

Оглавление

Предисловия	16
Памяти Лоренса П. Дейка	18
Предисловие автора	21
Список условных обозначений	26
ГЛАВА 1. Введение в инжиниринг резервуаров	31
1.1. Направления деятельности в инжиниринге резервуаров	31
(a) Сбор данных	31
(b) Выбор предположений	33
(c) Расчеты	34
(d) Принятие решений о методе разработки	35
1.2. Основные темы книги	35
(a) Простота	35
(b) Что работает и что нет — и почему?	36
(c) Аналитические методы	37
(d) Разработка месторождений на суше и в море	39
1.3. Роль специалистов по разработке месторождений	44
1.4. Профессиональные обязанности специалистов по разработке	52
(a) Оценка	52
(b) Окончание оценочного этапа	53
(c) Этап разработки	54
1.5. Физические принципы инжиниринга резервуаров	61
1.6. Литература	64
ГЛАВА 2. Оценка нефтяных и газовых месторождений	65
2.1. Введение	65
2.2. Физические свойства нефти	65
(a) Основные PVT-параметры	66
(b) Отбор проб флюидов из пласта	70
(c) Лабораторные эксперименты	75
(d) Сравнение PVT-данных, полученных в лаборатории и на месторождении	79
(e) PVT-свойства систем с летучей нефтью	82

2.3.	Расчет начальных запасов нефти, отнесенных к поверхностным условиям	83
2.4.	Объединение отдельных участков месторождения/Определение доли каждой компании	85
	(а) Начальные запасы нефти в пласте (ОИР)	86
	(б) Запасы нефти, отнесенные к поверхностным условиям (СТОИР)	87
	(в) Промышленные запасы	89
	(г) Подвижная нефть	89
2.5.	Вычисление начальных запасов газа в пласте	91
2.6.	Построение зависимости давления от глубины	91
2.7.	Применение опробователя пластов многократного действия (RFT)	101
2.8.	Метод импульсного исследования скважин с использованием опробователя пластов многократного действия	106
2.9.	Оценочное испытание скважин	110
2.10.	Расширенное испытание скважин	114
2.11.	Литература	117
ГЛАВА 3. Применение концепции материального баланса для нефтяных месторождений		
	месторождений	118
3.1.	Введение	118
3.2.	Вывод уравнения суммарного материального баланса для нефтяных пластов	119
	(а) Левая часть уравнения (подземная добыча — m^3)	120
	(б) Правая часть уравнения (расширение компонентов плюс внешний приток воды)	121
3.3.	Условия, необходимые для успешного применения уравнения материального баланса	124
3.4.	Решение уравнения материального баланса	127
3.5.	Сравнение метода материального баланса и численного имитационного моделирования	129
3.6.	Начальный этап применения метода материального баланса	132
3.7.	Пласты с волюметрическим режимом истощения	133
	(а) Истощение при давлении выше точки насыщения	134
	(б) Истощение при давлении ниже точки насыщения (режим растворенного газа)	147
3.8.	Расчет притока воды в пласт	160
	(а) Расчет притока воды по методу Картера–Трейси	161
	(б) Метод «подгонки» Хавлены–Оуде для водоносного пласта	163
	(в) Адаптация численных имитационных моделей к истории разработки	168
3.9.	Режим газовой шапки	169
3.10.	Режим уплотнения пласта	177

3.11. Заключение	188
3.12. Литература	188
ГЛАВА 4. Испытание нефтяных скважин	190
4.1. Введение	190
4.2. Данные, которые необходимо получить при испытании скважин . .	191
(a) Дебит, давление и время	192
(b) Данные каротажа и анализа керна	192
(c) RFT-исследования и вертикальные профили давления . . .	194
(d) Геологическая модель	195
(e) Механизм вытеснения	196
(f) PVT-свойства флюидов	196
(g) Заканчивание скважины	197
(h) Оборудование	197
(i) Испытания в соседних скважинах	198
4.3. Литература по испытанию скважин	199
4.4. Цель испытания скважин	201
(a) Испытание оценочных скважин	201
(b) Испытание эксплуатационных скважин	206
4.5. Основное уравнение радиально-симметричного течения	209
(a) Радиальное уравнение диффузии	209
(b) Проверка обоснованности линеаризации основного уравне- ния радиального течения методом исключения переменных	211
4.6. Решение радиального уравнения диффузии при постоянной конеч- ной скорости отбора	216
(a) Условие замкнутого коллектора	217
(b) Стационарный режим	220
4.7. Переходное решение радиального уравнения диффузии при посто- янной конечной скорости отбора	224
4.8. Проблемы использования решения радиального уравнения диф- фузии при постоянной конечной скорости отбора	232
4.9. Суперпозиция CTR-решений	233
4.10. Исследование скважины методом снижения давления при посто- янном дебите	237
(a) Исследование давления притока	238
(b) Производная по времени функции давления	239
4.11. Испытание методом восстановления пластового давления (общее описание)	240
4.12. Интерпретация кривых восстановления давления методом Милле- ра, Дайса, Хатчинсона (MDH)	242
4.13. Интерпретация кривых восстановления по методу Хорнера	248
4.14. Некоторые практические аспекты проблемы испытания оценоч- ных скважин	254

(a)	Определение начального давления	255
(b)	Приток пластового флюида в скважину после ее закрытия	255
4.15.	Практические трудности, связанные с анализом по методу Хорнера	266
(a)	Метод суперпозиции при продолжительной работе скважины	266
(b)	Смысл параметра p^*	271
4.16.	Влияние геометрии разломов на кривые восстановления давления при испытании оценочных скважин	274
(a)	Общее описание	274
(b)	Одиночный разлом	275
(c)	Общие принципы определения положения разломов	286
(d)	Определение более сложной геометрии разломов	292
4.17.	Применение экспоненциальной интегральной функции	295
(a)	Пример интерференции нефтяных месторождений	296
4.18.	Поддержание давления в период испытания оценочных скважин	301
(a)	Поведение кривых восстановления давления	302
(b)	Безразмерное давление и радиус исследования	305
(c)	Интерпретация Миллера, Дайса, Хатчинсона	307
(d)	Интерпретация Хорнера	309
(e)	Переменный скин-фактор (очистка скважины)	313
4.19.	Испытание скважин в разбуренных месторождениях	323
(a)	Метод анализа Хорнера–МВН кривых восстановления давления в замкнутых пластах	323
(b)	Метод анализа МДН–Дитца кривых восстановления давления в замкнутых пластах	328
(c)	Анализ кривых восстановления в системах с постоянным давлением или смешанными граничными условиями	330
(d)	Пример испытания скважины	335
(e)	Особенности анализа испытаний эксплуатационных скважин	342
(f)	Соотношение между реальным давлением в скважине и давлением в ячейке численной модели	346
(g)	Приток пластового флюида в скважину после ее закрытия	348
(h)	Расширенное испытание скважин	349
(i)	Радиус исследования	351
4.20.	Многоступенчатое испытание скважины	354
(a)	Испытание скважины на двух режимах	354
(b)	Пример испытания скважины	360
(c)	Испытание методом построения селективной характеристики притока	364
4.21.	Теоретические кривые функции давления в двойном логарифмическом масштабе	367
(a)	Стандартная интерпретация кривых	367
(b)	Производные теоретических кривых давления	371
(c)	Практические аспекты	374
4.22.	Выводы	377

(a)	О существовании прямолинейного участка	378
(b)	Экономия средств при испытании скважин	379
(c)	Определение корректной начальной прямой на графике восстановления давления	384
4.23.	Литература	387
ГЛАВА 5. Водонапорный режим вытеснения нефти из пласта		391
5.1.	Введение	391
5.2.	Организация заводнения	392
(a)	Цель	392
(b)	Проницаемость	396
(c)	Вязкость нефти	397
(d)	Летучесть нефти	398
(e)	Аномально высокие пластовые давления	402
(f)	Глубина залегания продуктивного пласта	406
5.3.	Инженерное проектирование водонапорного режима	407
(a)	Период максимального дебита	407
(b)	Число добывающих/нагнетательных скважин	410
(c)	Наземное оборудование эксплуатационных и нагнетатель- ных скважин	411
5.4.	Одномерная теория водонапорного режима	421
(a)	Относительные проницаемости горной породы	423
(b)	Коэффициент подвижности	424
(c)	Многофазный поток	428
(d)	Теория вытеснения Бакли–Лeverетта	432
(e)	Расчет коэффициента вытеснения по Вэлджу	436
(f)	Использование значений относительной проницаемости в численных имитационных моделях и при проведении ана- литического исследования динамики вытеснения нефти во- дой	444
(g)	Лабораторные эксперименты	453
5.5.	Водонапорный режим в неоднородных сегментах пласта	457
(a)	Неоднородность пласта	458
(b)	Способ оценки коэффициента вертикального охвата по мощности в неоднородных пластах	461
5.6.	Водонапорный режим в условиях раздельного течения (вертикаль- ное равновесие)	466
(a)	Общие положения	466
(b)	Данные, необходимые для определения псевдоотноситель- ных проницаемостей	468
(c)	Учет наличия законтурной воды при заводнении в случае вертикального равновесия	479

	(d) Вытеснение нефти в однородном пласте при вертикальном равновесии	481
5.7.	Водонапорный режим в областях, по сечению которых наблюдается полное отсутствие равновесия давления	503
	(a) Внешние граничные условия для продуктивного пласта	503
	(b) Данные, необходимые для построения кривых псевдоотносительных проницаемостей	507
	(c) Метод Стайлса	509
	(d) Метод Дикстры–Парсонса	511
	(e) Капитальный ремонт скважин	514
5.8.	Численное моделирование водонапорного режима	527
	(a) Цель	527
	(b) Построение псевдоотносительных проницаемостей с использованием поперечного моделирования	530
	(c) Площадное численное имитационное моделирование	536
5.9.	Анализ поведения пласта при водонапорном режиме	538
	(a) Начальная точка	543
	(b) Естественный водонапорный режим	544
	(c) Прогнозирование	544
	(d) Возмущения при движении отдельных фаз в потоке	545
	(e) Пример 1 — месторождение в регионе Северного моря	546
	(f) Пример 2 — месторождение Восточный Техас	551
	(g) Влияние операционной активности	558
	(h) Комментарий	560
5.10.	Сложные месторождения, разрабатываемые в водонапорном режиме	562
	(a) Месторождение А	562
	(b) Месторождение В	568
	(c) Общий менеджмент месторождений, эксплуатируемых в водонапорном режиме	575
5.11.	Литература	577
ГЛАВА 6.	Инжиниринг газовых резервуаров	579
6.1.	Введение	579
6.2.	Необходимые PVT-соотношения для газоконденсатных систем	579
	(a) Уравнение состояния	582
	(b) Взаимосвязь параметров в стандартных и пластовых условиях	583
	(c) Эксперименты по истощению при постоянном объеме	583
	(d) Сжимаемость и вязкость газа	586
	(e) Полуэмпирические уравнения состояния	586
6.3.	Концепция материального баланса для газового месторождения	589
	(a) Адекватность применения	589
	(b) Интерпретация Хавлены–Оуде	590

(с)	Методика p/Z -интерпретации	593
(d)	Пример месторождения	598
(e)	Разработка газовых месторождений	610
6.4.	Динамика несмешивающегося вытеснения нефти газом	617
(a)	Коэффициент подвижности	618
(b)	Влияние неоднородности и гравитации	620
(с)	Условие вытеснения	625
6.5.	Газовый сайклинг-процесс в ретроградных газоконденсатных пластах	637
(a)	Коэффициент подвижности	639
(b)	Влияние неоднородностей и гравитации	640
(с)	Коэффициент вертикального охвата по мощности пласта	644
6.6.	Литература	651
Предметный указатель		653