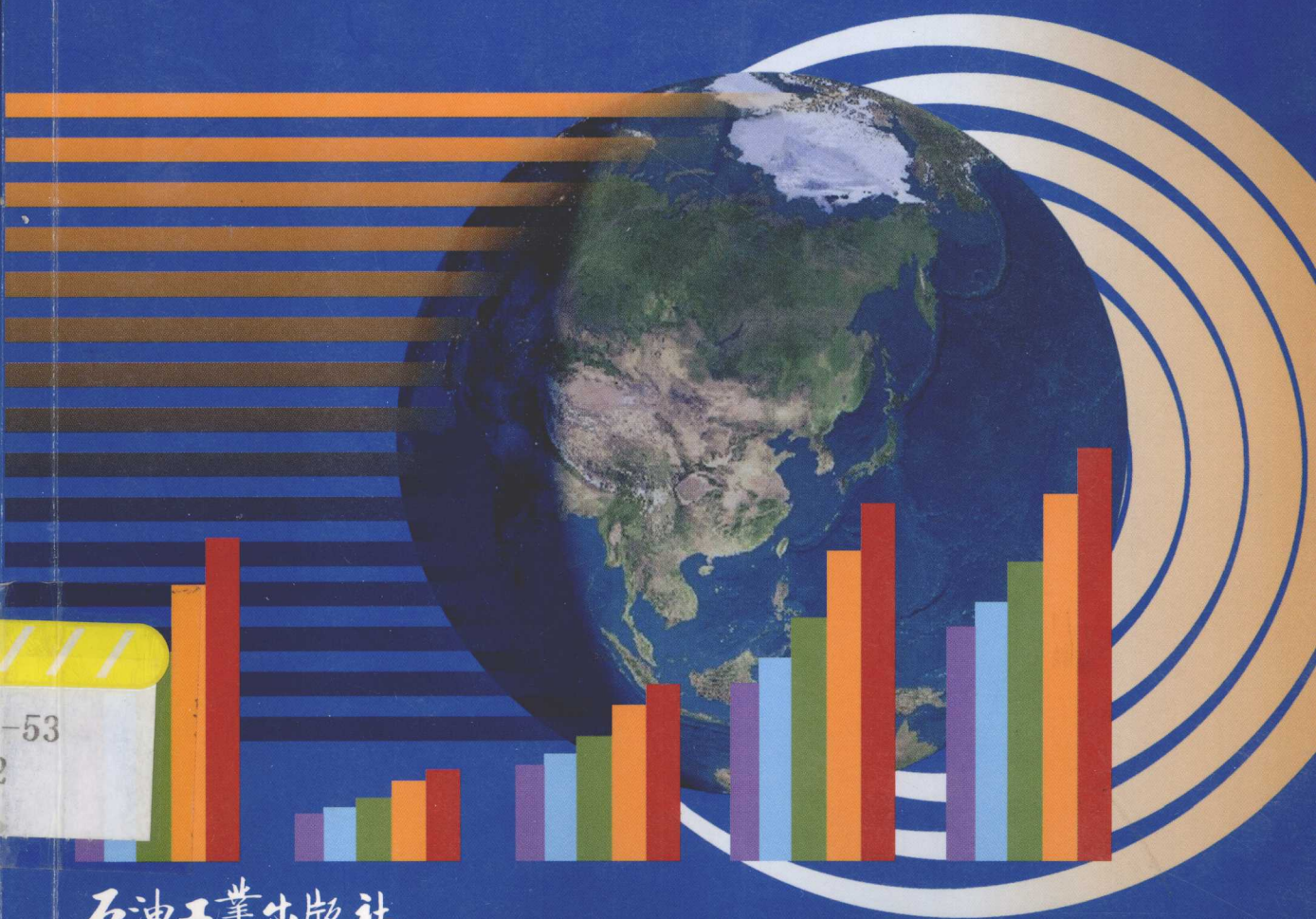


陈永武 主编

全国油气储量 评价方法与技术进展

(第一辑)

QUANGUO YOUQI CHULIANG PINGJIA FANGFA YU JISHU JINZHAN



石油工业出版社

0672930

TE 155-53
002

TE155-53
002

全国油气储量评价方法与技术进展 (第一辑)

陈永武 主编



石油大学

0717251

石油工业出版社

内 容 提 要

本书汇集了2008年召开的“全国油气储量评价与计算技术研讨会”上的40余篇论文,内容包括常规砂岩油气藏储量研究、重(稠)油、煤层气等非常规油气藏储量研究、老油气田储量复算研究、可采储量标定和提高采收率研究、储量技术参数评价研究、储量经济参数评价研究、传统成熟评价技术的应用研究以及新的评价技术应用的探索,为油气田生产单位、科研院所今后做好各种油气藏评价和储量计算提供了宝贵的工作经验和实践范例。

本书可供从事油气储量评价工作的科研人员参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

全国油气储量评价方法与技术进展. 第1辑/陈永武主编.
北京:石油工业出版社,2009.9

ISBN 978-7-5021-7335-7

I. 全…

II. 陈…

III. 油气藏-储量-评估-文集

IV. TE155-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2009)第 148812 号

出版发行:石油工业出版社出版

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址: www.petropub.cn

发行部:(010) 64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2009年9月第1版 2009年9月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:24.25

字数:620千字 印数:1—1200册

定价:85.00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

全国油气储量评价方法与技术进展（第一辑）

编 委 会

主 编：陈永武

副主编：康伟力 韩 征

编 委：杨 华 吴国干 戴少武 米立军

王永祥 郭齐军 孙兵义 付金华

胡晓春 毕海滨 姚爱华 李淑珣

序

油气资源是国民经济建设中重要的和不可再生的战略资源，我们有责任充分利用好宝贵的油气资源，为国民经济建设服务。

新中国成立半个多世纪来，我国石油工业的发展从无到有、从小到大，目前原油年产量已达到 $1.9 \times 10^8 \text{t}$ ，进入了产油大国的行列。天然气产量近十年来快速增长，从 1998 年年产量 $223 \times 10^8 \text{m}^3$ 迅速增加至 2008 年的 $761 \times 10^8 \text{m}^3$ ，增长了 2.4 倍，为保证国民经济建设需求发挥了重要的作用。

随着油气勘探开发实践的深入，油气储量发现的难度不断增加、规模变小、品位变差、复杂程度增大，为此，各油公司不断加大勘探开发科技攻关力度，技术在不断进步。随着地震资料的识别技术、油气层保护技术和测井评价技术的进步，大大提高了油气藏描述技术。特别是针对薄油气层、低对比度油气层的识别和评价以及“三低”（低压、低渗、低丰度）油气藏和复杂油气藏的开发取得了重要的进步，使得这些油气资源逐渐变为可有效利用的主要油气资源。

在开展这些“三低”油气藏、低对比度油气藏和复杂油气藏的技术攻关中，广大油气储量工作者按照实践—认识—再实践的实践论思想，在实践中积极探索，针对油气藏评价和储量计算中的难点，应用高分辨率地震技术、成像测井、MDT 测井等先进的测井评价技术并结合综合录井识别和评价油气层技术开展联合攻关，不断总结经验，攻克了复杂油气藏评价和储量计算中的一个个疑难杂症，在解决双重孔隙介质碳酸盐岩、各类火山岩油气藏、低对比度油气藏等复杂油气藏评价的各种难题和评价优选储量计算参数方面取得了突破性进展，形成了一批攻关性的储量成果报告，如松辽盆地深层火山岩天然气藏评价、新疆石炭系火山岩油藏评价和火山岩天然气藏评价及储量计算，四川和鄂尔多斯盆地深层气藏、低渗透油（气）藏和裂缝性油气藏评价和储量计算，渤海湾地区（含渤海海域）低对比度油气藏评价和储量计算等，为指导今后评价复杂油气藏奠定了理论基础和实践依据。

应广大油气储量工作者的要求，在各油公司的支持下，国土资源部油气储量评审办公室和中国石油学会石油储量工作委员会 2008 年组织召开了全国油气储量评价和计算技术研讨会，本书即是将研讨会上关于近年来油气藏评价和储量计算中新技术应用、研究成果及成功经验整理汇编成册，对当前油气储量评价的生产实践具有重要指导意义，同时对今后的储量评价实践、深化理论研究和完善油气储量评价标准规范体系也会起到积极的推动作用。

中国工程院院士



二〇〇九·七·

目 录

第一部分 常规油气藏储量评价

试油资料在油气勘探与储量计算中的应用	韩 斌 (3)
测井低对比度油层成因机理与解释方法	
——在石油储量计算中的应用讨论	欧阳健 (18)
海上河流相砂岩油田储量评价研究	
.....赵春明 田晓平 郭铁恩 崔云江 池树根 (26)	
浅海地区新近系河流相油藏储量评价与计算特点	孙 怡 赵铭海 林会喜 (38)
高角度地层不整合油藏储量计算方法	余光华 王继红 (42)
复杂油水带油层精细识别技术及在储量计算中的应用	
.....刘志霞 孙培安 陈同飞 邓 辞 (46)	
储量计算中的问题与关键环节控制	彭济华 (54)
凝析气藏烃类综合识别技术及应用	景凤江 宋春华 (64)
海上气田储量评价与计算特点	
——以南海西部海域气田为例	李 茂 姜 平 黄月银 杨 燕 (72)
滩坝砂油藏储量关键参数研究	关 丽 余光华 王继红 张晓岗 (80)
疏松岩石孔隙压缩性研究	康志勇 柳锦云 马 彬 (90)
孔隙压缩校正的现状 & 可能存在问题的思考	李国雄 钱 勤 林 豪 (96)
均质储集岩含油饱和度取值方法探讨	康志勇 马 彬 (102)
海上低电阻率气层测井解释评价方法研究	
——以南海西部海域东方、乐东气田为例	吴洪深 胡向阳 (108)
地震技术在海上气田储量评价中的应用	
——以南海西部海域气田为例	周家雄 (115)
储量计算中测井关键井的选择和研究	林绍文 李成荫 吴见萌 史 明 (124)
海上油气田压力确定油气水界面精度分析	
——以南海西部海域油气田为例	陈飞雄 (131)
MDT 测井在复杂油气藏储量计算中应用	
.....王安生 张有平 吴宝成 赵 飞 (147)	
珠江口盆地低幅构造油田速度研究和储量评价	李 彬 衡立群 (153)
青海油田老油田储量复算的几个特点	徐 峰 谢 丽 马达德 (165)
储量起算标准与经济极限研究	王亮国 (172)
《石油天然气储量计算规范》 经济评价部分要点处理及解释	袁自学 (179)

国内油气经济可采储量评价中经济参数取值办法探讨

..... 魏 萍 张 玲 肖席珍 宋传真 王秀芝 曹 燕 (183)

第二部分 特殊油气藏及煤层气储量评价

综合解释技术在火成岩油气藏储量计算中的应用

..... 张 玲 王志强 张丽艳 焦里力 (191)

三塘湖油田牛东区块石炭系火山岩油藏储量参数研究

..... 梁 浩 高成全 罗权生 胡 亭 石家雄
文川江 韩 成 漆万珍 张李明 张日供 (201)

新疆塔里木盆地塔河油田奥陶系岩溶缝洞型油气藏储量计算的有关问题和探讨

..... 岳建华 王忠东 魏 斌 杨 敏 杨国龙 (210)

塔里木盆地碳酸盐岩油气储量计算难点、对策及发展方向

..... 韩剑发 王招明 吉云刚 赵宽志 杨栓荣 海 川 张耀堂 (218)

裂缝性(油)气藏储量计算方法及有关问题..... 张伦友 黄嘉鑫 唐大海 (229)

川西地区裂缝—孔隙型储层储量参数的测井解释方法

..... 朱小红 葛 祥 王志文 何传亮 (245)

特殊油藏储量计算——以任丘雾迷山油藏和阿北安山岩油藏为例

..... 田福清 涂太明 杨桂茹 武翠芝 郝秋玲 焦双志 (253)

青西裂缝性油藏储量计算方法探讨

..... 李良政 谭修中 杜文博 曾利刚 程晓珍 胡小勇 (266)

文明寨地区三叠系砂岩裂缝油藏特征及储量计算方法探讨

..... 王秀林 苏 惠 易志伟 张金报 马芳侠 (278)

古龙油田油水同层油藏储量参数确定方法

..... 崔宝文 闫伟林 张立庆 陈友福 李郑辰 (288)

致密砂岩气藏含气储层下限探讨..... 赵太平 石玉江 (297)

百色盆地低孔低渗储层油层有效厚度下限研究..... 吴彩发 (302)

吉林油区低渗透油田可采储量标定方法研究

..... 江海英 张 英 刘 祥 陈 华 (308)

中国海相砂岩油田高采收率研究..... 梁 卫 王庆如 赵守元 邹信波 (320)

稠油油藏储量参数确定方法探讨..... 张明玉 何爱东 王 毅 (327)

稠油油田经济可采储量评价方法研究——以井楼油田为例

..... 邱荣华 李显路 李 薇 (333)

岩性油气藏储量评价与计算的特点..... 杨桂茹 涂太明 王 健 罗 滨 (345)

煤层气储量评价方法与计算技术..... 李明宅 徐凤银 (363)

煤层气储量评估方法的建立..... 郑得文 孙广伯 徐小林 鞠秀娟 李 敏 (374)

第一部分

常规油气藏储量评价

试油资料在油气勘探与储量计算中的应用

韩 斌

(中国石油华北石油管理局油气井测试公司)

油气勘探开发工作是一项复杂的、多工种、多学科的系统工程,从地震、钻井、录井、测井到试油,在这一过程中任何一点疏漏都会给油气勘探开发带来巨大的损失,轻则造成资金浪费,重则推迟或丧失对一个油气藏或一个地区油气资源的发现。在这一系统工程中,每一个环节都有它不可替代的任务。尤其在油气勘探过程中,地震和地质综合研究的结合是提供钻探井位的依据,而钻井、地质录井、测井为发现一个构造或圈闭是否有油气藏提供了间接信息和依据。试油(气)是指探井钻井中和完井后,为取得油气储层压力、产量、流体性质等所有特性参数,满足储量计算和提交要求的整套资料录取和分析处理解释的全部工作过程。试采是在试油(气)之后,开发方案确定之前,为进一步评价储量的经济性和探索油气开采主体工艺及确定开发方案,对单井通过一定的技术方法在较长时间内获取储层产量、压力、流体性质等储层动态参数所做的全部工作过程。因此,试油试采是最终确定一个构造或一个圈闭是否有油气藏存在和油气藏是否具备开采价值的依据,是油气勘探取得成果的关键,是寻找油气田,直接了解地下情况的最直接手段,也是为开发提供可靠数据依据的重要环节,这就要求试油试采所录取的资料必须准确、可靠,从而对油气藏做出科学的评价。

本文在介绍利用试油(测试、试井)资料进行油藏早期评价和单井控制储量计算的过程中,着重在适用条件和应用效果方面进行了分析、探讨。

1 储量计算方法及适用条件

根据油气田勘探开发所处的不同阶段及其取得资料的情况,石油天然气的储量计算方法大体上可以划分为类比法、容积法和动态法三大类。其中容积法是最基本的方法,它是通过地震、钻井、测井、分析化验以及试油资料在基本搞清了油气构造、油气水分布、储层类型以及流体物性产能之后计算油气田原始地质储量的主要方法。对于不同的勘探阶段对试油资料均有严格要求,如探明地质储量要求所有预探井和评价井均取得完整的试油资料,重点井进行了分层试油,有效厚度、流体性质、储层物性等必须以试油资料为依据,以确保计算参数的准确性,因此,试油资料是计算油气田地质储量准确性的重要保证。

随着试油(测试)技术的不断发展,利用试油资料不但可以对油藏进行早期评价,同时某些情况下,还可以对油气藏进行地质储量预测,这就是所谓的“动态法预测储量”。这一方法尤其是对于裂缝型、岩性封闭以及断块型等复杂油气藏更为有效,因为在这种情况下,很难用其他方法确定含油气面积、有效厚度、有效孔隙度以及含油气饱和度,从而使容积法计算储量的准确度受到了限制。

在油气井早期勘探和储量评价中,利用矿场不稳定试井方法确定油气井地质储量主要有两种方法:压降曲线法和压力恢复曲线法。计算结果代表了测试压力探测范围内控制的油气

地质储量，计算结果一般小于容积法。

1.1 储量计算方法

在采用矿场不稳定方法确定储量时，首要的应在油气藏早期评价的基础上，利用压降资料判定各阶段的流动特征，并采取相应的计算方法估算地质储量。

1.1.1 各流动阶段的划分

对于一个定容有限封闭的油气藏（岩性封闭型和断块封闭型），油气井以稳定产量开井生产，则井底流压随时间的变化关系可以用压降曲线来表示。压降曲线的变化特征与压降漏斗扩散范围内压力的变化有密切的关系。压降曲线大体上可划分为不稳定阶段、过渡阶段、拟稳定阶段（图1）。

根据研究表明，一般对于一个有限封闭圆形油气藏而言，这三者可以用无因次时间划分，不稳定阶段与过渡阶段的界限为 $t_{De} = 0.1$ ，过渡阶段结束的无因次 $t_{De} = 0.25$ ，无因次时间关系式为：

$$t_{De} = \frac{3.6 \times 10^{-3} Kt}{\phi \mu C_i r_e^2} \quad (1)$$

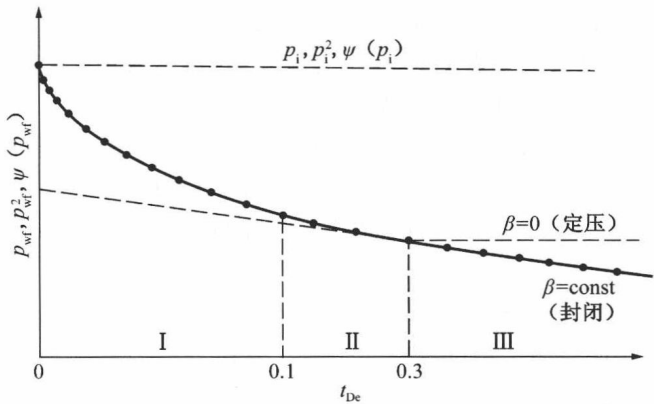


图1 有限封闭地层的压降曲线图

I—不稳定阶段；II—过渡阶段；III—拟稳定阶段

不同阶段的井底流动压力随时间的变化动态特征不同，相应的理论描述基本方程不同，推导出油气井控制储量计算公式也不同。据此，在运用压降或压力恢复资料进行油气井控制储量计算时，应在了解和识别油气井各流动阶段特性的基础上进行。

（1）不稳定阶段：这一时期地层压降漏斗和假想供给边界未达到油气边界前均属这一阶段。利用本阶段测试的压降或恢复资料计算的控制储量代表该生产阶段压降漏斗内控制的地质储量。该阶段油气井控制的地质储量为：

①压降方法：

油井

$$N = \frac{9.59 \times 10^{-6} q_o t}{m_o C_{io}^*} \quad (2)$$

气井压力平方法

$$G = \frac{1.92 \times 10^{-5} q_g p_i t}{m_g C_{ig}^*} \quad (3)$$

$$\text{气井拟压力法} \quad G = \frac{1.92 \times 10^{-5} q_g p_i t}{m_\psi (C_{ig}^* \mu_g Z)_i} \quad (4)$$

②压恢方法:

$$\text{油井} \quad N = \frac{5.39 \times 10^{-6} q_o \Delta t_s}{m_o C_{to}^*} \quad (5)$$

$$\text{气井压力平方法} \quad G = \frac{1.078 \times 10^{-5} q_g p_i \Delta t_s}{m_g C_{ig}^*} \quad (6)$$

$$\text{气井拟压力法} \quad G = \frac{1.078 \times 10^{-5} q_g p_i \Delta t_s}{m_g (C_{ig}^* \mu_g Z)_i} \quad (7)$$

(2) 过渡阶段: 此时流动是处于不稳定和拟稳定阶段之间。该阶段特点是随着油气井的连续生产, 假想供给边界已达到油藏边界, 即已受到油藏边界的影响, 但整个地层内的压力变化尚未达到拟稳定条件 (等速率的压力变化状态)。可利用该阶段所测得的压力降落或压力恢复资料, 采用压差曲线方法进行油气井控制储量的计算。

①压降方法:

$$\text{油井} \quad N = \frac{1.1156 \times 10^{-5} q_o}{10 a_o^* b_o^* C_{to}^*} \quad (8)$$

$$\text{气井压力平方法} \quad G = \frac{2.23 \times 10^{-5} q_g p_i}{10 a_g b_g C_{ig}^*} \quad (9)$$

$$\text{气井拟压力法} \quad G = \frac{2.23 \times 10^{-5} q_g p_i}{10^4 a_\psi b_\psi (C_{ig}^* \mu_g Z)_i} \quad (10)$$

②压恢方法:

$$\text{油井} \quad N = \frac{1.1156 \times 10^{-5} q_o}{10 a_o^* b_o^* C_{to}^*} \quad (11)$$

$$\text{气井压力平方法} \quad G = \frac{2.23 \times 10^{-5} q_g \bar{p}_R}{10 a_g^* b_g^* C_{ig}^*} \quad (12)$$

$$\text{气井拟压力法} \quad G = \frac{2.23 \times 10^{-5} q_g \bar{p}_R}{10 a_\psi^* b_\psi^* (C_{ig}^* \mu_g Z)_i} \quad (13)$$

以上是当流动达到不稳定阶段和过渡阶段时的油气井单井控制储量计算方法, 这两个阶段 (未达到拟稳定以前) 计算的地质储量比整个油气藏的地质储量要小, 只有当流动达到拟稳定阶段时所计算的控制储量才相当于整个油气藏的地质储量。

1.1.2 拟稳定阶段的储量计算方法

拟稳定阶段又称为半稳定、准稳定阶段。其假设条件是指: 对于一个有限边界的圆形油气藏而言, 在中央的一口井以恒定产量生产的条件下, 当假想边界达到油气藏边界之后,

随着生产时间的增加,其动态已偏离无限大地层的情况。此时,随着生产持续进行,当整个油气藏内任一点的地层压力降随时间直线变化时,即流动阶段已由非(不)稳定过渡后期转入拟稳定期。这是应用“油气藏探边测试方法”确定油井控制含油面积的基础。可利用该阶段的压降曲线分析方法或压力恢复曲线分析方法,并依据表1中的公式进行油气井控制储量的预测和计算。该阶段的单井控制储量计算结果可代表定容封闭性油气藏的地质储量,计算结果的准确性主要取决于测试(试井)压力动态是否达到拟稳定阶段。

表1 矿场试井拟稳定状态储量计算公式

油井类型	计算方法	压降方法	压力恢复方法
油井	常规方法	$N = \frac{10^{-4} \xi q_o}{\beta_o C_{to}}$	$N = \frac{7.63 \times 10^{-7} C_A q_o \Delta t_{\bar{p}}}{m_o C_{to}^*}$
气井	平方法	$G = \frac{2 \times 10^{-4} \xi q_g p_i}{\beta_g C_{ig}^*}$	$G = \frac{1.53 \times 10^{-6} C_A q_g p_i \Delta t_{\bar{p}}}{m_g C_{ig}^*}$
	拟压力法	$G = \frac{2 \times 10^{-4} \xi q_g p_i}{\beta_v (C_{ig}^* \mu_g Z)_i}$	$G = \frac{1.53 \times 10^{-6} C_A q_g p_i \Delta t_{\bar{p}}}{m_g (C_{ig}^* \mu_g Z)_i}$

1.2 拟稳定阶段压力动态反映特征的识别

当利用压降或压力恢复曲线拟稳定阶段的数据计算或预测定容封闭性油气藏的地质储量时,必须首先判断所测试的压力动态是否已达到拟稳定条件(压力波及是否影响到油气藏的供给边界)。如果没有达到拟稳定阶段,预测的结果明显小于实际值。因此,用不稳定试井方法确定油气井所控制的地质储量时,判断各阶段的流动特性尤为重要。下面介绍几种较为实用的拟稳(态)定阶段特征的识别方法。

1.2.1 拟稳定时间算法

对于不同封闭边界形状和井点位置的油气藏,要想使开井生产的压力动态达到拟稳定条件,所需的生产时间必须大于下式计算的理论时间:

$$\text{油井} \quad t_{\text{pss}} = \frac{277.8 \phi \mu_o C_{to} A S_{oi} (t_{\text{DA}})_{\text{pss}}}{K_o} \quad (14)$$

$$\text{气井} \quad t_{\text{pss}} = \frac{277.8 \phi \mu_g C_{tg} A S_{gi} (t_{\text{DA}})_{\text{pss}}}{K_g} \quad (15)$$

式中 $(t_{\text{DA}})_{\text{pss}}$ 为要达到拟稳定条件的无因次时间,不同边界形状和井点位置的参数值可查文献得到(钟松定, 1991)。

上式还可用另一种形式表示成:

$$A \phi S_{oi} = 10^4 N B_{oi} / h \quad (16)$$

则式(14)为:

$$t_{\text{pss}} = \frac{277.8 \times 10^4 N B_{oi} C_{to} (t_{\text{DA}})_{\text{pss}}}{Kh / \mu_o} \quad (17)$$

同样气井的拟稳定时间计算公式为:

$$t_{\text{pss}} = \frac{277.8 \times 10^4 N B_{gi} C_{tg} (t_{\text{DA}})_{\text{pss}}}{Kh / \mu_g} \quad (18)$$

实际应用中将压降或压力恢复曲线直线段斜率求得的 Kh/μ 代入式(14)、式(15),如果计

算的 t_{pss} 小于压降或压力恢复资料的总生产时间，则利用表 1 中公式所计算的储量是可靠的， t_{pss} 大于总生产时间说明计算所得的地质储量偏小。

1.2.2 拟稳流图形分析法

将试井资料的压降曲线画在一张坐标纸上，依其曲线形态变化，判断压力动态是否达到了拟稳定条件。

实际应用中将压降曲线画在半对数和直角坐标纸上（图 1 和图 2），可将有限封闭边界油气藏及其拟稳定阶段特征判断出来。应当注意的是，图 1 上后期压力下降的图形很像是直线，但不一定进入拟稳定段，应当进一步结合导数图形进行分析。

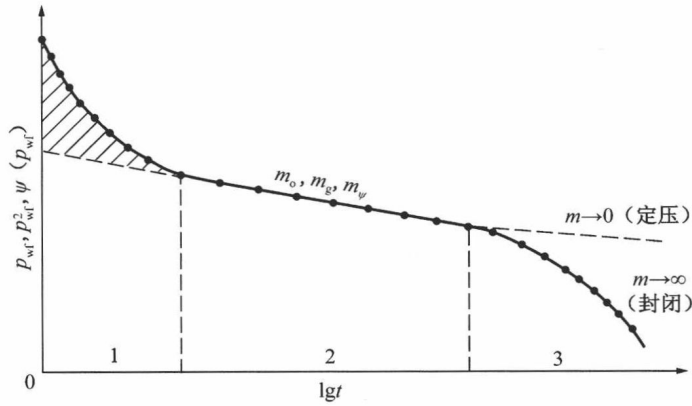


图 2 压降曲线半对数图

1.2.3 导数曲线分析法

压力的导数曲线分析方法始于 20 世纪 80 年代初，用此方法与压力的双对数方法合并使用，解决了单一双对数方法所出现的唯一性解差的问题，它的应用使得试井分析方法前进了一大步，逐渐形成了目前所谓的“现代试井”分析方法。其最大优点是能准确地判断出压力动态反映的晚期特征，诸如：边界性质（形状、位置）、油气藏驱动类型等。一般的不稳定流动压力数据在压力的双对数—导数曲线上可分为三个阶段：井筒储存影响阶段；无限作用径向流阶段；外边界响应阶段。外边界拟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和早期数据。

（1）在特定的流动情况下，导数曲线有特定的斜率值（表 2）。

表 2 不同流态下导数曲线的斜率值

流动类型	导数曲线斜率值	说 明
径向流	0	导数曲线为水平直线
线性流	0.5	导数曲线为 1/2 斜率直线
双线性流	0.25	导数曲线为 1/4 斜率直线
球形流	-0.5	导数曲线为 -1/2 斜率直线
拟稳定流	1.0	封闭条件下的晚期流动段，导数曲线为 45° 线
井筒储集系数为常数的续流	1.0	对于均质或双重介质情况的早期流动段，导数曲线为 45° 线

(2) 不同的外边界模型导数曲线具有不同的压力响应特征(图3)。

弄清压力的流动特性和外边界反映特征会帮助我们识别拟稳定流影响特征。压力的导数和图形分析可以归一种方法使用,统称为模式图分析方法(陈元千,1999)。

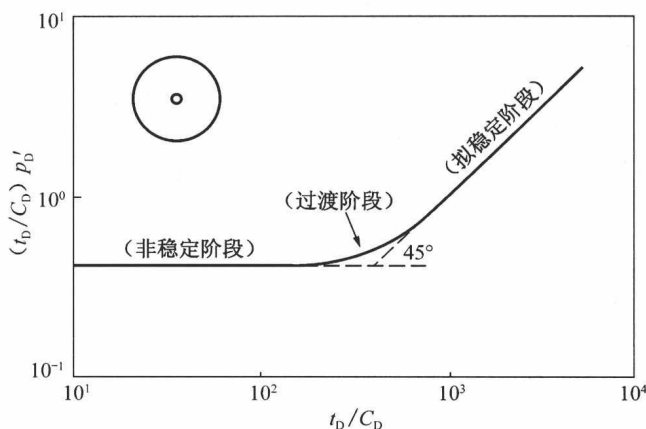


图3 有限封闭圆形油藏(井在中心)的压力导数曲线图

1.2.4 Y函数分析法

Y函数的定义为:井底流动压力(p_{wf})对生产时间(t)的导数。不稳定径向流动段的Y函数与时间 t ,在双对数图上呈45°的下降直线;而有限定容封闭油气藏拟稳定阶段的Y函数与时间 t ,在双对数图上为一水平直线。

2 油气藏早期评价和储量计算实例分析

以上叙述了定容有限封闭油气藏的储量计算方法及拟稳定流特征识别方法。下面介绍利用试井资料进行油气藏早期评价和储量计算的应用情况。

2.1 长3井裂缝性油藏储量计算

2.1.1 长3井地质概况

长3井位于饶阳凹陷任西洼槽长洋淀潜山带,东侧是任丘潜山构造带,长洋淀潜山带为垒槽相间结构,各垒块自成圈闭,受任96西断层控制,具有南、中、北三个高点。局部构造长3井潜山位于长洋淀潜山带高部位,是由北东、北西向断层控制的断垒山,产状东倾、北倾明显,该潜山位于饶阳和霸县凹陷之间,具有两个凹陷多油源的特点,油源充足,并且顶部地层为雾迷山组,该组碳酸盐岩储层物性好,裂缝发育,产量高。目的层为雾迷山组白云岩,钻探目的是预探长洋淀潜山带长3井雾迷山组含油气情况,兼探沙一段、沙三段含油气性。该井于2006年8月16日开钻,12月4日完钻,完钻井深4366.00m,完钻层位为元古宇蓟县系雾迷山组。

2.1.2 测试(试井)简况

长3井是冀中拗陷饶阳凹陷长洋淀潜山带长3井潜山圈闭上部署的一口风险探井,该井2006年11月5日—12月11日在钻井过程中见到了良好的油气显示,分别进行了三次中途测试,其中在4087.97~4120.00m裸眼井段采用22mm油嘴放喷求产获日产油408.40m³;在4145.91~4230.00m裸眼井段采用22mm油嘴放喷求产获日产油518.40m³。第三次中途测试,测试井段为雾迷山组4274.67~4366.0m,据开井有效流动段(35min)流压折日产水197.35m³,

对应平均流压 36.03MPa。本层测试结论为水层。

长 3 井完井后，在 4165.0m 以下注灰。于 2007 年 1 月 26 日开始对 4087.97~4165.00m 裸眼井段进行了 10 个月时间试采，为进一步落实地层产能以及储层渗流参数，获取更丰富的地层信息，2007 年 9 月 28 日—10 月 8 日对该井（裸眼生产井段 4087.97~4165.00m，厚度为 77.03m，岩性为白云岩，I—III 类裂缝）进行了地面直读试井，一关一开工作制度。其中关井恢复时间 37.17h，开井时间 87.82h。开井期间以 7mm 油嘴放喷，产量基本稳定。井口油压 4.0MPa，原油日产量 150m³，对应平均流压 36.80MPa，生产压差 1.70MPa。获得了完整的可供定量分析的压恢和压降试井资料（图 4）。

2.1.3 储层评价

通过对三次中途测试成果和地面直读试井解释成果对比，长 3 井雾迷山组为一裂缝性双重介质油藏，中途测试资料（表 3）反映储层具有较强的渗流能力，油藏储能比与窜流系数配置关系较好，油藏具备高产的能力。井筒周围地层基本无污染，从地层产出情况综合分析，该储层为一中、高渗透性地层，且基质岩块系统中储油量较大，储层具备高产、稳定条件。

表 3 长 3 井测试成果对比数据表

测试 层序及类型	油嘴/油压 (mm/MPa)	地层压力 (MPa)	平均流压 (MPa)	有效渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	表皮 系数	储能比	窜流系数	测试 结论
	日产量 (m ³)	压力系数	生产压差 (MPa)					
第一次 中途测试	22.0/0.78	37.70	35.22	35.37	-2.70	0.037	2.05×10^{-6}	油层
	油：408.40	0.95	2.48					
第二次 中途测试	22.0/1.00	38.34	37.37	60.21	-0.98	0.012	4.54×10^{-6}	油层
	油：518.40	0.94	0.97					
第三次 中途测试	流压折产	—	—	—	—	—	—	水层
	水：197.35	—	—					
直读试井	7.0/4.00	38.80	36.80	79.89	-0.82	0.097	1.44×10^{-6}	油层
	油：150.00	0.95	1.70					

由关井数据做霍纳曲线图（图 5 到图 7）外推压力 38.80MPa，对应测点深度 4126.09m，折算地层压力系数 0.96，属于正常压力系统。与本井投产前测试的压力系数比较没有明显变化，经 10 个月的试采，地层压力未降低，表明储层能量充足。

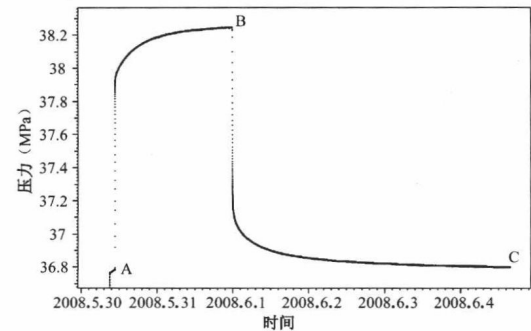


图 4 长 3 井直读试井实测压力历史展开图

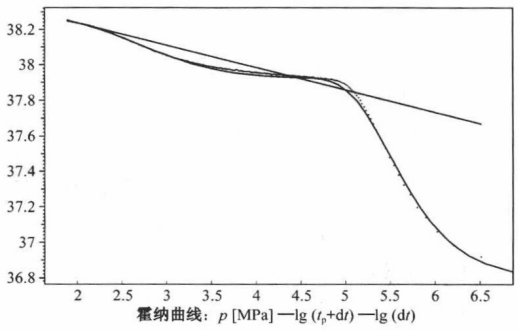


图 5 长 3 井直读试井关井压力霍纳曲线图

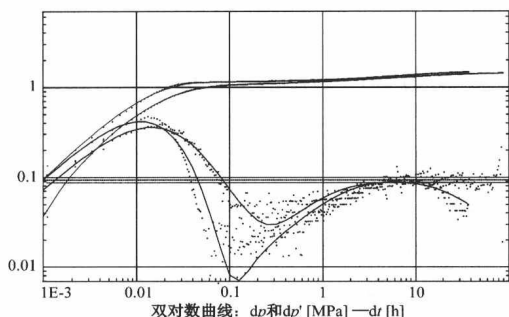


图 6 长 3 井直读试井压恢数据双对数曲线拟合图

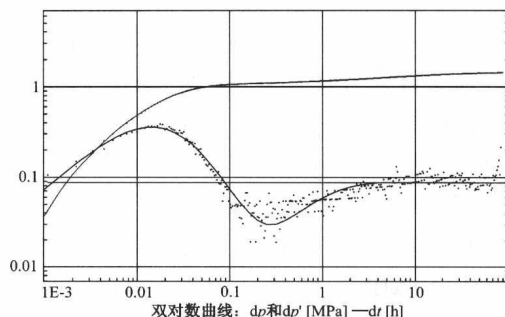


图 7 长 3 井直读试井压降数据双对数曲线拟合图

2.1.4 产能评价

长 3 井在试井前进行了不同工作制度下的流压测试，分别采用 5mm、8mm、10mm、7mm 油嘴放喷求产，测得的流压和产量数据见表 4。

表 4 地层产能数据表

测压日期	油嘴 (mm)	p_i (MPa)	p_{wf} (MPa)	Δp (MPa)	q_o (m ³ /d)	J_o [m ³ /(d·MPa)]	$(p_i - p_{wf})/q_o$ (MPa / m ³ /d)
8.16	5	38.8	37.44	1.36	81	59.56	0.01308642
9.06	8	38.8	36.13	2.67	182	68.16	0.013021978
9.17	10	38.8	35.30	3.50	219	62.57	0.014611872
9.24	7	38.8	36.73	2.07	151	72.95	0.011721854

由产能数据可以看出，该井地层产能较高，根据油井产能级别划分标准（钟松定，1991），产油指数为中等[50~100 m³/(d·MPa)]级别范畴。

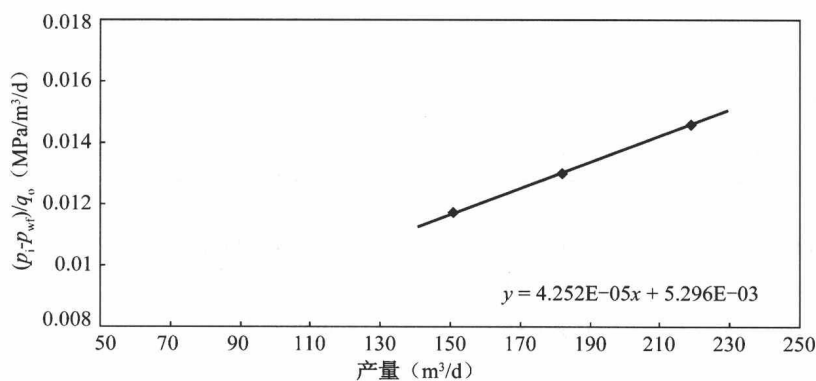


图 8 长 3 井二项式关系图

由此测试资料可作出长 3 井二项式关系图(图 8)，以及生产压差和产量的关系曲线即 IPR 曲线（图 9），并求得产能方程为：

$$p_i - p_{wf} = Aq_o + Bq_o^2 = 0.00529q_o + 4.252 \times 10^{-6} q_o^2$$

式中 $A = 0.00529$, $B = 4.252 \times 10^{-6}$

计算无阻流量结果为：

$$Q_{AOF} = \frac{\sqrt{A^2 + 4B\Delta p} - A}{2B} = 953.59 \text{ m}^3 / \text{d}$$