

数值模拟技术在柳林煤层气试验区的应用

苏复义 蔡云飞

(中国石化华北分公司勘探开发研究院)

苏复义等. 数值模拟技术在柳林煤层气试验区的应用. 天然气工业, 2004; 24(5): 95~96

摘 要 柳林煤层气试验区是我国第一个进行规范煤层气小井网试验的区块, 本文描述了该区煤层气藏地质模型, 并应用煤层气数值模拟技术, 在对该区煤层气藏的几项主要参数进行敏感性研究和对生产情况进行历史拟合的基础上, 对该区煤层气藏的产能进行了预测, 结果表明, 单井平均日产气量较低, 煤层气可采储量规模偏小。但其埋藏浅, 外围蕴藏着十分丰富的煤层气资源, 如连片规模开发, 其煤层气勘探开发潜力将十分巨大。

主题词 煤层气 地质模型 数值模拟 敏感性 产能预测

柳林煤层气试验区位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带河东煤田中部的离石鼻状构造上, 地理上位于山西省柳林县境内, 面积 16 km²。

煤区有石炭、二叠纪 1[#]~10[#] 煤层, 重点为 4[#]、5[#]、8[#] 煤层。埋深一般为 250~550 m, 煤层厚度累计为 5~14 m。4[#] 煤层为饱和或近饱和和吸附, 5[#]、8[#] 均为欠饱和和吸附。割理密度一般为 20~30 条/5cm, 割理呈网状发育。渗透率低, 一般为 $(0.1 \sim 2.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压力梯度为 0.010~0.011 MPa/m, 地层温度一般为 25℃左右。

数值模拟

1. 模拟参数的筛选

所需参数分为三类: 储层描述参数、流体参数和可控参数, 各类参数的具体内容见表 1。

2. 参数的敏感性研究

主要试验渗透率、兰氏体积、含气量、割理孔隙度等对模拟气产量的影响。敏感性试验的结果是模拟气产量对煤层渗透率、含气量非常敏感, 因而在参数测试过程中, 应尽量取全取准该参数。而兰氏体积(VL)、割理孔隙度则相对不敏感。

3. 生产历史的拟合

(1) 柳林试验区小井网试采情况

柳林试验区于1992年4月24日开始对煤柳1

表 1 主要的模拟输入参数类型一览表

参数类型	主要作用	代表性参数
储层参数	描述煤储层的几何形态、储层物性等	绝对渗透率、储层深度、厚度、产层层数及相对深度、原始储层压力、割理方向渗透率、垂向渗透率、割理孔隙度、吸附等温线、解吸压力、吸附时间扩散系数、割理间距、孔隙体积压缩率、基质收缩率、气-水相对渗透率、气-水毛管压力、裂缝半长
流体参数	描述煤储层中流体(气、水)的性质及赋存状态	原始含气量、气体比重、气体组份气体地层体积系数、原始含水饱和度、水粘度、水密度、气体在水中的溶解度气体粘度、水地层体积系数
运行控制参数	用于控制煤层气数值模拟过程	最大饱和度变化限制、最大压力变化限制、最大允许水产量、最大允许气产量、最低允许井底压力最小时步长度、最大时步长度、时步变化倍数等

井进行压裂后排水采气作业, 先后有 7 口煤层气井(井深 450~480 m)相继投入试生产。1994 年 8 月以前, 只在 3 口井(ML1、ML2、ML3)对 4[#] 和 8[#] 煤进行了排采, 且仅 8[#] 煤形成了 3 口井排采井网, 4[#] 煤实际上是单井排采, 产气量均未达到 1000 m³/d, 产水量一般小于 20 m³/d。

1994 年 8 月后, 逐步形成了 6~7 口井 4[#]+5[#]+8[#] 煤的排采井网, 有五口井稳定日产 1000~3000 m³, 一口井日产 2000~5000 m³, 最高达 7050 m³, 只有 1 口井日产气在 500~1000 m³ 之间。这期间产水量一般(10~30)m³/d, 最高达 80 m³/d。试验区

作者简介: 苏复义, 1954 年生, 教授级高级工程师; 1982 年毕业于原成都地质学院石油系; 现在中石化华北分公司勘探开发研究院工作, 长期从事石油、天然气(含煤层气)地质勘探和综合研究。地址: (450006) 河南省郑州市伏牛路 197 号。电话: (0371) 8629359。E-mail: sufy_163@163.com

累计排采时间达 1280 d, 累计产气 $220 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

(2) 生产历史拟合

对上述井网的生产史运用煤层气数值模拟器进行模拟运算, 并将模拟的结果与实际的生产数据进行对比。根据对比结果对一个或多个输入参数的数值进行调整和修改, 不断进行模拟运算, 直到拟合误差小到要求为止。通过历史拟合可以达到以下目的: ①检验所建立的煤层气储层地质模型是否合理(包括煤层气储层参数和地质工程参数); ②为产能预测提供基础参数; ③对生产中出现的问题进行诊断, 如可诊断非正常低产井等, 并为确定完井层位提供依据; ④确定剩余气量相对较高的区域, 提供加密井的井位和层位。

本研究使用美国 ARI 公司研制的煤层气数值模拟软件 COMETPC—3 D 完成的生产历史拟合和产能预测, 该软件为双孔、三维、两相煤层气数值模拟专业软件。

煤层气井的生产动态指标主要涉及到气、水产量和井底流压。拟合过程中, 7 口井主要是设定水产量来拟合气产量和井底流压。经过对 7 口井的 1280 d 生产数据的历史拟合, 获得了较好的拟合。

4. 煤层气井产能预测

根据实际完井和生产动态情况, 模拟时选择了三个模拟层, 自上而下分别对应于 4# + 5# 煤层、灰岩层和 8# 煤层; 根据井网参数敏感性研究, 认为以 400 m 井距的正方形井网进行开发比较合适, 因此, 产能预测时选择了 400 m 井距的正方形井网。进行生产预测时, 储层参数采用小井网试采生产历史拟合结果的参数, 并根据储层参数的区内分布情况, 进行合理修正, 输入的主要储层参数见表 2; 井的生产

制度采取前期定水, 后期定压方式。假设新井的有效压裂缝半长为 15 m。根据未来开发井网的部署形式和渗流学原理, 并对多种不同井网进行反复模拟后, 确定未来开发井网中存在三种产量相差幅度较大的典型井, 即中心井、次边缘井和边缘井。对该区模拟井网的中心井、边缘井、次边缘井进行了 20 年产能预测(见图 1)。可以看出, 中心井的气产量高峰高于其它两类井, 并且早、中期气产量保持较高的

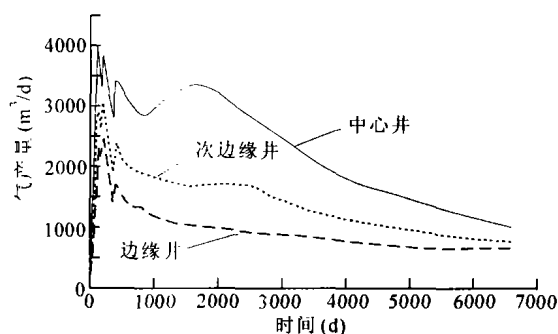


图 1 400 m 井网的中心、次边缘井、边缘井
20 年产能预测结果

水平, 晚期趋于一致。产能预测结果预示的各类煤层气井的高峰日产气量、20 年的平均日产气量和采收率: 中心井高峰日产气量为 $4000 \text{ m}^3/\text{d}$, 20 年的平均日产气量为 $1910 \text{ m}^3/\text{d}$, 采收率为 60.74%; 次边缘井高峰日产气量为 $3000 \text{ m}^3/\text{d}$, 20 年的平均日产气量为 $1180 \text{ m}^3/\text{d}$, 采收率为 37.56%; 边缘井高峰日产气量为 $2500 \text{ m}^3/\text{d}$, 20 年的平均日产气量为 $810 \text{ m}^3/\text{d}$, 采收率为 25.26%。

模拟结果综合评价

1. 模拟结果的可靠性分析

柳林试验区已进行了煤田精查, 有煤田精查钻孔四十余口, 区内煤层构造落实, 厚度、平面分布、顶底板岩性清楚。区块已施工煤层气勘查井 7 口, 各井都对目标煤层取了心, 取心率在 70%, 部分达到 90%, 同时进行了煤层含气量、吸附等温等化验分析测试; 对煤层渗透性进行了测试, 且实施了压裂作业和小井网试采(1000 余天), 获取了大量的第一手资料。煤层气模拟基础参数是扎实的, 所计算的结果是可靠的。

2. 试验区勘探潜力分析

从储量规模, 丰度, 埋藏深度, 产能方面对试验区煤层气勘探潜力进行综合评价, 认(下转第 99 页)

表 2 产能预测时输入的主要储层参数表

储层参数	4# + 5# 煤层	8# 煤层	灰岩
地层温度(℃)	27.8	27.8	27.8
原始含水饱和度(%)	100	100	100
兰氏体积(m^3/t)	19.52	24.73	
兰氏压力(MPa)	1.88	1.58	
原始含气量(m^3/t)	12.68	16.42	
割理间距(cm)	0.254	0.254	
吸附时间(d)	2	1.2	
煤层密度(t/m^3)	1.36	1.37	
割理孔隙度(%)	1~4	2.2~4	13.5~28
面割理渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	2~18	5~32	
端割理渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	1~9	2.5~16	
储层综合渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	1.4~12.7	3.5~22.6	14.7~63.2

情况的对比分析,建议沁水煤层气田樊庄区块的开发,以梅花形井网、600 m×600 m 井距为最佳开采方案。

(3)对沁水煤层气藏煤层气产量进行了预测:沁水煤层气藏采用梅花井网、600 m 井距产量预测结果:20 年平均单井累计产量为 $2456 \times 10^8 \text{ m}^3$,20 年平均日产量为 3719 m^3 ,20 年采出程度达到 68%。由预测结果可知:沁水煤层气藏煤层气产量较高,由于煤阶高、物性较差,开采时间较长,但是仍具有商业开采价值。建议尽快投入开发试验。

参 考 文 献

- 1 骆祖江等.煤层甲烷气数值模拟.煤层地质与勘探,1997;

25(2)

- 2 煤层气译文集.地质矿产部华北石油局编.河南:河南科学技术出版社,1994
- 3 Gasy B H. Measurement of the rock propertice in coalbed methane production. SPE 22909,1991
- 4 赵庆波,刘兵.世界煤层气工业发展现状.北京:地质出版社,1999
- 5 李文阳,马新华,赵庆波.中国煤层气地质评价与勘探技术新进展.徐州:中国矿业大学出版社,2001
- 6 李文阳,王慎言,赵庆波.中国煤层气勘探与开发.徐州:中国矿业大学出版社,2003

(收稿日期 2003-10-15 编辑 黄君权)

(上接第 96 页)为:①由于试验区面积仅为 16 km^2 ,因此煤层气地质储量(原始地质储量)规模较小,为 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$;依据中心井、次边缘井、边缘井的比例 6:2:1(一般来说,开发井数越多,中心井的比例越大,次边缘井和边缘井的比例越小),确定 20 年内该区块综合采收率为 51.65%,其可采储量为 $10.33 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。②储量丰度为 $1.29 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,属低丰度;③埋藏深度小于 1000 m,大部分在 600 m 以浅,为浅层煤层气藏;④产能大小,500 m 井深,20 年平均日产气量 $1910 \text{ m}^3/\text{d}$,为低产。

可以看出,柳林煤层气试验区煤层气储量规模偏小,储量丰度相对较低,20 年的平均日产气量为 $1910 \text{ m}^3/\text{d}$,也偏低,但其埋藏浅,又对改善环境,保障煤矿安全都有着十分重要的意义,此外其外围(与外国石油公司合作区)蕴藏着十分丰富的煤层气资源,如果能连片形成规模开发,其煤层气勘探开发潜

力将十分巨大。

参 考 文 献

- 1 赵舒等.煤层气评价选区的地质学原理及方法.四川:四川科学技术出版社,1998
- 2 苏付义等.煤层气储层基本特征及储层工程研究内容.见:王庭斌,天然气地质及勘探开发技术.北京:地质出版社,1998;84
- 3 陈月明.油藏数值模拟基础.北京:石油大学出版社,1989;3~4
- 4 桂学智.河东煤田晚古生代聚煤规律与煤炭资源评价.山西:山西科学技术出版社,1993;19~20
- 5 张文昭.石油天然气储量管理.北京:石油工业出版社,1999;52~53
- 6 李士伦等.天然气工程.北京:石油工业出版社,2000;115

(收稿日期 2003-10-15 编辑 黄君权)