气藏动态分析实例

李海平 主编
LIHAIPING

QICANG DONGTAI FENXI SHILI

PETROLEUM INDUSTRY PRESS

石油工业出版社

气藏动态分析实例

李海平　主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书根据气田开发的实际情况，优选中国具有代表性的、不同类型气田，进行开发动态特征的分析与研究，总结规律，以提出改善气田开发效果的措施。

本书可供油气田开发科技人员及石油院校师生参考。

图书在版编目（CIP）数据

气藏动态分析实例/李海平主编．
北京：石油工业出版社，2001.4
ISBN 7-5021-3074-8

Ⅰ．气…
Ⅱ．李…
Ⅲ．气藏-动态特性-分析实例
Ⅳ．P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2000）第 41903 号

石油工业出版社出版
（100011 北京安定门外安华里二区一号楼）
石油工业出版社印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

787×1092 毫米 16 开本 12.25 印张 309 千字 印 1—2000
2001 年 4 月北京第 1 版 2001 年 4 月北京第 1 次印刷
ISBN 7-5021-3074-8/TE·2356
定价：30.00 元

前　言

气藏动态分析是气藏科学开发和管理的一项重要内容。制订气藏开发方案，是确定气藏重大开发部署和主要技术措施的纲领性文件。但是它的编制是在气藏开发早期，受可取得的静、动态资料限制，对气藏的认识有一定的局限；随着气藏开采过程中气藏和流体在地下渗流的不断变化，原有的开发方式或开发指标就可能不完全符合实际情况，必须在开发的实践过程中不断检验和调整。因此，及时、准确地掌握气藏开发动态变化，并进行系统的动态分析，是做好气藏开发工作、不断提高气藏开发效果的一项十分重要的基础工作，也可以说，它是继做好气藏开发方案设计之后，又一项重大的技术研究和管理工作。

气藏动态分析涉及气藏开发的方方面面，但主要方法包括气藏动态监测和气藏动态分析两部分，一是采用不同的测试手段和测试方法，准确取得气藏开发过程动态变化的第一性资料；二是在大量录取资料的基础上，通过对资料进行系统整理，去伪存真、综合分析，找出真实符合气藏地质特征和气藏开发规律的认识，预测气藏开发的变化趋势和开发指标，从而制定出切合气藏实际的开发调整措施和开发技术政策，达到改善气藏开发效果的目的。

气藏动态分析工作贯穿于气藏开发全过程，对不同的开发阶段，动态分析的内容和目标有所侧重。在气藏开发早期，气藏动态分析主要围绕气藏构造、储层的落实，气藏高产分布规律的认识和储量的核实进行的，以便进一步完善开发地质模型，指导开发部署。在气田开发稳产期，重点是研究气藏产能的变化规律、边底水的活跃程度和水的锥进，制定延长稳产期的主要开发调整措施。对气藏开发后期，主要研究剩余气可采储量的分布，分析各类稳产挖潜的工艺措施及其效果，提高气藏采收率。

本书根据我国天然气田的开发实践，在组织陆上气藏广泛开展动态分析研究工作基础上，有针对性的选编了16个不同类型的气藏动态分析，不仅反映了大、中型气藏的早期动态分析，也有边、底水气藏、特低渗透气藏、裂缝岩性气藏、小断块复杂气藏、以及带油环有边水的凝析气藏开发动态分析。文章对这些复杂和不同类型气藏、不同开发阶段，采取了各种相应的动态监测方法和分析方法，不断加深了对地质特征的认识，并系统分析总结出各种动态参数间的相互关系和变化规律，从而使气藏开发效果不断改善。

这些有效的气藏动态分析方法，很值得今后的气藏开发借鉴，这必将有利于我国气田开发的科学管理和气田开发水平的提高。

本书在编辑过程中，得到孟慕尧、冈秦麟教授级高工的指导和帮助，在此表示感谢！

李海平

2001年2月

目　录

陕84井试采气藏评价研究 ……（1）
五百梯—义和场气田石炭系气藏试采期开发动态分析……（11）
磨溪气田雷—[1]气藏低渗透含硫边水气藏试采期开发动态分析 ……（25）
万盛场气田石炭系气藏稳产期开发动态分析……（36）
汪家屯气田扶杨储层断块—岩性气藏开采特征研究……（51）
文23气田动态跟踪分析及开发效果评价 ……（61）
威远气田震旦系块状底水气藏排水采气期开发动态分析……（75）
中坝气田须二气藏排水采气及效果……（91）
加强动态分析，搞好宋家场气田后期挖潜……（104）
孤东浅层高渗透疏松砂岩气藏开采模式研究……（122）
柯克亚凝析气田开采效果分析……（130）
板桥地区中区板Ⅱ凝析气藏开采特征……（138）
苏1潜山气藏地质特征与开发分析……（152）
高升稠油油藏高3块气顶天然气开发动态规律研究……（162）
龙古31井区油环小气藏的开发特征 ……（172）
朝51—57区块油环气藏开发效果分析 ……（184）

此为试读，需要完整PDF请访问：www.ertongbook.com

陕84井试采气藏评价研究

郝玉鸿　范继武　高爽慧

长庆石油勘探局

摘　要

具有大面积、非均质性较强、低丰度、低渗低产为主的中部气田，其单井稳定产能、初期“稀井高产”的大压差生产的合理界限、动储量比例以及最终采收率等核心问题一直为人们所关注。选择具有代表性的、测试资料比较完整的陕84井进行上述问题的研究、探讨，落实开发方案预计的有关指标，并为气田正式开发积累经验。

主题词：陕84井　试采　数值模拟　动态储量　采收率

一、概　述

陕84井完井后依次开展了酸化、试气（一点法测试）、修正等时试井、大压差试采、系统试井、产气剖面测试等多项工作，积累了较丰富的动态资料。该井的地质特征及试井、试采结果，在中部气田具有一定的代表性。该井利用其较丰富的静、动态资料，深入开展气藏评价和气藏工程研究，对进一步认识中部气田开发特征，探索、积累碳酸盐岩气藏开发经验，可以为气田开发设计提供可靠的依据。

陕84井位于气田北区陕81井区局部构造的鼻隆附近，储层为马五$_1^2$，溶蚀孔洞、微裂缝较发育，但部分孔、缝被多种矿物质半—全充填。有效厚度7.0m，孔隙度4.7%，岩心分析渗透率$3.91\times10^{-3}\mu m^2$，含气饱和度69.72%。天然气甲烷含量95.13%，二氧化碳含量3.19%，硫化氢含量0.023%。修正等时试井求得无阻流量$11.03\times10^4m^3/d$（拟压力二项式计算），基本不产水及凝析油。目前动用地质储量$8.0\times10^8m^3$，动用含气面积$16.32km^2$。

二、产能评价

陕84井是一口低产井，投产前酸化解堵效果较好，表皮系数降为－2.98，有利于气井发挥产能。

1. 试采评价

试采过程中由于设备故障、防洪、排液、水合物堵塞等影响，使产量、压力波动大，日产气$2.6\times10^4\sim4.0\times10^4m^3$（23.6%$q_{AOF}$～36.3%$q_{AOF}$），井底流压22～27MPa。由于产气量较小，携液能力差，日产水0.15～0.28m^3，水分析主要为凝析水。生产半年多，井底流压下降速率较小（0.01～0.03MPa/d），生产压差3.5～5.7MPa，井口压力下降1.4～2.0MPa，基本上可以稳产。单位压降采气量$1394.4\times10^4m^3$/MPa。但在紧接着的系统试井

及大产量生产过程中，当产量提高到 $5.0\times10^4\sim6.0\times10^4m^3/d$ 时，井底流压下降速率随之增大到 0.04～0.06MPa/d，生产压差增大到 8.8MPa，显然不能稳产。分析评价该井初期最大稳定产能可达到 q_{AOF}的 1/3，最大生产压差不宜超过 6.0MPa；合理稳定产能为 $q_{AOF}/4$，合理生产压差不超过 3.0～4.0MPa。

陕 84 井以较大压差间断性生产近一年，产气剖面显著改善。低渗层马五$_1^2$ 由原来的几乎不产气增加产能至 $1.56\times10^4m^3/d$，占全井总产量的 31.22%，采气指数由 $0.011\times10^4m^3/(d\cdot MPa)$ 上升到 $0.17\times10^4m^3/(d\cdot MPa)$；主力层马五$_1^3$ 产量由原来的 98.87%降至 68.78%，采气指数由 $1.18\times10^4m^3/(d\cdot MPa)$ 降至 $0.37\times10^4m^3/(d\cdot MPa)$；马五$_2^2$ 由于被液面淹没仍然不产气。主力层马五$_1^3$ 产能降低的原因，一方面是随着生产时间的延长，影响半径逐步扩大，反映了该层较大范围供气条件变差，这与试井解释其为复合气藏是一致的；二是动液面由原来所处的马五$_2^2$ 层上升到马五$_1^3$ 顶部，影响该层产能的正常发挥。气井大压差生产一段时间后，低渗层产量显著增加，说明气井长期稳产有一定的基础，但主力层产能下降较大，应采取有效的措施，如加强排液、酸化等，提高其产能。

2. 试井研究供气条件

该井投产前开展了修正等时试井，投产 8 个月后又进行了系统试井，两次试井结果对比见表 1，两次试井所建立的产气方程、求得的无阻流量、解释的主要储层参数总体符合较好，但略有变化。由于系统试井测试时间长，生产稳定性好，所建立的产气方程更稳定、可

表 1　修正等时试井与系统试井结果对比表

试井方法	二项式产气方程			解释参数						
	A	B	q_{AOF} $10^4m^3/d$	Kh $10^{-3}\mu m^2\cdot m$	K $10^{-3}\mu m^2$	S_a	C m^3/MPa	Ma	储层介质类型	边界特征
修正等时试井	51.0228	4.3067	9.92	13.376	1.91	−2.08	2.2		单孔	非封闭低渗
系统试井	65.6462	3.1255	9.37	9.834	1.4	−1.94	2.56	1.9	复合	

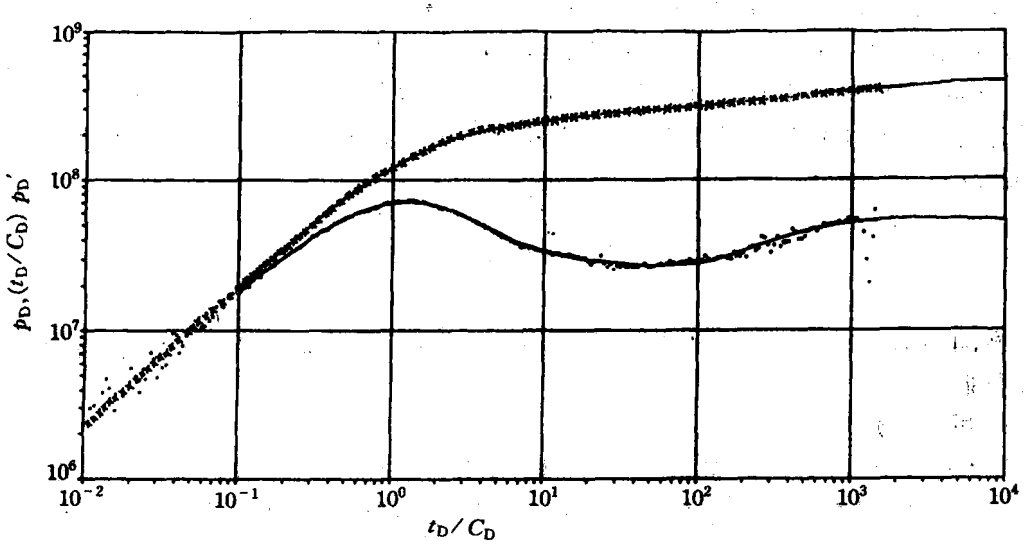

图 1　陕 84 井关井压力恢复双对数、导数曲线

靠；系统试井供气范围进一步扩大，加上低渗层产量增加，所以二项式系数 B 及解释的渗透率 K 有所减小也是合理的，也说明气层渗流更趋于达西稳定流。两次试井解释结果说明该井为低渗低产型。压力恢复双对数、导数曲线（图 1）反映储层为复合型，井外围渗透性有所降低，但总体较均质，说明井外围供气条件变化不大，这与生产动态反映稳产状况较好是一致的。

3. 数值模拟研究

以地质研究结合试井解释的物性参数，并考虑试井解释的储层特征，建立较均质的单井地质模型，在目前影响半径范围内进行井口油压历史拟合，在有一定依据的前提下，反复调整模型中有关参数，使拟合效果达到最佳（图 2），然后进行产能及稳产期预测（图 3），预测结果为以 $4.0\times10^4 m^3/d$（约 $q_{AOF}/3$）的产量大压差生产可稳产 12.8 年，以 $3.0\times10^4 m^3/d$（约 $q_{AOF}/4$）较合理的产量生产可稳产 23 年，这与试采动态评价结果一致。

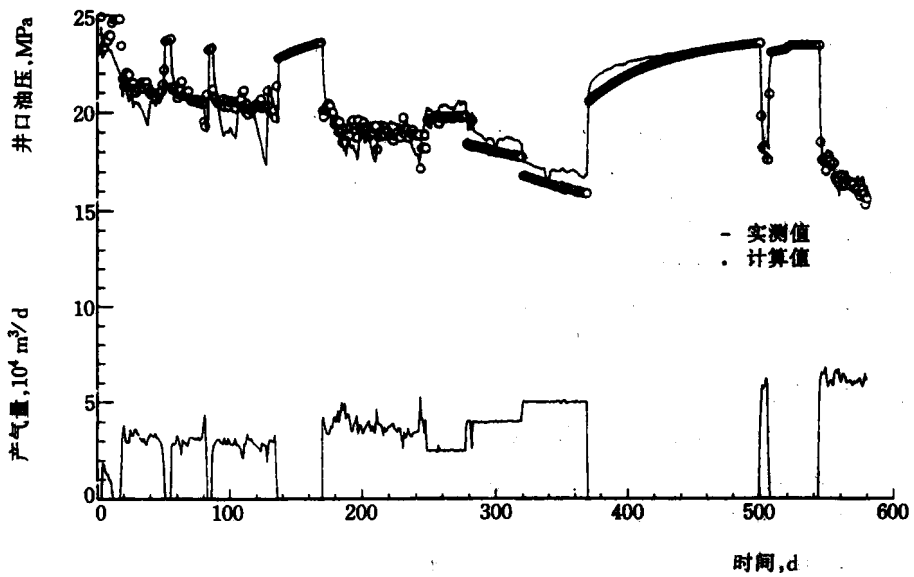

图 2　陕 84 井（单井模型）拟合曲线

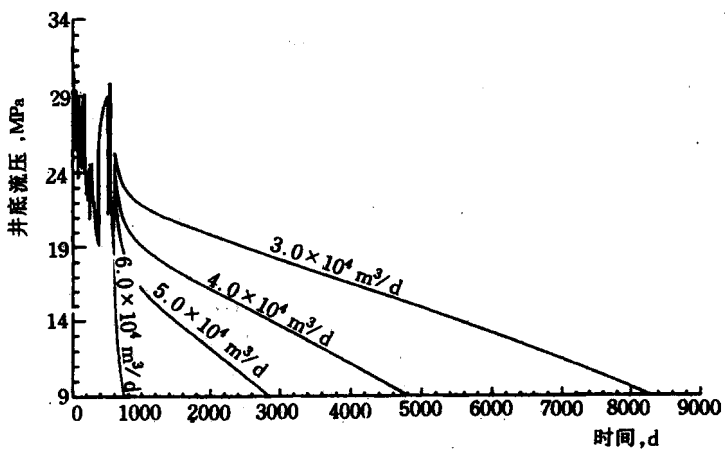

图 3　陕 84 井（单井模型）动态预测图

三、动态储量及采收率研究

1. 动态储量初步研究

单井控制储量的大小（尤其动态储量）是确定气井合理稳定产能和井网密度的重要依据，是编制整体开发方案的物质基础。所谓动态储量，即当地层压力降为0时能够动用的地质储量（即动储量）。当然，随着开发时间的延长及开采工艺技术的提高，动储量是不断增大的。针对陕84井生产动态特征及所测得的动态资料，采用多种合适的方法计算其动储量。

（1）压降法

定容封闭气藏压降法计算动储量公式为：

$$\frac{p_e}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left(1 - \frac{G_p}{G_d}\right)$$

若设 $$A = p_i/Z_i, \quad B = (p_i/Z_i)\cdot(1/G_d)$$

则 $$p_e/Z = A - BG_p$$

式中 G_d——气藏动态地质储量，10^8m^3；

G_p——气井累积产气量，10^8m^3；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_e——地层压力，MPa；

Z_i——原始气体偏差系数；

Z——p_e对应的气体偏差系数；

p_i/Z_i——原始视地层压力，MPa；

p_e/Z——p_e对应的视地层压力，MPa；

A——压降储量曲线在p_e/Z坐标上的截距；

B——压降储量曲线直线段斜率。

可见，在直角坐标上，该式是斜率为B、截距为A的直线方程。

整理压降储量计算参数（表2），并绘制压降储量曲线（图4），经线性回归求得压降储量曲线方程如下：

$$p_e/Z = 31.3125 - 0.00051684G_p$$

设$p_e=0$时，求得$G_d = G_p = 6.06\times10^8m^3$。

即该井压降法储量为$6.06\times10^8m^3$。

表2 压降法储量计算参数及结果表

地层压力		地层温度 K	天然气偏差系数 Z	p_e/Z MPa	累积产量 G_p 10^4m^3	视临界压力 MPa	视临界温度 K	动储量 10^8m^3
测试时间	压力 p_e MPa							
1992.8	30.93	374.2	0.9878	31.31	0	4.795	193.93	
1994.3.24	30.7681		0.9856	31.22	178.934			6.0584
1995.10	29.823		0.9735	30.63	1320.4784			

(2) 弹性二相法

陕84井在系统试井第三工作制度（$q_g=5.0\times10^4 m^3/d$）后期，p_{wf}^2—t 线性关系很好（图5），相关系数0.99988，反映出压力动态已基本进入拟稳态，故可采用弹性二相法计算动储量，即：

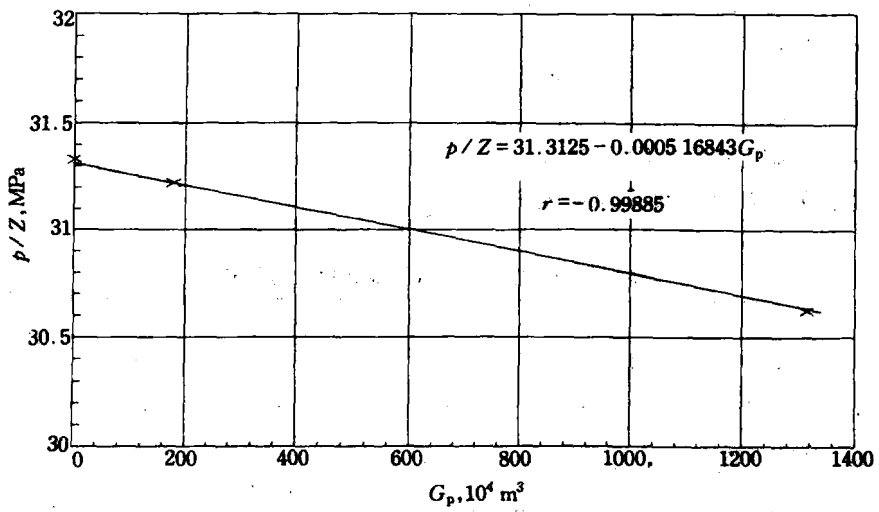

图4 陕84井压降储量曲线

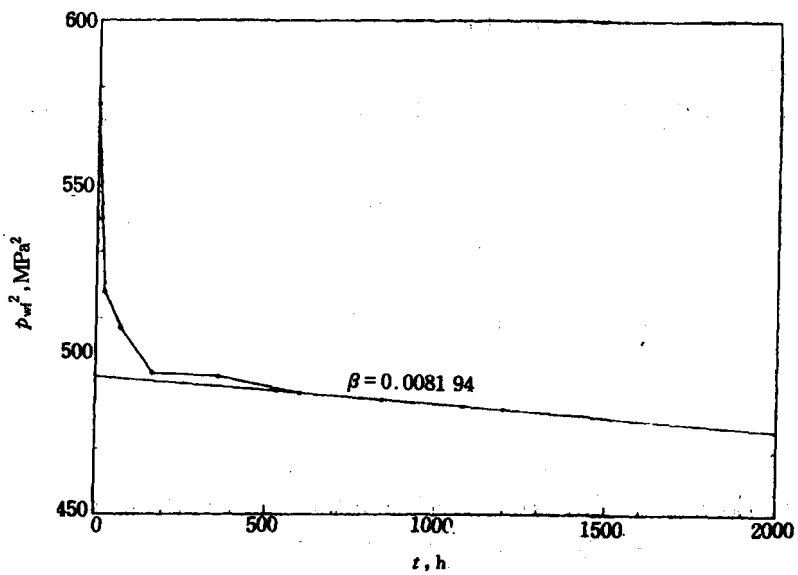

图5 陕84井弹性二相法曲线

$$G_d=\frac{8.334\times10^{-6}q_g p_e}{\beta_g C_t^*}$$

$$C_t^*=C_g+(C_w S_{wi}+C_f)/S_{gi}$$

式中 G_d——气井动态储量，$10^8 m^3$；

q_g——气井稳定产量，$10^4m^3/d$；

β_g——压降曲线直线段斜率，MPa^2/h；

p_e——地层压力，MPa；

C_t^*——总压缩系数，1/MPa；

C_w——地层水的压缩系数，1/MPa；

C_f——地层岩石的压缩系数，1/MPa；

C_g——天然气压缩系数，1/MPa；

S_{wi}——气藏原始含水饱和度；

S_{gi}——气藏原始含气饱和度。

陕84井有关参数及计算结果见表3。

表3 弹性二相法储量计算参数及结果表

q_g $10^4m^3/d$	p_e MPa	C_t^* 1/MPa	β_g MPa^2/h	G_d' 10^8m^3	ΣQ_g 10^8m^3	G_d 10^8m^3
5.01	29.823	0.02743	0.008194	5.54	0.13205	5.67
备注	目前关井恢复压力			气井目前控制的剩余动储量	目前累积产气量	气井原始动储量

由于 p_e 为目前恢复压力，故计算结果 G_d' 应加上目前累积产气量 ΣQ_g，即为气井控制的动储量 $G_d = G_d' + \sum Q_g = 5.67 \times 10^8 m^3$。

(3) *压差曲线法*

压差曲线法适用于压力恢复曲线后期过渡阶段，由文献［1］给出该阶段的压差曲线方程为：

$$\lg(p_e^2 - p_{ws}^2) = \lg\left(\frac{4.724 \times 10^{-3} q_g \mu_g Z T p_{sc}}{K h T_{sc}}\right) - j\frac{\eta \Delta t}{r_e^2}$$

若令

$$D = \lg\left(\frac{4.724 \times 10^{-3} q_g \mu_g Z T p_{sc}}{K h T_{sc}}\right)$$

$$\alpha = j\eta / r_e^2$$

则得

$$\lg(p_e^2 - p_{ws}^2) = D - \alpha \Delta t$$

可见，在半对数坐标上，该式为一斜率为 α 和截距为 D 的直线方程式（图6）。

又由文献［1］给出非稳定阶段的压力恢复曲线方程为：

$$p_{wf}^2 = p_{wf0}^2 + \frac{4.42 \times 10^{-3} q_g \mu_g Z T p_{sc}}{K h T_{sc}}\left[\lg\left(\frac{\eta \Delta t}{i r_w^2}\right) + 0.87S\right]$$

$$\eta = \frac{K}{\phi \mu_g S_{gi} C_t^*}$$

$$C_t = C_g + \frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}$$

此为试读，需要完整PDF请访问：www.ertongbook.com

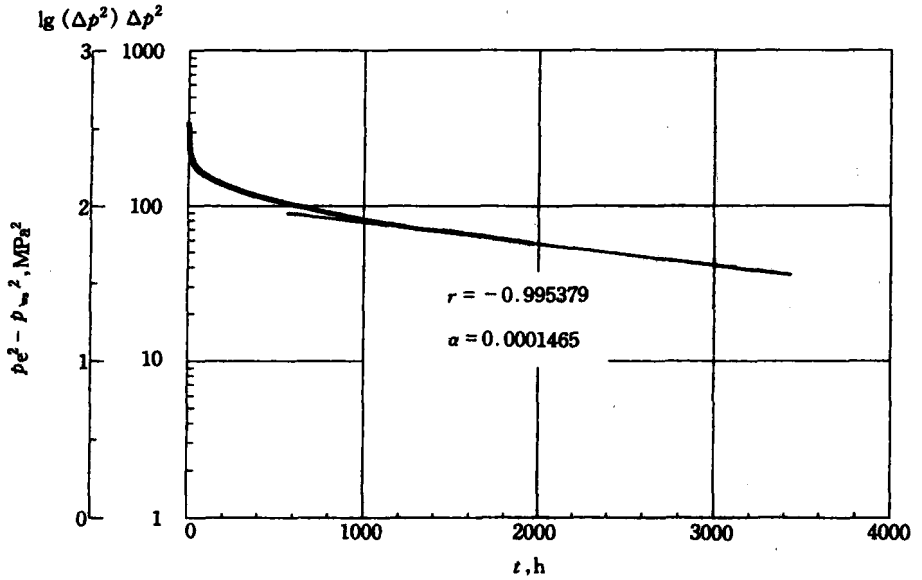

图 6　陕 84 井关井恢复压差曲线

若令

$$m = 4.24 \times 10^{-2} q_g \mu_g Z T p_{sc} / K h T_{sc}$$

$$A = p_{wf0}^2 + m\left[\lg\left(\frac{\eta}{ir_w^2}\right) + 0.87S\right]$$

则得

$$p_{wf}^2 = m\lg\Delta t + A$$

可见，在半对数坐标上，该式为一斜率为 m、截距为 A 的直线方程式（图 7）。

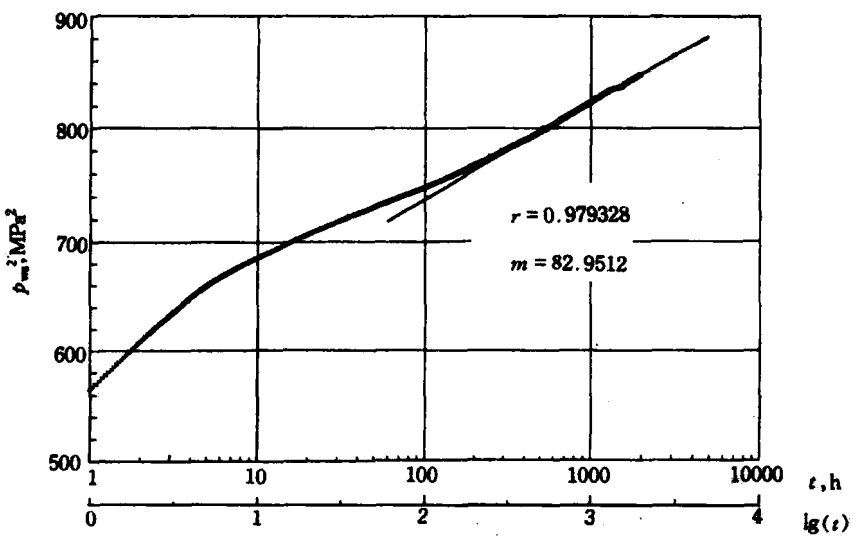

图 7　陕 84 井压力恢复曲线

以上各式中　p_{ws}——关井 t 时刻的井底恢复压力，MPa；

p_{wf0}——关井前稳定生产的井底流动压力，MPa；

p_{sc}——地面标准压力，MPa，一般取 0.1013MPa；

T——气层温度，K；

T_{sc}——地面标准温度，K，一般取 293K；

h——气层有效厚度，m；

K——气层有效渗透率，μm^2；

μ_g——地层天然气粘度，mPa·s；

η——气层导压系数，μm^2·MPa/（mPa·s）；

S——表皮系数；

r_w——井底半径，m；

r_e——气井控制的外缘半径，m；

Δt——关井恢复时间，h；

j——单位换算系数，Δt 为 h 时，$j=9.035$；

i——单位换算系数，Δt 为 h 时，$i=0.1236$；

D——压差曲线直线段截距；

α——压差曲线直线段斜率；

A——压力恢复曲线直线段截距；

m——压力恢复曲线直线段斜率；

其他符号同前。

求得 $\lg(p_e^2-p_{ws}^2)-\Delta t$，$p_{ws}^2-\lg\Delta t$ 直线段的斜率α、m，便根据文献［1］给出的压差曲线法计算动储量公式：

$$G_d=\frac{13.32\times10^{-7}jq_gp_e}{\alpha mC_t^*}$$

有关参数及计算结果见表 4。

表 4　压差曲线法计算储量有关参数及结果表

q_g $10^4m^3/d$	p_e MPa	C_t^* 1/MPa	j	α 10^{-4}	m	G_d' 10^8m^3	ΣQ_g 10^8m^3	G_d 10^8m^3
5.01	29.823	0.02743	9.035	1.465	82.9512	5.394	0.13205	5.5264
关井前稳定产量	目前恢复压力					气井目前控制的剩余储量	气井目前累积产气量	气井原始动储量

压差曲线法求得陕 84 井动储量为 $5.5264\times10^8m^3$。上述几种方法计算的动储量比较接近。

2．动储量比例计算

研究、计算动储量的主要目的是计算动储量比例，进而估算采收率。动储量是指气井目前影响半径范围内的动态储量，因此，若求得影响半径范围内的地质储量（即动用地质储量），便可求得动储量比例。

（1）气井影响半径

目前计算气井影响半径的通用公式为：

$$r_i = 3.795 \times 10^{-3} \sqrt{\frac{Kt}{\phi \mu_g C_t}}$$

式中 r_i——气井影响半径，km；

ϕ——气层有效孔隙度；

t——气井连续稳定生产时间，h；

其他符号同前。

由于该井多次关井或调整产量，故选取连续稳定生产最长阶段的时间（即199.3d），并代入其他有关参数，求得本井影响半径 r_i=2.28km。

(2) 气井目前动用地质储量

采用容积法计算陕84井影响半径范围内的动用地质储量。计算公式为：

$$G = 0.01\pi r_i^2 h \phi S_{gi} \frac{p_i T_{sc}}{Z_i p_{sc} T}$$

式中 G——气井目前动用地质储量，$10^8 m^3$；

p_i——原始地层压力，MPa；

其他符号同前。

代入有关参数（r_i为目前影响半径），求得陕84井目前动用地质储量为$8.0\times10^8 m^3$。

(3) 动储量比例及其分析评价

陕84井多种方法计算的动储量较接近，也说明计算结果较为可靠，选中间值求得的动储量比例为70.87%，与方案预测结果（76.4%～67.2%）接近。详见表5。

表5 陕84井动储量及动储量比例数据表

目前影响半径 r_i km	目前动用地质储量 G 10^8m^3	动储量，10^8m^3				动储量比例 %	备注
		压降法	弹性二相法	压差曲线法	选值		
2.28	8.0	6.06	5.67	5.3	5.67	70.87	

3. 气藏采收率初步计算

计算、评价气藏采收率最有效、可行的方法就是动态法。

参考文献［2］取陕84井所在井区的废弃地层压力 p_a=6.0MPa，根据下式计算定容封闭气藏的采收率：

$$R = (1 - \varphi_a) \cdot \frac{G_d}{G}$$

$$\varphi_a = (p_a/Z_a)/(p_i/Z_i)$$

式中 R——气藏采收率；

G_d/G——气藏动储量比例；

φ_a——定容封闭气藏最终废弃时的相对压力；

p_a——废弃时的地层压力，MPa；

Z_a——废弃时天然气偏差系数；

p_a/Z_a——废弃时视地层压力，MPa；

其他符号同前。

有关参数及计算结果见表6。

表6　陕84井计算采收率有关参数及结果表

p_i MPa	Z_i	p_a MPa	Z_a	G_d/G %	R %
30.77	0.9856	6.0	0.928	70.87	56.2

计算得陕84井采收率为56.2%，与方案预测结果（55.0%）一致。

四、认识及结论

1）该井初期大压差稳定产能可达到 $q_{AOF}/3$，最大生产压差不宜超过6.0MPa；合理稳定产能为 $q_{AOF}/4$，合理生产压差不宜超过3.0～4.0MPa。试采评价与数值模拟研究结果基本一致。

2）经多种方法研究计算，气藏动储量比例可达70.87%，接近方案设计的指标(76.4%～67.2%)，初步计算采收率为56.2%，与方案设计指标（55.0%）基本一致。

3）系统试井验证了修正等时试井结果的可靠、实用性，并加深了对气藏非均质性的认识，表明该井供气条件较好。

4）大压差生产过程中，产气剖面显著改善，低渗层产量明显增加。

5）气井生产过程中应适时采取排液、改造地层等措施，以利于发挥其产能。

6）陕84井（气藏）具有一定的代表性，所研究的成果对中部气田其他井的配产、气藏评价、气藏工程研究、分区方案编制具有一定的参考、应用价值。

参 考 文 献

[1] 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1990

[2] 庄惠龙，刘能强等．中国油气井测试资料解释范例．北京：石油工业出版社，1994

[3]【美】C. U. 伊克库．天然气藏工程．北京：科学普及出版社，1992

五百梯—义和场气田石炭系气藏试采期开发动态分析

张高信　蒋安亚　冯万奎　任影莉

四川石油管理局

摘　要

本文在对五百梯—义和场气田石炭系气藏的勘探情况、地质构造、储层特征、试采和动态监测情况分析的基础上，进行了试采期动态分析，从而对气藏静态再认识。

主题词：五百梯试采期　开发动态　气藏静态

一、气藏概况

1．地理及构造位置

大天池构造带地跨四川东北部的开县、开江、梁平、垫江4县，全长约140km，东西两翼以向斜轴划分，宽约12km，是川东地区典型的高陡构造之一。主体构造地貌为丛山峻岭，海拔1000m以上，交通不便，地形条件恶劣。

五百梯—义和场高点位于大天池构造带北端，其中五百梯是构造带上最大的一个潜伏高点。构造为印支期开江古隆起核部和石炭纪末的中央隆起带叠加区域。东南为南门场构造带，西北为温泉井构造带。

2．勘探情况

50年代中期开始对构造带进行重、磁力及地质普查、细测工作，70～90年代初进行了单次地震普查及二维多次覆盖地震详查及加密详查，圈出了五百梯等9个局部高点，基本查明了地腹构造格局。

1974年开始钻探，1988年在龙门—明达潜伏高点完钻天东4井，石炭系测试产气$1.07\times10^4m^3/d$，1989年在五百梯潜伏高点上钻探了天东1，2井，在石炭系获得了高产工业气流。

到1995年8月底，五百梯—义和场高点石炭系气藏共完钻井16口，获气井11口、水井4口。1993年计算石炭系气藏在海拔－4700m圈闭线的$140.45km^2$范围内容积法储量为$539.88\times10^8m^3$。

3．地质构造特征

五百梯高点为大天池构造带东北倾没端②号大断层东南侧断下盘的一个潜伏背斜，是一个规模较大、褶皱程度较低的短轴构造。阳底闭合线－4400m，长轴24km，短轴6.5km，圈闭面积$78km^2$；构造较平缓，最大地层倾角仅15°左右，以最低圈闭线－4700m计，闭合面积$135.25km^2$，闭合度1050m。构造为北东向，东北端舒展，西南端收敛，西翼被②号大断层切割（表1）。

表 1　五百梯高点阳底构造要素表

长轴	24km	最低闭合线	－4700m
短轴	6.5km	闭合高度	1050m
高点海拔	－3650m	闭合面积	135.25km^2

义和场高点位于大天池构造带东北倾没端②断层的西北侧，是主体构造上的一个次高点，隔②号断层与五百梯高点相邻。阳底闭合线－4700m，长轴 29km，短轴 1.8km，闭合面积 40.5km^2，闭合度 1500m。

五百梯高点和义和场高点上的断层主要为北东向，沿轴向分布的倾轴逆断层对构造起控制作用。②号主断层未完全贯穿两高点，致使两高点在东北连成一体（图 1）。

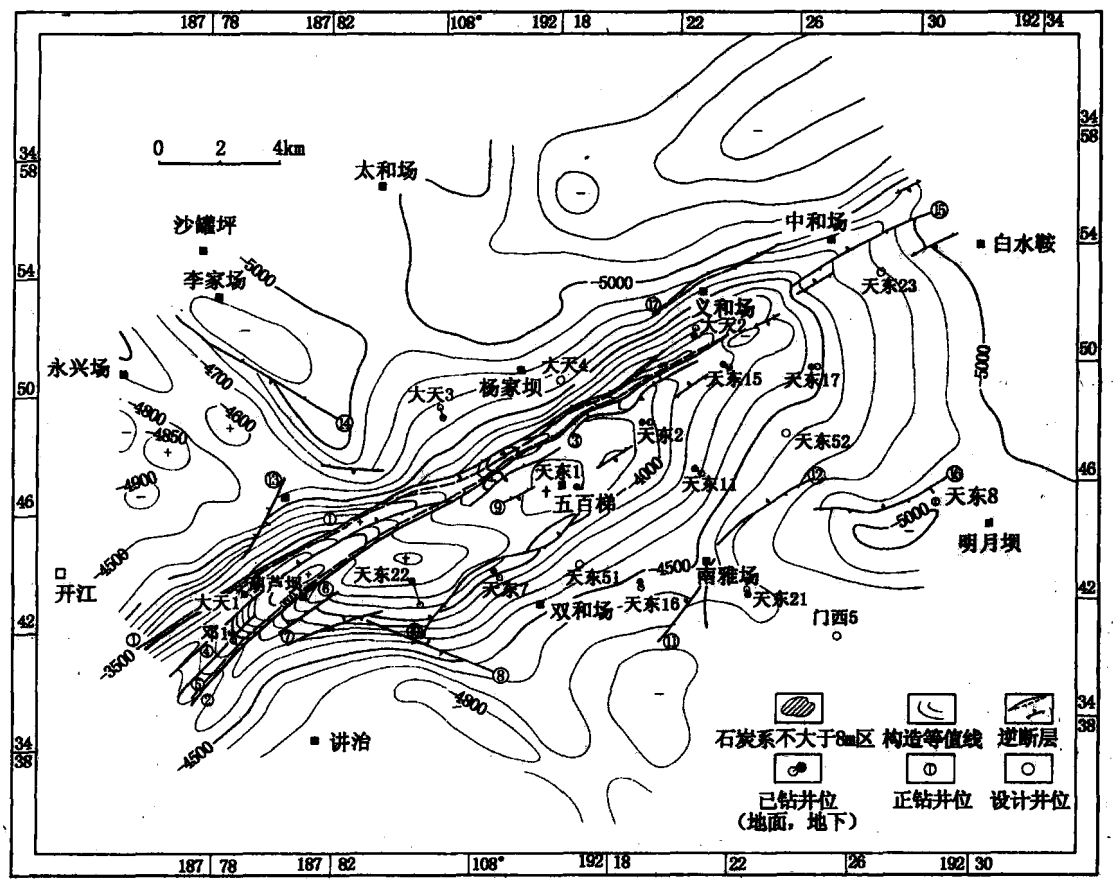

图 1　五百梯构造阳新统底界构造图

五百梯—义和场高点位于开江古隆起核部附近，中部地区石炭系厚度比较稳定，一般 30～33.5m，西南段存在石炭系厚度减薄区，在高点东北方向天东 17 井区局部也有减薄趋势，西北部残厚小于 10m。根据地震厚度预测，石炭系上部由于古地貌的控制，残厚有较大变化，呈残丘状分布，致使储层厚度和储层物性横向变化较大。加上两高点间及高点内断层的切割和古岩溶作用，使五百梯—义和场高点石炭系储层变得十分复杂，形成了构造—地层—岩性复合型圈闭。

此为试读，需要完整PDF请访问：www.ertongbook.com