

## 气田开发

# 数值试井在克拉2气田开发中的应用

杨磊,常志强,朱忠谦,陈文龙,廖发明,王敏瑞

(中国石油塔里木油田分公司天然气事业部,新疆 库尔勒 841000)

**摘要:**针对克拉2气田异常高压气藏渗流特点,结合动静态分析和气藏工程方法,选择数值试井的有效井网,根据井组区域构造、有效厚度及孔隙度等静态数据和相渗及高压物性参数等岩石和流体数据建立数值试井所需的气藏模型;再采用各井生产史建立井模型;结合克拉2气田2007—2008年井口测试数据及2008年9—10月有缆测试数据,运用数值试井技术进行了克拉2气田压力恢复资料解释及生产动态预测,得到了反映储层真实地质特征与生产动态的物性参数,形成了适合于异常高压气田的资料解释技术与动态预测方法。

**关键词:**克拉2气田;异常高压;数值试井;动态预测;压力恢复

**中图分类号:**TE319

**文献标识码:**A

**文章编号:**1672-1926(2010)01-0163-05

## 0 引言

数值试井是通过采用优化的网格剖分技术,对描述地层中流体流动的控制方程进行数值求解,实现对流体性质和饱和度变化实时计算<sup>[1-4]</sup>。它摒弃了传统解析试井理论中沿用的叠加理论,从而使理论模拟结果更贴近储层的实际情况。与常规试井技术相比,数值试井能够建立与实际储层形态、参数分布更贴近的地质模型,且可方便地考虑多井生产的影响。因此,数值试井对于不同的油气藏有更强的适应性,所取得的成果更加可靠实用,它在储层描述与气藏开发动态预测方面具有更大的实用价值。

## 1 数值试井研究思路与方法

针对克拉2气田异常高压气藏渗流特点,结合动、静态分析和气藏工程方法,选择数值试井的有效井网,根据井组区域构造、有效厚度及孔隙度等静态数据和相渗及高压物性参数等岩石和流体数据建立数值试井所需的气藏模型;再采用各井生产史建立井模型;在此基础上进行实测压力曲线和生产史的拟合,获得各井以及全气藏的压力分布、储层参数。由于数值试井技术充分考虑了开发井网、任意边界、非均质气藏以及气井生产历史等因素,因此其所建

模型更加符合气藏实际,解释结果更具可靠性。

数值试井解释步骤为:

(1)测试数据的输入及预处理。

(2)确定与测试井连通的油水井,选择研究区域的有效井网,收集其相应的井史资料,包括投产时间、井史、产量史、含水及流压等资料。

(3)目标井组的气藏区域构造图的矢量化。

(4)储层平面非均质性研究,包括储层的横向展布、孔隙度的平面变化等,需要将厚度、孔隙度变化以等值线图的形式输入。

(5)建立相对渗透率数据。

(6)储层流体高压物性资料的收集与整理。

(7)建立网格,形成数值试井气藏模型及产量模型。

(8)调整气藏参数,拟合实测压力,产量及累积产量数据,获得气藏的压力分布以及其他储层参数。

(9)依据各井的生产历史,在考虑多井影响的情况下,采取定压预测产量以及定产预测压力,预测气藏压力分布及其他储层参数。

在数值试井中,根据压力和压力导数绘制的双对数分析曲线是相对渗透率、流体粘度、压缩系数、油藏大小、井筒储存、表皮系数、生产时间、边界和邻井位置及产量的函数,这些参数影响着双对数分析

曲线的形态特征。

2 克拉 2 气田数值试井模型建立

选用克拉 2 气藏的静态数据,综合考虑构造、断

层、井点、孔隙度、有效厚度及渗透率等因素,建立了与气藏真实地质特征相似的数值化网格模型,并结合气藏动态数据建立了气藏数值试井地质模型,如图 1—图 4 所示。

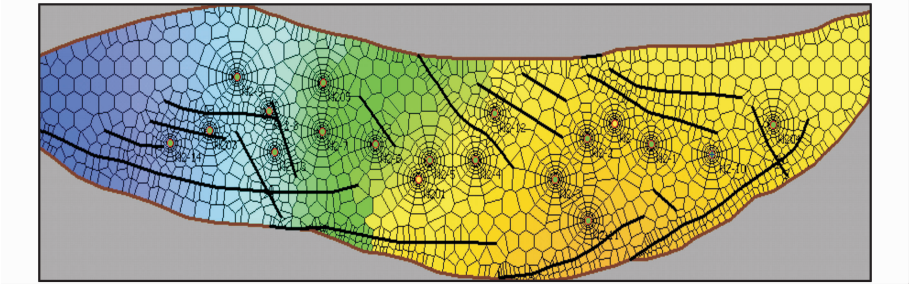


图 1 克拉 2 气藏二维地质模型

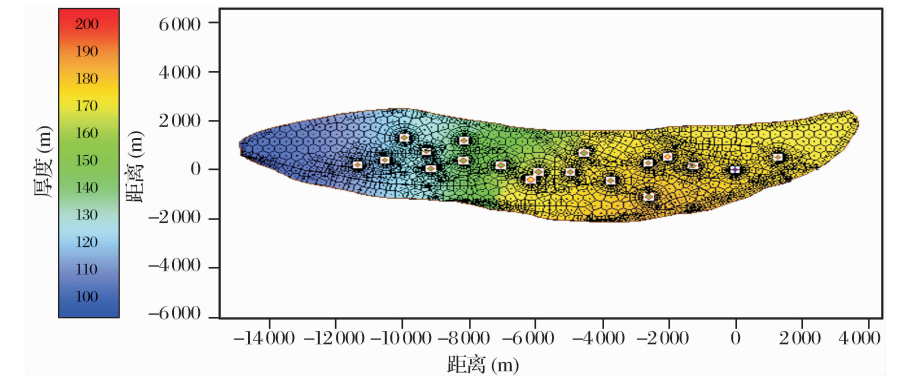


图 2 克拉 2 气藏二维有效厚度属性模型

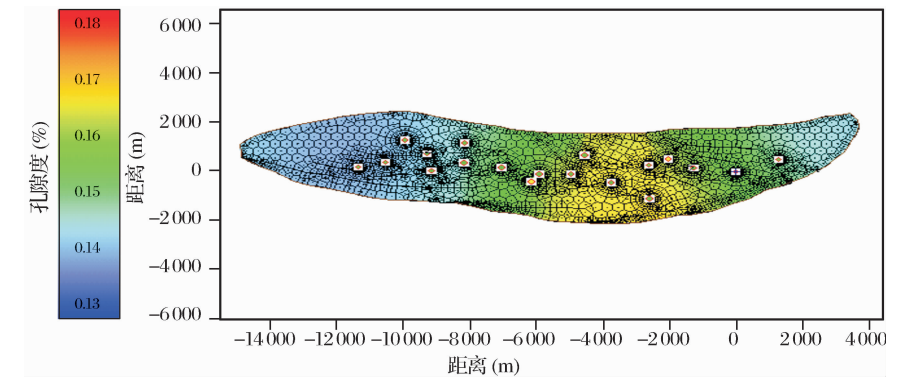


图 3 克拉 2 气藏二维孔隙度属性模型

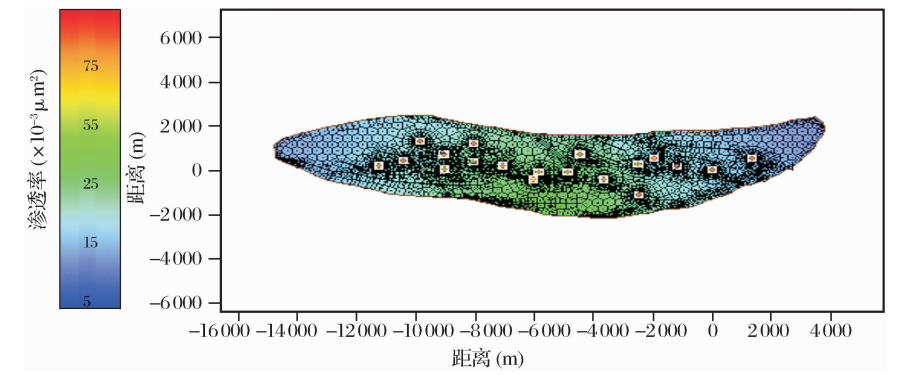


图 4 克拉 2 气藏二维渗透率属性模型

### 3 应用数值试井进行压力恢复资料解释

结合克拉2气田2007—2008年井口测试数据及2008年9—10月有缆测试数据,运用数值试井技术进行了克拉2气田压力恢复资料解释及生产动态预测,得到了反映储层真实地质特征与生产动态的物性参数。数值试井历史拟合曲线如图5所示,有缆实测资料数值试井解释结果见表1。

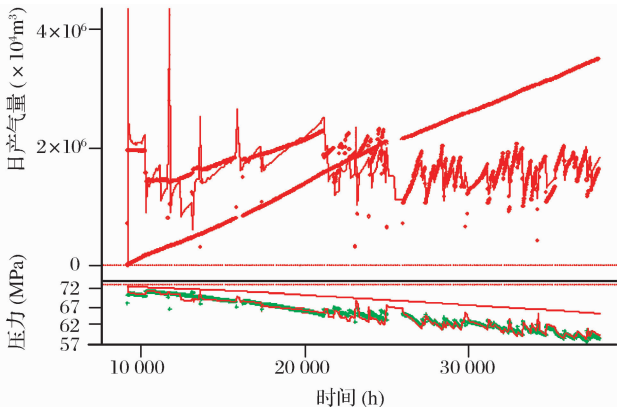


图5 KL2-10井数值试井历史拟合曲线

表1 有缆实测资料数值试井解释成果

井号	井筒储集系数 (m <sup>3</sup> /MPa)	总表皮 系数	渗透率 (×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	地层压力 (MPa)	流度比
KL2-4	0.85	7.20	19.2	62.11	0.101
KL2-8	0.397	3.26	28.6	61.79	0.121
KL2-10	0.225	6.32	25.7	62.59	0.211
KL2-13	0.154	4.11	17.2	62.04	0.069
KL203				61.85	
KL204				62.87	

根据克拉2气田2008年9月—10月实测资料,该气田平均地层压力为62.11 MPa,相对于原始地层压力为74.35 MPa,气田压降幅度为12.24 MPa。渗透率在(17~30)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>之间,物性较好,解释结果中表皮系数值较高主要是因为气井高产湍流效应所致。

### 4 应用数值试井进行生产历史拟合及产能预测

气田开发实践表明,气井、气田的产能预测,是制定气田开发规划、编制、调整气田开发方案的主要组成部分。气田开发过程常用的产量预测方法主要有产量递减法、水驱曲线法,但这2种方法在应用时均具有较为严格的限制条件。另外试井分析技术中的全流量压力拟合方法对于单井流量、压力走势预测也

是产能预测的一种有效方式,由于该方法是依据流压、流量2组变化规律进行走势预测,故相应预测结果可靠性高,不足之处是只局限于对单井的分析。

针对常规产能分析预测技术在克拉2异常高压气藏动态预测应用中存在的局限性,我们采用Blasingame动态预测方法,该方法不仅将试井分析中的曲线拟合技术成功应用于生产数据分析,而且考虑了反映气藏生产特征的压力变化特征,解决了常规分析技术中压力等信息需保持稳定的局限性,有着更强的适用性,其分析结果也更加准确。其分析步骤如下:

(1) 将变流量和压力进行重整,确定等效时间 $t_e$ 和重整流量 $qI$ ,其中:

等效时间:  $t_e = \frac{Q(t)}{q(t)}$

重整流量:  $qI(t) = \frac{q(t)}{P_i - P_w(t)}$

(2) 为了更好的分析导数曲线,消除生产数据的噪音信号,对重整流量进行积分和积分求导:

重整流量积分:

$qI(\text{Int}) = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{q(\tau)}{P_i - P_w(\tau)} d\tau$

重整流量积分导数:

$qI(\text{Int} \cdot \text{Der}) = \frac{\partial(qI(\text{Int}))}{\partial \ln(t_e)}$

(3) 将重整流量、流量积分和积分导数共同绘制在以等效时间 $t_e$ 为时间轴的双对数坐标中,生成Blasingame分析图。

(4) 为了能够更好的符合常规曲线拟合方法,将压力重整流量转换为流量重整压力:

$PI = \frac{P_i - P_w(t)}{q(t)}$

后一段时间内产量(压力)的变化情况,达到产能预测的目的。

(5) 进一步对重整压力进行积分和积分求导,将获得的2组数据同样绘制在以等效时间 $t_e$ 为时间轴的双对数坐标中,最终建立起流量重整后的压力双对数—导数曲线,这样就可以充分利用试井分析方法中压降试井双对数—导数曲线特征分析:积分导数水平段为径向流,反映了储层渗流条件的好坏;晚期积分导数45°的上翘段为气藏拟稳定流态特征反映段,其上翘的早晚一定程度上反映了气藏弹性储集空间的大小。

重整流量和重整压力双对数—导数曲线图的建立,为准确分析产能变化提供了分析技术平台,依据

所掌握的动静态地质信息,选择合适的分析模型,通过对曲线的拟合即可以获得储层的渗流参数,确定气藏的大小,从而极大的提高了产能预测的准确程度。

(6)在分析得出油井前期生产的产能变化趋势后,就可以在给定压力(产量)的情况下,利用该趋势实现随数值试井解释与产能预测技术的有机结合,这不仅有效推动了产能预测技术的发展,而且为强非均质气藏试井拟稳流动期的判断、分析奠定了基础。以 KL2-7 井为例,分析结果如图 6—图 9,预测结果见表 2。

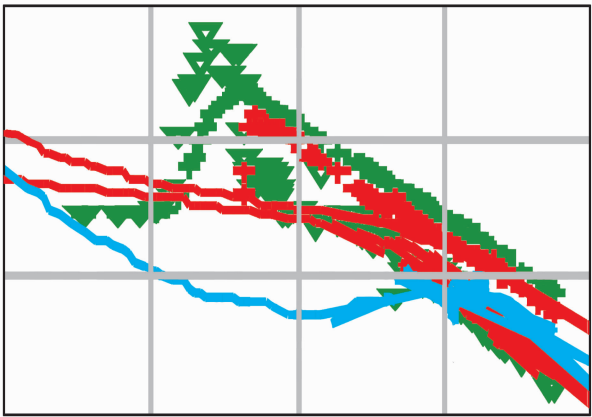


图 6 KL2-7 井定压力生产进行产量动态预测

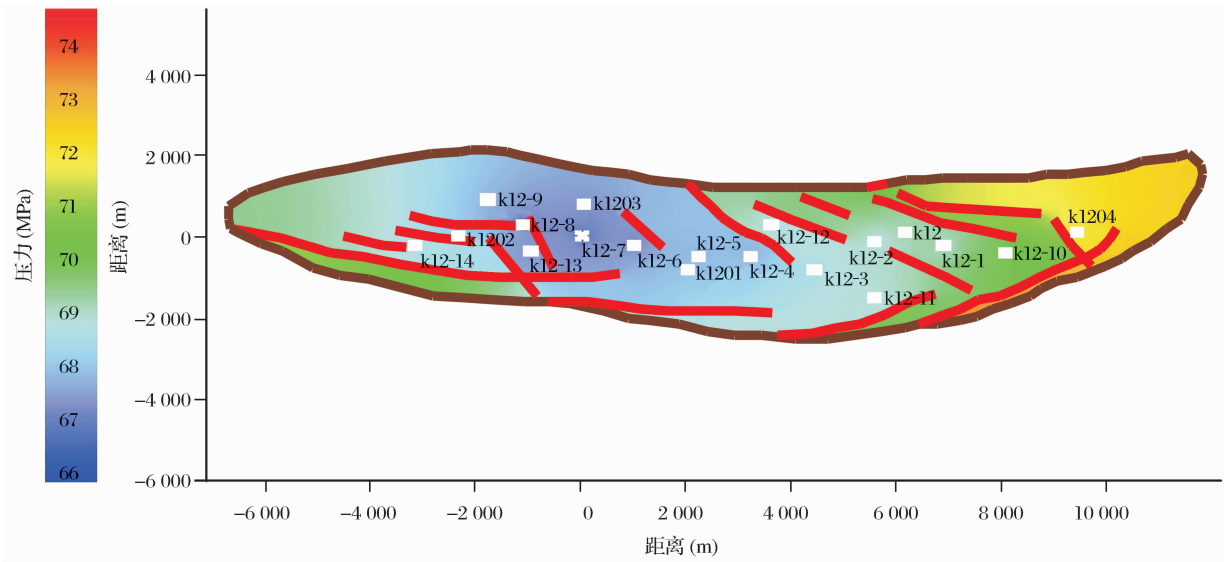


图 7 KL2-7 井定压预测曲线

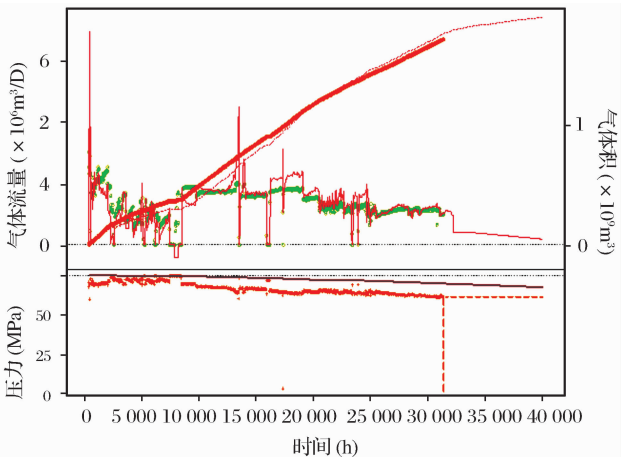


图 8 KL2-7 井定压力生产进行产量动态预测

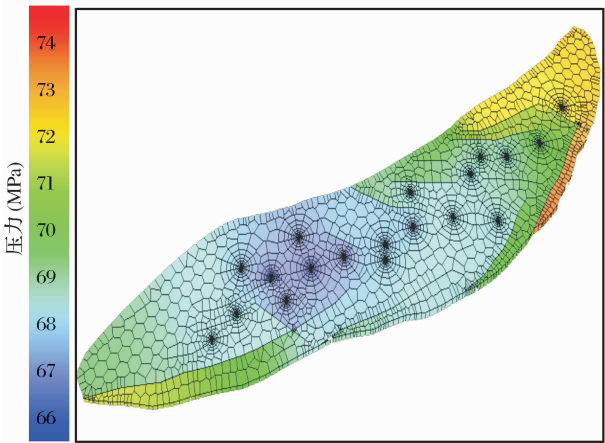


图 9 KL2-7 井(定压)3D 压力预测分布

KL2-7 井在生产历史拟合完后,采用定产量生产和定压生产预测了气井未来 1 年生产动态,以  $Q=370\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$  的产量定产生产,预测结果为井底流压从历史拟合结束时刻的  $P_0=61.85\text{ MPa}$  降

到预测期末的  $P_1=58.98\text{ MPa}$ ,下降了  $2.87\text{ MPa}$ ,该阶段累积产出气体  $13.4\times10^8\text{ m}^3$ 。  
以历史拟合的结束点的压力和产量为基准,预测 1 年,其预测结果见表 2。

表2 KL2-7井动态预测结果

井号		$P_0$ (MPa)	$P_1$ (MPa)	$G_0$ (m <sup>3</sup> )	$G_1$ (m <sup>3</sup> )	$K(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	$\Delta P$ (MPa)	$\Delta G$ (m <sup>3</sup> )
KL2-7	定压	61.85	61.85	$39.8 \times 10^8$	$49.1 \times 10^8$	21.7		$9.3 \times 10^8$
	定产	61.85	58.98	$39.8 \times 10^8$	$53.2 \times 10^8$		2.87	$13.4 \times 10^8$

5 结语

(1)根据克拉2气藏地质特征以及渗流特征,建立了相应的数值试井模型。

(2)运用数值试井技术进行了克拉2气田2007—2008年度的压力恢复资料解释,同时进行了生产历史拟合,并在生产历史拟合的基础上,考虑定压和定产量的条件下对气井未来生产动态进行预测,可获得真实反映气藏生产动态的特征参数,指导气藏合理、高效开发。

参考文献:

[1] Han Yongxin, Zhuang Huinong, Sun Hedong. Application of numerical well test analysis technique in gas reservoir characterization[J]. Well Testing, 2006, 15(2): 9-11. [韩永新, 庄惠农, 孙贺东. 数值试井技术在气藏动态描述中的应用[J]. 油气井测试, 2006, 15(2): 9-11.]

[2] Wang Tianxiang, Zhu Zhongqian, Li Ruyong, *et al.* Technical guideline at the initial stage of exploitation of a large-scale mono-block abnormal over-pressure gas field-taking Kela 2 gas field as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(4): 440-444. [王天祥, 朱忠谦, 李汝勇, 等. 大型整装异常高压气田开发初期开采技术研究——以克拉2气田为例[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(4): 440-444.]

[3] Wang Tianxiang, Zhu Zhongqian, Li Ruyong, *et al.* A technological study of well testing for high pressure condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(3): 285-291. [王天祥, 朱忠谦, 李汝勇, 等. 高压凝析气藏试井技术研究——以塔里木盆地牙哈凝析气田为例[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(3): 285-291.]

[4] Song Wenjie, Wang Zhenbiao, Li Ruyong, *et al.* Development technology for abnormal high pressure and large scale mono-block gas field: Taking Kela 2 gas field as the example[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(4): 331-336. [宋文杰, 王振彪, 李汝勇, 等. 大型整装异常高压气田开采技术研究——以克拉2气田为例[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(4): 331-336.]

Application of Numerical Well Test in Development of Kela 2 Gas Field

YANG Lei, CHANG Zhi-qiang, ZHU Zhong-qian, CHEN Wen-long, LIAO Fa-ming, WANG Min-rui  
(Natural Gas Department of Tarim Oil Company, PetroChina, Korla 841000, China)

**Abstract:** According to abnormal pressure feature of Kela 2 gas field, dynamic and static analysis, gas reservoir engineering and valid well pattern of numerical well test, we built up the gas reservoir model required for numerical well test, in combination of static data of regional structure of gas well groups, valid thickness and porosity, parameters of coherence and high pressure physical property, and fluid data. We also setup the model of gas well based on production history of individual well. Data of pressure recovery interpretation and performance prediction of gas production for Kela 2 gas field was done by using numerical well test. Then the physical property of reservoirs which reflected the real geologic feature and dynamic performance of production was gotten. And the data interpretation and performance forecasting method was developed.

**Key words:** Kela 2 gas field; Abnormal high pressure; Numerical well test; Dynamic prediction; Pressure recovery.