

# Оглавление

От Редакционного совета . . . . .	xv
Предисловие . . . . .	xvi
<b>ГЛАВА 1. Введение . . . . .</b>	<b>1</b>
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
<b>ГЛАВА 2. Энергия пласта и пластовые режимы . . . . .</b>	<b>26</b>
2.1. Виды пластовой энергии . . . . .	26
2.2. Пластовые режимы . . . . .	28
2.3. Заключение . . . . .	32
<b>ГЛАВА 3. Свойства горных пород . . . . .</b>	<b>33</b>
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. <b>Обобщенное уравнение материального баланса</b> . . . . .	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. <b>Течение жидкостей и технологические показатели скважин</b> . . . . .	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
<b>ГЛАВА 8. Лабораторные PVT-исследования и сепарация пластовых флюидов</b> 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 К-значений Стендинга	279
8.5.1.	Расчеты по однократному разгазированию	279
8.5.2.	К-значения Стендинга	280
8.5.3.	Расчет плотностей нефти и газа	281
8.5.4.	Использование К-значений в разработке конструкции сепараторов	282
<b>ГЛАВА 9. Прогнозирование дебита при помощи резервуарных моделей</b> 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 Гарнера . . . . .	333
<b>ГЛАВА 10. Приток природной воды в пласт . . . . .</b>		<b>341</b>
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
<b>ГЛАВА 11. Залежи сухого и жирного газа . . . . .</b>		<b>378</b>
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
<b>ГЛАВА 14. Кривые истощения пласта . . . . .</b>	<b>565</b>
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
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. Корреляция свойств газа . . . . .</b>	<b>584</b>
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. Молярная доля газа при стандартных условиях . . . . .	588
А.7. Конденсатно-газовый фактор (доля легкой нефти в газовой фазе) . . . . .	588
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В. Корреляция свойств нефти . . . . .</b>	<b>590</b>
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

В.6.	Газосодержание . . . . .	597
В.6.1.	Корреляция Стендинга . . . . .	597
В.6.2.	Корреляция Ласатера . . . . .	597
В.6.3.	Корреляция Васкеса и Беггса . . . . .	598
В.7.	Объемный коэффициент нефти . . . . .	598
В.7.1.	Корреляция Стендинга (1947) . . . . .	598
В.7.2.	Корреляция Васкеса и Беггса (1980) . . . . .	598
В.8.	Вязкость нефти . . . . .	599
<b>Приложение С. Корреляция свойств водной фазы . . . . .</b>		<b>600</b>
С.1.	Насыщенная и недонасыщенная вода . . . . .	600
С.2.	Полная минерализация . . . . .	600
С.3.	Объемный коэффициент воды . . . . .	600
С.4.	Плотность воды . . . . .	601
С.5.	Доля растворенного газа в воде . . . . .	601
С.6.	Сжимаемость воды . . . . .	602
С.7.	Вязкость воды . . . . .	603
С.8.	Пример расчета свойств . . . . .	604
<b>Приложение D.1. Пример отчета по образцу тяжелой нефти, RFL 88001 . . . . .</b>		<b>605</b>
<b>Приложение D.2. Пример отчета о свойствах газового конденсата, RFL 88002 . . . . .</b>		<b>611</b>
<b>Приложение E. Моделирование резервуара с использованием универсальных динамических ячеек . . . . .</b>		<b>616</b>
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
<b>Номенклатура . . . . .</b>		<b>628</b>
<b>Литература . . . . .</b>		<b>635</b>
<b>Предметный указатель . . . . .</b>		<b>646</b>