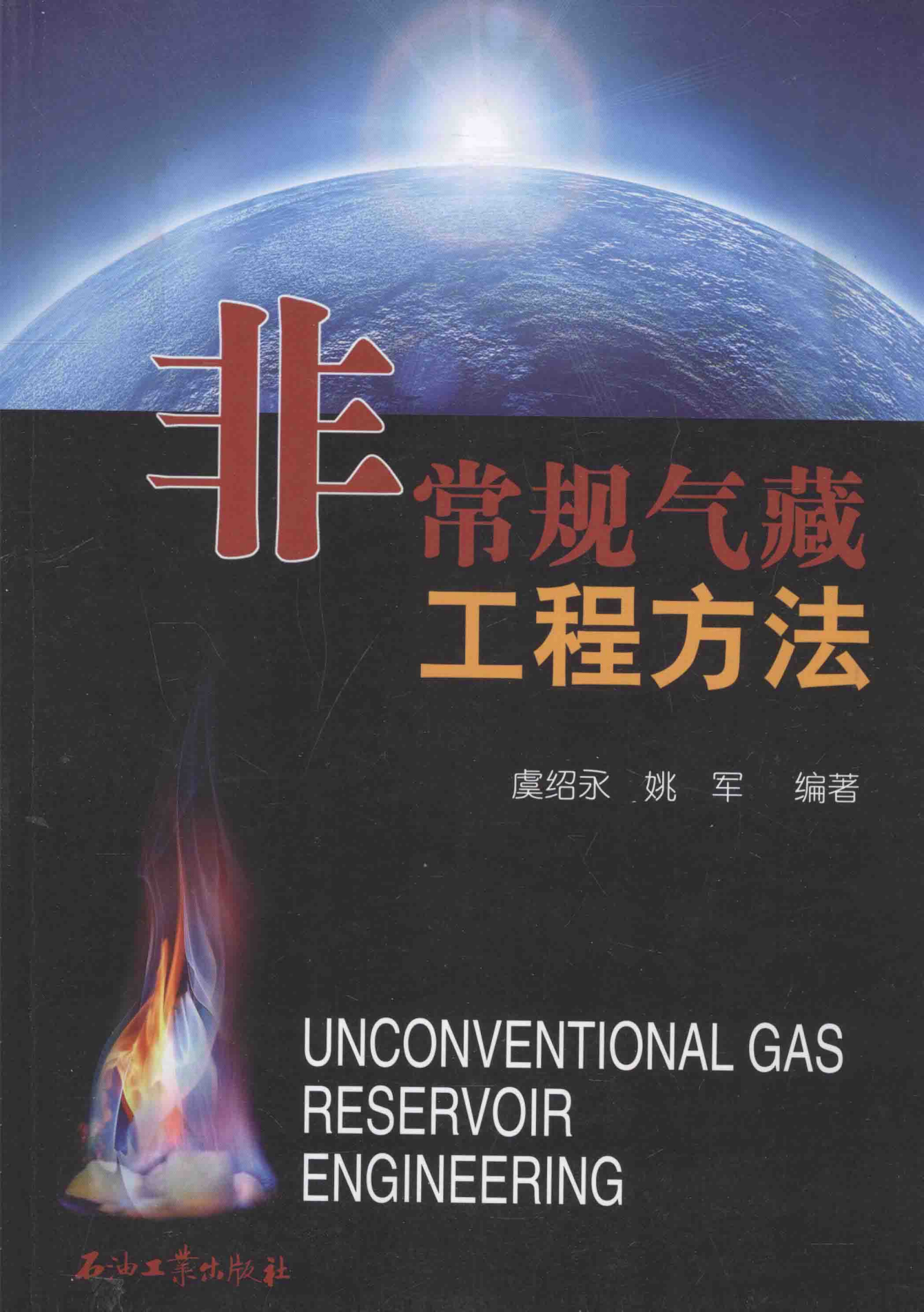




非常规气藏 工程方法

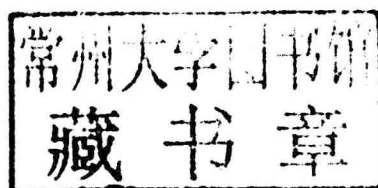
虞绍永 姚 军 编著

UNCONVENTIONAL GAS
RESERVOIR
ENGINEERING

石油工业出版社

非常规气藏工程方法

虞绍永 姚 军 编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要介绍煤层气、致密地层气及页岩气三种非常规天然气的不同气藏工程方法,其中包括三种气藏的不稳定产量及压力试井方法、流动物质平衡方法、气藏数值模拟方法(除煤层气)、产量预测及最终可采储量计算方法,以及致密地层气和页岩气的不同压裂工艺方法。

本书可以作为油气藏工程硕士研究生的教科书或参考书。

图书在版编目(CIP)数据

非常规气藏工程方法 / 虞绍永, 姚军编著 .

北京 : 石油工业出版社, 2013.11

ISBN 978-7-5021-9839-8

I . 非…

II . ①虞…②姚…

III . 气藏工程

IV . TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 252219 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 : www.petropub.com.cn

编辑部 : (010) 64523537 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 11 月第 1 版 2013 年 11 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本 : 1/16 印张 : 13.5

字数 : 341 千字

定价 : 50.00 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

致 谢

2010年12月，我应邀在中国石油大学（华东）进行非常规气藏工程技术讲座时，就与姚军教授谈及共同出版介绍这方面新技术的书籍。历时三年，这本书终于面世了。在两年多的写作过程中，我利用了一百多个周末及节假日，我的家人为了支持我的编写工作作出了巨大的牺牲。在此，我要特别感谢他们！姚军教授在繁忙的教学和行政工作中抽出时间编写了部分章节并对书稿内容进行了审阅。另外，北京奥伯特（OPT）石油公司的吉兰敏同学对本书的部分章节进行了文字方面的修改，中国石油大学（华东）石油工程学院的王晨晨、高莹等同学也做了一些文字整理工作，在此一并表示感谢！

虞绍永

目 录

第一章 绪论	(1)
参考文献	(5)
第二章 气井产量高级递减方法	(6)
第一节 传统产量递减方法及应用	(7)
第二节 高级递减方法理论基础	(13)
第三节 Fetkovich 典型曲线分析方法	(22)
第四节 Blasingame 典型曲线分析方法	(28)
第五节 Agarwal-Gardner 典型曲线分析方法	(37)
第六节 水力压裂井的典型曲线分析方法	(47)
第七节 多井生产油气藏的高级递减分析方法	(61)
参考文献	(68)
第三章 煤层气井的产量递减及流动物质平衡方法	(70)
第一节 煤层气井的产量递减分析方法	(70)
第二节 煤层气藏的流动物质平衡方法	(72)
参考文献	(75)
第四章 致密地层气和页岩气的气藏工程	(76)
第一节 致密地层气的气藏物理及工程	(76)
第二节 页岩气的气藏物理及工程	(81)
第三节 致密地层气和页岩气气藏的不稳定试井方法	(95)
第四节 致密地层气和页岩气藏的压裂工艺方法	(119)
第五节 页岩气气藏数值模拟方法	(132)
参考文献	(140)
第五章 致密地层气和页岩气的产量预测及可采储量计算	(144)
第一节 致密地层气和页岩气气井的产量历史特征	(144)
第二节 气井产量历史分析的指数定律递减方法	(152)
第三节 气井产量历史分析的延伸指数递减方法	(158)
第四节 改进的延伸指数递减方法	(163)
第五节 裂缝型页岩气藏的产量递减经验分析方法	(169)
第六节 多段压裂水平井的生产数据分析方法	(178)
参考文献	(190)
第六章 致密地层气和页岩气气藏的原始天然气储量计算	(193)
第一节 流动压力物质平衡法	(193)
第二节 页岩气气藏原始地质储量计算	(201)
参考文献	(208)
附录 单位换算表	(209)

第一章 绪 论

从技术层面上来说,世界上的天然气资源可以用一个金字塔来描述^[1],如图1-1所示。金字塔的顶端代表高质量高渗透率地层的气藏,其渗透率值可以达到10mD,甚至1000mD,地层岩石孔隙半径(35%水银饱和度)为 $2.5 \sim 10 \mu\text{m}$ 。这部分气藏的产量较大,开采很经济,遗憾的是储量较小。金字塔的中部代表具有平均地层特性的气藏,地层平均渗透率为 $0.1 \sim 10\text{mD}$,地层岩石孔隙半径为 $0.5 \sim 10 \mu\text{m}$ 。这部分气藏的产量及开采成本要小于顶部气藏,但其储量要比顶部气藏大。具有最大储量的金字塔底部代表地层参数较差的气藏,地层平均渗透率小于 0.1mD ,地层岩石孔隙半径为 $0.01 \sim 0.5 \mu\text{m}$ 。这部分气藏就是所谓的非常规气藏(Un-Conventional Gas Reservoir, UCG),它包含有致密地层气、煤层气、页岩气和水气化合物。此类气藏通常开采成本较高,经济效益较差。

Holditch认为,天然气资源金字塔适用于任何盆地,从盆地的常规气体储量可以估算非常规气体的储量。

根据最新研究得出的全世界非常规天然气储量见表1-1^[2]。从表中可见,北美和拉丁美洲地区的储量最大,约占世界储量的40%;而中国地区也具有相当可观的非常规天然气储量,位于第三;排在第二位的是前苏联地区,占世界储量的17%。

表 1-1 世界非常规天然气资源分布^[2]

地区	煤层气 (10^{12}m^3)	页岩气 (10^{12}m^3)	致密地层气 (10^{12}m^3)	总和 (10^{12}m^3)	占世界总量的 百分比 (%)
北美	85.4	108.7	38.8	233.0	25.3
拉丁美洲	1.1	59.9	36.6	97.6	10.6
西欧	4.5	14.4	10.0	28.9	3.1
中东欧	3.3	1.1	2.2	6.7	0.7
前苏联地区	112.1	17.8	25.5	155.3	16.8
中东和北非	0.0	72.1	23.3	95.4	10.4
非洲撒哈拉地区	1.1	7.8	22.2	31.1	3.4
中亚和中国	34.4	99.8	10.0	144.2	15.6
太平洋	13.3	65.5	20.0	98.7	10.7
其他靠近太平洋 亚洲地区	0.0	8.9	15.5	24.4	2.7
南亚	1.1	0.0	5.6	6.7	0.7
世界总量	256.3	456.0	209.7	922.0	

在非常规气藏的开采历史中,对煤层气藏的开采较早且历史较长。至今,已有成熟的理论来评价和分析煤层气藏的生产特征。煤层气主要赋存于煤层中,蕴藏量极为丰富,据国际能源机构(IEA)估计,全球陆上煤田在深于2000m的煤层气资源量约为 $260 \times 10^{12}\text{m}^3$,是常规天然气探明储量的两倍多^[3]。其中,俄罗斯、加拿大、中国、美国、

澳大利亚位列世界前五位，其煤层气资源量合计 $(83 \sim 252) \times 10^{12}\text{m}^3$ ，占世界煤层气总资源量的 90% 以上，各国煤层气资源量见表 1-2。

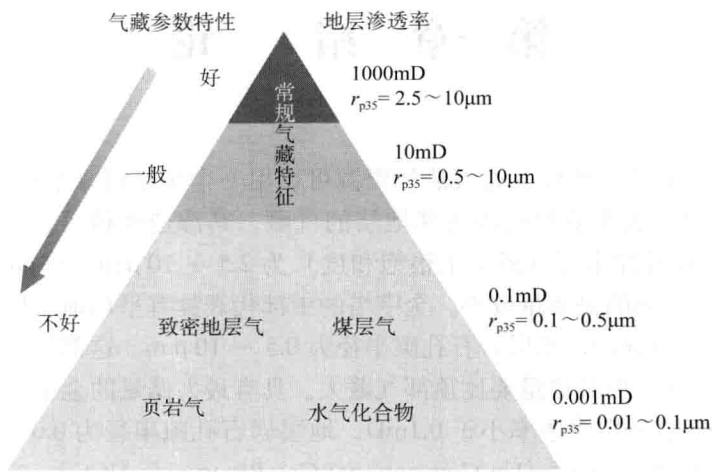


图 1-1 天然气资源金字塔示意图 [1]

表 1-2 主要产煤国的煤层气资源量 [5]

国家	估计最大煤层气资源量 (10^{12}m^3)	国家	估计最大煤层气资源量 (10^{12}m^3)
俄罗斯	113	波兰	3
加拿大	76	英国	2
中国	30 ~ 35	乌克兰	2
美国	19	哈萨克斯坦	1
澳大利亚	14	印度	0.8
德国	3	南非	0.8

目前进行煤层气大规模商业开采的国家，主要有美国和澳大利亚，其他国家也在开展煤层气勘探工作，如捷克、波兰、俄罗斯、英国、加拿大和印度等。近年来，无论是从开发规模，还是从技术水平等方面来看，美国都一直处于领先地位。美国的煤层气工业取得了巨大的成功，这是许多有利因素共同作用的结果，如煤层气盆地发育、天然气价格上涨、密集覆盖的管线分布，以及常规天然气能源生产下降形成的低竞争等因素 [4]。据估算，美国煤层气资源量约为 $20 \times 10^{12}\text{m}^3$ ，煤层气可采资源量为 $3.07 \times 10^{12}\text{m}^3$ 。目前已形成煤层气生产规模的盆地有圣胡安盆地、黑勇士盆地和粉河盆地，煤层气勘探开发的新区包括尤因塔盆地、拉顿盆地和中阿巴拉契亚盆地，其他有开发潜力的盆地也正在积极开展煤层气勘探工作。美国煤层气产量经历了 20 世纪 80—90 年代的快速上升，随着国家宏观政策的调整，现已进入稳定上升的时期。煤层气产量：1984 年为 $2.8 \times 10^8\text{m}^3$ ；1990 年为 $55.18 \times 10^8\text{m}^3$ ；1995 年则达到 $265.74 \times 10^8\text{m}^3$ ；之后增速放缓，2000 年为 $396.48 \times 10^8\text{m}^3$ ；2001 年为 $480 \times 10^8\text{m}^3$ ；2002—2003 年为 $450 \times 10^8\text{m}^3$ 左右，约占当年全美天然气总产量的 8.5%；2004 年开发达到高峰，产量达 $500 \times 10^8\text{m}^3$ ，约占总天然气产量的 10%。

中国属于煤层气资源比较丰富的国家，全国陆上煤田在深于 2000m 的资源量为 $35 \times 10^{12}\text{m}^3$ ，与常规天然气资源量相近，居俄罗斯、加拿大之后排在世界第三位。中国煤层

气资源分布不均衡，华北地区煤层气资源量占 61%，西北地区占 16%，华南地区占 15%，东北地区占 8%。

煤层气资源量列前十位的盆地为鄂尔多斯盆地、沁水盆地、吐哈盆地、准噶尔盆地、两淮煤田、六盘水煤田、伊犁盆地、川南煤田、塔里木盆地和霍西盆地，占总资源量的 86%。其中排名前八位的盆地煤层气资源量都在 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$ 以上，鄂尔多斯盆地煤层气资源量高达 $10.8 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。图 1-2 为中国煤层气勘探开发试验区分布图。

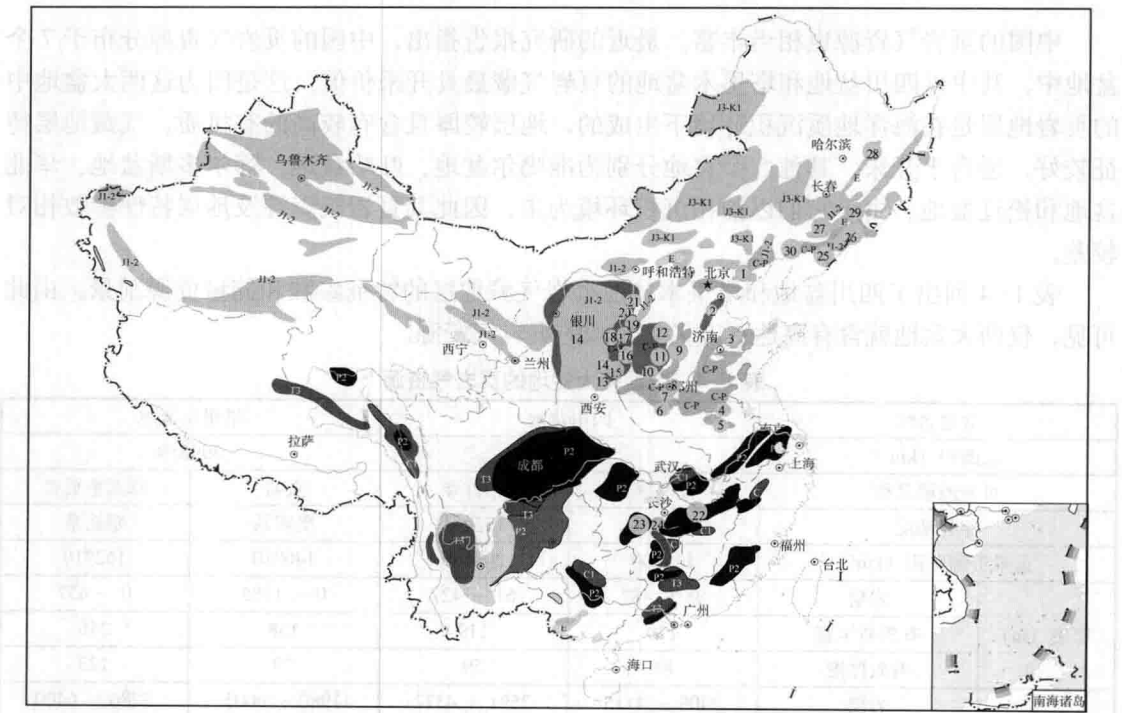


图 1-2 全国煤层气勘探开发试验区分布图 (图源自中联煤层气有限责任公司)

1—开滦；2—大城；3—济南；4—淮北；5—淮南；6—平顶山；7—荣巩；8—焦作；9—安阳；10—晋城；11—屯留；12—阳泉；13—澄合；14—彬长；15—韩城；16—蒲县；17—柳林；18—吴堡；19—三交；20—临县；21—兴县；22—丰城；23—冷水江；24—涟邵；25—沈北；26—红阳；27—铁法；28—鹤岗；29—阜新；30—辽河

最近几年来，在北美地区，由于对天然气需求量的增加，过去被认为是常规油气藏的盖层或封闭层的泥岩或页岩地层的开采也引起了人们的极大兴趣。尤其是新的钻井和完井工艺（如水平井的多段水力压裂）技术的成功应用使得对致密地层气和页岩气的开采也有了很好的经济效益。到目前为止，美国的六大页岩气盆地中约有 3 万多口气井生产页岩气，页岩气产量也成指数规律增加。表 1-3 列出了这六大页岩气盆地的有关参数。

表 1-3 美国六大页岩气盆地的有关参数^[6]

页岩气盆地	面积 (km ²)	地层深度 (m)	产层厚度 (m)	单井初始 日产量 (10 ³ m ³)	可采储量 (10 ⁶ m ³ /井)	水平井 平均长度 (m)	井距 (井数/km ²)	总可采储量 (10 ⁹ m ³)	单井成本 (百万美元)
Barnett	10432	1981.2 ~ 2590.8	30.5 ~ 182.9	113.3	45.3	760 ~ 1067	2.15	1218.1	2.8
Fayetteville	23040	304.8 ~ 2133.6	6.1 ~ 61.0	79.3	59.5	457 ~ 1524	3.13	906.5	3
Woodford	9472	1524 ~ 2895.6	45.7 ~ 76.2	102.0	85.0	762 ~ 1524	1.56	623.2	5 ~ 6

续表

页岩气盆地	面积 (km ²)	地层深度 (m)	产层厚度 (m)	单井初始 日产量 (10 ³ m ³)	可采储量 (10 ⁶ m ³ /井)	水平井 平均长度 (m)	井距 (井数/km ²)	总可采储量 (10 ⁹ m ³)	单井成本 (百万美元)
Eagle Ford	2816	3200.4 ~ 3444.2	54.9 ~ 114.3	170.0	141.6	1158 ~ 1676	1.56	594.9	6 ~ 9
Haynesville	23040	3200.4 ~ 4114.8	61 ~ 91.4	396.6	184.1	1067 ~ 1158	3.13	2124.6	3.6
Marcellus	243200	1219.2 ~ 2590.8	15.2 ~ 61.0	99.2	34.0	762	3.13	11614.7	1.2

中国的页岩气资源也相当丰富。最近的研究报告指出，中国的页岩气资源分布于 7 个盆地中，其中以四川盆地和塔里木盆地的页岩气藏最具开采价值。这是因为这两大盆地中的页岩地层是在海洋地质沉积环境下生成的，地层较厚且含有较高的有机质，气藏地层特征较好，适合于开采。其他 5 个盆地分别为准噶尔盆地、吐哈盆地、鄂尔多斯盆地、华北盆地和松辽盆地。由于它们以陆相沉积环境为主，因此其页岩气资源及地层特性参数相对较差。

表 1-4 列出了四川盆地和塔里木盆地页岩气藏地层的特征参数和储量资源前景。由此可见，仅两大盆地就含有高达百万亿立方米的页岩气资源。

表 1-4 中国两大盆地的页岩气资源 [2]

盆地名称		四川盆地		塔里木盆地	
总面积 (km ²)		208640		599550	
页岩地层名称		龙马溪	筇竹寺	页岩	寒武系页岩
年代地层		志留系	寒武系	奥陶系	寒武系
远景资源面积 (km ²)		145600	208640	140910	162710
厚度 (m)	岩层	91 ~ 487	61 ~ 427	0 ~ 1585	0 ~ 457
	有机质丰富	170	119	158	246
	有效厚度	85	59	79	123
深度 (m)	岩层	2408 ~ 4115	2591 ~ 4572	1980 ~ 6005	2286 ~ 6400
	平均	3260	3505	3960	4270
气藏压力		正常	正常	正常	正常
平均有机质含量 [% (质量分数)]		3.0	3.0	2.0	2.0
热裂化成熟度 R_o (%)		2.3	2.5	2.0	2.5
泥质含量		低—中	低—中	低—中	低—中
风险原始气储量 (10 ⁸ m ³)		386760	392680	252680	404790
风险气可采储量 (10 ⁸ m ³)		96620	98310	63100	101130

美国对致密地层气的开采要早于对页岩气的开采。早在 1970 年，美国政府就出台了针对致密地层气开采的特殊税收措施。规定说明，若地层的气体渗透率小于 0.1mD，就可认为是致密地层，适用这一特殊税收政策。这也就是后来人们把渗透率值小于 0.1mD 的地层定义为致密地层的原因。

致密地层气与页岩气的最主要的区别是它不是气源。致密地层气来源于别的地层，没有边水或底水，但有些井生产少量水（后面将详述）。

到目前为止，在美国共发现有 14 个致密地层气盆地 [6]，但只有 Pinedale Anticline 盆地、Anadarko 盆地、Piceance 盆地和 Deep Bossier 盆地在生产。这 4 个盆地中，又以透镜

状地层的 Pinedale Anticline 盆地为最大。大部分致密地层气藏呈超高压压力系统。经对孔隙度与渗透率关系的微观研究发现, 这些致密地层气藏可以分为两类: 一类是由于地层岩石颗粒本身的微小而导致的地层渗透率很小; 另一类则是岩石颗粒的胶结程度较高, 使得孔隙之间的连通性较差而导致的地层低渗透。表 1-5 列出了这四大致密地层气盆地的有关参数。

表 1-5 美国四大致密地层气盆地的有关参数^[6]

致密地层气盆地	地层深度 (m)	产层厚度 (m)	单井初始日产量 (10 ³ m ³)	可采储量 (10 ⁶ m ³ /井)	产出流体	总可采储量 (10 ⁶ m ³)	单井成本 (百万美元)
Pinedale Anticline	2133.6 ~ 4267.2	1524 ~ 1828.8	255.0	184.1	气+水	2068.0	5
Anadarko	1981.2 ~ 2743.2	457.2 ~ 1371.6	85.0	85 ~ 226.6	干气+水	198.3	1.5 ~ 4.0
Piceance	1432.6 ~ 3962.4	1066.8 ~ 1097.3	283 ~ 425	198.3	湿气	170.0	7.0 ~ 8.5
Deep Bossier	4968.2	182.9	425 ~ 567	42.5 ~ 56.7	干气	170.0	7.6 ~ 11.0

至于中国的致密地层气的储量资源, 由于缺乏有关资料, 本书无法列出。但可以相信的是, 根据金字塔理论, 它的储量值也不会小。因此在中国, 对页岩气和致密地层气的开采将具有广阔的前景。

本书主要讨论致密地层气及页岩气这两种非常规气的气藏工程方法, 包括压力及产量不稳定试井(分析)方法、气藏数值模拟方法、原始地质储量及经济极限产量下的可采储量计算方法。有关煤层气的理论由于在国内已有很多书籍出版, 因此本书只讨论有关煤层气的产量调减及其流动物质平衡方法。

参 考 文 献

- [1] Holditch S A. *Tight Gas Sands*. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58 (6) : 86-93.
- [2] Kuuskraa V, Stevens S, Leeuwen T, et al. *World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States*. U. S. Energy Information Administration, 2011.
- [3] 孙赞东, 贾承造, 李相方. 非常规油气勘探与开发. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- [4] Chakhmakhchev A. Worldwide coaled methane overview. SPE 106850, 2007.
- [5] 孙茂远, 刘贻军. 中国煤层气产业新进展. 天然气工业, 2008, 28 (3) : 5-9.
- [6] Kennedy R L, Knecht W N, Georgi D T. Comparison and contrasts of shale gas and tight gas development, North American experience and trends. SPE 160855, 2012.

第二章 气井产量高级递减方法

利用油气井的生产数据资料, 进行地层参数的求解及油气井的产量和储量的预测, 是目前石油工业界被日益重视并将广泛应用的新方法。尤其在北美地区, 当大量的低渗透非常规气资源被发现开发后, 由于常规方法已不能正确地计算地层参数和预测产量及储量, 利用生产数据的高级递减及流动物质平衡方法便被研发出来, 并已广泛地应用于日常生产中。

回顾历史, 对油气井生产数据的分析, 可以追溯到 1945 年 Arps 提出的三种分析产量递减并进行可采储量预测的方法^[1]。这三种方法就是目前在工业界被称作传统产量递减并广泛应用的指数递减、双曲递减和调和递减方法。上述方法在刚被发明时并没有任何理论基础。直到 1980 年, Fetkovich 提出, Arps 递减在理论上实际是油气井生产达到了拟稳态, 即生产的压力波达到了地层边界的生产特征^[2]。他同时指出, Arps 的指数递减实为单相油井在常井底流动压力生产条件下, 生产达到拟稳态时的解析解。之后, Fetkovich 将常井底流压生产条件下不稳态解析解和 Arps 的三种递减曲线合并, 推出了著名的 Fetkovich 典型曲线图版。利用该图版, 不仅可以分析油气井生产的拟稳态数据, 而且还可以利用不稳态时期的数据求出地层参数。

然而, 在实际生产中, 由于油气井的生产通常是变产量和变井底压力生产, 因此, Fetkovich 典型曲线的应用受到了限制。于是, 在 1986 年, Blasingame 和 Lee 提出了物质平衡时间的概念来考虑变产量和变井底流压的因素^[3]。到 1993 年, Palacio 和 Blasingame 在 Blasingame 和 Lee 工作的基础上, 利用压力归一化产量和物质平衡时间的概念将变产量和变井底流压的解转化成了常产量解^[4]。因此, 无论是对于单相的油和气, 其变产量和变井底流压的问题都可用常产量的解来分析。之后, 基于这一理论的多种典型曲线被开发并应用于工业界对生产数据的分析。这些方法构成了所谓的产量高级递减分析方法。

本章从回顾三种传统递减(也称 Arps 递减)方法开始, 通过介绍产量高级递减方法的理论基础, 详细介绍以下几种产量高级递减方法:

- (1) Fetkovich 典型曲线法;
- (2) Blasingame 典型曲线法;
- (3) Agarwal-Gardner 典型曲线法;
- (4) 有限和无限传导水力压裂裂缝的 Blasingame 和 Agarwal-Gardner 典型曲线法;
- (5) 多井生产油气藏的高级递减分析方法。

每种方法的应用步骤都将通过实际例子进一步说明。值得一提的是, 这些方法在北美也叫做产量不稳定试井方法(Rate Transient Analysis, RTA)。它们是目前在北美地区对低渗透非常规气藏进行地层参数和储量计算被广泛应用的基本方法。

第一节 传统产量递减方法及应用

传统产量递减是 1945 年由 Arps 提出并在石油工业界被广泛应用于油气井的产量递减分析及可采储量计算。Arps 认为产量随时间的递减分为指数递减、双曲递减和调和递减。

一、传统产量递减方法

1. 指数递减

指数递减被认为是三种递减中最简单的一种。它可以由以下方程来描述：

$$q_t = q_i e^{-D_i t} \quad (2-1-1)$$

式中, q_t 是 t 时刻的产量; q_i 是原始产量; D_i 是原始递减率。

由方程 (2-1-1) 可以推导出累积产量 Q_{cum} 与产量、时间的关系:

$$Q_{\text{cum}} = \frac{q_i - q_t}{D_i} \quad (2-1-2)$$

或

$$Q_{\text{cum}} = \frac{q_i}{D_i} (1 - e^{-D_i t}) \quad (2-1-3)$$

在指数递减中, 递减率 D 是一常数, 它不随时间而变化。因此, 在半对数坐标图中, 产量和时间成直线关系, 累积产量和产量在线性坐标中成直线关系, 如图 2-1-1 所示。

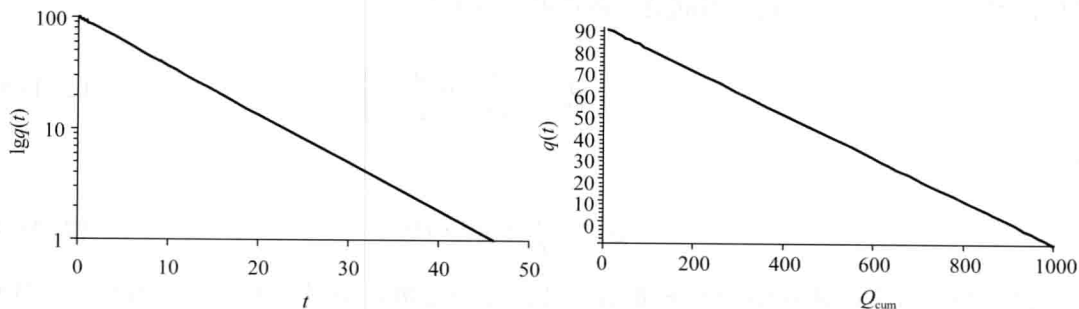


图 2-1-1 指数递减曲线关系特征

2. 双曲递减

双曲递减是油气井产量递减中应用最多的一种方法。它可以由以下方程来描述:

$$q_t = q_i (1 + b D_i t)^{-(1/b)} \quad (2-1-4)$$

式中, b 值称为双曲递减指数。其值的大小将直接影响到油气井产量预测和储量的计算。它的取值范围在 0.0 和 1.0 之间, 具体如何取值将在以后的内容中详述。

由方程 (2-1-4) 可以推导出双曲递减的累积产量 Q_{cum} 与产量、时间的关系:

$$Q_{\text{cum}} = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_i^{1-b} - q_t^{1-b}) \quad (2-1-5)$$

或

$$Q_{\text{cum}} = \frac{q_i}{(1-b)D_i} \times [1 - (1 + bD_i t)^{\left(\frac{b-1}{b}\right)}] \quad (2-1-6)$$

在双曲递减中, 递减率 D 是一变数, 它随时间而变化。因此, 产量和时间、累积产量和产量无论是在半对数坐标还是在线性坐标中, 都不是直线关系, 如图 2-1-2 所示。

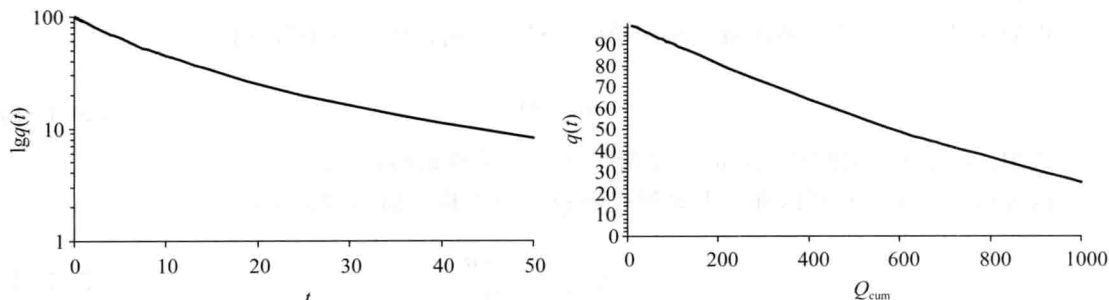


图 2-1-2 双曲递减关系曲线特征

3. 调和递减

调和递减的产量和时间的关系可以由以下方程来描述:

$$q_t = q_i (1 + D_i t)^{-1} \quad (2-1-7)$$

同样, 累积产量 Q_{cum} 和产量、时间的关系也可以表示为:

$$Q_{\text{cum}} = \frac{q_i}{D_i} \times \ln \frac{q_i}{q_t} \quad (2-1-8)$$

或

$$Q_{\text{cum}} = \frac{q_i}{D_i} \times \ln (1 + D_i t) \quad (2-1-9)$$

在调和递减中, 递减率 D 和产量成正比, 是一变数, 随时间而变化。因此, 产量和时间在半对数坐标中不成直线关系, 但是累积产量和产量在线性坐标中为直线关系, 如图 2-1-3 所示。

不难发现, 指数递减和调和递减是双曲递减的两种特殊情况, 即当双曲递减的递减指数 $b=0$ 时, 双曲递减即成为指数递减; 当递减指数 $b=1.0$ 时, 双曲递减即成为调和递减。若将三种递减的产量和时间同时画在半对数坐标图中, 如图 2-1-4 所示, 在同一时间点下, 指数递减将得到最小的产量和储量, 调和递减将得到最大的产量和储量, 双曲递减的值即位于指数递减和调和递减之间。

实际上, 应用以上三种递减方法分析产量递减及储量预测是通过商业软件来实现的。在递减率的定义中, 有些软件将其定义成有效递减率。有效递减率和真实递减率的关系可

以通过以下方程和图示来说明。

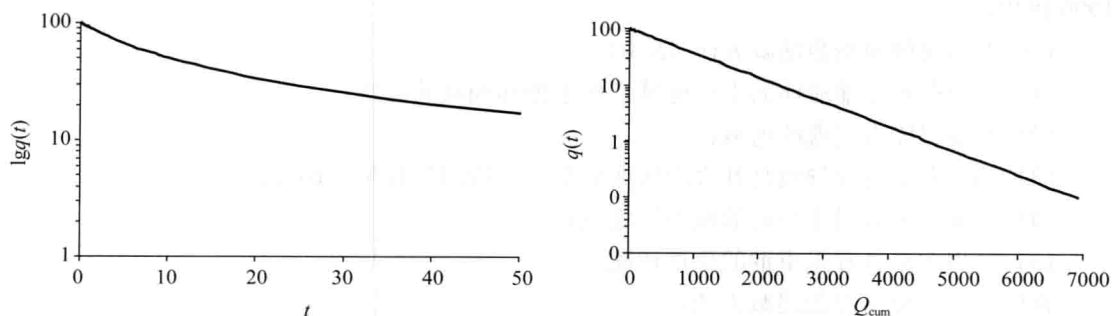


图 2-1-3 调和递减关系特征曲线

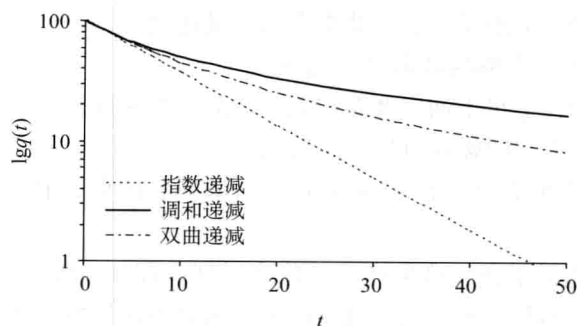


图 2-1-4 三种递减关系的比较

真实递减率 [图 2-1-5 (a)] 可以定义为:

$$D = -\left(\frac{dq_t}{dt}\right) / q_t \quad (2-1-10)$$

有效递减率 [图 2-1-5 (b)] 可以定义为:

$$D_e = \frac{q_1 - q_2}{q_1} \quad (2-1-11)$$

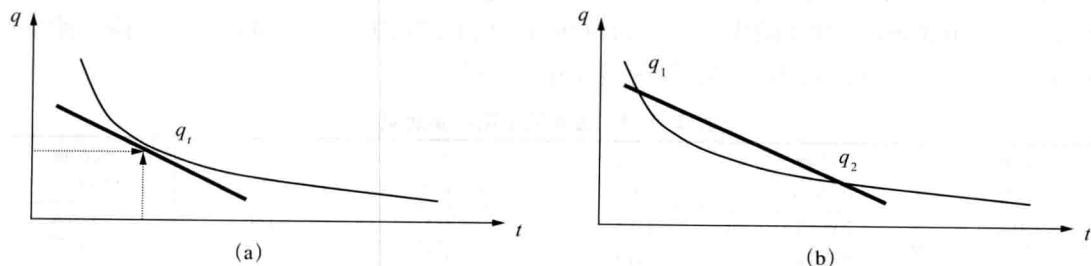


图 2-1-5 有效递减率和真实递减率的差别

D 和 D_e 的关系可表示为:

$$D_e = 1 - e^{-D} \quad (2-1-12)$$

在实际应用中，递减方法及双曲递减指数 b 值的选择可以参考以下由 Fetkovich 等人在 1996 提出的建议 [5]。

在以下情况使用指数递减方法 ($b=0$)：

- (1) 单相微可压缩流体的生产递减，如未饱和油藏的递减；
- (2) 高地层压力气藏的递减；
- (3) 油管有节流而导致高井底流压或低生产压降的气井生产递减；
- (4) 注水开采效果不佳的油藏生产递减；
- (5) 利用水平井开采重油的生产递减。

在以下情况使用双曲递减方法：

- (1) $0.1 < b < 0.4$ ：适用于溶解气驱的油井生产递减； b 的取值取决于油气两相的相对渗透率曲线。
- (2) $0.4 < b < 0.5$ ：适用于一般气井生产的产量递减。
- (3) $b=0.5$ ：适用于边水驱的油藏生产递减。
- (4) $0.5 < b < 1.0$ ：适用于油气藏多层无窜流的产量递减。

应用以上传统递减方法时需注意以下实际问题：

- (1) 油气藏驱替类型有时将决定应用方法的选择。因此，在分析前必须将驱替类型确定。
- (2) 递减方法最适用于油气藏生产的拟稳态时期。即压力波已经传到边界后的生产状态。当生产数据还处在不稳态和（或）过渡期时，最好不用这些方法。
- (3) 理论上，这些方法的应用都需假设油气井生产的井底流动压力是不变的 (p_{wf} 是常量)。
- (4) 每次油气井经过作业（如修井、压裂酸化等及引起井底流压变化的生产作业）后，需重新应用此方法进行分析。
- (5) 在水驱或水锥油藏中，当液体的流量没有递减时，应将递减方法用于含油率（或油产量）的变化。

二、应用实例

该实例数据取自参考文献 [6]：砂岩低渗透地层一气井的生产数据见表 2-1-1。地层渗透率约为 0.07mD。气井的生产流压为 500psi。从生产数据看，产量在不断下降。此生产井为单相气井，因此，可用常规的双曲递减方法分析。

表 2-1-1 应用实例的产量历史

时间 (d)	气产量 (10 ³ ft ³ /d)	时间 (d)	气产量 (10 ³ ft ³ /d)	时间 (d)	气产量 (10 ³ ft ³ /d)
9.4	2382.8	206.4	1676.5	407.0	1156.6
31.6	2339.8	230.3	1386.0	428.7	1057.5
58.1	1755.3	261.0	1364.2	466.9	1040.5
90.0	1832.2	287.5	1297.9	502.3	1132.8
119.0	1542.6	315.1	1207.3	554.2	915.6
148.5	1580.6	349.0	1194.8	635.1	927.0
167.4	1555.7	375.7	1229.6	689.1	712.1

续表

时间 (d)	气产量 (10 ³ ft ³ /d)	时间 (d)	气产量 (10 ³ ft ³ /d)	时间 (d)	气产量 (10 ³ ft ³ /d)
728.5	834.0	1367.3	469.7	2465.4	276.6
759.2	692.9	1453.0	575.4	2498.2	220.9
789.2	775.7	1559.9	410.8	2583.2	239.1
865.3	682.1	1662.6	353.1	2692.3	196.4
969.1	702.2	1799.9	359.4	2819.0	184.7
1049.7	579.3	1892.3	409.2	2930.1	210.3
1056.5	614.0	2110.9	346.0	3104.2	189.1
1144.5	580.8	2152.7	254.0		
1276.1	519.4	2331.2	249.9		

实际产量递减和双曲递减的拟合曲线如图 2-1-6 所示。双曲递减参数为 $b=0.35$ ； $D=0.001\text{d}^{-1}$ 。实际产量递减和三种递减的比较如图 2-1-7 所示。从中不难看出，调和递减将高估未来的产量；而指数递减将低估未来的产量。

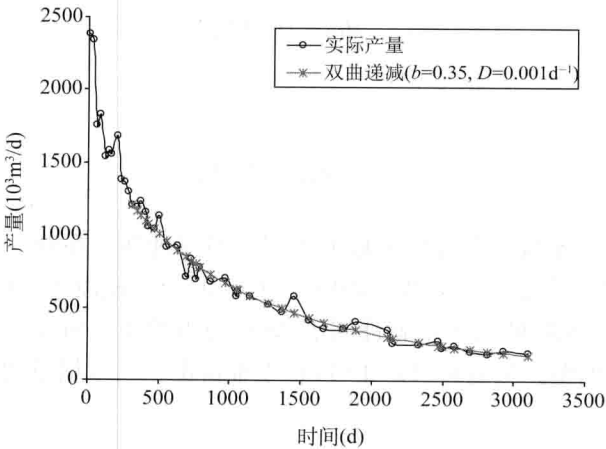


图 2-1-6 实际产量和双曲递减的拟合

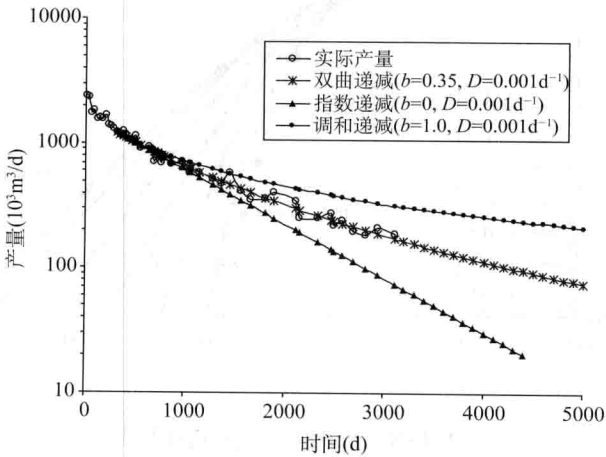


图 2-1-7 实际产量和三种递减的拟合比较

三、无量纲的 Arps 递减曲线

Fetkovich 在 1980 年引进了以下无量纲量的定义 [2]：

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \tag{2-1-13}$$

$$t_{Dd} = D_i t \tag{2-1-14}$$

Arps 三种递减曲线的无量纲方程可写为：

指数递减：

$$q_{Dd} = e^{-t_{Dd}} \tag{2-1-15}$$

双曲递减：

$$q_{Dd} = (1 + b t_{Dd})^{-1/b} \tag{2-1-16}$$

调和递减：

$$q_{Dd} = (1 + t_{Dd})^{-1} \tag{2-1-17}$$

将以上无量纲量的递减在双对数坐标上作图。当三种递减在同一图中显示时，所有曲线在 $t_{Dd} < 0.3$ 时都将会合成一条曲线，如图 2-1-8 所示。该曲线实际是 Arps 的指数递减曲线。Fetkovich 早在 1980 的文章中就证明了 Arps 的指数递减曲线实际是常井底流动压力生产条件下的单相流的解。从方程 (2-1-17) 不难得出，无量纲量的调和递减为斜率等于 -1.0 的直线。

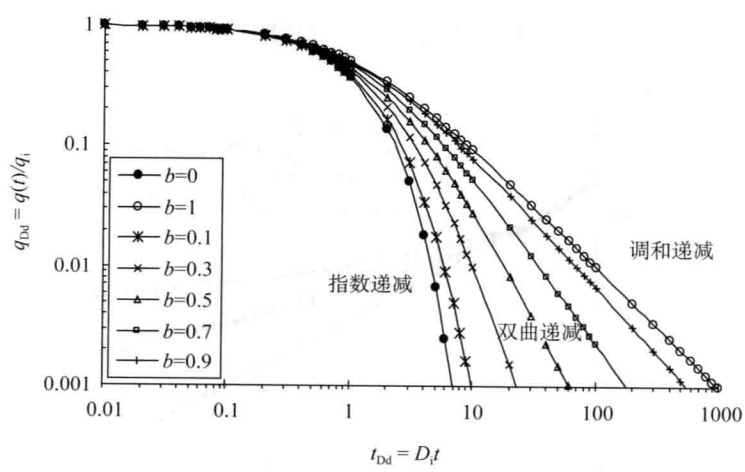


图 2-1-8 无量纲的 Arps 递减曲线