

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

**СПРАВОЧНИК
ИНЖЕНЕРА-НЕФТЯНИКА
ТОМ I**

**ВВЕДЕНИЕ
В НЕФТЯНОЙ
ИНЖИНИРИНГ**



Оглавление

От редакционного совета серии	xxi
Биографические справки	xxiii
Предисловие	xxv
Введение	xxvii
ГЛАВА 1. Основы теории колебаний	1
1.1. Введение	1
1.1.1. Пределы	2
1.1.2. Производные	3
1.1.3. Решение дифференциальных уравнений	6
1.2. Вводные рассуждения о колебаниях	7
1.3. Понятия теории колебаний	7
1.4. Распространение волн	10
1.4.1. Типы волн	10
1.5. Поведение волн	11
1.5.1. Частоты собственных колебаний и собственный резонанс	12
1.5.2. Затухание	13
1.6. Эквивалентные пружины	15
1.7. Граничные и начальные условия	15
1.8. Механические колебания	16
1.9. Система с одной степенью свободы	18
1.9.1. Свободные незатухающие колебания	18
1.9.2. Свободные затухающие колебания	20
1.9.3. Вынужденные незатухающие колебания	24
1.9.4. Вынужденные затухающие колебания	27
1.10. Системы с двумя степенями свободы	29
1.10.1. Система свободных незатухающих колебаний с двумя степенями свободы	29
1.10.2. Система свободных затухающих колебаний с двумя степенями свободы	34
1.10.3. Система вынужденных затухающих колебаний с двумя степенями свободы	39
1.10.4. Системы со многими степенями свободы	39

1.11.	Непрерывные системы	40
1.12.	Отражение волн от различных геометрических границ	42
ГЛАВА 2. Основы теории течения жидкостей 52		
2.1.	Введение	52
2.2.	Дифференциальные уравнения в частных производных	52
2.2.1.	Уравнение неразрывности	52
2.2.2.	Дифференциальные уравнения в частных производных	54
2.2.3.	Одномерное уравнение конвекции/диффузии	56
2.3.	Векторный анализ	58
2.3.1.	Скалярное и векторное поля	59
2.3.2.	Градиент, дивергенция и ротор	59
2.3.3.	Несжимаемое течение	61
2.3.4.	Трехмерное уравнение конвекции/диффузии	61
2.4.	Численные методы	62
2.4.1.	Метод конечных разностей	62
2.4.2.	Численное решение одномерного уравнения конвекции/диффузии	64
2.5.	Матрицы и линейная алгебра	65
2.5.1.	Поворот декартовой системы координат	66
2.5.2.	Свойства матриц	67
2.5.3.	Операции над матрицами	68
2.5.4.	Определители, собственные значения и собственные векторы	70
2.6.	Диагонализация тензора проницаемости	71
2.6.1.	Закон Дарси и тензор проницаемости	71
2.6.2.	Преобразования подобия	72
2.6.3.	Процедура диагонализации матрицы	73
2.6.4.	Диагонализация симметричной матрицы 2×2	74
2.6.5.	Собственные векторы	75
2.6.6.	Преобразование координат	76
2.7.	Преобразование поворота тензора проницаемости размерностью 2×2	77
2.7.1.	Анализ сетки для песчаного канала.	79
ГЛАВА 3. Основы теории нестационарной фильтрации 85		
3.1.	Введение	85
3.1.1.	Уравнения нестационарной фильтрации жидкости в пористых средах.	85
3.1.2.	Начальные и граничные условия.	90
3.1.3.	Допущения и ограничения.	91

3.2.	Функции Бесселя	92
3.2.1.	Предварительные определения.	92
3.2.2.	Решение уравнений Бесселя. Функции Бесселя.	92
3.2.3.	Модифицированные функции Бесселя нулевого и первого порядка.	93
3.3.	Преобразование Лапласа	95
3.3.1.	Основные свойства преобразования Лапласа.	96
3.3.2.	Обратное преобразование Лапласа и асимптотики.	97
3.4.	Функции Грина и метод источников	111
3.4.1.	Фундаментальное решение уравнения пьезопроводности.	112
3.4.2.	Решение уравнения пьезопроводности методом источников.	113
3.4.3.	Использование функций Грина и метода источников при решении задач неустановившейся фильтрации.	123
3.4.4.	Применение метода источников при преобразовании Ла- пласа для решения задач неустановившейся фильтрации.	136
ГЛАВА 4.	Отбор проб флюидов	196
4.1.	Введение	196
4.2.	Общие методические указания по составлению программ отбо- ра проб	199
4.3.	Тип пластового флюида	207
4.4.	Подготовка скважин	208
4.5.	Подбор и подготовка оборудования для отбора проб	213
4.6.	Методика отбора проб углеводородных флюидов под давлением	215
4.6.1.	Отбор глубинных проб в скважине.	215
4.6.2.	Отбор глубинных проб с помощью пластоиспытателей.	219
4.6.3.	Отбор однофазных проб.	222
4.6.4.	Отбор устьевых проб.	231
4.6.5.	Изокинетический отбор проб.	232
4.7.	Отбор проб углеводородных флюидов при атмосферном давлении	232
4.7.1.	Методика проведения типовых измерений, отбора проб и исследований нефти из нефтехранилищ.	233
4.8.	Пластовые воды	237
4.9.	Определение и регистрация результатов анализа проб	242
4.10.	Контроль качества проб	248
4.10.1.	Отбор проб для исследований.	248
4.10.2.	Отбор проб флюидов для хранения.	253
4.11.	Опасности	255
4.12.	Особые трудности при отборе проб	257
4.12.1.	Отбор проб эмульсий сырой нефти.	257
4.12.2.	Парафинистые и асфальтенистые флюиды.	258

4.12.3. Измерения на скважине.	259
4.12.4. Газ из бурового раствора.	260
4.12.5. Измерение обводненности скважинной продукции.	261
4.13. Выводы и заключение	262
ГЛАВА 5. Свойства газов	265
5.1. Молекулярная масса	265
5.2. Идеальный газ	265
5.3. Критическая температура и давление	267
5.4. Относительная плотность	269
5.5. Мольная доля и кажущийся молекулярный вес газовых смесей	270
5.6. Относительная плотность газовых смесей	270
5.7. Закон Дальтона	271
5.8. Закон Амага	271
5.9. Реальные газы	271
5.10. Закон для реального газа	271
5.11. Плотность газа и объемный коэффициент флюида в пластовых условиях	285
5.12. Коэффициент изотермической сжимаемости газов	286
5.13. Вязкость газа	288
5.14. Псевдопотенциал реальных газов	295
5.15. Давление насыщенных паров	295
5.15.1. Уравнение Клапейрона.	295
5.15.2. График Кокса.	296
5.15.3. Уравнение Калингерта и Дэвиса.	297
5.15.4. Уравнение Ли–Кеслера.	297
5.16. Дополнительные примеры задач	299
ГЛАВА 6. Корреляционные зависимости для нефтяных систем	313
6.1. Введение	313
6.2. Определение параметров сырой нефти	316
6.3. Давление насыщения	318
6.4. Влияние неуглеводородных газов	332
6.5. Газосодержание	334
6.6. Объемный коэффициент нефти	334
6.7. Коэффициент изотермической сжимаемости	338
6.8. Плотность	343
6.9. Вязкость	343
6.10. Поверхностное натяжение	349
6.11. Поверхностное натяжение в системе «вода–углеводородная смесь»	358

ГЛАВА 7. Термодинамика и фазовые превращения	407
7.1. Вступление	407
7.2. Фундаментальные понятия и постановка задачи	408
7.2.1. Правило фаз Гиббса и теорема Дюгема.	409
7.2.2. Равновесие, устойчивость и обратимые термодинамические системы.	410
7.3. Базовые уравнения	413
7.3.1. Первый закон термодинамики.	414
7.3.2. Второй закон термодинамики.	418
7.3.3. Связи между фундаментальными свойствами и условия равновесия.	422
7.4. Объемные свойства чистых флюидов	430
7.4.1. Модели фазовых превращений чистых флюидов.	435
7.5. PVT-свойства смесей	447
7.5.1. Процедура расчета равновесных параметров смеси.	449
7.6. Определение свойств пластовых флюидов	451
ГЛАВА 8. Фазовые диаграммы	455
8.1. Вступление	455
8.2. Фазовые диаграммы чистого вещества	455
8.3. Правило фаз	457
8.4. Бинарные фазовые диаграммы	458
8.5. Треугольные фазовые диаграммы	463
8.6. Четверные фазовые диаграммы	469
8.7. Системы пластовых флюидов	470
8.8. Фазовые диаграммы для методов увеличения нефтеотдачи	473
8.8.1. Закачка ПАВ и полимеров.	474
8.8.2. Процессы закачки газа.	476
8.8.3. Многоконтактная смесимость при закачке в пласт газа.	480
ГЛАВА 9. Асфальтены и парафины	487
9.1. Введение	487
9.1.1. Факторы, влияющие на отложение асфальтенов.	487
9.1.2. Факторы, влияющие на выпадение парафинов.	489
9.2. Характеристики асфальтенов и парафинов	491
9.2.1. Химическая классификация пластовых флюидов.	491
9.2.2. Характеристики асфальтенов. Природа асфальтенов.	493
9.2.3. Характеристики нефтяных парафинов.	496
9.3. Экспериментальные измерения выпадения асфальтенов в осадок	502
9.3.1. Измерения ДВА.	502
9.3.2. Обратимость.	504

9.3.3.	Выпадение асфальтенов при закачке в пласт обогащенного газа и углекислого газа.	507
9.4.	Термодинамические модели выпадения асфальтенов	509
9.4.1.	Термодинамическое равновесие.	509
9.4.2.	Модели активности.	509
9.4.3.	Модели УС.	515
9.4.4.	Термодинамическая модель коллоидной суспензии.	520
9.4.5.	Термодинамическая модель мицеллообразования.	520
9.5.	Отложение асфальтенов на поверхности породы и закупорка порового пространства	522
9.5.1.	Общие сведения.	522
9.5.2.	Эксперименты.	522
9.5.3.	Отложение на поверхности породы и закупорка порового пространства.	523
9.5.4.	Изменение смачиваемости.	529
9.6.	Восстановление проницаемости призабойной зоны при выпадении асфальтенов	531
9.7.	Экспериментальный анализ характеристик парафинов, содержащихся в нефтяных флюидах	533
9.7.1.	Композиционный анализ пластовых флюидов.	533
9.7.2.	Измерение параметров процесса выпадения парафинов.	533
9.8.	Термодинамические модели выпадения парафинов	536
9.8.1.	Термодинамическое равновесие системы «твердое тело–жидкость».	536
9.8.2.	Модель чистого идеального твердого тела.	540
9.8.3.	Модели твердых растворов.	542
9.8.4.	Модели многофазной чистой твердой фазы.	552
9.8.5.	Модели избыточной энергии Гиббса.	556
9.8.6.	Сравнение моделей.	558
9.9.	Модели отложения парафинов	560
9.9.1.	Молекулярная диффузия.	561
9.9.2.	Сдвиговая дисперсия.	562
9.10.	Предупреждение выпадения парафинов и удаление отложений	563
9.10.1.	Термические методы.	563
9.10.2.	Химические методы.	564
9.10.3.	Механические методы.	565
ГЛАВА 10. Свойства добываемой пластовой воды		579
10.1.	История добычи воды на нефтяных и газовых месторождениях	579
10.1.1.	Большое значение добываемой воды.	582
10.1.2.	О происхождении пластовых вод.	584

10.2. Добыча в режиме естественного истощения	584
10.3. Экономические аспекты попутно добываемой воды	585
10.3.1. Определение параметров добываемой воды.	587
10.4. Отложение солей и коррозия	589
10.4.1. Отбор проб и анализ добываемой воды.	590
10.5. Отбор проб воды на забое и пробоотборниками, спускаемыми в скважину на бурильных трубах	591
10.5.1. Методы отбора проб.	591
10.5.2. Отбор проб воды и спецификация анализа.	595
10.5.3. Физические свойства пластовых вод.	600
10.6. Сжимаемость	601
10.7. Плотность	602
10.8. Объемный коэффициент пластового флюида	605
10.9. Удельное сопротивление	607
10.10. Поверхностное натяжение	607
10.11. Вязкость	608
10.12. Уровень pH	611
10.13. Окислительно-восстановительный потенциал	614
10.14. Растворенные газы	616
10.15. Органические компоненты	616
10.15.1. Обработка результатов определения химического состава.	617
10.16. Метод линий смешения	619
10.17. Роль взвешенных частиц в добываемой воде	621
ГЛАВА 11. Фазовое равновесие в системах «Н₂О–углеводородная смесь»	626
11.1. Вступление	626
11.2. Определение понятия «фаза» и правило фаз Гиббса	627
11.3. Равновесие систем «вода–углеводороды» без гидратов	629
11.3.1. Растворимость воды (точка росы) в углеводородном газе.	629
11.3.2. Взаимная растворимость жидкой воды и жидких углево- родов.	632
11.4. Равновесие систем «вода–углеводороды» с гидратами	636
11.4.1. Строение, стабильность и измерения гидратов.	636
11.4.2. Фазовые равновесия и расчеты с учетом гидратообразо- вания.	639
11.5. Выводы	662
ГЛАВА 12. Эмульсии сырой нефти	665
12.1. Введение	665
12.1.1. Определение.	667
12.1.2. Типы эмульсий.	667

12.1.3.	Образование эмульсий.	669
12.1.4.	Эмульгаторы.	669
12.1.5.	Характеристики и физические свойства.	670
12.2.	Стабильность эмульсий	675
12.2.1.	Поверхностная пленка и устойчивость к коалесценции. . .	675
12.2.2.	Факторы, которые влияют на стабильность эмульсий. . . .	677
12.2.3.	Измерение стабильности.	688
12.3.	Деэмульсация	690
12.3.1.	Дестабилизация эмульсий.	690
12.3.2.	Механизмы, задействованные в деэмульсации.	693
12.3.3.	Способы разрушения эмульсий или деэмульсации.	694
12.4.	Особые свойства эмульсий сырой нефти	705
12.4.1.	Отбор проб эмульсий.	705
12.4.2.	Программа деэмульсации в промысловых условиях.	707
12.4.3.	Предотвращение образования эмульсий.	709
12.4.4.	Подбор и оптимизация деэмульгаторов.	710
ГЛАВА 13. Свойства горных пород		722
13.1.	Вступление	722
13.1.1.	Знания о свойствах горных пород преимущественно при- обретены на основе опыта.	723
13.1.2.	Концепция свойств горных пород.	723
13.2.	Горные породы: минералы и поры	725
13.3.	Плотность и пористость	732
13.3.1.	Основы и определения.	732
13.3.2.	Функциональные зависимости.	734
13.3.3.	Плотность и пористость в пластовых условиях.	737
13.3.4.	Методы измерений.	738
13.4.	Свойства флюидов	740
13.4.1.	Газ.	741
13.4.2.	Нефть.	743
13.4.3.	Пластовые воды.	748
13.5.	Упругость, упругие волны и зависимость между напряжением и деформацией	751
13.5.1.	Напряжение и давление: определения.	751
13.5.2.	Деформация, растяжение и модуль упругости.	754
13.5.3.	Эффективные среды, предельные значения.	756
13.5.4.	Свойства минералов.	760
13.5.5.	Свойства упругих волн.	760
13.5.6.	Зависимость от пористости.	766

13.5.7. Зависимости замеренной скорости распространения звуковых волн от пористости.	767
13.5.8. Давление.	768
13.5.9. Естественное напряжение пород.	774
13.5.10. Температура.	778
13.5.11. Замещение флюидов по Гассману.	780
13.5.12. Объемный модуль упругости твердого минерала.	790
13.5.13. Трещиноватая порода.	794
13.5.14. Анизотропия.	796
13.5.15. Затухание и дисперсия скоростей.	800
13.6. Зависимости параметров разрушения горных пород	804
13.6.1. Введение.	804
13.6.2. Разрушение по теории Кулона–Навье.	806
13.6.3. Разрушение по Морю, искривление предельных прямых и критерий Хозка–Брауна.	810
13.6.4. Предел прочности на одноосное сжатие.	816
13.6.5. Прочность на сжатие.	818
13.6.6. Содержание глинистых минералов.	819
13.6.7. Влияние пластовых флюидов.	822
13.6.8. Размер зерен и текстура.	826
13.6.9. Прочность пород по данным ГИС.	827
13.7. Характеристики гамма-излучения	829
13.7.1. Введение.	829
13.7.2. Замеры.	833
ГЛАВА 14. Абсолютная проницаемость	856
14.1. Введение	856
14.2. Контроль петрологических параметров	858
14.2.1. Слабосцементированные насыпные модели песчаников.	860
14.2.2. Глинистые минералы и глины.	863
14.2.3. Песчаники.	864
14.2.4. Карбонаты.	866
14.2.5. Выводы. Эмпирические тренды.	868
14.3. Поправки для результатов замеров на керне	869
14.3.1. Эффект Клинка–Клинка.	870
14.3.2. Чувствительность к поровому флюиду.	871
14.3.3. Зависимость от давления.	872
14.4. Петрофизические модели	875
14.4.1. Уравнение Козени–Кармана.	875
14.4.2. Модели, основанные на гранулометрическом составе. Уравнение Крэмбейна и Монка.	877

14.4.3.	Модель с учетом минералогических факторов.	880
14.4.4.	Модели, учитывающие площадь поверхности и водонасыщенность.	881
14.4.5.	Модели, построенные с учетом размера пор.	890
14.5.	Статистические методы и разделение пласта на зоны	897
14.5.1.	Прогнозирующие функции с одной или двумя входными переменными.	898
14.5.2.	Прогнозирующие функции с несколькими входными переменными.	898
14.5.3.	Прогнозирующие функции с расчетными параметрами.	899
14.6.	Комментарии	900
14.7.	Области практического применения	903

ГЛАВА 15. Относительная фазовая проницаемость и капиллярное давление

15.1.	Введение	910
15.2.	Замечания по поводу расчета капиллярного давления	912
15.2.1.	Дренажное и пропиточное для сильно смачиваемых систем.	916
15.2.2.	Неоднородность.	916
15.2.3.	Смачиваемость.	917
15.3.	Модели капиллярного давления	919
15.3.1.	Функция Бакли–Левретта.	919
15.3.2.	Модель Томеера.	920
15.3.3.	Зависимость Брукса–Кори.	921
15.3.4.	Зависимость Бентсена–Энли.	921
15.3.5.	Модель Элпака–Лейка–Эмбида.	922
15.4.	Исследование функций относительных фазовых проницаемостей	922
15.4.1.	Гистерезис.	922
15.4.2.	Смачиваемость.	924
15.4.3.	Межфазное натяжение.	927
15.4.4.	Зависимости для концевых точек относительных фазовых проницаемостей.	927
15.4.5.	Температура.	935
15.5.	Модели относительных фазовых проницаемостей	936
15.5.1.	Модели Брукса–Кори и аналогичные модели.	936
15.5.2.	Модель для неоднородной породы.	937
15.5.3.	Модель Керичи.	939
15.5.4.	Корреляционные зависимости для измерения относительных фазовых проницаемостей.	940
15.5.5.	Модели гистерезиса.	940
15.5.6.	Модели Кармана–Козени.	940

15.5.7. Сеточные модели.	941
15.5.8. Модели относительных фазовых проницаемостей для трехфазного течения.	941
15.6. Измерение свойств породы и флюидов	944
15.6.1. Достоверность измерений.	944
15.6.2. Извлечение, перевозка, хранение и подготовка керна. . . .	945
15.6.3. Получение зависимостей капиллярного давления.	947
15.6.4. Определение относительных фазовых проницаемостей. . .	951
15.6.5. Определение концевых точек насыщенности.	954
15.7. Тенденции и меры предосторожности при определении свойств горных пород и флюидов	955
ГЛАВА 16. Экономика нефтяной отрасли	964
16.1. Введение	964
16.2. Экономическая модель для оценки нефтегазовых месторождений	966
16.2.1. Валовая добыча.	967
16.2.2. Технологические потери.	968
16.2.3. Валовой объем продаж.	968
16.2.4. Долевое участие.	969
16.2.5. Роялти.	969
16.2.6. Процент с выручки от реализации нефти или газа, выпла- чиваемый в виде вознаграждения некоторому лицу, но не владельцу земли.	969
16.2.7. Доля чистого дохода компании от общего дохода по про- екту после выплаты роялти и вознаграждений.	970
16.2.8. Чистая выручка от продаж.	970
16.2.9. Цена.	970
16.2.10. Налоги, взимаемые властями штата, и местные налоги. . .	973
16.2.11. Операционные затраты.	975
16.2.12. Чистый операционный доход.	976
16.2.13. Подоходный налог.	976
16.2.14. Инвестиции.	976
16.2.15. Чистый денежный поток.	976
16.3. Временная стоимость денег	977
16.3.1. Будущая ценность паушальной суммы.	978
16.3.2. Дисконтированная стоимость паушальной суммы.	979
16.3.3. Аннуитеты и займы.	979
16.3.4. Годовые и месячные процентные ставки.	980
16.4. Основные экономические параметры	982
16.4.1. Чистый дисконтированный доход.	982
16.4.2. Внутренняя норма доходности.	983

16.4.3. Дисконтированный индекс доходности инвестиций.	985
16.5. Рекомендуемые методики экономических расчетов	987
16.6. Анализ рисков при оценке нефтегазовых месторождений	988
16.6.1. Риск и неопределенность.	988
16.6.2. Понятие ожидаемого дохода в стоимостном выражении.	989
16.6.3. Деревья решений.	992
16.6.4. Моделирование по методу Монте-Карло.	995
16.6.5. Результаты интерпретации.	1003
16.6.6. Дополнительная рекомендуемая литература.	1004
16.7. Следующий рубеж	1004
16.7.1. Портфельный анализ.	1004
16.7.2. Реальные опционы.	1011
ГЛАВА 17. Международное право в области добычи нефти и газа	1022
17.1. Введение	1022
17.2. История разработки нефтяных и газовых месторождений	1022
17.3. Заинтересованность в углеводородных ресурсах	1025
17.3.1. Концессии и лицензии.	1025
17.3.2. Соглашения о разделе продукции.	1027
17.3.3. Соглашения об участии в софинансировании.	1027
17.3.4. Договоры на оказание сервисных услуг.	1028
17.3.5. Общие положения договоров.	1029
17.4. Регулирование участия в реализации международных проектов	1031
17.4.1. Политический риск.	1032
17.4.2. Безопасность.	1034
17.4.3. Взятничество и коррупция.	1034
17.4.4. Права коренного населения.	1037
17.4.5. Обязанности по обучению.	1038
17.4.6. Необходимые связи для эффективной и рентабельной раз- работки.	1039
17.5. Соглашение о проведении совместных работ	1039
17.6. Соглашения о сбыте	1041
17.6.1. Сбыт нефти.	1041
17.6.2. Рынки газа.	1043
17.6.3. Сжиженный природный газ.	1045
17.7. Ликвидация	1045
17.8. Решение споров	1047
17.8.1. Выбор законодательства, выбор суда и положения дого- воров о разрешении споров.	1047
17.8.2. Арбитраж и альтернативные методы разрешения споров (АРС).	1048

17.8.3. Принудительное исполнение судебных и арбитражных решений.	1051
17.9. Международное право и правовые системы	1053
17.9.1. Суверенитет.	1053
17.9.2. Договоры и конвенции.	1054
17.9.3. Системы гражданского права и общего права.	1055
17.9.4. Закон о коррупционной деятельности за рубежом и экстерриториальное применение внутренних законов.	1056
ГЛАВА 18. Структура энергетики XXI века	1059
18.1. Введение	1059
18.2. Выбор источников энергии	1059
18.3. Энергетический прогноз	1064
18.4. Изменение промышленной политики	1069
18.5. Этические вопросы распределения энергии	1070
18.6. Последствия для инженеров	1071
18.7. Выводы	1071
Предметный указатель	1074