

高等学校教材

数值试井理论与方法

李道伦 查文舒 等编著



石油工业出版社
Petroleum Industry Press

高等学校教材

数值试井理论与方法

李道伦 查文舒 等编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书首先介绍了数值试井的基本概念和渗流方程,阐述了 PEBI 网格的概念、生成和应用,然后讲述了单相流和多相流数值试井的数值离散方法、井处理、调参方法、压力曲线特征以及求解线性方程组的方法,最后以 UST 数值试井软件为例介绍了数值试井的应用流程。

本书可作为油气田开发专业的研究生教材,也可供从事油气田开发的工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

数值试井理论与方法/李道伦,查文舒等编著.

北京:石油工业出版社,2013.8

(高等学校教材)

ISBN 978-7-5021-9575-5

I. 数…

II. ①李…②查

III. 试井-油藏数值模拟-高等学校-教材

IV. TE353

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 085746 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:<http://pip.cnpc.com.cn>

编辑部:(010)64523579 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2013 年 8 月第 1 版 2013 年 8 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:15.25

字数:390 千字

定价:36.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

20 世纪 50 年代, Horner 提出的压力恢复试井分析方法和 Miller 等提出的 MDH 方法奠定了试井理论的基础。1979 年, Gringarten 等以组合参数绘制典型曲线; 1983 年, Bourdet 等在 Gringarten 典型曲线基础上加上导数曲线, 开创了现代试井理论, 使试井方法变成了一个真正的油藏描述工具。从此, 试井理论逐渐成为一门学科, 压力测试与试井分析也逐渐成为油田的一个独立部门, 同时相关的压力测试设备与解释技术的不断改进、完善与发展促进了多个产业的发展。

现代试井理论是建立在解析解基础上的, 具有计算速度快、使用简单、可鼠标拖动辅助拟合或非线性回归自动拟合等优点。然而, 对油水分布复杂的老油田及非均质性严重的油气藏, 地层渗流方程已不存在解析解, 只能采用存在解析解的简化模型近似替代, 使得试井解释结果误差很大, 以致于不能正确反映油藏动态信息。因此必须借助数值求解技术来描述更为真实的油藏与流体属性, 使解释结果更为准确。所以, 基于数值求解技术的数值试井是现代试井理论发展的必然方向。

虽然数值试井与油藏数值模拟都是基于同样的数学模型, 本质上是相同的, 但是由于试井要对瞬态压力响应进行拟合, 压力计算精度要达到 10^{-5} 数量级, 远高于油藏数值模拟。这就是基于结构网格的油藏数值模拟技术没能在数值试井中得到广泛应用的原因。

1989 年, 斯坦福大学将非结构 PEBI 网格引入油藏数值模拟中。该网格克服了结构网格在瞬态压力计算中的缺点, 并率先在数值试井中得到了广泛应用。2004 年, 国外研发出了基于 PEBI 网格的商业数值试井软件。2008 年, 中国科学技术大学也研发出了基于 PEBI 网格的 UST 数值试井软件。经过不断应用与发展, 目前的 UST 数值试井软件具有多层、多相、多井、直井、水平井、水力压裂裂缝、相控建模等功能, 已能进行商业化应用。

在软件研发与应用过程中, 一方面, 发现国内资料的缺乏——系统讲解数值试井理论的教材和专著太少了; 另一方面, 在与油田科技人员的深入合作过程中, 深感有些问题有必要进行深入、细致的梳理与讨论, 本书正是在此过程中孕育与成形的。因而, 本书与其说是中国科学技术大学渗流实验室 20 多年来根植于试井研究与应用的结果, 是笔者从事该领域近 10 年来教学和研究成果的总结, 不如说是校企合作的成果, 是校企双方科技人员在实际问题的指引下深入研究共同获得的成果。

在本书编写过程中,笔者努力吸取国内外在 PEBI 网格下的数值计算理论与方法的前沿成果,同时充分融入中国科学技术大学渗流实验室在网格划分、方程求解及试井方法等方面的研究成果。在 PEBI 网格划分方面,不仅实现了背景网格为矩形、六边形的 PEBI 网格,还提出与实现了将圆形分布、椭圆分布与变尺度有机统一的变尺度 PEBI 网格。在数值计算方法方面,实现了单相、两相、三相及变泡点的数值计算,并将代数多重网格方法引入到稀疏矩阵求解中,还进行了基于小波代数多重网格方法的稀疏矩阵求解研究。在试井方法方面,根据我国老油田的实际情况,实现了多井试井方法和融入了相控建模的非均质描述方法,不仅有效地降低了多解性,而且使数值试井具备部分油藏数值模拟的功能。在试井应用方面,由于数值试井主要依赖于“人工拟合”,需要应用人员了解这些软件蕴含着的数学渗流方程,因而本书用较大的篇幅论述了数值试井参数调节方法,并针对有效渗透率、单相试井解释的有效性与等价性进行了论述,说明了单相流解释的有效渗透率蕴含着饱和度变化的动态信息。本书既注重基础理论的系统性与完整性,同时又将理论与实际问题有机结合,因而在油气藏工程、煤层气开发及页岩气勘探开发等领域有重要的参考价值。

本书共 10 章。其中,第 1 章由卢德唐编写,第 3 章和第 6 章前 3 节由查文舒编写,第 10 章由杨景海编写,其余章节由李道伦编写。全书由李道伦和查文舒统稿。

在本书编写过程中,大庆油田有限责任公司测试技术服务分公司、大庆油田有限责任公司采油二厂与五厂的多位专家提出了宝贵建议和意见,在此表示感谢。

由于笔者水平有限,本书还存在许多缺点与不足,欢迎读者提出宝贵意见和建议。

编著者
2013 年 3 月

目 录

第 1 章 试井分析概述	1
1.1 基本物理概念	2
1.2 无因次量及其定义	11
1.3 直线段分析法	12
1.4 现代试井分析法	14
1.5 数值试井简介	19
第 2 章 基本渗流方程	21
2.1 达西定律	21
2.2 连续性方程	23
2.3 基本渗流方程	26
2.4 定解条件	29
第 3 章 PEBI 网格划分技术	31
3.1 网格概述	31
3.2 Delaunay 三角剖分	36
3.3 二维 PEBI 网格节点生成的限定算法	43
3.4 PEBI 网格的生成	63
3.5 网格生成及井间干扰实例	64
第 4 章 单相流方程的数值解法	71
4.1 常用数值离散方法概述	71
4.2 单相油流动方程控制体积近似	73
4.3 传导系数空间加权	77
4.4 网格传导系数修正	78
4.5 单相可压缩流体流动线性化	81
4.6 初始条件与边界条件	84
4.7 系数矩阵中的非零元素位置	86
第 5 章 数值试井中的井处理	88
5.1 概述	88
5.2 井模型	91
5.3 忽略井储的产量模型	99
5.4 耦合井储的单层显式产量模型	105
5.5 耦合井储的多层显式产量模型	107
5.6 耦合井储的单层隐式产量模型	110

第 6 章 单相流数值试井解释方法	111
6.1 与解析解计算结果的比较	111
6.2 水平井的网格划分方法比较	113
6.3 直井的 Peaceman 井模型与内边界井模型的对比	122
6.4 数值试井参数调节方法	125
第 7 章 多相渗流数值求解	132
7.1 相对渗透率与毛细管力	132
7.2 黑油模型的离散过程	135
7.3 离散方程的线性化	138
7.4 有限体积方程	144
7.5 多相流离散方程的隐压显饱求解方法	151
7.6 变泡点方法	152
7.7 多相产量模型	160
7.8 时间步长的选取	166
第 8 章 多相流数值试井解释方法	170
8.1 单相与两相试井解释中的渗透率差异性分析	170
8.2 多相渗流的产量输入方法	173
8.3 单相流与两相流解释的等效性问题	174
8.4 解析试井与多相流数值试井一体化应用方法	176
8.5 各种参数对油水两相试井曲线的影响	178
8.6 两相注水问题计算	181
8.7 油气两相试井曲线特征	185
8.8 多井试井	187
8.9 数值试井在流量调配中的应用	192
第 9 章 线性方程组求解方法	197
9.1 简单迭代法	197
9.2 不完全 LU 分解	199
9.3 多重网格法	201
9.4 共轭梯度法	208
9.5 最小余量法	208
9.6 单相流数值求解算例	210
9.7 油水两相流数值算例	213
第 10 章 UST 数值试井软件	216
10.1 UST 数值试井软件的网格参数	216
10.2 UST 数值试井软件的井模型与生产制度	220
10.3 UST 数值试井软件的应用流程	221
10.4 UST 数值试井软件的正确性检验	223
10.5 UST 数值试井软件的界面介绍	229
参考文献	236

第1章 试井分析概述

试井方法是利用关井所测的井底压力随时间变化的资料来分析地层和井筒参数的方法。它是以渗流力学理论为基础的,其首要问题是渗流力学方程的求解。从数学上讲,试井分析是反问题。所谓的正问题与反问题,是从渗流力学方程的求解角度来定义的。

在求解渗流方程时,地层参数和井筒参数必须是已知的。只有当地层和井筒参数是已知的,渗流方程才能得以求解,计算出井底压力,这就是正问题。

在试井分析中,地层和井筒参数是待求的,而井底压力是实测的、已知的,需要通过“试凑”找到一组合适的“地层和井筒参数”,使得在这组“地层和井筒参数”下,渗流方程的计算压力与实测压力相等或尽可能相近。因而,试井分析的过程就是找合适的“地层和井筒参数”的过程,这有别于正问题,称之为反问题。

一般来说,试井分析就是以实测井底压力、温度或流量为基本数据分析和推算地层及井筒参数,从而为油气开发提供可靠的地层资料,为描述油藏动态特性和预测各种生产方式下的生产趋势提供依据。因而,广义的试井分析包括压力试井、流量试井、温度试井等。本书讨论的是压力试井。

早先有基于稳态渗流理论的试井分析方法,简称稳态试井(石油工程中称稳定试井)。目前主要是基于非稳态渗流理论的试井分析方法,简称非稳态试井或瞬态试井(石油工程中称不稳定试井)。非稳态试井又分为常规试井和现代试井。常规试井通常是在直角坐标或半对数坐标中画出实测的井底压力随时间变化的直线段,由该直线段的斜率反求地层的有关参数。现代试井是根据渗流理论算出给定参数下的井底无因次压力对无因次时间的曲线,称为理论图版;再将实测曲线与这些图版进行拟合,得到实测曲线所对应的油藏参数。

目前通过非稳态试井分析可以提供的资料有:

- (1)确定井底附近或两井之间的导压系数及岩石特性参数;
- (2)推算平均地层压力和井的产出能力;
- (3)判断井的特性参数、井筒体积、井筒污染程度以及改善措施的效果;
- (4)发现油层的边界类型,包括断层、供给边界等;
- (5)估算泄油区内的原油储量;
- (6)数值试井还可获得压力、饱和度分布等。

按渗流方程的求解方法来分类,试井可分为解析试井与数值试井。解析试井是指基于渗流方程解析解的试井分析方法。数值试井是指基于渗流方程数值解的试井分析方法(李道伦,等,2011;谢海兵,等,1999)。目前广泛使用的解析试井面临着一系列的问题,如下所述。

- (1)油藏的复杂边界问题:复杂的边界条件下,难以推导出渗流方程的解析解。
- (2)多相流动问题:多相流在油藏中普遍存在,如油气两相、油水两相等。对于多相流动,没有严格意义的解析解。现有的方法是将其简化为单相流,存在较大误差。
- (3)多层油藏问题:多层油藏中存在着层间差异,不能再传统的方法来对油藏进行简化。
- (4)非均质性问题:解析试井将地层参数的非均质分布简化为径向复合或线性复合,这显

然不能真实反映油层复杂多变的地质特征。例如,对于我国的陆相沉积油藏,河道与非河道的渗透率与孔隙度会存在很大的差异。

(5)渗透率差异问题:当油藏开采一段时间后,往往采用注水开采的方式,因而油藏至少存在油水两相。这时按单相渗流解释出来的渗透率不是绝对渗透率,而是有效渗透率的平均值。显然,按单相渗流解释的渗透率与测井解释的绝对渗透率有很大的差异。

(6)不同表皮系数问题:不同射开层的污染程度一般是不同的,解析方法只能认为是相同的。

(7)很多测井试井资料难以有效综合利用。

以上这些问题的解决必须用数值试井的方法。

具体地说,数值试井解释技术是在试井分析领域内采用了数值分析技术,通过对复杂区域进行网格划分,基于网格对渗流方程进行离散、线性化并得到线性方程组,通过求解线性方程组便可得到某时间下的井底压力,将计算压力与实测的压力数据进行拟合,便可获得相关地层与井筒参数,完成对复杂油气藏的评价。

数值求解与解析求解有很大的差异。解析试井是在不同的油藏边界、井筒类型、井储条件、地质模型等条件下,推导出渗流方程解析解的数学表达式,因而计算速度快,可用鼠标拖动进行辅助拟合或快速自动拟合。同时,对解析试井软件,组合模型的数目越多,说明其技术含量越高。数值试井是针对最原始的渗流方程,通过网格划分、数值离散、方程求解进行数值求解,因而速度慢,描述能力强。除在计算速度方面处于劣势外,数值试井在多方面优于解析试井。

目前,我国的主力油田经过 50 多年的开采,油水分布复杂、非均质性严重。流动性能好、有效厚度大的主力油层已得到充分开发。经过注水、注聚合物、注三元等开采方式,地质情况已发生很大的变化。目前挖潜的对象之一是薄层、差层。这些都需要对地下情况进行再认识。为了获得流动的优势方向、不同开采方式对地质的损害,油田开展了大量的测试工作,获得了丰富的压力资料数据。其目的是准确了解地层当前特征,采取相应措施,为优化生产服务。因而,数值试井在我国的油田有广泛的应用前景。数值试井不仅能提高解释资料的准确性,提高资料的利用率,而且能拓宽测试资料的应用范畴,充分发挥测试资料在油田开发中的作用。

1.1 基本物理概念

1.1.1 与地层有关的参数

1. 孔隙度(ϕ)

渗流力学是研究流体在多孔介质中流动规律的科学。多孔介质是内部含有孔隙的固体。这些孔隙可以彼此连通或者相互间断。彼此连通的孔隙称为有效孔隙。多孔介质中的有效孔隙体积与总体积的比值称为孔隙度(ϕ)。

图 1-1 给出了不同尺度下的多孔介质。图 1.1(a)是常规数码相机拍摄的岩心切片;图 1.1(b)是借助同步辐射光获得的微米精度的岩心切片,白色的为孔隙,黑色的为骨架;图 1.1(c)是所有的切片重建后的微米精度下的三维孔隙结构(张挺,李道伦,卢德唐,等,2009)。

在微米尺度下,多孔介质上的任一点,要么是孔隙,要么是固体骨架。如果考虑孔隙中的

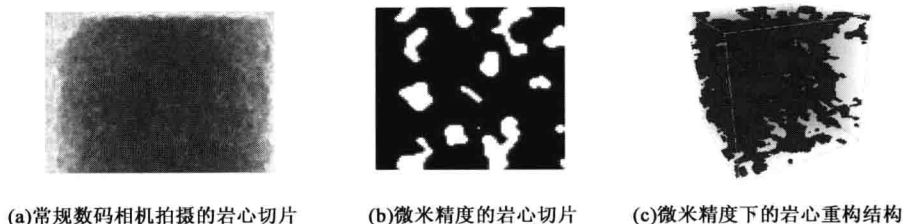


图 1.1 不同尺度下的多孔介质

流动,将涉及孔隙形状、流体与固体表面的相互作用、黏度效应等,问题将变得很复杂。这也是当前渗流力学的研究热点与难点之一。为易于描述,人们把多孔介质看做连续介质,认为空间的孔隙度是连续函数。

由连续性假设,孔隙度是位置的连续函数,因而多孔介质中 P 点的孔隙度 $\phi(P)$ 可写为:

$$\phi(P) = \lim_{\Delta V \rightarrow \Delta V_*} \frac{\Delta V_{\phi}}{\Delta V} \quad (1.1)$$

式中 ΔV_* ——典型单元体体积, m^3 ;

ΔV —— P 点邻域多孔介质的总体积, m^3 ;

ΔV_{ϕ} —— ΔV 中的有效孔隙体积, m^3 。

孔隙度是无因次参数。对某一多孔介质,若其孔隙度与空间位置无关,则称其是均质的。

2. 渗透率(K)

渗透率(K)是流体通过多孔介质能力的量度,它是多孔介质的重要参数。渗透率通常定义为单位时间内,在单位压力梯度下,黏度为 1 个单位的流体通过多孔介质单位横截面积的体积流量。渗透率与面积的量纲相同,在法定标准单位制中,渗透率的单位是 μm^2 (平方微米)。

渗透率是一个张量,一般是各向异性的。当水平方向上的渗透率各向差异不大时,可以认为水平方向上的渗透率(K)是各向同性的。

在解析试井中,求出来的渗透率是一个区域内的平均值,为标量。另外,用单相渗流解释多相渗流中的压力资料时,所得渗透率是有效渗透率。而实验室测得的渗透率只是某一方向上的绝对渗透率,二者差异很大,所代表的物理意义也不相同。

当地层中有多相流体存在时,每相流体都有各自的渗透率,即相渗透率,一般各相渗透率总和总小于绝对渗透率。

3. 岩石压缩系数(C_r)

在油藏的某一深度,岩石将承受内应力和外应力作用。外应力是上覆盖层所施加的力,内应力是孔隙中的流体所施加的力。这里考虑的是外应力不变,内应力发生变化时的孔隙体积变化。

岩石的压缩系数(C_r)又称岩石的有效孔隙体积压缩系数,定义为单位压力变化时所引起的孔隙体积的相对变化,其数学形式为:

$$C_r = \frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (1.2)$$

式中 V ——孔隙体积, m^3 ;

p ——地层压力, Pa ;

C_r ——岩石的压缩系数, Pa^{-1} 。

显然,式(1.2)等价于:

$$C_{\phi} = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp} \quad (1.3)$$

式中 ϕ ——孔隙度,无因次;

p ——地层压力,Pa;

C_{ϕ} ——孔隙的压缩系数, Pa^{-1} 。

设多孔介质在参考压力 p_{ref} 下的孔隙度为 ϕ_{ref} ,对式(1.3)进行积分,有:

$$\phi = \phi_{\text{ref}} \exp[C_{\phi}(p - p_{\text{ref}})]$$

又因为 C_{ϕ} 与 C_r 等价,一般将上式写为:

$$\phi = \phi_{\text{ref}} \exp[C_r(p - p_{\text{ref}})] \quad (1.4)$$

取式(1.4)泰勒展开的线性部分,有:

$$\phi = \phi_{\text{ref}} [1 + C_r(p - p_{\text{ref}})] \quad (1.5)$$

式中 ϕ_{ref} ——参考压力 p_{ref} 下的孔隙度,无因次;

p ——地层压力,Pa;

p_{ref} ——参考压力,Pa。

在解析试井分析中,往往给出综合压缩系数 C_t 。但在数值试井中,岩石压缩系数、流体压缩系数常单独给出。

4. 地层有效厚度(h)

无论是单层或多层油藏,在解析试井分析中,油藏均认为是等厚度的。在油井打开后,流体流动的储层厚度就是有效厚度。

如果开采多层油藏中的某个单层,一般可将井筒中上下封隔器之间的距离看成地层的有效厚度。值得注意的是:对于部分射开井,地层的有效厚度不是射开段的长度,而是能流动的储油层的厚度。

5. 油藏边界及其参数

在解析试井分析中,外边界被理想化为以下几种情形。

(1)无穷大边界:地层无限大,在无穷远处的压力为原始地层压力。如果在测试时间内,边界对井底压力产生影响非常小,以至于可以忽略不计,这时就可以用无穷大边界来处理。因而,无穷大边界是应用最多的边界。

(2)圆形油藏:假设地层是圆形的,油井位于圆心处。

(3)无穷大地层中有一条断层或供给边线:油的流动区域仅在一个半平面上。如果边界不渗透,则称为断层;如果边界定压,则称为供给边线。

(4)河道形油藏:储油层是介于两条平行线之间的油藏。在河道形油藏中,一般给出油井至两边界距离。

(5)角度形油藏:储油区域介于两条相交直线所构成的区域内。在角度形油藏中,一般要输入油井至两边的距离和角度。

(6)U-形油藏:油藏的储油区由三条边构成。一般输入井至各边的距离。

(7)矩形油藏:油藏的储油区是在矩形内。在矩形油藏中,一般输入井至四边的距离。

(8)复杂外边界:实际的油藏边界往往很复杂。对复杂边界油藏的试井分析,只能用数值方法进行渗流力学方程求解。在数值试井中,基于PEBI网格的控制体积法是应用最广、也是应用最成熟的数值解法。

1.1.2 油藏流体的物理性质

与流体有关的参数有流体黏度(μ),流体体积系数(B),流体压缩系数(C_L),流体密度(ρ)等,这些参数可直接应用于试井分析。在试井分析中,这些参数一般是给定的,但在不能给出的情况下,则需要通过经验公式来估算。

1. 地层天然气的物理性质

天然气是气态烃和一些杂质的混合物,天然气中常见的烃类组分是甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、少量的己烷、庚烷、辛烷以及一些更重的烃类气体。天然气中的杂质有二氧化碳、硫化氢、氮气、水蒸气等。天然气的有关性质与这些单组分的物理性质相关。

由分子物理学可知,理想气体的状态方程可以写成:

$$pV = nRT \quad (1.6)$$

式中 p ——气体压力,MPa;

V ——气体体积, m^3 ;

n ——气体的物质的量,kmol;

R ——气体常数,MPa· m^3 /(kmol·K);

T ——气体的温度,K。

方程(1.6)是理想气体状态方程。不能将方程(1.6)直接应用于油藏中的天然气,因为天然气是一种真实气体,并且是在高温高压的条件下。对天然气,须将方程(1.6)写成下面的形式:

$$pV = znRT \quad (1.7)$$

方程(1.7)中, z 是气体的偏差因子,也叫气体的偏离因子,它表示在某一温度和压力下,同一质量气体的真实体积与理想体积之比,即:

$$z = V_a/V_i \quad (1.8)$$

式中 V_a ——真实气体的体积, m^3 ;

V_i ——理想气体的体积, m^3 。

偏差因子的计算相当复杂,这使得天然气的物性计算难度增大。关于天然气体积系数、黏度、压缩系数的计算方法可参见相关参考文献(卢德唐,2009)。

2. 地层原油的物理性质

1) 原油压缩系数(C_o)

原油压缩系数(C_o)是油藏弹性的一个量度。它定义为在地层条件下,每变化单位压力,单位体积原油的体积变化率,其数学形式可写成:

$$C_o = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (1.9)$$

式中 C_o ——原油压缩系数,MPa $^{-1}$;

p ——地层压力,MPa;

V ——被天然气所饱和的原油体积, m^3 。

在地层压力高于饱和压力条件下,原油的压缩系数为常数,因此式(1.9)可写成:

$$\frac{dV}{V} = -C_o dp \quad (1.10)$$

对式(1.10)积分得到:

$$V = V_i \exp[-C_o(p - p_i)] \quad (1.11)$$

式中 V ——在地层压力 p 条件下,地层原油体积, m^3 ;

V_i ——在 p_i 压力下,地层原油体积, m^3 ;

p_i ——原始地层压力, MPa 。

2) 原油体积系数(B_o)

原油体积系数一般是由实验室测得的。在无法测得的情况下,只能用相关经验公式给出。下面给出不同条件下,计算原油体积系数的相关公式。

当原油从地层采至地面时,由于压力和温度的降低,溶解气将从原油中分离出来,这样脱气后的原油体积就会缩小。原油体积系数定义为:

$$B_o = \frac{V}{V_{\text{src}}} \quad (1.12)$$

式中 B_o ——原油体积系数, m^3/m^3 ;

V ——油藏条件下油相的体积, m^3 ;

V_{src} ——地面条件下油相的体积, m^3 。

由式(1.12)可以看出,某一压力 p 下的原油体积系数与原始压力 p_i 下的原油体积系数之比应等于两个压力下的原油体积之比,即:

$$B_o/B_{oi} = V/V_i \quad (1.13)$$

式中 B_o ——压力 p 下的原油体积系数, m^3/m^3 ;

V ——压力 p 下的原油体积, m^3 ;

B_{oi} ——压力 p_i 下的原油体积系数, m^3/m^3 ;

V_i ——压力 p_i 下的原油体积, m^3 。

(1) 饱和压力以下的原油体积系数。

当地层压力 p 低于饱和压力 p_b 时,地层中存在自由气相。由式(1.11)与式(1.13),有:

$$B_o = B_{oi} \exp[-C_o(p - p_i)] \quad (1.14)$$

显然,原油体积系数 B_o 是地层压力的函数。

(2) 饱和压力以上的原油体积系数。

当地层压力 p 高于饱和压力 p_b 时,地层中的自由气全溶入油相中,没有气相,设此时的油藏泡点压力为 p_b 。对于未饱和情形,当前压力 p 下的体积系数应与泡点压力 p_b 下的体积系数做比较。因而式(1.14)应改写为:

$$B_o = B_{ob} \exp[-C_o(p - p_b)] \quad (1.15)$$

式中 B_{ob} ——饱和压力 p_b 处的原油体积系数, m^3/m^3 ;

C_o ——原油压缩系数, MPa^{-1} 。

在式(1.14)中,当前的体积系数是与原始压力的体积系数作比较的。由式(1.15)可知,原油未饱和时,体积系数 B_o 是地层压力 p 与饱和压力 p_b 的函数。这对油气水三组分的累积项离散格式的理解十分有益。

3) 原油黏度(μ)

流体受到切应力就会发生变形,而流体阻止任何变形的性质称为流体的黏性,黏度就是表征流体黏性的物理量。流体的黏度(μ)定义为单位面积上的切应力与所在处的速度梯度之比:

$$\mu = \frac{\tau}{\frac{\partial v}{\partial x}} \quad (1.16)$$

式中 τ ——单位面积上的切应力, N/m^2 ;

$\frac{\partial v}{\partial x}$ ——速度梯度(剪切率), s^{-1} ;

μ ——黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

原油黏度(μ)是试井分析中的重要参数之一。当产油层的温度恒定时,地层原油黏度主要受地层压力影响,是压力的函数。在饱和压力以上,地层中无自由气,地层原油黏度随压力的升高而增大;在饱和压力以下,因受天然气释放的影响,其黏度随压力的降低而升高。

在原始地层压力、饱和压力及不同脱气压力下的地层原油黏度,需经过高压物性取样和PVT分析加以确定。当实在不具备取样和分析条件时,可用相关经验公式给出。

(1)地层脱气原油黏度(μ_{od}):在地面常压的条件下,脱气原油黏度是油田集输工程计算中极为重要的一个参数,地面脱气原油黏度与温度有关。在我国,常用 20°C 时的黏度,记作 μ_{od} 。

(2)饱和压力以下的原油黏度(μ_{od}):此时地层中存在自由气,地层原油黏度是压力的函数。地层原油黏度可用相关经验公式得到,如:

$$\mu_{\text{o}} = A\mu_{\text{od}}^B \quad (1.17)$$

式(1.17)中的系数 A 、 B 是溶解气油比 R_{s} 的函数,而 R_{s} 是压力 p 函数,因而饱和时, μ_{o} 仅是压力的函数。

(3)饱和压力以上的原油黏度(μ_{o}):此时地层中没有自由气,在饱和压力以上的地层,原油黏度可用下面的相关经验公式得到,如:

$$\mu_{\text{o}} = \mu_{\text{ob}}(p/p_{\text{b}})^m \quad (1.18)$$

式中 μ_{o} ——地层压力为 p 下的原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;

μ_{ob} ——饱和压力 p_{b} 下的原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;

p ——地层压力, MPa ;

p_{b} ——饱和压力, MPa 。

m ——经验参数。

可见未饱和时, μ_{o} 是地层压力 p 与泡点 p_{b} 的函数。

1.1.3 与井筒有关的参数

井筒是试井分析中的重要参数,是方程的内边界。

1. 井筒存储效应和井筒存储常数

一般情况下,油气井都是在地面开(关)井。当在地面关井后,油层并不是立刻停止向油井供油,而是继续以某一流速 $q(t)$ 向井筒流动,这些流入井筒的油便储存在井筒中,一段时间后,地层流入井筒的流量逐渐趋近于零;如果在地面开井,最初产出的是井筒内的流体,而由地层流向井筒的产量最初为零。随着流动时间的增加,在地面产量不变的条件下,由地层流入井筒中的流量才渐渐接近于地面产量。因此,地面产量和地层产量,除了用一个体积系数 B 联系起来外,还要考虑井筒存储效应。

用井筒存储常数(C)表示井筒的存储能力,它定义为在井底每改变单位压力时井筒流体体积的变化量,即:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (1.19)$$

式中 C ——井筒存储常数, m^3/MPa ;
 ΔV ——井筒中流体体积增量, m^3 ;
 Δp ——井底压力的增量, MPa 。

井筒存储常数 C 与流体是否充满井筒有关, 详细讨论可参见相关参考文献(卢德唐, 2009)。

2. 表皮效应和表皮因子

由于钻井过程中钻井液的侵入、射孔不完善、酸化、压裂等原因, 使得油井附近地层的渗透率发生了变化, 这就是通常所说的井壁污染或增产措施见效, 并且将渗透性发生变化的区域叫做表皮区。

当地层中的流体流向井筒时, 由于表皮区的存在, 使得流体流过表皮区时产生一个附加的压降。由于集中在油井周围的环状表皮区很薄, 难以用复合油藏模型进行准确描述。但对绝对值大的负表皮, 可使用复合油藏来描述, 以避免产生负生产指数。由于表皮区的实质是使邻井地层产生了附加压降, 因而若将这一附加压降人为地加到不稳定地层压降上去, 就可认为表皮区是无限薄的。

从而, 表皮因子 S 可表示如下:

$$S = \frac{2\pi Kh}{qB\mu} \Delta p_s \quad (1.20)$$

式中 S ——表皮因子, 无因次;
 h ——地层有效厚度, m ;
 q ——油井地面产量, m^3/d ;
 B ——流体体积系数, 无因次;
 μ ——流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;
 Δp_s ——井壁附加压降, MPa ;
 K ——绝对渗透率, m^2 。

式(1.20)中的 $S > 0$ 、 $S = 0$ 、 $S < 0$ 分别表示井壁受污染、未受污染和增产措施见效。 S 越大, 表示井壁受污染越严重, 这意味着流体越难流到井筒; S 越小, 表示该井得到较好的改善, 流体更加容易流入井中。

不妨设有一地层渗透率为 K , 半径为 r_s 范围内的、渗透率为 K_s 的复合油藏。下面根据稳定渗流的有关公式, 给出 S 的另一个表达式。

设两同心圆复合油藏, 小圆内的渗透率为 K_s 、半径为 r_s , 小圆以外的渗透率为 K , 外边界半径为 R , 外边界定压, 其边界压力为 p_e 。在稳定渗流情况下, 当地面产量为 q 时, 其井底压差 Δp 为:

$$\Delta p = p_e - p_w = \frac{1.842 \times 10^{-3} q B \mu}{K h} \left(\frac{K}{K_s} \ln \frac{r_s}{r_w} + \ln \frac{R}{r_s} \right) \quad (1.21)$$

式中 p_w ——井底压力, MPa ;
 r_w ——井半径, m 。

如果不考虑内环的影响, 即 $K = K_s$, 那么井底压降 Δp 可写成:

$$\Delta p = p_e - p_w = \frac{1.842 \times 10^{-3} q B \mu}{K h} \ln \frac{R}{r_w} \quad (1.22)$$

方程(1.21)和方程(1.22)之差,即为由于表皮因子 S 而产生的附加压降,于是表皮因子 S 可写成:

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (1.23)$$

一般来说 K_s 是很难得到的。如果认为 K_s 为无穷大,即将 r_s 看成虚拟的井半径,那么由式(1.23), r_s 可表示为:

$$r_s = r_w e^{-S} \quad (1.24)$$

方程(1.24)的 r_s 就定义为有效井半径或折算半径。

当 $S > 0$ 时,有 $r_s < r_w$,表示有效井筒半径比实际井筒半径缩小了,则流体要穿过更多的地层,以产生附加的压降。当 $S < 0$ 时,有 $r_s > r_w$,表示由于酸化等原因使有效井筒半径比实际井筒半径扩大了。

1.1.4 试井分析中的综合参数

1. 综合压缩系数(C_t)

在解析试井分析中,往往不直接用岩石及流体的压缩系数,而是用综合压缩系数(或称总压缩系数)。综合压缩系数可用下式来表示:

$$C_t = C_r + C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g \quad (1.25)$$

式中 C_r, C_o, C_w, C_g ——岩石、油、水、气的压缩系数, MPa^{-1} ;

S_o, S_w, S_g ——油、水、气的饱和度。

上式表明综合压缩系数其实是经过适当加权的流体压缩系数与岩石压缩系数之和,它的单位是压力单位的倒数。

在流体高压物性参数已知的情况下,根据流体压缩系数定义可得到 C_t 的表达式,即:

$$C_t = C_r + S_o \left[\frac{B_g}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right) - \frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right) \right] + S_w \left[\frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right) - \frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial w}{\partial p} \right) \right] - \frac{S_g}{B_g} \left(\frac{\partial B_g}{\partial p} \right) \quad (1.26)$$

式中 B_o, B_w, B_g ——油、水、气的体积系数, m^3/m^3 ;

R_s ——溶解气油比, m^3/m^3 ;

R_{sw} ——溶解气水比, m^3/m^3 ;

p ——地层压力, MPa 。

在解析试井中,通常都将综合压缩系数(C_t)假定成一个常数,并且它不随时间及空间的变化而变化。一般来说岩石压缩系数(C_r)远小于流体压缩系数,一般可不考虑岩石的压缩系数(C_r)。

2. 流度(M)、地层系数(T)、储容系数(S)

(1)流度(M)是代表某种多孔介质对某特定流体的渗透能力。它的大小视多孔介质和流体两者的性质而确定,它可定义为:

$$M = K/\mu \quad (1.27)$$

式中 M ——流度, $\mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$;

K ——地层渗透率, μm^2 ;

μ ——流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

从式(1.27)可知流度 M 是地层渗透率与流体黏度的一个组合值。在达西定律的原始表

达式中,其比例常数即为流度。

(2)地层系数(T),可定义为:

$$T = Kh/\mu$$

它的单位是 $\mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

(3)储容系数(S),是指在不稳定渗流条件下,当压力发生变化时,地层的产量是因孔隙体积的压缩和流体膨胀共同作用所致,由于压力变化而使地层释放或储存流体的这种能力。储容系数(S)可写为:

$$S = \phi C_t h$$

式中 ϕ ——孔隙度,无因次;

C_t ——综合压缩系数, MPa^{-1} ;

h ——地层有效厚度, m 。

3. 影响半径(r_i)

t_i 时间下的影响半径 r_i 的定义为:“一口油井以产量 q 开井生产后,井底压力开始下降。与此同时,压力降还要向油层内部逐渐推移,使得形成的‘压降漏斗’不断地扩大和加深,如图 1.2 所示。在这个过程中的任何一个时刻 t_i ,都总有那么一个距离 r_i ,油层中与生产井的距离超过 r_i 的地方,压力降仍为 0(严格地说,应该是这些地方的压降仍然非常小,以致还检测不出来)。这个距离就叫做‘影响半径’,有时也称作‘排泄半径’,用 r_i 来表示”。以上这段话只对影响半径作了定性的解释,但还无法据此给出影响半径的公式。

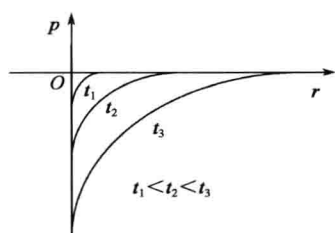


图 1.2 地层压力分布

理论上,压力的改变会以无穷大的速度扩散至整个油藏。例如,无限大、均质地层中,一口以产量 q 生产的线源井,压力差 $\Delta p(r, t)$ 在地层中的分布可写成:

$$\Delta p(r, t) = \frac{1.842 \times 10^{-3} q B \mu}{2 K h} \left[-\text{Ei} \left(\frac{r^2}{14.4 \chi t} \right) \right] \quad (1.28)$$

$$-\text{Ei}(-x) = \int_x^\infty (e^{-u}/u) du$$

式中 χ ——导压系数, $\mu\text{m}^2 \cdot \text{MPa}/\text{mPa} \cdot \text{s}$;

$-\text{Ei}(-x)$ ——指数积分函数。

由方程(1.28)可知:无论在地层哪一点,任意时刻下的压力差分布 $\Delta p(r, t)$ 总不会为零。但当时间 t 固定时, $\Delta p(r, t)$ 随着径向距离 r 的增大而减小,并且最终压力差的分布趋近于 0。

因而,至少有两种方式定义影响半径 r_i :

(1)用压降作为基准来定义,在影响半径 r_i 处,由油井生产引起的压降不超过某一特定值,显然对 $\Delta p(r, t)$ 的不同要求会有不同的影响半径公式。

(2)以流量为基准定义的影响半径 r_i 。当时间 t 固定时,在影响半径 r_i 处的流量 $q(r, t)$ 占井筒流量 q 的百分比不应超过某一特定值。

无论是以压降为基准还是以流量为基准来定义影响半径 r_i ,都会因为取不同的特定值而得到不同影响半径 r_i 的表达式。

若利用压力脉冲达到最大值的位置来定义影响半径,则可得到一个确定的值。

$$r_i = 3.795 \sqrt{\frac{K t}{\phi \mu C_t}} \quad (1.29)$$