

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

**СПРАВОЧНИК
ИНЖЕНЕРА-НЕФТЯНИКА
ТОМ V(B)**

ИНЖИНИРИНГ РЕЗЕРВУАРОВ



Оглавление

От редакционного совета серии	xxi
Предисловие	xxiii
Введение	xxv
ГЛАВА 9. Основные режимы нефтяных залежей (механизмы вытеснения нефти из пласта)	1233
9.1. Введение	1233
9.2. Характеристики летучей и черной нефти	1234
9.3. Виды пластовой энергии	1237
9.4. Классификация режимов пласта	1240
9.4.1. Диапазоны коэффициентов извлечения	1245
9.5. Свойства флюидов	1246
9.6. Материальный баланс	1252
9.7. Режимы растворенного газа	1255
9.7.1. Этапы добычи	1255
9.7.2. Параметры коллектора	1256
9.7.3. Промысловый пример	1261
9.7.4. Анализ материального баланса	1261
9.8. Режим газовой шапки	1269
9.8.1. Рабочие параметры	1271
9.8.2. Анализ материального баланса	1281
9.9. Коллекторы с водонапорным режимом	1284
9.9.1. Классификация водонапорных режимов и водоносных горизонтов	1285
9.9.2. Идентификация водонапорного режима	1286
9.9.3. Динамика эксплуатации пласта	1287
9.9.4. Модели притока воды	1291
9.9.5. Модель ван Эвердингена–Херста	1292
9.9.6. Определение параметров модели притока воды	1300
9.9.7. Показатели работы водоносного горизонта	1304
9.9.8. Анализ материального баланса	1306
9.10. Режимы уплотнения пласта	1319
9.10.1. Показатели работы	1321
9.10.2. Анализ материального баланса	1322

9.11.	Конусообразование воды и газа	1324
9.11.1.	Корреляция Шольза	1329
9.11.2.	Корреляция Черичи с соавторами	1331
9.11.3.	Скважина, несовершенная по степени и характеру вскрытия	1335
9.11.4.	Переменные величины, влияющие на конусообразование	1336
9.11.5.	Дополнительные меры контроля конусообразования . .	1336
ГЛАВА 10.	Коллекторы газа	1349
10.1.	Введение	1349
10.2.	Свойства природных газов	1350
10.2.1.	Фазовое поведение коллекторов природного газа	1350
10.2.2.	Характеристики давления/объема/температуры (PVT) .	1352
10.2.3.	Плотность газа и объемный коэффициент газа в пласто- вых условиях	1354
10.2.4.	Вязкость	1354
10.2.5.	Определение свойств пластовых жидкостей	1355
10.2.6.	Образование газоконденсата в пласте	1358
10.2.7.	Уравнения состояния	1364
10.3.	Петрофизические свойства	1365
10.3.1.	Эффект Клинкенберга	1366
10.3.2.	Поток, не подчиняющийся закону Дарси	1366
10.4.	Показатели работы скважины	1367
10.4.1.	Основные уравнения	1368
10.4.2.	Скин-эффект	1372
10.4.3.	Поток, не подчиняющийся закону Дарси	1373
10.4.4.	Переходный режим течения	1374
10.4.5.	Оценка формы зоны дренирования	1380
10.4.6.	Радиус исследования	1382
10.4.7.	Исследование газовых скважин на неустановившемся режиме фильтрации	1383
10.4.8.	Исследование скважины на продуктивность	1383
10.4.9.	Использование показателей продуктивности газовых скважин	1388
10.4.10.	Влияние скин-эффекта	1390
10.5.	Запасы газа в пласте и коэффициент извлечения газа	1391
10.5.1.	Начальные запасы газа	1391
10.5.2.	Определение среднего пластового давления	1392
10.5.3.	Замкнутые коллекторы	1394
10.5.4.	Коллекторы с высоким коэффициентом сжимаемости .	1396
10.5.5.	Коллекторы с водонапорным режимом	1398
10.5.6.	Пласты ретроградного конденсата	1402

10.5.7.	Поддержание пластового давления и циклические операции	1403
10.6.	Прогнозирование	1406
10.6.1.	Технологические показатели системы добычи	1406
10.6.2.	Индикаторная диаграмма коллектора	1408
10.6.3.	Методы прогнозирования	1409
10.6.4.	Приток воды	1412
10.6.5.	Коллекторы с ретроградным конденсатом	1413
10.7.	Краткие выводы	1415
ГЛАВА 11.	Заводнение	1421
11.1.	Введение	1421
11.1.1.	Исторический контекст	1422
11.1.2.	Темы, рассматриваемые в этой главе	1423
11.1.3.	Темы, которые затрагиваются в других главах <i>Справочника</i>	1425
11.1.4.	Ограничения технологии заводнения	1425
11.2.	Эффективность на микроскопическом уровне вытеснения несмешивающимся агентом	1426
11.2.1.	Смачиваемость	1426
11.2.2.	Геометрия пор	1428
11.2.3.	Капиллярное давление	1429
11.2.4.	Начальное распределение водо- и нефтенасыщенности	1432
11.2.5.	Относительная проницаемость	1433
11.2.6.	Остаточная нефтенасыщенность	1435
11.2.7.	Начальная газонасыщенность S_{gi}	1439
11.2.8.	Другие факторы	1439
11.2.9.	Отношение подвижностей	1439
11.3.	Эффективность вытеснения на макроскопическом уровне при заводнении, которое выполняется по линейной схеме	1442
11.3.1.	Решение уравнения Бакли–Левретта	1443
11.4.	Влияние геологии месторождения на проектирование и проведение заводнения	1445
11.5.	Вытеснение несмешивающимся агентом в двух направлениях (площадное)	1449
11.5.1.	Вытеснение при заводнении на основе пятиточечной системы заводнения	1450
11.5.2.	Расчет линий тока при заводнении	1450
11.5.3.	Влияние схемы размещения скважин и расстояния между скважинами на эффективность заводнения	1453
11.5.4.	Горизонтальные скважины, многоствольные скважины и ориентация трещин	1456

11.6.	Вертикальное вытеснение в линейных и площадных моделях . .	1460
11.6.1.	Слоистые системы с отсутствием перетоков между слоями	1461
11.6.2.	Гравитационные эффекты в однородных коллекторах .	1465
11.6.3.	Слоистые системы с наличием перетоков между слоями и условным вертикальным равновесием	1467
11.7.	Проектирование заводнения	1469
11.7.1.	Анализ чувствительности коллектора к закачиваемой воде	1471
11.7.2.	Нагнетательные скважины, приемистость скважин и подход к размещению скважин, включая ГРП	1473
11.7.3.	Пробное заводнение	1476
11.7.4.	Добывающие скважины	1477
11.7.5.	Наземные объекты для закачки воды	1477
11.7.6.	Наземные объекты для добываемых флюидов	1478
11.8.	Мониторинг заводнения	1479
11.8.1.	Сбор данных — регулярный сбор данных	1480
11.8.2.	Сбор специальных данных: уплотняющие сетку разработки и наблюдательные скважины, а также сейсмические данные 4D	1481
11.8.3.	Простые методы анализа заводнения: графики в масштабе X , графики логарифма ВНФ в зависимости от накопленной добычи нефти и кривые падения добычи	1482
11.8.4.	Усовершенствованные методики заводнения.	1487
11.9.	Примеры реальных промысловых исследований заводнения . . .	1489
11.9.1.	Экофиск (Северное море)	1492
11.9.2.	Нефтяное месторождение Уилмингтон (Калифорния) .	1494
11.9.3.	Купарук Ривер (Норт-Слоуп, Аляска)	1497
11.9.4.	Заводнение карбонатных коллекторов в западном Техасе	1500
11.9.5.	Киркук (Ирак)	1501
11.10.	Выводы и заключения	1502
ГЛАВА 12. Закачка несмешивающегося газа в нефтяные коллекторы		1510
12.1.	Введение	1510
12.2.	Эффективность вытеснения на микроскопическом и макроскопическом уровнях не смешивающимся с нефтью газом	1513
12.2.1.	Вязкость газа и нефти и разница плотностей	1513
12.2.2.	Капиллярное давление и относительная проницаемость по газу и нефти	1514
12.2.3.	Отношение подвижностей	1516
12.2.4.	Эффективность линейного вытеснения нефти газом . .	1517

12.2.5.	Факторы, влияющие на эффективность вытеснения нефти газом	1519
12.2.6.	Неблагоприятное отношение подвижностей приводит к дестабилизации слоистого потока	1522
12.3.	Влияние компонентного состава газа и нефти на процесс несмешивающегося вытеснения нефти газом	1523
12.3.1.	Эффект обогащения нефти газом (влияние компонентного состава)	1524
12.3.2.	Эффект испарения (влияние компонентного состава)	1525
12.4.	Аспекты геологии коллектора применительно к несмешивающемуся вытеснению нефти газом	1528
12.4.1.	Общие геологические аспекты	1528
12.5.	Общие методики закачки газа для несмешивающегося вытеснения нефти	1533
12.5.1.	Виды операций по закачке газа	1533
12.5.2.	Оптимальное время начала операций по закачке газа	1535
12.5.3.	Эффективность извлечения нефти за счет несмешивающегося вытеснения газом	1535
12.6.	Вытеснение газом в результате вертикального или гравитационного разделения	1536
12.7.	Методы расчета несмешивающегося вытеснения газом нефти	1539
12.7.1.	Преобразование уравнений вытеснения	1540
12.7.2.	Метод вычисления коэффициента вытеснения	1540
12.7.3.	Вычисление параметров закачки несмешивающегося газа	1542
12.8.	Мониторинг несмешивающейся закачки газа	1550
12.9.	Примеры из практики закачки несмешивающегося газа	1552
12.9.1.	Успешные (на раннем этапе) и неудачные проекты закачки газа	1553
12.10.	Дополнительные аспекты	1567
12.10.1.	Источники газа для проектов закачки несмешивающегося газа	1567
12.10.2.	Использование горизонтальных скважин в проектах несмешивающейся закачки газа	1567
12.10.3.	Особенности эксплуатации тонких нефтяных залежей	1568
12.11.	Выводы и заключения	1568
ГЛАВА 13.	Полимеры, гели, пены и смолы	1575
13.1.	Введение	1575
13.2.	Повышение охвата пласта по объему	1576
13.3.	Проблемы повышения охвата пласта по объему	1580
13.3.1.	Существенные отличия	1580
13.3.2.	Как проявляются проблемы охвата пласта	1585

13.3.3.	Обработка ПЗП с целью повышения охвата пласта и диагностика проблем повышения охвата пласта по объему	1587
13.4.	Избирательное снижение проницаемости	1588
13.5.	Полимеры	1592
13.5.1.	Основы химии полимеров	1592
13.5.2.	Преимущества технологии использования полимеров с целью повышения охвата пласта	1601
13.5.3.	Полимерное заводнение	1602
13.5.4.	В каких случаях заводнение применимо	1618
13.5.5.	Применение на практике	1619
13.5.6.	Показательные промысловые результаты и тренды	1625
13.5.7.	Дополнительная литература по теме	1628
13.5.8.	Полимеры для улучшения параметров DPR и RPM	1628
13.6.	Гели	1632
13.6.1.	Обработки ПЗП гелем с целью повышения охвата пласта	1633
13.6.2.	Показательные результаты промысловых работ	1671
13.6.3.	Другие аспекты гелевых обработок	1678
13.6.4.	Появляющиеся тенденции и вопросы	1684
13.6.5.	Брейкеры геля	1686
13.7.	Пены	1688
13.7.1.	Основные сведения о пенах	1691
13.7.2.	Когда, где и для чего используются пены	1706
13.7.3.	Преимущества и недостатки пен	1706
13.7.4.	Пены для контроля подвижности	1707
13.7.5.	Пены в качестве блокирующих агентов	1710
13.7.6.	Стратегии проектирования для нефтепромыслового применения.	1712
13.7.7.	Перспективы	1712
13.7.8.	Показательные результаты полевых работ	1713
13.7.9.	Предлагаемые дополнительные источники для чтения.	1716
13.8.	Смолы	1716
13.8.1.	Нефтепромысловые смолы и обработки смолами	1716
13.8.2.	Выявление проблем и температурные аспекты	1721
13.8.3.	Выбор скважины	1722
13.8.4.	Размещение	1722
13.8.5.	Состояние ствола скважины, а также колонны для нагнетания реагентов	1723
13.8.6.	Преимущества и недостатки	1723
13.8.7.	Что нужно и чего не нужно делать	1724
13.8.8.	Показательные промысловые результаты	1725
13.8.9.	Исторический тренд	1726
13.9.	Заключение	1726

ГЛАВА 14. Смешивающееся вытеснение	1744
14.1. Введение	1744
14.2. Вводные положения	1744
14.3. Проектирование смешивающегося вытеснения	1749
14.3.1. Определение смешиваемости.	1749
14.3.2. Выбор кандидата	1751
14.4. Композиционное численное моделирование	1758
14.4.1. Фазовое поведение.	1759
14.5. Прогнозирование поведения растворителя расширенного состава при заводнении	1772
14.5.1. Удержание растворителя в порах, а также гистерезис относительных фазовых проницаемостей	1774
14.5.2. Эталонные модели с измельченной сеткой	1778
14.5.3. Масштабирование с целью прогнозирования работы всего месторождения	1781
14.5.4. Отношения псевдоотносительной проницаемости и псевдосвойств	1782
14.5.5. Масштабирование на основе моделей сегментов	1783
14.5.6. Масштабирование на основе моделей линий тока	1786
14.6. Примеры из практики	1789
14.6.1. Проекты закачки CO ₂	1789
14.6.2. Проекты закачки обогащенных углеводородов	1796
14.6.3. Проекты с применением азота	1802
14.6.4. Общий опыт промышленного применения	1804
14.7. Краткие выводы	1805
ГЛАВА 15. Повышение нефтеотдачи за счет паротеплового воздействия на пласт	1812
15.1. Пар	1812
15.1.1. Свойства насыщенного пара	1812
15.2. Нагрев пласта	1815
15.3. Расширение паронасыщенной зоны	1818
15.3.1. Вязкостное вытеснение.	1818
15.3.2. Обход	1819
15.3.3. Комбинирование	1820
15.4. Проектирование закачки пара	1823
15.4.1. Выбор коллекторов-кандидатов	1823
15.4.2. Метод аналогии	1827
15.4.3. Механизмы извлечения нефти	1827
15.5. Расчеты при проектировании: модели вязкостного вытеснения	1830
15.5.1. Модели Маркса – Лангенхайма и Мэндла – Волека (M–V)	1830
15.5.2. Модель Джонса	1831

15.6.	Расчеты при проектировании: модели гравитационного разделения	1833
15.6.1.	Модель Неймана	1833
15.6.2.	Модель Вогеля	1834
15.6.3.	Обсуждение снижения расхода пара	1836
15.7.	Расчеты при проектировании: другие модели	1837
15.7.1.	Модель Гомаа	1837
15.8.	Проектирование циклического нагнетания пара	1839
15.9.	Расчеты при проектировании	1840
15.9.1.	Метод Боберга и Ланца	1841
15.9.2.	Модель Таусона и Боберга	1843
15.9.3.	Метод Джонса	1843
15.10.	Оптимизация процесса	1844
15.10.1.	Метод накопленной средней ежедневной прибыли	1845
15.10.2.	Последовательный метод циклической закачки пара	1846
15.11.	Системы подачи пара	1847
15.11.1.	Теплопотери в наземных распределительных трубопроводах	1847
15.11.2.	Потеря тепла в скважинах	1850
15.12.	Регулирование теплообмена	1855
15.12.1.	Сбор данных	1856
15.12.2.	Мониторинг данных	1858
15.12.3.	Корректировка процесса	1859
15.13.	Закачка пара в горизонтальных скважинах	1864
15.13.1.	Вертикальные нагнетательные скважины, многостольная добывающая скважина на месторождении Керн	1865
15.13.2.	Вертикальные нагнетательные скважины, а также горизонтальная добывающая скважина с подошвенной водой: проект Танглефлагс	1865
15.13.3.	Гравитационное разделение при закачке пара	1866
15.13.4.	Циклическая обработка паром и другое использование горизонтальных скважин	1870
ГЛАВА 16.	Внутрипластовое горение	1881
16.1.	Введение	1881
16.2.	Описание процесса	1881
16.2.1.	Противоточное (обратное) внутрипластовое горение	1882
16.2.2.	Прямоточное внутрипластовое горение	1882
16.3.	Лабораторные исследования	1886
16.3.1.	Реакции	1886
16.3.2.	Кинетика	1888
16.3.3.	Исследования с использованием трубки для сжигания	1889

16.4.	Объединение вычислений теплового и материального баланса	1892
16.4.1.	Первые допущения	1893
16.4.2.	Вычисление начального теплового баланса и температур	1893
16.4.3.	Коррекция процесса горения с учетом воды	1897
16.4.4.	Расчет объема и температуры парового плато	1898
16.4.5.	Расчет влияния закачанного воздуха и воды	1900
16.4.6.	Теплопотери	1902
16.5.	Проектные решения	1903
16.6.	Прогнозирование рабочих характеристик	1905
16.7.	Технологические режимы	1906
16.7.1.	Компрессоры	1907
16.7.2.	Инициация горения	1908
16.7.3.	Конструкция скважин и компоновки заканчивания	1909
16.7.4.	Режимы нагнетания и добычи	1911
16.8.	Промысловый опыт	1913
16.8.1.	Тяжелые нефти	1914
16.8.2.	Легкие нефти	1916
16.9.	Рекомендации по отбору подходящих коллекторов	1917
16.10.	Заключение	1918
ГЛАВА 17.	Моделирование коллектора	1924
17.1.	Введение	1924
17.1.1.	Обобщенная модель	1925
17.1.2.	Наборы уравнений для моделирования	1928
17.1.3.	Усовершенствования способов моделирования	1931
17.1.4.	Стабильный временной шаг и критерий переключения.	1934
17.1.5.	Линейный алгоритм решения	1935
17.1.6.	Декартовы сетки и оценка коллектора	1936
17.2.	Линейный алгоритм решения	1943
17.3.	Формирование сетки (гридинг) в моделировании коллектора	1947
17.3.1.	Введение	1947
17.3.2.	Равномерные прямоугольные сетки	1948
17.3.3.	Гексагональные сетки	1950
17.3.4.	Шестигранные сетки с множественными областями	1952
17.3.5.	Измельчение сетки	1952
17.3.6.	Неструктурированные сетки	1952
17.3.7.	Усеченные регулярные сетки	1954
17.3.8.	Другие системы построения сеток	1954
17.3.9.	Будущие направления	1955
17.4.	Укрупнение (апскейлинг) ячеек и параметров сетки	1956
17.4.1.	Определение	1956
17.4.2.	Можно ли избежать укрупнения?	1956

17.4.3.	Методика укрупнения абсолютной проницаемости . . .	1957
17.4.4.	Схемы укрупнения для абсолютной проницаемости . .	1958
17.4.5.	Локальное укрупнение	1959
17.4.6.	Региональное укрупнение.	1966
17.4.7.	Глобальное укрупнение	1967
17.4.8.	Лучшие практические рекомендации	1968
17.5.	Моделирование по методу линий тока	1974
17.5.1.	Введение	1974
17.5.2.	Применимость моделирования по методу линий тока .	1976
17.5.3.	Историческая справка	1976
17.5.4.	Математика в методе линий тока	1977
17.5.5.	Эффективность вычислений линий тока	1981
17.5.6.	Принципиально новые данные, получаемые линиями то- ка	1983
17.5.7.	Область применения линий тока	1983
17.5.8.	Перспективы моделирования по методу линий тока . .	1985
17.6.	Геомеханическое моделирование	1985
17.6.1.	Виды комбинаций	1986
17.6.2.	Моделирование уплотнения и/или объемного расшире- ния коллектора	1987
17.6.3.	Моделирование свойств потока, которые зависят от на- пряжений	1989
17.6.4.	Типы связанных моделей	1990
17.6.5.	Будущие тренды и потребности	1992
17.7.	Обработка данных по давлению/объему/температуре (PVT) . .	1993
17.7.1.	Количество фаз и вид фаз	1994
17.7.2.	Расчеты по фракциям для двух фаз.	1995
17.7.3.	Плотность	1996
17.7.4.	Разделение компонента между фазами	1997
17.7.5.	Вязкость	1999
17.7.6.	Межфазное натяжение на границе газа и нефти	2000
17.7.7.	Модели PVT черной нефти	2001
17.7.8.	Модели на основе уравнения состояния	2002
17.7.9.	Поведение PVT трех фаз	2003
17.7.10.	Поведение фаз в поверхностных условиях	2003
17.7.11.	Требования PVT тепловой модели	2004
17.7.12.	Инициализация флюида	2004
17.8.	Высокопроизводительные вычисления и моделирование коллек- тора	2005
17.8.1.	Скачкообразный рост данных и расхождение в масштабах	2005
17.8.2.	Характеристики высокопроизводительного вычисления	2006

17.8.3.	Модель коллектора, адаптированная для параллельных вычислений	2007
17.8.4.	Параллельный алгоритм решения линейных уравнений	2009
17.8.5.	Параллельные компьютеры и интерфейс передачи сообщений	2010
17.8.6.	Применение параллельного вычисления	2011
17.8.7.	Перспективы высокопроизводительного моделирования коллектора	2012
17.9.	Применение моделей коллектора	2013
17.9.1.	Разработка геологической модели	2014
17.9.2.	Укрупнение геологической модели по модели потока в коллекторе	2015
17.9.3.	Включение разломов в модель потока коллектора	2015
17.9.4.	Разработка псевдофункций для многофазного потока	2016
17.9.5.	Методы построения сетки	2016
17.9.6.	Моделирование нестандартных и интеллектуальных скважин	2017
17.9.7.	Комплексные модели коллектора и объектов обустройства	2018
17.9.8.	Моделирование многопластовых коллекторов	2018
17.9.9.	Использование более крупных моделей	2019
17.9.10.	Адаптация модели по данным разработки и прогнозирование добычи	2019
ГЛАВА 18. Подсчет запасов нефти, природного газа и газоконденсата, извлекаемых первичными методами		
18.1.	Введение	2037
18.2.	Определения запасов	2040
18.2.1.	Определения запасов нефти и газа согласно классификации 1997 года SPE/WPC	2040
18.2.2.	Определение запасов нефти и газа 1978 года Американской комиссии по рынку ценных бумаг (<i>SEC</i>)	2045
18.2.3.	Бюллетени для профессиональных бухгалтеров Американской комиссии по рынку ценных бумаг	2047
18.2.4.	Недоказанные запасы газа и нефти	2048
18.2.5.	Публикации на вебсайте	2048
18.2.6.	Важность определений 1997 года SPE/WPC и 1978 года Американской комиссии по рынку ценных бумаг	2049
18.2.7.	Сравнение определений 1997 года SPE/WPC и определений 1978 года Американской комиссии по рынку ценных бумаг	2049
18.2.8.	Другие определения запасов	2053

18.3.	Процедуры вычислений	2053
18.3.1.	Детерминистские процедуры	2053
18.3.2.	Вероятностные процедуры	2053
18.4.	Методы подсчета	2054
18.4.1.	Методы аналогии	2054
18.4.2.	Объемные методы	2059
18.4.3.	Методы подсчета запасов путем анализа рабочих характеристик	2096
18.5.	Особые случаи	2120
18.5.1.	Угольный метан	2120
18.5.2.	Трещиноватые коллекторы	2124
18.5.3.	Природный газ из трещиноватых сланцев	2126
18.5.4.	Малопроницаемые коллекторы газа	2130
18.5.5.	Тяжелая нефть	2133
18.5.6.	Нефтяные залежи малой мощности	2135
18.5.7.	Нефть/газ в условиях аномально высокого пластового давления	2138
18.6.	Вероятностные процедуры	2143
18.6.1.	История вопроса	2143
18.6.2.	Вероятностная классификация запасов	2144
18.6.3.	Сфера применения	2145
18.7.	Неверные заключения	2147
18.7.1.	Методы аналогии/статистические методы	2148
18.7.2.	Объемные методы	2148
18.7.3.	Методы на основе рабочих характеристик	2152
ГЛАВА 19.	Стоимостная оценка запасов нефти и газа	2170
19.1.	Введение	2170
19.2.	Потребность в экономической оценке	2174
19.3.	Методы оценки	2176
19.3.1.	Детерминистское движение денежных средств	2176
19.3.2.	Дерево решений	2177
19.3.3.	Анализ чувствительности	2177
19.3.4.	Моделирование методом Монте-Карло	2177
19.3.5.	Реальные опционы	2179
19.3.6.	Эмпирическое правило, правила эталона, а также метод сравнительного анализа продаж	2180
19.4.	Характер отчетов по запасам и прогнозы движения дисконтированных денежных потоков	2182
19.4.1.	Дата вступления отчета в силу	2188
19.4.2.	Позиция по долевному участию	2188
19.4.3.	Цены	2189

19.4.4.	Налоги	2190
19.4.5.	Эксплуатационные затраты	2191
19.4.6.	Капитальные затраты	2191
19.4.7.	Природа риска и неопределенности	2193
19.5.	Методы коррекции риска и неопределенности	2195
19.5.1.	Применение корректирующих параметров риска и неопределенности	2195
19.6.	Влияние федерального подоходного налога на экономические аспекты покупок в США	2199
19.7.	Реальная рыночная стоимость	2202
ГЛАВА 20.	Программы управления разработкой месторождения	2215
20.1.	Введение	2215
20.2.	Процессы управления разработкой месторождения	2216
20.2.1.	Группа управления разработкой месторождения	2216
20.2.2.	Руководящая группа управления разработкой месторождения	2227
20.3.	Измерение показателей работы по управлению разработкой месторождения	2229
20.3.1.	Проведение исследований	2229
20.4.	Примеры преимуществ управления разработкой месторождений	2236
20.4.1.	Песчаный коллектор с комбинированным механизмом вытеснения, а также сопутствующей закачкой газа и воды	2237
20.4.2.	Песчаный коллектор с сильным водонапорным режимом и закачкой газа в кровлю	2239
20.4.3.	Песчаный коллектор с сильным водонапорным режимом и стратегией селективного заканчивания скважин	2241
20.4.4.	Месторождение с добычей из песчаников с водонапорным режимом и проектами закачки газа и смешивающихся агентов	2242
20.4.5.	Песчаный коллектор с высоким углом падения и проектом гравитационно-стабильной закачки смешивающихся агентов.	2244
20.4.6.	Заводнение низкопроницаемого песчаника.	2245
20.4.7.	Песчаный коллектор, работающий в режиме растворенного газа, а также с проектом закачки воды и газа	2246
20.4.8.	Песчаный коллектор, в котором осуществляется проект полимерного заводнения	2247
20.4.9.	Месторождение, сложенное карбонатными породами с реализацией проектов заводнения и закачки смешивающихся агентов	2248

20.4.10. Месторождение, сложенное карбонатными породами с реализацией проектов заводнения и закачки смешивающихся агентов	2250
20.4.11. Месторождение, сложенное карбонатными породами с реализацией проектов заводнения, закачки полимеров и закачки смешивающихся агентов.	2252
20.4.12. Заводнение карбонатного коллектора вместе со стратегическим размещением скважин	2253
20.5. Краткие выводы	2254
Предметный указатель	2257