

文章编号:1001-6112(2012)06-0653-03

元坝气田长兴组未开发气藏采收率初探

钱勤¹, 严伟², 王雪玲²

(1. 中国石油化工股份有限公司 勘探南方分公司, 成都 610041;

2. 中国石油化工股份有限公司 勘探南方分公司 勘探研究院, 成都 610041)

摘要:元坝气田长兴组气藏属于高含硫、超深层、低孔渗碳酸盐岩气藏, 目前处于未开发阶段, 技术可采储量计算中采用经验公式法、类比法、物质平衡法等多种方法进行综合分析, 确定了各个储量计算单元的采收率, 完成了技术可采储量的计算, 为科学、合理地编制元坝气田长兴组气藏开发方案提供了重要依据。

关键词:未开发气藏; 采收率; 长兴组; 元坝气田

中图分类号: TE377

文献标识码: A

Primary study of recovery rate of undeveloped gas reservoir in Changxing Formation, Yuanba Gas Field

Qian Qin¹, Yan Wei², Wang Xueling²

(1. SINOPEC Exploration Southern Company, Chengdu, Sichuan 610041, China;

2. Research Institute of SINOPEC Exploration Southern Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The Changxing reservoir in the Yuanba Gas Field is a deep-buried carbonate gas pool with high sulfur content, low porosity and low permeability. At present, the Changxing reservoir is undeveloped. Various methods such as empirical equation, analogy and material balance have been applied to determine the recovery rate of different calculation units. Technologically recoverable reserves have been calculated, providing an important basis for preparing development program scientifically and reasonably.

Key words: undeveloped gas reservoir; recovery rate; Changxing Formation; Yuanba Gas Field

1 气藏概况

元坝气田是继普光气田之后, 中国石化在四川盆地发现的另一大型气田^[1], 气田构造上处在四川盆地川北坳陷与川中低缓构造带结合部。主要目的层为二叠、三叠系, 褶皱平缓、断裂不发育, 局部构造不发育, 总体表现为大型岩性圈闭, 整体埋藏深。长兴期四川盆地东北部呈现台—棚相间沉积格局^[2-3], 元坝气田位于开江—梁平陆棚西侧, 与东侧普光气田遥遥相对, 发育台地边缘相生物礁、生屑滩沉积^[4]。

2 气藏特征

元坝气田长兴组气藏储集层主要是与礁滩相有关的各种颗粒岩、礁灰岩等粗粒结构的沉积物。实钻证实, 长兴组储层岩性主要以礁白云岩、生屑

灰岩为主, 孔隙类型以晶间溶孔、溶洞为主, 储集类型以孔隙型、裂缝—孔隙型储层为主^[5]。孔隙和溶洞是主要的储集空间, 裂缝是天然气流动的主要通道。气藏为孔隙型和裂缝—孔隙型岩性气藏。储层孔隙度 0.74% ~ 23.59%, 平均孔隙度 5.18%; 渗透率 $(0.003 \sim 2\ 385.483) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均渗透率 $0.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 属低孔低渗型储层。

测试分析资料表明, 元坝气田长兴组气藏甲烷平均含量 88.35%, 硫化氢平均含量 5.22%, 二氧化碳平均含量 6.43%, 属高含硫化氢、中含二氧化碳干气气藏。

综合气藏特征分析结果, 平面上划分为 5 个储量计算单元, 分别是 YB27, YB29, YB101, YB12, YB103 井区, 气藏平均埋深分别为 6 530, 3 545, 6 870, 6 925, 6 812 m, 属超深层气藏。

实钻及测试证实, YB103 井区钻遇气水界面,

收稿日期: 2012-05-17; 修订日期: 2012-09-13。

作者简介: 钱勤(1963—), 女, 高级工程师, 从事储量研究与管理。E-mail: qianq. ktnf@ sinopec. com。

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05005-003)资助。

属水体较活跃的底水驱气藏,其他井区未钻遇水层,为弹性气驱气藏。

3 采收率研究

由于元坝气田长兴组气藏目前处于未开发阶段,探井测试资料无法满足气藏生产动态分析的需要,因此在技术可采储量计算中,采收率主要依据经验取值法、物质平衡法及类比法综合研究结果确定。

3.1 经验取值法

对于实际气藏,当动态资料较缺乏时,可根据气藏类型与驱动方式,对比参照我国行业标准及经验公式(表1)^[6],确定出实际气藏的采收率范围。

考虑元坝气田长兴组低孔低渗的储层特征,以弹性气驱为主的 YB29、YB27、YB101 和 YB12 井区的采收率范围可选取 50% ~ 70% 之间;YB103 井区底水驱动且水体相对较活跃,采收率范围可选取 40% ~ 60% 之间,考虑储层类型较好,取 50%。

3.2 物质平衡法

参照杨通佑等^[7]《石油天然气储量计算方法》中对定容封闭性气藏的弹性驱动物质平衡方程式:

$$GB_{gi} = (G - G_p) B_g \quad (1)$$

式中: G 为气藏的地质储量, 10^8 m^3 ; G_p 为气藏的累计产气量, 10^8 m^3 ; B_{gi} 为原始地层压力下天然气的体积系数; B_g 为废弃压力下天然气的体积系数,废弃压力^[8-12]采用垂直管流法^[13]计算为 14 MPa。

利用高压物性分析结果,分别获得原始地层压力和废弃地层压力下的天然气体积系数,经式(1)求得元坝气田长兴组的采收率为 67.8% ~ 69.4% (表2)。

3.3 类比法

通过与相同油气藏类比^[14]分析确定参数,是储量计算的通用方法。

表1 气藏类型划分与采收率范围

Table 1 Gas reservoir typical classification and range value of recovery rate

| 气藏类型 | 分类指标 | | | |
|------|---------|---------------------|-------------|----------|
| | 地层水活跃程度 | 水侵替换系数 I | 废弃相对压力/MPa | 采收率范围值/% |
| 水驱 | 活跃 | ≥ 0.4 | ≥ 0.5 | 40 ~ 60 |
| | 次活跃 | $0.15 \leq I < 0.4$ | ≥ 0.25 | 60 ~ 80 |
| | 不活跃 | $0 < I < 0.15$ | ≥ 0.05 | 70 ~ 90 |
| 气驱 | | 0 | ≥ 0.05 | 70 ~ 90 |
| 低渗透 | 低渗 | $0 < I < 0.15$ | > 0.4 | 30 ~ 50 |
| | 特低渗 | $0 < I < 0.15$ | > 0.6 | < 30 |

表2 物质平衡法计算元坝气田长兴组气藏采收率

Table 2 Recovery rate of Changxing Formation in Yuanba Gas Field calculated by materials balance method

| 井名 | 层位 | B_{gi} | B_g | 采收率/% |
|-------|-----|----------|-------|-------|
| YB1 | 长二段 | 2.953 | 8.293 | 67.8 |
| YB205 | 长二段 | 2.832 | 8.467 | 69.4 |
| YB205 | 长一段 | 2.927 | 8.598 | 69.3 |

3.3.1 加权统计类比法

经统计,川东地区已开发石炭系碳酸盐岩气藏 I 类储层的采收率可达 90%, II 类储层的采收率为 75%, III 类储层为 50%。

根据元坝气田长兴组礁滩相储层发育特征及各完钻井的取心分析及测井解释成果,按储集空间体积统计出各个储量计算单元不同储层类型所占比例,类比不同类型储层采收率,加权计算各个计算单元的采收率(表3)。

YB29 井区统计得到 I, II, III 类储层分别占 17.0%, 32.9%, 50.1%, 计算采收率为 65.0%; YB27 井区 I, II, III 类储层分别占 11.3%, 54.5%, 34.1%, 计算采收率为 68.1%; YB101 井区 I, II, III 类储层分别占 4.4%, 41.5%, 55.1%, 计算采收率为 62.6%; YB12 井区 I, II, III 类储层分别占 12.7%, 16.2%, 71.7%, 计算采收率为 59.4%; YB103 井区 I, II, III 类储层分别占 29.5%, 44.2%, 26.3%, 计算采收率为 72.8%。

3.3.2 同类气藏类比法

普光气田飞仙关组—长兴组气藏是目前国内唯一一个投入开采的大型高含硫化氢碳酸盐岩气田^[15]。普光气田与元坝气田同属川东北台缘礁滩相带,其中长兴组为台缘生物礁相沉积,储层以溶孔白云岩、礁白云岩、礁灰岩为主,储层孔隙度 1.11% ~ 23.05%,渗透率为 $(0.018 \sim 9\,664.887) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 飞仙关组发育鲕滩白云岩储层,储层孔隙度 0.94% ~ 25.12%,渗透率 $(0.011 \sim 3\,354.697) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。统计结果表明,飞仙关组—长兴组储层以 I、II 类储层为

表3 类比法计算元坝气田长兴组气藏采收率

Table 3 Recovery rate of Changxing Formation in Yuanba Gas Field calculated by analogy method

| 储层计算单元 | I 类储层百分比/% | II 类储层百分比/% | III 类储层百分比/% | 采收率/% |
|-----------|------------|-------------|--------------|-------|
| YB 29 井区 | 17.0 | 32.9 | 50.1 | 65.0 |
| YB 27 井区 | 11.3 | 54.5 | 34.1 | 68.1 |
| YB 101 井区 | 4.4 | 41.5 | 55.1 | 62.6 |
| YB 12 井区 | 12.7 | 16.2 | 71.7 | 59.4 |
| YB 103 井区 | 29.5 | 44.2 | 26.3 | 72.8 |

主,孔隙类型以溶蚀孔洞为主,晶间孔次之,发育裂缝。普光气田主体飞仙关组—长兴组探明地质储量 $2\ 782.95 \times 10^8\ \text{m}^3$,气藏以弹性气驱为主。2010年普光气田投入局部开发,主体动用储量 $1\ 811.06 \times 10^8\ \text{m}^3$,累计采气 $93.03 \times 10^8\ \text{m}^3$,累计产水 $7.44 \times 10^4\ \text{m}^3$,依据生产动态资料标定可采储量 $1\ 217.03 \times 10^8\ \text{m}^3$,标定采收率 67.2%。

普光气田开发早期标定的采收率与采用统计法得到的元坝气田长兴组以 I、II 类储层为主的弹性气驱单元的采收率基本一致。

4 结论

1)对元坝气田长兴组弹性气驱的气藏,应用经验取值法、物质平衡法、统计类比法计算的采收率基本一致,综合考虑各计算单元储层的非均质性,认为统计类比法计算的采收率是对经验取值法的进一步细化,符合气藏特征,有利于科学、合理地编制开发方案。

2)普光气田开发采收率标定结果表明,应用类比法进行采收率取值时,储层物性与气藏驱动类型是气藏类比的关键因素。

3)对以水驱为主的气藏,物质平衡法及类比法计算采收率与经验取值法对比明显偏高,考虑高含硫化氢气田衰竭式、高采速开发方式的特点,因此以水驱为主的气藏宜采用经验取值法推荐的采收率,取 50% 较为合理。

4)利用以上采收率研究成果,计算元坝气田长兴组气藏技术可采储量为 $981.21 \times 10^8\ \text{m}^3$ 。

参考文献:

[1] 郭旭升,胡东风. 川东北礁滩天然气勘探新进展及关键技术[J]. 天然气工业,2011,31(10):6-11.

[2] 马永生,牟传龙,郭旭升,等. 四川盆地东北部长兴组沉积特征与沉积格局[J]. 地质论评,2006,52(1):25-31.

[3] 马永生,牟传龙,郭彤楼,等. 四川盆地东北部长兴组层序地层与储层分布[J]. 地学前缘,2005,12(3):179-185.

[4] 胡东风. 普光气田与元坝气田礁滩储层特征的差异性及其成因[J]. 天然气工业,2011,31(10):17-21.

[5] 郭旭升,郭彤楼,黄仁春,等. 普光—元坝大型气田储层发育特征与预测技术[J]. 中国工程科学,2010,12(10):82-89.

[6] SY/T6098-2000 天然气可采储量计算方法[S]. 北京:石油工业出版社,2001.

[7] 杨通佑,范尚炯,陈元千,等. 石油及天然气储量计算方法[M]. 2版. 北京:石油工业出版社,1998:154-157.

[8] Standing M B. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases[J]. Drill & Prod Prac, 1947: 275-286.

[9] 张伦友,黄嘉鑫,张彩. 川渝低渗透气藏储量计算参数确定及评价方法(下)[J]. 天然气勘探与开发,2008,31(3):72-76.

[10] 郝玉鸿. 应用物质平衡法计算气藏动态储量的捷径[J]. 小型油气藏,1999,4(2):31-32.

[11] 杨继盛. 采气工艺基础[M]. 北京:石油工业出版社,1994.

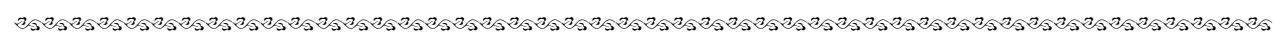
[12] Harlan L E. A method for determining recovery factors in low permeability gas reservoirs[C]// Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1966.

[13] 郝玉鸿,阎纪辉. 确定气井废弃地层压力的新方法[J]. 油气采收率技术,1999,6(4):77-82.

[14] 王飞宇. 灰色系统理论在类比法确定热采稠油油藏采收率中的应用[J]. 石油地质与工程,2011,25(5):63-66.

[15] 管宏林,蒋小琼,王恕一,等. 普光气田与建南气田长兴组、飞仙关组储层对比研究[J]. 石油实验地质,2010,32(2):130-135.

(编辑 韩 彧)



(上接第 634 页)

[8] 朱春俊,王延斌. 三江盆地绥滨坳陷中生界生烃潜力[J]. 天然气地球科学,2011,22(2):307-314.

[9] 董晓伟,曹成润,冯明. 三江盆地绥滨断陷地质特征及煤层气资源潜力[J]. 世界地质,2006,25(4):390-395.

[10] 王启军,陈建渝. 油气地球化学[M]. 北京:中国地质大学出版社,1988:253-259.

[11] Peters K E, Moldowan J M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments[M]. New Jersey:Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993:110-265.

[12] 陈中红,查明,金强. 典型断陷湖盆 C₂₇ 三降藿烷参数演化及其控制因素[J]. 沉积学报,2010,28(3):635-642.

[13] 胡瑛,张枝焕,方朝合. 溱潼凹陷低熟油生物标志物特征及成熟度浅析[J]. 石油与天然气地质,2005,26(4):512-517.

[14] 王孔伟,张帆,林东成. 汤原断陷构造活动对沉积的控制[J]. 石油地质与工程,2007,21(6):7-10.

[15] 方祖康,张树林,陈章明. 汤原及方正断陷与吉林岔路河断陷的生烃条件对比[J]. 大庆石油学院学报,1992,16(4):104-110.

(编辑 徐文明)