

# 数值模拟软件(COMET2.11) 在大宁地区煤层气勘探中的应用

李延祥 马财林 李燕 张玉玲 冯丽

(长庆油田分公司勘探开发研究院)

李延祥等. 数值模拟软件(COMET2.11)在大宁地区煤层气勘探中的应用. 天然气工业, 2004; 24(5): 100~103

**摘要** 本文简要介绍了美国ARI公司开发的COMET 2.11煤层气数值模拟软件。在大宁地区优选吉试1井进行实例计算,系统阐述了该软件如何进行模拟参数选取、网格设计、参数敏感性分析、历史拟合、产量预报、井距优选及井网部署,并进行了合理的模拟结果分析,通过模拟确定了工区煤层渗透率、开发井间距等重要的煤层气储层及开发参数,量化了该地区的煤层气勘探开发前景,进而提出了下一步勘探开发部署意见,中石油股份公司根据综合研究成果决定加大该地区的投资力度,加快煤层气资源勘探开发进程。

**关键词** 煤层气 数值模拟 历史拟合 敏感性分析 井距优选

大宁—吉县地区在构造上位于晋西挠褶带的南端,地理上位于山西省的西南部,属吕梁山区。2000年5月,部署钻探吉试1井,该井钻遇煤层总厚度16.2 m,其中5#主煤单层厚5 m,8#主煤厚7.2 m,煤层顶底板封盖条件较好,初试煤层气产量2847 m<sup>3</sup>/d(注:煤层气的开发评价与常规天然气不同,它是建立在井组试气基础上的,单井试气不能代表气田的实际产能,其目的仅是取全取准各项开发参数)<sup>①</sup>。吉试1井取全取准了煤层厚度、埋深、含气量等各项煤层气地质参数,进行了注入压降测试、压裂裂缝监测、单井试采工程施工,具备进行煤层气数值模拟的各项条件。

## 软件简介

COMET2.11是用于煤层气储层模拟的商业性软件。该模拟软件前身是COMET 3-D,是在20世纪80年代后期由ARI公司(Advanced Resources International, inc.)研制开发的。该软件运用三重孔隙/双重渗透率模型,能够模拟煤层气吸附、扩散和穿过双重渗透率网络的达西流的释放和传输机理,关闭解吸和扩散选项开关又可对常规双重孔隙、双

重渗透率储层(如,天然裂缝性碳酸盐岩储层)进行模拟。

该软件在三个假设条件(储层或煤层的温度是恒定不变的;有限差分网格中所有基质块性质都是均一的;在基质和裂缝中每时每刻都存在拟稳态的流动)的基础上,充分考虑了煤层特性(孔隙体积的可压缩性;压力和孔隙度、渗透率之间的关系;煤岩基质的收缩系数;气体的吸附作用;重力影响和水中的溶解气)对煤层气产出的影响,因此较其他软件更加科学地反映了煤层气解析、产出的基本规律<sup>②</sup>。

## 单井参数选取及模拟

### 1. 参数选取及试算

吉试1井是垂直裂缝井,所以选择笛卡儿坐标网格系统,本次模拟采用12×9×2的网格模拟单井四分之一区域的生产状况。进行数值模拟的程序见图1。

选用双孔隙、单渗透率、单组分模型(mcode=1),气水两相系统,由于参数不全,没有考虑重力对渗流的影响,考虑了气体的重新吸附,根据生产实际,初期定产水量为16 m<sup>3</sup>,四分之一象限的模拟产

**作者简介:**李延祥,1970生,高级工程师;1991年毕业于石油大学(华东),现从事煤层气地质研究工作。地址:(710021)陕西省西安市长庆兴隆园小区。电话:(029)86592432。E-mail:lyx1\_cq@petrochina.com.cn

①长庆油田分公司勘探开发研究院,大宁、韩城地区煤层气勘探目标评价研究,2002。

②ARI, Advanced Reservoir Modeling in Desorption-Controlled Reservoirs, 2001。

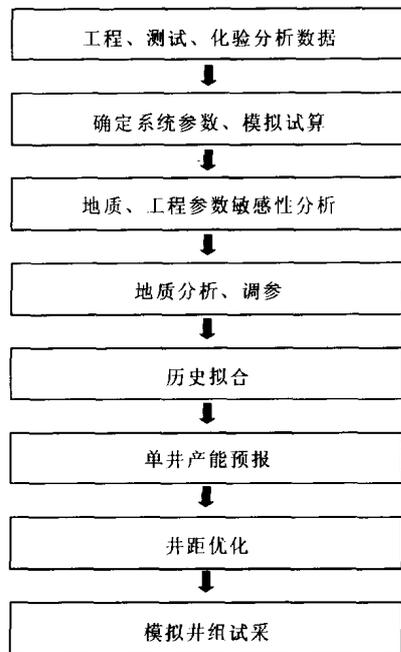


图1 吉试1井数值模拟流程图

表2 吉试1井气体组分数据表

名称	甲烷	二氧化碳	氮气	其他	合计
含量(%)	98.12	1.098	0.76	0.022	100

水量为  $4 \text{ m}^3$ , 根据产层厚度均衡水量, 定5#煤稳定产水量  $1.64 \text{ m}^3/\text{d}$ ; 8#煤稳定产水量  $2.36 \text{ m}^3/\text{d}$ , 代入模拟器试算, 输入参数, 即可得到模拟结果。<sup>[3]</sup>

输入参数的理论基础详见“煤层甲烷储层工程指南(第六章)”<sup>[6]</sup>。

## 2. 参数敏感性分析

在上述模拟结果的基础上逐一变化参数, 找到对曲线影响较大的参数, 并分析参数对曲线形态的影响, 根据实际生产情况, 科学优化参数, 以进行更好的历史拟合, 取得更合理的模拟结果。由于过程繁琐, 在此不一一赘述。下面简要介绍煤层渗透率、压裂缝半长、单井控制面积、煤层含气量、定产水量五个关键参数对曲线的影响。① 煤层渗透率: 分别将煤层渗透率为  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  代入模拟器, 模拟结果说明: 煤层渗透率是产气量的主要控制因素, 它和产气峰值、累积产气量、稳定产气量都呈正相关关系, 例: 渗透率从  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  增加到  $6 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 累积产气量从  $1775 \times 10^4 \text{ m}^3$  增加到  $3348 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 产气峰值从  $12712 \text{ m}^3/\text{d}$  增加到  $21644 \text{ m}^3/\text{d}$ 。所以科学求取煤层渗透率是煤层气田试采、生产及评价的重中之重。② 压裂缝半长: 分别将压裂缝半长为  $15 \text{ m}$ 、 $45 \text{ m}$ 、 $75 \text{ m}$ 、 $105 \text{ m}$  代入模拟器, 模拟结果说明: 随压裂裂缝的延长, 稳产峰值逐渐突出, 煤层产气总量增加。所以压裂缝越长越好, 稳产量高, 开采效益越好。也证明压裂施工对于提高煤层气产能的作用不容忽视。③ 单井控制面积: 分别将单井控制面积为  $0.04 \text{ km}^2$ 、 $0.36 \text{ km}^2$ 、 $1.0 \text{ km}^2$ 、 $1.96 \text{ km}^2$  代入模拟器, 模拟结果说明: 对于渗透率达到  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的煤层而言, 单井控制面积为  $0.04 \text{ km}^2$ , 煤层气稳产峰值呈现尖峰状, 说明井距太小, 不利于煤层气开发。随单井控制面积的增加, 稳产峰值出现时间逐渐后延, 峰值逐渐加宽, 累积产气量增加, 但是稳产峰值下降, 也使投资回收期延长, 所以选取单井控制面积时, 一定要进行经济评价。在其它参数一定的情况下, 选取单井控制面积时, 可以考虑用稳产峰值出现时间进行优选参数。④ 定产水量: 分别将日产水量  $4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $8 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $12 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $16 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $20 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $24 \text{ m}^3/\text{d}$  代入模拟器, 模拟结果说明: 随定产水量逐渐增加, 日产气量不断增加, 表现曲线整体向上拉升, 产气峰值出现时间不断提前, 稳产区间也同时不断提前, 说明降压速度越快越好, 但是有一定的门限, 定产水量  $20 \text{ m}^3/\text{d}$  与定产水量  $24 \text{ m}^3/\text{d}$  曲线形态基本相同, 说明定产  $20 \text{ m}^3/\text{d}$  已经达到地层产水能力极限, 再提高数据也没有多大意义。⑤ 煤层含气量: 分别将5#煤的含气量  $14 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $16 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $18 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $20 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $22 \text{ m}^3/\text{t}$  代入模拟器, 模拟结果显示: 含气量越大, 出气时间越短, 当含气量大于  $20 \text{ m}^3/\text{t}$  时, 试采当天就出气, 由于模拟器内部计算解吸压力时对含气量取值的自动调整, 所以当含气量为  $20 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $22 \text{ m}^3/\text{t}$  的模拟结果相同。故历史拟合时的初始出气时间要根据含气量进行调整。初期日产气峰值恰恰相反, 含气量越小, 日产气峰值越高。

## 3. 产气量历史拟合

根据上述数据, 我们利用吉试1井的实际生产数据进行了日产气量历史拟合。根据基础曲线调整了渗透率参数(取  $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、定产水量参数(取  $20 \text{ m}^3/\text{d}$ )、5#煤含气量参数(取  $15 \text{ m}^3/\text{t}$ ), 产气量数

① 中国煤炭地质总局第一勘探局, 煤层甲烷储层工程指南(第六章), 美国天然气研究所著, 叶建平译。

据历史拟合结果如图(图2)。

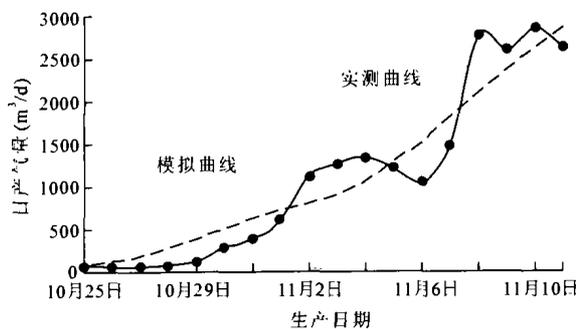


图2 吉试1井日产气量历史拟合图

历史拟合结果表明:虽然试采时间较短,但是气产量拟合较好,模拟结果比较合理。

#### 4. 产量预报

我们据此进行了产量的20年预测:随时间变化,日产水量迅速下降;日产气量出现三个峰值,初产峰值高达 $1.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,可以 $0.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 稳产10年。

### 模拟井组试采

在单井分析的基础上进行井组模拟试采,是进行地区勘探评价的一个重要环节。

#### 1. 井间距优选

(1)主应力方向:理论上在主应力方向由于压裂缝的延伸,使该方向渗透性最好,降压范围最大,井距相应延长。我们据此设计了2口井的井组,2口井彼此位于对方的主应力方向,压裂缝半长取60 m,单井参数取吉试1井模拟结果,分别将井距400 m、600 m、800 m、1000 m、1200 m、1400 m代入模拟器试算,模拟结果分析:从采气曲线上看,井距400 m开采曲线是下降曲线,其 $3000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上日产气量的稳产时间是6年,而井距600 m的曲线从第63天起就进入稳定开采区, $3000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上日产气量稳定开采曲线是近于平行的,效益明显好,所以主应力方向的最优井距约600 m。

(2)主应力正交方向:假设在主应力正交方向由于压裂缝的影响减小,渗透性较差,降压范围最小,井距相应缩短,井组设计同上,压裂缝半长取1 m,分别将井距200 m、400 m、600 m、800 m、1000 m、1200 m代入模拟器试算,模拟结果分析:从采气曲线上看,井距400 m的10年开采曲线是先稳定上

升,后稳定下降曲线,其 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上象限日产气量的稳产时间是6年,开发效益较其它曲线好,所以主应力正交方向的最优井距约400 m。

当实施平面井组面积排采降压时,其线性最优井距会因井间干扰而变大。

#### 2. 模拟井组试采

煤层气开发一般采用井组开发模式,这样可以形成面积压降,有效提高单井煤层气产量。一般采用矩形、五点法、梅花形井组试采。我们根据工区地形,试算了矩形井组,首先代入最小平面布井井距,然后优化井距,使气产量曲线达到最优化。模拟曲线如图3,其峰值产量达到 $3.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。可以稳产 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 达16年。

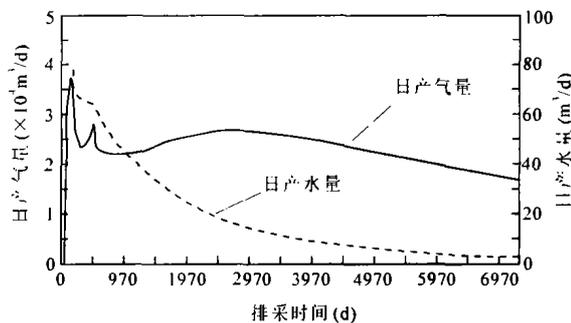


图3 井组试采模拟曲线

### 结果分析

(1)模拟4口井矩形井组试气,平均单井控制面积 $0.74 \text{ km}^2$ ,单井参数取吉试1井的数据,井组20年平均日产气量为 $22901 \text{ m}^3/\text{d}$ ,20年累积采气量为 $1.672 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,单井20年平均日产气 $5725 \text{ m}^3/\text{d}$ ,单井20年累积采气量为 $0.42 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,说明工区煤层气资源具有工业开采价值,应该进一步实施井组试气,取得确切的稳定产量,在储量落实的基础上进行经济评价以尽快探明开发工区的煤层气资源,中石油股份公司根据综合研究成果决定加大该地区的投资力度,加快煤层气资源勘探开发进程。

(2)单井模拟曲线存在三个日产气量的峰值:第一峰是5#煤初期峰值,第二峰是8#煤初期峰值,第三峰是地层真正产气峰值。5#、8#煤由于地解压差的不同,导致了其出气时间和产气高峰的不同,二者之间相差了934天,说明前期试采煤层气产量数据都是5#煤层的煤层甲烷。分层压裂,合排采气要根据等温吸附曲线合理安排,对于地解压差差别小的煤层是有意义的,但对于地解压差差别大的煤层而

言,合采不如分层试采对于求取煤层参数更有意义。

(3)该软件通过实际数据测试,具有良好的操作性,能够取得勘探部署所需要的煤层渗透率、开发井距等重要参数,是具有指导意义的模拟器。通过该模拟器的计算,求取了煤层渗透率、开发井组井距等储层、工程参数,预报了单井及井组煤层气产能,量化了工区的煤层气勘探开发前景,对下一步煤层气勘探开发提供了重要的参考意见。

#### 参 考 文 献

1 赵庆波等编.煤层气地质与勘探技术(第九章).北京:石油工业出版社,1993

- 2 Sawyer W k, Paul G W, Schraufnagel R A. Development and Application of a 3-D Coalbed Simulator. Paper CIM/SPE:90~119
- 3 李文阳,王慎言,赵庆波主编.中国煤层气勘探与开发.徐州:中国矿业大学出版社,2003:161~179
- 4 骆祖江等.煤层甲烷气数值模拟,煤层地质与勘探,1997;25(2)
- 5 秦勇,曾勇主编.煤层甲烷储层评价及生产技术.徐州:中国矿业大学出版社,1996:227~237
- 6 钱凯,赵庆波等.煤层甲烷气勘探开发理论与实验测试技术.北京:石油工业出版社,1996:53~63

(收稿日期 2003-10-15 编辑 黄君权)

## 天然气凝析油脱硫技术获突破

日前,由西南化工研究院开发的用N-甲酰吗啉(NFM)脱除天然气凝析油中硫化物的新技术,通过了专家鉴定。鉴定认为,该项目属国际前沿技术,具有较好的推广前景。

目前在国内工业上用汽油脱硫普遍采用催化氧化、吸附法、抽提氧化法和加氢脱硫等方法。加拿大等国家在20世纪80年代就开始利用NFM作为溶剂,采用新工艺进行含硫化物的天然气或合成气脱硫的新方法研究,结果表明该脱硫剂脱除力强、适应性广、脱除效率高,其投资较催化氧化等方法操作更简便、费用更低,加拿大已建成用NFM进行天然气脱硫的工业装置。目前,国内外尚未见用N-甲酰吗啉(NFM)脱除天然气凝析油中硫化物的报道。

西南化工研究院在充分进行市场调研基础上,用了两年时间完成该项目的技术攻关。经处理后的凝析油总硫含量小于35 mg/L,低于国家标准GB9053-1998中的总硫含量。而且当凝析油硫含量小于45 mg/L时,铜片腐蚀试验还可达到符合汽油使用要求。

四川天然气产量丰富,川北、川南、川东等气田天然气净化厂都伴有大量凝析油,总硫量在165~6000 mg/L,铜片的腐蚀度为3~4级,没有达到国家标准,亟待解决。西气东输每年也有 $90 \times 10^4$ t的凝析油需进行脱硫净化。

(钱伯章 供稿)