac{1}{q}\frac{dq}{dt}. \tag{14.5}$$

После разделения переменных, подготовки выражения к интегрированию и установления пределов получаем уравнение:

$$\frac{D_i}{q_i^b}\int_{t=0}^{t} dt = -\int_{q_i}^{q} \frac{dq}{q^{b+1}}. \tag{14.6}$$

[1]Это утверждение подтверждается упражнением 9.1.

Предел интегрирования $t = 0$ — это время начала определенного анализируемого периода истощения. Этот момент может быть установлен в любое время в ходе эксплуатации пласта. Например, $t = 0$ может соответствовать моменту времени через 2 года после начала добычи. Соответственно в свою очередь время t представляет собой период времени, прошедший после $t = 0$. Начальный дебит в момент времени $t = 0$ равен q_i. Интегрируя и преобразуя уравнение (14.6), получаем:

$$\frac{D_i t}{q_i^b} = \frac{1}{b}\left(\frac{1}{q^b} - \frac{1}{q_i^b}\right). \tag{14.7}$$

Решая уравнение (14.7) относительно q, получаем

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}. \tag{14.8}$$

Это уравнение описывает q как функцию от времени. Если $b = 1$, дебит для гармонического истощения принимает вид:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}. \tag{14.9}$$

Если принять $b = 0$, интегрирование уравнения (14.6) и решение его относительно $q(t)$ позволяет получить выражение для падения дебита по экспоненциальному закону:

$$q(t) = q_i e^{-D_i t}. \tag{14.10}$$

Последнее выражение показывает, что график зависимости q от времени в полулогарифмических координатах будет представлять собой прямую линию с наклоном $-D_i$ (или $-D_i/2,303$, если используются десятичные логарифмы). Практика построения зависимостей дебита от времени позволяет предположить, что наиболее популярной моделью кривой истощения будет та, которая описывается уравнением (14.10).

14.1.2. Накопленная добыча в течение периода истощения

Поведение кривой накопленной добычи следует из выведенных выше формул. Дополнительная добыча нефти, начиная с момента времени $t = 0$, равна

$$N_p = \int_{t=0}^{t} q(t)dt. \tag{14.11}$$

Отметим, что это определение является общим для моделей кривых истощения; накопленная добыча представляет собой площадь, ограниченную кривой зависимости дебита от времени до момента времени t. Однако уравнение (14.11) прямо предполагает, что дебит углеводородов можно выразить одним способом. Как нами было рассмотрено в главах 11–13, этот дебит можно выразить для газа на поверхности (сухого газа), жирного газа, дегазированной нефти, нефти в пластовых условиях, общий дебит жидкости (товарная нефть + газоконденсат с установки комплексной подготовки газа). В этом отношении уравнение (14.11) применяется к накопленной добыче любого из этих флюидов, хотя мы намеренно применяем единицы, принятые для товарной нефти.

Подставляя $dt = (dt\,dq)dq$ в уравнение (14.11) и меняя пределы интегрирования с времени на дебиты, получаем:

$$N_p = \int_{q_i}^{q} q \left(\frac{dt}{dq}\right) dq. \tag{14.12}$$

Решая уравнение (14.5) для dq/dt и подставляя результат в уравнение (14.12), получаем уравнение:

$$N_p = -D_i \int_{q_i}^{q} q \left(\frac{q_i}{q}\right)^b dq, \tag{14.13}$$

интегрирование которого дает уравнение:

$$N_p = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} \left[\frac{1}{q_i^{b-1}} - \frac{1}{q^{b-1}}\right]. \tag{14.14}$$

Это уравнение описывает накопленную добычу нефти как функцию от дебита. Его нельзя использовать, когда b стремится к единице (гармоническая модель истощения). Интегрирование уравнения (14.13) при $b = 1$ дает

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right). \tag{14.15}$$

В таблице 14.1 обобщены основные уравнения для гиперболической, гармонической и экспоненциальной моделей кривых истощения.

Чтобы определить время в зависимости от дебита, решим уравнение (14.7) относительно t:

$$t = \frac{1}{D_i b} \left[\left(\frac{q_i}{q}\right)^b - 1\right]. \tag{14.16}$$

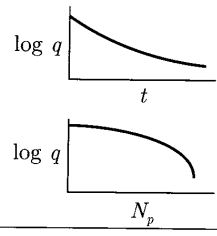
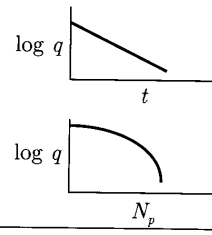
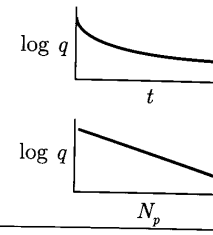
Если $b = 0$ (экспоненциальное истощение), решением уравнение 14.9 относительно t, получаем выражение:

$$t = -\frac{1}{D_i} \ln\left(\frac{q}{q_i}\right). \tag{14.17}$$

Чтобы определить $N_p(t)$, необходимо просто подставить выражения для $q(t)$ в зависимость $N_p(q)$, т. е. подставить уравнение (14.8) в (14.14).

Дать определение экспоненциальной и гармонической моделям кривых истощения помогают два важных соотношения. Во-первых, уравнение (14.10) показывает, что в экспоненциальной модели истощения дебит уменьшается со временем по экспоненциальному закону. В графическом представлении это означает, что зависимость $\log q$ от времени представляет собой прямую линию. Во-вторых, уравнение (14.16) показывает, что в гармонической модели кривых истощения дебит уменьшается по экспоненциальному закону с увеличением добычи нефти. В графическом представлении это означает, что зависимость $\log q$ от N_p представляет собой прямую линию. В таблице 14.1 обобщены графические особенности каждой модели. Следует принять во внимание, что гиперболическая кривая истощения не позволяет получить прямую линию ни в каких из представленных наборов координат.

Таблица 14.1. Основные особенности кривых истощения (согласно Арпс, 1940)

	Гиперболическая	Экспоненциальная	Гармоническая
Дебит	$q(t) = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{1/b}}$	$q(t) = q_i e^{-D_i t}$	$q(t) = \frac{q_i}{(1+D_it)}$
Добыча	$N_p = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} \times \times \left[\frac{1}{q_i^{b-1}} - \frac{1}{q^{b-1}}\right]$	$N_p = \frac{(q_i - q)}{D_i}$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right)$
Темп падения добычи	$D = -\frac{1}{q}\frac{dq}{dt} = D_i\left(\frac{q}{q_i}\right)^b$	$D = D_i = \text{const}$	$D = D_i\left(\frac{q}{q_i}\right)$
	• Зависимость $1/D$ от t (линейная)	• Зависимость $\log(q)$ от t (линейная) • Зависимость $1/D$ от t (линейная) • $b = 0$	• Зависимость $\log(q)$ от N_p (линейная) • Зависимость $1/D$ от t (линейная) • $b = 1$
Графическое отображение			

14.2. Влияние b и D_i

Постоянные b и D_i подбираются таким образом, чтобы соответствовать накопленным данным по динамике добычи. Так как применение кривых истощения — это во многом процесс аппроксимации, важно понимать влияние b и D_i на поведение дебита.

На рис. 14.1 показано влияние коэффициента b на поведение зависимости дебита от времени. На рис. 14.1 на оси ординат отложен логарифм приведенного дебита. Приведенный дебит определяется как $q(t)/q_i$. Уменьшение b приводит к падению дебита нефти. Для граничного случая $b = 0$ (экспоненциальная модель) график зависимости логарифма дебита от времени линеен. Как было упомянуто ранее, анализ Катлера (1924) показал, что в большинстве случаев b находился в интервале между 0 и 0,4 и ни разу не превышал 0,7. Таким образом, строго гармоническое падение ($b = 1$) встречается очень редко, так же как и строго экспоненциальное ($b = 0$). На основании промыслового опыта Феткович (1994) связал некоторые диапазоны значений b с типами пластов и механизмов вытеснения.

Случай	b
Режим растворенного газа	около 0,3
Газовая скважина	от 0,4 до 0,5
Однофазный флюид	около 0
Коллектор с водонапорным режимом	около 0,5

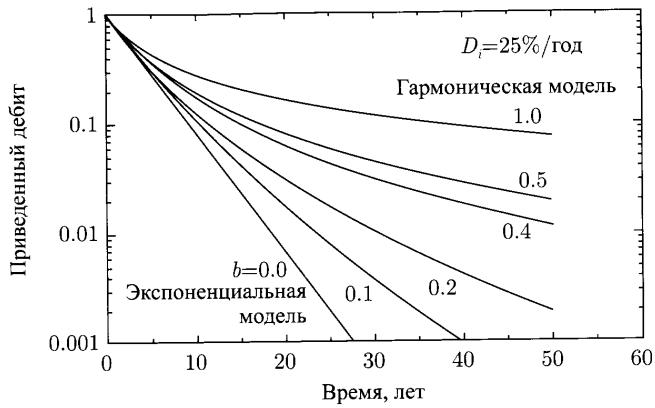


Рис. 14.1. Влияние значения b на форму кривых зависимости $\log(q)$ от времени

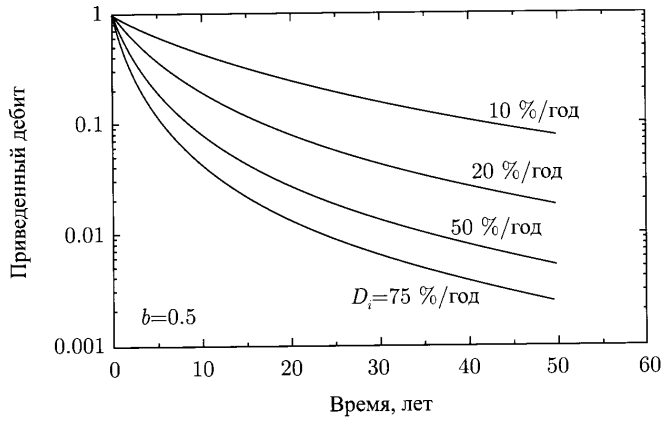


Рис. 14.2. Влияние значения D_i на форму кривых зависимости $\log(q)$ от времени

Хотя рис. 14.1 показывает влияние b только в диапазоне от 0 до 1, теоретически b может быть меньше 0. Если это происходит, истощение протекает стремительно, даже быстрее, чем по экспоненциальному закону.

На начальном этапе все кривые на рис. 14.1 сходятся в одну. На рис. 9.7 или 14.6 представлен график зависимости q/q_i от $D_i t$. Этот график показывает, что b нельзя точно определить до тех пор, пока $D_i t$ не станет больше 1.

На рис. 14.2 показано влияние D_i на характер зависимости дебита от времени. Увеличение D_i ускоряет падение дебита нефти. Как было показано ранее, D_i для неразрабатывавшихся ранее пластов обычно меняется в пределах от 10 до 50% в год.

На рис. 14.3 показано влияние b на характер зависимости дебита от накопленной добычи. На оси ординат рис. 14.3 откладывается логарифм приведенного дебита. Такой рисунок используется для выражения истории темпов добычи нефти; предполагается, что первоначальный дебит составляет 52,0 м^3/сут, а единицы горизонтальной оси выражены в тыс. м^3. На рис. 14.3 показано, что уменьшение b приводит к более быстрому истощению. Это согласуется с результатами, показанными на рис. 14.1. Граничный случай ($b = 1$, гармоническое истощение) принимает линейный вид на графике зависимости логарифма дебита от накопленной добычи.

Как показывает рис. 14.3, все кривые трудно отличить друг от друга на ранней стадии добычи. Как правило, b нельзя с уверенностью определить, до тех пор пока соотношение $N_p D_i/q_i$ не станет больше 0,3.

На рис. 14.4 построен график зависимости тех же самых данных, что и на рис. 14.3, но с использованием Декартовых координат вместо полулогарифмических. Согласно рис. 14.4, граничный случай при $b = 0$ (экспоненциальное истощение) дает линейный график зависимости дебита от накопленной добычи.

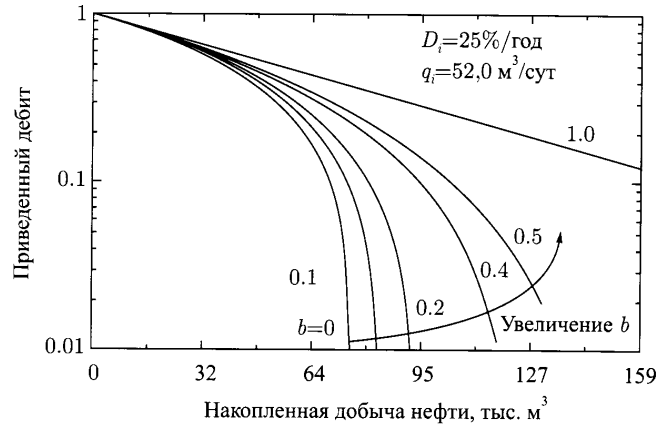


Рис. 14.3. Влияние b на характер зависимости логарифма дебита от накопленной добычи

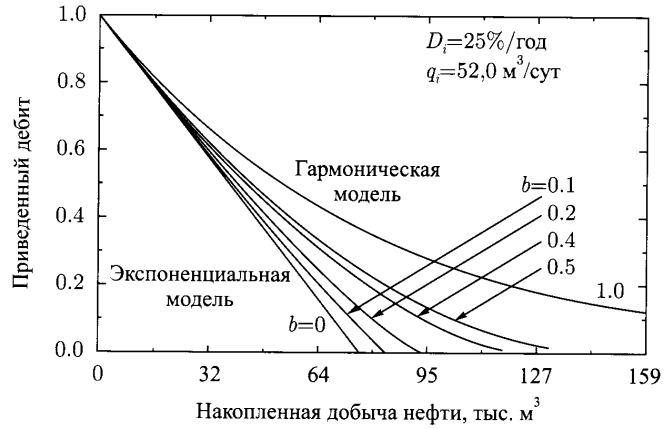


Рис. 14.4. Влияние b на характер зависимости дебита от накопленной добычи

14.3. Методы оценки b и D_i

Чтобы применять гиперболическую модель истощения, сначала следует определить значения констант b и D_i, которые наилучшим образом описывают данный набор промысловых данных. Существуют как минимум три метода определения b и D_i: (1) графический метод; (2) метод теоретических кривых; (3) нелинейная регрессия. Для гармонической и экспоненциальной моделей существуют более простые методы, так

как их графики можно привести к линейному виду; однако, так как гиперболические кривые являются наиболее общим случаем, мы будем описывать только эту модель.

14.3.1. Графический метод

Графический метод основан на выведенных ниже математических формулах. При подстановке уравнения (14.8) в (14.2) получается выражение

$$D = \frac{D_i}{(1 + bD_i t)}. \tag{14.18}$$

Уравнение (14.18) показывает, что темп падения добычи D уменьшается со временем, начиная с максимального значения при $t = 0$. При записи уравнения (14.18) в обратных переменных получаем

$$\frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} + bt. \tag{14.19}$$

Согласно этому уравнению, график зависимости $1/D$ от t представляет собой прямую линию, наклон которой равен b, а отсечение на оси y равно $1/D_i$. Этот факт позволяет предложить графический метод оценки постоянных b и D_i. См. рис. 14.5.

График зависимости $1/D$ от t представляет собой прямую линию только в том случае, если темп добычи строго описывается гиперболическим законом. На практике же всю историю добычи редко удается описать с использованием гиперболической модели истощения. И более того, зависимость $1/D$ от t часто характеризуется значительным рассеянием данных или описывается нелинейными трендами. Когда это происходит, основной ценностью графика зависимости $1/D$ от t становится возможность ограничения диапазона возможных оптимальных значений D_i и b. Сглаживание промысловых данных и устранение различных отклонений обычно позволяет сузить диапазон D_i и b.

Когда для уточнения и подбора оптимальных значений D_i и b требуется метод проб и ошибок, их оптимальные значения обычно определяются на основании соответствия графиков зависимости дебита от времени и накопленной добычи от времени между собой.

Как показывает уравнение (14.1), D зависит от производной dq/dt. Эта производная должна приблизительно рассчитываться численными методами, исходя из зависимости дебита от времени, по следующему уравнению:

$$D = \frac{-\ln\left(\frac{q_j}{q_{j-1}}\right)}{(t_j - t_{j-1})}, \tag{14.20}$$

где индекс j характеризует временной интервал, и его значения со временем возрастают, т. е. j начинается позже, чем $j - 1$.

В кратком изложении общая процедура использования гиперболических кривых истощения заключается в следующем:

1) сгладить данные зависимости дебита от времени;
2) рассчитать D для каждого интервала приращения времени, используя уравнение (14.20);
3) построить график зависимости $1/D$ от времени;

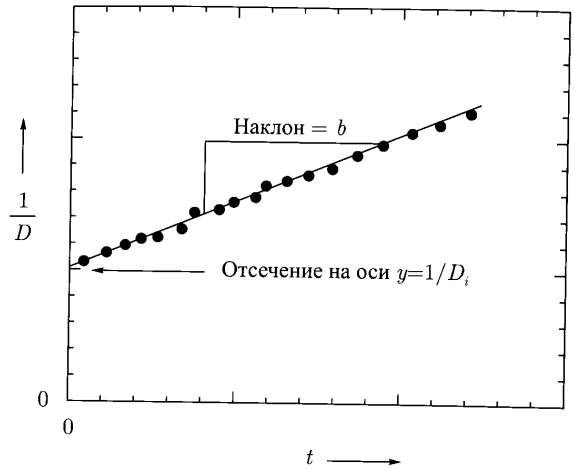


Рис. 14.5. Схема, показывающая применение графического метода для определения D_i и b

4) оценить $1/D_i$ (отсечение на оси ординат) и b (наклон) исходя из графика зависимости $1/D$ от t;
5) экстраполировать q и N_p как функцию от времени, используя уравнения (14.8) и (14.14) и предполагая, что к данным условиям можно применять эти значения D_i и b;
6) построить график q и N_p как функцию от времени и сравнить прогнозируемые и реальные результаты. Если соответствие неудовлетворительное, необходимо уточнить решение методом проб и ошибок;
7) после того как получено удовлетворительное соответствие между реальными и расчетными результатами, кривые истощения можно использовать для прогнозирования технологических показателей.

14.3.2. Метод теоретических кривых

В данном методе используются теоретические кривые; в качестве примера одна из них приведена на рис. 14.6 (Слайдер, 1968; Феткович, 1980). Теоретическая кривая представляет собой зависимость логарифма приведенного дебита от произведения $D_i t$ для различных значений b. Произведение $D_i t$ — это безразмерное время. Данные на рис. 14.6 прямо следуют из уравнения (14.8), где $q(t)/q_i$ оценивается как функция от $D_i t$ для различных значений b.

При использовании рис. 14.6 следует выполнить следующую последовательность действий:

1. Сгладить данные зависимости дебита от времени.
2. Построить координатную сетку на миллиметровой бумаге в двойных логарифмических координатах, аналогичных используемой в теоретической кривой.
3. Построить сглаженный график зависимости дебита от времени на миллиметровой бумаге в двойных логарифмических координатах.
4. Наложить график на теоретические кривые и произвести параллельный перенос относительно осей до тех пор, пока графики не совпадут.

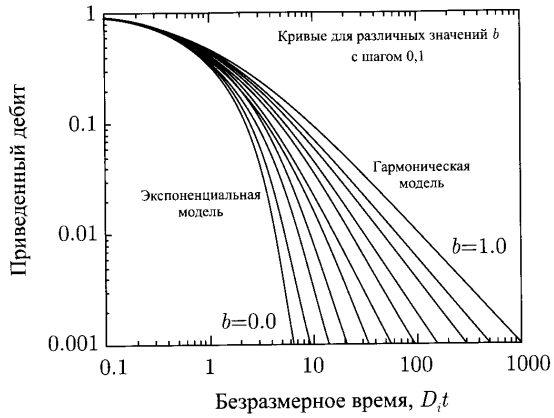


Рис. 14.6. Безразмерные теоретические кривые для анализа кривых истощения

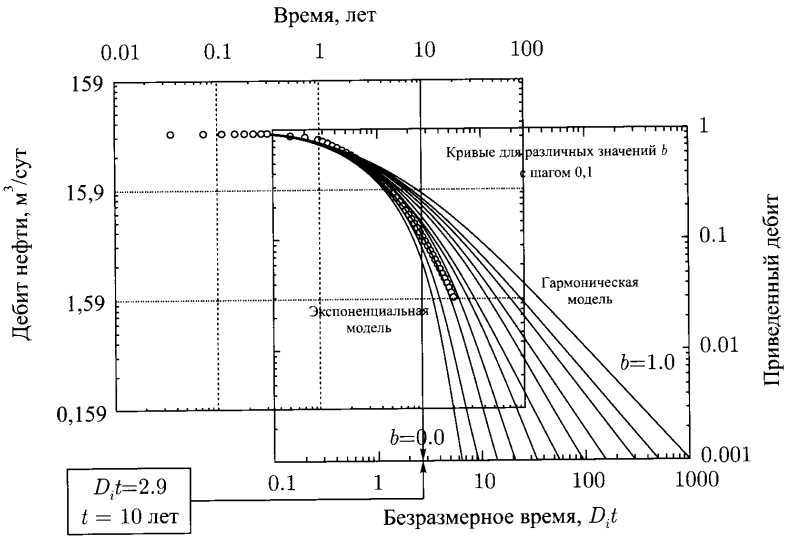


Рис. 14.7. Анализ кривых истощения с использованием метода теоретических кривых. Оптимальные значения b и D_i равны 0,250 и 0,29/год

5. Оптимальное значение b задается характерной теоретической кривой, которая наилучшим образом соответствует данным.

6. Оптимальное значение D_i определяется сравнением горизонтальных осей, как описано ниже.

Пример использования приведен на рис. 14.7. Обратите внимание, что теоретические кривые невозможно наложить на промысловые данные в том случае, если время меньше 0,3 лет. Это происходит из-за того, что данная теоретическая кривая ограничена безразмерным временем выше 0,1. Тот факт, что теоретическая кривая не накладывается на данные на раннем этапе, не играет большой роли, так как они слабо влияют на определение наилучших значений b и D_i.

Оптимальное значение b из примера на рис. 14.7 находится в пределах от 0,2 до 0,3, причем наиболее вероятное значение равно 0,25. Оптимальное значение D_i

определяется напрямую тем, что $t = 10$ лет соответствует $D_i t = 2,9$. При делении $D_i t$ на $t = 10$ лет получаем $D_i = 0,290$ год$^{-1}$. В общем случае для определения D_i можно напрямую сравнить две горизонтальные шкалы.

Независимо от того, используется ли графический метод или метод типовых кривых, каждый из них субъективен, если только реальная кривая падения дебита со временем не является строго гиперболической. Чтобы снизить влияние субъективности, следует использовать большие графики теоретических кривых, чтобы максимально аккуратно определять оптимальное значение b[1].

Пример 1. Анализ кривых истощения для залежи легкой нефти на Аляске

В таблице 14.2 обобщены показатели по залежи легкой нефти на Аляске за 19 лет. В 1988 г. темпы добычи по месторождению начали снижаться относительно максимального значения, и коллектор вступил в стадию естественного истощения. Используя данные по добыче с 1988 по 1995 г., спрогнозируйте будущий дебит нефти и накопленную добычу нефти. В частности:

1. Рассчитайте оптимальные значения D_i (год$^{-1}$) и b, которые моделируют характер зависимостей дебита и накопленной добычи от времени между 1988 и 1995 г.
2. При экономическом пределе дебита нефти на уровне 17,1 тыс. м^3/сут оцените текущие извлекаемые запасы нефти (млн м^3), полный накопленный объем добычи нефти (млн м^3) и оставшееся время продуктивной жизни пласта (лет).

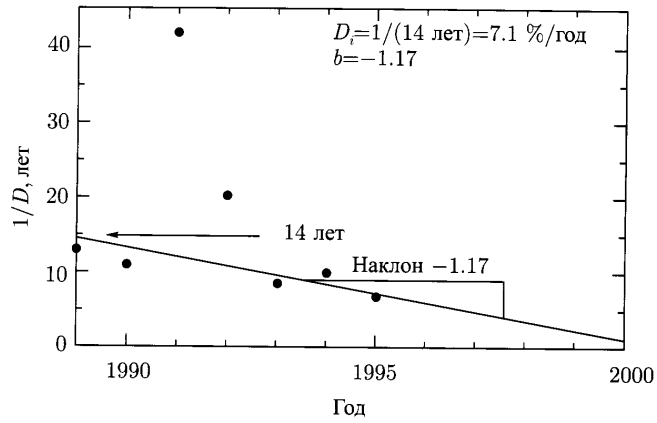


Рис. 14.8. График зависимости $1/D$ от времени для залежи легкой нефти (Аляска)

Решение. Для анализа подходят только промысловые данные после 1988 г., так как до этого времени темпы добычи нефти из пласта постоянны. На первом этапе следует рассчитать D для каждого приращения времени, используя уравнение (14.20). Например, между 1988 и 1989 г.:

$$D = \frac{-\ln\left(\frac{q_j}{q_{j-1}}\right)}{t_j - t_{j-1}} = \frac{-\ln\left(\frac{220,8}{238,5}\right)}{1989 - 1988} = 0,076/\text{год}.$$

[1]Для проверки точности значений D_i и b необходимо построить графики зависимости реального и прогнозируемого дебита (накопленной добычи) от времени и сравнить их. Если совпадение кривых не вполне удовлетворительно, может потребоваться некоторое уточнение значений D_i и b.

Таблица 14.2. Промысловые данные по залежи легкой нефти (Аляска)

Время, лет	Накопленная добыча нефти, млн м^3	Дебит нефти, тыс. м^3/сут
1976	0,0	0
1977	15,9	43,6
1978	47,7	173,3
1979	119,3	198,8
1980	206,7	238,5
1981	294,2	238,5
1982	381,6	238,5
1983	461,1	238,5
1984	556,5	238,5
1985	644,0	238,5
1986	731,4	238,5
1987	826,8	238,5
1988	906,3	238,5
1989	985,8	221,0
1990	1065,3	201,9
1991	1144,8	201,9
1992	1208,4	187,6
1993	1272,0	167,0
1994	1327,7	151,1
1995	1383,3	130,4

В таблице 14.3 приведены результаты расчетов. В колонке 1 вычисляется $(t_j - t_{j-1})$, в колонке 2 вычисляется D, и в колонке 3 вычисляется $1/D$. Наблюдается заметный разброс данных[1]. Показанная прямая линия является аппроксимацией данных методом наименьших квадратов. Отсечение на оси ординат составляет примерно 14 лет, и тангенс угла наклона около $-1,17$. Первоначальный темп падения дебита равен величине, обратной отсечению на оси ординат, $1/14 = 7,1\%$/год. Так как тангенс угла наклона равен значению b, это означает, что $b < 0$. Отрицательное значение b означает, что истощение происходит быстрее, чем по экспоненциальному закону ($b = 0$). Это необычный случай, но возможный. В качестве разумного приближения исходных данных для этих констант мы используем $D_i = 7,1\%$/год и $b = 0,0$. Расчеты методом проб и ошибок показывают, что данные по истории дебита и накопленной добыче нефти аппроксимируются наилучшим образом при $D_i = 7,7\%$/год и $b = 0,0$.

На рис. 14.9 представлен график реального и прогнозируемого дебита, а также история накопленной добычи нефти. Согласно рисунку, экспоненциальная модель истощения хорошо описывает поведение месторождения между 1988 и 1995 г. В колонках 4 и 5 таблицы 14.3 обобщен прогнозируемый дебит нефти и накопленная добыча в зависимости от времени, где используются данные $D_i = 7,7\%$/год, и $b = 0,0$. Например, при $t = 7$ лет (т. е. 1995 г.) уравнения (14.10) и (14.14) записываются следующим образом:

$$q(t) = q_i e^{-D_i t} = \left(238,5 \frac{\text{тыс м}^3}{\text{сут}}\right) e^{-(0,077/\text{год})(7\ \text{лет})} = 139,1 \frac{\text{тыс м}^3}{\text{сут}},$$

[1]Сглаживание данных по истории добычи в таблице 14.2 уменьшит разброс на рис. 14.8.

Таблица 14.3. Обобщенные результаты расчетов по примеру 1

j	Время, лет	(1) Приращения времени Δt_j, лет	(2) D, лет$^{-1}$	(3) $1/D$, лет	(4) Прогнозируемый дебит нефти, тыс. м^3/сут	(5) Прогнозируемая накопленная добыча после 1988 г., млн м^3	(5) Прогнозируемая накопленная добыча с начала разработки, млрд м^3
1	1988				238,5	0,0	0,91
2	1989	1,000	0,076	13,13	220,8	84,3	0,99
3	1990	1,000	0,090	11,08	204,5	160,6	1,07
4	1991	1,000	0,024	41,83	189,4	233,7	1,14
5	1992	1,000	0,050	20,16	175,3	300,5	1,21
6	1993	1,000	0,117	8,57	162,4	360,9	1,27
7	1994	1,000	0,100	9,99	150,4	418,2	1,32
8	1995	1,000	0,147	6,80	139,2	470,6	1,38
	2000				94,8	682,1	1,59
	2010				44,0	923,8	1,83
	2020				20,4	1035,1	1,94
	2022				17,1	1049,4	1,96
	2023				16,2	1055,8	1,96
	2030				9,5	1087,6	1,99
	2035				6,5	1101,9	2,01

$$N_p = \frac{1\left(365\frac{\text{сут}}{\text{год}}\right)}{(0,077/\text{год})(1-0)}\left[\frac{1}{\left(238,5\frac{\text{тыс м}^3}{\text{сут}}\right)^{0-1}} - \frac{1}{\left(139,1\frac{\text{тыс м}^3}{\text{сут}}\right)^{0-1}}\right] = 470,6 \text{ млн м}^3.$$

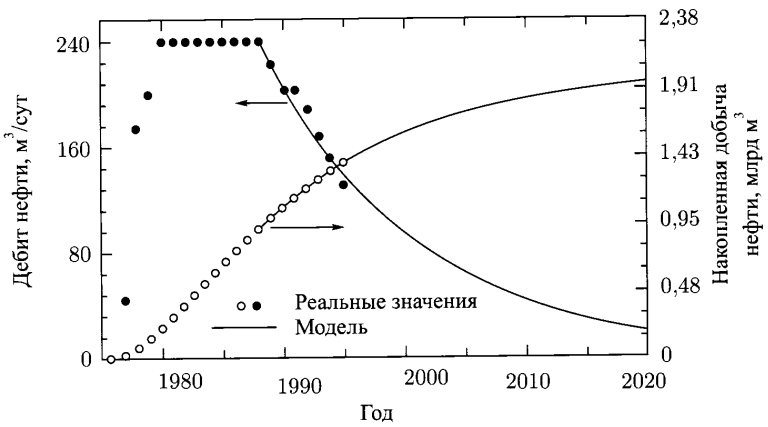


Рис. 14.9. Сравнение реальных и модельных результатов для залежи легкой нефти (Аляска)

В общем, анализ кривых истощения дает результат, что дебит нефти составит 139,1 тыс. м^3/сут в 1995 г. и накопленная добыча нефти за период между 1988 и 1995 гг. составляет 470,6 млн м^3. Эта дополнительная добыча соответствует полной добыче нефти $0,906 + 0,471 = 1,377$ млрд м^3. Для сравнения, реальный темп добычи и накопленная добыча нефти за это время 130,4 тыс. м^3/сут и 1,383 млрд м^3. Сравнение показывает, что наблюдается хорошее соответствие между реальными и прогнозируемыми результатами.

В таблицу 14.3 включен будущий дебит и прогноз добычи нефти, на основании кривой истощения при $b = 0,0$ и $D_i = 7,7\%$/год. Прогнозируемая дополнительная добыча нефти к моменту времени, когда дебит уменьшается до 17,1 тыс. м^3/сут, вычисляется по уравнению (14.14):

$$N_p = \frac{1\left(365\frac{\text{сут}}{\text{год}}\right)}{(0,077/\text{год})(1-0)}\left[\frac{1}{\left(238,5\frac{\text{тыс м}^3}{\text{сут}}\right)^{0-1}} - \frac{1}{\left(17,1\frac{\text{тыс м}^3}{\text{сут}}\right)^{0-1}}\right] = 1,05 \text{ млрд м}^3.$$

Дополнительная добыча соответствует полному накопленному объему $1,05 + 0,906 = 1,956$ млрд м^3. Дополнительный отрезок времени, соответствующий этой дополнительной добыче, вычисляется по уравнению (14.17):

$$t = -\frac{1}{D_i}\ln\left(\frac{q}{q_i}\right) = -\frac{1}{0,077/\text{год}}\ln\left(\frac{17,1 \text{ тыс м}^3/\text{год}}{238,5 \text{ тыс м}^3/\text{год}}\right) = 34,2 \text{ года}.$$

Это время соответствует дополнительному периоду эксплуатации между 1988 и 2022 г. Таким образом, оставшийся рабочий период месторождения с 1995 по 2022 г. составляет 27 лет.

Отметим, что сделанные выше прогнозы предполагают, что в будущем не будет происходить серьезного изменения режима эксплуатации. Существенные изменения могут и, скорее всего, будут влиять на оценку остаточных запасов нефти. Например, если будут внедряться новые проекты по увеличению нефтеотдачи, оценка текущих извлекаемых запасов нефти, скорее всего, возрастет[1].

УПРАЖНЕНИЯ

14.1. Анализ кривых истощения для скважины, добывающей легкую нефть

В таблице 14.4 обобщены показатели по одной из скважин, эксплуатирующих залежь легкой нефти, за 11,2 лет. Начальное давление и дебит нефти составляли 344,3 бар и 866,7 $м^3$/сут соответственно. Через 11,2 года дебит скважины снизился до уровня 15,7 $м^3$/сут при накопленной добыче 415,0 тыс. $м^3$. Используя данные таблицы 14.4:

1. Рассчитайте оптимальные значения D_i (год$^{-1}$) и b для моделирования поведения зависимостей дебита и накопленной добычи нефти от времени. *Ответы*: 1,51 год$^{-1}$; 0,60.
2. Если экономический предел для окончания разработки находится на уровне 3,2 $м^3$/сут, оцените текущие извлекаемые запасы (тыс. $м^3$) и оставшееся время продуктивной жизни пласта (лет). *Ответы*: 49,3 тыс. $м^3$; 19,6 лет.

14.2. Анализ кривых истощения для скважины, добывающей легкую нефть

В таблице 14.5 обобщены показатели по одной из скважин, эксплуатирующих залежь легкой нефти, за 11,2 лет. Начальное давление и дебит нефти 344,3 бар и 866,7 $м^3$/сут соответственно. Через 11,2 года дебит скважины снизился до уровня 27,8 $м^3$/сут при накопленной добыче 712,3 тыс. $м^3$. Используя данные таблицы 14.5:

1. Рассчитайте оптимальные значения D_i (год$^{-1}$) и b для моделирования поведения зависимостей дебита и накопленной добычи нефти от времени. *Ответы*: 0,63 год$^{-1}$; 0,37.
2. Если экономический предел для окончания разработки находится на уровне 3,2 $м^3$/сут, оцените текущие извлекаемые запасы (тыс. $м^3$) и оставшееся время продуктивной жизни пласта (лет). *Ответы*: 71,6 тыс. $м^3$; 23,6 лет.

14.3. Анализ кривых истощения для скважины, добывающей тяжелую нефть

В таблице 14.6 обобщены показатели по одной из скважин, эксплуатирующих модельную залежь тяжелой нефти, за 15 лет. Начальное давление и дебит нефти составляли 113 бар и 52,0 $м^3$ соответственно. Через 15,4 года дебит скважины снизился до

[1]Кстати, в этом примере игнорируется следующее эмпирическое правило: не следует делать прогноз с помощью кривых истощения на время, большее чем период, для которого есть промысловые данные. В данном примере этот временной период составляет 7 лет, промысловые данные заканчиваются в 1995 г. Таким образом, к прогнозам на сроки далее 2002 г. следует относиться с осторожностью.

Таблица 14.4. Промысловые данные по скважине, добывающей легкую нефть

Время, лет	Накопленная добыча, млн $м^3$	Дебит нефти, $м^3$/сут
0,000	0,0	866,7
0,063	20,7	840,9
0,099	30,2	828,2
0,126	38,2	820,2
0,178	54,1	753,9
0,444	108,1	382,1
0,811	152,6	277,5
1,260	192,4	213,3
1,775	229,0	161,9
2,318	257,6	125,3
2,901	281,4	108,3
3,507	303,7	92,4
4,153	324,4	77,3
4,825	341,9	63,6
5,575	356,2	50,6
6,392	370,5	40,5
7,318	383,2	33,1
8,375	394,3	26,4
9,605	405,5	20,7
11,186	415,0	15,7

уровня 2,75 $м^3$/сут при накопленной добыче 81,3 тыс. $м^3$. Используя данные таблицы 14.6:

1. Рассчитайте оптимальные значения D_i (год$^{-1}$) и b для моделирования поведения зависимостей дебита и накопленной добычи нефти от времени. Соответствует ли значение показателя истощения b наблюдению Фетковича о том, что в случае режима растворенного газа значение b находится на уровне 0,3. *Ответы*: 0,286 год$^{-1}$; 0,27.

2. Если экономический предел для окончания разработки находится на уровне 0,64 $м^3$/сут, оцените текущие извлекаемые запасы (тыс. $м^3$) и оставшееся время продуктивной жизни пласта (лет). *Ответы*: 3,54 тыс. $м^3$; 9,7 лет.

14.4. Анализ кривых истощения для скважины, добывающей жирный газ

В таблице 14.7 обобщены показатели по одной из скважин, эксплуатирующих залежь жирного газа, расположенную в бассейне Анадарко, за 3,9 лет. Начальное давление и дебит газа составляли 709,5 бар и 2,86 млн $м^3$/сут соответственно. Через 3,9 года дебит скважины снизился до уровня 294,5 тыс. $м^3$/сут при накопленной добыче газа 1,363 млрд $м^3$. Используя данные таблицы 14.7:

1. Рассчитайте оптимальные значения D_i (год$^{-1}$) и b для моделирования поведения зависимостей дебита и накопленной добычи нефти от времени. Соответствует ли

Таблица 14.5. Промысловые данные по скважине с легкой нефтью

Время, лет	Накопленная добыча, млн $м^3$	Дебит нефти, $м^3$/сут
0,000	0	866,7
0,063	19,6	833,3
0,099	30,4	815,0
0,126	38,3	801,6
0,178	53,3	776,7
0,444	123,1	664,6
0,811	203,7	543,5
1,260	283,2	433,2
1,775	355,5	341,2
2,318	415,8	271,0
2,901	467,3	216,0
3,507	510,2	173,9
4,153	547,1	140,5
4,825	578,3	114,4
5,575	606,4	92,6
6,392	631,2	74,9
7,318	654,0	59,9
8,375	674,5	47,5
9,605	693,4	37,1
11,186	711,8	27,8

Таблица 14.6. Промысловые данные по скважине, добывающей тяжелую нефть

Время, лет	Накопленная добыча, млн $м^3$	Дебит нефти, $м^3$/сут
0	0	52,0
0,515	9,45	49,0
1,433	24,51	39,5
2,353	36,03	29,5
3,362	45,34	21,6
4,403	52,62	17,0
5,482	58,57	13,4
6,359	62,47	11,2
7,521	66,71	9,0
8,792	70,45	7,2
9,712	72,69	6,1
10,795	74,93	5,2
11,934	76,93	4,4
13,153	78,73	3,7
14,477	80,34	3,1
15,389	81,30	2,8

значение показателя истощения b наблюдению Фетковича о том, что для газовых скважин значение b находится между 0,4 и 0,5. *Ответы*: 1,01 год$^{-1}$; 0,46.

2. Если экономический предел для окончания разработки находится на уровне 28,32 тыс. м^3/сут, оцените текущие извлекаемые запасы (млрд м^3) и оставшееся время продуктивной жизни пласта (лет). *Ответы*: 0,397 млрд м^3; 12 лет.

Таблица 14.7. Промысловые данные по скважине, добывающей жирный газ

Время, лет	Накопленная добыча, млрд м^3	Дебит нефти, млн м^3/сут
0,000	0,00	16,06
0,036	0,21	15,42
0,077	0,42	14,76
0,121	0,66	14,07
0,170	0,91	13,35
0,227	1,18	12,61
0,293	1,48	11,84
0,370	1,80	11,04
0,460	2,14	10,22
0,567	2,53	9,37
0,688	2,92	8,54
0,838	3,37	7,73
1,025	3,87	6,89
1,247	4,39	6,03
1,567	5,04	5,05
2,052	5,83	3,94
2,759	6,70	2,79
3,959	7,66	1,65

Приложение А

Корреляция свойств газа

В данном приложении описаны способы определения свойств природного газа и корреляции, используемые в тексте книги. К свойствам относятся удельный вес, коэффициент сжимаемости газа и конденсатно-газовый фактор. Корреляции свойств даны для коэффициента сверхсжимаемости (z-фактора), псевдокритической температуры и давления для фракции C_{7+}, среднекритическая температура и давление газовой смеси, вязкость газа и газонефтяной фактор легкой нефти.

А.1. Удельный вес газа

Удельный вес газа определяется как отношение его плотности при данной температуре и давлении к плотности воздуха при тех же условиях. При низких давлениях, когда коэффициент сверхсжимаемости газа стремится к единице, удельный вес становится равен отношению молекулярных масс газа и воздуха (относительной плотности). По договоренности удельный вес всех газов определяется по следующему соотношению:

$$\gamma_g = \frac{M_{wg}}{28,966}, \tag{А.1}$$

где M_{wg} — молекулярная масса газа.

А.2. Коэффициент сверхсжимаемости газа

Уравнение закона состояния реального газа:

$$pV = znRT, \tag{А.2}$$

где p = абсолютное давление, Па;
V = объем, м^3;
n = количество вещества, моль;
z = коэффициент сверхсжимаемости газа или z-фактор;
R = универсальная газовая постоянная = 8,31 Дж/(кг·К);
T = абсолютная температура, К,
где $T(\text{К}) = 273,15 + T$ (°С). Уравнение (А.2) можно применять как для жидкостей, так и для газов, но наиболее часто оно используется для описания свойств газов. Молярная плотность определяется по уравнению $\rho_g = n/V = p/(zRT)$. Массовая плотность рассчитывается как произведение молярной плотности и молекулярной массы, $\hat{\rho}_g = \rho_g M_g$. Если подставить это уравнение в ур. (А.2), выражение примет вид:

$$\hat{\rho}_g = \frac{pM_{wg}}{zRT}, \tag{А.3}$$

где $\hat{\rho}_g$ выражается в кг/м^3, если используются единицы уравнения (А.2). Уравнение (А.3) показывает, что для известной температуры, давления и молекулярной массы газа можно определить плотность газа, при условии что известен z-фактор.

Коэффициент сверхсжимаемости газовой фазы можно оценить, используя принцип соответственных состояний. Согласно этому принципу, в качестве точки отсчета выбирается критическая точка газа. Для чистых компонентов приведенное давление и температура рассчитываются соотношениями:

$$p_r = \frac{p}{p_c}, \tag{А.4}$$

$$T_r = \frac{T}{T_c}, \tag{А.5}$$

где p_r = приведенное давление;
p_c = критическое давление;
T_r = приведенная температура;
T_c = критическая абсолютная температура.

Традиционный способ оценки коэффициента сверхсжимаемости состоит в использовании корреляции Стендинга–Катца (1942), которая позволяет определить z-фактор как функцию от T_r и p_r. Этот способ можно найти во множестве источников, см., например, МакКейн (1990).

Есть несколько корреляций для коэффициента сверхсжимаемости, применяемых в электронных таблицах. Уравнение Холла–Ярборо (1973) определяет z-фактор как:

$$z = \frac{\left(1 + x + x^2 - x^3\right)}{\left(1 - x^3\right)} - Ax + Bx^C, \tag{А.6}$$

где $A = 14,76t - 9,76t^2 + 4,58t^3$,
$B = 90,7t - 242,2t^2 + 42,4t^3$,
$C = 1,18 + 2,82t$,
$x = bp/(4zRT)$,
$b = 0,245(RT_c/p_c)\exp[-1,2(1-t)^2]$,
$t = T_c/T$.

Так как $x = f(z)$, решение уравнения (А.6) не является прямым. Однако так как значение z жестко ограничено, его можно определить подстановкой в правую часть уравнения ряда значений z между 0,25 и 1,70 и затем подбором наиболее подходящего значения для уравнения. Коэффициент сверхсжимаемости можно легко и быстро определить, используя расчетную форму. Последующие уравнения требуют согласованной системы единиц. Например, если температура выражена в Кельвинах и давление — в Па, тогда $R = 8,31$ Дж/(кг·К). Коэффициент сверхсжимаемости был напрямую связан с другими переменными Дранчуком и Абу-Кассемом (1975). Обе корреляции ограничены смесями природных газов. Корреляция Холла–Ярборо точно воспроизводит корреляцию Стендинга–Катца.

Для многокомпонентных смесей p_c и T_c в уравнениях (А.4) и (А.5) заменяются на «псевдокритические» давление и температуру p_{pc} и T_{pc}, где

$$p_{pc} = \sum_{i=1} y_i p_{ci}, \tag{А.7}$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1} y_i T_{ci}, \tag{А.8}$$

где y_i — мольная доля компонента i, а p_{ci} и T_{ci} — критическое давление и температура компонента i. Отметим, что T_{ci} следует выражать в единицах абсолютной температуры, т. е. в градусах Кельвина или Ранкина. Уравнения (А.7) и (А.8) известны также как правило Кая (Кай, 1936).

Большинство корреляций не учитывают наличия неуглеводородных газов, таких как N_2, CO_2 и H_2S. Вишер и Азиз (1972) предложили усовершенствование методики Стендинга–Катца, чтобы учесть эти примеси. Их поправки определяется следующим образом:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon, \tag{A.9}$$

$$p'_{pc} = \frac{p_{pc} T'_{pc}}{T'_{pc} + y_{\mathrm{H_2S}} (1 - y_{\mathrm{H_2S}})\, \varepsilon}, \tag{A.10}$$

где

$$\varepsilon = 120 \left[(y_{\mathrm{CO_2}} + y_{\mathrm{H_2S}})^{0,9} - (y_{\mathrm{CO_2}} + y_{\mathrm{H_2S}})^{1,6} \right] + 15 \left(y_{\mathrm{H_2S}}^{0,5} - y_{\mathrm{H_2S}}^{4,0} \right) \tag{A.11}$$

и T'_{pc} — уточненная псевдокритическая температура, R или K;
p'_{pc} — уточненное псевдокритическое давление;
$y_{\mathrm{CO_2}}$ — мольная доля CO_2;
$y_{\mathrm{H_2S}}$ — мольная доля H_2S.
Уточненные псевдокритические значения используются при расчете приведенного давления и температуры вместо реальных.

Метод оценки коэффициента сверхсжимаемости по Стендингу–Катцу требует знания p_{ci} и T_{ci} каждого компонента. Обычно необходимо бывает оценить их для фракции гептанов и более тяжелых углеводородов. Эти значения можно определить по следующим уравнениям (Кесслер и Ли, 1976):

$$p_c = 0,0689 \exp[8,3634 - 0,0566/\gamma_{C7+} - (0,24244 + 2,2898/\gamma_{C7+} + \\ + 0,11857/\gamma_{C7+}^2) 1,8 \cdot 10^{-3} T_B + (1,4685 + 3,648/\gamma_{C7+} + 0,47227/\gamma_{C7+}^2) 3,24 \cdot 10^{-7} T_B^2 - \\ - (0,42019 + 1,6977/\gamma_{C7+}^2) 5,832 \cdot 10^{-10} T_B^3],$$

$$T_c = 189.8 + 450.5\gamma_{C7+} + (0,4244 + 0,1174\gamma_{C7+}) \cdot T_B + (0,4669 - 3,2623\gamma_{C7+}) \times \\ \times 10^5 / (3.24 \cdot T_B),$$

где T_B — точка кипения фракции C_{7+}, T_{pc} и T_B выражаются в K, $[p_g]$ = Па. Если точка кипения фракции $_{7+}$ неизвестна, ее можно оценить из уравнения (Уитсон, 1982):

$$T_B = \left[3,7469 M_{wC7+}^{0,15178} \gamma_{C7+}^{0,15427} \right]^3, \tag{A.12}$$

где M_{wC7+} — это молекулярная масса фракции C_{7+}. Например, если $\gamma_{C7+} = 0,80$ и $M_{wC7+} = 102$, $p_c = 34,4$ бар и $T_c = 582$ K.

Уравнения (А.6) и (А.7) требуют для расчета p_{pc} и T_{pc} знания молярного состава газа. Если состав газа неизвестен, тогда p_{pc} и T_{pc} можно оценить по плотности газа по воздуху (Саттон, 1985):

$$p_{pc} = 0,0689 \left(756,8 - 131,0\gamma_g - 3,6\gamma_g^2 \right), \tag{A.13}$$

$$T_{pc} = (169,2 + 349,5\gamma_g - 74,0\gamma_g^2)/1,8, \tag{A.14}$$

где γ_g — плотность газа по воздуху,

$[p_{pc}]$ = бар и $[T_{pc}]$ = К.

Например, если $\gamma_g = 0,7298$, $p_{pc} = 45,4$ бар и $T_{pc} = 213,3$ К; для сравнения, уравнения (А.4) и (А.5) дают $p_{pc} = 45,6$ бар и $T_{pc} = 221,1$ К.

А.3. Плотность газа

При известном коэффициенте сжимаемости мольная плотность газовой фазы определяется из уравнения (А.3). Массовая плотность рассчитывается исходя из мольной плотности при использовании соотношения $\hat{\rho}_g = \rho_g M_{wg}$.

А.4. Вязкость газа

Вязкость газа можно оценить по методу Ли и др. (1966), который представлен следующими уравнениями:

$$\mu_g = 10^{-4} A \exp\left(B\hat{\rho}_g^C\right), \tag{А.15}$$

$$A = \frac{(9,379 + 0,01607M_{wg})\,2,415T^{1,5}}{209,2 + 19,26M_{wg} + 1,8T}, \tag{А.16}$$

$$B = 3,448 + \frac{986,4}{1,8T} + 0,01009M_{wg}, \tag{А.17}$$

$$C = 2,447 - 0,2224\text{В}, \tag{А.18}$$

где $[g]$ = сПз; $[\hat{\rho}_g]$ = г/см^3; $[T]$ = К.

А.5. Объемный коэффициент газа

Объемный коэффициент газа определяется уравнением:

$$B_g = \frac{\rho_{gsc}}{\rho_g \gamma_g}, \tag{А.19}$$

где ρ_{gsc} и ρ_g — мольная плотность газовой фазы при стандартных и пластовых условиях соответственно, γ_g — мольная доля газа на поверхности в газовой фазе в пластовых условиях. Если не учитывать нефть, находящуюся в газовой фазе, и подставить уравнение (А.3) в (А.19), объемный коэффициент газа принимает вид:

$$B_g = \frac{0,02343Tz}{p}, \tag{А.20}$$

где мы предполагаем стандартные условия при 15,5° С и 1 атм; размерности величин $[B_g]$ = м^3/м^3; $[T]$ = К; $[p]$ = Па.

Если не исключить нефть, находящуюся в газовой фазе, уравнение (4.60) принимает вид:

$$B_g = \frac{0,02343Tz}{py_g}, \tag{А.21}$$

где γ_g можно определить с использованием методов, описанных в следующем разделе.

А.6. Мольная доля газа при стандартных условиях

Мольную долю газа при стандартных условиях в газовой фазе пласта можно определить по уравнению массового баланса газовой фазы. Мольная доля газа при стандартных условиях связана с молекулярной массой соответствующей дегазированной нефти M_{wosc} и молекулярной массой газа при стандартных условиях M_{wgsc} уравнением:

$$\gamma_g = \frac{M_{wosc} - M_{wg}}{M_{wosc} - M_{wgsc}}, \tag{A.22}$$

где M_{wg} — молекулярная масса газовой фазы. Уравнение (А.22) выводится из (4.3) и (4.8).

Если известен конденсатно-газовый фактор, тогда на основании уравнения (4.35) можно рассчитать мольную долю газа на поверхности. Однако это уравнение зависит от молярной плотности дегазированной нефти, которая обычно неизвестна. Однако известна массовая плотность дегазированной нефти, и исходя из нее можно рассчитать молярную плотность, если известна молекулярная масса дегазированной нефти. Если же сначала необходимо оценить молекулярную массу дегазированной нефти, тогда уравнение (А.22) использовать легче, чем (4.35).

А.7. Конденсатно-газовый фактор (доля легкой нефти в газовой фазе)

Конденсатно-газовый фактор[1] можно оценить по уравнению:

$$R_v = \frac{1871,5\left(\frac{M_{wg}}{M_{wgsc}} - 1\right)}{\left[44,29\left(\frac{\gamma_{osc}}{M_{wgsc}}\right) - \left(\frac{M_{wg}}{M_{wgsc}}\right)(1,03 - \gamma_{osc})\right]}, \tag{A.23}$$

где γ_{gsc} — это удельный вес дегазированной нефти, R_v = м^3/млн м^3. По-другому уравнение (А-23) можно записать следующим образом:

$$R_v = \frac{(1871,5 + 41,1M_{osc})\left(\frac{M_{wg}}{M_{wgsc}} - 1\right)}{\left(\frac{M_{wosc}}{M_{wgsc}}\right) - \left(\frac{M_{wg}}{M_{wgsc}}\right)}. \tag{A.24}$$

Уравнения (А.25) и (А.26) выводятся из сочетания уравнений (4.22), (4.19), $\hat{\rho}_{osc} = \rho_{osc}M_{wosc}$ и $\hat{\rho}_{osc} = \gamma_{osc}\hat{\rho}_{wsc}$; кроме того, $\hat{\rho}_{wsc} = 1000$ кг/м^3 и $\rho_{gsc} = 42,3$ моль/м^3 (плотность идеального газа). Эти уравнения также предполагают, что молекулярная масса дегазированной нефти связана с ее удельным весом по уравнению Крейгоу (1929), $M_{wosc} = 44,29\gamma_{osc}/(1,03 - \gamma_{osc})$, что обсуждается в приложении В.

[1]Долю легкой нефти в газовой фазе часто называют конденсатно-газовым фактором (CGR) (Хагурт, 1988). Однако некоторые частные лаборатории дают другие определения конденсатно-газового фактора. Они определяют его как отношение объема нефтяной фазы в пластовых условиях к объему газового эквивалента при стандартных условиях (по данным экспериментов по контактной конденсации). Математически это определение записывается так: $CGR = v_0\rho_{gsc}/\rho_g$, где v_0 — объемная доля по данным контактной конденсации (ССЕ).

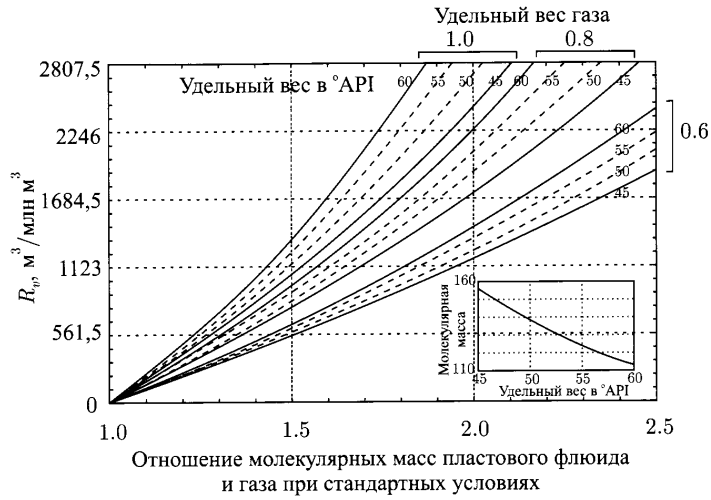


Рис. А.1. Конденсатно-газовый фактор в зависимости от молекулярной массы пластового флюида и газа при стандартных условиях, а также удельного веса дегазированной нефти в градусах API

На рис. А.1 уравнения (А.23) и (А.24) представлены в графической форме. На рисунке представлен график зависимости конденсатно-газового фактора от отношения молекулярных масс газа в пластовых и стандартных условиях, удельного веса в градусах API и удельного веса газа при стандартных условиях. Вставной график на рис. А.1 — это зависимость молекулярной массы дегазированной нефти от удельного веса в градусах API по уравнению Крейгоу. Например, конденсатно-газовый фактор составляет примерно 786,1 м^3/млн м^3, если отношение молекулярных масс газа в пластовых условиях и в стандартных условиях на поверхности равно 1,5; удельный вес газа на поверхности 0,80 и удельный вес дегазированной нефти 0,8017 г/см^3.

Уравнения (А.23) и (А.24) и рис. А.1 аналогичны приведенным в работе Стендинга (1952) за исключением того, что в последней конденсатно-газовый фактор ограничивается значениями менее 561,5 м^3/млн м^3. Уравнения (А.23) и (А.24) обычно переоценивают конденсатно-газовый фактор примерно на 9%.

В качестве быстрого грубого приближения уравнений (А.23) и (А.24) можно аппроксимировать уравнения (А.23) и (А.24) по данным нижней части рисунка:

$$R_v = 0,129 M_{wg}^{2,444}, \tag{А.25}$$

где M_{wg} — молекулярная масса пластового флюида и $[R_v]$ = м^3/млн м^3.

Приложение B

Корреляция свойств нефти

В этом приложении описаны определения, формулы и популярные корреляции для некоторых свойств нефти, включая молекулярную массу, удельный вес в градусах API, удельный вес, плотность, вязкость, объемный коэффициент, газосодержание и давление насыщения нефти.

B.1. Удельный вес

Удельный вес нефти, γ_o, определяется по формуле:

$$\gamma_o = \frac{\hat{\rho}_o}{\hat{\rho}_w}, \tag{B.1}$$

где $\hat{\rho}_o$ и $\hat{\rho}_w$ — это массовая плотность нефтяной и водной фазы, выраженная в одинаковых единицах. Часто удельный вес определяется для температуры 60° F (15,5° C), т. е. удельный вес — это отношение плотностей нефти и воды при 15,5° C. Плотность воды при стандартных условиях 1 атм, 15,5° C, составляет 62,37 фунт/фут^3, 350 фунт/баррель или 1,001 г/см^3,[1].

B.2. Удельный вес в градусах API

Удельный вес нефти и удельный вес в градусах API связаны между собой соотношением:

$$\gamma_{\text{API}} = \frac{141,5}{\gamma_{osc}} - 131,5. \tag{B.2}$$

Решение относительно γ_{osc} дает выражение

$$\gamma_{osc} = \frac{141,5}{\gamma_{\text{API}} + 131,5}. \tag{B.3}$$

[1] Атмосферное давление зависит от высоты над уровнем моря; функциональная зависимость дана ниже:

Высота, м	Атмосферное давление, кПа
0	101,3
610	93,7
1220	86,8
1830	82,7
2440	77,8
3050	69,6

В.3. Молекулярная масса дегазированной нефти

Для расчета PVT-свойств флюида необходима оценка молекулярной массы дегазированной нефти, но иногда ее не бывает в отчетных данных. Существуют четыре метода оценки молекулярной массы дегазированной нефти. Это (1) метод Ласатера; (2) метод Крейгоу; (3) метод материального баланса; (4) метод однократного стандартного разгазирования с использованием K-критерия. У каждого метода свои требования к исходным данным. Методы Ласатера и Крейгоу являются эмпирическими.

В.3.1. Метод Ласатера

Ласатер (1958) оценил молекулярную массу дегазированной нефти, исходя из удельного веса в градусах API. Его корреляция выглядит следующим образом:

$$M_{wosc} = 630 - 10\gamma_{\text{API}}, \text{ если } \gamma_{\text{API}} < 40, \tag{В.4}$$

или

$$M_{wosc} = 73,100\gamma_{\text{API}}^{-1,562}, \text{ если } \gamma_{\text{API}} > 40. \tag{В.5}$$

В.3.2. Метод Крейгоу

Корреляция Крейгоу очень похожа на уравнение Ласатера. Она связывает молекулярную массу дегазированной нефти и удельный вес в градусах API уравнением

$$M_{wosc} = \frac{6084}{\gamma_{\text{API}} - 5,9} \tag{В.6}$$

или в единицах удельного веса дегазированной нефти:

$$M_{wosc} = \frac{44,29\gamma_{osc}}{1,03 - \gamma_{osc}}. \tag{В.7}$$

В.3.3. Метод материального баланса

Этот метод, основанный на материальном балансе в последовательности сепараторов и резервуаров, выражается в следующем:

$$M_{wosc} = \frac{132824\gamma_{osc}M_{wo}}{132834\gamma_{osc} - 5,615R\left(M_{wo} - M_{wgsc}\right)}, \tag{В.8}$$

где R — газовый фактор ($м^3/м^3$);

M_{wo} — молекулярная масса пластового флюида (продукции скважины);

M_{wosc} — молекулярная масса дегазированной нефти;

M_{wgsc} — молекулярная масса составного или смешанного газа на поверхности.

Это уравнение предполагает, что пластовый флюид недонасыщен. Подстановка уравнения (В.3) в выражение для γ_{osc} дает:

$$M_{wosc} = \frac{\left(1,879 \times 10^7\right) M_{wo}}{\left(1,879 \times 10^7\right) - 5,615R\left(M_{wo} - M_{wgsc}\right)\left(\gamma_{\text{API}} + 131,5\right)}. \tag{В.9}$$

Уравнения (В.8) и (В.9) предполагают, что пластовым флюидом является нефть. Если это газ — тогда M_{wo} следует заменить на M_{wg}, молекулярную массу пластового газа.

Обычно уравнения (В.8) и (В.9) полезны, так как в большинстве отчетов по PVT-свойствам приводятся начальные молекулярные массы флюидов (M_{wo} или M_{wg}), удельный вес, газовый фактор или конденсатно-газовый фактор (R_s или R_v) и молекулярная масса сепарированного газа (M_{wgsc}). Если флюид в забое недонасыщен, тогда $R = R_s$ (для нефти) или $R = 1/R_v$ (для газа). Применяя уравнения (В.8) и (В.9), важно не забывать, что R включает сепарированный и товарный газ, а M_{wgsc} — молекулярная масса смеси сепарированного и товарного газов.

В.3.4. Метод дифференциального разгазирования с использованием коэффициента K

Существует также более сложный, но и требующий больших временных затрат подход, включающий проведение экспресс-расчетов по продукции скважины. Расчет объема газа на сепараторе позволяет определить состав дегазированной нефти, исходя из которого можно рассчитать ее молекулярную массу.

Для каждого сепаратора системы требуется раздельное определение объемов при разгазировании. Обычно расчеты, проводящиеся на основании введенного Стендингом коэффициента разгазирования (K), достаточно точны. В главе 8 обсуждается применение постоянной Стендинга для расчета объемов разгазирования.

Другой вариант — это замена уравнения состояния при разгазировании на уравнение для постоянной K. Однако сначала необходимо уточнить запись уравнения состояния, чтобы оно позволяло моделировать PVT-свойства исследуемой жидкости. Так как уточнение может потребовать много времени, обычно вместо уравнения состояния используется метод дифференциального разгазирования с использованием коэффициента Стендинга (без потери точности).

В.4. Плотность нефти

Для оценки массовой плотности нефти приводится метод Стендинга (1952), для мольной плотности — метод Алани и Кеннеди (1960).

В.4.1. Массовая плотность

В.4.1.1. Свойства смеси

Во-первых, полная масса смеси, приходящаяся на 1 моль смеси, составляет:

$$W_T = \sum_{i=1}^{N_c} x_i M_{wi}^o, \tag{В.10}$$

где M_{wi}^o — молекулярная масса чистого компонента i, N_c — общее число компонентов. Масса фракции C_{3+} составляет:

$$W_{C3+} = \sum_{i=C3+}^{C7+} x_i M_{wi}^o \tag{В.11}$$

на 1 моль смеси. Массы фракций C_1, C_2, N_2 и CO_2 составляют $W_{rmC1} = x_{C1}M^o_{wC1}$, $W_{C2} = x_{C2}M^o_{wC_2}$; $W_{N2} = x_{N2}M^o_{wN2}$; $W_{CO2} = x_{CO2}M^o_{wCO2}$ соответственно. Объем фракции C_{3+} равен:

$$V_{C3+} = \sum_{i=C3+}^{C7+} \frac{x_i M^o_{wi}}{\hat{\rho}_{oi}}, \tag{В.12}$$

где $\hat{\rho}_{oi}$ — плотности чистых компонентов жидкой смеси при атмосферном давлении и 15,5° С. В таблице В.1 представлены плотности чистых компонентов для веществ от C_3 до C_6. Уравнение (В.12) основано на допущении об идеальной смешиваемости нефтяной фазы; обычно это хорошее приближение для большинства типов сырой нефти. Чаще всего измеряется плотность чистого компонента C_{7+}. Обычно она меняется от 0,75 до 0,90 г/см^3. Например, плотность чистого компонента C_{7+} для тяжелой нефти с молекулярной массой 218 составляла 0,851 г/см^3; для другой тяжелой нефти плотность фракции C_{7+} составляла 0,787 при молекулярной массе 171.

Таблица В.1. Плотности чистых компонентов

Компонент	Плотность чистого компонента в жидкой фазе, 1 атм, 15,5° С; г/см^3
C_3	0,508
i-C_4	0,563
n-C_4	0,584
i-C_5	0,627
n-C_5	0,627
C_6	0,663

Массовая плотность фракции C_{3+} составляет

$$\hat{\rho}_{C3+} = \frac{W_{C3+}}{V_{C3+}}. \tag{В.13}$$

Массовая плотность квазижидкости определяется следующим уравнением (Витте, 1987):

$$\hat{\rho}_{po} = \frac{\hat{\rho}_{C3+}}{\left(1,0 + 2,138156W_1^{1,102705} + 0,453717W_2^{1,092823}\right)}, \tag{В.14}$$

где W_1 и W_2 — это относительные массовые доли, определяемые по уравнению

$$W_1 = \frac{W_{C1}}{W_T}, \tag{В.15}$$

$$W_2 = \frac{W_{C1} + W_{N2}}{W_T - W_{C1} - W_{CO2}}. \tag{В.16}$$

В.4.1.2. Уточнение давления и температуры

Плотность квазижидкости при повышенной температуре и давлении нуждается в уточнении. Окончательная массовая плотность равна

$$\hat{\rho}_o = \hat{\rho}_{po} + \Delta\hat{\rho}_p + \Delta\hat{\rho}_T, \tag{В.17}$$

где $\Delta\hat{\rho}_p$ и $\Delta\hat{\rho}_T$ — корректирующие коэффициенты для условий повышенного давления и температуры. Они вычисляются следующим образом:

$$\Delta\hat{\rho}_p = 16,02\Big(0,167 + 16,181\Big(10^{-0,002594\hat{\rho}_{po}}\Big)\Big(\frac{14,52p}{1000}\Big) - \\ - 0,01\Big[0,299 + 263\Big(10^{-0,003769\hat{\rho}_{po}}\Big)\Big]\Big(\frac{14,52p}{1000}\Big)^2\Big),$$

$$\Delta\hat{\rho}_T = 16,02\Big(\Big(0,00302 + 21,04\hat{\rho}_{bs}^{-0,951}\Big)(1,8T - 28)^{0,938} - \\ - \Big[0,0216 - 0,0233\Big(10^{-0,001006\hat{\rho}_{bs}}\Big)\Big](1,8T - 28)^{0,475}\Big),$$

где $[p]$ = бар; $[T]$ = °C; $[\Delta\hat{\rho}_b, \Delta\hat{\rho}_T, \hat{\rho}_{bs}]$ = кг/м^3; ρ_{bs} — массовая плотность флюида при 15,5° С. Величина поправок на давление и температуру зависит от давления и температуры, но предполагается, что плотность квазижидкости от этого меняется не более чем на 10%.

В.4.2. Молярная плотность

Алани и Кеннеди (1960) предложили способ оценки молярной плотности нефти исходя из ее состава. Их уравнение выглядит аналогично уравнению Ван-дер-Ваальса, с использованием следующего кубического соотношения:

$$V_m^3 - \Big(\frac{RT}{p} + b_m\Big)V_m^2 + \frac{a_m V_m}{p} - \frac{a_m b_m}{p} = 0, \tag{В.18}$$

где R — универсальная газовая постоянная, 8,31 Дж/(моль·К);
T — температура, К;
p — давление, Па;
V_m — молярный объем, м^3/моль;
a_m, b_m — постоянные.

Постоянные a_m и b_m зависят от состава смеси и являются функцией от a и b каждого компонента:

$$a_m = \sum_{i=1}^{C_{7+}} a_i x_i, \tag{В.19}$$

$$b_m = \sum_{i=1}^{C_{7+}} b_i x_i, \tag{В.20}$$

где a_i, b_i — постоянные для чистых компонентов i, а x_i — мольная доля компонента i.

Постоянные для чистых компонентов a и b зависят от температуры и определяются как

$$a = Ke^{n/T}, \tag{В.21}$$

$$b = mT + c, \tag{В.22}$$

Таблица B.2. Постоянные метода Алани–Кеннеди

Компонент	K	n	m	$c \times 10 - 5$
N_2	1850.62695	1.27388889	5.04542777	2.405349321
CO_2	3514.46969	70	2.04289258	2.417210634
H_2S	5680.99435	0	20.1142889	2.462783045
C_1, $21 - 149°$ C	3942.54178	34.3851239	3.72647789	3.175978982
C_1, $149 - 238°$ C	63.4693299	1804.14072	−15.8134685	11.44098193
C_2, $38 - 120,5°$ C	20102.7894	−224.7158	5.78942959	3.26121506
C_2, $120,5 - 238°$ C	7529.61703	18.9797506	3.16903835	3.889878545
C_3	8714.19646	105.691222	2.42567626	5.670488915
i-C_4	13860.0855	73.1287278	3.805116	6.875711947
n-C_4	14209.4632	81.1969167	3.26116337	6.972044533
i-C_5	15943.8974	166.459056	2.46706641	8.967332674
n-C_5	15943.8974	166.459056	2.46706641	8.967332674
C_6	22419.7025	141.422761	4.15341615	9.944403298

где K, n, m, c — постоянные для каждого компонента. Их значения приведены в таблице B.2. Постоянные a и b необходимо рассчитывать для каждого компонента.

Значения a и b для фракции $_{7+}$ следует определить отдельно, используя следующие уравнения:

$$a_{C7+}=2.3235\exp(3,8405985\left(10^{-3}\right)M^o_{wC7+}-9,5638281(10^{-4})\left(\frac{M^o_{wC7+}}{\gamma_{C7+}}\right)+$$
$$+\frac{145.449}{T}+7,3104464\left(10^{-6}\right)\left(M^o_{wC7+}\right)+10,753517), \quad \text{(B.23)}$$

$$b_{C7+}=16018\cdot(0,03499274M^o_{wC7+}-7,2725403\gamma_{C7+}+4.018311\left(10^{-4}\right)T-$$
$$-0,016322572\left(\frac{M^o_{wC7+}}{\gamma_{C7+}}\right)+6,2256545), \quad \text{(B.24)}$$

где M^o_{wC7+} — это молекулярная масса фракции C_{7+};

γ_{C7+} — удельный вес фракции C_{7+}.

Кубическое уравнение в выражении (B.18) можно легко и быстро решить с использованием расчетной формы, и оценить значения для удельного веса нефти от 0,6 до 1,0. Удельный вес нефти связан с молярным объемом V_m соотношением $V_m = M_o/\left(\gamma_o\hat{\rho}_w\right)$, где M_o — молекулярная масса нефти; $\hat{\rho}_w$ — массовая плотность воды. Удельный вес нефти, который наиболее точно соответствует уравнению (B.18), позволяет рассчитать молярную плотность. Как предполагает метод, молекулярную массу нефти можно точно вычислить, если известен мольный состав смеси. Алани и Кеннеди сообщают, что в среднем абсолютная ошибка в расчете плотности составляет всего $1,6\%$, а максимальная — $4,9\%$.

B.5. Давление насыщения

Существуют три метода оценки давления насыщения: (1) корреляция Стендинга; (2) корреляция Ласатера; (3) корреляция Васкеса–Беггса.

В.5.1. Корреляция Стендинга

Стендинг (1947) описал уравнение для оценки давления насыщения. Корреляция была построена для 105 образцов калифорнийской нефти. Уравнение выглядит следующим образом:

$$p_b = 5.196\left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g}\right)^{0,83} 10^{\gamma_g}, \tag{В.25}$$

где p_b — давление насыщения, бар;

R_{sb} — газосодержание при давлении насыщения, м^3/м^3;

γ_g — удельный вес газа (для воздуха = 1,0);

y_g — мольная доля газа $= 0,00091(T + 32) - 0,0125\gamma_{\text{API}}$;

T — пластовая температура, °C.

Уравнение (В.25) аналогично разработанной Стендингом номограмме. Уравнение (В.25) ограничено следующим набором параметров: p_b от 8,95 до 482,2 бар; T от 37,8 до $125,6°$ С. $R_{sb} = 3,56 - 253,8$ м^3/м^3; $\gamma_{\text{API}} = 16,5 - 63,8$; $\gamma_g = 0,59 - 0,95$.

В.5.2. Корреляция Ласатера

Ласатер (1958) разработал корреляцию на основании измерений, проведенных для 158 различных образцов сырой нефти. Корреляция применима в следующем интервале параметров: p_b от 3,30 до 398,1 бар; T от 27,8 до $133,3°$ С; $R_{sb} = 0,53 - 517,4$ м^3/м^3; $\gamma_{\text{API}} = 7,9 - 51,5°$, $\gamma_g = 0,574 - 1,223$.

Процедура оценки p_b состоит из следующих этапов:

1. Расчет мольной доли газа в нефти:

$$\gamma_g = \frac{1}{1 + \dfrac{23642,8\gamma_{osc}}{R_{sb}M_{osc}}}. \tag{В.26}$$

2. Расчет $(p_b\gamma_g/T)$. Если $\gamma_g < 0,60$:

$$\left(\frac{p_b\gamma_g}{T}\right) = 0,0843\exp(2,786\gamma_g) - 0,0401. \tag{В.27а}$$

Если $\gamma_g < 0,60$:

$$\left(\frac{p_b\gamma_g}{T}\right) = 1,03\gamma_g^{3,56} + 0,24. \tag{В.27б}$$

В уравнении (В.27) предполагается, что $[T] = \text{К}$.

3. Расчет p_b:

$$p_b = \left(\frac{p_b\gamma_g}{T}\right)\left(\frac{T}{\gamma_g}\right). \tag{В.28}$$

В уравнении (В.27) предполагается, что $[T] = \text{К}$.

В.5.3. Корреляция Васкеса и Беггса

Васкес и Беггс разработали метод на основании исследований более чем 600 образцов сырой нефти. Корреляция применима в следующем интервале параметров: p_b от 10,3 до 361,6 бар; T от 21,1 до $146,1°$ С; $R_sb = 3,56 - 368,7$ м^3/м^3; $\gamma_{\text{API}} = 16,5 - 58°$, $\gamma_g = 0,56 - 1,18$.

В процессе расчетов используются следующие константы:

	°API < 30 ($\gamma_g < 0.876$)	°API > 30 ($\gamma_g > 0.876$)
C_1	0,0362	0,0178
C_2	1,0937	1,1870
C_3	25,724	23,921

Расчеты производятся следующим образом:

1. Расчет уточненного удельного веса газа:

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1,0 + 5,912 \times 10^{-5} \gamma_{\text{API}} (1,8T_s + 32) \log\left(\frac{14,52p_s}{114.7}\right)\right], \tag{B.29}$$

где γ_{gc} — уточненная плотность газа по воздуху;

γg — плотность газа по воздуху на первом сепараторе;

T_s — температура сепаратора; °C

p_s — давление сепаратора, бар.

Уточненный удельный вес газа представляет собой удельный вес после двухэтапной сепарации. В уравнении (В.23) нет необходимости, если введенный удельный вес равен уточненному.

2. Расчет p_b:

$$p_b = 14,52 \left[\frac{5,615 R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{\text{API}}}{1,8T + 492}\right)}\right]^{\frac{1}{C_2}}, \tag{B.30}$$

$[R_{sb}] = \text{м}^3/\text{м}^3$; $[T] = °\text{C}$.

В.6. Газосодержание

Корреляции Стендинга Ласатера и Васкеса–Беггса можно использовать для оценки газосодержания насыщенной нефти. Вместо того чтобы рассчитывать с их помощью давление насыщения, мы в этом случае применяем их в «обратном» порядке для расчета R_s.

В.6.1. Корреляция Стендинга

Решение уравнения (В.25) относительно R_s дает:

$$R_s = 0,1781 \gamma_g \left(\frac{14,52p}{18 \times 10^{y_g}}\right)^{1,204}, \tag{B.31}$$

где γ_g — относительная плотность газа по воздуху (воздуха $= 1,0$);

y_g — мольная доля газа $= 0,00091(1,8\text{T} + 32) - 0,0125\gamma_{\text{API}}$

и $[p] = \text{Па}$; $[R_s] = \text{м}^3/\text{м}^3$; $[T] = °\text{C}$.

В.6.2. Корреляция Ласатера

Процедура состоит из двух этапов:

1. Расчет $(p\gamma_g/T)$ исходя из имеющихся данных.

2. Расчет мольной доли газа в нефти. Если $(p\gamma_g/T) < 0.41$, используйте

$$y_g = 0,359 \ln \left[1,473 \left(\frac{14,52p\gamma_g}{1,8T+32}\right) + 0,476\right]. \quad \text{(B.32а)}$$

Если $(p\gamma_g/T) > 0.41$, используйте уравнение

$$y_g = \left[0,121 \left(\frac{14,52p\gamma_g}{1,8T+32}\right) - 0,236\right]^{0,281}. \quad \text{(B.32б)}$$

3. Рассчитайте R_s по уравнению

$$R_s = \frac{23643\gamma_{osc}\gamma_g}{M_{osc}\,(1-\gamma_g)}, \quad \text{(B.33)}$$

где M_{osc} — молекулярная масса дегазированной нефти, которая зависит от γ_{API} и определяется по уравнению (B.4) или (B.5).

B.6.3. Корреляция Васкеса и Беггса

Решая уравнение (B.30) относительно R_s, получаем

$$R_s = 0,1781 \exp\left(\frac{\text{C}_3\gamma_{\text{API}}}{1,8T+492}\right) \text{C}_1\gamma_g(14,52p)^{\text{C}_2}, \quad \text{(B.34)}$$

где $[T] = °\text{C}$ и C_1, C_2 и C_3 даются в разделе B.5.3.

B.7. Объемный коэффициент нефти

Существует две основные корреляции для оценки объемного коэффициента в насыщенных нефтяных системах.

B.7.1. Корреляция Стендинга (1947)

$$B_\text{o} = 0,972 + 0,000147F^{1,175}, \quad \text{(B.35)}$$

где F — корреляционная функция $= 0,1781R_s(\gamma_g/\gamma_{osc})0,5 + 1.25(1,8T+32)$;
B_o — объемный коэффициент нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
R_s — газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
γ_g — плотность газа по воздуху (для воздуха $= 1,0$);
T — пластовая температура, °C.
Уравнение (B.35) эквивалентно разработанной Стендингом номограмме.

B.7.2. Корреляция Васкеса и Беггса (1980)

$$B_o = 1 + 5,615\text{C}_1R_s + \text{C}_2\,(1,8T_r - 28)\left(\frac{\gamma_{\text{API}}}{\gamma_{gc}}\right) + \text{C}_3\,(1,8T_r - 28)\left(\frac{\gamma_{\text{API}}}{\gamma_{gc}}\right), \quad \text{(B.36)}$$

где T_r — пластовая температура, °C;
R_s — газовый фактор продукции, м^3/м^3;
B_o — объемный коэффициент нефти, м^3/м^3.
А γ_{gc} — уточненная плотность газа по воздуху, определяемая по уравнению (В.29), C_1, C_2 и C_3 даны в таблице:

	°API < 30 ($\gamma_g < 0.876$)	°API > 30 ($\gamma_g > 0.876$)
C_1	$4,677 \cdot 10^{-4}$	$4,670 \cdot 10^{-4}$
C_2	$1,751 \cdot 10^{-5}$	$1,100 \cdot 10^{-5}$
C_3	$-1,811 \cdot 10^{-8}$	$1,337 \cdot 10^{-8}$

В.8. Вязкость нефти

Корреляции по оценке вязкости нефти обычно состоят из двух этапов. Сначала оценивается вязкость полностью дегазированной нефти (Н... и Эгбога, 1983):

$$\log\left[\log\left(\mu_{oD}+1\right)\right] = 1,8653 - 0,025086\gamma_{\text{API}} - (0,5644)\log(1,8T+32), \qquad \text{(В.37)}$$

где μ_{oD} —вязкость полностью дегазированной нефти при атм. давлении, сПз;
γ_{API} —удельный вес дегазированной нефти в градусах API;
T —пластовая температура, °C.
Тогда вязкость газонасыщенной нефти оценивается по следующему уравнению (Беггс и Робинсон, 1975):

$$\mu_o = A\mu_{oD}^B, \qquad \text{(В.38)}$$

где $A = 10,715(5,615R_s + 100)^{-0,515}$;
$B = 5,44(5,615R_s + 150)^{-0,338}$;
R_s —газосодержание в нефти при пластовых условиях, м^3/м^3.

ПРИЛОЖЕНИЕ С

Корреляция свойств водной фазы

В этом приложении описаны корреляции для оценки следующих свойств водной фазы: объемного коэффициента, плотности, вязкости, сжимаемости и газосодержания.

С.1. Насыщенная и недонасыщенная вода

В водонефтяных системах водная фаза является недонасыщенной по газу, если давление выше или равно давлению насыщения нефти (МакКейн, 1990). В водогазовых смесях водная фаза всегда насыщена по отношению к газовой фазе. Это разделение предполагает, что система находится в термодинамическом равновесии.

С.2. Полная минерализация

Уровень минерализации промысловой воды может меняться от пресной воды, с минерализацией 200 ppm (0,02 мас. %); до насыщенного рассола минерализацией около 300000 ppm (30 мас. %). Промысловая вода редко бывает пресной, поэтому более точно (хоть и менее распространенно) их называют «рассолом» (минерализованной водой).

Для оценки минерализации используются и другие единицы концентрации, кроме ppm, включая массовые проценты и мг/л раствора. Выполняются следующие равенства: 1 % масс. = 10000 ppm; концентрация в мг/л равна произведению плотности воды в г/см^3 на концентрацию в ppm. Таким образом, мг/л примерно равен ppm. В последующих корреляциях используются следующие единицы концентрации.

С.3. Объемный коэффициент воды

Объемный коэффициент воды зависит от давления, температуры, минерализации и доли растворенного газа. Объемный коэффициент воды уменьшается при увеличении давления, уменьшении температуры и количества растворенного газа; влиянием минерализации на объемный коэффициент газонасыщенной воды можно пренебречь[1].

Объемный коэффициент при произвольном давлении и температуре описан в (МакКейн, 1990):

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT}), \tag{С.1}$$

где B_w = м^3/м^3; ΔV_{wp} и ΔV_{wT} —поправочные коэффициенты для давления и температуры:

$$\Delta V_{wp} = -2,8329\left(10^{-8}\right)p(1.8T + 32) - 3,6365\left(10^{-11}\right)p^2(1.8T + 32) - \\ - 5,2063\left(10^{-6}\right)p - 4,7413\left(10^{-8}\right)p^2, \tag{С.2}$$

[1]При отсутствии растворенного в воде газа минерализация увеличивает B_w. Однако увеличение минерализации также снижает растворимость газа. Уменьшение растворенного газа в свою очередь приводит к снижению B_w. В воде, насыщенной газом, эти два эффекта уравновешивают друг друга, и общим влиянием минерализации на B_w можно пренебречь.

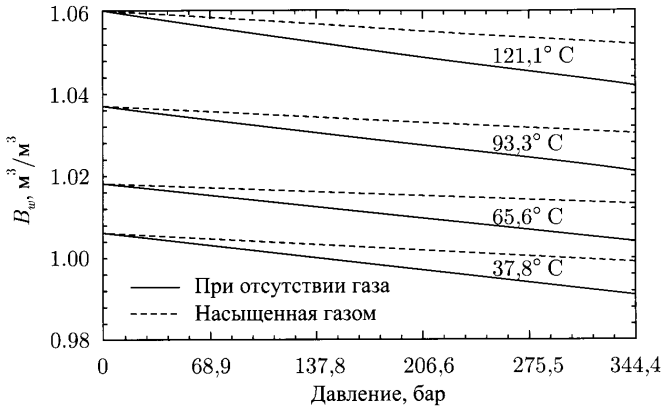


Рис. С.1. Влияние давления, температуры и количества растворенного газа на B_w в пресной воде

$$\Delta V_{wT} = -1,4507\left(10^{-1}\right)p - 1,33391\left(10^{-4}\right)(1.8T+32) - \\ - 5,50654\left(10^{-7}\right)(1.8T+32)^2, \quad \text{(С.3)}$$

где $[p]$ = бар, $[T]$ = °С. Уравнение (С.1) не зависит от растворимости газа, так как поправочные коэффициенты ΔV_{wp} и ΔV_{wT} предполагают, что водная фаза является газонасыщенной. На рис. С.1 показано влияние давления, температуры и количества растворенного газа на B_w в неминерализованной воде.

С.4. Плотность воды

Плотность водной фазы увеличивается с повышением минерализации от 1000 кг/м^3 для чистой воды до 1217 кг/м^3 для насыщенного рассола (минерализация примерно 30% (300000 ppm)). Плотность воды при стандартных условиях определяется уравнением (МакКейн, 1990):

$$\hat{\rho}_{wsc} = 16 \cdot (62,368 + 0,438603S + 1,60074\left(10^{-3}\right)S^2), \quad \text{(С.4)}$$

где S — минерализация в массовых процентах, а $[\hat{\rho}_{wsc}]$ = кг/м^3. Плотность морской воды (минерализация около 3,5% (35000 ppm)) при нормальных условиях примерно равна 1025 кг/м^3.

Плотность водной фазы также зависит от давления и температуры. Плотность увеличивается с увеличением давления и уменьшением температуры. Плотность воды связана с объемным коэффициентом:

$$\hat{\rho}_w(p,T,S) = \frac{\hat{\rho}_{wsc}(S)}{B_w(p,T)}, \quad \text{(С.5)}$$

где $B_w(p,T)$ определяется по уравнению (С.1).

С.5. Доля растворенного газа в воде

Доля растворенного газа в воде R_{sw} меняется от 0 до 6,23 м^3/м^3, в зависимости от давления и температуры. R_{sw} увеличивается с увеличением давления и с увеличением

Таблица С.1. Постоянные для уравнений (С.7)–(С.9)

A_0	8.15839	B_0	1.01021	C_0	-9.02505
A_1	$-612265(10^{-2})$	B_1	$-7.44241(10^{-5})$	C_1	0.130237
A_2	$1.91663(10^{-4})$	B_2	$3.05553(10^{-7})$	C_2	$-8.53425(10^{-4})$
A_3	$-2.1654(10^{-7})$	B_3	$-2.94883(10^{-10})$	C_3	$-2.37049(10^{-9})$

температуры, если $T > 82,2°$ С. R_{sw} уменьшается с увеличением температуры, если $T < 82,2°$ С. R_{sw} в пресной воде можно оценить по уравнению (МакКейн, 1990):

$$R_{sw}\,(S=0) = 0,178\left(A + 14,52 \cdot B \cdot p + 210,83 \cdot C \cdot p^2\right), \tag{С.6}$$

где

$$A = A_0 + A_1\,(1.8T + 32) + A_2\,(1.8T + 32)^2 + A_3\,(1.8T + 32)^3, \tag{С.7}$$

$$B = B_0 + B_1\,(1.8T + 32) + B_2\,(1.8T + 32)^2 + B_3\,(1.8T + 32)^3, \tag{С.8}$$

$$C = \Big(C_0 + C_1 1.8T + 32) + C_2(1.8T + 32)^2 + C_3(1.8T + 32)^3 + \\ + C_4(1.8T + 32)^4)(10^{-7}\Big), \tag{С.9}$$

где $R_{sw} = \text{м}^3/\text{м}^3$, $T = °\text{C}$, а постоянные $A_0 - A_3$, $B_0 - B_3$ и $C_0 - C_4$ приведены в таблице С.1.

Отношение R_{sw} в минерализованной воде и в пресной воде (МакКейн, 1990):

$$\log\left(\frac{R_{sw}(S)}{R_{sw}(S=0)}\right) = -0,0840655S\,(1.8T + 32)^{-0,285854}, \tag{С.10}$$

где S выражается в масс. %, а $T = °\text{C}$. Наличие растворенных солей снижает R_{sw}, но не более чем на 10% для воды с минерализацией менее $3,5\%$.

Мольная растворимость метана в воде очень низка, менее 0,002 при наиболее благоприятных условиях. Мольная растворимость этана примерно в 2 раза ниже, чем у метана; у пропана — в 2 раза ниже, чем у этана. Следовательно, в водной фазе можно пренебречь содержанием углеводородов; это допущение использовалось в данной книге.

С.6. Сжимаемость воды

Сжимаемость недонасыщенного раствора можно определить по уравнению (МакКейн, 1990):

$$c_w = \frac{1}{A_1 p + A_2 S + A_3\,(1.8T + 32) + A_4}, \tag{С.11}$$

где $\text{A}_1 = 7,033$; $\text{A}_2 = 0,0373$; $\text{A}_3 = -37$; $\text{A}_4 = 27804$, а c_w измеряется в бар$^{-1}$, S — в мг/л; $p =$ бар; $T = °\text{C}$. Уравнение (С.11) применимо для температур от 93,3 до 132,2° С, давлений между 68,9 и 1377,6 бар и минерализации от 0 до 20 мас. % (0–200000 ppm). Сжимаемость воды меняется незначительно, от 3,8 до $4,9 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$.

Сжимаемость насыщенной воды несколько выше, но сравнима со сжимаемостью недонасыщенной воды, кроме давлений ниже 206,6 бар. Однако при давлениях ниже

206,6 бар две сжимаемости обычно существенно различаются. Расхождение связано с высвобождением растворенного газа из газонасыщенной воды и высокой сжимаемостью газа. Эти явления приводят к тому, что сжимаемость газонасыщенной минерализованной воды выше, чем у не содержащей газ. В разделе 4.12.2 обсуждается и сравнивается сжимаемость газонасыщенной и дегазированной воды; сжимаемость дегазированной воды сравнима со сжимаемостью недонасыщенной минерализованной воды. В разделе 4.12.2 также представлены уравнения для оценки сжимаемостей газонасыщенной воды. Например, см. уравнение (4.93). Из-за этих различий область применения уравнения (С.11) ограничена.

С.7. Вязкость воды

Вязкость воды при атмосферном давлении можно оценить по уравнению:

$$\mu_{w1} = A\,(1.8T + 32)^B\,, \tag{С.12}$$

где $T = °\mathrm{C}$, $\mu = \mathrm{cПз}$ и

$$A = A_0 + A_1 S + A_2 S^2 + A_3 S^3, \tag{С.13}$$

$$B = B_0 + B_1 S + B_2 S^2 + B_3 S^3 + B_4 S^4, \tag{С.14}$$

а также $A_0 = 109,574$; $A_1 = -8,40564$; $A_2 = 0,313314$, и $A_3 = 8,72213(10^{-3})$; $B_0 = -1,12166$; $B_1 = 2,63951(10^{-2})$; $B_2 = -6,79461(10^{-4})$; $B_3 = -5,47119(10^{-5})$; $B_4 = -1,55586(10^{-6})$ и $S =$ минерализация, масс. %. Уравнение (С.12) действительно для температур от 37,8 до 204,4° С и минерализации до 26%.

Вязкость воды при повышенном давлении можно оценить по уравнению:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0,9994 + 5,8449\left(10^{-4}\right)p + 6,5356\left(10^{-7}\right)p^2. \tag{С.15}$$

Уравнение (С.15) действительно для температур от 30 до 75° С и для давлений до 964 бар. Вязкость воды обычно меняется в пределах от 0,5 до 1,0 мПа-с для большинства пластовых условий.

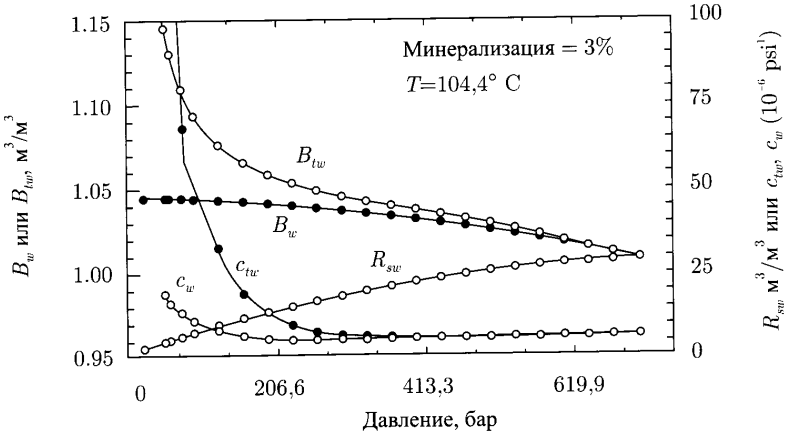


Рис. С.2. Свойства воды для модельной системы газ–минерализованная вода

С.8. Пример расчета свойств

На рис. С.2 в качестве примера представлена зависимость B_w, B_{tw}, R_{sw}, c_{tw} и c_w от давления для системы минерализованная вода–жирный газ месторождения Анадарко. Минерализация воды 30000 ppm (3%); температура 104,4° С. Значения c_w предполагают, что минерализованная вода насыщена газом. Все свойства на рис. С.2 были рассчитаны с использованием приведенных выше корреляций и определений. Значения B_w на рис. С.2 были рассчитаны по уравнениям (С.1)–(С.3); значения R_{sw} — из уравнений (С.6)–(С.10); значения B_{tw} — по уравнению (4.90) $B_{tw} = B_w + B_g(R_{swi} - R_{sw})$; значения c_{tw} рассчитаны исходя из $-(1/B_{tw})(\partial B_{tw}/\partial p)$ и значения c_w — из уравнения (4.93). Результаты, представленные на рис. С.2, считаются репрезентативными лабораторными данными и для других систем. При начальном давлении 723 бар $R_{swi} = 5$ м^3/м^3; $c_w = 8,7 \cdot 10^{-5}$ бар$^{-1}$. Отметим, что сжимаемость газонасыщенной минерализованной воды достаточно постоянна, кроме давлений ниже 206,6 бар.

Приложение D.1

Пример отчета по образцу тяжелой нефти, RFL 88001

Состав образца пластового флюида

Компонент	Мольный %	Массовый %	Приписанные значения: Плотность, г/см³ при 15,5° C	Приписанные значения: Молекулярная масса
Сероводород	0,00	0,00	0,8006	34,08
Диоксид углерода	0,91	0,43	0,8172	44,01
Азот	0,16	0,05	0,8086	28,01
Метан	36,47	6,25	0,2997	16,04
Этан	9,67	3,10	0,3558	30,07
Пропан	6,95	3,27	0,5065	40,10
Изобутан	1,44	0,89	0,5623	58,12
н-Бутан	3,93	2,44	0,5834	58,12
Изопентан	1,44	1,11	0,6241	72,15
н-Пентан	1,41	1,09	0,6305	72,15
Гексаны	4,33	3,88	0,685	84
Гептаны	2,88	2,95	0,722	96
Октаны	3,15	3,60	0,745	107
Нонаны	2,16	2,79	0,764	121
Деканы	2,12	3,04	0,778	134
Ундеканы	1,85	2,91	0,789	147
Додеканы	1,61	2,76	0,800	161
Тридеканы	1,40	2,62	0,811	175
Тетрадеканы	1,23	2,49	0,822	190
Пентадеканы	1,08	2,37	0,832	206
Гексадеканы	0,95	2,26	0,839	222
Гептадеканы	0,85	2,15	0,847	237
Октадеканы	0,76	2,04	0,852	251
Нонадеканы	0,70	1,95	0,857	263
Эйкозаны и далее	12,55	43,56		
Всего:	100,00	100,00		
Доля тяжелых фракций(1)				
Гептаны и далее	33,29	77,49	0,8515	218
Ундеканы и далее	22,98	65,11	0,8736	265
Пентадеканы и далее	16,89	54,33	0,8888	301
Эйкозаны и далее	12,55	43,56	0,9004	325
Свойства пластового флюида				
Молекулярная масса				93,66
Плотность, г/см³ при 180,5 бар и 104,5° C				0,6562

(1) Значения плотности и молекулярной массы по данным материального баланса.

Диаграммы давление–объем при температуре 104,5° C

Давление, бар	Относительный объем(1)	Y-функция(2)	Плотность, г/см^3
344,4	0,9639		0,6808
310,0	0,9702		0,6764
P_I 282,4	0,9756		0,6726
275,5	0,9771		0,6716
241,1	0,9846		0,6665
206,6	0,9929		0,6609
199,8	0,9946		0,6598
192,9	0,9964		0,6586
186,0	0,9983		0,6573
P_b 180,5	1,0000		0,6562
179,4	1,0022	2,574	
178,5	1,0041	2,688	
173,3	1,0154	2,673	
165,4	1,0350	2,593	
155,2	1,0645	2,510	
144,0	1,1040	2,422	
130,7	1,1633	2,316	
117,0	1,2426	2,219	
101,7	1,3618	2,118	
89,0	1,5012	2,028	
71,6	1,7802	1,920	
57,2	2,1623	1,823	
44,1	2,7513	1,727	
32,5	3,7226	1,621	

(1) Относительный объем: V/V_{sat} – отношение объема при данном давлении к объему при давлении насыщения.

(2) Y-функция: $\dfrac{P_{sat} - P}{(P_{abs})\,[(V/V_{sat}) - 1]}$.

Дифференциальное разгазирование при 104,5° С

Давление, бар	Газовый фактор, R_{sd}[1]	Относительный объем нефти, B_{od}[2]	Относительный общий объем[3]	Плотность нефти, г/см^3	Коэффициент сжимаемости, Z	Объемный коэффициент газа[4]	Прирост удельного веса газа
180,5	152,1	1,600	1,600	0,6562			
161,9	135,9	1,554	1,665	0,6655	0,846	0,00685	0,831
144,6	121,8	1,515	1,748	0,6731	0,851	0,00771	0,810
127,4	109,0	1,479	1,859	0,6808	0,859	0,00882	0,797
110,2	96,9	1,445	2,016	0,6889	0,872	0,01034	0,791
93,0	85,3	1,412	2,244	0,6969	0,887	0,01245	0,794
75,8	74,1	1,382	2,593	0,7044	0,903	0,01552	0,809
58,5	63,0	1,351	3,169	0,7121	0,922	0,02042	0,831
41,3	52,0	1,320	4,254	0,7198	0,941	0,02931	0,881
24,1	39,7	1,283	6,975	0,7291	0,965	0,05065	0,988
11,0	28,0	1,244	14,693	0,7382	0,984	0,10834	1,213
0	0	1,075		0,7892			2,039
	при 15,5° С = 1,000						

(1) Отношение объема газа при атмосферном давлении и 15,5° С к объему остаточной нефти при 15,5° С.

(2) Отношение объема нефти при указанном давлении и температуре к объему остаточной нефти при 15,5° С.

(3) Отношение объема нефти плюс выделившегося газа при указанном давлении и температуре к объему остаточной нефти при 15,5° С.

(4) Отношение объема газа при указанной температуре к объему газа при 15,5° С и атмосферном давлении.

Данные по вязкости при 104,5° С

Давление, бар	Вязкость нефти, мПа·с	Расчетная вязкость газа, мПа·с	Отношение вязкостей нефти и газа
344,4	0,450		
310,0	0,434		
275,5	0,418		
241,1	0,401		
206,6	0,385		
192,9	0,379		
180,5	0,373		
161,9	0,396	0,0191	20,8
144,6	0,417	0,0180	23,2
127,4	0,442	0,0169	26,2
110,2	0,469	0,0160	29,4
93,0	0,502	0,0151	33,2
75,8	0,542	0,0143	37,9
58,5	0,592	0,0135	43,9
41,3	0,654	0,0126	51,8
24,1	0,738	0,0121	60,9
11,0	0,855	0,0114	75,3
0,0	1,286	0,0093	137,9

Исследование на сепараторе образца пластового флюида

Условия на сепараторе		Газовый фактор[1]	Газовый фактор[2]	Удельный вес дегазированной нефти	Объемный коэффициент нефти[3]	Объемный коэффициент сепаратора[4]	Удельный вес приведенного к пов. условиям газа
бар	°C						
3,45	24	127,3	131,2			1,031	0,840*
до 0	24	7,3	7,3	0,82267	1,481	1,007	1,338
		R_{sfb} =	138,5				
6,9	24	113,4	120,4			1,062	0,786*
до 0	24	16,2	16,4	0,82172	1,474	1,007	1,363
		R_{sfb} =	136,8				
13,8	24	96,5	107,2			1,112	0,732*
до 0	24	31,5	31,7	0,82315	1,483	1,007	1,329
		R_{sfb} =	138,9				
20,7	24	85,1	97,8			1,148	0,704*
до 0	24	43,6	43,8	0,82459	1,495	1,007	1,286
		R_{sfb} =	141,6				

* Собран и проанализирован в лаборатории.

(1) Отношение объема газа при атмосферном давлении и 15,5° C к объему остаточной нефти при 15,5° C.

(2) Отношение объема нефти при указанном давлении и температуре к объему остаточной нефти при 15,5° C.

(3) Отношение объема нефти плюс выделившегося газа при указанном давлении и температуре к объему остаточной нефти при 15,5° C.

(4) Отношение объема газа при указанной температуре к объему газа при 15,5° C и атмосферном давлении.

Данные по дифференциальному разгазированию, приведенные к условиям сепаратора*

Давление, бар	Газосодержание, R_s (1)	Объемный коэффициент нефти, B_o (2)	Объемный коэффициент газа, B_g (3)	Плотность нефти, г/см^3	Отношения вязкостей нефти и газа
344,4	136,8	1,421		0,6808	
310,0	136,8	1,430		0,6764	
282,4	136,8	1,438		0,6726	
241,1	136,8	1,451		0,6665	
206,6	136,8	1,464		0,6609	
180,5	136,8	1,474		0,6562	
161,9	121,8	1,432	0,00685	0,6655	20,8
144,6	108,8	1,396	0,00771	0,6731	23,2
127,4	97,1	1,363	0,00882	0,6808	26,2
110,2	85,8	1,331	0,01034	0,6889	29,4
93,0	75,3	1,301	0,01245	0,6969	33,2
75,8	64,8	1,273	0,01552	0,7044	37,9
58,5	54,7	1,245	0,02042	0,7121	43,9
41,3	44,5	1,216	0,02931	0,7198	51,8
24,1	33,3	1,182	0,05065	0,7291	60,9
11,0	22,4	1,146	0,10834	0,7382	75,3
0,0	0,0 при 15,5° C	1,075 1,000		0,7892	137,9

Удельный вес дегазированной нефти 0,82172.

* Условия на сепараторе: сепаратор при 6,9 бар и 24° C; дегазированная нефть при 24° C.

(1) Отношение объема газа при атмосферном давлении и 15,5° C к объему остаточной нефти при 15,5° C.

(2) Отношение объема нефти при указанном давлении и температуре к объему остаточной нефти при 15,5° C.

(3) Отношение объема нефти плюс выделившегося газа при указанном давлении и температуре к объему остаточной нефти при 15,5° C.

Приложение D.2

Пример отчета о свойствах газового конденсата, RFL 88002

Первичный сепарированный газ: цилиндр № 1367.
Первичная сепарированная жидкость: цилиндр № 2468.
Отношение объемов сепарированного газа и жидкости, $м^3/м^3$ (при давлении 72,3 бар и температуре 32° C) = 808, 6.

Компонент	Мольный %	Объем жидкой фазы, $м^3$/млн $м^3$	Молекулярная масса	Плотность, г/$см^3$ при 15,5° C
Сероводород	0,00		34,080	0,80064
Диоксид углерода	2,42		44,010	0,81720
Азот	0,47		28,013	0,80860
Метан	68,22		16,043	0,29970
Этан	11,80	430,3	30,070	0,35584
Пропан	5,46	205,2	40,097	0,50648
Изобутан	0,83	37,0	58,123	0,56231
н-Бутан	1,74	74,9	58,123	0,58343
Изопентан	0,72	36,0	72,150	0,62408
н-Пентан	0,74	36,5	72,150	0,63049
Гексаны	1,07	56,7	84	0,685
Гептаны	1,09	62,6	96	0,722
Октаны	1,47	91,2	107	0,745
Нонаны	0,95	65,0	121	0,764
Деканы	0,65	48,3	134	0,778
Ундеканы	0,44	35,4	147	0,789
Додеканы	0,33	28,6	161	0,800
Тридеканы	0,31	28,9	175	0,811
Тетрадеканы	0,24	23,9	190	0,822
Пентадеканы	0,20	21,4	206	0,832
Гексадеканы	0,14	16,0	222	0,839
Гептадеканы	0,12	14,4	237	0,847
Октадеканы	0,11	14,0	251	0,852
Нонадеканы	0,09	11,9	263	0,857
Эйкозаны и далее	0,39	64,0	337 (2)	0,889
Всего:	100,00	1402,1		
Свойства фракций				
Гептаны и далее	6,53	525,6	148	0,793
Ундеканы и далее	2,37	258,7	211	0,836
Пентадеканы и далее	1,05	141,8	270	0,864
Эйкозаны и далее	0,39	64,0	337	0,889
Молекулярная масса пластового флюида			31,20	

(1) Приведенные плотности жидкостей взяты из литературных данных.

(2) Расчетное значение.

(3) См. примечание на следующей странице.

Диаграммы давление–объем при температуре 104,5° C

Давление, бар	Относительный объем	Коэффициент сжимаемости, Z	Объемный процент жидкости(1)
447,7	0,8515	1,162	
420,2	0,8733	1,118	
392,6	0,8969	1,074	
365,1 Пластовое давление	0,9261	1,031*	
344,4	0,9515	0,999	
330,6	0,9699	0,978	
323,7	0,9799	0,958	
316,8	0,9911	0,958	
311,4 Давление насыщения	1,0000	0,950**	0,0
310,0	1,0027		следы
303,1	1,0145		0,1
292,7	1,0349		0,6
279,0	1,0674		2,5
261,7	1,1141		5,5
241,1	1,1847		7,5
220,4	1,2708		8,6
199,8	1,3825		8,8
179,1	1,5229		8,4
158,4	1,7085		7,8
137,8	1,9668		
114,2	2,3838		
97,9	2,7930		
82,7	3,3247		
68,9	4,0073		
59,4	4,6755		

* Фактор расширения газа $= 242,8$ м^3/м^3.

** Фактор расширения газа $= 224,8$ м^3/м^3.

Стандартные условия 103,5 кПа при 15,5° C.

(1) Объемный процент жидкости — это объем жидкой фазы, выраженный в % от общего объема газа и жидкости при указанном давлении и температуре 135° C.

Примечание: объем жидкой фазы — это выход жидкого продукта из 1 м^3 продукции скважины.

Ретроградная конденсация в ходе падения давления при постоянном объеме при температуре 135° С

Давление, бар	Объем ретроградного конденсата, % от порового пространства, занятого углеводородами
311,4 Точка росы	0,0
310,0	следы
303,1	0,1
292,7	0,6
279,0	2,7
268,6 Первое давление истощения	5,0
220,4	10,3
172,2	12,3
124,0	12,3
82,7	11,6
48,2	10,5
0	8,5

Изучение падения давления при температуре 135° С

Состав продукции скважины – мольные проценты

Компонент	Пластовое давление, бар							
	311,4	268,6	220,4	172,2	124,0	82,7	48,2	48,2[(2)]
Сероводород	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Диоксид углерода	2,42	2,44	2,46	2,48	2,53	2,55	2,60	0,70
Азот	0,47	0,49	0,50	0,51	0,52	0,51	0,48	0,03
Метан	68,22	69,90	71,30	72,41	72,85	72,46	71,01	11,75
Этан	11,80	11,85	11,96	12,04	12,16	12,35	12,53	5,04
Пропан	5,46	5,40	5,34	5,28	5,36	5,49	5,90	4,53
Изобутан	0,83	0,80	0,78	0,76	0,77	0,81	0,91	1,05
н-Бутан	1,74	1,66	1,61	1,56	1,59	1,68	1,87	2,62
Изопентан	0,72	0,68	0,64	0,61	0,60	0,65	0,74	1,64
н-Пентан	0,74	0,69	0,65	0,62	0,61	0,66	0,75	1,91
Гексаны	1,07	0,97	0,87	0,80	0,78	0,81	0,93	4,42
Гептаны и далее	6,53	5,12	3,89	2,93	2,23	2,03	2,28	66,31
	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Молекулярная масса фракции C_{7+}	148	134	124	117	111	108	107	169
Плотность фракции C_{7+}	0,793	0,776	0,767	0,760	0,754	0,751	0,750	0,809
Вязкость, мПа·с	0,0287	0,0249	0,0216	0,0181	0,0164	0,0149	0,0136	
Коэффициент сжимаемости z								
Равновесный газ	0,950	0,908	0,876	0,873	0,890	0,917	0,949	
Две фазы	0,950	0,899	0,860	0,834	0,817	0,794	0,750	
Добыча скважинной продукции								
Накопл. % от исходного	0,000	8,761	21,171	36,857	53,451	67,933	80,041	

(1) Состав равновесной жидкой фазы при давлении 48,2 бар.

(2) Расчетное значение.

Расчет накопленной добычи при падении давления

Накопленная добыча на 1000 м^3 исходного флюида	В пласте	Пластовое давление, бар						
		311,4	268,6	220,4	172,2	124,0	82,7	48,2
Дебит скважины, м^3	1000	0	87,61	217,17	368,57	534,51	679,33	800,41
Сепарирование при нормальной температуре								
Дегазированной жидкости, м^3	0,6684	0	0,0441	0,0925	0,1352	0,1726	0,2014	
Первая ступень сепаратора, м^3	797,87	0	72,79	184,53	319,31	469,81	601,24	
Вторая ступень сепаратора, м^3	85,27	0	6,24	13,81	21,04	27,82	33,79	
Товарный газ, м^3	23,23	0	1,76	4,00	6,22	8,43	10,45	
Всего «продуктов переработки» в газе первой ступени сепаратора, м^3								
Этан	0,3354	0	0,0309	0,0789	0,1373	0,2033	0,2619	
Пропан	0,1194	0	0,0114	0,0293	0,0516	0,0775	0,1007	
Бутаны (все)	0,0414	0	0,0040	0,0106	0,0190	0,0291	0,0385	
Пентаны (и далее)	0,0241	0	0,0023	0,0063	0,0112	0,0172	0,0229	
Всего «продуктов переработки» в газе второй ступени сепаратора, м^3								
Этан	0,0722	0	0,0053	0,0118	0,0179	0,0238	0,0289	
Пропан	0,0394	0	0,0029	0,0067	0,0104	0,0140	0,0172	
Бутаны (все)	0,0143	0	0,0011	0,0025	0,0040	0,0055	0,0070	
Пентаны (и далее)	0,0063	0	0,0005	0,0012	0,0019	0,0025	0,0032	
Всего «продуктов переработки» в продукции скважины, м^3								
Этан	0,4303	0	0,0378	0,0944	0,1608	0,2345	0,2997	0,3549
Пропан	0,2052	0	0,0178	0,0437	0,0738	0,1072	0,1371	0,1639
Бутаны (все)	0,1119	0	0,0094	0,0229	0,0381	0,0552	0,0708	0,0854
Пентаны (и далее)	0,6547	0	0,0438	0,0933	0,1385	0,1787	0,2127	0,2445

Стандартные условия при давлении 103,5 кПа и температуре 15,5° С.

(1) Первичная сепарация при давлении 72,3 бар и температуре 32° С; вторичная — 5,5 бар и 18,3° С, товарная продукция при 21° С.

Рассчитанные текущие значения нефтеизвлечения при падении давления

	Пластовое давление, бар						
Сепаратор при нормальной температуре	311,4	268,6	220,4	172,2	124,0	82,7	48,2
Удельный вес дегазированной нефти	0,7534	0,7354	0,7241	0,7146	0,7054	0,6998	
Отношение объема сепарированного газа к объему продукции скважины, $м^3$/тыс. $м^3$							
Газ 1 сепаратора	797,87	830,87	863,19	889,59	906,94	907,52	
Газ 1 и 2 сепаратора	883,14	902,14	921,61	937,29	947,83	948,75	
Отношение объема сепарированного газа к объему дегазированной жидкости, $м^3/м^3$							
Газ 1 сепаратора	1193,8	1651,0	2307,3	3158,6	4137,3	4404,2	
Газ 1 и 2 сепаратора	1321,3	1792,6	2463,5	3328,0	4314,8	4604,4	
Объем компонентов, приходящийся на единицу объема продукции скважины, $м^3$/млн $м^3$							
Этан	1402,1	1242,9	1122,2	1036,3	990,5	998,8	1063,1
Пропан	971,8	810,7	686,0	597,4	547,1	548,4	606,2
Бутаны (все)	766,6	607,9	485,5	399,0	345,7	342,2	384,4
Пентаны (и далее)	654,7	500,9	381,5	298,1	243,0	233,8	263,5

Стандартные условия при давлении 103,5 кПа и температуре 15,5° С.

(1) Первичная сепарация при давлении 72,3 бар и температуре 32° С; вторичная – 5,5 бар и 15,6° С, товарная продукция при 21° С.

Приложение E

Моделирование резервуара с использованием универсальных динамических ячеек

Традиционное резервуарное моделирование рассматривает коллектор как единственную однородную ячейку. Одноячеечные модели не позволяют эффективно моделировать пласты с газовой шапкой или водонапорным режимом вытеснения, так как они не учитывают выраженную проницаемостную неоднородность, которая изначально существует или появляется в этих пластах. Например, пласты с газовой шапкой обычно имеют или образуют газонасыщенную зону над нефтенасыщенной зоной. При разработке пластов в водонапорном режиме по мере притока воды образуется промытая зона. Эти области с резко отличающимися уровнями насыщенности сильно влияют на процесс истощения пласта. Также они осложняют моделирование, так как часто происходит их расширение или сжатие в соответствии с динамикой истощения пласта. Например, в режиме газовой шапки происходит ее расширение, в то время как нефтяная оторочка сжимается. В водонапорном режиме размер обводненной зоны увеличивается, а занятой углеводородами — уменьшается.

Наиболее простой способ моделирования газовой шапки и водонапорного режима состоит в использовании универсальных динамических ячеек (Пирсон, 1958; Уолш, 1996). В наиболее общем случае в пласте со смешанным режимом (т. е. с газовой шапкой и притоком воды) коллектор делится на три блока: (1) нефтяная залежь (или зона); (2) газовая шапка; (3) промытая зона. Размер каждого блока увеличивается или уменьшается в зависимости от динамики разработки пласта. Значения насыщенности в нефтяной зоне могут меняться со временем, но в газовой шапке и промытой зоне они предполагаются постоянными. Так как данная модель содержит три блока, мы называем ее трехъячеечной моделью[1].

На рис. E.1 представлена схема трех слоев в антиклинальном коллекторе со смешанным режимом до и в процессе падения давления.

В данном приложении описаны уравнения объемного баланса, на которых основаны универсальные динамические ячейки. Нами рассмотрено, как с помощью объемного баланса прогнозировать изменение размеров блоков и значений насыщенности. Мы также приводим уравнения, составляющие основу модели. Трехъячеечная модель дает гораздо больше возможностей, чем предшествовавшая ей одноячеечная. Тем не менее детальное обсуждение трехъячеечной модели не входит в число задач этой книги. Полное описание можно прочесть в других работах (Уолш, 1996).

[1] Кстати, с помощью одноячеечной модели можно описать пласт с водонапорным режимом; однако тогда прорывающаяся вода должна быть однородно распределена по всей нефтенасыщенной зоне. Трудно допустить, что жидкость проникает в пласт в рассеянной форме, это соответствует самой низкой эффективности вытеснения.

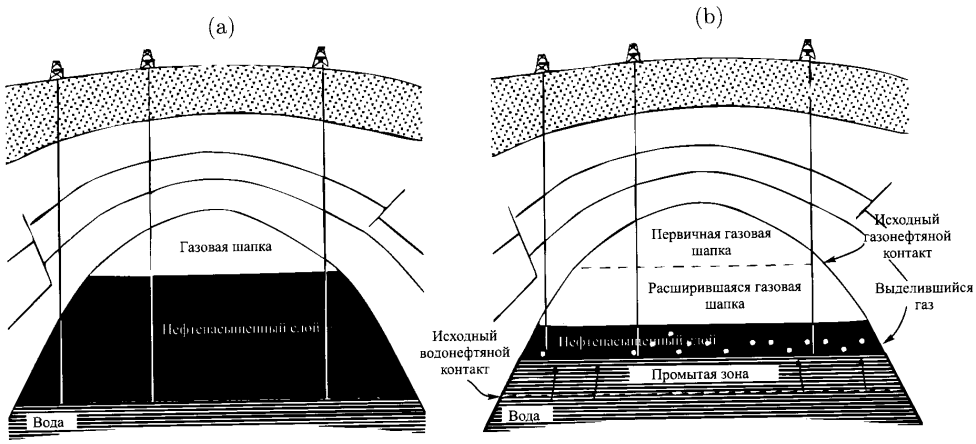


Рис. Е.1. Схематическое изображение: (a) распределение воды, нефти и газа в газовой шапке; водонапорный режим до начала добычи; (b) распределение воды, нефти и газа в газовой шапке; водонапорный режим в ходе добычи

Е.1. Вводные положения

В дополнение к стандартным допущениям для резервуарных моделей, трехъячеечная модель основывается еще на нескольких положениях:

1) Коллектор изначально содержит максимум два блока: газовая шапка (газонасыщенная зона) и нефтенасыщенный слой (зона).
2) В общем случае нефтяная и газовая зона вначале содержат нефтяную, газовую и водную фазу. Начальная водонасыщенность каждого из этих блоков равна S_{wi}.
3) Изначально газовая шапка содержит нефтяную фазу с остаточной насыщенностью, равной S_{org}.
4) При падении давления в пласте образуется максимум три блока: вдобавок к газовой шапке и нефтенасыщенной зоне может образоваться промытая зона. Размер всех трех зон может со временем изменяться.
5) Если газовая шапка расширяется, то это происходит в результате пассивного гравитационного дренирования, и она расширяется по всей нефтяной зоне. Расширившаяся газовая шапка обычно содержит (в общем случае) нефтяную, газовую и водную фазы; для двух последних характерны насыщенности S_{org} и S_{wi} соответственно.
6) Если появляется промытая зона, вода вторгается только в нефтяной слой.
7) Промытая зона содержит водную и нефтяную фазы, но не содержит газовой фазы. Нефтенасыщенность равна остаточной нефтенасыщенности в присутствии воды, S_{orw}.
8) Добываемый газ можно повторно закачивать в газовую шапку; этот газ может вносить вклад в расширение газовой шапки.
9) Вода может закачиваться в нефтенасыщенный слой.

Допущение 5 не подразумевает активного гравитационного дренирования. Пассивное и активное дренирование были определены в главе 2. Пассивное дренирование

включает расширение газовой шапки; с другой стороны, активное — миграцию выделяющегося растворенного газа из нефтенасыщенной зоны в газовую шапку. Хотя модель можно расширить, включив туда активное разделение нефти и газа, но для упрощения мы не учитываем этот факт. Допущение 5 предполагает, что расширяющаяся газовая шапка вытесняет нефть по поршневому механизму, после чего наблюдается остаточная нефтенасыщенность, S_{org}. Допущение 7 предполагает, что вода вытесняет нефть по поршневому механизму, до условий остаточной нефтенасыщенности, S_{orw}. Кстати, на положение или протяженность блоков не накладывается никаких ограничений, это означает, что подход можно применять и для описания вытеснения нефти краевой, законтурной или подошвенной водой. Описанный подход также применим к первичной и вторичной газовой шапке и газовым шапкам с гравитационным дренированием и без выделения газа в отдельный слой. В случае газовой шапки без выделения газа в отдельный слой, вытеснение нефти происходит только по диффузионному механизму; при гравитационном разделении нефть вытесняется по поршневому механизму. Соответственно в случае гравитационного разделения газонефтяной контакт постепенно движется вниз; в то же время без гравитационного разделения он остается практически на постоянном уровне. Эти два типа газовой шапки являются граничными случаями.

Некоторые из описанных допущений были приняты для упрощения картины, и их можно не использовать при рассмотрении более общих условий. Например, легко представить себе случай, когда начальные водонасыщенности в нефтяной зоне и газовой шапке различны.

Е.2. Высота нефтенасыщенной части залежи

Поровый объем коллектора представляет собой сумму поровых объемов всех блоков:

$$V_p(t) = V_{pO}(t) + V_{pG}(t) + V_{pW}(t), \tag{Е.1}$$

где V_{pO} — поровый объем нефтяной части залежи;

V_{pG} — поровый объем газовой шапки;

V_{pW} — поровый объем промытой зоны.

Поровый объем газовой шапки включает начальную газовую шапку и любое увеличение или распространение газовой шапки. Поровый объем каждого блока может со временем меняться. Суммарный поровый объем пласта также может меняться со временем за счет сжимаемости породы, однако для простоты мы ее не учитываем и рассматриваем поровый объем пласта как постоянную величину; т. е. $V_p = V_{pi}$. Решая уравнение (Е.1) относительно V_{pO}, получаем:

$$V_{pO}(t) = V_{pi} - V_{pG}(t) - V_{pW}(t), \tag{Е.2}$$

где V_{pi} — начальный поровый объем. Уравнение фактически показывает, что поровый объем, занятый нефтью, существенно сокращается при увеличении объема газовой шапки и промытой зоны.

Средняя нефтенасыщенность по всему пласту равна объемно-взвешенной нефтенасыщенности в различных блоках:

$$\bar{S}_o(t) = \frac{\bar{S}_{oO}(t)V_{pO}(t) + \bar{S}_{org}V_{pG}(t) + \bar{S}_{orw}V_{pW}(t)}{V_{pi}}, \tag{Е.3}$$

где $\bar{S}_{oO}$ — средняя нефтенасыщенность в нефтяной части залежи. Аналогично средняя водонасыщенность определяется уравнением:

$$\bar{S}_w(t) = \frac{\bar{S}_{wi}(t)\left(V_{pi} - V_{pW}(t)\right) + \left(1 - \bar{S}_{orw}\right) V_{pW}(t)}{V_{pi}} = \\ = \bar{S}_{wi}\left(1 - \frac{V_{pW}}{V_{pi}}\right) + \left(1 - \bar{S}_{orw}\right)\left(\frac{V_{pW}}{V_{pi}}\right). \quad \text{(E.4)}$$

Так как изначально промытой зоны не существует, решение уравнения (Е-3) для начальных условий дает:

$$\bar{S}_{oi} = \bar{S}_{oOi}\left(1 - \frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right) + \left(\bar{S}_{org}\right)\left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right), \quad \text{(E.5)}$$

где индекс i соответствует начальным условиям. Уравнение (Е.5) прямо показывает, что общая и средняя по нефтяной залежи нефтенасыщенность будут изначально различными, только если существует газовая шапка.

Решая уравнение (Е.3) относительно нефтенасыщенности в нефтяной части залежи, $\bar{S}_{oO}$, получаем:

$$\bar{S}_{oO}(t) = \frac{\bar{S}_o(t) - \bar{S}_{org}\left(\frac{V_{pG}(t)}{V_{pi}}\right) - \bar{S}_{orw}\left(\frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}}\right)}{\left(1 - \frac{V_{pG}(t)}{V_{pi}} - \frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}}\right)}. \quad \text{(E.6)}$$

Для полноты рассмотрения вопроса мы также приведем граничные уравнения:

$$\bar{S}_o + \bar{S}_g + \bar{S}_w = 1 \quad \text{(суммарно)}, \quad \text{(E.7)}$$

$$\bar{S}_{oO} + \bar{S}_{gO} + \bar{S}_{wO} = 1 \quad \text{(нефтяная часть залежи)}, \quad \text{(E.8)}$$

$$\bar{S}_{org} + \bar{S}_{gG} + \bar{S}_{wi} = 1 \quad \text{(газовая шапка)}, \quad \text{(E.9)}$$

$$\bar{S}_{orw} + \bar{S}_{wW} = 1 \quad \text{(промытая зона)}, \quad \text{(E.10)}$$

где $\bar{S}_{gO}$ — средняя газонасыщенность в нефтяной части залежи; $\bar{S}_{gG}$ — средняя газонасыщенность в газовой шапке; $\bar{S}_{wW}$ — средняя водонасыщенность в промытой зоне.

Уравнения (Е.3) и (Е.6) обеспечивают удобство перехода между общей и средней по нефтяной залежи нефтенасыщенностями. Переходы возможны, только если существует зависимость поровых объемов, занятых газовой шапкой и водой (V_{pG} и V_{pW}) от времени. В следующих разделах мы рассмотрим ряд уравнений объемного баланса, которые описывают V_{pG} и V_{pW}.

Е.3. Промытая зона

Промытая зона может образоваться по двум механизмам: за счет естественного водопритока и/или нагнетания воды. Приведенный поровый объем промытой зоны связан с объемом закачиваемой и наступающей воды соотношением

$$\frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}} = \frac{\left(W_I - W_p\right) B_w + W_e}{V_{pi}\left(1 - \bar{S}_{orw} - \bar{S}_{wi}\right)}, \quad \text{(E.11)}$$

где W_i – накопленный объем закачиваемой воды; W_p – накопленный объем добытой воды; W_e – накопленный объем воды, подтянутой в нефтяную зону. W_i и W_p выражаются в стандартных единицах объема на поверхности; W_e – в единицах объема пласта.

Уравнения (Е.11) и (Е.6) можно использовать вместе с уравнением насыщенности (6.89), (6.93) или (6.95) для расчета средней нефтенасыщенности нефтяной зоны. Их также можно использовать для расчета изменения размеров нефтяной и промытой зон. Процедура расчета показана в примере 1.

Таблица Е.1. Стандартные PVT-свойства тяжелой нефти

	Свойства флюида			
p, бар	B_o, м^3/м^3	B_g, м^3/м^3	R_s, м^3/м^3	R_v, м^3/млн м^3
137,8	1,467		149,3	
113,0	1,463	0,01078	145,3	0,0
68,9	1,322	0,01869	97,6	0,0

Пример 1. Водонапорный режим

В таблице Е.1 приводятся некоторые стандартные PVT-свойства тяжелой нефти. Рассмотрим коллектор с водонапорным режимом, поровый объем которого составляет 6,122 млн м^3. Начальное давление 137,8 бар. Давление насыщения жидкости 113,7 бар. При давлении 68,9 бар в нефтенасыщенную зону было подтянуто 1,156 млн м^3 пластовой воды, и коэффициент извлечения нефти был равен 29, 55%. Средние нефте-, газо- и водонасыщенности по всему объему составляли 80, 0 и 20% соответственно. Рассчитайте долю порового объема, занятую нагнетаемой водой при давлении 68,9 бар. Также рассчитайте средние значения нефтенасыщенности для всего пласта и нефтяной зоны при давлении 68,9 бар. Предполагается, что остаточная нефтенасыщенность при течении воды составляет 45%.

Решение. Так как изначально газовая шапка отсутствует, $S_{oi} = 80\%$; $S_{gi} = 0\%$; $S_{wi} = 20\%$. Используя уравнение (Е.11), определяем V_{pW}/V_p:

$$\frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}} = \frac{(W_I - W_p)\,B_w + W_e}{V_{pi}\left(1 - \bar{S}_{orw} - \bar{S}_{wi}\right)} = \frac{0 + 1,156 \text{ млн м}^3}{(6,122 \text{ млн м}^3)\,(1 - 0,45 - 0,20)} = 0,539.$$

Этот расчет показывает, что только 53, 9% исходного порового объема занято наступающей водой при давлении 68,9 бар.

Уравнение (Е.4) позволяет рассчитать среднюю водонасыщенность по всему коллектору. Его применение дает:

$$\bar{S}_w(t) = \bar{S}_{wi}\left(1 - \frac{V_{pW}}{V_{pi}}\right) + \left(1 - \bar{S}_{orw}\right)\left(\frac{V_{pW}}{V_{pi}}\right) = 0,20(1 - 0,539) + \\ + (1 - 0,45)(0,539) = 0,389.$$

Средняя нефтенасыщенность по пласту дается уравнением насыщенности (6.95):

$$\bar{S}_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right)\left(1 - \bar{S}_w\right) = (1 - 0,2955)\left(\frac{1,322\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}{1,467\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}\right)(1 - 0,20) = 0,508.$$

Средняя газонасыщенность по всему пласту равна:

$$\bar{S}_g = 1 - \bar{S}_o - \bar{S}_w = 1 - 0,508 - 0,389 = 0,103.$$

По уравнению (Е.6) рассчитывается средняя нефтенасыщенность по нефтяной части залежи:

$$\bar{S}_{oO}(t) = \frac{\bar{S}_o(t) - \bar{S}_{org}\left(\frac{V_{pG}(t)}{V_{pi}}\right) - \bar{S}_{orw}\left(\frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}}\right)}{\left(1 - \frac{V_{pG}(t)}{V_{pi}} - \frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}}\right)} = \frac{0,508 - 0 - (0,45)(0,539)}{(1 - 0 - 0,539)} = 0,575.$$

Средняя газонасыщенность в нефтяной зоне пласта равна

$$\bar{S}_{gO} = 1 - \bar{S}_{oO} - \bar{S}_{wi} = 1 - 0,575 - 0,20 = 0,225.$$

Расчеты показывают, что значения газонасыщенности по всей залежи и по нефтеносной ее части равны 10,3 и 22,5% соответственно.

Е.4. Область газовой шапки

Полный объем газовой шапки равен сумме ее начального порового объема и приращения объема:

$$V_{pG} = V_{pGi} + \Delta V_{pG}. \tag{Е.12}$$

Модель предполагает, что приращение объема газовой шапки происходит за счет пассивного разделения. Гравитационное отделение газа в виде газовой шапки происходит, если $\Delta V_{pg} > 0$; если $\Delta V_{pg} = 0$ — не происходит. Сначала мы рассмотрим газовую шапку без гравитационного разделения; далее, в разделе Е.4.1, — с гравитационным разделением. Начальный поровый объем газовой шапки оценивается волюметрическими измерениями или по следующему уравнению:

$$\frac{V_{pGi}}{V_p} = \frac{m\bar{S}_{oOi} - \left(1 - \bar{S}_{oOi} - \bar{S}_{wi}\right)}{\left(\bar{S}_{oOi} - \bar{S}_{org}\right) - m\left(\bar{S}_{org} - \bar{S}_{oOi}\right)}, \tag{Е.13}$$

где $m = V_{fgi}/V_{foi} = G_{fgi}B_{gi}/(N_{foi}B_{oi})$ и $\bar{S}_{oOi}$ — начальная нефтенасыщенность в нефтяной зоне. Уравнение (Е.13) выводится из объемного баланса по всему пласту и по газовой шапке.

Уравнения (Е.6) и (Е.13) эффективно расширяют применение уравнений насыщенности для газовой шапки без гравитационного отделения газа; в разделе 6.3 обсуждается уравнение насыщенности. Пример 2 иллюстрирует их применение.

Пример 2. Газовая шапка без гравитационного отделения газа

Рассмотрим залежь тяжелой нефти с газовой шапкой, начальное пластовое давление в которой 113,0 бар. Начальная нефте- и водонасыщенность нефтяной части залежи составляет 80 и 20% соответственно. Начальные нефте- и водонасыщенность газовой шапки равны 20% каждая. Начальный поровый объем нефтяной залежи и газовой шапки составляет 6,122 и 3,053 млн м^3 соответственно. Коэффициент извлечения нефти к моменту падения пластового давления до 68,9 бар составляет 20,5%. Предполагается использование PVT-свойств из таблицы Е.1.

1. Рассчитайте начальную среднюю нефте- и газонасыщенность по всему пласту.

2. Рассчитайте начальную среднюю нефте- и газонасыщенность по всему пласту при давлении 68,9 бар. Предполагается, что не происходит гравитационное отделение газа.

3. Рассчитайте среднюю нефте- и газонасыщенность по нефтяной части залежи при давлении 68,9 бар.

Решение

1) Относительный поровый объем, изначально занятый нефтью и газовой шапкой, вычисляется следующим образом:

$$\frac{V_{pOi}}{V_{pi}} = \frac{6,122 \text{ млн м}^3}{(6,122 + 3,053) \text{ млн м}^3} = 0,667,$$

$$\frac{V_{pGi}}{V_{pi}} = \frac{3,053 \text{ млн м}^3}{(6,122 + 3,053) \text{ млн м}^3} = 0,333.$$

Начальная средняя нефтенасыщенность по всему пласту определяется уравнением (Е.5):

$$\bar{S}_{oi} = \bar{S}_{oOi}\left(1 - \frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right) + \left(\bar{S}_{org}\right)\left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right) = 0,80(1 - 0,333) + 0,20(0,333) = 60\%.$$

Соответствующая газонасыщенность равна

$$\bar{S}_{gi} = 1 - \bar{S}_{oi} - \bar{S}_{wi} = 1 - 0,60 - 0,20 = 0,20.$$

2) Средняя нефтенасыщенность по всему пласту при давлении 68,9 бар определяется уравнением насыщенности (6.93):

$$\bar{S}_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{\bar{S}_{oi}}{B_{oi}} + \frac{\bar{S}_{gi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)\frac{\phi_i}{\phi} - \left(1 - \bar{S}_w\right)\frac{R_v}{B_g}}{\left(\frac{1}{B_o} - \frac{R_v}{B_g}\right)} =$$

$$= \frac{(1 - 0,205)\left(\frac{0,60}{1,463 \text{ м}^3/\text{м}^3} + 0\right)1 - 0}{\left(\frac{1}{1,322 \text{ м}^3/\text{м}^3} - 0\right)} = 0,431.$$

Соответствующая газонасыщенность равна $(1 - 0,431 - 0,20) = 0,369$.

3) Средняя нефтенасыщенность по нефтяной части залежи пласта определяется расчетом уравнения (Е-6) при 68,9 бар:

$$\bar{S}_{oO}(t) = \frac{\bar{S}_o(t) - \bar{S}_{org}\left(\frac{V_{pG}(t)}{V_{pi}}\right) - \bar{S}_{orw}\left(\frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}}\right)}{\left(1 - \frac{V_{pG}(t)}{V_{pi}} - \frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}}\right)} = \frac{0,431 - 0,20(0,333) - 0}{(1 - 0,333 - 0)} = 0,547.$$

Соответствующая газонасыщенность равна

$$\bar{S}_{gO} = 1 - \bar{S}_{oO} - \bar{S}_{wi} = 1 - 0,547 - 0,20 = 0,253.$$

Е.4.1. Вторичная газовая шапка без рециркуляции газа

В этом разделе сформулированы уравнения объемного баланса для вторичной газовой шапки при отсутствии закачки в нее газа.

На макроскопическом уровне уравнение материального баланса для добываемого газа относительно начального объема газовой шапки выглядит следующим образом:

$$G_{Gi} = V_{pGi}\left[\frac{\bar{S}_{org}R_{si}}{B_{oi}} + \frac{\left(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi}\right)}{B_{gi}}\right], \tag{Е.14}$$

где G_{Gi} – количество газа в газовой шапке, выраженное в единицах объема на поверхности; V_{pGi} – начальный поровый объем газовой шапки. Материальный баланс по газовой шапке в произвольный момент времени определяется уравнением

$$G_{Gi} = V_{pG}\left[\frac{\bar{S}_{org}R_{s}}{B_{o}} + \frac{\left(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi}\right)}{B_{g}}\right], \tag{Е.15}$$

где V_{pG} – суммарный поровый объем газовой шапки. Это уравнение предполагает, что количество газа в газовой шапке остается постоянным. Допущение соответствует истине, если не производится закачка газа в газовую шапку. Приравнивая и решая уравнения (Е.14) и (Е.15) относительно V_{pG}/V_{pGi}, получаем соотношение:

$$\frac{V_{pG}}{V_{pGi}} = \frac{\left[\dfrac{\bar{S}_{org}R_{si}}{B_{oi}} + \dfrac{\left(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi}\right)}{B_{gi}}\right]}{\left[\dfrac{\bar{S}_{org}R_{s}}{B_{o}} + \dfrac{\left(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi}\right)}{B_{g}}\right]}. \tag{Е.16}$$

Приведенное приращение порового объема, занятого газовой шапкой, определяется уравнением:

$$\frac{\Delta V_{pG}}{V_{pGi}} = \frac{V_{pG}}{V_{pGi}} - 1 = x_p\left\{\frac{\left[\dfrac{\bar{S}_{org}R_{si}}{B_{oi}} + \dfrac{\left(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi}\right)}{B_{gi}}\right]}{\left[\dfrac{\bar{S}_{org}R_{s}}{B_{o}} + \dfrac{\left(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi}\right)}{B_{g}}\right]} - 1\right\}, \tag{Е.17}$$

где нами было использовано уравнение (Е.16). Уравнение нормирует приращение порового объема газовой шапки относительно ее начального порового объема, а также включает фактор x_p, который представляет собой долю газа, формирующегося за счет гравитационного отделения во вторичную газовую шапку. Оставшийся расширяющийся газ распространяется по нефтенасыщенной части залежи. Эффективность вытеснения нефти газом, отделяющимся в виде вторичной газовой шапки, максимальна; напротив, рассеянный растворенный газ вытесняет нефть наименее эффективно. Вторичная

газовая шапка не образуется, если $x_p = 0$; если образуется частично — $0 < x_p < 1$ и если в нее входит весь объем газа, $x_p = 1$. Отношение порового объема, занятого газовой шапкой, к суммарному поровому объему пласта, определяется уравнением:

$$\frac{V_{pG}}{V_{pi}} = \left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right)\left(1 + \frac{\Delta V_{pG}}{V_{pGi}}\right) = \left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right)\left[1 + x_p\left\{\frac{\left[\dfrac{\bar{S}_{org}R_{si}}{B_{oi}} + \dfrac{(1-\bar{S}_{org}-\bar{S}_{wi})}{B_{gi}}\right]}{\left[\dfrac{\bar{S}_{org}R_s}{B_o} + \dfrac{(1-\bar{S}_{org}-\bar{S}_{wi})}{B_g}\right]} - 1\right\}\right], \tag{E.18}$$

где (V_{pGi}/V_p) или измеряется, или определяется по уравнению (E.13). Приведенное относительное увеличение порового объема, занятого газовой шапкой, определяется следующим образом:

$$\frac{\Delta V_{pG}}{V_{pi}} = \left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right)\left(\frac{\Delta V_{pG}}{V_{pGi}}\right) = \left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right)x_p\left\{\frac{\left[\dfrac{\bar{S}_{org}R_{si}}{B_{oi}} + \dfrac{(1-\bar{S}_{org}-\bar{S}_{wi})}{B_{gi}}\right]}{\left[\dfrac{\bar{S}_{org}R_s}{B_o} + \dfrac{(1-\bar{S}_{org}-\bar{S}_{wi})}{B_g}\right]} - 1\right\}. \tag{E.19}$$

Приведенный общий поровый объем газовой шапки является суммой приведенного начального объема и приращения порового объема газовой шапки:

$$\frac{V_{pG}}{V_{pi}} = \left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}} + \frac{\Delta V_{pG}}{V_{pi}}\right). \tag{E.20}$$

Уравнения (E.18)–(E.20) и (E.6) можно использовать вместе с уравнением насыщенности для определения средней нефтенасыщенности. В примере 3 показана эта операция.

Пример 3. Выделение газа с образованием вторичной газовой шапки

Рассмотрим залежь тяжелой нефти с вторичной газовой шапкой. Начальное пластовое давление равно 113,0 бар. Начальная нефте- и водонасыщенность нефтяной части залежи составляет 80 и 20% соответственно. Начальные нефте- и водонасыщенности газовой шапки равны 20% каждая. Начальный поровый объем нефтяной залежи и газовой шапки составляет 6,122 и 3,053 млн м^3 соответственно. Коэффициент извлечения нефти к моменту падения пластового давления до 68,9 бар равен 23,48%. Предполагается использование PVT-свойств из таблицы E.1.

1. Рассчитайте начальную среднюю нефте- и газонасыщенность по всему пласту.

2. Рассчитайте начальную среднюю нефте- и газонасыщенность по всему пласту при падении давления до 68,9 бар. Предполагается, что 50% газа выделяется в виде вторичной газовой шапки и участвует в ее расширении.

3. Рассчитайте среднюю нефте- и газонасыщенность по нефтяной части залежи при давлении 68,9 бар.

Решение

1) Относительный поровый объем, изначально занятый нефтяной залежью и газовой шапкой, вычисляется следующим образом:

$$\frac{V_{pOi}}{V_{pi}} = \frac{6,122 \text{ млн м}^3}{(6,122 + 3,053) \text{ млн м}^3} = 0,667,$$

$$\frac{V_{pGi}}{V_{pi}} = \frac{3,053 \text{ млн м}^3}{(6,122 + 3,053) \text{ млн м}^3} = 0,333.$$

Этот расчет показывает, что вначале газовая шапка занимает 33,3% порового пространства коллектора. Вначале средняя нефтенасыщенность по всему пласту определяется уравнением (Е.5):

$$\bar{S}_{oi} = \bar{S}_{oOi}\left(1 - \frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right) + (\bar{S}_{org})\left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right) = 0,80(1 - 0,333) + 0,20(0,333) = 60\%.$$

Соответствующая газонасыщенность равна

$$\bar{S}_{gi} = 1 - \bar{S}_{oi} - \bar{S}_{wi} = 1 - 0,60 - 0,20 = 0,20.$$

2) Средняя нефтенасыщенность по всему пласту при давлении 68,9 бар определяется уравнением насыщенности (6.93):

$$\bar{S}_o = \frac{\left(1 - \frac{N_p}{N}\right)\left(\frac{\bar{S}_{oi}}{B_{oi}} + \frac{\bar{S}_{gi}R_{vi}}{B_{gi}}\right)\frac{\phi_i}{\phi} - (1 - \bar{S}_w)\frac{R_v}{B_g}}{\left(\frac{1}{B_o} - \frac{R_v}{B_g}\right)} =$$

$$= \frac{(1 - 0,2348)\left(\frac{0,60}{1,463 \text{ м}^3/\text{м}^3} + 0\right)1 - 0}{\left(\frac{1}{1,322 \text{ м}^3/\text{м}^3} - 0\right)} = 0,4148.$$

Соответствующая газонасыщенность равна $(1 - 0,415 - 0,20) = 0,385$.

3) Прирост порового объема, занятого газовой шапкой, определяется решением уравнения (4.19) при давлении 68,9 бар:

$$\frac{\Delta V_{pG}}{V_{pi}} = \left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}}\right) x_p \left\{ \frac{\left[\frac{\bar{S}_{org}R_{si}}{B_{oi}} + \frac{(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi})}{B_{gi}}\right]}{\left[\frac{\bar{S}_{org}R_s}{B_o} + \frac{(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi})}{B_g}\right]} - 1 \right\},$$

$$\frac{\Delta V_{pG}}{V_{pi}} = (0,333)\,0,50 \left\{ \frac{\left[\frac{(0,2)\left(145,3\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1,463\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}} + \frac{(1 - 0,2 - 0,2)}{0,01078\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}\right]}{\left[\frac{(0,2)\left(97,60\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\right)}{1,463\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}} + \frac{(1 - 0,2 - 0,2)}{0,01869\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}}\right]} - 1 \right\} = 0,101.$$

Полный поровый объем задается уравнением (Е.20):

$$\frac{V_{pG}}{V_{pi}} = \left(\frac{V_{pGi}}{V_{pi}} + \frac{\Delta V_{pG}}{V_{pi}}\right) = 0,333 + 0,101 = 0,434;$$

средняя нефтенасыщенность по нефтяной части залежи пласта определяется расчетом уравнения (Е.6) при 68,9 бар:

$$\bar{S}_{oO}(t) = \frac{\bar{S}_o(t) - \bar{S}_{org}\left(\frac{V_{pG}(t)}{V_{pi}}\right) - \bar{S}_{orw}\left(\frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}}\right)}{\left(1 - \frac{V_{pG}(t)}{V_{pi}} - \frac{V_{pW}(t)}{V_{pi}}\right)} = \frac{0,418 - 0,20(0,434) - 0}{(1 - 0,434 - 0)} = 0,579.$$

Соответствующая газонасыщенность равна

$$\bar{S}_{gO} = 1 - \bar{S}_{oO} - \bar{S}_{wi} = 1 - 0,579 - 0,20 = 0,221.$$

При сравнении примеров 2 и 3 видно, что газонасыщенность нефтяной зоны снижается, несмотря на то что коэффициент извлечения нефти выше (23,48% против 20,5%). Более низкая газонасыщенность — это характеристическая особенность расширяющейся газовой шапки. Различие это становится более выраженным при низких давлениях, когда повышается роль расширения газовой шапки.

Е.4.2. Расширяющаяся газовая шапка при закачке добываемого газа

В этом разделе приводятся уравнения объемного баланса, необходимые для расчета дополнительного расширения газовой шапки, происходящего при закачке в нее газа, и последующем отделении этого газа при расширении. Этот подход позволяет описать формирование вторичной газовой шапки, если изначально она не существует.

Если r_g — это доля повторно закачиваемого газа в общем объеме добычи, тогда полный объем рециркулируемого газа равен:

$$G_{rg} = r_g G_p, \tag{Е.21}$$

где G_{rg} и G_p выражены в единицах объема на поверхности. Используя макроскопические уравнения материального баланса для газа на поверхности, можно определить приращение порового объема, занятого повторно закачиваемым газом:

$$\Delta V_{pG} = \frac{r_g x_p G_p}{\left[\frac{\bar{S}_{org} R_s}{B_o} + \frac{(1 - \bar{S}_{org} - \bar{S}_{wi})}{B_g}\right]}, \tag{Е.22}$$

где x_p – доля повторно закачиваемого газа, которая формирует вторичную газовую шапку. Геологические запасы газа определяются по уравнению (5.35):

$$G = V_{pi}\left(\frac{\bar{S}_{oi}\bar{R}_{si}}{\bar{B}_{oi}} + \frac{\bar{S}_{gi}}{\bar{B}_{gi}}\right). \tag{Е.23}$$

Делением уравнения (E.22) на (E.23) и преобразованием получаем:

$$\frac{\Delta V_{pG}}{V_{pi}} = \frac{r_g x_p \left(\frac{G_p}{G}\right)\left(\frac{\bar{S}_{oi}\bar{R}_{si}}{\bar{B}_{oi}} + \frac{\bar{S}_{gi}}{\bar{B}_{gi}}\right)}{\left[\frac{\bar{S}_{org}R_s}{B_o} + \frac{(1-\bar{S}_{org}-\bar{S}_{wi})}{B_g}\right]}. \tag{E.24}$$

Это уравнение можно использовать вместе с уравнением (E.20) для расчета приведенного порового объема, занятого газовой шапкой.

Уравнения (E.20), (E.24) и (E.6) можно использовать совместно с уравнением насыщенности для определения средней насыщенности в нефтяной зоне.

E.5. Расчет поведения пласта

Поведение пласта описывают следующие 14 переменных: $\bar{S}_o, \bar{S}_w, \bar{S}_g, \bar{S}_{oO}, \bar{S}_{wo}, \bar{S}_{go}$, V_{pO}, V_{pG}, V_{pW}, N_p/N, G_p/G, $\Delta N_p/N$, $\Delta G_p/G$ и R. Следующие 14 уравнений накладывают ограничения на эти переменные: (E.2)–(E.4), (E.7), (E.8), (E.11), (E.18), (9.110), (9.119), (9.122), (9.123) и (6.89); а также $\bar{S}_{wO} = S_{wi}$. Если существует приток воды, необходимо также ввести W_e. Эти уравнения решаются способом, аналогичным приведенному в разделе 9.5.2[1].

[1] Эти уравнения не учитывают расширение газовой шапки, происходящее за счет рециркуляции газа. Чтобы учесть этот дополнительный механизм добычи, можно добавить уравнение (E.24) к (E.19), чтобы получить полное расширение газовой шапки, равное ΔV_{pG}.

Номенклатура

A — площадь дренирования
A_s — внутренняя поверхность на единицу порового объема
A_t — общая площадь месторождения
a_k — ρ/μ, $1/(\mu B)$ или $p/(\mu z)$ при давлении k
$\bar{a}_k$ — среднее значение a_k для диапазона давлений
B_g — объемный коэффициент газа
B_{ge} — объемный коэффициент газового эквивалента
BHP — забойное давление
B_i — объемный коэффициент i-й фазы
B_{tg} — объемный коэффициент газа при двухфазном потоке
B_{to} — объемный коэффициент нефти при двухфазном потоке
B_{tw} — объемный коэффициент воды при двухфазном потоке
B_w — объемный коэффициент воды
b — показатель истощения
C_A — коэффициент формы площади дренирования
CCE — контактная конденсация
c — изотермический коэффициент сжимаемости
c_f — изотермический коэффициент сжимаемости породы (порового объема)
cgs — СГС (сантиметр-грамм-секунда)
c_i — изотермический коэффициент сжимаемости i-й фазы
c_t — общий изотермический коэффициент сжимаемости (две фазы газ/нефть — уравнение 4.74; нефть/вода/порода — уравнение 7.51)
CV — контрольный объем
CVD — разгазирование при постоянном объеме
D — глубина; темп падения дебита; коэффициент запаздывания
d — оператор дифференцирования
E — полное расширение пласта
E_f — коэффициент расширения породы или порового объема
E_{gw} — смешанный коэффициент расширения газа/связанной воды/породы/закачиваемой воды
E_{gfw} — смешанный коэффициент расширения газа/воды/породы
E_i — коэффициент расширения i-й фазы
$Ei(x)$ — экспоненциальный интеграл x
EOR — методы увеличения нефтеотдачи (повышения нефтеотдачи пласта)
EOS — уравнение состояния
E_{ow} — смешанный коэффициент расширения нефти/связанной воды/породы/закачиваемой воды
E_{ofw} — смешанный коэффициент расширения нефти/воды/породы
E_{sg} — выход газа при стандартных условиях на поверхности (производительность)
E_{so} — выход нефти при стандартных условиях на поверхности (производительность)
E_t — полное расширение пласта (в единицах пластового объема)

E_v — коэффициент извлечения по вертикали
exp — экспонента
F — суммарный отбор флюида (в единицах пластового объема); произвольная функция
F_j — характеристический коэффициент для компонента j
$\hat{F}_i$ — общий поток массы для компонента i
F_{jsc} — общий поток компонентов j на поверхности
f — доля пласта, окруженная водоносным горизонтом (акьюфером); коэффициент установившегося потока
f_c — доля дебита товарной нефти, получаемой из конденсата
G — геологические запасы газа
G_e — геологические запасы газового эквивалента
G_{fg} — количество газа при условиях на поверхности в свободном газе
G_{fo} — количество газа при условиях на поверхности в свободной нефти
G_{fw} — количество газа при условиях на поверхности в свободной воде
G_I — накопленная закачка газа
GOC — газонефтяной контакт
GOR — газовый фактор
G_p — накопленная добыча газа (при стандартных условиях на поверхности)
G_{pe} — накопленная добыча газового эквивалента
GPM — единица концентрации: галлон на тыс. куб. футов
G_{ps} — накопленная добыча товарного газа
g — ускорение свободного падения
$HCPV$ — объем порового пространства, занятый углеводородами
h — толщина пласта
h_i— толщина слоя i
I — накопленный объем закачки газа и воды (в пластовых единицах объема)
I_{awd} — показатель водонапорного режима
I_{fwd} — показатель вытеснения за счет сокращения порового пространства и расширения связанной воды
I_g — накопленный объем закачки газа (в пластовых единицах объема)
I_{gd} — показатель вытеснения режима газовой шапки
$IMPES$ — метод, неявный по давлению и явный по насыщенности
I_{nwd} — показатель вытеснения за счет естественного водопритока
I_{sd} — показатель вытеснения режима растворенного газа
I_w — накопленный объем закачки воды (в пластовых единицах объема)
IWR — соотношение нагнетания и отбора
$IWRR$ — соотношение темпов нагнетания и отбора
i — процентная ставка
i_{wcs} — скорость нагнетания подтоварной воды (в единицах объема на поверхности)
j — коэффициент продуктивности
J_k — коэффициент продуктивности скважины k или фазы k
K — коэффициент Козени, уравнение (3.6)
K_i — коэффициент Стендинга для компонента i
k — проницаемость
$\bar{k}$ — средняя проницаемость
k_i— проницаемость фазы i, слоя i или пласта i
k_m — медианная проницаемость
k_{ri} — относительная фазовая проницаемость фазы i

k_{rogo} — предельное значение относительной фазовой проницаемости по нефти для пары нефть–газ
k_{rog} — относительная фазовая проницаемость нефти по кривым ОФП для нефти и газа
k_{row} — относительная фазовая проницаемость нефти по кривым ОФП для нефти и воды
k_{rowo} — предельное значение относительной фазовой проницаемости по нефти для пары нефть–вода
k_t — постоянная времени для водоносного пласта
k_{16} — проницаемость для накопленной частоты 16%
L — длина; мольная доля нефтяной фазы
L_i — мольная доля жидкой фазы на стадии сепарации i
$\tilde{L}_i$ — мольная доля жидкости, на выходе стадии i
ln — натуральный логарифм
log — десятичный логарифм
M — отношение непродуктивного порового объема к продуктивному
MBE — уравнение материального баланса
$MBOT$ — модифицированная модель залежи тяжелой нефти
M_i — суммарная масса компонента i
M_{Ii} — накопленная масса закачки компонента i
M_{pi} — накопленная добытая масса компонента i
M_w — молекулярная масса
M^o_{wi} — молекулярная масса компонента i
M_{wL} — молекулярная масса жидкой или нефтяной фазы
M_{wv} — молекулярная масса паровой или газовой фазы
m — отношение начальных объемов свободной газовой и нефтяной фазы; псевдодавление
$m'(p)$ — псевдодавление реального газа при давлении p, определяемое по уравнению Аль-Хусейни и др.
$m(p)$ — псевдодавление при давлении p
m_i — масса компонента или фазы i
$m_k - \bar{a}_k \Delta p_k$
mks — метр-килограмм-секунда
m_{ti}(p) — двухфазное псевдодавление для компонента i
N — геологические запасы нефти
N_c — суммарное количество компонентов
N_{fg} — объем товарной нефти в фазе свободного газа при стандартных условиях
N_{fo} — объем товарной нефти в фазе свободной нефти при стандартных условиях
N_g — число плавучести (гравитационное)
NGL — флюиды природного газа
N_p — накопленная добыча нефти при стандартных условиях
N_w — количество скважин
n — количество вещества (моль); эффективное углеродное число парафинов; экспонента насыщения; срок или продолжительность проекта
n_i — количество вещества компонента или фазы i
n_p — количество фаз
n_T — суммарное количество вещества (моль)
$OFOIP$ — геологические запасы свободной нефти
$OGEIP$ — геологические запасы газового эквивалента
$OGFIP$ — геологические запасы свободного газа

$OGIP$ — геологические запасы газа
$OOIP$ — геологические запасы нефти
PVT — давление-объем-температура
PI — коэффициент продуктивности
PV — предельное значение; поровый объем
p — давление
p_f — давление гидроразрыва; пластовое давление на границе с водоносным горизонтом
p_g — давление породы
$\bar{p}_g$ — среднее пластовое давление во временной период от j до $j-1$
p_o — горное давление
p_p — поровое давление
p_r — опорное (стандартное) давление
p_v — поровый объем
$(p/\mu z)_c$ — эффективное значение $p/(\mu z)$
p_0 — опорное (стандартное) давление
Q — общий молярный дебит на единицу объема
$\hat{Q}$ — общий массовый дебит на единицу объема
$\hat{Q}_i$ — общий массовый дебит компонента i на единицу объема
Q_{jcs} — общий дебит компонента j на единицу объема в единицах объема на поверхности
q — дебит
q_{isc} — дебит компонента i при стандартных условиях
q_{XF} — скорость межпластового перетока
R — текущий газовый фактор; универсальная газовая постоянная
R_{go} — коэффициент пересчета объема газа в нефтяной эквивалент
R_i — стандартное отклонение для точки i
R_{jk} — растворимость компонента j в фазе k (объем j, отнесенный к объему k в ст. условиях)
R_{ng} — отношение продуктивной толщины к суммарной
R_p — накопленный газовый фактор продукции
R_{ps} — накопленный газовый фактор продукции по товарному газу
R_s — газосодержание нефти
R_{sw} — газосодержание воды
R_v — конденсатно-газовый фактор
r — радиальная координата; радиус капилляра; отношение начального и конечного потоков денежной наличности
r_e — радиус дренирования; эффективный радиус водносного пласта
r^*_{eD} — минимальный безразмерный радиус акьюфера для бесконечного водоносного пласта
r_g — доля повторно закачиваемого газа в добываемом объеме
r_i— исследуемый радиус
r_o — эффективный радиус пласта
s — скин-фактор
scf — стандартный кубический фут
S_{gG} — газонасыщенность в газовой зоне
S_{gO} — газонасыщенность в нефтяной зоне
S_I — Международная система единиц СИ
S_i — насыщенность по фазе i

S_{org} — остаточная нефтенасыщенность при течении газа; нефтенасыщенность в газовой шапке
S_{oO} — нефтенасыщенность в нефтяной зоне
SPE — Общество инженеров-нефтяников
SSR — сумма квадратов стандартных отклонений
STB — баррель при стандартных условиях
S_{wc} — связанная водонасыщенность
S_{wW} — водонасыщенность в промытой зоне
T — температура
t — время
T_{bi} — абсолютная температура кипения компонента i
t_{Dmax} — максимальное безразмерное время
t_d — время окончания неограниченного потока
t_{pss} — время достижения псевдоустановившегося режима
U — постоянная водоносного пласта
u — поток или скорость фильтрации в законе Дарси
u_i — поток или скорость фильтрации в законе Дарси для фазы i
V — мольная доля паровой или газовой фазы; объем
V_b— объем (например, пласта)
V_c — объем ячейки
V_{DP} — коэффициент Дикстры–Парсонса
V_e — исключенный объем
VEH — уравнение Ван-Эвердингена–Херста
V_{fo} — объем свободной нефтяной фазы
V_{go} — объем свободной газовой фазы
V_{gsc} — объем извлеченного газа при стандартных условиях
V_i — объем компонента или фазы i; мольная доля паровой фазы на i-й стадии сепарации
$\tilde{V}_i$ — мольная доля паров на выходе стадии i (из 1 моля скважинной продукции)
$VOGC$ — залежи летучей нефти и газоконденсата
V_{osc} — объем добытой товарной нефти при стандартных условиях
V_p — поровый объем
V_{pa} — поровый объем водоносного пласта
V_{pG} — поровый объем газовой шапки
V_{pO} — поровый объем нефтяной зоны
V_{pr} — поровый объем пласта
V_T — полный объем
V_{pW} — поровый объем промытой зоны
v — скорость; удельный объем
v_o — объемная доля нефтяной фазы
W — ширина; начальные геологические запасы воды; накопленная добыча жидкости (в пластовых единицах объема)
W_D — безразмерный накопленный объем подтянутой воды
W_e — накопленный объем подтянутой воды
W_g — накопленный объем добытого газа (в пластовых единицах объема)
W_I — накопленная закачка воды (при стандартных условиях на поверхности)
$\hat{W}_j$ — суммарная масса компонента j на единицу объема пласта
W_{jsc} — суммарный объем (при стандартных условиях на поверхности) компонента j на единицу объема пласта

W_o — накопленная добыча нефти
WOC — водонефтяной контакт (ВНК)
W_p — накопленная добыча воды (при стандартных условиях на поверхности);
W_w — накопленная добыча воды (в пластовых единицах объема)
w_g — мольная доля газового компонента (при стандартных условиях на поверхности) в водной фазе
w_w — мольная доля воды (при стандартных условиях на поверхности) в водной фазе
X — количество тяжелых компонентов
x — координата x; мольная доля
x_i — мольная доля компонента i в нефтяной фазе
x_{ij} — мольная доля компонента i в фазе j
Y — количество легких компонентов
y — координата y
y_i — мольная доля компонента i в газовой фазе
z — коэффициент сжимаемости
z_g — коэффициент сжимаемости газовой фазы
z_i — суммарная мольная доля компонента i
z_o — коэффициент сжимаемости нефтяной фазы
z_2 — двухфазный коэффициент сжимаемости нефти и газа

Греческие символы

γ — удельный вес фазы; постоянная Эйлера (0,5772); $\mu_o B_o/\mu_g B_g$
Δ — оператор приращения
∂ — оператор частного дифференциала
δ — ширина или высота трещины; прирост давления
η — постоянная Больцмана
θ — угол, θ-постоянная
λ — постоянная времени
λ_e — общая постоянная времени для стратифицированной системы
λ_{ise} — подвижность компонента i, выраженная в единицах объема на поверхности
μ — вязкость
$(\overline{\mu B})_e$ — эффективное значение μB (средневзвешенное по давлению)
$(\overline{\mu B})_{oe}$ — эффективное значение μB для дегазированной нефти
$(\overline{\mu B})_{ge}$ — эффективное значение μB для газа при стандартных условиях на поверхности
ρ — мольная плотность
ρ_i — мольная плотность фазы i
$\overline{\rho}$ — массовая плотность
$\overline{\rho_b}$ — массовая плотность по всему объему
$\overline{\rho_g}$ — массовая плотность зерен (породы)
$\overline{\rho_i}$ — массовая плотность фазы i
$\overline{\rho_r}$ — плотность зерен (породы)
$(\rho/\mu)_e$ — эффективное значение $\rho \mathrm{v} \mu$
Σ — оператор суммы
Ф — функции, определяющиеся уравнениями (9.113), (9.114), (9.136), (9.137), (13.13) или (13.14)
ϕ — пористость

Ψ — отношение проницаемостей k_{rg}/k_{ro}
ω_i — массовая доля компонента i
ω_{ij} — массовая доля компонента i в фазе j

Другие символы

∇ — оператор дивергенции

Верхние индексы

o — количество чистого компонента
ℓ — показатель итерации
$'$ — частная производная величины по давлению; объем зоны повреждения коллекторских свойств
$-$ — среднее значение величины
$\rightarrow$ — вектор

Нижние индексы

a — водоносный пласт; ликвидация
API — удельный вес в градусах Американского нефтяного института
b — давление насыщения; объем
D — безразмерная величина
d — точка росы
e — эффективное значение; внешняя граница
f — объем породы (пласта) или пор; окончание или ликвидация
g — газовая фаза; газ при условиях на поверхности
H — горизонтальный
I — начальные условия
i — начальные условия; индекс компонента; индекс стадии сепарирования
j — показатель уровня давления
k — показатель уровня давления; временной отрезок для дискретизации притока воды
L — жидкость
m — среднее значение
n — индекс слоя
o — нефтяная фаза; товарная (дегазированная) нефть
r — пластовый; остаточный; остающийся
s — скин
sc — стандартные условия на поверхности (температура и давление)
t — временной масштаб
T — полный
v — пар; вертикальный
w — водная фаза; подтоварная вода при условиях на поверхности; забой скважины
wf — скважина в эксплуатации
ws — остановленная (заглушенная) скважина

Литература

AGARWAL, R.G., AL-HUSSAINY, R., AND RAMEY, H.J.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady-State Liquid Flow: I. Analytical Treatment," Soc. Pet. Eng. J. (September 1970) 279–290.

AHMED, T.: "Composition Modeling of Tyler and Mission Canyon Formation Oils with CO_2 and Lean Gases," report submitted to Montanans on a New Track for Science (MONTS) (Montana National Science Foundation Grant Program) 1985.

AHMED, T.: *Hydrocarbon Phase Behavior,* Gulf Publishing Company, 1989.

ALANI, G.H. AND KENNEDY, H.T.: "Volume of Liquid Hydrocarbons at High Temperatures and Pressures, "Trans. AIME (1960) 219, 288–292.

AL-HUSSAINY, R., RAMEY, H.J., JR., AND CRAWFORD, P.B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media," J. Pet. Tech. (May 1966) 637–642.

ALLEN, F.H. AND ROE, R.P.: "Performance Characteristics of a Volumetric Condensate Reservoir," Petroleum Transactions, AIME (1950) 189, 83–90.

ALLEN, J.C.: "Factors Affecting the Classification of Oil and Gas Wells," Drilling and Prod. Practices (1953) 118–127.

ALLEN, T.O. AND ROBERTS, A.P.: *Production Operations—Well Completions, Workover, and Stimulation,* Volume 1, Oil and Gas Consultants, Inc, Tulsa, OK (1978).

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE: "Statistical Analysis of Crude Oil Recovery and Recovery Efficiency," API Bulletin D-14, Second Edition, Dallas (1984).

AMYX, J.W., BASS, D.M., AND WHITING, R.L.: *Petroleum Reservoir Engineering—Physical Properties,* McGraw-Hill Book Company, New York (1960).

ANDERSON, G.: *Coring and Core Analysis Handbook,* Petroleum Publishing Co., Tulsa, OK (1975).

ARPS, JJ. AND ROBERTS, T.G.: "The Effect of Relative Permeability Ratio, the Oil Gravity, and Solution Gas-Oil Ratio on the Primary Recovery from a Depletion-Type Reservoir," Trans. AIME (1955) 204, 120–126; J. Pet. Tech. (Aug., 1955).

ARPS, J.J., BRONS, F., VAN EVERDINGEN, A.F., BUCHWALD, R.W., AND SMITH, A.E.: "A Statistical Study of Recovery Efficiency," API Bull. (October 1967) D-4.

ARPS, J.J.: "Analysis of Decline Curves," Trans. AIME (1940) 160, 228.

AZIZ, K. AND SETTARI, A.: *Petroleum Reservoir Simulation,* Elsevier Publishers, New York, 1979.

BANKHEAD, C.C.: "Processing of Geological and Engineering Data in Multipay Fields for Evaluation," Soc. Pet. Eng. Reprint Series No. 3, *Oil and Gas Property Evaluation and Reserve Estimates,* Soc. Pet. Eng. (1970).

BEAR, J.: *Dynamics of Fluids in Porous Media,* Elsevier, New York (1972).

BEGGS, H. DALE: "Oil System Correlations," in *Petroleum Engineering Handbook,* Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1987).

BEGGS, H.D. AND ROBINSON, J.R.: "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems," J. Pet. Tech. (Sept. 1975)1140–41.

BERTUZZI, A.F., FETKOVICH, M.J., POETTMANN, F.H. AND THOMAS, L.K.: "Wellbore Hydraulics," *Petroleum Engineers Handbook,* H.B. Bradley, editor, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas (1987).

BLOM, S.M.P. AND HAGOORT, J.: "The Combined Effect of Near-Critical Relative Permeability and Non-Darcy Flow on Well Impairment by Condensate Drop Out," Soc. Pet. Eng. Reservoir Engineering (October 1998) 421–429.

BOBERG, T.C.: *Thermal Methods of Oil Recovery,* John Wiley and Sons, New York, 1988.

BOE, A., SKJAEVELAND, S.M., AND WHITSON, C.H.: "Two-Phase Pressure Test Analysis," Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation (December 1989) 604–610; presented at the 1981 Soc. Pet. Eng. Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 5–7.

BRADLEY, H.B.: "The SI Metric System of Units and SPE Metric Standard," from the *Petroleum Engineering Handbook,* Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1987)

BRAND, P.J. CLYNE, P.A., KIRKWOOD, F.G., AND WILLIAMS, P.W.: "The Forties Field: 20 Years Young," J. Pet. Tech. (April 1996) 280–291.

BRIGGS, P.J., BARON, R.P., FULLEYLOVE, R.J., AND WRIGHT, M.S.: "Development of Heavy-Oil Reservoirs," J. Pet. Tech. (February 1988) 206–214.

BRINKMAN.F.P.: "Increased Gas Recovery From a Moderate Water Drive Reservoir," SPE 9473, Journal Pet. Tech. (Dec. 1981) 2475–2480.

BRONS, F.: "On the Use and Misuse of Production Decline Curves," Producers Monthly (Sept. 1963) 2–25.

BRUNS, J.R., FETKOVICH, M.J., AND MEITZEN, V.C.: "The Effect of Water Influx on p/z-Cumulative Gas Production Curves, "J. Pet. Tech. (March 1965) 287–291.

CAMACHOV., R.G. AND RAGHAVAN, R.: "Boundary-Dominated Flow in Solution-Gas-Drive Reservoirs," Soc. Pet. Eng. Reservoir Engineering (Nov. 1989) 503–512.

CAMACHOV., R.G. AND RAGHAVAN, R.: "Some Theoretical Results Useful in Analyzing Well Performance Under Solution-Gas Drive," Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation (June 1991) 190–197.

CAMPBELL, J.M.: "Improved Professionalism: A Critical Need," J. Pet. Tech. (March 1990) 338–341.

CAMPBELL, J.M.: *Oil Property Evaluation,* Chapter 9, Prentiss-Hall, Inglewood Cliffs, N.J. (1959).

CAMPBELL, R.A. AND CAMPBELL, J.M.: *Mineral Property Economics, Volume 3: Petroleum Property Evaluation,* Campbell Petroleum Series, Norman, OK (1978).

CANNON, G.E. AND SULLINS, R.S.: "Problems Encountered in Drilling Abnormal Pressure Formations," API Drilling and Prod. Practices, 1946.

CARMALT, S.W. AND ST. JOHN, B.: "Giant Oil and Gas Fields," pp. 12–40, from *Future of Petroleum Provinces of the World,* American Association of Petroleum Geologists Memoir 40, Pratt Memorial Conference, Phoenix, eds. M.T. Halbouty (1984).

CARMEN, P.C.: J. Soc. Chem. Ind., vols. 57 and 58 (1939).

CARTER, R.D. AND TRACEY, G.W.: "An Improved Method for Calculating Water Influx," Trans. AIME (1960) 219,415–417.

CASE, L.C.: "Exceptional Silurian Brine Near Bay City Michigan," (Geol. Note) Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., 29 (1945) 567–570.

CASON, L.D.: "Waterflooding Increases Gas Recovery," J. Pet. Tech. (Oct. 1989) 1102–1106.

CHESNEY, T.P., LEWIS, R.C., AND TRICE, M.L.: "Secondary Gas Recovery From a Moderately Strong Water Drive Reservoir," J. Pet. Tech. (Sept. 1982) 2149–57.

CHIERCI, G.L., PIZZI, G., AND CIUCCI, G.M.: "Water Drive Gas Reservoirs: Uncertainty in Reserves Evaluation From Past History," J. Pet. Tech. (Feb. 1967) 237–242.

CHILDS, E.C.: *An Introduction to the Physical Basis of Soil Water Phenomena,* John Wiley and Sons, New York (1969).

CHRISTIANSEN, RICHARD L., "Relative Permeability and Capillary Pressure," Chapter 14 in *General Engineering,* J.R.Fanchi (ed.), *Petroleum Engineering Handbook,* Larry W. Lake (ed.), Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, in press.

CLARK, N.J.: *Elements of Petroleum Reservoirs,* Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1960).

COATS, K.H. AND G.T. SMART: "Application of Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data," Soc. Pet. Eng. Res. Eng. (May 1986) 277–99.

COATS, K.H., DEMPSEY, J.R., AND HENDERSON, J.H.: "The Use of Vertical Equilibrium in Two-Dimensional Simulation of Three-Dimensional Reservoir Performance," Soc. Pet. Engrs. Journal (March 1971) 63–71.

COATS, K.H.: "An Equation of State Compositional Model," Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1980) 363–76.

COATS, K.H.: "Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance," J. Pet. Tech. (October 1985) 1870–1886.

COATS, K.H.: *Mathematical Methods for Reservoir Simulation,* presented by the College of Engineering, TheUniversity of Texas at Austin, June 8–12, 1970.

COLE, F.W.: *Reservoir Engineering Manual,* Gulf Publishing Co., Houston, TX (1969).

COLLINS, G.E.: "Properties of Produced Waters," in Petroleum Engineering Handbook, ed. H.M. Bradley, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1987).

COOK, R.E., JACOBY, R.H., AND RAMESH, A.B.: "A Beta-Type Reservoir Simulator for Approximating Compositional Effects During Gas Injection," Soc. Pet. Eng. J. (July 1974) 471–81;

CORDELL, J.C. AND EBERT, C.K.: "A Case History—Comparison of Predicted and Actual Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil," J. Pet. Tech. (1965) 1291–1293.

CORE LABORATORIES: "Good Oil Company, Reservoir Fluid Study, Condensate Well No. 7, Productive Field, Prolific County, Wyoming, RFL 88002," Core Laboratories, Western Atlas International, Irving, Texas.

CORE LABORATORIES: "Good Oil Company, Reservoir Fluid Study, Oil Well No. 4, Productive Field, Samson, County, Texas, RFL 88001," Core Laboratories, Western Atlas International, Irving, Texas.

CRAFT, B.C. AND HAWKINS, M.F., JR.: *Applied Petroleum Reservoir Engineering,* Prentice-Hall, Inc., NJ, (1959).

CRAFT, B.C., HAWKINS, M.F., JR. AND TERRY, R.E.: *Applied Petroleum Reservoir Engineering,* Prentice-Hall, Inc., NJ (1991).

CRAGOE, C.S.: "Thermodynamic Properties of Petroleum Products," Bureau of Standards, U.S. Dept. of

Commerce, Miscellaneous Publication No. 97, (1929) 22.

CRAIG, F.F.: *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding,* Society of Petroleum Engineers Monograph, Dallas, TX (1971).

CRAZE, R.C. AND BUCKLEY, S.E.: "A Factual Analysis of the Effect of Well Spacing on Oil Recovery," Drilling and Production Practices, API (1945).

CRONQUIST, C: "Evaluating and Producing Volatile-Oil Reservoirs," World Oil (April 1979) 159–167.

CRONQUIST, C: *Reserves Estimation,* International Human Resources Development Corporation, Boston, MA (1990).

CUTLER, W.W.: "Estimation of Underground Oil Reserves by Oil Well Production Curves," Bull. USBM 228 (1924).

DAKE, L.P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering,* Elsevier Scientific Publishing Company, New York (1978).

DAVIS, S.N, REITAN, P.H., AND PESTRONG, R.: *Geology: Our Physical Environment,* McGraw-Hill Book Company, New York (1976).

DENNY, M.J. AND HEUSSER-MASKELL, J.: "Reservoir Performance Monitoring Techniques Used in the Forties Field," J. Pet. Tech. (March 1984) 457–465.

DICHARRY, R.M., PERRYMAN, T.L., AND RONQUILLE, J.D.: "Evaluation and Design of the CO_2 Miscible Project–SACROC Unit, Kelly-Synder Field," J. Pet. Tech. (Nov. 1973) 1309–18.

DING, W.: *Well Testing in Gas Reservoirs,* M.S. Thesis, University of Tulsa, Tulsa, OK (1986).

DODSON, C.R. AND STANDING, M.B.: "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural-Gas-Water Mixtures," Drill, and Prod. Prac, API (1944) 173–79.

DRANCHUK, P. M. AND ABOU-KASSEM, J. H.: "Calculation of Z Factors for Natural Gases Using Equations of State," J. of Canadian Petroleum Technology (July- September 1975) 34 - 36.

DUGGAN, J.O.: "The Anderson 'L' Sand-An Abnormally Pressured Gas Reservoir in South Texas," J. Pet. Tech. (Feb. 1972) 132–138.

DUSSEAULT, MAURICE B.: CHOPS - Cold Heavy Oil Production with Sand, Chapter. 5 in *Emerging and Peripheral Technology,* H.R. Warner (ed.), *Petroleum Engineering Handbook,* Larry W. Lake (ed.), Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, in press.

EARLOUGHER, R.C, JR., RAMEY, H.J., JR., MILLER, F.G., AND MUELLER, T.D.: "Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs," J. Pet. Tech. (Feb. 1968) 199–208.

EATON, B.A. AND JACOBY, R.H.: "A New Depletion Drive Performance Correlation for Gas-Condensate Reservoir Fluids," Trans. AIME (1965) 224.

ELKINS, L.E.: "Discussion of 'Performance of Distillate Reservoirs in Gas Cycling'," by Hurst, W. and van Everdingen, A.F., Trans. AIME (1946) 165, 36–51.

EVINGER, H.H. AND MUSKAT, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor," Trans. AIME (1942) 146, 126–139.

FANCHI, J.R.: "Analytical Representation of the van Everdingen-Hurst Influence Functions for Reservoir Simulation, Soc. Pet. Eng. J. (June 1985) 405–06.

FATT, I., AND DAVIS, D.H.: "Reduction in Permeability with Overburden Pressure," Trans. AIME (1959) 195 329.

FATT, I.: "Effect of Overburden Pressure on Relative Permeability," Trans. AIME (1951) 198, 325–326.

FETKOVICH, M.J., FETKOVICH, E.J., AND FETKOVICH, M.D.: "Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis," SPE 28628, presented at the 1994 Soc. Pet. Eng. Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, September 25–28.

FETKOVICH, M.J., REESE, D.E., AND WHITSON, C.H.: "Application of a General Material Balance for High-Pressure Gas Reservoirs," SPE 22921, presented at the Soc. Pet. Eng. Annual Fall Meeting and Exhibition, Dallas, TX (1991) 355–370.

FETKOVICH, M.J., REESE, D.E., AND WHITSON, C.H.: "Application of a General Material Balance for High-Pressure Gas Reservoirs," Soc. Pet. Eng. Journal (March 1998) 3–13; SPE 22921, presented at the 66th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Soc. Pet. Eng., Oct. 6–9, 1991, Dallas, TX.

FETKOVICH, M.J., VIENOT, M.E., BRADLEY, M.D., AND KIESOW, U.G.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves: Case Histories," SPE 13139, Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation (Dec. 1987).

FETKOVICH, M.J.: "A Simplified Approach to Water Influx Calculations–Finite Aquifer Systems," J. Pet. Tech. (July 1971) 814–828.

FETKOVICH, M.J.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves," J. Pet. Tech. (June 1980) 1065–77.

FEVANG, O. AND WHITSON, C.H.: "Modeling Gas-Condensate Well Deliverability," Soc. Pet. Eng. Reservoir Eng. (November 1996) 221–230.

FIELD, M.B., GIVENS, J.W., AND PAXMAN, D.S.: "Kaybob South: Reservoir Simulation of a Gas Cycling Project with Bottom Water Drive," J. Pet. Tech. (April 1970) 481–492.

FIROOZABADI, A. AND PAN, H.: "Two-Phase Isotropic Compressibility and Two-Phase Sonic Velocity of Multi-component-Hydrocarbon Mixtures," Soc. Pet. Eng. Reservoir Eng. and Evaluation (Aug., 2000) 335–341.

FIROOZABADI, A.: "Reservoir-Fluid Phase Behavior and Volumetric Prediction with Equations of State, J. Pet. Tech. (April 1988) 3977–406.

FISHLOCK, T.P. AND PROBERT, C.J.: "Waterflooding of Gas-Condensate Reservoirs," Soc. Pet. Eng. Reservoir Eng. (Nov. 1996) 245–251.

FREEZE, R.A. AND CHERRY, J.A.: *Groundwater,* Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey (1979).

FRIEDMAN, G.M.: "Exploration for Carbonate Reservoirs," Training Manual of Oil & Gas Consultants Inter.(1977).

FUSSELL, D.D.: "Single-Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs," J. Pet. Tech. (July 1973) 860–70.

GARB, F.A. AND LARSON, T.A.: "Valuation of Oil and Gas Reserves," Chapter 41, in *Petroleum Engineers Handbook,* ed. H.B. Bradley, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1987).

GARB, F.A. AND SMITH, G.L.: "Estimation of Oil and Gas Reserves," Chapter 40 in *Petroleum Engineer's Handbook,* Soc. Pet. Engineers, ed. H.B. Bradley (1987).

GARB, F.A.: "Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon-Producing Properties," J. Pet. Tech. (June 1988) 765–78.

GARB, F.A.: "Oil and Gas Reserve Classification, Estimation, and Evaluation," J. Pet. Tech. (March 1985) 373–90.

GARB, F.A.: "Which Fair-Market-Value Method Should You Use?" J. Pet. Tech. (Jan. 1990) 8–17.

GARTHWAITE, D.L. AND KREBILL, F.K.: "Supplement, 1962: Pressure Maintenance by Inert Gas Injection in the High Relief Elk Basin Field," Soc. Pet. Eng. Pet. Trans. Reprint Series No. 4, *Field Case Histories, Oil Reservoirs,* 1962

GARTHWAITE, D.L.: "Supplement, 1975: Pressure Maintenance by Inert Gas Injection in the High Relief Elk Basin Field," Soc. Pet. Eng. Pet. Trans. Reprint Series No. 4a, *Field Case Histories, Oil and Gas Reservoirs,* 1975

GATLIN, C: *Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions,* Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ (1960).

GEFFEN, T.M., PARR1SH, D.R., HAYNES, G.W., AND MORSE, R.A.: "Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding," Trans. AIME (1952) 195, 37.

GENTRY, R.W.: "Decline Curve Analysis," J. Pet. Tech. (Jan. 1972) 38–41.

GESTER, G.C.: "World Petroleum Resources," World Oil (Nov. 1948) 253.

GIBSON, B.J.: "Methods of Classifying Heavy Crude Oils Using the UNITAR Viscosity Based Definition," Proa, Second Intl. UNITAR Future of Heavy Crude and Tar Sands Conference, Caracas (Feb. 7–17, 1982) 17–21.

GLASO, O AND WHITSON, C.L.: "The Accuracy of PVT-Parameters Calculated from Computer Flash Separation at Pressure Less Than 1000 psia," SPE 8033 (1979).

GOLDSTEIN, L.J., LAY, D.C., AND SCHNEIDER, D.I.: *Calculus and its Applications,* Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ (1977).

GRAY, WILLIAM G.: "A Derivation of the Equations for Multi-Phase Transport," Chemical Engineering Science, 30(1975)229.

GUNTER, G.W. AND JONES, J.R.: "Developing Gas Reservoir Descriptions Through Multiwell Performance History Matching: Case Histories From Oklahoma's Anadarko Basin," SPE 24895, presented at the 67^{th} Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, Washington, D.C., October 4–7, 1992.

GUNTER, G.W. AND JONES, J.R.: "Developing Gas Reservoir Descriptions Through Multiwell Performance History Matching: Case Histories From Oklahoma's Anadarko Basin," SPE 24895, presented at the 67^{th} Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, Washington, D.C., October 4–7, 1992.

GUTHRIE, R.K. AND GREENBERGER, M.H.: "The Use of Multiple Correlation Analysis for Interpreting Petroleum Engineering Data," API 903–31-G, API (March 1955).

HAGOORT, J.: *Fundamentals of Gas Reservoir Engineering,* Elsevier, New York, 1988.

HALL, H.N.: Analysis of Gravity Drainage," J. Pet. Tech. (Sept. 1961) 927–936; Trans. AIME, 222.

HALL, K. R. AND YARBOROUGH, L.: "A New Equation of State for Z Factor Calculations," Oil and Gas J. (June 18, 1973) 82 - 92.

HARRIS, C.P.: "Dead Sea," World Book Encyclopedia, Chicago, IL (1976).

HAVLENA, D. AND ODEH, A.S.: "The Material Balance Equation as an Equation of a Straight Line," J. Pet. Tech. (Aug. 1963) 896–900; Trans. AIME 228.

HICKMAN, T.S.: "A Rationale for Reservoir Management Economics," J. Pet. Tech. (October 1995) 886–890.

HILL, H.B. AND GUTHRIE, R.K.: "Engineering Study of the Rodessa Oil Field in Louisiana, Texas, and Arkansas," U.S. Bureau of Mines Report Inv. 3715 (August 1943) 87.

HILL, H.B., RAWLINS, E.L. AND BOPP, C.R.: U.S. Bureau of Mines Rept. Inv. 3330 (January 1937).

HORNER, D.R.: "Pressure Build-Up in Wells," Proceedings of the Third World Pet. Congress, The Hague (1951) Sec. II, 503–523. HOSS, R.L.: "The Calculated Effect of Pressure Maintenance on Oil Recovery," AIME, Tech. Pub. No. 2231 (1947).

HUBBERT, M.K. AND WILLIS, D.G.: "Mechanics of Hydraulic Fracturing," Trans. AIME (1957) 210.

HUNT, J.M.: *Petroleum Geochemistry and Geology,* W.H. Freeman and Company, San Francisco, CA (1980).

HURST, W.: "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow into a Wellbore," Pet. Engineer (October 1953) 25, B-6 to B-16.

JACOBY, R.H. AND BERRY, V.J, JR.: "A Method for Predicting Depletion Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil," Trans. AIME (1957) 210, 27–33.

JACOBY, R.H. AND YARBOROUGH, L.: "Reservoir Fluids and Their Uses," Ind. Eng. Chem. (October 1967) 59, 10, Applied Thermodynamics Symposium, 49–62.

JOHNSON, R.H. AND BOLLENS, A.L.: "The Loss Ratio Method of Extrapolating Oil Well Decline Curves," Trans, AIME (1927) 77, 771.

JONES, JR. AND RAGHAVAN,R.: "Interpretation of Flowing Well Responses in Gas-Condensate Wells," Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation (Sept. 1988); Trans. AIME, 285.

JONES, J.R., VO, D.T., AND RAGHAVAN, R.: "Interpretation of Pressure-Buildup Responses in Gas-Condensate Wells," Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation (March 1989) 93–104.

KANE, A.V.: "Performance Review of a Large-Scale CO_2-WAG Enhanced recovery Project–SACROC Unit,

Kelly-Snyder Field," J. Pet. Tech. (Feb. 1979) 217–231.

KATZ, D.L. *et al.*\ *Handbook of Natural Gas Engineering,* McGraw-Hill, New York (1959). KATZ, D.L.: "Possibilities of Secondary Recovery for the Oklahoma City Wilcox Sand," Trans. AIME (1942) 146, 28.

KAY, W.B.: "Density of Hydrocarbon Gases and Vapors," Ind. Eng. Chem. (1936) 28, 1014.

KEELAN, D.K.: "Automated Core Measurement System for Enhanced Core Data at Overburden Conditions," SPE 15185, presented at the 1986 Rocky Mountain Regional Meeting of the Soc. Pet. Eng., Billings,Montana (1986).

KENNERLY, T.L.: "Oil Reservoir Fluids (Sampling, Analysis and Application of Data)," presented at the Delta Section of AIME, January, 1953.

KENYON, D.E. AND BEHIE, A.: Third Soc. Pet. Eng. Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs," SPE 12278, presented at the 1983 Reservoir Simulation Symposium, San Francisco, CA.; J. Pet. Tech. (Aug. 1987) 981–997.

KESSLER, M.G. AND LEE, B.I.: "Improved Prediction of Enthalpy of Fractions," Hydrocarbon Process. (March 1976) 55, 153–158.

KLEINSTEIBER, S.W., WENDSCHLAG, D.D., AND CALVIN, J.W.: "A Study of Development of a Plan of Depletion in a Rich Gas Condensate Reservoir: Anschutz Ranch East Unit, Summit County, Utah, Uinta County, Wyoming," SPE 12042, presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers, San Francisco, CA, October 5–8, 1983.

KLINS, M.A., BOUCHARD, A.J., AND CABLE, C.L.: "A Polynomial Approach to the van Everdingen-Hurst Dimensionless Variables for Water Encroachment," Soc. Pet. Eng. Reservoir Engineering (Feb. 1988) 320- 326.

LAKE, L.W.: *Enhanced Oil Recovery,* Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey (1989).

LAMBERT, M.E.: *A Statistical Study of Reservoir Heterogeneity,* M.S. Thesis, The University of Texas at Austin (1981).

LANG, K.R. AND DONOHUE, D.A.T.: *Reservoir Fluids: Sampling and Analysis,* International Human Resources Development Corporation (IHRDC) (1985).

LASATER, J.A.: "Bubble Point Pressure Correlation," Trans. AIME (1958) 213, 379–81.

LEE, A.L., GONZALEZ, M.H., AND EAKIN, B.E.: "The Viscosity of Natural Gases," Trans. АГМЕ (1966) 237, 997–1000.

LEE, I.I., ASTETE, E.L., AND JERHOFF, T.F.: "Performance Review of Brazeau River Nisku Dry-Gas Miscible- Flood Projects," Soc. Pet. Eng. Reservoir Eng. (Feb. 1994) 29–34.

LEET, L.D. AND JUDSON, S.: *Physical Geology,* Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ (1958).

LEVORSEN, A.I.: *Geology of Petroleum,* W.H. Freeman and Company, New York (1967). LEWIS, J.O. AND

BEAL, C.H.: "Some New Methods for Estimating the Future Production of Oil Wells," Trans. AIME (1918) 207, 265.

LEWIS, J.O.: "Gravity Drainage in Oil Fields," Trans. AIME (1944) 155, 133–54.

MARSAL, D.: "Topics of Reservoir Engineering," Course Notes Delft University of Technology (1982).

MARTIN, J.C.: "Simplified Equations of flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analyses," Trans. AIME (1959) 216, 309–311.

MCCAIN, W.D.: "Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior," J. Pet. Tech. (September 1994) 746–750.

MCCAIN, W.D.: *Properties of Petroleum Fluids,* PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1990).

MCCOLLOUGH, E.H.: "Structural Influence on the Accumulation of Petroleum in Californian," Problems of Pet. Geology, AAPG, Tulsa, OK (1934).

MCEWEN, C.R.: "Material Balance Calculations with Water Influx in the Presence of Uncertainty in Pressures," Soc. Pet. Eng. J. (June 1962) 120–128.

MELTZER, R.D., HURDLE, J.M., AND CASSINGHAM, R.W.: "An Efficient Gas Displacement Project–Raleigh Field, Mississippi," Soc. Pet. Eng. Reprint Series, No. 4a; J. Pet. Tech. (May 1965) 509–514.

MELTZER, R.D.: "Supplement 1975: An Efficient Gas Displacement Project–Rayleigh Field, Mississippi," Soc. Pet. Eng. Reprint Series, No. 4a, Field Case Histories, Oil and Gas Reservoirs (1975).

METCALFE, R.S., VOGEL, J.L., AND MORRIS, R.W.: "Compositional Gradient in the Anschutz Ranch East Field," SPE 14412, 58th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, NV, September 22–25, 1985.

MEYER, R.F. AND DEITZMAN, W.D.: "World Geography of Heavy Crude Oils," Proa, UNITAR Future of Heavy Crude and Tar Sands Conference, Edmonton (July 4–12, 1979) 16–28.

MEYER, R.F. AND FULTON, P.A.: "Toward an Estimate of World Heavy Crude Oil and Tar Sands Resources," Proceedings of the Second International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, United Nations Institute for Training and Research, Caracas, 1982.

MILLER, H.C. AND HIGGINS, R.V.: U.S. Bureau of Mines Report Inv. 3479 (1939).

MILLER, M.G. AND LENTS, M.R.: "Performance of Bodcaw Reservoir, Cotton Valley Cycling Project: New Methods of Predicting Gas-Condensate Reservoir Performance Under Cycling Operations Compared to Field Data," API Drilling and Production Practices (1946).

MOODY, G.B.: *Petroleum Exploration Handbook,* McGraw-Hill, NY (1961).

MOSES, P.L. AND WILSON, K.: "Phase Equilibrium Considerations in Using Nitrogen for Improved Recovery From Retrograde-Condensate Reservoirs," J. Pet. Tech. (Feb. 1981) 256–262.

MOSES, P.L.: "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems," J. Pet. Tech. (July 1986)715–723.

MOSES, P.L.: "Gas Condensate Reservoirs," from *Petroleum Engineering Handbook,* Society of Petroleum Engineers, editor H.B. Bradley, Richardson, TX (1987).

MOULTON, G.F.: "Gas for the Future," Bull. AAPG (1948) 32, 1808.

MUELLER, T.D. AND WITHERSPOON, P.A.: "Pressure Interference Effects Within Reservoirs and Aquifers," Trans. AIME (1965) 234, 471–474.

MUSKAT, M. AND TAYLOR, M.O.: Effect of Reservoir Fluid and Rock Characteristics on Production Histories of Gas-Drive Reservoirs," Trans. AIME (1946) 165, 78–93.

MUSKAT, M.: "The Production Histories of Oil Producing Gas-Drive Reservoirs," J. Applied Physics (1945) 16, 147.

MUSKAT, M.: *Physical Principles of Oil Production,* McGraw-Hill, New York (1949)

NARAYANASWAMY, G., DELSHAD, M., SHARMA, M.M., AND POPE, G.S.: "Modeling Relative Permeability Effects in Gas-Condensate Reservoirs with a New Trapping Model," Soc. Pet. Eng. Reservoir Eng. (April, 2000) 171–178.

NARAYANASWAMY, G., POPE, G.A., AND SHARMA, M.M.: Predicting Gas Condensate Well Productivity Using Capillary Number and Non-Darcy Effects," SPE 51910, presented at the 1999 Soc. Pet. Eng. Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX, 1999.

NARAYANASWAMY, G.: *Well Productivity of Gas Condensate Reservoirs,* M.S. Thesis, The University of Texas at Austin (August 1998).

NATIONAL GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION, *Engineering Data Book,* Tulsa, Ok (1972).

NATIONAL INSTITUTE FOR PETROLEUM AND ENERGY RESEARCH (NIPER) *Enhanced Oil Recovery Information,* Bartlesville, OK, 1986.

NEUMAN, S.P.: "Theoretical Derivation of Darcy's Law," Acta Mechinca (1977) 25, 153–170.

NEWMAN, G.H.: "Pore Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading," J. Pet. Tech. (Feb. 1973) 129–34.

NG, J.T.H. AND EGBOGAH, E.O.: "An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems," paper 83–34–32 presented at the 34^{th} Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Banff, Canada, May 10–13, 1983.

ODEH, A.: "Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem," J. Pet. Tech. (January 1981) 33, 13–25.

PARZEN, E.: *Modern Probability Theory and its Applications,* John Wiley and Sons, Inc., New York (1960).

PEACEMAN, D.W.: "Representation of a Horizontal Well in Numerical Reservoir Simulation," SPE 21217, presented at the 1991 Symposium on Numerical Simulation, Feb. 11–20, Anaheim, CA.

PEACEMAN, D.W.: *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation,* Elsevier Scientific Publishing Co., New York (1977).

PENG, D.Y. AND ROBINSON, D.B.: "A New Two-Constant Equation of State," Ind. Eng. Chem. Fund. (Jan. 1976) 15, No. 1, 59.

PETROLEUM INDEPENDENTS: "The Oil and Natural Gas Producing Industry in Your State," 63, No. 17, September 1993.

PHIPPS, S.C.: "Declining Oil Giants Significant Contributors to U.S. Production," Oil and Gas Journal (October 4, 1993) 100–103.

PIRSON, S. J.: *Oil Reservoir Engineering,* McGraw-Hill Book Company, New York (1958).

PIRSON, S.J.: "Mathematical Methods of Decline Curve Extrapolation and Reserve Calculation," Oil Weekly (Sept 9, 1946) 123, No. 2, 45.

POETTMANN, F.H. AND R.S. THOMPSON, R.S.: "Discussion of Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems," J. Pet. Tech. (Nov. 1986) 1263.

POSTON, S.W., CHEN, H.Y., AND AKHTAR, M.J: "Differentiating Formation Compressibility and Water-Influx Effects in Overpressured Gas Reservoirs," Soc. Pet. Eng. Reservoir Eng. (Aug. 1994) 183–187.

RAGHAVAN, R. AND JONES, J.: Depletion Performance of Gas-Condensate Reservoirs," Journal of Pet. Technology (August 1996) 725–731.

RAGHAVAN, R.: "Well Test Analysis for Multiphase Flow," Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation (December 1989)585–594.

RAGHAVAN, R.: "Well Test Analysis: Wells Producing by Solution Gas Drive," Soc. Pet. Eng. J. (August 1976) 196–208; Trans. AIME, 261.

RAGHAVAN, R.: *Well Test Analysis,* Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey (1993).

RAMAGOST, B.P. AND FARSHAD,F.F.: "P/Z Abnormally Pressured Gas Reservoirs," SPE 10125, presented at the 1981 Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX.

RAMEY, H.J.: "Reservoir Engineering in the 70's and 80's," J. Pet. Tech. (Jan. 1971) 33–37.

RAMEY, H.J.: "Rapid Methods for Estimating Reservoir Compressibilities," J. Pet. Tech. (April 1964) 447–454.

RAMSEY, J.J. AND GUERRERO, E.T.: "The Ability of Rate-Time Curves to Predict Production Rates,' J. Pet. Tech. (Feb. 1969) 139–141.

RAZA, S.H.: "Data Acquisition and Analysis: Foundational to Efficient Reservoir Management," J. Pet. Tech. (April 1992) 446.

REDLICH, O. AND KWONG, J.H.S.: "On the Thermodynamics of Solutions. V. An Equation of State, Fugacities of Gaseous Solutions," Chem. Rev. (Feb. 1949) 44, 233.

REUDELHUBER, F.O. AND HINDS, R.F.: "A Compositional Material Balance Method for Prediction of Recovery from Volatile Oil Depletion Drive Reservoirs," Trans. AIME (1957) 210, 19–25.

ROACH, R.H.: "Analyzing Geopressured Reservoirs: A Material Balance Technique," SPE 9968, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1981).

ROADIFER, R.E.: "Size Distributions of World's Largest Known Oil, Tar Accumulations," Oil and Gas Journal (Feb. 24, 1986) 93–100.

ROSE, W.: "An Investigation into the Laws of Flow of Fluids through Beds of Granular Material," Proc. Inst. Mech. Eng. (1945) 155, 141–148.

ROSE, W.: "Relative Permeability," in *Petroleum Engineering Handbook,* W. B. Bradley, Editor, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1987)

SCHILTHIUS, R. J. AND HURST, W.: "Variations in Reservoir Pressure in the East Texas Field," Trans. AJME (1935) 114, 164–168.

SCHILTHIUS, R.J.: "Active Oil and Reservoir Energy," Trans. AIME (1936) 148, 33–52. SCHLUMBERGER: *Log Interpretation: Volume 1—Principles,* Schlumberger Limited, New York (1972).

SILLS, S.R.: "Improved Material-Balance Regression Analysis for Waterdrive Oil and Gas Reservoirs," Soc. Pet. Eng. Reservoir Eng. (May 1996) 127–134.

SIMON, R., ROSMAN, A., AND ZANA, E.: "Phase Behavior Properties of CO_2-Reservoir Oil Systems, Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1978) 20–26.

SLIDER, H.C.: "A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis," J. Pet. Tech. (March 1968) 235–36.

SMITH, C.R.: *Mechanics of Secondary Oil Recovery,* Krieger Publishing Company, New York City (1975).

SMITH, J.M., VAN NESS, H.C., AND ABOTT, M.M.: *Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics,* sixth edition, McGraw Hill, New York (2001).

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS: "Guidelines For Application of the Definitions for Oil and Gas Reserves," Reserves Definition Committee, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Houston, TX (1988).

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS: "Proved Reserves Definitions," J. Pet. Tech. (November 1981) 2113–2114.

SPIEGEL, M.: *Probability and Statistics,* McGraw-Hill, New York (1992).

SPIVAK, A. AND DIXON, T. N.: "Simulation of Gas Condensate Reservoirs," SPE paper 4271, presented at the 1973 Soc. Pet. Eng. Symposium of Reservoir Simulation, Houston, TX, Jan. 10–12.

STANDING, M.B. AND KATZ, D.L.: "Density of Natural Gases," Trans. AIME (1942) 146, 140–144.

STANDING, M.B.: "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases," Drill, and Prod. Prac, API (1947).

STANDING, M.B.: "A Set of Equations for Computing Equilibrium Ratios of a Crude Oil/Natural Gas System at Pressures Below 1,000 psia," J. Pet. Tech. (Sept. 1979) 1193–95.

STANDING, M.B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems,* Reinhold Publishing Corp, New York (1952).

STEWART, F.M., GARTHWAITE, D.L., AND KREBILL, P.K.: "Pressure Maintenance by Inert Gas Injection in the High Relief Elk Basin Field," Trans. AIME (1955) 204, 49–57.

SUE, J.O. AND MILLER, J.: API Drilling and Production Practices (1945).

SULAK, R.M., THOMAS, L.K., AND BOADE, R.R.: "3D Reservoir Simulation of Ekofisk Compaction Drive," J. Pet. Tech. (October 1991) 1272–1278.

SULAK, R.M.: "Ekofisk Field: The First 20 Years," J. Pet. Tech. (October 1991) 1265–1271.

SUTTON, R.P.: "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases," SPE paper 14265 presented at the 1985 Soc. Pet. Eng. Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 22–25.

TARNER, J.: "How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil," Oil Weekly (June 12, 1944) 320–344.

TEHRANI, D.H.: "An Analysis of Volumetric Balance Equation for Calculation of Oil In Place and Water Influx," J. Pet. Tech. (September 1985) 1664–1670.

THAKUR, G.C.: "Implementation of a Reservoir Management Program," SPE 20748 presented at the 1990 Soc. Pet. Eng. Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 23–26.

THEIS, C.V.: "The Relationship Between the Lowering of the Piezometric Surface and the Rate and Duration of Discharge Using Ground-Water Storage," Trans. AGU (1935) 519.

THOMAS, G.W.: *Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation,* International Human Resources Development Corporation, Boston (1982).

THOMAS, L.K., LUMPKIN, W.B., AND REHEIS, G.M.: "Reservoir Simulation of Variable-Bubble-Point Problems," Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1976) 10–16.

THRASHER, T.S., FETKOVICH, E.J. AND SCOTT, S.L.: "Oilwell Deliverability Monitoring: A Case History," Soc. Pet. Eng. Reservoir Engineering (November 1995).

TIMMERMAN, E.H.: *Practical Reservoir Engineering,* Penwell Publishing Co., Tulsa, OK (1982).

VAN EVERDINGEN, A.F. AND HURST, W.: "The Application of Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," Trans. AIME (1949) 186, 305–324.

VAN EVERDINGEN, A.F., TIMMERMAN, E.H., AND MCMAHON, J.J.: "Application of the Material Balance Equation to a Partial Water-Drive Reservoir," Trans. AIME (1953) 198, 51–60.

VAN EVERDINGEN, A.F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well," Trans. AIME (1953) 198, 171–176.

VAN WINGEN, N.:"A Method for Evaluating Pressure Maintenance," AJME, Tech. Pub. No 1665 (1944).

VASQUEZ, M. AND BEGGS, H.D.: "Correlations for Fluid Property Prediction," J. Pet. Tech. (June 1980) 968–70.

VO, D.T., CAMACHO-V., R.G., JONES, J.R., AND RAGHAVAN, R.: "A Unified Treatment of Material-Balance Computations," presented at the 1990 Petroleum Soc. of CIM/ Soc. Pet. Eng. International Technical Meeting, Calgary, June 10–13.

VO, D.T., JONES, J.R., AND RAGHAVAN, R.: "Performance Predictions for Gas-Condensate Reservoirs," Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation (Dec. 1989) 576; Trans. AIME, 287.

WALSH, M.P. AND MOON, G.M.: "An Analysis of Gravity-Dominated, Immiscible Flows in Dipping Reservoirs," SPE 21651, presented at the 1991 Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, April 7–9, 1991.

WALSH, M.P. AND TOWLER, B.F.: "Method Computes PVT Properties for Gas Condensates," Oil and Gas Journal (July 31, 1995) 83–86.

WALSH, M.P., ANSAH, J., AND RAGHAVAN, R.: "The New Generalized Material Balance As an Equation of a Straight-Line: Part 2—Applications to Saturated and Non-Volumetric Reservoirs," SPE 27728, presented at the 1994 Society of Petroleum Engineers Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, March 16–18, 1994.

WALSH, M.P., ANSAH, J., AND RAGHAVAN, R.: "The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1—Applications to Undersaturated, Volumetric Reservoirs," presented at the 1994 Society of Petroleum Engineers Permian Basin Oil and Gas Conference, Midland, TX, March 16–18, 1994.

WALSH, M.P.: "Effect of Pressure Uncertainties on Material-Balance Plots," SPE 56691, presented at the 1999 Soc. Pet. Eng. Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 3–6, 1999.

WALSH, M.P.: "A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations," presented at the International Technical Conference of Petroleum Society of CIM, Calgary, Canada, May 9–13, 1993; J. Can. Pet. Tech. (January 1995) 55–63.

WALSH, M.P.: "Discussion of Application of Material Balance for High-Pressure Gas Reservoirs," Soc. Pet. Eng. Journal (December 1998) 402–403.

WALSH, M.P.: "Effect of Pressure Uncertainty on Material-Balance Plots," SPE 56691, presented at the 1999 Soc. Pet. Eng. Annual Fall Conference and Exhibition, Houston, TX, 1999.

WALSH, M.P.: "New, Improved Equation Solves for Volatile Oil and Condensate Reserves," Oil and Gas Journal (Aug. 22, 1994) 72–76.

WALSH, M.P.: *A Generalized Approach to Petroleum Reservoir Engineering,* Petroleum Recovery Research Institute, Austin, Texas (1995).

WALSH, M.P.: *Application of Material Balance Equations to Reservoir Engineering,* Texas A&M University (1990).

WALSH, M.P.: *QU1CKSIM: A Modified Black-Oil Tank Model—A User's Guide,* Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (2000).

WANG, B. AND HWAN, R.R.: "Influence of Reservoir Drive Mechanism on Uncertainties of Material Balance Calculations," SPE 38918, presented at the 1997 Soc. Pet. Eng. Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5–8, 1997.

WENDSCHLAG, D.D., STEPHENSON, R.E., AND CLARK, T.J.: "Fieldwide Simulation of the Anschutz Ranch East Nitrogen Injection Project With a Generalized Compositional Model," SPE 12257, presented at the Reservoir Simulation Symposium, Society of Petroleum Engineers, San Francisco, CA, November 15–18, 1983.

WENTWORTH, C.K.: "A Scale of Grades and Class Terms for Clastic Sediments," J. Geol. (July-Aug., 1922) 30, 377–392.

WHARTON, J.B.: "Isopachous Maps of Sand Reservoirs," AAPG Bull. (1948) 32, 1331–39.

WHITSON, C.H. AND TORP, S.B.: "Evaluating Constant-Volume Depletion Data," J. Pet. Tech. (March 1983) 610–20.

WHITSON, C.H.: "Effect of Physical Properties Estimation on Equation-of-State Predictions," SPE paper 11200 presented at the 57^{th} Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 26–29, 1982.

WICHERT, E. AND AZIZ, K.: "Compressibility Factor for Sour Gases," Canadian J. Chem. Eng. (1972) 49, 269–75.

WILHELM,O.: "Classification of Petroleum Reservoirs," Bull. Am. Assoc. Pet. Geol. (Nov. 1945) 29, 1537–1579.

WILLHITE, G.P.: *Waterflooding,* Society of Petroleum Engineers, Dallas, TX (1986).

WILLIAMS, H., TURNER, F.J., AND GILBERT, C.M.: *Petrography,* W.H. Freeman and Company, San Francisco, CA (1954).

WILSON, W.B.: "Proposed Classification of Oil and Gas Reservoirs," in Problems of Pet. Geology, AAPG, Tulsa, OK (1934) 433–445.

WITTE, T.W., JR.: *The Development of a Correlation for Determining Oil Density in High Temperature Reservoirs,* M.S., Thesis, Texas A&M University (Dec. 1987)

WOLD, S.R., THOMAS, B.E., WADDELL, K.M.: "Water and Salt Balance of the Great Salt Lake, Utah, and Simulation of Water and Salt Movement Through the Causeways," U.S. Geological Survey, paper 2450 (1996).

WOODS, E.G. AND ABIB, O.: "Integrated Reservoir Management Concepts," presented at the 1992 Soc. Pet. Eng. Reservoir Management Practices Seminar, May 29.

WOODS, R.W. AND MUSKAT, M.M.: "Analysis of Material Balance Calculations," Trans. AIME (1945) 160, 124–139.

YOUNG, L.C. AND STEPHENSON, R.E.: "A Generalized Compositional Approach for Reservoir Simulation," Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1983) 727–42.

ZAPATA, V J.: *A Theoretical Analysis of Viscous Crossflow,* Ph.D. Thesis, The University of Texas at Austin (1981).

Предметный указатель

Алгоритм Уолша–Таулера, 258, 259, 261–263, 519
Анализ роста давления на устье скважины, 223, 224, 237–239, 352, 547
Аномально высокое пластовое давление, 12
Антиклиналь, 5, 6, 471, 475
Ароматические углеводороды, 61
Асфальты, 65

Бассейн Анадарко, 5, 67, 70, 395, 581, 638
Битуминозная нефть
— битумы, 3
— определение, 3
— смолы, 3, 68
Битумы, 3, 68

Вертикальный коэффициент извлечения, 320
Вестерн Овертраст Белт, 67, 491, 492, 507
Водонапорный режим
— для газовых пластов, 387
— для морских пластов, 480
— для нефтяных пластов, 459
— контурный, 164, 342, 373, 401, 403, 472, 480
— краевая вода, 27, 342–351, 459, 558, 617
— месторождение Восточный Техас, 8, 26, 341, 425, 459
— поведение газового фактора, 459–461
— подошвенная вода, 27, 164, 342–351, 374, 403, 459, 480
— полный, 27, 342, 402, 462
— частичный, 27, 342
Водонефтяной контакт, 8, 342, 480
Водоносный пласт (акьюфер)
— бесконечный, 349
— основные свойства, 343
— постоянная водоносного пласта, 346, 347, 360–368, 403
— постоянная времени, 346, 360, 368–371, 403
— размер, 29
— среднее давление, 349
Восстановление давления, 2
Вторичное испарение нефти, 557, 558
Вторичные методы добычи нефти, 2, 26, 443, 454
— закачиваемые флюиды, 2
— определение, 2
Вытеснение газом
— режим газовой шапки, 29, 30, 425–427, 538, 540, 616–626
— режим растворенного газа, 18, 29, 30, 425–472, 486, 496
Вязкость воды, 343, 369, 431, 602

Газовая шапка
— без гравитационного разделения, 29
— вторичная, 29, 165, 338, 372, 476, 478
— первичная, 29, 446
— с гравитационным разделением, 29, 446–454, 478, 616–624
Газоводяной фактор, 61, 122, 171, 383, 600, 601
Газовый конденсат, 14, 68, 491
— обедненный газ, 13, 68, 492, 506, 513–516, 522, 524, 557
— обогащенный газ, 13, 68, 71, 96–99, 112, 506–525, 547
— определение, 3, 491
Газовый фактор
— газосодержание, 15, 61, 86, 87, 92, 121, 125, 127
— количественное соотношение флюидов, 14, 491
— накопленный для продукции, 436
— текущий, 334, 336, 398, 469, 515
Газовый эквивалент, 380, 413
Газоконденсатные жидкости (широкая фракция легких углеводородов), 3, 252, 568
— продукты разделения на установке, 252
Газоконденсатные пласты
— дебиты скважин, 497
— закачка воды, 559
— корреляция извлечения, 496
— коэффициент извлечения, 492
— поведение, 506
— рециркуляция, 30, 493, 513, 522–532, 556–561
Газонефтяной контакт (ГНК), 29, 446, 452, 473, 478, 617
Газосодержание в воде, 61, 122, 171, 383, 600, 601
Газосодержание в нефти, 86
Геологические периоды, 38
Гибкие динамические ячейки, 616
Гидроразрыв пласта, 7, 12, 300, 330

Гиперболическое падение дебита, 294, 309–325, 339, 566–573
Горное давление, 10
Гравитационное
— разделение, 26–29, 446, 452, 453, 476, 617
Гравитационное отделение газа
— активное, 29, 30, 446, 452, 617
— пассивное, 29, 446, 452, 617, 621
— режим газовой шапки, 29, 446–478, 616–624
Границы
— полностью закрытые, 178
— полностью прозрачные, 178
График Кемпбелла, 164, 165
График Коула, 164, 343, 403–405, 421

Давление
— гидроразрыва, 12, 13
— гидростатическое, 10, 12, 49
— горное, 10, 13, 48, 49, 55
— на зернах породы, 10, 12, 13, 49, 51
— поровое, 10, 12, 49
Давление гидроразрыва пласта, 12, 13
Давление пара, 73–75
Двухфазная модель снижения давления, 175, 224, 235–237
Двухфазное псевдодавление, 175, 222–238
Диагностика режимов вытеснения водой, 164
— график Коула, 164, 343, 403, 404, 421
— график Кэмпбелла, 164
Дистиллят, 3, 491
Дифференциальное испарение (DVA), 248–258, 287, 289

Единицы
— СИ, 20–22, 631, 635
— нефтепромысловые, 21
— префиксы, 21
— системы, 21
— согласованные, 21

Жидкость с постоянной сжимаемостью, 179
Жирный газ, 14, 68, 378

Закачка газа, 26, 93, 155, 156, 326, 335, 425, 447–478, 488, 500, 516, 522, 524, 528–533, 557
— месторождение Тенслип, 425, 455, 473
— экономический анализ, 455
Закачка пара, 2
Закон Дарси, 43, 137, 189
Залежи битуминозной нефти, 2, 15, 70
Залежи легкой (летучей) нефти
— дебиты скважин, 497
— коэффициент
—— извлечения, 492
— показатели, 500
Замкнутый газовый пласт, 385, 395
Замкнутый пласт, 28, 170, 342, 385, 413–419
Запасы, 5

Идеальный газ, 179
Известняк Кэньон-Риф, 438
Известняк Смэковер, 10, 11, 41, 471, 472, 551
Изотермический коэффициент сжимаемости
— идеального газа, 114
— насыщенные флюиды, 114, 120, 299
— недонасыщенные флюиды, 113
— общий (суммарный), 114–123, 131, 152, 167, 191, 212, 296, 299, 310, 322, 328, 355, 369, 374, 385, 406, 410, 435
Изотермы, 72, 73, 78
Интрузионная ловушка, 5, 9
Испарение, 73–84, 92, 114
Испытание скважин, 113, 196, 223, 229, 237

К-критерии Стендинга, 248, 261–267, 276–288
Карта изопахит, 379, 427
Карты равных объемов, 379, 426
Комбинированная дифференциально-однократная процедура разгазирования, 250
Конденсатно-газовый фактор, 86
Конденсация, 26, 73, 78, 84, 105, 113, 114, 116
Контактная конденсация (CCE), 248, 253, 262, 287, 289
Корреляции
— вязкость воды, 602
— вязкость нефти, 597
— газосодержание в воде, 601
— газосодержание в нефти, 596
— давление насыщения, 595
— конденсатно-газовый фактор, 587
— коэффициент сжимаемости, 584
— молекулярная масса дегазированной нефти, 590
— мольная доля газа при условиях на поверхности в газовой фазе, 587
— молярная плотность нефти, 594
— объемный коэффициент воды, 600
— объемный коэффициент нефти, 597
— плотность воды, 600
— плотность нефти, 592
— сжимаемость воды, 602
Корреляция
— Васкеса–Беггса, 595
— Стендинга, 595
— Стендинга–Катца, 279, 584
— для расчета конденсатно-газового фактора, 587

— для расчета молекулярной массы дегазированной нефти, 590
Корреляция для расчета плотности нефти, 592
Коэффициент
— Дикстры–Парсонса, 315–321, 339
— диффузии, 193, 197, 237, 344
— падения, 294–311, 319
— падения дебита (коэффициент потерь), 294, 299, 309–319, 359, 443, 566, 573
— пересчета объема газа в нефтяной эквивалент, 381, 397, 503, 508, 512, 559, 563
— потерь (темп падения добычи), 294–319, 566, 573
— продуктивности, 209
— расширения
—— газовой фазы, 113, 151, 535
—— нефтяной фазы, 112, 151, 368
—— общий, 159, 411, 465
—— породы (порового объема), 48, 150, 389, 405, 406, 410
—— сложный, 152
— расширения газа, 90, 258, 289, 381
— сжимаемости, 89, 114, 128–130, 584–586
— сжимаемости породы
—— измерение, 49
—— корреляции, 51
—— определение, 49
— снижения дебита (эффективность притока), 207, 208
— усадки, 88, 254, 282
Криконденбара, 78, 79, 83
Крикондентерма, 78, 79, 105
Критическая температура, 73, 79, 83, 105, 584
Критические свойства, 61, 74, 105
Критическое давление, 73–81
Купол, 5

Легкая (летучая) нефть, 14, 68, 491
Ловушки
— антиклинальные, 5, 6, 471, 475, 616
— выклинивания, 5
— выпуклые ловушки, 5
— диапировые складки, 5, 9
— добыча, 9, 37, 38, 640
— за счет контраста проницаемости, 7
— интрузионные, 5, 9
— классы, 5
— несогласное залегание, 7, 8
— несогласное напластование, 7
— определение, 5
— сбросовые, 5, 7, 9
— сбросовые антиклинальные, 5, 7
— соляные купола, 9
— соляные ловушки, 5
— стратиграфическая ловушка, 5, 9, 341
— структурная ловушка, 5
Ловушки выклинивания, 5
Ловушки за счет контраста проницаемости, 7
Ловушки, созданные диапировыми складками, 5, 9
Логарифмически-нормальное распределение, 45

Макроскопическое уравнение массового баланса, 139, 211, 229, 296, 327
Малодебитная (истощенная) скважина, 3
Массовый баланс
— макроскопический уровень, 134–149, 168–171
— микроскопический уровень, 134–137, 173, 225, 231
Массовый баланс на макроскопическом уровне, 134–149, 168, 171
Массовый баланс на микроскопическом уровне, 134–149, 173, 225, 231
Материальный баланс
— показатели вытеснения, 162, 537, 540
— применение, 157
— уравнение, 147–173, 213, 337, 492, 516, 561
Мгновенное испарение, 253
Месторождение
— Андерсон «Л», 123, 124, 131
— Бекон-Лайм, 113, 512, 543, 544, 552–555
— Бербанк, 8, 13
— Брент, 492
— Глен Пул, 8
— Келли-Снайдер, 2, 426, 437, 438
— Купарук-Ривер, 492
— Магнолия, 471–473
— Норт-Слоуп, Аляска, 537, 538, 540
— Пойнт-Аргелло, 434
— Прадхо-Бэй, 8, 36, 37, 68, 426, 492, 494
— Родесса, 469–471
— Салина (доломит), 4, 10
— Спиндлтоп, 9
— Статфьорд, 7, 492
— Тенслип, 11, 389, 425, 455, 473–479
— Тролл, 492
— Уитни-Каньон, 492
— Фортис, 479–485
— Хасси Р'Мель, 36, 492
— Экофиск, 9, 435, 492
— Элк-Безин, vii, 425, 426, 455, 473–479
— восточный Техас, 8, 26, 341, 425, 459
Месторождения Северного моря, 7, 9, 64, 268–272, 435, 480, 491, 521
Метод
— Амикса–Басса–Уайтинга (ABW), 254–258

— Крейгоу, 590
— Ласатера, 590, 595
— МакИвена, 161, 164, 365, 368
— Ньютона, 330–332
— Поэттмана, 254–258, 287
— Тарнера, 326, 332
— Уитсона–Торпа, 258, 263, 264, 268
— Холла–Ярборо для расчета коэффициентов сжимаемости, 129, 130, 287, 584
Метод IMPES (неявный по давлению и явный по насыщенности), 326–332
Метод дифференциального разгазирования с использованием коэффициента K, 263, 590
Метод массового баланса, 590
Методы увеличения нефтеотдачи (МУН, EOR), 456, 579
— определение, 2
Минерализованная вода
— полная минерализация, 10, 11
Минимальное забойное давление, 217–219, 443
Многофазная модель истощения пласта, 235
— газоконденсатного пласта, 547, 548
— залежи тяжелой (нелетучей) нефти, 462
Модели кривых истощения
— гармоническая, 569
— гиперболическая, 294, 314, 566, 569
— графический метод, 571, 572
— метод типовых кривых, 574
— методы оценки b и D_i, 571
— нелинейная регрессия, 571
— экспоненциальная, 569
Модели притока воды
— Картера–Трейси, 343
— Фетковича, 343
— в виде «горшка» (для маленького пласта), 343
— ван Эвердингена–Херста, 343–353, 360, 362, 372, 403
— нестационарные модели, 343
Модель
— Картера–Трейси, 343
— ван Эвердингена–Херста, 343–353, 360, 362, 372
— водоносного пласта в виде «горшка», 343
— двух псевдокомпонентов, 85, 121
— истощения газового пласта, 414
— нелетучей нефти, 293, 304, 326, 500, 516–524, 629
— притока воды Фетковича, 343
— течения жидкости, 193, 200, 203, 212, 218, 237
— течения реальной жидкости, 193
— трех псевдокомпонентов, 121, 136
Мольная доля газа при стандартных условиях на поверхности
— корреляция, 587
Морской пласт с водонапорным режимом, 480

Насыщенный флюид, 73
Нафталин, 63
Нафтены, 61
Не-Дарси-поток, 550
Недонасыщенный флюид, 73
Несжимаемый флюид, 179
Нестационарный поток, 176
Неуглеводородные соединения (содержащие азот, кислород, серу), 61–66
Нефть
— коллектор, 5
— месторождение, 5
— провинция, 5
— участок, 5

Обобщенные уравнения потока, 144, 145
Объемный баланс, 616–626
Объемный коэффициент
— воды, 296, 383, 390, 600
— газа, 86, 106
— двухфазного газа, 108
— двухфазной воды, 121, 123, 390, 408
— двухфазной нефти, 107
— нефти, 85, 106
Объемный коэффициент охвата, 388, 399–402, 462, 558
Однократное испарение, 253, 278
Оператор дивергенции
— в радиальной системе координат, 145
— в цилиндрической системе координат, 145
Оптимальная сетка скважин, 294, 305–308
Остаточная газонасыщенность, 388, 389, 400, 418, 462
Отложения
— обломочные (кластические), 33–35
— химические, 33
Относительная (фазовая) проницаемость, 33, 52
Отношение поровых объемов непродуктивной и продуктивной части пласта, 391, 407
Отношение продуктивной толщины пласта к общей, 391

Парафины, 61
Первичные методы добычи нефти
— восстановление давления, 2
— ожидаемый коэффициент извлечения, 2
— определение, 1
— падение давления, 2

— поддержание пластового давления, 2
Переменный темп падения добычи, 309, 314
Переходный режим притока, 175, 177
Петрофизика, 33
Пласт
— замкнутый, 28, 170, 342, 385, 413, 419, 545
— температура, 13
— энергия, 2, 26, 31, 48, 341, 454
Пластовые флюиды
— газоконденсат, 14, 491
— жирный газ, 14, 68, 378
— классификации, 13
— классификация с помощью p, T-диаграмм, 104
— классы, 13
— критерии классификации, 67, 69
— легкая (летучая) нефть, 14, 68, 491
— насыщенные, 73
— недонасыщенные, 73
— нефть с высоким коэффициентом усадки, 13, 68, 226, 425, 438, 491, 522
— околокритические флюиды, 13, 68, 71, 522, 550
— при стандартных условиях на поверхности, 69–71
— примерный состав, 67, 68, 71
— сухой газ, 14, 68, 378
— тяжелая (нелетучая) нефть, 14, 68, 425
Пласты
— крупнейшие газовые месторождения в мире, 36
— крупнейшие месторождения США, 37
— крупнейшие нефтяные месторождения в мире, 36
— песчаники и карбонаты, 35
Плотность зерен породы, 10, 33, 42, 55
Поддержание пластового давления, 2
— полное, 30, 168
— частичное, 30
Показатели режимов вытеснения, 162, 537, 540
Показатель истощения, 570, 581
Показатель противодавления, 324, 629
Полная минерализация, 10, 11, 600
— воды Большого Соленого озера, 11, 644
— воды Мертвого моря, 11, 639
— морской воды, 11
— пресной воды, 11
Полное расширение флюида, 162
Полностью неявная модель, 327, 332
Полный отбор флюида, 153, 162, 164
Пористость
— диапазон значений, 41
— определение, 40
— эффективная, 40
Порода
— расширение, 28, 385–387, 389, 406, 410, 435
Породы
— возраст, 37
— коэффициент
—— сжимаемости, 48
— магматические, 9, 33, 35
— метаморфические, 33
— осадочные, 10, 33–35, 54
— плотность зерен, 10, 33, 42, 55
— система названий осадочных пород, 40
— условия отложения, 1, 33, 38, 39
Постоянная Эйлера, 23, 195
Постоянная конечная скорость, 200
Постоянное конечное давление, 347
Поток в режиме истощения, 175–178, 199, 202, 209, 217–231, 295, 298
Поток флюида
— в капилляре, 45
— в щели, 47, 58
Почти несжимаемый флюид, 179
Правило Катлера, 305, 314, 565, 567, 570
Правило Кая, 585
Природный газ
— определение, 3
— попутный газ, 3
— свободный газ, 3
Приток воды
— изначально недонасыщенные пласты, 356, 358
— определение модельных параметров, 360
— оценка, 157
Промысловые сепараторы, 3, 248, 253, 273
— двухступенчатые, 254, 275, 287, 395, 595
— трехступенчатые, 268, 273–282, 552
Промысловый конденсат, 3, 491
Проницаемость
— вертикальная, 26–30, 59, 321, 445, 452
— влияние давления, 47, 50
— диапазон значений, 43, 45
— закон Дарси, 43
— логарифмически-нормальное распределение, 45
— определение, 42
Процедура Ньютона–Рафсона, 278
Процентная ставка, 308, 455–459, 488, 522, 524, 557, 560
Псевдодавление, 180
Псевдодавление реального газа, 183
Псевдокритические давление и температура, 584
Псевдоустановившийся режим потока, 392, 434, 464

Псевдоустановившийся режим течения, 175–177, 199–244, 295, 330, 497
Пути определения давления насыщения, 175, 223–234
— контактная конденсация, ССЕ, 224, 227, 230
— нестационарное, 224–230, 238
— резервуарное, 224, 229, 230
— стационарное, 224, 227–229

Разгазирование при постоянном объеме (CVD), 248–270, 286–289, 516–521, 546–550, 563
Размер частиц, 34
Разработка пластов
— определение, 1
Растворенный газ
— определение, 3
Расширение
— породы, 28, 385–389, 406, 410, 435
Реальная жидкость, 179
Регрессия
— двумерная, 161, 407, 420, 421, 465
— линейная, 420
Режим течения в бесконечном пласте, 175–241, 445
Режимы добычи
— режим газовой шапки, 28, 30
— режим растворенного газа, 18, 29, 30, 425–472, 486, 496, 500, 539, 581
— режим расширения нефти, 28, 30
— сжатие порового пространства, 26, 28, 161, 435, 539, 540
— упругий режим, 26, 28, 30, 401
Режимы потока, 175
Резервуарная модель газового пласта при низком давлении, 295, 323, 325
Резервуарная модель рециркуляции в точке росы, 525, 561
Резервуарная модель сжимаемой жидкости, 294–323, 445
— многослойная модель без перетока, 309
— многослойная модель с перетоком, 321
— однослойная модель, 294
Резервуарное моделирование с использованием ячеек, 616
Рециркуляция газа (сайклинг-процесс), 30, 493, 513–532, 556–561
— Сброс давления, 524–532
— Экономический анализ, 522
Решение для линейного источника, 195

Сброс давления, 524–532, 557–561
Сбросовая антиклиналь, 5, 7
Сбросовая ловушка, 5, 7, 9
Свободный газ, 3
Связанная вода, 386, 391, 415
Связанный газ, 3
Сжатие
— механизм вытеснения за счет сжатия порового объема, 26, 28, 161, 389, 435
Сжатие непродуктивной части пласта, 390–412
Сжатие порового пространства, 28, 118, 155–158, 367, 385–389, 405–419, 435, 467, 516, 542–547
Сжатие, , 35, 49, 162, 386–391, 407, 412, 435
Сжимаемые пласты, 414, 464
Скважина как линейный источник, 194
Скважины барьерного ряда, 388
Скин-фактор, 205
Смешиваемость, 524, 558
Содержание парафинов, нафтенов и ароматических соединений (PNA), 61, 64
Соляная ловушка, 5
Соляные отложения Цехштайн, 9
Соответственные состояния, 584
Соотношение нагнетания и отбора (IWR), 165–167, 533–535
Соотношение темпов нагнетания и отбора (IWRR), 166, 167, 533, 535
Соотношения продуктивности, 175, 202–211, 230–234, 244, 295, 323
Стратиграфическая ловушка, 5, 9, 341
Структурная ловушка, 5
Суммарный массовый баланс, 137
Суперпозиция, 352, 353
Сухие газы, 14, 68, 378
Схлопывание пор, 12, 49, 51
Сырая нефть
— определение, 3, 64

Температура
— пластовая, 13
Термодинамические диаграммы
— $p - T$, 73–84, 103–105, 124, 378
— $p - V$, 72, 73, 78, 79, 83
— $p - V_o$, 72, 80, 84
Товарный газ, 153, 172, 454, 528, 561
Точка росы, 73
Третичные методы добычи нефти
— определение, 2
— флюиды, 2
Турбулентный поток, 323–325
Тяжелая (нелетучая) нефть, 14, 68, 425

Удельный вес
— в градусах Американского нефтяного института (API), 129, 382, 590
— газа, 584

— нефти, 590
Универсальные постоянные, 22
Упрощенная модель газоконденсатного пласта (SGCT), 516, 525, 562
Уравнение
— Козени, 47
— давления, 328
— насыщенности, 147, 168–170, 328, 619
— радиального притока, 135, 137, 144, 145
— состояния Алани–Кеннеди, 594
Уравнения состояния, 85, 178
Установившийся приток, 178, 194–229
Установившийся режим, 45, 176, 192–244, 392, 434, 497
Установка SACROS, 437–442, 445–448, 451, 456, 458, 461

Формулы двумерной регрессии, 161, 420
Формфакторы, 199, 208, 243, 295, 392, 628

Характеристики притока, 210, 211
Характеристический фактор, 279

Число
— плавучести, 453
— плавучести (гравитационное), 453

Шкала Уэнтворта (размеров частиц), 34, 643

Эксперименты по однократному разгазированию, 254
Экспоненциальный закон Арпса, 222, 294, 301, 312–323, 325, 566, 581
Экспоненциальный интеграл, 195
Энергия пласта
— внешняя, 2, 26
— внутренняя, 26
Эффект числа капиллярности, 550
Эффективное углеродное число парафинов, 65, 66, 266, 271
Эффективность сепарации, 273, 281