

# 三维地质建模与数值模拟技术在裂缝型有水气藏开发中的应用

张 岩<sup>1</sup>, 郑智君<sup>2</sup>, 鲁改欣<sup>3</sup>, 王洪星<sup>4</sup>, 蒲虹桥<sup>5</sup>

(1. 中国石化西南油气分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610081;

2. 中国石化西南石油局油田工程服务公司, 四川 绵阳 621000;

3. 天津石油职业技术学院机械工程系, 天津 301607;

4. 中国石油吉林油田分公司勘探开发研究院, 吉林 松原 138003;

5. 成都航空职业技术学院电子工程系, 四川 成都 610021)

**摘要:**以典型碳酸盐岩裂缝型有水气藏为例,阐述了裂缝型气藏三维地质建模与数值模拟一体化气藏评价技术。首先应用三维地质建模技术,利用地质、测井等测试资料,进行地层格架、断层、裂缝及相模型的建立,为气藏数值模拟提供了初始静态地质模型;其次,通过数值模拟技术,利用生产动态测试资料,通过历史拟合调整完善数值模型;最后,对不同采气速度、增压开采工艺、排水采气工艺等开发措施进行指标预测评价,最终确定合理的开发调整方案。生产实践表明,应用气藏一体化评价技术能实现不同开发阶段的协同管理,为复杂气藏调整开发方案提供了依据。

**关键词:**裂缝型气藏;离散裂缝网络模型;数值模拟;增压开采

**中图分类号:** TE319

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1672-1926(2010)05-0863-05

## 0 引言

裂缝孔隙型碳酸盐岩有水气藏是一种特殊的复杂气藏,储层为大套的石灰岩,基质孔隙度、渗透率较低,裂缝相对发育,储渗体是一个岩性封闭系统,储集空间有限,受制于裂缝发育范围,底水较活跃,在生产过程中常常伴随地层水沿高渗透裂缝带侵入储层,如果井底压力控制不当,产水量迅速增加,导致气井水淹,气藏采收率大大降低。

随着勘探和开发的对象从整装油气藏向复杂的、非常规的断块、裂缝油气藏的转移,油气藏的开发和管理难度也越来越大,加之传统的开发方式割裂了勘探与开发的有机联系,不利于对气藏的认识和开发,迫切地需要更加有效的技术方法来实现不同开发阶段的协同、综合管理<sup>[1]</sup>。

本文针对四川盆地二叠系某气藏,在前人研究成果的基础上,引入三维地质建模和数值模拟一体化评价技术,把气藏描述和开发方案编制作为一个

整体,对其进行综合研究,以期有效提高气藏采收率提供必要的技术保证和参考。

三维地质建模和数值模拟一体化评价的主要流程如图 1 所示。

三维地质建模与数值模拟技术的基础数据主要源于 5 大类,即地质资料、地震资料、测井资料、钻井资料和生产动态资料。通过地震精细解释的顶面构造数据,以实钻井点分层数据为控制点,结合断层多边形数据,完成三维构造—地层格架模型;通过井点测井解释成果,结合取心资料,划分沉积相,取得控制点的属性参数,完成沉积模型和裂缝模型;通过生产动态资料,结合地质认识,完善地质模型,进行开发动态预测。

## 1 三维地质建模

三维地质建模是以沉积岩石学、构造地质学和石油地质学等多学科为理论指导,综合应用地震、测



### 3 实例应用

#### 3.1 地质建模

研究区位于四川盆地南部,自下而上沉积了志留系、二叠系、三叠系及侏罗系等地层,气田的产层位于上二叠统的长兴组、龙潭组和下二叠统的茅口组,产层上覆有下三叠统的飞仙关组,其间无明显沉积间断,呈整合接触,底部整合于下二叠统的栖霞组和梁山组之上。气田的地层格架如图 2 所示。

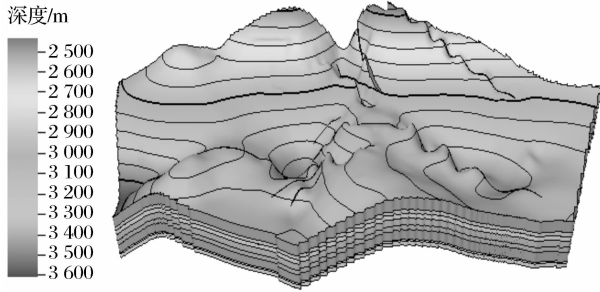


图 2 地层格架模型

研究区储层随着深度的增加,应力逐渐增强,地腹断层十分发育,均为逆断层,地腹出现多个潜伏高点、潜伏断高与潜伏断鼻<sup>[4]</sup>。研究发现,研究区断层走向比较复杂,但大多数走向与构造走向一致,主要为南北向、北东向,少数为东西向、北西向,大多数断层面纵向上穿过多套地层(图 3)。

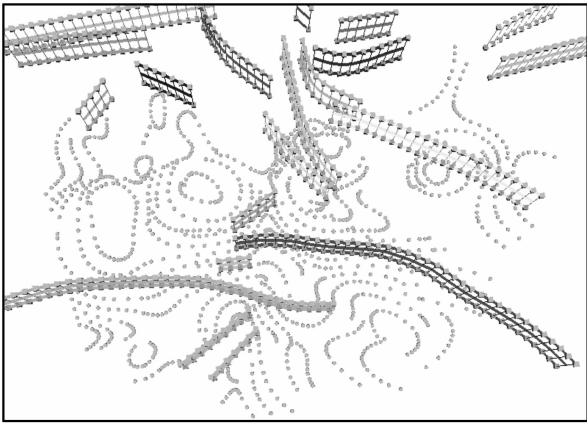


图 3 气田断层模型

随着地层深度的增加,研究区沉积环境由陆相沉积逐渐过渡到海相,早二叠世初期,上扬子准地台下沉开始接受沉积。直到栖霞期、茅口期,沉积了一套以开阔海台地相为主的碳酸盐岩,即栖霞组和茅口组,与下伏志留系呈假整合接触。栖霞组、茅口组沉积初期由短暂的局限海台地相过渡为开阔海台地

相,局部出现滩相沉积;海侵中期出现台内浅滩或更高能量的台缘浅滩相,后者过渡为深水广海陆棚相;海退期为延续时间较长的局限海台地相或间有开阔海台地相交替出现。

在裂缝建模中,充分利用微电阻率成像测井、地层倾角测井的解释成果,采用深、浅侧向差值法研究关键井剖面中裂缝相对发育段,确定裂缝视切深、倾角、视延伸长度、相对发育程度;应用先进的离散裂缝网络模型(DFN)对裂缝发育段进行建模<sup>[5]</sup>,建模流程主要包括数据输入、生成蝌蚪图显示倾角和方位角,通过数据分析得到裂缝密度,根据裂缝密度属性随机生成裂缝片,建立裂缝模型并离散化,最后粗化裂缝的属性。

#### 3.2 数值模拟

在网格划分上采用笛卡尔坐标角点几何网格系统,该网格系统能够更加精确地描述复杂的构造形态。平面上根据模拟区域边界形态采用非均匀网格进行划分,纵向上划分为 8 层,目的层由长兴组、龙潭组、茅口组构成,从而建立了符合研究区地质特征的网格模型。

该气藏某井实测结果:井深为 3 764 m、地层压力为 65.784 MPa、地层温度为 105℃、压力系数大于 1.7。分析认为,该气藏为异常高压常温气藏。

异常高压气藏属于弹性气驱气藏,由于储层的欠压实影响,随着气藏流体的采出,储层内流体压力不断降低,导致岩石骨架承受的上覆压力增加,储层可能发生弹塑性形变,部分孔隙空间缩小、微裂缝闭合,导致孔隙度和渗透率降低,而且这种变化是不可逆的<sup>[6]</sup>。因此,在数值模拟模型初始化的时候,必须考虑储层的孔隙度、渗透率和流体的应力敏感性。

#### 3.3 历史拟合

研究区二叠系气藏在生产过程中进行了多次关井,取得了多个地层压力点,具备采用压降法计算储量的条件,通过调整有效厚度和气水界面位置,数值模拟计算储量绝对误差为  $0.1595 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,相对误差为 2.8%,天然气储量与本次动态复核储量非常接近,验证了所建立模拟模型的正确性。

产量拟合时,考虑到在生产过程中进行了多次酸化堵作业,结合地层测试资料,通过修改气井井筒附近储层的传导率,使得产气量得到很好的拟合;通过调整局部相渗曲线和来水方向的传导率,使得气藏整体含水率和单井含水率均得到较好的拟合,总体含水率绝对误差控制在 5.2% 以内,生产动态历史拟合如图 4 所示,说明所建模型较好地反映了

气藏的生产动态,可以作为方案预测的基础。

值得注意的是,研究区二叠系气藏驱动类型为地层水较活跃的弹性气驱气藏,各井均产地层水,生产

过程中井筒内存在气液两相流动。在井口压力拟合之前,选用 Hagedorn-Brown 模型创建气井的垂直管流表,为井口压力的成功拟合提供了可靠的依据。

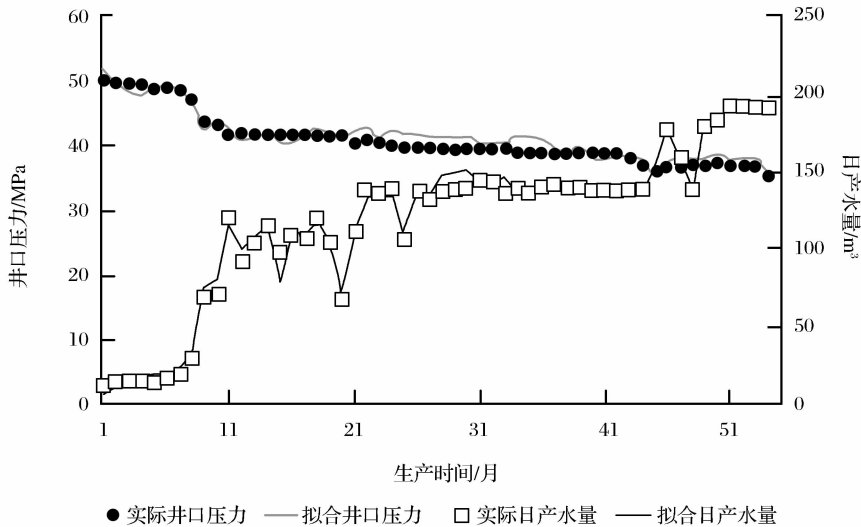


图 4 生产动态历史拟合

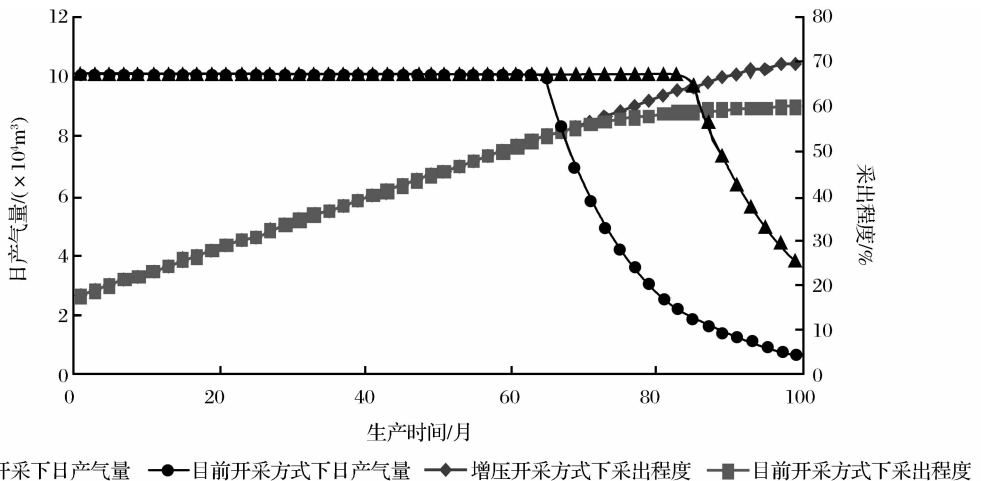


图 5 增压开采方式下的采出程度变化曲线

### 3.4 开发方案优选

该气藏从投入试采至今已开采了 54 个月,其采出程度为 17.01%,采出程度较低,因此调整开发方案设计时需注意气藏要保持一定的稳产期。根据气藏的上述情况,在考虑保证原有采气速度情况下,根据实际地质情况确定了 4 种开发规模,设计了增压开采<sup>[3]</sup>、排水采气工艺等开采方式下气藏的生产动态预测方案<sup>[7]</sup>。

通过生产现场不同方案应用结果实践对比分析认为,增压开采方案和其他 3 个方案<sup>[8]</sup>相比,可使该气藏稳产年限增长,稳产期间的采出程度将增加 10%左右,能有效地提高该气藏的采收率,值得生产应用(图 5)。需要注意的是,增压同时也会增加开

发成本,因此需要选择一个合理的增压限值,经过方案对比确定该井增压 0.3MPa 较为合理;另外,气藏边底水有可能会影响气藏的整体开发,建议在产水量比较大的时候,采取排水采气工艺技术,降低气井井底积液,防止气井水淹。

## 4 结论

三维地质模型和数值模拟是复杂气藏开发的 2 个重要技术,通过研究发现:离散裂缝网络模型能较好地描述裂缝型气藏的复杂性和非均质性,为数值模拟提供了可靠的地质模型;鉴于裂缝有水气藏的特殊性,对现有开发方案进行调整是必要的,也是有效的,在气藏开发中后期,及时实施增压开采工艺,

可以有效地维持气藏稳产,提高采出程度。

#### 参考文献:

- [1] Sun Zhixue, Lu Hongjiang, Feng Wenguang, *et al.* Method of integrated studies for low permeability reservoir and its application[J]. *Retroleum Exploration and Development*, 2006, 33(6):743-748. [孙致学, 鲁洪江, 冯文光, 等. 低渗透砂岩储集层油藏评价一体化研究方法及应用[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(6):743-748.]
- [2] Tian Leng, He Shunli, Gu Daihong. The use of 3-D reservoir geological modeling in Sulige gas field[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(6):593-596. [田冷, 何顺利, 顾岱鸿. 苏里格气田储层三维地质建模技术研究[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(6):593-596.]
- [3] Zhang Haina, Du Yushan, Chang Jianfeng, *et al.* Study on establishing fault model with complex fault system with petrel software[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2009, 16(5):46-47. [张海娜, 杜玉山, 常润峰, 等. 应用 Petrel 软件建立复杂断裂系统断层模型[J]. *断块油气田*, 2009, 16(5):46-47.]
- [4] Shi Xiaoyan. Application of petrel software to 3D fine geologic modeling[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2007, 28(6):773-774. [石晓燕. Petrel 软件在精细地质建模中的应用[J]. *新疆石油地质*, 2007, 28(6):773-774.]
- [5] Zheng Songqing, Yao Zhiliang. Discrete fracture network stochastic modeling[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2009, 31(4):106-110. [郑松青, 姚志良. 离散裂缝网络随机建模方法[J]. *石油天然气学报*, 2009, 31(4):106-110.]
- [6] Zhu Zhongqian, Wang Zhenbiao, Li Ruyong, *et al.* Characteristics of the rock deformation in abnormal high-pressure gas reservoir and the studies of its influence on gas reservoir exploitation: Example from the Kela2 gas field[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14(1):60-64. [朱中谦, 王振彪, 李汝勇, 等. 异常高压气藏岩石变形特征及其对开发的影响——以克拉 2 气田为例[J]. *天然气地球科学*, 2003, 14(1):60-64.]
- [7] Luo Tao, Wang Yang. Research on individual well numerical simulation of fracture water breakthrough gas reservoir[J]. *Natural Gas Industry*, 2002, 22(supplement):95-97. [罗涛, 王阳. 裂缝水窜气藏单井数值模拟研究[J]. *天然气工业*, 2002, 22(增刊):95-97.]
- [8] Tang Yong, Sun Lei, Li Shilun, *et al.* Numerical simulation of pressure boosting stimulation for Penglaizheng group gas reservoir in Xinchang gas field[J]. *Natural Gas Industry*, 2004, 24(8):69-71. [汤勇, 孙雷, 李士伦, 等. 新场气田蓬莱镇组气藏增压开采数值模拟研究[J]. *天然气工业*, 2004, 24(8):69-71.]

## Application of Three-dimensional Geological Modeling and Numerical Simulation in Exploitation of Fractured Water-Gas Reservoir

ZHANG Yan<sup>1</sup>, ZHENG Zhi-jun<sup>2</sup>, LU Gai-xin<sup>3</sup>, WANG Hong-xing<sup>4</sup>, PU Hong-qiao<sup>5</sup>

(1. *Exploration & Production Research Institute, SWPB, SINOPEC, Chengdu 610081, China;*

2. *Oilfield Engineering Services Company, Southwest Petroleum Bureau, SINOPEC, Mianyang 621000, China;*

3. *Department of Mechanical Engineer, Tianjin Petroleum Vocation and Technology College, Tianjin 301607, China;*

4. *Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Jilin Oilfield Company, Songyuan 138003, China;*

5. *Department of Electrical Engineering, Chengdu Aviation Vocational and Technical College, Chengdu 610021, China)*

**Abstract:** As an example of typical carbonate water-gas reservoir, we discussed the integrated evaluation techniques for fractured-vuggy reservoir numerical simulation of 3-D geological modeling. Firstly, based on geology and logging data, we used the application of 3-D geological modeling to set up the geological model of stratigraphic framework, fault and discrete fracture network, so that the initial static geological model can be built for gas reservoir numerical simulation. Secondly, based on the production performance data, we used the numerical simulation to get the reasonable gas reservoir mode by means of history matching and parameters adjustment. Finally, we got a reasonable development plan on predicting and valuating development indexes of different gas velocity, pressurization mining technique and gas drainage technology. The production practice showed that application of integration technology of gas reservoir evaluation in the fracture water-gas reservoir could realize the different development stages of cooperative management for the complex reservoir and provide reference for adjusting development scheme.

**Key words:** Fracture reservoir; Discrete fracture network model; Numerical simulation; Pressurization mining.