

实用试井分析方法

实用试井分析方法

林加恩 编著

石油

大学(北京)

353

20

石油工业出版社

新疆石油管理局科技专著

登录号	127071
分类号	TE353
种次号	020

实用试井分析方法

林加恩 编著



石油0121011

石油工业出版社

内 容 提 要

本书比较系统地总结了已有的试井分析理论和方法,并着重介绍近 15 年来国内外试井分析方面的最新发展。在内容选取上充分考虑了其矿场上的实用性和可操作性,并力求简明易懂。

本书可供从事试油、采油工程、油藏工程和钻井工程方面的专业人员以及大专院校有关专业的师生使用。

DP40/17
图书在版编目(CIP)数据

实用试井分析方法/林加恩编著.
北京:石油工业出版社,1996.5

ISBN 7-5021-1691-5

I. 实…

I. 林…

II. 试井-分析方法

IV. TE353

中国版本图书馆 CIP 数据核字(96)第 03021 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里 2 区 1 号楼)

石油物探局制图印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

787×1092 毫米 16 开 15 印张 360 千字 印 1-3000

1996 年 5 月北京第 1 版 1996 年 5 月河北第 1 次印刷

ISBN7-5021-1691-5/TE.1443

定价:30.00 元

前 言

试井技术是进行油、气、水等流体矿藏描述、评价及其生产动态监测的重要手段。试井分析技术经历了 60 多年的发展,已从简单的地层压力推算发展到能够比较全面地认识油、气藏内部岩石与流体的特性、储层产能和井筒状况,试井服务的范围跨越了油气田勘探和开发的全过程。通过试井可以促进对油气藏不断深入地认识从而达到改善油气田开发效果、降低生产成本和提高经济效益的目的。与岩心分析和测井解释结果相比,试井得到的有关地层参数代表更大范围内的平均值,它实施简单,成本低廉,在整个开发过程中随时都可进行。

尽管试井在油气田开发中有着如此重要的作用,但是它在我国各油气田开发中的实际应用效果一直不太理想,与测井资料相比试井资料的利用率较低,其中一个很重要原因是试井分析技术落后,在许多情况下不能有效地从试井资料中获取有用的信息。近年来,在试井分析技术方面取得的进展已足以改变这种状况。

近 16 年来,试井分析技术有着惊人的发展,并取得了一系列的重要成果。这些成果不仅有助于增进我们的试井分析水平,而且能够从试井资料中提取到更多更有用的信息。遗憾的是,比较全面、系统地反映这些最新发展成就的图书很少。目前有关试井分析理论与方法的素材大都分散在国内外繁多的石油及其相关文献资料之中,文献中发表的研究报告及论文一般只是对某一单独问题的有限论述。本书试图将已发表的资料与本人对试井分析理论的看法综合起来,向读者比较系统和全面地阐述试井分析的基本理论和方法。

本书在内容的选取上充分考虑了它的实用性和系统性,力求简明易懂地反映试井分析理论与方法的概貌,特别是着重反映近 16 年来试井分析方面最新发展成就的实用内容,而不过多地涉及那些复杂的数学推导过程。作者希望本书有助于有关的专家进行试井解释和进一步的研究工作。

对于本书的出版,新疆石油管理局及其采油三厂的领导给予了大力的支持,特别是新疆石油管理局开发部主任地质师邓志学给予了极大的帮助。对于本书的编写,作者的导师石油大学刘尉宁教授和陈钦雷教授在专业理论方面曾给过精心的指导。在编写过程中,作者得到同事刘金香、张琼宇、陈英、王明新、苑春雷和陈强等人的帮助,还要特别感谢新疆石油管理局的代传书,他是该油田一位很有经验的试井分析专家,他及时地提供了一些关键性的资料,使得本书能够更早地完成。此外,还有许多人及部门为本书的资料调研及撰写提供了方便和帮助,在此一并表示深切的谢意!

林加恩

1994. 12. 24

Preface

In the past 60 years, well testing has undergone significant technological changes — evolving from an approach mainly involving the determination of static reservoir pressure to a sophisticated discipline capable of determining the producibility of a well and detecting reservoir heterogeneities in the area around a well. It can be conducted on almost all types of wells with relative ease and less cost on routine basis. The ability to perform reservoir description, evaluation and management and to evaluate well completion efficiency and stimulation effectiveness with a reasonable degree of accuracy is of utmost importance in today's petroleum industry.

In spite of the importance of well testing in the petroleum industry, well — test data have not been used so essentially as log data, partly because much valuable information on the well and the reservoir is never extracted from tests. The proliferation of well — test analysis literature in recent years has made it possible to enhance the efficiency and reliability of well — test analysis and to change the situation.

In the past 16 years, well test analysis has made remarkable advances and achieved a series of important findings in this field. A large number of technical papers and publications on this subject have been presented to address both simple and complex well — reservoir — related phenomena. Numerous analytical models have been presented recently to describe the transient pressure behavior of various types of reservoirs. Now we desire a book coupled with all the new developments and new theories.

The purpose of this book is to review the basic theory and different techniques for analysis of well tests, and to delineate the advantages and limitations of the various analysis methods. It focused mainly on the Western and Chinese petroleum engineering literature and drew on it in well testing. A effort has been made to keep the theoretical presentation as clear and simple as possible and to have derivations minimized. Generally, in this book, greater attention has been given to more recent analysis methods and practical aspects for interpretation of transient tests. This book has also incorporated my field experience and recent achievements in well test analysis.

I wish to thank the leaders concerned of Xinjiang Petroleum Administration Bureau and No. 3 Oil Production Plant of the Bureau for their contributions on publishing the book, especially Deng Zhi Xue, chief engineer of Oil and Gas Development Dept. of the Bureau. I am indebted to my mentors, Prof. Liu Wei Ning and Chen Qin Lei of Petroleum University in Beijing, who pay more attention to the publication of this monograph.

During the preparation of this manuscript, my colleagues provided valuable suggestions and assistance. In particular, Mrs. Liu Jin — Xiang drafted most of the figures and typing some of the manuscript. Mmes. Zhang Qiong — Yu and Chen Ying typing most of it;

Messrs. Wang Ming—Xin, Yuan Chun—Lei and Chen Qiang spent many hours in a detailed study of the draft and made many usefull comments for incorporation into the final manuscript. These are gratefully acknowledged.

Mr. Dai Chuan Shu, a well—test expert in Xinjiang Petroleum Administration Bureau, was kind enough to provide very useful key material he collected on well test analysis. Appreciation is also extended to all the other people for their assistance in this hook.

Lin Jia—En

December 24, 1994

目 录

前言

第一章 试井分析的理论基础	(1)
第一节 概述.....	(1)
第二节 四种基本几何流动系统.....	(2)
第三节 无因次变量.....	(5)
第四节 试井的通用理论.....	(6)
第五节 试井解释模型	(10)
第二章 特征直线分析法	(13)
第一节 概述	(13)
第二节 径向流动模型	(13)
第三节 半对数分析	(15)
第四节 储层探边测试	(20)
第五节 线性流动分析	(21)
第六节 双线性流分析	(23)
第七节 球形流分析	(23)
第八节 一阶压力导数方法	(25)
第九节 对数时间的压力导数方法	(25)
第三章 典型曲线分析法	(27)
第一节 概述	(27)
第二节 Gringarten 典型曲线	(28)
第三节 Bourdet 压力导数典型曲线	(29)
第四节 重整压力典型曲线	(31)
第五节 半对数典型曲线	(33)
第六节 积分压力及其导数典型曲线	(33)
第七节 二阶压力导数典型曲线	(35)
第四章 基本储层模型	(36)
第一节 概述	(36)
第二节 双重孔隙介质储层模型	(36)
第三节 双重渗透介质储层模型	(39)
第四节 复合储层模型	(40)
第五节 三重孔隙介质储层模型	(41)
第六节 分形介质储层模型	(42)
第七节 天然裂缝性储层模型	(44)
第八节 多层储层模型	(44)

第五章 内边界模型	(46)
第一节 概述	(46)
第二节 表皮模型	(46)
第三节 井筒储存模型	(48)
第四节 压裂井模型	(51)
第五节 局部打开井模型	(56)
第六节 斜井模型	(57)
第七节 水平井模型	(60)
第六章 顶底边界模型	(65)
第一节 概述	(65)
第二节 物理模型	(66)
第三节 单层系统局部打开井的试井分析	(66)
第四节 多层储层中的局部打开井的试井分析	(69)
第五节 底水作用下的试井分析	(72)
第七章 外边界模型	(75)
第一节 概述	(75)
第二节 定压外边界模型	(75)
第三节 直线封闭断层模型	(76)
第四节 多条直线封闭断层模型	(77)
第五节 局部连通断层模型	(80)
第六节 高渗透性断层模型	(83)
第八章 变压边界模型	(85)
第一节 概述	(85)
第二节 物理模型	(86)
第三节 线性压力变化速度方程	(86)
第四节 广义拟稳定流动方程	(88)
第五节 广义拟稳定流的压力降落特性方程	(89)
第六节 无限多井系统中一口生产井的压力恢复分析理论	(90)
第七节 有限封闭多井系统中一口生产井的压力恢复分析理论	(92)
第八节 广义拟稳定流的压力恢复特性方程	(95)
第九节 多井系统中一口注水井的压力落差分析理论	(96)
第十节 小结	(97)
第九章 不同流体的流动模型	(99)
第一节 概述	(99)
✓第二节 非达西流动模型	(99)
第三节 热采井模型	(101)
第四节 非牛顿流动模型研究概况	(102)
第五节 未压裂的非牛顿流体注入井模型	(104)
第六节 压裂的非牛顿流体注入井模型	(108)

第七节	非牛顿流体与牛顿流体的复合储层模型	(110)
第八节	非牛顿流体生产井模型	(111)
第十章	气井模型	(113)
第一节	概述	(113)
第二节	基本定义	(113)
第三节	拟压力分析法	(115)
第四节	拟压力的简化分析方法	(118)
第五节	标准化拟变量分析法	(119)
第十一章	多相流井模型	(120)
第一节	概述	(120)
第二节	基本定义	(121)
第三节	油气水三相流动模型	(122)
✓第四节	油水两相流模型	(125)
第五节	油气两相流模型	(128)
第十二章	凝析气井模型	(135)
第一节	概述	(135)
第二节	物理模型	(135)
第三节	基本定义	(136)
第四节	储层积分法	(136)
第五节	稳定流模拟法	(137)
第六节	单相气体模拟法	(139)
第七节	标准化拟变量方法	(140)
第十三章	注水井模型	(143)
第一节	概述	(143)
第二节	双区复合储层模型	(143)
第三节	考虑饱和度梯度的注水井模型	(145)
第四节	Yeh—Agarwal 模型	(145)
第十四章	其他模型	(152)
第一节	概述	(152)
✓第二节	变流量试井分析	(152)
第三节	压力恢复续流段数据分析	(154)
第四节	DST 试井分析	(158)
第五节	人工举升井试井分析	(160)
第六节	多井试井分析	(161)
第十五章	稳定流试井模型	(164)
第一节	概述	(164)
✓第二节	单相油井产能试井	(164)
第三节	气井产能试井	(165)
第四节	油气两相流井产能试井	(167)

第五节	注水井稳定试井.....	(170)
第十六章	计算机辅助试井分析.....	(171)
第一节	概述.....	(171)
第二节	数据确认.....	(171)
第三节	数据预处理.....	(175)
第四节	模型识别.....	(179)
第五节	模型参数计算.....	(181)
第六节	解释模型检验.....	(182)
第七节	试井设计.....	(183)
第八节	试井分析软件设计.....	(185)
附录 A	不同流动阶段在各种识别图和诊断图上的响应特征	(187)
附录 B	常见试井解释模型在诊断图上的响应特征	(196)
附录 C	符号说明	(208)
参考文献		(214)

Contents

Preface

Chapter 1 Basics of Well Test Theory	(1)
Section 1 Introduction	(1)
Section 2 Four Basic Flow Geometry Systems	(2)
Section 3 Dimensionless Variables	(5)
Section 4 The General Theory of Well Test	(6)
Section 5 Well—Test Interpretation Models	(10)
Chapter 2 Specific Straight—Line Analysis Methods	(13)
Section 1 Introduction	(13)
Section 2 The Radial Flow Models	(13)
Section 3 Semilog Analysis	(15)
Section 4 Reservoir Limit Test	(20)
Section 5 Linear Flow Analysis	(21)
Section 6 Bilinear Flow Analysis	(23)
Section 7 Spherical Flow Analysis	(23)
Section 8 The Primary Pressure Derivative Method	(25)
Section 9 The Pressure Derivative Method	(25)
Chapter 3 Type—Curve Analysis Methods	(27)
Section 1 Introduction	(27)
Section 2 Gringarten's Type—Curves	(28)
Section 3 Bourdet's Pressure Derivative Type—Curves	(29)
Section 4 Pressure/Pressure—Derivative Ratio Type—Curves	(31)
Section 5 Semilog Type Curves	(33)
Section 6 Integral—Pressure and its Derivative Type Curves	(33)
Section 7 The Second Order Derivative Type Curves	(35)
Chapter 4 Basic Reservoir Models	(36)
Section 1 Introduction	(36)
Section 2 Double—Porosity Models	(36)
Section 3 Double—Permeability Models	(39)
Section 4 Composite Models	(40)
Section 5 Triple—Porosity Models	(41)
Section 6 Fractal Models	(42)
Section 7 Naturally Fractured Models	(44)
Section 8 Multi—Layer Models	(44)
Chapter 5 Inner Boundary Models	(46)

Section 1 Introduction	(46)
Section 2 Skin Models	(46)
Section 3 Wellbore Storage Models	(48)
Section 4 Fractured Well Models	(51)
Section 5 Partial Perforation Well Models	(56)
Section 6 Slanted Well Models	(57)
Section 7 Horizontal Well Models	(60)
Chapter 6 Top and Bottom Boundary Models	(65)
Section 1 Introduction	(65)
Section 2 Physical Models	(66)
Section 3 Pressure Transient Analysis for a Partially Penetrating Well in a Single—Layered Reservoir	(66)
Section 4 Pressure Transient Analysis for a Partially Penetrating Well In a Multi—Layer Reservoir	(69)
Section 5 Well Test Analysis in Bottom—Water—Drive Reservoirs	(72)
Chapter 7 Outer Boundary Models	(75)
Section 1 Introduction	(75)
Section 2 Constant Pressure Boundary Models	(75)
Section 3 Single Sealing—Fault Model	(76)
Section 4 Multiple Sealing—Fault Models	(77)
Section 5 Partially Communicating Fault Models	(80)
Section 6 High Permeability Fault Models	(83)
Chapter 8 Changing Pressure Boundary Models	(85)
Section 1 Introduction	(85)
Section 2 Physical Models	(86)
Section 3 Linear Pressure—Changing—Rate Equation	(86)
Section 4 Generalized Pseudo—Steady Radial Flow Equations	(88)
Section 5 The Dimensionless Wellbore Pressure Equations at the Generalized Pseudo—Steady—State Flow Condition	(89)
Section 6 Pressure Buildup Analysis for a Well Located in an Infinite Multiwell Pattern	(90)
Section 7 Pressure Buildup Analysis for a Well Located in an Multiwell System in a Closed, Bounded Reservoir	(92)
Section 8 The Dimensionless Buildup Pressure Equations at the Generalized Pseudo—Steady—State Flow Condition	(95)
Section 9 Pressure Falloff Analysis for a Well Located in an Multiwell System	(96)
Section 10 Conclusions	(97)
Chapter 9 Reservoir Models Under Different Fluid Flow Conditions	(99)
Section 1 Introduction	(99)

Section 2 Non—Darcy Flow Models	(99)
Section 3 Thermal Oil Recovery Well Model	(101)
Section 4 An Overview of Development of Non—Newtonian Fluid Flow Models	(102)
Section 5 Unfractured Non—Newtonian Fluid Injection Well Model	(104)
Section 6 Fractured Non—Newtonian Fluid Injection Well Model	(108)
Section 7 Non—Newtonian/Newtonian Fluid Composite Model	(110)
Section 8 Non—Newtonian Fluid Production Well Model	(111)
Chapter 10 Gas Well Models	(113)
Section 1 Introduction	(113)
Section 2 Basic Definitions	(113)
Section 3 Pseudo—Pressure Analysis Method	(115)
Section 4 Simplified Pseudo—Pressure Analysis Method	(118)
Section 5 Normalized Pseudo—Variable(Pressure/Time) Analysis Method	(119)
Chapter 11 Multiphase Flow Well Models	(120)
Section 1 Introduction	(120)
Section 2 Basic Definitions	(121)
Section 3 Three—Phase Gas—Oil—Water Flow Models	(122)
Section 4 Two—Phase Oil—Water Flow Model	(125)
Section 5 Two—Phase Gas—Oil Flow Models (Solution—Gas—Drive Reservoirs)	(128)
Chapter 12 Gas—Condensate Well Models	(135)
Section 1 Introduction	(135)
Section 2 Physical Models	(135)
Section 3 Basic Definitions	(136)
Section 4 The Reservoir Integral	(136)
Section 5 The Steady—State Analog	(137)
Section 6 The Single—Phase—Flow Analog	(139)
Section 7 Normalized Pseudo—Variable Method	(140)
Chapter 13 Water Injection Well Models	(143)
Section 1 Introduction	(143)
Section 2 Two—Zone Composite Model	(143)
Section 3 Injection Well Models Considering Saturation Gradients	(145)
Section 4 Yeh—Agarwal Model	(145)
Chapter 14 The Other Models	(152)
Section 1 Introduction	(152)
Section 2 Variable—Rate Well—Test Analysis	(152)
Section 3 Analysis of Afterflow—Dominated Pressure Buildup Data	(154)
Section 4 Drillstem Test Analysis	(158)

Section 5 Artificially Lift Well Test Analysis	(160)
Section 6 Multi—Well Test Analysis	(161)
Chapter 15 Steady—State Flow Test Models	(164)
Section 1 Introduction	(164)
Section 2 Single—Phase Oil Well Deliverability Tests	(164)
Section 3 Gas Well Deliverability Tests	(165)
Section 4 Two—Phase Gas—Oil Flow Well Deliverability Tests	(167)
Section 5 Water—Injection—Well Sabilized Flow Rate Test	(170)
Chapter 16 Computer—Aided Well Test Analysis	(171)
Section 1 Introduction	(171)
Section 2 Data Validation	(171)
Section 3 Data Preparation	(175)
Section 4 Model Identification	(179)
Section 5 Calculation of the Model Parameters	(181)
Section 6 Validation of the Interpretation Model	(182)
Section 7 Test Design	(183)
Section 8 Well—Test Analysis Software Design	(185)
Appendix A The Response Features of different Flow Regimes on Various Diagnostic Plots	(187)
Appendix B The Response Features of Common Well Test Interpretation Models On the Log—Log Plot of Pressure and its Derivative	(196)
Appendix C Nomenclature	(208)
References	(214)

第一章 试井分析的理论基础

第一节 概 述

试井是一种通过获得有代表性储层流体样品、测试同期产量及相应的井底压力资料来进行储层评价的技术。试井技术包括两方面的概念：一是硬件技术，指测试仪器的原理、性能和使用；二是软件技术，指试井分析方法和测试方法等。本书将重点讨论后者。试井分为不稳定压力试井和稳定压力试井，其中不稳定压力试井是迄今为止人们研究最多、理论上最深奥、内容最丰富的领域，因此，人们习惯上将试井和不稳定压力试井认作同一概念。

试井作为一门边缘学科，正处于形成和发展阶段。试井不仅与数学、物理、化学和地质等许多基础学科密切相关，而且还与石油地质工程、钻井工程、采油工程和油藏工程等紧密联系。试井分析理论主要是在多孔介质渗流物理和地下流体力学的基础上建立起来的，贯穿于许多石油工程学科之中。

试井不仅是人们认识储层动态特性的重要手段，而且也是认识生产井和注入井的产、吸能力的重要手段。储层基本特性主要包括五个方面：

- (1) 储层岩石骨架的性质，如岩石的压缩性、孔隙度、渗透率、孔隙大小分布及表面积等。
- (2) 储层中的流体特性，如流体质量、密度、压缩性、粘度及其组分等。
- (3) 流体与岩石的综合特性，如相渗透率、润湿性、毛管压力特征和流体饱和度分布等。
- (4) 储层的构造特性，如储层厚度、深度、范围大小、倾斜度和孔隙裂缝的发育程度及其分布情况等。
- (5) 储层能量大小，如储层压力、湿度和流体储藏量等。

几个常用储层物性术语定义如下：

孔隙度(ϕ)为连通的孔隙体积占岩石总体积的百分比或小数；

绝对渗透率(K)为岩石完全饱和(或通过)某一种流体时的渗透率；

有效渗透率(K_r)为当多相流体饱和(或通过)岩石时，岩石对某一单相流体的渗透率；

相对渗透率($K_{r,i}$)为有效渗透率与绝对渗透率之比值；

流体饱和度(S_o 、 S_w 和 S_g 等)为各单相流体所占有的孔隙空间的百分比或小数。

试井是一门使用数学知识最多的学科之一，因此，在国内外都吸引了不少数学家从事这门学科的研究。进行试井资料的全面分析和研究所需要的数学知识很广，涉及了许多数学的门类，它们包括微积分、复变函数、数学物理方程、偏微分方程数值解和数理统计等。具体地讲，试井分析及其研究中最常用的数学工具有拉普拉斯(Laplace)变换、Stehfest 数值反演算法、瞬时源函数与格林(Green)函数和各种数值模拟算法等。此外，试井分析与研究中，还有一个重要工具就是计算机软件技术，以致于没有计算机试井分析就无法正常进行。

本书对于上述一般性的数学知识和软件知识不做过多介绍，读者可参阅有关的文献。本章首先介绍贯穿试井这门学科中的一些常用的基本理论知识。

第二节 四种基本几何流动系统

通常试井分析指的是压力不稳定试井分析。全面理解压降和压力恢复期间井的基本流动规律对于正确的试井分析是必要的。在实际试井资料分析中遇到的大多数问题,都会用到四种基本的几何流动规律(图 1.1)。

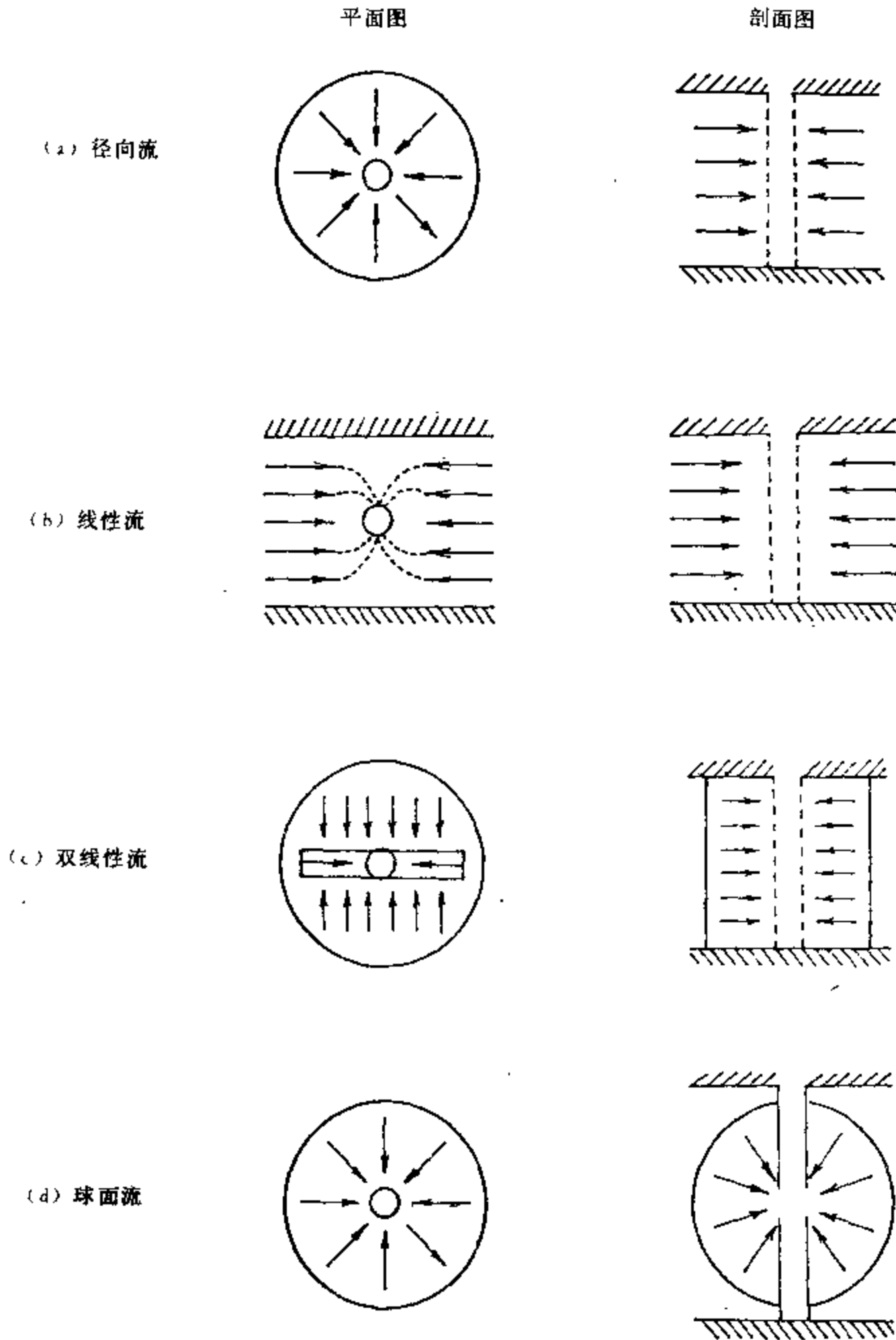


图 1.1 四种基本几何流动模型示意图

一、储层物理模型

在研究储层物理模型时,首先要建立的基本假设有:(1)流动方向无限大,正交各向异性的均质储层,渗透率和孔隙度为常数,水平渗透率为 K_H ,垂直渗透率为 K_V 。对于各向同性地层有 $K_H = K_V = K$ 。(2)单相、微可压缩的流体流动,流体的压缩系数和粘度为常数。(3)压力梯度小,忽略重力和井筒储存影响。(4)在生产前整个储层中压力处处相等,且等于原始压力 p_i 。

二、基本几何流动方程

1. 径向流动方程

$$\frac{\partial p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_i}{3.6 K_H} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.1)$$

2. 线性流动方程

$$\frac{\partial p^2}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu C_i}{3.6 K_H} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.2)$$

3. 双线性流动方程

$$\frac{\partial p^2}{\partial x^2} + 2 \frac{K_H X_i}{K_i W_i} \frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{y=0} = \frac{\phi \mu C_i}{3.6 K_H} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.3)$$

4. 球形流动方程

$$\frac{\partial p^2}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_i}{3.6 K_H} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.4)$$

三、流动方程的基本解

在不考虑表皮效应和井筒储存效应时,上述四种基本方程的典型解(采用法定单位)为:

1. 径向流解

$$p_i - p_{wf} = [2.121 \times 10^{-3} q B \mu / (K h)] \{ \log [K_H t / (\phi \mu C_i r_w^2)] + 0.9077 \} \quad (1.5)$$

2. 线性流解

$$p_i - p_{wf} = (1.239 \times 10^{-2} q B / A_s) \sqrt{\mu / (K_H \phi C_i)} t^{1/2} \quad (1.6)$$

3. 双线性流解

$$p_i - p_{wf} = [(6.2163 \times 10^{-3} q B \mu) / (h \sqrt{K_i W_i} \sqrt{\phi \mu C_i K_H})] t^{3/4} \quad (1.7)$$

4. 球形流解

$$p_i - p_{wf} = [9.21 \times 10^{-2} q B \mu / (r_{sw} K_H)] [1 - \sqrt{\phi \mu C_i r_{sw}^2 / (3.6 \pi K_V)} t^{-1/2}] \quad (1.8)$$

上述各公式中 A_s ——流体流通截面积, m^2 ;

B ——流体体积系数=储层条件的体积/地面标准条件的体积, m^3/m^3 ;

C_i ——综合压缩系数, $1/MPa$;

h ——储层厚度, m ;

K ——孔隙介质的渗透率, μm^2 ;

K_H ——水平渗透率, μm^2 ;

K_V ——垂直渗透率, μm^2 ;

K_i ——裂缝系统的渗透率, μm^2 ;

q ——流量, m^3/d ;

r_w ——井半径, m

p_i ——初始地层压力, MPa;
 p_{wf} ——井底流动压力, MPa;
 p_{wfs} ——关井时刻井底流动压力, MPa;
 p_{ws} ——井底恢复压力, MPa;
 r_{sw} ——等效球面井筒半径, m;
 t ——流动时间, h;
 Δt ——关井测试时间, h;
 W_f ——裂缝宽度, m;
 X_f ——裂缝半长, m;
 ϕ ——孔隙度;
 μ ——流体粘度, mPa·s。

下标 f 表示裂缝系统。

应用叠加原理, 由上述解很易导出压力恢复时两种形式的解, 即 Horner 形式解和 MDH 形式解。特别是当 $K_H = K_V = K$ 时, 可得各向同性储层的基本解。

四、基本几何流动分析

要从基本几何流动中获得储层参数, 需要作相应的压力与时间关系图。

1. 径向流动的半对数分析图

压降分析: $p_{wf} - \log t$;

压力恢复分析(Horner 形式): $p_{ws} - \log[(t + \Delta t)/\Delta t]$;

压力恢复分析(MDH 形式): $p_{ws} - \log \Delta t$ 。

2. 线性流动的时间平方根分析图

压降分析: $p_{wf} - t^{1/2}$;

压力恢复分析(Horner 形式): $p_{ws} - (t + \Delta t)^{1/2} - \Delta t^{1/2}$;

压力恢复分析(MDH 形式): $p_{ws} - \Delta t^{1/2}$ 。

3. 双线性流动的时间四次方根分析图

压降分析: $p_{wf} - t^{1/4}$;

压力恢复分析(Horner 形式): $p_{ws} - (t + \Delta t)^{1/4} - \Delta t^{1/4}$;

压力恢复分析(MDH 形式): $p_{ws} - \Delta t^{1/4}$ 。

4. 球形流的时间平方根倒数分析图

压降分析: $p_{wf} - t^{-1/2}$;

压力恢复分析(Horner 形式): $p_{ws} - \Delta t^{-1/2} - (t + \Delta t)^{-1/2}$;

压力恢复分析(MDH 形式): $p_{ws} - \Delta t^{-1/2}$ 。

实际使用时, 压力经常采用压差 Δp 的形式。对于压降, $\Delta p = p_i - p_{wf}$, 对于压力恢复,

$$\Delta p = p_{ws} - p_{wfs}。$$

五、基本解的应用

四种几何流动的解可能应用的典型井、储层系统为:

1. 径向流解

见方程(1.5)。

(1) 均质各向同性储层中的一口垂直井。

(2)均质正交各向异性储层中的一口垂直井。

(3)局部打开井、斜井、水平井和压裂井等的拟径向流动期。这时,解表达式中的 r_w 应采用有效井半径 r_{we} 。

(4)水平井的垂直径向流动期。这时,式中 $h=L_w$ 。对于正交各向异性储层,式中 K_H 应换成 $\sqrt{K_H K_V}$ 。

L_w 为水平井段长度。

2. 线性流解

见方程(1.6)。

(1)垂直裂缝的裂缝线性流,这时,式中 $A_s=W_f h, \phi C_t K_H=(\phi C_t K)_f$ 。

(2)垂直裂缝的地层线性流,式中 $A_s=2X_f h$ 。

(3)水平裂缝的地层线性流,式中 $A_s=\pi r_f^2, r_f$ 为水平裂缝的半径。

(4)水平井早期线性流,式中 $A_s=L_w h$ 。

(5)渠状储层中的线性流,式中 $A_s=hW_R, W_R$ 为储层宽度。

3. 双线性流解

见方程(1.7)。目前,双线性流解主要用在有限导流垂直裂缝和高渗透断层的分析中。

4. 球形流解

见方程(1.8)。

(1)巨厚储层中的局部打开井。

(2)穿过储层尖灭带的井。

(3)注汽井和地热生产井。

第三节 无因次变量

一般的物理量都是有因次的或有量纲的,但为了某种需要人们常把有因次量无因次化。试井分析上经常要使用无因次的量,使用无因次量有许多优点,例如:可使方程式变得简单,从而易于推导和应用;导出的公式不受单位制的影响;得出的理论结果具有通用性。

下面介绍一些试井分析上常用的基本无因次变量,并用法定(SI)单位定义无因次量。

无因次压力:

$$p_D = Kh[p_i - p(r,t)]/(1.842 \times 10^{-3} qB\mu) \quad (1.9)$$

无因次井底压力:

$$p_{wD} = Kh(p_i - p_{wf})/(1.842 \times 10^{-3} qB\mu) \quad (1.10)$$

无因次井底恢复压力:

$$p_{ad} = Kh(p_i - p_{ws})/(1.842 \times 10^{-3} qB\mu) \quad (1.11)$$

压力恢复期间的无因次井底压力变化:

$$\tilde{p}_{sD} = Kh(p_{ws} - p_{wfs})/(1.842 \times 10^{-3} qB\mu) \quad (1.12)$$

无因次流动时间:

$$t_D = 3.6Kt/(\phi\mu C_t r_w^2) \quad (1.13)$$

基于供给面积的无因次流动时间:

$$t_{AD} = 3.6Kt/(\phi\mu C_i A) = t_D(r_w^2/A) \quad (1.14)$$

无因次关井时间:

$$\Delta t_D = 3.6K\Delta t/(\phi\mu C_i r_w^2) \quad (1.15)$$

无因次径向距离:

$$r_D = r/r_w \quad (1.16)$$

无因次供给半径:

$$r_{eD} = r_e/r_w \quad (1.17)$$

无因次井筒储存系数定义为:

$$C_D = C/(2\pi\phi h C_i r_w^2) \quad (1.18)$$

以上无因次量均为各向同性均质储层的形式,如果是正交各向异性储层,式中的 K 应换成水平渗透率 K_H 。

第四节 试井的通用理论

一、达西定律

达西定律指出均质孔隙介质内任一点单位横截面上的体积流量与该点流动方向上的势能梯度成正比。

$$u = - (3.6K\rho/\mu)(d\Phi/dl) \quad (1.19)$$

式中 u ——流速, m/h;

ρ ——流体的密度, g/cm³;

l ——长度, m;

$\Phi = p/\rho + gz$ ——势能;

z ——流道中相对于基准面的任一点高度, m

p ——流道中任一点的压力, MPa;

方程中的负号表示流体向势能下降的方向流动。

二、镜像法则

如果无限大地层中有两口井以等产量生产,则在达两口井中间位置会形成一条不渗透直线边界。如果一口井生产而另一口井以相同流量注入,则在两井中间位置会形成一条定压直线边界。这也就向我们暗示边界的影响可用像井代替边界来模拟。这一现象的物理实质是以边界为镜面,在实际井的对称位置上存在着另外一口“虚拟像井”的影响,将实际井和“虚拟像井”进行势的叠加,这时形成的渗流场和边界对井影响而形成的渗流场完全相同。这也就意味着一条不渗透边界对一口生产井的影响可用此边界对称位置上的等产量生产井来简化处理;而一条定压边界对一口生产井的影响,可用此边界对称位置上的等流量注入井来简化处理。

实际上,镜像法则是井位于边界附近情况下的一种叠加原理的特殊应用。

三、叠加原理

从数学上,叠加原理就是如果 Φ 是齐次线性偏微方程的一个解,而 $\Phi_1, \Phi_2, \dots$ 是已知的特解,那么:

$$\Phi = C_1\Phi_1 + C_2\Phi_2 + \dots \quad (1.20)$$

$C_1, C_2, \dots$ 是满足相应边界条件的常数。

在边界条件与时间无关时也就是定产量生产时,叠加原理表明一个边界条件的存在不影响由于其他边界条件或初始条件存在而产生的响应。也就是说各种响应之间不存在相互影响。

因此,总的响应是每一单个响应之和。在边界条件与时间有关时,也就是变产量生产时,应使用叠加原理的广义形式即 Duhamel 原理。叠加原理在试井上有三种应用形式。

1. 空间上的叠加形式

如果储层中不止一口井在生产,那么储层任一点的总压降等于每口井的流量在该点所产生的压降之和。例如:如果1号井以 q_1 生产,2号井以 q_2 生产, n 号井以 q_n 生产,则1号井处的总压降为:

$$\begin{aligned} Kh(p_i - p_{wf1}) / (1.842 \times 10^{-3} \mu) &= \sum_{j=1}^n (qB)_j p_D(r_j, t) + (qB)_1 S \\ &= (1/2)(qB)_1 \ln(4t_D/\gamma) + (1/2) \sum_{j=2}^n (qB)_j \text{Ei}(r_{jD}^2/4t_D) + (qB)_1 S \end{aligned} \quad (1.21)$$

式中 r_j —— j 号井到1号的距离;

S ——表皮因子;

Ei ——幂积分函数;

γ ——1.781。

2. 时间上的叠加形式

如果一口井在不同时间 t_j , 以一系列不同定流量生产, 则经过总生产时间为 t_n 及最后流量为 q_n 时的井底压力可用下列形式的叠加解求得:

$$\begin{aligned} Kh(p_i - p_{wf1}) / (1.842 \times 10^{-3} \mu B) &= \sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) p_D[(t_n - t_{j-1})_D] + q_n S \\ &= (1/2) \sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) \ln[4(t_n - t_{j-1})_D/\gamma] + q_n S \end{aligned} \quad (1.22)$$

此叠加原理可用于根据定流量解分析变流量生产。

3. 空间和时间上的同时叠加形式

如果储层既有一定数量的生产井, 而每口井又以变流量生产, 则储层中某一观察点的压力动态受井的位置和井流量史的双重影响。对上述时间和空间上的混合问题求解, 则1号井处的总压降为:

$$\begin{aligned} &Kh(p_i - p_{wf1}) / (1.842 \times 10^{-3} \mu) \\ &= \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (q_{ji} - q_{j-1i}) B_{ji} p_D[(t_n - t_{j-1})_D, r_{iD}] + (qB)_{n1} S \end{aligned} \quad (1.23)$$

四、反叠加原理

反叠加原理可用下述例子加以说明, 一口井从 t 时刻开始关井测每一时刻的恢复压力。实际上关井恢复压力为两部分叠加的结果, 一部分是由于井以流量 q 生产到 $(t + \Delta t)$ 的压力, 另一部分是由于井以流量 $(-q)$ 注入一段时间 Δt 的压力, 如果其一部分是已知的, 那么, 另一部分可从测量的压力中反叠加已知的部分得到。反叠加原理的一个最重要的应用是能通过压降方法分析压力恢复资料。

五、卷积与反卷积原理

1. 卷积方法

在数学上卷积是一种特殊积分方程。在试井上, 卷积就是用时间内边界条件叠加(卷积)定

流量解(影响函数)来获得扩散方程的过程。卷积也已作为叠加原理(或 Duhamel I 原理)为人们所熟知,并在试井上起着重要作用。近年来人们对于卷积积分的研究更感兴趣的是同时测量的井底压力和流量资料的分析。

一个变流量系统的无因次压力响应可用卷积积分或 Duhamel 原理(Van Everdingen 和 Hurst, 1949)表示为:

$$p_{wD}(t_D) = \int_0^{t_D} q_D' p_D(t_D - \tau) d\tau + S q_D(t_D) \quad (1.24)$$

上式也等于:

$$p_{wD}(t_D) = \int_0^{t_D} q_D' [p_D(t_D - \tau) + S] d\tau \quad (1.25)$$

(1.24)式也可写成以下形式:

$$p_{wD}(t_D) = \int_0^{t_D} q_D p_D'(t_D - \tau) d\tau + S q_D(t_D) \quad (1.26)$$

$$p_{wD}(t_D) = Kh[p_i - p_{wf}(t)] / (1.842 \times 10^{-3} q_D B \mu);$$

$$t_D = Kt / (\phi \mu C_r r_w^2);$$

以上各式中 $p_D(t_D)$ ——不存在井筒储存和表皮效应的定端流量无因次井底压力;

$p_D'(t_D)$ —— $dp_D(t_D)/dt_D$;

$q_D(t_D) = q_{st}(t_D)/q_r$ 为无因次井底流量;

$q_D'(t_D) = dq_D(t_D)/dt_D$;

q_r ——参考流量,通常用的是稳定生产流量, m^3/d ;

$q_{st}(t)$ ——井底变流量,是流量计读数, m^3/d ;

S ——拟稳态表皮因子。

(1.26)式写成有因次形式为:

$$Kh \Delta p / (1.842 \times 10^{-3} B \mu) = \int_0^t q(t) p_D'(t_D - \tau) d\tau + S q(t) \quad (1.27)$$

式中 $\Delta p = p_i - p_{wf}(t)$ 。

上式表示由卷积定端流量的压力解可求得流量连续变化条件下的压力响应。在用上式进行不稳定压力数据卷积分析时,首先假定一个适当的无因次压力解,并计算每一点的流量导数,然后进行数值积分运算。制作压力与叠加流量时间函数关系的直角坐标图,可得一直线,由此直线斜率可得到流动系数。这里所假定的定端流量无因次压力解 p_D 可以是线源解和无限导流垂直裂缝解等。

为便于下述的反卷积运算,在引入未知“影响函数” Π 后,方程(1.27)可写成:

$$\Delta p = \int_0^t q(t) \Pi'(t - \tau) d\tau \quad (1.28)$$

式中“影响函数” Π 表示每单位流量下的压力降,它包括井眼表皮因子和流动系数,也即 Π 综合了地层压降和井筒附近地区的压降。

2. 反卷积方法

反卷积不同于卷积,它不需假设特殊形式的无因次压力函数,所谓反卷积就是把已知的压

力史和变流量史数据换算成相应的定端流量地层压力响应(即影响函数)的过程。因此,反卷积的目的就是由测量的流量压力数据确定影响函数值。

由方程(1.28)反卷积求不稳定压力数据有许多方法,最近,Roumboutsos 和 Stewart (1988)提出了一种反卷积试井数据的有效方法,它是通过数值变换方法把离散的的压力和流量数据变换到 Laplace 空间域,优点就是在 Laplace 空间复杂的反卷积过程被大大地简化。通过 Laplace 变换后得到的“影响函数”为

$$\Pi = L^{-1}\{L[\Delta p(t)]/[zL(q(t))]\} \quad (1.29)$$

式中 z ——Laplace 变量。

最后,使用 Stehfest 数值反演算法把“影响函数”变换到时间域。注意反卷积方法很大程度上取决于流量测量的准确性,在流量上很小误差可以明显改变反卷积出的压力响应。因此使用反卷积法必须特别小心。

使用卷积方法和反卷积方法可以分析流量波动比较大而不能进行常规分析的压力数据;卷积和反卷积方法也可分析短时压降或压力恢复试井资料,并能揭示出被井筒储存所掩盖的储层特征。

卷积方法不仅能用于多级流量试井数据的分析,而且也能用于同时测取了井底续流量后的压降或压力恢复试井数据的分析。

反卷积运算的方法有多种,例如:卷积积分线性化方法、Laplace 变换反卷积法和影响函数的曲线拟合近似法等,详见 Kucuk 和 Ayestaran(1985)的文章。

有关卷积与反卷积方法的应用详见第十四章。

六、模拟反卷积原理

通常反卷积运算是基于同时测量的井底压力与流量资料,但在缺少井底流量的条件下,如果地面流量恒定,并且已知井筒储存模型,反卷积也是可能的。这种情况下所进行的反卷积称为“模拟反卷积”。

在井筒储存系数不变时,续流量是与井底压力的时间导数成正比,则续流量可用下式计算:

$$q(t) = q_r - 24C(d\Delta p/dt) \quad (1.30)$$

把上式代入方程(1.29)中,可得如下模拟反卷积公式:

$$\Pi = L^{-1}\{L[\Delta p(t)]/[q_r - 24Cz^2L(\Delta p(t))]\} \quad (1.31)$$

通过使用逐级增大的井筒储存系数 C 值,进行方程(1.28)的反卷积迭代运算,可消除部分或全部的井储效应(Fair 和 Simmons, 1992)。消除部分井储影响可得到更多反映储层特性的不稳定压力响应,这将使资料的分析更为可靠,但是如果井储消除的过多,得出的结果可能是错误的。

显然,我们可以使用一种具有定井储和表皮效应的典型曲线来分析这种试井资料。但是,使用模拟反卷积法具有以下优点:(1)可以消除井储影响,从而得到完整程度更好的可供分析的储层特性数据;(2)可以揭示出对正确地识别储层模型有利的隐含特征;(3)可以识别复合的井筒储存现象。

第五节 试井解释模型

一、试井解释模型的概念

试井解释模型也称作试井解释的储层模型,它与真实储层模型的区别是试井解释模型描述的仅仅是试井过程中的储层动态,而不是储层本身的物理描述;储层模型是综合地质(包括地震和岩心等)、测井、试井和生产测井等各种资料建立起来的一种储层特性的物理描述,两者的关系见图1.2。尽管某种程度上实际储层是千差万别的,但是通过研究世界范围内大量的不同储层的试井数据表明,测试期间可能出现的储层动态响应是有限的,且试井分析只需要有限的解释模型。

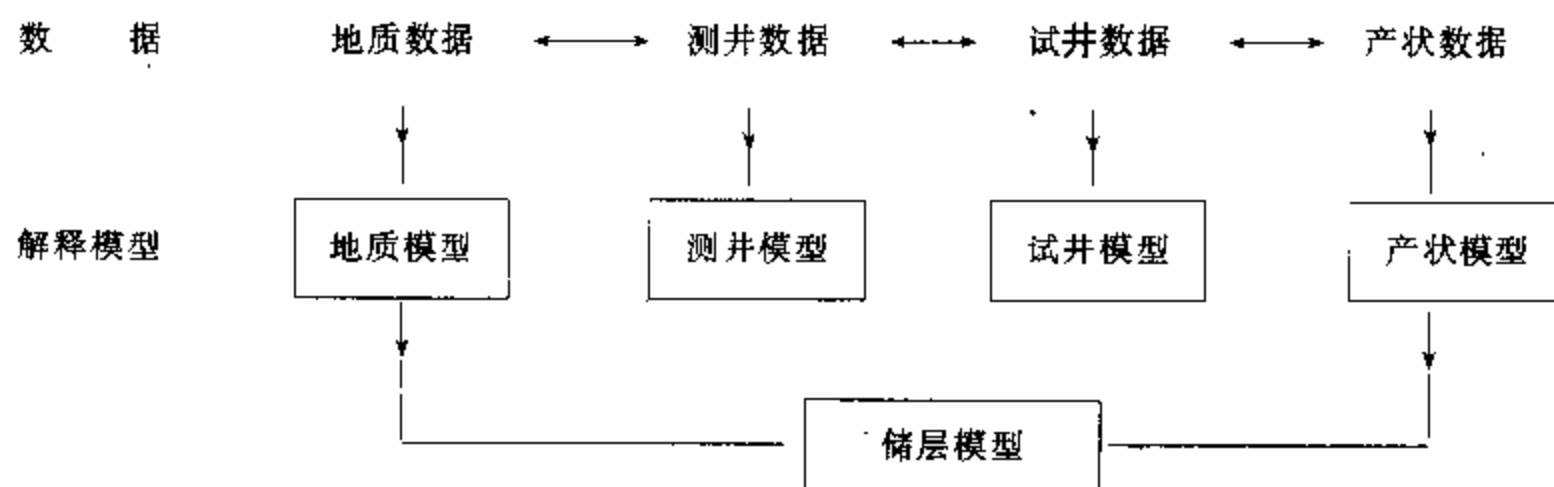


图1.2 试井解释模型概念

储层响应受渗透率、表皮因子、井筒存储系数、裂缝性质、断层距离、双孔隙介质中的窜流系数和弹性容量比以及单井注采比等参数的影响;试井解释模型是基于对储层的物理性质的理解而建立起来的描述储层响应的一种数学关系或数学模型,模型中的参数是基于上述储层参数。然后,通过模型响应与被测量的储层响应的拟合,我们可推断模型参数所代表的是储层参数。

二、试井过程

试井是间接测量法,也即一种探测的方法,通过向储层中输入一种激动信号,并回收(即测量)储层响应信号来确定储层的动态特性。通过试井获取储层特性的基本过程如下:

输入信号 储层和测试井 输出信号

$$I \rightarrow [S] \rightarrow O \Rightarrow S = I/O$$

控制产量 测量压力

因为由 I (产量)和 O (压力变化)寻找 S (储层特性),符合 I 和 O 的 S 可能不止一种,所以这个反问题的解不是唯一的。要减小这种多解性,就需要增加辅助资料:(1)地质、测井、生产测井、钻井和射孔信息。(2)历次试井资料、历史井口生产数据(p_{wf} 、 q 、 f_w 、 h 和 E_{go})、井筒状况(漏失和封隔情况等)和邻井情况。(3)各种诊断图和识别图。

试井是通过输入信号即流量变化在储层中产生扰动,然后监测输出信号即压力变化来确定储层性质。严格地说,每个储层的动态是不相同的,结果我们需要与储层数相同的模型数。但是,压力响应的扩散性质主要受储层的平均条件控制,而不受很小的局部地方的非均质性的影响。在试井过程中,仅仅象流度和储容性等物理性质上的突然变化可以探测到,这就使得我们

只需研究有限的储层模型。上述理论解释已由多年来矿场试井分析实践经验所证实。

三、试井解释的过程

(1) 寻找一个试井解释模型 Σ 即 S 的模型, 这个 Σ 与 S 具有相同的表现性态:

$$I \rightarrow \boxed{\Sigma} \rightarrow O' \quad O' \text{ 类似于 } O$$

$$\Sigma = f(Kh/\mu, S, C, \dots)$$

O 是由测量 S 得到的, O' 是由 Σ 计算出的。

现有计算模型参数 ($Kh/\mu, S, C$ 等) 的基本技术有: 特征直线分析法、典型曲线分析法和非线性回归分析法。

(2) 一旦 Σ 找到了, 就可调整参数 ($Kh/\mu, S, C$ 等) 使 $O' = I \times \Sigma = O$ 。可见这一正问题的解是唯一的。

按已知简化几何形状建立的单井模型遵循渗流微分方程的解析解, 可快速确定出与实测试井数据能更好拟合的参数。

现测到的压力响应与用模型计算出的压力响应不同的原因有两个: 一是由于测试误差; 二是由于模型的简化性质。测试误差可通过使用精度高的压力测量仪器而使其大大地减小。但是, 即使使用了正确的模型, 仍会存在模型误差, 这是因为我们用简单的储层模型代表了复杂的储层动态。因此, 压力数据的观测值与计算值之间的差异是试井分析固有的, 也就是说减小这种差异的努力是有限度的。这些误差可引起试井分析的不确定性或试井分析结果的多解性。这种试井分析上的内在固有问题仅依靠计算机是解决不了的。

四、试井解释模型分类

现已提出的试井解释模型按基本储层特性、井的内外边界条件、储层的上下边界条件和储层中流体的性质变化等做如下分类。

1. 基本储层模型

包括均质储层模型、双重孔隙介质储层模型、双重渗透介质储层模型、三重介质储层模型、多重介质储层模型、复合储层模型和分形介质储层模型。另外, 还有天然裂缝性储层模型和多层储层模型, 它们根据不同的情况可表现为均质储层、双重孔隙介质储层和双重渗透介质储层响应。

2. 内边界模型

包括表皮模型、井筒储存模型、裂缝切割井模型、局部打开井模型、斜井模型和水平井模型。

3. 顶底边界模型

可根据上下边界渗透或不渗透生成不同的模型。

4. 外边界模型

包括定压边界模型、变压边界 (升压或降压) 模型、不渗透边界 (一条直线断层或多条直线断层) 模型、封闭储层模型、半渗透 (泄漏) 断层模型和高渗透断层模型。

5. 流体模型

包括非达西流动模型、非牛顿流动模型、热采井模型、气井模型、多相流井模型、凝析气井模型和注水井模型。

6. 其他模型：

包括变流量试井模型、续流井模型、DST 试井模型、人工举升井模型和多井试井模型。

有关试井分析中常用的一些基本模型的流动方程的建立及其解的导出请参阅有关文献。

第二章 特征直线分析法

第一节 概 述

现有求解试井解释模型参数的基本手段有:(1)特征直线分析法;(2)典型曲线分析法;(3)非线性回归分析法。本章着重介绍使用 Horner 图、MDH 图、线性流图和球形流图等特征图的直线分析法。特征直线分析法是针对特定的流动段,采用线性回归分析技术进行分析的方法,也就是一些文献上所说的常规分析方法,人们所熟知的半对数分析方法就是一种典型的特征直线分析法。

第二节 径向流动模型

储层模型的基本假设为均质、各向同性、厚度均匀的水平储层,单相、粘度恒定、弱可压缩且压缩系数为常数的流体。储层的孔隙度和渗透率恒定,与压力无关,忽略重力和毛管力的影响。

方程(1.1)为扩散方程,描述的是在上述假设条件下的径向流动微分方程。在给定内外边界条件下的解就是试井分析的基本方程式。现已普遍应用的外边界条件有:

(1)无限大边界储层: $r \rightarrow \infty, p \rightarrow p_i, r_w \rightarrow 0$;

(2)圆形封闭边界储层: $(\partial p / \partial r)|_{r_e} = 0$;

(3)圆形常压边界储层: $p|_{r_e} = p_i$;

(4)圆形变压边界储层: $p|_{r_e} = p(t)$ 。

假设生产前整个储层中的压力处处相等,且等于原始压力 p_i ,并且井以定产量生产,则可分别得到井的初始条件和内边界条件为:

$$p(t=0) = p_i \quad (2.1)$$

$$(r \partial p / \partial r)|_{r=r_w} = qB\mu / (172.8\pi Kh) \quad (2.2)$$

1. 不稳定流解

在上述定解条件下,借助 Boltzmann 变换解方程(1.1),可得无限大地层定产量生产的不稳定流解:

$$p(r,t) = p_i - [qB\mu / (345.6\pi Kh)] \{-Ei[\phi\mu C_r r^2 / (14.4Kt)]\} \quad (2.3)$$

式中 Ei 是累积分函数,当 $x < 0.01$ 时,有 $Ei(-x) \approx \ln(\gamma x)$ 。这里 $\gamma = 1.781$ 。

上式为整个储层的关系式,通常人们感兴趣的是井点处($r=r_w$)的压力即井底压力 p_{wf} ,当(2.3)式中引入表皮效应并换成常用对数时,可得到 p_{wf} :

$$p_{wf} = p_i - [2.121 \times 10^{-3} qB\mu / (Kh)] \{\log[Kt / (\phi\mu C_r r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686S\} \quad (2.4)$$

在本书中,不稳定径向流、无限作用径向流和半对数径向流都是同一个意思,并且也常简称为径向流。因此,这里的不稳定径向流解也称无限作用径向流解或半对数径向流解。

使用无因次量,方程(1.1)可变换成:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (2.5)$$

扩散方程的无因次形式即无因次的扩散方程对以稳定产量开采的井是极易求解的。对无限大地层的情况,方程(2.5)式的解为:

$$p_D(t_D, r_D) = -\frac{1}{2} \text{Ei}[-r_D^2/(4t_D)] \quad (2.6)$$

在井点处 $r=r_w$ ($r_D=1$) 的相应表达式为:

$$p_{wD} = -(1/2) \text{Ei}[-1/(4t_D)] \quad (2.7)$$

对于 $t_D > 25$, 当引入表皮效应时,则有:

$$p_{wD} = (1/2) \ln(4t_D/\gamma) = 0.5(\ln t_D + 0.80907) + S \quad (2.8)$$

上述关系式广泛地运用于压力恢复分析和典型曲线分析方法中。

2. 稳定流解

当储层外边界定压时,稳定流的井底压力为:

$$\text{对于圆形储层: } p_{wD} = (1/2) \ln[4A/(31.62\gamma r_w^2)] + 3/4 + S \quad (2.9)$$

$$\text{对于方形储层: } p_{wD} = (1/2) \ln[16A/(30.88\gamma r_w^2)] + S \quad (2.10)$$

3. 拟稳定流解

封闭储层中拟稳定流条件下的井底压力

为:

$$p_{wD} = (1/2) \ln[4A/(\gamma C_A r_w^2)] + 2\pi t_{AD} + S \quad (2.11)$$

对于圆形封闭储层中心一口井,有 $C_A = 31.62$, $A = \pi r_e^2$, 结果由上式可得:

$$p_{wD} = 2t_D/r_{eD}^2 + \ln(r_{eD}) - 3/4 + S \quad (2.12)$$

4. 压力恢复形式的解

应用叠加原理,可得压力恢复形式的解:

$$p_{sD} = p_{wD}[(t + \Delta t)_D] - p_{wD}(\Delta t_D) \quad (2.13)$$

不考虑所使用的时间比,Horner 半对数直线方程有以下通用形式:

$$\begin{aligned} \tilde{p}_{sD} &= p_{wD}(t_D) - p_{wD}[(t + \Delta t)_D] \\ &\quad + p_{wD}(\Delta t_D) \\ &= p_{wD}(t_D) - p_{sD}(\Delta t_D) \end{aligned} \quad (2.14)$$

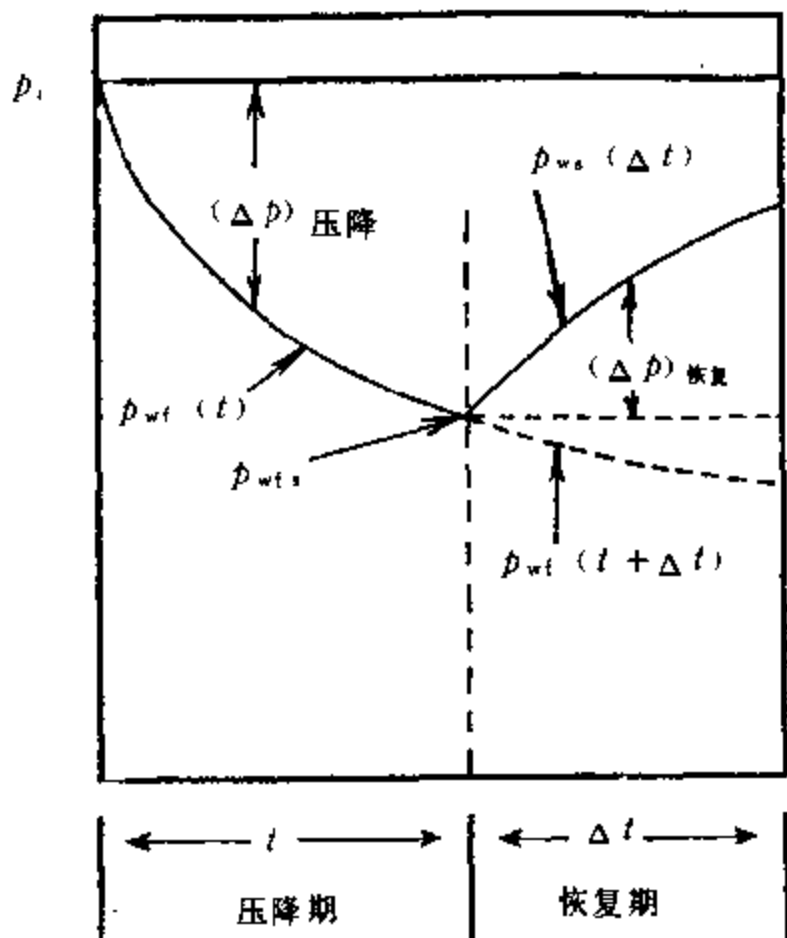


图 2.1 单井系统中井以定流量生产的压降期与压力恢复期的压力特征

当 $t \gg \Delta t$, 则有 $p_{wD}(t_D) = p_{wD}[(t + \Delta t)_D]$, 结果有 (Raghavan 等人, 1982):

$$\tilde{p}_{wD} = p_{wD}(\Delta t_D) \quad (2.15)$$

(2.15) 式是用压降典型曲线分析压力恢复数据的基础, 也是下节将介绍的 MDH 法获得正确半对数直线段的条件。

上述解所描述的压力特征见图 2.1。

第三节 半对数分析

一、Horner 压力恢复曲线分析

测试井从零时刻起以定产量 q 生产, 直至 t 时刻 (通常要求井底流压达到稳定) 为止, 关井测量井底压力随时间的变化。若 t 和 $(t + \Delta t)$ 均在无限作用径向流动阶段, 由叠加原理可得实际井底恢复压力随时间的变化关系。Ramey 和 Cobb (1977) 给出的 Horner 公式的一般形式为:

$$\begin{aligned} Kh(p_i - p_{ws}) / (1.842 \times 10^{-3} q B \mu) = & (1/2) \ln[(t + \Delta t) / \Delta t] \\ & + p_{wD}(t_D) - (1/2) [\ln(t_D) + 0.80907] + S \end{aligned} \quad (2.16)$$

若生产时间短, 上式可简化成普通的 Horner 公式:

$$p_{ws} = p_i + m \log[\Delta t / (t + \Delta t)] \quad (2.17)$$

$$\text{式中 } m = 2.121 \times 10^{-3} q B \mu / (Kh) \quad (2.18)$$

t ——生产时间, 等于 $24Q/q$, h;

Q ——自上一次关井时间以来的累积产量, m^3 ;

q ——关井前的产量, m^3/d 。

在半对数图 (图 2.2) 中, p_{ws} 与 $\Delta t / (t + \Delta t)$ 的关系是一条直线, 其斜率为 m 。

地层参数的计算如下:

1. 流动系数的计算

$$Kh/\mu = 2.121 \times 10^{-3} q B / m \quad (2.19)$$

一旦求得了 Kh/μ , 则地层系数 Kh 和渗透率 K 可很自然地得到。

2. 表皮因子的计算

$$\begin{aligned} S = 1.1513 \{ & (p_{ws1h} - p_{ws}) / m - \\ & \log[K / (\mu \phi C_r r_w^2)] - \\ & \log[(t + 1) / t] - 0.9077 \} \end{aligned} \quad (2.20)$$

式中 $p_{ws1h} = p_{ws}(\Delta t = 1h)$;

$p_{ws} = p_{ws}(\Delta t = 0)$ 。

3. 地层压力的计算

(1) 原始地层压力的计算。

将半对数图直线段外推到 $\Delta t / (t + \Delta t) = 1$ 处, 可得外推压力 p^* , 若 t 不大时, 外推压力 p^* 就是实际的原始地层压力。

(2) 平均地层压力的计算。

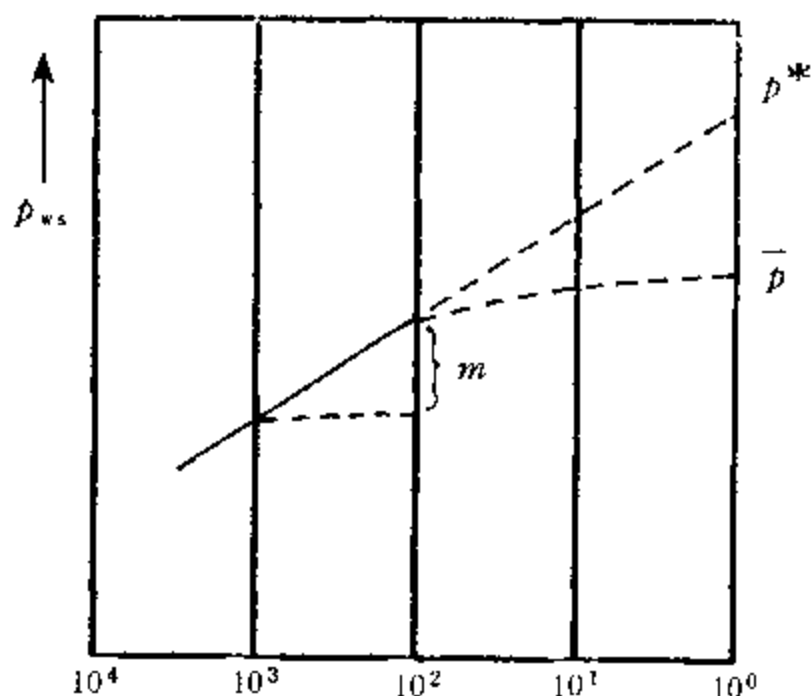


图 2.2 Horner 分析图

MBH 法是计算平均地层压力的基本方法,也是确定各种形状的有界储层平均地层压力的一种方法。

MBH 法计算平均地层压力的公式为:

$$\bar{p} = p^* + m p_{\text{DMBH}} / 2.303 \quad (2.21)$$

p^* 由 Horner 图半对数直线外推到无限关井时间来确定或用下式求得:

$$p^* \approx p_{\text{ws}(\Delta t=1\text{h})} + m \log(t + 1) \quad (2.22)$$

(2.21)式的假设条件为关井前井底压力处于拟稳定流。 p_{DMBH} 为无因次 MBH 压力函数,可由 $p_{\text{DMBH}} - \log t_{\text{AD}}$ 关系的曲线图(图 2.3 和图 2.4)查得,也可直接用第八章中的(8.74)式计算。本

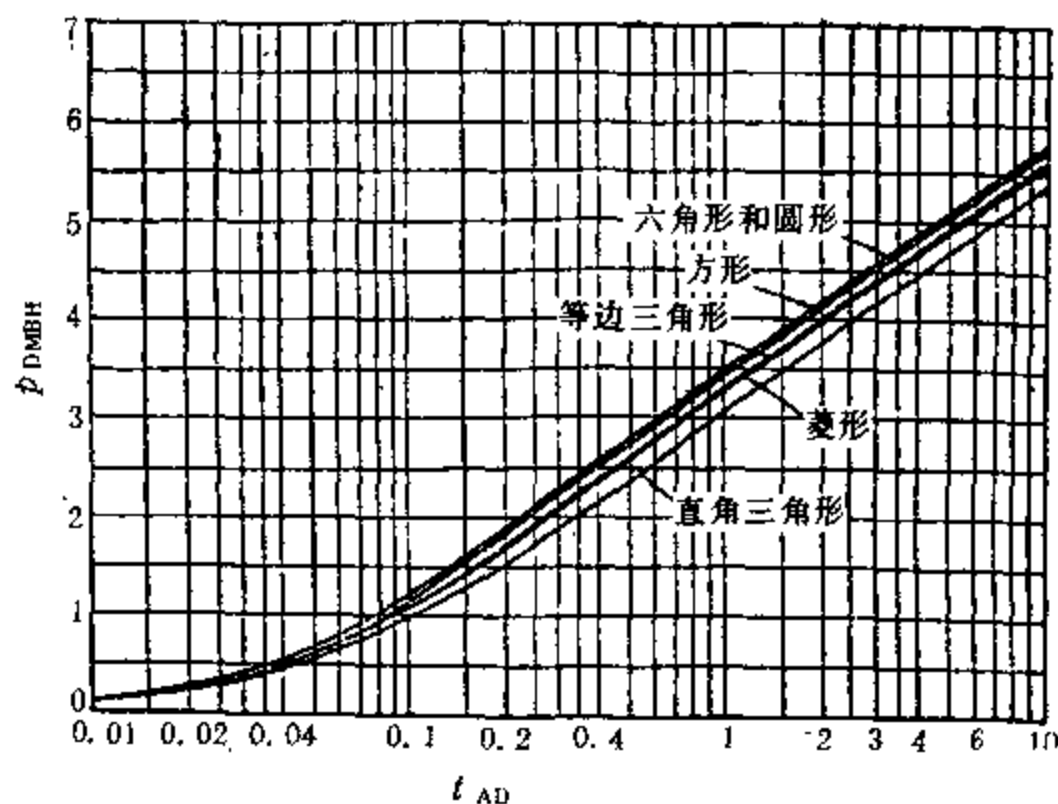


图 2.3 等边几何形状储层中心一口井的 MBH 压力函数图
(Matthews 和 Russell, 1967)

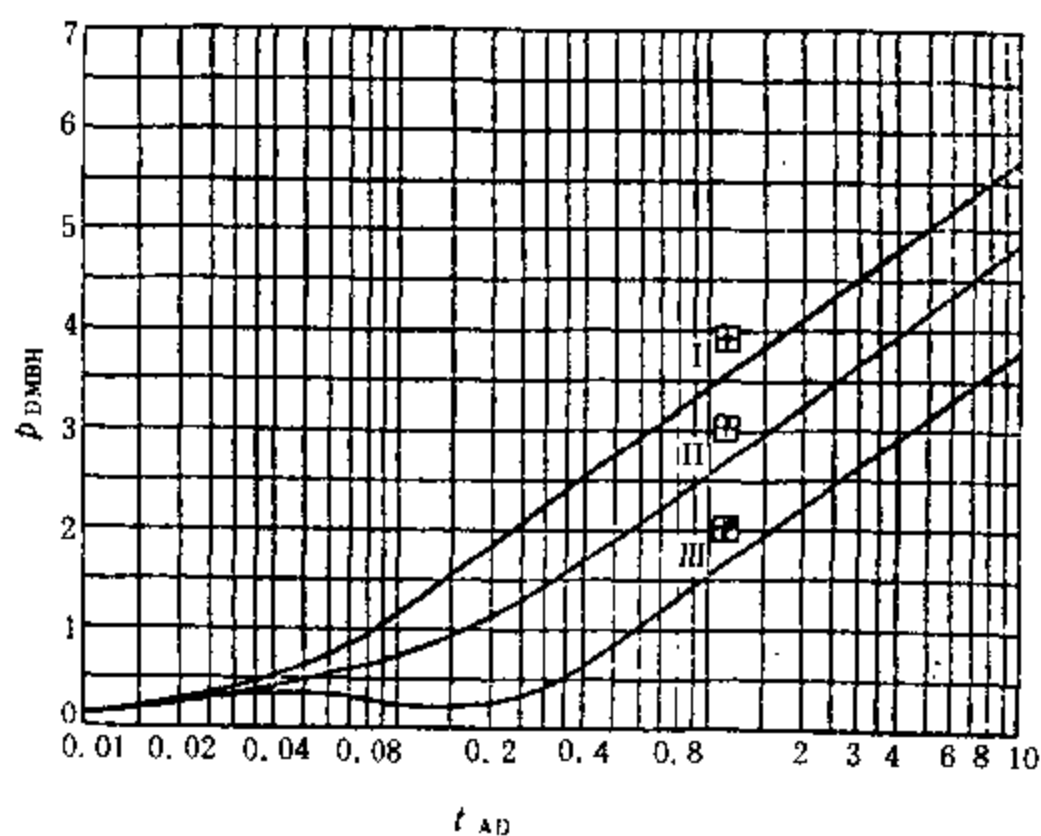


图 2.4 正方形储层中不同井位的 MBH 压力函数图
(Matthews 和 Russell, 1967)

方法可应用于关井前井底压力处于不稳定流期或已达到拟稳定流期的情况。

4. 探测半径 r_1 的计算

探测半径也称压力传播半径,当井的流量(产量或注入量)瞬时改变后,在某一给定时间内压力扰动前缘向地层深处扩展的径向距离,也即由于流量改变产生的压力响应在本井中所能测量的径向距离。它的大小与压力波在储层中的传播速度和测试仪器的分辨率有关,但与流量变化幅度无关。

探测半径可用下式计算:

$$r_1 = 3.795 \sqrt{Kt/(\mu\phi C_t)} \quad (2.23)$$

压力恢复期的探测半径可用下式计算:

$$r_u = 3.795 \sqrt{K\Delta t/(\mu\phi C_t)} \quad (2.24)$$

(2.23)只适用于不稳定流动期,所以它不应超出供给半径的范围,探测半径应小于离井最近边界的距离。

5. 计算断层距离

如果测试井附近有一条直线断层,且压力恢复曲线晚期出现了第二直线段,其斜率为第一直线段的2倍,则由两直线交点对应的 $[\Delta t/(t+\Delta t)]_x$ 值,可以求得断距 d :

$$d = \sqrt{[3.6Kt/(\mu\phi C_t)]Ei^{-1}(X)} \quad (2.25)$$

$Ei^{-1}[X]$ 为 X 的反函数,

$$X = (1/2)\ln[\Delta t/(t+\Delta t)]_x$$

当 $(t+\Delta t)/\Delta t \geq 30$ 时,上式可简化成:

$$d = 1.422 \sqrt{K\Delta t_x/(\mu\phi C_t)} \quad (2.26)$$

注意,对于断层反应的资料,应用第一直线段计算储层参数(K 和 S),而不能使用第二直线段;严格地说应使用第一直线段外推求出 p^* 或 p_i 或计算 $\bar{p}$,目前油田上很多人习惯于使用第二直线段计算 $\bar{p}$,经验表明这种做法多数情况下不会引起大的误差。

6. 导压系数 η

导压系数是衡量压力波在地层中传播快慢的一个参数。

$$\eta = K/(\mu\phi C_t) \quad (2.27)$$

7. 表皮附加压降 Δp_s 的计算

表皮附加压降也称为井壁附加压降,它是衡量井壁附近区域污染程度的一个参数。它与表皮因子的关系为:

$$\Delta p_s = 0.8686mS \quad (2.28)$$

8. 有效井筒半径 r_{we}

有效井筒半径也称为折算半径,它也是衡量井壁附近区域污染程度的一个参数,常用于数值模拟计算,其定义为:

$$r_{we} = r_w e^{-S} \quad (2.29)$$

9. 流动效率 E_f 的计算

流动效率也是衡量井壁附近区域污染程度对产能影响的一个参数。其定义为实际采油指

数与理论采油指数之比,理论压降与实际压降之比或实际产量与理论产量之比:

$$E_f = \frac{J_{\text{实际}}}{J_{\text{理论}}} = \frac{\Delta p_{\text{理论}}}{\Delta p_{\text{实际}}} = \frac{q_{\text{实际}}}{q_{\text{理论}}} = \frac{\bar{p} - p_{\text{wfs}} - \Delta p_s}{\bar{p} - p_{\text{wfs}}} \quad (2.30)$$

式中的 $\bar{p}$ 可用 p^* 近似代替。

10. 堵塞比 R_D

堵塞比能直观地反映井壁附近区域污染程度,它定义为 E_f 的倒数:

$$R_D = 1/E_f \quad (2.31)$$

11. 生产指数

$$J = q/(\bar{p} - p_{\text{wfs}}) \quad (2.32)$$

若式中的 q 换成 q_o 或 q_l ,就可得采油指数 J_o 或采液指数 J_l 的计算公式。

二、MDH 压力恢复曲线分析

如果测试前的生产时间 t 远大于测试时间 Δt ,即 $t \gg \Delta t$,则(2.16)式可近似为:

$$p_{\text{ws}} = p_{\text{wfs}} + m[\log \Delta t + \log [K/(\mu \phi C_r r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686S] \quad (2.33)$$

式中 m 由(2.18)给出。(2.33)式说明在半对数图中 p_{ws} 与 Δt 成线性关系,其直线斜率为 m 。

地层参数计算如下:

1. 表皮因子的计算

$$S = 1.1513\{(p_{\text{ws}1h} - p_{\text{wfs}})/m - \log [K/(\mu \phi C_r r_w^2)] - 0.9077\} \quad (2.34)$$

2. 平均地层压力的计算

(1) 定积法。

在弹性驱动的情况下,供给边界考虑成圆形的封闭边界时,可得:

$$\bar{p} = p_{\text{ws}(\Delta t=1h)} + m \log (0.0088 \phi \mu C_r A / K) \quad (2.35)$$

在水压驱动情况下,把供给边界考虑成圆形定压边界时有:

$$\bar{p} = p_{\text{ws}(\Delta t=1h)} + m \log (0.0145 \phi \mu C_r A / K) \quad (2.36)$$

“定积法”适用于关井前常流量生产时间很长,并已达到拟稳定流阶段。“定积法”实质上与国外文献上的迪茨(Dietz)法的原理相同,其原理见童宪章的书(1977),供给面积确定方法见本书第十六章。

(2) 压力恢复速度法。

$$\bar{p} = p_{\text{ws}(\Delta t=1h)} + m \log (10.423m/\lambda_p) \quad (2.37)$$

式中 $\lambda_p = dp_{\text{ws}}/dt$, MPa/d。

公式(2.37)的原理见王福林的书(1979)。本方法适用于弹性(或水压)驱动的情况,常用于供给面积难确定的油藏条件,如一些渗透性比较高的天然裂缝性储层等。应用这一方法时需要事先取得储层或井的压力恢复速度值 λ_p ,某一储层或井的 λ_p 值可通过测试得到。若所用 λ_p 不

可靠,那么由(2.37)式计算出的平均地层压力的准确性将会受到很大影响。 λ_p 值取得过大或过小都会影响到平均地层压力的准确性,国内许多油田 λ_p 的取值在 0.03MPa/d 左右。

(3)MBH 法。

这里的 MBH 法计算公式与前文的相同,也需要作 Horner 图以确定 p^* 。

此外,还有一些计算平均压力的方法,其中比较特别的方法是“等轴双曲线法”。国外的研究表明,在利用压力恢复资料确定有限储层系统中关井时刻的平均压力上它是比较准确的,并且这一方法也可用于确定储层渗透率、表皮因子和供给半径等。有关这一方法的介绍详见 Mead(1988)与 Hasan 和 Kabir 等人(1983)的文章。

3. 供给边界压力的计算

在弹性驱动的情况下,供给边界考虑成圆形的封闭边界时有:

$$p_e = p_{ws(\Delta t=1h)} + m \log(0.0145 \phi \mu C_t A / K) \quad (2.38)$$

在水压驱动情况下,把供给边界考虑成圆形定压边界时,有:

$$p_e = p_{ws(\Delta t=1h)} + m \log(0.0393 \phi \mu C_t A / K) \quad (2.39)$$

上述两式的来源与计算平均地层压力的“定积法”相似,并且都与供给面积有关,所以也称“定积法”。其应用条件与计算平均压力的“定积法”相同。

目前,国内油田在开发井试井解释上常用的计算地层压力的方法大都出自“定积法”(四个公式)和压力恢复速度法。

直线断层距离 d 用(2.26)式计算。其它一些参数,流动系数、流动效率、堵塞比、导压系数、附加压降和有效井筒半径的计算与 Horner 法的相同。

三、改进的 Muskat 法

在关井前流动进入不稳定流晚期(拟稳态流开始前),应用逐次逼近的方法可得以下直线关系:

$$\log(\bar{p} - p_{ws}) = \log a + b \Delta t \quad (2.40)$$

式中 a 和 b 为常数。

由(2.40)式可求得平均地层压力及弹性容量系数:

$$Kh/\mu = 1.546 \times 10^{-3} qB/a \quad (2.41)$$

$$\phi C_t = 72.1K/(b\mu A) \quad (2.42)$$

四、压降试井分析

压降试井是在新井投产或是生产井长期关闭后,开始生产并同时测量产量和井底流动压力随时间的变化。虽然压降分析方法应用较少,但由于理解压降是理解压力恢复分析的基础,因此,对于有关模型,本书一般都将对压降分析作一些介绍。假设井以恒定的产量生产,井底压力进入径向流动阶段的变化规律为方程(2.4)式,其中:

$$m = -2.121 \times 10^{-3} qB\mu/(Kh) \quad (2.43)$$

在半对数图上, p_{wf} 与 $\log t$ 成一直线段,斜率为 m 。有关的储层参数计算如下:

(1)流动系数:

$$Kh/\mu = -2.121 \times 10^{-3} qB/m \quad (2.44)$$

(2)表皮因子:

$$S = 1.1513 \{ (p_{w1h} - p_i) / m - \log [K / (\phi \mu C_r r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (2.45)$$

式中 p_{w1h} 为半对数直线上 $t=1h$ 对应的压力。若半对数图上出现反映直线断层的两条直线段, 同样可用(2.26)式计算断距。

五、三种基本压力恢复分析方法的应用说明

Ramey 和 Cobb(1971)曾特别指出, 一些人认为 Horner 法适用于新井, 而 MDH 法适用于老井。实际上无论是封闭储层还是定压边界储层, Horner 法使用的假设条件都是生产时间足够短, 结果可以使用半对数近似不稳定流解。

MDH 法适用于关井前生产时间足够长并且达到拟稳定流态(封闭系统)和稳定流(定压边界)。使用 MDH 法不需要知道关井前生产时间的长短, 但是如果生产时间非常短, 那么, 所得的半对数直线段就会变短。在关井前生产时间比较短的情况下, Horner 图可得到比 MDH 图长的半对数直线段。对于同一组试井数据, 用 Horner 法确定 Kh 比 MDH 法会更可靠。

改进的 Muskat 法一般用于压力恢复晚期数据的分析, 此法在 Horner 直线段和 MDH 直线段以后可获得直线段。用改进的 Muskat 法可得到 $\phi C_r A$, Kh , p_i 或 $\bar{p}$ 。改进的 Muskat 法与封闭系统相比更适用于水驱系统(定压边界)。

在长的流动(生产或注入)时间后, 对于关井所测取的生产井的压力恢复数据或注入井的压力落差数据, MDH 法优于 Horner 法的原因是如果流动时间长, 并且外边定压(或封闭), 那么, 关井期间的压力变化会等于(或近似于)流动期的压力变化, 结果消除了关井前的流动时间对关井压力的影响。Muskat 法不足之处是它的直线段受压力范围限制, 获得分析数据所必需的时间比 Horner 法和 MDH 法都要长得多, 并且计算 $\bar{p}$ 需要采用试凑法。

对于多井储层情况, 使用 MDH 法计算 $\bar{p}$ 时, 注意生产时间应选用 t_{psa} 而不用实际生产时间 t 。这样可以消除关井前流量未稳定、多井储层中供给区域改变以及地层压缩系数和流动系数随时间而改变的影响。

第四节 储层探边测试

储层探边测试是探井进行供给范围和其形状评价的重要方法。探边测试仅适用于单井储层系统, 一般进行不稳定流期和拟稳定流期的压降试井分析。

(2.12)式化为有因次形式可得实际井底流动压力:

$$p_{wf} = m^* t + p_{wfint} \quad (2.46)$$

p_{wf} 与 t 在直角坐标图(即“线性图”)上成一直线, 其斜率为 m^* , 截距为 p_{wfint} 。

$$\text{上式中: } m^* = -qB / (24\phi C_r Ah) \quad (2.47)$$

$$p_{wfint} = p_i - [9.210 \times 10^{-4} qB\mu / (Kh)] \{ \ln [4A / (r_w^2 C_A)] + 2S \} \quad (2.48)$$

储层的孔隙体积 V_p 和原油储量 N 分别为:

$$V_p = \phi h A = qB / (24C_r m^*) \quad (2.49)$$

$$N = 10^{-4} \times V_p \cdot S_o \quad (2.50)$$

式中 N ——封闭储层的原油储量, $10^4 m^3$;

S_o ——含油饱和度。

形状因子为:

$$C_A = 5.456(m/m^*) \exp[2.303(p_{wfh} - p_{wfm})/m] \quad (2.51)$$

求得 C_A 后,查表 2.1,可知储层形状。

第五节 线性流动分析

一、渠状地层线性流分析

1. 数学模型

模型假设一口直井位于两条平行封闭断层所分割的储层中,或者是位于一个渠道状或长条状的储层中,有关此模型的其他假设都与径向流模型相同。

通常,位于渠状储层中的井,生产早期可出现无限作用径向流或裂缝系统的地层线性流(Ichira,1981),随着生产时间的增加,最终可出现渠状地层中的线性流动。本节只介绍渠状地层线性流动期和裂缝系统的地层线性流期的分析方法,有关径向流动的分析与本章第三节相同。

渠状储层的无因次井底压力 p_{wD} 的定义式也为方程(1.10),无因次时间定义为:

$$t_{wRD} = 3.6Kt/(\phi\mu C_i W_R^2) \quad (2.52)$$

式中 W_R ——渠状储层宽度,m。

Miller(1962)研究了渠状储层中的不稳定压力分析,给出了仅描述线性流动无因次井底压降的方程:

$$p_{wD}(t_D) = 2\sqrt{\pi t_{wRD}} + S \quad (2.53)$$

上式形成了标准线性流分析的基础。Larsen 和 Hovdan(1987)进一步研究了线性流数据的分析方法,导出了描述线性流期无因次井底压降的一般性方程:

$$p_{wD}(t_D) = 2\sqrt{\pi t_{wRD}} + \sigma + S \quad (2.54)$$

$$\text{式中} \quad \sigma = \ln[W_R/(2\pi r_w)] - \ln[\sin(\pi\alpha)] \quad (2.55)$$

$$\alpha = a/(a+b) = a/W_R \quad (2.56)$$

常数 σ 反映了井位置的影响和从线性流动到径向流动时的流线会集的影响, a 和 b 分别为井到左右边界的距离。

2. 试井分析

方程(2.54)写成有因次形式为:

$$\Delta p = m' \sqrt{t} + (m/1.1513)(\sigma + S) \quad (2.57)$$

$$\text{式中} \quad \Delta p = p_i - p_{wi}(t)$$

线性流在双对数图上诊断为早期数据为 $1/2$ 的直线段,在压力与时间的平方根图($\Delta p - \sqrt{t}$)即线性流图上为一条过源点的直线,其斜率为 m' 。由斜率 m' 可求得储层的宽度 W_R ,并且由线性流图的直线段外推到时间为零处的截距压力 p_0 ,可求得常数 σ 。

$$W_R = [1.239 \times 10^{-2} qB/(hm')] \sqrt{\mu/(K\phi C_i)} \quad (2.58)$$

$$\sigma = 1.1513(p_i - p_0)/m - S \quad (2.59)$$

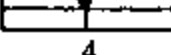
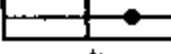
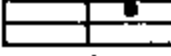
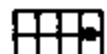
在有界系统中	C_A	当 $t_{DA} >$ 本 栏值为 精确解	当 $t_{DA} >$ 本 栏值为误差 小于1%的解	当 $t_{DA} <$ 本栏值, 用无限系统解 误差小于1%		C_A	当 t_{DA} 大于 本栏值为 精确解	当 t_{DA} 小于 本栏值为误差 小于1%的解	当 t_{DA} 小于本栏值, 用无限系统解 误差小于1%
	31.62	0.1	0.06	0.10		4.5141	1.5	0.50	0.06
	30.8828	0.1	0.05	0.09		2.0769	1.7	0.50	0.02
	31.6	0.1	0.06	0.10		2.6896	0.8	0.30	0.01
	27.6	0.2	0.07	0.05		0.2318	4.0	2.00	0.03
	27.1	0.2	0.07	0.09		0.1155	4.0	2.00	0.01
	21.9	0.4	0.12	0.08		3.3351	0.7	0.25	0.01
	21.8369	0.3	0.15	0.025		3.1573	0.4	0.15	0.005
	5.3790	0.8	0.30	0.01		0.5813	2.0	0.60	0.02
	2.3606	1.0	0.40	0.025		0.1109	3.0	0.60	0.005
	12.9851	0.7	0.25	0.03		0.048	0.9	0.60	0.015
	4.5132	0.6	0.30	0.025	在水驱油藏中 生产特征未知的油藏中				
	10.8374	0.4	0.15	0.025					
						19.1	—	—	—
						25.0	—	—	—

表 2.1 各种储层的拟稳态形状因子(Earlougher, 1977)

m 和 S 分别是由先前径向流的半对数分析得出的斜率和表皮因子。一旦知道了 W_R 和 σ , 则井的位置 α 可由以下方程求得:

$$\alpha = (1/\pi) \sin^{-1} [W_R / (2\pi r_w e^\sigma)] \quad (2.60)$$

压力恢复数据的分析类似于径向流的半对数分析, 导出相应的 Horner 形式解和 MDH 形式解。Horner 形式的线性流图的时间坐标为 $\sqrt{t+\Delta t} - \sqrt{\Delta t}$, 而 MDH 形式的线性图的时间坐标为 $\sqrt{\Delta t}$; 压力坐标为 $\Delta p = p_{ws} - p_{wfs}$ 。在求得了线性流图直线段斜率 m' 后, 仍可用方程 (2.58) 计算储层宽度 W_R 。

此外, 还可使用 Larsen 和 Hovdan 定义的等效时间 Δt_e 即 (2.61) 式, 用压降方法分析压力恢复数据。

$$\sqrt{\Delta t_e} = \sqrt{t} + \sqrt{\Delta t} - \sqrt{t + \Delta t} \quad (2.61)$$

另外, 用 Ehlig—Economides 等人 (1985) 建立的线性流典型曲线图版, 可以分析整个实测线性流系统中的不稳定压力数据, 并可求储层渗透率等参数。

二、垂直裂缝的地层线性流分析

在双对数图上, 线性流动期的数据诊断为 $1/2$ 的直线段。在线性流图 (压降: Δp 与 $\sqrt{t}$; 复压: Δp 与 $\sqrt{t+\Delta t} - \sqrt{\Delta t}$ 或 Δp 与 $\sqrt{\Delta t}$) 上为一条过原点的直线, 其斜率为 m' 。由下式可计算出裂缝半长 X_f 。

$$X_f = [6.195 \times 10^{-3} qB(hm')] / \sqrt{\mu/(\phi C_r K)} \quad (2.62)$$

有关垂直裂缝井模型的详细内容见第五章。

第六节 双线性流分析

这里介绍垂直裂缝井的双线性流分析方法, 这一模型的解见方程 (1.7)。在双对数图上, 双线性流动期的数据诊断为 $1/4$ 的直线段。在双线性流图 (压降: Δp 与 $\sqrt[4]{t}$; 复压: Δp 与 $\sqrt[4]{t+\Delta t} - \sqrt[4]{\Delta t}$ 或 Δp 与 $\sqrt[4]{\Delta t}$) 上为一条过原点的直线, 其斜率为 m 。由下式可计算出裂缝的导流能力 $K_f W_f$ 。

$$K_f W_f = 3.864 \times 10^{-5} [qB\mu/(hm'')]^2 / \sqrt{\mu\phi C_r K} \quad (2.63)$$

第七节 球形流分析

一、数学模型

模型假设是巨厚、均质、正交各向异性储层中的部分打开井, 其他假设都与径向流模型相同。

为了讨论方便, 现将要使用的无因次变量定义如下。有关各种无因次压力和无因次流动时间的定义见 (1.10) 式~(1.13) 式, 只是其中的 K 为水平渗透率 K_H 。而无因次打开井段长度、无因次储层总厚度和打开率分别定义为:

$$h_{wD} = (h_w/r_w) \sqrt{K_H/K_V} \quad (2.64)$$

$$h_D = (h/r_w) \sqrt{K_H/K_V} \quad (2.65)$$

$$b = h_w/h \quad (2.66)$$

式中 h_w ——打开井段的厚度, m;

h ——储层总厚度, m。

为了使球形流模型应用到实际的圆柱井筒条件下, 可用一个半径为 r_{sw} 假想的等强度的球形井筒源来代表半径为 r_w 的实际井筒源。

Culham(1974)根据 Moran 和 Finklea(1962)的思想给出的等效球形井筒半径为:

$$r_{sw} = 0.5h_w/\ln(h_w/r_w) \quad (2.67)$$

Tang(1988)基于 Rodriguez—Nieto 和 Carter(SPE4266)的研究给出了如下形式的等效球形井筒半径公式:

$$r_{sw} = h_w \sqrt{1 - 4h_{wD}^{-2}/\ln \frac{1 + \sqrt{1 - 4h_{wD}^{-2}}}{1 - \sqrt{1 - 4h_{wD}^{-2}}}} \quad (2.68)$$

在无限大正交各向异性的储层中, 由于球形流动而引起的压力响应为(Raghavan 和 Clark, 1975):

$$p_{wD} = H_D - h_D/(2\sqrt{\pi t_D}) + S \quad (2.69)$$

式中 $H_D = h/(2r_{sw})$

方程(2.69)表明, 过渡段的压力数据与时间的平方根的倒数成线性关系, 其直线斜率为:

$$m = h_D/(2\sqrt{\pi}) \quad (2.70)$$

如果打开层段位于地层的顶部或底部, 那么, 流动将趋于半球形, 而不是球形。这时, 直线的斜率等于 $h_D/\sqrt{\pi}$ 。

二、压降试井分析

在直角坐标系中, 由井底流压 p_{wf} 与 $1/\sqrt{t}$ 的关系曲线可得一斜率为 m_s 的直线。

$$m_s = 2.7386 \times 10^{-4} qB\mu \sqrt{\phi \mu C_i / (K_H \sqrt{K_V})} \quad (2.71)$$

由上式可求得垂直渗透率 K_V , 但必须已知 K_H , K_H 可从两个径向流动段的其中一个得到。由过渡段也可获得 K_H , 这时可外推直线到 $1/\sqrt{t} = 0$ 处, 由截距求得:

$$K_H = 1.842 \times 10^{-3} qB\mu / [2r_{sw}(\Delta p)_{(1/\sqrt{t})=0}] \quad (2.72)$$

这里 $\Delta p = p_i - p_{wf}$, r_{sw} 应用(2.67)式, 因为(2.68)式中 r_{sw} 是 K_V 的函数, 并且要求用试错法计算。注意(2.72)式只有在忽略或已考虑表皮效应的情况下才能使用。另外, 用下式可求得球形流渗透率 K_s :

$$K_s = \sqrt[3]{7.5 \times 10^{-8} (qB\mu)^2 \phi \mu C_i / m_s^2} \quad (2.73)$$

在已知正确的直线段时可用下式求得:

$$S = [K_H h / (1.842 \times 10^{-3} qB\mu)] [p_i - p_{wf}(t) + m_s / \sqrt{t}] - h / (2r_{sw}) \quad (2.74)$$

在上式中, $p_{wf}(t)$ 是正确直线段上对应于某一流体时间 t 的流动压力。

三、压力恢复试井分析

应用叠加原理,由方程(2.69),可得 Horner 形式压力恢复的表达式:

$$p_{sD} = [h_D / (2 \sqrt{\pi})] [1 / \sqrt{\Delta t_D} - 1 / \sqrt{(t + \Delta t)_D}] \quad (2.75)$$

若 $(t + \Delta t)_D \approx t_D$, 就可得 MDH 形式的压恢复表达式,即:

$$\tilde{p}_{sD} = H_D - [h_D / (2 \sqrt{\pi})] [1 / \sqrt{\Delta t_D}] \quad (2.76)$$

对上述两类压力恢复数据的分析都可由方程(2.71)式求得 K_v , 并且也可由无限作用径向流动段数据或方程(2.72)式求得 K_H , 不过这时 $\Delta p = p_{ws} - p_{wis}$ 。表皮因子也可用与压降同样的方式求得,其计算式为:

$$S = [K_H h / (1.842 \times 10^{-3} q B \mu)] [p_{ws}(\Delta t) - p_{wis} + m_s / \sqrt{\Delta t}] - h / (2 r_{sw}) \quad (2.77)$$

第八节 一阶压力导数方法

一阶压力导数方法(Park Jones, 1956)也称 Y 函数方法,可用于压降资料的处理与分析。 Y 函数定义为单位稳定产量的井底压降变化率(MPa/m³)。

对于不稳定径向流,由方程(2.4)可得:

$$\Delta p' = d\Delta p / dt = 9.21 \times 10^{-4} q B \mu / (K h t) \quad (2.78)$$

$$\text{则} \quad Y = 2.2104 \times 10^{-2} \mu / (K h t) \quad (2.79)$$

对上式取双对数有:

$$\log Y = -\log(t) + \log[2.2104 \times 10^{-2} \mu / (K h)] \quad (2.80)$$

上式表明,在不稳定径向流期, Y 与 t 的双对数图(也称 Y 函数图)应是斜率为-1的直线,即呈 45° 的下降直线。从图上选定任一时间,并读得相应的 Y 值,则可由方程(2.79)求得渗透率 K 。

对于拟稳定径向流期,由方程(2.12)可得:

$$d\Delta p / dt = q B / (24 V_p C_t) \quad (2.81)$$

$$\text{则} \quad Y = 1 / (V_p C_t) \quad (2.82)$$

结果在双对数图上,拟稳定流的 Y 与 t 成一水平线,其截距为 $1 / (V_p C_t)$ 。这样由上式可求得 V_p 。

第九节 对数时间的压力导数方法

对数时间的压力导数方法简称压力导数方法(Bourdet 等人, 1989),类似于 Y 函数方法,但不同的是压力对时间自然对数求导。

一、不稳定径向流分析

对不稳定流方程(2.4)求导,则有:

$$d\Delta p / d \ln t = 2.3026 m \quad (2.83)$$

由此,可见 $d\Delta p/d\ln t$ 与 t 的双对数图为一水平线,其截距为 $2.3026m$ 。

二、拟稳定径向流分析

对拟稳定流方程(2.12)求导,则有:

$$d\Delta p/d\ln t = [qB/(24V_P C_t)]t \quad (2.84)$$

上式两边取对数得:

$$\log(d\Delta p/d\ln t) = \log t + \log[qB/(24V_P C_t)] \quad (2.85)$$

上式表明拟稳定流期的 $d\Delta p/d\ln t$ 与 t 的双对数图成斜率为 1 的直线,即 45° 上升直线。在直线上选定一点时间 t 和相应的 $d\Delta p/d\ln t$,由方程(2.84)也可求得 V_P 。

第三章 典型曲线分析法

第一节 概 述

不稳定压力试井分析理论现已得到了广泛的研究,文献中已发表的实际试井数据的分析方法有许多种,最早出现并得到广泛应用的分析方法是以半对数分析为主的方法,即所谓的常规试井分析方法,这类方法中最著名的是 Horner 法和 MDH 法。它们表明在半对数图上,关井压力与时间可得一直线,由这一直线斜率可得 Kh 、 S 和 p_i ,对于这类方法本书统称为特征直线分析法。

半对数分析法只能用于无限作用径向流和未受边界影响的资料分析,不能用于受井筒储存控制的早期资料的分析;且只能反映一个粗略和单一的储层动态。例如:由半对数分析得出的 Kh 即可以代表均质储层的特性,也可以代表多层或裂缝性储层的特性;又如计算出的表皮因子无法说明是一口压裂井或是一口酸化井。半对数分析法的第三个不足是无法唯一地给出正确的半对数直线段。因为一口井的数据可表现出几条直线段,这时,单依靠半对数图确认正确直线段就比较困难。

在 50、60 年代,半对数分析法发展很快并得到了广泛的应用,此后由于长关井测试成本的增加,人们开始了早期资料分析方法的研究,由此出现了典型曲线分析方法。早在 70 年代初发表的考虑井筒储存的典型曲线有 Agarwal 等人的典型曲线、Ramey 典型曲线、McKinley 典型曲线和 Earlougher—Kersch 典型曲线。1979 年,Gringarten 等人对 Agarwal 和 Ramey 的典型曲线作了改进,降低了曲线拟合上的不唯一性,这种考虑井筒储存和表皮因子的典型曲线与后来 Bourdet 等人(1983)发表的压力导数典型曲线成为了 80 年代以来一种工业性的标准方法。压力导数曲线的优点是对压力信号变化的敏感程度高,能指示出更多的储层信息。Gringarten 压力典型曲线与 Bourdet 压力导数典型曲线同时使用可大大地改进实际数据拟合分析的效果。

近年来又有一些新的典型曲线发表。一是 Onur 等人(1988)和 Duong(1989)通过定义一种重整的无因次压力函数,把压力与其导数曲线结合成一条曲线。使用这种典型曲线的优点是只需在水平方向上移动实际数据,因而拟合过程变得简单。二是 Duong 等人、Blasingame 等人和 Onur 等人各自同时(1989)发表的积分压力与其导数典型曲线,积分压力导数曲线的优点是比标准压力导数曲线光滑度高,可消除噪音干扰和提高解释的可靠性。三是 Aminian 等人(1990)提出的半对数典型曲线。已有的典型曲线是作在双对数图上的,缺陷是它减小了各条曲线形状上的差别,因而,在唯一拟合上会出现困难,特别是对于短时试井资料,使用半对数典型曲线可以改进这类资料的解释方法。四是 Douglas(1986)发表的二阶对数时间压力导数典型曲线。五是卷积典型曲线,见第一章。

总之,在过去的 20 年中,典型曲线拟合分析法成为辅助和补充常规试井分析的一个重要工具。特别是在常规分析方法应用失效的情况下,典型曲线拟合分析法是十分有用的,用此方法可获得有关地层的定量参数。

第二节 Gringarten 典型曲线

一、数学模型

Gringarten 等人发表的考虑井筒储存和表皮因子的均质储层压力典型曲线见图 3.1。对于不同的井筒储存与表皮因子组合值 C_{De}^{2S} ，绘制出 $\log(p_{wD})$ 与 $\log(t_D/C_D)$ 的关系图。一族 C_{De}^{2S} 对应的井的条件范围是从污染井到酸化井和压裂井。

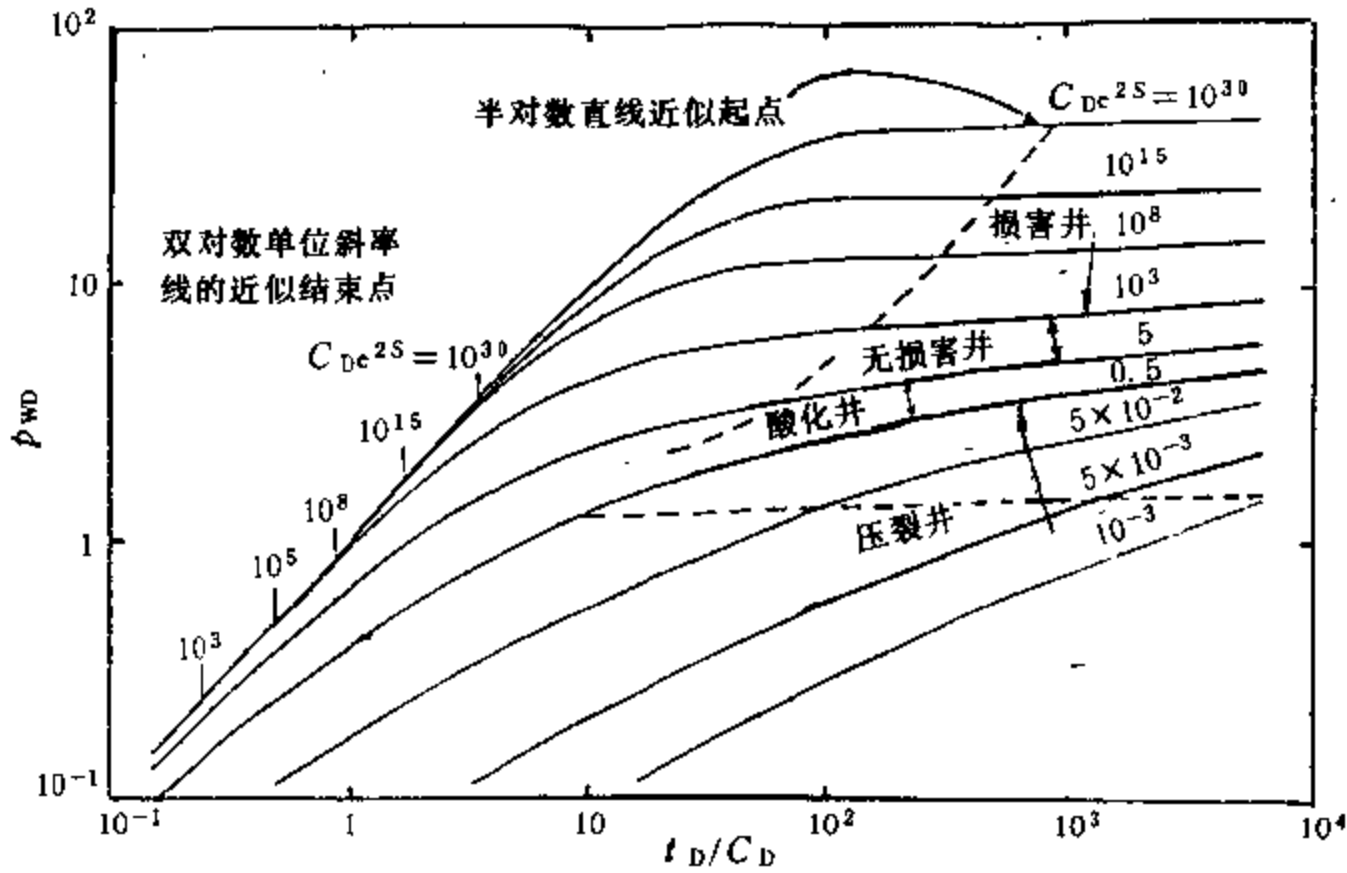


图 3.1 具有井筒储存和表皮效应的 Gringarten 典型曲线

Gringarten 典型曲线给出的确定井况的界线标准为：

- $C_{De}^{2S} > 1000$ 污染井；
- $1000 > C_{De}^{2S} > 5$ 正常井；
- $5 > C_{De}^{2S} > 0.5$ 酸化井；
- $0.5 > C_{De}^{2S}$ 压裂井。

无因次压力 p_{wD} 、无因次流动时间 t_D 和无因次井筒储存常数 t_D/C_D 的定义同前。Gringarten 典型曲线的一个特点是，在早期段所有曲线合并到一条斜率为 1 的直线，这一段反映的是纯井筒储存效应，其特性方程为：

$$p_{wD} = t_D/C_D \quad (3.1)$$

对于无限作用径向流（即半对数径向流），则有：

$$p_{wD} = 0.5[\ln(t_D/C_D) + 0.80907 + \ln(C_{De}^{2S})] \quad (3.2)$$

近似的半对数径向流起点是标在典型曲线上的。

二、均质储层压降试井分析

将 $\Delta p = p_i - p_{wf}$ 与 t 的一组数据作图，并与典型曲线完全拟合，选择拟合值，读出拟合点的坐标值： $(p_{wD})_M$ 、 $(\Delta p)_M$ 、 $(t_D/C_D)_M$ 、 $(t)_M$ 和曲线拟合值 $(C_{De}^{2S})_M$ 。

(1)由压力拟合值计算流动系数:

$$Kh/\mu = 1.842 \times 10^{-3} qB(p_{wD})_M / (\Delta p)_M \quad (3.3)$$

(2)由时间拟合值计算井筒储存系数:

$$C = (22.619Kh/\mu)t_M / (t_D/C_D)_M \quad (3.4)$$

$$C_D = 0.1592C / (\phi C_r h r_w^2) \quad (3.5)$$

(3)由曲线拟合值计算表皮因子:

$$S = (1/2)(C_{De}^{2S})_M / C_D \quad (3.6)$$

三、均质储层压力恢复试井分析

若关井前生产时间很长,整个压力恢复曲线非常接近压降曲线,这时,可用压降图版直接拟合压力恢复数据。若关井前生产时间不很长,用压降典型曲线拟合压力恢复数据时,就需要做些修正,才能实现有效地拟合。一个常用的方法是使用 Agarwal (SPE9289) 的等效压降时间 Δt_e :

$$\Delta t_e = t\Delta t / (t + \Delta t) \quad (3.7)$$

压力恢复拟合过程是做 $\Delta p = p_{ws}(\Delta t) - p_{wfs}$ 与 Δt (或 Δt_e) 关系的双对数图,与典型曲线完全拟合后,取拟合点数据 $(p_{wD})_M$ 、 $(\Delta p)_M$ 、 $(t_D/C_D)_M$ 、 $(\Delta t)_M$ 和 $(C_{De}^{2S})_M$ 。注意如果关井前的流动时间大大地小于无限作用径向流开始时间,则使用等效压降时间 Δt_e 分析无效。

若公式(3.4)中的 $(t)_M$ 用 $(\Delta t)_M$ 替换,则压力恢复时各参数的计算式与压降时的完全相同。

第三节 Bourdet 压力导数典型曲线

一、数学模型

Bourdet 等人发表的考虑井筒储存和表皮因子的均质储层压力导数典型曲线见图 3.2。

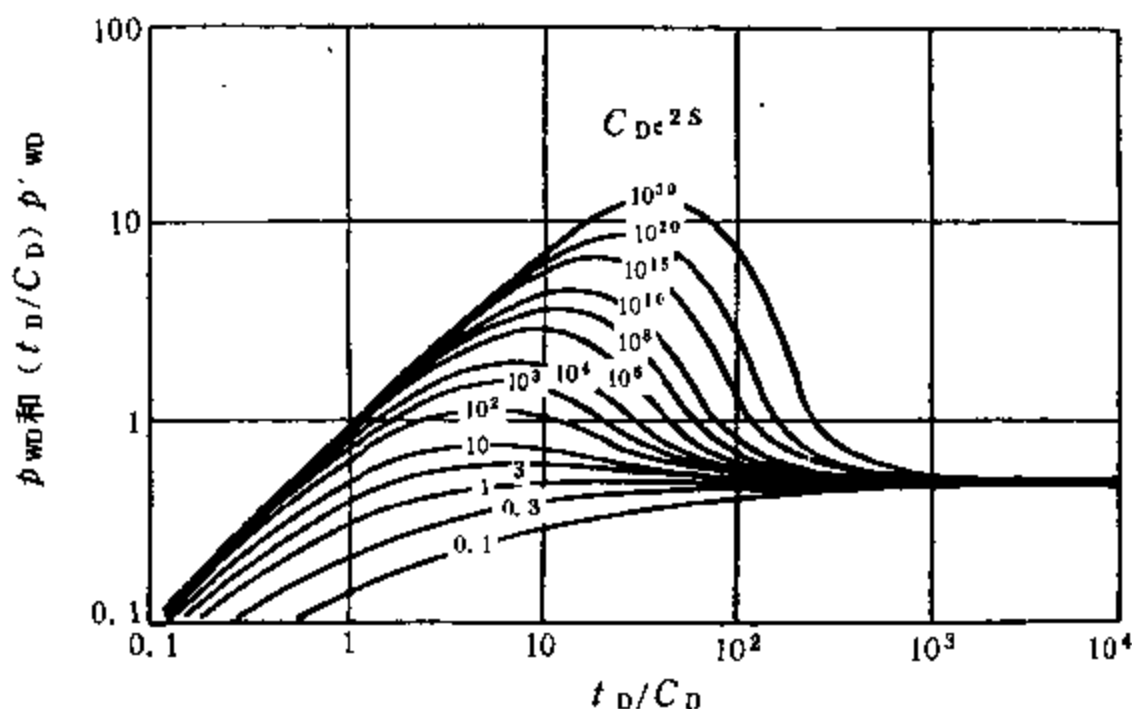


图 3.2 具有井筒储存和表皮效应的 Bourdet 压力导数典型曲线

无因次压力导数定义为:

$$dp_{wD}/d\ln(t_D) = t_D dp_{wD}/dt_D = t_D p'_{wD} \quad (3.8)$$

对于不同的 C_{De}^{2S} , 在双对数图上绘制 $(t_D/C_D)p'_{wD}$ 与 t_D/C_D 的关系图。无因次压力对自然对数时间的导数也就是无因次压力的半对数斜率, 即有:

$$dp_{wD}/d\ln(t_D/C_D) = (t_D/C_D)p'_{wD} \quad (3.9)$$

在压力导数曲线的早期, 所有曲线也都合并为一条斜率为 1 的直线, 反映的是纯井筒储存影响。这时所有的压力导数特性都是相同的, 其特性方程为:

$$(t_D/C_D)p'_{wD} = t_D/C_D \quad (3.10)$$

在进入无限作用径向流时, 压力特性由方程(3.2)描述, 这时, 半对数斜率为常数, 即有:

$$(t_D/C_D)p'_{wD} = 0.5 \quad (3.11)$$

并且所有导数曲线合并为一条斜率为 0.5 的线。因此, 导数曲线是确定无限作用径向流的有力工具。在出现纯井筒储存和无限作用径向流数据时, 由于两端的唯一动态, 拟合将是唯一的。

在使用 Agarwal 的等效压降时间 Δt_e 后, 上述压降典型曲线也可用于压力恢复的分析。这时的压力导数为

$$dp_{ws}/d\ln[t\Delta t/(t + \Delta t)] = \Delta t[(t + \Delta t)/t](dp_{ws}/dt) \quad (3.12)$$

但是, 对于关井前生产时间很长的井, 可绘制压力导数与真实关井时间 Δt 的关系图, 以进行拟合分析。

使用压力及其导数的复合典型曲线可增强拟合效果, 见图 3.3。

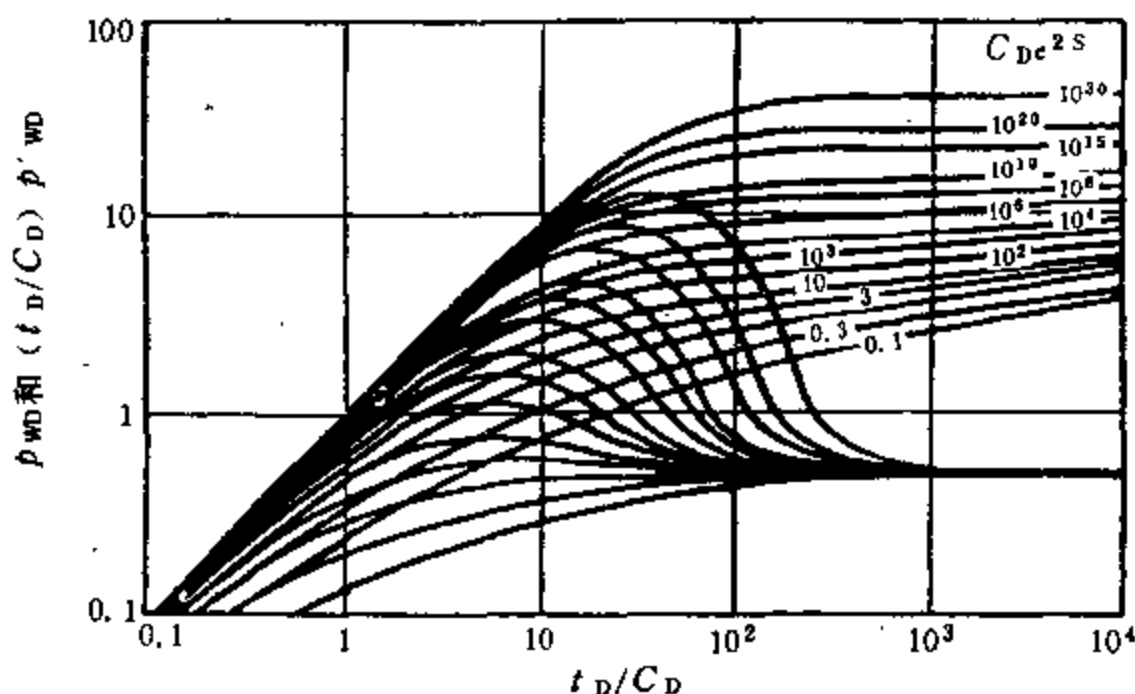


图 3.3 压力及其导数典型曲线的复合图版

二、数值求导方法

Bourdet 等人优化出的一种求导算法是使用第 i 点的前后两点导数, 并对其加权平均(见图 3.4), 即:

$$(dp/dX)_i = [(\Delta p_1/\Delta X_1)\Delta X_2 + (\Delta p_2/\Delta X_2)\Delta X_1]/(\Delta X_1 + \Delta X_2) \quad (3.13)$$

式中 1—— i 的前一点;

2—— i 的后一点;

X ——时间函数(对于压降, X 为 $\ln \Delta t$,对于压力恢复, X 为用自然对数表示出的等效压降时间或者叠加时间)。

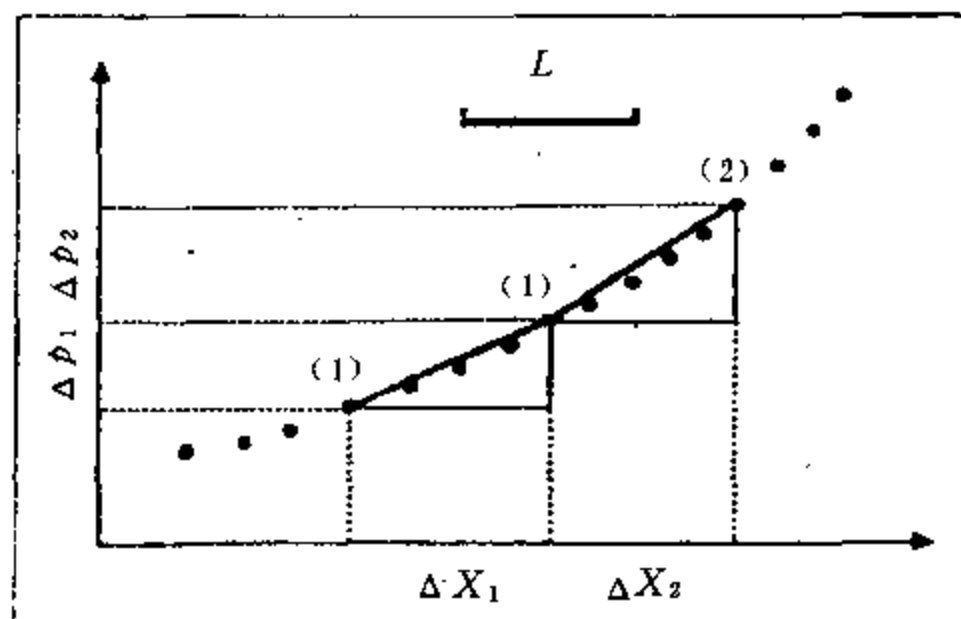


图 3.4 三点数值求导法

关井前若为变产量生产,则要考虑流量史的影响,这时的导数计算方法详见 Bourdet 等人的文章。

第四节 重整压力典型曲线

一、数学模型

压力导数重整的压力简称重整压力,是压力与其导数的比值,即 $p_{wD}/[dp_{wD}/d\ln(t_D)]$ 。无因次压力导数定义式见(3.8)式,而有因次压力导数定义为:

$$d\Delta p/d(\ln t) = t d\Delta p/dt = t\Delta p' \quad (3.14)$$

式中

$$\Delta p = p_i - p_{wf}$$

结果,无因次重整压力与重整压力有以下关系:

$$p_{wD}/(2t_D p'_{wD}) = \Delta p/(2t\Delta p') \quad (3.15)$$

均质储层考虑井筒储存和表皮效应的重整压力典型曲线见图 3.5。在双对数图上,对于不同的参数 $C_D e^{2S}$,用 $p_{wD}/(2t_D p'_{wD})$ 与 t_D/C_D 可作出重整压力典型曲线,也称作 PDR (pressure-derivative ratio) 典型曲线。

在纯井筒储存期,已知 $p_{wD} = t_D/C_D$,结果有:

$$p_{wD}/(2t_D p'_{wD}) = \Delta p/(2t\Delta p') = 0.5 \quad (3.16)$$

在无限作用径向流期,已知 $p_{wD} = 0.5[\ln(t_D) + 0.80907] + S$ 和 $2t_D p'_{wD} = 1$,因此,有:

$$p_{wD}/(2t_D p'_{wD}) = 0.5[\ln(t_D) + 0.80907] + S \quad (3.17)$$

上式表明,在无限作用径向流期,压力典型曲线与重整压力典型曲线重合,见图 3.6。

方程(3.15)、(3.16)和(3.17)表明, $\Delta p/(2t\Delta p')$ 和 t 的关系图垂向比例与 $p_{wD}/(2t_D p'_{wD})$

和 t_D/C_D (或 t_D) 的关系图垂向比例相同。因此, 在使用这类典型曲线拟合实测数据时, 只需水平方向上的移动。由 (3.17) 式可得:

$$\Delta p / (2t \Delta p') = 1.1513 \{ \ln(t) + \log[K / (\phi \mu C_r r_w^2)] + 0.9077 \} + S \quad (3.18)$$

上式表明, 在无限作用径向流期, $\Delta p / (2t \Delta p')$ 与 t 的半对数图总是展示斜率为 1.1513 的半对数直线, 这一特性可以用于识别正确的半对数直线段。

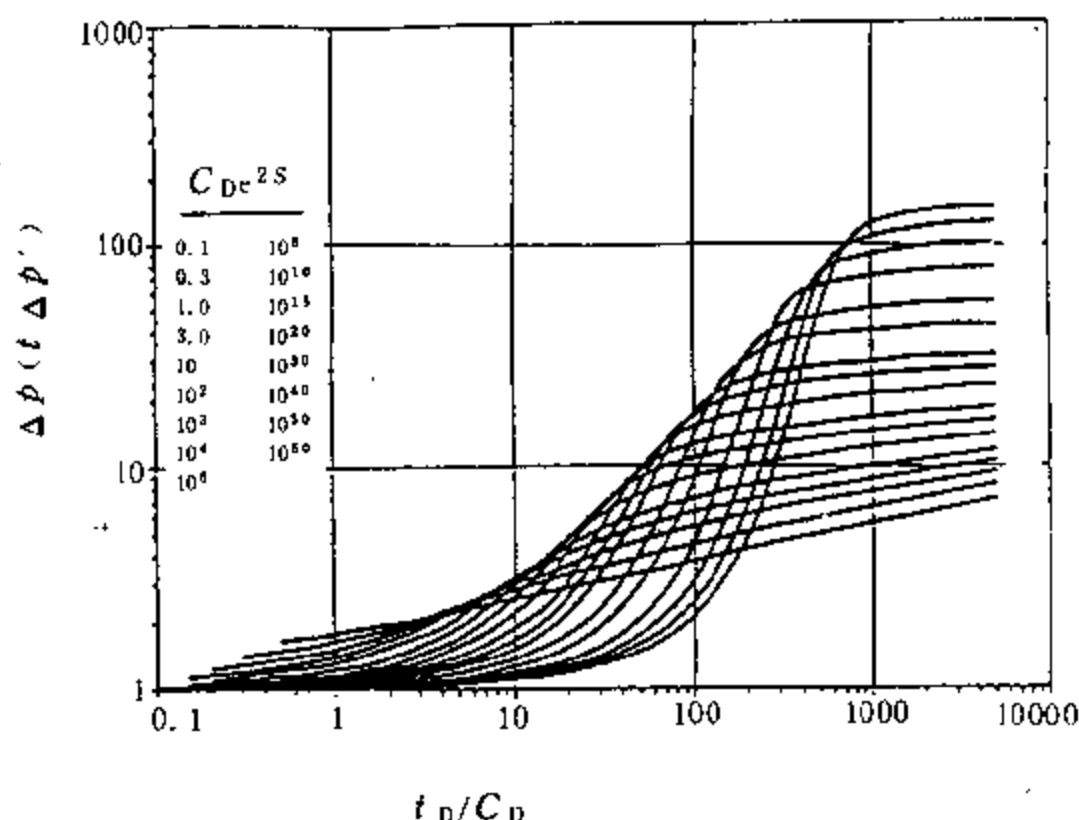


图 3.5 具有井筒储存和表皮效应的重整压力典型曲线 (Duong, 1987)

二、重整压力典型曲线分析

图 3.5 为压降情况的 PDR 典型曲线。把实测数据绘制在 $\Delta p / (2t \Delta p')$ 与 t 关系的双对数

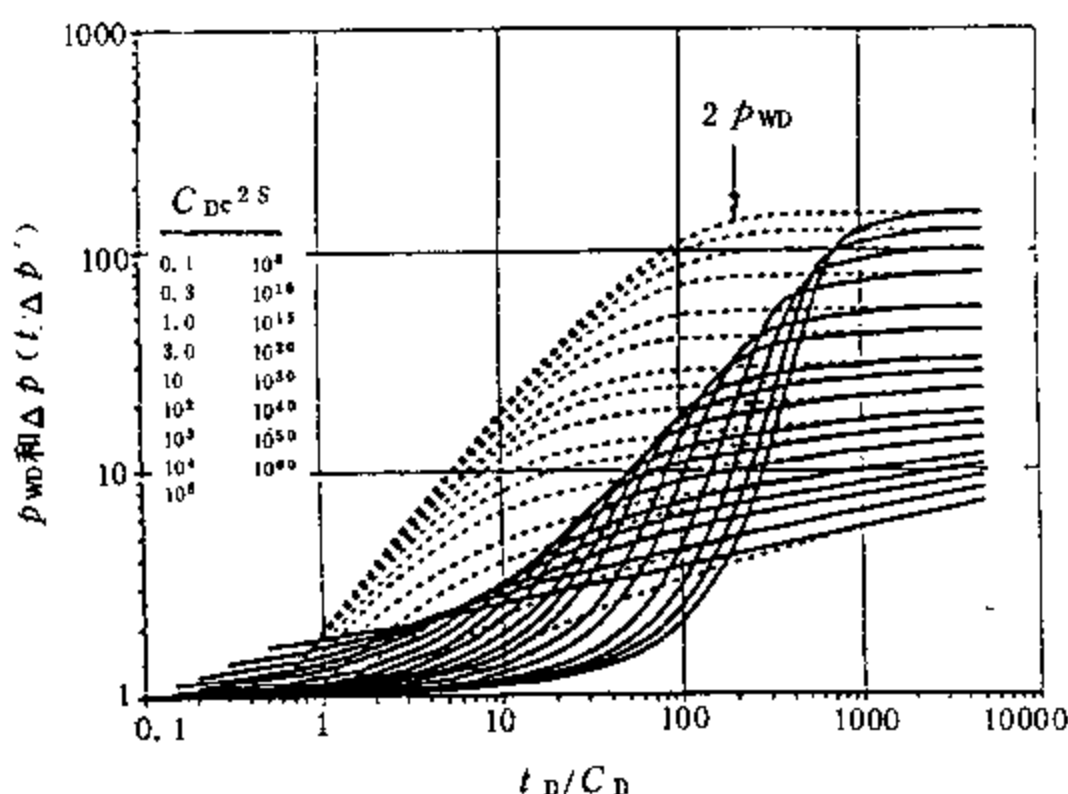


图 3.6 具有井筒储存和表皮效应的压力与重整压力典型曲线 (Duong, 1987)

图上, 然后与 PDR 典型曲线拟合, 读取拟合点的坐标值 $(p_{wD})_M$ 、 $(\Delta p)_M$ 、 $(t_D/C_D)_M$ 、 $(t)_M$ 和曲线拟合值 $(C_{De}^{2S})_M$ 。流动系数、井筒储存系数和表皮因子计算公式与方程 (3.3)、(3.4) 和 (3.6) 相同。

要使用压降典型曲线分析压力恢复数据, 应当作一些修正, 如果生产时间远大于关井时间, 可直接使用关井时间 Δt 作图分析。否则应使用 Agarwal 的等效时间 Δt_e 。进行压力恢复数据分析时可作 $\Delta p / (2t \Delta p')$ 与 Δt 关系图或者 $\Delta p /$

$(2t \Delta p')$ 与 Δt_e 关系图, 其中 $\Delta p = p_{ws} - p_{wts}$, $\Delta p' = d\Delta p / d\ln(\Delta t_e)$ 。

第五节 半对数典型曲线

由于双对数图倾向于缩小各种典型曲线的形状,因此,使用这类典型曲线,在许多情况下,特别是在处理短时试井资料时,不易得到可靠且唯一的结果。若把常规的典型曲线作成压力为直角坐标而时间为对数坐标的半对数图,可提高解释结果的可靠性。

Aminian 等人发表的均质储层的具有井筒储存和表皮效应的半对数典型曲线(图 3.7)与 Gringarten 典型曲线的分析方法相同,取得拟合点后可分别用方程(3.3)、(3.4)和(3.6)计算流动系数、井筒储存系数和表皮因子。与双对数典型曲线相比,半对数典型曲线具有分辨率高的特点。

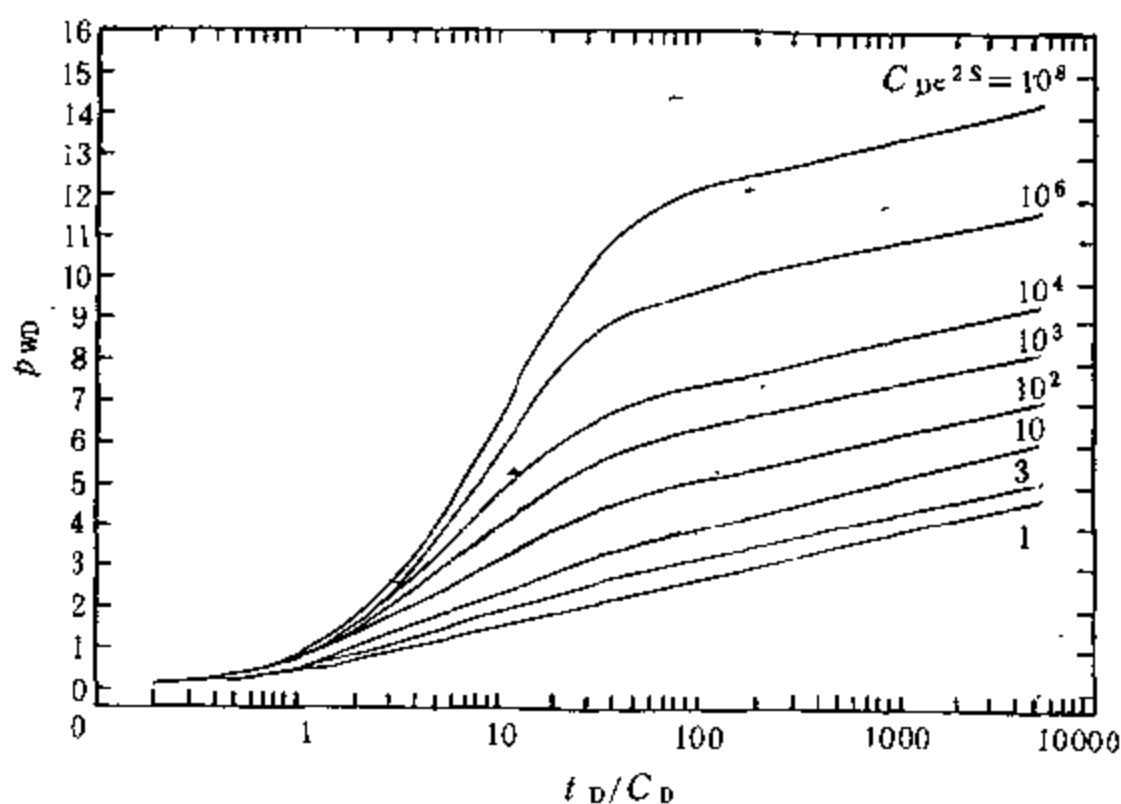


图 3.7 具有井筒储存和表皮效应的半对数典型曲线

第六节 积分压力及其导数典型曲线

一、数学模型

无因次压力积分函数定义为:

$$I_{wD}(t_D) = (1/t_D) \int_0^{t_D} p_{wD}(\tau) d\tau \quad (3.19)$$

无因次压力积分导数函数定义为:

$$dI_{wD}/d\ln(t_D) = t_D dI_{wD}/dt_D = t_D I'_{wD} = p_{wD} - I_{wD} \quad (3.20)$$

压力积分函数定义为:

$$I(t) = (1/t) \int_0^t \Delta p(\tau) d\tau \quad (3.21)$$

式中

$$\Delta p = p_i - p_{wf}$$

压力积分导数函数定义为:

$$dI(t)/d\ln(t) = t dI(t)/d\ln(t) = tI'(t) = \Delta p - I(t) \quad (3.22)$$

在双对数图上,根据不同的 $C_D e^{2S}$ 可作出 I_{wD} 和 $t_D I'_{wD}$ 与 t_D/C_D 的关系曲线,即均质储层考虑井筒储存和表皮效应的典型曲线,(图 3.8)。图中通过实圆点的虚线代表半对数直线的近似起点。

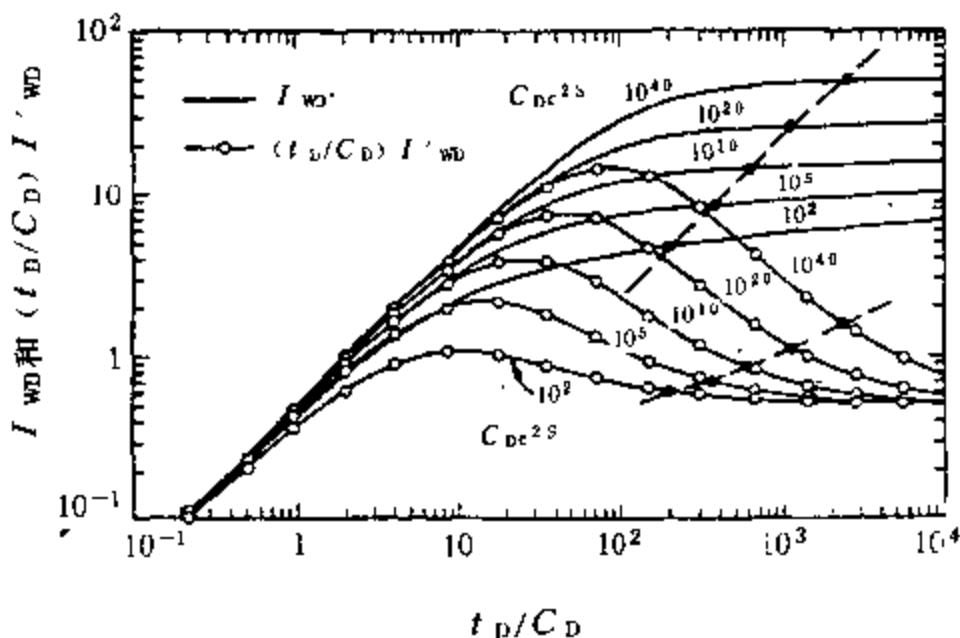


图 3.8 具有井筒储存和表皮效应的积分压力及其导数
典型曲线的复合图版(Onur 等人,1993)

在纯井筒储存期,有:

$$I_{wD}(t_D) = t_D I'_{wD} = t_D / (2C_D) \quad (3.23)$$

在无限作用径向流期近似有:

$$I_{wD}(t_D) = 0.5 [\ln(t_D/C_D) + 0.80907 - 1 + \ln(C_D e^{2S})] \quad (3.24)$$

$$2t_D I'_{wD} = 1 \quad (3.25)$$

与常规的压力导数相比,压力积分导数最大的优点是它可以有效地减少压力导数噪音数据的影响,从而提供比较光滑的曲线。但是,压力积分导数达到 0.5 水平线的时间较晚,不能准确地给出无限作用径向流的起始点,不过无限作用径向流起始点与压力积分导数的最大值具有相关性。Blassingame 等人(1989)认为半对数直线的起始点位于压力积分导数最大值以后的大约一个对数周期时间处。

确定无限作用径向流直线段更为有效与准确的方法是重整压力积分的方法。重整压力积分为:

$$I_{wD} / (2t_D I'_{wD}) = I / (2tI') = I_{wD} = 1.1513 [\log(t_D) + 0.351] - 0.5 + S \quad (3.26)$$

上式表明在无限作用径向流期,重整压力积分函数(normalized pressure—integral function)与时间的半对数图为一斜率为 1.1513 的直线。

二、积分压力典型曲线分析

积分压力典型曲线拟合分析方法与 Gringarten 典型曲线分析类似,即确定拟合点,然后用以下公式计算参数:

$$Kh/\mu = 1.842 \times 10^{-3} qB [I_{wD}(t_D)]_M / [I(t)]_M \quad (3.27)$$

C 和 S 的计算公式与方程(3.4)和方程(3.6)相同。

使用压降典型曲线分析压力恢复数据,可使用 Agarwal 等效时间 t_e 。若生产时间远大于关井时间,可直接使用关井时间 Δt 。进行压力恢复曲线分析,可作 $I(\Delta t)$ 和 $\Delta t I'(\Delta t)$ 与 Δt (或 t_e) 的关系图,其中, $\Delta p = p_{ws} - p_{wts}$ 。

三、压力数值积分方法

实测压力与时间的积分方法如下。

划分时间区间 $[0, t]$ 为:

$$0 = t_0 < t_1 < t_2 < \cdots t_n < t_{n+1} = t_e$$

方程(3.21)可写成:

$$I(t_{n+1})t_{n+1} = \int_0^{t_{n+1}} \Delta p(\tau) d\tau = \sum_{i=0}^n \int_{t_i}^{t_{i+1}} \Delta p(\tau) d\tau \quad (3.28)$$

应用梯形规则,有:

$$I(t_{n+1})t_{n+1} = \frac{1}{2} \sum_{i=0}^n [\Delta p(t_i) + \Delta p(t_{i+1})](t_{i+1} - t_i) \quad (3.29)$$

计算压力积分的导数最好是对已计算出的压力积分数据直接用前文的数值求导方法。

第七节 二阶压力导数典型曲线

Douglas 的二阶对数时间压力导数典型曲线是在 Bourdet 一阶对数时间压力导数典型曲线基础上产生的,它与 Bourdet 导数曲线同时使用可以增强对各种流动段的识别能力。

无因次二阶压力导数定义为:

$$d^2 p_{wD}^2 / d(\ln t_D)^2 = d(t_D p'_{wD}) / d \ln t_D = t_D [p'_{wD} + t_D p''_{wD}] \quad (3.30)$$

二阶压力导数定义为:

$$d^2 (\Delta p) / d(\ln t)^2 = d(t \Delta p') / d \ln t = t (\Delta p' + t \Delta p'') \quad (3.31)$$

对于不同的 $C_{De}^{2.5}$, 作出 $d^2 p_{wD}^2 / d(\ln t_D)^2$ 与 t_D / C_D 的关系曲线,就可得考虑井筒储存和表皮效应的二阶压力导数典型曲线。在二阶压力导数图上,无限作用径向流期为一水平直线,线性流期为斜率 1/2 的直线,双线性流期为斜率 1/4 的直线,球形流期为斜率 -1/2 的直线。这些特征与一阶压力导数图相同。

图 3.9 为考虑井筒储存和表皮效应的均质储层的二阶积分压力导数典型曲线。

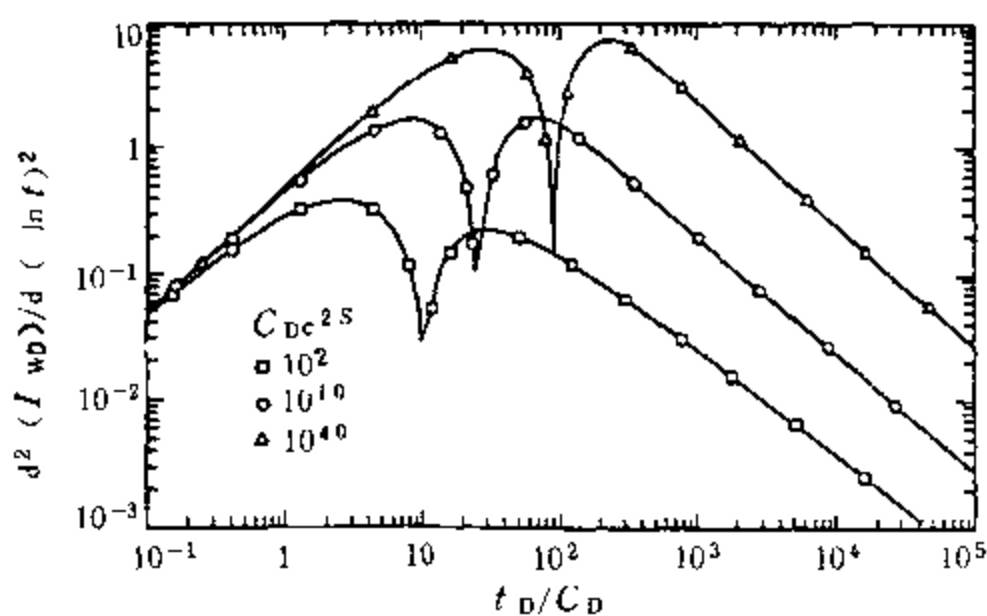


图 3.9 考虑井筒储存和表皮效应的二阶积分压力导数典型曲线(Onur 等人,1993)

第四章 基本储层模型

第一节 概 述

现已提出的试井解释储层模型主要有：均质储层模型、双重孔隙介质储层模型、双重渗透介质储层模型、三重介质储层模型、多重介质储层模型、复合储层模型（包括径向复合和单向线性复合）、多重复合储层模型（包括径向复合和单向线性复合）和分形介质储层模型。另外，天然裂缝储层和多层储层根据不同的情况可表现为均质储层、双重孔隙介质储层或双重渗透介质储层的压力响应。除均质储层模型外，其他都为非均质储层模型。如果储层中存在任何一种断层或存在不渗透的透镜体，这种储层也可看作是一种非均质性储层。但由于其特殊性，本书将其归到外边界模型一章。

若考虑到各种储层中井的内外边界条件和储层中流体的性质变化时，这些基本储层模型又可组成各种各样的试井解释模型。在本书以后的几章中将基于均质储层模型介绍根据不同井的内外边界条件和储层中流体的性质而得到的次生模型。

第二节 双重孔隙介质储层模型

一、物理模型

均质储层响应意味着流体只通过单一介质进入井底，并不意味着实际储层整个都是均质的。均质储层响应也出现在层间渗透率相近的多层储层中($K_1 \approx K_2$)。

双重孔隙介质响应指的是不同孔隙度和渗透率的两种均质孔隙介质间的相互作用。两种介质可以是均匀分布的，也可以是分离的，但只有一种介质（高渗透系统）允许生产流体通过并流入井底，而另一种介质（低渗透系统）只起着源的作用，见图 4.1 和图 4.2。双重孔隙介质响应一般出现在天然裂缝性储层($K_f \gg K_m, K_f \approx K_f + K_m$)、层间渗透率差别较大的多层储层($K_1 \gg K_2, K_1 \approx K_1 + K_2$)和沿储层厚度方向渗透率变化较大的单层储层中。由此可见，双重介质模型解释出的高渗透系统（用下标 1 或 f 表示）的渗透率 K_f 也就是整个储层渗流参数 K 。

如果多层储层可分作渗透率明显不同的高渗透层组和低渗透层组，并且每组中各层渗透率差异不很大，则可使用双孔储层模型进行解释。

根据流体从低渗系统（如基岩）流向高渗系统（如裂缝）的流动特性，建立起来两类双重孔隙介质储层模型，即不稳定流动模型（无限窜流模型）和拟稳定流动模型（有限窜流模型），前者发生在高渗透性介质与低渗透性介质间不存在明显流动阻力或无介质间表皮效应时，其压力导数曲线的特征是下凹的底线平而宽，纵坐标值 ≤ 0.25 ，后者发生在介质间存在明显流动阻力或介质间表皮效应时，其压力导数曲线的特征是下凹深得多。对于不稳定流动模型，基质岩块内部的压力并不处处相同，也即在每一瞬间，基岩内部都存在着压差；而对于拟稳定流动模型，基质岩块内部的压力处处相同。

二、两个重要的模型参数

决定双重孔隙介质储层模型的两个重要参数为 ω 和 λ 。 ω 称为高渗透性介质(如裂缝)弹性容量比,它是高渗系统弹性容量与总系统(高渗系统+低渗系统)弹性容积之比,即:

$$\omega = \phi_1 C_1 / (\phi_1 C_1 + \phi_2 C_2) \quad (4.1)$$

ω 值大小一般在0.001~0.3之间。 ω 接近于1时,表明裂缝系统弹性容积占很大比例, $\omega=1$ 时即为均质储层响应。

λ 称为窜流系数(无因次),它的大小反映低渗系统(如基岩)中的流体流到高渗系统(如裂缝)中的难易程度, λ 值一般在 $10^{-7} \sim 10^{-3}$ 之间。

在双对数压力导数图上。由 ω 确定非均质过渡段的曲线下凹深度和跨度,小 ω 值会形成长而深的过渡段, λ 决定非均质介质间窜流特性的时间轴,随 λ 值降低,曲线的下凹沿0.5的水平线向右移动。

三、半对数分析

在不存在井筒储存效应和边界影响的情况下,双重孔隙模型的压力响应展示出以下特征:初始为反映高渗透系统均质储层动态的第一条半对数直线段,其次为反映介质间流动特征的过渡段和晚期为反映总系统均质储层动态的第二条半对数直线段(图4.3)。有关 λ 的计算公式的导出详见由军和陈钟祥的文章(1986)。

1、压降曲线分析

第一直线段方程:

$$p_{wf1} = A_1 + m \log t \quad (4.2)$$

第二直线段方程:

$$p_{wf2} = A_2 + m \log t \quad (4.3)$$

式中 A_1 和 A_2 分别为第一条直线段和第二条直线段的截距。

$$m = -2.121 \times 10^{-3} q B \mu / (K_1 h) \quad (4.4)$$

ω 和 λ 可分别用下式计算:

$$\omega = 10^{-(A_1 - A_2)/m} \quad (4.5)$$

$$\lambda = (1 - \omega) \exp[(2.303/m)(p_i - p_u) + 0.23188] \quad (4.6)$$

式中的 p_u 是过渡段中点处的压力值,其他参数的计算与均质储层模型相同。

2、Horner 曲线分析

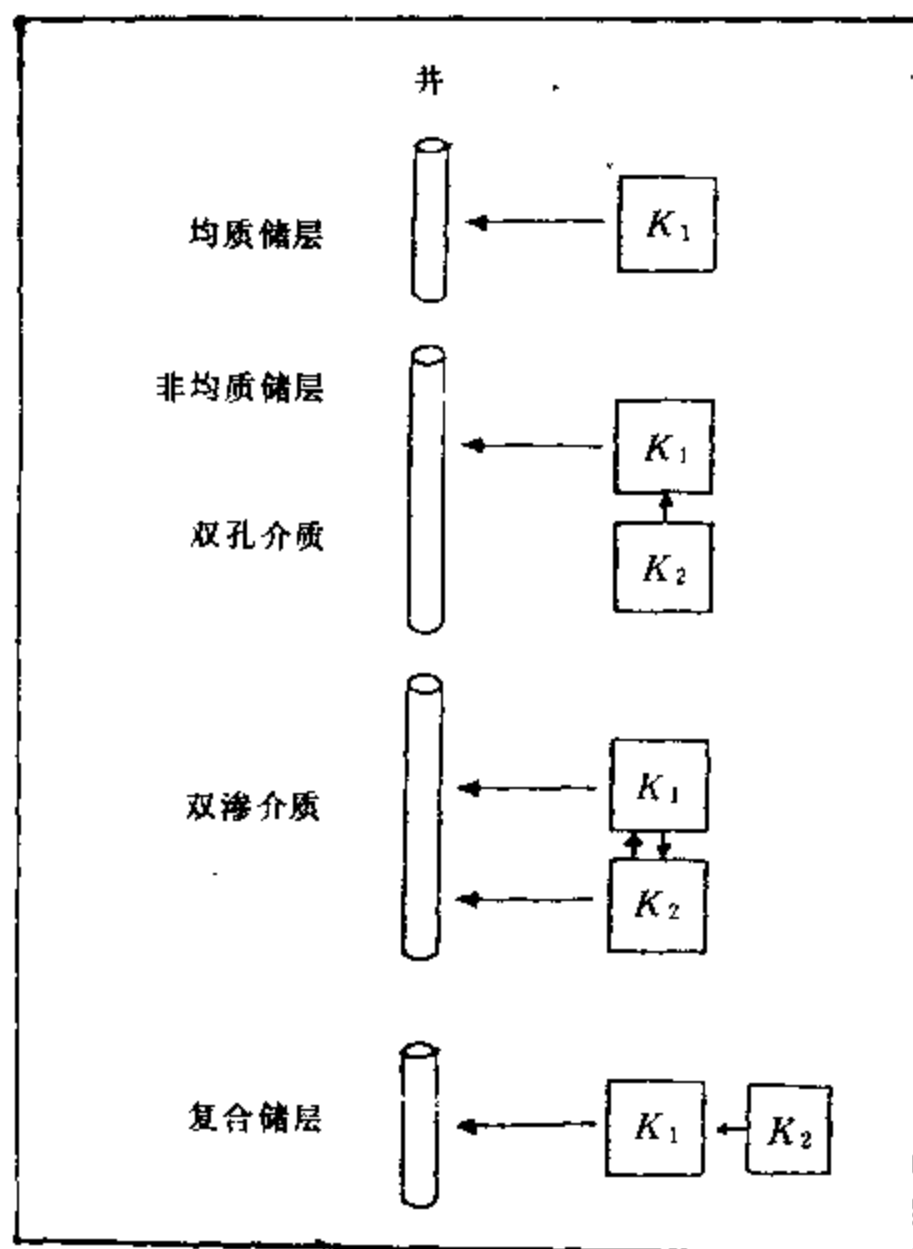


图 4.1 试井解释的基本储层模型特征

(Gringarten, SSI, 1993)

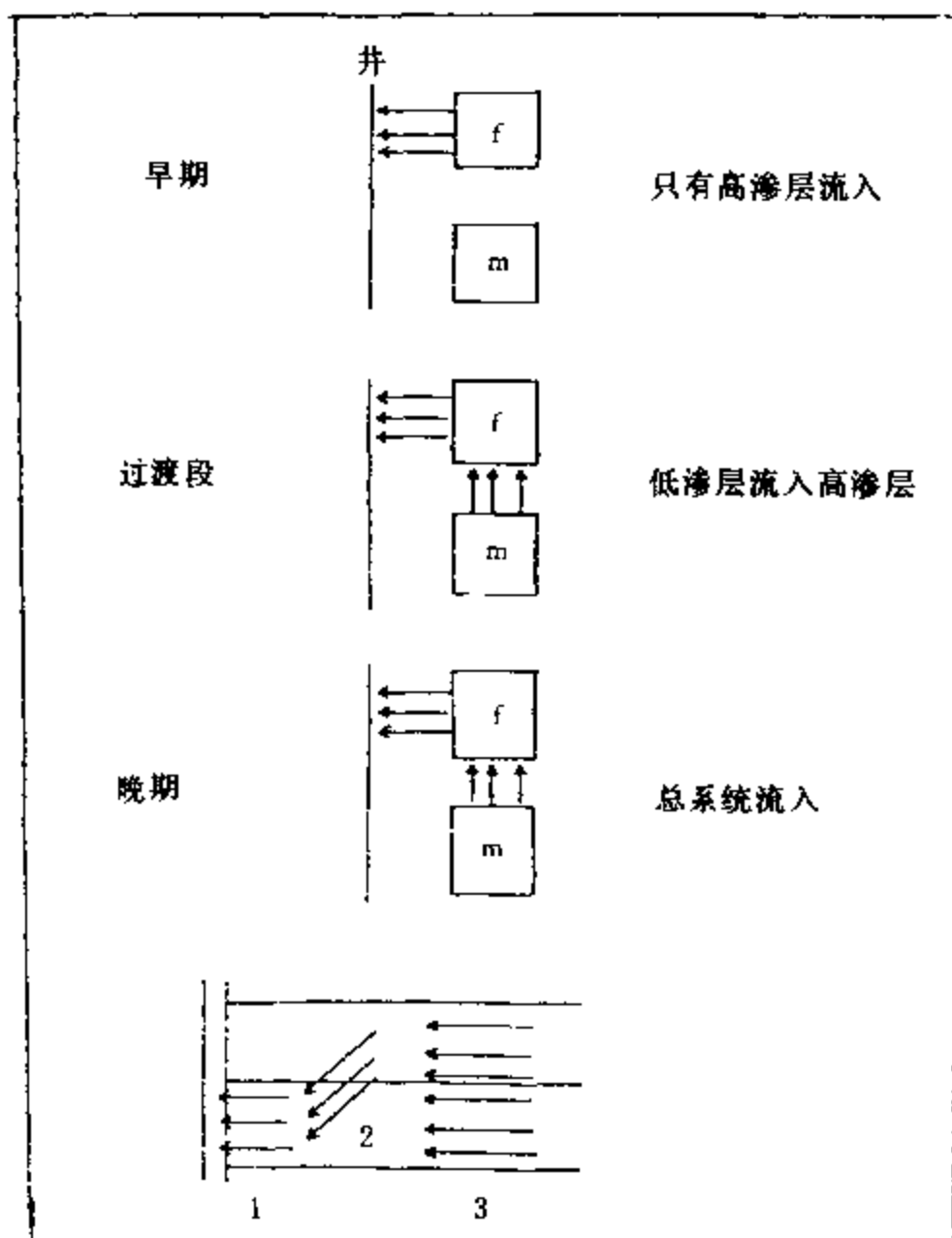


图 4.2 双重孔隙介质储层模型的三个流动期
(Gringarten, SS1, 1993)

分析方法。

1. 介质间拟稳定流动模型

使用双重孔隙介质储层介质间拟稳定流、具有井筒储存和表皮效应的井的压力解释图版 (见 Bourdet 和 Gringarten 的论文或刘能强的书), 可求 $K_f h / \mu$, C , S , ω 和 λ 。压降试井分析是将 $\Delta p = p_i - p_{wf}$ 与 t 的一组数据作双对数图, 而压力恢复分析是做 $\Delta p = p_{ws}(\Delta t) - p_{wfs}$ 与 Δt 关系的双对数图, 与典型曲线完全拟合, 选择拟合点, 读出拟合点的坐标值 (下标 M 表示拟合点), 然后用以下各式计算参数:

$$K_f h / \mu = 1.842 \times 10^{-3} q B (p_D)_M / (\Delta p)_M \quad (4.14)$$

$$C = 22.62 K_f h (\Delta t)_M / [\mu (t_D / C_D)_M] \quad (4.15)$$

对于压降曲线, 把 $(\Delta t)_M$ 换成 $(t)_M$ 。

$$(C_D)_{t_{+M}} = 0.1592 C / [(\phi C_t)_{t_{+M}} h r_w^2] \quad (4.16)$$

$$S = 0.5 \ln \{ [(C_D e^{2S})_{t_{+M}}]_M / (C_D)_{t_{+M}} \} \quad (4.17)$$

$$\omega = [(C_D e^{2S})_{t_{+M}}]_M / [(C_D e^{2S})_t]_M \quad (4.18)$$

$$\lambda = (\lambda e^{-2S})_M [(C_D e^{2S})_{t_{+M}}]_M / [(C_D e^{2S})_t]_M \quad (4.19)$$

两条直线段方程分别为:

$$p_{ws1} = A_1 + m \log [\Delta t / (t + \Delta t)] \quad (4.7)$$

$$p_{ws2} = A_2 + m \log [\Delta t / (t + \Delta t)] \quad (4.8)$$

$$m = 2.121 \times 10^{-3} q B \mu / (K_f h) \quad (4.9)$$

ω 计算式同 (4.5) 式, λ 可用下式计算:

$$\lambda = \{ 1.2618 (1 - \omega) / [(t + \Delta t) / t] \} \exp [2S - 2.303 (p_{tr} - P_{wfs}) / m] \quad (4.10)$$

其他参数的计算与均质储层模型相同。

3. MDH 曲线分析

$$p_{ws1} = A_1 + m \log (\Delta t) \quad (4.11)$$

$$p_{ws2} = A_2 + m \log (\Delta t) \quad (4.12)$$

λ 可用下式计算, 其他参数的计算同 Horner 曲线分析。

$$\lambda = 1.2618 (1 - \omega) \exp [2S - 2.303 (p_{tr} - P_{wfs}) / m] \quad (4.13)$$

注意第一直线段不出现, 则无法求 ω 和 λ 。外推地层压力 (p^* 或 $\bar{p}$) 和计算表皮因子应使用第二直线段。

四、典型曲线分析

下面介绍 Gringarten 典型曲线的

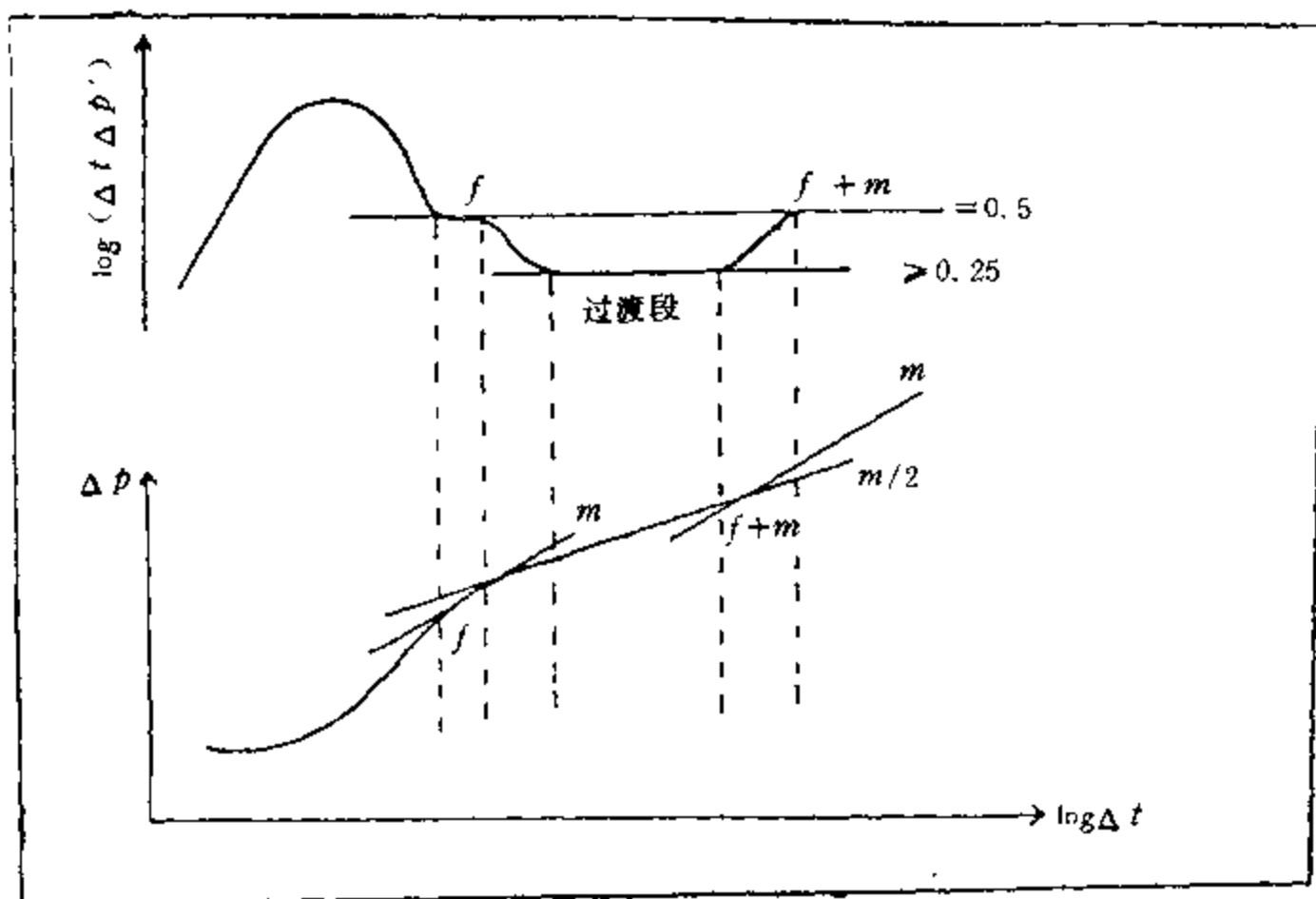


图 4.3 介质间不稳定流的双重孔隙介质储层可能出现的三条半对数直线段

或

$$\lambda = e^{2S} (\lambda e^{-2S})_M \quad (4.20)$$

2. 介质间不稳定流动模型

使用双重孔隙介质储层介质间不稳定流、具有井筒储存和表皮效应井的压力解释图版(见 Bourdet 和 Gringarten 的论文或刘能强的书),可求得地层参数。 $Kh/\mu, C, S$ 和 ω 的计算与介质间拟稳定流动模型相同, λ 可用下式计算:

$$\lambda = \delta [(C_D e^{2S})_{t+m}]_M^2 / [(\beta')_M (C_D)_{t+m}] \quad (4.21)$$

$$\beta' = \delta (C_D e^{2S})_{t+m} / (\lambda e^{-2S}) \quad (4.22)$$

若基质岩块为方块状的, 则 $\delta = 1.8914$; 若基质岩块为圆球状的, 则 $\delta = 1.0508$ 。

第三节 双重渗透介质储层模型

双重渗透介质响应所指的两种孔隙介质与双重孔隙介质响应所指的相同, 不同的是每种介质都允许生产流体通过并流入井底, 见图 4.1。双重渗透介质响应可在层间渗透率差别不大的多层储层和基岩与裂缝中的流体都可同时流到井筒中的裂缝储层中见到。双重渗透介质响应(或其压力导数曲线形状)一般是介于双重孔隙介质的不稳定流动模型和拟稳定流动模型响应之间的一种动态, 其实测资料在两种双重孔隙模型的典型曲线上都不能拟合得很好。

双重渗透介质模型的解是介于均质储层模型和双重孔隙介质(介质间拟稳定流)模型的解之间。双重渗透介质的特性参数 α 比较小时($\alpha < 0.6$), 其压力导数特性曲线接近于均质储层

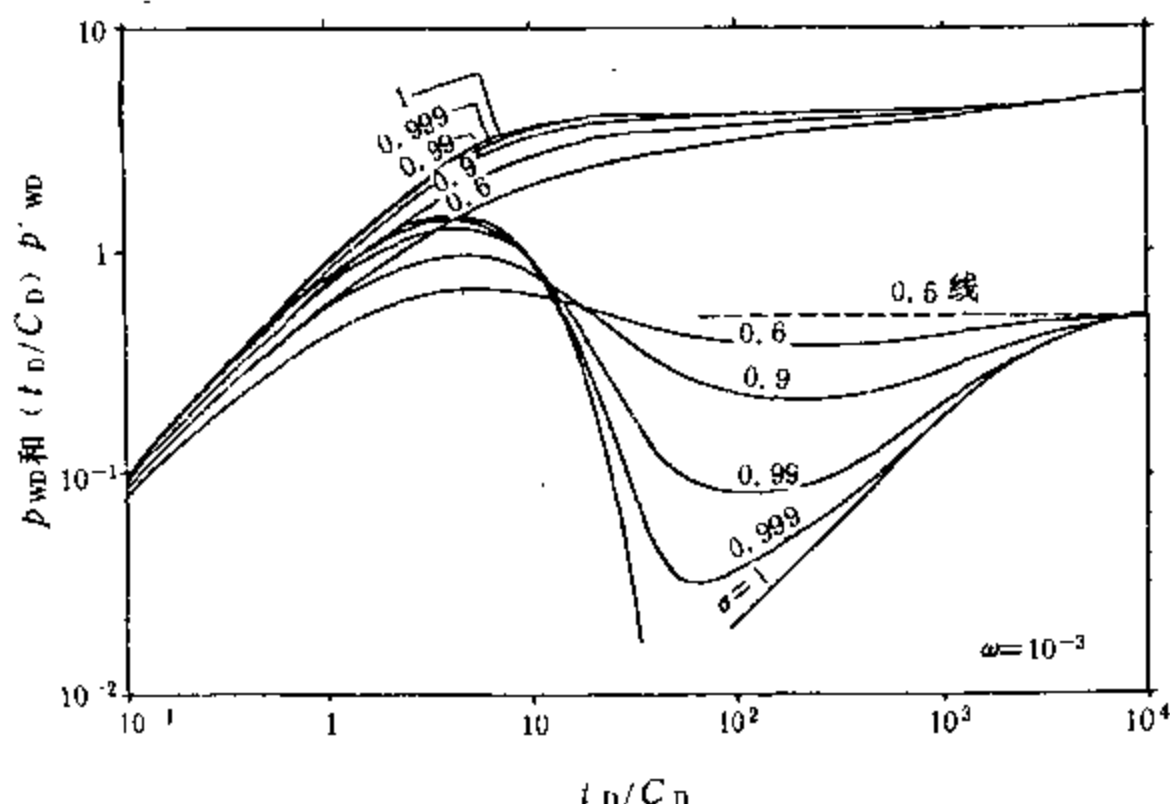


图 4.4 双重渗透率介质的压力及其导数曲线特征

非线性回归分析将会使问题的求解变得十分方便。

使用双重渗透介质储层中具有井筒储存和表皮效应井的压力(或导数)解释图版(Bourdet, 1985)可求得 Kh/μ , C , S , ω , λ 和 α 。

第四节 复合储层模型

一、物理模型

复合储层指由两种(或多种)岩石或流体物性不同的区域复合而成的储层,但每一区域里的储层物性是均一的。复合储层可以是径向上储层物性不连续(称径向复合储层),也可以是某一方向上储层物性不连续性(称线性复合储层)。线性复合储层将在外边界模型一章介绍。

径向复合储层,特别是双区复合储层,目前用的最多,所以通常所说的复合储层也就指的是这种模型,见图 4.5。复合储层模型可以描述的情况有:(1)一口井压裂酸化等措施后,井底附近的地层得到改善,这样在径向上储层中形成了两个明显的不同渗透性区域;

(2)一口井附近因钻井、完井或生产在径向上存在泥浆等浸入的污染带;(3)井周围形成的性质

的曲线,它相当于达到了总系统的特性,当 $\sigma=1$ 时,其压力导数特性曲线就成为双重孔隙介质模型的曲线,见图 4.4。

Bourdet 定义的双重渗透介质的特性参数为:

$$\alpha = (Kh)_1 / [(Kh)_1 + (Kh)_2] \quad (4.23)$$

双重渗透介质储层模型的半对数分析与双孔储层模型相似。双重渗透介质储层模型比双重孔隙介质模型增加了一个参数 α ,因此,典型曲线分析时需要多套解释图版才能描述模型参数。对于这种情况,若采用

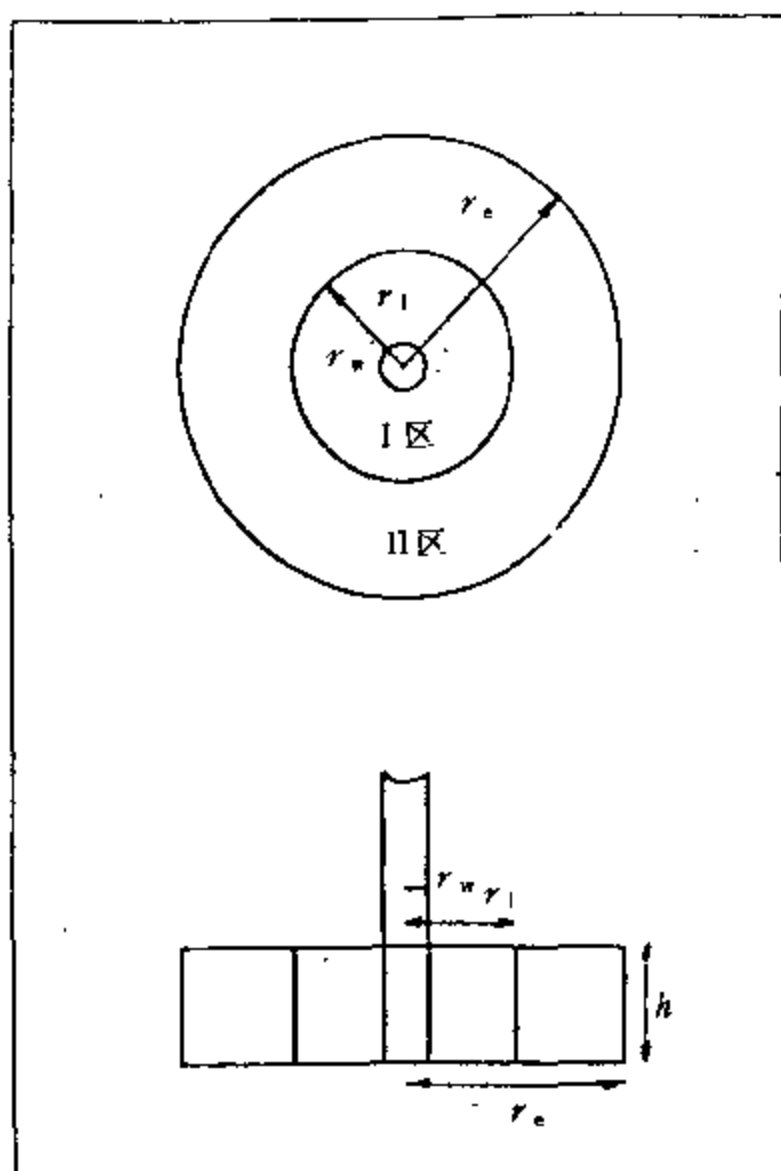


图 4.5 径向复合储层模型示意图

差别比较大的波及区和注入流体未波及的油区,如在注水驱动、注聚合物驱动、易溶气体驱动和蒸汽驱动的早期阶段。

决定复合储层特性的三个重要参数是流动系数比 $(Kh/\mu)_{1/2}$ 和储容比(也称储能比) $(\phi C_t h)_{1/2}$ 以及近井带(内区)半径 r_1 ,这里下标1指内区即观测井所在的区域。

二、半对数分析

进行半对数分析时,应使用复合储层反映出的第一直线段计算表皮因子、近井带的渗透率和平均地层压力,使用第二直线段计算远井带的渗透率和平均地层压力,参数的计算公式与均质储层模型相同。

利用第一条半对数直线段的结束时间计算复合储层内区半径:

$$r_1 = \sqrt{[3.6K_1/(\mu\phi C_t)_1][t_{\text{end}}/(t_{r1D})_{\text{end}}]} \quad (4.24)$$

式中 t_{end} ——第一条半对数直线结束时间即偏离时间,h;

$(t_{r1D})_{\text{end}}$ ——基于内区半径 r_1 的无因次偏离时间。

式中参数的下标1表示内区的参数。

基于内区半径 r_1 的无因次时间定义为:

$$t_{r1D} = [3.6K_1/(\mu\phi C_t)_1](t/r_1^2) = t_D(r_w^2/r_1^2) \quad (4.25)$$

对于均质储层,(4.24)式中的 $(t_{r1D})_{\text{end}}$ 可取0.18(Ambastha和Ramey,1989),结果有:

$$r_1 = \sqrt{[K_1/(\mu\phi C_t)_1](t_{\text{end}}/0.05)} \quad (4.26)$$

对于注水井,Sosa等人(1981)把 $(t_{r1D})_{\text{end}}$ 取为0.389,他们的研究表明这一方法不是确定注水前缘半径的精确方法。

对于双重介质储层,(4.24)式中的 $(t_{r1D})_{\text{end}}$ 可取0.0165(Kikani和Walkup,1991),结果有:

$$r_1 = \sqrt{[K_1/(\mu\phi C_t)_1](t_{\text{end}}/0.00458)} \quad (4.27)$$

上述方法适合于注水和注蒸汽所形成的复合储层的流体前缘半径(即驱替前缘半径) r_1 的计算。对于压力恢复,以上各式中的 t_{end} 和 $(t_{r1D})_{\text{end}}$ 应换成 Δt_{end} 和 $(\Delta t_{r1D})_{\text{end}}$ 。

利用以上各式确定 r_1 的方法称为“偏离时间法”。另外计算 r_1 的方法还有“交叉时间法”、“典型曲线拟合法”和“拟稳定流法”。(4.24)式也是“典型拟合法”计算 r_1 的公式,当读得偏离时间拟合点后就可用(4.24)式计算 r_1 。“交叉时间法”和“拟稳定流法”可参见本书中有关注水井和热采井的章节,但“交叉时间法”一般不适合于热采井的分析。

三、典型曲线分析

典型曲线分析与双渗储层情况类似,需要多张图版才能进行解释。采用非线性回归技术优于典型曲线分析方法。利用复合储层中具有井筒储存和表皮效应井的压力(或导数)解释图版可求得 $(Kh/\mu)_1$ 、 S 、 C 、 r_1 和 $(Kh/\mu)_2$;利用复合储层中考虑流动系数比和储容系数变化的井的压力(或导数)解释图版可求得 $(Kh/\mu)_{1/2}$ 、 $(\phi C_t h)_{1/2}$ 、 S 、 r_1 和 C 。

第五节 三重孔隙介质储层模型

三重孔隙介质模型是将基岩岩块孔隙系统按其孔隙度和渗透性的差异分为两类,一类与裂缝的连通性较好,另一类较差,也即均匀分布具有相同性质的裂缝与两种渗透率和孔隙度明

显不同的分离基岩相互作用所形成的系统。

含有孤立洞穴的天然裂缝性储层可归结为三重孔隙介质储层,压力特征与以往理论研究成果均有差异,应用双重介质理论也做不出圆满的解释。

决定三重孔隙介质储层模型特征的参数有: $\omega_1, \omega_2, \lambda_1$ 和 λ_2, λ_1 和 λ_2 分别为基岩 1 和基岩 2 的窜流系数, ω_1, ω_2 分别为基岩 1 和基岩 2 的弹性容量比。用三重介质模型不仅能求得上述四个参数,而且还能求得 S, C 和裂缝系统的 K_f 。

刘慈群(1981)、吴玉树和葛家理(1983)、Abdassah 和 Ershaghi(1986)分别得出了三重孔隙介质模型不同问题条件下的解,后两者还把三重介质的概念扩展为多重孔隙介质的模型,并建立了相应的数学模型。

第六节 分形介质储层模型

分形介质储层(Fractal Reservoir)模型是近年来才提出的概念。常规的压力不稳定试井模型假定储层是均质的,大量的测井和岩心资料表明在许多情况下这种假设不能满足。分形介质储层模型把储层考虑成同时含有可渗透和不可渗透岩块的非均质系统,并假定所形成的可渗透裂缝网具有分形结构,分形结构在任何长度的比例内都可展示出非均质性。由于在任何位置,渗透率可以是零也可以是一个固定值,所以渗透率的分布是双峰的。分形介质储层模型的建立应用了分形几何学。

法国数学家 Mandelbort(1983)提出了一种新几何学即分形几何(Fractal Geometry),并用于描述自然界各个领域充满着的不规则性现象,分形几何从数学上是自然界中那些没有特征长度而又具有自相似性的形状、构造和现象。分形原意是“不规则的和支离的物体”,有两个特性,一是必须具有自相似性,即局部与整体是相似的,通常称为有规分形,但是描述自然特性分布的最有用的分形是具有统计意义的近似相似性,通常称为无规分形。二是在所有尺度下都呈现出变化无穷的情况,即当把物体不断分小时,它将显示出更复杂的结构和粗糙性,所以对任何一个点均不能求得导数。

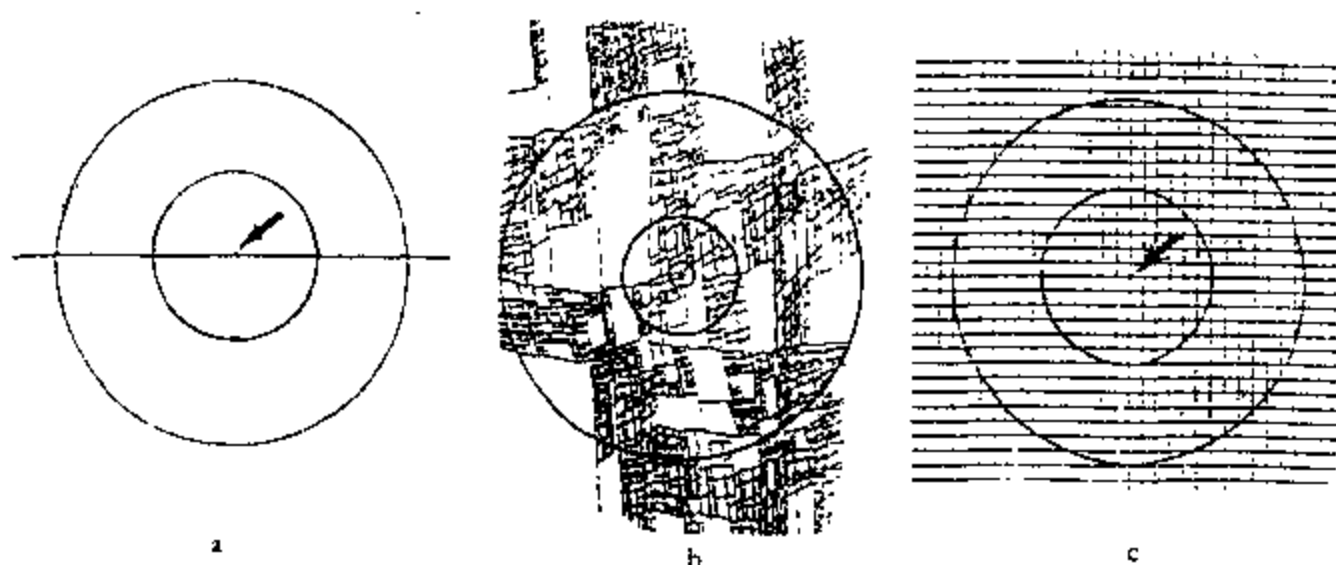


图 4.6 嵌入到二维介质($d=2$)的三种网状系统(Acuna 等人,1992):

a— $D=1$ (欧几里得几何);b— $1 < D < 2$ (分形几何);c— $D=2$ (欧几里得几何)

Acuna(1992)等人应用分形几何方法研究了天然裂缝性储层的不稳定压力动态,把裂缝网格看成分形介质系统。图 4.6 中的三种网格密度的计算,三种网状物都嵌入到二维介质(d

$=2$)。两种重要的网状系统(a)和(c)属欧几里得(几何),它们被看成分形特性(分别为 $D=1$ 和 $D=2$)的两种极端情况。两格 c 具有恒定的网格密度($D=d=2$),是标准的 Warren-Root 双重孔隙模型。(b)构造了变化多端的网状系统。这里变量 d 表示分形物体嵌入的介质的欧几里得维数,是 1、2 和 3 的整数,而变量 D 称为分形密集维数,代表了网状系统的关键几何特性。第二个分形参数是分形指数 θ , θ 增大表示网状系统(裂缝)的不规则程度(或奇特程度)增加和裂缝的连通程度变差。

图 4.7 和图 4.8 为 Acuna 等人给出的分形网格系统的例子。图 4.9 为裂缝性储层中由大于二维的流动过渡到小于二维的流动而形成的“V”形压力导数曲线特征,这一曲线容易被错误地解释成双重孔隙介质模型的过渡段。

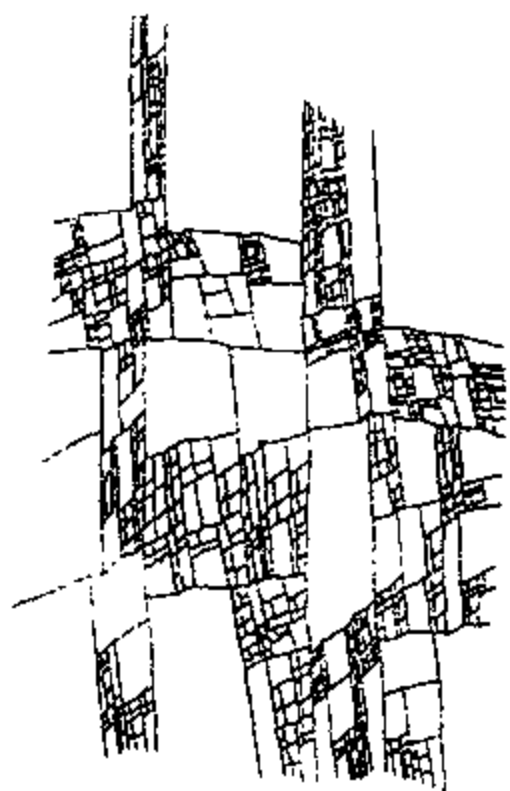


图 4.7 二维分形裂缝网络系统($D=1.65$)

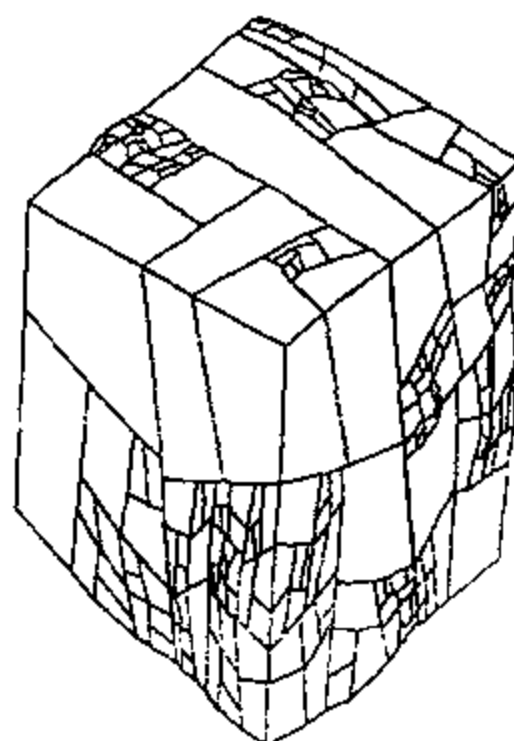


图 4.8 三维分形裂缝网络系统($D=2.65$)

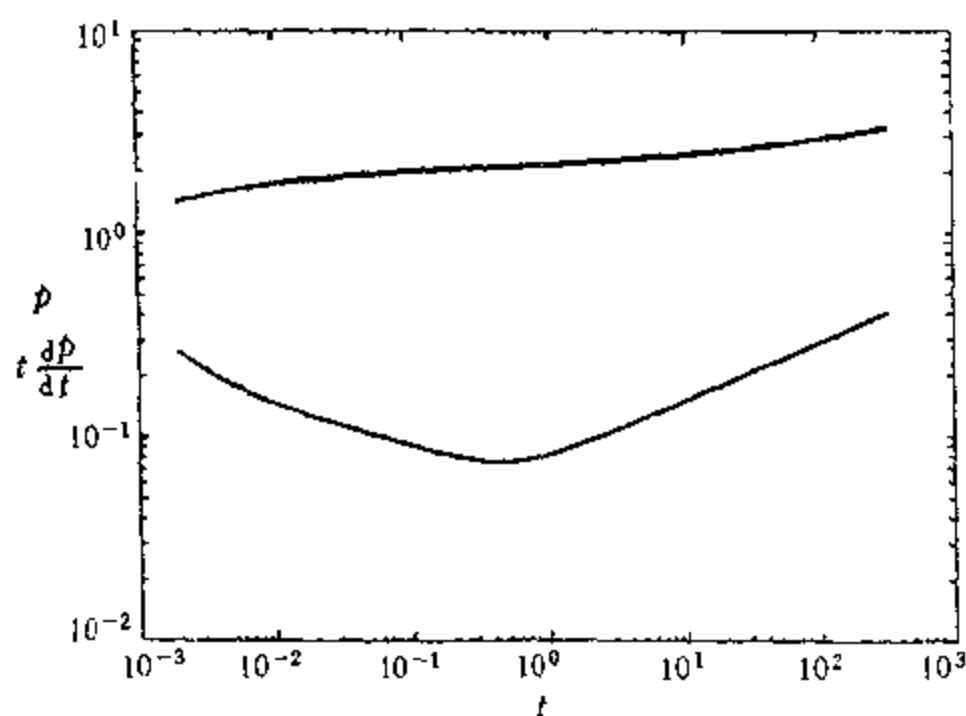


图 4.9 流动维数过渡变化的压力及其导数的分形动态特征

另外,Beier(1990)用实例表明了分形介质储层模型能够拟合均质储层模型不能分析的矿

场数据。

第七节 天然裂缝性储层模型

国内外有许多人对天然裂缝性储层做了广泛的研究,已根据裂缝性储层中裂缝系统与孔隙介质分布特性和传导特性以及它们相互作用所表现出的压力动态的不同,把它考虑成等价的单一裂缝介质、双重介质(双孔或双渗)、三重介质或分形介质等。例如,很多天然裂缝性储层的动态类似于分层性质差别很大的多层地层,这样有关多层理论的解,可直接用于裂缝性储层;又如,与局部天然裂缝连通的井的压力动态具有类似于水力压裂井的动态,这时可用压裂井模型解释。

对于天然裂缝性储层,目前普遍使用的解释模型为双重介质模型(双孔和双渗),以致在一些书上天然裂缝性储层就是双重介质储层。

第八节 多层储层模型

一、多层储层模型的发展

很多流体储层都是由两层或多层储层组成,层间常被低渗透或不渗透的页岩隔开,在生产中,正确估计分层的物性参数(K 、 ϕ 和 h 等)是很重要的。

近30年来,有关多层问题的论文多达50篇,80年代以后就发表了30多篇,近10年来这方面的理论发展十分迅速。有关多层理论的研究,80年代以前的代表人物有Lefkovits、Earlougher、Tarig、Cobb和Raghavan等人;80年代以后的代表人物有高承泰、Kuchuk、Larsen、Shah、Ehlig—Economides、Bennet、Raghavan、Priambodo、Stewart、Bourdet和Olaewaju等人。

现已研究的多层储层模型有:层数从2层到 n 层;研究的层间条件包括层间不渗透、层间的不稳定越流和层间的拟稳定越流;井筒条件包括有限井筒、线源井、斜井、垂直裂缝井、局部打开井、存在井筒储存和表皮效应的井;井控制条件包括定产量和定井底压力;外边界条件包括封闭边界、定压边界和无限大地层。

上述研究在实际应用方面,大都十分有限,其原因一是多层试井的目的是要获得分层的地质参数(K 、 S 和 ϕ 、 C 、 h 等),而要获得这些参数,原则上需要测试分层的流量和压力,目前这方面的测试技术发展的还不充分;二是大多数多层方面的研究考虑的是压降测试,而油田开发过程中普通进行的是压力恢复测试。

因此,上述多层试井解释理论应用到矿场的还是少数,若要达到广泛的应用,需要改进目前的井下分层测试技术。

二、多层储层中的试井分析

目前,能够比较有效分析的多层储层为:

(1)具有层间越流的两层储层,一层生产。

只有第二层不与井筒相通而是完全地越流到高渗透层的条件下,试井曲线可表现出双重孔隙介质储层的特征。这时,可用双重孔隙系统的解分析具有层间越流的层状储层的试井数据。

(2)具有层间越流的两层储层,两层同时生产。

这种情况发生在一是具有层间越流,并且每一层都与井筒相通的两层储层;二是具有两组渗透率明显不同的多层储层中。这种情况下的试井数据可具有双重渗透性动态的特征,可用前文的双渗介质储层模型分析。

具有越流的两层储层各层分别以固定产量独立生产时(对于多于两层储层,则分成两段,而每个层段都以固定产量独立生产),在有利条件下,无论压降曲线还是压力恢复曲线都有两个直线段。当时间很小时(早期)类似于无层间越流的多层油藏中的流动;当时间很长时(晚期)类似于一个单层储层中的流动,其压降曲线或压力恢复曲线的半对数直线段可以决定多层储层的总 Kh/μ 值。

此外,对于多于两层的情形,在有层间越流时,各层的次序对于不稳定试井的影响可以忽略。

(3)无层间越流的两层储层。

只与井筒相通的两层储层也称作合采储层。在无层间越流的合采储层进行压降试井或压力恢复试井只能得到多层储层的平均参数,也即由压力曲线的半对数直线段只能确定总系统的 Kh/μ 值。对于层间无越流的层状储层,通常获得分层物性参数的方法是进行分层试井。

以上三种情况在已知分层厚度等条件下,可应用高承泰文中的方法求得分层特性参数 $K_1, K_2, \phi_1, \phi_2, \omega, \lambda, b$ (b 指在垂直方向上上、下层间越流方式的比例系数)。

一般,多层储层中的流动到了晚期都类似于单层储层的流动,用其压降曲线或压力恢复曲线的半对数直线段可确定多层储层总的 Kh/μ 值和 S 值。许多人的研究表明,由常规压降试井和压力恢复试井数据无法得到分层的储层参数。图 4.10 为 Bidaux 等人(1992)给出的典型的三层储层压力动态特征例子,三层储层层间有越流,层 1 有断层,层 1~2 为混合流动,层 2~3 相当于渠状边界。

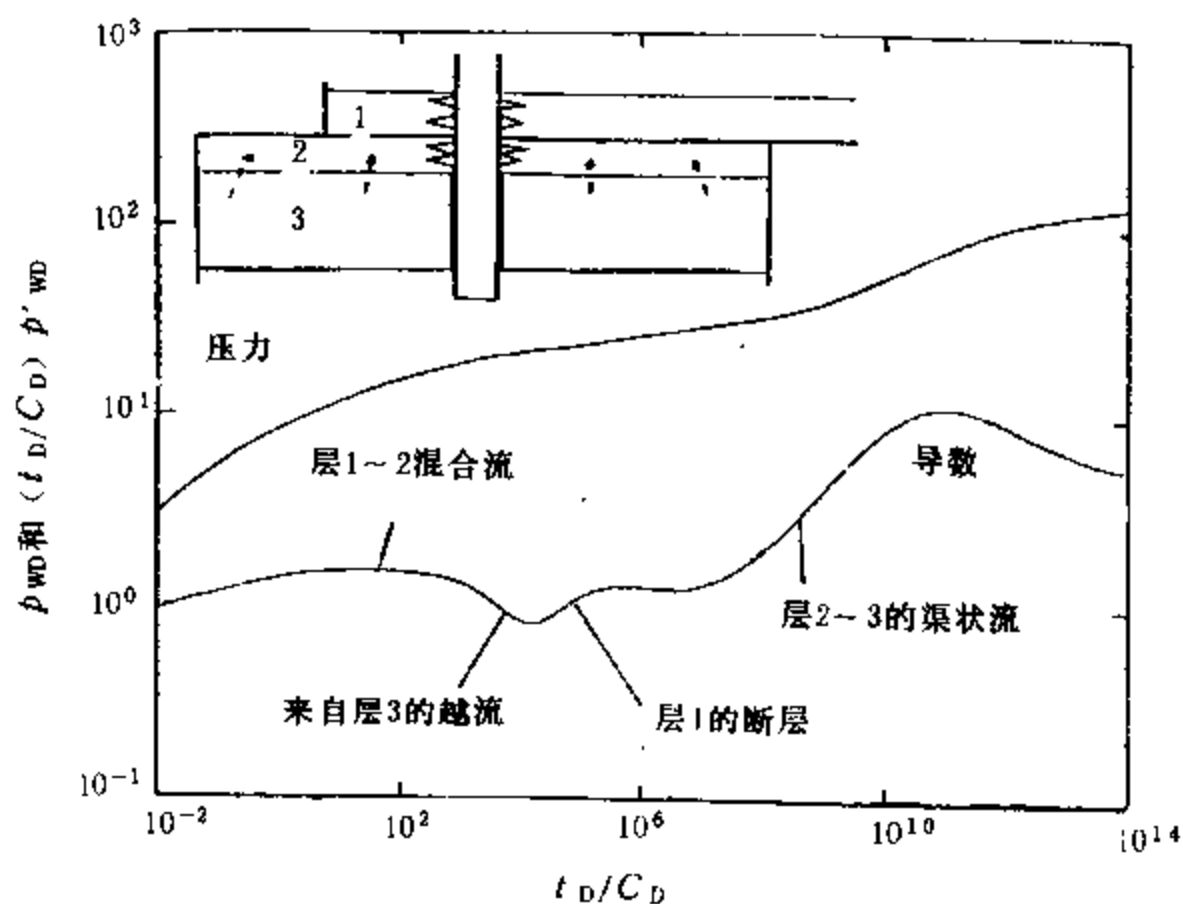


图 4.10 三层储层中一口井的不稳定压力响应图

第五章 内边界模型

第一节 概 述

本章介绍由井筒条件决定的储层模型即内边界模型或井筒模型。井筒条件包括井筒的动力状况和井的完井情况,由此在不稳定试井数据上反映出井筒动力效应和完井效应,两者构成了所谓的井筒效应。

井筒效应对不稳定试井有很大的影响,这是由于压力计是放在井筒中,而不是放在“储层”中,结果“井筒”的不稳定会改变或屏蔽“储层”的不稳定响应。因此,压力计记录的是井筒与地层相互作用的结果。

井筒动力效应指与井筒动力状况有关的物理现象。它包括井筒储存效应、液面通过压力计、压力计孔被蜡堵塞、井温对流体或压力计的影响、井筒漏失、反凝析和其他一些与井筒动力状况有关的现象。目前,试井分析中研究的井筒动力效应主要是井筒储存效应。

完井效应指与井筒本身(包括井壁附近地层)物理结构有关的影响。它包括井的倾斜度、射孔情况、储层穿透深度、井筒附近储层的完善情况和是否有裂缝切割井筒等。现已研究的与完井效应有关的内边界模型主要有表皮模型、裂缝切割井模型、局部打开井模型、斜井模型和水平井模型。此外,还有 Spivak 和 Horne(1983)研究的用割缝衬管完井的不稳定压力动态模型,这也属于与完井效应有关的内边界模型。

第二节 表皮模型

一、基本概念

设想在井筒周围有一个很小的圆柱状区域(半径为 r_s),由于钻井、完井过程中泥浆的浸入或压裂酸化等增产措施的作用,这个小柱状区域的渗透率 K_s 与地层的渗透率 K 不相同,产生了比较大的附加压力降 Δp_s ,这种现象叫做表皮效应(skin effect)。表皮因子(也称污染系数)是一个定量反映表皮效应大小的无因次变量。表皮附加压降 Δp_s 指井的实际压力与设想井无表皮效应时的压力之差(图 5.1)。

Hawkins 定义的表皮因子为:

$$S = [(K/K_s) - 1] \ln(r_s/r_w) = [Kh/(1.842 \times 10^{-3} q B \mu)] \Delta p_s \quad (5.1)$$

表皮因子也可用有效井眼半径来表示:

$$r_{we} = r_w e^{-S} \quad (5.2)$$

如果 $K_s = K$, 则有 $r_{we} = r_w$, $\Delta p_s = 0$ 和 $S = 0$;

如果 $K_s < K$, 则有 $r_{we} < r_w$, $\Delta p_s > 0$ 和 $S > 0$;

如果 $K_s > K$, 则有 $r_{we} > r_w$, $\Delta p_s < 0$ 和 $S < 0$ 。

一般计算出的表皮因子的大小在 $-7 \sim 20$ 之间,很少能见到 $S < -7$,但可见到 S 值比 20

大很多的情况。

单独应用表皮因子确定井况的一般标准是：对于表现为均质储层动态的井，表皮因子大于零为污染井，表皮因子等于零为正常井，而表皮因子小于零为措施井，对于表现为双重孔隙储层动态的井（这类井一般位于天然裂缝性储层或多层储层中），表皮因子等于零为污染井，表皮因子等于-3.5 为正常井，表皮因子等于-3.5 的井可进一步措施使其表皮因子达到-7。

半对数试井分析求出的表皮因子反映了井壁附近各种因素引起的表皮效应的总和，可用以下方程表示：

$$S_i = S_m + S_b + S_p(\text{或 } S_s) + S_{ND} \quad (5.3)$$

式中 S_i ——总表皮因子；

S_m ——真实表皮因子或机械（损害）表皮因子；

S_b ——测试井层段局部打开引起的拟表皮因子；

S_p ——水平井引起的拟表皮因子；

S_s ——井斜引起的拟表皮因子；

S_{ND} ——井筒附近非达流引起的拟表皮因子。

上式中各个拟表皮因子的确定，将在下面几章中分别介绍。对表皮效应的研究，现已考虑了定表皮模型和变表皮模型。

二、定表皮模型

目前已普遍应用的试井解释模型都是基于定表皮的假设。定表皮因子的计算方法有：（1）半对数分析方法；（2）使用考虑表皮效应的各种典型曲线分析方法。在求得了 S 以及 K 和 K_s 后，污染半径（也称伤害半径） r_s 可从（5.1）式中解出；再者， r_s 也通过复合储层区内半径公式（4.26）求得，或者通过王新海和夏位荣给出的公式求得。

三、变表皮模型

Larsen 和 Kvilio(1990)首次研究了变表皮效应的试井分析问题，他们研究了 DST 测试的压降过程中表皮层的自行解堵效应。研究结果表明，在压降过程中压降数据的表皮效应逐渐减小，能产生一个假的半对数直线段，并可导致过高地估算 Kh 值和 S 值。

变表皮效应是表皮因子随时间增加或减小的现象，易发生在新投产的井或措施后不久的井的压降测试过程中。变表皮效应的压降试井数据的突出特征是：在流动过程中，流量和流动压力都呈上升趋势；在 DST 测试过程中，压降期反映的储层动态与压力恢复期明显不同。

Larsen—Kvilio 变表皮模型的基本假设是用一个适当的时间函数代替表皮因子，这样修

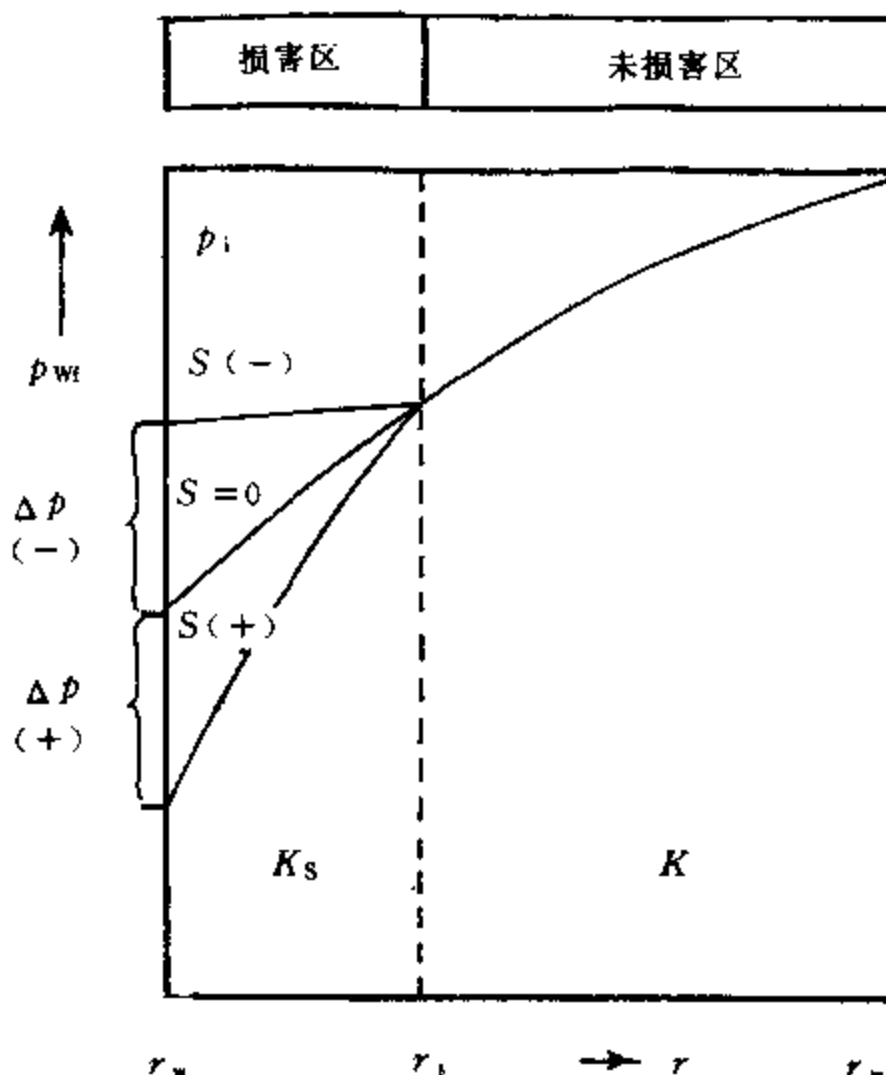


图 5.1 井筒附近有表皮区的实际压力剖面

改后的定表皮井的标准解可以用于描述表皮因子的变化。根据经验观察,表皮因子可用下面简单的双曲函数代表:

$$S = [a/(b+t)] + c \quad (5.4)$$

为确定上式中的常数 a 、 b 和 c , 首先根据压降数据, 通过把压力差变成表皮差的方式来确定一组表皮因子值。

第三节 井筒储存模型

一、基本概念

井筒储存效应也称为井筒储集效应 (wellbore storage effect), 它是与井筒容积内可压缩流体有关的一种物理现象。这种效应表现为井底层面流量 q_{sf} 与井口流量 q 的差异。对于压降试井, 表现为泄流效应即地面开井后, 井口以一定流量生产而地层未有相应大小的流量产出的现象。对于压力恢复试井, 也即地面关井后, 井底层面仍有一定量流体流入井筒的现象。

井筒储存效应一般可分为纯井筒储存阶段和井筒动力与地层响应相互作用的过渡阶段。纯井筒储存阶段为 $q_{sf}=0$ (对于压降试井) 或 $q_{sf}=q$ (对于压力恢复试井) 的那一段时间。井筒储存效应可用井筒储存系数表示, 它的定义是井筒内单位压力变化引起的井筒内流体体积的变化, 即:

$$C = dV/dp \approx \Delta V/\Delta p \quad (5.5)$$

式中 C ——井筒储存系数, m^3/MPa ;

ΔV ——井筒内流体体积的变化, m^3 ;

Δp ——井筒压力的变化, MPa 。

若井筒内完全充满单相流体, 即井筒内无气液界面时, 井筒储存系数可用下式计算:

$$C = V_{wb}C_{wb} \quad (5.6)$$

式中 V_{wb} ——井筒容积, m^3 ;

C_{wb} ——井筒条件下流体的压缩系数, $1/MPa$ 。

若井筒内为非单相流体充满, 即井筒内存在气液界面时, 井筒储存系数可用下式计算:

$$C = A_{wb}/(9.80665 \times 10^{-3}\rho) \quad (5.7)$$

式中 A_{wb} ——井筒截面积, m^2 ;

ρ ——井筒条件下井筒流体的密度, g/cm^3 。

现已研究的井筒储存现象有定井筒储存效应、变井筒储存效应、相重分布和双井筒储存效应。如果井筒内存在多相流体, 就会存在相重分布, 相对不可压缩、相对密度大的液相与相对可压缩的、相对密度较小的气相同时流动过程中形成相的重新分布, 会引起井筒增压, 结果是使井筒中的流体倒流到地层中 (回流), 这在压力恢复曲线上表现为“驼峰”响应, 图 5.2。

二、定井筒储存模型

对于井筒储存系数 C 变化较小或基本不变的资料, 可用定井筒储存试井分析模型描述。定井筒储存的纯井筒储存阶段的数据, 在 $\log \Delta p$ 与 $\log \Delta t$ 关系图上为斜率为 1 的直线段, 在 Δp 与 Δt 的直角坐标系中可见一过原点的直线段, 其斜率为 m^* 。由 m^* 容易算出井储系数 C :

$$C = qB/(24m^*) \quad (5.8)$$

除了(5.8)式这一计算 C 的常规方法外,实际试井分析时,多数情况下用典型曲线分析法。目前广为使用的典型曲线分析法大都是基于井筒储存系数为常数的假设,因此,井筒储存系数常被称为井筒储存常数。由试井分析得出的 C 值常常大于由方程(5.6)和方程(5.7)计算出的 C 值,原因是存在有与井筒连通的裂缝、封隔器不密封或油气分离等因素。

三、变井筒储存模型

井筒储存系数不变仅仅是理想情况,实际上井筒储存系数在试井过程中总是在变化的。井筒相重分布以及与注水井试井有关的井筒储存增加(落差试井)或减小(注入能力试井)都属于变井筒储存效应,它们都可用统一数学模型来描述,但也可对其中一种情况,如井筒相重分布(C 值增加)建立单独的数学模型。Fair(1981)最早提出了井筒储存指数增长的解,用于描述井筒相重分布。Thompson 等人(1986)进一步研究井筒相重分布影响的压力恢复数据的分析方法。

井筒相重分布现象发生在油管内存有气液两相流的井中,这种井在地面关井后,重力效应引起液体下降气体上升到表面,由于液体的相对不可压缩性和气体在封闭系统中无法膨胀的特点,结果这样的相重分布可引起井筒中的压力净增。这种现象发生在压力恢复测试时,井筒中增加的压力可通过地层泄放出,最终在井筒和邻近地层之间达到平衡状态。但在早期,压力可增加到地层压力以上,结果在半对数压力恢复曲线上可见到驼峰效应(图 5.2)。相重分布可引起井筒储存系数增加或减少,井筒储存系数可以变成负值,这时表明流动方向相反。

变井筒储存可使基于定井筒储存假设的典型曲线拟合分析变得困难。Hegeman 等人(1993)在 Fair 方法的基础上提出了一种分析井筒储存增加或减小的变井筒储存模型。图 5.3 为应用常规的定井筒储存模型和 Hegeman 变井筒储存模型对一口井资料的分析实例。图 5.3a 为井的数据与定井筒储存均质储层模型的拟合结果,可见早期数据显示井筒储存减小,在这个时期,用定井筒储存模型拟合的效果差,图 5.3b 为井数据与变井筒储存(减小)模型的拟合结果,这一拟合结果增加了解释的可信度。

变井筒储存可使基于定井筒储存假设的典型曲线拟合分析变得困难。Hegeman 等人(1993)在 Fair 方法的基础上提出了一种分析井筒储存增加或减小的变井筒储存模型。图 5.3 为应用常规的定井筒储存模型和 Hegeman 变井筒储存模型对一口井资料的分析实例。图 5.3a 为井的数据与定井筒储存均质储层模型的拟合结果,可见早期数据显示井筒储存减小,在这个时期,用定井筒储存模型拟合的效果差,图 5.3b 为井数据与变井筒储存(减小)模型的拟合结果,这一拟合结果增加了解释的可信度。

井筒储存减小时压力恢复数据的早期特征是:在双对数图上,在一些地方 Δp 超出单位斜率段而导致曲线超出(高于)正常的 Δp 曲线。目前,变井筒储存资料的有效分析方法是典型曲线分析法。变井筒储存模型分析出的参数有: C , S 和 p_* , p_* 为变井筒储存压力参数,对于相重分布情况为相重合分布的最大压力变化。国内一些学者对变井筒储存模型也做了不少研究,读者可参考有关文献。

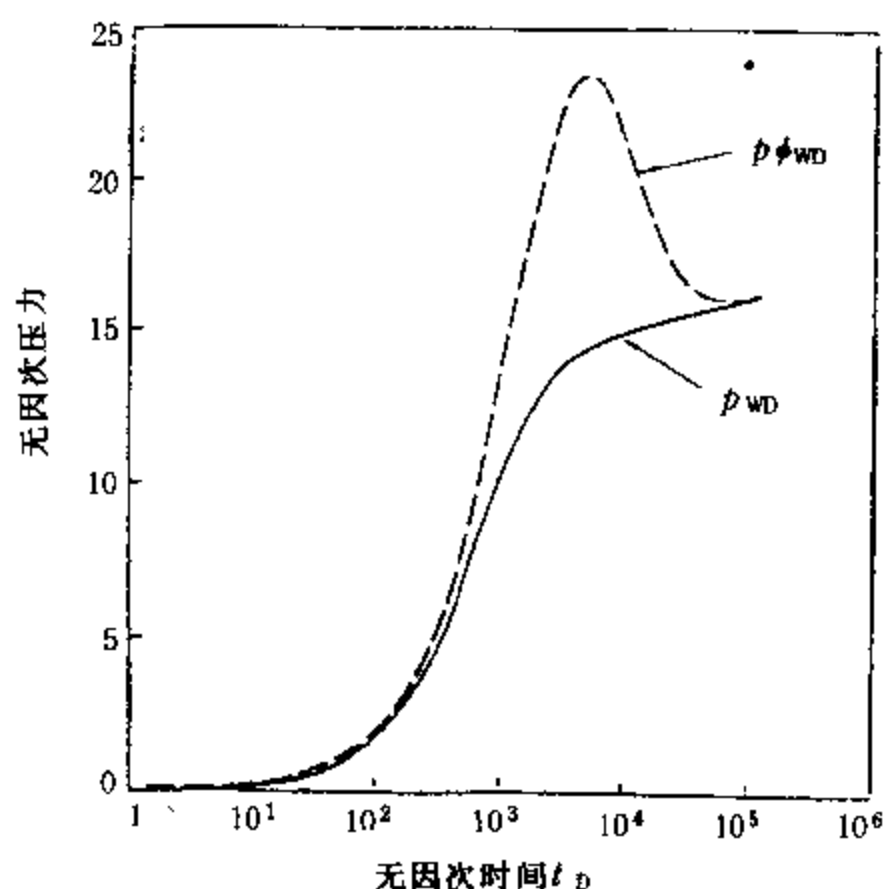


图 5.2 相重分布对恢复压力可能产生的影响

(Hasan 等人,1992)

p_{*wd} —具有相重分布的无量纲井底压力

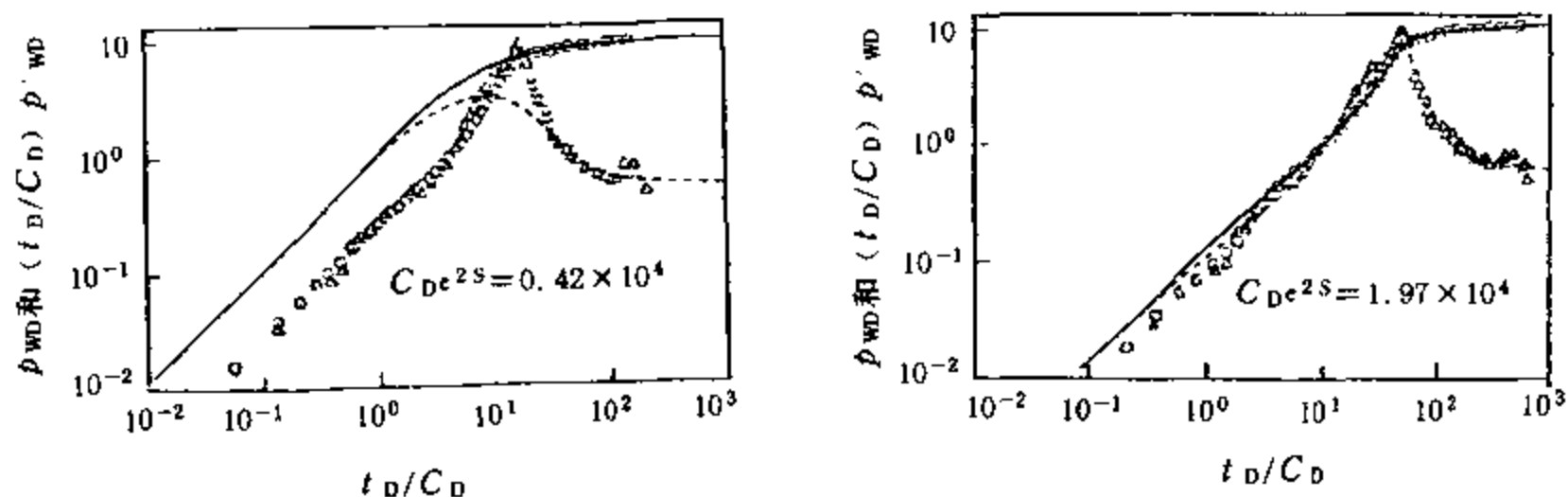


图 5.3 实测压力数据分别与定井筒储存模型和变井筒储存模型的拟合结果

四、双井筒储存模型

近年来人们发现,在双对数图上,一些井的压力与其导数的早期数据常形成斜率范围从 0.5~1.0 的平行直线,这种不寻常的压力动态,有的井可持续几个对数周期,甚至全部测试期。

Azari 等人(1992)认为这种动态特征是与第二种储存效应——裂缝储存有关。上述范围内的斜率变化取决于井筒储存的大小和井筒储存与裂缝储存效应间的相互作用。Azari 等人认为上述动态可用他们建立的双井筒储存(dual-storage)模型来解释。双井筒储存动态可能出现在以下情况:

- (1)具有裂缝储存的大型水力压裂井。

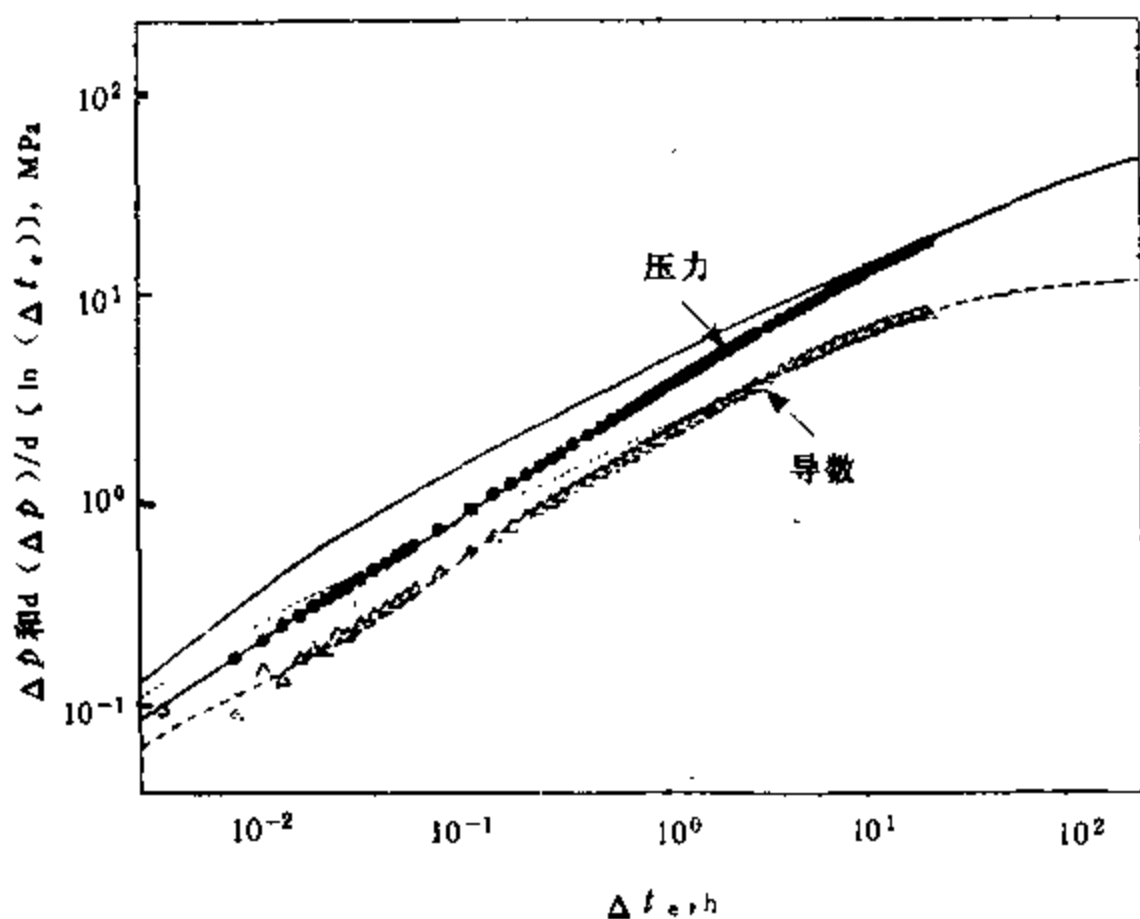


图 5.4 具有双井筒储存效应注水井的压力落差试井实例

(2) 液位始终保持在井口的注水井的压力落差试井。

(3) 水力裂缝与天然裂缝相交的井或是天然裂缝与水平井筒相交的井。

图 5.4 是 Azari 等人给出的双井筒储存模型的实例。图中早期的压力线与导数线成斜率为 $2/3$ 的平行线, 这一平行线持续时间大于 3 个对数周期, 其后导数曲线变平。这口井以高速注入的水使得井底压力增到大约两倍的静水柱压力井达到了破裂压力, 这可以看成是一种水力压裂井, 注入期产生的高导流能力的裂缝在压力落差期间裂缝闭合, 导流能力减小。图 5.4 为这口井的压力及其导数数据与压裂井模型的拟合结果, 它表明数据的形状没有足够的特征实现唯一拟合。

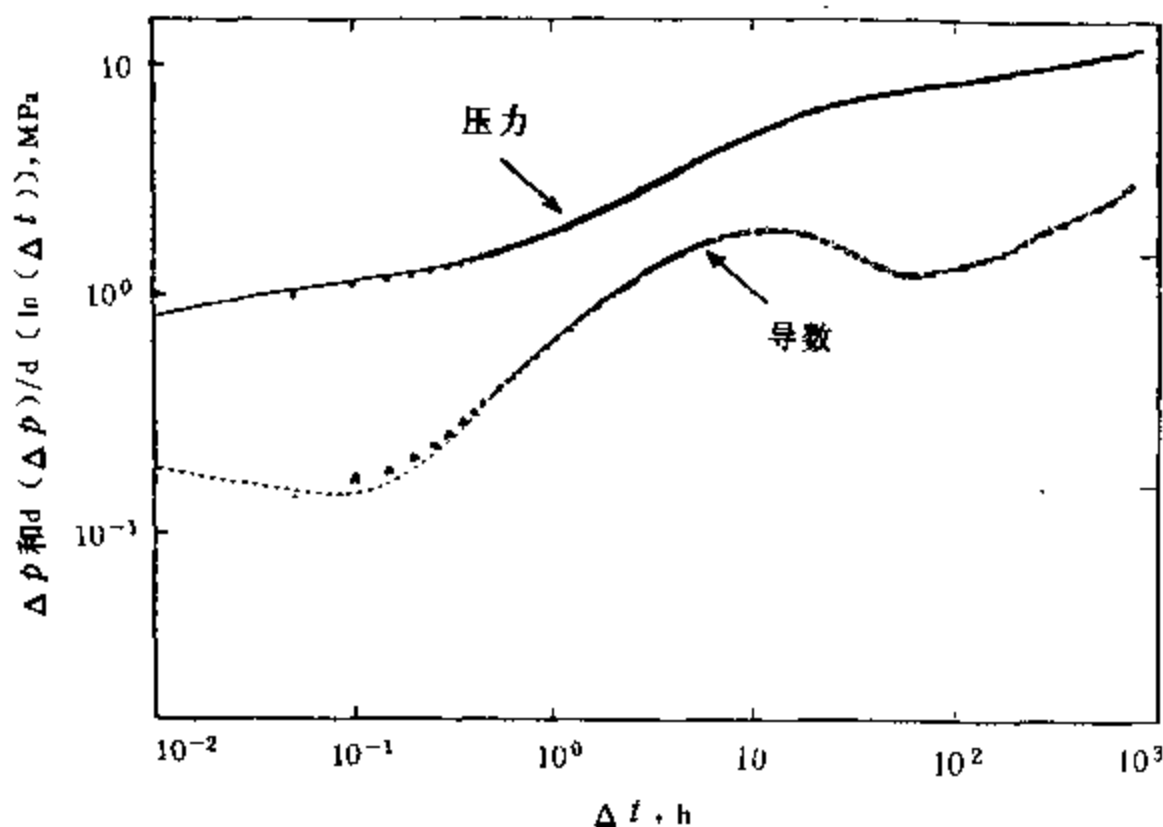


图 5.5 天然裂缝储层中具有双井筒储存效应的压力恢复试井实例

图 5.5 为早期展示出双井筒储存效应的例子。这一压力恢复数据是从一巨厚的天然裂缝储层中获得的, 井附近经过了增产措施。这口井的井筒储存加入了井筒附近的渗透率和孔隙度得到改善的内区。本实例反映出的压力趋势可能是由于两种不同的储层特性引起的异常动态。早期的压力与导数曲线的分离是由于天然裂缝系统引起的第二井筒储存效应的结果, 100h 后晚期数据表现出的上升趋势可能是由于无流动边界的影响。

图 5.5 为这口井的数据与具有线性无流边界的复合储层模型的拟合结果, 复合储层模型内区的渗透率和孔隙度比外区大得多, 使用复合储层模型成功地拟合了这一压力数据。对于这一模型, 由于内区的渗透性高, 其泄流非常快, 外区为内区的补充源, 内区好似井筒即第二种井筒储存源。

第四节 压裂井模型

压裂井也称为裂缝切割井。压裂井试井解释的研究, 多着重于垂直裂缝的情形, 据资料报道, 在深

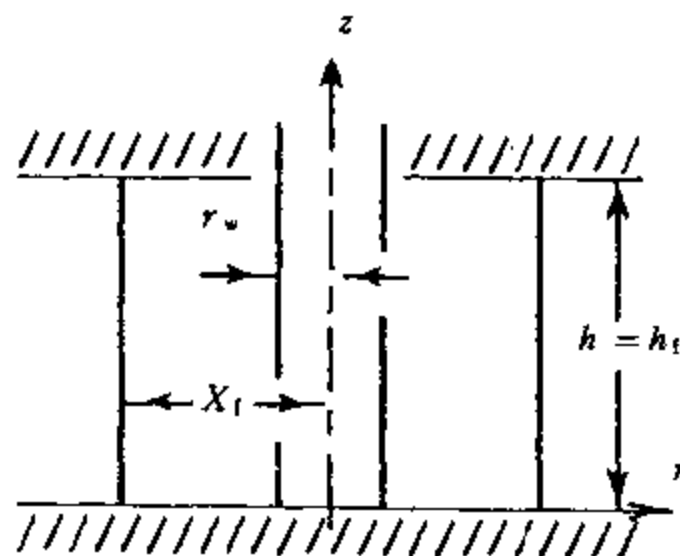


图 5.6 垂直裂缝模型剖面示意图

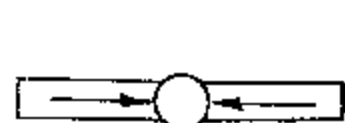
度超过 1000m 的地层中,人工压裂产生的裂缝基本上都是垂直裂缝(图 5.6),分析垂直裂缝的模型有无限导流垂直裂缝模型,有限导流垂直裂缝模型和均匀流量垂直裂缝模型。

一、有限导流垂直裂缝模型

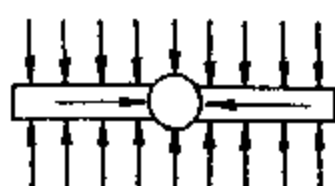
1. 物理模型

这一模型的基本假定是,只压开一条裂缝,这条裂缝相对于井筒对称,其半长为 X_f ;裂缝具有一定的渗透率 K_f ,并且比储层渗透率 K 大得多,沿着裂缝存在压降;裂缝宽度 $W_f \neq 0$ 。

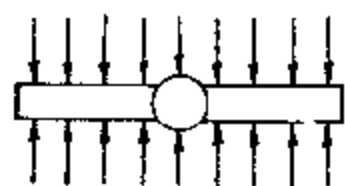
在实际压裂过程中,大多数井都是产生有限导流裂缝,特别是大型水力压裂。有限导流裂缝(或低导流裂缝)主要用双线性流图诊断,其半长 X_f ,可长达 1000m。如果无因次裂缝导流能力 $K_f W_f / (K X_f) < 300$,一般必须考虑成有限导流裂缝。



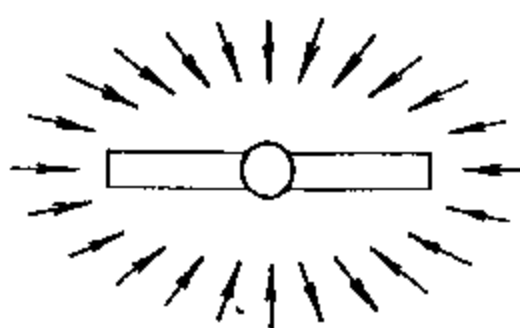
(a) 裂缝线性流



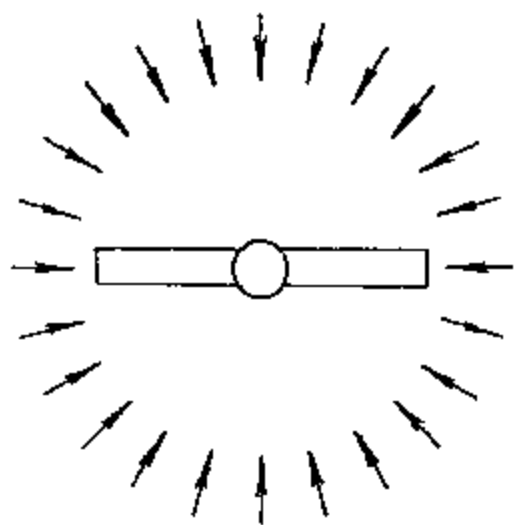
(b) 双线性流



(c) 地层线性流



(d) 椭圆形流



(e) 拟径向流

图 5.7 有限导流垂直裂缝模型的流动方程

对于压裂井模型,无因次压力定义同前,即方程(1.10),无因次时间定义为:

$$t_{X_f} D = 3.6 K t / (\phi \mu C_f X_f^2) \quad (5.9)$$

2. 流动期

有限导流裂缝中的流动一般被划分成五个流动阶段,即裂缝线性流、地层至裂缝双线性流、地层线性流、椭圆形流(或三线性流)和不稳定拟径向流,流动过程见图 5.7。这五个阶段中,易见到的是双线性流和地层线性流阶段,其次是不稳定拟径向流阶段。若裂缝具有较低的导流能力,早期很可能出现双线性流;若裂缝具有较高的导流能力,早期很可能出现地层线性流;裂缝导流能力越高,达到拟径向流所需的时间越长。对于椭圆形流,压力特性见 Kucuk 和 Brigham (1979)的研究论文;对于三线性流的概念见刘曰武和刘慈群的论文或 Lee 和 Brockenbrough(1986)的论文。

对于压裂井,用线性流段的数据可算出裂缝的有效半长 X_f ,用双线性流段的数据可算出裂缝的导流能力 $K_f W$ 和裂缝的有效半长 X_f 。

3. 基本定义

$$X_f = L_f/2$$

式中 X_f ——裂缝半长；

L_f ——裂缝长度。

无因次裂缝导流能力定义为：

$$F_{CD} = (K_f W_f)_D = K_f W_f / [K W_i] \quad (5.10)$$

无因次裂缝水力传导系数定义为：

$$\eta_{fD} = K_f \phi C_f / [K (\phi C)_i] \quad (5.11)$$

4. 有限导流裂缝井的试井分析

Cinco—Ley 和 Samaniego—V(1981)导出了有限导流裂缝各流动期的流动方程。

(1) 裂缝线性流期

这一流动期的井底压力特性即流动方程为：

$$p_{wD} = (2/F_{CD}) \sqrt{\pi \eta_{fD} t_{x,D}} \quad (5.12)$$

这一流动发生在裂缝中，其压力特性在双对数图上呈现斜率为 1/2 的直线，这一流动阶段一般不易见到。

(2) 双线性流期

这一流动的井底压力特性即流动方程为：

$$p_{wD} = (2.45 / \sqrt{F_{CD}}) \sqrt[4]{t_{x,D}} \quad (5.13)$$

在双对数图上，这一流动早期为一条斜率为 1/4 的直线。在双线性流图上即 Δp 与 $\Delta t^{1/4}$ (复压为 Δp 与 $\Delta t^{1/4}$) 关系的直角坐标图上，是一条斜率为 m' 的过原点直线。由下式可求得裂缝导流能力：

$$K_f W_f = [3.864 \times 10^{-5} / \sqrt{\phi \mu C_f K}] [q B \mu / (h m')]^2 \quad (2.63)$$

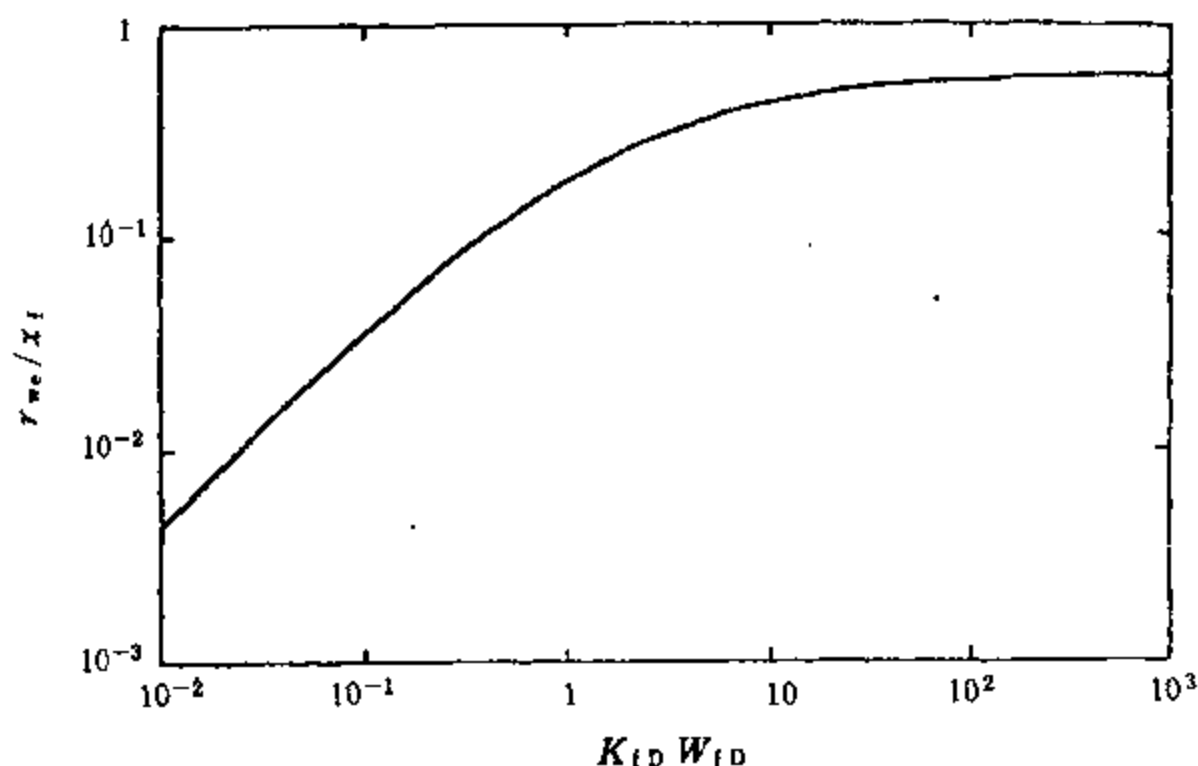


图 5.8 等效井半径与有限传导垂直裂缝导流能力的关系(Cinco—Ley 等人,1981)

(3) 地层线性流

地层线性流的流动方程为:

$$p_{wD} = \sqrt{\pi t_{xD}} \quad (5.14)$$

在双对数图上,这一流动早期可出现一斜率为 1/2 的直线,在直角坐标图上,作 Δp 与 $\sqrt{t}$ (对于复压作 Δp 与 $\sqrt{\Delta t}$) 关系图,为一过原点的直线,其斜率为 m' 。由此可求得裂缝半长。

$$X_f = [6.195 \times 10^{-4} qB / (m'h)] \sqrt{\mu / (\phi C_f K)} \quad (2.62)$$

已知 $K_f W_f$, 查图 5.8 可得 r_{we} / X_f , 由此可求得 r_{we} , 进而由 (5.2) 式求得 S_f 。

(4) 不稳定拟径向流

不稳定拟径向流即无限作用拟径向流,常简称拟径向流,它的识别和分析与标准无限作用径向流完全一样,可用 MDH 法或 Horner 法求解参数。拟径向流的井底压力特性为:

$$p_{wD} = 0.5 \{ \ln [Kt / (\phi \mu C_f r_{we}^2)] + 0.80907 \} \quad (5.15)$$

拟径向流数据的分析与常规情况相同,可直接用 Horner 法和 MDH 法求得 Kh/μ , S 和 $\bar{p}$ 或 p^* 。

另外,使用无限大均质储层中被一条有限导流垂直裂缝切割井的解释图版,可求 Kh/μ , X_f , $K_f W_f$ 和 r_{we} , 由 r_{we} 进而通过查图可求得 S_f 。有关图版可查阅刘能强《实用现代试井解释方法》。

二、无限导流垂直裂缝模型

1. 物理模型

假定只压开一条裂缝,这条裂缝与井筒对称,其半长为 X_f ; 裂缝具有无限大导流能力,沿着裂缝没有压力降;裂缝的宽度为零。如果压裂井位于长方形封闭储层的中央,裂缝方向与该储层的一条不渗透边界平行。

这种模型适用于比较短的水力压裂裂缝,即在人工压裂过程中没有加适当的支撑剂时,都可能产生符合这种模型的裂缝。无限导流裂缝(也称为高导流裂缝)的半长 X_f 一般小于 30m。

2. 流动期

无限导流裂缝模型的流动一般划分为地层中的线性流动阶段、椭圆形流动阶段和不稳定拟径向流动阶段,其流动过程参见图 5.7。早期是地层中的线性流动阶段,这一阶段看不到任何井筒储存效应,接着是椭圆形流动阶段,它被看成是线性流与径向流之间的过渡段,当裂缝的影响结束以后,将出现拟径向流。

3. 无限导流垂直裂缝井的试井分析

Gringarten 等人(1974)导出了无限导流垂直裂缝的基本解。

(1) 地层线性流的流动方程和分析方法与上节的地层线性流完全相同。

(2) 不稳定拟径向流的流动方程为:

$$p_{wD} = 0.5 [\ln(t_{xD}) + 2.200] \quad (5.16)$$

这一流动阶段完全可用常规的半对数方法分析。无限导流裂缝的等效半径为:

$$r_{we} = X_f / 2 \quad (5.17)$$

由拟径向流数据可直接用 Horner 法和 MDH 法求得 Kh/μ , S , $\bar{p}$ 或 p^* 。已知 X_f 可用下式

求出裂缝表皮因子:

$$S_f = \ln(2r_w/X_f) \quad (5.18)$$

另外,使用几种无限导流垂直裂缝井的解释图版可求得 Kh/μ , X_f 和 C 等。

三、均匀流量垂直裂缝模型

这一模型假定裂缝具有很强的导流能力,即裂缝中的压降很小,并且地层流体流进每单位横切面上的裂缝面积的流量相等。均匀流量裂缝与无限导流裂缝有相似的压力特性,这两种裂缝流动条件仅有很小的差别。

均匀流量裂缝(uniform flux fracture)的不稳定拟径向流期的流动方程为:

$$p_{wD} = 0.5[\ln(t_{xD}) + 2.80907] \quad (5.19)$$

对于均匀流量裂缝,裂缝表皮因子的计算公式为:

$$S_f = \ln(er_w/X_f) \quad (5.20)$$

式中 $e=2.71828\cdots$ 。

四、水平裂缝井模型

这一模型假定以并轴为中心的水平裂缝呈圆盘形(半径为 r_f),位于无限大均质、水平、厚度均一的储层的中部、其厚度很小;流体经裂缝和井壁流入井内;将水平裂缝视为厚度很小的“均匀汇”,即水平裂缝上任意点处单位面积上的产液量相同(图 5.9)。

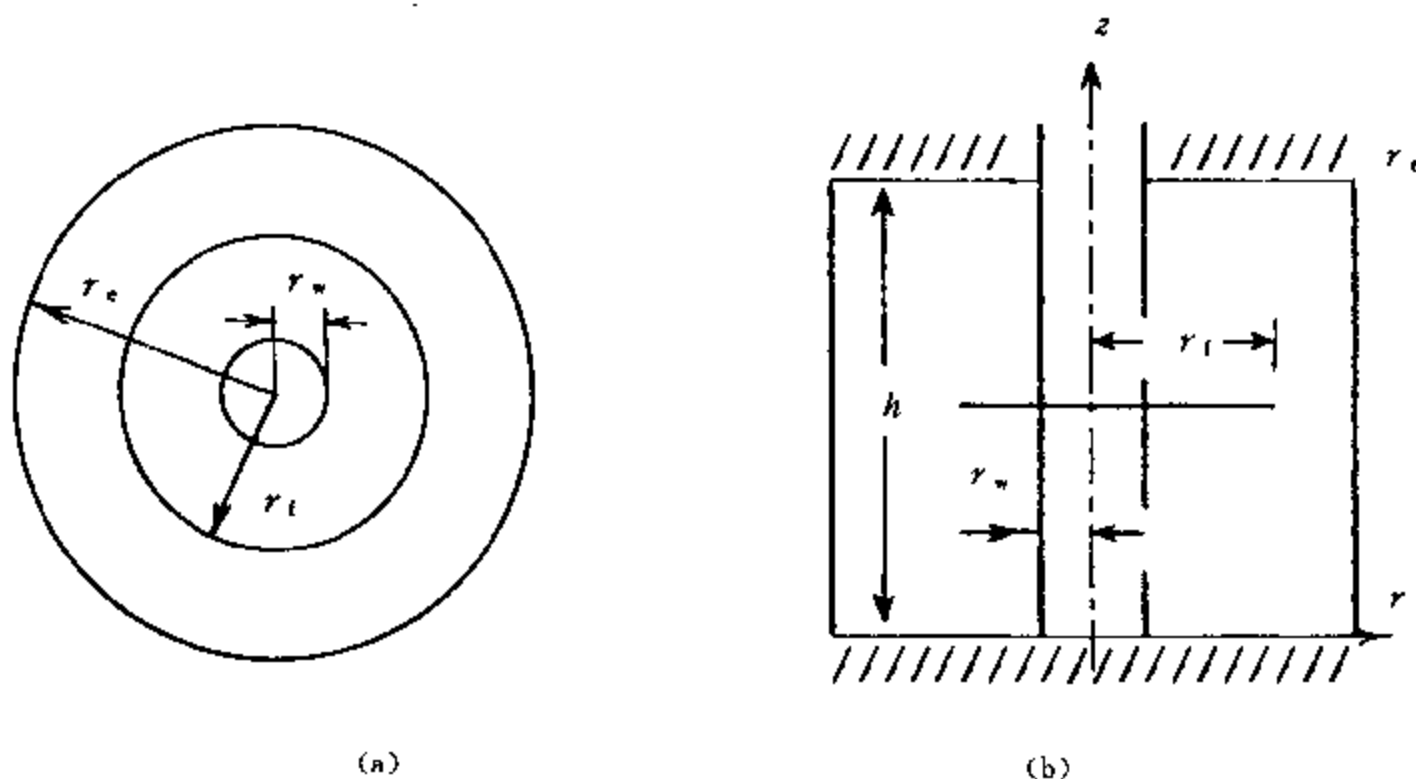


图 5.9 水平裂缝模型示意图

(a) 平面图 (b) 剖面图

对于较浅的地层,特别是在厚度小于 700m 的地层中,水力压裂时可以沿岩石的层理将地层掀起面产生水平裂缝。

水平裂缝的流动可分为四个阶段:1)裂缝向并筒提供流量,此时的流动呈现井筒效应的影响,在双对数图上,特别是当 h_D 很小时,显示斜率为 1 的直线;2)很快进入垂直线性流(由地层向水平裂缝流动),在双对数图上呈现斜率为 1/2 的直线;3)有一段时间为不稳定流动的过渡段;4)不稳定拟径向流动阶段,这一拟径向流可以认为流体只经井壁流入井筒,忽略裂缝的作

用,即 $r_{wc}=r_w$ 。注意第一阶段和第二阶段会发生相互作用,其结果有可能某一流动阶段不出现。

Gringarten 等人(1974)和邓宪法等人(1986)研究了水平裂缝井的试井分析方法,分别给出了各向异性均质储层和各向同性均质储层的水平裂缝流动特性的基本解。

无因次时间定义为:

$$t_{rD} = 3.6Kt/(\phi\mu C_r r_i^2) \quad (5.21)$$

无因次储层厚度定义为:

$$h_{wD} = (h_w/r_i) \sqrt{K_H/K_V} \quad (5.22)$$

1. 地层线性流

当 h_{wD} 较大时,早期的垂直线性流存在,这时的流动方程为:

$$p_{wD} = 2h_{wD} \sqrt{t_{rD}/\pi} \quad (5.23)$$

在线性流图上,这一流动为一条斜率为 m' 的直线。由这条直线的斜率可求得:

$$\sqrt{K_V r_i^2} = (3.9438 \times 10^{-3} qB/m') \sqrt{\mu/(\phi C_r)} \quad (5.24)$$

2. 不稳定拟径向流

当 t_{rD} 很大时,井底压力特性为:

$$p_{wD} = 0.5(\ln(t_{rD}) + 0.80907) \quad (5.25)$$

由此可进行常规的 Horner 法和 MDH 法分析。

第五节 局部打开井模型

一、基本概念

在储层系统中,有些井的储层与井筒的连通部分只是生产层段的一部分,这种井叫局部打开井,局部打开井包括局部穿透井和局部射开井(或限流井)。

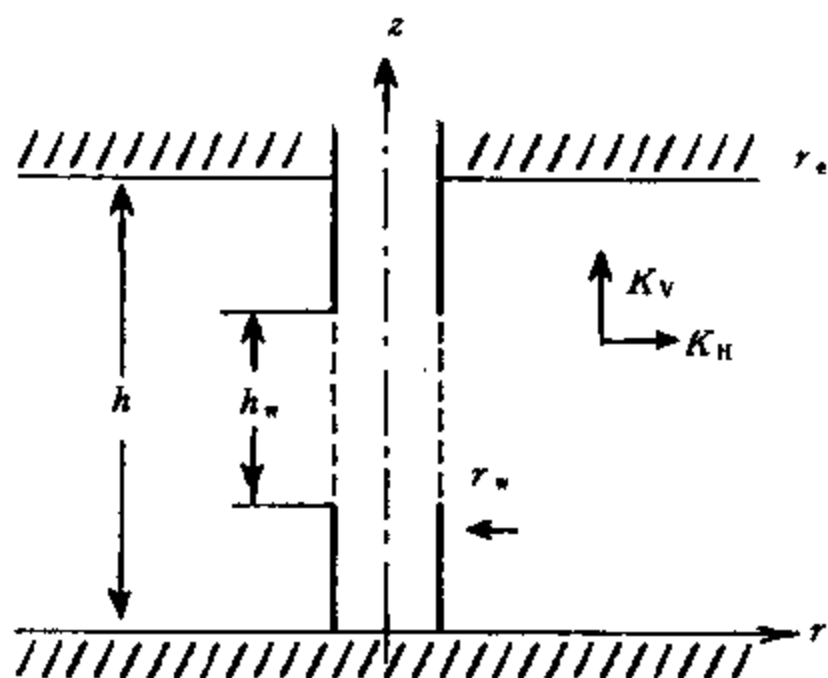


图 5.10 局部打开直井模型

局部打开井模型的研究目的—是进行产能分析,二是为压裂酸化等措施提供可靠的表皮层资料。对于存在气顶或底水的储层,局部打开井是一种常见的完井方式。这种顶或底边界不是封闭情况下的试井分析将在顶底边界模型一章中介绍。

局部打开井与完全打开井在试井分析上的主要差别是在表皮效应的分析上。只打开部分井段可导致径向流的流向改变、流线收缩、流动阻力增加和流量

减少。由此而产生一个拟表皮效应,定量描述这一阻力的参数叫做拟表皮因子 S_b 。

二、物理模型

对于一口位于水平、均质和正交各向异性地层中的局部打开直井(图 5.10),在储层的顶底边界密封,并且不考虑井筒储存的影响时,局部打开井向井的流动可分为三个流动期:(1)流向打开井段的早期不稳定径向流期。在这一阶段,储层动态所表现出的储层厚度为打开段的长度,这一阶段的持续时间受打开段的长度、打开段的位置和垂向渗透率控制。(2)反映球形流或半球形流的过渡段。如果打开段是位于储层顶部或底部,那么,流动就倾向于半球形流而不是球形流。(3)不稳定拟径向流期,反映整个生产层段的流动情况。

如果局部打开井被一厚度为 0 的水平裂缝切割,则压降响应可存在三个流动期:垂直线性流期、过渡期和不稳定拟径向流期;如果局部打开井被一条无限导流垂直裂缝切割,则存在地层水平线性流期、过渡期和不稳定拟径向流期三个流动期。

第六节 斜井模型

通常,不稳定试井分析研究的是垂直于储层的上下边界面的井,即“直井”。实际上,大多数井都是与地层面的法线成一定的角度穿过储层的,这类井叫做“斜井”,斜井通常有两种存在方式即垂直井穿过倾斜地层和定向井穿过水平地层。

一、物理模型

(1) 水平等厚、均质、正交各向异性的无限大储层,孔隙度为 ϕ ,综合压缩系数为 C_t ,厚度为 h ,垂直渗透率为 K_v ,水平渗透率为 K_H 。

(2) 粘度为常数的微可压缩的单相流体流动。

(3) 一个有限生产井段 h_w ,半径为 r_w 的斜井,井的倾斜角度(即与地层面法线的交角)为 θ_w ,生产井井段的中点位于 $z = z_w$,并以定产量 q 生产。这一模型见图 5.11。

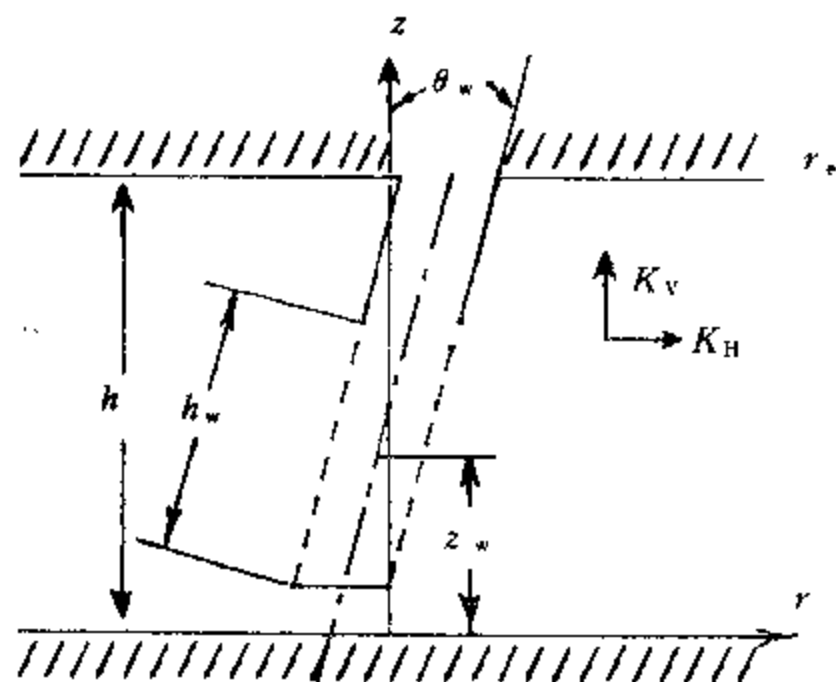


图 5.11 局部打开斜井模型

Abbaszadeh 和 Hegeman(1990)认为对于斜井的椭圆形井筒响应动态可用一个半径为 r_{we} 的等效圆柱井筒来代表。这一等效井半径可由下式给出:

$$r_{we} = (r_w/2) \{1 + [1/\sqrt{\cos^2\theta_w + (K_v/K_H)\sin^2\theta_w}]\} \quad (5.26)$$

一口完全钻穿的斜井的流动有三个流动阶段:(1)早期不稳定径向流(垂直于井轴方向)阶段,无因次半对数直线斜率为 $1.151\cos\theta_w$;(2)过渡流阶段;(3)不稳定拟径向流(地层平面方向)阶段,无因次半对数直线斜率为 1.151。斜井的不稳定试井分析一般仅考虑拟径向流动阶段,因为早期径向流和过渡流动阶段通常受井筒储存的影响;再者就是在斜井系统中,倾斜角不大时,其流动状态也都可以认为是不稳定径向流。

二、试井分析

斜井不稳定拟径向流动阶段压力数据的分析与直井相同,但是表皮因子的计算必须修改,因为一个完全钻穿井的倾斜可以引起液流流向生产层段的面积增加,从而导致液流流向井筒的阻力减小和井的生产能力增加。井生产能力的增加在一个完全钻穿的斜井上会产生一个负的表皮因子,这一定量参数叫拟表皮因子 S_e ,它定义为由斜井建立的无因次压力与由直井建立的无因次压力之间的差。

1. 拟表皮因子的确定

Cinco-ley 等人(1975)给出的拟表皮因子计算公式为:

$$S_e = -(\theta'/41)^{2.06} - (\theta'/56)^{1.865} \times \log(h_D/100) \quad (5.27)$$

式中

$$\theta' = \tan^{-1}(\sqrt{K_H/K_V} \tan \theta_w) \quad (5.28)$$

$$h_D = (h/r_w) \sqrt{K_H/K_V} \quad (2.65)$$

上式适用于 $0^\circ \leq \theta_w \leq 75^\circ$ 和 t_D 不小于半对数开始的时间。

用常规试井分析方法求得的总表皮因子 S_t 中包括有斜井系统产生的拟表皮因子 S_e 和真实表皮因子 S ,即:

$$S_t = S + S_e \quad (5.29)$$

这里的真实表皮因子 S 实际上假设了局部打开、射孔和非达西流动等因素引起的表皮因子为零(这时 $S=S_m$),若考虑上述因素,式中的 S 应为表观表皮因子 S_a 。

2. 各向同性均质储层中斜井的压降响应特性

Khatab 等人(1991)系统地研究了各向同性均质储层中斜井的压力动态特性。

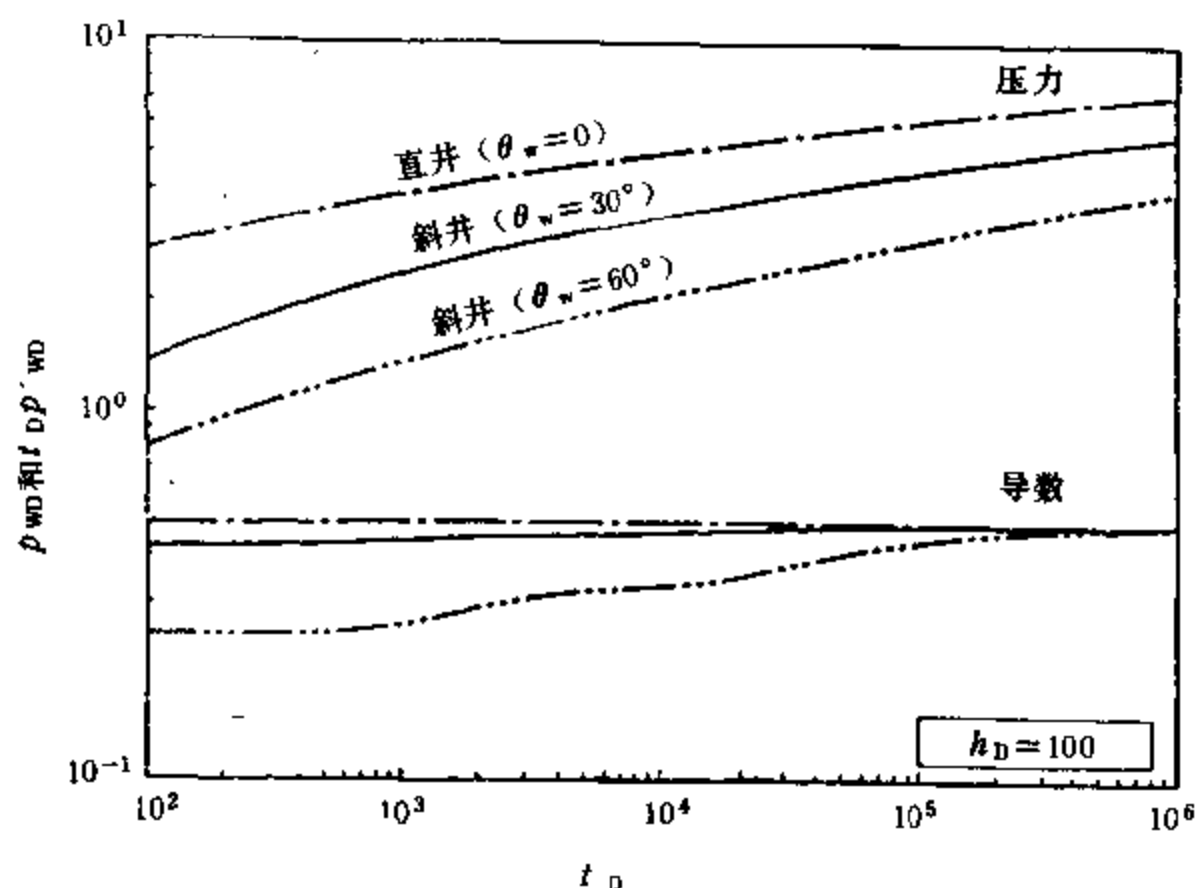


图 5.12 均质储层中完全打开斜井的压降响应特征(Khatab 等人)

图 5.12 为均质储层中完全打开地层的斜井的压力响应与完全打开地层的垂直井($\theta=0^\circ$)的压力响应的比较图。考虑了无因次高度为 $h_D=100$ (对于均质储层, $h_D=h/r_w$)的两种倾角 $\theta_w=30^\circ$ 和 60° 的斜井情况,但未考虑井筒储存和表皮效应的影响($C_D=0, S=0$)。在晚期($t_D > 4 \times$

10^6), 所有情况都达到了总系统的径向流动, 这一流动期的斜率($t_D p_D'$) 等于 0.5, 反映了储层总的流动能力(Kh)。早期的导数值(小于晚期的导数值)受井斜引起的流动段厚度增加的影响, 反映了射开井段的流动能力(Kh_w)。

比较图 5.12 中的斜井与直井, 可见斜井展示出较小的无因次压降, 它相当诸如措施井的负真实表皮效应。这一减小的无因次压力代表拟表皮因子 S_e 。在不稳定拟径向流期, S_e 值与时间无关, 仅取决于 h_D 和 θ_w 。一般随着 h_D 和 θ_w 值的增大, S_e 的负值更大。

图 5.13 表示无因次厚度 h_D 对完全打开井($\theta_w = 60^\circ$) 压力响应的影响($C_D = 0, S = 0$)。由图

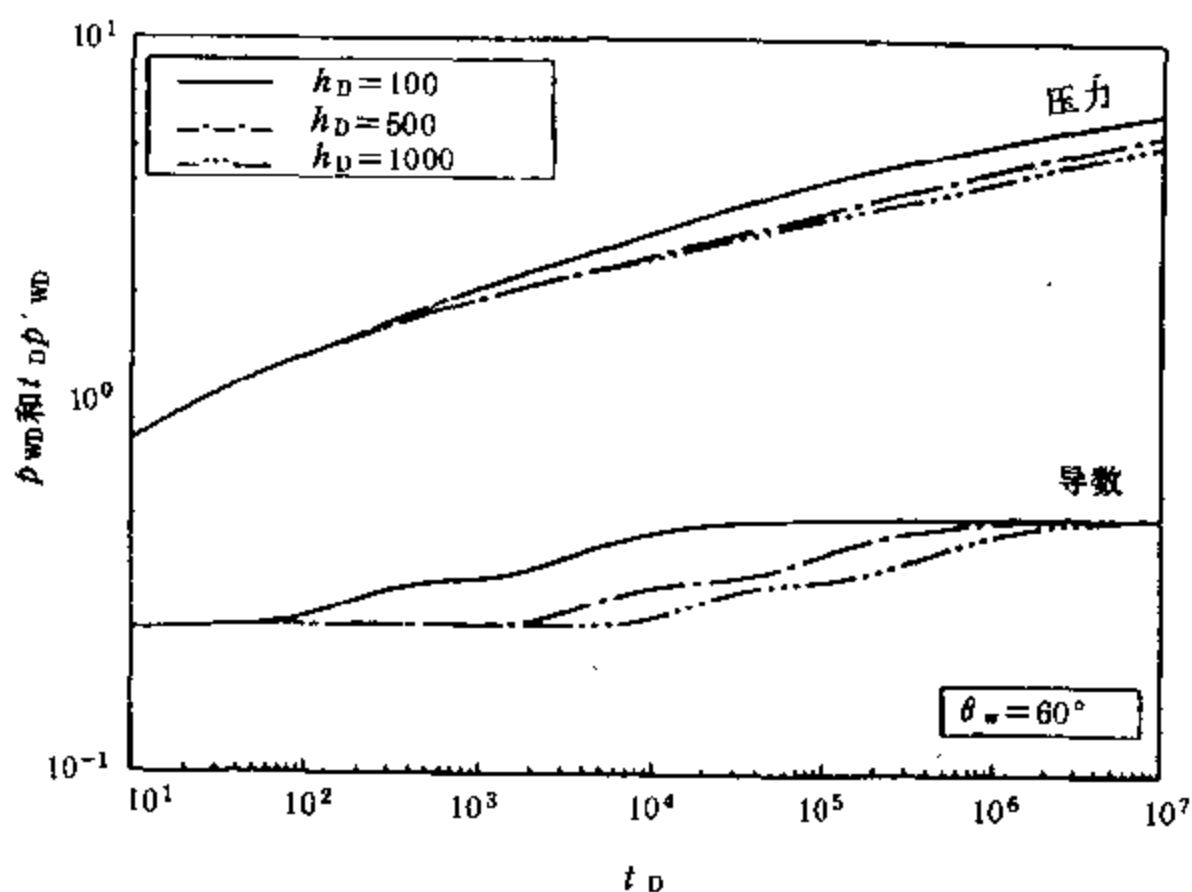


图 5.13 均质储层中 h_D 对完全打开斜井压降响应的影响(Khattab 等人)

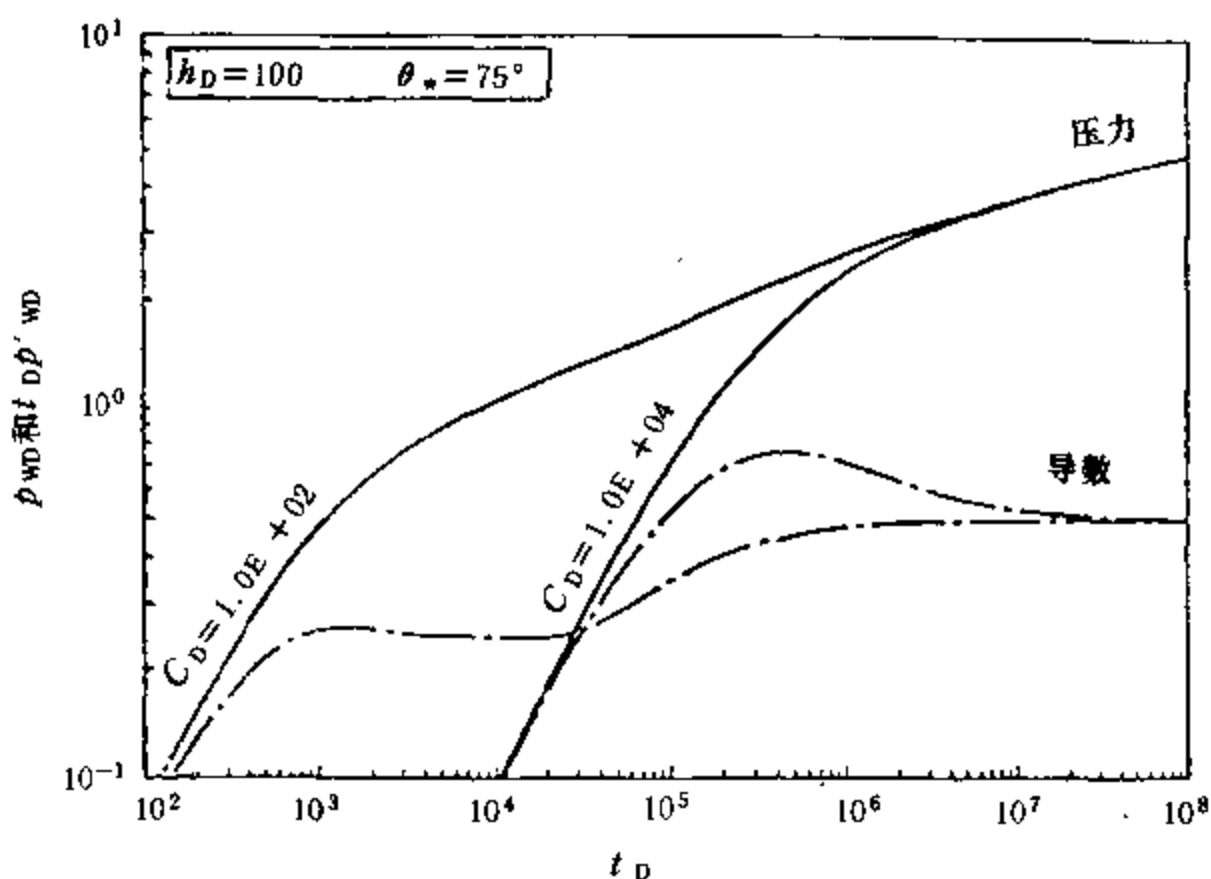


图 5.14 均质储层中井储对完全打开斜井压降响应的影响(Khattab 等人)

中可见每种情况都存在三个流动期：(1)早期不稳定径向流动期(压力导数定值)；(2)过渡流动期；(3)晚期不稳定拟径向流动期(压力导数定值)。图 5.13 也说明随着无因次地层厚度 h_D 的增加，早期径向流动期也增长，并且晚期拟径向流动期的开始时间也后推。

图 5.14 表示并筒储存效应对一口完全打开斜井($\theta_w=75^\circ$)的影响($S=0$)。

图 5.14 中早期单位斜率直线段的压力响应完全受并筒储存的控制，随着并筒储存增加，并筒储存效应的持续时间也增长。需注意的是图 5.12 中那种早期所表现出的明显的斜井动态在含有并筒储存井的压力响应中将不能识别。

并筒储存效应对斜井的影响不仅使分析困难，而且也可导致错误的解释。对 $C_D=100$ ，由于斜井效应，在早期和晚期径向流之间存在一过渡期($500<t_D<5000$)，但是这一过渡期容易错误地解释成储层的非均质性，例如天然裂缝性储层或多层储层系统。

第七节 水平井模型

一、物理模型

现已研究的水平井储层模型基本情况有：

(1) 储层一般为水平、等厚、均质(或双重介质)、正交各向异性，水平渗透率为 K_H ，垂向渗透率为 K_V 。

(2) 粘度为常数的、微可压缩、单相液体的流动(不考虑重力影响)。

(3) 在储层中有一口与顶底面平行的水平井，水平井段长度为 L_w ，水平井段为无限传导能力(在井中每单位长度的压力处处相同)或流量均匀(在井中每单位长度的流量处处相同)；

(4) 顶边界和底边界均为不渗透密封边界，顶部或底部为定压边界。在存在气顶或底水的储层中，钻水平井，有利于阻止气体的锥进，或底水锥进对产能的影响。

(5) 外边界条件的假设有：一是储层水平方向无限延伸(图 5.15)；二是储层为有限宽度的槽状。水平井段垂直于条状储层的无限延伸方向，井位于储层正中，条状储层的宽度为 W_R 。

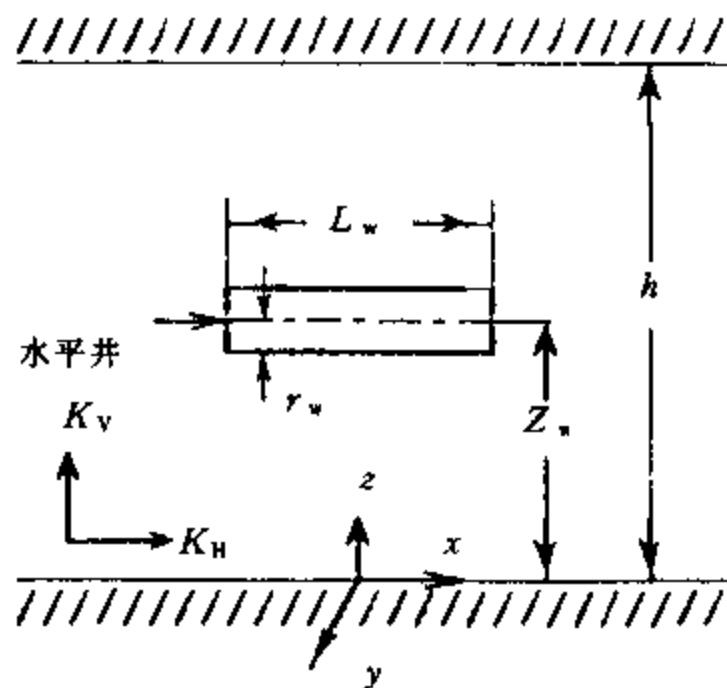


图 5.15 水平井模型

流动期的二倍。

早期径向流期的诊断方法与常规直井的径向流诊断方法相同，但实际情况下，由于并筒储

二、水平井的流动期

水平井压力测试中可出现以下四个流动期。

1. 早期垂直(不稳定)径向流期

它可分为第一早期径向流动期和第二早期径向流动期。在开井生产后的第一个流动期为液体环绕水平井呈圆柱形的径向流动，也称第一早期径向流动期。当 K_H/K_V 的比值比较大时，这第一径向流动期不明显。

在水平井靠近某一非流动边界时，在第一径向流动期以后会出现呈半圆柱形的径向流动期，即第二早期径向流动期。在半对数图上，这一流动期的半对数直线的斜率是第一

存效应的影响,早期垂直径向流期不易见到。

2. 中期线性流动期

这一流动期(也有人称为早期线性流动期)一般发生在水平井段比储层厚度长的情况下。对于不渗透边界,一旦不稳定达到了顶底边界,线性流动期将出现。这与整个井段流动效应相比,水平井的两个末端流动效应可以忽略,这种线性流动类似于垂直裂缝的情况,可用线性流图来诊断。

3. 中期(不稳定)拟径向流动期

在生产时间足够长以后,在水平面上环绕水平井段的流动进入一个近似的径向流动期,即中期拟径向流动期,这一流动期类似于垂直井的无限作用径向流,在这个流动期压力传到足够远时,水平井段就象在地层中部的一个点源。如果储层的宽度与水平井段长度相比不大,那么,这一流动期就难见到。

4. 晚期

一般储层的伸展是有限的,并且储层的顶、底面也可能不是封闭的,结果会出现以下的流动期:一是晚期线性流动期,如果水平井位于两条不渗透边界所阻挡的长条储层之中,拟径向流之后可见类似于垂直裂缝中的线性流动期。这一流动期同样可用线性流图来诊断。如果储层是无限延伸的,这一流动期将不会出现。二是稳定流动期,如果存在气顶或底水式的定压边界,中期线性流动期和拟径向流动期将不存在,代之以稳定流动期。如果是边水或定压边界,并且定压边界距井又比较远时,在稳定流动期前可见到拟径向流动期。

若储层为双重孔隙介质,则流动早期为裂缝流到井筒的垂直径向流以及由基岩到裂缝的过渡流,中期为线性流和拟径向流。

图 5.16 为一典型的水平井模型的流动过程示意图。

三、特征直线分析

有关水平井的特征直线分析(即常规试井分析)方法很多,现介绍一种最简单的方法。

(1)应用早期径向流动期的资料,通过半对数分析求得几何平均渗透率 $K_H K_V$ 和真实表皮因子 S_m 。

$$\sqrt{K_H K_V} = 2.121 \times 10^{-3} q B \mu / (m L_w) \quad (5.30)$$

计算表皮因子的表达式与第二章常规分析方法的表达式基本相同,不同的是其中的 K 应为 $K_H K_V$ 。对于压力恢复测试有:

$$S_a = 1.1513 \{ \Delta p_{1h} / m - \log [K_H K_V / (\phi \mu C_r r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (5.31)$$

式中 $S_a = S_m + S_e$ ——表观表皮因子;

S_m ——机械表皮因子即真实表皮因子;

S_e ——有效负表皮因子(Shah 等人);

$$\Delta p_{1h} = p_{ws}(\Delta t = 1h) - p_{wfs}。$$

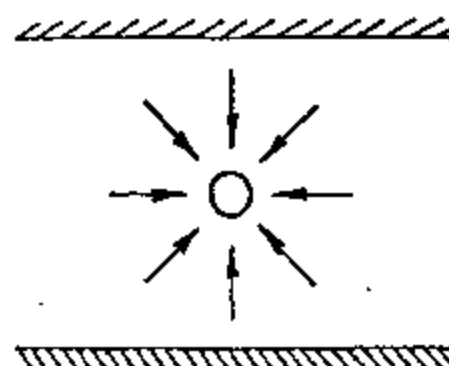
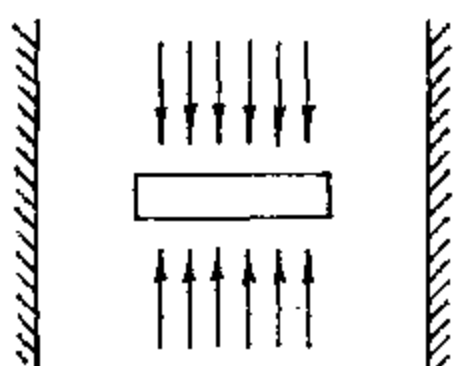
$$S_e = -2.3026 \log [0.5 (\sqrt{K_H / K_V} + \sqrt{K_V / K_H})] \quad (5.32)$$

(2)应用中期线性流资料,通过线性流图的分析可求得水平井的有效井段长度 L_{we} 。

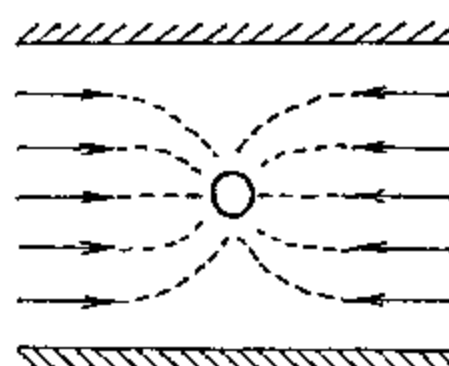
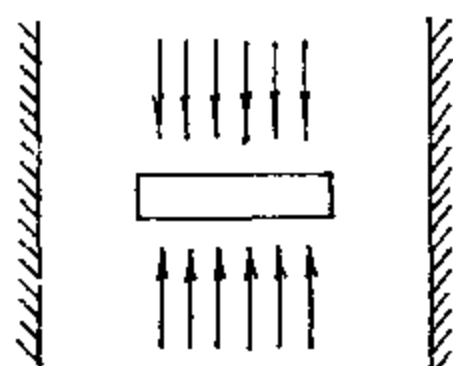
$$L_{we} = [1.239 \times 10^{-2} q B / (h m')] \sqrt{\mu / (\phi C_r K_H)} \quad (5.33)$$

平面图

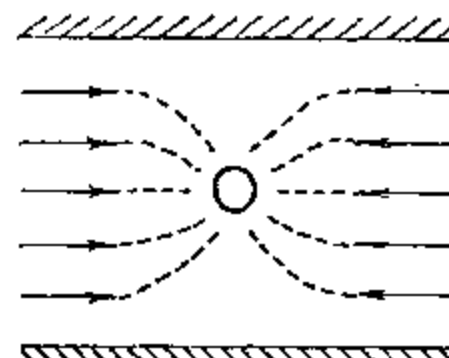
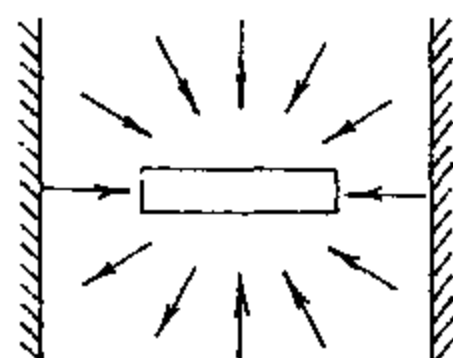
剖面图



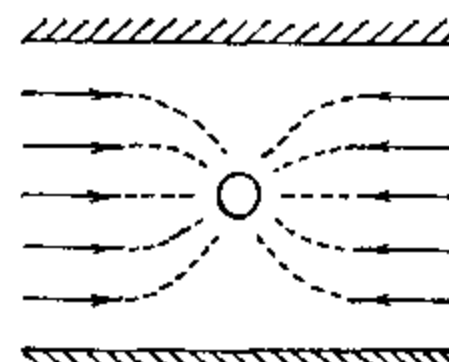
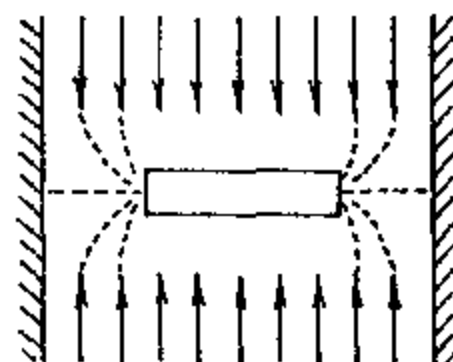
a. 早期垂直径向流



b. 中期线性流



c. 中期拟径向流



d. 晚期线性流

图 5.16 水平井模型流动过程

式中 m' —— p_{ws} 与 $\sqrt{\Delta t}$ 直线段的斜率。

(3)应用拟径向流期资料,通过半对数分析,可求得水平渗透率 K_H 和水平井的总表皮因子 S_t 。

$$K_H = 2.121 \times 10^{-3} q B \mu / (h m) \quad (5.34)$$

这样有:

$$K_V = K_H K_V / K_H \quad (5.35)$$

总表皮因子的计算式与第二章中直井的方程基本相同,仅将其中的 K 换成了 K_H 。如对于压力恢复测试,有:

$$S_t = 1.1513 [\Delta p_{1h}/m - \log[K_H/(\phi \mu C_r r_w^2)] - 0.9077] \quad (5.36)$$

拟表皮因子 S_p 也称为几何表皮因子,它为水平井与垂直井的无因次压降之差。水平井的拟表皮因子为负值,在已知 S_t 和 S_a 时, S_p 可由下式求得:

$$S_p = S_t - (h/L_w) \sqrt{K_H/K_V} S_a \quad (5.37)$$

在不出现早期垂直径向流的情况下,因无法得到 S_a ,可用下式计算 S_p :

$$S_p = \ln(r_w/r_{we}) \quad (5.38)$$

上式中的等效井径 r_{we} 可用 Davlau 等人(1988)给出的公式计算:

$$r_{we} = \frac{L_w (2\pi r_w/h)^{h/L_w}}{2 + 2 \sqrt{1 - [L_w/(2r_e)]^2}} \quad (5.39)$$

式中 r_e ——水平井的供给半径。

此外,针对拟径向流资料进行常规分析,还可求得 $\bar{p}$ 和 p^* 。注意有些水平井的水平井段可能只有部分井段出流或者多段出流,对于这种情况下的试井分析可参见文献 SPE 26444。

(4)晚期线性流分析。

晚期线性流可通过线性流图的直线分析求得储层宽度 W_R , 详见第一章。

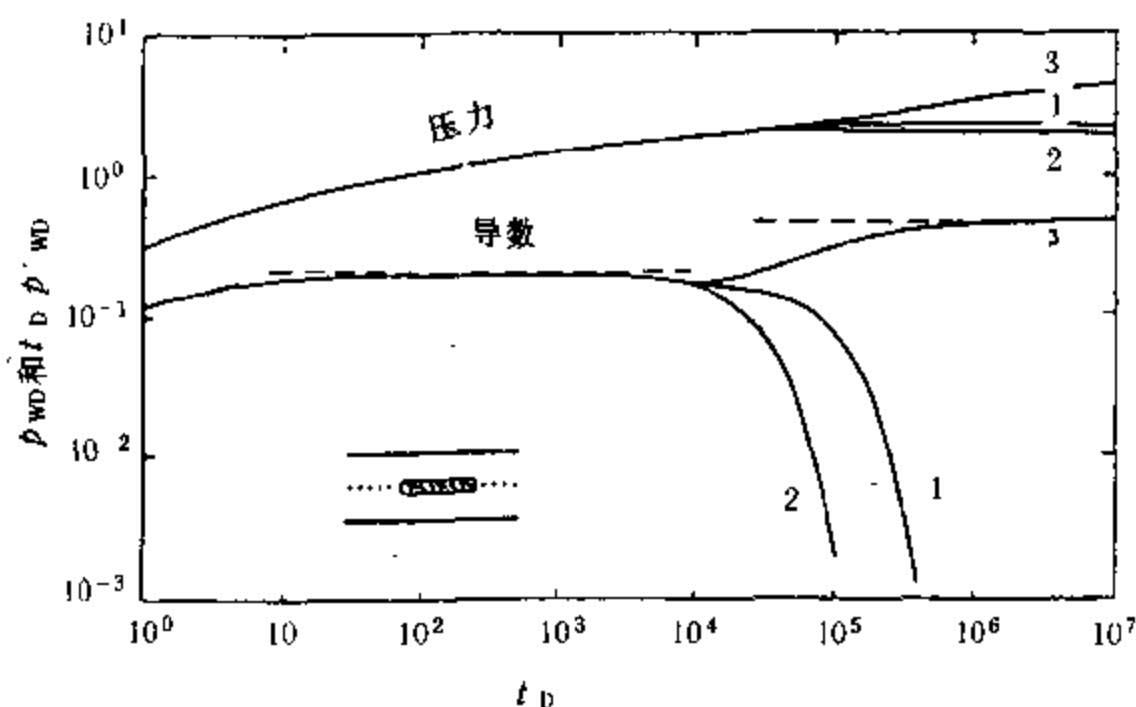


图 5.17 顶底边界类型对一口位于储层中部水平井压降动态的影响

(Abbaszadeh 和 Hegeman, 1990)

1---一边定压一边封闭; 2---两边定压; 3---两边封闭

四、典型曲线分析方法

应用水平井的典型曲线分析方法(见本章参考文献),可一次求得 C, S_i, S_o, K_H, K_V 和 L_{we} 。由于水平井模型的参数比较多,最好是使用非线性回归方法分析试井数据。一口水平井的压降受顶、底边界影响的动态见图 5.17。

近年来,水平井的在油田开发中的应用不断增加,水平井能比常规直井增产 2~10 倍,有的可达 30 倍,一般认为水平井段越长,开采效益越高。水平井开采以下储层占优势:(1)天然裂缝性储层(特别是垂向渗透率比较大的储层);(2)低渗储层;(3)薄储层;(4)具有气顶或底水的储层;(5)稠油储层。

第六章 顶底边界模型

第一节 概 述

通常,不稳定试井解释模型都是假定生产层位的顶、底(上下)边界是不渗透的密封边界,实际上,在油田开发过程中,许多储层受到气顶或底水的作用,为了减小气的突进或底水的锥进对生产的影响,生产井一般只打开远离气顶或底水的部位,或者是采用新的技术如钻水平井。

在油井生产时,由于气顶的膨胀或底水的侵入,在油气或油水界面处会保持定压,定压边界使得压力响应变平,有时会完全掩盖掉半对数径向流,结果无法使用常规半对数分析方法进行试井分析。

已研究的顶、底边界条件有以下几种情况:

- (1)上下都为不渗透边界;
- (2)上边界定压(气顶),下边界不渗透;
- (3)上边界不渗透,下边界定压(底水);
- (4)上下都为定压边界(气顶与底水共存)。

第一种情况中有关完全打开井的分析在本章前已有论述,所以这里只介绍有关局部打开井分析方法;对于上述后三种情况这里将着重介绍局部打开井受底水作用的试井解释模型;对于上边界定压下边界封闭的情况,即有关带气顶储层的压力动态分析见刘民中等《非均质地层试井》;而对于上下都为定压的情况也可做类似的分析;有关水平井的受气顶或底水影响问题在水平井模型中已有说明。

局部打开井的试井分析人们主要研究的是拟表皮因子的确定方法和垂直渗透率的确定方法,垂直渗透率确定可参见第二章球形流模型一节。

确定局部打开拟表皮因子的公式有很多。Brons 和 Marting(1961)给出了一种单层拟表皮因子的经验公式,但是他们在定义储层厚度时未考虑渗透率的各向异性;Bilhartz 和 Ramey(1977)把这一经验公式推广到各向异性储层。Streitsova-Adams(1978)通过使用 Laplace 变换和 Hankel 变换解局部打开井问题导出了一个用无限和表达的单层拟表皮因子公式,在其解中考虑了气顶这种定压边界的存在,Kuchuk 和 Kirwan(1987)也导出了一种与此类似的拟表皮因子表达式。Saidikowski(1979)和 Odeh(1977)分别给出了一种单层拟表皮因子公式。

Buhidma 和 Raghavan(1988)研究了方形储层中具有底水作用的局部打开井的压降和压力恢复动态,结果表明,在底水作用的条件下拟径向流不存在,并且拟表皮因子不能用 Brons-Marting 方法计算。

Reynolds 等人(1984)通过回归分析得到了两层储层的拟表皮因子关系式,Papatzacos(1987)通过使用镜像法解局部打开井问题导出了单层储层的拟表皮因子公式,Olaewaju 和 Lee(1989)也研究出了两层储层的拟表皮因子的一组关系式。Yeh 和 Reynolds(1989)给出了一种多层储层的拟表皮因子公式。Vrbik(1991)给出了一种简化的单层拟表皮因子公式。Ding 和 Reynolds(1994)把 Papatzacos 和 Vrbik 单层拟表皮因子公式推广到了多层情况。

Gomes 和 Ambastha(1993)给出了各种储层条件(多层、气顶、底水或上下封闭等)下的拟表皮因子解析公式。

最近,Larsen(1993)还研究了一口具有多处射开井段的直井的不稳定压力动态。

第二节 物理模型

假设单相、微可压缩、粘度恒定的液体从水平、等厚、均质、正交各向异性的储层(垂向与水平渗透率不同)中以定产量 q 流入井底,生产前储层中具有均一的原始地层压力 p_i ,储层顶边界是密封的,底边界密封或定压(等于 p_i),外边界封闭(这时井位于面积为 A 的正方形储层中心)或无限大(即不考虑外边界的影响)。

这类井的压力恢复响应主要受四个因素的控制:打开程度、井筒储存、井损害程度和气顶或底水。

如果上下边界不渗透,局部打开井可出现三个流动期:早期不稳定径向流期、过渡期和中期不稳定拟径向流期,过渡期常为球形流。由早期半对数直线可求得打开层段的流动能力 $K_H h_w$,由晚期半对数直线可求得总井段的流动能力 $K_H h$,由过渡段可求得垂向渗透率 K_V 。对于压裂井,早期为线性流期。若局部打开井位于封闭系统中,晚期会出现拟稳定流动。

如果储层中存在气顶或底水的作用,由于定压边界的存在,井的压降或井的恢复压力最后趋于恒定,而与时间无关,一般不存在常规的拟稳定流或拟径向流。需要注意的是即使储层是无限大的,最终仍将出现稳定态(即稳定流)。

一般井的压力动态总要受井筒储存的影响,井的损害越大,井筒储存(即续流)期的时间就越长。结果,甚至在井筒储存影响未结束以前,气顶或底水的作用就已接替了续流的影响。

第三节 单层系统局部打开井的试井分析

位于上下边界密封储层中一口局部打开直井的模型见图 6.1 和图 6.2。如果我们研究位于上下边界封闭储层中的局部打开井的井筒压降时,会发现无因次压降曲线上存在两条直线段,其斜率分别为 $1.151/b$ 和 1.151 。第一条直线代表早期无限作用径向流,第二条直线代表中期拟径向流。

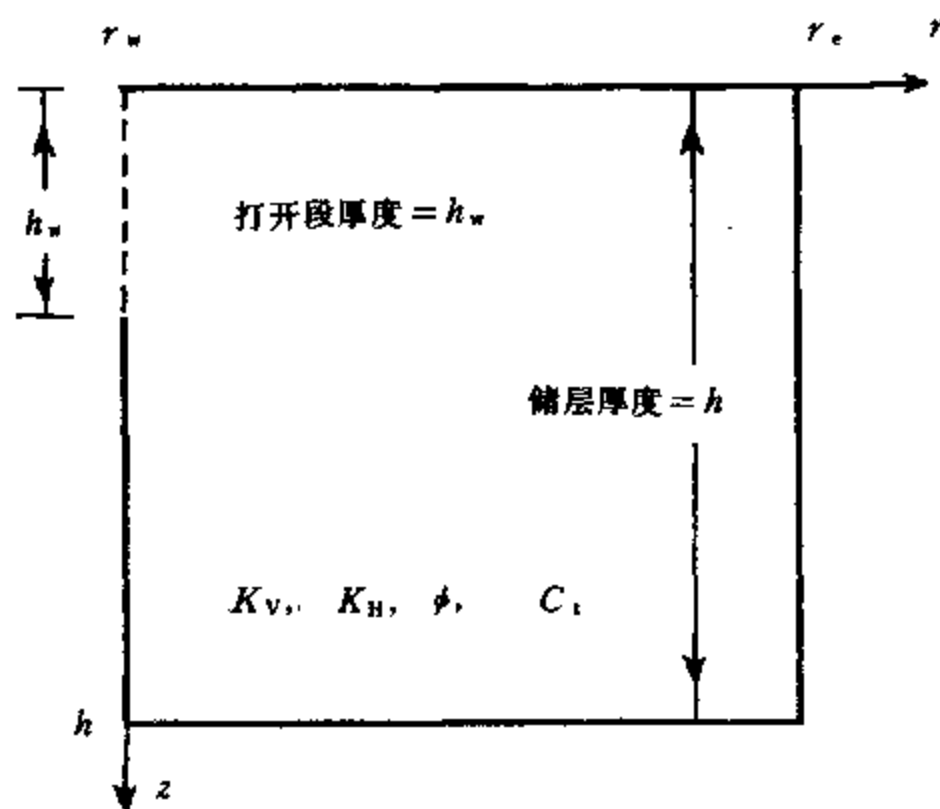


图 6.1 打开上部井段的单层系统

如果存在早期径向流或中期拟径向流,那么都可以用常规的半对数方法进行分析,但是不能使用这两段的数据来求垂直渗透率,垂直渗透率可由过渡段的数据求解。早期径向流的分析可求局部打开井的真实表皮因子 S 和地层水平渗透率 K_H 。中期径向流分析可求得总表

皮因子 S_i 和地层水平渗透率 K_H 。

对于单层系统,一些变量的基本定义如下。

无因次打开井段长度、无因次储层总厚度和打开率(或称穿透率)分别定义为:

$$h_{wD} = (h_w/r_w) \sqrt{K_H/K_V} \quad (2.64)$$

$$h_D = (h/r_w) \sqrt{K_H/K_V} \quad (2.65)$$

$$b = h_w/h \quad (2.66)$$

若地层可以考虑成各向同性时,就有 $K_H/K_V=1$ 。上式中 K_H/K_V 可用常规试井分析方法或典型曲线分析方法求得,也可利用岩心分析的结果。

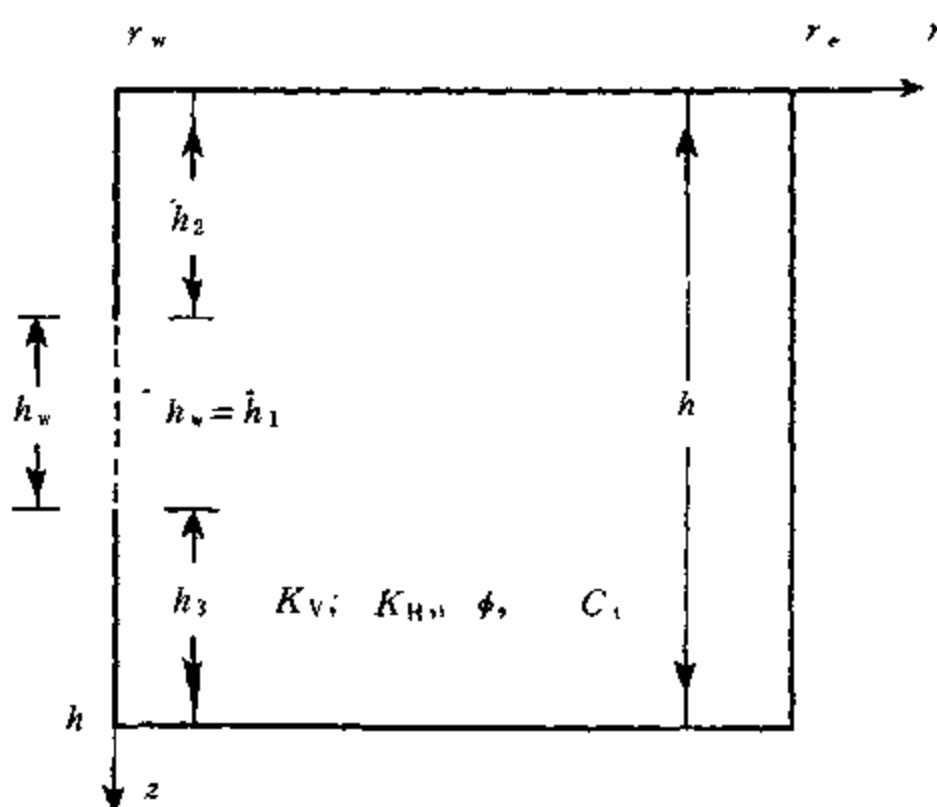


图 6.2 打开任一部位的单层系统

$$h_{2D} = h_2/h \quad (6.1)$$

式中 $h_w=h_1$ ——打开井段的厚度, m

h ——储层总厚度, m;

h_2 ——打开井段顶部位置到储层顶界的距离, m;

K_V ——垂向渗透率, μm^2 。

1. 早期不稳定径向流分析

对于 $t_D/r_D^2 \geq 25$, 若井储效应可以忽略, 那么局部打开井的早期响应可由下式描述:

$$b p_{wD} = 1.1513 \log(4t_D/\gamma) + S \quad (6.2)$$

式中 $\gamma=1.781$

早期径向流易受井筒储存的影响, 因此, 要获得早期直线段一般需要采用专门的井下测试工具来消除井筒储存。Buhidma 和 Raghavan 的研究表明, 在 $h_{wD} \geq 100$ 情况下, 在 $t_D > 70$ 以后会出现早期半对数直线段。半对数直线段结束的时间与供给面积 A 和打开率 b 无关, 仅取决于无因次井段长度, 这一结束时间由下式给出:

$$t_D/h_{wD}^2 = 0.02 \quad (6.3)$$

Bilhartz 和 Ramey 认为, 在 $C_D \geq 50$ 时 $b=0.5$ 或者在 $C_D \geq 250$ 时 $b=0.25$, 上式无效。

2. 不稳定拟径向流分析

由第二条直线段可求得整个储层的流动能力($K_F h$)和 S_i 。拟径向流可用下式表示:

$$p_{wD} = 1.1513 \log(4t_D/\gamma) + S_i \quad (6.4)$$

Brons 和 Marting(1961)给出的拟表皮因子关系式为:

$$S_b = S_i - S/b \quad (6.5)$$

真实表皮因子 S 实际上是许多因素的总和, 这些因素包括各种改变井壁附近压力降的因

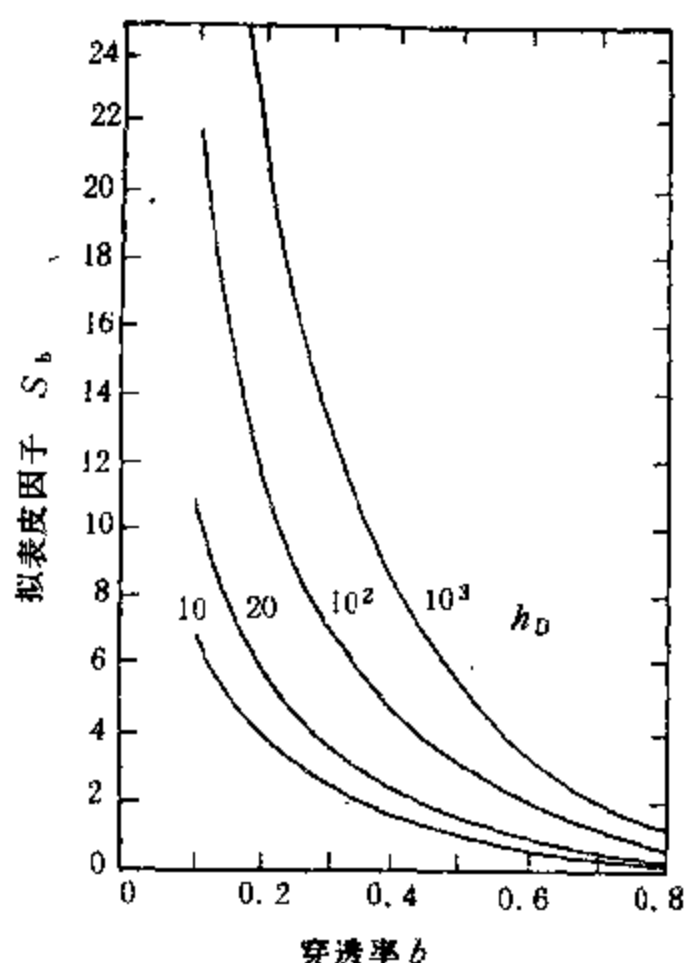


图 6.3 修正的 Brons-Marting 图

难于见到早期数据径向流的半对数直线。因此得用其他方法来估算拟表皮因子。

(1) Brons-Marting (1961) 方法

对于打开储层顶部的情况,可用下式计算拟表皮因子:

$$S_b = [(1-b)/b][\ln h_D - G(b)] \quad (6.6)$$

$G(b)$ 的一个近似关系式为:

$$G(b) = 2.948 - 7.363b + 11.45b^2 - 4.675b^3 \quad (6.7)$$

对于打开储层中部的情况,当 h_D 换成 $h_D/2$ 时仍可用(6.6)式计算拟表皮因子。

(2) Papatzacos 方法

$$S_b = (1/b - 1)\ln(\pi h_D/2) + (1/b)\ln\{[b/(2+b)] \sqrt{(A-1)/(B-1)}\} \quad (6.8)$$

式中

$$A = 1/(h_{2D} + 0.25b) \quad (6.9)$$

$$B = 1/(h_{2D} + 0.75b) \quad (6.10)$$

如果打开井段位于储层的顶部,则有 $h_{2D} = 0$ 。

(3) Yeh-Reynolds (1989) 方法

$$S_b = [(1-b)/b]\{\ln[Cb(1-b)h_D] - C_1\} \quad (6.11)$$

式中

$$C_1 = 0.481 + 1.01b - 0.838b^2 \quad (6.12)$$

C 可由图 6.4 查得,图中 $f_1 = b, f_2 = h_{2D}$ 。

前两式相等可计算 C 的公式为:

$$C = \{\pi \exp(C_1)/[2b(1-b)]\} \times \{[b/(2+b)] \sqrt{(A-1)/(B-1)}\}^{1/(1-b)} \quad (6.13)$$

如果打开井段位于储层的顶部,则(6.11)式化为:

素,如斜井、射孔、非达西流动等。

3. 垂向渗透率的估算

求垂向渗透率 K_v 的方法有:

(1)根据过渡区的球形流段数据求 K_v ,见第二章。

(2)根据早期径向流的中止时间与无因次井段长度的关系,即用方程(6.3)求 K_v (对压力恢复则是 Horner 直线段的中止时间)。

(3)Bilhartz 和 Ramey 提出的拟径向流开始时间方法。

(4)在已知 b 和 S_b 时,利用 Reynolds 提供的修正的 Brons-Marting 图 6.3,查得 h_D ,然后用方程(2.65)可求出垂向渗透率。

前两方法要求知道水平渗透率 K_H ,并且只有在井筒储存效应可忽略时才可使用。

4. 拟表皮因子估算

拟表皮因子可由方程(6.5)计算。由于实际井存在着不同程度的井筒储存效应,在很多情况下,

$$S_b = [(1-b)/b] \{ \ln[2b(1-b)h_D] - C_s \} \quad (6.14)$$

(6.8)式和(6.11)式适用于任何部位的打开井段。

5. 典型曲线分析

如果井储效应起了支配作用,由井筒的物质平衡可得:

$$bp_{wD} = t_D / (C_D/b) \quad (6.15)$$

这里我们又把(6.2)式写成:

$$bp_{wD} = 0.5 [\ln(bt_D/C_D) - 0.80907] + 0.5 \ln[C_D \exp(2S)/b] \quad (6.16)$$

(6.15)式和(6.16)式表明,以 $C_D \exp(2S)/b$ 作为相关参数绘制 $bp_{wD}-bt_D/C_D$ 的所有解的曲线图,在井筒储存影响阶段,局部打开井的解与完全打开井的解是相关的。

Chu 等人的研究表明,在 $h_{wD} \geq 500$, $0.1 \leq b \leq 0.75$, $C_D \leq 10^3$ 和 $S \geq 0$ 时,完全打开井的解能够用于分析局部穿透井的数据(即可求得 $K_H h_w$ 和 S)。在所有其他参数不变时,比较小的 h_{wD} 意味着底边界影响井的响应比较快。如果 C_D 大到一定程度,那么区别局部穿透井和完全打开井的响应是不可能的。

因此,如果 $C_D \leq 10^3$, $h_{wD} \geq 500$, 那么由 Gringarten 标准典型曲线可求得 $K_H h_w$, S (真实表皮)和 C ; 如果 $C_D > 10^3$ 或 $h_{wD} < 500$, 由标准典型曲线可求得 $K_H h_w$, S_t (总表皮)和 C 。

若两条直线段都存在,则由两直线的斜率可求出有效打开井段的长度或地层的厚度。

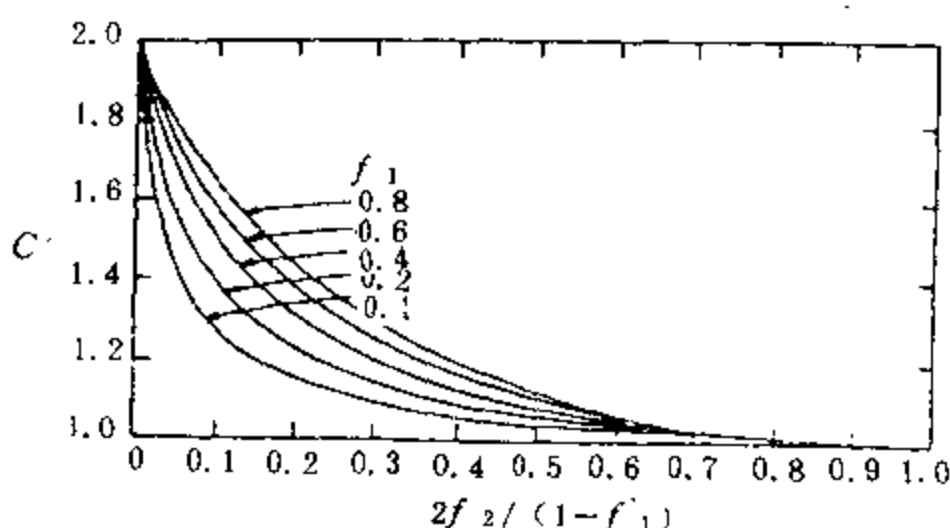


图 6.4 打开位置修正因子 C 图

第四节 多层储层中局部打开井的试井分析

Yeh 和 Reynolds(1989)系统地研究了位于上下边界封闭多层储层中局部打开井的试井分析,研究表明,在下列条件下可以全面地进行压降或压力恢复试井分析。(1)压力数据反映拟径向流;(2)在拟径向流开始前存在一个半对数周期的数据,且这些数据未受到井筒储存的影响;(3)已知孔隙分布,从而可求得储容比。

局部打开井一般不存在早期径向流,这时需要借助典型曲线进行分析。在上述三个条件有效时,其分析步骤为:用半对数方法分析拟径向流数据,估算总流动能力(或地层系数)、厚度平均的水平渗透率和总表皮因子 S_t ;然后用 Yeh 和 Reynolds 的半对数典型曲线确定真实表皮因子 S 、打开段总流动能力和有效平均垂向渗透率;最后可直接计算拟表皮因子 S_b 。上述步骤适用于压降或压力恢复试井分析,但对于压力恢复分析,进行典型曲线拟合应使用等效时间。

下面介绍几种单独计算拟表皮因子 S_b 的方法。

对于多层储层(图 6.6),厚度平均的水平渗透率为:

$$\bar{K}_H = (1/h) \sum_{j=1}^n K_{Hj} h_j \quad (6.17)$$

打开段的厚度平均的水平渗透率为:

$$\bar{K}_{Hw} = (1/h_w) \sum_{j=n_u}^{m_0} K_{Hj} h_{wj} \quad (6.18)$$

式中 h_{wj} —— j 层的射开段长度。

射孔段以上的厚度平均的水平渗透率为:

$$\bar{K}_{H2} = (1/\bar{h}_2) \sum_{j=2}^i K_{Hj} h_j \quad (6.19)$$

式中

$$\bar{h}_2 = \sum_{j=2}^i h_j \quad (6.20)$$

无因次储层厚度定义为:

$$\bar{h}_D = (h/r_w) \sqrt{\bar{K}_H/\bar{K}_V} \quad (6.21)$$

无因次打开段的流动能力定义为:

$$f_1 = \bar{K}_{Hw} h_w / (\bar{K}_H h) \quad (6.22)$$

无因次打开段以上部位的流动能力定义为:

$$f_2 = \bar{K}_{H2} \bar{h}_2 / \bar{K}_H h \quad (6.23)$$

1. Reynolds 等人(1984)的方法

这一方法应用于当实际地层为渗透率不同又相互连通的两层, 打开其中一层的情况, 见图

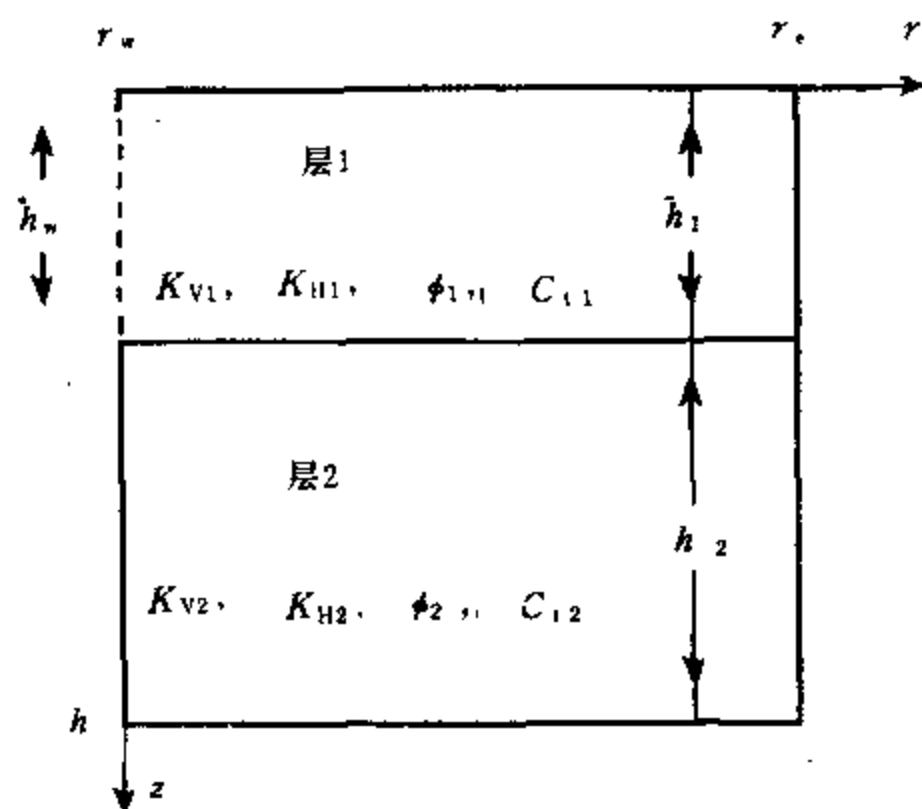


图 6.5 打开第一层的二层系统

6.5。Reynolds 等人给出了下述求拟表皮因子和平均垂直渗透率的方法。

由早期半对数直线估算 $K_{H1} h_1$, K_{H1} 和 S , 由中期半对数直线段估算 $K_H h$, K_H 和 S_t 。由下式可求得:

$$f_1 = K_{H1} h_1 / (\bar{K}_H h) \quad (6.24)$$

$$\bar{K}_H = (K_{H1} h_1 + K_{H2} h_2) / h \quad (6.25)$$

式中 $h_1 = h_w$ ——打开层厚度, m;

$h = h_1 + h_2$ ——总厚度, m。

$$S_b = S_t - S/f_1 \quad (6.26)$$

根据 $f_1 (=b)$ 和 S_b , 可由图 6.3 中查得 $\bar{h}_D (=h_D)$, 然后由下式求平均垂向渗透率 K_V 。

2. Ding-Reynolds(1994)方法

这一方法应用于当实际地层为渗透率不同又相互连通的多层系统打开其中之一层的情况 (见图 6.6), 也可用于打开其中的几层或者某层段的一部分的情况。

$$S_b = (1/f_1 - 1) \ln(\pi \bar{h}_D / 2) + (1/f_1) \ln\{[f_1 / (1 + f_1)] \sqrt{(\bar{A} - 1) / (\bar{B} - 1)}\} \quad (6.27)$$

式中

$$\bar{A} = 1 / (f_2 + 0.25 f_1) \quad (6.28)$$

$$\bar{B} = 1 / (f_2 + 0.75 f_1) \quad (6.29)$$

如果打开井段位于储层的顶部, 则有 $f_2=0$ 。

h_D 中的 $\bar{K}_v$ 用下式计算:

$$\bar{K}_v = h / \{ (h_1 / K_{v1} + [(h - h_1) / K_{v2}]) \} \quad (6.30)$$

对于三层储层, 上式写成:

$$\bar{K}_v = h / \{ (h_1 / K_{v1} + [(h_2 + h_3) / K_{v2}]) \} \quad (6.31)$$

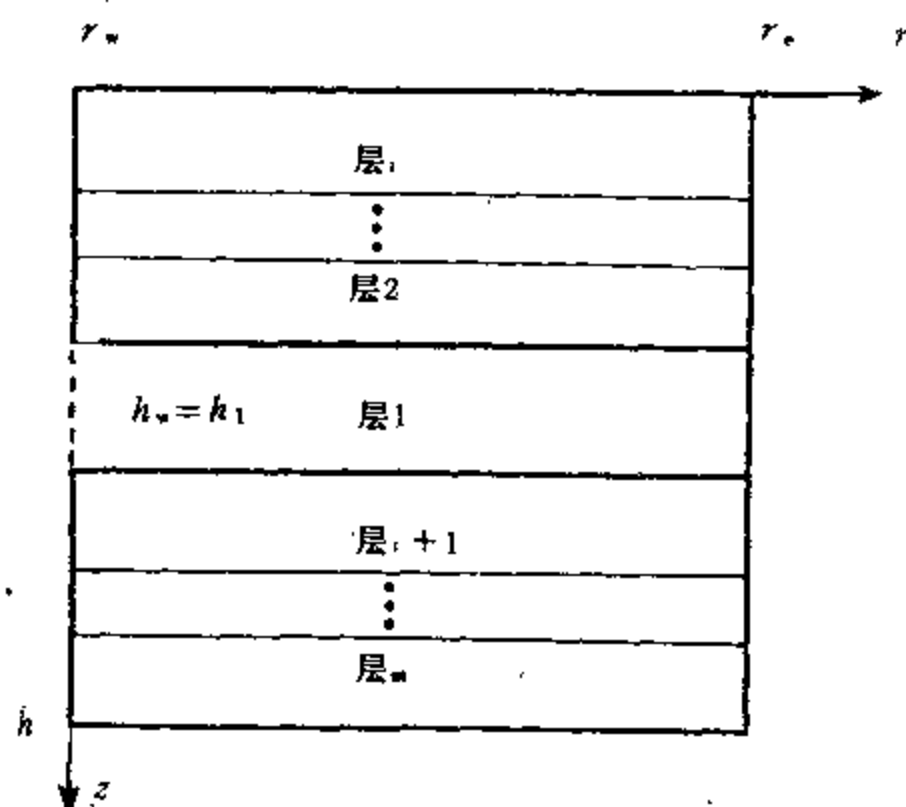


图 6.6 打开任一层的多层系统

如果位于有效厚度井段中间某部位, 则用式(6.30)计算 $\bar{K}_v$ 时应对打开段两端上下的厚度分别平均。例如, 对于中间层打开的三层储层(图 6.7), (6.31)式中的 $(h_2 + h_3) / K_{v2}$ 应为 $(h_2 / K_{v2} + h_3 / K_{v3})$ 。

3. Yeh-Reynolds(1989)方法

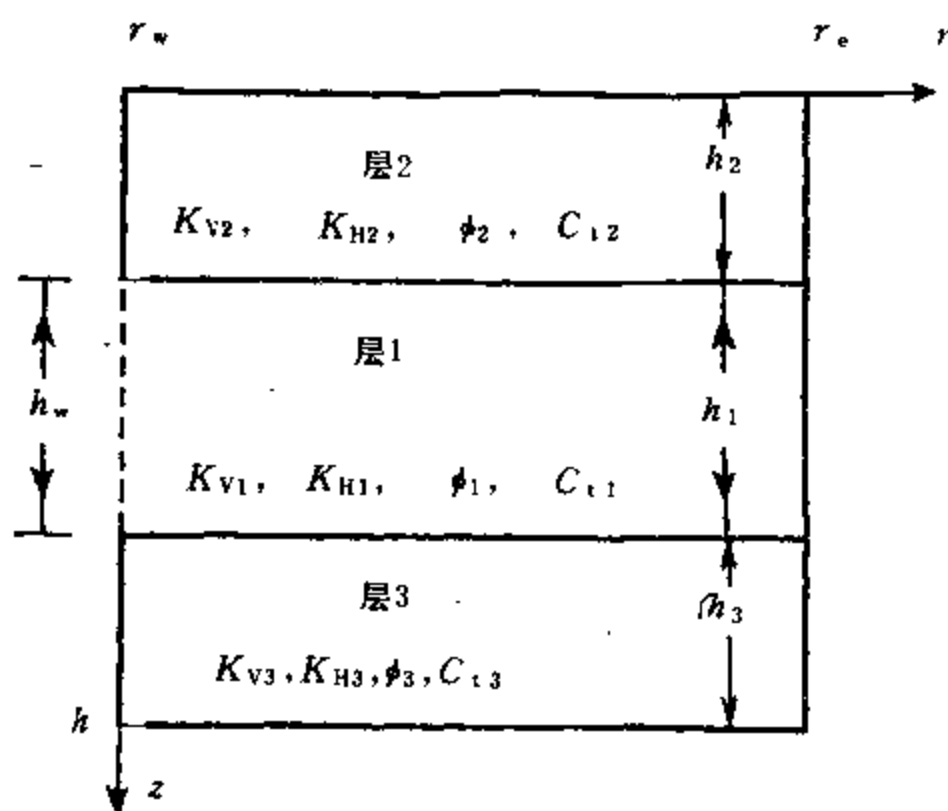


图 6.7 打开中间一层的三层系统

本法与 Ding-Reynolds 方法的应用情况相同。

$$S_b = [(1 - f_1)/f_1] \{ \ln[C' f_1 (1 - f_1) \bar{h}_D] - C_1 \} \quad (6.32)$$

式中

$$C_1 = 0.481 + 1.01f_1 - 0.838f_1^2 \quad (6.33)$$

$\bar{h}_D$ 中的 $\bar{K}_v$ 用式 (6.31) 和 (6.32) 计算。 C' 可由图 6.5 查得, 图中 $f_1 = b, f_2 = h_{2D}$ 。式 (6.31) 和 (6.32) 相等也可得计算 C' 的公式为:

$$C' = \{ \pi \exp(C_1) / [2f_1(1 - f_1)] \} \times \{ [f_1 / (2 + f_1)] \sqrt{(\bar{A} - 1) / (\bar{B} - 1)} \}^{1/(1 - f_1)} \quad (6.34)$$

如果打开井段位于储层的顶部, 则上式化为:

$$S_b = [(1 - f_1)/f_1] \{ \ln[2f_1(1 - f_1) \bar{h}_D] - C_1 \} \quad (6.35)$$

上述后两种方法适用于打开井段位于井段的任何部位; 计算拟表皮因子的方法对压降和压力恢复试井都适用。目前提出的一些估算拟表皮因子的方法大多需要已知垂向渗透率, 实际上大多数情况下这一参数是未知的。

第五节 底水作用下的试井分析

一、底水作用下局部打开的不稳定流动特性

一口局部打开的直井位于存在底水作用储层中的模型见图 6.8。对于局部打开井受底水作用的系统, Buhidma 和 Raghavan 的研究表明, 若井筒储存效应可忽略, 则具有早期无限作用径向流、过渡期 (通常为球形流) 和中晚期稳定流态三个明显的流动阶段。一般生产井都存在井筒储存效应, 所以, 早期无限作用径向流很难见着, 而由井筒储存响应所取代。

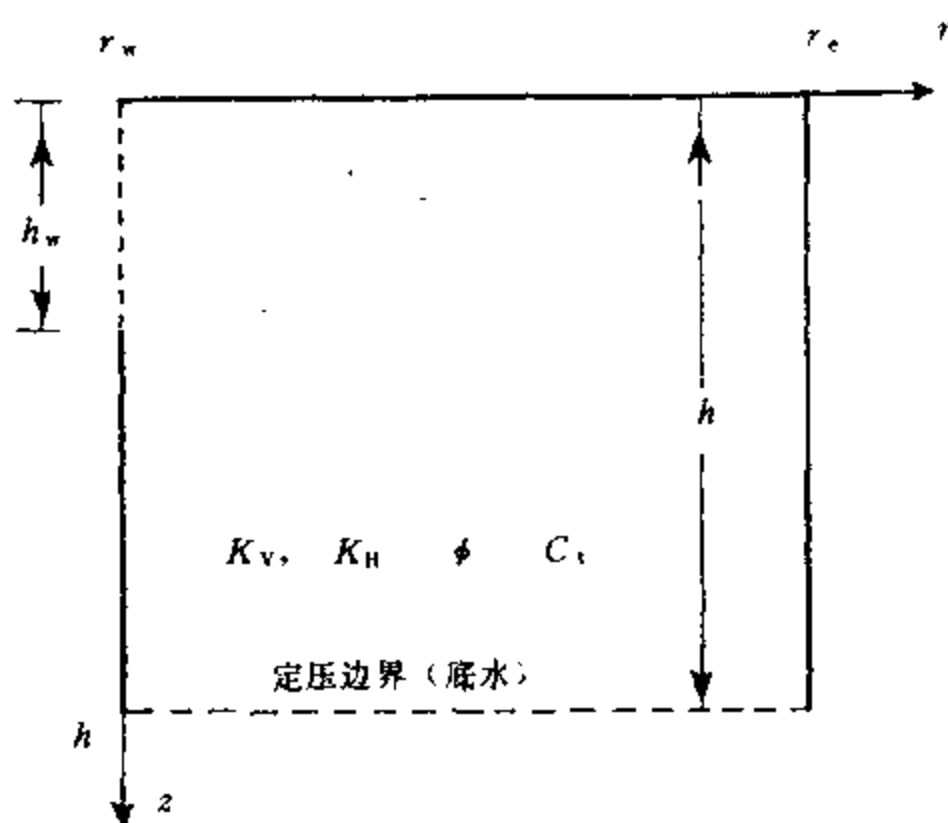


图 6.8 存在底水作用的部分打开井模型

1. 早期无限作用径向流阶段

若井储效应可忽略, 那么可出现局部打开井的早期响应, 其分析详见本章第三节。

2. 过渡阶段

这个阶段起始于垂向流动开始影响井筒压力的时刻, 结束于底边界开始控制井筒压力的时刻。

如果外边界是封闭的, 并且设想底边界也是封闭的, 则外边界控制井筒压力拟稳定流的近似起始时间由下式给出:

$$t_D^* = 0.408A/r_w^2 \quad (6.36)$$

式中 A 为供给面积。实际上, 底边界是定压的, 这样稳定流态起

始的近似时间为:

$$t_D^* = 6.53h_b^2 = 6.53h_{wD}^2/b^2 \quad (6.37)$$

如果 $t_D > t_D^*$ 即 $16h_D^2 < A/r_w^2$, 在压降曲线上将看不到外边界的影响, 这也表明, 若井的供给范围比较大, 那么井间的干扰效应在压降曲线上难见到。但是, 这时底水驱动系统与边水驱动系统实质上是相似的。

如果 $t_D < t_D^*$ 即 $16h_D^2 > A/r_w^2$, 在达到稳定值以前的过渡期, 可观察到井筒压力的突然上升, 这一动态是由外边界响应引起的。

3. 稳定流期

当储层底边界每一点定压时, 井筒压力最终将变得与时间无关。达到稳定流的时间是随 b 值的减少和 h_{wD} 的增加而增加。

二、压降试井分析

1. 特征直线分析法

对于底边界定压(底水起支配作用)的情况, 由于不存在拟径向流, 使用常规分析方法无法得到渗透比和储层流动能力, 也无法用基于拟径向流的方法求垂直渗透率。如果存在早期半对数直线段, 可以用常规分析方法求得 $K_H h_w$ 、 S 和 K_V , 但是一般生产井都存在井筒储存效应, 这时就需要采用专门的测试技术(同时流量压力测试)或数据处理技术(如反卷积等)来消除井储效应的影响, 才能使用上述的常规分析方法。

2. 典型曲线分析法

典型曲线分析方法可用来解释存在井储效应的资料。如果 $C_D \leq 10^3$ 和 $h_{wD} \geq 500$, 可使用标准的典型曲线求得 $K_H h_w$ 、 S 和 C 。如果 $C_D > 10^3$ 或 $h_{wD} < 500$, 并且底边界是定压的, 可使用 Chu 等人(1984)给出的考虑底边界定压的典型曲线分析, 见图 6.9(如果 $S < 0$, 这一典型曲线不能使用), 用这一典型曲线可估算出 $K_H h$ 、 S_i 和 C 。

如果 C_D 增大到一定程度, 无法区别一个完全打开井和部分打开井的压力响应, 此时可用完全打开井的典型曲线分析部分打开井, 但是, 这时拟合分析得到的表皮因子为反映井损害和部分打开井的拟表皮因子 S_i 的总表皮因子 S_t 。这里的 S_t 由关系式(6.5)给出。

在定压底边界都是封闭的条件下, 无因次压降 p_{wD} 应为 t_D/C_D 和 $C_D \exp(2S_t)$ 的相关函数, 并且晚期可出现拟径向流。

如果有一个边界是定压的, 那么, 不能使用 Brons 和 Marting 定义的拟表皮因子, 这时就需要使用 Chu 等人基于 p_{wDss} 定义的总表皮因子 $\tilde{S}_t$:

$$\tilde{S}_t = p_{wDss} + S/b \quad (6.38)$$

这里 p_{wDss} 为底边界定压和 $S=0$ 时的无因次稳定流的井筒压降。 p_{wDss} 值是 h_{wD} 和 b 的函数,

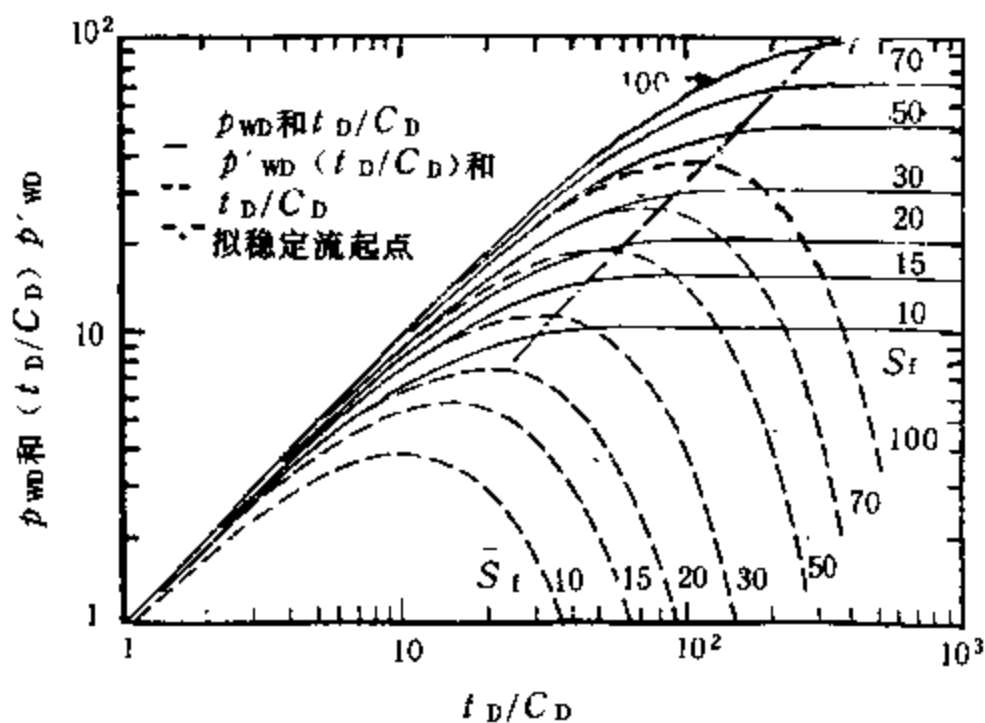


图 6.9 底边界定压储层的压力及其导数典型曲线

与 C_D 无关,可由表 6.1 确定出。一旦用典型曲线方法求得了 $\bar{S}_i$,则可用(6.38)式求得 S 值。

Chu 等人典型曲线(图 6.9)的提出的根据是,如果无因次压降 p_{wD} 可以表示成 t_D/C_D 和 $\bar{S}_i$ 的函数则其可以与井底压力响应相关。这是由于早期 $p_{wD}=t_D/C_D$ (方程(6.15)),达到稳定流时(晚期) $p_{wD}=S_i$ (方程(6.38))。

表 6.1 具有定压底边界局部穿透井的无因次稳定压降 p_{wDss}

穿透率 b	无因次打开井段长度 h_{wD}							
	50	100	250	400	500	700	1000	5000
0.1	41.2313	48.4524	57.8299	62.5167	64.8741	68.2682	71.8778	88.1640
0.15	27.2532	32.0674	38.3188	41.4479	43.0156	45.2779	47.6846	58.5414
0.2	20.2618	23.8726	28.5612	30.9120	32.0838	33.7804	35.5857	43.7283
0.25	16.0644	18.9532	22.7043	24.5830	25.5224	26.8800	28.3240	34.8381
0.3	13.2633	15.6709	18.7970	20.3698	21.1455	22.2769	23.4803	28.9090
0.4	9.7534	11.5597	13.9048	15.0913	15.6665	16.5150	17.4177	21.4898
0.5	7.6344	9.0805	10.9573	11.9102	12.3671	13.0461	13.7683	17.0267
0.6	6.2057	7.4122	8.9774	9.7723	10.1528	10.7188	11.3209	14.0372
0.7	5.1642	6.2006	7.5438	8.2260	8.5522	9.0376	9.5541	11.8841
0.75	4.7369	5.7058	6.9607	7.5979	7.9026	8.3557	8.8380	11.0137

用具有井筒储存效应的典型曲线拟合实际数据,要获得唯一的拟合结果通常是比较困难的,因此,用典型曲线拟合方法分析受井筒储存影响的资料可作为最后的选择。但是,如果压力数据同时受到了井筒储存和定压边界的影响(这定压边界可以是气顶或底水或两者的作用),那么典型曲线拟合方法将是唯一的选择。

3. 非线性回归分析法

非线性回归为存在一条或两条定压边界储层试井资料的分析提供了一个有用的解释技术。Abbaszadeh 和 Hegeman(1990)的研究表明,要使非线性回归的结果可靠,试井数据应含有大约 1/2 对数周期的过渡区数据(即对应于井筒储存结束和定压边界影响开始之间的数据)。

对于压力恢复试井资料,也可进行类似上述压降的相应情况的分析。

第七章 外边界模型

第一节 概 述

常见的外边界条件有定压边界、变压边界(升压或降压)、不渗透边界(一条封闭断层或多条封闭断层)、封闭系统、局部连通断层和高渗透断层等。不渗透边界也称之为非流动边界。对于尖灭边界和储层的局部不渗透区可看成是两种特殊的外边界。

不稳定流动压力数据一般可分为三个阶段:(1)井筒储存响应;(2)无限作用径向流阶段;(3)外边界响应。外边界对不稳定压力数据的影响一般出现在晚期,若测试井与外边界的距离比较近,外边界也可影响到中期或早期数据。

应用镜像原理可以模拟外边界影响,然后用叠加原理分析系统中的井或任一点的压力动态。用叠加原理进行边界模拟计算可求得测试井与外边界的相对位置。解决外边界特别是不渗透边界问题的一个常用方法是把它归结为无限大地层中的多井系统问题,边界模拟是否准确的关键是模拟的供给边界与实际供给边界是否一致,只要两者相近,叠加计算就易实现。

对于外边界模型,将主要介绍受外边界影响的数据段的分析方法。

第二节 定压外边界模型

定压外边界一般发生在边水供给充足或注采平衡的储层系统中。无论定压外边界的形状如何,到了后期流动阶段,其影响都将达到稳定,这时压力与时间无关。因此,在压力双对数曲线或半对数曲线上,都会出现一条水平直线,压力导数曲线是一条下坠的曲线(图 7.1)。由定压外边界模型可求得测试井与定压边界的距离和边界处的压力值。

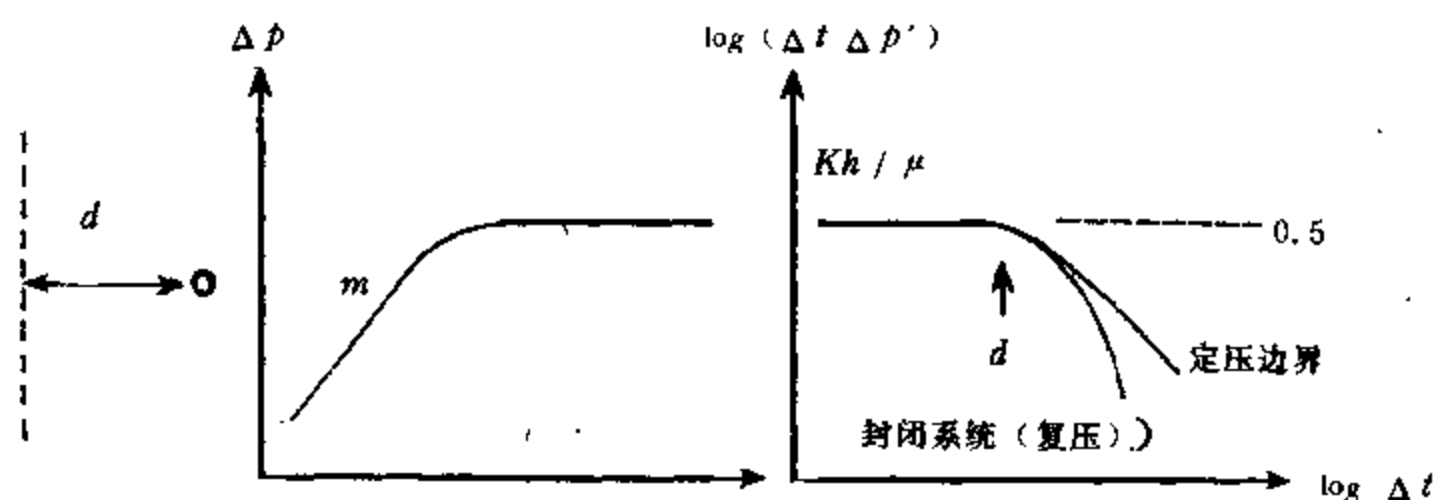


图 7.1 定压外边界的压力响应特征

为了探测到定压边界对压降曲线或压力恢复曲线的影响,探测半径 r_i 应为边界距离 d 的 6.32 倍,即 $r_i = 6.32d$ 。为得到可供分析的受边界影响的压降曲线或压力恢复曲线,应使 $r_i = 20d$ 。

由压降曲线或压力恢复曲线上两条半对数直线($m_2=0$ 和 m_1)的交点时间,可近似地计算

边界位置 d 。由图 7.1 可知,压力恢复试井时定压边界比封闭系统压力稳定速度缓慢。

与定压边界相对应的是变压边界,一般出现在边水供给不足或注采不平衡的储层系统中,多井系统中的多口井的叠加效应在一口井周围可形成一种变压边界的作用,详见第八章。

第三节 直线封闭断层模型

均质储层中一口井附近存在一条直线封闭(即不渗透)断层,实际储层可以用无限大储层系统中的两口井来等效。假想断层是一面镜子,在实际井的对称位置上布置一口结构和产量完全与其相同的井。这样,应用叠加原理,就很易求得实际井的压力分布规律。

直线封闭断层在半对数图上为两条直线段,其中第二条直线的斜率为第一条直线斜率的两倍,利用两条直线交点对应的时间,可求得断层距离。压力响应偏离直线段的时间也可用于计算断层距离,此外,应用典型曲线的边界模拟方法以及半对数典型曲线也可求得断层距离。直线断层在压力导数曲线上表现为一个“上翘”的特征,上翘后趋于稳定的压力导数值是前一水平段导数值的二倍,见图 7.2。

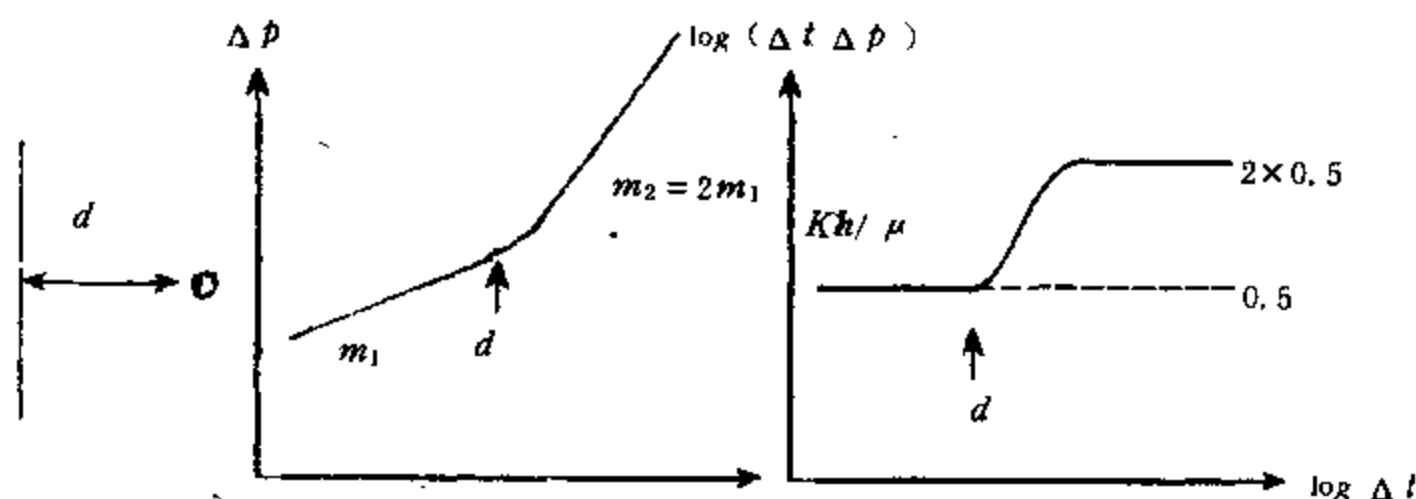


图 7.2 直线封闭断层的压力响应特征

应用压力恢复试井确定断层性质应使关井前的流动时间足够长,Earlougher 和 Kazemi (1980)为此给出的判断标准为:

(1)为探测到直线断层,关井前流动期的探测半径 r_i 至少是断距 d 的 4 倍,也即两直线交点对应的时间应小于 0.6 倍关井前的流动时间,即:

$$\Delta t_x \leq 0.6t \quad (7.1)$$

(2)要确保明显的第二直线段(有一个对数周期的数据),最大的关井时间应为两直线交点对应时间的 10 倍,即:

$$\Delta t_{\max} \geq 10\Delta t_x \quad (7.2)$$

Streletsova-Adams 和 McKinley(1984)研究了流动期对用压力恢复资料确定直线断层和地层非均质界面位置的影响,并给出了以下判断标准:要识别出地层非均质性(如直线断层、多条断层、定压边界和多层等)对压力恢复曲线的影响,探测半径 r_i 至少为所反映的非均质界面距离 d 的 6 倍,即 $r_i \geq 6d$,而要获得大于一个对数周期的反映非均质性的压力恢复曲线,则 $r_i \geq 20d$ 。注意,这里都是假设井是以定流量生产。

直线边界附近一口井的压力响应不仅受井与边界距离大小的影响,而且也受地层性质、井

筒储存和井的表皮效应的影响。Chu 和 Grader(1991)与 Kuchuk 和 Kabir(1988)先后研究了线性边界附近一口具有井筒储存和表皮效应井的分析方法。

如果井筒储存比较小(如 $C_D=10$),第一条半对数直线段只有部分数据受到影响,因此,特征直线分析法仍可使用。但是,对于井筒储存比较大的情况(如 $C_D=1000$),第一条半对数直线段以及过渡段都会被掩盖,结果只能见到第二条半对数直线段。在这种情况下,有可能把第二直线段当成无限作用径向流期的资料分析,由此半对数分析得出的流动系数将是实际值的一半。

常规的线性边界分析方法要求在边界影响以前,在足够长的无限作用径向流数据。如果井筒储存比较大,井到边界的距离又相对比较小,那么井筒储存和边界的综合作用就可使第一条半对数直线段完全改变。

第四节 多条直线封闭断层模型

均质储层中多条直线封闭断层的典型情况有:(1)两条相交断层(图 7.3a 和图 3b);(2)两条平行断层(图 7.4);(3)三条直交断层(图 7.5);(4)四条直交断层即封闭正方形储层(图 7.6)。

若储层中井靠近某一条断层,则有可能见不到反映无限作用径向流的 0.5 导数水平段(对应于半对数直线段)。对于存在多条直线不渗透边界的储层,应用半对数分析方法或典型曲线

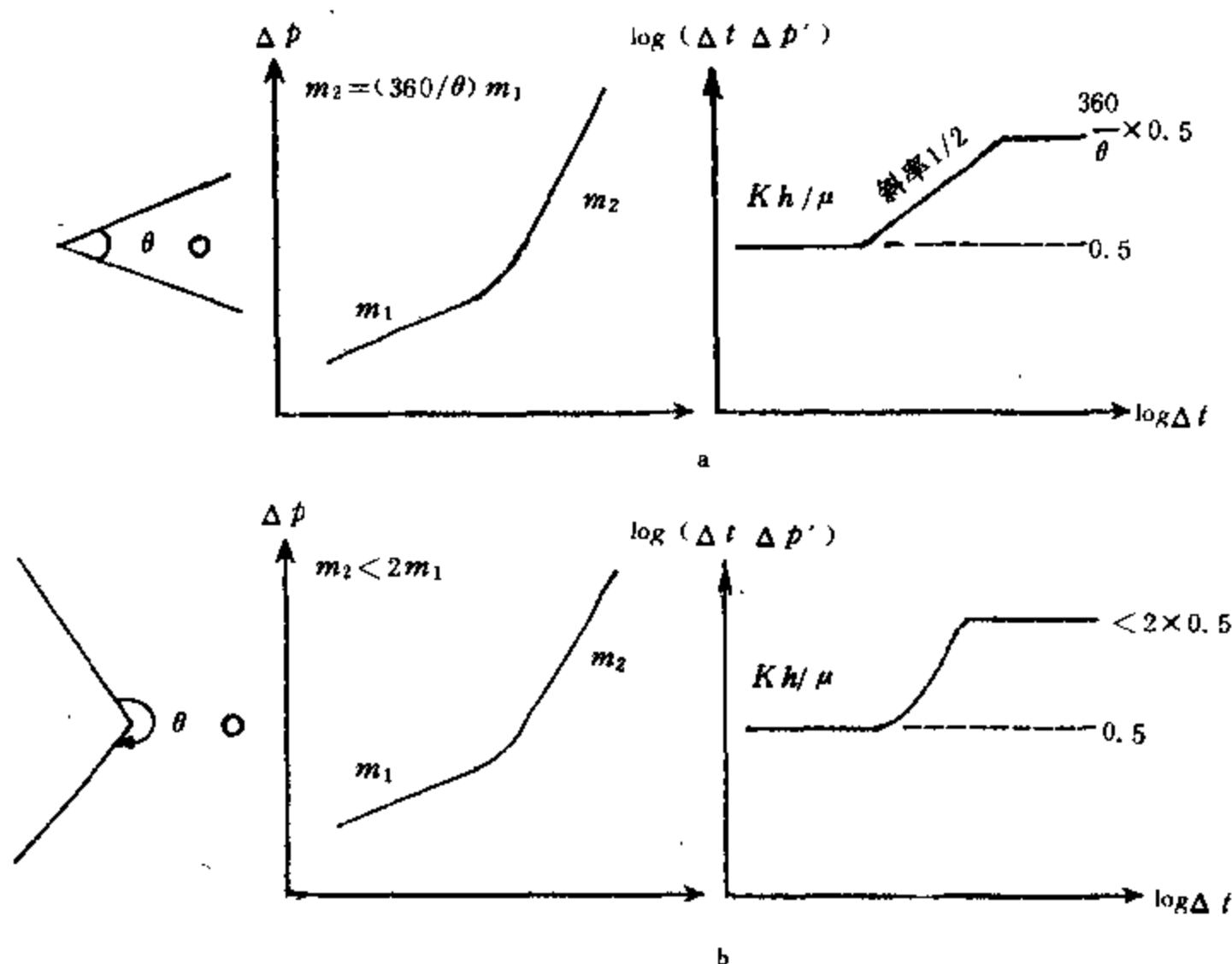


图 7.3 两条相交断层的压力响应特征

a— $\theta < 180^\circ$; b— $\theta > 180^\circ$

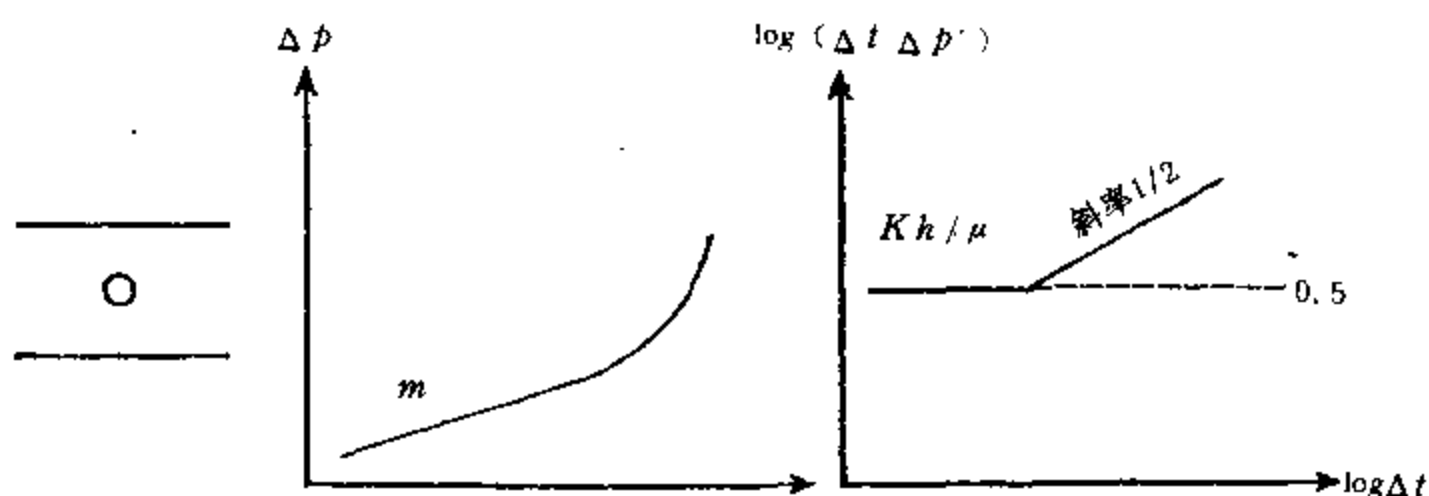


图 7.4 两条平行断层的压力响应特征

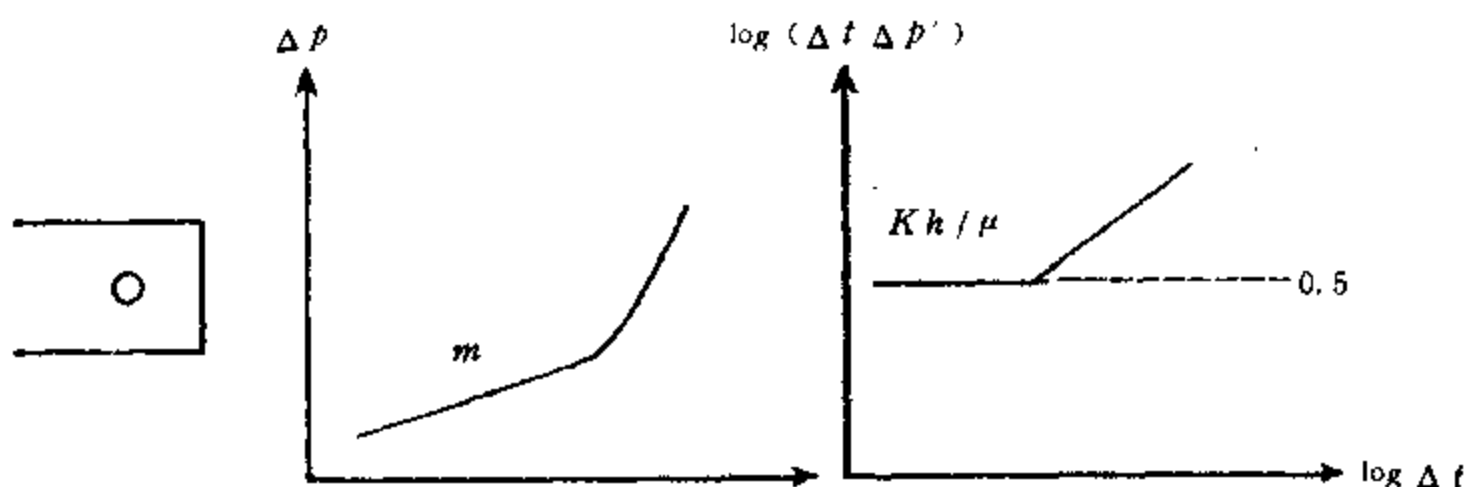


图 7.5 三条直交断层的压力响应特征

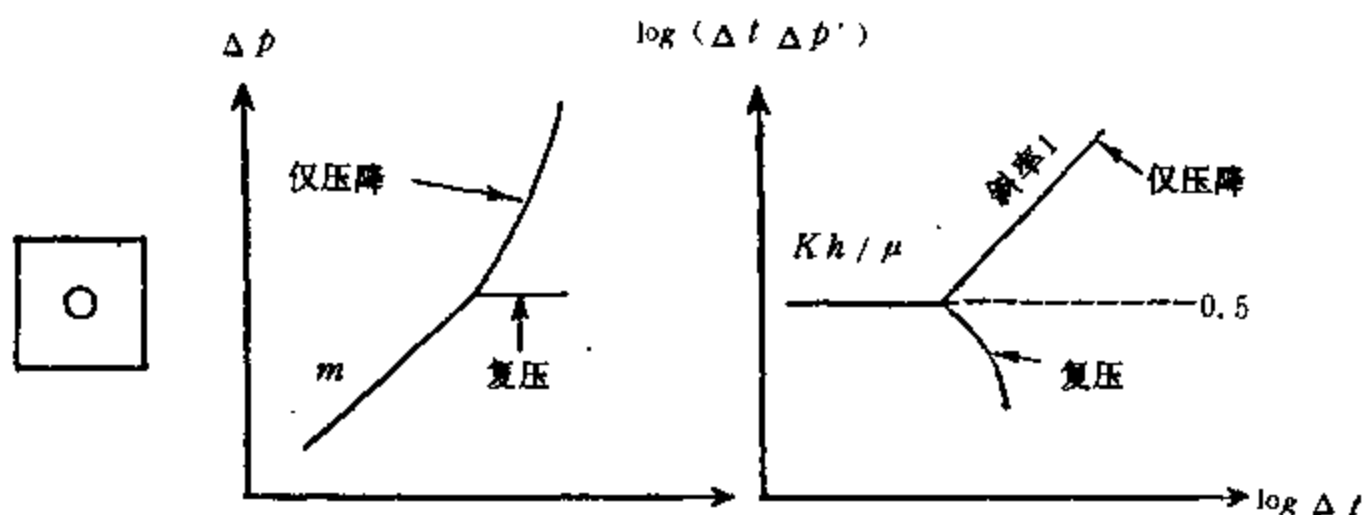


图 7.6 封闭系统(方形储层)的压力响应特征

边界模拟方法可求得断层距离,基于镜像法的边界模拟方法比较容易一次求得多条边界的距离,而在多数情况下半对数分析方法是不能有效地识别多条储层边界的。

对于均质均层中存在一条或多条封闭断层的情况,人们普遍用镜像法来研究压降、压力恢复或井间干扰的动态。

一、两条平行断层(渠状储层)

Tiab 和 Kumar(1980)研究了位于两条平行断层中的一口单井的压力响应特征,结果表明,常规的半对数图(MDH 图和 Horner 图)不能指示出两条断层的存在,在井到最近断层距离大约是两断层间距的 10%或更小的时候,可以指示出其中的一条断层的存在,并可计算其断距,用早期半对数直线段还可以得到 Kh 和 S 。一阶压力导数(PPD)的双对数图指示出反映

两条断层存在的三条直线段,这时,可以用典型曲线拟合法求得井与每条断层的距离以及 Kh 。如果井位于两条平行断层的中间,则最后两条直线合并成一条直线;在两条边界封闭的条件下,半对数图上的斜率一直在增长(图 7.4);在晚期,边界之间的流动方式变成了线性流动,即压力与时间的平方根成正比。

如果明显地存在无限作用径向流期数据段,就可用常规的半对数分析方法确定 Kh 和 S ;如果也明显地存在线性流期数据段,可用线性流图确定出渠状储层的宽度 W_R ,计算方法见第二章。

二、两条相交断层(楔形储层)

Van Poollen(1965)利用像源法得到了无限大地层系统中两条相交断层附近一口单井的压降曲线。对于井不在对角线上的情况,在两断层交角是 π/n (n 为正整数)时,可用像源法;如果井位于对角线上,则像源法可用于两断层交角等于 $2\pi/n$ 的情况(n 为正整数);如果有一口或多口像源井落在了井的流动区域(断层以内区域),那么像源法失效,这种情况发生在交角为 $n\pi/m$, 这里 m 和 n 为互为质数的正整数。

Prassid(1975)给出了无限大地层系统中位于两条相交断层附近一口单井的不稳定压力的解析解,使用最小二乘法得到了有关的地层参数(d, Kh 和 S)。图 7.7 给出了井到两条相交断层的距离及断层夹角对压力导数曲线的影响。

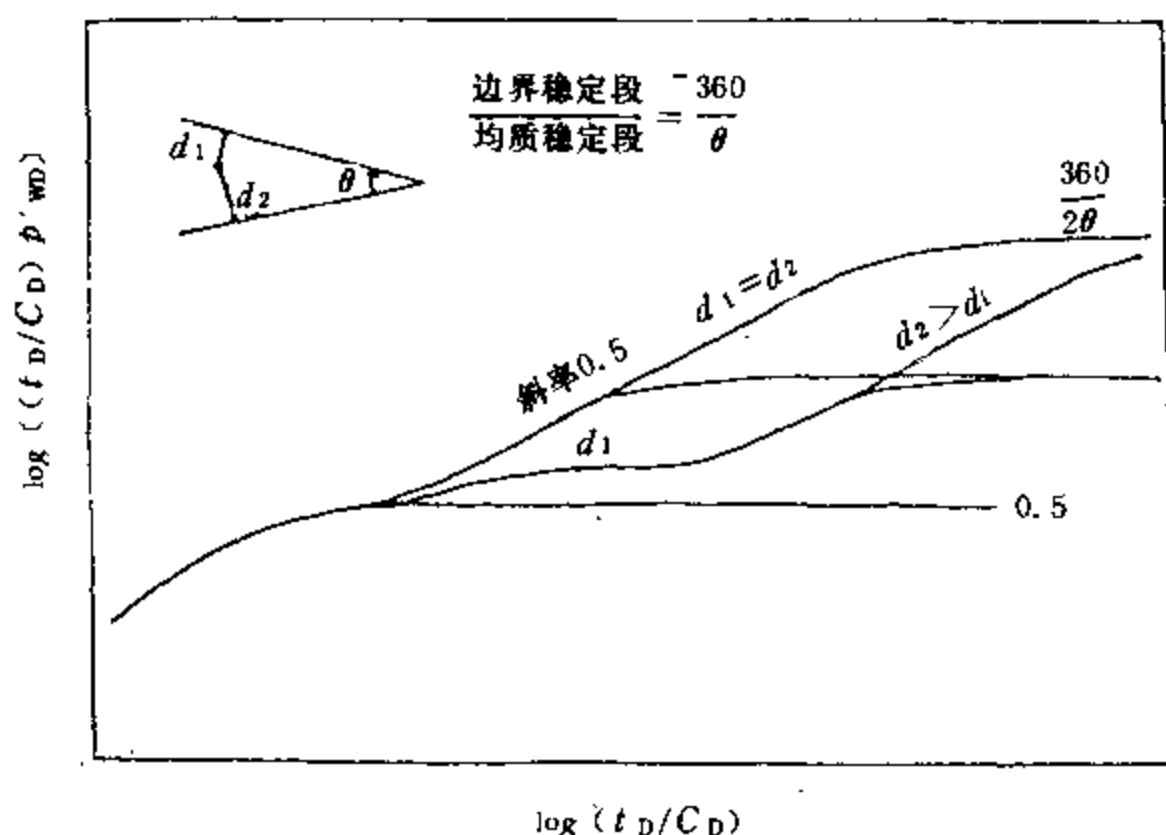


图 7.7 井到两条相交断层的距离及断层夹角对压力导数曲线的影响

三、三条直交断层

如果井位于与三条断层等距离的位置(图 7.5)时,在无限作用径向流阶段之后,在半对数图上压降曲线显示出斜率不断增大。在晚期,流动的方式为线性流,压降与时间的平方根在直角坐标上为一条直线,其斜率 m' 等于两条平行封闭断层条件下求得的斜率的两倍,因为与平行边界情况相比,只有一半储层供应流量。

如果井与三条断层不等距,那么,在无限作用径向流期之后,压降曲线首先显示某种成 90 度角的不渗透断层或两条平行不渗透断层条件下的曲线形状,最后,将显示出三条断层影响的

动态特征。

四、封闭正方形储层

如果井位于正方形储层中心(图 7.6),在边界施加某种影响之前为无限作用径向流,边界影响起作用以后,晚期压降随时间呈线性增加,并处于拟稳定流态。如果井偏离正方形储层的中心,那么,在无限作用径向流之后,压降曲线会展示出单一边界、90 度角相交边界或三条直角边界影响的动态特征。图 7.8 给出了正方形定压边界储层和封闭储层中井的位置对压力导数曲线的影响。

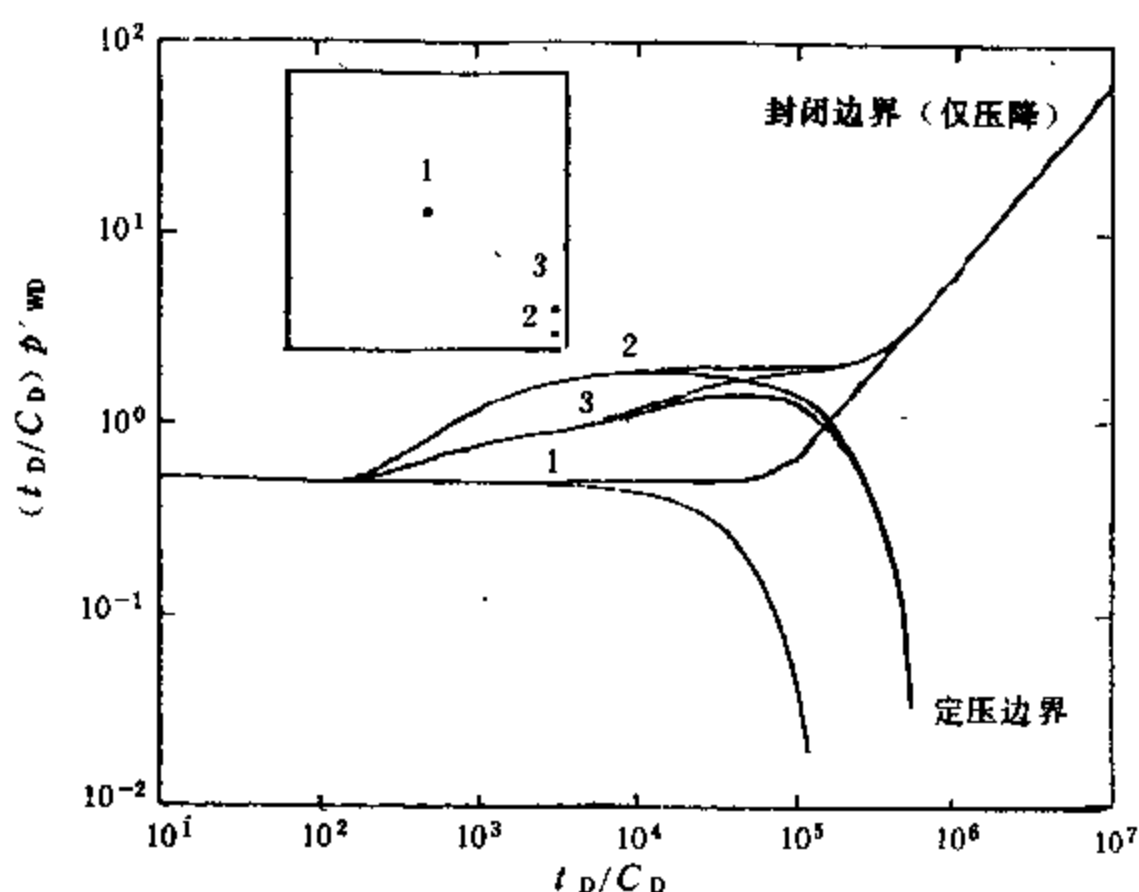


图 7.8 正方形储层中封闭边界、定压边界和井的位置对压力导数曲线的影响

五、一般封闭储层

封闭储层的形状还可以是任意的,如方形、圆形、六角形和长方形等,它们的压力响应特征都具有相似性,见图 7.6。在封闭储层中,压降试井与压力恢复试井的压差变化趋势完全不同,用特种直线分析法或典型曲线分析法可求得封闭储层体积。

目前,研究得最多的并且相对比较容易分析的是方形、圆形系统(封闭和定压)中心一口井的压力动态,对于圆形系统中一口偏心井的压力分布特征,见 Temeng 和 Horne(1984)的论文。

第五节 局部连通断层模型

一、概述

局部连通断层(partially communicating fault)模型描述的是储层性质上的不连续性,传统上,人们是将断层视为封闭边界,近年来,断层的传导现象引起了人们的重视。局部连通断层(也称为泄漏断层或半渗透断层)是介于封闭断层与完全无断层之间的情况,它包括了大多数的断层系统。从本质上,局部连通直线断层模型可归为线性复合储层模型中,线性复合储层就是由一条无限长的直线边界分割形成的两种储层性质不同的系统,其更一般的情况为由多个

储层性质不同的区域所形成的线性复合储层。

Bixel 等人(1963)、Streitsova-Adams 和 McKinley(1984)研究了储层性质线性不连续的无限大复合储层系统中一口井的不稳定压力动态,但未考虑断层的局部连通情况。Stewart(1984)等人将断层视为线性垂直半渗透壁,并得出了数值解,Yaxley(1987)给出了这一模型的解析解,从而统一了 Bixel 等人有关储层线性不连续性的解析解。Ambastha 等人(1989)根据 Van Everdingen 和 Hurst(1953)的表皮因子概念,把局部连通断层视为厚度微薄的表皮边界,但他们的工作局限在理论上的描述,未给出相应模型的分析方法。张望明和曾萍(1992)在此基础上做了进一步的研究,给出了基于线性不连续边界距离的解析解,还给出了这一模型的典型曲线分析方法。此外,Chu 和 Grader(1991)还建立了一种考虑井筒储存和表皮效应的线性复合储层模型的拉氏空间解。

二、基本解

假设无限大地层被一条局部连通断层分割成两个性质不同的半无限大地层(图 7.9),两个区域都为均质等厚和各向同性的地层,单相、微可压缩流体的流动,局部连通断层用无限薄表皮边界代替。Ⅱ区有一口距离断层为 d 的线源井,只考虑流体穿过断层的流动。断层渗透率小于储层渗透率($K_f < K_1$ 或 K_2)。以下变量中下标 1 和 2 分别指 I 区和 II 区。

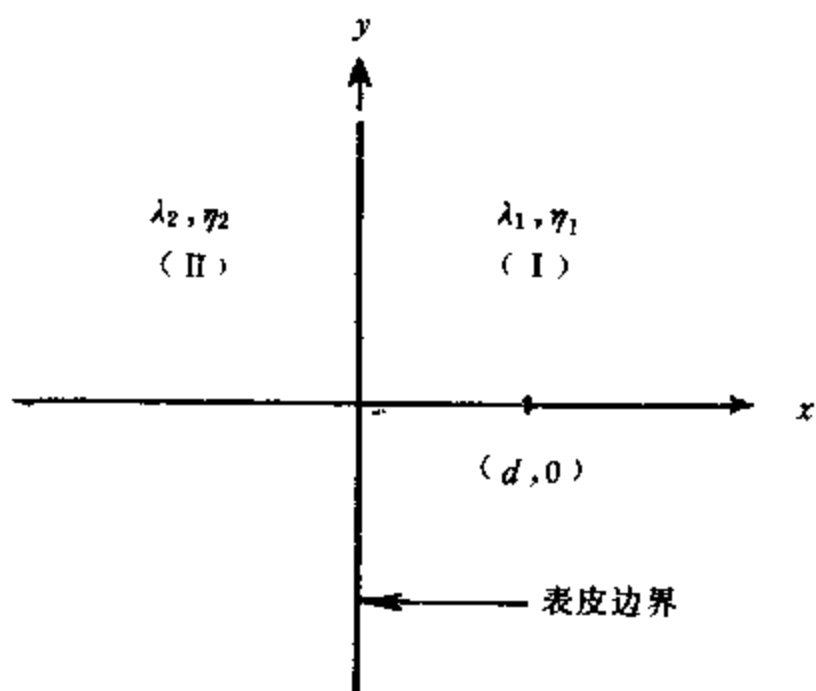


图 7.9 局部连通断层模型示意图

边界表皮因子定义为:

$$S^* = [K_1 h / (1.842 \times 10^{-3} q^* B \mu_1)] \Delta p_s \quad (7.3)$$

式中 Δp_s ——通过表皮边界的附加压降,MPa;

q^* ——通过表皮边界的流量, m^3/d 。

两区流度比为:

$$M = \lambda_2 / \lambda_1 = (K/\mu)_2 / (K/\mu)_1 \quad (7.4)$$

两区导压系数比(也称为水力扩散系数比)为:

$$N = \eta_2 / \eta_1 = [K / (\phi \mu C_t)]_2 / [K / (\phi \mu C_t)]_1 \quad (7.5)$$

无因次井底压降为:

$$p_{wD} = K_1 h (p_i - p_{wf}) / (1.842 \times 10^{-3} q B \mu_1) \quad (7.6)$$

无因次时间为:

$$t_D = 3.6 (K / \phi \mu C_t)_1 t / r_w^2 \quad (7.7)$$

其于断距 d 的无因次时间为:

$$t_{dD} = 3.6 [K / (\phi \mu C_t)_1 t / d^2] \quad (7.8)$$

张望明和曾萍导出了上述模型并以定产量 q 生产时的基本解,即无因次井底压力为:

$$p_{wD} = - (1/2) \text{Ei}(-1/4 t_D) + \Delta p_{dD}(t_{dD}) \quad (7.9)$$

$\Delta p_{dD}(t_{dD})$ 为无因次压力偏移函数,它的物理意义是当压力波传到线性不连续边界并进入

Ⅱ区后,井底压力最终偏离无限作用径向流半对数直线段的偏移量。

对于压降情况,有:

$$\Delta p_{dD} = K_1 h (p_{s1} - p_{wf}) / (1.842 \times 10^{-3} q B \mu_1) \quad (7.10)$$

对于压力恢复情况,有

$$\Delta p_{dD} = K_1 h (p_{ws} - p_{s1}) / (1.842 \times 10^{-3} q B \mu_1) \quad (7.11)$$

式中 p_{s1} ——半对数径向流直线段外推压力,MPa。

三、典型曲线分析

张望明和曾萍的偏移函数理论图版(图 7.10 和图 7.11)可用于典型曲线拟合分析。现以图版 7.11 来说明拟合分析方法:(1)作实测恢复压力导数的双对数图,识别半对数径向流直线段。(2)作实测恢复压力的 Horner 图或 MDH 图,外推半对数直线段得到 p_{s1} 。(3)在与图版 7.11 相同比例的双对数图上作 $(p_{ws} - p_{s1}) - \Delta t$ 的关系图,即偏移曲线图。(4)将实测曲线与理论图版相拟合,选择拟合点 M 。(5)计算流动系数 Kh/μ 和断距 d 。

$$(Kh/\mu)_1 = 1.842 \times 10^{-3} q B [\Delta p_{dD} / (p_{ws} - p_{s1})]_M \quad (7.12)$$

$$d = \sqrt{3.6 \eta_1 (\Delta t / t_{dD})_M} \quad (7.13)$$

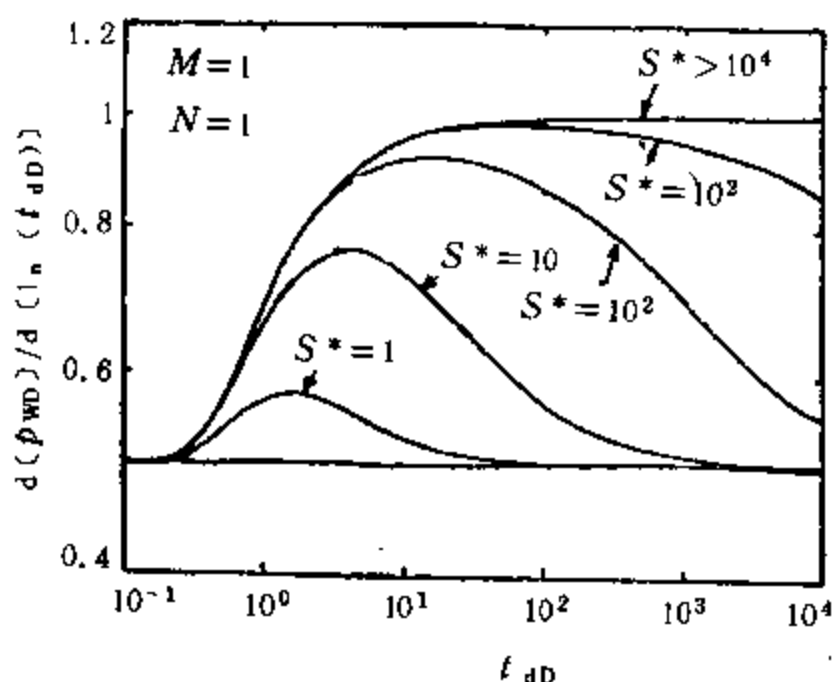


图 7.10 局部连通断层半对数压力导数曲线图

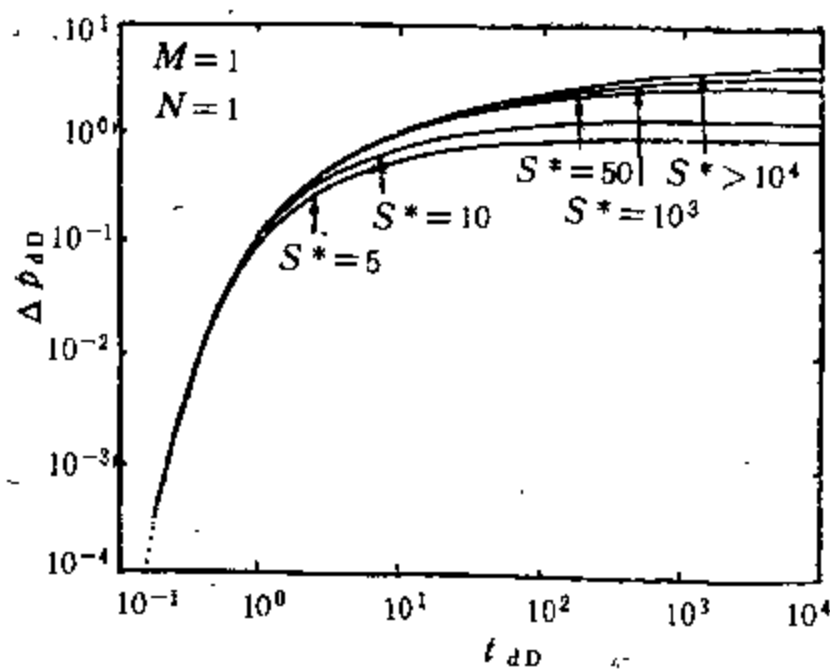


图 7.11 局部连通断层偏移函数典型曲线图

四、基本解的应用

上述线性复合储层模型的解概括了以下几种常见的线性不连续边界的情况。

(1) $M=N=1$ 时,为均质储层中局部连通断层。

S^* 值的大小反映了断层的连通程度。图 7.10 反映了 p_{wD} 的半对数导数特征。所有 S^* 的导数曲线都在“0.5 水平线”上方。 S^* 值较小时,表明连通程度好; S^* 值较大时($S^* > 100$),有较长一段时间内呈现封闭断层的响应。但曲线最终向下趋于到“0.5 水平线”上(若遇恒压边界,导数曲线最终会落到 0.5 水平线以下)。图 7.11 表明了不同 S^* 对应的偏移曲线。 S^* 值越小,偏移越小; S^* 值越大,偏移越大;当 $S^* > 10^4$ 后,偏移曲线几乎与封闭断层反映的曲线重合,有:

$$\Delta p_{dD} = -(1/2) \text{Ei}(-1/t_{dD}) \quad (7.14)$$

(2) $S^* = 0, M=N=K_2/K_1$ 时,为渗透率变化引起的线性不连续复合储层模型。

图 7.12 表明了半对数坐标内不同 M 值的 p_{wD} 特征, $M \ll 1$ ($K_2 \ll K_1$) 类似于封闭断层的响

应,有:

$$\Delta p_{\text{dB}} \approx - (1/2) \text{Ei}(-1/t_{\text{dB}}) \quad (7.15)$$

可用来解释岩性尖灭程度或渗透率沿外边界减小的情况;当 $M > 1$ 时, p_{wD} 在半对数径向流直线的下方,这可解释为向外渗透率增加的情况。图 7.13 为半对数坐标偏移函数图版,其解释与图 7.12 相同。当 $M \gg 1 (K_2 \gg K_1)$ 时,有:

$$\Delta p_{\text{dB}} \approx (1/2) \text{Ei}(-1/t_{\text{dB}}) \quad (7.16)$$

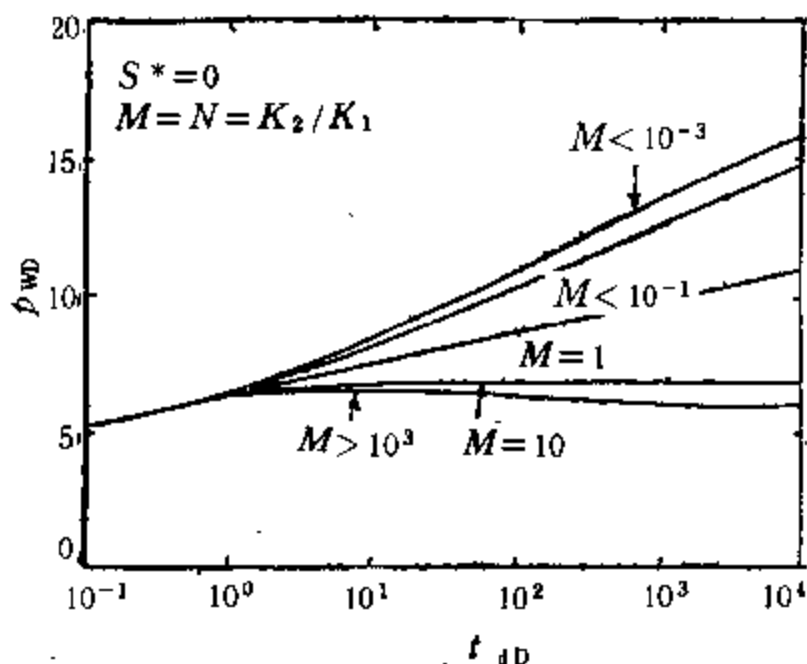


图 7.12 渗透率比对压降响应曲线的影响

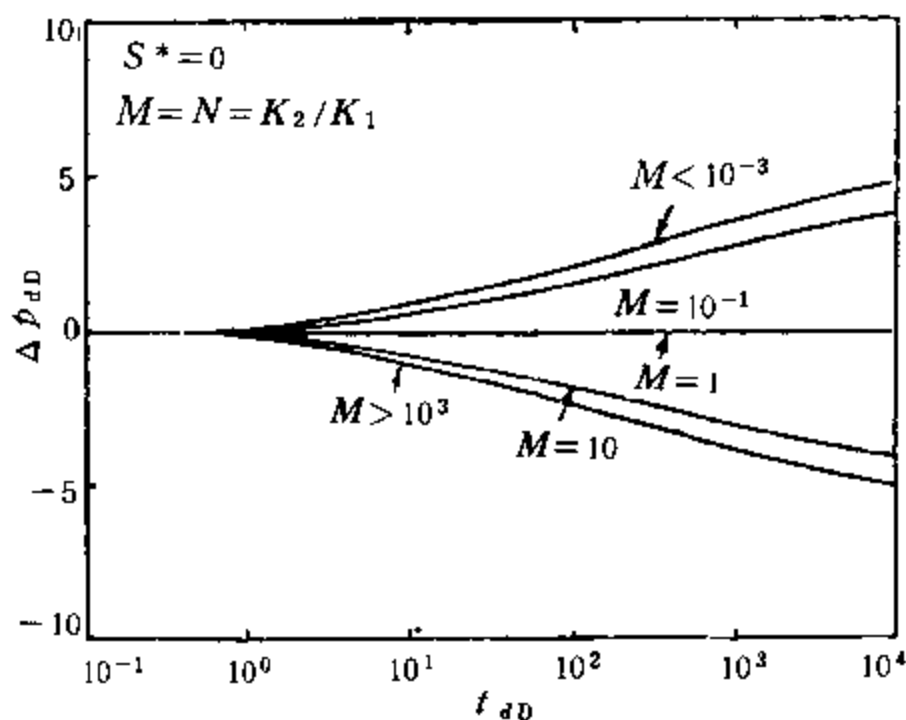


图 7.13 不同渗透率比的偏移函数典型曲线图

(3) $S^* = 0, N = 1$ 时,反映了流度比 M 的变化情况,可用来说明不同流体性质的接触情况,如油水界面和油气界面等,这时有:

$$\Delta p_{\text{dB}} = - (1/2) [(1 - M)/(1 + M)] \text{Ei}(-1/t_{\text{dB}}) \quad (7.17)$$

(4) $S^* = 0, M = N = 1$ 时,为无限大均质储层。

第六节 高渗透性断层模型

一、概述

局部连通直线断层模型只考虑了流体穿过断层面的流动,未考虑在断层面的渗透率大于周围储层的渗透率时所发生的流体沿断层面的流动。Abbaszadeh 和 Cinco-Ley (1992) 给出了考虑流体沿断层面流动与穿过断层面流动情况时的解析解,他们引入了导流能力和表皮因子两个参数来描述断层(或裂缝)中的流体转移特性,这一解还统一了局部连通直线断层情况,它可以归为两种极端情况:大表皮因子为封闭断层,大导流系数为渠道储层。Kuchuk 和 Habashy (1992) 建立了一种考虑储层各向异性的多区线性复合储层模型(多条线性边界是平行的),并给出了这一模型的解析解,此解也统一了局部连通直线断层情况。

高渗透性断层(high permeability fault)模型可分为有限导流断层和无限导流断层两种情况,类似于一条有限导流裂缝或一条无限导流裂缝附近一口井的问题。Cinco-Ley 等人 (1985) 最早研究过一条无限导流裂缝附近一口井的压力动态,并给出了基于源函数概念的解析解。无限导流断层起压力维持源的作用,允许流体穿过和沿着断层面流动。

存在局部极度裂缝发育带的储层就是典型的高渗透性断层系统的例子,其井的压力动态不表现出双重介质特征。

二、试井分析

高渗透性直线断层模型的基本假设与前文的局部连通断层模型相同,不同的是考虑了流体沿断层面和穿过断层面的两个方向上的流动(图 7.14)。

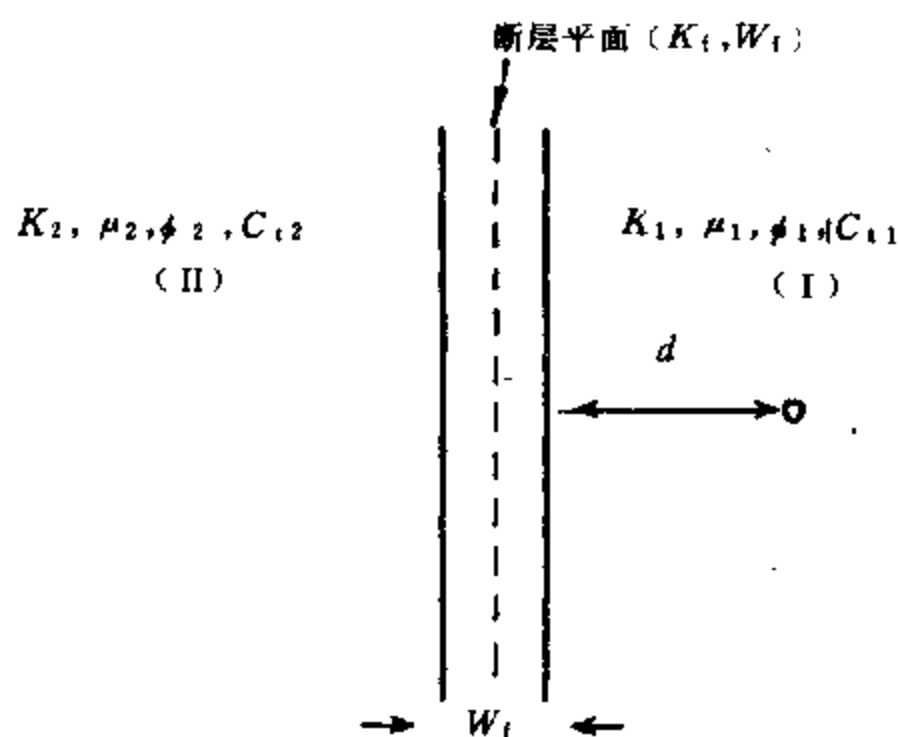


图 7.14 高渗透性断层模型示意图

下面介绍穿过断层平面的表皮因子为零和断层两边储层性质相同情况下的压降及其导数典型曲线的特性 (Abbaszadeh 和 Cinco-Ley)。若这些典型曲线不受井筒储存和表皮效应的影响,那么压力导数典型曲线起始出现反映断层右侧储层的无限作用径向流的 0.5 水平线。

对于高导流情况,断层最初作为线性定压边界(相当于无限导流断层),这时压力导数的双对数图表现为一条斜率为 -1 的直线段。在断层中压力降随时间增加过程中,流体从储层中进入断层,沿断层线方向流动,然后朝着生产井的方向流出断层。

在压力导数的双对数图上,这种流动表现为具有 1/4 斜率的双线性流特征,这种双线性流是储层到断层的线性流与断层内的线性流结合的结果,但在压力的双对数图上,不出现 1/4 斜率的双线性流特征。

在晚期,流体穿过断层面,压力不稳定探测到了断层左侧的储层,结果压力导数典型曲线再次趋近于 0.5 水平线。

在断层两边系统的流度比 M 不为 1 的情况下,双线性流的无因次井底压力为:

$$p_{wD} = C_1 + \left[2.45 / \sqrt{2F_{CD}(\sqrt{M} + 1)} \right] \sqrt[4]{t_D} \quad (7.18)$$

式中 C_1 ——常数;

$M = (K/\mu)_2 / (K/\mu)_1$ ——流度比(井位于 I 区);

$F_{CD} = K_f W_f / K_1 d$ ——导流系数;

K_f ——断层渗透率, μm^2 ;

W_f ——断层宽度, m。

断层距离的计算公式为:

$$d = 0.1152 (K/\mu) \sqrt{m_i / (qB\phi C_1)} \quad (7.19)$$

m_i 为 $dp_{ws}/d\ln\Delta t$ 与 $1/\Delta t$ (复压)或 $dp_{wt}/d\ln t$ 与 $1/t$ (压降)曲线的斜率。

基于上述的分析,同样可对实际试井数据做类似的解释。在井筒储存影响结束以后和断层影响出现以前,压力导数曲线可出现反映无限作用径向流的 0.5 水平线;接着出现上述的高渗透性断层特征;最后,流体穿过断层面,压力不稳定扰动传到了断层的另一侧,结果压力导数曲线再次趋近于 0.5 水平线。这条水平线的高低与流度比 M 有关。

第八章 变压边界模型

第一节 概 述

纵观试井发展历史,人们研究和应用最多的是单井系统中的试井分析方法,由于实际油气藏一般为多井系统,这时研究其中一口井的压力动态时常把它处理成封闭储层或定压边界储层中的单井问题。用于单井系统中最常见的试井分析方法是 Honer 法、MDH 法和 Gringarten 典型曲线分析法,这些方法适用条件是关井前供给区域内地层压力平稳,若关井前供给边界及供给区域内的压力具有某种上升或下降的压力趋势(图 8.1),这些方法就不适用了。

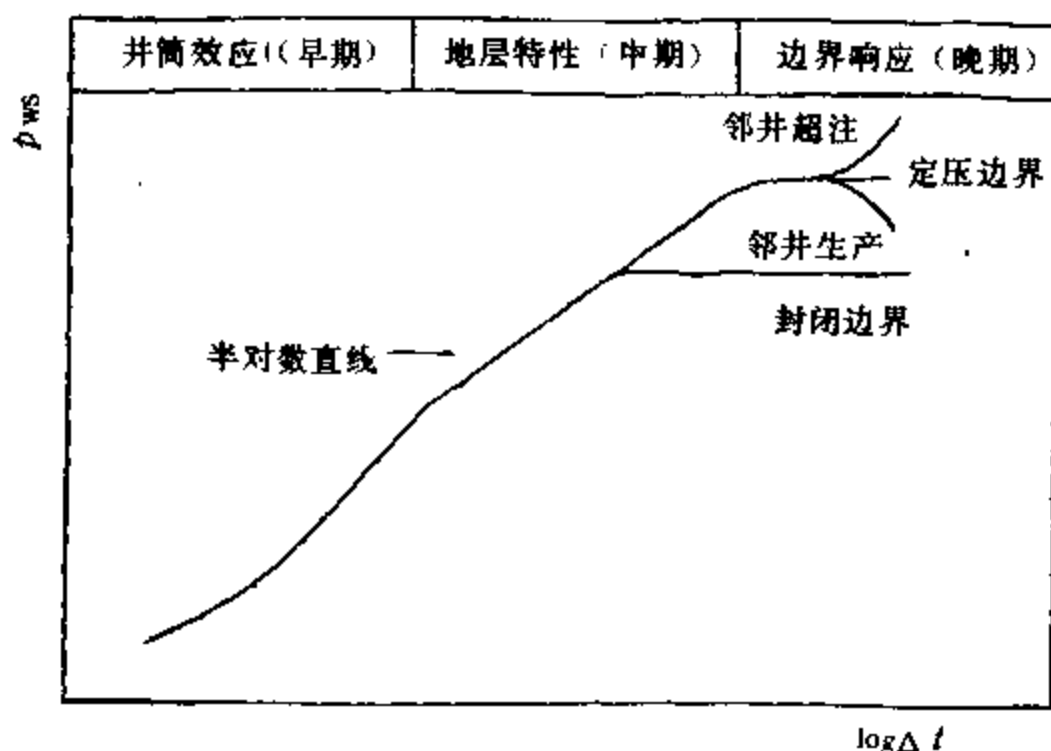


图 8.1 典型的半对数压力恢复曲线

Slider (1971)、Cinco-Ley 等人 (1985) 和 Bossie-Codreanu (1989) 研究了测试前封闭系统中一口井处于拟稳定流态(一种下降的压力趋势)时的压力恢复分析方法。Kumar (1977) 建立了描述不同注水强度下有限正方形储层中心一口井的压降特性方程;文献 SPE 27421 (1993) 进一步给出了有限圆形储层中心一口井的压降特性方程。Cinco-Ley 等人 (1990) 提出了利用典型曲线消除已开发储层中邻井生产或注入所形成的压力趋势影响的分析方法,但仅适用于关井时间大于生产时间的情况即 $\Delta t > 2t$ 。Onur 等人 (1990) 基于均质储层物理模型建立了仅存在生产井的多井系统中一口井的压力恢复分析理论。

文献 SPE 27421 在 Onur 等的研究基础上进一步给出了注采井同时存在的多井系统中一口生产井的压力恢复分析理论,不仅考虑了油水两相流动条件下的压力恢复分析方法,还引入了积分压力导数方法,使其适用范围更广,并进一步建立了注水开发多井储层中一口注水井的压力落差分析方法。这套理论简单实用,有效地解决了受多井或邻井影响下的平均地层压力、流动系数和表皮因子等基本参数的求解问题;此外,还求得了以往试井分析无法得到的一个重

要参数——单井注采比。

第二节 物 理 模 型

假设无限大、均质、各向同性、等厚储层中存在微可压缩、粘度为常数的油和水的流动；油水流度比为1，水平方向上的饱和度分布均一；储层中有多口生产井和注水井（也可能没有注水井）以定产量生产和定注入量注入，但井与井之间的产量或注入量可以是不同的。在稳定生产时，每口井都自然地分成一定大小的供给区域。从某时刻开始关闭其中一口井，测其压力恢复曲线。

在已开发储层中，一口井的供给的边界压力或整个储层的压力随时间变化存在三种可能的趋势：(1)压力随时间减少；(2)压力随时间增加；(3)压力随时间不变。假定上述压力是线性的，即：

$$p(t) = at + c \quad (8.1)$$

当 $a < 0$ 时，压力随时间减少；当 $a > 0$ 时，压力随时间增加；当 $a = 0$ 时，压力不变。方程(8.1)描述的是拟稳定流（包括稳定流）时的压力变化规律。

与常规无流体注入或侵入的封闭储层中所形成的拟稳定流相比，这里的拟稳定流反映了更一般的情形，所以称其为广义拟稳定流， $a = 0$ 表明的是稳定流。

本章中1号井和下标1都指的是压力恢复测试井。

无因次井底压力为：

$$p_{wD} = Kh(p_i - p_{wf}) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) \quad (8.2)$$

无因次井底关井恢复压力为：

$$p_{sD} = Kh(p_i - p_{ws}) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) \quad (8.3)$$

无因次生产时间为：

$$t_D = 3.6Kt / (\phi \mu C_t r_w^2) \quad (8.4)$$

$$t_{A_1D} = 3.6Kt / (\phi \mu C_t A_1) \quad (8.5)$$

类似地，无因次关井时间为 Δt_D 和 Δt_{A_1D}

无因次井距为：

$$r_D = r / r_w \quad (8.6)$$

第三节 线性压力变化速度方程

无天然水侵时的注水开发储层的物质平衡方程为：

$$N_p B_o + W_p B_w - W_i B_w = NB_{oi} C_e \Delta \bar{p} \quad (8.7)$$

$$\Delta \bar{p} = p_i - \bar{p} \quad (8.8)$$

$$C_e = C_t / (1 - S_{wi}) \quad (8.9)$$

$$NB_{oi} C_e = A_t h \phi (1 - S_{wi}) [C_t / (1 - S_{wi})] = A_t h \phi C_t \quad (8.10)$$

式中 B_o ——油相体积系数, m^3/m^3 ;
 B_{oi} ——初始油相体积系数, m^3/m^3 ;
 B_w ——水相体积系数, m^3/m^3 ;
 C_e ——有效流体的总压缩系数, MPa^{-1} ;
 C_t ——综合压缩系数, MPa^{-1} ;
 N ——原始地质储量, m^3 ;
 N_p ——累计产油量, m^3 ;
 S_{wi} ——初始含水饱和度;
 W_i ——累计注水量, m^3 ;
 A_t ——储层总面积, m^2 ;
 W_p ——累计产水量, m^3 。

这里,我们使用方程(8.7)来描述单井系统的情况,这时方程(8.7)中各参数的意义就变成了单井系统条件下的了。

对(8.7)式微分得:

$$d(N_p B_o + W_p B_w)/dt - d(W_i B_w)/dt = A_t h \phi C_t (d\Delta p/dt) \quad (8.11)$$

方程(8.11)可写成:

$$(1 - R_{IP}) q_1 B = 24 A_t h \phi C_t (d\Delta p/dt) \quad (8.12)$$

$$q_1 = d(N_p B_o + W_p B_w)/dt / B \quad (8.13)$$

$$R_{IP} = d(W_i B_w)/d(N_p B_o + W_p B_w) \quad (8.14)$$

式中 q_1 ——日产量, m^3/d ;

R_{IP} ——单井注采比;

t ——生产时间, h 。

在线性压力趋势条件下即 $t \geq t_{ps}$, 有:

$$d\Delta p/dt = - d\bar{p}/dt = - dp_{wf}/dt \quad (8.15)$$

所以,方程(8.12)可写成:

$$dp_{wf}/dt = [q_1 B / (24 A_t h \phi C_t)] (1 - R_{IP}) \quad (8.16)$$

(8.16)式称线性压力变化速度方程,其无因次形式为:

$$dp_{wD}/dt_{A_1 D} = 2\pi(1 - R_{IP}) \quad (8.17)$$

方程(8.17)适用于任何形状的储层,当 $R_{IP}=0$ 时,可得常规拟稳定流时的压降速度方程,当 $R_{IP}=1$ 时,可得稳定流时的压降速度方程。可见方程(8.17)是描述压力变化率的通式。当有边水侵入时,方程(8.7)采用具有边水时的形式,同样可导出(8.17)式,但这时的 R_{IP} 已不具有通常注采比的物理意义,而是一种水驱强度的概念。

单井注采比 R_{IP} 所反映的储层条件为:

$R_{IP}=0$ 封闭储层;

$0 < R_{IP} < 1$ 部分流体注入或侵入;

$R_{IP}=1$ 充足的流体注入或定压供给边界;

$R_{IP} > 1$ 流体超注。

对 R_{IP} 的说明, 这里只给出了几种典型的解释, 实际储层还可能存在更多的情况。

第四节 广义拟稳定流动方程

假设一口生产井的供给区域是以该生产井为中心的圆形区域, 则很易建立线性压力趋势下的径向流动数学模型:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = - \frac{2 \times 1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu}{(r_e^2 - r_w^2) K h} (1 - R_{IP}) \quad (8.18)$$

对于 $t \geq t_{psa}$

$$p(r_w, t) = p_{wf}(t) \quad (8.19)$$

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \Big|_{r_e} = \frac{1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu}{K h} R_{IP} \quad (8.20)$$

利用 $r_e^2 - r_w^2 \approx r_e^2$ (若 $r_e \gg r_w$), 解上述方程组, 则可求得:

$$p(r, t) = p_{wf}(t) + (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu / K h) \{ \ln(r/r_w) - [r/(2r_e^2)] (1 - R_{IP}) \} \quad (8.21)$$

对于 $t \geq t_{psa}$

下面导出圆形边界储层的平均压力和边界压力的计算公式。

平均压力为:

$$\bar{p} = \left[\int_{r_w}^{r_e} p(r, t) 2\pi r dr \right] / [\pi(r_e^2 - r_w^2)] \quad (8.22)$$

把(8.21)式代入上式并积分, 如果考虑表皮效应, 则得到平均压力计算公式:

$$\bar{p} = p_{wf}(t) + [1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu / (K h)] [\ln(r_e/r_w) - (3 - R_{IP})/4 + S] \quad (8.23)$$

将边界条件 $p(r, t)|_{r_e} = p_e$ 代入方程(8.21)中, 如果考虑表皮效应, 则得到边界压力计算公式:

$$p_e = p_{wf}(t) + [1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu / (K h)] [\ln(r_e/r_w) - (1 - R_{IP})/2 + S] \quad (8.24)$$

已知 $\bar{p}$ 和 p_e , 利用方程(8.23)和方程(8.24)可以确定单井注采比。利用方程(8.23)和方程(8.24)可得到 $\bar{p}$ 和 p_e 的关系式:

$$\bar{p} = p_e - [1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu / (4 K h)] (1 + R_{IP}) \quad (8.25)$$

令 $R_{IP} = 0$, 由方程(8.23)~(8.25)可得常规拟稳定流下的相应表达式; 令 $R_{IP} = 1$, 可得稳定流下的相应表达式。方程(8.23)和方程(8.24)化成无因次形式分别为:

$$\begin{aligned} K h (\bar{p} - p_{wf}) / 1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu &= \ln(r_e/r_w) - (3 - R_{IP})/4 + S \\ &= (1/2) \ln[4 A_1 / (\gamma C_{A_1} r_w^2)] + S \end{aligned} \quad (8.26)$$

$$\begin{aligned} K h (p_e - p_{wf}) / 1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu &= \ln(r_e/r_w) - (1 - R_{IP})/2 + S \\ &= (1/2) \ln[4 A_1 / \gamma (C_{A_1} r_w^2)] + S \end{aligned} \quad (8.27)$$

$$C_{A_1} = C_{A_1} e^{-(1/2) R_{IP}} = 31.62 e^{-(1/2) R_{IP}} \quad (8.28)$$

$$C_{A_1 e} = C_{A_1} e^{-(1/2 + R_{IP})} = 31.62 e^{-(1/2 + R_{IP})} \quad (8.29)$$

对于定压边界($R_{IP}=1$),由(8.28)式可得 19.18;对于定压边界($R_{IP}=1$)和封闭边界($R_{IP}=0$),由(8.29)式可分别得 7.06 和 19.18。

对于有限正方形储层中心一口井,则有:

$$C_{A_1} = C_{A_1} 4^{-(1/3)R_{IP}} = 30.884^{-(1/3)R_{IP}} \quad (8.30)$$

$$C_{A_1e} = C_{A_1} 4^{-[1-0.6228(1-R_{IP})]} = 30.884^{-(1-0.6228(1-R_{IP}))} \quad (8.31)$$

第五节 广义拟稳定流的压力降落特性方程

无因次平均压力为:

$$\bar{p}_D(t_{A_1D}) = Kh(p_i - \bar{p}) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) \quad (8.32)$$

利用下列关系式:

$$\text{当 } R_{IP}=1 \text{ 时,} \quad \bar{p}_D(t_{A_1D}) = 1/2 \quad (8.33)$$

$$\text{当 } R_{IP}=0 \text{ 时,} \quad \bar{p}_D(t_{A_1D}) = 2\pi t_{A_1D} \quad (8.34)$$

又因研究的是线性压力趋势问题,(8.32)式可近似为:

$$\bar{p}_D(t_{A_1D}) = 2\pi(1 - R_{IP})t_{A_1D} + 0.5R_{IP} \quad (8.35)$$

上式称为圆形储层的无因次平均压力方程。

对于方形储层有:

$$\bar{p}_D(t_{A_1D}) = 2\pi(1 - R_{IP})t_{A_1D} + 0.4629R_{IP} \quad (8.36)$$

由方程(8.26)和(8.36),可得圆形储层中心一口井的广义拟稳定流井底压力特性方程:

$$p_{wD}(t_D) = (1/2) \ln \left[\frac{4A_1}{\gamma C_{A_1} r_w^2} e^{(3/2)R_{IP}} \right] + 2\pi(1 - R_{IP})t_{A_1D} + S$$

$$\text{对于 } t_{A_1D} \geq (t_{ps})A_1D \quad (8.37)$$

式中, $\gamma=1.781$,圆形储层 $C_{A_1}=31.62$ 。

上式令 $R_{IP}=0$ 和 $R_{IP}=1$,即得稳定流和常规拟稳定流下的相应表达式。由此可知方程(8.37)描述了储层中不同注水强度下的井底压力特性。如果(8.37)式中的 $C_{A_1} e^{-(3/2)R_{IP}}$ 用 $30.884^{-R_{IP}}$ 代替,那么,(8.37)式就成了(Kumar)给出的方形储层中心一口井的广义拟稳定流井底压力特性方程。

无因次边界压力为:

$$p_{eD}(t_{A_1D}) = Kh(p_i - p_e) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) \quad (8.38)$$

由方程(8.27)和(8.37)可得圆形储层无因次边界压力方程:

$$p_{eD}(t_{A_1D}) = 2\pi(1 - R_{IP})t_{A_1D} + 0.5(1 - R_{IP}) \quad (8.39)$$

对于方形储层,有:

$$p_{eD}(t_{A_1D}) = 2\pi(1 - R_{IP})t_{A_1D} - 0.2616(1 - R_{IP}) \quad (8.40)$$

上式令 $R_{IP}=0$ 和 $R_{IP}=1$,即得圆形封闭储层和圆形定压边界储层的无因次边界压力方

程。

如果在迪卡尔直角坐标上作出方程(8.35)、(8.37)和(8.39)的无因次压力与 t_{A1D} 关系曲线,则发现生产时间较长时,在 $R_{IP}=0$ 和 $R_{IP}=2$ 时的压力值都是以 $R_{IP}=1$ 这条线上的压力值为中心对称分布的。因此,人们只需要计算出 R_{IP} 从 0~1 之间的压力值就可作出整个压力分布图,由此图可以清楚地看出注水强度对压降曲线特性的影响,图 8.2 给出了由方程(8.37)决定的这种压力分布图。这一分布特征与有限正方形储层的结果十分相似。

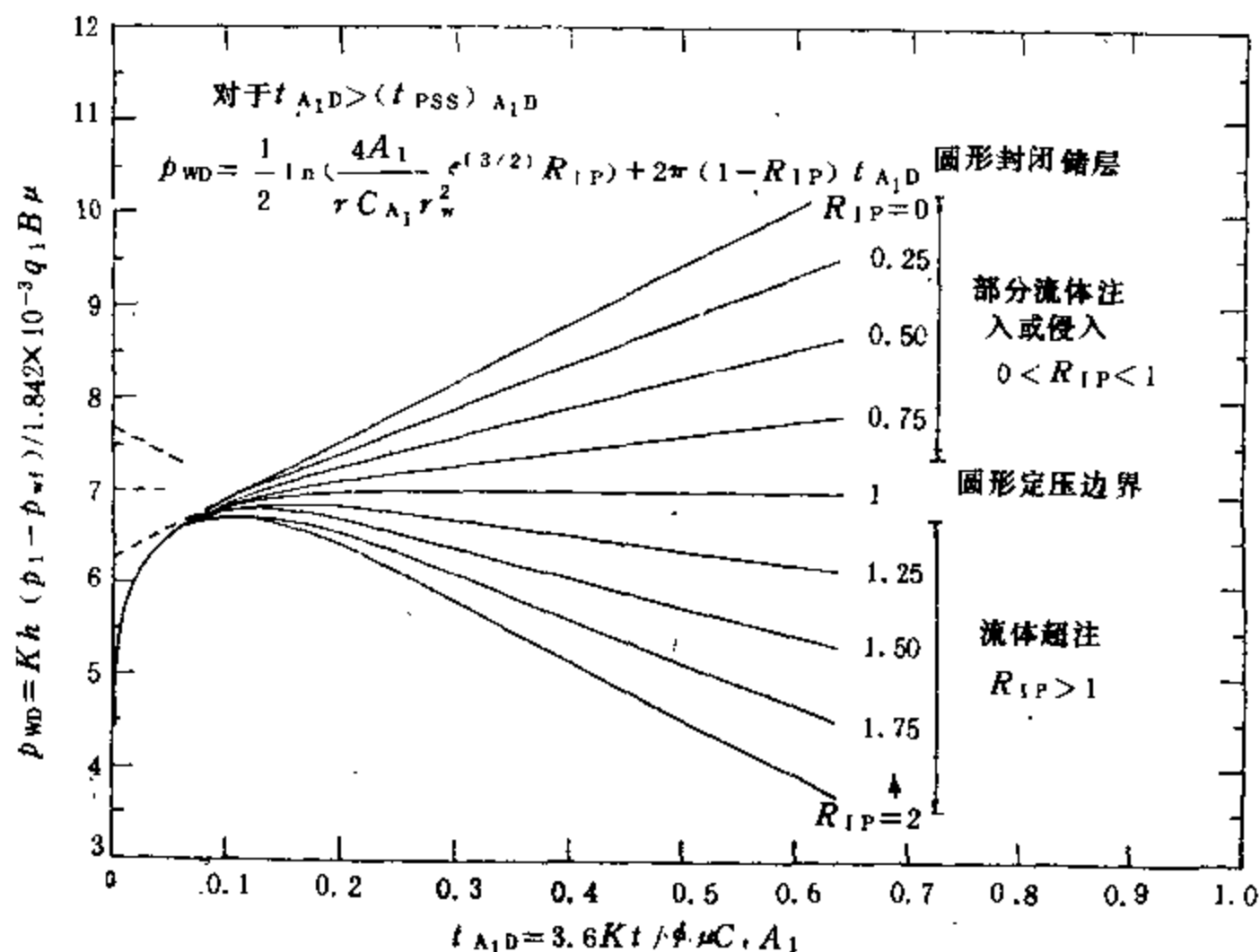


图 8.2 圆形储层中心一口井的无因次压力线性图 $\sqrt{A}/r_w=2000$

第六节 无限多井系统中一口生产井的压力恢复分析理论

假设在无限多井系统中,存在生产井和注水井(或都为生产井),井点分布在正方形网格的中心;坐标原点位于 1 号井; (x_k, y_k) 代表 k 号井的坐标。假设 1 号井以 q_1 生产一段时间 t , 然后关井恢复,而其他 k 口井 ($2 \leq k \leq \infty$) 则一直以 q_k 生产或注入 ($q_k < 0$ 时为注水井),并且 $t \geq t_k \geq 0$ 。利用 Larsen 给出叠加原理,可以得到无限多井系统中一口井的压力恢复通解:

$$p_{wD} = \left[p_D(x_1, y_1, t + \Delta t) + \sum_{k=2}^{\infty} \frac{q_k}{q_1} p_D(x_k, y_k, t - t_k + \Delta t) \right] - p_D(x_1, y_1, \Delta t) \quad (8.41)$$

方程(8.41)中的 p_D 可由线源解给出。已知在不稳定流期, p_{wD} 可表示成:

$$p_{wD}(t_D) = (1/2) \ln(4t_D/\gamma) + S \quad (8.42)$$

在线性压力趋势下, p_{wD} 由方程(8.37)表示。

如果生产时间和关井时间都足够短,方程(8.41)中的无限和项可以忽略,并可简化为无限

大地层中标准的 Horner 方程。为简单起见,这里假设所有井以相同流量生产或注入,方程(8.41)中对所有 k 都有 $|q_k|=q_1$,并且假设对所有 k 都有 $t_k=0$ 。我们主要目的是要了解邻井连续生产或注入对观测井的干扰效应。

当 $t+\Delta t \geq t_{ps}$ 时,即达到线性压力趋势时,方程(8.41)中方括号内的项可以用方程(8.37)近似代替,而 $p_D(\Delta t)$ 一项可用方程(8.42)近似代替。由此,方程(8.41)可化为:

$$p_{sD} = 2\pi(1 - R_{IP})(t + \Delta t)_{A_1D} - (1/2)\ln[\Delta t_{A_1D} C_{A_1} e^{-(3/2)R_{IP}}] \quad (8.43)$$

对 p_{sD} 求对数时间的导数得:

$$\frac{dp_{sD}}{d\ln(\Delta t_{A_1D})} = \Delta t_{A_1D} \frac{dp_{sD}}{d\Delta t_{A_1D}} = 2\pi(1 - R_{IP})\Delta t_{A_1D} - 0.5 \quad (8.44)$$

采用有因次形式,上式可写成:

$$dp_{ws}/d\ln(\Delta t) = -m_1\Delta t + b \quad (8.45)$$

$$m_1 = 0.04167(1 - R_{IP})q_1B/(\phi C_r h A_1) \quad (8.46)$$

$$b = 1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu / (2Kh) \quad (8.47)$$

在笛卡尔坐标图上,作 $dp_{ws}/d\ln(\Delta t)$ 与 Δt 关系图,可成一直线,其斜率为 $-m_1$,截距为 b 。(8.47)式可用于计算流动系数 (Kh/μ) 。在已知 R_{IP} 时,可用(8.46)式计算井的供给面积 A_1 ;已知 A_1 时,可用下式计算单井注采比 R_{IP} :

$$R_{IP} = 1 - 24m_1\phi C_r h A_1 / (q_1 B) \quad (8.48)$$

方程(8.35)减方程(8.43)得无因次 MDH 函数:

$$\begin{aligned} p_{DMDH} = p_{sD} - \bar{p}_D &= Kh(\bar{p} - p_{ws}) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) \\ &= 2\pi(1 - R_{IP})\Delta t_{A_1D} - (1/2)\ln[\Delta t_{A_1D} C_{A_1} e^{-(1/2)R_{IP}}] \end{aligned} \quad (8.49)$$

整理上式得:

$$\begin{aligned} p_{ws} + m_1\Delta t &= \bar{p} + m \log(\Delta t_{A_1D} C_{A_1}) \\ &= \bar{p} + m \{ \log(\Delta t) + \log[m_1 C_{A_1} / 4\pi(1 - R_{IP})b] \} \end{aligned} \quad (8.50)$$

$$m = 2.121 \times 10^{-3} q_1 B \mu / Kh = 2.303b \quad (8.51)$$

(8.50)式中 m_1 和 b 分别由方程(8.46)和方程(8.47)给出。 C_{A_1} 为形状因子,由(8.28)式或(8.30)式给出。方程(8.50)表明,作 $p_{ws} + m_1\Delta t$ 与 Δt 关系的半对数图,可得一斜率为 m 的半对数直线段,这个图称为修正的 MDH 图。由(8.51)式可以计算流动系数 (Kh/μ) ,从(8.47)式也可求出 Kh/μ ,并可以对(8.51)式求出的值加以验证。

由(8.50)式外推半对数直线到关井时间 $1h$ 处,可导出平均地层压力公式:

$$\bar{p} = (p_{ws} + m_1\Delta t)_{1h} - m \log[m_1 C_{A_1} / (4\pi(1 - R_{IP})b)] \quad (8.52)$$

上式求 $\bar{p}$ 对储层形状要求不高, C_{A_1} 可用估算值。

由方程(8.37)、方程(8.35)和方程(8.49)可导出计算表皮因子的公式:

$$S = 1.1513 \{ [(p_{ws} + m_1\Delta t)_{1h} - p_{ws}] / m - \log[K / (\phi \mu C_r r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (8.53)$$

下面根据方程(8.44),分三种情况讨论边界反应或邻井影响的问题。

(1)当 $R_{IP} < 1$ 时,要使方程(8.44)中的导数为零,则有:

$$\Delta t_{A_1D} = 1/[4\pi(1 - R_{IP})] \quad (8.54)$$

因在 $\Delta t_{A_1D} = 1/[4\pi(1 - R_{IP})]$ 处方程(8.43)的二阶导数大于零,即:

$$d^2 p_{sD}/d\Delta t_{A_1D}^2 > 0 \quad (8.55)$$

所以 p_{sD} 在 $\Delta t_{A_1D} = 1/[4\pi(1 - R_{IP})]$ 处有最小值,结果在 p_{sD} 与 Δt 的关系图上有一最大峰值。这一结果对任何形状的供给区域都可出现。最大峰值的产生是由于压力恢复到一定时刻,井受邻井生产或注水影响的结果。最大峰值处所对应的恢复压力和关井时间为 $(p_{ws})_{max}$ 和 Δt_{max} 。因此,在已知 R_{IP} 时,可用(8.54)式计算井的供给面积 A_1 ,在已知 A_1 时,可用下式计算单井注采比 R_{IP} :

$$R_{IP} = 1 - 0.0221\phi\mu C_A A_1 / (K\Delta t_{max}) \quad (8.56)$$

由方程(8.49)和方程(8.54)可导出:

$$(p_{sD})_{min} = \bar{p}_D + (1/2)\{1 - \ln[C_A/(4\pi(1 - R_{IP}))]\} \quad (8.57)$$

解方程(8.57)可得:

$$\bar{p} = (p_{ws})_{max} + b\{1 - \ln[C_A/(4\pi(1 - R_{IP}))]\} \quad (8.58)$$

由上式同样可计算平均地层压力值。

(2) 当 $R_{IP} = 1$ 时,

$$dp_{sD}/d\ln(\Delta t_{A_1D}) = -0.5 < 0 \quad (8.59)$$

这说明 p_{sD} 随时间单调减小,也就是 p_{ws} 是随时间单调增加的。MDH 图上的无因次半对数直线的斜率为定值 1.1513,这时的压力恢复曲线可用常规的 MDH 法分析。

(3) 当 $R_{IP} > 1$ 时,

$$dp_{sD}/d\ln(\Delta t_{A_1D}) = 2\pi(1 - R_{IP})\Delta t_{A_1D} - 0.5 < 0 \quad (8.60)$$

由上式可知, p_{sD} 随时间单调减小,则有 p_{ws} 随关井时间 Δt 单调增加。这一结果说明,在常规的 MDH 图上,半对数直线段的斜率是随关井时间 Δt 单调增加的,上述结果对我们分析实际压力恢复曲线具有重要意义。在注水开发储层中,若邻井注水强度比较大,所测压力恢复曲线的晚期段常出现上翘的趋势,这一现象与上述理论分析结果是一致的。

在上述含有 R_{IP} 的方程中,若令 $R_{IP} = 0$,则可得到 Onur 等人给出的常规拟稳定流下的相应表达式,并且其中的基本分析式(即 $R_{IP} = 0$ 时的方程(8.45)至方程(8.53))可用于有限封闭储层中一口生产井的压力恢复分析。

第七节 有限封闭多井系统中一口生产井的压力恢复分析理论

假设有限封闭储层中存在生产井和注水井(或全为生产井),其总数为 m 。其中一口生产井(1号井)以 q_1 生产时间 t ,然后关井恢复,而其他 k 口井($2 \leq k \leq m$)则一直以 q_k 生产或注入($q_k < 0$ 时为注水井),并且 k 号井是从 t_k 时刻开始生产或注入,也即 $t \geq t_k \geq 0$ 。再者,假设 1 号井的压力不受其他井($2 \leq k \leq m$)表皮因子的影响。这样,利用 Larsen 给出叠加原理,可以得到 1 号井关井恢复压力的通解:

$$p_{sD} = p_D(x_1, y_1, t + \Delta t) + \sum_{k=2}^{\infty} p_D(x_1, y_1, t + \Delta t) - \left[p_D(x_1, y_1, \Delta t) - \sum_{k=2}^{\infty} p_D(x_1, y_1, \Delta t) \right]$$

$$+ \sum_{k=2}^m \frac{q_k}{q_1} p_D(x_k, y_k, t - t_k + \Delta t) + \sum_{k=2}^m \sum_{j=2}^{\infty} \frac{q_k}{q_1} p_D(x_{kj}, y_{kj}, t - t_k + \Delta t) \quad (8.61)$$

式中 $p_D(x, y, t)$ 通常表示 t 时刻位于点 (x, y) 处的无限大地层的无因次压力, 若 $t < 0$, 就定义 $p_D(x, y, t) = 0$, 1 号井假定总是位于 $(x_1, y_1) = (0, 0)$ 处, $p_D(x_{kj}, y_{kj})$ 表示位于 (x_{kj}, y_{kj}) 处的井在 1 号井处所产生的压力变化。 (x_{kj}, y_{kj}) 表示 k 号井的第 j 号像井的坐标。

上式右边的第 1 个和项代表 1 号井像井的无因次压力, 方括号中的项是由于 1 号井关井所产生的无因次压力, 第三个和项表示其他 $m-1$ 口井在 1 号井处产生的无因次压力; 最后一个双和项表示其他 $m-1$ 口井的像井在 1 号井处产生的无因次压力。

假设在 1 号井关井时, 整个储层处于线性压力趋势 ($t + \Delta t \geq t_{ps}$), 在 1 号井关闭测试期间, 1 号井的压力不受其他井 ($2 \leq k \leq m$) 流量变化的影响; 当达到线性压力趋势时, 有限封闭储层中的 m 口井都形成自己的供给区域。这时, 1 号井的供油面积与储层总面积的关系为:

$$A_1/A_i = q_1 / \sum_{k=2}^m |q_k| \quad (8.62)$$

为简单起见, 我们假定每口井都在同一时刻开始生产或注入也即 $t_k = 0$ ($1 \leq k \leq m$)。对所研究的问题, 方程 (8.61) 中每个 p_D 项都可用幂积分解表示。方程 (8.61) 中所有含有 $p_D(t + \Delta t)$ 项的和可用方程 (8.37) 来近似。因此, 这时方程 (8.61) 可化为:

$$p_{sD} = 2\pi(1 - R_{IP})(t + \Delta t)_{A_1D} + (1/2)\ln\{[4A_1/(\gamma C_{A_1} r_w^2)]e^{(3/2)R_{IP}}\} \\ - (1/2)\left[-\text{Ei}\left(-\frac{1}{4\Delta t_D}\right) - \sum_{k=2}^m \text{Ei}\left(-\frac{r_{jD}^2}{4\Delta t_D}\right)\right] \quad (8.63)$$

式中 $r_{jD} = r_j/r_w$ ——1 号井与第 j 号像井间的无因次距离。

如果 $\Delta t_D \geq 25$, 则方程 (8.63) 中第一个幂积分函数项可用半对数近似即方程 (8.42)。这样方程 (8.63) 化为:

$$p_{sD} = 2\pi(1 - R_{IP})(t + \Delta t)_{A_1D} - (1/2)\ln[\Delta t_{A_1D} C_{A_1} e^{-(3/2)R_{IP}}] \\ + (1/2) \sum_{k=2}^m \text{Ei}\left(-\frac{a_{jD}^2}{4\Delta t_{A_1D}}\right) \quad (8.64)$$

$$a_{jD} = r_j/\sqrt{A_1} = (r_w/\sqrt{A_1})r_{jD} \quad (8.65)$$

为 1 号井与第 j 号像井间的无因次距离。

方程 (8.64) 除无限和项外, 其他部分与无限多井系统中的方程 (8.43) 相同。可见上述无限和项是由于封闭储层中不流动边界存在的结果。

对方程 (8.64) 微分可得:

$$dp_{sD}/d\ln(\Delta t_{A_1D}) = 2\pi(1 - R_{IP})\Delta t_{A_1D} - (1/2)\left[1 + \sum_{k=2}^m \exp\left(-\frac{a_{jD}^2}{4\Delta t_{A_1D}}\right)\right] \quad (8.66)$$

下面我们研究 (8.66) 式中的无限和项对一口井压力导数响应的影响, 定义 $2d$ 为测试井 (1 号井) 与其最近的像井间的距离, 这时 d 就为 1 号井与其最近的储层物理 (非流动) 边界的距离。如果方程 (8.66) 中与 1 号井最近的像井产生的幂指数项可忽略, 那么, 从物理观点看, 忽略整个幂指数和项也是合理的。这样, 1 号井的压力恢复数据可用方程 (8.46)、(8.47)、(8.48)、(8.51)、(8.52) 和方程 (8.53) 分析; 此外, 如果关井压力恢复时间足够长, 可观察到 p_{sD}

与 Δt 的关系图上有一最大峰值。这时同样可用方程(8.56)和方程(8.58)分别计算单井注采比 R_{IP} 和平均地层压力 $\bar{p}$ 。

在方程(8.66)中,我们仅保留由测试井最近的一个像井决定的指数项,这样可以得到:

$$dp_{sD}/d\ln(\Delta t_{A_1D}) = 2\pi(1 - R_{IP})\Delta t_{A_1D} - (1/2)(1 + \delta) \quad (8.67)$$

$$\delta = \exp(-d_{A_1}^2/\Delta t_{A_1D}) \quad (8.68)$$

$d_{A_1} = d/\sqrt{A_1}$, 为测试井与最近储层物理边界的无因次距离。

假设当 $\delta \leq 0.0183$ 时,方程(8.67)中 δ 的影响是可以忽略的,这时,由方程(8.68)可得到:

$$\Delta t_{A_1D} \leq (1/4)d_{A_1}^2 \quad (8.69)$$

当 $\Delta t_{A_1D} \geq (1/4)d_{A_1}^2$ 时,方程(8.67)决定的压力导数响应会偏离无限多井系统中一口井的压力导数响应,即方程(8.44)。如果1号井是封闭储层中唯一的一口井,有 $A_1 = A_1$,那么,由方程(8.69)给定的条件应当代表半对数近似于 $p_{wD}(\Delta t_D)$ 的结束时间,并且也是方程(8.44)用于封闭储层中一口井时的结束时间。

下面讨论方程(8.66)中的无限和项和方程(8.67)中的 δ 对压力导数影响不能忽略的情况。

(1)若 $R_{IP} < 1$,使方程(8.66)等于零得:

$$\Delta t_{A_1D} = \frac{1}{4\pi(1 - R_{IP})} \left[1 + \sum_{k=2}^{\infty} \exp\left(-\frac{a_{jD}^2}{4\Delta t_{A_1D}}\right) \right] \quad (8.70)$$

在这种情况下, p_{sD} 的最小值也即 p_{ws} 的最大值发生在关井时间 $\Delta t_{A_1D} \geq 1/[4\pi(1 - R_{IP})]$ 。如果我们想要方程(8.67)在相应于 $\Delta t_{A_1D} \leq 1/[4\pi(1 - R_{IP})]$ 所有关井时间内近似于无限多井系统中一口井的压力导数响应,即方程(8.44),那么以前的讨论表明,我们必须使 $1/[4\pi(1 - R_{IP})] \leq (1/4)d_{A_1}^2$, 即:

$$d_{A_1} > 1/\sqrt{\pi(1 - R_{IP})} \quad (8.71)$$

在方程(8.71)成立的时候,由方程(8.67)决定的压力导数响应在 $\Delta t_{A_1D} \leq 1/[4\pi(1 - R_{IP})]$ 时间内近似等于无限多井系统中一口井的压力导数响应。因此 $(p_{sD})_{\min}$ [或 $(p_{ws})_{\max}$] 发生在 $\Delta t_{A_1D} \approx 1/[4\pi(1 - R_{IP})]$, 结果单井注采比 R_{IP} 和平均地层压力 $\bar{p}$ 分别可由方程(8.56)和方程(8.58)计算。

如果方程(8.71)的不等式得不到满足,那么,近似地由方程(8.67)而精确地由方程(8.66)给定的压力导数响应在 $\Delta t_{A_1D} \approx (1/4)d_{A_1}^2 < 1/[4\pi(1 - R_{IP})]$ 时间内,会偏离由方程(8.44)决定的压力导数响应。因此 $(p_{sD})_{\min}$ [或 $(p_{ws})_{\max}$] 会发生在 $\Delta t_{A_1D} > 1/[4\pi(1 - R_{IP})]$ 。参见(8.70)式,在这个条件下,如果对应于 $(p_{sD})_{\min}$ [或 $(p_{ws})_{\max}$] 的时间值 Δt_{A_1D} 远远大于 $1/[4\pi(1 - R_{IP})]$, 用方程(8.56)和方程(8.58)将难于准确地估算单井注采比 R_{IP} 和平均地层压力 $\bar{p}$ 。

(2)若 $R_{IP} \geq 1$,在方程(8.66)中,

$$dp_{sD}/d\ln(\Delta t_{A_1D}) < 0 \quad (8.72)$$

p_{sD} 是单调递减函数,也即 p_{ws} 是单调递增函数,所以可见压力恢复曲线一直是上翘的。

很明显,方程(8.64)、(8.66)、(8.67)、(8.70)和方程(8.71)描述的是不同注水强度下的情

况,令 $R_{IP}=0$,可得常规拟稳定流的相应表达式。

第八节 广义拟稳定流的压力恢复特性方程

本章前面给出了广义拟稳定流的压力降落特性方程,现给出广义拟稳定流的压力恢复特性方程。

一般形式的压力恢复方程为(Ramey 和 Cobb,1971):

$$Kh(p_i - p_{ws}) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) = (1/2) \ln[(t + \Delta t) / \Delta t] + p_{wD}(t_D) - (1/2) \ln(t_D) + 0.80907 + S \quad (2.16)$$

上式外推到无限关井时间(时间比为1),这时 p_{ws} 就变成假压力 p^* , 即有:

$$Kh(p_i - p^*) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) = p_{wD}(t_D) - 0.5 \ln(4t_D/\gamma) + S \quad (8.73)$$

MBH 无因次压力函数 p_{DMBH} 被广泛地用于由 p^* 确定平均地层压力。由方程(8.35)、(8.37)和方程(8.73)可得圆形储层的无因次平均压力方程:

$$Kh(p^* - \bar{p}) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) = (1/2) p_{DMBH} = (1/2) \ln[C_{A_1} t_{A_1 D} e^{-(1/2) R_{IP}}] \quad (8.74)$$

由方程(8.39)、(8.37)和方程(8.73)可得圆形储层的无因次边界压力方程:

$$Kh(p^* - p_e) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) = (1/2) \ln[C_{A_1} t_{A_1 D} e^{-(1/2) R_{IP}}] \quad (8.75)$$

式中 $\gamma=1.781$, 对于圆形储层,有 $C_{A_1}=31.62$ 。

方程(8.74)比常规的 MBH 函数具有更广泛的意义。在方程(8.74)中,令 $R_{IP}=0$,可得拟稳定流的方程形式。

由方程(8.74)可绘制不同注水强度下圆形储层中心一口生产井的 MBH 函数图(图 8.3),

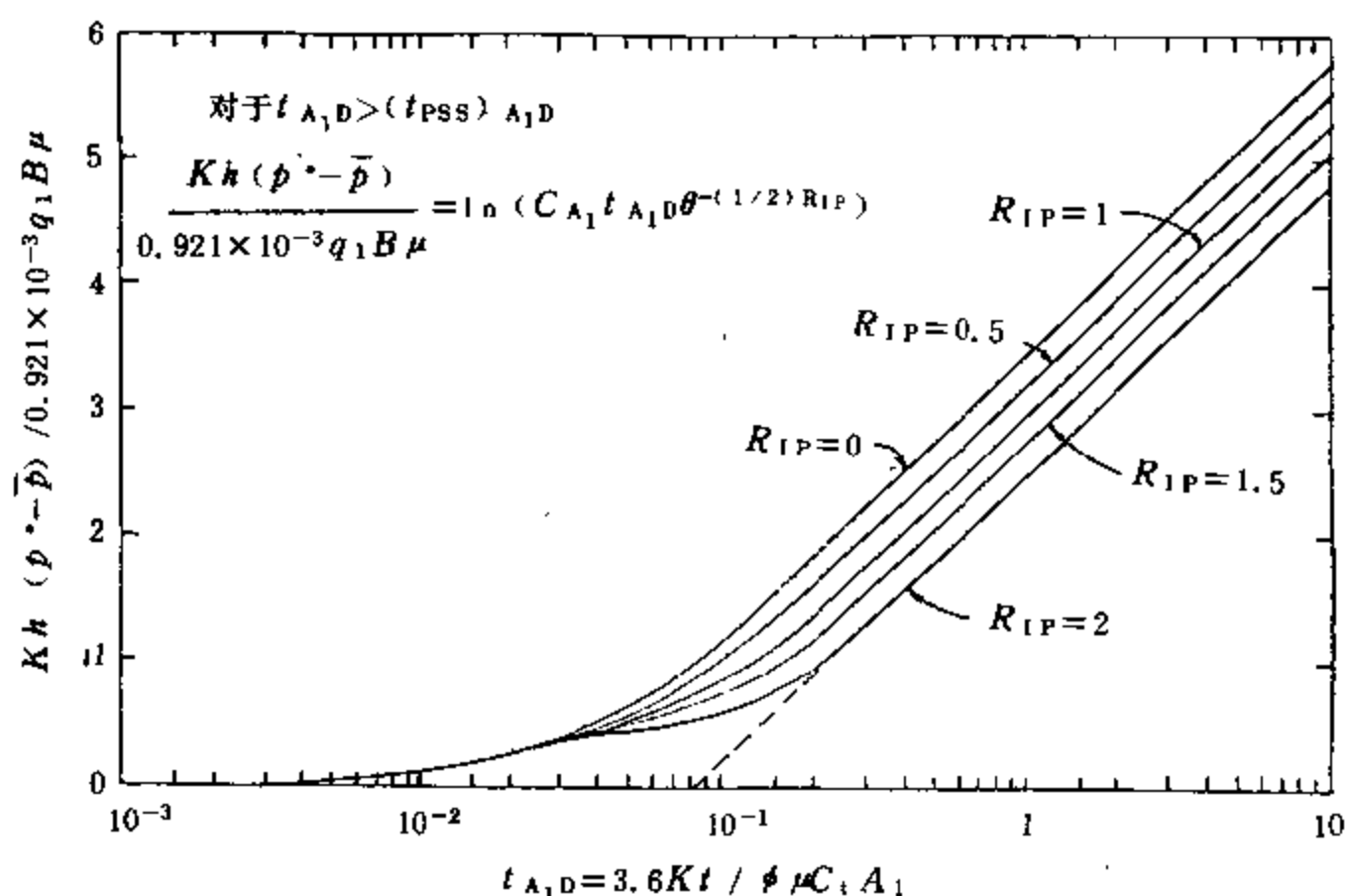


图 8.3 不同注水强度下圆形储层中心一口井的无因次平均压力函数图(或广义的 MBH 函数图)

我们称此图为广义的 MBH 函数图,以便区别常规的 MBH 函数图。由方程(8.75)可绘制出不同注水强度下圆形储层中心一口生产井的边界压力函数图(图 8.4)。由这些图我们可以求解在不同注水强度下圆形储层中心一口井的平均地层压力或供给边界压力。

由方程(8.36)、(8.37)(方形)和方程(8.73)可得方形储层的无因次平均压力方程为(Kumar,1977):

$$Kh(p^* - \bar{p}) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) = (1/2) p_{DMBH} = (1/2) \ln(C_{A_1} t_{A_1 D} 4^{-R_{IP}/3}) \quad (8.76)$$

由方程(8.40)、方程(8.37)(方形)和方程(8.73)可得方形储层的无因次边界压力方程为(Kumar,1977):

$$Kh(p^* - p_e) / (1.842 \times 10^{-3} q_1 B \mu) = (1/2) \ln\{C_{A_1} t_{A_1 D} 4^{-(1-0.6228(1-R_{IP}))}\} \quad (8.77)$$

上两式中 $\gamma=1.781$,对于方形储层,有 $C_{A_1}=30.88$ 。

由方程(8.76)和方程(8.77)可绘出与圆形储层类似的不同注水强度下方形储层中心一口生产井的 MBH 函数图和不同注水强度下方形储层中心一口生产井的边界压力函数图。图 8.5 为不同注水强度下方形储层中心一口井的无因次 $(p^* - p_e)$ 与生产时间的关系图,由方程(8.73)同样可作出相应的圆形储层的关系图。在已知 p_i, ϕ, μ, C_i 和 A_i 时,由图 8.5 可确定 R_{IP} ,但这一方法只适用于投产初期的井。

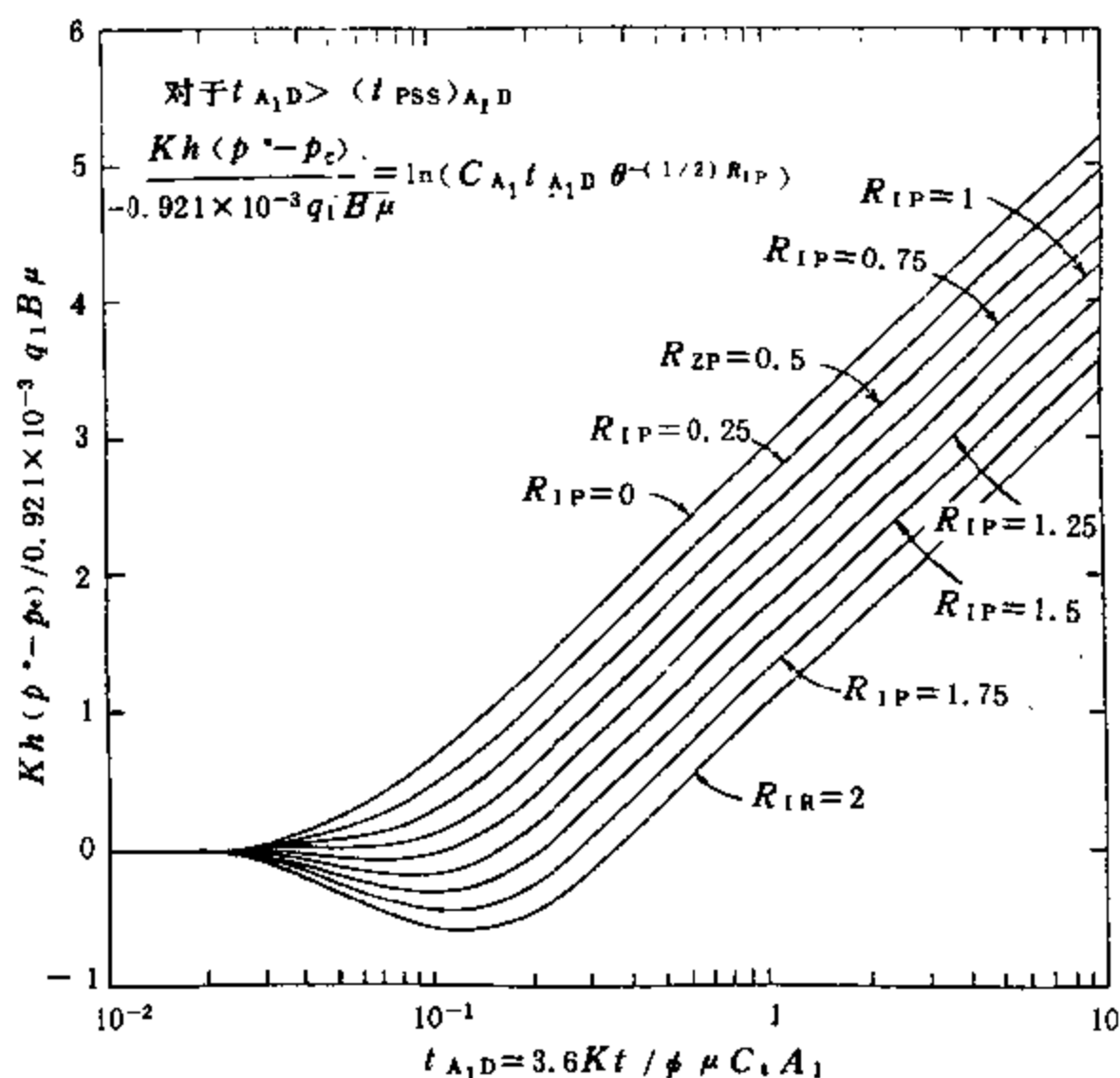


图 8.4 不同注水强度下圆形储层中心一口井的无因次边界压力函数图

第九节 多井系统中一口注水井的压力落差分析理论

基本假设与先前的多井储层中一口生产井的相同,此外,还假设储层中不存在流体界面。

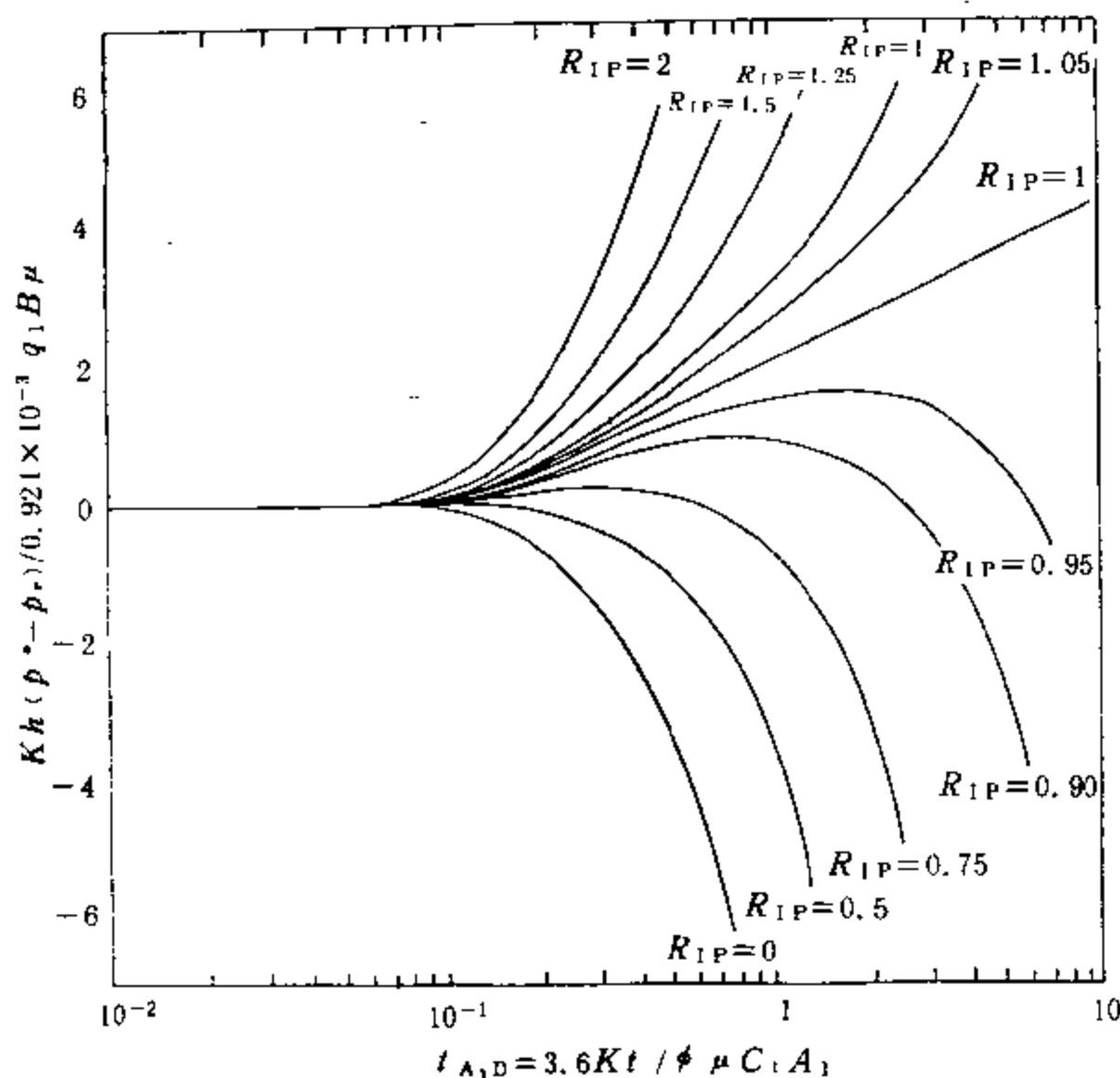


图 8.5 不同注水强度下方形储层中心一口井的无因次 $(p^* - p_i)$ 与生产时间的关系图

注水井(1号井)以 $q_1 (< 0)$ 注入一段时间 t ,然后关井恢复。对于这个系统,由(8.10)式可定义出单井采注比和日注水量:

$$R_{PI} = d(N_p B_o + W_p B_w) / d(W_i B_w) \quad (8.78)$$

$$q_1 = d(W_w B_w) / dt / B \quad (8.79)$$

这样,完全可仿照生产井情形导出有关多井系统中一口注水井的压力特性方程和分析式,导出后的公式与多井系统中一口生产井时的形式上相同。若把生产井有关方程中的 R_{IP} 换成 R_{PI} 就可得到一口注水井的公式。对注水井, q_1 为负值。例如,压力导数方程可写成:

$$dp_{ws} / d\ln(\Delta t) = -m_1 \Delta t + b \quad (8.80)$$

$$m_1 = 0.04167(1 - R_{PI})q_1 B / (\phi C_1 h A_1) \quad (8.81)$$

在已知 A_1 时,可用(8.81)式计算单井采注比。

计算平均地层压力的公式为:

$$\bar{p} = (p_{ws} + m_1 \Delta t)_{th} - m \log \{ [m_1 C_{A_1} / (4\pi(1 - R_{IP})b)] e^{-(1/2)R_{PI}} \} \quad (8.82)$$

上式中 b 和 m 的表达式同(8.47)和(8.51)式, S 的计算式也与(8.53)式相同。

第十节 小 结

许多油田的矿场实践表明,邻井影响普遍地存在于高渗透性的注水开发储层中,对于一些

中低渗透性储层,若井距比较小时,井间影响也是常见的问题。对于这类资料的解释,需要用考虑多井系统影响的试井分析方法去解释。为了叙述上的方便,这里把本章所建立的试井分析方法简称为“多井法”。

有关“多井法”的一些重要结论有:

(1)“多井法”比常规的半对数分析方法具有更广泛的适用性(其修正的 MDH 图比常规的 MDH 图具有更长的半对数直线段),可以消除多井或邻井对压力恢复数据的影响,从而求得更准确的储层参数。

(2)“多井法”不仅适用于注水开发储层,而且也适用于弹性驱动储层,能对不同注水强度下的压力数据进行分析(图 8.6)。

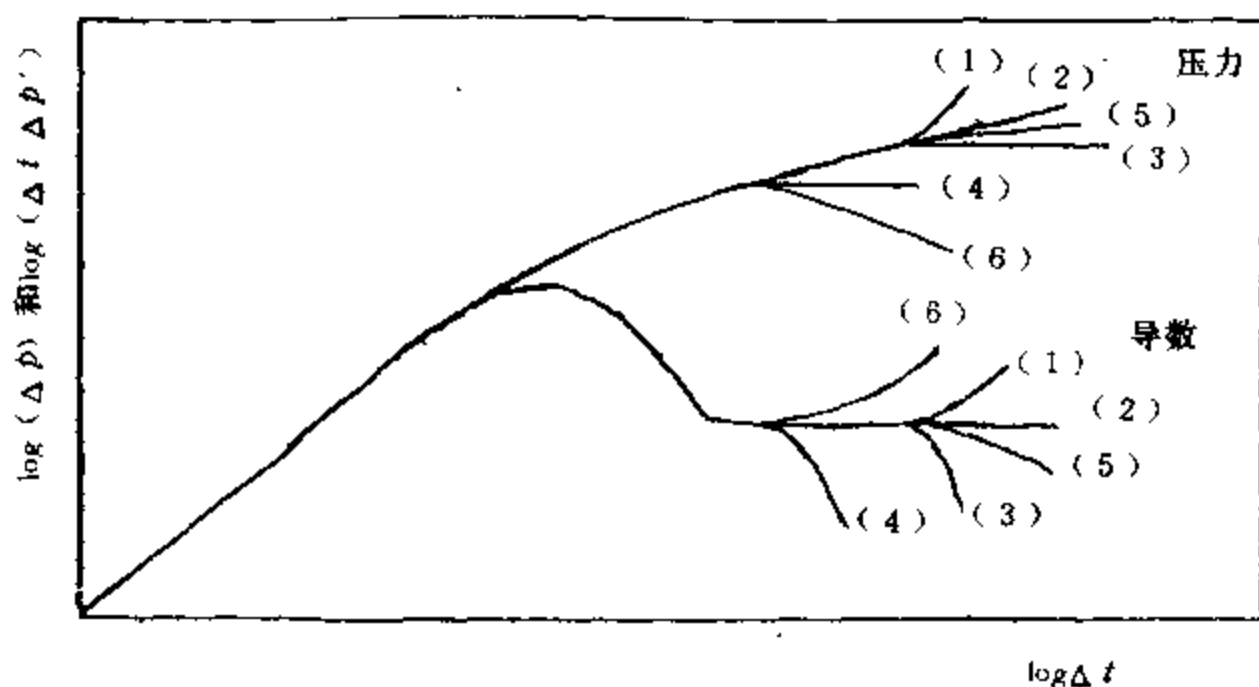


图 8.6 不同注水强度影响下的恢复压力及其导数曲线的特征

(1) $R_{IP} > 1$ 流体超注; (2) 不稳定流(无限大地层); (3) 稳定流(定压边界), $R_{IP} = 1$; (4) 拟稳定流(封闭系统), $R_{IP} = 0$; (5) 和 (6) 注水不足或邻井生产, $R_{IP} < 1$ 。

(3)“多井法”不仅适用于均质储层压力资料的分析,而且也适用于非均质储层(如裂缝性储层、多层储层和压裂井等)反映总系统压力特性资料的分析。

(4)“多井法”适用条件是线性压力趋势,模型段数据的选择常需要其他方面的资料。虽然本法不能用受非均质特性(断层等)影响的数据计算流动系数、表皮因子和地层压力,但有助于对这些影响的研究。

(5)单井注采比 R_{IP} 具有瞬时意义,但对具体井在一定时间内可以视为常数。

(6) R_{IP} 值的大小取决于具体的储层条件,若一口井所在储层的区块月注采比在 2.0 左右,并且这口井周围又无局部高压超注情况,这样在正常情况下,这口井的 R_{IP} 值范围应在 1.0~3.0 之间。 R_{IP} 值出现异常的常见原因有地层的非均质性、供给面积误差大(数量级的)和复压数据精度不高等因素。

第九章 不同流体的流动模型

第一节 概 述

不稳定压力试井分析的基本储层模型对流体的假设是：(1)微可压缩，且压缩系数为常数；(2)粘度为常数(牛顿流体)；(3)单相；(4)等温流动；(5)达西流动。在本书中这一模型也称单相液体流动模型或牛顿流体流动模型。

能够近似地满足上述假设条件的流体一般为稀油和水等，诸如天然气、凝析气、多相流体、稠油和聚合物溶液等，一般都不满足上述的假设条件。对于这类特殊情况的不稳定试井资料的解释需要建立新的流动方程或问题的解。另外，对于煤层气生产井和地热生产井的情况也需要建立新的流动方程。

本书要介绍的与流体特性有关的流动模型有：非达西流动模型、非牛顿流动模型、热采井模型、气井模型、多相流井模型、凝析气井模型和注水井模型。本章只介绍前三种模型，其他模型将在后面的几章中分别介绍。这些流体模型的储层条件与基本储层模型相同。

第二节 非达西流动模型

流体以中等流速通过多孔介质水平流动时，在流动方向上的压力梯度与流体渗流速度成线性关系，这一流动服从达西定律，称达西流动。若流体的渗流速度与压力梯度之间成非线性关系，达西定律被破坏，称谓非达西流动。按照流体动力学的观点来看，非达西流动是流体质点通过孔隙空间时的加速或减速引起的。

常见的非达西流动有两种情况：高速渗流条件下的非达西流动和低速下的非达西流动。

一、高速下的非达西流动

高速下的非达西流动一般发生在气藏或溶解气驱储层的试井分析问题中，通常只限于在井筒周围流动速度最大的局部地点发生。对于一定的压降来说，由于气体的粘度低，气体的速度至少比油的速度大一个数量级，因此，对于非达西流动，一般是在流动方程中加入一个附加井壁表皮因子，作为影响基本微分方程的解与时间无关的扰动。附加表皮因子的引进可使气井非达西流动的分析与单相液体达西流动的分析完全相同。

非达西流动条件下井的各种物理因素引起的总井壁附加阻力为

$$S_t = S + Dq \quad (9.1)$$

式中 Dq ——非达西流动产生的附加表皮因子项；

S ——井本身的附加表皮因子；

D ——非达西流动系数，也称为质性湍流系数， $(\text{m}^3/\text{d})^{-1}$ 。

由上式可见， S_t 与 q 成线性关系， S 和 D 的确定，至少要用两个连续的不同产量进行压降试井或压力恢复试井，作图分析则至少要进行三次以上的流量测试。把每次试井算出的 S_t 和

对应的产量 q 绘在直角坐标系中,由图中的直线关系可直接求出 S 和 D 。直线斜率为 D ,截距就是 S 。

二、低速下的非达西流动

低速下的非达西流动一般发生在低渗透、低产量的储层中,由于流体与岩石表面的作用,生成了吸附层或水化膜,使孔隙喉道减小,渗透率降低,结果流动速度比达西渗流时的速度低得多,而且显非线性流动。低速渗流时,必须附加一个起始压力梯度,在克服了吸附层的水化膜形成的阻力后,流体才开始流动。

冯文光和葛家理(1985,1986)研究了均质储层、双重介质储层中不稳定低速非达西渗流的问题及其压降曲线的动态特征。他们的研究表明,当均质储层中,存在非达西低速渗流时,无因次压降曲线呈无台阶凹型向上翘,没有半对数直线段。压力波传到定压边界,压降曲线也变成一条水平直线,但比达西渗流时高;压力波传到封闭边界,压力曲线与无限大地层压力曲线偏离很小,随着边界距离的增加,越来越接近无限大地层的压降曲线,见图 9.1 和图 9.2。由此可见,低速渗流时,难以识别封闭边界对压降曲线的影响,但是对压力恢复曲线的影响还是较易识别的,存在封闭边界时复压曲线最终变成一条水平直线。

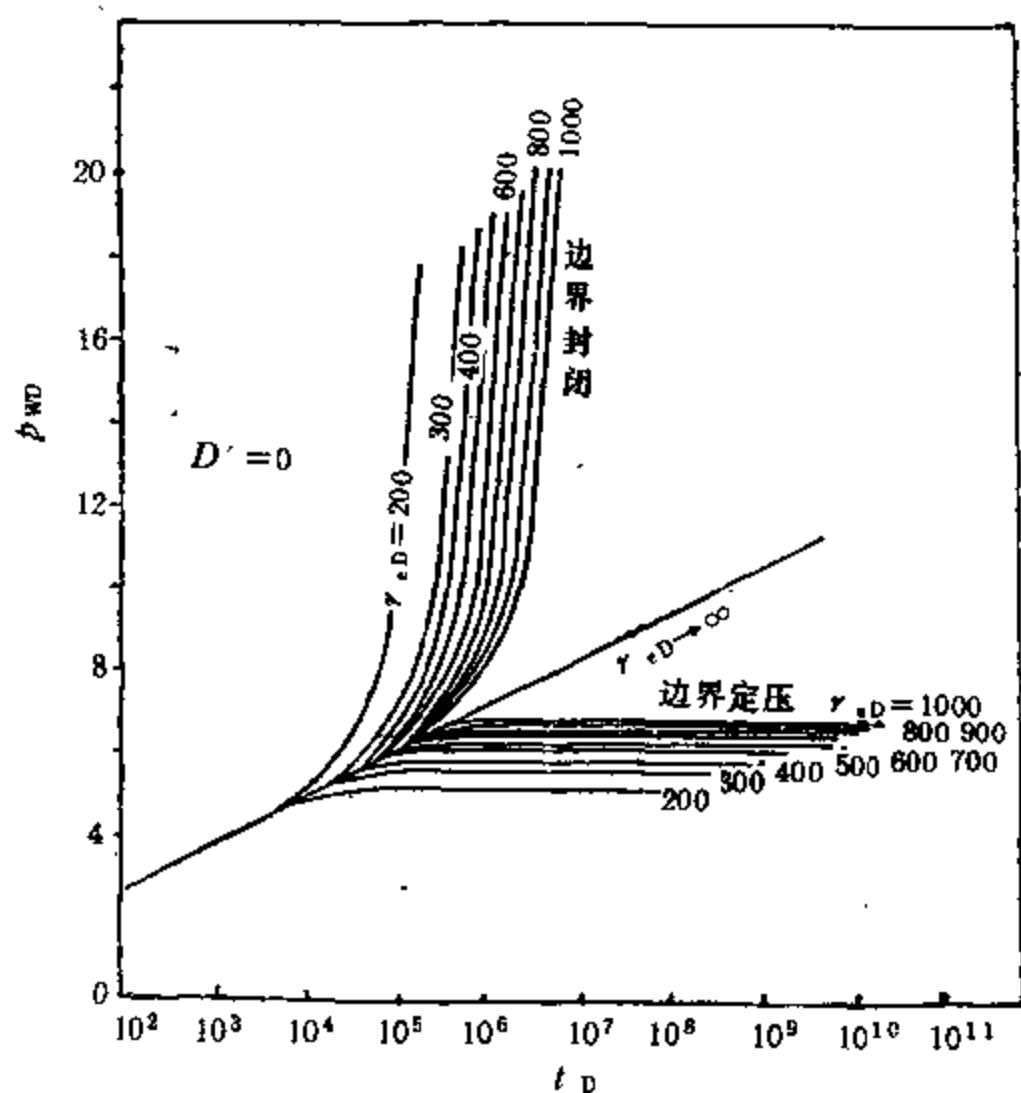


图 9.1 均质储层达西渗流时边界的影响

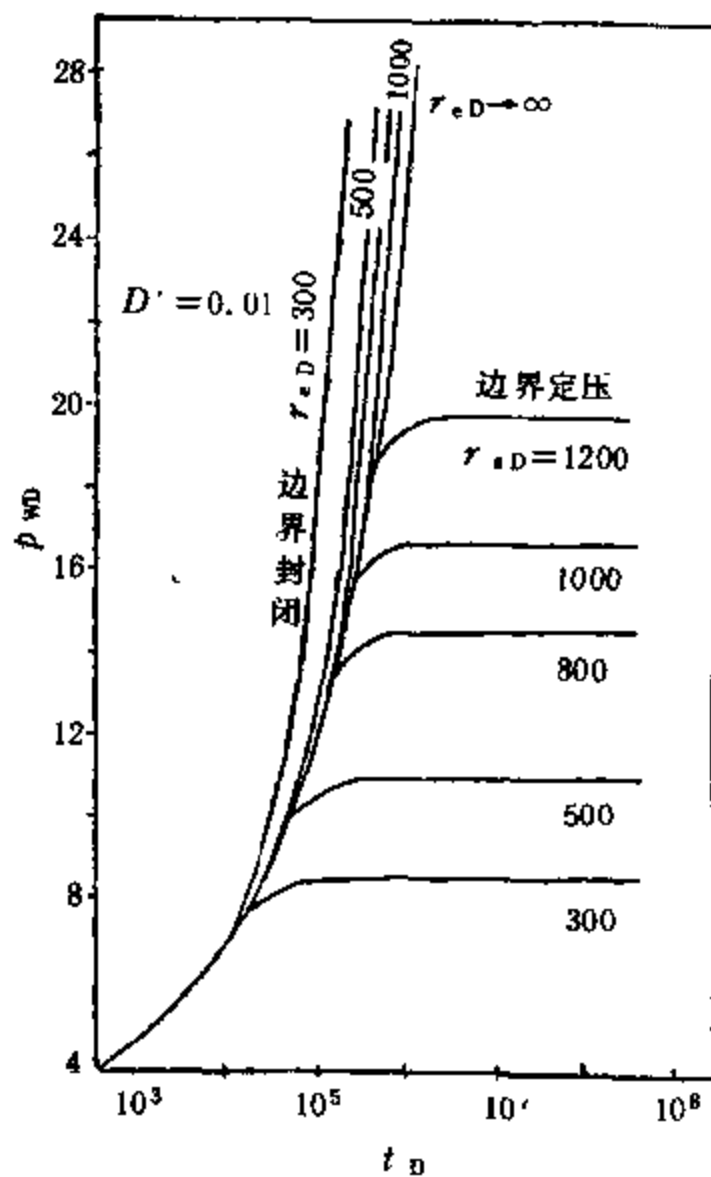


图 9.2 均质储层非达西渗流时边界的影响

双重介质的非达西低速渗流的压降曲线是单台阶凹型上翘,不存在半对数直线段。产生上述曲线特征的原因是由于流速很低,要保证定流量生产,井底压力减少比达西渗流时快得多,压降曲线开始上翘,偏离达西渗流时的压降曲线。

另外,无因次非达西低速渗流参数 D' 对均质储层压降曲线也有影响, D' 越大,压降曲线偏

离达西渗流压降曲线的时间越早,见图 9.3。达西流动就是 $D' = 0$ 时的特殊情况。冯文光和葛家理定义的无因次非达西低速渗流参数为

$$D' = [172.8\pi r_w h K / (q\mu)] (dp/dr)_B \quad (9.2)$$

式中 $(dp/dr)_B$ ——起始压力梯度,MPa/m。

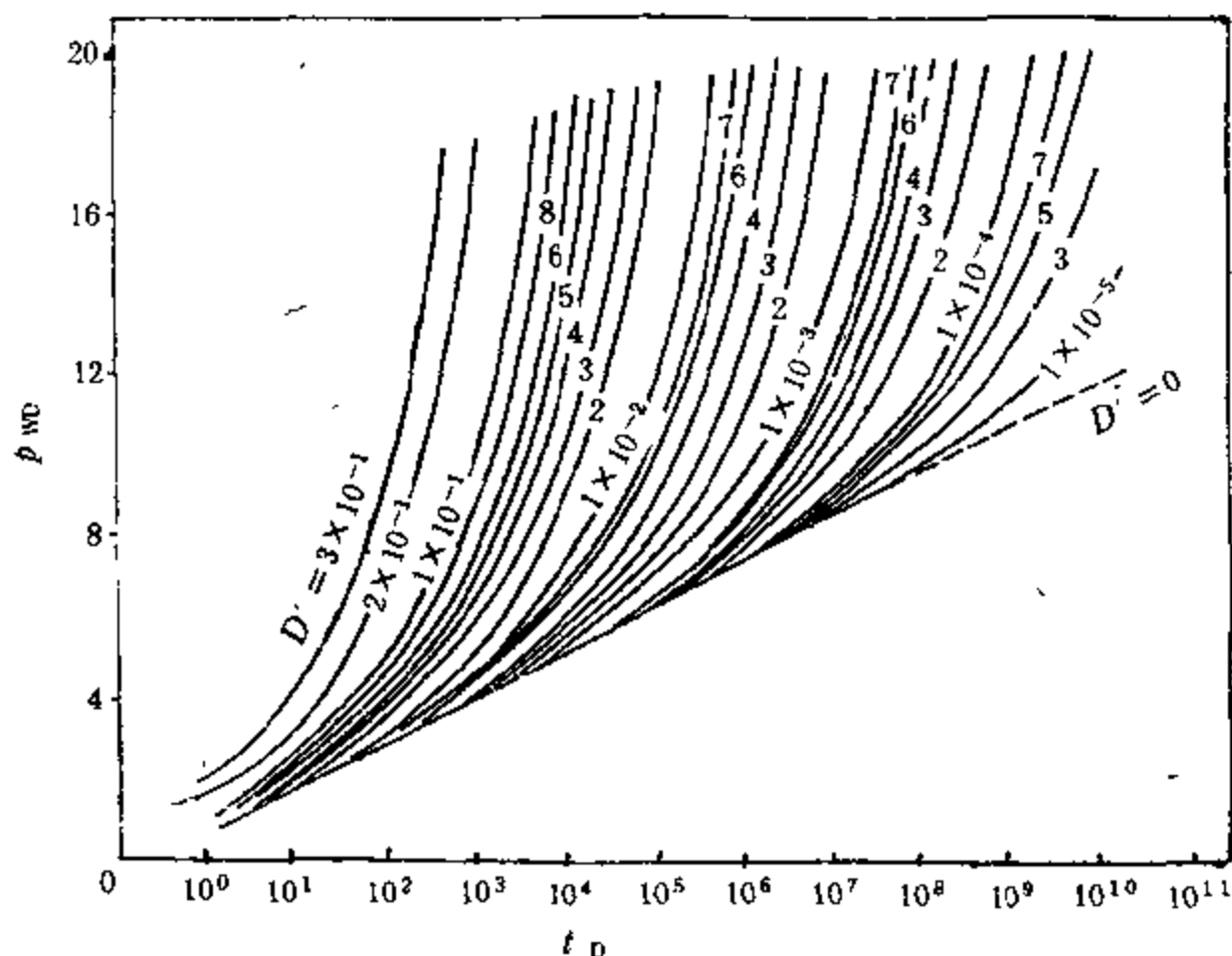


图 9.3 均质储层无因次非达西低速渗流参数(D')对压力曲线的影响

有关 D' , ω 和 λ 对双重介质非达西低速渗流压降曲线的影响,可参见冯文光和葛家理的文章。

由于没有半对数直线段,这类资料的储层参数计算只能使用典型曲线拟合的方法。

第三节 热采井模型

热采试井是在诸如蒸气吞吐、蒸汽驱和火烧油层等热采过程中对井进行的不稳定压力测试。热采试井分析理论是由 Eggenschwiler 等人(1980)及 Satman 等人(1980)首先提出来的,后来由 Walsh 等人(1981)应用于注蒸汽井和火烧油层井的压力落差数据分析。

热采井理想化的储层可描述成由两个同心圆组成的复合系统,见图 4.5。内区为被驱扫带(高流动性区),在火烧油层过程中相当于燃烧带,在蒸气吞吐过程中相当于蒸气带,存在着高饱和度的蒸气;外区为驱替前缘前面的未驱扫带(油带),这一区所含的流体流动性较低。最早,对于上述情况的热采井试井资料的解释,有人用的是基于从第一条半对数直线段的偏离时间来进行分析的方法,称为交叉时间法,其可靠性差。目前,热采井试井分析广泛应用的是双区性的复合储层模型(简称“双区模型”),也称为拟稳定流方法。用这种“双区模型”的解可以分析压力落差试井资料。

在用注蒸汽井压力落差试井资料作出的压力随时间变化的半对数曲线上,可见到三个不同的流动区域(注意一个蒸气吞吐周期包括三个阶段:注汽、焖井和生产)。

(1)压力落差试井早期的不稳定数据通常为井筒储存和表皮效应所控制。在井筒储存阶段结束后出现一小段半对数直线段,它表征为被驱扫带的流动能力。

根据此直线段的斜率 m , 可以计算出被驱扫带的流动系数

$$Kh/\mu = 2.121 \times 10^{-3} q_g B_g / m \quad (9.3)$$

式中 B_g ——蒸汽地层体积系数, m^3/m^3 ;

q_g ——蒸汽体积注入速率, m^3/d 。

表皮因子由下式计算

$$S = 1.1513[(p_{wfs} - p_{wsb})/m - \log[K/(\phi \mu C_r r_w^2)] - 0.9077] \quad (9.4)$$

(2)如果蒸汽带的流度大大地高于油带,那么压力落差曲线将偏离第一条半对数直线,并形成一个相当长的过渡段。由它可评价被注入流体驱扫过的体积。

因为内区与外区的流体流动性相差悬殊,被驱扫区(内区)与未驱扫区(外区)之间的边界在短时间内可以认为是无流动边界。因此,在此期间,计算出来的压力表现出拟稳定流态特性,即有 $dp/dt = \text{常数}$ 。这时的压力状态与封闭储层中的探边测试相类似。

过渡段的井底压力与关井时间在直角坐标中呈线性关系,其直线的斜率 m^* 与驱扫带的孔隙体积 V_p 有下述关系

$$V_p = q_g B_g / (24 C_r m^*) \quad (9.5)$$

由于这是一个物质平衡方程式,因而被驱扫带的形状不会影响其体积的计算。由下式可求出加热带半径

$$r_1 = \sqrt{V_p / (\pi h \phi)} \quad (9.6)$$

这一确定 r_1 的方法叫做“拟稳定流法”。

用过渡区的资料计算被驱扫体积,需要根据已知的过渡区的压力及温度分布资料来确定方程(9.5)中空气或蒸气的特性参数 B_g 和 C_r 中的 C_g 。由半对数曲线上第一直线段的起始点可直接读出被驱扫带的平均地层压力。从蒸汽特性表中可查出驱扫带相应压力的平均温度。在已知平均压力和平均温度后, B_g 及 C_g 就可以在此条件下计算出来,由此可计算出被驱扫孔隙体积和注入流体的前缘位置,进而在已知累积注入流体的体积条件下,就能够估算出注入地层的热损失及加热效率。

(3)在过渡段延续相当长的时间以后,压力在半对数图上开始形成另外一条无限作用径向流半对数直线段,由此可以计算出未驱扫区(外区)的流动系数 $(Kh/\mu)_2$ 。计算时采用的是与内区相同的公式,但其中的流体粘度用的是外区条件下的数值。

若两区的流度比 (λ_1/λ_2) 非常低或者注汽过程中流量变化比较大,上述方法的使用就受到了很大的限制。这时使用 Barua 和 Horne(1987)介绍的自动的典型曲线拟合分析法可以有效地克服前述方法在解释上的困难。

第四节 非牛顿流动模型研究概况

对于牛顿流体,动力粘度 μ 的数值是不变的,不随剪切速度的大小而改变,也即剪切应力

与剪切速度之间的关系始终是一条通过原点的直线。对于非牛顿流体,在渗流过程中剪切速度与剪切应力是呈非线性关系。

现已不同程度地研究了三类非牛顿流体的不稳定径向渗流的规律。第一类是具有拟塑性的幂律型非牛顿流体,如聚合物溶液、稠化水和泡沫液等,其流变特性是视粘度随剪切速率的增加而减小。早在1969年Van poolen和Jargon研究了幂律型非牛顿流体在多孔介质中的不稳定流动问题,结果表明在非牛顿流的不稳定压力响应曲线上见不到象牛顿流所呈现的半对数直线段。

Odeh和Yang导出幂律型非牛顿流体通过多孔介质流动的非线性偏微分方程并得到了其线性化后的近似解析解,进而给出了幂律流体注入井的分析方法。McDonald(1979)研究了上述方程的数值解。同年,Ikoku和Ramey(1979)通过另一种方法对上述的非线性偏微分方程进行了线性化并得其近似解析解。此外,Ikoku和Ramey(1980)还研究了注入井受井筒储存效应和表皮效应控制的压力降落动态。Lund和Ikoku(1980)提出了非牛顿幂律流体注入到含牛顿流体(油)地层中所形成的复合储层模型的不稳定试井分析方法。栾志安(1981)研究了双重孔隙介质中幂律流体的不稳定试井分析并给出了无限大地层的解析解。Vongvuthipornchai和Raghavan(1987)通过比较解析解与数值解间的误差,全面地研究了分析非牛顿幂律流体注入井的压力落差数据的有效方法,并对无限导流垂直裂缝井与存在井筒储存和表皮效应井的压力降落动态都做了研究,他们不仅给出了实用的特征直线分析方法和典型曲线分析法,而且做了矿场实例分析。

刘慈群(1982)从影响圆和影响椭圆的概念出发,用积分方法导出了非牛顿流体不稳定渗流的近似解,徐建平(1983)也求得了一种考虑井筒储存和表皮效应的拉氏空间解,并做了数值反演计算。刘慈群和杨介(1989,1990)基于影响椭圆概念给出了另一种均质储层中具有无限导流垂直裂缝井的近似试井分析公式,表明了其早期压力动态为线性流,晚期为拟径向流。刘慈群(1990)还给出了双重孔隙介质中有限导流垂直裂缝井不稳定压力的近似解,其压力曲线可大致分为三个阶段:早期的双线性流动阶段,中期的过渡平缓阶段以及晚期的拟径向流阶段,即压力与时间的 $(1-n)/(3-n)$ 次方成正比阶段。此外,李宾元(1992)还研究了幂律流体在稠油储层水平井系统中的流动规律,并导出了试井分析的近似公式。

第二类是粘弹型非牛顿流体,如:具有松弛特性的重质、高粘原油和某些具有粘弹性质的聚合物溶液等,其特性为视粘度随剪切速率的增加而增加,这是由于随着流动速度增加,弹性应力来不及松弛,从而导致流动阻力增加。

阿梅托夫等人(1985)给出了均质储层中具有松弛特性的粘弹性原油的不稳定渗流方程和试井分析的近似公式;栾志安(1988)给出了这一模型的解析解和其简捷的分析方法;王晓冬和刘慈群(1993)进一步给出了在双重孔隙介质储层中不稳定渗流方程的拉氏空间解及其不同流动期的简化试井分析公式;刘慈群和王晓冬(1992)还研究了封闭长方形系统中的一口压裂井的压力动态,结果表明早期压力与时间的 $3/2$ 次方成正比。刘慈群(1993)根据影响圆和影响椭圆的概念以及积分方法,分别给出了注粘弹性聚合物溶液普通井(未压裂井)和无限导流垂直裂缝井的不稳定渗流的近似解,表明了在一一定的条件下早期压力可出现线性流。

第三类是屈服拟塑型非牛顿流体,其特性是当压差达到某个临界值以后流体才开始流动,并表现出拟塑性。刘慈群和王晓冬(1992)研究了具有屈服应力原油的压力动态并给出了一种简捷分析方法。

这里需要说明的是上述各种分析方法的研究大都只限于理论模型的建立,未进行矿场实例分析。

第五节 未压裂的非牛顿流体注入井模型

本节主要介绍 Vongvuthipornchai 和 Raghavan 未压裂的注聚合物井的压力落差试井分析理论。

一、基本定义

无因次井底压力降定义为

$$p_{wD} = Kh[p_{wt}(t) - p_i]/(1.842 \times 10^{-3} qB\mu^*) \quad (9.7)$$

这里注入量假定为正值。

压力恢复期间的无因次井底压力变化定义为

$$\tilde{p}_{sD} = Kh(p_{wta} - p_{wa})/(1.842 \times 10^{-3} qB\mu^*) \quad (9.8)$$

无因次流动时间和无因次关井时间分别定义为

$$t_D = 3.6Kt/(\phi \mu^* C_r r_w^2) \quad (9.9)$$

$$\Delta t_D = 3.6K\Delta t/(\phi \mu^* C_r r_w^2) \quad (9.10)$$

特征粘度定义为

$$\mu^* = \mu_{eff} |1.842qB/(hr_w)|^{n-1} \quad (9.11)$$

有效粘度也称为基底因子,其定义为

$$\mu_{eff} = (H/12)(9 + 3/n)^n (150K\phi)^{(1-n)/2} \quad (9.12)$$

式中 n ——幂律指数(也称流变指数),对于拟塑性流体,其范围是 $0 < n \leq 1$;

H ——幂律系数或稠度系数, $\text{mPa} \cdot \text{s}^n$ 。

二、数学模型

物理模型假设是微可压缩、拟塑性非牛顿幂律流体在均质储层中的流动,储层等厚,忽略重力效应,井完全穿透储层并以定流量注入流体,外边界为无限大或为定压。

根据这一物理模型建立起来的微可压缩非牛顿幂律流体径向流动的偏微分方程为

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\mu^*}{\mu_s} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (9.13)$$

在圆形储层中,幂律流体达到稳定流时, μ^*/μ_s 的表达式为

$$\mu^*/\mu_s = r_D^{n-1} \quad (9.14)$$

(9.14)式也称为稳定流粘度剖面假设,式中 μ_s 为视粘度。结果(9.14)式可使方程(9.13)线性化为

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{n}{r_D} \cdot \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = r_D^{1-n} \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (9.15)$$

Odeh 和 Yang 求得方程(9.15)的近似解(不考虑 C 和 S)为

$$p_{wD}(t_D) = (3-n)^{2\nu} t_D^\nu / [(1-n)\Gamma(1-\nu)] - 1/(1-n) \quad (9.16)$$

$$\text{式中 } \nu = (1-n)/(3-n) \quad (9.17)$$

$\Gamma(x)$ ——是 x 的伽马函数。

如果我们在迪卡尔直角坐标图上绘制 p_{wD} 与 t_D^ν 的关系图,我们可得一条斜率为 m_D 的直线, m_D 由下式给出

$$m_D = (3-n)^{2\nu} / [(1-n)\Gamma(1-\nu)] \quad (9.18)$$

如果(9.16)式等号右边的第二项与其第一项相比是可忽略的(并且忽略井储效应),那么作 p_{wD} 与 t_D 的双对数图,可确定出 ν (进而得到 n)。由 $(dp_{wD}/d\ln t_D)$ 与 t_D 的双对数图(即压力导数图),可准确地确定 ν ,而不受 S 的影响。

三、幂律流体注入井的压力落差动态特性

由叠加原理可得

$$\tilde{p}_{sD} = p_{wD}(t_D) - p_{wD}[(t + \Delta t)_D] + p_{wD}(\Delta t_D) = p_{wD}(t_D) - p_{sD} \quad (9.19)$$

通过数值解与基于叠加原理的解析解所得出的井底压力响应的比较可知,直接使用叠加原理分析压力落差数据可导致明显的错误。如果在流体注入期间达到了稳定流态,那么,关井前的生产时间对压力落差无影响,即有 $p_{wD}(t_D) = p_{wD}[(t + \Delta t)_D]$,结果由方程(9.18)可得 $\tilde{p}_{sD}(\Delta t_D) = p_{wD}(\Delta t_D)$ 。如果内、外边界效应是可忽略的,则压力落差为

$$\tilde{p}_{sD} = m_D \Delta t_D^\nu - 1/(1-n) \quad (9.20)$$

对于牛顿流体($n=1$),定压边界条件对于注入井的动态分析是最有用的,如果关井前达到稳定流态,那么,在所有关井时间(长或短)内压力落差响应完全等于注入响应。

对于非牛顿流体($n<1$),由于这一问题的非线性性质,压力落差响应明显地不同于注入时的响应,随着 n 的减小,非线性对这种差别影响越大,结果注入时的解(9.16)不能用于压力落差试井数据的分析,即直接使用叠加原理分析压力落差试井数据可以引起较大的误差。

对每个 n 值,Vongvuthipronchai 和 Raghavan 研究了数值解的直线段的斜率(真值)与分析解(9.20)直线段的斜率之间的百分误差,见表 9.1,由此表可校正上述的非线性效应。由表 9.1 可知,如果 n 值大,斜率间的误差小($n \geq 0.6$ 时,误差小于 10%),随着 n 值的减小,误差变大。

表 9.1 压力落差分析校正系数表

如果方程(9.20)中的 Δt_D 使用表 9.1 中的校正系数 C_r ,则可得到正确的 K/μ^* 和 S 。校正方法是将式中的 Δt_D 换成 $C_r \Delta t_D$ 。

如果我们比较流体注入时的压力响应和压力落差响应,会发现压力落差响应明显地不同于注入响应,这两个解之间的大小差别取决于 n 值。

下面将从两者粘度剖面($\mu_a/\mu^* - r_D$)之间的差别给予解释。有关压力落差试井分析有以下几个重要的方面:

n	C_r	C_B
0.9	0.884	1.17
0.8	0.804	1.41
0.7	0.711	1.75
0.6	0.609	2.28
0.5	0.503	3.16
0.4	0.393	4.80
0.3	0.281	8.47
0.2	0.163	19.40
0.1	0.058	

(1) 在相同的条件下,与注入试井相比,在双对数图上压力落差试井数据的单位斜率直线段非常短。

在短时间内, t_D 或 $\Delta t_D \leq 10^3$, 在注入期间井筒周围的视粘度 μ_a 大大地高于压力落差期间的视粘度 μ_e , 高粘度值限制了流体从井筒到地层的流动, 结果注入试井的单位斜率直线段明显地加长了。

(2) 在压力落差试井期间,笛卡儿直角坐标系中的正确直线段开始时间很晚,即在相同条件下,压力落差试井期间的井筒储存效应的消失时间比注入试井期间的相应时间长得多。

(3) 压力落差试井的过渡期持续时间长。

随着试井时间 (t_D 或 Δt_D) 的增加,注入期间的视粘度减少,压力落差期间的视粘度增加,这样,视粘度的增加导致扩散常数 $[K/(\phi\mu_e C_r)]$ 的减小,结果压力落差试井期间的径向流动非常慢。

一般过渡期的持续时间是 n 和 S 的函数。对于固定的 n 值, S 增加,则过渡期的持续时间增加;对于固定的 S 值, n 值减小,过渡期的持续时间增加。

Vongvuthipronchai 和 Raghavan 通过数值分析得出如果 $n \geq 0.3$, 那么过渡期的持续时间是 n 的函数,而 S 的影响不明显。这样对于 $0.3 \leq n \leq 1.0$, 过渡期持续的对数周期数 N_T , 可由以下近似关系式来确定

$$N_T = 4.6 - 0.494n - 1.37n^2 \quad (9.21)$$

上式适用于 C_D 和 S 的范围是 $10^2 \leq C_D \leq 10^5$ 和 $-1.2 \leq S \leq 60$ 。对于 n 值的其他情况,读者可参考原文。

注意见 $n=1$ 时, (9.21) 式所预测的过渡期大小近似为 2.7 个对数周期,这与常规牛顿流体的“1.5 对数周期规则”不同(这时, $N_T=1.5$), 这一差别的根本原因是“1.5 对数周期规则”依据的是 p_{wD} 变化,而 (9.21) 式依据的是直线段的斜率。

四、压力落差试井的特征直线分析

假定压力落差数据是在关井前流动期间达到稳定流动条件以后测得的。用特征直线分析法分析未压裂注入井的压力落差试井数据的基本步骤为:

(1) 作压力导数的双对数图即 $\log(\Delta t \Delta p') \sim \log \Delta t$ 的关系图,确定直线段的斜率 ν , 由 (9.17) 式可计算出 n 。如果压力导数数据不好,可使用压差的双对数图作近似的直线分析,直线段斜率为 ν , 进而可得 n (这里 $\Delta p = p_{ws} - p_{we}$, $\Delta p' = d\Delta p/d\Delta t$)。

(2) 已知 ν , 作 Δp 与 Δt^ν 直角坐标图,确定直线段的斜率 m 。斜率 m 的单位是 MPa/h $^\nu$ 。

(3) 确定 K/μ^* :

$$\begin{aligned} K/\mu^* = & 2.363 \times 10^{-3} \times 24^{n/2} \{qB/[2\pi hm(1-n)\Gamma(2/(3-n))]\}^{(3-n)/2} \times \\ & \times [(3-n)^2 C_r / (\phi C_r r_w^2)]^{(1-n)/2} \end{aligned} \quad (9.22)$$

式中 C_r 可由表 9.1 查得。

(4) 确定 S :

$$S = 1/(1-n) + Kh\Delta p_0 / (1.842 \times 10^{-3} qB\mu^*) \quad (9.23)$$

式中 Δp_0 为外推直角坐标的直线到 $\Delta t=0$ 时的值。

(5) 确定渗透率与有效粘度的比值:

$$K/\mu_{\text{eff}} = 2.041 \times 10^{-4} \times (56.70115)^n \{m(1-n)\Gamma[2/(3-n)]\}^{(n-3)/2} \times \\ \times [qB/(2\pi h)]^{(n-1)/2} \times [(3-n)^2 C_r / (\phi C_i)]^{(1-n)/2} \quad (9.24)$$

注意 K/μ^* 取决于 r_w , 而 K/μ_{eff} 与 r_w 无关, 两者提供类似的动态信息。这里, μ^* 单位是 $\text{mPa} \cdot \text{s}^n$ 而 μ_{eff} 的单位是 $\text{mPa} \cdot \text{s}^n \mu\text{m}^{1-n}$ 。

五、压力落差试井的典型曲线分析

Vongvuthipronchai 和 Raghavan 建立了一套幂律流体注入井考虑井筒储存和表皮效应的典型曲线, 其中包括注入响应图版(图 9.4)和压力落差响应图版(图 9.5 和图 9.6)。

对于牛顿流体($n=1$)具有井筒储存和表皮效应的井底压力解是用 $p_{\text{WD}}, t_{\text{D}}/C_{\text{D}}$ 和 $C_{\text{Dexp}}(2S)$ 来相关的; 对于非牛顿流体($n < 1$), 具有井筒储存和表皮效应的井底压力解是用 $p_{\text{WD}}/C_{\text{D}}^{(1-n)/2}, t_{\text{D}}/C_{\text{D}}^{(3-n)/2}$ 和 $\hat{C}_{\text{D}}$ 来相关的。图 9.4 中, $\hat{C}_{\text{D}} = \infty$ 代表的是 $S=1/(1-n)$ 的解($r_{\text{we}}=0$), 这条曲线以上为 $S > 1/(1-n)$ 的解, 以下为 $S < 1/(1-n)$ 的解。

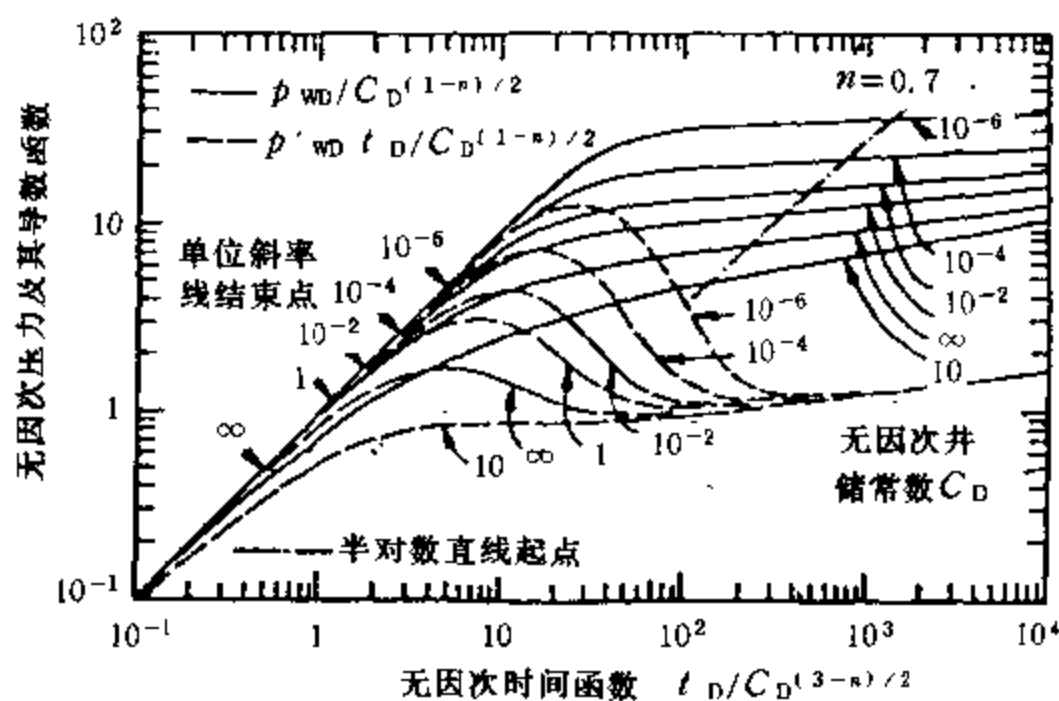


图 9.4 具有井筒储存和表皮效应的注入响应典型曲线

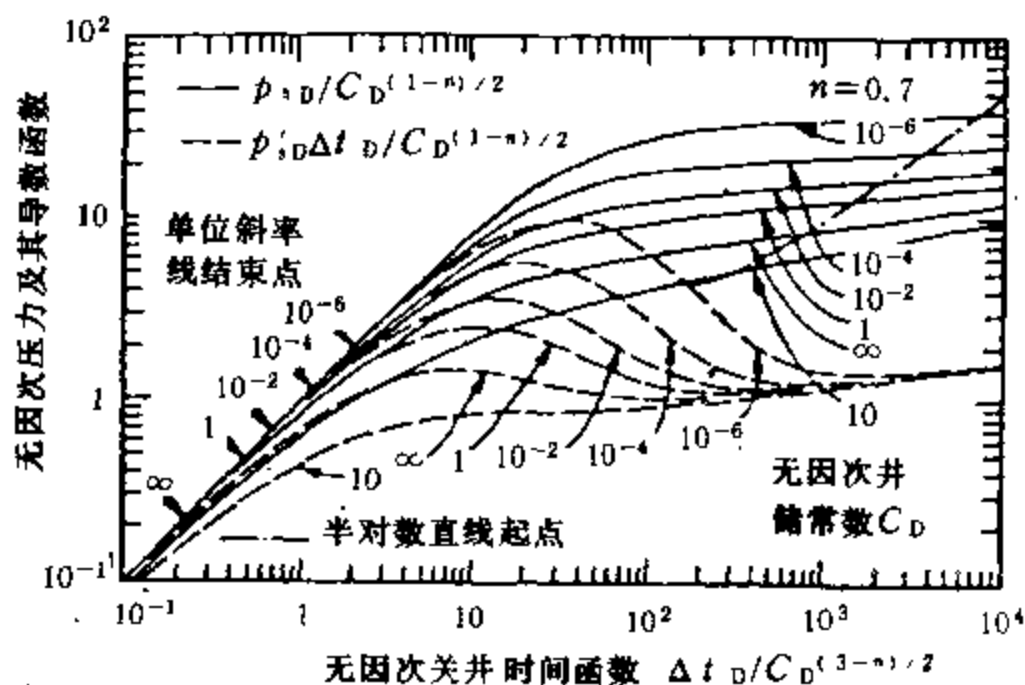


图 9.5 具有井筒储存和表皮效应的压力落差典型曲线 ($n=0.7$)

注意: 当 $n \rightarrow 1$ 时, 有 $p_{\text{WD}}/C_{\text{D}}^{(1-n)/2} \rightarrow p_{\text{WD}}, t_{\text{D}}/C_{\text{D}}^{(3-n)/2} \rightarrow t_{\text{D}}/C_{\text{D}}$ 和 $\hat{C}_{\text{D}} \rightarrow C_{\text{Dexp}}(2S)$; 在单位斜率段, n 的影响可忽略。

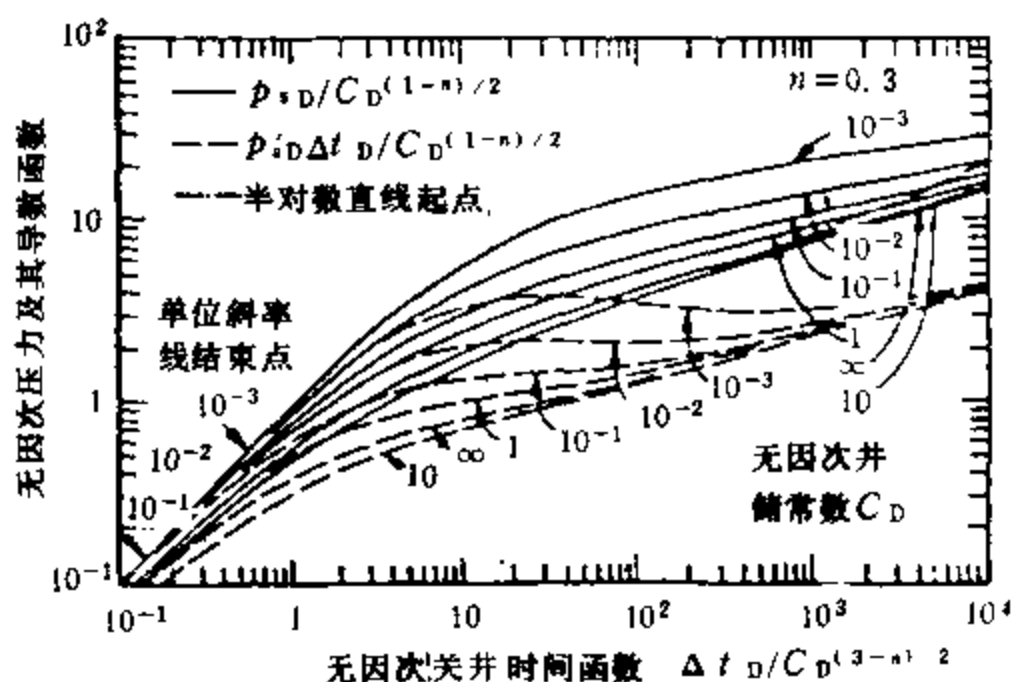


图 9.6 具有井筒储存和表皮效应的压力落差典型曲线 ($n=0.3$)

常规的无因次井筒储存常数定义为

$$C_D = C / (2\pi \phi h C_r r_w^2) \quad (1.18)$$

基于有效井半径的无因次井筒储存常数定义为

$$\hat{C}_D = C_D / |1 - S(1 - n)|^{2/(1-n)} \quad (9.25)$$

一张具有井筒储存和表皮效应的压力落差典型曲线图版见图 9.5 ($n=0.7$)。尽管压力落差响应的解不同于注入响应的解,但是如果以 $\hat{C}_D$ 为相关参数变量绘制 $\tilde{p}_{sD} / C_D^{(1-n)/2} - \Delta t_D / C_D^{(3-n)/2}$ 图,则可与井的实测压力响应取得一致。这一结果对于导数响应同样也是正确的。

在图 9.5 中, $\hat{C}_D = \infty$ 的曲线代表的是 $S = 1/(1-n)$ 的解 ($r_{we} = 0$), 这条曲线上方为 $S > 1/(1-n)$ 的解, 下方为 $S < 1/(1-n)$ 的解。

注意尽管图 9.5 对于分析压力落差数据是有用的,但是它们不能用于理解各变量对井的压力响应的影响。例如,如果比较图中固定的 $\hat{C}_D$ 值下的单位斜率线的结束时间,可得出 n 值减少,单位斜率结束提前的错误结论。

使用典型曲线分析压力落差数据的步骤为:

- (1) 在双对数图上,作 $\Delta p - \Delta t$ 和 $\Delta t \Delta p' - \Delta t$ 的关系曲线;
- (2) 估算 n 值的大小,除前述的方法外,还可用典型曲线拟合法来确定;
- (3) 读取拟合值,计算参数。

六、稳定径向流动方程

幂律流体 ($n < 1$) 达到稳定流动条件时的解,即稳定流动期的无因次压力落差为

$$\begin{aligned} p_{eD} &= Kh[p_w(t) - p_e] / (1.842 \times 10^{-3} q B \mu^*) \\ &= (r_{eD}^{1-n} - 1) / (1 - n) + S \end{aligned} \quad (9.26)$$

式中 $r_{eD} = r_e / r_w$ 。

第六节 压裂的非牛顿流体注入井模型

本节主要介绍 Vongvuthipornchai 和 Raghavan 的注聚合物压裂井的压力落差分析理论。

所考虑的压裂井是一条无限导流垂直裂缝切割井,其它假设与前文的未压裂井模型相同。

一、基本定义

基于裂缝半长的无因次时间定义为

$$t_{X,D} = 3.6Kt(\phi \mu^* C_i X_i^2) \quad (9.27)$$

其特征粘度定义为

$$\mu^* = \mu_{eff} [1.842qB/(hX_i)]^{n-1} \quad (9.28)$$

无因次裂缝导流能力为

$$F_{CD} = K_f W_f / (K X_i) \quad (9.29)$$

由上式可知如果 K_f 大或 X_i 小可得到大的 F_{CD} 值。此外,其它的无因次参数的定义同前。

二、数学模型

如果是水力压裂井或者裂缝长度比较短,可使用无限导流解。Agarwal 等人研究表明如果 $F_{CD} > 500$, 可以把裂缝考虑成无限导流性的,而 Cinco-Ley 等人建议的条件是 $F_{CD} > 300$ 。在酸化压裂措施井或者高压强注形成的裂缝井,可使用均匀流量解。如果不考虑边界效应,压裂井有三个流动期:线性流、过渡流和不稳定拟径向流。下而仅考虑无限导流垂直裂缝井的情况。

Vongvuthipornchai 和 Raghavan 导出的线性流井底压降为

$$p_{wD}(t_{X,D}) = \sqrt{\pi t_{X,D}} \quad (9.30)$$

在拟径向流期,井底压力响应为

$$p_{wD}(t_{X,D}) = m_D t_{X,D}^n - (r_{we}/X_i)^{1-n}/(1-n) \quad (9.31)$$

式中 r_{we} ——为有效井半径,由下式给出

$$r_{we} = r_w [1 - S(1-n)]^{1/(1-n)} \quad (9.32)$$

由(9.32)式可见 r_{we} 是 S 和 n 的函数。

如果 $S=1/(1-n)$, 则 $r_{we}=0$, 如果 $S < 1/(1-n)$, 则 $r_{we} > 0$; 如果 $S > 1/(1-n)$, 那么 r_{we} 就无意义。但是从数学角度, r_{we} 可重新定义为

$$r_{we} = i^{2/(1-n)} r_w [S(1-n) - 1]^{1/(1-n)} \quad (9.33)$$

式中 $i = \sqrt{-1}$ 。

这时,可使用 r_{we} 的绝对值 $|r_{we}|$ 。

三、压力落差试井分析

假设在关井压力落差试井前,井已达到稳定流动态,从而关井前的流动时间对井底压力落差数据没有影响,并且还假设边界的影响也不存在。但是即使关井前的流动时间很长,压裂井与先前所述的未压裂井也一样,其压力落差响应不遵循流动期的井底压力响应。因此,压裂井的压力落差试井分析时也需要进行与未压裂井相同的校正工作。

线性流期的压力落差为

$$\tilde{p}_{s,D} = n \sqrt{\pi C_{fi} \Delta t_{X,D}} \quad (9.34)$$

C_{fi} 由表 9.1 查得。当存在有线性流和拟径向流的数据段时,可进行以下的特征直线分析:

(1) 用拟径向流段数据作压力导数的双对数图,确定直线段的斜率 ν , 由 ν 求出 n 。

- (2) 用拟径向流段的数据作直角坐标图, 即 Δp 与 $(t + \Delta t)^n - \Delta t^n$ 或 Δp 与 Δt^n 的关系图。
- (3) 分别用公式(9.22)、(9.23)和(9.24)计算 K/μ^* , S 和 K/μ_{eff} 。
- (4) 用线性流段数据作 $p_{ws} \sim \sqrt{\Delta t}$ 的直角坐标图, 确定直线段斜率 m 。
- (5) 计算 X_i :

$$X_i = 1.1574 \times 10^7 (qB/h) [3.6 \times 10^{-6} n^2 C_h \mu_{\text{eff}} / (K \phi C_m m^2)]^{1/(1+n)} \quad (9.35)$$

- (6) 计算 S , 由 r_{we} 的定义式可得:

$$S = [1/(1-n)] \{1 - [X_i / (C_x r_w)]^{1-n}\} \quad (9.36)$$

式中 $C_x = X_i / r_{we}$, 可由 $p_{wD} - t_{xD}^n$ 关系图的直线段求得, 参见方程(9.31)。对于非牛顿流体 ($n=0.2 \sim 0.9$), 由无限导流裂缝情况计算出的 C_x 值范围为 $2.0 \sim 2.07$, 最大的 C_x 值偏离 2.0 为 3.5% ; 而由均匀流量裂缝情况计算出的 C_x 值范围为 $2.65 \sim 4.0$, 其 C_x 随 n 值减小而增大。对于牛顿流体 ($n=1.0$), 由无限导流裂缝情况计算出的 $C_x \approx 2.0$, 而由均匀流量裂缝情况计算出的 $C_x \approx e$ ($e=2.71828\cdots$)。

注意: 用(9.23)式计算出的 $|S|$ 要小于用(9.36)式计算出的实际的 $|S|$; 对于牛顿流体, $S = -5$ 是普遍接受的下限值, 但是对于注非牛顿幂律流体的压裂井, S 比 -5 小得多。

有关注非牛顿幂律流体的无限导流裂缝井的压力落差典型曲线拟合分析方法, 读者可详见 Vongvuthipronchai 和 Raghavan 的文章。

第七节 非牛顿流体与牛顿流体的复合储层模型

Lund 和 Ikoku 研究了非牛顿幂律流体(聚合物溶液)注入到含有牛顿流体(油和水)的储层中所形成的复合系统的注入能力试井分析和压力落差试井分析。这一复合储层模型的假设是内区为非牛顿流体, 外区为牛顿流体。

一、注入能力试井分析

在一个含有非牛顿流体区域的储层中进行的注入能力试井(也称为注入试井), 早期井筒压力表现为储层中完全充满非牛顿流体。对于这种复合储层, 早期数据在 p_{wi} (或 Δp) 与 $t^{(1-n)/(3-n)}$ 关系直角坐标图(也称非牛顿流体注入能力图)上可见一条直线。注入能力图的直线段将随着非牛顿流体区域扩大时而增长。在已知稠度系数 H 时, 由这一直线斜率, 可求得渗透率 K 。

由 $\log(\Delta p)$ 与 $\log(t)$ 的关系图可求得幂律指数 n 。在牛顿流体区开始影响以前, 双对数图上的直线斜率等于 $(1-n)/(3-n)$, 进而可估算出注入的非牛顿流体的界面位置。

二、压力落差试井分析

观察用非牛顿流体与牛顿流体的复合储层中得到的压力落差试井数据作出 Horner 图或 MDH 图, 可见早期关井时间的压力落差曲线向下凹, 它反映了非牛顿流体的内区; 晚期关井时间, 反映为牛顿流体的半对数直线段。如果关井前的流动时间足够长使得压力扰动传到牛顿流体区, 并且如果外边界半径比关井时的非牛顿流体区域的半径大 10 倍或更多的话, 牛顿流体的半对数直线段将会出现。这一直线可用常规的牛顿流体分析法解释。

早期数据, 在 p_{ws} (或 Δp) 与 $[(t + \Delta t)^{(1-n)/(3-n)} - \Delta t^{(1-n)/(3-n)}]$ 的非牛顿流体压力落差图上,

将会出一条直线段,这一直线的斜率可用于非牛顿流体的分析,可求得 K 。上述直线段的长度随着关井时刻的非牛顿流体区域的扩大而增加。并且也随着非牛顿流体的稠度系数 H 的增加或牛顿流体的粘度的减少而增加。

幂律指数 n 可由 $\Delta p (= p_{wf} - p_{ws})$ 与 Δt 的双对数图上的直线段的斜率 $m = (1-n)/(3-n)$ 求得。在已知非牛顿流体直线段上的关井结束时间时,可求得关井时刻非牛顿流体区的半径。若已知探测半径 r_1 ,可由探测半径方程,求得对应于非牛顿直线段结束时刻的关井时间。

有关上述非牛顿幂律流体的探测半径公式和渗透率计算公式详见 Lund 和 Ikoku 文章。

第八节 非牛顿流体生产井模型

这里介绍栾志安提出的生产具有松驰特性的粘弹性重质高粘原油井的不稳定径向流试井分析理论,也即松驰型非牛顿流动模型。

牛顿流体,如常规原油,通过孔隙介质时速度梯度和压力梯度之间的平衡状态几乎是瞬间达到的,并严格遵循达西定律的线性关系,但在高粘原油流动时,却出现了特有的松驰现象。松驰性的作用,表现为系统的压力变化或液体的渗流速度变化滞后,这种滞后可对井底压力动态产生影响。

这里有关储层的基本假设与牛顿流动模型相同。

1. 模型参数的基本定义

无因次速度松驰时间定义为

$$\tau_{vD} = 3.6K\tau_v / (\phi\mu C_r r_w^2) \quad (9.37)$$

无因次压力松驰时间定义为

$$\tau_{pD} = 3.6K\tau_p / (\phi\mu C_r r_w^2) \quad (9.38)$$

2. 当试井时间比较短时(早期段)

根据栾志安给出了松驰液体径向渗流的解析解,当试井时间比较短时,早期井底压力响应特性可近似为

$$p_{wD} = (4/3)t_D^{3/2} / \sqrt{\pi\tau_{vD}\tau_{pD}} \quad (9.39)$$

上式两边取对数得

$$\log(p_{wD}) = (3/2)\log(t_D) + \log[(4/3)\sqrt{\pi\tau_{vD}\tau_{pD}}] \quad (9.40)$$

上式表明,当时间很短时,高粘原油生产井的试井资料仅反映原油松驰性质所产生的时滞效应。在双对数图上,压降曲线或压力恢复曲线早期呈现为 1.5 斜率直线。因此,可用来确定高粘油流变学参数 τ_v 和 τ_p 。上式中取 $\tau_D=1$,有

$$p_{wD} = (4/3)t_D^{3/2} / \sqrt{\pi\tau_{vD}\tau_{pD}} \quad (9.41)$$

由上式可求得乘积 $\tau_v \cdot \tau_p$ 。

3. 当试井时间足够长时(晚期段)

井底压力响应为

$$p_{wf}(t) = p_i - [2.121 \times 10^{-3} qB\mu / (Kh)] \{ \log[Kt / (\phi\mu C_r r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686S \} \quad (9.42)$$

上式表明对于高粘原油长时试井资料,非牛顿流体参数 τ_v 和 τ_p 对井底压力响应的干扰消失,这时的压降分析和压力恢复分析都与牛顿流体情况相同。

不考虑井筒储存的松驰型非牛顿流体典型曲线拟合分析方法可参见栾志安的文章。

第十章 气井模型

第一节 概 述

气体与油、水性质的显著差异是气体的粘度和压缩系数都是压力的函数,对于真实气体还牵涉到与理想气体的偏差因子 Z 。

流体的渗流扩散方程对单相油是线性的,对于气体则是非线性的。与单相液体相比,气井的试井分析提出了两个附加问题:一是气体的流动方程为非线性的扩散方程;二是存在一个与流量有关的附加表皮效应。

最早,由 Al-Hussainy 等人(1966)引进了真实气体拟压力函数来分析气井的压降和压力恢复数据。引入拟压力函数后,气体渗流扩散方程的形式与单相微可压缩液体渗流扩散方程的形式完全相同。拟压力的引进,在许多情况下使得扩散方程有足够的工程精度。众所周知,拟压力函数消除了由于乘积 μZ 的变化而引起的气体渗流扩散方程的非线性化。

由于使用拟压力的扩散方程未包括两个与压力有关的参数 μ 和 C_r ,所以,拟压力的引进只是部分地线性化了扩散方程。Agarwal(1979)引进了拟时间函数来说明 μC_r 的变化,从而使气体扩散方程彻底地线性化。

Lee 和 Holditch(1982)认为在使用拟压力和拟时间绘制实测数据图后,可用单相液体模型的具有井筒储存和表皮效应的典型曲线来准确地分析气井的压降和压力恢复数据。但是,Reynolds 等人(1987)指出用半对数方法分析压降数据时,一般不应使用拟时间(注意这两者并不矛盾)。

Meunier 等人(1987)将标准化变量引入气体扩散方程中,结果使得气井的分析更加容易进行。采用标准化拟压力和标准化拟时间以后的分析与使用普通拟变量的分析结果相同。使用标准化拟变量的优点是:(1)可以保留压力和时间的单位,从而对拟变量可以有一种真实的物理感觉;(2)在气体流量使用相应的液体流量的单位(m^3/d)时,气体流动方程在形式上与单相液体的流动方程是相同的,并且,可以直接使用单相液体流动问题的解,而不需要改变方程中的常数。

不久前,贾永禄提出了拟体积系数的概念,当采用拟体积系数以后,气井的无因次拟压力、无因次压力平方和无因次压力的定义式在形式上与单相液体井的定义式完全相同。

本章在综合了上述研究成果的基础上比较系统地绘出了一套气井的试井分析方法。

最近,Hasan 等人(1994)建立了高温储层中的气井试井分析模型,Kabir(1994)等人进一步给出了它的应用实例。有关这一模型的介绍,读者可参见原文。

第二节 基本定义

(1)拟压力函数定义为

$$p_p = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu(p)Z(p)} dp \quad (10.1)$$

(2) 拟时间函数定义为

$$t_p = \int_0^t \frac{1}{\mu(p)C_i(p)} dt \quad (10.2)$$

(3) 标准化拟压力函数定义为

$$p_{pm} = [\mu_i Z_i / (2p_i)] p_p \quad (10.3)$$

式中下标 i 表示初始状态, 为保持参数的原单位, 一般采用初始条件或平均条件下的气体特性进行拟参数的标准化。

(4) 标准化拟时间函数定义为

$$t_{pm} = \mu_i C_{ti} \int_0^t \frac{1}{\mu(p)C_i(p)} dt \quad (10.4)$$

(5) 气体体积系数定义为

$$B_g = q_{\text{地层}}/q_{sc} = (ZT/p)/(Z_{sc}T_{sc}/p_{sc}) \quad (10.5)$$

式中 $Z_{sc}=1$;

$p_{sc}=0.101325 \text{ MPa}$;

$T_{sc}=293.15\text{K}$ 。

气井地面产量 q_g 的单位通常是 10^4 m^3 , 为了使其与单相液体方程的表示一致, 也就是说使乘积 $q_g B_g$ 的单位达到以 m^3/d 表示, 则有

$$B_g = 3.4564 ZT/p \quad (10.6)$$

B_g 的单位是 $\text{m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 。

(6) 气体拟体积系数

在使用拟压力(p_p)分析时, 气体拟体积系数定义为

$$B_p = 2p_{sc}T \times 10^4/(\mu_i T_{sc}) = 6.9128T/\mu_i \quad (10.7)$$

在使用压力平方(p^2)分析时, 气体拟体积系数定义为

$$B_p = 2p_{sc}TZ \times 10^4/T_{sc} = 6.9128 TZ \quad (10.8)$$

在使用压力(p)分析时, 气体拟体积系数定义为

$$B_p = B_g = 3.4564 ZT/p \quad (10.9)$$

(7) 无因次井底拟压力降的定义为

$$p_{pwD} = Kh(p_{pi} - p_{pwf})/(1.842 \times 10^{-3} q_g B_p \mu_i) \quad (10.10)$$

(8) 无因次井底标准化拟压力降的定义为

$$p_{pnwD} = Kh(p_{pni} - p_{pnwf})/(1.842 \times 10^{-3} q_g B_g \mu_i) \quad (10.11)$$

(9) 无因次井底拟恢复压力定义为

$$p_{psD} = Kh(p_{pi} - p_{pws})/(1.842 \times 10^{-3} q_g B_p \mu_i) \quad (10.12)$$

(10) 无因次井底标准化拟恢复压力定义为

$$p_{\text{pnsD}} = Kh(p_{\text{pni}} - p_{\text{pnws}})/(1.842 \times 10^{-3} q_g B_g \mu_i) \quad (10.13)$$

(11) 压力恢复期间的无因次井底拟压力变化定义为

$$\tilde{p}_{\text{piD}} = Kh(p_{\text{pws}} - p_{\text{pwfs}})/(1.842 \times 10^{-3} q_g B_g \mu_i) \quad (10.14)$$

(12) 压力恢复期间的无因次标准化井底拟压力变化定义为

$$\tilde{p}_{\text{pnsD}} = Kh(p_{\text{pnws}} - p_{\text{pnwfs}})/(1.842 \times 10^{-3} q_g B_g \mu_i) \quad (10.15)$$

注意方程(10.11)、方程(10.13)和方程(10.15)使用的是真实体积系数 B_g , 而方程(10.10)、方程(10.12)和方程(10.14)使用的是拟体积系数 B_p 。由此可见当采用拟体积系数以后, 气井的各种无因次压力的定义式在形式上都与单相液体井的定义式完全相同。

(13) 气井无因次时间: 对于压降测试井, 气井可以使用以下三种无因次时间即无因次时间、无因次拟时间和无因次标准化拟时间。它们分别定义为

$$t_D = 3.6Kt/[\phi(\mu C_i)_i r_w^2] \quad (10.16)$$

$$t_{pD} = 3.6Kt_p/(\phi r_w^2) \quad (10.17)$$

$$t_{\text{nsD}} = 3.6Kt_{\text{pn}}/[\phi(\mu C_i)_i r_w^2] \quad (10.18)$$

对于压力恢复试井, 当上述三个方程中的 t, t_p 和 t_{pn} 替换成 $\Delta t, \Delta t_p$ 和 Δt_{pn} 时, 可得相应的无因次关井时间、无因次拟关井时间和无因次标准化拟关井时间。如果上述三个方程中的 r_w^2 用供给面积 A 替换, 则可分别得到相应的基于 A 的三种无因次时间。

第三节 拟压力分析法

一、压降试井的半对数分析

使用拟压力后的扩散方程形式为

$$\frac{\partial p_p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_i}{3.6K} \cdot \frac{\partial p_p}{\partial t} \quad (10.19)$$

解上述方程可得不稳定流期气井井底压降的准确描述式

$$p_{\text{pwD}} = 1.1513 \log(4t_D/\gamma) + S_i \quad (10.20)$$

式中 t_D ——是基于 $(\mu C_i)_i$ 的无因次时间;

$$S_i = S + Dq_g$$

如果气井不存在井斜和局部打开等产生的附加表皮效应的话, 那么, 这里的表观表皮因子 S 就是此井的真实表皮因子。 Dq_g 反映非达西流动的压力损失。气体在高速流动下, 井底附近的流动很少是服从达西流动规律, 多数工程应用可以把非达西流动看作是一种与流量有关的附加压降。 D 的确定方法详见本书第九章非达西流模型一节。

当地层中只有单相气体流动时, C_i 可作如下的简化

$$C_{ii} = C_g S_g + C_w S_w + C_l \approx C_g S_g \quad (10.21)$$

根据方程(10.20),在半对数图上绘制 p_{pwi} 与 t 的关系曲线可得斜率为 m 的直线。由下式可求得地层系数 Kh 。

$$Kh = 2.121 \times 10^{-3} q_g B_p \mu_i / m \quad (10.22)$$

Reynolds 等人指出用半对数方法分析压降数据应使用真实时间 t , 而不要使用拟时间 t_p 。表皮因子用下式计算

$$S_i = 1.1513 \{ \Delta p_1 / m - \log [K / (\phi (\mu C_i)_i r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (10.23)$$

式中 $\Delta p_1 = p_{pi} - p_{\text{pwi}}(1h)$ 。

在拟稳定流期,井底压力特性为

$$p_{\text{pwi}} = 2\pi t_{\text{AD}} + (1/2) \ln [4A / (\gamma C_A r_w^2)] + S_i \quad (10.24)$$

上式中的 t_{AD} 也不应该用 t_{pAD} 。由上式可导出储层孔隙体积的计算公式。

二、压力恢复试井的半对数分析

如果叠加原理应用于气井时,则有

$$p_{\text{psD}} = p_{\text{psD}}[(t + \Delta t)_D] - p_{\text{psD}}(\Delta t_D) \quad (10.25)$$

在不考虑所使用的具体时间比情况下,Horner 半对数直线方程有以下通用形式

$$p_{\text{psD}} = p_{\text{psD}}(t_D) - 1.1513 \log(4t_D/\gamma) - S_i + 1.1513 \log(RH_j) \quad (10.26)$$

如果生产时间短也即未受到外边界影响时,上式可简化成

$$p_{\text{psD}} = 1.1513 \log(RH_j) \quad (10.27)$$

式中 RH_j 为 Horner 时间比,它有以下四种形式

$$RH_1 = (t + \Delta t) / \Delta t \quad (10.28)$$

$$RH_2 = [(t + \Delta t) / (\mu C_i)_i] / [\Delta t / (\mu C_i)_i] \quad (10.29)$$

$$RH_3 = [(t + \Delta t) / (\mu C_i)_i] / \Delta t_p \quad (10.30)$$

$$RH_4 = (t_p + \Delta t_p) / \Delta t_p \quad (10.31)$$

式中 $(\mu C_i)_i$ 表示初始条件下的值,而 μC_i 为关井压力 $p_{\text{ws}}(\Delta t)$ 所对应的瞬时值。

Reynolds 等人的研究表明压力恢复数据的 Horner 分析应基于 RH_2 或 RH_3 , 因为用这两种 Horner 时间比估算地层系数(即流动能力)和表皮因子最准确。此外,在使用 RH_2 或 RH_3 时,用单相液体模型的 MBH 函数估算平均地层压力,也可获得准确的结果。

作 p_{psD} 与 $\log(RH_j)$ 关系图可得斜率为 m 的半对数直线。由此,可分别求得地层系数和表皮因子

$$Kh = 2.121 \times 10^{-3} q_g B_p \mu_i / m \quad (10.32)$$

$$S_i = 1.1513 \{ (p_{pi1h} - p_{\text{pwi}}) / m - \log [K / (\phi (\mu C_i)_{1h} r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (10.33)$$

式中 $(\mu C_i)_{1h}$ ——表示对应 $\Delta t=1$ 小时的实际关井恢复压力下的 μC_i 值。

平均地层压力计算式为

$$\bar{p}_p = p_p^* - (m/2.303)p_{\text{pMBHD}} \quad (10.34)$$

一旦计算出 $\bar{p}_p$, 那么 $\bar{p}$ 就可从 p_p 与 p 关系表中换算出。上式的 p_{pMBHD} 为使用单相液体模型的 MBH 函数。

对于短生产时间, 有

$$p_{\text{pMBHD}} = 4\pi t_{\text{AD}} \quad (10.35)$$

对于长生产时间, 有

$$p_{\text{pMBHD}} = \ln(C_A t_{\text{AD}}) \quad (10.36)$$

对于短生产时间, t_{AD} 中可使用平均压力下的 μC_t 的值, 即 $(\mu C_t)_a$; 而对于长生产时间, t_{AD} 中使用的是 μC_t 的初始值。因为这时有 $(\mu C_t)_a \approx (\mu C_t)_i$ 。

两种特殊情况下的 RH_2 的计算:

(1) 如果生产时间非常长, RH_2 使用下式计算, 即

$$RH_2 = [(t + \Delta t)/(\mu C_t)_i]/[\Delta t/(\mu C_t)] \quad (10.37)$$

式中 $(\mu C_t)_i$ 代表关井过程中的最后一点的恢复压力下的 μC_t 值, 计算 p_{pMBHD} 时, 所使用的 t_{AD} 中的 μC_t 也应是最后一点恢复压力下的值。

(2) 如果生产时间短, 并且 p_i 未知, 那么, 作 p_{pws} 与 RH_1 的半对数图。外推半对数直线到 $RH_1 = 1$ 处, 可近似求得 p_{pi} , 由 p_{pi} 换算出 p_i 后, 可求得 $(\mu C_t)_i$ 。一旦求得了 $(\mu C_t)_i$, 就可用 RH_2 从头开始整个资料的分析。实际上, 如果生产时间短, 基于 RH_2 的分析一般可达到工程精度的要求。

压降期和压力恢复期的探测半径可分别用以下两式计算

$$r_i = 3.795 \sqrt{K t_p / \phi} \quad (10.38)$$

$$r_{is} = 3.795 \sqrt{K \Delta t_p / \phi} \quad (10.39)$$

Scott(1979)定义的拟时间为

$$t_s = t / (\mu C_t) \quad (10.40)$$

或

$$\Delta t_s = \Delta t / (\mu C_t) \quad (10.41)$$

无因次 Scott 拟时间定义为

$$t_{\text{SD}} = 3.6 K t_s / [\phi r_w^2] \quad (10.42)$$

类似地可得到 Δt_{SD} 的定义式。

对于生产时间比较长的气井的压力恢复数据, 也可用 MDH 法得到准确的分析结果。这时在半对数图上作 p_{pws} 与 Δt_p (或 Δt_s) 的关系图可得斜率为 m 的半对数直线段, 其地层系数 Kh 和表皮因子 S_i 等参数的计算与上述的 Horner 法相同。

三、典型曲线分析

如果气井的压降(或压力恢复)数据受到井筒储存效应的影响, 那么在以拟压力和拟时间(或其它形式的时间)绘制实测数据图后, 可用单相液体模型的具有井筒储存和表皮效应典型曲线准确地分析气井的压力数据。

(1) 对于压降情形, 是把实测数据绘制成 $(p_{pi} - p_{\text{pwt}})$ 与 t_p 的关系图, 然后与单相液体模型的压降典型曲线相拟合, 在读取了拟合点后, 就可以用与单相液体模型相同的公式进行参数的

计算。

对于压降情形, Reynolds 等人(1987)的研究表明在无限作用径向流期 p_{pwD} 与 t_D 的关系图与单相液体模型的压降解相关性好, 而 p_{pwD} 与 t_{pD} 或 t_{sD} 的关系图与其相关性差。这就是为什么在进行半对数分析时, 应使用 t_D 而不使用 t_{pD} 或 t_{sD} 的原因。但是使用 Gringarten 考虑井筒储存和表皮效应的典型曲线做拟合分析时, 使用拟压力 p_p 和拟时间 t_p 后可得到准确的分析结果。由 Reynolds 等人原文中的图 2 和图 3 可以理解这两者并不矛盾。

(2) 对于压力恢复情形, 是把实测数据绘制成 $(p_{pwi} - p_{pwfs})$ 与 Δt 的关系图(当考虑到生产时间影响时, 应使用 Δt_{pe} 或 Δt_{se} 的关系图), 然后与单相液体的压降典型曲线 $(p_{wD} - t_D/C_D)$ 相拟合, 读取拟合值, 并计算参数。Reynolds 等人的研究表明, 在生产时间影响忽略不计的情况下, 在无限作用径向流期, $\tilde{p}_{psD}$ 与 Δt_{pD} 或 Δt_{sD} 关系图与相应的单相液体模型解和气体的压降解 $(p_{pwD}$ 与 $t_D)$ 之间可取得较好的相关性。

在考虑到生产时间影响时, 可把 Agarwal 等效时间应用到气井上(下标 e 表示等效时间), 这时有

$$\tilde{p}_{psD} = 1.1513 \log(4t_{peD}/\gamma) + S_i \quad (10.43)$$

$$\text{式中 } t_{peD} = t\Delta t_{pD}/(t + \Delta t) \quad (10.44)$$

(10.42) 式中的 t_{peD} 用 t_{seD} 替换也是合理的

$$t_{seD} = t\Delta t_{sD}/(t + \Delta t) \quad (10.45)$$

比较方程(10.43)和方程(10.20), 可知在无限作用径向流期, $\tilde{p}_{psD}$ 与 t_{peD} 或 t_{seD} 的关系图可以与 p_{pwD} 与 t_D 关系的无因次压降解的图版相拟合, 但是 $\tilde{p}_{psD}$ 与 Δt_D 或 Δt_{eD} 的关系图与其拟合的效果就比较差。这里 Δt_{eD} 定义为

$$\Delta t_{eD} = (t\Delta t_D)/(t + \Delta t) \quad (10.46)$$

第四节 拟压力的简化分析方法

Wattenbargar 和 Ramey(1968)指出在高压或低压下, 拟压力可做以下的简化, 见图 10.1。

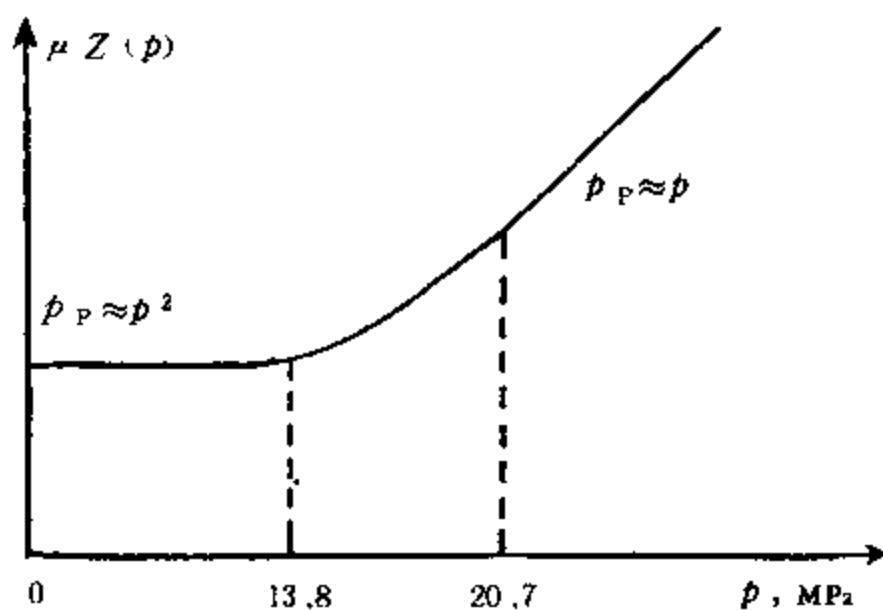


图 10.1 真实气体拟压力 p_p 与 μZ 的关系图

一、压力平方法

当 $p < 13.8 \text{ MPa}$ 时, μZ 几乎是常数, 即有 $\mu Z = \mu_i Z_i$ (下标 i 表示初始条件), 结果拟压力简化成

$$p_p = p^2 / (\mu Z)_i \quad (10.47)$$

这时的无限作用径向流动可用以下方程模拟

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - [2.121 \times 10^{-3} q_g B_p \mu / (Kh)] \{ \log [Kt / (\phi \mu C_i r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686 S_i \} \quad (10.48)$$

上式中的 μ 和 C_i 以及 B_p 中的 Z 应使用平均特性值, 即

$$\bar{\mu} = (\mu_u + \mu)/2, \bar{C}_i = (C_u + C_i)/2, \bar{Z} = (Z_i + Z)/2 \quad (10.49)$$

下述“压力法”的分析表达式也遵循这一原则, 但是在用拟压力表达的方程中, 应采用气井初始条件下的气体性质。

二、压力法

当 $p > 20.7 \text{ MPa}$ 时, $p/(\mu Z)$ 几乎为常数, 即有 $p/(\mu Z) \approx p_i/(\mu_i Z_i)$ 结果拟压力简化成

$$p_p = [2p_i/(\mu_i Z_i)]p \quad (10.50)$$

这时的无限作用径向流动可用以下方程模拟

$$p_{wf} = p_i - [2.121 \times 10^{-3} q_g B_p \bar{\mu} / (Kh)] \{ \log [Kt / (\phi \bar{\mu} \bar{C}_i r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686 S_i \} \quad (10.51)$$

第五节 标准化拟变量分析法

在采用标准化拟压力和标准化拟时间进行气井试井资料分析后, 气井的有关分析方程与单相液体模型相应的分析方程在形式上完全相同, 即方程中的有关常数不变; 再者, 就是可以保留原来压力和时间的单位。因此, 在引入标准化拟变量后, 气井试井资料的分析可完全仿照单相液体井进行。

有关拟压力和拟时间的使用可参见前一节。为保持参数的原单位, 一般可用初始条件(或平均条件)下的气体性质进行拟参数的标准化。

第十一章 多相流井模型

第一节 概 述

一般的试井分析方法适用于测试系统内是微可压缩且压缩系数和粘度恒定的流体的流动,单相液体容易满足这种微可压缩流体的条件。

对于单相气体的试井解释是通过引进拟压力函数来实现单相液体的模拟,当测试系统内的流体为两相(油、水或油、气)或三相(油、气和水)时,它们的流动特性由各相饱和度支配。

已广泛使用的多相流试井分析方法是由 Perrine(1956)提出的,Perrine 认为在用多相系统总的流度和总的综合压缩系数代替单相液流系统的相应参数时,单相液体模型的试井分析理论可完全用于多相流的分析。后来,Martin(1959)给出了这一方法的理论证明。Perrine-Martin 模拟单相液体的方法是假定地层中各相饱和度分布均匀,忽略各相饱和度梯度的变化。实际上,较大饱和度梯度的储层系统的存在是比较普遍的。

Fetkovich(1973)在研究油气两相流的稳定试井时,仿照气井情况首次引进了拟压力函数。Raghavan(1976)又把这一函数引进到溶解气驱储层的压降和压力恢复试井分析中,并给出了一种根据生产气油比和相对渗透率曲线计算这种拟压力函数的实用方法。

确定油相拟压力函数,必须已知含油饱和度与压力的关系。Bøe(1989)导出了井筒处的饱和度与压力的理论关系式。这一关系式可以用于溶解气驱储层的无限作用径向流期间的拟压力函数的计算。应用 Bøe 的关系式不需要使用生产气油比来确立饱和度与压力的关系式,从而避免了与测量 E_{go} 有关的误差,但是,Bøe 计算拟压力函数的方法与 Raghavan 的方法一样,都假定作为含油饱和度函数的相对渗透率是事先知道的。后来 Serra 等人(1990)提出了不需要这种假设的方法,即作为井底压力函数的有效相渗透率可由不稳定压降数据或压力恢复数据的计算得到。

由于不能准确地估算作为井底压力函数的含油饱和度,结果确定作为含油饱和度函数的有效相渗透率(或相对渗透率)的方法一般是不可靠的,因此,Hatzignatiou 和 Reynolds(1990)提出了不需要已知或确定含油饱和度而直接根据不稳定压力试井资料计算相渗透率曲线的方法,这一方法首先由定流量的试井数据直接计算出作为井底压力函数的相对渗透率,然后使用 Standing(1974)相对渗透率关系作为模型函数,通过非线性回归分析技术确定出相对渗透率与含油饱和度之间的关系式。这一方法要应用在表皮因子为零的假设条件下,在表皮因子不为零时,需要用多流量或两流量试井数据确定作为井底压力函数的相对渗透率。由此可见要进行两流量测试,这无疑是增加了这一方法在实际应用中的操作难度。

Al-Khalifah 等人(1987)的研究表明使用多流量测试的压降数据可获得复合储层系统的有效渗透率值,并且由试井数据得到的有效渗透率只能反映外区的有效(或相对)渗透率曲线。Hatzignatiou 和 Reynolds(1992)扩展了 Al-Khalifah 等人的上述结论,认为由压降数据或压力恢复数据计算出的有效渗透率值,在早期,反映的是内区油相的有效渗透率,在晚期,反映的是外区油相的有效渗透率。

Hatzignatiou(1992)研究了初始压力高于泡点压力的溶解气驱均质储层和溶解气驱复合

储层的有效渗透率曲线的计算。如果井底流压高于泡点压力持续有足够长的时间,那么,由降压试井数据可得到准确的初始油相有效渗透率,并且在流压小于初始泡点压力期间可准确地估算出油相的有效渗透率;如果压力恢复试井的时间达到足够长,那么,由复压数据也可得到准确的初始油相有效渗透率。对于初始地层压力高于初始泡点压力的复合储层,根据压降和压力恢复数据得到的油相有效渗透率,可得到内区或外区的初始油相有效渗透率。

Hatzignatiou(1992)研究了井筒存储对溶解气驱储层的压力恢复数据分析的影响。在已知作为时间函数的井底油相流量和井底压力时,由文中的方法可得到作为压力和油相饱和度函数的油相和气相的有效渗透率。

最近,Camacho—V 和 Raghavan(1994)研究了溶解气驱裂缝性储层中的试井分析问题,表明双渗和双孔两种模型的裂缝系统中的井底层面饱和度可由生产气油比计算。在均质储层动态期间,双孔储层基岩系统的井底层面饱和度可用 Bøe 等人导出的饱和度与压力的关系式计算。

第二节 基本定义

现对本章用到的一些公用变量定义如下。

拟压力函数定义为

$$p_o = \int_p^{p_i} \left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) dp \quad (11.1)$$

标准化拟压力函数定义为

$$p_{on} = \int_p^{p_i} \left[\frac{K_{ro}/(B_o \mu_o)}{(K_{ro}/(B_o \mu_o))_i} \right] dp \quad (11.2)$$

井底拟压力定义为

$$p_{pwi} = \int_{p_{wf}}^{p_i} \left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) dp \quad (11.3)$$

无因次井底拟压力定义为

$$p_{pwiD} = \frac{Kh p_{pwi}}{1.842 \times 10^{-3} q_o} = \frac{Kh}{1.842 \times 10^{-3} q_o} \int_{p_{wf}}^{p_i} \left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) dp \quad (11.4)$$

已知作为压力函数的 $K_{ro}(p)$ 、 $B_o(p)$ 和 $\mu_o(p)$, 可从测试的压力降数据直接计算 p_{pwi} ; 在考虑压力恢复分析问题时, 所使用无因次恢复拟压力函数有以下两种定义

$$p_{psD} = \frac{Kh p_{pws}}{1.842 \times 10^{-3} q_o} = \frac{Kh}{1.842 \times 10^{-3} q_o} \int_{p_{ws}}^{p_i} \left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) dp \quad (11.5)$$

$$\tilde{p}_{psD} = \frac{Kh(p_{pws} - p_{pwis})}{1.842 \times 10^{-3} q_o} = \frac{Kh}{1.842 \times 10^{-3} q_o} \int_{p_{wis}}^{p_{ws}} \left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) dp \quad (11.6)$$

无因次生产时间、无因次关井时间和基于供给面积的无因次生产时间分别定义为

$$t_D = 3.6K\lambda_{it}/(\phi C_{it}r_w^2) \quad (11.7)$$

$$\Delta t_D = 3.6K\lambda_{it}\Delta t/(\phi C_{it}r_w^2) \quad (11.8)$$

$$t_{AD} = 3.6K\lambda_{ti}/(\phi C_{ti}A) \quad (11.9)$$

如果 $p_{bi} = p_i$, 则有 $\lambda_{ti} = \lambda_{oi}$ 。

无因次拟生产时间定义为

$$t_{pD} = \frac{3.6K}{\phi r_w^2} \int_0^t \frac{\lambda_i(S_o, p)}{C_i(S_o, p)} dt = \frac{3.6K}{\phi r_w^2} t_p \quad (11.10)$$

这里的 λ_i 和 C_i 最好采用平均压力和平均含油饱和度下的总流量和综合压缩系数。

无因次拟关井时间定义为

$$\Delta t_{pD} = \frac{3.6K}{\phi r_w^2} \int_0^{\Delta t} \frac{\lambda_i(p_{ws})}{C_i(p_{ws})} d\Delta t = \frac{3.6K}{\phi r_w^2} \Delta t_p \quad (11.11)$$

这里的 λ_i 和 C_i 分别是对应于 p_{ws} 下的值, 可由关井时刻的生产气油比 E_{go} 计算, 也可由压降饱和度和关系方程计算。但是对于 $S \neq 0$ 的情况, 使用压降饱和度关系方程会得出不适当的 λ_i 和 C_i 。

标准化拟生产时间定义为

$$t_{pn} = \int_0^t \frac{\lambda_i(S_o, p)/C_i(S_o, p)}{[\lambda_i(S_o, p)/C_i(S_o, p)]_i} dt \quad (11.12)$$

第三节 油气水三相流动模型

一、三相流动方程

假设油、气、水三相在均质、各相同性储层中流动; 只有气相能溶于油相、油相不能溶于水相, 也不能蒸发到气相中; 忽略重力和毛管力的影响。这时, 油、气、水三相流动方程为

$$\text{油相: } \nabla[a \nabla p] = (\phi/K)(\partial \beta / \partial t) \quad (11.13)$$

$$\text{气相: } \nabla[a \nabla p] = (\phi/K)(\partial \beta / \partial t) \quad (11.14)$$

$$\text{水相: } \nabla[\xi \nabla p] = (\phi/K)(\partial \xi / \partial t) \quad (11.15)$$

式中 $\alpha = K_{ro}/B_o \mu_o$;

$$a = R_o(K_{ro}/B_o \mu_o) + K_{rg}/B_g \mu_g;$$

$$b = R_o(S_o/B_o) + S_g/B_g;$$

$$\beta = S_o/B_o;$$

$$\xi = K_{rw}/B_w \mu_w;$$

$$\zeta = S_w/B_w.$$

方程(11.1)为以油相定义的拟压力函数, 三相系统的拟压力函数还可以采用另外三种形式: 在方程(11.1)中的被积函数 $\alpha [= K_{ro}/(B_o \mu_o)]$ 换成 a 、 $a + \xi$ 或 $a + a + \xi$ 可得气相、液相(油和水)或三相定义的拟压力函数。

二、Perrine—Martin 方法

对于油、气、水三相同步流动的系统, Martin 是以压力 p 线性化多相流动的扩散方程, 并假设在试井过程中 $K_{ro}/(B_o \mu_o)$ 和 λ_i/C_i 都是常数, 结果得到以下形式的径向流扩散方程

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi C_i}{3.6 \lambda_i} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (11.16)$$

方程(11.16)实质上假定了饱和度梯度的影响是可忽略的,也即供给面积内每一相的饱和度基本上是分布均匀的。方程(11.16)表明如果用各单相流度的和代替单相液体扩散方程中的流度项,用作为多相流体的综合压缩系数代替单相液体的综合压缩系数,则可用与单相液体相同的方法分析多相流动条件下的试井资料。因此,Perrine—Martin 方法也称之为 Perrine—Martin 单相液体模拟法(简称 Perrine—Martin 模拟法)。

上式中的多相流动系统的总流度和多相流动系统的综合压缩系数分别为

$$\lambda_t = \lambda_o + \lambda_w + \lambda_g = K_o/\mu_o + K_w/\mu_w + K_g/\mu_g \quad (11.17)$$

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad (11.18)$$

若不考虑岩石的压缩性,则上式中的 C_f 可为零。

根据 Perrine—Martin 理论,可进行下列的试井分析。

1. 三相流动系统的总流度

$$\lambda_t = (K/\mu)_t = 2.121 \times 10^{-3} (qB)_t / (|m|h) \quad (11.19)$$

$$\text{式中 } (qB)_t = q_o B_o + q_w B_w + (10000q_g + q_o R_s + q_w R_{s,w}) B_g \quad (11.20)$$

这里, $R_{s,w}$ 为溶解气水比, m^3/m^3 。

每一相的流度可用下式计算

$$\lambda_m = (K/\mu)_m = 2.121 \times 10^{-3} (qB)_m / (|m|h) \quad (11.21)$$

式中 下角 $m=o, g$ 或 w 。

2. 表皮因子的计算

$$S = 1.1513 \{ |\Delta p|_{1h} / |m| - \log[\lambda_t / (\phi \mu C_t r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (11.22)$$

上式中有两参数取绝对值表示此公式对压降分析和压力恢复分析的各种情况都适用。 $|\Delta p|_{1h}$ 为测试了 1h 的压力变化。

3. 平均地层压力的计算

可使用与单相液体模型相同的“定积法”和 MBH 法确定平均地层压力。

三、压力平方法

对于油、气、水三相同同时流动的系统, Al—Khalifah 等人以压力平方 p^2 线性化多相流动的扩散方程,并假设在试井过程中 λ_t/C_t 是常数,而 $K_o/(B_o \mu_o) = cp$ (这里 c 为常数),结果导出了下列的径向流扩散方程

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) = \frac{\phi C_t}{3.6 \lambda_t} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (11.23)$$

在无限作用径向流动期,方程(11.23)的对数形式近似解为

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - [4.242 \times 10^{-3} q_o / (c \cdot h)] \{ \log[\lambda_t t / (\phi C_t r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686S \} \quad (11.24)$$

1. 压降分析

油相渗透率为

$$K_o = -4.242 \times 10^{-3} q_o p_i (\mu_o B_o)_i / (mh) \quad (11.25)$$

式中 m ——为压力平方 p^2 形式的 MDH 图直线段的斜率。

利用生产气油比 E_{go} 可计算气相渗透率

$$K_g = (E_{go} - R_s) [B_g \mu_g / (B_o \mu_o)] K_o \quad (11.26)$$

利用生产水油比 E_{wo} 可计算水相渗透率

$$K_w = E_{wo} [B_w \mu_w / (B_o \mu_o)] K_o \quad (11.27)$$

表皮因子为

$$S = 1.1513 \{ (p_i^2 - p_{wh}^2) / m - \log [\lambda_i / (\phi C_r r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (11.28)$$

2. 压力恢复分析

$$K_o = 4.242 \times 10^{-3} q_o \bar{p} (\mu_o B_o) / (mh) \quad (11.29)$$

式中 m ——是以压力平方 p^2 形式的半对数图 (Horner 图或 MDH 图) 直线段的斜率; K_o 和 K_w 的计算式与压降分析的相同; $\bar{p}$ ——为平均地层压力; $\mu_o B_o$ ——为 $\bar{p}$ 下的值。

$$S = 1.1513 \{ (p_{th}^2 - p_{pws}^2) / m - \log [\lambda_i / (\phi C_r r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (11.30)$$

Al-Khalifah 等人的研究表明用 Perrine-Martin 方法计算出的油相渗透率偏低。

四、标准化拟变量法

采用了标准化拟压力 p_{pn} 和标准化拟生产时间 t_{pn} 后, Chen 和 Poston (1989) 导出了下列的可用于多相流动分析的径向流扩散方程

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_{pn}}{\partial r} \right) = \frac{\phi C_{ti}}{3.6 \lambda_{ti}} \frac{\partial p_{pn}}{\partial t_{pn}} \quad (11.31)$$

若采用了拟压力 p_p 和拟生产时间 t_p 后, 同理可导出类似的多相流动的径向流扩散方程。读者很容易建立上述方程的分析方法。

五、多相法对表皮因子计算的影响

由于在多相流动的供给面积内存在着不一致的饱和度分布, 因此, 对于多相流动的压力恢复试井资料, 使用 Perrine-Martin 单相液体模拟法容易引起错误的解释。

下面将着重说明多相流动对表皮因子解释的误差。一般常规半对数分析得出的表皮因子为下列三项之和

$$S_i = S_m + S_{2p}(q, t) + S_{ND} \quad (11.32)$$

这里, 机械表皮因子 S_m (也称真实表皮因子) 指的是由钻井或泥浆液的浸入等机械伤害引起的井筒附近的渗透率减小; 总表皮因子 S_i 指总的流动能力的减少, 它包括机械表皮因子、井筒附近低压区的气阻效应引起的拟表皮因子 (也称两相表皮因子) S_{2p} 和非达西流引起的表皮因子 S_{ND} 。 S_{2p} 的大小与流量和时间有关。

Fetkovich 曾分别给出了近似计算溶解气驱储层和凝析气藏的 S_{2p} 的公式, 这两个公式适用于原始饱和条件或部分未饱和条件。Ayan 和 Lee (1988) 利用变泡点储层模拟器研究了多相流对压力恢复试井的表皮因子计算的影响。这一研究假定在未饱和条件下所得到的表皮因子为真值, 然后与用 Perrine-Martin 方法分析低于泡点压力条件下的试井数据所得出的表皮因子 S 相比较。

Agan 和 Lee 研究出的一些重要结论如下:

(1)对于同一储层,低于泡点压力条件下的试井数据计算出的表皮因子要大于由高于泡点压力下的试井数据计算出的表皮因子,其主要原因是井筒周围气阻效应所导致的油相渗透率的减小。

(2)计算出的表皮因子取决于生产时间的长短。以定产量生产的时间越长,计算出的表皮因子就越接近高于泡点压力情况下的结果。

(3)在关井前,以较低流量生产一段时间,然后在较短时间内增大流量,其结果计算出的表皮因子增大。较大的流量和井周围较大的伤害都会扩大这一效应。因为较大流量的保持时间较短,井附近的压力分布一般比整个供给面积受到的影响大得多,从而导致储层中饱和度的不均匀分布,特别是在井周围。井伤害越大,其改变区的气相饱和度就越大,从而计算出的表皮因子过高。

(4)垂直渗透率大,气体向储层顶部运移,结果使计算出的表皮因子偏大,但这种效应(也就是垂向饱和度的分布)对于表皮因子的计算影响较小。

(5)对于局部穿透井,在高于泡点压力的条件下可用单相液体的局部打开井拟表皮因子的计算公式(见第六章),在低于泡点压力的条件下,将不能用这些公式确定这种拟表皮因子。

(6)对于局部穿透井,用低于泡点压力下的试井数据计算出的表皮因子一般大于用高于泡点压力下的试井数据计算出的表皮因子。

(7)对于局部穿透井,在压力降到泡点压力以下时,计算的表皮因子偏大会随着渗透率的减小而增加。这是由于井筒周围偏大的压降导致较高气相饱和度。

(8)对于局部穿透井,无论是在泡点压力以上还是在其以下进行试井,表皮因子会随着垂直渗透率的减小而增加。

第四节 油水两相流模型

模型基本假设是油水两相为微可压缩流体,并同时在各向同性(或各向异性)均质储层中的流动,并以恒定的总流量生产。其他的基本假设都与单相液体模型的相同。

Chu 等人(1986)对存在饱和度梯度的油水两相系统做了比较详细的研究,下面将给出与此有关的研究结果。

一、饱和度梯度可忽略的情况

当油水两相系统中的饱和度梯度比较小时,可根据 Perrine—Martin 方法分析不稳定压力试井数据,用常规的方式求得表皮因子、平均地层压力、总流度和每一相的流度,但这时,有关的分析式中的参数变成了如下形式

$$\lambda_t = K_o/\mu_o + K_w/\mu_w \quad (11.33)$$

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + C_f \quad (11.34)$$

$$(qB)_t = q_o B_o + q_w B_w \quad (11.35)$$

二、垂直方向存在饱和度梯度的情况

这时可根据 Perrine—Martin 方法分析压力数据,求得表皮因子、平均地层压力、总流度和每一相流度。不过这时求得的每一相流度代表的是储层厚度上的平均值,相应的渗透率也反映的是储层厚度的平均值。此外,如果存在封闭边界的影响,也可用探边测试数据求得储层的孔

隙体积(Chu 等人认为对于油气两相流的系统,这种确定孔隙体积的方法是不可应用的,因为这一方法要求在井筒附近的饱和度变化比较小,即总流量变化小。当总流量变化大时拟稳流态条件不可能存在)。

对于底水储层中的局部打开井,当出现两相流并使用总流量后,可用常规的方式求平均地层压力和总表皮因子,但是如果垂向饱和度比较大时,根据均质储层的单相流理论估计拟表皮因子 S_p 是不正确的,并且通过两条半对数直线的斜率比确定储层厚度也是不可靠的。在第二直线段后若出现井底压力迅速的变化(下降或上升),除边界影响外,还可能是底水侵入的结果。底水的影响一般早于边界的影响。

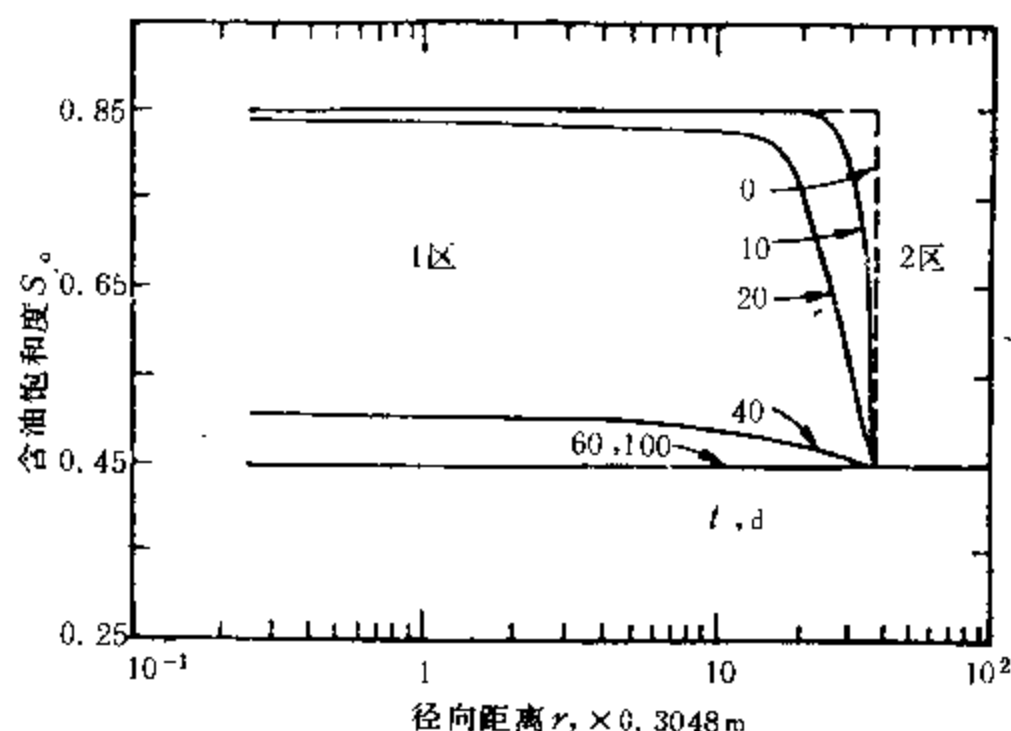


图 11.1 作为时间函数的饱和度剖面

11.1)。若井生产时间不太长,所测的压力恢复数据在半对数图上会呈现两条直线段,第一条直线反映 1 区的性质,第二条直线反映 2 区的性质(图 11.2)。

Chu 等人对油水两相数值模拟的研究结果表明两相流体的运动是由饱和度剖面和压力梯度两者决定的,一般 Perrine-Martin 方法只能用于决定总流量 λ , 两用(11.21)式确定每一单相流量是不正确的。因为储层中的压力分布准确地反映了井的总流量,所以估算总流量 λ 是可能,而且估计 S 和 $\bar{p}$ 也是可能的,但是储层中存在饱和度梯度时,每一单相流量只能在一些有限的情况下才能计算。要确定某一单相(油或水)流量,特定相的产出是必须的,但这不是确定那一相流量的充足条件。

三、水平方向存在饱和度梯度的情况

Chu 等人通过“双区”系统的数值模拟分析,考察了水平方向的饱和度梯度对不稳定压力数据的影响。所考察的“双区”系统的初始饱和度分布剖面情况是半径为 r_1 以内的区域(1 区),水相是不可动的, r_1 以外的区域(2 区),油水两相都是可运动的。储层中的饱和度剖面随着井的生产时间增加而变化,其结果是两区中的两相饱和度的差别趋于减少(图

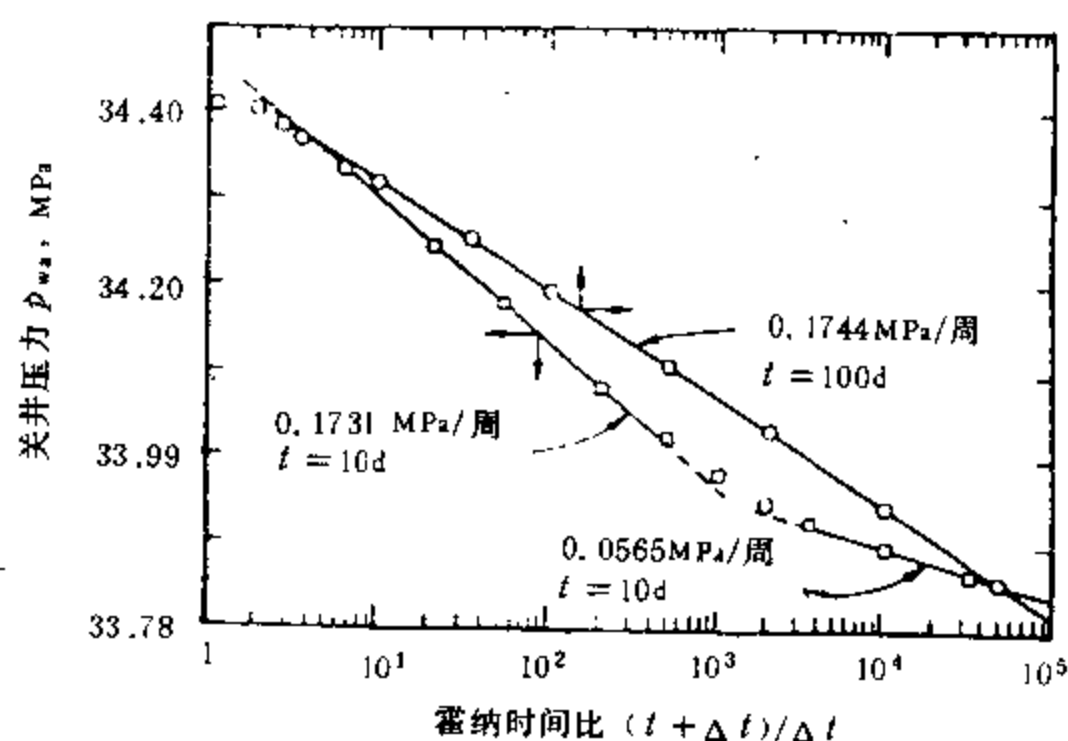


图 11.2 压力恢复数据的 Horner 分析图

只有在下列条件之一得到满足时,用 Perrine—Martin 方法确定特定相的流度才是可靠的:(1)储层中只有一相是可动的;(2)水平方向上饱和度分布是相当均匀的;(3)生产水油比反映目标区域里的水和油的流量。

现再来考察先前的那个“双区”系统例子,根据生产 10d 后的油量(不产水)和两直线段的斜率,可用方程(11.19)计算出两区的流度分别为 $0.04668\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ (1 区,第一直线)和 $0.01524\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ (2 区,第二直线)。这两个值代表的是 λ_o 还是 λ_i ? 对于这个系统,实际根据相对渗透数据(图 11.3)得到的 1 区的 λ_o 和 λ_i 都为 $0.04688\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$,而 2 区的 λ_o 和 λ_i 分别为 $0.00357\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 和 $0.01545\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。显然,第一条半对数直线段反映的是 1 区 λ_o (因为 $\lambda_w=0$),而第二条半对数直线段反映的是 2 区的 λ_i (因为上述三个条件均未被满足)。这是一个重要的结果,因为即使井产油,我们由第二条半对数直线段确定 2 区的 λ_o 也是不可能的。此外,可用第二直线段求得 $S=-3.24$ 和 $\bar{p}=34.419\text{MPa}$ 。

对于生产 100d 后的压力恢复数据,由于水平方向上的饱和度梯度很小,所以在半对数图上只能见到一条直线段,其斜率与生产 10 天时的第二条直线的斜率相近(见图 11.2)。这时,用 Perrine—Martin 方法能得到可靠的结果,并可分别求得 $\lambda_o=0.00361\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$, $\lambda_w=0.01190\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 和 $\lambda_i=0.01551\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。此外,还可求得(用 λ_i) $S=0$ 和 $\bar{p}=33.86\text{MPa}$ 。注意这一例子中表皮因子随着生产时间而增加并最终趋于零,而在生产时间小于 60 天以前所得负表皮因子则反映了 1 区的 λ_i 高于 2 区的 λ_i 。

对于生产 20、40 和 60d 的压力恢复试井数据,由于井底生产出的油量和水量不能反映所探究储层区域里的油和水的流量,所以,无法准确地求得分相流度 λ_o 和 λ_w ,也就是试井分析求得的 λ_o 和 λ_w 不能反映储层中真实的 λ_o 和 λ_w (基于图 11.1 中 2 区的饱和度分布得出的)。但是,所求出的总流度 λ_i 能准确地反映储层中真实的 λ_i 。

总之,上述研究结果可用于下而两种情况压力响应的解释:(1)储层中为两相流动而生产单相流体井的压力响应。例如:一口位于一套注水井网中的生产井在注入水突破以前所进行的压力恢复试井。(2)远离井筒的储层为单相流动而生产两相流体井的情况。例如:对于新投产井,井底生产油和泥浆滤液,而远离井筒处,流动相实质上只是油。又例如:井底生产油和自由气而远离井筒的储层压力高于泡点压力。为单相流,对于此系统,应使用总流量(油+自由气)确定储层中的 λ_i ,而确定 λ_o 是毫无意义的。类似的情况还有凝析气系统和易挥发油系统。

另外,特别要注意的是多相流对压力恢复曲线所产生的类似于边界效应的影响,一般来说只能通过仔细地分析相对渗透率资料来确认。

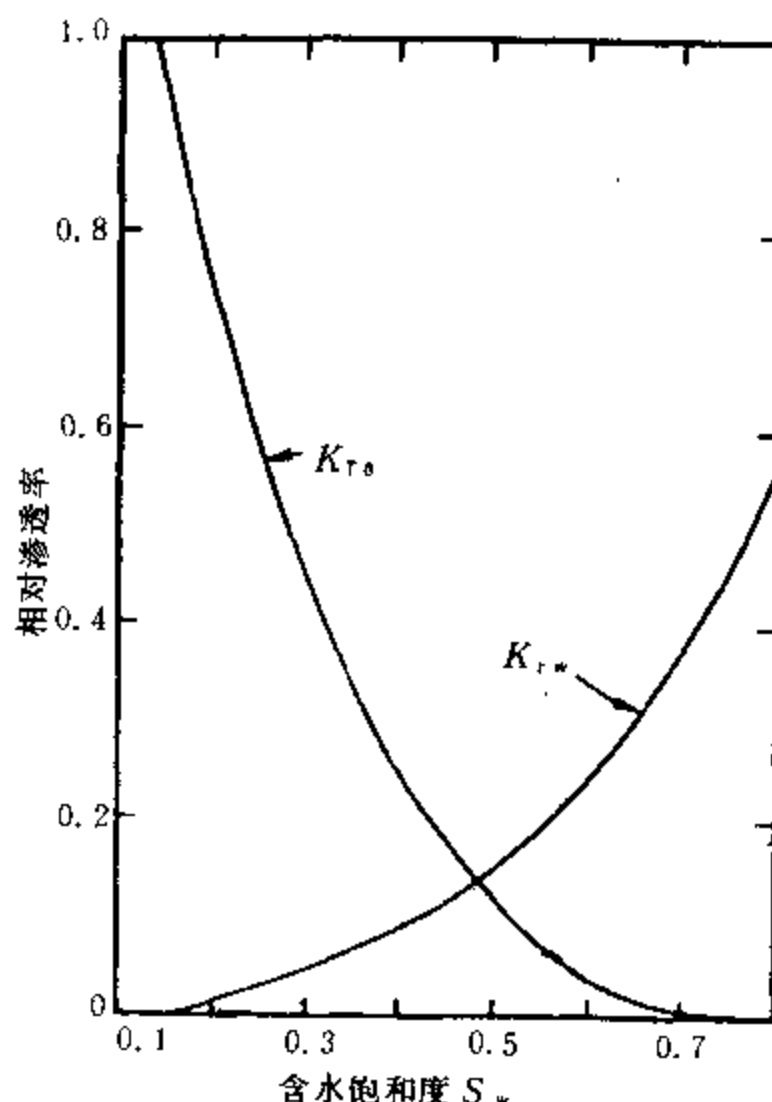


图 11.3 相对渗透率数据

第五节 油气两相流模型

了解饱和度剖面情况是进行多相流试井分析的关键。Perrine—Martin 方法建立的假设条件是储层中的饱和度梯度是可忽略的,这一假设对于溶解气驱储层是难以满足的。因此,对于溶解气驱储层,需要建立新的解释模型。

对于溶解气驱系统,Raghavan 的研究表明,如果确定 $\Delta t=0$ 时刻的饱和度分布是可能的,那么通过计算恰当的拟压力我们就可以准确地求取地层参数,这是因为关井以后的饱和度变化并不影响我们通过恰当的拟压力计算进行压力恢复数据的分析。

一、数学模型

油气两相流模型(也即溶解气驱储层模型)的假设为初始压力在储层中均一并等于泡点压力,尽管如果初始压力大于泡点压力可得到同样的结果;储层系统在低于泡点压力的条件下生产;只有油和气两相流动,存在束缚水(即不可减少的含水),但水相是不可动的和不可压缩的;并以定油相流量生产;表皮区的绝对渗透率为 K_s ; S_o 、 S_g 、 K 和 K_s 满足 Hawkins 的表皮关系式。其他假设与单相液体模型相同。

由于假设只有油和气是可流动的,而水是不可流动的,则总流度为

$$\lambda_t = \lambda_o + \lambda_g = K_{ro}/\mu_o + K_{rg}/\mu_g \quad (11.36)$$

考虑了不可动水的压缩性和岩石的压缩性,综合压缩系数定义为

$$C_t = S_o C_o + S_g C_g + S_{wi} C_w + C_f \quad (11.37)$$

$$\text{式中} \quad S_o + S_g + S_{wi} = 1 \quad (11.38)$$

S_{wi} ——初始含水饱和度,这里假定它等于不可减少的含水饱和度。

溶解气驱储层中的压力采用拟压力形式,可满足扩散方程。在无限作用压降期,其解与单相液体的解有很好的-致性,即有

$$p_{psD} = 0.5(\ln t_D + 0.80907) + S \quad (11.39)$$

依照单相液体模型的叠加原理,有

$$p_{psD} = p_{psD}[(t + \Delta t)_D] - p_{psD}(\Delta t_D) \quad (11.40)$$

$$\tilde{p}_{psD} = p_{psD}(t_D) - p_{psD}[(t + \Delta t)_D] + p_{psD}(\Delta t_D) \quad (11.41)$$

对于压力恢复分析,Serra 等人推导出了以下法则:如果对于溶解气驱储层上述模拟单相液体的叠加原理成立的话,那么,对于压力恢复和压降两者应使用同一个含油饱和度与压力的关系式。

根据这一原则,如果我们要用常规的半对数方法分析压力恢复数据,就可使用压降的饱和度与压力关系,即压降的 $K_{ro}/(B_o \mu_o)$ 与 p 的关系来确定 $\tilde{p}_{psD}$ 。在无限作用径向流期,方程(11.40)右边的两项可用半对数形式的方程(11.39)近似,有

$$p_{psD} = 1.1513 \log[(t + \Delta t)/\Delta t] \quad (11.42)$$

若(11.41)式的右边用半对数近似,则有

$$\tilde{p}_{psD} = 1.1513 \log(\ln t_D + 0.80907) + S - 1.1513 \log(RH_j) \quad (11.43)$$

式中 $j=1,2$ 。

其中的 Horner 时间和标准化时间分别为

$$RH_1 = (t + \Delta t) / \Delta t \quad (11.44)$$

$$RH_2 = [(t + \Delta t) / (\mu_o C_u)] / [\Delta t / (\mu_o C_i)] \quad (11.45)$$

式中 μ_o 和 C_i 由关井压力和饱和度的瞬时值确定。由上述解可知进行溶解气驱储层试井数据分析的关键是拟压力函数的确定。在压力恢复期间,若生产时间对井的压力响应无影响,则有

$$\tilde{p}_{psD} \approx 0.5(\ln \Delta t_{pD} + 0.80907) + S \quad (11.46)$$

二、气油比

储层中任意一点处的气油比 R_r 指在地面条件下储层中任意位置处通过单位地层断面的气体总体积与纯油体积比值。生产气油比 E_{go} 指的是井底层面($r=r_w$)处气油比。

在多相流试井分析时,认识气油比有着重要意义,现已研究得出的有关气油比的几个重要结论如下:

(1)在压降试井过程中,生产气油比 E_{go} 很快达到稳定,并在整个无限作用不稳定流期恒定不变,即 E_{go} 与时间无关,并有 $dE_{go}/dp=0$ 。

(2)在稳定流期, E_{go} 恒定不变。

(3)在受外边界控制的流动期间(封闭系统),生产气油比 E_{go} 不为常数。

(4)在压力恢复期间,储层气油比是随距离 r 和时间 Δt 而变化的。

(5)储层任意处的气油比(忽略溶解气水比 R_{gw})可由下式给出

$$R_r = R_s + (K_{rg}/K_{ro})[B_o \mu_o / (B_g \mu_g)] \quad (11.47)$$

(6)生产气油比 E_{go} 可由下式给出

$$\begin{aligned} E_{go} = R_{rw} &= R_s + (K_{rg}/K_{ro})[B_o \mu_o / (B_g \mu_g)] \\ &= R_s + (B_o/B_g)(\lambda_i/\lambda_o - 1) \end{aligned} \quad (11.48)$$

上式中 $R_s, \mu_o, \mu_g, B_o, B_g$ 都是压力的函数,上式确立了某一时刻饱和度、压力和 E_{go} 的关系。 R_s 为溶解。

(7)在 $r \leq r(\bar{p}) \approx 0.54928 r_e$ 的条件下,如果 $S_g[r(\bar{p})] \geq S_{gc}$,在受外边界控制的流动期,无论 $S=0$ 或 $S \neq 0$,生产气油比与径向距离无关。在这种情况下,利用 E_{go} 可有效地确定 $\Delta t=0$ 时的饱和度分布。这里 S_{gc} 为临界气体饱和度。

三、饱和度与压力的关系

确定含油饱和度与压力的关系是计算拟压力的重要前提,早在 1989 年 Bøe 等人就导出了严格的井底层面含油饱和度随压力变化的理论表达式,即 Bøe 油气两相饱和度方程。这为溶解气驱储层的试井分析奠定了重要的理论基础,下面除介绍这一理论公式外,还将介绍其它一些确定含油饱和度与压力关系的近似方法。

1. Bøe 油气饱和度方程

如果测试期间外边界效应是可忽略的(也即在无限作用径向流期)并且 Boltzmann 变换有

效,那么井底层面含油饱和度 S_o 与井底压力具有唯一的关系,这一关系式称 Bøe 油气两相饱和度和方程。

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{(aa' - aa')(N/y) + (ab' - a\beta')}{(aa - aa)(N/y) + (a\beta - ab)} \quad (11.49)$$

式中 $\dot{x} \equiv (\partial x / \partial S_o)_p$ 和 $x' \equiv (\partial x / \partial p)_{S_o}$ 分别表示定压力时对含油饱和度的偏导数和定含油饱和度时对压力的偏导数。 $x \in (\alpha, \beta, a, b)$; α, a, b 和 β 的意义同前。另外

$$N/y = q_o t / (24\pi r_w^2 h \alpha \phi) \quad (11.50)$$

对于存在表皮区即 $S \neq 0$ 的情况, S_o 和 p 不能表示成 Boltzmann 的唯一函数,不过这时上式仍可近似使用。(11.49)式可用于确定关井时刻($\Delta t = 0$)的井底层面含油饱和度,但对于计算压力恢复期间($\Delta t > 0$)的拟压力是无用的。对于压力恢复分析,最重要的是关井时刻($\Delta t = 0$)的饱和度和压力的分布。

此外, Al-Khalifah 等人进一步建立了油、气、水三相的饱和度方程。

2. Martin 方程

在早期($t \rightarrow 0$), (11.49)式中 $N/Y \rightarrow 0$, 则可简化为 Martin 导出的含油饱和度与压力的关系式

$$dS_o/dp = (S_o/B_o)(dB_o/dp) + C_i(\lambda_o/\lambda_i) \quad (11.51)$$

这一方程与 Muskat 给出的方程在形式上相同,差别仅在 Muskat 方程的 S_o 和 p 为溶解气驱储层中的平均值。(11.51)式成立条件是累计产量小,即在低产量或生产时间短的情况下可用于确定层面含油饱和度与关井恢复压力的关系,这时令 $p = p_{ws}$ (对于压降, $p = p_{wt}$)。

用(11.51)式计算含油饱和度 S_o 值,压降与压力恢复会有所不同,这是面为两者数值解所采用的初始含油饱和度值不同,压降是 $S_o(t=0) = S_{oi}$, 压力恢复是 $S_o(\Delta t=0)$ 。

此外, Martin 方程也可用于油、气、水三相流情况。

3. 简化的 Martin 方程

如果气相饱和度接近于零,结果有 $\lambda_o/\lambda_i \approx 1$ 。使用 C_i 的定义, Serra 等人得出了不包括相对渗透率的(11.51)式的近似式为

$$dS_o/dp_{ws} = (S_o B_g/B_o)(dR_s/dp_{ws}) - (S_g/B_g)(dB_g/dp_{ws}) \quad (11.52)$$

在多数情况下上式是用于压力恢复试井。

4. 物质平衡方法

在已知初始含水饱和度 S_{wi} 和井底层面泡点压力 p_b 条件下,可用下式从井底压力 p_{wt} 直接计算出井底层面含油饱和度 S_o 值

$$S_o = B_o(1 - S_{wi})/[B_o + (R_{sb} - R_s)B_g] \quad (11.53)$$

式中 R_s ——为压力 p 下的溶解气油比, R_{sb} ——为泡点压力 p_b 下的溶解气油比。

对于复压, (11.53)式中的压力为 p_{ws} 。

如果在生产过程中 p_b 变化足够小时,即不会带来明显的计算误差时,那么, (11.53)式中的 R_{sb} 可以近似地采用初始泡点压力 p_{bi} 下的溶解气油比 R_{sbi} , 其结果如果已知 p_{bi} , 这样采用了 R_{sbi} 的(11.53)式可直接近似作为 p 与 S_o 的函数关系式。这时的(11.53)式中无论使用降落压

力还是恢复压力都对 S_o 值的计算无影响。

5. 生产气油比方法

在已知油气相对渗透率曲线时,可得出 $K_{rg}/K_{ro}-S_o$ 关系,进而可结合下式求得 S_o-p 关系,由(11.48)式可得

$$K_{rg}/K_{ro} = (E_{go} - R_s)[B_g\mu_g/(B_o\mu_o)] \quad (11.54)$$

上式给出了 $K_{rg}/K_{ro}-p$ 关系。(11.54)式可用于压力恢复的情况,这时假定在压力恢复期间, E_{go} 为常数,并且等于关井时刻的 E_{go} ,这一假设并不会因与先前的结论相矛盾而带来分析上的误差。这是因为 $\Delta t > 0$ 的井底层而含油饱和度 S_o 对于通过压力恢复数据来确定地层参数无影响。

如果 $S_g < S_{gc}$, 则(11.54)式不能用于确定 S_o ; 如果 $R_s > E_{go}$, (11.54)式会得出负的 K_{rg}/K_{ro} 值,这时,使用(11.54)式应置 $S_o = S_{oi}$, $S_g = 0$ 和 $K_{ro} = K_{roi}$ 。

Raghavan(1976)利用 E_{go} 能确定恰当的拟压力的原因正是由于这一方法能有效地确定正确的压力恢复的初始条件。

四、饱和度与相对渗透率的关系

利用试井数据确定饱和度与相对渗透率的关系也就是确定相对渗透率曲线。

1. 方法一

如果忽略并筒储存效应,并且并以定油量生产,在无限作用径向流期可由下式确定作为 p_{wf} 函数的 K_{ro} 。

$$K_o = KK_{ro} = -2.121 \times 10^{-3} q_o \mu_o(p_{wf}) B_o(p_{wf}) / [h(dp_{wf}/d\log t)] \quad (11.55)$$

已知 K_{ro} 时, K_g 也可由方程(11.48)得出,即有

$$K_g = KK_{rg} = KK_{ro}(E_{go} - R_s)[B_g\mu_g/(B_o\mu_o)] \quad (11.56)$$

由于这一方法依据了 Boltzmann 变换,所以准确地估算 K_o 的条件是 $t_D > 25$ 。由上节中的方法可得 $S_o \sim p$ 的关系,然后结合以上两个结果就可得到 KK_{ro} 和 KK_{rg} 与并底层而的 S_o 关系。

方程(11.55)和(11.56)对于 $S=0$ 或 $S \neq 0$ 的情况都是适用的,但对于 $S \neq 0$ 时,要求在表皮区内达到稳定流。绝对渗透率 K 可由 $p_{wf} \sim t$ 的半对数直线段的斜率得到(参见下文)。

同样,对于压力恢复数据可做类似的计算,这时对方程(11.43)求导可得

$$K_o = KK_{ro} = -2.121 \times 10^{-3} q_o \mu_o(p_{ws}) B_o(p_{ws}) / [h(dp_{ws}/d\log(RH_s))] \quad (11.57)$$

上式中用 RH_s 可得出更准确的结果。

KK_{rg} 可用下式

$$K_g = KK_{rg} = KK_{ro}[E_{go}(\Delta t = 0) - R_s][B_g\mu_g/(B_o\mu_o)] \quad (11.58)$$

另外, K_{ro} 还可用下文将介绍的压力平方法计算。

2. 方法二

由于使用上一节中的方法不一定总能够得到准确的 S_o-p 关系,因此用“方法一”确定相对渗透率曲线的可靠性差。为了克服“方法一”的缺点, Hatzignatiou 和 Reynolds(1990)提出了

基于 Standing 相对渗透率方程通过试井资料来计算相对渗透率曲线的方法。

假设岩石强亲水,油相为中等润湿相,气相为非润湿相。因为水是不可流动的,则油气两相的 Standing 方程为

$$K_{ro} = K_r^o (S_o^*)^{(2+3\lambda)/\lambda} \quad (11.59)$$

$$K_{rg} = K_r^o [(S_g - S_{gc}) / (1 - S_{gc} - S_{wi})]^2 [1 - (1 - S_g^*)^{(2+\lambda)/\lambda}] \quad (11.60)$$

式中 $S_o^* = S_o / (1 - S_{wi})$;

$S_g^* = S_g / (1 - S_{wi})$;

$S_o^* + S_g^* = 1$;

$K_r^o = K_{ro} (S_o = 1 - S_{wi}) = K_{rg} (S_g = 1 - S_{wi})$;

S_{sc} ——临界气饱和度;

λ ——指孔隙大小分布指数。

由方程(11.59)和方程(11.60)可导出

$$y = [1 / (1 - S_{gc} - S_{wi})]^2 [(1 - x^{\omega_1})(1 - S_{wi}) - S_{gc}]^2 (1 - x^{\omega_2}) \quad (11.61)$$

式中 $y = KK_{rg} / KK_r^o = (KK_{ro} / KK_r^o) (K_{rg} / K_{ro})$;

$x = KK_{ro} / KK_r^o$;

$\omega_1 = \lambda / (2 + 3\lambda)$;

$\omega_2 = \omega_1 (2 + \lambda) / \lambda = (2 + \lambda) / (2 + 3\lambda)$ 。

如果(11.61)式中令 $S_{gc} = 0$,可得临界气饱和度为零的计算式。通过方程(11.57)和方程(11.58),从试井数据计算几组 K_{ro} 和 K_{rg}/K_{ro} 的值,然后代入(11.61)式得出一组非线性方程,应用非线性回归分析技术(Hatzignatiou 和 Reynolds 可确定出 λ 、 KK_r^o 、 S_{wi} 和 S_{sc} 。

对于表皮因子 $S = 0$ 的情况,用上述方法可得出准确的结果;若 $S \neq 0$,使用方程(11.57)和方程(11.58)计算出的 K_{ro} 和 K_{rg}/K_{ro} 数据只能保证很小的一段相对渗透率曲线是准确可靠的。对于这种情况,若进行两流量测试,可得到确定 Standing 相对渗透率方程的最佳参数。不过两流量测试只能得到上述四个参数中的两个,另两个参数则需要通过 Powell 方法计算出。

最近,詹蓓等人(1993)在 Hatzignatiou 和 Reynolds 的工作基础上对计算相对渗透率曲线的非线性回归方法做了进一步研究,结果表明用 Standing 的油、气相对渗透率曲线公式进行非线性回归,当 S_{gc} 很小时,不能获得 S_{wi} 的准确解。

以上介绍了两种确定相对渗透率曲线的方法。此外,Al-Khalifah 等人还给出了利用多级流量试井资料确定相对渗透率曲线的方法。

五、拟压力分析方法

若计算出了拟压力和拟时间后,溶解气驱储层的试井分析与单相液体相同。下面主要介绍压力恢复资料的分析步骤。

1. 计算拟压力

拟压力计算步骤为:

(1)确定 S_o-p ,详见前文。注意这里对于压力恢复数据有 $p = p_{ws}$ (对于压降数据有, $p = p_{wf}$)。

(2)由 S_o-p 和相对渗透率曲线($K_{ro}-S_o$)确定 $K_{ro}-p$ 。

(3)由方程(11.5)或方程(11.3)计算 p_{ws} 或 p_{wf} 。第二步中的 $K_{ro}-p$ 也可由试井数据直接计算出,见前文。

2. 计算拟时间

由拟时间的定义式(11.11)计算 Δt_p (对于压降数据,用(11.10)式计算 t_p)。

3. 压力恢复数据

作 $p_{pws}-\log(RH_j)$ 关系图或作 $p_{pws}-\log(\Delta t_p)$ 图(对于压降试井数据,作 $p_{pwt}-\log t$ 或 $\log t_p$ 关系图)。

4. 计算绝对渗透率

确定半对数直线段斜率 m ,由下式计算绝对渗透率

$$K = 2.121 \times 10^{-3} q_o / (hm) \quad (11.62)$$

5. 计算表皮因子

$$S = 1.1513 \{ (p_{pwsb} - p_{pwis}) / m - \log [KK_{ro}t / (\phi\mu_{oi}C_{ti}r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (11.63)$$

6. 计算平均地层压力

$$\bar{p}_p = p_p^* - (m/2.303) p_{DMBH}(t_{pAD}) \quad (11.64)$$

t_{pAD} 中的 $\bar{\lambda}_i$ 和 $\bar{C}_i$ 可用 λ_{ti} 和 C_{ti} 。

7. 计算油相渗透率

由方程(11.57)或方程(11.59)可计算 $K_{ro}(p_i)$ 或 $K_{ro}(\bar{p})$ 。

此外,对溶解气驱储层的试井分析,同样可使用标准化拟压力和标准化拟时间方法。

六、压力平方法

有关溶解气驱储层的试井分析方法大都是通过定义拟压力函数用单相流解与多相流解进行相关模拟。尽管拟压力方法有着比较严格的理论基础,但是实际工作中这种方法很少被使用,这是因为拟压力的计算十分复杂并且拟压力计算所用的准确的相对渗透率曲线不易得到。因此,Al-Khalifah 等人(1989)提出了多相流的压力平方分析方法,这一方法假设 $KK_{ro}/(B_o\mu_o)=cp$ (c =常数),后来 Serra 等人提出用压力的分段线性函数来近似 $KK_{ro}/(B_o\mu_o)$ 可获得更好的分析结果。

最近詹菴等人(1993)对上述的压力平方法做了综合性的研究。现给出溶解气驱储层的压力平方法的具体分析步骤:

(1)作 $p_{ws}^2-\log(RH_j)$ 关系图(这里 $j=1,2$),确定半对数直线段的斜率 m 。

(2)由下式计算一组 K_o-p_{ws} 数据($K_o=KK_{ro}$)

$$KK_{ro}(p_{ws}) = [4.242 \times 10^{-3} q_o \mu_o(p_{ws}) B_o(p_{ws}) / (mh)] p_{ws} \quad (11.65)$$

(3)由方程(11.57)再计算一组 K_o-p_{ws} 数据。

(4)将上述两组数据转换成 $K_o-\log(RH_1)$,从而得到有效渗透率识别图。詹菴等人的研究表明只要压力平方与对数时间的半对数直线段选择正确,两种 K_o 必然重合。根据这一原理寻找两组曲线的重合部分,如果不重合说明第1步中选择的直线段不合适,退回1重新选择,直到在有效渗透率识别图上,有明确的重合段为止。这一重合段对应着无限作用径向流期,同时可用压力导数图作判断。

(5)计算表皮因子,见下式

$$S = 1.1513 \{ \Delta p_1 / m - \log [KK_{ro}t / (\phi\mu_{oi}C_{ti}r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (11.66)$$

式中 $\Delta p_1 = p^{*2} - p_{ws}^2$; p^{*2} ——是 Horner 半对数直线段外推到 $RH_j = 1$ 处的压力平方值。

表皮因子也可用下式计算

$$S = 1.1513 \{ \Delta p_1 / m - \log [KK_{roi} / (\phi \mu_{oi} C_{ii} r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (11.67)$$

式中 $\Delta p_1 = p_{ws}^2 (\Delta t = 1h) - p_{ws}^2$ 。

(6) 估算平均地层压力, 见下式

$$\bar{p}^2 = p^{*2} - (m/2.303) p_{DMBH}(t_{AD}) \quad (11.68)$$

由 $\bar{p}^2$ 开平方可得 $\bar{p}$ 。对于长的生产时间用 RH_2 比用 RH_1 可得到更可靠的 $\bar{p}$ 。

(7) 用(11.57)式计算 $KK_{ro}(\bar{p})$ 。

对于压降情况, 可做上述类似的分析。最近, Hatzignatiou 给出了分析受续流影响的压力恢复资料的压力平方法, 同时还指出用基于压力与时间的半对数图的压力法, 得不到准确的 KK_{roi} 和 S , 用压力平方法则可得到准确的分析结果。

第十二章 凝析气井模型

第一节 概 述

凝析气井的试井分析也属于多相流问题,但因其特殊性,本章将单独介绍。

溶解气驱储层和凝析气藏均属多相流系统,但在试井分析过程中对它们却有不同的处理方法:对于溶解气驱系统,需要确定压力分布和饱和度分布;对于凝析气藏中的试井分析,则还需要确定气相和液相的摩尔分数分布。因此,Raghavan(1976)提出的由关井时刻生产气油比(假设 E_{go} 在储层中处处相同)获得饱和度分布的方法对于凝析气藏是不适用的。然而有幸的是在某些情况下用 Jones 和 Raghavan(1988)的稳定流理论(也称定态理论),可以有效地确定饱和度分布和摩尔分数分布。

目前,比较实用的凝析气井试井分析方法有:Jones 等人(1989)提出的基于稳定流理论和单相气流理论的方法,Saleh 和 Stewart(1992)提出的基于标准化拟变量的方法以及赵焕欣(1985)提出的修正方法。

对于溶解气驱系统,Bøe 等人(1989)提出了确定压降和压力恢复期间的井底层面饱和度的方法。这一方法的有效性是基于两相流系统的压力和饱和度可以以 Boltzmann 变量(r^2/t)的形式表示成时间 t 和距离 r 的单值函数的假设,但是 Bøe 等人的方法不能用于凝析气井问题,因为压力、饱和度和摩尔组分一般不能表示成 Boltzmann 变量的单值函数。

第二节 物 理 模 型

凝析气井模型的基本假设为:

- (1)初始储层压力大于露点压力;
- (2)初始气体饱和度为 1,无间隙水;
- (3)一维径向组分模型;
- (4)流体(凝析气系统)为甲烷、乙烷和癸烷等烃类混合物体系;
- (5)存在表皮区,表皮区满足 Hawkins 的表皮模型;
- (6)相平衡可使用标准的状态方程计算;
- (7)储层为无限大或圆形封闭(或定压)边界控制的水平、等厚、均质孔隙介质;
- (8)不考虑重力影响和浮力效应;
- (9)井完全穿透储层;
- (10)井以定摩尔质量流量生产,然后关井恢复。

当生产压力低于露点压力时,凝析气藏中可出现三个区:油气两相可动区,油相不可动面气相可动的区和单相气区。凝析气藏中一般总会经受一段单相气体流动,这是凝析气藏与溶解气驱储层的一个重要差别。如果外边界压力低于露点压力,凝析气藏也会有一段单相气体可动区,只有凝析油富集到一定程度时,整个气藏才可出现油气两相的流动。

第三节 基本定义

为了使凝析气井的解与单相液体井的解相比较,首先应当回顾一下单相液体系统的无因次量的定义,详见第一章第二节。

对于凝析气系统,无因次井底拟压力降的两种定义形式为

$$p_{pwD}(t_D) = [\pi K h C_1 / (q_{mt} T R)] (p_{pi} - p_{pwf}) \quad (12.1)$$

$$p_{pwD}(t_D) = K h \rho_{gi} (p_{pi} - p_{pwf}) / (1.842 \times 10^{-3} q_{mt} \mu_{gi}) \quad (12.2)$$

无因次标准化拟压力定义为

$$p_{pwsD} = K h \rho_{gi} (p_{pni} - p_{pwsf}) / (1.842 \times 10^{-3} q_{mt} \mu_{gi}) \quad (12.3)$$

无因次拟恢复压力变化定义为

$$\bar{p}_{pwsD}(\Delta t_D) = [\pi K h C_1 / (q_{mt} T R)] (p_{pws} - p_{pwsf}) \quad (12.4)$$

对于凝析气系统,无因次时间、无因次关井时间和无因次标准化拟时间的定义都是基于初始压力 p_i 得到的

$$t_D = 3.6 K t / [\phi(\mu C_1)_i r_w^2] \quad (12.5)$$

$$\Delta t_D = 3.6 K \Delta t / [\phi(\mu C_1)_i r_w^2] \quad (12.6)$$

$$t_{pD} = 3.6 K t_{pn} / [\phi(\mu C_1)_i r_w^2] \quad (12.7)$$

式中 C_1 ——换算系数,等于 $0.000179 \text{ m}^3/\text{d}$;

T ——温度, K ;

R ——通用气体常数,等于 $0.07398 (\text{MPa} \cdot \text{m}^3) / (\text{kmol} \cdot K)$;

$q_{mt} = q_o \rho_o + q_g \rho_g$, 两相总摩尔质量流量, kmol/d ;

ρ_g 和 ρ_o ——分别为气相与液相的摩尔密度, kmol/m^3 。

其中 μ_i, C_1 和 ρ_i 都是基于初始压力 p_i 得到的值或为某一参考条件下的值,参考状态可以是露点压力以上单相气体条件,也可以是单相油条件。

第四节 储层积分法

预测饱和度剖面(至少是井底层面饱和度)作为时间函数的关系是分析试井数据的关键,不幸的是对于这里所考虑的问题无法象溶解气驱系统那样得到有关液相(可动油)和气相的运动规律。

Jones 和 Raghavan(1988)指出对于无限作用系统中定流量的单相液体流动,如果 Boltzmann 变换有效,则对于某固定时间沿半径的积分等于对于某一固定半径跨越时间的积分。为了模拟这里所考虑的组分系统,可以以此为基础定义类似的积分,即储层积分

$$p_{pD}(r_D = 1) = \frac{2\pi K h C_1}{q_{mt}} \int_1^\infty \left[\left(\rho_o \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{K_{rg}}{\mu_g} \right) \left(\frac{\partial p}{\partial r_D} \right) \right] dr_D \quad (12.8)$$

在不稳定流动期,储层积分能够很好地模拟单相液体模型解,即

$$p_{pD}(r_D = 1) = 0.5(\ln t_D + 0.80907) + S \quad (12.9)$$

根据方程(2.14),压力恢复时的储层积分为

$$\tilde{p}_{psD\Delta\omega_D}(1) = p_{pD}(1) - p_{pD\Delta\omega_D}(1) \quad (12.10)$$

上述储层积分也可推广到受边界控制流动的情况。注意在压力大于露点压力 p_{dew} 的储层区域,储层积分只包括相应于初始气体组分的流体性质。

基于储层积分的扩散方程可以描述凝析气系统的流动,由此方程的解,可类似于单相液体情况求得准确的 Kh 和表皮因子 S, S 的误差小于 10%。

尽管储层积分能够很好地与单相液体解一致,但是从实用观点看,计算储层积分是不可能的,因为目前还没有可用的方法来预测压降或压力恢复期间的压力、饱和度和摩尔组分的准确变化情况,所以储层积分方法仅具有理论参考意义,不能用于实际资料的计算。

第五节 稳定流模拟法

一、凝析气稳定流理论

稳定流理论简称定态理论,稳定流动即稳定态指的是有关的变量独立于时间。这里的稳定流模型指的是凝析气在一维径向系统中的稳定状态流动。模型基本假设有:(1)在储层中的任何一点的所有变量(压力、饱和度和摩尔组分)与时间无关,并且流压也是与时间无关的;(2)外边界定压, $p_e = p_i > p_{dew}$; (3)外边界处摩尔组分不变;(4)井以定摩尔流量生产。

对于凝析气的稳定流动, Jones 和 Raghavan 总结出了以下结论:

(1)在任一径向距离 r 处,所有的流动组分等于边界处($r=r_e$)所有的组分。

(2)气液系统各组分满足闪蒸方程(或相态方程)。

(3)从基础上证明了 O'Dell-Miller(1967)的油气两相的相对渗透率比值方程,即

$$K_{ro}/K_{rg} = f_L \rho_g \mu_o / (f_v \rho_o \mu_g) \quad (12.11)$$

式中 f_L ——平衡状态下的液相摩尔分数;

f_v ——平衡状态下的气相摩尔分数。

式中各数据可由闪蒸实验得到。借助相对渗透率曲线,可通过上式确定作为压力(或径向距离 r)函数的含油饱和度 S 。

在单相区的气体组分等于流体的初始组分的条件下,(12.11)式可用于确定并底层面饱和度,也就是说如果储层很大或者边界影响可忽略不计,那么(12.11)式可用于确定并底层面饱和度。(12.11)式也提供了一个由稳定流获得 K_o/K_g 的替代方法,并且不需要知道生产气油比 E_{go} 。

(4)储层中的压力分布满足拟压力形式的单相液体流动方程。

(5)如果储层中存在两相区并且气液两相处于平衡状态,那么,气液两相都是可流动的,结果在饱和度剖面上对应于液相开始析出的位置($p=p_{dew}$),会存在不连续的饱和度界面(对于溶解气驱储层,则在泡点压力 $p=p_b$ 处)。

(6)在稳定流动状态下,由于存在相间的转移,气液两相不是以同等速度流动的。

(7)可估算特定条件下液相可流动区(即两相区)的大小,这种估算给出了不稳定流动状态下的两相区大小的上限值。

二、数学模型

为了考虑多相流的影响,拟压力不仅要反映流体性质随压力的变化,而且也要反映压力梯度的影响。包括了这两种影响的拟压力函数定义为

$$p_p = 2 \int_{p_0}^p [K_{ro}/(\mu_o Z_o) + K_{rg}/(\mu_g Z_g)] p dp \quad (12.12)$$

式中 Z_o ——液体(油)的压缩因子;

Z_g ——气体的压缩因子;

p_0 ——为基准压力,MPa。

上式是稳定流理论计算拟压力的定义式,它也反映了储层积分方程(12.8),并且通过计算这一拟压力可获得储层积分的最佳近似。

应用稳定流理论进行压力恢复分析所用的无因次拟压力变化的计算式为

$$\tilde{p}_{psD}(t_D) = \frac{2\pi Kh C_1}{q_{mt}} \int_{p_{wfs}}^{p_{ws}} \left(\rho_o \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{K_{rg}}{\mu_g} \right) dp \quad (12.13)$$

拟压力计算所需的资料有相对渗透率数据,定组分扩张数据(或闪蒸实验数据)以及液气两相的相对渗透率比值方程(12.11)。若把上式与储层积分式(12.10)作对比并且认为储层积分方程式产生精确解。那么用上式近似储层积分式之间的误差源来自实际饱和度分布和流体性质与稳定流理论计算相应结果之间的差。

Jones 等人指出在以下两种情况下使用稳定流理论可得到储层中的饱和度分布和摩尔分布,并且也可计算出反映储层积分的拟压力:

(1)受外边界控制的流动,外边界压力 p_e 大于露点压力 p_{dew} ;

(2)无限大地层中的定压力生产。

在这两种情况下使用稳定流模拟法可得到准确的地层系数(或流动能力) Kh 、平均地层压力 $\bar{p}$ 和机械表皮因子 S_m 。若在关井时刻,一段有影响作用的储层内的压力是高于露点压力也即其中存在单相气区的话,也可用稳定流模拟法得到可靠的 Kh 和 $\bar{p}$ 。

稳定流模拟法需要已知相对渗透率数据。如果无相对渗透率资料,只能使用后文的单相气流模拟法求 Kh , S_m 和 $\bar{p}$ 。

三、定产量生产的压力恢复分析

Jones 等人建立了下述的用稳定流模拟法分析定产量生产的压力恢复数据的方法。

1. 地层系数的计算

由凝析井的压力恢复试井数据作出的 Horner 图($\tilde{p}_{psD} \sim \log RH$)可求得地层系数 Kh 。这里的 Horner 时间 RH 采用以下形式

$$RH = (t + \Delta t) \mu_g C_g / [\Delta t (\mu_g C_g)_i] \quad (12.14)$$

式中 $(\mu_g C_g)_i$ 由初始气体组分计算,而 $\mu_g C_g$ 用闪蒸初始气体组分到 $p_{ws}(\Delta t)$ 或 p_{wf} 条件下的气相组分计算。

在 $\bar{p} > p_{\text{dew}}$ 的条件下, 进行 Horner 分析可得到准确的 Kh 。虽然使用上述时间变换对估算 Kh 和 S 没有什么特别影响, 但能提高 $\bar{p}$ 的估算准确性。

2. 平均地层压力的计算

平均地层压力计算公式为

$$p_p(\bar{p}) = p_p^*(p_{\text{ws}}) - [2q_{\text{mt}}TR/(\pi KhC_1)]p_{\text{DMBH}}(t_{\text{AD}}) \quad (12.15)$$

p_p 由方程(12.12)给出, $p_p^*(p_{\text{ws}})$ 为外推 Horner 直线段到无限关井时间的拟压力。 $p_{\text{DMBH}}(t_{\text{AD}})$ 为圆形封闭储层中心一口井的单相液体的 MBH 函数。在 $\bar{p} > p_{\text{dew}}$ 的条件下, 用上式可求得 $\bar{p}$ 。

3. 表皮因子的计算

对于凝析气井, 总表皮因子 S_t 包括: 机械表皮因子(即真实表皮因子) S_m , 与井斜和部分打开等有关的拟表皮因子(S_e 或 S_p 和 S_b), 非达西流表皮因子 S_{ND} 和两相流表皮因子 S_{2p} 。一般采用拟压力 $\bar{p}_p$ 后, S_t 、 S_b 、 S_q (或 S_p) 和 S_{ND} 的计算公式与单相液体的压力恢复分析的情况相同。

如果用稳定流理论确定出关井时刻的饱和度剖面 and 摩尔剖面(对定流量生产只能确定井底层面饱和度), 那么可准确地求得机械表皮因子(其计算方法详见 Jones 等人的文章), 否则求得的表皮因子只能作为机械表皮因子的下限值(在忽略 S_{ND} 、 S_b 、 S_e 或 S_p 的情况下)。稳定流模拟法求得的表皮因子一般比真实表皮因子低的原因是由于稳定流模拟法假设气液两相总是可流动的, 但是气藏中总存在有一相是不可流动的两相区。偏离真值的大小与凝析液的富集程度有关。

当两相区存在时, 由半对数直线分析得出的表皮因子不能代表机械伤害引起的真实表皮因子, 因为这一分析方法把两相区处理成了表皮区。反映两相区表皮效应的表皮因子称为两相流表皮因子 S_{2p} , 它是由于液体凝析出而减少了附近区域的流度而引起的表皮因子, 也是一种拟表皮因子。两相流表皮因子的计算公式为

$$S_{2p} = \frac{2\pi KhC_1}{q_{\text{mt}}} \int_{p_{\text{wfs}}}^{p_{\text{dew}}} \left[\frac{\rho_g}{\mu_g} - \left(\rho_o \frac{K_{\text{ro}}}{\mu_o} + \rho_s \frac{K_{\text{rg}}}{\mu_g} \right) \right] dp \quad (12.16)$$

如果已知作为压力函数的饱和度剖面, 那么就可用(12.16)式计算 S_{2p} 。由于根据压力导数数据可确定方程(12.16)的被积函数(详见 Jones 等人的文章), 结果在相对渗透率数据未知的条件下, 由压降数据或压力恢复数据也可准确地估算 S_{2p} 。

4. 两相区大小的估算

由于初始压力与露点压力之差($p_i - p_{\text{dew}}$)控制两相区的大小(r_{dew}), 因此($p_i - p_{\text{dew}}$)对定流量生产的不稳定试井的早期数据分析有决定影响(但其对定压生产的情况影响小)。在不稳定流动或拟稳定流动期间, 可用下式由压力恢复数据求得气液两相区的半径 r_{dew} 。

$$\ln \frac{r_{\text{dew}}}{r_w} = \frac{2\pi KhC_1}{q_{\text{mt}}} \int_{p_{\text{wfs}}}^{p_{\text{dew}}} \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} \right) dp - S_t \quad (12.17)$$

第六节 单相气体模拟法

单相气体模拟法是基于单相气体流动理论的分析方法, 也称作单相气流模拟法。

如果忽略液相的存在,则拟压力可按常规气相情况定义为

$$p_p = 2 \int_{p_0}^p \left(\frac{p}{\mu_g Z_g} \right) dp \quad (12.18)$$

式中 p_0 ——基准压力,MPa。

在早期,凝析气系统的压力与单相液体流动解具有很好的一致性,但是在井底的油相饱和度增大到液相可流动时,其压力分布将会明显地偏离于单相液体流动的解。

Jones 等人指出基于单相气体流动理论模拟的无因次恢复压力变化可用下式计算

$$\tilde{p}_{psD}(\Delta t_D) = \frac{2\pi Kh C_1}{q_{mt}} \int_{p_{wf}}^{p_{ws}} \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} \right) dp \quad (12.19)$$

一般在凝析气藏中,总有一段单相气区,这是单相气体模拟法能有效应用的一个重要条件。在密度与粘度的比值(ρ_g/μ_g)可准确地求得条件下,如果气藏中存在 $K_{ro}=0$ 的区域,那么,使用单相气体模拟法可以准确地计算 Kh 和 $\bar{p}$,但是由于在分析压力恢复数据时,忽略了两相的存在,结果用这一方法估算出的 S 会大大地高于真实表皮因子(即机械表皮因子),这是因为两相区存在着附加的表皮效应。

在拟压力函数使用单相气体的拟压力 $\tilde{p}_{psD}$ 时,单相气体模拟法计算 Kh 、 S 和 $\bar{p}$ 与稳定流模拟法完全相同。无论是不稳定流期间还是进入受外边控制的拟稳定流动期,使用单相气体模拟法都可得到可靠的地层系数 Kh 和平均地层压力 $\bar{p}$,但是由于不能确定多相流引起的附加压降,所以在忽略 S_{ND} 和 S_p 的情况下用本法求得的表皮因子比机械表皮因子高许多。

第七节 标准化拟变量方法

Saheh 和 Stewart(1992)建立了下述的凝析气井标准化拟变量分析方法。

一、数学模型

两相标准化拟压力函数具有以下形式

$$p_{pn} = \frac{\mu_i}{\rho_i} \int_{p_0}^p \left(\rho_o \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{K_{rg}}{\mu_g} \right) dp \quad (12.20)$$

标准化拟时间定义为

$$t_{pn} = \mu C_{ti} \int_{t_0}^t \left(\frac{1}{\mu_{2p} C_t} \right) dt \quad (12.21)$$

$$\text{式中 } \mu_{2p} = \bar{p} / (\rho_o K_{ro} / \mu_o + \rho_g K_{rg} / \mu_g) \quad (12.22)$$

$$C_t = (1 - S_{wi}) C_{2p} + S_{wi} C_w + C_i \quad (12.23)$$

$$C_{2p} = (1/V)(\Delta V / \Delta p) \quad (12.24)$$

μ_{2p} ——两相总粘度, mPa·s;

C_t ——综合压缩系数, 1/MPa;

S_{wi} ——初始含水饱和度;

C_{2p} ——两相混合物的压缩系数, 1/MPa;

V ——在压力区间 Δp 内两相混合物的总体积, m³;

$\bar{p} = M_w V$, 两相混合物的平均密度, kmol/m³;

M_w ——储层流体分子质量, kmol。

采用上述标准化拟压力和标准化拟时间后, 由单相液体流动的扩散方程导出的解, 可直接用于两相流条件, 并且用于气井的试井分析方法都可用于凝析气井的分析。这样, 在定流量生产时无限作用径向流期的压降解为

$$p_{pnd} = 0.5 \ln(4t_{pnd}/\gamma) + S \quad (12.25)$$

作为 p_{pnd} 与 t_{pnd} 关系的半对数图可得斜率为 m 的直线, 进而可求得 Kh 和 S_i 。

$$Kh = 2.121 \times 10^{-3} q_{mi} \mu_{gi} / (\rho_{gi} m) \quad (12.26)$$

同样, 可导出压力恢复试井分析的公式。

二、两相流表皮因子的计算

在储层压力高于露点压力时, 两相拟压力有以下性质

$$dp_{pn}/dp = 1 \quad (12.27)$$

即单相气体实质上表现为一种不可压缩流体。

单相气体标准化拟压力定义为

$$p_{pn} = \frac{\mu_{gi}}{\rho_{gi}} \int_{p_o}^p \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} \right) dp \quad (12.28)$$

显然, 在高压下拟压力有以下关系

$$p_{pn} = p + c \quad (12.29)$$

上式意味着 ρ_g/μ_g 是常数, 并且等于 ρ_{gi}/μ_{gi} 。

凝析气系统的拟压力展示出两条直线段(参见 Saheh 和 Stewart 文章中的图 5), 高于露点压力的斜率为 1, 小于露点压力的斜率为

$$M = \bar{\lambda}_{mt} / (\rho_{gi} / \mu_{gi}) \quad (12.30)$$

$$\lambda_{mt} = \overline{\rho_g K_{rg} / \mu_g + \rho_o K_{ro} / \mu_o} \quad (12.31)$$

式中 $\bar{\lambda}_{mt}$ ——两相混合物的平均密度流度;

M ——两相密度流度比, 即露点以下某一压力范围内的两相混合物的平均密度流度与初始单相气体密度流度之比。

拟压力是线性的这一事实说明方程(12.30)的自变量是常数, 实际上, 在一定的压力范围内 $\rho_g K_{rg} / \mu_g + \rho_o K_{ro} / \mu_o$ 与压力无关。注意上述两条直线段斜率比也为 M , 方程(12.30)中(代入 $\bar{\lambda}_{mt}$ 后)的两项小于 1。

两相流表皮因子的计算公式为

$$S_{2p} = (1/M - 1) \ln(r_{dew}/r_w) \quad (12.32)$$

式中的 r_{dew} 为压力降到露点压力时的半径。 M 可由拟压力半对数图上的两条直线的斜率求得。

另外, 两相流表皮因子也可由单相分析得出表皮因子与两相分析时得出的表皮因子之差得到。

三、气藏压力低于露点压力时的分析方法

在气藏压力低于露点压力时, 整个供给面积内出现两相流, 这样, 基于自身单相组分的稳定流模型不再有效。这时, 井筒附近区域的凝析油饱和度是大大地低于由稳定流模型预测的结果。因此, 必须使用不同的分析方法。Saleh 和 Stewart 对典型的两相压力函数的研究表明在低

于露点压力以下的某一区间内,拟压力近似成线性关系。结果在稳定流态,两相混合物表现为一个平均性质的单相系统。这正是 Perrine—Martin 模型所描述的条件,在这一条件下,流体表现为具有某一总流度的均质混合物。

假设在某一压力范围内,拟压力有以下的线性关系

$$p_{\text{pn}} = Mp + c \quad (12.33)$$

那么,在不稳定流条件下,由无因次标准化拟压力定义式得

$$\begin{aligned} p_{\text{pnwD}} &= Kh p_{\text{gi}} M(p_i - p_{\text{wf}}) / (1.842 \times 10^{-3} q_{\text{mt}} \mu_{\text{gi}}) \\ &= Kh \bar{\lambda}_{\text{mt}} (p_i - p_{\text{wf}}) / (1.842 \times 10^{-3} q_{\text{mt}}) = 0.5 \ln(4t_D/\gamma) + S \end{aligned} \quad (12.34)$$

这样,由 $p_i - p_{\text{wf}}$ 与 t 的半对数图的分析很易得到 Kh 、 $\bar{\lambda}_{\text{mt}}$ 和 S 。

第十三章 注水井模型

第一节 概 述

注入井试井除与生产井试井一样可确定近井地带储层的伤害程度、地层渗透率、平均地层压力和储层的非均质性外,还可确定注入井周围流体饱和度分布,监测流体界面运动和确定注入井的注入能力等。

注入能力试井是在新投注井或者是关井相当长时间、压力已稳定的井上进行的。压力落差试井可在注入阶段的任何时刻进行,它相当于生产井的压力恢复试井,而注入能力试井相当于生产井的压力降落试井。

如果注入流体的性质(密度、粘度、压缩性和润湿特性)与地层中的流体性质相同,那么,注入井的试井分析与生产井的压力恢复(或压降)试井的分析方法完全相同,例外的只是注入井的流量为负值。如果注入流体的性质与地层中的原有流体性质不相同,并且注入流体已经充满了井周围的整个实质性的区域,那么,未超出此范围的关井压力数据同样可用生产井的压力恢复分析方法去解释。

由于注入流体的特性通常是不同于储层中原有的流体性质,而此,这就引起了注入井在试井解释上的困难。在二次开采和三次开采过程中,流体的注入主要有三种情况:注液体、注气和气液交替注入。本章着重介绍有关注水井的试井解释模型。

第二节 双区复合储层模型

最常用的分析注水井试井资料的模型是双区复合储层模型,这一模型假设:活塞式驱替即注入流体以活塞方式替换储层流体;不考虑每个区中的饱和度梯度;每个区中的流度和压缩性不变。因此,只在流体界面处存在流体性质的突然变化。

Ramey(1970)、Kaemi 等人(1972)及 Merrill 等人(1974)对这一模型的建立有着重要的贡献。他们的工作表明半对数压力落差曲线的各直线段的斜率受多种因素的影响,例如:井筒储存流度比 M 和储容比 $(\phi C_t)_1/(\phi C_t)_2$ 。这里下标 1 表示水淹区,下标 2 表示未淹区。

如果不考虑未影响区,并且试井时间足够长的话,那么在 Horner 图或 MDH 图上可见两条半对数直线段。第一条直线段反映水淹区的流度,第二条直线则是流动系数和 $(\phi C_t)_1/(\phi C_t)_2$ 的函数。如果储容比 $(\phi C_t)_1/(\phi C_t)_2$ 接近 1,那么两条直线的斜率比等于水淹区与未淹区的流度比。

这里的流度比 M 定义为

$$M = [K_{rw}(\bar{S}_w)/\mu_w]/[K_{ro}(S_{oi})/\mu_o] \quad (13.1)$$

K_{rw} 为注水前缘以内区域平均含水饱和度 $\bar{S}_w$ 下的水相相对渗透率, K_{ro} 对应于前缘以外区域含油饱和度 S_{oi} 下的油相相对渗透率。

驱替效率与流度比 M 有以下关系: $M < 1$, 活塞式驱替, 驱替有利; $M = 1$, 中等程度的活塞

式驱替; $M > 1$, 驱替不利。

一、压力落差试井分析

1. Horner 法

注水井压力落差试井类似于生产井压力恢复试井, 它在无限作用径向流动期的方程式是

$$p_{ws} = p_i + m \log[\Delta t / (t + \Delta t)] \quad (13.2)$$

$$\text{式中 } m = 2.121 \times 10^{-3} q_{iw} B \mu / (Kh) \quad (13.3)$$

将第二章中生产井压力恢复试井分析公式中的流量换成负值, 即 $q_{iw} < 0$, 即可得到注水井各有关参数 (Kh/μ , S , $\bar{p}$, r_{we} 和 η) 的求解公式。

在上述参数已知后, 其他一些派生参数, 例如: 附加压降、有效井筒半径、流动效率、堵塞比和导压系数等的求法可类同于生产井压力恢复分析的情况, 但其中有的公式不完全相同。

例如, 表皮附加压降 Δp_s 和流动效率的计算公式不同于 (2.28) 和 (2.30) 式, 而吸水指数的计算公式为

$$I_w = |q_{iw}| / (p_{iws} - \bar{p}) \quad (13.4)$$

2. MDH 法

当关井前注入时间 t 远大于关井时间 Δt 时, 即 $t \gg \Delta t$, 有

$$p_{ws} = p_{ws(\Delta t=1h)} + m \log(\Delta t) \quad (13.5)$$

Kh/μ 和 S 的计算与生产井压力恢复时的相同。

平均地层压力的计算用“定积法”, 即

$$\bar{p} = p_{ws(\Delta t=1h)} + m \log(0.0145 \phi \mu C_t A / K) \quad (13.6)$$

需要强调的是上述有关注水井的试井分析均是建立在注入流体的性质与储层流体性质完全相同的假设条件下, 也即上述分析过程适用于流度比为 1 的条件。例如: 长期注水的井, 尤其是处于高含水期油田中的注水井, 这一条件是容易被满足的。

若油水两个区域的流度比不为 1, 例如: 对于新投注的注水井, 在半对数分析图上, 有时会出现两个明显的直线段, 这时, 只能用第一直线段计算井壁的表皮因子、水淹区的流动系数和水淹区的平均地层压力, 用第二直线段计算油区的流动系数和油区的平均地层压力。

油水界面的移动位置可近似使用 (4.25) 式, 更严格的方法是“交叉时间法”, 其计算式为

$$r_1 = \sqrt{[3.6 K_1 / (\mu \phi C_t)_1] (\Delta t_x / \Delta t_{xD})} \quad (13.7)$$

式中 r_1 ——油水界面的移动位置, m;

Δt_x ——两条直线的交点对应的交叉时间, h;

Δt_{xD} ——无因次交叉时间, h。

对于储容比 $(\phi C_t)_1 / (\phi C_t)_2$ 为 1 的系统, Δt_{xD} 可近似用下式计算

$$\Delta t_{xD} = 0.256 m_2 / m_1 + 0.686 \quad (13.8)$$

式中 m_1 和 m_2 ——分别为第一和第二直线段的斜率, MPa/周。

有关其他情况的 Δt_{xD} 的计算方法详见 Sosa 等人文章。分析不同时间得到的 r_1 可了解油水前沿的移动状况。流动效率 E_f 的计算公式同 Horner 法。

二、注入能力试井分析

注入能力试井指的是在注水井长期关井后, 在储层各处压力一致的条件下, 以常流量向井

底注入,同时测试井底压力随时间的变化,注入能力试井的数学描述类似于油井的压降试井模型。

假设初始压力为 p_i , 储层只含液体, 其流度比 $M=1$, 则进入不稳定径向流动时的井底压力 p_{wf} 的变化规律为

$$p_{wf}(t) = p_{wf(t=1h)} + m \log t \quad (13.9)$$

式中

$$m = -2.121 \times 10^{-3} q_{iw} B \mu / (Kh) \quad (13.10)$$

上述公式内的流量用的是负值, 即 $q_{iw} < 0$ 。流动系数和表皮因子等储层参数计算与生产井压力降时的相同。

这里需要说明的是对于注入井, 如果用压差 (Δp) 代替实际压力值 (p_{wf} 或 p_{ws}) 进行上述的各种半对数分析, 则可与生产井一样使用正值的流量 ($q_{iw} > 0$)。这里, 对于压力落差试井分析, 有 $\Delta p = p_{ws} - p_i$ 或 $\Delta p = p_{wf} - p_{ws}$; 对于注入试井分析, 有 $\Delta p = p_{wf} - p_i$ 。

第三节 考虑饱和度梯度的注水井模型

在这以前的模型通常只考虑边界处饱和度的突然变化, 并认为每一区中的饱和度是不变的。Sosa 等人(1981)进一步考虑了饱和度分布对注水井压力落差试井的影响, 他们的工作表明在半对数图上第二条或第三条直线段的获得与流度比 M 和关井时间有关, 无论 $M > 1$, $M = 1$ 或 $M < 1$, 第一条直线段的斜率都是与水淹区流动系数成正比, 而第二或第三条直线对应的区域所具有的意义是随相应条件而有所不同的。如果 $M < 1$, 第二、第三条直线分别对应过渡区和未淹区的流度; 如果 $M > 1$, 将出现两条直线, 第一条直线对应水淹区, 第二条直线对应过渡区; 如果 $M = 1$, 将出现两条直线, 第一条对应水淹区, 第二条直线在水淹半径不大时对应过渡区和未淹区的平均值。

后来 Abbaszadeh 和 Kamal(1989)建立了一个考虑注水井周围饱和度分布的新模型。通过典型曲线拟合方法可得到表皮因子、地层绝对渗透率、前沿位置和各区的流体流度值。

第四节 Yeh—Agarwal 模型

现有解释方法的主要不足之处是要求事先已知相对渗透率曲线。最近, Yeh 和 Agarwal (1989)应用储层数值模拟器模拟了大量的注水井压力落差数据, 并对其结果进行研究, 由此提出了一个完全不同于已有的方法, 这一方法被认为是目前为止所能见到的最好的一种方法, 以下将给予着重介绍。

一、物理模型

储层系统见图 13.1, 模型基本假设为: 均质、各向同性的单层储层, 水以定流量注入到储层中, 初始压力 p_i 处处相等, 同时系统的外边界定压力等于 p_i ; 初始含水饱和度为 S_{wi} , S_{wi} 可大于或等于不可减少的原生水饱和度; 忽略重力效应; Buckley—Leverett 模型有效。

总流度和总压缩系数分别由下式计算

$$\lambda_t(S_w) = K[K_{ro}(S_w)/\mu_o + K_{rw}(S_w)/\mu_w] \quad (13.11)$$

$$C_t = S_w C_w + C_o(1 - S_w) + C_f \quad (13.12)$$

式中 λ_e 单位为 $\mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$, 流度比 M 由(13.1)给出。经过一段时间注水后, 注入井周围地层中形成三个区: 水淹区(水带)、未浸入带(油带)和两区之间的过渡带。

二、注入能力试井分析

压力导数定义为

$$d\Delta p/d\ln t = t(d\Delta p/dt) = t\dot{\Delta p}' = m \quad (13.13)$$

式中 $\Delta p = p_{wi} - p_i$, 压差, MPa;

t ——注水时间, h;

m ——半对数直线的斜率, MPa/周。

图 13.2 为 Yeh 和 Agarwal 所给定的一个基本例子。例中的注水井在关井停注前共以定流量注了 100d, 忽略井筒储存效应, 假设真实表皮因子是零。

现通过这一例子说明分析方法, 在双对数图上(见图 13.2)可见压力导数 $t\Delta p'$ 为常数的直线段, 这一直线段正好对应半对数直线段, 这一压力导数的常数值

图 13.1 三区复合储层模型示意图

也就等于半对数直线的斜率 m 。基于半对数直线的斜率 $t\Delta p' = m$, 可求得水淹区的总流度

$$\lambda_e = 9.21 \times 10^{-4} qB / (h \cdot m) \quad (13.14)$$

用常规的半对数分析方法分析这口井的试井数据, 可得表皮因子 S 为 3.11, 大于假定的真实值($S=0$), 究其原因是由子注入流体与储层中原有流体的性质上的差别。

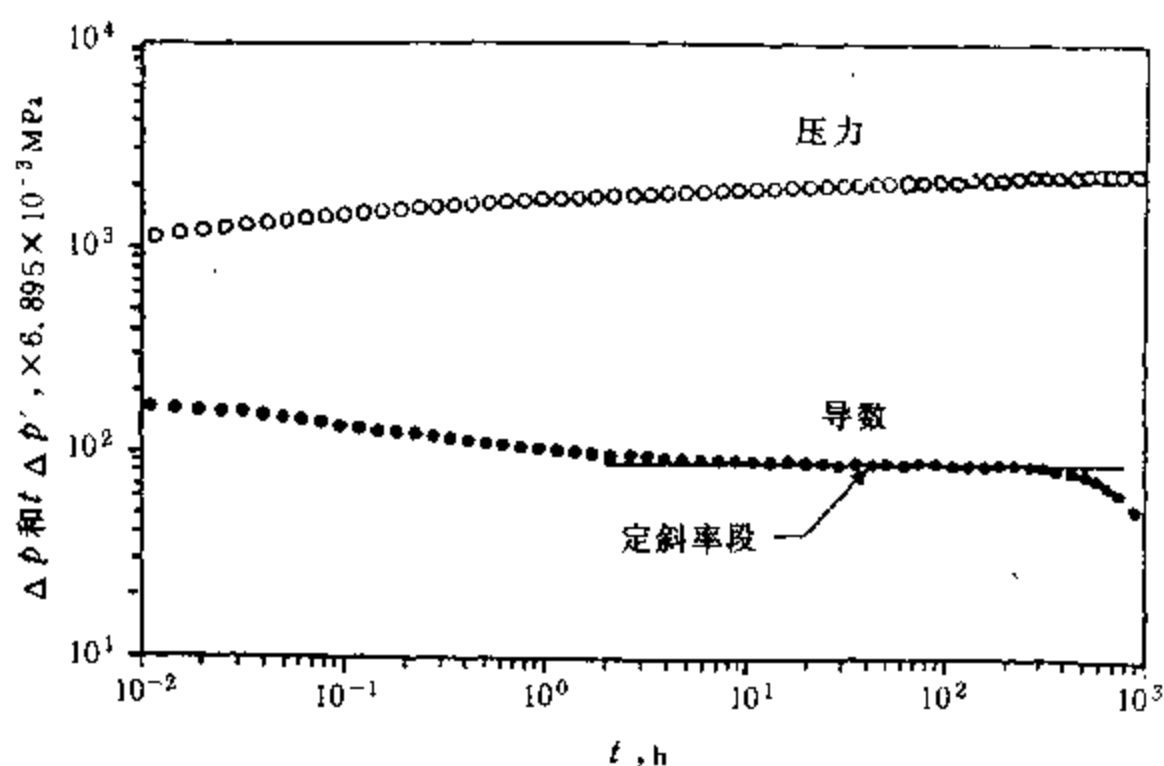


图 13.2 注入压力及其导数响应图(基本例子)

图 13.2 中的早期数据($\Delta t < 5h$)反映的是流度增加的过渡段, 在注水 300h 以后, 井底压力受到了定压外边界的影响。由此, 可以想象通过分析注入能力试井的压力数据不能直接得到油带(即未浸入带)的性质。

三、压力落差试井分析

压差和压力导数分别定义为

$$d\Delta p/d\ln \Delta t_e = \Delta t_e (d\Delta p/d\Delta t_e) = \Delta t_e \dot{\Delta p}' = m \quad (13.15)$$

式中 $\Delta p = p_{wf} - p_{ws}$, 压差, MPa。

等效时间由下式计算

$$\Delta t_e = t\Delta t / (t + \Delta t) \quad (13.16)$$

1. 总流度的计算

如果注入期和关井期都达到足够长的时间, 并且不存在表皮效应, 那么, 上述基本例子井的压力落差数据就会展示出如图 13.3 所示的双对数图。在图 13.3 中, 可见两个 $\Delta t_e \Delta p'$ 为常数的数据段。使用方程(13.16), 由早期的 $\Delta t_e \Delta p'$ 常数段, 可求得水带的总流度, 由晚期的 $\Delta t_e \Delta p'$ 常数段, 可求得油带的总流度(注意: 对于实际资料, 早期的 $\Delta t_e \Delta p'$ 常数段通常会被井筒储存效应掩盖)。再者, 如果测试时间不够长或者受到外边界的影响, 那么就可能见不到对应于油带的 $\Delta t_e \Delta p'$ 常数段。

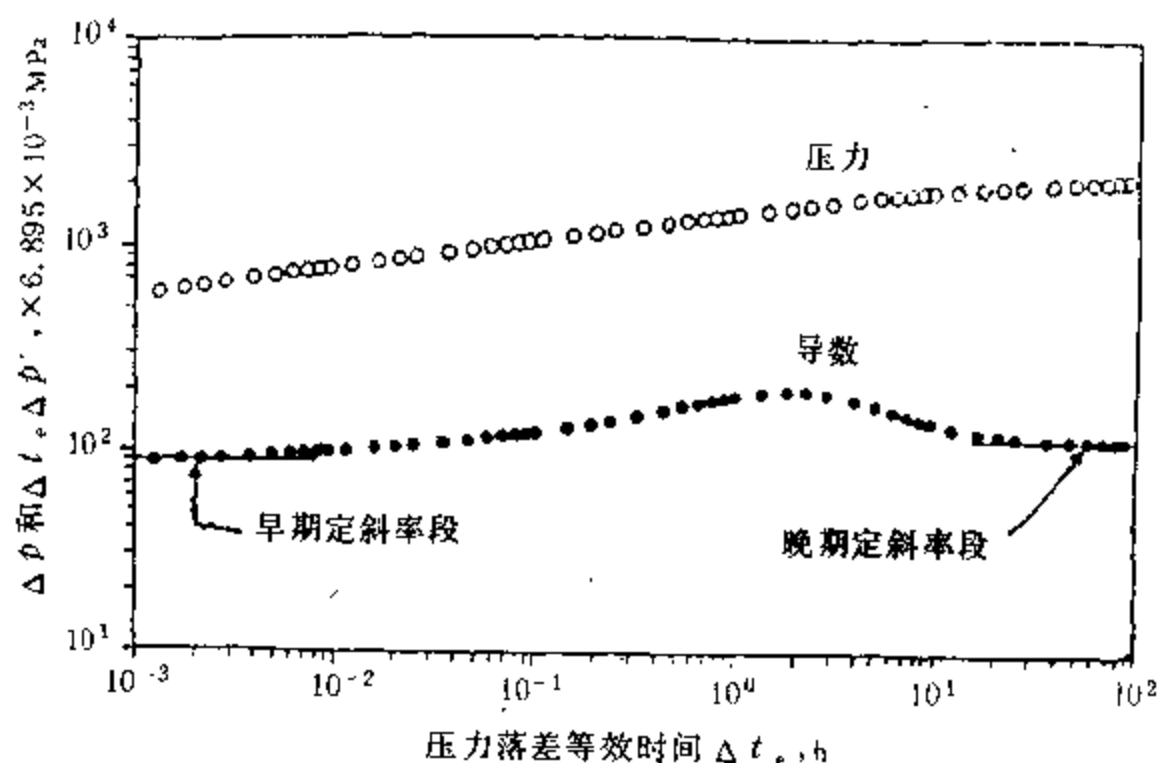


图 13.3 压力落差及其导数响应图(基本例子)

2. 表皮因子的计算

由对应于早期 $\Delta t_e \Delta p'$ 常数段的 Δp 与 Δt_e 的半对数直线段, 可求得表皮因子 $S=0.01$, 它反映真实表皮因子($S=0$)。而由晚期的半对数直线段计算出的表皮因子是真实表皮因子($S=0$)与表观表皮因子的综合结果。表观表皮因子是由于内侧的水区与过渡区的存在引起的, 它取决于相对渗透率资料、油水粘度、初始含水饱和度和注人体积。除早期(或近井带)以外, 一般表皮因子的变化对压力导数曲线、压力剖面和流度剖面无影响。

3. 流度剖面

图 13.4 为作为基本例子的井注入期的含水饱和度剖面, 图 13.5 为作为基本例子的井压力落差期间的含水饱和度剖面。由图 13.5 可见压力落差期间的含水饱和度剖面不变。根据探测半径的概念, 对应于每个 λ_i 下的径向半径 r 可由下式计算

$$r_{fi} = 2.802 \sqrt{\lambda_i \Delta t_e \phi C_i} \quad (13.17)$$

使用(13.16)和(13.19)可把压力落差期间的井底压力转换成流度剖面, 即流度与径向距离 r 的关系。由图 13.3 中的压力导数数据计算出的总流度剖面, 见图 13.6 的三角符号线。图 13.6 中的圆点线是使用含水饱和度剖面和相对渗透率曲线得到的真实储层流度剖面。

由数值模拟分析计算发现由上述压力落差试井资料计算出的流度,反映的是真实储层流度剖面的体积平均流度,即 $\bar{\lambda}_i$ 。而流度剖面($\lambda_i \sim r$),则可由体积平均流度 $\bar{\lambda}_i$ 计算出,其计算公式为

$$\lambda_i = (r/2)(d\bar{\lambda}_i/dr) + \bar{\lambda}_i \quad (13.18)$$

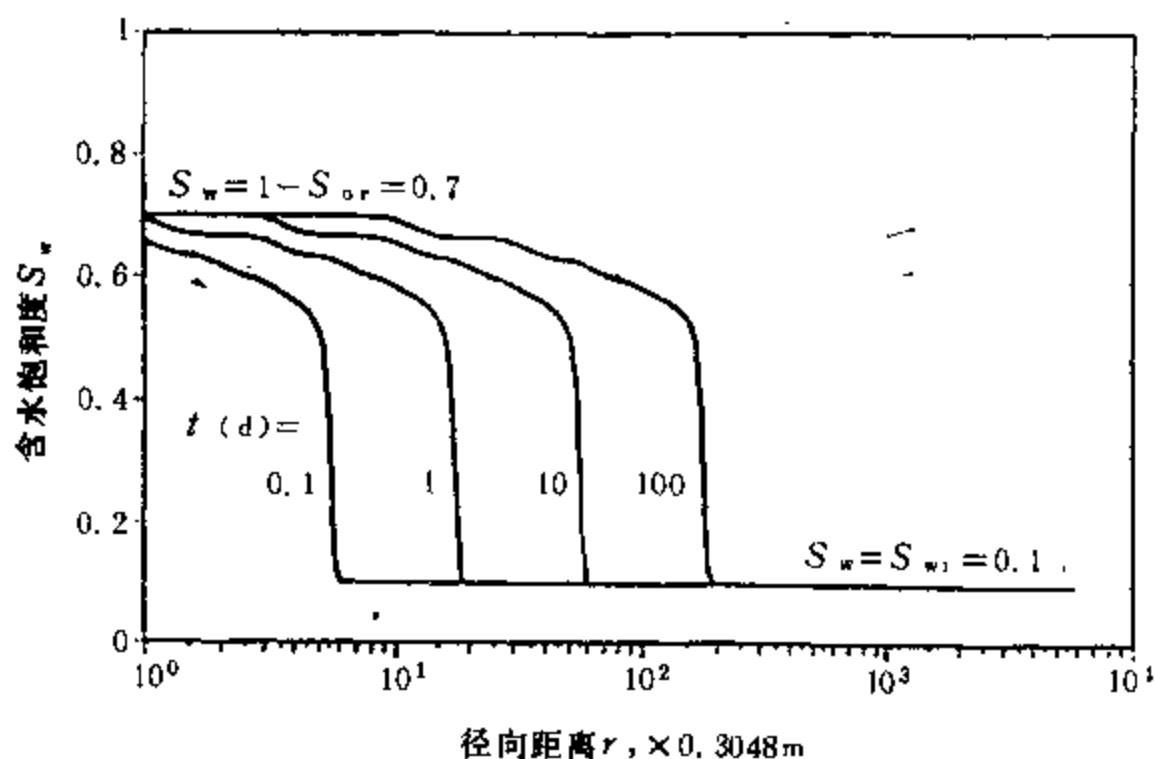


图 13.4 注入期间的含水饱和度剖面图(基本例子)

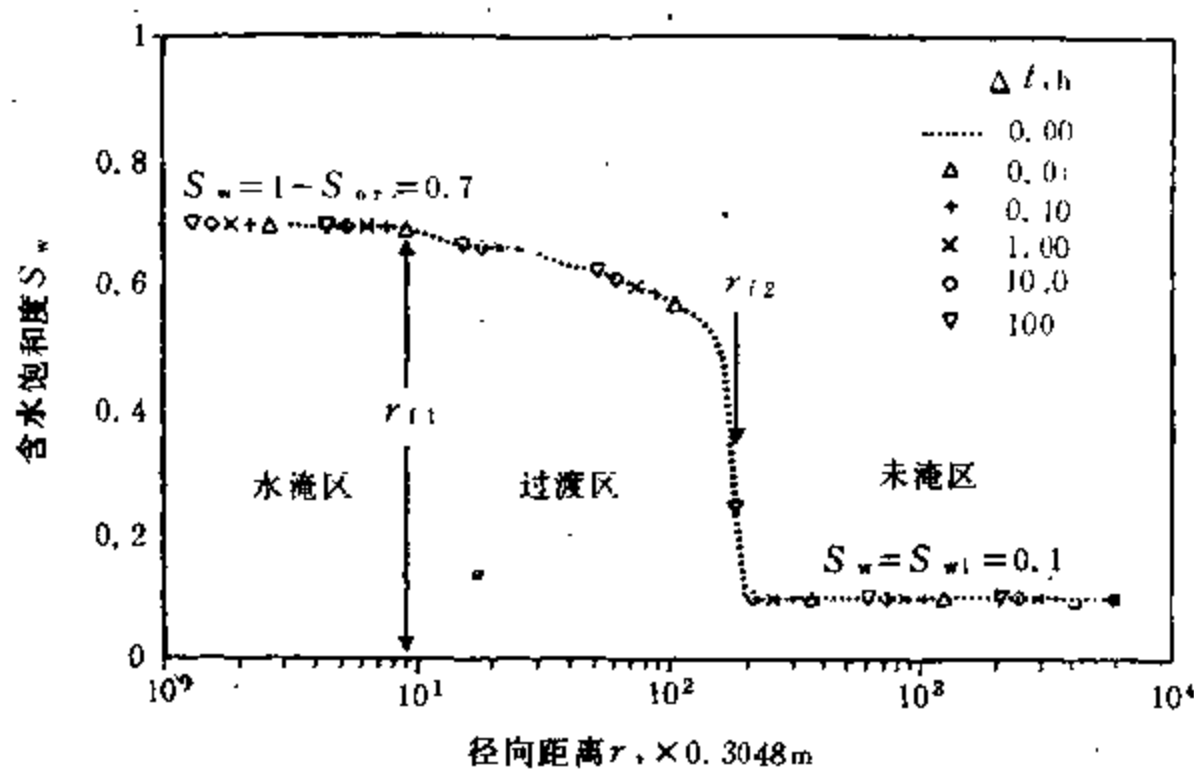


图 13.5 压力落差期间的含水饱和度剖面(基本例子)

式中的 $\bar{\lambda}_i$ 定义为

$$\bar{\lambda}_i = \frac{1}{V} \int_V \lambda_i dV \quad (13.19)$$

式中 V ——从井底到半径 r 处的体积, $V = \pi r^2 h, m^3$ 。

上述结果还表明不使用相对渗透率资料,由压力落差资料也可得到注入前缘以后的流度剖面。

4. 驱替前缘位置的计算

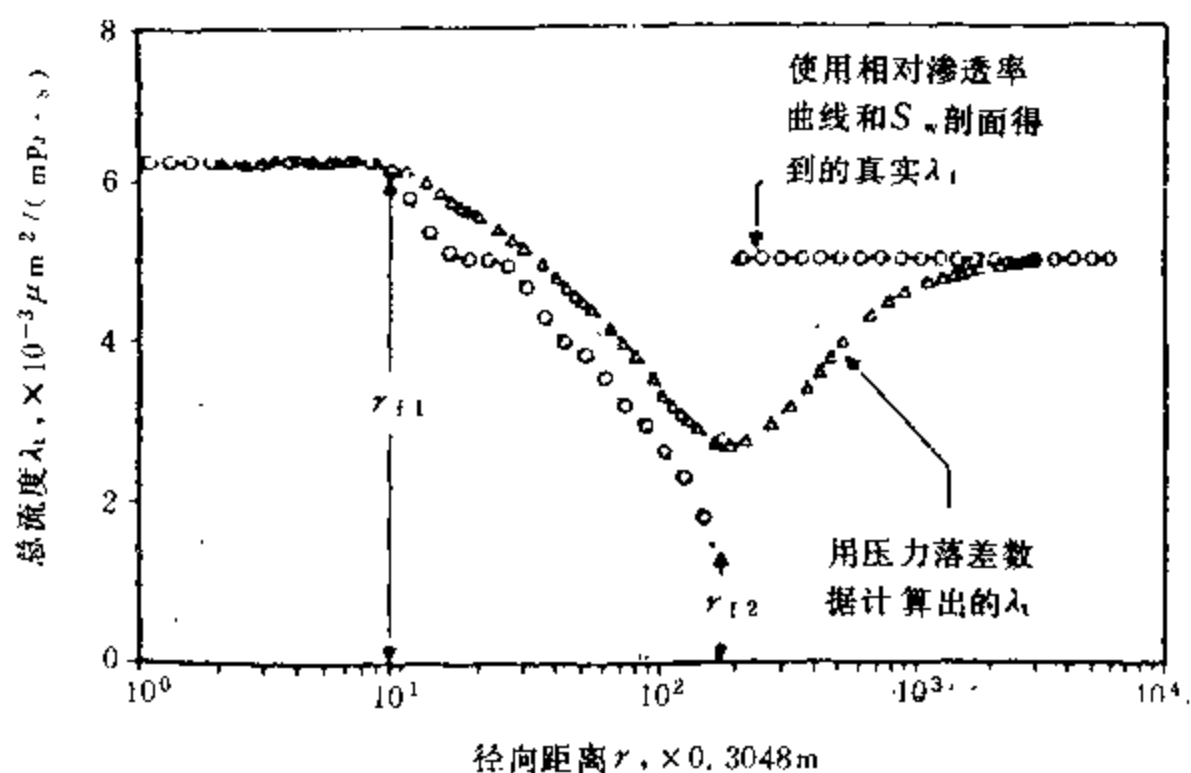


图 13.6 计算出的储层流度剖面(基本例子)

由图 13.6 可知,前缘位置 r_{f1} 可直接从图中最小的流度值所对应的径向半径读到。

5. 地层压力剖面的计算

用常规方法计算出的存在多种流体区的注水井平均地层压力究竟代表的是什么概念,目前还没有被人们完全认识。这时我们可以想到计算一口井的供给面积内的压力剖面而不是单个平均压力值,这对于储层分析会更加有意义。

使用方程(13.16)和方程(13.19),由压力落差数据可计算出压力剖面,即 $p(r)$ 与 r 的关系图,图 13.7 为作为基本例子的井在压力落差期的储层压力剖面。

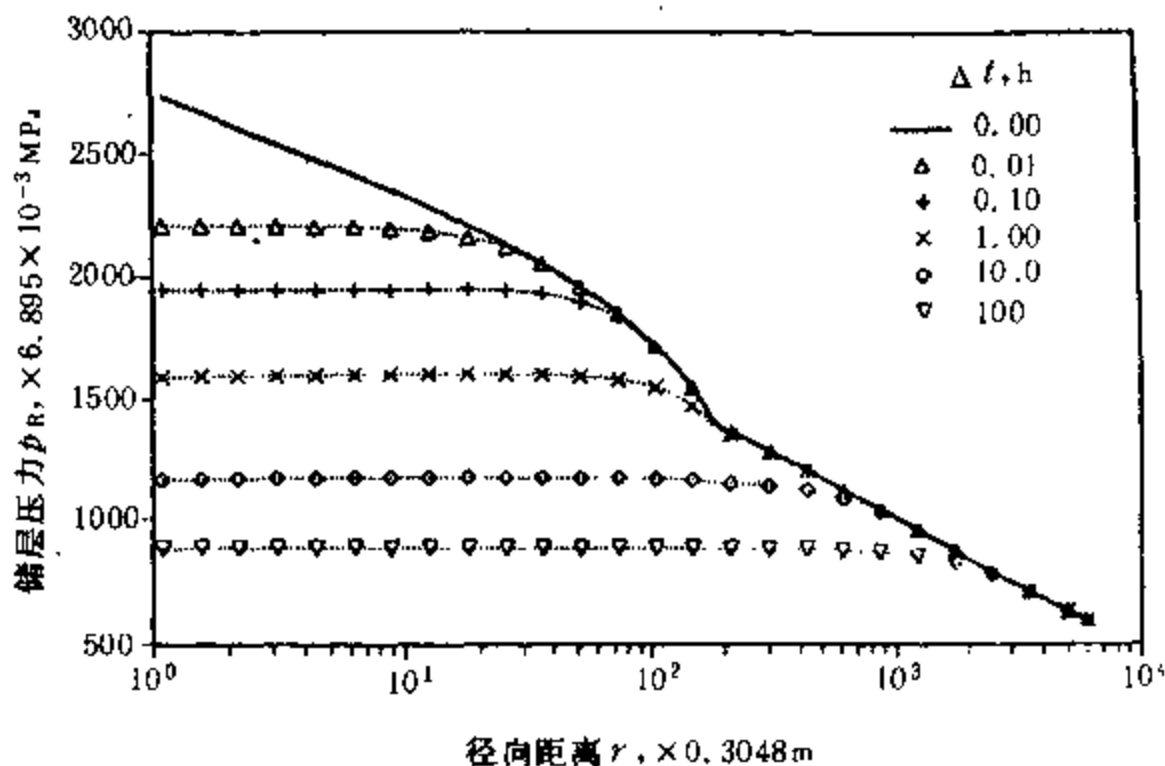


图 13.7 压力落差期间的储层压力剖面(基本例子)

6. 井筒储存对压力响应的影响

图 13.8 所示一口井的落差压力开始受到了井筒储存的影响(虚线, $C_D=500$),最后与不存在井筒储存效应的压力响应相重合(实线, $C_D=0$)。早期表现为斜率为 1 的直线,然后导数曲线出现一峰值,它反映过渡区。图中的圆点线为使用井底流量重整压力法(Yeh 等人)消除了

井筒储存影响后的压力及其导数响应曲线。一旦消除了井储影响,使用这种修正后的压力数据可以计算出流度剖面和压力剖面。

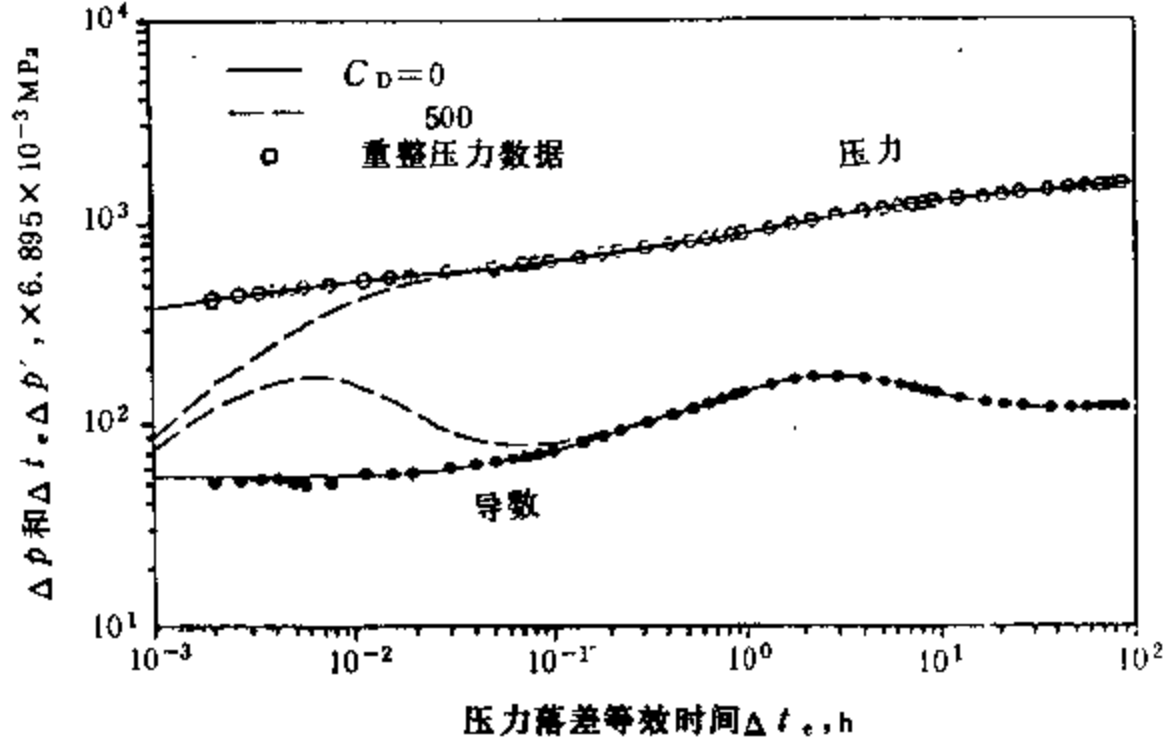


图 13.8 井筒储存对压力响应的影响

7. 流度比的影响

图 13.3 表明在 $\Delta t_e = 1.8\text{h}$ 处有一最大值。这一最大值的出现表明 $M < 1$ (作为基本例子的井的流度等于 0.512), 因为在 $M > 1$ 时, 将不出现最大值, 见图 13.9。图 13.6 为 $M = 0.512$ 井的流度剖面, 图 13.10 为 $M = 1.312$ 井的流度剖面。在图 13.10 中, 近井带的定值流度段代表的是水淹区的流度 ($\lambda_t = 18.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$), 而第二个定值流度段代表的是油带的流度 ($\lambda_t = 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$)。

水淹区半径 r_{f1} 和驱替前缘位置 r_{f2} 可直接从这一流度剖面图上得到, 它们分别为 $r_{f1} = 6.7\text{m}$ 和 $r_{f2} = 64.0\text{m}$ 。

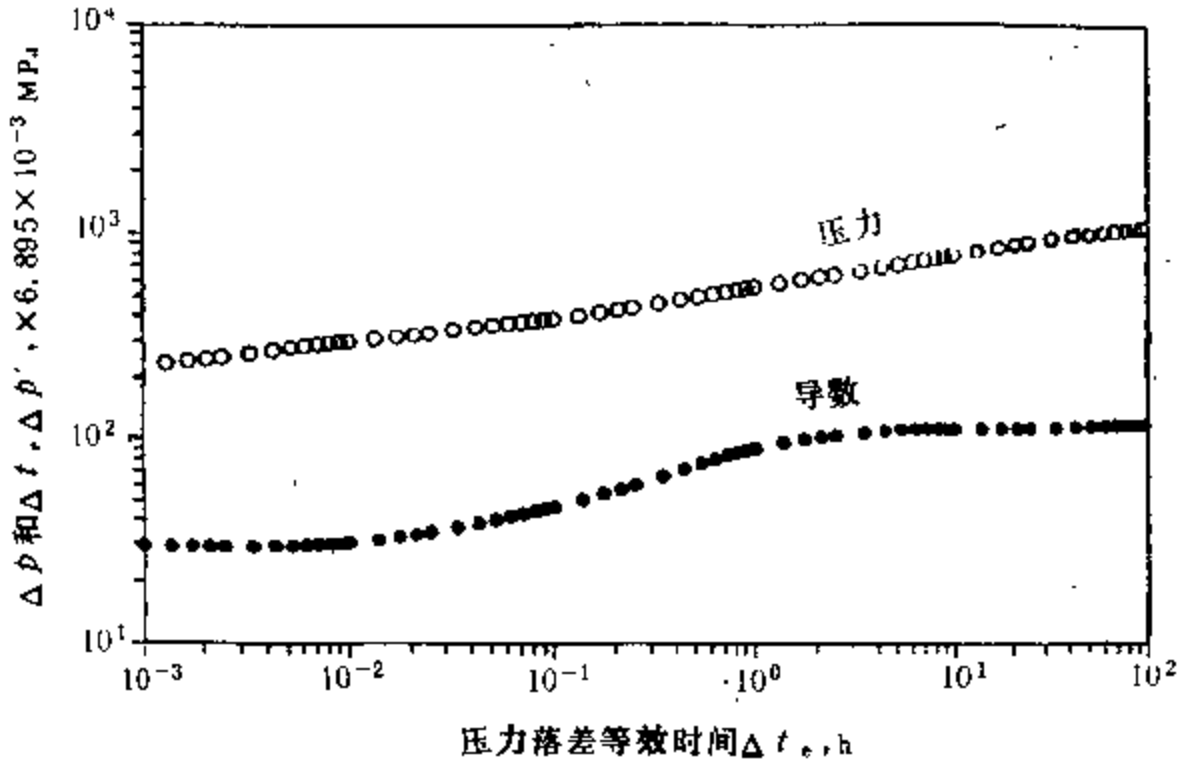


图 13.9 压力落差及其导数响应 ($M = 1.312$)

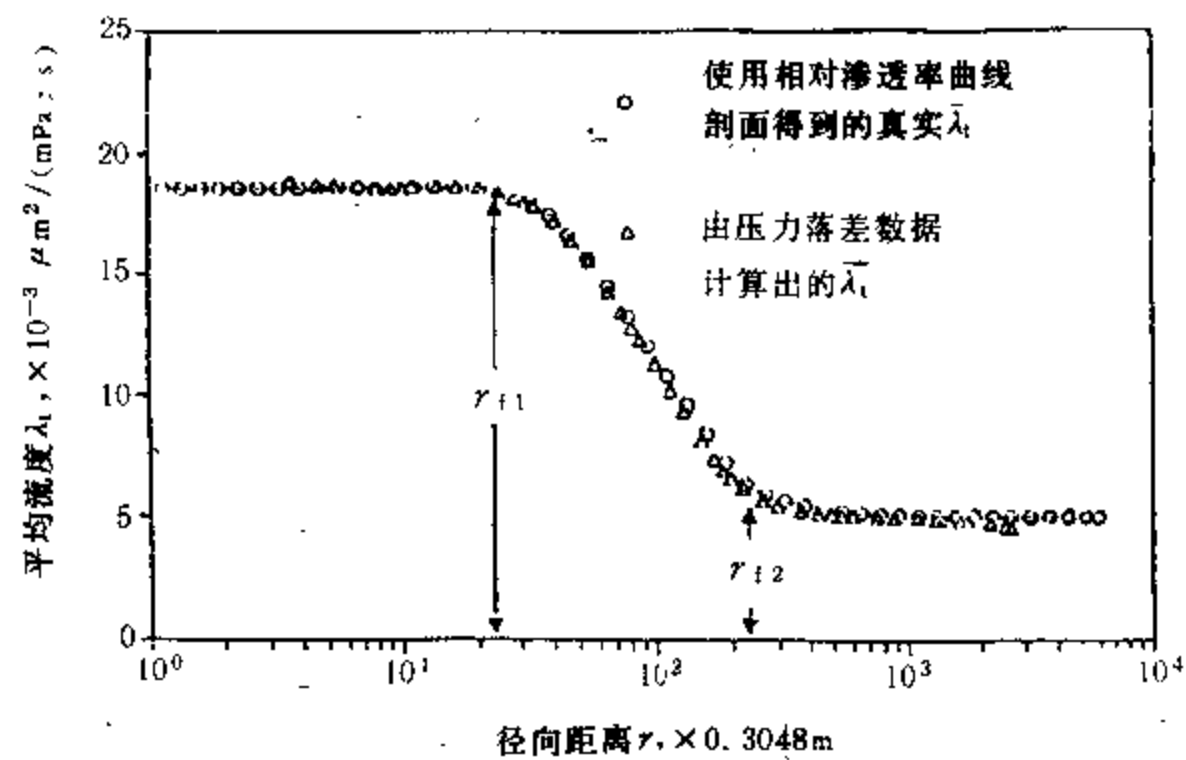


图 13.10 平均储层流度剖面 ($M=1.312$)

第十四章 其他模型

第一节 概 述

除前面章节所介绍的一些不稳定压力试井分析模型外,本章还将介绍几个重要的试井分析模型,这些模型有变流量试井模型、续流井模型、DST 试井模型、人工举升井模型和多井试井模型。实际上,根据实际的需要,还可以建立起更多的储层模型,以完善不同条件下的试井分析。

目前试井普遍研究和应用的是压力梯度小(压力的二次梯度项可忽略)和忽略重力影响的储层模型。近来已有人开始研究压力的二次梯度项不可忽略和重力作用下的试井分析方法,对于前者,读者可参见程时清和张望明(1993)或 Finjord 和 Aadnoy(1989)的研究论文;对于后者,可参见程时清(1991)的研究论文。对于液体,一般人们研究的是微可压缩液体的流动,不久前,程时清和夏位荣(1991)研究了强可压缩液体的试井分析方法。

在现有试井分析的文献中,一般都假设储层为水平等厚,较小涉及不等厚储层,但真实储层实际多为不等厚地层,贾永禄(1994)建立了均质径向多重环状不等厚储层中试井分析数学模型,并得到了拉氏(Laplace)空间解。

目前,实际应用和研究最多的是各种储层模型的定端流量(对于生产井是定产量,对于注入井是定注入量)解及其试井分析方法。对于定井底压力情况也有一些论文发表,读者可参见有关文献。定井底压力解目前主要用在产能分析上(SPE26047,1993)。

本书所介绍的储层模型一般都是假设储层渗透率是均一分布的或是分区均一分布的(如复合储层),实际上储层渗透率会存在不均一分布的情况。Feitosa 等人、Oliver(1990,1992)及 Rosa 和 Horne 的三篇论文分别研究了利用压降资料确定储层渗透率径向分布特性的方法,也就是确定储层渗透率与径向距离的函数关系。Feitosa 等人(SPE26457,1993)还提出了利用压力恢复资料确定储层渗透率径向分布的方法。最近,Tauzin 和 Horne(1994)给出了利用“影响函数”分析非均质性渗透率分布储层试井数据的方法。

第二节 变流量试井分析

一、两级流量试井分析

进行两级流量试井,生产井先以定产量生产一段时间,在流量改变前几小时下入压力计,然后改变流量,第二级流量测试期间的压力和流量特性要准确记录。流量改变可大可小,但为了取得有效的资料,应使 q_2 小于 q_1 , q_2 的流动必须要稳定,无严重的波动现象。

(1)如果在改变流量前井已处于不稳定流,则有

$$\begin{aligned} p_i - p_{wi} = m_1 \{ \log[(t + \Delta t)/\Delta t] + (q_2/q_1) \log \Delta t \} \\ + m_1 (q_2/q_1) \{ \log[K/(\phi \mu C_r r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686S \} \end{aligned} \quad (14.1)$$

式中 Δt ——从流量 q_1 改变到 q_2 的测试时间, h

t ——以 q_1 生产的时间, h。

作 p_{wf} 与 $\log[(t \pm \Delta t)/\Delta t] + (q_2/q_1)\log\Delta t$ 的关系图可得斜率为 m_1 的直线。

由此可计算出

$$Kh/\mu = 2.121 \times 10^{-3} q_1 B / m_1 \quad (14.2)$$

$$S = 1.1513 \{ [p_{wfh} - p_{wf}(\Delta t = 0)] [q_1 / (q_1 - q_2)] / m_1 - \log[K / (\phi \mu C_r r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (14.3)$$

(2) 如果在改变流量前井已处于拟稳定流, 则有

$$\begin{aligned} p_i - p_{wf} = m_1 [(q_2 - q_1) / q_1] \log \Delta t + m_1^* (t + \Delta t) \\ + 2m_1 \log(0.472 r_e / r_w) + m_1 [(q_2 - q_1) / q_1] \{ \log[K / (\phi \mu C_r r_w^2)] \\ + 0.9077 + 0.8686S \} + 0.8686m_1 S \end{aligned} \quad (14.5)$$

因为 Δt 比较小, 结果 $t + \Delta t \approx t$ 。这时, 作 p_{wf} 与 Δt 关系的半对数图(MDH 图)可得斜率为 m_1 的直线。这样, Kh/μ 和 S 可分别由方程(14.2)和方程(14.3)计算出。方程(14.5)中的 m_1^* 由(2.47)式给出。

因为在改变流量时, 井已处于拟稳定流, 则可导出以下的平均地层压力计算公式

$$\bar{p} = 2m_1 \{ 0.5 \log[2.241A / (C_A r_w^2)] + 0.4343S \} + p_{wf}(\Delta t = 0) \quad (14.6)$$

有关上述两流量分析方法的计算式的导出详见 Sabet(1991)所著《试井分析》一书。

二、多级流量试井分析

多级流量试井是两级流量试井理论的推广。利用叠加原理(1.22)可得到以下多级流量的分析方程:

$$(p_i - p_{wf}) / q_n = m' \left\{ \sum_{j=1}^n (1/q_n) [(q_j - q_{j-1}) \log(t_n - t_{j-1})] \right\} + m' \bar{S} \quad (14.7)$$

$$\text{式中 } \bar{S} = \log[K / (\phi \mu C_r r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686S \quad (14.8)$$

作 $(p_i - p_{wf}) / q_n$ 与上式大括号中的项的关系直角坐标图, 可得斜率为 m' 和截距为 b 的直线。

由以下两式可分别求得 Kh/μ 和 S

$$Kh/\mu = 2.121 \times 10^{-3} B / m' \quad (14.9)$$

$$S = 1.1513 \{ b/m' - \log[K / (\phi \mu C_r r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (14.10)$$

三、连续多级流量试井分析

如果在测试过程中井的流量是连续变化的, 则可用卷积积分方法分析, 这种资料的获得需要同时进行井底压力与流量的测试。在使用对数近似方程(1.28)的“影响函数”时, 测量的井底压力变化为

$$\Delta p(t) = m \int_0^t q_D(\tau) [\log(t - \tau) + \bar{S}] d\tau \quad (14.11)$$

(14.11)式可写成

$$\Delta p(t)/q_D(t) = m \left[\int_0^t q_D(\tau) \log(t - \tau) d\tau \right] / q_D(t) + b \quad (14.12)$$

式中 $\Delta p = p_i - p_{wf}(t)$;

$q_D = q_{st}(t)/(qB)$;

$$m = 2.121 \times 10^{-3} qB\mu / (Kh) \quad (14.13)$$

$$b = mS \quad (14.14)$$

显然,由(14.13)式和(14.14)式可分别求得 Kh/μ 和 S 。另外,连续变流量试井资料也可用反卷积方法解释。

四、变流量生产井的压力恢复试井分析

关井前变流量生产的压力恢复试井可以看作是多级流量试井的一种特殊情况(见图14.1),因而,可用上述的多级流量试井分析方法解释。此外,还可用笔者与代传书(1994)合写的文章中所介绍的方法解释,即先用某种方法计算等效生产时间 t ,然后代入常规的 Horner 方程进行分析。

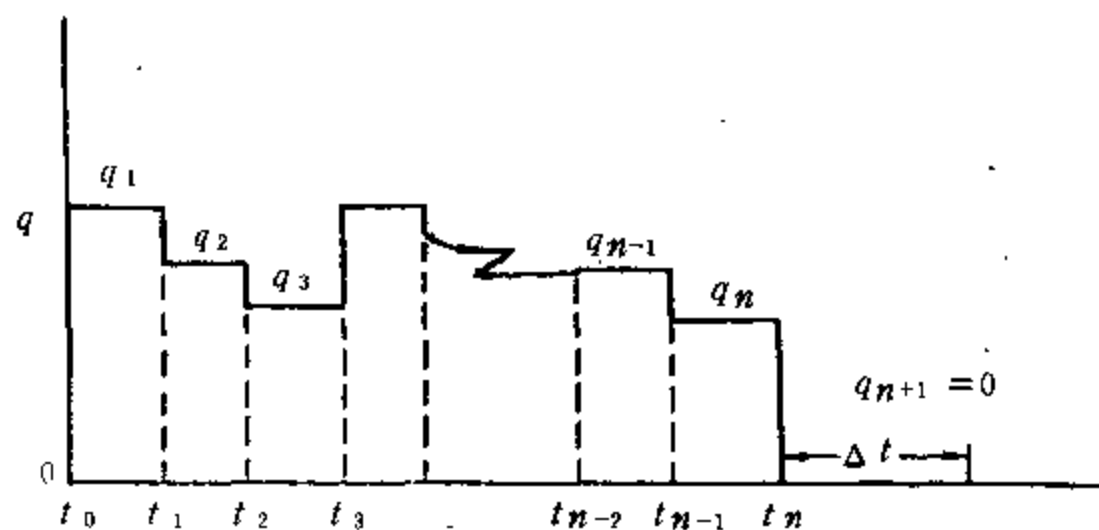


图 14.1 关井压力恢复试井前的变流量史图

对于一口连续测试出的压降和压力恢复资料,使用卷积与反卷积方法,可以同时处理压降和压力恢复这两个连续的数据段。

第三节 压力恢复续流段数据分析

一、概述

建立早期续流段资料的分析方法不仅是为了缩短测试时间,节省成本,而且是希望减小气顶、断层和地层不连续性等对试井分析的影响。

在进行常规的 Horner 法和 MDH 法分析时,要求在半对数径向流期,井底流量为零,从理论上说,只要在井筒中测取的压力在上升,井底流量绝对不会是零,除非井筒中的流体是不可压缩的。因此,研究续流对压力恢复数据分析的影响是必要的。另外,一套完整的压力恢复数据通常可分成三段:

- (1) 早期段,这一段综合了井筒储存和表皮效应的影响,即所谓的续流段。
- (2) 中期段,这一段达到了无限作用径向流,它反映地层特性,可用于计算 Kh , p_i 和 S ;
- (3) 晚期段,外边界效应开始改变半对数直线段。

二、续流量的确定

目前确定续流量的方法主要有:

- (1) 测量井筒中液位上升高度来确定续流量。
- (2) 使用同时流量与压力测试工具测取续流量。
- (3) 根据某种数学模型来计算续流量。

例如: Van Everdingen 和 Hurst(1953)用时间的指数函数来近似续流量

$$q_D(\Delta t) = e^{-a\Delta t} \quad (14.15)$$

而陈元千(1988)用双曲线型函数来近似续流量

$$q_D(\Delta t) = (1 + a\Delta t)^{-b} \quad (14.16)$$

确定式中的常数 a 值和 b 值一般要用试错法。

- (4) 利用 Laplace 反卷积技术直接计算续流量。

这一方法是由 Fair 和 Simmons(1992)提出的,称“续流提取法”。在已知储层模型时,由方程(1.29)可得

$$q(t) = [Kh/(1.842 \times 10^{-3}B\mu)]L^{-1}\{L[\Delta p(t)]/[zL(p_D t_D)]\} \quad (14.17)$$

已知无因次压力的柱源解为

$$L[p_D(t_D)] = K_0(\sqrt{z})/[z^{3/2}K_1(\sqrt{z})] + S/z \quad (14.18)$$

式中 K_0 和 K_1 分别为 0 阶和 1 阶的 Bessel 函数。把(14.18)式代入(14.17)式中得

$$q(t) = [Kh/(1.842 \times 10^{-3}B\mu)] \times L^{-1}\{L[\Delta p(t)]/[K_0(\sqrt{z})/(\sqrt{z}K_1(\sqrt{z})) + S]\} \quad (14.19)$$

用常规的半对数分析方法或典型曲线分析法解释晚期段的压力数据,求得流动系数 Kh/μ ,然后用方程(14.19)进行反卷积运算提取续流量。

三、恢复期续流量重整压力方法

1. Gladfelter 法

续流量重整 MDH 方程(Gladfelter 等人,1995)为

$$\begin{aligned} [p_{ws}(\Delta t) - p_{ws}]/[q_0 - q(\Delta t)] &= [2.121 \times 10^{-3}\mu/(Kh)] \times \\ &\times \{\log[K\Delta t/(\phi\mu C_r r_w^2)] + 0.9077 + 0.8686S\} \end{aligned} \quad (14.20)$$

$[p_{ws}(\Delta t) - p_{ws}]/[q_0 - q(\Delta t)]$ 与 $\log t$ 的关系为斜率 m' 的直线。

流动系数为

$$Kh/\mu = 2.121 \times 10^{-3}/m' \quad (14.21)$$

表皮因子计算式为

$$\begin{aligned} S &= 1.1513\{[p_{ws}(\Delta t) - p_{ws}]/[q_0 - q(\Delta t)]/m' \\ &\quad - \log[K\Delta t/(\phi\mu C_r r_w^2)] - 0.9077\} \end{aligned} \quad (14.22)$$

上式中 q_0 为关井前的稳定产量, $q(\Delta t)$ 为测取的续流量, 如果未测得续流量, 可用某种 $q(\Delta t)$ 的数学模型计算式代入方程(14.20)。这时进行上述分析需要用试错法(注意这里的 q 为储层条件下的流量)。

2. 多级流量法

Odeh 和 Jones(1974)提出了一种井达到拟稳定流生产后的压力恢复续流量分析方法, 其线性化的分析方程为

$$\begin{aligned} [p_{ws}(\Delta t_n) - p_{ws}] / [q_0 - q_n] &= [2.121 \times 10^{-3} \mu / (Kh)] \times \\ &\times \left\{ [-1 / (q_0 - q_n)] \left[\sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) \log(\Delta t_n - \Delta t_{j-1}) \right] + S \right\} \end{aligned} \quad (14.23)$$

$\bar{S}$ 的定义同(14.8)式。上述方程的关系图是一条斜率为 m' 、截距为 b 的直线。

流动系数用(14.21)式计算, 表皮因子可用下式计算

$$S = 1.1513 \{ b/m' - \log[K / (\phi \mu C_r r_w^2)] - 0.9077 \} \quad (14.10)$$

这里需要明确的是与多级流量法相比较, 续流量重整法的不足之处是易出现一到三条不同的直线段。另外, 就是多级流量法并不能完全消除井筒储存的影响, 这里因为在井底与流量计之间仍有一定的体积空间, 但是它可减小井储影响。

四、修正的 Horner 法

Kuchuk 和 Ayestaran(1985)利用卷积积分方程(1.26)和指数型续流量变化方程(14.15)导出了如下修正的 Horner 方程

$$p_i - p_{ws}(\Delta t) = m \{ \log[(t + \Delta t) / \Delta t] + [1 / (2.303a\Delta t)] \} \quad (14.24)$$

方程(14.24)中 $1 / (2.303a\Delta t)$ 为修正项; a 为续流量参数, 可用井底续流量曲线计算得到。 $p_{ws}(\Delta t)$ 与 $\text{Antilog} \{ \log[(t + \Delta t) / \Delta t] + [1 / (2.303a\Delta t)] \}$ 关系的半对数图上将产生一条正确的直线段, 这条直线段比 Horner 半对数直线段提早出现很多。

要用修正的 Horner 法得到可靠和准确的分析结果, 必须准确地测量续流量。尽管修正的 Horner 法可以改进半对数分析, 但是它不能用于非常早的续流期压力数据的分析。

五、卷积法

卷积法也称为连续变流量法, 由方程(1.27)可导出以下压力恢复形式的卷积积分方程

$$p_{iD} = p_D(t_D + \Delta t_D) + \int_0^{\Delta t_D} q_D p_D(\Delta t_D - \tau) d\tau + S q_D(\Delta t_D) \quad (14.25)$$

假定 p_D 函数是一个线源解, 现用对数形式近似 p_D 函数, 则有

$$\Delta p = p_i - p_{ws} = m [\log(t + \Delta t) + \sum(\Delta t) + \bar{S} q_D(\Delta t)] \quad (14.26)$$

式中 $\sum(\Delta t)$ 的表达式及其计算方法详见 Meunier 等人(1985)的文章。 q_D 、 m 和 $\bar{S}$ 意义同前。

六、反卷积法

储层系统识别是试井分析中的一个重要方面。然而, 压力恢复资料的早期动态通常受到了井筒储存(或续流)的控制, 恰好这部分早期压力恢复资料时常存在有关井和储层系统一些重

要特征信息,诸如裂缝等非均质动态。使用反卷积积分测量井底压力与续流量数据可计算出受井筒储存影响的压力,即“影响函数”。用这个反算出的地层压力响应不仅可以识别出井与储层的特性,而且可以求得有关的地层参数。图 14.2 是 Fari 和 Simmons(1992)使用模拟的双重孔隙介质储层数据进行流量反卷积的例子,从原始数据导数曲线看不出双重孔隙特性,但对原始数据反卷积积分后,就揭示出了储层的真实特性。

在未测得井底流量并且又是定井筒储存的条件下,也可使用模拟反卷积方法。有关反卷积积分和模拟反卷积运算的方法可参见第一章。

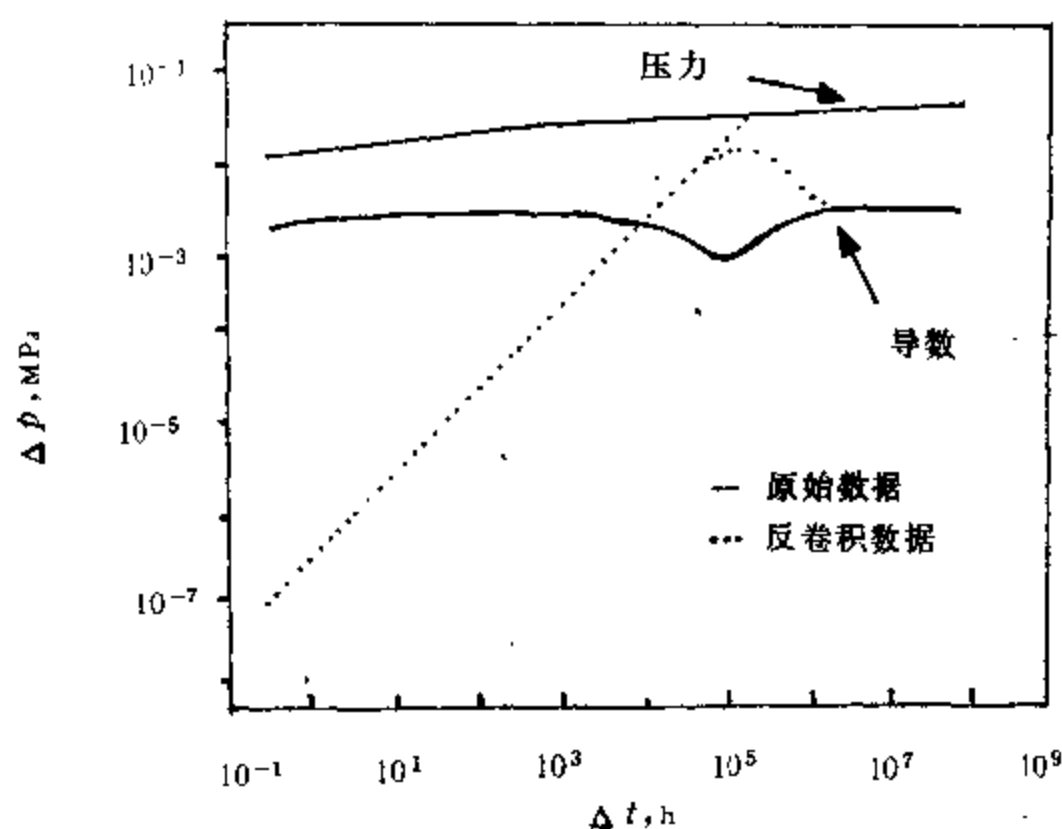


图 14.2 使用模拟的双重孔隙数据进行流量反卷积实例

七、典型曲线分析

最常用的典型曲线是 Gringarten 典型曲线和 Bourdet 压力导数典型曲线,使用这两套典型曲线的复合图版可以有效地进行一些早期资料的分析。但是要注意这两种典型曲线的计算是基于定井筒储存的假设条件。

确保定井储的两个必须条件是:(1)测试期间地面流量 q 为常数,这对关井压力恢复试井是完全有保证的,因为这时 $q=0$;(2)井筒储存常数 C 不变。

此外,除了上述所介绍的七种方法外,还有一些值得注意的方法:(1)Harris 和 Lee(1989)给出的“累加曲率法”,这一方法与先前的方法完全不同,它可用于压力恢复以及压降的有限早期数据的分析;(2)对于在原油粘度比较大储层中取得的试井资料,因油的流动性较差,井筒储存影响时间会很长,对于这种情况的试井资料的测试与分析,Kabir 和 Kucuk(1985)给出的方法是值得参考的;(3)卢德唐等人(1993)提出的一种分析不稳定试井早期数据的图版以及徐建平(1991)给出的新型典型曲线拟合法等;(4)成绥民和段永刚(1990)的利用最优化和灰色系统方法进行早期资料分析的方法。

通常,压力恢复试井是在井口改变流量(如:关井),井下测量压力。由于井筒具有储集流体的性质,这在压力恢复曲线上可表现出一段受续流影响的资料,续流期的长短与井筒储存系数 C 的关系密切。 C 值大则续流期延续时间长,反之则短。现有三种方法可减小续流效应或缩短关井测试时间:(1)改变流量(如:关井),同时测取井底流量和压力数据,然后应用卷积及反

卷积等数学方法分析数据,本法要求准确地测量井底层面流量,但在目前情况下做到这一点比较困难;(2)利用封隔器或专门的井下关井测压装置,如地层测试器等录取压力资料,尽管这一方法可取得质量非常好的资料,但现场作业的代价比较高;(3)灌注测压试井方法(王耀祖和刘建军,1994),这一方法是在常规的压力恢复试井过程中,直接向井筒中灌注流体,实现类似井底关井的效应,从而减少续流的影响。灌注测压试井方法为大庆石油管理局研究与试验出的新方法。大庆石油管理局的研究试验表明灌注测压试井方法效果能与井下关井测压的效果相当接近,且操作简单,能缩短关井测压时间。

第四节 DST 试井分析

一、概述

1. 基本概念

DST 试井,也称为钻杆测试或地层测试,一般是在不知地层储能的新区探井中进行,并且也时常在钻井阶段进行,有效的 DST 试井可以提供完井前有关测试层位的流动系数、表皮因子和储层平均压力等信息。在 DST 试井过程中,测试工具和封隔器是装在钻铤下面的,通过打开和关闭测试阀,可对目的层实施一系列的流动期和恢复期。

还有两种与 DST 试井相互联系的测试,为井口密闭试井也称为 CCT 试井和段塞流试井也称 ST 试井。这三种试井方式的共同特点是:(1)生产时间短,结果无流体产出地面,并且测试的探测半径一般很小;(2)产量不稳定;(3)储层中的流体是快速冲入测试管柱的,结果流体的动量效应和摩擦损失都与常规的生产试井大不相同。

DST 试井一般至少包括有一套完整的流动期和恢复期,并且井口总是与大气相通的。一个 DST 试井的流动期就可认作为是一次段塞流试井。段塞流试井包括从储层释放有限体积的流体,然后分析压力响应和确定储层参数。假设在非自喷井上进行 DST 试井,如果一个流动期延续足够长的时间,流体就会不断地在井筒里聚积,直到液柱的回压平衡了储层压力为止。这时我们从管柱中提出一部分液体,就会引起流体从储层流入管柱中,从而产生压力干扰。应用 DST 流动期的分析方法分析这一压力响应可得到有关储层的流动能力和原始地层压力等参数。

密闭试井类似于常规的 DST 试井,是一种广义上的段塞流试井,在流动期井口始终是关闭的。井口密闭试井与段塞流试井之间的主要差别是在井筒储存上。段塞流试井过程中的井筒储存始终是常数,而井口密闭试井的井筒储存是随着液位上升而变化的。井口密闭试井是在井口装上压力计并在流动期保持井口关闭,当液体进入管柱中,已存在其中的气体压缩,结果井口压力上升。可以想象,压力的上升速率必定是与流入管柱中的流体流量有关。因此,基于井口记录的压力确定地层的出流量是可能的。一旦建立了流量与时间的关系,用常规的变流量试井分析方法去解释这类测试资料将是可能的。

2. DST 试井分析方法

以前人们解释 DST 压力恢复数据一直用的是 Horner 法。Horner 法的基本假设是关井前井以定流量生产,在井的流量随时间变化时,要用叠加原理分析压力恢复资料;再者,就是定流量扩散方程的解给出的是随时间下降的流压,但是大多数 DST 试井资料表明流动期的井底压力是随着时间增加的,这是由于流动期生产的流体一直都在生产管柱中,其结果产生一个上升

的回压。因此,对于这种测试资料,使用 Horner 法会产生不正确的解释结果。但是若是一口流体能出流到井口的自喷井,那么,其 DST 试井资料可用常规的 Horner 法解释,有关 Horner 法的介绍可参见本书第二章。

二、DST 流动期的分析

如果流动进入了无限作用径向流阶段,可用 Correa 和 Ramey(1987)给出的下述分析方法解释。DST 试井流动期的井底压力可用下式近似

$$p_{wf}(t) = p_i - [2.210 \times 10^{-2} \mu C_F / (Kh)] (p_i - p_0) (1/t) \quad (14.27)$$

式中 C_F ——井筒储存系数, $C_F = 101.9716 \pi r_p^2 / \rho$, m^3/MPa ; (14.28)

p_0 ——位于测试工具下方压力计位置处的管柱里的液柱所施加的压力, MPa ;

r_p ——管柱内半径, m ;

ρ ——井筒条件下的液体密度, g/cm^3 。

$p_{wf}(t)$ 与 $1/t$ 关系在直角坐标图上成一条直线,其斜率与流动系数成反比,外推这一直线到无限大生产时间($1/t=0$)可得原始地层压力 p_i 。

在测试工具关闭恢复时,井筒储存系数从 C_F 变到 C_s 。这里 C_s 为

$$C_s = C_1 V_w \quad (14.29)$$

式中 C_s ——等于(5.5)式的 C , m^3/MPa ;

C_1 ——测试工具以下液体的压缩系数, $1/MPa$;

V_w ——封隔器以下的井筒总体积, m^3 。

一般 C_F 比 C_s 大得多。

应注意这一方法只能用于非自喷井,并且这一方法用于流量极高的水井或已产生消耗的储层时将受到限制。如果 DST 试井的流动期是在直角坐标的直线段出现以前结束的,也就是未达到不稳定径向流时,这时的 DST 流动期的试井资料只能用典型曲线拟合方法或非线性回归方法分析。

三、DST 恢复期的分析

Soliman(1986)、Correa 和 Ramey(1986,1987)都对以下的分析方法做出了贡献。如果流动期非常短或者关井时间比生产时间长得多,即有 $\Delta t \gg t$ 时,则

$$p_i - p_{ws} = m_c t / (t + \Delta t) \quad (14.30)$$

式中 m_c —— $9.21 \times 10^{-4} \bar{q} B \mu / (Kh)$ (14.31)

m_c ——直线斜率, MPa ;

$t = Q / q_1$;

$\bar{q}$ ——测试期间的平均流量, $\bar{q} = Q / t$, m^3/d ;

q_1 ——关井前的流量, m^3/d ;

Q ——总产出液量, m^3 。

对上式两边取对数得

$$\log(p_i - p_{ws}) = \log(m_c) - \log[(t + \Delta t)/t] \quad (14.32)$$

在井筒储存效应消失以后,上式给出斜率为-1的直线。由截距可求得 Kh/μ 。外推直线到

$[t/(t+\Delta t)]=0$ 时可得 p_i 。

表皮因子可用下式计算

$$S = [(p_i - p_o)/(2m_o)][q/q(t)] - 0.5 \log[Kt/(\phi C_{\text{eff}} r_w^2)] - 1.045 \quad (14.33)$$

式中 $q(t)$ ——关井时刻的流量, $q(t)=q(\Delta t=0)$, m^3/d 。

一般由初始关井数据得到的 Kh/μ 不同于终点关井数据得到的值,这是由于探测范围不同引起的。关于 DST 试井分析的详细论述,读者可参阅两本专著,即虞绍永编著的《DST 试井分析方法》和 Sabet 编著的《试井分析》以及有关参考文献。

另外,还有一个值得注意的分析方法就是 Ayoub 等人(1988)将单井上的脉冲试井原理应用于 DST 试井资料的分析,这一分析方法是将 DST 的一个开关井过程看成是一个脉冲周期。这一方法要求准确的压力时间数据和产出(或注入)的流体总量资料,注意这里的单井脉冲试井的意义与多井脉冲试井的不同。有关单井脉冲试井方法的详细介绍,读者可参阅 Ayoub 等人的文章。

第五节 人工举升井试井分析

一、概述

一些井当地层压力不能保持足够的自喷流量时,可用人工举升来增产。下泵采油和气举是两种基本的连续的人工举升方法。下泵采油是利用井下泵来采油,它分为有杆泵抽油和无杆泵抽油,常见的无杆泵为电潜泵和水力活塞泵;气举是通过往生产管柱底部不断地注入气体来采油。这两种人工举升方法都是通过降低井底流动压力来增加产量的。

原则上,这两种人工举升的效果与自喷井中降低井口压力所产生的效果从机理上说是相同的。因此,一般来说,适用于自喷井的试井分析方法都可直接用于人工举升井的分析。但是,由于下述几个原因,对于人工举升井也有一些需要特殊考虑的情况。

人工举升井测取井底压力主要有三个途径:

- (1) 使用井下压力计直接测量;
- (2) 使用液面监测仪间接测量;
- (3) 使用环空气相物质平衡原则间接测量。

第三种方法,目前国内油田很少应用。间接测量主要用在有杆泵抽油井上,特别是那些未装偏心井口或者是环空中不易下入压力计的有杆泵抽油井上。显然对于间接方法得到的试井资料,解释时要进行井底压力折算。

人工举升井,特别是有杆泵抽油井,低产低能井比较多。在这类井上进行压力恢复试井,其压力恢复速度慢,井筒储存的影响时间特别长,以至关井一周以后都得不到可供半对数分析的资料。

二、液面监测试井资料的分析

对于液面监测试井资料的分析,第一步是进行液面井底压力的折算。井底压力计算公式为

$$p_w = p_o + p_g + p_{\text{lg}} \quad (14.34)$$

式中 p_c ——井口套压,MPa;

p_g ——环空气柱压力,MPa;

p_{lg} ——环空含气液柱压力,MPa。

一般地说, p_c 的测试精度是有保证的;对于气柱压力 p_g 只要 p_c 和气柱长度准确,则在已知温度梯度的条件下, p_g 的计算值也一定是可靠的;含气液柱压力 p_{lg} 与液柱高度、温度和流体性质等多种因素有关,确定起来相对复杂一些。使用一些井底压力计算方法时,误差一般主要是来自 p_{lg} 这一项,有关井底压力具体计算方法,读者可在Kabir等人(1988)文章和其他有关参考文献中找到。

一旦得到井底压力数据,则一般来说抽油井的试井分析方法与自喷井的分析方法完全相同。但是由于抽油井受低产低能的影响,其压力恢复资料的续流段特别长,因此,为了减少测试时间和有效地利用受井筒储存影响的资料,就需要同时获得有关压力恢复过程中井的续流量资料,以便使用卷积分析方法或反卷积分析方法进行资料的解释。在已知抽油井压力恢复过程中的准确的井口压力和液面深度资料后,计算出相应的续流量是不困难的。一次测试能够获得不稳定的井底压力和流量数据这是液面法的一大优点。有关卷积和反卷积的方法可参阅本书的有关章节。

一般地说,如果井筒储存系数是常数,那么,可以不计算续流量,而直接使用典型曲线分析方法。但是对于抽油井,由于液柱密度变化和气柱的压缩性,早期数据反映出的是变井筒储存效应。因此就需要用卷积与反卷积的分析方法或者非线性回归方法分析法(Kabir等人)。注意尽管这种方法理论上是可行的,但是,反卷积方法对流量数据的准确要求特别高,其实际应用容易失败,

三、环空气相物质平衡法

这一方法也可同时得到井底压力和流量数据。液面法在井筒中存在泡沫段的情况下容易失效,使用物质平衡方法将不受泡沫段的影响,但是在关井测试过程中若井口泄漏或者出现井筒窜流,可引起这一方法的失效。最终由物质平衡法得到的井底压力与流量数据的分析方法与液面测试井相同。

气体物质平衡法是一种不用回声监测仪确定液面高度的方法。Kabir和Hasan(1982)给出的气体物质平衡方法,需要测定环空中的气体质量或流量。最近,李生湖(1993)发明了一种不需要采用气体流量计量器,而仅利用定压控制阀就可确定液面的方法。

四、段塞流测试分析

尽管段塞流测试主要是用于新投产井,但同样的概念也可推广到抽油生产井上。在抽油井上,打开套管阀门放空的条件下,在环空中下入压力计测试或用液面监测仪进行测试,应用这种段塞流测试方法可以加速压力的恢复过程,减少资料上的井筒储存影响。有关这种段塞流的分析方法详见Kabir(1990)的文章。

第六节 多井试井分析

一、概述

要获得储层的精细描述需要综合使用各方面的信息,此信息包括地质、地球物理(地震)、岩心、测井、不稳定压力试井(单井试井、多井干扰与脉冲试井)、示踪剂试井和生产动态方面的

数据。

多井试井的目的是确定井间连通情况和求解井间储层特性,多井试井包括干扰试井和脉冲试井。尽管多井试井的原理是从多井之间的试井产生的,但是这一原理也能用在同一口井中的不同射孔井段之间的测试,这时称垂向试井。垂向试井可以确定垂直方向的连通程度和垂向渗透率,所以垂向试井也叫垂向渗透率试井。

多井试井对地层的非均质性比单井试井更敏感,因此,它可获得储层的更深入的描述。多井试井主要有以下用途(Kamal,1983):

(1)可以确定储层中两点间的连通程度。对于干扰试井和脉冲试井,在使用同一类型的压力计时,测试时间是相同的。

(2)在均质各向同性储层中,多井试井可以确定 Kh/μ 和 ϕC_h 。在均质各向异性储层中,多井试井可以确定长轴与短轴方向上的 Kh/μ 和长短轴的方位以及 ϕC_h 。但是在这种情况下至少要进行三个不同方向上的三次测试。

(3)在有一条裂缝切割一口井时,可通过实施这口井和至少相邻两口井的多井试井确定裂缝的走向,但要确保井间距离不小于 1.5 倍的裂缝半长。就裂缝方位而言,干扰试井和脉冲试井是互相补充的。

(4)对于天然裂缝性储层,如果基岩和裂缝系统有着明显的性质上的差别,那么,可以通过多井试井确定裂缝方位、 ϕC_h 、 ω 和 λ ,否则,只能确定 ϕC_h 。

(5)多井试井可以确定多层储层和复合性储层的特性。

二、多井干扰试井

干扰试井是以一口井作为激动井,另一口或数口井作为观测井,激动井改变产量或注入量造成地层压力的变化,在观测井中下入高灵敏度的测压仪表,记录由于激动井流量变化所造成的压力变化。

从观测井接收到的压力变化便可判断井间连通性,使用适当的分析方法可确定有关的地层特性参数。有关干扰试井解释方法的详细内容可参见本章的有关参考文献。

三、多井脉冲试井

脉冲试井与干扰试井的主要差别是在脉冲发生上,脉冲试井是通过打开和关闭激动井形成一系列短时脉冲,并在观测井记录由激动井产生的压力响应。有关脉冲试井解释方法和其最新的评价可参阅 Sabet 的《试井分析》一书。

四、垂向渗透率试井

垂向渗透率试井也有两种方式:垂向干扰和垂向脉冲。垂向试井是在同一井中的某一部分井段进行采油或注入(称激动井段),在另一部分井段观测压力响应(称观测井段)。上述两井段是用封隔器把它们严密隔开。如果套管壁后是连通的或存在连通裂缝,其解释会变得复杂化。使用专门测试工具,通过垂向试井可得到地层渗透率的各向异性值和垂向流动的边障,有关这部分内容详见 Pop 等人(1993)的文章。

五、多井试井中相关问题的解释

(1)一般进行多井试井前,激动井和观测井都必须经过一定的关井时间达到压力的稳定。这是由于在观测井打开时,获得有用的定量压力信号是很困难。

(2)如果在激动井或观测井上存在井筒储存或表皮效应,可导致干扰(或脉冲)试井数据解释上的复杂性和不确定性。特别是在激动井和观测井之间的距离小于 300m 或者是脉冲持续

时间非常短的情况下,这种问题更易发生。

另外,日月潮汐、油田作业和气体的存在等因素都可引起解释上的困难。日月潮汐具有周期性,从一个高潮到另一个高潮(或从一个低潮到另一个低潮)之间的周期大约是 24h。日月可对大气和地壳产生作用力,结果在位于内陆的储层,这种日月潮汐的扩张作用引起的压力变化可达 0.0001MPa;在位于近海地区或海上的储层,加上海水的作用,引起的压力变化可达 0.0069MPa。有时上述作用可使海上油田的干扰或脉冲试井资料成为不可解释的资料。

(3) 示踪剂试井。

示踪剂试井与多井试井都属于大范围里探测储层特性的方法。示剂试井是在一口注入井中放入一定量可检测的化学剂,而在周围生产井进行取样检测和分析的过程。示剂试井对储层的非均质性更为敏感,它可得到常规不稳定压力试井所不能得到的信息,例如,示踪剂的突破曲线可以指示多层的存在,并根据浓度峰值的数目可识别出层位。井间的流动特性是三次采油中所需要的最重要的资料,而示踪剂试井正是跟踪层中流体运动的重要而有效的手段。示踪剂试井可弥补不稳定压力的多井试井和单井试井的不足。

示踪剂试井分析理论是基于单位流度比的假设。这一限制一般与实际情况冲突不大,因为三次采油中所研究的系统的流度比经常是接近 1 的。

(4) 多井系统中的单井模型和多井模型。

“多井法”依据的是多井系统中的单井模型。多井系统中的单井模型与单井系统中的单井模型,不同之处是前者考虑到了周围井存在的影响。常规的压力恢复测试是关井后几小时或几天,连续测量油井井底压力的过程,一旦油井关井在井筒内将出现压力恢复以达到平衡的趋势。由关井引起的压力扰动将扩展到油井周围,压力波一旦碰到岩石和流体性质的变化,测出的井底压力恢复趋向将会改变。若测试井周围还存在其他井的话,测试井的井底压力恢复趋向将会受其它井的压力趋向的作用而被改变。

多井模型和压力恢复测试的各种单井模型均基于达西原理、质量守恒方程和状态方程,两者之间的主要区别在于单井试井模型只包含一口井,可以设计成只依据单井中获取数据,而多井模型则至少包含了两个及两个以上的井,常见的多井模型是储层规模的渗流模型(即储层数值模拟模型)和多井试井模型。储层规模的模型通常包括了很多井,并且基于很多数据,其中包括地质、地震、测井、岩石分析、流体分析、试井和生产数据,这些数据从一口井到另一口井的变化很明显。由于多井之间流体和岩石的性质不可能准确地测量和推断,而多井模型又必须考虑所观察到的岩石性质和流体性质的变化,因此,井点之间的性质参数只能根据各井测到的数据进行内插和计算。目前,利用地质统计模型或随机模型可以比较理想地表达油井之间流体或岩石性质的变化。多井试井模型包括多井干扰试井模型和脉冲试井模型,它需要同时从多个井中获取数据。多井试井是判断井间连通状况和确定井间储层参数的最有效的方法。

第十五章 稳定流试井模型

第一节 概 述

稳定流试井也称为系统试井或产能试井,它是通过在不同的稳定工作制度下,测得井的流量与对应的稳定井底压力数据以及其他有关的资料,然后根据这些资料,通过绘图或解析的方法得出井的产能方程,确定井的生产能力、合理工作制度和储层参数。本章仅介绍使用压力和流量数据的分析法。

稳定试井一般要求测试点的流动达到稳定。一次测试所需的稳定时间 t_{ss} 可用压力波的最大有效传播时间也即从不稳态向拟稳态转变的临界时间来确定

$$t_{ss} = 0.0695 \phi \mu C_r r_e^2 / K \quad (15.1)$$

注意上式与拟稳定流(或拟稳态)开始时间 t_{pss} 的不同,比较

$$t_{pss} = 0.0873 \phi \mu C_r r_e^2 / K \quad (15.2)$$

常见的稳定试井方法有:(1)稳定流量试井,也称为常规产能试井或逐级更替流量试井或多点回压试井;(2)等时试井;(3)修正的等时试井。

对于中高渗透性地层的油气井,由于稳定时间不长(一般小于 24h),一般可选择常规的稳定流量试井,但也可采用等时试井或修正的等时试井;对于低渗透性地层的油气井,由于所需稳定时间太长,则应选择短周期的试井,例如等时试井或修正的等时试井。

第二节 单相油井产能试井

当流压 p_{wf} 明显地高于泡点压力 p_b 条件下,储层中全为单相液体(油和水)的流动。对于单相油井的稳定试井,一般可进行稳定流量试井或等时试井。

产能方程,也称为 IPR (inflow performance relationship) 方程或流入动态关系方程,是确定油气井产能和预测油气井产量变化的重要方程之一。所谓油井的产能,应包括油井的采油指数、绝对无阻流量和不同生产压差下的产量变化。由 IPR 方程作出的流压与产量的关系曲线称为 IPR 曲线,做成的生产压差与产量的关系曲线则称为指示曲线。

一、均质储层的产能分析

1. 稳定流量试井方法

一般由小到大依次(三次以上)改变井的工作制度,并测量相应的稳定产量和流压。将这一方法称为回压试井的原因是因为最早这一方法的实施是通过控制回压来达到稳定流量的。

2. 线性产能方程

预测油井产量与压差关系的传统方法是基于采油指数 J_o 的概念。产能方程的一般形式为

$$q_0 = J_0(\bar{p} - p_{wf}) = J_0 \Delta p \quad (15.3)$$

式中 $\bar{p}$ ——平均地层压力,它可以是原始地层压力 p_i ,MPa。

上式仅适用于生产中服从达西定律的单相液体系统。绘制 $\Delta p-q$ 关系曲线(称为指示曲线)可确定出线性产能方程。对于单相达西渗流,指示曲线为一条过原点的直线。

3. 指数试产能方程

当生产压差过大并出现非达西渗流时,可用下式预测产能关系。

$$q_0 = C(\bar{p} - p_{wf})^n \quad (15.4)$$

式中 n ——产能方程指数, $1/2 \leq n < 1$ 。

作 $\log(q_0)-\log \Delta p$ 的关系图(称为指数特征曲线图)可确定出常数 n 和 C 。

4. 二项式产能方程

在出现非达西流动时,也可用二项式方程来预测产能。

$$\Delta p = Aq + Bq^2 \quad (15.5)$$

作 $\Delta p/q$ 与 q 的关系图(称为二项式特征曲线图),可确定出常数 A 和 B 。

5. 井底流入动态曲线

井底流入动态曲线(也称为 IPR 曲线)是井底流压 p_{wf} 与产量 q 的关系曲线。用 IPR 曲线可预测井在某一压力下的产量。

二、裂缝性储层的产能分析

影响指示曲线形状变化(非直线规律)的主要因素有两个:(1)非达西渗流,(2)岩石弹性变形和液体性质随压力变化。一般来说,油井在整个生产过程中,若表皮因子 S 不变化,则地层压力的变化对指示曲线的形状没有影响,指示曲线只作平行移动。对于裂缝性储层,由于地层参数(K 等)随地层压力而变化,所以地层压力的大小对指示曲线的形状是有影响的。

前苏联人对裂缝性储层的产能做了广泛的研究,并导出了考虑岩石的变形和液体流动惯性阻力的产能方程通式。由于此通式在一些情况下使用不方便,俞启泰(1992)进一步导出了一种简化的考虑了上述两种因素的产能方程,即

$$q_0 = [A + B(p_m)^m]^n (\bar{p} - p_{wf})^n \quad (15.6)$$

式中 A, B 和 m ——为常数;

n ——为流动指数。

p_m 取值范围为 (p_{wf}, p_e) ,可取 $p_m = (p_{wf} + p_e)/2$ 。用油井实际稳定试井资料可确定出方程(15.6)中的 A, B, m 和 n 值,从而得到实际的产能方程。

第三节 气井产能试井

一、稳定流量试井

1. 试井方法

连续以三个以上不同的产量(一般是逐级增加产量)生产,每个产量达到稳定以后,记录产量和相应的井底流压。另外,还要测取气藏的静止地层压力 $\bar{p}$ 或 p_R 。

2. 指数式产能方程

$$q_g = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (15.7)$$

式中 C 和 n ——分别为产能方程的系数和指数。

$n=1$ 时,只存在层流; $n=0.5$ 时,只存在紊流; $0.5 < n < 1$ 时,层流向紊流过渡。

指数式产能方程可用于预测气井的产量(或流压)和确定气井的绝对无阻流量 q_{AOF} 。绝对无阻流量定义为井底流压为 0.101MPa(表压为 0MPa)时的产量, q_{AOF} 表示井的最大可能供给气量。式中的常数可由 $\log(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)$ 与 $\log(q_g)$ 的关系图确定。

3. 二项式产能方程

拟压力形式的二项式产能方程为

$$\bar{p}_p - p_{pwt} = Aq_g + Bq_g^2 \quad (15.8)$$

压力平方形式的二项式产能方程为

$$\bar{p}^2 - p_{wf}^2 = Aq_g + Bq_g^2 \quad (15.9)$$

上式中常数 A 和 B 可由以下关系的直角坐标图得到

$$(\bar{p}_p - p_{pwt})/q_g = A + Bq_g \quad (15.10)$$

或

$$(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)/q_g = A + Bq_g \quad (15.11)$$

由二项式产能方程也可预测产量和确定出气井的绝对无阻流量。另外,使用已建立了稳定流动或供给能力的曲线,则由二项式方程可求得平均气藏压力 $\bar{p}$:

$$\bar{p} = \sqrt{(p_{wf}^2 + Aq_g + Bq_g^2)} \quad (15.12)$$

4. IPR 曲线

气井 IPR 曲线的作法和用途与油井相同,参见本章第二节。

二、等时试井

由 Cullender(1955)提出的等时试井(isochronal test)就是在几次(三次以上)流量测试中取相同的流动时间,一般也采用由小到大的产量变化程序,所以每一测试点具有相同的传播半径(理论上压力传播半径仅与流动时间有关而与流量无关),结果所测流量就成为等效的稳定流量。等时试井要求每次关井后要使压力恢复到或接近于地层平均压力。如果有可能,最后一次流量的生产时间应长一些,使其足以达到稳定流动条件。有关等时试井的指数式产能方程和二项式产能方程的建立和分析与稳定流量试井相同。

三、修正的等时试井

等时试井在低渗气层仍需要很长的关井恢复时间才能取得近似稳定的压力。修正的等时试井(modified isochronal test)与等时试井唯一不同的是不要求压力恢复到平均地层压力(或静压),进而可以补偿等时试井的缺点。在等时试井中,各次关井时间一般来说是不相等的,改进的等时试井中,各次关井时间相同,一般与生产时间相等,但也可以与生产时间不相等。

产能方程的建立与等时试井不同的是以每一次流量开始前的压力差作为稳定的流动压差,即用 $p_{pswj} - p_{pwtj}$ 代替等时试井情形的 $\bar{p}_p - p_{pwtj}$,或以 $p_{wsj}^2 - p_{wtj}^2$ 代替 $\bar{p}^2 - p_{wtj}^2$ (这里 $j=1, 2, \dots$)。

修正的等时试井产能方程确定和分析与等时试井完全相同。

四、一点法试井

如果一口井已经获得了产能方程,为了检验井在经过一段时间开采以后产能的变化,可进行“一点法试井”。一点法试井是测取一个稳定的流量和稳定的井底流动压力,然后,关井足够长时间取得气层的稳定关井压力 p_R 。

第四节 油气两相流井产能试井

对于溶解气驱储层,当 $p_{wf} < p_b < \bar{p}$ 时,井底附近会出现油气两相流。如果 $\bar{p} < p_b < p_e$,整个储层呈现油气两相流。油气两相流的稳定试井方法可采用回压试井法或等时试井法。在中高渗透性储层中,采用任一种方法均可;在低渗透储层中,使用等时试井方法可消除稳定流量试井带来的不稳定影响。

对于未饱和储层,若压力下降到一定程度,IPR 曲线图上可表现为两条线段,其交点近似等于该储层的泡点压力 p_b 。 $p_{wf} \geq p_b$ 一般用单相流的产能方程表示, $p_{wf} \leq p_b$ 一段用两相流的产能方程表示。

一、指数式产能方程

指数式产能方程是由 Fetkovich(1973)提出的,也称为流入动态关系曲线方程或称为 IPR 曲线方程。

Fetkovich 产能方程形式为

$$q_0 = J_0(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (15.13)$$

式中 n ——是常数,范围为 $0.5 \leq n \leq 1$ 。

以最大产量表示上式,则有

$$q_0/(q_0)_{\max} = (1 - p_{wf}^2/\bar{p}^2)^n \quad (15.14)$$

本章产能方程中的 $\bar{p}$ 可采用储层压力 p_R 或 p_i 。

二、Vogel 产能方程

Vogel(1968)用不同的岩石和流体性质数据模拟出了一些溶解气驱储层,并用 Weller 方法计算了这些储层条件下的生产井的 IPR 曲线。Vogel 引进了无因次 IPR 曲线的概念,他指出不同储层条件下井的无因次 IPR 曲线具有相似的形状,结果用一条参考曲线可以确定大多数溶解气驱储层中完善井($S=0$)的产能。

根据数值模拟结果,Vogel 建立了溶解气驱条件下井的无因次 IPR 曲线方程,即 Vogel 产能方程为

$$q_0/(q_0)_{\max} = 1.0 - 0.2(p_{wf}/\bar{p}) - 0.8(p_{wf}/\bar{p})^2 \quad (15.15)$$

式中 $(q_0)_{\max}$ ——在 $p_{wf}=0$ 条件下油井的最大产油量, m^3/d ;

p_{wf} ——完善井的井底流压, MPa。

Vogel 方程假定 $S=0$,并且不考虑非达西流的影响。

Whitson(SPE12518)提出了在 Vogel 和 Fetkovich 方程中考虑非达西流影响的方法。

用方程(15.15)作 q_0 与 p_{wf} 的关系图可得 IPR 曲线。

三、Camacho-V 和 Raghavan 的产能方程

Camacho-V 和 Raghavan(1989)的研究表明如果所定义的流动效率(E_f)能反映产能方程的二次形式,那么 Vogel 方程和 Fetkovich 方程也可用于 $S \neq 0$ 的情况。Camacho-V 和 Raghavan 定义的流动效率为

$$E_f = [(1 + V p_{wf}'/\bar{p})(1 - p_{wf}'/\bar{p})]/[(1 + V p_{wf}/\bar{p})(1 - p_{wf}/\bar{p})] \quad (15.16)$$

式中 p_{wf}' ——为 $S=0$ 时的井点压力。

V 的取值为 0.8(Vogel)或 1(Fetkovich)。

根据上述 E_f 的定义,在 $E_f \neq 1$ 时的流量可由下式确定

$$q_0/(q_0)_{\max}^{E_f-1} = E_f[(1 + V p_{wf}/\bar{p})(1 - p_{wf}/\bar{p})] \quad (15.17)$$

注意产能方程中的 $\bar{p}$ 可取关井前的静止压力,对于新投产井则为 p_i 。

四、Klins-Majcher 产能方程

Klins 和 Majcher 用 Weller 方法模拟计算了 21 个溶解气驱储层的流入动态资料,这些储层所涉及的岩石性质、流体性质、相对渗透率特性和表皮效应的范围比较广。Klins 和 Majcher 根据大约 19500 个生成数据点得出的 IPR 曲线方程为

$$q_0/(q_0)_{\max} = 1.0 - 0.295(p_{wf}/\bar{p}) - 0.705(p_{wf}/\bar{p})^d \quad (15.18)$$

$$\text{式中 } d = [0.28 + 0.72(\bar{p}/p_b)](1.235 + 0.001p_b) \quad (15.19)$$

(15.18)式代表无因次压力与产油量和实际最大产油量之比的关系,它极大地依赖于泡点压力和储层内能消耗。

五、陈氏产能方程

陈元千(1986)导出的无因次 IPR 曲线通式为

$$q_D = (2 - V)E_f p_D - (1 - V)(E_f p_D)^2 \quad (15.20)$$

当 $E_f=1$ 时,为完善井,当 $E_f<1$ 时,为不完善井;当 $E_f>1$ 时,为超完善井。式中 V 为压力消耗程度参数,对于新井或投产初期的油井, V 值均可取 0.2。Vogel 方程是当 $E_f=1.0$ 和 $V=0.2$ 时,(15.20)式的特例。

对于未饱和储层($\bar{p} > p_b > p_{wf}$), (15.20)式中变量可表示为

$$q_D = (q_0/\bar{q}_b)/[(q_0)_{\max}^{E_f-1} - q_b] \quad (15.21)$$

$$p_D = (p_b - p_{wf})/p_b \quad (15.22)$$

$$E_f = (p_b - p_{wf} - \Delta p_s)/(p_b - p_{wf}) \quad (15.23)$$

对于饱和储层($\bar{p} \leq p_b > p_{wf}$), (15.20)式中变量可表示为

$$q_D = q_0/(q_0)_{\max}^{E_f-1} \quad (15.24)$$

$$p_D = (\bar{p} - p_{wf})/\bar{p} \quad (15.25)$$

$$E_f = (\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s)/(\bar{p} - p_{wf}) \quad (15.26)$$

(15.20)式适用于非完善井,即 $S \neq 0$ 或 $E_f \neq 1$ 的情况,而 Vogel 方程仅适用于完善井(E_f

=1)。对于不完善井,当 $p_{wf}=0$ 时的绝对无阻流量表示为 $(q_0)_{\max}^{E_{L=1}}$;完善井的绝对无阻流量表示为 $(q_0)_{\max}^{E_{L=1}}$ 。

(15.20)式是一个二次抛物线方程,其有效范围应在极值之前。在极值之前, q_D 随 p_D 的增加而增加;在极值之后, q_D 随 p_D 的增加而减小。此外,方程(15.20)也可用于气井的产能分析。

六、产能预测

产能预测的主要内容有:(1)预测将来任一生产条件下的产油量 q_0 ;(2)预测最大产油量,即绝对无阻流量 $(q_0)_{\max}$ 。

应用上述几种产能方程可做 q_0 的预测,在确保产能方程其他有关参数(n, J 和 $\bar{p}$ 等)不变时,可预测在任何流动压力 p_{wf} 下油井的产油量 q_0 。

国外流行的预测 $(q_0)_{\max}$ 的简单方法有三个,如下所述。

(1)Fetkovich 产能方程预测最大产油量:

假设流动指数 n 在生产过程中不变,则有

$$(q_0)_{\max 2} = J_2 (\bar{p}_2^n) = J_1 (\bar{p}_2 / \bar{p}_1) (\bar{p}_1^n) \quad (15.27)$$

这里下标 1 和 2 分别代表目前状况和将来状况。

(2)Eickmeier(1968)根据方程(15.27)和 Vogel 方程,并使 $n=1$,结果导出

$$(q_0)_{\max 2} = (q_0)_{\max 1} (\bar{p}_2 / \bar{p}_1)^3 \quad (15.28)$$

(3)“支点法(pivot-point)”,详见 Uhri 和 Blount(1982)文章。

最近, Klins 和 Clark II (1993)通过对 Klins 和 Majcher 已研究过的 21 个溶解气驱储层资料做了进一步的研究,其研究表明:(1)有 10 个特性参数影响井的最大产能,其中压力亏空对产能的影响最为明显;(2)用上述三个方法进行最大产油量 $(q_0)_{\max}$ 预测,实际值与预测值之间平均误差大于 110%,而用以下新方法后的误差小于 10%。

Klins-Clark II 方法的计算步骤为:

第一步 进行一点法流动测试并估算 $\bar{p}, q_0, p_{wf}$ 和 p_b 。如果进行的是多点流动测试,并且 n 和 J 是已知则转到第四步。

第二步 使用 Klins-Majcher 方程(15.18)求解 $(q_0)_{\max}$ 。

第三步 使用已知的流动点、 $(q_0)_{\max}$ 和 Fetkovich 方程,求解 n 和 J 。

第四步 使用以下两式求解 n/n_b 和 J/J_b 。

$$n/n_b = 1 + 0.0577(1 - \bar{p}/p_b) - 0.2459(1 - \bar{p}/p_b)^2 + 0.5030(1 - \bar{p}/p_b)^3 \quad (15.29)$$

$$J/J_b = 1 - 3.5718(1 - \bar{p}/p_b) + 4.7981(1 - \bar{p}/p_b)^2 - 2.3066(1 - \bar{p}/p_b)^3 \quad (15.30)$$

第五步 由第三和第四步的结果解出 n_b 和 J_b 。

第六步 由方程(15.29)和方程(15.30)求解将来某一压力 $\bar{p}$ 下的 n 和 J 。

第七步 使用 Fetkovich 方程(假设 $p_{wf}=0$)解出新的平均地层压力 $\bar{p}$ 下的 $(q_0)_{\max}$ 。

上述方程(15.29)和方程(15.30)是 Klins 和 Clark II 由 156 个例子统计分析得出的经验公式。计算表明表皮因子对这两个方程几乎没有什么太大的影响。

第五节 注水井稳定试井

注水井稳定试井一般采用的是多级注入量测试,也称为多级注入能力试井,它可用于确定吸水指数和地层的破裂压力。稳定试井中又分为升压力试井和降压试井。两者的测试方法相似,例如,升压试井是逐级增加注入量,每一级注入量维持相同时间。取得连续几级的压力和流量数据后,把每一级流量终点的注入压力与注入量绘制在直角坐标图上,这种图(也称为指示曲线)经常会出现两条相交的直线段,交点处的压力就是破裂压力。最近有关多级注入量测试的设计与分析的比较系统的研究报告见 Singh 等人(1987)的论文。

一般取井底资料为好,但在实际工作中多取井口压力,这种情况在摩阻可以忽略时是可行的。在较低渗透率的储层中($K < 0.005 \mu\text{m}^2$),每一级注入量可保持 1h,对于中等以上渗透率的储层($K > 0.05 \mu\text{m}^2$)可以控制在 30min 左右。

另外,注水井压力达到破裂压力前,进行多级注入量的升压试井或降压试井,由流量与井底压力(或井口压力)的线性关系曲线图可求得吸水指数(为直线的斜率)。

以往确定破裂压力需要进行多级注入量测试,不久前, Singh 和 Agarwal(1990)提出了一种只需两步注入流量测试并连续测量压力就可通过多流量叠加法确定破裂压力的方法。

第十六章 计算机辅助试井分析

第一节 概 述

试井技术几乎是与计算机技术同时诞生的,尤其是近 15 年来,试井技术的迅速发展计算机技术的发展紧密相连,以致不借助于计算机进行试井分析无法正常进行。计算机辅助试井分析的最终目标就是让一般水平的技术人员毫无困难地进行专家水平的试井解释。

在获得试井数据后,一个完整的压力不稳定试井分析过程应包括:(1)数据确认与准备;(2)模型识别;(3)模型参数计算;(4)模型检验;(5)分析结果报告;(6)试井设计;(7)建立可供下次试井参考与使用的原始资料和解释成果档案。进行可靠的试井分析,还经常需要收集一些其他方面的信息,如地质、地球物理、测井、开发与生产等方面的资料。

目前,计算机辅助试井研究的三个研究热点和难点为:(1)人工智能技术,主要研究的是模型识别方法(人工智能也可用于试井设计);(2)非线性回归分析技术,用于模型参数的计算,并可提供置信区间以验证解释结果的可靠性;(3)数值模拟技术,数值模拟器主要用于研究不存在解析解的系统和检验解析解的结果。

尽管在试井分析过程中,解释人员的素质起着关键性的作用,但是一个设计良好,功能全面的试井分析软件可以帮助解释人员做出正确的决定和提高解释质量和效率。与手工相比,计算机辅助试井分析有许多优点:

- (1)使用计算机容易优化测试前的试井设计从而提高测试质量。
- (2)能够在测试过程中,实地监测和分析,实现最小的关井测试时间,从而降低测试成本。
- (3)在试井分析过程中,可利用交互式图形界面提高用户的解释速度和质量。
- (4)可快速、方便地对大批量的数据进行复杂运算。
- (5)有利于通过更完整、更复杂的分析手段来提高分析质量。例如:对于气井使用拟压力和拟时间;考虑复杂的流量史;使用非线性回归,自动历史拟合算法和人工智能技术等。
- (6)有利于加强分析结果和原始数据的档案管理。

由于试井解释模型的建立涉及到大量复杂的数学运算方程,而这些方程是很不适用于矿场上的一般解释人员直接操作使用,本章将通过介绍计算机辅助试井分析的基本原理使读者认识到不需要掌握那些繁杂的数学方程式,就可利用试井分析软件进行正确的试井解释。实际上,试井研究的一个目标之一就是让人们试图以某种直观的和易于理解的方式(如图解方法等)进行试井解释,避免直接操作那些复杂的数学方程式。

第二节 数 据 确 认

若要正确地识别数据段,首先要保证数据本身的正确性。因为采集的实际数据有时含有人为的和机械性的错误,所以在开始分析前,值得对数据的可靠性做分析,同时还需要对试井解释时所用的一些基础数据做确认工作。

一、井与储层的基础数据的确认

需要确认的基础数据是供给面积 A 、综合压缩系数 C_t 、井口产量 q 、地下流体粘度 μ 、储层厚度 h 、孔隙度 ϕ 和流体体积系数 B 等。

储层厚度 h 可由电测和完井资料得到,孔隙度 ϕ 也可由电测资料得到。地下流体粘度 μ 和体积系数 B 等流体参数既可由 PVT 资料得到,也可由相关经验公式计算出。

1. 井的供给面积

对于单井系统,在压力波传到外边界以前,井的供给面积为探测半径公式所计算出的范围,压力波传到外边界以后,则为有限地层的范围。

对于多井系统,测试井(生产井或注入井)的供给面积大小是井的产量或注入量的函数。在拟稳定流态下,每个井的供给体积与其流量成正比。因此,在特定储层范围内,假定储层厚度为常数,则对于稳定流条件,每个井的供给面积与其流量成正比。为了有效地应用上述原则,一般只考虑与测试井直接有关的邻井,假设这些有关井的井数为 m ,每个井的流量为 q_i (对于注水井 $q_i < 0$),所考虑的所有井所占的储层总面积为 A_t ,则每口井的供给面积可用下式计算

$$A_i = q_i A_t / \sum_{j=1}^m |q_j| \quad (16.1)$$

式中 A_i ——第 i 号井的供给面积, m^2 ;

q_i ——第 i 号井的井口产量, m^3/d ;

$i, j = 1, 2, \dots, m$ 。

如果测试井附近无其他邻井,那么需要用不同的方法。在这种情况下,对于一个新井,供给面积严格为时间、储层特性和其最近边界距离的函数。这时供给面积可通过压降资料来确定(见第二章)。在压力波到达供给外边界以前,供给半径等于探测半径,即 $r_e = r_i$ 。

如果所有井是位于规则的五点法注水井网上,储层是均质各向同性的,并且所有井以相同的流量生产或注入,那么可简单地使用井距之半的划分方法确定此井网上任何井的供给面积。

2. 流体的压缩系数

流体压缩系数指的是等温压缩系数,其定义为:

$$C = -(1/V)(dV/dp) \quad (16.2)$$

相应的油、气、水的压缩系数 C_o , C_g 和 C_w 的定义式可从上式得到。流体压缩系数可从流体的 PVT 资料得到。

3. 岩石的压缩系数

岩石的压缩系数目前有两种定义形式。一是以岩石体积为基础定义的压缩系数,称为岩石体积压缩系数

$$C_v = (1/V)(dV/dp) = dV\phi/dp \quad (16.3)$$

另一种是以岩石孔隙体积为基础定义的压缩系数,称为岩石孔隙体积压缩系数,其定义为

$$C_f = (1/\phi)((d\phi/dp) = C_v/\phi \quad (16.4)$$

岩石压缩系数可从岩石的物性资料得到。

4. 总压缩系数

地层的总压缩系数也称为综合压缩系数,目前它有三种定义形式。

(1)以岩样体积为基础的总压缩系数。它表示地层压力下降 1MPa 从单位体积地层中驱出

的流体数量,称为岩石体积压缩系数,其定义式为:

$$C_v = \phi S_o C_o + \phi S_w C_w + \phi S_g C_g + C_f \quad (16.5)$$

上式中 S_o 、 S_g 和 S_w 分别为油、气、水饱和度。

(2)以岩石中所含油量体积为基础的总压缩系数。它表示地层压力下降 1MPa 从含油体积为一单位的地层中驱出的流体数量,称为含油体积压缩系数,也称为有效流体压缩系数,其定义式为:

$$C_e = C_o + S_w C_w / S_o + S_g C_g / S_o + C_f / S_o \quad (16.6)$$

(3)以岩石中孔隙体积为基础的总压缩系数。它表示地层压力下降 1MPa 从单位孔隙体积的地层中驱出的流体数量,它可称为孔隙体积压缩系数,其定义式为:

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad (16.7)$$

试井分析中一般用的是总压缩系数的第三种定义式,即孔隙体积压缩系数,前二个定义主要用于油藏工程中的物质平衡计算。目前国内油田开发方案储层基础数据表中所给出的总压缩系数一般都为上述前两种定义值,因此,在进行试井分析时,上述值不能直接使用,需要根据方程(16.7)做换算后才能使用。

5. 开发井基础数据的选用

对于注水开发油田的开发井,一般产出的是多相流体(油、气、水三相),需要用多相流动的试井分析方法。这里需要说明的是对于已生产多年的老油井,一般含气量都比较小,若要了解的是油水混合物的流动能力,则井口产量、地下流体粘度和流体体积系数,可只使用油水两相的参数;若仅考虑油相的流动能力,也可只代入油相的参数;对于高含水井(含水 80%以上),矿场通常只分析油水两相系数的参数,而不单独分析油相的情况。

对于油水两相流,可用下式计算系统的综合压缩系数:

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + C_f \quad (16.8)$$

总流量的计算式可用:

$$\bar{q}_t = q_o B_o + q_w B_w \quad (16.9)$$

二、压力时间数据的确认

压力时间数据采集精度的基本要求是时间以小时为单位时,至少要达到小数点以后三位的精度,压力以兆帕为单位时,至少要达到小数点后三位的精度。对压力时间数据采集精度的严格要求(也即进行高质量的压力导数分析时),时间和压力都要达到小数点后四位以上的精度。就目前国内的测试仪器技术水平来说,上述要求是可以达到的。

在绝大多数情况下,所取得的有关储层的资料都是间接的,通常都是受干扰的,模糊的或是受与储层性质无关因素的影响。因此,解释工作的一项重要任务是发现这些与储层特性无关的成分(例如压力计失效、标定误差和井口漏失等),并“清除”这些影响。

要发现这些与储层特性无关的成分需要一些诊断图或识别图。其中最重要的有:(1)Bourdet 压力导数双对数图,这一诊断工具已被使用多年,为人们所熟知;(2)Mattar 和 Zaora! (1992)一阶压力导数(PPD)线性图或双对数图,即 dp/dt 与 Δt 关系图。这一诊断工具是最近才发表的,PPD 在分辨井筒效应与储层特性的响应方面是目前最为有效的方法。

对未受邻井影响的压力恢复数据,若观察到 PPD 是增加的,这部分数据必定是受井筒因素的影响,例如:变井储、相重分布、液面通过压力计、压力计失效、井筒漏失、回流、井底自行解

堵、潮汐、地震和其他未知因素等,而不是储层特性;若是储层特性的响应,例如:均质储层、双重介质、复合储层和封闭断层等,则 PPD 一定是连续减小的。因为一口井关井压力恢复测试,一般地层压力应是单调上升的,直到最后静止,这就意味着一阶压力导数(PPD)应是一个连续减小的函数,直到井完全恢复才变成零为止。

Mattar 和 Zaoral 给出的一个实例很好地说明了 PPD 的作用。图 16.1a 表示一个压力导数曲线具有下凹特征的双孔储层,而图 16.2a 表示一个具有井筒相重分布的均质储层,两者的压力导数曲线十分相似,仅从压力导数曲线难于区别其影响因素,但看一下两者的 PPD 曲线(图 16.1b 和图 16.2b)就会很清楚。

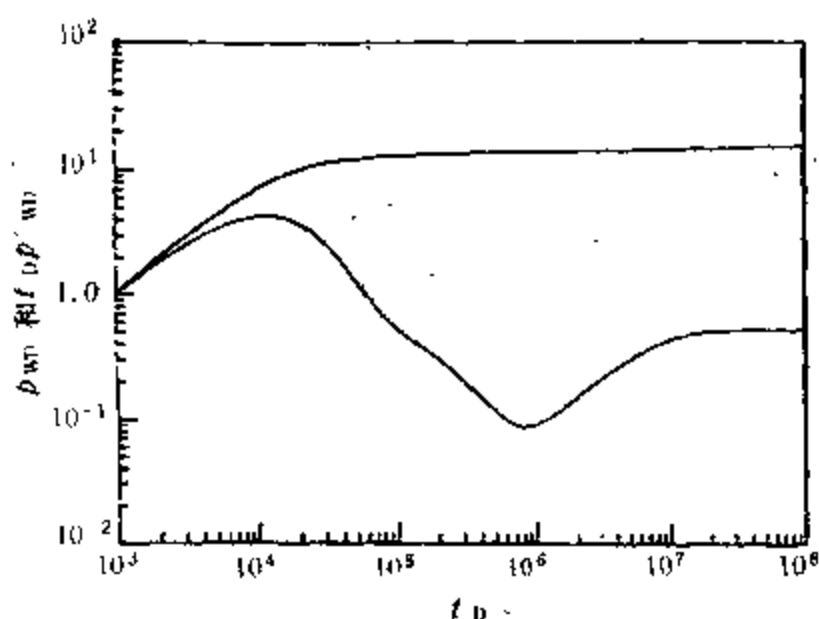


图 16.1a 双孔储层压降典型曲线与导数曲线

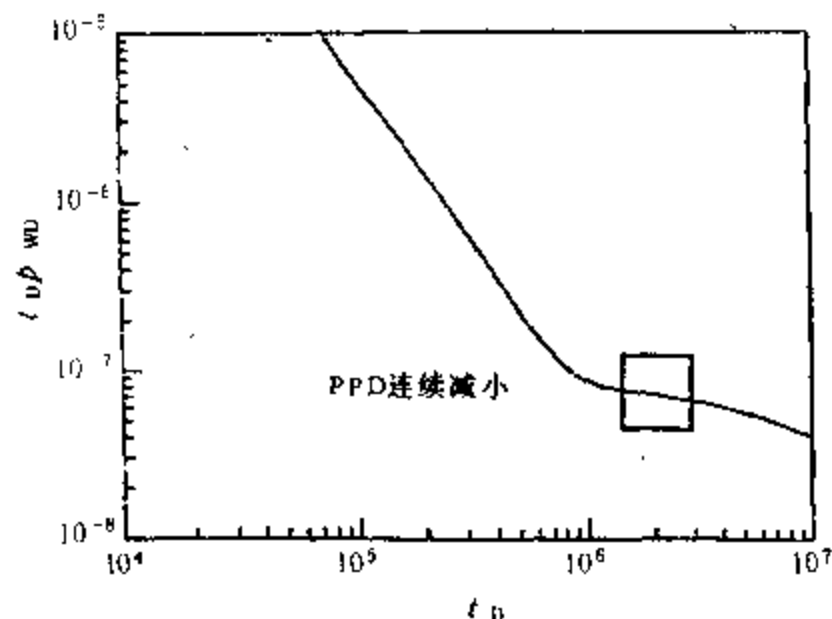


图 16.1b 双孔储层压降试井的 PPD 曲线

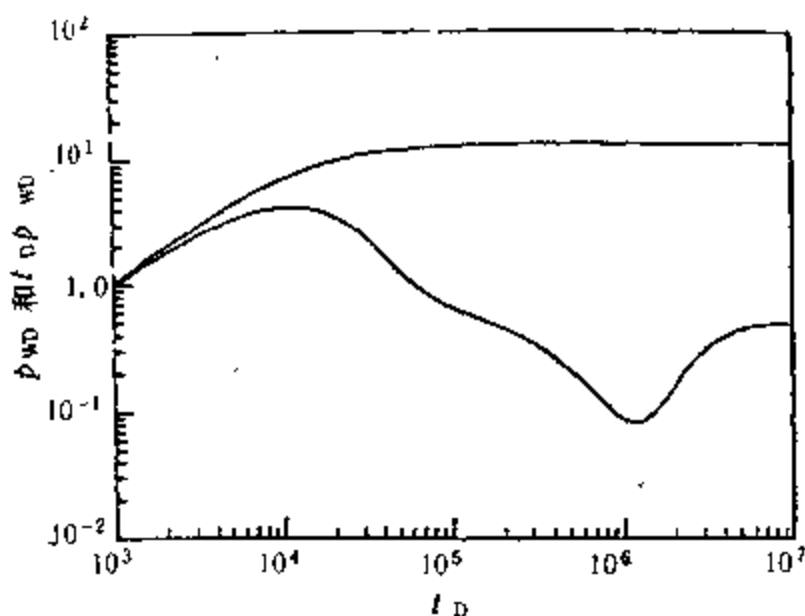


图 16.2a 具有相重分布的均质储层
压降典型曲线与导数曲线

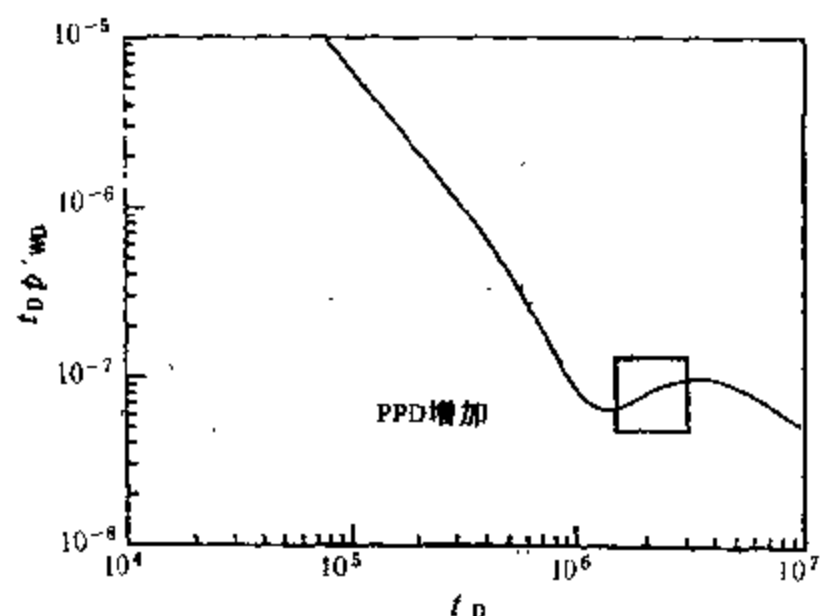


图 16.2b 具有相重分布的均质储层
压降试井的 PPD 曲线

三、流量史的确认

流量史对压力导数的形态会产生明显的影响(图 16.3),因为试井分析理论是建立在关井前定产量生产条件下的,若关井前产量变化比较大,这时的分析就要应用叠加原理,考虑流量史。现已有人对这类问题做了较详细的论述,例如王新海和夏位荣较详细地分析了测试前的变流量史可产生不渗透边界响应的问题,郭冀义等人还分析了生产时间误差对压力恢复曲线的影响。

四、数据确认中对测试仪器的考虑

压力计和液面自动监测仪等测试仪器质量的好坏和精度的高低,对试井资料的质量起着至关重要的作用,压力精度高和性能好可得到质量好的压力资料。压力导数曲线对压力资料质量好坏非常敏感,对同一口井用高精度压力计测试可得到比较光滑的压力导数曲线;反之,压力导数曲线的离散性比较大。

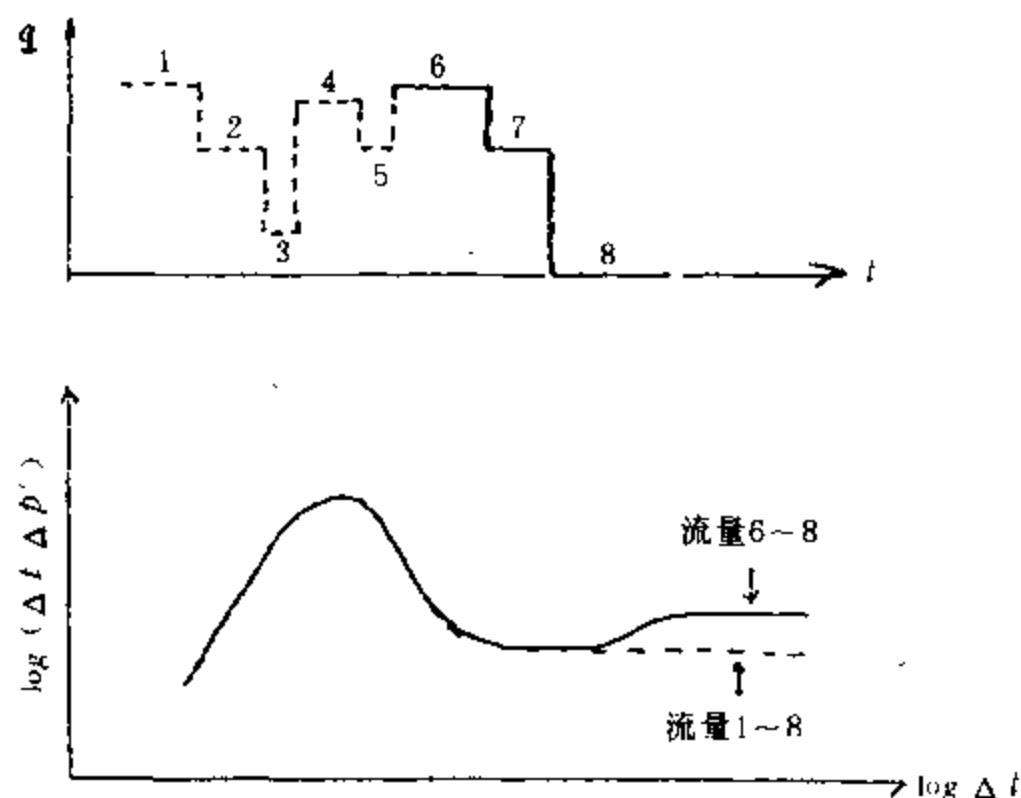


图 16.3 流量史对压力导数曲线的影响
(Gringarten, SSI)

以前人们认为使用压力导数方法必须采用高精度的压力计进行测试,但是我国大量的矿场实践表明,对一些井,使用普通的机械压力计和自动液面监测仪器也可得到适合压力导数方法分析的资料。若改进求导方法或采用适当的压力导数曲线光滑技术等,将会使这类仪器测得的更多的资料获得有效的压力导数分析。

无论是机械压力计还是高精度的电子压力计,在井下测试条件下,都有失效的可能性,例如,文献 SPE 26448 中分析了某一油田 1987~1992 年间利用振弦式、电容式和石英式电子压力计(包括地面直读和井下储存)进行的 62 次试井作业,结果表明,大约 40% 测试工作不成功,是由于某种程度的压力计失效引起的。因此,国外许多油田在进行试井时,一般都在同一口井中同时下入二支或二支以上的压力计进行测试,以提高试井成功率。

第三节 数据预处理

一、基本概念

实际采集的压力时间数据会因仪器精度、环境噪音和人为因素等影响而含有一些异常的、甚至是错误的的数据,这时就要对这些数据做预处理或修正。一次试井,特别是勘探井的试井通常存在多个流动期,并且常会遇到数据量很大的问题,这时,需要划分有关的流动期,还必须把压力时间数据量减少到计算机易于处理的程度即每对数周期大约 20~100 个点。为了确保良好的分析效果,压力导数应具有较高的采样率,其密度应达到每对数周期 20 个数据点,低的采

样率不足以取得光滑的压力导数特性曲线。

这里重点说明压力时间数据的预处理,压力时间数据的修正方法有:(1)改进数值求导方法;(2)删除或修改异常点;(3)采用压力导数曲线光滑技术;(4)提高采样率;(5)采用压力积分函数的分析方法。

二、初始数据点的修正

初始数据点包括初始压力和初始时间,对于复压初始压力就是流压 p_{wf} ,对于压降就是原始压力(或静压) p_i 。试井中常遇到由于初始压力点或初始时间点不准导致压力及其导数的双对数曲线形态的改变,从而造成流动段的误诊,但是我们也从压力和压力导数的双对数图中发现这类问题。

1. 初始压力点的修正

初始压力点不准可使早期的压力变化数据段与压力导数数据段相互偏离比较大,我们可通过移动初始压力点加以修正。对于存在纯井筒储存效应的数据,可通过压力与时间的线性图进行初始压力点的修正,修正方法见图 16.4 和图 16.5。

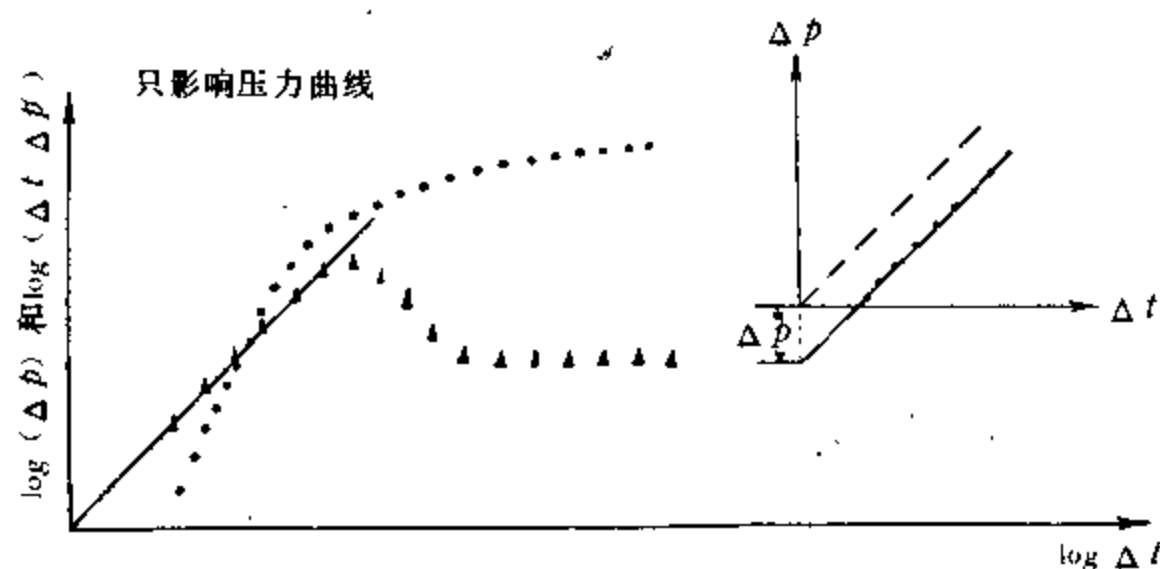


图 16.4 初始压力误差对压力及其导数曲线的影响(Δp 偏小, 对复压是流压 p_{wf} 偏大, 对压降是静压 p_i 偏小)

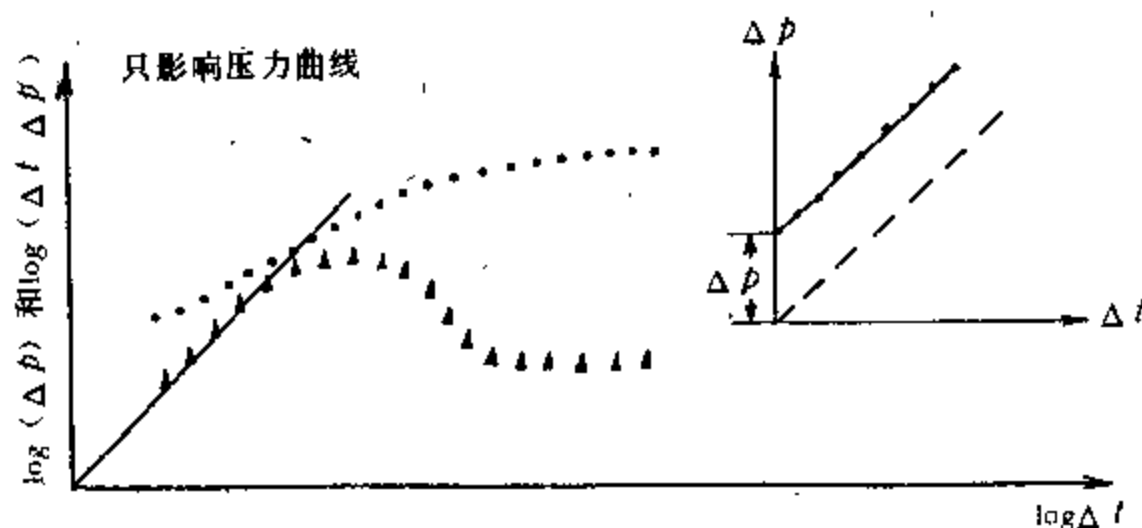


图 16.5 初始压力误差对压力及其导数曲线的影响(Δp 偏大, 对复压是流压 p_{wf} 偏小, 对压降是静压 p_i 偏大)

双对数图上的压力曲线和导数曲线都是从单位斜率线开始的。如果流压太高,则压差太

小,而使早期数据从下而接近单位斜率直线,见图 16.4;如果流压太低,则压差过大,会使早期压差数据从上而接近单位斜率直线,见图 16.5,但流压的偏差对压力导数无任何影响,因此,导数曲线的这一特性有助于判断流压的误差。

2. 初始时间点的修正

若初始时间不准,也可通过向前或向后移动时间点来进行修正。对于存在纯井筒储存效应的数据,也可通过压力与时间的线性图进行初始时间点的修正,修正方法见图 16.6 和图 16.7。

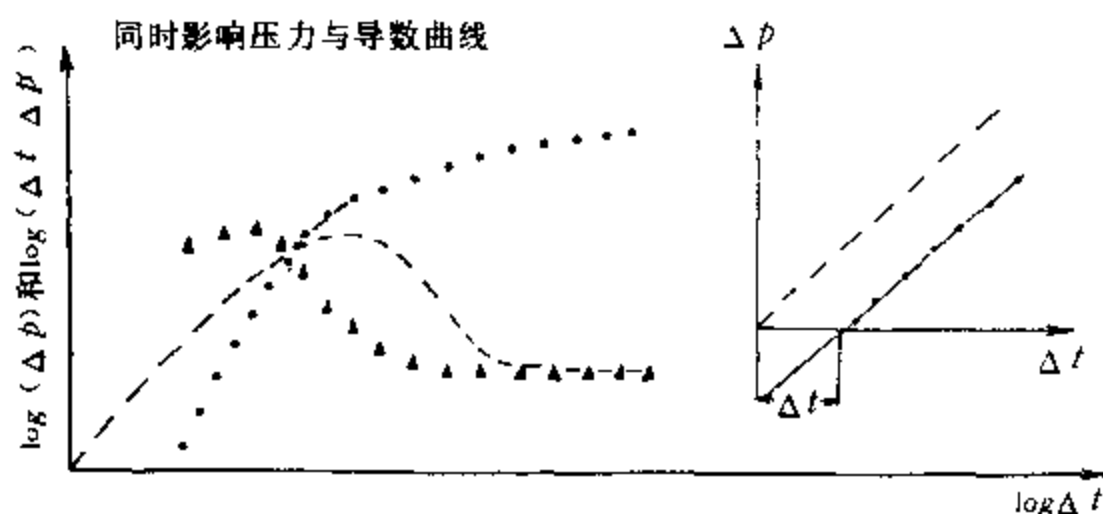


图 16.6 初始时间误差对压力及其导数曲线的影响(Δt 偏大,时钟时间 t 偏小)

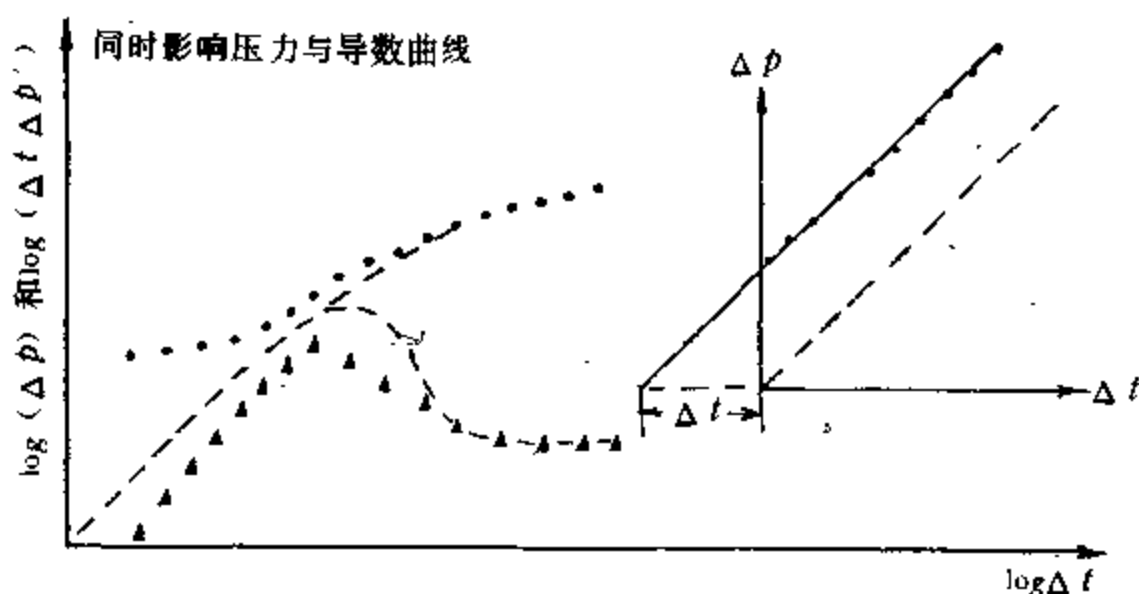


图 16.7 初始时间误差对压力及其导数曲线的影响(Δt 偏小,时钟时间 t 偏大)

关井时间的修正有两种具体情况,一是有效关井时间可能迟于记录的关井时间,这可能是总闸门未立即关死,结果关井压力在其明显上升之前,还停留在流动水平上,这可用井筒储存段数据来修正关井时间(图 16.6)。二是记录的关井时间是在有效关井时间之前,这表现为关井压力有一段时间是不变的,压力导数为零,然后,导数将迅速朝单位斜率线上增长,也就是可见早期压力导数上升较迟,而后迅速上升,这时需同时修正生产时间和关井时间并再求导(见图 16.7)。

3. 初始压力点和初始时间点同时存在偏差的修正

在双对数图上有时可见压差曲线从上而靠近单位斜率线,而导数曲线从下方靠近单位斜

率线,见图 16.8。若初始点,(压力和时间无对应误差)选在纯井筒储存数据以后的点,这时就需要补上先前的数据才能进行初始点的修正,对于初始压力点和初始时间点都存在误差并且还存在对应误差的资料,可类似于图 16.4~16.8 中的情况进行修正。对于受纯裂缝影响的压裂井数据,可通过压力与时间的线性流图或双线性流图进行初始压力点和初始时间点的修正,见图 16.9。

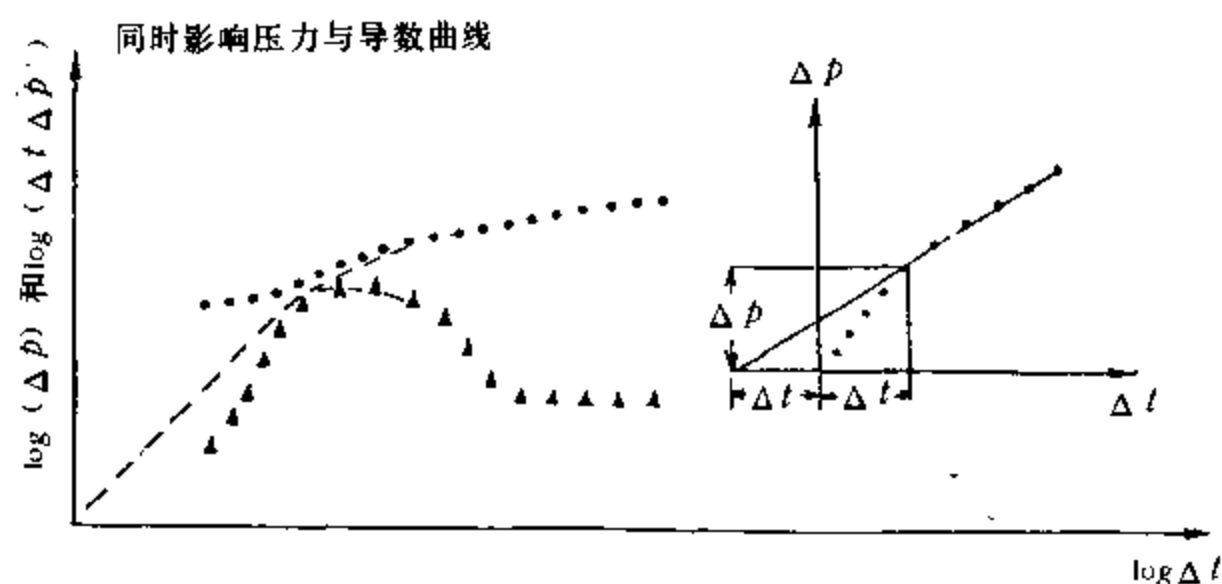


图 16.8 初始点(压力与时间)误差对压力及其导数曲线的影响
(初始点选在了真实初始点的前面,并且无压力与时间对应误差)

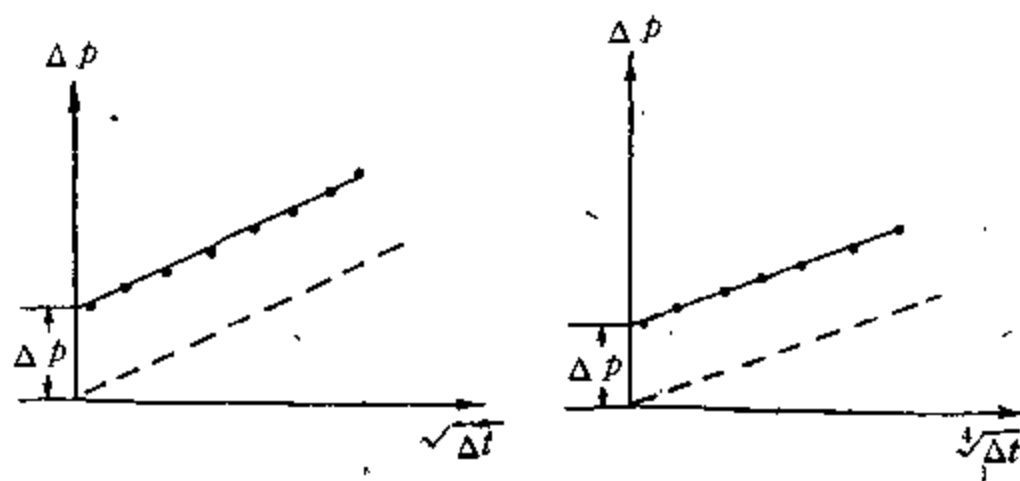


图 16.9 裂缝影响的早期数据的修正

三、数据的点数(或密度)

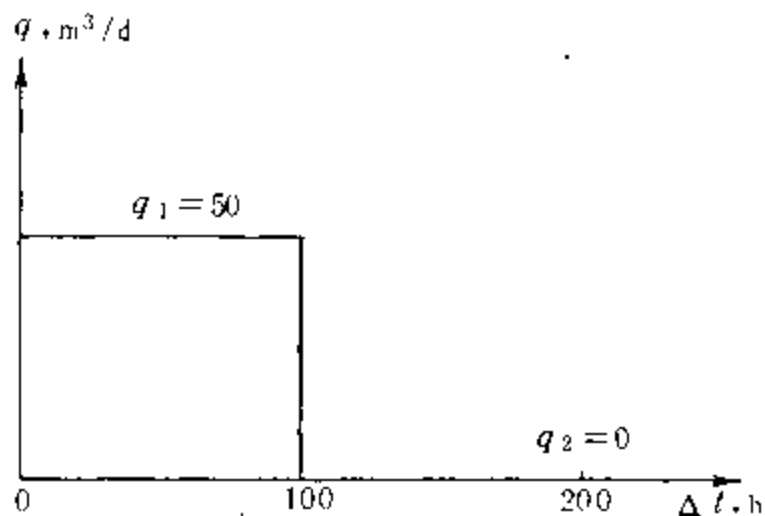
对于电子压力计,一次测试数据常达几千个,有的达几万个到几十万个,以致于计算机处理起来比较困难。这时就需要对数据取样(或抽稀)。取样的目的是要减少数据的总数以便加快绘图和计算。

取样的一般原则是:(1)抓住实质性的响应特征;(2)曲线上点的密度要分布均匀。

取样的方法有:(1)按时间等分取点,如按每 5 个点取一个点,这种方法会使半对数曲线上的点分布不均匀,早期过稀,晚期过密;(2)按对数时间取点,这种方法可取得分布均匀的半对数曲线,但是用于多流量测试的数据取样时,在流量变化以后,会出现缺失数据的现象,见图 16.10。(3)按压力等分取点,这是一种能广泛应用的方法,但要注意两个例外的情况,第一,数据中含有一段变平的定压区,这时就不应跳过这一区域取点,应做时间等分取点,第二,如果在一些地方有异常点,那么这种方法会扩大异常现象。

四、异常点的修正

借助压力导数图我们很容易发现一组压力时间数据上存在的因仪器精度和人为因素而引起的一些异常点。对异常点的修正可通过删除或移动点的办法来进行,这一过程借助于计算机软件将变得十分容易。对于取样后的数据(机械压力计的数据一般都为取样后的结果),最好采用移动点的办法,以免引起数据密度太稀。

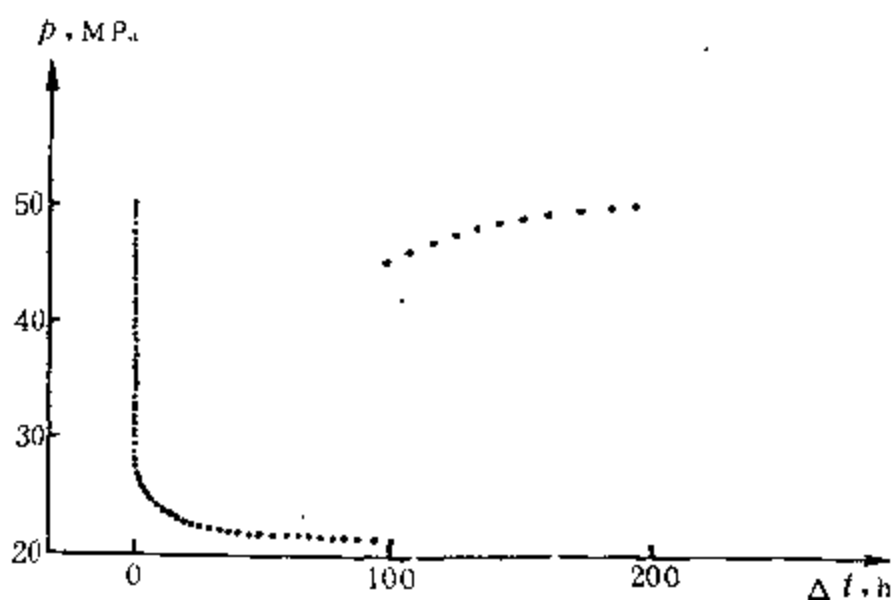


(a) 流量史

第四节 模型识别

一、试井解释模型选择

试井分析完全依赖于解释模型,解释模型与测试系统物性的吻合程度决定了求解参数的准确程度。模型选择错了,解释结果就是不正确的。选择最合适的试井解释模型的最大难点是从表观上看几个不同的储层描述模型可以满足同一个储层的响应信息。



(b) 压力史

图 16.10 按对数时间取点对变流量资料的影响

试井解释模型选用准则:(1)描述测试数据恰当;(2)与其他资料源一致;(3)简单。

模型选择的第一步是模型诊断或模型识别,模型识别,诊断主要依据的是 Bourdet 的压力导数图,由于不同压力响应对于不同识别图的敏感程度不同,因此,实际试井分析时,常需要同时显示半对数图、线性图、线性流图或双线性流图等以增强诊断结果的可靠性。Bourdet 的压力导数曲线已成为流动段识别和模型选择的主要诊断工具,并且成为一种工业性的标准方法,这是因为压力导数曲线对不同的井和储层系统的压力响应具有极高的精度和易于识别的特征。最终诊断的结果是否可靠,还需参考其他方面的资料。有关各种模型的表现特征,见附录 A 和附录 B。

值得注意的是,只依据储层的外部信息对试井数据进行孤立分析,可找到多个与实测数据拟合的解释模型,因此只有结合其他手段或信息,才能大大地减少试井分析的多解性。

目前,利用人工智能技术的自动模型识别方法也是依靠同样的压力导数曲线特征,然而,压力导数曲线和其特征分析是基于定流量或多级定流量假设条件,而实际试井很少经历如此的流量变化。因此,有必要使用反卷积方法修正观测到的响应,使其达到上述假设条件。严格的模型识别应包括:反卷积和压力导数计算两步运算。

试井数据的模型识别是一种人工智能问题,非常适合用专家系统完成。但是,目前的试井

分析软件还都没有发挥出人工智能方法的潜能。

理论上,由于压力变化的扩散性质,它在整个储层中是以无限速度传播的,这样从一开始试井数据中就含有了整个储层的所有信息。但是实际上只有在某一段时间以后,边界响应才变得有意义。这也就是为什么使用探测半径和稳定时间概念的原因。因此,只有在测试时间足够长并探测到了外边界影响,我们才能使用外边界模型。

二、流动段识别

进行有效试井解释的关键是识别不同的压力响应。由图 4.3、图 8.1 和图 8.6 可见,正常情况的早期响应是井筒储存,稍后是裂缝响应或第一孔隙介质的响应,中期响应是无限作用径向流,最后,晚期响应显示出各种储层边界的响应(如断层、封闭边界、定压边界、邻井超注或生产的影响)。对于双孔隙介质储层,在总系统无限作用径向流发生之前,会有一过渡段。有关不同流动段的表现特征见附录 A。注意不同的响应是按上述时间顺序依次出现的,不可能出现无限作用径向流发生在井筒储存之前的现象。实测数据的开始时间和结束时间可能发生在任何时刻,结果上述一个或多个响应可能见不着,也可能出现一种响应掩盖掉另一种响应的情况,例如:在双孔隙介质储层中,代表第一孔隙介质的半对数直线段可能被井筒存储完全掩盖;在井网密度比较大的已开发储层中,无限作用径向流常被邻井响应所掩盖。

无论是双孔、双渗,还是多层储层当压力响应反映的是总系统的无限作用径向流性态时,都可用同一半对数(Horner 法或 MDH 法)解释模型求得准确可靠的储层参数(K , S 和 $\bar{p}$)。当压力响应完全受储层中的某一线性压力趋势支配时,都可用“多并法”解释模型求得准确可靠的储层参数(K , S , $\bar{p}$ 和 R_{IP})。

识别无限作用径向流的起点最为重要,因为找到正确的半对数直线段是取得可靠的渗透率、表皮因子和平均地层压力的关键。理论上,半对数的直线段对应于压力导数的水平段,有关无限作用径向流的起点识别见第七节。

三、压力导数图

Bourdet 压力导数能在模型识别上获得广泛应用是因为压力导数有极高的精度,并可以突出反映压力史的微小变化从而使其容易识别,但求导的过程同时也加重了数据点的噪音响应,为了克服这一问题,Duony 等人、Blasingame 等人和 Onur 等人(1989)建议使用积分压力导数曲线,但是积分压力导数与常规的压力导数相比,反映可解释特征的效果差。因此,人们对于这一问题的研究又集中在光滑压力导数曲线的方法上,并相继提出了一些光滑压力导数的方法[Stewart 和 Du(1989)、Lane 等人(1991)以及 Allain 和 Houze(1992)]。

最近,Bourgeois 和 Horne(1993)以及 Wilkinson(1992)研究出了另一种形式的诊断图。他们提出了在 Laplace 空间使用 Laplace 压力及其导数再现常规图形。Laplace 空间再现的优点是反卷积直接了当,并且在数值上是稳定的。另外,使用 Laplace 压力进行非线性回归也有明显的优点。

四、模型识别的人工智能方法

模型诊断曲线的计算机自动识别过程实质上是一个自动获取实测曲线所代表的真实特征的过程。利用人工智能技术(artificial intelligence techniques)进行模型识别主要有三种方法。

1. 符号化方法

1988 年,Allain 和 Horne 提出了通过提取压力导数曲线特征段并用符号再现的方法实现试井解释模型的自动识别即符号化方法(symbolic approach)。Stewart 和 Du 还给出了精细描

述所提取出的特征的方法。另外,Al—Kaabi 等人(1990)、虞绍永等人(1992)和成绥民等人(1992)也进行了这方面的研究。

符号化方法的基本思想是将模型(或理论)曲线和实测曲线按同样方式进行符号化,形成各自的特征段的符号集,建立包括两者相关性在内的知识库。计算机自动识别过程是将某一条实测曲线的符号集与某一条理论曲线的符号集相匹配,按理论曲线所可能描述的储层模型确定出实测曲线所表示的可能的储层模型。

符号化方法的优点是允许计算机知晓实测曲线特征段与理论曲线特征段的相关性。由这种相关性,通过确定斜率和截距可获得储层参数的初始估计值,在下一步的非线性回归分析阶段可使这些初始估计值精确化。符号化方法的缺点是易受噪音的影响。

2. 人工神经网络方法

Al—Kaabi 和 lee(1993)提出了使用神经网络直接进行模型识别的方法即人工神经网络方法(artificial neural network approach)。尽管这种方法也是根据压力导数图,但它完全不同于符号化方法,其优点是对噪音很不敏感,避免了光滑数据和分段符号化等复杂的工作,可识别不理想(或不完整)资料的储层模型;不要求列出识别模型的复杂规则。缺点是不能直视数据的特征,因此不能进一步推理那一部分的数据与特定储层流动段有联系。

人工神经运算系统是以智能可以通过大量简单处理单元(节点或神经元)的相互作用获得为基础,人工神经网络可以根据节点间的联系强度负荷自动地建立起模型认知空间的内在协定,从而避免了使用复杂规则的必要性。

3. 混合人工智能方法

自动模型识别的最好方法是 Allain 和 Houze(1992)提出的混合法(hybrid approach),在这一方法中,通过数据(曲线)的“速描”提取其特征,进而实现符号化,然后用神经网络识别模型。

初始值的估计同样可由 Allain 和 Horne(1990)给出的基于规则的方法得到。

第五节 模型参数计算

一、概述

在识别出储层模型后,渗透率、表皮因子、裂缝长度和储层大小等储层参数,可以通过储层响应与模型响应的拟合来确定。模型参数计算主要有三种方法:

1. 特征直线分析法

特征图的直线分析可独立地取得不同流动段的储层参数。就目前来看一旦流动段被确认,该方法是最有效的、可靠的参数求解方法。

2. 典型曲线分析法

典型曲线分析法最大贡献一是提供了一套识别流动段和诊断储层模型的有效方法,二是提供了一次求解整个模型参数的方法。一般大多数典型曲线分析法求出的参数精度不及半对数等特征直线分析法,也无法有效地用早期资料求得可靠的储层参数。

3. 非线性回归分析

近年来非线性回归分析技术的发展使得现代试井解释进入了一个崭新的历史发展阶段,非线性回归是一项具有很大发展前途的技术,其与典型曲线分析法一样,一次可拟合整个所观

测到的数据。

二、非线性回归分析

非线性回归(nonlinear regression)也称为自动典型曲线拟合或自动试井分析。传统的试井解释方法都是借助于图形展示来进行解释的,所以也称为图形辅助分析技术,其整个解释过程可由计算机来完成。近年来出现的非线性回归分析是计算机辅助试井解释的又一最有力的分析工具,这种方法完全不同于以往的图形辅助分析技术,它使用数学算法使观测的数据与选定的储层模型拟合。

使用非线性回归方法可以避免与图形辅助分析技术有关的一些限制(例如定流量和可靠的初始压力, p_i 或 p_{wf}),可解释多流量或变流量测试以及其他一些应用图形方法难解释的测试资料。归纳起来,非线性回归方法有以下优点:(1)精度上比常规的典型曲线分析高很多;(2)可减少选择不正确直线段的危险性,可解释常规方法不能解释的试井资料;(3)容易处理多级流量史的资料或更复杂的变流量史的资料;(4)可拟合具有多个未知储层参数的复杂模型,非线性回归与典型曲线分析一样,一次可拟合所观测到的全部数据;(5)非线性回归方法能避免各段解释结果的不一致性,并能提供解释结果的置信度估计。

非线性回归方法是通过改变未知的储层参数使模型与测试数据充分地拟合,即使测试压力与模型压力差的平方和最小:

$$\sum_{i=1}^n [p_{\text{测试}}(t_i) - p_{\text{模型}}(t_i, K, S, C, \dots)]^2 \quad (16.10)$$

在试井中有三种方法可以使上述目标函数达到最小:(1)基于牛顿法的梯度法,这是一种最常用的方法(Horne, 1992);(2)基于最优控制理论的第二梯度法(Padmanabhan, 1979);(3)直接搜寻法(Chang 和 Ershaghi, 1986)。

非线性回归方法需要人为事先选定模型,同时,人为给定储层参数的初始估算值,可加快回归速度。由于实际测试条件往往会存在一些非理想的情况(如压力计失效、井筒不稳定和测试期间的人为错误等),造成测试资料上出现一些异常响应段。异常响应段对传统的图形方法影响比较小,因为它只使用一些特殊段的数据,但对非线性回归方法说,因为使用的是整套数据,就可能受到严重地影响,因此,在这种情况下,就需要删除异常数据段才能进行有效的非线性回归。

第六节 解释模型检验

解释模型检验也就是检验解释结果的有效性和正确性,现主要有三种方法。

一、一致性检验

在解释正确的情况下,对于某一给定的参数,特征直线法和典型曲线分析等几种方法分析得出的值一定是相同的。实际上,常允许有一定范围的误差,例如 Kh 误差可在 10% 以内。超过误差限度表明解释结果不一致,其原因可能是模型选择错误或是数据错误。

二、数值模拟检验

进行数值模拟检验的常用图的有以下三种。

1. 无因次 Horner 图

若分析结果有效,那么选用的解释模型的无因次 Horner 典型曲线应能与流动期实际压力

数据的无因次 Horner 曲线拟合。无因次 Horner 图对于误差的敏感性比双对数图强,其结果会出现双对数图拟合上了而无因次 Horner 图拟合不上的情况。若模型数据(曲线)与实际数据(曲线)一致程度不理想,可调整储层参数,重新计算出相应的模型参数,再次进行拟合,上述过程可循环多次直到结果理想为止。

2. 压力历史图

使用压力历史图的压力历史模拟检验是基于这样的思想,即由分析特定流动期(流动期或恢复期)选择出的解释模型对于整个测试期(流动期和恢复期)也一定是有效的,而不仅仅限于该流动期。使用某一模型及其模型参数以及实际的流量史可以模拟出一次测试井的压力历史,然后把它与实际井的压力历史进行比较。若两者不一致,则表明解释结果有误,可通过调整模型参数使其达到一致。

3. 双对数图

使用上述两种曲线图进行数值模拟检验分析时,通常还进行双对数图的模拟检验。在双对数图上选定模型的压力及其导数的典型曲线若与实际压力及其导数曲线拟合不好,则表明给定的模型参数不正确,通过调整参数可实现两者的拟合。

在进行模拟检验过程中,无论怎么调整参数,最终结果都不理想,可能是选错了模型或者是数据本身有问题。

三、置信区间检验

Dogru 等人(1977)以及 Rosa 和 Horne(1983)的研究都表明,置信区间(confidence intervals)可以用于定量评价试井解释的正确性。最近,Horne 又再次强调了使用非线性回归分析得出的置信区间评价试井解释结果的重要性,并用实例说明了置信区间在模型选择和评价解释结果方面的作用。有这样一个例子,模型数据与实测数据拟合得相当好,但其置信区间超出了可接受的范围,这就迫使我们放弃这一解释结果。

最近,著名试井专家 Ramey(1992)也撰文指出用常规试井分析出的地层参数模拟压力恢复,再把模拟数据的结果与现场数据相比可提高对常规试井分析的信任程度。

非线性回归的置信区间代表现场数据和一个解释模型的拟合程度以及一个特殊参数对回归的敏感性。低置信区间说明特征直线分析法和典型曲线拟合法选用的不是解释试井数据的最佳模型。可见带有置信区间计算的回归分析是十分重要的,置信区间提供了有关现场数据与一个模型相拟合的定量尺度。

第七节 试井设计

一、概述

试井是为了满足特定储层分析的需要,因此为了达到预定的目的,取得有效的试井资料 and 节省试井时间,必须进行科学的试井设计。设计不当的测试不仅是一次无劳的消耗,而且也无法提供所希望的储层数据。

试井设计应考虑有:(1)测试井的产量;(2)完井资料和地质资料;(3)测试仪器;(4)分析方法的选择;(5)测试时间。

由于压力恢复试井是目前应用最为普遍的方法,因此,这里重点讨论合理测压关井时间的确定。测试时间的确定不仅要根据目的储层中的压力传导性,而且也要根据具体试井的目的和

方式来决定。

二、半对数径向流直线起始点时间的确定

半对数径向流直线段起始点时间即无限作用径向流开始时间,也是井筒储存效应消失的时间,对于压力恢复试井就是井底续流量结束,实现井底关井($q_{sf}=q=0$)的时间,对于压降试井,地层流出的流量 q_{sf} 达到地面井口流量 q 的时间。

判断半对数径向流直线段起始点常用准则有。

(1) 1.5 对数周期规律。

在试井曲线上,井筒储存效应涉及纯井储效应段和井储效应过渡段。在双对数图上,纯井储效应显示出斜率为 1 的直线段。由于井储效应过渡段反映了井筒和地层的综合影响,它决定了井储效应的消失速度。通过研究具有井储效应的均质模型,可知不同井储效应过渡段的域限差别并不大。统计结果表明,从斜率为 1 的直线终点到井储效应消失($C_D=0$)的跨度约为 1.5 对数周期。这常称为“1.5 周期规律”。对污染井($C_{De}^{2S} > 10^8$),这一规律是可靠的。

另外,也可用下式确定纯井储结束时间(Agarwal, 等人 1970),然后再使用“1.5 周期规则”。

$$\Delta t_{eD} = 0.2 C_D S \quad (16.11)$$

(2) Ramey 等人(1973)根据均质储层径向流模型存在和不存在井筒储存时两种解的无因次压力差值,导出了一般用于压降期间的井储效应消失时间的估算公式:

$$t_{bD} = (60 + 3.5S) C_D \quad (16.12)$$

在 $10^2 \leq C_D \leq 10^6$ 和 $0 \leq S \leq 50$ 范围内,上式的误差为 2%。

Chen 等人(1978)基于压力恢复曲线的斜率与 1.1513 值的比较导出了一般用于压力恢复期的半对数直线起始点的计算公式:

$$\Delta t_{bD} = 50 C_D \exp(0.14S) \quad (16.13)$$

上式假设生产时间的影响是可忽略的,用(16.13)式预测起始时间可使半对数直线斜率误差在 5%~10% 内。但是如果表皮因子 S 非常大,用上两式计算起始时间就会出现明显的误差。

(3) Vongvuthipornchai 和 Raghavan(1988)给出了根据压力曲线的斜率(dp_{wD}/dt_D)确定半对数径向流直线起始点的公式,这一公式在理论上比上述其他方法更为精确,它可保证半对数直线斜率的正确性在规定的容许误差范围内。这一公式为:

$$t_{bD}/C_D = (1/\alpha) \{ \ln[C_D \exp(2S)] + \ln(t_{bD}/C_D) \} \quad (16.14)$$

式中 α ——任意的容许误差值,一般取值为 0.05, 0.1 和 0.2。

α 是用于半对数分析时计算起始时间的误差标准,也就是使用上式,半对数直线斜率的计算误差可保证在选用的容许误差值 α 以内。

(4) 典型曲线拟合方法

使用 Gringarten 压力典型曲线上的半对数径向流直线起始点标准, Bourdet 压力导数曲线的“0.5 水平线”标准和无因次 Horner 图的 1.1513 斜率线标准可进行半对数径向流直线起始点的确定。

三、半对数径向流直线终点时间的确定

确定半对数径向流直线段终点的时间,对于试井设计和分析都有重要意义,半对数径向流直线终点与井的供给区域大小、形状和井的位置有关,可由探测半径计算公式来近似确定。一般说,用于试井分析的半对数径向流直线段的有效跨度不应小于 $2/3$ 对数周期,最好有一个对数周期的数据。

四、合理测试时间的确定

测试时间的长短一般由试井目的来决定,如果测试目的是储层范围的评价,则测试时间是半对数径向流直线段终点时间的 10 倍;如果测试目的是单井供给范围地层性质的评价,则测试时间可由半对数径向流直线的终点时间来决定。

五、关井前生产时间的确定

关井前的生产时间也由试井目的来确定的,一般的试井分析不得短于早期井储影响结束时间的 5 倍。

第八节 试井分析软件设计

计算机辅助试井分析除了必备的硬件计算机外,另一个就是试井分析软件,试井分析软件是试井分析中最重要的工具。一个好的试井分析软件包应有以下功能。

一、数据输入

应能直接读取自动液面监测仪、电子读卡仪和电子压力计的数据文件,能同时调入压力史和流量史数据,能输入井和储层的各种有关的基本数据。

二、数据准备

可对输入的数据进行编辑和修正,由液面换算井底压力和单位制转换等各种预处理,此外,还能根据一定的储层条件,生成缺失的 PVT 数据。

三、模型识别

软件应能直观地显示各种诊断图和特征识别图。模型识别特别适用于人工智能方法,目前大多数试井分析软件包未建立这一功能,这可能是由于人们在这一领域里经验有限的结果。模型识别很大程度上取决于分析人员的经验。

四、模型参数计算

应提供各种特征直线分析、典型曲线分析和非线性回归分析功能。解释模型应包括本书中所介绍的各种基本储层模型、内边界模型、外边界模型和流体模型等。

五、模型检验

模型检验是试井分析的重要工作,使用计算机是很容易完成的。模型检验应包括的内容见第六节。

六、分析结果输出

在整个分析结束后以及在分析过程中,软件能够允许用户随时输出所需的各种分析结果,并能快速完成图形的硬拷贝。所输出的报告格式应实现标准化,参数和单位的符号也应使用法定标准。商品化的软件,其报告还应能输出到各种常用的打印机或绘图仪上,可控制与改变输出到外设上的图形大小。

七、试井数据库

试井数据库的功能是实现原始试井资料和试井分析结果的档案管理。试井数据库的设计应遵循一般数据库的设计原则和标准。一个好的试井数据库应能实现各种试井数据的高效存取。

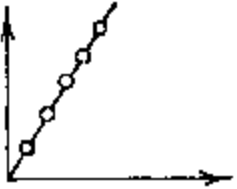
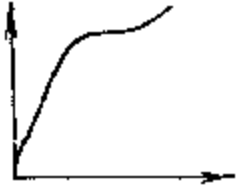
八、试井设计

试井设计是取得高质量试井资料的重要工作。正确的试井设计可以减少试井解释的不确定性,节省因设计不当而增加的测试成本。

总之,一个好的试井软件应该是人机界面友好、操作简便、程序结构设计合理、符合试井分析的逻辑;软件操作提示明了,能够自动检测,防止各种误操作以及辅助用户判断某种储层模型是否可以应用;软件便于维护和提高,最好能采用面向对象的程序设计技术;用户可在计算机屏幕上通过键盘或鼠标进行所有图形的分析,可随机显示分析结果。总体上说,一个商品化的软件应当提供全面和准确的分析功能,而不需要任何手工操作。

附录 A 不同流动阶段在各种识别图和诊断图上的响应特征

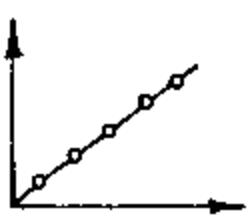
一、线性图($\Delta p - \Delta t$)

	曲线形状	响应特征	流动区域
1. 早期		过原点的直线段	井筒储存
		波状形	井筒效应(如变井储和仪器失效等)
2. 晚期		缓升直线段	封闭储层 (仅压降)
		出现水平段	(1) 定压边界 (2) 封闭储层(仅复压)
		Δp 变小	(1) 储层压力下降(仅复压) (2) 储层压力上升(仅压降)
		Δp 陡增	(1) 储层压力上升(仅复压) (2) 储层压力下降(仅压降) (3) 非流动边界(断层等)

二、线性流图($\Delta p - \sqrt{\Delta t}$)

	曲线形状	响应特征	流动区域
早期		过原点的直线	无限导流裂缝

三、双线性流图($\Delta p - \sqrt{\Delta t}$)

早期	曲线形状	响应特征	流动区域
		过原点的直线	有限导流裂缝

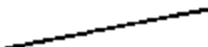
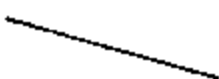
四、球面流图($\Delta p - 1/\sqrt{\Delta t}$)

早期的晚期	曲线形状	响应特征	流动区域
		出现直线段	球面流(部分打开地层)

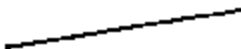
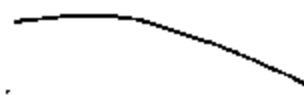
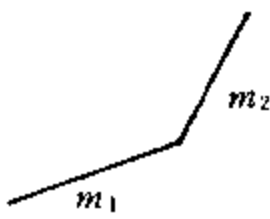
五、一阶压力导数(PPD)线性图($d\Delta p/d\Delta t - \Delta t$)

1. 早期	曲线形状	响应特征	流动区域
		水平段 (PPD=常数)	纯井筒储存
		PPD 减小	裂缝响应
2. 早期、中期或晚期		PPD 增加	(1)井筒效应 (2)压力计失效
3. 中期或晚期		PPD 减小	地层响应
4. 晚期		水平段(PPD=常数) 水平段(PPD=0)	封闭储层(仅压降) (1)定压边界 (2)封闭储层(仅复压)

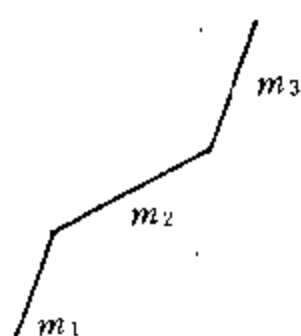
六、压力导数线性图($d\Delta p/d\ln\Delta t-\Delta t$)

	曲线形状	响应特征	流动区域
1. 中期		水平段	半对数径向流 (均质储层)
2. 中晚期		上升直线段	(1) 储层压力线性上升 (仅复压)
		下降直线段	(2) 储层压力线性下降 (仅压降)
			(1) 储层压力线性下降 (仅复压)
			(2) 储层压力线性上升 (仅压降)

七、半对数图($\Delta p-\log\Delta t$)

	曲线形状	响应特征	流动区域
1. 中期		直线段	半对数径向流 (均质储层)
2. 晚期		Δp 陡增	(1) 非流动边界(断层等)
			(2) 封闭储层(仅压降)
		Δp 恒定	(3) 储层压力上升(仅复压)
			(4) 储层压力下降(仅压降)
		Δp 变小	(1) 定压边界
			(2) 封闭储层(仅复压)
3. 中晚期复合出两直线段		$m_2 = 2m_1$	(1) 储层压力下降(仅复压)
			(2) 储层压力上升(仅压降)
		$m_2 \neq 2m_1$	(1) 直线断层
			(2) 双孔储层(m_1 介质 间径向流, m_2 总系统)
			(1) 复合储层
			(2) 多条断层

4. 早中晚期复合出两直线段或三条直线段



$$m_1 = m_3$$

双孔储层(m_1 高渗介质
径向流, m_3 总系统)

$m_1 = m_3$, 并且出
现 m_2 直线段

双孔储层(m_1 高渗介质径向
流, m_2 介质间径向流, m_3 总系
统)

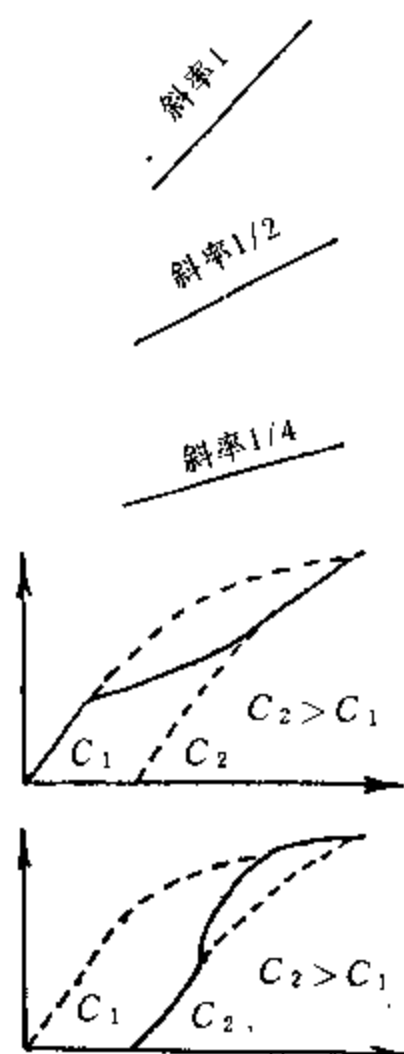
八、双对数图($\log \Delta p - \log \Delta t$)

曲线形状

响应特征

流动区域

1. 早期



斜率为 1 直线段

纯井筒储存

斜率为 1/2 直线段

无限导流裂缝

斜率为 1/4 直线段

有限导流裂缝

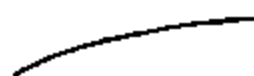
Δp 变平坦

井筒储存增加

Δp 陡增

井筒储存减小

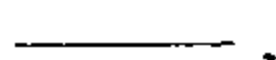
2. 中期



Δp 平缓上升

半对数径向流(均质储层)

3. 晚期



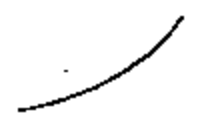
Δp 恒定
(水平段)

(1) 定压边界
(2) 封闭储层(仅复压)



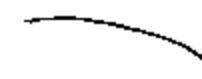
斜率为 1 直线段

封闭储层(仅压降)



Δp 陡增
(上翘段)

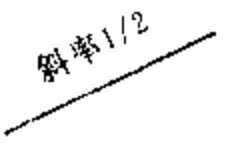
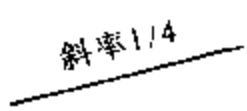
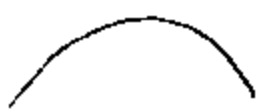
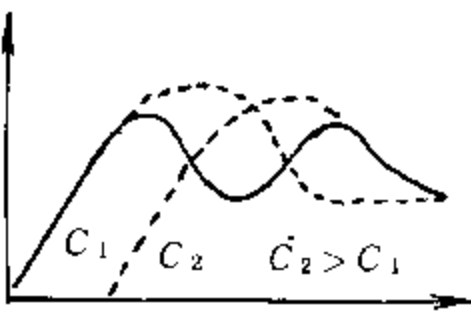
(1)非流动边界(断层等)
(2)储层压力上升(仅复压)
(3)储层压力下降(仅压降)

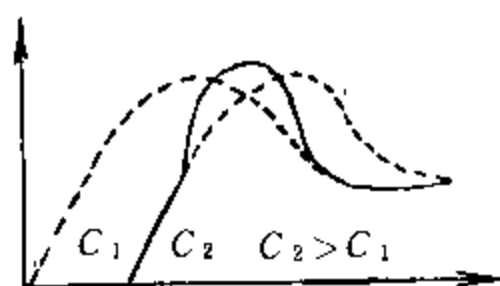


Δp 下降

(1)储层压力下降(仅复压)
(2)储层压力上升(仅压降)

九、压力导数双对数图 $[\log(d\Delta p/d\ln\Delta t) - \log\Delta t]$

1. 早期	曲线形状	响应特征	流动区域
		斜率为 1 直线段	纯井筒储存
		斜率为 1/2 直线段	无限导流裂缝
		斜率为 1/4 直线段	有限导流裂缝
		有最大值	污染井
		无最大值	压裂井
		出现低谷	井筒储存增大



出现驼峰

井筒储存减小

2. 中期

曲线形状

响应特征

流动区域

水平段(或稳定段)

水平段(或稳定段)

半对数径向流

(代表 Kh/μ)

斜率 $-1/2$

斜率为 $-1/2$ 直线段

球面流(局部打开井)

较高的水平段

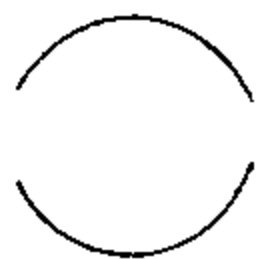
较高的水平段

Kh/μ 增加

较低的水平段

较低的水平段

Kh/μ 减小



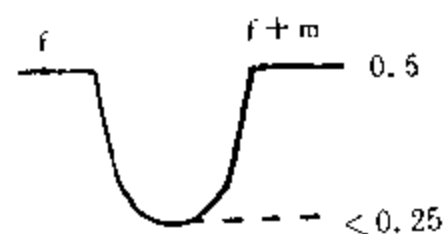
有最大值

$\phi C_v h$ 减小



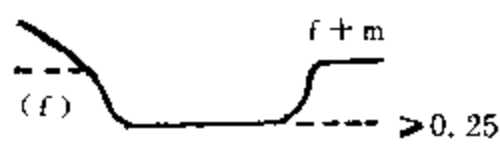
有最小值

$\phi C_v h$ 增大



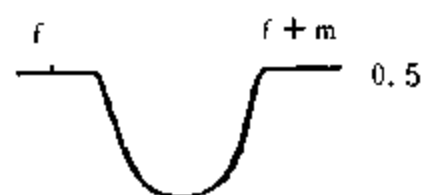
V 形最小值

双孔储层(介质间拟稳定流)



U 形最小值
(f 很少出现)

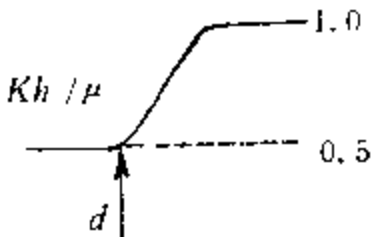
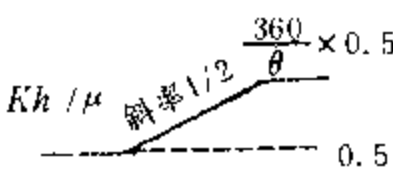
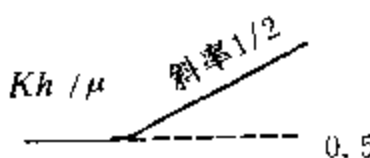
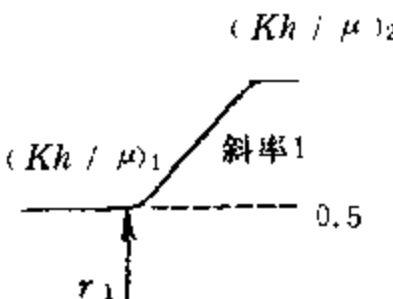
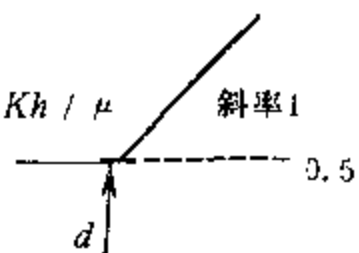
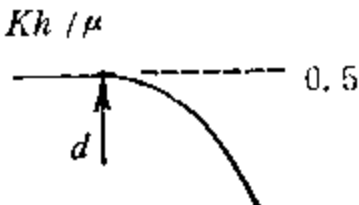
双孔储层
(介质间不稳定流)

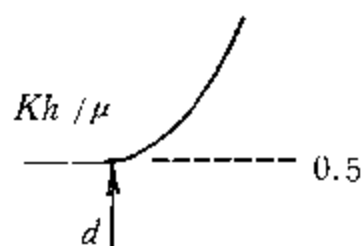


V 型最小值
(介于上述两种
双孔模型之间)

双渗储层

3. 晚期

曲线形状	响应特征	流动区域
	两倍于先前的 水平段(Kh/μ)	封闭直线断层
	斜率为 1/2 直线段, 最后有水平段	两条交叉断层
	斜率为 1/2 直线段, 最后无水平段	两条平行断层
	斜率为 1 直线段, 最后有水平段	复合储层
	斜率为 1 直线段, 最后无水平段	封闭储层(仅压降)
	数据下坠	(1)定压边界 (2)封闭储层(仅复压) (3)储层压力下降(仅复压, $dp_{ws}/dt > 0$) (4)储层压力上升(仅压降, $dp_{wt}/dt < 0$)



数据上翘

- (1) 非流动边界(断层等)
- (2) 储层压力上升(仅复压, $dp_{ws}/dt > 0$)
- (3) 储层压力下降(仅压降, $dp_{wf}/dt < 0$)
- (4) 储层压力下降(仅复压, $dp_{ws}/dt < 0$)
- (5) 储层压力上升(仅压降, $dp_{wf}/dt > 0$)

十、一阶压力导数(PPD)双对数图 $[\log(d\Delta p/d\Delta t) - \log \Delta t]$

	曲线形状	响应特征	流动区域
1. 早期		水平段(PPD 为常数)	纯井筒储存
		PPD 减小(斜率为 -1/2 直线段)	线性流
2. 早期、中期或晚期		PPD 增加	(1) 井筒效应 (2) 压力计失效
3. 中期或晚期		PPD 减小	地层响应
4. 中期		PPD 减小(斜率为 -1 直线段)	半对数径向流 (均质储层)
5. 晚期		水平段(PPD 为常数)	封闭储层(仅压降)
		PPD 急剧减到零	(1) 定压边界 (2) 封闭储层(仅复压)

附注:

(1) 这里压力导数图上的导数值为绝对值即 $\Delta p' = |d\Delta p/d\ln\Delta t|$ 。

(2) 对于复压 $\Delta p = p_{ms} - p_{wf}$; 对于压降 $\Delta p = p_i - p_{wf}$ 。

(3) 注水井关井降落试井, 按生产井压降试井分析, 例外的是若遇封闭储层(即封闭边界), 压力导数数据是下坠的, 而非上翘的。

(4) 注水井注入试井, 按生产井恢复试井分析。例外的是若遇封闭储层(即封闭边界), 压力导数数据是上翘的, 而非下坠的。

(5) 在双对数图上, 压力变化的各种边界反应远不如压力导数明显。

(6) 本附录中的各种模型的复合情况见附录 B。

附录 B 常见试井解释模型在诊断图上的响应特征

(Gringarten, SSI, 1993)

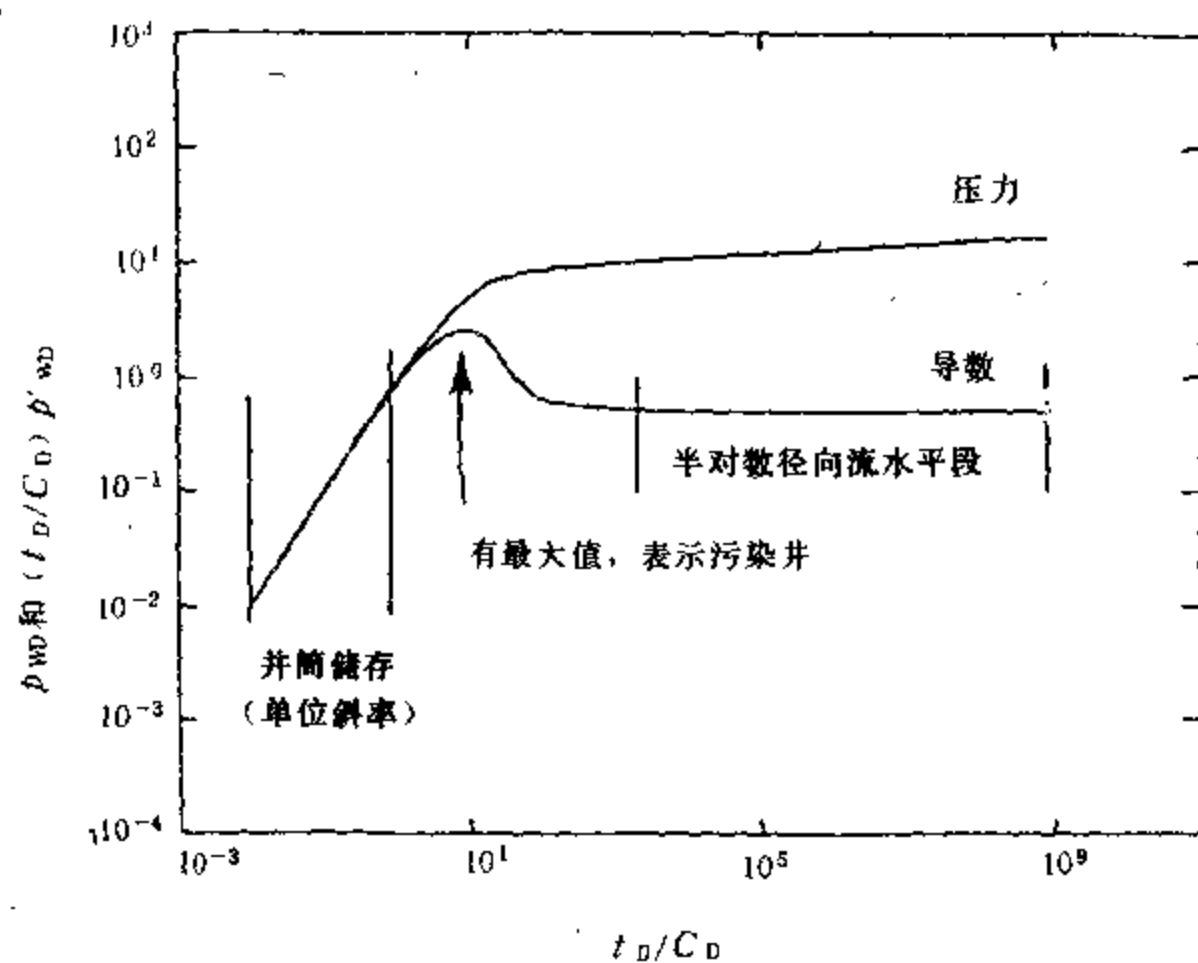


图 B.1 具井筒储存和表皮效应(污染井)的无限大均质储层

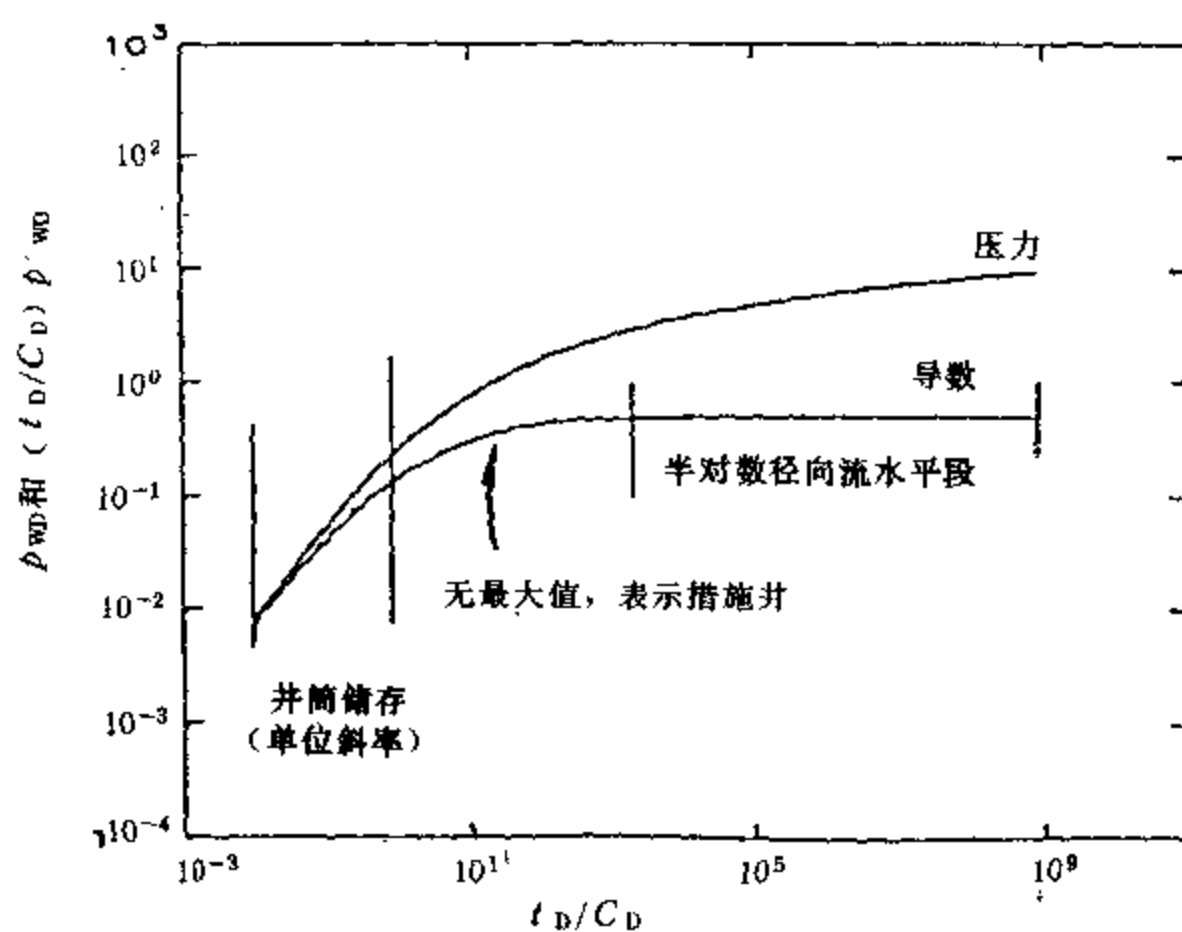


图 B.2 具井筒储存和表皮效应(措施井)的无限大均质储层

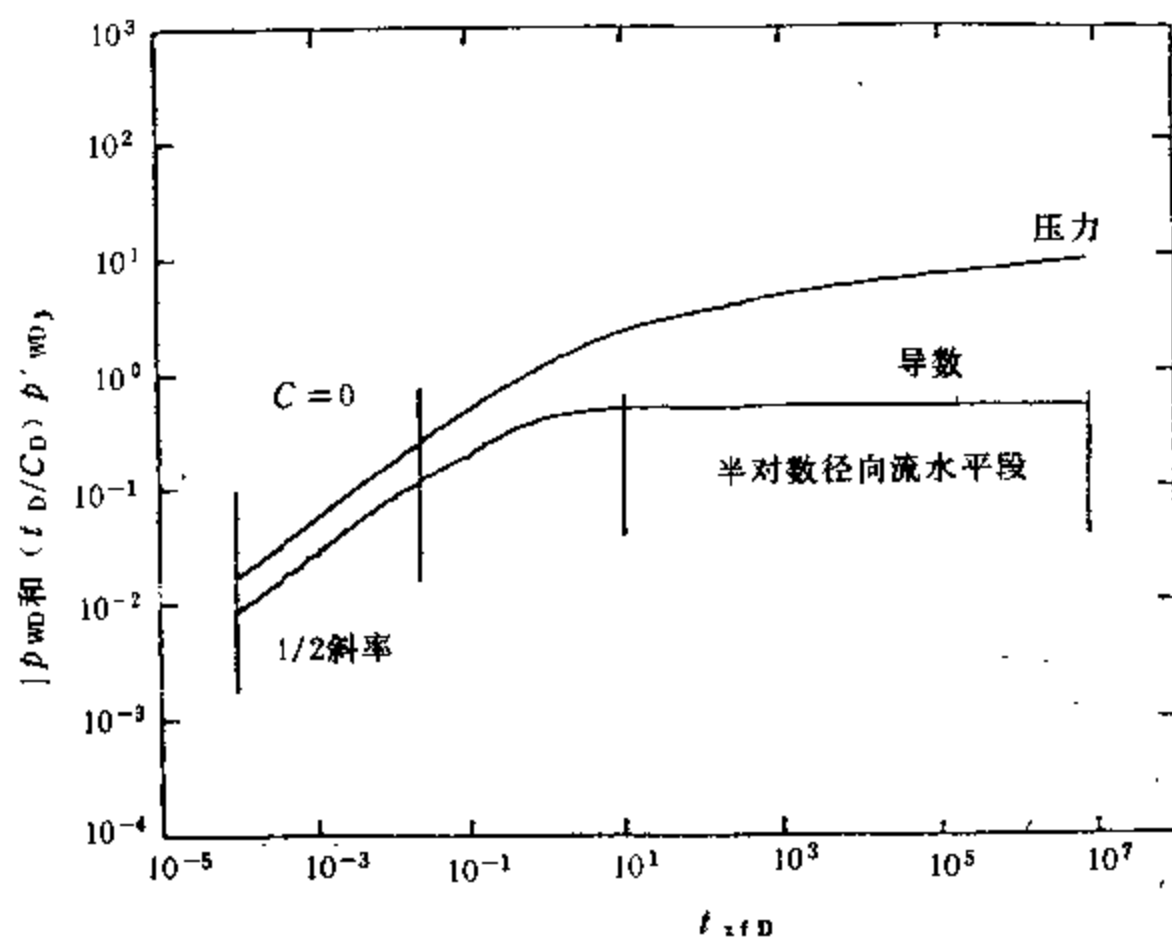


图 B.3 无限传导垂直裂缝

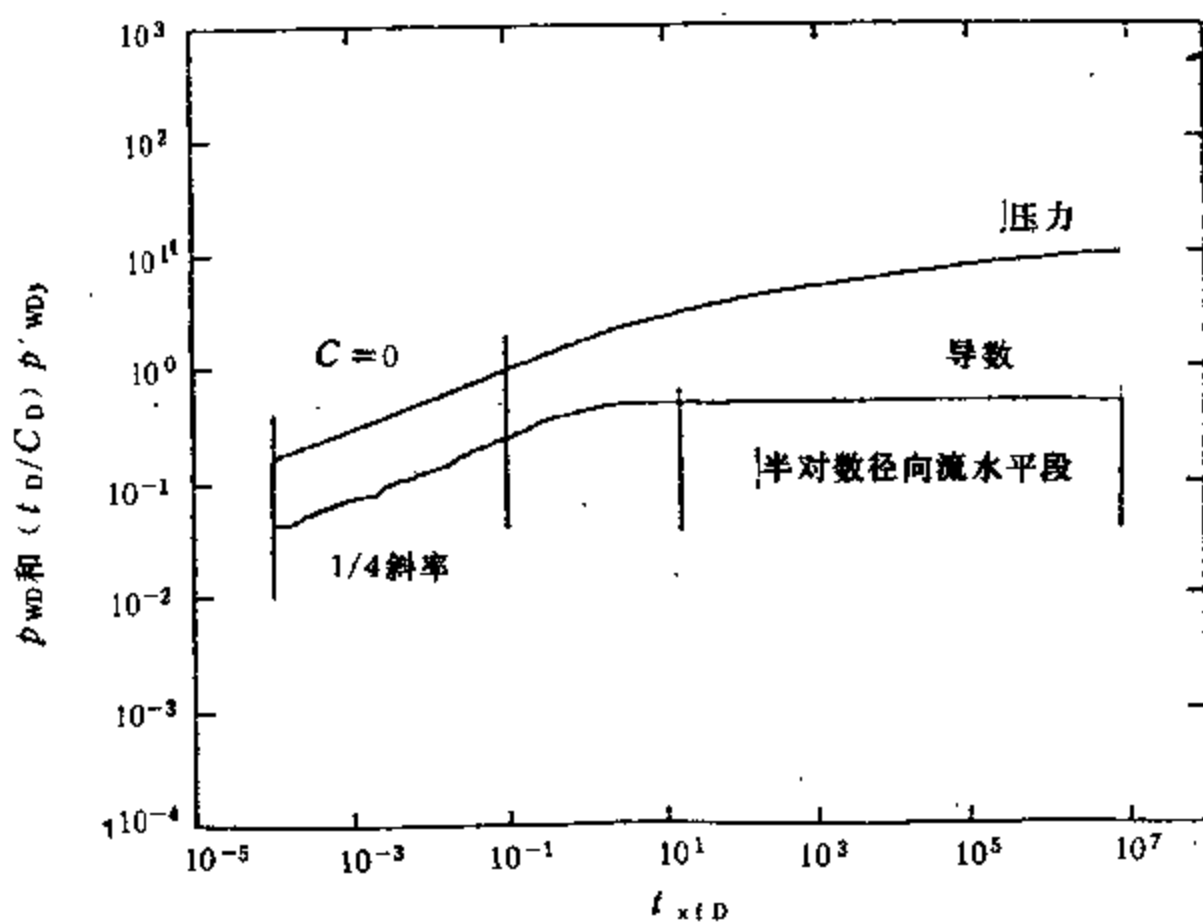


图 B.4 有限传导垂直裂缝

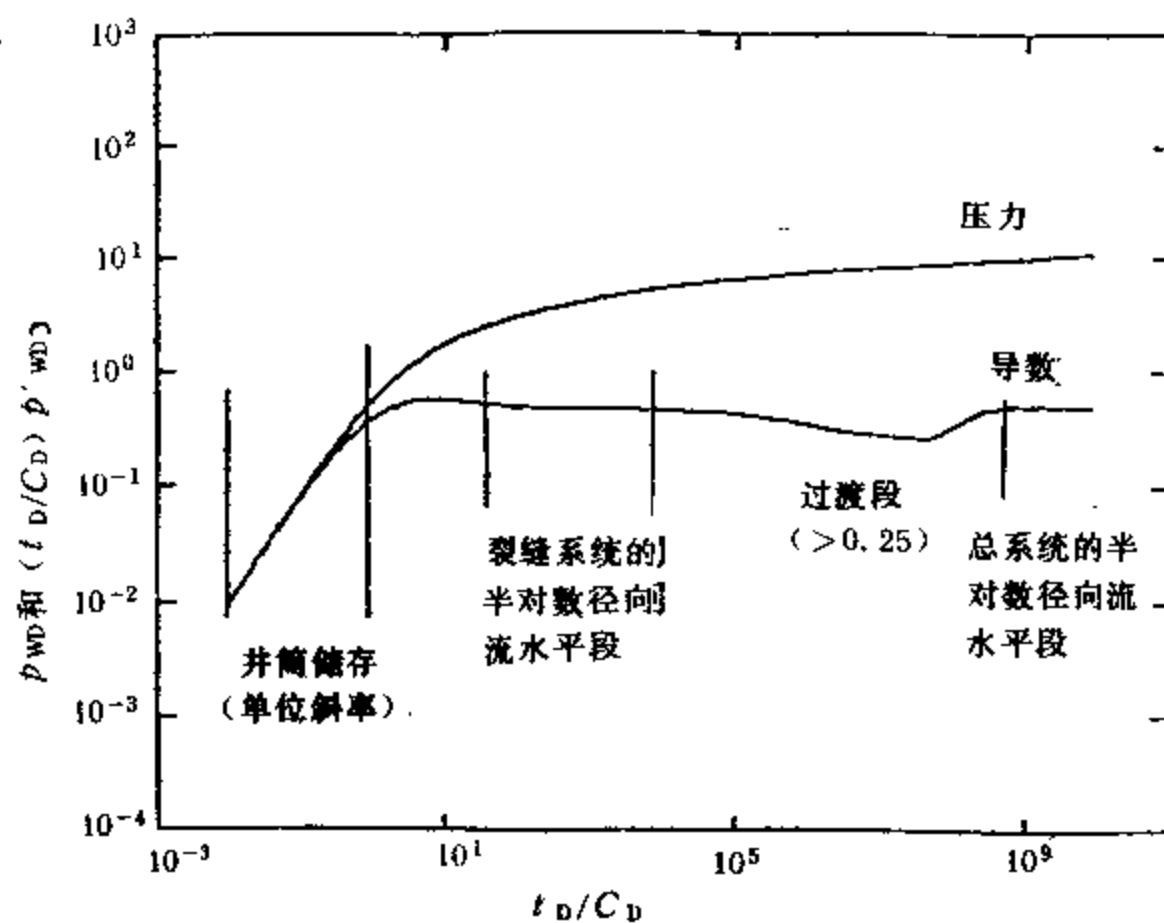


图 B.5 介质间拟稳定流双重孔隙储层

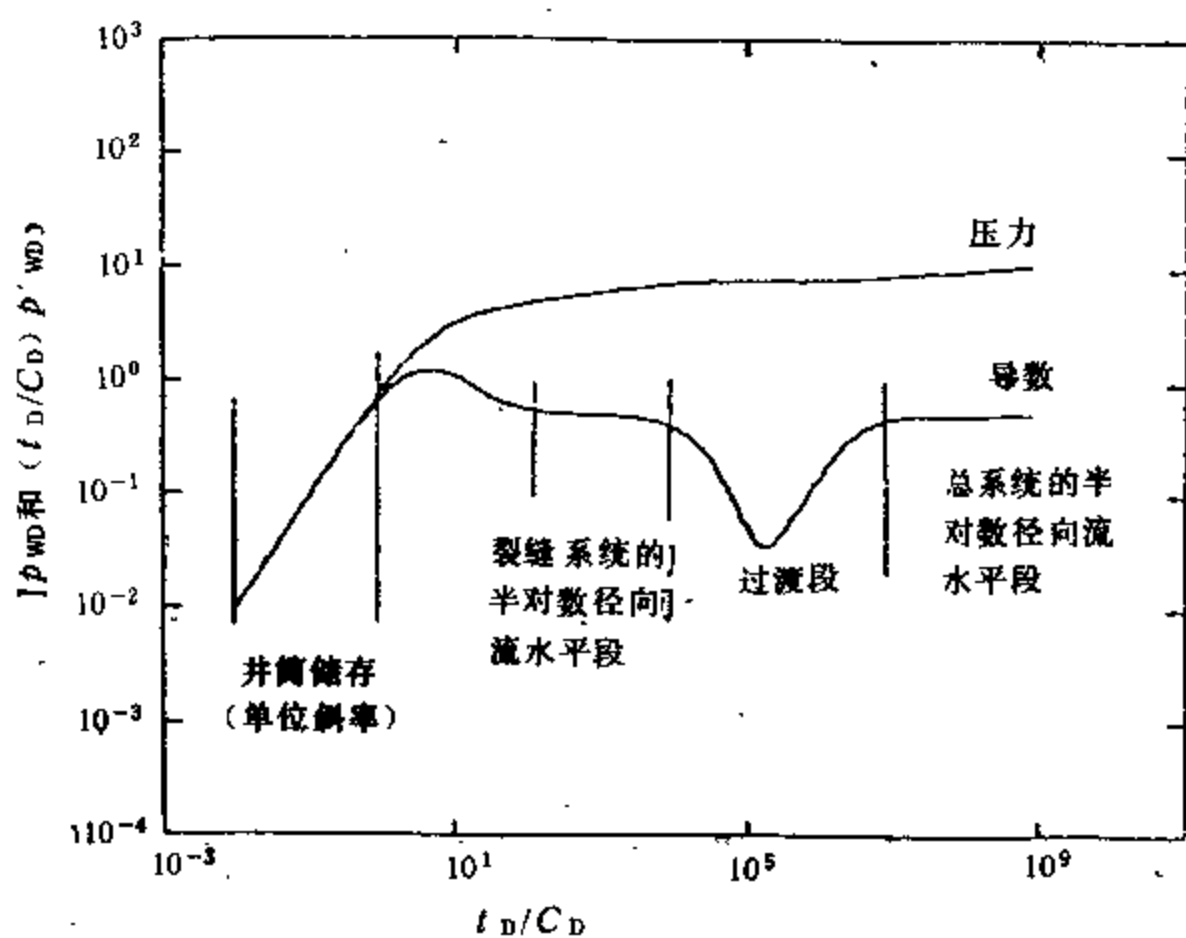


图 B.6 介质间不稳定流双重孔隙储层

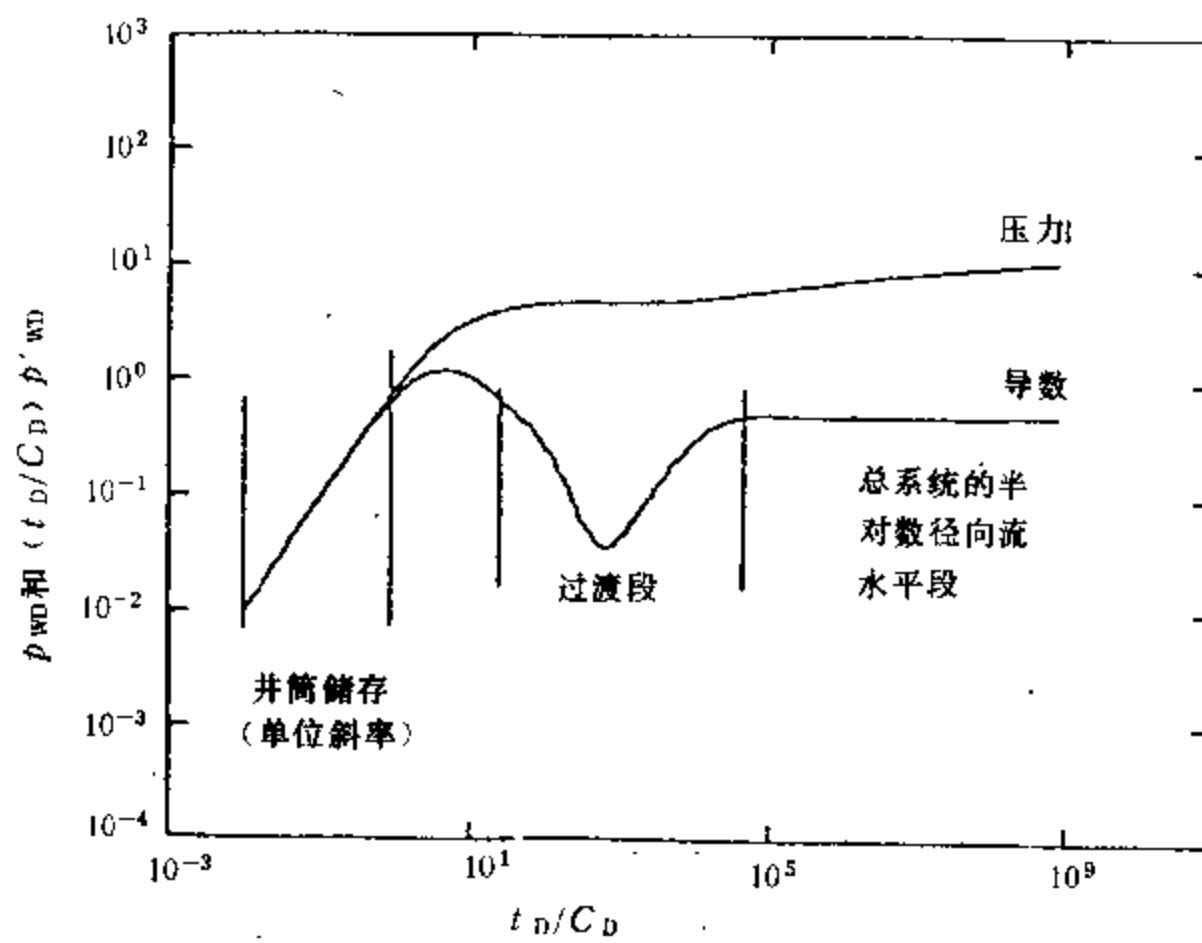


图 B.7 缺少裂缝水平段的双重孔隙储层

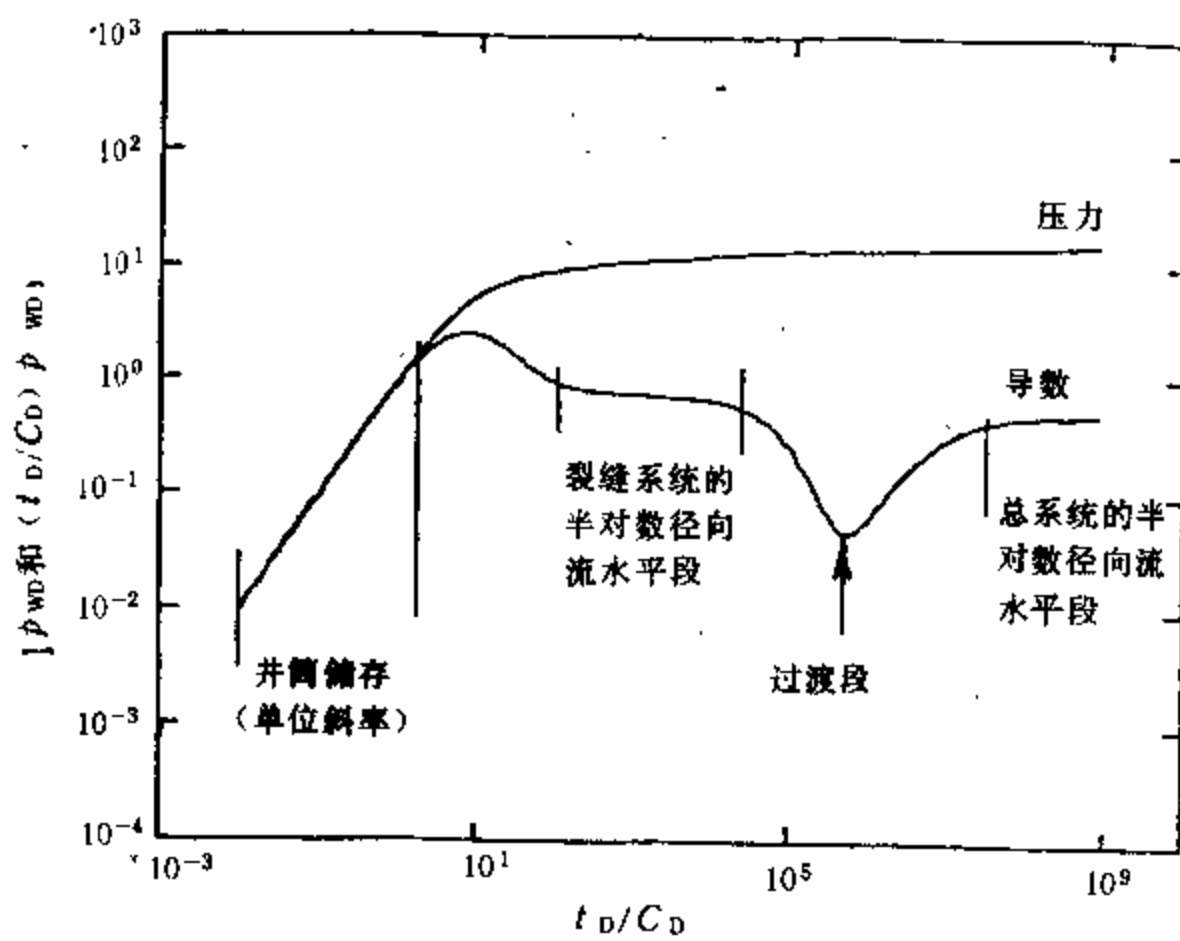


图 B.8 双重渗透储层

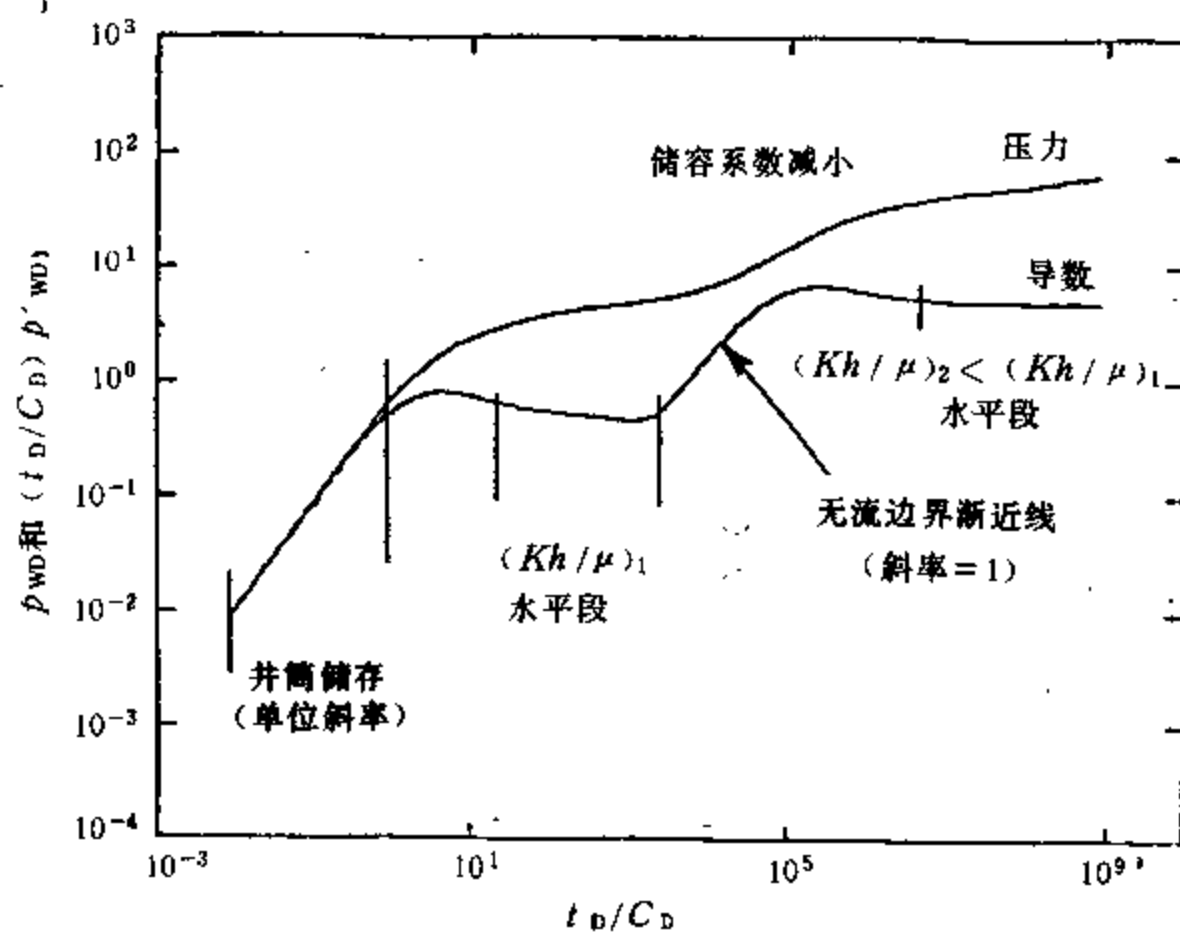


图 B.9 流动系数和储容系数减小的复合储层

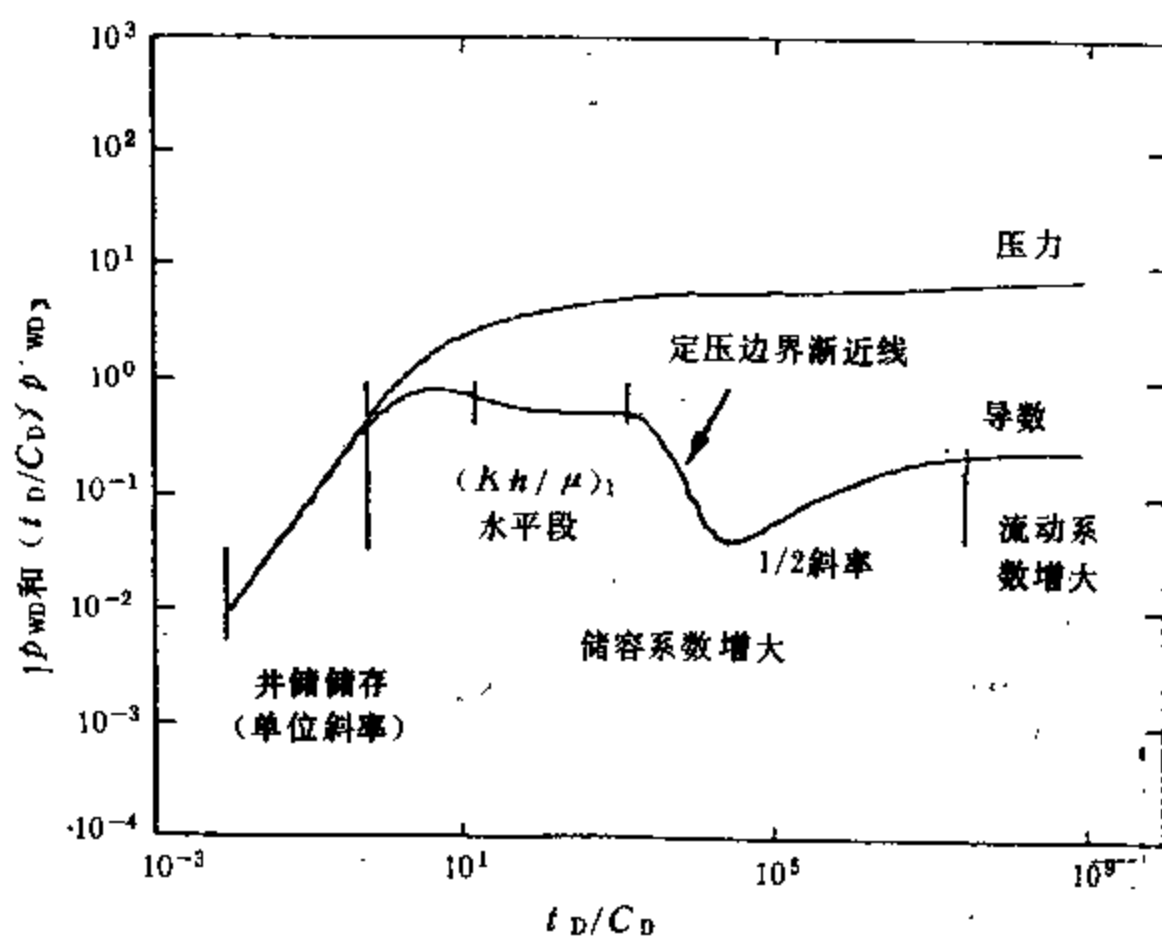


图 B.10 流动系数和储容系数增大的复合储层

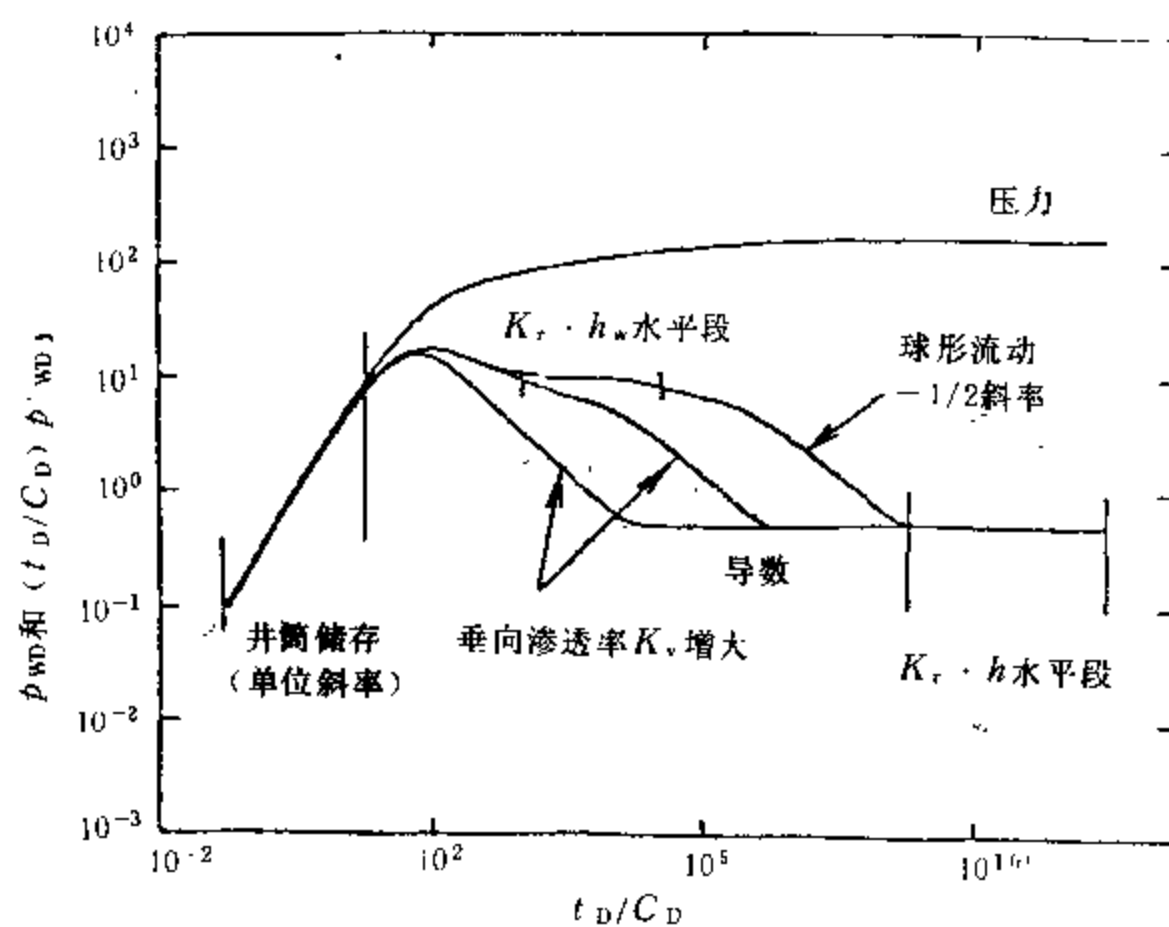


图 B.11 均质储层部分射开井

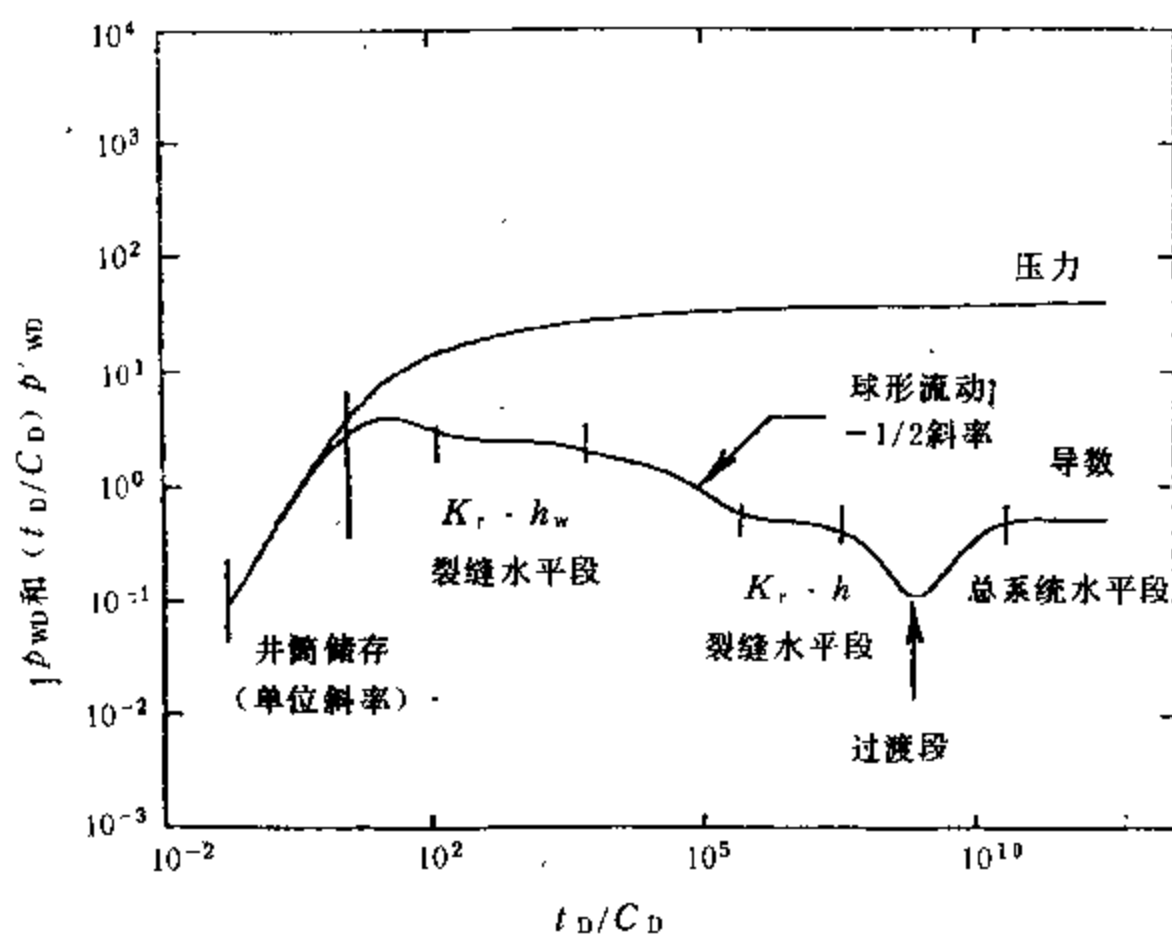


图 B.12 双孔储层部分射开井(影响裂缝)

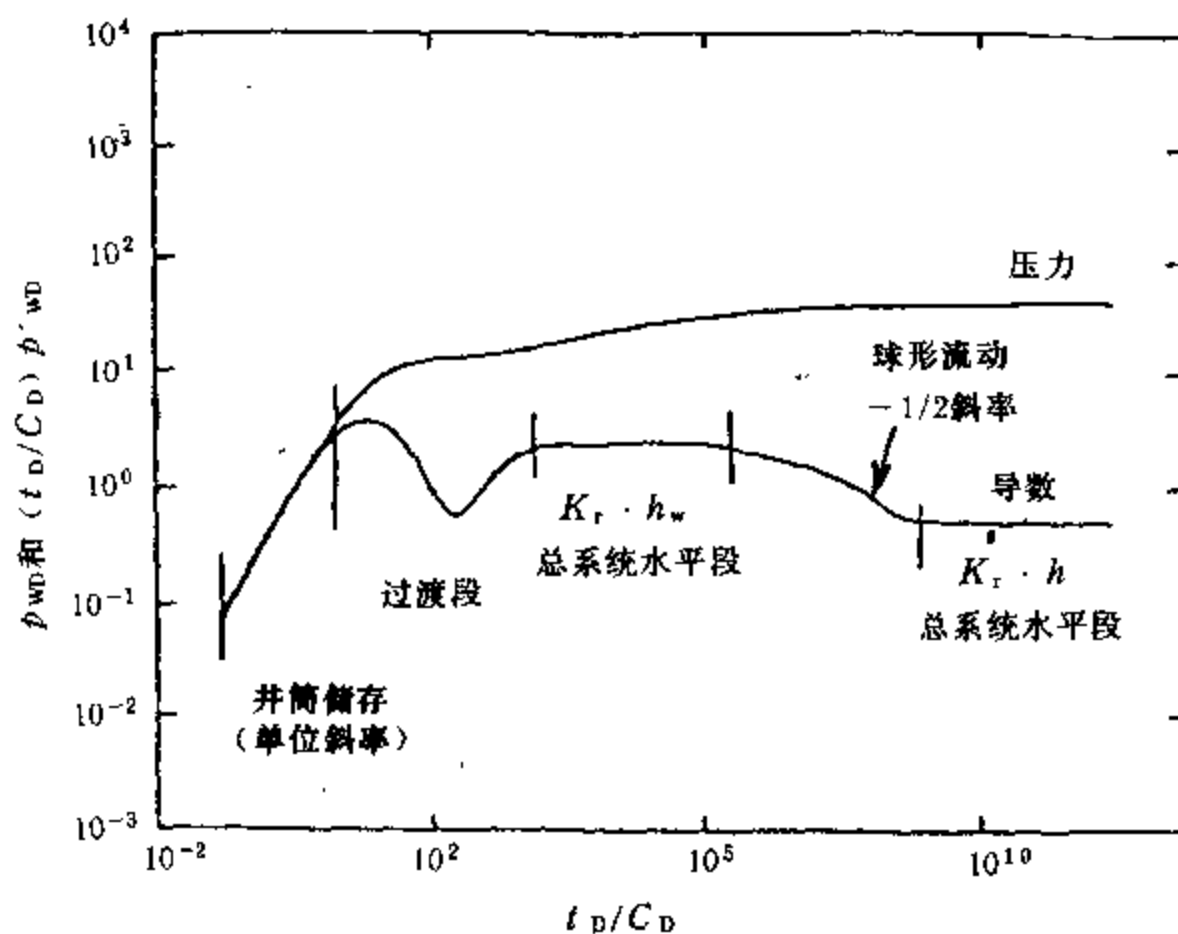


图 B.13 双孔储层部分射开井(影响总系统)

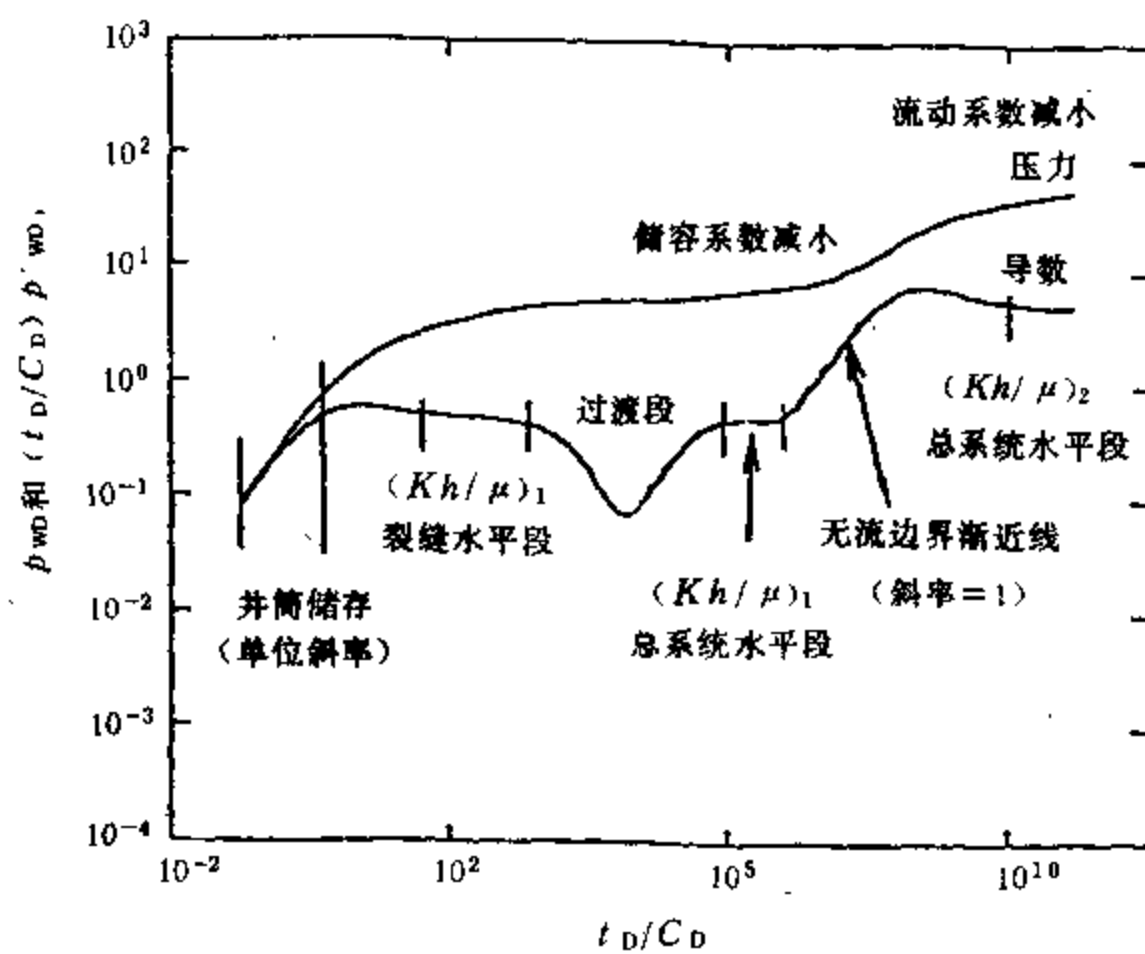


图 B.14 复合型的双孔储层

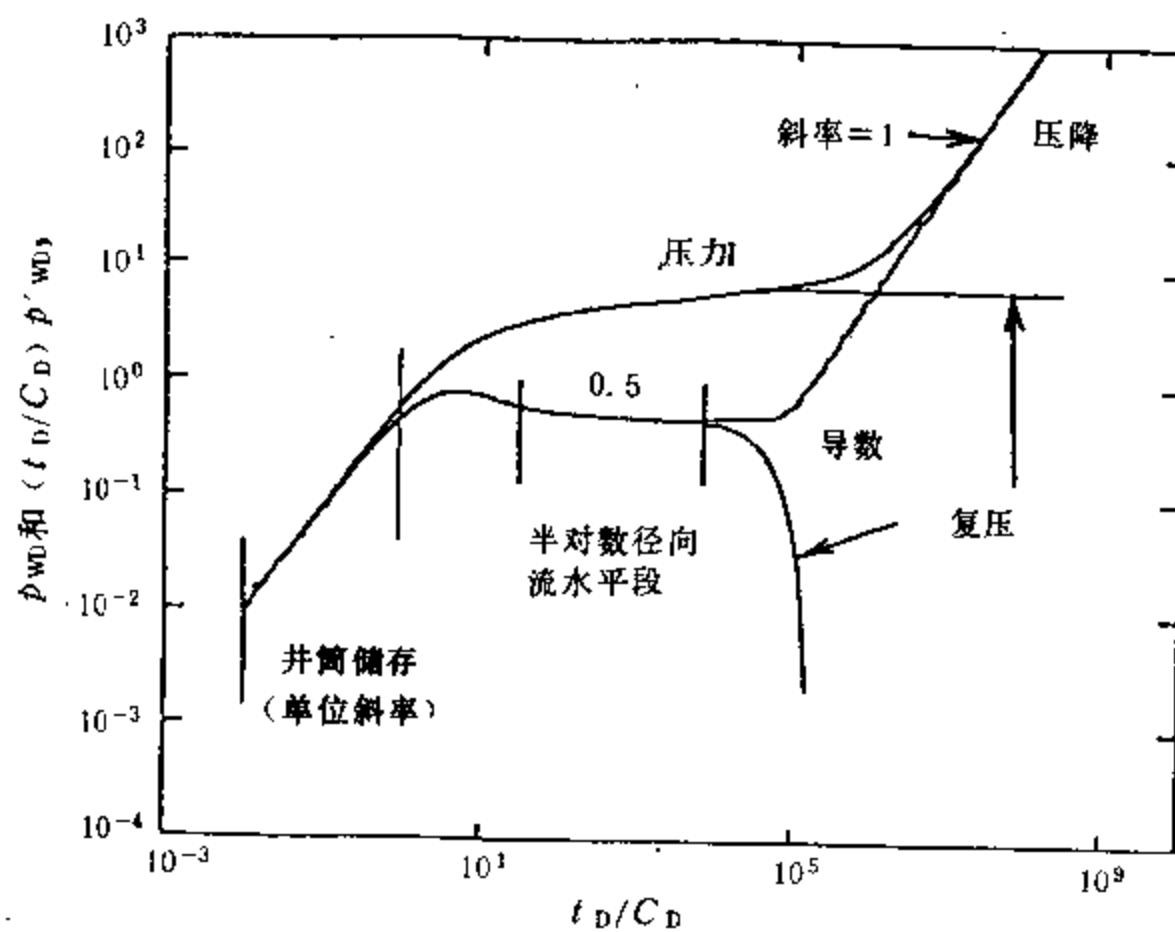


图 B.15 封闭正方形边界

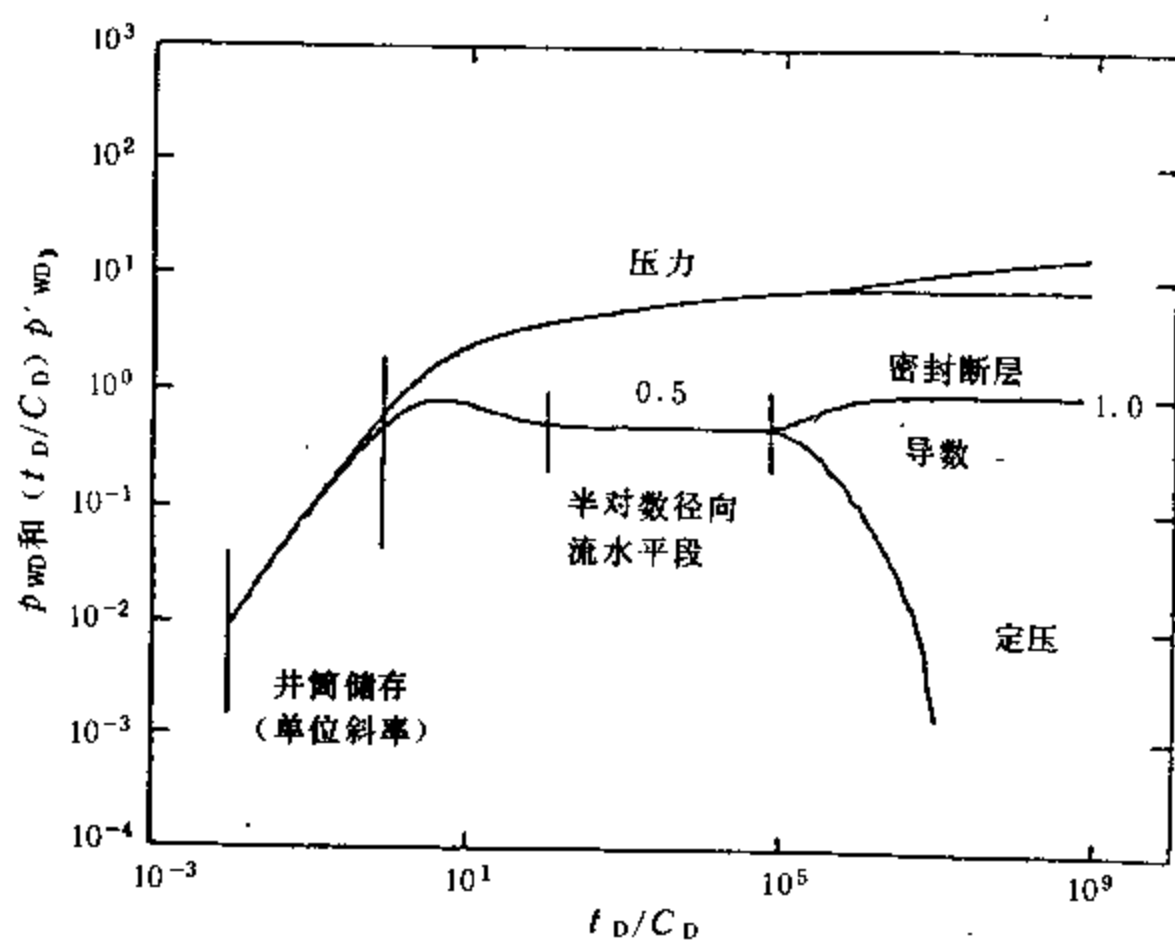


图 B.16 一条直线封闭断层

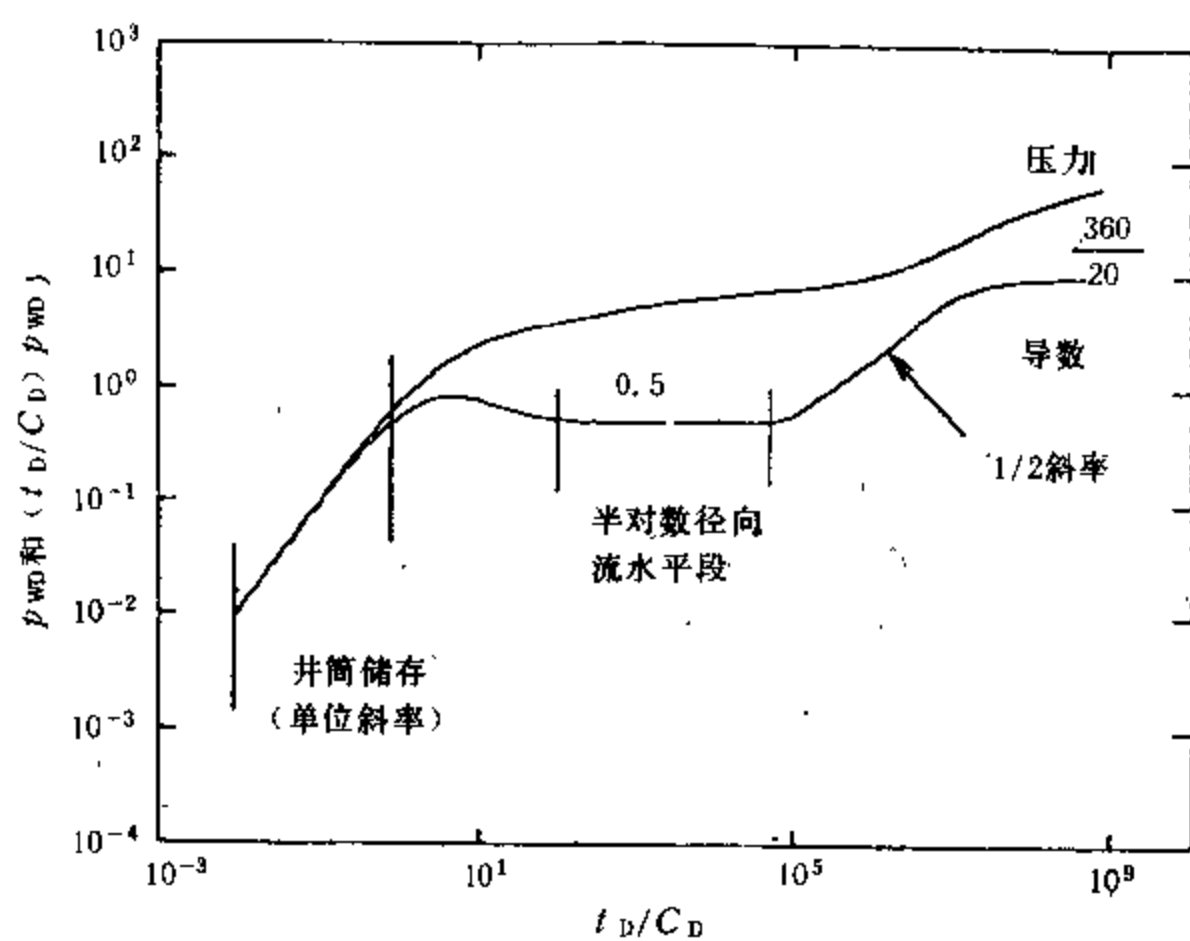


图 B.17 两条交叉直线封闭断层对称中心上的一口井
(楔形储层)

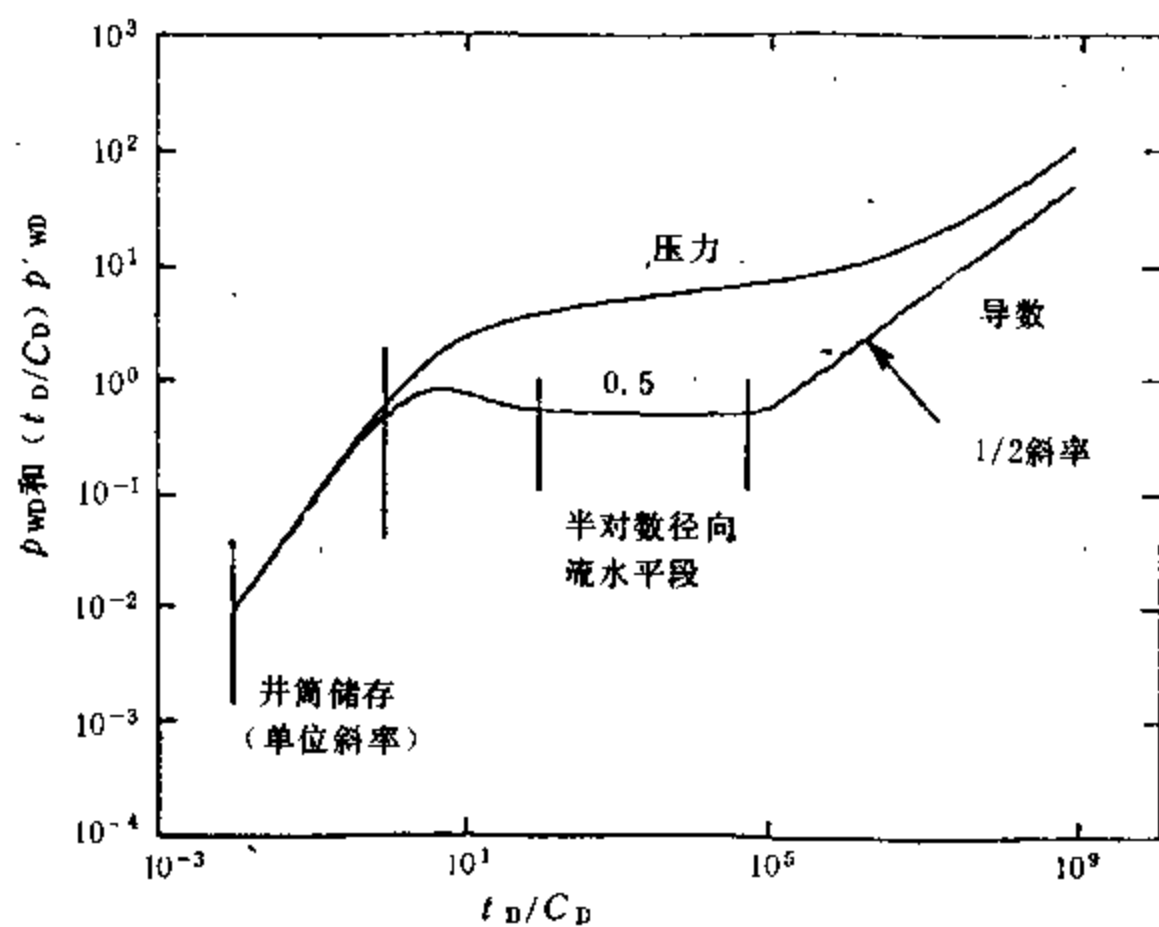


图 B.18 两条平行直线封闭断层对称中心上的一口井
(渠状储层)

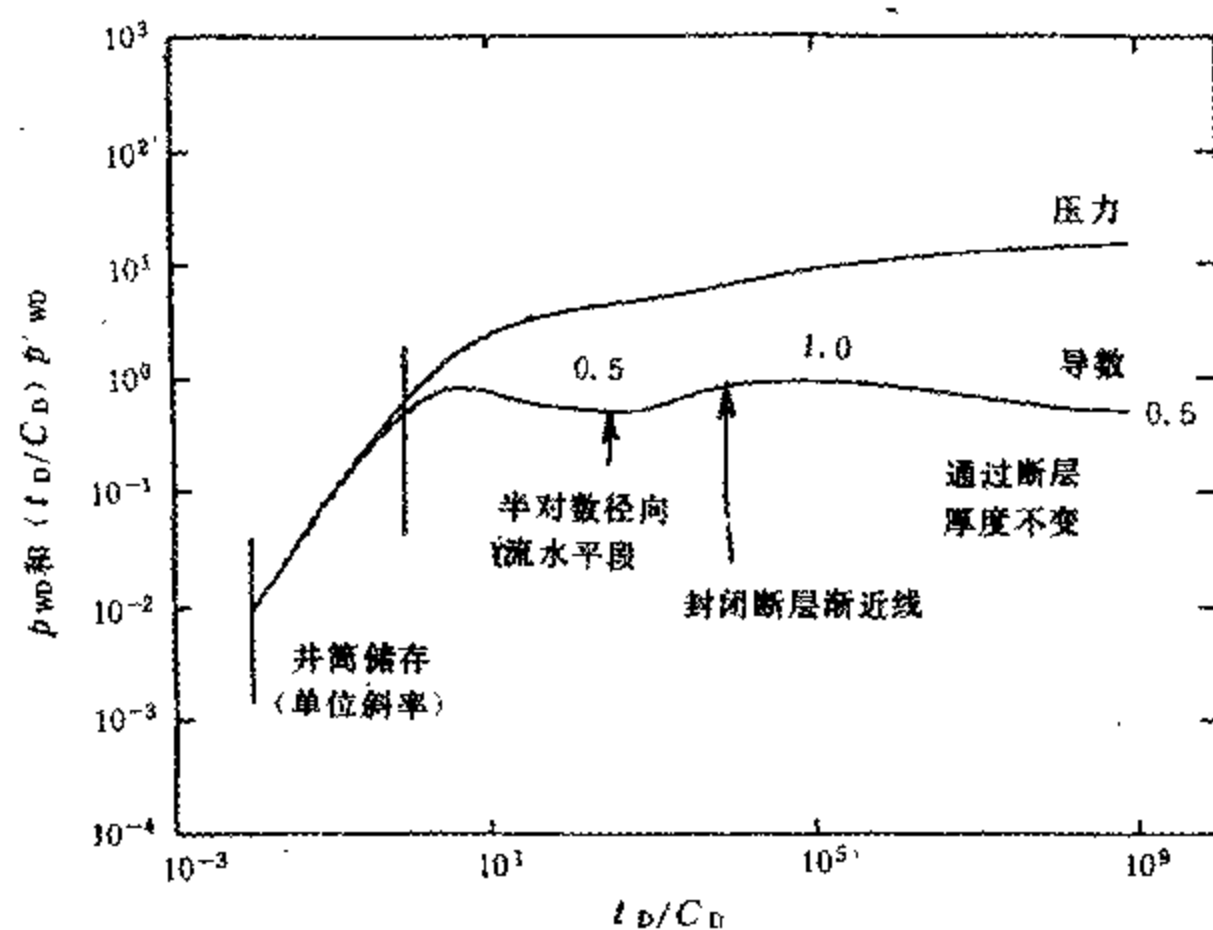


图 B.19 泄漏断层(断层两边地层厚度不变)

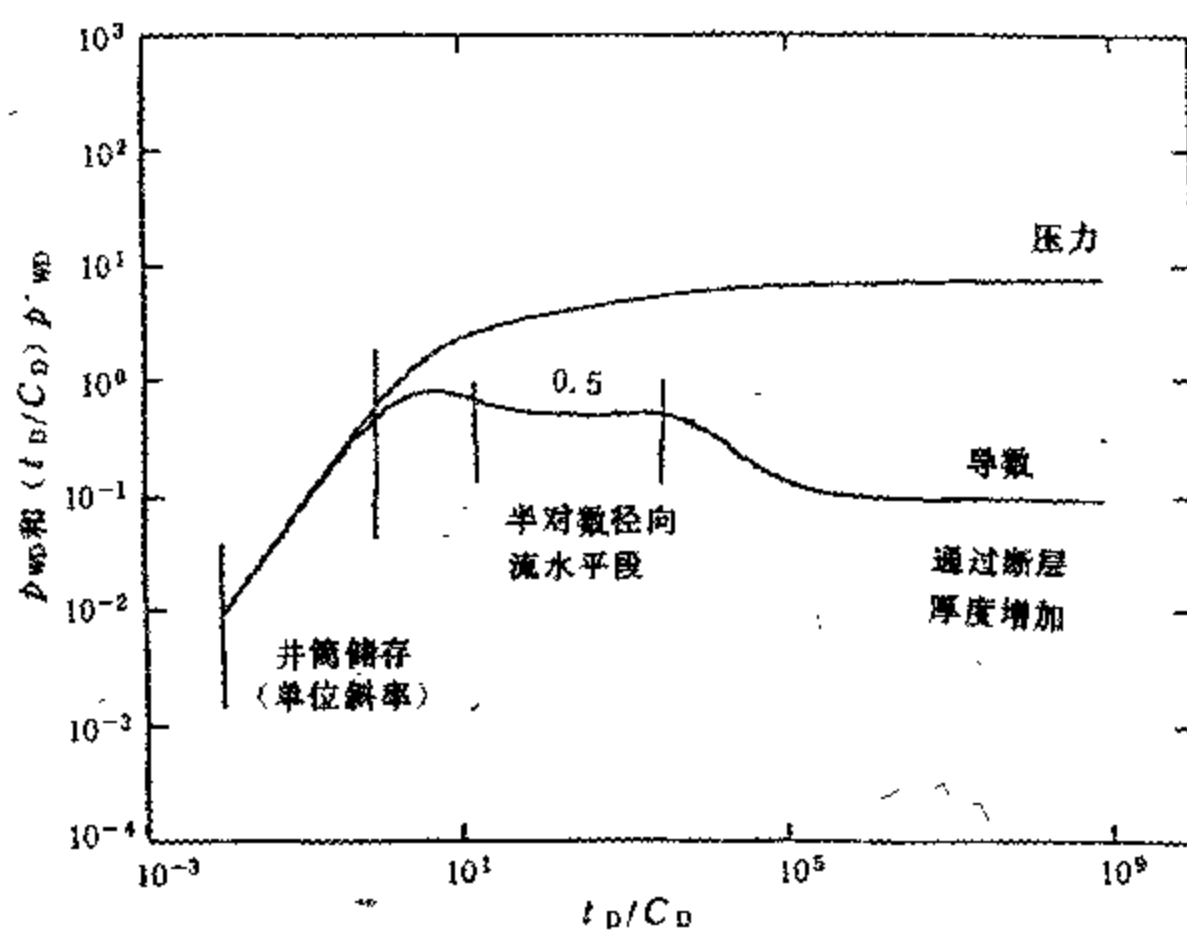


图 B.20 泄漏断层(通过断层厚度增加)

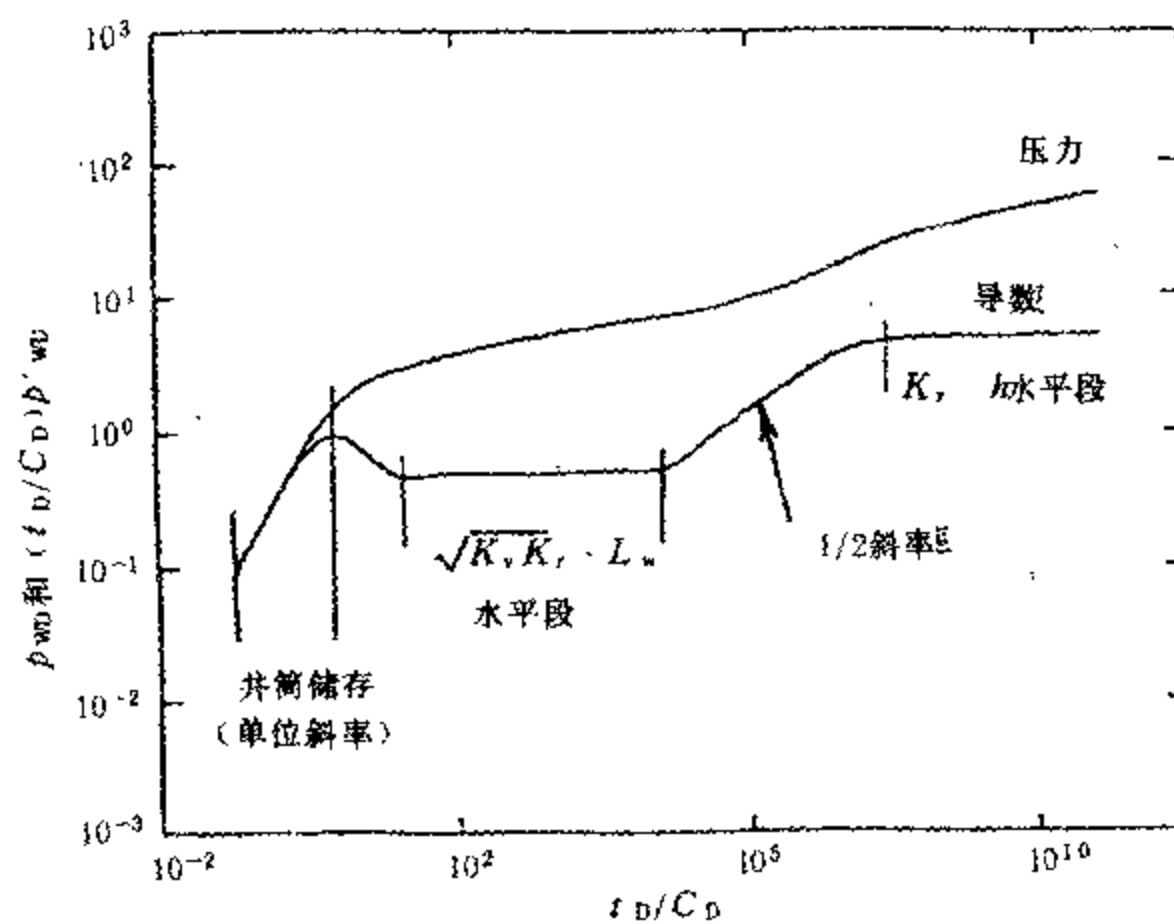


图 B. 21 均质储层中的一口水平井

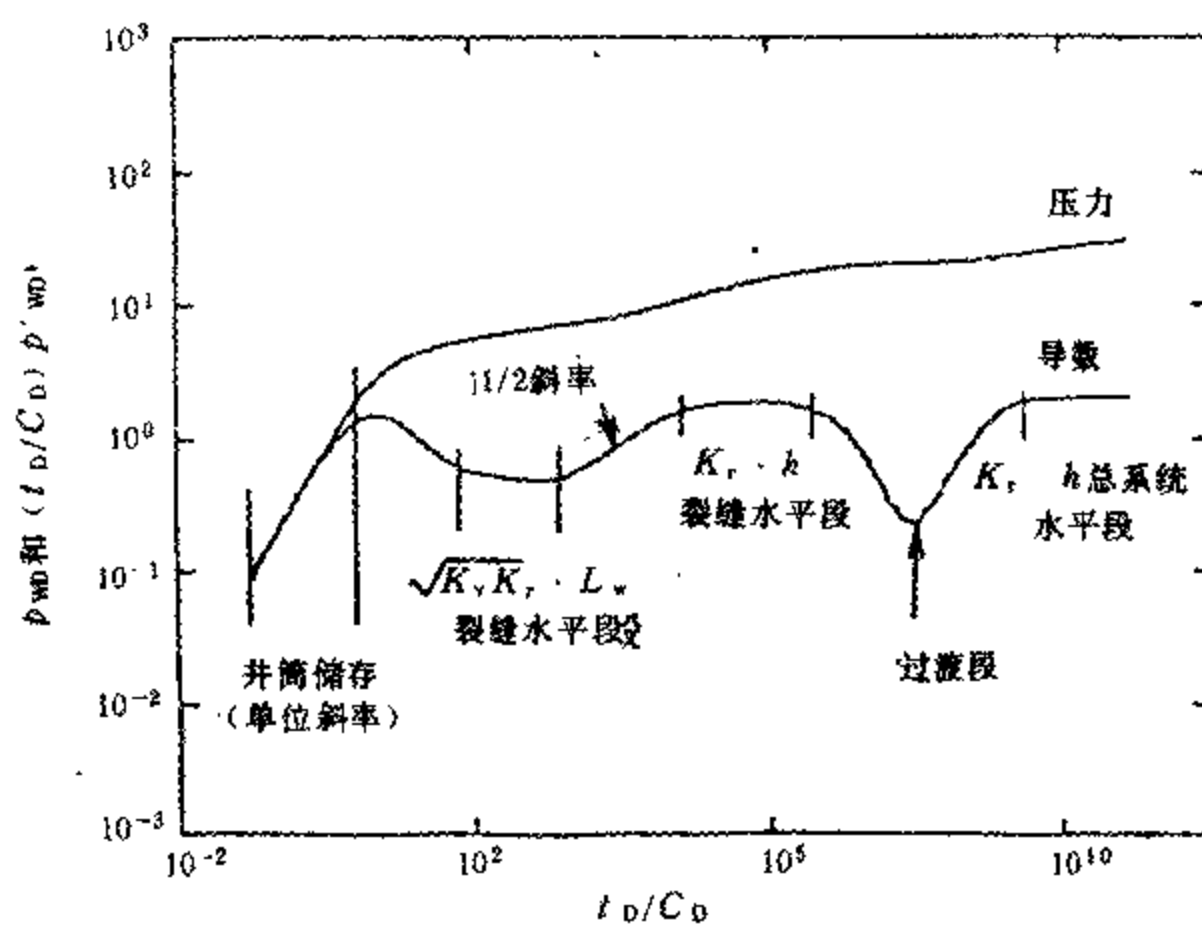


图 B. 22 低 \$\lambda\$ 值双孔储层水平井

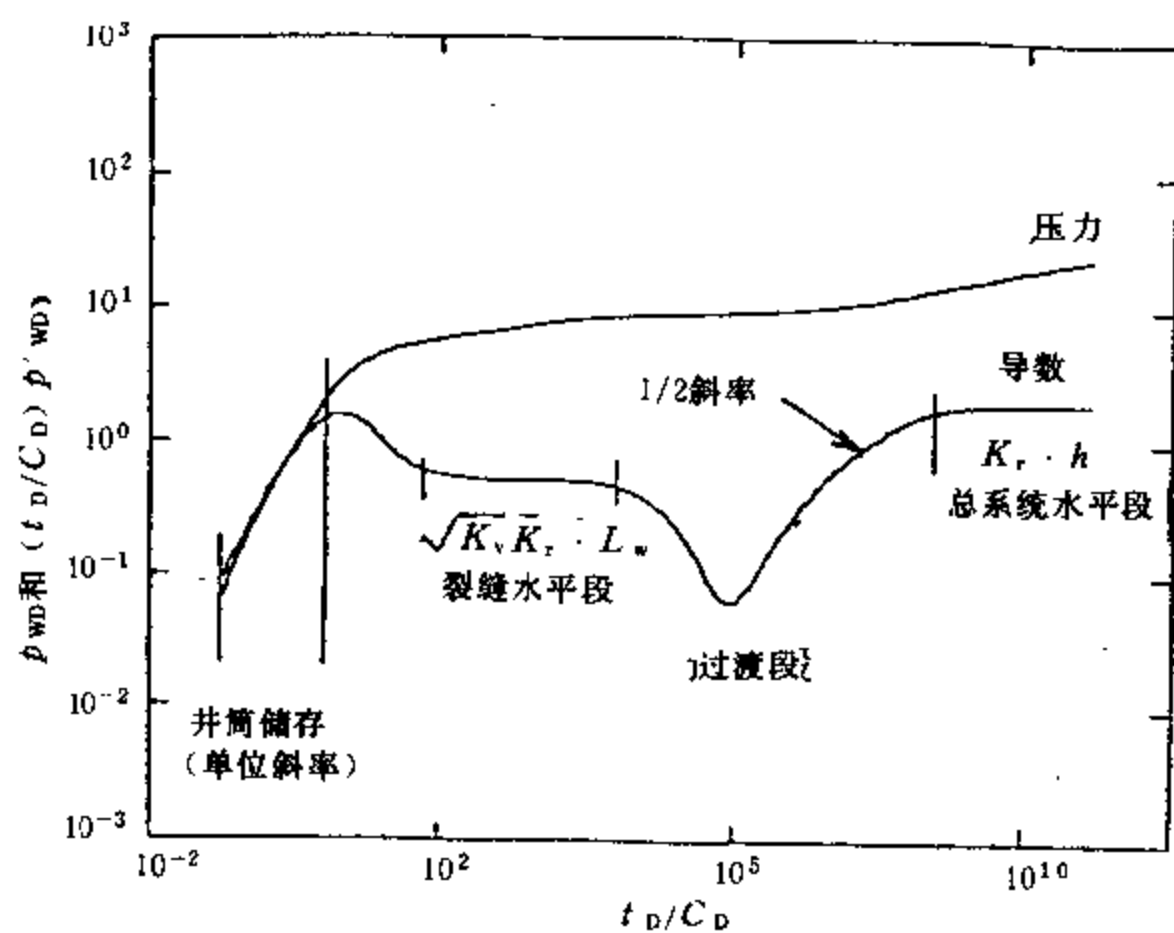


图 B.23 中 λ 值双孔储层水平井

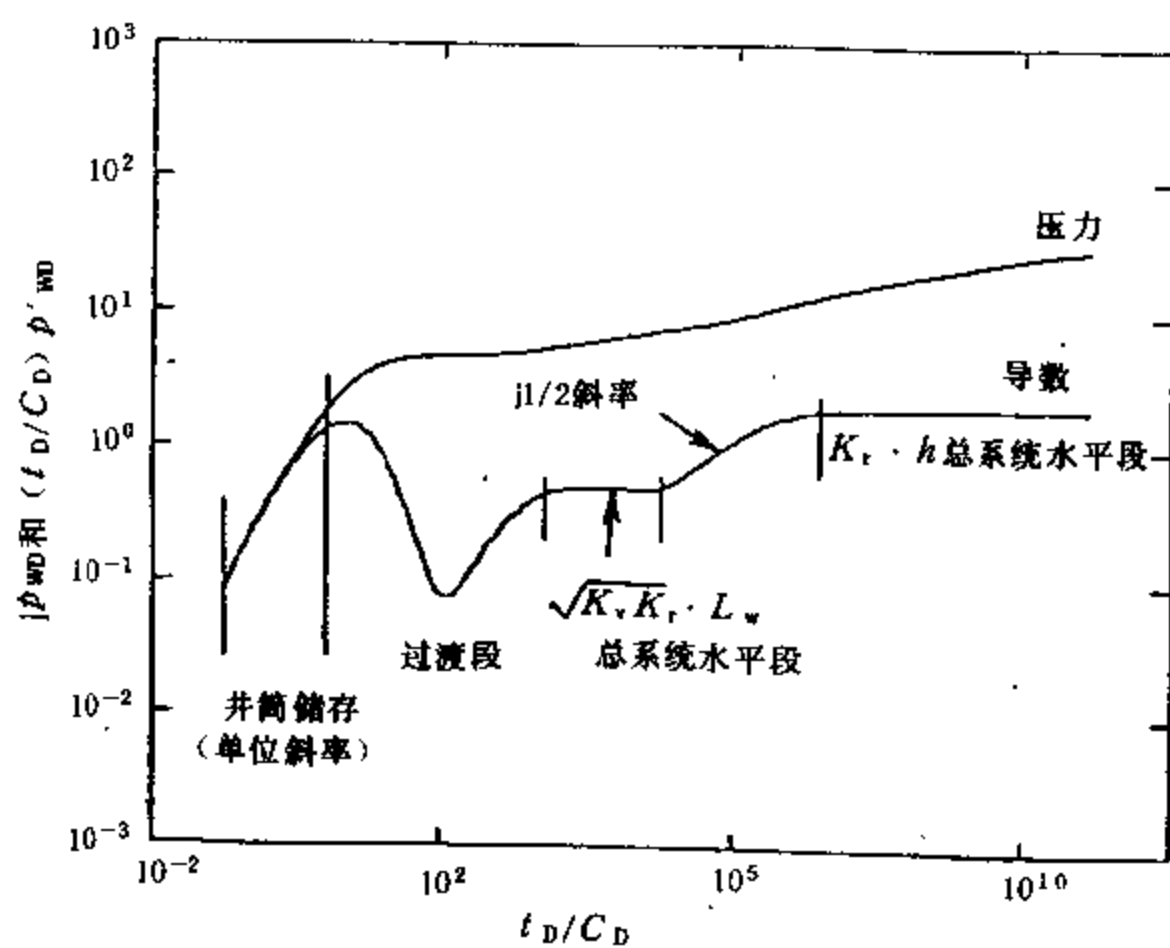


图 B.24 高 λ 值双孔储层水平井

附录 C 符号说明

- a ——方程中定义的常数
- A ——供给面积, m^2
- A_1 ——1号井的供给面积, m^2
- A_s ——流体流通截面积, m^2
- A_t ——储层总面积, m^2
- b ——打开率(或穿透比)
- b ——方程中定义的常数
- B ——流体体积系数, m^3/m^3
- B_g ——气体体积系数, m^3/m^3 或 $\text{m}^3/10^4\text{m}^3$
- B_o ——油相体积系数, m^3/m^3
- B_{oi} ——初始油相体积系数, m^3/m^3
- B_p ——气体拟体积系数函数
- B_w ——水相体积系数, m^3/m^3
- c ——方程中定义的常数
- C ——井筒储存系数, m^3/MPa
- C_A ——Dietz(迪茨)形状因子
- C_D ——无因次井筒储存常数
- C_e ——有效流体的总压缩系数, MPa^{-1}
- C_f ——岩石的压缩系数, MPa^{-1}
- C_g ——气体的压缩系数, MPa^{-1}
- C_o ——油的压缩系数, MPa^{-1}
- C_t ——综合压缩系数, MPa^{-1}
- C_w ——水的压缩系数, MPa^{-1}
- d ——测试井到最近的油藏物理边界的距离, m
- E_f ——流动效率
- E_{go} ——气油比, m^3/m^3
- f_w ——综合含水率, %
- F_{CD} ——无因次裂缝导流能力
- h ——储层总厚度, m
- h_D ——无因次储层总厚度
- h_w ——有效打开井段厚度, m
- h_{wD} ——无因次打开井段长度
- H ——幂律系数或稠度系数, $\text{mPa} \cdot \text{s}^n$
- $I(t)$ ——压力积分函数
- I_{wD} ——无因次压力积分函数

I_w ——吸水指数
 J_o ——采油指数
 J_l ——采液指数
 K ——孔隙介质的渗透率, μm^2
 K_f ——裂缝渗透率, μm^2
 K_{ro} ——油相对渗透率
 K_{rw} ——水相对渗透率
 K_{rg} ——气相对渗透率
 K_H ——水平方向渗透率, μm^2
 K_S ——球面径向渗透率, μm^2
 K_s ——表皮区渗透率, μm^2
 K_v ——垂向渗透率, μm^2
 L_w ——水平井段长度, m
 L_{we} ——有效水平井段长度, m
 m ——半对数直线段斜率, MPa/cycle
 m' ——压力导数直角坐标图上一直线段的斜率, MPa/h
 m' ——线性流图的斜率, MPa/h^{1/2}
 m'' ——双线性流图的斜率, MPa/h^{1/4}
 m^* ——直角坐标图上一直线段的斜率, MPa/h
 m_s ——球面流图的斜率, MPa·h^{1/2}
 M ——流度比
 n ——幂律指数
 N ——原始地质储量, m³
 N ——导压系数比(也称水力扩散系数比)
 N_p ——累计产油量, m³
 $\bar{p}$ ——平均地层压力(也称平均储层压力), MPa
 p_{dew} ——露点压力, MPa
 p_D ——无因次压力
 p_D ——无因次地层平均压力
 p_{DMBH} ——无因次 MBH 压力函数
 p_{DMDH} ——无因次 MDH 压力函数
 p_e ——储层边界压力, MPa
 p_{eD} ——无因次储层边界压力
 p_i ——原始储层压力, MPa
 p_p ——拟压力函数
 p_{pn} ——标准化拟压力函数
 p_{*D} ——无因次恢复压力
 p_{wf} ——井底流压, MPa

p_{ws} ——井底恢复压力, MPa
 p_{wf} ——关井时刻井底流动压力, MPa
 p_{wD} ——无因次井底压力
 p^* ——霍纳假压力, MPa
 $\tilde{p}_{sD}$ ——压力恢复期间的无因次井底压力变化
 Δp_s ——表皮附加压降, MPa
 q ——井口产量, m^3/d
 q_{AOF} ——绝对无阻流量, m^3/d
 q_D ——无因次流量
 q_g ——气井地面产量, $10^4 m^3$ 或 m^3/d
 q_{iw} ——井日注水量, m^3/d
 q_l ——井日产液量, m^3/d
 q_{mt} ——两相总摩尔质量流量, $kmol/d$
 q_r ——参考流量, 通常用的是稳定生产流量, m^3/d
 q_{st} ——井底层面流量, 是流量计读数, m^3/d
 q_1 ——1号井井口产量, m^3/d
 $(q_o)_{max}$ ——在 $p_{wf}=0$ 条件下油井的最大产油量, m^3/d
 q^* ——通过表皮边界的流量, m^3/d
 r ——井径向距离, m
 r_{dew} ——气液两相区的半径, m
 r_D ——无因次井径向距离
 r_{eD} ——无因次供给边界半径
 r_e ——供给边界半径, m
 r_{f1} ——油水界面的移动位置, m
 r_{f2} ——过渡区前沿的移动位置, m
 r_i ——探测半径, m
 r_{is} ——压力恢复期的探测半径, m
 r_{sw} ——等效球形井筒半径, m
 r_w ——井眼半径, m
 r_{we} ——有效井筒半径, m
 r_1 ——近井带(内区)半径, m
 R_D ——堵塞比
 R_{IP} ——单井注采比
 R_{PI} ——单井采注比
 R_s ——溶解气油比, m^3/m^3
 R_{sw} ——溶解气水比, m^3/m^3
 R ——通用气体常数 $= 0.07398 \text{ MPa} \cdot m^3/kmol \cdot K$
 S ——表皮因子

S_a ——表观表皮因子
 S_b ——测试井层段局部打开引起的拟表皮因子
 S_c ——有效负表皮因子
 S_f ——裂缝表皮因子
 S_g ——含气饱和度, 小数
 S_{gc} ——临界含气饱和度, 小数
 S_m ——真实表皮因子或机械表皮因子
 S_{ND} ——井筒附近非达流所引起的拟表皮因子
 S_o ——含油饱和度, 小数
 S_p ——水平井引起的拟表皮因子
 S_t ——总表皮因子
 S_w ——含水饱和度, 小数
 S_{wi} ——初始含水饱和度或不可动的含水饱和度, 小数
 S_{2p} ——两相流表皮因子
 S_θ ——井斜引起的拟表皮因子
 S^* ——边界表皮因子
 t ——流动时间或关井前生产时间, h
 t_{AD} ——基于供给面积 A 的无因次流动时间
 t_{A_1D} ——基于供给面积 A_1 的无因次时间
 t_{esaD} ——无因次半对数近似时间
 t_p ——拟时间函数
 t_{pn} ——标准化拟时间函数
 t_{ps} ——线性压力趋势开始时间, h
 t_s ——Scott(1979)定义的拟时间函数
 t_{ss} ——稳定流动开始时间, h
 $(t_{ps})_{A_1D}$ ——无因次线性压力趋势开始时间
 t_{xfD} ——基于裂缝半长的无因次流动时间
 t_{wrd} ——基于储层宽度的无因次流动时间
 T ——温度, K 或 $^{\circ}\text{C}$
 Δt ——关井时间, h
 Δt_{A_1D} ——基于供给面积 A_1 的无因次时间
 Δt_D ——无因次关井时间
 Δt_e ——等效压降时间, h
 Δt_x ——两直线交点所对应的时间, h
 W_f ——裂缝宽度, m
 W_i ——累计注水量, m^3
 V_p ——储层的孔隙体积, m^3
 W_p ——累计产水量, m^3

W_R ——储层宽度, m
 E_{wo} ——生产水油比, m^3/m^3
 X_f ——裂缝的有效半长, m
 Z ——真实气体压缩因子
 $\phi C_i h$ ——储容系数(也称储能系数), m/MPa
 $(\phi C_i h)_{1/2}$ ——储容比(也称储能比)
 Kh ——地层系数, $\mu m^2 \cdot m$
 Kh/μ ——流动系数, $\mu m^2 \cdot m/(mPa \cdot s)$
 $(Kh/\mu)_1$ ——由压力导数线性图求得的流动系数, $\mu m^2 \cdot m/(mPa \cdot s)$
 $(Kh/\mu)_{1/2}$ ——流动系数比
 x, y ——直角坐标
 ω ——高渗透性介质(如裂缝)弹性容量比
 γ ——欧拉常数, 等于 1.781
 $\lambda = K/\mu$ ——流度, $\mu m^2/(mPa \cdot s)$
 λ ——窜流系数(无因次)
 λ_p ——压力恢复速度值
 σ ——双重渗透介质的特性参数
 ϕ ——孔隙度
 ρ ——井筒条件下的井筒流体密度, g/cm^3
 ρ_g, ρ_o ——分别为气相与液相的摩尔密度, $kmol/m^3$
 μ ——粘度, $mPa \cdot s$
 μ_a ——视粘度或表观粘度, $mPa \cdot s$
 μ_{eff} ——有效粘度, $mPa \cdot s^n \mu m^{1-n}$
 μ_{2p} ——两相总粘度, $mPa \cdot s$
 μ^* ——特征粘度, $mPa \cdot s^n$
 η ——导压系数, $\mu m^2 \cdot MPa/(mPa \cdot s)$
 η_{ID} ——无因次裂缝水力传导系数
 δ ——方程中定义的无因次参数
 θ_w ——井的倾斜角度(即与地层层面法线的交角)
 τ_v ——速度松弛时间, h
 τ_p ——压力松弛时间, h
 τ_{vD} ——无因次速度松弛时间
 τ_{pD} ——无因次压力松弛时间
 $v = (1-n)/(3-n)$ 。

下标:

A ——面积
 D ——无因次
 e ——等效或有效

f——裂缝系统或流动
 g——气相
 i——初始条件或初始状态
 j——像井指数
 k——井指数
 l——压力导数线性图
 l——液相
 m——岩块系统
 n——标准化变量
 o——油相
 p——拟变量
 s——恢复
 sc——标准状态
 t——总系统
 w——水相或井
 1——1号井
 1——高渗透介质或复合储层的1区
 2——低渗透介质或复合储层的2区
 1/2——1和2系统的比值
 t 或 1+2——总系统

参 考 文 献

- 姜礼尚,陈钟祥著. 试井分析理论基础. 北京石油工业出版社,1985年7月第1版
- 童宪章 编著. 压力恢复曲线在油、气田开发中的应用. 北京石油化学工业出版社,1977
- 王福林 编著. 实用油田压力恢复曲线分析方法. 北京石油工业出版社,1979年9月
- 田军,陈钟祥. 确定裂缝性油藏无量纲窜流系数的改进方法. 石油勘探与开发,1986年第3期
- 刘能强编著. 实用现代试井解释方法. 北京石油工业出版社,1992年9月,第二版
- 刘慈群. 三重介质中的渗流问题. 力学学报,1981年特刊
- 吴玉树,葛家理. 三重介质中的渗流问题. 力学学报,1983年第1期
- 高承泰. 利用两层不稳定试井确立多层油藏的分布参数. 石油学报,1987年第2期
- 王新海,夏位荣. 泥浆污染半径的计算和措施增产率的预测. 油气井测试,1992年第4期
- T.D. 斯特列尔特索娃著,刘民中,唐金华,高承泰译. 非均质地层试井. 北京:石油工业出版社,1992
- 张望明,曾萍. 存在局部连通断层复合油藏不稳定试井分析及典型曲线拟合方法. 石油勘探与开发,1992年第2期
- 冯文光,葛家理. 单一介质、双重介质中非定常非达西低速渗流问题. 石油勘探与开发,1985年第1期
- 冯文光,葛家理. 单一介质、双重介质非达西低速渗流的压力曲线动态特征. 石油勘探与开发,1986年第5期
- 詹薇,刘尉宁等. 溶解气驱油藏压降与压力恢复试井的综合分析方法. 试采技术,1993年第2期
- 詹薇,刘尉宁,陈钦雷. 用试井资料确定油气两相对或有效渗透率曲线的非线性回归方法. 石油勘探与开发,1993年第6期
- 栾志安. 双重介质非牛顿液不稳定渗流解析解. 石油学报,1981年第4期
- 刘慈群. 非牛顿流体弹性径向渗流近似解. 力学与实践,1982年第4期
- [苏]H.M. 阿梅托夫等人著. 陈宝来,卢学成译. 重质高粘原油的开采. 北京:石油工业出版社,1990年1月
- 栾志安. 稠油油田试井分析方法. 石油学报,1988年第2期
- 刘慈群,杨介. 垂直裂缝井非牛顿流体试井分析. 石油钻采工艺,1989年第6期
- 刘慈群. 在双重孔隙介质中有限导流垂直裂缝井的非牛顿流体试井分析方法. 石油学报,1990年第11卷第4期
- 刘慈群,王晓冬. 重质、高粘原油试井分析方法. 油气井测试,1992年第1期
- 李宾元. 稠油油藏中水平井试井分析新方法. 西南石油学院学报,1992年第4期
- 刘慈群,王晓冬. 粘弹性流体不定常二维渗流. 石油勘探与开发,1992年增刊
- 王晓冬,刘慈群. 重质、高粘原油压力动态分析. 试采技术,1993年第2期

- 徐建平. 非牛顿幂律流体不稳定试井压力解. 试采技术, 1993 年第 1 期
- 贾永禄. 气井、油井试井分析方程的统一. 油气井测试, 1993 年第 4 期
- 赵焕欣. 板桥凝析油气田压力恢复曲线计算及油层压力对地层参数的影响. 试采技术, 1985 年第 4 期
- 程时清. 重力作用下不稳定渗流问题的精确解. 油气井测试, 1991 年第 1 期
- 程时清, 夏位荣. 强可压缩液体的试井分析方法. 大庆石油地质与开发, 1991 年第 4 期
- 程时清, 张望明. 油井不稳试井分析的非线性模型压降典型曲线及其应用. 石油学报, 1993 年第 4 期
- 贾永禄. 均质多重不等厚地层试井分析模型及样板曲线. 油气井测试, 1994 年第 4 期
- 陈元千. 校正压力恢复曲线续流段数据的新方法. 试采技术, 1988 年第 4 期
- 成绥民, 段永刚. 早期试井分析的新方法. 石油学报, 1990 年第 2 期
- 徐建平. 用新典型曲线拟合低渗透油藏试井曲线. 油气井测试, 1991 年第 3 期
- 卢德唐, 郭冀义, 孔祥言. 一种适合于分析不稳定试井早期数据的图版. 油气井测试, 1993 年第 1 期
- 林加恩, 代传书. 变流量生产的压力恢复曲线分析方法. 油气井测试, 1994 年第 2 期
- 王耀祖, 刘建军. 灌注法试井与试验. 油气井测试, 1994 年第 4 期
- 俞启泰. 裂缝性油藏油井指示曲线图版的制作方法. 石油勘探与开发, 1992 年
- 虞绍永编著. DST 试井分析方法. 人民中国出版社, 1993 年 6 月
- 李生湖. 测油井液面恢复曲线的新方法(之二). 试采技术, 1993 年第 4 期
- 虞绍永, 刘尉宁. 试井解释模型诊断曲线的计算机自动识别及参数估算. 石油勘探与开发, 1992 年第 2 期
- 陈元千. 无因次 IPR 曲线通过的推导及线性求解方法, 石油学报, 1986 第 2 期
- 成绥民, 李汝勇等. 试井分析专家系统. 西南石油学院学报, 1992 年第 1 期
- Fair, P. S. and Simmons, J. F. Novel Well Testing Applications of Laplace Transform Deconvolution. SPE 24716, 1992
- Kucuk, F. and Ayestaran, L. Analysis of Simultaneously Measured Pressure and Sandface Flow Rate in Transient Well Testing. JPT(Feb. 1985)323~34
- Rouboutsos, A. and Stewart, G. A Direct Deconvolution or Convolution Algorithm for Well Test Analysis. SPE 18157, 1988
- Stehfest, H. Numerical Inversion of Laplace Transforms Commun. ACM(1970), 13, No. 1, 47~49
- Van Everdingen, A. F. and Hurst, W. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. Trans., AIME(1949)186, 305~24
- Horner, D. R. Pressure Build-Up in Wells. Proc., Third World Pet. Cong., The Hague(1951) sec. II, 503~23
- Matthews, C. S. and Russell, D. G. Pressure Buildup and Flow Tests in Wells. SPE Monograph, Vol. 1, Dallas, 1967
- (1) Earlougher R. C. Jr. Advances in Well Test Analysis. Monograph Series SPE, 1977
- (2) Miller, C. C., Dyes, A. B., and Hutchinson, C. A. Jr. The Estimation of Permeability

- and Reservoir Pressure From Bottomhole Pressure Build-up Characteristics. Trans. , AIME (1950) 189, 91~104
- Raghavan, R. , Reynolds, A. C. , and Meng, H. Z. Analysis of Pressure Buildup Data Following a Short Flow Period. JPT (April 1982) 904
- Ramey, H. J. Jr. and Cobb, W. M. A General Pressure Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area. JPT (Dec. 1971) 1497~1505
- Hasan, A. R. and Kabir, C. S. Pressure Buildup Analysis: A Simplified Approach. JPT (Jan. 1983)
- (3) Mead, H. N. Using Finite - System Buildup Analysis to Investigate Fractured, Vugular, Stimulated, and Horizontal Wells. JPT (Oct. 1988) 1361
- Ehlig-Economides, C. and Economides, M. J. Pressure Transient Analysis in an Elongated Linear Flow Systems. SPEJ (Dec. 1985) 839~847
- Larsen, L. and Hovdan, M. Analyzing Well Test Data From Linear Reservoirs by Conventional Methods. SPE 16777, 1987
- (4) Ichara, M. J. Pressure Behavior in Vertically Fractured Wells Subject to Limited Entry and Bottom Water Drive. SPE 10180, 1981
- (5) Miller, F. G. Theory of Unsteady - State Influx of Water in Linear Reservoirs. J. Inst. Pet. (1962) 48
- Culham, W. E. Pressure Buildup Equations for Spherical Flow Regime Problems SPEJ (Dec. 1974) 545~55
- Moran, J. H. and Finklea, E. E. Theoretical Analysis of Pressure Phenomena Associated With the Wireline Formation Tester. JPT (Aug. 1962) 899~08
- Raghavan, R. and Clark, K. K. Vertical Permeability From Limited Entry Flow Tests in Thick Formations. SPEJ (Feb. 1975) 65~73
- (6) Tang, R. W. A Model of Limited - Entry Completions Undergoing Spherical Flow. SPEFE (Dec. 1988) 761~69.
- Bourdet, D. Ayoub, J. A. and Pirard, Y. M. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation. SPEFE (June 1989) 293~302
- (7) Jones, P. Reservoir Limit Test. Oil and Gas Journal (June 1956) 184~196.
- (8) Agarwal, R. G. A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves are Used to Analyze Pressure Buildup and Other Test Data. SPE 9289, 1980
- Agarwal, R. G. , Al-Hussainy, R. and Ramey, H. J. Jr. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effects in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment. SPEJ (Sept. 1970) 278~90; Trans. , AIME, 249
- Bourdet, D. , Whittle, T. M. , Douglas, A. A. and Pirard, Y. M. A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis. World Oil (May 1983) 95~106
- Earlougher, R. C. Jr. and Kersch, K. M. Analysis of Short-Time Transient Test Data By Type-Curve Matching. JPT (July 1974) 793

- (9) Gringarten, A. C. , Bourdet, D. , Landel, P. A. and Kniazeff, V. A Comparison Between Different Wellbore Storage and Skin Type Curves for Early—Time Transient Analysis. SPE 8205, 1979
- McKinley, R. M. Wellbore Transmissibility From Afterflow-Dominated Pressure Buildup Data. JPT (July 1971)
- Ramey, H. J. Jr. Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage. JPT (Jan. 1970) 97
- Aminian, K. , Ameri, S. , Gaines, T. E. and Morris, M. E. Semilog Type Curve for Interpretation of Well Test Data. SPE 21271, 1990
- Duong, A. N. A New Set of Type Curves for Well Test Interpretation Using the Pressure-Derivative Ratio (PDR). SPE 16812, 1987
- Duong, A. N. A New Set of Type Curves for Well-Test Interpretation With the Pressure/Pressure-Derivative Ratio. SPEFE (June 1989) 264~72
- Onur, M. and Reynolds, A. C. A New Approach for Constructing Derivative Type Curves. SPEFE (March 1988) 197~206
- Onur, M. , Yeh, N. and Reynolds, A. C. New Applications of Pressure Derivative in Well-Test Analysis. SPEFE (Sept. 1989) 429~37
- Blasingame, T. A. , Johnston, J. L. and Lee, W. J. Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method. SPE 18799, 1989
- Douglas, A. A. Use of the Second Order Derivative in Pressure Transient Analysis. Paper presented at the 1986 Meeting of the Aberdeen Local SPE Section, Aberdeen, Scotland
- Duong, A. N. and McLaughlin, L. A. Generalized Approach for Analyzing the Early-Time Pressure Transient Data. SPE 18880, 1989
- Abbaszadeh, M. and Kamal, M. M. Pressure Transient Testing of Water Injection Wells. SPEFE, 115~124, 1989(2)
- Bourdet, D. and Gringarten, A. C. Determination of Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type-Curve Analysis. SPE 9293, 1980
- Bourdet, D. Pressure Behavior of Layered Reservoirs With Crossflow. SPE 13628, 1985
- (10) Gringarten, A. C. Well—Test Interpretation. Scientific Software—Intercomp (SSI), July 1993. Also see Petroleum WorkBench Well Test Analysis—Interpret/2 User Manual. Scientific Software—Intercomp, Inc. (Aug. 10, 1994)
- Ambastha, A. K. and Ramey, H. J. Jr. Thermal Recovery Well Test Design and Interpretation. SPEFE (June 1989)
- Kikani, J. and Walkup Jr. , G. W. Analysis of Pressure-Transient Tests for Composite Naturally Fractured Reservoirs. SPEFE (June 1991) 176~82
- Abdassah, D. and Ershaghi, I. Triple-Porosity Systems for Representing Naturally Fractured Reservoirs. SPEFE (April 1986) 113~27
- Acuna, J. A. , Ershaghi, I. and Yortsos, Y. C. Practical Application of Fractal Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. SPE 24705, 1992

- Beier, R. A. Pressure Transient Model of a Vertically Fractal Reservoir. SPE 20582, 1990
- Bidaux, P. , Whittle, T. M. , Coveney, P. J. , and Gringarten, A. C. Analysis of Pressure and Rate Transient Data From Wells in Multilayered Reservoirs; Theory and Application. SPE 24679, 1992
- Spivak, D. and Horne, R. N. Unsteady-State Pressure Response Due to Production With a Slotted Liner Completion. JPT (July 1983) 1366
- Hawkins, M. F. Jr. A Note on the Skin Effect. JPT (Dec. 1956) 65~66
- Larsen, L. and Kviljo, K. Variable-Skin and Cleanup Effects in Well-Test Data. SPEFE (Sept. 1990) 272~76
- Azari, M. , Wooden, W. O. Perak, K. R. and Soliman, M. Y. A Comprehensive Study of Reservoirs Exhibiting Dual-Storage Effects During Well Testing. SPE 24708, 1992
- Hasan, A. R. and Kabir, C. S. Modeling Changing Storage During a Shut-in Test. SPE 24717, 1992
- Hegeman, P. S. , Hallford, D. A. and Joseph, J. A. Well Test Analysis With Changing Wellbore Storage. SPEFE (Sept. 1993) 201~07
- Fair, W. B. Jr. Pressure Buildup Analysis With Wellbore Phase Redistribution. SPEJ (April 1981) 257~70
- Thompson, G. L. , Jones, J. R. and Reynolds, A. C. Analysis of Pressure Buildup Data Influenced by Wellbore Phase Redistribution. SPEFE (Oct. 1986) 435~52
- Cinco-Ley, H. and Samaniego-V. , F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. JPT (Sept. 1981) 1749~1766
- Gringarten, A. C. Ramey, H. J. Jr. and Raghavan, R. Unsteady-State Pressure Distribution Created by a Well With a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture. SPEJ (Aug. 1974) 347~60
- Kucuk, F. and Brigham, W. E. Transient Flow in Elliptical Systems. SPEJ (Dec. 1979) 401~10
- Lee S. T. and Brockenbrough, J. R. A New Approximate Analytic Solution for Finite Conductivity Vertical Fractures. SPEFE (Feb. 1986) 75~88
- Abbaszadeh, M. and Hegeman, P. S. Pressure-Transient Analysis for a Slanted Well in a Reservoir With Vertical Pressure Support. SPEFE (Sept. 1990) 277~84
- Khattab, H. A. , Yeh, N-S. and Agarwal, R. G. Pressure Transient Behavior of Slanted Wells in Single-and Multiple-Layered Systems. SPE 22730, 1991
- Cinco-ley, H. , Miller, F. G. and Ramey, H. J. Jr. Unsteady-State Pressure Distribution Created by a Directionally Drilled Well. JPT (Nov. 1975) 1392~1400
- (11) Daviau, F. et al. Pressure Analysis for Horizontal Wells. SPEFE (Dec. 1988) 716~24
- (12) Kamal, M. M. , Buhidma, I. M. , Smith, S. A. and Jones, W. R. Pressure Transient Analysis for a Well With Multiple Horizontal Sections. SPE 26444, 1993
- Bilhartz, H. L. Jr. and Ramey, H. J. Jr. The Combined Effects of Storage, Skin and Partial Penetration on Well Test Analysis. SPE 6753, 1977.
- Brons, F. and Marting, V. E. The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity. JPT

- (Feb. 1961)172~74
- Buhidma, I. M. and Raghavan, R. Transient Pressure Behavior of Partially Penetrating Wells Subject to Bottomwater Drive. JPT (July 1980)1251~61
- Chu, W. C., Reynolds, A. C., Raghavan, R. and Chen, J. C. On the Analysis of Well Test Data Influenced by Wellbore Storage Skin and Bottom Water Drive. JPT (Nov. 1984)1991~2001
- Ding, W. and Reynolds, A. C. Computation of the Pseudoskin Factor for a Restricted-Entry Well. SPE 21705, 1991
- Gomes, E. and Ambastha, A. K. Analytical Expressions for Pseudoskin for Partially Penetrating Wells Under Various Reservoir Conditions. SPE 26484, 1993
- Kuchuk, F. J. and Kirwan, P. A. New Skin and Wellbore Storage Type Curves for Partially Penetrated Wells. SPEFE (Dec. 1987)546~54
- Larsen, L. The Pressure-Transient Behavior of Vertical Wells With Multiple Flow Entries. SPE 26480, 1993
- Streitsova-Adams, T. D. Pressure Drawdown in a Well With Limited Flow Entry. JPT (Nov. 1970)1469~76
- (13) Odeh, A. S. Pseudosteady-State Flow Capacity of Oil Wells With Limited Entry and an Altered Zone Around the Wellbore. SPEJ (Aug. 1977) 271~80
- (14) Olarewaju, J. S. and Lee, W. J. Pressure Buildup Behavior of Partially Completed Wells in Layered Reservoirs. SPE 18876, 1989
- (15) Papatzacos, P. Approximate Partial-Penetration Pseudoskin for Infinite-Conductivity Wells. SPEFE (May 1987) 227~34
- (16) Reynolds, A. C., Chen, J. C. and Raghavan, R. Pseudoskin Factor Caused by Partial Penetration. JPT (Dec. 1984) 2197~210
- (17) Saidikowski, R. M. Numerical Simulation of the Combined Effects of Wellbore Damage and Partial Penetration. SPE 8204, 1979
- (18) Vrbik, J. A. Simple Approximation to the Pseudoskin Factor Resulting From Restricted Entry. SPEFE (Dec. 1991) 444~46
- (19) Yeh, N. S. and Reynolds, A. C. Analysis of Pressure Data From a Restricted-Entry Well in a Multilayer Reservoir. SPEFE (March 1989) 81~89
- (20) Yeh, N. S. and Reynolds, A. C. Computation of Pseudoskin Factor Caused by a Restricted-Entry Well Completed in a Multilayer Reservoir. SPEFE (June 1989) 253~63
- Kuchuk, F. J. and Kabir, C. S. Well Test Interpretation for Reservoirs With a Single Linear No-flow Barrier. J. Pet. Sci. Eng. (Jan, 1988)195~221
- Prasad, R. K. Pressure Transient Analysis in the Presence of Two Intersecting Boundaries. JPT (Jan. 1975)89~96; Trans. of AIME, 259
- Streitsova-Adams, T. D. and McKinley, R. M. Effect of Flow Time Duration on Buildup Pattern for Reservoirs With Heterogeneous Properties. SPEJ (June 1984)294~306
- Tiab, D. and Kumar, A. Detection and Location of Two Parallel Sealing Faults Around a Well. JPT (Oct. 1980)1710~1708

- (21) Chu, L. and Grader, A. S. A New Technique for Linear Boundary Detection With Wellbore Storage and Wellbore Skin. SPE 22683, 1991
- (22) Earlougher, R. C. Jr. and Kazemi, H. Practicalities of Detecting Faults From Buildup Testing. JPT (Jan. 1980) 18~20
- (23) Temeng, K. O. and Horne, R. N. Pressure Distribution in Eccentric Circular Systems. SPEJ (Dec. 1984) 677
- (24) Van Poolen, H. K. Drawdown Curve Give Angle Between Intersecting Faults. Oil and Gas J. (Dec. 1965) 71~75
- (25) Bixel, H. C. , Larkin, B. K. , and van Poolen, H. K. Effect of Linear Discontinuity on Pressure Buildup and Drawdown. JPT (Aug. 1963) 885~895
- Ambastha, A. K. , McIlroy, P. G. , and Grader, A. S. Effect of a Partially Communicating Fault in a Composite Reservoir on Transient Pressure Testing. SPEFE (June 1989) 210~218
- Abbaszadeh, M. D. and Cinco-Ley, H. Pressure Transient Behavior in a Reservoir With a Finite-Conductivity Fault. SPE 24704, 1992
- Kuchuk, J. J. and Habashy, T. M. Pressure Behavior of Laterally Composite Reservoirs. SPE 24678, 1992
- Stewart, G. , Gupta, A. , and Westaway, P. The Interpretation of Interference Tests in a Reservoir With a Sealing and a Partially Communicating Faults. SPE 12967, 1984
- Yaxely, L. M. Effect of Partially Communicating Fault on Transient Pressure Behavior. SPEFE (Dec. 1987) 0590~595
- Cinco-Ley, H. , Samaniego-V. , F. and Viturat, D. Pressure Transient Analysis for High Permeability Reservoirs. SPE 14314, 1985
- Cinco-Ley, H. , Samaniego-V. , F. , and Morales-Gil, C. Analysis of Well Tests Affected by a Pressure Trend. SPE 20554, 1990
- Kumar, A. Strength of Water Drive or Fluid Injection From Transient Well Test Data, JPT (Nov. 1977) 1497~1508
- Kumar, A. Steady Flow Equations for Wells in Partial Water-Drive Reservoirs. JPT (Dec. 1977) 1654~56
- Larsen, L. A. Simple Approach to Pressure Distributions in Geometric Shapes. SPEJ (Feb. 1985) 113~20
- Onur, M. , Serra, K. V. and Reynolds, A. C. Analysis of Pressure Buildup Data From a Well in a Multiwell System. SPEFE (March 1991) 101~10
- (26) Bossie-Codreanu, D. A Simple Buildup Analysis Method To Determine Well Drainage Area and Drawdown Pressure for a Stabilized Well. SPEFE (Sept. 1989) 418~20
- (27) Lin, J. E. , Liu, W. N. , and Chen, Q. L. Pressure Buildup Analysis for a Well in a Pressure-Maintained System. SPE 27421, 1993
- (28) Barua, J. and Horne, R. N. Computerized Analysis of Thermal Recovery Well Test Data. SPEFE (Dec. 1987) 560~66
- (29) Satman, A. , Eggenschwiler, M. , Tang, R. W-K. , and Ramey, H. J. Jr. An Ana-

- lytical Study of Transient Flow in Systems With Radial Discontinuities. SPE 9399, 1980
- Eggenschwiler, M., Satman, A., Ramey, H. J. Jr., and Cinco-Ley, H. Interpretation of Injection Well Pressure Transient Data in Thermal Oil Recovery. SPE 8908, 1980
- Walsh, J. W., Ramey, H. J. Jr., and Brigham, W. E. Thermal Injection Well Falloff Testing. SPE 10227, 1981
- Ikoku, C. U. and Ramey, H. J. Jr. Transient Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluids in Porous Media. SPEJ, 164~74, 1979(6)
- Ikoku, C. U. and Ramey, H. J. Jr. Wellbore Storage and Skin Effects During the Transient Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluids in Porous Media. SPEJ, 25~38, 1980(2)
- Lund, O. and Ikoku, C. U. Pressure Transient Behavior of Non-Newtonian/Newtonian Composite Reservoirs. SPE 9401, 1980
- McDonald, A. E. Approximate Solutions for Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluids Through Porous Media. SPE 7690, 1979
- Odeh, A. S. and Yang, H. T. Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluids Through Porous Media. SPEJ, 155~63, 1979(6)
- Van Poolen, H. K. and Jargon, J. R. Steady-State and Unsteady-State Flow of Non-Newtonian Fluids Through Porous Media. SPEJ 80~88, 1969(3)
- Vongvuthipornchai, S. and Raghavan, R. Well Test Analysis of Data Dominated by Storage and Skin; Non-Newtonian Power-Law Fluids. SPEFE, 618~28, 1987(12)
- (30) Vongvuthipornchai, S. and Raghavan, R. Pressure Falloff Behavior in Vertically Fractured Wells; Non-Newtonian Power-Law Fluids. SPEFE (Dec. 1987) 573~89
- Agarwal, R. G. Real Gas Pseudo-Time-A new Function for Pressure Buildup Analysis of MHF Gas Wells. SPE 8279, 1979
- Al-Hussainy, R., Ramey, H. J. Jr., and Crawford, P. B. The Flow of Real Gases Through Porous Media. JPT, 624~361966(5)
- Hasan, A. R., Wang, X. W., and Kabir, C. S. A Transient Wellbore/Reservoir Model for Testing Gas Wells in High-Temperature Reservoirs; Part I—Model Development. SPE 28402, 1994
- Kabir, C. S., Hasan, A. R., Jordan, D. L., and Wang, X. W. A Transient Wellbore/Reservoir Model for Testing Gas Wells in High-Temperature Reservoirs; Part II—Field Application. SPE 28403, 1994
- Lee, W. J. and Holditch, S. A. Application of Pseudotime to Buildup Test Analysis of Low Permeability Gas Wells With Long-Duration Wellbore Storage Distortion. JPT, 2877~87, 1982(12)
- Meunier, D. F., Kabir, C. S., and Wittmann, M. J. Gas Well Test Analysis; Use of Normalized Pseudovariabls. SPEFE, 629~36, 1987(12)
- Reynolds, A. C., Bratvold, R. B., and Ding, W. Semilog Analysis of Gas Well Drawdown and Buildup Data. SPEFE, 657~70, 1987(12)
- Scott, J. O. Application of a New Method for Determining Flow Characteristics of Fractured

Gas Wells in Tight Sands. SPE 7931, 1979

Wattenbarger, R. A. and Ramey, H. J. Jr. Gas Well Testing With Turbulence, Damage, and Wellbore Storage JPT. 877~87, 1968(8)

Al-Khalifah, A. J., Aziz, K., and Horne, R. N.-A New Approach to Multiphase Well Test Analysis. SPE 16743, 1987

Al-Khalifah, A. J., Horne, R., and Aziz, K. In-Place Determination of Reservoir Relative Permeability Using Well Test Analysis. SPE 16774, 1987

Al-Khalifah, A. J., Horne, R., and Aziz, K. Multiphase Well Test Analysis; Pressure and Pressure-Squared Methods, SPE 18003, 1989

Ayan, C. and Lee, W. J. The Effects of Multiphase Flow on the Interpretation of Pressure-Buildup Tests. SPEFE, 459~66, 1988(6)

Bøe, A., Skjaeveland, S. M. and Whitson, C. S. Two-Phase Pressure Test Analysis. SPEFE, 604~10, 1989(12)

Camacho-V., R. G. and Raghavan, R. Well-Test Analysis in Solution-Gas-Drive Systems for Fractured Reservoirs. SPEFE, 15~22, 1994(3)

Chen, H. Y. and Poston, S. W. Application of a Pseudotime Function to Permit Better Decline-Curve Analysis. SPEFE, 421~428, 1989(9)

Chu, W. C., Reynolds, A. C. and Raghavan, R. Pressure Transient Analysis of Two-Phase Flow Problems. SPEFE, 151~64, 1986(4)

Fetkovich, M. K. The Isochronal Testing of Oil Wells. SPE 4529, 1973

Hatzignatiou, D. G., and Reynolds, A. C. Determination of Effective or Relative Permeability Curves From Well Tests. SPE 20537, 1990

Hatzignatiou, D. G., and Reynolds, A. C. Estimation of Effective or Relative Permeabilities for Heterogeneous Reservoirs. SPE 24061, 1992

Hatzignatiou, D. G. Estimation of Effective Permeabilities for Reservoirs Initially Above Bubblepoint Pressure. SPE 24373, 1992

Hatzignatiou, D. G. Effect of Afterflow on the Analysis of Pressure Buildup Data From Solution-Gas-Drive Reservoirs. SPE 24376, 1992

Martin, J. C. Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis. Trans., AIME 216, 309~11, 1959

Perrine, R. L. Analysis of Pressure Buildup Curves. Drill & Prod. Prac., API, Dallas, 482~509, 1956

Powell, M. J. D. A Fortran Subroutine for Solving System of Nonlinear Algebraic Equations. Numerical Methods for Nonlinear Algebraic Equations, Rabinowitz, P. Editor, Gordon and Breach Science Publishers, London, 1970

Raghavan, R. Well Test Analysis; Wells Producing by Solution Gas Drive. SPEJ, 196~208, 1976

Raghavan, R. Well-Test Analysis for Multiphase Flow. SPEFE, 585~94, 1989(12)

Serra, K. V., Peres, A. M. M., and Reynolds, A. C. Well-Test Analysis for Solution-Gas-

Drive Reservoirs; Part 1-Determination of Relative and Absolute Permeabilities. SPEFE, 124~32, 1990(6)

Serra, K. V., Peres, A. M. M., and Reynolds, A. C. Well-Test Analysis for Solution-Gas-Drive Reservoirs; Part 2-Buildup Analysis. SPEFE 133~40, 1990(6)

Serra, K. V., Peres, A. M. M. and Reynolds, A. C. Well-Test Analysis for Solution-Gas-Drive Reservoirs; Part 3-A Unified Treatment of the Pressure-Squared Method. SPEFE, 141~150, 1990(6)

Standing, M. B. Notes on Relative Permeability Relationships. Div. of Pet Eng. and Appl. Geoph., Norwegian Institute of Technology, U. of Trondheim, Trondheim, 1974

Jones, J. R. and Raghavan, R. Interpretation of Flowing Well Response in Gas-Condensate Wells. SPEFE, 578~94, 1988(9)

Jones, J. R., Vo, D. T., and Raghavan, R. Interpretation of Pressure-Buildup Responses in Gas-Condensate Wells. SPEFE, 93~104, 1989(3)

O'Dell, H. G. and Miller, R. N. Successfully Cycling a Low-Permeability, High-Yield Gas Condensate Reservoir. JPT, 41~47, 1967(1)

Saleh, A. M. and Stewart, G. Interpretation of Gas Condensate Well Tests With Field Examples. SPE 24719, 1992

(31) Abhaszadeh, M. and Kamal, M. M. Pressure Transient Testing of Water Injection Wells. SPERE (Feb. 1989) 115~124

(32) Kazemi, H., Merrill, L. S., Jr., and Jargon, J. R. Problems in Interpretation of Pressure Falloff Tests in Reservoirs With and Without Fluid Banks. JPT (Sept. 1972) 1147~1156

(33) Merrill, L. S., Kazemi, H. and Cogarty, W. B. Pressure Falloff Analysis in Reservoirs With Fluid Banks. JPT (July 1974) 809~818

(34) Ramey, H. J. Jr. Approximate Solutions for Unsteady Liquid Flow in Composite Reservoirs. JCPT (Jan - March 1970) 32~37

(35) Yeh, N. S. and Agarwal, R. G. Pressure Transient Analysis of Injection Wells in Reservoirs With Multiple Fluid Banks. SPE 19775, 1989

(36) Sosa, A., Raghavan, R. and Limon, T. J. Effects of Relative Permeability and Mobility Ratio on Pressure Fall-Off Tests. JPT (June 1981) 1125~1135

Feitosa, G., Chu, L., Thompson, L., and Reynolds, A. C. Determination of Permeability Distributions From Well-Test Pressure Data. SPE 26047, 1993

(37) Feitosa, G. S., Chu, L. F., Thompson, L. G., and Reynolds, A. C. Determination of Reservoir Permeability Distributions From Pressure Buildup Data. SPE 26457, 1993

(38) Tauzin, E. and Horne, R. N. Influence Functions for the Analysis of Well Test Data From Heterogeneous Permeability Distributions. SPE 28433, 1994

Finjord, J. and Aadnoy, B. S. Effects of the Quadratic Gradient Term in Steady-State and Semisteady-State Solutions for Reservoir Pressure. SPEFE, 413, 1989(9)

Oliver, D. S. The Averaging Process in Permeability Estimation From Well-Test Data.

SPEFE, 319~326, 1990(9)

Oliver, D. S. Estimation of Radial Permeability Distribution From Well Test Data. SPEFE, 290~296, 1992(12)

Rosa, A. J. and Horne, R. N. Reservoir Description by Well Test Analysis Using Cyclic Flow Rate Variation. SPE 22698, 1991

Fair, P. S. and Simmons, J. F. Novel Well Testing Applications of Laplace Transform Deconvolution. SPE 24716, 1992

Hurst, W. Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow in a Wellbore. Pet Eng., B6~B16, 1953(10)

Gladfelter, R. E., Tracy, G. W., and Wilsey, L. E. Selecting Wells Which Will Respond to Production Stimulation Treatment. Drill. & Prod. Proc., API, Drill TX, 117~29, 1955

(39) Harris, D. E. and Lee, W. J. A New Method for Analyzing Well Tests With Inadequate Early-Time Data. SPEFE (March 1989) 73~80

(40) Odeh, A. S. and Jones, L. G. Two-Rate Flow Test, Variable-Rate Case — Application to Gas-Lift and Pumping Wells. JPT (Jan. 1974) 93~99

Kabir, C. S. and Kucuk, F. Well Testing in Low-Transmissivity Oil Reservoirs. SPE 13666, 1985

Kucuk, F. and Ayestaran, L. Analysis of Simultaneously Measured Pressure and Sandface Flow Rate in Transient Well Testing. JPT, 323~34, 1985(2)

Meunier, D., Wittmann, M. J., and Stewart, G. Interpretation of Pressure Buildup Tests Using InSitu Measurement of Afterflow. JPT, 143~52, 1985(1)

Sabet, M. A. Well Test Analysis. Gulf Publishing Company, Houston, U. S. A. 1991

Van Everdingen, A. F. The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well. JPT, 171~176, Trans. of AIME 198, 1953(6)

Ayoub, J. A., Bourdet, D. P., and Chauvel, Y. L. Impulse Testing. SPEFE, 534~546, 1988(9)

Correa, A. C. and Ramey, H. J. Jr. Combined Effects of Shut-In and Production; Solution With a New Inner Boundary Condition. SPE 15579, 1986

Correa, A. C. and Ramey, H. J. Jr. A Method for Pressure Buildup Analysis of Drillstem Tests. SPE 16802, 1987

Soliman, M. Y. Analysis of Pressure Buildup Tests With Short Producing Time. SPEFE, 363~371, 1986(8)

Kabir, C. S. and Hasan, A. R. Application of Mass Balance in Pumping Well Analysis. JPT, 1982(5)

Kabir, C. S., Kuchuk, F. J., and Hasan, A. R. Transient Analysis of Acoustically Derived Pressure and Rate Data. SPEFE, 607~16, 1988(9)

Kabir, C. S. Slug Testing for Pumping Wells. paper No. CIM/SPE 90~52, June 10~13, 1990

Kamal, M. M. Interference and Pulse Testing-A Review. JPT, 2257~70, 1983(12)

Pop, J. J. et al. Vertical Interference Testing With a Wireline-Conveyed Straddle-Packer Tool. SPE 26481, 1993

- Cullender, M. H. The Isochronal Performance Method of Determining the Flow Characteristics of Gas Wells. *Trans., AIME* 204, 137~142, 1955
- Fetkovich, M. K. The Isochronal Testing of Oil Wells. SPE 4529, 1973
- (41) Camacho—V, R. G. and Raghavan, R. Inflow Performance Relationships for Solution—Gas—Drive Reservoirs. *JPT* (May 1989) 541
- (42) Eickmeier, J. R. How to Accurately Predict Future Well Productivities. *World Oil* (May 1968) 99
- (43) Klins, M. A. and Majcher, M. W. Inflow Performance Relationships for Damaged or Improved Wells Producing Under Solution—Gas Drive. *JPT* (Dec. 1992) 1357
- (44) Klins, M. A. and Clark III, J. W. An Improved Method To Predict Future IPR Curves. *SPE* (Nov. 1993) 243~48
- (45) Singh, P., Agarwal, R. G., and Krase, L. D. Systematic Design Analysis of Step—Rate Test to Determine Formation Parting Pressure. SPE 16798, 1987
- (46) Singh, P. and Agarwal, R. G. Two—Step Rate Test: New Procedure for Determining Formation Parting Pressure. *JPT* (Jan. 1990) 84~90
- Vogel, J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas -Drive Wells. *JPT* 83, *Trans., AIME* 243, 1968
- Weller, W. T. Reservoir Performance During Two-Phase Flow. *JPT* 240, 1966
- Chang, J. and Ershaghi, L. An Improved Microcomputer Approach to Well Test Interpretation. SPE 15928, 1986
- Padmanabhan, L. Well Test-A Program for Computer-Aided Analysis of Pressure Transient Data From Well Tests, SPE 8391, 1979
- Ramey, H. J. Jr. Advances in Practical Well Test Analysis. *JPT* (June 1992) 650~59
- Rosa, A. J. and Horne, R. N. Automated Type Curve Matching in Well Test Analysis Using Laplace Space Determination of Parameter Gradients. SPE 12131, 1983
- Stewart, G. and Du, K. F. Feature Selection and Extraction for Well Test Interpretation. SPE 19820, 1989
- Wilkinson, D. J. Pressure Transient Parameter Estimation in the Laplace Domain. SPE 24720, 1992
- (47) Allain, O. F. and Horne, R. N. Use of Artificial Intelligence in Well Test Analysis. *JPT* (March 1990) 342~49
- (48) Allain, O. F. and Houze, O. P. A Practical Artificial Intelligence Application in Well Test Interpretation. SPE 24287, 1992
- (49) Al—Kaabi, A. U., McVay, D. A., and Lee, W. J. Using an Expert System to Identify a Well Test Interpretation Model. *JPT* (May 1990) 654~61
- (50) Al—Kaabi, A. U. and Lee, W. J. Using Artificial Neural Networks to Identify the Well Test Interpretation Model. SPE 20332, 1990. Also SPEFE (Sept. 1993) 233
- (51) Horne, R. N. Modern Well Test Analysis—A Computer—Aided Approach. Stanford University, May 1990

- (52) Horne, R. N. Advances in Automated Well Test Interpretation. SPE 24731, 1992
- (53) Lane, H. S., Lee, W. J., and Watson, A. T. An Algorithm for Determining Smooth, Continuous Pressure Derivatives From Well Test Data. SPEFE (Dec. 1991) 493~99
- (54) Mattar, L. and Zaoral, K. The Primary Pressure Derivative (PPD) — a New Diagnostic Tool in Well Test Interpretation. JCPT (April 1992)
- (55) Ramey, H. J. Jr., Kumar, A., and Gulati, M. S. Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions. AGA, Arlington, VA (1973) 58
- Botto, G. and De Ghetto, G. Five Years' Experience in Using Downhole Pressure Gauges in the Hostile, Deep Wells of Villafortuna-Tréate Field. SPE 26448, 1993
- Chen, H. K. and Brigham, W. E. Pressure Buildup for a Well Storage and Skin in a Closed Square. JPT (Jan. 1978) 141~46, Trans, AIME, 265
- Vongvuthipornchai, S. and Raghavan, R. A Note on the Duration of the Transitional Period of Responses Influenced by Wellbore Storage and Skin. SPEFE (March 1988) 207~214
- Bourgeois, M. J. and Horne, R. N. Well-Test-Model-Recognition With Laplace Space, SPEFE (March 1993)
- Dogru, A. H., Dixon, T. N., and Edgar, T. F. Confidence Limits on the Parameters and Predictions of Slightly Compressible, Single Phase Reservoirs. SPEJ (Feb. 1977) 42~56; Trans, AIME, 263



石油0121011