

РОБЕРТ ЭРЛАГЕР МЛ.

Гидродинамические исследования скважин

Перевод с английского А. В. Щебетова



Москва ♦ Ижевск

2004

УДК ???
ББК ???
???

Интернет-магазин
MATHESIS
<http://shop.rcd.ru>

- физика
 - математика
 - биология
 - нефтегазовые
технологии
-

Эрлагер Роберт

Испытание скважин: достижения. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, ??? стр.

Аннотация

ISBN 5-93972-???-?

ББК ???

© Институт компьютерных исследований, 2004

<http://rcd.ru>

<http://ics.org.ru>

Оглавление

ГЛАВА 1. Введение	7
1.1. Цель книги	7
1.2. Исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации	7
1.3. Структура, содержание и предмет книги	9
1.4. Номенклатура основных символов и единицы измерений	10
Литература	11
ГЛАВА 2. Теоретические основы исследований скважин на нестационарных режимах	12
2.1. Введение	12
2.2. Основное уравнение фильтрации	12
2.3. Решения уравнения фильтрации в безразмерном виде	13
2.4. Безразмерное давление для режима фильтрации в бесконечном пласте	17
2.5. Влияние состояния призабойной зоны	20
2.6. Влияние объема ствола скважины	25
2.7. Безразмерное давление для псевдостационарного режима фильтрации	32
2.8. Стационарный режим фильтрации	35
2.9. Принцип суперпозиции	36
2.10. Уравнения фильтрации газа	42
2.11. Уравнения многофазной фильтрации	43
2.12. Радиус дренирования и время стабилизации	45
2.13. Численное решение уравнения диффузии	46
2.14. Заключение. Процесс фильтрации с физической точки зрения	46
Литература	47
ГЛАВА 3. Исследование скважин методом падения давления	51
3.1. Введение	51
3.2. Интерпретация КПД для бесконечных пластов	52
3.3. Интерпретация КПД методом совмещения кривых	55
3.4. Исследование скважины методом падения давления в истощаемых пластах	62
3.5. Исследование границ пласта	67
3.6. Факторы, затрудняющие исследования скважины методом падения давления	69
Литература	69
ГЛАВА 4. Исследования скважин с переменным дебитом	71
4.1. Введение	71
4.2. Общий подход к интерпретации исследований скважин с переменным дебитом	71
4.3. Исследование скважины на двух режимах	77

4.4.	Исследование методом падения давления после кратковременной остановки скважины	84
4.5.	Влияние истощаемого пласта	85
4.6.	Исследование скважины при постоянном забойном давлении	88
4.7.	Исследование границ пласта при переменном дебите	92
4.8.	Исследование нефтяных скважин на продуктивность	94
4.9.	Факторы, затрудняющие исследования скважин с переменным дебитом	98
	Литература	99
ГЛАВА 5.	Исследование скважин методом восстановления давления	101
5.1.	Введение	101
5.2.	Интерпретация КВД для бесконечного пласта	102
5.3.	Интерпретация КВД в ограниченных и истощаемых пластах	109
5.4.	Интерпретация КВД при переменном дебите скважины перед исследованием	124
5.5.	Выбор методик интерпретации КВД	126
5.6.	Факторы, затрудняющие исследования скважин методом восстановления давления	128
	Литература	128
ГЛАВА 6.	Расчет среднего пластового давления	131
6.1.	Введение	131
6.2.	Расчет объема области дренирования	132
6.3.	Расчет среднего давления по области дренирования скважины	133
6.4.	Пласты с водонапорным режимом	149
6.5.	Факторы, затрудняющие расчет среднего давления	156
	Литература	157
ГЛАВА 7.	Исследование нагнетательных скважин	159
7.1.	Введение	159
7.2.	Интерпретация результатов исследования нагнетательной скважины при закачке в насыщенный жидким флюидом пласт при единичном соотношении подвижностей	160
7.3.	Интерпретация результатов исследования нагнетательной скважины методом падения уровня в насыщенном жидким флюидом пласте при единичном соотношении подвижностей	165
7.4.	Среднее пластовое и межскважинное давления	173
7.5.	Исследования зонально-неоднородных пластов — соотношение подвижностей, не равное единице	176
7.6.	Практическая методика интерпретации результатов исследований нагнетательной скважины методом падения уровня	184
7.7.	Метод последовательной смены стационарных состояний	185
7.8.	Исследования методом ступенчатого изменения дебита	188
	Литература	191
ГЛАВА 8.	Испытание скважин пластоиспытателями на бурильных трубах	193
8.1.	Техника и технология испытания скважин	194
8.2.	Интерпретация результатов испытания скважины	200

8.3. Выявление неисправностей оборудования и осложнений испытания по диаграммам изменения давления	216
8.4. Опробователи пластов, спускаемые на каротажном кабеле	216
Литература	219
ГЛАВА 9. Исследования скважин методами гидропрослушивания	222
9.1. Введение	222
9.2. Интерпретация результатов исследования скважин на интерференцию	225
9.3. Исследования скважин импульсными методами	237
9.4. Неоднородные и анизотропные пласты	248
Литература	254
ГЛАВА 10. Влияние неоднородностей пласта на характер изменения давления	257
10.1. Введение	257
10.2. Прямолинейные неоднородности — разломы и непроницаемые барьеры	258
10.3. Анизотропия проницаемости	265
10.4. Зонально-неоднородные пласты	268
10.5. Слоисто-неоднородные пласты	270
10.6. Пласты с естественной трещиноватостью	275
10.7. Влияние свойств породы, зависящих от давления	280
10.8. Определение вертикальной проницаемости по исследованиям скважин	282
10.8.1. <i>Исследование одиночного интервала</i>	302
10.9. Заключение	302
Литература	303
ГЛАВА 11. Влияние несовершенства скважины на характер изменения	307
 ния	307
11.1. Введение	307
11.2. Изменяющийся объем ствола скважины	307
11.3. Скважины после гидравлического разрыва пласта	316
11.4. Частичное вскрытие и частичная перфорация	329
Литература	332
ГЛАВА 12. Использование компьютеров при исследованиях скважин	335
12.1. Введение	335
12.2. Интерпретация исследований скважины с помощью компьютера	336
12.3. Планирование исследования с помощью компьютера	343
12.4. Моделирование пласта	343
Литература	344
ГЛАВА 13. Планирование исследования и выбор измерительного оборудования	347
13.1. Введение	347
13.2. Выбор вида исследования	348
13.3. Планирование исследования	349
13.4. Требования к технологии и результатам исследования	357
13.5. Оборудование для измерения давления	359
13.6. Измерение дебита	371
Литература	373

Приложение А. Системы единиц измерений и переводные коэффициенты	375
А.1. Введение	375
А.2. Международная Метрическая Система Единиц	375
А.3. Константы и переводные коэффициенты	375
Литература	378
Приложение В. Использование метода суперпозиции при выводе функций безразмерных давлений	385
В.1. Введение	385
В.2. Функция безразмерного давления, используемая в методе суперпозиции	385
В.3. Создание непроницаемых границ и границ с постоянным давлением	385
В.4. Применение метода отображений для создания нескольких границ и замкнутых пластов	388
В.5. Метод суперпозиции применительно к квадратным пластам	390
В.6. Обратная суперпозиция	391
В.7. Применение принципа суперпозиции для создания переменного дебита	393
Литература	395
Приложение С. Решения в виде безразмерных давлений	397
С.1. Введение	397
С.2. Бесконечный пласт	397
С.3. Замкнутые пласты	406
С.4. Пласты с постоянным давлением	425
Литература	429
Приложение D. Свойства породы и пластовых флюидов	432
D.1. Введение	432
D.2. PVT свойства	432
D.3. Сжимаемость породы	436
D.4. Сжимаемость нефти	440
D.5. Сжимаемость воды	445
D.6. Сжимаемость газа	448
D.7. Вязкость газа	449
D.8. Вязкость нефти	451
D.9. Вязкость воды	451
Литература	453
Приложение E. Обобщение методов интерпретации исследований скважин на нестационарных режимах	462
E.1. Введение	462
E.2. Внешний вид кривых изменения давления	462
E.3. Расчетные уравнения интерпретации исследований скважин	464

ГЛАВА 1

Введение

1.1. Цель книги

В 1967 году Мэттьюз и Рассел впервые опубликовали полный и целостный обзор гидродинамических исследований скважин и методов их интерпретации [1]. Эта книга стала основным справочным руководством для большинства нефтяных инженеров. Однако с момента ее выхода в свет было опубликовано более 150 научных статей, которые расширили предметную область исследований скважин, обозначили круг новых проблем, обеспечили решениями прежде нерешенные задачи и изменили подход к некоторым этапам интерпретации результатов исследований скважин. Таким образом, настало время составить обновленный вариант книги, охватывающий последние достижения в области исследований скважин.

Данная книга содержит достаточно материала и поэтому ее можно изучать отдельно, а не только как дополнение к монографии Мэттьюза и Рассела. Мэттьюз и Рассел дали хороший исторический обзор, привели основы теории фильтрации и вывод большинства расчетных уравнений, используемых для интерпретации результатов исследований скважин. Поэтому настоящая книга не рассматривает перечисленные вопросы подробно, а отсылает читателя к специальной литературе. Теория изложена кратко и просто, с минимальными математическими выкладками, поскольку на практике не требуется глубокого знания всего математического аппарата, использованного для вывода расчетных уравнений. Однако для правильного практического применения часто необходимо понимать физическую сущность того или иного метода. Поэтому в настоящей книге делается акцент на ясность изложения физической основы различных методов интерпретации результатов исследований скважин, а также даются границы их применимости. Большинство методов интерпретации иллюстрируется примерами.

1.2. Исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации

Достоверная информация о параметрах пласта важна на многих этапах нефтяного инжиниринга. Инженер-разработчик должен располагать достаточной информацией о пласте для адекватного анализа показателей разработки и прогнозирования добычи при различных вариантах разработки. Инженер по добыче обязан знать состояние добывающих и нагнетательных скважин для установления оптимальной их производительности. Большую часть такой информации можно получить по результатам исследований скважин на нестационарных режимах.

Проведение исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации (исследования методом восстановления давления, методом падения давления, исследования при закачке, методом падения уровня в нагнетательной скважине и гидропрослушивание скважин) является неотъемлемой частью нефтяного инжиниринга. В этой книге под исследованиями на нестационарных режимах понимается вызов и регистрация во

времени изменения давления в скважинах с последующей оценкой свойств породы, флюида и состояния скважины. Важными параметрами, определяемыми в процессе исследований скважин на нестационарных режимах, являются объем ствола скважины, степень загрязнения или улучшения состояния призабойной зоны, пластовое давление, проницаемость, пористость, запасы, неоднородности, связанные как со строением пласта, так и наличием флюидов с различными свойствами, и т. д. Вся эта информация способствует анализу, уточнению и прогнозированию показателей разработки месторождения.

Не следует недооценивать или переоценивать значение гидродинамических исследований скважин на нестационарных режимах. Исследования скважин занимают важное место среди всех методов диагностики состояния пласта. В некоторых случаях они просто незаменимы для достоверного анализа состояния скважины и пласта при определении параметров около- и межскважинного пространства в отличие от исследований на стационарных режимах, дающих лишь составные параметры. В остальных случаях для решения возникающих проблем следует руководствоваться более простыми соображениями или привлекать другие методы диагностики пласта.

Например, допустим, что в скважине, оборудованной насосом, наблюдается существенное падение дебита. Естественно, что неуместно сразу начинать исследование скважины. Необходимо предварительно выяснить: не является ли данное осложнение просто следствием износа насосного оборудования, высокого динамического уровня жидкости или других механических поломок. Если такой простой подход не позволяет узнать причину, то гидродинамическое исследование этой скважины поможет удостовериться, что данное осложнение вызвано именно загрязнением призабойной зоны пласта, а не быстрым его истощением.

С другой стороны, даже самое полное и тщательное гидродинамическое исследование на нестационарных режимах не дает однозначно верного ответа без привлечения дополнительной информации. Например, с помощью гидропрослушивания или исследований скважин импульсным методом можно установить возможное наличие и ориентацию вертикальных трещин в пласте. Однако, чтобы отличить породу с направленной проницаемостью от трещины или же определить искусственное или естественное происхождение трещин, полезнее привлечь другую информацию (профиль притока, скважинную геофизику, историю проведения геолого-технических мероприятий, испытания скважин на приток, данные обследования забоя скважины с помощью телевизионной камеры, результаты изучения керна, геологическую информацию о литологии и строении пласта).

На практике возможность качественной интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах часто ограничена: 1) недостатком информации; 2) неверным применением методик интерпретации; или 3) невозможностью систематизировать доступную или потенциально доступную информацию. Большинство промысловых инженеров сталкивается со случаями, когда для достоверной интерпретации не хватает точной информации по давлению и отбору нефти за более ранний период или результатов предыдущих исследований для сопоставления.

В общем случае хорошим правилом является проведение базисного исследования на нестационарных режимах в добывающей скважине вскоре после ее заканчивания или в нагнетательной после определенного периода закачки. Это способствует раннему распознаванию и предупреждению многих осложнений, из которых только недостаточная обработка пласта является самой очевидной. Подобные исследования также дают

сведения о параметрах пласта для математического моделирования и базисные данные для совмещения при возникновении осложнений в пласте и скважине.

1.3. Структура, содержание и предмет книги

Материал книги дает возможность инженеру-нефтянику планировать, выполнять и интерпретировать гидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах с целью получения достоверной информации о пласте и состоянии скважины. Каждая глава является, по мере возможности, самостоятельным предметом исследования. Для полноты изложения глава 1 содержит краткое обсуждение переводных коэффициентов из различных систем единиц и описание системы единиц СИ. В Приложении А находится список переводных коэффициентов и таблица некоторых основных расчетных уравнений в нефтепромысловых и трех метрических единицах измерения.

В главе 2 дается краткое описание теории нестационарной фильтрации в пористой среде и устанавливается методическая основа исследований скважин на нестационарных режимах. Такой прагматический подход к изложению материала позволит читателю получить необходимые знания для создания методик интерпретации исследований скважин и расчета ожидаемого изменения давления. Поскольку последние достижения усовершенствовали некоторые старые методы, то мы делаем попытку обобщить и описать самое лучшее в нефтяном инжиниринге на настоящий момент. Многие теоретические исследования, являющиеся ценными для глубокого понимания процессов фильтрации или проверки достоверности других работ, не всегда годятся для применения на практике. Другие работы, хотя и сложные, дают возможность определить основные параметры пласта. В тех случаях, когда применение простого метода не приводит к существенным ошибкам, то ему отдается предпочтение. Тем не менее, методики интерпретации результатов исследований скважин данной книги можно использовать без досконального понимания материала главы 2. В Приложении В представлено подробное теоретическое обоснование применения принципа суперпозиции для создания новых решений, что окажется полезным для некоторых читателей. В Приложении С содержится широкий выбор безразмерных решений с учетом различной конфигурации пласта и граничных условий.

Главы, описывающие основные методы исследований скважин и их интерпретации, опираются на теорию фильтрации, изложенную в Главе 2, другие главы стоят особняком. Поскольку монография прежде всего предназначена для инженера-практика, то сделана попытка установить границы области применимости различных решений и методов. В главе 3 рассказывается об исследовании скважин методом падения давления — самым простым с теоретической точки зрения методом исследования скважин на нестационарных режимах. В дополнение приведен метод совмещения фактических кривых изменения давления с эталонными. Этот довольно новый (в нефтяной промышленности) метод позволяет инженеру эффективнее решать более сложные задачи для нестационарного режима фильтрации с учетом эффекта влияния объема ствола скважины, наличия протяженных трещин, сложных граничных условий и т. д., когда невозможно использовать более простые методы интерпретации результатов исследований скважин.

В главе 4 рассказывается об исследовании скважин с переменным дебитом и обсуждается принцип суперпозиции применительно к данному случаю. Глава 5 посвящена интерпретации результатов исследований скважин методом восстановления давления, а

глава 6 — методам оценки среднего давления по площади дренирования скважин и пласта в целом. В главе 7 излагаются методы исследования нагнетательных скважин, что является предметом постоянно возрастающей важности. В главе 8 проанализированы испытания скважин пластоиспытателем, спускаемым на бурильных трубах.

В главе 9 приведены методы нестационарных исследований, когда в процессе исследования участвует несколько скважин одновременно. В главе 10 описывается влияние различных неоднородностей пласта на характер изменения давления в скважине. В главе 11 более подробно рассказано о влиянии объема ствола скважины и искусственных трещин на изменение давления. В главе 12 дается краткое описание компьютерных методов, а в главе 13 рассмотрены вопросы технологии и техники проведения исследований скважин на нестационарных режимах.

В приложении D представлены методы оценки и корреляции для определения многих свойств пласта и флюидов, а в Приложении E собраны основные расчетные уравнения, используемые при интерпретации результатов исследований скважин.

1.4. Номенклатура основных символов и единицы измерений

В оригинальном издании книги предпочтение отдается стандартным обозначениям, принятым Обществом Инженеров Нефтяников. В настоящем переводе на русский язык используются практические метрические единицы: дебит q измеряется в кубических метрах в сутки; давление p в барах; проницаемость κ в миллидарси; время t в часах; вязкость μ в мПа/с; сжимаемость c_t 1/бар, а пористость ϕ , как всегда, в долях единиц. Единицы измерения включены в список обозначений. Иногда используются другие единицы измерения, чтобы соответствовать их применению в промышленности. Как правило, такие случаи четко оговорены в тексте.

В данной монографии положительный дебит $q > 0$ означает добычу, а отрицательный дебит $q < 0$ — закачку. Это правило требует присвоения надлежащего знака наклонам различных графиков данных, что приводит к небольшим изменениям внешнего вида (от общепринятых в технической литературе) некоторых уравнений. Несмотря на этот недостаток, способ перемены знака является практичным при интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах.

Мы ожидаем, что в конечном счете в нефтяном инжиниринге будут пользоваться только метрическими единицами. Поэтому в Приложении А приведено общее описание системы мер и весов СИ, а также даны коэффициенты перевода из других единиц измерения в эту систему. СИ — официально принятое сокращение *на всех языках* Интернациональной Системы Единиц (les Systéme International d'Unités). Интернациональная Система Единиц — это не система сантиметр-грамм-секунда (СГС), и не система метрилограмм-секунда (МКС), а усовершенствованная система МКС. Полное описание системы СИ составлено Хопкинсом [5]. Американский Нефтяной Институт предложил набор метрических стандартов для использования в нефтяной промышленности [6]. Большинство стран предпочитает применять исключительно систему СИ, поэтому единицы системы СИ занесены первыми в переводные таблицы Приложения А.

В таблицах А.1 и А.2 даются общие сведения о системе СИ. В таблице А.3 приводятся физические константы, полезные в нефтяном инжиниринге. В таблице А.4 представлены общие переводные коэффициенты между системами единиц. В таблице А.5 даны коэффициенты перевода между различными единицами проницаемости. Таблица А.6 содержит температурные шкалы и коэффициенты перевода. Наконец, в та-

блице А.7 дано сравнение расчетных уравнений и единиц измерений в четырех разных системах.

В данной книге термин проницаемость (k) иногда используется даже в тех случаях, когда удобнее использовать более подходящие на первый взгляд термины: подвижность (k/μ) и гидропроводность (kh/μ) пласта. Это объясняется тем, что проницаемость является свойством только породы, в отличие от остальных комплексных параметров, характеризующих свойства флюида и породы. Несмотря на эту условность важно осознавать, что гидропроводность пласта почти всегда является единым параметром в расчетных уравнениях интерпретации исследований скважин и теории фильтрации. По вышеназванной причине иногда используется просто пористость (ϕ) вместо общепринятых произведений пористость-толщина (ϕh) или пористость-сжимаемость-толщина ($\phi c_t h$).

Литература

- [1] Matthews, C. S. and Russell, D. G.: *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 1.
- [2] "Letter Symbols for Petroleum Reservoir Engineering, Natural Gas Engineering, and Well Logging Quantities," Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1965).
- [3] "Supplements to Letter Symbols and Computer Symbols for Petroleum Reservoir Engineering, Natural Gas Engineering, and Well Logging Quantities," Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1972).
- [4] "Supplements to Letter Symbols and Computer Symbols for Petroleum Reservoir Engineering, Natural Gas Engineering, and Well Logging Quantities," Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1975).
- [5] Hopkins, Robert A.: *The International (SI) Metric System and How It Works*, Polymetric Services, Inc., Tarzana, Calif. (1974).
- [6] "Conversion of Operational and Process Measurement Units to the Metric (SI) System," Manual of Petroleum Measurement Standards, Pub. API 2564, American Petroleum Institute (March 1974) Chap. 15, Sec. 2.

ГЛАВА 2

Теоретические основы исследований скважин на нестационарных режимах

2.1. Введение

В данной главе излагается основная теория нестационарной фильтрации применительно к гидродинамическим исследованиям скважин и методам их интерпретации. Понимание последующего материала должно раскрыть суть методов, представленных ниже, также как и позволит читателю создавать дополнительные методы интерпретации исследований скважин. Тем не менее, материалом глав 3–13 можно пользоваться и без тщательного чтения и понимания этой главы.

Здесь приведены все основные теоретические сведения, необходимые для изучения настоящей монографии. Мы не выводим основные уравнения фильтрации и не указываем, как их вывести. Скорее мы используем общее уравнение, описывающее нестационарный процесс перераспределения давления в пласте, вместе с его решениями в виде безразмерного давления для конкретных граничных и начальных условий. Некоторые важные функции безразмерного давления представлены в этой главе, Приложении С, а также даны ссылки на другие источники. Использование функций безразмерных давлений дает возможность прогнозировать изменение давления в скважине и создавать методы интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах в пластах различной конфигурации.

В главу также включены параграфы, освещающие эффекты влияния объема ствола скважины и загрязнения или очищения призабойной зоны, поскольку они существенно сказываются на характере изменения давления в скважине. Даже при беглом просмотре остального материала главы читателю придется изучить эти параграфы. В главе 11 говорится о влиянии этих двух эффектов более подробно.

2.2. Основное уравнение фильтрации

Дифференциальное уравнение фильтрации флюида в пористой среде, уравнение диффузии, составлено в результате комбинации закона сохранения, уравнения состояния и закона Дарси. В радиальных координатах данное уравнение имеет вид*:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0,00036k} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.1)$$

ЗАМЕЧАНИЕ. Все символы и единицы измерения приведены в соответствии с Номенклатурой основных символов. В тексте, как правило, специально оговариваются только отклонения от этого списка.

Мэттьюз и Рассел приводят вывод уравнения (2.1) в работе [1] и отмечают, что он основан на предположении горизонтального направления течения, незначительности гравитационных эффектов, однородного и изотропного пласта, фильтрации одного

флюида с малой и постоянной сжимаемостью, применимости закона Дарси и независимости параметров μ , c , k , ϕ от давления. Вследствие принятых допущений и линейности наиболее употребительных граничных условий уравнение (2.1) является линейным и решается без труда. Поэтому его решения (в виде функций безразмерных давлений) можно складывать для создания новых решений, как демонстрируется в параграфе 2.9. Если ϕ , μ , c , или k сильно зависят от давления, или существует течение нескольких флюидов с изменяющимися насыщенностями, то уравнение (2.1) нужно заменить его нелинейной формой. Такое уравнение обычно решают компьютерными методами (путем численного моделирования пласта), рассмотрение которых выходит за рамки этой монографии.

При решении уравнения (2.1) большое значение имеют граничные условия. Большинство методов интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах основано на схематизации, согласно которой одиночная скважина работает с постоянным дебитом в бесконечном пласте. Такое граничное условие является полезным, поскольку при малых временах любое изменение давления в скважине аналогично поведению давления в одиночной скважине, расположенной в бесконечном пласте. При больших временах на характер изменения давления начинает сказываться влияние других скважин, границ пласта и водоносных горизонтов, вызывающих отклонение от модели бесконечного пласта. Таким образом, для больших временных периодов требуются особые решения уравнения (2.1). Кроме того, для учета дополнительных факторов, таких как постепенно изменяющийся дебит у стенки скважины (влияние объема ствола скважины), наличие трещин гидроразрыва, многопластовое строение залежи или присутствие нескольких флюидов или границ, необходимо применять метод суперпозиции или другие методы решения. Большинство таких решений представлено в Приложении А, главе 10 и 11. Дополнительные решения приведены Мэттьюзом и Расселом в источнике [1]. Уравнение фильтрации для скважины с постоянным забойным давлением решается в главе 4. Несмотря на то, что область применения уравнения (2.1) сильно ограничена принятыми допущениями, все же при определенных условиях его можно применять как для многофазной фильтрации, так и фильтрации чистого газа, что и продемонстрировано в параграфах 2.10 и 2.11.

2.3. Решения уравнения фильтрации в безразмерном виде

В теоретических работах по исследованиям скважин на нестационарных режимах принято решать уравнение диффузии (2.1) в общем виде. Такой подход удобен для систематизации растущего числа решений, получаемых для более точного описания поведения давления в скважине и пласте при различных временах, всевозможных граничных условиях и конфигурациях. Общие решения, основанные на понятиях безразмерного давления и времени, объясняются ниже в этом параграфе. Некоторые решения идентичны друг другу при определенных временных промежутках, но значительно отличаются при других временах. Поэтому в книге даются указания, когда необходимо применять сложные решения, а где достаточно с приемлемой точностью использовать более простые формулы.

Негативным следствием использования обобщенных безразмерных решений является недостаточная наглядность безразмерных параметров, не дающих инженеру ясного физического представления, в отличие от обычных размерных величин. Например, реальное время в 24 часа может соответствовать интервалу безразмерного времени от примерно 3000 для плотных газовых коллекторов до более 10^7 для высокопрони-

цаемого нефтяного пласта. Давление, соответствующее 24-часовому периоду времени для этих двух случаев, может варьировать в пределах десятков бар. К счастью, после долгой работы с безразмерными переменными, их начинают ощущать. Тем не менее, всегда полезно практиковать пересчет безразмерных величин в физические. Это легко выполнить, поскольку физические величины *прямо пропорциональны* безразмерным.

Сначала проиллюстрируем использование безразмерных решений на известном уравнении стационарной плоско-радиальной фильтрации:

$$q = \frac{kh(p_e - p_w)}{18,66B\mu \ln(r_e/r_w)}.$$

Это уравнение можно решить относительно разницы давления

$$p_e - p_w = 18,66 \frac{qB\mu}{kh} \ln(r_e/r_w).$$

В безразмерной форме оно примет вид:

$$p_e - p_w = 18,66 \frac{qB\mu}{kh} p_D,$$

где

$$p_D = \ln(r_e/r_w).$$

Таким образом, физический перепад давления при стационарной плоско-радиальной фильтрации равен безразмерному давлению, в данном случае имеющему простой вид $\ln(r_e/r_w)$, умноженному на коэффициент пропорциональности. Коэффициент пропорциональности, в свою очередь, зависит только от дебита и параметров пласта. Подобный прием пригоден для описания нестационарной фильтрации и в более сложных случаях — различаться будут только безразмерные давления.

Преимущества безразмерной записи проявляются, как показано выше, при рассмотрении более сложных случаев фильтрации. В общем виде давление в любой точке пласта, вскрытого одиночной скважиной, работающей с постоянным дебитом q , описывается обобщенным решением уравнения (2.1):

$$p_i - p(t, r) = 18,66 \frac{qB\mu}{kh} [p_D(t_D, r_D, C_D, \text{конфигурация пласта}, \dots) + s], \quad (2.2)$$

где p_i — начальное давление в пласте до момента добычи или закачки; q — постоянный дебит в поверхностных условиях; k , h и μ — постоянные параметры пласта; p_D — решение уравнения (2.1) в виде безразмерного давления для соответствующих граничных условий; и s — скин-фактор или падение безразмерного давления, происходящее на стенке скважины в результате улучшения или ухудшения состояния призабойной зоны. Скин-фактор s подставляется в уравнение (2.2) только при $r_D = 1$ (см. параграф 2.5).

При нестационарной фильтрации p_D всегда является функцией безразмерного времени:

$$t_D = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2}, \quad (2.3a)$$

выраженное через радиус скважины, или

$$t_{DA} = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t A} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right), \quad (2.3b)$$

выраженное через общую площадь дренирования. Безразмерное давление также будет отличаться в разных точках пласта вследствие изменения безразмерного расстояния от работающей скважины (см. уравнение (2.2)):

$$r_D = r/r_w. \quad (2.4)$$

Положение точки в пространстве можно выразить и в декартовых координатах. Кроме этого, безразмерное давление зависит от конфигурации пласта, работы соседних скважин, коэффициента объема ствола добывающей скважины, анизотропии пласта, трещин, неоднородности в радиальном направлении и других физических свойств.

Безразмерное давление p_D является решением уравнения (2.1) для определенных граничных условий и конфигурации пласта. По сути это всего лишь число, получаемое из уравнения, таблицы или графика. Некоторые выражения p_D приведены в параграфах 2.4, 2.7, 2.8 и Приложении С. Безразмерные давления широко используются в данной монографии по той причине, что они существенно упрощают изложение и оказываются полезными при разработке методов исследований скважин и их интерпретации. Такой подход позволяет получать простые и общие уравнения, пригодные для любых параметров пласта. Безразмерные решения легко поддаются математическим преобразованиям и для них справедлив принцип суперпозиции (параграф 2.9), позволяющий решать более сложные задачи. Для простоты записи далее в этой книге используются следующие условные обозначения:

1. Хотя безразмерное давление в основном является функцией времени, координаты, конфигурации пласта и других переменных, мы все же обычно пишем $p_D(t_D, \dots)$, $p_D(t_D)$, или просто p_D . Безразмерное давление p_D является числом, которое можно получить из уравнения, таблицы или графика; оно прямо пропорционально реальному давлению.

2. Символ t_D всегда обозначает безразмерное время, определяемое из уравнения (2.3a) по радиусу скважины. Когда безразмерное время выражается относительно других характерных размеров, то это в тексте четко оговаривается. Безразмерное время равняется реальному времени, умноженному на коэффициент пропорциональности, зависящий от параметров пласта.

3. Уравнение (2.2) содержит скин-фактор по Ван-Эвердингену и Херсту. Эту величину необходимо учитывать только при расчете Δp в добывающей или нагнетательной скважине. В общем случае s в уравнениях не показывается, за исключением специально оговариваемых случаев. Читатель должен иметь в виду, что прибавлять параметр s следует только при определенных обстоятельствах.

Следующий пример иллюстрирует использование уравнения (2.2) для расчета забойного давления в скважине, расположенной в замкнутом пласте.

Пример 2.1. Расчет давления в скважине

Рассчитать забойное давление в скважине, расположенной в центре замкнутого квадратного пласта, после работы с дебитом $21,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ в течение 15 суток. Дополни-

тельные исходные данные:

$$\begin{aligned} p_i &= 225,1 \text{ бар} & \phi &= 0,17 \\ k_0 &= 90 \text{ мД} & c_t &= 2,9 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ \mu_0 &= 13,2 \text{ мПа}\cdot\text{с} & r_w &= 0,152 \text{ м} \\ B_0 &= 1,02 & A &= 16,2 \cdot 10^4 \text{ м}^2 \\ h &= 14,3 \text{ м} & s &= 0. \end{aligned}$$

ЗАМЕЧАНИЕ. Во всех примерах данной книги исходные данные не всегда указываются со всеми значащими цифрами. В таких случаях предполагается, что величины имеют три значащие цифры, причем значащие нули опускаются. Расчеты обычно выполняются с использованием результатов показанных промежуточных вычислений. Если они не показаны, то при расчете использовались все значащие цифры, а окончательный результат был округлен.

Чтобы найти соответствующее значение p_D , используем кривую A на рисунке С.13, предназначенном для замкнутого квадратного пласта со скважиной в центре.

По уравнению (2.3b) находим:

$$t_{DA} = \frac{(0,00036)(90)(15 \cdot 24)}{(0,17)(13,2)(2,9 \cdot 10^{-4})(16,2 \cdot 10^4)} = 0,110.$$

Далее, по кривой A на рис. С.13 определяем: $p_D(t_{DA} = 0,110) = 6,95$.

Преобразуем уравнение (2.2) и подставляем найденные значения:

$$p_{wf}(t, r_w) = 225,1 - 18,66 \frac{(21,5)(1,02)(13,2)}{(90)(14,3)} (6,95) = 195,9 \text{ бар}.$$

На рис. 2.1 схематически изображены три режима нестационарной фильтрации в замкнутом пласте. Безразмерное давление показано в виде функции как от t_{DA} , так и от $\log t_{DA}$. Отрезок A соответствует раннему нестационарному периоду или режиму фильтрации в бесконечном пласте. Мы предпочитаем термин «бесконечный пласт», поскольку при малых временах все скважины работают подобно одиночной скважине в бесконечном пласте. Период, соответствующий режиму фильтрации в бесконечном пласте, характеризуется прямой линией на полулогарифмическом графике (см. рис. 2.1b). Отрезок кривых, отмеченный как C на рис. 2.1, отражает псевдостационарный режим фильтрации, что характерен для всех замкнутых пластов. При псевдостационарной фильтрации давление изменяется линейно со временем, как показано на рис. 2.1a. Отрезок кривых B соответствует переходному периоду между режимами фильтрации в бесконечном пласте и псевдостационарным.

Процесс фильтрации, изображенный на рис. 2.1, является нестационарным при всех временах. Только некоторые фильтрационные системы проявляют истинное стационарное поведение, когда величина p_D принимает постоянное значение. Такие системы часто наблюдаются в лабораторных экспериментах по вытеснению и измерению проницаемости на кернах, они могут существовать и при разработке месторождений нагнетанием жидкости в пласт, когда объем закачиваемой жидкости равен объему добычи, а также в пластах с активным водонапорным режимом.

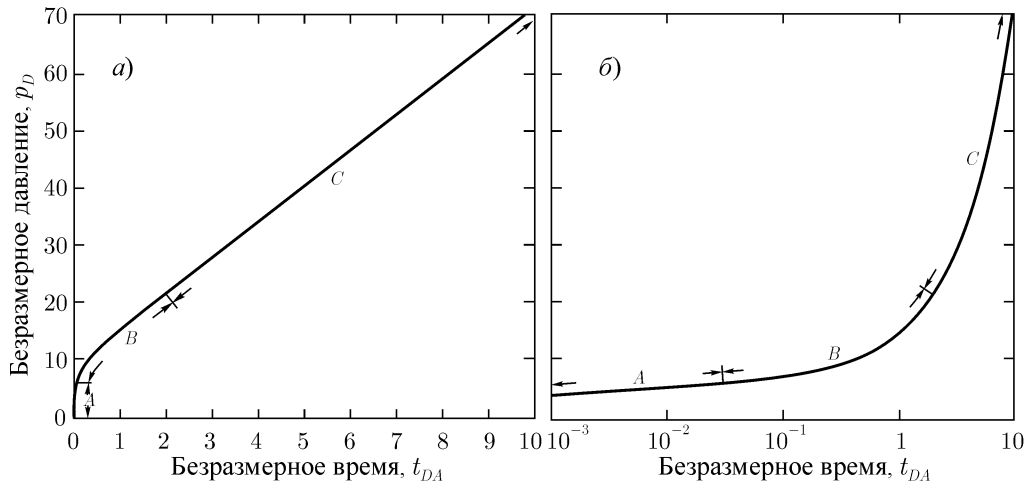


Рис. 2.1. Нестационарные режимы фильтрации: *A* — режим бесконечного пласта; *B* — переходный режим; *C* — псевдостационарный режим. Согласно Эрлагеру и Рэйми [7]. Данные для прямоугольного пласта с соотношением сторон 4:1 и со скважиной, расположенной в точке $x/L = 0,75, y/W = 0,5$.

2.4. Безразмерное давление для режима фильтрации в бесконечном пласте

На рис. 2.2 схематически изображена одиночная скважина, работающая с постоянным дебитом q в бесконечном горизонтальном тонком пласте, содержащем однофазный малосжимаемый флюид. При соблюдении допущений, принятых при выводе уравнения (2.1), уравнение (2.2), где p_D определяется по рис. 2.3, описывает изменение давления в каждой точке пласта. Рис. 2.3 иллюстрирует зависимость p_D для бесконечного пласта от t_D и r_D — безразмерного расстояния от скважины. (Более детальный вариант рис. 2.3 приведен на рис. С.1 Приложения С). При $r_D \geq 20$ и $t_D/r_D^2 \geq 0,5$ или при $t_D/r_D^2 \geq 25$ линии на рис. 2.3 и С.1, соответствующие $r_D = 20$ и решениям в виде интегральной показательной функции в значительной степени совпадают. Значит, при таких условиях p_D зависит только от t_D/r_D^2 . Решение уравнения фильтрации в виде интегральной показательной функции [1, 4] (решение для линейного источника или решение Тиса) имеет вид:

$$p_D(t_D, r_D) = -\frac{1}{2}Ei\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right), \tag{2.5a}$$

$$p_D(t_D, r_D) \simeq \frac{1}{2}[\ln(t_D/r_D^2) + 0,80907]. \tag{2.5b}$$

Уравнение (2.5b) можно использовать при условии:

$$t_D/r_D^2 > 100. \tag{2.6}$$

Однако при $t_D/r_D^2 > 5$ разница между уравнениями (2.5a) и (2.5b) составляет всего лишь 2%. Таким образом, на практике логарифмическая аппроксимация интегральной показательной функции применима в той же мере, что и сама интегральная показательная функция. Тем не менее, в книге используется более точное ограничение в виде выражения (2.6).

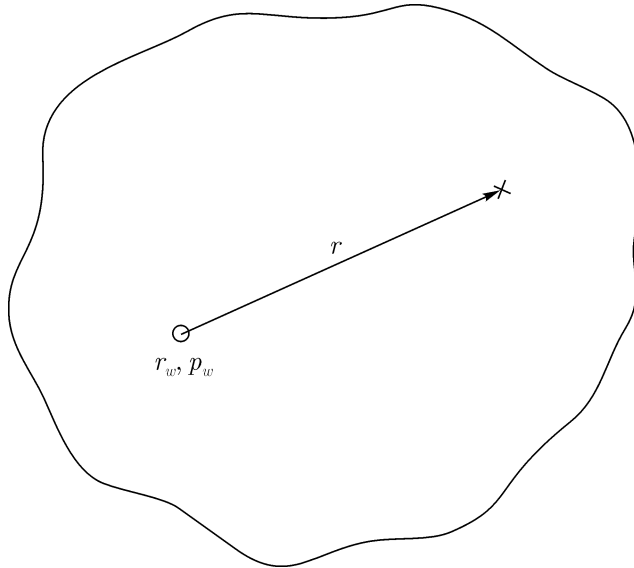


Рис. 2.2. Бесконечный пласт с одиночной скважиной

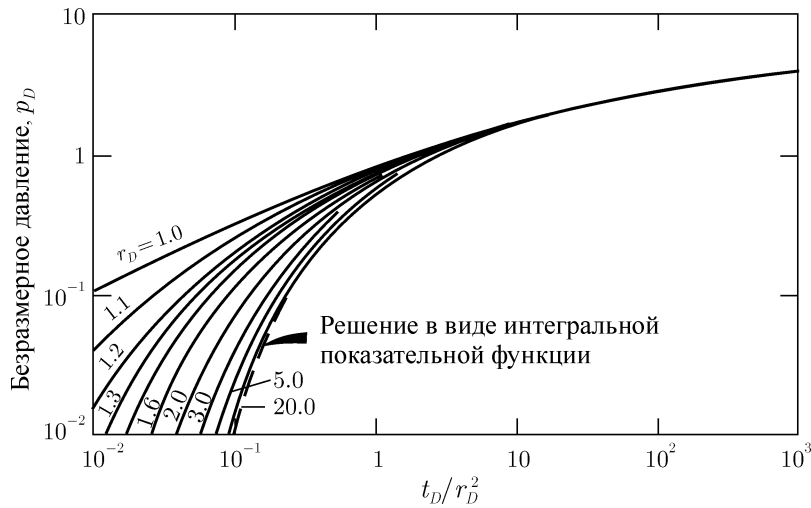


Рис. 2.3. Зависимость безразмерного давления от безразмерного расстояния от скважины, расположенной в бесконечном пласте. По Мюллеру и Уатерспуну [8].

Интегральная показательная функция определяется как:

$$\text{Ei}(-x) = - \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du. \quad (2.7a)$$

Значения этой функции можно взять из таблиц [10] или вычислить с помощью аппроксимации:

$$\text{Ei}(-x) \simeq \ln(x) + 0,5772 \quad \text{для } x < 0,0025. \quad (2.7b)$$

В работающей скважине $r_D = 1$, значит $t_D/r_D^2 = t_D$. В большинстве случаев условие $t_D > 100$ выполняется после нескольких минут работы скважины, поэтому практически нет разницы между двумя видами уравнений (2.5), как показано в следующем примере.

Пример 2.2. Расчет изменения давления в работающей скважине

Для вычисления изменения давления в скважине, расположенной в бесконечном пласте, используем решение в виде интегральной показательной функции и исходные данные примера 2.1.

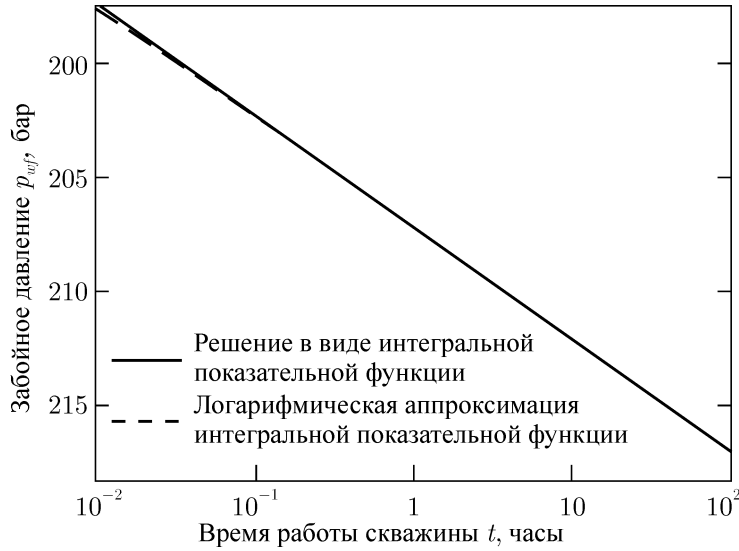


Рис. 2.4. Рассчитанное изменение давления в скважине, расположенной в бесконечном пласте. Пример 2.2.

В качестве иллюстрации приведем порядок расчета давления p_{wf} в моменты времени 1 минута и 10 часов. Результат решения для всего временного диапазона показан на рис. 2.4. По выражению (2.3а) определяем:

$$t_D = \frac{(0,00036)(90)t}{(0,17)(13,2)(2,9 \cdot 10^{-4})(0,152)^2} = 2155t.$$

При 1 минуте $t_D = (2155)(1/60) = 35,92$. Применяем решение в виде интегральной показательной функции (уравнение (2.5а)), так как $t_D/r_D^2 = 35,92/1 > 25$. Но, поскольку $t_D/r_D^2 = 35,92 < 100$, то аппроксимацию в виде логарифма (уравнение (2.5б)) использовать нельзя. Применяя уравнение (2.5а) и определяя значение p_D из рис. С.1, получаем, что $p_D(t_D = 35,92) = 2,18$. Затем преобразуем уравнение (2.2) и получаем:

$$\begin{aligned} p_{wf}(t = 1 \text{ минута}) &= 225,1 - 18,66 \frac{(21,5)(1,02)(13,2)}{(90)(14,3)} (2,18) = \\ &= 225 - (4,197)(2,18) = 216,0 \text{ бар.} \end{aligned}$$

При $t = 10$ часов $t_D = (2155)(10) = 21550$ и, следовательно, можно использовать ло-

гарифмическую аппроксимацию (уравнение (2.5b)):

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(21550/1) + 0,80907] = 5,459.$$

Окончательно

$$p_{wf}(t = 10 \text{ часов}) = 225,1 - (4,197)(5,459) = 202,2 \text{ бар.}$$

Изменение давления от момента времени 0,01 часов (0,06 мин) до 100 часов показано на рис. 2.4. Пунктирной линией обозначена логарифмическая аппроксимация при $t_D/r_D^2 < 100$. После этого момента времени обе линии совпадают. Следует отметить хорошее совпадение обоих решений (по уравнениям (2.5a) и (2.5b)) даже для $t_D/r_D^2 = (2155)(0,01)/1 = 21,5$.

Как отмечено ранее, все скважины ведут себя словно в бесконечном пласте в течение некоторого промежутка времени после изменения дебита. Для процесса падения давления продолжительность периода времени, соответствующего поведению пласта как бесконечного, можно определить из выражения

$$t_{eia} = \frac{\phi\mu c_t A}{0,00036k} (t_{DA})_{eia}, \quad (2.8a)$$

где время t_{DA} , соответствующее окончанию периода бесконечного пласта, дано в колонке «Использовать решение для бесконечного пласта с ошибкой менее 1% при $t_{DA} <$ » таблицы С.1. Для скважины в центре замкнутого кругового пласта $(t_{DA})_{eia} = 0,1$ и

$$t_{eia} \simeq 278 \frac{\phi\mu c_t A}{k}. \quad (2.8b)$$

Уравнения для процесса восстановления давления даны в параграфе 5.3.

2.5. Влияние состояния призабойной зоны

Существует несколько методов количественной оценки степени ухудшения или улучшения призабойной зоны работающих (добывающих или нагнетательных) скважин. Наиболее предпочтительным является подход, согласно которому состояние призабойной зоны учитывается путем введения стационарного перепада давления на стенке скважины, прибавляемого к основному перепаду давления, вызванного нестационарной фильтрацией в пласте. Это дополнительное падение давления, называемое «скин-эффектом», происходит в бесконечно тонкой зоне или «скин-зоне». В уравнении притока (2.2) степень загрязнения (или улучшения) определяется «скин-фактором» s , положительным при загрязнении и отрицательным в случае улучшения состояния призабойной зоны. Он может изменяться от $\approx (-5)$ для скважин после проведения гидравлического разрыва пласта и до $+\infty$ для скважины, загрязненной настолько, что невозможно получить приток. Из уравнения (2.2) следует, что падение давления в скважине с улучшенной (или загрязненной) призабойной зоной отличается от падения давления в скважине с неизменной призабойной зоной на дополнительную величину:

$$\Delta p_s = 18,66 \frac{qB\mu}{kh} s. \quad (2.9)$$

Рис. 2.5А иллюстрирует идеализированный профиль давления для скважины с ухудшенной призабойной зоной ($s > 0$). Поскольку толщину загрязненной зоны принимают бесконечно малой, то общее падение давления, вызванное скин-эффектом, происходит на стенке скважины. Представление скин-эффекта в виде тонкой области приводит к перемене знака градиента давления для скважины с улучшенной призабойной зоной ($s < 0$), что показано на рис. 2.5В. Хотя такое явление противоречит физике процесса фильтрации, все же понятие скин-фактора оказывается полезным для количественной оценки степени улучшения состояния призабойной зоны. Более реальный с физической точки зрения профиль давления при отрицательном скин-факторе показан на рис. 2.5В.

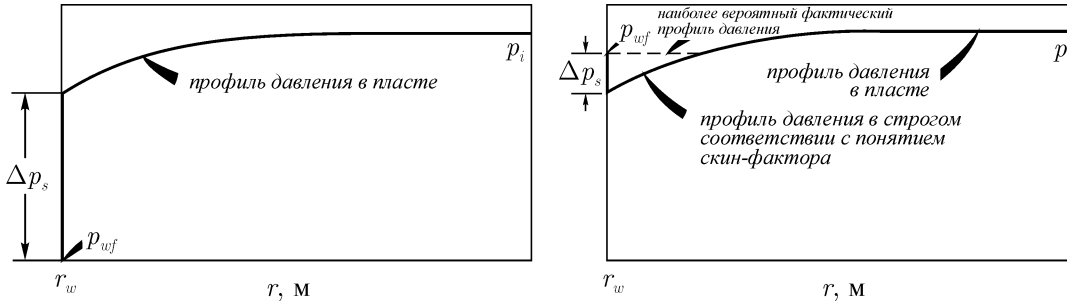


Рис. 2.5. Распределение давления вокруг скважины с положительным а) и с отрицательным б) скин-фактором

Если скин-эффект представляется в виде зоны конечной толщины и проницаемостью k_s , как показано на рис. 2.6, то скин-фактор определяется по выражению:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right). \quad (2.10)$$

Из уравнения (2.10) можно найти s , k_s , либо r_s , если известны остальные два параметра.

Другим способом учета скин-эффекта является использование в формулах (2.3) и (2.4) эффективного радиуса скважины, что позволяет верно находить перепад давления в скважине без учета скин-фактора s в уравнении (2.2) [12]:

$$r_{wa} = r_w e^{-s}. \quad (2.11)$$

При положительном s будет выполняться неравенство $r_{wa} < r_w$, при отрицательном s — неравенство $r_{wa} > r_w$.

Из уравнений (2.2) и (2.9) следует, что скин-фактор всего лишь увеличивает или понижает перепад давления на скважине пропорционально дебиту скважины. Если функции безразмерного давления уже учитывают скин-фактор (например, рис. С.6 и С.7), то нет необходимости явным образом включать скин-фактор в уравнение (2.2). Такие функции особенно полезны, когда скин-зона простирается на некоторое расстояние, а не концентрируется в пределах первых метров призабойной зоны. Скин-фактор следует учитывать только при расчете давления в скважине. Если скин-эффект охватывает некоторую область радиусом r_s вокруг скважины, то профиль давления в данной области необходимо скорректировать (например, см. рис. 2.5В). В таких ситуациях для определения давлений вокруг скважины нужно использовать особые функции p_D ,

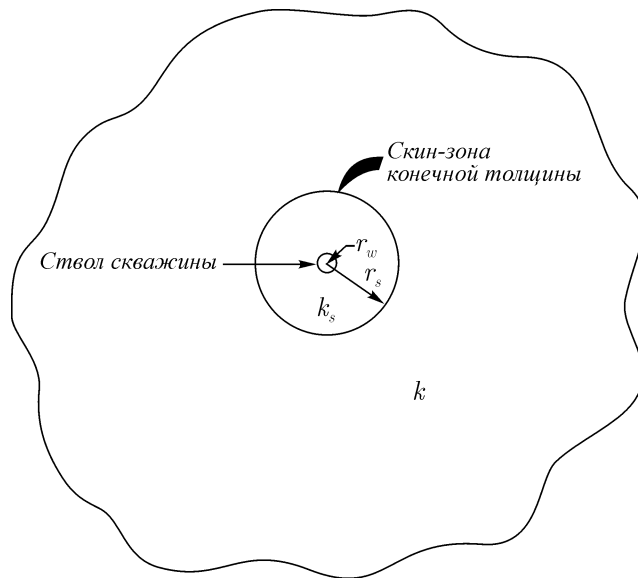


Рис. 2.6. Скин-зона конечной толщины

включающие s . При расчете давления в точках пласта, расстояние до которых превышает r_w или r_{wa} , параметр s в уравнении (2.2) не учитывается, и используются обычные функции p_D .

Коэффициент эффективности притока (также называемое отношением коэффициентов продуктивности) указывает приблизительную долю от потенциально возможной добычи из скважины с неизменной призабойной зоной и определяется как отношение фактического коэффициента продуктивности к коэффициенту продуктивности при нулевом скин-факторе [1]. Для замкнутых пластов коэффициент эффективности притока имеет вид:

$$\frac{J_{\text{actual}}}{J_{\text{ideal}}} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}{\bar{p} - p_{wf}}. \quad (2.12)$$

Несмотря на то, что в уравнении (2.12) требуется использовать среднее по площади дренирования давление \bar{p} , его часто можно заменять экстраполированным пластовым давлением p^* , получаемым по данным восстановления давления [1]. Коэффициент эффективности притока зависит от текущего давления p_{wf} , т. е. от того, сколь долго скважина проработала до момента достижения псевдостационарного состояния. (При псевдостационарном состоянии $(\bar{p} - p_{wf})$ — постоянная величина). Для скважин, работающих при истинно стационарном режиме, параметр \bar{p} необходимо заменить на p_e — давление, которое установится в пласте после длительного закрытия скважины.

Состояние призабойной зоны пласта можно также оценить через такие относительные показатели, как *коэффициент загрязнения* и *фактор загрязнения*. Коэффициент загрязнения определяется как величина, обратная коэффициенту эффективности притока:

$$\frac{J_{\text{actual}}}{J_{\text{ideal}}} = \frac{\bar{p} - p_{wf}}{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}. \quad (2.13)$$

Вычитая из единицы коэффициент эффективности притока, мы получаем *фактор за-*

грязнения:

$$1 - \frac{J_{\text{actual}}}{J_{\text{ideal}}} = \frac{\Delta p_s}{\bar{p} - p_{wf}}. \quad (2.14)$$

Следующий пример иллюстрирует оценку загрязнения призабойной зоны.

Пример 2.3. Показатели загрязнения призабойной зоны

В результате интерпретации результатов восстановления давления в скважине, работавшей с дебитом $q = 13,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ и имеющей радиус $r_w = 0,081 \text{ м}$ в пласте с параметрами $B = 1,12$, $\mu = 3,15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $h = 3,7 \text{ м}$ при депрессии $\bar{p} - p_{wf} = 18,3 \text{ бар}$, получено: $k = 155 \text{ мД}$ и $s = 2,2$. Необходимо найти падение давления, приходящееся на скин-зону, коэффициент эффективности притока, коэффициент загрязнения и фактор загрязнения призабойной зоны, а также эффективный радиус скважины.

Из уравнения (2.9) находим

$$\Delta p_s = 18,36 \frac{(13,2)(1,12)(3,15)(2,2)}{(155)(3,7)} = 3,3 \text{ бар}.$$

Коэффициент эффективности притока оценивается из уравнения (2.12):

$$\frac{18,3 - 3,3}{18,3} = 0,82 = 82\%.$$

Используя уравнение (2.13), находим коэффициент загрязнения

$$\frac{1}{0,82} = 1,22,$$

а из уравнения (2.14) — фактор загрязнения

$$1 - 0,82 = 0,18.$$

Эффективный радиус скважины рассчитываем по уравнению (2.11):

$$r_{wa} = 0,081e^{-2,2} = 8,975 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Загрязнение призабойной зоны этой скважины приводит к падению добычи до 82% от той, которую можно ожидать без загрязнения или дополнительной обработки пласта.

Эффекты, аналогичные загрязнению призабойной зоны, наблюдаются в скважинах, несовершенных по степени и характеру вскрытия. А именно, когда скважины либо вскрывают пласт не на всю мощность, либо частично перфорируются [13]. (Смотрите параграф 11.4 для более подробной информации и ссылок). График на рис. 2.7 демонстрирует теоретически вычисленные значения псевдоскин-факторов для несовершенных по степени вскрытия скважин. Т.е. скин-факторы таких скважин, рассчитываемые по результатам исследований на нестационарных режимах, будут именно такими, как на рис. 2.7, если при этом нет *физического* загрязнения (или улучшения) призабойной зоны. При загрязнении призабойной зоны найденный скин-фактор будет превышать значения на рис. 2.7.

Скважины после гидроразрыва имеют в основном отрицательные скин-факторы. На рис. 2.8 сравниваются безразмерное давление для совершенной и незагрязненной

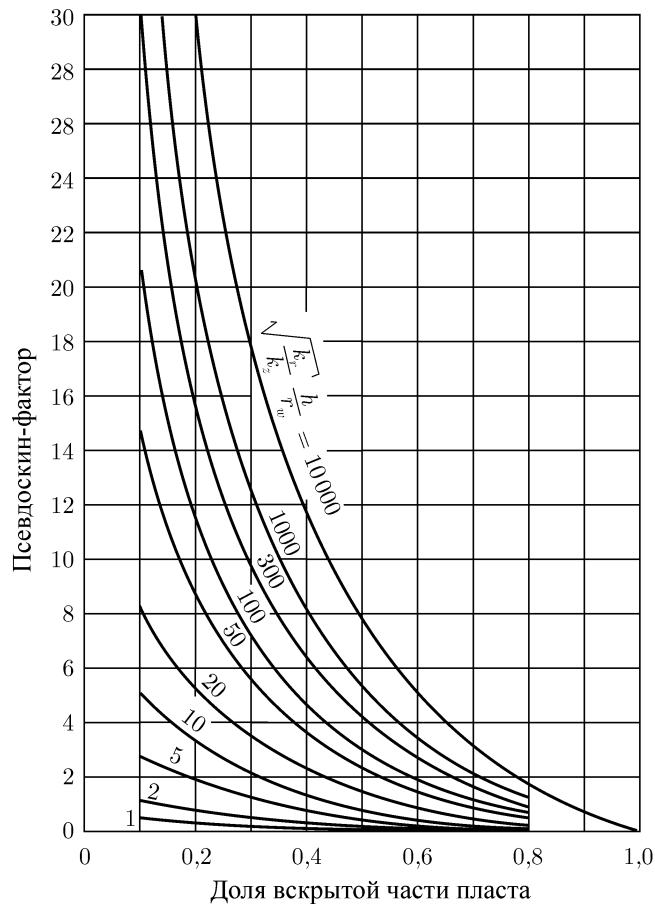


Рис. 2.7. Псевдоскин-фактор для скважин, частично вскрывающих пласт. По Бронсу и Мартингу [13].

скважины с безразмерным давлением для скважины после гидроразрыва, имеющей трещину с полудлиной $31,63r_w$. При небольших значениях t_D разница между двумя кривыми безразмерного давления, равная s (уравнение (2.2)), является переменной, а при больших t_D — постоянной. Это факт указывает на то, что для большинства скважин после гидроразрыва по результатам исследований на нестационарных режимах можно рассчитать достоверные значения скин-фактора. Однако, если известно об образовавшейся протяженной трещине, то при интерпретации данных исследований целесообразней пользоваться методом совмещения кривых (параграф 3.3), используя эталонные кривые на рис. С.3, С.4, С.5, С.17, С.18 или С.19. Важной особенностью всех билогарифмических графиков изменения давления p_D в скважинах после гидроразрыва является наличие при небольших значениях t_D у кривых наклона, равного $1/2$. Также этот наклон наблюдается и на билогарифмическом графике *разницы давления*, если, конечно, он не скрыт влиянием объема ствола скважины. Более подробно исследования скважин после гидроразрыва рассматриваются в параграфе 11.3.

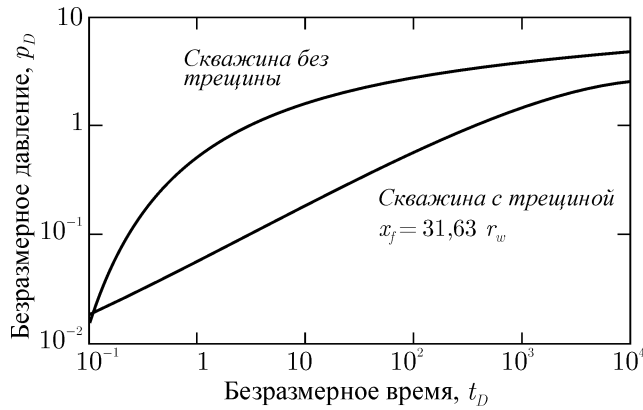


Рис. 2.8. Сравнение безразмерных давлений для совершенной скважины и скважины с одной вертикальной трещиной. Бесконечный пласт.

2.6. Влияние объема ствола скважины

Долгое время считалось, что эффект влияния объема ствола скважины, также называемый послепритоком, постэксплуатацией, постзакачкой, или заполнением ствола скважины или снижением уровня в нем, сказывается на изменении давления лишь при небольших временах [2, 14]. В последнее время несколько авторов [15]–[26] детально рассмотрели этот эффект. Очевидно, что жидкость накапливается в стволе скважины, когда ее уровень поднимается. Как правило, это происходит при закрытии скважины, оборудованной насосом без пакера, поскольку забойное давление часто определяют по уровню жидкости. Когда влияние объема ствола скважины существенно, то его необходимо учитывать при планировании исследования скважины на нестационарных режимах и интерпретации его результатов. Пренебрежение этим эффектом может привести к интерпретации неверной части данных исследования, выявлению несуществующих условий залегания пласта (разломов, границ и т. д.) или интерпретации неподходящих данных. К счастью, влияние объема ствола скважины обычно можно учесть при интерпретации результатов или устранить тщательным планированием исследования.

Постоянная объема ствола скважины (коэффициент, фактор) определяется как [16]:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (2.15)$$

где C — постоянная ствола скважины (коэффициент, параметр), $\text{м}^3/\text{бар}$, ΔV — изменение объема жидкости, заполняющей ствол скважины, в скважинных условиях, м^3 , и Δp — изменение забойного давления, бар. Уравнение (2.15) для скважины при изменяющемся уровне жидкости [16] примет вид:

$$C = \frac{V_u \cdot 10^5}{\rho g}, \quad (2.16)$$

где V_u — объем ствола скважины, приходящийся на единицу длины в $\text{м}^3/\text{м}$. Уравнение (2.16) справедливо как для поднимающегося, так и для снижающегося уровня жидкости. Когда скважина полностью заполнена однофазным флюидом, то уравнение (2.15)

принимает вид:

$$C = V_w c, \quad (2.17)$$

где V_w — общий объем ствола скважины в м^3 ; c — сжимаемость флюида, заполняющего ствол скважины, при *скважинных условиях*. В этой книге коэффициент объема ствола скважины C измеряется в м^3 на бар; некоторые авторы предпочитают использовать другие единицы. Параметр сжимаемости в уравнении (2.17) относится именно к флюиду в стволе скважины, его не следует путать с параметром c_t для пласта. Поскольку сжимаемость флюида в стволе скважины зависит от давления (Приложение D), то и коэффициент объема ствола скважины может изменяться с давлением. К счастью, это изменение существенно только для скважин, содержащих газ или в тех случаях, когда во время исследования в стволе скважины происходит подъем или падение уровня жидкости. Такие условия рассмотрены в параграфе 11.2.

В некоторых функциях безразмерного давления (Приложение C), учитывающих эффект объема ствола скважины, используется безразмерный коэффициент объема ствола:

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi \cdot c_t h r_w^2} \quad (2.18)$$

Следует заметить, что в этой формуле присутствует суммарная сжимаемость пласта и вмещающих флюидов c_t .

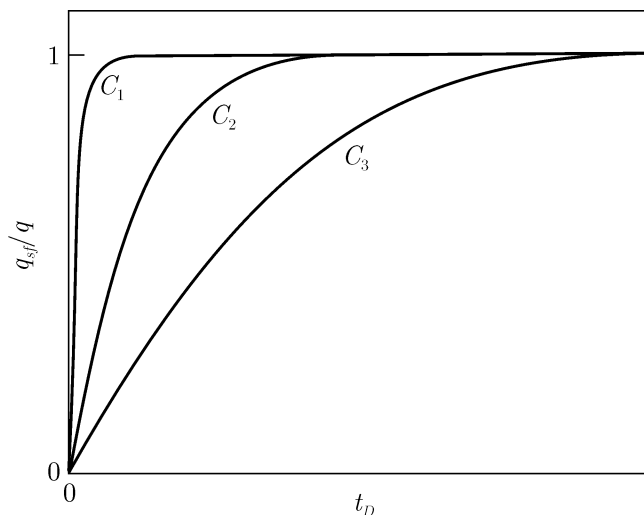


Рис. 2.9. Влияние объема ствола скважины на дебит на забое, $C_3 > C_2 > C_1$.

Влияние объема ствола скважины приводит к тому, что дебит на забое изменяется медленнее, чем дебит на поверхности. На рис. 2.9 схематически показано соотношение дебитов на забое и поверхности, когда дебит на поверхности меняется от 0 до q в момент времени 0. При условии $C = 0$, соотношение $q_{sf}/q = 1$ выполняется при всех временах. При $C > 0$ соотношение дебитов изменяется постепенно от 0 до 1. Чем больше значение C , тем медленнее кривая достигает 1 (см. рис. 2.9). Дебит на забое можно определить по формуле:

$$q_{sf} = q + \frac{24C}{B} \frac{dp}{dt} = q \left[1 - C_D \frac{d}{dt_D} p_D(t_D, C_D, \dots) \right]. \quad (2.19)$$

Уравнение (2.2) связывает изменение забойного давления в скважине со временем при постоянном дебите q . Из уравнения (2.19) следует, что q изменяется со временем t и давлением p , и поэтому уравнение (2.2) оказывается непригодным. К счастью, проблема устраняется путем использования безразмерного давления, учитывающего влияние объема ствола скважины и, таким образом, изменение дебита. Подобные функции $p_D(t_D, C_D, \dots)$ представлены на рис. 2.10, упрощенном варианте рисунков С.6 и С.7. На этих кривых p_D отчетливо прослеживается эффект влияния объема ствола скважины.

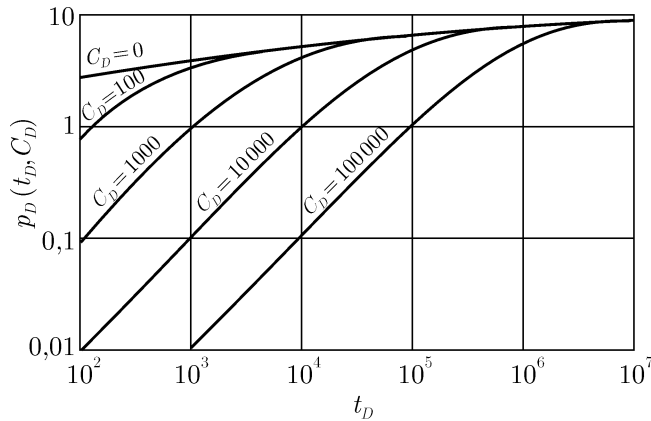


Рис. 2.10. Безразмерное давление, учитывающее влияние объема ствола скважины ($s = 0$). По Ватенбэргеру и Рэйми [21].

Рис. 2.10 обладает свойством, являющимся диагностическим признаком влияния объема ствола скважины, а именно, наклон графика p_D от t_D на билогарифмической палетке равен 1,0. Поскольку p_D пропорционально Δp , а параметр t_D пропорционален времени (смотри уравнение (2.2) и (2.3)), то рис. 2.10 указывает способ оценки времени доминирования эффекта влияния ствола при исследовании скважины на нестационарных режимах. На билогарифмическую палетку нанесите график изменения давления ($p_w - p_w(\Delta t = 0)$) (как положительное число) от времени проведения исследования Δt и определите место, где график имеет наклон, равный единичному отношению логарифм-цикла изменения давления к логарифм-циклу времени. (Следует заметить, что здесь введены новые обозначения: p_w — забойное давление; будь оно изменяющимся или статичным; $p_w(t = 0)$ давление на начало проведения исследования, будь оно изменяющимся или статичным; и Δt — текущее время проведения исследования, отсчитываемое от его начала — $\Delta t = 0$). Данные исследования скважины, лежащие на участке единичного наклона билогарифмического графика, *не несут* какой-либо информации относительно параметров пласта, поскольку в течение этого времени весь добываемый флюид большей частью поступает из ствола скважины. Участок единичного наклона на билогарифмическом графике можно использовать для оценки кажущегося коэффициента объема ствола по выражению [16]:

$$C = \frac{qB\Delta t}{24\Delta p}, \quad (2.20)$$

где Δt и Δp — значения, найденные по какой-либо точке, лежащей на участке еди-

ничного наклона билогарифмического графика. Параметр C , рассчитанный по уравнению (2.20) должен совпадать с C , найденным по уравнению (2.16) или (2.17). Если нет, то нужно искать причину расхождения. Мы обнаружили, что скважины, работающие при высоком газовом факторе, скважины после интенсивной обработки призабойной зоны и скважины, используемые для закачки вязкого агента в пласт, обычно имеют коэффициенты объема ствола скважины по данным билогарифмического графика намного выше коэффициентов, рассчитываемых по уравнениям (2.16) и (2.17).

Билогарифмический график является ценным средством распознавания эффекта влияния объема ствола скважины при исследованиях скважин на нестационарных режимах, если, конечно, имеются замеры давления при небольших временах. Мы настоятельно рекомендуем построение этого графика сделать неотъемлемой частью процесса интерпретации результатов нестационарных исследований. Он часто помогает инженеру избежать серьезных ошибок при интерпретации, так как позволяет выявить период доминирования объема ствола скважины по участку единичного наклона. По мере исчезновения эффекта объема ствола пласт начинает сильнее влиять на забойное давление, и точки данных на билогарифмическом графике ложатся ниже участка единичного наклона и, в конечном счете, приближаются к плавному изгибу линии, соответствующей нулевому эффекту влияния ствола скважины. Такой характер изменения давления иллюстрируется на рис. 2.10 при различных коэффициентах объема ствола скважины. Иногда точки давления, лежащие между участком единичного наклона и линией нулевого коэффициента объема ствола скважины, можно обработать для получения параметров пласта, но процесс интерпретации слишком трудоемок. Для обработки этих участков используются методики Гладфелтер–Трэси–Уилси [15] и метод совмещения кривых [18]–[24] (Параграф 3.3 и 8.3). По достижению конечного участка билогарифмического графика (линия $C_D = 0$) эффект влияния объема ствола скважины перестает быть значимым, и применяются стандартные методики интерпретации по полулогарифмическим графикам. Эмпирически установлено, что это время наступает примерно через 1-1,5 логарифм-цикла после того, как билогарифмический график начал значительно отклоняться от участка единичного наклона. Это время также можно оценить и по формулам:

$$t_D > (60 + 3,5s)C_D, \quad (2.21a)$$

или приблизительно

$$t > \frac{(26526 + 1547)C}{kh/\mu}, \quad (2.21b)$$

для исследований методом падения давления и при закачке. Для исследований методом восстановления давления и падения уровня, как показали Чен и Бригхэм [25], достаточно точная интерпретация возможна, когда выполняются следующие условия:

$$t_D > 50C_D e^{0,14s}, \quad (2.22a)$$

или, приближенно, когда

$$t > \frac{22105C e^{0,14s}}{(kh/\mu)}. \quad (2.22b)$$

Следует заметить, что скин-фактор сказывается на исследованиях методом восстановления давления (падения уровня) значительно сильнее, чем на исследованиях методом падения давления (при закачке). На графике (см. рис. С.5) для скважины с горизонтальной трещиной без эффекта влияния объема ствола также отмечаются участки единичного

наклона при небольших значениях h_D . Таким образом, другие факторы, помимо объема ствола скважины, могут стать причиной появления участков единичного наклона на билогарифмических графиках. К счастью, горизонтальные трещины, как полагают, образуются крайне редко.

Пример 2.4. Вычисление коэффициентов влияния объема ствола по данным эксплуатации скважины

В песчаный пласт на глубине 646,2 м закачивают воду через колонну диаметром 0,121 м (внутренний диаметр 0,103 м). Необходимо оценить коэффициент объема ствола скважины: (1) при устьевом давлении нагнетания 27,6 бар, и (2) при снижении устьевого давления ниже атмосферного. Для расчета безразмерного коэффициента использовать следующие исходные данные: $\phi = 0,15$, $h = 9,1$ м и $r_w = 0,089$ м.

1. При устьевом давлении выше нуля используем выражение (2.17) для оценки C . Приблизительное значение сжимаемости воды по данным Приложения D равно $4,713 \cdot 10^{-5}$ бар⁻¹. Для колонны с внутренним диаметром 0,103 м параметр V_u равен $8,33 \cdot 10^{-3}$ м³/м, то есть $V_w = (8,33 \cdot 10^{-3})(646,2) = 5,38$ м³. Далее используем уравнение (2.17),

$$C = (5,38)(4,713 \cdot 10^{-5}) = 2,54 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}.$$

Из уравнения (2.18) находим:

$$C_D = \frac{2,54 \cdot 10^{-4}}{2\pi(0,15)(4,713 \cdot 10^{-5})(9,1)(0,089)^2} = 79.$$

2. Во втором случае в скважине меняется уровень жидкости, поэтому нужно использовать уравнение (2.16):

$$C = \frac{(8,33 \cdot 10^{-3})(10^5)}{(1000)(9,81)} = 8,49 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{бар}.$$

$$C_D = \frac{8,49 \cdot 10^{-2}}{2\pi(0,15)(4,713 \cdot 10^{-5})(9,1)(0,089)^2} = 2,7 \cdot 10^4.$$

В этом случае эффект объема ствола скважины, связанный с сжимаемостью флюида, примерно в 340 раз отличается от эффекта ствола скважины, вызванного изменяющимся уровнем жидкости. Следует заметить, что мы предположили $c_t \simeq c_w$, что не всегда является верным допущением.

Пример 2.5. Вычисление коэффициента объема ствола скважины по результатам исследования

Используем билогарифмический график, показанный на рис. 2.11, для оценки коэффициента объема ствола скважины. В скважине находятся НКТ диаметром 0,063 м, спущенные в эксплуатационную колонну диаметром 0,206 м.

По участку единичного наклона определяем, что при $\Delta t = 1$ час перепад давления Δp равен 1,8 бар. Используя уравнение (2.20) и значения параметров, указанных под рисунком, получим:

$$C = \frac{(10)(1,0)(1)}{24(1,8)} = 0,23 \text{ м}^3/\text{бар}.$$

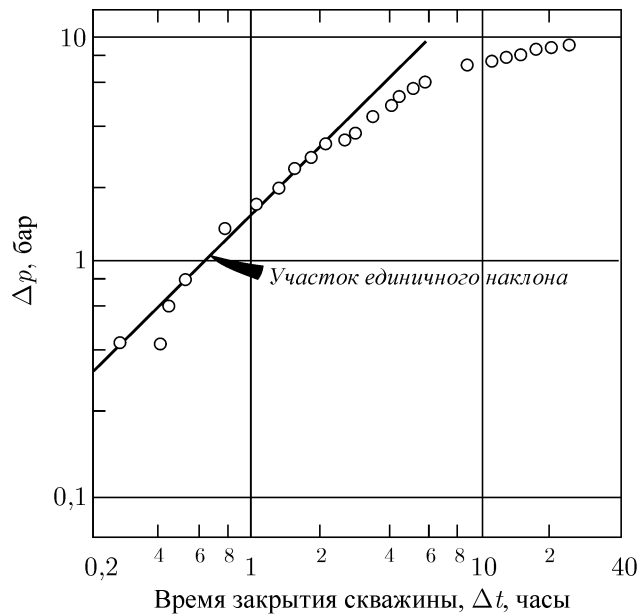


Рис. 2.11. Билогарифмический график к примеру 2.5. Исследование скважины по КВД в песчанике со следующими параметрами: $B = 1,0$, $q = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$, $h = 6,1 \text{ м}$ и глубина = 300 м

Из уравнения (2.16) при $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ определяем:

$$V_u = C(qg) \cdot 10^{-5} = (0,23)(1000 \cdot 9,81) \cdot 10^{-5} = 0,0226 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Полученный результат указывает на то, что флюид поднимается по кольцевому пространству между НКТ и эксплуатационной колонной (значение V_u для этого кольцевого пространства равно $0,0226 \text{ м}^3/\text{м}$). Поскольку скважина не оборудована пакером, то результат можно считать правдоподобным.

Для этой скважины $c_t \approx 1,45 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$, $\phi = 0,20$ и $r_w = 0,109 \text{ м}$, поэтому согласно уравнению (2.18) имеем:

$$C_D = \frac{(0,23)}{2\pi(0,20)(1,45 \cdot 10^{-4})(6,1)(0,109)^2} = 17417.$$

Значение коэффициента объема ствола скважины может меняться во время проведения исследования на нестационарных режимах. Пусть, например, проводится исследование нагнетательной скважины путем измерения падения давления после ее закрытия. Когда скважину закрывают, давление на устье, первоначально высокое, может понизиться до атмосферного и продолжать падать, если статическое давление в пласте ниже гидростатического. Как только устьевое давление станет ниже атмосферного, уровень жидкости в стволе скважины начнет понижаться. Следовательно, коэффициент объема ствола скважины повышается от значения, определяемого сжимаемостью флюида (уравнение (2.17)) до значения, обусловленного снижением уровня жидкости (уравнение (2.16)), причем второе значение коэффициента может быть больше первого в 100 и 1000 раз. Обратная ситуация может иметь место при закачке, когда начальный значительный эффект влияния объема ствола, вызванный поднимающимся уровнем

жидкости в скважине, по достижению избыточного устьевого давления сменяется эффектом объема ствола, связанным с сжимаемостью флюида. На рис. 2.12 схематически показано изменение безразмерного давления при переменном коэффициенте объема ствола. При растущем коэффициенте (от C_1 до C_2 на рис. 2.12) функция p_D (или Δp) выполаживается, затем снова увеличивается, и в конечном счете достигает кривой, соответствующей большему коэффициенту. При уменьшающемся коэффициенте наблюдается резкое увеличение давления p_D (или Δp), пока не будет достигнута кривая, соответствующая меньшему значению коэффициента. Более подробное рассмотрение этого явления дается в работе [26] и параграфе 11.2.

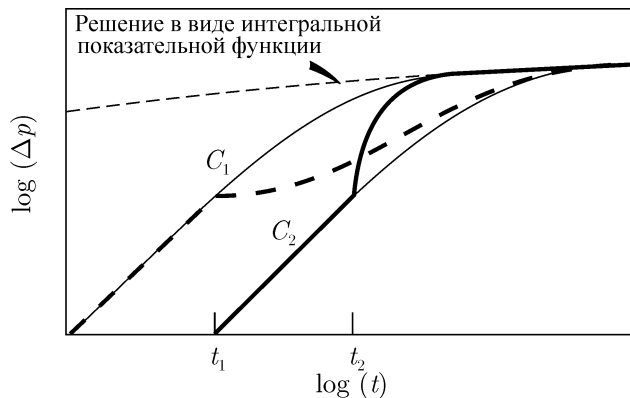


Рис. 2.12. Теоретическое изменение давления как для растущего, так и для уменьшающегося коэффициента объема ствола скважины, $C_2 > C_1$. Переработка данных из работы Эрлагера, Керша и Рэйми [26].

Стегемейр и Мэттьюз показали в работе [27], что фазовые переходы в стволе скважины приводят к аномальным кривым восстановления давления, вид которых изображен на рис. 2.13. Из рис. 2.14 следует, что фазовый переход вызывает схожее изменение давления, что и влияние объема ствола скважины, хотя этот эффект более сложный, чем что-либо, представленное в этом параграфе. Важно понимать, что характер изменения давления, представленный на рис. 2.13, вызван влиянием объема ствола скважины, а не пластом. Питцер, Райс и Томас продемонстрировали этот эффект путем исследования скважины при закрытии ее на устье, а затем на забое.

Итак, эффекты влияния объема ствола скважины всегда необходимо учитывать при планировании и интерпретации исследований на нестационарных режимах, а также при расчете ожидаемого изменения давления. В некоторых случаях потребуются специально планировать нестационарные исследования с целью минимизации или ослабления этого эффекта, иначе будет невозможно получить полезную информацию. Влияние объема ствола скважины можно выявить по билогарифмическим графикам, если имеется достаточное количество замеров при небольших временах. По точкам давления, лежащим на участок единичного наклона билогарифмического графика, невозможно определить какие-либо параметры пласта.



Рис. 2.13. Внешний вид КВД, вызванный фазовым переходом в стволе скважины. По Мэттьюзу и Расселу [1].

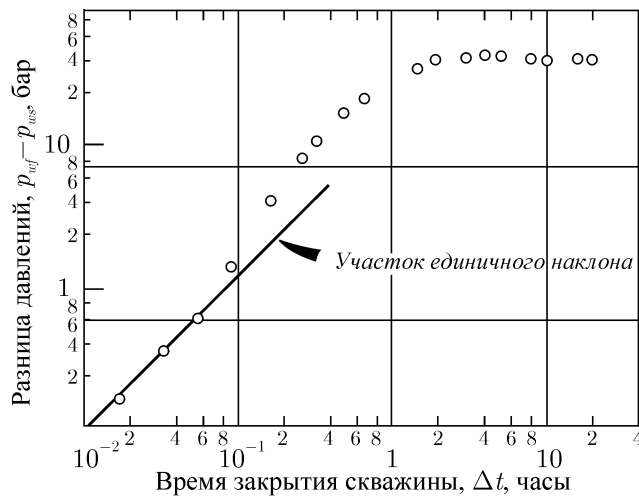


Рис. 2.14. Билогарифмический график КВД на рисунке 2.13

2.7. Безразмерное давление для псевдостационарного режима фильтрации

Из рис. 2.1 следует, что в замкнутых пластах за режимом бесконечного пласта следует некоторый переходный режим фильтрации, который, в свою очередь, сменяется псевдостационарным режимом, т. е. нестационарным режимом, характеризующимся постоянным во времени темпом падения dp/dt во всех точках пласта (что равнозначно постоянной правой части уравнения (2.1)). Этот период фильтрации порой ошибочно называют стационарным, но, как известно, при истинном стационарном режиме фильтрации давление постоянно во времени и в каждой точке пласта (см. параграф 2.8).

На рис. 2.15 схематически показана одиночная добывающая скважина, расположенная в центре замкнутой квадратной области дренирования. На рис. 2.16 изображен график зависимости давления p_D в точках A, B, C, D (см. рис. 2.15) от времени t_D , ил-

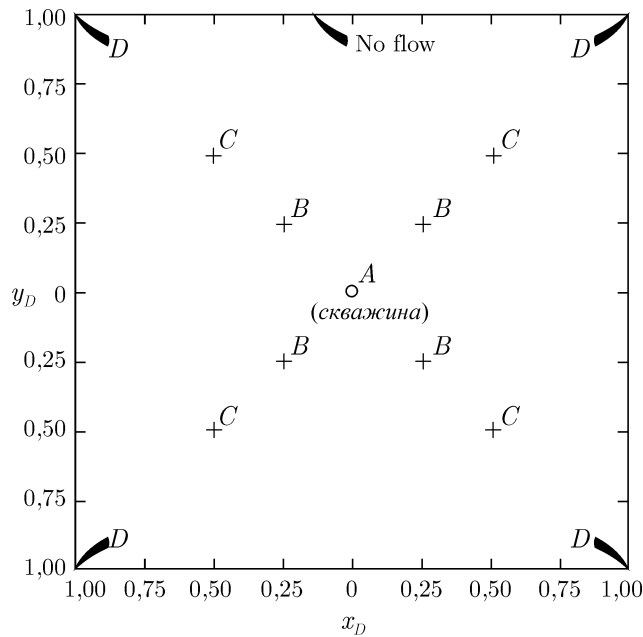


Рис. 2.15. Скважина в центре замкнутого квадратного пласта.

люстрирующий две особенности, характерные для всех замкнутых пластов. Во-первых, при небольших значениях безразмерного времени и при условии $\sqrt{A}/r_w > 50$ давление p_D в скважине определяется по уравнению (2.5), поскольку скважина ведет себя как одиночная в бесконечном пласте. Во-вторых, при больших безразмерных временах давление p_D в любой точке пласта изменяется линейно вместе с t_D . Именно это и есть псевдостационарный режим фильтрации, проявляющийся только в ограниченных пластах. При псевдостационарном режиме безразмерное давление определяется по формуле [29]:

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2,2458}{C_A}\right). \quad (2.23).$$

Коэффициент конфигурации C_A является геометрической характеристикой, определяемой формой пласта и расположением в нем скважины. Значения определены Бронсом и Миллером [12], Дитцем [30] и другими авторами [7], [31]. Значения коэффициента C_A и последнего члена уравнения (2.23) приведены в таблице С.1. Уравнение (2.23) пригодно для любых замкнутых пластов при известном коэффициенте конфигурации. Если в уравнение (2.23) подставляется коэффициент C_A для скважины в центре кругового пласта, который равен 31,62, то последние два члена уравнения превращаются в хорошо всем известные: $\ln(r_e/r_w) - 0,75$.

Уравнение (2.23) применяется при любых временах с наступлением псевдостационарного режима фильтрации. Это время можно оценить из выражения

$$t_{pss} = \frac{\phi\mu c_t A}{0,00036k} (t_{DA})_{pss}, \quad (2.24)$$

где $(t_{DA})_{pss}$ приведено в колонке «строго при $t_{DA} \gg$ » таблицы С.1. Как C_A , так и $(t_{DA})_{pss}$ зависят от геометрии пласта и расположения скважины.

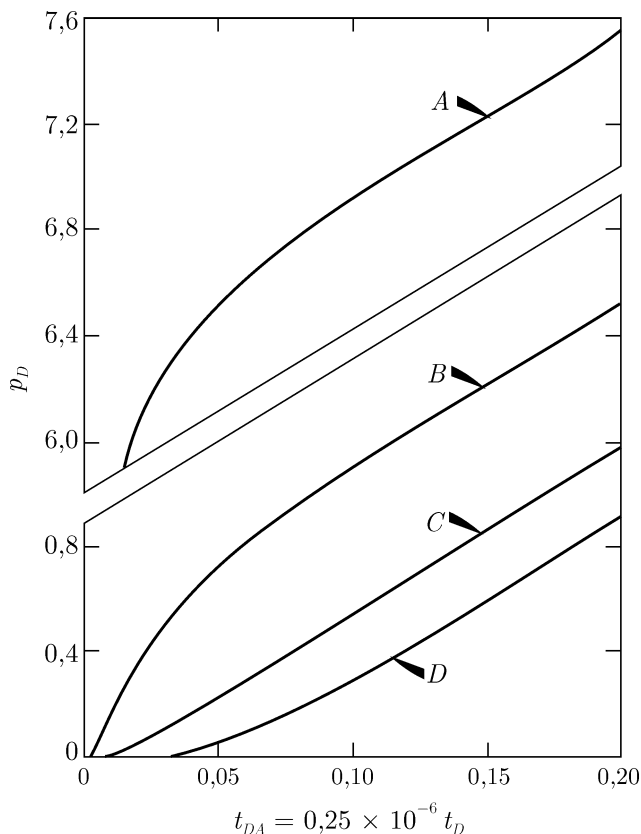


Рис. 2.16. Безразмерное давление в различных точках замкнутого квадратного пласта со скважиной в центре. Точки A , B , C и D определены на рис. 2.15, $\sqrt{A}/r_w = 2,000$. По Эрлагеру, Рэйми, Миллеру и Мюллеру [31].

Безразмерные давления в скважине и в нескольких других точках замкнутых прямоугольных пластов даются в работе [7].

Пример 2.6. Расчет давления в скважине во время псевдостационарного режима фильтрации

По исходным данным примера 2.1 рассчитать текущее давление в скважине после 60 дней работы. Из уравнения (2.3b) находим:

$$t_{DA} = \frac{(0,00036)(90)(60 \cdot 24)}{(0,17)(13,2)(2,9 \cdot 10^{-4})(16,2 \cdot 10^4)} = 0,443.$$

Из таблицы С.1 следует, что для скважины в центре квадрата псевдостационарный режим наступает после $t_{DA} = 0,1$, и поэтому можно использовать уравнение (2.23). По табл. С.1 определяем, что $C_A = 30,8828$, а по уравнению (2.23) вычисляем:

$$p_D = 2\pi(0,443) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{16,2 \cdot 10^4}{(0,152)^2}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2,2458}{30,8828}\right) = 9,35.$$

Затем из уравнения (2.2) получаем:

$$p_{wf}(t, r_w) = 225,1 - 18,66 \frac{(21,5)(1,02)(13,2)}{(90)(14,3)} 9,35 = 185,9 \text{ бар.}$$

2.8. Стационарный режим фильтрации

Если давление в каждой точке пласта не меняется со временем (что равносильно нулевой правой части уравнения (2.1)), то говорят о стационарной фильтрации. Линейная и радиальная стационарные фильтрации, распределение безразмерного давления при которых показано на рис. 2.17, обычно реализуются только в лабораторных условиях. Безразмерное давление выражается уравнением для стационарной линейной фильтрации:

$$(p_D)_{ssL} = 2\pi \frac{Lh}{A}, \quad (2.25)$$

для стационарной радиальной фильтрации:

$$(p_D)_{ssL} = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right). \quad (2.26a)$$

При подстановке выражения (2.26a) в уравнение (2.2) после преобразования получим знакомую форму записи закона Дарси в радиальных координатах [32]:

$$q = \frac{kh(p_e - p_w)}{18,66B\mu \ln(r_e/r_w)}.$$

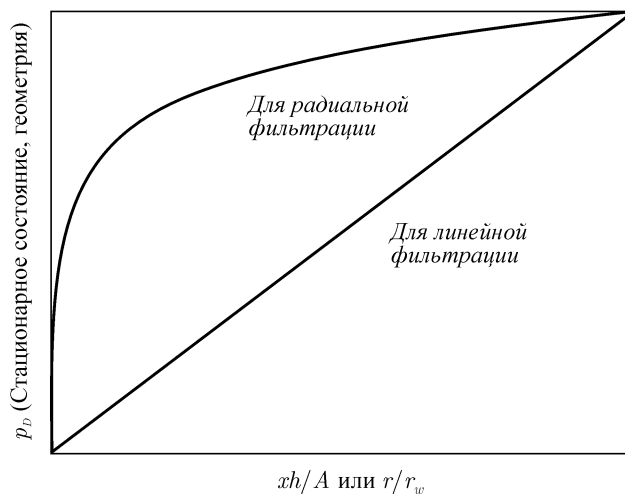


Рис. 2.17. Распределение безразмерного давления при линейной и радиальной стационарной фильтрации

В пласте стационарный режим фильтрации может существовать только тогда, когда пластовое давление полностью восстанавливается активностью водоносного пласта

или когда объем закачки жидкости в пласт равен объему добычи. Маскет [33] установил зависимость дебита от межскважинного падения давления для нескольких схем площадного заводнения. Его уравнения легко выражаются относительно безразмерных давлений, используемых в этой монографии. Пожалуй, наиболее употребляемой является формула для безразмерного давления *в пятиточечной схеме площадного заводнения при стационарной фильтрации* и единичном отношении подвижностей нефти и воды, а также одинаковыми радиусами всех скважин r_w :

$$(p_D)_{ss5} = \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) - 1,9311. \quad (2.27)$$

Здесь A — площадь всей ячейки пятиточечной схемы, а не площадь, приходящаяся на одну скважину.

Полезно осознавать, что геометрические факторы по Хиггинсу–Лейтону [34] являются безразмерными давлениями для элементов в пределах трубок тока, образующихся при стационарной фильтрации. Путем надлежащего сложения имеющихся геометрических факторов Хиггинса–Лейтона, подобных указанным в [35], можно рассчитать безразмерные давления для многих неравномерных схем разработки при стационарном режиме фильтрации:

$$(p_D)_{ss} = \sum_i \left(\frac{2\pi}{\sum_j F_{HLi,j}} \right), \quad (2.28)$$

где $F_{HLi,j}$ — геометрический фактор по Хиггинсу–Лейтону элемента i в трубке тока j -ой ячейки разработки. Суммирование производится по всем элементам и трубкам тока. Если схема разработки является симметричной, то правую часть уравнения (2.28) необходимо умножить на количество симметричных ячеек. По исходным данным для ограниченной пятиточечной схемы заводнения из работы [35] и формуле (2.28) мы нашли, что $p_D = 10,498$ (в данном примере $\sqrt{A}/r_w = 500$). Уравнение (2.27) дает тот же результат с точностью до трех знаков после запятой.

2.9. Принцип суперпозиции

До сих пор рассматривались только пласты с одиночной скважиной, работающей с постоянным дебитом с момента времени $t = 0$. Однако реальные пласты обычно разрабатываются несколькими скважинами при различных дебитах, поэтому необходим более общий подход к решению задач, связанных с исследованиями скважин на нестационарных режимах. К счастью, уравнение (2.1) является линейным, что позволяет с помощью метода суперпозиции учитывать такие условия, как совместная работа нескольких скважин или работа скважины с переменным дебитом. Математическая основа этого метода объясняется Ван Эвердингенем и Херстом в книге [2], Коллинзом в работе [36] и другими авторами [1], [4], [31].

Принцип суперпозиции в том смысле, в каком он использован здесь, гласит, что сложение решений линейного дифференциального уравнения приводит к новому решению этого уравнения, но для других граничных условий. Формула (2.2) является решением уравнения (2.1) для одиночной скважины, работающей с постоянным дебитом q . Метод суперпозиции применяется для учета одновременной работы нескольких скважин, произвольного изменения дебита и влияния физических границ. Для бесконечных пластов метод суперпозиции применяется без труда, однако для ограниченных

пластов рекомендуется использовать его более осторожно — не потому, что метод не работает, а потому, что функции давления p_D часто не дают необходимой информации для осуществления корректной суперпозиции.

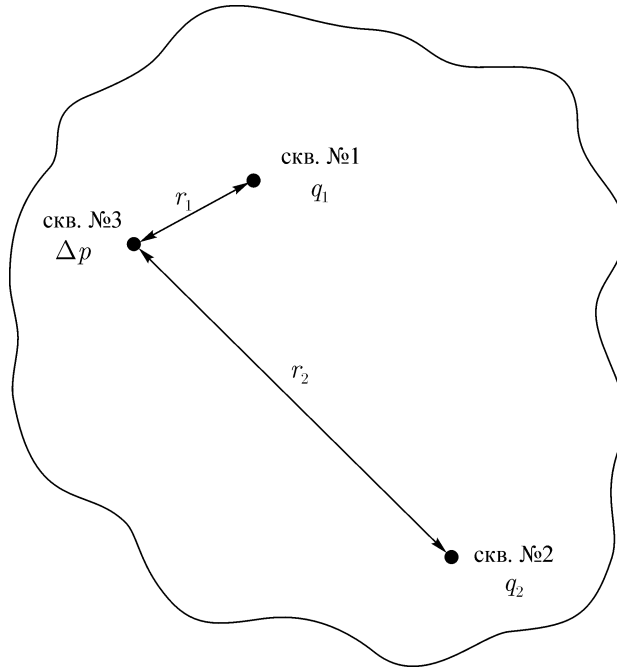


Рис. 2.18. Иллюстрация принципа суперпозиции для нескольких скважин в бесконечном пласте.

Для иллюстрации пространственной суперпозиции рассмотрим бесконечный пласт с тремя скважинами (рис. 2.18). В момент времени $t = 0$ скважина № 1 начинает работать с дебитом q_1 , а скважина № 2 — с дебитом q_2 . Нам необходимо оценить давление в точке наблюдения — закрытой скважине № 3. Для этого складываем *падения давления* в скважине № 3, вызванные работой скважин № 1 и № 2:

$$\Delta p_3 = \Delta p_{3,1} + \Delta p_{3,2}. \quad (2.29)$$

Чтобы использовать уравнение (2.29) нам необходимо преобразовать уравнение (2.2) относительно Δp . Затем, распространяя формулу (2.29) на произвольное количество скважин $j = 1, 2, \dots, n$, получаем общий вид уравнения:

$$\Delta p(t, r) = 18,66 \frac{\mu}{kh} \sum_{j=1}^n q_j B_j p_D(t_D, r_{Dj}), \quad (2.30)$$

где r_{Dj} — безразмерное расстояние от скважины j до заданной точки пласта, где определяют давление. Следует заметить, что в уравнениях (2.29) и (2.30) складываются *изменения давления* (или безразмерные давления), а не сами давления. Если необходимо определить давления в точке, совпадающей с расположением работающей скважины, то нужно добавить скин-фактор к безразмерному давлению *только для этой скважины*.

На рис. 2.19 графически иллюстрируется применение уравнений (2.29) и (2.30) для схемы, изображенной на рис. 2.18, где в качестве безразмерного давления p_D принята

интегральная показательная функция (уравнение (2.5)). Нижняя кривая на рис. 2.19 соответствует изменению давления в скважине № 3, вызванному работой скважины № 2. Верхняя пунктирная кривая соответствует изменению давления в скважине № 3, вызванному работой скважины № 1. Складываем два безразмерных перепада давления согласно уравнению (2.29) и получаем сплошную кривую, соответствующую изменению давления в скважине № 3, вызванному совместной работой двух скважин.

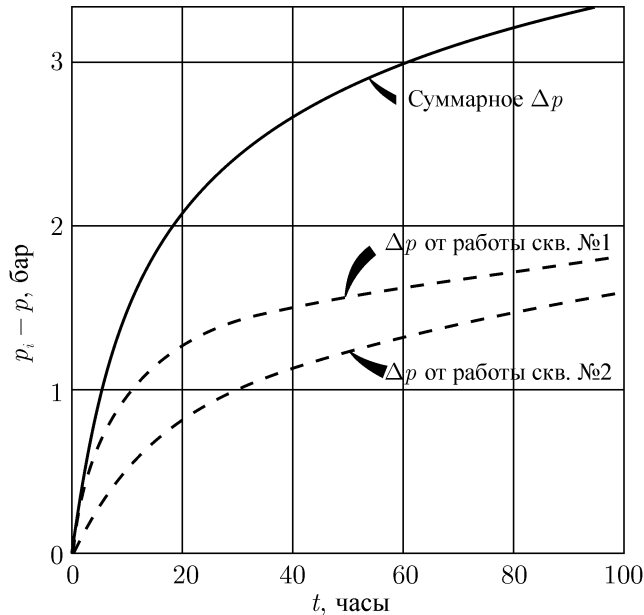


Рис. 2.19. Расчет изменения давления в наблюдательной скважине, изображенной на рис. 2.18. $q_1 = 16 \text{ м}^3/\text{сут}$; $r_1 = 30 \text{ м}$; $q_2 = 24 \text{ м}^3/\text{сут}$; $r_2 = 96 \text{ м}$; $k = 76 \text{ мД}$; $\mu = 1,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\phi = 0,20$; $c_t = 1,45 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$; $B = 1,08$; $h = 6,1 \text{ м}$ и $s = 0$.

Для иллюстрации метода суперпозиции применительно к переменному дебиту рассмотрим пласт с одиночной скважиной, дебит которой изменяется согласно схеме, изображенной рис. 2.20. В промежуток времени от $t = 0$ до $t = t_1$ дебит равен q_1 , а после устанавливается дебит q_2 . Согласно методу суперпозиции представим одиночную скважину в виде двух скважин, работающих в одной точке: одна скважина работает с дебитом q_1 от $t = 0$ до t_1 , а вторая (воображаемая) скважина — с дебитом $(q_2 - q_1)$ с момента t_1 и в течение периода $(t - t_1)$. Суммарный дебит после времени t_1 равен $q_1 + (q_2 - q_1) = q_2$. Как и в предыдущем примере складываются Δp для этих условий. Общая форма записи уравнения для N дебитов, сменяющихся в моменты времени t_j , $j = 1, 2, \dots, N$ имеет вид:

$$\Delta p = 18,66 \frac{\mu}{kh} \sum_{j=1}^N \left\{ (q_j B_j - q_{j-1} B_{j-1}) \left[p_D([t - t_{j-1}]_D) + s \right] \right\}. \quad (2.31)$$

В уравнении (2.31) $[t - t_1]_D$ означает безразмерное время, рассчитанное в момент времени $(t - t_1)$. Согласно рис. 2.20 количество дебитов равно $N = 2$, и поэтому необходимо всего два слагаемых суммы. Результаты расчетов показаны на рис. 2.21. Верхняя

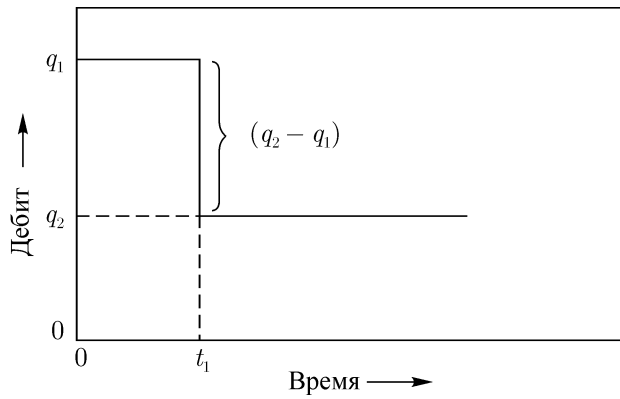


Рис. 2.20. Иллюстрация принципа суперпозиции для скважины, работающей с переменным дебитом

пунктирная кривая (включая начальный участок сплошной кривой) соответствует изменению давления, вызванному дебитом q_1 . Нижняя пунктирная кривая соответствует изменению давления, вызванному дебитом $q_2 - q_1$ после момента $t = 40$ часов. Последнее изменение давления Δp оказалось отрицательным, поскольку $(q_2 - q_1) < 0$. В результате суммирования двух пунктирных линий получаем сплошную линию, соответствующую изменению давления в скважине, работающей с переменным дебитом.

При необходимости учета работы нескольких скважин, работающих с переменными дебитами, вначале рекомендуется использовать уравнение (2.31) для каждой скважины, чтобы рассчитать изменение давления Δp , вызванное данной скважиной в заданной точке пласта, а затем сложить все найденные Δp согласно уравнению (2.30), чтобы получить суммарное изменение давления Δp , вызванное работой всех скважин с переменными дебитами. Процесс двойного суммирования теоретически прост, но может оказаться трудоемким при практических расчетах, что наглядно демонстрируется нижеследующим примером.

Пример 2.7. Принцип суперпозиции

Необходимо рассчитать давление в скважине № 1 после 7 часов работы и в скважине № 2 после 11 часов работы, когда их дебиты изменялись в соответствии со схемой на рис. 2.22. Допустим, что при таких небольших временах пласт можно считать бесконечным.

Начинаем с нахождения коэффициентов в уравнениях (2.2) и (2.3). Затем, на заданный момент времени рассчитываем изменение давления Δp в нужной скважине, вызванное как работой скважины № 1, так и скважины № 2. Чтобы определить это изменение Δp , возможно потребуется использовать уравнение (2.31), учитывающее переменный дебит.

Из уравнения (2.3а) находим:

$$t_D = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2} = \frac{(0,00036)(76)t}{(0,20)(1,0)(1,45 \cdot 10^{-4})(0,305)^2} = 10142 t.$$

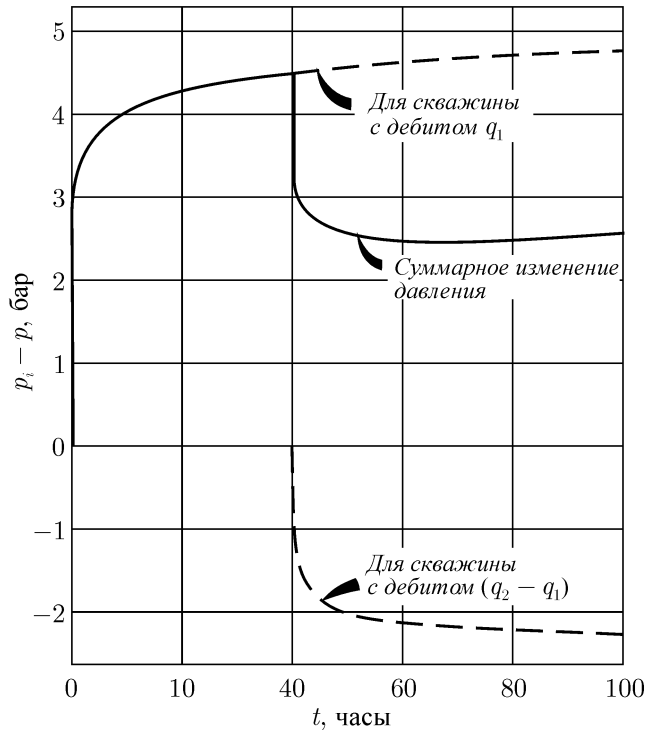


Рис. 2.21. Расчет изменения давления в работающей скважине при смене дебитов согласно рис. 2.20. $q_1 = 16 \text{ м}^3/\text{сут}$; $q_2 = 8 \text{ м}^3/\text{сут}$; $k = 76 \text{ мД}$; $\mu = 1,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\phi = 0,20$; $c_t = 1,45 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$; $B = 1,08$; $h = 6,1 \text{ м}$ и $s = 0$.

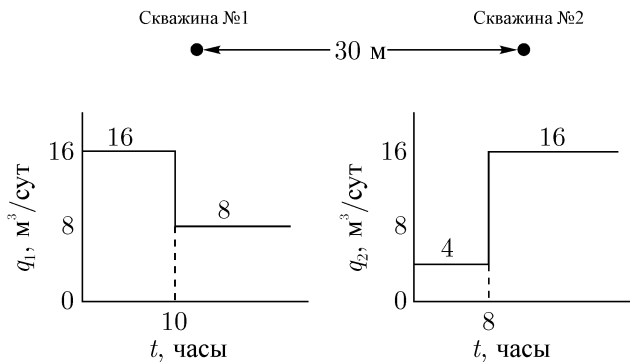


Рис. 2.22. Пример расчета суперпозиции для двух скважин, работающих на двух режимах с различными дебитами. Скважина №1: $s = 5$, $r_w = 0,305 \text{ м}$. Скважина №2: $s = 1,7$, $r_w = 0,305 \text{ м}$, $k = 76 \text{ мД}$; $\mu = 1,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\phi = 0,20$; $c_t = 1,45 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$; $B = 1,08$; $h = 6,1$ и $p_i = 151,7 \text{ бар}$.

По уравнению (2.2) определяем:

$$\begin{aligned} \Delta p &= 18,66 \frac{qB\mu}{kh} [p_D(t_D, \dots)] = 18,66 \frac{(1,08)(1)q}{(76)(6,1)} p_D(t_D, r_D, \dots) = \\ &= 0,043qp_D(t_D, r_D, \dots). \end{aligned}$$

Следует вспомнить, что для расчета Δp в скважине №j необходимо добавить s_j к функции p_D (кроме функций p_D , уже учитывающих s , некоторые из них приведены в Приложении С), а при расчете r_D необходимо подставлять надлежащее значение r , в зависимости от используемого вида функции p_D .

В момент времени $t = 7$ часов в скважине №1 происходит падение давления Δp , вызванное постоянными дебитами самой скважины и скважины №2. Таким образом, суммарное изменение давления составит (уравнение (2.30)):

$$\begin{aligned} \Delta p(7 \text{ часов}, r_D = 1) &= \\ &= 18,66 \frac{q_1 B_1 \mu}{kh} [p_D(t_D, r_D = 1) + s] + 18,66 \frac{q_2 B_2 \mu}{kh} p_D(t_D, r_D = 100). \end{aligned}$$

Для вклада от работы скважины №1 имеем: $t_D = (10\,142)(7) = 70\,994$. Поскольку $t_D > 100$, то возможно использовать уравнение (2.5b):

$$p_D(t_D = 70\,994, r_D = 1) = \frac{1}{2} [\ln(70\,994) + 0,80907] = 5,99.$$

Для вклада от работы скважины №2 на расстоянии 30,5 м имеем:

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{70\,994}{(30,5/0,3048)^2} = 7,1.$$

Так как $r_D > 20$, то мы можем использовать решение для линейного источника (уравнение (2.5a)). С другой стороны, пока не выполнится условие $t_D/r_D^2 > 100$, нам нельзя применять уравнение (2.5b). Из рис. С.1 или С.2 для условий $t_D/r_D^2 = 7,1$ и $r_D = 100$ находим:

$$p_D(t_D = 7,1, r_D = 100) = 1,40.$$

Рассчитываем изменение давления Δp в скважине №1:

$$\begin{aligned} \Delta p(\text{скважина №1}, 7 \text{ часов}) &= (0,043)(16)(5,99 + 5) + (0,043)(4)(1,40) = \\ &= 7,8 \text{ бар}. \end{aligned}$$

Давление в скважине №1 при $t = 7$ часов равно:

$$p_w(7 \text{ часов}, r_D = 1) = p_i - \Delta p = 151,7 - 7,8 = 143,9 \text{ бар}$$

При $t = 11$ часов нам необходимо определить давление p в скважине №2. Для этого мы должны учесть перемену дебита каждой скважины:

$$\begin{aligned} \Delta p(11 \text{ часов}, r_D=1) &= (0,043)(16)p_D(\text{скважина №1}, t=11 \text{ часов}, r_D=100) + \\ &+ (0,043)(8 - 16)p_D(\text{скважина №1}, t = [11 - 10] \text{ часов}, r_D = 100) + \\ &+ (0,043)(4)[p_D(\text{скважина №2}, t = 11 \text{ часов}, r_D = 1) + s] + \\ &+ (0,043)(16 - 4)\{p_D(\text{скважина №2}, t = [11 - 8] \text{ часов}, r_D = 1) + s\}. \end{aligned}$$

Для скважины №1 используем рис. С.2:

$$t_D(11 \text{ часов})/r_D^2 = \frac{(10\,142)(11)}{100^2} = 11.$$

$$p_D(\text{скважина № 1}, t_D = 11, r_D = 100) = 1,61.$$

$$t_D(11 - 10 \text{ часов})/r_D^2 = \frac{(10\,142)(1)}{100^2} = 1.$$

$$p_D(\text{скважина № 1}, t_D = 1, r_D = 100) = 0,522.$$

Для скважины № 2 при $r_D = 1$ имеем:

$$t_D(11 \text{ часов}) = (10\,142)(11) = 111\,562$$

Поскольку $t_D > 100$, то используем уравнение (2.5b):

$$p_D(\text{скважина № 2}, t_D = 111\,562, r_D = 1) = \frac{1}{2}[\ln(t_D) + 0,80907] = 6,22.$$

$$t_D(11 - 8 \text{ часов}) = (10\,142)(3) = 30\,426.$$

$$p_D(t_D = 30\,426, r_D = 1) = \frac{1}{2}[\ln(30\,426) + 0,80907] = 5,57.$$

Теперь определяем изменение давления Δp в скважине № 2

$$\begin{aligned} \Delta p(\text{скважина № 2}, t = 11 \text{ часов}) &= (0,043)(16)(1,61) + (0,043)(8)(0,522) + \\ &+ (0,043)(4)(6,22 + 1,7) + (0,043)(12)(5,57 + 1,7) = 6,4 \text{ бар}. \end{aligned}$$

$$p_w(\text{скважина № 2}, t = 11 \text{ часов}) = 151,7 - 6,4 = 145,3 \text{ бар}.$$

Дополнительные примеры использования принципа суперпозиции и метода воображаемых источников приведены в Приложении В.

2.10. Уравнения фильтрации газа

Несмотря на то, что основное внимание в этой книге уделяется пластам с жидкими флюидами, все же преобладающую часть представленного материала при незначительном изменении можно применить и для пластов, содержащих сухой газ.

Как известно, вязкость и плотность газа существенно зависят от давления, поэтому для газовых пластов допущения, принятые при выводе уравнения (2.1), не соблюдаются. Поэтому данное уравнение напрямую неприменимо для описания фильтрации газа в пористой среде. Однако эту сложность обходят путем введения понятия «потенциал течения реального газа» (также часто называемый «псевдодавлением реального газа» или просто «псевдодавление») [37], [38]:

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu(p)z(p)} dp, \quad (2.32)$$

где p_b — произвольное характерное значение давления. При использовании псевдодавления уравнение (2.1) в значительной степени сохраняет свою форму, но p заменяется на $m(p)$. Решение этого уравнения приводит к аналогу уравнения (2.2), в котором вместо $p_D(t_D)$ присутствует $m_D(t_D)$. В работах [37], [39], [40] показано, что при радиальной фильтрации газа и $t_D < (t_D)_{pss}$ выполняется условие:

$$m_D(t_D) = p_D(t_D), \quad (2.33)$$

где $p_D(t_D)$ — безразмерное давление при фильтрации жидкости. Используя соотношение (2.33), аналог уравнения (2.2) для фильтрации газа, и подставляя соответствующие параметры газа, получим уравнение притока реального газа:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - 37,31 \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{qT}{kh} [p_D(t_D) + s + D|q|], \quad (2.34)$$

где q измеряется в м³/сут. В уравнении (2.34) член $D|q|$ учитывает отклонение фильтрации от закона Дарси в призабойной зоне. Во всем остальном форма записи идентична уравнению притока жидкости. Чтобы использовать уравнение (2.34), необходимо построить подробный график зависимости $m(p)$ от p по известным данным вязкости и коэффициента z . Если параметры μ и z неизвестны, то для оценки зависимости $m(p)$ от p можно использовать сведения, представленные Зана и Томасом [41].

Зная характеристические особенности потенциала течения реального газа, уравнение (2.34) можно упростить для определенных интервалов давления. На рис. 2.23 представлена зависимость произведения μz от давления для типичного газа. При небольших давлениях произведение μz практически постоянно, в то время как при высоких давлениях оно прямо пропорционально давлению. Если использовать эти асимптоты для вычисления интеграла (2.32), то при высоких давлениях уравнение (2.34) превращается в

$$p_{wf} = p_i - 37,31 \frac{z_i \mu_{gi}}{2p_i} \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{qT}{kh} [p_D(t_D) + s + D|q|], \quad (2.35)$$

а при низких - уравнение (2.34) принимает вид:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - 37,31 (z_i \mu_{gi}) \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{qT}{kh} [p_D(t_D) + s + D|q|]. \quad (2.36)$$

Эмпирически установлено [40], что уравнение (2.36) обычно применяется при $p < 140$ бар, а уравнение (2.35) в основном используется при $p > 200$ бар. В диапазоне $140 < p < 200$ следует пользоваться общим уравнением (2.34). Прежде чем выбрать одно из этих уравнений, мы предлагаем строить график μz от p для конкретного газа. Если наблюдаемое или ожидаемое давление не соответствует вышеописанным диапазонам, то нужно использовать потенциал течения реального газа $m(p)$. Однако для большинства газовых пластов в уравнениях (2.34), (2.35) и (2.36) можно использовать безразмерные давления для жидкости.

2.11. Уравнения многофазной фильтрации

Уравнения (2.1), (2.2), также как и безразмерные давления в этой книге, выведены для однофазного течения. Однако с некоторыми изменениями их возможно использовать для определенных случаев многофазной фильтрации [42]-[45]. Основной подход заключается в замене членов уравнения, связанных с подвижностью флюида в уравнениях (2.1)–(2.3b), на суммарную подвижность

$$\lambda_t = \lambda_o + \lambda_g + \lambda_w, \quad (2.37a)$$

или

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = k \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right), \quad (2.37b)$$

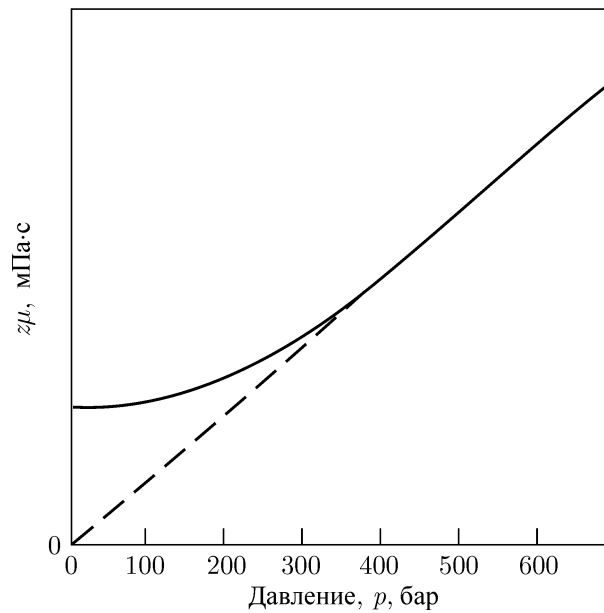


Рис. 2.23. Зависимость произведения $z\mu$ от давления при изотермических условиях.

а суммарную сжимаемость пласта и вмещающего флюида заменяют на выражение:

$$c_t = S_o c_{oa} + S_w c_{wa} + S_g c_g + c_f. \quad (2.38a)$$

$$\begin{aligned} c_t = S_o & \left[\frac{B_g}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right) - \frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right) \right] + \\ & + S_w \left[\frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right) - \frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right) \right] + \\ & + S_g \left[-\frac{1}{B_g} \left(\frac{\partial B_g}{\partial p} \right) \right] + c_f. \end{aligned} \quad (2.38b)$$

С учетом этих замен безразмерное давление для однофазной жидкости можно использовать для описания многофазной фильтрации несмешивающихся флюидов с довольно однородным распределением насыщенности. Такие же подстановки используются при интерпретации данных исследований скважин на нестационарных режимах. Например, расчетные уравнения для определения подвижности примут вид:

$$\left(\frac{k}{\mu} \right)_o = \pm 21,5 \frac{q_o B_o}{mh} \quad (2.39a)$$

$$\left(\frac{k}{\mu} \right)_g = \pm \frac{21,5 [q_g - (q_o R_s + q_w R_{sw})] B_g}{mh} \quad (2.39b)$$

$$\left(\frac{k}{\mu} \right)_w = \pm 21,5 \frac{q_w B_w}{mh}. \quad (2.39c)$$

Знак \pm в уравнениях (2.39) дает возможность их применять в различных методиках интерпретации результатов исследований скважин.

2.12. Радиус дренирования и время стабилизации

Понятия времени стабилизации и радиуса дренирования повсеместно используются в нефтяном инжиниринге и при нестационарных исследованиях. Однако эти термины часто используются без надлежащего понимания их действительного смысла и ограничений, связанных с их применением. Изучение проблем, связанных с радиусом дренирования и временем стабилизации, выходит за рамки данной книги. Но в связи с широким применением этих понятий мы все же дадим в этом параграфе соответствующие определения и уравнения.

Время стабилизации определялось разными способами различными авторами [46], [47]. Большинство определений связано с началом периода псевдостационарной фильтрации в пласте. Используя это определение, мы можем оценить по уравнению (2.24) время стабилизации для всех областей дренирования, конфигурация которых представлена в табл. С.1. Для скважины, расположенной в центре большинства пластов симметричной конфигурации, время стабилизации при снижении давления составит:

$$t_s \simeq 280 \frac{\phi \mu c_t A}{k}, \quad (2.40a)$$

где t_s измеряется в часах. Если мы предположим, что пласт имеет радиальную симметрию, то вышеуказанное уравнение примет вид:

$$t_s \simeq 880 \frac{\phi \mu c_t r_e^2}{k}. \quad (2.40b)$$

Если время стабилизации выразить в сутках, то согласно Ван-Пуллину [46] коэффициент в уравнении (2.40b) станет равным 36,7. Важно понимать, что, если скважина расположена в центре пласта несимметричной конфигурации или пересекает два и более несообщающихся пропластка, то время стабилизации может быть значительно больше, чем следует из уравнения (2.40) [48], [49].

Радиус дренирования также определяется различными способами. Многие из них даны Ван-Пуллином [46], Каземи [50], Гибсоном и Кэмбелом [51]. В большинстве определений радиус дренирования понимается как радиус круговой области с псевдостационарным распределением давления, образовавшийся вокруг скважины. Со временем скважина сильнее влияет на пласт, и радиус дренирования увеличивается в соответствии с формулой:

$$r_d = 0,034 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c_t}}, \quad (2.41)$$

где r_d — радиус дренирования, измеряемый в метрах, t — время в часах. Если t выражено в сутках, то константа 0,034 превращается 0,167, и тогда уравнение (2.41) будет соответствовать уравнениям, приведенным в работах [46], [50], [51]. В конечном счете r_d перестает увеличиваться при достижении либо границ пласта, либо площади дренирования других скважин. Таким образом, уравнение (2.41) применимо только до момента времени t_{pss} .

Пример 2.8. Радиус дренирования

Необходимо рассчитать радиус дренирования, соответствующий 72-часовому исследованию скважины в пласте со следующими параметрами: $k/\mu = 172$ мД/мПа·с

и $\phi c_t = 3,37 \cdot 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$. Используя уравнение (2.41), находим

$$r_d = 0,034 \sqrt{\frac{(172)(72)}{(3,37 \cdot 10^{-5})}} = 652 \text{ м.}$$

Полученная оценка верна только в том случае, если нет физических границ в пределах 652 метров от скважины или других работающих скважин в пределах 1304 метров.

Если пластовое давление полностью восстанавливается активностью водоносного части пласта или объем отбора равен объему закачки в пласт, то понятия времени стабилизации и радиуса дренирования теряют физический смысл. Однако Рэйми, Кьюмар и Гулати [52] вводят понятие времени перераспределения, т.е. времени, необходимого для исчезновения кратковременного проявления нестационарных процессов. Для одиночной скважины, работающей в центре пласта квадратной конфигурации с постоянным пластовым давлением, что эквивалентно фрагменту пятиточечной схемы площадного заводнения с единственным отношением подвижностей флюидов, время перераспределения равно [52]:

$$t_R = 702 \frac{\phi \mu c_t A}{k}. \quad (2.42)$$

В этом уравнении A должно равняться примерно половине площади фрагмента пятиточечной схемы.

2.13. Численное решение уравнения диффузии

Получить аналитические решения уравнения (2.1) возможно только для самых простых граничных условий. Поэтому большинство функций безразмерного давления получено численным решением уравнения (2.1) или его аналогов для многофазной фильтрации и фильтрации газа. Компьютерное решение является единственно возможным способом получения безразмерных давлений для сильно неоднородных и многослойных пластов, двух- и трехфазной фильтрации, пластов с водяным или газовым конусом или со значительным проявлением гравитационных эффектов. В течение нескольких последних лет появилось много статей в специальной литературе, где обсуждаются различные виды программ, предназначенных для численного моделирования пластов. Стоит отметить три основополагающие работы Аронофски и Дженкинса [53], Брюса, Писмана, Рэчфорда и Райса [54] и Уэста, Гарвина и Шелдона [55]. Многие аспекты математического моделирования обобщены Ван-Пулленом, Бикселом, и Джэргеном [56] в серии публикаций, появившихся в *Oil and Gas Journal*. Брошюра SPE-AIME Reprint Series [57], посвященная математическому моделированию, также содержит много полезных статей. Глава 12 этой книги посвящена применению компьютеров при исследовании скважин.

2.14. Заключение. Процесс фильтрации с физической точки зрения

После демонстрации подхода к решению задач нестационарной фильтрации с использованием безразмерных функций и обсуждения некоторых факторов, влияющих на эти решения, кажется целесообразным обобщить картину с физической точки зрения.

Извлечение сжимаемого флюида из скважины, вскрывшей нефтяной пласт, приводит к возмущению давления в нем. Хотя мы можем ожидать, что возмущение движется

со скоростью звука, все же оно быстро ослабевает, и поэтому для любого периода добычи существует некоторое расстояние, т.е. радиус дренирования, за пределами которого не наблюдается какого-либо заметного изменения давления. По мере извлечения флюида фронт возмущения движется вглубь пласта, причем давление продолжает снижаться во всех точках, где уже начинало падать. После достижения замкнутой границы давление падает интенсивнее по сравнению с прежним темпом, когда граница все еще не была достигнута. Если же нестационарное изменение давления достигает границы пласта, на которой поддерживается постоянное давление, то давление вокруг добывающей скважины будет падать медленней, чем в пласте с непроницаемой границей. Переменный дебит или наличие другой скважины вызовут дополнительные нестационарные изменения давления, что повлияет как на темп падения давления, так и на характер его распределения. Для каждой скважины установится своя область дренирования, обеспечивающая ее всем объемом извлекаемого флюида, если отсутствует нагнетание жидкости в пласт.

По мере достижения границ (непроницаемых или с постоянным давлением) градиент давления (а не само значение давления) стабилизируется после продолжительного времени добычи, или времени стабилизации. В случае замкнутых границ изменение давления принимает характер псевдостационарного состояния, характеризующегося постоянным градиентом и линейным со временем падением давления во всех точках пласта. В пластах с постоянным давлением на границах может наступить стационарное состояние. В этом случае как градиент, так и абсолютные значения давления не изменяются во времени. При псевдостационарном и стационарном режимах фильтрации решения уравнения (2.1) имеют простую форму записи и, в пределах своей применимости, являются простейшим способом прогнозирования добычи.

Литература

- [1] Matthews, C. S. and Russell, D. G.: *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME Dallas (1967) **1**, Chap. 2.
- [2] van Everdingen, A. F. and Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs" *Trans.*, AIME (1949) **186**, 305–324.
- [3] Hubbert, M. King: "The Theory of Ground Water Motion," *J of Geol.* (Nov.-Dec. 1940) **XLVIII**, 785–944.
- [4] Horner, D. R.: "Pressure Build Up in Wells," *Proc.*, Third World Pet. Cong., The Hague (1951) Sec. II, 503–523. Also *Reprint Series, No.9 — Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 25–43.
- [5] van Everdingen A. F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well," *Trans.*, AIME (1953) **198**, 171–176. Also *Reprint Series, No.9 — Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 45–50.
- [6] Hurst, William: "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow Into a Well Bore," *Pet Eng.* (Oct 1953) B-6 through B-16.
- [7] Earlougher, R. C., Jr., and Ramey, H. J., Jr.: "Interference Analysis in Bounded Systems" *J. Cdn. Pet. Tech.* (Oct.-Dec. 1973) 33–45.
- [8] Mueller, Thomas D. and Witherspoon, Paul A.: "Pressure Interference Effects Within Reservoirs and Aquifers," *J. Pet. Tech.* (April 1965) 471–474; *Trans.*, AIME, **234**.

- [9] Theis, Charles V.: "The Relation Between the Lowering of the Piezometric Surface and the Rate and Duration of Discharge of a Well Using Ground Water Storage," *Trans.*, AGU (1935) 519–524.
- [10] Abramowitz, Milton and Stegun, Irene A. (ed.): *Handbook of Mathematical Functions With Formulas, Graphs and Mathematical Tables*, National Bureau of Standards Applied Mathematics Series-55 (June 1964) 227–253.
- [11] Hawkins, Murray F., Jr.: "A Note on the Skin Effect", *Trans.*, AIME (1956) **207**, 356–357.
- [12] Brons, F. and Miller, W. C.: "A Simple Method for Correcting Spot Pressure Readings," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1961) 803–805; *Trans.*, AIME **222**.
- [13] Brons, F. and Marting, V. E.: "The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1961) 172–174; *Trans.*, AIME **222**. Also *Reprint Series, No. 9 – Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 101–103.
- [14] Chatas, Angelos T.: "A Practical Treatment of Non Steady State Flow Problems in Reservoir Systems," *Pet. Eng.*, Part 1 (May 1953) B-42 through B-50; Part 2 (June 1953) B-38 through B-50; Part 3 (Aug 1953) B-44 through B-56.
- [15] Gladfelter, R. E., Tracy, G. W., and Wilsey, L. E.: "Selecting Wells Which Will Respond to Production Stimulation Treatment," *Drill. and Prod. Prac.*, API (1955) 117–129.
- [16] Ramey, H. J., Jr.: "Non Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-Up and Drawdown of Gas Wells," *J. Pet. Tech.* (Feb 1965) 223–233; *Trans.*, AIME, **234**. Also *Reprint Series No. 9 – Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 233–243.
- [17] Papadopoulos, Istavros S. and Cooper, Hilton H., Jr.: "Draw down in a Well of Large Diameter," *Water Resources Res.* (1967) **3**, No. 1, 241–244.
- [18] Cooper, Hilton H., Jr., Bredehoeft, John D., and Papadopoulos, Istavros S.: "Response of a Finite Diameter Well to an Instantaneous Charge of Water," *Water Resources Res.* (1967) **3**, No. 1, 263–269.
- [19] Ramey, H. J., Jr.: "Short Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage," *J. Pet. Tech.* (Jan 1970) 97–104; *Trans.*, AIME, **249**.
- [20] Agarwal, Ram G., Al-Hussamy, Rafi, and Ramey, H. J., Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1970) 279–290; *Trans.*, AIME, **249**.
- [21] Wattenbarger, Robert A. and Ramey, H. J., Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: II. Finite Difference Treatment," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1970) 291–297; *Trans.*, AIME, **249**.
- [22] McKinley R. M.: "Wellbore Transmissibility From Afterflow-Dominated Pressure Buildup Data," *J. Pet. Tech.* (July 1971) 863–872; *Trans.* AIME 251.
- [23] Barbe, J. A. and Boyd, B. L.: "Short-Term Buildup Testing," *J. Pet. Tech.* (July 1971) 800–804.
- [24] Earlougher, Robert C., Jr., and Kersch, Keith M.: "Analysis of Short Time Transient Test Data by Type-Curve Matching," *J. Pet. Tech.* (July 1974) 793–800; *Trans.*, AIME **257**.
- [25] Chen, Hsiu-Kuo and Brigham, W. E.: "Pressure Buildup for a Well With Storage and Skin in a Closed Square," paper SPE 4890 presented at the SPE-AIME 44th Annual California Regional Meeting, San Francisco, April 4-5, 1974.

- [26] Earlougher, Robert C., Jr., Kersch, K. M. and Ramey, H. J., Jr.: "Wellbore Effects in Injection Well Testing," *J. Pet. Tech.* (Nov. 1973) 1244–1250.
- [27] Stegemeier, G. L. and Matthews C. S.: "A Study of Anomalous Pressure Build-Up Behavior," *Trans.*, AIME (1958) **213**, 44–50. Also *Reprint Series No. 9 – Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 75–81.
- [28] Pitzer, Sidney, C., Rice, John, D. and Thomas, Clifford E.: "A Comparison of Theoretical Pressure Build-Up Curves With Field Curves Obtained From Bottom-Hole Shut-In Tests," *Trans.*, AIME (1959) **216**, 416–419. Also *Reprint Series No. 9 – Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME Dallas (1967) 83–86.
- [29] Ramey H. J., Jr., and Cobb, William, M.: "A General Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area," *J. Pet. Tech.* (Dec. 1971) 1493–1505.
- [30] Dietz, D. N.: "Determination of Average Reservoir Pressure From Build-Up Surveys," *J. Pet. Tech.* (Aug 1965) 955–959; *Trans.*, AIME **234**.
- [31] Earlougher, Robert C., Jr., Ramey, H. J., Jr., Miller, F. G. and Mueller T. D.: "Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs," *J. Pet. Tech.* (Feb 1968) 199–208; *Trans.*, AIME **243**.
- [32] Amyx, James, W., Bass, Daniel M., Jr., and Whiting, Robert L.: *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*, McGraw-Hill Book Co., Inc New York (1960) 78–79.
- [33] Muskat, Morris: *Physical Principles of Oil Production*, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York (1949) Ch. 12.
- [34] Higgins, R. V. and Leighton, A. J.: "A Method of Predicting Performance of Five Spot Waterfloods in Stratified Reservoirs Using Streamlines," *Report of Investigations 5921*, USBM (1962).
- [35] Higgins, R. V., Boley, D. W. and Leighton, A. J.: "Aids to Forecasting the Performance of Water Floods," *J. Pet. Tech.* (Sept 1964) 1076–1082; *Trans.*, AIME **231**.
- [36] Collins, Royal Eugene: *Flow of Fluids Through Porous Materials*, Reinhold Publishing Corp., New York (1961) 108–123.
- [37] Al-Hussainy, R., Ramey, H. J., Jr., and Crawford, P. B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media," *J. Pet. Tech.* (May 1966) 624–636; *Trans.*, AIME, **237**.
- [38] Russell, D. G., Goodrich, J. H., Perry, G. E., and Bruskotter, J. F.: "Methods for Predicting Gas Well Performance," *J. Pet. Tech.* (Jan 1966) 99–108; *Trans.*, AIME **237**.
- [39] Al-Hussamy, R. and Ramey, H. J., Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting," *J. Pet. Tech.* (May 1966) 637–642; *Trans.*, AIME **237**. Also *Reprint Series No. 9 – Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 245–250.
- [40] Wattenbarger, Robert A. and Ramey, H. J., Jr., "Gas Well Testing With Turbulence Damage and Wellbore Storage," *J. Pet. Tech.* (Aug 1968) 877–887; *Trans.*, AIME **243**.
- [41] Zana, E. T. and Thomas, G. W.: "Some Effects of Contaminants on Real Gas Flow," *J. Pet. Tech.* (Sept. 1970) 1157–1168; *Trans.*, AIME, **249**.
- [42] Martin John C.: "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analyses," *Trans.*, AIME (1959) **216**, 309–311.

- [43] Miller, C. C., Dyes, A. B., and Hutchinson, C. A., Jr.: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure From Bottom-Hole Pressure Build-Up Characteristics," *Trans.*, AIME (1950) **189**, 91–104; Also *Reprint Series, No. 9 – Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 11–24.
- [44] Perrine, R. L.: "Analysis of Pressure Buildup Curves," *Drill. and Prod. Prac.*, API (1956) 482–509.
- [45] Earlougher, R. C., Jr., Miller, F. G., and Mueller, T. D.: "Pressure Buildup Behavior in a Two Well Gas-Oil System," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1967) 195–204; *Trans.*, AIME, **240**.
- [46] van Poolen, H. K.: "Radius-of-Drainage and Stabilization Time Equations," *Oil and Gas J.* (Sept 14, 1964) 138–146.
- [47] Mathur, Shri B.: "Determination of Gas Well Stabilization Factors in the Hugoton Field," *J. Pet. Tech.* (Sept. 1969) 1101–1106.
- [48] Cobb, William M., Ramey, H. J., Jr., and Miller, Frank G.: "Well Test Analysis for Wells Producing Commingled Zones," *J. Pet. Tech.* (Jan. 1972) 27–37; *Trans.*, AIME, **253**.
- [49] Earlougher, Robert C., Jr., Kersch, K. M., and Kunzman, W. J.: "Some Characteristics of Pressure Buildup Behavior in Bounded Multiple Layer Reservoirs Without Crossflow," *J. Pet. Tech.* (Oct 1974) 1178–1186; *Trans.*, AIME, **257**.
- [50] Kazemi, Hossein: "Pressure Buildup in Reservoir Limit Testing of Stratified Systems," *J. Pet. Tech.* (April 1970) 503–511.
- [51] Gibson, J. A. and Campbell, A. T., Jr.: "Calculating the Distance to a Discontinuity From D.S.T. Data," paper SPE 3016 presented at the SPE AIME 45th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 4–7, 1970.
- [52] Ramey, Henry J., Jr., Kumar, Anil, and Gulati, Mohmder S.: *Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions*, AGA Arlington, Va. (1973).
- [53] Aronofsky, J. A and Jenkins R.: "A Simplified Analysis of Unsteady Radial Gas Flow," *Trans.*, AIME (1954) **201**, 149–154. Also *Reprint Series No. 9 – Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 197–202.
- [54] Bruce, G. H., Peaceman, D. W., Rachford, H. H., Jr. and Rice, J. D.: "Calculations of Unsteady State Gas Flow Through Porous Media," *Trans.*, AIME (1953) **198**, 79–92.
- [55] West, W. J., Garvin, W. W., and Sheldon, J. W.: "Solution of the Equations of Unsteady State Two-Phase Flow in Oil Reservoirs," *Trans.*, AIME (1954) **201**, 217–229.
- [56] van Poolen, H. K., Bixel, H. C. and Jargon, J. R.: "Reservoir Modeling — 1: What It Is, What It Does," *Oil and Gas J.* (July 28, 1969) 158–160. (See bibliography for complete series.)
- [57] *Reprint Series No. 11 – Numerical Simulation*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1973).

ГЛАВА 3

Исследование скважин методом падения давления

3.1. Введение

Зачастую первым значительным нестационарным процессом в добывающей скважине является начальный период работы, вызывающий *падение давления* на вскрытой поверхности коллектора. Поэтому кажется логичным выяснить, какую же информацию о скважине и пласте можно получить по кривым падения давления (КПД). Мэттьюз и Рассел [1] показали, что полезную информацию о пласте можно получить по КПД при всех режимах фильтрации — и в режиме бесконечного пласта, и в переходном, и в псевдостационарных режимах. В этой главе рассматривается интерпретация данных исследований скважин методом падения давления, соответствующих режиму фильтрации бесконечного пласта и псевдостационарному режиму. Методы интерпретации переходного режима фильтрации (поздний нестационарный период) даются в параграфе 5.2 работы [1]. В данной главе описываются только исследования скважин методом падения давления при постоянном дебите. Исследования при переменном дебите изложены в главе 4.

Хотя исследование методом падения не ограничивается изучением только начального периода работы скважины, все же это время является идеальным для снятия КПД. Правильно выполненные исследования методом падения давления могут предоставить информацию о проницаемости пласта, скин-факторе и объеме продуктивного пласта, дренируемом скважиной.

На рис. 3.1 схематически показано изменение дебита и давления во время исследования методом падения давления. В идеальном случае скважина закрыта до тех пор, пока пластовое давление не достигнет своего статического значения до проведения исследования. Такое условие соблюдается во вновь вскрываемых пластах, и гораздо реже выполняется в уже разрабатываемых пластах. К счастью, даже при несоблюдении этого условия данные исследования можно проанализировать методами, изложенными в главе 4. Технология проведения исследования скважины методом падения давления предусматривает запуск скважины с постоянным дебитом с одновременной записью забойного давления. При таком исследовании необходимо детально знать конструкцию скважины, чтобы можно было оценить эффект и продолжительность влияния объема ствола скважины.

Большую часть информации о пласте, обычно получаемой с помощью исследований методом падения давления, можно получить и методом восстановления давления (глава 5). Однако первый метод экономически более выгоден, поскольку не требует закрытия скважины во время исследования. Основным преимуществом исследования скважин методом падения давления с технологической точки зрения является возможность оценки объема разрабатываемой части резервуара, а самым большим недостатком — сложность поддержания постоянства дебита.

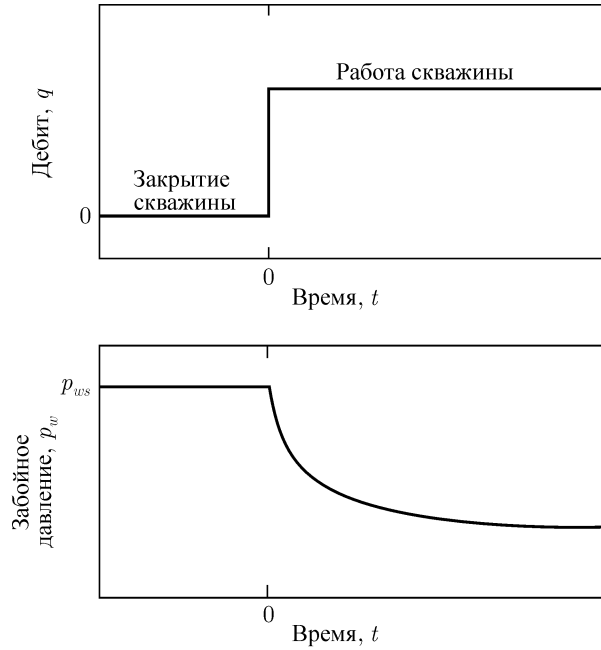


Рис. 3.1. Идеализированная динамика изменения дебита и давления при исследовании скважины методом падения давления.

3.2. Интерпретация КПД для бесконечных пластов

Давление в скважине, работающей с постоянным дебитом в бесконечном пласте, описывается уравнением (2.2):

$$p_i - p_{wf} = 18,66 \frac{qB\mu}{kh} [p_D(t_D, \dots) + s], \quad (3.1)$$

если в начальный момент давление в пласте равнялось p_i . Безразмерное давление в скважине ($r_D = 1$) определяется по уравнению (2.5.b):

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80907], \quad (3.2)$$

Данное уравнение справедливо при условии $t_D/r_D^2 < 100$ и после исчезновения эффекта влияния объема ствола скважины. Безразмерное время рассчитывается согласно уравнению (2.3a):

$$t_D = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (3.3)$$

Уравнения (3.1)-(3.2) можно скомбинировать и привести к известному выражению [1]:

$$p_{wf} = p_i - \frac{21,5qB\mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] \quad (3.4)$$

Уравнение (3.4) описывает прямолинейную зависимость между p_{wf} и $\log t$. Группируя члены, соответствующие точке пересечения с осью ординат и наклону прямой

линии, его можно привести к виду:

$$p_{wf} = m \log t + p_{1hr} \quad (3.5)$$

Теоретически график изменения забойного давления от логарифма текущего времени (часто называемый «полулогарифмическим графиком») должен иметь вид прямой линии с наклоном m и точкой пересечения с осью ординат p_{1hr} . На рис 3.2 видно, что прямолинейный участок действительно появляется после исчезновения эффектов, связанных с загрязнением призабойной зоны и объемом ствола скважины (данные по завершению периода бесконечного пласта не показаны). Наклон прямолинейного участка, выделенного на рис. 3.2 и указанного в уравнении (3.5), можно определить из формулы (3.4):

$$m = -\frac{21,5qB\mu}{kh} \quad (3.6)$$

Точка пересечения при $\log t = 0$, что соответствует $t = 1$ час, также находится из уравнения (3.4):

$$p_{1hr} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] \quad (3.4)$$

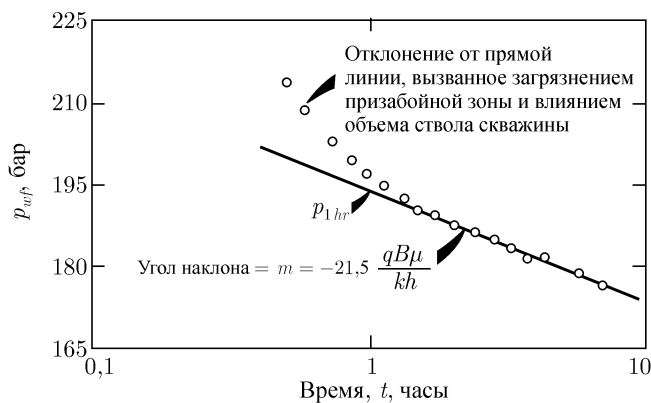


Рис. 3.2. Полулогарифмический график данных исследования методом падения давления для скважины с влиянием объема ствола скважины и скин-фактором.

Для интерпретации результатов исследования необходимо построить два графика. Билогарифмический график $[\log(p_i - p_{wf})$ от $\log t]$ используется для определения момента, после которого можно пренебречь эффектом влияния объема ствола скважины (параграф 2.6). Когда фактические точки в билогарифмических координатах формируют участок с наклоном, равным единичному отношению логарифм-цикла Δp и логарифм-цикла t , то преобладает эффект объема ствола скважины, и эти данные не содержат какой-либо информации о пласте. Коэффициент объема ствола скважины можно оценить по этому участку единичного наклона и уравнению (2.20). Прямолинейный участок в полулогарифмических координатах должен начаться примерно через 1-1,5 логарифм-цикла t после того, как билогарифмический график начнет отклоняться

от участка единичного наклона и примет вид слегка изогнутой кривой с небольшим наклоном. Иначе начало прямолинейного участка полулогарифмического графика можно оценить из уравнения (2.21b):

$$t > \frac{(26526 + 1547s)C}{(kh/\mu)}. \quad (3.8)$$

Вторым необходимым графиком является зависимость p_{wf} от $\log t$ в полулогарифмических координатах. Из этого графика определяется наклон m корректного прямолинейного участка, что дает возможность найти проницаемость пласта по выражению:

$$k = -\frac{21,5qB\mu}{mh}. \quad (3.9)$$

Очевидно, что параметры kh/μ , kh или k/μ также можно определить.

Скин-фактор находят из уравнения (3.7), преобразованного к виду:

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right]. \quad (3.10)$$

Точка p_{1hr} должна принадлежать прямолинейному участку. Если нет, то *необходимо экстраполировать* прямолинейный участок до момента 1 час и использовать в уравнении (3.10) уже экстраполированное значение p_{1hr} . Этот прием необходим, чтобы избежать ошибочного расчета скин-фактора по точке давления, подверженной эффекту влияния объема ствола скважины. На рис. 3.2 иллюстрируется экстраполяция прямолинейного участка до значения p_{1hr} . Если исследование методом падения давления достаточно длительное, то фактические точки забойного давления на полулогарифмическом графике будут отклоняться от прямолинейного участка при переходе от режима фильтрации бесконечного пласта к псевдостационарному режиму. При известных параметрах и конфигурации пласта время окончания прямолинейного участка в полулогарифмических координатах можно оценить по уравнению (2.8a).

Пример 3.1. Исследование скважины методом падения давления в бесконечном пласте

Необходимо оценить проницаемость пласта по нефти и скин-фактор по результатам исследования, представленным на рис. 3.3 и 3.4 (данные взяты из рис. 5.4 и 5.5 работы [1]). Из билигарифмического графика на рис. 3.3 следует, что эффект влияния объема ствола скважины становится незначительным при $t > 1$ час.

Известны следующие параметры пласта:

$$\begin{aligned} h &= 39,6 \text{ м} & \phi &= 0,20 \\ r_w &= 0,076 \text{ м} & p_i &= 79,6 \text{ бар} \\ q_0 &= 55,3 \text{ м}^3/\text{сут} & m &= -1,52 \text{ бар/лог.цикл (рис. 3.4)} \\ B_0 &= 1,14 & p_{1hr} &= 65,8 \text{ бар} \\ \mu_0 &= 3,93 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ c_t &= 1,27 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \end{aligned}$$

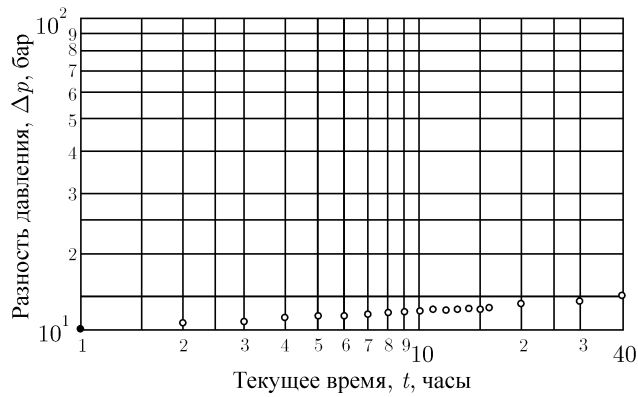


Рис. 3.3. Билогарифмический график данных исследования к примеру 3.1.

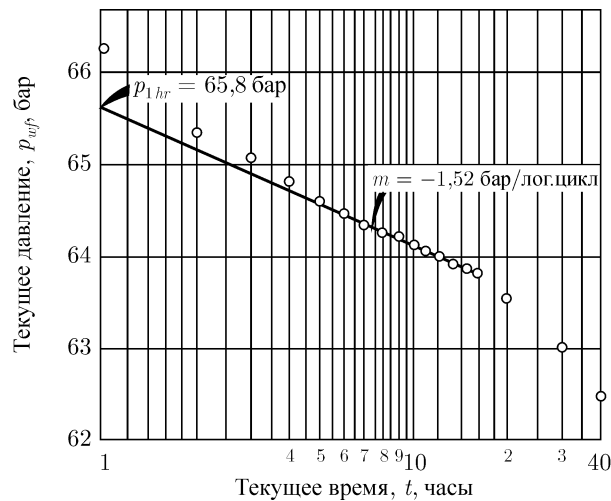


Рис. 3.4. Полулогарифмический график данных исследования методом падения давления примера 3.1.

Используем уравнение (3.9):

$$k_o = - \frac{(21,5)(55,3)(1,14)(3,93)}{(-1,52)(39,6)} = 89 \text{ мД.}$$

Из уравнения (3.10) получаем:

$$s = 1,1513 \left[\left(\frac{65,8 - 79,6}{-1,52} \right) - \log \left(\frac{89}{(0,2)(3,93)(1,27 \cdot 10^{-4})(0,076)^2} \right) + 3,0923 \right] = 4,6.$$

3.3. Интерпретация КПД методом совмещения кривых

Если длительности исследования методом падения давления недостаточно для образования прямолинейного участка на полулогарифмическом графике, то методы интерпретации, рассмотренные в параграфе 3.2, становятся непригодными. Данные таких

исследований могут быть обработаны *методом совмещения фактических кривых с эталонными (типовыми)* [2–9]. Этот универсальный метод применяется при интерпретации результатов многих видов исследований скважин на нестационарных режимах для пластов любых конфигураций с известными зависимостями p_D и t_D . Техниккой совмещения кривых можно пользоваться при исследовании скважин методами падения давления, восстановления давления, интерференции скважин и исследовании с постоянным забойным давлением. При исследовании одиночной скважины метод совмещения кривых следует использовать только при несостоятельности традиционных методов интерпретации, упомянутых, например, в параграфе 3.2. В таких случаях интерпретация исследований скважин с помощью метода совмещения кривых позволяет получить хотя бы приблизительные результаты, в то время как обычные методы интерпретации ничего не дают. В литературе описано много способов реализации метода совмещения кривых [2–9]. Рассматриваемый ниже алгоритм предназначен только для обработки КПД в скважинах с влиянием объема ствола и скин-эффектом и базируется на использовании графиков, представленных на рисунках С.6–С.8. Материал представлен достаточно подробно для того, чтобы читатель смог научиться применять метод совмещения и для других типов эталонных кривых. Процесс совмещения кривых, будучи изложенный в письменном виде, кажется сложным и громоздким, но на самом деле он совсем несложен. Читателю предлагается ознакомиться с этим методом, следуя пошаговому описанию, изложенному ниже, и решая пример 3.2.

Сначала опишем общий подход к интерпретации результатов исследований методом совмещения для эталонных кривых зависимости p_D от t_D , таких как на рис. С.6 и С.7. Далее мы разъясним и приведем пример интерпретации с помощью метода совмещения кривых на основе рис. С.8. Общий подход к интерпретации данных исследований методом совмещения кривых представлен ниже, а последовательность действий иллюстрируется с помощью фотографий на рис. 3.5.

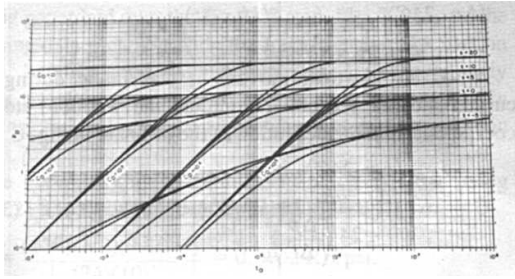
1. Прежде всего необходимо выбрать тип эталонных кривых. Как правило, наиболее часто используют билогарифмический график зависимости p_D от t_D . Для определенности метод иллюстрируется на примере использования рис. С.6, набором эталонных кривых для одиночной скважины, расположенной в бесконечном пласте, с влиянием объема ствола и скин-фактором. Теперь нам нужно построить график фактических данных исследования в координатах Δp от t в таком же масштабе, что и эталонные кривые. Для исследований скважин методом падения давления перепад давления равен:

$$\Delta p = p_i - p_{wf}(t), \quad (3.11)$$

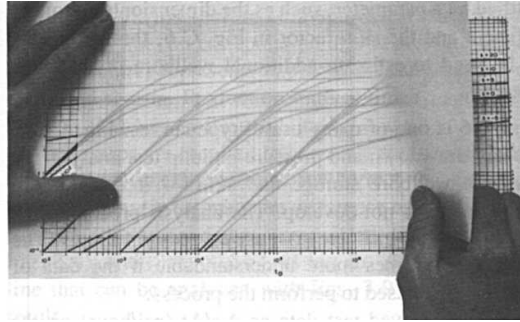
или в общем случае для любого вида исследований:

$$\Delta p = |p_w(\Delta t = 0) - p_w(\Delta t)|. \quad (3.12)$$

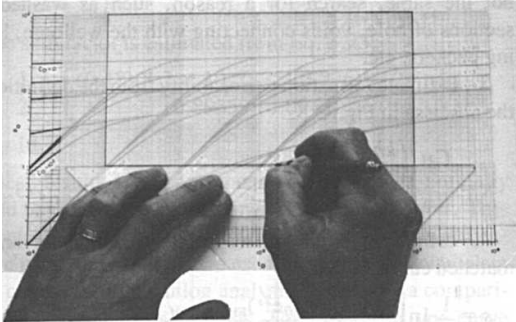
Следует заметить, что при расчетах Δp всегда принимается как положительное число. Временным параметром является текущее время исследования Δt . Для построения графика следует использовать кальку, наложенную поверх эталонного графика (рис. 3.5b). Сначала нужно провести основные линии координатной сетки, ориентируясь на сетку эталонных кривых (рис. 3.5c) и разметить координатные оси Δp (бар) и Δt (часы) (рис. 3.5d). При построении графика фактических данных Δp от Δt необходимо в качестве ориентира использовать координатную сетку эталонных кривых, просматриваемую через кальку (рис. 3.5e). Такой прием гарантирует одинаковый масштаб фактического графика и эталонных кривых. Во время построения графика не следует обращать внимание



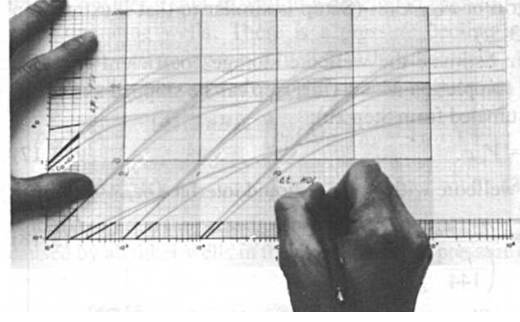
(a) Выберите тип эталонных кривых



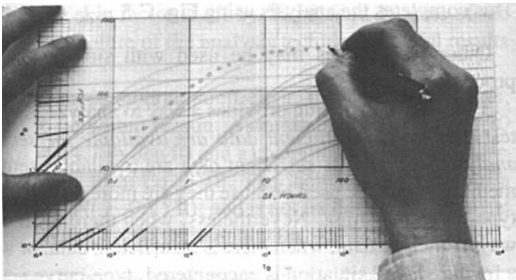
(b) Наложите кальку



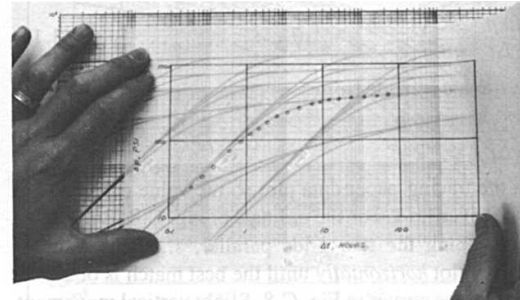
(c) Прорисуйте основные координатные оси



(d) Обозначьте координатные оси



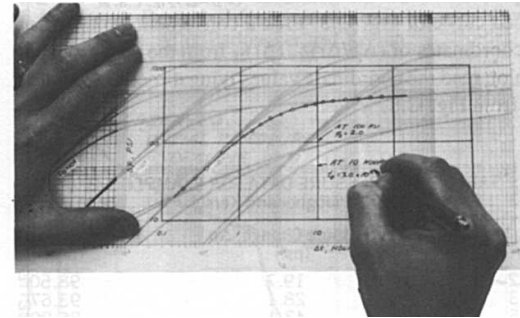
(e) Нанесите измеренные фактические данные, используя линии координатной сетки эталонных кривых



(f) Перемещайте кальку до совмещения с эталонной кривой



(g) Обрисуйте совпадающую эталонную кривую



(h) Выберите точку сравнения

Рис. 3.5. Последовательность действий при совмещении кривых.

на эталонные кривые и значения шкал эталонного графика. Необходимо использовать только основные координатные линии.

2. Затем кальку следует перемещать параллельно главным осям графиков, пока фактические точки не совпадут с одной из эталонных кривых (рис. 3.5f). Эталонные кривые весьма похожи, поэтому процесс совмещения может оказаться трудоемким. По завершению совмещения необходимо прорисовать совпадающую эталонную кривую и выбрать удобную «точку сравнения» на фактическом графике исследования, например, точку пересечения основных линий координатной сетки. Далее записать координаты этой точки на фактическом графике $[(\Delta p)_M$ и $(\Delta t)_M]$ и соответствующие ей координаты на графике эталонных кривых $[(\Delta p_D)_M$ и $(\Delta t_D)_M]$ (рис. 3.5h). Найденные координаты точки сравнения используются для определения параметров пласта.

3. На рис. С.6 (как и на большинстве других рисунков Приложения С) ордината равна безразмерному давлению:

$$p_D = \frac{\Delta p k h}{18,66 q B \mu}. \quad (3.13)$$

Подставив в это уравнение координаты точки сравнения как на фактическом, так и эталонном графиках, получим выражение для расчета проницаемости пласта:

$$k = 18,66 \frac{q B \mu (p_D)_M}{h (\Delta p)_M}. \quad (3.14)$$

4. Абсцисса графика эталонных кривых на рис. С.6 определяет безразмерное время:

$$t_D = \frac{0,00036 k t}{\phi \mu c_t r_w^2}. \quad (3.15)$$

Подставив в уравнение (3.15) значение абсцисс точки сравнения эталонного и фактического графиков и только что полученную проницаемость, находим «пористость-сжимаемость» пласта:

$$\phi c_t = \left[\frac{0,00036 k}{\mu r_w^2} \right] \frac{(\Delta t)_M}{(t_D)_M}. \quad (3.16)$$

5. Если на эталонных кривых обозначены некоторые параметры, например, безразмерный коэффициент влияния объема ствола и скин-фактор, как на на рис. С.6, то можно оценить и эти величины для конкретного исследования.

Эталонные кривые на рис. С.6 являются одними из важнейших среди множества эталонных кривых. Рис. С.8 полезен для интерпретации результатов исследования скважин методами падения и восстановления давления с учетом влияния объема ствола скважины и скин-фактора, особенно в тех случаях, когда невозможно выделить прямолинейный участок на полулогарифмическом графике. Ниже следует описание методики интерпретации исследований скважин для такого типа кривых без использования безразмерных величин p_D и t_D . Техника расчетов становится более понятной при демонстрации деталей интерпретации на данных примера 3.2.

1а. Нанести на кальку фактические данные исследования в виде графика $\Delta p / \Delta t$ (бар/час) (ось ординат) от Δt (часы) (ось абсцисс) и наложить кальку поверх координатной сетки рис. С.8 (подготовительный этап аналогичен этапу, изображенному на рис. 3.5).

1b. Оценить коэффициент влияния объема ствола скважины, исходя из известной конструкции скважины (данный пункт можно пропустить и оценить C в пункте 2b):

$$C = V_w c, \quad (3.17)$$

если в стволе скважины нет раздела между фазами газ-жидкость, или

$$C = \frac{V_u \cdot 10^5}{\rho g}, \quad (3.18)$$

если уровень в стволе скважины изменяется.

1с. Оценить значение $\Delta p/\Delta t$ при

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24C}{qB} \right)_{\text{Рис.С.8}} = 1, 0, \quad (3.19)$$

которое находится из выражения:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \right)_{1,0} = \frac{qB}{24C}. \quad (3.20)$$

Теперь, нанесенный на кальку график необходимо совместить таким образом, чтобы значение, рассчитанное по уравнению (3.20), совпадало с ординатой 1,0 на рис. С.8 (уравнение (3.19)).

2а. Соблюдая параллельность главных осей двух графиков, следует *горизонтально* перемещать кальку с фактическими точками до наилучшего совпадения с одной из кривых рис. С.8. Допускается делать небольшое вертикальное смещение, чтобы улучшить совмещение. Затем прорисовать на кальке совпавшую эталонную кривую и определить параметр $(C_{De}^{2s})_{\text{Рис.С.8,М}}$, указанный над этой кривой. Теперь необходимо выбрать удобную *точку сравнения* с координатами $(\Delta p/\Delta t)_M$, $(\Delta t)_M$ на фактическом графике и найти координаты этой точки, соответствующие рис. С.8:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24C}{qB} \right)_{\text{Рис.С.8,М}}, \left(\frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C} \right)_{\text{Рис.С.8,М}}.$$

2б. Если в процессе совмещения кривых было сделано вертикальное смещение, то следует пересчитать коэффициент влияния объема ствола скважины, используя ординату точки сравнения на рис.С.8:

$$C = \frac{qB \left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \frac{24C}{qB} \right)_{\text{Рис.С.8,М}}}{24 \left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \right)_M}, \quad (3.21)$$

где q и B — фактические данные, измеренные во время исследования. Коэффициент влияния объема ствола по существу должен равняться коэффициенту, найденному по уравнениям (3.17) или (3.18). Если есть расхождение, то необходимо найти причину: размытый участок ствола скважины, пустоты, сообщающиеся со скважиной, негерметичные пакеры и т.д.

3. Вычислить проницаемость пласта, используя абсциссу точки сравнения на рис. С.8:

$$k = \frac{C\mu \cdot f \cdot \left(\frac{kh \Delta t}{\mu C}\right)_{\text{Рис.С.8,М}}}{h(\Delta t)_M} \quad (3.22)$$

где $f = 0,132$ — переводной множитель из нефтепромысловых единиц в метрические. (Введение множителя f вызвано тем, что по оси абсцисс рис. С.8 отложены величины в нефтепромысловых единицах США).

4. Найти скин-фактор по параметру $C_D e^{2s}$, указанному на совмещенной эталонной кривой:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{2\pi\phi c_t h r_w^2 (C_D e^{2s})_{\text{Рис.С.8,М}}}{C} \right]. \quad (3.23)$$

На этой стадии интерпретация по методу совмещения кривых с использованием эталонного графика на рис. С.8 заканчивается.

Подобную методику интерпретации можно использовать и для других эталонных кривых.

Методика совмещения эталонных кривых дает возможность интерпретировать данные исследований скважин на нестационарных режимах, *когда недостаточно фактических точек для уверенной интерпретации по полулогарифмическому графику*. При наличии достаточного количества исходных данных нужно использовать методы интерпретации на основе построения полулогарифмического графика, поскольку они точнее метода совмещения кривых. Тем не менее, когда нет другого способа интерпретировать исследование, недостаточно фактических данных или в случае гидроразрыва пласта, метод совмещения кривых может предоставить весьма полезные, хотя и приближенные результаты.

Пример 3.2. Интерпретация результатов исследования скважины методом совмещения кривых [8]

Исследование новой нефтяной скважины методом падения давления сильно подвержено эффекту влияния объема ствола скважины. Тем не менее, имеется достаточно фактических данных для построения полулогарифмического графика, из которого было найдено: $\frac{kh}{\mu} = 1100$ мД·м/мПа·с, $s = 12$.

В табл. 3.1 представлены фактические данные Δp и $\Delta p/\Delta t$. Известны следующие исходные данные:

$$\begin{aligned} q_0 &= 28,4 \text{ м}^3/\text{сут} & c_t &= 1,19 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ B_0 &= 1,2 & r_w &= 0,084 \text{ м} \\ h &= 10,7 \text{ м} & \phi &= 18 \% \end{aligned}$$

Необходимо интерпретировать это исследование методом совмещения кривых по рис. С.8 и сравнить с результатами, полученными по полулогарифмическому графику.

Поскольку элементы конструкции скважины неизвестны, то оценить коэффициент объема ствола скважины не представляется возможным. Таким образом, придется совмещать кривые без знания параметра C (пункты 1b и 1c). Сначала следует нарисовать график $(\Delta p/\Delta t)$ от Δt на кальке, наложенной на координатную сетку рис. С.8. На рис. 3.6 изображен окончательный вид фактического графика. Затем перемещаем

Таблица 3.1. Исходные данные к примеру 3.2. Согласно Эрлагеру и Кершу [8]

Время, Δt Часы	Разность давления, Δp бар	$\Delta p/\Delta t$ бар/час
0,2	1,36	6,8
0,3	1,94	6,47
0,5	2,97	5,94
0,7	4,02	5,74
1,0	5,18	5,18
2,0	7,89	3,95
3,0	9,34	3,11
5,0	10,49	2,10
7,0	11,25	1,61
10,0	11,49	1,15
20,0	11,80	0,59
30,0	11,99	0,40
50,0	12,08	0,24
70,0	12,21	0,17

фактический график на кальке до достижения наилучшего совпадения с одной из кривых рис. С.8 . На рис. 3.7 схематически изображены процесс и результат совмещения фактического графика с рис. С.8 (для четкости изображения координатная сетка не показана).

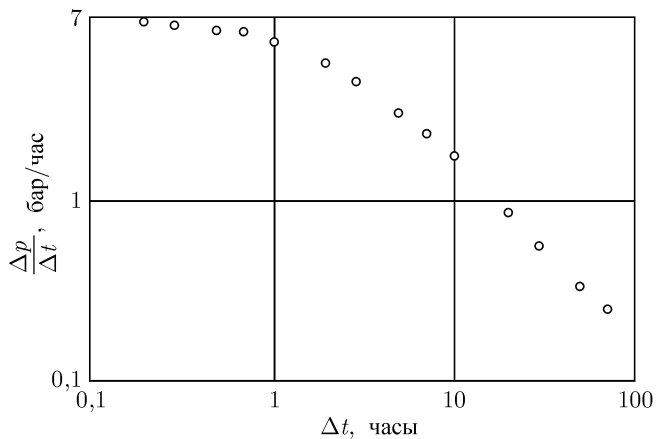


Рис. 3.6. Фактический график к примеру 3.2, построенный до совмещения с эталонной кривой. Данные нанесены на кальку при помощи координатной сетки рис. С.6.

Теперь рассчитываем коэффициент влияния объема ствола скважины, используя уравнение (3.21) и результат совмещения кривых из рис. 3.7:

$$C = \frac{(28,4)(1,2)(0,15)}{(24)(1)} = 0,213 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Далее по преобразованному уравнению (3.22) определяем:

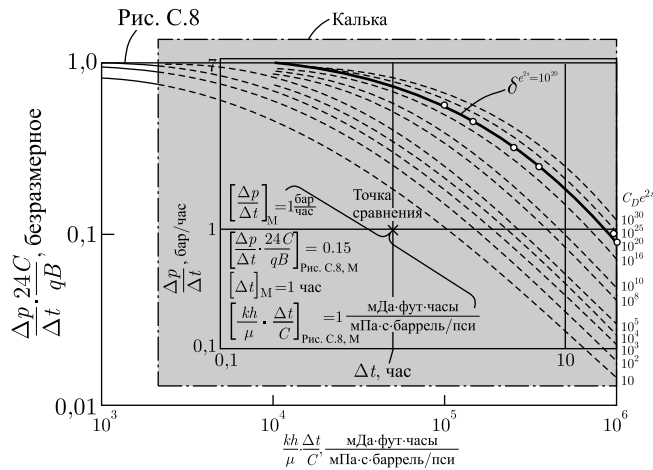


Рис. 3.7. Совмещение фактического графика на рис. 3.6 и эталонной кривой на рис. С.8 (часть рис. 3.6 не показана). Пример 3.2, исследование методом падения давления в новой нефтяной скважине. По Эрлагеру и Кершу [8].

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{(0,213)(0,132 \cdot 49000)}{(1,0)} = 1380 \text{ мД} \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}.$$

Скин-фактор оценивается из уравнения (3.23):

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{2 \cdot 3,142 \cdot (0,18)(1,19 \times 10^{-4})(10,7)(0,084)^2 (10^{20})}{(0,213)} \right] = 18.$$

Полученные результаты являются приближенными, поэтому методику совмещения кривых следует использовать *только при очевидной непригодности других методов*. Приведенный пример иллюстрирует технику расчетов и позволяет оценить их точность. Мы специально рассмотрели исследование скважины с достаточным количеством фактических данных для проведения обычной интерпретации по полулогарифмическому графику, чтобы сравнить оба метода. Так, погрешность параметра kh/μ , полученного методом совмещения кривых, составляет 25% от значения, найденного по полулогарифмическому графику, а вот скин-фактор отличается на 50%. Несмотря на приближенность этого метода интерпретации получены полезные результаты.

Коэффициент влияния объема ствола $C = 0,213 \text{ м}^3/\text{бар}$ оказался в пределах разумного. Предполагая плотность нефти $\rho = 876 \text{ кг/м}^3$ и изменяющийся уровень жидкости, по уравнению (3.18) получим $V_u = 0,0183 \text{ м}^3/\text{м}$, что соответствует примерно 6-дюймовой трубе ($r \cong 0,076 \text{ м}$) и не противоречит тому немногому, что известно о конструкции скважины.

3.4. Исследование скважины методом падения давления в истощаемых пластах

Слайдер [10, 11] предлагает методику интерпретации результатов исследований на нестационарных режимах для скважин, когда начальные условия не сохраняются постоянными до начала исследования. На рис. 3.8 схематически представлена динамика изменения забойного давления в закрытой скважине (сплошная линия), которую

начинают исследовать методом падением давления с момента времени t_1 . Пунктирной линией показано прогнозируемое изменение давления, которое можно было бы ожидать, если бы скважина была закрыта длительное время. В момент времени t_1 начинается отбор нефти из скважины, и после t_1 поведение давления изменяется в соответствии со сплошной линией на рис. 3.8.

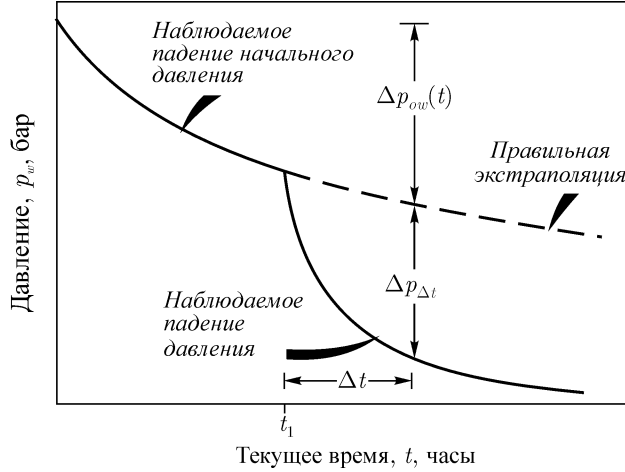


Рис. 3.8. Исследование скважины методом падения давления в истощаемом пласте. Обозначение терминов. По Слайдеру [10].

Для правильной интерпретации такой КПД необходимо сделать три шага: 1) корректно экстраполировать динамику давления в закрытой скважине; 2) оценить разницу между фактическим и экстраполированным давлением ($\Delta p_{\Delta t}$ на рис. 3.8); и 3) нарисовать график $\Delta p_{\Delta t}$ от $\log \Delta t$. В результате этих действий на полулогарифмическом графике должен появиться прямолинейный участок, который можно интерпретировать по уравнениям (3.9) и (3.10).

Описанную выше методику часто удается модифицировать. Рассмотрим закрытую скважину в пласте, разрабатываемом другими скважинами. Вследствие отбора из соседних скважин возникает падение давления в закрытой скважине. После открытия исследуемой скважины в момент времени t_1 давление в ней определяется уравнением:

$$p_{wt} = p_i - 18,66 \frac{qB\mu}{kh} [p_D(\Delta t_D, r_{D1} = 1, \dots) + s] - \Delta p_{wr}(t) \quad (3.24)$$

где $\Delta p_{ow}(t)$ — падение давления относительно начального давления p_i в момент времени $t = t_1 + \Delta t$, вызванное всеми остальными скважинами в пласте. Это падение давления, показанное схематически на рис. 3.8 и 3.9, можно определить методом суперпозиции из выражения:

$$\Delta p_{ow}(t) = p_i - p_w(t) = \frac{18,66\mu}{kh} \sum_{j=2}^n q_j B_j p_D(t_D, r_{Dj}, \dots) \quad (3.25)$$

Уравнение (3.25) выведено при условии, что все скважины начинают работать с постоянным дебитом в момент времени $t = 0$. Если это условие не соблюдается,

то необходимо применять более сложное выражение, учитывающее суперпозицию по времени.

Если другие скважины в пласте ($j = 2, 3, \dots, n$) работают при псевдостационарном режиме фильтрации, то уравнение (3.25) принимает вид

$$\Delta p_{ow}(t) = b - m^*t, \quad (3.26)$$

и определяется прямой линией на графике Δp_{ow} от t с наклоном $-m^*$ или прямой линией с наклоном $+m^*$ на графике p_w от t (для пласта в целом это соответствует отрезку C графика 2.1а, построенного для одиночной скважины, работающей при псевдостационарном режиме фильтрации). Величину m^* в уравнении (3.26) определяют по динамике изменения давления до начала исследования:

$$m^* = \frac{dp_{ws}}{dt} = \frac{(p_{ws})_2 - (p_{ws})_1}{t_2 - t_1}. \quad (3.27)$$

При падающем давлении в скважине параметр m^* является отрицательной величиной. Если имеются замеры давления до исследования, то m^* легко найти. Этот параметр также можно найти при помощи подстановки уравнения (2.23) в (3.25):

$$m^* = \frac{-0,04169}{\phi c_t h A} \sum_{j=2}^n q_j B_j. \quad (3.28)$$

где $\phi h A$ — общий поровый объем пласта в кубических метрах.

Путем преобразования и совместного решения уравнений (3.2), (3.3), (3.24) и (3.26), а также подстановки $t_1 + \Delta t$ вместо t можно показать, что

$$p_{wf} - m^* \Delta t = m \log \Delta t + \Delta p_{1hr}, \quad (3.29)$$

где m определяется уравнением (3.6), а Δp_{1hr} — правой частью уравнения (3.7), где вместо p_i стоит $p_{ws}(\Delta t = 0)$. Из уравнения (3.29) следует, что график $(p_{wf} - m^* \Delta t)$ от $\log \Delta t$ должен иметь прямолинейный участок с наклоном m , пересекающий ось ординат в точке Δp_{1hr} при $\Delta t = 1$ час. Наклон m можно подставить в уравнение (3.9) и найти проницаемости пласта. Скин-фактор рассчитывается по формуле:

$$s = 1,1513 \left[\frac{\Delta p_{1hr} - p_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right], \quad (3.30)$$

где $p_{ws}(\Delta t = 0)$ — давление в закрытой скважине на начало исследования.

Пример 3.3. Интерпретация КПД в истощаемом пласте

На рис. 3.9 представлены данные смоделированного исследования скважины методом падения давления в относительно небольшом пласте, разрабатываемом несколькими скважинами. До проведения исследования давление в закрытой скважине снижалось линейно с темпом $m^* = -0,064$ бар/час. Следовательно, необходимо интерпретировать это исследование с помощью уравнения (3.29). В момент $t_1 = 400$ часов скважина начинает работать с дебитом $3,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Динамика изменения давления в период работы

скважины показана на рис. 3.9 и 3.10. При моделировании данных этого исследования использовали следующие параметры:

$$\begin{aligned}
 k &= 20 \text{ мД} & B &= 1,0 \\
 h &= 3 \text{ м} & c_t &= 1,45 \cdot 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\
 \mu &= 1 \text{ мПа} \cdot \text{с} & s &= 0 \\
 \phi &= 0,20 & p_i &= 172,4 \text{ бар} \\
 r_w &= 0,108 \text{ м} \\
 q &= 3,2 \text{ м}^3/\text{сут} & p_{ws}(\Delta t = 0) &= 146,7 \text{ бар}
 \end{aligned}$$

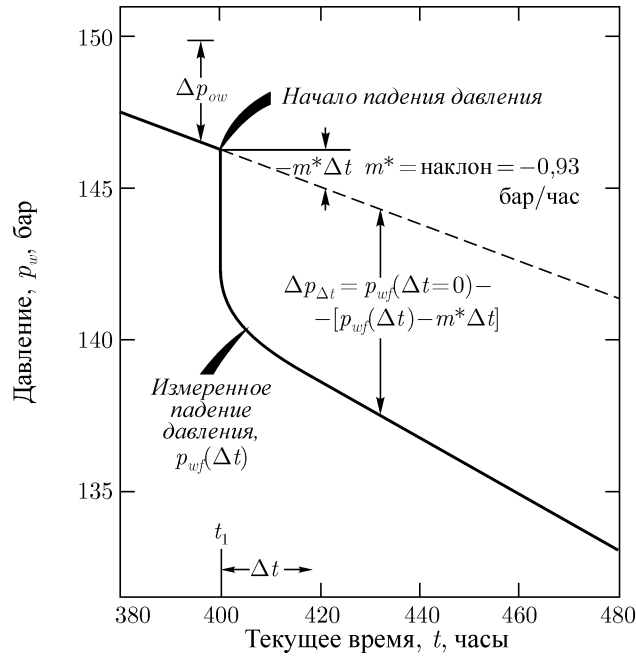


Рис. 3.9. Исследование скважины методом падения давления в истощаемом пласте. Пример 3.3.

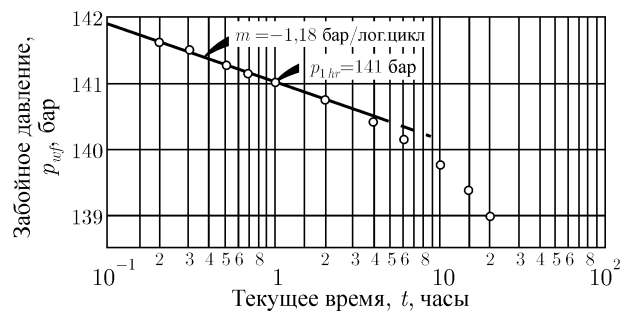


Рис. 3.10. Полулогарифмический график КВД к примеру 3.3.

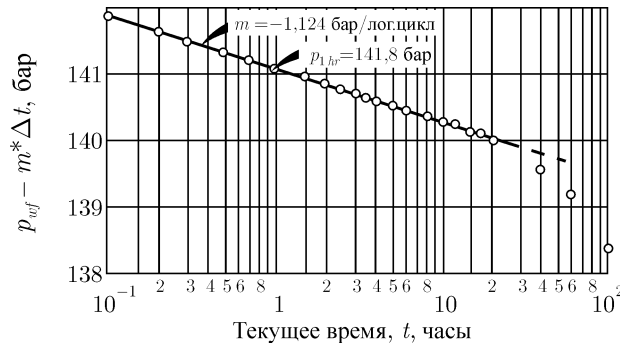


Рис. 3.11. График зависимости p_{wf} от $m * \Delta t$. Пример 3.3.

Для демонстрации всей важности выбора корректного метода интерпретации предварительно найдем k и s по обычному полулогарифмическому графику p_{wf} от $\log \Delta t$. Из рис. 3.10 находим, что $m = -1,18$ бар/лог. цикл и $p_{1hr} = 141,4$ бар. Далее используем уравнения (3.9) и (3.10) и получаем:

$$k = -\frac{(21,5)(3,2)(1,0)(1,0)}{(-1,18)(3)} = 19,4 \text{ мД};$$

$$s = 1,1513 \left\{ \frac{141,4 - 146,7}{-1,18} - \log \left[\frac{19,4}{(0,2)(1,45 \cdot 10^{-4})(1)(0,108)^2} \right] + 3,0923 \right\} = -0,20.$$

Найденная проницаемость оказалась на 3% меньше ожидаемой, а скин-фактор указывает скорее на слабое улучшение состояния призабойной зоны, чем на $s = 0$.

Теперь оценим k и s по графику $(p_{wf} - m^* \Delta t)$ от $\log \Delta t$, изображенному на рис. 3.11. Исходные данные следующие:

- $m^* = -0,064$ бар в час согласно рис. 3.9,
 - $m = -1,124$ бар на цикл согласно рис. 3.11 и
 - $p_{1hr} = 141,5$ бар по рис. 3.11.
- Используем уравнения (3.9) и (3.30):

$$k = -\frac{(21,5)(3,2)(1,0)(1,0)}{(-1,124)(3)} = 20,4 \text{ мД},$$

$$s = 1,1513 \left\{ \frac{141,5 - 146,7}{-1,124} - \log \left[\frac{20,2}{(0,2)(1,45 \cdot 10^{-4})(1)(0,108)^2} \right] + 3,0923 \right\} = -0,07.$$

Как видим, включение $m^* \Delta t$ в уравнение (3.29) позволило улучшить оценки k и s . Основным достоинством учета $m^* \Delta t$ является увеличение продолжительности прямолинейного участка (сравните рис. 3.10 и 3.11). Во многих случаях можно пользоваться с достаточной точностью и традиционными методиками интерпретации, такими как приведенные в параграфе 3.2. Единственным отличием будет являться то, что в формулу для расчета s следует подставлять давление в закрытой скважине на начало исследования, а не p_i .

Как продемонстрировано в примере 3.3, главным достоинством методики Слайдера является удлинение прямолинейного участка на полулогарифмическом графике

и, соответственно, упрощение интерпретации. Этот метод можно распространить и на более сложные исследования, но это находится за пределами рассмотрения книги. Для более подробной информации читателю рекомендуется ознакомиться с работами Слайдера [10, 11].

3.5. Исследование границ пласта

Исследование, проводимое с целью определения объема пласта, сообщающегося со скважиной, называется *исследованием границ пласта*. В данном виде исследования, предложенном Джоунсом [12], [13], используется часть КПД, соответствующая псевдостационарному периоду фильтрации, когда справедливо выражение:

$$p_D(t_D, \dots) = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2,2458}{C_A}\right). \quad (3.31)$$

Безразмерное давление в период псевдостационарной фильтрации является линейной функцией безразмерного времени. Уравнение (3.31) можно сложить с уравнениями (2.2) и (2.3b) и упростить:

$$p_{wf} = m^*t + p_{int}, \quad (3.32)$$

где

$$m^* = \frac{-0,04169qB}{\phi c_t h A} \quad (3.33)$$

и

$$p_{int} = p_i - \frac{9,33qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2,2458}{C_A}\right) + 2s \right]. \quad (3.34)$$

Из уравнения (3.32) следует, что график изменения забойного давления от времени в декартовых координатах в период псевдостационарной фильтрации должен иметь вид прямой с наклоном m^* , определяемым по уравнению (3.33), и точкой пересечения с осью ординат p_{int} , задаваемой уравнением (3.34). Это значение наклона можно использовать для оценки объема дренируемого пласта:

$$\phi h A = -\frac{0,04169qB}{c_t m^*}, \quad (3.35)$$

где объем выражается в кубических метрах. Если ϕh известно, то можно оценить площадь дренирования. Предложены и другие методы интерпретации данных исследования [12-14] при псевдостационарном режиме фильтрации, но этот метод кажется самым простым и наименее подверженным ошибкам.

Если имеются замеры давления, соответствующие как режиму бесконечного пласта, так и псевдостационарному режиму фильтрации, то можно оценить конфигурацию области дренирования исследуемой скважины. Для этого используют полулогарифмический график, чтобы определить m и p_{1hr} , а декартовый график служит для нахождения m^* и p_{int} . Затем рассчитывается коэффициент конфигурации пласта [15]:

$$C_A = 5,456 \frac{m}{m^*} \exp[2,303(p_{1hr} - p_{int})/m]. \quad (3.36)$$

По таблице С.1 определяем форму области дренирования по значению коэффициента конфигурации, наиболее близкому к найденному по уравнению (3.36). В данный алгоритм расчета можно внести уточнение [15] путем расчета безразмерного времени

$$(t_{DA})_{pss} = 0,1833 \frac{m^*}{m} t_{pss} \quad (3.37)$$

и использования колонки «Строго при $t_{DA} >$ » табл. С.1. Время t_{pss} соответствует началу прямолинейного участка на декартовом графике.

Пример 3.4. Исследование границ пласта [15]

По результатам длительного исследования скважины методом падения давления из примера 3.1, необходимо оценить область дренирования данной скважины. При расчетах конфигурации области дренирования будем сочетать как данные, соответствующие небольшим временам, так и данные, снятые при больших временах.

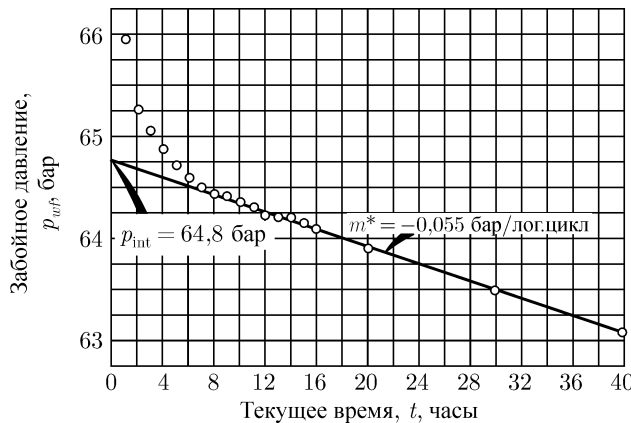


Рис. 3.12. Декартовый график КВД к примерам 3.1 и 3.4.

Фактические замеры давления показаны на рис. 3.4 и 3.12. Из рис. 3.4 находим, что $m = -1,52$ бар/лог. цикл, $p_{1hr} = 65,8$ бар и $t_{pss} = 11$ часов. Из рис. 3.12 определяем, что $m^* = 0,055$ бар/лог. цикл и $p_{int} = 64,8$ бар. Далее используем уравнение (3.35):

$$\phi h A = \frac{(-0,04169)(55)(1,14)}{(1,27 \times 10^{-4})(-0,055)} = 3,74 \times 10^5 \text{ м}^3.$$

$$A = \frac{3,74 \cdot 10^5}{(0,2)(40)} = 46750 \text{ м}^2 \text{ или } 4,7 \text{ Га.}$$

Тогда по уравнению (3.36) получим:

$$\begin{aligned} C_A &= \frac{(5,456)(-1,52)}{(-0,055)} \exp[(2,303)(65,8 - 64,8)/(-1,52)] = \\ &= 150,8e^{-1,515} = 33,1. \end{aligned}$$

В табл. С.1 значение $C_A = 33,1$ наиболее близко подходит для скважины, расположенной в центре круговой, квадратной или шестиугольной области дренирования.

Для круга $C_A = 31,62$.

Для квадрата $C_A = 30,88$.

Для шестиугольника $C_A = 31,6$.

Для проверки используем уравнение (3.37):

$$(t_{DA})_{pss} = (0,1833) \frac{(-0,055)}{(-1,52)} (11) = 0,073.$$

Этот результат хорошо согласуется со значением $(t_{DA})_{pss} = 0,1$ для всех трёх конфигураций пласта.

3.6. Факторы, затрудняющие исследования скважины методом падения давления

Несмотря на то, что правильно выполненное исследование скважины методом падения давления и дает значительную информацию о пласте, иногда бывает трудно управлять исследованием из-за динамического изменения дебита и давления. Если не удастся поддержать значение дебита в желаемых пределах, то следует использовать методы интерпретации, изложенные в главе 4. Их рекомендуется использовать и в том случае, когда скважина была закрыта недостаточно долго для достижения статического пластового давления к началу исследования.

Начальный участок КПД подвержен влиянию объема ствола скважины. Иногда возможно провести прямую по точкам полугарифмического графика, соответствующим этому начальному участку. Однако угол наклона даст неверную проницаемость и скин-фактор. Как отмечено в параграфах 2.6 и 3.2, необходимо строить билוגарифмический график КПД, позволяющий верно выбрать прямолинейный участок на полулогарифмическом графике.

Литература

- [1] Matthews C. S and Russell D. G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Chap. 5.
- [2] Papadopoulos, Istavros S. and Cooper, Hilton H., Jr. *Draw down in a Well of Large Diameter*, Water Resources Re. (1967) 3, No.1, 241–244.
- [3] Cooper Hilton H. Jr., Bredehoeft, John D. and Papadopoulos Istavros S. *Response of a Finite Diameter Well to an Instantaneous Charge of Water*, Water Resources Res (1967) 3, No.1, 263–269.
- [4] Ramey H. J. Jr. *Short Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage*, J. Pet. Tech. (Jan 1970) 97–104, Trans. AIME, **249**.
- [5] Agarwal Ram. G., Al -Hussainy Rafi, and Ramey, H. J. Jr. *An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept 1970) 279–290, Trans. AIME **249**.
- [6] Wattenbarger Robert A. and Ramey, H. J., Jr. *An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: II. Finite Difference Treatment*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept 1970) 291–297, Trans. AIME, **249**.
- [7] McKinley R. M. *Wellbore Transmissibility From Afterflow Dominated Pressure Buildup Data*, J. Pet. Tech. (July 1971) 863–872, Trans. AIME, **251**.

- [8] Earlougher Robert C. Jr. and Kersch Keith M. *Analysis of Short Time Transient Test Data by Type Curve Matching*, J. Pet. Tech. (July 1974) 793–800, Trans. AIME, **257**.
- [9] Gringarten Alam C. Ramey, Henry J. Jr., and Raghavan, R. *Pressure Analysis for Fractured Wells*, paper SPE 4051 presented at the SPE AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex., Oct. 8–11, 1972.
- [10] Slider H. C. *A Simplified Method of Pressure Buildup Analysis for a Stabilized Well*, J. Pet. Tech. (Sept, 1971) 1155–1160, Trans. AIME, **251**.
- [11] Slider H. C. *Application of Pseudo Steady State Flow to Pressure Buildup Analysis*, paper SPE 1403 presented at the SPE AIME Regional Symposium Amanllo, Tex., Oct. 27–28, 1966.
- [12] Jones, Park, *Reservoir Limit Test*, *Oil and Gas J.* (June 18 1956) 184–196.
- [13] Jones, Park, *Drawdown Exploration Reservoir Limit Well and Formation Evaluation*, paper 824-G, presented at the SPE AIME Permian Basin Oil Recovery Conference, Midland, Tex., April 18–19, 1957.
- [14] Jones L. G. *Reservoir Reserve Tests*, J. Pet. Tech. (March 1963) 333–337, Trans. AIME, **228**. Also Reprint Series No.9 — Pressure Analysis Methods Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 126–130.
- [15] Earlougher R. C. Jr. *Estimating Drainage Shapes From Reservoir Limit Tests*, J. Pet. Tech. (Oct 1971) 1266–1268, Trans. AIME, **251**.

ГЛАВА 4

Исследования скважин с переменным дебитом

4.1. Введение

Главным условием проведения исследований скважин методом падения давления и обработки данных исследования с помощью методов, изложенных в главе 3, является постоянство дебита. Однако на практике часто трудно или вообще невозможно поддерживать постоянный дебит достаточно долго, чтобы завершить исследование. В таких случаях применяются исследования скважин с переменным дебитом и соответствующие методики интерпретации. К исследованиям скважин с переменным дебитом относят исследования с неконтролируемым, изменяющимся дебитом [1,2], исследования с последовательной серией постоянных дебитов (исследования на нескольких режимах) [3, 4] и исследования при постоянном забойном давлении с непрерывно изменяющимся дебитом [5]. Исследование методом восстановления давления (глава 5) также является особым видом исследования с переменным дебитом. Почти любое изменение дебита можно интерпретировать с помощью алгоритмов, представленных в этой главе.

Для достоверной интерпретации результатов любого нестационарного исследования необходимо как можно точнее измерять дебит и давление. Однако при исследованиях скважин с переменным дебитом точность замеров дебита имеет намного большее значение, чем при обычных исследованиях скважин с постоянным дебитом. Без качественных данных дебита невозможно провести достоверную интерпретацию исследований скважин с переменным дебитом.

Исследования скважин с переменным дебитом имеют преимущество в том, что для получения данных на нестационарном режиме нет необходимости останавливать скважину. Это минимизирует изменение коэффициента объема ствола скважины и эффекты разделения фаз в скважине и, таким образом, позволяет получить хорошие результаты даже в тех случаях, когда исследования методами падения и восстановления давления ничего полезного не дают.

4.2. Общий подход к интерпретации исследований скважин с переменным дебитом

На рис. 4.1 схематически показано изменение дебита во времени. Хотя дебит может изменяться непрерывно, при интерпретации его изменение представляют в виде последовательности дискретных режимов работы скважины с постоянным дебитом. Чем короче временные интервалы, тем лучше ступенчатая кривая аппроксимирует переменный дебит. В параграфе В.7 представлен вывод общего уравнения изменения давления, вызванного переменным дебитом. Для представленного ниже подхода необходимо, чтобы была справедлива логарифмическая аппроксимация решения для линей-

ного источника (уравнение (2.5b)). Тогда получим:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_N} = m' \sum_{j=1}^n \left[-\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_N} \log(t - t_{j-1}) \right] + b'. \quad (4.1)$$

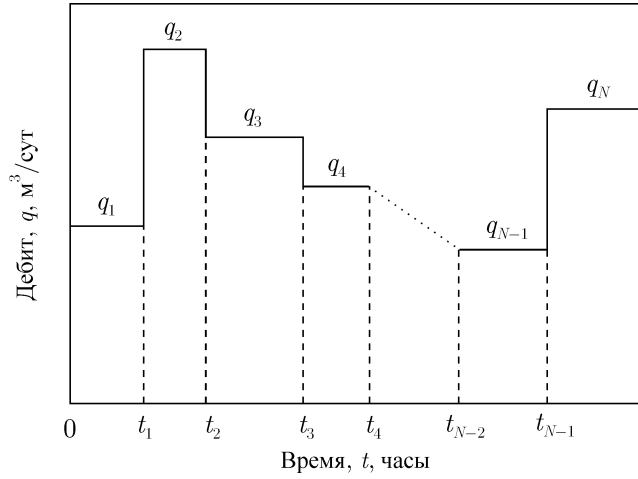


Рис. 4.1. Схематическое представление изменения дебита.

Уравнение (4.1) является уравнением прямой с углом наклона, равным

$$m' = \frac{21,5qB\mu}{kh} \quad (4.2)$$

и точкой пересечения с осью ординат

$$b' = m' \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] \quad (4.3)$$

Таким образом, фактические данные исследования скважины с переменным дебитом при нестационарных режимах должны иметь вид прямой на графике с координатами

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_N} \text{ от } \sum_{j=1}^N \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_N} \log(t - t_{j-1}) \right].$$

При построении этого графика важно помнить о том, что дебитом, соответствующим каждой точке давления, является q_N — последнее значение дебита, которое может повлиять на это давление. По мере роста t количество кусочно-постоянных дебитов может возрастать и q_N может изменяться, однако каждая точка по давлению идентифицируется с дебитом, при котором это давление было измерено. С одним и тем же значением дебита может быть связано сразу несколько точек по давлению. Примеры 4.1 и 4.3 иллюстрируют порядок расчета сумм при построении соответствующего графика.

Построив график, определяют наклон прямой и точку пересечения с осью ординат. Проницаемость и скин-фактор рассчитывают по углу наклона и точке пересечения

согласно уравнениям (4.2) и (4.3), переписанным в таком виде:

$$k = \frac{21,5B\mu}{m'h} \quad (4.4)$$

и

$$s = 1,1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_{tr}^2} \right) + 3,0923 \right] \quad (4.5)$$

При всей кажущейся простоте процесса интерпретации расчеты, необходимые для построения графика, могут оказаться утомительными. Другой недостаток этого метода кроется в необходимости знания начального пластового давления p_i и подробных сведений об изменении дебита со временем, которые часто не известны. Однако, как показано в параграфе 4.5, в некоторых случаях методику интерпретации можно модифицировать так, чтобы не использовать p_i . Если забойное давление в скважине остается постоянным во время исследования, а дебит непрерывно падает, то уравнения (4.1)–(4.5), как правило, не используют, а прибегают к методикам, изложенным в параграфе 4.6.

Когда причиной изменения дебита является объем ствола скважины, то можно использовать упрощенный метод построения графика, не требующий использования принципа суперпозиции [6-8]. В этом случае строят график $(p_i - p_{wf})/q_{sf}$ от $\log t$. В результате должна появиться прямая линия с наклоном m' , определяемым уравнением (4.2) и точкой пересечения b' , определяемой уравнением (4.3). Проницаемость рассчитывается по уравнению (4.4), а скин-фактор находят из уравнения (4.5). Рэйми в работе [8] указывает, что скин-фактор, рассчитанный таким образом, может оказаться заниженным на $\approx 0,4$. Таким образом, мы не рекомендуем использовать эту методику при интерпретации результатов исследований скважин с переменным дебитом, кроме случаев когда изменение дебита связано лишь с влиянием объема ствола скважины (дебит на поверхности остается постоянным).

Пример 4.1. Интерпретация результатов исследования скважины методом падения давления при переменном дебите

Дебит скважины во время 48-часового исследования методом падения давления снизился с 251 до 156 м³/сут (рис. 4.2). Дебит и давление, измеренные во время исследования, представлены в таблице 4.1. Параметры пласта следующие:

$$p_i = 200,4 \text{ бар}$$

$$B = 1,27$$

$$\mu = 0,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$h = 12,2 \text{ м}$$

На рис. 4.3 показана зависимость текущего забойного давления от логарифма времени исследования. Этот график, обычно используемый при интерпретации результатов исследования скважины методом падения давления при постоянном дебите, не учитывает изменения дебита. Тем не менее, проводим прямую линию от момента 3 до 12 часов и рассчитываем проницаемость. Для этого используем средний дебит в 230,4 м³/сут для *первых 12 часов исследования*, угол наклона $m = -11,0$ бар/лог.цикл и уравнение (3.9):

$$k = -\frac{(21,5)(230,4)(1,27)(0,6)}{(-11,0)(12,2)} = 28,1 \text{ мД.}$$

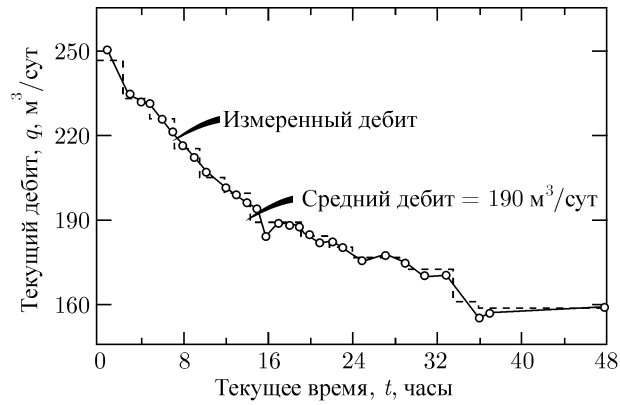


Рис. 4.2. Аппроксимация переменного дебита при исследовании скважины. Пример 4.1.

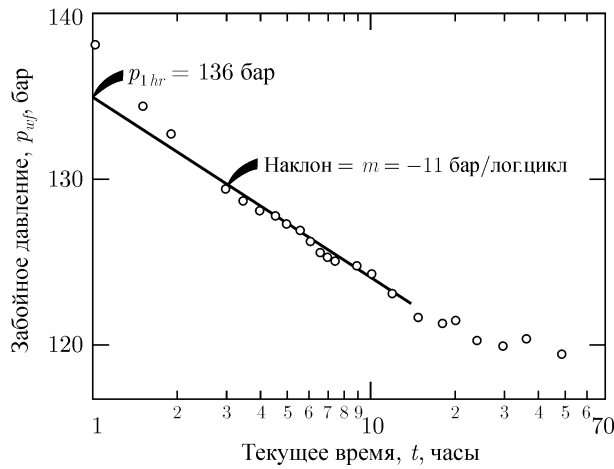


Рис. 4.3. График изменения забойного давления при исследовании скважины с переменным дебитом в полулогарифмических координатах. Пример 4.1.

На рисунке 4.4 изображен график зависимости $(p_i - p_{wf})/q_N$ от

$$\frac{1}{q_N} \sum_{j=1}^N (q_j - q_{j-1}) \log(t - t_{j-1})$$

для данного исследования, построенный по ступенчатой аппроксимации дебита согласно таблицы 4.1. Также в таблице 4.1 приведены расчеты данных, нанесенных на график рисунка 4.4.

Для иллюстрации последовательности расчета временных сумм, определим их в моменты времени 6,05 и 12,0 часов. При $t = 6,05$ часов дебит q составляет 229 м³/сут и является третьим наблюдаемым дебитом (хотя он соответствует девятой точке давле-

Таблица 4.1. Результаты исследования скважины с переменным дебитом. Пример 4.1.

Время, t (часы)	Дебит, q (м ³ /сут)	N	p_{wf} (бар)	$p_i - p_{wf}$ (бар)	$\frac{p_i - p_{wf}}{q_N}$ (бар/м ³ /сут)	Σ
1,00	251	1	139,5	60,5	0,2410	0,000
1,50	251	1	135,7	64,3	0,2562	0,176
1,89	251	1	133,8	66,2	0,2637	0,277
2,40	251	1	—	—	—	—
3,00	237	2	130,4	69,6	0,2937	0,519
3,45	237	2	129,8	70,2	0,2962	0,569
3,98	237	2	129,1	70,9	0,2992	0,624
4,50	237	2	128,7	71,3	0,3001	0,673
4,80	237	2	—	—	—	—
5,50	229	3	127,8	72,2	0,3153	0,787
6,05	229	3	127,1	72,9	0,3183	0,819
6,55	229	3	126,5	73,5	0,3210	0,849
7,00	229	3	126,2	73,8	0,3223	0,874
7,20	229	3	—	—	—	—
7,50	218	4	126,0	74	0,3394	0,974
8,95	218	4	125,6	74,4	0,3413	1,009
9,6	218	4	—	—	—	—
10,0	207	5	125,1	74,9	0,3618	1,124
12,0	207	5	123,9	76,1	0,3676	1,154
14,4	200	6	—	—	—	—
15,0	189	7	122,4	77,6	0,4106	1,337
18,0	189	7	122,1	77,9	0,4122	1,335
19,2	189	7	—	—	—	—
20,0	184	8	122,2	77,8	0,4228	1,423
21,6	184	8	—	—	—	—
24,0	181	9	121,1	78,9	0,4359	1,485
28,8	176	10	—	—	—	—
30,0	172	11	120,7	79,3	0,4610	1,607
33,6	172	11	—	—	—	—
36,0	159	12	—	—	—	—
36,2	156	13	121,1	78,9	0,5058	1,788
48,0	156	13	120,2	79,8	0,5115	1,800

ния), т.е. $N = 3$. Находим временную сумму:

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{q_N} \sum_{j=1}^N (q_j - q_{j-1}) \log(t - t_{j-1}) = \frac{1}{229} \left\{ [(251 - 0) \log(6,05 - 0)]_{j=1} \right. \\
& \left. + [(237 - 251) \log(6,05 - 2,40)]_{j=2} + [(229 - 237) \log(6,05 - 4,80)]_{j=3} \right\} \\
& = \frac{1}{229} \left\{ [251 \log(6,05)]_{j=1} + [-14 \log(3,65)]_{j=2} + [-8 \log(1,25)]_{j=3} \right\} \\
& = \frac{1}{229} \{196,22 - 7,872 - 0,775\} = 0,819
\end{aligned}$$

Таким образом, точка, соответствующая моменту времени 6,05 часов, на рис. 4.4 имеет координаты (0,819; 0,3183). При $t = 12$ часов $q = 207$ м³/сут и $N = 5$. Таким образом,

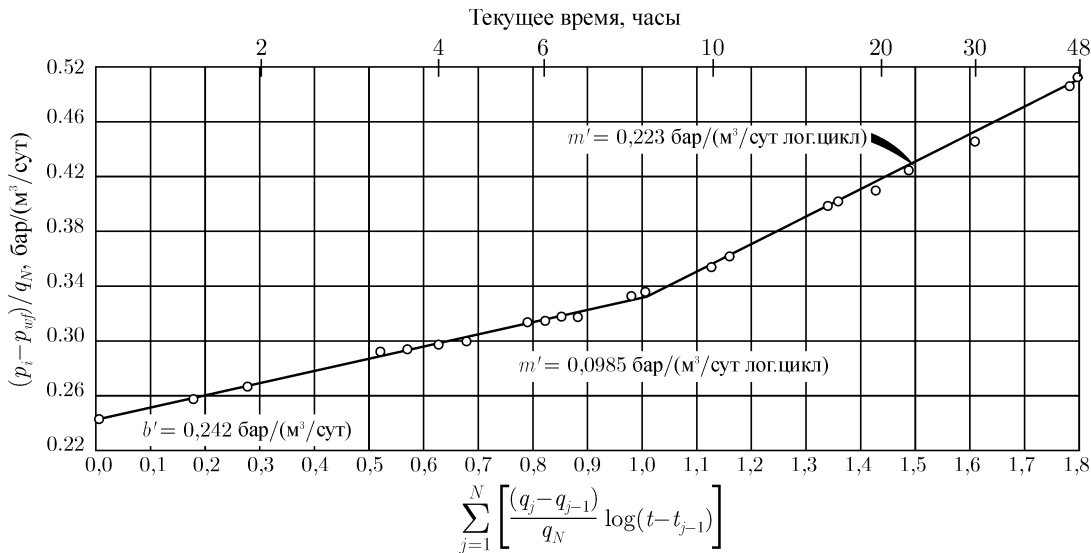


Рис. 4.4. Корректное спрямление КВД для скважины, работающей с переменным дебитом. Пример 4.1. Время t указано в часах.

имеем:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{q_N} \sum_{j=1}^N (q_j - q_{j-1}) \log(t - t_{j-1}) = \\ & = \frac{1}{207} \left[(251 - 0) \log(12,0 - 0) + (237 - 251) \log(12,0 - 2,40) + \right. \\ & + (229 - 237) \log(12,0 - 4,80) + (218 - 229) \log(12,0 - 7,20) + \\ & \left. + (207 - 218) \log(12,0 - 9,60) \right] = \\ & = \frac{1}{207} [270,874 - 13,752 - 6,859 - 7,494 - 4,182] = 1,154 \end{aligned}$$

Следовательно, момент времени $t = 12$ часов рис. 4.4 соответствует точке с координатами (1,154; 0,3676).

По точкам на рис. 4.4 можно провести две прямые. Угол наклона второй прямой больше, чем у первой. Этот факт, вероятно, указывает на переход к псевдостационарному режиму фильтрации в пласте, наличие разлома или уменьшение проницаемости по мере удаления от скважины (см. параграфы 10.2 и 10.4). Некорректный полулогарифмический график на рис. 4.3 имеет *уменьшение* угла наклона графика при $t > 12$ часов, что можно интерпретировать как увеличение проницаемости по мере удаления от скважины. Однако это заключение не верно, поскольку изменение в наклоне графика на рис. 4.3 вызвано неучитываемым уменьшением дебита.

По углу наклона первой прямой на рис. 4.4 и уравнению (4.4) находим:

$$k = \frac{21,5(1,27)(0,6)}{(0,0985)(12,2)} = 13,6 \text{ мД}$$

Таким образом, проницаемость, рассчитанная по рис. 4.3, оказалась больше фактической на 107 %.

4.3. Исследование скважины на двух режимах

Когда скважину исследуют только на двух режимах с разными дебитами, то как само исследование, так и его интерпретация упрощаются. Исследование на двух режимах позволяет получить информацию о параметрах k и s без остановки скважины. Часто считают, что при таком виде исследований эффект влияния объема ствола скважины минимизируется или устраняется полностью. На самом деле эффект влияния объема ствола скважины при исследовании на двух режимах длится столько же, сколько и при обычном исследовании скважины методами восстановления давления, падения давления, падения уровня и т.д. Однако, исследование скважины на двух режимах позволяет предотвратить изменение коэффициента объема ствола скважины, что делает этот метод пригодным в даже в тех случаях, когда другие виды исследований неприменимы. Главным преимуществом исследования скважины на двух режимах перед исследованием методом восстановления давления является минимизация потерь добычи нефти.

На рис. 4.5 схематически показана динамика изменения дебита и давления при исследовании скважины на двух режимах [3]. Допускается использовать последовательность как увеличивающихся, так и уменьшающихся дебитов. Уравнение (4.1) можно преобразовать к виду, представленному Расселом в работе [3] для исследования скважины на двух режимах:

$$p_{wf} = m'_1 \left[\log \left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right] + p_{int}. \quad (4.6)$$

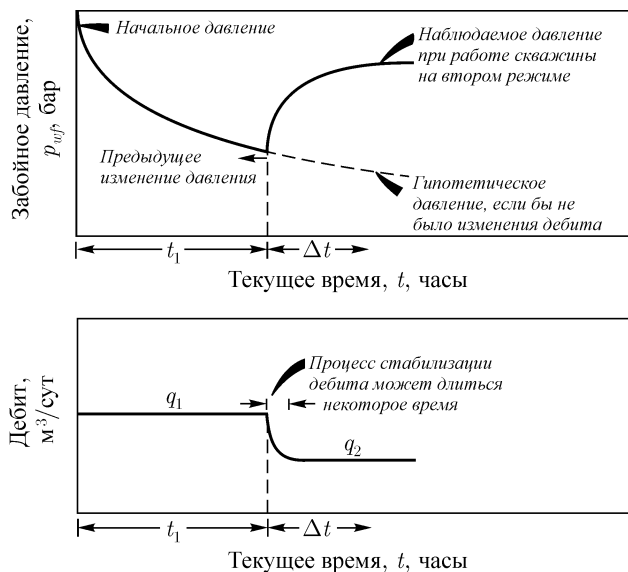


Рис. 4.5. Схема изменения дебита при исследовании скважины на двух режимах, $q_1 > q_2$.

Уравнение (4.6) предполагает постоянство дебита q_1 с момента времени 0 и до начала исследования t_1 . Если же установление дебита q_1 заняло некоторое время, то

уравнение (4.6) все еще годится для расчета, если t_1 найти по формуле:

$$t_1 = 24 \frac{(V_p)}{q_1},$$

где V_p — накопленный объем добычи с момента последней смены режима работы скважины.

Из уравнения (4.6) следует, что график p_{wf} от

$$\left[\log \left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right]$$

имеет вид прямой линии с наклоном

$$m'_1 = - \frac{21,5 q_1 B \mu}{k h} \quad (4.8)$$

и точкой пересечения с осью ординат

$$p_{1hr} = p_i + m'_1 \frac{q_2}{q_1} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859 s \right]. \quad (4.9)$$

На рис. 4.6 схематически представлен такой график. Вследствие выбора в качестве абсциссы переменной особого вида увеличение времени соответствует переходу от правых точек к левым. При больших временах данные отклоняются от прямой линии из-за влияния границ пласта и интерференции с другими скважинами. При небольших временах это происходит из-за запаздывания стабилизации дебита и влияния объема ствола скважины. Результаты промысловых исследований показывают, что стабилизация дебита происходит быстрее при его уменьшении, чем увеличении [1,3].

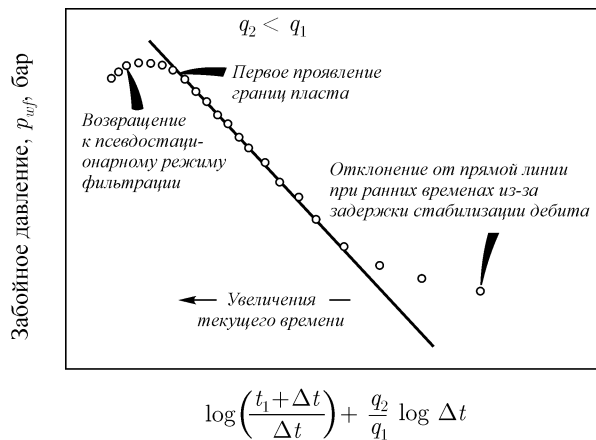


Рис. 4.6. Схематический график результатов исследования скважины на двух режимах, $q_1 > q_2$. По Расселу [3].

Определив из графика наклон прямой линии, можно оценить проницаемость пласта:

$$k = - \frac{21,5 q_1 B \mu}{m'_1 h} \quad (4.10)$$

Скин-фактор оценивается из выражения:

$$s = 1,1513 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \left(\frac{p_{wf}(\Delta t = 0) - p_{1hr}}{m'_1} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right] \quad (4.11)$$

Точку пересечения с осью ординат можно использовать для нахождения «кажущегося» давления [3]:

$$p^* = p_{int} - \frac{q_2}{q_1 - q_2} [p_{wf}(\Delta t = 0) - p_{1hr}]. \quad (4.12)$$

Это значение затем используется при оценке среднего пластового давления по методам, представленным в главе 6.

Пример 4.2. Интерпретация исследования скважины на двух режимах [3]

Добывающая скважина А работает в низкопроницаемом известняковом пласте. Как правило, исследования скважин методом восстановления давления не дают данных, пригодных для интерпретации из-за длительных периодов низкодебитного послепритока [3].

Исследование скважины на двух режимах выполнено по следующей схеме: в течение нескольких часов стабилизировали дебит на уровне 17 м³/сут, а затем уменьшили до 7,3 м³/сут. Результаты измерения давления в течение второго режима представлены на рисунке 4.7. Остальные необходимые данные следующие:

$$\begin{aligned} B &= 1,5 \\ p_{wf}(\Delta t = 0) &= 215,0 \text{ бар} \\ h &= 18,0 \text{ м} \\ c_t &= 1,35 \times 10^{-3} \text{ бар}^{-1} \\ V_p &= 4195 \text{ м}^3 \\ t_1 &= (4195)(24)/17 = 5922 \text{ часов (Рис.4.7)} \\ \mu &= 0,6 \text{ мПа}\cdot\text{с} \\ \phi &= 0,06 \\ r_w &= 0,061 \text{ м} \\ m'_1 &= -6,21 \text{ бар/лог.цикл (Рис.4.7)} \\ p_{1hr} &= 218,5 \text{ бар (Рис.4.7)} \\ p_{int} &= 242,0 \text{ бар (Рис.4.7)} \end{aligned}$$

Проницаемость оценивается из уравнения (4.10):

$$k = - \frac{(21,5)(17)(1,5)(0,6)}{(-6,21)(18)} = 2,9. \text{ мД}$$

Скин-фактор определяется по уравнению (4.11):

$$s = 1,1513 \left[\frac{17}{17 - 7,3} \left(\frac{215,0 - 218,5}{-6,21} \right) - \log \left(\frac{2,9}{(0,06)(0,6)(1,35 \times 10^{-3})(0,061)^2} \right) + 3,0923 \right] = -3,6.$$

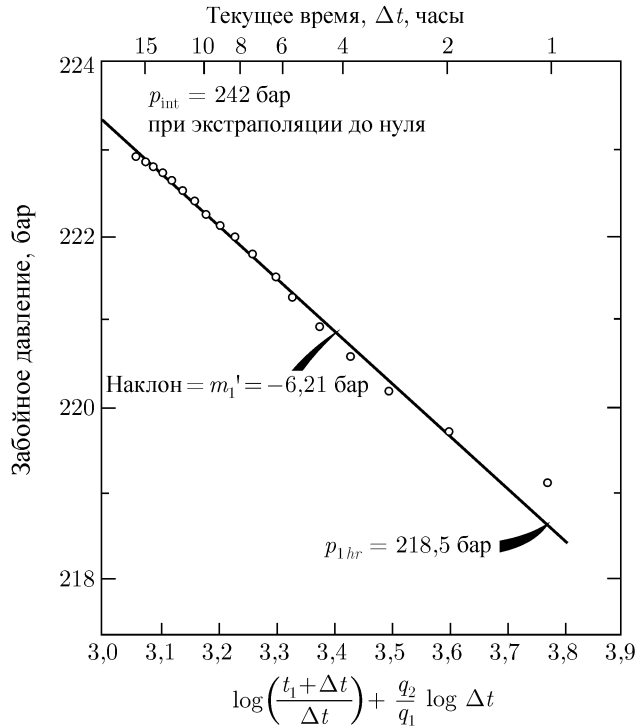


Рис. 4.7. Результаты исследования скважины на двух режимах к примеру 4.2. Согласно Расселу [3].

Кажущееся давление p^* оценивается из уравнения (4.12):

$$p^* = 242,0 - \frac{7,3(215,0 - 218,5)}{(17 - 7,3)} = 244,7 \text{ бар}$$

Значение p^* можно использовать совместно с материалом главы 6 для оценки среднего по площади дренирования давления.

При определенных обстоятельствах способ построения графика, предложенный на основе уравнения (4.6), можно упростить. А именно: при $t_1 \gg \Delta t$ выполняются следующие равенства $\log(t_1 + \Delta t) \cong \log t_1$ и $\log[(t_1 + \Delta t)/\Delta t] \cong \log t_1 - \log \Delta t$. Подстановка этих аппроксимаций в уравнение (4.6) и его преобразование дают:

$$p_{wf} = m'' \log \Delta t + p_{int} \quad (4.13)$$

Таким образом, для исследования скважины на двух режимах при $t_1 \gg \Delta t$ график p_{wf} от $\log \Delta t$ должен быть прямой линией с наклоном

$$m'' = \frac{-21,5(q_2 - q_1)B\mu}{kh} \quad (4.14)$$

и точкой пересечения с осью ординат

$$p_{int} = p_i + \frac{mq_2}{(q_2 - q_1)} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s + \frac{q_1}{q_2} \log t_1 \right]. \quad (4.15)$$

График зависимости p_{wf} от $\log \Delta t$ можно использовать для оценки проницаемости пласта по формуле:

$$k = -\frac{21,5(q_2 - q_1)B\mu}{mh} \quad (4.16)$$

и скин-фактора согласно выражению [9]:

$$s = 1,1513 \left[\left(\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m''} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right]. \quad (4.17)$$

Интерпретацию результатов исследований на основе уравнения (4.13) проводить быстрее и проще, чем по уравнению (4.6). Однако, аппроксимации в уравнении (4.13) приводят к ошибкам в величине проницаемости [10]:

$$E_k = \frac{k_E - k_{actual}}{k_{actual}} = \frac{q_1}{q_1(T^* - 1) - q_2 T^*}, \quad (4.18)$$

и скин-фактора:

$$E_s = s_E - s_{actual} = \frac{-1,1513[p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)]}{m'} \left(\frac{q_1}{q_1 - q_2} \right) \frac{1}{T^*}. \quad (4.19)$$

В уравнениях (4.18) и (4.19) используется параметр:

$$T^* = \frac{\log \Delta t}{\log \left(1 + \frac{\Delta t}{t_1} \right)} \quad (4.20)$$

Если второй дебит во время исследования на двух режимах изменяется значительно, то необходимо использовать адаптацию методики интерпретации исследований с переменным дебитом. Одох и Джонс в работе [11] показывают, что поведение давления при исследовании на двух режимах с изменяющимся дебитом при втором режиме описывается уравнением:

$$\frac{p_{wf}(\Delta t = 0) - p_{wf}(\Delta t)}{q_N - q_0} = m' \sum_{j=1}^N \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N - q_0} \log(\Delta t - \Delta t_{j-1}) \right] + b' \quad (4.21)$$

где Δt — время, исчисляемое с момента начала второго режима с переменным дебитом. Это уравнение имеет схожий вид с уравнением (4.1) (при $q_0 = 0$ и $p_{wf}(\Delta t = 0) = p_i$ оно идентично уравнению (4.1)), где угол наклона m' и точка пересечения b' определяются по уравнениям (4.2) и (4.3) соответственно. Если на график с ординатами, равными левой части уравнения (4.21), и абсциссами, соответствующими сумме в правой части, нанести данные, то можно оценить проницаемость и скин-фактор по уравнениям (4.4) и (4.5). Методика интерпретации на основе уравнения (4.21) применяется и при исследованиях скважины с непрерывно изменяющимся дебитом, например, при длительной стабилизации дебита q_0 .

Если при первом режиме исследования скважина достигает псевдостационарного состояния, то необходимо использовать методики параграфа 4.5 и уравнения (4.30)–(4.32).

Пример 4.3. Исследование на двух режимах, случай переменного дебита [11].

В табл. 4.2 представлены данные исследования скважины X из работы Одеха и Джонса [11]. Скважины X работала со стабилизированным дебитом $q_0 = 175 \text{ м}^3/\text{сут}$ в течении нескольких суток. Другими исходными данными являются:

$$\begin{aligned} B &= 1,0 \\ \mu &= 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ r_w &= 0,079 \text{ м} \\ c_t &= 2,03 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ h &= 5,5 \text{ м} \\ A &= 2,63 \times 10^6 \text{ м}^2 \approx 2630 \text{ Га} \\ \phi &= 0,11 \end{aligned}$$

Таблица 4.2. Расчеты, необходимые для построения графика в примере 4.3. По Одеху и Джонсу [11].

N	j	Δt (часы)	q_j ($\text{м}^3/\text{сут}$)	$\Delta q_N = q_N - q_0$ ($\text{м}^3/\text{сут}$)	$q_j - q_{j-1}$ ($\text{м}^3/\text{сут}$)	$p_{wf}(\Delta t)$ (бар)	$\Delta p = p_{wf}(\Delta t = 0) - p_{wf}(\Delta t)$ (бар)	$\frac{\Delta p \Delta q_N}{\text{бар} \cdot \text{м}^3/\text{сут}}$	$\sum_{j=1}^N \frac{q_j - q_{j-1}}{q_N - q_0} \times \log(\Delta t - \Delta t_{j-1})$
0	0	0	175	0	—	250,3	0	—	—
1	1	4	127	-48	-48	251,9	-1,6	0,0333	0,602
		6	133	-42	6	252,3	-2	0,0476	0,846
2	2	8	133	-42	6	252,7	-2,4	0,0571	0,903
		9	140	-35	7	252,8	-2,5	0,0714	1,189
3	3	10	140	-35	7	252,9	-2,6	0,0743	1,186

Точки для построения графика рассчитаны в табл. 4.2. Последнее значение правой колонки найдено следующим образом (в данном случае $N = 3$, поскольку наблюдалось три разных дебита при пяти замерах давлений):

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^3 \frac{q_j - q_{j-1}}{q_N - q_0} \log(\Delta t - \Delta t_{j-1}) &= \left[\frac{-48}{-35} \log(10 - 0) \right]_{j=1} + \\ &+ \left[\frac{6}{-35} \log(10 - 4) \right]_{j=2} + \left[\frac{6}{-35} \log(10 - 8) \right]_{j=3} = \left[(1,3714)(1) \right] + \\ &+ \left[(-0,1714)(0,7782) \right] + \left[(-0,1714)(0,3010) \right] = 1,186 \end{aligned}$$

По графику на рис. 4.8 определяем наклон $m' = 0,064 \text{ бар}/(\text{м}^3/\text{сут})$ и экстраполированное значение точки пересечения $b' = -0,0043 \text{ бар}/(\text{м}^3/\text{сут})$. Далее используем уравнение (4.4):

$$k = \frac{(21,5)(1)(1)}{(0,064)(5,5)} = 60,0 \text{ мД.}$$

Тогда параметр $kh = 330$ мД·м. Из уравнения (4.5) находим скин-фактор:

$$s = 1,1513 \left[\frac{-0,0043}{0,064} - \log \left(\frac{60,0}{(0,11)(1,0)(2,03 \cdot 10^{-4})(0,079)^2} \right) + 3,0923 \right] = -6,5.$$

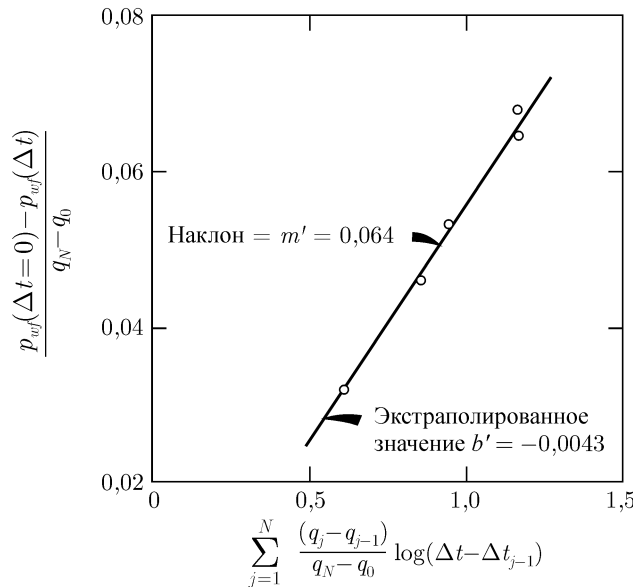


Рис. 4.8. Исследование скважины на двух режимах в случае изменяющегося дебита, график к примеру 4.3. Согласно Одоху и Джонсу [11]

Одох и Джонс в работе [11] констатируют, что исследование этой скважины методом падения и восстановления давления дало следующие результаты: $kh \cong 330$ мД·м и $s \cong -7$. Они также использовали упрощенный метод интерпретации исследования скважины на двух режимах при среднем дебите 132 м³/сут. В результате было получено $kh \cong 415$ мД·м и $s \cong -6,3$. Таким образом, колебание дебита в пределах 10 %, возможно, привело к 23-% погрешности при определении kh .

Хотя время работы скважины при стабилизированном дебите в этом примере неизвестно, все же оценим пределы погрешностей, вызванных использованием упрощенного метода интерпретации исследования на двух режимах, предполагая различные времена работы при стабилизированном дебите. (Здесь требуется сделать допущение о том, использованная методика исследования на двух режимах (второй из которых соответствует постоянному дебиту) справедлива для рассматриваемого примера). Согласно уравнению (4.20) при $t_1 = 10$ суток и при максимальном времени исследования $\Delta t = 10$ часов имеем:

$$T^* = \frac{\log 10}{\log \left(1 + \frac{10}{(10)(24)} \right)} = 56,4.$$

Погрешность определения kh рассчитывается по уравнению (4.18), причем мощность пласта уже учтена и в числителе, и знаменателе:

$$E_{kh} = \frac{175}{175(56,4 - 1) - 132(56,4)} = 7,8 \text{ \%}.$$

Следовательно, если время t_1 действительно равно 10 суткам или более, то в упрощенной методике интерпретации результатов исследования на двух режимах 23 % ошибка в определении kh в большей степени вызвана изменением дебита, а не самой методикой. Однако, нижеследующая таблица демонстрирует, что если скважина работала меньше 4 суток при первом режиме, то ошибка полностью связана с методикой интерпретации, а не изменением дебита.

Время работы на первом режиме (сутки)	Ошибка, вызванная методикой интерпретации (%)
1	160
2	50
3	30
4	21
5	16
6	13
8	10
10	8

4.4. Исследование методом падения давления после кратковременной остановки скважины

На практике принято проводить исследование методом падения давления после кратковременной остановки скважины (исследование методом восстановления давления). Если время закрытия слишком мало для полного восстановления давления в скважине, то методики интерпретации для исследований скважин методом падения давления из параграфов 3.2 и 3.4 применять нельзя. Их следует заменить на методики интерпретации для исследования скважин с переменным дебитом. На рис. 4.9 схематически показана динамика изменения дебита при исследовании скважины методом падения давления после кратковременной остановки. Уравнение (4.1) для такого случая после преобразования примет вид:

$$p_{wf} = m'_3 \left[\frac{q_1}{q_3} \log \left(\frac{t_1 + \Delta t_{si} + \Delta t}{\Delta t_{si} + \Delta t} \right) + \log \Delta t \right] + p_{int} \quad (4.22)$$

Таким образом, график p_{wf} от $\{(q_1/q_3) \log[(t_1 + \Delta t_{si} + \Delta t)/(\Delta t_{si} + \Delta t)] + \log \Delta t\}$ должен иметь вид прямой линии с углом наклона

$$m'_3 = \frac{-21,5q_3B\mu}{kh} \quad (4.23)$$

и точкой пересечения с осью ординат

$$p_{int} = p_i + m'_3 \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] \quad (4.24)$$

Проницаемость пласта можно найти из уравнения (4.23), которое является идентичным уравнению (3.9) для исследования скважины методом падения давления, отличаться будет только график. Скин-фактор можно оценить из графика по формуле:

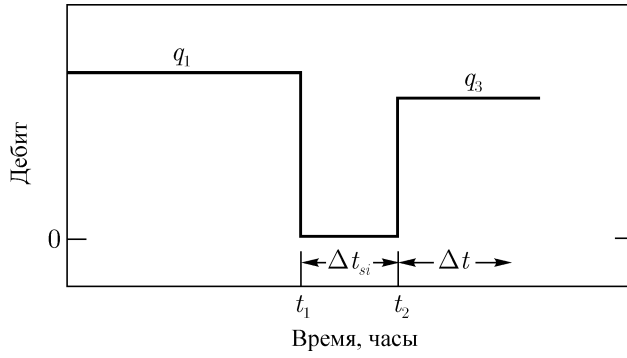


Рис. 4.9. Схематическое изменение дебита при исследовании скважины с кратковременной остановкой.

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_f - p_{wf}(\Delta t = 0)'}{m} \right]_3 + \frac{q_1}{q_3} \log \left(\frac{t_1 + \Delta t_{st}}{\Delta t_{st}} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \quad (4.25)$$

Уравнение (4.25) внешне схоже с уравнением (3.10), которое служит для оценки скин-фактора по обычному исследованию методом падения давления, за исключением наличия дополнительного логарифмического члена в уравнении. Если рассчитать скин-фактор по результатам исследования методом падения давления, проведенного сразу после исследования методом восстановления давления, то он не всегда будет совпадать со скин-фактором, найденным по данным восстановления давления. Это связано с тем, что при интерпретации не использовались надлежащие график и уравнение (уравнение (4.5)). Подобные случаи особенно характерны при интерпретации результатов исследования скважин пластоиспытателем.

4.5. Влияние истощаемого пласта

Если забойное давление снижается вследствие извлечения флюида из исследуемой скважины или других скважин, расположенных в этом же пласте, то методики интерпретации, представленные выше, необходимо модифицировать [12, 13]. Такие модифицированные методики интерпретации становятся тем важнее, чем выше темп истощения пласта и дольше время исследования. Модификации, представленные в этом параграфе, применяются тогда, когда падение давления в исследуемой скважине вызвано работой других скважин или самой скважины. Не имеет значения, какой именно из этих факторов стал причиной падения давления.

На рис. 4.10 иллюстрируется динамика изменения забойного давления в исследуемой скважине, расположенной в истощаемом пласте. Сплошная линия соответствует измеряемому давлению, а пунктирная линия — гипотетическому давлению, если бы не было изменения дебита скважины в момент времени t_1 . Давление вдоль пунктирной линии, соответствующей случаю «без исследования», обозначается p_{wext} . Используя принципы, описанные Слайдером в работах [12, 13] (схожие принципы рассматрива-

лись в параграфе 3.4), уравнение (4.1) можно модифицировать следующим образом:

$$\frac{p_{wext}(t_1 + \Delta t) - p_{wf}(t_1 + \Delta t)}{q_N} = m' \sum_{j=1}^N \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \log(\Delta t - \Delta t_{j-1}) \right] + b', \quad (4.26)$$

где m' и b' определяются по уравнениям (4.2) и (4.3) соответственно. Интерпретация результатов исследования в истощаемом пласте проводится аналогично алгоритму, изложенному в параграфе 4.2, за исключением того, что используется разница давлений $p_{wext} - p_{wf}$ (вертикальное расстояние между сплошной и пунктирной линией на рис. 4.10). Если исследование началось в момент времени 0 при пластовом давлении p_i и отсутствии других работающих скважин, то уравнение (4.26) превращается в уравнение (4.1). Также можно модифицировать и уравнение (4.21), заменив $p_{wf}(\Delta t = 0)$ на p_{wext} .

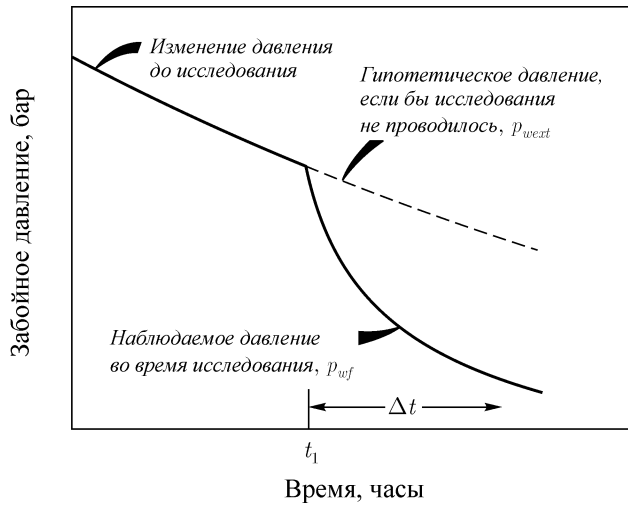


Рис. 4.10. Схематическое изменение давления со временем при исследовании скважины, работающей с переменным дебитом в истощаемом пласте.

Для исследований скважин на двух режимах (см. параграф 4.3) соответствующее уравнение имеет вид:

$$p_{wext}(t_1 + \Delta t) - p_{wf}(t_1 + \Delta t) = -m'_1 \left[\log \left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right] - \Delta p_{int} \quad (4.27)$$

В этом случае график имеет наклон m' , определяемый по уравнению (4.8), и точку пересечения с осью ординат, описываемую выражением:

$$\Delta p_{int} = \frac{m'_1 q_2}{q_1} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right]. \quad (4.28)$$

Проницаемость пласта рассчитывается по уравнению (4.10), а скин-фактор по формуле:

$$s = 1,1513 \left[\frac{\Delta p_{int} q_1}{m'_1 q_2} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right]. \quad (4.29)$$

Если скважина во время исследования на двух режимах достигла псевдостационарного состояния на первом режиме, тогда уравнение (4.27) принимает следующий вид:

$$p_{wext}(t_1 + \Delta t) - p_{wf}(t_1 + \Delta t) = \Delta p_{lhr} - m^* \log \Delta t. \quad (4.30)$$

Из уравнения (4.30) следует, что график зависимости экстраполированной разницы давлений от $\log \Delta t$ должен иметь вид прямой с наклоном, равным $-m''$, где m'' определяется по уравнению (4.14). Точка пересечения с осью ординат находится по формуле:

$$\Delta p_{lhr} = -m'' \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right]. \quad (4.31)$$

Проницаемость рассчитывается по уравнению (4.16), а скин-фактор по выражению:

$$s = 1,1513 \left[\frac{-\Delta p_{lhr}}{m''} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right] \quad (4.32)$$

Представленный алгоритм интерпретации исследования скважины на двух режимах, когда при первом режиме достигнуто псевдостационарное состояние в пласте, можно еще более упростить. А именно, найти параметр

$$p_{wext}(t_1 + \Delta t) = p_{wf}(\Delta t = 0) + m^* \Delta t, \quad (4.33)$$

где

$$m^* = \frac{dp_{wf}}{dt}, \quad (4.34)$$

по наклону декартового графика зависимости p_{wf} от t , построенного по точкам, соответствующим работе скважины до начала второго режима. Тогда, используя уравнение (4.33), можно переписать уравнение (4.30) следующим образом:

$$p_{wf}(t_1 + \Delta t) - m^* \Delta t = \Delta p_{lhr} + m'' \log \Delta t, \quad (4.35)$$

где m^* определяется по уравнению (4.34), а m'' - по уравнению (4.14). Тогда график зависимости $(p_{wf} - m^* \Delta t)$ от $\log \Delta t$ будет представлять собой прямую линию с наклоном m'' и точкой пересечения с осью ординат:

$$\begin{aligned} \Delta p_{lhr} &= [p_{wf}(t_1 + \Delta t) - m^* \Delta t]_{lhr} = \\ &= p_{wf}(\Delta t = 0) + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] \end{aligned} \quad (4.36)$$

Скин-фактор можно рассчитать по уравнению (4.17), где вместо p_{lhr} подставляют Δp_{lhr} .

Главное отличие уравнений, выведенных в этом параграфе, от уравнений, представленных в параграфах 4.2 и 4.3, заключается в том, что здесь характер распределения давления в момент начала исследований на двух режимах или с переменным дебитом не соответствует распределению в бесконечном пласте. А именно, если на момент начала исследования в пласте наблюдается псевдостационарное распределение давления, то вполне можно ожидать, что методика интерпретации даст результаты, отличные от результатов методик, изложенных в параграфах 4.2 и 4.3.

4.6. Исследование скважины при постоянном забойном давлении

Характер изменения давления в скважине, работающей при постоянном забойном давлении, аналогичен характеру падения давления в скважине, работающей с переменным дебитом. Технология исследования скважины заключается в поддержании постоянного забойного давления с одновременной записью изменения дебита. Как правило, результаты такого исследования не подвержены эффекту влияния объема ствола. Однако, если поддерживают постоянное *устьевое* давление, то падение давления вследствие потерь на трение в колонне труб может действовать подобно эффекту влияния объема ствола скважины, вызывая изменения забойного давления со временем.

На рис. 4.11 схематически показана динамика изменения давления и дебита во время исследования скважины при постоянном забойном давлении. На практике такие исследования проводят редко, поскольку намного легче точно измерять давление, чем дебит. Однако, исследования скважин с постоянным дебитом могут ненароком превратиться в исследования при постоянном забойном давлении, поэтому желательно иметь методику интерпретации таких исследований.

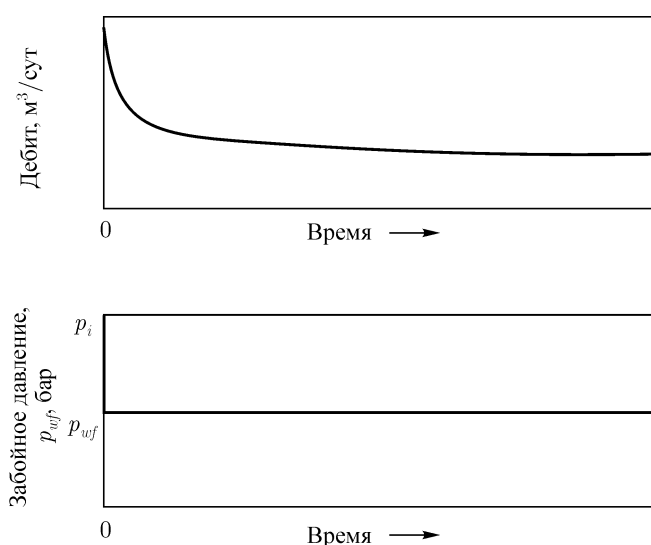


Рис. 4.11. Схематическое представление изменения дебита и давления во время исследования скважины при постоянном забойном давлении.

Таким же способом, как мы выражали давление как функцию дебита и времени, мы можем выразить и дебит как функцию перепада давления и времени:

$$q = \frac{kh(p_1 - p_{wf})}{18,66B\mu} q_D(t_D) \quad (4.37)$$

Определение безразмерного времени останется прежним:

$$t_D = 0,00036 \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (4.38)$$

Чтобы рассчитать изменение дебита, вызванного серией перепадов давлений во время работы скважины при контролируемом забойном давлении, можно применить

метод суперпозиции, используя уравнение (4.27). Расчеты проводятся аналогично алгоритму, представленному в параграфе 2.9.

На рис. 4.12 представлена зависимость безразмерного дебита от безразмерного времени для бесконечного пласта [5], которая особенно полезна при интерпретации результатов исследований методом совмещения кривых. При совмещении кривых придерживаются схожей методики, что и в параграфе 3.3. А именно, если говорить кратко, фактические данные исследования в виде графика зависимости дебита q (ось ординат) от времени t (ось абсцисс) наносят на кальку, положенную поверх рис. 4.12. Затем кальку перемещают горизонтально и вертикально до тех пор, пока фактический график не совпадет с эталонной кривой на рис. 4.12. Далее определяют координаты q_M и t_M произвольной «точки сравнения» на кальке и координаты $(q_D)_M$ и $(t_D)_M$, соответствующие «точке сравнения» на рис. 4.12. Проницаемость пласта рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{18,66B\mu}{(p_i - p_{wf})h} \left[\frac{q_M}{(q_D)_M} \right], \quad (4.39)$$

а параметр пористость-сжимаемость-мощность пласта по выражению:

$$\phi c_t h = 0,00036 \frac{kh}{\mu r_w^2} \left[\frac{t_M}{(t_D)_M} \right]. \quad (4.40)$$

Представленная методика совмещения кривых *предполагает нулевой скин-фактор*.

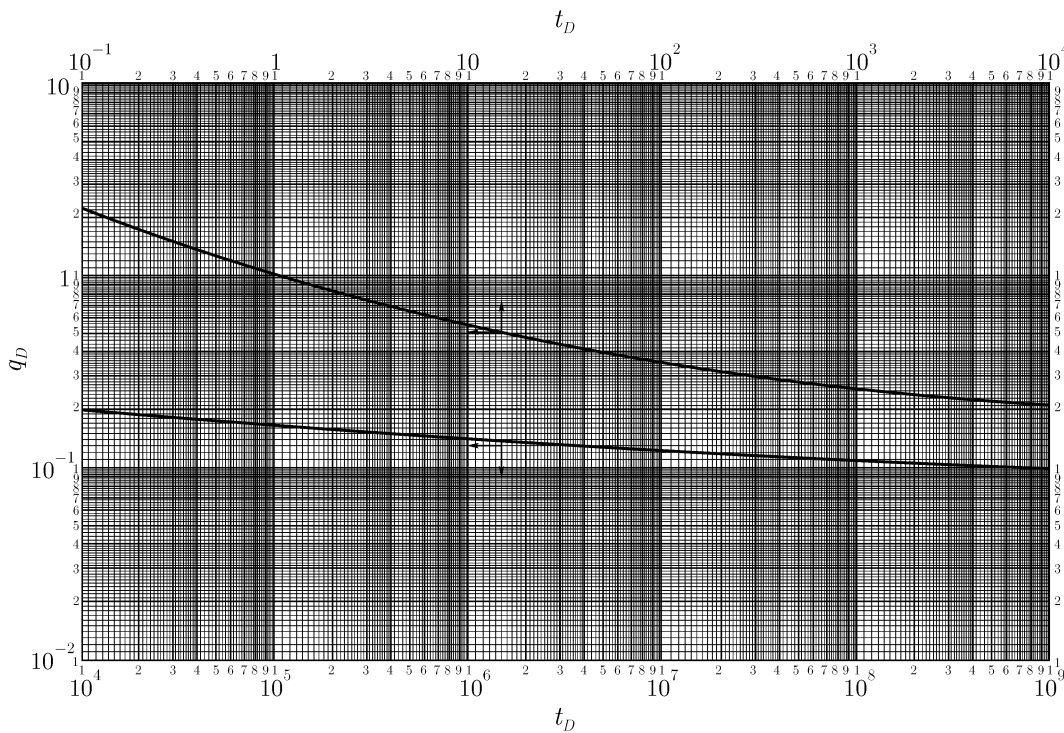


Рис. 4.12. Безразмерный дебит одиночной скважины в бесконечном пласте. Данные Якоба и Ломана [5]

Якоб и Ломан в работе [5] показывают, что при больших временах q_D можно аппроксимировать следующим выражением:

$$q_D = \frac{2}{\ln(t_D) + 0,80907}. \quad (4.41)$$

Уравнение (4.41) пригодно только для бесконечных пластов и дает погрешность 0,1 % при $t_D \geq 5 \cdot 10^{11}$, 1 % при $t_D \geq 8 \cdot 10^4$ и 2 % при $t_D \geq 5 \cdot 10^3$. Если в уравнение (4.37) подставить уравнение (4.41) и при расчете перепада давления учитывать скин-фактор, то в результате получим следующее соотношение:

$$\frac{1}{q} = m_q \log t + (1/q)_{1hr}. \quad (4.42)$$

Из этого уравнения следует, что график зависимости $(1/q)$ от $\log t$ должен иметь вид прямой линии с наклоном, определяемым во выражению:

$$m_q = \frac{21,5B\mu}{kh(p_i - p_{wf})} \quad (4.43)$$

и точкой пересечения с осью ординат (при $t = 1$ час), выражаемой формулой:

$$(1/q)_{1hr} = m_q \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] \quad (4.44)$$

Проницаемость можно найти по наклону графика $(1/q)$ от $\log t$, используя следующую формулу:

$$k = \frac{21,5B\mu}{m_q(p_i - p_{wf})h} \quad (4.45)$$

Скин-фактор можно определить по уравнению (4.44), преобразованному к виду:

$$s = 1,1513 \left[\frac{(1/q)_{1hr}}{m_q} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right] \quad (4.46)$$

Пример 4.4. Исследование скважины при постоянном забойном давлении в бесконечном пласте

В результате моделирования исследования скважины при постоянном забойном давлении получена кривая изменения дебита (рис. 4.13). При моделировании использовали следующие исходные данные:

$$\begin{aligned} k &= 6,5 \text{ мД} \\ \mu &= 1,35 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ h &= 57,9 \text{ м} \\ B &= 1,0 \\ \phi c_t &= 2,97 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1} \\ p_i - p_{wf} &= 68,9 \text{ бар} \\ r_w &= 0,305 \\ s &= 0 \end{aligned}$$

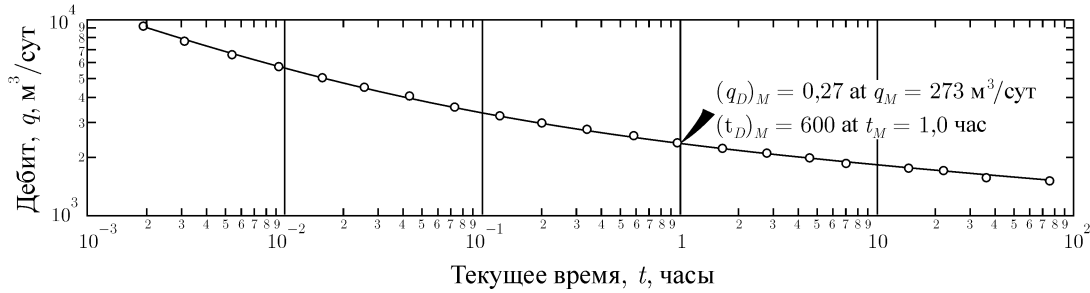


Рис. 4.13. Динамика изменения дебита при исследовании с постоянным забойным давлением. Пример 4.4.

Затем кривую на рис. 4.13 совместили с эталонной кривой на рис. 4.12. Выбранная точка сравнения имеет следующие координаты:

$$\begin{aligned} q_M &= 273 \text{ м}^3/\text{сут} \\ t_M &= 1 \text{ час} \\ (q_D)_M &= 0,27 \\ (t_D)_M &= 600 \end{aligned}$$

По уравнению (4.39) находим:

$$k = \frac{(18,66)(1,0)(273)(1,35)}{(68,9)(0,27)(57,9)} = 6,4 \text{ мД},$$

что отличается от искомой величины на 1,5 %. Параметр пористость-сжимаемость-мощность пласта рассчитывается по уравнению (4.40):

$$\phi c_t h = \frac{0,00036(6,4)(57,9)(1)}{(1,35)(0,305)^2(600)} = 1,77 \times 10^{-3} \text{ м/бар}$$

или

$$\phi c_t = \frac{1,74 \times 10^{-3}}{57,9} = 3,06 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}.$$

Полученное значение отличается на 3 % от искомой величины.

Другой способ интерпретации основан на построении графика $(1/q)$ от $\log t$ (см. рис. 4.14). По точкам графика, соответствующим временному интервалу $0,1 < t < 10$ часов, проведена прямая с наклоном, равным:

$$m_q = 1,07 \times 10^{-3} \text{ сут}/(\text{м}^3 \cdot \text{лог.цикл.})$$

Согласно уравнению (4.45) имеем:

$$k = \frac{(21,5)(1,0)(1,35)}{(68,9)(1,07 \times 10^{-3})(57,9)} = 6,8 \text{ мД}$$

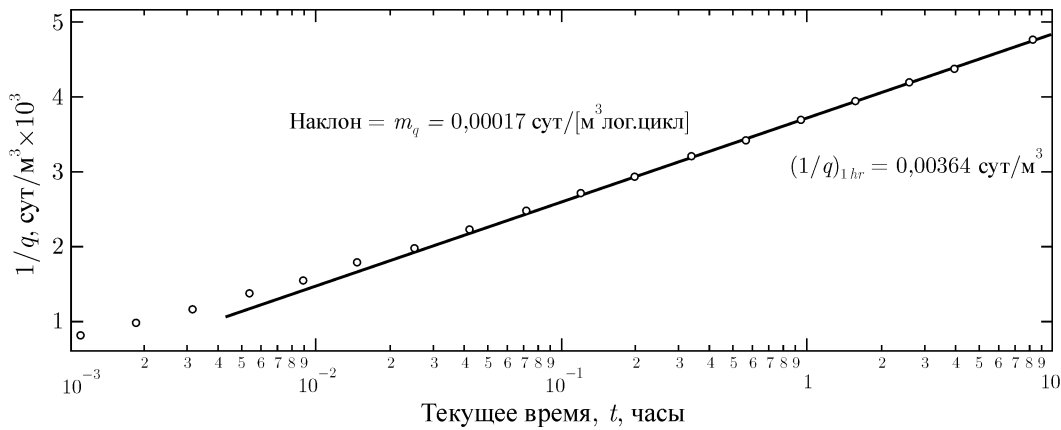


Рис. 4.14. График данных исследования скважины при постоянном забойном давлении в координатах $1/q$ от $\log t$. Пример 4.4.

В данном случае ошибка составляет 4,6 процента. Скин-фактор рассчитывается по рис. 4.14 и уравнению (4.46). А именно, по рис. 4.14 находим, что $(1/q)_{1hr} = 0,00364 \text{ сут/м}^3$, а по уравнению определяем:

$$s = 1,1513 \left[\frac{0,00364}{1,07 \times 10^{-3}} - \log \left(\frac{6,8}{(1,35)(3,07 \times 10^{-5})(0,305)^2} \right) + 3,0923 \right] = 0,28.$$

Найденный результат сопоставим с фактическим значением 0.

В отличие от исследований скважины с постоянным дебитом во время исследования при постоянном давлении псевдостационарный режим фильтрации не наблюдается. Когда влияние границ пласта начинает сказываться на перераспределении давления во время исследования при постоянном забойном давлении, то дебит быстро падает в результате общего снижения пластового давления. При этом дебит скважины стремится к нулю по мере выравнивания пластового и забойного давлений.

4.7. Исследование границ пласта при переменном дебите

В параграфе 3.5 рассматривается технология исследования скважины с постоянным дебитом с целью определения границ пласта. Однако на практике часто бывает трудно поддерживать постоянный дебит в течение длительного периода времени. При изменении дебита по циклическому или колебательному закону все еще можно использовать методики исследования границ пласта, изложенные в работах [14, 15]. Эти методики имеют много общего с методиками определения границ пласта по исследованиям скважин с постоянным дебитом, однако получаемые результаты менее точны.

Чтобы интерпретировать результаты исследования скважины с переменным дебитом для определения размеров пласта, необходимо построить график изменения забойного давления от времени в декартовых координатах. Точки давлений следует сгруппировать по дебитам, при которых они были замерены. На рис. 4.15 представлен такой

график для нагнетательной скважины при закачке сточных вод. Для данной скважины имеются три серии замеров давлений, выполненные при трех различных приемистостях. Подобный график должен иметь прямолинейный участок. Однако фактически, вследствие изменения приемистости скважины, прямая линия вред ли образуется. Поэтому прямую обычно проводят методом наименьших квадратов по точкам давлений, измеренных при одном из режимов закачки. Наклон m^* этой прямой можно использовать для оценки объема дренируемого пласта по формуле:

$$\phi h A = -\frac{0,04162\bar{q}B}{c_t m^*} \quad (4.47)$$

Уравнение (4.47) идентично уравнению (3.35) за исключением того, что здесь подставляется средний дебит. Несмотря на то, что точки разбиты по дебитам, при которых они измерялись, все равно при оценке объема пласта используют *средний дебит*.

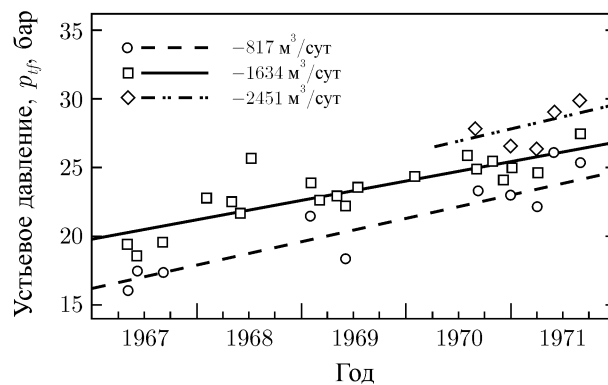


Рис. 4.15. Длительное по времени исследование границ пласта при переменном дебите, рассмотренное в примере 4.5. Изменение темпа закачки промышленных отходов в скважину в течение пяти лет с тремя различными дебитами закачки; $\bar{q} = -1535 \text{ м}^3/\text{сут}$ для указанного периода времени. Согласно Эрлагеру [14].

Пример. 4.5. Исследование границ пласта при переменном дебите

На рис. 4.15 представлены фактические замеры давления [14], выполненные в течение последних 5 лет из 11-летнего срока эксплуатации скважины для закачки промышленных отходов. Хотя эти данные соответствуют процессу закачки, методы этого параграфа можно применять, предположив в уравнениях отрицательный дебит (см. параграф 7).

Скважина обсажена до глубины 550 метров и вскрывает кристаллический фундамент до отметки 910 метров открытым забоем. Только часть из 365-метрового вскрытого разреза является пористой и проницаемой, однако сами значения пористости и эффективной мощности не известны. Отмечено, что закачку ведут в горизонт большой протяженности.

Процесс закачки осуществляют одним, двумя или тремя насосами, т.е. приемистость скважины равна соответственно - 817, - 1634 или - 2451 $\text{м}^3/\text{сут}$. Данные давления и дебита сообщаются ежемесячно, только без указания как долго дебит держался до момента измерения давления. Достоверно известно общее количество закаченного

флюида. Средняя приемистость для периода времени, показанного на рис. 4.15, составляет $1535 \text{ м}^3/\text{сут}$. Объемный коэффициент V равен 1,0. Суммарная сжимаемость c_t неизвестна, но по оценкам она примерно составляет $7,25 \cdot 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$.

На рис. 4.15 по точкам давлений для каждого из трех дебитов проведены прямые линии методом наименьших квадратов. Наклоны m' равны $+1,81 \cdot 10^{-4} \text{ бар/час}$, $+1,48 \cdot 10^{-4} \text{ бар/час}$ и $+2,18 \cdot 10^{-4} \text{ бар/час}$ соответственно для приемистости - $817 \text{ м}^3/\text{сут}$, - $1634 \text{ м}^3/\text{сут}$, - $2451 \text{ м}^3/\text{сут}$. Оцениваем поровой объем по уравнению (4.47), подставляя средней приемистостью $\bar{q} = 1535 \text{ м}^3/\text{сут}$. Тогда для данных, обозначенных на графике кружками, получим:

$$A\phi h = \frac{-0,04169(-1535)(1)}{(1,81 \times 10^{-4})(7,25 \times 10^{-5})} = 4,88 \times 10^9 \text{ м}^3.$$

Аналогичным образом рассчитываем поровой объем для квадратных точек $5,94 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, и для точек в виде ромба - $4,05 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Полученные результаты не противоречат известной геологии. Результат, полученный по точкам в виде ромбов ($q = -2451 \text{ м}^3/\text{сут}$), следует рассматривать как наименее надежный, поскольку имеется всего лишь пять точек, и они значительно разбросаны. Возможно, наиболее достоверное значение объема является $5,94 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, поскольку большая часть точек соответствует $q = -1634 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Для вышеприведенных расчетов требуется, чтобы режим фильтрации был псевдостационарным. Главным признаком псевдостационарного режима фильтрации является кажущийся линейный рост давления в течение длительного периода времени. Если данный режим фильтрации не наблюдается, то найденный поровой объем окажется существенно заниженным.

4.8. Исследование нефтяных скважин на продуктивность

Исследования на продуктивность уже долгое время проводятся в газовых скважинах с целью определения их производительности при определенном забойном давлении [1, 16–19]. Феткович в работе [20] демонстрирует, что подобный вид исследования можно использовать и для нефтяных скважин. Эти исследования особенно полезно проводить в пластах, где давление ниже давления насыщения. В этом случае свойства флюида и относительные фазовые проницаемости изменяются с расстоянием от скважины. Между дебитом скважины (в поверхностных условиях) и забойным давлением эмпирически установлена связь в виде:

$$q_0 = J'_0(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n, \quad (4.48)$$

где J'_0 — коэффициент продуктивности, n — эмпирически устанавливаемый показатель экспоненты. Опираясь на промысловые исследования, Феткович [20] установил, что $0,5 \leq n \leq 1,0$. Уравнение (4.48) аналогично уравнению притока газа, используемому при обработке результатов исследований на продуктивность газовых скважин.

Двумя важными исследованиями скважин на продуктивность являются метод ступенчатого изменения дебита и модифицированный изохронный метод исследования. На рис. 4.16 схематически показана динамика изменения дебита и давления при исследовании методом ступенчатого изменения дебита. Согласно технологии исследования этим методом на скважине поддерживают постоянный дебит q_1 до полной стабилизации давления на уровне p_{wf1} . Затем на скважине устанавливают другой дебит q_2 и

поддерживают его постоянным, пока забойное давление не стабилизируется на уровне p_{wf2} и т.д. Исследование, как правило, состоит из четырех режимов работы с различными дебитами. В принципе количество режимов может быть произвольным, но не менее трех. Дебиты при исследовании можно как увеличивать от режима к режиму, так и уменьшать. Основной недостаток исследования методом ступенчатого изменения дебита состоит в необходимости полностью стабилизировать забойное давление на каждом режиме. Время стабилизации можно найти по уравнению (2.40):

$$t_s \approx \frac{\phi \mu c_t A}{0,0036k}. \quad (4.49)$$

Для пластов больших размеров или с низкой проницаемостью время стабилизации может оказаться неприемлемо большим.

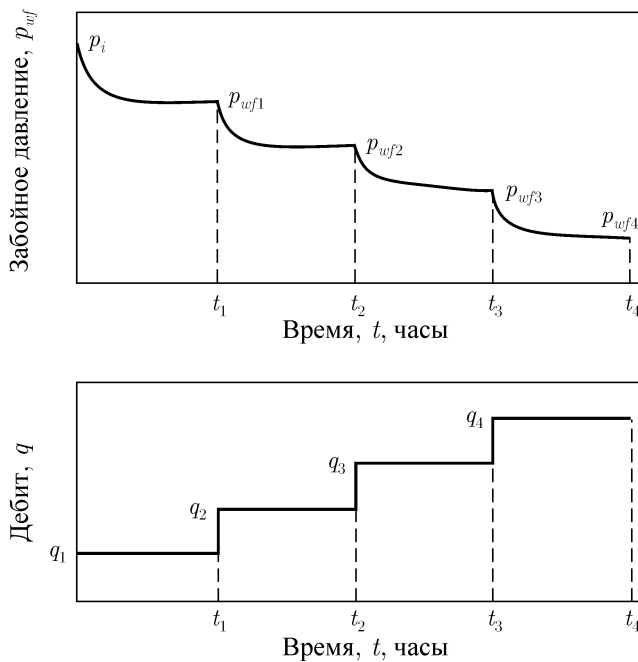


Рис. 4.16. Изменение давления и дебита при исследовании скважины методом ступенчатого изменения дебита.

Чтобы избежать проблем, связанных с большой длительностью стабилизации, Каллендер [18] предложил изохронный метод исследования для газовых скважин. Позже в работе [19] был предложен ускоренный вариант этого метода - модифицированный изохронный метод. Он позволяет сократить время исследования и поэтому ему отдают предпочтение. На рис. 4.17 схематически показана динамика изменения дебита и давления при исследовании модифицированным изохронным методом. Скважина работает с дебитом q_1 определенное время t_1 , по истечению которого определяют давление p_{wf1} . Затем скважину закрывают на это же время t_1 и фиксируют давление в конце периода закрытия p_{wf2} . Далее исследование продолжают при дебитах q_2, q_3, q_4 и т.д. На последнем режиме, как правило, скважину полностью стабилизируют, чтобы получить одну точку, соответствующую стабилизированному давлению $(p_{wf})_{pss}$.

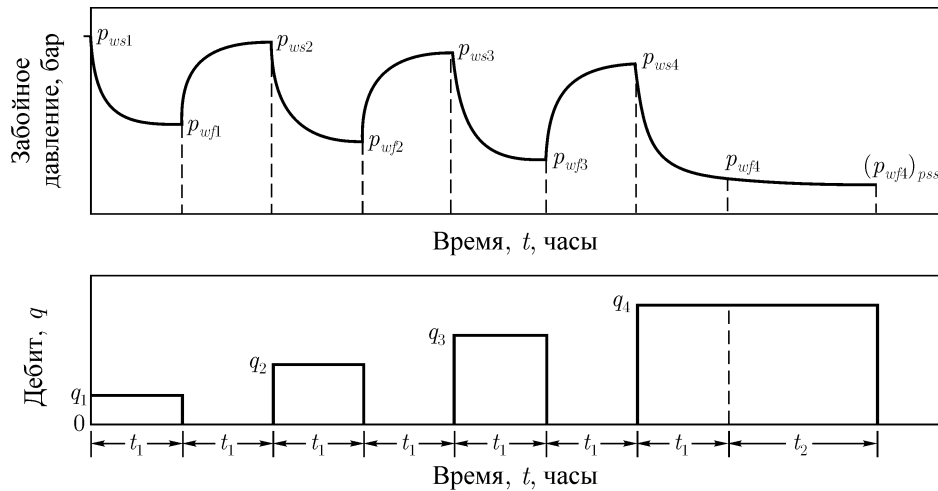


Рис. 4.17. Изменение давления и дебита при исследовании скважины модифицированным изохронным методом

На рис. 4.18 изображен график $\log(p^2 - p_{wf}^2)$ от $\log q$, являющийся основой для интерпретации результатов модифицированного изохронного исследования скважины на продуктивность. На графике, как правило, точки образуют прямую линию с наклоном $1/n$. Местоположение прямой линии на графике зависит от продолжительности работы скважины на каждом режиме. Следовательно, при обычной интерпретации точки, соответствующие четырем дебитам, определяют прямую линию, а единственная точка, соответствующая стабилизированному давлению, определяет местоположение кривой продуктивности при стабилизированном режиме. Зная величину $(p^2 - p_{wf}^2)$ можно по кривой продуктивности определить соответствующую продуктивность скважины (дебит). Другой способ определения дебита заключается в том, что по графику на рис. 4.18 находят J'_0 и n , а дебит рассчитывают по уравнению (4.48). В этом случае в графике (рис. 4.18) и в уравнении (4.48) используют среднее пластовое давление. Именно это давление используется в исследованиях методом ступенчатого изменения дебита и обычным изохронным методом. При построении графика для модифицированного изохронного метода исследования вместо среднего пластового давления используют давление в закрытой скважине до ее пуска на режим.

Феткович в работе [20] приводит результаты многочисленных исследований методом ступенчатого изменения дебита и изохронным методом, проведенных в нескольких нефтяных скважинах. Рис. 4.19 демонстрирует, что метод ступенчатого изменения дебита и изохронный метод могут давать одинаковые результаты при исследовании нефтяной скважины в насыщенном (имеется как нефть, так и свободный газ) пласте. Если нет данных исследования скважин на продуктивность в пласте с режимом растворенного газа, то все еще возможно прогнозировать продуктивность скважины, используя «индикаторную кривую» (IPR), предложенную Вогелом [21] и модификацию IPR, предложенную Стэндингом [22]. Вогел с помощью численного моделирования показал, что многие пласты при режиме растворенного газа в пласте и давлениях ниже давления

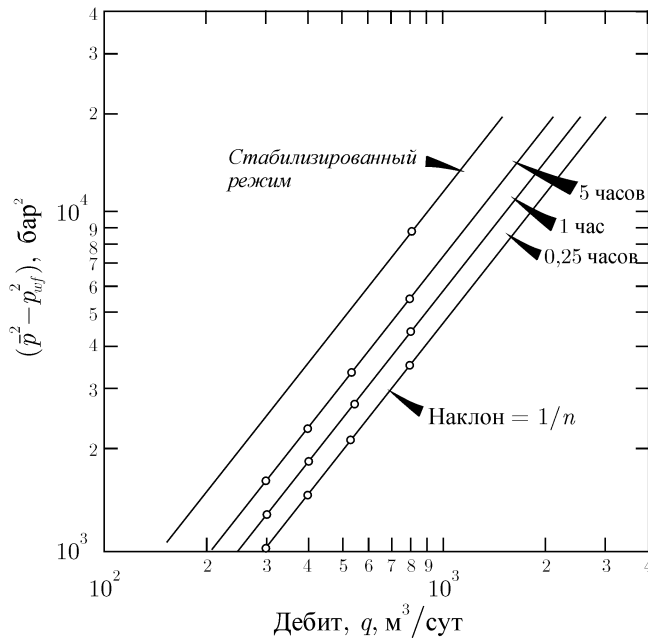


Рис. 4.18. Пример графика, получаемого по результатам исследования скважины модифицированным изохронным методом.

насыщения имеют индикаторную кривую, описываемую выражением:

$$q_0 = \frac{J^* \bar{p}}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right], \quad (4.50)$$

где q_0 — дебит нефти при забойном давлении p_{wf} и J^* — коэффициент продуктивности. При заданном стабилизированном дебите q_0 и соответствующих \bar{p} и p_{wf} по уравнению (4.50) можно рассчитать J^* . Затем, чтобы определить q_0 при другом стабилизированном забойном давлении, используют уравнение (4.50) с экспериментально определенным J^* . Стэндинг в работе [22] показывает, что по мере истощения пласта необходимо в уравнение (4.50) вносить поправки, учитывающие изменения относительной фазовой проницаемости и свойств флюида. Он предложил рассчитывать прогнозный коэффициент продуктивности по известному текущему значению согласно выражению:

$$J_F^* = J_p^* \frac{\left(\frac{k_{r0}}{\mu_0 B_0} \right)_F}{\left(\frac{k_{r0}}{\mu_0 B_0} \right)_p}, \quad (4.51)$$

где индекс F относится к некоторому времени в будущем, а индекс p — к текущему моменту. Прогнозные значения k_{r0} , μ_0 и B_0 рассчитываются по уравнениям материального баланса. Техника построения прогнозной IPR следующая: 1) рассчитать J_p^* по данным добычи на текущий момент и уравнению (4.50); 2) оценить J_F^* по уравнению (4.51); и 3) оценить прогнозную IPR (q_0) по уравнению (4.50), используя значение J_F^* . Стэндинг в работе [22] приводит пример расчета.

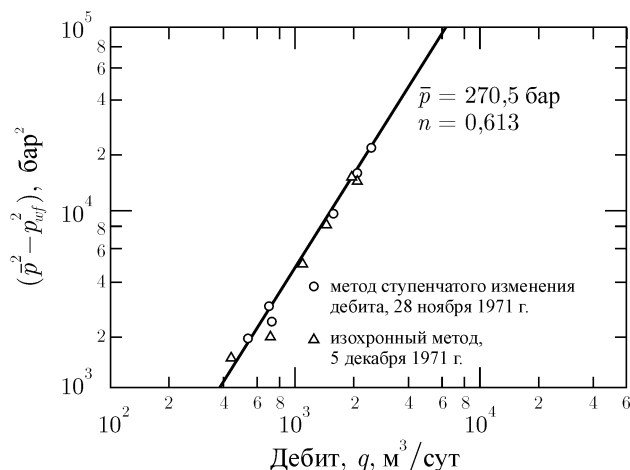


Рис. 4.19. Кривые продуктивности, полученные в результате 4-часового исследования как изохронным методом, так и методом ступенчатого изменения дебита. Промысловые исследования в насыщенном пласте (ниже давления насыщения). Данные по Фетковичу [20].

Следует особо отметить, что исследования скважин на продуктивность не являются нестационарными исследованиями. По ним невозможно оценить скин-фактор и проницаемость пласта. Скорее, они дают эмпирические зависимости между дебитом и депрессией для нефтяной скважины, работающей на стационарном режиме. Однако они действительно учитывают неидеальные условия в пласте, а именно: изменения распределения насыщенностей и свойств флюидов с давлением. С этой точки зрения исследования скважин на продуктивность могут оказаться ценными при прогнозировании дебитов скважин в зависимости от имеющегося перепада давления.

4.9. Факторы, затрудняющие исследования скважин с переменным дебитом

Главное преимущество исследований скважин с переменным дебитом проявляется тогда, когда трудно или невозможно интерпретировать обычное исследование на нестационарных режимах вследствие изменяющегося объема ствола скважины. Проведение исследований скважин на нескольких режимах хотя и не устраняет эффект влияния ствола скважины, но позволяет предотвратить изменение коэффициента объема ствола скважины. Другое преимущество этого вида исследования заключается в сокращении потерь в текущей добычи. Однако их сложно контролировать из-за динамичности изменения давления и дебита. Колебания дебита сложно измерять, особенно непрерывно, а методики интерпретации становятся сложнее, чем для исследований с постоянным дебитом, поэтому часто требуется использовать вычислительную технику.

Чтобы провести исследование с переменным дебитом наилучшим образом, инженер должен ясно представлять добычные возможности скважины. Вызванное изменение дебита должно быть достаточно большим для того, чтобы оказать значительное влияние на перераспределение давления в скважине. Эффект от изменения дебита на перераспределение давления необходимо рассчитать по уравнениям (4.1), (4.6) или (4.13). Как правило, дебит следует изменить в два и более раз.

Литература

- [1] Matthews, C. S. and Russell, D. G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 1, Chap. 6.
- [2] Odeh, A. S. and Jones, L. G. *Pressure Drawdown Analysis, Variable Rate Case*, J. Pet. Tech. (Aug 1965) 960–964, Trans., AIME, **234**. Also Reprint Series No. 9 – Pressure Analysis Methods Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 161–165.
- [3] Russell, D. G. *Determination of Formation Characteristics From Two Rate Flow Tests*, J. Pet. Tech. (Dec 1963) 1347–1355, Trans. AIME, **228**. Also Reprint Series No.9 – Pressure Analysis Methods Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 136–144.
- [4] Doyle, R. E. and Sayegh, E. F. *Real Gas Transient Analysis of Three Rate Flow Tests*, J. Pet. Tech. (Nov 1970) 1347–1356.
- [5] Jacob C. E. and Lohman, S. W. *Nonsteady Flow to a Well of Constant Drawdown in an Extensive Aquifer*, Trans. AGU (Aug 1952) 559–569.
- [6] Gladfelter, R. E., Tracy, G. W. and Wilsey L. W. *Selecting Wells Which Will Respond to Production Stimulation Treatment*, Drill. and Prod. Prac., API (1955) 117–129.
- [7] Wmestock, A. G. and Colpitts, G. P. *Advances in Estimating Gas Well Deliverability*, J. Cdn. Pet. Tech. (July Sept. 1965) 111–119.
- [8] Ramey, H. J. Jr. *Verification of the Gladfelter Tracy Wilsey Concept for Wellbore Storage Dominated Transient Pressures During Production*, J. Cdn. Pet. Tech. (April June 1976) 84–85.
- [9] Pinson A. E., Jr. *Conveniences in Analyzing Two Rate Flow Tests*, J. Pet. Tech. (Sept. 1972) 1139–1141.
- [10] Earlougher, R. C., Jr. *Estimating Errors When Analyzing Two Rate Flow Tests*, J. Pet. Tech. (May 1973) 545–547.
- [11] Odeh, A. S. and Jones, L. G. *Two Rate Flow Test, Variable Rate Case – Application to Gas Lift and Pumping Wells*, J. Pet. Tech. (Jan 1974) 93–99, Trans. AIME, **257**.
- [12] Slider H. C. *Application of Pseudo Steady State Flow to Pressure Buildup Analysis*, paper SPE 1403, presented at the SPE AIME Regional Meeting Amarillo, Tex, Oct. 27–28, 1966.
- [13] Slider, H. C. *A Simplified Method of Pressure Buildup Analysis for a Stabilized Well*, J. Pet. Tech. (Sept. 1971) 1155–1160, Trans., AIME, **251**.
- [14] Earlougher, Robert C., Jr. *Variable flow Rate Reservoir Limit Testing*, J. Pet. Tech. (Dec. 1972) 1423–1429.
- [15] Kazemi Hossein, *Discussion of Variable Flow Rate Reservoir Limit Testing*, J. Pet. Tech. (Dec. 1972) 1429–1430.
- [16] Rawlms, E. L. and Schellhardt M. A. *Back Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices*, Monograph, USBM (1936).
- [17] *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*, 3rd ed., Pub. ERCB 75–34 Energy Resources and Conservation Board, Calgary, Alta., Canada (1975).
- [18] Cullender, M. H. *The Isochronal Performance Method of Determining the Flow Characteristics of Gas Wells*, Trans., AIME (1955) **204**, 137–142. Also Reprint Series No.9 – Pressure Analysis Methods Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 203–208.

- [19] Katz, Donald L. Cornell, David Kobayashi, Riki Poettmann, Fred H. Vary, John A. Elenbaas, John R., and Wemaug, Charles F. *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw Hill Book Co, Inc., New York (1959) Chap. 11.
- [20] Fetkovich, M. J. *The Isochronal Testing of Oil Wells*, paper SPE 4529 presented at the SPE AIME 48th Annual Fall Meeting Las Vegas, Nev., Sept. 30–Oct. 3, 1973.
- [21] Vogel, J. V. *Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells*, J. Pet. Tech. (Jan 1968) 83–92, Trans. AIME, **243**.
- [22] Standing M. B. *Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing Solution Gas Drive Reservoirs*, J. Pet. Tech. (Sept. 1971) 1141–1142.

ГЛАВА 5

Исследование скважин методом восстановления давления

5.1. Введение

Исследования скважин методом восстановления давления, пожалуй, как самые известные методы исследования скважин при нестационарных режимах, подробным образом рассмотрены в литературе [1]–[10]. Впервые апробированный гидрогеологами [2] этот вид исследований широко используется и в нефтегазовой промышленности.

Для исследования методом восстановления давления необходимо закрыть работающую скважину. Согласно наиболее распространенным и простейшим методикам интерпретации также требуется, чтобы перед закрытием скважина работала с постоянным дебитом либо с самого начала ее ввода в эксплуатацию, либо достаточно долго для установления стационарного распределения давления (t_{pss}) в пласте. На рис. 5.1 схематически показана динамика изменения дебита и давления при идеализированном исследовании скважины методом восстановления давления. На этом рисунке и далее в этой книге t_p означает время работы скважины, а Δt — текущее время с момента закрытия. Давление измеряют сразу после закрытия скважины и записывают как функцию от времени. Полученную кривую восстановления давления (КВД) интерпретируют с целью определения параметров пласта и состояния призабойной зоны скважины. В этой главе рассмотрены наиболее распространенные методики анализа.

Как и при любом исследовании на нестационарных режимах необходимо знать устьевую и забойную конструкцию скважины для интерпретации КВД. Поэтому, прежде чем приступить к обработке результатов исследования, рекомендуется выяснить диаметры эксплуатационной колонны и колонны НКТ, глубину скважины, места установки пакеров и т. д. Замеры давления при небольших временах обычно нужны для выявления эффекта влияния объема ствола скважины, что, возможно, потребует снимать данные через каждые 15 секунд в течение нескольких первых минут. По мере увеличения времени исследования интервал замеров можно увеличить.

Стабилизация дебита скважины является важным этапом, предваряющим исследование методом восстановления давления. Если процесс стабилизации дебита не наблюдается или невозможен, то интерпретация результатов исследований по обычным методикам может дать ошибочную информацию о свойствах пласта. Таким образом, важно определить степень и достоверность процесса стабилизации дебита. Одним из способов заключается в сравнении длительности работы скважины перед закрытием и времени, необходимого для стабилизации дебита, определяемого по уравнениям (2.40) и (2.42). Если дебит скважины изменяется значительно перед закрытием, то КВД все еще можно анализировать, но методами для скважин с переменным дебитом (глава 4), или модификацией этих методов (параграф 5.4).

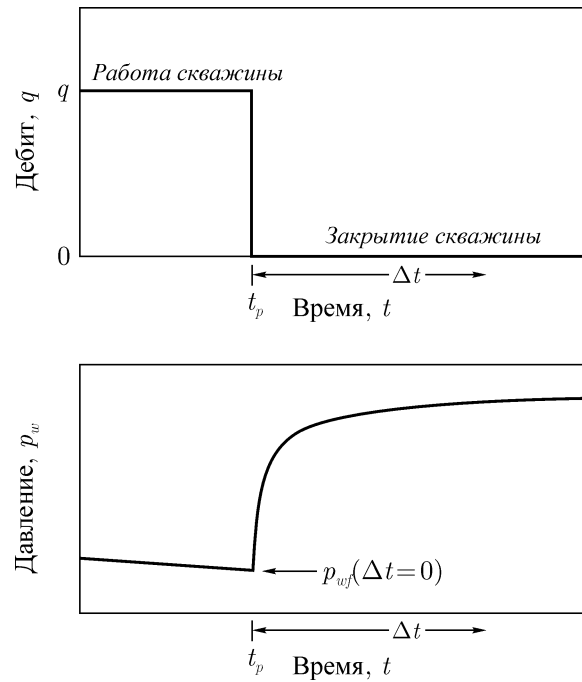


Рис. 5.1. Идеализированная динамика изменения дебита и давления при исследовании скважины методом восстановления давления/

5.2. Интерпретация КВД для бесконечного пласта

На любом этапе исследования скважины методом восстановления давления забойное давление в закрытой скважине можно выразить с помощью принципа суперпозиции, предполагая, что скважина работает с дебитом q до момента времени t_p и дебитом 0 в последующем периоде. В любой момент времени после закрытия скважины выполняется равенство:

$$p_{ws} = p_i - \frac{18,66qB\mu}{kh} \{p_D([t_p + \Delta t]_D) - p_D(\Delta t_D)\}, \quad (5.1)$$

где p_D — соответствующая функция безразмерного давления, а t_D определяется согласно уравнению (2.3a):

$$t_D = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2}. \quad (5.2)$$

При режиме фильтрации в бесконечном пласте, а также после прекращения эффекта влияния объема ствола и при отсутствии протяженных искусственно образованных трещин функцию p_D в уравнении (5.1) можно заменить логарифмической аппроксимацией интегральной показательной функции — уравнением (2.5b):

$$p_D = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0,80907). \quad (5.3)$$

Уравнение (5.3) пригодно при условии $t_D > 100$, которое для большинства пластов без трещин выполняется после нескольких минут. Используя уравнения (5.2) и (5.3),

можно переписать уравнение (5.1) следующим образом:

$$p_{ws} = p_i - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right). \quad (5.4)$$

Уравнение (5.4) описывает прямую линию с точкой пересечения с осью ординат p_i и наклоном $(-m)$, где

$$m = \frac{21,5qB\mu}{kh}. \quad (5.5)$$

Из уравнения (5.4) следует, что график изменения забойного давления в закрытой скважине в координатах p_{ws} от $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ должен иметь прямолинейный участок с наклоном $(-m)$, который можно использовать для расчета проницаемости пласта по формуле:

$$k = \frac{21,5qB\mu}{mh}. \quad (5.6)$$

Как Тис [2], так и Хорнер [6] предложили рассчитывать проницаемость подобным образом. В нефтегазовой промышленности график p_{ws} от $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ обычно называют графиком Хорнера (методом Хорнера). Такое же название используется и в этой книге.

На рис. 5.2 представлен схематический график Хорнера кривой восстановления давления с выделенным прямолинейным участком. Как следует из уравнения (5.4), этот прямолинейный участок можно экстраполировать до значения

$$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1, \quad \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 0,$$

что соответствует бесконечному времени закрытия скважины, чтобы получить оценку начального пластового давления p_i . Это оценка будет верна только в случае непродолжительной работы скважины перед закрытием. Однако, экстраполированное значение давления потребуется для расчета среднего пластового давления по методам главы 6.

На рис. 5.2, как и на всех графиках Хорнера в этой книге, направление оси абсцисс изменено в соответствии с общепринятой практикой, чтобы значения увеличивались справа налево. Построение графика с обратным направлением координатных осей, математически эквивалентное построению графика от $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$, приводит к тому, что реальное время увеличивается слева направо (см. верхнюю шкалу графика на рис. 5.2) и КВД принимает свой привычный вид. Однако наклон прямой, обычно считаемый положительной величиной, на графике будет *отрицательным*. Так, на рис. 5.2 наклон равен $-2,896$ бар/лог.цикл, т. е. $m = 2,896$ бар/лог.цикл.

В результате применения принципа суперпозиции скин-фактор s не фигурирует в основном уравнении процесса восстановления давления (5.1) и, как следствие, не появляется и в упрощенном уравнении (5.4) для построения графика Хорнера. Это означает, что скин-фактор не влияет на наклон графика Хорнера, но сказывается на *форме* КВД. На самом деле, отклонение от прямой линии при небольших временах может быть вызвано как скин-фактором, так и влиянием объема ствола скважины, как показано на рис. 5.2 (также см. рис. Е.1). Это отклонение может оказаться значительным при большом негативном скин-факторе, характерном для скважин после гидроразрыва. В любом случае, скин-фактор действительно влияет на текущее давление перед закрытием скважины, значит его можно рассчитать по КВД и текущему давлению на момент

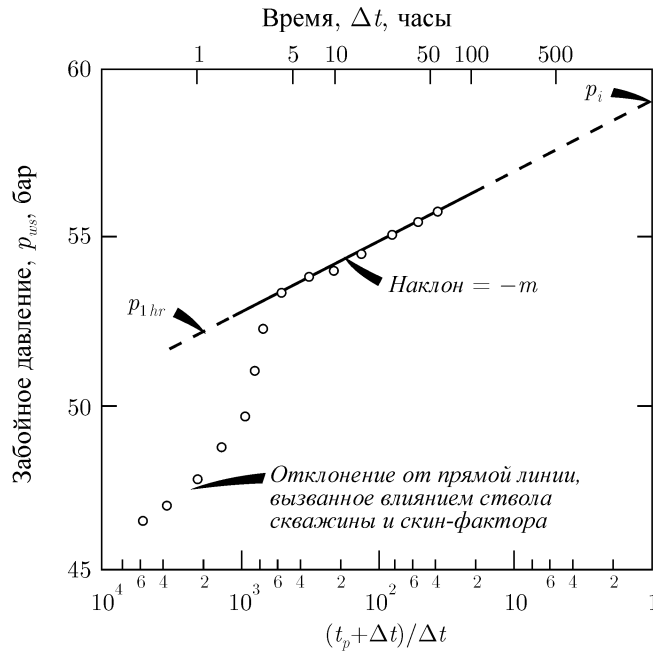


Рис. 5.2. График Хорнера для КВД, показывающий эффекты влияния ствола скважины и скин-фактора

начала исследования [1], [8], [11]:

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right]. \quad (5.7)$$

В уравнении (5.7) символ $p_{wf}(\Delta t = 0)$ означает текущее забойное давление, измеренное в момент закрытия скважины, а m — наклон графика Хорнера. Вследствие допущений, принятых при выводе уравнения (5.7) [1, 8], точка p_{1hr} должна принадлежать прямолинейному участку графика Хорнера. Однако на практике замеренные давления часто не ложатся на прямую линию в момент времени 1 час из-за влияния объема ствола скважины (вследствие послепритока в ствол) или большого отрицательного скин-фактора (как результат образования искусственных трещин в пласте). В этом случае прямолинейный участок необходимо экстраполировать до момента 1 час и определить давление в этой точке. На рис. 5.2 показан корректный способ определения p_{1hr} .

В зависимости от методики интерпретации результатов нестационарных исследований скважин наклон графика бывает положительным ($+m$) или отрицательным ($-m$). Иногда m уже имеет минусовой знак (сравните уравнение (3.6) для исследования методом падения давления и уравнение (5.5) для исследования методом восстановления давления). Это может привести к некоторой путанице при интерпретации. Данное затруднение можно избежать, если иметь в виду:

1) проницаемость всегда является положительной величиной, значит, знак m можно определить по уравнению (5.5) или эквивалентным уравнениям для других видов исследований;

2) первый член в скобках

$$\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m}$$

в уравнении для определения скин-фактора обычно является величиной положительной (за исключением скважин после гидроразрыва, где $s \ll 0$);

3) дебит при добыче принимается положительным, а при закачке — отрицательным.

Если использовать верную формулу m с соответствующим знаком, то никаких проблем при интерпретации не возникнет. В Приложении Е в зависимости от вида исследования и метода интерпретации приводятся соответствующие знаки m .

Уравнение (5.7) позволяет достаточно точно определить скин-фактор при условии $t_p \gg 1$ час. Если t_p станет одного порядка со значением 1 час (например, во время исследований с помощью испытателя пластов), то вместо уравнения (5.7) следует использовать следующее выражение:

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} + \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3,0923 \right]. \quad (5.8)$$

Промысловые инженеры часто сталкиваются с проблемой определения надлежащего значения t_p для конкретной скважины в разрабатываемом несколькими скважинами пласте. Уравнения (5.1) и (5.4) основаны на предположении постоянства дебита с момента времени 0 до t_p , что далеко не всегда соответствует реальным условиям. Хорнер в работе [6] показал, что во многих случаях величину t_p можно приблизительно оценить как отношение накопленной добычи, отсчитываемой с момента ввода скважины в эксплуатацию, к дебиту скважины непосредственно перед закрытием (в случае его изменения). За исключением короткого промежутка времени сразу после заканчивания скважины рекомендуется приблизительно оценить t_p не по общей накопленной добыче, а по накопленной добыче с момента последней стабилизации давления (или использовать другие удобные относительно небольшие промежутки времени в масштабе процесса истощения пласта):

$$t_p = \frac{24V_p}{q}. \quad (5.9)$$

В уравнении (5.9) параметр V_p является накопленным объемом добычи с момента последней стабилизации давления, а q — постоянным дебитом непосредственно перед закрытием скважины. Если при этих условиях время t_p оказалось значительно больше, чем t_{pss} [12, 13] (например, в 2 раза), тогда имеет смысл перестроить график с использованием t_{pss} (уравнение (2.24) для замкнутых пластов и уравнение (2.42) для пластов с постоянным давлением на границах). Для пластов с непроницаемыми границами график Хорнера, построенный относительно t_{pss} , будет иметь продолжительный прямолинейный участок в отличие от графика Миллера–Дайса–Хатчисона (МДХ) (параграф 5.3). Однако, основное преимущество замены на t_{pss} обычно заключается в минимизации ошибки при оценке среднего пластового давления (параграф 6.3).

Если время, соответствующее работе скважины с постоянным дебитом перед закрытием, значительно меньше t_{pss} , и дебит изменяется существенно (например, от 20 до 50%), то верные значения проницаемости, скин-фактора и начального пластового давления обычно можно получить только с помощью суперпозиции, рассмотренной в параграфе 5.4. Если время работы скважины с постоянным дебитом значительно

меньше t_{pss} , но по-прежнему большое (больше 4-кратного времени снятия КВД), то достаточно точные значения скин-фактора и проницаемости все еще можно получить с помощью традиционного графика Хорнера и уравнения (5.9), хотя рассчитанные значения начального пластового давления могут оказаться недостоверными. Это утверждение справедливо и для пластов с незначительными трещинами, где влияние объема ствола скважины либо прекратилось, либо надлежащим образом учтено (параграф 11.2).

Несмотря на то, что скважину закрывают во время проведения исследования методом восстановления давления, вызванный стволом скважины послеприток оказывает значительное влияние на вид КВД. На рис. 5.2 схематически показано, что точки давления во время доминирования объема ствола скважины ложатся ниже прямолинейного участка. Продолжительность этого периода можно определить из билогарифмического графика (см. параграф 2.6). При исследованиях скважин методом восстановления давления необходимо строить график в координатах $\log[p_{ws} - p_{wf}(\Delta t = 0)]$ от $\log \Delta t$. Когда влияние объема ствола скважины существенно, то график будет иметь участок единичного наклона. Приближение фактических точек к прямолинейному участку в полулогарифмических координатах на билогарифмическом графике отразится в виде слегка изогнутой линии с небольшим наклоном (см. рис. 2.10). Всегда при интерпретации результатов исследований скважин методом восстановления давления следует строить билогарифмический график прежде, чем выбирать участок для проведения прямой линии на полулогарифмическом графике, поскольку часто можно ошибочно провести прямолинейный участок по точкам, подверженным влиянию объема ствола скважины. Как сказано ранее, эффект влияния объема ствола скважины происходит из-за того, что закрытие скважины на устье не соответствует ее закрытию на забое. При закрытии задвижки на поверхности флюид все равно продолжает поступать из пласта в ствол скважины. Таким образом, давление восстанавливается не так быстро, как ожидалось. По мере снижения дебита послепритока до нуля давление быстро растет и приближается к теоретически прогнозируемому уровню. В этом интервале времени полулогарифмический график изменения давления имеет вид практически прямой линии с большим наклоном, поэтому возможна неверная интерпретация. Данные исследования, подлежащие интерпретации, появятся только после того, как наклон графика станет менее крутым (см. рис. 5.2).

Когда влияние объема ствола скважины длится так долго, что нельзя выделить прямолинейный участок, то такие результаты исследования возможно интерпретировать с помощью методов совмещения кривых. Совмещение проводят аналогичным способом, что и в параграфе 3.3, используя фактический график $\Delta p = p_{ws} - p_{wf} (\Delta t = 0)$. Эталонные кривые на рис. С.6 [14], С.8 [15] и С.9 [16], [17] особенно полезны для исследований скважин методом восстановления давления при отсутствии значительного изменения в коэффициенте объема ствола скважины (см. параграф 11.2). Излишне повторять, что *не следует использовать метод совмещения кривых при интерпретации исследования, если можно применить методики, основанные на построении полулогарифмического графика*. Метод совмещения кривых в основном дает только приблизительные результаты, которые могут отличаться в 2–3 раза от истинных. В работах [15]–[16] приведены примеры использования метода совмещения кривых с целью интерпретации КВД. Методы интерпретации Глэдфелтера–Трейси–Вилси [1], [18] или Рассела [1], [9] тоже могут давать хорошие результаты по данным, близким к прямолинейному участку (после того, как дебит послепритока $q \leq 20\%$ предыдущего дебита).

Однако, методы совмещения кривых, особенно по рис. С.8, также дают хорошие количественные результаты по данным, расположенным в этой области.

Пример 5.1. Интерпретация результатов исследования скважины методом восстановления давления

В табл. 5.1 представлены данные исследования нефтяной скважины методом восстановления давления. Предполагаемый радиус дренирования составляет 805 м. До закрытия скважина работала с постоянным дебитом $778 \text{ м}^3/\text{сут}$ в течение 310 часов. Известны следующие данные:

глубина = 3193 м	$\mu_0 = 0,20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$
$r_w = 0,108 \text{ м}$	$\phi = 0,09$
$c_t = 3,27 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$	$B_0 = 1,55$
$q_0 = 778 \text{ м}^3/\text{сут}$	$t_p = 310 \text{ часов}$
$h = 146,9 \text{ м}$	$p_{wf}(\Delta t = 0) = 190,4 \text{ бар}$
Диаметр обсадной колонны = 0,159 м.	

Объем ствола скважины влияет на распределение давления, поэтому его всегда следует учитывать при интерпретации результатов нестационарных исследований. Пренебрежение этим эффектом может привести к интерпретации неверной части данных. С целью оценки значимости влияния объема ствола скважины используем билогарифмический график КВД (см. рис. 5.3), построенный по данным табл. 3.1. Поскольку на графике участок единичного наклона не отмечается, то делаем вывод о прекращении влияния объема ствола скважины к моменту 0,1 час. Однако быстрый рост давления, видимый на рис. 5.4, на самом деле указывает на существенное влияние объема ствола скважины или скин-фактора до момента 0,75 часа. Следовательно, следует интерпретировать данные, полученные после 0,75 часа.

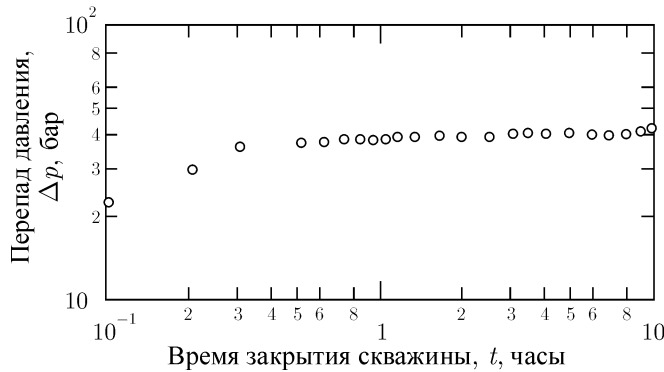


Рис. 5.3. Билогарифмический график КВД для примера 5.1.

График Хорнера показан на рис. 5.4. На графике заметно остаточное влияние ствола скважины и скин-фактора при временах закрытия скважины, меньших 0,75 часа. Прямая линия, проведенная после момента времени $\Delta t = 0,75$ часа, имеет наклон $-2,758 \text{ бар}/\text{лог.цикл}$, т. е. $m = 2,758 \text{ бар}/\text{лог.цикл}$.

Таблица 5.1. Данные исследования скважины методом восстановления давления. К примеру 5.1, $t_p = 310$ часов

Δt (часы)	$t_p + \Delta t$ (часы)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} (бар)	$p_{ws} - p_{wf}$ (бар)
0,0	—	—	190,4	—
0,10	310,10	3,101	210,8	20,4
0,21	310,21	1,477	217,4	27
0,31	310,31	1,001	223	32,6
0,52	310,52	597	224	33,6
0,63	310,63	493	224,5	34,1
0,73	310,73	426	224,8	34,4
0,84	310,84	370	225	34,6
0,94	310,94	331	225,2	34,8
1,05	311,05	296	225,3	34,9
1,15	311,15	271	225,3	34,9
1,36	311,36	229	225,5	35,1
1,68	311,68	186	225,7	35,3
1,99	311,99	157	225,9	35,5
2,51	312,51	125	226,1	35,7
3,04	313,04	103	226,4	36
3,46	313,46	90,6	226,6	36,2
4,08	314,08	77,0	226,8	36,4
5,03	315,03	62,6	227	36,6
5,97	315,97	52,9	227,3	36,9
6,07	316,07	52,1	227,3	36,9
7,01	317,01	45,2	227,5	37,1
8,06	318,06	39,5	227,7	37,3
9,00	319,00	35,4	227,9	37,5
10,05	320,05	31,8	227,9	37,5
13,09	323,09	24,7	228,2	37,8
16,02	326,02	20,4	228,4	38
20,00	330,00	16,5	228,7	38,3
26,07	336,07	12,9	228,9	38,5
31,03	341,03	11,0	229,0	38,6
34,98	344,98	9,9	229,1	38,7
37,54	347,54	9,3	229,1	38,7

Далее используем уравнение (5.6) для расчета проницаемости:

$$k = \frac{21,5 \cdot 778 \cdot 1,55 \cdot 0,20}{2,758 \cdot 146,9} = 12,8 \text{ мД.}$$

Скин-фактор оцениваем по уравнению (5.7), предварительно определив по рис. 5.4,

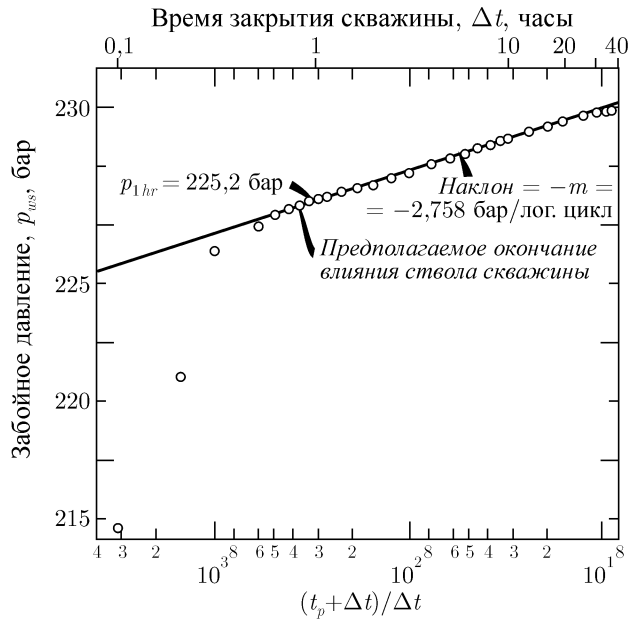


Рис. 5.4. График Хорнера КВД для примера 5.1

что $p_{1hr} = 225,2$ бар.

$$s = 1,1513 \left[\frac{225,2 - 190,4}{2,758} - \log \left(\frac{12,8}{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \cdot 0,108^2} \right) + 3,0923 \right] = 8,6.$$

Рассчитаем перепад давления Δp , приходящийся на скин-зону, по уравнению (2.9):

$$\Delta p_s = \frac{18,6 \cdot 778 \cdot 1,55 \cdot 0,20 \cdot 8,6}{12,8 \cdot 146,9} = 20,5 \text{ бар.}$$

Таким образом, падение давления, приходящееся на скин-зону этой скважины, составляет примерно половину всего общего падения давления в пласте. Коэффициент эффективности притока можно оценить по уравнению (2.12), используя значение $\bar{p} = 230,4$ бар, рассчитанное в примере 6.1 параграфа 6.3:

$$\frac{230,4 - 190,4 - 20,5}{230,4 - 190,4} = 0,49.$$

Полученный результат указывает на то, что дебит можно было бы увеличить более чем в 2 раза, просто устранив загрязнение, или в 3 раза посредством кислотной обработки или гидроразрыва пласта в зависимости от условий вокруг скважины и типа породы.

5.3. Интерпретация КВД в ограниченных и истощаемых пластах

Когда поведение исследуемой скважины не соответствует поведению одиночной скважины в бесконечном пласте, тогда уравнения, приведенные в параграфе 5.2, необ-

ходимо преобразовать. В этом параграфе мы рассматриваем исследования одиночной скважины методом восстановления давления в замкнутом или истощаемом пласте. На начальном этапе изучения этого вопроса мы не будем учитывать влияние изменяющихся зон дренирования соседних скважин на распределение давления в истощаемом пласте.

Метод Хорнера

Интерпретация КВД по методу Хорнера используется для расчета проницаемости и скин-фактора для ограниченных пластов точно таким же образом, как и для «бесконечных», поскольку влияние границ сказывается только на данных исследования, соответствующих большим временам. Для этого строят график, аналогичный описанному в параграфе 5.2 и показанному на рис. 5.2, а также используют уравнения (5.6), (5.7) и (5.9). В параграфе 5.2 установлено, что экстраполяция прямолинейного участка графика Хорнера на бесконечное время закрытия скважины позволяет получить оценку параметра p_i . Для ограниченных и истощаемых пластов экстраполированное давление не будет точной оценкой p_i , и поэтому обычно называется «кажущимся давлением» p^* [1], [6], [9], [10]. На рис. 5.5 показана КВД для скважины в ограниченном пласте. Экстраполированное кажущееся давление p^* расположено выше среднего давления в момент закрытия скважины, если при этом область дренирования скважины существенно не искажена.

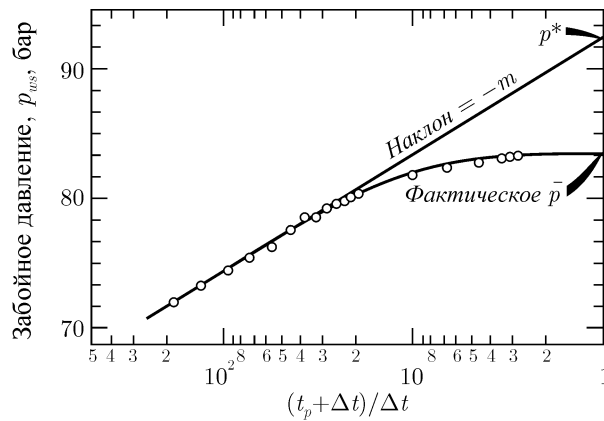


Рис. 5.5. График Хорнера типичной кривой восстановления давления скважины, расположенной в ограниченном пласте [1]. По Мэттьюзу и Расселу.

Используя понятие кажущегося давления, мы можем переписать уравнение (5.4) следующим образом:

$$p_{ws} = p^* - m \log \left(\frac{t_p + \Delta p}{\Delta t} \right). \quad (5.10)$$

Рэйми и Кобб [10] показывают, что p^* связано с p_i зависимостью:

$$p^* = p_i - \frac{18,66qB\mu}{kh} \left[p_D(t_{pD}) - \frac{1}{2} (\ln t_{pD} + 0,80907) \right]. \quad (5.11)$$

Если для $p_D(t_{pD})$ использовать логарифмическую аппроксимацию интегральной показательной функции (уравнение (5.3)), то p^* становится равным p_i .

Из уравнения (5.10) следует, что обычный график Хорнера p_{ws} от $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ должен иметь прямолинейный участок с наклоном $(-m)$, как схематически показано на рис. 5.2 и 5.5. Хотя обычно считается, что график Хорнера необходимо использовать только для новых скважин или при относительно небольшом t_p , все же Рэйми и Кобб [10] и Кобб и Смит [19] показали, что график Хорнера *всегда* допустимо применять для интерпретации КВД. Однако построение графика Хорнера более трудоемкое по сравнению с методом Миллера–Дайса–Хатчинсона, поэтому его обычно используют только при условии $t_p < t_{pss}$.

Метод Миллера–Дайса–Хатчинсона

График Хорнера можно упростить, если положить $\Delta t \ll t_p$. Тогда $t_p + \Delta t \cong t_p$ и

$$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \cong \log t_p - \log \Delta t. \quad (5.12)$$

Если уравнение (5.12) подставить в уравнение (5.10), то получим:

$$p_{ws} = p_{1hr} + m \log \Delta t. \quad (5.13)$$

Из уравнения (5.13) следует, что график p_{ws} от $\log \Delta t$ имеет вид прямой линии с наклоном $(+m)$, где m определяется по уравнению (5.5). Проницаемость можно рассчитать по уравнению (5.6), а скин-фактор — по уравнению (5.7). График p_{ws} от $\log \Delta t$ общепринято называть графиком Миллера–Дайса–Хатчинсона (МДХ) [1, 10]. Данное название мы используем во всей книге. Кажущееся давление можно рассчитать по графику МДХ:

$$p^* = p_{1hr} + m \log(t_p + 1) \cong p_{1hr} + m \log(t_p). \quad (5.14)$$

Из рис. 5.2 следует, что требуется некоторое минимальное время закрытия скважины прежде, чем точки КВД образуют прямолинейный участок на графике Хорнера. Такое же утверждение справедливо и для графика МДХ. Начало прямолинейного участка графика МДХ можно найти из билогарифмического графика, отметив момент, когда точки дойдут до слегка изогнутой линии с небольшим углом наклона, примерно 1–1,5 логарифм-цикла после окончания участка единичного наклона. Иначе, время начала прямолинейного участка как на графике Хорнера, так и на графике МДХ, можно рассчитать по уравнению (2.22) [20]:

$$\Delta t_D = 50C_D e^{0,14s} \quad (5.15a)$$

или, в часах

$$\Delta t = \frac{22105 \cdot C e^{0,14s}}{kh/\mu}. \quad (5.15b)$$

Для скважин после гидроразрыва время Δt , рассчитанное по параметру C , известному по конструкции скважины, а не по C , определенному из участка единичного наклона билогарифмического графика (см. уравнение (2.20)), будет минимальным вследствие пренебрежения объемом трещины.

Согласно рис. 5.5 после некоторого времени закрытия скважины точки давления начинают ложиться ниже прямолинейного участка. Это справедливо как для графика Хорнера, так и для графика МДХ. Окончание прямолинейного участка можно рассчитать по выражению:

$$\Delta t = \frac{\phi \mu c_t A}{0,00036k} (\Delta t_{DA})_{est}, \quad (5.16)$$

где $(\Delta t_{DA})_{est}$ — безразмерное время закрытия скважины на момент окончания прямолинейного участка, которое зависит от конфигурации пласта и расположения скважины в нем. Рэйми и Кобб в работе [10] и Кобб и Смит в источнике [19] приводят значения $(\Delta t_{DA})_{est}$ как для графика Хорнера, так и для графика МДХ для различных конфигураций пласта и расположений скважин. На рис. 5.6 даются значения $(\Delta t_{DA})_{est}$ для графика Хорнера для конфигураций пластов и расположений скважин, показанных в табл. 5.2. На рис. 5.7 приводятся значения для графика МДХ. Оба рисунка определяют время, когда наклон фактического графика отличается от истинного наклона примерно на 5%. Кобб и Смит [10] (только в рукописи) приводят время окончания прямолинейного участка с 2-, 10-, 15-, 20- и 40% отклонением. Также имеются сведения для квадратного пласта с постоянным давлением на границах и скважиной в центре [21, 22] (конфигурация № 7 на рис. 5.6 и 5.7).

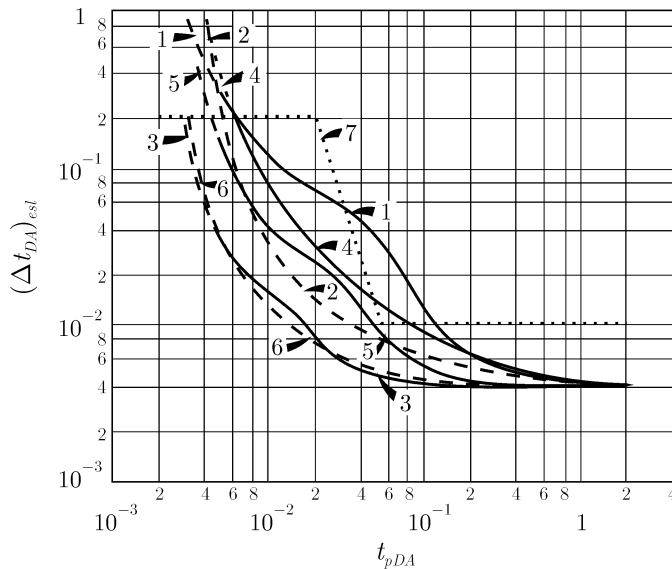


Рис. 5.6. Безразмерное время окончания прямолинейного участка на графике Хорнера для конфигураций пластов, указанных в табл. 5.2. Данные Кобба и Смита [19] и Кьюмора и Рэйми [22].

Из сравнения рисунков 5.6 и 5.7 следует, что в замкнутых пластах безразмерное время $(\Delta t_{DA})_{est}$ для графика МДХ никогда не превысит время для графика Хорнера. Для симметричных замкнутых пластов график Хорнера имеет продолжительную прямую при временах работы t_p вплоть до $4t_{pss}$. Для несимметричных пластов это преимущество не так заметно. Говоря по существу, график Хорнера предпочтителен с точки зрения продолжительности прямой линии при условии $t_p < t_{pss}$. При других условиях график МДХ равноценен графику Хорнера и менее трудоемок в построении. Из рисунков также следует, что для квадратного пласта с постоянным давлением на границах при $t_{pDA} > 0,15$ график МДХ имеет более продолжительный прямолинейный участок, чем график Хорнера.

Для ограниченных пластов, конфигурации которых приведены в табл. 5.2, Кобб и Смит [19] показывают, что давление в пласте восстановится до среднего пластового,

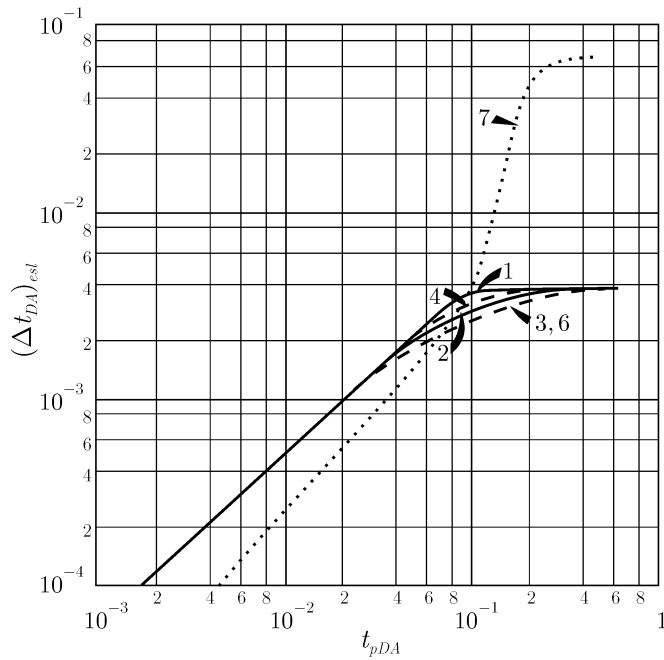


Рис. 5.7. Безразмерное время окончания прямолинейного участка на графике Миллера–Дайса–Хатчинсона для конфигураций пластов, указанных в табл. 5.2. Данные Кобба и Смита [19] и Кьюмора и Рэйми [22].

когда безразмерное время закрытия скважины станет равным:

$$\Delta t_{DA} = (t_{DA})_{pss}, \quad (5.17)$$

где значения $(\Delta t_{DA})_{est}$ приведены в табл. С.1. В сильно асимметричных пластах, или в пластах с эксцентричным расположением скважины давление достигается немногим раньше этого времени.

Пример 5.2. Интерпретация КВД по методу Миллера–Дайса–Хатчинсона

В этом примере будем использовать данные восстановления давления из табл. 5.1 (см. пример 5.1). Билогарифмический график на рис. 5.3 показывает, что влияние объема ствола скважины прекращается после 0,75 часа. Полулогарифмический график зависимости p_{ws} от $\log \Delta t$ (график МДХ), изображенный на рис. 5.8, имеет прямолинейный участок с наклоном

$$m = 2,758 \text{ бар/лог.цикл},$$

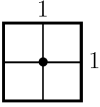
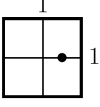
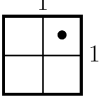
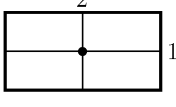
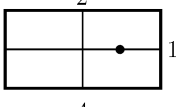
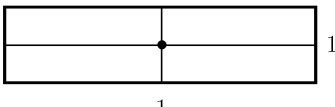
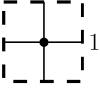
и точкой пересечения с осью ординат

$$p_{1hr} = 225,2 \text{ бар}.$$

Далее используем уравнение (5.6):

$$k = \frac{21,5 \cdot 778 \cdot 1,55 \cdot 0,20}{2,758 \cdot 146,9} = 12,8 \text{ мД},$$

Таблица 5.2. Конфигурации пластов к рис. 5.6 и 5.7

Номер кривой	Форма пласта
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

————— Непроницаемые границы
 - - - - - Границы с постоянным давлением

и получаем такой же результат, как и в примере 5.1. Скин-фактор можно рассчитать по аналогии с примером 5.1 и получить одинаковый ответ.

Окончание прямолинейного участка графика МДХ можно рассчитать по уравнениям (5.16) и (5.7). Используя уравнение (2.3b) и исходные данные примера 5.1, получим:

$$t_{pDa} = \frac{0,00036 \cdot 12,6 \cdot 310}{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2} = 0,117.$$

По кривой № 1 на рис. 5.7 находим, что $(\Delta t_{DA})_{esi} \cong 0,004$. Здесь скважину в центре кругового пласта мы аппроксимируем скважиной в центре квадратного пласта, поскольку их поведение практически одинаково (см. табл. С.1). Далее по уравнению (5.16) находим:

$$\Delta t = \frac{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2 \cdot 0,004}{0,00036 \cdot 12,6} = 10,6 \text{ часов.}$$

Выбранный прямолинейный участок проходит через более чем полный логарифм-цикл данных до 10 часов, следовательно интерпретация выполнена корректно. В действительности прямолинейный участок на рис. 5.8 продолжается примерно до

20 часов, что может указывать на заниженные значения рис. 5.7 или слишком заниженные параметры A и c_t , используемые в этом примере. Схожим способом подсчитывают окончание прямолинейного участка графика Хорнера, которое в данном примере равняется приблизительно 26 часам, что хорошо согласуется с рис. 5.4.

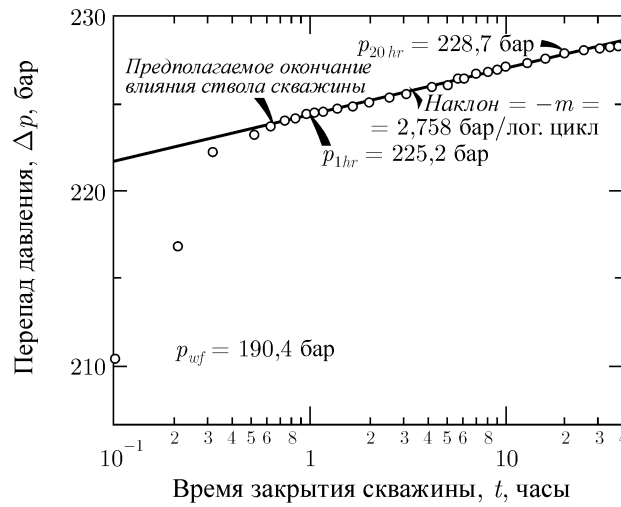


Рис. 5.8. График Миллера–Дайса–Хатчинсона кривой восстановления давления примера 5.2

Обобщенный метод Маскета

В 1937 году Маскет [3] предложил строить КВД в координатах $\log(\bar{p} - p_{ws})$ от Δt . Последующие теоретические исследования [10], [19], [21] показали, что этот график следует использовать с осторожностью и только как метод интерпретации данных, соответствующих *большим временам*. Из-за длительного времени закрытия скважины, обычно необходимого для образования прямой линии точками КВД на графике Маскета, метод применяется ограниченно. Однако, этот метод оказывается более практичным для интерпретации КВД добывающих скважин при водонапорном режиме залежи и заводнении на поздней стадии вследствие более продолжительной прямой линии на графике Маскета [21], [22].

Метод Маскета предусматривает построение графика путем последовательных приближений для нескольких оценок \bar{p} — только для истинного \bar{p} на графике образуется прямая линия. На рис. 5.9 представлен схематический график Маскета. Если предполагаемое \bar{p} слишком велико, то график будет вогнутым вверх, если \bar{p} слишком мало, график прогнется вниз.

Точка пересечения при $\Delta t = 0(\bar{p} - p_{ws})_{int}$ истинной прямой линии графика Маскета используется для оценки проницаемости пласта по формуле [10]:

$$k = \frac{18,66qB\mu}{h(\bar{p} - p_{ws})_{int}} p_{DMint}(t_{pDA}). \quad (5.18)$$

Рэйми и Кобб в работе [10] приводят значения безразмерной точки пересечения графика Маскета p_{DMint} , являющейся функцией безразмерного времени работы скважины, для одиночной скважины без трещин гидроразрыва в центре ограниченного квадратного пласта, а Кьюмар и Рэйми [22] — для квадрата с постоянным давлением на границах.

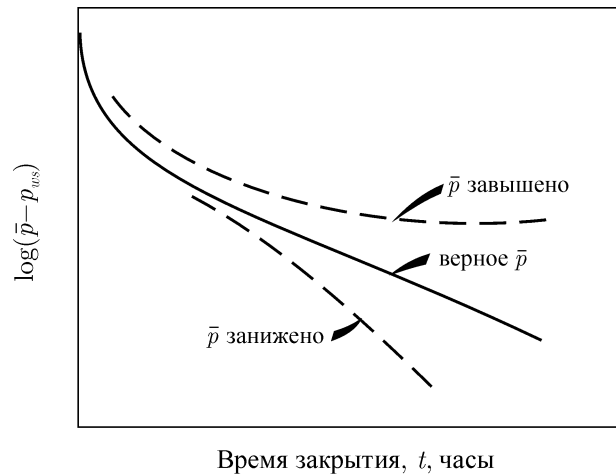


Рис. 5.9. Схематический график Маскета для анализа исследования скважины методом восстановления давления

На рис. 5.10 показаны значения для обоих пластов. Для ограниченного квадратного пласта имеем:

$$p_{DMint}(t_{pDA} > 0, 1) = 0,67, \quad (5.19a)$$

если время работы скважины превышает время, необходимое для достижения псевдостационарного состояния. Для пласта с постоянным давлением на границах

$$p_{DMint}(t_{pDA} > 0, 25) = 1,34, \quad (5.19b)$$

если время работы скважины превышает время, необходимое для достижения стационарного состояния. Мэттьюз и Рассел [2] (стр. 31) и Рассел [9] приводят данные, свидетельствующие, что $p_{DMint}(t_{pDA} > 0, 1) = 0,84$ для замкнутого кругового пласта. Прежде всего, должна настораживать большая разница между значениями 0,67 и 0,82 для квадратного и кругового пластов при псевдостационарном режиме фильтрации, поскольку при большинстве условий оба должны вести себя практически одинаково. Однако в методе Маскета соответствующий множитель варьирует в пределах 25%. Этот факт ставит под сомнение точность метода.

Значение точки пересечения на графике Маскета для квадратного пласта с постоянным давлением на границах (рис. 5.10) значительно отличается от значения для замкнутого квадратного пласта. Это отличие объясняется различным поведением пластов и тем фактом, что при построении графика Маскета для пласта с постоянным давлением на границах используется постоянное давление на границе p_e , а не \bar{p} — среднее давление во время закрытия скважины.

Наклон прямой линии на графике Маскета можно использовать для оценки области дренирования пласта по следующим формулам: для замкнутого квадратного пласта [10]

$$A = \frac{-0,00471 \cdot f \cdot k}{\phi \mu c_t (m_M + 1,16148)} \quad (5.20a)$$

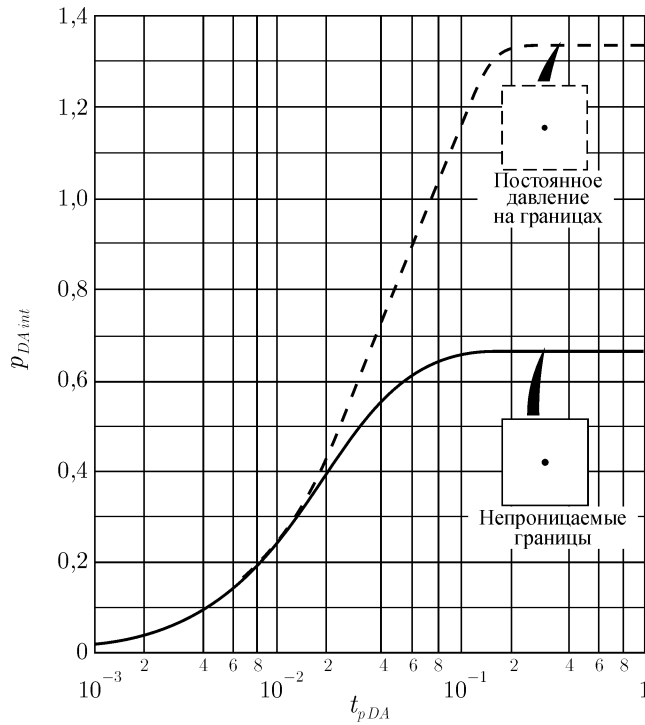


Рис. 5.10. Безразмерная точка пересечения графика Маскета для скважины в центре замкнутого или квадратного пласта с постоянным давлением на границах. Данные Рэйми и Кобба [10] и Кьюмара и Рэйми [22].

и для квадратного пласта с постоянным давлением на границах

$$A = \frac{-0,00233 \cdot f \cdot k}{\phi \mu c_t (m_M + 1,16148)}, \quad (5.20b)$$

где $f = 1,3471$ — переводной коэффициент в метрическую систему единиц. В уравнении (5.20) символ m_M обозначает наклон графика Маскета и является отрицательным числом. Мэттьюз и Рассел [1] (стр. 31) и Рассел [9] показывают, что для замкнутого кругового пласта со скважиной в центре константа в уравнении (5.20a) равна $(-0,00528)$. Опять видим большой разброс в значениях, используемых при интерпретации КВД для квадратных и круговых пластов. Этот разброс как в уравнении (5.19a), так и уравнении (5.20a) однозначно показывает, что нельзя ожидать высокой точности от метода Маскета.

Начало и конец прямой линии на графике Маскета можно оценить по формуле:

$$\Delta t = \frac{\phi \mu c_t A}{0,00036k} (\Delta t_{DA})_{si}, \quad (5.21)$$

где $(\Delta t_{DA})_{si}$ приведено на рис. 5.11. Для замкнутого квадратного пласта на этом рисунке имеются данные как для начала, так и окончания прямой линии. Для квадратного пласта с постоянным давлением на границах рис. 5.11 показывает только начало прямой линии. Однако можно ожидать, что ее окончание соответствует $\Delta t_{DA} = 0,25$ [21, 22].

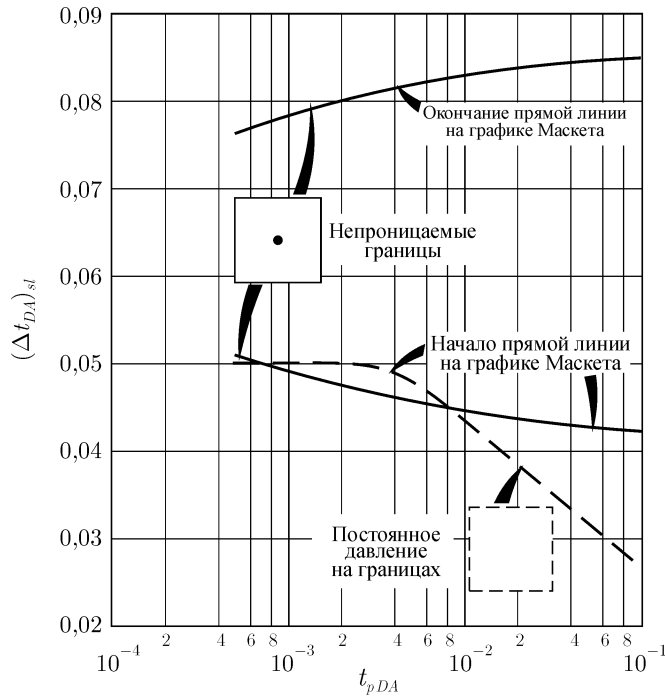


Рис. 5.11. Время начала и окончания прямой линии на графике Маскета для скважины в центре замкнутого или квадратного пласта с постоянным давлением на границах. Данные Рэйми и Кобба [10] и Кьюмара и Рэйми [22].

Пример 5.3. Интерпретация КВД по обобщенному методу Маскета

На рис. 5.12 построен график Маскета по фактическим данным из примера 5.1. На этом графике можно провести прямую только по четырем точкам. Значит, к результатам интерпретации следует относиться настороженно. Из рис. 5.12 находим:

$$(\bar{p} - p_{ws})_{in} = 2,16 \text{ бар},$$

и

$$m_M = -1,16734 \text{ лог.цикл/час.}$$

Теперь нам необходимо использовать уравнение (5.18), чтобы определить проницаемость по точке пересечения графика с осью ординат, но прежде следует найти значение $p_{DMint}(t_{pDA})$ из рис. 5.10. Следовательно, мы предполагаем одиночную скважину в центре замкнутого квадратного пласта. В обычных ситуациях аппроксимировать круговой пласт квадратным было бы вполне допустимо, но только не для метода Маскета, как следует из уравнений (5.19) и (5.20). Далее используем уравнение (2.3b) и найденную проницаемость 12 мД:

$$t_{pDA} \cong \frac{0,00036 \cdot 12 \cdot 310}{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2} \cong 0,11.$$

Таким образом, согласно уравнению (5.19a) и рис. 5.10 в качестве первого приближения принимаем $p_{DMint} = 0,67$. По уравнению (5.18) получаем:

$$k = \frac{18,66 \cdot 778 \cdot 1,55 \cdot 0,20 \cdot 0,67}{2,16 \cdot 146,9} = 9,5 \text{ мД.}$$

Поскольку значение проницаемости оказалось ниже принятого при расчете t_{pDA} , то нам необходимо произвести итерацию. Повторяя расчеты, получим $t_{pDA} \cong 0,087$, $p_{DMint} \approx 0,065$ и $k = 9,4$, что является вполне приемлемым совпадением.

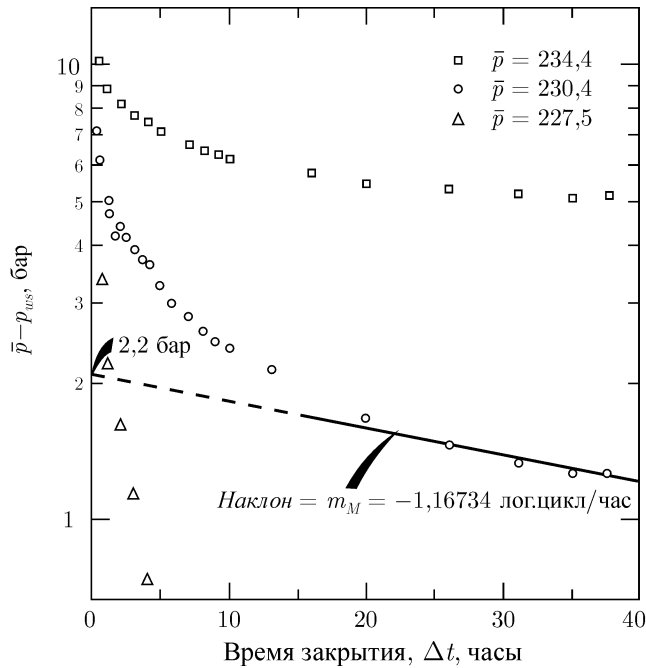


Рис. 5.12. График Маскета к примеру 5.3

Полученное значение k оказалось на 27% меньше проницаемости, рассчитанной по методам Хорнера и МДХ, вследствие того, что прямая линия на графике Маскета плохо выделяется и, очевидно, не проходит по точкам, соответствующим верному временному интервалу (как будет оценено далее в этом примере, этот интервал примерно составляет 150–300 часов). Рэйми и Кобб [10] показывают, что только очень поздние точки КВД на графике Маскета ложатся на прямую линию, но мы можем и не располагать такими данными в достаточном количестве. К сожалению, данные при таких больших временах также могут быть подвержены влиянию интерференции других скважин или границ пласта.

Несмотря на недостаток данных при больших временах, мы все же оценим A и продолжим прямую линию, чтобы только продемонстрировать алгоритм расчета. По уравнению (5.20) и наклону прямой линии на рис. 5.12 определяем:

$$A = \frac{-0,00471 \cdot 1,3471 \cdot 9,4}{-0,00586 \cdot 0,20 \cdot 0,09 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4}} = 1,68 \cdot 10^6 \text{ м}^2.$$

Из исходных данных примера 5.1 следует, что

$$A = \pi \cdot 805^2 = 2,04 \cdot 10^6 \text{ м}^2.$$

Таким образом, обобщенный метод Маскета дает заниженный на 18% результат.

Согласно рис. 5.11 при $t_{pDA} = 0,09$ прямая линия должна удовлетворять условию $0,042 < (\Delta t_{DA})_{si} < 0,085$. По уравнению (5.21) имеем:

$$\frac{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2}{0,00036 \cdot 9,4} 0,042 < \Delta t < 3540 \cdot 0,085.$$

Таким образом,

$$149 < \Delta t < 301.$$

Этот результат очевидно указывает на то, что, хотя на графике Маскета имеется прямая линия, она не соответствует временному интервалу закрытия скважины, надлежащему интерпретации. В данном случае более тщательный анализ этого исследования показывает (с использованием уравнения (5.21) и рис. 5.11 для проверки интервала проведения прямой линии), что результаты интерпретации следует рассматривать как некорректные — по крайней мере, при использовании методик интерпретации для замкнутого квадратного пласта.

Если вместо числовых коэффициентов Рэйми и Кобба [10] для замкнутого квадратного пласта использовать коэффициенты Мэттьюза и Рассела [1] для замкнутого кругового пласта (т.е. в уравнении (5.19) значение 0,84 заменить на 0,67), то получим следующий результат проницаемости:

$$k = 11,9 \text{ мД.}$$

Подставляя значение $(-0,00528)$ в качестве константы в уравнение (5.20a), находим

$$A = 1,93 \cdot 10^6 \text{ м}^2.$$

Полученные результаты проницаемости и области дренирования отличаются на 5 и 7% от истинных значений соответственно. Таким образом мы видим, что применение метода интерпретации для замкнутого кругового пласта вместо методики для замкнутого квадратного пласта, дает намного точнее результаты. Возможно, это просто совпадение, а может и нет. К сожалению, имеется очень мало фактических данных для анализа графиков Маскета для замкнутых, круговых и пластов других конфигураций.

Пример 5.3 наглядно иллюстрирует, что метод Маскета может давать неверные результаты. Из рис. 5.11 следует, что для появления прямой линии на графике Маскета требуется много времени. Для скважины в центре замкнутого квадратного пласта необходимое время закрытия составляет почти половину времени, требуемого для достижения псевдостационарного состояния при ее работе. К сожалению, нет подробных сведений о необходимых временах закрытия скважины для других конфигураций пластов и местоположений скважин, но можно ожидать, что они такие же трудновыполнимые, как и для скважины в замкнутом квадратном пласте. Из относительно большой разницы в константах для квадратного и кругового пластов следует то, что и пласты других конфигураций могут иметь значительно отличающиеся константы в расчетных уравнениях. Этого следует ожидать по причине того, что метод Маскета применяется для точек КВД, соответствующих позднему периоду восстановления давления, когда на распределение давления главным образом влияют границы пласта.

По рис. 5.12 также видно, что довольно сложно выделить прямую линию на графике Маскета. Так, по верхнему набору точек при $\bar{p} = 234,4$ бар можно провести прямую линию по четырем последним точкам. Несомненно, она будет такой же прямой, как

и линия с предполагаемым истинным \bar{p} в примере 5.3. Кроме того, набор точек для предполагаемого истинного \bar{p} имеет второй прямолинейный участок в интервале примерно от 8 до 20 часов. Только опыт и применение уравнения (5.21) и рис. 5.11 предотвратило бы проведение и интерпретацию этой прямой. Из уравнений (5.18) и (5.20) следует, что прямая, проведенная от момента 8 часов и до 20 часов, дала бы еще меньшие значения проницаемости и области дренирования.

Вследствие длительного времени, необходимого КВД для образования прямой линии на графике Маскета и значительного отличия результатов даже при небольшой разнице в конфигурации пласта, метод Маскета ограниченно применяется при интерпретации результатов исследований скважин методом восстановления давления.

Влияние истощаемого пласта

Когда исследуемая скважина достигла псевдостационарного состояния перед снятием КВД, или когда в ней происходит падение давления вследствие добычи из других скважин, то рассмотренные выше методы интерпретации могут давать неверные результаты. В таких случаях лучше использовать уравнение (5.1) в более общей форме. Слайдер [23, 24] предложил методики анализа, применяемые в подобных ситуациях. В параграфах 3.5 и 4.5 они приведены для исследований скважин методом падения давления и скважин, работающих с переменным дебитом. Подобный принцип используется и для исследований скважин методом восстановления давления и объясняется ниже.

Во-первых, необходимо экстраполировать текущее забойное давление на весь период исследования и получить оценку p_{wext} . (на рис. 3.8 приводится номенклатура обозначений). Затем следует рассчитать разницу между измеренным давлением в закрытой скважине и экстраполированным текущим давлением $\Delta p_{\Delta t}$ и нарисовать график $\Delta p_{\Delta t}$ от $\log \Delta t$. Точки на графике должны подчиняться зависимости:

$$\Delta p_{\Delta t} - p_{ws} - p_{wext} = \Delta p_{1hr} + m \log \Delta t, \quad (5.22)$$

что соответствует прямой линии на графике $\Delta p_{\Delta t}$ от $\log \Delta t$ с наклоном m , определяемым по уравнению (5.5), и точкой пересечения, рассчитываемой по уравнению:

$$\Delta p_{1hr} = m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right]. \quad (5.23)$$

Проницаемость находят из уравнения (5.6), а скин-фактор рассчитывают по формуле:

$$s = 1,1513 \left[\frac{\Delta p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3,0923 \right) \right]. \quad (5.24)$$

Если перед исследованием давление в скважине падало линейно со временем, тогда уравнение (5.22) примет вид:

$$p_{ws} - m^* \Delta t = \Delta p_{1hr}^* + m \log \Delta t, \quad (5.25)$$

где m^* — линейный коэффициент изменения давления перед исследованием, определяемый по выражению:

$$m^* = \frac{dp_{wf}}{dt} \quad \text{при} \quad t < t_p. \quad (5.26)$$

Как правило, параметр m^* является отрицательной величиной. Значение Δp_{1hr} в уравнении (5.25) выводятся из уравнения (5.23) и уравнения, описывающего линейное падение экстраполированного давления:

$$\Delta p_{1hr}^* = p_{wf}(\Delta t = 0) + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right]. \quad (5.27)$$

Следовательно, когда давление падает линейно перед исследованием, то график $p_{ws} - m^* \Delta t$ от $\log \Delta t$ должен иметь вид прямой линии. Скин-фактор можно рассчитать по уравнению (5.7), где вместо Δp_{1hr} подставляют Δp_{1hr}^* . Проницаемость находят из уравнения (5.6).

Пример 5.4. Интерпретация исследования скважины методом восстановления давления в истощаемом пласте

На рис. 5.13 и 5.14 представлена смоделированная КВД для скважины, расположенной в истощаемом пласте. Все скважины, эксплуатирующие данный пласт, работали с постоянным дебитом в течение 15 суток. Затем одну скважину закрыли для снятия КВД, а остальные продолжали работать. Известны следующие исходные данные:

$$\begin{aligned} k &= 15 \text{ мД} & q &= 8,1 \text{ м}^3/\text{сут} \\ h &= 3,4 \text{ м} & B &= 1,21 \\ \mu &= 1,37 \text{ мПа} \cdot \text{с} & c_t &= 3,87 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ \phi &= 0,173 & s &= 0 \\ r_w &= 0,087 \text{ м} & p_{wf}(\Delta t = 0) &= 181,6 \text{ бар}. \end{aligned}$$

Перед исследованием забойное давление падало линейно с темпом 0,54 бар/сут, т. е. $m^* = -0,0225$ бар/час.

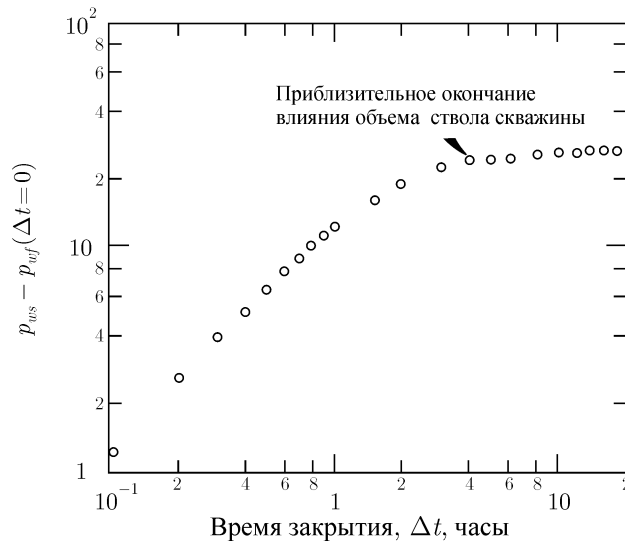


Рис. 5.13. Билогарифмический график КВД для скважины в истощаемом пласте. Пример 5.4.

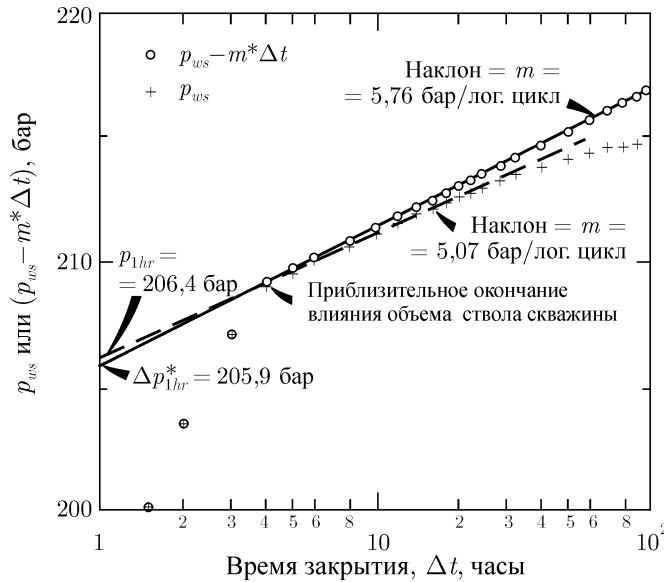


Рис. 5.14. График КВД для скважины в истощаемом пласте. Пример 5.4.

На рис. 5.13 изображен график $\log[p_{ws} - p_{wf}(\Delta t = 0)]$ от $\log \Delta t$. Из этого графика следует, что начальный отрезок кривой подвержен влиянию объема ствола скважины, которое прекратилось после 4 часов закрытия. Первые две точки соответствуют участку единичного наклона, значит можно воспользоваться уравнением (2.20) и найти коэффициент объема ствола скважины. По рис. 5.13 определяем, что $\Delta p = 1,4$ бар при $\Delta t = 0,1$ час. Тогда получим:

$$C = \frac{8,1 \cdot 1,21}{24} \cdot \frac{0,1}{1,4} = 0,0292 \text{ м}^3/\text{бар}.$$

Зная плотность нефти 874 кг/м^3 и удельный вес труб 876 кг/м^3 , можно по уравнению (2.16) рассчитать размер колонны НКТ при поднимающемся уровне жидкости:

$$C = \frac{V_u \cdot 10^5}{\rho g}$$

$$V_u = 0,0292 \cdot 9,81 \frac{874}{10^5} = 0,0025 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Это значение приблизительно соответствует 2-дюймовой колонне НКТ.

На рис. 5.14 представлен полулогарифмический график данных исследования. На рисунке совмещен уточненный график, учитывающий падение пластового давления $p_{ws} - m^* \Delta t$, и обычный график МДХ. Для уточненного графика (круглые точки на рис. 5.14) имеем:

$$m = 5,76 \text{ бар/лог.цикл} \quad \text{и} \quad \Delta p_{1hr}^* = 205,9 \text{ бар}.$$

Рассчитываем проницаемость по уравнению (5.6):

$$k = \frac{21,5 \cdot 8,1 \cdot 1,21 \cdot 1,37}{5,757 \cdot 3,4} = 14,75 \text{ мД}.$$

Данный результат отличается от принятого при моделировании значения проницаемости 15 мД на 4%. Скин-фактор рассчитывается по уравнению (5.7), где вместо Δp_{1hr} подставляют Δp_{1hr^*} :

$$s = 1,1513 \left[\frac{205,9 - 181,6}{5,757} - \log \left(\frac{14,75}{0,173 \cdot 1,37 \cdot 3,87 \cdot 10^{-4} \cdot 0,087^2} \right) + 3,0923 \right] = -0,016.$$

Принятый при моделировании скин-фактор равнялся 0.

Если интерпретировать график МДХ (точки, обозначенные «+» на рис. 5.14) по уравнениям (5.6) и (5.7), то получим $k = 17$ (ошибка 13,3%) и $s = 0,7$. Помимо более точных результатов график $(p_{ws} - m^* \Delta t)$ имеет и более продолжительный прямолинейный участок в полулогарифмических координатах, чем график МДХ. В этом примере на графике МДХ прямая заканчивается примерно после 24 часов, в то время как на уточненном графике точки все еще ложатся на прямую и после 100 часов.

5.4. Интерпретация КВД при переменном дебите скважины перед исследованием

Откровенно говоря, графические методики Хорнера и Миллера–Дайса–Хатчинсона применяются только тогда, когда скважина работала с постоянным дебитом перед исследованием. Однако, как следует из уравнения (5.9), переменный дебит можно приблизительно учесть во многих случаях. При исследованиях скважины методом восстановления давления с небольшой продолжительностью работы до снятия КВД или с сильно изменяющимся дебитом перед закрытием просто необходимо учитывать влияние переменного дебита. Для «бесконечных пластов» и скважин, где не проводили гидроразрыв, можно использовать разновидность уравнения (4.1):

$$p_{ws} = p_i - m \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_N} \log \left(\frac{t_N - t_{j-1} + \Delta t}{t_N - t_j + \Delta t} \right). \quad (5.28)$$

На рис. 5.15 определена номенклатура обозначений для периода работы скважины с переменным дебитом. Из уравнения (5.28) следует, что график p_{ws} от суммы в правой части должен иметь вид прямой линии с наклоном $(-m)$, определяемым по уравнению (5.5) (где вместо q — последний дебит q_N), и точкой пересечения с осью ординат p_i . Проницаемость рассчитывают по уравнению (5.6), а скин-фактор находят из уравнения (5.7), если $(t_N - t_{N-1}) \gg 1$ час, или из уравнения (5.8), где вместо t_p берут $(t_N - t_{N-1})$.

Одех и Селиг в работе [25] предлагают метод, схожий с методом Хорнера, для интерпретации восстановления давления в скважине, работавшей с переменным дебитом перед исследованием, если время работы скважины меньше времени закрытия. Они предлагают рассчитывать модифицированное время работы скважины:

$$t_p^* = 2 \left\{ t_p - \frac{\sum_{j=1}^N q_j (t_j^2 - t_{j-1}^2)}{2 \sum_{j=1}^N q_j (t_j - t_{j-1})} \right\} \quad (5.29)$$

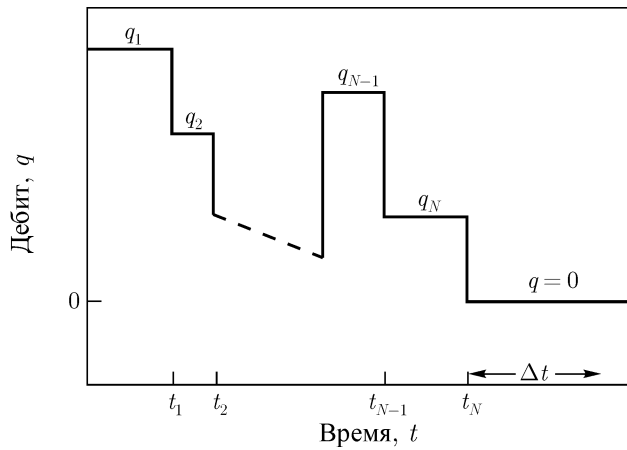


Рис. 5.15. Схематическое изменение дебита скважины перед исследованием методом восстановления давления.

и модифицированный дебит:

$$q^* = \frac{1}{t_p^*} \sum_{j=1}^N q_j (t_j - t_{j-1}). \tag{5.30}$$

Сумма в уравнении (5.30) представляет собой накопленный объем добытой товарной нефти. Далее используют обычный алгоритм расчетов по методу Хорнера, где вместо t_p и q подставляют t_p^* и q^* .

Пример 5.5. Интерпретация исследования скважины методом восстановления давления с учетом переменного дебита

В табл. 5.3 представлены данные восстановления давления и дебита скважины перед исследованием из работы Одеха и Селига [25]. Они также приводят следующие данные:

$$B = 1,0 \quad \text{и} \quad \mu = 0,6 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

График на рис. 5.16 построен по точкам, рассчитанным по уравнению (5.28) и представленным в табл. 5.3. Сумма в уравнении при этих данных ($N = 3$) записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_N} \log\left(\frac{t_N - t_{j-1} + \Delta t}{t_N - t_j + \Delta t}\right) &= \frac{75}{25} \log\left(\frac{9 - 0 + \Delta t}{9 - 3 + \Delta t}\right) + \frac{50}{25} \log\left(\frac{9 - 3 + \Delta t}{9 - 6 + \Delta t}\right) + \\ &+ \frac{25}{25} \log\left(\frac{9 - 6 + \Delta t}{9 - 9 + \Delta t}\right) = 3 \log\left(\frac{9 + \Delta t}{6 + \Delta t}\right) + 2 \log\left(\frac{6 + \Delta t}{3 + \Delta t}\right) + \log\left(\frac{3 + \Delta t}{\Delta t}\right). \end{aligned}$$

Для $\Delta t = 2$ сумма принимает вид:

$$3 \log\left(\frac{9 + 2}{6 + 2}\right) + 2 \log\left(\frac{6 + 2}{3 + 2}\right) + \log\left(\frac{3 + 2}{2}\right) = 0,4149 + 0,4082 + 0,3979 = 1,2210.$$

Таблица 5.3. Данные изменения дебита и давления к примеру 5.5. Согласно Одеху и Селигу [25]

Изменение дебита перед исследованием

j	t_i (часы)	q_j (м ³ /сут)
0	0	0
1	3	75
2	6	50
3	9	25

Кривая восстановления давления и расчеты, необходимые для методики интерпретации

Δt (часы)	$3 \log \left(\frac{9 + \Delta t}{6 + \Delta t} \right)$	$2 \log \left(\frac{6 + \Delta t}{3 + \Delta t} \right)$	$\log \left(\frac{3 + \Delta t}{\Delta t} \right)$	Σ	p_{ws} (бар)
2	0,4149	0,4082	0,3979	1,2210	194
3	0,3748	0,3522	0,3010	1,0280	195,7
5	0,3142	0,2766	0,2041	0,7949	198
7	0,2705	0,2279	0,1549	0,6533	199,6
9	0,2375	0,1938	0,1249	0,5563	200,6
11	0,2117	0,1686	0,1047	0,4951	201,3
13	0,1910	0,1493	0,0902	0,4305	202,0
15	0,1740	0,1339	0,0792	0,3871	202,4
17	0,1597	0,1214	0,0706	0,3517	202,8

В табл. 5.3 приводятся окончательные результаты вычислений. Наклон на рис. 5.16 дает $m = 10,549$ бар/лог.цикл. Используя уравнение (5.6) и значение последнего дебита, находим:

$$kh = \frac{21,5 \cdot 25 \cdot 1,0 \cdot 0,6}{10,549} = 30,6 \text{ мД} \cdot \text{м}.$$

Одех и Селиг [25] указывают, что истинное значение, принятое при моделировании исходных данных, составляло 32 мД·м. По графику Хорнера они получили 23 мД·м, а по модифицированному методу анализа на основе уравнений (5.29) и (5.30) — 30 мД·м, что действительно подтвердило необходимость учета в этом примере переменного дебита скважины перед закрытием.

Пример 5.5 демонстрирует трудоемкость применения уравнения (5.28). Поэтому для расчета суммы в этом уравнении обычно используют вычислительную технику.

5.5. Выбор методик интерпретации КВД

С практической точки зрения методика интерпретации Миллера–Дайса–Хатчинсона является более предпочтительной благодаря простоте применения. При $t_p > p_{ss}$ метод МДХ дает такие же точные значения проницаемости и скин-фактора, как и метод Хорнера. Однако, при непродолжительной работе скважины перед закрытием необходимо использовать метод Хорнера, так как в этом случае прямолинейный участок с вер-

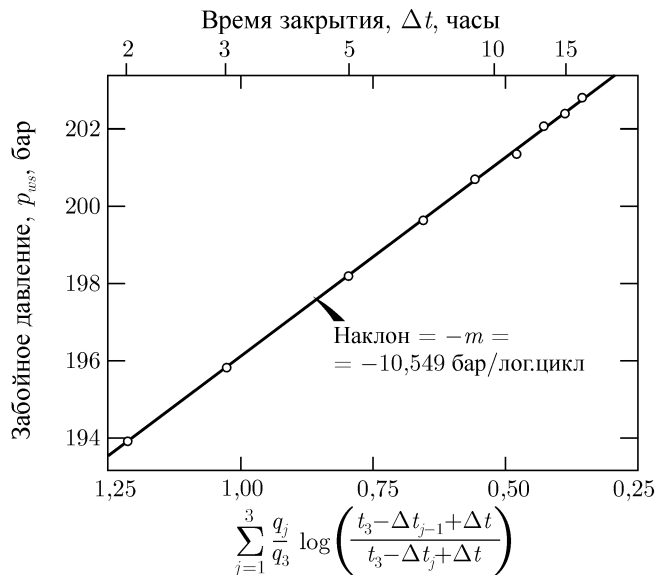


Рис. 5.16. Интерпретация КВД скважины, работавшей с переменным дебитом перед исследованием. Пример 5.5. Данные Одеха и Селига [25].

ным наклоном более протяженный, чем на графике МДХ. С точки зрения инженерной практики рекомендуется следующий порядок:

1. Использовать метод МДХ как первоочередной при условии $t_p > t_{pss}$ или когда пласт не является квадратным со скважиной в центре и с постоянным давлением на границах (как в пятиточечной схеме заводнения).

2. Использовать метод Хорнера во вторую очередь при необходимости или в первую очередь при небольшом t_p .

Когда в исследуемой скважине, расположенной в истощаемом пласте, отмечается падение забойного давления, которое можно экстраполировать, то необходимо использовать методы интерпретации скважин в истощаемых пластах, т.е. уравнения (5.22) и (5.25). В противном случае использование обычных графических методик Хорнера и МДХ может привести к значительным ошибкам. Если дебит существенно изменяется перед исследованием, то необходимо использовать методику интерпретации с учетом переменного дебита, например, методику на основе уравнений (5.28)–(5.30).

В обобщенном методе Маскета используются данные КВД, соответствующие временному интервалу между окончанием прямых на обычных графиках Хорнера и МДХ и точкой достижения среднего пластового давления [10]. Эту методику рекомендуется использовать только в исключительных обстоятельствах по причинам:

1) длительного времени исследования, необходимого для образования прямой на графике Маскета;

2) появления кажущейся прямой линии при неверно выбранных средних давлениях или при временах, не соответствующих действительному началу прямой линии;

3) частых искажений, вызванных интерференцией других скважин;

4) значительного влияния конфигурации пласта на коэффициенты в расчетных уравнениях.

Обобщенный метод Маскета лучше подходит для исследований скважин, расположен-

ных в пластах с искусственным заводнением или активным проявлением водонапорного режима, когда на границах пласта поддерживается постоянное давление [21, 22].

5.6. Факторы, затрудняющие исследования скважин методом восстановления давления

Исследования методом восстановления давления зачастую оказываются не такими простыми, как обсуждалось в предыдущих примерах. Множество факторов могут влиять на вид КВД. Для завершения интерпретации надлежащим образом возможно потребуются найти объяснение необычного вида КВД. В некоторых случаях аномальная КВД может исключить возможность корректной интерпретации. Помимо объема ствола скважины значительное влияние на вид КВД и его интерпретацию могут иметь и трещины гидроразрыва, особенно в низкопроницаемых пластах. Более детальное влияние этих факторов рассмотрено в главе 11.

Примером КВД необычного вида, получаемого при интерпретации методами Хорнера и Миллера–Дайса–Хатчинсона, может служить исследование, выполненное при нестабилизированном режиме перед исследованием. Как показано в параграфе 5.4, очень важно распознать непостоянство дебита перед исследованием и учесть при интерпретации. Затруднить процесс интерпретации могут и другие практические сложности: плохое состояние забойного измерителя давления, негерметичный насос или лубрикатор, проблемы, связанные с необходимостью извлечения насоса перед установки забойного измерителя и т. д. Кроме того, скважины с высоким газовым фактором могут показывать изгиб на кривой восстановления давления [26] (см. рис. 2.13). В таких случаях забойное давление увеличивается до максимума, затем уменьшается и в конце снова увеличивается обычным образом. В некоторых ситуациях разделение водной и нефтяной фаз в стволе скважины может также привести к этому эффекту.

На вид КВД также могут влиять границы, разделяющие породу и флюид с различными свойствами, водо-нефтяные контакты, слоистое строение пласта и горизонтальная неоднородность породы и флюида (см. главу 10). Влияние ствола скважины, ухудшение или улучшение состояния призабойной зоны и форма области дренирования тоже сказываются на виде КВД. Примеры смотрите в источниках [19, 20, 27], а также в главе 11.

Литература

- [1] Matthews C. S. and Russell D. G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Chap. 3.
- [2] Theis Charles V. *The Relation Between the Lowering of the Piezometric Surface and the Rate and Duration of Discharge of a Well Using Ground-Water Storage*, Trans., AGU (1935) 519–524.
- [3] Muskat Morris *Use of Data on the Build-Up of Bottom-Hole Pressures*, Trans., AIME (1937) **123**, 44–48. Also Reprint Series, №9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 5–9.
- [4] van Everdingen A. F. and Hurst W. *The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs*, Trans., AIME(1949) **186**, 305–324.
- [5] Miller C. C, Dyes A. B. and Hutchinson C. A. Jr. *The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure From Bottom-Hole Pressure Build-Up Characteristics*, Trans., AIME (1950) **189**, 91–

104. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 11–24.
- [6] Homer D. R. *Pressure Build-Up in Wells*, Proc. Third World Pet. Cong., The Hague (1951) Sec. II, 503–523. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 25–43.
- [7] Perrine R. L. *Analysis of Pressure Buildup Curves*, Drill and Prod. Prac, API (1956) 482–509.
- [8] Matthews C. S. *Analysis of Pressure Build-Up and Flow Test Data*, J. Pet. Tech. (Sept. 1961) 862–870. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 111–119.
- [9] Russell D. G. *Extensions of Pressure Build-Up Analysis Methods*, J. Pet. Tech. (Dec. 1966) 1624–1636; Trans., AIME, **237**. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 175–187.
- [10] Ramey H. J., Jr. and Cobb William M. *A General Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area*, J. Pet. Tech. (Dec. 1971) 1493–1505; Trans., AIME, **251**.
- [11] van Everdingen A. F. *The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well*, Trans., AIME (1953) **198**, 171–176. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 45–250.
- [12] Pinson A. E. Jr. *Concerning the Value of Producing Time Used in Average Pressure Determinations From Pressure Buildup Analysis*, J. Pet. Tech. (Nov. 1972) 1369–1370.
- [13] Kazemi Hossein *Determining Average Reservoir Pressure From Pressure Buildup Tests*, Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1974) 55–62; Trans., AIME, **257**.
- [14] Agarwal Ram G., Al-Hussainy Rafi, and Ramey H. J. Jr. *An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1970) 279–290; Trans., AIME, **249**.
- [15] Earlougher Robert C Jr. and Kersch Keith M. *Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching*, J. Pet. Tech. (July 1974) 793–800; Trans., AIME, **257**.
- [16] McKinley R. M. *Wellbore Transmissibility From Afterflow-Dominated Pressure Buildup Data*, J. Pet. Tech. (July 1971) 863–872; Trans., AIME, **251**.
- [17] McKinley R. M. *Estimating Flow Efficiency From Afterflow-Distorted Pressure Buildup Data*, J. Pet. Tech. (June 1974) 696–697.
- [18] Gladfelter R. E., Tracy G. W., and Wilsey L. E. *Selecting Wells Which Will Respond to Production-Stimulation Treatment*, Drill, and Prod. Prac, API (1955) 117–129.
- [19] Cobb William M. and Smith James T. *An Investigation of Pressure Buildup Tests in Bounded Reservoirs*, paper SPE 5133 presented at the SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 6–9, 1974 (an abridged version appears in J. Pet. Tech., Aug. 1975, 991–996; Trans., AIME, **259**).
- [20] Chen Hsiu-Kuo and Brigham W. E. *Pressure Buildup for a Well With Storage and Skin in a Closed Square*, paper SPE 4890 presented at the SPE-AIME 44th Annual California Regional Meeting, San Francisco, April 4–5, 1974.
- [21] Ramey Henry J., Jr. Kumar, Anil, and Gulati, Mohinder S. *Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions*, AGA, Arlington, Va. (1973).

- [22] Kumar Anil and Ramey Henry J. Jr. *Well-Test Analysis for a Well in a Constant-Pressure Square*, paper SPE 4054 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex., Oct. 8–11, 1972 (an abridged version appears in Soc. Pet. Eng. J., April 1974, 107–116).
- [23] Slider H. C. *Application of Pseudo-Steady-State Flow to Pressure-Buildup Analysis*, paper SPE 1403 presented at SPE-AIME Regional Meeting, Amarillo, Tex., Oct. 27–28, 1966.
- [24] Slider H. C. *A Simplified Method of Pressure Buildup Analysis for a Stabilized Well*, J. Pet. Tech. (Sept. 1971) 1155–1160; Trans., AIME, **251**.
- [25] Odeh A. S. and Selig F. *Pressure Build-Up Analysis, Variable-Rate Case*, J. Pet. Tech. (July 1963) 790–794; Trans., AIME, **228**. Also Reprint Series, No. 9 – Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 131–135.
- [26] Stegemeier G. L. and Matthews C. S. *A Study of Anomalous Pressure Build-Up Behavior*, Trans., AIME (1958) **213**, 44–50. Also Reprint Series, No. 9 – Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 75–81.
- [27] Ramey H. J., Jr. and Earlougher R. C., Jr. *A Note on Pressure Buildup Curves*, J. Pet. Tech. (Feb. 1968) 119–120.

ГЛАВА 6

Расчет среднего пластового давления

6.1. Введение

Среднее пластовое давление используется для характеристики пласта, расчета запасов нефти и прогнозирования показателей разработки. Этот параметр во многом определяет поведение продуктивного пласта при первичных, вторичных методах разработки, а также при поддержании пластового давления.

Среднее давление для пласта без перетока из водоносной зоны иногда определяют как давление в пласте, что установилось бы при длительном закрытии всех добывающих скважин. Равнозначным определением, предполагающим постоянную сжимаемость пласта и флюида, является среднее давление, полученное планиметрией карты изобар пласта. Для некоторых целей такое средневзвешенное по объему всего продуктивного пласта давление вполне годится. В некоторых задачах требуется использовать средневзвешенные давления отдельно для газовой шапки и нефтяной зоны с соответствующими объемами и сжимаемостями. Иногда для расчета перетока из другой зоны необходимо знать среднее давление на границе пласта. В иных случаях могут потребоваться другие типы средних величин для различных зон или флюидов в моделях, где используются различные методики прогнозирования показателей разработки месторождения. Таким образом, метод осреднения зависит от цели применения.

В высокопроницаемых пластах измеренные давления в скважинах после 24–72 часов их закрытия иногда можно с приемлемой точностью использовать в качестве контрольных точек для построения карты изобар. Однако в большинстве практических ситуаций требуется вносить некоторые поправки к измеренным давлениям, чтобы рассчитать среднее давление вокруг скважины. При этом общепринято рассчитывать среднее давление по области дренирования скважины. При растущем использовании численного моделирования пласта часто необходимо знать среднее давление вокруг скважины по площади, эквивалентной ячейкам численной модели. В общем случае по результатам исследований скважин в истощаемых пластах можно определить только среднее давление по области дренирования.

Если в истощаемом пласте закрыть одну скважину, то со временем давление в ней упадет в результате извлечения флюида из других скважин, т. е. давление в закрытой скважине не будет равняться действительному среднему давлению в области дренирования на момент закрытия. Тем не менее, область дренирования каждой скважины или другой участок пласта действительно имеют среднее давление в заданный момент времени.

В параграфе 5.2 показано, что среднее пластовое давление в бесконечном пласте ($p^* = p_i = \bar{p}$) можно найти экстраполированием прямолинейного участка графика Хорнера, построенного для закрытой скважины, до точки $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$ (см. рис. 6.1). Для ограниченных областей дренирования найти \bar{p} сложнее, поскольку точки давления обычно ложатся ниже прямолинейного участка. В этой главе представлены методы

расчета среднего по области дренирования скважины давления по КВД конкретной скважины.

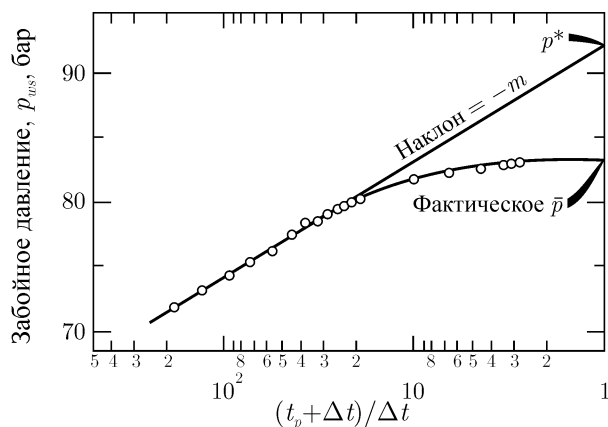


Рис. 6.1. Кривая восстановления давления, характерная для скважины в ограниченном пласте. Согласно Мэттьюзу и Расселу [1].

6.2. Расчет объема области дренирования

Большинство пластов разрабатывается несколькими скважинами. Если замкнутый пласт, разрабатываемый только добывающими скважинами, содержит однофазный флюид и обладает постоянной сжимаемостью, то каждая скважина будет дренировать только часть этого пласта [1], [2]. В любой данный момент времени границы области дренирования скважины с позиции математики эквивалентны физическим непроницаемым для течения флюида барьерам, расположенным вокруг скважины. Среднее давление для скважины относят только к ее области дренирования, существовавшей на момент закрытия. Мэттьюз и Рассел [11], также как и Мэттьюз и Лефковиц [2] подробно рассматривают понятие объема области дренирования.

Если в разрабатываемых на истощение пластах с однофазным флюидом одновременно запустить в работу все скважины, то первоначально каждая из них будет дренировать равный *объем* пласта независимо от дебита. Мэттьюз и Рассел [11] представляют набор рисунков, иллюстрирующих движение границ областей дренирования с момента начала разработки и до достижения псевдостационарного режима фильтрации при неравных дебитах скважин. При псевдостационарных условиях поровый объем, дренируемый скважиной, пропорционален ее дебиту [1], [2]:

$$V_{vi} = \frac{V_{pt} q_i}{q_i}. \quad (6.1)$$

Это определение основано на поровом объеме, а не *площади*: при пересчете объемов областей дренирования, рассчитанных по уравнению (6.1), в площади дренирования необходимо учесть изменения в мощности, пористости и насыщенности пласта. Уравнение (6.1) пригодно только для пластов с постоянной сжимаемостью и содержащих однофазный флюид. При наличии в пласте двух или трех фаз соотношение между объемом области дренирования и дебитом может оказаться более сложным по причине:

1) сложной природы многофазного течения в пористой среде;

2) возможного поступления некоторого объема флюида из областей пласта, где другие флюиды неподвижны. Например, скважина, добывающая нефть, воду и газ, может извлекать нефть (с растворенным газом) из некоторой части продуктивного интервала, воду добывать из интервала, расположенного ниже водонефтяного контакта, в переходной зоне или в водяном конусе, а газ — из газовой шапки, переходной зоны или газового конуса. Очевидно, что при таких условиях использование простого подхода на основе уравнения (6.1) будет неверным.

Области дренирования в пластах с проявлением водонапорного режима или при поддержании пластового давления принимают более сложный вид, чем в пластах, разрабатываемых на истощение. Более подробно эта тема обсуждается в параграфе 6.4.

Несмотря на сложность выделения объемов дренирования, во многих случаях оказывается, что средневзвешенное значение средних давлений, рассчитанных по областям дренирования, выделенным пропорционально дебитам скважин, является приемлемой оценкой средневзвешенного давления по объему всего пласта. Согласно этой методике рассчитывают среднее давление по области дренирования на момент закрытия с помощью методов, рассмотренных в параграфах 6.3 и 6.4. Для расчета требуется определить предполагаемую номинальную конфигурацию области дренирования для конкретной скважины. Размеры областей находят как их доли от общего порового объема пласта согласно представительным значениям дебитов перед закрытием, как следует из уравнения (6.1) [2]. Затем находят средневзвешенное по объему всего пласта давление путем взвешивания значений средних давлений каждой области дренирования по дебиту этой области.

Как правило, замеры давления проводят только в нескольких скважинах. В таких случаях часто допускается рассчитывать средние давления по номинальным площадям дренирования, привязанным к сетке скважин (например, 40-акровый квадрат). Такие давления можно затем нанести на карты и провести изолинии для нахождения средневзвешенного по объему пластового давления. Необходимым давлением для построения контурных линий является среднее давление около каждой скважины в некоторый момент времени. Это давление будет отличаться от давления в фактической области дренирования скважины, если она сильно искажена в результате неравных дебитов скважин, неравномерного размещения скважин, незавершенного ввода месторождения в разработку, продвижения пластовых вод и т. д. Оба принципа расчета среднего пластового давления являются приближенными, но во многих случаях имеют результат с вероятной 20-% ошибкой намного лучше, чем ничего. Можно надеяться, что ошибки, связанные с неточностями в определении формы областей дренирования, будут иметь отклонения в обе стороны и при расчетах в масштабе всего месторождения — взаимоисключаться.

6.3. Расчет среднего давления по области дренирования скважины

В своем фундаментальном труде [3] Хорнер представил метод расчета среднего или начального пластового давления в бесконечном пласте. Эта методика дает близкие к действительности значения среднего давления при исследованиях скважин с небольшим временем работы, например, при испытаниях скважин пластоиспытателем (см. главу 8). Однако Хорнер подчеркивает, что для замкнутых пластов или пластов, разрабатываемых несколькими скважинами, метод экстраполяции без соответствующих поправок не приемлем. Он отмечает, что для замкнутых пластов с одиночной скважиной

среднее давление на графике обычно расположено ниже экстраполированного кажущегося давления p^* (см. рис. 6.1). Действительно, \bar{p} обычно меньше p^* , но при сильно асимметричных конфигурациях областей дренирования может оказаться и больше p^* . В этом параграфе представлено несколько методов расчета средних давлений по области дренирования скважины по фактическим КВД. Затем найденные таким образом средние давления можно использовать для нахождения средневзвешенного давления по объему пласта, как описано в параграфе 6.2.

Метод Мэттьюза–Бронса–Хазербрука

В 1954 году Мэттьюз, Бронс и Хазербрук представили методику расчета среднего пластового давления для замкнутых областей дренирования скважин по КВД. Этот метод имеет ограничение, вытекающее из его основных допущений. В частности, область дренирования, подвижность и сжимаемость флюида должны быть постоянными. Однако для пласта с несколькими скважинами эти ограничения исчезают (как рассмотрено в параграфе 5.2 и далее в настоящем параграфе), если вместо фактического длительного времени работы скважины t_p при расчетах брать t_{pss} . Методика Мэттьюза–Бронса–Хазербрука (МБХ) действительно дает способ расчета \bar{p} для скважин, расположенных произвольно в замкнутых областях дренирования большинства известных конфигураций. Согласно этой методике инженеру предлагается мысленно поделить пласт на *площади дренирования*. Однако на практике такое деление может оказаться трудоемким, поэтому часто используют номинальные области дренирования, привязанные к сетке скважин или другому удобному параметру. При выполнении этого этапа следует иметь в виду, что значительные искажения внешнего вида КВД при поздних временах могут быть следствием области дренирования нестандартной конфигурации (как правило, в результате сильно отличающихся дебитов скважин или резкой неравномерности их расположения). Если искажения КВД наблюдаются, то в зависимости от цели дальнейшего использования среднего давления может потребоваться более точная оценка конфигурации площадей дренирования согласно методам, рассмотренным в параграфе 6.2 и в работе Мэттьюза, Бронса, Хазербрука [4].

Для расчета среднего давления по объему дренирования методом МБХ первым делом необходимо экстраполировать график Хорнера (см. параграф 5.2), чтобы найти кажущееся давление p^* (рис. 6.1). (Иначе p^* можно оценить по графику Миллера–Дайса–Хатчинсона и уравнению (5.14)). Затем рассчитывают среднее давление по уравнению:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m}{2,3025} p_{DMBH}(t_{pDA}), \quad (6.2)$$

где m берется по наклону прямолинейного участка графика Хорнера (или Миллера–Дайса–Хатчинсона) и определяется уравнением (5.5):

$$m = \frac{21,5qB\mu}{kh}. \quad (6.3)$$

В уравнении (6.2) параметр $p_{DMBH}(t_{pDA})$ является безразмерным давлением, определяемым при безразмерном времени, соответствующем реальному времени t_p :

$$t_{pDA} = \frac{0,00036kt_p}{\phi\mu c_t A}. \quad (6.4)$$

На рисунках 6.2–6.5 приводятся безразмерные давления МБХ для нескольких конфигураций площадей дренирования и различного расположения скважин.

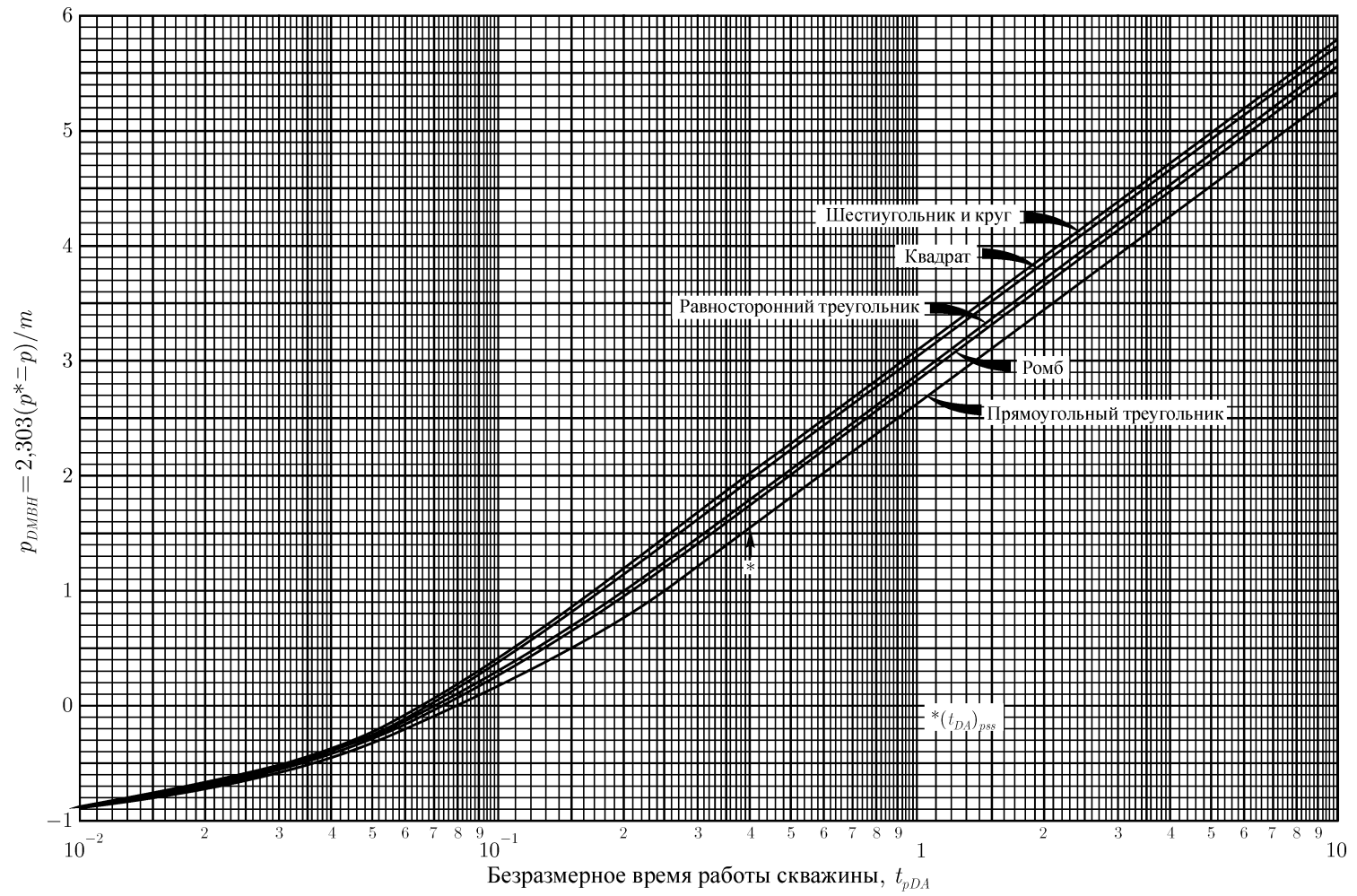


Рис. 6.2. Безразмерное давление, используемое в методе Мэттьюза–Бронса–Хазербука, для скважины в центре площади дренирования равносторонней формы. По Мэттьюзу, Бронсу и Хазебруку [4].

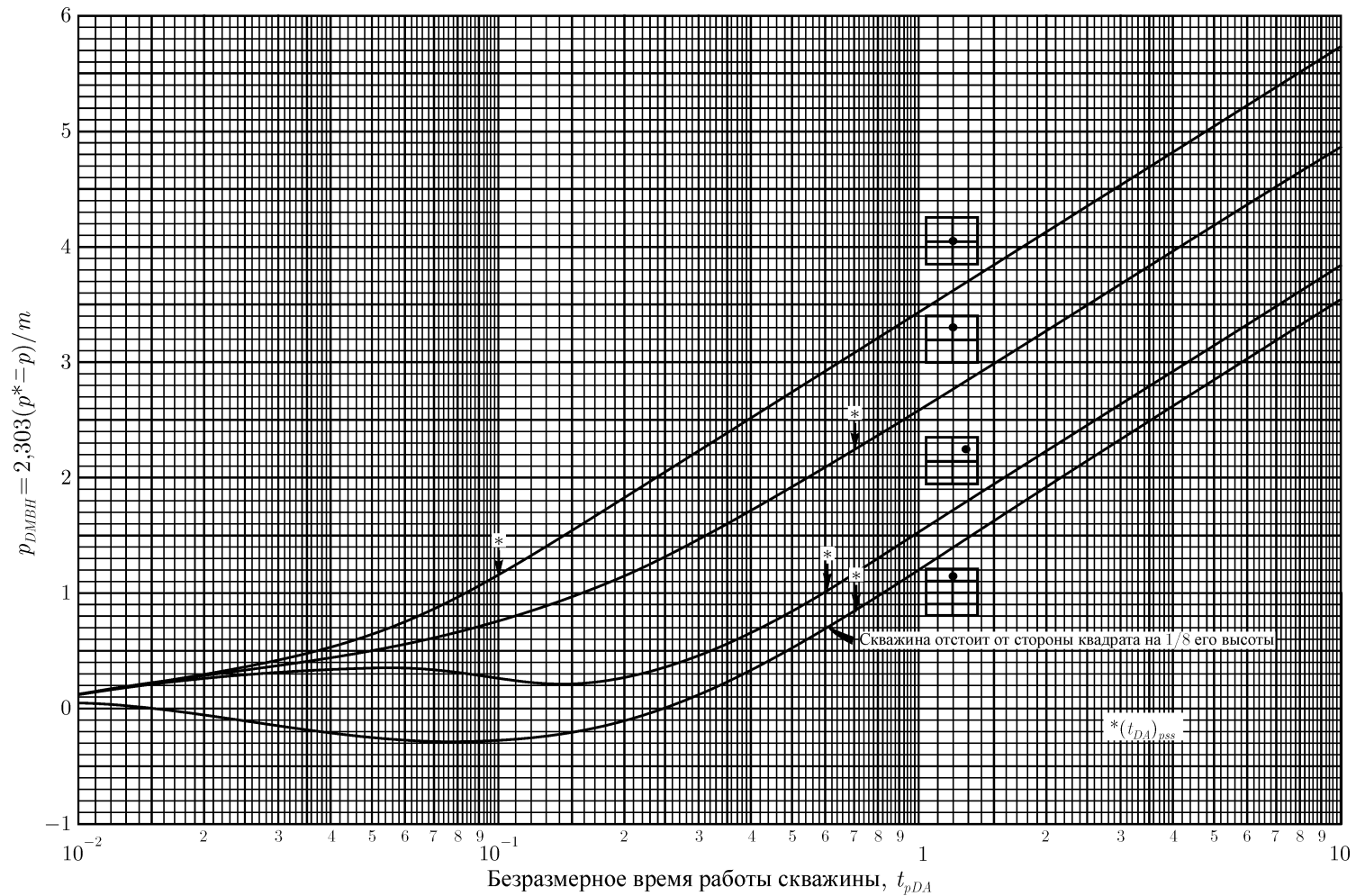


Рис. 6.3. Безразмерное давление, используемое в методе Мэттьюза–Бронса–Хазербрука, при различном расположении скважины в квадратной площади дренирования. По Мэттьюзу, Бронсу и Хазербруку [4].

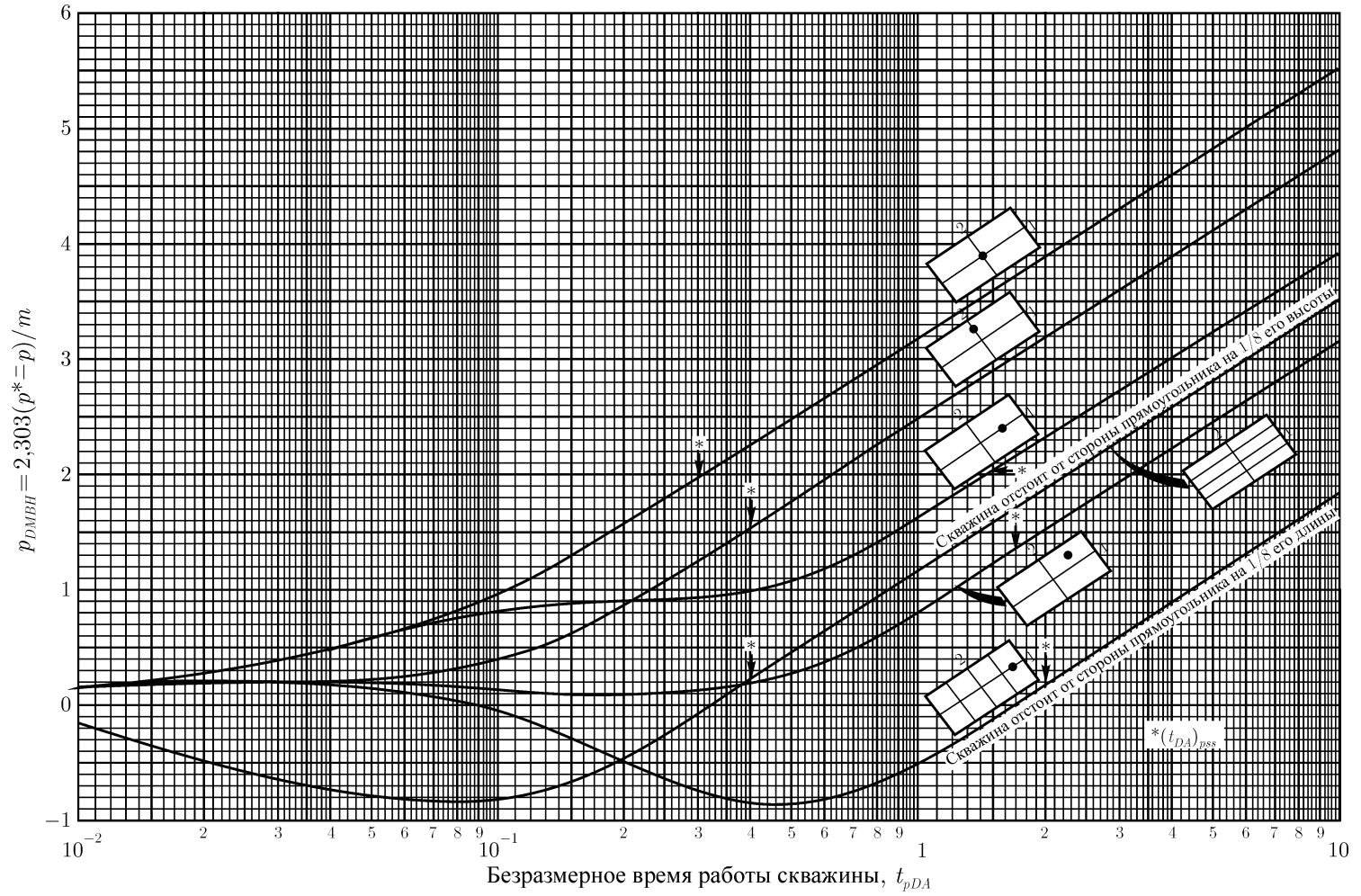


Рис. 6.4. Безразмерное давление, используемое в методе Мэттьюза–Бронса–Хазербрука при различном расположении скважины в прямоугольной площади дренирования с соотношением сторон 2:1. По Мэттьюзу, Бронсу и Хазербруку [4].

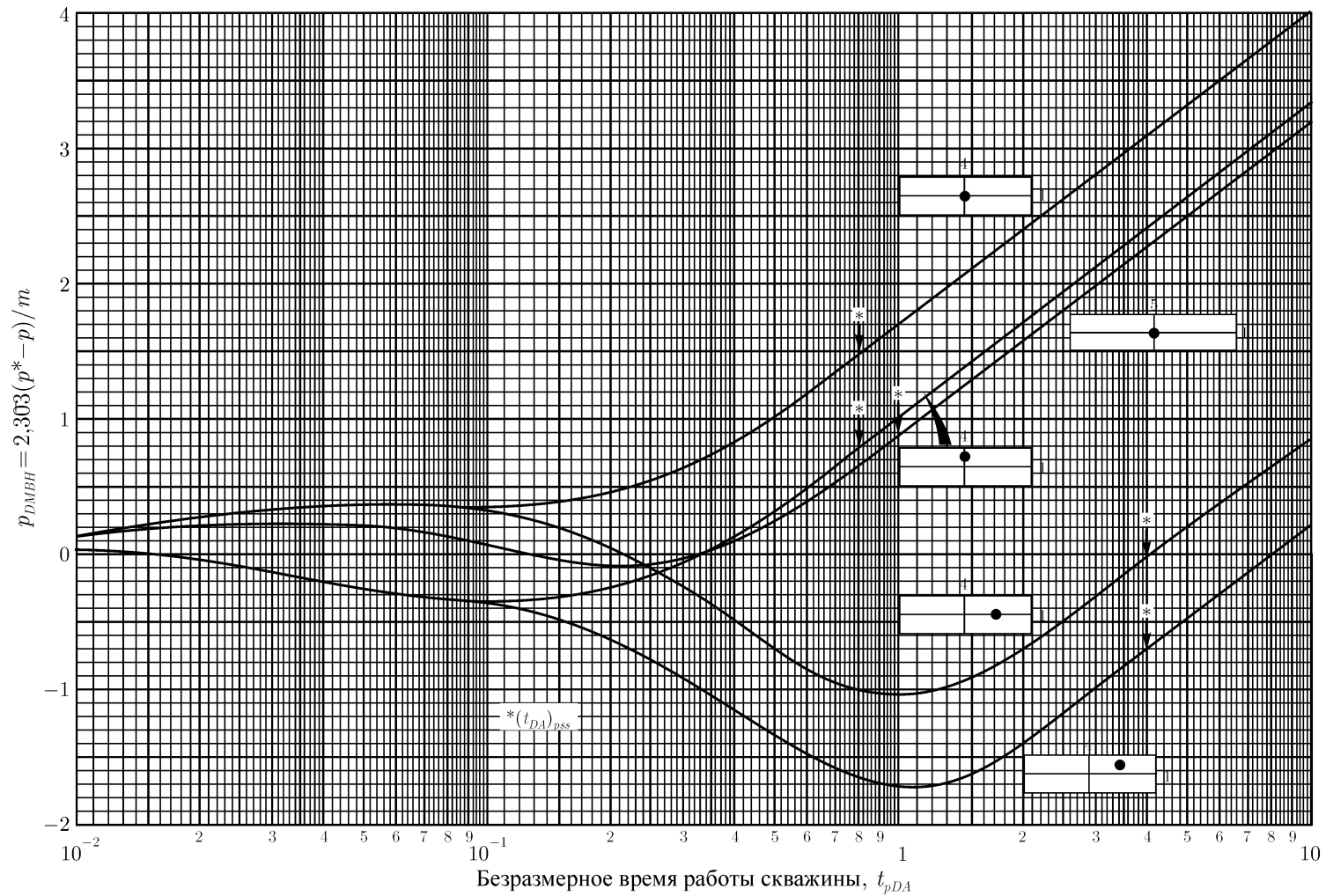


Рис. 6.5. Безразмерное давление Мэттьюса–Бронса–Хазербрука при различном расположении скважины в прямоугольной площади дренирования с соотношением сторон 4:1 и 5:1. По Мэттьюзу, Бронсу и Хазебруку [4].

Как и в обычной методике интерпретации по Хорнеру, мы предположили, что скважина работает с постоянным дебитом q от 0 до времени t_p , когда ее закроют для снятия КВД. Если дебит не постоянен, то t_p рассчитывают так же, как и в параграфе 5.2 (см. комментарий перед уравнением 5.9). Тогда t_p обычно находят по уравнению (5.9):

$$t_p = \frac{24V_p}{q}, \quad (6.5)$$

где V_p — накопленный объем добытого флюида с момента *последней стабилизации давления*, а q — постоянный дебит скважины перед закрытием. Как правило, для удобства используют накопленную добычу с момента последнего замера давления. Важным моментом является то, что график Хорнера основан на принципе суперпозиции, предполагающем «бесконечный» пласт как *до*, так и *после* закрытия скважины. Если пласт нельзя считать бесконечным перед закрытием скважины, то это следует учесть при интерпретации, т. е. параметр t_p или саму методику интерпретации необходимо модифицировать. Значения p_{DMBH} , представленные на рисунках 6.2–6.5, уже модифицированы.

Пинсон [5] и Каземи [6] в своих работах указывают, что t_p следует сравнивать со временем, необходимым для достижения псевдостационарного состояния:

$$t_{pss} = \frac{\phi\mu c_t A}{0,00036k} (t_{DA})_{pss}, \quad (6.6)$$

где параметр $(t_{DA})_{pss}$ приблизительно равен 0,1 для симметричного замкнутого квадратного пласта или кругового пласта со скважиной в центре. Для других конфигураций этот параметр дается в колонке «Строго при $t_{DA} >$ » табл. С.1. Если $t_p \gg t_{pss}$, то при построении графика Хорнера и расчетах по уравнениям (6.2) и (6.4) следует заменить время t_p на t_{pss} , чтобы использовать кривые безразмерного давления МБХ на рисунках 6.2–6.5.

Если t_p не превышает t_{pss} более чем в 5–10 раз, то замена t_p на t_{pss} незначительно улучшит результаты расчета статического пластового давления, хотя при больших дебитах результаты относительно более чувствительны к такой замене. Как рассмотрено в главе 5, в случае непроницаемых границ пласта подстановка t_{pss} позволяет получить на графике Хорнера более протяженный прямолинейный участок, чем на графике МДХ. Этот факт иногда служит аргументом в пользу построения графика Хорнера с t_{pss} , когда t_p только в 1,5–2 раза превышает t_{pss} .

Вследствие взаимокомпенсирующих факторов (чем ниже значение p^* , тем меньше соответствующая поправка) метод Мэттьюза–Бронса–Хазербрука при любом t_p теоретически даст идентичные результаты среднего давления [5]. Однако на практике при расчете статического давления относительно небольшие значения t_p могут устранить серьезные численные ошибки, связанные с длительными экстраполяциями и несоблюдением теоретических допущений, а именно:

- 1) недостаточная стабилизация дебита перед закрытием скважины;
- 2) перемещение и изменение площадей дренирования в пластах, разрабатываемых несколькими скважинами;
- 3) изменение сжимаемости и подвижности флюида со временем.

Пример 6.1. Среднее давление по области дренирования скважины — метод Мэттьюза–Бронса–Хазербрука

В данном примере будем использовать КВД, приведенную в примерах 5.1–5.3 (см. табл. 5.1) и изображенную на рис. 5.3 и 5.4. Другие исходные данные следующие:

$$\begin{aligned}\phi &= 0,09 \\ c_t &= 3,27 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ k &= 12,8 \text{ мД (пример 5.1)} \\ \mu &= 0,20 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ m &= 2,758 \text{ бар/лог.цикл. (рис. 5.4)} \\ t_p &= 310 \text{ часов} \\ A &= \pi r_e^2 = \pi \cdot 805^2 \text{ м}^2.\end{aligned}$$

Чтобы убедиться, следует ли нам использовать $t_p = 310$ часов, оценим t_{pss} по уравнению (6.6) (согласно табл. С.1 имеем $(t_{DA})_{pss} = 0,1$). Тогда получим:

$$t_{pss} = \frac{0,09 \cdot 0,2 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2 \cdot 0,1}{0,00036 \cdot 12,8} = 260 \text{ часов.}$$

Следовательно, при интерпретации этого примера мы вполне могли бы заменить t_p на 260 часов. Однако, поскольку время t_p составляет только $1,17 \cdot t_{pss}$, то можно ожидать, что замена не скажется на точности определения \bar{p} [6]. Поэтому далее будем использовать время $t_p = 310$ часов и рис. 5.4.

Из рис. 5.4 нельзя найти кажущееся давление p^* , так как значения $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ по оси абсцисс не достигают 1,0. Однако p^* можно вычислить по значению p_{ws} при $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 10$, экстраполируя прямолинейный участок на один логарифм-цикл:

$$p^* = 229,3 + (1 \text{ цикл})(2,758 \text{ бар/лог.цикл}) = 232,1 \text{ бар.}$$

Далее используем уравнение (6.4):

$$t_{pDA} = \frac{0,00036 \cdot 12,8 \cdot 310}{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2} = 0,119.$$

По кривой для кругового пласта (см. рис. 6.2) определяем $p_{DMBH}(t_{DA} = 0,119) = 1,34$. Среднее давление определяем по уравнению (6.2):

$$\bar{p} = 232,1 - \frac{2,758}{2,3025} \cdot 1,34 = 230,5 \text{ бар.}$$

Полученный результат на 1,3 бар больше, чем максимальное давление, измеренное во время исследования.

Метод Дитца

Дитц в работе [7] представляет несколько другой подход к оценке \bar{p} . Он предлагает экстраполировать прямолинейный участок графика МДХ (p_{ws} от $\log \Delta t$) непосредственно до \bar{p} . Метод Дитца основан на предположении, что скважина работает с постоянным дебитом достаточно долго, чтобы достичь псевдостационарного состояния перед закрытием [7] и образовать прямолинейный участок на полулогарифмическом графике

с соответствующим наклоном (что справедливо для скважин, где не проводились мероприятия по интенсификации притока, т. е. $s > -3$). Дитц определил время, когда \bar{p} можно найти непосредственно по экстраполированному прямолинейному участку:

$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{t_p}{C_A t_{pDA}} = \frac{\phi \mu c_t A}{0,00036 C_A k}. \quad (6.7a)$$

Для скважины, расположенной в центре замкнутой квадратной площади дренирования имеем $C_A = 30,8828$, следовательно:

$$(\Delta t)_{\bar{p}_{square}} = 89,95 \frac{\phi \mu c_t A}{k}. \quad (6.7b)$$

При других конфигурациях пластов коэффициент C_A берется из табл. С.1. Метод Дитца довольно прост для практического использования и не требует много времени для обработки. Поэтому его обычно применяют для скважин без значительного скин-фактора ($s > -3$ или $r_{wa} < 0,05r_e$).

Рэйми и Кобб в труде [8] описывают метод экстраполяции прямолинейного участка графика Хорнера до среднего пластового давления. Они показывают, что при условии $t_p \geq t_{pss}$, справедливо выражение:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_{\bar{p}} = C_A t_{pDA} = \frac{0,00036 k t_p C_A}{\phi \mu c_t A}. \quad (6.8a)$$

Для скважины в центре замкнутой квадратной площади дренирования $C_A = 30,8828$, следовательно:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_{\bar{p}} = \frac{0,01112 k t_p}{\phi \mu c_t A}. \quad (6.8b)$$

При $(t_p + \Delta t) \cong t_p$ уравнение (6.8) превращается в уравнение (6.7). Для условия $t_p < t_{eia}$ (что можно оценить по уравнению (2.8)) Рэйми и Кобб [8] приводят следующую формулу:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_{\bar{p}} = e^{4\pi t_{pDA}}. \quad (6.9)$$

Методы Мэттьюза–Бронса–Хазербрука [4], Дитца [7] и Рэйми и Кобба [8] для расчета среднего пластового давления требуют определенного количества знаний относительно областей дренирования. А именно, каждый должен приблизительно определить очертание границ области и расположение в ней скважины, а также быть уверенным, что эти границы непроницаемы в момент закрытия скважины. Во многих случаях далеко не каждый обладает такой информацией с любой степенью точности. К счастью, в большинстве практических ситуаций допускается принимать конфигурацию области дренирования, привязанную к сетке скважин, и использовать ее в расчетах среднего пластового давления по одному из трех вышеупомянутых методов.

Пример 6.2. Среднее давление по области дренирования – метод Дитца

Снова мы используем результаты исследования скважины методом восстановления давления, приведенные в примерах 5.1–5.3, 6.1. Необходимые исходные данные приведены в примере 6.1. Коэффициент конфигурации для замкнутого пласта равен $C_A = 31,62$ (табл. С.1). Далее используем уравнение (6.7a):

$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2}{0,00036 \cdot 12,8 \cdot 31,62} = 82,2 \text{ часа.}$$

График МДХ, изображенный на рис. 5.8, не доходит до отметки 83,5 часа, поэтому необходимо экстраполировать прямолинейный участок. Из рис. 5.8 имеем, что $p_{ws} = 227,7$ бар при 8,35 часа. Следовательно, экстраполируя прямую линию приблизительно на один логарифм-цикл, получим:

$$\bar{p} = 227,1 + (1 \text{ лог.цикл})(2,758 \text{ бар/лог.цикл}) = 230,5 \text{ бар}$$

Найденное среднее давление аналогично результату, полученному в примере 6.1.

Уравнение (6.8а), предложенное Рэйми и Коббом [8], тоже можно использовать:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)_{\bar{p}} = \frac{0,00036 \cdot 12,8 \cdot 310 \cdot 31,62}{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2} = 3,77.$$

Экстраполяция прямой линии графика Хорнера с момента времени 37,7 до 3,77 (рис. 5.4) дает:

$$\bar{p} = 227,1 + (1 \text{ лог.цикл})(2,758 \text{ бар/лог.цикл}) = 230,5 \text{ бар}.$$

Метод Миллера — Дайса — Хатчинсона

Миллер, Дайс и Хатчинсон опубликовали методику [9] расчета \bar{p} для замкнутых круговых областей дренирования, основанную на графике МДХ (p_{ws} от $\log \Delta t$). Данный метод оценки среднего пластового давления применяется непосредственно только к скважинам, работающим при псевдостационарных условиях перед закрытием на исследование по КВД. (Рэйми и Кобб в работе [8] показывают, как использовать метод МДХ в случае замкнутой квадратной области дренирования при условии $t_p < t_{ps}$).

Чтобы использовать метод МДХ для оценки среднего давления, необходимо выбрать *любой удобный момент времени Δt на прямолинейном участке* и найти соответствующее этому моменту давление p_{ws} . Затем следует рассчитать безразмерное время закрытия скважины, относительно площади дренирования, по формуле:

$$\Delta t_{DA} = \Delta t_D \left(\frac{r_w^2}{A}\right) = \frac{0,00036k(\Delta t)}{\phi \mu c_t A}. \quad (6.10)$$

Это безразмерное время необходимо для того, чтобы по верхней кривой на рис. 6.6 найти безразмерное давление p_{DMDH} . (Следует заметить, что рис. 6.6 построен относительно Δt_{DA} , а не относительно общепринятого параметра Δt_{De} , что позволяет включить в график и квадратные пласты). Среднее пластовое давление в замкнутой области дренирования рассчитывается по уравнению:

$$\bar{p} = p_{ws} + \frac{m \cdot p_{DMDH}(\Delta t_{DA})}{1,1513}. \quad (6.11)$$

В уравнении (6.11) параметр p_{ws} является давлением, определенным по прямолинейному участку графика МДХ при любом удобном времени закрытия скважины Δt , а p_{DMDH} берется по верхней кривой рис. 6.6 при том же Δt . Нижние кривые на рис. 6.6 применяются для расчета давления p_e на границах пласта с водонапорным режимом. Их использование рассматривается в параграфе 6.4.

Пример 6.3. Среднее давление по области дренирования — метод Миллера–Дайса–Хатчинсона

Рассмотрим то же исследование, что и в примерах 6.1 и 6.2. Площадь дренирования скважины аппроксимируем в виде круга с радиусом $r_e = 805$ м. Далее выбираем момент $\Delta t = 20$ часов на прямолинейном участке графика МДХ (см. рис. 5.8). Из уравнения (6.10) следует, что

$$\Delta t_{DA} = \frac{0,00036 \cdot 12,8 \cdot 20}{0,09 \cdot 0,20 \cdot 3,27 \cdot 10^{-4} \pi \cdot 805^2} = 0,0077.$$

По верхней кривой на рис. 6.6 определяем, что при $\Delta t_{DA} = 0,0077$ параметр p_{DMDH} равен 0,78. Из рис. 5.8 находим, что при $\Delta t = 20$ часов $p_{ws} = 228,7$ бар и $m = 2,758$ бар/лог.цикл. Затем используем уравнение (6.11):

$$\bar{p} = 228,7 + \frac{2,758 \cdot 0,78}{1,1513} = 230,6 \text{ бар.}$$

Полученный результат сопоставим со средним пластовым давлением 230,5 бар, рассчитанным другими методами.

Поправка точечных замеров давлений для нахождения среднего давления по области дренирования

На практике встречается поразительное количество случаев, когда единственной информацией о давлении в скважине является единичный замер давления или «точечное давление». На месторождениях, разрабатываемых долгое время, часто наблюдение за изменением давления во времени и по площади ограничивается только точечными замерами. Бронс и Миллер в работе [12] демонстрируют два способа оценки среднего давления для замкнутых площадей дренирования с одиночной скважиной по таким замерам. Их метод, как и метод Дитца, основан на предположении, что скважины работают при псевдостационарных условиях вплоть до момента закрытия. Другое допущение метода заключается в том, что точечный замер давления принадлежит прямолинейному участку полулогарифмического графика КВД (т. е. точка давления лежит между участками КВД, подверженными влиянию объема ствола скважины и границ пласта). Методика требует точного знания или правдоподобной оценки времени закрытия скважины, при котором измерено давление, а также дебита, мощности пласта, объемного коэффициента и вязкости флюида, конфигурации области дренирования и расположения в ней скважины. Далее можно использовать два метода. Первый метод применяется тогда, когда известна проницаемость пласта. В этом случае среднее по области дренирования давление можно определить по точечному замеру в момент закрытия скважины Δt согласно уравнению:

$$\bar{p} = p_{ws}(\Delta t) + \frac{21,5qB\mu}{kh} \log\left(\frac{1}{\Delta t_{DA} C_A}\right) \quad (6.12a)$$

или

$$\bar{p} = p_{ws}(\Delta t) + \frac{21,5qB\mu}{kh} \log\left(\frac{\phi\mu c_t A}{0,00036k\Delta t C_A}\right). \quad (6.12b)$$

Для области дренирования в виде замкнутого квадрата коэффициент C_A равен 30,8828. Тогда получим:

$$\bar{p} = p_{ws}(\Delta t) + \frac{21,5qB\mu}{kh} \log\left(\frac{89,95\phi\mu c_t A}{k\Delta t}\right). \quad (6.12c)$$

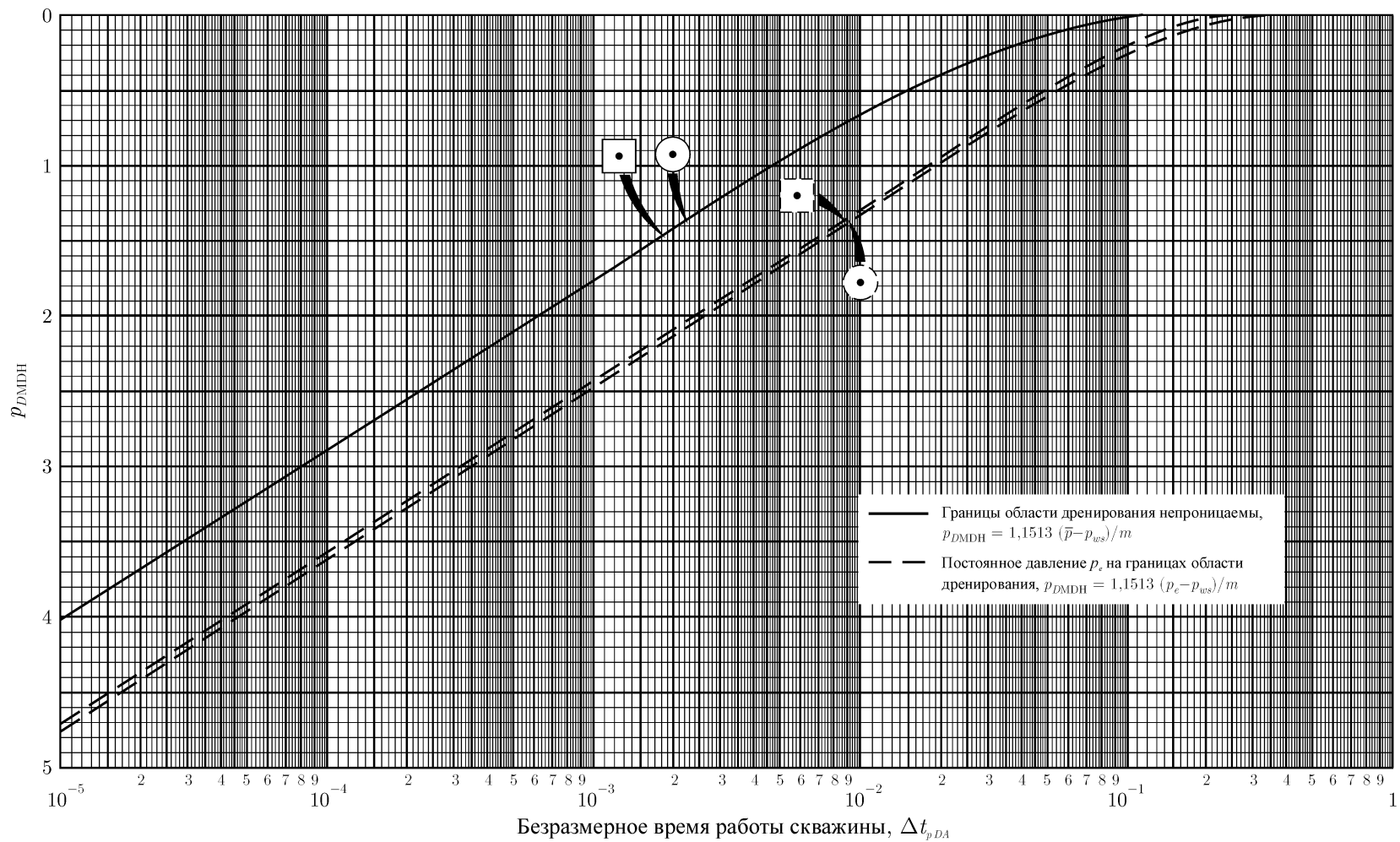


Рис. 6.6. Безразмерное давление Миллера–Дайса–Хатчинсона для круговой и квадратной площади. Данные Миллера, Дайса и Хатчинсона [9], Перина [10] и Кьюмара и Рэйми [11]

Следует заметить, что уравнения (6.12) не зависят от скин-фактора и приведенного радиуса скважины. Однако они и не предназначены для скважин, у которых $s < -3$.

Если проницаемость пласта неизвестна, то следует использовать другой метод. Недостаток этого метода состоит в том, что требуется знать как скин-фактор (или приведенный радиус скважины), так и забойное давление перед закрытием скважины. Бронс и Миллер в работе [12] показали, что можно исключить из уравнения член k/μ . В результате получим:

$$\log\left(\frac{qB}{h}\right) = \log[(\bar{p} - p_{ws}) + (p_{ws} - p_{wf})] + \log\left(\frac{130,9\phi c_t A}{C_A f}\right) - \log(\Delta t) - \frac{f(\bar{p} - p_{ws})}{(\bar{p} - p_{ws}) + (p_{ws} - p_{wf})}, \quad (6.13a)$$

где

$$f = \log\left(\frac{2,2458A}{r_w^2 C_A}\right) + 0,86859s. \quad (6.13b)$$

К сожалению, довольно сложно решить уравнения (6.13) без помощи компьютера или, по крайней мере, программируемого калькулятора. Бронс и Миллер предложили графический способ решения. На рис. 6.7 представлено уравнение (6.13a) в графическом виде (данный рисунок немного отличается от оригинального рисунка, предложенного Бронсом и Миллером в работе [12]). Хотя этот график предназначен только для пластов с параметрами, указанным на рисунке, все же методика является общей для всех пластов. Для оценки \bar{p} необходимо выбрать конкретные значения параметров пласта (необходимые для построения параметры см. на рис. 6.7) и рассчитать q/Bh для нескольких предполагаемых значений $(p_{ws} - p_{wf})$ и $(\bar{p} - p_{ws})$, чтобы построить график. После построения графика наподобие рис. 6.7, его используют для определения разности $(\bar{p} - p_{ws})$ (а значит и \bar{p}) по известным q/Bh и $(p_{ws} - p_{wf})$. Следует отметить, что рис. 6.7 представлен для демонстрации метода, он не пригоден для общего использования при интерпретации.

В методе Бронса и Миллера часто достаточно использовать типичные или средние значения сжимаемости, пористости и коэффициента конфигурации (обычно от 30,8 до 31,6) для конкретного месторождения, что не приведет к существенной погрешности. Это вполне оправдано, так как для построения карте изобар необходимы только средние давления в районе скважины. При любых упрощениях следует основываться на промысловом опыте и всегда задавать интервал значений параметров с запасом для учета всевозможных изменений сжимаемости и подвижности. Поэтому, например, для учета возможного многофазного течения в пласте следует использовать λ_t и c_t , как описано в параграфе 2.11. Обычно для конкретного пласта строят один или несколько графиков наподобие рис. 6.7 (для различных скин-факторов). Затем среднее давление можно найти по эквиваленту рисунка 6.7 или использовать уравнение (6.13a) с известными фактическими данными. Конечно, если имеются данные о подвижности флюида, то можно применить и уравнение (6.12), что значительно упростит процесс интерпретации.

Метод, основанный на уравнении (6.13a) и рис. 6.7, не требует знания k/μ , поскольку этот параметр неявным образом был выражен через дебит, предшествующий исследованию, и измеренные давления. Преимущество такого подхода заключается в предлагаемом способе поправки точечных замеров давления для нахождения средних

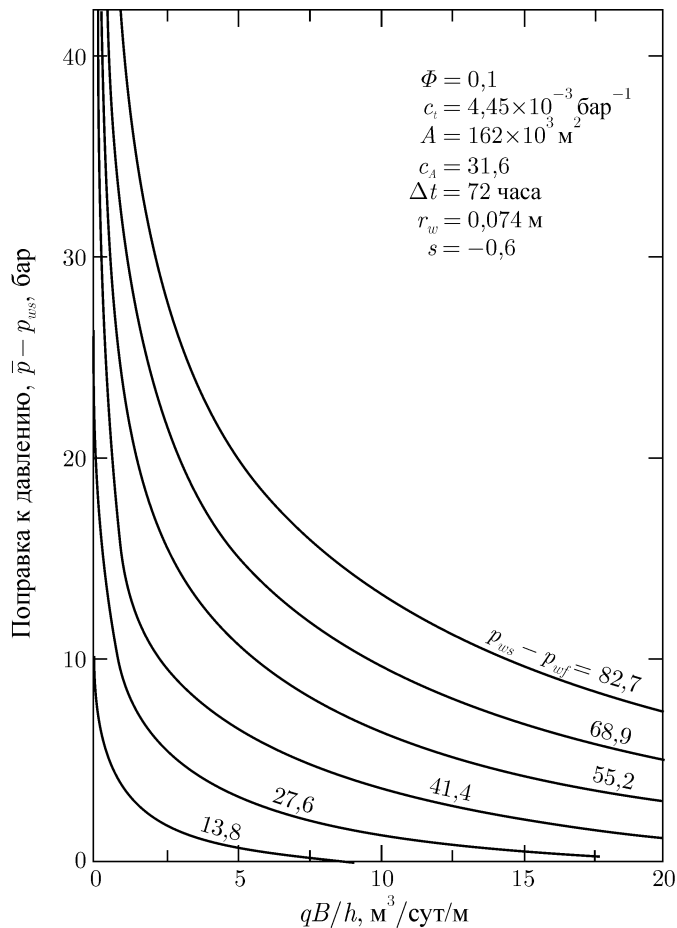


Рис. 6.7. График к расчету поправки точечного замера давления для определения среднего пластового давления. Данные и метод представлены Бронсом и Миллером [12].

давлений по области дренирования при ограниченных данных. Главными недостатками являются погрешность, связанная с выраженным неявно параметром k/μ , и необходимость знания скин-фактора.

Можно разработать метод, чем-то похожий на метод Бронса–Миллера, в котором используется безразмерное давление МДХ. Запишем выражение для параметра k/μ , используемого неявным образом в методе Бронса и Миллера [12]:

$$\frac{k}{\mu} = \frac{21,5qB}{(p_{ws} - p_{wf})h} f, \quad (6.14)$$

где f определяется по уравнению (6.13b). В уравнении (6.14) параметр p_{ws} является измеренным точечным давлением и для решения этого уравнения принимается равным среднему пластовому давлению. Мы предполагаем, что p_{ws} лежит на прямолинейном участке, и используем метод МДХ для оценки среднего пластового давления. Следовательно, для оценки \bar{p} используем уравнение (6.11):

$$\bar{p} = p_{ws} + \frac{m \cdot p_{DMDH}(\Delta t)}{1,1513}. \quad (6.11)$$

Далее находим p_{DMBH} по рис. 6.6, где Δt_{DA} определяется по уравнению:

$$\Delta t_{DA} \cong \frac{0,00036 \cdot 21,2qBf}{(p_{ws} - p_{wf})h\phi c_t A} \Delta t \quad (6.15a)$$

$$\cong \frac{0,00774qBf}{(p_{ws} - p_{wf})h\phi c_t A} \Delta t, \quad (6.15b)$$

где p_{ws} является давлением в закрытой скважине, измеренным в момент Δt , а f рассчитывают по уравнению (6.13b). Наклон прямолинейного участка, используемый в уравнении (6.11), оцениваем по выражению:

$$m = \frac{p_{ws} - p_{wf}}{f}. \quad (6.16)$$

Должно быть очевидно, что найденное таким образом давление \bar{p} является только приближительным и пригодным для областей дренирования в виде круга и квадрата. Если разница между значениями \bar{p} и p_{ws} велика, то следует сделать вторую итерацию. Тогда p_{ws} в уравнениях (6.15) и (6.16) заменяют на только что найденное значение \bar{p} . Затем находят новое значение p_{DMBH} по рис. 6.6 и оценивают \bar{p} во втором приближении по уравнению (6.11). Как правило, вторая итерация не даст желаемых результатов, если есть погрешности в других исходных данных. Следует заметить, что параметр f в уравнениях (6.14)–(6.16) действительно зависит от площади дренирования, радиуса скважины, скин-фактора и коэффициента конфигурации.

Обобщенный метод Маскета

Как рассмотрено в параграфе 5.3, Маскет [13] показал, что на графике с координатами $\log(\bar{p} - p_{ws})$ от Δt выделяется прямая линия, по которой интерпретируют КВД. Данный график строится по точкам давлений, соответствующим поздним временам, которые на графиках Хорнера и МДХ при достаточно долгом закрытии скважины образуют изогнутый конечный участок. Методика Маскета обсуждалась и дополнялась другими исследователями [8], [14], [15]. В параграфе 5.3 объясняется использование этой методики для определения проницаемости и среднего пластового давления. Обобщенный метод Маскета применим при любой длительности работы скважины перед закрытием, но требуется большое время закрытия для образования прямой линии на графике. Часто прямая линия вообще не наблюдается. Можно использовать рис. 5.11 совместно с уравнением (5.21) для оценки временного интервала образования прямой на графике Маскета. Пример 5.3 иллюстрирует методику интерпретации по Маскету для исходных данных примеров 6.1–6.3. В этих примерах время закрытия было недостаточным для появления корректной прямой на графике Маскета, поэтому были получены неточные результаты.

Другие методы

Основываясь на работах Маскета, Арпс и Смит [16] предлагают строить график с координатами dp_{ws}/dt от p_{ws} при позднем нестационарном периоде восстановления давления для оценки среднего пластового давления. На графике должен появиться прямолинейный участок, экстраполяция которого до 0 даст оценочное значение \bar{p} . Если методику можно применить, то она дает довольно надежные результаты. Однако, методика имеет такой же недостаток, что и методика Маскета — требуется на длительное время закрывать скважину.

Рекомендуемые методы

В общем случае от метода расчета среднего пластового давления Мэттьюза–Бронса–Хазербрука можно ожидать наиболее надежных результатов при различных конфигурациях областей дренирования и временах работы скважины при условии, что при достаточно длительной работе скважины используется t_p одного порядка с t_{pss} . Этот метод предпочитают другим рассмотренным методам благодаря его универсальности. Он является единственным методом, учитывающим полный диапазон изменения t_p : от режима фильтрации бесконечного пласта до псевдостационарного режима. Методы, подобные методу Дитца и основанные на уравнениях (6.7)–(6.9), также дают верные результаты при псевдостационарных условиях в пласте перед закрытием скважины. Метод Дитца оказывается более практичным при повседневном применении кроме случаев, когда скважина проработала короткое время с момента ее ввода в эксплуатацию. Для скважин с условием $s < (-3)$ оба метода потребуют уточнения, так корректный прямолинейный участок может не появиться на обычных графиках (см. главу 11).

Динамическое давление, используемое в численном моделировании пласта

Наиболее распространенным применением данных пластового давления является их сравнение с результатами численного моделирования в процессе воспроизведения истории разработки [17]. Давление, рассчитываемое на численной модели и затем сравниваемое с фактическим пластовым давлением, обычно не соответствует среднему давлению по области дренирования скважины. Скорее, это среднее давление *сеточной ячейки*, содержащей скважину, в численной модели пласта [17]. Соответствующее пластовое давление можно рассчитать по исследованиям скважин методом восстановления давления путем экстраполяции прямолинейного участка до корректного момента времени и, напрямую определяя «динамическое» давление. Это время рассчитывается по уравнению [17]:

$$\Delta t_{dyn} = \frac{148,5\phi c_t \Delta x^2}{(k/\mu)_t}, \quad (6.17)$$

где Δx — длина стороны квадратной ячейки в численной модели пласта. Хотя в уравнении (6.17) предполагается, что скважина расположена в центре квадратной ячейки, размер которой очень мал по сравнению с размерами области дренирования скважины, все же это уравнение с приемлемой точностью можно использовать и для скважин, расположенных в прямоугольных ячейках и немного отстоящих от центра. В этом случае Δx^2 заменяют на произведение длины и ширины ячейки $\Delta x \Delta y$.

Если не имеется длительной по времени КВД, то уравнение (6.17) в таком виде непригодно. Но, если есть точечный замер давления в закрытой скважине и предполагается, что эта точка давления лежит на прямолинейном участке, то уравнение (6.17) все еще можно использовать, но в несколько преобразованном виде. Тогда динамическое давление можно рассчитать по следующему уравнению [18]:

$$(p_{ws})_{dyn} = (p_{ws})_{OB} + \frac{21,5qB}{(k/\mu)_t h} \log\left(\frac{148,5\phi c_t \Delta x^2}{(k/\mu)_t (\Delta t)_{OB}}\right). \quad (6.18)$$

Однако, чтобы использовать уравнение (6.18), должно быть известно достоверное значение суммарной подвижности. Данное уравнение следует использовать при воспроизведении истории разработки только в случае отсутствия более подходящих методов оценки динамического давления. Очевидно, что метод на основе уравнения (6.18) можно было бы модифицировать, чтобы получить метод, схожий с методом Бронса–Миллера и, таким образом, избавиться от необходимости знания k/μ .

6.4. Пласты с водонапорным режимом

Поведение пластов с водонапорным режимом (когда пласты гидродинамически связаны с подстилающим активным водоносным пластом) сильно отличается от поведения замкнутых пластов, особенно это касается областей дренирования скважин и геометрии фильтрации. К пластам с водонапорным режимом относятся как пласты, где полностью восстанавливается давление (что эквивалентно заданию постоянного давления на границе с водоносным пластом, имеющим выход на земную поверхность), так и пласты, где наблюдается небольшой переток из водоносной зоны. Методики интерпретации, представленные в этом параграфе, применяются только для пластов с краевыми водами, которые полностью восстанавливают пластовое давление. На самом деле давление на границе пласт–водоносный пласт является в основном непостоянным и неравномерным. Оно меняется со временем в результате:

- 1) движения возмущения давления, вызванного разработкой, в водоносный пласт;
- 2) ограниченного размера водоносного пласта;
- 3) интерференции, связанной с добычей/закачкой из водоносного пласта.

Однако, представленные здесь принципы обычно пригодны тогда, когда давление на водонефтяном контакте стабилизировалось около какой-то постоянной величины, или когда давление на границе и внутрипластовое давление падают синхронно таким образом, что распределение внутреннего давления остается неизменным. Теоретический материал, представленный в этом параграфе, непосредственно применяется только к водонефтяным пластам, обладающими постоянной сжимаемостью, и при единичном соотношении подвижностей флюидов.

Расчет объема дренирования

Области дренирования в пласте с водонапорным режимом при стационарных условиях не имеют ничего общего с площадями дренирования в замкнутых пластах при псевдостационарном состоянии [1, 2, 9]. Рэйми, Кьюмар и Гулати в работе [19] рассмотрели площади дренирования при стационарном распределении давления в пласте с водонапорным режимом, где работают от 1 до 35 добывающих скважин. Из их выводов следует, что для всех пластов с постоянным давлением на ВНК и единичным соотношением подвижностей справедливы следующие два положения:

1) фильтрация около каждой скважины является плоско-радиальной, но радиальная геометрия фильтрации не может распространиться на большие расстояния;

2) все добывающие скважины имеют *прямую* гидродинамическую связь с границей постоянного давления. Мэттьюз и Рассел в работе [11] предлагают методики оценки площадей дренирования при водонапорном режиме, а Рэйми, Кьюмар и Гулати в труде [19] представляют более точные методики для идеализированных случаев и приводят результаты расчетов для множества пластов. Их результаты для квадратного пласта с постоянным давлением на границах возможно наилучшим образом подходят непосредственно для нагнетательных и добывающих скважин, расположенных по пяти-точечной схеме заводнения и с соотношением подвижностей, близким к единице, и для номинальных площадей дренирования в пластах с активным водонапорным режимом.

На рис. 6.8 показаны стационарные области дренирования в пласте с водонапорным режимом с 15 скважинами, где все скважины работают при различных дебитах. Поскольку это крайний случай, то площади дренирования каждой скважины действительно простираются до границы постоянного давления. Вследствие такого поведения области дренирования каждой скважины в пласте с водонапорным режимом более

асимметричны, чем в замкнутых пластах. Подобные искажения площадей дренирования происходят и в пластах, которые не введены в разработку полностью и при большой неравномерности истощения.

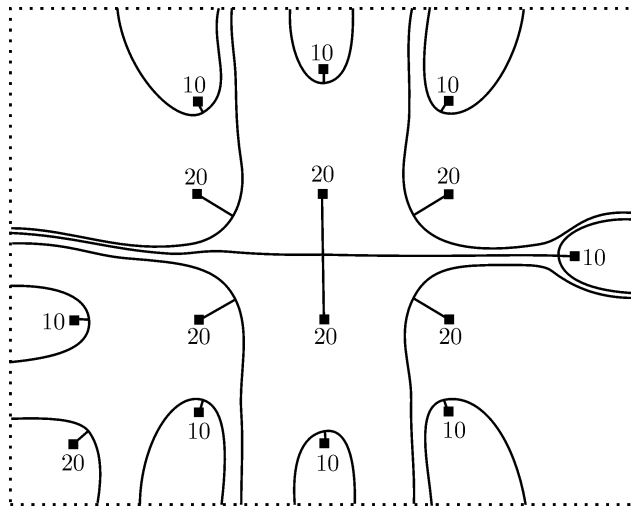


Рис. 6.8. Стационарные области дренирования в реальном пласте с водонапорным режимом, разрабатываемом 15-ю скважинами. Дебиты скважины указаны на рисунке, границы с постоянным давлением обозначены пунктирной линией. По Рэйми, Кьюмару и Гулати [19]. Рисунок предоставлен организацией AGA.

Расчет проницаемости, скин-фактора и окончания прямолинейного участка

Для пластов с водонапорным режимом методы интерпретации КВД для определения проницаемости и скин-фактора такие же, как и для замкнутых. Допускается использовать либо график Хорнера, либо график МДХ. Наклон прямой и значение p_{1hr} используют для расчета проницаемости по уравнению (5.6), а скин-фактор находят по уравнению (5.7). Кьюмар и Рэйми в работе [11] демонстрируют, что для квадратного пласта со скважиной в центре и постоянным давлением на границах (равным притоком со всех сторон) прямолинейный участок на графике МДХ будет более длительным, чем на графике Хорнера, если при этом время работы скважины перед закрытием достаточно долгое ($t_{pDA} > 0,25$). Такое поведение является противоположным поведению замкнутых пластов. Однако, вследствие сильно асимметричных площадей дренирования, которые довольно быстро изменяются при закрытии скважины, прямолинейный участок, соответствующий периоду фильтрации бесконечного пласта, обычно заканчивается раньше для скважин в пластах с водонапорным режимом, чем в замкнутых. Уравнение (5.16) и рисунки 5.6 и 5.7 дают возможность рассчитать время закрытия скважины, когда заканчивается прямолинейный участок, как для пластов с водонапорным режимом, так и для замкнутых. Обобщенный метод Маскета можно использовать для расчета k по уравнению (5.18) и рис. 5.10. В источниках [11] и [19] приведены дополнительные сведения, а в источнике [19] рассмотрены другие фиксированные конфигурации пластов и смешанные граничные условия.

Расчет среднего пластового давления и давления на границах

При разработке пластов с водонапорным режимом важно знать несколько харак-

терных давлений, в том числе начальное давление и изменение среднего давления в истощаемой нефтяной зоне со временем. Кроме того, может оказаться полезным среднее давление на ВНК в функции времени. В других случаях в зависимости от методик расчета показателей разработки могут потребоваться средние давления отдельно по обводненной площади или внутренней площади, откуда ведут добычу, для воспроизведения показателей разработки и прогнозирования будущей добычи. Для расчета среднего и граничного давлений в пластах с водонапорным режимом можно использовать несколько методик. При небольших временах добычи, возможно, самыми лучшими методами являются методы Хорнера и Мэттьюза–Бронса–Хазербрука. Методы Дитца и Миллера–Дайса–Хатчинсона пригодны при условии $t_{pDA} > 0,25$ и $s > -3$. Метод Маскета также применим и в большей степени пригоден для пластов с водонапорным режимом, чем для замкнутых.

Метод Мэттьюза–Бронса–Хазербрука применяется для квадратного пласта с постоянным давлением на границах так же, как и для замкнутых. Для этого строят КВД в полулогарифмических координатах, причем по оси x откладывают значения $(t_p + \Delta t)/\Delta t$. Затем, образовавшийся на графике прямолинейный участок экстраполируют до момента $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$, чтобы получить p^* . Далее рассчитывают граничное давление по уравнению:

$$p_e = p^* - \frac{m \cdot p_{DMBH\epsilon}(t_{pDA})}{2,3025}, \quad (6.19a)$$

а среднее давление на момент закрытия скважины находят из выражения:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m \cdot \bar{p}_{DMBH}(t_{pDA})}{2,3025}. \quad (6.19b)$$

Безразмерные давления, используемые в методе МБХ $p_{DMBH\epsilon}$ и \bar{p}_{DMBH} приведены на рис. 6.9. К сожалению, нет подобных сведений для пластов, имеющих другие конфигурации.

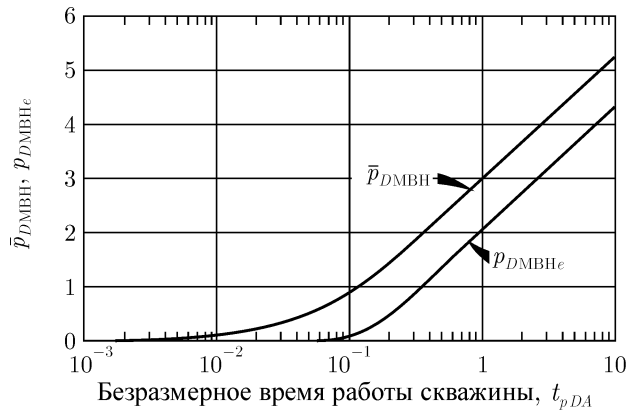


Рис. 6.9. Безразмерные давления Мэттьюза–Бронса–Хазербрука для скважины в центре квадрата с постоянным давлением на границах. Верхняя кривая построена относительно среднего давления \bar{p} на момент закрытия скважины; нижняя кривая — относительно давления на границе p_e . По Кьюмару и Рэйми [11].

Метод *Дитца* тоже пригоден для пластов с водонапорным режимом. Давление \bar{p} находят по графику, экстраполируя прямолинейный участок до момента времени, определенного по уравнению (6.7а). Из табл. С.1 следует, что для квадратного пласта с постоянным давлением на границах коэффициент конфигурации равен 19,5. Подставляя это значение в уравнение (6.7), получим время определения \bar{p} по экстраполированному прямолинейному участку:

$$(\Delta t)_D = 142,5 \frac{\phi \mu c_t A}{k}. \quad (6.20)$$

К сожалению, нет сведений о других коэффициентах конфигурации пластов при постоянном давлении на границах. Метод *Дитца* пригоден только при $t_{pDA} > 0,25$ и $s > -3$.

Метод *Миллера–Дайса–Хатчинсона* также применим к пластам с водонапорным режимом. Для этого строят обычный график МДХ, а затем рассчитывают граничное давление по уравнению:

$$p_e = p_{ws}(\Delta t) + \frac{m \cdot p_{DMBH}(\Delta t_{DA})}{1,1513}. \quad (6.21)$$

В уравнении (6.21) параметр $p_{ws}(\Delta t)$ является давлением в закрытой скважине при любом времени Δt , соответствующим прямолинейному участку, а m — наклон прямолинейного участка. Параметр Δt_{DA} определяется по уравнению (6.10), а p_{DMBH} находят по пунктирной кривой на рис. 6.6 либо для круга, либо для квадрата. Алгоритм расчета аналогичен методу МДХ, изложенному в параграфе 6.3.

Обобщенный метод Маскета тоже можно использовать для оценки p_e в замкнутых пластах. Кьюмар и Рэйми [11] эмпирически показали, что этот метод действительно дает верные результаты p_e при интерпретации данных, соответствующих поздним временам. Они также установили, что этот метод более пригоден для пластов с водонапорным режимом, чем для замкнутых. В основных чертах метод такой же, что и метод, рассмотренный в параграфе 6.3. Кьюмар и Рэйми приводят методики расчета проницаемости пласта по графику Маскета.

Для оценки средних и граничных давлений можно использовать несколько других методик. При заданном давлении на границе можно оценить среднее пластовое давление в момент закрытия скважины по формуле:

$$\bar{p} = p_e - \frac{m \cdot \bar{p}_D(t_{pDA})}{1,1513}, \quad (6.22)$$

где безразмерное среднее пластовое давление \bar{p}_D дается на рис. 6.10. Другой метод основан на уравнении, где используются забойное давление в скважине, наклон прямолинейного участка и другие исходные данные:

$$\bar{p} = p_{wf}(\Delta t = 0) + m \left[\log\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \log\left(\frac{2,2458}{C'_A}\right) + 0,86859s \right]. \quad (6.23)$$

Чтобы получить достоверные результаты, необходимо в данное уравнение включить и скин-фактор. Коэффициент конфигурации C'_A равен 19,1 или 19,5 для кругового и квадратного пластов соответственно. Уравнение (6.23) пригодно только при $t_{pDA} > 0,25$ (см. уравнение (6.4)).

Кьюмар и Рэйми показывают, что среднее по области дренирования давление в момент закрытия скважины можно найти непосредственно по прямолинейному участку

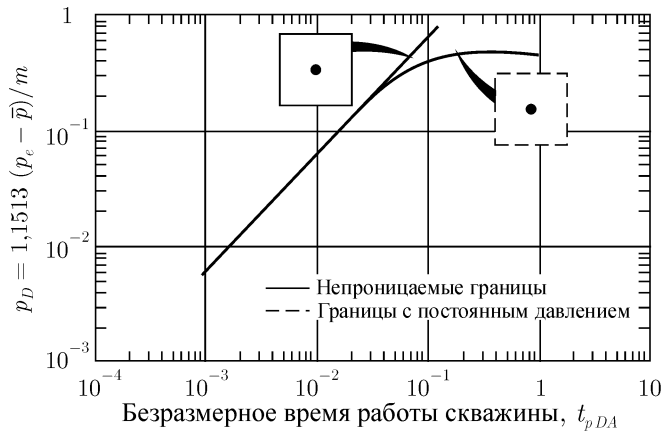


Рис. 6.10. Безразмерные средние давления для квадратных пластов. По Кьюмару и Рэйми [11].

при временах Δt или $(t_p + \Delta t)/\Delta t$, найденных из рис. (6.11). Параметр t_{pDA} находят по уравнению (6.4). Для построения графика МДХ необходимо оценить Δt по значению $(\Delta t_{DA})_p$ с помощью уравнения (2.3b).

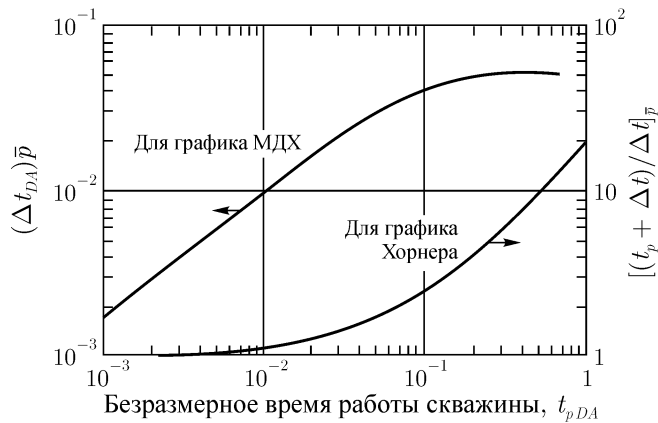


Рис. 6.11. Время, когда точка давления, лежащая на прямолинейном участке графика КВД, совпадает со средним пластовым давлением в момент закрытия скважины. Для квадратного пласта с постоянным давлением на границах. По Кьюмару и Рэйми [11].

Пример 6.4. Расчет среднего по области дренирования давления и интерпретация КВД для пластов с водонапорным режимом

Кьюмар и Рэйми в работе [11] приводят смоделированную КВД (табл. 6.1) для скважины в центре квадратной области дренирования с постоянным давлением на

границах. Другие исходные данные следующие:

$$t_p = 4320 \text{ часов} = 180 \text{ дней}$$

$$q = 55,6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\mu = 0,80 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$c_t = 2,47 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$$

$$A = 30976 \text{ м}^2,$$

т. е. скважина в центре квадратного пласта 176×176 м с постоянным давлением на границах.

$$B = 1,136$$

$$h = 15 \text{ м}$$

$$r_w = 0,088 \text{ м}$$

$$\phi = 0,23.$$

Таблица 6.1. КВД для скважины в центре квадратного пласта с постоянным давлением на границах

Время закрытия скважины, Δt (час)	Давление, p_{ws} (бар)
0	245,5
0,333	265,5
0,500	273
0,667	278,9
0,883	283,0
1,0	286,5
2,0	294,5
3,0	296,9
4,0	298,1
5,0	299,2
6,0	300,1
7,0	300,8
8,0	301,4
9,0	302,0
10,0	302,5
20,0	305,6

На рис. 6.12 представлен билогарифмический график данных исследования, из которого следует, что влияние объема ствола прекратилось спустя приблизительно 2 часа после закрытия скважины. Вследствие длительного периода работы скважины перед закрытием для обработки КВД используем график МДХ, изображенный на рис. 6.13. Согласно этому графику имеем:

$$m = 10,48 \text{ бар/лог.цикл}$$

$$p_{lhr} = 292,1 \text{ бар.}$$

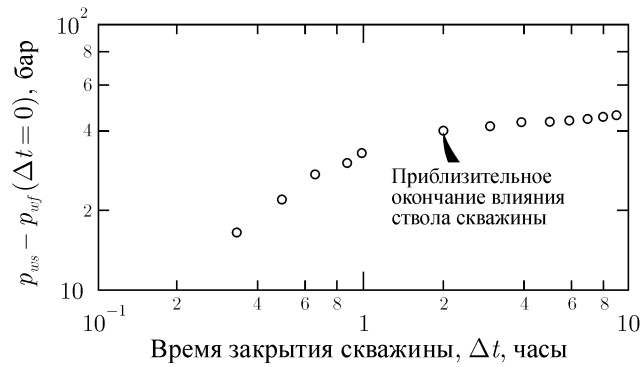


Рис. 6.12. Билогарифмический график для КВД скважины в квадратном пласте с постоянным давлением на границах. Пример 6.4. Данные Кьюмара и Рэйми [11]

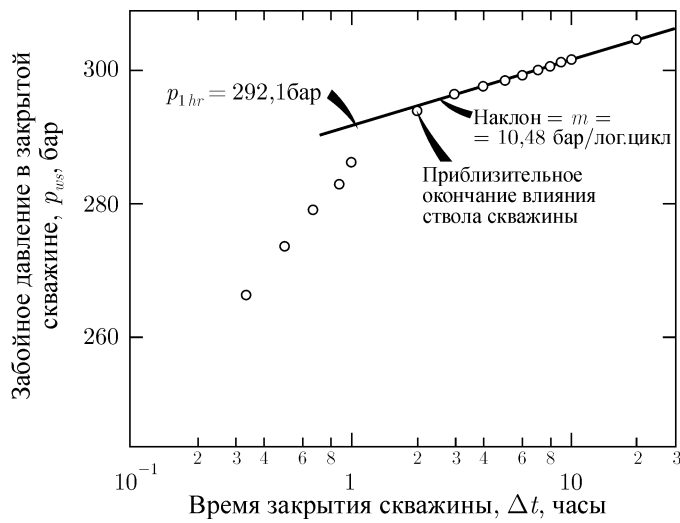


Рис. 6.13. График Миллера-Дайса-Хатчинсона для КВД скважины в квадратном пласте с постоянным давлением на границах. Пример 6.4. Данные Кьюмара и Рэйми [11].

Рассчитываем проницаемость по уравнению (5.6):

$$k = \frac{21,5 \cdot 55,6 \cdot 1,136 \cdot 0,80}{10,48 \cdot 15} = 6,9 \text{ мД.}$$

Скин-фактор рассчитывается по уравнению (5.7):

$$s = 1,1513 \left[\frac{292,1 - 245,5}{10,48} - \log \left(\frac{6,9}{0,23 \cdot 0,80 \cdot 2,47 \cdot 10^{-4} \cdot 0,088^2} \right) + 3,0923 \right] = 0,3.$$

Теперь мы можем оценить давление на границе пласта p_e методом МДХ (т.е. по уравнению (6.21)). По кривой на рис. 6.6 для квадратной области дренирования

с постоянным давлением на границах находим p_{DMBH} . В этом примере мы принимаем $\Delta t = 10$ часов и используем уравнение (6.4):

$$\Delta t_{DA} = \frac{0,00036 \cdot 6,9 \cdot 10}{0,23 \cdot 0,80 \cdot 2,47 \cdot 10^{-4} \cdot 30976} = 0,0176.$$

Из рис. 6.6 следует, что при $\Delta t_{DA} = 0,0176$ $p_{DMDH} = 1,0$. Применяя уравнение (6.21) и используя значение $p_{ws} = 302,5$ бар (рис. 6.13) при $\Delta t = 10$ часов, получим:

$$p_e = 302,5 + \frac{10,48 \cdot 1,0}{1,1513} = 311,6 \text{ бар},$$

Найденный результат оказался на 6 бар больше, чем максимальное смоделированное давление.

Среднее давление во время закрытия рассчитываем по уравнению (6.22) и рис. 6.10. Чтобы использовать рис. 6.10, нам необходимо оценить t_{pDA} по уравнению (6.4):

$$t_{pDA} = \frac{0,00036 \cdot 6,9 \cdot 4320}{0,23 \cdot 0,80 \cdot 2,47 \cdot 10^{-4} \cdot 30976} = 7,62.$$

Из рис. 6.10 следует, что параметр \bar{p}_D равен 0,478 при $t_{pDA} > 1$. Следовательно, используя уравнение (6.22), получаем:

$$\bar{p} = 311,6 - \frac{10,48 \cdot 0,478}{1,1513} = 307,2 \text{ бар}.$$

Иначе можно было найти по рис. 6.11, что $(\Delta t_{DA})_{\bar{p}} = 0,0513$. Из этого значения следует, что

$$(\Delta t_{DA})_{\bar{p}} = \frac{0,23 \cdot 0,80 \cdot 2,47 \cdot 10^{-4} \cdot 30976 \cdot 0,0513}{0,00036 \cdot 6,9} = 29,1 \text{ часа}.$$

Экстраполируя прямолинейный участок на рис. 6.1 до этого момента времени, получим $\bar{p} = 307,2$ бар.

Кьюмар и Рэйми демонстрируют в своей работе [11] применение методов Хорнера и Мэттьюза–Бронса–Хазербрука (рис. 6.9) для исходных данных этого примера.

6.5. Факторы, затрудняющие расчет среднего давления

Большинство пластов разрабатывается несколькими скважинами, поэтому общий уровень давления в пласте обычно продолжает уменьшаться во время снятия КВД в одной из скважин. Это не играет заметной роли на ранних этапах исследования методом восстановления давления, однако, если скважина закрыта в течение нескольких дней, то перераспределение площадей дренирования рядом расположенных скважин и общее падение давления начнет сказываться на виде КВД. Методы интерпретации при таких условиях даны в параграфе 5.3. Фактически происходящее означает, что среднее давление по области дренирования скважины или всего пласта относится только

к определенному моменту времени. Особенно при изменении областей дренирования и продолжающемся истощении пласта трудно ожидать, что одна скважина в разрабатываемом пласте достигнет среднего давления, соответствующего ее площади дренирования в момент ее закрытия. Альтернативный способ заключается в оценке среднего давления по области дренирования скважины методом Мэттьюза–Бронса–Хазербрука. Затем эти средние давления для каждой области дренирования осредняют *по объему всего пласта*, чтобы найти среднее пластовое давление. Вероятно, что такой подход не найдет широкого практического применения из-за трудности оценки площадей дренирования, поскольку они изменяются в ответ на изменения режимов эксплуатации скважин. К счастью, восстановление давления в высокопроницаемых пластах обычно происходит быстро, поэтому измеренные давления послужат точной оценкой среднего давления по области дренирования. В низкопроницаемых пластах восстановление давления скважинах происходит медленно и не полностью в течение приемлемых периодов закрытия скважины. Поэтому для таких пластов требуется другой подход. Наиболее общий подход заключается в снятии КВД либо во всех, либо в опорной скважине для оценки среднего пластового давления по номинальной области дренирования каждой скважины (например, 40-акровый квадрат) с помощью методик, приведенных в этой главе. Полученные значения давлений можно нанести на карту в виде изолиний, предполагая, что эти давления сняты в точках, соответствующих скважинам, и затем найти средневзвешенное по объему всего пласта по любой из имеющихся алгоритмов.

При интерпретации восстановления давления часто ошибочно считают, что математические идеализации, используемые в методиках интерпретации, существуют реально. На самом деле в любом разрабатываемом пласте единственными реальными непроницаемыми границами являются физические границы пласта. Но при совместной работе нескольких скважин между ними, вероятно, существуют действительно непроницаемые границы, движущиеся (т. е. конфигурация области дренирования меняется) по мере колебания дебитов, закрытия и повторного ввода в эксплуатацию скважин. Общей ошибкой всех методов оценки среднего давления является допущение, что при закрытии скважина всегда ведет себя как в замкнутом пласте. Фактически такое происходит только в небольших пластах, разрабатываемых одиночной скважиной.

Литература

- [1] Matthews C. S. and Russell D. G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Chap. 4.
- [2] Matthews C. S. and Lefkovits H. C. *Studies on Pressure Distribution in Bounded Reservoirs at Steady State*, Trans., AIME (1955) **204**, 182–189.
- [3] Horner D. R. *Pressure Build-Up in Wells*, Proc, Third World Pet. Cong., The Hague (1951) Sec. II, 503–523. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 25–43.
- [4] Matthews C. S., Brons F., and Hazebroek P. *A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir*, Trans., AIME (1954) **201**, 182–191. Also Reprint Series No. 9 - Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 51–60.
- [5] Pinson A. E., Jr. *Concerning the Value of Producing Time Used in Average Pressure Determinations From Pressure Buildup Analysis*, J. Pet. Tech. (Nov. 1972) 1369–1370.
- [6] Kazemi Hossein: *Determining Average Reservoir Pressure From Pressure Buildup Tests*, Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1974) 55–62; Trans., AIME, **257**.

- [7] Dietz D. N. *Determination of Average Reservoir Pressure From Build-Up Surveys*, J. Pet. Tech. (Aug. 1965) 955–959; Trans., AIME, **234**.
- [8] Ramey H. J. Jr., and Cobb William M. *A General Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area*, J. Pet. Tech. (Dec. 1971) 1493–1505; Trans., AIME, **251**.
- [9] Miller C. C, Dyes A. B., and Hutchinson C. A., Jr. *The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure From Bottom-Hole Pressure Build-Up Characteristics*, Trans., AIME (1950) 189, 91–104. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 11–24.
- [10] Perrine R. L. *Analysis of Pressure Buildup Curves*, Drill, and Prod. Prac, API (1956) 482–509.
- [11] Kumar Anil and Ramey Henry J., Jr. *Well-Test Analysis for a Well in a Constant-Pressure Square*, paper SPE 4054 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex., Oct. 8–11, 1972 (an abridged version appears in Soc. Pet. Eng. J., April 1974, 107–116).
- [12] Brons F. and Miller W. C *A Simple Method for Correcting Spot Pressure Readings*, J. Pet. Tech. (Aug. 1961) 803–805; Trans., AIME, **222**.
- [13] Muskat Morris *Use of Data on the Build-Up of Bottom-Hole Pressures*, Trans., AIME (1937) **123**, 44–48. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 5–9.
- [14] Matthews C. S. *Analysis of Pressure Build-Up and Flow Test Data*, J. Pet. Tech. (Sept. 1961) 862–870. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 111–119.
- [15] Russell D. G. *Extensions of Pressure Build-Up Analysis Methods*, J. Pet. Tech. (Dec. 1966) 1624–1636; Trans., AIME, **237**. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 175–187.
- [16] Arps J. J. and Smith A. E. *Practical Use of Bottom-Hole Pressure Buildup Curves*, Drill, and Prod. Prac, API (1949) 155–165.
- [17] van Poollen H. K., Breitenbach E. A., and Thurnau D. H. *Treatment of Individual Wells and Grids in Reservoir Modeling*, Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1968) 341–346.
- [18] Earlougher Robert C. Jr. *Comparing Single-Point Pressure Buildup Data With Reservoir Simulator Results*, J. Pet. Tech. (June 1972) 711–712.
- [19] Ramey Henry J. Jr., Kumar Anil, and Gulati, Mohinder S. *Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions*, AGA, Arlington, Va. (1973) Chaps. 4–7.

ГЛАВА 7

Исследование нагнетательных скважин

7.1. Введение

На многих разрабатываемых месторождениях количество нагнетательных скважин приближается к количеству добывающих, поэтому тема исследований таких скважин является важной, особенно при планировании или внедрении третичных методов разработки месторождения, когда способность нагнетательной скважины принимать дорогостоящий агент стабильно в течение длительного времени определяет экономическую эффективность метода. Поэтому увеличивающееся загрязнение призабойной зоны необходимо своевременно обнаруживать и оперативно устранять.

Об исследованиях нагнетательных скважин имеется намного меньше сведений, чем об исследованиях добывающих. Мэттьюз и Рассел в работе [1] обобщают методы исследований нагнетательных скважин, но особое внимание уделяют методу падения уровня. Исследования нагнетательных скважин при закачке редко обсуждаются в литературе, несмотря на их важность [2]. Довольно подробно исследования нагнетательных скважин методом падения уровня рассмотрены в [3–7], особенно для пластов при единичном соотношении подвижностей флюидов. Также обсуждалось исследование газовых нагнетательных скважин методом падения давления в связи с внедрением внутрипластового горения [8, 9].

Проведение исследований нагнетательных скважин при нестационарных режимах, как и последующая их интерпретация, в основном не составляет труда, если *соотношение подвижностей* между закачиваемой жидкостью и пластовым флюидом примерно равно единице. К счастью, данное условие выполняется при заводнении многих пластов. Это допущение также справедливо для промытых заводнением пластов, первоначально имевших существенно отличающееся от единицы соотношение подвижностей, а также на раннем этапе реализации третичных методов, когда закачали незначительный объем жидкости, проявляющийся только как скин-эффект. Если равенство единице соотношения подвижностей соблюдается, то исследования нагнетательных скважин, расположенных в насыщенных жидким флюидом пластах, аналогичны исследованиям добывающих скважин. Процесс закачки схож с процессом добычи (кроме дебита q , принимаемого в уравнениях для процесса закачки отрицательным, а для процесса добычи — положительным), т. е. можно провести параллель между исследованием нагнетательной скважины при закачке (параграф 7.2) и исследованием добывающей скважины методом падения давления (глава 3). Закрытие нагнетательной скважины приводит к падению забойного давления (параграф 7.3), что аналогично процессу восстановления давления в добывающей скважине (глава 5). Уравнения для исследований добывающих скважин главы 3–5 пригодны и для исследований нагнетательных скважин при соблюдении правила знаков перед q . Эта аналогия станет более очевидной из текста последующих двух параграфов.

Если соотношение подвижностей не равно единице, то аналогия между исследованиями добывающих и нагнетательных скважин будет несовсем полной. В этом случае

все зависит от относительных размеров заводненной и нефтяной зон. Как правило, интерпретировать результаты возможно только при $r_{ob} > 10r_{wb}$ (см. параграф 7.5). Влияние трещин, которое может существенно сказаться на результатах интерпретации, рассматривается в параграфе 11.3.

Пласты с нагнетательными скважинами могут достичь истинного стационарного состояния лишь тогда, когда общий объем закачки равен объему добычи. В такой или близкой ситуации могут оказаться полезные методики интерпретации при стационарных условиях, изложенные в параграфе 7.7.

7.2. Интерпретация результатов исследования нагнетательной скважины при закачке в насыщенный жидким флюидом пласт при единичном соотношении подвижностей

Исследования нагнетательных скважин при закачке являются нестационарными исследованиями. Они аналогичны исследованиям добывающих скважин методом падения давления как при постоянном, так и переменном дебите. Хотя их иногда называют «исследованиями нагнетательных скважин методом восстановления давления» или просто «восстановление давления», предпочтение отдается термину «исследование при закачке» во избежание путаницы с исследованиями добывающих скважин методом восстановления давления. В этом параграфе рассматриваются насыщенные жидким флюидом пласты, где подвижность закачиваемой жидкости равна подвижности пластового флюида. Если равенство соотношения подвижностей единице не соблюдается, то результаты интерпретации по методикам, изложенным в этом параграфе, могут оказаться недостоверными. Но даже в этой ситуации можно провести корректную интерпретацию с целью определения проницаемости и скин-фактора (но не начального пластового давления), если радиус исследования не превышает размера заводненной зоны (при закачке воды).

На рис. 7.1 показана идеализированная схема изменения дебита и давления во время исследования нагнетательной скважины при закачке. Первоначально скважина закрыта, а давление в ней стабилизировалось на уровне начального пластового давления p_i . В момент времени $t = 0$ начинают закачку с дебитом q . На рис. 7.1 проиллюстрировано, что для процесса закачки принимают $q < 0$. Рекомендуется тщательно следить за дебитом при исследовании, чтобы при его значительном изменении использовать методы главы 4 (интерпретация результатов исследований скважин с переменным дебитом).

Так как исследования нагнетательных скважин при единичном соотношении подвижностей флюидов аналогичны исследованиям добывающих скважин, то методики интерпретации, изложенные в главах 3 и 4, можно применять непосредственно и для интерпретации результатов исследований нагнетательных скважин. Вполне очевидно, что забойное давление в добывающей скважине снижается во время добычи, а в нагнетательной скважине увеличивается при закачке. Это отличие учитывается в методах интерпретации с помощью правила знаков: для закачки принимают $q < 0$, а для добычи $-q > 0$.

Во время исследования при закачке с постоянным дебитом, как показано на рис. 7.1, забойное давление в нагнетательной скважине описывается следующим уравнением (3.5):

$$p_{u^{wf}} = m \log t + p_{1hr}. \quad (7.1)$$

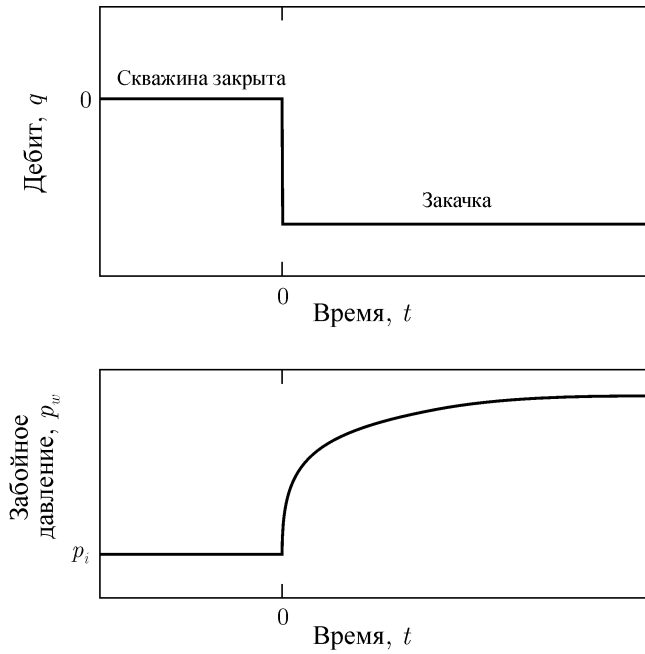


Рис. 7.1. Идеализированная схема изменения дебита и давления во время исследования нагнетательной скважины при закачке.

Из уравнения (7.1) следует, что график забойного давления от логарифма времени закачки должен иметь прямолинейный участок, как показано на рис. 7.2. Точка пересечения с осью ординат p_{1hr} определяется уравнением (3.7), а наклон графика m — уравнением (3.6):

$$m = -\frac{21,5qB\mu}{kh}. \tag{7.2}$$

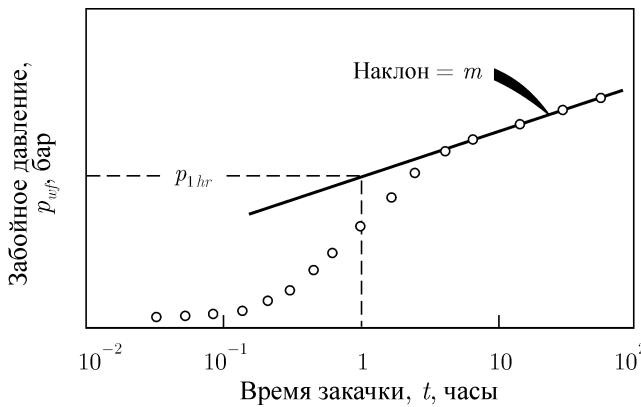


Рис. 7.2. Полулогарифмический график данных исследования скважины при закачке.

Также как и при исследованиях добывающих скважин методом падения давления, объем ствола скважины может оказаться важным фактором и при исследованиях нагнетательных скважин. Часто пластовое давление достаточно низкое, и поэтому в стволе

закрытой нагнетательной скважины существует свободная поверхность жидкости. В таком случае коэффициент объема ствола определяется по уравнению (2.16) и может оказаться относительно большим. Поэтому всякий процесс интерпретации результатов исследований при закачке рекомендуется начинать с построения графика $\log(p_{wf} - p_i)$ от $\log t$, чтобы оценить продолжительность влияния объема ствола (см. параграфы 2.6 и 3.2). Как следует из рис. 7.2, прямолинейный участок на графике p_{wf} от $\log t$ может образоваться в результате влияния объема ствола скважины. Если начать интерпретировать этот участок, то получим заниженные оценки проницаемости, а скин-фактор сместится в сторону отрицательных значений. Чтобы точно определить начало корректного прямолинейного участка, показанного на рис. 7.2, можно использовать уравнение (3.8):

$$t > \frac{(26526 + 1547)C}{kh/\mu}. \quad (7.3)$$

Как только выделили прямолинейный участок, то можно рассчитать проницаемость пласта согласно уравнению (3.9):

$$k = -\frac{21,5qB\mu}{mh}. \quad (7.4)$$

Скин-фактор находят из уравнения (3.10):

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right]. \quad (7.5)$$

Пример 7.1. Исследование нагнетательной скважины при закачке в бесконечный пласт

На рис. 7.3 и 7.4 показано изменение давления во время исследования скважины при закачке в заводняемый пласт. Перед исследованием все скважины были остановлены на несколько недель, что позволило пластовому давлению полностью стабилизироваться. Известны следующие исходные данные:

Глубина = 305 м	$h = 4,9$ м
$c_t = 9,67 \times 10^{-5}$ бар ⁻¹	$\mu = 1,0$ мПа · с
$\phi = 0,15$	$B = 1,0$
$\rho_w = 1000$ кг/м ³	$q = -16$ м ³ /сут
$p_i = 13,4$ бар	$r_w = 0,076$ м

В скважину спущена 2-дюймовая колонна НКТ и установлен пакер. В пласт закачивали воду в течение нескольких лет, поэтому можно безошибочно предположить равенство соотношения подвижностей единице, поскольку радиус исследования меньше расстояния до фронта вытеснения водой, как будет показано расчетами несколько позже в этом примере.

Билогарифмический график на рис. 7.3 показывает, что влияние объема ствола скважины существенно в течение первых 2–3 часов. Характер отклонения точек над прямолинейным наклонным участком означает, что коэффициент ствола скважины уменьшился в момент времени 0,55 часа. В параграфах 2.6, 11.2 и на рис. (2.12) и 11.5–11.7 рассматривается такой изменяющийся коэффициент объема ствола. Точки на рис. 7.3 начинают отклоняться вверх относительно прямолинейного наклонного участка при $\Delta p = 15,9$ бар и $p_{wf} = 29,2$ бар. Поскольку вес столба жидкости эквивалентен

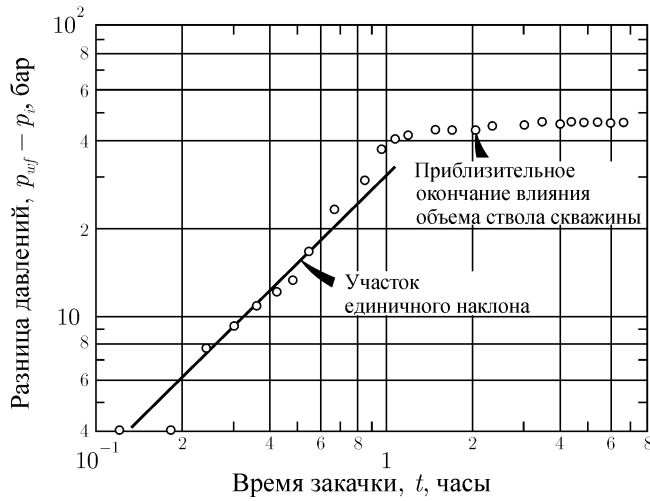


Рис. 7.3. Билогарифмический график данных исследования. Пример 7.1. Воду закачивают в пласт, находящийся в начальных статических условиях.

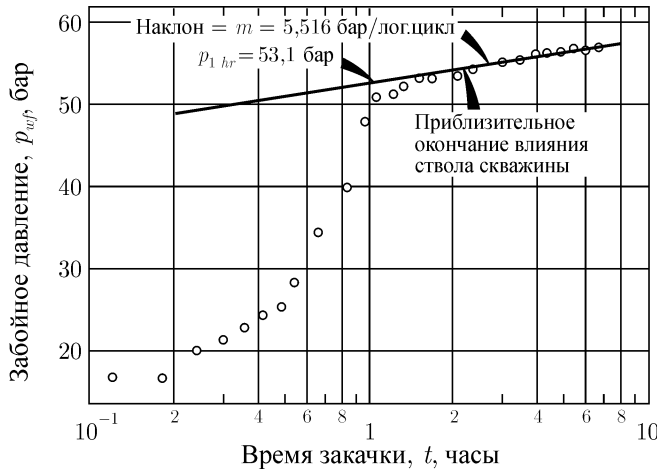


Рис. 7.4. Полулогарифмический график данных исследования скважины при закачке. Пример 7.1.

примерно 29,9 бар, то, по-видимому, уменьшение коэффициента ствола соответствует моменту заполнения колонны НКТ.

По участку единичного наклона на рис. 7.3 определяем, что при $\Delta t = 1$ час $\Delta p = 28,1$ бар. С помощью уравнения (2.20) оцениваем кажущийся коэффициент объема ствола скважины:

$$C = \frac{(16)(1,0)(1,0)}{24(28,1)} = 0,0237 \text{ м}^3/\text{бар}$$

(C — всегда положительная величина). Теперь можно рассчитать емкость объема ствола скважины при поднимающемся уровне жидкости (по уравнению (2.16)) и получить $V_u = 0,0023 \text{ м}^3/\text{м}$. Двухдюймовая колонна НКТ имеет емкость $0,0020 \text{ м}^3/\text{м}$, т. е. участок единичного наклона действительно соответствует поднимающемуся уровню жидкости в колонне НКТ. Если использовать $C = 0,0237 \text{ м}^3/\text{бар}$ в уравнении (7.3), или отсчитать

1–1,5 логарифм–цикла по времени Δt от момента, когда точки начали отклоняться от участка единичного наклона (параграф 2.6), то мы могли бы решить, что полулогарифмическая прямая не должна начинаться в течение первых 5–10 часов исследования. Данные правила указывают слишком длительное время для начала образования полулогарифмической прямой при *уменьшающемся* коэффициенте объема ствола скважины. Из рис. 7.3 и 7.4 очевидно следует, что влияние объема ствола прекратилось уже после 2–3 часов.

На рис. 7.4 показан прямолинейный участок, проведенный по точкам давления, измеренным после 3 часов закачки. По этой участку определяем: $m = 5,516$ бар/лог.цикл и $p_{1hr} = 53,1$ бар. Проницаемость рассчитываем по уравнению (7.4):

$$k = \frac{-(21,5)(-16)(1,0)(1,0)}{(5,516)(4,9)} = 12,7 \text{ мД.}$$

Теперь мы можем выяснить обоснованность допущения об единичном соотношении подвижностей. Найденное значение проницаемости используем для нахождения радиуса исследования скважины по уравнению (2.41):

$$r_d = 0,034 \sqrt{\frac{kl}{\phi \mu c_t}} = 0,034 \sqrt{\frac{(12,7)(7)}{(0,15)(1,0)(9,67 \times 10^{-5})}} = 84,2 \text{ м.}$$

Расстояние до границы заводненной зоны находим из уравнения материального баланса. Объем закачиваемого агента равен:

$$W_i = \pi r_{wb}^2 h \phi \Delta S_w,$$

т. е.

$$r_{wb} = \sqrt{\frac{W_i}{\pi h \phi \Delta S_w}}.$$

Предполагая, что $\Delta S_w = 0,4$ и закачку вели в течение по крайней мере 2 лет, получим: $W \cong (16 \text{ м}^3/\text{сут}(1,0(2 \text{ года})(365 \text{ дней})) \cong 11680 \text{ м}^3$ (в пластовых условиях)

и

$$r_{wb} = \sqrt{\frac{(11680)}{\pi(4,9)(0,15)(0,4)}} \cong 112 \text{ м.}$$

Так как $r_d < r_{wb}$, то использование методики интерпретации при единичном соотношении подвижностей вполне оправдано.

По уравнению (7.5) определяем скин-фактор:

$$s = 1,1513 \left\{ \frac{53,1 - 13,4}{5,516} - \log \left[\frac{12,5}{(0,15)(1,0)(9,67 \times 10^{-5})(0,076)^2} \right] + 3,0923 \right\} = 2,4.$$

Из полученного результата следует, что скважина загрязнена. Падение давления в скин-зоне можно оценить по уравнению (2.9):

$$\Delta p_s = \frac{(18,66)(-16)(1,0)(2,4)}{(12,7)(4,9)} = -11,5 \text{ бар.}$$

Здесь отрицательный знак означает загрязнение призабойной зоны, поскольку в процессе закачки по мере увеличения дебита давление уменьшается с удалением от скважины (в положительном направлении r). Это видно из вычисления коэффициента эффективности притока по уравнению (2.12). Предположим, что $\bar{p} = p_i = 13,4$ бар, так как перед закачкой давление в пласте стабилизировалось. Используя $p_{wf} = 57,6$ бар по последней имеющейся точке давления, получим значение *коэффициента эффективности притока*:

$$\frac{13,4 - 57,6 - (-11,5)}{13,4 - 57,6} = 0,74.$$

Если мы бы пренебрегли знаком перед q при расчете Δp_s , то неверно вычислили коэффициент эффективности притока равным 1,26, что ошибочно указало на улучшение состояния призабойной зоны вместо ухудшения.

Исследования нагнетательных скважин с переменным дебитом, исследования при постоянном забойном давлении и исследования при закачке, проводимые сразу после исследования методом падения давления и т. д. — все они выполняются и интерпретируются таким же образом, как и исследования добывающих скважин (см. главы 3 и 4). Совмещение кривых при интерпретации результатов исследований нагнетательных скважин проводят также, как и при интерпретации исследований добывающих скважин (параграф 3.3). Однако, при построении графика в логарифмическом масштабе значения Δp необходимо принимать положительными, хотя на самом деле они отрицательные. Но при самой интерпретации знаки необходимо уже учитывать.

Уравнения (7.1)–(7.5) для исследований нагнетательных скважин в бесконечных пластах применяются точно так же, как и уравнения (3.5)–(3.10) для исследований добывающих скважин методом падения давления. Когда на скважине в истощаемом пласте сказывается влияние интерференции других скважин, то методики интерпретации для бесконечных пластов могут оказаться совершенно непригодными. В этом случае рекомендуется использовать методики, представленные в параграфе 3.4.

7.3. Интерпретация результатов исследования нагнетательной скважины методом падения уровня в насыщенном жидким флюидом пласте при единичном соотношении подвижностей

Исследования нагнетательных скважин методом падения уровня, схематически представленные на рис. 7.5, аналогичны исследованиям добывающих скважин методом восстановления давления. Процесс закачки выполняют с постоянным дебитом q до момента закрытия скважины t_p . Данные давления, измеренные в течение закрытия скважины, интерпретируют таким же образом, как и данные исследования добывающих скважин методом восстановления давления. Изменение забойного давления при исследовании нагнетательной скважины методом падения уровня можно описать уравнением (5.10) как для бесконечных, так и для истощаемых пластов:

$$p_{ws} = p^* - m \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (7.6)$$

Для бесконечных пластов кажущееся давление p^* равнозначно начальному пластовому давлению p_i . Как следует из уравнения (7.6) и показано на рис. 7.6, график зависимости

$p_{ws} \log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ должен иметь прямолинейный участок с точкой пересечения с осью ординат p^* , что соответствует бесконечному времени закрытия скважины $[(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1]$, и наклоном $(-m)$, где m определяется по уравнению (5.5):

$$m = \frac{21,5qB\mu}{kh} \quad (7.7)$$

График Хорнера строится таким же образом, как и при исследованиях добывающих скважин методом восстановления давления. А именно, значения по оси абсцисс должны увеличиваться справа налево (рис. 7.6). Поэтому, хотя из-за смены направления оси абсцисс наклон на графике кажется отрицательным, на самом деле он положительный. Т. е. параметр m является отрицательным, поскольку $m = -\text{наклон графика}$.

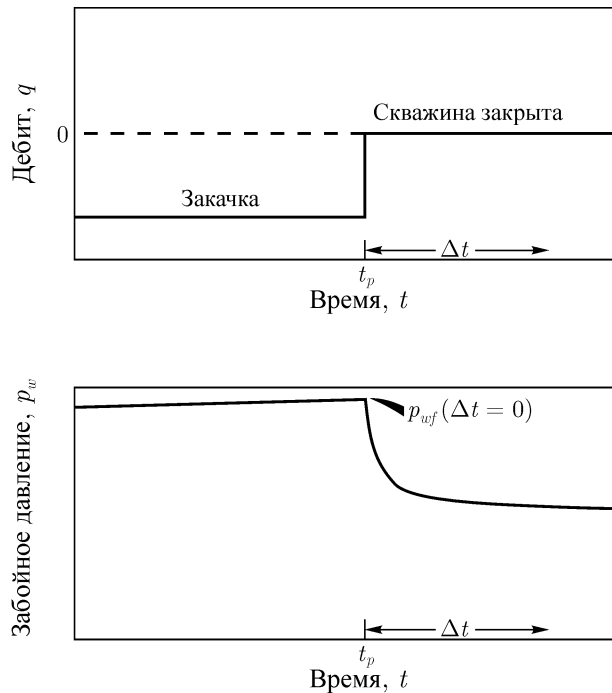


Рис. 7.5. Идеализированная схема изменения дебита и давления при исследовании нагнетательной скважины методом падения уровня.

Как и для других видов исследований на нестационарных режимах необходимо строить билогарифмический график, чтобы оценить окончание влияния ствола скважины и выбрать правильный участок проведения полулогарифмической прямой (рис. 7.6). Можно использовать уравнение (5.15b) для оценки начала полулогарифмической прямой при исследованиях нагнетательных скважин методом падения давления:

$$\Delta t = \frac{22105 \cdot C e^{0,14s}}{kh/\mu}, \quad (7.8)$$

но использование билогарифмического графика предпочтительнее.

После проведения корректного прямолинейного участка рассчитывают проницае-

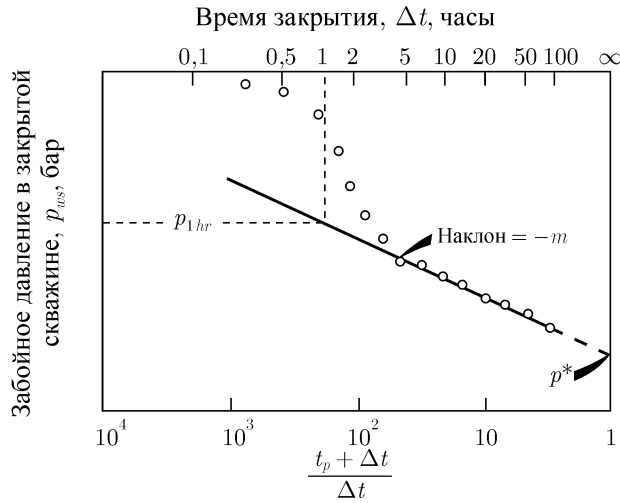


Рис. 7.6. График Хорнера для типичного исследования нагнетательной скважины методом падения уровня.

мость и скин-фактор по уравнениям (5.6) и (5.7):

$$k = \frac{21,5qB\mu}{mh} \tag{7.9}$$

и

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right] \tag{7.10}$$

Если приемистость перед исследованием изменяется, то, как и при исследованиях добывающих скважин методом восстановления давления, можно приблизительно рассчитать эквивалентное время закачки по уравнению (5.9):

$$t_p = \frac{24V_p}{q}, \tag{7.11}$$

где V_p — накопленный объем закачки с момента последней стабилизации давления, а q — постоянная приемистость на момент закрытия скважины. Примечания в параграфах 5.2 и 6.3 к выбору надлежащего значения t_p при интерпретации по Хорнеру справедливы и здесь. В уравнении (7.11) знаменатель обычно принимают равным накопленному объему закачки с момента последней стабилизации давления, а не накопленному объему с начала закачки. Если $t_p > 2t_{pss}$, то по причинам, рассмотренным в параграфах 5.2 и 6.3, необходимо вместо t_p использовать время достижения псевдостационарного состояния (или стационарного состояния, для пятиточечной схемы заводнения наступающего при $t_{DA} = 0,25$ [10], где A = площадь, приходящаяся на скважину, а не элемент схемы разработки) [11,12].

Для интерпретации результатов исследований нагнетательных скважин пригодна и графическая методика Миллера–Дайса–Хатчинсона, основанная на уравнении (5.13):

$$p_{ws} = p_{1hr} + m \log \Delta t, \tag{7.12}$$

Здесь методика интерпретации, изложенная в параграфе 5.3, применяется в следующем порядке: параметр m , входящий в уравнение (7.12), является наклоном прямолинейного

участка графика p_{ws} от $\log \Delta t$ и определяется уравнением (7.7), k рассчитывают по уравнению (7.9), скин-фактор находят из уравнения (7.10), а кажущееся давление p^* оценивают по уравнению (5.14). Окончание прямолинейного участка (либо на графике Хорнера, либо на графике МДХ) можно найти из уравнения (5.16) и рисунков 5.6 и 5.7. Из-за меньшего объема требуемых вычислений график МДХ более практичен, если t_p в два и более раз превышает максимальное время закрытия скважины. При необходимости можно использовать график Хорнера во вторую очередь для оценки среднего давления.

Для интерпретации результатов исследований нагнетательных скважин методом падения уровня можно использовать графическую методику Маскета. Однако в целом ее не рекомендуют применять, поскольку граничные условия для нагнетательной скважины более сложные, чем для одиночной скважины в замкнутых пластах, как предполагает описанная в параграфе 5.3 методика интерпретации. Из сведений, представленных в параграфе 6.4, вытекает, что график Маскета дает хорошие результаты, если между добывающей и нагнетательной скважинами имеется граница с постоянным давлением.

Пример 7.2. Исследование нагнетательной скважины методом падения уровня в бесконечном и насыщенном жидким флюидом пласте

Во время обработки пласта в скважину закачивали соляной раствор и получили данные падения забойного давления, представленные на рис. 7.7–7.9 [6]. Другие исходные параметры следующие:

$$\begin{aligned} t_p &= 6,82 \text{ часа} \\ \text{общее время исследования} &= 0,67 \text{ часов} \\ p_{tf}(\Delta t = 0) &= 90,3 \text{ бар} \\ q_w &= 128 \text{ м}^3/\text{сут} \\ B_w &= 1,0 \\ \mu_w &= 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ c_t &= 1,45 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ c_w &= 4,35 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1} \\ \phi &= 0,25 \\ r_w &= 0,122 \text{ м} \\ \rho_w &= 1080 \text{ кг/м}^3 \\ h &= 8,5 \text{ м} \\ \text{Глубина} &= 1469 \text{ м} \\ A &= 20 \text{ акров} = 80940 \text{ м}^2 \end{aligned}$$

На рис. 7.7 представлен билогарифмический график данных исследования. Характер кривой указывает, что прямолинейный участок в полулогарифмических координатах должен появиться при $t = 0,1 - 0,2$ часа. По точке участка единичного наклона с координатами $\Delta p = 16,4$ бар и $\Delta t = 0,01$ час находим коэффициент объема ствола скважины по уравнению (2.20):

$$C = \frac{(128)(1,0)(0,01)}{(24)(16,4)} = 0,00325 \text{ м}^3/\text{бар}.$$

Поскольку C должно быть положительным, то здесь знак перед q не меняем. Так как устьевое давление всегда превышало атмосферное, то во время исследования ствол скважины оставался заполненным жидкостью. Таким образом, можно использовать

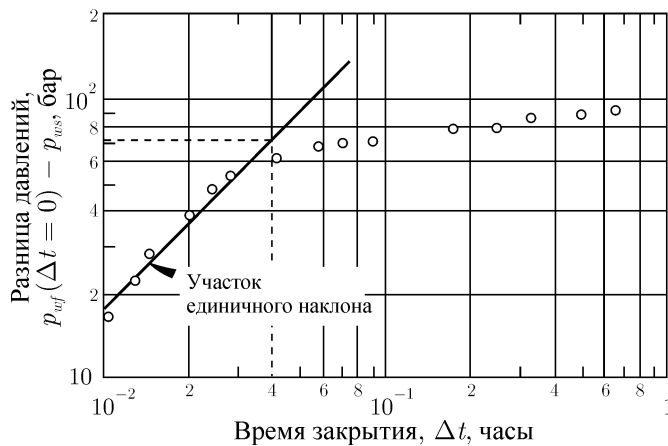


Рис. 7.7. Билогарифмический график данных исследования скважины методом падения уровня, проведенного после периода закачки. Пример 7.2.

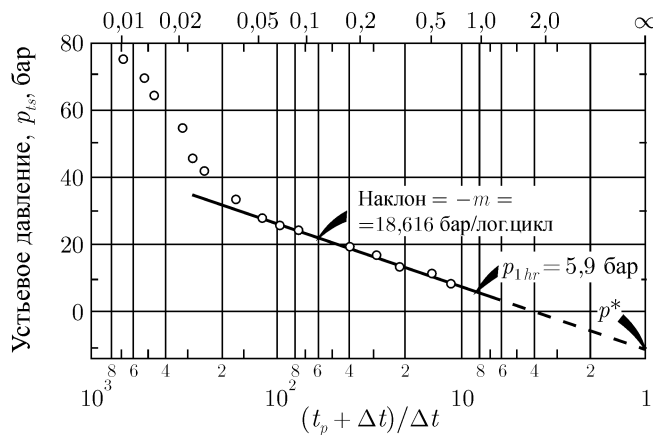


Рис. 7.8. График Хорнера данных исследования скважины методом падения уровня, проведенного после периода закачки. Пример 7.2.

уравнение (2.17) и сжимаемость флюида в стволе $c_w = 4,35 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$, чтобы найти объем ствола скважины V_w , соответствующий $C = 0,00325 \text{ м}^3/\text{бар}$, который составляет $74,7 \text{ м}^3$. По глубине скважины 1469 м находим радиус обсадной колонны $0,127 \text{ м}$, что намного превышает исходный радиус скважины $0,122 \text{ м}$. Тем не менее, расхождение в пределах разумного. Если скважину закрыли бы у насоса, а не на устье, то соединительные трубопроводы стали причиной увеличения коэффициента объема ствола. К сожалению, у нас нет всей необходимой информации, чтобы подтвердить это предположение. Из этого становится очевидной необходимость иметь схему или хотя бы эскиз конструкции скважины и наземных соединительных трубопроводов.

На рис. 7.8 построен график зависимости устьевых давлений от $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$. Этот график Хорнера можно использовать для расчета k , s и p^* . Поскольку время исследования падением уровня ($0,67 \text{ часов}$) намного меньше, чем время закачки ($6,82 \text{ часа}$), то можно использовать и график от $\log \Delta t$ (график МДХ), показанный на рис. 7.9. Корректный прямолинейный участок на рис. 7.8 и 7.9 дает: $m = -18,616 \text{ бар/лог.цикл}$

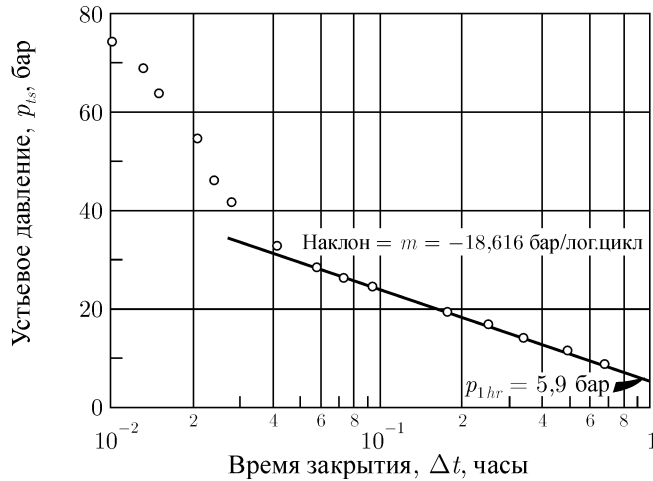


Рис. 7.9. График Миллера-Дайса-Хатчинсона данных исследования скважины методом падения уровня, проведенного после периода закачки. Пример 7.2.

и $p_{1hr} = 5,9$ бар. Таким образом, используя уравнение (7.9), получим:

$$k = \frac{(21,5)(-128)(1,0)(1,0)}{(-18,616)(8,5)} = 17,4 \text{ мД.}$$

Скин-фактор рассчитываем по уравнению (7.10):

$$s = 1,1513 \left\{ \frac{5,9 - 90,3}{-18,616} - \log \left[\frac{17,4}{(0,25)(1,0)(1,45 \times 10^{-4})(0,122)^2} \right] + 3,0923 \right\} = 0,14.$$

По рис. 7.8 находим кажущееся давление относительно устья скважины $p_{ts} = -10,4$ бар. Зная гидростатический градиент $0,106$ бар/м и глубину скважины 1469 м, рассчитываем начальное пластовое давление:

$$p^* = (1469)(0,106) - 10,4 = 145,3 \text{ бар.}$$

Поскольку время закачки t_p небольшое, то можно безошибочно предположить, что $p^* = \bar{p}$ или $\bar{p} = 145,3$ бар.

Когда исследуемая нагнетательная скважина работает при истинных стационарных условиях в пласте, то *воплне достаточно* провести интерпретацию результатов исследования скважины методом падения уровня по методике МДХ. Таким образом, этот метод является предпочтительным методом с позиции практического удобства, так как требует меньшего объема обработки. Закрытие скважины нарушит стационарные условия в пласте, и работа близлежащих добывающих скважин в конечном счете приведет к падению давления в исследуемой скважине. Уровень давления при исследовании нагнетательной скважины методом падения уровня не будет выравниваться, как при исследовании добывающей скважины методом восстановления давления. Падение давления в нагнетательной скважине будет продолжаться некоторое время, а затем точки давления начнут ложиться *ниже* прямолинейного участка, а не выше, как следовало ожидать по аналогии с исследованиями добывающих скважин методом восстановления давления. Это не связано с нарушением аналогии между двумя видами исследований,

а вызвано интерференцией близлежащих добывающих скважин. Действительно, при исследовании добывающих скважин методом восстановления давления точки давления ложатся *над* прямолинейным участком, если закачка в близлежащие скважины продолжается.

Если наблюдается общее увеличение или уменьшение давления в нагнетательной скважине перед исследованием, то можно применять методики, описанные в части параграфа 5.3 под названием «Влияние истощаемого пласта». Однако, необходимо иметь в виду принципиальное отличие характера распределения давления в пласте только с добывающими скважинами и пласте как с добывающими, так и нагнетательными скважинами.

Как продемонстрировано в параграфе 7.2, исследования нагнетательных скважин с переменным дебитом аналогичны исследованиям добывающих скважин с переменным дебитом. Проведение исследований на двух режимах (методом падения уровня на двух режимах) позволяет устранять изменение коэффициента объема ствола скважины (параграф 11.2). Исследование на двух режимах выполняют посредством закачки при относительно высоком дебите (но ниже дебита, соответствующего давлению гидроразрыва) с последующим его снижением, одновременно регистрируя вызванное падение забойного давления. Если дебиты подобраны корректно, то устьевое давление будет оставаться избыточным, что устранил изменение коэффициента объема ствола скважины. Это действительно важно, потому что устьевые давления в нагнетательных скважинах часто падают ниже атмосферного во время исследования, что приводит к увеличению коэффициента ствола скважины (см. параграфы 2.6 и 11.2 и рис. 2.12, 11.2, 11.3, а также источник [13]) и непригодности данных исследования для интерпретации. Исследование нагнетательной скважины на двух режимах интерпретируют таким же образом, что и исследования добывающих скважин, описанные в параграфе 4.3. Для этого строят график согласно уравнению (4.6), а качестве расчетных уравнений используют уравнения (4.10) и (4.11). Также можно применять упрощенную методику интерпретации, изложенную в параграфе 4.3, при соблюдении ее допущений.

Пример 7.3. Исследование нагнетательной скважины методом падения уровня на двух режимах

До внедрения третичных методов разработки в нагнетательной скважине провели исследование при закачке в заводняемый пласт. После нескольких часов закачки стала очевидной невозможность поддерживать дебит на уровне $(-16) \text{ м}^3/\text{сут}$ без превышения давления гидроразрыва, поэтому дебит пришлось понизить. Так как исследование при закачке было запланировано, то в скважине функционировал забойный манометр. Полученные данные давления приведены в табл. 7.1. Другие исходные данные:

$$\begin{array}{ll} t_1 = 371 \text{ мин} = 6,183 \text{ часа} & h = 6 \text{ м} \\ q_1 = -16 \text{ м}^3/\text{сут} & r_w = 0,119 \text{ м} \\ q_2 = -7,8 \text{ м}^3/\text{сут} & c_t = 1,02 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ B_w = 1,0 & \phi = 0,20 \\ \mu_w = 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с} & p_{wf}(\Delta t = 0) = 57,4 \text{ бар} \end{array}$$

Билогарифмический график на рис. 7.10 указывает на незначительность влияния объема ствола уже после первой точки.

Далее мы интерпретируем результаты этого исследования с целью определения параметров пласта с помощью уравнений, выведенных для исследований добывающих

Таблица 7.1. Данные исследования нагнетательной скважины на двух режимах $q_1 = -16 \text{ м}^3/\text{сут}$, $q_2 = -7,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, $t_1 = 6,183$ часа

Δt (часы)	p_w (бар)	$\log \left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right)$	$\log \Delta t$	$\log \left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t$
0	57,35	—	—	—
0,167	45,60	1,580	-0,777	1,203
0,333	44,17	1,292	-0,478	1,060
0,500	43,52	1,126	-0,301	0,980
0,667	43,46	1,012	-0,176	0,927
0,833	43,10	0,925	-0,079	0,887
1,000	42,96	0,856	0,000	0,856
1,333	42,82	0,751	0,125	0,812
1,667	42,74	0,673	0,222	0,781
2,000	42,74	0,612	0,301	0,758
3,000	42,18	0,486	0,477	0,717
4,000	42,18	0,406	0,602	0,698
5,000	42,18	0,350	0,699	0,689



Рис. 7.10. Билогарифмический график данных исследования скважины методом падения давления на двух режимах к примеру 7.3. Закачка воды в заводняемый пласт.

скважин с переменным дебитом. Уравнение (4.6) применяют при исследовании скважин на двух режимах, а график измеренных давлений строят относительно $\{\log[(t_1 + \Delta t)/\Delta t] + (q_2/q_1) \log \Delta t\}$. На рис. 7.11 как раз представлен такой график, имеющий наклон $m_1 = 5,585$ бар/лог.цикл и $p_{1hr} = 43$ бар. Применяя уравнение (4.10), получим:

$$k = \frac{(-21,5)(-16)(1,0)(1,0)}{(5,585)(6)} = 10,3 \text{ мД}$$

Скин-фактор рассчитываем по уравнению (4.11):

$$s = 1,1513 \left\{ \left[\frac{-16}{-16 - (-7,8)} \right] \left[\frac{57,4 - 43}{5,585} \right] - \right.$$

$$-\log \left[\frac{10,3}{(0,2)(1,0)(1,02 \times 10^{-4})(0,119)^2} \right] + 3,0923 \Big\} = 0,7.$$

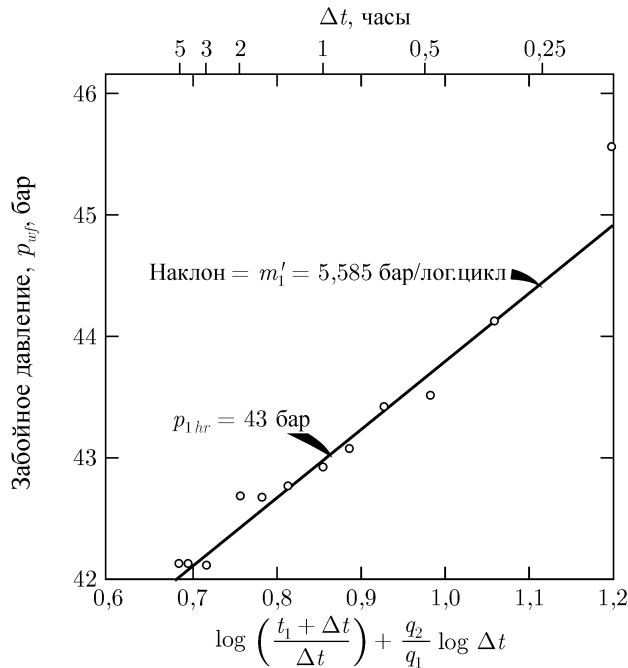


Рис. 7.11. График данных исследования нагнетательной скважины методом падения давления на двух режимах. Закачка воды в заводняемый пласт.

Проведение исследования нагнетательной скважины методом падения давления на двух режимах, проанализированного в примере 7.3, исключило высокий коэффициент ствола, что наблюдался прежде. Влияние объема ствола скважины прекратилось после 15 минут, что было достигнуто с помощью всего лишь 6-часовой закачки на первом режиме. Все исследование длилось только лишь 12 часов.

7.4. Среднее пластовое и межскважинное давления

В ограниченных и насыщенных жидким флюидом пластах с постоянной подвижностью и параметром $\phi c_t h$ кажущееся давление находят путем экстраполяции прямолинейного участка графика Хорнера до $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$. В новых скважинах или в скважинах с небольшой продолжительностью закачки принимают $p^* \cong p_i$. Однако, как и при исследованиях добывающих скважин методом восстановления давления, необходимо сделать поправку к значению p^* , чтобы получить среднее пластовое давление для ограниченных пластов. С этой целью можно использовать безразмерные давления типа Мэттьюза-Бронса-Хазербрука [14] и уравнение (6.2):

$$\bar{p} = p^* - \frac{m}{2,3025} p_{DMBH}(t_{pDA}). \quad (7.13)$$

На рис. 7.4 представлена корреляция безразмерного давления МБХ для пятиточечной схемы заводнения [1]. При вычислении t_{pDA} используется площадь, приходящаяся на

скважину (половина площади элемента пятиточечной схемы разработки). Для других схем заводнения подобных корреляций нет.

При использовании уравнения (7.13), рис. 7.4, а также методов главы 6 с целью интерпретации исследования нагнетательной скважины методом падения уровня следует соблюдать особую осторожность. Эти методы пригодны, если только при следующих условиях: 1) пласт ведет себя как литологически однородный и содержит только один однородный флюид (т.е. соблюдается единичное соотношение подвижностей); 2) отсутствуют заметные отличия в параметре $\phi c_t h$ для закачиваемой жидкости и пластового флюида; 3) отсутствуют гидродинамически несвязанные пропластки с заметно отличающимися параметрами; 4) присутствуют ограниченное количество трещин, образованных в результате гидравлического разрыва пласта.

Для пластов с зонально-неоднородным распределением флюидов (параграф 7.5) уравнение (7.13) и методы главы 6 дают неверные результаты, особенно до момента заполнения пласта закачиваемой водой. Поэтому Хазербрук, Рейнбоу и Мэттьюз [4] разработали методику оценки \bar{p} по исследованиям нагнетательных скважин методом падения уровня, выполненным до заполнения пласта. Их методика в основном такая же, как и метод Маскета, по которому строят график данных исследования в координатах $\log(p_{ws} - p_e)$ от времени закрытия скважины Δt . Если выбрано верное значение p_e , то при поздних временах появится прямая линия. Этот метод следует применять к данным, соответствующим поздним временам, т.е. должны соблюдаться временные ограничения для начала прямой линии на графика Маскета, определяемые по уравнению (5.21) и рис. 5.11 для квадратного пласта с постоянным давлением на границах. На самом деле, фактические численные значения этих ограничений могут немного отличаться из-за того, что форма движущейся нефтяной зоны близка к кругу. Однако количественных методов оценки начала прямой линии графика Маскета для круговых пластов не существует.

Межскважинное давление иногда можно использовать в качестве приближения среднего пластового давления. В элементе пятиточечной схемы заводнения при единичном соотношении подвижностей давление, соответствующее половинному расстоянию между нагнетательной и добывающей скважинами, равно:

$$\begin{aligned} \bar{p} &= p_{wf}(\Delta t = 0) + \frac{21,5qB\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{A}{r_w^2} \right) - 0,83867 + 0,86859s \right] = \\ &= p_{wf}(\Delta t = 0) + m \left[\log \left(\frac{A}{r_w^2} \right) - 0,83867 + 0,86859s \right] \end{aligned} \quad (7.14)$$

где A — площадь в пределах элемента пятиточечной схемы разработки. Если скин-факторы добывающей и нагнетательной скважин отличаются, то в уравнении (7.14) следует заменить s на среднее значение двух скин-факторов, чтобы получить теоретически верные результаты. Если отличаются радиусы скважин, то следует заменить r_w^2 произведением двух значений r_w . Коэффициент $(-m)$ перед скобками в уравнении (7.14) находится из кривой падения давления в нагнетательной скважине и определяется уравнением (7.7).

Другой аппроксимацией межскважинного давления после заполнения пласта нагнетаемой жидкостью является простое среднеарифметическое значение давлений за пределами скин-зон нагнетательной и добывающей скважин, работающих при стаби-

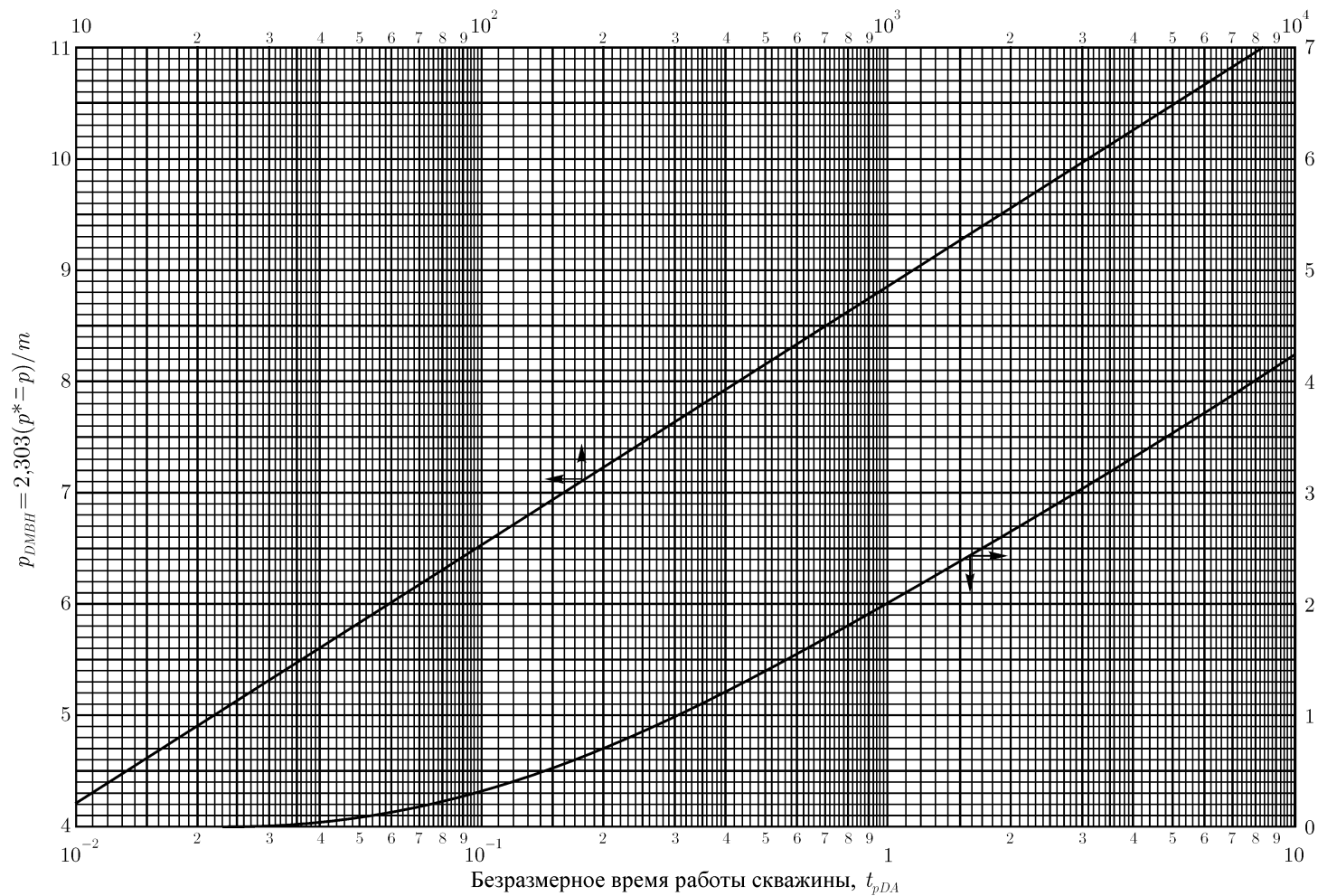


Рис. 7.12. Безразмерные давления, используемые в методе Мэттьюза-Бронса-Хазербрука, для нагнетательной скважины в элементе пятиточечной схемы заводнения, когда соотношение подвижностей равно единице. Согласно Мэттьюзу и Расселу [1].

лизированных условиях. Это давление можно найти по уравнению:

$$\bar{p} \cong \frac{1}{2} \left[(p_{wf} - \Delta p_s)_{inj} + \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (p_{wf} + \Delta p_s)_{prod.i} \right], \quad (7.15)$$

где n — количество добывающих скважин, окружающих нагнетательную. Следует заметить, что, прежде чем рассчитывать среднее пластовое (межскважинное) давление, необходимо найти падение давления в скин-зоне. Это следует делать по той причине, что нагнетательные и добывающие скважины, как ожидается, могут иметь разные скин-факторы и дебиты вследствие различных состояний призабойной зоны, коэффициентов песчаности или технологий эксплуатации. В уравнении (7.15) Δp_s принимается положительным при загрязнении и отрицательным — при улучшенном состоянии призабойной зоны, что является небольшим отступлением от строгой интерпретации знака, использованной в примере 7.1.

Пример 7.4. Расчет среднего давления по результатам исследования нагнетательной скважины методом падения уровня в насыщенном жидким флюидом пласте при единичном соотношении подвижностей

Используем данные исследования нагнетательной скважины из примера 7.2 для демонстрации расчета \bar{p} , несмотря на очень небольшое время закачки. В примере 7.2 найдено, что $p^* = 10,4$ бар на устье скважины или 145,3 бар в пластовых условиях. Далее используем уравнение (2.3b):

$$t_{pDA} = \frac{(0,00036)(17,1)(6,82)}{(0,25)(1,0)(1,45 \times 10^{-4})(80940)} = 0,0143.$$

Из рис. 7.4 находим, что $p_{DMBH}(t_{pDA} = 0,0143) \approx 0,001$ (только с целью демонстрации расчета принято значение, отличное от нуля). Тогда по уравнению (7.13) получим:

$$\bar{p} = 145,3 - \frac{(-18,66)(0,001)}{2,3025} = 145,3 + 0,0081 = 145,3 \text{ бар.}$$

Следовательно, при небольшом времени закачки значение p^* является приемлемой оценкой среднего пластового давления. Следует заметить, что поправка к p^* является положительной величиной, т. е. для падения давления в нагнетательной скважине $\bar{p} > p^*$.

Уравнение (7.14) в данном примере использовать нельзя, поскольку оно предполагает стационарное распределение давления в пласте. Пласт достигнет стационарного состояния, как прежде отмечалось, при $t_{pDA} > 0,25$, если рассчитывать относительно площади, приходящейся на скважину (а не элемент).

7.5. Исследования зонально-неоднородных пластов — соотношение подвижностей, не равное единице

В этом параграфе рассматривается интерпретация результатов исследований нагнетательных скважин на нестационарных режимах, когда характер распределения флюидов в пластах принимает вид, изображенный на рис. 7.13. Для нагнетательных скважин

положение зон, обозначенных на этом рисунке, меняется, поэтому такой пласт с движущимися зонами называется «зонально-неоднородным». Одех [15], Биксел и Ван Пуллен в работе [16] изучили нестационарное распределение давления при исследовании добывающей скважины в пласте с радиальной неоднородностью, что и на рис. 7.13. Однако их интересовала больше неоднородность, связанная со свойствами породы, чем с движущимися зонами различных флюидов. Тем не менее, представленные ими методы интерпретации могут оказаться полезными и при исследованиях нагнетательных скважин. Результаты их работ можно использовать для изучения влияния изменения в широком диапазоне произведения пористости-сжимаемости (ϕc_t) и соотношения подвижностей (k/μ) или проницаемости на распределение давления, когда радиус второй зоны значительно превосходит радиус первой зоны.

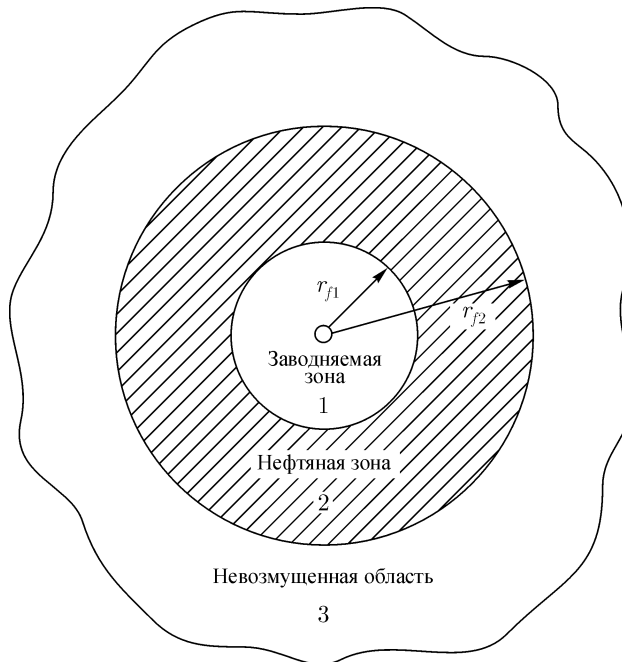


Рис. 7.13. Схематическое представление распределения флюидов около нагнетательной скважины (зонально-неоднородный пласт).

Хазербрук, Рейнбоу и Мэттьюз представили в работе [4] теоретический материал применительно к нагнетательным скважинам до момента полного заполнения пласта нагнетаемой жидкостью. Они предполагают значительную насыщенность газом впереди нефтяной зоны и постоянное давление на ее внешней границе, определяемое давлением газовой фазы. Хотя это допущение не является строго корректным, все же их метод можно применять для расчета проницаемости, скин-фактора и среднего давления по площади дренирования по результатам исследования нагнетательной скважины методом падения уровня. Согласно методу строится график Маскета в координатах $\log(p_{ws} - p_e)$ от Δt , причем p_e варьируют до тех пор, пока из точек давления, соответствующих большим временам, не образуется прямолинейный участок. Наклон прямолинейного участка и его точку пересечения с осью ординат графика можно использовать совместно с корреляциями, чтобы найти проницаемость и скин-фактор. Если возможно определить соотношение подвижностей и ϕc_t между двумя зонами

независимым методом, то можно определить и проницаемость в каждой зоне. Метод Хазербрука-Рейнбоу-Мэттьюза подробно объясняется в главе 8 источника [1] и здесь не приводится, чтобы избежать повторения. Хазербрук, Рейнбоу и Мэттьюз в работе [4] делают вывод, что проницаемость и скин-фактор зоны, прилегающей к скважине, можно рассчитать с одинаковым успехом как по их методу, так и по методикам МДХ и Хорнера. Однако следует иметь в виду, что эти два метода дают параметры зоны в пределах радиуса исследования, определяемого уравнением (2.41). Если граница между внутренней и внешней зонами не выходит за пределы радиуса исследования для интерпретируемой части данных, то получают недостоверные результаты. Но, если расстояние до границы между двумя зонами мало по сравнению с радиусом исследования, то по результатам анализа исследования при нестационарных режимах получают проницаемость внешней зоны, а присутствие внутренней зоны отразится на значении скин-фактора.

При крайне незначительных закачаных объемах в пласт методика Хазербрука-Рейнбоу-Мэттьюза, возможно, является предпочтительней обычных методик нахождения проницаемости внутренней зоны и фактического скин-фактора, если соблюдается важное условие — постоянство давления на внешней границе нефтяной зоны. Для пластов с большими объемами закачиваемого флюида обычные методы интерпретации должны давать в равной степени надежные результаты, но, возможно, кроме среднего пластового давления. В этом случае для расчета среднего пластового давления следует использовать метод Хазербрука-Рейнбоу-Мэттьюза (или равнозначный метод Маскета), если бесполезны методы главы 7.4. Нижеследующий метод интерпретации [17,18] для насыщенных жидким флюидом пластов, когда он пригоден, предпочитают методу Хазербрука-Рейнбоу-Мэттьюза.

На рис. 7.14 показано типичное ожидаемое изменение давления при исследовании нагнетательной скважины методом падения уровня в двухзональном пласте, как представлено Мэррилом, Каземи и Гогарти [18] для насыщенного жидким флюидом пласта. Три кривые падения давления построены при соотношении подвижностей между первой и второй зонами (третьей зоны не существует) [$M = \lambda_1/\lambda_2 = (k/\mu)_1/(k/\mu)_2$], равном 10, но при различных соотношениях произведения пористость — сжимаемость ϕc_t между двумя зонами. Влияние ствола скважины учитывается. Отрезок «А» на рис. 7.14 соответствует доминированию объема ствола скважины; отрезок «В» является прямолинейным участком, дающей параметры зоны закачиваемого флюида (зоны № 1); отрезок «С» характеризует переходный режим фильтрации, когда вторая зона начинает влиять на распределение давления; отрезок «D» кривой включает второй прямолинейный участок, чей наклон определяется параметрами зоны № 1 и зоны № 2.

Мэррилл, Каземи и Гогарти в работе [18] предлагают методы расчета как положения фронта зоны № 1 на рис. 7.13, так и проницаемости каждой зоны в двухзональном пласте. Их подход не требует знания соотношения подвижностей, но соотношение ϕc_t должно быть известно. Данные, представленные в источнике [18] и здесь, основаны на численных расчетах, где принято $r_{f2}/r_{f1} > 50$. Говоря по существу, методики, вероятно, все еще пригодны и при $r_{f2}/r_{f1} > 10$. Однако, при меньших значениях r_{f2}/r_{f1} шансы получить достоверные результаты не велики. Подход Мэррилла-Каземи-Гогарти отличается от подхода Хазербрука-Рейнбоу-Мэттьюза тем, что не требуется знать ни соотношения подвижности, ни положения внутреннего фронта флюидов.

Мэррилл, Каземи и Гогарти [18] предложили два способа расчета расстояния до фронта зоны №1 по графику зависимости p_{ws} от $\log \Delta t$. Первый способ заключается в использовании времени пересечения двух экстраполированных прямолинейных участков Δt_{fx} на графике МДХ совместно с уравнением:

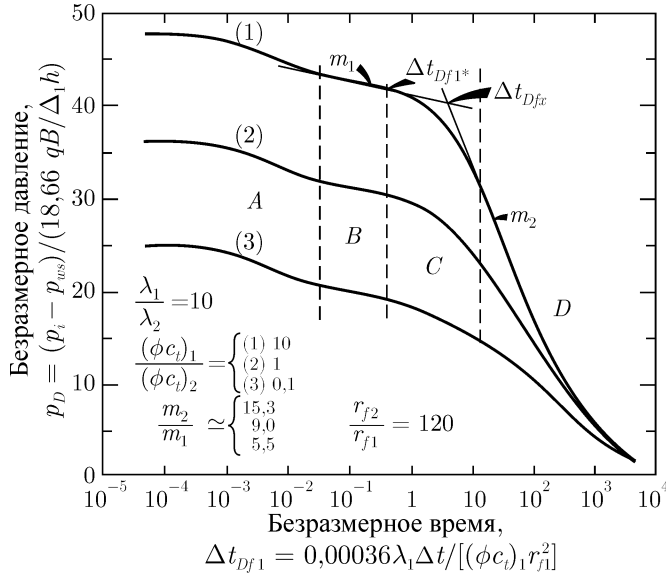


Рис. 7.14. Смоделированные данные исследования нагнетательной скважины методом падения уровня в зонально-неоднородном пласте. По Мэррилли, Каземи и Гогарти [18].

$$r_{f1} = \sqrt{\frac{0,00036(k/\mu)_1}{(\phi c_t)_1} \frac{\Delta t_{fx}}{\Delta t_{Dfx}}}. \tag{7.16}$$

На рис. 7.15 представлены корреляции между параметром Δt_{Dfx} и отношением наклонов двух прямолинейных участков, определяемых по кривой падения давления, а также соотношением ϕc_t между двумя зонами. При втором методе используют точку Δt_{f1}^* , соответствующую началу отклонения точек давления от первого прямолинейного участка, совместно с уравнением:

$$r_{f1} = \sqrt{\frac{0,00036(k/\mu)_1}{(\phi c_t)_1} \frac{\Delta t_{f1}^*}{\Delta t_{Df1}^*}}. \tag{7.17}$$

Мэррилл, Каземи и Гогарти в работе [18] показывают, что $0,13 < \Delta t_{Df1}^* < 1,39$, а среднее значение равно 0,389. Это хорошо согласуется с эмпирическим правилом интерпретации, согласно которому наклон прямолинейного участка для заводненной зоны (первой зоны) будет корректным до момента времени, соответствующего $\Delta t_{Df1} \approx 0,25$ (при расчете относительно r_{f1} , см. рис. 7.13). Для параметра Δt_{Df1}^* не существует точных корреляций с отношениями наклонов и удельных упругоёмкостей (ϕc_t) . Таким образом, не рекомендуется использовать уравнение (7.17), если есть достаточное количество данных для того, чтобы определить Δt_{fx} и применить уравнение (7.16).

Проницаемость в зоне закачиваемой жидкости можно рассчитать по наклону ($\pm m_1$) первого прямолинейного участка и уравнению (7.9). Скин-фактор находится по m_1 , p_{1hr} и уравнению (7.10). Если $r_{f2} > 10r_{f1}$, то подвижность во второй зоне можно найти из выражения:

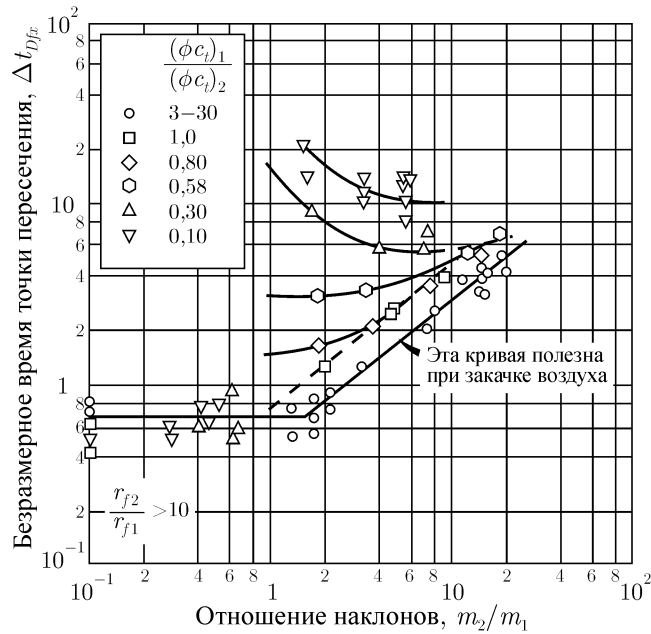


Рис. 7.15. Корреляции безразмерного времени пересечения Δt_{Dfx} для данных исследования методом уровня в двухзональном пласте. По Мэррилли, Каземи и Гогарти [18].

$$\left(\frac{k}{\mu}\right) = \frac{(k/\mu)_1}{(\lambda_1/\lambda_2)} \quad (7.18)$$

где соотношение подвижностей (λ_1/λ_2) определяют либо по рис. 7.16, либо по рис. 7.17 [18]. Если можно выделить на графике оба прямолинейных участка и найти отношение удельных упругоёмкостей, то возможно рассчитать подвижность и проницаемость в каждой зоне. Распространенной ошибкой при интерпретации результатов исследований на нестационарных режимах является предположение, что наклон каждого прямолинейного участка связан с подвижностью конкретной зоны флюида. Из рис. 7.14, 7.16 и 7.17 и уравнения (7.18) ясно видно, что ни один из наклонов не указывает параметры второй зоны. При $r_{f2} < 10r_{f1}$ вышеприведенную методику необходимо дополнительно преобразовывать даже для двухзонального пласта, насыщенного жидким флюидом. К сожалению, для интерпретации такой распространенной ситуации потребуется численное моделирование.

Мэррилл, Каземи и Гогарти [18] предлагают расчет максимально допустимого коэффициента объема ствола скважины, позволяющего наблюдать первый прямолинейный участок. Если придерживаться их алгоритма, но используя уравнение (2.22b) в качестве критерия окончания влияния объема ствола скважины при исследованиях методом падения уровня, то получим:

$$C \leq 4,5 \times 10^{-6} \left(\frac{k}{\mu}\right) h \Delta t_{f1}^* e^{-0,14s} \quad (7.19)$$

Данное условие является необходимым для обнаружения первого прямолинейного участка. В неравенстве (7.19) для проведения прямолинейного участка заложен интервал в 1 логарифм-цикл между окончанием слепого тока и началом отклонения,

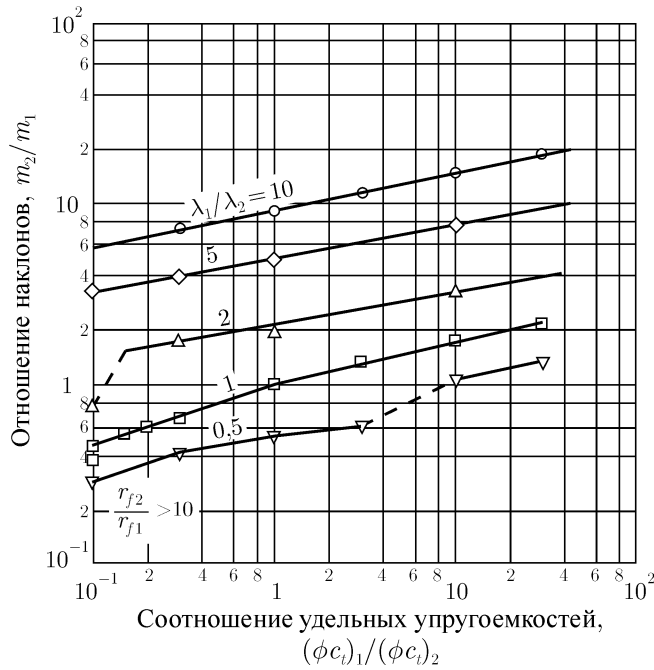


Рис. 7.16. Влияние изменения соотношений удельных упругостей и подвижностей на отношение наклонов при исследовании нагнетательной скважины методом падения уровня в двухзональном пласте. По Мэррилли, Каземи и Гогарти[18].

вызванного влиянием второй зоны. На практике данный критерий тяжело выполнить, особенно если граница между первой и второй зонами расположена относительно близко от нагнетательной скважины.

Пример 7.5. Интерпретация результатов исследования нагнетательной скважины методом падения уровня в двухзональном пласте

На рис. 7.18 представлен полулогарифмический график смоделированного исследования нагнетательной скважины методом падения уровня в двухзональном заводняемом пласте (данные взяты из Мэррелла, Каземи и Гогарти [18]). В моделировании использованы следующие исходные данные:

$$\begin{array}{ll}
 r_w = 0,076 \text{ м} & (\phi c_t)_2 = 2,2 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1} \\
 r_{f1} = 9,1 \text{ м} & q = -64 \text{ м}^3/\text{сут} \\
 r_{f2} = r_e = 1100 \text{ м, т. е. } r_{f1}/r_{f1} \approx 120 & B_w = 1,0 \\
 (k/\mu)_1 = \lambda_1 = 100 \text{ мД/мПа} \cdot \text{с} & h = 6,1 \text{ м} \\
 (k/\mu)_2 = \lambda_2 = 50 \text{ мД/мПа} \cdot \text{с} & s = 0 \\
 (\phi c_t)_1 = 1,3 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1} & C = 0
 \end{array}$$

Поскольку данные смоделированы без учета влияния объема ствола скважины, то нет надобности строить билогарифмический график. Из графика МДХ на рис. 7.18 следует, что $m_1 = -2,241$ бар/лог.цикл, $m_2 = -4,144$ бар/лог.цикл, а также

$$m_2/m_1 = -4,144/(-2,241) = 1,85$$

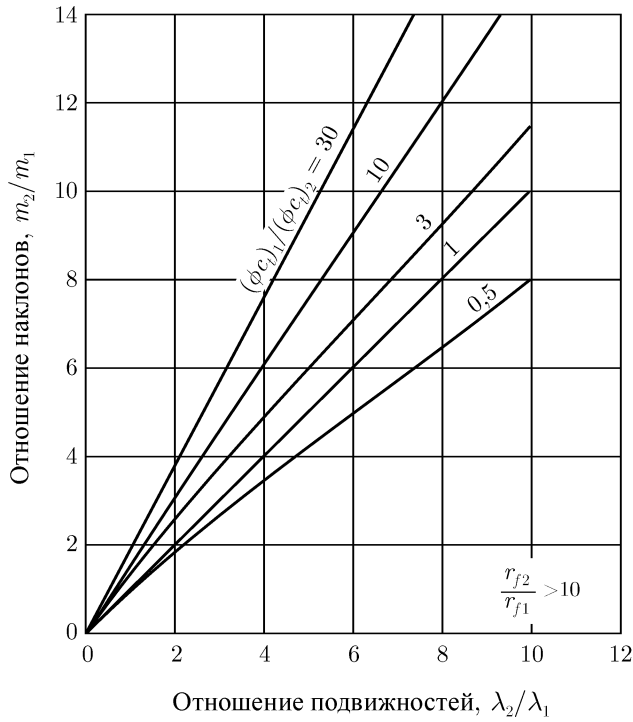


Рис. 7.17. Перекрестный график, построенный на основе рис. 7.16. По Мэррилли, Каземи и Гогарти [18].

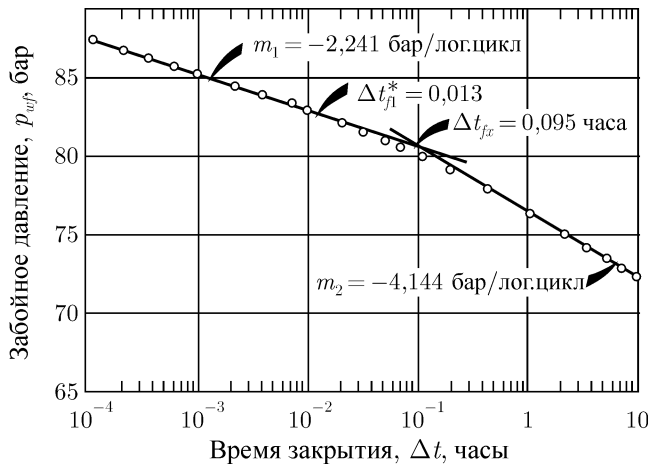


Рис. 7.18. График данных исследования методом падения уровня. Пример 7.5. По Мэррилли, Каземи и Гогарти [18].

и

$$(\phi c_t)_1 / (\phi c_t)_2 = 1,3 \times 10^{-5} / 2,2 \times 10^{-5} = 0,581.$$

Для расчета k/m зоны №1 используем уравнение (7.9):

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_1 = \frac{21,5(-64)(1,0)}{(-2,241)(6,1)} \approx 100 \text{ мД/мПа} \cdot \text{с}.$$

Полученный результат соответствует значению, принятому при моделировании.

Параметр $(k/\mu)_2$ мы определяем по графику рис. 7.17. При найденных выше отношениях наклонов и ϕc_t находим, что $\lambda_1/\lambda_2 = 2,0$. Далее, по уравнению (7.18) вычисляем:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_2 = \frac{100}{2,0} = 50 \text{ мД/мПа} \cdot \text{с}.$$

Для расчета положения фронта заводненной зоны можно использовать либо уравнение (7.16), либо уравнение (7.17). Из графика падения давления в нагнетательной скважине, изображенного на рис. 7.18, находим $\Delta t_{Dfx} = 0,095$ часа и $\Delta t_{f1}^* = 0,013$ часа. По рис. 7.15 при $m_2/m_1 = 1,85$ и $(\phi c_t)_2/(\phi c_t)_1 = 0,58$ определяем: $\Delta t_{Dfx} = 3,05$. Окончательно, по уравнению (7.16) имеем:

$$r_{f1} = \sqrt{\frac{(0,00036)(100)(0,095)}{(1,3 \times 10^{-5})(3,05)}} = 9,3 \text{ м}.$$

Полученное значение хорошо согласуется с принятым при численном моделировании этого исследования. Для того, чтобы использовать уравнение (7.17), необходимо выбрать определенное значение или интервал изменения параметра Δt_{Df1}^* . Принимая интервал $0,13 < \Delta t_{Df1}^* < 1,39$ и среднее значение $\overline{\Delta t_{Df1}^*} = 0,389$, получаем:

$$16,7 > r_{f1} > 5,1,$$

и

$$\bar{r}_{f1} = 9,6 \text{ м}.$$

В данном примере использование среднего значения Δt_{Df1}^* привело к достаточно точным результатам, но, возможно, это простое совпадение [18].

Хотя в этом примере влияние объема ствола скважины не учитывается, все же оценим максимально допустимый коэффициент объема ствола, который не скроет первый прямолинейный участок на рис. 7.18. Используя уравнение (7.19) и принимая $s = 0$, получим:

$$C \leq 4,5 \times 10^{-6} (100)(6,1)(0,013) e^{(-0,14)(0)} \leq 3,57 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{бар}.$$

Если предположить, что ствол скважины заполнен водой со сжимаемостью $c_w = 4,35 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$, тогда согласно уравнению (2.17) имеем:

$$V_w \leq \frac{3,57 \times 10^{-5}}{4,35 \times 10^{-5}} = 0,82 \text{ м}^3.$$

Следовательно, если скважина оборудована 2-дюймовой колонной НКТ и в ней установлен пакер ($V_u \approx 0,002 \text{ м}^3/\text{м}$), то максимальная глубина, удовлетворяющая ограничению по коэффициенту объема ствола, равнялась бы примерно 410 метрам — и это при нулевом скин-факторе. Для 3-дюймовой колонны НКТ глубина скважины не должна превышать примерно 180 м. Если бы скин-фактор равнялся 5,0, то глубины скважины для 2-х и 3-х дюймовых колонн равнялись 195 и 90 метров соответственно.

Представленная выше теория применяется к зонально-неоднородным пластам с двумя радиальными зонами флюидов, причем вторая зона должна быть достаточно

большой по сравнению с первой. На основе изучения трехзональных пластов Мэррелл, Каземи и Гогарти в работе [18] делают вывод, что *единственной полезной информацией*, которую возможно получить при исследовании таких пластов, являются подвижность первой зоны и грубая оценка ее протяженности, если при этом отмечается существенная разница в соотношении подвижностей. Надежные оценки подвижностей и положений второй и третьей зон невозможно получить по существующим на нынешний момент технологиям исследования скважин и методикам интерпретации. По всей вероятности, единственным способом оценки таких параметров может стать метод совмещения кривых с помощью численного моделирования, как рассмотрено в работе [17].

Мэррилл, Каземи и Гогарти [18] и Доудл [19] предлагают методы расчета насыщенности воды в зоне закачиваемой жидкости путем совместного использования уравнения (7.16), рис. (7.15) и уравнения материального баланса. Однако в результате ограничения $r_{f2} > 10r_{f1}$ эти методы годятся только при довольно раннем этапе закачки воды в пласт, прежде насыщенный жидкими флюидами.

При определенных обстоятельствах к зонально-неоднородным пластам можно применять методы совмещения кривых. Биксел и Ван Пуллен [16] предлагают способ интерпретации результатов исследований скважин методом восстановления давления при изменяющихся в широком диапазоне соотношениях ϕc_t и k/μ , когда вторая зона достаточно протяженная.

Одной из характерных особенностей процесса закачки воды при соотношении подвижностей, не равном единице, является изменение приемистости по мере проникновения воды в пласт [20]. На ранних этапах закачки оно проявляется в виде переменного скин-фактора. Когда закачали достаточное количество жидкости, чтобы сформировалась значительная по протяженности зона вокруг нагнетательной скважины, то ее подвижность определяют по исследованиям на нестационарных режимах. При этом скин-фактор, рассчитываемый по наклону прямолинейного участка, соответствующего первой зоне, должен оставаться постоянным, если закачиваемый флюид в действительности не загрязняет или не улучшает состояние призабойной зоны.

7.6. Практическая методика интерпретации результатов исследований нагнетательной скважины методом падения уровня

На практике можно применять поэтапный подход к интерпретации результатов исследования нагнетательной скважины методом падения уровня, получая при этом приемлемые результаты. Алгоритм следующий:

1. Построить график зависимости $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$, чтобы определить момент, когда влияние объема ствола скважины прекратилось. Этот график следует использовать, чтобы выбрать прямолинейный участок для следующего этапа.

2. Построить график МДХ независимо от величины соотношения подвижностей и от того, заполнен ли пласт полностью закачиваемой жидкостью или нет. Провести корректный прямолинейный участок и рассчитать проницаемость и скин-фактор.

3. Рассчитать ожидаемое окончание прямолинейного участка исходя из условия:

$$\Delta t_{Df1}^* \cong 0,25. \quad (7.20)$$

Следовательно, примерное время окончания прямолинейного участка можно найти по

уравнению:

$$\Delta t^* \cong \frac{690(\phi c_t)_1 r_{f1}^2}{(k/\mu)_1}, \quad (7.21)$$

где $(k/\mu)_1$ рассчитывается по наклону графика МДХ, а r_{f1} находится независимо, например, по уравнениям материального баланса. Эмпирическое уравнение (7.21) дает правдоподобные оценки как для незаполненного полностью закачиваемой жидкостью пласта, так и заполненного пласта при стационарных или псевдостационарных условиях до закрытия скважины.

4. Если кажущееся окончание прямолинейного участка на графике МДХ не соответствует приблизительному времени, рассчитанному в этапе 3, то для завершения интерпретации требуется выполнить дополнительные этапы. Вероятно, построить график Хорнера при t_p , рассчитанном обычными методами, и t_{pss} , рассчитанном по значению $(t_{DA})_{pss}$ и площади до фронта нефтяной зоны. Также на данном этапе, если потребуется, можно применить метод Хазербрука–Рейнбоу–Мэттьюза.

5. Среднее давление \bar{p} можно рассчитать, используя метод Мэттьюза–Бронса–Хазербрука (рис. 7.4) или метод Хазербрука–Рейнбоу–Мэттьюза (график Маскета). Когда нефтяная зона относительно тонкая, соотношение подвижностей примерно равно единице, а влияние объема ствола скважины уже прекратилось, то можно проделать простую, как в методе Дитца, экстраполяцию прямолинейного участка на графике МДХ до момента времени, эквивалентного безразмерному времени 0,445 (относительно радиуса нефтяной зоны) и найти среднее давление \bar{p} . Безразмерное давление определяется по формуле:

$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{1240(\phi c_t)_1 r_{f2}^2}{(k/\mu)_1}. \quad (7.22)$$

Уравнение (7.22) дает правдоподобную оценку пластового давления на фронте нефтяной зоны, предполагая, что оно является постоянным за пределами этого фронта.

6. Метод Мэррилла–Каземи–Гогарти [18], когда он пригоден, можно использовать для оценки подвижности второй зоны.

Во всех методах интерпретации присутствуют погрешности вследствие неточного описания граничных условий и допущений, принятых при их выводе. В общем случае метод МДХ действительно дает довольно точные значения подвижности при условии незначительного отличия от единицы соотношения подвижностей между зонами и неравенства внутренней и внешней зон по размеру. Подход Хазербрука–Рейнбоу–Мэттьюза является методом интерпретации данных при поздних временах и при условии постоянного давления на внешней границе. Наибольших погрешностей от этого метода можно ожидать при условии $t_{DAf2} < 0,44$. Поэтому следует каждый раз рассчитывать безразмерное время, чтобы предотвратить или обнаружить ошибочное применение этого метода.

7.7. Метод последовательной смены стационарных состояний

Холл в работе [20] предложил методику интерпретации результатов исследований нагнетательных скважин, в основе которой лежит предположение о процессе закачки, как о последовательной смене стационарных состояний. В качестве исходных данных требуются накопленный объем закачки и подробные замеры давления нагнетания. Представленная здесь методика является модифицированной версией методики Холла

[20]. С этой целью записывают уравнение (2.2) для условий стационарной фильтрации и предполагают, что p_D не зависит от времени. Это допущение не справедливо для длительных временных периодов, но вполне пригодно для умеренных промежутков времени и действительно дает простой метод контроля приемистости нагнетательной скважины. Используя допущение о постоянном p_D , можно умножить обе стороны уравнения (2.2) на dt и проинтегрировать по времени от 0 до t . В результате получим:

$$\int_0^t p_{wf} dt - p_e t = \frac{18,66\mu(p_D + s)}{kh} W_i \quad (7.23)$$

где W_i — накопленный объем закачанной жидкости в пласт на момент времени t , являющийся положительной величиной. Обычно интеграл в левой части уравнения (7.23) аппроксимируют суммой: забойное давление p_{wf} представляют как устьевое давление p_{tf} плюс постоянный гидростатический вес столба жидкости Δp_{tw} . Иначе, интеграл можно найти как площадь графика давления нагнетания от времени. Если аппроксимировать p_{wf} в левой части уравнения (7.23) как устьевое давление плюс постоянный гидростатический вес столба жидкости, то уравнение можно переписать следующим образом:

$$\int_0^t p_{tf} dt - (p_e - \Delta p_{tw})t = \frac{18,66\mu(p_D + s)}{kh} W_i \quad (7.24)$$

где Δp_{tw} — постоянный гидростатический вес столба жидкости между устьем и забоем. Если величина $(p_e - \Delta p_{tw})$ небольшая по сравнению с интегралом уравнения (7.24), что часто происходит при заводнении интенсивно истощаемых пластов, то график значений интеграла (или его аппроксимации) от накопленной закачки воды (называемый «графиком Холла») должен иметь прямую линию с углом наклона:

$$m_H = \frac{18,66\mu(p_D + s)}{kh} \text{ бар}/(\text{м}^3/\text{сут}), \quad (7.25)$$

как показано на рис. 7.19. Уравнение (7.25) предполагает, что член уравнения, содержащий интеграл, имеет размерность бар×сутки (не часы). Если известны величины p_D и s , то можно по уравнению (7.25) рассчитать k/μ . Или, если известны p_D и k/μ , то можно определить параметр s . Однако, нужно найти по крайней мере k/μ или s по исследованиям на нестационарных режимах, чтобы применить уравнение (7.25). Кроме того, необходимо оценить p_D . Если величина $(p_e - \Delta p_{tw})t$ составляет 15% и более от величины интеграла, то ее следует учитывать при построении графика, или, в противном случае, получат серьезные количественные ошибки. Но во многих случаях пренебрежение членом $(p_e - \Delta p_{tw})$ приводит лишь к незначительным ошибкам. Эту погрешность можно оценить, построив график для двух или трех различных значений $(p_e - \Delta p_{tw})$ и отметив их влияние на конечный результат.

Главное преимущество графика Холла заключается не столько в единственности прямолинейного участка, а сколько в изменениях его наклона, вызванных изменениями в k/μ , s и p_D . При любых технологиях закачки можно ожидать, что k/μ будет меняться около скважины по мере закачки жидкости и заполнения объема порового пространства, прежде занимаемого газом. Поскольку такое случается, то как k/μ , так и p_D меняются.

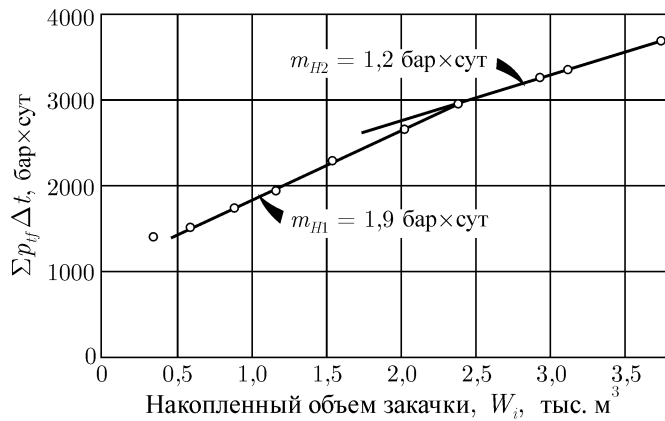


Рис. 7.19. График Холла для водяной нагнетательной скважины, показывающий эффект от обработки скважины. Пример 7.6.

К тому же параметр p_D может изменяться со сменой технологии разработки или вводом в эксплуатацию новых близлежащих добывающих скважин. Фактические изменения скин-фактора также повлияют на наклон графика Холла. Из уравнения (2.10) следует, что любое изменение проницаемости около скважины можно представить как скин-фактор. Поэтому здесь мы остановимся на демонстрации использования графика Холла для оценки изменения скин-фактора. Тем не менее, график можно использовать для оценки изменений любых других величин правой части уравнения (7.25). Изменение скин-фактора рассчитывается по изменению наклона графика Холла:

$$s_2 = s_1 + \frac{kh}{18,66\mu}(m_{H2} - m_{H1}), \quad (7.26)$$

где k/μ находится по результатам исследования скважины на нестационарных режимах. Другой подход заключается в использовании двух наклонов графика Холла (см. рис. 7.19) для расчета отношения нового коэффициента эффективности фильтрации к старому:

$$\frac{E_{f2}}{E_{f1}} = \frac{m_{H1}}{m_{H2}}. \quad (7.27)$$

Несмотря на то, что коэффициент эффективности фильтрации всегда увеличивается, все же величина его изменения может немного исказиться, если используемое в графике Холла значение p_{tf} существенно отличается от действительной разницы $(p_{wf} - p_e)$, что, как правило, случается при $(p_e - \Delta p_{tw}) > 0,15p_{tf}$.

Пример 7.6. Интерпретация по методу Холла — метод последовательной смены стационарных состояний

На рис. 7.19 представлен график Холла для нагнетательной водяной скважины, расположенной в промытом заведением пласте Иллинойс на глубине 305 метров. Для данных условий параметр $(p_e - \Delta p_{tw})$ крайне незначителен по сравнению с p_{tf} , т. е. приведенный график является корректным. При заканчивании нагнетательную скважину проперфорировали нитроглицерином. После того, как накопленный объем закачанной воды достиг 2400 м³, скважину обработали мицелярным раствором [21]. По результатам исследования этой скважины на нестационарных режимах до обработки пласта

было найдено:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = 85 \text{ мД} \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}$$

и

$$s_1 = -1,12.$$

По результатам исследований на нестационарных режимах, проведенных через несколько недель после обработки пласта, получили:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = 88 \text{ мД} \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}$$

и

$$s_2 = -2,3.$$

Из рис. 7.19 следует, что

$$m_{H_1} = 0,824 \text{ бар/(м}^3\text{/сут)}$$

и

$$m_{H_2} = 0,521 \text{ бар/(м}^3\text{/сут)}.$$

Применяя уравнение (7.26), получаем:

$$s_2 = -1,12 + \frac{85}{18,66}(0,521 - 0,824) = -2,5.$$

Это результат хорошо согласуется с $s = -2,3$, определенным по результатам исследования скважины на нестационарных режимах после обработки пласта мицеллярным раствором.

Маскет [22] создал метод интерпретации данных исследований водяной нагнетательной скважины при постоянном забойном давлении p_{wf} . Он предположил, что график данных исследования в координатах $1/q$ от $\log W_i$ (где q — дебит закачки, изменяющийся со временем, а W_i — накопленный закачанный объем) должен иметь вид прямой линии. Наклон линии связан с проницаемостью зоны закачиваемого флюида, а точка пересечения — с соотношением подвижностей и насыщенностями в различных зонах.

7.8. Исследования методом ступенчатого изменения дебита

Исследование при закачке методом ступенчатого изменения дебита обычно проводят для оценки давления гидроразрыва в нагнетательной скважине [23]. Такая информация полезна при разработке месторождения заводнением и особенно при осуществлении третичных методов, когда очень важно избежать закачки дорогостоящего агента через неконтролируемые, искусственно созданные трещины.

Исследование при закачке методом ступенчатого изменения дебита является довольно простым, дешевым и быстрым исследованием. Жидкость закачивают при нескольких режимах, увеличивая дебит на каждом режиме, причем, предпочтительно, чтобы каждый режим закачки длился одинаковое время. В относительно низкопроницаемых пластах ($k < 5$ мД) каждый режим закачки должен длиться около 1 часа, а для пластов с проницаемостью, превышающей 10 мД, достаточно будет и 30 минут [23]. Можно использовать как минимум четыре режима с различными дебитами,

но обычно предпочитают исследовать скважину на шести, семи или восьми режимах. Процесс интерпретации состоит в построении графика зависимости давления нагнетания в конце каждого режима от дебита. Естественно, что предпочтительно строить график по забойному давлению, но можно использовать и устьевое давление, если оно остается избыточным в течение всего исследования, а потери на трение в стволе скважины незначительны. График должен иметь два прямолинейных участка, как показано на рис. 7.20. Излом линии означает давление гидроразрыва породы. (К сожалению, он может означать давление разрыва цементного кольца. Когда происходит разрыв цементного кольца, то вторая прямая линия на рис. 7.20 обычно продолжается ниже давления гидроразрыва по мере уменьшения дебита). Давление гидроразрыва может меняться в зависимости от распределения насыщенностей флюидов в пласте и изменения пластового давления со временем [23].

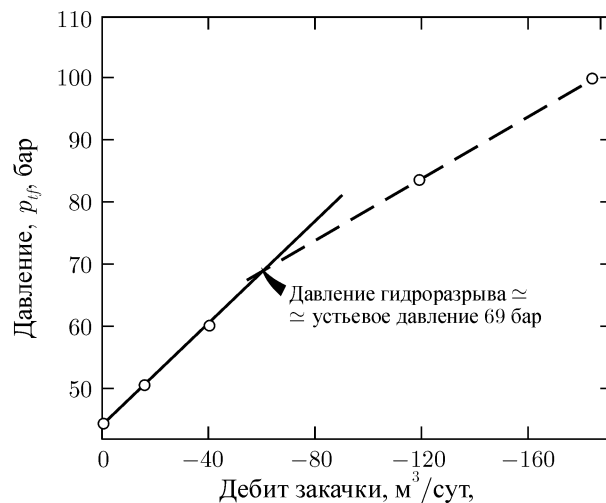


Рис. 7.20. График данных исследования при закачке методом ступенчатого изменения дебита. Пример 7.7. Данные представлены Фэлсенталом [23].

Данные давления, измеренные при каждом режиме, можно обрабатывать с помощью методик интерпретаций для исследований скважин с переменным дебитом (параграф 4.2), чтобы найти проницаемость породы и скин-фактор. Уравнения (4.1), (4.4) и (4.5) используют при условии, что эффективный радиус скважины не стал достаточно большим вследствие предшествующего гидроразрыва. Иначе, логарифмическая аппроксимация интегральной показательной функции, используемая в этих методиках, становится негодной.

Пример 7.7. Интерпретация результатов исследования скважины методом ступенчатого изменения дебита

Фэлсентал в работе [23] приводит данные исследования (см. табл. 7.2) нагнетательной скважины методом ступенчатого изменения дебита, расположенной в пласте со следующими исходными параметрами:

$$B_w = 1,0$$

$$\mu_w = 0,45 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$h = 82,3 \text{ м}$$

$$\phi = 0,186$$

$$c_t = 2,18 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$$

$$r_w = 0,076 \text{ м}$$

$$\text{Глубина} = 2213 \text{ м}$$

$$\text{Создаваемый закачиваемой жидкостью градиент давления} = 0,098 \text{ бар/м.}$$

Таблица 7.2. Данные давления и дебита при исследовании нагнетательной скважины методом ступенчатого изменения дебита к примеру 7.7

t (часы)	q (м ³ /сут)	p_{tf} (бар)	Σ (согласно уравнению (4.1))	$(p_i - p_{tf})/q$ (бар/м) ³ /сут
0	0	44,3	—	—
0,5	-16	49,6	-0,301	0,331
1,0	-16	50,3	0,000	0,375
1,5	-40	59	-0,110	0,368
2,0	-40	60,3	0,120	0,400
2,25	-120	78,8	-0,335	0,288
2,50	-120	81,5	-0,112	0,310
3,00	-120	83,8	0,124	0,329
4,00	-180	100,0	0,246	0,309

На рис. 7.20 показан обычный график данных исследования методом ступенчатого изменения дебита в координатах p_{tf} от q . Излом графика указывает, что давление гидроразрыва относительно устьевого давления составляет примерно 69 бар. Градиент гидроразрыва рассчитывается путем деления забойного давления гидроразрыва на глубину. Градиент гидроразрыва равен:

$$[(0,098)(2213) + 69]/2213 = 0,129 \text{ бар/м.}$$

Данные табл. 7.2 также можно обработать и с целью получения параметров пласта по методам, изложенным в параграфе 4.2. По данным двух правых колонок в табл. 7.2 необходимо построить график согласно уравнению (4.1). На рис. 7.21 показан такой график. Первые четыре точки, соответствующие дебитам до образования трещины, ложатся на ожидаемый прямолинейный участок с параметрами:

$$m' = 0,155 \text{ [бар/(м}^3\text{/сутки)]/лог.цикл}$$

и

$$b' = 0,384 \text{ бар/(м}^3\text{/сут).}$$

Далее находим проницаемость породы по уравнению (4.4):

$$k = \frac{(21,5)(1,0)(0,45)}{(0,155)(82,3)} = 0,76 \text{ мД.}$$

Скин-фактор определяем из уравнения (4.5):

$$s = 1,1513 \left\{ \frac{0,384}{0,155} - \log \left[\frac{0,76}{(0,186)(0,45)(2,18 \times 10^{-4})(0,076)^2} \right] + 3,0923 \right\} = -1,5.$$

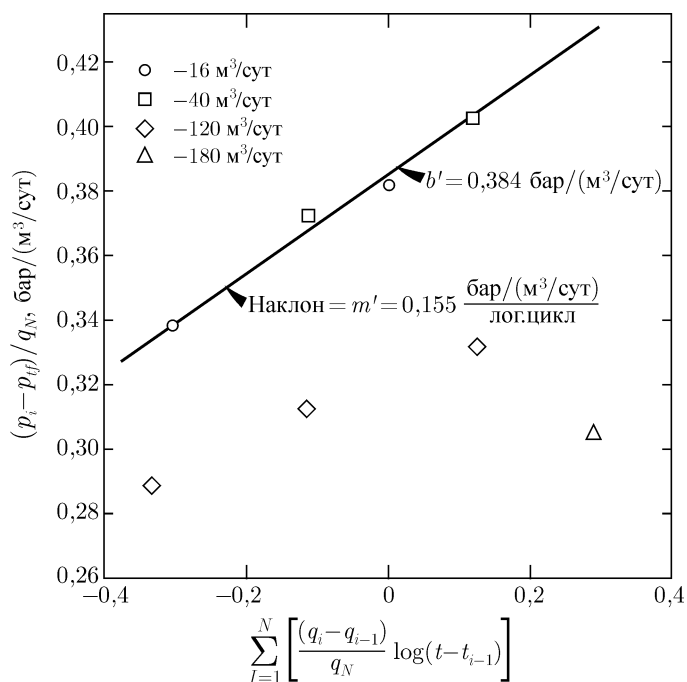


Рис. 7.21. Интерпретация результатов исследований скважин с переменным дебитом. График к примеру 7.7. Исходные данные Фэлсентала [23].

Как следует из рис. 7.21 точки давления, соответствующие $q = -120$ м³/сут и $q = -180$ м³/сут, не ложатся на прямолинейный участок, поскольку они измерены уже после гидроразрыва пласта (смотри рис. 7.20). Они не образуют и на начальный прямолинейный участок (согласно уравнению (7.25)), потому что после гидроразрыва не соблюдается допущение о радиальной фильтрации в бесконечном пласте (используемое при выводе уравнения (4.1)).

При интерпретации результатов исследования скважины с переменным дебитом в данном примере сделали предположение, что соотношение подвижностей равно единице. Однако по имеющимся данным оценить справедливость такого допущения невозможно.

Литература

- [1] Matthews C. S. and Russell D. G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Chap. 8.
- [2] Morse J. V. and Ott Frank III *Field Application of Unsteady-State Pressure Analysis in Reservoir Diagnosis*, J. Pet. Tech. (July 1967) 869-876.
- [3] Nowak T. J. and Lester G. W. *Analysis of Pressure Fall-Off Curves Obtained in Water Injection Wells to Determine Injective Capacity and Formation Damage*, Trans., AIME (1955) **204**, 96-102. Also Reprint Series, №. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 61-67.
- [4] Hazebroek P., Rainbow H., and Matthews C. S. *Pressure Fall-Off in Water Injection Wells*, Trans., AIME (1958) **213**, 250-260.

- [5] Clark K. K. *Transient Pressure Testing of Fractured Water Injection Wells*, J. Pet. Tech. (June 1968) 639-643; Trans., AIME, 243.
- [6] McLeod H.O. Jr., and Coulter A. W. Jr. *The Stimulation Treatment Pressure Record — An Overlooked Formation Evaluation Tool*, J. Pet. Tech. (Aug. 1969) 951-960.
- [7] Robertson D. C. and Kelm C. H. *Injection-Well Testing To Optimize Waterflood Performance*, J. Pet. Tech. (Nov. 1975) 1337-1342.
- [8] van Poolen H. K. *Transient Tests Find Fire Front in an In-Situ Combustion Project*, Oil and Gas J. (Feb. 1, 1965) 78-80.
- [9] Kazemi Hossein *Locating a Burning Front by Pressure Transient Measurements*, J. Pet. Tech. (Feb. 1966) 227-232; Trans., AIME, **237**.
- [10] Ramey Henry J. Jr., Kumar Anil, and Gulati Mohinder S. *Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions*, AGA, Arlington, Va. (1973).
- [11] Pinson A. E. Jr. *Concerning the Value of Producing Time Used in Average Pressure Determinations From Pressure Buildup Analysis*, J. Pet. Tech. (Nov. 1972) 1369-1370.
- [12] Kazemi Hossein *Determining Average Reservoir Pressure From Pressure Buildup Tests*, Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1974) 55-62; Trans., AIME, **257**.
- [13] Earlougher Robert C. Jr., Kersch K. M., and Ramey H. J. Jr. *Wellbore Effects in Injection Well Testing*, J. Pet. Tech. (Nov. 1973) 1244-1250.
- [14] Matthews C. S., Brons F., and Hazebroek P. *A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir*, Trans., AIME (1954) **201**, 182-191. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 51-60.
- [15] Odeh A. S. *Flow Test Analysis for a Well With Radial Discontinuity*, J. Pet. Tech. (Feb. 1969) 207-210; Trans., AIME, **246**.
- [16] Bixel H. C. and van Poolen H. K. *Pressure Drawdown and Buildup in the Presence of Radial Discontinuities*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1967) 301-309; Trans., AIME, **240**. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 188-196.
- [17] Kazemi Hossein, Merrill L. S. and Jargon J. R. *Problems in Interpretation of Pressure Fall-Off Tests in Reservoirs With and Without Fluid Banks*, J. Pet. Tech. (Sept. 1972) 1147-1156.
- [18] Merrill L. S. Jr., Kazemi Hossein and Gogarty W. Barney *Pressure Falloff Analysis in Reservoirs With Fluid Banks*, J. Pet. Tech. (July 1974) 809-818; Trans., AIME, **257**.
- [19] Dowdle Walter L. *Discussion of Pressure Falloff Analysis in Reservoirs With Fluid Banks*, J. Pet. Tech. (July 1974) 818.
- [20] Hall H. N. *How to Analyze Waterflood Injection Well Performance*, World Oil (Oct. 1963) 128-130.
- [21] Gogarty W. B., Kinney W. L., and Kirk W. B. *Injection Well Stimulation With Micellar Solutions*, J. Pet. Tech. (Dec. 1970) 1577-1584.
- [22] Muskat Morris *Physical Principles of Oil Production*, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York (1949) 682-686.
- [23] Felsenthal Martin *Step-Rate Tests Determine Safe Injection Pressures in Floods*, Oil and Gas J. (Oct. 28, 1974) 49-54.

ГЛАВА 8

Испытание скважин пластоиспытателями на бурильных трубах

Испытание скважин пластоиспытателями, спускаемыми на бурильных трубах (или просто испытание скважин), обычно проводят в интервале неопределенной продуктивности бурящейся скважины, но иногда и в известных продуктивных интервалах эксплуатационных скважин. Во время испытания выполняют временное заканчивание скважины в исследуемом интервале, где колонна бурильных труб выполняет функцию эксплуатационной колонны. Качественное испытание позволяет отобрать пробу пластовых флюидов, определить дебит, замерить начальное пластовое и текущие значения забойного давления, а также получить данные кратковременного исследования при нестационарных режимах. Испытание скважины помогает оценить перспективность промышленной добычи на основании полученных проб пластовых флюидов и измеренных дебитов. Интерпретация данных испытания на нестационарных режимах дает фильтрационные параметры пласта и степень загрязнения призабойной зоны скважины. Полученные результаты можно использовать для оценки потенциального дебита скважины при вводе в эксплуатацию, что предусматривает предварительную обработку пласта для устранения загрязнения призабойной зоны и увеличения эффективного радиуса скважины.

Для проведения испытания на низ колонны бурильных труб навинчивают специальный забойный инструмент — пластоиспытатель, который затем спускают в интервал [1- 6]. Этот инструмент изолирует пласт от столба бурового раствора в кольцевом пространстве, позволяет пластовому флюиду поступать непосредственно в колонну бурильных труб и постоянно записывает давление. Большинство испытаний включает короткий открытый период (первоначальный период притока), короткий закрытый период (начальное восстановление давления), длительный открытый период (второй период притока) и длительный закрытый период (конечное восстановление давления) [1, 2]. На рис. 8.1 изображена диаграмма изменения давления во время двухциклового испытания (обратите внимание, что шкала давлений увеличивается сверху вниз на большинстве диаграмм испытаний в этой главе). Первый цикл диаграммы состоит из начальных периодов притока и восстановления давления, в то время как второй цикл — из второго периода притока и конечного восстановления давления. Ранее технология испытания скважин состояла только из одного цикла с более длительным периодом притока. На рис. 8.2 показан пример испытания из более чем двух циклов [1, 2] (Обратите внимание, что на этом рисунке давление увеличивается снизу вверх).

В этой главе рассмотрены технологии испытаний скважин и представлены методики интерпретации данных давления, измеренных как в период притока, так и закрытия скважины. Приведены примеры диаграмм давлений, иллюстрирующих различные осложненные условия испытаний и неисправности оборудования. В небольшом параграфе описаны испытания с помощью опробователей пластов, спускаемых на каротажном кабеле.

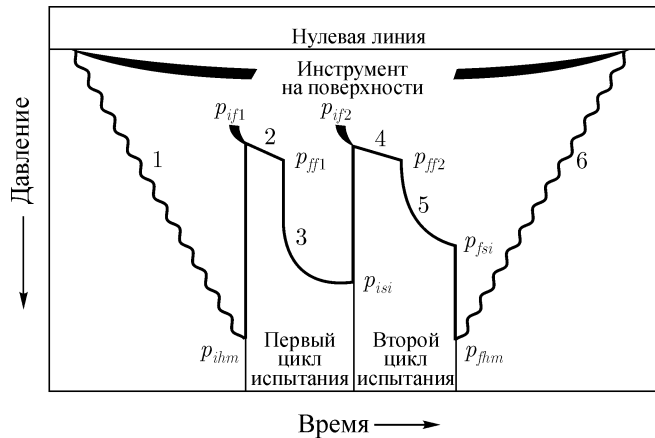


Рис. 8.1. Диаграмма давления, схематически показывающая основные этапы испытания: 1) спуск инструмента на забой; 2) начальный открытый период; 3) начальный закрытый период; 4) конечный открытый период; 5) конечный закрытый период и 6) подъем инструмента на поверхность. p_{ihm} = гидростатическое давление бурового раствора на начало испытания; p_{if1} = забойное давление на начало первого открытого периода; p_{ff1} = забойное давление в конце первого открытого периода; p_{isi} = давление в момент закрытия скважины; p_{if2} = забойное давление в начале второго открытого периода; p_{ff2} = забойное давление в конце второго открытого периода; p_{fsi} = давление в конце закрытого периода; p_{fhm} = гидростатическое давление бурового раствора в конце испытания.

8.1. Техника и технология испытания скважин

Большинство компоновок испытательного инструмента (КИИ) включают два и более пружинных (с трубкой Бурдона) регистрирующих манометра с часовым механизмом, один или два пакера и несколько клапанов. Инструмент на буровых трубах спускают в испытуемый интервал, где после установки пакера посредством манипуляций с буровой колонной открывают и закрывают клапаны в пластоиспытателе, осуществляя процесс испытания.

На рис. 8.3 показаны компоновки пластоиспытателей фирмы «Халлибертон» для трех видов испытания: испытание с одним пакером, поинтервальное испытание с двумя пакерами и испытание с подвесным пакером (с опорой на стенку скважины). На рис. 8.4 показаны рабочие положения испытательного инструмента фирмы «Халлибертон» во время испытания. «Джонстон Шлюмбурже», «Лайнз Инкомпорейтид», «Эрроу Тестерз» и другие фирмы также предлагают различные испытатели пластов и их обслуживание.

Как показано на рис. 8.3, верхняя секция компоновки испытателя пластов одинакова для всех видов испытаний. В самой верхней части секции устанавливают переводник с циркуляционным клапаном для обратной циркуляции добываемого флюида из буровой колонны (рис. 8.4е). Запорный клапан является главным клапаном управления притоком в компоновке испытателя пластов. Совместно с приемным клапаном гидropружинного пластоиспытателя он позволяет проводить два периода притока, два закрытых периода и обратную циркуляцию.

Как показано на рис. 8.4а, во время спуска испытательного инструмента на забой запорный клапан оставляют открытым, а приемный клапан гидropружинного испытателя закрывают. Перепускные каналы открыты при спуске и подъеме инструмента из

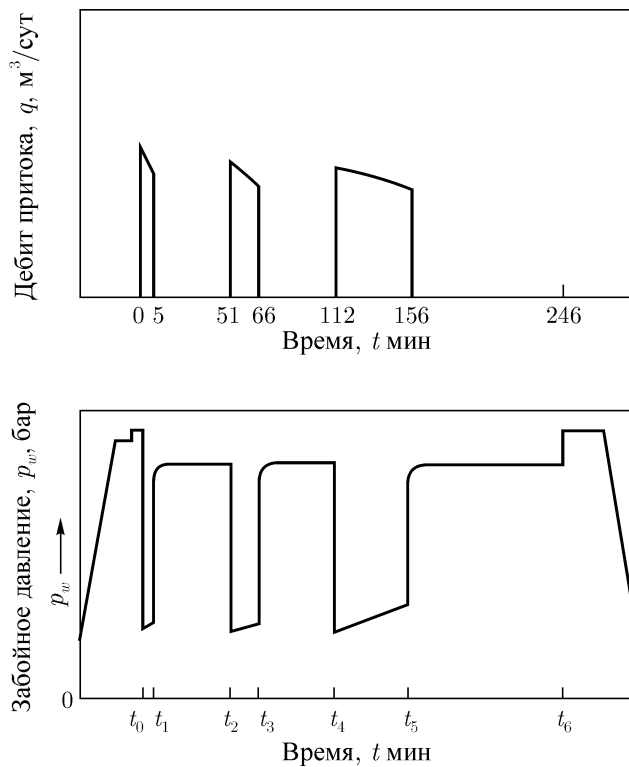


Рис. 8.2. Пример трехциклового испытания. По МакАлистеру, Наттеру и Леборгу[3].

скважины, чтобы свести к минимуму скачки давления, вызываемые движением пакера с относительно большим диаметром.

Приемный клапан гидропружинного испытателя оснащен гидравлическим реле времени, позволяющим медленно открываться и быстро закрываться. При установке пакера создаваемая нагрузка на инструмент служит для взвода гидропружины и активации гидравлического реле времени. Через несколько минут гидравлическое реле времени закрывает перепускные каналы, затем открывает приемный клапан гидропружинного испытателя, что соответствует началу испытания. В ходе испытания поочередно закрывают и открывают запорный клапан, чтобы создавать закрытые и открытые периоды испытания (рис. 8.4b и 8.4c). Приемный клапан гидропружинного испытателя закрывается сразу после сброса нагрузки при подъеме колонны. Потом открываются перепускные каналы. Поскольку клапан гидропружинного испытателя, как и запорный клапан, закрывают перед извлечением инструмента из скважины, то между ними остается проба пластового флюида (рис. 8.4f).

Дополнительно в КИИ можно включить монтажный переводник, облегчающий сборку, и штуцерный узел, обеспечивающий посадочное гнездо для забойного штуцера при необходимости. Испытательный инструмент содержит два пружинных (с трубкой Бурдона) регистрирующих манометра. Верхний манометр измеряет давление в трубном пространстве по мере притока пластового флюида в бурильную колонну. Нижний манометр (рис. 8.3a–8.3d) «изолирован» от той части, где движется флюид. Он служит для записи давления в кольцевом пространстве под пакером, а не давления флюида внутри бурильной колонны. При качественном испытании давления, записанные этими двумя манометрами, будут отличаться только на величину, соответствующую весу

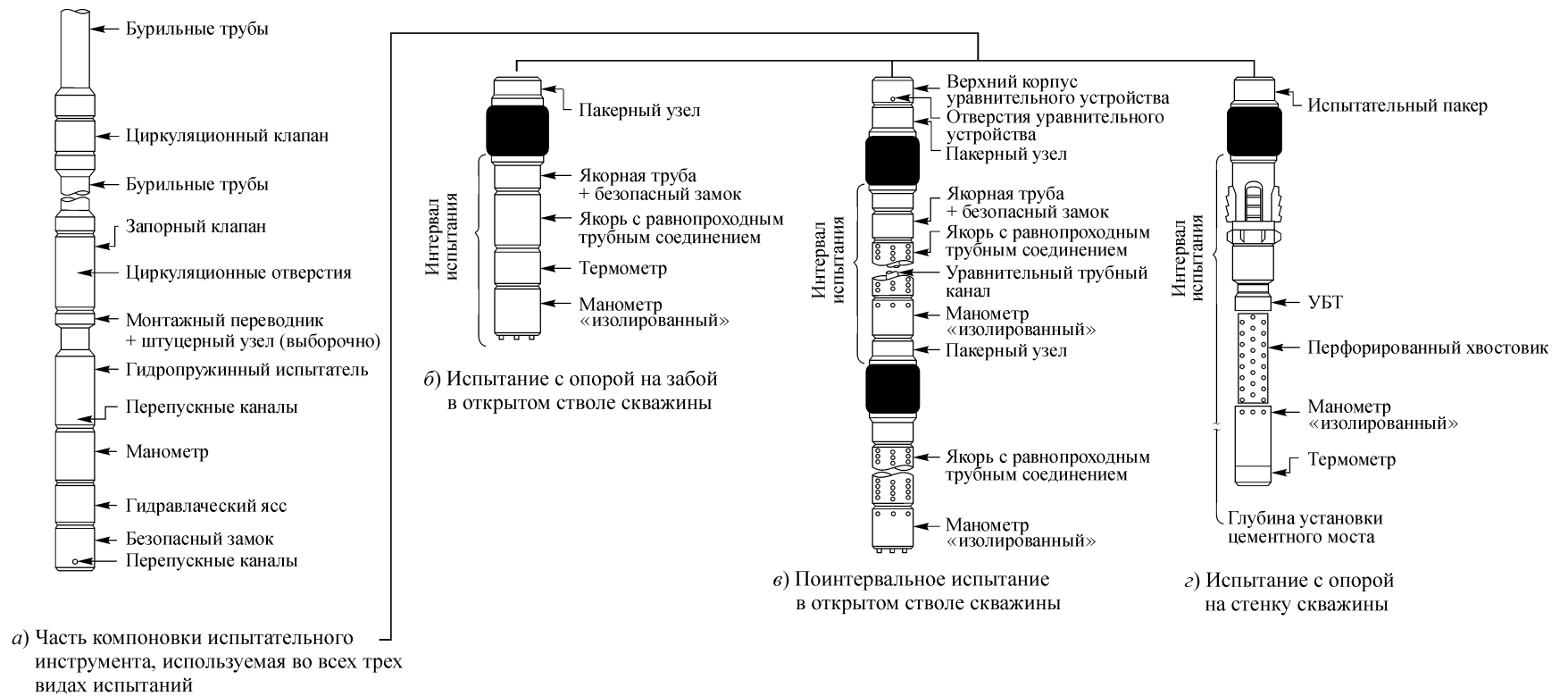


Рис. 8.3. Компоновки испытательного инструмента для трех видов испытаний. Верхняя секция компоновки (слева) одинакова для всех видов. По Эдвардсу и Шрайоуку [6]. Рисунок предоставлен Петролеум Инженер.

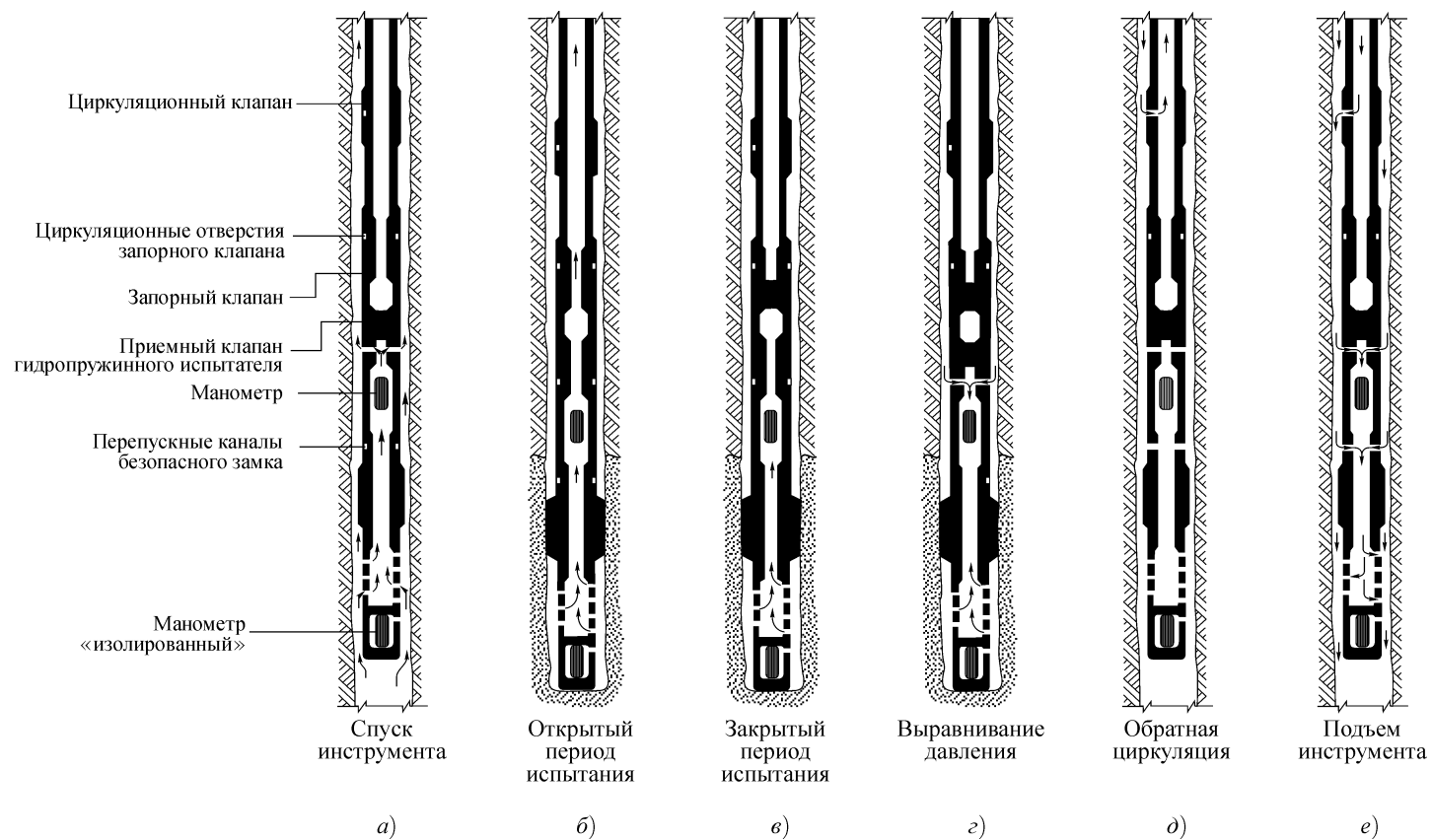


Рис. 8.4. Рабочие положения КИИ при испытании в открытом стволе. Движение флюида обозначено стрелками. По Эдвардсу и Шрайоуку [6]. Рисунок предоставлен Петролеум инженер.

столба жидкости между ними. При неудачных испытаниях сравнение двух диаграмм давлений часто позволяет установить причину.

Во многие КИИ включены гидравлические ясысы и безопасные замки, способствующие извлечению инструмента в случае прихвата. Если инструмент уже невозможно освободить с помощью яссов, то бурильную колонну можно развинтить по безопасному замку и поднять бурильные трубы и часть инструмента.

При испытании с одним пакером используют либо невращающийся расширяющий пакер с опорным хвостовиком до забоя скважины, либо подвесной пакер. Обе компоновки включают перфорированный якорь и «изолированный» манометр. Во время испытания флюид движется из пласта в бурильную колонну через перфорированный якорь.

При поинтервальном испытании используют два пакера, перфорированный якорь и «изолированный» манометр между пакерами. Уравнительный трубный канал соединяет кольцевое пространство над верхним пакером со скважинным пространством ниже забойного пакера. Он позволяет перепустить жидкость в стволе скважины вокруг пакеров при спуске и подъеме колонны и выравнивает нагрузку, созданную на бурильную колонну гидростатическим давлением в кольцевом пространстве во время испытания. Третий регистрирующий манометр можно установить ниже забойного пакера, чтобы удостовериться в герметичности пакера во время испытания.

Как показано на рис. 8.4а, запорный клапан открыт, а клапан гидропружинного испытателя закрыт во время спуска испытательного инструмента в скважину. Перепускные каналы открыты, таким образом, буровой раствор может проходить как за внешней стенкой инструмента, так и через пакер, когда инструмент находится в движении. Оба манометра гидродинамически связаны со столбом бурового раствора и должны записывать гидростатическое давление по мере спуска в скважину (рис. 8.1). После установки пакера перепускные каналы закрываются, а приемный клапан гидропружинного испытателя открывается, как на схеме, показанной на рис. 8.4б. Оба манометра должны показывать одинаковое давление. Для снятия КВД закрывают запорный клапан (рис. 8.4с). На время второго открытого периода запорный клапан открывают, а на время второго закрытого — снова закрывают. После конечного восстановления давления запорный клапан остается в закрытом положении, закрывают и клапан гидропружинного испытателя, таким образом, отбирая пробу флюида под давлением. Затем открывают перепускные каналы и выравнивают давление по обе стороны пакера. Пакер снимают, клапан обратной циркуляции открывают и буровой раствор закачивают в кольцевое пространство, чтобы вытеснить добытый флюид вверх по бурильной колонне для анализа на поверхности (рис. 8.4е). По мере подъема бурильных труб и инструмента из скважины допускается утечка бурового раствора из бурильной колонны через открытый клапан обратной циркуляции в кольцевое пространство.

Поскольку первостепенным является полное извлечение инструмента в конце испытания, то общее допустимое время безаварийного нахождения инструмента в скважине ограничивается устойчивостью стенок открытого ствола. Т. е. существование открытого ствола диктует относительно короткое время испытания. Общее допустимое время испытания лучше определять только по опыту работ в данном регионе. При небольшом допустимом времени очень важно верно распределить его по различным периодам. На страницах 22-24 источника [5] приведены указания по выбору продолжительности открытых и закрытых периодов испытания независимо от того, ограничено или нет общее время испытания. В табл. 8.1 обобщен этот материал.

Таблица 8.1. Рекомендуемая продолжительность открытого и закрытого периодов испытания скважины в отсутствие опыта испытания в данном регионе (Информация из источника [5], стр. 22-24).

Период испытания	Ситуация во время испытания	Рекомендуемая продолжительность	Минимальная продолжительность (в минутах)
Начальный открытый	Всегда	Короткая — разгрузить гидростатическое давление столба бурового раствора 3-5	
Начальный закрытый	Всегда	60 минут при не слишком коротком общем времени испытания, иначе — 45 минут	30
Конечный открытый	Сильный, продолжающийся выход воздуха или жидкости, заполняющей буровые трубы Выход прекратился	60 минут Закрывать скважину, когда выход прекратился	60
	Пластовый флюид выходит на поверхность	60 минут и более, если время позволяет измерить дебит	60
Конечный закрытый	Сильный, продолжающийся выход воздуха или жидкости, заполняющей буровые трубы в течение открытого периода Выход прекратился в течение открытого периода	Время закрытия равно времени притока Минимальное время закрытия равно двойному времени притока ¹	45
	Пластовый флюид выходит на поверхность в течение открытого периода	Время закрытия равно половине времени притока	30

При обычном испытании открытый период обычно длится недолго: 5–10 минут. Главной целью периода является разгрузка пласта от высокого гидростатического давления столба бурового раствора. Начальный закрытый период должен длиться достаточно долго для того, чтобы измеряемое давление достигло стабилизированного *пласто-*

¹ В этом случае процесс восстановления давления невозможен, как и последующая интерпретация КВД. Интерпретировать можно только данные открытого периода методами совмещения кривых, рассмотренными после примера 8.1.

вого давления. Опыт показывает, что в обычных ситуациях для начального закрытого периода требуется один час [5,7]. Второй открытый период должен длиться достаточно долго для установления стабильного притока (указания см. в табл. 8.1). Продолжительность конечного закрытого периода зависит от характеристики притока во время конечного открытого периода (рекомендации см. в табл. 8.1). С 1965 года в практике испытаний пластов применяется многоцикловой испытатель, позволяющий проводить неограниченное количество циклов испытания [3]. Этот инструмент включает камеру для отбора чистой пробы флюида (несмешанной с буровым раствором) под давлением в конце открытого периода.

8.2. Интерпретация результатов испытания скважины

Стандартная интерпретация КВД, снятой во время испытания

Кривые восстановления давления, полученные в результате испытания, интерпретируются таким же образом, как и любые другие КВД, т. е. по методикам параграфа 5.2. Поскольку открытый период испытания длится примерно столько же, сколько и закрытый период, то КВД следует интерпретировать по методу Хорнера, т. е. графику p_{ws} от $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$. Параметр t_p обычно принимают равным продолжительности предыдущего открытого периода. Однако, если начальный открытый период испытания очень длительный, то при интерпретации конечной КВД для большей точности в качестве t_p следует брать сумму времен открытых периодов [3].

В скважинах, дающих приток жидкости, дебит в течение испытания уменьшается со временем, так как по мере подъема столба добываемого флюида в бурильной колонне увеличивается противодействие на стенку коллектора. Дебит может *стабилизироваться только при изливе пластового флюида на устье скважины*. Увеличение забойного давления наглядно показано на рис. 8.1 и 8.2. Как правило, при интерпретации КВД падением дебита во время открытого периода пренебрегают и используют его среднее значение. Падением дебита обоснованно пренебрегать при умеренном увеличении забойного давления по сравнению с общей депрессией, но при интерпретации результатов КВД высокопродуктивных скважин, непереливающихся в течение почти всего открытого периода, это допущение приведет к значительным погрешностям [8].

Если манометр, расположенный на пути движения пластового флюида, регистрирует линейное увеличение давления со временем, то приток пластовой жидкости в бурильную колонну постоянен (если бурильная колонна состоит из труб одинакового внутреннего диаметра, и жидкость не изливается на поверхность). Такое постоянство дебита означает его независимость от депрессии, поскольку забойное давление все время увеличивается. Из уравнения (2.2) следует, что дебит флюида, поступающего из пласта в ствол скважины, должен уменьшаться с уменьшением депрессии (или с увеличением текущего забойного давления). Значит, дебит обусловлен не параметрами пласта, а неким другим фактором. Таким определяющим фактором является критический расход (когда дебит не зависит от перепада давления, см. параграф 13.6) через перфорационные отверстия якоря. В таком случае, интерпретировать данные давления, измеренные трубным манометром в течение открытого периода, бесполезно, однако данные закрытого периода вполне пригодны для обработки. К счастью, все данные, измеренные «изолированным» манометром, можно интерпретировать обычным образом.

Влияние объема ствола скважины редко бывает существенным при испытании в период снятия КВД, поскольку скважину закрывают около поверхности коллектора.

Однако, если результаты интерпретации кажутся подозрительными, то следует построить билогарифмический график (параграф 5.2), чтобы выяснить, какую часть данных следует обрабатывать. Если испытывают интервал большой мощности в низкопроницаемых или газовых пластах, то влияние объема ствола скважины может оказаться значительным. Хотя приток во время открытого периода испытания *подвержен влиянию объема ствола скважины* до тех пор, пока жидкость не изливается на поверхность, все же дебит можно рассчитать. Поэтому следует применять стандартные методы интерпретации, если дебит считается переменным, или если его изменение не превышает 5 – 10%.

Если закрытый период довольно длительный и эффекта влияния объема ствола не наблюдается, то КВД в координатах Хорнера должна иметь прямолинейный участок с наклоном $(-m)$, как показано на рис. 5.2. Значение m можно использовать для расчета проницаемости по уравнению (5.6):

$$k = \frac{21,5qB\mu}{mh} \quad (8.1)$$

Если μ и k неизвестны, то kh/μ можно найти из преобразованного уравнения (8.1). В расчетах, как правило, берется средний дебит в течение времени t_p . Скин-фактор оценивается по уравнению (5.8):

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c t r_w^2} \right) + 3,0923 \right] \quad (8.2)$$

В уравнение дополнительно включен член $\log[(t_p + 1)/t_p]$, поскольку при испытании он может оказаться существенным. При $t_p \gg 1$ или большом скин-факторе этим членом, как правило, пренебрегают.

По результатам интерпретации результатов испытаний общепринято *определять показатель загрязнения призабойной зоны*:

$$\frac{J_{\text{потенц.}}}{J_{\text{факт.}}} = \frac{\bar{p} - p_{wf}}{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s} \quad (8.3)$$

где перепад давления, приходящийся на скин-зону, рассчитывается согласно уравнению (2.9):

$$\Delta p_s = \frac{18,66qB\mu}{kh} s. \quad (8.4)$$

Начальное или среднее пластовое давление определяют путем экстраполяции прямой линии графика Хорнера на бесконечное время закрытия $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$. Поскольку испытание скважины является кратковременным, то незачем вносить поправки к экстраполированному значению давления для различных конфигураций пластов, как делалось в главе 6. Значение p_i должно быть примерно одинаковым как для начального закрытого периода, так и конечного. Их значительное отличие указывает *на очень маленький пласт или плохое качество испытания*. «Значительность» расхождения результатов зависит от надежности данных и качества экстраполяции КВД, но, возможно, типичным значением является 5%. При выявлении такой погрешности испытание следует повторить, если возможно, но уже с более длительным конечным открытым периодом.

Если дебит меняется значительно в течение открытого периода испытания, тогда нужно следовать методикам интерпретации, изложенным в главе 4. Одех и Селиг [10] предлагают упрощенную методику, полезную при больших изменениях дебита, когда t_p меньше времени закрытия скважины. Они предложили модифицировать параметр t_p по уравнению (5.29):

$$t_p^* = 2 \left[t_p - \frac{\sum_{j=1}^N q_j (t_j^2 - t_{j-1}^2)}{2 \sum_{j=1}^N q_j (t_j - t_{j-1})} \right]. \quad (8.5)$$

Подобным образом модифицируют q согласно уравнению (5.30):

$$q^* = \frac{1}{t_p^*} \sum_{j=1}^N q_j (t_j - t_{j-1}) \quad (8.6)$$

Модифицированные значения t_p^* и q^* используют при построении графика Хорнера и проведении стандартной интерпретации по уравнениям (8.1)-(8.4).

Для практических целей радиус исследования во время испытания принимают равным радиусу дренирования, определяемому по уравнению (2.41):

$$r_d = 0,034 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c_t}} \quad (8.7)$$

Если существует непроницаемая граница (барьер) в пределах радиуса исследования, то она, видимо, повлияет на полулогарифмический график. В этом случае можно рассчитывать расстояние до барьера с помощью материала, представленного в главе 10 или источнике [11]. Но в основном испытания слишком кратковременны, чтобы обнаружить влияние границы. Если изменения в наклоне полулогарифмического графика трактуют как неоднородность пласта, то к такому выводу следует отнестись с большой степенью сомнения.

Экспресс-метод интерпретации КВД, снятой во время испытания

Методику интерпретации результатов испытаний скважин, изложенную выше, невозможно применить, если нет полных данных по давлению. Такая ситуация обычно случается сразу же после завершения испытания, когда *полную* запись изменения давления расшифровывают в офисах сервисных компаний, а не на месте испытания. Однако, в полевых условиях снимаются показания в нескольких характерных точках и передаются инженеру сразу после испытания. Этими точками являются: гидростатическое давление столба бурового раствора в начале испытания p_{ihm} , давление в момент закрытия скважины p_{isi} , давления в конце каждого открытого периода p_{ff1} и p_{ff2} , давление в конце закрытого периода p_{fsi} , а также гидростатическое давление столба бурового раствора в конце испытания p_{fhm} . Продолжительность открытых и закрытых периодов, как правило, известна. Такое ограниченное количество данных можно использовать для определения параметров пласта. Начальное пластовое давление принимается:

$$p_i \cong \bar{p} \cong p_{isi} \quad (8.8)$$

Наклон m прямолинейного участка аппроксимируют выражением:

$$m \cong \frac{p_{isi} - p_{fsi}}{\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]} \quad (8.9)$$

где Δt — полная продолжительность конечного закрытого периода (время от начала конечного закрытого периода до момента снятия показания p_{fsi}). Проницаемость можно рассчитать по уравнению (8.1). (Если начальное и конечное давления в закрытой скважине совпадают, то m , рассчитанный по уравнению (8.9), будет равен нулю, и аппроксимация окажется непригодной). Коэффициент загрязнения призабойной зоны рассчитывается из выражения [4]:

$$\frac{J_{\text{потенц.}}}{J_{\text{факт.}}} \cong \frac{0,183(p_{isi} - p_{ff2})}{m} \quad (8.10)$$

или по уравнению, приведенному в источнике [5]:

$$\frac{J_{\text{потенц.}}}{J_{\text{факт.}}} \cong \frac{p_{isi} - p_{ff2}}{m(4,43 + \log t_p)} \quad (8.11)$$

где t_p измеряется в часах. Поскольку уравнения (8.9)- (8.11) дают значительную погрешность, то к ним следует прибегать только при недостаточных данных изменения давления.

Для интерпретации КВД, снятой во время испытаний, можно использовать и метод совмещения кривых. Когда влияние объема ствола скважины существенно, то окажутся полезными эталонные кривые в приложении С (рис. С.8 [12] или С.9 [13]). Методы совмещения кривых более пригодны для интерпретации данных открытых периодов испытания, как рассмотрено в следующем примере 8.1.

Пример 8.1. Интерпретация результатов испытания по методу Хорнера

На рисунках 8.5 и 8.6 показаны данные испытания в открытом стволе в пласте Арбакл, приведенные Амманом в источнике [7].

Прежде всего, следует проверить измеренное гидростатическое давление столба бурового раствора по значению, рассчитанному по глубине установки манометра и плотности бурового раствора. Из рис. 8.6 следует, что глубина установки манометра равна 1272 метрам, а плотность бурового раствора составляет 1210 кг/м^3 . Следовательно гидростатическое давление столба бурового раствора равно:

$$p_{hm} \cong 1272 \cdot 9,81 \cdot 1210 \cong 15,098 \cdot 10^6 \text{ Па или } \cong 151 \text{ бар.}$$

Из рис. 8.6 определяем, что $p_{ihm} = 159,9$ бар, т.е. отклонение составляет 5,89% и $p_{fhm} = 157,9$ бар, т.е. отклонение равно 4,57%. Эти расхождения связаны прежде всего с ошибками измерения и колебанием плотности бурового раствора. Разница 1,04% между p_{ihm} и p_{fhm} , по всей вероятности, является результатом утечки бурового раствора. Подобные отклонения 0,5–1,0% характеризуют погрешность расчета p_i по данным испытания.

За первым 5-минутным открытым периодом следует 60-минутный закрытый период (рис. 8.5). Следовательно, строим график Хорнера для конечного закрытого периода при $t_p = 2$ часа, т.е. продолжительности второго открытого периода. Продолжительность каждого периода в минутах определяется умножением количества данных на временной интервал снятия показаний, указанный после каждой серии измерений на рис. 8.5. График Хорнера по данным обоих закрытых периодов приведен на рис. 8.7. Каждый закрытый период имеет прямолинейный участок, экстраполируемый до $p_i = 118,7$ бар. Хотя билогарифмический график здесь не приводится, но из него следует,

Манометр № 241			Глубина 1272 м				Часовой привод № 1547			12 часов		Бланк № 166710		
Первый открытый период		Первый закрытый период			Второй открытый период		Второй закрытый период			Третий открытый период		Третий закрытый период		
Угол поворота часового привода, 0,000"	Давление с учетом температурной поправки, бар	Угол поворота часового привода, 0,000"	$\log \frac{t+\theta}{\theta}$	Давление с учетом температурной поправки, бар	Угол поворота часового привода, 0,000"	Давление с учетом температурной поправки, бар	Угол поворота часового привода, 0,000"	$\log \frac{t+\theta}{\theta}$	Давление с учетом температурной поправки, бар	Угол поворота часового привода, 0,000"	Давление с учетом температурной поправки, бар	Угол поворота часового привода, 0,000"	$\log \frac{t+\theta}{\theta}$	Давление с учетом температурной поправки, бар
0	0,000	3,9	0,000	2,4	0,000	2,2	0,000		10,0					
1	0,008	2,4	0,042	114,7	0,108	2,6	0,0825		115,1					
2	0,016	2,2	0,084	117,2	0,216	3,4	0,165		117,1					
3	0,024	2,2	0,126	117,8	0,324	4,5	0,2475		117,6					
4	0,032	2,2	0,168	118,0	0,432	5,5	0,330		118,0					
5	0,040	2,4	0,210	118,1	0,540	6,7	0,4125		118,1					
6			0,252	118,3	0,648	7,7	0,495		118,1					
7			0,294	118,3	0,756	9,0	0,5775		118,1					
8			0,336	118,3	0,864	10,0	0,660		118,3					
9			0,378	118,3			0,7425		118,3					
10			0,420	118,5			0,825		118,5					
11														
12														
13														
14														
15														
Временной интервал снятия показаний, мин		6			15		12					минуты		
Замечания:														

БЛАНК РАСШИФРОВКИ ДИАГРАММЫ ГЛУБИННОГО МАНОМЕТРА

Рис. 8.5. Данные замеров давления во время испытания пласта Арбакл к примеру 8.1. По Эмманну [7].

Свойства пластовой пробы		Дата 16.02.59	Номер бланка 166710
Давление пробы _____ ПСИ (в поверхностных условиях)	Вид работ В открытом стволе	Участок работ компании Халлибертон Пэрри	
Состав извлеченной пробы: Куб. фут. Газ _____ Куб. см Нефть _____ Куб. см Вода _____ Куб. см Буровой раствор _____ Всего жидкости куб. см _____	Испытатель К.Е. Симс	Свидетель Джонсон	
Плотность 44 ° API @ _____ ° F	Буровой подрядчик		
Газовый фактор _____ куб. фут/баррель	Оборудование и конструкция скважины		
СОПРОТИВЛЕНИЕ СОЛЕНОСТЬ			
Проба воды @ _____ ° F	Испытываемый пласт Арбакл		
Проба бурового раствора @ _____ ° F	Высота скважины над уровнем моря 1123 фут.		
Проба фильтрата бурового раствора @ _____ ° F	Продуктивный интервал 4182-4198 фут.		
Проба бурового раствора из смести @ _____ ° F	Глубина измеряется от Уровень земной поверхности		
Проба фильтрата бурового раствора из смести @ _____ ° F	Общая глубина 4198 фут.		
Плотность бурового раствора 10,1 фунт./галлон вязкость 48 сп	Размер открытого/обсаженного ствола 8-3/4"		
ТИП КОЛИЧЕСТВО Глубина установки	Длина колонны УБТ 240 футов Внутр. диаметр 2-1/2"		
Буферная жидкость НЕТ фут обратного клапана	Длина буровой колонны _____ Внутр. диаметр 4-1/2" API FH		
	Глубина установки пакера 4180 фут.		
	Глубина приемного клапана испытателя _____ фут.		
Устьеевой Забойный	Устьеевой Забойный		
	штуцер 5/8" штуцер 5/8"		
Извлечено 300 футов нефти	Измерения относительно каверны испытателя		
Извлечено 75 футов буровой раствор с газом и нефтью			
Извлечено _____ футов			
Извлечено _____ футов			
Извлечено _____ футов			
Замечания Установили пакер, открыли испытатель и в течение 5 минут измеряли давление первого открытого периода. Повернули испытательный инструмент, чтобы закрыть скважину на 60 минут. Открытие испытателя сопровождалось интенсивным притоком. Через 4 минуты выход газа поверхность. Продолжили испытание через 5 минут при давлении первого открытого периода.			
Перфорированный якорь: 5-3/4" (наружный диаметр) - 4-3/4" (внутренний диаметр) длина 16 футов			
ТЕМПЕРАТУРА	Манометр № 241 Глубина 4147 фут.	Манометр № 3142 Глубина 4193 фут.	Манометр № _____ Глубина _____ фут.
Расч. 110 °F	Ресурс часового мех-ма «Изолированный» —	Ресурс часового мех-ма «Изолированный» нет	Ресурс часового мех-ма «Изолированный» —
Факт. _____ °F	Давления	Давления	Давления
	Промысловое измерение	Лабораторное измерение	Промысловое измерение
Нач. гидростатич.	2280	2314	
Первый период	Откр. начальное	0	32
	Закрытие	1720	1718
Второй период	Откр. начальное	150	145
	Закрытие	1695	1718
Третий период	Откр. начальное		
	Закрытие		
Конеч. гидростат.	2205	2290	

Акт испытания

Рис. 8.6. Акт испытания пласта Арбакл. Данные к примеру 8.1. По Эмманну [7].

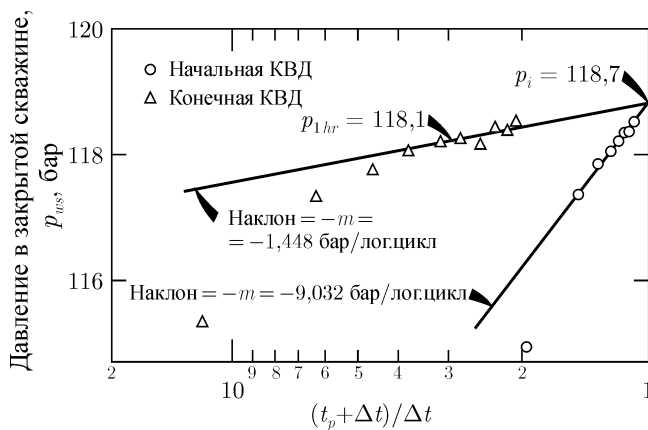


Рис. 8.7. График Хорнера к примеру 8.1. По Эмманну [7].

что в течение периодов восстановления давления существенного влияния объема ствола не наблюдалось.

Прежде чем приступить к интерпретации КВД, необходимо рассчитать средний дебит в течение каждого открытого периода. В начале испытания бурильная колонна была пустой, т. е. до открытия испытательного инструмента в первом периоде притока давление равнялось атмосферному. В конце первого открытого периода давление составляло 2,4 бар (рис. 8.5). Если предположить, что в течение этого периода в бурильную колонну поступал только буровой раствор, то можно оценить высоту его столба. Из расчета гидростатического давления столба бурового раствора следует, что градиент давления составляет 0,119 бар/м, т. е. 2,4 бар эквивалентно высоте столба $2,4 / 0,119 = 20,2$ м. В акте испытания на рис. 8.6 отмечается, что извлечено 75 футов (22,9 м) раствора, загрязненного нефтью и газом. Это достаточно хорошо согласуется с рассчитанным значением 20,2 м, поэтому для первого открытого периода используем именно это значение. Из рис. 8.6 следует, что компоновка испытателя включала 2,5-дюймовые УБТ (утяжеленные бурильные трубы) общей длиной 240 футов (73 м). Емкость УБТ равна $0,00317 \text{ м}^3/\text{м}$, т. е. 20,2 метра эквивалентно $(20,2)(0,00317) = 0,064 \text{ м}^3$. Предполагая, что $0,064 \text{ м}^3$ жидкости добыто из пласта за 5 минут первого открытого периода, находим начальный дебит по выражению:

$$q \cong (0,064 \text{ м}^3 / 5 \text{ мин})(60 \cdot 24) = 18,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Теперь можно использовать уравнение (8.1), чтобы определить kh/μ . Предполагая $B = 1,0$ и подставляя параметр $m = 9,032$ бар/лог.цикл, найденный из рис. 8.7, получим:

$$\frac{kh}{\mu} \cong \frac{(21,5)(18,4)(1)}{9,032} = 43,8 \text{ мД} \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с.}$$

Если принять, что испытуемый интервал h равен 4,9 м, то имеем:

$$\frac{k}{\mu} \cong 43,8 / 4,9 \cong 8,94 \text{ мД}/\text{мПа} \cdot \text{с.}$$

Забойное давление во время испытания увеличивается от 2,4 бар (в конце первого открытого периода) до 10 бар к концу второго открытого периода. Измеренная

плотность нефти составила 804 кг/м^3 [7], что соответствует градиенту $\approx 0,0789 \text{ бар/м}$. Если положить, что весь добытый флюид представлен нефтью, то увеличение давления $10 - 2,4 = 7,6 \text{ бар}$ соответствует высоте столба нефти $96,3 \text{ м}$. Обратите внимание, что колонна УБТ составляет только 73 метра (рис. 8.6), а над ней установлена бурильная труба емкостью $0,0074 \text{ м}^3/\text{м}$ [7]. Предполагая, что нефть проникает через плотный буровой раствор, оценим *объем нефти* в трубах:

$V_0 \cong (73 \text{ м УБТ} - 20,2 \text{ м бурового раствора})(0,00317 \text{ м}^3/\text{м}) + [96,3 \text{ м столба нефти} - (73 - 20,2) \text{ м нефти в УБТ}](0,0074 \text{ м}^3/\text{м}) \cong 0,167 + 0,322 \cong 0,489 \text{ м}^3$. Таким образом, имеем:

$$q_0 \cong \frac{0,489 \text{ м}^3 \times 60 \times 24}{120 \text{ мин}} \cong 5,87 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Используя уравнение (8.1) и $m = 1,448 \text{ бар/лог.цикл}$ (из рис. 8.7) и принимая $B = 1,0$, получим:

$$\frac{kh}{\mu} \cong \frac{(21,5)(5,87)(1)}{1,448} \cong 87,2 \text{ мД} \cdot \text{м/Па} \cdot \text{с}$$

или

$$\frac{k}{\mu} = 17,8 \text{ мД/мПа} \cdot \text{с.}$$

Найденное значение почти в два раза превышает значение, полученное по первому закрытому периоду, что является несвойственным явлением при интерпретации результатов испытания скважины. Отчасти это расхождение связано с погрешностью измерения длительности открытого периода или ошибочными данными о размерах труб. Так, при рассмотрении этого примера Эмманн [7] утверждает, что УБТ не было в компоновке, в то время как его исходные данные (рис. 8.6) указывают обратное. Наиболее вероятно, что тут и кроется причина возникновения основного расхождения результатов. Несомненно, что определенную погрешность вносит и предположение о типе флюида, поступающего в бурильную колонну (в первом открытом периоде поступает только буровой раствор, во втором открытом периоде – только нефть). Другим возможным источником погрешности может оказаться и тот факт, что часть добычи во время первого открытого периода вызвана сбросом давления жидкости в стволе скважины от гидростатического давления столба бурового раствора $158,6 \text{ бар}$ до пластового $117,2 \text{ бар}$. Избыточное давление в стволе и призабойной зоне скважины влияет как на дебит, так и на давление во время первого открытого периода. В целом, результаты, получаемые по второму открытому периоду и последующему периоду восстановления давления, являются более надежными. В любом случае, представленный выше материал только демонстрирует подход к интерпретации испытания. Эмманн [7] приводит более полный анализ.

Для расчета скин-фактора предположим $\phi = 0,15$ и $c_t = 3,625 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$. Далее используем уравнение (8.2) для второго открытого периода:

$$s = 1,1513 \left\{ \frac{118,1 - 10}{1,448} + \log \left[\frac{2 + 1}{1} \right] - \right. \\ \left. - \log \left[\frac{17,8}{(0,15)(3,625 \times 10^{-4})(8,75 \cdot 0,0254/2)^2} \right] + 3,0923 \right\} \cong 81,5.$$

Следовательно, скважина существенно загрязнена. Оценим падение давления в скин-зоне по уравнению (8.4):

$$\Delta p_s \cong \frac{(18,66)(5,87)(1)}{87,2}(81,5) = 102,3 \text{ бар.}$$

Из уравнения (8.3) находим коэффициент загрязнения:

$$\frac{118,7 - 10}{118,7 - 10 - 102,3} = 17,0.$$

Это означает, что скважина работает только на 6% своего потенциала. Для успешного освоения скважины потребуется провести интенсификацию притока.

Несмотря на достаточное количество данных для интерпретации по методу Хорнера, все же применим уравнения (8.10) и (8.11), чтобы сравнить методы оценки коэффициента загрязнения. По уравнению (8.10) имеем:

$$\frac{0,183(118,5 - 10)}{1,448} = 13,7$$

и из уравнения (8.11) получаем:

$$\frac{118,5 - 10}{1,448 \cdot (4,43 + \log 2)} = 15,8.$$

Полученные результаты с приемлемой точностью согласуются с рассчитанным по скин-фактору.

Пример 8.1 демонстрирует некоторые трудности, с которыми сталкиваются исследователи при интерпретации результатов испытания. Настоящей проблемой является расчет дебита, так как приходится задействовать данные давлений, плотности, объемов различных флюидов, поступающих в ствол скважины, емкости бурительных труб, если, конечно, жидкость не изливается на поверхность. Противоречивые или неточные данные по объемам флюидов и диаметру труб затрудняют процесс интерпретации (см. пример 8.1), поэтому по мере возможности следует избегать использования недостоверных данных. Как правило, данные первого открытого и закрытого периодов не интерпретируют. Результаты интерпретации второго открытого и закрытого периодов являются более надежными благодаря их длительности и возможному отсутствию притока бурового раствора во втором открытом периоде.

Интерпретация результатов открытого периода испытания

При возможности измерения притока во время открытого периода можно проводить интерпретацию данных методами параграфа 4.2. Подобная интерпретация окажется особенно полезной для скважины со значительным увеличением забойного давления, когда пластовый флюид либо не изливается на поверхность, либо фонтанирует со стабильным дебитом недостаточно долго для получения надежных результатов по интерпретации закрытого периода.

Иногда гидростатическое давление столба добываемого флюида может достичь пластового, что приводит к прекращению притока во время открытого периода, т. е. происходит самоглушение скважины. В таких ситуациях данные закрытого периода непригодны для обработки. Однако, данные открытого периода можно интерпретировать по методикам исследований скважин с переменным дебитом (параграф 4.2) или

методикам совмещения кривых, приведенным в [9] и [14-17]. Эталонные кривые в [14-16] не учитывают скин-фактор, поэтому их не рекомендуют. Рэйми, Эгарвал и Мартин [9] приводят эталонные кривые, включающие скин-фактор, пригодные для интерпретации результатов открытого периода испытаний *до тех пор, пока приток не достиг поверхности* и в отсутствие значительных изменений коэффициента объема ствола скважины (т. е. внутреннего диаметра труб). На рис. 8.8а– 8.8в представлены эталонные кривые Рэйми–Эгарвала–Мартина, где отношение безразмерных давлений определяется как:

$$p_{DR} = \frac{p_D}{p_{D_0}} = \frac{p_i - p_{wf}(t)}{p_i - p_0} \quad (8.12)$$

где p_0 — давление в бурильной трубе в начале открытого периода. Для первого открытого периода p_0 обычно равно атмосферному давлению или давлению гидростатического столба буферной жидкости, заполняющей бурильную колонну. Для конечного открытого периода p_0 обычно принимают равным давлению в конце первого открытого периода. Используемое в рис. 8.8 безразмерное время определяют по уравнению (2.3а):

$$t_p = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2}. \quad (8.13)$$

Безразмерный коэффициент ствола скважины определяют по уравнению (2.18):

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi \cdot c_t h h_w^2} \quad (8.14)$$

При открытом периоде испытания эффект объема ствола скважины обычно связан с поднимающимся уровнем жидкости в колонне. Следовательно, необходимо использовать уравнение (2.16):

$$C = \frac{V_u \cdot 10^5}{\rho g} \quad (8.15)$$

где V_u — объем единицы длины бурильной трубы, м³/м. Обратите внимание, что в этой монографии используются единицы измерений, отличные от использованных Рэйми, Эгарвалом и Мартином в работе [9].

Методика совмещения кривых аналогична методике, описанной в параграфе 3.3, но с одним важным упрощением: отношение давлений на рис. 8.8 всегда увеличивается от 0 до 1 и не зависит от дебита и параметров пласта. Следовательно, при нанесении фактических данных на кальку, накладываемую поверх координатной сетки рисунков 8.8 а, 8.8 б и 8.8 в, шкала давлений фиксирована. Поэтому, для совмещения с одной из эталонных кривых делают только горизонтальное перемещение, что упрощает методику совмещения. Как только совместятся фактические данные с одной из эталонных кривых, тогда находят координаты удобной «точки сравнения» на обоих графиках. Необходимо определить три числа: параметр $(C_D e^{2s})_M$ совмещенной эталонной кривой, координату t_M «точки сравнения» на шкале времени фактического графика и соответствующую координату $(t_D/C_D)_M$ на эталонном графике. Проницаемость можно найти по координатам «точки сравнения» обоих графиков:

$$k = 448,2 \frac{\mu C}{h t_M} \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_M. \quad (8.16)$$

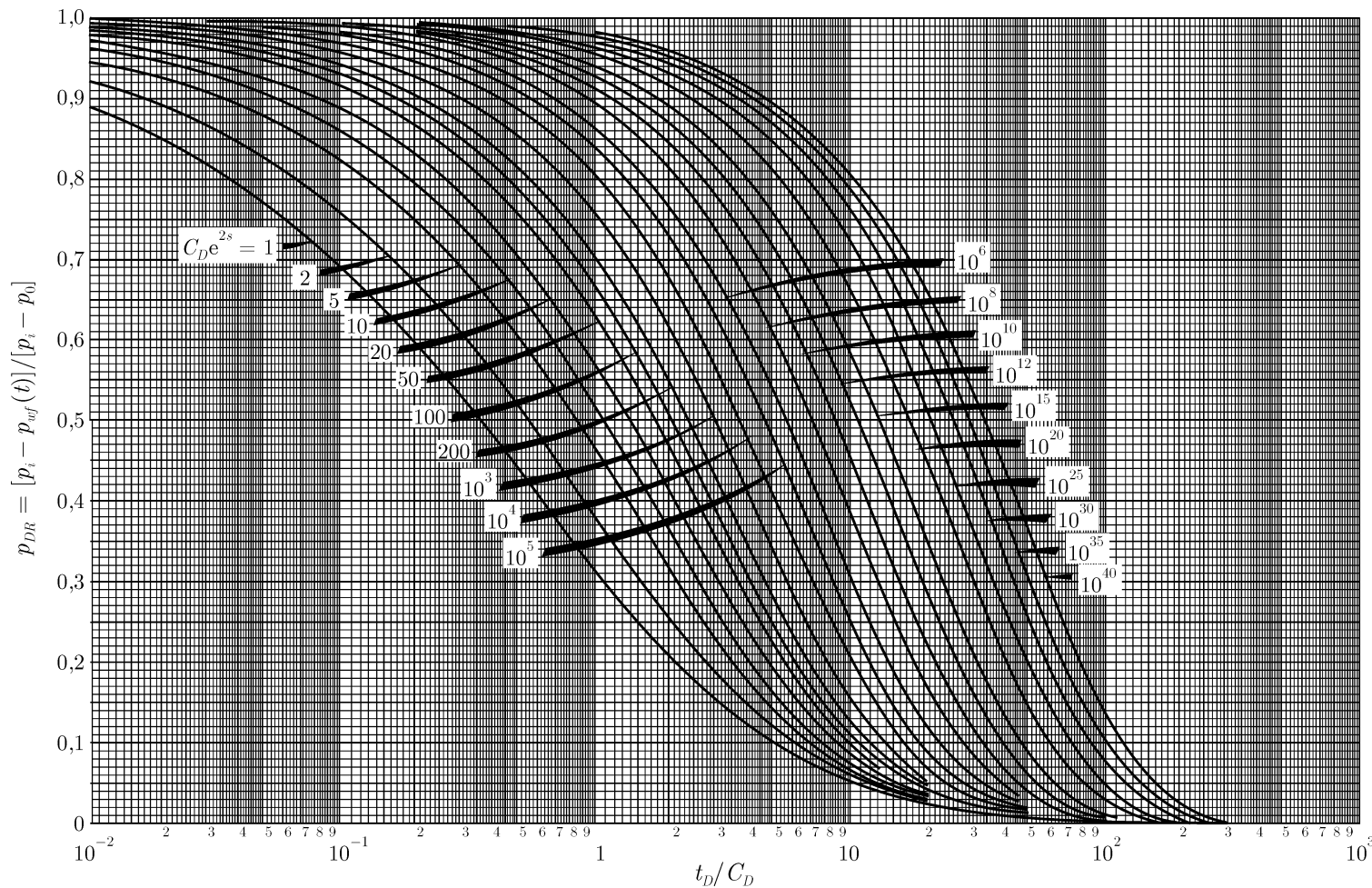


Рис. 8.8*a*. Набор эталонных кривых в полулогарифмическом масштабе для данных открытого периода испытания. Наилучшим образом приспособлен для обработки данных при небольших и больших временах. Не применять для испытаний, когда флюид изливается на поверхность. Согласно Рэйми, Эгвалу и Мартину [9]. Рисунок предоставлен компанией CIM.

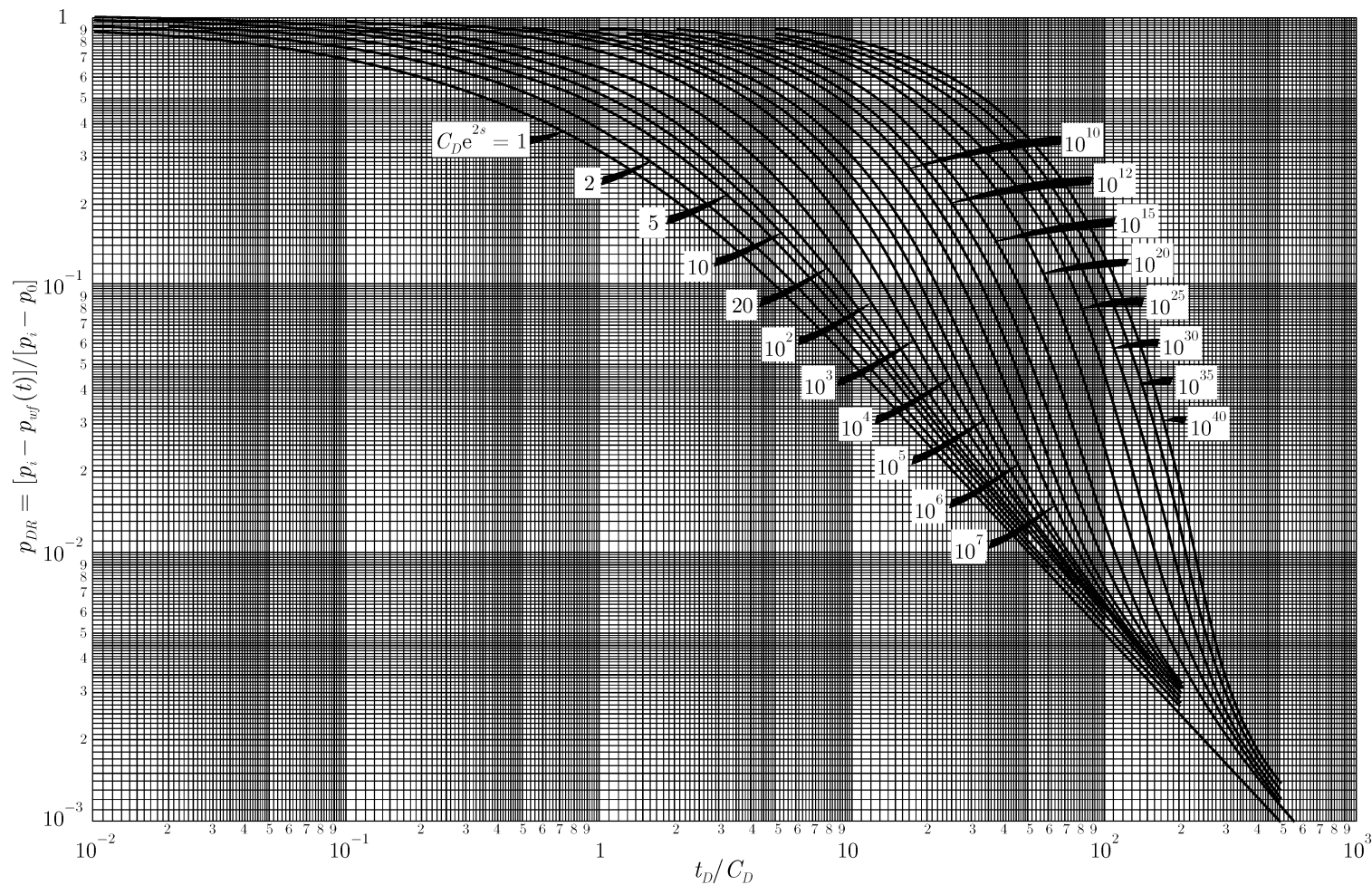


Рис. 8.8, б. Набор эталонных кривых в билгарифмическом масштабе для данных открытого периода испытания. Наилучшим образом приспособлен для обработки данных при больших временах. Не применять для испытаний, когда флюид изливается на поверхность. Согласно Рэйми, Эгарвалу и Мартину [9]. Рисунок предоставлен компанией СІМ.

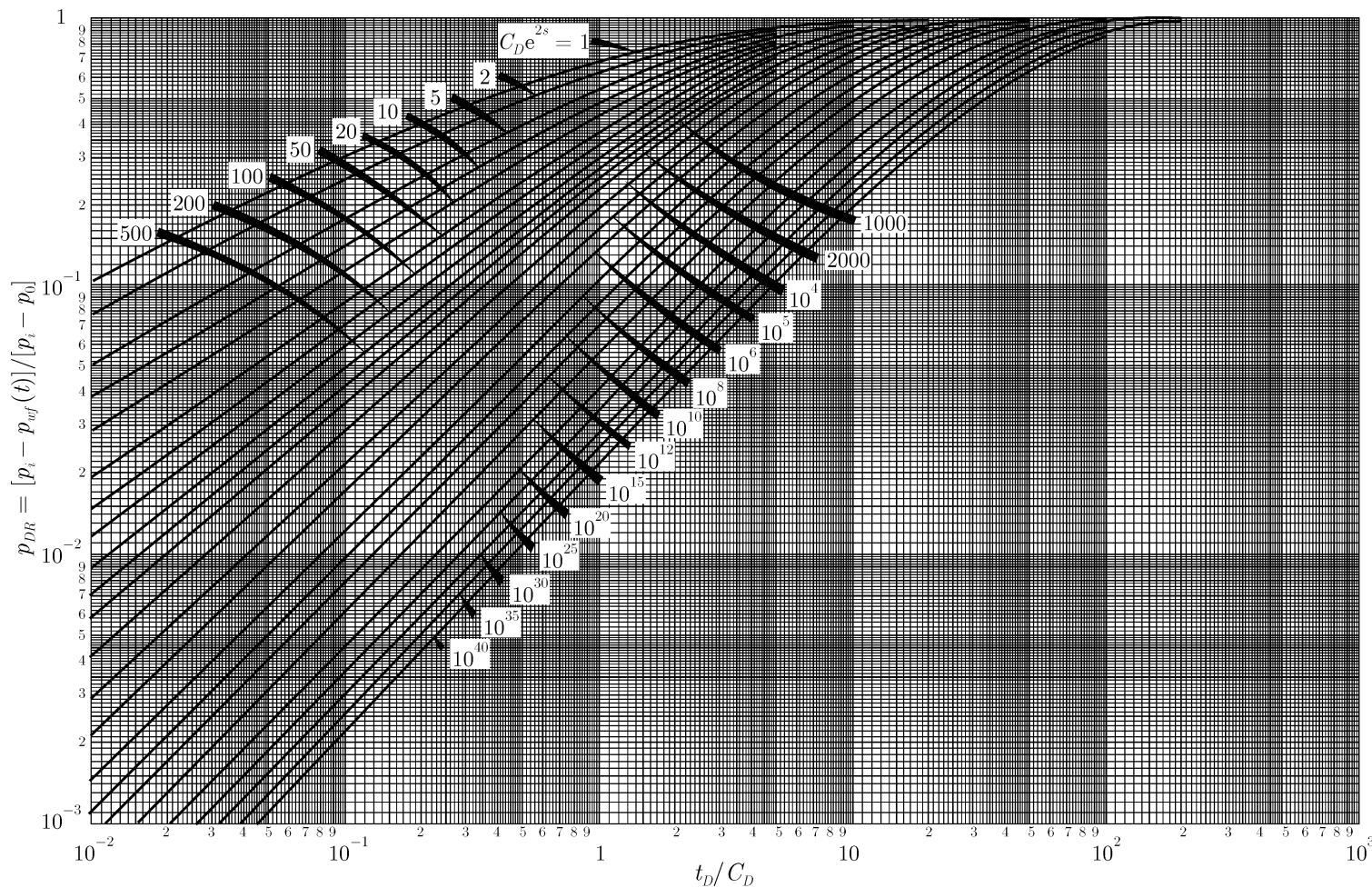


Рис. 8.8, в. Набор эталонных кривых в билгарифмическом масштабе для данных открытого периода испытания. Наилучшим образом приспособлен для обработки данных при небольших временах. Не применять для испытаний, когда флюид изливается на поверхность. Согласно Рэйми, Эгарвалу и Мартину [9]. Рисунок предоставлен компанией СМ.

Для расчета проницаемости этим методом не требуется определять дебит, но необходимо рассчитывать коэффициент объема ствола по уравнению (8.15), т. е. нужно знать плотность бурового раствора. Скин-фактор рассчитывают по параметру совмещенной эталонной кривой:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{\phi c_t h r_w^2 (C_D e^{2s})_M}{0,98359C} \right]. \quad (8.17)$$

Как обычно, для оценки скин-фактора необходимо располагать данными пористости, общей сжимаемости, мощности пласта и радиусом скважины. Затем можно найти коэффициент загрязнения призабойной зоны по уравнению (8.3).

Рэйми, Эгарвал и Мартин в работе [9] предлагают использовать все три типа эталонных кривых при интерпретации данных открытого периода испытания скважины, поэтому требуется построить три графика фактических данных и трижды совместить кривые. Уравнения (8.16) и (8.17) справедливы для всех трех эталонных кривых. Полулогарифмическая эталонная кривая на рис. 8.8 а наилучшим образом подходит для совмещения фактических данных как при небольших, так и больших временах. Рис. 8.8 б предназначен для обработки данных при больших временах, а с рис. 8.8 в - при небольших временах.

Эталонные кривые на рисунках 8.8 а– 8.8 в удобно использовать для расчета проницаемости и скин-фактора по данным открытого периода испытания. Однако их не применяют, если преобладает постоянный приток в бурильные трубы, когда флюид изливается на поверхность. Эталонные кривые также не пригодны при изменяющемся коэффициенте объема ствола (из-за изменения диаметра труб или сжимаемости жидкости в колонне). Такие ситуации во время испытания демонстрируются диаграммами давлений на рис. 8.20 и 8.21.

Пример 8.2. Интерпретация результатов открытого периода испытания скважины методом совмещения кривых

Рэйми, Эгарвал и Мартин в работе [9] приводят данные давления (табл. 8.2), измеренные во втором открытом периоде испытания. Исходные данные следующие:

$$\begin{aligned} p_i &= 239,6 \text{ бар (начальное давление в закрытой скважине)} \\ p_0 &= 44,3 \text{ бар} & c_t &= 1,16 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ r_w &= 0,1 \text{ м} & \mu &= 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ V_u &= 0,0103 \text{ м}^3/\text{м} & h &= 5,2 \text{ м} \\ \phi &= 0,16 & \rho &= 845 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

На рис. 8.9 показан результат совмещения фактических данных из табл. 8.2 с эталонной кривой на рис. 8.8 а. Координаты точки сравнения следующие:

$$(C_D \exp^{2s})_M = 10^{10}, \quad (t_D/C_D)_M = 0,65$$

и

$$t_M = 10 \text{ минут} = 0,1667 \text{ часов.}$$

Сначала оцениваем коэффициент объема ствола по уравнению (8.15):

$$C = \frac{0,0103 \times 10^5}{(845)(9,81)} = 0,124 \text{ м}^3/\text{бар.}$$

Таблица 8.2. Данные открытого периода испытания к примеру 8.2. По Рэйми, Эгарвалу и Миллеру [9].

Время(минуты)	p_{wf} (бар)	$\frac{p_i - p_{wf}(t)}{p_i - p_0}$
0	44,3	1,0000
3	45,9	0,9922
6	46,3	0,9898
9	47,4	0,9827
12	50,8	0,9668
15	54,2	0,9495
18	57,4	0,9333
21	60,3	0,9184
24	63,4	0,9025
27	66,3	0,8874
30	69,3	0,8722
33	72,1	0,8577
36	74,8	0,8439
39	77,6	0,8287
42	80,7	0,8139
45	83,3	0,8005
48	86,0	0,7864
51	88,9	0,7719
54	90,9	0,7617
57	93,8	0,7465
60	96,2	0,7345
63	98,6	0,7221
66	101,1	0,7090
69	103,4	0,6977
72	105,9	0,6847
75	108,2	0,6727
78	110,5	0,6614
81	112,2	0,6522
84	114,1	0,6427
87	116,0	0,6328
90	118,1	0,6222
93	119,8	0,6137
96	121,8	0,6031
99	123,7	0,5936
102	125,4	0,5847
105	127,2	0,5756
108	128,9	0,5671
111	130,6	0,5583
114	132,2	0,5501
117	134,3	0,5392
120	135,8	0,5318

Затем проницаемость рассчитываем по уравнению (8.16):

$$k = \frac{(448,2)(1,0)(0,124)(0,65)}{(5,2)(0,1667)} = 41,7 \text{ мД.}$$

Используя параметр совмещенной эталонной кривой и уравнение (8.17), находим:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(0,16)(1,16 \times 10^{-4})(5,2)(0,1)^2(10^{10})}{(0,89359)(0,124)} \right] = 6,8.$$

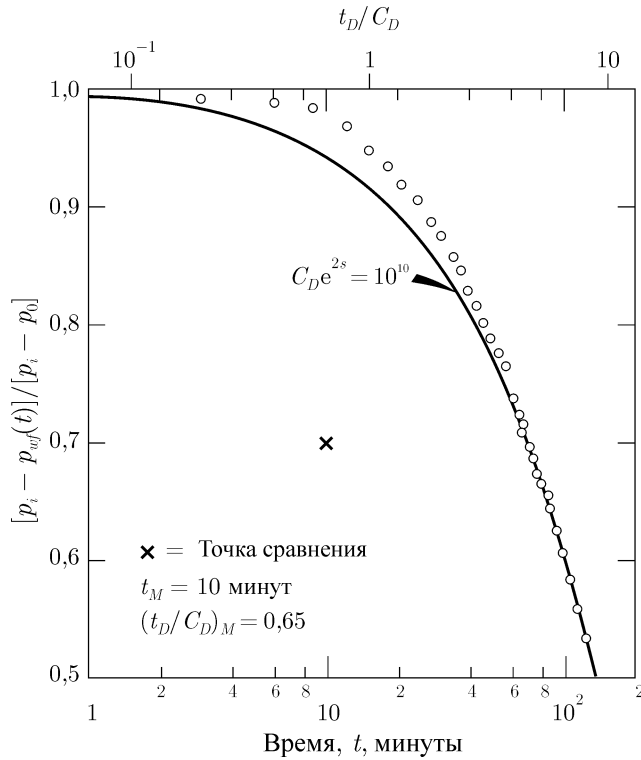


Рис. 8.9. Результат совмещения фактических данных открытого периода испытания (пример 8.2) с эталонной кривой на рис. 8.8А. Согласно Рэйми, Эгарвалу и Мартину [9].

Рэйми, Эгарвал и Мартин [9] отмечают, что при небольших временах дебит скважины был постоянным из-за критического расхода. Так как методику совмещения кривых не используют при постоянном дебите, то в процессе совмещения кривых данными при небольших временах следует пренебрегать. Из рис. 8.9 видно, что эти точки полностью и не совпадают с кривой $C_D \exp^{2s} = 10^{10}$ на рис. 8.8 а. На самом деле они не совмещаются и с другими эталонными кривыми на рис. 8.8 а. К сожалению, данные испытания при больших временах можно совместить сразу с несколькими кривыми. Результат совмещения на рис. 8.9 получен для кривой с самым низким параметром $C_D \exp^{2s}$, когда большинство фактических точек совпадает с этой кривой. Чем ниже параметр $C_D \exp^{2s}$, тем меньше фактических точек совмещается с эталонными кривыми. При больших параметрах количество совпадающих точек не увеличивается.

Рэйми, Эгарвал и Мартин в работе [9] приводят сведения, что:

- 1) по анализу керна, взятого в интервале испытания, средняя проницаемость составила 35,4 мД;
- 2) интерпретация второго закрытого периода (при среднем дебите) по методу Хорнера дала $k = 22,2$ мД и коэффициент загрязнения 1,16.

Пример 8.2 иллюстрирует последовательность использования рисунков 8.8 а–8.8 в при интерпретации открытого периода испытания. Наглядно показано, что методику совмещения кривых следует использовать с особым вниманием, так как во время испытания скважины часто встречаются периоды постоянного притока (имеющие вид прямой линии на диаграмме давления p от t). Наличие таких периодов исключает возможность применения метода совмещения кривых по рис. 8.8 а–8.8 в, или, в лучшем случае, делает результаты интерпретации недостоверными.

Компьютерное совмещение данных испытания скважин

Кажется вполне обоснованным использовать при интерпретации все данные испытания [18]. При таком анализе требуется численная программа и используется подход воспроизведения последовательности испытания во времени. Подбором параметров пласта добиваются совмещения расчетных изменений давления и дебита с фактическими. Поскольку методика использует все данные, значит, она будет особенно полезной в тех случаях, когда нельзя с уверенностью применить обычные методики интерпретации.

8.3. Выявление неисправностей оборудования и осложнений испытания по диаграммам изменения давления

Техническая сложность процесса испытания обуславливает большую вероятность неудачного испытания. Поэтому очень важно внимательно изучить диаграммы испытания и решить: было ли испытание технически и технологически верно выполнено. Это следует сделать на месте, чтобы при необходимости можно было повторить испытание.

Для распознавания некачественного испытания каждый должен ознакомиться с характеристиками диаграммы. Мэрфи, Тиммерман и Ван Пуллен [20] приводят такие сведения. Диаграмма качественного испытания имеет следующие характеристики:

1. Нулевая линия должна быть прямой и четкой.
2. Начальные и конечные давления гидростатического столба бурового раствора должны быть одинаковыми и соответствовать глубине скважины и весу раствора.
3. Кривые давления во время открытых и закрытых периодов испытания должны быть плавными.

Часто плохое состояние ствола скважины, неисправности оборудования и другие осложнения можно выявить по диаграммам испытания. Множество таких характерных ситуаций иллюстрируется рис. 8.10–8.23 и объясняется подрисуночными надписями.

8.4. Опробователи пластов, спускаемые на каротажном кабеле

Быстрой и недорогой альтернативой испытания на бурильных трубах может стать испытание с помощью опробователя пласта, спускаемого на каротажном кабеле [21–24].

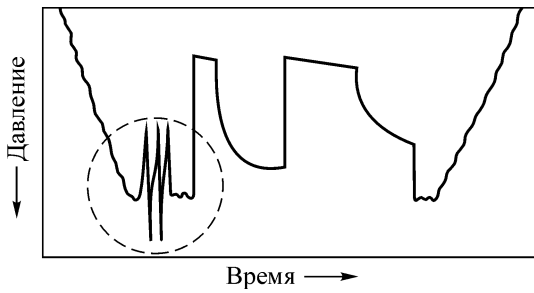


Рис. 8.10. Сужение ствола скважины, приводящее к скачкам давления или прихвату инструмента.

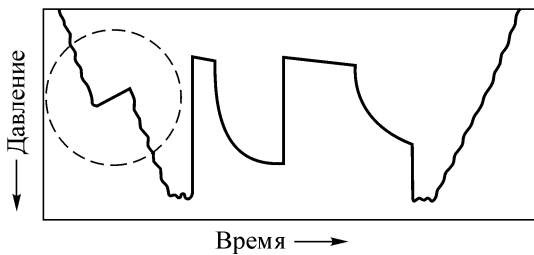


Рис. 8.11. Нарушение герметичности буровой колонны, либо поглощение раствора пластом, либо то и другое вместе, что следует из видимого на диаграмме уменьшения гидростатического столба бурового раствора. Нарушение герметичности буровой колонны подтверждается чрезмерно большим количеством бурового раствора, поступающего с добываемым флюидом. В этом случае данными испытания следует пренебречь.

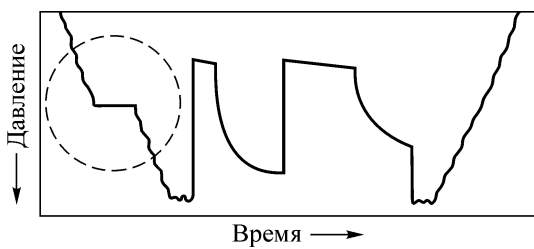


Рис. 8.12. Остановка во время спуска без утечки бурового раствора.

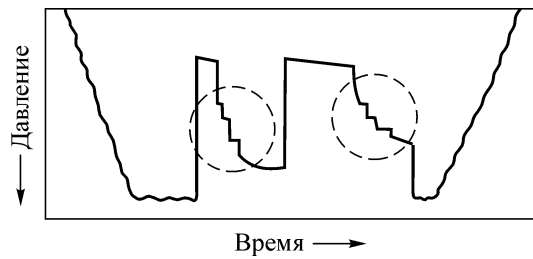


Рис. 8.13. Ступенчатый вид кривых восстановления давления указывает на неисправность измерительной части манометра или записывающего устройства. Подобные данные испытания не пригодны для обработки.

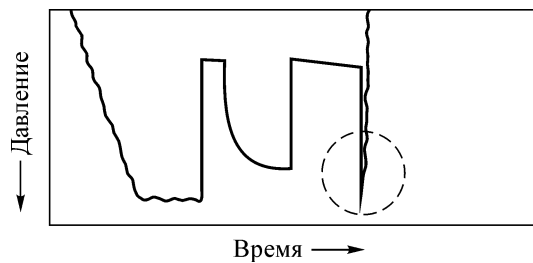


Рис. 8.14. Остановка часового привода регистрирующего манометра.

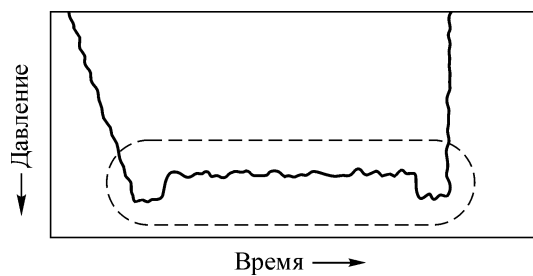


Рис. 8.15. Часовой привод регистрирующего манометра работал с опережением.

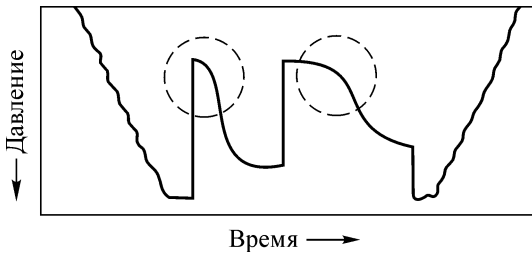


Рис. 8.16. S-образный профиль последней части кривой притока и начальной части кривой восстановления давления указывает на гидродинамическую связь флюида вокруг пакера, возможно, вызванную трещиной или ненадежной установкой пакера.

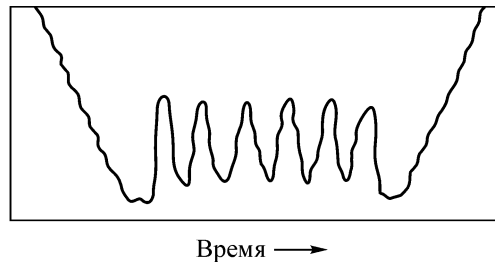


Рис. 8.19. Подобный характер изменения давления указывает на закупорку забойного штуцера или перфорированного якоря. Пилообразный вид кривой давления объясняется кратковременными прорывами флюида и стравливанием давления.

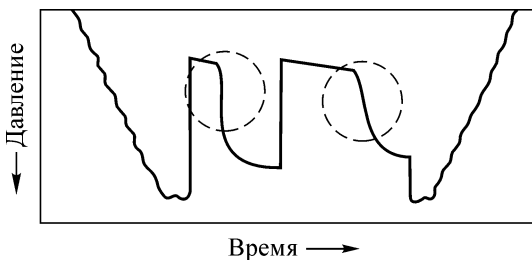


Рис. 8.17. S-образный профиль кривой восстановления давления указывает на растворение газа в стволе скважины. Это явление характеризуется резким переходом между кривыми притока и восстановления давления.

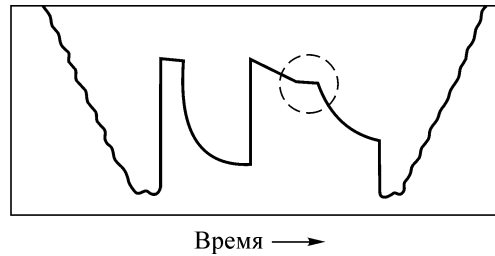


Рис. 8.20. Пологий отрезок кривой притока во время второго открытого периода свидетельствует о выходе флюида из скважины на поверхность.

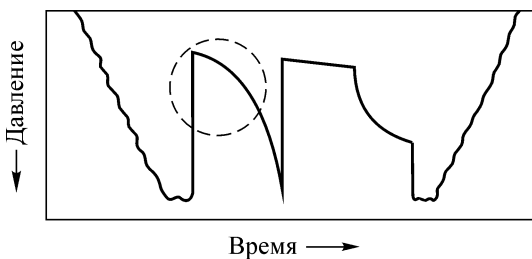


Рис. 8.18. S-образный профиль кривой притока первого открытого периода наблюдается тогда, когда объем ниже запорного клапана больше объема флюида, поступившего в течение открытого периода. Влияние объема ствола скважины вызвано относительно большим объемом между гидропружинным пластоиспытателем и запорным клапаном.

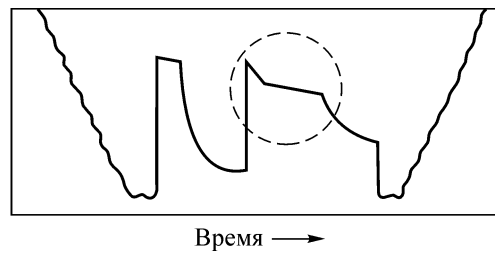


Рис. 8.21. Резкое снижение наклона кривой притока во время одного из открытых периодов указывает на заполнение колонны УБТ и поступление флюида в бурильную колонну большего внутреннего диаметра.

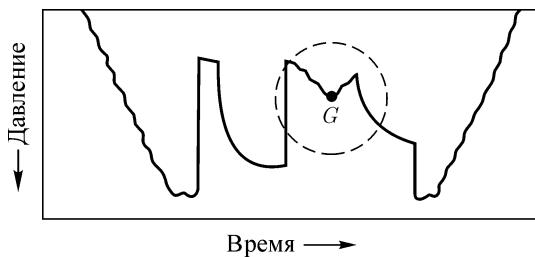


Рис. 8.22. Подобный характер изменения давления обычно происходит в газовых пластах, когда газ поступает на поверхность. Падение давления в точке G вызвано вытеснением на поверхность столба воды, что уменьшает среднюю плотность столба добываемого флюида

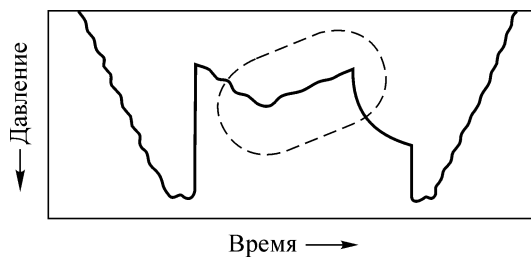


Рис. 8.23. Волнистый вид кривой притока означает, что газ прорвался через жидкость в бурильной колонне и скважина периодически фонтанирует

Этот инструмент включает прижимную лапу на раздвигающемся механизме, которая прижимается к поверхности пласта, устройство для установления дренажного канала между пластом и инструментом, пробоотборную камеру и датчик давления с устьевым записывающим устройством.

При спуске в скважину на каротажном кабеле раздвигающийся механизм опробователя пласта находится в собранном состоянии. Как только инструмент устанавливают напротив испытуемого пласта, механизм раздвигается и налаживается гидравлическая связь с пластом. Пластовый флюид поступает в пробоотборную камеру с одновременной регистрацией давления датчиком. Последнюю модель опробователя пластов можно устанавливать и использовать в нескольких точках в течение одного спуска [24].

Результаты интерпретации данных давления, полученных опробователем пластов, менее достоверны, чем результаты обычных испытаний с помощью испытателей на бурильных трубах. Более современные опробователи с большими пробоотборными камерами (≈ 45 литров по сравнению с традиционными 10–20 литрами) позволяют получить приемлемые пробы пластового флюида и измерить начальное пластовое давление p_i . Хотя по результатам испытания с помощью опробователей пластов и можно рассчитать проницаемость, но с высокой степенью недостоверности. Скин-фактор оценить невозможно. Общие правила интерпретации, основанные на опыте испытаний скважин в Канаде и районе Скалистых Гор, приводятся в источниках [22] и [23].

Литература

- [1] Matthews, C. S. and Russell, D. G.: Pressure Buildup and Flow Tests in Wells, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967)1, Chap. 9.
- [2] vanPoolen, H. K.: "Status of Drill-Stem Testing Techniques and Analysis," J. Pet. Tech. (April 1961) 333-339. Also Reprint Series, No. 9 - Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 104-110.
- [3] McAlister, J. A., Nutter, B. P., and Lebourg, M.: "A New System of Tools for Better Control and Interpretation of Drill-Stem Tests," J. Pet. Tech, (Feb. 1965) 207-214; Trans., AIME, 234.
- [4] Edwards, A. G. and Winn, R. H.: "A Summary of Modern Tools and Techniques Used in Drill Stem Testing," Publication T-4069, Halliburton Co., Duncan, Okla. (Sept. 1973).

- [5] "Review of Basic Formation Evaluation," Form J-328, Johnston Schlumberger, Houston (1974).
- [6] Edwards, A. G. and Shryock, S. H.: "New Generation Drill Stem Testing Tools/Technology," *Pet. Eng.* (July 1974) 46, 51, 56, 58, 61.
- [7] Ammann, Charles B.: "Case Histories of Analyses of Characteristics of Reservoir Rock From Drill-Stem Tests," *J. Pet. Tech.* (May 1960) 27-36.
- [8] Kazemi, Hossein: "Damage Ratio From Drill-Stem Tests With Variable Back Pressure," paper SPE 1458 presented at the SPE-AIME California Regional Meeting, Santa Barbara, Nov. 17-18, 1966.
- [9] Ramey, Henry J., Jr., Agarwal, Ram G., and Martin, Ian: "Analysis of 'Slug Test' or DST Flow Period Data," *J. Cdn. Pet. Tech.* (July-Sept. 1975) 37-42.
- [10] Odeh, A. S. and Selig, F.: "Pressure Build-Up Analysis, Variable-Rate Case," *J. Pet. Tech.* (July 1963) 790-794; *Trans., AIME*, 228. Also Reprint Series, No. 9 -Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 131-135.
- [11] Gibson, J. A. and Campbell, A. T., Jr.: "Calculating the Distance to a Discontinuity From D.S.T. Data," paper SPE 3016 presented at the SPE-AIME 45th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 4-7, 1970.
- [12] Earlougher, Robert C, Jr., and Kersch, Keith M.: "Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching," *J. Pet. Tech.* (July 1974) 793-800; *Trans., AIME*, 257.
- [13] McKinley, R. M.: "Wellbore Transmissibility From Afterflow-Dominated Pressure Buildup Data," *J. Pet. Tech.* (July 1971) 863-872; *Trans., AIME*, 251.
- [14] Papadopoulos, Istavros S. and Cooper, Hilton H., Jr.: "Draw down in a Well of Large Diameter," *Water Resources Res.* (1967) 3, No. 1, 241-244.
- [15] Cooper, Hilton H., Jr., Bredehoeft, John D., and Papadopoulos, Istavros S.: "Response of a Finite-Diameter Well to an Instantaneous Charge of Water," *Water Resources Res.* (1967) 3, No. 1, 263-269.
- [16] Kohlhaas, Charles A.: "A Method for Analyzing Pressures Measured During Drillstem-Test Flow Periods," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1972) 1278-1282; *Trans., AIME*, 253.
- [17] Ramey, Henry J., Jr., and Agarwal, Ram G.: "Annulus Unloading Rates as Influenced by Wellbore Storage and Skin Effect," *Soc. Pet. Eng. J.* (Oct. 1972) 453-462; *Trans., AIME*, 253.
- [18] Brill, J. P., Bourgoyne, A. T., and Dixon, T. N.: "Numerical Simulation of Drillstem Tests as an Interpretation Technique," *J. Pet. Tech.* (Nov. 1969) 1413-1420.
- [19] Murphy, W. C.: "The Interpretation and Calculation of Formation Characteristics From Formation Test Data," Pamphlet T-101, Halliburton Co., Duncan, Okla. (1970).
- [20] Timmerman, E. H. and van Poolen, H. K.: "Practical Use of Drill-Stem Tests," *J. Cdn. Pet. Tech.* (April-June 1972) 31-41.
- [21] Moran, J. H. and Finklea, E. E.: "Theoretical Analysis of Pressure Phenomena Associated With the Wireline Formation Tester," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1962) 899-908; *Trans., AIME*, 225.
- [22] Burnett, O. W. and Mixa, E.: "Application of the Formation Interval Tester in the Rocky Mountain Area," *Drill, and Prod. Prac, API* (1964) 131-140.
- [23] Banks, K. M.: "Recent Achievements With the Formation Tester in Canada," *J. Cdn. Pet. Tech.* (July-Sept. 1963) 84-94.

- [24] Schultz, A. L., Bell. W. T., and Urbanosky, H. J.: "Advances in Uncased-Hole, Wireline Formation-Tester Techniques," J. Pet. Tech. (Nov. 1975) 1331-1336.

ГЛАВА 9

Исследования скважин методами гидропрослушивания

9.1. Введение

В исследованиях методами гидропрослушивания, включающих как исследования скважин на интерференцию (параграф 9.2), так и импульсные методы исследования (параграф 9.3), участвует не менее двух скважин. При исследовании скважин на интерференцию длительным по времени изменением дебитом одной скважины вызывают изменение давления в наблюдательной скважине, которое затем анализируют с целью нахождения параметров пласта. Исследование скважин импульсным методом дает равнозначные результаты, но путем создания серии кратковременных и небольших по значению изменений дебита (импульсов), что приводит к соответственно меньшим изменениям в измеряемых давлениях. Однако методика интерпретации результатов таких исследований становится сложнее. Несмотря на множество существующих разновидностей исследований, в этой главе представлены только основные методики интерпретации простых исследований скважин на интерференцию и импульсными методами. При более сложных исследованиях можно использовать материал главы 2 для вывода соответствующей методики интерпретации. Помощь компьютера окажется полезной при интерпретации результатов исследований скважин методами гидропрослушивания, но в большинстве случаев можно без труда получить практически результаты по методикам, представленным в этой главе.

Для исследования скважин методами гидропрослушивания требуется как минимум одна возмущающая (добывающая или нагнетательная) и одна наблюдательная скважина. На рис. 9.1 схематически показаны две скважины при исследовании на интерференцию или импульсными методами в протяженном пласте. Наблюдательную скважину закрывают для измерения давления. (Теория не исключает и работающую наблюдательную скважину, но из практических соображений так не делают). При исследованиях скважин методами гидропрослушивания изменяют дебит возмущающей скважины и измеряют вызванное изменение забойного давления в наблюдательных скважинах. На рис. 9.2 схематически показана динамика изменения дебита возмущающей скважины и соответствующее изменение давления как в возмущающей, так и в наблюдательной скважинах.

Исследования скважин методами гидропрослушивания имеют преимущество в том, что охватывается большая часть пласта, чем при исследовании одиночной скважины [1-4]. Хотя и принято полагать, что исследование скважин на интерференцию дает информацию только о пространстве между скважинами, на самом деле результаты исследования подвержены влиянию намного большей области пласта. Вела и МакКинли [5] показывают, что область охвата исследованием скважин импульсным методом

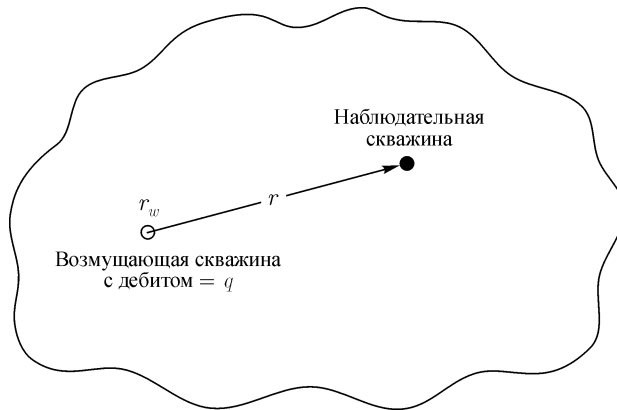


Рис. 9.1. Расположение возмущающей и наблюдательной скважин при исследованиях на интерференцию или импульсными методами.

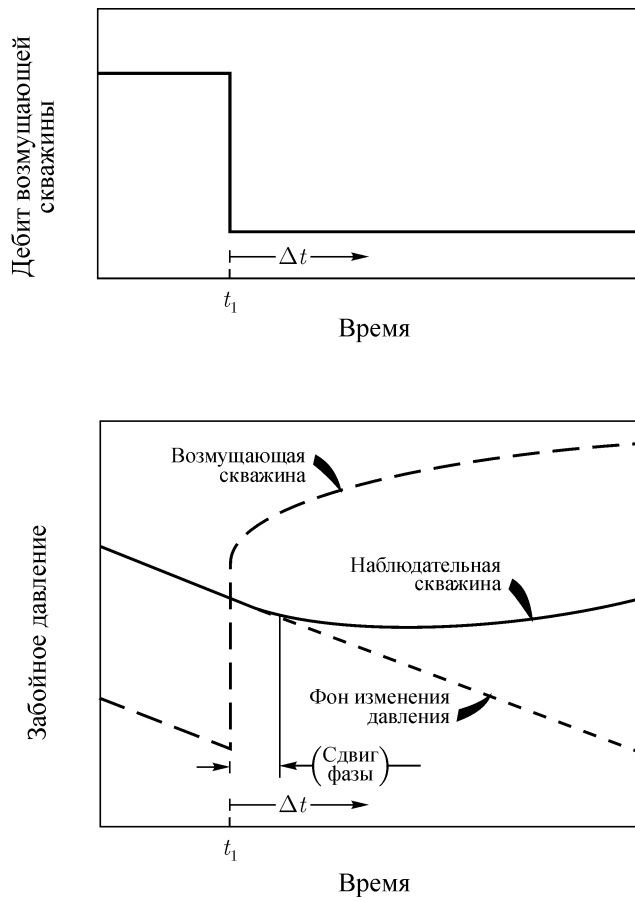


Рис. 9.2. Схематическое изменение давления и дебита во времени при исследовании скважин на интерференцию.

примерно такая, как показано на рис. 9.1. Радиус охвата исследованием определяется по уравнению:

$$r_{inf} = 0,034 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c_t}} \quad (9.1)$$

Можно ожидать, что обычное исследование скважин на интерференцию охватывает примерно такую же область пласта. Главным отличием будет только время исследования t , более длительное при исследованиях скважин на интерференцию, чем импульсными методами. Следовательно, r_{inf} и общая область охвата при исследованиях скважин на интерференцию значительно больше, чем при исследовании скважин импульсными методами. В общем случае по результатам исследований скважин методами гидропрослушивания невозможно оценить количественные изменения по площади в проницаемости и произведении пористость-сжимаемость без использования численного моделирования [6]. Это отчасти связано с неоднородностью и анизотропией пласта, а отчасти — с неоднозначностью методик интерпретации [6-8]. Но если пласт считать однородным, то возможно по нескольким наблюдательным скважинам оценить параметр анизотропии пласта [9-11].

Скин-фактор не влияет на результаты исследований методами гидропрослушивания, так как скин-эффект сказывается только на возмущающей скважине, если, конечно, скин-зона сконцентрирована непосредственно вокруг скважины. Однако большой отрицательный скин-фактор или трещина сказываются на изменении давления в наблюдательной скважине [12]. При исследованиях скважин на интерференцию или импульсными методами эффект влияния объема ствола скважины снижается, но не устраняется полностью. Требуется больше научных исследований для понимания эффекта влияния ствола скважины на результаты исследования скважин методами гидропрослушивания.

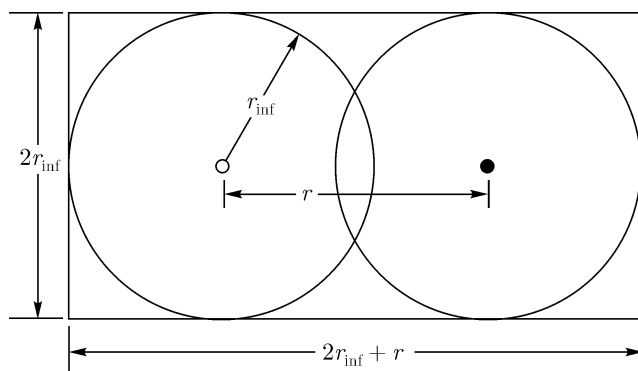


Рис. 9.3. Приблизительная область охвата исследованием на интерференцию или импульсным методом. По Вела и МакКинли [5].

Обычно как гидропроводность пласта kh/μ , так и произведение пористость-сжимаемость-мощность $\phi c_t h$ можно рассчитать по результатам исследований скважин методами гидропрослушивания. В некоторых случаях можно оценить и протяженность пласта (параграф 9.2) или значения и направление главных осей проницаемости в анизотропном пласте (параграф 9.4). При исследованиях скважин на интерференцию и импульсными методами в пласте с контактом жидкость-жидкость (например, контакт

газовой шапки и нефтяной зоны) могут получить недостоверные или нефизические результаты из-за различия параметров флюидов в разных областях пласта.

9.2. Интерпретация результатов исследования скважин на интерференцию

Метод совмещения кривых

Метод совмещения кривых применяется для интерпретации результатов исследований на интерференцию в основном таким же образом, как и при интерпретации исследований добывающих скважин методом падения давления (параграф 3.3). К счастью, для исследований скважин на интерференцию метод совмещения кривых проще, чем для исследований одиночной скважины, поскольку, как правило, нужно учитывать только одну эталонную кривую (рис. С.2) для бесконечного пласта.

Для интерпретации данных исследования скважин на интерференцию методом совмещения кривых строят график данных по наблюдательной скважине в координатах Δp от t на кальке, наложенной поверх рис. С.2 (аналогично методике, описанной в параграфе 3.3 и на рис. 3.5). Затем рисуют основные координатные линии и наносят фактические точки, ориентируясь по координатной сетке рис. С.2 и не обращая внимания на эталонную кривую. Потом кальку перемещают горизонтально и вертикально до тех пор, пока фактические точки не совпадут с кривой интегральной показательной функции на рис. С.2, как показано на рис. 9.4. После совмещения фактических точек с эталонной кривой выбирают удобную «точку сравнения» (например, такую, как показано на рис. 9.4) и находят ее координаты как на кальке, так и на эталонном графике. Проницаемость рассчитывают по уравнению:

$$k = \frac{18,66qB\mu (p_D)_M}{h \Delta p_M}, \quad (9.2)$$

а произведение пористость-сжимаемость — по формуле:

$$\phi c_t = \frac{0,00036 k}{r^2} \frac{t_M}{\mu (t_D/r_D^2)_M}. \quad (9.3)$$

Процесс интерпретации результатов исследований методом совмещения кривых прост, не требует много времени и обеспечивает точные результаты, когда пригодна интегральная показательная функция p_D , т. е. при условии $r_D = r/r_w > 20$ и $t_D/r_D^2 > 0,5$.

Если возмущающую скважину закрывают после времени t_1 , результирующее изменение давления в наблюдательной скважине можно продолжать интерпретировать, таким образом улучшая точность результатов. (Здесь предполагается, что во время исследования скважин на интерференцию в возмущающей скважине постоянно ведут добычу или закачку. Конечно, чтобы инициировать исследование на интерференцию, скважину могли бы закрыть. В этом случае аналогией закрытия работающей добывающей или нагнетательной скважины станет продолжение процесса добычи или нагнетания после периода закрытия). Обработка данных при таком условии иллюстрируется на рис. 9.5. Данные, снятые в течение первой части исследования, совмещают с эталонной кривой на рис. С.2. На рис. 9.5 показано, как фактические точки ложатся на сплошную линию. После изменения дебита определяют разницу $\Delta p_{\Delta t}$ между экстраполированной кривой, совмещенной с эталонной, и фактическими точками графика. В этом случае Δt

находят как время от момента изменения дебита возмущающей скважины до момента измерения точки. С помощью принципа суперпозиции можно показать, что

$$\Delta p_{\Delta t} = \Delta p_{w ext} - \Delta p_{ws}, \tag{9.4 a}$$

$$\Delta p_{\Delta t} = \frac{18,66dB\mu}{kh} p_D(\Delta t_D, r_D), \tag{9.4 б}$$

где p_D — интегральная показательная функция (рис. С.2). Следовательно, если построить график $\Delta p_{\Delta t}$ от t на том же самом фактическом графике, то точки должны ложиться на эталонную кривую, совмещенную по начальным фактическим точкам. Если нет, то либо 1) начальные данные совмещены неправильно, и процесс совмещения следует повторять до тех пор, пока обе части данных исследования не лягут на одну и ту же эталонную кривую; либо 2) на изменение давления в наблюдательной скважине влияет некий посторонний фактор, мешающий провести достоверную интерпретацию. Следующий пример иллюстрирует алгоритм интерпретации исследования скважин на интерференцию методом совмещения кривых, состоящего из 48-часового периода закачки и последующего длительного периода падения давления.

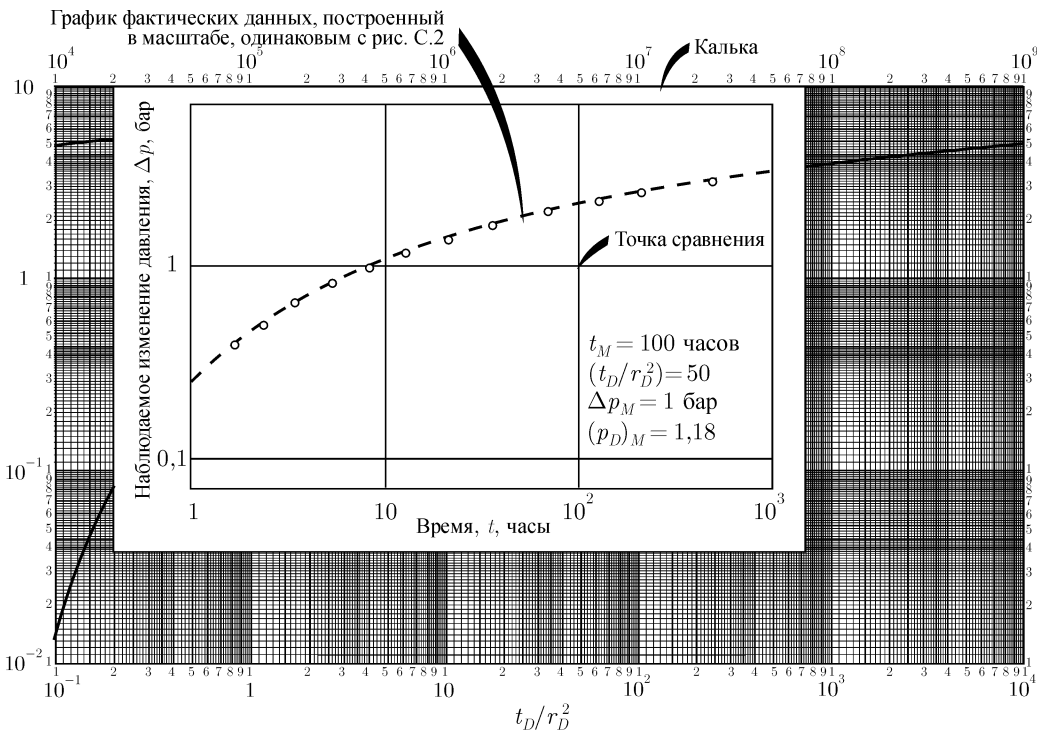


Рис. 9.4. Иллюстрация метода совмещения фактических данных исследования скважин на интерференцию с эталонной кривой на рис. С.2.

Пример 9.1. Интерпретация результатов исследования скважин на интерференцию методом совмещения кривых

При исследовании на интерференцию в скважину А закачивали воду в течение 48 часов. За изменением давления наблюдали в скважине В, расположенной на расстоянии 36 м, в течение 148 часов. Известны следующие параметры пласта:

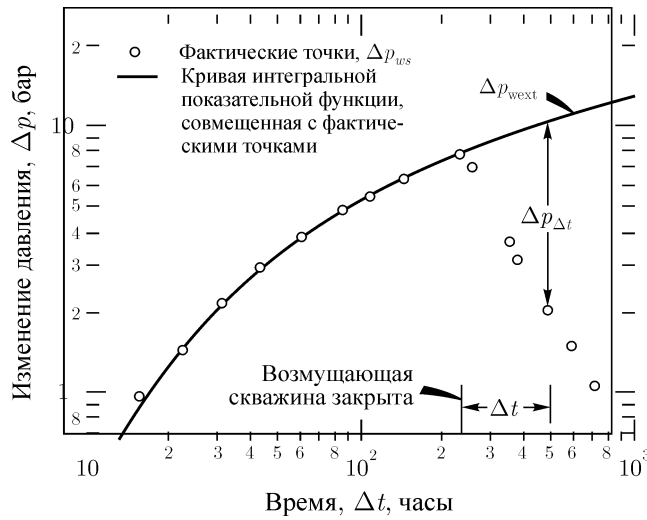


Рис. 9.5. Схематическое изменение давления в наблюдательной скважине при исследовании скважин на интерференцию, когда возмущающую скважину закрыли после 240 часов работы.

Глубина = 610м $B_w = 1,0$
 $q = -27 \text{ м}^3/\text{сут}$ $\mu_w = 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$
 $h = 13,7 \text{ м}$ $r = 36,3 \text{ м}$
 $p_i = 0 \text{ бар}$ $c_t = 1,31 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$
 $t_1 = 48 \text{ часов}$

Измеренные во время исследования давления приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1. Результаты исследования скважин на интерференцию к примеру 9.1 и 9.3. Продолжительность закачки 48 часов.

t (часы)	p_w (бар)	$\Delta p = p_i - p_w$
0,0	0	—
4,3	1,5	-1,5
21,6	5,7	-5,7
28,2	6,6	-6,6
45,0	8,2	-8,2
48,0	Конец закачки	—
51,0	7,5	-7,5
69,0	3,8	-3,8
73,0	3,2	-3,2
93,0	2,2	-2,2
142,0	1,1	-1,1
148,0	1,0	-1,0

Кружочками на рис. 9.6 обозначены фактические данные, совмещенные с эталонной кривой на рис. С.2. Хотя на самом деле значения Δp отрицательные, при построении графика их приняли положительными, чтобы можно было рассчитать логарифм. Мы могли бы и помнить о том, что Δp отрицательные, чтобы избежать путаницы в знаках при интерпретации. Однако это не имеет значения, так как известно, что и k , и ϕc_t должны быть положительными. В результате совмещения фактических данных до момента 48 часов с эталонной кривой на рис. С.2 была проведена кривая (см. рис. 9.6). Хотя предпочтительней было бы иметь более четырех фактических точек, все-таки совмещение можно признать вполне приемлемым. Координаты *выделенной* «точки сравнения» следующие:

$$\Delta p_M = -10 \text{ бар при } (p_D)_M = 1,41$$

и

$$t_M = 10 \text{ часов при } 0,94.$$

Далее применяем уравнение (9.2):

$$k = \frac{18,66(-27)(1,0)(1,0)}{(13,7)} \frac{(1,41)}{(-10)} = 5,2 \text{ мД.}$$

Из уравнения (9.3) находим:

$$\phi c_t = \frac{(0,00036)(5,2)}{(36,3)^2(1,0)} \frac{10}{0,94} = 1,51 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$$

и

$$\phi = \frac{1,51 \times 10^{-5}}{1,31 \times 10^{-4}} = 0,15.$$

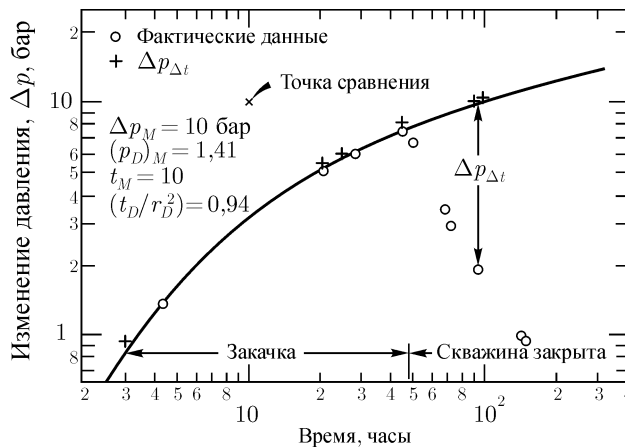


Рис. 9.6. Результат совмещения фактических данных исследования скважин на интерференцию с эталонной кривой. К примеру 9.1.

Оценим точность вышеприведенного расчета, используя данные той части исследования ($t > 48$ часов), когда снижалось давление. По эталонной кривой на рис. С.2 экстраполируем сплошную линию на рис. 9.6 и рассчитываем разницу между Δp_{ext} и измеренным $\Delta p - \Delta p_{\Delta t}$. Результаты расчетов представлены в табл. 9.2.

Таблица 9.2. Результаты расчетов точек $\Delta p_{\Delta t}$ для закрытого периода исследования. К примеру 9.1.

t (часы)	$\Delta t = t - 48,$ (часы)	$\Delta p = p_i - p_{ws}$ (бар)	$\Delta p_{w exp},$ рис. 9.2 (бар)	$\Delta p_{\Delta t},$ уравнение (9.4) ((бар))
51	3	-7,5	-8,5	-1,0
69	21	-3,8	-9,7	-5,9
73	25	-3,2	-9,8	-6,6
93	45	-2,2	-10,7	-8,5
142	94	-1,1	-12,2	-11,1
148	100	-1,0	-12,3	-11,3

Символами «+» на рис. 9.6 обозначены точки графика $\Delta p_{\Delta t}$ от t . Точки ложатся как раз на ту же эталонную кривую, что и точки в виде кружочков. Следовательно, мы можем быть полностью уверенными в результатах интерпретации.

В примере 12.1 обрабатываются эти же исходные данные исследования скважин на интерференцию, но уже с помощью компьютерных методов.

Эрлагер и Рэйми в работе [13] приводят безразмерные давления, полезные при интерпретации результатов исследований скважин на интерференцию в замкнутых пластах. Кривые безразмерных давлений p_D представлены для нескольких положений наблюдательной скважины в различных замкнутых прямоугольных пластах с одной возмущающей скважиной. На рис. 9.7 показаны значения p_D для различных положений наблюдательной скважины в прямоугольнике с соотношением сторон 2 : 1. На рис. 9.8 показано расположение возмущающей скважины и объяснены безразмерные координаты к рис. 9.7. Обратите внимание, что изменение безразмерного давления в каждой наблюдательной скважине отклоняется вверх от решения в виде интегральной показательной функции, как и следовало ожидать в замкнутом пласте. Параметрами кривых на рис. 9.7 являются безразмерные координаты наблюдательных скважин и площадь пласта, деленная на квадрат расстояния между возмущающей и наблюдательной скважинами A/r^2 .

Если можно определить конфигурацию пласта и аппроксимировать положение возмущающей скважины, то для процесса совмещения кривых для замкнутых пластов можно вполне использовать рисунки, подобные рис. 9.7. Но для такого совмещения может потребоваться большое терпение, потому что в источнике [13] приведено более 150 эталонных кривых.

Принцип обратимости [7, 13] оказывается полезным при интерпретации интерференции в замкнутых пластах на основе эталонных кривых типа рис. 9.7. Вкратце сформулированный принцип обратимости гласит, что изменение давления в наблюдательной скважине A , вызванное добывающей скважиной B с постоянным дебитом q , равнозначно изменению давления, что могла бы вызвать работающая с тем же дебитом q скважина A в наблюдательной скважине B . Принцип справедлив, если изменение давления в пласте подчиняется обычному уравнению диффу-

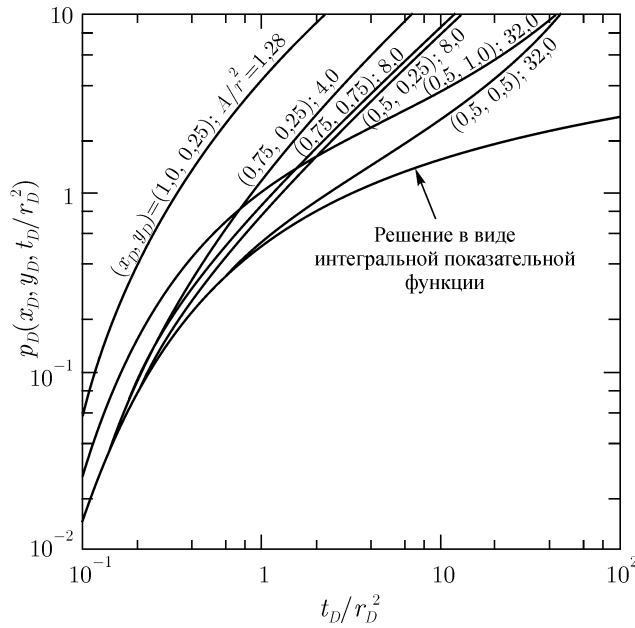


Рис. 9.7. Набор эталонных кривых p_D от t_D/r_D^2 при различных положениях наблюдательной скважины в прямоугольнике с соотношением сторон 2 : 1. Возмущающая скважина имеет координаты $x_{Dw} = 0,5, y_{Dw} = 0,75$. По Эрлагеру и Рэйми [13]. Рисунок предоставлен компанией СИМ.

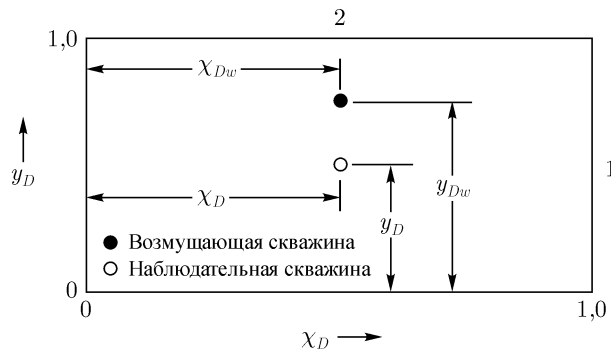


Рис. 9.8. Пояснение безразмерных величин, используемых на рис. 9.7 и 9.9. Расположение скважин к примеру 9.2.

зивности (уравнение (2.1)), а сжимаемость, проницаемость, вязкость и пористость не зависят от давления. Из принципа обратимости следует, что нет разницы, какая скважина является возмущающей, а какая — наблюдательной. В обоих случаях должны получиться одинаковые параметры пласта. МакКинли, Вела и Карлтон [7] продемонстрировали этот принцип для импульсных методов в промысловых условиях.

Если данные интерференции можно совместить с эталонными кривыми, такими как на рис. 9.7, то возможно и рассчитать площадь пласта по параметру A/r^2 сов-

мещенной эталонной кривой. Алгоритм расчета демонстрируется в нижеследующем примере.

Пример 9.2. Интерпретация результатов исследования скважин на интерференцию в замкнутом пласте

В табл. 9.3 приведены данные смоделированного исследования скважин на интерференцию. Одна скважина работает с дебитом $68 \text{ м}^3/\text{сут}$, в то время как другая, отстоящая на 104 м , остается закрытой и служит в качестве наблюдательной. Скважины пробурены в структуре, хорошо аппроксимируемой замкнутым прямоугольником с соотношением сторон $2 : 1$, причем добывающая скважина имеет координаты $x_D = 0,5$, $y_D = 0,75$. Размер пласта неизвестен. Другие исходные данные следующие:

$$\begin{array}{ll} h = 7,0 \text{ м} & r_w = 0,082 \text{ м} \\ \mu_0 = 0,8 \text{ мПа} \cdot \text{с} & \phi = 0,12 \\ B_0 = 1,12 & c_t = 1,2 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ q_0 = 67,9 \text{ м}^3/\text{сут} & r = 104 \text{ м} \end{array}$$

На рис. 9.9 показаны точки изменения давления из табл. 9.3, совмещенные с одной из эталонных кривых рис. 9.7. Фактические точки совместились с кривой $x_D = 0,5$, $y_D = 0,5$ достаточно хорошо. Точка сравнения, указанная на рис. 9.9, имеет следующие координаты:

$$\Delta p_M = 0,689 \text{ бар при } (p_D)_M = 0,23$$

и

$$t_M = 10 \text{ часов при } = 1,6.$$

Проницаемость рассчитывают по уравнению 9.2:

$$k = \frac{(18,66)(67,9)(1,12)(0,8)(0,23)}{(7,0)(0,689)} = 54,1 \text{ мД.}$$

Далее используем уравнение (9.3)

$$\phi c_t = \frac{(0,00036)(54,1)}{(104)^2(0,8)} \frac{10}{1,6} = 1,41 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$$

и получаем:

$$\phi = 0,117.$$

По параметру на совмещенной кривой $A/r^2 = 32$ находим размер пласта:

$$A = 32(104)^2 = 0,35 \times 10^6 \text{ м}^2 = 35 \text{ Га.}$$

Эталонные кривые на основе интегральной показательной функции в некоторых ситуациях могут оказаться непригодными для интерпретации результатов исследований скважин на интерференцию. На рис. 9.10 схематически показано, как безразмерные давления отклоняются от решения в виде интегральной показательной функции, когда возмущающая скважина имеет вертикальную трещину или большой коэффициент объема ствола. Степень влияния трещин [12] зависит как от ее длины, так и расстояния между возмущающей и наблюдательной скважинами. Схожие отклонения от решения в

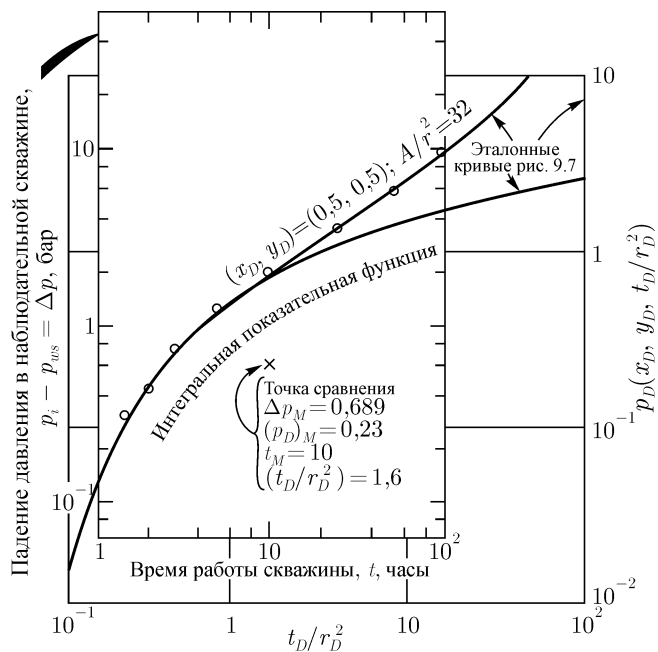


Рис. 9.9. Результат совмещения кривых при интерпретации исследования скважин на интерференцию. К примеру 9.2. По Эрлагеру и Рэйми [13]. Рисунок предоставлен компанией СІМ.

Таблица 9.3. Данные давления, измеренные в наблюдательной скважине при исследовании на интерференцию, к примеру 9.2. Данные Эрлагера и Рэйми [13].

t (часы)	$p_i - p_{ws}$ (бар)
0	0
1	0,14
1,5	0,34
2	0,48
3	0,83
5	1,45
10	2,28
24	4,27
48	6,89
96	11,72

виде интегральной показательной функции могут быть вызваны скважинами с большим отрицательным скин-эффектом ($s \ll 0$), простирающимся на некоторое расстояние в пласте. Эффект влияния объема ствола скважины приводит к тому, что измеряемые давления в наблюдательной скважине ложатся ниже решений в виде интегральной показательной функции при небольших временах, потому что изменение дебита на забое меньше, чем на устье. Степень отклонения зависит как от коэффициента объема ство-

ла скважины, так и расстояния между скважинами. К сожалению, на данный момент имеется очень мало сведений о влиянии этих двух факторов.¹

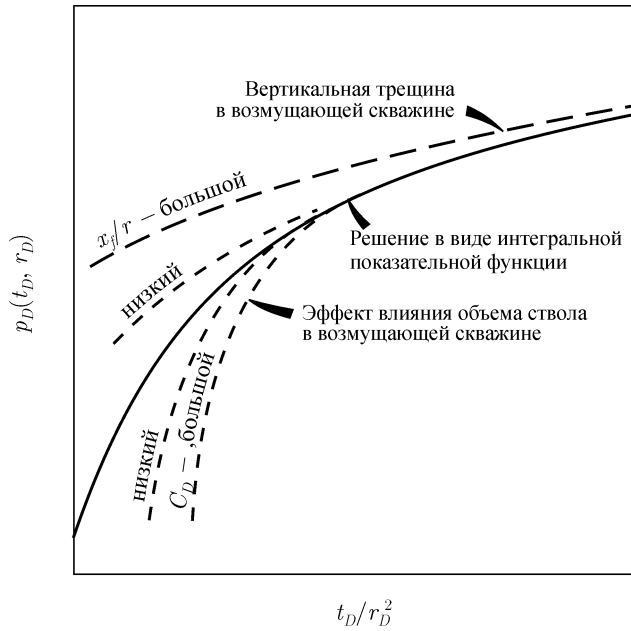


Рис. 9.10. Схематическая иллюстрация влияния вертикальных трещин и объема ствола скважины на изменение давления в наблюдательной скважине во время исследования скважин на интерференцию.

Методы интерпретации по полулогарифмическому графику

Если при исследовании двух скважин на интерференцию расстояние между ними намного меньше, чем до границы пласта или другой работающей скважины в пласте (примерно в 10 раз), то в конечном счете изменение давления в наблюдательной скважине можно описать логарифмической аппроксимацией интегральной показательной функции (уравнение (2.5b)). Тогда давление в наблюдательной скважине аппроксимируется выражением:

$$p_{ws}(t, r) = p_{1hr} + m \log t \tag{9.5}$$

¹Статья, где детальнее рассмотрены эти явления, появилась накануне выхода этой монографии - Жаргон Ж.Р. «Влияние ствола и загрязнения призабойной зоны возмущающей скважины на результаты исследований скважин на интерференцию», Журнал оф петролеум текнолоджи (Август 1976), стр. 851-858. Жаргон представил несколько эталонных кривых, показывающих влияние ствола и загрязненной призабойной зоны возмущающей скважины на изменение давления в наблюдательной скважине. Он отмечает, что эффекты влияния ствола и загрязнения призабойной зоны возмущающей скважины не проявляются в наблюдательной скважине, когда:

$$\frac{t_D}{r_D^2} > (230 + 15s) \left(\frac{C_D}{r_D^2} \right)^{0,86}$$

До этого времени гидропроводность kh/μ , рассчитанная по эталонной кривой на основе интегральной показательной функции, будет занижена, а значение $\phi c_t h$ завышено.

Уравнение (9.5) пригодно строго при условии $t_D/r_D^2 > 100$, где

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r^2}. \quad (9.6)$$

Ограничение можно сократить до $t_D/r_D^2 > 10$, что приведет к ошибкам только в 1%. Даже если t_D/r_D^2 больше, чем 2 или 3, то уравнение (9.5) часто все еще пригодно для расчетов. При интерпретации исследования на основе уравнения (9.5) необходимо построить график данных начальной части исследования в координатах p_{ws} от $\log t$. Такой график должен иметь прямолинейный участок с наклоном m , определяемым по уравнению:

$$m = \frac{-21,5qB\mu}{kh} \quad (9.7)$$

и точку пересечения с осью ординат p_{1hr} :

$$p_{1hr} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r^2} \right) - 3,0923 \right] \quad (9.8)$$

Скин-фактор не фигурирует в уравнении (9.8) по той причине, что фильтрация флюида происходит только около возмущающей скважины, а не вблизи наблюдательной скважины. По наклону прямолинейного участка можно рассчитать проницаемость пласта согласно формуле:

$$k = \frac{-21,5qB\mu}{mh}, \quad (9.9)$$

а произведение пористость-сжимаемость пласта — по выражению:

$$\phi c_t = \frac{k}{r^2 \mu} \text{antilog} \left(\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - 3,0923 \right). \quad (9.10)$$

Для того, чтобы точки давления, измеренные в наблюдательной скважине, легли на прямолинейный участок, обычно требуется несколько часов. Поэтому, как правило, приходится экстраполировать прямолинейный участок до точки p_{1hr} (точка p_{1hr} должна принадлежать прямолинейному участку).

Если наблюдательную скважину закрывают после времени t_1 , то можно использовать обычный принцип суперпозиции для интерпретации измеренных давлений. После длительного закрытия поведение давления в наблюдательной скважине будет определяться по уравнению:

$$p_{ws}(t_1 + \Delta t, r) = p_i + m \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right). \quad (9.11)$$

Из уравнения (9.11) следует, что график измеренного давления после закрытия возмущающей скважины от $\log[(t_1 + \Delta t)/\Delta t]$ должен иметь прямолинейный участок с наклоном m . Тогда проницаемость рассчитывают по уравнению (9.9), а произведение пористость-сжимаемость по выражению:

$$\phi c_t = \frac{k}{r^2 \mu} \text{antilog} \left[\frac{p_{1hr} - p_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{t_1 + 1}{t_1} \right) - 3,0923 \right] \quad (9.12)$$

Как и прежде, необходимо экстраполировать прямолинейный участок до значения p_{1hr} . Член уравнения $\log[(t_1 + 1)/t_1]$, как правило, мал и им часто пренебрегают.

Как и при исследовании одиночной скважины при интерпретации результатов исследований скважин на интерференцию необходимо учитывать знаки перед Δp и q , поскольку исследования общепринято проводить как при закачке, так и при добыче из возмущающей скважины. Уравнения (9.10) и (9.12) дадут некорректные результаты, если использован неверный знак. К сожалению, нет универсального эмпирического правила, позволяющего избежать ошибок в использовании знаков, но мы утверждаем, что 1) k должно быть *всегда* положительным, т. е. знак m должен быть противоположным знаку q ; 2) за исключением ситуаций, когда r мало или k слишком большое, член $(p_i - p_{1hr})/m$ в уравнении (9.10) или его эквивалент в уравнении (9.12) будет всегда положительным. Как правило, ϕc_t имеет порядок 10^{-6} для насыщенных жидкостью пластов, и может превышать 10^{-3} для пластов, насыщенных свободным газом.

Пример 9.3. Интерпретация результатов исследования скважин на интерференцию по уравнениям для больших времен

Здесь интерпретируется исследование скважин на интерференцию из примера 9.1 по уравнениям (9.5)–(9.12). Замеры давления приведены в табл. 9.1. Другие исходные данные указаны в примере 9.1.

На рис. 9.11 изображен полулогарифмический график изменения давления в наблюдательной скважине. Кажется, что последние три точки в той части исследования, когда вели закачку, формируют прямую линию. Таким образом, попытаемся провести интерпретацию по этим точкам. Поскольку прямолинейный участок выделен только по трем точкам и параметр t_D/r_D^2 (рассчитанный в конце этого примера) составляет только 5, то к результатам интерпретации следует относиться как к ориентировочным. В такой ситуации был бы предпочтителен метод совмещения кривых. Тем не менее, по рис. 9.11 определяем:

$$m = 8,274 \text{ бар/лог.цикл}$$

и

$$p_{ws}(t = 10 \text{ часов}) = 2,8 \text{ бар},$$

Экстраполируя прямолинейный участок на один логарифм-цикл по времени, получаем:

$$p_{1hr} = 2,8 - 8,274 = -5,5 \text{ бар}.$$

Далее используем уравнение (9.9):

$$k = \frac{(-21,5)(-27)(1,0)(1,0)}{(8,274)(13,7)} = 5,1 \text{ мД}.$$

Затем оцениваем ϕc_t по уравнению (9.10):

$$\phi c_t = \frac{5,1}{(36,3)^2(1,0)} \text{antilog} \left[\frac{0 - (-5,5)}{8,724} - 3,0923 \right] = 1,34 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$$

и

$$\phi \approx 0,11.$$

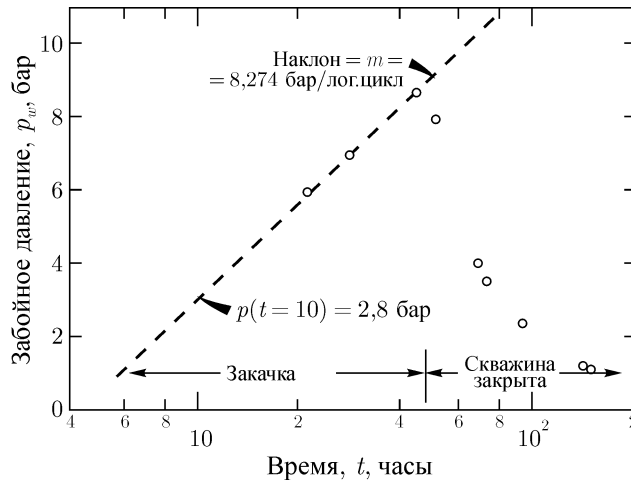


Рис. 9.11. Полулогарифмический график данных исследования скважин на интерференцию. К примеру 9.3.

Мы также можем проинтерпретировать ту часть исследования, когда снижалось давление. На рис. 9.12 представлен график, основанный на уравнении (9.11). По наклону прямолинейного участка ($m = 7,653$ бар/лог.-цикл), проведенного по последним 4 точкам, можно с помощью уравнения (9.9) определить проницаемость:

$$k = \frac{(-21,5)(-27)(1,0)(1,0)}{(7,653)(13,7)} = 5,5 \text{ мД.}$$

Теперь находим точку p_{1hr} экстраполированием прямолинейного участка на рис. (9.12). В момент времени 1 час получаем $(t_1 + \Delta t)/\Delta t = 49$. При $(t_1 + \Delta t)/\Delta t = 4,9$ из рис. (9.12) определяем, что $p = 5,0$ бар. Тогда, экстраполируя прямолинейный участок на один логарифм-цикл, получаем:

$$p_{1hr} = 5 + 7,653 = 12,7 \text{ бар.}$$

Из рис. (9.11) следует, что $p_{ws}(\Delta t = 0) = 8,5$ бар. Тогда из уравнения (9.12) находим:

$$\phi c_t = \frac{5,5}{(36,3)^2(1,0)} \text{antilog} \left[\frac{12,7 - 8,5}{7,653} - \log \left(\frac{48 + 1}{48} \right) - 3,0923 \right] = 1,17 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}.$$

Полученные оценки k и ϕc_t близки к параметрам, определенным по той части исследования, когда увеличивалось давление. Результаты интерпретации по полулогарифмическому графику данных исследования, соответствующих периоду закачки, хорошо согласуются с результатами, полученными методом совмещения кривых, несмотря на то, что для периода закачки по уравнению (9.6) имеем:

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{(0,00036)(5,1)(48)}{(1,34 \times 10^{-5})(1,0)(36,3)^2} = 5,0.$$

Если в течение исследования скважин на интерференцию дебит возмущающей скважины изменялся значительно, то интерпретировать данные такого исследования

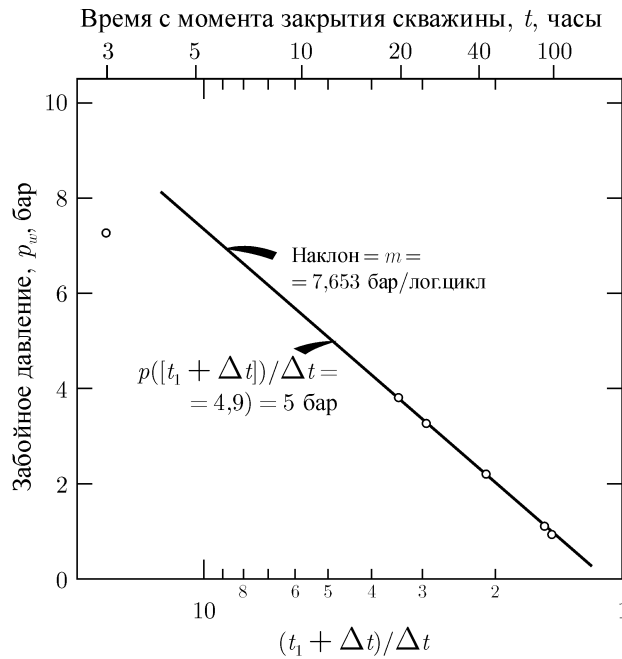


Рис. 9.12. Данные последней части исследования скважин на интерференцию, когда снижалось давление в наблюдательной скважине.

становится сложнее. А именно, необходимо полностью использовать принцип суперпозиции. Но, поскольку в таком случае логарифмическая аппроксимация интегральной показательной функции не пригодна, то методики интерпретации окажутся не такими простыми. При таких обстоятельствах результаты необходимо интерпретировать компьютерными методами, рассмотренными Янсом [6], Эрлагером и Кершем [10].

9.3. Исследования скважин импульсными методами

Исследования скважин импульсным методом является особой разновидностью исследований скважин методом гидропрослушивания. Впервые они описаны в работах Джонсона, Гринкорна и Вудса [14-16]. Технология проведения такого исследования состоит в создании последовательной серии небольших по величине изменений дебита (импульсов) возмущающей скважины. В основном, импульсами являются чередующиеся периоды добычи (или закачки) и закрытия скважины, причем с одинаковым дебитом в течение каждого периода добычи (закачки). Изменение давления, вызванное импульсами, измеряют в наблюдательной скважине. Так как импульсы непродолжительны по времени, то и вызываемые изменения давления невелики, иногда меньше 0,001 бар. Поэтому, как правило, требуются специальные регистрирующие манометры [17,18].

Основное преимущество импульсного метода следует из небольшой длительности импульса. При таких небольших временах уравнения (2.5), выведенные для бесконечных пластов, обычно пригодны независимо от размеров пласта. Исследования импульсным методом могут длиться от нескольких часов до нескольких суток, что весьма незначительно нарушит обычный ход добычи в отличие от исследований скважин на интерференцию. Шумы и искажения, связанные с фоновым изменением пластового

давления, автоматически устраняются методикой интерпретации, приведенной в этом параграфе.

На рис. 9.13 схематически показано исследование импульсным методом двух скважин. Рисунок относится к добывающей скважине, где создают импульсы путем последовательного закрытия и открытия. В верхней части рисунка показаны постоянный дебит до исследования и дебиты импульсов, а в нижней — изменение давления в наблюдательной скважине и связь импульсов изменения давления с импульсами дебита. Хотя на рис. 9.13 продолжительность как открытия, так и закрытия скважины одинакова, все же исследования импульсным методом можно осуществить и при неравных временах закрытия и открытия скважины. Однако продолжительность всех периодов открытия между собой должна быть одинаковой, и все периоды закрытия скважины по времени также должны быть равны между собой.

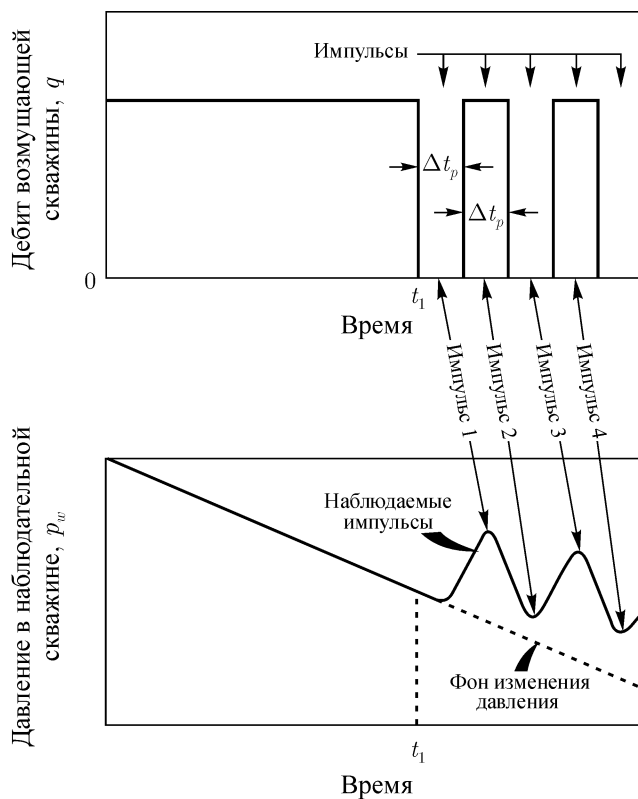


Рис. 9.13. Схематическое представление изменения дебита (импульсов) и давления в наблюдательной скважине при исследовании импульсным методом.

При интерпретации результатов исследования скважин импульсным методом используют две характеристики изменения давления в наблюдательной скважине. Первой является сдвиг фазы, т.е. время между окончанием импульса и пиком давления, вызванного этим импульсом (рис. 9.14). Сдвиг фазы ассоциируют с каждым импульсом. (Кривая изменения давления на рис. 9.14 не обязательно соответствует фактической кривой, получаемой во время исследования. Здесь связь импульсов нарисована для упрощения формулировки терминов, используемых при интерпретации импульсного

метода). Сдвиг фазы для первого и четвертого импульса показан на рис. 9.14. Похожим образом определяют сдвиг фаз для второго, третьего, пятого, шестого, седьмого и восьмого импульсов.

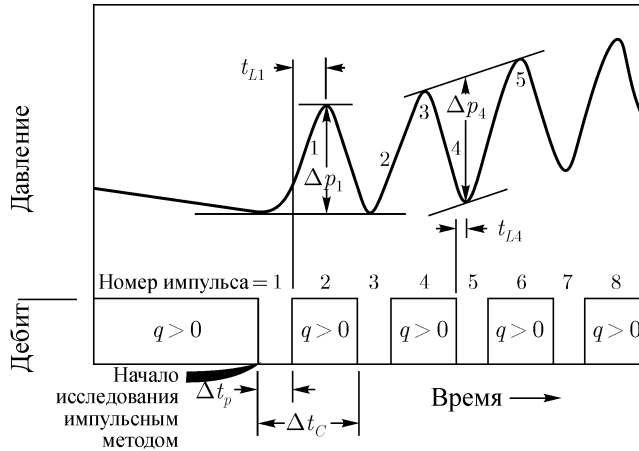


Рис. 9.14. Схематическое представление изменения дебита (импульсов) и давления во время исследования, иллюстрирующее термины сдвига фазы (t_L) и амплитуды (Δp).

Второй переменной, используемой при интерпретации результатов исследований импульсным методом, является амплитуда изменения давления Δp_1 , Δp_2 и т. д. (см. рис. 9.14). Амплитуда изменения давления, вызванного импульсом, определяем следующим образом: во-первых, необходимо провести касательную по двум пикам (или впадинам) по обе стороны измеряемого импульса, во-вторых, провести линию, параллельную этой касательной, через пик обрабатываемого импульса. Амплитуда изменения давления будет равна вертикальному расстоянию между этими двумя линиями. Аналогичный подход применяют как для пиков, так и для впадин. Откровенно говоря, значение Δp первого пика на рис. 9.14 является отрицательным, как и у всех других нечетных пиков, а у четных пиков Δp — положительным. Для методов интерпретации, представленных в данной главе, нет необходимости соблюдать знаки, поскольку это может осложнить процесс интерпретации. Скорее, мы определяем знак Δp таким же, как и знак дебита в открытый период исследования, т. е. $\Delta p/q > 0$.

Методики интерпретации результатов исследований скважин импульсным методом предложены Джонсоном, Грикнорном и Вудсом [14], Калхэмом [19], Старцманом [20] и Бригхэмом и Камалом [21, 22]. Методика Камала–Бригхэма [22] имеет преимущество в гибкости и удобстве при ручном способе интерпретации, поэтому она здесь и представлена. Для многих других методик требуется вычислительная техника.

В методе Камала–Бригхэма используется несколько определений. Отношение продолжительности импульса к общей продолжительности одного цикла открытия-закрытия скважины определяется как:

$$F' = \frac{\Delta t_P}{\Delta t_C} \tag{9.13}$$

где Δt_P и Δt_C указаны на рис. 9.14. (Эта номенклатура обозначений отличается от используемой Джонсоном, Гринкорном и Вудсом в работе [14]). Безразмерный сдвиг фаз определяется, как и любое безразмерное время, относительно радиуса возмущающей

скважины по формуле:

$$(t_L)_D = \frac{0,00036kt_L}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (9.14)$$

Безразмерное расстояние между возмущающей и наблюдательной скважинами:

$$r_D = r/r_w \quad (9.15)$$

где r показано на рис. 9.1. Безразмерная амплитуда изменения давления определяется по выражению:

$$\Delta p_D = \frac{kh\Delta p}{18,66qB\mu}, \quad (9.16)$$

где q — дебит возмущающей скважины, когда она открыта. Здесь мы используем такой знак перед безразмерной амплитудой изменения давления, чтобы величина $\Delta p/q$ была всегда положительная.

Сдвиг фазы и амплитуда изменения давления одного или более импульсов используются для расчета параметров пласта. Проницаемость находят по уравнению:

$$k = \frac{18,66qB\mu \left\{ \Delta p_D [t_L/\Delta t] C \right\}_{\text{Рис.}}^2}{h\Delta p [t_L/\Delta t_C]^2}. \quad (9.17)$$

В уравнении (9.17) параметры Δp и Δt_1 берут по кривой изменения давления в наблюдательной скважине для конкретного анализируемого импульса, Δt_C является продолжительностью цикла возмущающей скважины, а $\left\{ \Delta p_D [t_L/\Delta t] C \right\}_{\text{Рис.}}$ находят из рис. (9.15)–(9.18) для соответствующих значений $t_L/\Delta t_C$ и F' . Для каждого анализируемого импульса необходимо использовать свой рисунок. Рис. 9.15 служит для интерпретации *первого нечетного импульса* (первый импульс), рис. 9.16 используют при анализе *первого четного импульса* (второй импульс), рис. 9.17 необходим при анализе *всех нечетных импульсов* после первого (3,5,7...), а рис. 9.18 — для *всех четных импульсов* после первого четного (4,6,8...).

После нахождения проницаемости по уравнению (9.17) рассчитываем произведение пористость-сжимаемость по формуле:

$$\phi c_t = \frac{0,00036kt_L}{\mu r^2 \left\{ (t_L)_D / r_D^2 \right\}_{\text{Рис.}}}. \quad (9.18)$$

В уравнении 9.18 значение $\left\{ (t_L)_D / r_D^2 \right\}_{\text{Рис.}}$ определяют по рис. (9.19)–(9.22). Как и ранее, использование того или иного рисунка зависит от интерпретируемого импульса (первый нечетный или четный импульсы, или один из остальных нечетных или четных импульсов).

Как только по результатам исследования скважин импульсным методом построили график и определили сдвиг фазы и амплитуду изменения давления, то дальнейшая интерпретация по методике Камала–Бригхэма не займет много времени. Хорошей практикой является проведение интерпретации по нескольким импульсам, чтобы получить представление о надежности результатов.

Прац и Скотт [23] представили предварительные сведения о влиянии объема ствола наблюдательной скважины на изменение давления при исследовании импульсным

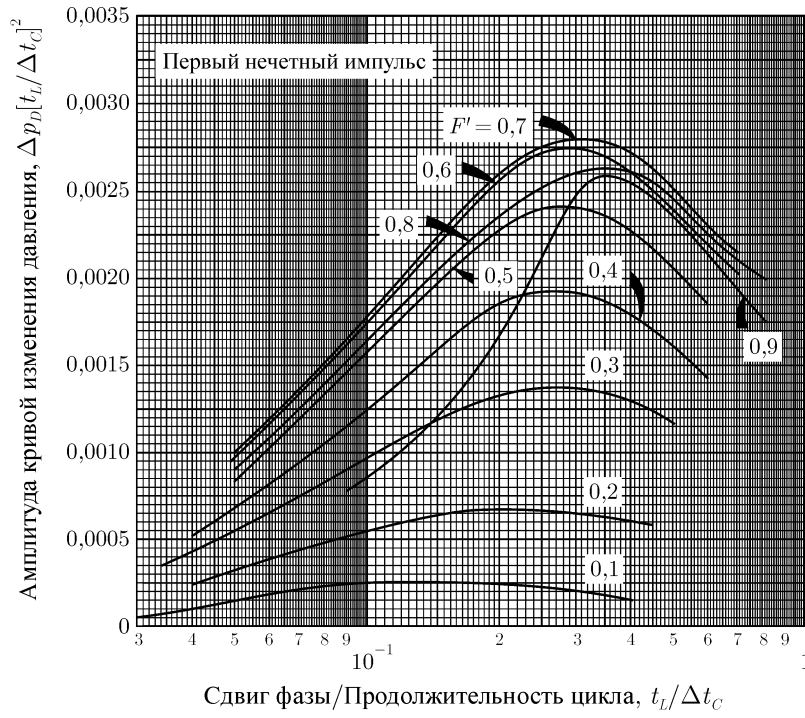


Рис. 9.15. Исследование импульсным методом: связь между сдвигом фазы и амплитудой кривой изменения давления для первого нечетного импульса. По Камалу и Бригхэму [22].

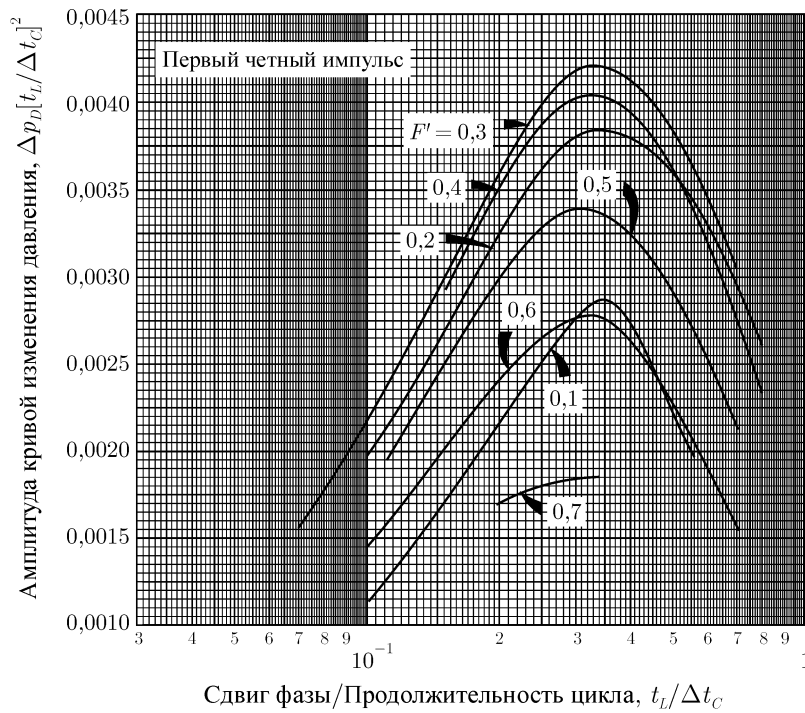


Рис. 9.16. Исследование импульсным методом: связь между сдвигом фазы и амплитудой изменения давления для первого четного импульса. По Камалу и Бригхэму [22].

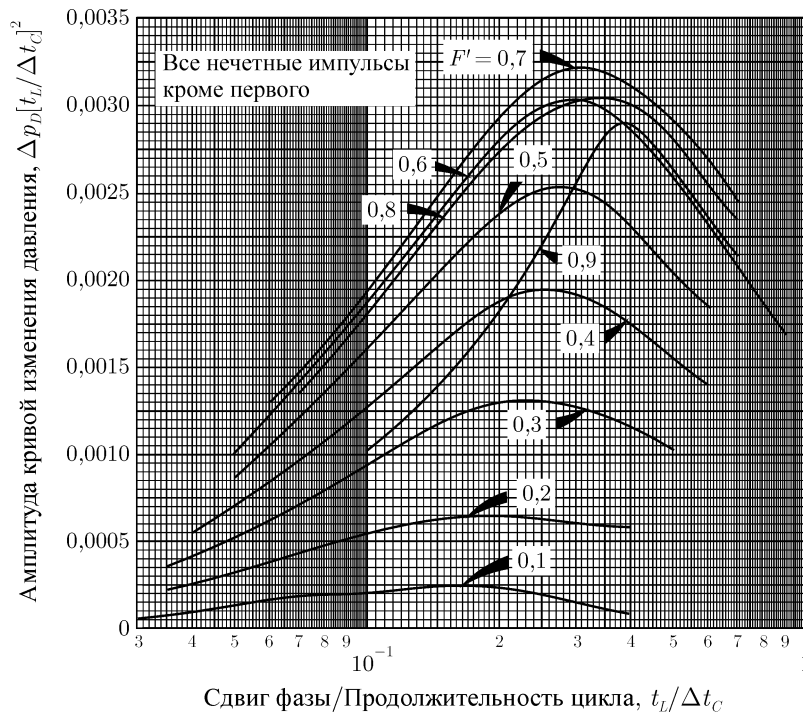


Рис. 9.17. Исследование импульсным методом: связь между сдвигом фазы и амплитудой изменения давления для всех нечетных импульсов после первого. По Камалу и Бригхэму [22].

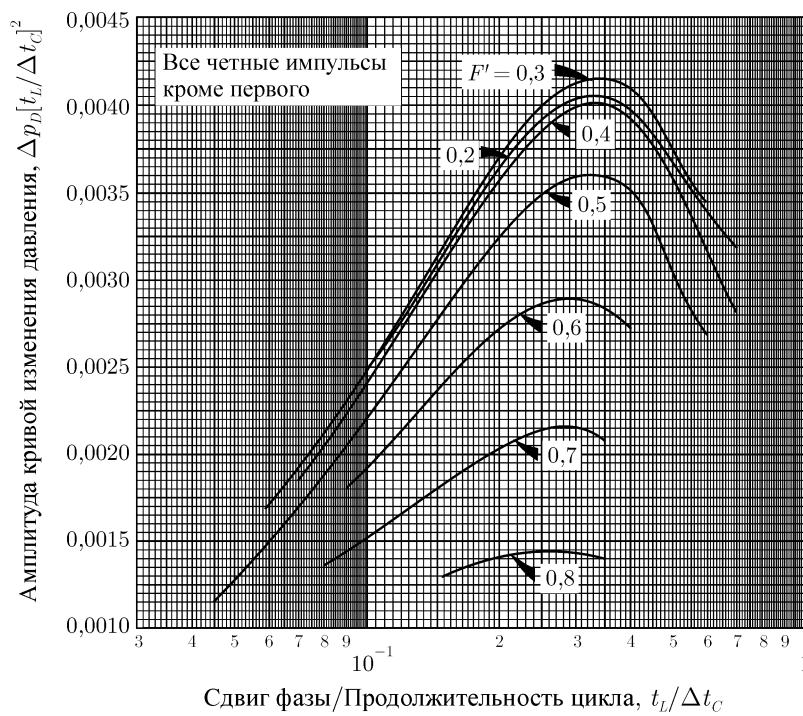


Рис. 9.18. Исследование импульсным методом: связь между сдвигом фазы и амплитудой изменения давления для всех четных импульсов после первого. По Камалу и Бригхэму [22].

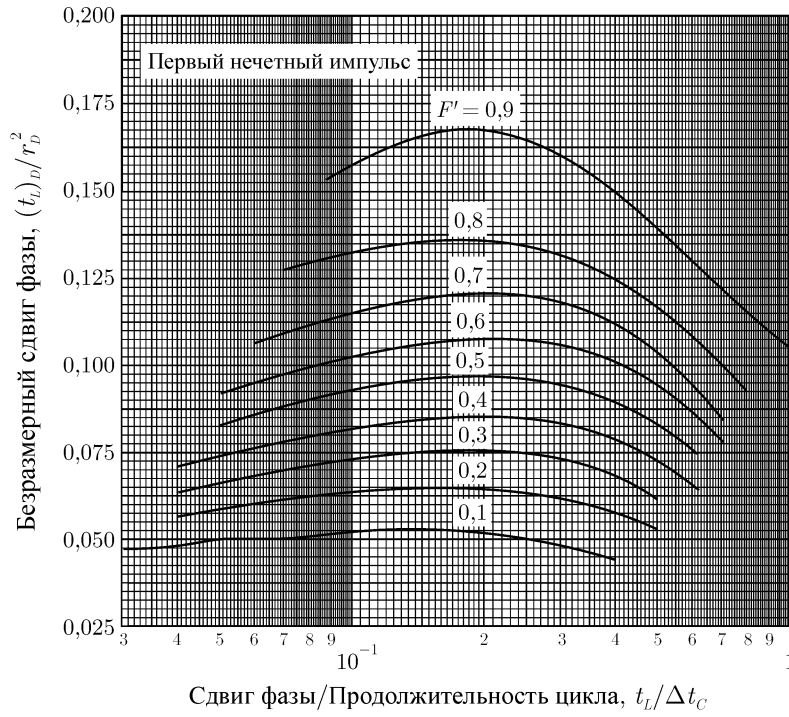


Рис. 9.19. Исследование импульсным методом: связь между сдвигом фазы и продолжительностью цикла для первого нечетного импульса. По Камалу и Бригхэму [22].

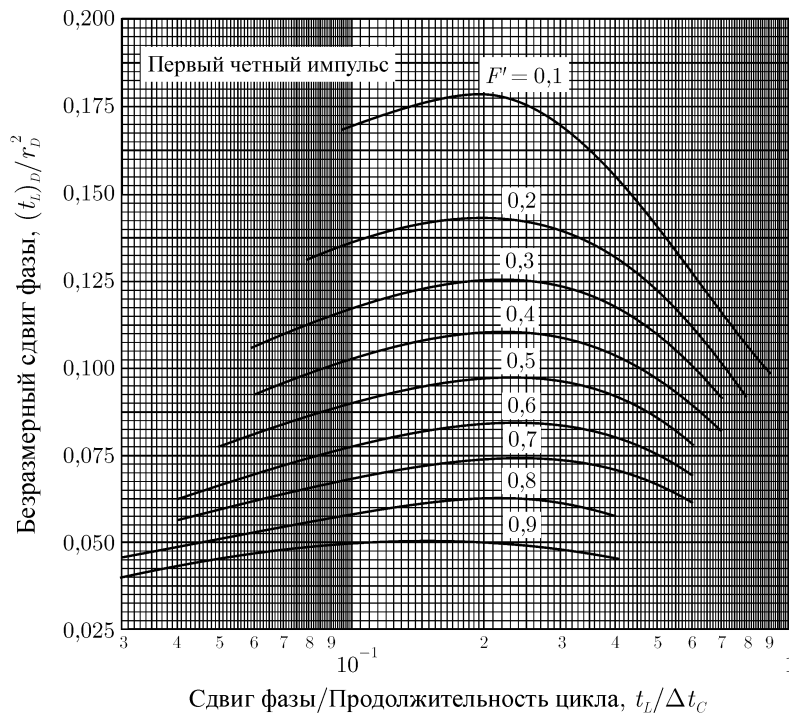


Рис. 9.20. Исследование импульсным методом: связь между сдвигом фазы и продолжительностью цикла для первого четного импульса. По Камалу и Бригхэму [22].

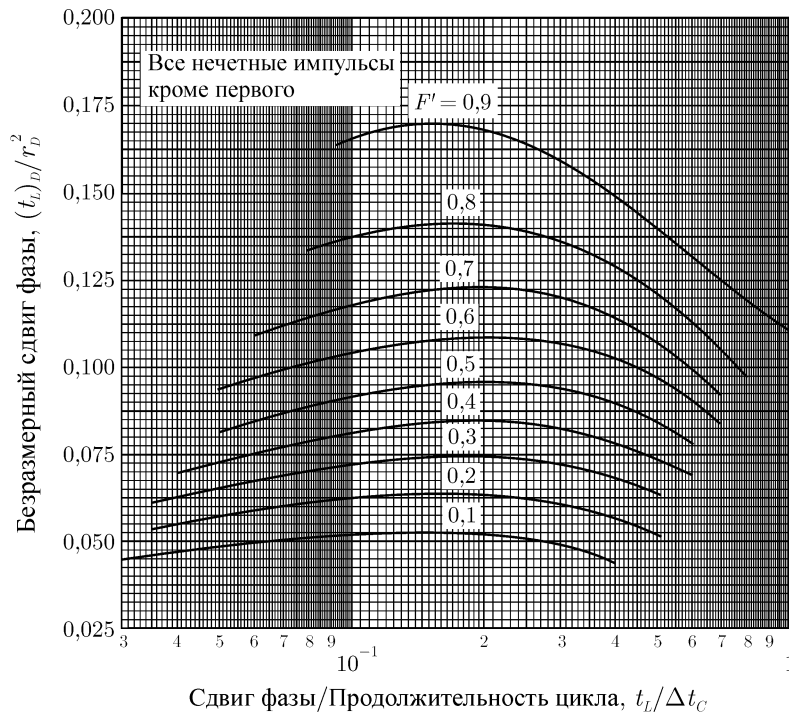


Рис. 9.21. Исследование импульсным методом: связь между сдвигом фазы и продолжительностью цикла для всех нечетных импульсов после первого. По Камалу и Бригхэму [22].

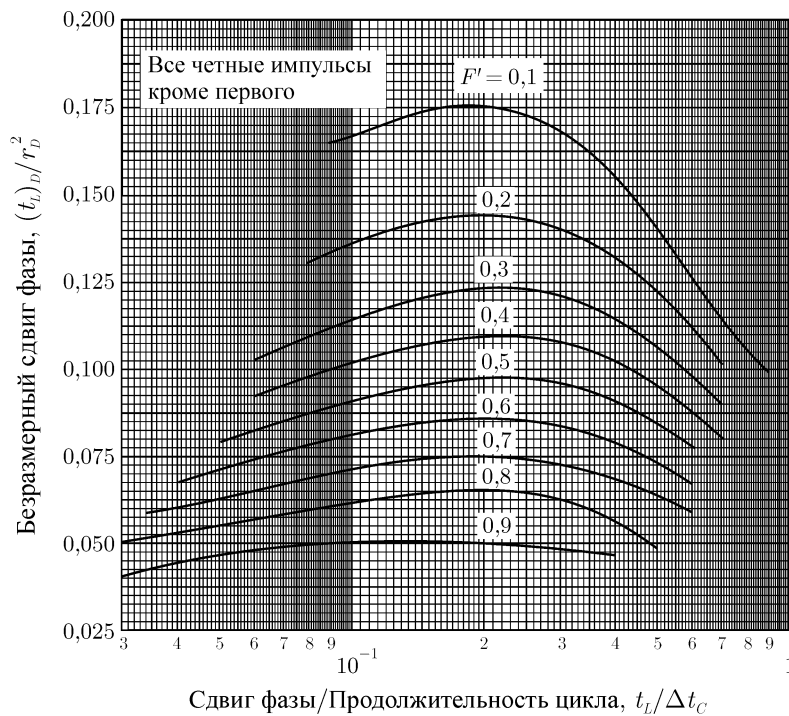


Рис. 9.22. Исследование импульсным методом: связь между сдвигом фазы и продолжительностью цикла для всех четных импульсов после первого. По Камалу и Бригхэму [22].

методом. Ствол наблюдательной скважины увеличивает сдвиг фаз (t_L) и сокращает амплитуду первого импульса (Δp). Сведения для последующих импульсов не представлены, но можно ожидать, что они также подвержены влиянию объема ствола скважины. По данным Праца и Скотта [23] мы приблизительно оценили, что влияние объема ствола наблюдательной скважины увеличивает сдвиг фазы менее, чем на 5% и практически не изменяет амплитуду, если при этом расстояние между возмущающей и наблюдательной скважинами удовлетворяет условию:

$$r_D > 34C_D^{0,54} \quad (9.19)$$

Значение r_D определяется по уравнению (9.15) относительно r_w наблюдательной скважины, а C_D находят из уравнения (2.18). Относительно физических размерных величин уравнение (9.19) примет вид:

$$r > 12,6 \left(\frac{C}{\phi c_t h r_w^2} \right)^{0,54} \quad (9.20)$$

или приблизительно

$$r > 12,6 \left(\frac{C}{\phi c_t h} \right)^{0,54} . \quad (9.21)$$

Можно ожидать, что и ствол возмущающей скважины влияет на изменение давления при импульсном исследовании, однако пока нет детальных сведений об этом влиянии.²

Пример 9.4. Интерпретация результатов исследования скважин импульсным методом

На рис. 9.23 приведены данные исследования скважин импульсным методом, взятые из работы МакКинли, Вела и Карлтона [7]. Добывающие скважины А8 и А9 исследованы путем создания импульсов в скважине А8 ($\Delta t_p = 1$ час, $q = 87$ м³/сут) и наблюдения за изменением давления в скважине А9 (символы «+» на рис. 9.23). В некоторый момент времени уже в скважине А9 создавали импульсы ($\Delta t_p = 1$ час, $q = 72$ м³/сут) и наблюдали за изменением давления в скважине А8 (кружочки на рис. 9.23). Пласт имеет следующие параметры: $B = 1,0$ и $r = 400$ м (40-акровая площадь).

Проанализируем второй пик (третий импульс) на рис. 9.23 с целью иллюстрации метода. По каждому набору точек на рисунке определяем:

$$\frac{\Delta p}{q} = 3,3 \times 10^{-4} \text{ бар/(м}^3\text{/сут)}$$

и

$$t_L = 0,15 \text{ часа.}$$

Для этих исследований имеем: $\Delta t_C = 2$ часа, $\Delta t_p = 1$ час. Следовательно,

$$t_L/\Delta t_C = \frac{0,15}{2,00} = 0,075$$

²Статья, где упоминается это явление, появилась накануне публикации настоящей монографии — Жаргон Ж.Р. «Влияние ствола и загрязнения призабойной зоны возмущающей скважины на анализ исследований скважин на интерференцию», Журнал оф петролеум технолоджи (Август 1976) 851–858. В статье утверждается, что ствол наблюдательной скважины уменьшает амплитуду импульса и увеличивает сдвиг фазы.

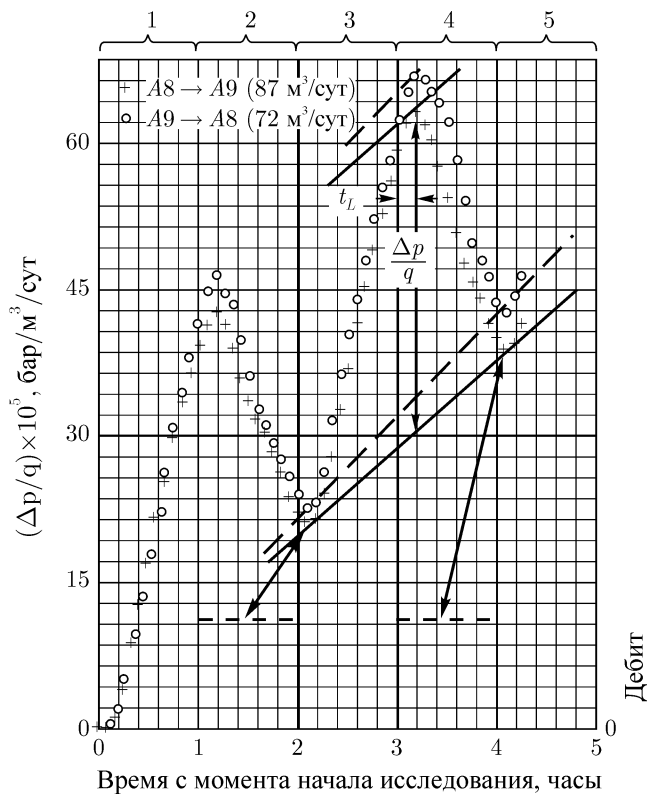


Рис. 9.23. Данные исследования импульсным методом двух скважин в обоих направлениях к примеру 9.4. По МакКинли, Вела и Карлгону [7].

и

$$F' = 1,0/2,0 = 0,5.$$

К сожалению, нет достаточных данных для расчета проницаемости по уравнению (9.17), но данное уравнение можно преобразовать и найти kh/μ . По рис. 9.17 для всех нечетных импульсов после первого при $F' = 0,5$ и $t_L/\Delta t_C = 0,075$ определяем $\{\Delta p_D [t_L/\Delta t_C]^2\}_{\text{Рис.}} = 0,00128$. Тогда,

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{(18,66)(1,0)\{0,00128\}}{(3,3 \times 10^{-4})[0,075]^2} = 12900 \text{ мД} \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}.$$

Далее, преобразовав уравнение (9.18) и определив из рис. 9.21 для всех последующих нечетных импульсов параметр $\{(t_L)_D/r_D^2\}_{\text{Рис.}} = 0,0876$, находим произведение $\phi c_t h$:

$$\phi c_t h = \frac{(0,00036)(12900)(0,15)}{(400)^2(0,0876)} = 4,97 \times 10^{-5} \text{ м/бар}.$$

По своей методике интерпретации МакКинли, Вела и Карлтон в работе [7] рассчитали $kh/\mu = 12200 \pm 610$ и $\phi c_t h = 4,9 \times 10^{-5} \pm 0,5 \times 10^{-5}$ для возмущающей скважины А8 и наблюдательной скважины А9. Для случая, когда возмущающей скважиной является А9, а наблюдательной — А8, они нашли $kh/\mu = 14020 \pm 2100$ и $\phi c_t h = 5,6 \times 10^{-5} \pm 0,6 \times 10^{-5}$.

Для получения наиболее достоверных результатов следует проводить исследования скважин импульсным методом при оптимальном сочетании продолжительности импульса, амплитуды и регистрирующих приборов. Поэтому рекомендуется планировать исследования скважин импульсным методом по предполагаемым параметрам пласта, основываясь на рис. 9.15–9.22, как показано в следующем примере.

Пример 9.5. Планирование исследования скважин импульсным методом

Необходимо спланировать исследование скважины импульсным методом при следующих исходных параметрах:

$$\begin{aligned} q &= 16 \text{ м}^3/\text{сут} & r &= 200 \text{ м} \\ k &= 200 \text{ мД} & c_t &= 1,45 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ \mu &= 3 \text{ мПа} \cdot \text{с} & \phi &= 0,18 \\ h &= 7,6 \text{ м} & B &= 1,1 \end{aligned}$$

Поскольку возмущающей скважиной является добывающая скважина, то для минимизации времени закрытия в качестве импульса выбираем короткий период закрытия, например $F' = 0,3$. Для начала выбираем *максимальные* по значению точки $\Delta p_D [t_L/\Delta t_C]^2$ из рис. 9.15 и 9.16 для *первых* нечетного и четного импульсов. Для первого *четного* импульса и $F' = 0,3$ из рис. 9.16 находим, что $\{\Delta p_D [t_L/\Delta t_C]^2\}_{\text{рис.}} \approx 0,0042$ в точке $t_L/\Delta t_C \approx 0,33$. Из рис. 9.20 при $t_L/\Delta t_C \approx 0,33$ определяем: $\{(t_L)_D/r_D^2\}_{\text{рис.}} = 0,122$. Далее, преобразуя уравнение (9.18), получим:

$$t_L = \frac{\{(t_L)_D/r_D^2\}_{\text{рис.}} r^2 \phi \mu c_t}{(0,00036)k} \cong \frac{\{0,122\}(200)^2(0,18)(3)(1,45 \times 10^{-4})}{(0,00036)(200)} \cong 5,4 \text{ часа.}$$

Время цикла определяется по выражению:

$$\Delta t_C = t_L/[t_L/\Delta t_C] = 5,4/0,33 = 16,4 \text{ часа}$$

и продолжительность импульса равна:

$$\Delta t_p = F' \Delta t_C = 4,9 \text{ часа.}$$

Теперь рассчитываем изменение давления в наблюдательной скважине по преобразованному уравнению (9.17):

$$\Delta p \cong \frac{(18,66)qB\mu \left\{ \Delta p_D [t_L/\Delta t_C]^2 \right\}_{\text{рис.}}}{kh [t_L/\Delta t_C]} \cong \frac{(18,66)(1,1)(3)\{0,0042\}}{(200)(7,6)[0,33]^2} q \cong 1,56 \times 10^{-3} q \text{ бар.}$$

Следовательно, при интерпретации *четных импульсов* ожидаемая амплитуда изменения давления Δp составляет $1,56 \times 10^{-3}(16) = 0,025$ бар. Т. е. нам потребовалось бы закрыть скважину на 5 часов, а добывать в течение 11 часов и так далее.

Если мы хотим интерпретировать изменение давления, вызванное первым нечетным импульсом, то планируем исследование схожим способом:

$$\left\{ \Delta p_D [t_L/\Delta t_C]^2 \right\}_{\text{рис.}} \cong 0,0014 \text{ при } t_L/\Delta t_C \cong 0,27 \text{ из рис. 9.15,}$$

и

$$\left\{ (t_L)_D/r_D^2 \right\}_{\text{рис.}} = 0,074 \text{ из рис. 9.19.}$$

Проводя расчеты таким же способом, как показано выше, получим: $t_L \approx 3,3$ часа, $\Delta t_C \approx 12,2$ часа, $\Delta t_p \approx 3,7$ часа и $\Delta p \approx 0,008$ бар при дебите $16 \text{ м}^3/\text{сут}$. Следовательно, потребуется закрыть скважину на 4 часа, а добывать в течение 8 часов и т. д. Кроме того, необходимы надежные манометры для регистрации изменения давления в пределах $\Delta p \approx 0,007$ бар. Поэтому для данного случая следует интерпретировать четные импульсы, которые дадут наибольшее изменение давления.

Иначе мы могли бы выбрать удобную продолжительность импульса и рассчитать $\Delta p/q$. Затем использовать $\Delta p/q$ для выбора высоты импульса (q) или регистрирующих манометров. Естественно, что для многих скважин мы не сможем значительно изменить величину импульса (дебит).

При более длительном исследовании можно было бы получить большую амплитуду изменения давления. Например, если выбрать $\{\Delta p_D[t_L/\Delta t_C]_2\}_{\text{Рис.9.16}} = 0,00156$ при $[t_L/\Delta t_C] = 0,07$, то $\{(t_L)_D/r_D^2\}_{\text{Рис.9.20}} = 0,109$ и получим $t_L = 4,86$ часа и $\Delta p = 1,28 \times 10^{-2}q$. Следовательно, увеличением продолжительности цикла (и всего исследования) в 4,23 раза можно увеличить амплитуду в 8 раз. Однако, поскольку главным преимуществом импульсного метода является небольшая продолжительность, то, наверное, лучше принять меньшее изменение давления, а время исследования оставить коротким.

9.4. Неоднородные и анизотропные пласты

Большинство методик исследований скважин методом гидропрослушивания основано на предположении изотропности и однородности пласта в области охвата исследованием. Если эти ограничения не выполняются, то методики анализа, представленные в этой главе, в основном дают результаты, являющиеся своего рода средними параметрами в пределах области охвата исследованием (рис. 9.1) [5]. Вела и МакКинли [5] предлагают метод поправки значений kh/μ и $\phi c_t h$, определенных по нескольким импульсным исследованиям, к средним параметрам пласта. Этот метод следует использовать и при исследовании скважин на интерференцию, когда имеется достаточное количество данных.

Если при исследовании на интерференцию задействовано достаточно наблюдательных скважин, то результаты иногда интерпретируют компьютерными методами для описания изменения параметров пласта в зависимости от направления. Янс [6] описывает методику для неоднородных и анизотропных пластов. Методика, представленная Эрлагером и Кершем [10], применяется для анизотропного, но все-таки однородного и бесконечного пласта. Предложены и другие методики [8, 9].

Пирс, Вела и Кунц [24] описывают метод расчета ориентации и длины гидравлических трещин по результатам импульсных исследований. Хотя этот метод требует численного моделирования, все же он окажется полезным для определения анизотропии пласта по проницаемости. Без численного моделирования метод даст только качественную оценку, поэтому в дальнейшем он не обсуждается.

Основываясь на работах Пападопулоса [25], Рэйми [11] разработал метод расчета параметров анизотропии пласта по данным исследований скважин на интерференцию. Этот метод, хотя и сложнее обычного метода интерпретации исследований скважин на интерференцию, все же не требует помощи компьютера. На рис. (9.24) объясняется необходимая номенклатура обозначений. Ось максимальной проницаемости k_{\max} поворачивают на угол θ относительно осей, используемых для определения координат скважины. Ось минимальной проницаемости k_{\min} ориентируют на 90° относительно

оси максимальной проницаемости. Возмущающая скважина расположена в начале координат, а наблюдательные — в точках с координатами (x, y) . Для анализа анизотропии пласта требуется снимать давление по крайней мере в трех наблюдательных скважинах, расположенных на лучах, расходящихся от возмущающей скважины. Это предполагает, что пласт с возмущающей/наблюдательной скважиной является бесконечным и однородным (но анизотропным).

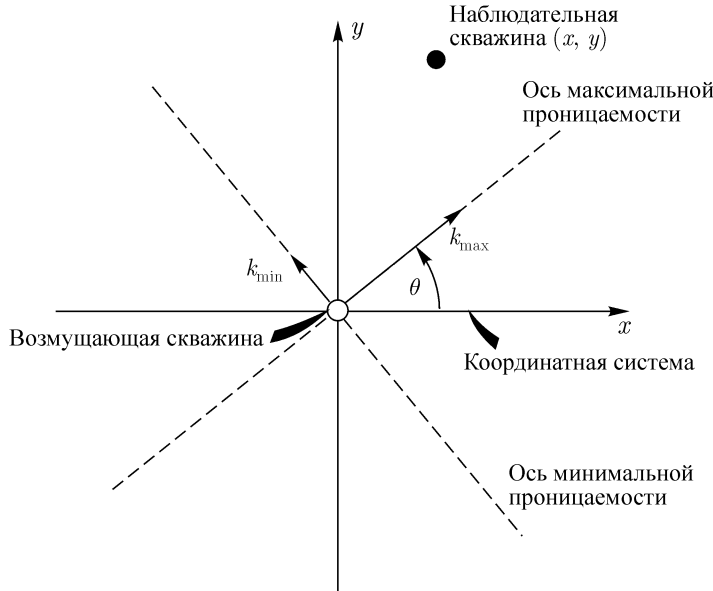


Рис. 9.24. Номенклатура обозначений для анизотропного по проницаемости пласта. Согласно Рэйми [11].

Рэйми показывает, что давление в наблюдательной скважине определяется по выражению:

$$p(x, y, z) = p_i - \frac{18,66qB\mu}{\sqrt{k_{\max}k_{\min}h}} p_D \left(\left[\frac{t_D}{r_D^2} \right]_{dir} \right). \quad (9.20)$$

Уравнение (9.20) аналогично известному уравнению (2.2) за исключением замены проницаемости на параметр $\sqrt{k_{\max}k_{\min}}$ и использования определения:

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_{dir} = \frac{0,00036t}{\phi\mu ct} \left[\frac{k_{\max}k_{\min}}{k_x y^2 + k_y x^2 - 2k_{xy}xy} \right] \quad (9.21)$$

В уравнении (9.21) символы k_x , k_y и k_{xy} означают элементы симметричного тензора проницаемости, привязанного к координатной системе [11]. Для расчета k_{\max} , k_{\min} и q прежде необходимо рассчитать k_x , k_y и k_{xy} по алгоритму, описанному ниже.

Совмещение кривых является первым этапом методики интерпретации. С этой целью строят графики изменения давления, измеренного по крайней мере трех скважинах, и совмещают их с эталонной кривой рис. С.2, как описывается в параграфе 9.2. Каждый из трех наборов точек необходимо совместить таким образом, чтобы координата «точки сравнения» на оси давлений $[\Delta p_M, (p_D)_M]$ была одинакова для кривых изменения давления всех трех наблюдательных скважин. Координаты «точки сравнения» на оси времени $[t_M, (t_D/r_D^2)_M]$ будут различными для каждого набора точек

данных наблюдательных скважин. При данном способе совмещения кривых и наилучшем их совпадении для всех трех наборов точек можно найти параметры анизотропии проницаемости и величину $\phi\mu c_t$.

После процесса совмещения кривых рассчитывается средняя проницаемость:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\max}k_{\min}} = \frac{18,66qB\mu(p_D)_M}{h\Delta p_M} \quad (9.22)$$

где координаты «точки сравнения» на оси давления одинаковы для всех кривых изменения давления. Каждую из трех координат по времени «точек сравнения» $[t_M, (t_D/r_D^2)_M]$ используем совместно с преобразованным уравнением (9.21):

$$y^2k_x + x^2k_y - 2xyk_{xy} = \frac{(0,00036)k_{\max}k_{\min}}{\phi\mu c_t} \frac{t_M}{(t_D/r_D^2)_M} \quad (9.23)$$

Затем уравнение (9.23) записывается для каждой нагнетательной скважины. В результате получаем три уравнения относительно четырех неизвестных k_x , k_y , k_{xy} и $\phi\mu c_t$. Их можно решить совместно и выразить k_x , k_y , k_{xy} относительно неизвестного $\phi\mu c_t$. Затем найденные k_x , k_y и k_{xy} (содержащие $\phi\mu c_t$) подставляем в выражение:

$$k_xk_y - k_{xy}^2 = k_{\max}k_{\min} = \bar{k}^2 \quad (9.24)$$

Правая часть уравнения (9.24) известна и находится по уравнению (9.22). Тогда данное уравнение можно решить и рассчитать $\phi\mu c_t$. Потом находим k_x , k_y и k_{xy} , зная $\phi\mu c_t$. Для завершения интерпретации и расчета максимальной и минимальной проницаемости, а также угла ориентации осей, используем следующие выражения:

$$k_{\max} = 0,5 \left\{ (k_x + k_y) + [(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2]^{1/2} \right\}, \quad (9.25)$$

$$k_{\min} = 0,5 \left\{ (k_x + k_y) - [(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2]^{1/2} \right\}, \quad (9.26)$$

и

$$\theta = \arctan \left(\frac{k_{\max} - k_x}{k_{xy}} \right). \quad (9.27)$$

Пример 9.6. Интерпретация результатов исследования скважин на интерференцию в анизотропном пласте

Рэйми [11] приводит данные исследования скважин на интерференцию, расположенных по девятиточечной схеме, на момент окончания заводнения пласта. Перед исследованием все скважины были остановлены. Затем в одной скважине начали закачку с дебитом $18 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в восьми добывающих остановленных скважинах следили за подъемом уровня флюида. Измерение велось как во время закачки, так и в последующий период падения давления. Рэйми сводит в таблицы подробные данные давления во время закачки и падения давления во всех 8 наблюдательных скважинах. Здесь для демонстрации применения уравнений (9.22–9.27) используется только часть этих данных.

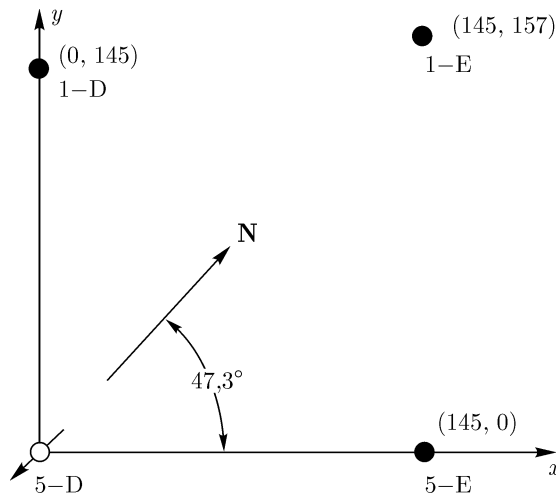


Рис. 9.25. Расположение скважин к примеру 9.6.

Таблица 9.4. Изменение давления при исследовании скважин на интерференцию к примеру 9.6. По Рэйми [11].

Скважина №1-D	Скважина №5-E	Скважина №1-E
t (часы)	t (часы)	t (часы)
Δp (бар)	Δp (бар)	Δp (бар)
23,5	1,45	1,90
28,5	3,24	3,24
51	4,96	4,96
77	6,48	6,56
95	7,93	7,93
	8,41	

На рис. 9.25 показано расположение скважин. В табл. 9.4 приведены замеры давления во время закачки. Другими исходными данными являются:

$$\begin{aligned}
 q &= -18,3 \text{ м}^3/\text{сут} & h &= 7,6 \text{ м} \\
 \mu &= 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с} & \phi &= 0,20 \\
 B &= 1,0 & p_i &= 16,5 \text{ бар}
 \end{aligned}$$

На рис. 9.26 показан результат совмещения данных табл. 9.4 с эталонной кривой на рис. С.2. Совмещение проведено таким образом, чтобы координаты точки сравнения на шкале давлений $[p_M, (p_D)_M]$ стали одинаковыми для всех трех кривых изменения давления. Координаты «точки сравнения» на оси времени будут отличаться.

Координаты точки сравнения: $p_M = -0,689$ бар и $(p_D)_M = 0,26$.

	Скважина №-D	Скважина №5-E	Скважина №1-E
t_M , часы	72	92	150
$(t_D/r_D^2)_M$	1,0	1,0	1,0

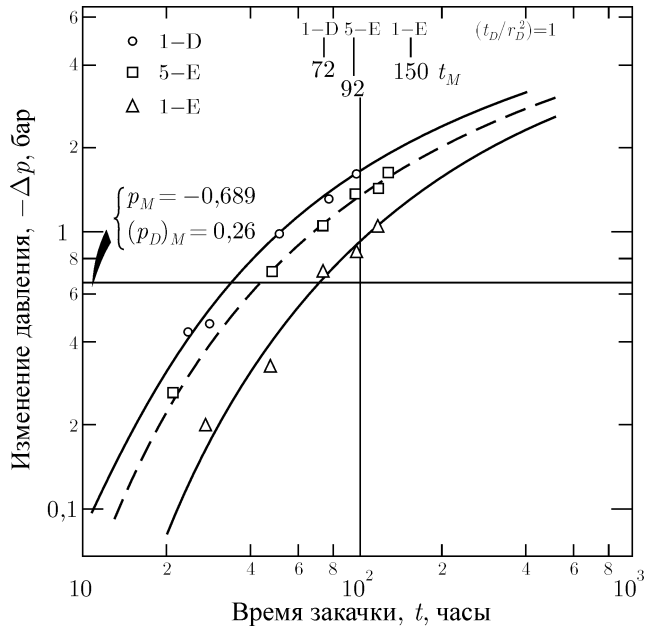


Рис. 9.26. Данные исследования скважин на интерференцию, совмещенные с эталонной кривой рис. С.2. Координаты точки сравнения по давлению одинаковы для всех фактических кривых.

Средняя проницаемость рассчитывается по уравнению (9.22):

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\max} k_{\min}} = \frac{(18,66)(-18,3)(1)(1)}{7,6} \frac{(0,26)}{(-0,689)} = 16,96 \text{ мД},$$

$$k_{\max} k_{\min} = (16,96)^2 = 287,6.$$

Теперь записываем уравнение (9.23) для каждой координаты точки сравнения на оси времени:

Для скважины № 1-D

$$(145)^2 k_x + (0)^2 k_y - 2(0)(145)k_{xy} = \frac{(0,00036)(287,6)}{\phi \mu c_t} \frac{(72)}{(1,0)}.$$

Для скважины № 5-E

$$(0)^2 k_x + (145)^2 k_y - 2(145)(0)k_{xy} = \frac{(0,00036)(287,6)}{\phi \mu c_t} \frac{(92)}{(1,0)}.$$

Для скважины № 1-E

$$(157)^2 k_x + (145)^2 k_y - 2(145)(157)k_{xy} = \frac{(0,00036)(287,6)}{\phi \mu c_t} \frac{(150)}{(1,0)}.$$

После преобразования и упрощения получим:

$$k_x = \frac{3,54 \times 10^{-4}}{\phi \mu c_t} \quad (9.28)$$

$$k_y = \frac{4,53 \times 10^{-4}}{\phi \mu c_t} \quad (9.29)$$

$$0,5413k_x + 0,4618k_y - k_{xy} = \frac{3,41 \times 10^{-4}}{\phi \mu c_t} \quad (9.30)$$

Уравнения (9.28–9.30) представим в виде одного уравнения:

$$k_{xy} = (0,5413) \frac{3,54 \times 10^{-4}}{\phi \mu c_t} + (0,4618) \frac{4,53 \times 10^{-4}}{\phi \mu c_t} - \frac{3,41 \times 10^{-4}}{\phi \mu c_t} = \frac{5,98 \times 10^{-5}}{\phi \mu c_t}. \quad (9.31)$$

Подставляя результаты уравнений (9.28–9.31) в уравнение (9.24), получим:

$$\frac{(3,54 \times 10^{-4})(4,53 \times 10^{-4})}{(\phi \mu c_t)(\phi \mu c_t)} - \left(\frac{5,98 \times 10^{-5}}{\phi \mu c_t} \right)^2 = 287,6 \quad (9.32)$$

т. е.

$$\phi \mu c_t = \sqrt{\frac{(3,54 \times 10^{-4})(4,53 \times 10^{-4}) - (5,98 \times 10^{-5})^2}{287,6}} = 2,34 \times 10^{-5} \text{ мПа} \cdot \text{с/бар}.$$

Окончательно,

$$c_t = \frac{2,34 \times 10^{-5}}{(0,20)(1)} = 1,17 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}.$$

Теперь зная $\phi \mu c_t$, можно решить уравнения (9.28–9.30) и найти:

$$k_x = \frac{3,54 \times 10^{-4}}{2,34 \times 10^{-5}} = 15,13 \text{ мД},$$

$$k_y = \frac{4,53 \times 10^{-4}}{2,34 \times 10^{-5}} = 19,36 \text{ мД},$$

$$k_{xy} = \frac{5,98 \times 10^{-5}}{2,34 \times 10^{-5}} = 2,56 \text{ мД}.$$

Для расчета максимальной проницаемости используем уравнение (9.26):

$$k_{\max} = 0,5 \left[(15,13 + 19,36) + \sqrt{(15,13 - 19,36)^2 + 4(2,56)^2} \right] = 20,6 \text{ мД},$$

а уравнение (9.28) — для расчета минимальной проницаемости:

$$k_{\min} = 0,5 \left[(15,13 + 19,36) - \sqrt{(15,13 - 19,36)^2 + 4(2,56)^2} \right] = 13,9 \text{ мД}$$

Из уравнения (9.24) нам известно, что $\sqrt{k_{\max} k_{\min}} = 16,96$. Таким образом, можно проверить расчет по выражению:

$$\sqrt{k_{\max} k_{\min}} = \sqrt{(20,6)(13,9)} = 16,92.$$

Наконец, оцениваем направление оси максимальной проницаемости k_{\max} по уравнению (9.27):

$$\theta = \arctan \left(\frac{20,6 - 15,13}{2,56} \right) = 64,9^\circ \text{ от оси } x.$$

С поправкой на ориентацию осей координат направление максимальной проницаемости составит:

$$\theta = 64,9 - 47,3 = N17,4^\circ W$$

Пример 9.6 наглядно показывает, что, несмотря на длительность расчетов, в целом алгоритм нахождения параметров анизотропии не сложен и не требует помощи компьютера. Наиболее сложной частью процесса интерпретации является совместное решение системы уравнений, обозначенных в примере 9.6 как уравнения (9.28–9.30). В этом примере решение оказалось простым, потому что два уравнения решились без труда. Такое часто происходит, когда разумно выбрана система координат. Однако не всегда легко выбрать систему координат, поэтому, как показано в этом примере, ее ориентируют относительно направления север-юг.

Свифт и Браун [26] предлагают другой с позиции расчетов подход к оценке параметров анизотропии, по-прежнему основанный на интегральной показательной функции. Если использовать этот метод таким же способом, как описано выше, то он даст одинаковые результаты с методикой Рэйми [11], хотя совместное решение уравнений может оказаться более сложным. Свифт и Браун [26] предложили использовать регрессионный анализ для расчета k_{\max} , k_{\min} и θ , когда имеется достаточно данных. Они также констатируют, что если пласт является неоднородным, то значения проницаемости, полученные по обычной методике интерпретации результатов исследований скважин на интерференцию для однородных анизотропных пластов (например, по уравнению (9.2)), могут дать направления осей проницаемости прямо противоположные истинным.

Литература

- [1] Matthews C. S. and Russell D. G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Chap. 7.
- [2] Driscoll Vance J. *Use of Well Interference and Build-Up Data for Early Quantitative Determination of Reserves, Permeability and Water Influx*, J. Pet. Tech. (Oct. 1963) 1127–1136; Trans., AIME, **228**.
- [3] Matthies E. Peter *Practical Application of Interference Tests*, J. Pet. Tech. (March 1964) 249–252. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 145–148.
- [4] Warren J. E. and Hartsock J. H. *Well Interference*, Trans., AIME (1960) **219**, 89–91. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 93–95.
- [5] Vela Saul and McKinley R. M. *How Areal Heterogeneities Affect Pulse-Test Results*, Soc. Pet. Eng. J. (June 1970) 181–191; Trans., AIME, **249**.
- [6] Jahns Hans O. *A Rapid Method for Obtaining a Two-Dimensional Reservoir Description From Well Pressure Response Data*, Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1966) 315–327; Trans., AIME, **237**.

- [7] McKinley R. M., Vela Saul and Carlton L. A. *A Field Application of Pulse-Testing for Detailed Reservoir Description*, J. Pet. Tech. (March 1968) 313–321; Trans., AIME, **243**.
- [8] Woods E. G. *Pulse-Test Response of a Two-Zone Reservoir*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1970) 245–256; Trans., AIME, **249**.
- [9] Elkins Lincoln F. and Skov Arlie M. *Determination of Fracture Orientation From Pressure Interference*, Trans., AIME (1960) **219**, 301–304. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 97–100.
- [10] Earlougher Robert C. Jr. and Kersch Keith M. *Field Examples of Automatic Transient Test Analysis*, J. Pet. Tech. (Oct. 1972) 1271–1277.
- [11] Ramey Henry J. Jr. *Interference Analysis for Anisotropic Formations — A Case History*, J. Pet. Tech. (Oct. 1975) 1290–1298; Trans., AIME, **259**.
- [12] Gringarten A. C. and Witherspoon P. A. *A Method of Analyzing Pump Test Data From Fractured Aquifers*, Proc., Symposium on Percolation Through Fissured Rock, International Society for Rock Mechanics, Stuttgart (Sept. 18–19, 1972).
- [13] Earlougher R. C. Jr., and Ramey H. J. Jr. *Interference Analysis in Bounded Systems*, J. Cdn. Pet. Tech. (Oct.-Dec. 1973) 33–45.
- [14] Johnson C. R., Greenkorn R. A. and Woods E. G. *Pulse-Testing: A New Method for Describing Reservoir Flow Properties Between Wells*, J. Pet. Tech. (Dec. 1966) 1599–1604; Trans., AIME, **237**.
- [15] Greenkorn R. A. and Johnson C. R. *Method for Defining Reservoir Heterogeneities*, U.S. Patent No. 3,285,064 (Nov. 15, 1966).
- [16] Johnson C. R. *Portable “Radar” for Testing Reservoirs Developed by Esso Production Research*, Oil and Gas J. (Nov. 20, 1967) 162–164.
- [17] Johnson C. R. and Raynor R. *System for Measuring Low Level Pressure Differential*, U.S. Patent No. 3,247,712 (April 26, 1966).
- [18] Miller G. B., Seeds R. W. S. and Shira H. W. *A New, Surface Recording, Down-Hole Pressure Gauge*, paper SPE 4125 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex., Oct. 8–11, 1972.
- [19] Culham W. E. *Amplification of Pulse-Testing Theory*, J. Pet. Tech. (Oct. 1969) 1245–1247.
- [20] Startzman R. A. *A Further Note on Pulse-Test Interpretation*, J. Pet. Tech. (Sept. 1971) 1143–1144.
- [21] Brigham W. E. *Planning and Analysis of Pulse-Tests*, J. Pet. Tech. (May 1970) 618–624; Trans., AIME, **249**.
- [22] Kamal Medhat and Brigham William E. *Pulse-Testing Response for Unequal Pulse and Shut-In Periods*, Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1975) 399–410; Trans., AIME, **259**.
- [23] Prats M. and Scott J. B. *Effect of Wellbore Storage on Pulse-Test Pressure Response*, J. Pet. Tech. (June 1975) 707–709.
- [24] Pierce A. E., Vela Saul, and Koonce K. T. *Determination of the Compass Orientation and Length of Hydraulic Fractures by Pulse Testing*, J. Pet. Tech. (Dec. 1975) 1433–1438.

- [25] Papadopulos Istavros S. *Nonsteady Flow to a Well in an Infinite Anisotropic Aquifer*, Proc, 1965 Dubrovnik Symposium on Hydrology of Fractured Rocks, Int'l. Assoc. of Sci. Hydrology(1965) **I**, 21–31.
- [26] Swift S. C. and Brown L. P. *Interference Testing for Reservoir Definition – The State of the Art*, paper SPE 5809 presented at the SPE-AIME Fourth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, March 22–24, 1976.

ГЛАВА 10

Влияние неоднородностей пласта на характер изменения давления

10.1. Введение

Большая часть представленного в этой монографии теоретического материала основана на предположении однородности и изотропности пластов. В этой главе рассматривается влияние некоторых наиболее распространенных типов неоднородности пласта на характер нестационарного изменения давления. Неоднородности, или отличия параметров пласта и флюида в разных точках, являются результатом напластования, складчатости и тектонических нарушений, изменений литологии пласта в период постосадконакопления, а также смены типа флюида или его свойств [1]. Различают микroneоднородность, как в карбонатных коллекторах, состоящих из матрицы и трещин, каверн или пустот растворения. Существует и макroneоднородность пласта в виде непроницаемых барьеров, разломов, контактов жидкость-жидкость, изменений в мощности и литологии пласта, а также нескольких пропластков с различными свойствами и т. д.

Характеристикой, имеющей отношение к неоднородности, является анизотропия проницаемости пласта. В анизотропном пласте проницаемость варьирует в зависимости от направления течения жидкости. Анизотропия вызвана седиментационными (например, залежи, образованные вдоль палеорусел) или тектоническими процессами (параллельная ориентация трещин). Поскольку анизотропия наблюдается как в однородных, так и в неоднородных пластах, то ее наличие не обязательно подразумевает неоднородность в том смысле, как определено предыдущим абзацем. Как известно, большинство пластов сложено породами, имеющими низкую вертикальную проницаемость по сравнению с горизонтальной, и поэтому в этом отношении они являются анизотропными.

Все упомянутые выше типы неоднородности пласта обычно существуют в исходном состоянии. Кроме того, человек может вызвать неоднородности техногенного характера. К техногенным неоднородностям относят прежде всего изменение состояния окоскважинного пространства вследствие проникновения бурового раствора в процессе бурения, образования трещин гидроразрыва, кислотной обработки или закачки жидкости. В главе 11 рассматриваются искусственно создаваемые человеком изменения исходного состояния пласта на примере гидроразрыва пласта.

Поскольку неоднородность присутствует в той или иной степени во многих пластах, то важно знать: как много информации, представленной в этой монографии, пригодно и для неоднородных пластов. К счастью, большинство методов нестационарных исследований одиночных скважин в однородных пластах можно применять и к неоднородным пластам, получая полезные результаты. Однако на исследованиях скважин методами гидропрослушивания влияние неоднородности сказывается более существенно.

Янс [2], Вела и МакКинли [3] предложили методики расчета параметров неоднородного пласта по результатам серии исследований скважин на интерференцию и импульсными методами. Для таких методик в основном требуется помощь компьютера и своеобразный регрессионный анализ. Но даже при использовании компьютера и проведении регрессионного анализа бывает трудно (или вообще невозможно) установить отдельные типы неоднородности по результатам исследований скважин. Такая сложность возникает вследствие того, что множество различных условий в пласте вызывает одинаковое или схожее изменение давления при исследовании. Если известен тип неоднородности, то возможно определить некоторые параметры, затронутые исследованием на нестационарных режимах. Однако, опасно (и плохая инженерная практика) делать вывод о параметрах неоднородного пласта только на основе результатов исследований на нестационарных режимах. Прежде чем выдвигать гипотезу о типе и местоположении неоднородности, необходимо учесть геологические и сейсмические данные, а также показатели разработки месторождения и сведения о движении флюида в пласте. Спланировать специальное исследование на нестационарных режимах с целью выявления определенного типа неоднородности вполне возможно. Например, если провести испытание каждого пропластка слоистого пласта с помощью компоновки для интервального исследования, то по его результатам можно рассчитать проницаемость, скин-фактор и среднее давление конкретного пропластка. Однако, если пропластки не изолировать в течение такого испытания, то при существующей технологии исследований получить достоверные данные каждого пропластка будет невозможно.

Рис. 10.1 иллюстрирует одну из многих сложностей, возникающих при попытке сделать вывод о типе неоднородности по результатам исследования на нестационарных режимах. Принцип обратимости [4] (параграф 9.2) указывает, что в обеих ситуациях, изображенных на рис. 10.1, будут получены в *точности одинаковые изменения давления*. Следовательно, исследование двух скважин на интерференцию не выявит, какая же из двух физических ситуаций на рис. 10.1 существует на самом деле. Может быть, эта сложность и преодолевается проведением исследования интерференции с другими скважинами или привлечением дополнительной информации. Однако, важность рис. 10.1 заключается в демонстрации того, что даже очень простые условия нельзя выявить, опираясь лишь на исследования скважин на нестационарных режимах.

В этой главе обсуждается анизотропия проницаемости, классифицируются типы неоднородностей и описывается, как они сказываются на результатах исследований скважин на нестационарных режимах. Показывается, что несколько типов неоднородности могут вызвать схожие изменения давления при исследовании. Дается несколько методик анализа, и снова мы предостерегаем, что эти результаты следует подтверждать другими данными. Основная цель главы заключается в демонстрации всего разнообразия неоднородностей, а всестороннее рассмотрение этого вопроса потребовало бы отдельной монографии.

10.2. Прямолинейные неоднородности — разломы и непроницаемые барьеры

Прямолинейные неоднородности, особенно одиночные непроницаемые разломы, всегда были популярной темой в литературе, посвященной исследованиям скважин на нестационарных режимах [1, 5–9]. На рис. 10.2 изображена одиночная скважина *A*, расположенная рядом с прямолинейным непроницаемым разломом. Пласт в направлении

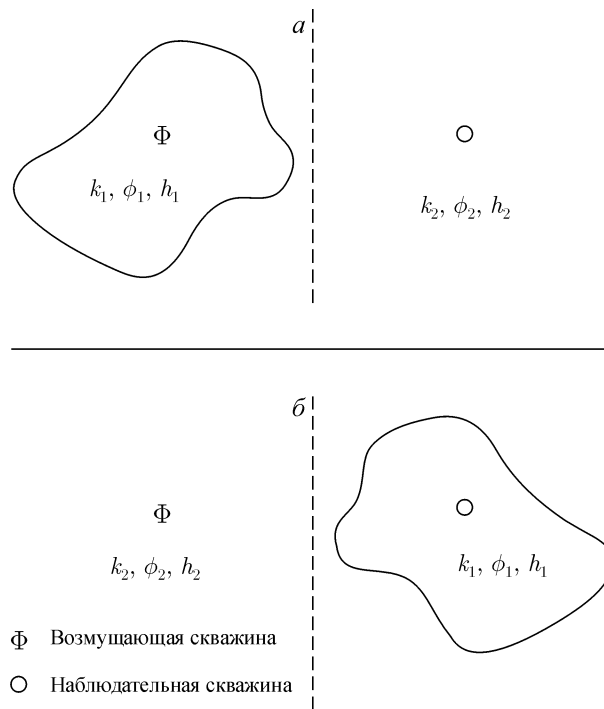


Рис. 10.1. Неопределенность вследствие принципа обратимости. Модели, полученные зеркальным отображением друг друга, дают идентичные изменения давления при исследовании методами гидропрослушивания. Согласно Янсу [2].

от разлома считается бесконечным. Хорнер [5] рассматривал процесс восстановления давления, Рассел в работе [7] обсуждал исследование скважин на двух режимах в таком пласте. Независимо от вида исследования прямолинейный непроницаемый барьер влияет на результаты исследования примерно одинаковым образом. Чтобы получить эффект влияния прямолинейного разлома, используем метод отображений [1, 5] (см. Приложение В) и добавляем воображаемую скважину A' , как показано на рис. 10.2. Тогда падение давления в каждой точке слева от разлома равно сумме падений давлений, вызванных скважинами A и A' . Следующий материал иллюстрирует процесс построения решения применительно к исследованию методом падения давления.

Если скважину A , расположенную рядом с прямолинейным разломом, запустить в работу в момент времени $t = 0$, то изменение давления в этой скважине рассчитывается по принципу суперпозиции для двух скважин (параграф 2.9), показанных на рис. 10.2. Следовательно, падение давления в скважине A равно Δp , вызванному работой самой скважины A плюс Δp , вызванное работой скважины A' :

$$\Delta p = p_i - p_{wf} = \Delta p_{A,A} + \Delta p_{A,A'}$$

Применяя уравнение (2.2) и учитывая, что дебит q одинаков для обеих скважин, получим:

$$\Delta p = \frac{18,66}{kh} q B \mu \{ [p_D(t_D, r_D = 1) + s] + p_D(t_D, 2L/r_w) \} \quad (10.1)$$

Для бесконечных пластов безразмерное давление определяется решением в виде интегральной показательной функции, т. е. уравнением (2.5а). При относительно небольших

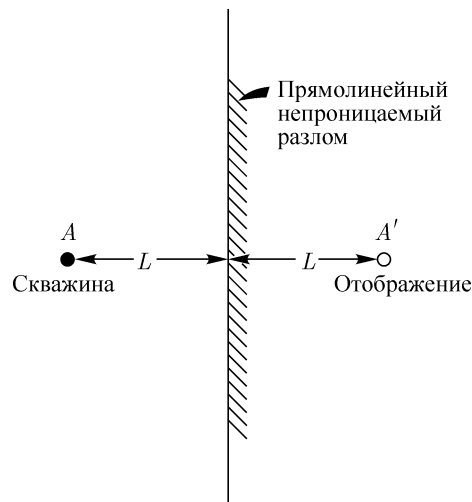


Рис. 10.2. Прямолинейный непроницаемый разлом рядом с добывающей скважиной.

временах к скважине A можно применить логарифмическую аппроксимацию, тогда p_D будет определяться уравнением (2.5b). Кроме того, при небольших временах параметр t_D/r_D^2 мал для воображаемой скважины и ее вклад в безразмерное давление практически равен нулю (см. рис. С.2). Поэтому при небольших временах текущее забойное давление в скважине A определяется по известному уравнению (3.5), описывающему падение забойного давления в скважине:

$$p_{wf} = m \log t + p_{1hr}. \quad (10.2)$$

Уравнение (10.2) означает, что при небольших временах график забойного давления от $\log t$ должен иметь прямолинейный участок с наклоном m , определяемым по уравнению (3.6):

$$m = \frac{-21,5qB\mu}{kh} \quad (10.3)$$

и точку пересечения с осью ординат p_{1hr} , определяемую по уравнению (3.7). Таким образом, скважину, расположенную около прямолинейного разлома, можно исследовать методом падения давления (восстановлением давления, исследованием на двух режимах и т. д.) и найти проницаемость пласта и скин-фактор обычным способом, если, конечно, влияние объема ствола скважины не скроет начальный прямолинейный участок графика. Однако, если скважина расположена слишком близко к разлому, то начальный прямолинейный участок может закончиться так быстро, что скроется эффектом влияния объема ствола скважины.

По мере дальнейшего падения давления вклад скважины A' в безразмерное давление становится значительным, и на графике точки давления, измеренные в добывающей скважине, начнут ложиться ниже начального прямолинейного участка. После достаточно длительного периода работы параметр p_D для воображаемой скважины будет определяться уравнением (2.5b). В результате получим следующее выражение [9]:

$$p_{wf} = 2(m \log t + p_{1hr}) + \left\{ p_i + m \left[0,86859s + \log \left(\frac{4L^2}{r_w^2} \right) \right] \right\}. \quad (10.4)$$

Из уравнения (10.4) следует, что график p_{wf} от $\log t$ будет иметь второй прямолинейный участок с наклоном, равным удвоенному наклону начальной прямой линии. Удвоенный наклон также наблюдается при исследованиях скважин на двух режимах методом восстановления давления, при закачке и методом падения уровня [1, 5, 7]. Среднее давление по области дренирования рассчитывают обычным способом, как и при исследованиях скважин методом восстановления давления, но используя *второй* прямолинейный участок на графике.

Простое появление удвоенного наклона графика данных исследования скважины на нестационарных режимах *не гарантирует* наличия прямолинейной границы около этой скважины. Иногда точки давления, полученные во время доминирования объема ствола скважины, могут образовать на графике два кажущихся прямолинейных участка с последовательно увеличивающимся наклоном (например, см. рис. 5.2 и 7.4). В таких ситуациях кажущиеся прямолинейные участки полностью вызваны влиянием объема ствола скважины, а не продуктивным пластом. Следовательно, важно строить билוגарифмический график для определения окончания влияния объема ствола скважины. Особенно это необходимо делать, когда *ожидается*, что результаты нестационарного исследования образуют увеличивающийся наклон на полулогарифмическом графике.

Чтобы найти расстояние до прямолинейной неоднородности, используем время пересечения двух прямолинейных участков КПД — t_x [9]:

$$L = 0,014 \sqrt{\frac{kt_x}{\phi\mu c_t}}. \quad (10.5)$$

Уравнение (10.5) выведено для исследований скважин методом падения давления. Рассел [7] приводит уравнение для исследования скважины на двух режимах. При исследованиях скважин методом восстановления давления точка пересечения двух прямолинейных участков связана с безразмерным давлением, соответствующим времени пересечения, следующим образом:

$$p_D [t_D/(2L/r_w)^2] = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_x. \quad (10.6)$$

Следовательно, чтобы определить расстояние до прямолинейного разлома по данным исследования скважины методом восстановления давления, необходимо найти момент $[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$, когда прямолинейные участки пересекутся, и рассчитать p_D по уравнению (10.6). Затем, используя найденное значение p_D , по рис. С.2 следует определить $[t_D/(2L/r_w)^2]_{\text{рис. С.2}}$. Окончательно получим:

$$L = \sqrt{\frac{0,00036kt_p}{4\phi\mu c_t [t_D/(2L/r_w)^2]_{\text{рис. С.2}}}}. \quad (10.7)$$

Когда $t_p \gg \Delta t$, то приемлемую оценку L можно найти по результатам исследования методом восстановления давления с помощью уравнения (10.5), где вместо t_x подставляют Δt_x .

Пример 10.1. Определение расстояния до разлома по данным исследования скважины методом восстановления давления

Данные исследования скважины методом восстановления давления показаны на рис. 10.3 и 10.4. Билогарифмический график на рис. 10.3 указывает, что влияние объема ствола скважины незначительно, т. е. увеличение в наклоне на рис. 10.4 вероятно вызвано неоднородностью пласта. Отношение двух наклонов равно 1,79. Поскольку абсолютное значение наклонов увеличивается со временем закрытия скважины и примерно равно 2, то есть основание предположить наличие прямолинейного разлома. Сейсмические данные подтвердили это предположение.



Рис. 10.3. Билогарифмический график к примеру 10.1.

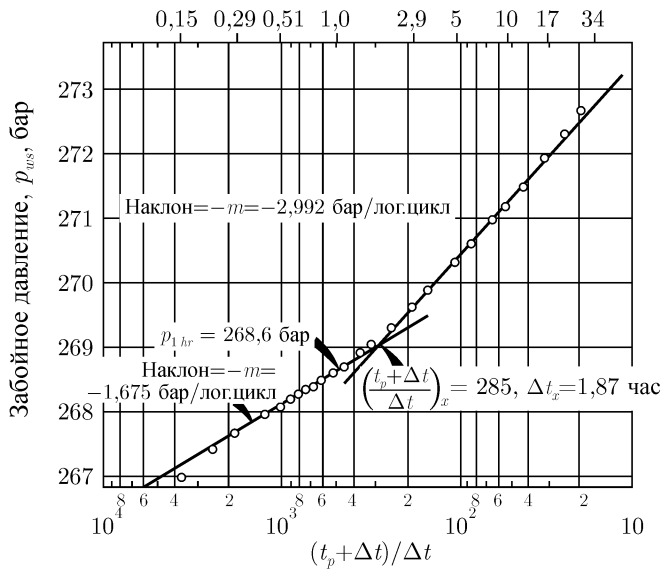


Рис. 10.4. График Хорнера к примеру 10.1.

Исследования проводились при следующих параметрах:

$$\begin{aligned} q &= 1630 \text{ м}^3/\text{сут} & B &= 1,55 \\ t_p &= 530 \text{ часов} & \phi &= 0,09 \\ p_{wf}(\Delta t = 0) &= 252,8 \text{ бар} & c_t &= 3,27 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ h &= 160 \text{ м} & r_w &= 0,108 \text{ м} \\ \mu &= 0,20 \text{ мПа} \cdot \text{с} \end{aligned}$$

Проницаемость пласта рассчитывают по первому прямолинейному участку, используя уравнение (5.6). Следует напомнить, что для графика Хорнера наклон равен $-m$, т. е. $m = 1,675$ бар/лог.-цикл.

$$k = \frac{(21,5)(1630)(1,55)(0,20)}{(160)(1,675)} = 40,5 \text{ мД.}$$

Чтобы найти расстояние до разлома, из рис. 10.4 определяем: $[(t_p + \Delta t)/\Delta t]_x = 285$. Затем используем уравнение (10.6) и получаем $p_D[t_D/(2L/r_w)^2] = (1/2) \ln(285) = 2,83$. Обращаясь к рис. С.2, видим, что при $p_D = 2,83$ параметр $[t_D/(2L/r_w)^2]_{\text{рис. С.2}}$ равен 135. Потом применяем уравнение (10.7):

$$L = \sqrt{\frac{(0,00036)(40,5)(530)}{(4)(0,09)(0,20)(3,27 \times 10^{-4})(135)}} = 49,3 \text{ м.} \quad (10.8)$$

Поскольку $t_p \gg \Delta t$, то мы могли бы использовать уравнение (10.5) при $\Delta t_x = 1,87$ часа и получить $L = 49,9$ м, что является вполне удовлетворительным совпадением.

При желании можно использовать уравнение (5.7) и данные первого прямолинейного участка, чтобы найти $s = 4,4$.

Множественные разломы около скважины могут вызвать несколько различных характерных особенностей поведения давления при исследовании. В частности, два пересекающихся под прямым углом разлома около скважины могут привести к увеличению наклона графика в два раза, затем снова в два раза, или могут просто вызвать четырехкратное увеличение наклона в зависимости от места расположения скважины в пласте. Однако, не всегда верно предполагать, что дополнительные границы продолжат удваивать наклон графика изменения давления. Например, наклон графика для одиночной скважины, работающей в центре замкнутой квадратной площади, увеличивается по мере того, как пласт достигает псевдостационарного состояния. Но во время исследования методом восстановления давления наклон будет уменьшаться относительно наклона начального прямолинейного участка по мере приближения давления к среднему пластовому. Рэйми и Эрлагер [10] приводят кривые восстановления давления для нескольких замкнутых пластов. На рис. 10.5 и 10.6 показаны подобные КВД для замкнутых квадратных и прямоугольных пластов. Некоторые из этих КВД имеют характерные особенности, которые общепринято приписывать к различным типам неоднородности. Так, кривая 3 на рис. 10.5 имеет специфический изгиб, который могли бы интерпретировать как проявление естественной трещиноватости, рассматриваемой Уорреном и Рутон [11] в параграфе 10.6. Все кривые на рис. 10.6 слегка выгибаются, что было бы неверно интерпретировать как признак наличия разломов, напластования или некоторых других неоднородностей. Во всех случаях вид кривых обусловлен только

геометрией замкнутых пластов. В особенности, на всех кривых невозможно выделить четкий характерный признак наличия множественных границ. Рэйми и Эрлагер [10] и Эрлагер и др. [12] показали несколько других КВД, имеющих вид, интерпретируемый как неоднородность пласта. В общем случае необходимо использовать численное моделирование пласта, чтобы найти изменение давления в пластах со сложными множественными разломами.

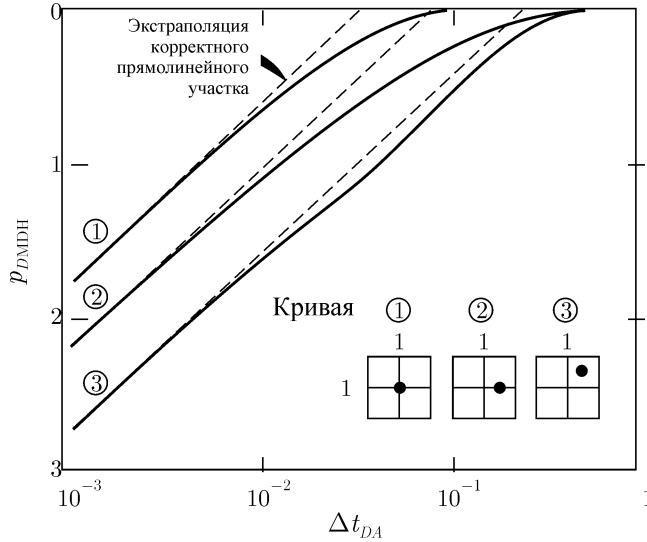


Рис. 10.5. График Миллера-Дайса-Хатчинсона для пласта квадратной формы. По Рэйми и Эрлагеру [10].

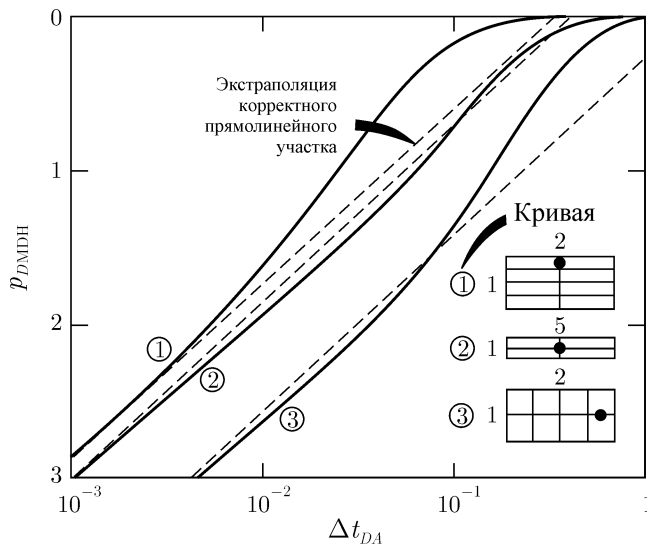


Рис. 10.6. График Миллера-Дайса-Хатчинсона для пласта прямоугольной формы. По Рэйми и Эрлагеру [10].

На рис. 10.7 изображены три возможные физические модели прямолинейной неод-

нородности в пластах. Верхний случай, соответствующий прямолинейному непроницаемому разлому, уже рассматривался. Нижние два случая соответствуют ситуациям, когда свойства породы или флюида меняются скачкообразно на прямолинейной границе, но фильтрация флюида через границу все еще происходит. Биксел, Ларкин и Ван Пуллен [8] рассматривали третью ситуацию детально для процесса падения давления и менее тщательно для восстановления давления. Они показывают, что как при падении давления, так и восстановлении наклон прямолинейного участка может либо *увеличиваться*, либо *уменьшаться* в зависимости от разницы в свойствах между двумя зонами пласта. Отношение наклонов прямолинейных участков равно отношению k/μ только в том случае, когда параметр ϕc_t не меняется существенно по обе стороны неоднородности и расстояние от скважины до границы пласта намного превосходит расстояние между скважиной и этой неоднородностью. (Схожая ситуация обсуждается в параграфе 7.5). Биксел, Ларкин и Ван Пуллен [8] предлагают метод совмещения кривых для интерпретации с целью получения параметров пласта по обе стороны неоднородности и расчета расстояния до нее. Их метод пригоден для исследования скважины методом падения давления, если имеется достаточно данных, полученных при больших временах и постоянном дебите. Несмотря на то, что метод можно применять и для исследования методом восстановления давления, в источнике [8] необходимые эталонные кривые не приводятся.

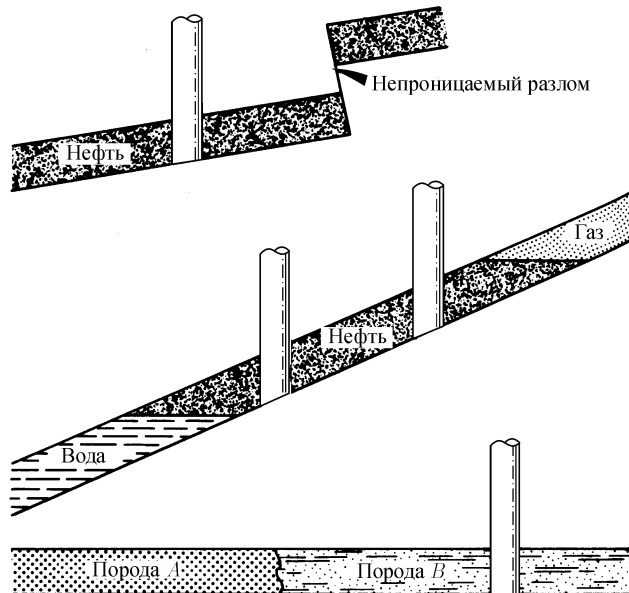


Рис. 10.7. Физические модели прямолинейных неоднородностей. По Бикселу, Ларкину и Ван Пуллену [8].

10.3. Анизотропия проницаемости

В некоторых пористых средах значения проницаемости отличаются в различных направлениях. В таких средах проницаемость можно математически описать симметричным тензором [13, 14] или максимальной и минимальной проницаемостями, ориен-

тированными на 90° друг от друга, или одним направлением максимальной проницаемости. Эти величины называются главными значениями проницаемости и главными осями. В источниках [13] и [14] подробно описывается анизотропия проницаемости. В этом параграфе приводятся уравнения фильтрации для горизонтальных однородных анизотропных пластов и показывается их сходство с уравнениями, полученными для изотропных пластов.

Предположим одиночную скважину, расположенную в бесконечном горизонтальном пласте, содержащем однофазный флюид с постоянной и малой сжимаемостью. Пласт однородный, но анизотропный, причем k_{\max} и k_{\min} ориентированы вдоль осей x и y соответственно. (Обратите внимание, что выбираем направления координатных осей таким образом, чтобы они совпадали с главными направлениями проницаемости). Преобразуем координатную систему x - y путем изменения масштаба вдоль каждой оси:

$$x' = x\sqrt{\bar{k}/k_{\max}} \quad (10.8a)$$

$$y' = y\sqrt{\bar{k}/k_{\min}} \quad (10.8b)$$

где

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\max}/k_{\min}} \quad (10.9)$$

Уравнение диффузивности (2.1) сохраняет свой первоначальный вид относительно новых координат x' - y' и после подстановки \bar{k} вместо k . Рис. (10.8) иллюстрирует преобразование уравнения (10.8). А именно, круговая область как ствол скважины преобразуется в эллиптическую область. Представление \bar{k} в виде уравнения (10.9) приводит к тому, что площадь поперечного сечения скважины останется одинаковой, как в фактическом, так и преобразованном пластах. Такое преобразование позволяет использовать для анизотропных пластов решения в виде безразмерных давлений, выведенных для изотропных, причем форма *преобразованного пласта* и расположение скважины в нем должны соответствовать выбираемому p_D . Для бесконечного анизотропного пласта текущее забойное давление определяется по уравнению:

$$p_{wf} = p_i + m \left[\log t + \log \left(\frac{\bar{k}}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859(s - s'') \right]. \quad (10.10)$$

Сходство уравнения (10.10) с уравнением (3.4) для падения давления в изотропном пласте является очень важным обстоятельством. В уравнении (10.10) параметр m является наклоном графика p_{ws} от $\log t$ и определяется эквивалентом уравнения (3.6) для анизотропных сред:

$$m = -\frac{21,5qB\mu}{\bar{k}h} \quad (10.11)$$

Эффективную проницаемость можно рассчитать обычным способом, решая уравнение (10.11) относительно \bar{k} , и получая аналог уравнения (3.9). Аналогия пригодна для процесса восстановления давления, закачки и падения уровня, а также и для исследования добывающей скважины методом падения давления. Она распространяется и на исследования скважин на нескольких режимах, т. е. все методы исследования одиночной скважины, описанные в этой монографии, можно использовать и для анизотропных

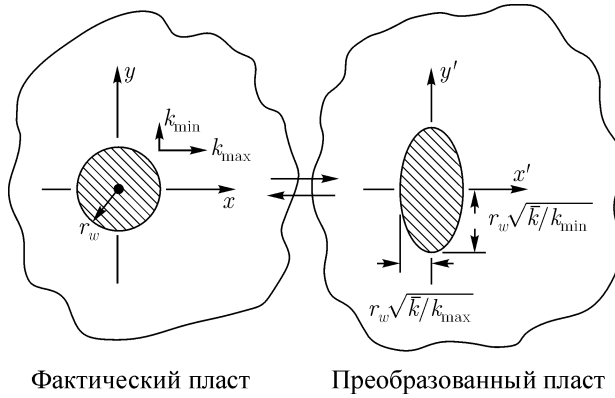


Рис. 10.8. Преобразование однородного анизотропного бесконечного пласта со скважиной круговой формы к эквивалентному однородному изотропному пласту.

пластов. Рассчитанный обычным способом скин-фактор в уравнении (10.10) равен $(s - s'')$, где

$$s'' = 2,303 \log \left(\frac{\sqrt{k_{\max}} + \sqrt{k_{\min}}}{2\sqrt{\bar{k}}} \right). \quad (10.12)$$

Из аналогии между уравнениями фильтрации в анизотропных и изотропных пластах следует, что для исследования одиночной скважины на нестационарных режимах в анизотропных пластах справедливы следующие положения:

1. Рассчитанная обычными методами проницаемость равна \bar{k} (уравнение (10.9)).
2. Найденный обычными методами скин-фактор равен $(s - s'')$. Из уравнения (10.12) видно, что параметр s'' всегда положительный. Значит, определенный по результатам исследования на нестационарных режимах скин-фактор в анизотропных пластах будет немного ниже, чем в изотропных. Однако, из уравнения (10.12) невозможно найти отношение k_{\max}/k_{\min} по той причине, что в целом нет способа определения параметра s'' по результатам исследования одиночной скважины на нестационарных режимах.
3. По результатам исследования одиночной скважины на нестационарных режимах невозможно распознать анизотропный пласт, так как внешний вид кривой изменения давления аналогичен виду для изотропных пластов.

Анизотропные пласты можно выявить по геологическим исследованиям, кернам, отобраным в разных направлениях, показателям разработки пласта (например, характер заводнения) и т. д. Правильно выполненные исследования скважин методами гидропрослушивания тоже позволяют обнаружить и количественно оценить анизотропию пласта [15–18]. В параграфе 9.4 описывается метод расчета параметров анизотропного пласта по результатам исследования скважин на интерференцию. В источниках [2] и [16] описываются другие методы.

Во многих нефтяных пластах вертикальная проницаемость значительно меньше горизонтальной. Методы расчета вертикальной проницаемости описываются в параграфе 10.8.

10.4. Зонально-неоднородные пласты

В зонально-неоднородных пластах свойства флюида и породы изменяются скачкообразно в радиальном направлении от скважины (рис. 10.9). (Нестационарный характер изменения давления в пластах с прямолинейными неоднородностями обсуждался в параграфе 10.2). Зонально-неоднородные в радиальном направлении пласты в основном имеют техногенное происхождение. Примерами являются ухудшенное или улучшенное состояние призабойной зоны, пузырь, сформированный при закачке природного газа в водоносный пласт, выжженная зона при осуществлении внутрипластового горения, заводненная зона при заводнении пласта (параграф 7.5), а также зона дробления пород при интенсификации притока ядерным подземным взрывом.

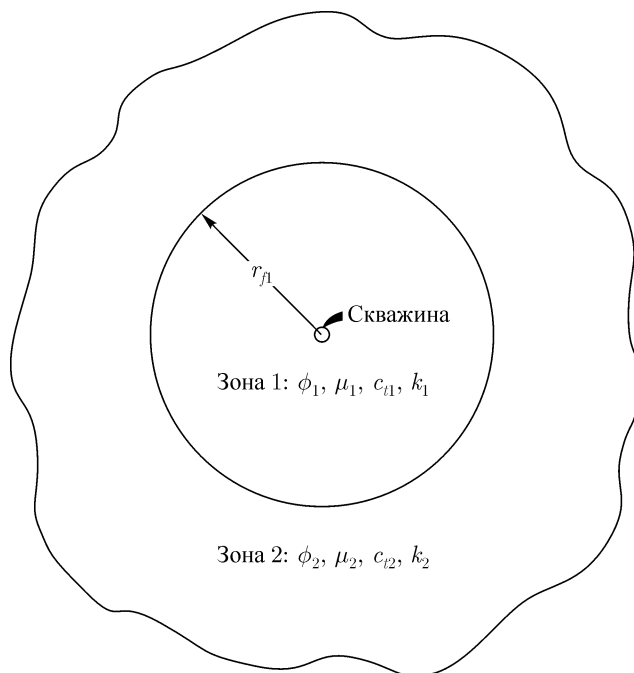


Рис. 10.9. Зонально-неоднородный пласт.

В зонально-неоднородном пласте, как показано на рис. 10.9, параметры k/μ ϕc_t могут отличаться от каждой кольцевой области. Для изучения нестационарного распределения давления в таких пластах использовались как аналитические [19–23], так и численные [24–26] решения. В источниках [19–26] указывается, что изменение параметра k/μ в радиальном направлении отражается на полулогарифмическом графике в виде изменения наклона, как показано на рис. 7.14. Первую прямую линию можно использовать для расчета параметра k/μ внутренней зоны и скин-фактора по уравнениям глав 3–7, если, конечно, влияние объема ствола скважины не скроет эту прямую линию.

Вследствие взаимного влияния параметров k/μ и ϕc_t двух зон отношение наклонов при ранних и поздних временах m_2/m_1 необязательно соответствует отношению подвижностей $(k/\mu)_1/(k/\mu)_2$. Одех [23] указывает, что эти соотношения будут равны между собой при падении давления (или закачке) только в том случае, когда параметр ϕc_t повсюду будет постоянным, а внешний радиус или внешняя граница пласта

в более чем 10 раз превысит радиус границы между зонами. Мэррилл, Каземи и Гогарти [26] приводят схожие результаты для процесса падения (или восстановления) давления. В некоторых случаях [26] изменения в наклоне могут вообще не наблюдаться.

Второй прямолинейный участок полулогарифмического графика падения давления в нагнетательной скважине или восстановления в добывающей можно использовать для нахождения k/μ второй зоны, как рассмотрено в параграфе 7.5. Другим методом интерпретации падения давления в добывающей (или нарастания давления в нагнетательной скважине при закачке) является методика совмещения кривых, предложенная Бикселом и Ван Пулленом в работе [24].

Если отмечается значительное изменение параметра k/μ от зоны № 1 к зоны № 2, то поведение давления при восстановлении (падении) может оказаться схожим с поведением, показанным Картером [22] на рис. 10.10. Рисунок получен для замкнутого двухзонального пласта с параметрами, указанными в подрисуночной надписи. Прямолинейный участок для первой зоны заканчивается после 0,4 суток. Затем кривая изменения давления начинает выпрямляться прежде, чем наклон увеличится до наклона, характеризующего вторую зону. Для случая на рис. 10.10 вторая прямая никогда полностью не образуется до того, как давление восстановится до среднего пластового. Существенно и то, что вид кривой восстановления давления на рис. 10.10 общепринято приписывать к поведению давления в процессе восстановления в несообщающихся слоисто-неоднородных пластах (см. параграф 10.5, рис. 10.14–10.16). Этот факт демонстрирует сложность интерпретации нестационарных исследований скважин в неоднородных пластах, поскольку многие ситуации могут привести к схожим характерным особенностям поведения давления, причем они не всегда будут одинаковыми для определенного типа неоднородности.

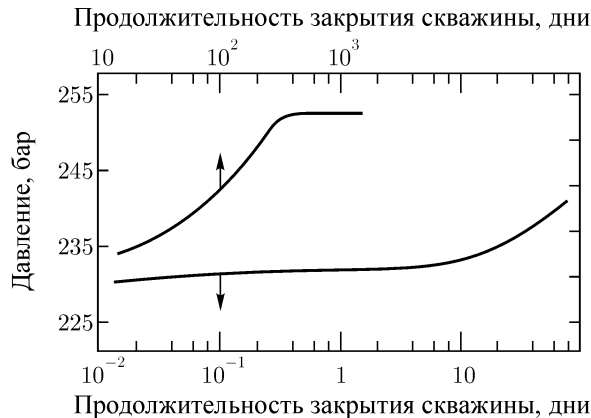


Рис. 10.10. Восстановление давления в зонально-неоднородном газовом пласте со следующими параметрами: $k_1 = 10$ мД, $k_2 = 0,01$ мД, $r_{f1} = 152$ м, $r_e = 305$ м, $\phi_1 = \phi_2$, $\mu_1 = \mu_2$ и $c_{t1} = c_{t2}$. По Картеру [22].

Расстояние до границы между внутренней и внешней зонами r_{f1} можно рассчитать по уравнению (2.41) при исследовании методом падения давления в добывающей

скважине или исследовании при закачке:

$$r_{f1} = 0,034 \sqrt{\frac{kt^*}{\phi\mu c_t}} \quad (10.13)$$

где t^* — время окончания первого прямолинейного участка. Уравнение (10.13) позволяет оценить только порядок величины. В параграфе 7.5 приводится метод расчета r_{f1} по результатам восстановления давления в добывающей скважине или падения уровня в нагнетательной с использованием уравнений (7.16) или (7.17) и рис. 7.15. Оух в работе [23] предлагает рассчитывать r_{f1} и $(k/\mu)_2$ методом последовательных приближений.

Биксел, Ван Пуллен [24] и Картер [22] утверждают, что рассчитать среднее пластовое давление по результатам исследований добывающих скважин методом восстановления давления (или нагнетательных скважин методом падения уровня) сложно или невозможно, если продолжительность закрытия скважины не слишком длительное. Картер [22] показал, что, когда исследование добывающей скважины методом падения давления проводят достаточно долго, то общий объем пласта, сообщающийся со скважиной, действительно можно найти по методикам интерпретации параграфа 3.5.

10.5. Слоисто-неоднородные пласты

Слоистые пласты можно разделить на две группы: слоистые пласты с *перетоками*, где пропластки гидродинамически сообщаются через поверхность контакта (рис. 10.11), и *слоистые пласты без перетоков*, где пропластки взаимодействуют только через ствол скважины (рис. 10.12). Последний тип пласта также называют «многопластовой залежью».

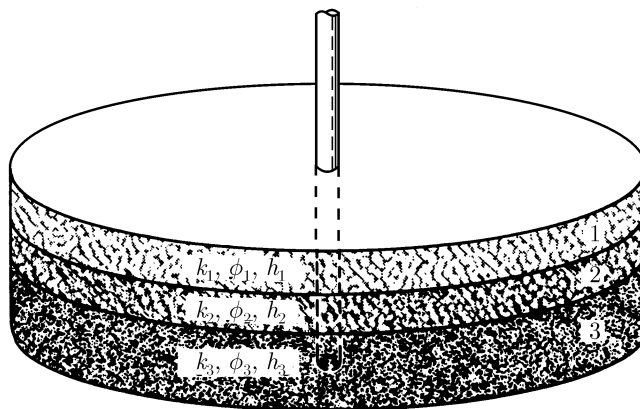


Рис. 10.11. Трехслойный пласт с перетоками между слоями.

Слоистые пласты с перетоками

На рис. 10.11 схематически показан трехслойный пласт с перетоками между пропластками. Исследование скважин на нестационарных режимах в таких пластах обсуждается во многих статьях. Рассел и Пратц [27] обобщают практические аспекты этих

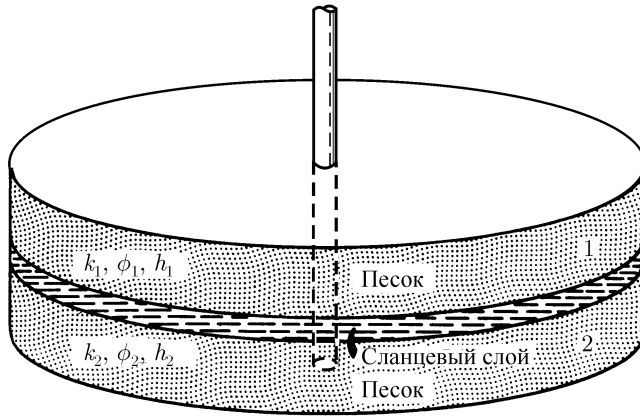


Рис. 10.12. Двухслойный пласт без перегородок между слоями.

статей и делают вывод, что характер нестационарного распределения давления в слоистом пласте такой же, как и в *эквивалентном однородном пласте*. Следовательно, слоистый пласт с перегородками ведет себя как однородный с суммарным произведением проницаемость-толщина пласта

$$(kh)_t = \sum_{j=1}^n (kh)_j \quad (10.14)$$

вместо kh и суммарным произведением сжимаемость-толщина пласта

$$(\phi c_t h)_t = \sum_{j=1}^n (\phi c_t h)_j \quad (10.15)$$

вместо $\phi c_t h$. Общее количество пропластков равно n . Как следствие, соответствующий полулогарифмический график любого исследования на нестационарных режимах можно интерпретировать таким же образом, как для однородного пласта.

Каземи и Сет [28] показывают, как можно использовать серию поинтервальных испытаний с помощью испытательного инструмента на бурильных трубах для нахождения средней проницаемости испытываемых интервалов и, таким образом, определения последовательности залегания пропластков. Профиль притока, получаемый, например, при исследовании расходомером, может также указать строение слоистого пласта. Когда известен параметр $(kh)_t$ по результатам исследования скважины, тогда проницаемость каждого пропластка можно приблизительно найти по выражению:

$$k_j = (q_j/q) [(kh)_t/h_j], \quad j = 1, 2, \dots, n. \quad (10.16)$$

Слоистые пласты без перегородок

На рис. 10.12 схематически изображен двухслойный пласт, где пропластки разделены непроницаемой перемычкой. Продукция смешивается в скважине, т. е. пропластки гидродинамически сообщаются только через скважину. Во время падения давления в таких пластах при ранних временах на полулогарифмическом графике образуется прямая [30–35], как показано на рис. 10.13. Однако вид этой КПД ничем не отличается

от вида кривой для однородного однослойного пласта. По наклону прямолинейного участка можно рассчитать $(kh)_t$ и средний скин-фактор по обычным уравнениям падения давления. КПД на рис. 10.13 характеризуют слоистые пласты без скин-фактора или с равным скин-фактором в каждом пропластке. Когда степень загрязнения изменяется от пропластка к пропластку, то характер падения давления может отличаться от изображенного на этом рисунке. К сожалению, имеется мало сведений о такой ситуации.

Наблюдаемый изгиб вверх на рис. 10.13 обусловлен влиянием границ пласта. После достаточно продолжительного времени добычи начинают преобладать псевдостационарные условия в пласте, и изменение давления со временем приобретает линейный характер. Псевдостационарный режим фильтрации в основном начинается намного позже в слоистом пласте без перетоков, чем в эквивалентном однослойном вследствие сложного характера перераспределения дебитов между пропластками и различия времен, необходимых для того, чтобы влияние границ пласта сказалось в каждом пропластке. Кобб, Рэйми и Миллер [33] указывают, что псевдостационарный режим фильтрации начинается примерно в момент:

$$(t_{DA})_{pss} \cong 23,5(k_1/k_2), \quad k_1 > k_2, \quad (10.17)$$

для одиночной скважины в центре замкнутого кругового двухслойного пласта, причем пористость, сжимаемость, вязкость и толщина одинаковы в каждом пропластке. (Следует напомнить, что $(t_{DA})_{pss} \approx 0,1$ для замкнутого кругового однослойного пласта). Эрлагер, Керш и Канзман [35] указывают, что время установления псевдостационарного состояния также зависит от соотношения пористости, толщины и сжимаемости различных пропластков. Следует также ожидать, что это время зависит и от конфигурации пласта, количества пропластков и расположения скважины.

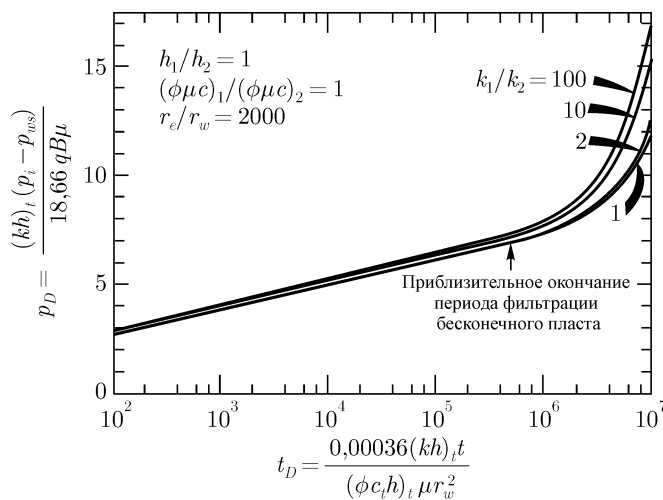


Рис. 10.13. Падение безразмерного давления в скважине, расположенной в центре замкнутого кругового слоистого без перетоков пласта. По Коббу, Рэйми и Миллеру [33].

График Хорнера или Миллера–Дайса–Хатчинсона для кривой восстановления давления в замкнутом слоистом без перетоков пласте с одиночной скважиной имеет начальный прямолинейный участок с наклоном, пропорциональным параметру $(kh)_t$ [1, 30–35]. Также установлено, что после начального прямолинейного участка кривая восстановления давления выполаживается, затем круто растет и, в конечном счете,

выполаживается по направлению к значению статического давления [1, 30, 33], как схематически показано на рис. 10.14. Однако это не всегда верно. В нескольких работах [32–35] утверждается, что первое выполаживание кривой восстановления давления, т. е. отрезок $F-G$ на рис. 10.14, для некоторых пластов может быть незначительным. Особенно такая картина наблюдается при существенном различии пропластков по толщине и пористости, наличии более двух пропластков и несимметричной форме пластов. На рис. 10.15 и 10.16 демонстрируется выполаживание кривой и ее отсутствие. На рис. 10.15 выполаживание и вторичный рост давления отчетливо прослеживаются на двух нижних кривых. Однако, верхняя кривая, где большое значение соотношения параметров kh является результатом значительного отличия пропластков по толщине, а не по проницаемости, практически не отличается от кривой восстановления давления для однослойного пласта. На рис. 10.16 показано, что для пласта в виде прямоугольника с соотношением сторон 4 : 1 выполаживание кривой изменения давления не происходит. Скорее, на виде кривых восстановления давления в большей степени сказывается влияние конфигурации области дренирования или расположение скважины. Тем не менее, во всех случаях начальный прямолинейный участок можно использовать для расчета общего по пласту произведения проницаемость-толщина [35]. Второй (крутой) наклонный участок невозможно интерпретировать известными методами.

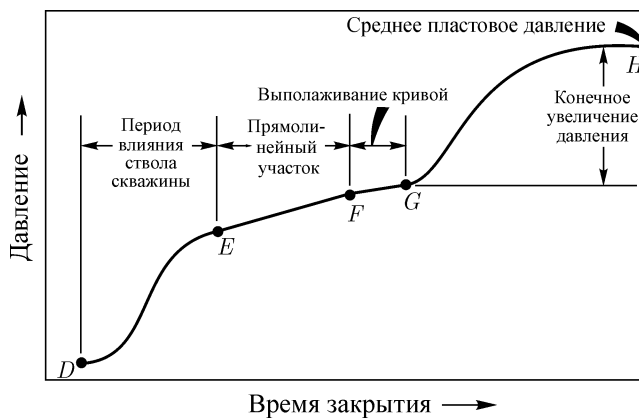


Рис. 10.14. Гипотетическая КВД для идеального многослойного ограниченного пласта с одиночной скважиной. По Эрлагеру, Кершу и Канзману [35].

Дополнительная опасность кроется в присвоении вида кривой, показанной на рис. 10.14, к слоистым пластам. Кривая восстановления давления на рис. 10.10 для зонально-неоднородного пласта имеет такой же вид, что и кривая на рис. 10.14. (Кривые на рис. 10.10, 10.15 и 10.16 построены без учета влияния объема ствола скважины). Начальный отрезок КВД при изменяющемся коэффициенте объема ствола скважины также может иметь аналогичный вид с кривой на рис. 10.14. Примеры смотрите на рис. 2.12 или 11.2 или в источнике [36].

Почти весь опубликованный материал о слоистых пластах касается одиночной скважины в центре симметричного замкнутого пласта. Если есть другие скважины в пласте, и они продолжают работать во время исследования одной скважины методом восстановления давления, то вряд ли какая-нибудь из характерных особенностей изменения давления, описанных в источниках [30–35] и показанных на рис. 10.14– 10.16, непременно появится. На рис. 10.17 показано поведение давления, когда закрывают

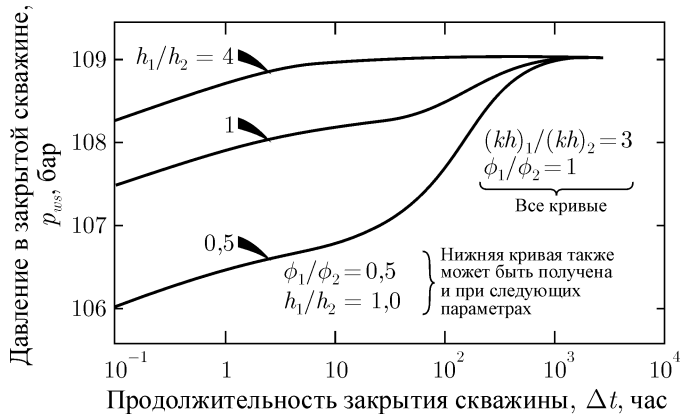


Рис. 10.15. Восстановление давления в зависимости от отношения толщин пропластков для скважин в центре квадратного двухслойного пласта; $(kh)_1/(kh)_2 = 3$, $\phi_1/\phi_2 = 1$. По Эрлагеру, Кершу и Канзману [35].

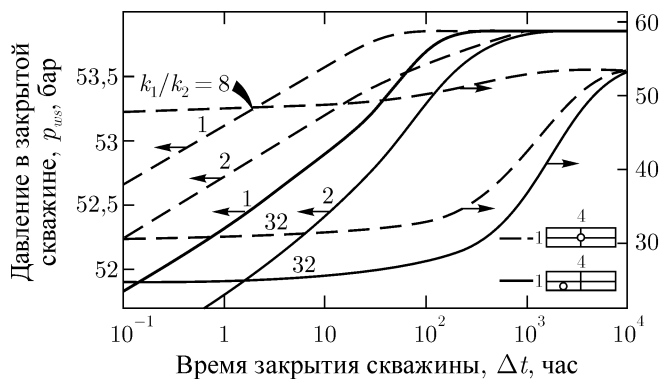


Рис. 10.16. Восстановление давления в зависимости от отношения проницаемости для двух различных расположений скважин в двухслойном прямоугольном пласте с соотношением сторон 4 : 1; $\phi_1/\phi_2 = 1$, $h_1/h_2 = 1$. По Эрлагеру, Кершу и Канзману [35].

скважину на исследование методом восстановления давления в истощаемом двухслойном без перетоков пласте. Здесь наблюдается начальный прямолинейный участок, который можно использовать для расчета $(kh)_t$. Однако, ни выполаживание, ни вторичный рост давления и ни конечное стремление кривой к среднему пластовому давлению не отмечаются. Скорее, влияние соседних добывающих скважин вызывает падение давления в закрытой скважине, тем самым полностью скрывая признаки возможного поведения слоистого пласта.

Рагхаван и др. [34] предлагают методику расчета соотношения kh между пропластками для одиночной скважины, расположенной в центре кругового двухслойного без перетоков пласта. Для метода требуется относительно длительное время работы скважины и данные восстановления давления, измеренные в течение периода конечного роста давления.

Методы, описанные в источниках [33–35], можно использовать для расчета среднего пластового давления по результатам исследований скважин методом восстановления

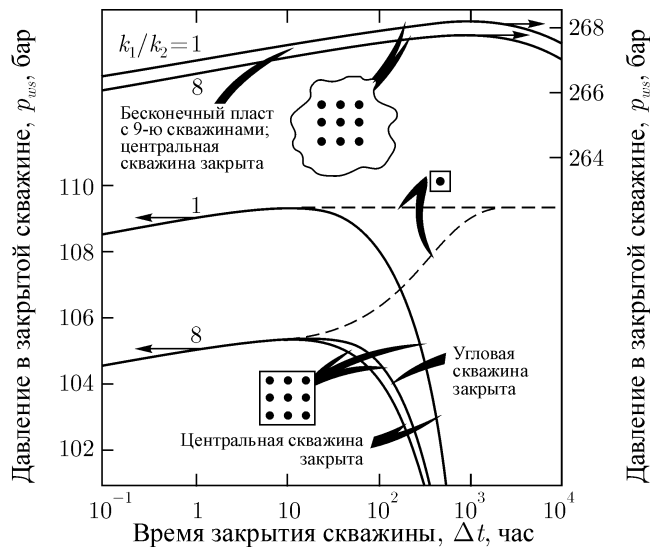


Рис. 10.17. Сравнение кривых восстановления давления слоистых пластов с одиночной и с несколькими скважинами; $\phi_1/\phi_2 = 1$, $h_1/h_2 = 1$. По Эрлагеру, Кершу и Канзмону [35].

давления в слоистых пластах без перетоков. Для интерпретации необходимо знать некоторые параметры пропластков и использовать для конкретных пластов корреляции.

Вудс [29] изучал изменение давления при исследовании двухслойного пласта импульсным методом. Он рассматривал слоистые пласты с перетоками и без, а также их комбинацию. В работе [29] показано, как сочетать исследования одиночных скважин, исследования импульсными методами и дебитометрию для расчета параметров двухслойных пластов, гидродинамически связанных между собой только через ствол скважины. Он отмечает, что призабойная зона должна быть либо не загрязненной, либо одинаково загрязненной в каждом слое. Вудс тщательно изучал поведение давления при импульсном методе исследования в таких пластах и пришел к следующим выводам:

1. Кажущийся параметр kh/μ всегда равен или больше, чем фактический общий kh/μ для пласта.
2. Кажущийся параметр $\phi c_t h$ всегда равен или меньше, чем общий $\phi c_t h$ для пласта.
3. Отклонение кажущихся величин от фактических зависит от длительности импульса (см. параграф 9.3).
4. Когда скважины не загрязнены или имеют равное загрязнение, то отношение дебитов, измеренных в каждой зоне, станет хорошей оценкой отношения параметра kh/μ между несообщающимися зонами. Если зоны сообщаются частично, то такая оценка обычно имеет погрешность $\pm 15\%$.

10.6. Пласты с естественной трещиноватостью

В природе чаще всего встречаются неоднородные пласты, относимые к пластам с естественной трещиноватостью. В таких пластах можно наблюдать два основных

характера изменения давления. Когда существующие трещины имеют одно преимущественное направление, то может оказаться, что пласт обладает анизотропной проницаемостью и можно использовать методы параграфа 9.4 и 10.3. Эрлагер и Керш [16] приводят данные исследования на интерференцию в таких пластах. Второй класс пластов с естественной трещиноватостью проявляет два явно выраженных типа пористости, как показано в левой части рис. 10.18. Матрица пласта состоит из мелких пор и часто имеет низкую проницаемость. Остальное пространство с множеством взаимно пересекающихся трещин и пустот имеет значительную пористость и высокую проницаемость по сравнению с матрицей. В идеале нам хотелось бы уметь находить по данным исследований на нестационарных режимах проницаемость и пористость как матрицы, так и трещин. Имеется множество теоретических сведений об исследованиях на нестационарных режимах в трещиноватых пластах. Но, к сожалению, промысловых данных опубликовано недостаточно.

Поллард [37] и Пирсон и Пирсон [38] предлагают методики интерпретации с целью нахождения среднего давления, степени загрязнения призабойной зоны, объема трещин и матрицы. Уоррен и Рут [11] и Каземи [44] доказывают, что метод Полларда–Пирсона–Пирсона может давать значительные погрешности как для бесконечных, так и конечных трещиноватых пластов. Кроме того, при интерпретации исследований пластов без трещин этим методом можно ошибочно обнаружить наличие трещиноватости. Следовательно, использовать метод Полларда–Пирсона–Пирсона не рекомендуется.

Уоррен и Рут [11] предполагают, что трещиноватый пласт можно представить в виде фильтрационной системы, показанной в правой части рис. 10.18. Блоки представляют собой матрицу, а пространство между ними – трещины. Уоррен и Рут делают допущение, что пластовый флюид фильтруется из блоков в трещины при псевдостационарных условиях. По трещинам весь добываемый флюид поступает в скважину. Каземи [44] использует схожую модель, но не налагает условия псевдостационарной фильтрации из матрицы в трещины. Его результаты подтверждают результаты, представленные Уорреном и Руттом.

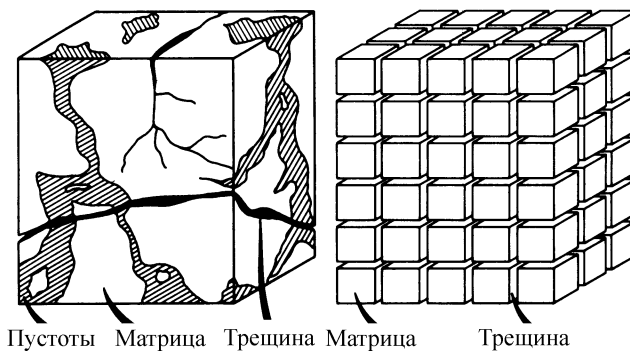


Рис. 10.18. Схематическое представление пласта с естественной трещиноватостью и его идеализации. По Уоррену и Руту [11].

Уоррен и Рут определяют две характеристики трещиноватых пластов. А именно: отношение произведения пористость-сжимаемость трещин к общему произведению

пористость-сжимаемость пласта:

$$F_{ft} = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_{ma}} \quad (10.18)$$

и параметр фильтрации из блоков в трещины:

$$\epsilon = \frac{\alpha k_{ma} r_w^2}{\bar{k}_t} \quad (10.19)$$

В уравнениях (10.18) и (10.19) нижний индекс f относится к параметрам трещин, а ma — к свойствам матрицы. В уравнении (10.19) αl является геометрическим фактором фильтрации из матрицы к трещине с размерностью длина^{-2} . Уоррен и Рут [11] и Каземи [44] показывают, как можно рассчитать этот фактор. Параметр k_f является эффективной проницаемостью трещин, поскольку Уоррен и Рут учитывают, что трещины вдоль главных осей имеют различные значения проницаемости.

На рис. 10.19 показано падение давления, рассчитанное по аналитическим моделям Каземи и Уоррена–Рута. Обратите внимание на два параллельных прямолинейных участка. Наклон обоих участков указывает общее произведение проницаемость–толщина пласта. Первый прямолинейный участок может быть скрыт влиянием объема ствола, поскольку он появляется при небольших временах закрытия скважины. Следовательно, для того, чтобы четко обнаружить оба прямолинейных участка, необходимо минимизировать влияние объема ствола скважин либо поддерживая ствол скважины заполненным жидкостью, либо закрывая скважину на забое.

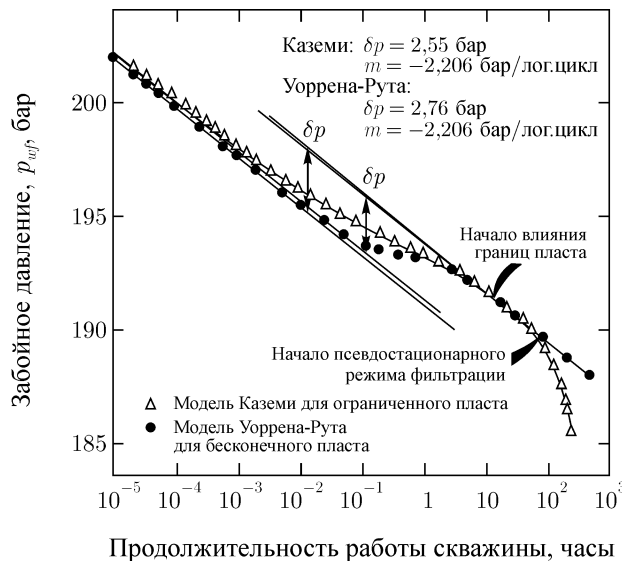


Рис. 10.19. Падение давления в пласте с естественной трещиноватостью. Сравнение моделей Каземи и Уоррена и Рута [44].

Результаты расчетов по двум моделям на рис. 10.19 отличаются вследствие принятых допущений. Несовпадение прямолинейных участков двух моделей появляется потому, что Уоррен и Рут предполагают псевдостационарную фильтрацию из матрицы в трещины, в то время как Каземи полностью учитывает нестационарный режим.

Отклонения при поздних временах вызваны влиянием границ пласта в модели Каземи. Каземи утверждает, что псевдостационарное распределение давления для пластов с естественной трещиноватостью наступает при безразмерном времени, определяемом по уравнению:

$$(t_{DA})_{pss} = \frac{0,00036(kh)_t t_{pss}}{[(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_{ma}] h \mu A} \cong 0,13. \quad (10.20)$$

Уравнение (10.20) пригодно для замкнутой круговой области дренирования со скважиной в центре. Можно ожидать, что уравнение также годится и для квадратных и прямоугольных пластов. Интересно то, что время установления псевдостационарного состояния почти такое же, как и в однородных пластах (если при расчете t_{DA} использовать общие по пласту параметры).

На рис. 10.20 показаны фактические КВД для пластов с естественной трещиноватостью [40]. Теория [11, 44] предсказывает такой вид КВД. Что касается процесса падения давления в скважине, то влияние объема ствола скважины может скрыть начальный прямолинейный участок. Если оба прямолинейных участка все же образуются, как в исследовании на рис. 10.20, то интерпретацию можно выполнить обычными методами и получить общее для пласта произведение проницаемость-толщина пласта. Скин-фактор рассчитывают по обычным расчетным уравнениям, где p_{1hr} берут по второму прямолинейному участку. Среднее пластовое давление находят путем экстраполяции второго прямолинейного участка до бесконечного времени закрытия, чтобы получить значение p^* и затем использовать методы главы 6. Вертикальное расстояние δp между двумя прямолинейными участками на рис. 10.19 и 10.20 можно использовать для расчета отношения произведения пористость-сжимаемость в трещине к общему параметру для изотропных и анизотропных пластов [11, 44]:

$$F_{ft} = \text{antilog}(-\delta p/m). \quad (10.21)$$

Кривая восстановления давления на рис. 10.20 начинается с прямолинейного участка, затем выполаживается и потом снова резко идет вверх. Это в точности соответствует поведению кривой на рис. 10.14, что часто приписывают к пластам с гидродинамически несообщающимися пропластками. Таким образом, снова мы видим, что несколько типов неоднородности могут иметь схожие кривые изменения давления при исследовании. Также обратите внимание, что кривая 3 на рис. 10.15 имеет внешний вид, аналогичный кривым на рис. 10.19 и 10.20.

Пример 10.2. Расчет отношения параметра ϕc_t трещины к общему параметру пласта

На рис. 10.20 изображен пример исследования методом восстановления давления, представленный Уорреном и Руттом [40]. Из рисунка следует, что $m = 14,686$ бар/лог.цикл и $\delta p = 13,8$ бар. По уравнению (10.21) определяем:

$$F_{ft} = \text{antilog}(-13,8/14,686) = 0,12.$$

Полученный результат означает, что поровый объем трещин составляет 12% от общего порового объема при условии $(c_t)_{ma} = (c_t)_f$.

Одех [39], Уоррен и Рут [40] и Каземи [44] показывают, что когда ϵ (см. уравнение (10.19)) относительно большое (приближающееся к 1), то модель Уоррена–Рута

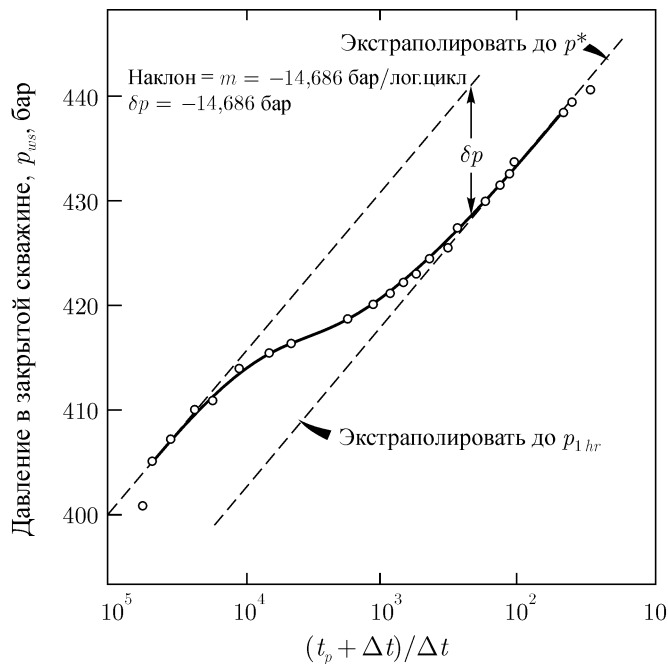


Рис. 10.20. Кривая восстановления давления трещиноватого пласта. По Уоррену и Руту [40].

превращается в обычную модель однородного пласта. На практике такое может произойти, когда размер блоков мал, порядка 0,9 м, а проницаемость матрицы превышает 0,01 мД. В пользу модели Уоррена–Рута говорит и то обстоятельство, что трещиноватые пласты на юго-западе Ирана имеют проницаемость матрицы в диапазоне 0,00005 до 0,5 мД и огромные трещиноватые блоки [46].

Каземи, Сет и Томас [44, 45] показывают, что поведение давления в наблюдательной скважине при исследованиях на интерференцию в пластах с естественной трещиноватостью может значительно отличаться от поведения в однородных пластах. На рис. 10.21 сравниваются кривые изменения давлений при интерференции, рассчитанные по трещиноватой модели и по однородному пласту с эквивалентными параметрами проницаемость–толщина и пористость–сжимаемость. При небольших временах давления в двух моделях отличаются значительно. Однако, при больших временах (при $t_D/r_D^2 > 5$ ($tD > 1,6 \times 10^7$ для рис. 10.21), как следует из данных Каземи–Сета–Томаса [45], пригодны обычные методики интерпретации. Следовательно, результаты исследований скважин на интерференцию в пластах с естественной трещиноватостью возможно интерпретировать методами параграфа 9.2, основанными на построении полупологарифмического графика. *Методы совмещения кривых и результаты исследований скважин импульсными методами могут давать недостоверные результаты.* Каземи [44] предлагает методику расчета свойств как трещин, так и матрицы, используя совместно результаты исследований методом падения (восстановления) давления и результаты исследований скважин на интерференцию.

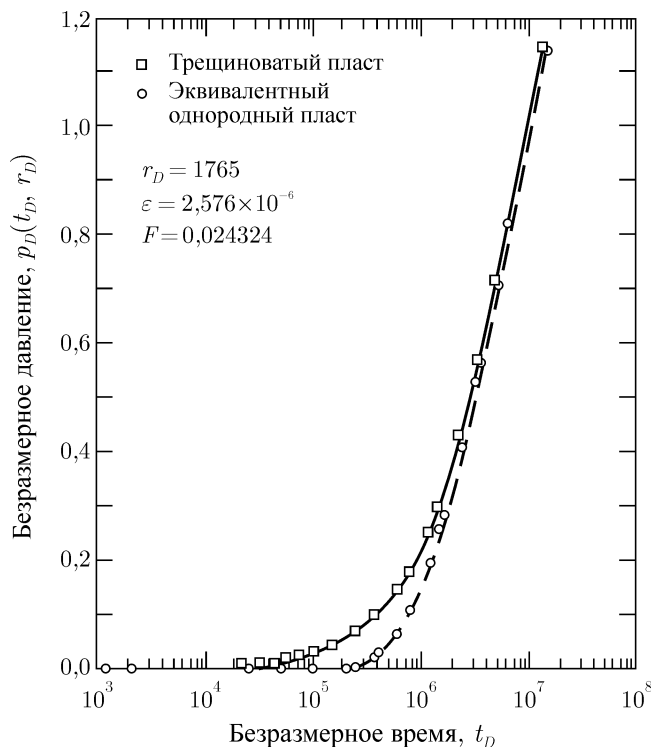


Рис. 10.21. Сравнение изменений давлений при интерференции в трещиноватом и в эквивалентном однородном пластах. По Каземи, Сету и Томасу [45].

10.7. Влияние свойств породы, зависящих от давления

В некоторых пластах, особенно низкопроницаемых глубокозалегающих газовых пластах, по мере падения давления свойства породы могут изменяться. Хотя при падении пластового давления снижаются как проницаемость, так и пористость, чаще всего исследуют изменение проницаемости [47–50]. Вейрогс и др. [47] и Томас и Вард [48] изучали влияние снижающейся проницаемости на добычу газа. Рагхаван, Скорер и Миллер [50] приводят некоторые сведения по фильтрации жидкостей, когда проницаемость и пористость зависят от давления.

Вейрогс и Роудц [49] рассмотрели падение и восстановление давления в плотных газовых пластах, где проницаемость зависит от давления. На рис. 10.22 показаны смоделированные для такой ситуации кривые падения давления. Верхние три кривые построены для реального газа при различных дебитах, нижняя кривая — для идеального газа при относительно высоком дебите. Если данные падения давления в таком пласте интерпретировать по методикам, например, главы 3, то все четыре кривые на рис. 10.22 должны быть идентичными. На самом деле кривые не только отличаются, но и имеют разные наклоны. Наклоны при $t_D = 1000$ для верхних трех кривых уменьшаются по мере падения дебита, но по значению больше, чем теоретически прогнозируемое значение 1,15 для случая фильтрации идеального газа при постоянной проницаемости. Основываясь на анализе таких данных, Вейрогс и Роудц делают вывод, что по исследованиям скважин *методом падения давления* в пластах, где проницаемость зависит от давления, нельзя определить проницаемость и скин-фактор. Вотенбэргер и Рэйми [51, 52] при-

шли к схожему выводу для исследований газовых скважин с загрязненной призабойной зоной и влиянием объема ствола скважин в пластах с *постоянной проницаемостью*.

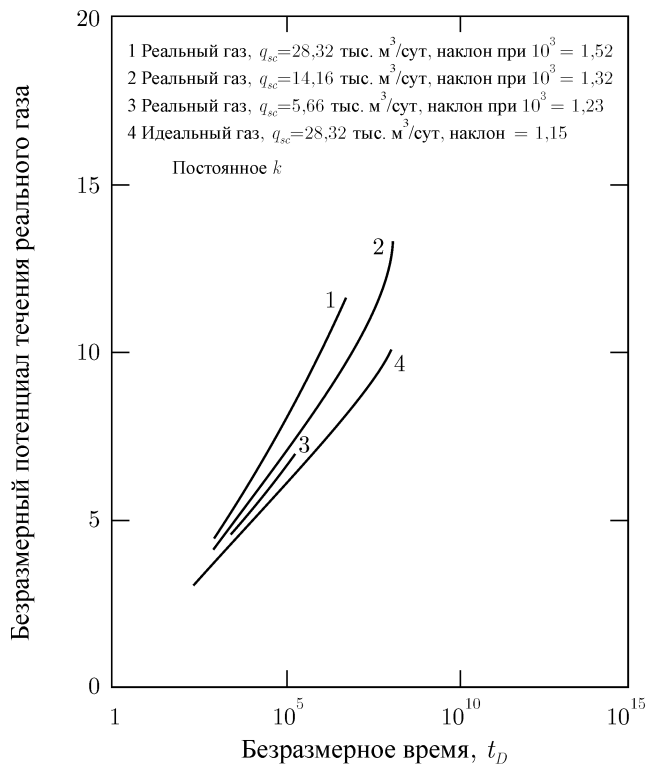


Рис. 10.22. Кривые падения безразмерного давления для газовой скважины в песчанике, где проницаемость зависит от давления. Скважина в центре замкнутого кругового пласта. По Вейрогсу и Роудцу [49].

На рис. 10.23 показаны смоделированные кривые восстановления давления, взятые из источника [49]. В табл. 10.1 приводятся результаты анализа 12 таких КВД при проницаемости, зависящей от давления. Во всех случаях проницаемость при начальном давлении составляла 0,061 мД. При корректной интерпретации результатов по методам главы 5 следовало ожидать, что все кривые на рис. 10.23 должны иметь $m = 1,15$. Это условие выполняется при небольших временах работы скважины, но при более длительных периодах m превышает 1,15. Вейрогс и Роудц заключают, что значение проницаемости, найденное по результатам исследования *методом восстановления давления* в таких пластах, является приемлемой оценкой. При коротких периодах работы скважины эта оценка даст начальную проницаемость пласта. При более длительных периодах работы скважины пластовое давление падает, а значит, снижается и фактическая проницаемость пласта. Следовательно, из увеличения наклона графика по мере роста продолжительности работы скважины (см. рис. 10.23) следует, что интерпретация результатов исследования скважины методом восстановления давления даст полезную оценку средней проницаемости пласта *на момент проведения исследования*.

Найденные скин-факторы для первых шести случаев (табл. 10.1) не являются следствием физического загрязнения, а вызваны снижением проницаемости околоскважинного пространства из-за падения давления. Следовательно, скин-фактор, рассчитывае-

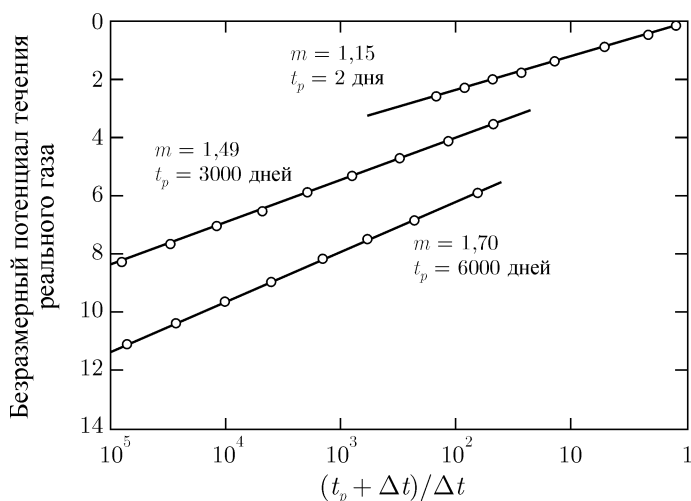


Рис. 10.23. Кривые восстановления безразмерного давления для газовой скважины в песчанике, где проницаемость зависит от давления. Скважина в центре замкнутого кругового пласта. По Вейрогсу и Роудцу [49].

мый по результатам исследований скважин методом восстановления давления в пластах, где проницаемость зависит от давления, будет положительным даже тогда, когда отсутствует фактическое загрязнение призабойной зоны. Такое же утверждение справедливо, когда существуют турбулентные потоки газа в призабойной зоне [51]. Вейрогс и Роудц утверждают, что невозможно определить, является ли чрезмерное падение давления (положительный скин-фактор) результатом проницаемости, зависящей от давления, или турбулентного потока в призабойной зоне. Они также указывают, что когда скважина механически загрязнена, то скин-фактор, найденный по результатам интерпретации восстановления давления, окажется большим при коротких временах работы и снизится при существенно более длительных временах. Скважина после интенсификации притока покажет отрицательный скин-фактор, примерно равный истинной величине при всех временах работы скважины (табл. 10.1).

10.8. Определение вертикальной проницаемости по исследованиям скважин

Вертикальная проницаемость породы обычно отличается от горизонтальной, даже если во всем остальном пласт является однородным. Такое проявление вертикальной анизотропии в основном обусловлено условиями осадконакопления и историей уплотнения породы в период постосадконакопления. Помимо микроскопических особенностей строения породы, приводящих к снижению вертикальной проницаемости на уровне пор, этому эффекту могут способствовать и макроскопические особенности, такие как перемежающееся напластование глинистых и песчаных пропластков. Все методы нестационарных исследований и методики их интерпретации, описанные в этой монографии, дают информацию только о горизонтальной (радиальной или в направлении x и y) проницаемости. В этом параграфе обсуждаются методики расчета вертикальной проницаемости k_z .

Нестационарные исследования, предложенные для оценки вертикальной проница-

Таблица 10.1. Результаты интерпретации смоделированных КВД для пластов, где проницаемость зависит от давления. По Вейрогсу и Роудцу [49].

Параметры исследования			Результаты интерпретации КВД	
q (тыс. м ³ /сут)	t_p (сутки)	s	k (мД)	Спин-фактор
14,16	2	0	0,061	1,19
28,32	2	0	0,055	2,22
35,40	2	0	0,053	4,86
14,16	3000	0	0,054	2,15
14,16	6000	0	0,050	2,98
14,16	9000	0	0,050	5,13
28,32	2	-3	0,061	-2,60
28,32	2	1	0,061	4,72
14,16	3000	-3	0,047	-2,82
14,16	3000	1	0,047	1,98
14,16	6000	-3	0,041	-2,91
14,16	6000	1	0,041	1,85

емости, в основном можно классифицировать как исследования скважин на интерференцию [53, 54] или исследования импульсным методом в вертикальном направлении [55–57]. При таких исследованиях скважину должны перфорировать таким образом, чтобы можно было добывать или закачивать только из одной части продуктивного интервала пласта (т. е. возмущающей) и в другой части — измерять давление (рис. 10.24). Хотя на рис. 10.24 и показано, что закачку ведут через верхние перфорационные отверстия, а измерение давления осуществляют около нижних перфораций, теоретически вполне допустима и обратная ситуация. Однако из практических соображений в основном предпочитают схему исследования, изображенную на рис. 10.24. Также предлагается проводить исследование в одном перфорированном интервале с целью определения вертикальной проницаемости [58].

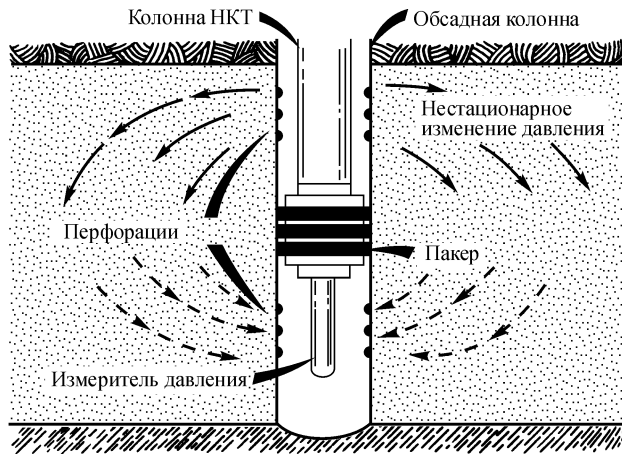


Рис. 10.24. Исследование скважины на интерференцию или импульсным методом в вертикальном направлении. По Бернсу [53].

Исследования скважин на интерференцию в вертикальном направлении схожи с обычными исследованиями на интерференцию. Конечно, требования к оборудованию и к технологии исследования становятся более жесткими, поскольку используется только одна скважина. Бернс в работе [53] приводит толковое обсуждение планирования исследования, выбора скважины и технологии исследования. Так как в исследованиях скважин на интерференцию в вертикальном направлении используются данные изменения давления при относительно небольших временах, то влияние объема ствола скважины может существенно сказываться на измеряемых давлениях. К сожалению, в настоящий момент эта проблема должным образом не изучена, поэтому каких-либо количественных оценок здесь не приводится. Но, исходя из опыта исследований скважин другими методами, настоятельно рекомендуем предпринимать все возможные усилия для минимизации влияния объема ствола скважины. По мере возможности необходимо избегать исследований в скважинах с изменяющимся уровнем жидкости. Если это не выполнимо, то следует предусмотреть забойные отсекающие устройства или заполнение ствола скважины жидкостью с низкой плотностью, чтобы свести к минимуму коэффициент объема ствола. Также рекомендуется устанавливать пакер на колонне НКТ (см. рис. 10.25) для снижения какого-либо поступления флюида или выхода его из перфораций, напротив которых измеряют давление.

Должно быть очевидно, что гидродинамическая связь по заколонному пространству или вертикальным трещинам породы не допустима. Если ожидаются такие условия, то следует выбрать другую скважину для исследования. Иначе давление напротив исследуемых перфораций быстро изменится, что полностью исключит возможность интерпретации для определения вертикальной проницаемости. В интервале исследования не должно быть контактов жидкость-жидкость, поскольку они сказываются на изменении давления неизвестным на данный момент образом. Рекомендуются короткие интервалы возмущающих и исследуемых перфораций. Вследствие этого требования и требования относительно большого неперфорированного интервала в середине продуктивного пласта, можно ожидать, что большинство существующих скважин не подходит для исследований, описанных в этом параграфе. Конечно, существует возможность использования пакеров большой длины или установки сразу двух разобщающих пакеров, но, как правило, для исследования на интерференцию в вертикальном направлении необходимо специальным образом перфорировать новую скважину.

Как и в любом исследовании на нестационарных режимах первостепенным является качественный замер данных. Контроль дебита является важным условием всех методик интерпретации, описанных в этом параграфе. Если дебит скважины меняется значительно, то потребуются проводить интерпретацию с помощью компьютерных методов [53], что выходит за рамки этой книги.

Исследование скважины импульсным методом в вертикальном направлении

Хирасаки [55] предлагает использовать исследование скважин импульсным методом в вертикальном направлении для определения k_z . Он описывает технологию исследования и методику интерпретации, основанную на времени замера первого пика кривой изменения давления. Он предполагает ситуацию, когда перфорации расположены у подошвы и кровли пласта. По этой причине и вследствие ожидаемой сильной подверженности используемых коротких импульсов эффекту влияния ствола скважины, предпочтение отдают методике исследования скважин импульсным методом в вертикальном направлении, описанной Фэйлейдом и Бригхэмом [56, 57].

На рис. 10.25 показана конструкция скважины и используемая номенклатура обозначений для исследования импульсным методом и на интерференцию в вертикальном направлении. Хотя работающие перфорации показаны наверху, а перфорации, где измеряют давление — внизу скважины, схему можно поменять местами без каких-либо изменений в методиках интерпретации, представленных здесь.

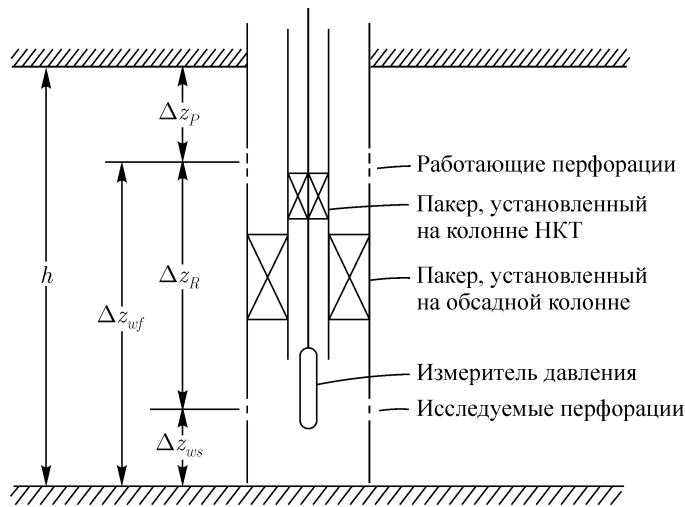


Рис. 10.25. Номенклатура обозначений при исследованиях скважин на интерференцию и импульсным методом в вертикальном направлении.

Методики этого параграфа годятся только для скважин, расположенных далеко от латеральных границ, таких как выклинивание пласта. К счастью, исследования скважин в вертикальном направлении кратковременны, поэтому границы не окажут большого влияния, если они не расположены ближе, чем расстояние, определяемое по уравнению (2.41) для самого большого времени исследования.

На рис. 10.26 схематически изображено изменение давления и дебита при исследовании импульсным методом в вертикальном направлении. Для представленного здесь метода требуется, чтобы импульсы имели равную продолжительность. На этом рисунке определяются понятия: время цикла (Δt_C), продолжительность импульса (t_p), сдвиг фазы (t_L) и амплитуда изменения давления (Δp). Амплитуду изменения давления при исследованиях импульсным методом в вертикальном направлении находят точно так же, как и для обычных исследований скважин на интерференцию. Строят касательную между двумя пиками (или впадинами) кривой изменения давления и рисуют параллельную касательную линию через впадину (или пик) анализируемого импульса. Амплитудой изменения давления будет вертикальное расстояние между двумя линиями.

Фэйлейд и Бригхэм [56, 57] связывают безразмерное время импульса с вертикальной проницаемостью k_z и вертикальным расстоянием между работающими и исследуемыми перфорациями ΔZ_R следующим соотношением:

$$\Delta t_{pDV} = \frac{0,00036 k_z \Delta t_p}{\phi \mu c_t \Delta Z_R^2}. \quad (10.22)$$

Поскольку это безразмерное давление значительно отличается от безразмерных времен, используемых в этой монографии, то используется нижний индекс V для обозначения

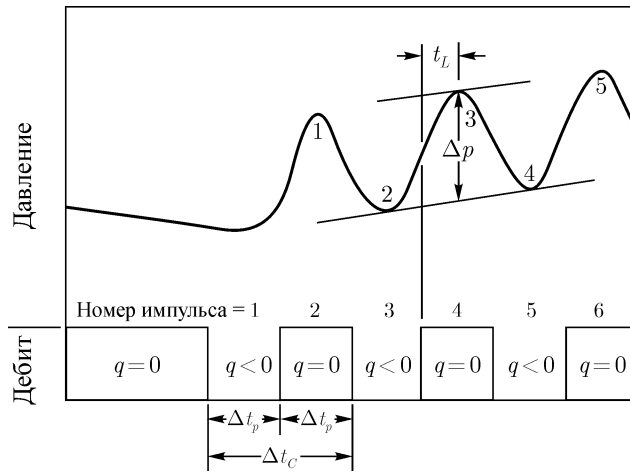


Рис. 10.26. Изменение дебита и давления при исследовании импульсным методом в вертикальном направлении, а также номенклатура обозначений. Для методики интерпретации необходима одинаковая продолжительность импульсов.

принадлежности его к исследованиям импульсным методом в вертикальном направлении. Фэйлейд и Бригхэм [56, 57] также определяют безразмерную амплитуду изменения давления:

$$\Delta p_{DV} = \frac{k_r \Delta Z_R \Delta p}{18,66qB\mu}. \quad (10.23)$$

Вертикальное безразмерное давление выражается относительно горизонтальной проницаемости k_r и расстояния между двумя наборами перфораций ΔZ_R . Опять же, из-за отличия от безразмерных давлений, используемых в монографии, добавляется индекс V .

Когда выбрали скважину для исследования, то важно спланировать длину импульса и его величину в соответствии со свойствами пласта и разрешающей способностью манометра. Продолжительность импульса должна быть достаточно длительной, чтобы измерительные приборы могли зафиксировать импульсы, но и достаточно короткой, чтобы без труда идентифицировать эти импульсы. Методики интерпретации упрощаются при коротких импульсах, потому что эффект влияния верхней и нижней границ становится менее существенным. На рис. 10.27 представлена планируемая кривая для исследования скважины импульсным методом в вертикальном направлении. Следует выбрать середину рабочего диапазона, около максимума верхней кривой на рис. 10.27, что соответствует безразмерной длине импульса примерно 0,05 и параметру $(\Delta p_{DV})_{\infty} [(t_L)/\Delta t_p] = 0,0175$. Хотя и нет необходимости в такие точных величинах, все же выбираемые значения должны быть близки к ним. После выбора значений параметров на рис. 10.27 планируют длину импульса, используя преобразованное уравнение (10.22):

$$\Delta t_p = \frac{\phi \mu c_t \Delta Z_R^2 (\Delta p_{DV})_{\text{Рис. 10.27}}}{0,00036k_2}. \quad (10.24)$$

Ожидаемую амплитуду изменения давления рассчитывают из уравнения (10.23):

$$\Delta p = \frac{18,66qB\mu \{ (\Delta p_{DV})_{\infty} [(t_L)_{\infty}/\Delta t_p] \}_{\text{Рис. 10.27}}}{k_r \Delta Z_R [(t_L)_{\infty}/\Delta t_p]_{\text{Рис. 10.27}}}, \quad (10.25)$$

а ожидаемый сдвиг фазы — из выражения:

$$t_L = [(t_L)_\infty / \Delta t_P]_{\text{Рис. 10.27}} \Delta t_P. \quad (10.26)$$

Ожидаемую амплитуду изменения давления можно использовать для подбора оптимального сочетания регистрирующих манометров и дебита, чтобы добиться хорошей разрешающей способности.

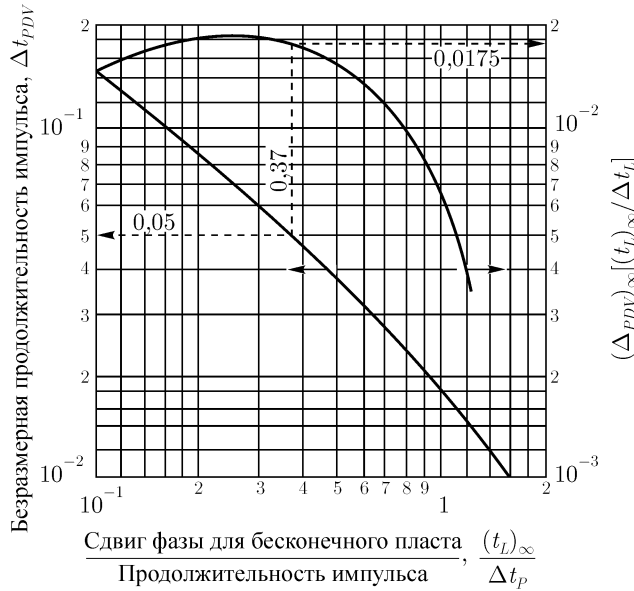


Рис. 10.27. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: планируемая кривая. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

Пример 10.3. Планирование исследования импульсным методом в вертикальном направлении

Фэйлейд и Бригхэм [57] приводят предполагаемые параметры пласта, который собираются исследовать импульсным методом в вертикальном направлении:

$$\begin{aligned} k_z &\cong 1,0 \text{ мД} & c_t &= 1,45 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ k_r &\cong 20,0 \text{ мД} & \Delta Z_R &= 15,2 \text{ м} \\ \phi &= 0,20 & B &= 1,0 \\ \mu &= 2,0 \text{ мПа} \cdot \text{с} \end{aligned}$$

Необходимо спланировать исследование этой скважины импульсным методом. По рис. 10.27 выбираем

$$\begin{aligned} (\Delta t_{PDV})_{\text{Рис. 10.27}} &= 0,05 \\ \{(\Delta p_{DV})_\infty [(t_L)_\infty / \Delta t_P]\}_{\text{Рис. 10.27}} &= 0,0175 \end{aligned}$$

и

$$[(t_L)_\infty / \Delta t_P]_{\text{Рис. 10.27}} = 0,37.$$

Рассчитываем длину импульса из уравнения (10.24):

$$\Delta t_P = \frac{(0,20)(2,0)(1,45 \times 10^{-4})(15,2)^2(0,05)}{(0,00036)(1,0)} \cong 1,9 \text{ часа}$$

Находим сдвиг фазы из уравнения (10.26):

$$t_L \cong (0,37)(1,9) \cong 0,7 \text{ часа.}$$

Окончательно рассчитываем амплитуду изменения давления по уравнению (10.25):

$$\Delta p \cong \frac{(18,66)(1,0)(2,0)(0,0175)}{(20,0)(15,2)(0,37)} q \cong 0,0058q \text{ бар}$$

Следовательно, при дебите закачки (или добычи) $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ можно ожидать, что изменение давления составит:

$$\Delta p = (0,0058)(80) = 0,46 \text{ бар.}$$

Следует подобрать соответствующий регистрирующий манометр.

Процесс интерпретации данных исследования импульсным методом в вертикальном направлении является более сложным, чем в горизонтальном. Это происходит по причине влияния на исследование верхней и нижней границ пласта. При большой мощности или коротких импульсах исследования пласт ведет себя как бесконечный, поэтому верхняя и нижняя границы не сказываются на измеряемых давлениях. При более длительных импульсах, тонких пластах или близости исследуемых перфораций к одной из границ либо одна, либо две границы влияют на изменение давления при исследовании. В последнем упомянутом случае требуется проводить итерационный метод интерпретации.

Независимо от используемой методики анализа исследования импульсным методом в вертикальном направлении (для бесконечного пласта, с одной или двумя границами) первым шагом является расчет геометрического показателя, необходимого для использования корреляционных кривых. *Основной геометрический показатель* определяется по выражению:

$$G_P = \frac{\Delta Z_P}{\Delta Z_R}, \quad (10.27a)$$

а *обратный геометрический показатель* — по формуле:

$$G_R = \frac{h}{\Delta Z_R} - G_P - 1. \quad (10.27b)$$

Надлежащим применением принципа обратимости Фэйлейд и Бригхэм [56] показывают, что для всех кривых изменения давления при исследовании импульсным методом можно построить корреляции относительно только двух геометрических показателей. Если в результате расчета обоих показателей оказалось, что $G_P > G_R$, то их значения следует поменять местами. Следовательно, для методик интерпретации в этом параграфе и в источнике [57] *требуется*, чтобы всегда соблюдалось условие $G_P < G_R$. Исходя из значений G_P и G_R определяют подходящий метод интерпретации.

Интерпретация для бесконечного пласта ($G_P > 2$, $G_R > 2$)

Когда оба показателя G_P и G_R больше 2, тогда пласт является бесконечным и при интерпретации не требуется проводить итерации. Измеренное отношение сдвига фазы к длине импульса $(t_L)_\infty / \Delta t_P$ используют совместно с рис. 10.28 для определения безразмерной длины импульса Δt_{PDV} . На рис. 10.28 изображены кривые для первого и второго импульсов. Все кривые для последующих импульсов лежат между ними. Вертикальную проницаемость определяют из выражения:

$$k_z = \frac{\phi \mu c_t \Delta Z_R^2}{0,00036 \Delta t_P} (\Delta t_{PDV})_{\text{Рис. 10.28}} \quad (10.28)$$

Для нахождения горизонтальной проницаемости используют безразмерную длину импульса из рис. 10.28 совместно с рис. 10.29 и определяют безразмерную амплитуду изменения давления для бесконечного пласта $(\Delta p_{DV})_\infty$. Тогда горизонтальную проницаемость находят из уравнения:

$$k_r \frac{18,66 q B \mu}{\Delta Z_R \Delta p} [(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{Рис. 10.29}} \quad (10.29)$$

где Δp — измеренная амплитуда изменения давления. Никаких итераций не требуется.

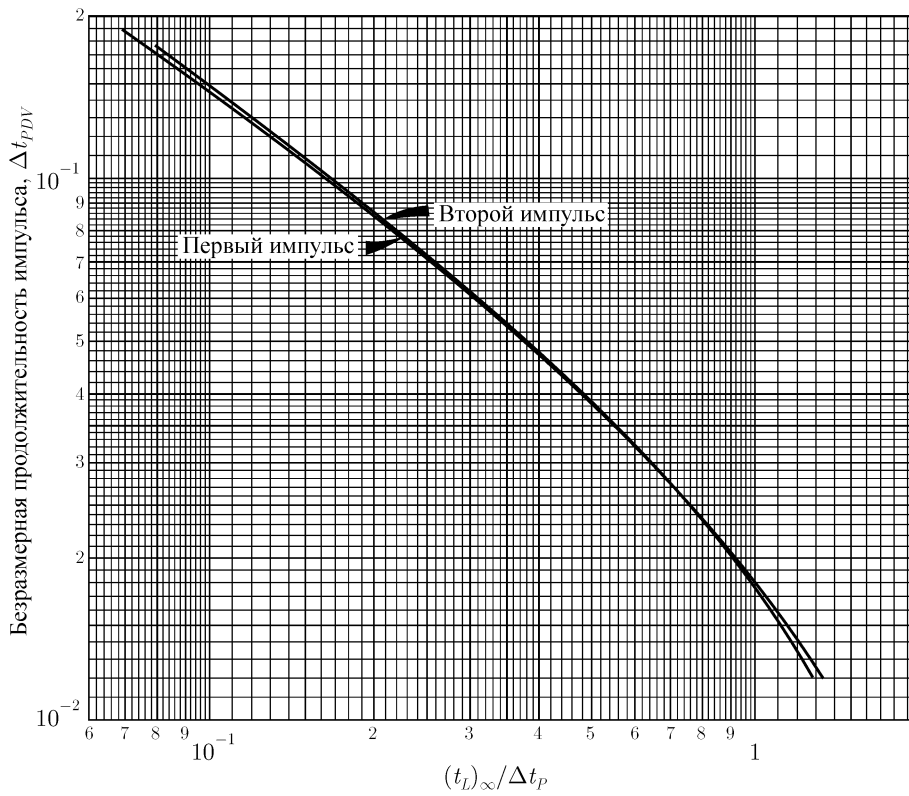


Рис. 10.28. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: зависимость между безразмерной длиной импульса и сдвигом фазы для бесконечного пласта. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

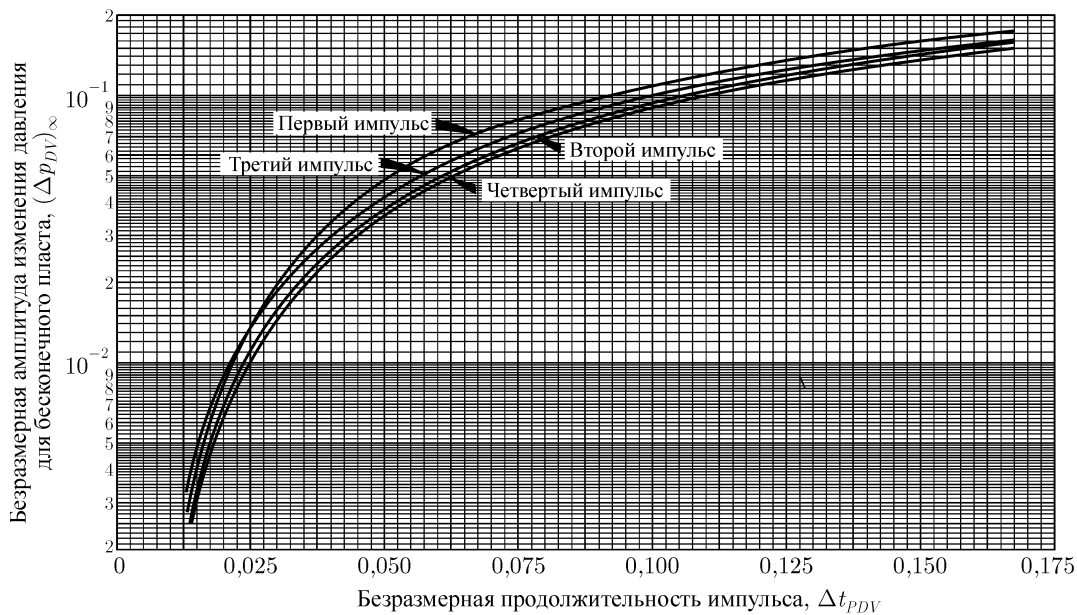


Рис. 10.29. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: зависимость между длиной импульса и амплитудой изменения давления для бесконечного пласта. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

Пример 10.4. Исследование скважины импульсным методом в бесконечном пласте Фэйлейд и Бригхэм [57] приводят данные для *первого* импульса, полученного при исследовании в вертикальном направлении:

$$\begin{aligned}
 \phi &= 0,20 & \Delta t_P &= 1,9 \text{ часа} \\
 \mu &= 2,0 \text{ мПа} \cdot \text{с} & t_L &= 0,837 \text{ часа} \\
 c_t &= 1,45 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} & \Delta p &= -0,07 \text{ бар} \\
 \Delta Z_R &= 15,2 \text{ м} & B &= 1,0 \text{ бар} \\
 q &= -16 \text{ м}^3/\text{сут}
 \end{aligned}$$

(Обратите внимание, что величина $\Delta p/q$ всегда положительная). Необходимо определить горизонтальную и вертикальную проницаемости.

Предполагаем, что пласт бесконечный (в примерах 10.5 и 10.6 демонстрируется алгоритм интерпретации, когда одна или две границы влияют на результаты исследования) и используем рис. 10.28. Поскольку пласт бесконечный, то принимаем:

$$(t_L)_{\infty} = t_L = 0,837 \text{ часа}$$

т. е.

$$(t_L)_{\infty} / \Delta t_P = 0,837 / 1,9 = 0,441.$$

По кривой для первого импульса на рис. 10.28 находим, что $(\Delta t_{PDV})_{\text{рис. 10.28}} = 0,0425$, а из рис. 10.29 определяем, что $[(\Delta t_{DV})_{\infty}]_{\text{рис. 10.29}} = 0,037$.

Находим вертикальную проницаемость из уравнения (10.28):

$$k_z = \frac{(0,20)(2,0)(1,45 \times 10^{-4})(15,2)^2(0,0425)}{(0,00036)(1,9)} = 0,83 \text{ мД},$$

а горизонтальную проницаемость — из уравнения (10.29):

$$k_r = \frac{(18,66)(-16)(1,0)(2,0)(0,037)}{(15,2)(-0,07)} = 20,8 \text{ мД.}$$

Интерпретация исследования при влиянии одной границы на изменение давления ($G_P < 2$, $G_R > 2$)

Если $G_P < 2$ и $G_R > 2$ (следует напомнить о необходимости соблюдать условие $G_P < G_R$), тогда одна из двух горизонтальных границ влияет на изменение давления при импульсном исследовании и необходимо использовать итерационную методику интерпретации. На рис. 10.30, 10.31 или 10.32 параметром является G_P (после замены его на G_R при необходимости) и $(\Delta t_{PDV})_{\text{рис. 10.28}}$. Из рисунка, предназначенного для конкретного анализируемого импульса, определяем $[t_L/(t_L)_\infty]_{\text{рис.}}$. Поскольку Δt_{PDV} является параметром на рис. 10.30–10.32, то обычно оказывается полезным перекрестный график (рис. 10.33 для соответствующего геометрического показателя. Как только найдут $[t_L/(t_L)_\infty]_{\text{рис.}}$ из рис. 10.30, 10.31 или 10.32, то можно рассчитать:

$$[(t_L)_\infty/\Delta t_P]_{\text{new}} = \frac{(t_L/\Delta t_P)}{[t_L/(t_L)_\infty]_{\text{рис.}}} \quad (10.30)$$

Полученное значение $(t_L)_\infty/\Delta t_P$ используют, чтобы найти следующее приближение $(\Delta t_{PDV})_{\text{рис. 10.28}}$ по рис. 10.28. Если это значение не согласуется с предыдущим, то снова используют рис. 10.30, 10.31 или 10.32 и опять применяют уравнение (10.30). Этот процесс продолжают до тех пор, пока два последующих значения параметра $(\Delta t_{PDV})_{\text{рис. 10.28}}$ не станут одинаковыми. Затем вертикальную проницаемость определяют из рис. 10.28, используя окончательное значение $(\Delta t_{PDV})_{\text{рис. 10.28}}$.

Горизонтальную проницаемость находят по уравнению:

$$k_r = \frac{18,4qB\mu}{\Delta Z_R \Delta p} \left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_\infty} \right]_{\text{рис.}} [(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{рис. 10.29}}, \quad (10.31)$$

где для расчета $[\Delta p_{DV}/(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{рис.}}$ используют рис. 10.34, 10.35, 10.36 или 10.37. Параметр $[(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{рис. 10.29}}$ находят из рис. 10.29, используя окончательное значение $(\Delta t_{PDV})_{\text{рис. 10.28}}$. Для расчета горизонтальной проницаемости не требуется проводить итераций, когда $(\Delta t_{PDV})_{\text{рис. 10.28}}$ находят по итерационной методике, описанной выше. Перекрестный график материала, представленного на рис. 10.34, 10.35, 10.36 или 10.37, обычно оказывается полезным для подобной процедуры интерпретации (см. рис. 10.33).

Пример 10.5. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении в пласте с одной границей поблизости

Здесь мы продолжаем работать с примером Фэйлейда и Бригхэма [57], используя данные примера 10.4 и дополнительные условия: $\Delta Z_P = 3,8$ м и $h = 76,2$ м.

Используем уравнение (10.27) для расчета геометрических показателей:

$$G_P = \frac{3,8}{15,2} = 0,25$$

и

$$G_R = \left(\frac{76,2}{15,2} - 0,25 - 1 \right) = 3,75.$$

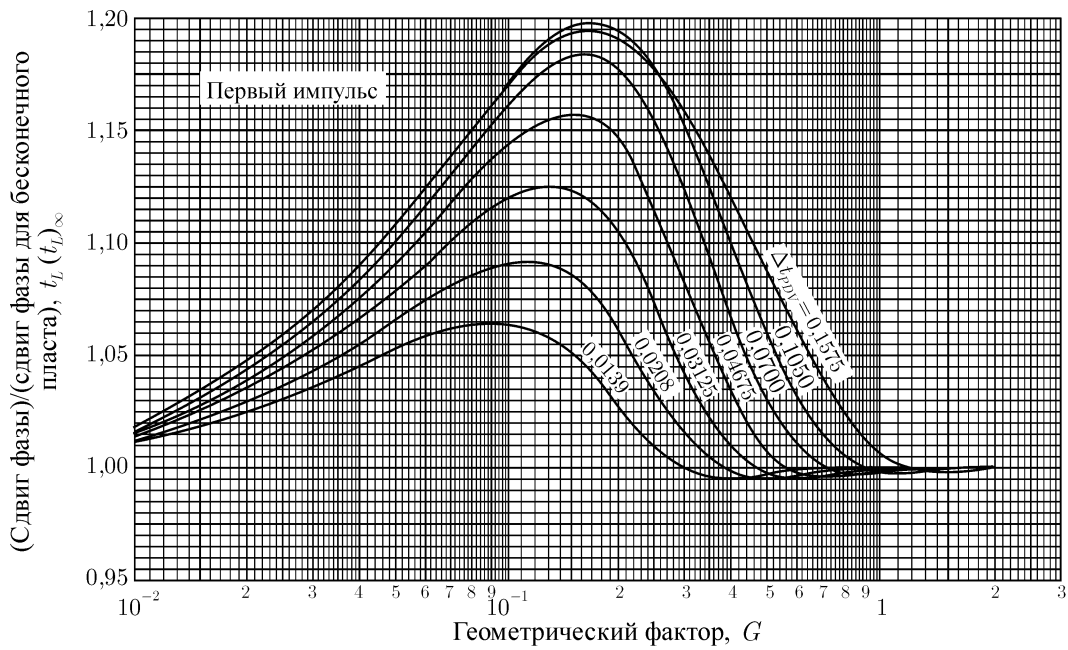


Рис. 10.30. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: корреляции для сдвига фазы первого импульса. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

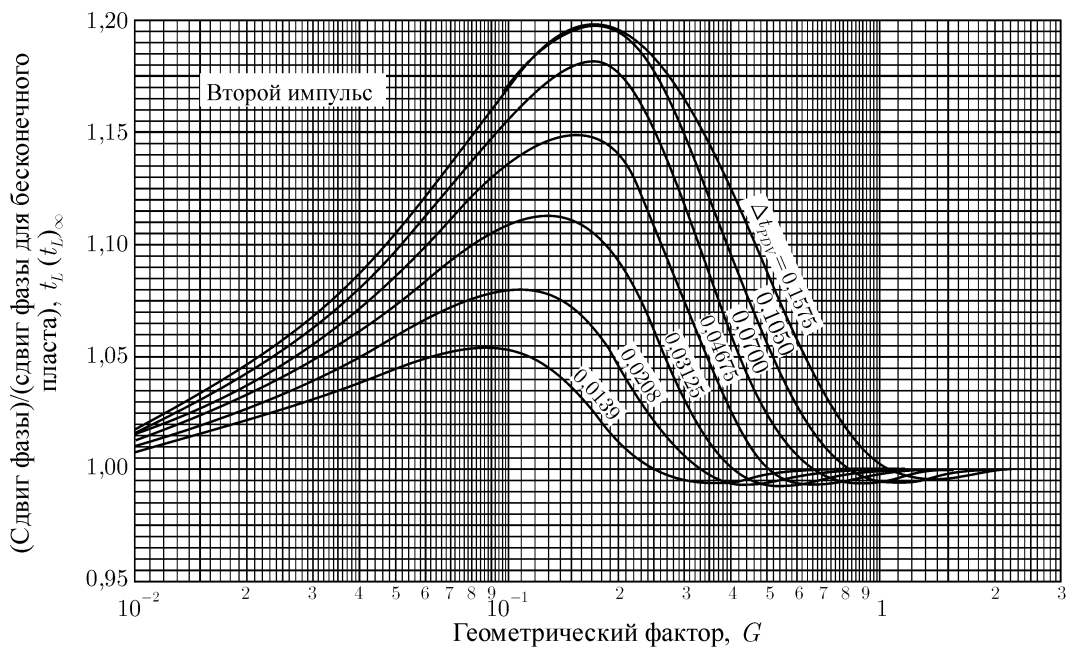


Рис. 10.31. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: корреляции для сдвига фазы второго импульса. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

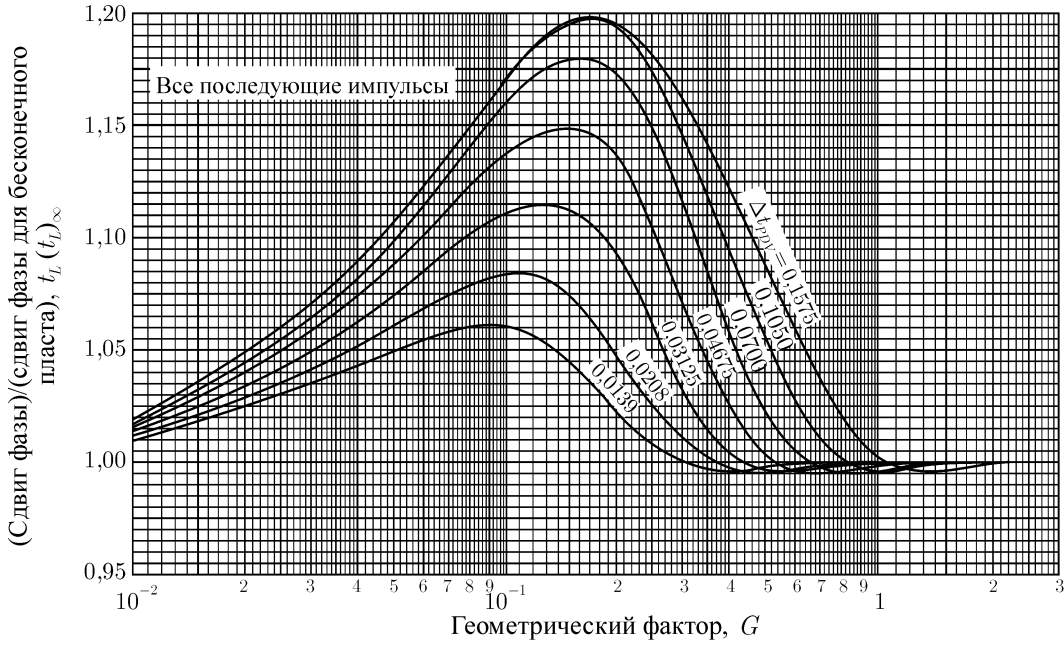


Рис. 10.32. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: корреляции для сдвига фазы всех последующих импульсов. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

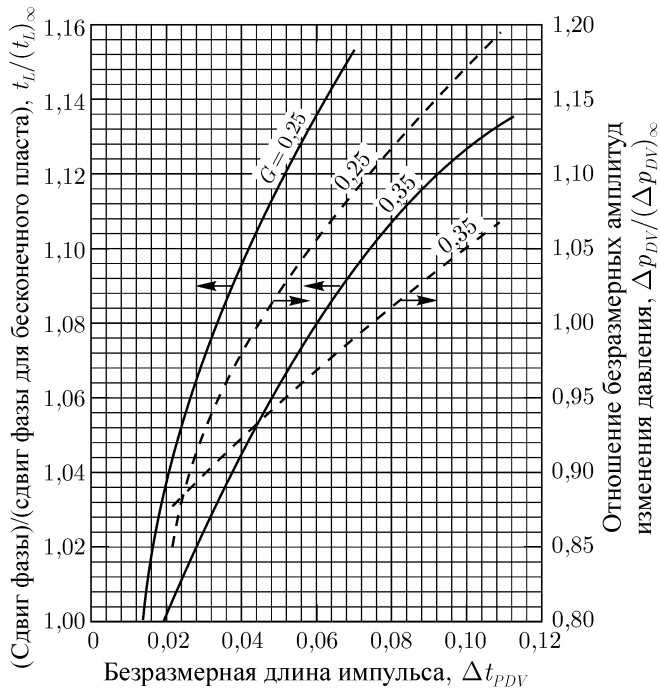


Рис. 10.33. Перекрестный график данных на рис. 10.30 и 10.34 к примерам 10.5 и 10.6.

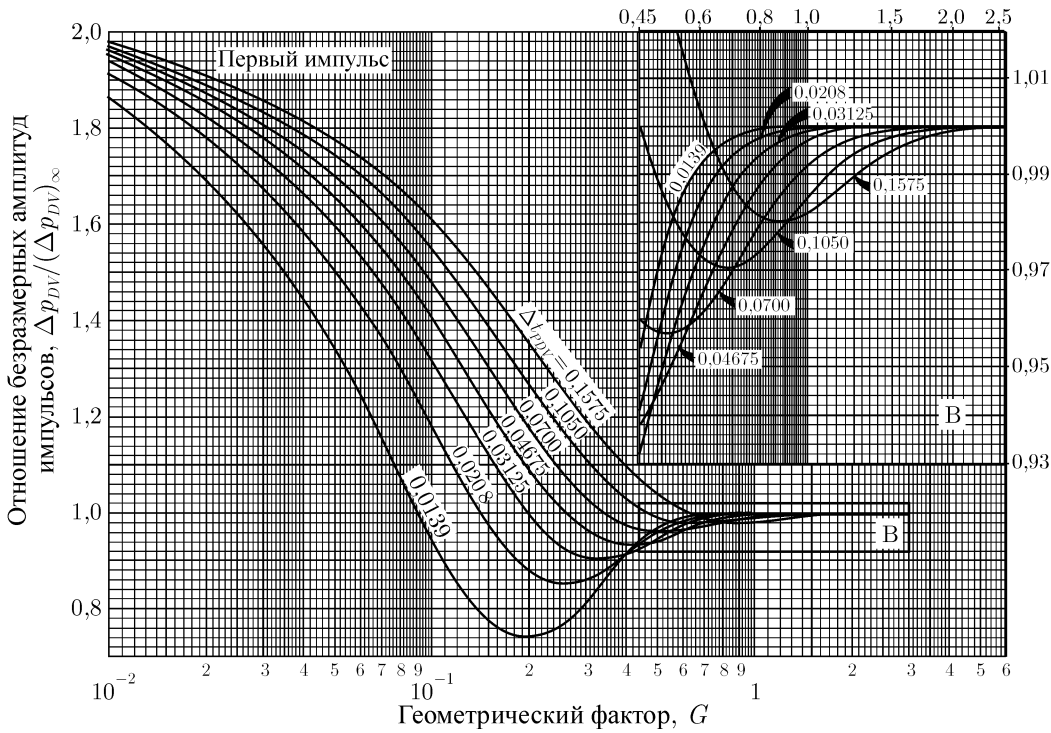


Рис. 10.34. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: корреляции для амплитуды изменения давления первого импульса. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

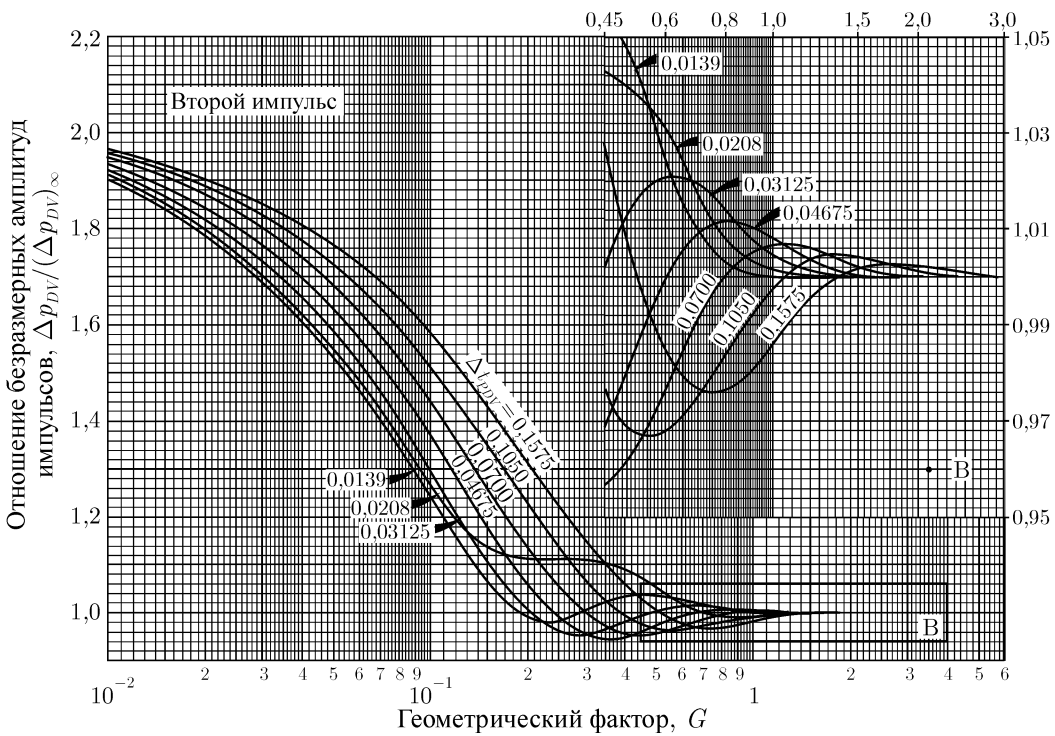


Рис. 10.35. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: корреляции для амплитуды изменения давления второго импульса. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

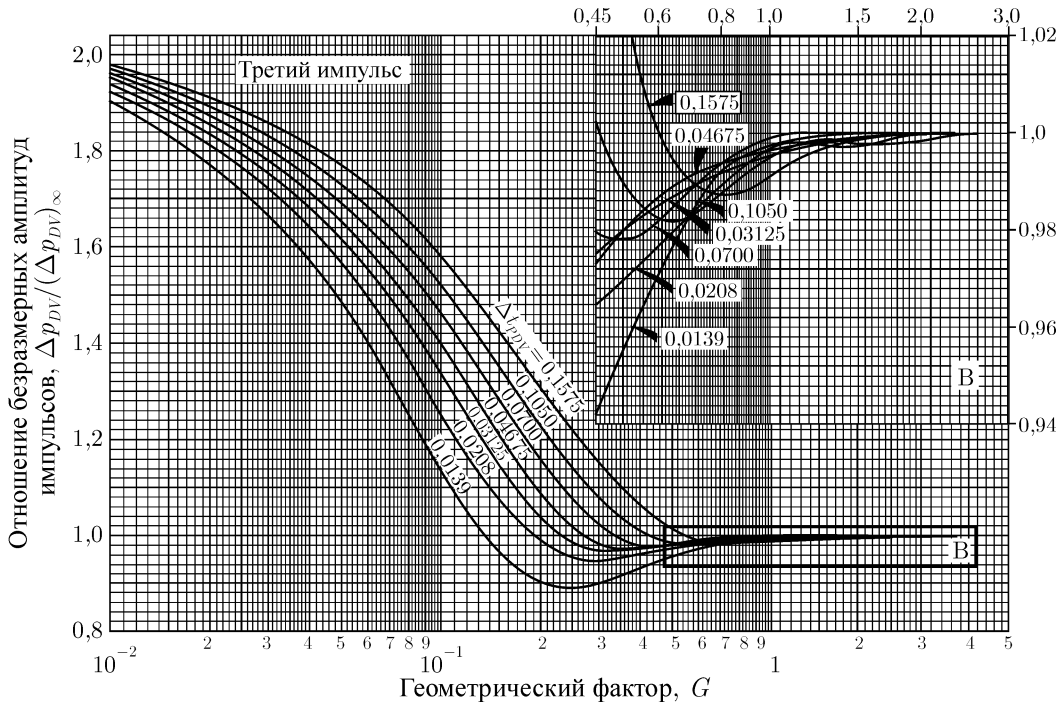


Рис. 10.36. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: корреляции для амплитуды изменения давления второго импульса. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

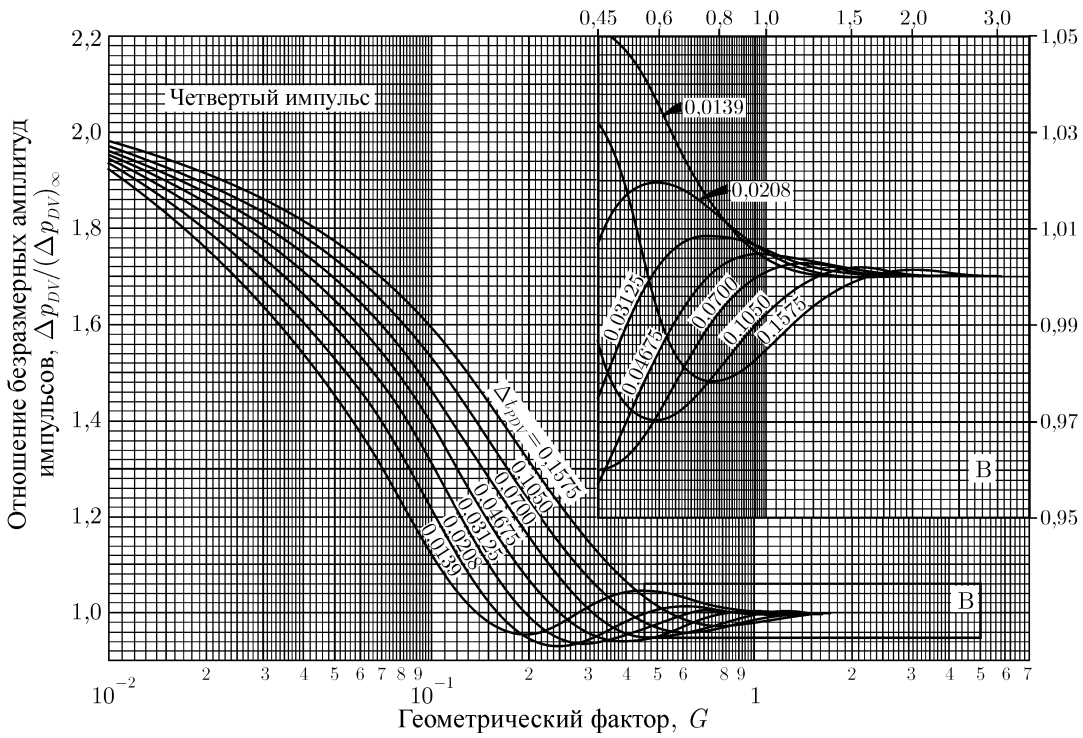


Рис. 10.37. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении: корреляции для амплитуды изменения давления четвертого импульса. По Фэйлейду и Бригхэму [57].

В качестве G_P нужно использовать наименьшее значение из G_P и G_R , в данном случае $G_P = 0,25$. Поскольку $G_R = 3,75 > 2$, то используем алгоритм интерпретации для пласта с одной влияющей границей. Процесс интерпретации начинаем как для бесконечного пласта (см. пример 10.4). Для первой итерации получим $(t_L)_\infty/\Delta t = 0,837 \times 1,9 = 0,441$ и

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{Рис. 10.28}} = 0,0425.$$

По рис. 10.30 определяем значение параметра $t_L/(t_L)_\infty$ в первом приближении. Поскольку Δt_{PDV} является параметром кривых на этом рисунке, то используем перекрестный график (см. рис. 10.33) и получаем $[t_L/(t_L)_\infty] = 1,102$ при $G_P = 0,25$. По уравнению (10.30) находим:

$$[(t_L)_\infty/\Delta t_P]_{\text{new}} = \frac{(0,837/1,9)}{1,102} = 0,400.$$

Снова применяем уравнение (10.28):

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{Рис. 10.28}} = 0,0465.$$

Первый этап закончен. Поскольку новое значение (Δt_{PDV}) не согласуется с предыдущим, то итерации необходимо продолжить. Все итерации сведены в табл. 10.2.

Таблица 10.2. Итерационный расчет при интерпретации исследования в вертикальном направлении пласта, подверженного влиянию одной горизонтальной границы. К примеру 10.5. Согласно Фэйлейду и Бригхэму [57].

Номер итерации				
Параметр	1	2	3	Используемый материал
Δt_{PDV}	0,0425	0,0465	0,0468	Рис. 10.28
$t_L/(t_L)_\infty$	1,102	1,110	1,110	Рис. 10.30
$(t_L)_\infty/\Delta t_P$	0,400	0,397	0,397	Уравнение (10.30)
$(\Delta t_{PDV})_{\text{new}}$	0,0465	0,0468	0,0468	Рис. 10.28

Окончательный результат:

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{Рис. 10.28}} = 0,0468$$

и

$$[t_L/(t_L)_\infty]_{\text{Рис.}} = 1,110.$$

Вертикальную проницаемость рассчитываем по уравнению (10.28):

$$k_z = \frac{(0,20)(2,0)(1,45 \times 10^{-4})(15,2)^2(0,0468)}{(0,00036)(1,9)} = 0,92 \text{ мД.}$$

Для расчета k_r используем рис. 10.29 и 10.34 для первого импульса, чтобы определить:

$$[(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{Рис. 10.29}} = 0,0430$$

и

$$\left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_{\infty}} \right]_{\text{Рис.}} = 1,02.$$

Затем из уравнения (10.31) получаем

$$k_r = \frac{(18,66)(-16)(1,0)(2,0)[1,02][0,0430]}{(15,2)(-0,07)} = 24,6 \text{ мД.}$$

Интерпретация исследования при влиянии обеих границ на изменение давления ($G_P < 2$, $G_R < 2$)

Когда каждый из показателей G_P и G_R меньше 2, тогда и верхняя, и нижняя границы пласта влияют на изменение давления при исследовании импульсным методом и необходимо использовать итерационный метод интерпретации. Начинаем с расчета Δt_{PDV} по рис. 10.28, затем используем рис. 10.30, 10.31 или 10.32, чтобы найти значения $t_L/(t_L)_{\infty}$ при G_P и G_R . Потом рассчитываем скорректированное значение $t_L/(t_L)_{\infty}$ из выражения:

$$\left[\frac{t_L}{(t_L)_{\infty}} \right]_{\text{Рис.}} = \left[\frac{t_L}{(t_L)_{\infty}} \right]_{\text{Рис., } G_P} \times \left[\frac{t_L}{(t_L)_{\infty}} \right]_{\text{Рис., } G_R}. \quad (10.32)$$

По уравнению (10.30) находим новое значение $(t_L)_{\infty}/\Delta t_P$ и используем совместно с рис. 10.28 для расчета следующего значения Δt_{PDV} . Если и это значение не согласуется с предыдущим, то процесс расчета повторяется до тех пор, пока два последующих значения Δt_{PDV} не станут одинаковыми. На конечном этапе находят k_z по уравнению (10.28).

Для расчета горизонтальной проницаемости используют рис. 10.34, 10.35, 10.36 или 10.37 как при G_P , так и G_R . Затем применяется выражение:

$$\left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_{\infty}} \right]_{\text{Рис.}} = \left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_{\infty}} \right]_{\text{Рис., } G_P} \times \left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_{\infty}} \right]_{\text{Рис., } G_R}. \quad (10.33)$$

Окончательно горизонтальную проницаемость рассчитывают по уравнению (10.31) без итераций.

Пример 10.6. Исследование импульсным методом в вертикальном направлении в пласте с двумя близлежащими границами

Пример Фэйлейда – Бригхэма можно продолжить интерпретировать на один этап, предполагая, что геометрическая конфигурация исследования составляет $\Delta Z_P = 3,8$ м и $h = 24,4$ м. Другие исходные данные те же.

Из уравнения (10.27) получаем:

$$G_P = \frac{3,8}{15,2} = 0,25$$

и

$$G_R = \frac{24,4}{15,2} - 0,25 - 1 = 0,35.$$

Поскольку $G_P < G_R$, то нет необходимости взаимно менять значения. Оба параметра меньше 2, поэтому требуется использовать интерпретации для ограниченного пласта. Как и в примере 10.5, начинаем интерпретацию как для бесконечных пластов, а затем прибегаем к итерациям. Для первой итерации по рис. 10.28 при $(\Delta t_L)_\infty / \Delta t_P = 0,837/1,9 = 0,441$ определяем:

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{рис. 10.28}} = 0,0425.$$

Из рис. 10.33, перекрестного графика данных, изображенных на рис. 10.30, получаем два необходимых значения $t_L/(t_L)_\infty$ для первого импульса:

$$[t_L/(t_L)_\infty]_{\text{рис., } G_P=0,25} = 1,102$$

и

$$[t_L/(t_L)_\infty]_{\text{рис., } G_R=0,35} = 1,051.$$

Применяя уравнение (10.32), получим

$$[t_L/(t_L)_\infty]_{\text{рис.}} = (1,102)(1,051) = 1,158.$$

Затем, по уравнению (10.30) находим:

$$[(t_L)_\infty / \Delta t_P]_{\text{new}} = \frac{(0,837)/(1,9)}{1,158} = 0,3804.$$

Используя снова рис. 10.28, получаем

$$[\Delta t_{PDV}]_{\text{рис. 10.28}} = 0,0488.$$

На этом первая итерация заканчивается. Поскольку новое значение параметра $\{\Delta t_{PDV}\}_{\text{рис. 10.28}}$ не согласуется с начальным принимаемым значением, то необходимо продолжать итерации. Все итерации сведены в табл. 10.3. Последняя итерация дает:

$$[\Delta t_{PDV}]_{\text{рис. 10.28}} = 0,0492$$

и

$$[t_L/(t_L)_\infty]_{\text{рис.}} = 1,184.$$

Рассчитываем вертикальную проницаемость из уравнения (10.28):

$$k_z = \frac{(0,20)(2,0)(1,45 \times 10^{-4})(15,2)^2(0,0492)}{(0,00036)(1,9)} = 0,96 \text{ мД.}$$

Для расчета k_r используем рис. 10.29 и 10.33 (перекрестный график рис. 10.34) для обоих геометрических показателей:

$$[(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{рис. 10.29}} = 0,0470$$

$$[(\Delta p_{DV})/(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{рис., } G_P=0,25} = 1,030$$

$$[(\Delta p_{DV})/(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{рис., } G_R=0,35} = 0,961$$

Таблица 10.3. Итерационный расчет при интерпретации исследования импульсным методом в вертикальном направлении в пласте, подверженном влиянию двух горизонтальных границ. К примеру 10.6. По Фэйлейду и Бигхэму [57].

Параметр	Номер итерации			Используемый материал
	1	2	3	
Δt_{PDV}	0,04254	0,0488	0,0492	Рис. 10.28
$t_L/(t_L)_\infty$	1,102	1,113	1,114	Рис. 10.30; $G_P = 0,25$
$t_L/(t_L)_\infty$	1,051	1,063	1,063	Рис. 10.30; $G_R = 0,35$
$t_L/(t_L)_\infty$	1,158	1,183	1,184	Уравнение (10.32)
$(t_L)_\infty/\Delta t_P$	0,3804	0,3724	0,3721	Уравнение (10.30)
$(\Delta t_{PDV})_{\text{new}}$	0,0488	0,0492	0,0492	Рис. 10.28

Таблица 10.4. Сравнение результатов трех методик интерпретации исследования импульсным методом в вертикальном направлении.

Методика интерпретации	k_z	k_r
Бесконечный пласт	0,85	20,9
Одна граница	0,93	24,8
Две границы	0,98	26,3

Из уравнения (10.33) находим:

$$[\Delta p_{DV}/(\Delta p_{DV})_\infty]_{\text{Рис.}} = (1,030)/(0,961) = 0,990.$$

Затем определяем k_r из уравнения (10.31):

$$k_r = \frac{(18,66)(-16)(1,0)(2,0)(0,990)(0,0470)}{(15,2)(-0,07)} = 26,1 \text{ мД.}$$

В табл. 10.4 сравниваются результаты, полученные в примерах 10.4–10.6. Для исходных данных этих примеров рассчитанная вертикальная проницаемость изменяется примерно на 13 %, а горизонтальная — в пределах 21 %. Следовательно, при принятых условиях результаты изменяются не так сильно, как можно было ожидать. Тем не менее, настоятельно рекомендуется интерпретировать со всеми итерациями, если это потребуется исходя из значений G_P и G_R .

Исследование скважины на интерференцию в вертикальном направлении

Бернс [53] предлагает методику исследования на интерференцию в вертикальном направлении, представляющую значительную ценность. К сожалению, при интерпретации требуется помощь компьютера. Хотя методику Бернса можно использовать совместно с методом совмещения кривых, все равно нужна компьютерная программа для создания эталонных кривых. Таким образом, подход Бернса больше здесь не обсуждается. Пратц [54] предлагает метод исследования на интерференцию в вертикальном направлении без привлечения компьютера. Он показывает, что если построить график измеренного давления p_{ws} от $\log t$ с момента начала закачки или добычи, то на нем

образуется прямая линия с наклоном m и точкой пересечения p_{1hr} при $t = 1$ час. Горизонтальную проницаемость рассчитывают по наклону, используя выражение:

$$k_r = \frac{-21,5qB\mu}{mh}. \quad (10.34)$$

Вертикальную проницаемость находят по наклону графика и точке пересечения с осью ординат по формуле:

$$k_z = \frac{\phi\mu c_i h^2}{0,00036} \text{antilog} \left(\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \frac{G^* + h/|\Delta Z_{wf} - \Delta Z_{ws}|}{2,3025} \right). \quad (10.35)$$

Параметр G^* уравнения (10.35) является геометрическим показателем, введенным Пратцем и изображенным на рис. 10.38. Вертикальное расстояние, используемое в уравнениях (10.35) и на рис. 10.38, показано на рис. 10.25. Как и во всех исследованиях на нестационарных режимах точку p_{1hr} необходимо брать по прямолинейному участку, которого ??? при необходимости экстраполируют.

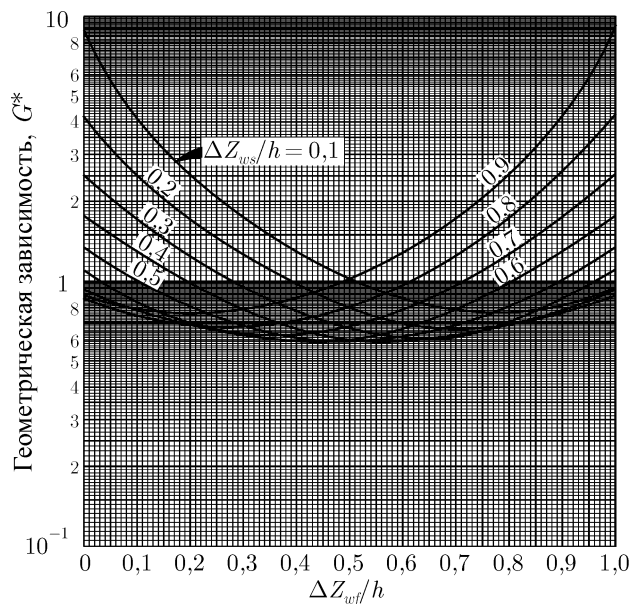


Рис. 10.38. Геометрический показатель для исследований скважин на интерференцию в вертикальном направлении. Согласно Пратцу [54].

Пример 10.7. Интерпретация исследования на интерференцию в вертикальном направлении

Пратц в работе [54] приводит в качестве примера данные, полученные при исследовании на интерференцию в вертикальном направлении. Рис. 10.39 является графиком

измеренных давлений от \log времени закачки. Другими исходными данными являются:

$$\begin{aligned} h &= 15,2 \text{ м} & \mu &= 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ \Delta Z_{wf} &= 13,7 \text{ м}; & c_t &= 2,9 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \\ \Delta Z_{ws} &= 3,1 \text{ м} & \phi &= 0,10 \\ q &= -8 \text{ м}^3/\text{сут} & p_i &= 207,9 \text{ бар} \\ B &= 1,0 \end{aligned}$$

Из рис. 10.39 находим, что $m = 1,551$ бар/лог.цикл и $p_{1hr} = 208,4$ бар. Используем уравнение (10.34) для расчета горизонтальной проницаемости:

$$k_r = \frac{(-21,5)(-8)(1,0)(1,0)}{(1,551)(15,2)} = 7,3 \text{ мД.}$$

Для нахождения вертикальной проницаемости используем уравнение (10.35) и рис. 10.38. По этому рисунку при

$$\Delta Z_{wf}/h = 13,7/15,2 = 0,9$$

и

$$\Delta Z_{ws}/h = 3,1/15,2 = 0,2$$

находим: $G^* = 0,76$. Затем из уравнения (10.35) определяем:

$$\begin{aligned} k_z &= \frac{(0,10)(1,0)(2,9 \times 10^{-4})(15,2)^2}{0,00036} \times \\ &\times \text{antilog} \left(\frac{208,4 - 207,9}{1,551} - \frac{0,76 + 15,2/|13,7 - 3,1|}{2,3025} \right) = 4,3 \text{ мД.} \end{aligned}$$

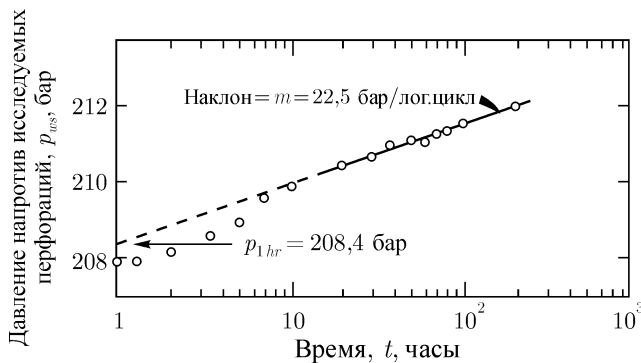


Рис. 10.39. Изменение давления при исследовании скважины на интерференцию в вертикальном направлении во время закачки. К примеру 10.7. По Пратцу [54].

Для методики Пратца требуется тщательно стабилизировать скважину перед исследованием. Начальное давление в области скважины на момент исследования равняется p_i . Хотя Пратц этого не объясняет, но, если измеряемое давление в скважине изменяется в соответствии с общим падением давления в пласте, то линию падения давления

можно экстраполировать на весь период исследования. Тогда при построении графика и расчетах можно использовать разницу между общим падением давления в пласте и измеренными давлениями. (Этот подход аналогичен подходу, изложенному в параграфе 3.4). Применение технологии исследования и методики интерпретации Пратца ограничено длиной перфорированных интервалов, которая должна быть небольшой по сравнению с расстоянием между работающими и исследуемыми перфорациями.

Вследствие повторяемости импульсов рекомендуется отдавать предпочтение исследованиям импульсным методом в вертикальном направлении, а не исследованиям на интерференцию. Дополнительным преимуществом импульсного метода исследования является большое количество допустимых вариантов расположений перфораций относительно кровли и подошвы пласта, чем при методе исследования на интерференцию, предложенном Пратцем [54].

10.8.1. Исследование одиночного интервала

Рагхаван и Кларк [58] предлагают метод расчета вертикальной проницаемости с использованием только одного набора перфораций. Так как они используют уравнение для сферического потока, то перфорированный интервал должен быть малым по сравнению с толщиной пласта и расположенным в середине пласта. При этом интерпретации надлежит очень ограниченная часть данных. Однако может оказаться, что эффект влияния объема ствола скважины скроет эту часть анализируемых данных и, следовательно, сделает методику неэффективной. По этой причине предпочтительными являются исследования импульсным методом или на интерференцию. Исследование одиночного интервала окажется полезным при многих испытаниях на бурильных трубах, когда исследуют только небольшой интервал, а влияние объема ствола скважины практически устранено.

10.9. Заключение

Изучение влияния неоднородностей пласта на исследования скважин и их интерпретацию только начинается. Как показано в этом параграфе, множество различных физических ситуаций может вызвать схожие изменения давления при исследовании. Таким образом, опасно делать вывод об определенных условиях в пласте или типах неоднородности, основываясь только на результатах исследования одиночной скважины. В общем, требуется много дополнительной информации, получаемой по другим видам исследований, геологии, керну, геофизическим исследованиям и т. д. для того, чтобы подтвердить наличие неоднородностей. Непрофессионалу не следует делать утвердительные заключения о неоднородности пласта. Возможно, лучше определить, что исследование является необычным вследствие какой-то специфичности либо в самом исследовании, либо в пласте и затем обратиться за помощью к эксперту. Во многих случаях невозможно определить с любой степенью определенности истинную фактическую ситуацию. Часто, даже самая сложная интерпретация результатов исследований одной или нескольких скважин с помощью компьютера не сможет дать определенный признак фактической неоднородности в пласте.

Исследование скважин в вертикальном направлении является областью, достаточно хорошо изученной для широкого применения, когда исследование осуществляют с достаточным вниманием. Хотя представленные здесь методики интерпретации пригодны при специфических и ограниченных условиях исследования, все же они позволяют

рассчитать вертикальную и горизонтальную проницаемости, если остальные требуемые параметры пласта можно найти из других источников. Также существует много других методов исследований скважин в вертикальном направлении, дающих достоверные результаты.

Литература

- [1] Matthews C. S. and Russell D. G. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Chap. 10.
- [2] Jahns Hans O. *A Rapid Method for Obtaining a Two-Dimensional Reservoir Description From Well Pressure Response Data*, Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1966) 315–327; Trans., AIME, **237**.
- [3] Vela Saul and McKinley R. M. *How Areal Heterogeneities Affect Pulse-Test Results*, Soc. Pet. Eng. J. (June 1970) 181–191; Trans., AIME, **249**.
- [4] McKinley R. M., Vela Saul, and Carlton L. A. *Field Application of Pulse-Testing for Detailed Reservoir Description*, J. Pet. Tech. (March 1968) 313–321; Trans., AIME, **243**.
- [5] Horner D. R. *Pressure Build-Up in Wells*, Proc, Third World Pet. Cong., The Hague (1951) Sec. II, 503–523. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 25–43.
- [6] Dolan John P., Einarsen Charles A. and Hill Gilman A. *Special Application of Drill-Stem Test Pressure Data*, Trans., AIME (1957) **210**, 318–324. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 68–74.
- [7] Russell D. G. *Determination of Formation Characteristics From Two-Rate Flow Tests*, J. Pet. Tech. (Dec. 1963) 1347–1355; Trans., AIME, **228**. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 136–144.
- [8] Bixel H. C., Larkin B. K., and van Poolen H. K. *Effect of Linear Discontinuities on Pressure Build-Up and Draw down Behavior*, J. Pet. Tech. (Aug. 1963) 885–895; Trans., AIME, **228**.
- [9] Gray K. E. *Approximating Well-to-Fault Distance From Pressure Build-Up Tests*, J. Pet. Tech. (July 1965) 761–767.
- [10] Ramey H. J. Jr. and Earlougher R. C. Jr. *A Note on Pressure Build-Up Curves*, J. Pet. Tech. (Feb. 1968) 119–120.
- [11] Warren J. E. and Root P. J. *The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1963) 245–255; Trans., AIME, **228**.
- [12] Earlougher Robert C. Jr., Ramey H. J. Jr., Miller F. G., and Mueller T. D. *Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs*, J. Pet. Tech. (Feb. 1968) 199–208; Trans., AIME, **243**.
- [13] Collins Royal Eugene *Flow of Fluids Through Porous Materials*, Reinhold Publishing Corp., New York (1961) 115.
- [14] Polubarinova-Kochina P. Ya. *Theory of Ground Water Movement*, Princeton U. Press, Princeton, N. J. (1962) 343–369.
- [15] Elkins Lincoln F. and Skov Arlie M. *Determination of Fracture Orientation From Pressure Interference*, Trans., AIME (1960) **219**, 301–304. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 97–100.

- [16] Earlougher Robert C. Jr. and Kersch Keith M. *Field Examples of Automatic Transient Test Analysis*, J. Pet. Tech. (Oct. 1972) 1271–1277.
- [17] Ramey Henry J. Jr. *Interference Analysis for Anisotropic Formations — A Case History*, J. Pet. Tech. (Oct. 1975) 1290–1298; Trans., AIME, **259**.
- [18] Papadopoulos Istavros S. *Nonsteady Flow to a Well in an Infinite Anisotropic Aquifer*, Proc. 1965 Dubrovnik Symposium on Hydrology of Fractured Rocks, Int'l. Assoc. of Sci. Hydrology (1965) **I**, 21–31.
- [19] Hurst William *Interference Between Oil Fields*, Trans., AIME (1960) **219**, 175–192.
- [20] Larkin Bert K. *Solutions to the Diffusion Equation for a Region Bounded by a Circular Discontinuity*, Soc. Pet. Eng. J. (June 1963) 113–115; Trans., AIME, **228**.
- [21] Loucks T. L. and Guerrero E. T. *Pressure Drop in a Composite Reservoir*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1961) 170–176; Trans., AIME, **222**.
- [22] Carter R. D. *Pressure Behavior of a Limited Circular Composite Reservoir*, Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1966) 328–334; Trans., AIME, **237**.
- [23] Odeh A. S. *Flow Test Analysis for a Well With Radial Discontinuity*, J. Pet. Tech. (Feb. 1969) 207–210; Trans., AIME, **246**.
- [24] Bixel H. C. and van Poollen H. K. *Pressure Drawdown and Buildup in the Presence of Radial Discontinuities*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1967) 301–309; Trans., AIME, **240**. Also Reprint Series No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 188–196.
- [25] Kazemi Hossein, Merrill L. S. and Jargon J. R. *Problems in Interpretation of Pressure Fall-Off Tests in Reservoirs With and Without Fluid Banks*, J. Pet. Tech. (Sept. 1972) 1147–1156.
- [26] Merrill L. S. Jr., Kazemi Hossein and Gogarty W. Barney *Pressure Falloff Analysis in Reservoirs With Fluid Banks*, J. Pet. Tech. (July 1974) 809–818; Trans., AIME, **257**.
- [27] Russell D. G. and Prats M. *The Practical Aspects of Interlayer Crossflow*, J. Pet. Tech. (June 1962) 589–594. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 120–125.
- [28] Kazemi Hossein and Seth Mohan S. *Effect of Anisotropy and Stratification on Pressure Transient Analysis of Wells With Restricted Flow Entry*, J. Pet. Tech. (May 1969) 639–647; Trans., AIME, **246**.
- [29] Woods E. G. *Pulse-Test Response of a Two-Zone Reservoir*, Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1970) 245–256; Trans., AIME, **249**.
- [30] Lefkovits H. C., Hazebroek P., Allen E. E. and Matthews C. S. *A Study of the Behavior of Bounded Reservoirs Composed of Stratified Layers*, Soc. Pet. Eng. J. (March 1961) 43–58; Trans., AIME, **222**.
- [31] Duvaut G. *Drainage des Systemes Heterogenes*, Revue IFP (Oct. 1961) 1164–1181.
- [32] Kazemi Hossein *Pressure Buildup in Reservoir Limit Testing of Stratified Systems*, J. Pet. Tech. (April 1970) 503–511; Trans., AIME, **249**.

- [33] Cobb William M., Ramey H. J. Jr. and Miller Frank G. *Well-Test Analysis for Wells Producing Commingled Zones*, J. Pet. Tech. (Jan. 1972) 21–37; Trans., AIME, **253**.
- [34] Raghavan R., Topaloglu H. N., Cobb W. M. and Ramey H. J. Jr. *Well-Test Analysis for Wells Producing From Two Commingled Zones of Unequal Thickness*, J. Pet. Tech. (Sept. 1974) 1035–1043; Trans., AIME, **257**.
- [35] Earlougher Robert C. Jr., Kersch K. M. and Kunzman W. J. *Some Characteristics of Pressure Buildup Behavior in Bounded Multiple-Layer Reservoirs Without Crossflow*, J. Pet. Tech. (Oct. 1974) 1178–1186; Trans., AIME, **257**.
- [36] Earlougher Robert C. Jr., Kersch K. M. and Ramey H. J. Jr. *Wellbore Effects in Injection Well Testing*, J. Pet. Tech. (Nov. 1973) 1244–1250.
- [37] Pollard P. *Evaluation of Acid Treatments From Pressure Build-Up Analysis*, Trans., AIME (1959) **216**, 38–43.
- [38] Pirson Richard S. and Pirson Sylvain J. *An Extension of the Pollard Analysis Method of Well Pressure Build-Up and Drawdown Tests*, paper SPE 101 presented at the SPE-AIME 36th Annual Fall Meeting, Dallas, Oct. 8–11, 1961.
- [39] Odeh A. S. *Unsteady-State Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*, Soc. Pet. Eng. J. (March 1965) 60–64; Trans., AIME, **234**.
- [40] Warren J. E. and Root P. J. *Discussion of Unsteady-State Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*, Soc. Pet. Eng. J. (March 1965) 64–65; Trans., AIME, **234**.
- [41] Morris Earl E. and Tracy G. W. *Determination of Pore Volume in a Naturally Fractured Reservoir*, paper SPE 1185 presented at the SPE-AIME 40th Annual Fall Meeting, Denver, Oct. 3–6, 1965.
- [42] Huskey William L. and Crawford Paul B. *Performance of Petroleum Reservoirs Containing Vertical Fractures in the Matrix*, Soc. Pet. Eng. J. (June 1967) 221–228; Trans., AIME, **240**.
- [43] Adams A. R., Ramey H. J. Jr. and Burgess R. J. *Gas Well Testing in a Fractured Carbonate Reservoir*, J. Pet. Tech. (Oct. 1968) 1187–1194; Trans., AIME, **243**.
- [44] Kazemi H. *Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs With Uniform Fracture Distribution*, Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1969) 451–462; Trans., AIME, **246**.
- [45] Kazemi H., Seth M. S. and Thomas G. W. *The Interpretation of Interference Tests in Naturally Fractured Reservoirs With Uniform Fracture Distribution*, Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1969) 463–472; Trans., AIME, **246**.
- [46] Levorsen A. I. *Geology of Petroleum*, 2nd ed., W. H. Freedman and Co., San Francisco (1967) 125.
- [47] Vairogs Juris, Hearn C. L., Dareing Donald W. and Rhoades V. W. *Effect of Rock Stress on Gas Production From Low-Permeability Reservoirs*, J. Pet. Tech. (Sept. 1971) 1161–1167; Trans., AIME, **251**.
- [48] Thomas Rex D. and Ward Don C. *Effect of Overburden Pressure and Water Saturation on the Gas Permeability of Tight Sandstone Cores*, J. Pet. Tech. (Feb. 1972) 120–124.
- [49] Vairogs Juris and Rhoades Vaughan W. *Pressure Transient Tests in Formations Having Stress-Sensitive Permeability*, J. Pet. Tech. (Aug. 1973) 965–970; Trans., AIME, **255**.

- [50] Raghavan R., Scorer J. D. T., and Miller F. G. *An Investigation by Numerical Methods of the Effect of Pressure-Dependent Rock and Fluid Properties on Well Flow Tests*, Soc. Pet. Eng. J. (June 1972) 267–275; Trans., AIME, **253**.
- [51] Ramey H. J. Jr. *Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-Up and Drawdown of Gas Wells*, J. Pet. Tech. (Feb. 1965) 223–233; Trans., AIME, **234**. Also Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 233–243.
- [52] Wattenbarger Robert A. and Ramey H. J. Jr. *Gas Well Testing With Turbulence, Damage, and Wellbore Storage*, J. Pet. Tech. (Aug. 1968) 877–887; Trans., AIME, **243**.
- [53] Burns William A. Jr. *New Single-Well Test for Determining Vertical Permeability*, J. Pet. Tech. (June 1969) 743–752; Trans., AIME, **246**.
- [54] Prats Michael *A Method for Determining the Net Vertical Permeability Near a Well From In-Situ Measurements*, J. Pet. Tech. (May 1970) 637–643; Trans., AIME, **249**.
- [55] Hirasaki George J. *Pulse Tests and Other Early Transient Pressure Analyses for In-Situ Estimation of Vertical Permeability*, Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1974) 75–90; Trans., AIME, **257**.
- [56] Falade Gabriel K. and Brigham William E. *The Dynamics of Vertical Pulse Testing in a Slab Reservoir*, paper SPE 5055A presented at the SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 6–9, 1974.
- [57] Falade Gabriel K. and Brigham William E. *The Analysis of Single-Well Pulse Tests in a Finite-Acting Slab Reservoir*, paper SPE 5055B presented at the SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 6–9, 1974.
- [58] Raghavan R. and Clark K. K. *Vertical Permeability From Limited Entry Flow Tests in Thick Formations*, Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1975) 65–73; Trans., AIME, **259**.

ГЛАВА 11

Влияние несовершенства скважины на характер изменения давления

11.1. Введение

В главе 2 были представлены понятия объема ствола скважины (параграф 2.6) и несовершенства скважины (параграф 2.5) и указано, как эти физические явления сказываются на характере нестационарного изменения давления при исследованиях скважин. В настоящей главе обсуждаются более сложные проявления объема ствола и несовершенства скважин, также как и влияния гидроразрыва пласта и наклонных стволов на характер нестационарного изменения давления. Такие особенности, как правило, необходимо учитывать при интерпретации данных исследования — иначе можно получить недостоверные значения проницаемости пласта и скин-фактор. Поэтому, важно уметь распознавать данные исследования, подверженные влиянию специфичных условий в стволе скважины.

11.2. Изменяющийся объем ствола скважины

Как отмечалось в параграфе 2.6 объем ствола скважины влияет на результаты исследования на нестационарных режимах. Коэффициент объема ствола определяется как изменение общего объема жидкости в стволе скважины на единицу изменения забойного давления:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (11.1)$$

где

C = постоянная ствола скважины (коэффициент, показатель), м³/бар;

V = изменение объема жидкости в стволе в скважинных условиях, м³;

p = изменение забойного давления, бар.

Иногда в определение V помимо объема ствола скважины включают и объем трещин.

Когда зависимость между V и p не изменяется во время исследования скважины, то коэффициент объема ствола остается постоянным, и его обычно можно рассчитать по конструкции скважины. Тогда

$$C = \frac{V_u \cdot 10^5}{\rho g} \quad (11.2)$$

при изменяющемся уровне жидкости и

$$C = V_w c \quad (11.3)$$

при полностью заполненном газом или жидкостью стволе скважины. Безразмерный коэффициент ствола равен

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi \cdot c_t h r_w^2}. \quad (11.4)$$

При постоянном объеме ствола можно рассчитать время, когда ствол скважины перестает влиять на результаты исследования на нестационарных режимах. Это время соответствует началу прямолинейного участка на обычном полулогарифмическом графике данных исследования (см. главы 3–5 и 7). В параграфе 2.6 показано, что влияние объема ствола незначительно при исследовании добывающей скважины методом падения давления и исследовании при закачке, когда [4]:

$$t_D > (60 + 3,5s)C_D \quad (11.5a)$$

или

$$t > \frac{(26526 + 1547s)}{(kh/\mu)}. \quad (11.5b)$$

При исследовании добывающей скважины методом восстановления давления и нагнетательной методом падения уровня соответствующие времена равны [5]:

$$t_D > 50C_D e^{0,14s} \quad (11.6a)$$

или

$$t > \frac{22105C_D e^{0,14s}}{(kh/\mu)}. \quad (11.6b)$$

Коэффициент объема ствола скважины редко остается постоянной величиной во время исследования [6,7]. Резкое изменение коэффициента объема ствола случается относительно часто, и его легко себе представить. На рис. 11.1 изображены условия в стволе скважины, которые могут вызвать *увеличивающийся* коэффициент. Когда нагнетательную скважину с положительным устьевым давлением закрывают для проведения исследования методом падения уровня, то сразу после момента закрытия устьевое давление останется еще высоким. Однако спустя несколько минут (или часов) забойное давление упадет ниже давления, требуемого для поддержания столба жидкости до поверхности, и уровень жидкости начнет снижаться (скважина «стремится к вакууму»). Когда такое явление происходит, коэффициент объема ствола скважины увеличивается от значения, вызванного сжимаемостью жидкости в скважине (уравнение (11.3)), до значения, обусловленного снижающимся уровнем (уравнение (11.2)). Это увеличение может быть в 100 и более раз. На рис. 11.2 показаны как билогарифмический, так и полулогарифмический графики падения давления в нагнетательной скважине при скачкообразном увеличении коэффициента объема ствола. Тонкие кривые демонстрируют случай постоянного коэффициента объема ствола, а жирные кривые показывают, что происходит, когда коэффициент увеличивается в момент времени Δt_1 . В начале билогарифмического графика отмечается участок единичного наклона, затем кривая изменения давления выполаживается и, в конечном счете, по мере приближения к кривой изменения давления для большего коэффициента, становится крутой. На полулогарифмическом графике можно выделить период выполаживания, крутизны и конечного выполаживания. Корректный прямолинейный участок образуется в момент времени Δt_2 . Резкое изменение наклона кривой на графике (период выполаживания)

обычно соответствует моменту, когда устьевое давление достигает атмосферного (и продолжает стремиться к вакууму). На рис. 11.3 представлены данные исследования нагнетательной скважины методом падения уровня при увеличивающемся коэффициенте объема ствола скважины [7]. В примере 11.1 это исследование будет рассмотрено более детально. Если в скважине имеется столб сжатого газа, то коэффициент будет по-прежнему уменьшаться, но не так резко, как показано на рис. 11.2. Выполаживание кривой изменения давления происходит, но незначительно, что и наблюдается при исследовании, показанном на рис. 11.3.

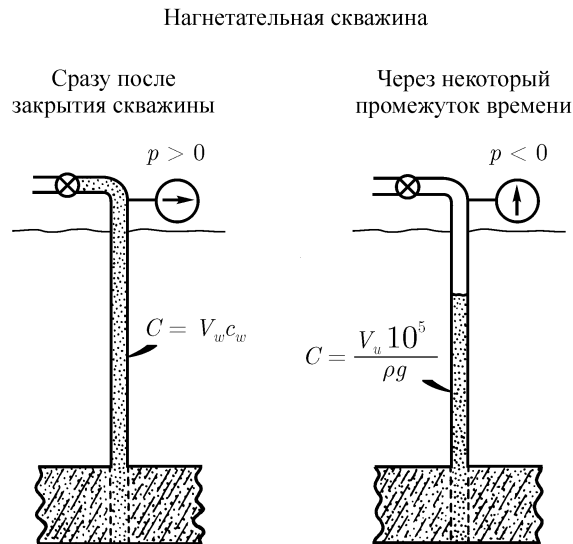


Рис. 11.1. Случай увеличивающегося коэффициента объема ствола: устьевое давление закрытой нагнетательной скважины падает ниже атмосферного.

Для того, чтобы коэффициент объема ствола стал увеличиваться, уровень жидкости должен начать снижаться *во время* (а не в начальный момент) исследования скважины. Наиболее распространенной ситуацией, когда это происходит, является исследование нагнетательной скважины методом падения уровня. Однако, схожую картину можно наблюдать и во время исследования добывающей скважины методом падения давления, оборудованной глубинным насосом. А именно, когда процесс откачки снижает забойное давление ниже значения, требуемого для поддержания столба жидкости до поверхности или пакера, то уровень жидкости начинает падать, и, следовательно, приводит к большему коэффициенту объема ствола. Важно отдавать себе отчет, что кривая падения давления, показанная на рис. 11.2 и 11.3, совершенно похожа на такую КПД, что можно было бы ожидать в слоистых пластах без перетоков между пропластками. Из сравнения рис. 11.2 и 11.3 с рис. 10.14 следует, что многие физические ситуации в пласте приводят к одному и тому же характерному виду кривых изменения давления при исследовании. Уменьшение коэффициента объема ствола может произойти во время исследования скважины методом восстановления давления или при закачке. Рис. 11.4 иллюстрирует типичную конструкцию забоя добывающей скважины, которая может привести к уменьшающемуся коэффициенту ствола. Поскольку скважина оборудована насосом, то уровень жидкости установится ниже глубины установки пакера.

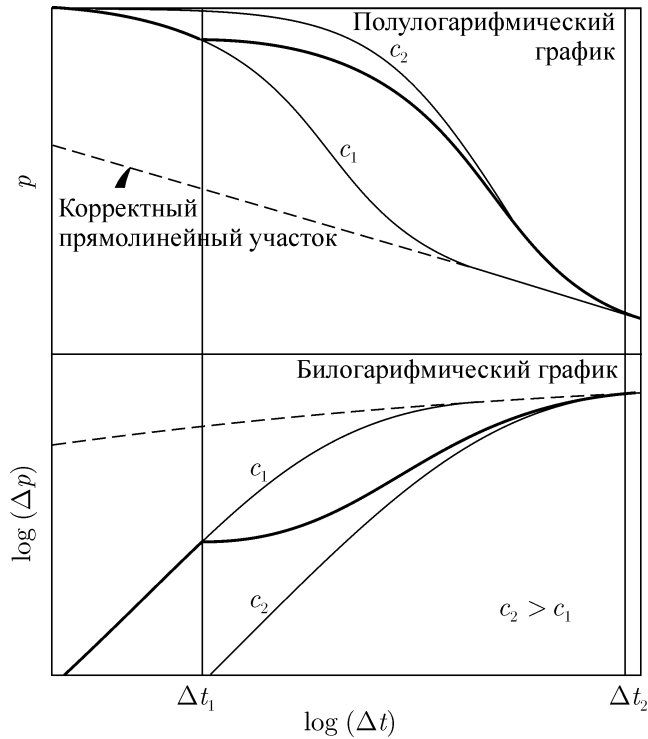


Рис. 11.2. Билогарифмический и полулогарифмический теоретические графики падения давления при скачкообразном увеличении коэффициента объема ствола. Согласно Эрлагеру, Кершу и Рэйми [7].

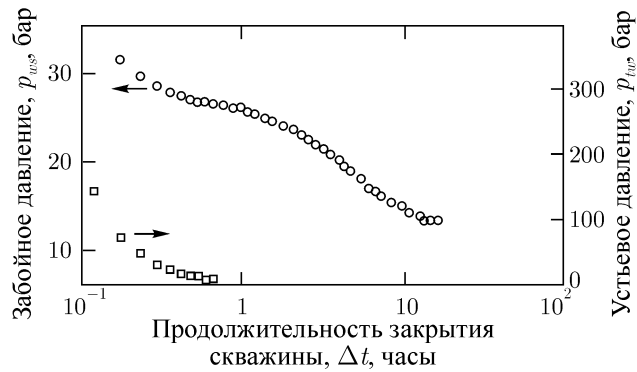


Рис. 11.3. Исследование методом падения уровня нагнетательной водяной скважины в водоносном пласте Иллинойс. Случай увеличивающегося коэффициента объема ствола. По Эрлагеру, Кершу и Рэйми [7].

Сразу после закрытия скважины уровень жидкости еще низок, но по мере увеличения давления он поднимается. Газ в стволе скважины сжимается, либо заново растворяется. Когда уровень жидкости достигает пакера (возможно, там окажется небольшой столб газа), тогда коэффициент объема ствола снижается от сравнительно большого значения, вызванного поднимающимся уровнем жидкости в кольцевом пространстве между обсадной колонной и НКТ, до относительно малого значения, обусловленного

сжимаемостью жидкости в скважине. (Обычно колонну НКТ держат заполненной жидкостью при помощи всасывающего клапана насоса, значит, объем НКТ не играет роли в исследовании). При наличии столба газа над жидкостью необходимо учитывать его сжимаемость при расчете коэффициента. В таком случае в основном лучше всего использовать уравнение (11.1) и тщательно проанализировать ситуацию. В примере 11.1 демонстрируется такой расчет. Объем ствола скважины также может уменьшиться и во время исследования при закачке. Чтобы вообразить такой случай, поменяйте последовательность иллюстраций, показанную на рис. 11.1, и представьте закачку в скважину с уровнем жидкости ниже поверхности. По мере увеличения забойного давления уровень жидкости будет подниматься до тех пор, пока не достигнет поверхности. Результатом станет коэффициент объема ствола, определяемый сжимаемостью жидкости в скважине.

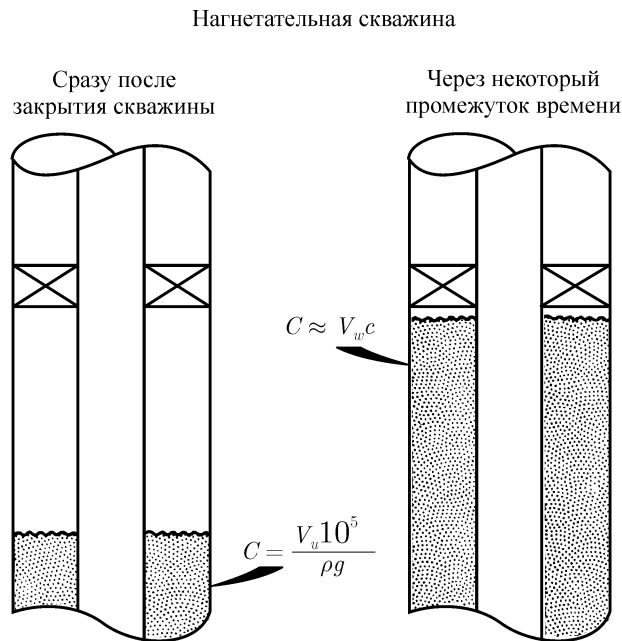


Рис. 11.4. Уменьшающийся коэффициент объема ствола: уровень жидкости в закрытой и оборудованной насосом скважине достигает пакера. V_w = общий объем кольцевого пространства ниже пакера.

На рис. 11.5 показаны теоретические графики при уменьшающемся коэффициенте объема ствола скважины [7]. На билогарифмическом графике первоначально точки ложатся на линию, соответствующую более высокому коэффициенту объема ствола. Когда в момент времени t_1 коэффициент уменьшается, то давление быстро увеличивается, пока не достигнет кривой для более низкого коэффициента. На полулогарифмическом графике также отмечается быстрое увеличение наклона. Фактические точки достигают истинного прямолинейного участка в момент t_2 . На рис. 11.6 показаны фактические данные исследования при закачке при уменьшающемся коэффициенте объема ствола [7]. Обратите внимание, что график данных исследования начинается с относительно небольшого наклона, который быстро увеличивается и в конечном счете выполаживается к указанному на рисунке прямолинейному участку.

Когда коэффициент объема ствола изменяется во время исследования на нестаци-

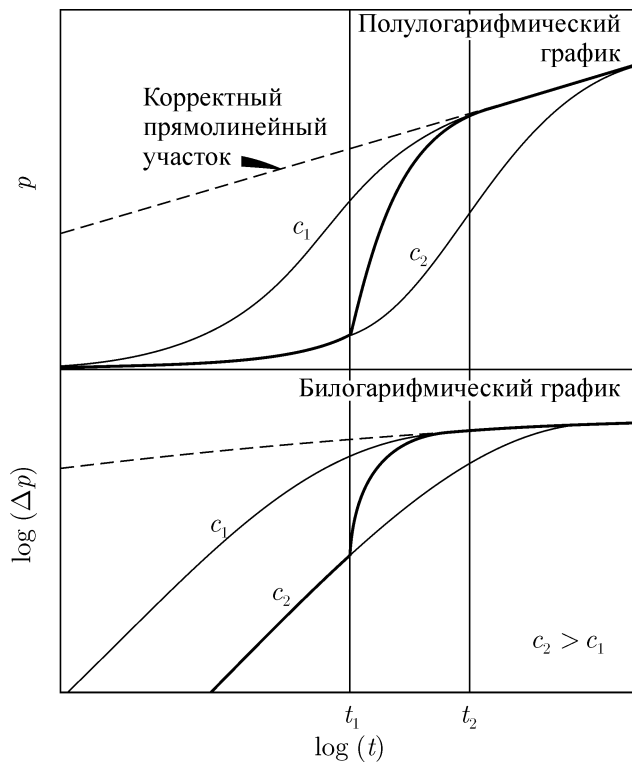


Рис. 11.5. Теоретический полулогарифмический и билогарифмический графики исследования при закачке, когда коэффициент ствола скачкообразно уменьшается. По Эрлагеру, Кершу и Рэйми [7].

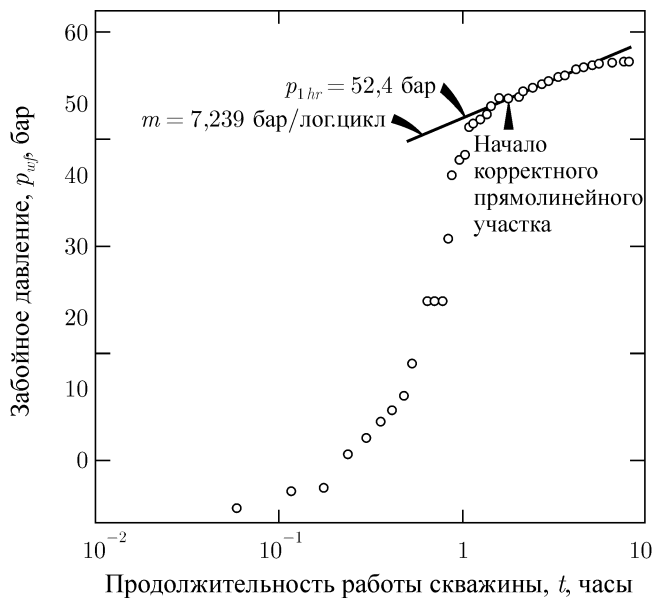


Рис. 11.6. Исследование при закачке скважины на рис. 11.3. Случай уменьшающегося коэффициента объема ствола. По Эрлагеру, Кершу и Рэйми [7].

онарных режимах, то начало корректного прямолинейного участка в полулогарифмических координатах определяется *вторым* значением коэффициента. Следовательно, чтобы рассчитать время начала прямолинейного участка для случая на рис. 11.2 используется коэффициент объема ствола C_2 в уравнениях (11.5) или (11.6). Для случая на рис. 11.5 следует использовать коэффициент C_1 . Исключением станут определенные случаи увеличивающегося коэффициента, где объем ствола увеличился уже после того, как время исследования превысило время «прекращения» влияния объема ствола (уравнения (11.5) или (11.6)), рассчитанного по меньшему начальному коэффициенту. Во всяком случае, послеприток должен быть незначительным в момент времени «прекращения» влияния ствола, рассчитанного и по большему конечному коэффициенту.

Изменяющийся объем ствола скважины обычно легко обнаружить при исследовании на нестационарных режимах, если только инженер знает об его характерных признаках. Как правило, удостовериться в изменении коэффициента объема ствола не составляет труда: этот момент соответствует достижению забойным давлением значения, равного гидростатическому весу столба флюида в скважине. В некоторых случаях обнаружить изменяющееся влияние ствола скважины по полулогарифмическому графику легче, чем билогарифмическому, хотя в диагностических целях рекомендуется строить оба графика. В источнике [7] демонстрируется ситуация, когда бывает сложно обнаружить изменяющийся коэффициент объема ствола скважины по билогарифмическому графику.

Пример 11.1. Влияние изменяющегося объема ствола скважины на результаты исследования нагнетательной скважины методом падения уровня и при закачке

Эрлагер, Керш и Рэйми в работе [7] приводят данные исследования нагнетательной скважины при закачке и методом падения уровня (см. рис. 11.3 и 11.6). На рис. 11.7 представлен билогарифмический график этих двух исследований. Известны и другие исходные данные:

$$q_w = -16 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$B_w = 1,0$$

$$\mu_w = 1,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$h = 4,9 \text{ м}$$

$$\phi = 0,22$$

$$c_t = 1,02 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$$

$$r_w = 0,088 \text{ м}$$

$$\text{глубина} = 303 \text{ м}$$

В скважину спущена 2-дюймовая колонна НКТ с замками, высаженными наружу, и установлен пакер на глубине 298 м. Также известно, что

$$p_{wf}(\Delta t = 0) = 57,7 \text{ бар}$$

и

$$p_{tf}(\Delta t = 0) = 31,5 \text{ бар}$$

для исследования методом падения давления и

$$p_{ws}(t = 0) = 13,4 \text{ бар}$$

и

$$p_{ts}(t = 0) = 0 \text{ бар}$$

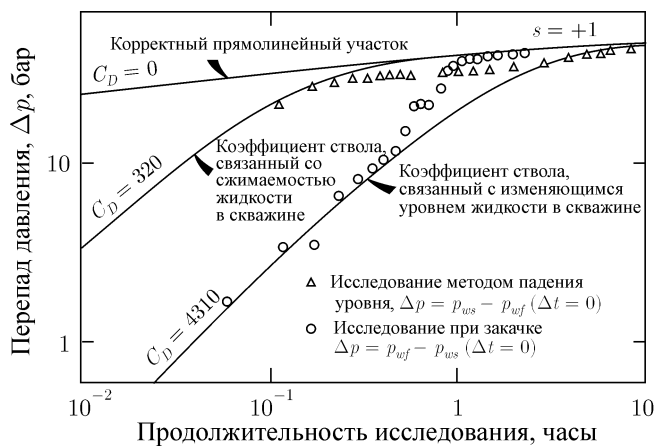


Рис. 11.7. Билогарифмический график данных исследования нагнетательной скважины методом падения уровня и при закачке, изображенных на рис. 11.3 и 11.6. К примеру 11.1. По Эрлагеру, Кершу и Рэйми [7].

для исследования при закачке.

Кривая падения давления на рис. 11.3 и 11.7 имеет вид, характерный для увеличивающегося коэффициента объема ствола. Увеличение начинается примерно в момент 0,3 часа. Однако этот момент не соответствует достижению устьевым давлением атмосферного, как следовало ожидать, если бы ствол скважины был полностью заполнен водой в начале исследования. Из исходных данных следует, что разница между давлением на поверхности и забое составляет только $57,7 - 31,5 = 26,2$ бар. Принимая в качестве статического градиента давления воды значение $0,098$ бар/м, получим, что $26,2$ бар соответствует 268 м столба воды. Следовательно, над столбом воды имелось, должно быть, примерно $303 - 268 = 35$ м газа, при условии незначительности статического градиента давления, создаваемого этим столбом газа.

Если действительно существует столб газа и его высота составляет 35 м, то коэффициент объема ствола скважины в начале исследования рассчитывается с помощью уравнения (11.1). Предполагаем $\Delta V = 0,016$ м³ и рассчитываем соответствующее Δp . Для 2-дюймовой колонны НКТ параметр V_u составляет примерно $0,0021$ м³/м, т. е. $0,016$ м³ соответствует изменению уровня жидкости на $7,6$ м. Учитывая статический градиент воды и предполагая, что для столба газа справедлив закон для идеального газа, получим

$$\Delta p = 7,6(0,098) + 31,5 \left(\frac{35}{35 - 7,6} - \frac{35}{35} \right) = 9,5 \text{ бар.}$$

Тогда

$$C = 0,016/9,5 = 1,68 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{бар.}$$

Аналогичным образом находим $C = 0,0053$ м³/бар, когда уровень жидкости снизился на $30,5$ м, что указывает на продолжающееся увеличение параметра C . Максимальное значение должно быть достигнуто, когда устьевое давление сравняется с атмосферным. В этом случае применяем уравнение (11.2) и получим:

$$C_{\max} = \frac{0,0021 \cdot 10^5}{9,81 \times 1000} = 0,0214 \text{ м}^3/\text{бар.}$$

Поскольку начало прямолинейного участка определяется по конечному коэффициенту объема ствола, то используем уравнение (11.6b) с предполагаемыми значениями $kh/\mu = 47,2$ мДа·м/мПа·с и $s = 0,9$, чтобы найти:

$$t_{bsl} > \frac{(22105)(0,0214)e^{(0,14)(0,9)}}{47,2} > 11,4 \text{ часа.}$$

На рис. 11.3 имеется только четыре последние точки после 11,4 часа и они не пригодны для обработки. Следовательно, мы должны заключить, что невозможно интерпретировать данное исследование нагнетательной скважины методом падения уровня при таком увеличивающемся коэффициенте объема ствола.

Во время исследования скважины при закачке коэффициент объема ствола уменьшается, как следует из рис. 11.6 и 11.7. Корректный прямолинейный участок с наклоном $m = 7,239$ бар/лог.цикл и $p_{lhr} = 52,4$ бар показан на рис. 11.6. По уравнению (7.4) получаем:

$$k = \frac{(-21,5)(-16)(1,0)(1,0)}{(7,239)(4,9)} = 9,7 \text{ мДа}$$

и

$$kh/\mu = (9,7)(4,9)/(1,0) = 47,5 \text{ мДа} \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с.}$$

Из уравнения (7.5) следует, что

$$s = 1,1513 \left\{ \frac{52,4 - 13,4}{7,239} - \log \left[\frac{9,6}{(0,22)(1)(1,02 \times 10^{-4})(0,088)^2} \right] + 3,0923 \right\} = 0,9..$$

По участку единичного наклона из рис. 11.7 для исследования при закачке определяем: $\Delta p = 2,9$ бар и $\Delta t = 0,1$ час. Затем из уравнения (2.20) находим:

$$C = \frac{(16)(1)(0,1)}{(24)(2,9)} = 0,023 \text{ м}^3/\text{бар}..$$

Параметр C_D на момент начала как исследования методом падения уровня, так и исследования при закачке можно рассчитать по коэффициентам ствола в начале исследований и уравнению (11.4). Для исследования методом падения уровня имеем:

$$C_{Di} = \frac{(1,68 \times 10^{-3})}{2\pi(0,22)(1,02 \times 10^{-4})(4,9)(0,088)^2} \cong 314$$

и для исследования при закачке:

$$C_{Di} = \frac{(0,023)}{2\pi(0,22)(1,02 \times 10^{-4})(4,9)(0,088)^2} \cong 4300.$$

Фактические данные на рис. 11.7 совместились с эталонными кривыми p_D от t_D для этих двух значений параметра C_D и $s = 1$, что и подтвердило наличие увеличивающегося коэффициента объема ствола скважины.

Если при исследовании скважин сталкиваются с проблемой изменяющегося коэффициента объема ствола скважины, то интерпретировать фактические данные исследования следует с особым вниманием или, возможно, потребуется спланировать исследование таким образом, чтобы изменение объема ствола скважины стало минимальным

или устранилось полностью. Однако часто результаты исследования при изменяющемся коэффициенте объема ствола не поддаются интерпретации. Это происходит по той причине, что время появления корректного прямолинейного участка совпадает с периодом доминирования эффекта объема ствола, вызванного сжатием жидкости на устье, и с длительным периодом влияния объема ствола скважины вследствие падения уровня жидкости. Такое падение уровня часто приводит к неправильному выбору участка проведения прямолинейного участка по причине недостаточного времени закрытия скважины или эффектов, связанных с влиянием границ или интерференцией. При удачном стечении обстоятельств эффект влияния объема ствола скважины, связанный со сжимаемостью жидкости, может длиться достаточно долго, чтобы позволить образоваться прямолинейному участку, и исследование можно интерпретировать по данным до момента начала падения уровня жидкости в стволе скважины. Исследования с уменьшающимся коэффициентом объема ствола (при закачке или методом восстановления давления) имеют больше шансов для успешной интерпретации, чем исследования при увеличивающемся коэффициенте (метод падения давления). Из рис. 11.2 и 11.5 следует, что прямолинейный участок образуется быстрее при уменьшении коэффициента объема ствола, чем при его увеличении. В некоторых случаях, наверное, стоит использовать исследование скважин на двух режимах (параграф 4.3) или некоторое другое исследование с переменным дебитом (глава 4), чтобы попытаться избежать изменения коэффициента объема ствола.

11.3. Скважины после гидравлического разрыва пласта

С начала широкого применения технологии гидравлического разрыва пласта тысячи добывающих и нагнетательных скважин были подвергнуты гидроразрыву. Гидравлический разрыв пласта имеет определенное влияние на нестационарное распределение давления, поэтому нам необходимо знать об этом влиянии при интерпретации данных исследования скважин. Хотя при гидроразрыве пласта могут образоваться как горизонтальные, так и вертикальные трещины, все же полагают, что на глубинах свыше 915 м в основном образуются только вертикальные трещины. Таким образом, большинство работ по изучению характера нестационарного распределения давления в скважинах после гидроразрыва посвящены именно скважинам с вертикальными трещинами [9, 15], в то время как скважины с горизонтальными трещинами изучены менее тщательно [13, 16–18]. Грингартен, Рэйми и и Рагхаван [19] обсуждают несколько методик интерпретации данных нестационарных исследований скважин после гидроразрыва.

Скважины с вертикальными трещинами

В основном тщательно изучались либо бесконечные, либо замкнутые пласты, содержащие скважину с вертикальной трещиной. Скважины с вертикальной трещиной, расположенные в областях дренирования с постоянным давлением на границах, все еще требуют дополнительного изучения. Такие сведения понадобились бы для скважин, расположенных в промытых заводнением пластах и пластах с активным водонапорным режимом. Также требуется больше данных для пластов, конфигурация которых отличается от обсуждаемых в настоящий момент в литературе.

Рис. 11.8 определяет номенклатуру обозначений для квадратного замкнутого пласта, в центре которого расположена скважина с вертикальной трещиной. В качестве общепринятых характеристик используют полудлину трещины x_f и полудлину сто-

роны квадрата x_e . Предполагается, что во всех пластах, обсуждаемых в этой главе, трещина вскрывает пласт на всю мощность и имеет одинаковую длину по обе стороны от скважины. В замкнутых пластах трещина считается параллельной границе. Рассматривается случай только с одной трещиной гидроразрыва.

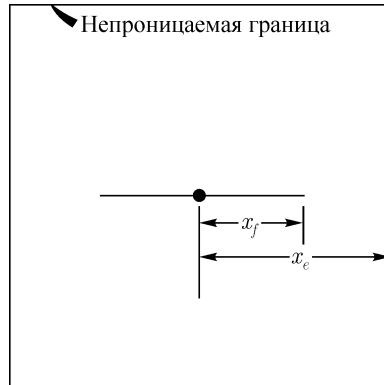


Рис. 11.8. Пласт с вертикальной трещиной.

На рис. С.2, С.4, С.17, С.18 и С.19 показаны безразмерные давления для бесконечных замкнутых пластов с вертикальной трещиной. Разница между трещиной бесконечной проводимости и трещиной с равномерным притоком объясняется в параграфе С.2. За исключением высокопроводимых и сильнооткрытых трещин, полагают, что трещина с равномерным притоком лучшим образом соответствует реальным трещинам, чем трещина с бесконечной проводимостью.

В бесконечных или замкнутых, но с относительно короткими вертикальными трещинами ($x_e/x_f > 1,5$) пластах характер течения из пласта в трещину *при ранних временах* является линейным¹. (Однако большой коэффициент объема ствола скважины может скрыть участок линейного течения). Уравнение (С.8) связывает безразмерное давление с безразмерным временем для периода линейного течения. Используя уравнение (2.2) и (С.8), можно записать выражение для давления в скважине в период линейного течения в виде [10]:

$$p_{ws} = p_i + m_{Vf} \sqrt{t}. \quad (11.7)$$

Из уравнения (11.7), пригодного для процесса падения давления в добывающей скважине и процесса закачки в нагнетательную скважину, следует, что график забойного давления от квадратного корня из времени должен иметь прямолинейный участок при ранних временах и точку пересечения с осью ординат p_i . Наклон прямолинейного участка равен:

$$m_{Vf} = \frac{-0,624qB}{h} \sqrt{\frac{\mu}{k\phi c_t x_t^2}} \quad (11.8)$$

¹Однако в недавней статье отмечается, что пласты с вертикальными трещинами конечной проводимости могут и не проявлять линейного характера течения. См. работу Синко, Хебера и Сэманиго-В.Ф. и Домингеса-А.Н.: «Нестационарное изменение давления в скважине с вертикальной трещиной ограниченной проводимости», статья SPE 6014, представленная на 51-й ежегодной осенней технической выставке-конференции АИМЕ в Нью-Орлеане 3-6 октября 1976.

Наклон графика p от \sqrt{t} можно использовать для расчета параметра:

$$kx_f^2 = \left(\frac{-0,624qB}{m\nu_f h} \right)^2 \frac{\mu}{\phi c_t}. \quad (11.9)$$

При значениях $x_e/x_f > 1$ период линейного течения заканчивается примерно в момент $t_{Dxf} \approx 0,016$ для вертикальной трещины неограниченной проводимости и в момент $t_{Dfx} \approx 0,16$ для вертикальной трещины с равномерным притоком.

После начального периода линейного течения наблюдается переход к периоду псевдорadiaльного течения бесконечного пласта, для которого справедливы обычные методики интерпретации по полулогарифмическому графику (главы 3-7). Псевдорadiaльный период начинается при $t_{Dfx} \approx 3$ для трещины бесконечной проводимости и при $t_{Dfx} \approx 2$ для трещины с равномерным притоком. Безразмерные давления для такого периода течения определяются по уравнениям (С.7) и (С.10), если отсутствует влияние границ пласта. В замкнутом пласте псевдорadiaльный характер течения бесконечного пласта формируется полностью только при $x_e/x_f > 5$. Но, если псевдорadiaльное течение все же наблюдается, то можно найти проницаемость по наклону прямолинейного участка в полулогарифмических координатах, используя известное уравнение:

$$k = \frac{\pm 21,5qB\mu}{mh}, \quad (11.10)$$

где в зависимости от метода исследования выбирают соответствующий знак, как указано в главах 3-7 и Приложении Е.

Вотенбэргер и Рэйми [12] обнаружили, что существует приблизительная связь между изменением давления в конце периода линейного течения Δp_{el} и в начале прямолинейного участка Δp_{bsl} . Поскольку период линейной фильтрации представлен прямой на графике p от \sqrt{t} (или прямой с наклоном 1/2 на графике $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$), то рассчитать изменение давления в конце периода линейного течения Δp_{el} в целом не сложно. Если образуется и прямолинейный участок в полулогарифмических координатах, то также возможно рассчитать и Δp_{bsl} — изменение давления в начале прямолинейного участка. Если зависимость

$$\Delta p_{bsl} \geq 2\Delta p_{el} \quad (11.11)$$

нарушается, то, вероятно, выбран неверный период линейного течения или некорректный период радиального течения. На рис. 11.9 показано изменение безразмерного давления в бесконечном пласте с вертикальной трещиной как в период линейного, так и радиального течения. Обратите внимание, что кривая изменения давления, построенная в координатах от \sqrt{t} , оказывается прямой и после окончания периода линейного течения. Как рис. 11.9, так и опыт показывает, что несложно обнаружить кажущуюся прямую в переходном периоде от линейного к радиальному течению. Однако наклон этой прямой не связан с проницаемостью пласта и длиной трещины какой-либо зависимостью наподобие уравнения (11.9). Поэтому рис. 11.9 демонстрирует всю важность проверки по уравнению (11.11).

Исследования методом восстановления давления добывающей скважины (нагнетательной методом падения уровня) с вертикальной трещиной схожи с исследованиями скважин без трещин. Однако, при использовании принципа суперпозиции для определения эффекта закрытия скважины (параграф 5.2) необходимо понимать, что период линейной фильтрации длится недолго. Следовательно, если время работы скважины

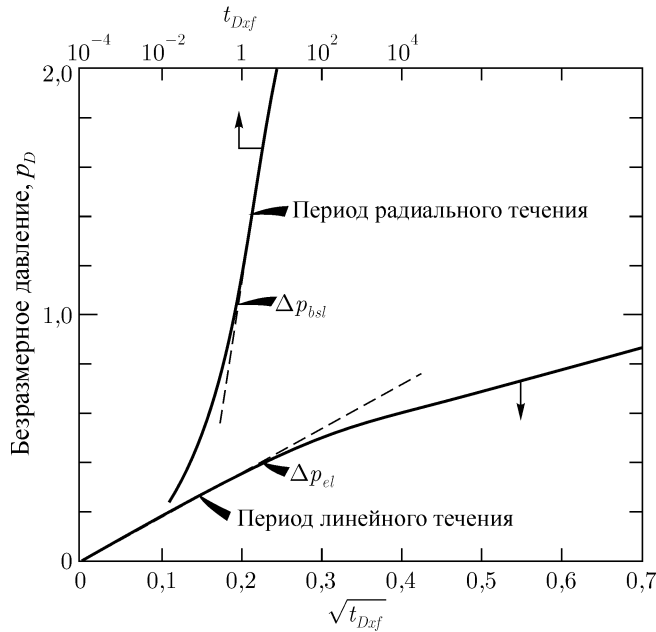


Рис. 11.9. Периоды линейного и радиального течения для скважины с трещиной. По Вотенбэргеру и Рэйми [12]. Исходные данные Рассела и Труитта [9].

достаточно продолжительное, чтобы характер течения отклонился от линейного, то уравнение (С.8) (или уравнение (11.7)), указывающее зависимость давления от \sqrt{t} , нельзя использовать для решения задачи суперпозиции в период работы скважины. Это уравнение необходимо заменить на уравнение (С.7) или (С.10), дающие решения при больших временах для периода псевдорadiaльного течения (все еще предполагающего отсутствие влияния границ пласта). При таких обстоятельствах требуется особая осторожность при выводе методики интерпретации.

Данные исследования добывающей скважины методом восстановления давления (нагнетательной методом падения уровня), соответствующие псевдорadiaльному течению, интерпретируются с помощью обычного графика Хорнера в координатах p_{ws} от $\log[(t_p + t)/t]$. На рис. 11.10 и 11.11 представлены теоретические графики Хорнера для процесса восстановления давления в пластах с вертикальной трещиной. На этих двух рисунках демонстрируется влияние длины трещины и продолжительности работы скважины на наклон кривой графика Хорнера. Максимальный наклон изменяется с длиной трещины (рис. 11.10, но не зависит от времени работы скважины при фиксированной длине трещины (рис. 11.11 при условии, что продолжительность исследования должна быть достаточной для достижения максимального наклона. Это означает, что к значениям проницаемости, рассчитанным исходя из измеренного наклона на графике Хорнера, необходимо вводить поправку, как указывается ниже.

Для поправки проницаемости, рассчитанной по графику Хорнера или Миллера–Дайса–Хатчинсона, используем выражение (когда период закрытия скважины длится достаточно долго для того, чтобы отметить максимальный наклон кривой):

$$k = k_C \left[\frac{(kh)_{tr}}{(kh)_a} \right]_{\text{Рис. 11.12}} = k_C F_{\text{cor}} \quad (11.12)$$

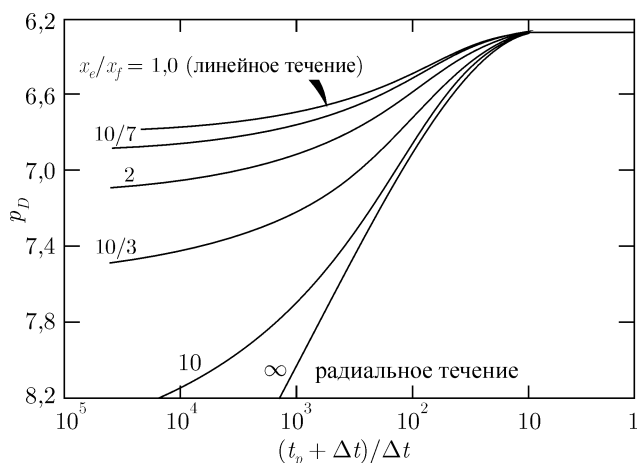


Рис. 11.10. График Хорнера для скважины с вертикальной трещиной в центре замкнутого квадратного пласта, $t_{pDA} = 1,0$. По Расселу и Труитту [9].

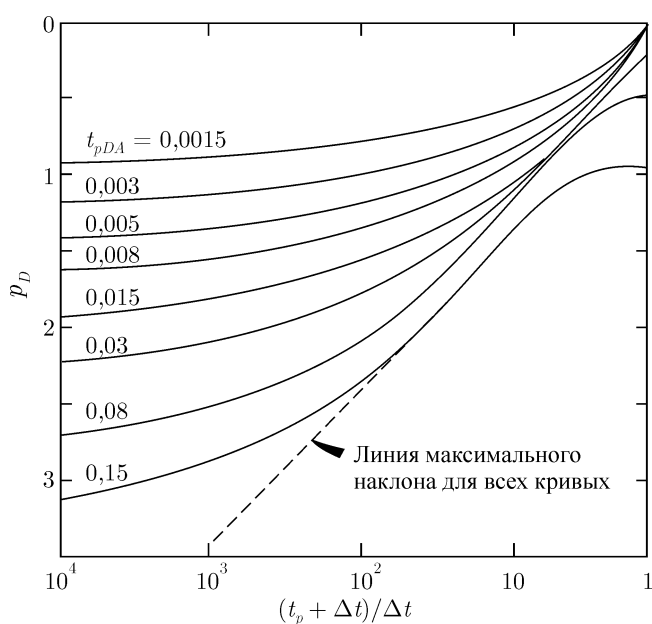


Рис. 11.11. График Хорнера для скважины с вертикальной трещиной в центре замкнутого квадратного пласта, $x_e/x_f = 10$. По Рагхавану, Кейди и Рэйми [11].

где k_C — значение k , рассчитанное по уравнению (11.10), а F_{cor} — отношение фактического параметра kh к кажущемуся, определяемое из рис. 11.12². На рис. 11.12

²Рис. 11.12 применяется и для вертикальной трещины в замкнутой квадратной области. В недавней статье (Рагхаван Р.: “Анализ данных давления в скважинах после гидроразрыва: случай постоянного давления на внешней границе”, статья SPE 6015, представленная на 51-й ежегодной осенней технической конференции и выставке в Новом Орлеане, октябрь 3–6, 1976) приводятся схожие сведения для скважин с вертикальной трещиной, расположенных в квадрате с постоянным давлением на границах. В этом случае тоже лучше использовать график Хорнера для анализа КВД, однако поправочные коэффициенты зависят и от времени работы скважины t_p .

верхняя сплошная линия применяется к графику Хорнера при любых временах работы скважины. Если используют график МДХ, то поправочный коэффициент до момента $t_{pDA} = 0,12$ зависит также и от времени работы скважины. Поэтому в основном рекомендуется использовать график Хорнера для интерпретации данных исследования скважин с вертикальными трещинами благодаря независимости поправочного коэффициента от t_p и слабому его изменению (примерно равен 1). Для применения уравнения (11.12) необходимо знать параметр x_f/x_e (обратите внимание, что F_{cor} на рис. 11.12 изображен относительно x_f/x_e , а не параметра x_e/x_f , используемого на большинстве рисунков этой монографии). Если образуются периоды как линейного (прямая линия в координатах p от \sqrt{t}), так и радиального (прямая в координатах p от $\log t$) течения, то возможно рассчитать kx_f^2 по уравнению (11.9), а k — по уравнению (11.12), задаваясь правдоподобным значением x_f/x_e на рис. 11.12. Затем найденное k можно использовать с результатом уравнения (11.9) и рассчитать x_f . Этот x_f используют, чтобы найти новое приближение x_f/x_e , с помощью которого по рис. 11.12 уточняют значение k . Расчет продолжают до тех пор, пока два последовательно найденных значения не станут одинаковыми. Если оба периода течения не наблюдаются, то необходимо независимо найти длину трещины (по параметрам гидроразрыва пласта) или проницаемость (по близрасположенной скважине без трещины). (Из рис. 9.10 и источника [20] следует, что исследования скважин с вертикальной трещиной на интерференцию могут давать недостоверные результаты. В этом случае требуется более сложный алгоритм интерпретации).

Можно также скомбинировать уравнения (11.9), (11.10) и (11.12), чтобы получить еще одно полезное выражение для расчета длины трещины, схожее с выражением, предложенным Кларком [10]:

$$x_f = \frac{0,1355}{m_{Vf}} \sqrt{\frac{mqB}{\phi c_t h F_{\text{cor}}}}, \quad (11.13)$$

где m является наклоном кажущегося прямолинейного участка в полулогарифмических координатах, а F_{cor} — поправочный коэффициент, определяющий истинный наклон прямолинейного участка (уравнение (11.12)). Поправочный коэффициент F_{cor} , показанный на рис. 11.12, принимает минимальное значение примерно 0,32 для графика Хорнера и 0,23 для графика МДХ в случае области дренирования в виде замкнутого квадрата и когда время работы скважины достаточно долгое, чтобы достичь псевдостационарного состояния ($t_{pDA} > 0,12$). Когда время работы скважины меньше, чем требуется для достижения псевдостационарных условий в пласте, то можно применять намного меньшие значения F_{cor} (т. е. большие поправки). Надлежащее значение коэффициента F_{cor} можно рассчитать с помощью итерационной методики, наподобие описанной выше.

Альтернативным подходом интерпретации данных нестационарных исследований скважин после гидроразрыва является сопоставление фактических кривых с эталонными. Грингартен, Рэйми и Рагханан [19] приводят хорошую иллюстрацию этого метода. Процесс сопоставления кривых обычно проводят по рис. С.3, С.18 или С.19 согласно методике, описанной в параграфе 3.3 и изображенной на рис. 3.5. После выбора точки сравнения используют безразмерные параметры на осях эталонных графиков для расчета проницаемости пласта и длины трещины. При использовании рис. С.3, С.18 и С.19 проницаемость обычно рассчитывают по координатам точки сравнения на оси

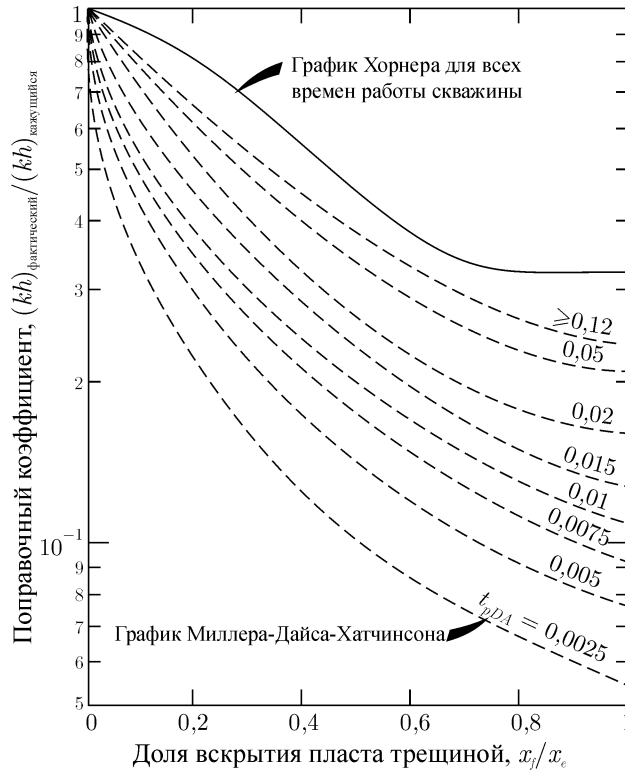


Рис. 11.12. Поправочный коэффициент для параметра kh , найденного по результатам исследований скважин с вертикальной трещиной методом восстановления давления, при условии достаточного времени закрытия скважины, чтобы достичь максимального наклона. По Рагхану, Кейди и Рэйми [11].

давлений:

$$k = \frac{18,66qB\mu (p_D)_M}{h (\Delta p)_M} \quad (11.14)$$

где точка сравнения на фактическом графике $(\Delta p)_M$ лежит поверх точки сравнения на эталонном графике $(p_D)_M$. Длину трещины находят по координатам точки сравнения на оси времени [10]:

$$x_f = \sqrt{\frac{0,00036k(\Delta t)_M}{\phi\mu c_t(t_{Dxf})_M}}. \quad (11.15)$$

Если все данные исследования ложатся на линию с наклоном $1/2$ на графике $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$ (прямая линия на графике p от \sqrt{t}), то рассчитать проницаемость ни по методу сопоставления кривых, ни по полулогарифмическому графику невозможно. Такая ситуация часто возникает в скважинах, вскрывших плотные газовые коллектора, где период линейного течения может длиться несколько сотен часов. Однако, последние точки на линии с наклоном $1/2$ (или прямой на графике p от \sqrt{t}) можно использовать для определения верхнего предела значений проницаемости [19]:

$$k \leq \frac{(0,215)(18,66)qB\mu}{h\Delta p}, \quad (11.16)$$

где Δp — изменение наблюдаемого давления по последней точке прямой (в координатах p от \sqrt{t}) с наклоном $1/2$. Эту проницаемость и соответствующее значение времени t для последней точки прямой на графике p от \sqrt{t} можно использовать для расчета минимальной длины трещины [19]:

$$x_f \geq \sqrt{\frac{0,00036kt}{(0,016)\phi\mu c_t}}. \quad (11.17)$$

Уравнения (11.16) и (11.17) пригодны только при $x_e/x_f \gg 1$ и для трещин бесконечной проводимости. Если предполагают, что трещина больше соответствует трещине с равномерным притоком, то коэффициент 0,215 в уравнении (11.16) заменяют на 0,76, а вместо 0,016 в уравнении (11.17) берут 0,16.

Часто метод сопоставления кривых позволяет оценить размер пласта. На рис. С.18 и С.19 кривые безразмерного давления отклоняются вверх от решения для бесконечного пласта по мере того, как влияние границ становится значительным. Когда фактические данные ложатся на одну из отклоняющихся вверх кривых, то можно использовать параметр x_e/x_f этой кривой для расчета x_e , а значит и области дренирования при условии, что пригодна форма пласта в виде квадрата (если нет, то хорошее совмещение маловероятно [19]). Если последняя точка все еще находится на кривой решения для бесконечного пласта, то можно оценить предельное значение объема дренирования. В этом случае отмечают параметр x_e/x_f последней отклоняющейся вверх кривой, которую фактические точки «проехали», и используют его в качестве оценки наименьшего объема пласта.

Как только создадут дополнительные эталонные кривые для других конфигураций пластов с трещинами, то возможности интерпретации данных нестационарного изменения давления в скважинах с трещиной посредством сопоставления кривых значительно расширятся.

Пирс, Вела и Кунц [15] предлагают метод использования импульсного исследования для расчета ориентации и длины вертикальной трещины. Для их метода требуется проводить компьютерный анализ данных исследования. Однако, качественное представление об ориентации трещины можно получить по исследованиям скважин импульсным методом и без помощи компьютера. Более подробно смотрите в источнике [15].

Рассел и Труитт [9] показывают, что полудлину вертикальной трещины можно связать с эффективным радиусом скважины в случае одиночной вертикальной трещины в замкнутом квадрате по выражению

$$r_{wa} \cong 0,48x_f, \quad (11.18a)$$

когда $x_e/x_f > 2$.

Используя уравнение для скин-фактора и уравнения (С.7) и (С.10), вполне возможно написать подобное выражение для *бесконечных пластов*. Для трещины с равномерным притоком

$$r_{wa} \cong 0,37x_f \quad (11.18b)$$

и для трещины бесконечной проводимости

$$r_{wa} \cong 0,50x_f \quad (11.18c)$$

Уравнения (11.18a)–(11.18c) дают только грубую оценку, но они могут оказаться полезными при расчете длины трещины, когда есть возможность рассчитать эффективный радиус скважины по известному скин-фактору (см. уравнение (2.11)). Однако такой подход использовать не рекомендуется.

Пласты квадратной конфигурации с вертикальной трещиной приближаются к псевдостационарному состоянию после достаточно долгой работы скважины [9] ($t_{pDA} > 0,12$). Тогда безразмерное давление станет равным:

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \ln\left(\frac{x_e}{x_f}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2,2458}{C_A}\right) \quad (11.19)$$

где коэффициент конфигурации C_A дается в табл. С.1. Обратите внимание на схожесть уравнения (11.19) и уравнения (2.23) для скважины без трещины при псевдостационарном состоянии. Рассел и Труитт [9] показывают, что методы исследования для определения границ пласта (параграф 3.5) также пригодны и для скважин с вертикальными трещинами.

Пример 11.2. Интерпретация результатов исследования скважины с вертикальной трещиной методом восстановления давления

Грингартен, Рэйми и Рагхаван [13] приводят в табл. 11.1 данные восстановления давления. Другими сопутствующими исходными данными являются:

$$q_0 = 437 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\mu_0 = 0,23 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$\phi = 0,30$$

$$c_t = 4,35 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$$

$$h = 70,1 \text{ м}$$

$$B_0 = 1,76$$

$$\text{глубина} = 2896 \text{ м.}$$

Обычный билогарифмический график не имеет единичного наклона, но в промежутке от 5 до 75 минут отмечается наклон $1/2$. Следовательно, есть основания подозревать, что в скважине образовалась трещина. На глубине 2896 м трещина должна быть вертикальной [8].

Рис. 11.13 является графиком фактических данных в координатах p от \sqrt{t} , как вытекает из уравнения (11.7). График имеет прямую с наклоном $m_{vf} = 6,709 \text{ бар}\cdot\text{час}^{-1/2}$ до по крайней мере $\Delta p = 11 \text{ бар}$. Уравнение (11.9) можно использовать для нахождения следующего параметра:

$$kx_f^2 = \left[\frac{-0,624(437)(1,76)}{(6,709)(70,1)} \right]^2 \frac{0,23}{(0,30)(4,35 \times 10^{-4})} = 1835 \text{ мДа}\cdot\text{м}^2.$$

Согласно уравнению (11.11) разница давления Δp в начале прямолинейного участка в полулогарифмических координатах должна быть равной не менее $2 \times 11 = 22 \text{ бар}$. Поскольку исследование закончилось прежде этого значения Δp , то использовать полулогарифмический график нет смысла. Следовательно, для дальнейшей интерпретации этого исследования необходимо использовать метод сопоставления кривых. (Однако это не означает, что метод сопоставления кривых стал бы бесполезным, если использовали

Таблица 11.1. Данные восстановления давления в скважине с вертикальной трещиной к примеру 11.2. По Грингартену, Рэйми и Рагхану [13].

Δt (мин)	$p_{ws} - p_{wf}(\Delta t = 0)$ (бар)
0	0
5	2,14
10	2,96
15	3,72
20	4,55
25	4,55
30	4,96
35	5,38
40	5,72
45	6,14
50	6,89
55	6,89
60	6,89
75	7,86
120	9,38
150	10,96
240	12,48
285	14,20
480	15,03

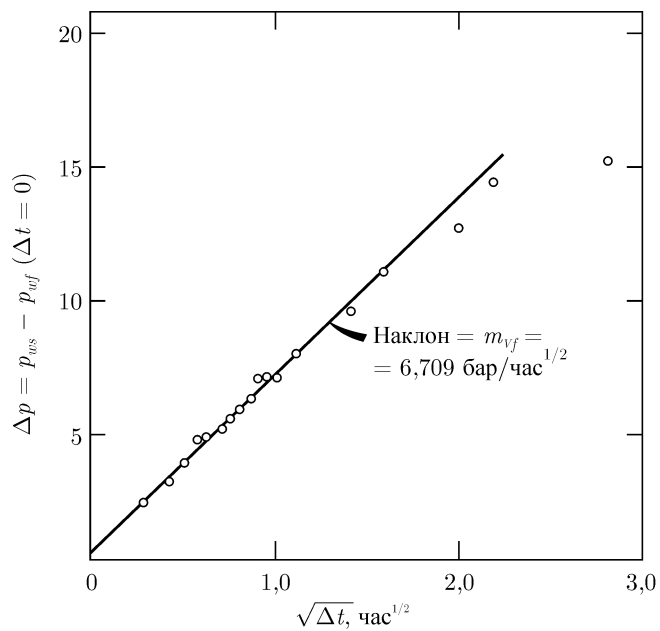


Рис. 11.13. График данных исследования скважины методом восстановления давления в координатах Δp от $\sqrt{\Delta t}$ к примеру 11.2.

полулогарифмический график. Он особенно понадобился бы для нахождения предельных значений параметра x_e/x_f . На рис. 11.14 показаны данные табл. 11.1, совмещенные с рис. С.19. Обратите внимание, что кривые изменения давления действительно не показывают какого-либо влияния границ пласта. Координаты точки сравнения:

$$(\Delta p)_M = 10 \text{ бар при } (t_{Dxf})_M = 1,12$$

и

$$(\Delta t)_M = 100 \text{ минут при } (t_{Dxf})_M = 0,36.$$

Используя уравнение (11.14), получим:

$$k = \frac{(18,66)(437)(1,76)(0,23)(1,12)}{(70,1)(10)} = 5,26 \text{ мДа.}$$

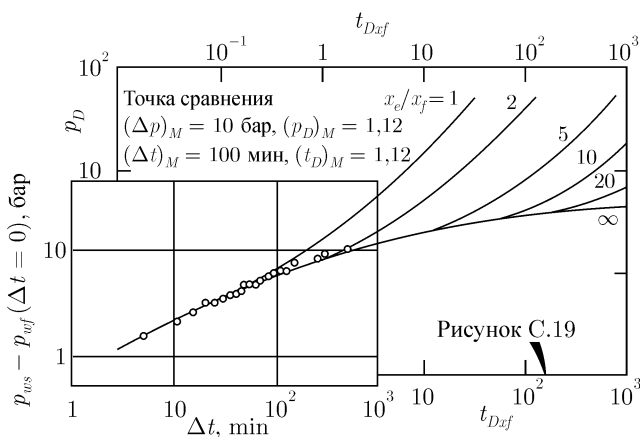


Рис. 11.14. Совмещение кривых для случая вертикальной трещины с равномерным притоком к примеру 11.2. По Грингартену, Рэйми и Рагхавану [13].

Из уравнения (11.15) определяем:

$$x_f = \sqrt{\frac{(0,00036)(5,26)(100/60)}{(0,30)(0,23)(4,35 \times 10^{-6})(0,36)}} = 17,1 \text{ м.}$$

Эти результаты можно сравнить с результатом, полученным из уравнения (11.9) и рис. 11.13. Значение

$$kx_f^2 = (5,26)(17,1)^2 = 1538 \text{ мДа} \cdot \text{м}^2$$

сопоставимо со значением $1835 \text{ мДа} \cdot \text{м}^2$, рассчитанным из уравнения (11.9) — разница составляет 16%. Если допустить, что k определен правильно, тогда

$$17,1 < x_f < 18,7 \text{ м}$$

или, если предположить, что x_f рассчитано верно, то

$$5,26 < k < 6,27 \text{ мДа.}$$

Данный интервал отклонения характеризует точность метода сопоставления кривых. Когда скважину будут исследовать заново, то желательно продлить период восстановления давления, чтобы на полулогарифмическом графике образовалась прямая.

Обратите внимание на рис. 11.14, из которого следует, что фактические данные давления все еще находятся на кривой для бесконечного пласта — по крайней мере до $x_e/x_f = 2$. Следовательно, можно сказать, что x_e/x_f должно быть больше 2 для исследуемой скважины. При $x_f = 17,1$ м находим, что $x_e > 34,2$ м. Следовательно, можно предположить, что область дренирования исследуемой скважины больше, чем квадрат со стороной 68,4 м и эквивалентной площадью 0,5 Га. Как видим, это исследование не позволило изучить значительную область пласта.

Горизонтальные трещины

Безразмерные давления для одиночной горизонтальной трещины, расположенной в середине продуктивного интервала бесконечного пласта, приведены на рис. С.5. На этом рисунке не учитывается объем ствола скважины и самой трещины. При очень коротких временах бигарифмический график p_D от t_D может иметь единичный наклон, являющийся результатом влияния объема трещины [13, 18]. Но в большинстве случаев влияние ствола скважины обычно скрывает такое проявление объема трещины.

На рис. 11.15 также показана зависимость p_D от t_D для скважины с горизонтальной трещиной [18]. В координатах рис. 11.15 (в противоположность бигарифмическому графику p_D/h_D на рис. С.5) кривая зависимости давления от времени имеет специфичный *S*-образный вид при $h_D > 3$, что отличает ее от поведения давления в скважине с вертикальной трещиной. Бигарифмический график (рис. С.5) имеет *S*-образный вид [13, 18] при $h_D < 1$. Следовательно, при малых и больших значениях h_D возможно различать вертикальные и горизонтальные трещины, исходя из характера изменения давления. Однако, при больших значениях h_D полулогарифмические кривые на рис. 11.15 принимают вид, типичный для скважин со значительным влиянием объема ствола (сравните рис. 11.15 с рис. 5.2 и 7.6).

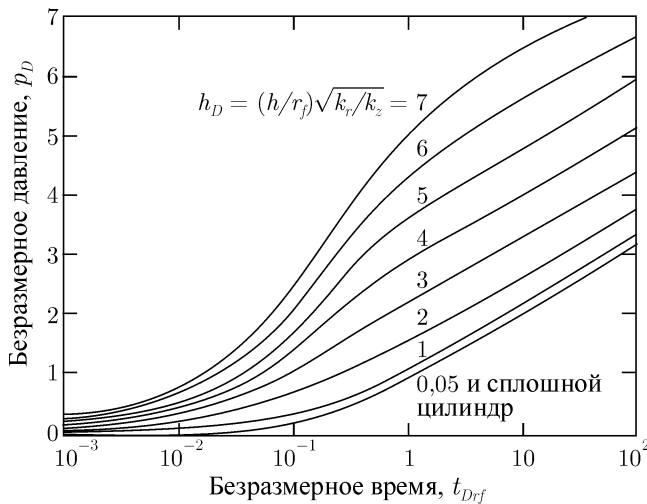


Рис. 11.15. Безразмерное давление в скважине с плоской горизонтальной трещиной равномерного притока в центре пласта. По Грингартену и Рэйми [18].

При небольших временах работы скважины наблюдается период линейного вертикального течения из пласта в горизонтальную трещину. При таких временах безразмерное давление находится по выражению [19]:

$$p_D = 2h_D \sqrt{\frac{t_{Drf}}{\pi}} \quad (11.20)$$

где h_D определяется по уравнению (С.12), а t_{Drf} — по уравнению (С.11). Параметр p_D из уравнения (11.20) можно подставить в уравнение (2.2), чтобы получить выражение для забойного давления во время падения давления или закачки в течение периода линейного течения:

$$p_{wf} = p_i + m_{Hf} \sqrt{t} \quad (11.21)$$

Из уравнения (11.21) следует, что график забойного давления от \sqrt{t} при ранних временах должен иметь прямолинейный участок с точкой пересечения с осью ординат p_i и наклоном:

$$m_{Hf} = \frac{-0,3971qB}{r_f^2} \sqrt{\frac{\mu}{k_z \phi c_t}}. \quad (11.22)$$

Следует обратить внимание, что в уравнении (11.22) наклон определяется вертикальной проницаемостью и радиусом трещины.

Грингартен, Рэйми и Рагхаван [13, 19] показывают, что характер изменения давления при длительных временах в скважине с горизонтальной трещиной в бесконечном пласте такой же, как и в скважине без трещины с дополнительным (отрицательным) скин-фактором. Это означает, что имеет место период псевдорadiaльного течения. Следовательно, если трещина не слишком протяженная с позиции времени исследования, то интерпретировать результаты исследования добывающей скважины методом падения давления и нагнетательной при закачке можно по обычным методикам на основе построения полулогарифмического графика и найти проницаемость в радиальном направлении k_r . При более коротких исследованиях можно использовать метод сопоставления кривых по рис. С.5. В настоящее время восстановление давления в добывающей или падение уровня в нагнетательной скважине тщательно не изучено, поэтому нет и опубликованных данных о поправках для наклона или k_r наподобие поправок на рис. 11.12 для скважин с вертикальной трещиной. Поэтому проницаемость k_r предпочтительно рассчитывать по результатам исследования добывающей скважины методом падения давления или нагнетательной при закачке. При расчете этой проницаемости по результатам исследования скважины методом восстановления давления нам остается лишь допустить, что прямолинейный участок в полулогарифмических координатах при больших временах даст приемлемую оценку истинной радиальной проницаемости, если влияние границ и интерференция соседних скважин при этом не значительны.

Метод сопоставления кривых по рис. С.5 может оказаться полезным для расчета k_r/r_f^2 . Используя параметр k_r/r_f^2 , найденный по методу сопоставления кривых, и k_r , определенный по прямолинейному участку (уравнение (11.10)), можно найти и r_f . Найденное значение r_f , в свою очередь, можно подставить в преобразованное уравнение (11.22) и найти k_z . Следовательно, по результатам исследования одиночной скважины с горизонтальной трещиной возможно рассчитать k_r , k_z и r_f . Естественно, чтобы использовать рис. С.5 и уравнение (11.22), необходимо соблюдение следующих допущений: трещина должна быть в середине пласта, пласт должен быть бесконечным,

и должен полностью образоваться период псевдорadiaльного течения. К тому же влияние объема ствола скважины не должно скрывать начальную прямую в координатах p от \sqrt{t} . Также следует напомнить, что данные о поправках к результатам интерпретации восстановления давления в добывающей скважине (падения уровня в нагнетательной) с горизонтальной трещиной отсутствуют, т. е. точность определения k_r может оказаться сомнительной. Уравнение (11.20) можно использовать по принципу суперпозиции для того, чтобы вывести методику построения графика данных восстановления давления в период линейного течения. Как правило, это выполнимо при наличии длительного периода работы скважины перед закрытием и использовании уравнений, выведенных для длительных времен, например, уравнений на основе безразмерного давления p_D , определяемого по выражению [19]:

$$p_D = \frac{1}{2} \left(\ln t_{Drf} + 1,80907 + \frac{h_D^2}{6} \right), \quad (11.23)$$

где t_{Drf} рассчитывается согласно уравнению С.11. Тогда участок линейного течения в период закрытия скважины будет описываться уравнением (11.20). Если уравнение (11.20) используют как для периода падения давления, так и для периода закрытия скважины, то период линейного течения должен длиться на протяжении всего процесса падения давления при исследовании, иначе выведенные уравнения, как и последующая интерпретация, окажутся некорректными.

Грингартен, Рэйми и Рагхаван [19] также показывают, как можно использовать сопоставление кривых для расчета k_r , k_z и r_f для скважины с горизонтальной трещиной. В этом случае данные падения давления в добывающей скважине или в нагнетательной при закачке нужно совмещать с эталонными кривыми рис. С.5. Кроме того, необходимо иметь достаточно данных, чтобы как можно четче совместить их с одной из эталонных кривых h_D . Совмещение по оси давления используют для расчета:

$$\sqrt{k_r k_z} r_f = \frac{18,66qB\mu(p_D/h_D)_M}{(\Delta p)_M}. \quad (11.24)$$

Совмещение по оси времени используют для нахождения:

$$\frac{k_r}{r_f^2} = \frac{\phi\mu c_t(t_D)_M}{0,00036(t)_M}. \quad (11.25)$$

Значение, найденное из уравнения (11.25), используют совместно с совмещенной кривой h_D для расчета вертикальной проницаемости:

$$k_z = \frac{k_r}{r_f^2} \left[\frac{h}{(h_D)_M} \right]. \quad (11.26)$$

Затем совместно решают уравнения (11.24)–(11.26) и получают k_r и r_f . Грингартен, Рэйми и Рагхаван в работе [19] демонстрируют пример расчета по данной методике.

11.4. Частичное вскрытие и частичная перфорация

Большая часть представленного в этой монографии теоретического материала основана на предположении, что одиночная вертикальная скважина полностью вскрывает горизонтальный пласт. Когда скважина вскрывает только часть пласта (или ее

перфорируют не на всю его мощность), то для нахождения kh/μ и \bar{p} все еще можно проводить интерпретацию нестационарного изменения давления по обычным методикам, однако скин-фактор будет отражать несовершенство вскрытия. Из рис. 11.16, основанного на сведениях Каземи и Сета [21], следует, что характер нестационарного изменения давления в частично перфорированной скважине имеет два прямолинейных участка в полулогарифмических координатах. Первая прямая характеризует kh/μ перфорированного интервала, в то время как вторая прямая указывает kh/μ всего продуктивного интервала. Начальная прямая может и не появиться из-за влияния объема ствола скважины или других эффектов, но в идеальных условиях она действительно существует. Даже когда она на самом деле появляется, мы не рекомендуем пытаться рассчитать общую продуктивную мощность пласта, исходя из известного вскрытого интервала в скважине и двух значений kh/μ , найденных из полулогарифмического графика, если не предприняты специальные меры по снижению влияния объема ствола. Часто оказывается, что эти прямые линии образуются данными, полностью подверженными влиянию объема ствола скважины. Как рекомендуется по всей монографии, четко выделить данные, подверженные влиянию объема ствола, часто позволяет график $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$. Калхэм [23] показывает, что данные между двумя прямолинейными участками часто являются характерными для сферического потока, и, обработанные по соответствующим методикам, могут дать оценку параметра k .

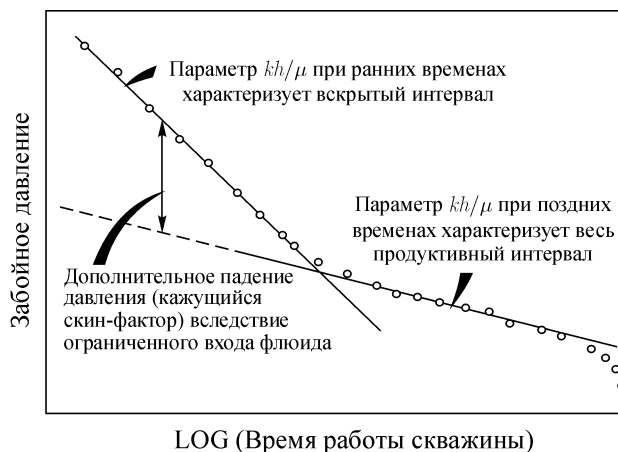


Рис. 11.16. Схематический характер падения давления в скважине с ограниченным входом флюида.

Кажущийся скин-фактор, найденный при обычной интерпретации нестационарных исследований скважин с ограниченным входом флюида или наклонных скважин, равен

$$s_a = s_{tr} + s_p + s_{swp} + \dots, \quad (11.27)$$

где s_{tr} — истинный скин-фактор, вызванный механическим загрязнением перфорированного интервала скважины; s_p — псевдоскин-фактор, являющийся результатом ограниченного входа флюида; и s_{swp} — псевдоскин-фактор, обусловленный наклоном скважины. Бронс и Мартинг [25] представили псевдоскин-факторы, отражающие частичное вскрытие, т. е. когда скважины не полностью вскрывают продуктивный пласт (рис. 2.7). Одех [24] приводит сведения для расчета псевдоскин-факторов скважин, либо вскры-

вающих часть продуктивного пласта, либо частично перфорированных (т. е. не на всю мощность продуктивного пласта). Его метод можно использовать для расчета псевдоскин-фактора при большом разнообразии несовершенства скважин.

Джонс и Уоттс [26] предлагают уравнения для определения фактического скин-фактора, образовавшегося в результате частичной перфорации и изменения проницаемости в кольцевой области вокруг скважины напротив перфорированного интервала, например, как может произойти в результате работ по укреплению призабойной зоны. Скин-фактор, рассчитанный подобным образом, вызван только влиянием короткого загрязненного интервала. К нему необходимо прибавить псевдоскин-фактор, отражающий частичную перфорацию. Скин-фактор, обусловленный изменением проницаемости околоскважинного пространства, будет равен

$$s_{cp} = \frac{h}{\Delta Z_P} \left[1 - 0,2 \left(\frac{r_s - r_w}{\Delta Z_P} \right) \right] \left(\frac{k - k_s}{k_s} \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right). \quad (11.28)$$

Уравнение пригодно, когда перфорированный интервал ΔZ_P намного меньше, чем мощность пласта h , но считается, что это ограничение является несущественным [26].

На рис. 11.17 схематически показана скважина, вскрывающая пласт под углом α относительно перпендикуляра к подошве и кровле. Синко, Миллер и Рэйми [27] показывают, что псевдоскин-фактор, вызванный наклонной скважиной, перфорированной на всю мощность продуктивного пласта, можно аппроксимировать выражением:

$$s_{swp} = -(\alpha/41)^{2,06} - (\alpha/56)^{1,865} \log \left(\frac{h}{100r_w} \right) \quad (11.29)$$

когда $0^\circ \leq \alpha \leq 75^\circ$, $h/r_w > 40$ и $t_D > 100$. На рис. 11.18 приведен псевдоскин-фактор для наклонной скважины. Эффект наклона скважины заключается в увеличении площади поверхности призабойной зоны, что приводит к отрицательным псевдоскин-факторам.

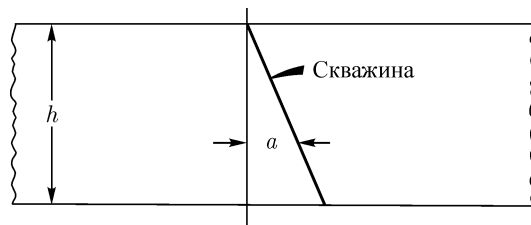


Рис. 11.17. Определение терминов для наклонных скважин.

Скин-факторы, найденные по результатам исследований скважин на нестационарных режимах, характеризуют одновременно все несовершенства, воздействующие на эффективность фильтрации в призабойной зоне. Представленный в этом параграфе материал может оказаться полезным для прогнозирования темпа изменения давления в скважине или для оценки скин-фактора, вызванного механическим загрязнением. Также очевидно, что большой скин-фактор, возникший в результате работ по укреплению призабойной зоны или частичной перфорации, не может быть значительно сокращен за счет большинства мероприятий по интенсификации притока. Поэтому очень важно умение интерпретатора выявлять такие физические ситуации.

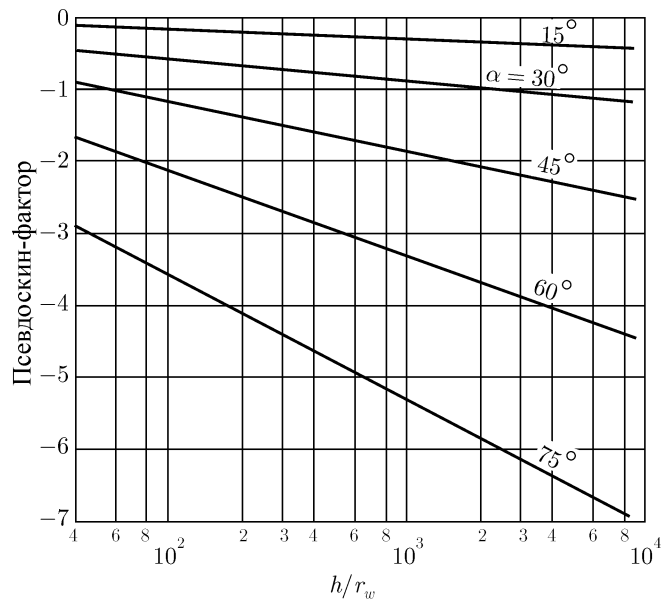


Рис. 11.18. Псевдоскин-фактор для наклонных скважин. По Синко, Миллеру и Рэйми [27].

Литература

- [1] Matthews, C. S. and Russell, D. G.: *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**.
- [2] Ramey, H. J., Jr.: "Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-Up and Drawdown of Gas Wells," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1965) 223–233; *Trans.*, AIME, **234**. Also *Reprint Series*, №. 9 – *Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 233–243.
- [3] Ramey, H. J., Jr.: "Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage," *J. Pet. Tech.* (Jan. 1970) 97–104; *Trans.*, AIME, **249**.
- [4] Agarwal, Ram G., Al-Hussainy, Rafi, and Ramey, H. J., Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1970) 279–290; *Trans.*, AIME, **249**.
- [5] Chen, Hsiu-Kuo and Brigham, W. E.: "Pressure Buildup for a Well With Storage and Skin in a Closed Square," paper SPE 4890 presented at the SPE-AIME 44th Annual California Regional Meeting, San Francisco, April 4–5, 1974.
- [6] Ramey, Henry J., Jr., and Agarwal, Ram G.: "Annulus Unloading Rates as Influenced by Wellbore Storage and Skin Effect," *Soc. Pet. Eng. J.* (Oct. 1972) 453–462; *Trans.*, AIME, **253**.
- [7] Earlougher, Robert C, Jr., Kersch, K. M., and Ramey, H. J., Jr.: "Wellbore Effects in Injection Well Testing," *J. Pet. Tech.* (Nov. 1973) 1244–1250.
- [8] Howard, G. C. and Fast, C. R.: *Hydraulic Fracturing*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1970) **2**.

- [9] Russell, D. G. and Truitt, N. E.: "Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1964) 1159–1170; *Trans.*, AIME, **231**. Also *Reprint Series*, №. 9 – *Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 149–160.
- [10] Clark, K. K.: "Transient Pressure Testing of Fractured Water Injection Wells," *J. Pet. Tech.* (June 1968) 639–643; *Trans.*, AIME, **243**.
- [11] Raghavan, R., Cady, Gilbert V., and Ramey, Henry J., Jr.: "Well-Test Analysis for Vertically Fractured Wells," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1972) 1014–1020; *Trans.*, AIME, **253**.
- [12] Wattenbarger, Robert A. and Ramey, Henry J., Jr.: "Well Test Interpretation of Vertically Fractured Gas Wells," *J. Pet. Tech.* (May 1969) 625–632; *Trans.*, AIME, **246**.
- [13] Gringarten, Alain C., Ramey, Henry J., Jr., and Raghavan, R.: "Pressure Analysis for Fractured Wells," paper SPE 4051 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex., Oct. 8–11, 1972.
- [14] Gringarten, Alain C., Ramey, Henry J., Jr., and Raghavan, R.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture," *Soc. Pet. Eng. J.* (Aug. 1974) 347–360.
- [15] Pierce, A. E., Vela, Saul, and Koonce, K. T.: "Determination of the Compass Orientation and Length of Hydraulic Fractures by Pulse Testing," *J. Pet. Tech.* (Dec. 1975) 1433–1438.
- [16] Hartsock, J. H. and Warren, J. E.: "The Effect of Horizontal Hydraulic Fracturing on Well Performance," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1961) 1050–1056; *Trans.*, AIME, **222**.
- [17] Gringarten, Alain C.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Flow Entry," PhD dissertation, Stanford U., Stanford, Calif. (1971) 106. (Order №. 71-23,512, University Microfilms, P.O. Box 1764, Ann Arbor, Mich. 48106.)
- [18] Gringarten, Alain C. and Ramey, Henry J., Jr.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Entry," *Soc. Pet. Eng. J.* (Aug. 1974) 413–426; *Trans.*, AIME, **257**.
- [19] Gringarten, A. C., Ramey, H. J., Jr., and Raghavan, R.: "Applied Pressure Analysis for Fractured Wells," *J. Pet. Tech.* (July 1975) 887–892; *Trans.*, AIME, **259**.
- [20] Gringarten, A. C. and Witherspoon, P. A.: "A Method of Analyzing Pump Test Data from Fractured Aquifers," Proc, Symposium on Percolation Through Fissured Rock, Int'l. Society for Rock Mechanics, Stuttgart (Sept. 18–19, 1972).
- [21] Kazemi, Hossein and Seth, Mohan S.: "Effect of Anisotropy and Stratification on Pressure Transient Analysis of Wells With Restricted Flow Entry," *J. Pet. Tech.* (May 1969) 639–647; *Trans.*, AIME, **246**.
- [22] Lescarboua, Jaime A.: "New Downhole Shut-in Tool Boosts BPH Test Accuracy," *World Oil* (Nov. 1974) 71–73.
- [23] Culham, W. E.: "Pressure Buildup Equations for Spherical Flow Regime Problems," *Soc. Pet. Eng. J.* (Dec. 1974) 545–555.
- [24] Odeh, A. S.: "Steady-State Flow Capacity of Wells With Limited Entry to Flow," *Soc. Pet. Eng. J.* (March 1968) 43–51; *Trans.*, AIME, **243**.

- [25] Brons, F. and Marring, V. E.: "The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1961) 172–174; *Trans.*, AIME, **222**. Also *Reprint Series*, №. 9 – *Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 101–103.
- [26] Jones, L. G. and Watts, J. W.: "Estimating Skin Effect in a Partially Completed Damaged Well," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1971) 249–252; *Trans.*, AIME, **251**.
- [27] Cinco, H., Miller, F. G., and Ramey, H. J., Jr.: "Unsteady-State Pressure Distribution Created by a Directionally Drilled Well," *J. Pet. Tech.* (Nov. 1975) 1392–1400; *Trans.*, AIME, **259**.

ГЛАВА 12

Использование компьютеров при исследованиях скважин

12.1. Введение

Большинство методик интерпретации исследований скважин, приведенных в данной монографии, не требуют помощи компьютера. Мы сумели избежать необходимости использования компьютеров, рассматривая простые алгоритмы интерпретации исследований скважин на нестационарных режимах и применяя упрощенные выражения для функции безразмерного давления. Кроме того, большая часть рассмотренных примеров нестационарных исследований скважин состояла не более чем из двух режимов работы, и, пожалуй, одного периода закрытия. Поэтому все методики интерпретации исследований основывались на некоторой простой комбинации уравнений (2.30) и (2.31), имеющей следующий вид:

$$\Delta p = \frac{18,66\mu}{kh} \sum_j \sum_{i=1}^N [(q_i B_i - q_{i-1} B_{i-1}) \{p_D([t - t_{i-1}]_D, r_D) + s\}] \quad (12.1)$$

где j -сумма берется по всем скважинам, а r_D — расстояние между рассматриваемой точкой пласта и работающей скважиной. В большинстве примеров мы полагали пласт бесконечным и в качестве безразмерного давления использовали логарифмическую аппроксимацию интегральной показательной функции, т. е. уравнение (2.5b).

Иногда исследования включают так много скважин и смен режимов их работы, что использование уравнения (12.1) вручную становится затруднительным, хотя данное уравнение практически в любой своей форме поддается ручному счету. Эрлагер и другие [1] предлагают способы упрощения расчетов для ограниченных пластов, но для сложнопостроенных пластов расчеты даже по этой методике оказываются громоздкими. Представленный Джаргоном и Ван Пулленом подход в работе [2] обоснованно применять при ручных расчетах, но для одиночной скважины с несколькими сменами режимов работы. Независимо от количества скважин или смен режимов их работы почти всегда необходимо использовать цифровой компьютер, когда пласт имеет настолько сложное строение, что табулированных значений безразмерного давления для него просто не существует. Примерами являются пласты после гидроразрыва [3, 4], многослойные пласты [5–9], пласты с различными видами неоднородностей [10–12], пласты, содержащие неньютоновские флюиды [13] и пласты со специфическими условиями в призабойной зоне. В таких случаях требуются компьютер и своего рода математическая модель пласта для того, чтобы смоделировать¹ поведение пласта. Интерпретация

¹Под численной моделью пласта в данной монографии понимается компьютерная программа для решения уравнений фильтрации флюида, позволяющая смоделировать поведение пласта.

нестационарных исследований в таких пластах, как правило, также потребует привлечения компьютера [16–23]. Иногда численные расчеты помогают составить эмпирические методики интерпретации, пригодные для ручных расчетов (смотри параграфы 7.5, 9.3, 10.8 и 11.3).

Основное преимущество использования компьютера заключается в возможности изучать пласты, для которых нет значений безразмерного давления. Второе преимущество состоит в том, что компьютерное моделирование и интерпретация исследований не занимают много времени и исключают, прежде всего, *вычислительные* ошибки. К сожалению, этот факт не гарантирует правильность результатов, поскольку может оказаться *физически* неверной сама математическая модель или компьютерная программа. Кроме того, исходные данные могут быть недостоверными или неправильным образом введены в программу. Главным недостатком применения компьютера на нестационарных исследованиях скважин является необходимость иметь в наличии компьютер и соответствующую программу. Решение первой проблемы обязательно означает преодоление второй. Инженеру, возможно, потребуется написать новую программу, изменить существующую или найти кого-нибудь, кто может это сделать за него. Поэтому использование компьютеров при исследованиях скважин может создать основную трату времени, если нет легкодоступных требуемых компьютерных программ. К счастью, большинство крупных нефтяных компаний и многие сервисные организации имеют как вычислительную технику, так и набор необходимых программ, которыми может воспользоваться инженер.

В этой главе кратко обсуждаются интерпретация и планирование нестационарных исследований с помощью компьютера, а также численное моделирование пласта. Материал ограничен изложением только результатов без детального описания используемых алгоритмов, поскольку главной целью этой главы является демонстрация возможностей использования компьютеров. Детальное описание расчетных методов изложено в указанных источниках.

12.2. Интерпретация исследований скважины с помощью компьютера

При компьютерной интерпретации исследований скважин на нестационарных режимах важно осознавать, что компьютер — это всего лишь инструмент. Он не способен самостоятельно выполнить интерпретацию, даже если он выводит конечные результаты. В любом случае ответственность за корректную интерпретацию лежит на инженере, а именно: он должен удостовериться, что исходные данные верным образом внесены в программу и результаты, рассчитанные компьютером, соответствуют действительности. Если результаты оказались неприемлемыми, то инженер должен выяснить причину и решить, как их исправить: провести исследование заново, еще раз проинтерпретировать исходные данные или переписать компьютерную программу.

В самом простом своем виде интерпретация исследований на нестационарных режимах с помощью компьютера состоит в том, что компьютер выполняет громоздкие расчеты, однако все решения по интерпретации исследования принимает инженер. Например, предположим, что мы хотим проанализировать данные нестационарного исследования на нескольких режимах, используя методику параграфа 4.2. Мы могли бы использовать компьютерную программу, чтобы выполнить утомительные расчеты по методу суперпозиции. Затем могли бы нарисовать график данных давления от времени с учетом суперпозиции, провести соответствующую прямую линию и рассчитать ха-

рактические характеристики пласта. Джаргон и Ван Пуллен [2] описывают методику подобного рода. Такой общий подход можно применять к почти любому исследованию.

Более сложный подход к интерпретации исследований с помощью компьютеров состоит в использовании такого компьютера, который как рассчитывает, так и принимает решения по интерпретации. При такой полностью автоматической интерпретации компьютер выводит результаты и дает некоторый показатель их надежности. Инженер должен затем оценить эти результаты и решить: следует их принимать или нет.

Любая компьютерная программа, автоматически интерпретирующая данные исследования на нестационарных режимах, состоит из двух основных частей: 1) части, которая рассчитывает поведение давления для данного набора параметров пласта (например, методом суперпозиции по времени и пространству, используя соответствующее значение p_D) и 2) части, которая оценивает насколько хорошо рассчитанное поведение пласта совпадает с наблюдаемым. Затем программа меняет исходные параметры пласта в части 1 таким образом, чтобы добиться приемлемого совпадения наблюдаемого и рассчитанного поведения пласта.

Первую часть процесса автоматической интерпретации можно усовершенствовать, используя методики главы 2, некоторые разновидности этих методик или численную модель пласта [13, 19, 24]. Чтобы завершить вторую часть процесса, в программу можно заложить методику регрессионного анализа или некоторую другую, позволяющую получить наилучшее совпадение рассчитанных и фактических значений [22, 23]. Следующие примеры показывают, какие результаты можно получить с помощью компьютерной интерпретации нестационарных исследований скважин.

Пример 12.1. Интерпретация исследования скважин на интерференцию компьютерными методами

В примерах 9.1 и 9.3 представлены данные исследования скважин на интерференцию и продемонстрированы две методики интерпретации. В примере 9.1 были получены следующие результаты:

$$k = 5,1 \text{ мДа}$$

и

$$\phi c_t = 1,46 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}.$$

Мы также интерпретировали фактические данные этого примера тремя различными компьютерными методиками. Согласно первому методу, методу проб и ошибок, фактическое изменение давления сравнивается с давлением, рассчитанным компьютерной программой по уравнению (12.1) с заданными параметрами пласта. После нескольких расчетов (иногда требуется 12–15 расчетов) было достигнуто совпадение, показанное на рис. 12.1. Для расчета линии на этом рисунке использовались параметры:

$$k = 6,0 \text{ мДа}$$

и

$$\phi c_t = 1,16 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}.$$

Второй метод компьютерного анализа использует регрессионную методику, описанную Эрлагером и Кершем [20]. Совпадение, достигнутое с помощью этого метода, показано на рис. 12.2. В этом случае рассчитанные результаты следующие:

$$k = 5,7 \text{ мДа}$$

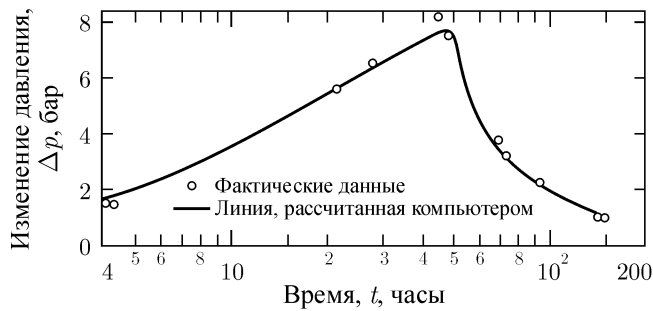


Рис. 12.1. Пример 12.1. Интерпретация исследования скважин на интерференцию, изложенного в примере 9.1, методом проб и ошибок (итерационным методом).

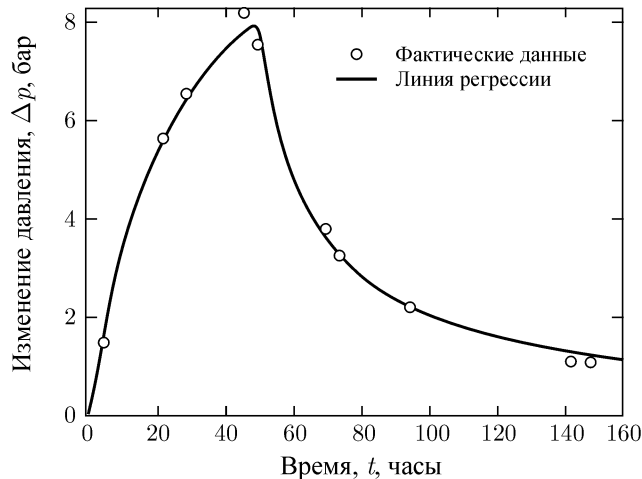


Рис. 12.2. Пример 12.1. Компьютерная интерпретация исследования скважины на интерференцию (пример 9.1) с помощью регрессионной методики.

и

$$\phi c_t = 1,44 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}.$$

Мы также использовали и третью методику интерпретации — методику, схожую с описанной Коутцом, Демпси и Хендэрсоном [22]. Хотя здесь она не приводится, она дала практически те же результаты, что и регрессионная методика.

Все эти методики интерпретации дают практически одинаковые результаты. Если бы нам пришлось выбирать только один результат, то, вероятно, наиболее лучшим было использовать 5,7 мДа и $1,44 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$. Мы выбираем этот результат потому, что регрессионная методика обеспечивает меньшую вероятность субъективной ошибки при интерпретации, чем остальные методики. Рассмотренный пример является простым, поскольку его можно интерпретировать относительно легко и вручную. Однако многие исследования на нестационарных режимах исключают возможность ручной интерпретации и их можно интерпретировать за разумное время только компьютерными методами.

Пример 12.2. Интерпретация исследования скважин на интерференцию — случай неоднородного пласта

Янс в работе [19] описывает исследование на интерференцию скважин, расположенных по пятиточечной схеме разработки. Центральную скважину запустили в работу на несколько часов, а за падением давления наблюдали в четырех окружающих скважинах. Используя сеточную модель пласта и методику интерпретации на основе регрессионного анализа, Янс интерпретировал исходные данные с целью нахождения параметров этого фрагмента. Для этого он поделил пласт на блоки, как показано на рис. 12.3. Он рассчитал kh и $\phi c_t h$ в каждом блоке по данным давления в четырех наблюдательных скважинах. Янс приводит подробные сведения об этом исследовании, включая графики измеренных и рассчитанных давлений в каждой наблюдательной скважине. На рис. 12.4 показаны результаты интерпретации для наблюдательной скважины № 2. Рассчитанное изменение давления довольно хорошо совпадает с фактическим.

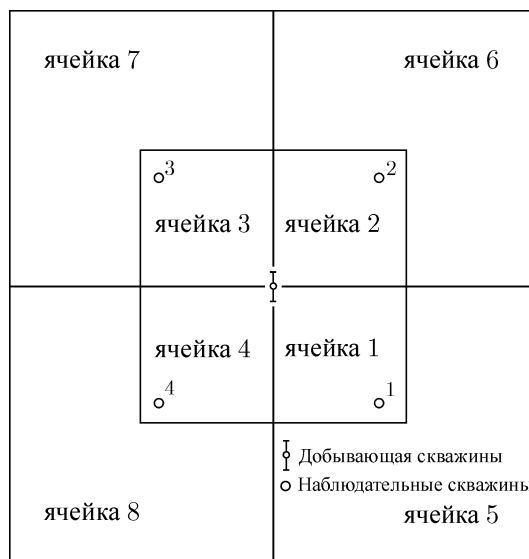


Рис. 12.3. Пример 12.2. Модель пласта из 8 ячеек, использованная при компьютерной интерпретации исследования скважин на интерференцию в неоднородном пласте. Согласно Янсу [19].

Пример 12.3. Интерпретация исследования скважин на интерференцию — случай анизотропного пласта

В примере 9.6 мы интерпретировали данные изменения давления во время закачки, полученные по трем наблюдательным скважинам в анизотропном пласте. Рэйми [25] приводит фактические данные этого исследования как во время закачки, так и во время последующего закрытия по восьми наблюдательным скважинам. К этим исходным данным мы применили регрессионный анализ, описанный Эрлагером и Кершем [20], несколькими способами. В табл. 12.1 сведены окончательные результаты. На рис. 12.5 показан диапазон полученных совпадений при интерпретации варианта, соответствующего предпоследней строке табл. 12.1. Очевидно, что результаты зависят от количества исходных точек и могут измениться при исключении некоторой части имеющихся данных. Если бы выбрали другую модель пласта (например, состоящую из множества неоднородных ячеек, каждая из них имеет свои собственные параметры, как показано в примере 12.2), то найденные параметры пласта могли оказаться совершенно другими.

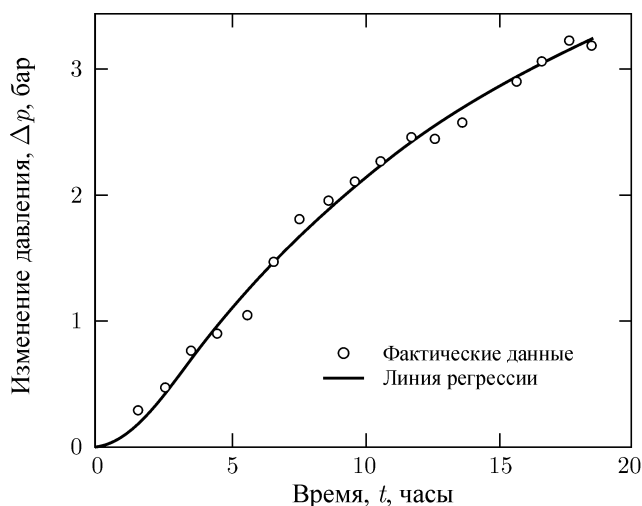


Рис. 12.4. Пример 12.2. Результат компьютерной интерпретации исследования на интерференцию в неоднородном пласте. Результаты представлены для скважины №2 (см. рис. 12.3). По Янсу [19].

Таблица 12.1. Пример 12.3. Результаты компьютерной интерпретации исследования на интерференцию (см. пример 9.6)

Методы интерпретации и использованные исходные данные	Результаты интерпретации					Стандартное отклонение (бар)
	k_{\max} (мДа)	k_{\min} (мДа)	\bar{k} (мДа)	θ (град.)	ϕc_t (бар ⁻¹)	
Метод сопоставления кривых						
Три скважины, период закачки	20,5	13,9	16,9	64,7	$2,31 \times 10^{-5}$	—
Регрессионный метод						
Три скважины, период закачки	17,6	12,1	14,6	60,3	$2,33 \times 10^{-5}$	0,077
Три скважины, периоды закачки и падения давления	17,2	12,7	14,8	59,3	$2,33 \times 10^{-5}$	0,128
Семь скважин, ² периоды закачки и падения давления	15,8	10,1	12,6	53,7	$2,42 \times 10^{-5}$	0,143
Восемь скважин, периоды закачки и падения давления	14,5	11,1	12,7	63,6	$2,32 \times 10^{-5}$	0,185

Как следует из табл. 12.1, параметр анизотропии в этом примере очень мал ($k_{\max}/k_{\min} < 2$). Поэтому вполне возможно, что параметры пласта, найденные исходя из некоторых других моделей пласта (неанизотропных), также окажутся достоверными. Тем не менее, существуют случаи, когда другие имеющиеся в распоряжении инженера данные прямо указывают на существенную анизотропию вследствие естественной трещиноватости, особенностей осадконакопления и т. д. Поэтому при интерпретации очень важно учитывать и другие данные помимо результатов исследования. Так, в этом примере было известно, что залежь, слагаемая песчаником, сформировалась вдоль па-

²Исключена скважина, имеющая наихудшее из всех восьми скважин совпадение при интерпретации.

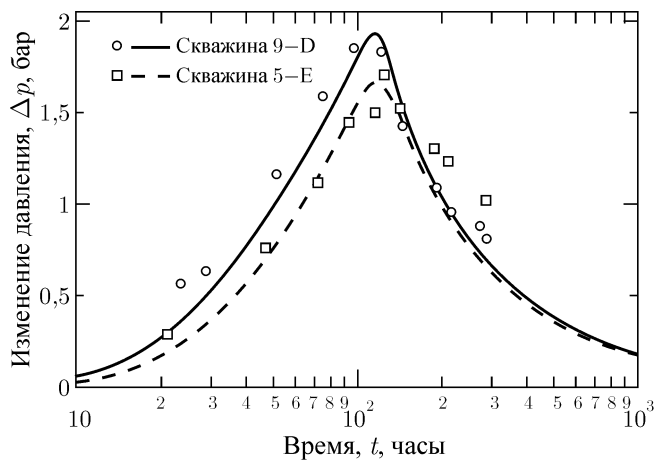


Рис. 12.5. Аппроксимация данных исследования семи скважин на интерференцию регрессионным методом (см. пример 12.3 и табл. 12.1).

леорула, значит, можно ожидать направленную проницаемость вследствие условий осадконакопления.

Пример 12.4. Компьютерная интерпретация данных исследования нагнетательной скважины методом падения давления при значительном влиянии объема ствола скважины

Эрлагер и Керш [20] представили интерпретацию исследования нагнетательной скважины методом падения давления, показанную на рис. 12.6. S-образный вид кривой падения давления указывает на влияние объема ствола скважины. Билогарифмический график на рис. 12.7 подтверждает доминирование объема ствола в течение примерно 5 часов.

Для интерпретации данных исследования на рис. 12.6 можно использовать конечный прямолинейный участок и методику интерпретации параграфа 7.3. Найденные результаты следующие:

$$k = 12,7 \text{ мДа}$$

и

$$s = 1,7.$$

Эрлагер и Керш использовали информацию о конструкции скважины для оценки характера изменения послепитока во времени. Когда они включили этот характер в автоматический регрессионный анализ, то получили сплошную линию на рис. 12.6. Наилучшее совпадение получили при следующих данных:

$$k = 13,7 \text{ мДа}$$

и

$$s = 1,7.$$

Данные также были интерпретированы с помощью регрессионной программы, но с предположением отсутствия объема ствола скважины. Наилучшее расчетное совпадение для данного случая показано на рис. 12.6 пунктирной линией. Очевидно, что это нелучшее воспроизведение фактических данных. На самом деле, интерпретацию,

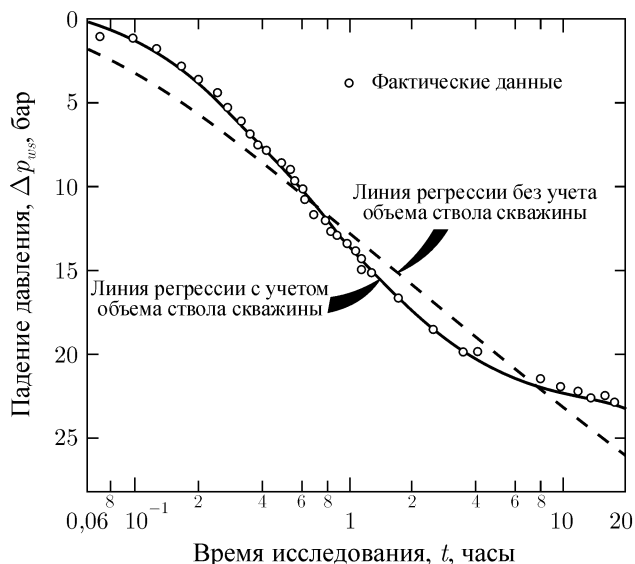


Рис. 12.6. Пример 12.4. Компьютерная интерпретация исследования нагнетательной скважины методом падения давления, когда объем ствола скважины оказывает значительное влияние на результаты исследования. По Эрлагеру и Кершу [20].

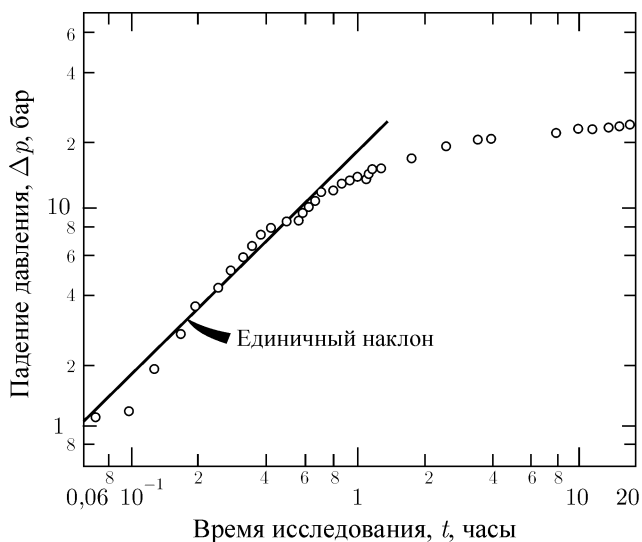


Рис. 12.7. Билогарифмический график данных исследования нагнетательной скважины методом падения давления (см. пример 12.4). По Эрлагеру и Кершу [20].

показанную в виде пунктирной линии, сделали в первую очередь. Но в том случае инженерный опыт подсказал, что интерпретацию следует повторить, используя более реалистические условия. Поскольку результаты исследования (особенно билогарифмический график) указали на значительное влияние объема ствола скважины, то это явление уже учли в последующем анализе, результатом которого явилась сплошная линия на рис. 12.6.

12.3. Планирование исследования с помощью компьютера

В главе 13 приводятся указания по планированию исследований на нестационарных режимах, где один из подходов заключается в расчете ожидаемого изменения давления для конкретного исследования. Путем такого расчета каждый может оценить последствия объема ствола скважины, тип необходимых регистрирующих манометров, требуемую величину дебита, продолжительность исследования или комбинацию этих факторов. Если пластовая система или изменение дебита во времени достаточно сложны, то такие расчеты могут потребовать много времени или же должны быть основаны на идеализированных и упрощенных моделях. Следовательно, вполне разумно использовать компьютер для планирования исследования, чтобы как сэкономить труд, так и расширить масштаб ситуаций, с которыми инженер может столкнуться при исследовании. Такие расчеты по планированию исследования позволяют оценить ожидаемое изменение давления, исходя из предполагаемых параметров пласта, или диапазон изменения давления, соответствующий возможному интервалу значений параметров пласта. Подобные вычисления помогают убедиться в достоверности полученных данных исследования.

12.4. Моделирование пласта

Как указывается в параграфе 12.2, одной из основных рутинных работ, выполняемых любой компьютерной программой по интерпретации нестационарных исследований, является расчет изменения давления, вызванного специфическим изменением во времени дебита. Такие расчеты называют общим термином «численное моделирование пласта». Все функции безразмерного давления в Приложении С, совместно с методом суперпозиции, изложенным в параграфе 2.9, вытекают в простые численные модели пласта. Однако они не пригодны ко многим сложным ситуациям. Например, нас, возможно, заинтересуют сильно неоднородные пласты, многопластовые залежи и пласты с двух или трехфазным течением, пласты с контактом флюид-флюид, пласты с водяным или газовым конусом или пласты с проявлением гравитационного режима. В течение нескольких последних лет во многих статьях, появившихся в специальной нефтяной литературе, обсуждаются различные виды численных моделей пластов [26]. Три классическими работами являются Аронофски и Дженкинс [27], Брюс, Писман, Рэчфорд и Райс [28] и Уэст, Гарвин и Шелдон [29]. Многие аспекты численного моделирования обобщены в работах Ван-Пуллена, Биксела и Джаргона [30–42] в серии статей.

Большинство численных моделей пластов не предназначены непосредственно для исследований скважин. Скорее, в них описание околоскважинных эффектов принесено в жертву возможности прогнозировать общее поведение пласта при разумных затратах вычислительного времени. Как правило, в нефтяной промышленности численные модели пластов используются для анализа показателей всего пласта, а не скважины. Однако, для исследований скважин все чаще стали использовать специальные численные модели пласта. Такие модели обычно включают радиальную геометрию и учитывают влияние ствола скважины и другие специфические эффекты [4–23]. Свойственная гибкость скважинных численных моделей позволяет инженеру преодолеть сложные, реальные ситуации без высокого уровня математических знаний, либо без умения программировать. Именно эта универсальность делает численное моделирование и компьютерные методы ценными инструментами при исследованиях скважин.

Литература

- [1] Earlougher, Robert C., Jr., Ramey, H. J., Jr., Miller, F. G., and Mueller, T. D.: "Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1968) 199–208; *Trans.*, AIME, **243**.
- [2] Jargon, J. R. and van Poolen, H. K.: "Unit Response Function From Varying-Rate Data," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1965) 965–969; *Trans.*, AIME, **234**.
- [3] Russell, D. G. and Truitt, N. E.: "Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1964) 1159–1110; *Trans.*, AIME, **231**. Also *Reprint Series*, No. 9 — *Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 149–160.
- [4] Kazemi, H.: "Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs With Uniform Fracture Distribution," *Soc. Pet. Eng. J.* (Dec. 1969) 451–462.
- [5] Kazemi, Hossein and Seth, Mohan S.: "Effect of Anisotropy and Stratification on Pressure Transient Analysis of Wells With Restricted Flow Entry," *J. Pet. Tech.* (May 1969) 639–647; *Trans.*, AIME, **246**.
- [6] Cobb, William M., Ramey, H. J., Jr., and Miller, Frank G.: "Well-Test Analysis for Wells Producing Commingled Zones," *J. Pet. Tech.* (Jan. 1972) 27–37; *Trans.*, AIME, **253**.
- [7] Kazemi, Hossein: "Pressure Buildup in Reservoir Limit Testing of Stratified Systems," *J. Pet. Tech.* (April 1970) 503–511; *Trans.*, AIME, **249**.
- [8] Raghavan, R., Topaloglu, H. N., Cobb, W. M., and Ramey, H. J., Jr.: "Well-Test Analysis for Wells Producing From Two Commingled Zones of Unequal Thickness," *J. Pet. Tech.* (Sept. 1974) 1035–1043; *Trans.*, AIME, **257**.
- [9] Earlougher, Robert C., Jr., Kersch, K. M., and Kunzman, W. J.: "Some Characteristics of Pressure Buildup Behavior in Bounded Multiple-Layer Reservoirs Without Crossflow," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1974) 1178–1186; *Trans.*, AIME, **257**.
- [10] Bixel, H. C., Larkin, B. K., and van Poolen, H. K.: "Effect of Linear Discontinuities on Pressure Build-Up and Drawdown Behavior," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1963) 885–895; *Trans.*, AIME, **228**.
- [11] Kazemi, Hossein: "Locating a Burning Front by Pressure Transient Measurements," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1966) 221–232; *Trans.*, AIME, **237**.
- [12] Bixel, H. C. and van Poolen, H. K.: "Pressure Drawdown and Buildup in the Presence of Radial Discontinuities," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1967) 301–309; *Trans.*, AIME, **240**.
- [13] van Poolen, H. K. and Jargon, J. R.: "Steady-State and Unsteady-State Flow of Non-Newtonian Fluids Through Porous Media," *Soc. Pet. Eng. J.* (March 1969) 80–88; *Trans.*, AIME, **246**.
- [14] Kazemi, H.: "A Reservoir Simulator for Studying Productivity Variation and Transient Behavior of a Well in a Reservoir Undergoing Gas Evolution," *J. Pet. Tech.* (Nov. 1975) 1401–1412; *Trans.*, AIME, **259**.
- [15] Jones, L. G. and Watts, J. W.: "Estimating Skin Effect in a Partially Completed Damaged Well," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1971) 249–252; *Trans.*, AIME, **251**.
- [16] Kazemi, H., Seth, M. S., and Thomas, G. W.: "The Interpretation of Interference Tests in Naturally Fractured Reservoirs With Uniform Fracture Distribution," *Soc. Pet. Eng. J.* (Dec. 1969) 463–472; *Trans.*, AIME, **246**.

- [17] Brill, J. P., Bourgoyne, A. T., and Dixon, T. N.: "Numerical Simulation of Drillstem Tests as an Interpretation Technique," *J. Pet. Tech.* (Nov. 1969) 1413–1420.
- [18] Dixon, Thomas N., Seinfeld, John H., Startzman, Richard A., and Chen, W. H.: "Reliability of Reservoir Parameters From History-Matched Drillstem Tests," paper SPE 4282 presented at the SPE-AIME Third Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, Houston, Jan. 10–12, 1973.
- [19] Jahns, Hans O.: "A Rapid Method for Obtaining a Two-Dimensional Reservoir Description From Well Pressure-Response Data," *Soc. Pet. Eng. J.* (Dec. 1966) 315–327; *Trans.*, AIME, **237**.
- [20] Earlougher, Robert C, Jr., and Kersch, Keith M.: "Field Examples of Automatic Transient Test Analysis," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1972) 1271–1277.
- [21] Pierce, A. E., Vela, Saul, and Koonce, K. T.: "Determination of the Compass Orientation and Length of Hydraulic Fractures by Pulse Testing," *J. Pet. Tech.* (Dec. 1975) 1433–1438.
- [22] Coats, K. H., Dempsey, J. R., and Henderson, J. H.: "A New Technique for Determining Reservoir Description From Field Performance Data," *Soc. Pet. Eng. J.* (March 1970) 66–74; *Trans.*, AIME, **249**.
- [23] Hernandez, Victor M. and Swift, George W.: "A Method for Determining Reservoir Parameters From Early Drawdown Data," paper SPE 3982 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex., Oct. 8–11, 1972.
- [24] Breitenbach, E. A., Thurnau, D. H., and van Poolen, H. K.: "Solution of the Immiscible Fluid Flow Simulation Equations," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1969) 155–169. Also Reprint Series, No. 11 – *Numerical Simulation*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1973) 16–30.
- [25] Ramey, Henry J., Jr.: "Interference Analysis for Anisotropic Formations – A Case History," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1975) 1290–1298; *Trans.*, AIME, **259**.
- [26] Reprint Series, No. 11 – *Numerical Simulation*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1973).
- [27] Aronofsky, J. A. and Jenkins, R.: "A Simplified Analysis of Unsteady Radial Gas Flow," *Trans.*, AIME (1954) 201, 149–154. Also *Reprint Series*, No. 9 – *Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 197–202.
- [28] Bruce, G. H., Peaceman, D. W., Rachford, H. H., Jr., and Rice, J. D.: "Calculations of Unsteady-State Gas Flow Through Porous Media," *Trans.*, AIME (1953) **198**, 79–92.
- [29] West, W. J., Garvin, W. W., and Sheldon, J. W.: "Solution of the Equations of Unsteady-State Two-Phase Flow in Oil Reservoirs," *Trans.*, AIME (1954) **201**, 217–229.
- [30] van Poolen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: "Reservoir Modeling – 1: What It Is, What It Does," *Oil and Gas J.* (July 28, 1969) 158–160.
- [31] van Poolen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: "Reservoir Modeling – 2: Single-Phase Fluid-Flow Equations," *Oil and Gas J.* (Aug. 18, 1969) 94–96.
- [32] van Poolen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: "Reservoir Modeling – 3: Finite Differences," *Oil and Gas J.* (Sept. 15, 1969) 120–121.

- [33] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 4: Explicit Finite-Difference Technique,” *Oil and Gas J.* (Nov. 3, 1969) 81–87.
- [34] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 5: Implicit Finite-Difference Approximation,” *Oil and Gas J.* (Jan. 5, 1970) 88–92.
- [35] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 6: General Form of Finite-Difference Approximations,” *Oil and Gas J.* (Jan. 19, 1970) 84–86.
- [36] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 7: Single-Phase Reservoir Models,” *Oil and Gas J.* (March 2, 1970) 77–80.
- [37] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 8: Single-Phase Gas Flow,” *Oil and Gas J.* (March 30, 1970) 106–107.
- [38] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 9: Here are Fundamental Equations for Multiphase Fluid Flow,” *Oil and Gas J.* (May 11, 1970) 72–78.
- [39] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 10: Applications of Multiphase Immiscible Fluid-Flow Simulator,” *Oil and Gas J.* (June 29, 1970) 58–63.
- [40] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 11: Comparison of Multiphase Models,” *Oil and Gas J.* (July 27, 1970) 124–130.
- [41] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 12: Individual Well Pressures in Reservoir Modeling,” *Oil and Gas J.* (Oct. 26, 1970) 78–80.
- [42] van Poollen, H. K., Bixel, H. C, and Jargon, J. R.: “Reservoir Modeling — 13: (Conclusion) A Review — and A Look Ahd,” *Oil and Gas J.* (March 1, 1971) 78–79.

ГЛАВА 13

Планирование исследования и выбор измерительного оборудования

13.1. Введение

Для каждой методики интерпретации нестационарных исследований, описанной в данной монографии, требуются конкретные данные исследования. Полные и достоверные данные являются залогом успешной интерпретации, поэтому перед исследованием очень важно решить: какие данные нужны и как их получить. В этой главе мы обсуждаем планирование нестационарных исследований, начиная от выбора вида исследования и заканчивая определением требуемых данных, и описываем технические характеристики измерительного оборудования.

Первым шагом при планировании является выбор вида исследования, соответствующего реальной ситуации: метод восстановления давления, метод падения давления, исследование на нескольких режимах, исследование на интерференцию и т. д. При необходимости получить определенную информацию о пласте (например, изменение подвижности пластового флюида или наличие границы, разделяющей пласт на области с различными коллекторскими свойствами) планирование исследования приобретает первостепенное значение, поскольку много факторов могут скрыть интересующую характерную особенность кривой изменения давления или привести к ложной кривой, только внешне похожей на ожидаемое поведение пласта. (В параграфах 7.5, 10.1–10.7 и 11.2–11.4 проиллюстрированы разнообразные физические ситуации, при исследовании дающие схожие кривые изменения давления). После выбора вида исследования следует рассчитать его продолжительность и ожидаемое изменение давления для подбора соответствующих регистрирующих манометров. Потом необходимо решить: какие требуются дополнительные данные и как их определить, и насколько план исследования будет соответствовать рабочему графику специалистов, которые собираются проводить это исследование. Иногда последний этап планирования заставляет вместо выбранного первоначально использовать другой вид исследования. В таком случае весь процесс планирования повторяют заново.

Планирование исследования должно минимизировать многие проблемы, например, сильное влияние объема ствола скважины, непреднамеренные изменения дебита самой скважины при исследовании, а также изменения дебитов рядом расположенных скважин и т. д. В этой главе представлен общий подход к планированию исследования, где упор делается на основные принципы, а не детали. Излагаемый материал сводится к рассмотрению обычных видов исследований скважин. Планирование импульсных исследований обсуждается в параграфах 9.3 и 10.8.

В главе дается описание приборов по измерению дебита и давления с целью демонстрации типов измерительного оборудования и рекомендаций по их выбору. Мы не стараемся рассмотреть все существующее оборудование, также как и не сравниваем их преимущества.

13.2. Выбор вида исследования

Самыми важными аргументами при выборе вида нестационарного исследования являются тип и статус скважины: нагнетательная или добывающая, действующая или закрытая. В зависимости от того, какая нужна информация о пласте, можно выбрать исследование одиночной или нескольких скважин.

При планировании исследования добывающей скважины на нестационарных режимах инженер может выбирать между методом падения давления, восстановления давления и исследованием на нескольких режимах. Он должен определить: каким образом измерять давление в скважинах при добыче механизированным способом. Особенно сложно измерять забойное давление в скважинах, оборудованных штанговым насосом, если, конечно, не установили постоянно действующий забойный манометр. Хотя и есть возможность спустить некоторые типы манометров в кольцевое пространство между обсадной колонной и колонной НКТ, все же такой способ измерения является ненадежным и в общем не рекомендуется. Путем подъема насоса и последующего спуска манометра также редко удается решить проблему, поскольку во время подъема насоса флюид из колонны НКТ поступает в скважину, создавая тем самым нестационарную закачку. Конечно, можно поднять насос, спустить манометр в колонну НКТ ниже насоса и продолжить добычу несколько дней, а затем проводить исследование. Но тогда потребуется манометр с длительной записью и проведение дорогостоящих спускоподъемных операций. Одним из наиболее распространенных способов снять кривую восстановления давления в скважине, оборудованной штанговым насосом и при отсутствии пакера, является измерение уровня жидкости в кольцевом пространстве эхолотом. Измерять давление в фонтанирующих, газлифтных и скважинах с гидравлическим или погружным электрическим насосами не так сложно. Но и в этих случаях при планировании исследования необходимо учитывать и избегать проблем, связанных с механическим оборудованием. Например, во время снятия кривой восстановления давления внезапно могут открыться газлифтные клапаны.

Очень важно знать состав и дебит добываемого флюида, поскольку эффекты, связанные с многофазным течением, могут оказаться существенными. Вполне возможно, что скважину придется рассматривать как нефтяную или газовую, в зависимости от соотношения газ-жидкость. Как продемонстрировано в параграфе 2.6, разделение фаз в колонне НКТ может привести к аномальным кривым изменения давления, которые сложно или практически невозможно интерпретировать. Следует предвидеть подобные аномалии и избегать их по мере возможности.

Для добывающих скважин основной проблемой может оказаться продолжительность исследования: как правило, нежелательно закрывать добывающую скважину на длительный срок, поскольку прекращение добычи значительно увеличивает стоимость исследования. Проведение исследования на двух режимах часто позволяет сократить убытки.

Выбрать вид исследования для нагнетательных скважин проще, чем для добывающих, так как отсутствуют сложности из-за механизированного способа добычи. Как правило, исследования нагнетательной скважины методом падения уровня или при закачке дают полезные результаты. Однако, все же предпочтительней исследовать нагнетательную скважину методом падения уровня, поскольку его легче выполнить, чем исследование при закачке, и небольшие колебания дебита не так заметно влияют на кривую падения давления. Хорошей практикой является проведение исследования при закачке сразу же после исследования методом падения уровня, поскольку при неболь-

шой стоимости такого сочетания исследований можно получить дополнительную информацию о пласте. Исследовать нагнетательные скважины, куда закачивают жидкость при устьевом давлении ниже атмосферного, очень сложно вследствие больших коэффициентов влияния объема ствола, обусловленных наличием свободной поверхности жидкости в нагнетательной колонне. Такие скважины целесообразно исследовать путем увеличения дебита нагнетания, достаточного для получения избыточного устьевого давления, а затем исследовать при закачке с высоким дебитом или на двух режимах, поддерживая положительное устьевое давление. Изменяющийся объем ствола (параграф 11.2) представляет большую проблему при исследовании нагнетательных скважин, чем добывающих.

В идеальном случае давление следует записывать постоянно во время всего исследования на нестационарных режимах. Наилучшие результаты получаются при измерении забойного давления, хотя давление на поверхности часто можно пересчитать в значения на забое, если имеется достоверная информация о конструкции скважины. По мере возможности следует избегать смены манометра во время исследования, чтобы не нарушить нормальный ход измерений — даже если достают и спускают тот же самый манометр с новым бланком. Следует напомнить, что при интерпретации нестационарных исследований часто приходится иметь дело с относительно малыми изменениями давления. Как правило, можно избежать необходимости смены бланков в манометре, по-прежнему получая качественные данные при коротких и больших временах, если одновременно спустить два манометра с разными по масштабу записи часовыми приводами.

Во время исследования полезно записывать и забойное, и устьевые трубное и затрубное давления. Такая комбинация данных позволит получить представление об эффектах в стволе скважины: например, перераспределение фаз, влияние объема ствола и негерметичность пакеров или колонны НКТ. По этим данным можно интерпретировать исследование, которое нельзя было бы корректно анализировать только по значениям забойного давления. Измерение устьевых давлений позволяет проверить достоверность работы забойного манометра.

Проведение некоторых исследований, возможно, потребует закрытия скважины на забое, а других — установки дополнительных пакеров или использования испытателей на бурильных трубах. Все эти требования должны быть учтены при планировании исследования, чтобы получить все необходимые данные.

13.3. Планирование исследования

Существуют три общих подхода к планированию исследования скважины на нестационарных режимах:

1. Полностью рассчитать ожидаемое изменение давления при исследовании исходя из предполагаемых параметров пласта.
2. Рассчитать ключевые моменты в изменении давления: окончание влияния объема ствола скважины, окончание и наклон прямолинейного участка, а также общее изменение давления.
3. Просто выполнить исследование без каких-либо предварительных оценочных расчетов.

В общем, использовать третий подход не рекомендуется, за исключением скважин или пластов, исследованных настолько часто, что их поведение хорошо предсказуемо. Расчет всего изменения давления при исследовании может занять длительное время и потребовать использования компьютера. (В сложных ситуациях для последующей интерпретации также потребуются компьютер). Тем не менее, иногда такой подход является единственно надежным способом спланировать исследование. Чтобы рассчитать изменение давления для относительно простых пластов, используем принцип суперпозиции и уравнение (2.2):

$$p_{wf} = p_i - 18,66 \frac{qB\mu}{kh} [p_D(t_D, r_D, \dots) + s]. \quad (13.1)$$

Для сложных пластов или с целью сокращения труда, требуемого для планирования исследования, обычно используют компьютер, чтобы рассчитать ожидаемое изменение давления. Полученные результаты можно интерпретировать по обычным методикам с целью выявления возможных проблем. Такой подход демонстрируется в примере 13.2.

Однако при планировании большинства исследований на нестационарных режимах необязательно знать полностью всю кривую изменения давления. Обычно достаточно рассчитать время начала корректного прямолинейного участка по уравнению (2.21)

$$t > \frac{(26526 + 1547s)C}{(kh/\mu)} \quad (13.2a)$$

для исследования добывающей скважины методом падения давления или нагнетательной при закачке, или по уравнению (2.22)

$$\Delta t > \frac{22105C e^{0,14s}}{(kh/\mu)} \quad (13.2b)$$

для исследования нагнетательной скважины методом падения уровня или добывающей методом восстановления. Коэффициент объема ствола скважины C рассчитывают исходя из конструкции скважины по методикам параграфа 2.6. Прежде чем использовать уравнение (13.2), необходимо задаться параметром пласта kh/μ и скин-фактором s . Если полагается, что $s < 0$, то рекомендуем подставлять $s = 0$ в уравнения (13.2a) и (13.2b), чтобы получить значения времен с запасом.

Следующий этап состоит в оценке времени окончания прямолинейного участка. Для исследования добывающей скважины методом падения давления и нагнетательной при закачке находим время, когда пласт уже нельзя считать бесконечным, с помощью уравнения (2.8):

$$t \cong \frac{\phi\mu c_t A (t_{DA})_{eia}}{0,00036k}. \quad (13.3a)$$

Значение параметра t_{DA} в конце периода проявления бесконечного пласта берется из колонки «Использовать решения для бесконечного пласта с погрешностью менее 1% при $t_{DA} <$ » таблицы С.1. Окончание прямолинейного участка в полулогарифмических координатах для исследований добывающей скважины методом восстановления давления и нагнетательной методом падения уровня можно определить из уравнения (5.16):

$$\Delta t = \frac{\phi\mu c_t A}{0,00036k} (\Delta t_{DA})_{esl}, \quad (13.3b)$$

где $(\Delta t_{DA})_{esl}$ берется из уравнения (5.6) или (5.7).

В последнюю очередь рассчитываем наклон прямолинейного участка из выражения:

$$m = \frac{\pm 21,5qB\mu}{kh} \quad (13.4)$$

где принимаемый знак зависит от вида исследования. Может оказаться, что при расчете m необходимо учесть общее падение давления в истощаемых пластах. Каким образом это сделать — смотри параграфы 3.4, 4.5 и 5.3.

После нахождения наклона можно оценить и изменение давления между двумя точками прямолинейного участка t_1 и t_2 по выражению:

$$\Delta p = \pm m \log(t_2/t_1), \quad (13.5)$$

где знак опять же зависит от вида исследования. Выбираемые манометры должны обладать достаточной чувствительностью, чтобы среагировать на ожидаемое изменение давления во время исследования. Для данного исследования можно использовать обыкновенное уравнение для скин-фактора, чтобы оценить p_{1hr} (но прежде необходимо предположить значение s и значение забойного давления в начале исследования). Следовательно, можно оценить давление на любой момент времени, принадлежащий прямолинейному участку, по уравнению (13.5). Рабочий диапазон используемых манометров необходимо выбирать таким образом, чтобы давление можно было измерять с приемлемой точностью, но без превышения верхнего предела шкалы.

Планирование исследования может оказаться важным и при исследовании границ пласта, если возможно достаточно точно оценить параметры пласта для необходимых вычислений. В таком случае время начала прямолинейного участка на графике зависимости давления от времени (в арифметических или линейных координатах) рассчитывают по выражению:

$$t_{pss} \cong \frac{\phi\mu c_t A}{0,00036k} (t_{DA})_{pss}, \quad (13.6)$$

где $(t_{DA})_{pss}$ берется из колонки «Строго при $t_{DA} >>$ » таблицы С.1. По уравнению (13.6) можно получить достоверное представление о времени появления данных, подлежащих интерпретации при исследовании границ пласта, даже при 2–3 кратной ошибке в предполагаемых параметрах пласта. Во многих случаях это время может оказаться слишком большим, что будет свидетельствовать о невозможности такого исследования. Наклон прямолинейного участка на декартовом графике давления от времени рассчитывается по уравнению (3.33):

$$m^* = -\frac{0,0417qB}{\phi c_t h A}. \quad (13.7)$$

Величину наклона можно использовать для выбора манометра с необходимой чувствительностью и определения продолжительности исследования от момента начала прямолинейного участка. Как правило, измеряемые при исследовании давления будут ниже начального пластового. Поэтому достаточно выбрать манометр с максимальным значением шкалы равным начальному пластовому давлению. Если наблюдалось существенное падение пластового давления, то подойдет манометр с меньшим верхним значением шкалы. Однако следует иметь в виду, что исследовать границы пласта принципиально невозможно в скважинах, где происходило падение пластового давления,

если, конечно, они не были закрыты достаточно долго, чтобы давление стабилизировалось на уровне среднего пластового.

Наилучший способ планирования исследований скважин на интерференцию заключается в оценке изменения давления в наблюдательной скважине во времени. Это можно сделать по уравнению (13.1), где p_D берется из рис. С.2 (уравнение (2.5a)) или рис. С.12. Такое планирование приобретает особую важность по той причине, что изменение давления в наблюдательной скважине может быть небольшим по значению и наблюдаться только спустя длительное время. Для пласта из нескольких несообщающихся слоев самое быстрое изменение давления, как правило, будет связано с самым проницаемым пропластком. Время изменения давления может быть намного меньше времени, соответствующего среднему значению проницаемости для всех пропластков. В таких случаях рекомендуется планировать и интерпретировать исследования на интерференцию с помощью численной модели пласта, поскольку для многопластовых залежей опубликовано очень мало материала о характере изменения давления в точках пласта, отстоящих от возмущающей скважины.

Планирование исследования скважин импульсными методами обсуждается в параграфе 9.3 и 10.8.

Пример 13.1. Планирование исследования скважины методом восстановления давления

Необходимо провести исследование скважины в недонасыщенном пласте, разрабатываемом сеткой скважин плотностью 40 акров. Есть все основания подозревать, что месторождение достигло псевдостационарного состояния. Ниже в этом примере это предположение будет подтверждено расчетами. На данный момент дебит скважины составляет 21 м³/сут нефти и 3,7 м³/сут воды при забойном давлении примерно 168,9 бар. Данные, известные из показателей эксплуатации, лабораторных и геофизических исследований, следующие:

$$q_0 = 21 \text{ м}^3/\text{сут (дебит нефти)}$$

$$q_w = 3,7 \text{ м}^3/\text{сут (дебит воды)}$$

$$\mu_0 = 2,30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$\mu_w = 0,940 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$c_0 = 2,12 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}$$

$$c_w = 4,64 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$$

$$c_f = 4,93 \times 10^{-5} \text{ бар}^{-1}$$

$$B_0 = 1,21$$

$$B_w = 1,00$$

$$A = 40 \text{ акров} = 16,2 \text{ Га}$$

$$h = 19,2 \text{ м}$$

$$\phi = 16,3 \%$$

$$r_w = 0,079 \text{ м}$$

$$\text{Глубина} = 1097 \text{ м}$$

$$\text{Наружный диаметр обсадной колонны} = 2\frac{3}{8} \text{ дюйма}$$

$$V_u = 0,002 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Предполагаемыми исходными параметрами являются:

$$p_{wf} = 168,9 \text{ бар}$$

$$k = 135 \text{ мДа}$$

$$s = 2.$$

Основываясь на наблюдаемых дебитах, известных параметрах флюидов и информации по относительным фазовым проницаемостям, принимаем:

$$\begin{aligned} S_w &= 0,29 \\ S_0 &= 0,71 \\ k_{rw} &= 0,02 \\ k_{r0} &= 0,2. \end{aligned}$$

Следовательно, можно оценить общие для пласта и вмещающих флюидов параметры. По уравнению (2.38) находим:

$$c_t = (0,71)(2,12 \times 10^{-4}) + (0,29)(4,64 \times 10^{-5}) + 4,93 \times 10^{-5} = 2,13 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1}.$$

Для расчета параметра сжимаемости c_t для жидкости в стволе скважины берем его средневзвешенное значение по относительному объему флюидов, заполняющих ствол скважины:

$$q_t B_t = (21)(1,21) + (3,7)(1,0) = 29,11$$

т. е.

$$\begin{aligned} c_{twb} &= c_0 \frac{q_0 B_0}{q_t B_t} + c_w \frac{q_w B_w}{q_t B_t} = \frac{(2,12 \times 10^{-4})(21)(1,21) + (4,64 \times 10^{-5})(3,7)(1,00)}{29,11} = \\ &= 1,91 \times 10^{-4} \text{ бар}^{-1} \end{aligned}$$

для жидкости в стволе скважины.

Нам также необходимо оценить суммарную подвижность пластовых флюидов по уравнению (2.37):

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = k \left(\frac{0,2}{2,3} + \frac{0,02}{0,94}\right) = 0,11k.$$

Прямая на полулогарифмическом графике будет определяться двумя точками: первая точка появится при небольших временах и будет связана с окончанием влияния объема ствола скважины, а вторая — с моментом времени, найденным по уравнению (13.3b). Чтобы оценить начало прямолинейного участка, определяем коэффициент объема ствола скважины для полностью заполненного жидкостью ствола. Используем сжимаемость, найденную выше для жидкости в скважине, и суммарную подвижность, рассчитанную из предполагаемой проницаемости 135 мДа. Затем используем уравнение (13.2b) для процесса восстановления давления с предполагаемыми $s = 2,0$. Сначала рассчитываем коэффициент объема ствола по уравнению (2.17):

$$C = (0,002)(1097)(1,91 \times 10^{-4}) = 4,19 \times 10^{-4} \text{ м}^3/\text{бар}.$$

Затем применяем уравнение (13.2b):

$$\Delta t > \frac{(22105)(4,19 \times 10^{-4})e^{(0,14 \times 2)}}{(0,11)(135)(19,2)} > 0,043 \text{ часа} = 2,6 \text{ минуты}.$$

Последний результат указывает на незначительность влияния объема ствола скважины.

Теперь можно проверить допущение, что скважина работает при псевдостационарных условиях. Для квадратного пласта со скважиной в центре имеем $(t_{DA})_{pss} = 0,1$. Используя уравнение (2.24), получим

$$t_{pss} = \frac{(0,163)(2,13 \times 10^{-4})(162000)(0,1)}{(0,00036)(0,11)(135)} = 105 \text{ часов} \cong 4,4 \text{ суток}.$$

Поскольку скважина работает много недель, то вполне можно рассматривать ее как работающую при псевдостационарных условиях.

Для определения окончания прямолинейного участка используем уравнение (13.3b) и соответствующий рисунок из главы 5. Поскольку пласт истощается при псевдостационарном состоянии, то предполагаем элемент схемы разработки близким к квадрату со скважиной в центре. Используем значение $t_{pDA} = 0,1$ (смотри параграфы 5.2, 6,3 и таблицу С.1) и кривую № 1 на рисунках 5.6 и 5.7. Из рис. 5.6 находим, что параметр $(D_{tDA})_{esl} = 0,013$ для графика Хорнера, а из рис. 5.7 — $(D_{tDA})_{esl} = 0,0038$ для графика Миллера–Дайса–Хатчинсона. Тогда по уравнению (13.3b) получаем

$$\Delta t = \frac{(0,163)(2,13 \times 10^{-4})(162000)}{(0,00036)(0,11)(135)} (\Delta t_{DA})_{esl} = 1050 (\Delta t_{DA})_{esl}.$$

Прямолинейный участок должен закончиться примерно в момент

$$\Delta t = (1050)(0,013) = 13,7 \text{ часа}$$

для графика Хорнера и

$$\Delta t = (1050)(0,0038) = 4,0 \text{ часа}$$

для графика Миллера–Дайса–Хатчинсона. Найденные значения, возможно, являются завышенными, так как вряд ли закроют рядом расположенные скважины, и поэтому схематизация в виде 40-акрового замкнутого квадрата со скважиной в центре не будет соответствовать действительности. Тем не менее, на графике Хорнера прямолинейный участок должен быть более протяженным.

Рассчитываем наклон прямолинейного участка по уравнению:

$$m = \frac{21,5 [(21)(1,21) + (3,7)(1,00)]}{(0,11)(135)(19,2)} = 2,19 \text{ бар/лог.цикл.}$$

Относительно небольшое значение m свидетельствует о медленном увеличении давления, поэтому нам нужен довольно чувствительный манометр. Конечно, можно предложить стабилизировать скважину при большом дебите перед исследованием методом восстановления давления, чтобы создать бóльшие изменения давления.

Теперь можно рассчитать общее изменение давления, ожидаемое во время исследования скважины методом восстановления давления. Проще всего решить уравнение для скин-фактора (уравнение 5.7) и найти p_{1hr} . Затем можно использовать значения p_{1hr} и m для расчета давления при больших временах. Преобразовав уравнение (5.7), получим:

$$\begin{aligned} p_{1hr} &= p_{wf}(\Delta t = 0) + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] = \\ &= 168,9 + 2,19 \left[\log \left(\frac{(0,11)(135)}{(0,163)(2,13 \times 10^{-4})(0,079)^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] = 179,3 + 1,9s. \end{aligned}$$

Потом рассчитываем давление на любой момент времени, соответствующий прямолинейному участку на полулогарифмическом графике, используя уравнение (13.5):

$$p(\Delta t) \cong 179,3 + 1,9s + 2,19 \log \Delta t.$$

Если предположить $s = 2$ и 24-часовое исследование, то $p \approx 186,1$ бар. Выбираемый манометр, пожалуй, одновременно должен иметь верхний предел шкалы 230 бар и способность регистрировать темп изменения давления 2 бара за несколько часов.

Среднее давление, ожидаемое при исследовании, можно найти методом Дитца, используя значение $C_A = 30,88$ для квадратной области дренирования. Время, когда прямолинейный участок должен достичь \bar{p} , определяется по выражению (6.7а):

$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{(0,163)(2,13 \times 10^{-4})(162000)}{(0,00036)(0,11)(135)(30,88)} = 34,1 \text{ часа.}$$

Используя уравнение, приведенное выше, получим:

$$\bar{p} \cong 179,3 + 1,9(2) + 2,19 \log(34,1) \cong 186,5 \text{ бар.}$$

Поскольку пластовое давление постоянно падает, то, возможно, при интерпретации потребуется учесть это падение, как показано в параграфе 5.3. Тем не менее, времена, рассчитанные в этом примере, останутся корректными, так как изменения давления всего лишь добавляются к установившемуся фоновому падению давления в скважине до исследования. Но все же стоит попытаться измерить это фоновое падение давления до исследования, чтобы включить в алгоритм интерпретации при необходимости.

Темп падения давления до закрытия скважины можно оценить по уравнению (13.7):

$$m^* = \frac{dp}{dt} = -\frac{(0,0417) [(21)(1,21) + (3,7)(1,0)]}{(0,163)(2,13 \times 10^{-4})(19,2)(162000)} = -0,011 \text{ бар/час.}$$

Пример 13.2. Планирование исследования нагнетательной скважины

Прежде чем осуществить третичный метод увеличения нефтеотдачи на промысле заводнением месторождения, предложено провести нестационарные исследования группы нагнетательных скважин. Пласт насыщен жидким флюидом, причем нефтенасыщенность равнялась остаточной. Пластовое давление было низким, и статический уровень находился примерно на отметке 183 метра ниже поверхности. Вследствие важности этих исследований и ожидаемого изменения объема ствола скважины из-за низкого уровня жидкости, мы решили рассчитать предполагаемое изменение давления, используя численную модель пласта.

В численную программу внесли предполагаемые параметры пласта и рассчитали изменение давления при закачке, показанное на рис. 13.1. Как и следовало ожидать, во время закачки уровень жидкости постоянно поднимался, пока не достиг поверхности спустя примерно 5,9 часа. Быстрое увеличение давления, видимое на рис. 13.3, является результатом резкого уменьшения коэффициента объема ствола скважины от значения, соответствующего поднимающемуся уровню жидкости, до значения, обусловленного только сжимаемостью флюида в стволе скважины. Обратите внимание на схожесть кривых изменения давлений на рис. 13.1 и на рис. 11.5 и 11.6. Мы интерпретировали кажущийся прямолинейный участок, начавшийся примерно в момент 10 часов, и нашли проницаемость, оказавшуюся на 15 % меньше исходной, а скин-фактор стал меньше на 1,1. Расхождение связано выбором прямолинейного участка со слишком крутым наклоном, являющимся очевидным следствием резкого уменьшения объема ствола скважины. Тот факт, что интерпретация смоделированных данных не подтвердила ожидаемых

значений, заложенных в численную модель, указывает на несоблюдение допущений, принимаемых в методике интерпретации (если, конечно, численная модель пласта работает безошибочно). Это означает, что если мы хотим интерпретировать данные по стандартным методикам, то следует найти такой вид исследования, условия которого наиболее соответствуют допущениям, принятым при выводе расчетных уравнений интерпретации. Иначе, мы могли бы использовать более сложную интерпретацию, возможно, основанную на численной модели пласта, но в сущности говоря, так поступают довольно редко.

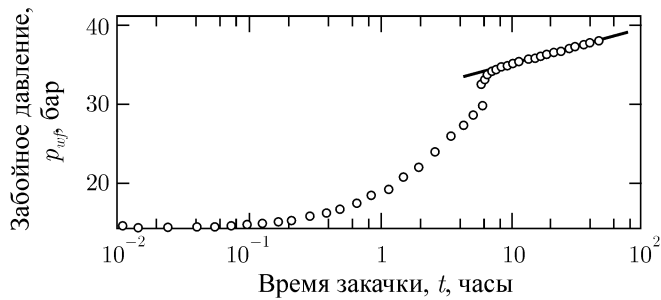


Рис. 13.1. Смоделированное изменение давления при закачке к примеру 13.2.

На рис. 13.2 показаны смоделированные данные исследования нагнетательной скважины методом падения давления, проведенного после 48 часов закачки. Давление в скважине падает ниже атмосферного в течение 40 секунд после закрытия, поэтому объем ствола скважины увеличивается от значения, соответствующего сжимаемости флюида в колонне, до значения, обусловленного снижением уровня в стволе скважины. Чтобы интерпретировать данные, полученные за 24 часа исследования, пришлось бы проводить прямую по последним пяти точкам, показанным на рисунке, что, как минимум, рискованно. Поэтому делаем вывод о нецелесообразности исследования нагнетательной скважины методом падения давления. Хотя для интерпретации кривой падения давления и можно было бы использовать компьютерную программу, с помощью которой смоделировали данные исследования, совместно с регрессионным анализом, все же такой подход не всегда практичен. Даже когда и используют такой подход, все равно существует значительная погрешность, связанная с необходимостью принимать некоторые допущения по поводу характеристик объема ствола скважины (постоянный объем, скачкообразное увеличение, плавное увеличение из-за наличия газового столба в скважине и т. д.). Поэтому мы предпочитаем найти другой вид исследования, относительно мало чувствительный к влиянию объема ствола скважины.

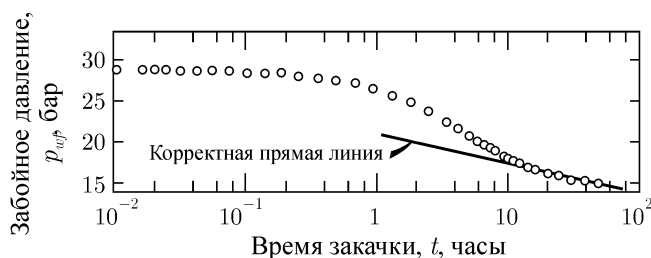


Рис. 13.2. Смоделированное падение давления в нагнетательной скважине к примеру 13.2.

Также мы смоделировали исследование на двух режимах: дебит нагнетания увеличивается на 73 % после 48 часов. Работа на втором режиме продолжается 24 часа. Поскольку объем ствола скважины связан только со сжимаемостью жидкости в колонне (т. е. устьевое давление положительное), то он незначительно влияет на точки изменения давления, вызванного увеличением дебита. На рис. 13.3 представлен график данных согласно уравнению (4.6). Прямую линию можно интерпретировать и получить значение k с погрешностью 3 % от истинного значения и скин-фактор, отличающийся на 0,2 от искомой величины.

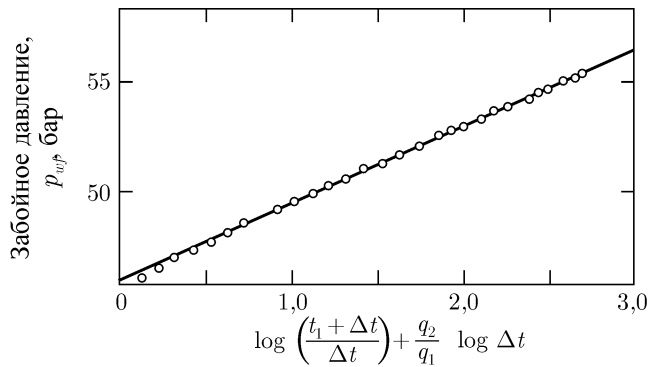


Рис. 13.3. Смоделированное изменение давления во время исследования на двух режимах к примеру 13.2.

После предварительного планирования, показанного на рис. 13.1–13.3, скважины были исследованы на двух режимах закачки с последующим падением давления. Данные, снятые во время закачки, были успешно проинтерпретированы, однако кривую падения давления по стандартным методикам проанализировать не удалось. Попытки интерпретировать это исследование с помощью компьютера не предпринимались.

13.4. Требования к технологии и результатам исследования

Важной частью планирования исследования и его проведения является получение полных данных, а также безопасная и правильная технология исследования. Основными этапами технологии исследования являются: полная стабилизация дебита (или управление дебитом возмущающей скважины), установка измерительных манометров до начала исследования и тщательное фиксирование происходящих событий во время исследования, как в исследуемой, так и в окружающих скважинах.

Ниже приводится общий перечень, помогающий полностью собрать все необходимые данные. В зависимости от условий проведения исследования и требуемой информации, возможно, потребуются некоторые изменения. При исследованиях скважин или пластов, тщательно исследованных прежде, необязательно брать большую часть данных из предыдущего опыта.

Данные о конструкции скважины

Сведения о конструкции скважины и установленных пакерах. К необходимым данным относятся размер и глубина спуска обсадной эксплуатационной колонны и

колонны НКТ, места установки всех пакеров и информация о разделяемых ими колоннах. К данным самого исследования следует приложить схематический рисунок конструкции скважины. Такая информация важна при спуске прибора и определении влияния объема ствола скважины. Следует убедиться, что манометр можно спустить на требуемую для измерений глубину.

Способ вскрытия продуктивного интервала. Данные должны включать сведения о том, как скважина вскрыла продуктивный пласт: открытым стволом или обсаженным, перфорацией, установили хвостовик или гравийный фильтр, тип технологической жидкости, используемой при перфорации и т. д. Если скважиной отдельно эксплуатируют два горизонта, то необходимо привести детальное описание. Данные должны включать интервал и количество перфораций и, по возможности, степень вскрытия пласта.

Обработка пласта. Информация о мероприятиях по интенсификации притока на данной скважине: торпедирование, соляно-кислотная обработка, гидроразрыв пласта и т. д.

Сведения о схеме разработки

Схема разработки. Сведения должны содержать геометрические размеры элемента схемы разработки и местоположение других скважин. Обычно достаточно карты разработки.

Сведения о дебитах других скважин. При исследовании истощаемых элементов схемы разработки важно знать характер изменения дебитов других скважин как до, так и во время исследования. Мы должны отметить любые существенные колебания дебита во время исследования, поскольку они, возможно, значительно повлияют на изменение давления.

Данные дебита

Стабилизация дебита перед исследованием. Лучше всего иметь в распоряжении выборочные замеры дебита в течение нескольких дней до исследования, что позволит выделить отдельно любые проблемы. Серьезные колебания дебита могут заставить отложить исследование или изменить методику интерпретации. Особенно важно знать, когда добывающая скважина, возможно, была закрыта до исследования, даже если на несколько минут.

Подробные замеры дебита при исследовании. При исследованиях добывающих и нагнетательных скважин, а также на нескольких режимах и методами гидропрослушивания, важно иметь подробные замеры дебита во время исследования. В идеале должен использоваться расходомер с непрерывной записью. Если это невозможно, то дебит следует измерять чаще.

Тип флюида. Важно знать дебиты и параметры флюида, текущего в скважине, преимущественно — общую плотность и сжимаемость флюидов, что позволит получить представление об объеме ствола скважины и скорректировать замеры давления к некоторой другой глубине. Поинтервальный замер давления, заключающийся в коротких остановках прибора на нескольких глубинах в стволе скважины, дает сведения о плотности и распределении флюидов в скважине.

Данные давления

Регистрация забойного давления. Как правило, постоянная запись измерений забойного давления существенна для качественной интерпретации. Однако, следует с особым вниманием снимать данные давления и дополнительные параметры, как утверждается ниже.

Фоновое изменение пластового давления перед исследованием. Необходимо знать изменение фонового пластового давления до исследования, поскольку оно может повлиять на выбор методики интерпретации. Как правило, при исследовании новых пластов или заводнении, где объем закачки в пласт примерно равен отбору, такая информация не имеет значения.

Данные при малых временах. Рекомендуется снимать давление через короткие промежутки времени в период влияния объема ствола скважины. Это поможет отделить часть данных, подверженных влиянию объема ствола, и корректно провести интерпретацию. Предварительное планирование позволяют получить представление о необходимых интервалах замера давления. При отсутствии такой информации рекомендуется снимать данные каждые 15 секунд в течение первых нескольких минут исследования. Потом следует снимать данные по крайней мере каждые 15 минут, пока эффект влияния объема ствола скважины практически не исчезнет.

Давление на момент начала исследования. Необходимо записать давление на момент начала исследования, так как от него зависят расчеты скин-фактора и построение полулогарифмических графиков.

Устьевые давления. В прежде неисследованных скважинах, где неизвестен характер изменения давления во время исследования, хорошей практикой является периодический замер трубного и затрубного устьевых давлений. Такие данные обычно снимают вручную каждые 1–4 часа по приборам, установленным на устье скважины. Иногда особенно полезно иметь в распоряжении результаты замеров при небольших временах, чтобы лучше понять проявление необычных эффектов в стволе скважины. Кроме того, сравнивая устьевые и забойные давления, можно оценить количество флюида, накапливающегося или покидающего ствол скважины.

Другие данные

Наземная обвязка устья скважины. К данным исследования следует прилагать схему обвязки устья скважины и промышленного трубопровода. Такая информация часто помогает объяснить аномальное поведение исследования.

Хронология событий. Подробное фиксирование всех событий, происходящих во время исследования, часто служит единственным способом, позволяющим обнаружить необычное поведение исследования. Поэтому инженер должен регистрировать время различных событий.

13.5. Оборудование для измерения давления

При нестационарных исследованиях скважин очень важно получить точные данные давления. Для достижения наилучших результатов необходимо измерять давление около поверхности коллектора. Если это не выполнимо, то приемлемые данные обычно можно получить пересчетом устьевых давлений или замеров уровня жидкости в колонне на значения давлений на забое [1].

Существуют три основных типа манометров [2]: автономные приборы, спускаемые на проволоке, постоянно-действующие и извлекаемые дистанционные измерители.

Автономные приборы, спускаемые на проволоке

В нефтяной промышленности наибольшее распространение получили автономные приборы, спускаемые в скважину на проволоке. Прибор состоит из трех основных частей: 1) чувствительного элемента, реагирующего на изменение давления (обычно, это — трубка Бурдона); 2) устройства, регистрирующего изменение давления во времени и 3) часового привода. Часовой привод рассчитан на работу в течение определенного времени. Если требуется измерять давление дольше этого срока, то необходимо извлечь прибор из скважины, подготовить к следующему периоду работы и заново спустить в скважину.

В параграфе 1 табл. 13.1 приведены технические характеристики нескольких автономных приборов. В таблице также есть информация и о дистанционных приборах. Сведения, помещенные в табл. 13.1, носят демонстрационный характер и не претендуют на полноту изложения. Они включены по причине доступности и широкой известности. Также существуют и другие приборы, но мы не подразумеваем, что они менее пригодны, чем упомянутые в табл. 13.1.

Самым распространенным автономным прибором, спускаемым на проволоке, является Амерада РПГ-3. Его конструкция является характерной для многих подобных приборов. На рис. 13.4 схематически показаны основные узлы. В верхней части прибора находится часовой привод, соединенный с регистрирующей секцией, куда вставлен металлический бланк с черным покрытием. По ходу времени часовой привод перемещает каретку с диаграммным бланком вертикально вниз поперек пера. Перо соединено с валом, поворачивающимся по мере раскручивания или скручивания трубки Бурдона от воздействующего перепада давления. Таким образом, давление фиксируется во времени пером, царапающим четкую линию на черном покрытии металлического бланка. Когда бланк достают из прибора и расправляют, то длина записи по времени составляет 5 дюймов (для РПГ-3), а длина записи давления — 2 дюйма. Поскольку поверхность бланка имеет определенный строго фиксированный размер, то большинство производителей выпускает чувствительные элементы (трубки Бурдона) с различными рабочими диапазонами. Наименьший интервал может составлять от 0 до 35 или 70 бар, а наибольший — от 0 до значений, указанных в табл. 13.1. По той же причине поставляются часовые приводы с различным масштабом записи.

В приборе Амерада РПГ-3 (см. рис. 13.4) чувствительным элементом, реагирующим на изменение давления, является трубка Бурдона, представляющая собой геликсную пружину. Трубка закреплена в нижней части прибора и свободно вращается в верхней его части. Пластовый флюид, поступающий в нижнюю часть прибора, передает давление трубке, заставляя ее раскручиваться и вращаться свободным концом. Полость трубки Бурдона производители заполняют маслом. Масло в трубке, как правило, защищено от скважинного флюида сальфоном или фильтром.

Большинство автономных приборов снабжено максимальным термометром для измерения забойной температуры (см. рис. 13.4). Измерение температуры имеет особую важность, так как показания прибора в некоторой степени зависят от температуры. Большая часть приборов термокомпенсирована в диапазоне температур 79 — 93°C, но при больших температурах требуется специальная тарировка.

Автономные приборы наподобие Амерада имеют приведенную погрешность (способность верно показывать давление) примерно $\pm 0,25\%$ от верхнего предела шкалы.

Таблица 13.1. Глубинные манометры*

Параграф 1: Автономные приборы, спускаемые на проволоке									
Прибор	Верхний предел измерения ¹ (бар)	Чувствительность, % от шкалы	Точность, % от шкалы	Внешний диаметр, дюйм	Приблизительная длина ² , дюйм	Максимальная рабочая температура ³ (°C)	Тип чувствительного элемента ⁴	Максимальное время работы ⁵ (часы)	Примерный размер бланка, $p \times t$ (дюйм)
Амерада РПГ-3	1720	0,05	0,2	1,25	77	340	Б	360	2 × 5
Амерада РПГ-4	1720	0,056	0,2	1	76	340	Б	144	1,8 × 5
Амерада РПГ-5	1380	0,05	0,25	1,5	20	230	Б	120	2 × 5
Кастер КПГ	1380	0,05	0,2	1,25	66	370	Б	360	2 × 5
Кастер К-2	1380	0,05	0,25	1	41	260	Б	120	2 × 3
Кастер К-3	1380	0,042	0,25	1,25	43	260	Б	120	2,4 × 4
Кастер К-4	830	0,067	0,25	0,75	42	230	Б	72	1,5 × 2,5
Лойтерг	440	0,005	0,025	1,25	139	150	П	360	9,8 × 3,1
Лойтерг	690	0,005	0,025	1,42	139	150	П	360	9,8 × 3,1
Сперри-Сан	1100	0,005	0,05	1,5	108	150	Б	6726	2,3 × 7,1
Параграф 2. Постоянно-действующие дистанционные приборы									
Прибор	Верхний предел измерения ¹ (бар)	Чувствительность, % от шкалы	Точность, % от шкалы	Внешний диаметр, дюйм	Приблизительная длина ² , дюйм	Максимальная рабочая температура ³ (°C)	Тип чувствительного элемента ⁴	Тип сигнала ⁷	Тип проводника ⁸
Амерада ЕПГ-512 ⁹	690	0,002	0,02	1,25	13	150	Д	Ч	БК
Амерада СПГ-3	1720	0,04	0,2	1,25	49	175	Б	С	БК
Флопетрол	690	0,001	0,06	1,42	29	125	Т	Ч	БК
Лайнс Прешер Сентри МК - 9ПЕС	690	0,2	0,2	1,5	33	150	Б	Д	БК
Мейхэк СГ-2	390	0,1	1,0	3,54	11,54	80	Д	Ч	БК
Мейхэк СГ-5	390	0,1	1,0	1,65	8,43	80	Д	Ч	БК
Сперри-Сан Пермогейдж	690	0,005	0,05	1,66	120 или 240	Нет ограничений	Г	Г	КТ
БиДжи Сентрилифт - ПиЭйчДи Систэм ¹⁰	240		3 ¹¹	— ¹²	— ¹²		Б	Т	СК

Параграф 3. Извлекаемые дистанционные приборы									
Прибор	Верхний предел измерения ¹ (бар)	Чувствительность, % от шкалы	Точность, % от шкалы	Внешний диаметр, дюйм	Приблизительная длина ² , дюйм	Максимальная рабочая температура ³ (°С)	Тип чувствительного элемента ⁴	Тип сигнала ⁷	Тип проводника ⁸
Амерада ЕПГ-512 ⁹	690	0,002	0,02	1,25	13	150	Д	Ч	БК
Амерада СПГ-3	1720	0,04	0,2	1,25	49	175	Б	С	БК
Флопетрол ¹³	690	0,001	0,06	1,42	29	125	Т	Ч	БК
Хьюлетт-Паккард ЭйчПи-2811Би	830	0,00009 ¹⁴	0,025 ¹⁴	1,44	39	150	К	Ч	БК
Кастер РСР	340	0,04	0,02	1,38	36	100	К	Ч	БК
Лайнс Сентри МК-9ПЕС	690	0,2	0,2	1,5	33	150	Б	Д	БК
Мейхэк СГ-3	390	0,1	1,0			80	Д	Ч	БК
Сперри-Сан Серфейс Рекординг	1030	0,006	0,05	1,5	72	150	Б	Ц	БК

* Существуют и другие приборы. Включение в таблицу того или иного прибора не означает его рекомендацию. Данные взяты из справочной информации, предоставленной производителем, и других надежных источников. Хотя мы были очень осторожны при составлении этой таблицы, все же ни автор, ни SPE-AIME не гарантируют точности изложенных данных. Читателю следует связаться с производителем для уточнения. Пустые ячейки означают, что автору не удалось собрать соответствующие сведения.

1. Как правило, чувствительные элементы поставляются с различным рабочим диапазоном. Наименьший диапазон — от 0 до 35 или от 0 до 70 бар.

2. Длина может быть разной в зависимости от конфигурации оборудования. Значения означают примерную нормальную длину прибора без утяжелителей.

3. Как правило, максимально допустимая температура, выше которой прибор не может работать, не равна максимальной температуре нормальной тарировки.

4. Б — Трубка Бурдона, геликс.

Д — Диафрагма.

Г — Камера, заполненная газом, с устьевым преобразователем.

П — Вращающийся поршень.

К — Вибрационный кварцевый кристалл.

Т — Тензометрический датчик.

5. Время работы прибора зависит от типа выбранного часового привода. Часовые приводы, как правило, изготавливаются с различной продолжительностью работы, начиная от 3 часов.

6. Электронные часы без механической связи с записывающим устройством.

7. Д — Двоичный код.

Т — Ток.

Ц — Цифровой сигнал.

Ч — Частота.

Г — Столб газа до устья.

С — Сопротивление.

8. СК — обычный силовой кабель для насоса, специального проводника не предусмотрено.

БК — однопроволочный бронированный кабель, заземленный.

КТ — колонна стальных трубок диаметром 3/32 дюйма.

9. Также измеряет температуру с точностью 0,06°С и чувствительностью 0,006°С.

10. Манометр является составной частью компоновки погружного насоса Биджи Сентрилифт.

11. Примерно 3% от показания прибора.

12. Прикрепляется к компоновке двигателя насоса.

13. Компания Флопетрол разрабатывает извлекаемый дистанционный манометр на полированной проволоке. Манометр устанавливается в боковом кармане, а проводник тянется на устье через карман по внешней стороне колонны НКТ.

14. Чувствительность постоянна во всем диапазоне измерения давления и составляет 0,0007 бар со временем отсчета 1 секунда и 0,00007 бар со временем отсчета 10 секунд.

15. Если известна температура с точностью 1°С, то погрешность прибора составляет ±0,03 бар до 138 бар и ±0,0017% от величины замера свыше 138 бар.

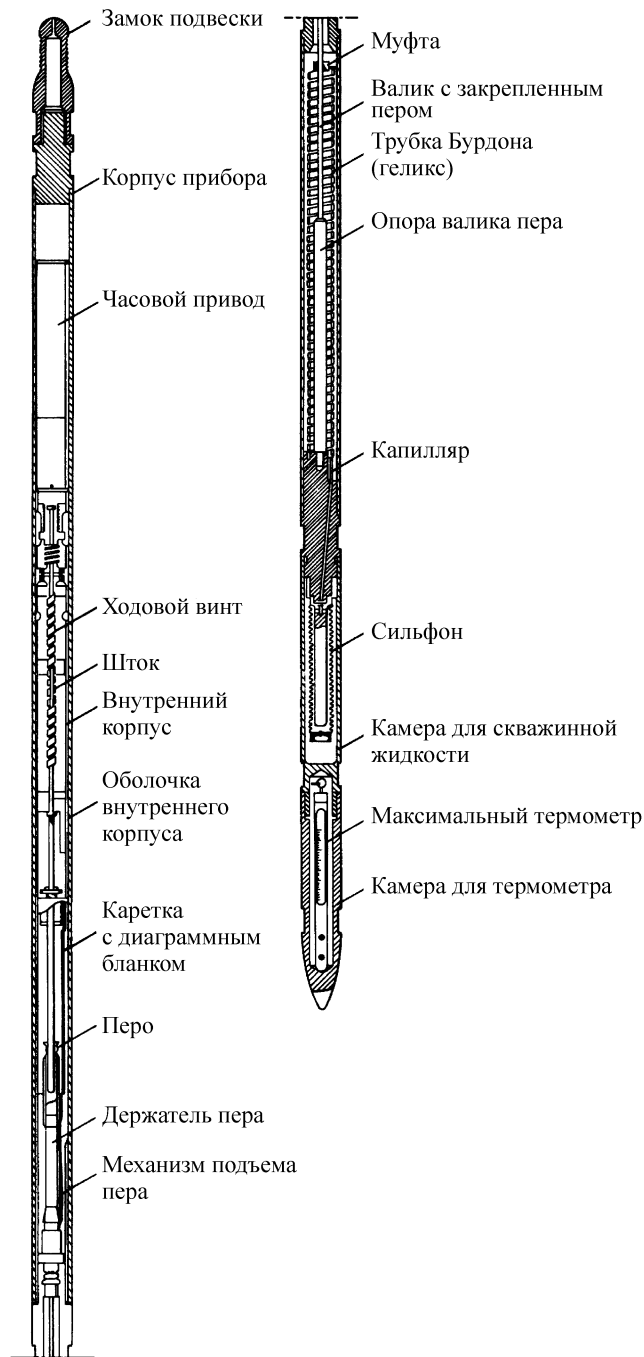


Рис. 13.4. Манометр Амерада РПГ-3. Рисунок предоставлен компанией Геофизикл Ресёрч Корп.

Т. е. можно полагать, что прибор со шкалой 138 бар и точностью $\pm 0,25\%$ показывает давление с абсолютной погрешностью $\pm 0,35$ бар при условии правильной тарировки и работы при температурах, соответствующих интервалу тарировки. Чувствительность геликсных приборов к малым изменениям давления значительно выше, чем абсолютная погрешность прибора. Большинство приборов имеет чувствительность в пределах

$\pm 0,05\%$ от верхнего значения шкалы, т. е. для чувствительного элемента, рассчитанного на максимальное давление 138 бар, она составит 0,07 бар.

На рис. 13.5 показан прецизионный глубинный манометр Лойтерт с приведенной погрешностью $\pm 0,025\%$ и точностью $\pm 0,005\%$ от верхнего предела шкалы. Давление в скважине заставляет двигаться поршень против напряжения винтовой пружины. Движение поршня, записанное пером на металлическом бланке, переводят в значения давления с помощью специальных градуировочных таблиц. Высокая точность достигается постоянным вращением измеряющего поршня, что позволяет минимизировать трение в приборе. Вращение поршню придается специально спроектированным часовым приводом, одновременно перемещающим перо по бланку со временем.



Рис. 13.5. Прецизионный глубинный манометр Лойтерт. Рисунок предоставлен Фридрихом Лойтертом.

Компания Сперри-Сан Уэлл Сервей выпускает манометры повышенной точности, спускаемые на проволоке, которые особенно полезны при длительных нестационарных исследованиях. Приведенная погрешность составляет $\pm 0,05\%$ и точность $\pm 0,005\%$ от верхнего значения шкалы прибора. В приборе используется трубка Бурдона, однако отсутствует физическая связь между геликсом и регистрирующим блоком, управляемым электронным программным устройством на батарейке. Замеры давления производятся не постоянно, а по заранее составленной программе. Минимальный промежуток снятия показаний электронным устройством составляет 15 секунд (т. е. общее время записи

бланка составит 5 часов), а максимальный — 32 минуты (что позволит использовать бланк в течение 28 часов).

Поскольку в автономных приборах, спускаемых на проволоке, данные давления и времени записываются в виде четко прочерченной линии на металлическом бланке, то для снятия показаний с бланка требуется точное отсчитывающее устройство (компаратор). Точность отсчитывающего устройства должна превышать погрешность чувствительного элемента как минимум в 5 раз. Т. е. в большинстве случаев потребуется точность расшифровки бланка как минимум 0,001 дюйма по оси давления и чуть меньше для отчета по оси времени. Хотя многие производители прилагают временную шкалу для использования с их отсчетными устройствами, все же наш опыт показывает, что лучше всего использовать два или более событий изменения давления, происшедших при известных временах, для определения линейного масштаба записи по времени конкретного часового привода.

Факторы, влияющие на точность приборов, спускаемых на проволоке, можно разделить на две категории [3–7]:

1. Присущие приборам ошибки вследствие воспроизводимости результатов измерений и изменения характеристик прибора со временем.

2. Устранимые ошибки, такие как использование некачественных бланков и нечеткая отметка пера, невозможность достичь температурного или механического равновесия, пренебрежение влиянием температуры на прибор, гистерезисные явления, резкие скачки давления во время тарировки, смещение нулевой линии с температурой и др. В источнике [3] приведено несколько рекомендаций, помогающих устранить такие ошибки. Очень важно осуществлять поверку прибора часто, чтобы удостовериться в правильности текущей градуировки. Как правило, поверки должны выполняться с помощью испытательного грузо-поршневого манометра. Большинство производителей делает поверки по разумной цене, и практически все при необходимости осуществляют тарировку приборов. Тем не менее, инженер должен иметь представление о хорошей тарировке. В источнике [3] приведено хорошее объяснение.

Дистанционные постоянно-действующие приборы

Постоянно-действующие дистанционные приборы, как правило, устанавливаются на колонне НКТ. На рис. 13.6 показана наиболее распространенная схема установки такого прибора. Они особенно полезны для проведения нестационарных исследований в насосных скважинах. Оборудование состоит из устройства для измерения забойного давления и средства передачи показаний на поверхность для последующей записи в режиме реального времени. Постоянно-действующие дистанционные приборы можно использовать для получения как непрерывных, так и выборочных замеров. В параграфе 2 таблицы 13.1. дается информация о нескольких моделях постоянно-действующих дистанционных приборов.

В большинстве таких приборов для передачи сигнала от измерителя к записывающему устройству на поверхности используется одножильный бронированный кабель. Как правило, кабель прикреплен к внешней стороне колонны НКТ. Поэтому при спуске колонны необходимо проявлять особую осторожность во избежание повреждения кабеля и узла соединения оборудования и кабеля. Обычно с этой целью в местах соприкосновения кабеля и муфт труб НКТ устанавливают стальные защитные устройства специальной формы. При установке прибора в глубиннонасосных скважинах следует использовать якорь на колонне НКТ. Предпочтительно использовать гидравлические якоря, для установки которых не требуется проворачивать колонну НКТ.

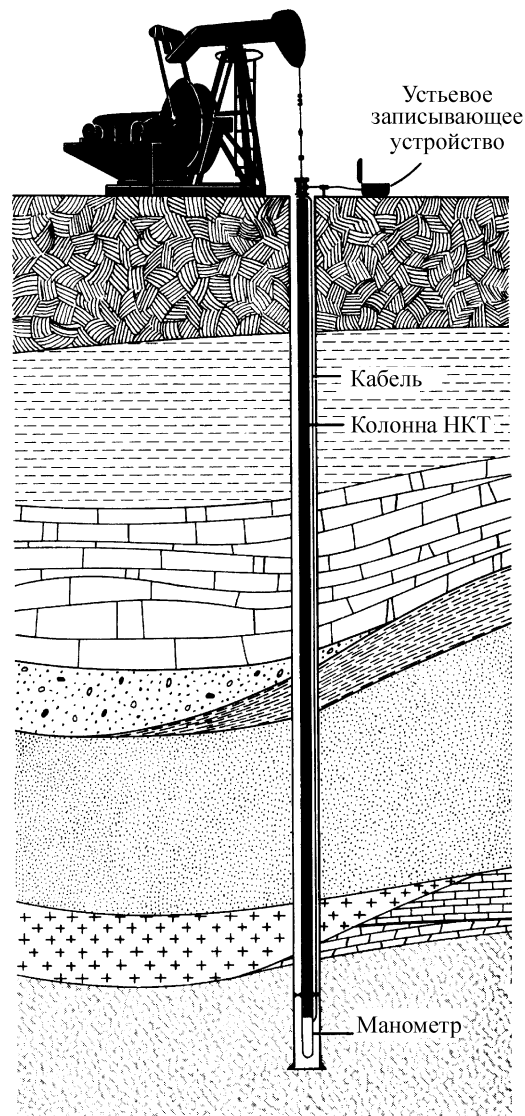


Рис. 13.6. Типичная схема установки постоянно-действующего дистанционного прибора. Рисунок предоставлен компанией Лайнз Инк.

Одним из известных постоянно-действующих дистанционных приборов является Лайнс Прешер Сэнтри, показанный на рис. 13.7. (Этот прибор могут изготавливать и в извлекаемом варианте). Чувствительным элементом является трубка Бурдона (геликс) со схожим принципом действия, что и в приборах типа Амерада. По мере увеличения давления вращается кодовый диск, прикрепленный к валу геликса. Угол поворота соответствует определенному давлению. Электронный механизм, пропускающий световой луч, сканирует кодовый диск и записывает либо 0 (белые участки кодового диска на рис. 13.7), либо 1 (черные участки). В результате замер поступает на поверхности в виде последовательности 1 и 0, нанесенной на бумаге (см. рис. 13.8). Для расшифровки двоичного кода в угол поворота кодового диска ис-

пользуют прилагаемые к прибору таблицы. Потом найденное число переводят в давление¹.

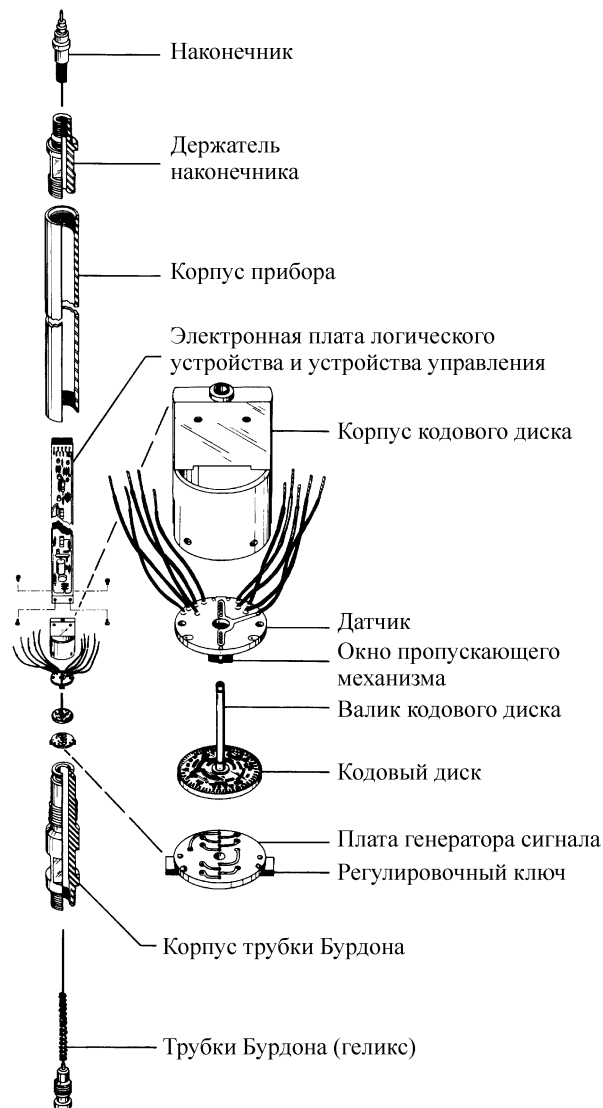


Рис. 13.7. Электронный манометр фирмы Лайнз Сентри Систем МК-9ПЕС. Рисунок предоставлен компанией Лайнз Инк.

В приборе Мейхэк (см. табл. 13.1) чувствительным элементом служит мембрана, деформирующаяся под действием давления. Частотный сигнал измеряется посредством резонансного контура в приемнике. Частота в приемнике переводится в давление с помощью градуировочных таблиц. Колб [9] приводит сведения, согласно которым прибор Мейхэк подвержен как температурным, так и упругим эффектам в диапазоне температур от 30°C до 96°C. Он обнаружил, что возможно получить точность примерно 0,25 % путем тарировки прибора при упругом равновесии и рабочих температурах. Од-

¹Некоторые новейшие модели приборов указывают давление непосредственно.

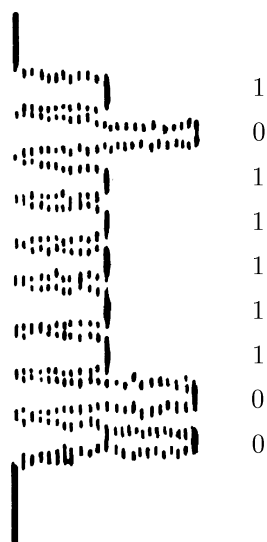


Рис. 13.8. Пример кривой записи прибора Лайнз Электроник Сентри МК-9ПЕС. Рисунок предоставлен компанией Лайнз Инк.

нако, если этого не сделать, то можно получить погрешность 4 % от верхнего значения шкалы.

Сперри-Сан предлагает постоянно-действующие дистанционные манометры, называемые Пермагейдж. На рис. 13.9 показана одна из возможных схем установки этого прибора. Также существует концентрические (по колонне НКТ) и подвесные (наподобие зонда) расширительные камеры. Забойное оборудование состоит только из расширительной камеры (трубы), соединенной с поверхностью посредством колонны нержавеющей стальных трубок диаметром 3/32 дюйма. Расширительная камера и колонна трубок заполнена инертным газом, а давление измеряется на поверхности посредством точного преобразователя давления. Иногда необходимо продувать измерительную систему дополнительной порцией газа, но во всем остальном она не требует пристального внимания. Устьевое записывающее устройство снимает показания давления в функции времени. Сперри-Сан поставляет забойные расширительные камеры длиной 10 и 20 дюймов. Их изготавливают в виде установки на опоре, как и показано на рис. 13.9, или концентрической установки, полностью обхватывающей колонну НКТ. Соединять устьевое регистрирующее и записывающее оборудование со скважиной необходимо только тогда, когда потребуются замеры. Система Сперри-Сан Пермагейдж не требует какого-либо забойного источника энергии и не имеет ограничений по продолжительности работы, рабочим температурам и давлениям. Колонну труб диаметром 3/32 дюйма из нержавеющей стали прикрепляют к внешней стороне НКТ таким же образом, как и одножильный кабель, используемый во многих постоянно-действующих дистанционных приборах.

Постоянно-действующие забойные манометры особенно полезно устанавливать в наблюдательных скважинах при апробировании методов повышения нефтеотдачи. В ходе обычного процесса добычи возникают много полезных нестационарных явлений, и их можно регулярно и недорого измерять посредством таких приборов.



Рис. 13.9. Манометр Сперри-Сан Пермогейдж в виде установки на опоре. Рисунок предоставлен компанией Сперри-Сан.

Извлекаемые дистанционные приборы

В параграфе 3 таблицы 13.1 представлены сведения по нескольким извлекаемым дистанционным приборам. Многие по принципу действия схожи с постоянно-действующими приборами, за исключением того, что спускают их в скважину на одножильном бронированном кабеле. В большинстве манометров для измерения давления используется трубка Бурдона.

Компания Хьюлет-Паккард Корп. выпускает прибор с кварцевым кристаллом [10] в качестве чувствительного элемента, реагирующего на изменение давления. Кварцевый кристалл изменяет частоту колебаний по мере изменения воздействующего давления. Эта частота колебания сравнивается с частотой эталонного кристалла, и затем частотный сигнал передается на устьевое регистрирующее устройство. Выходной сигнал переводится в давление при соответствующей температуре с помощью градуи-

ровочных уравнений, приложенных производителем. Утверждается, что *погрешность* прибора Хьюлетт–Паккард равна либо $\pm 0,03$ бар, либо $\pm 0,025$ % от *показания* прибора, что из них оказывается больше (например, при измеренном значении 206,8 бар погрешность составит $\pm 0,05$ бар). Чувствительность выше $\pm 0,0007$ бар при любых значениях давления. Предлагается только один рабочий диапазон. Несмотря на то, что прибор термокомпенсирован, все же он определенно реагирует на изменение *температуры*, т. е. его нельзя использовать в средах с изменяющейся температурой. Для оборудования Хьюлетт–Паккард требуется примерно 30 минут для достижения температурного равновесия со средой.

Выбор измерительного оборудования

При планировании нестационарного исследования необходимо выбрать оборудование и технологию измерения. Мы могли бы посвятить десятки страниц практическим соображениям. Вместо этого укажем только несколько важных аспектов, рекомендуя практические аспекты приобретать опытом. Многие производители оборудования для своих потребителей проводят краткие учебные курсы по эксплуатации приборов и снабжают инструкциями по устранению неисправностей. Рекомендуется выбирать рабочий диапазон давления таким образом, чтобы максимальное измеряемое давление находилось в пределах 60–80 % от верхнего предела шкалы прибора. (Однако Флопетрол и Хьюлетт–Паккард утверждают, что для их приборов эта рекомендация необязательна). Если выбрать прибор со слишком большим диапазоном давления, то получаемые погрешность и чувствительность могут оказаться неудовлетворительными.

Все манометры требуют периодической поверки и тарировки. Как правило, при необходимости измерять давление в высокотемпературной среде приходится специально градуировать прибор для требуемой температуры. Геликсные манометры проявляют гистерезисные эффекты, поэтому поверку следует проводить посредством определенной последовательности сгибания и разгибания трубки Бурдона, придерживаясь инструкций производителя.

При спуске автономного прибора важно выбрать часовой привод таким образом, чтобы во время исследования использовать большую часть длины бланка. Кроме этого, желательно выбрать такой часовой привод, чтобы прибор пришлось спускать в скважину только один раз во время исследования, если это возможно. Моменты времени, когда прибор спускают и поднимают из скважины, отражаются в виде определенных событий на диаграммном бланке. Рекомендуется использовать эти моменты времени для нахождения масштаба записи по времени (путем расчета количества часов, приходящихся на один дюйм диаграммного бланка, зная длину отрезка между событиями и прошедшим промежутком времени) и проверки, что часовой привод работал с известной скоростью и не останавливался во время исследования. Если есть сомнение по поводу того, работает ли часовой привод во время исследования, то можно оставить на диаграммном бланке небольшие по давлению события при известном времени, поднимая прибор на пару метров и затем опуская его на первоначальную позицию. Количество часов, приходящихся на дюйм бланка, между каждым событием должно совпадать.

Во время исследования часовой привод может остановиться по нескольким причинам. Он может оказаться бракованным, поврежденным, не способным работать в течение всего срока завода, или, вероятно, незаведенным полностью. Тугой ход регистрирующего устройства может остановить исправный часовой привод, расположенный напротив. Поэтому, перед спуском прибора рекомендуется проверить записываю-

щую секцию прибора и убедиться в свободном ходе пера, когда записывающая секция отсоединена от часового привода или чувствительного элемента.

Если на бланке, извлеченном из прибора, начерчена ступенчатая линия, то она прямо свидетельствует о неисправности записывающего устройства. Такой характер записи указывает на то, что давление должно измениться на определенную величину, прежде чем перо начнет двигаться. Необходимо устранить причину застревания записывающего устройства, иначе результаты окажутся недостоверными. Большинство производителей предлагает регулярное обслуживание своих приборов. К тому же многие приводят рекомендации в инструкциях по обнаружению и корректировке возникающих проблем.

Как правило, при эксплуатации постоянно-действующих приборов существенных проблем не возникает. Как упомянуто выше, важно оберегать кабель от повреждений при спуске колонны НКТ. Обычно достаточно закрепить кабель к внешней стороне труб НКТ, использовать защитные устройства на замках и спускать колонну НКТ без проворачивания. Метод снятия показаний для постоянно-действующих приборов зависит от цели применения. Для большинства ситуаций подходит использование переносимых считывающих устройств, так как необходимы только выборочные замеры давления. Однако, если требуется постоянно следить за давлением, то, возможно, придется установить считывающие устройства на устье каждой скважины, или провести кабели и трубы к центральной точке, где одно или несколько считывающих устройств можно запрограммировать для снятия показаний нескольких скважин и записи результатов. Большинство дистанционных приборов требует подключения электрической сети (хотя некоторые работают на батарейках). Когда требуется источник энергии, то необходимо удостовериться в соответствии напряжения и частоты тока доступного источника требованиям производителя оборудования. Часто устьевая электроника плохо переносит экстремальные условия окружающей среды и должна находиться в закрытых обогреваемых (или, возможно, прохладных) помещениях. Такие требования следует изучить до приобретения оборудования.

В целом, извлекаемые дистанционные приборы используются для непродолжительных исследований. Поэтому обычно снимают показания непрерывно, когда прибор находится в скважине. Комментарии, сделанные выше по поводу требований к источнику энергии и условиям среды, справедливы и здесь. Как правило, эти приборы используются с одножильным бронированным кабелем.

13.6. Измерение дебита

Точное измерение дебита (или темпа закачки) также важно для успешной интерпретации нестационарного исследования, как и точное измерение давления, поскольку дебит присутствует во всех расчетных уравнениях.

Дебит жидкости измеряется либо путем определения времени, необходимого для заполнения эталонной емкости, либо расходомером некоторого типа. Можно использовать любую подходящую емкость. Для низкодебитной скважины, дающей жидкость с небольшим содержанием газа или без него, измерить дебит можно путем перевода продукции скважины в бочку и отсчета времени, необходимого для добычи определенного количества жидкости. Дебит воды и нефти определяются по количеству этих двух жидкостей, полученных во время исследования. Аналогичный способ замеров можно выполнять с градуированной исследовательской цистерной.

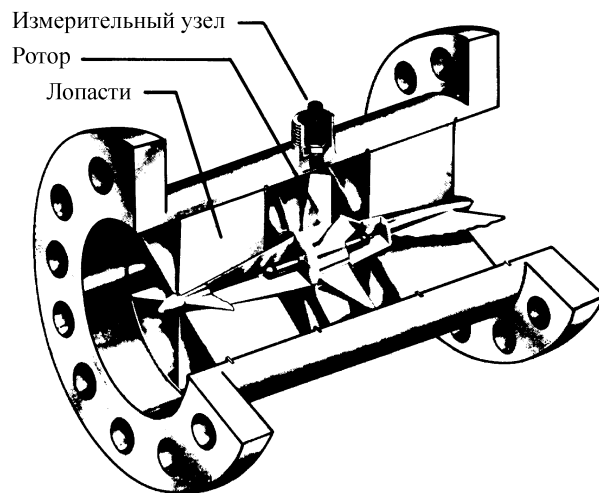


Рис. 13.10. Турбинный расходомер фирмы Халлибертон. Рисунок предоставлен компанией Халлибертон Ко.

Расходомеры бывают либо прямого измерения, либо косвенного. Расходомеры прямого измерения определяют общее количество жидкости, проходящее через прибор. Поток продукции обычно разделяется на порции известного объема, затем они суммируются и записываются на счетчик измерителя. Расход измеряют по времени прохождения определенного объема.

Расходомеры косвенного измерения определяют мгновенный дебит. В данном случае, расход измеряется по косвенным параметрам: дифференциальное давление, создаваемое напряжение и т. д. Одним из примеров такого типа измерения является прецизионный турбинный расходомер, в котором проходящий через прибор поток жидкости вращает турбинку. Скорость вращения турбинки пропорциональна дебиту. По мере вращения лопастей турбинки создаются электрические импульсы, которые затем пересчитываются в дебит. На рис. 13.10 показан турбинный расходомер, выпускаемый компанией Халлибертон Ко.

Все расходомеры требуют частой градуировки. Перед использованием любого измерителя при нестационарном исследовании его следует откалибровать, используя жидкость, схожую по параметрам с измеряемой.

Дебит газа обычно измеряют с помощью либо орифейса, либо пружера. (Орифейсами также можно измерять и большие дебиты жидкости [11]). Орифейс позволяет находить дебит по падению давления вдоль диафрагмы, концентрически устанавливаемой в трубе. Штуцерные узлы, расположенные по обе стороны диафрагмы, позволяют измерить перепад давления вдоль диафрагмы. Затем дебит находят по выражению:

$$q = 0,024C_0\sqrt{h_w p}, \quad (13.8)$$

где q — дебит, тыс. м³/сут; C_0 — константа диафрагмы, равная дебиту в м³/час при стандартных условиях и $\sqrt{h_w p} = 1$; h_w — перепад давления, мм вод. ст.; p — статическое давление перед диафрагмой, бар.

Константа диафрагмы зависит от ее размера, расположения штуцерного узла, плотности газа и температуры. Общепринято ее записывать в виде выражения:

$$C_0 = (F_b)(F_{pb})(F_{tb})(F_g)(F_{tf})(F_{pv})(F_r), \quad (13.9)$$

F_b — основной коэффициент расхода через диафрагменный измеритель, м³/час; F_{pb} — коэффициент стандартного давления = $1,01325/p_b$; F_{tb} — коэффициент стандартной температуры = $T_b/288,7$; F_g — коэффициент удельного веса газа = $\sqrt{1/\gamma}$; F_{tf} — коэффициент температуры потока = $\sqrt{288,7/T}$; F_{pv} — коэффициент учета сверхсжимаемости = $\sqrt{1/z}$; F_r — коэффициент поправки на число Рэйнольдса; T — температура, К.

Для расчета коэффициентов диафрагмы по уравнению (13.9) применяют специальные таблицы [11, 12]. Меры предосторожности, которые необходимо соблюдать при установке диафрагменного измерителя, приведены в источниках [11] и [12].

Дебит газа, измеряемый через пружер, зависит от параметров потока газа [12]. При критических условиях скорость потока газа остается постоянной и равной максимальному значению (скорости звука), а расход зависит только от плотности. Поэтому дебит газа пропорционален давлению на входе в пружер и не зависит от давления на выходе. Как правило, критическое течение газа достигается тогда, когда давление на входе примерно в два раза выше давления на выходе.

Дебит газа через пружер при критическом течении рассчитывается из выражения:

$$q = \frac{0,024C_0p}{\sqrt{\gamma_g T}}, \quad (13.10)$$

где q — дебит газа, тыс. м³/сут; C_0 — коэффициент диафрагмы, м³/час; p — давление на входе в пружер, бар; T — температура на входе, К; γ_g — удельная плотность газа.

Ролинз и Шелхард [13] приводят значения коэффициента C_0 для диафрагм, устанавливаемых в 2- и 4-дюймовых трубах. Однако они не учитывают отклонение от закона идеального газа.

Литература

- [1] "Guide for Calculating Static Bottom-Hole Pressures Using Fluid-Level Recording Devices," ERCB Report 74-S, Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alta., Canada (Nov. 1974).
- [2] Matthews, C. S. and Russell, D. G.: *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Chap. 11.
- [3] "Guide for the Planning, Conducting, and Reporting of Subsurface Pressure Tests," ERCB Report 74-T, Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alta., Canada (Nov. 1974).
- [4] Brownscombe, E. R. and Conlon, D. R.: "Precision in Bottom-Hole Pressure Measurements," *Trans.*, AIME (1946) **165**, 159–174.
- [5] Laird, A. and Birks, J.: "Performance and Accuracy of Amerada Bottom-Hole Pressure Recorder With Special Reference to Use in Drill Stem Formation Tests and Repeatability of Reservoir Pressures Obtained Therein," *J. Inst. Pet.* (1951) **37**, 678–695.
- [6] Smith, R. V. and Dewees, E. J.: "Sources of Error in Subsurface-Pressure-Gage Calibration and Usage," *Oil and Gas J.* (Dec. 9, 1948) 85–98.
- [7] Brownscombe, E. R.: "A Field Calibration Technique for Bottom-Hole Pressure Measurement," *Pet. Eng.* (Aug. 1947) 84–88.
- [8] Nestlerode, W. A.: "Permanently Installed Bottom-Hole Pressure Gauge," Paper 875-16-L presented at the API Div. of Production meeting, Denver, April 11–13, 1962.

- [9] Kolb, R. H.: "Two Bottom-Hole Pressure Instruments Providing Automatic Surface Recording," *Trans.*, AIME (1960) **219**, 346–349.
- [10] Miller, G. B., Seeds, R. W. S., and Shira, H. W.: "A New, Surface-Recording, Down-Hole Pressure Gauge," paper SPE 4125 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex., Oct. 8–11, 1972.
- [11] *Engineering Data Book*, 9th ed., Gas Processors Suppliers Assn., Tulsa (1972) Sec. 1.
- [12] Katz, Donald L., Cornell, Donald, Kobayashi, Riki, Poett-mann, Fred H., Vary, John A., Elenbaas, John R., and Weinaug, Charles F.: *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York (1959) Chap. 8, 761–763.
- [13] Rawlins, E. L. and Schellhardt, M. A.: *Back-Pressure Data on Natural-Gas Wells and Their Application to Production Practices*, Monograph 7, USBM (1936).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Системы единиц измерений и переводные коэффициенты

А.1. Введение

В любую книгу подобного рода имеет смысл включить полный список переводных коэффициентов из различных систем единиц, так как исходные данные часто приводятся в единицах измерений, отличных от используемых в уравнениях. Такой список переводных коэффициентов и представлен в данном приложении. Вследствие большой вероятности окончательного перехода на метрические стандарты в инженерных расчетах мы также приводим сведения о системе весов и мер “СИ” [1]. В конце приложения дается сравнение основных единиц измерений и уравнений в пяти различных системах.

А.2. Международная Метрическая Система Единиц

“СИ” является официальным обозначением на всех языках Международной Системы Единиц (les Systéme International d’Unités). Она отличается от систем сантиметр-грамм-секунда (СГС) и метр-килограмм-секунда (МКС) и представляет собой усовершенствованную версию системы МКС. Полное описание системы СИ представлено Хопкинсом [1]. Американский Нефтяной Институт предложил перечень метрических стандартов для использования в нефтяной промышленности [2].

В табл. А.1 приведено пять *основных* единиц измерений системы СИ, встречаемых в области исследований скважин. Символы единиц рекомендуется писать согласно их написанию на французском языке. Названия единиц никогда не пишутся с прописной буквы, за исключением некоторых обозначений. Большинство единиц обозначается одним символом. В табл. А.1 даны две дополнительные единицы системы СИ, которым были присвоены особые названия, и три производные единицы, имеющие также особые названия. Как правило, больше никаких других единиц, кроме указанных в табл. А.1, в практике исследований скважин не используется.

Система СИ допускает использовать приставки, обозначающие десятичную кратность основных единиц. Приставки сведены в табл. А.2. Составные приставки, типа микро-микро, не допускаются. Всегда следует использовать надлежащие приставки, например, для вышеупомянутого случая правильно использовать приставку пико.

А.3. Константы и переводные коэффициенты

В табл. А.3 представлены значения некоторых физических констант, встречаемых в нефтяном инжиниринге, в нескольких системах единиц. В табл. А.4 сведены многие полезные переводные коэффициенты. Единицы системы СИ обозначены жирным

Таблица А.1. Единицы системы СИ

Основные единицы СИ, используемые в области исследований скважин				
Величина	Название	Обозначение		
длина	метр	м		
время	секунда	с		
масса	килограмм	кг		
температура	кельвин	К		
количество вещества	моль	моль		
Единицы, являющиеся кратными и дольными основным единицам СИ и имеющие особые названия				
Величина	Название	Обозначение	Определение	Эквивалентная единица СИ
масса	тонна	т	1 т = 10 ³ кг	Мг
объем	литр*	л	1 л = 1 дм ³	дм ³
Производные единицы СИ, имеющие особые названия и распространенные в области исследований скважин				
Величина	Название	Обозначение	Выражение относительно других единиц	Выражение относительно основных единиц СИ
сила	ньютон	Н	—	м · кг · с ⁻²
давление	паскаль	Па	Н/м ²	м ⁻¹ · кг · с ⁻²
энергия, работа, количество теплоты	джоуль	Дж	Н · м	м ² · кг · с ⁻²

* В 1964 году на 12-ой конференции Conférence Générale des Poids et Mesures (СРGM) литр был определен как 1 дм³ = 0,001 м³. Одновременно было отменено определение, данное третьей конференцией СРGM, состоявшейся в 1901 г.

Таблица А.2. Приставки системы СИ

Множитель	Приставка	Обозначение*
10 ¹²	тера	Т
10 ⁹	гига	Г
10 ⁶	мега	М
10 ³	кило	к
10 ²	гекто	г
10	дека	да
10 ⁻¹	деци	д
10 ⁻²	санتي	с
10 ⁻³	милли	м
10 ⁻⁶	микро	мк
10 ⁻⁹	нано	н
10 ⁻¹²	пико	п
10 ⁻¹⁵	фемто	ф
10 ⁻¹⁸	атто	а

* Только приставки Т (тера), Г (гига) и М (мега) пишутся с прописной буквы. Составные приставки не разрешаются: например, вместо ммкм (милли-микрометр) следует использовать нм (нанометр).

Таблица А.3. Физические константы и их значения*

Величина	Значение	Единица
Тройная точка воды	273,16 точно	К
	0,01 точно	°С
	491,688 точно	°R
	32,018 точно	°F
Абсолютный ноль	0,00 точно	К
	-273,15 точно	°С
	0,00 точно	°R
	-459,67 точно	°F
Газовая постоянная (<i>R</i>)	8,3143	Дж · моль⁻¹ · К⁻¹
	8,3143 E + 07	эрг · (г · моль) ⁻¹ · °К ⁻¹
	10,732	пси · фут ³ · (фунт · моль) ⁻¹ · °R ⁻¹
Максимальная плотность воды	999,973	кг · м⁻³
	0,999 973	г · см ⁻³
	62,426 1	фунт · фут ⁻³
Плотность воды при 60 °F (15,56 °С, 288,71 К)	999,014	кг · м⁻³
	0, 999 014	г · см ⁻³
	62, 366 4	фунт · фут ⁻³
Градиент воды при 60 °F (15,56 °С, 288,71 К)	9,796 98	Па · м⁻¹
	979,698	дин · см ⁻³
	0,433 100	пси · фут ⁻¹
Атмосферное давление	1, 013 25 E + 05	Па
	1, 013 25 E + 06	дин · см ⁻²
	14, 695 9	пси
Плотность воздуха при 1 атм и 60 °F (15,56 °С, 288,71 К)	1,223 2	кг · м⁻³
	1,223 2 E - 03	г · см ⁻³
	0,076 362	фунт · фут ⁻³
Ускорение свободного падения, <i>g</i>	9,806 650	м · с⁻²
	980,665 0	см · с ⁻²
	32,174 05	фут · с ⁻²
<i>g_c</i>	1,000 000	кг · м · Н⁻¹ · с⁻²
	1,000 000	г · см · дин ⁻¹ · с ⁻²
	32,174 05	фунт · фут · фунт-сила ⁻¹ · с ⁻²
<i>π</i>	3,141 593	
exp	2,718 282	
ln(10)	2,302 585	
<i>α</i> (константа Эйлера)	0,577 215 66	
°API (градус ЭйПиАй)	$\frac{141,5}{\gamma(60^\circ)F} - 131,5$	

* Значения величин в системе СИ обозначены жирным шрифтом. Все величины согласованы с переводными коэффициентами для действующей системы СИ.

шрифтом. Рекомендуется использовать табл. А.4 следующим образом: умножьте величину, выраженную в единицах левой графы, на число в графе «умножить на», чтобы получить значение величины в единицах, указанных во второй графе. Для обратного перевода служит графа «обратно». Например, чтобы перевести квадратные футы в акры, необходимо умножить число квадратных футов на $2,296 \times 10^{-5}$.

Некоторые единицы измерения проницаемости приведены в табл. А.4 под заголовком «площадь», так как проницаемость измеряется в единицах площади. С целью упрощения других пересчетов, касающихся проницаемости, дается табл. А.5. Сведения в этой таблице практически совпадают с данными, представленными в источнике [3] Амиксом, Басом и Уатингом, но есть некоторые расхождения в числах. Отличия случаются по той причине, что численные значения показаны только до максимально возможной значащей цифры (здесь ограничение связано с установленной точностью определения атмосферного давления и плотности воды и ртути в системе СИ) и основаны на переводных коэффициентах, выведенных от стандартов СИ. Некоторые из этих коэффициентов немного отличаются от используемых прежде вследствие более точного определения некоторых физических величин.

В табл. А.6 приведены коэффициенты перевода для различных температурных шкал. Стандартной единицей измерения температуры в системе СИ является кельвин, который пишется со строчной буквы и не ассоциируется со словом «градус». Один кельвин равен одному градусу Цельсия (система СИ опускает использование термина Сантигрейд). Тройная точка воды определяется как 273,16 кельвин точно. Все другие значения температуры отсчитываются от этого значения. По подобному принципу построены шкалы Цельсия и Фаренгейта, как и их переводные коэффициенты в другие шкалы.

В табл. А.7 сравниваются единицы измерения и расчетные уравнения в пяти системах единиц. Нефтепромышленные единицы используются исключительно во всей этой книге. Колонка единиц СИ является когерентной системой (т. е. такой, где основные уравнения не содержат переводных коэффициентов). Рекомендуемая АНИ стандартная система СИ [2] не является когерентной, но имеет преимущество в том, что большинство физических величин в данной системе принимает удобные значения. Колонка системы СГС является стандартной системой СГС, используемой много лет в нефтяном инжиниринге.

Многие переводные коэффициенты табл. А.3–А.7 выведены из коэффициентов, установленных системой СИ для пересчета в другие системы измерений. В зависимости от подхода, используемого при таких расчетах, седьмая значащая цифра может варьировать на несколько единиц. Читателю следует иметь это в виду при попытках проверить приведенные значения или при выполнении расчетов повышенной точности.

Литература

- [1] Hopkins, Robert A.: *The International (SI) Metric System and How It Works*, Polymetric Services, Inc., Tarzana, Calif. (1974).
- [2] “Conversion of Operational and Process Measurement Units to the Metric (SI) System,” *Manual of Petroleum Measurement Standards*, Pub. API 2564, American Petroleum Institute (March 1974) Chap. 15, Sec. 2.
- [3] Amyx, James W., Bass, Daniel, M., Jr., and Whiting, Robert L.: *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York (1960) 79.

Таблица А.4. Физические константы и их значения*

Переводные коэффициенты в систему СИ обозначены жирным шрифтом. Все величины соответствуют стандартам СИ, установленным в 1974 году. Знак звездочка (*) после шестого десятичного знака означает, что значение пересчетного коэффициента является точным и все последующие цифры — нули. Значения других коэффициентов округлены. Вместо 10^3 используется знак E + 03 и т. д.

Перевод из	в	умножить на	обратно
ПЛОЩАДЬ			
акр	метр² (м²)	4,046 856 E + 03	2,471 054 E - 04
	фут ²	4,356 000* E + 04	2,295 684 E - 05
дарси	метр² (м²)	9,869 23 E - 13	1,013 25 E + 12
	сантиметр ² (см ²)	9,869 23 E - 09	1,013 25 E + 08
	микрометр ² (мкм ²)	9,869 23 E - 01	1,013 25 E + 00
	миллидарси	1,000 000* E + 03	1,000 000* E - 03
фут ²	см ² · сП · с ⁻¹ · атм ⁻¹	1,000 000* E + 00	1,000 000* E + 00
	метр² (м²)	9,290 304 E* - 02	1,076 391 E + 01
	сантиметр ²	9,290 304* E + 02	1,076 391 E - 03
гектар	дюйм ²	1,440 000* E + 02	6,944 444 E - 03
	метр² (м²)	1,000 000* E + 04	1,000 000* E - 04
миля ²	акр	2,471 054 E + 00	4,046 856 E - 01
	метр² (м²)	2,589 988 E + 06	3,861 022 E - 07
	акр	6,400 000* E + 02	1,562 500* E - 03
ПЛОТНОСТЬ			
грамм/сантиметр ²	килограмм/метр³ (кг · м ⁻³)	1,000 000* E + 03	1,000 000* E - 03
	фунт/фут ³	6,242 797 E + 01	1,601 846 E - 02
	фунт/галлон	8,345 405 E + 00	1,198 264 E - 01
	фунт/баррель	3,505 070 E + 02	2,853 010 E - 03
фунт/фут ³	килограмм/метр³ (кг · м ⁻³)	1,601 846 E + 01	6,242 797 E - 02
	фунт/галлон	1,336 805 E - 01	7,480 520 E + 00
фунт/галлон	фунт/баррель	5,614 583 E + 00	1,781 076 E - 01
	килограмм/метр³ (кг · м ⁻³)	1,198 264 E + 02	8,345 406 E - 03
	фунт/баррель	4,200 000 E + 01	2,380 952 E - 02
СИЛА			
дин	ньютон (Н)	1,000 000* E - 05	1,000 000* E + 05
	фунт-сила	2,248 089 E - 06	4,448 222 E + 05
килограмм-сила	ньютон (Н)	9,806 650* E + 00	1,019 716 E - 01
	фунт-сила	2,204 622 E + 00	4,535 924 E - 01
фунт-сила	ньютон (Н)	4,448 222 E + 00	2,248 089 E - 01
ДЛИНА			
ангстрем	метр (м)	1,000 000* E - 10	1,000 000* E + 10
сантиметр	метр (м)	1,000 000* E - 02	1,000 000* E + 02
фут	метр (м)	3,048 000* E - 01	3,280 840 E + 00
	сантиметр	3,048 000* E + 01	3,280 840 E - 02
дюйм	метр (м)	2,540 000* E - 02	3,937 008 E + 01
	сантиметр	2,540 000* E + 00	3,937 008 E - 01
микрон	метр (м)	1,000 000* E - 06	1,000 000* E + 06
миля (американская)	метр (м)	1,609 344* E + 03	6,213 712 E - 04
	фут	5,280 000* E + 03	1,893 939 E - 04

Продолжение таблицы А.4

Перевод из	в	умножить на	обратно
МАССА			
грамм	килограмм (кг)	1,000 000* E – 03	1,000 000* E + 03
унция	килограмм (кг)	2,834 952 E – 02	3,527 397 E + 01
	грамм	2,834 952 E + 01	3,527 397 E – 02
фунт	килограмм (кг)	4,535 923 7* E – 01	2,204 623 E + 00
	унция	1,600 000* E + 01	6,250 000* E – 02
слаг	килограмм (кг)	1,459 390 E + 01	6,852 178 E – 02
	фунт	3,217 405 E + 01	3,108 095 E – 02
тонна (американская короткая)	килограмм (кг)	9,071 847 E + 02	1,102 311 E – 03
	фунт	2,000 000* E + 03	5,000 000* E – 04
тонна (американская длинная)	килограмм (кг)	1,016 047 E + 03	9,842 064 E – 04
	фунт	2,240 000* E + 03	4,464 286 E – 04
тонна (метрическая)	килограмм (кг)	1,000 000* E + 03	1,000 000 E – 03
ДАВЛЕНИЕ			
атмосфера	паскаль (Па)	1,01325 E + 05	9,86923 E – 06
(нормальная — 760 мм ртутного столба)	мм рт. стоба (0°C)	7,600000* E + 02	1,315789 E – 03
	фут вод. столба (4°C)	3,38995 E + 01	2,94990 E – 02
	пси	1,46960 E + 01	6,80460 E – 02
	бар	1,01325 E + 00	9,86923 E – 01
бар	паскаль (Па)	1,000000* E + 05	1,000000 E – 05
	пси	1,450377 E + 01	6,894757 E – 02
сантиметр ртутного столба (0°C)	паскаль (Па)	1,33322 E + 03	7,50064 E – 04
	пси	1,93367 E – 01	5,17151 E + 00
дин/сантиметр ²	паскаль (Па)	1,000000* E – 01	1,000000* E + 01
	пси	1,450377 E – 05	6,894757 E + 04
фут вод. столба (4°C)	паскаль (Па)	2,98898 E + 03	3,34562 E – 04
	пси	4,33515 E – 01	2,30673 E + 00
килограмм-сила/сантиметр ²	паскаль (Па)	9,806650* E + 04	1,019716 E – 05
	бар	9,806650* E – 01	1,019716 E + 00
	пси	1,422334 E + 01	7,030695 E – 02
пси	паскаль (Па)	6,8944757 E + 03	1,450377 E – 04
ВРЕМЯ			
сутки	секунда (с)	8,640000* E + 04	1,157407 E – 05
	минута	1,440000* E + 03	6,944444 E – 04
	час	2,400000* E + 01	4,166667 E – 02
час	секунда (с)	3,600000* E + 03	2,777778 E – 04
	минута	6,000000* E + 01	1,666667 E – 02
минута	секунда (с)	6,000000 E + 01	1,666667 E – 02
ВЯЗКОСТЬ			
сантипуаз	паскаль-секунда (Па · с)	1,000000* E – 03	1,000000* E + 03
	дин-секунда/сантиметр ²	1,000000* E – 02	1,000000* E + 02
	фунт/(фут-секунда)	6,719689 E – 04	1,488164 E + 03
	фунт-сила-секунда/фут ²	2,088543 E – 05	4,788026 E + 04
	фунт/(фут-час)	2,419088 E + 00	4,133789 E – 01

Продолжение таблицы А.4

Перевод из	в	умножить на	обратно
ВЯЗКОСТЬ			
сантистокс	метр²/секунда (м²/с)	1,000000* E - 06	1,000000* E + 06
	сантипуаз/(грамм/сантиметр ³)	1,000000* E + 00	1,000000* E + 00
пуаз	паскаль-секунда (Па · с)	1,000000* E - 01	1,000000* E + 01
фунт/(фут-секунда)	паскаль-секунда (Па · с)	1,488164 E + 00	6,719689 E - 01
фунт/(фут-час)	паскаль-секунда (Па · с)	4,133789 E - 04	2,419088 E + 03
фунт-сила-секунда/фут ²	паскаль-секунда (Па · с)	4,788026 E + 01	2,088543 E - 02
ОБЪЕМ			
акр-фут	метр³ (м³)	1,233482 E + 03	8,107131 E - 04
	фут ³	4,356000* E + 04	2,295684 E - 05
	баррель	7,758368 E + 03	1,288931 E - 04
баррель	метр³ (м³)	1,589873 E - 01	6,289811 E + 00
	фут ³	5,614583 E + 00	1,781076 E - 01
	галлон	4,200000 E + 01	2,380952 E - 02
фут ³	метр³ (м³)	2,831685 E - 02	3,531466 E + 01
	дюйм ³	1,728000 E + 03	5,787037 E - 04
	галлон	7,480520 E + 00	1,336805 E - 01
галлон	метр³ (м³)	3,785412 E - 03	2,641720 E + 02
	дюйм ³	2,310001 E + 02	4,329003 E - 03
литр	метр³ (м³)	1,000000 E - 03	1,000000* E + 03
ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД			
баррель/сутки	метр³/с (м³/с)	1,840131 E - 06	5,434396 E + 05
	метр ³ /час (м ³ /ч)	6,624472 E - 03	1,509554 E + 02
	метр ³ /сутки (м ³ /сут)	1,589873 E - 01	6,289810 E + 00
	сантиметр ³ /секунда	1,840131 E + 00	5,434396 E - 01
	фут ³ /минута	3,899016 E - 03	2,564750 E + 02
	галлон/минута	2,916667 E - 02	3,428571 E + 01
фут ³ /минута	метр³/с (м³/с)	4,719474 E - 04	2,118880 E + 03
фут ³ /секунда	метр³/с (м³/с)	2,831685 E - 02	3,531466 E + 01
галлон/минута	метр³/с (м³/с)	6,309020 E - 05	1,585032 E + 04

Таблица А.5. Вспомогательные коэффициенты пересчета между единицами проницаемости

Перевод из	в	умножить на	обратно
мДа	дарси	1,000000 E – 03	1,000000 E + 03
	метр² (м²)	9,86923 E – 16	1,01325 E + 15
	сантиметр ² (см ²)	9,86923 E – 12	1,01325 E + 11
	микрометр²(мкм²)	9,86923 E – 04	1,01325 E + 03
	$\frac{(\text{см}^3/\text{с})\text{сП}}{\text{см}^2(\text{атм}/\text{см})}$	1,000000* E – 03	1,000000 E + 03
	$\frac{(\text{см}^3/\text{с})\text{сП}}{\text{см}^2 [(\text{дин}/\text{см}^2)/\text{см}]}$	9,86923 E – 10	1,01325 E + 09
	$\frac{(\text{фут}^3/\text{с})\text{сП}}{\text{фут}^3(\text{пси}/\text{фут})}$	7,32441 E – 08	1,36530 E + 07
	$\frac{(\text{фут}^3/\text{с})\text{сП}}{\text{см}^2 [(\text{см вод.столба}/\text{см})]}$	3,41780 E – 11	2,92585 E + 10
	$\frac{(\text{барель}/\text{сутки})\text{сП}}{\text{фут}^2(\text{пси}/\text{фут})}$	1,12712 E – 03	8,87217 E + 02
	$\frac{(\text{галлон}/\text{мин})\text{сП}}{\text{фут}^2 [(\text{фут вод.столба})/\text{фут}]}$	1,42515 E – 05	7,01681 E + 04
	фут ²	1,06232 E – 14	9,41340 E + 13

* Значение переводного коэффициента является точным. Все последующие цифры – нули.

Таблица А.6. Коэффициенты пересчета между значениями температур, выраженных в различных шкалах*

Перевод из	в	уравнение пересчета
градус Фаренгейта	кельвин	$T_K = (T_F + 459,67)/1,8$
градус Ренкина	кельвин	$T_K = T_R/1,8$
градус Фаренгейта	градус Ренкина	$T_R = T_F + 459,67$
градус Фаренгейта	градус Цельсия	$T_C = (T_F - 32)/1,8$
градус Цельсия	кельвин	$T_K = T_C + 273,15$

* Стандартом измерения температуры в СИ является кельвин (К). Согласно этому стандарту тройная точка воды равна 273,16 К *точно*. Температура в системе СИ обозначается как К, без символа градуса. Единицей температуры в системе СГС (и наиболее распространенная в повседневной жизни) является градус Цельсия, °С. Общепринятая единица температуры в нефтепромысловой системе единиц – градус Фаренгейта, °F.

Таблица А.7. Соотношения между величинами и уравнениями, выраженными в различных системах единиц. Стандарты, рекомендуемые Американским Нефтяным Институтом

Нефтепромысловые единицы	Единицы СИ	Единицы СИ	Единицы СГС*	Метрические единицы
q — дебит, баррель/сутки	$\text{м}^3/\text{с}$	$\text{дм}^3/\text{с}$	$\text{см}^3/\text{с}$	$\text{м}^3/\text{сутки}$
h — мощность пласта, фут	м	м	см	м
k — проницаемость, мДа	м^2	мкм^2	дарси	мДа
m — вязкость, сП	$\text{Па} \cdot \text{с}$	$\text{Па} \cdot \text{с}$	сП	$\text{мПа} \cdot \text{с}$
k/μ — подвижность, мДа/сП	$\text{м}^2/(\text{Па} \cdot \text{с})$	$\text{мкм}^2/(\text{Па} \cdot \text{с})$	дарси/сП	$\text{мДа}/(\text{мПа} \cdot \text{с})$
kh/μ — гидропроводность, мДа фут/сП	$\text{м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$	$\text{м}(\text{мкм}^2)/(\text{Па} \cdot \text{с})$	дарси·см/сП	$\text{мДа м}/(\text{мПа} \cdot \text{с})$
Δp — перепад давления, пси	Па	кПа	атм	бар
p — давление, пси	Па	кПа	атм	бар
r — радиус, фут	м	м	см	м
t — время, часы	с	ч	с	ч
ϕ — пористость, доли ед. c_t — суммарная сжимаемость, пси^{-1}	Па^{-1}	кПа^{-1}	атм^{-1}	бар^{-1}
$\phi c_t h$ — произведение пористость-сжимаемость-мощность пласта, фут пси^{-1}	$\text{м} \cdot \text{Па}^{-1}$	$\text{м} \cdot \text{кПа}^{-1}$	$\text{см} \cdot \text{атм}^{-1}$	$\text{м} \cdot \text{бар}^{-1}$
БЕЗРАЗМЕРНОЕ ВРЕМЯ				
$t_D = \frac{0,000263679kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$	$t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$	$t_D = 3,6 \times 10^{-6} \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$	$t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$	$t_D = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$
ЗАКОН ДАРСИ ДЛЯ РАДИАЛЬНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ				
$q = \frac{0,00708188kh(p_e - p_w)}{B\mu \ln(r_e/r_w)}$	$q = 2\pi \frac{kh(p_e - p_w)}{B\mu \ln(r_e/r_w)}$	$q = \frac{2\pi \times 10^{-6}kh(p_e - p_w)}{B\mu \ln(r_e/r_w)}$	$q = 2\pi \frac{kh(p_e - p_w)}{B\mu \ln(r_e/r_w)}$	$q = \frac{0,0536(p_e - p_w)}{B\mu \ln(r_e/r_w)}$

Продолжение таблицы А.7

Нефтепромысловые единицы	Единицы СИ	Единицы СИ	Единицы СГС*	Метрические единицы
УРАВНЕНИЕ ДИФФУЗИВНОСТИ				
$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} =$ $= \frac{1}{0,000263679} \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$	$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} =$ $= \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$	$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} =$ $= \frac{1}{3,6 \times 10^{-6}} \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$	$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} =$ $= \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$	$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} =$ $= \frac{1}{0,00036} \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$
ОБОБЩЕННОЕ УРАВНЕНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ				
$\Delta = \frac{141,205 q B \mu p_D(t_D)}{k h}$	$\Delta = \frac{q B \mu p_D(t_D)}{2 \pi k h}$	$\Delta = 10^6 \frac{q B \mu p_D(t_D)}{2 \pi k h}$	$\Delta = \frac{q B \mu p_D(t_D)}{2 \pi k h}$	$\Delta = \frac{18,66 q B \mu p_D(t_D)}{k h}$
НАКЛОН ПРЯМОЛИНЕЙНОГО УЧАСТКА В ПОЛУЛОГАРИФМИЧЕСКИХ КООРДИНАТАХ				
$m = 162,568 \frac{q B \mu}{k h}$	$m = 0,183234 \frac{q B \mu}{k h}$	$m = 1,83234 \times 10^5 \frac{q B \mu}{k h}$	$m = 0,183234 \frac{q B \mu}{k h}$	$m = 21,5 \frac{q B \mu}{k h}$
ОБОБЩЕННОЕ УРАВНЕНИЕ ДЛЯ СКИН-ФАКТОРА				
$s = 1,15129 \times$ $\times \left[\frac{p_{1hr} - p(\Delta t = 0)}{m} - \right.$ $\left. - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,227546 \right]$	$s = 1,15129 \times$ $\times \left[\frac{p_{1hr} - p(\Delta t = 0)}{m} - \right.$ $\left. - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0,351378 \right]$	$s = 1,15129 \times$ $\times \left[\frac{p_{1hr} - p(\Delta t = 0)}{m} - \right.$ $\left. - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 5,092319 \right]$	$s = 1,15129 \times$ $\times \left[\frac{p_{1hr} - p(\Delta t = 0)}{m} - \right.$ $\left. - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0,351378 \right]$	$s = 1,15129 \times$ $\times \left[\frac{p_{1hr} - p(\Delta t = 0)}{m} - \right.$ $\left. - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right]$

* Система СГС полагается устаревшей и замещается системой СИ. Единицы СГС включены только с целью сравнения с предыдущими опубликованными материалами. СИ является когерентной системой, т. е. уравнения в этой системе не содержат переводных коэффициентов.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Использование метода суперпозиции при выводе функций безразмерных давлений

В.1. Введение

Как показано в параграфе 2.9 и продемонстрировано несколькими авторами в работах [1–9], принцип суперпозиции можно использовать при выводе функции безразмерного давления для многих ограниченных и замкнутых пластов. В этом приложении демонстрируется использование метода суперпозиции для формирования непроницаемых границ и границ с постоянным давлением, а также замкнутых пластов. Объясняется и метод обратной суперпозиции, заключающийся в получении решения для различных случаев путем сочетания известных безразмерных решений. В заключении главы выводится общее уравнение расчета изменения давления, вызванного переменным дебитом.

В.2. Функция безразмерного давления, используемая в методе суперпозиции

При использовании метода суперпозиции необходимо выбрать подходящее для данного пласта безразмерное давление p_D . Как правило, расчеты по методу суперпозиции выполняются с использованием безразмерных давлений для бесконечных пластов (даже если целью расчетов ставится создание решения для замкнутого пласта [4–6]), поэтому в качестве p_D обычно принимают интегральную показательную функцию (уравнение 2.5). Интегральную показательную функцию p_D можно использовать при условиях $r_D \geq 20$ и $t_D/r_D^2 \geq 0,5$ или $t_D/r_D^2 \geq 25$. Если ни одно из этих условий не выполняется, то безразмерное давление для реального значения параметра r_D следует определять по рис. С.1.

При расчетах с помощью метода суперпозиции для пласта, который нельзя рассматривать как бесконечный, необходимо использовать соответствующее p_D из приложения С. В такой ситуации принципиальных отличий в применении метода суперпозиции не существует. Однако в таблицах и рисунках, составленных для таких пластов, часто не указываются значения p_D для точек, отстоящих от скважины. Некоторые полезные функции p_D приводятся в приложении С и источнике [10].

В.3. Создание непроницаемых границ и границ с постоянным давлением

На рис. В.1 иллюстрируется метод отображений [3–6] с целью создания непроницаемой границы в бесконечном пласте. Скважина № 1 работает при постоянном дебите q на расстоянии L от единственной непроницаемой границы, представленной осью y на рис. В.1. Воображаемая скважина (скважина № 2 на рис. В.1) на расстоянии $(-L)$ от

оси математически эквивалента границе. Применяя метод суперпозиции, рассчитываем давление в любой точке плоскости $x - y$ рис. В.1:

$$p(t, x, y) = p_i - \frac{18,66qB\mu}{kh} [p_D(t_D, a_{D1}) + p_D(t_D, a_{D2})]. \quad (\text{B.1})$$

Безразмерные расстояния a_{D1} и a_{D2} на рис. В.1 находим по выражениям:

$$a_{D1} = \frac{a_1}{r_w} = \frac{1}{r_w} \sqrt{(x - L)^2 + y^2}, \quad (\text{B.2 a})$$

$$a_{D2} = \frac{a_2}{r_w} = \frac{1}{r_w} \sqrt{(x + L)^2 + y^2}. \quad (\text{B.2 b})$$

где r_w одинаково для обеих скважин. Для бесконечного пласта при $a_D > 20$ пригодно уравнение (2.5a).

$$p_D(t_D, a_D) = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{a_D^2}{4t_D} \right) \quad (\text{B.3 a})$$

$$p_D(t_D, a_D) = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{(x \pm L)^2 + y^2}{4r_w^2 t_D} \right) \quad (\text{B.3 b})$$

$$p_D(t_D, a_D) = \frac{1}{2} \int_{\left[\frac{(x \pm L)^2 + y^2}{4r_w^2 t_D} \right]}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du. \quad (\text{B.3 c})$$

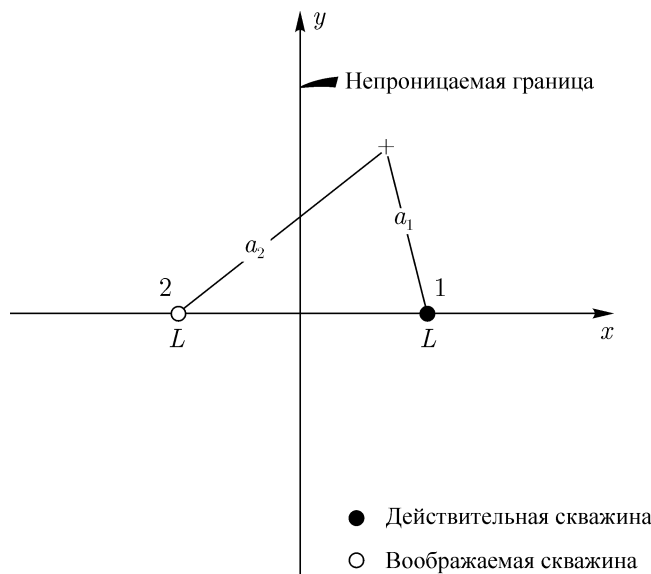


Рис. В.1. Расположение воображаемой скважины для создания непроницаемой границы (разлома).

Теперь проверим, перетекает ли флюид через непроницаемый барьер (т.е. ось y), что равносильно выполнению условия $(\partial p/\partial x)_{x=0} = 0$ во всех точках вдоль оси y . Дифференцируя уравнение (В.1), получаем:

$$\frac{\partial p(t, x, y)}{\partial x} = \frac{18,66qB\mu}{kh} \left[\frac{\partial p_D(t_D, a_{D1})}{\partial x} + \frac{\partial p_D(t_D, a_{D2})}{\partial x} \right]. \quad (\text{В.4})$$

Теперь оценим уравнение (В.4) при $x = 0$ и произвольных значениях y . Продифференцируем уравнение (В.3 с) по правилу Лейбница [11]:

$$\frac{\partial p_D(t_D, a_D)}{\partial x} = -\frac{(x \pm L)}{(x \pm L)^2 + y^2} \exp\left(-\frac{(x \pm L)^2 + y^2}{4r_w^2 t_D}\right). \quad (\text{В.5})$$

Подставляем уравнение (В.5) в уравнение (В.4):

$$\frac{\partial p(t, x, y)}{\partial x} = \frac{18,66qB\mu}{kh} \left\{ \left[\frac{x-L}{(x-L)^2 + y^2} \right] \exp\left(-\frac{(x-L)^2 + y^2}{4r_w^2 t_D}\right) + \left[\frac{(x+L)}{(x+L)^2 + y^2} \right] \exp\left(-\frac{(x+L)^2 + y^2}{4r_w^2 t_D}\right) \right\}. \quad (\text{В.6})$$

Вышеприведенное уравнение при $x = 0$ имеет вид:

$$\frac{\partial p(t, 0, y)}{\partial x} = \frac{18,66qB\mu}{kh} \left(\frac{1}{L^2 + y^2} \right) \{-L + y^2\} \exp\left(-\frac{L^2 + y^2}{4r_w^2 t_D}\right) = 0. \quad (\text{В.7})$$

Поскольку $(\partial p/\partial x)_{x=0} = 0$, то теперь очевидно, что отображение работающей скважины зеркально от границы создает непроницаемую границу. Это правило всегда справедливо для прямолинейных границ независимо от их количества и числа скважин. Несколько конкретных примеров дается в параграфе В.4.

Если ось на рис. В.1 должна стать границей с постоянным давлением, то воображаемой скважиной будет нагнетательная с приемистостью, равной дебиту добывающей скважины. В этом случае по методу суперпозиции получаем следующее выражение:

$$p(t, x, y) = p_i - \frac{18,66qB\mu}{kh} [p_D(t_D, a_{D1}) - p_D(t_D, a_{D2})]. \quad (\text{В.8})$$

Поскольку

$$a_{D1} = a_{D2} \quad (\text{В.9})$$

то в точке $x = 0$ при всех y :

$$p_D(t_D, a_{D1}) = p_D(t_D, a_{D2}) \quad (\text{В.10})$$

и давление во всех точках вдоль границы (ось y) равно

$$p_D(t, 0, y) = p_i. \quad (\text{В.11})$$

Используя метод отображений для создания как непроницаемых, так и границ с постоянным давлением, каждый инженер может вывести решения в виде безразмерного давления для многих важных случаев.

В.4. Применение метода отображений для создания нескольких границ и замкнутых пластов

Очевидно, что метод отображений распространяется и на пласты с более чем одной непроницаемой границей. На рис. В.2 показан пласт с двумя непроницаемыми границами, пересекающимися под прямым углом. Скважина № 1 расположена около точки пересечения двух границ. Скважина № 2, отображение скважины № 1 относительно оси y , препятствует течению флюида от скважины № 1 через эту ось. Скважина № 3, отображение скважины № 1 относительно оси x , предотвращает течение от скважины № 1 через эту границу. Скважина № 4 препятствует перетоку от скважины № 2 через ось x и от скважины № 3 через ось y . Метод отображений предполагает, что границы имеют бесконечную длину, так что переток через любую границу, вызванный работой воображаемой скважины, необходимо компенсировать другими воображаемыми скважинами, как демонстрируется на рис. В.2.

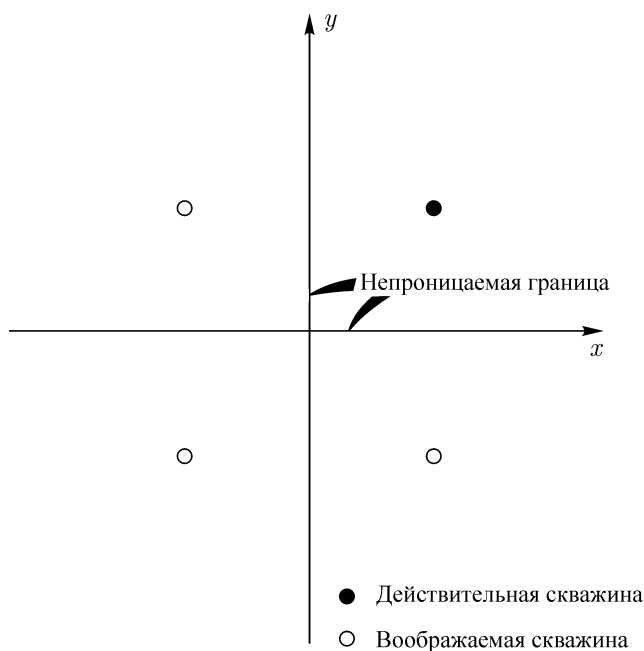


Рис. В.2. Расположение воображаемых скважин для создания пересекающихся непроницаемых границ.

При создании барьеров с помощью отображений давление в любой точке можно рассчитать с помощью метода суперпозиции. Вместо уравнения относительно изменения давления можно написать уравнение относительно безразмерных давлений в каждой точке пласта с двумя границами:

$$p_D(t_D, x_D, y_D) = p_D(t_D, a_{D1}) + p_D(t_D, a_{D2}) + p_D(t_D, a_{D3}) + p_D(t_D, a_{D4}), \quad (\text{В.12})$$

где a_{D1} означает безразмерное расстояние от точки, в которой рассчитывают давление, до скважины № 1 и т. д. Параметры x_D и y_D являются безразмерными декартовыми координатами. Их точное определение зависит от цели применения. В источниках [6] и [10] используют два практических определения этих величин. Легко проверить, что

четыре скважины на рис. В.2 действительно создают две пересекающиеся непроницаемые границы.

В общем случае, когда существует множество скважин или границ, безразмерное давление можно записать как:

$$p_D(t_D, x_D, y_D) = \sum_{i=1}^n p_D(t_D, a_{Di}), \tag{B.13}$$

где количество скважин n включает все действительные и воображаемые скважины.

На рис. В.3 показана одиночная скважина, расположенная между двумя параллельными непроницаемыми барьерами и воображаемые скважины, необходимые для создания этих барьеров. Скважина **a** является отображением действительной скважины относительно границы А, а скважина **b** — относительно границы В. Каждая воображаемая скважина инициирует переток через другую границу, поэтому необходимо ввести дополнительные воображаемые скважины. Скважина **a(b)** является отображением скважины **a** относительно границы В и служит для компенсации движения флюида через границу В, вызванного скважиной **a**. Скважина **b(a)** препятствует перетоку флюида через границу А, вызванному скважиной **b**. Некоторые из других воображаемых скважин на рис. В.3 обозначены аналогичной номенклатурой, позволяющей узнать причину появления каждой скважины. Цепочка воображаемых скважин тянется до бесконечности в обоих направлениях. Функция безразмерного давления для такого пласта записывается следующим образом:

$$p_D(t_D, x_D, y_D) = \sum_{i=1}^{\infty} p_D(t_D, a_{Di}), \tag{B.14}$$

где a_{Di} — безразмерное расстояние от скважины **i** до x_D и y_D .

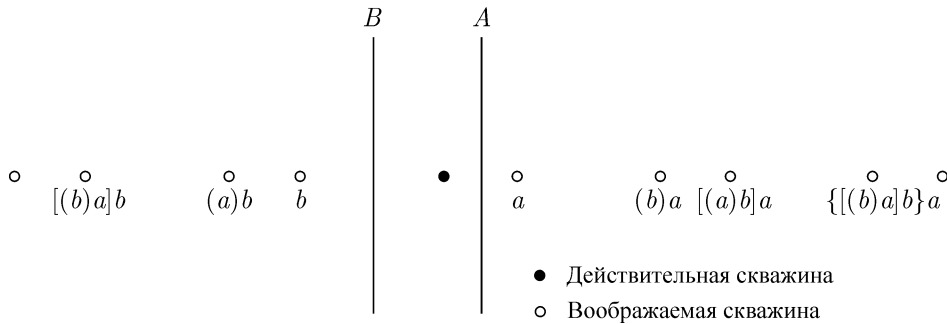


Рис. В.3. Расположение воображаемых скважин для создания двух параллельных непроницаемых границ.

Чтобы получить замкнутый пласт с одиночной скважиной, следует добавить две горизонтальные непроницаемые границы на рис. В.3 и отобразить все скважины, показанные на рис. В.3 относительно этих границ. В результате получается (см. рис. В.4) одиночная скважина в замкнутой прямоугольной области дренирования. Воображаемые скважины простираются до бесконечности во всех направлениях. Безразмерное давление для замкнутого прямоугольного пласта определяется по уравнению (B.14). Хотя и фигурирует бесконечное количество воображаемых скважин, все же с целью расчета обычно требуется учесть только несколько рядов и колонок воображаемых скважин, чей вклад в безразмерное давление все еще значителен.

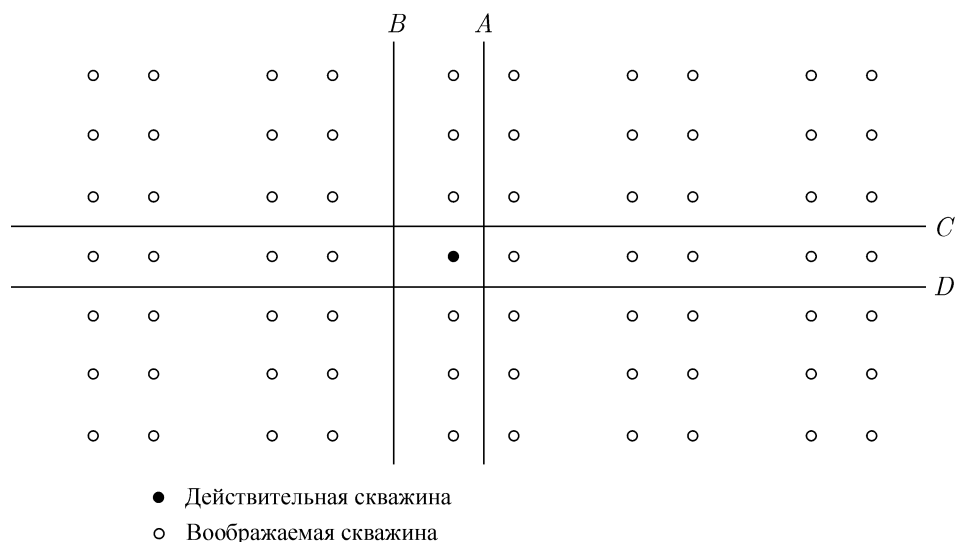


Рис. В.4. Расположение воображаемых скважин для создания замкнутого прямоугольного пласта с одиночной скважиной.

Чтобы одну или несколько непроницаемых границ превратить в границы с постоянным давлением, следует заменить некоторые воображаемые добывающие скважины на нагнетательные [6, 9]. На рис. В.5 показана серия воображаемых скважин для пласта на рис. В.4, но с постоянным давлением на границе А. Независимо от количества границ с постоянным давлением в прямоугольном пласте всегда половина воображаемых скважин будет нагнетательными, а другая — добывающими. Расположение скважин каждого типа зависит от того, какая граница будет с постоянным давлением, а какая — непроницаемая. Рэйми, Кьюмар и Гулати [9] приводят несколько примеров пластов с одной и более границами с постоянным давлением и представляют компьютерную программу для расчета соответствующих функций p_D .

В.5. Метод суперпозиции применительно к квадратным пластам

Эрлагер и др. [6] показали, что полезным элементом метода суперпозиции является замкнутый квадратный пласт с одиночной скважиной в центре (см. рис. В.6). Безразмерные давления в скважине и других точках квадрата можно складывать вместе, чтобы получить безразмерные давления для пластов с различным расположением скважин и разных конфигураций. На рис. В.7 иллюстрируется принцип получения прямоугольного пласта с соотношением сторон 2 : 1 со скважиной в центре путем складывания двух квадратных пластов [6]. Пустые кружочки означают множество скважин для одного квадратного пласта, а закрашенные — множество скважин для второго квадратного пласта. Совокупное множество скважин создает прямоугольную область дренирования с соотношением сторон 2 : 1 со скважиной в центре (см. рис. В.7). В источнике [6] указывается, что при такой суперпозиции меняется площадь дренажной системы, что немаловажно учитывать при расчетах. Это факт сказывается как на безразмерном времени t_{DA} , так и на значении безразмерного давления в скважине, поскольку параметр p_D в скважине, расположенной в замкнутой площади дренирования, зависит от значения \sqrt{A}/r_w . Если требуется найти p_D в точке расположения скважины для пласта с

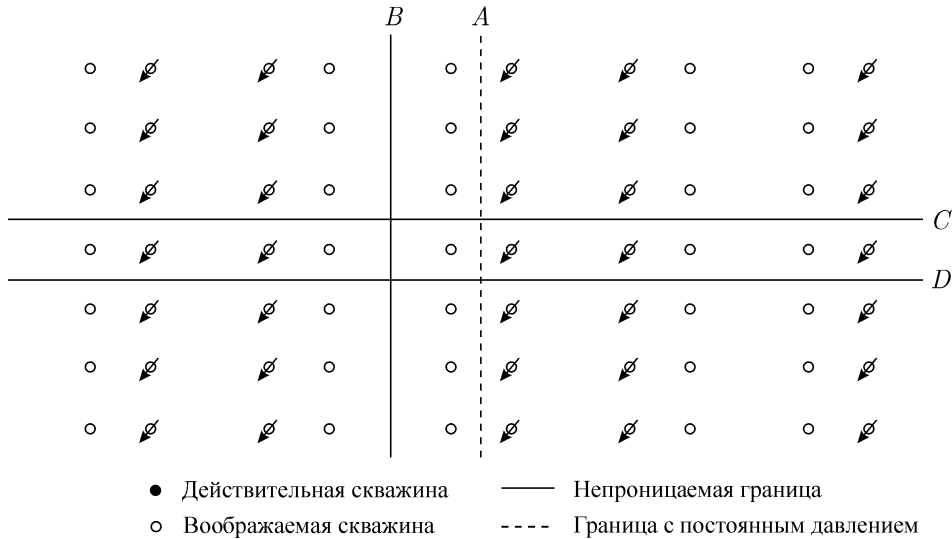


Рис. В.5. Расположение воображаемых скважин для создания скважины в прямоугольном пласте с тремя непроницаемыми границами и одной границей с постоянным давлением.

другим параметром \sqrt{A}/r_w , то необходимо сделать поправку:

$$p_D(\sqrt{A}/r_w) = p_D \left(\left[\sqrt{A}/r_w \right]_{\text{табл.}} \right) + \ln \left[\frac{(\sqrt{A}/r_w)}{(\sqrt{A}/r_w)_{\text{табл.}}} \right], \quad (\text{B.15})$$

где p_D в левой части уравнения равно p_D при необходимом значении \sqrt{A}/r_w , а в правой части — значению безразмерного давления, взятого из таблицы или рисунка (например, таблицы С.2 или рис. С.12) при некотором другом параметре \sqrt{A}/r_w . Дополнительные сведения и инструкции по применению метода суперпозиции к квадратным пластам с целью создания пластов различных конфигураций даются в источнике [6].

В.6. Обратная суперпозиция

Грингартен, Рэйми и Рагхаван [7] и Чен и Бригхэм [8] проиллюстрировали принцип обратной суперпозиции, заключающийся в комбинации известных решений p_D с целью вывода p_D для некоторых других случаев. Этот подход можно использовать для любой конфигурации области дренирования и местоположения скважины, хотя мы иллюстрируем этот принцип только применительно к скважине в центре замкнутого квадрата. Предположим, что необходимо рассчитать p_D в скважине, расположенной в центре замкнутого квадрата, при $C_D > 0$ и $s \neq 0$. Большинство данных p_D для замкнутого квадратного пласта выведены для случая $C_D = 0$ и $s = 0$, поэтому здесь они не годятся. Но их можно использовать, чтобы получить требуемый результат, согласно выражению:

$$p_D(C_D, s, \square) = p_D(C_D = 0, s = 0, \square) - p_D(C_D = 0, s = 0, \infty) + p_D(C_D, s, \infty), \quad (\text{B.16})$$

как демонстрируется на рис. В.8. Начнем расчет с p_D для квадратного пласта с нулевым скин-фактором и коэффициентом объема ствола скважины, как указывается в

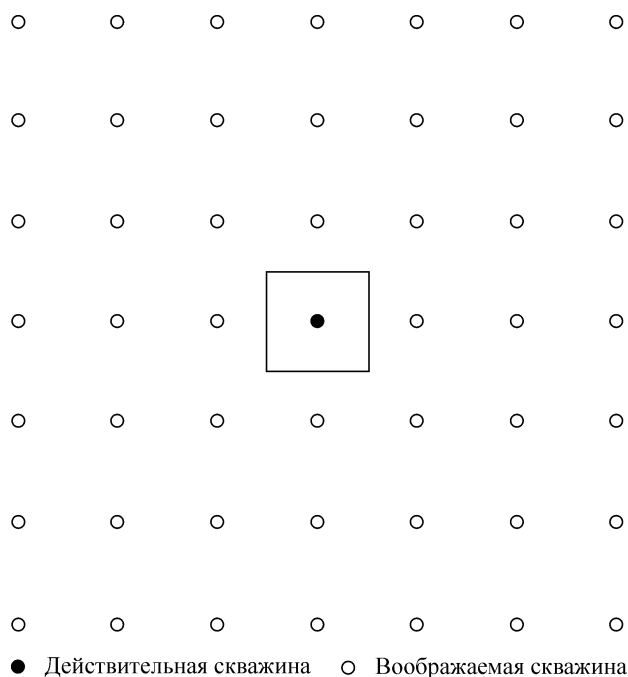


Рис. В.6. Расположение воображаемых скважин для создания одиночной скважины в центре замкнутого квадрата.

части **a** рисунка В.8. Из этого безразмерного давления, первого члена правой части уравнения (В.16), вычтем параметр p_D для одиночной скважины в бесконечном пласте с нулевым скин-фактором и нулевым объемом ствола, т.е. второй член правой части уравнения (В.16). Результатом такого действия, показанного в части **b** рисунка В.8, является бесконечное множество скважин, причем скважина в центре квадрата исчезнет. И, наконец, прибавляем p_D для одиночной скважины в бесконечном пласте с требуемым коэффициентом объема ствола скважины и скин-фактором, последним членом в правой части уравнения (В.16), чтобы получить часть **c** рисунка В.8. Теоретически верное безразмерное давление получают, принимая схему правой половины части **d** рис. В.8, где все воображаемые скважины имеют требуемый скин-фактор и коэффициент ствола скважины. Однако, скин-факторы и коэффициенты объема ствола скважины имеют только незначительное влияние [7] на отстоящие от скважины точки, поэтому такая аппроксимация считается удовлетворительной [8].

Грингартен, Рэйми и Рагхаван [7] используют этот подход для оценки безразмерного давления замкнутых пластов с трещиной. Чен и Бригхэм [8] используют такой подход для вывода безразмерных давлений, а затем и кривых восстановления давления для одиночной скважины с объемом ствола и скин-фактором в центре замкнутого пласта. Безразмерное давление для многих других пластов можно рассчитать, применяя аналогичный подход.

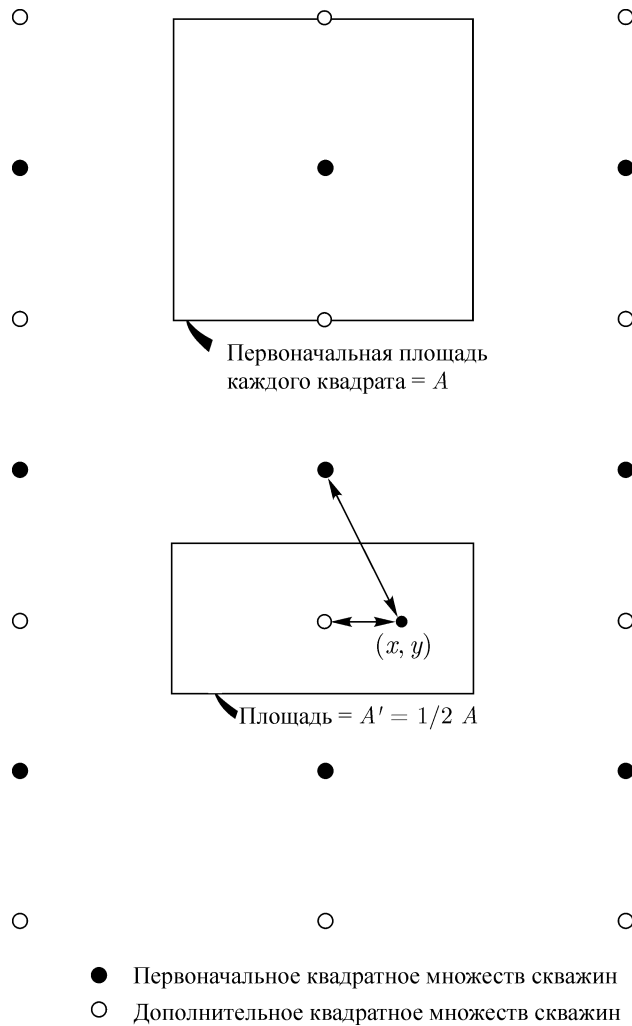


Рис. В.7. Суперпозиция двух квадратных множеств для создания прямоугольника с соотношением сторон 2 : 1. По Эрлагеру и др. [6].

В.7. Применение принципа суперпозиции для создания переменного дебита

На рис. В.9 схематически показано изменение дебита во времени. Согласно обозначениям на этом рисунке добыча (или нагнетание) начинается в момент времени 0. Дебит q_1 остается постоянным до момента t_1 , затем он изменяется и становится дебитом q_2 до момента времени t_2 и т. д. Следует заметить, что дебит q_j заканчивается в момент t_j , а также $t_0 = 0$. Последний (или действующий дебит) всегда обозначается q_N . Можно рассчитать давление в скважине (или в любой другой точке, для которой известно давление p_D) в любой момент времени, когда поддерживается дебит q_N , по принципу суперпозиции, как следует из уравнения (2.31). Давление в скважине равно:

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{18,66B\mu}{kh} \{q_1[p_D(t_D) + s] + (q_2 - q_1)[p_D([t - t_1]_D) + s] +$$

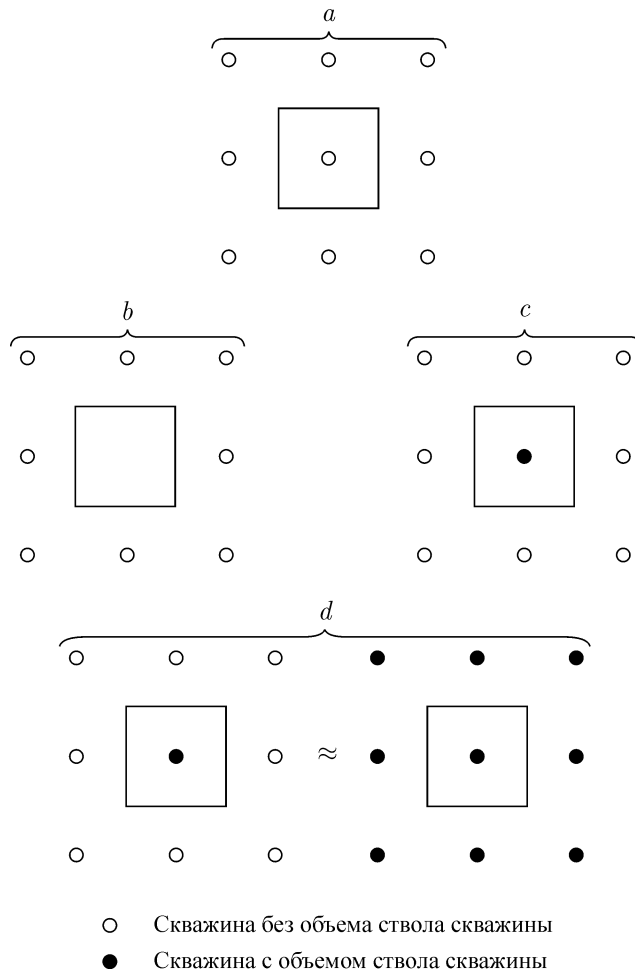


Рис. В.8. Обратная суперпозиция для аппроксимации одиночной скважины с объемом ствола и скин-фактором в центре замкнутого квадрата. По Чену и Бригхэму [8].

$$+ (q_3 - q_2)[p_D([t - t_2]_D) + s] + \dots + (q_N - q_{N-1})[p_D([t - t_{N-1}]_D) + s]\}. \quad (\text{B.17})$$

Это выражение можно преобразовать следующим образом:

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{18,66B\mu}{kh} \{q_1[p_D(t_D) - p_D([t - t_1]_D)] + q_2[p_D([t - t_1]_D) - p_D([t - t_2]_D)] + \dots + q_{N-1}[p_D([t - t_{N-2}]_D) - p_D([t - t_{N-1}]_D)] + q_N[p_D([t - t_{N-1}]_D) + s]\}. \quad (\text{B.18})$$

Если пласт бесконечен и пригодна логарифмическая аппроксимация интегральной показательной функции (т. е. уравнение (2.5 b)), то уравнение (B.18) можно записать в таком виде:

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{9,33B\mu}{kh} \left\{ q_1 \ln \left(\frac{t}{t - t_1} \right) + q_2 \ln \left(\frac{t - t_1}{t - t_2} \right) + \dots + q_{N-1} \ln \left(\frac{t - t_{N-2}}{t - t_{N-1}} \right) + q_N \left[\ln(t - t_{N-1}) + \ln \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 7,120 + 2s \right] \right\} \quad (\text{B.19})$$

или

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{21,5B\mu}{kh} \left\{ \sum_{j=1}^{N-1} q_j \log \left(\frac{t - t_{j-1}}{t - t_j} \right) + \right. \\ \left. + q_N \left[\log(t - t_{N-1}) + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right] \right\}. \quad (\text{B.20})$$

Уравнения (В.17)–(В.20) удобны для оценки изменения давления, вызванного переменным во времени дебитом. Однако, для интерпретации данных исследований скважин с переменным дебитом, как указывается в параграфе 4.2., более удобен следующий вид уравнения

$$\frac{p_i - p_{wf}(t)}{q_N} = \frac{21,5B\mu}{kh} \left\{ \sum_{j=1}^N \left[\left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \right) \times \log(t - t_{j-1}) \right] + \right. \\ \left. + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,86859s \right\}, \quad (\text{B.21})$$

получаемый в результате сочетания уравнений (В.17) и (2.5b).

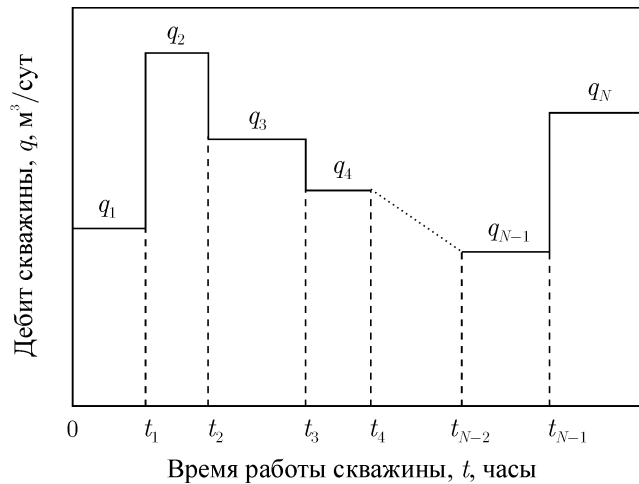


Рис. В.9. Схематическое представление изменения дебита со временем.

Литература

- [1] Matthews, C. S. and Russell, D. G.: *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**.
- [2] vanEverdingen, A. F. and Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," *Trans., AIME* (1949) **186**, 304–324.
- [3] Horner, D. R.: "Pressure Build-Up in Wells," *Proc., Third World Pet. Cong., The Hague* (1951) Sec. II, 503–523. Also Reprint Series, No. 9 – *Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 25–43.

- [4] Matthews, C. S., Brons, F., and Hazebroek, P.: "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir," *Trans.*, AIME (1954) **201**, 182–191. Also *Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 51–60.
- [5] Collins, Royal Eugene: *Flow of Fluids Through Porous Materials*, Reinhold Publishing Corp., New York (1961) 109–113, 116–118.
- [6] Earlougher, Robert C., Jr., Ramey, H. J., Jr., Miller, F. G., and Mueller, T.D.: "Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1968) 199–208; *Trans.*, AIME, **243**.
- [7] Gringarten, Alain C., Ramey, Henry J., Jr., and Raghavan, R.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture," *Soc. Pet. Eng. J.* (Aug. 1974) 347–360; *Trans.*, AIME, **257**.
- [8] Chen, Hsiu-Kuo and Brigham, W.E.: "Pressure Buildup for a Well With Storage and Skin in a Closed Square," paper SPE 4890 presented at the SPE-AIME 44th Annual California Regional Meeting, San Francisco, April 4–5, 1974.
- [9] Ramey, Henry J., Jr., Kumar, Anil, and Gulati, Mohinder S.: *Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions*, AGA, Arlington, Va. (1973).
- [10] Earlougher, R. C., Jr., and Ramey, H. J., Jr.: "Interference Analysis in Bounded Systems," *J. Cdn. Pet. Tech.* (Oct.-Dec. 1973) 35–45.
- [11] Kaplan, Wilfred: *Advanced Calculus*, Addison Wesley Publishing Co., Inc., Reading, Mass. (1952) 220.

ПРИЛОЖЕНИЕ С

Решения в виде безразмерных давлений

С.1. Введение

В этом приложении представлены корреляции безразмерного давления от безразмерного времени для пластов с одиночной скважиной, работающей с постоянным дебитом. Некоторые справочные данные были приведены в соответствие с используемой в данной монографии номенклатурой. Мы придерживаемся определения безразмерного давления, соответствующего выражению:

$$p_i - p = \Delta p = \frac{18,66qB\mu}{kh} p_D(t_D, \dots). \quad (\text{C.1})$$

Безразмерное время обычно выражается через радиус скважины

$$t_D = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (\text{C.2 a})$$

или через площадь дренирования

$$t_{DA} = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t A} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad (\text{C.2 a})$$

Мы четко оговариваем, когда удобно выражать безразмерное время через другие характерные размеры.

С.2. Бесконечный пласт

Без учета объема ствола скважины и скин-фактора

После прекращения эффектов, связанных с влиянием объема ствола скважины, безразмерное давление для бесконечных пластов определяется по выражению [1–4]:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad (\text{C.3})$$

при условии ($r_D \geq 20$ и $t_D/r_D^2 \geq 0,5$) или $t_D/r_D^2 \geq 25$. Значения безразмерного давления для меньших t_D и r_D приводятся на рис. С.1 для некоторого диапазона изменения r_D и t_D . Табулированные значения при $r_D = 1$ даются Ван Эвиндергом и Харстом [5]. Самая нижняя кривая на рис. С.1 ($r_D > 20$), являющаяся интегральной показательной функцией, более подробно показана на рис. С.2.

При $t_D/r_D^2 > 100$ возможно использовать упрощенное выражение уравнения (С.3) и рисунки С.1 и С.2 (или с ошибкой менее 1 % при $t_D/r_D^2 > 10$):

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D/r_D^2) + 0,80907]. \quad (\text{С.4})$$

Эти решения в виде безразмерных давлений пригодны для одиночной совершенной скважины, вскрывшей бесконечный пласт, без учета объема ствола. Ухудшенное или улучшенное состояние призабойной зоны можно учесть по уравнению (2.2).

Одиночная вертикальная трещина, без учета объема ствола скважины

Безразмерные давления для скважины с вертикальной трещиной, расположенной в бесконечном пласте, определяются по рис. С.3 и С.4. Полагается, что одиночная трещина с полудлиной x_f пересекает скважину. Демонстрируются две ситуации:

1. Трещина с *равномерным притоком* является первой предложенной аппроксимацией поведения скважины с вертикальной трещиной [6, 7]. Флюид поступает в трещину с постоянным дебитом на каждую единицу ее площади, поэтому в трещине происходит падение давления. Безразмерное давление в скважине для случая трещины равномерного притока рассчитывается по уравнению [6, 7]:

$$p_D = \sqrt{\pi t_{Dxf}} \operatorname{erf} \left(\frac{1}{2\sqrt{t_{Dxf}}} \right) - \frac{1}{2} Ei \left(-\frac{1}{4t_{Dxf}} \right), \quad (\text{С.5})$$

где безразмерное время, выраженное относительно полудлины трещины, определяется как

$$t_{Dxf} = t_D (r_w/x_f)^2. \quad (\text{С.6})$$

При $t_{Dfx} > 10$ уравнение (С.5) превращается в [6, 7]:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln t_{Dfx} + 2,80907] \quad (\text{С.7})$$

с ошибкой менее 1 %. При $t_{Dfx} < 0,1$ уравнение (С.5) становится [6, 7]:

$$p_D = \sqrt{\pi t_{Dfx}}, \quad (\text{С.8})$$

т. е. при небольших временах приток в трещину имеет линейный характер.

2. Трещина бесконечной проводимости имеет бесконечную проницаемость и, значит, постоянное давление вдоль трещины. Безразмерное давление в скважине для данного случая находят по рисункам С.3 и С.4 и рассчитывают по выражению [6, 7]:

$$p_D = \frac{1}{2} \sqrt{\pi t_{Dfx}} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{0,134}{\sqrt{t_{Dfx}}} \right) + \operatorname{erf} \left(\frac{0,866}{\sqrt{t_{Dfx}}} \right) - 0,067 Ei \left(-\frac{0,018}{t_{Dfx}} \right) - 0,433 Ei \left(-\frac{0,750}{t_{Dfx}} \right) \right] \quad (\text{С.9})$$

при $t_{fx} > 10$ уравнение (С.9) с ошибкой менее 1 % превращается в выражение [6, 7]:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln t_{Dfx} + 2,200]. \quad (\text{С.10})$$

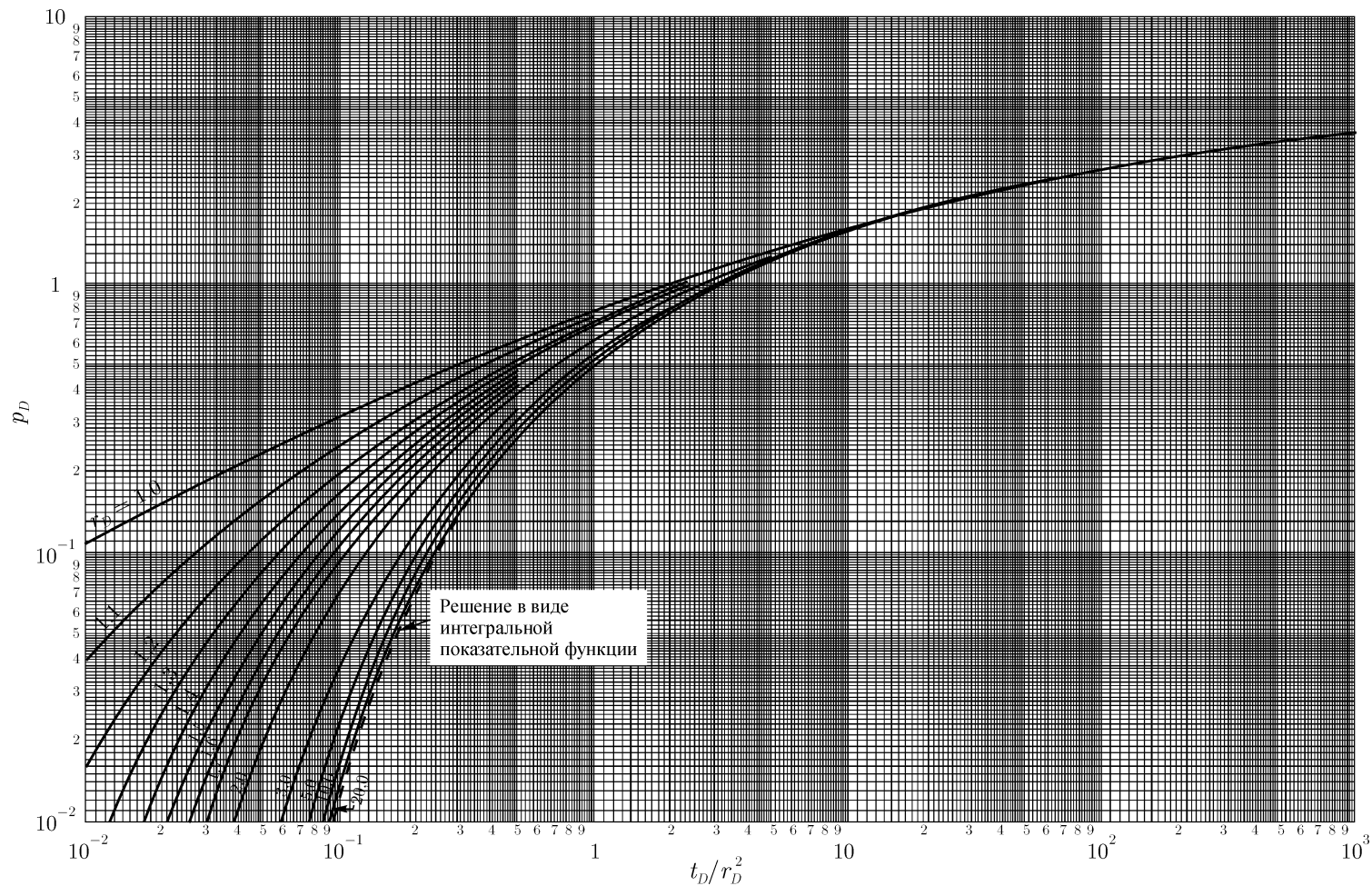


Рис. С.1. Безразмерное давление для бесконечного пласта с одиночной скважиной при малых r_D и небольших временах. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. Согласно Мёллеру и Витерспуну [4].

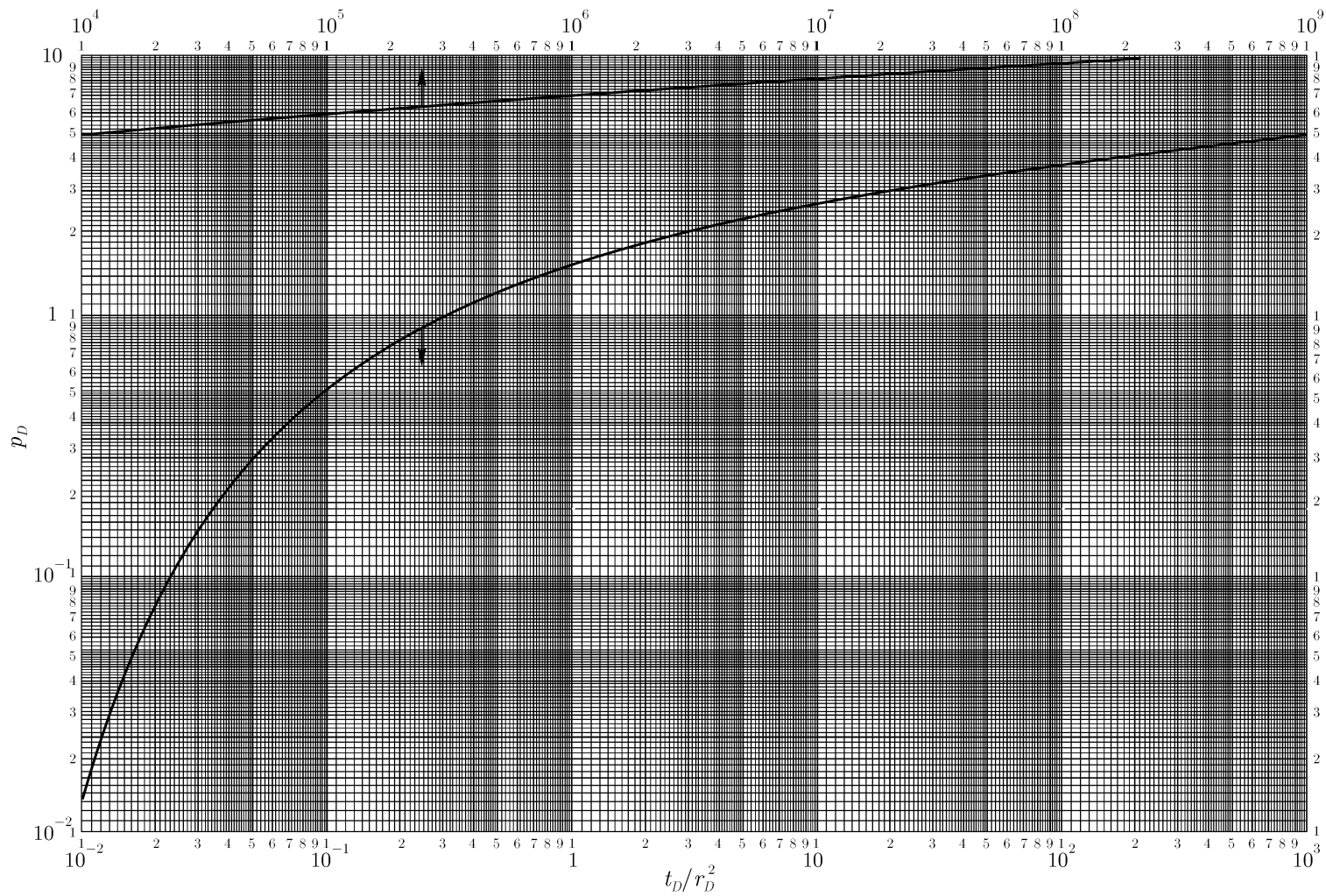


Рис. С.2. Безразмерное давление для бесконечного пласта с одиночной скважиной без учета объема ствола скважины и скин-фактора. Решение в виде интегральной показательной функции.

Когда t_{Dfx} меньше чем 0,01, то пригодно уравнение (С.8).

Важной особенностью рис. С.3 является наличие при небольших временах наклона кривых, равного 0,5 логарифм-цикла давления на 1 логарифм-цикл времени. Такой прямолинейный участок с половинным наклоном в билогарифмических координатах часто служит диагностическим признаком скважины с вертикальной трещиной.

Грингартен, Рэйми и Рагхаван [6, 7] приводят табулированные значения p_D для двух типов вертикальных трещин.

Одинокая горизонтальная трещина, без учета объема ствола скважины

На рис. С.5 показаны данные p_D в скважине в бесконечном пласте с одиночной горизонтальной трещиной, расположенной в центре продуктивного интервала. Используемое безразмерное время выражается через радиус горизонтальной трещины r_f :

$$t_{Drf} = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_t r_f^2} = t_D \left(\frac{r_w^2}{r_f^2} \right). \quad (\text{С.11})$$

На рис. С.5 безразмерные давления упорядочены по указанному на кривых параметру:

$$h_D = \frac{h}{r_f} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}}, \quad (\text{С.12})$$

где k_r и k_z — радиальная и вертикальная проницаемость соответственно. При небольших временах и больших значениях h_D кривые на рис. С.5 имеют прямолинейный участок с половинным наклоном. Однако из этого же рисунка видно, что далеко не все кривые безразмерного давления для пластов с горизонтальной трещиной имеют в билогарифмических координатах прямолинейный участок с половинным наклоном. Так, при небольших значениях h_D кривые на рис. С.5 имеют единичный наклон, аналогичный единичному наклону, вызываемому объемом ствола скважины. Однако на рис. С.5 эффект влияния объема ствола не учитывается, т. е. единичный наклон является следствием наличия трещины, а не объема ствола. Грингартен [8] и Рэйми [9] сводят в таблицу значения p_D для случая скважины с горизонтальной трещиной.

С учетом объема ствола скважины и скин-фактора в виде тонкой зоны

На рис. С.6* представлены данные безразмерного давления для одиночной скважины в бесконечном пласте с учетом объема ствола скважины и тонкой скин-зоны [10]. Безразмерный коэффициент ствола скважины равен:

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi c_t h r_w^2}. \quad (\text{С.13})$$

При $C_D > 0$ из рис. С.6 следует, что при небольших временах билогарифмический график имеет участок единичного наклона. При более поздних временах кривые приближаются к кривым для нулевого объема ствола скважины. Табулированные значения безразмерного давления даются в работе Эгаруэла, Аль-Хусейни и Рэйми [10]. Хотя параметр t_D на рис. С.6 и выражен относительно r_w , все же при создании решений для случая негативного скин-фактора использовали больший эффективный радиус скважины согласно уравнению (2.11).

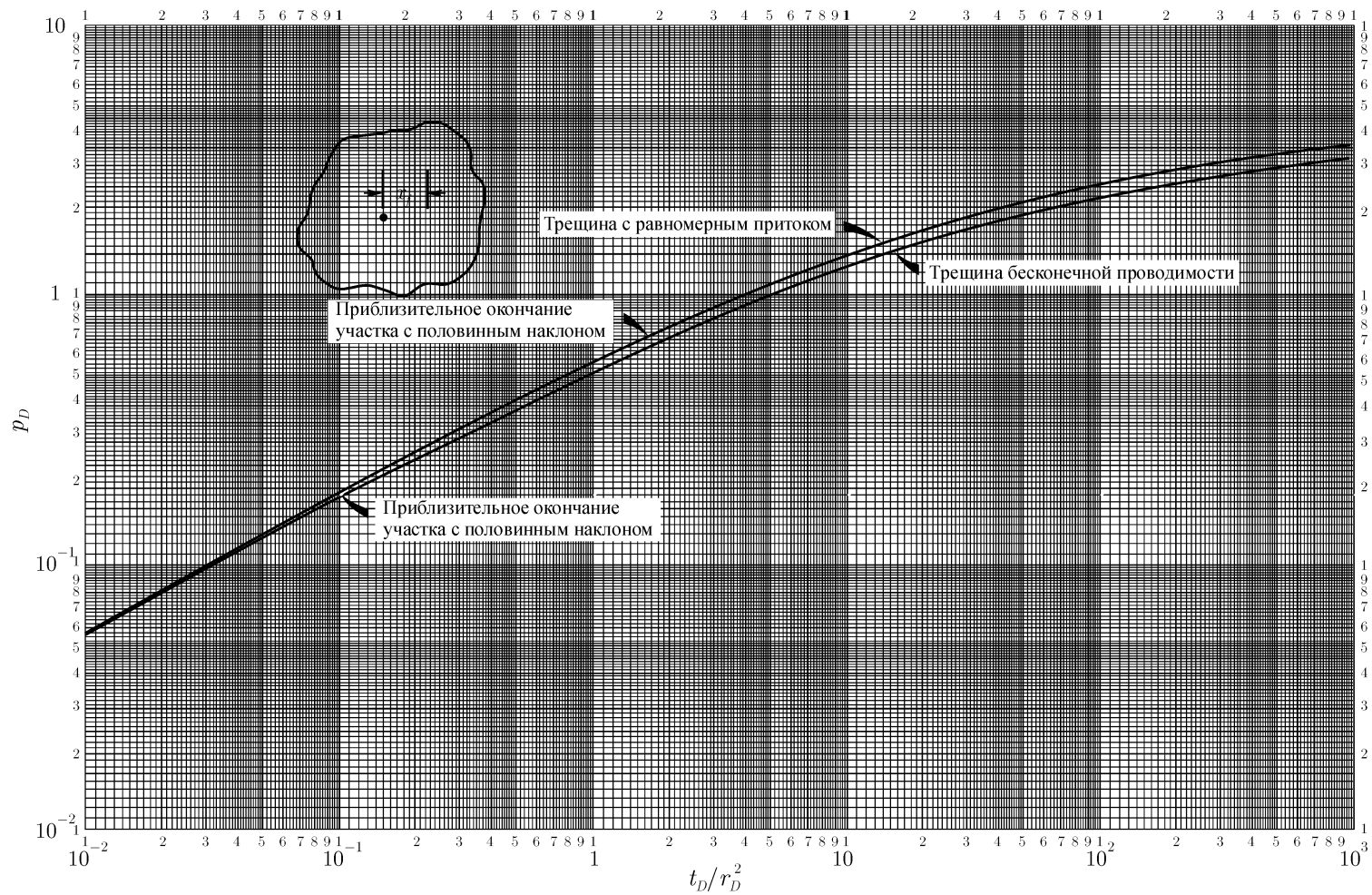


Рис. С.3. Безразмерное давление для бесконечного пласта и одиночной скважины с вертикальной трещиной. Объем ствола скважины не учитывается. Билогарфический график. Данные Грингартена, Рэйми и Рагхавана [6, 7].

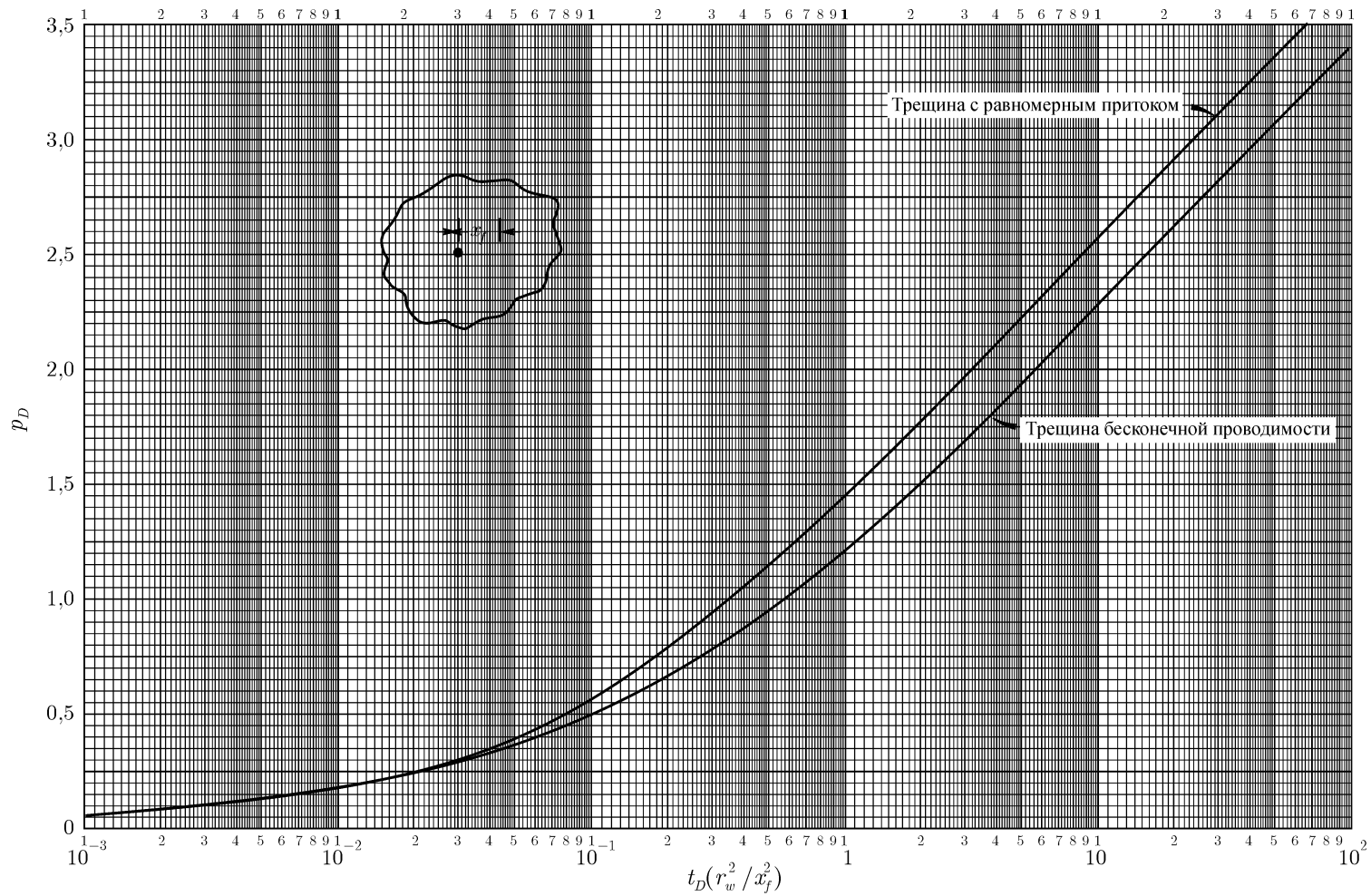


Рис. С.4. Безразмерное давление для бесконечного пласта и одиночной скважины с вертикальной трещиной. Объем ствола скважины не учитывается. Полулогарифмический график. Данные Грингартена, Рэйми и Рагхавана [6, 7].

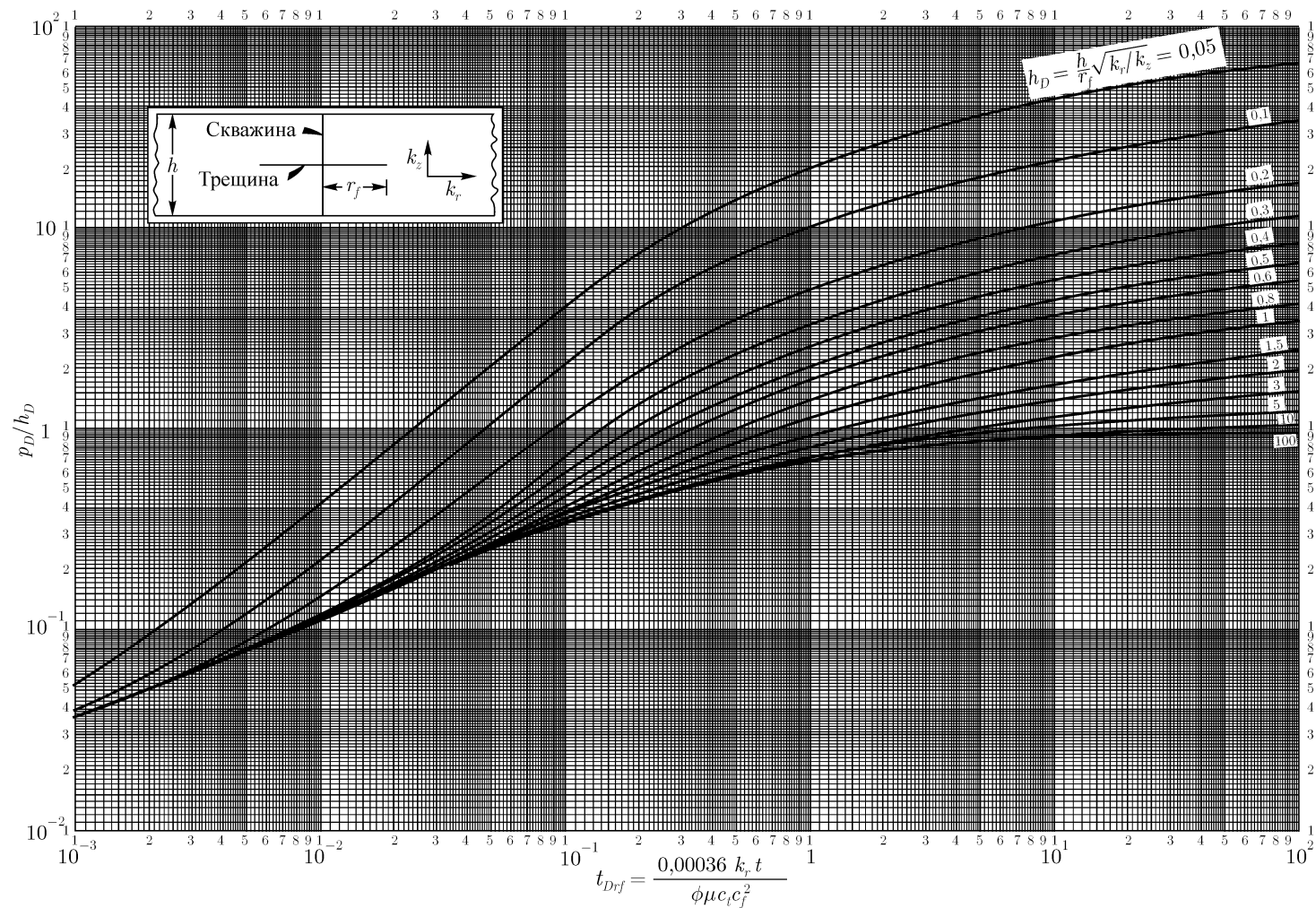


Рис. С.5. Безразмерное давление для бесконечного пласта и одиночной скважины с горизонтальной трещиной (с равномерным притоком). Объем ствола скважины не учитывается. Трещина расположена в центре продуктивного интервала. Согласно Грингартену, Рэйми и Рагхану [6].

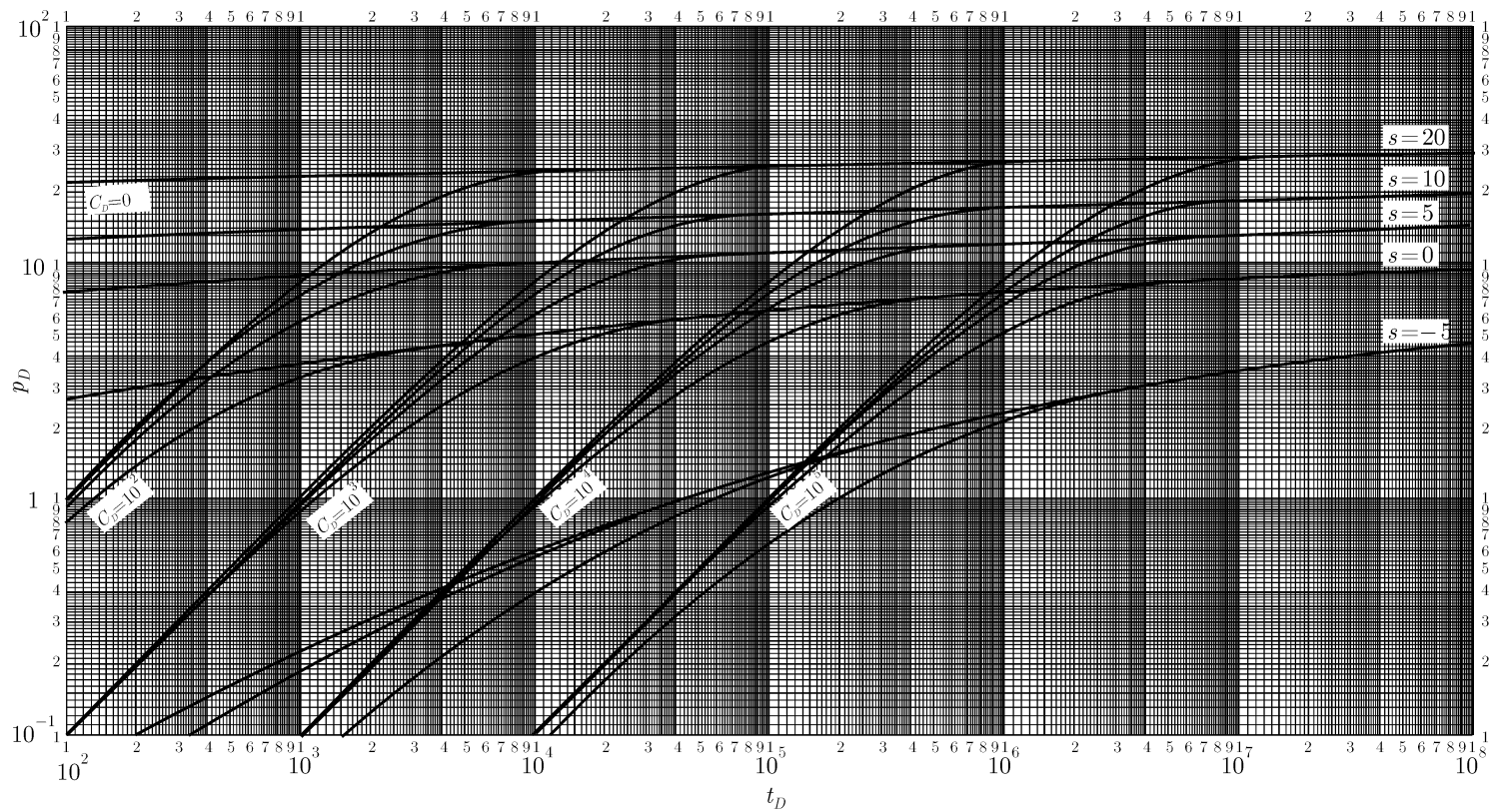


Рис. С.6. Безразмерное давление для бесконечного пласта с одиночной скважиной. Объем ствола скважины и скин-зона учитываются. Согласно Эгаруэлу, Аль-Хусейни и Рэйми [10]. Рисунок любезно предоставлен Г. Дж. Рэйми младшим.

С учетом объема ствола скважины и конечной скин-зоны

На рис. С.7* приведены данные безразмерного давления для одиночной скважины в бесконечном пласте с учетом объема ствола скважины и скин-зоны конечной протяженности [11]. Подобная скин-зона конечной протяженности схематически изображена на рис. 2.6. Скин-фактор находится из выражения:

$$s = \left(\frac{k}{k_s - 1} \right) \ln(r_{sD}), \quad (\text{С.14})$$

где

$$r_{sD} = \frac{r_s}{r_w}. \quad (\text{С.15})$$

Вагтенбэргер и Рэйми [11] приводят таблицы зависимости p_D от t_D для параметров, указанных на рис. С.7.

Другие полезные эталонные кривые

На рис. С.8* показана еще одна зависимость между давлением и временем для одиночной скважины с объемом ствола скважины и скин-эффектом в бесконечном пласте [12]. График можно перевести в безразмерные координаты давление-время с помощью уравнений, указанных в работе [12]. Этот набор эталонных кривых особенно полезен для метода совмещения кривых и не рекомендуется для расчета изменения давления. Его использование продемонстрировано в параграфе 3.3.

Рис. С.9* является набором эталонных кривых, представленных МакКинли [13] для одиночной скважины в бесконечном пласте с объемом ствола скважины, но без учета скин-фактора. При этом принимается фиксированное значение параметра:

$$\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} = 9,728 \times 10^6 \left(\frac{\text{мДа}}{\text{МПа} \cdot \text{с} \cdot \text{пси}^{-1} \cdot \text{фут}^2} \right). \quad (\text{С.16})$$

Хотя рисунок построен относительно размерных переменных, его можно преобразовать в безразмерный график, используя определения C_D , t_D и p_D и уравнение (С.16). В основном рис. С.9 полезен для метода совмещения кривых, но не для расчета ожидаемого изменения давления.

С.3. Замкнутые пласты

Все замкнутые пласты (т.е. пласты с непроницаемыми внешними границами) характеризуются нестационарным изменением давления, изображенным на рис. 2.1. С погрешностью в пределах 1% справедливо выражение

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln(t_{DA}) + \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + 0,80907 \right], \quad (\text{С.17})$$

если $0,000025 < t_{DA}$ и t_{DA} меньше, чем значение, приведенное в графе “Использовать решения для бесконечных пластов с ошибкой менее 1% при $t_{DA} <$ ” табл. С.1. При

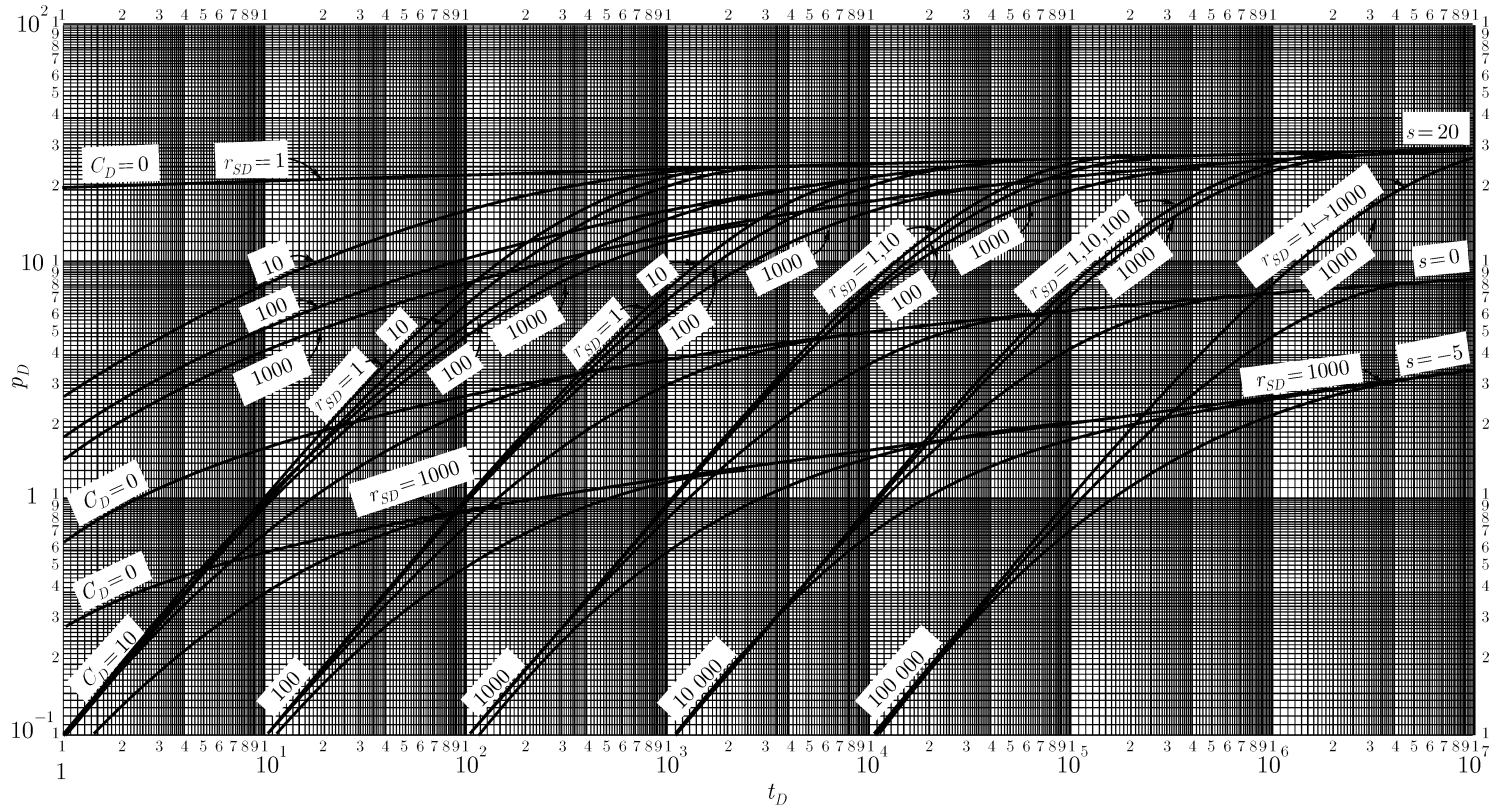


Рис. С.7. Безразмерное давление для бесконечного пласта с одиночной скважиной с учетом объема ствола скважины и скин-зоны конечной протяженности (зонально-неоднородный пласт). Согласно Ватенбэргеру и Рэйми [11]. Рисунок любезно предоставлен Г. Дж. Рэйми младшим.

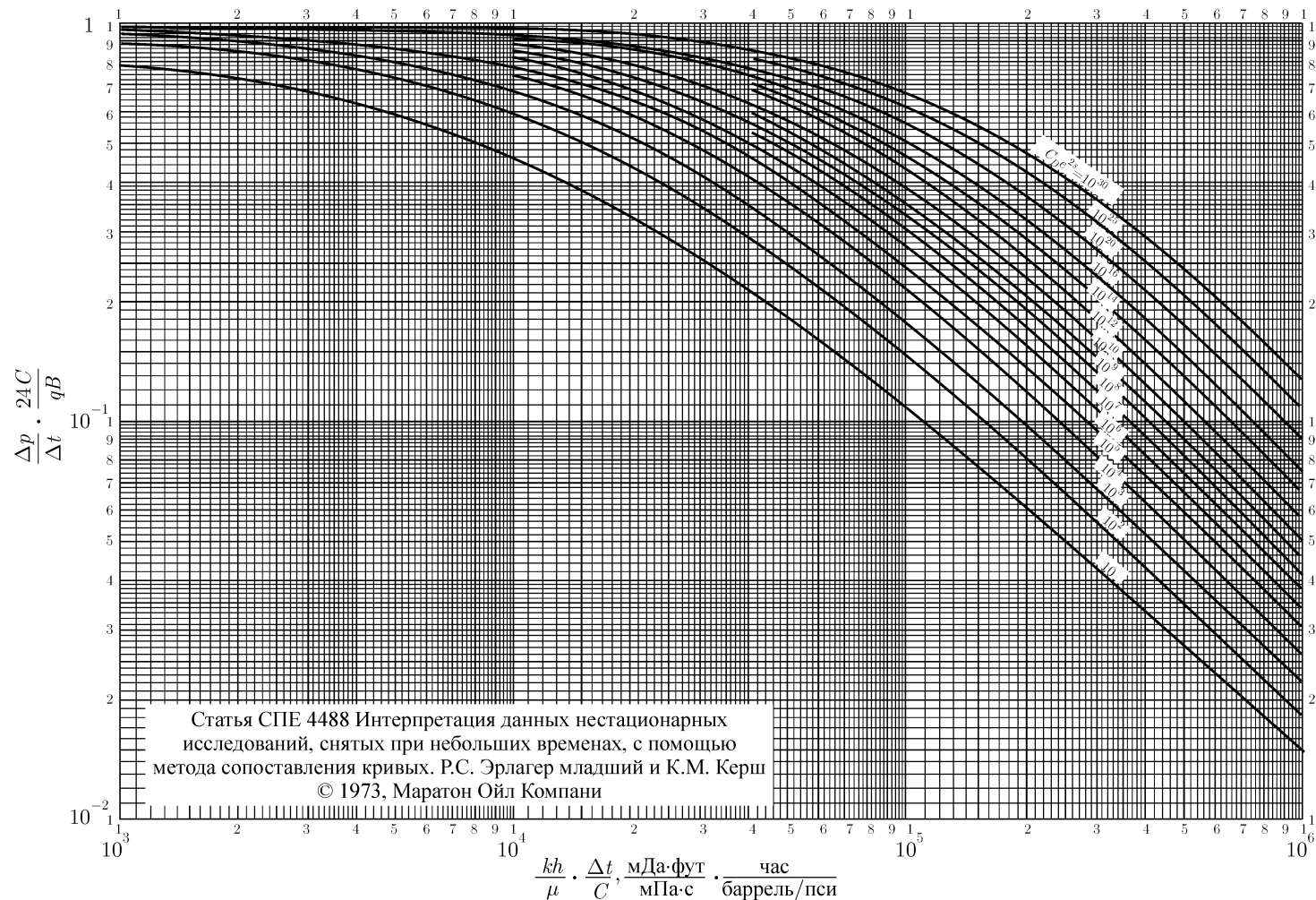


Рис. С.8. Эталонные кривые для бесконечного пласта с одиночной скважиной. Объем ствола скважины и скин-фактор учитываются. Согласно Эрлагеру и Кершу [12]. Перепечатка с разрешения компании Маратон Ойл Ко.

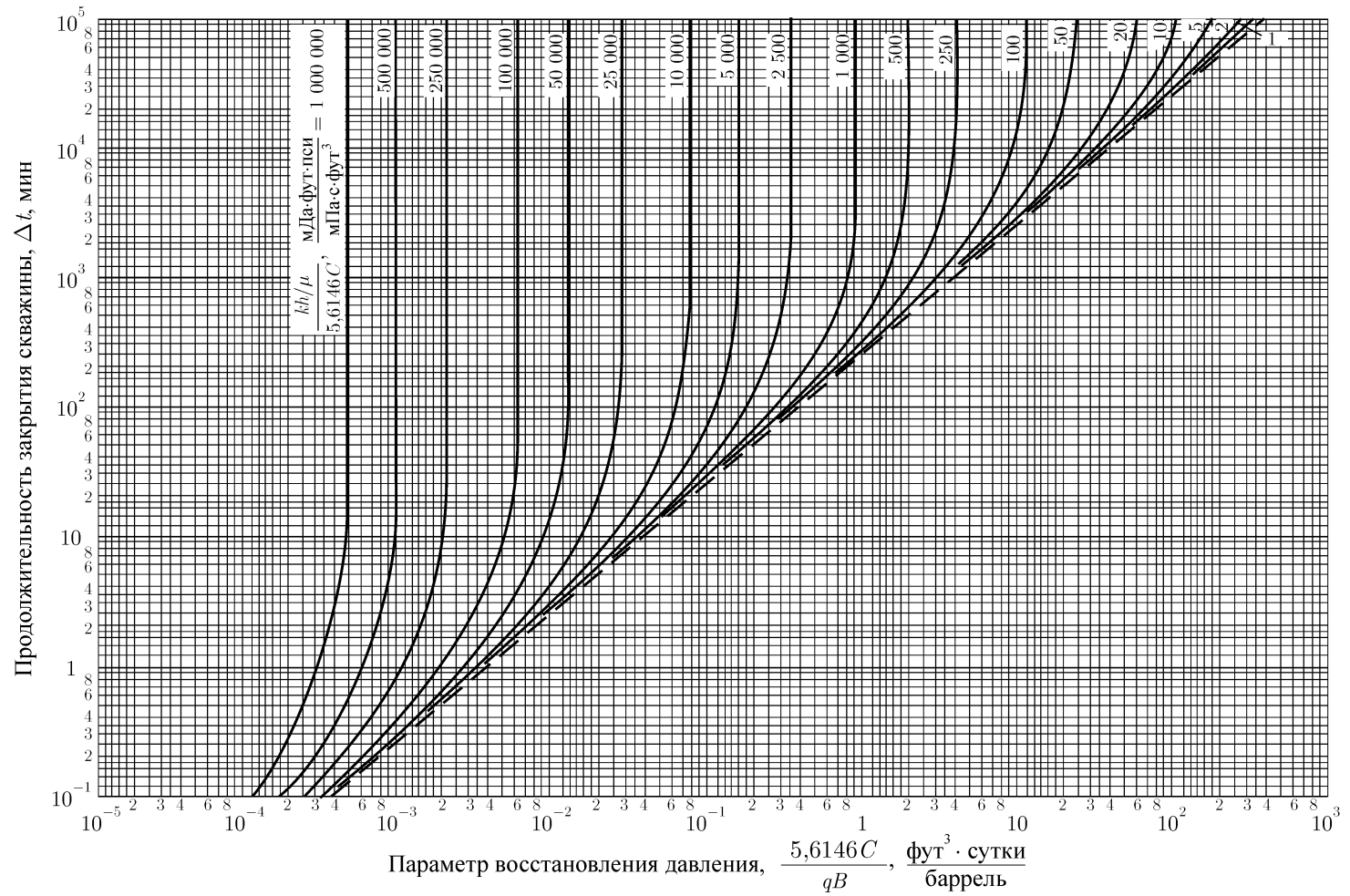


Рис. С.9. Эталонные кривые для бесконечного пласта с одиночной скважиной с учетом объема ствола скважины, но без скин-фактора. Согласно МакКинли [13].

больших временах пласт достигает псевдостационарного состояния и тогда выполняется выражение:

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,2458}{C_A} \right). \quad (\text{C.18})$$

Уравнение С.18 пригодно в тех случаях, когда t_{DA} превышает значение, указанное в графе “Ошибка менее 1% для $t_{DA} >$ ” табл. С.1. Значения C_A и последнего члена правой части уравнения (С.18) приводятся в табл. С.1 для многих конфигураций замкнутых областей дренирования. Значения C_A также даются в источниках [15–18] и табл. С.2.

Данные безразмерного давления в скважине в замкнутых пластах всегда приводятся для определенного значения параметра \sqrt{A}/r_w . Если требуется определить p_D для пласта схожей конфигурации и геометрии, но с другим значением этого параметра, то его можно найти из уравнения:

$$(p_D)_{\text{требуемое}} = (p_D)_{\text{табл.}} + \ln \left[\left(\frac{\sqrt{A}}{r_w} \right)_{\text{требуемое}} / \left(\frac{\sqrt{A}}{r_w} \right)_{\text{табл.}} \right], \quad (\text{C.19})$$

где $(p_D)_{\text{требуемое}}$ — значение p_D при требуемом параметре \sqrt{A}/r_w , и $(p_D)_{\text{табл.}}$ — значение p_D , взятое из графика или таблицы при некотором произвольном параметре \sqrt{A}/r_w . Величина \sqrt{A}/r_w сказывается только на безразмерном давлении для скважины. Значения безразмерных давлений для точек, отстоящих от скважины, не зависят от этого параметра.

Замкнутый круговой пласт, без учета объема ствола скважины и скин-фактора

На рис. С.10А, С.10В и С.10С изображены безразмерные давления для скважины без объема ствола скважины и скин-фактора, расположенной в центре замкнутого кругового пласта. Скин-фактор можно учесть согласно уравнению (2.2). Кривые на рис. С.10 построены по уравнению:

$$p_D = -\frac{1}{2} \left\{ Ei \left(-\frac{1}{4t_D} \right) - Ei \left(-\frac{1}{4t_{De}} \right) - 4t_{De} \exp \left(-\frac{1}{4t_{De}} \right) \right\}, \quad (\text{C.20})$$

где безразмерное время, выраженное относительно внутреннего радиуса пласта, определяется как




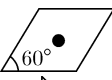
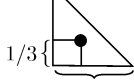





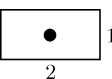
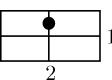

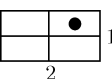
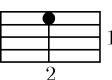
$$t_{De} = \frac{0,00036kt}{\phi \mu c_t r_e^2} = t_D \left(\frac{r_w^2}{r_e^2} \right). \quad (\text{C.21})$$

Хорнер [3] указывает, что уравнение С.20 не является «математическим решением основного уравнения фильтрации», т. е. уравнения (2.1). Однако, оно служит превосходной аппроксимацией точного решения [3] (источник [3], уравнение (XII) и источник [1], уравнение (2.36)).

Замкнутый квадратный пласт, без учета объема ствола скважины и скин-фактора

Эрлагер, Рэйми, Миллер и Мёллер [17] приводят значения безразмерных давлений в нескольких точках замкнутой квадратной площади дренирования со скважиной

Таблица С.1. Коэффициенты конфигурации для различных замкнутых областей дренирования с одиночной скважиной.

	C_A	$\ln C_A$	$1/2 \ln \left(\frac{2,2458}{C_A} \right)$	Строго при $t_{DA} >$	С ошибкой менее 1% при $t_{DA} >$	Использовать решение для бесконечного пласта с ошибкой менее 1% при $t_{DA} <$
В ограниченных пластах						
	31,62	3,4538	-1,3224	0,1	0,06	0,10
	31,6	3,4532	-1,3220	0,1	0,06	0,10
	27,6	3,3178	-1,2544	0,2	0,07	0,09
	27,1	3,2995	-1,2452	0,2	0,07	0,09
	21,9	3,0865	-1,1387	0,4	0,12	0,08
	0,098	-2,3227	+1,5659	0,9	0,60	0,015
	30,8828	3,4302	-1,3106	0,1	0,05	0,09
	12,9851	2,5638	-0,8774	0,7	0,25	0,03
	4,5132	1,5070	-0,3490	0,6	0,30	0,025
	3,3351	1,2045	-0,1977	0,7	0,25	0,01
	21,8369	3,0836	-1,1373	0,3	0,15	0,025
	10,8374	2,3830	-0,7870	0,4	0,15	0,025
	4,5141	1,5072	-0,3491	1,5	0,50	0,06
	2,0769	0,7309	+0,0391	1,7	0,50	0,02
	3,1573	1,1497	-0,1703	0,4	0,15	0,005

Продолжение таблицы С.1


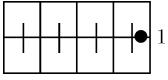

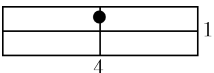
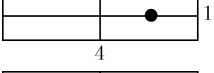
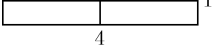
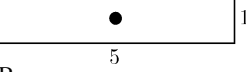








	C_A	$\ln C_A$	$1/2 \ln \left(\frac{2,2458}{C_A} \right)$	Строго при $t_{DA} >$	С ошибкой менее 1% при $t_{DA} >$	Использовать решение для бесконечного пласта с ошибкой менее 1% при $t_{DA} <$
	0,5813	-0,5425	+0,6758	2,0	0,60	0,02
	0,1109	-2,1991	+1,5041	3,0	0,60	0,005
	5,3790	1,6825	-0,4367	0,8	0,30	0,01
	2,6896	0,9894	-0,0902	0,8	0,30	0,01
	0,2318	-1,4619	+1,1355	4,0	2,00	0,03
	0,1155	-2,1585	+1,4838	4,0	2,00	0,01
	2,3606	0,8589	-0,0249	1,0	0,40	0,025
В пластах с вертикальной трещиной	Для пластов с трещинами использовать $(x_e/x_f)^2$ вместо параметра A/r_w^2					
	2,6541	0,9761	-0,0835	0,175	0,08	Использовать невозможно
	2,0348	0,7104	+0,0493	0,175	0,09	Использовать невозможно
	1,9986	0,6924	+0,0583	0,175	0,09	Использовать невозможно
	1,6620	0,5080	+0,1505	0,175	0,09	Использовать невозможно
	1,3127	0,2721	+0,2685	0,175	0,09	Использовать невозможно
	0,7887	-0,2374	+0,5232	0,175	0,09	Использовать невозможно
В пластах с активным водонапорным режимом						
	19,1	2,95	-1,07	—	—	—
В пластах с неизвестным режимом						
	25,0	3,22	-1,20	—	—	—

Таблица С.2. Безразмерное давление в различных точках замкнутого квадрата со скважиной в центре. Без учета объема ствола скважины и скин-фактора. Расположение точек смотри на рис. С.11. $\sqrt{A}/r_w = 2000$. Согласно Эрлагеру, Рэйми, Миллеру и Мёллеру [17].

t_{DA}	p_D							
	$x_D = 0,000$	$x_D = 0,250$	$x_D = 0,250$	$x_D = 0,500$	$x_D = 0,500$	$x_D = 0,500$	$x_D = 0,750$	$x_D = 0,750$
	$y_D = 0,000$	$y_D = 0,000$	$y_D = 0,250$	$y_D = 0,000$	$y_D = 0,250$	$y_D = 0,500$	$y_D = 0,000$	$y_D = 0,250$
0,0010	4,5516	0,0021	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0015	4,7543	0,0109	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0020	4,8981	0,0261	0,0021	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0025	5,0097	0,0456	0,0056	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0030	5,1009	0,0675	0,0109	0,0004	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
0,0040	5,2447	0,1141	0,0261	0,0021	0,0007	0,0000	0,0000	0,0000
0,0050	5,3563	0,1607	0,0456	0,0056	0,0021	0,0001	0,0001	0,0000
0,0060	5,4474	0,2053	0,0675	0,0109	0,0047	0,0004	0,0002	0,0001
0,0070	5,5245	0,2475	0,0906	0,0178	0,0085	0,0011	0,0006	0,0003
0,0080	5,5913	0,2871	0,1141	0,0261	0,0135	0,0021	0,0012	0,0007
0,0090	5,6502	0,3243	0,1376	0,0354	0,0194	0,0036	0,0021	0,0013
0,0100	5,7029	0,3592	0,1607	0,0456	0,0261	0,0056	0,0034	0,0021
0,0150	5,9056	0,5063	0,2676	0,1023	0,0675	0,0218	0,0154	0,0109
0,0200	6,0494	0,6211	0,3592	0,1607	0,1142	0,0456	0,0350	0,0266
0,0250	6,1610	0,7147	0,4379	0,2164	0,1609	0,0735	0,0597	0,0474
0,0300	6,2522	0,7939	0,5065	0,2685	0,2061	0,1032	0,0876	0,0716
0,0400	6,3965	0,9232	0,6224	0,3628	0,2906	0,1650	0,1485	0,1263
0,0500	6,5099	1,0279	0,7192	0,4470	0,3685	0,2276	0,2125	0,1854
0,0600	6,6050	1,1178	0,8041	0,5242	0,4415	0,2904	0,2772	0,2466
0,0700	6,6888	1,1983	0,8815	0,5968	0,5112	0,3532	0,3418	0,3086
0,0800	6,7654	1,2728	0,9539	0,6661	0,5786	0,4160	0,4061	0,3711
0,0900	6,8374	1,3434	1,0231	0,7334	0,6446	0,4788	0,4700	0,4338
0,1000	6,9063	1,4114	1,0902	0,7992	0,7095	0,5417	0,5336	0,4965
0,1500	7,2311	1,7347	1,4119	1,1186	1,0274	0,8558	0,8492	0,8106
0,2000	7,5468	2,0501	1,7271	1,4335	1,3421	1,1700	1,1636	1,1248
0,2500	7,8611	2,3644	2,0414	1,7478	1,6563	1,4841	1,4778	1,4390
0,3000	8,1753	2,6786	2,3556	2,0620	1,9705	1,7983	1,7919	1,7531
0,4000	8,8036	3,3069	2,9839	2,6903	2,5988	2,4266	2,4202	3,3814
0,5000	9,4320	3,9352	4,6122	3,3166	3,2271	3,0549	3,0486	3,0098
0,6000	10,0603	4,5636	4,7406	3,9469	3,8555	3,6833	3,6769	3,6381
0,7000	10,6886	5,1919	4,8689	4,5752	4,4838	4,3116	4,3052	4,2664
0,8000	11,3169	5,8202	5,4972	5,2036	5,1121	4,9399	4,9335	4,8947
0,9000	11,9452	6,4465	6,1255	5,8319	5,7404	5,5662	5,5618	5,5230
1,0000	12,5735	7,0766	6,7538	6,4602	6,3687	6,1965	6,1902	6,1513
2,0000	18,8567	13,3600	13,0370	12,7433	12,6519	12,4797	12,4733	17,4345
4,0000	31,4230	25,9263	25,6033	25,3097	25,7182	25,0460	25,0397	25,0009
8,0000	56,5557	51,0590	50,7360	50,4423	50,3509	50,1787	50,1723	50,1335
10,0000	69,1220	63,6253	63,3023	63,0087	62,9172	62,7450	62,7386	67,6999
C_A	30,8828	$1,837 \times 10^6$	$3,504 \times 10^6$	$6,303 \times 10^6$	$7,570 \times 10^6$	$10,68 \times 10^6$	$10,82 \times 10^6$	$11,69 \times 10^6$
$1/2 \ln(2,2458/C_A)$	-1,3106	-6,807	-7,130	-7,424	-7,515	-7,688	-7,694	-7,733

Продолжение таблицы С.2

t_{DA}	p_D								
	$x_D=0,750$	$x_D=0,750$	$x_D=0,875$	$x_D=0,875$	$x_D=1,000$	$x_D=1,000$	$x_D=1,000$	$x_D=1,000$	$x_D=1,000$
	$y_D=0,500$	$y_D=0,750$	$y_D=0,000$	$y_D=0,500$	$y_D=0,000$	$y_D=0,250$	$y_D=0,500$	$y_D=0,750$	$y_D=1,000$
0,0010	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0015	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0020	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0025	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0030	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0040	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0060	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0070	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0080	0,0001	0,0000	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,0090	0,0003	0,0000	0,0004	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
0,0100	0,0005	0,0001	0,0008	0,0001	0,0003	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000
0,0150	0,0040	0,0008	0,0055	0,0016	0,0031	0,0023	0,0009	0,0002	0,0001
0,0200	0,0121	0,0036	0,0164	0,0060	0,0111	0,0087	0,0042	0,0014	0,0005
0,0250	0,0245	0,0091	0,0329	0,0143	0,0249	0,0203	0,0112	0,0045	0,0023
0,0300	0,0404	0,0177	0,0539	0,0264	0,0436	0,0365	0,0219	0,0102	0,0062
0,0400	0,0805	0,0437	0,1050	0,0600	0,0913	0,0793	0,0532	0,0307	0,0223
0,0500	0,1281	0,0800	0,1628	0,1030	0,1469	0,1308	0,0947	0,0623	0,0498
0,0600	0,1807	0,1241	0,2237	0,1525	0,2065	0,1871	0,1431	0,1029	0,0872
0,0700	0,2366	0,1740	0,2859	0,2064	0,2678	0,2460	0,1962	0,1502	0,1321
0,0800	0,2948	0,2279	0,3486	0,2632	0,3299	0,3064	0,2525	0,2023	0,1826
0,0900	0,3546	0,2846	0,4114	0,3219	0,3925	0,3677	0,3109	0,2579	0,2369
0,1000	0,4153	0,3433	0,4744	0,3820	0,4551	0,4296	0,3708	0,3157	0,2939
0,1500	0,7257	0,6500	0,7888	0,6913	0,7692	0,7421	0,6797	0,6209	0,5976
0,2000	1,0393	0,9632	1,1030	1,0047	1,0834	1,0561	0,9931	0,9336	0,9103
0,2500	1,3534	1,2772	1,4172	1,3188	1,3925	1,3702	1,3071	1,2478	1,2243
0,3000	1,6676	1,5913	1,7313	1,6330	1,7117	1,6843	1,6213	1,5620	1,5384
0,4000	2,2959	2,2196	2,3597	2,2613	2,3400	2,3127	2,2496	2,1903	2,1667
0,5000	2,9242	2,8479	2,9880	2,8896	2,9683	2,9410	2,8779	2,8186	2,7950
0,6000	3,5525	3,4763	3,6163	3,5179	3,5966	3,5693	3,5062	3,4469	3,4233
0,7000	4,1808	4,1046	4,2446	4,1462	4,2249	4,1976	4,1346	4,0752	4,0517
0,8000	4,8092	4,7329	4,8729	4,7745	4,8533	4,8259	4,7629	4,7036	4,6800
0,9000	5,4375	5,3612	5,5012	5,4029	5,4816	5,4542	5,3912	5,3319	5,3083
1,0000	6,0658	5,9895	6,1296	6,0312	6,1099	6,0826	6,0195	5,9602	5,9366
2,0000	12,3490	12,2727	12,4127	12,3144	12,3930	12,3657	12,3027	12,2434	12,2198
4,0000	24,9153	24,8391	24,9791	24,8807	24,9594	24,9321	24,8690	24,8097	24,7861
8,0000	50,0480	49,9717	50,1117	50,0134	50,0921	50,0647	50,0017	49,9424	49,9188
10,0000	62,6143	62,5381	62,6781	62,5797	62,6584	62,6311	62,5680	62,5087	62,4851
C_A	$13,87 \times 10^6$	$16,16 \times 10^6$	$12,21 \times 10^6$	$14,87 \times 10^6$	$12,70 \times 10^6$	$13,41 \times 10^6$	$15,22 \times 10^6$	$17,14 \times 10^6$	$18,96 \times 10^6$
$1/2 \ln(2,2458/C_A)$	-7,818	-7,894	-7,754	-7,853	-7,774	-7,801	-7,865	-7,924	-7,974

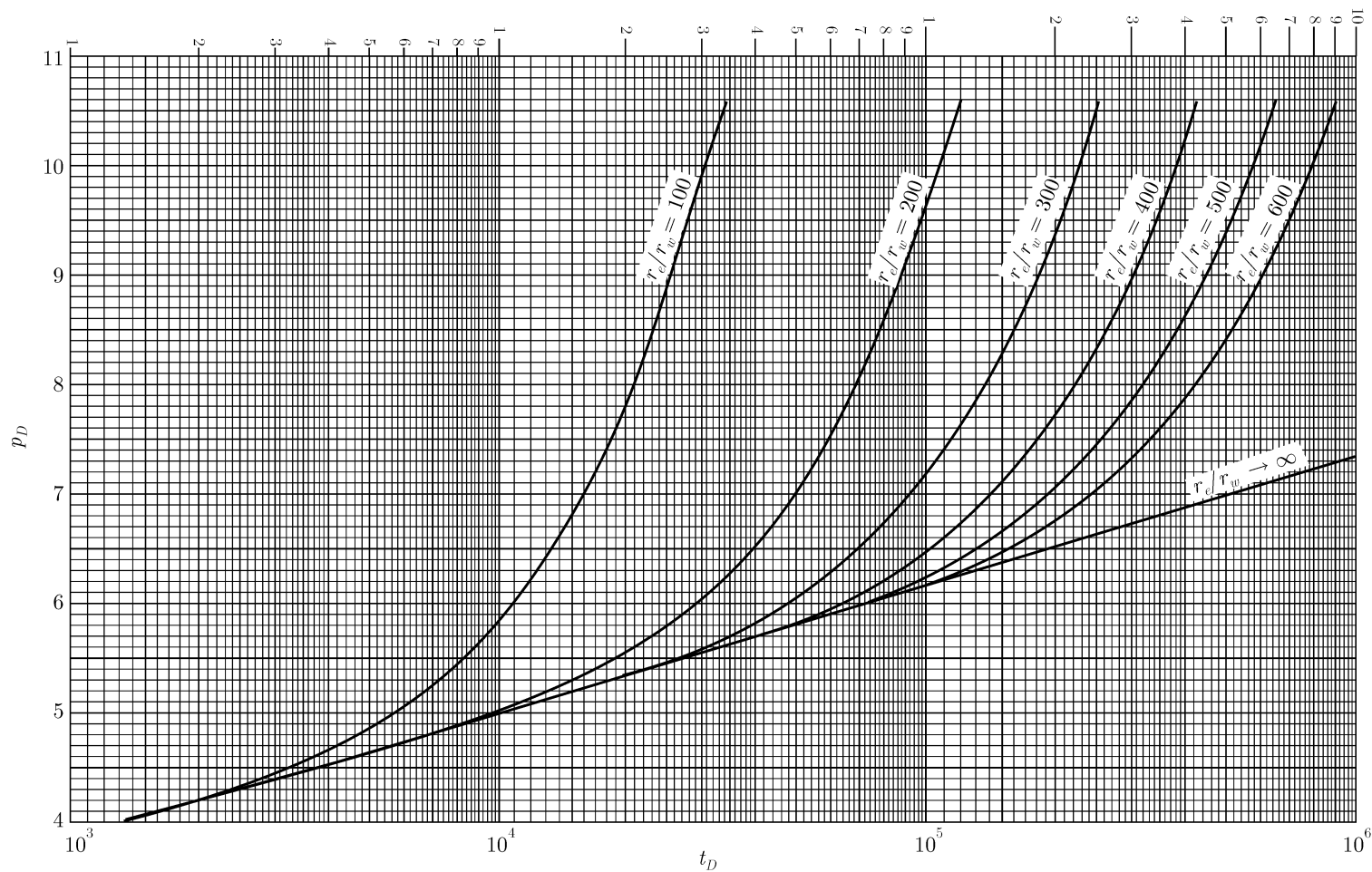


Рис. С.10А. Безразмерное давление для скважины, расположенной в центре замкнутого кругового пласта. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. Кривые построены по уравнению С.20.

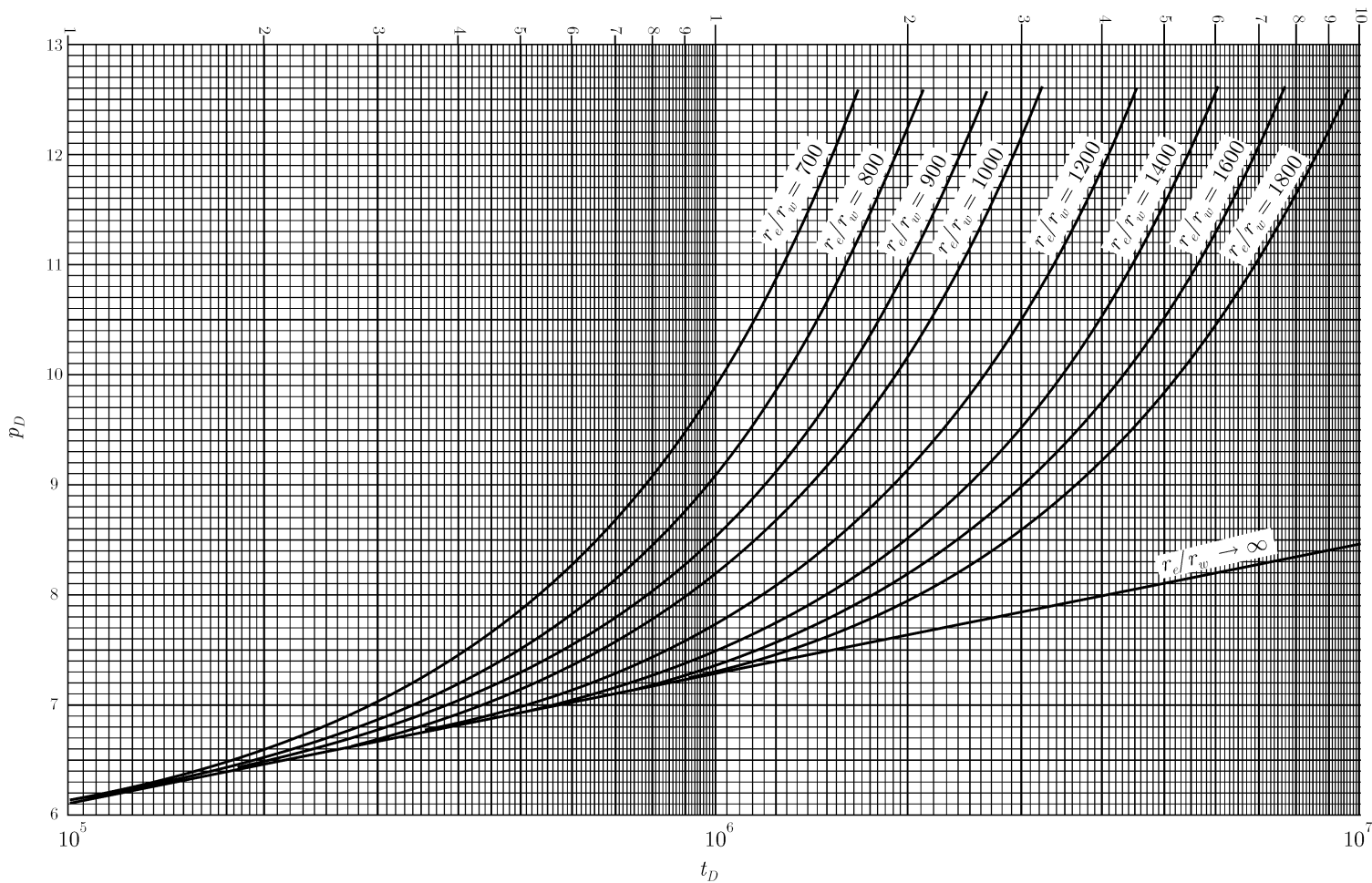


Рис. С.10В. Безразмерное давление для скважины, расположенной в центре замкнутого кругового пласта. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. Кривые построены по уравнению С.20.

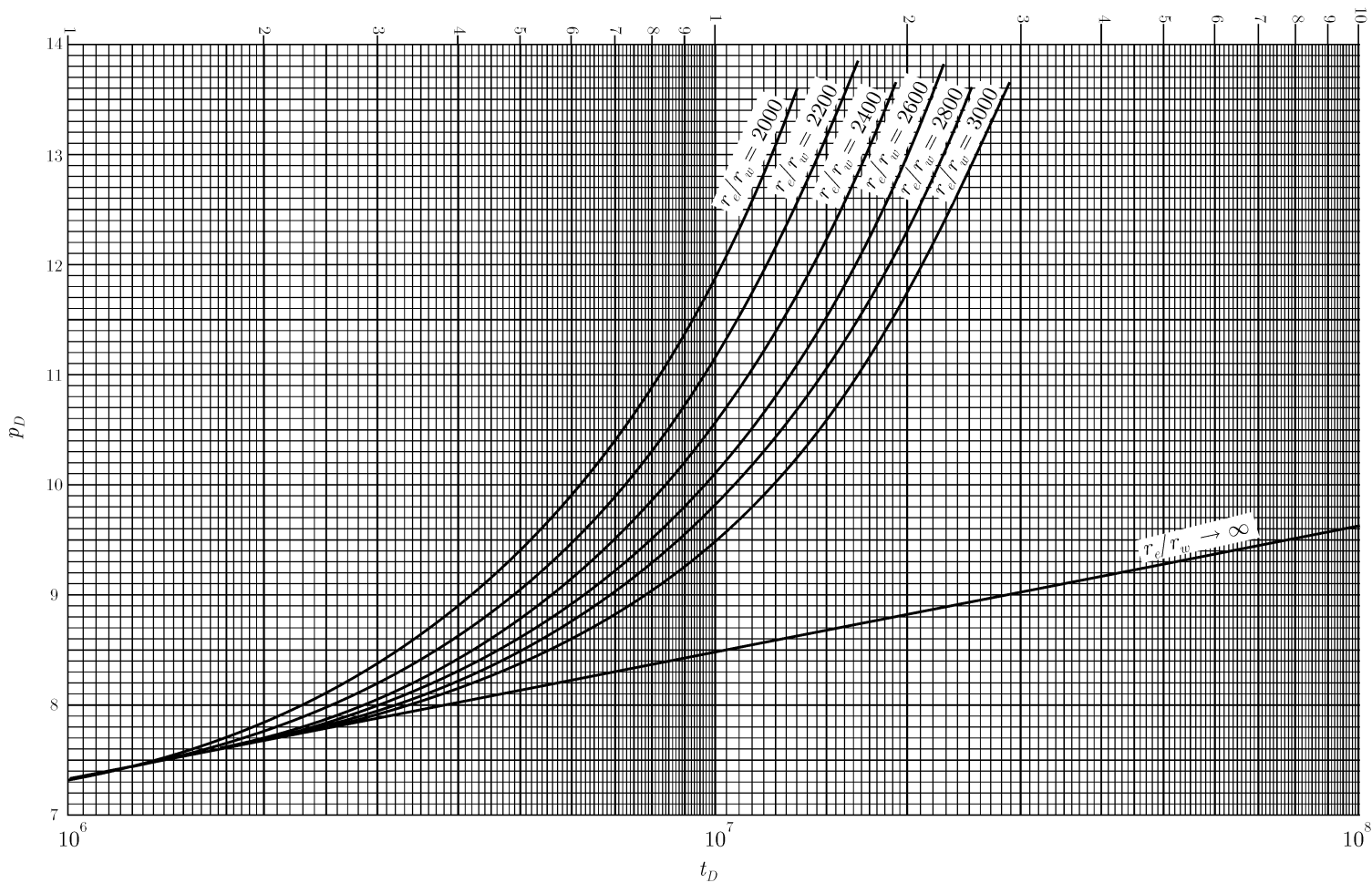


Рис. С.10С. Безразмерное давление для скважины, расположенной в центре замкнутого кругового пласта. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. Кривые построены по уравнению С.20.

в центре. Объем ствола скважины и скин-эффект не учитываются. На рис. С.11 схематически иллюстрируются геометрия пласта и точки, в которых найдены значения p_D . На рис. С.12А и С.12В приводятся функций p_D в нескольких точках этого пласта. Эти же данные представлены в виде табл. С.2.

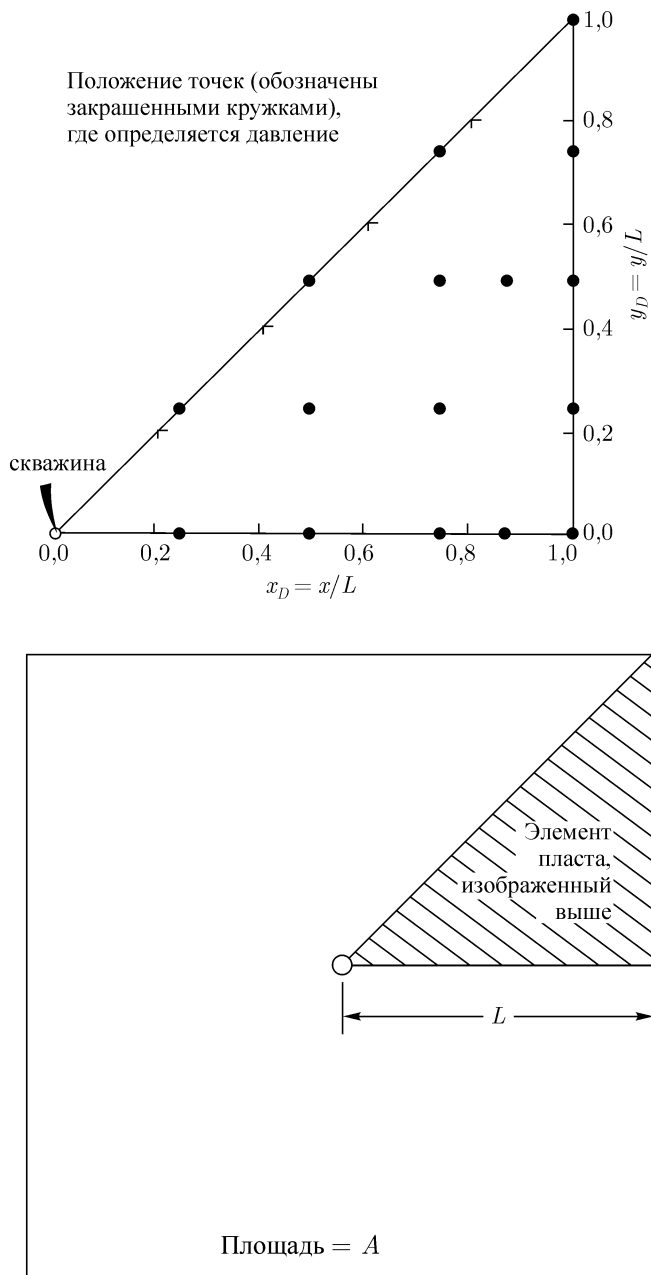


Рис. С.11. Скважины в центре замкнутого квадрата. Расположение скважины и точек, где определяется давление. Согласно Эрлагеру, Рэйми, Миллеру и Мёллеру [17].

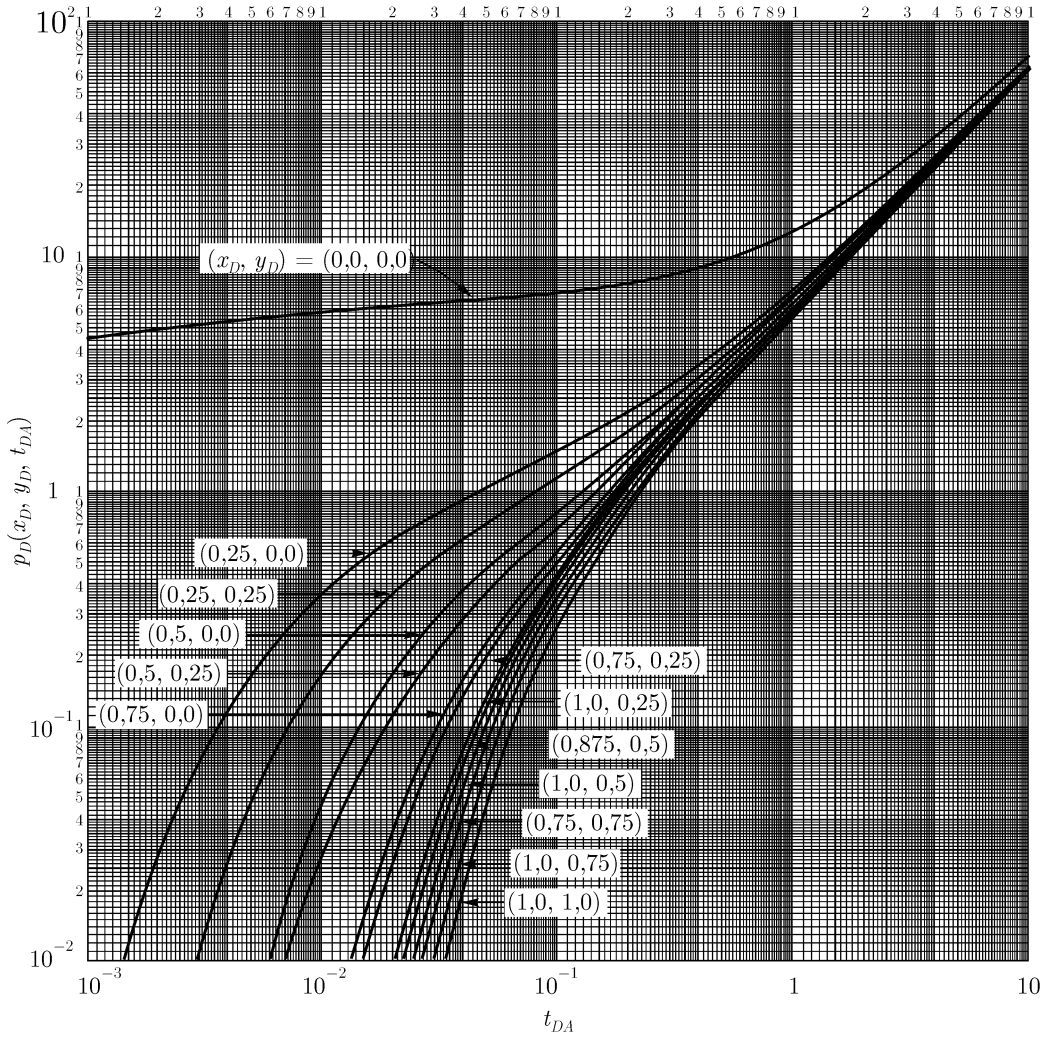


Рис. С.12А. Безразмерное давление в различных точках замкнутого квадратного пласта со скважиной в центре. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. $\sqrt{A}/r_w = 2000$. Билогарифмический график. Расположение точек смотреть на рис. С.11. Согласно Эрлагеру, Рэйми, Миллеру и Мёллеру [17].

Прямоугольные пласты с одиночной скважиной, без учета объема ствола и скин-фактора

На рис. С.13–С.16 представлены значения безразмерного давления в скважине при различных ее положениях в разных прямоугольных пластах. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. Эрлагер и Рэйми [18] приводят табулированные значения для этих рисунков. Также они показывают значения p_D для точек пласта, отстоящих от скважины.

Кривые, изображенные на рис. С.13–С.16, соотносятся с кривыми, представленными Мэттьюзом, Бронсом и Хазербруком (рис. 6.2–6.5) [19], следующим образом [17]:

$$p_D(t_{DA}) = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \left[\ln \left(t_{DA} \frac{A}{r_w^2} \right) + 0,80907 - p_{DMBH}(t_{DA}) \right], \quad (C.22)$$

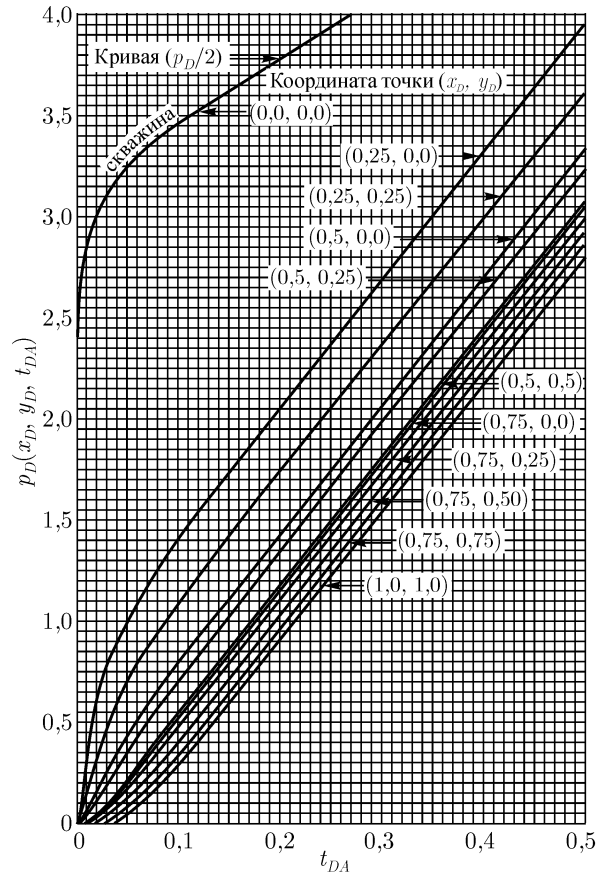


Рис. С.12В. Безразмерное давление в различных точках замкнутого квадратного пласта со скважиной в центре. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. $\sqrt{A}/r_w = 2000$. Декартовый график. Расположение точек смотреть на рис. С.11. Согласно Эрлагеру, Рэйми, Миллеру и Мёллеру [17].

где

$$p_{DMBH} = \frac{kh(p^* - \bar{p})}{9,33qB\mu}. \quad (C.23)$$

Замкнутый квадратный пласт, скважина (без учета объема ствола) с вертикальной трещиной

На рис. С.17 приведены значения безразмерного давления для одиночной скважины с вертикальной трещиной (неограниченной проводимости) в центре замкнутой квадратной области дренирования. Эффекты, связанные с влиянием объема ствола скважины, не учитываются. Данные, представленные на рис. С.17, взяты из Грингартена, Рэйми и Рэгхэвана [6, 7] и полагается, что они немного точнее, чем другие аналогичные сведения [20, 21]. Что касается бесконечного пласта с вертикальной трещиной, то на билигарифмическом графике отмечается начальный участок единичного наклона, продолжительность которого зависит от длины трещины.

На рис. С.18 показаны дополнительные значения p_D для одиночной скважины с вертикальной трещиной (бесконечной проводимости) в замкнутой квадратной области

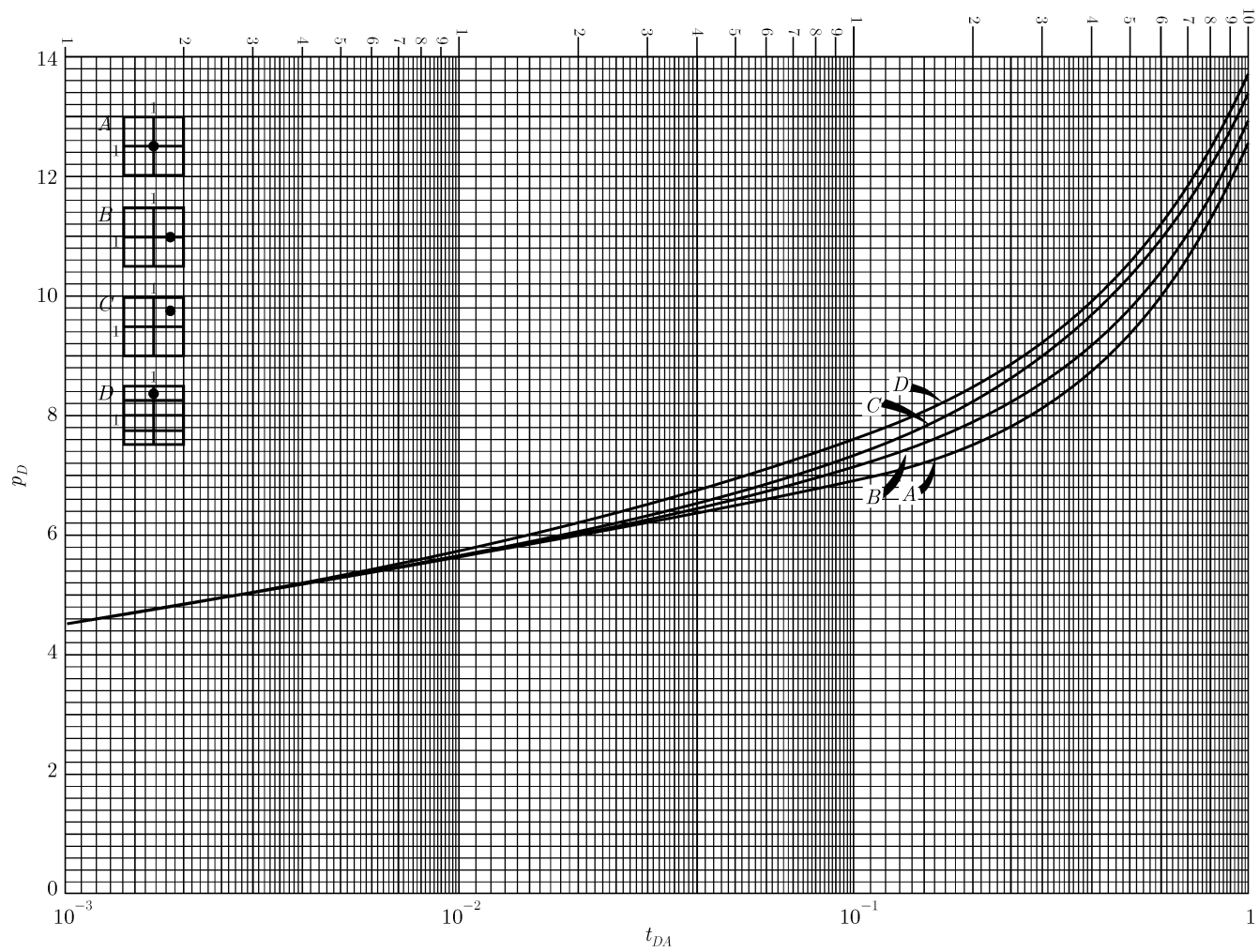


Рис. С.13. Безразмерное давление для одиночной скважины в различных прямоугольных пластах. Без учета объема ствола скважины и скин-фактора. $\sqrt{A}/r_w = 2000$. Данные Эрлагера и Рэйми [18].

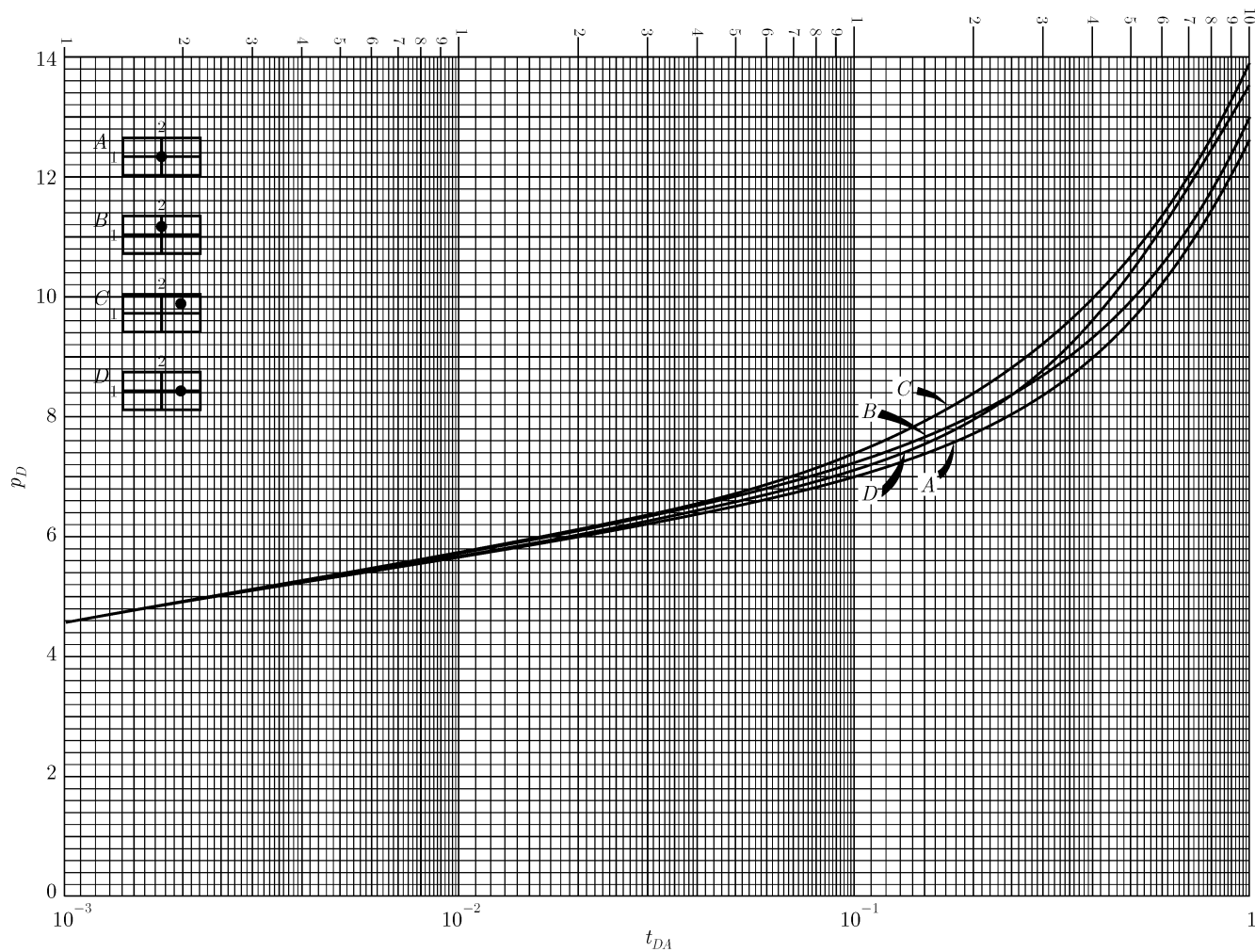


Рис. С.14. Безразмерное давление для одиночной скважины в различных прямоугольных пластах. Без учета объема ствола скважины и скин-фактора. $\sqrt{A}/r_w = 2000$. Данные Эрлагера и Рэйми [18].

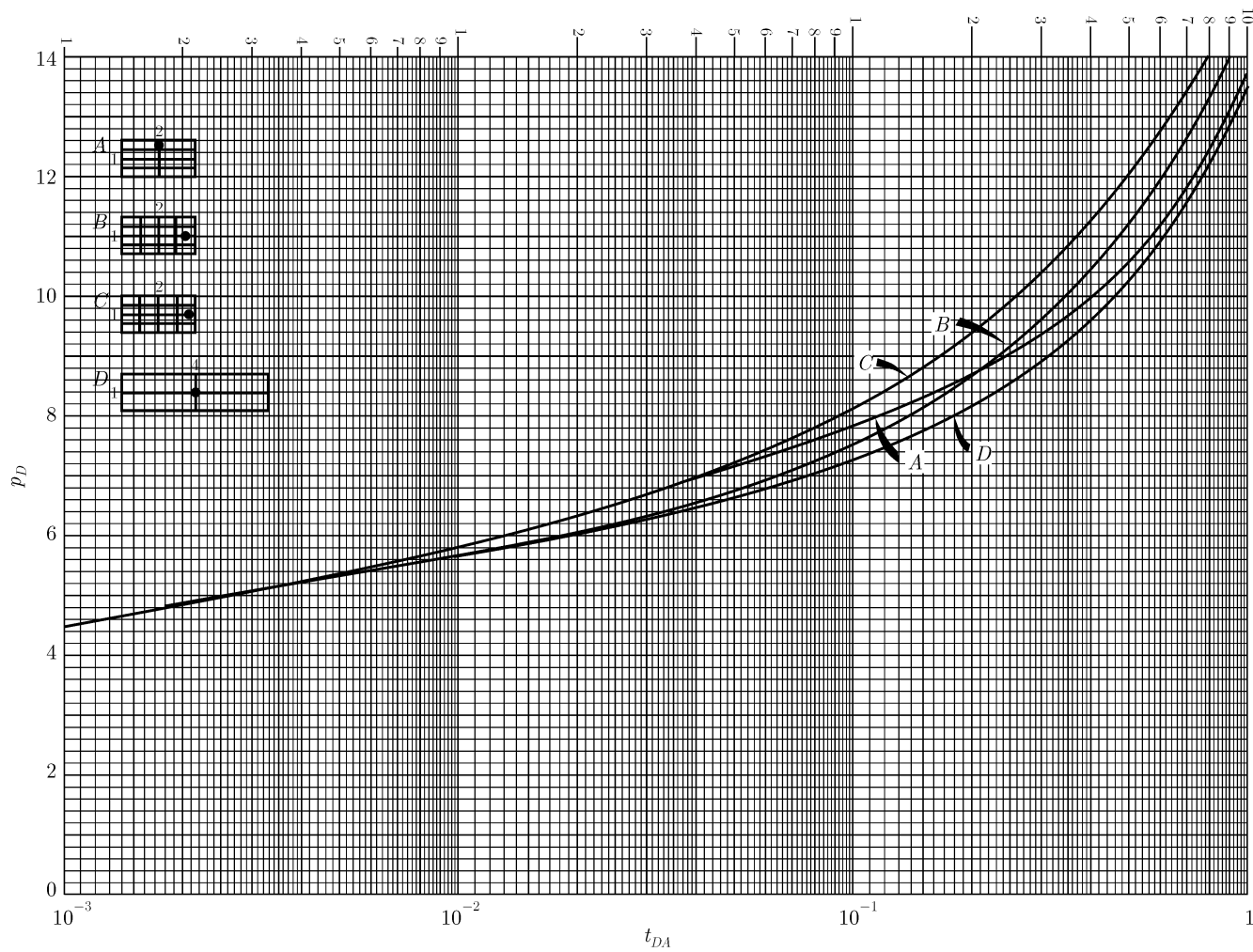


Рис. С.15. Безразмерное давление для одиночной скважины в различных прямоугольных пластах. Без учета объема ствола скважины и скин-фактора. $\sqrt{A}/r_w = 2000$. Данные Эрлагера и Рэйми [18].

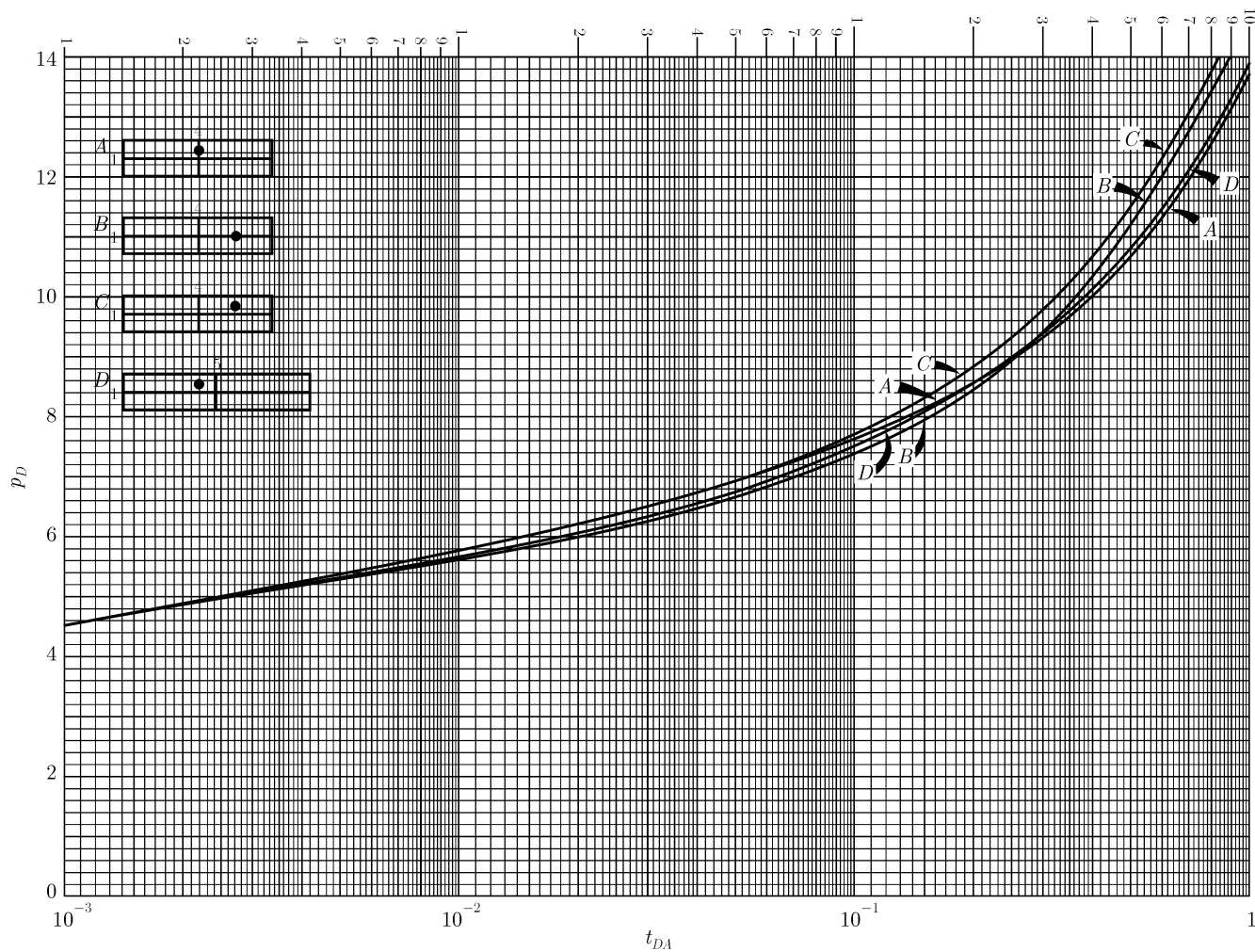


Рис. С.16. Безразмерное давление для одиночной скважины в различных прямоугольных пластах. Без учета объема ствола скважины и скин-фактора. $\sqrt{A}/r_w = 2000$. Данные Эрлагера и Рэйми [18].

дренирования. Объем ствола скважины не учитывается. При некоторых обстоятельствах рис. С.18 может оказаться более полезным при совмещении кривых, чем рис. С.17. Табулированные значения p_D для такого случая представлены Грингартенем, Рэйми и Рагханом [6].

На рис. С.19 приводятся значения безразмерного давления для пластов, изображенных на рис. С.17 и С.18, но для вертикальной трещины с равномерным притоком. Табулированные значения имеются в работе [6]. Полагается [6, 7], что решения для трещины с равномерным притоком лучшим образом аппроксимируют фактические пласты с трещинами, чем решения для трещины бесконечной проводимости.

Скважина с вертикальной трещиной в замкнутом пласте имеет такой же общий характер нестационарного изменения давления, что и скважина без трещины в замкнутом пласте. Для скважины с трещиной безразмерное давление в течение периода бесконечного пласта определяется по уравнениям (С.5) и (С.7)–(С.10) в зависимости от принимаемого характера поведения трещины (бесконечной проводимости или равномерного притока) и времени. Пласты с вертикальной трещиной также проявляют псевдостационарный характер изменения давления, описываемый уравнением:

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left[\left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 \right] + \ln \left(\frac{2,2458}{C_A} \right). \quad (\text{С.24})$$

Уравнение (С.24) равнозначно уравнению (С.18), где x_e/x_f заменено на \sqrt{A}/r_w . Коэффициенты конфигурации для пластов с трещинами, выраженные относительно этого безразмерного параметра, приводятся в табл. С.1.

С.4. Пласты с постоянным давлением

Круговой пласт, без учета объема ствола скважины и скин-фактора

На рис. С.20 показаны p_D для одиночной скважины в центре кругового пласта с постоянным внутренним давлением. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. Пласт достигает истинного стационарного состояния при условии

$$t_D > 1,25 \left(\frac{r_e^2}{r_w^2} \right) \quad (\text{С.25 а})$$

или

$$t_{DA} > 0,40. \quad (\text{С.25 б})$$

После этого времени безразмерное давление определяется по уравнению (2.26а). Табулированные значения представлены Ван Эвердингенем и Харстом [5].

Прямоугольные пласты, без учета объема ствола скважины и скин-фактора

На рис. С.4 приводятся безразмерные давления для нескольких квадратных и прямоугольных пластов с одиночной скважиной, где на одной или более границах поддерживается постоянное давление. На рис. С.4 объем ствола и скин-эффект не учитываются. Каждый пласт достигает истинного состояния в некоторый момент времени. Рэйми, Кьюмар и Гулати [22] приводят дополнительные сведения о стационарном состоянии и

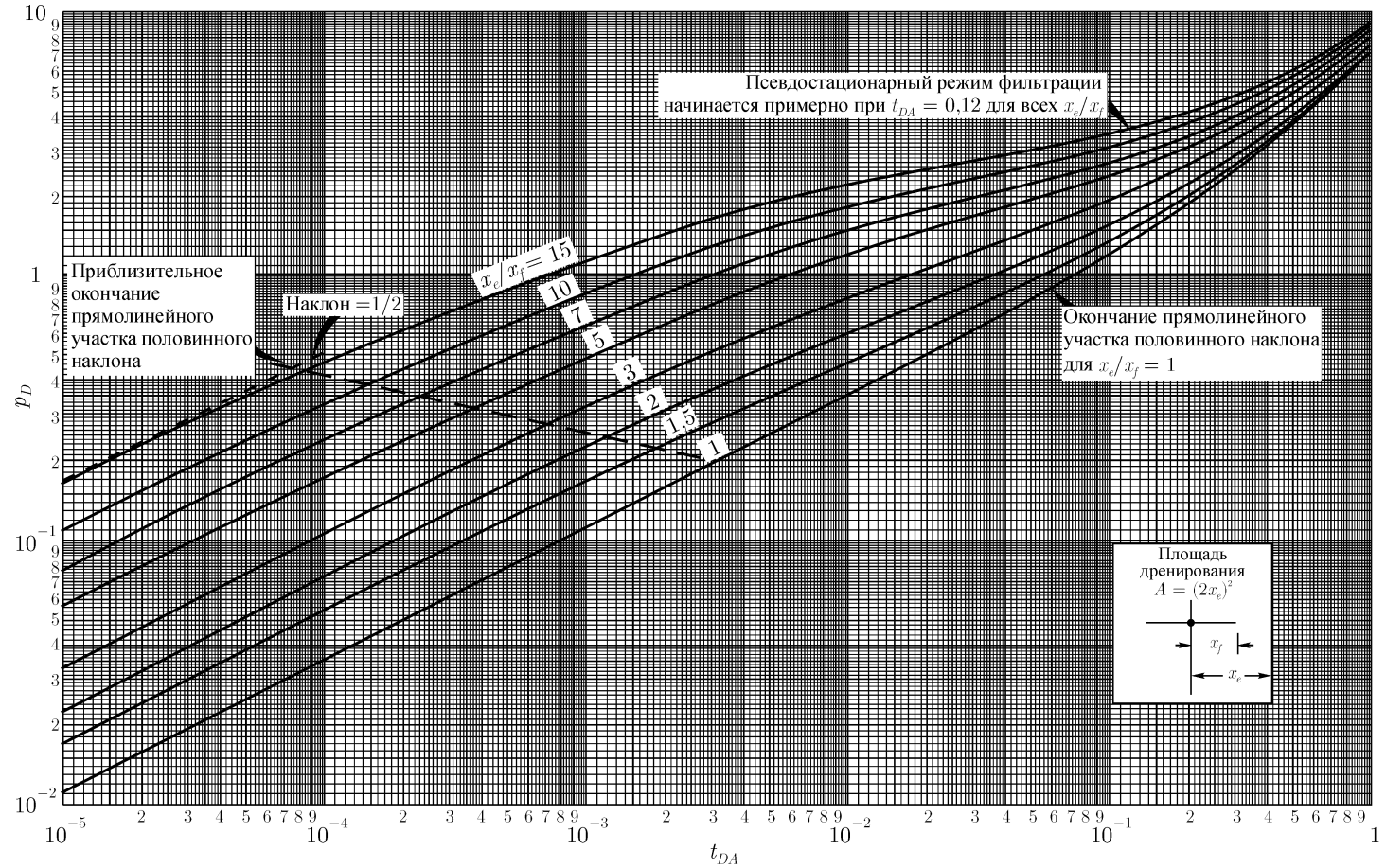


Рис. С.17. Безразмерное давление для скважины с вертикальной трещиной (неограниченной проводимости) в центре замкнутого пласта. Объем ствола скважины не учитывается. Данные Грингартена, Рэйми, Рагхавана [6, 7]. График любезно предоставлен Г. Дж. Рэйми младшим.

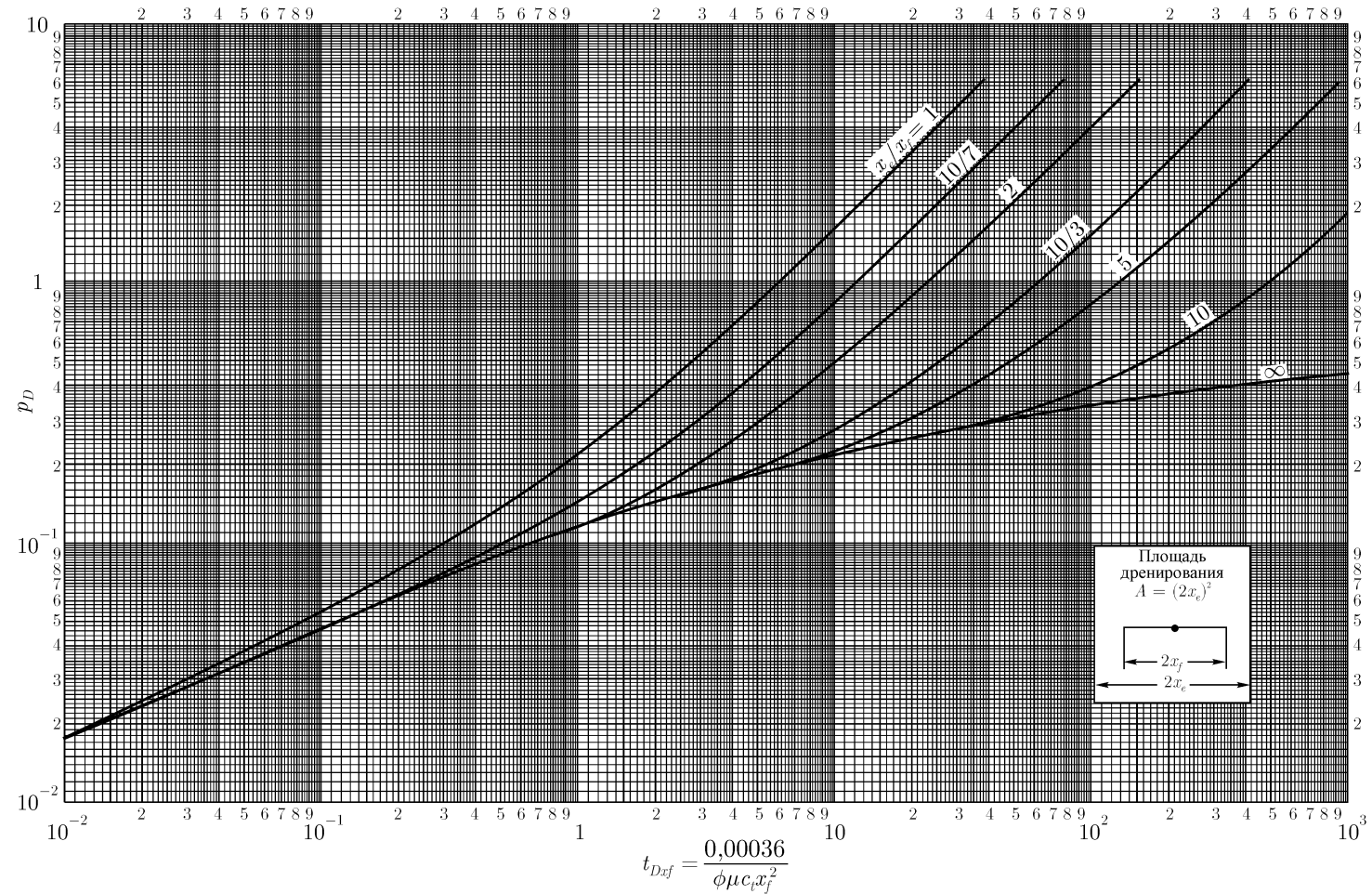


Рис. С.18. Безразмерное давление для скважины с вертикальной трещиной (неограниченной проводимости) в центре замкнутого квадратного пласта. Объем ствола скважины не учитывается. Данные Грингартена, Рэйми, Рагхавана [6, 7]. График любезно предоставлен Г. Дж. Рэйми, младшим.

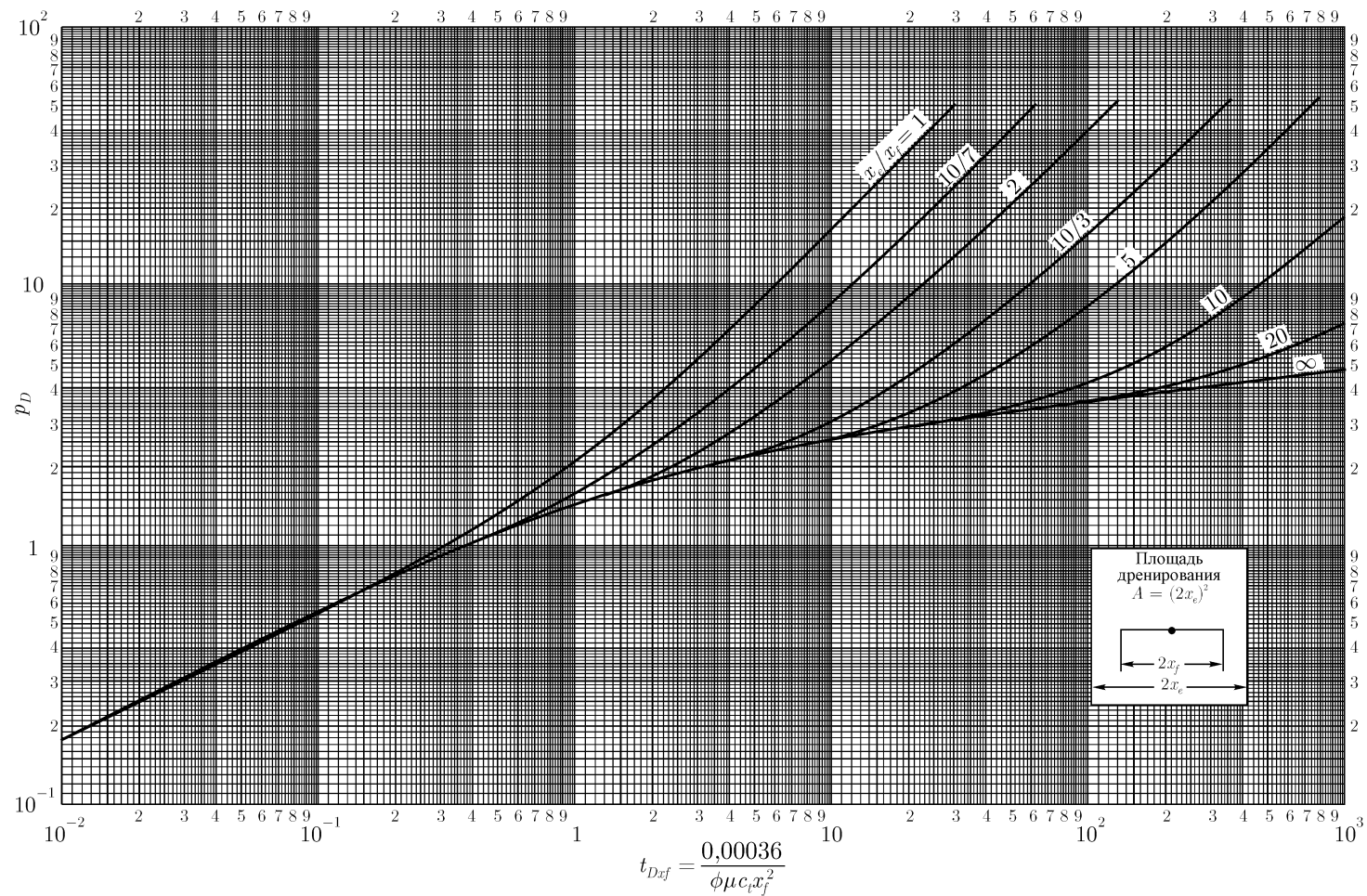


Рис. С.19. Безразмерное давление для скважины с вертикальной трещиной (с равномерным притоком) в центре замкнутого квадратного пласта. Объем ствола скважины не учитывается. Данные Грингартена, Рэйми, Рагхавана [6, 7]. График любезно предоставлен Г. Дж. Рэйми, младшим.

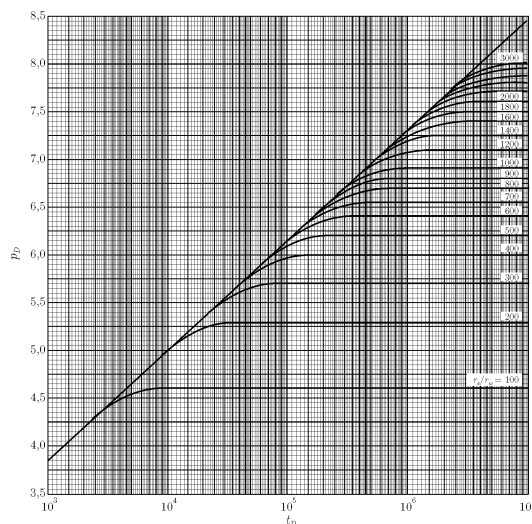


Рис. С.20. Безразмерное давление для скважины в центре замкнутого кругового пласта с постоянным внутренним давлением. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. Согласно Ван Эвердингену и Харсту [5].

времени, необходимом для его достижения. Они также сводят в таблицу значения p_D , изображенные в виде кривых на рис. С.4.

На рис. С.4 видно, что до начала влияния границ с постоянным давлением некоторые пласты проявляют эффекты, свойственные замкнутым пластам (вплоть до момента достижения псевдостационарного состояния). Это утверждение особенно справедливо для прямоугольника (2 : 1) со скважиной, расположенной на $\frac{3}{4}$ длины от границы с постоянным давлением.

Литература

- [1] Matthews, C. S. and Russell, D. G.: *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Chap. 2.
- [2] Theis, Charles V.: "The Relation Between the Lowering of the Piezometric Surface and the Rate and Duration of Discharge of a Well Using Ground-Water Storage," *Trans.*, AGU (1935) 519–524.
- [3] Horner, D. R.: "Pressure Build-Up in Wells," *Proc.*, Third World Pet. Cong., The Hague (1951) Sec. II, 503–523. Also Reprint Series, No. 9 — *Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 25–43.
- [4] Mueller, Thomas D. and Witherspoon, Paul A.: "Pressure Interference Effects Within Reservoirs and Aquifers," *J. Pet. Tech.* (April 1965) 471–474; *Trans.*, AIME, **234**.
- [5] vanEverdingen, A. F. and Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," *Trans.*, AIME (1949) **186**, 305–324.
- [6] Gringarten, Alain C., Ramey, Henry J., Jr., and Raghavan, R.: "Pressure Analysis for Fractured Wells," paper SPE 4051 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex., Oct. 8–11, 1972.

- [7] Gringarten, Alain C., Ramey, Henry J., Jr., and Raghavan, R.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture," *Soc. Pet. Eng. J.* (Aug. 1974) 347–360; *Trans.*, AIME, **257**.
- [8] Gringarten, Alain C.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Flow Entry," PhD dissertation, Stanford U., Stanford, Calif. (1971) 106. (Order No. 71-23,512, University Microfilms, P.O. Box 1764, Ann Arbor, Mich. 48106.)
- [9] Gringarten, Alain C. and Ramey, Henry J., Jr.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Entry," *Soc. Pet. Eng. J.* (Aug. 1974) 413–426; *Trans.*, AIME, **257**.
- [10] Agarwal, Ram G., Al-Hussainy, Rafi, and Ramey, H. J., Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1970) 279–290; *Trans.*, AIME, **249**.
- [11] Wattenbarger, Robert A. and Ramey, H. J., Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: II. Finite Difference Treatment," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1970) 291–297; *Trans.*, AIME, **249**.
- [12] Earlougher, Robert C., Jr., and Kersch, Keith M.: "Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching," *J. Pet. Tech.* (July 1974) 793–800; *Trans.*, AIME, **257**.
- [13] McKinley, R.M.: "Wellbore Transmissibility From Afterflow-Dominated Pressure Buildup Data," *J. Pet. Tech.* (July 1971) 863–872; *Trans.*, AIME, **251**.
- [14] Ramey, H.J., Jr., and Cobb, William M.: "A General Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area," *J. Pet. Tech.* (Dec. 1971) 1493–1505; *Trans.*, AIME, **251**.
- [15] Brons, F. and Miller, W.C.: "A Simple Method for Correcting Spot Pressure Readings," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1961) 803–805; *Trans.*, AIME, **222**.
- [16] Dietz, D.N.: "Determination of Average Reservoir Pressure From Build-Up Surveys," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1965) 955–959; *Trans.*, AIME, **234**.
- [17] Earlougher, Robert C., Jr., Ramey, H.J., Jr., Miller, F.G., and Mueller, T.D.: "Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1968) 199–208; *Trans.*, AIME, **243**.
- [18] Earlougher, R. C., Jr., and Ramey, H. J., Jr.: "Interference Analysis in Bounded Systems," *J. Cdn. Pet. Tech.* (Oct.-Dec. 1973) 33–45.
- [19] Matthews, C. S., Brons, F., and Hazebroek, P.: "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir," *Trans.*, AIME (1954) **201**, 182–191. Also Reprint Series, No. 9 — *Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 51–60.
- [20] Russell, D. G. and Truitt, N. E.: "Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1964) 1159–1170; *Trans.*, AIME, **231**. Also *Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 149–160.
- [21] Raghavan, R., Cady, Gilbert V., and Ramey, Henry J., Jr.: "Well-Test Analysis for Vertically Fractured Wells," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1972) 1014–1020; *Trans.*, AIME, **253**.
- [22] Ramey, Henry J., Jr., Kumar, Anil, and Gulati, Mohinder S.: *Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions*, AGA, Arlington, Va. (1973).

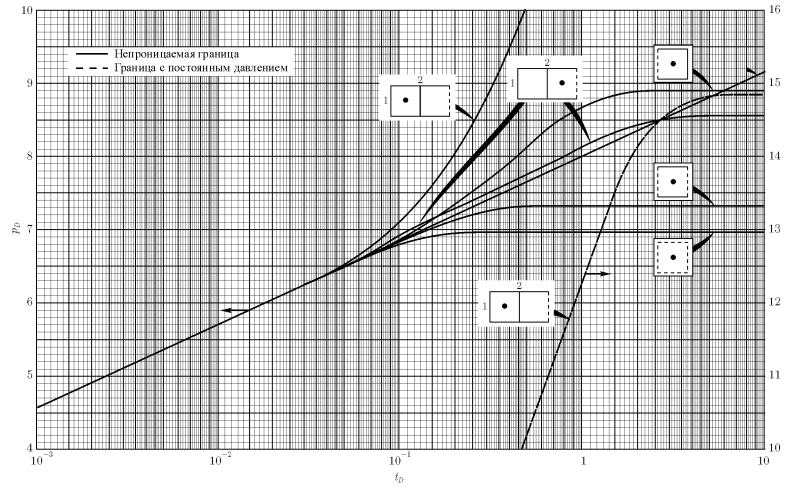


Рис. С.21. Безразмерное давление для одиночных скважин, расположенных в прямоугольных пластах различной конфигурации, где на одной или более границах поддерживается постоянное давление. Объем ствола скважины и скин-фактор не учитываются. Данные Рэйми, Кьюмара и Гулати [22].

ПРИЛОЖЕНИЕ D

Свойства породы и пластовых флюидов

D.1. Введение

В этом приложении представлены сведения, полезные при расчете тех свойств пластовых флюидов и пород, которые необходимы при интерпретации нестационарных исследований скважин. Мы полагаем, что представленные корреляции являются наиболее надежными на настоящий момент, хотя это всего лишь малая часть имеющихся корреляций. Корреляциями можно пользоваться по мере необходимости, однако всегда следует отдавать предпочтение данным лабораторных измерений, полученным на представительных образцах, и при малейшей возможности использовать именно их.

D.2. PVT свойства

Данный параграф содержит корреляции, описывающие так называемые PVT (давление-объем-температура) свойства пластовых флюидов. Эти сведения используют при отсутствии лабораторных данных. Однако, чтобы получить наиболее достоверные результаты интерпретации исследований при нестационарных режимах и наилучшим образом осуществлять разработку месторождения, необходимо получить и использовать данные лабораторных измерений. Плохой инженерной практикой и неоправданной экономией является отказ от проведения качественных лабораторных измерений только лишь по той причине, что имеются универсальные корреляции.

В табл. D.1 сведены физические свойства углеводородных компонентов, начиная от метана и заканчивая деканом, а также некоторых других компонентов, обычно содержащихся в нефтяных пластах. Более детальные сведения даются в источнике [1]. Подобная информация используется для расчета некоторых свойств углеводородных смесей.

Псевдокритические температура T_{pc} и давление p_{pc} смеси компонентов используются во многих корреляциях и уравнениях, приведенных в данном приложении. Если известен состав смеси, то эти величины можно определить по уравнениям:

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^N y_i T_{ci} \quad (D.1)$$

и

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^N y_i p_{ci} \quad (D.2)$$

где N — количество компонентов; y_i — мольная доля компонента i ; T_{ci} — критическая температура компонента i , К; p_{ci} — критическое давление компонента i , бар.

Если состав смеси неизвестен, то можно использовать рис. D.1–D.3 для нахождения T_{pc} и p_{pc} . Так, рис. D.1 служит для оценки этих величин для недонасыщенной нефти

Таблица D.1. Физические свойства углеводородных и других компонентов.

Компонент	Молекулярная масса	Температура кипения		Плотность в жидком состоянии (кг/м ³)	Плотность при 60°F (15,6°C) и 1 атм (кг/м ³)	Критическая температура (К)	Критическое давление (бар)
		°F	К				
Метан, CH ₄	16,04	-258,7	111,86	299,87*	0,678	191,1	46,4
Этан, C ₂ H ₆	30,07	-127,5	184,56	373,87*	1,279	305,6	49,1
Пропан, C ₃ H ₈	44,09	-43,8	230,90	507,46**	1,890	370	42,5
Норм. бутан, C ₄ H ₁₀	58,12	10,9	261,44	562,89**	2,526	408,3	36,4
Изобутан, C ₄ H ₁₀	58,12	31,1	272,66	584,19**	2,533	425,6	38,0
Изопентан, C ₅ H ₁₂	72,15	82,1	300,99	624,56	—	461,1	33,3
Норм. пентан, C ₅ H ₁₂	72,15	96,9	309,21	630,97	—	470,6	33,4
Норм. гексан, C ₆ H ₁₄	86,17	155,7	341,88	663,65	—	507,8	30,0
Норм. гептан, C ₇ H ₁₆	100,20	209,2	371,60	687,83	—	540	27,4
Норм. октан, C ₈ H ₁₈	114,22	258,1	398,77	706,41	—	569,4	25,0
Норм. нонан, C ₉ H ₂₀	128,25	303,3	423,88	721,31	—	596,1	23,1
Норм. декан, C ₁₀ H ₂₂	142,28	345,2	447,16	733,81	—	619,4	21,6
Азот, N ₂	28,02	-320,4	77,38	—	1,184	126,2	33,9
Воздух (O ₂ +N ₂)	29	-317,7	78,88	—	1,224	132,8	37,7
Углекислый газ, CO ₂	44,01	-109,3	194,66	1100,46	1,874	304,4	74,0
Сероводород, H ₂ S	34,08	-76,5	212,88	1405,30	1,448	373,9	90,0
Вода	18,02	212	672	62,40	—	758,3	221,0

* Кажущаяся плотность в жидком состоянии

** Плотность при давлении насыщения

при пластовом давлении. График построен относительно удельной плотности нефти, приведенной к температуре 60 °F (15,6 °C) (как правило, эта величина известна). Если плотность сообщается в градусах API при другой температуре, то ее возможно привести к 60 °F (15,6 °C) по методике, описанной в [4]. А именно, табл. 5 источника [4] используют во время измерений ареометром при температурах, отличных от 60 °F (15,6 °C), а табл. 7 — для поправки объема при данной температуре к объему при 60 °F (15,6 °C). Рис. D.2 применяют для жидкостей при давлении насыщения, опять же с использованием удельной плотности, приведенной к 60 °F (15,6 °C). Давление насыщения при 60 °F (15,6 °C) необходимо определять лабораторным способом.¹ Для конденсата и природного газа служит табл. D.3, где также необходимо знать удельную плотность газа.

Параметры T_{pc} и p_{rc} обычно используются для расчета приведенной температуры

¹Если известно только давление насыщения при пластовой температуре, то можно оценить давление при 15,6 °C по рис. D.5 следующим образом: от давления насыщения, соответствующего пластовой температуре, проводим вверх линию до пересечения с кривой для температуры пласта. Затем горизонтально проводим линию до кривой температуры 15,6 °C. От точки пересечения проводим вертикальную линию вниз и находим искомое давление насыщения

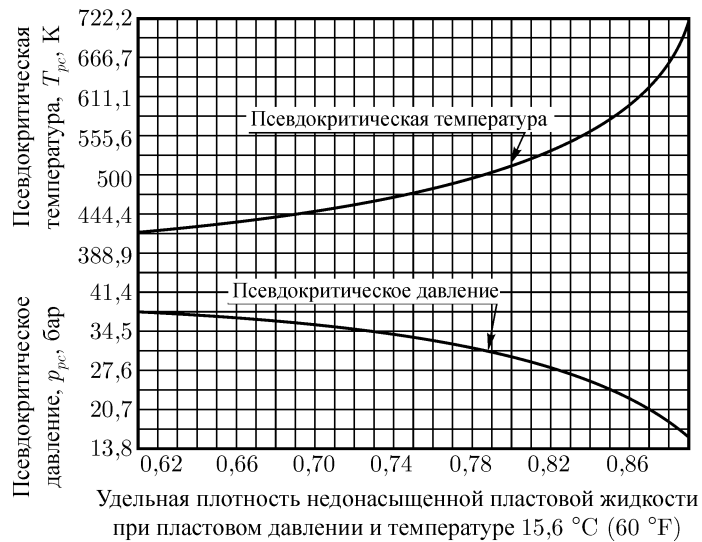


Рис. D.1. Примерная корреляция псевдокритических давлений и температур жидкости от удельной плотности. Согласно Трюбу [2].

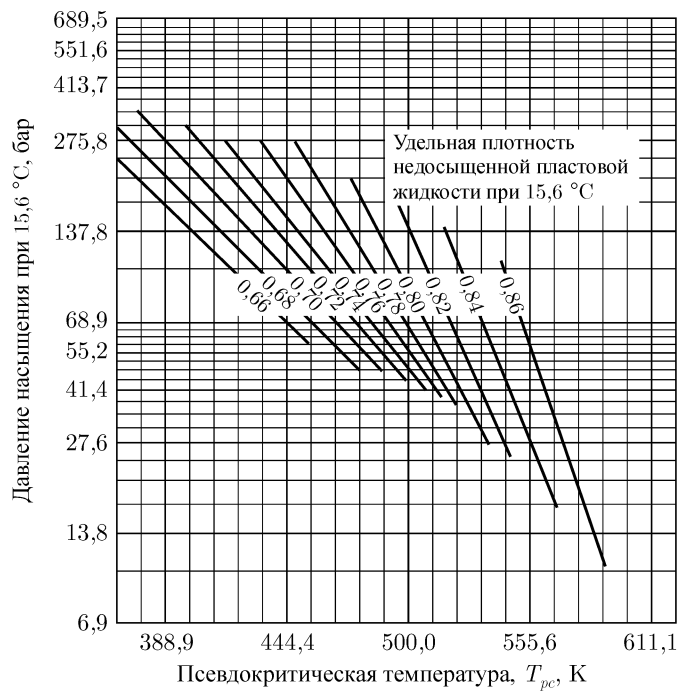


Рис. D.2. Корреляция псевдокритической температуры жидкости от удельной плотности и давления насыщения. Согласно Трюбу [2].

и давления:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (D.3)$$

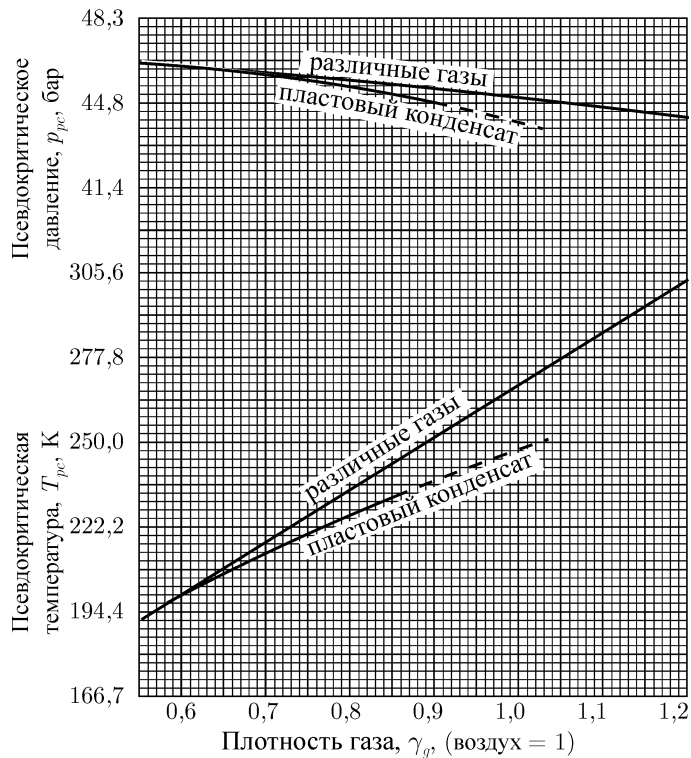


Рис. D.3. Корреляция псевдокритических параметров конденсата и различных природных газов от удельной плотности газа. Согласно Брауну и др. [3].

и

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (D.4)$$

где T — заданная температура, К; p — заданное давление, бар.

Следует заметить, что в уравнения (D.1)–(D.4) надлежит подставлять абсолютную температуру и давление.

Поскольку многие корреляции в этом приложении построены относительно удельной плотности или плотности, выраженной в градусах API, то стоит еще раз напомнить взаимосвязь между этими двумя величинами:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5. \quad (D.5)$$

В уравнении (D.5) удельную плотность γ необходимо привести к 60 °F (15,6 °C) и атмосферному давлению.

На рис. D.4–D.6 представлены корреляции Стэндинга [5], описывающие свойства смесей углеводородных газов и жидкостей. Примеры их использования показаны на рисунках. Корреляции Стэндинга в основном базируются на исследованиях, проведенных на нефтях Калифорнии. Кронквист [6] дает корреляции, которые могут оказаться полезными для нефтей северной части побережья Мексиканского залива.

На рис. D.7 изображен хорошо известный график для коэффициента сверхсжимаемости реального газа. Приведенные параметры можно оценить по уравнениям D.1–D.4.

Объемный коэффициент пластового газа можно рассчитать по выражению:

$$B_g = 3,511 \times 10^{-3} \frac{zT}{p} \quad (D.6)$$

где z берется из рис. D.7.

Объемный коэффициент пластовой воды B_w можно найти из рис. D.8.

D.3. Сжимаемость породы

Изотермическая сжимаемость породы в общем виде определяется как:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (D.7)$$

Нижний индекс T означает, что частная производная берется при постоянной температуре. Все определения сжимаемости, используемые в этой монографии, полагаются изотермическими, а индекс T часто опускается. Сжимаемость породы определяется таким образом, чтобы она равнялась положительному числу. Т. е. уравнение (D.7) означает, что по мере падения давления уменьшается поровый объем. Это происходит по той причине, что горное давление остается практически постоянным по мере истощения пласта, что приводит к сжатию пород.

Некоторые авторы [9–11] делали попытки построить корреляции, связывающие сжимаемость пласта с различными физическими параметрами. Наибольшее распространение в нефтяной литературе получили корреляции Холла [10] и Ван Дер Кнаапа [11]. Сравнительно недавно Ньюман [9] показал их непригодность для описания довольно широкого диапазона типов пород. На рис. D.9 показаны фактические данные сжимаемости образцов известняка, наложенные поверх корреляций Холла и Кнаапа тоже для известняка. На рис. D.9 и на других рисунках в этом параграфе под горным давлением понимается давление, равное произведению глубины пласта на 1 бар/100 м.

На рис. D.10–D.12 сравниваются фактические данные, полученные Ньюманом и другими авторами, с корреляциями Холла для песчаника. При построении трех рисунков Ньюман придерживался следующих определений:

1. Цементированные образцы состояли из твердой породы (тонкие края невозможно было отломить рукой).
2. Из хрупких образцов можно было вырезать цилиндрические образцы, но при этом углы легко отламывались рукой.
3. Несцементированные образцы разваливались под собственной тяжестью, если прежде не подвергались специальной обработке, например заморозке.

Как можно видеть на трех рисунках, ни одна из корреляций не обеспечила хорошее описание большого количества исследованных образцов. Из рис. D.11 следует, что для хрупкого песчаника корреляций нет вообще. Рис. D.12 демонстрирует, что если и есть какая-нибудь корреляция для несцементированных образцов, то ее линия тренда может быть обратной линии для сцементированных образцов (рис. D.10).

К сожалению, из рис. D.9–D.12 можно сделать лишь один вывод: сжимаемость породы необходимо измерять для конкретного изучаемого пласта. В лучшем случае корреляции могут дать только оценку порядка величины.

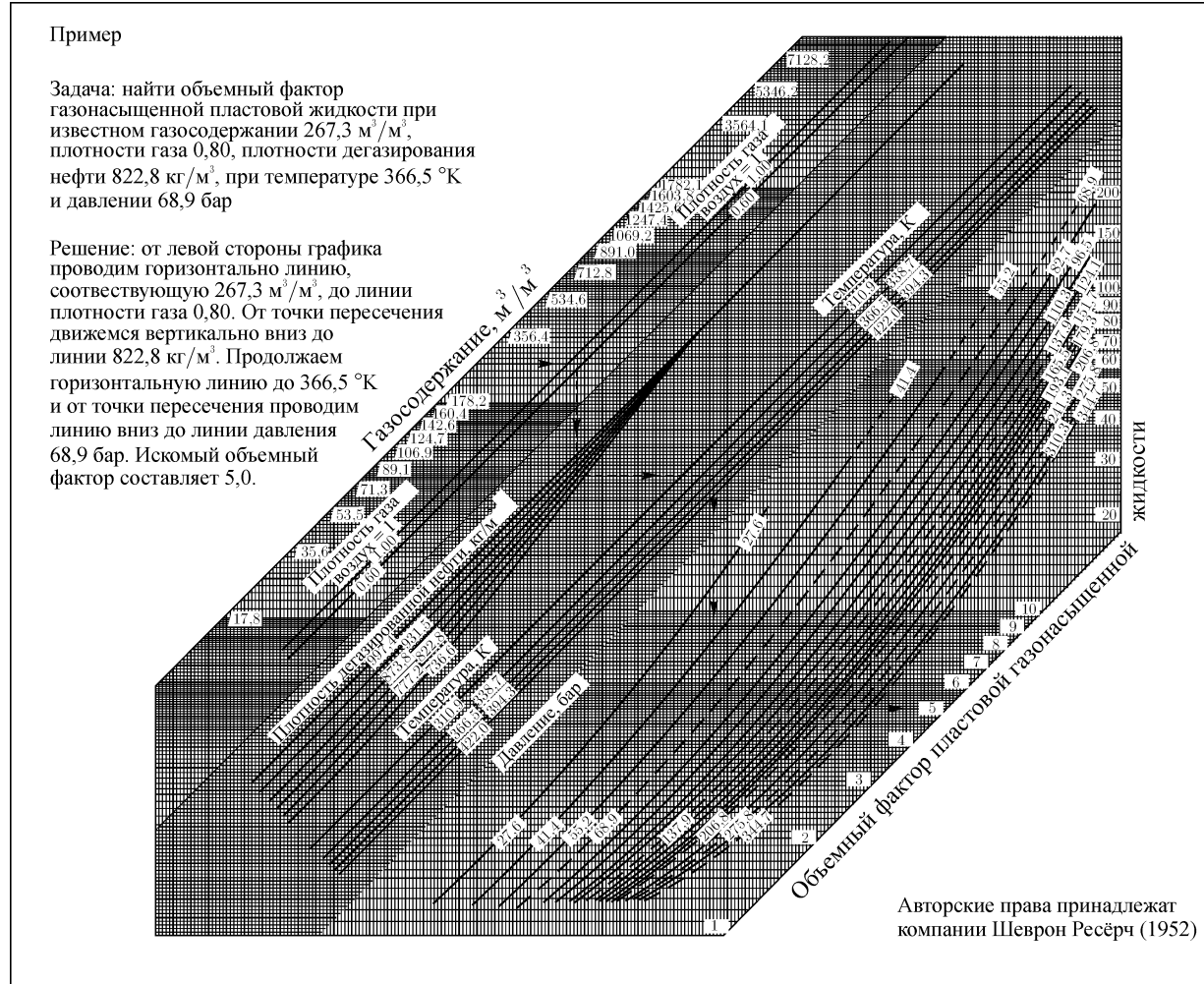


Рис. D.4. Свойства углеводородных смесей газов и жидкостей. Объемный фактор газовой и жидкой фазы. Согласно Стэндингу [5].

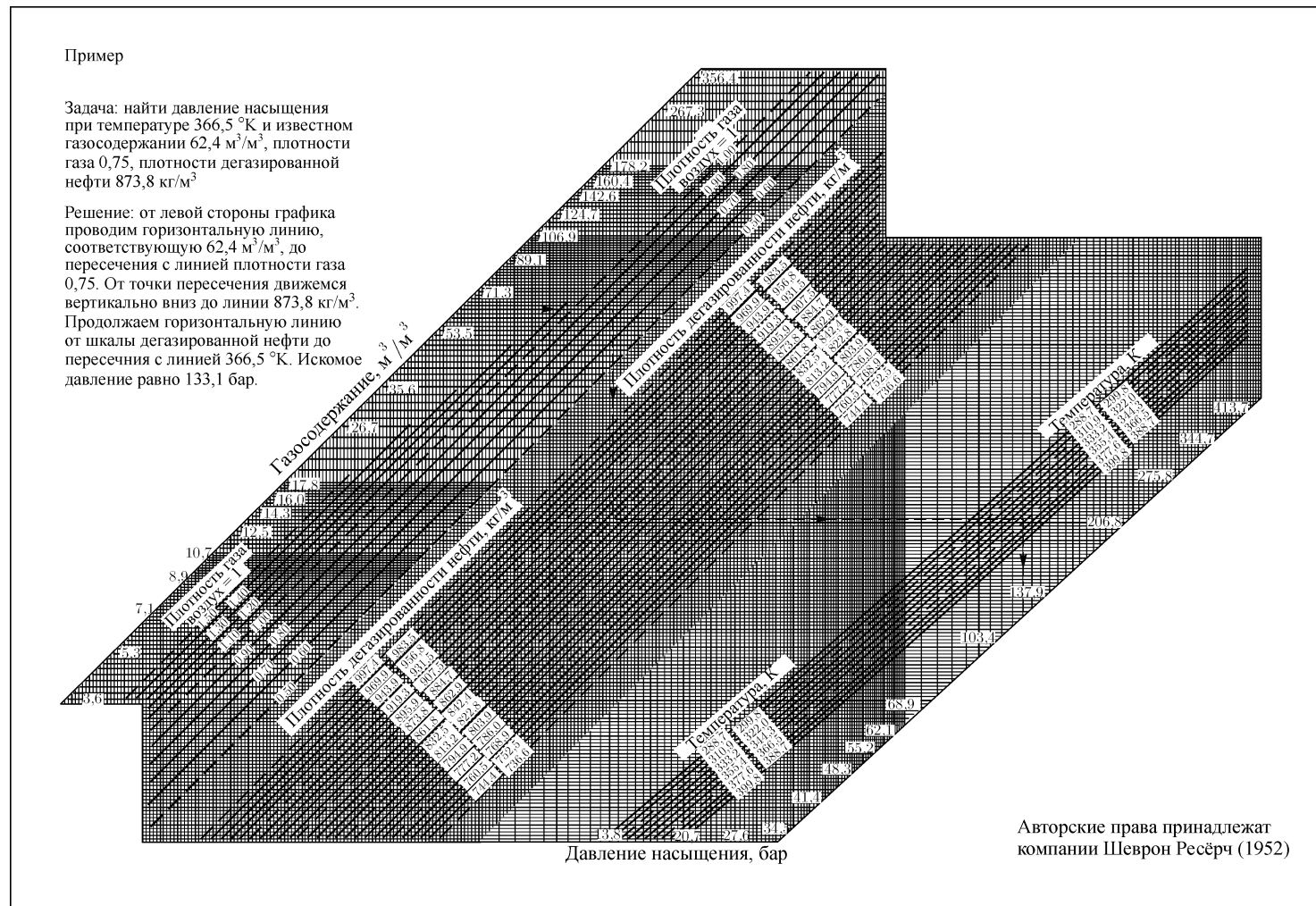


Рис. D.5. Свойства углеводородных смесей газов и жидкостей. Давление насыщения. Согласно Стэндингу [5].

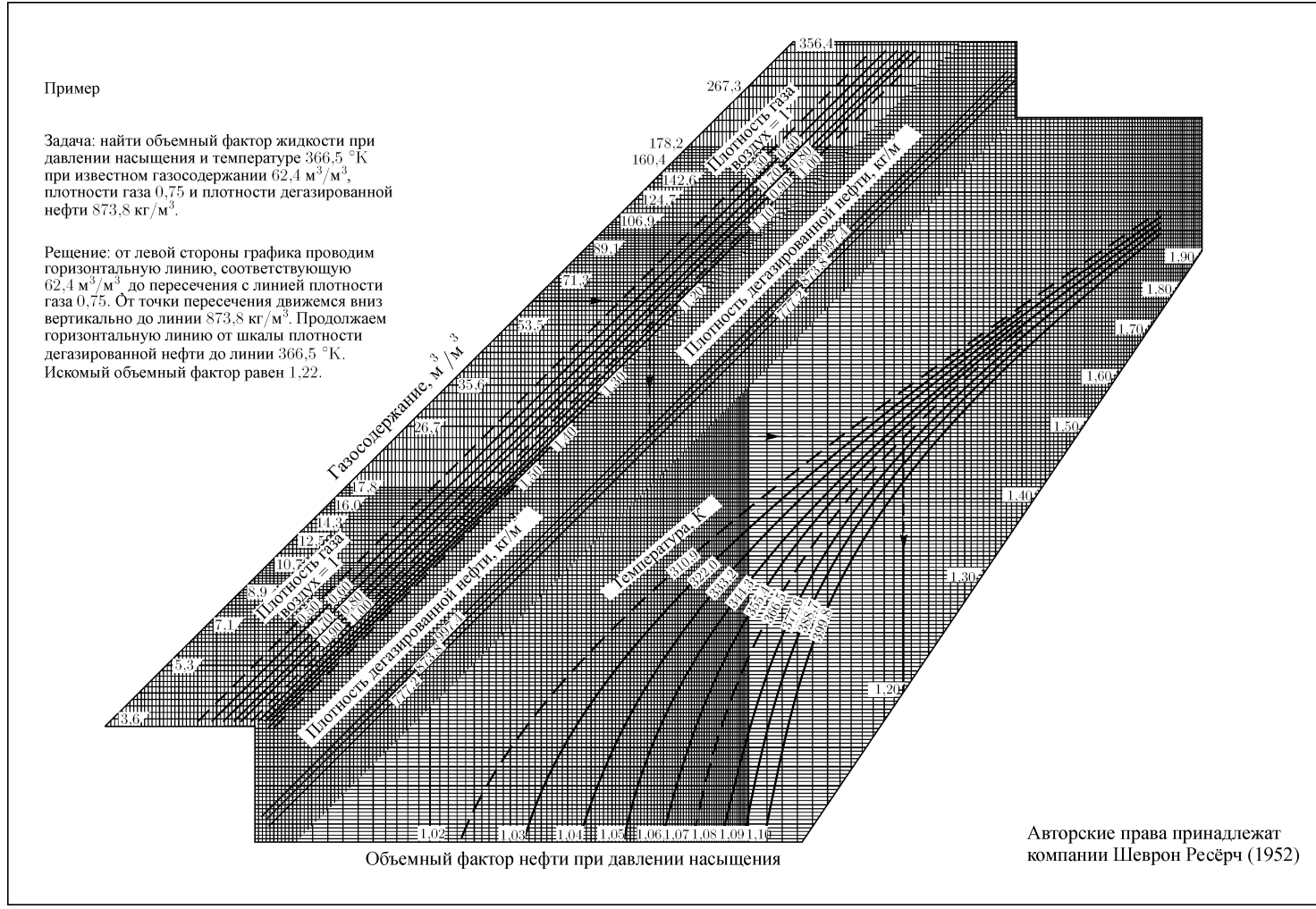


Рис. D.6. Свойства углеводородных смесей газов и жидкостей. Объемный фактор жидкостей при давлении насыщения. Согласно Стэндингу [5].

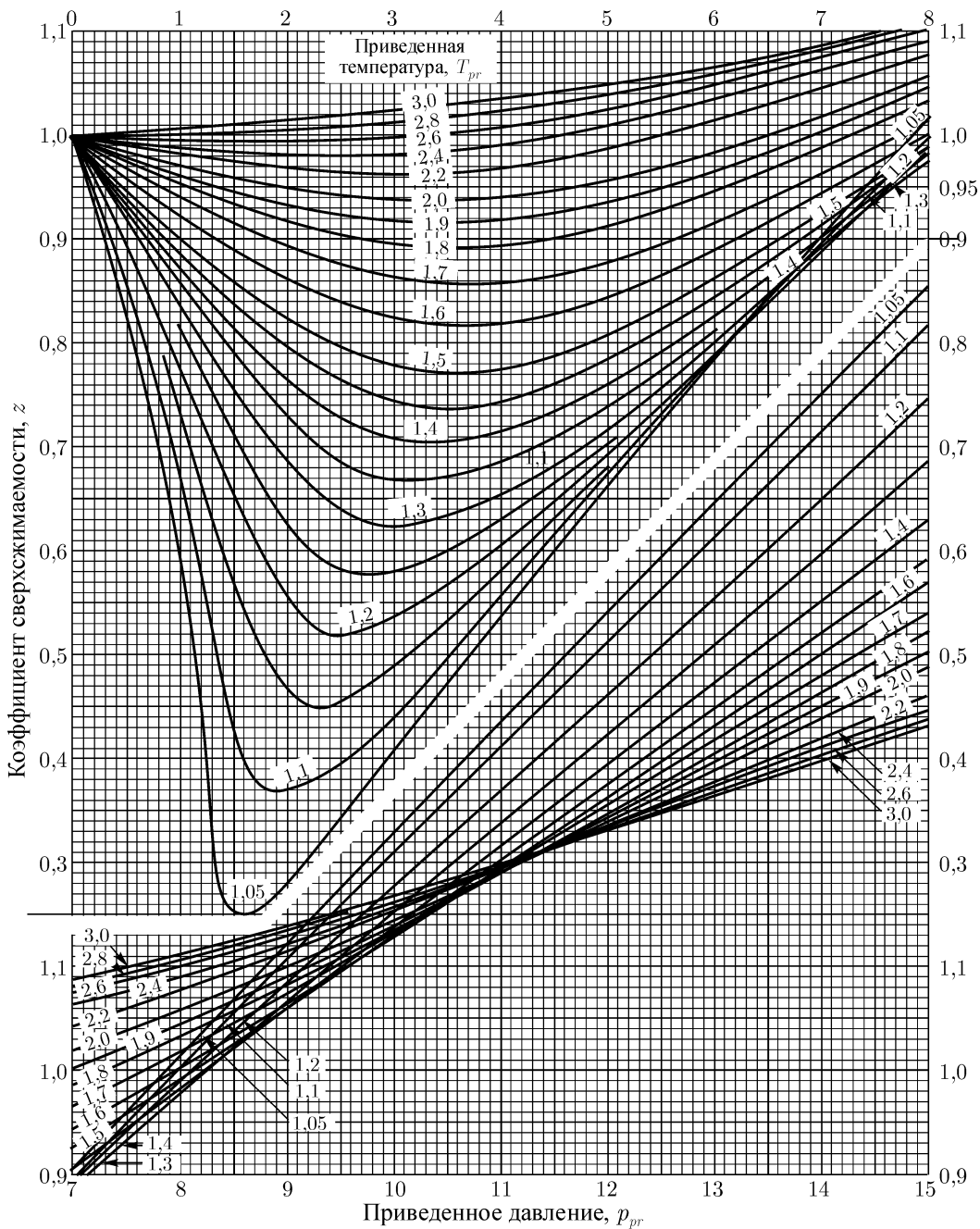


Рис. D.7. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости реального газа от приведенных давлений и температур. Согласно Стэндингу и Катцу [7].

D.4. Сжимаемость нефти

Изотермическая сжимаемость недонасыщенной нефти (при давлении выше давления насыщения) определяется как

$$c_0 = -\frac{1}{V_0} \left(\frac{\partial V_0}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho_0}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B} \left(\frac{\partial B_0}{\partial p} \right)_T. \quad (D.8)$$

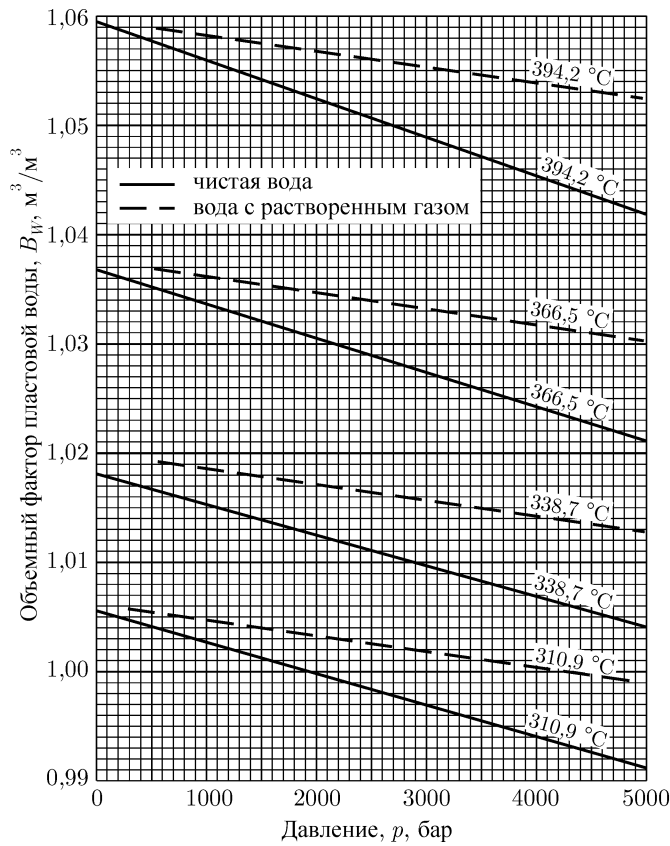


Рис. D.8. Объемный фактор чистой воды и воды с растворенным природным газом. Данные Добсана и Стэндинга [8].

Поскольку объем недонасыщенной жидкости уменьшается по мере увеличения давления, то величина c_0 является положительной.

В общем случае сжимаемость нефти следует находить по лабораторным PVT исследованиям нефти конкретного изучаемого пласта. Конечное равенство в уравнении (D.8) полезно при расчете c_0 по таким фактическим данным. В некоторых пластах c_0 остается практически постоянным при давлениях выше давления насыщения, в то время как в других пластах эта величина может изменяться с давлением.

При отсутствии данных лабораторных измерений можно использовать корреляцию Трюба [2] для сжимаемости недонасыщенной нефти (рис. D.13). Для этого необходимо найти T_{pr} и p_{pr} по рис. D.1 или D.2. Приведенная сжимаемость c_{pr} определяется по рис. D.13, а сжимаемость нефти рассчитывается из выражения:

$$c_0 = \frac{c_{pr}}{p_{pc}}. \quad (D.9)$$

При расчетах значения сжимаемости ниже давления насыщения, необходимого при интерпретации нестационарных исследований скважин и поведения пласта в целом, необходимо учитывать растворенный газ. Таким образом вводится понятие кажущейся сжимаемости нефти для давлений ниже давления насыщения, где объем нефти

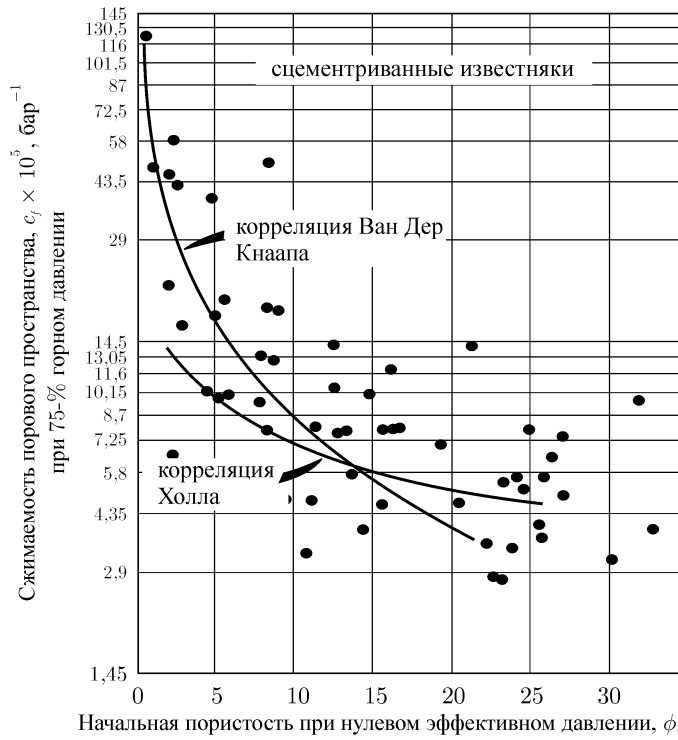


Рис. D.9. Сжимаемость порового пространства при 75% горном давлении от начальной пористости образца. Зависимость для известняков. Согласно Ньюману [9].

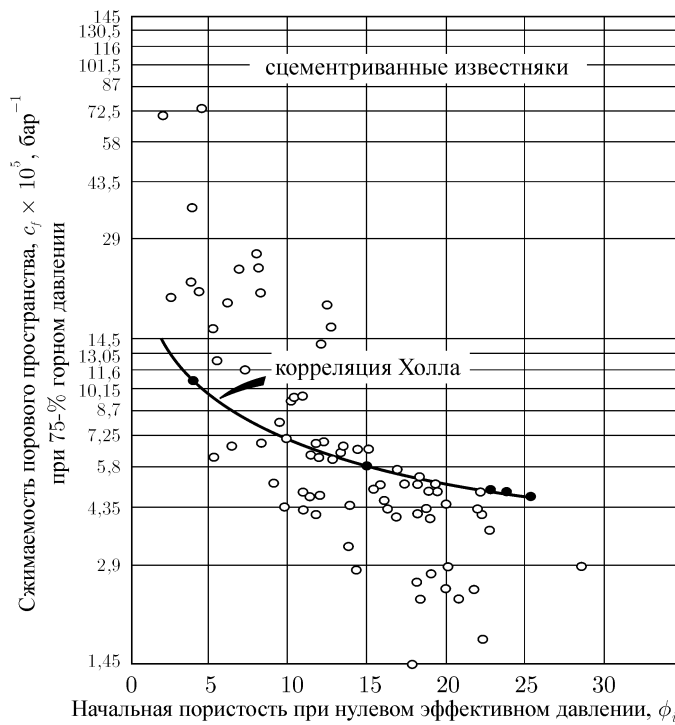


Рис. D.10. Сжимаемость порового пространства от начальной пористости образца при 75% горном давлении. Зависимость для сцементированных песчаников. Согласно Ньюману [9].

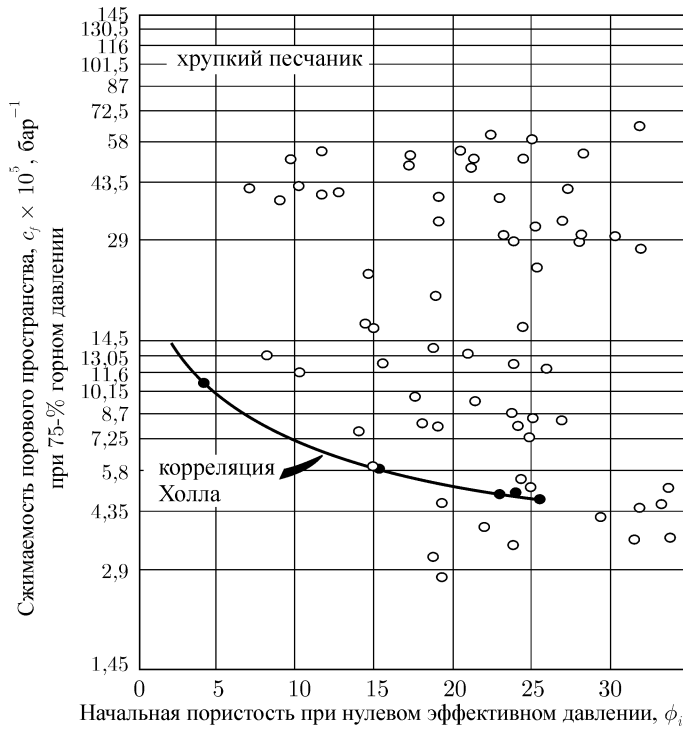


Рис. D.11. Сжимаемость порового пространства от начальной пористости образца при 75% горном давлении. Зависимость для хрупких песчаников. Согласно Ньюману [9].

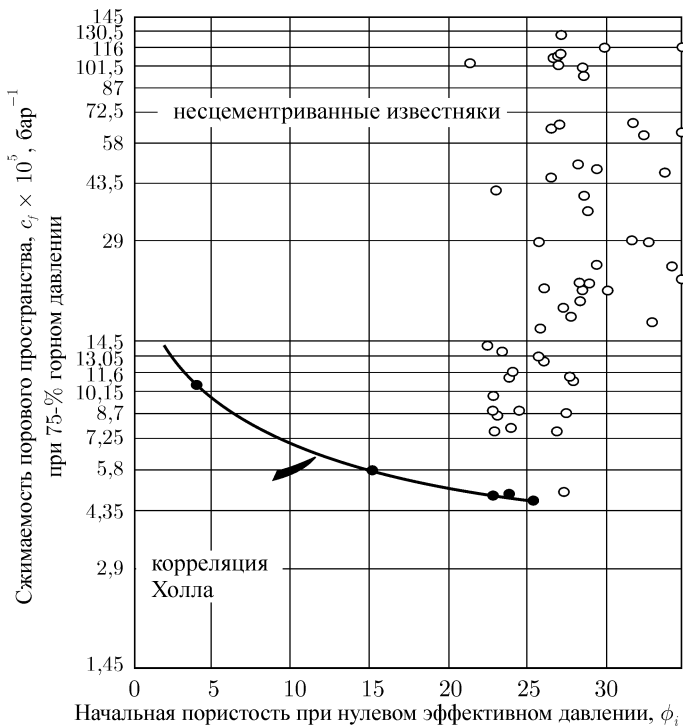


Рис. D.12. Сжимаемость порового пространства от начальной пористости образца при 75% горном давлении. Зависимость для несцементированных песчаников. Согласно Ньюману [9].

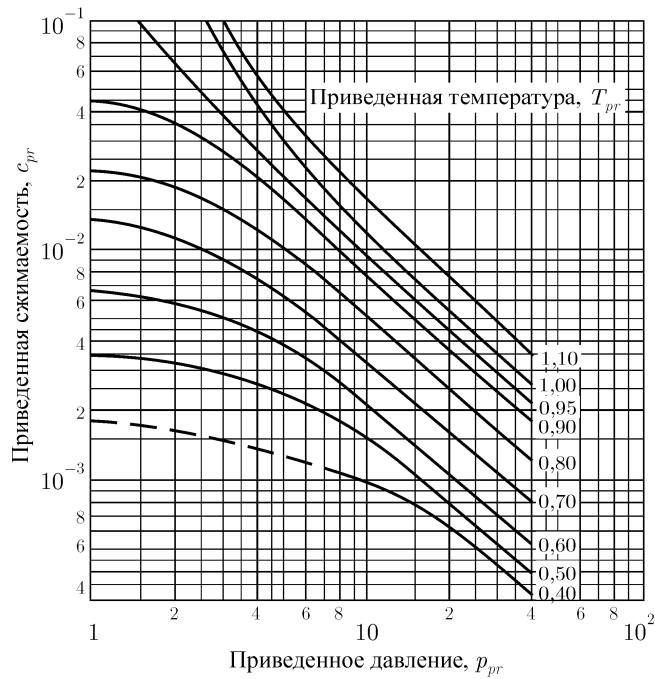


Рис. D.13. Корреляция приведенной сжимаемости для недонасыщенной нефти. Согласно Трюбу [9].

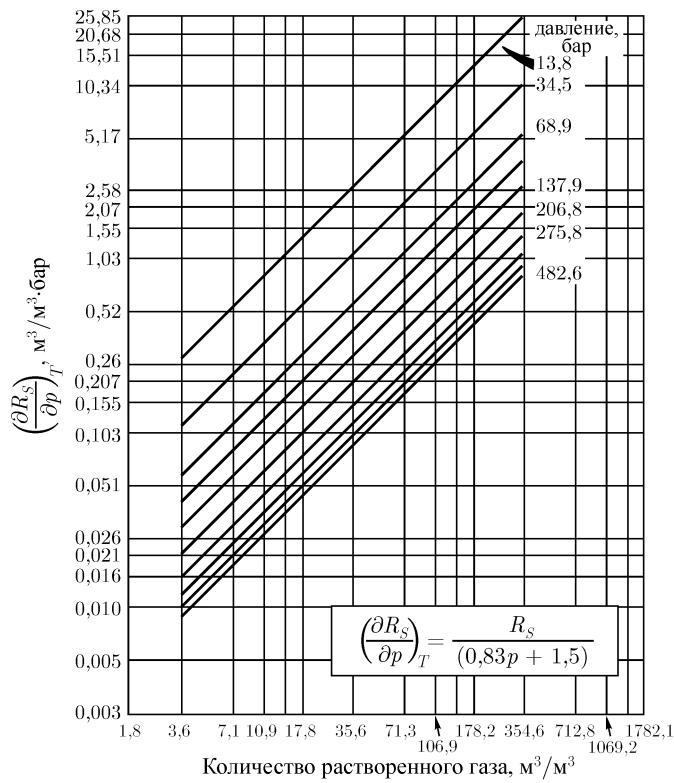


Рис. D.14. Зависимость частной производной газосодержания по давлению от газового фактора. Согласно Рэйми [12], фактические данные Стэндинга [5].

увеличивается с давлением в результате растворения в нем газа:

$$c_{0a} = -\frac{1}{B_0} \frac{\partial B_0}{\partial p} + \frac{B_g}{B_0} \frac{\partial R_s}{\partial p}. \quad (\text{D.10})$$

Следует заметить, что уравнение (D.10) сокращается до уравнения (D.8) при давлениях выше давления насыщения, когда величина R_s не изменяется с давлением. Если есть в наличии данные лабораторных измерений, то для расчета c_{0a} следует использовать только их. В противном случае можно пользоваться корреляциями, но с особым вниманием. При использовании корреляций член уравнения (D.10) $\partial R_s / \partial p$ можно найти по рис. D.14 или из выражения:

$$\frac{\partial R_s}{\partial p} \cong \frac{R_s}{(0,83p + 1,5)}. \quad (\text{D.11})$$

Уравнение (D.11) и рис. D.14 позаимствованы из работы Рэйми [12] и основаны на фактических данных, полученных Стэндингом [5]. Объемный фактор пластового газа можно рассчитать по уравнению (D.6), где коэффициент сверхсжимаемости берется из рис. D.7. Член уравнения $\partial B_0 / \partial p$ находится из выражения:

$$\frac{\partial B_0}{\partial p} \cong \frac{\partial R_s}{\partial p} \cdot \frac{\partial B_0}{\partial R_s}, \quad (\text{D.12})$$

где первый член в правой части определяется по уравнению (D.11) или рис. D.14, а второй член — по рис. D.15. Чтобы использовать рис. D.15 необходимо знать плотности газа и нефти. Объемный фактор нефти B_0 можно найти по корреляции Стэндинга (рис. D.6).

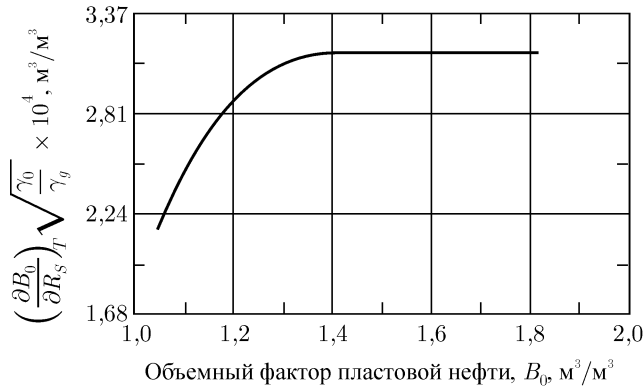


Рис. D.15. Зависимость частной производной объемного фактора нефти по газосодержанию от объемного фактора нефти. Согласно Рэйми [12].

D.5. Сжимаемость воды

Сжимаемость воды определяется аналогично сжимаемости нефти (уравнение (D.8)). Сжимаемость воды или пластовой воды без какого-либо растворенного газа рассчитывается по рис. D.16–D.19. Для нахождения сжимаемости при давлениях и соленостях воды, не указанных на рисунках, можно пользоваться линейной интерполяцией.

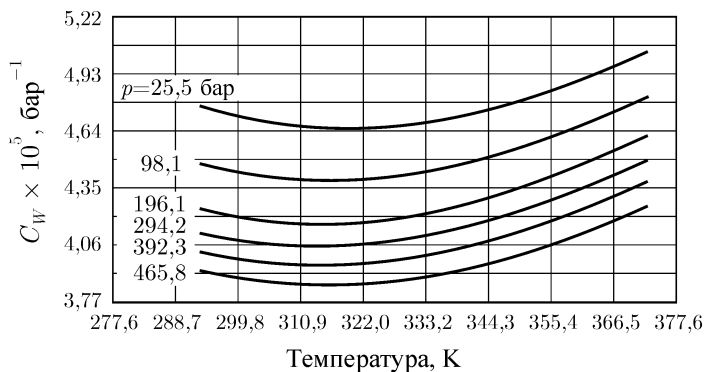


Рис. D.16. Средняя сжимаемость дистиллированной воды. Согласно Лонгу и Чиеричи [13].

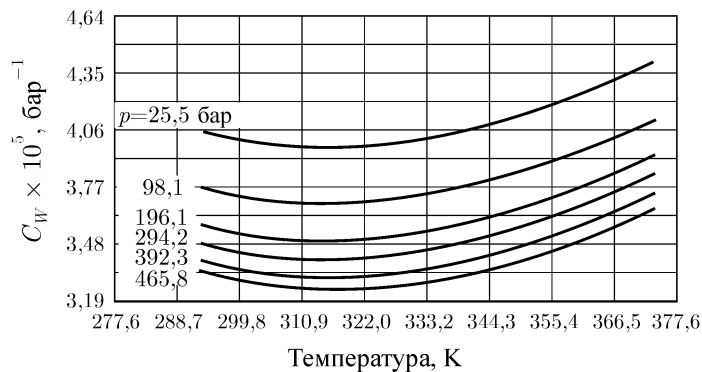


Рис. D.17. Средняя сжимаемость дистиллированной воды при содержании солей NaCl 100000 промилль. Согласно Лонгу и Чиеричи [13].

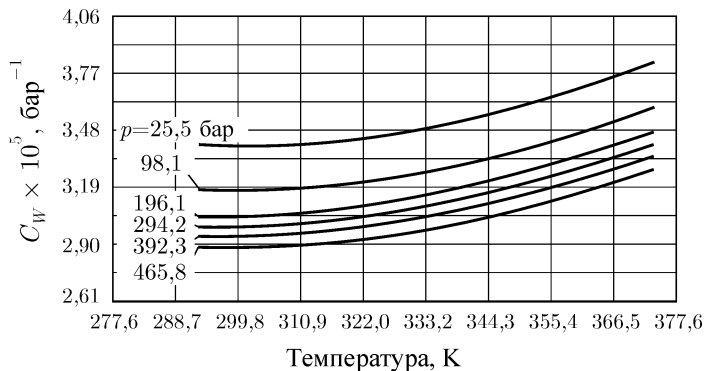


Рис. D.18. Средняя сжимаемость дистиллированной воды при содержании солей NaCl 200000 промилль. Согласно Лонгу и Чиеричи [13].

Для расчета сжимаемости недонасыщенной воды или пластовой воды (вода с растворенным газом) Лонг и Чиеричи [13] рекомендуют использовать выражение:

$$c_w = (c_w)_{0,n} [1 + 0,05 \times 10^{-Kn} (R_{sw})], \tag{D.13}$$

где c_w — сжимаемость недонасыщенной пластовой нефти, содержащей растворенный газ и n грамм-эквивалентов растворенных твердых частиц (солей), бар^{-1} ; $(c_w)_{0,n}$ — сжимаемость пластовой воды без растворенного газа и содержащей n грамм-эквивалент

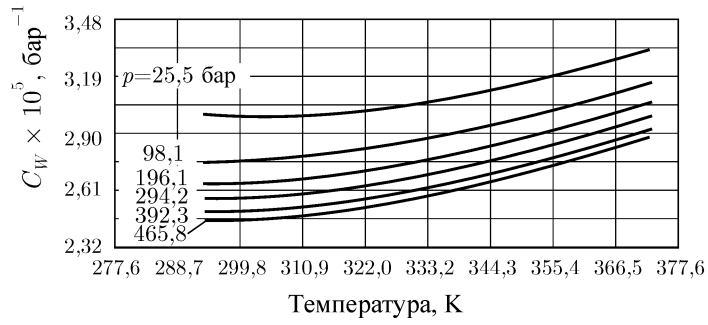


Рис. D.19. Средняя сжимаемость дистиллированной воды при содержании солей NaCl 300000 промилль. Согласно Лонгу и Чиеричи [13].

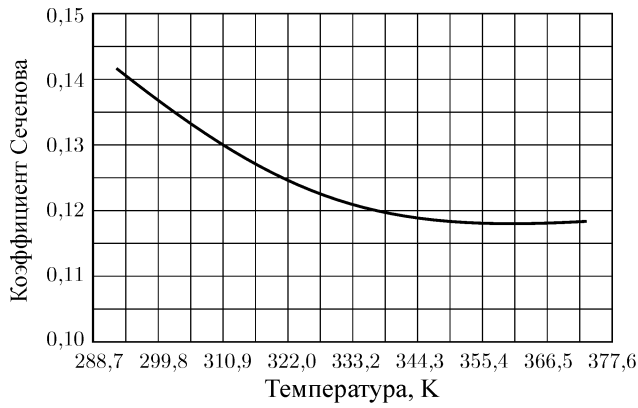


Рис. D.20. Коэффициент Сеченова для метана (уравнение (D.13)). Согласно Лонгу и Чиеричи [13].

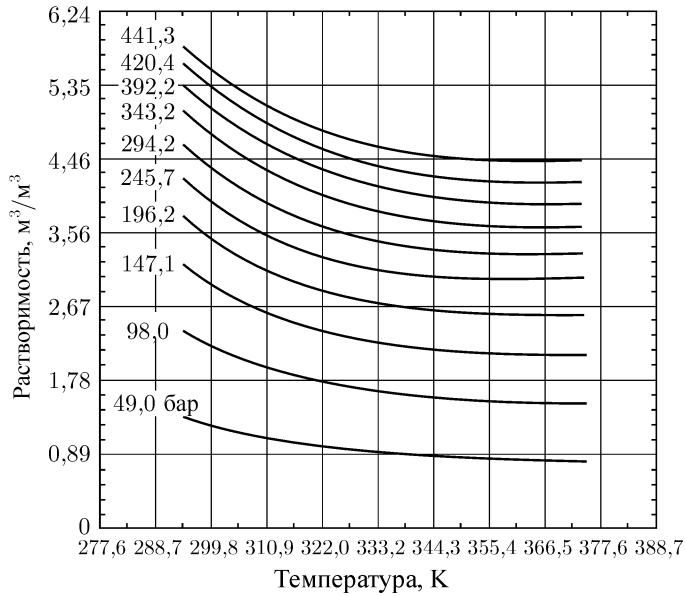


Рис. D.21. Растворимость метана в дистиллированной воде. Согласно Лонгу и Чиеричи [13].

растворенных твердых частиц, бар^{-1} , (определяется по рис. D.16–D.19); n – растворенные твердые частицы (промилль)/58,443 или концентрация растворенных частиц, грамм-эквивалент/литр; K – коэффициент Сеченова, принимаемый при пластовой температуре по рис. D.20; R_{sw} – растворимость газа в дистиллированной воде при заданном давлении и температуре (определяется по рис. D.21).

Другой подход к оценке сжимаемости недонасыщенной воды основан на использовании рис. D.22, по которому находят сжимаемость воды при пластовом давлении, температуре и газовом факторе. Для нахождения газосодержания пластовой воды в функции температуры, давления и солености используют рис. D.23.

Кажущаяся сжимаемость воды ниже давления насыщения определяется по уравнению:

$$c_{wa} = -\frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial p} + \frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial p}. \quad (\text{D.14})$$

Как и предыдущих случаях, лучше всего рассчитать c_{wa} по данным лабораторных исследований PVT свойств флюидов. Но, поскольку такие исследования проводятся редко, то все равно требуется использовать корреляции. Так, член уравнения $\partial R_{sw}/\partial p$ можно приблизительно оценить по рис. D.24, а B_w можно аппроксимировать из рис. D.8. Параметр B_g находят из уравнения (D.6). Первый член в правой части уравнения (D.14) необходимо рассчитывать по рис. D.22 или уравнению (D.13).

D.6. Сжимаемость газа

Изотермическая сжимаемость газа определяется аналогично сжимаемости нефти (уравнение (D.8)). Уравнение для газа, эквивалентное уравнению (D.8), можно написать относительно коэффициента сверхсжимаемости газа z :

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T. \quad (\text{D.15 } a)$$

Если приведенные давления и температуры подставить в уравнение (D.15 *a*), то изотермическую сжимаемость газа можно записать следующим образом:

$$c_g = \frac{1}{p_{pc}} \left[\frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p_{pr}} \right)_{T_{pr}} \right]. \quad (\text{D.15 } b)$$

Рассчитать частную производную уравнения (D.15 *b*) можно непосредственно по графику для z на рис. D.7.

Сжимаемость газа также можно найти, используя корреляции для приведенной сжимаемости на рис. D.25 и D.26. Приведенная сжимаемость определяется по одному из этих рисунков, а сжимаемость газа находится по выражению:

$$c_g = \frac{c_{pr}}{p_{pc}}. \quad (\text{D.16})$$

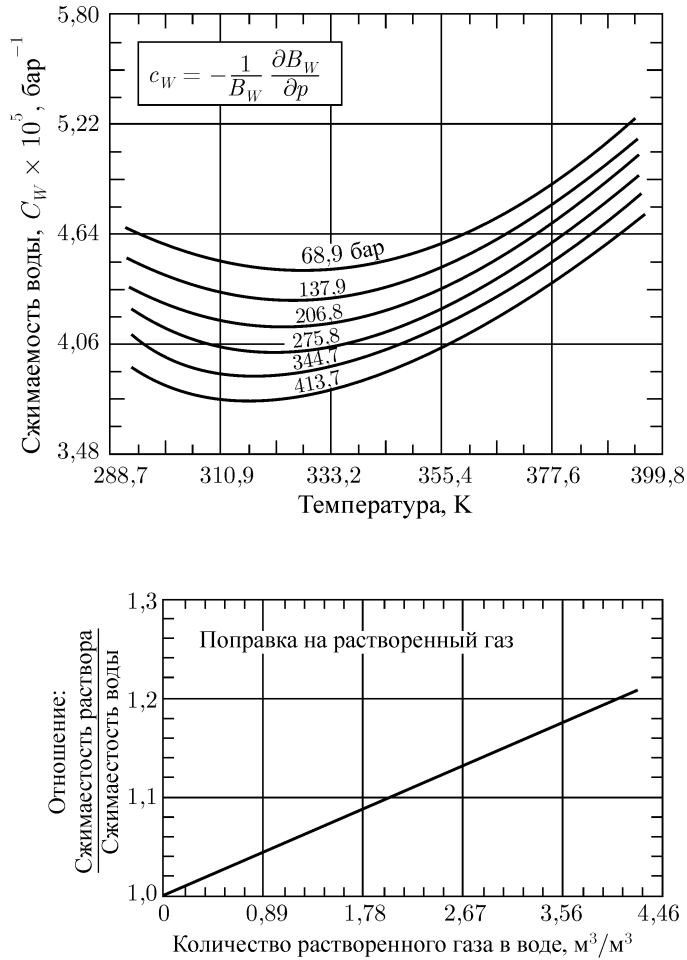


Рис. D.22. Влияние растворенного газа на сжимаемость воды. Согласно Додсану и Стэндингу [8].

D.7. Вязкость газа

На рис. D.27 приведена одна из самых простых и доступных корреляций для вязкости углеводородных газов [1]. На этом рисунке вязкость газа изображена в функции удельного веса газа, давления и температуры. Стрелками объясняется алгоритм использования этого рисунка. Например, вязкость газа с удельным весом 0,7 при давлении 51,7 бар и температуре 377,6 К равна 0,0158 мПа · с.

Карр, Кобайяши и Барроуз [15] предложили метод расчета вязкости природного газа, получивший широкое распространение. Для этого метода требуется знать состав газа и вязкость каждого компонента при атмосферном давлении и пластовой температуре. Вязкость смеси при атмосферном давлении определяется по выражению:

$$\mu_{ga} = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \mu_i \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^N y_i \sqrt{M_i}}, \quad (\text{D.17})$$

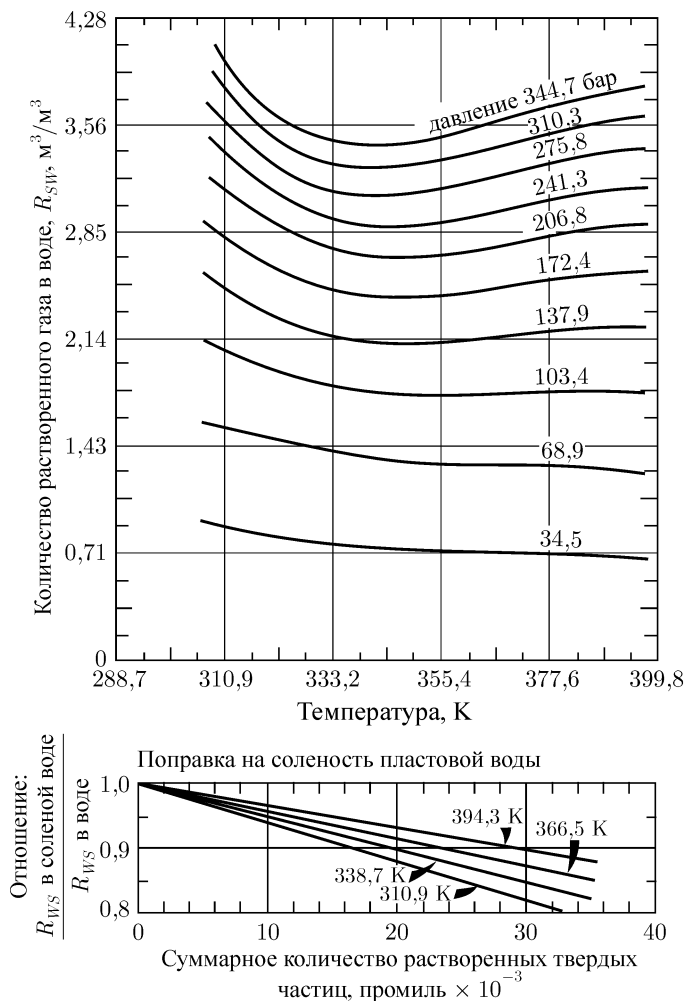


Рис. D.23. Растворимость природного газа в воде. Согласно Додсану и Стэндингу [8].

где μ_{ga} — вязкость смеси газов при заданной температуре и атмосферном давлении, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; y_i — мольная доля i -го компонента; μ_i — вязкость i -го компонента при заданной температуре и атмосферном давлении, определяемая по рис. D.28; M_i — молекулярная масса i -го компонента (табл. D.1); N — количество компонентов в природном газе.

Вязкость газа для многих газообразных компонентов показана на рис. D.28 при 1 атм и различных температурах. Если состав газа неизвестен, то можно воспользоваться рис. D.29 и по известной молекулярной массе оценить вязкость газа при пластовой температуре и атмосферном давлении. Молекулярная масса связана с удельным весом газа следующим соотношением:

$$M \cong 29\gamma. \quad (\text{D.18})$$

Чтобы найти вязкость газа при пластовом давлении, необходимо определить по рис. D.30 или D.31 отношение μ_g/μ_{ga} при соответствующей температуре и давлении, а затем умножить на вязкость μ_{ga} , рассчитанную по уравнению (D.17) или рис. D.29. Приведенные температуры и давления, необходимые для использования рис. D.30 и D.31, находятся из уравнений (D.1)–(D.4) или по рис. D.3.

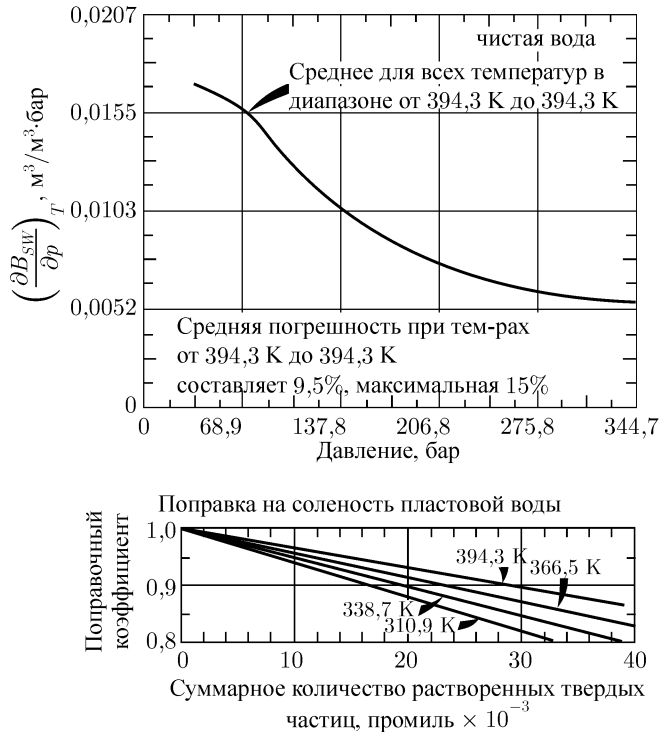


Рис. D.24. Зависимость от давления частной производной газосодержания пластовой воды по давлению. Чтобы получить результат для минерализованной воды, умножьте $(\partial R_{sw}/\partial p)_T$ на поправочный коэффициент. Согласно Рэйми [12], фактические данные Стэндинга [5].

D.8. Вязкость нефти

По мере возможности вязкость нефти следует определять по лабораторным измерениям при пластовой температуре и давлении. Как правило, стандартные исследования PVT включают определение вязкости нефти. При отсутствии экспериментальных данных можно пользоваться корреляцией Чью и Коннелли [16], выведенной для вязкости газонасыщенной нефти (рис. D.32). Для использования рис. D.32 необходимо знать как газосодержание, так и вязкость нефти при пластовой температуре и атмосферном давлении. Если вязкость дегазированной нефти не определена экспериментально, то ее можно оценить по рис. D.33.

Для расчета вязкости нефти при давлении выше давления насыщения служит рис. D.34. На этом рисунке изображены кривые приращения вязкости нефти по отношению к вязкости при давлении насыщения на каждые 68,95 бар. Поскольку этот график построен по небольшому количеству экспериментальных точек, то его следует использовать только в качестве первого приближения.

D.9. Вязкость воды

На рис. D.35 представлены графики и поправки для расчета вязкости воды в зависимости от солёности, давления и температуры. Однако на рис. D.35 отсутствует поправка на количество растворенного газа. При разработке нефтяных месторождений

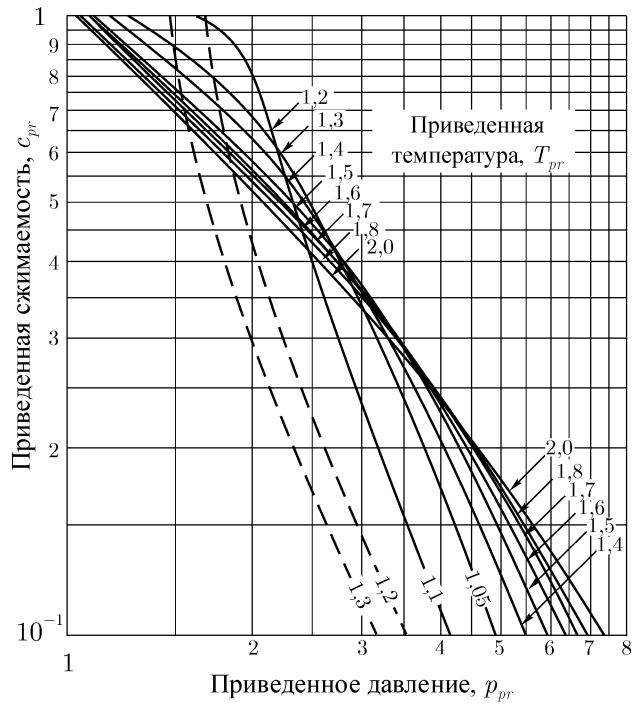


Рис. D.25. Корреляция приведенной сжимаемости природных газов. Согласно Трюбу [14].

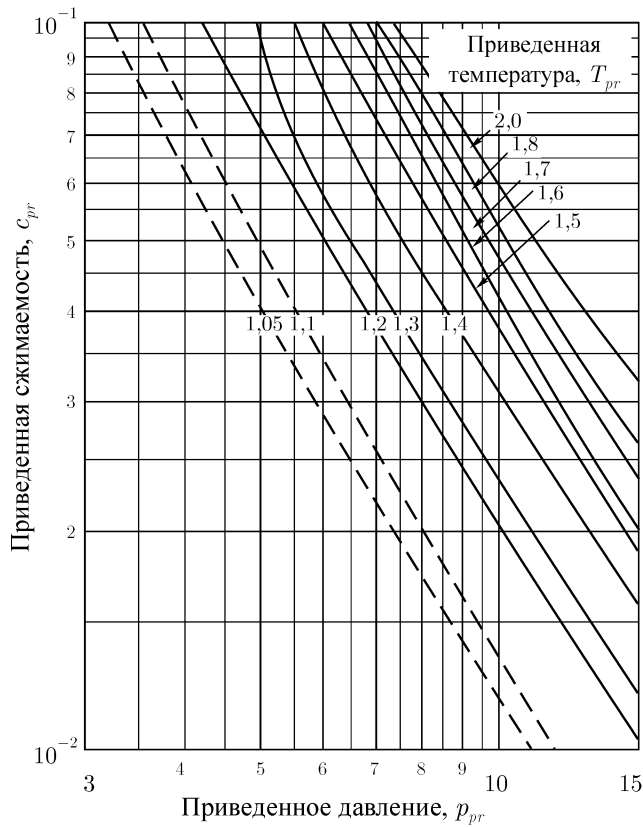


Рис. D.26. Корреляция приведенной сжимаемости природных газов. Согласно Трюбу [14].

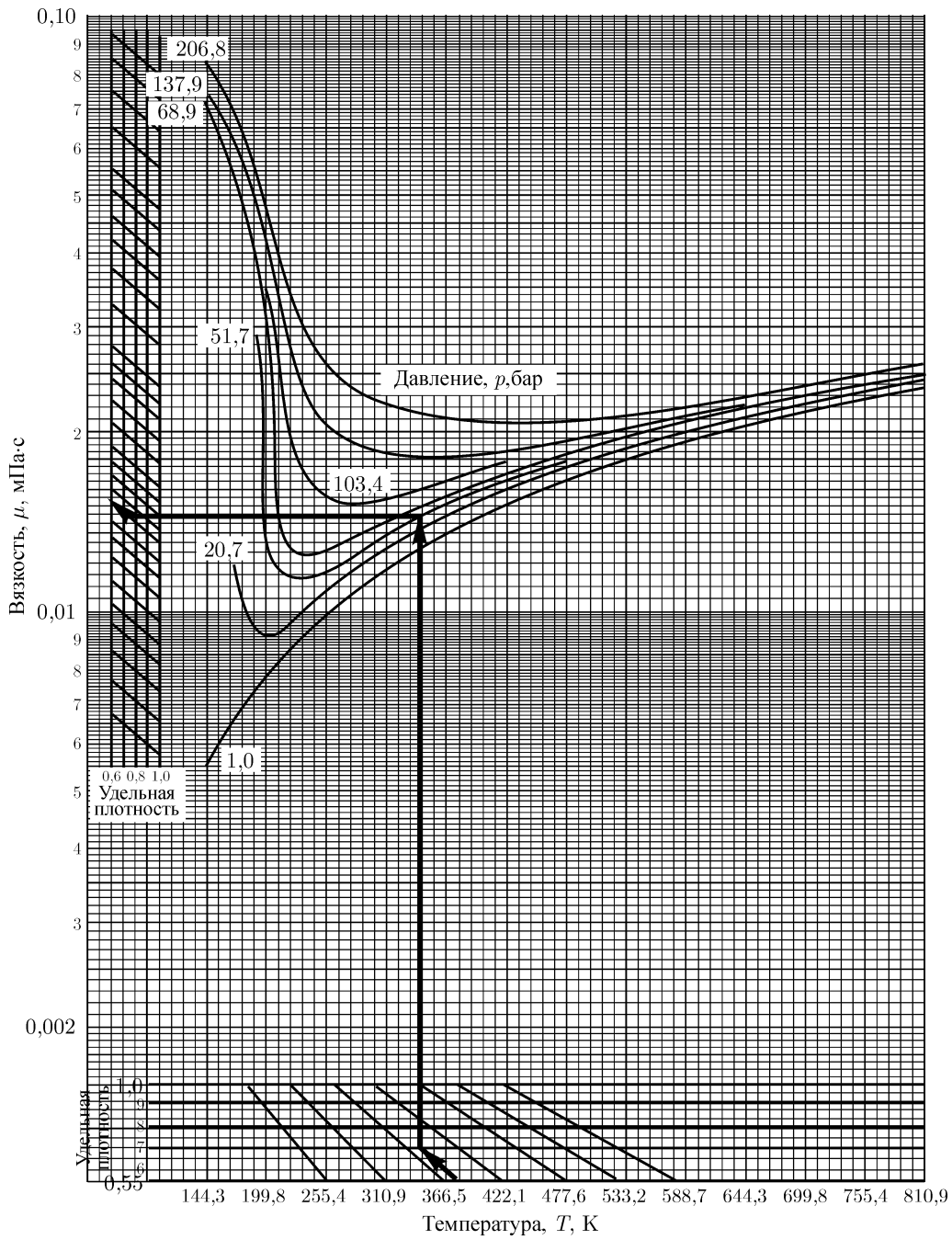


Рис. D.27. Вязкость углеводородных газов [1].

лучше всего определить зависимость вязкости воды от давления при пластовой температуре. При этом вода должна иметь такое же газосодержание и соленость, что и в пластовых условиях.

Литература

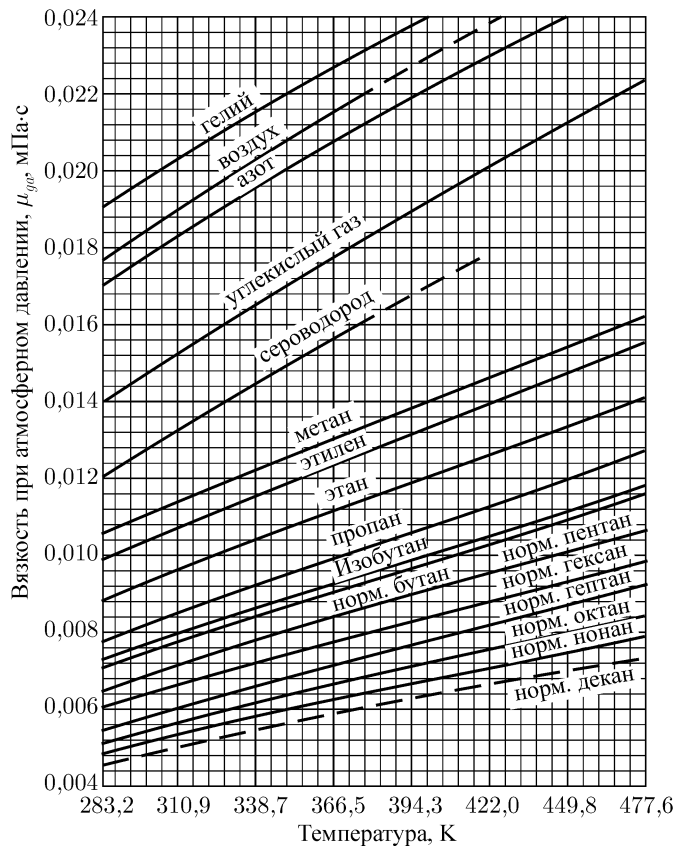


Рис. D.28. Вязкость индивидуальных газов при 1 атм. Согласно Карру, Кобайяши и Барроузу [15].

- [1] *Engineering Data Book*, 9th ed., Gas Processors Suppliers Assn., Tulsa (1972) Sec. 16.
- [2] Trube, Albert S.: "Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids," *Trans.*, AIME (1957) **210**, 341–344.
- [3] Brown, George G., Katz, Donald L., Oberfell, George G., and Alden, Richard C: *Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons*, Natural Gasoline Assn. of America, Tulsa (1948).
- [4] "Measuring, Sampling, and Testing Crude Oil," API Standard 2500, American Petroleum Institute. Reproduced in Frick, Thomas C. and Taylor, R. William: *Petroleum Production Handbook*, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York (1962) **1**, Chap. 16.
- [5] Standing, M. B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, Reinhold Publishing Corp., New York (1952).
- [6] Cronquist, Chapman: "Dimensionless PVT Behavior of Gulf Coast Reservoir Oils," *J. Pet. Tech.* (May 1973) 538–542.
- [7] Standing, Marshall B. and Katz, Donald L.: "Density of Natural Gases," *Trans.*, AIME (1942) **146**, 140–149.
- [8] Dodson, C. R. and Standing, M. B.: "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural-Gas-Water Mixtures," *Drill. and Prod. Prac.*, API (1944) 173–179.

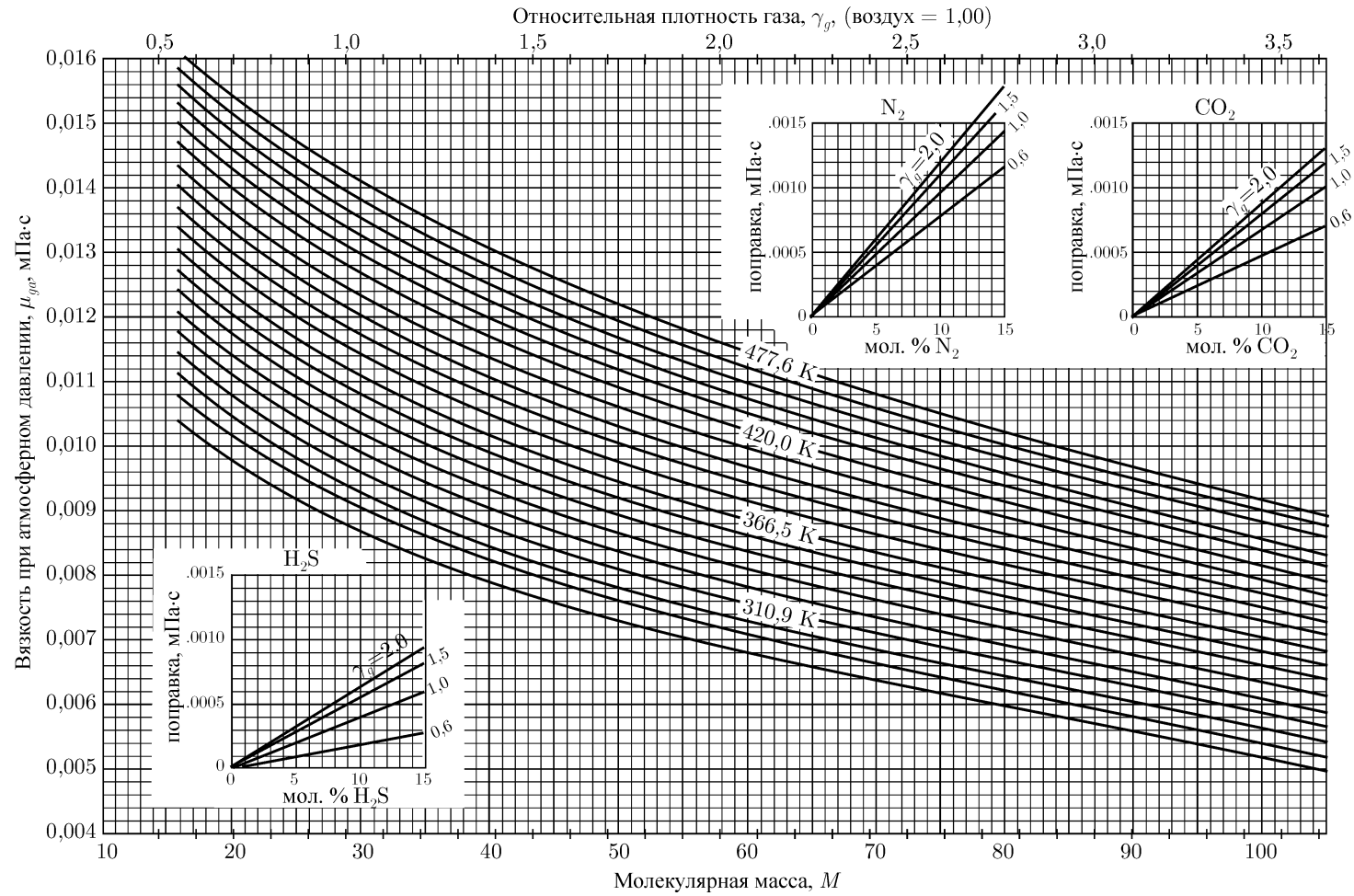


Рис. D.29. Вязкость природных газов при 1 атм. Согласно Карру, Кобайяши и Барроузу [15].

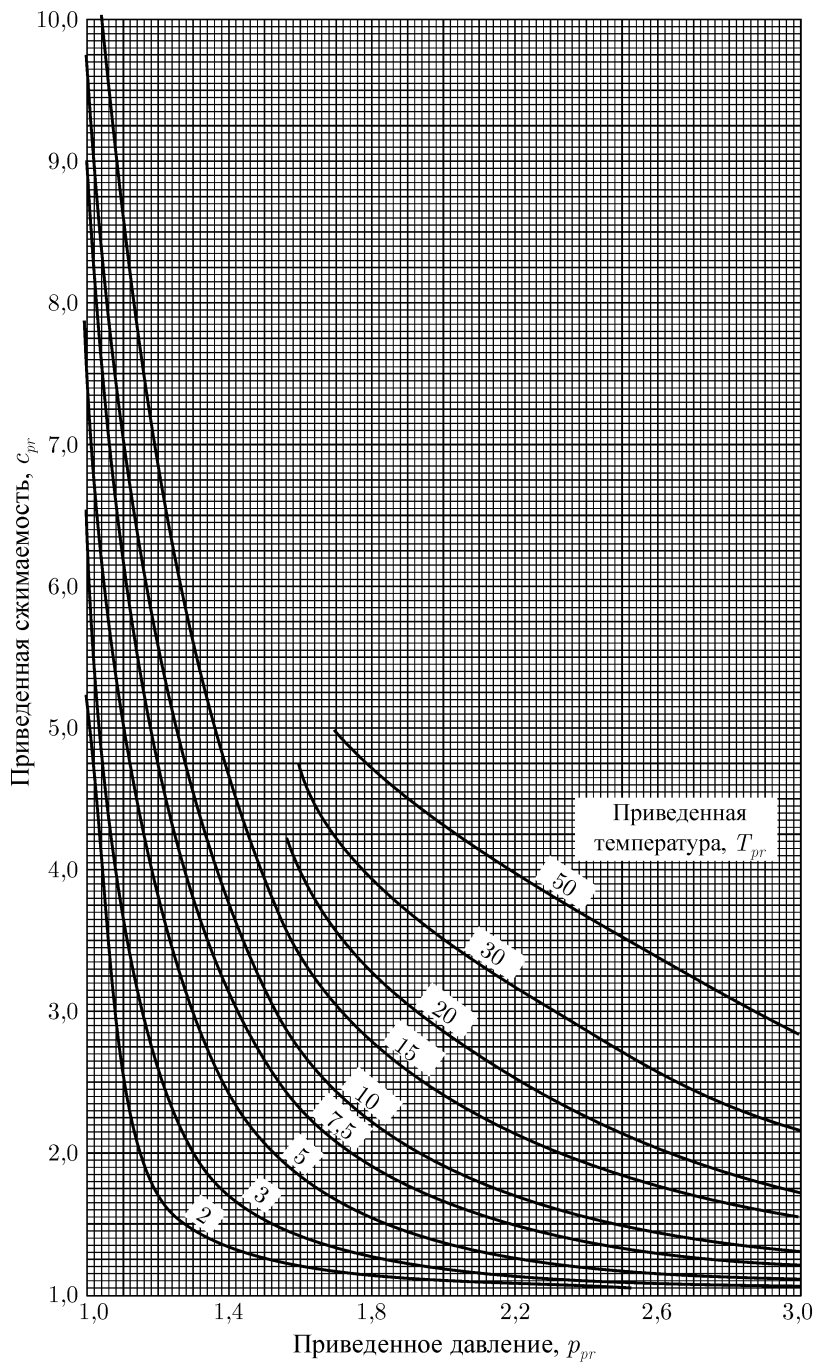


Рис. D.30. Влияние температуры и давления на вязкость газа. Параметр μ_{gr} рассчитывается по уравнению (D.17) или рис. D.29. Согласно Карру, Кобайяши и Барроузу [15].

[9] Newman, G. H.: "Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1973) 129-134.

[10] Hall, Howard N.: "Compressibility of Reservoir Rocks," *Trans.*, AIME (1953) **198**, 309-311.

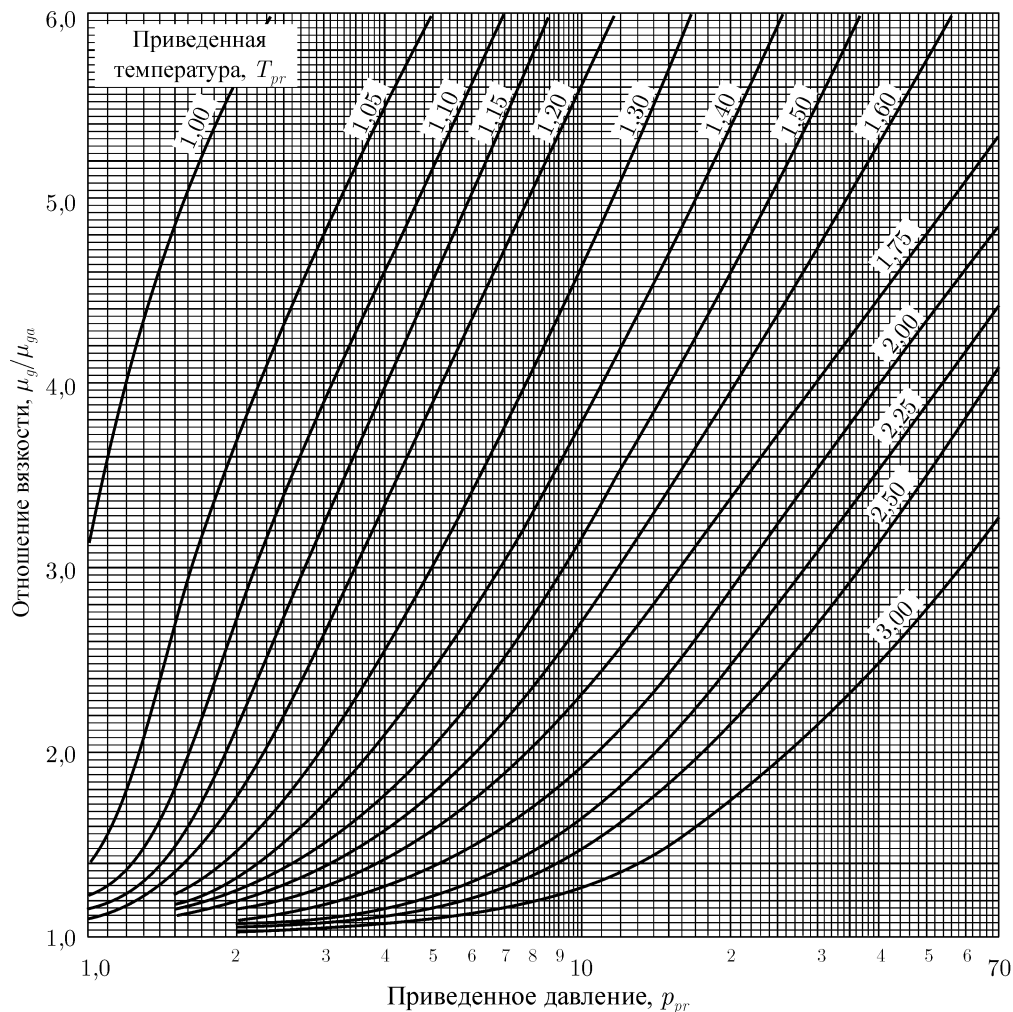


Рис. D.31. Влияние температуры и давления на вязкость газа. Параметр μ_{ga} рассчитывается по уравнению (D.17) или рис. D.29. Согласно Карру, Кобайяши и Барроузу [15].

- [11] van der Knaap, W.: "Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media," *Trans.*, AIME (1959) 216, 179–187.
- [12] Ramey, H. J., Jr.: "Rapid Method of Estimating Reservoir Compressibility," *J. Pet. Tech.* (April 1964) 447–454; *Trans.*, AIME, **231**.
- [13] Long, Giordano and Chierici, Gianluigi: "Salt Content Changes Compressibility of Reservoir Brines," *Pet. Eng.* (July 1961) B-25 to B-31.
- [14] Trube, Albert S.: "Compressibility of Natural Gases," *Trans.*, AIME (1957) **210**, 355–357.
- [15] Carr, Norman L., Kobayashi, Riki, and Burrows, David B.: "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure," *Trans.*, AIME (1954) 201, 264–272.
- [16] Chew, Ju-Nam and Connally, Carl A., Jr.: "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils," *Trans.*, AIME (1959) **216**, 23–25.

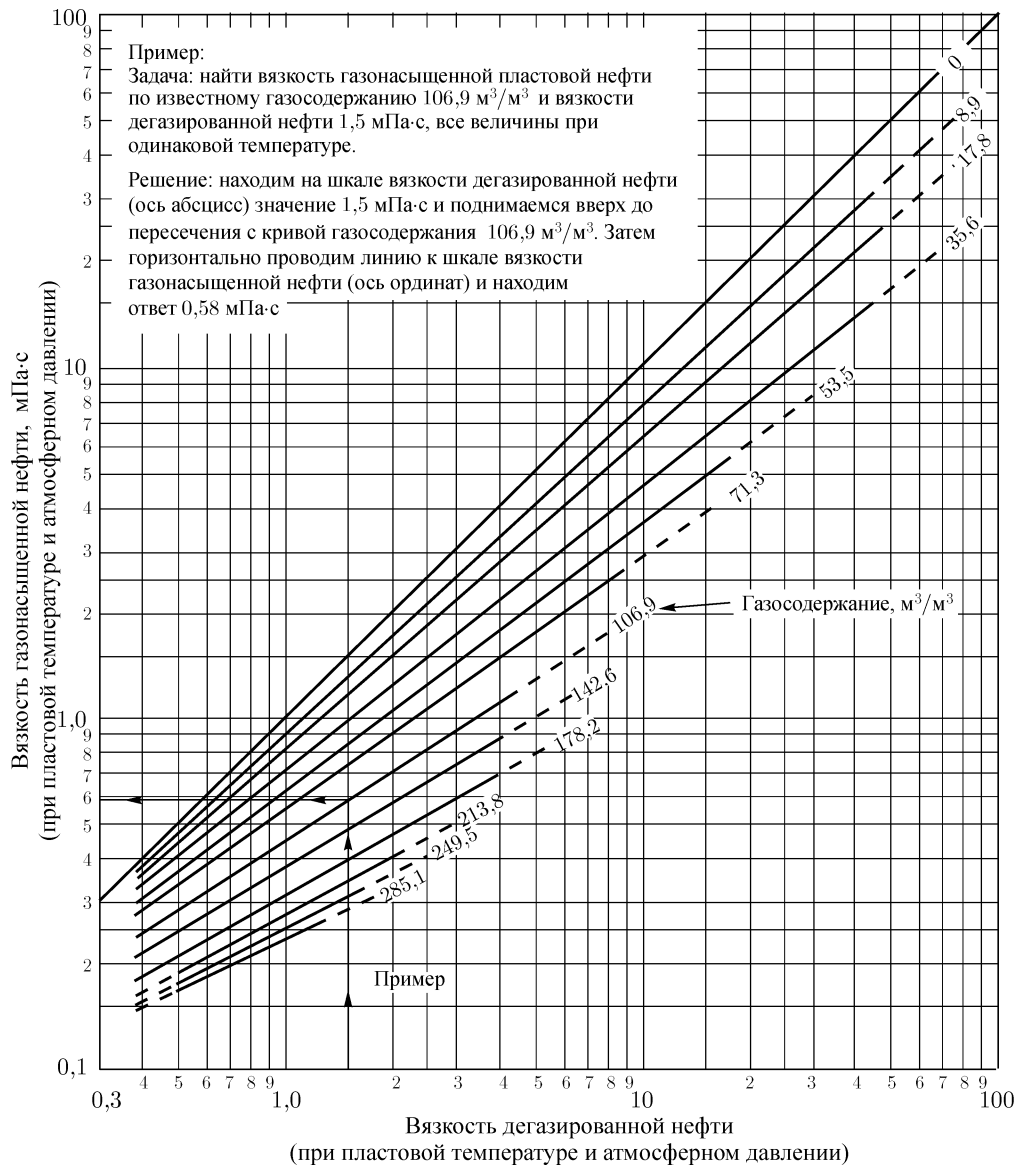


Рис. D.32. Вязкость газонасыщенной нефти при пластовой температуре и давлении. Вязкость дегазированной нефти определяется по лабораторным данным или рис. D.33. Согласно Чью и Коннелли [16].

[17] Beal, Carlton: "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures," *Trans.*, AIME (1946) **165**, 94–115.

[18] Matthews, C. S. and Russell, D. G.: *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Appendix G.

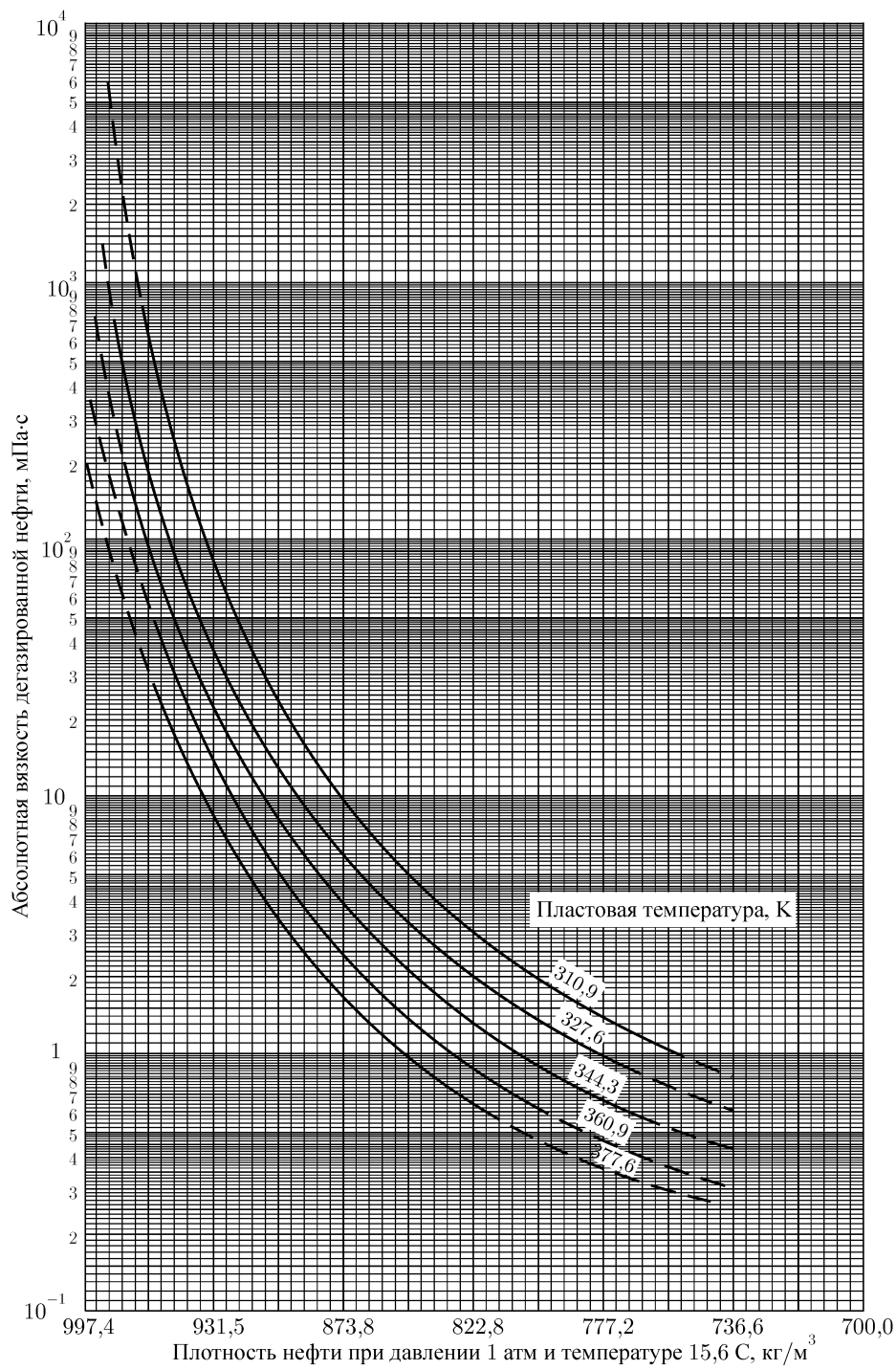


Рис. D.33. Вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре и давлении. Согласно Билу [17].

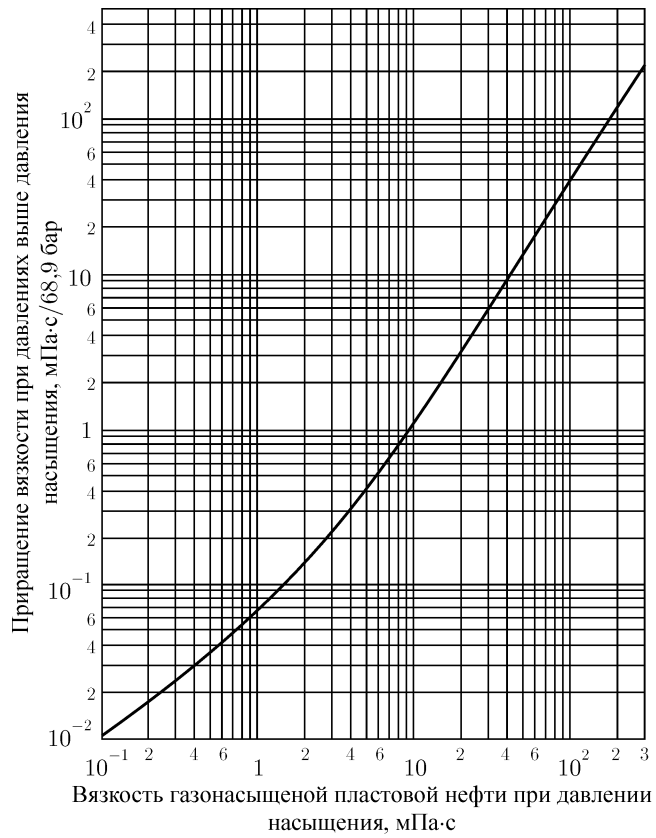


Рис. D.34. Рост вязкости нефти при давлениях выше давления насыщения. Согласно Билу [16].

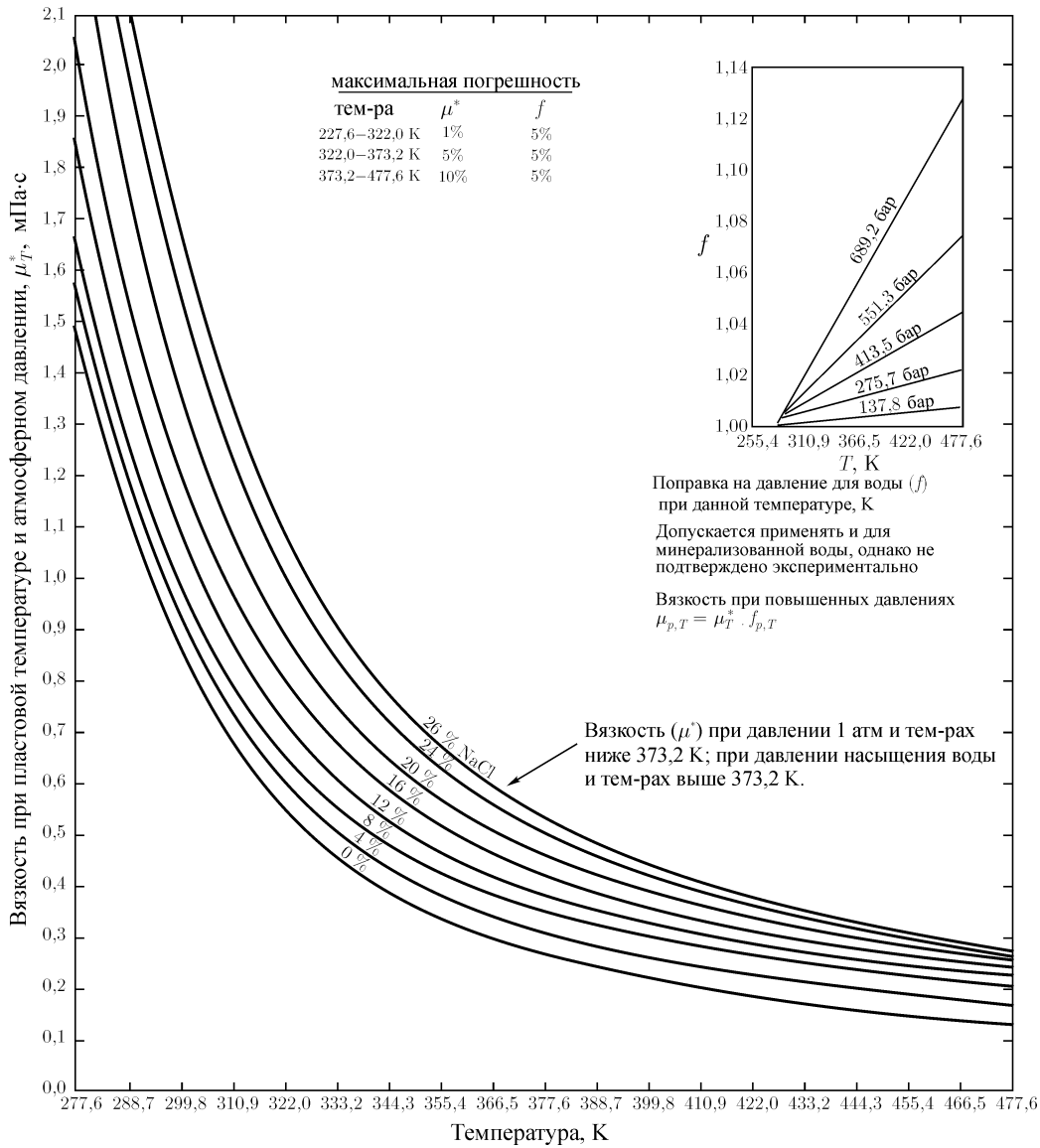


Рис. D.35. Вязкость воды при различных значениях солености и температурах. Согласно Мэттьюзу и Расселу, фактические данные Чеснута [18].

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Обобщение методов интерпретации исследований скважин на нестационарных режимах

Е.1. Введение

В этой монографии рассматривается множество видов исследований скважин и обсуждается влияние многих факторов на кривые изменения давления. Хотя некоторые методики интерпретации уникальны, все же большинство из них однотипны. В этом приложении сведены расчетные уравнения и характеристические графики для различных методов интерпретации исследований одиночной скважины. Хотя монография приведена в соответствие с номенклатурой и правилом знака, а также использовались одни и те же уравнения, все же есть некоторые незначительные отличия между видами исследований, что наиболее наглядно представлено в табличном виде в этом приложении.

Е.2. Внешний вид кривых изменения давления

Кривые изменения давления, снятые при исследованиях одиночной скважины методами падения, восстановления давления, а также при закачке и падении уровня, можно мысленно разделить на три участка: 1) начальный участок, подверженный эффектам влияния объема ствола скважины, трещин и загрязненной призабойной зоны; 2) прямолинейный участок, для которого применимо большинство методик интерпретации; 3) конечный участок граничных эффектов. Эти три участка показаны для кривой восстановления давления на рис. Е.1. Повсюду в тексте этой книги для каждого эффекта приведены временные критерии, когда они считаются существенными.

Эффект влияния объема ствола скважин всегда проявляется при небольших временах и может полностью скрыть начальный участок кривой изменения давления. Таким образом, послеприток может исключить возможность применения методов интерпретации, в значительной степени зависящих от данных при небольших временах. На рис. Е.1 показано, что при незначительном влиянии объема ствола скважины кривые изменения давления для скважин с трещиной и большим отрицательным скин-фактором приближаются к прямолинейному участку сверху. Однако, из этого же рисунка следует, что при большом объеме ствола такое характерное поведение кривой может быть скрыто, и КВД может принять внешний вид, приписываемый только к скважине с большим объемом стволом скважины или с положительным скин-фактором. Поэтому нет никаких гарантий того, что КВД для скважины с трещиной обязательно будет приближаться к прямолинейному участку сверху.

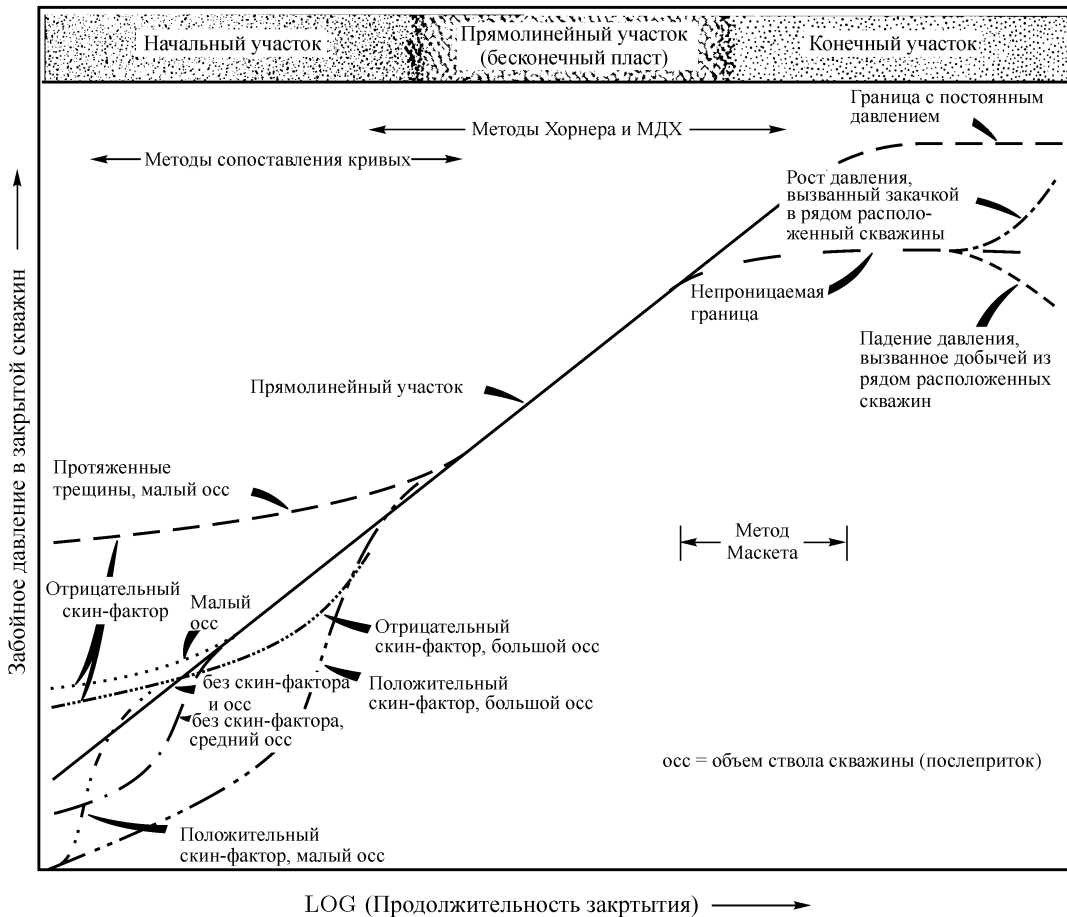


Рис. Е.1. Характерные кривые восстановления давления. При достижении псевдостационарных условий добычи перед закрытием скважины.

Методы интерпретации, использующие данные давления, снятые при больших временах, очень чувствительны к граничным условиям. Попытка провести прямолинейный участок по данным при больших временах, которые подвержены влиянию границ или интерференции с рядом расположенными скважинами, может привести к абсолютно неверным результатам. В целом, рекомендуется сравнивать время исследования с рассчитанным моментом окончания прямолинейного участка. Применение методов интерпретации, основанных на анализе данных при больших временах, например метод Маскета, к данным при средних временах, также приводит к неверным результатам. В некоторых случаях, например, когда влияние объема ствола скважины чрезвычайно существенно или когда созданные трещины протяженные ($x_e/x_f > 10$), классический прямолинейный участок в полулогарифмических координатах может вообще не появиться или его наклон может оказаться неверным настолько, что потребуются поправочные коэффициенты. (В параграфе 11.3 приводятся поправочные коэффициенты для скважин с вертикальными трещинами). Иногда для этих случаев, как и для случаев с сильным влиянием объема ствола скважины, можно использовать методики сопоставления кривых. Детальное описание метода со-

поставления кривых дается в параграфе 3.3 и иллюстрируется в других местах монографии.

Е.3. Расчетные уравнения интерпретации исследований скважин

В табл. Е.1 сведены расчетные уравнения для интерпретации исследований одиночной скважины без трещины методами восстановления, падения давления, при закачке и падении уровня. Номера уравнений в таблице дают ссылку на уравнения, приведенные ниже. Также отмечены параграфы, где дается тщательное обсуждение данного исследования, его ограничений и альтернативных методик интерпретации. Табл. Е.1 служит только для быстрого ознакомления и краткого обобщения, и она не заменит весь материал данной монографии. Использование этой таблицы без обращения к материалу монографии приведет к неверным результатам интерпретации.

Оси времени

$$\sum_{j=1}^N \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_N} \log(t - t_{j-1}), \quad (\text{E.1})$$

$$\sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_N} \log\left(\frac{t_N - t_{j-1} + \Delta t}{t_N - t_j + \Delta t}\right). \quad (\text{E.2})$$

Проницаемость

$$k = -\frac{21,5qB\mu}{mh}, \quad (\text{E.3})$$

$$k = \frac{21,5B\mu}{m'h}, \quad (\text{E.4})$$

$$k = \frac{21,5B\mu}{m_q(p_i - p_{wf})h} \quad (\text{E.5})$$

$$k = \frac{21,5qB\mu}{mh} \quad (\text{E.6})$$

$$k = \frac{18,66qB\mu}{h(\bar{p} - p_{ws})_{\text{int}}} p_{DA \text{int}}(t_{pDA}). \text{ Использовать рис. 5.10} \quad (\text{E.7})$$

Скин-фактор

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3,0923 \right], \quad (\text{E.8})$$

$$s = 1,1513 \left[\frac{\Delta p_{1hr} - p_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3,0923 \right], \quad (\text{E.9})$$

$$s = 1,1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right], \quad (E.10)$$

$$s = 1,1513 \left[\frac{(1/q)_{1hr}}{m_q} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right], \quad (E.11)$$

$$s = 1,1513 \left[\frac{\Delta p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right], \quad (E.12)$$

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,0923 \right], \quad (E.13)$$

Поровый объем, сообщающийся со скважиной

$$\phi h A = - \frac{0,04169qB}{c_t m^*}, \quad (E.14)$$

$$\phi h A = - \frac{0,00634kh}{\mu c_t (m_M + 1,16148)} \quad \text{Замкнутый квадрат} \quad (E.15 a)$$

$$\phi h A = - \frac{0,00314kh}{\mu c_t (m_M + 1,16148)} \quad \text{Квадрат с постоянным давлением на границах} \quad (E.15 b)$$

Время начала прямолинейного участка, подлежащего интерпретации

$$t \cong \frac{(26526 + 1547s)C}{(kh/\mu)} \quad (E.16)$$

$$t \cong \frac{\phi \mu c_t A}{0,00036k} (t_{DA})_{pss} \quad (E.17)$$

$$t \cong \frac{14,1 \times 10^6 \phi \mu c_t r_w^2}{k} \quad (E.18)$$

$$\Delta t \cong \frac{22105C e^{0,14s}}{(kh/\mu)} \quad (E.19)$$

$$\Delta t = \frac{\phi \mu c_t A}{0,00036k} (\Delta t_{DA})_{si} \quad \text{Использовать совместно с рис. 5.11} \quad (E.20)$$

Время окончания прямолинейного участка

$$t \cong \frac{\phi \mu c_t A}{0,00036k} (t_{DA})_{eia} \quad (E.21)$$

$$\Delta t \cong \frac{\phi \mu c_t A}{0,00036k} (t_{DA})_{esi} \quad (E.22)$$

Таблица В.1. Общие расчетные уравнения интерпретации исследований скважин. Данные уравнения приведены в параграфе В.3 или даются ссылки на главы, где они указаны.

Метод исследования	Методика интерпретации	Координаты характеристического графика		Характеристики наклона прямолинейного участка		Уравнение для расчета проницаемости	Уравнение для расчета скин-фактора	Уравнение для расчета порового объема, сообщающегося со скважиной	Границы прямолинейного участка		Номер параграфа	Комментарии
		Давление	Время	Знак наклона	Соотношение с $m^{(9)}$				Начало	Окончание		
Падение давления	МДН	p_{wf}	$\log t$	—	$+m$	Е.3	Е.8	нет	Е.16	Е.21	3.2	
	Для истощаемого пласта	$(1) p_{wf} - m^* \Delta t$	$\log \Delta t$	—	$+m$	Е.3	Е.9	нет	Е.16	Е.21	3.4	
	Для исследования границ пласта	p_{wf}	t	—	$+m^*$	нет	нет	Е.14	Е.17	—	3.5	
	При переменном дебите	$(p_i - p_{wf})/q_N$	Уравнение Е.1	+	$+m'$	Е.4	Е.10	нет	Е.16	Е.21	4.2	Существуют множество модификаций метода. Границы прямолинейного участка определены приближено.
	При постоянном забойном давлении	$1/q$	$\log t$	+	$+m_q$	Е.5	Е.11	нет	Е.18	—	4.6	Также применяется метод сопоставления кривых по рис. 4.12.
Восстановление давления	Хорнера	p_{ws}	$(2) \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$	—	$-m$	Е.6	Е.12	нет	Е.19	$(3) E.22$	5.2, 5.3	
	МДХ	p_{ws}	$\log \Delta t$	+	$+m$	Е.6	Е.12	нет	Е.19	$(4) E.22$	5.3	
	Маскета	$\log(\bar{p} - p_{ws})$	Δt	—	$+m_M$	$(5) E.7$	нет	Е.15	$(6) E.20$	$(6) E.20$	5.3	Только для квадратных пластов
	Для истощаемого пласта	$(7) \Delta p_{\Delta t}$	$\log \Delta t$	+	$+m$	Е.6	Е.13	нет	Е.19	$(4) E.22$	5.3	Границы прямолинейного участка определены приближено.
	Для истощаемого пласта	$(1) p_{ws} - m^* \Delta t$	$\log \Delta t$	+	$+m$	Е.6	Е.9	нет	Е.19	$(4) E.22$	5.3	Границы прямолинейного участка определены приближено.
	При переменном дебите	p_{ws}	Уравнение Е.2	-	$-m$	Е.6	Е.12	нет	—	—	5.4	Только при небольших временах работы скважины перед закрытием, см. параграф 5.4.
Исследование при закачке	МДХ	p_{wf}	$\log t$	+	$+m$	Е.3	Е.8	нет	Е.16	Е.21	7.2	(8) Смотри примечание.
	Для истощаемого пласта	$(1) p_{wf} - m^* \Delta t$	$\log \Delta t$	+	$+m$	Е.3	Е.9	нет	Е.16	Е.21	3.4	(8) Смотри примечание.
	Для исследования границ пласта	p_{wf}	t	+	$+m^*$	нет	нет	Е.14	Е.17	—	3.5	(8) Смотри примечание.
	Переменный дебит	$(p_i - p_{wf})/q_N$	Уравнение Е.1	+	$+m'$	Е.4	Е.10	нет	Е.16	Е.21	4.2	(8) Существуют множество модификаций метода.
	При постоянном забойном давлении	$1/q$	$\log t$	—	$+m_q$	Е.5	Е.11	нет	Е.18	—	4.6	(8) Также применяется метод сопоставления кривых по рис. 4.12.

Продолжение таблицы Е.1

Метод исследования	Методика интерпретации	Координаты характеристического графика		Характеристики наклона прямолинейного участка		Уравнение для расчета проницаемости	Уравнение для расчета скин-фактора	Уравнение для расчета порового объема, сообщаемого со скважиной	Границы прямолинейного участка		Номер параграфа	Комментарии
		Давление	Время	Знак наклона	Соотношение с $m^{(9)}$				Начало	Окончание		
Падение уровня	Хорнера	p_{ws}	$^{(2)} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$	+	$-m$	Е.6	Е.12	нет	Е.19	$^{(3)}$ Е.22	7.3	$^{(8)}$ См. примечание.
	МДХ	p_{ws}	$\log \Delta t$	-	$+m$	Е.6	Е.12	нет	Е.19	$^{(4)}$ Е.22	5.3	$^{(8)}$ См. примечание.
	Маскета	$\log(\bar{p} - p_{ws})$	Δt	+	$+m_M$	$^{(5)}$ Е.7	нет	Е.15	$^{(6)}$ Е.20	$^{(6)}$ Е.20	5.3	$^{(8)}$ Только для квадратного пласта.
	Для истощаемого пласта	$^{(7)} \Delta p_{\Delta t}$	$\log \Delta t$	-	$+m$	Е.6	Е.13	нет	Е.19	$^{(4)}$ Е.22	5.3	$^{(8)}$ Границы прямолинейного участка определены приближено.
	Для истощаемого пласта	$^{(1)} p_{ws} - m^* \Delta t$	$\log \Delta t$	-	$+m$	Е.6	Е.9	нет	Е.19	$^{(4)}$ Е.22	5.3	$^{(8)}$ Границы прямолинейного участка определены приближено.
При переменном дебите	p_{ws}	Уравнение Е.2		+	$-m$	Е.6	Е.12	нет	-	-	5.4	$^{(8)}$ Только при коротком периоде закачки, предшествующем исследованию. См. параграф 5.4.

¹ Требуется, чтобы до исследования давление в пласте падало линейно со временем.

² t_p из уравнения (5.9).

³ Использовать рис. 5.6.

⁴ Использовать рис. 5.7.

⁵ Использовать рис. 5.10.

⁶ Использовать рис. 5.11.

⁷ Необходимо экстраполировать предшествующее исследованию падение пластового давления и найти $\Delta P_{\Delta t}$.

⁸ Предполагается, что пласт насыщен жидким флюидом и соотношение подвижностей равно единице.

⁹ Использовать как уравнение: (значение наклона) = $\pm m$.

Интересующие Вас книги нашего издательства можно заказать почтой или электронной почтой:

subscribe@rcd.ru

Внимание: дешевле и быстрее всего книги можно приобрести через наш Интернет-магазин:

http://shop.rcd.ru

Книги также можно приобрести:

1. Москва, ФТИАН, Нахимовский проспект, д. 36/1, к. 307,
тел.: 332-48-92 (почтовый адрес: Нахимовский проспект, д. 34)
2. Москва, ИМАШ, ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 414, тел. 135-54-37
3. МГУ им. Ломоносова (ГЗ, 1 этаж)
4. Магазины:
Москва: «Дом научно-технической книги» (Ленинский пр., 40)
«Московский дом книги» (ул. Новый Арбат, 8)
«Библиоглобус» (м. Лубянка, ул. Мясницкая, 6)
Книжный магазин «ФИЗМАТКНИГА» (г. Долгопрудный,
Новый корпус МФТИ, 1 этаж, тел. 409-93-28)
С.-Пб.: «С.-Пб. дом книги» (Невский пр., 28)

Роберт Эрлагер мл.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

*Дизайнер
Технический редактор
Компьютерный набор и верстка
Корректор*

Подписано в печать 02.02.2007. Формат 60 × 84¹/₁₆.

Печать офсетная. Усл. печ. л. ????. Уч. изд. л. ????.

Гарнитура ????. Бумага офсетная №1.

Тираж ???? экз. Заказ №

АНО «Институт компьютерных исследований»

426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

Лицензия на издательскую деятельность ЛУ №084 от 03.04.00.

http://rcd.ru E-mail: borisov@rcd.ru

Отпечатано в полном соответствии с качеством
предоставленных диапозитивов в ОАО «Дом печати-Вятка».

610033, г. Киров, ул. Московская, 122.
