

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Дж. Ли
Р. А. ВАТТЕНБАРГЕР

**ИНЖИНИРИНГ
ГАЗОВЫХ
РЕЗЕРВУАРОВ**



НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Дж. ЛИ
Р. А. ВАТТЕНБАРГЕР

ИНЖИНИРИНГ ГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Перевод с английского Е. М. Синевой
Под редакцией к.т.н. А. Г. Загуренко



УДК 622
ББК 33
Л55

Ли Дж., Ваттенбаргер Р. А.

Инжиниринг газовых резервуаров. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. — 944 с.

Сегодня в России растет интерес к разработке и эксплуатации газовых месторождений. Хотя исторически в СССР разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и газовых развивались независимо, в последнее время эта грань становится все менее осязаемой как в отечественной, так и в мировой нефтегазовой промышленности. Собранные в книге материалы представят читателям совместное для нефтяных и газовых месторождений развитие методов и технологий.

Многие технологии, ранее применявшиеся только на нефтяных месторождениях, сейчас активно используются и для месторождений газа. Предлагаемая книга на практических примерах наглядно показывает историю развития инженерных подходов и технологий, поэтому будет интересна как студентам, только начинающим изучать основы разработки и эксплуатации газовых месторождений, так и практикующим отраслевым инженерам.

ISBN 978-5-4344-0169-2 (рус.)

ББК 33

ISBN 1-55563-073-1 (англ.)

© 1996 by the Society of Petroleum Engineers Inc.

© Перевод на русский язык, Ижевский институт компьютерных исследований, 2014

All Rights Reserved. Translated from the English of *Gas Reservoir Engineering* by J. Lee, R. A. Wattenbarger by Izhevsk Institute of Computer Science, Russia with permission of the Society of Petroleum Engineers. SPE is not responsible for, and does not certify, the accuracy of this translation.



<http://shop.rcd.ru>
<http://ics.org.ru>

Оглавление

От редакционного совета серии	xix
Введение	xxi
Благодарности	xxiii
ГЛАВА 1. Свойства природных газов	1
1.1. Введение	1
1.2. Обзор определений и фундаментальных принципов	1
1.2.1. Моли и мольные доли	1
1.2.2. Уравнение состояния для идеального газа	2
1.2.3. Молярный объем	2
1.2.4. Уравнение состояния для реального газа	3
1.2.5. Принцип соответственных состояний	3
1.3. Свойства природных газов	4
1.3.1. Кажущаяся молекулярная масса газовой смеси	4
1.3.2. Удельная плотность газа	6
1.4. Расчет псевдокритических свойств газа	6
1.4.1. Оценка псевдокритических свойств газовой смеси известного состава (условия смесимости по Стюарту)	7
1.4.2. Расчет псевдокритических свойств газовой смеси неизвестного состава с помощью зависимостей Саттона	15
1.4.3. Корректировка псевдокритических свойств с учетом сероводорода и углекислого газа	18
1.4.4. Введение поправок в значения псевдокритических свойств на присутствие азота и водяных паров	20
1.4.5. Расчет псевдокритических свойств конденсатного газа и пластовых газоконденсатных жидкостей: анализ рекомбинированных проб	22
1.4.6. Расчет удельной плотности пластового газа	25
1.4.7. Методика расчета псевдокритических свойств газа	33
1.5. Корреляционная зависимость Дранчука и Абу-Кассема [16] для определения z -фактора	34
1.6. Объемный коэффициент пластового газа	37
1.7. Плотность газа	38
1.8. Сжимаемость газа	39
1.9. Вязкость газа	41

1.10. Свойства пластовой нефти	43
1.10.1. Объемный коэффициент пластовой нефти	43
1.10.2. Давление насыщения и газовый фактор пластовой нефти	45
1.10.3. Сжимаемость нефти	48
1.10.4. Вязкость нефти	50
1.11. Свойства пластовой воды	55
1.11.1. Объемный коэффициент пластовой воды	55
1.11.2. Газовый фактор пластовой воды	58
1.11.3. Сжимаемость воды	61
1.11.4. Вязкость воды	67
1.12. Содержание водяного пара в газе	69
1.13. Газогидраты	73
1.14. Корреляции для расчета сжимаемости порового объема	78
1.15. Коэффициент турбулентности и коэффициент нелинейности газового потока	79
1.16. Заключение	82
ГЛАВА 2. Основы движения газа в трубах	95
2.1. Введение	95
2.2. Система, теплота, работа и энергия	95
2.2.1. Система	96
2.2.2. Теплота	97
2.2.3. Работа	98
2.2.4. Энергия	99
2.3. Первый закон термодинамики	100
2.3.1. Закрытая система	101
2.3.2. Открытая система	102
2.4. Закон сохранения механической энергии	104
2.5. Потери энергии на трение	105
2.6. Уравнение Бернулли	106
ГЛАВА 3. Измерение расхода газа	111
3.1. Введение	111
3.2. Диафрагменные расходомеры	111
3.2.1. Коэффициенты уравнения течения через диафрагму	115
3.3. Использование диафрагменного расходомера	119
3.4. Измеритель критического течения	139
3.5. Штуцер	142
3.6. Трубка Пито	143

ГЛАВА 4. Поток газа в стволе скважины	149
4.1. Введение	149
4.2. Расчеты забойного давления в скважинах, добывающих сухой газ	149
4.2.1. Методы расчета статического забойного давления	150
4.2.2. Давление на забое фонтанирующей скважины	158
4.3. Влияние жидкостей на расчет давления на забое фонтанирующей скважины	171
4.3.1. Корреляционные зависимости для вертикального двухфазного потока	171
4.3.2. Кривые распределения давления по поперечному сечению восходящего потока газа	188
4.4. Оценка динамики продуктивности газовых скважин	189
4.4.1. Испытание на продуктивность методом установившихся отборов (методом индикаторных кривых)	192
4.4.2. Индикаторные кривые для газовых скважин	193
4.4.3. Индикаторные кривые отбора газа	196
4.4.4. Индикаторные кривые для НКТ	196
4.5. Прогнозирование эксплуатационных характеристик газовой скважины	199
4.6. Заключение	203
ГЛАВА 5. Основные положения фильтрации флюидов в пористых средах	215
5.1. Введение	215
5.2. Модель идеального пласта-коллектора	215
5.2.1. Уравнение пьезопроводности для фильтрации слабосжимаемых флюидов	216
5.2.2. Уравнение пьезопроводности для потока сжимаемых флюидов	221
5.2.3. Уравнение пьезопроводности для многофазного потока	227
5.2.4. Безразмерные формы уравнения пьезопроводности	235
5.3. Решения уравнения пьезопроводности	244
5.3.1. Ограниченный цилиндрический участок продуктивного пласта	244
5.3.2. Бесконечный продуктивный пласт цилиндрической формы, вскрытый скважиной, являющейся линейным источником	245
5.3.3. Ограниченный цилиндрический пласт, псевдоустановившийся поток	251
5.3.4. Уравнения потока для обобщенной конфигурации продуктивного пласта	254
5.3.5. Радиальный поток в бесконечном продуктивном пласте с учетом влияния ствола скважины	259
5.3.6. Линейный поток в бесконечном продуктивном пласте	265

5.4.	Радиус влияния скважины	266
5.5.	Принцип суперпозиции	272
5.6.	Аппроксимация Хорнера	277
5.7.	Решение Ван Эвердингена–Херста для уравнения пьезопроводности	279
5.7.1.	Добыча с постоянным дебитом	279
5.7.2.	Добыча при постоянном забойном давлении	284
5.8.	Заключение	287
ГЛАВА 6. Исследование газовых скважин на неустановившихся режимах притока 305		
6.1.	Введение	305
6.2.	Типы и цели исследований газовых скважин на неустановившихся режимах притока	305
6.3.	Модель однородного коллектора — слабосжимаемые жидкости	306
6.3.1.	Анализ испытаний на приток с постоянным дебитом	306
6.3.2.	Анализ данных исследования с помощью КВД	308
6.4.	Трудности, встречающиеся в ходе реальных исследований	310
6.4.1.	Концепция радиуса влияния скважины	310
6.4.2.	Периоды притока в ходе испытаний	312
6.4.3.	Эффект влияния ствола скважины	313
6.4.4.	Анализ повреждения призабойной зоны пласта и результатов интенсификации притока	314
6.5.	Основные положения гидродинамических испытаний газовых скважин	316
6.5.1.	Переменные псевдавления и псевдовремени	316
6.5.2.	Переменные давления и времени	319
6.5.3.	Переменные квадрата давления и времени	319
6.5.4.	Обобщение информации о рабочих уравнениях для анализа исследований газовых скважин	320
6.6.	Турбулентный поток	320
6.7.	Анализ испытаний газовых скважин на приток	324
6.7.1.	Испытания газовых скважин на приток с постоянным дебитом	324
6.7.2.	Испытания скважины на приток газа с пошаговыми изменениями дебита	325
6.7.3.	Испытания газовых скважин на приток с плавным изменением дебита	329
6.7.4.	Испытание скважины в условиях турбулентного потока газа	333
6.7.5.	Испытания газовых скважин на приток в ограниченных продуктивных пластах	343
6.8.	Анализ КВД в газовых скважинах	344
6.8.1.	Анализ КВД при постоянном дебите в период, предшествующий остановке скважины	344

6.8.2.	Анализ КВД при пошаговом изменении дебита в период перед остановкой скважины	345
6.8.3.	Анализ КВД в ходе эксплуатации при постоянном давлении в период перед закрытием скважины	349
6.8.4.	Определение давления, усредненного по площади дренирования, для газовых скважин	350
6.9.	Анализ типовых кривых	359
6.9.1.	Построение типовых кривых	359
6.9.2.	Применение типовых кривых: модель однородного коллектора, решение для слабосжимаемых жидкостей	361
6.9.3.	Анализ испытаний газовых скважин с помощью типовых кривых	366
6.9.4.	Анализ типовых кривых с помощью производных давления: модель однородного пласта, слабосжимаемая жидкость	373
6.9.5.	Анализ испытаний газовых скважин с помощью типовых кривых производных	375
6.10.	Газовые скважины после гидроразрыва	379
6.10.1.	Типы притоков в скважину, в которой проведен гидроразрыв пласта (скважину с ГРП)	380
6.10.2.	Специализированные методы анализа исследований скважин после проведения гидроразрыва пласта	384
6.10.3.	Анализ исследования скважины после гидроразрыва с использованием типовых кривых	388
6.10.4.	Влияние образования трещиноватости и повреждения пород	411
6.11.	Коллекторы с естественной трещиноватостью	412
6.11.1.	Модели коллекторов с естественной трещиноватостью	414
6.11.2.	Модель псевдоустановившегося режима потока в матрице	416
6.11.3.	Модель нестационарного потока в матрице	422
6.12.	Идентификация модели продуктивного пласта с помощью характерного поведения давления	434
6.12.1.	Методика идентификации типа коллектора	436
6.13.	Заключение	437
ГЛАВА 7.	Изучение продуктивности газовых скважин	461
7.1.	Введение	461
7.2.	Типы и задачи исследований на продуктивность	461
7.3.	Теория анализа исследования на продуктивность	462
7.3.1.	Теоретические уравнения исследования на продуктивность	463
7.3.2.	Эмпирические уравнения продуктивности	469
7.4.	Длительность периода стабилизации притока	470
7.5.	Анализ исследований на продуктивность	473
7.5.1.	Исследование газовой скважины на различных режимах работы	473

7.5.2.	Метод исследования на одиночном режиме	483
7.5.3.	Изохронный метод исследования газовых скважин	485
7.5.4.	Модифицированный изохронный метод исследования газовых скважин	496
7.6.	Заключение	522
ГЛАВА 8.	Проектирование и проведение испытаний газовых скважин	531
8.1.	Введение	531
8.2.	Виды и цели испытаний скважин	531
8.2.1.	Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)	531
8.2.2.	Испытания на продуктивность	533
8.3.	Основные соображения в ходе планирования исследований	536
8.3.1.	Тип и статус скважины	536
8.3.2.	Влияние свойств коллектора на уровень добычи	539
8.3.3.	Учет требований техники безопасности и охраны окружающей среды	542
8.4.	Проектирование гидродинамических исследований скважин	543
8.4.1.	Определение свойств пород коллектора до проведения испытания скважины	543
8.4.2.	Выбор продолжительности испытания	549
8.4.3.	Радиус влияния	554
8.4.4.	Правила выбора дебита	555
8.4.5.	Основные действия в ходе проектирования испытания одиночной скважины	558
8.4.6.	Основные принципы проектирования исследований с участием нескольких скважин	569
8.5.	Проектирование испытания на продуктивность	579
8.5.1.	Время стабилизации	579
8.5.2.	Определение продолжительности исследования на продуктивность	582
8.5.3.	Требования к выбору дебита	583
8.5.4.	Выбор исследования на продуктивность	584
8.5.5.	Основные действия в ходе проектирования исследования на продуктивность	585
8.6.	Заключение	589
ГЛАВА 9.	Анализ эксплуатации газовых скважин по кривым падения добычи	601
9.1.	Введение	601
9.2.	Введение в анализ с помощью кривых падения добычи	601
9.3.	Стандартные методики анализа	602
9.3.1.	Экспоненциальный тип кривой падения добычи	605
9.3.2.	Гармонический тип кривой падения добычи	607

9.3.3.	Гиперболический тип кривой падения добычи	608
9.4.	Типовые кривые для разных типов падения добычи	617
9.4.1.	Типовые кривые падения добычи по Фетковичу	617
9.4.2.	Типовая кривая падения добычи Картера	627
9.4.3.	Ограничения при применении типовых кривых падения добычи	635
9.5.	Заключение	636
ГЛАВА 10. Оценка запасов газа объемным методом и методом материального баланса		649
10.1.	Введение	649
10.2.	Объемные методы подсчета запасов	649
10.2.1.	Газосодержащие коллекторы с упругим режимом	650
10.2.2.	Залежь сухого газа, связанная с водоносным горизонтом (аквифером)	654
10.2.3.	Залежи жирного и конденсатного газов, разрабатываемые на упругом режиме	658
10.3.	Подсчет запасов газа по методу материального баланса	663
10.3.1.	Залежи сухого газа с упругим режимом	664
10.3.2.	Залежи сухого газа с режимом подпора воды	668
10.3.3.	Газовые залежи с упругим режимом и геостатическим давлением	694
10.3.4.	Газоконденсатные залежи с упругим режимом	703
10.4.	Заключение	712
ГЛАВА 11. Построение моделей продуктивных пластов		725
11.1.	Введение	725
11.2.	Конечно-разностный подход к решению одномерного уравнения пьезопроводности	726
11.2.1.	Теоретические положения, ряд Тейлора	727
11.2.2.	Начальные условия	730
11.2.3.	Граничные условия	730
11.2.4.	Решение уравнения через давление — решение матричным способом	730
11.2.5.	Традиционное решение с помощью алгоритма Томаса	732
11.3.	Проверка точности решения	734
11.4.	Блочный подход к решению конечно-разностных уравнений	738
11.5.	Модель притока реального газа в координатах (x, y)	742
11.5.1.	Решение конечно-разностного уравнения для двухмерной системы	744
11.5.2.	Начальные условия	745
11.5.3.	Граничные условия	745
11.5.4.	Неоднородности, анизотропия и неравномерные сетки	745

11.5.5. Влияние силы тяжести	746
11.5.6. Гидродинамическое давление в стволе скважины p_{wf}	747
11.6. Решение уравнений	748
11.6.1. Итеративные матричные методы для двухмерных задач	748
11.6.2. Решение проблем, связанных с нелинейностью	751
11.7. Модель одиночной скважины для случая притока реального газа, построенная в координатах (r, z)	751
11.7.1. Шаг сетки	752
11.7.2. Дискретность временных шагов	754
11.7.3. Показатель дебита скважины и объем порового пространства	754
11.8. Программа GASSIM	755
11.9. Соответствие модели реальным историческим данным	760
11.9.1. Сравнение величин давления, предсказанных моделью залежи, с реальными данными восстановления пластового давления	762
11.9.2. Моделирование динамики изменения давления	764
11.10. Прогноз динамики работы скважин	772
Приложение А. Уравнение состояния Дранчука и Абу-Кассема для определения z-фактора газа	779
Приложение В. Интегральные значения для метода Поэтмана для определения статического давления на забое скважины	781
Приложение С. Факторы формы для различных площадей дренирования, разрабатываемых одиночными скважинами	787
Приложение D. Значения экспоненциального интеграла $-Ei(-x)$	791
Приложение Е. Решения Ван Эвердингена–Херста для уравнения пьезопроводности	793
Приложение F. Определение производных давления	813
Приложение G. Таблицы для записи данных исследования скважины и идентификации продуктивного пласта	815
Приложение H. Анализ исследований на продуктивность с использованием методик на основе квадрата давления	833
H.1. Анализ с помощью метода установившихся отборов	833
H.2. Исследование скважины на одиночном режиме	837
H.3. Анализ изохронных испытаний	837

Н.4. Проведение испытаний с помощью модифицированного изохронного метода с использованием установившейся точки режима притока	843
Н.5. Проведение испытания модифицированным изохронным методом без использования дополнительной точки на установившемся режиме притока	848
Приложение I. Рабочие таблицы для проектирования испытания скважины	857
Приложение J. Корреляционные зависимости для определения остаточной газонасыщенности в газовых залежах с активным аквифером	863
Приложение K. Применение компьютерной программы GASSIM для построения двухмерных моделей газовых залежей	865
Предметный указатель	895