
Оглавление

От Редакционного совета	19
Предисловие	21
ГЛАВА 1. Общие сведения	23
1.1. Введение	23
1.2. Цели проведения гидродинамических исследований	23
1.2.1. Замеры давления	23
1.2.2. Проницаемость и скин-эффект	24
1.2.3. Определение свойств пластовых флюидов	24
1.2.4. Определение пластовых параметров	24
1.3. Методы гидродинамических исследований	25
1.3.1. Исследования скважины на буровых трубах до спуска эксплуатационной колонны	25
1.3.2. Испытания скважин на кабеле	25
1.3.3. Испытание скважин на приток или на приемистость в скважине со спущенной эксплуатационной колонной	25
1.4. Для чего проводятся гидродинамические исследования скважин	28
1.4.1. Гидродинамические исследования разведочных и оце- ночных скважин	29
1.4.2. Испытания эксплуатационных скважин	29
1.4.3. Гидродинамические исследования добывающих и нагне- тательных скважин	30
1.4.4. Сопоставление исследований скважин на продуктив- ность с исследованиями для определения пластовых па- раметров	31
1.4.5. Цели интерпретации результатов гидродинамических ис- следований скважин	32
1.5. Пластовое давление	32
1.5.1. Установившийся режим притока пластового флюида к скважине	37
1.5.2. Неустановившийся приток	39
ГЛАВА 2. Фильтрационно-емкостные свойства пласта	45
2.1. Вступление	45
2.2. Пористость	45
2.2.1. Песчаники	45

2.2.2.	Карбонаты	46
2.2.3.	Диогенез и вторичная пористость	47
2.2.3.1.	Образование естественной трещиноватости	47
2.2.3.2.	Растворение известняков в процессе выщелачивания	49
2.2.3.3.	Доломитизация известняков	49
2.2.4.	Диогенез и понижение пористости	49
2.3.	Проницаемость	50
2.3.1.	Абсолютная проницаемость	50
2.3.2.	Подвижность	52
2.3.3.	Эффективная проницаемость	53
2.4.	Поверхностное натяжение и смачиваемость	54
2.4.1.	Поверхностное натяжение	54
2.4.2.	Смачиваемость	55
2.5.	Капиллярное давление и профиль насыщенности в пласте	56
2.5.1.	Капиллярное давление и подъем жидкости под действием капиллярных сил	56
2.5.2.	Профили насыщенности в пласте	58
2.5.3.	Остаточная водонасыщенность	60
2.5.4.	Капиллярное давление вытеснения и зеркало свободной воды	61
2.5.5.	Дренажное и пропитка	63
2.6.	Капиллярное давление и смачиваемость	63
2.7.	Количественное определение относительной проницаемости	66
	Список литературы	68
ГЛАВА 3.	PVT-свойства добываемых флюидов	69
3.1.	Компоненты углеводородов	69
3.2.	Классификация пластовых флюидов	72
3.3.	Фазовые переходы однокомпонентных систем	74
3.4.	Фазовые переходы многокомпонентной системы	75
3.5.	Фазовые переходы пластовых флюидов	78
3.5.1.	Нелетучая нефть	78
3.5.2.	Летучая нефть	78
3.5.3.	Газоконденсат	79
3.5.4.	Жирный газ	80
3.5.5.	Сухой газ	81
3.6.	PVT-свойства	81
3.6.1.	Источники данных	82
3.6.2.	Коэффициент сжимаемости газа	83
3.6.3.	Уравнения состояний: общее представление	84
3.6.4.	Газовый фактор и давление насыщения	86
3.6.5.	Объемные коэффициенты пластовых флюидов	86
3.6.6.	Плотность флюидов	88

3.6.7.	Вязкость	89
3.6.8.	Сжимаемость	89
3.7.	Моделирование поведения флюидов и PVT-свойств	89
3.8.	Корреляционные PVT-зависимости	91
	Список литературы	91
ГЛАВА 4.	Датчики давления	93
4.1.	Вступление	93
4.2.	Механические датчики давления	94
4.3.	Емкостные датчики давления	94
4.4.	Тензодатчики давления	94
4.4.1.	Проволочные датчики	95
4.4.2.	Тонкопленочные датчики	97
4.4.3.	Датчик Sapphire	97
4.5.	Кварцевые датчики давления	98
4.5.1.	Конструкция «Хьюлетт-Паккард» (Hewlett-Packard)	99
4.5.2.	Конструкция компании «Кварцдайн» (Quartzdyne®)	100
4.5.3.	Манометр с монокристаллическим кварцем	101
4.5.4.	Конструкция компании «Паросайентифик» (Paroscientific)	102
4.5.5.	Конструкция компании «Кварцтроник» (Quartztronics)	103
4.6.	Введение в метрологические характеристики преобразователей давления	104
4.6.1.	Статические параметры	104
4.6.1.1.	Точность	104
4.6.1.2.	Разрешение	106
4.6.1.3.	Устойчивость	107
4.6.1.4.	Чувствительность	107
4.6.2.	Динамические параметры	108
4.6.2.1.	Неустановившиеся показания во время измене- ния температуры	108
4.6.2.2.	Неустановившиеся показания в процессе изме- нения давления	109
4.6.2.3.	Динамическая характеристика при резком изме- нении давления и температуры	109
4.6.2.4.	Динамическая поправка замеров давления за температуру	109
4.7.	Калибровка и оценочные испытания	111
ГЛАВА 5.	Проведение гидродинамических исследований скважин и сбор данных	115
5.1.	Гидродинамические исследования скважин в открытом стволе	115
5.1.1.	Замер профилей давления	116
5.1.2.	Построение профиля анизотропии проницаемости	116
5.1.3.	Мини-испытания на приток	117

5.1.4.	Отбор представительных проб пластового флюида	118
5.1.4.1.	Забойный силовой блок	118
5.1.4.2.	Блочный забойный гидравлический модуль	118
5.1.4.3.	Блочный забойный однозондовый модуль	118
5.1.4.4.	Модульная камера забойного пробоотборника	123
5.1.4.5.	Блочный забойный двухзондовый модуль с пакером	124
5.1.4.6.	Модуль регулирования притока MRCF	124
5.1.4.7.	Блочный забойный пакерный модуль	126
5.1.4.8.	Блочный забойный откачивающий модуль	128
5.1.4.9.	Модульный забойный анализатор флюида	129
5.1.4.10.	Сопрягаемый забойный модуль для отбора нескольких проб	130
5.1.4.11.	Гидродинамические исследования обсаженных скважин на кабеле	132
5.2.	Испытания пластов на бурильных трубах DST	133
5.2.1.	Цель DST	133
5.2.2.	Клапан пластоиспытателя, управляемый давлением	133
5.2.3.	Интеллектуальная исполнительная система дистанционного управления	136
5.2.4.	Универсальная платформа для измерения давления и регистратор UNIGAGE	139
5.2.5.	Регистратор DataLatch	140
5.2.6.	Пробоотборные камеры пластоиспытателя DST и их держатели	143
5.2.7.	Другие компоновки пластоиспытателя на бурильных трубах (DST)	147
5.3.	Одновременная перфорация и испытание пластов	147
5.3.1.	Перфорация на НКТ	147
5.3.2.	MWP (замеры в процессе перфорации)	149
5.3.3.	Гидродинамические исследования при перфорации на НКТ с измерениями в процессе перфорации	149
5.4.	Гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин	151
5.5.	Контроль влияния ствола скважины при проведении гидродинамических исследований	152
5.6.	Гидродинамические исследования в механизированных скважинах	155
5.7.	Постоянные замеры давления	156
	Список литературы	158

ГЛАВА 6. Факторы, которые необходимо учитывать при проектировании гидродинамических исследований 159

6.1. Вступление 159

6.2.	Новые скважины: испытывать пласты на бурильных трубах или на кабеле?	160
6.3.	Добывающие и нагнетательные скважины	161
6.4.	Скважины после капитального ремонта	162
6.5.	Выбор между системой SRO и регистрацией на забое	163
6.6.	Метрологические характеристики манометров	164
6.7.	Возможные варианты отбора проб флюидов	165
6.8.	Ограничения эксплуатационного характера	166
6.9.	Пригодность для интерпретации	167
6.10.	График проведения и моделирование испытаний по опробованию пластов	168
6.11.	Краткие выводы по типам стандартных гидродинамических исследований скважин на буровых трубах	168
	Список литературы	174
ГЛАВА 7.	Отбор проб пластовых флюидов	175
7.1.	Вступление	175
7.2.	Представительность проб пластовых флюидов	176
7.2.1.	Условия для обеспечения представительности проб	176
7.2.2.	Степень загрязнения	177
7.2.3.	Подготовка скважин	178
7.2.4.	Оценка свойств флюидов (FPE — Fluid Properties Estimation) 178	
7.2.4.1.	Подтверждение представительности пробы на скважине и оценка свойств	178
7.2.4.2.	Определение представительности забойных проб 179	
7.2.4.3.	Оценка свойств флюидов (FPE) для забойных проб	180
7.2.4.4.	Анализ FPE сепараторных проб	181
7.3.	Методы отбора проб флюидов	181
7.3.1.	Отбор проб на кабеле	181
7.3.2.	Отбор проб при испытаниях пласта на трубах (ИПТ)	185
7.3.3.	Отбор поверхностных проб	186
7.3.4.	Отбор проб в добывающих скважинах	186
7.4.	Отбор проб из нефтяных пластов с помощью пластоиспытателей на трубах (ИПТ) и забойных пробоотборников	187
7.4.1.	Предварительные соображения	187
7.4.2.	Отбор проб в новых скважинах и в пластах с начальным пластовым давлением	188
7.4.3.	Отбор проб из пласта с пониженным давлением	189
7.4.4.	Отбор проб из пластов с летучей нефтью	189
7.4.5.	Отбор проб флюидов в условиях, близких к критическим 190	
7.5.	ИПТ и отбор забойных проб в газовых пластах	190
7.5.1.	Предварительные соображения	190
7.5.2.	Сравнение отбора проб на забое и на поверхности	191

7.5.3.	Способы отбора проб	193
7.5.3.1.	Отбор проб в новых скважинах и в неистощенных пластах (с начальным давлением)	193
7.5.3.2.	Отбор проб в истощенных пластах (с пониженным давлением)	193
7.6.	Отбор поверхностных проб	193
7.7.	Удельное сопротивление и оптические свойства флюидов, заполняющих проточную трубку в кабельном пластоиспытателе	194
7.7.1.	Удельное сопротивление флюидов, заполняющих проточную трубку	194
7.7.2.	Оптическая плотность	196
7.7.3.	Цвет флюида	197
7.7.4.	Рассеяние	200
7.7.5.	Обнаружение газа	201
7.7.6.	Индикаторы объемного содержания	203
7.8.	Определение типа флюида и мониторинг загрязнения в режиме реального времени при отборе проб пластоиспытателем на кабеле	205
7.8.1.	Введение и краткое описание методов	205
7.8.2.	Мониторинг загрязнения фильтратом бурового раствора на нефтяной основе	206
7.8.3.	Прямой метод обнаружения в пробе метана: с помощью анализатора LFA	208
7.8.4.	Определение PVT-свойств в пластовых условиях	212
7.9.	Современные методы отбора проб на кабеле	213
7.9.1.	Отбор проб флюидов с применением двойного пакера	213
7.9.2.	Эффективность модуля откачки	214
7.9.2.1.	Необходимая минимальная проницаемость	214
7.9.2.2.	Определение продолжительности откачки	216
7.9.2.3.	Проточная трубка и объемы откачки	218
7.9.3.	Отбор проб на регулируемой депрессии	219
7.9.4.	Отбор проб при пониженном ударном воздействии	221
7.9.5.	Отбор проб под давлением	221
7.9.5.1.	Борьба с выпадением асфальтенов	224
7.9.5.2.	Отбор проб тяжелой нефти	224
7.9.5.3.	Отбор проб газоконденсата	224
7.9.5.4.	Отбор проб воды	224
7.9.6.	Отбор проб в защитную трубку и моделирование притока флюида	225
	Список литературы	227
Глава 8.	Применение замеров давления	229
8.1.	Определение пластового давления	229
8.1.1.	Претесты с помощью пластоиспытателя на кабеле	229
8.1.2.	Эффект избыточного давления	230

8.1.3.	Определение пластового давления по данным испытания методом восстановления давления	234
8.1.4.	Пластовое давление по результатам определения границ пласта	234
8.2.	Оценка подвижности по падению давления по данным пластоиспытателей на кабеле	235
8.2.1.	Оценка подвижности по падению давления	235
8.2.2.	Радиус исследования при испытании методом падения давления	236
8.2.3.	Падение давления и проницаемость	236
8.2.4.	Оценка подвижности по восстановлению давления	238
8.3.	Построение вертикального профиля давления	240
8.3.1.	Плотность пластовых флюидов по градиентам	240
8.3.2.	Неразрабатываемые пласты	243
8.3.3.	Разрабатываемые пласты	244
8.3.4.	Сдвоенные или строенные датчики давления	247
8.3.5.	Профили давления в горизонтальных скважинах	253
8.3.6.	Влияние капиллярного давления	256
8.4.	Области применения замеров давления	262
8.4.1.	Глубина приведения давления	262
8.4.2.	Пластовое давление на разрабатываемых месторождениях	263
8.4.3.	Индикаторная диаграмма, коэффициент продуктивности и максимально возможный дебит	264
8.4.4.	Раздельная характеристика притока	265
	Список литературы	267

ГЛАВА 9. Основы обработки результатов испытания скважин

	на неустановившихся режимах	269
9.1.	Методика обработки	269
9.2.	Радиальный приток в бесконечном пласте (IARF)	270
9.3.	Решение уравнения диффузии для линейного источника	272
9.4.	Влияние ствола скважины и скин-эффекты	273
9.4.1.	Влияние ствола скважины	273
9.4.2.	Скин-эффект	274
9.4.3.	Совместное влияние ствола скважины и скин-эффектов	275
9.5.	Билогарифмические графики и их интерпретация с помощью типовых кривых	276
9.5.1.	Обработка полулогарифмических графиков	276
9.5.2.	Обработка билогарифмических графиков	277
9.5.3.	Производная давления	277
9.5.4.	Атрибуты билогарифмического графика	278
9.5.5.	Интерпретация с помощью типовых кривых	279
9.5.6.	Последовательность событий, выявленных во время испытания скважины	282

9.6.	Обработка кривой падения давления (КПД)	283
9.6.1.	Корректность интерпретации	283
9.6.2.	График Миллера, Дайса, Хатчинсона и метод обработки	284
9.7.	Обработка кривой восстановления давления (КВД)	285
9.7.1.	Сопоставление падения и восстановления давления	285
9.7.2.	График Хорнера и его обработка	286
9.7.3.	График суперпозиции неустановившихся режимов и его обработка	287
9.8.	Изменение влияния ствола скважины	288
9.9.	Свертка (конволюция) и обращенная свертка (деконволюция)	289
9.9.1.	Интеграл свертки	289
9.9.2.	Нормирование дебита	293
9.9.3.	Свертка дебитов послепитока	296
9.10.	Граничные условия и режимы притока пластовых флюидов	296
9.10.1.	Внутренние граничные условия	297
9.10.1.1.	Скважина с трещиной ГРП	297
9.10.1.2.	Скважины, несовершенные по степени вскрытия перфорацией	298
9.10.1.3.	Горизонтальная скважина	298
9.10.2.	Модели потока флюидов в пласте	299
9.10.2.1.	Пласт с двойной пористостью	299
9.10.2.2.	Пласт с двойной проницаемостью	299
9.10.2.3.	Композитный пласт с зональной неоднородностью	300
9.10.3.	Внешние граничные условия	300
9.10.3.1.	Непроницаемые границы	300
9.10.3.2.	Границы с постоянным давлением	301
9.10.3.3.	Смешанные границы	302
9.10.3.4.	Численное моделирование граничных условий	302
9.10.3.5.	Специальные графики	302
9.11.	Обработка результатов испытаний газовых скважин	303
9.11.1.	Псевдодавление и псевдовремя	303
9.11.1.1.	Псевдокин-фактор	304
	Список литературы	304

ГЛАВА 10. Усовершенствованные методы испытаний скважин

	на неустановившихся режимах	307
10.1.	Определение подвижности флюидов по результатам опробований пластов пластоиспытателем на кабеле	307
10.1.1.	Сферическая и радиальная производные	307
10.1.2.	Подвижность флюидов по результатам интерпретации кривой восстановления давления	308
10.1.3.	Радиус области исследования при восстановлении давления	310
10.2.	Испытания группы скважин	312

10.2.1.	Гидропрослушивание в горизонтальной плоскости	313
10.2.2.	Импульсное гидропрослушивание	313
10.3.	Стандартное гидропрослушивание в вертикальной плоскости . . .	316
10.4.	Определение анизотропии проницаемости с помощью пластоиспытателей на кабеле	318
10.4.1.	Компоновка зондов	318
10.4.2.	Дебит притока через возмущающий зонд: «сверхприток»	320
10.4.3.	Выявление режима притока	322
10.4.4.	Определение подвижности и коэффициента упруго-емкости	324
10.4.5.	Проверка модели	328
10.4.6.	Анализ чувствительности	329
10.4.7.	Влияние проникновения	332
10.5.	Мини-опробование пластов (МРТ) с помощью пластоиспытателей на кабеле, оборудованных пакером	334
10.6.	Испытания IPTT с помощью пластоиспытателей на кабеле с пакерами	337
10.7.	Многослойные испытания	343
10.7.1.	Стандартные методы испытаний	343
10.7.2.	Описание методики LRT	345
10.7.3.	Интерпретация данных испытаний многопластовых залежей (LRT — Layered Reservoir Test)	347
10.7.3.1.	Сложности интерпретации	347
10.7.3.2.	Определение модели и начальные оценки	347
10.7.3.3.	Настройка на историю	348
10.7.4.	Пример испытаний многопластовых залежей (LRT)	348
10.8.	Испытание горизонтальных скважин	352
10.8.1.	Режимы притока	352
10.8.2.	Интерпретация	355
10.8.3.	Использование одновременных замеров давления и дебитов	355
10.8.4.	Пример 1	356
10.8.5.	Пример 2	357
10.9.	Испытания в естественно трещиноватых пластах	360
10.9.1.	Опробования по стандартной методике	360
10.9.2.	Испытания в открытом стволе кабельным пластоиспытателем	362
10.10.	Исследования газовых скважин на нескольких режимах	365
10.10.1.	Исследования газовых скважин на нескольких режимах	365
10.10.2.	Испытания на установившихся режимах	366
10.10.3.	Изохронные испытания	366
10.10.4.	Модифицированные изохронные испытания	367
10.10.5.	Интерпретация	369
10.11.	Импульсные испытания	370

10.11.1. Теоретические основы импульсного испытания скважин .	370
10.11.2. Импульсные испытания на приток с замером на устье . .	372
10.11.3. Импульсные испытания в закрытой камере (CCT — Closed chamber impulse test)	372
10.11.4. Снятие кривой изменения давления после мгновенной депрессии/репрессии	376
10.12. Другие специальные испытания	378
10.12.1. Определение границ пласта	378
10.12.2. Испытания нагнетательных скважин	382
10.12.3. Испытание скважин, эксплуатируемых установками ШГН	385
Список литературы	387
ГЛАВА 11. Программное обеспечение для интерпретации результатов испытаний	389
11.1. Вступление	389
11.2. ПО для интерпретации традиционных испытаний скважин	390
11.2.1. Средства загрузки и редактирования данных	390
11.2.2. Средства контроля качества	391
11.2.3. Модуль для описания PVT-свойств флюидов	392
11.2.4. Основные функции интерпретации	393
11.2.5. Модуль проектирования испытаний	394
11.2.6. Усовершенствованные функции для интерпретации	395
11.2.6.1. Изменение параметров скважины	395
11.2.6.2. Среднее пластовое давление	396
11.2.6.3. Моделирование переменного забойного дебита на этапах падения давления	396
11.2.6.4. Испытание скважин с многосластовым заканчи- ванием	397
11.2.6.5. Анализ характеристики притока	397
11.2.6.6. Интерпретация испытаний в многоточечных га- зовых скважинах	398
11.2.7. Моделирование нескольких скважин	398
11.2.8. Искусственный интеллект и усовершенствованная ре- грессия	399
11.2.9. Взаимодействие с моделью течения флюида в скважине .	400
11.3. Программа интерпретации испытаний на кабеле	400
11.4. Программа, применяемая компанией «Шлюмберже»	401
ГЛАВА 12. Другие области применения	403
12.1. Определение напряжения в горных породах	403
12.1.1. Вступление	403
12.2. Способ выполнения расчетов	404
12.2.1. Испытание на приемистость	405

12.2.2. Гидроразрыв и падение давления в остановленной сква- жине	405
12.2.3. Испытание методом повторного раскрытия трещины . . .	406
12.2.4. Испытание методом обработки с восстановлением давления	406
12.2.5. Недостатки и ограничения	407
12.2.6. Пример	407
12.3. Совместный анализ показаний пластоиспытателей на кабеле и данных ЯМК	408
12.3.1. Определение капиллярного давления	410
12.3.2. Корреляция с проницаемостью по результатам испыта- ния прибором MDT	412
12.3.3. Определение характера насыщения пласта	412
12.3.4. Выбор глубины отбора проб	415
Список литературы	416
Символы	417
Обозначения латинскими буквами	417
Греческие символы	422
Торговые марки	425
Условные обозначения	427
Аббревиатуры единиц измерения	430