

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

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

ИНЖИНИРИНГ РЕЗЕРВУАРОВ



Оглавление

От редакционного совета серии	xxiii
Предисловие	xxv
Введение	xxvii
ГЛАВА 1. Геология нефтяных и газовых коллекторов	1
1.1. Введение	1
1.2. Внешнее строение ловушки для углеводородов	2
1.2.1. Введение	2
1.2.2. Ловушки	3
1.2.3. Покрышки	6
1.3. Подошва коллектора	8
1.4. Внутреннее строение коллектора	10
1.4.1. Введение	10
1.4.2. Секвенс-стратиграфия	11
1.5. Карбонатные коллекторы	14
1.5.1. Введение	14
1.5.2. Условия осадконакопления	19
1.5.3. Условия диагенеза	22
1.6. Кремнистые обломочные породы-коллекторы	25
1.6.1. Введение	25
1.6.2. Условия осадконакопления	27
1.6.3. Условия диагенеза	31
1.6.4. Модели коллекторов	32
ГЛАВА 2. Основы геофизики	37
2.1. Введение	37
2.2. Импульсные источники	38
2.3. Виброисточники	39
2.4. Источники поперечных волн	41
2.5. Морские пневматические источники сейсмических сигналов	41
2.6. Сейсмические датчики (сейсмоприемники)	45
2.7. Распространение сейсмических волн	47
2.8. Объемные и поверхностные сейсмоволны	50
2.9. Сейсмический импеданс	51

2.10.	Коэффициенты отражения	52
2.11.	Параметры сейсмической записи	54
2.12.	Комплексная сейсмическая трасса	55
2.13.	Расчет мгновенной фазы и мгновенной частоты	57
2.14.	Применение параметров сейсмической записи	60
2.15.	Интерпретация сейсмических данных	61
2.16.	Структурная интерпретация	63
2.17.	Построение изображений целевых объектов коллектора	67
2.18.	Планирование трехмерных сейсмических исследований	76
2.18.1.	Суммирование бинов	76
2.18.2.	Расстояния между точками	79
2.18.3.	Кратность суммирования	80
2.19.	Вертикальное сейсмическое профилирование	84
2.19.1.	Синтетические сейсмограммы	87
2.20.	Взаимное соответствие масштабов глубины и времени	89
2.21.	Межскважинное сейсмоприфилирование (просвечивание)	93
ГЛАВА 3А. Петрофизика		108
3А.1.	Введение	108
3А.1.1.	Определения.	108
3А.1.2.	Выбор инструментов	109
3А.1.3.	Определение мощности пласта	109
3А.1.4.	Определение литологии и типа породы	112
3А.1.5.	Определение пористости	115
3А.1.6.	Нефте-, газо-, водонасыщенность	119
3А.1.7.	Определение флюида и его характеристик	121
3А.1.8.	Определение абсолютной проницаемости	123
3А.1.9.	Движение отдельных фаз в многофазном потоке	125
3А.1.10.	Как использовать петрофизические данные	125
ГЛАВА 3В. Каротаж сопротивлений (КС) и каротаж методом потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)		127
3В.1.	Теоретические основы	127
3В.1.1.	Удельное сопротивление Земли	127
3В.2.	Условия выполнения каротажа	129
3В.3.	Электродные приборы для измерения сопротивлений	130
3В.3.1.	Потенциал-зонды и градиент-зонды.	130
3В.3.2.	Градиент-зонды	133
3В.3.3.	Многозондовые электродные инструменты	138
3В.3.4.	Каротаж сопротивлений со сферической фокусировкой тока	141
3В.3.5.	Инструменты для замера сопротивления в обсаженном стволе	142

3В.3.6.	Воздействие окружающей среды на инструменты БК	147
3В.4.	Индукционный каротаж	149
3В.4.1.	Принципы действия приборов индукционного каротажа	149
3В.4.2.	Индукционный отклик	150
3В.4.3.	Многокатушечные зонды	151
3В.4.4.	Двухзондовые приборы индукционного каротажа	151
3В.4.5.	Фокусированный индукционный каротаж	153
3В.4.6.	Инструменты многозондового индукционного каротажа	157
3В.4.7.	Образцы полевых каротажных диаграмм	164
3В.4.8.	Другие инструменты многозондового индукционного каротажа	167
3В.5.	Индукционные инструменты каротажа в процессе бурения (LWD)	170
3В.5.1.	Индукционные инструменты, спускаемые на бурильных трубах	170
3В.5.2.	Основные принципы измерения электромагнитных волн	171
3В.5.3.	Многозондовые инструменты измерения электромагнитных волн	174
3В.6.	Сравнительная характеристика индукционного и бокового каротажа	183
3В.7.	Микрокаротаж сопротивлений	185
3В.7.1.	Микрокаротаж	186
3В.7.2.	Зонд микрокаротажа со сферической фокусировкой тока (MicroSFL)	187
3В.7.3.	Диаграмма микрокаротажа сопротивлений со сферической фокусировкой тока (MCFL)	188
3В.8.	Определение удельного сопротивления пласта	189
3В.9.	Традиционные методы определения удельного сопротивления	190
3В.9.1.	Инверсия параметров проникновения	191
3В.9.2.	Построение изображения по данным измерения сопротивлений	193
3В.9.3.	Изображения, получаемые при каротаже сопротивлений в процессе бурения	195
3В.10.	Каротажный метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)	196
3В.10.1.	Возникновение потенциала самопроизвольной поляризации	196
3В.10.2.	ПС и проницаемость	199
3В.10.3.	Статический собственный потенциал	199
3В.11.	Использование и интерпретация скважинных каротажных диаграмм	204
3В.11.1.	Определение насыщенности	204
3В.11.2.	Сравнение значений R_{wa}	210

3В.11.3. Оперативная обработка значений R_{xo}/R_t	213
3В.12. Глинистые пласты	216
3В.12.1. Переслаиваемые песчаники/глины: упрощенная модель	218
3В.12.2. Диспергированная глина	221
3В.12.3. Суммарная зависимость от глинистого сланца	221
3В.13. Модели двойной воды	222
3В.14. Краткие выводы	225
ГЛАВА 3С. Акустический каротаж	231
3С.1. Введение	231
3С.2. Теория распространения акустических волн	233
3С.2.1. Волны сжатия и разрежения	235
3С.2.2. Поперечные и скважинные изгибные волны	235
3С.2.3. Волны Стоунли	237
3С.3. Инструменты акустического каротажа	238
3С.3.1. Предельное расстояние	239
3С.3.2. Монопольное излучение	239
3С.3.3. Дипольное излучение	240
3С.3.4. Документация по каротажным исследованиям	241
3С.4. Совершенствование приборов акустического каротажа	241
3С.4.1. Каротажные измерения скорости/пористости	243
3С.4.2. Акустические приборы с увеличенным расстоянием между излучателем и приемником	246
3С.4.3. Монопольные многозондовые устройства	248
3С.4.4. Акустические измерения в обсадной колонне	249
3С.4.5. Дипольные и мультипольные многозондовые устройства	249
3С.4.6. Каротаж в процессе бурения.	251
3С.4.7. Ультразвуковые акустические устройства (импульс/эхо)	253
3С.4.8. Цементометрия	256
3С.5. Стандартная сфера применения	271
3С.5.1. Сфера применения петрофизических данных	273
3С.5.2. Геофизические исследования	284
3С.5.3. Применение в бурении и при разработке и эксплуатации пласта	286
3С.5.4. Применение в геологии	289
3С.5.5. Применение в геомеханике	290
3С.5.6. Изображение околоскважинного пространства	293
3С.6. Углубленный анализ данных и сферы его применения	293
3С.6.1. Анализ интервального времени	295
3С.6.2. Анализ анизотропии	298
3С.6.3. Анализ затухания	303
3С.6.4. Анализ волн Стоунли	303
3С.7. Краткие выводы	312

ГЛАВА 3D. Ядерный каротаж	333
3D.1. Введение	333
3D.2. Физические основы ядерных каротажных исследований	335
3D.2.1. Ядерные измерения и статистика	335
3D.3. Перенос радиоактивного излучения	337
3D.4. Интерпретация отдельной каротажной диаграммы	340
3D.4.1. Обобщенный процесс интерпретации	340
3D.4.2. Интерпретация отдельного каротажного исследования: дополнительная информация	341
3D.5. Каротажные исследования, в которых используется гамма-излучение и перенос гамма-излучения	347
3D.5.1. Взаимодействие гамма-излучения с пластами	347
3D.6. Приборы пассивного анализа гамма-излучения	349
3D.6.1. Точность	357
3D.6.2. Влияние окружающей среды	358
3D.6.3. Спектрометрический гамма-каротаж	358
3D.6.4. Каротаж в процессе бурения	359
3D.6.5. Другие области применения	360
3D.6.6. Приборы плотностного гамма-гамма-каротажа	360
3D.6.7. Каротаж в процессе бурения	361
3D.6.8. Интерпретация плотности/пористости	362
3D.6.9. Фотоэлектрическое поглощение (ФП)	364
3D.6.10. Параметр U	365
3D.7. Нейтронный каротаж	365
3D.7.1. Приборы нейтронного каротажа	365
3D.7.2. Каротаж в процессе бурения	367
3D.7.3. Интерпретация каротажных данных	371
3D.7.4. Приборы импульсного нейтронного каротажа	378
3D.7.5. Исследования скважин с помощью индикаторных жид- костей по схеме каротаж-воздействие-каротаж для опре- деления остаточной нефтенасыщенности	380
3D.7.6. Механическая целостность	380
3D.7.7. Приборы спектрометрического нейтронного гамма-каро- тажа	381
3D.7.8. Углеродно-кислородный каротаж (C/O)	381
3D.7.9. Геохимический каротаж	382
3D.8. Интерпретация нескольких каротажных диаграмм	383
3D.8.1. Визуализация: отображение нескольких каротажных до- рожек	383
3D.8.2. Визуализация: палетки	385
3D.9. Краткие выводы	390

ГЛАВА 3Е. Применение ядерного магнитного резонанса в петрофизике

и при оценке коллекторских свойств пласта	395
3Е.1. Введение	395
3Е.2. Историческое развитие	397
3Е.3. Физические основы ЯМР	399
3Е.3.1. Диффузия при наличии градиента	406
3Е.4. Петрофизика и ЯМР	407
3Е.4.1. Лабораторные исследования	407
3Е.4.2. Петрофизические свойства	408
3Е.4.3. ЯМР и свойства флюидов	409
3Е.4.4. Затухание T_2	411
3Е.4.5. Инверсия данных	413
3Е.4.6. Распределение T_2	414
3Е.5. Каротажные приборы	416
3Е.5.1. Прибор для ЯМК	417
3Е.5.2. Импульсный ЯМК	419
3Е.5.3. Конструкции приборов, спускаемых на кабеле	420
3Е.5.4. Приборы для ЯМК в процессе бурения	421
3Е.5.5. Скважинный ЯМР-спектрометр	424
3Е.6. Представление каротажных данных	425
3Е.7. Области применения ЯМК	425
3Е.7.1. Определение пористости с помощью ЯМК	425
3Е.7.2. Оценка проницаемости	435
3Е.7.3. Определение типов углеводородов (флюидов)	441
3Е.7.4. Вычисление остаточной нефти (S_{xo})	453
3Е.7.5. Оценка вязкости	453
3Е.7.6. Анизотропия и механика горных пород	454
3Е.7.7. Низкопроницаемые (плотные) песчаники	454
3Е.7.8. Тяжелая нефть, битуминозные песчаники и битуминозные насты	454
3Е.7.9. Карбонатные породы и породы сложного состава	454
3Е.7.10. Кривые псевдокапиллярного давления	455
3Е.7.11. Продуктивность	455
3Е.8. Комбинированные методы применения ЯМК	455
3Е.8.1. Сочетание ЯМК и каротажа удельного сопротивления	456
3Е.8.2. Сочетание ЯМК и акустического/плотностного каротажа	459
3Е.9. Контроль качества ЯМК	459
3Е.9.1. Калибровка перед началом работ и проверки КК в про- цессе каротажа	459
3Е.9.2. Проверка качества после выполнения каротажа	462
3Е.10. Планирование работ по ядерно-магнитному каротажу	463
3Е.10.1. Тип пород	463

3E.10.2. Смачиваемость	464
3E.10.3. Кавернозность стенок скважины	465
3E.10.4. Тип бурового раствора	466
3E.10.5. Металлический мусор	466
3E.10.6. Скорость выполнения каротажа и среднее, получаемое при группировании	466
3E.10.7. Вертикальное разрешение	467
3E.11. Краткие выводы	467
3E.12. ЯМР-мнемоники приборов	468
ГЛАВА 3F. Газовый картаж	483
3F.1. Введение	483
3F.2. Сбор данных газового каротажа	485
3F.3. Анализ объема газа	489
3F.4. Компонентный анализ	490
3F.4.1. Хроматографический газоанализатор	490
3F.5. Анализ бурового шлама	495
3F.5.1. Запаздывание образцов шлама	495
3F.5.2. Отбор бурового шлама	497
3F.5.3. Изучение и описание образцов шлама	497
3F.6. Обеспечение качества данных	499
3F.7. Оценка коллектора	500
3F.7.1. Тип флюида	500
3F.7.2. Свойства флюидов	501
3F.7.3. Пористость пласта	503
3F.7.4. Проницаемость пласта	504
3F.7.5. Поровое давление	504
3F.7.6. Геологическая или петрофизическая информация для оценки удаленных от ствола скважины зон пласта	504
3F.8. Технология бурения и буровые операции	505
3F.8.1. Нагрузка на долото и скорость проходки	506
3F.8.2. Уровень бурового раствора в рабочей емкости	506
3F.8.3. Содержание хлоридов в буровом растворе	507
3F.8.4. Литологический и минералогический состав	507
3F.8.5. Общий объем газа	507
3F.8.6. Газ, поступающий в буровой раствор при наращивании	508
3F.8.7. Нормальный геотермический градиент	508
3F.8.8. Мониторинг скорости подъема бурового шлама	509
3F.9. Охрана труда, промышленная безопасность и охрана окружаю- щей среды	509
ГЛАВА 3G. Специализированные задачи каротажа скважин	514
3G.1. Введение	514

3G.2. Геометрия и целостность ствола скважины	514
3G.2.1. Инклинометрия	514
3G.2.2. Кавернометрия в открытом стволе	522
3G.2.3. Локаторы муфт	525
3G.2.4. Контроль обсадных труб	526
3G.2.5. Каротажные исследования качества цементирования . .	533
3G.2.6. Одновременный контроль обсадной колонны и оценка качества цементирования	537
3G.3. Построение изображений ствола скважины	537
3G.3.1. Построение оптических изображений	540
3G.3.2. Построение акустических изображений	540
3G.3.3. Построение изображения с помощью электрических ме- тодов	543
3G.3.4. Объединенное построение акустических и электриче- ских изображений	549
3G.4. Методы, использующие естественные поля	549
3G.4.1. Скважинная гравиметрия	549
3G.4.2. Скважинная магнитометрия	555
3G.5. Обсуждение	559
3G.6. Краткие выводы	562

ГЛАВА 3Н. **Использование данных геофизических исследований в петрофизике**

3Н.1. Введение	567
3Н.2. Источники и базы петрофизических данных	569
3Н.2.1. Анализ имеющихся петрофизических данных	569
3Н.2.2. Оценка качества имеющихся данных	571
3Н.2.3. Подготовка данных для вычисления параметров коллек- тора	577
3Н.2.4. Сбор дополнительных петрофизических данных	581
3Н.3. Определение литологического состава	582
3Н.3.1. Свойства глинистых минералов	584
3Н.3.2. Оценка объема глинистых сланцев	586
3Н.3.3. Зонирование или определение границ коллекторов . . .	587
3Н.4. Определение эффективной продуктивной мощности пласта . . .	588
3Н.4.1. Концептуальная основа для расчета эффективной мощ- ности продуктивного пласта	591
3Н.4.2. Газовые коллекторы	593
3Н.4.3. Нефтяные залежи	594
3Н.4.4. Другие ранее применявшиеся граничные значения эф- фективной продуктивной мощности пласта	594
3Н.4.5. Геологические аспекты определения эффективной про- дуктивной мощности пласта	596

3Н.4.6. Использование граничных значений эффективной продуктивной мощности пласта в отношении скважинных каротажных диаграмм	598
3Н.5. Определение пористости	601
3Н.5.1. Использование данных по пористости, полученных на основе анализа керна	601
3Н.5.2. Общая и эффективная пористость	602
3Н.5.3. Подходы к расчетам пористости на основе каротажных данных и данных по керну	605
3Н.5.4. Согласованность расчетов и неопределенность	612
3Н.6. Определение контактов флюидов	614
3Н.6.1. Диаграммы газового каротажа	615
3Н.6.2. Керн, отобранный из скважин, пробуренных растворами на водной основе	615
3Н.6.3. Методы определения контактов флюидов на основе каротажа	616
3Н.6.4. Определение пластового давления	616
3Н.7. Определение водонасыщенности	617
3Н.7.1. Методы расчета S_w	618
3Н.7.2. Наличие и качество данных	619
3Н.7.3. Применение различных методов определения S_w , их преимущества и недостатки	631
3Н.7.4. Объединение данных S_w , полученных разными методами	640
3Н.7.5. Неопределенности	644
3Н.8. Определение проницаемости	647
3Н.9. Специальные петрофизические исследования	651
3Н.9.1. Месторождение Прадхо-Бэй	651
3Н.9.2. Нефтяное месторождение Ховард–Гласкок	656
3Н.9.3. Морские нефтяные месторождения (полуостровная часть Малайзии)	657
3Н.9.4. Блок А-18, газоконденсатное месторождение (совместная разработка Малайзии и Таиланда)	661
3Н.9.5. Газовое месторождение Уитни-Каньон – Картер-Крик	664
3Н.10. Другие аспекты петрофизических расчетов	666
3Н.10.1. Присутствие газа и нефти в буровом растворе	666
3Н.10.2. Измерения давления и образцы флюидов, полученные с использованием пластоиспытателя [35]	668
3Н.10.3. Испытание пласта пластоиспытателем на трубах	668
3Н.10.4. Трехмерные сейсмические данные	668
3Н.11. Краткие выводы	669
ГЛАВА 4. Картаж в эксплуатационных скважинах	678
4.1. Введение	678

4.1.1.	Первая категория: диагностика проблем, связанных с добычей и распределением добычи	679
4.1.2.	Вторая категория: мониторинг качества цементирования	679
4.1.3.	Третья категория: мониторинг коррозии	680
4.1.4.	Четвертая и пятая категории: мониторинг контакта пластовых флюидов и выбор зон для повторного заканчивания скважины	680
4.2.	Заблуждения в отношении эксплуатационного каротажа	680
4.2.1.	Любой может выполнять эксплуатационный каротаж	680
4.2.2.	Нужен только один каротажный прибор	681
4.2.3.	Аномалия будет видна на стандартном каротажном изображении	681
4.3.	Происхождение осложнений, связанных с потоком	682
4.4.	Промышленная безопасность и охрана окружающей среды	683
4.5.	Вес канатного утяжелителя	685
4.5.1.	Максимальная длина прибора для прохода искривленного участка ствола	685
4.6.	Контроль глубин	687
4.7.	Ценообразование и ведение документации	688
4.7.1.	Ценообразование	688
4.7.2.	Ведение документации	689
4.8.	Принцип работы и характеристики приборов эксплуатационного каротажа	689
4.8.1.	Температурный каротаж	690
4.8.2.	Каротажный прибор для исследования скважины радиоактивными изотопами	697
4.8.3.	Прибор шумового акустического каротажа	702
4.8.4.	Прибор сфокусированного плотностного гамма-гамма каротажа	706
4.8.5.	Прибор для определения фазового состава флюида на основе электрической емкости	709
4.8.6.	Прибор несфокусированного плотностного гамма-гамма-каротажа (в гравийных фильтрах)	712
4.8.7.	Специальные каротажные приборы для определения флюидов в скважинах с большими зенитными углами	716
4.8.8.	Вертушечный отклоняющий расходомер	719
4.8.9.	Вертушечные расходомеры непрерывного действия и вертушечные расходомеры полного сечения	725
4.9.	Примеры комплексов эксплуатационного каротажа	738
4.9.1.	Газопроявления в процессе бурения	738
4.9.2.	Профилирование одновременной добычи газа из нескольких продуктивных интервалов	742

4.9.3.	Профилирование добычи нефти при водогазовом воздействии на пласт	745
4.9.4.	Выброс газа после ликвидации скважины	747
4.10.	Краткие выводы	749

Приложение. Таблицы по применению эксплуатационного каротажа: выбор приборов, рабочие процедуры и рекомендации по интерпретации	757
--	------------

ГЛАВА 5. Исследование одиночной скважины химическим индикатором (трассером) для измерения насыщенности флюидами в пластовых условиях	870
5.1. Введение	870
5.2. Историческая справка	871
5.3. Измерение S_{or}	871
5.4. Измерение S_{wc}	874
5.5. Исследования по определению S_{or}	874
5.5.1. Процедуры проведения исследования методом SWCT	874
5.5.2. Краткая характеристика особенностей исследований методом SWCT	878
5.5.3. Процедура определения количественных параметров в ходе испытаний методом SWCT	879
5.5.4. Испытание методом SWCT	881
5.5.5. Методика проведения исследований	885
5.5.6. Процедура проведения исследования	887
5.5.7. Интерпретация данных исследований (вариант 1)	889
5.5.8. Определение наилучших параметров с использованием имитационной модели. Моделирование (вариант 1)	893
5.5.9. Моделирование неидеального исследования методом SWCT	895
5.5.10. Имитационное моделирование исследований методом SWCT в многослойных пластах (вариант 2)	898
5.5.11. Имитационное моделирование исследований метода SWCT в среде с двойной пористостью	901
5.5.12. Имитационное моделирование исследований методом SWCT в карбонатных коллекторах (вариант 3)	902
5.5.13. Повышение нефтеотдачи в одиночной скважине (точечная закачка)	905
5.5.14. Исследования методом SWCT для оценки эффективности процесса повышения нефтеотдачи (вариант 4: закачка реагента, смешивающегося с углеводородами)	906
5.6. Другие полевые измерения	908
5.6.1. Исследование по определению связанной воды	908

5.6.2.	Исследование SWCT для связанной воды (вариант 5)	909
5.6.3.	Исследование по определению газонасыщенности	909
5.7.	Краткие выводы	912
ГЛАВА 6.	Межскважинные трассерные (индикаторные) исследования	916
6.1.	Введение	916
6.2.	Виды трассеров	918
6.2.1.	Радиоактивные индикаторы для воды	919
6.2.2.	Химические индикаторы для воды	923
6.2.3.	Радиоактивные трассеры для газа	924
6.2.4.	Химические индикаторы для газа	926
6.2.5.	Ограничения, связанные с охраной здоровья, промышленной безопасностью и охраной окружающей среды	928
6.3.	Поток трассеров в пористых коллекторских породах	929
6.3.1.	Удержание, обусловленное распределением между фазами	929
6.3.2.	Биодеградация	936
6.3.3.	Ионный обмен	936
6.4.	Планирование и проведение трассерных исследований	937
6.4.1.	Сроки выполнения программ трассерных исследований	937
6.4.2.	Планирование промысловых испытаний	938
6.4.3.	Сбор образцов для измерения концентрации трассеров	941
6.5.	Интерпретация промысловых данных	943
6.5.1.	Различные уровни интерпретации	943
6.5.2.	Оценка на основе вычислений вручную и соответствующего представления данных	944
6.5.3.	Оценка, основанная на аналитических решениях	949
6.5.4.	Оценка кривых концентрации трассера с помощью численного моделирования	949
6.6.	Промысловый опыт	950
6.6.1.	Трассеры при водогазовом воздействии	950
6.6.2.	Закачка трассеров для воды и газа в трещиноватый коллектор	950
6.6.3.	Трассеры для газа и воды на месторождении Эль-Фурриал	951
6.6.4.	Трассеры для закачки газа	951
6.6.5.	Трассеры, добавляемые при нагнетании обогащенного газа	952
6.6.6.	Закачка N_2 при высоком давлении в условиях смешивания	953
6.6.7.	Присваивание меток при закачке CO_2	953
6.6.8.	Остаточная нефтенасыщенность в пилотной программе в условиях смешивания на месторождении Ледук [35]	954
ГЛАВА 7.	Пластовое давление и температура	959
7.1.	Введение	959

7.2.	Пластовое давление	959
7.2.1.	Распределение давления в пласте в ходе движения флюидов	960
7.3.	Пластовая температура	962
7.4.	Метрология датчиков забойного давления и температуры	963
7.4.1.	Статические метрологические характеристики	964
7.4.2.	Динамические метрологические характеристики	965
7.5.	Поверка и стандартные испытания манометров с целью их оценки	965
7.5.1.	Выбор точек поверки средств измерения давления/температуры	966
7.5.2.	Определение функции поверки средств измерения давления	966
7.5.3.	Функция поверки средств измерения температуры	966
7.5.4.	Определение нелинейности показаний давления и температуры	967
7.6.	Метрология термометров	967
7.7.	Измерительные преобразователи давления	968
7.7.1.	Механические измерительные преобразователи давления	968
7.7.2.	Емкостные измерительные преобразователи давления	969
7.7.3.	Тензометрические измерительные преобразователи давления	969
7.7.4.	Кварцевые измерительные преобразователи давления	970
7.8.	Температурные датчики	973
7.8.1.	Механические измерительные преобразователи	973
7.8.2.	Термисторы	973
7.8.3.	Термометры сопротивления	973
7.9.	Оптоволоконные системы измерения давления и температуры	973
7.10.	Сбор данных по забойному давлению и температуре	974
7.10.1.	Передача показаний скважинных приборов на поверхность (SRO) по сравнению с записью данных в скважине (DHR)	975
7.10.2.	Остановка скважины с поверхности по сравнению с остановкой скважины на забое	976
7.10.3.	Спуск манометров в скважину	977
7.10.4.	Пластоиспытатели, спущенные на колонне буровых труб	978
7.10.5.	Измерение давления в открытом стволе с использованием приборов, спускаемых на кабеле	980
7.10.6.	Каротаж в эксплуатационной скважине	982
7.10.7.	Измерения в процессе перфорации	982
7.10.8.	Стационарные устройства для измерения давления	983
7.11.	Сопутствующие факторы скважинных измерений	984

7.11.1.	Сбор скважинных данных на суше	984
7.11.2.	Подводная система сбора данных по давлению и температуре	984
7.12.	Специальные задачи и интерпретация	984
7.12.1.	Уровень отсчета глубин для давления	985
7.12.2.	Статическое давление	985
7.12.3.	Графики зависимости давления от глубины	988
7.12.4.	Измерение давления при помощи многозондовых модулей	993
7.12.5.	Влияние капиллярного давления	994
7.13.	Исследование скважин при неустановившихся режимах работы	997
7.13.1.	Конволюция и деконволюция давления/потока	999
7.13.2.	Преимущества остановки скважины на забое	1000
7.13.3.	Исследование многопластовых залежей	1000
7.13.4.	Исследования скважины при неустановившихся режимах работы прибором, спускаемым на кабеле	1002
7.13.5.	Нодальный анализ	1005
7.13.6.	Характеристика пластовых флюидов на основе давления	1006
7.13.7.	Профили температуры в добывающих и нагнетательных скважинах	1006
ГЛАВА 8. Движение флюидов в проницаемой среде		1011
8.1.	Введение	1011
8.2.	Основополагающие концепции	1011
8.2.1.	Модель идеального пласта-коллектора	1011
8.2.2.	Решение уравнения пьезопроводности с линейным источником	1012
8.2.3.	Повреждение пласта и скин-фактор	1013
8.2.4.	Инерционно-турбулентный поток и скин-эффект, зависящий от скорости потока	1014
8.2.5.	Радиус исследования и время стабилизации	1015
8.2.6.	Поток в псевдостационарном режиме	1017
8.2.7.	Коэффициент продуктивности	1018
8.2.8.	Обобщенные контуры зоны дренирования	1018
8.2.9.	Поток в установившемся режиме	1020
8.2.10.	Постоянное давление в скважине	1021
8.2.11.	Объем флюида в стволе скважины	1021
8.2.12.	Линейный поток	1026
8.2.13.	Сферический поток	1026
8.2.14.	Наложение (суперпозиция)	1027
8.2.15.	Полулогарифмические методы для исследования скважины на приток	1032
8.2.16.	Полулогарифмические методы анализа для исследования скважины методом восстановления давления	1033

8.3.	Типовые кривые	1037
8.3.1.	Безразмерные переменные величины	1037
8.3.2.	Типовая кривая Грингартена	1038
8.3.3.	Производная типовая кривая.	1038
8.3.4.	Различия кривых падения и восстановления давления	1042
8.3.5.	Эквивалентное время падения давления	1043
8.3.6.	Определение соответствия типовой кривой	1044
8.4.	Повреждение пласта и интенсификация притока (стимуляция)	1045
8.4.1.	Причины повреждения пласта	1045
8.4.2.	Зона изменения проницаемости и скин-эффект	1046
8.4.3.	Приведенный радиус скважины	1048
8.4.4.	Коэффициент гидродинамического совершенства скважины	1049
8.4.5.	Геометрический скин-фактор (несовершенство по степени вскрытия пласта)	1049
8.5.	Преобразования уравнения пьезопроводности для газов и многофазного потока	1055
8.5.1.	Уравнение пьезопроводности для потока газа	1055
8.5.2.	Псевдодавление	1056
8.5.3.	Квадрат давления и аппроксимации давления	1056
8.5.4.	Псевдовремя	1058
8.5.5.	Нормированные преобразованные переменные	1059
8.5.6.	Поток, не подчиняющийся закону Дарси	1062
8.5.7.	Многофазный поток	1064
8.6.	Диагностический график	1066
8.6.1.	Введение	1066
8.6.2.	Объемное состояние	1066
8.6.3.	Радиальный режим течения	1068
8.6.4.	Линейный режим течения	1069
8.6.5.	Билинейный режим течения	1070
8.6.6.	Сферический режим течения	1071
8.6.7.	Режимы течения на диагностическом графике	1072
8.7.	Исследование ограниченных коллекторов	1073
8.7.1.	Введение	1073
8.7.2.	Скважина в бесконечном пласте	1075
8.7.3.	Линейная закрытая граница (без потока через границу)	1076
8.7.4.	Линейная граница постоянного давления	1080
8.7.5.	Скважина, расположенная между двумя параллельными границами	1082
8.8.	Оценка среднего пластового давления	1085
8.8.1.	Методы области среднего времени	1085
8.8.2.	Методы с использованием области позднего времени	1092

8.9.	Скважины после проведения ГРП	1096
8.9.1.	Характер течения в скважинах после проведения ГРП .	1096
8.9.2.	Геометрия потока и глубина исследования скважины с вертикальными трещинами	1100
8.9.3.	Повреждение трещины	1101
8.9.4.	Специальные методы анализа результатов скважинных исследований после ГРП	1102
8.9.5.	Использование типовых кривых для скважин после проведения ГРП	1107
8.9.6.	Ограничения анализа методом типовых кривых в скважинах после проведения ГРП	1110
8.10.	Коллекторы с естественной трещиноватостью	1111
8.10.1.	Модели коллекторов с естественной трещиноватостью .	1111
8.10.2.	Модель псевдостационарного режима потока в матрице породы	1114
8.11.	Исследования горизонтальных скважин	1124
8.11.1.	Шаги по оценке данных скважинных исследований в горизонтальных скважинах	1124
8.11.2.	Режимы течения в горизонтальной скважине	1125
8.11.3.	Идентификация режимов потока в горизонтальных скважинах	1128
8.11.4.	Полурадиальный поток	1133
8.11.5.	Ранний линейный поток	1135
8.11.6.	Поздний псевдорадиальный поток	1139
8.11.7.	Поздний линейный поток.	1143
8.11.8.	Примеры из практики	1149
8.11.9.	Проведение исследований в горизонтальной скважине .	1154
8.11.10.	Оценка продуктивности горизонтальной скважины . . .	1156
8.12.	Исследование продуктивности газовых скважин	1166
8.12.1.	Введение	1166
8.12.2.	Виды и предназначение исследований продуктивности газовых скважин	1167
8.12.3.	Теория анализа результатов исследований продуктивности	1168
8.12.4.	Время стабилизации	1171
8.12.5.	Анализ результатов исследований продуктивности . . .	1173
8.13.	Конусообразование	1209
Приложение	1225

Введение

Настоящий том состоит из 27 глав, в которых описаны различные аспекты разработки нефтегазовых месторождений. Эти главы подобраны таким образом, чтобы представить информацию по сбору и интерпретации данных, характеризующих свойства коллекторских пород и пластовых флюидов, а также данных, необходимых для прогнозирования движения флюидов в пласте и данных, относящихся к технологическим показателям скважин; кроме того, приведены рекомендации по расчету факторов, влияющих на механизмы как первичных, так и вторичных методов добычи, по подсчету запасов и экономической части проектов, по моделированию характеристик коллектора; по структурированию и определению эффективности системы управления разработкой месторождения.

Указанные главы написаны в виде справочного пособия и, следовательно, предполагают, что читатель знаком с основами добычи углеводородов, имеет некоторый опыт в данной сфере и будет использовать настоящее издание для освежения или расширения своих знаний в определенных областях технологии. Обширный список ссылочной литературы свидетельствует о большом объеме материалов, которые были изучены и использованы.

Данная версия *Справочника инженера-нефтяника* содержит обновленную информацию по многим темам, рассмотренным в изданиях 1962 и 1987 годов¹. Все главы настоящего издания являются либо новыми, либо существенно расширенными: главы, входившие в прежние издания, значительно переработаны или полностью переписаны, добавлены новые главы, посвященные геологии, петрофизике, промысловому каротажу, химическим индикаторам, закачке пены, полимеров и смоляной смеси, процессам смешивания, оценке и управлению разработкой месторождений.

Высокое качество настоящего тома достигнуто благодаря тому, что авторы, привлеченные к работе, обладают обширными знаниями и опытом. Особую признательность и благодарность хочу принести Э. С. Томасу, отвечавшему за обеспечение качества и полноты глав, посвященных петрофизике. Конечный материал содержит множество указаний и рекомендаций, сделанных на основе практического применения целого ряда технологий в самых разнообразных условиях, которые могут встретиться на месторождениях. Каждая глава проиллюстрирована многочисленными примерами из практики.

Эдвард Д. Холстайн

¹ *Petroleum Engineering Handbook*. Ed. by Howard B. Bradley, Fred W. Gipson. SPE, 1987. — Прим. ред.

ГЛАВА 1

Геология нефтяных и газовых коллекторов

Ф. Джерри Лусиа, SPE, U. of Texas at Austin

1.1. Введение

Для эффективной добычи нефти и газа требуется трехмерная визуализация коллектора. Инженерам нужна концептуальная модель коллектора в качестве неотъемлемой части процесса принятия решений, будь то выбор интервалов перфорации или прогнозирование будущей добычи. Однако большая часть данных измерений, проводимых в пластах, содержит крайне мало пространственной информации или не содержит ее вовсе. Например, измерения параметров на образцах керна не содержат информации о размерности, каротажные диаграммы и непрерывные измерения параметров на образцах керна являются одномерными, а данные по динамике добычи и давлению, хотя и являются объемными, однако содержат лишь ограниченную пространственную информацию. С другой стороны, геологические данные содержат ценную пространственную информацию, которая может быть использована для визуализации коллектора в формате 3D, поэтому инженеры должны понимать геологические данные, способные улучшить их концептуальную модель коллектора и, следовательно, повысить качество принимаемых ими инженерных решений.

Первым и наиболее важным параметром геологической информации является внешняя геометрия коллектора: покрышки или экраны, препятствующие миграции флюидов, образуют своего рода ловушки для углеводородов. Выталкивающая сила, создаваемая разницей плотности между водой и углеводородами, является причиной миграции углеводородов. Только когда углеводороды сталкиваются с ловушкой, миграция прекращается, и формируется коллектор, насыщенный углеводородами. Ловушки обычно ограничены непроницаемыми породами со всех сторон; геометрия ловушек определяется структурными, литологическими или стратиграфическими факторами.

Вторым важнейшим параметром геологической информации является внутренняя структура коллектора. Коллектор формируется из пород с разными фильтрационно-емкостными свойствами; породы систематически накапливаются в соответствии со стратиграфическими и диагенетическими принципами. Горизонтальное распределение осадочных структур связано с литологическими усло-

виями, а вертикальное накопление структур определяется стратиграфией, представляющей собой отдел геологии, изучающий форму, структуру, географическое распределение, хронологическую последовательность, классификацию и корреляцию пластов пород. Диагенез (то есть преобразования, происходящие в породах после осаждения) также может оказывать влияние на горизонтальную однородность коллектора и вертикальное накопление пород в коллекторе. Данный факт наиболее важен для карбонатных коллекторов, в которых преобразование известняка в доломиты и разложение карбоната оказывают существенное воздействие на внутреннюю структуру коллектора.

Фактором, вызывающим наибольший интерес у большинства инженеров, является пространственное распределение петрофизических свойств, таких как пористость, проницаемость, водонасыщенность и относительная проницаемость. Для визуализации коллектора с использованием петрофизических параметров инженер должен уметь соотнести данные измерений (каротажные диаграммы, анализ керна и данные по динамике добычи) с геологическими моделями, поскольку измерения сами по себе не содержат пространственной информации. Соотнесение данных инженерных измерений с геологическими описаниями лучше всего производить на уровне структуры и текстуры горных пород, поскольку структура породы определяет распределение размеров пор, что в свою очередь определяет пористость, проницаемость и капиллярные свойства. Структура и текстура горных пород могут быть напрямую увязаны со стратиграфическими моделями и, следовательно, с трехмерным представлением коллектора.

1.2. Внешнее строение ловушки для углеводородов

1.2.1. Введение. Углеводороды образуются в результате анаэробного разложения органического вещества, которое накапливается в результате осаждения планктона в глубоких океанских бассейнах. Нефть и газ образуются по мере погружения осадков и роста температуры. Нефть образуется первой, затем образуется жирный газ, и в конце образуется сухой газ. После образования потоки нефти и газа двигаются вертикально и горизонтально через вышележащие горные породы из-за разности в плотности углеводородов и пластовой воды и мигрируют через проницаемые пласты, пока не встречают на своем пути ловушку для углеводородов, в которой нефть и газ накапливаются. Нефть заполняет ловушки первой, поскольку она образуется в первую очередь. Более высокие температуры в результате непрерывного погружения способствуют образованию газа. Мигрирующий газ вытесняет нефть из ловушек, поскольку газ имеет меньшую плотность. Вытесненная нефть мигрирует вверх по восстанию пласта и заполняет любую встретившуюся на ее пути ловушку [1].

Ловушки, заполненные углеводородами, часто называются залежью. Однако инженеры обычно используют термин *коллектор* или *пласт-коллектор* вместо слова «залежь» применительно к скоплениям нефти и газа, поэтому в данной

главе будет использоваться слово «коллектор». Месторождение состоит из одного или нескольких коллекторов в пределах одной площади. Ловушка определяется по геометрии ее покрышек, которые представляют собой пласты с очень низкой проницаемостью и очень малым размером пор, которые будут препятствовать потоку углеводородов или останавливать его. Для углеводородов, мигрирующих в ловушку, покрышки должны удерживать поток в трех плоскостях: покрышки должны образовывать структурное замыкание. Проще говоря, ловушка похожа на коробку, у которой удалили дно. Стенками такой «коробки» служат верхняя и боковые покрышки. В ловушке также может быть покрышка подошвы. Представьте себе вторую коробку, меньшего размера, которую вставили в основание первой коробки. «Коробка» меньшего размера также будет покрышкой и будет изолировать коллектор с помощью слоя в границах большой «коробки».

Покрышки могут представлять собой непроницаемые различные по составу осадочные породы или разломы. Самые простые ловушки образуются выгнутыми структурами, в которых изолирующий слой падает во всех направлениях от центрального структурного поднятия, образуя купол или антиклиналь с двойным падением. Более сложные структурные ловушки образуются в случаях, когда выгнутые структуры подвергаются эрозионному срезу или когда происходит приконтактное залегание пород вокруг диапира. Многие ловушки представляют собой результат сочетания структурного поднятия, разлома и стратиграфических факторов (ловушка выклинивания по восстанию слоев песчаного горизонта в непроницаемую глину). Чисто стратиграфическая ловушка может образоваться, когда отложение осадочных материалов формирует топографическую возвышенность, которая укрыта непроницаемой породой, такой как глина или соль.

Объем нефти и газа, который может накапливаться, в определенной степени можно определить по высоте ловушки, поскольку любые дополнительные углеводороды будут высачиваться через подошву. Поэтому подошва ловушки будет называться точкой максимального заполнения (высачивания) (см. **рис. 1.1**). Ловушка может быть заполнена не полностью, поскольку высота нефтяной залежи будет определяться способностью покрышки препятствовать фильтрации, а также объемом нефти, который мигрировал в ловушку. Кроме того, водонефтяной контакт не обязательно должен быть горизонтальным: поскольку глубинные флюиды редко бывают статичными, поток может повернуть водонефтяной контакт в направлении движения самого потока.

1.2.2. Ловушки. Геологи часто описывают ловушки на основе процесса их формирования. Структурные ловушки представляют собой замыкания, образованные структурными подвижками в земной коре, в то время как стратиграфические ловушки представляют собой структурные замыкания, сформированные в результате осадконакопления и диагенеза, для которых не требуется структурных подвижек. Структурные/стратиграфические ловушки представляют собой структурные замыкания, образованные коллекторскими породами, которые наклады-

ваются на структуру. Подобный подход к классификации ловушек будет использован и далее по тексту, хотя в работе [2] были предложены новые подходы по классификации в зависимости от типов изолирующей поверхности.

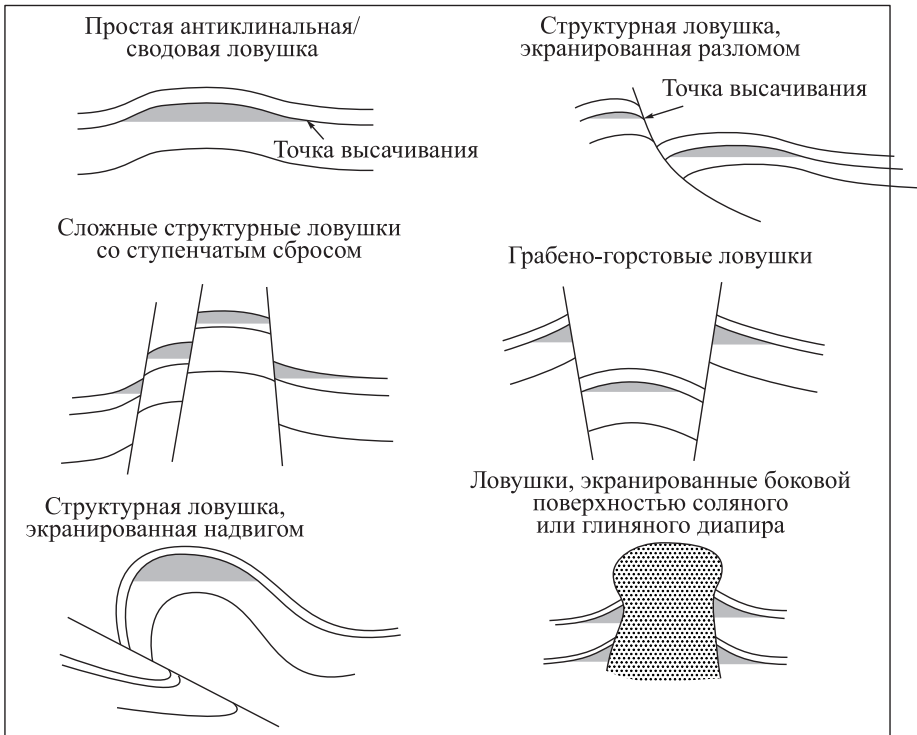
Структурные ловушки чаще всего формируются в результате структурного поднятия и дифференциального уплотнения. Типичными структурными ловушками являются структурные поднятия и куполообразные складки (см. рис. 1.1).

Эти ловушки имеют куполообразную форму. Основная часть мировой нефти обнаруживается именно в таких ловушках [3], и это был первый тип ловушек, для выявления которых использовалось наземное картирование. Многие крупнейшие нефтяные месторождения в мире были открыты за счет использования наземного картирования с целью определения местоположения куполообразных структур.

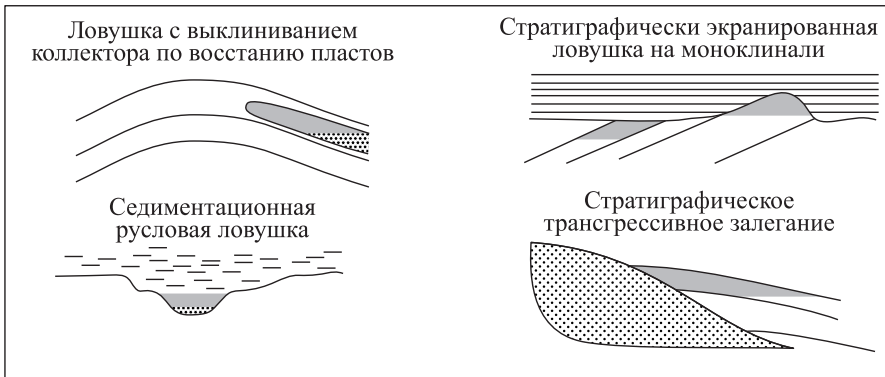
Более сложным способом формирования структурных ловушек является наличие тектонических нарушений горных пород и структурное поднятие (см. рис. 1.1). Тектоническое экранирование может варьироваться от простых нарушенных антиклиналей до сложного тектонического нарушения вокруг диапиров и куполообразных поднятий. Тектонически нарушенные структуры широко распространены и формируют наиболее сложные из известных коллекторов. Различают следующие типы тектонических нарушений: сброс, взброс, горст и грабен, которые возникают из-за напряжений в пласте, образующихся в ходе тектонических подвижек. Приконтактные залежи обычно формируются за счет солевых отложений, которые перемещаются вверх через толщу отложений под действием разности в плотности между солью и кварцем или карбонатными породами. Структурное замыкание достигается за счет поднятия отложений, смежных с диапиром, когда кровля пласта является вышележащим непроницаемым слоем породы, а боковое экранирование формируется структурным падением, разломами или диапиром. Коллекторы, нарушенные разломами, обычно имеют нижнюю покрывку, формируемую нижним контактом песчаных отложений с глиной. Нижняя покрывка, вместе с водонефтяным контактом в границах песчаного горизонта, образует подошву коллектора.

Структурные/стратиграфические ловушки формируются путем сочетания структурных изменений, отложения осадочных материалов и диагенеза. Наиболее распространенной формой является литологическое экранирование, приуроченное к выклиниванию коллектора (см. рис. 1.1), которое выявляется на крыльях структур. Верхняя покрывка и покрывка по восстанию пласта обычно сложены непроницаемыми горными породами, а боковые покрывки формируются либо структурным падением, либо боковым выклиниванием коллекторских пород в материал покрывки. Подошва коллектора определяется нижней покрывкой, которая состоит из непроницаемой горной породы, и водонефтяным контактом. В ходе относительного снижения уровня моря потоки могут вымывать глубокие долины, создавая при этом боковые покрывки для речных наносов. Налегание песка на палеотопографическую возвышенность в ходе относительного повышения уровня моря может создать покрывку по восстанию пласта для песчаного

Структурные ловушки



Структурные/стратиграфические ловушки



Стратиграфические ловушки

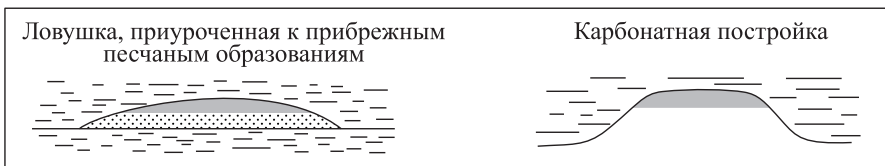


Рис. 1.1. Схематичное описание ловушек углеводородов

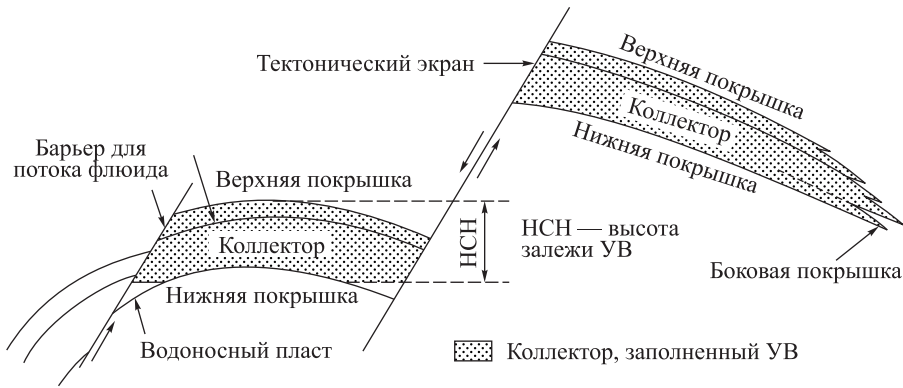


Рис. 1.2. Примеры типичных покрывшек; НСН — это высота залежи УВ, которую удержит самая слабая покрывшка (публикуется с разрешения компании *Sneider Exploration Inc.*)

горизонта. Ловушки, образованные несогласным залеганием пластов, формируются за счет среза падающего пласта вышележащим экранирующим пластом. Коллекторская порода может присутствовать в форме скрытых возвышенностей, образованных в результате эрозии во время формирования несогласия. Водонефтяной контакт является подошвой в этих коллекторах. Стратиграфическая ловушка может частично образовываться за счет диагенетических процессов. Например, покрывкой вверх по восстанию пласта гигантского месторождения Коалинга в Калифорнии, являются обломочные породы, а также песчаник, заполненный сланцевой смолой и асфальтовым битумом. Многие ловушки коллекторов в пермских отложениях западного Техаса сформированы за счет латеральных стратиграфических изменений (например от пористых до плотных доломитов по восстанию пласта).

Стратиграфические ловушки формируются за счет процессов осадконакопления, в результате которых создаются палеотопографические поднятия, полностью закрытые непроницаемыми породами, такими как эвапорит или глины (рис. 1.1). Структурное замыкание возникает при контакте между изолирующим материалом и нижележащей осадочной породой. Наиболее распространенной является карбонатная постройка, иногда ошибочно называемая «риф». Большое количество песка, отложившееся на морском дне за счет разницы плотностей, часто формирует широкие топографические поднятия, которые, в свою очередь, формируют стратиграфические ловушки. Структурные элементы могут быть важны для геометрии стратиграфической ловушки, хотя не являются определяющими параметрами в процессе ее формирования.

1.2.3. Покрывшки. Покрывка представляет собой низкопроницаемую или непроницаемую горную породу либо неподвижный флюид, такой как смола, у которого минимальное капиллярное давление достаточно высокое, чтобы задерживать или улавливать углеводороды [4]. Обычно покрывшки определяют как верхние,

нижние, боковые или тектонические экраны (см. **рис. 1.2**). Тектонические нарушения могут быть экранирующими или неэкранирующими, в зависимости от того, с какой породой граничит песок после сдвига — с другим песчаным пластом (неэкранирующие) или с глиной (экранирующие) [5]. Любая порода может быть крышкой или барьером для потока. Необходимым условием для этого является то, что минимальное капиллярное давление вытеснения из материала крышки или барьера для потока должно быть выше давления подъемной силы углеводородов в скоплении. Наличие пор малого размера создает барьер для движущихся углеводородов, заставляя их закупоривать каналы или ограничивать перемещение, поэтому средний размер поровых каналов и плотность углеводородов и воды являются важными параметрами для оценки эффективности крышки или барьера для потока.

Пористость и проницаемость — не лучшие критерии для оценки поведения крышки и барьера для потока. Изолирующую способность горной породы можно лучше всего измерить ртутным порозиметром, которым можно закачать ртуть в материал под давлением в 4140 бар. При оценке зависимости капиллярного давления от насыщения коллекторских пород, крышек и барьеров для потока в основном используется следующее уравнение:

$$h_c = \left(\frac{p_c}{\rho_w - \rho_{hc}} \right), \quad (1.1)$$

где h_c — максимальная высота удерживаемой залежи УВ, p_c — минимальное капиллярное давление, при котором начинается проникновение несмачивающей фазы, ρ_w — плотность воды, ρ_{hc} — плотность УВ. Обычно используется не минимальное капиллярное давление, а капиллярное давление насыщения ртутью в диапазоне 5–10 %, из-за капиллярного концевое эффекта.

Эффективные крышки для углеводородов в коллекторах и залежах должны быть латерально непрерывными. Некоторые типичные породы крышек, представленные на **рис. 1.3**, имеют давление прорыва в диапазоне от 1 до 1400 бар. Располагая данными по более чем 3000 крышек, мы можем их сгруппировать по классам от А до Е для распределения по категориям с типичной литологией, перечисленным на **рис. 1.3** от наиболее пластичных до наименее пластичных. На **рис. 1.3** также изображена залежь углеводородов, которую можно удержать, сделав допущение, что флюид представляет собой нефть с удельным весом 0,85 г/см³ и соленую воду. Соли и сланцы, богатые керогеном, могут удерживать наибольшую высоту нефтяной залежи — от 300 до более чем 1500 м. Сланцы, богатые глинистыми минералами, алевритистые глины и плотные аргиллиты могут удерживать нефтяную залежь высотой от 150 до 300 м. Затем идет песчаная сланцевая глина — от 30 до 150 м, поскольку песчаники, сланцевые тонкозернистые песчаники, ангидрито-доломититы и цементированные песчаники способны удерживать залежь высотой лишь 15–30 м. Кроме того, неподвижные флюиды, такие как смола, битум и асфальт, могут быть эффек-

тивными покрышками и барьерами. Например, покрышкой вверх по восстанию пласта гигантского месторождения Коалинга в Калифорнии является песчаник, заполненный сланцевой смолой и асфальтовым битумом, а также обломочные породы.

1.3. Подошва коллектора

Поскольку наиболее часто ловушку для углеводородов или кровлю коллектора определяют структура и стратиграфия, то к факторам, определяющим подошву коллектора нефти, относятся изолирующая способность, точка высачивания, капиллярные силы и гидродинамика [6, 7]. Подошва коллектора определяется как уровень нулевого капиллярного давления (УНКД), также называемый уровнем «свободной воды». Высота коллектора определяется как расстояние от кровли пласта до точки высачивания, при условии, что изолирующая способность достаточно высока. Если высота меньше расстояния от кровли пласта до точки высачивания, то изолирующая способность или нефтенасыщенность будут определять подошву коллектора.

Подземные грунтовые воды редко бывают статичными. Различие в плотности воды, структурный наклон, тектонические силы и другие факторы в различном сочетании создают разницу в гидродинамическом потенциале, который в конечном итоге определяет перемещение флюидов под землей. Движение флюидов определяется потенциалом флюида, как это описано в работе [6], и может быть проиллюстрировано следующей формулой [8]:

$$H = Z + \frac{P}{\rho_w g}, \quad (1.2)$$

где Z — высота по отношению к уровню приведения (уровню моря), P — измеренное статическое давление, ρ_w — плотность флюида (воды).

Пьезометрическая карта — это карта, на которой соединены точки залегания флюидов, имеющих одинаковый гидродинамический потенциал в пределах водоносного горизонта. Если пьезометрическая поверхность не горизонтальная, то поток в водоносном горизонте будет направлен в сторону наименьшего гидродинамического потенциала. Для расчета гидродинамического потенциала флюида требуются точные измерения порового давления в водоносном горизонте. Поток подошвенной воды может вызвать наклон поверхности нулевого капиллярного давления, также называемый наклоном «зеркала свободной воды». Угол наклона можно определить по следующей формуле:

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{\Delta Z}{x} = \left(\frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o} \right) \frac{dh}{dx}, \quad (1.3)$$

где $\frac{\Delta Z}{x}$ — изменение в высоте коллектора на расстояние x (наклон зеркала воды), ρ_w — плотность воды в водоносном горизонте, ρ_o — плотность УВ, $\frac{dh}{dx}$ — изменение в пьезометрической поверхности на расстояние x .

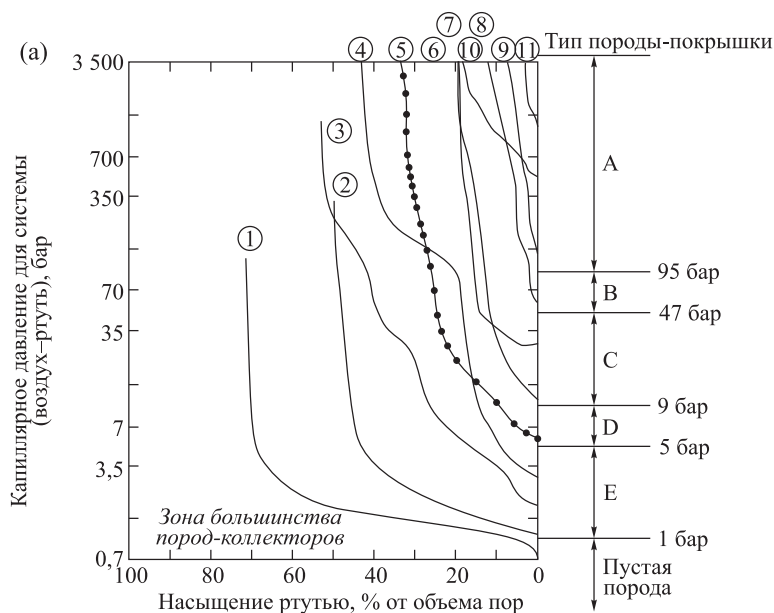


Рис. 1.3. (а) Кривые капиллярного давления для системы (воздух-ртуть) для пород-покрышек; на оси ординат использован логарифмический масштаб. (б) Типичные примеры пород-покрышек. (в) Классификация пород-покрышек и барьеров для потока по [3]. Высота удерживаемой залежи нефти предполагает, что флюидами в коллекторе являются нефть с удельным весом 0,85 г/см³ и соленая вода. Типы соответствуют рис. 1.3,а и 1.3,б (публикуется с разрешения компании *Sneider Exploration Inc.*)