

苏4潜山凝析气藏开发数值模拟

陈刚强¹ 王超² 王伟锋¹

(1. 中国石油大学·华东 2. 中国石油华北油田公司采油四厂)

陈刚强等. 苏4潜山凝析气藏开发数值模拟. 天然气工业, 2008, 28(2): 117-119.

摘要 华北苏4潜山凝析气藏于1989年投产,截至2005年7月,该气藏累积产气 $11 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产凝析油 $25 \times 10^4 \text{ t}$,天然气和凝析油的采出程度分别为22%和20.8%。为了高效开发该气藏,以获取较高的采收率 and 经济效益,对该气藏进行了开发数值模拟研究。通过采用组分模型并结合地质分析和油藏工程测试结果,对气藏的产气量、产油量、含水率和井口压力等进行了历史拟合。在此基础上,设计了采气速度分别为1.5%、1.8%、2.0%和2.5%等4套开发方案,并对其开发指标进行了预测计算。通过分析对比,采气速度控制在1.8%~2.0%之间的各项开发指标为最佳,可以获得较好的经济效益,为合理开发苏4潜山凝析气藏提供了依据。

关键词 古潜山 凝析油气田 开发 数值模拟 采气速度 经济效益

一、模拟区概况

苏4潜山处于华北苏桥潜山带北端,受北东东向和近东西向两组断层的切割形成一个近平行四边形的断块构造。圈闭面积约为 24.6 km^2 ,闭合高度约300 m。储集岩为石灰岩和白云岩类,属于孔隙—裂隙性储层。

各区块原油性质差别不大,具有低密度、低黏度、低凝固点、低初馏点、高馏分的特点和典型的凝析油特征。天然气相对密度平均为 $0.5960 \sim 0.7451 \text{ g/cm}^3$,甲烷含量为 $73.4\% \sim 93.31\%$,乙烷含量 $4.68\% \sim 13.68\%$,临界温度 $199.142 \sim 22.92 \text{ K}$,临界压力 $4630 \sim 4756.9 \text{ kPa}$ 。地层水总矿化度较高,最大为 29355.4 mg/L ,水型复杂。气藏在2口井(苏402、苏4-6井)取过6套分离器样品,其相态特征如图1所示。

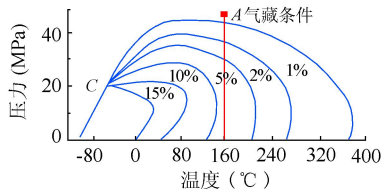


图1 苏4潜山凝析气藏恒组分相图

该气藏从1983年发现以来,共完钻8口井,均已投入生产。截至2005年7月,累计产气 10.9219

$\times 10^8 \text{ m}^3$,累计产凝析油 $24.9315 \times 10^4 \text{ t}$,天然气和凝析油的采出程度分别为22%和20.8%,目前地层压力为 34.4 MPa ,日产天然气 $25.13 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产油 39.7 t 。主要有以下开采特征:①气藏内部连通性好,为一块状连通体;②气藏驱动方式以弹性气驱为主,辅以弱水驱。

二、地质模型的建立及参数选取

1. 模型的建立

(1)地质模型的建立。根据苏4区块的地质构造井位图,建立了一个面积为 17.16 km^2 ($5576.8 \text{ m} \times 3077 \text{ m}$)的区块模型。各小层静态资料的确定是根据每一个小层的资料然后利用有效厚度加权平均值求得。

(2)数字模型的建立。根据所选的模型区块,其形状在平面上为一四方形,模型主体部位采用角点网格,采用 $57 \times 120 \times 10$ 的网格系统,网格步长50 m,纵向上分为10个层,总的模拟网格节点数为68400个。利用Eclipse中的FloGrid模块进行插值,得到每个层的有效厚度和孔隙度的分布。

2. 拟组分划分

苏4凝析气藏在试采期间,共取得了多个高压物性样品。本次研究选用了苏402井。该井段的地层压力为 47.723 MPa ,地层温度为 156 °C 。本次模拟在室内PVT实验数据的基础上进行了PVT数据

作者简介 陈刚强,1983年生,博士研究生;现主要从事石油勘探研究工作。地址:(257061)山东省东营市北二路271号中国石油大学资源与信息学院。电话:13963368437。E-mail:chengangqiang129@yahoo.com.cn

的拟合,优化组分模型中状态方程参数,改善凝析气性质预测精度。在不影响模拟结果的前提下,按组分性质相近原则,把凝析气藏井流物的15个组分进行了延伸归并为6个拟组分:CO₂为4.22%,C₁为77.08%,C₂为8.69%,C₃为5.06%,C₅为1.24%,GRP₁为2.9886%,GRP₂为0.68735%,GRP₃为0.034043%。

3. 状态方程参数选取

(1)地层流体露点拟合。在实验室测得的露点压力是43.094 MPa,拟合露点压力是43.24 MPa,相对误差为0.3%。

(2)气体黏度的拟合。根据实验室测定的数据,进行了气体黏度的拟合,拟合情况如图2所示。

(3)气油比拟合。该气藏的实际油气比为3472 m³/m³,拟合气油比为3481 m³/m³,相对误差仅为0.25%。

(4)液体体积百分数的拟合。该气藏地层及流

体基本参数如下:原始地层压力为48.16 MPa,气藏埋深为4620 m,饱和压力为44.5 MPa,模拟计算地质储量为52.4×10⁴ m³,气藏温度为156℃,平均有效厚度为49.9 m,地层平均渗透率为7.03×10⁻³ μm²,地层平均孔隙度为1.96%,生产气油比为3472 m³/m³,脱气原油密度为0.79 g/cm³。

(5)经过模拟计算,并根据累积产液、累积产油和累积产水曲线进行拟合调整,最后得出的油水、油气相渗数据如图3所示。

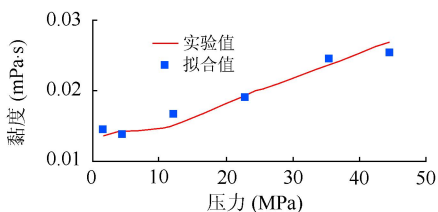
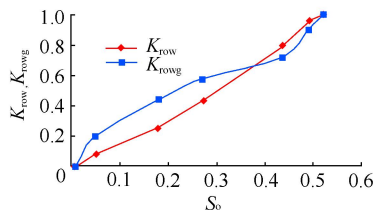
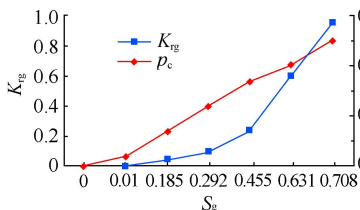


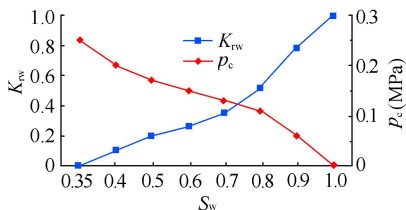
图2 黏度拟合曲线图



(a) 油相相对渗透率曲线



(b) 气相相对渗透率曲线



(c) 水相相对渗透率曲线

图3 油、气、水相对渗透率曲线图

(6)气藏生产动态数据包括完井修井数据、生产数据、压力数据等。

三、历史拟合及方案预测

1. 历史拟合

(1) 储量拟合

初始化参数场形成以后,结合地质、测井、气藏工程分析资料,对孔隙度、有效厚度、气体饱和度等不确定参数进行修正、经多次预处理检查、预处理计算,反复进行储量拟合,使初始化计算的储量与地质储量比较吻合。拟合结果表明其精度比较高,天然气相对误差为0.71%,凝析油相对误差为0.75%。

(2) 生产历史拟合

主要拟合气井日产气量和井底流压。以一个月为时间步长,建立苏402井从1988年12月到2005年7月相继投产井的生产史。由于没有井底流压数据,所以在拟合时拟合了井口压力。根据气井在模拟区的分布、井深、油管深度及尺寸,利用Eclipse软件中的VFPI模块将井底流压换算成井口压力。根

据初始资料情况调整参数的原则为:①由于海拔高度、储层总厚度、有效厚度、孔隙度主要来自测井解释和地震解释和岩心实验数据人分析,因而具有较高的可靠性,在这次拟合过程中不作调整;②岩石、地层水、天然气的PVT参数是以实验室的数据为基础,经过比较成熟的经验公式计算出来的,拟合中不作调整;③储层渗透率主要来自地震和测井解释,其结果与真实地层条件下的渗透率有较大的差别,并且由于储层的复杂性及非均质性,因此对渗透率可作较大的修改,这也是本次参数调整的重点内容;④相对渗透率曲线来自室内测定的数据,在拟合时不做大的修改,而在拟合气井产水时可作适当的修改。

历史拟合结果如图4所示,各井的平均相对误差为8.13%。

2. 开发方案优选

为了研究不同的气井产量和生产方式对生产的影响,设计了4套开发方案。采气速度分别定为:1.5%,1.8%,2.0%,2.5%。并对这4套开发方案的开发效果进行了预测。开始气井按照给定的产量

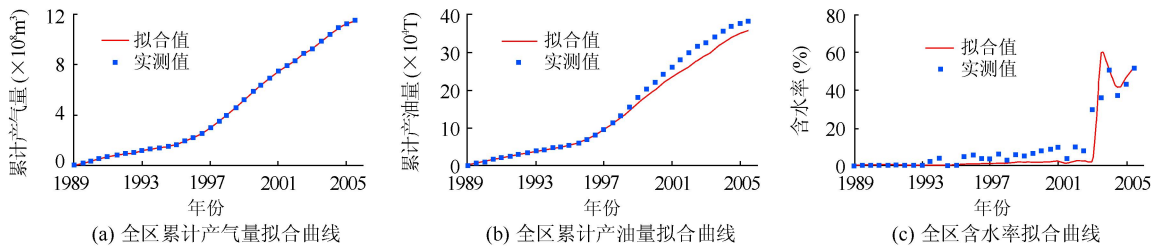


图 4 全区累计产气、累计产油量和含水率变化拟合曲线图

生产,当压力低的时候,按照定井口压力生产,井口压力定为 2.0 MPa;当产量低于 2000 m³/d 时,该井废弃。4 套方案的配产情况如表 1 所示。

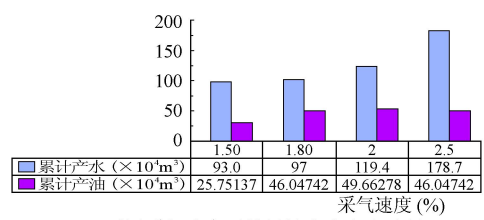
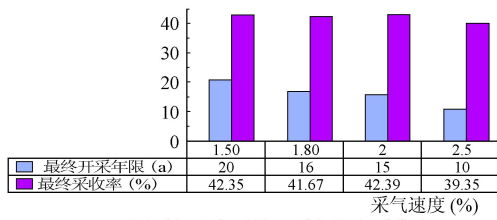
预测时间从 2006 年 1 月 1 日至 2016 年 1 月 1 日,为了更加贴近现场实际,每年按照 330 d 生产,留出两个月的修井或作业的时间。为了便于模拟,把两个月的修井或作业的时间放在年底。

从图 5-a 可以看出,采气速度越大,最终开采年限越短,但 1.8% 的采气速度和 2.0% 的采气速度,二者的最终开采年限变化不大;采气速度越大,最终采收率越小,但 2% 的采气速度和 1.5% 的采气速度,二者采收率相差不大。1.8% 的采气速度是比较合适的采气速度。从图 5-b 可以看出 2.5% 的采气速度的累计产水量远远大于其他采气速度的累计产

水量;2.0% 的采气速度采出的油最多;综合考虑以上各因素,气田的采气速度应控制在 1.8%~2.0% 之间。

表 1 各方案配产表

井号	配产(10 ⁴ m ³ /d)			
	方案一	方案二	方案三	方案四
苏 4	3.33	4	4.45	6.14
苏 401	0.25	0.3	0.34	0.46
苏 4-1	4.17	5	5.56	7.68
苏 4-2	3.75	4.5	5	6.91
苏 4-6	3.75	4.5	5	6.91
苏 402	3.75	4.5	5	6.91
苏 4-14	3.33	4	4.92	6.14
苏 4-3	4.17	5	6.14	7.68



(a) 不同采气速度下的开采年限和采收率

(b) 不同采气速度下的累计产水和产油量

图 5 不同开发方案预测结果比较图

本次凝析气藏数值模拟研究是在全面消化吸收苏 4 潜山凝析气藏现有研究成果以及满意的历史拟合基础上进行的。不同开发方案的对比为油气藏开发决策,进行合理、科学、高效益开采提供了依据。

参 考 文 献

[1] 王光兰,李允,李治平.温八区块凝析气藏开发数值模拟研究[J].天然气工业,2000,20(5):61-64.
 [2] 吴宜禄,李晓平,李海涛.凝析气藏自然衰竭式开采的采收率预测方法[J].西南石油学院学报,2004,26(4):38-40.
 [3] 李华昌,黄斌.凝析气藏水气交替注入数值模拟研究[J].

天然气工业,2000,20(3):62-66.
 [4] 张茂林,李士伦.南翼山 E₃ 凝析气藏数值模拟研究[J].天然气工业,1999,19(5):39-43.
 [5] 余军.凝析气藏数值模拟相态分析研究及应用[J].天然气勘探与开发,2004(3).
 [6] 田平,陈月明.凝析气田自流注气的数值模拟研究[J].石油大学学报:自然科学版,1998(8).
 [7] 彭小龙,杜志敏,陈小凡,等.千米桥潜山凝析气藏开发数值模拟研究[J].西南石油学院学报,2002,24(1):37-39.

(修改回稿日期 2007-10-12 编辑 韩晓渝)