

川东石炭系气藏后期开发提高采收率探讨

陈淑芳 张娜 刘健 陈诗琦

中国石油西南油气田公司重庆气矿

陈淑芳等.川东石炭系气藏后期开发提高采收率探讨.天然气工业,2009,29(5):92-94.

摘要 川东石炭系气藏目前仍是四川盆地东部的的主力气藏,但多数气藏已进入开发中后期,提高气藏的采收率显得极为重要。在对川东9个开发后期的整装石炭系气藏资源潜力和最终采收率分析研究的基础上,根据气藏不同开发模式特征及对剩余储量的分析,对目前开采条件下的最终采收率进行了预测。通过对影响气藏采收率的因素进行分析,提出了进一步降低输压、主动排水采气及加密非均质气藏井网提高采收率的技术思路。实践证明,这些措施应用后提高了气藏采收率10%左右。

关键词 四川盆地 东 石炭纪 产量递减 最终采收率

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.05.021

0 概况

四川盆地东部石炭系气藏目前多数已进入中后期开发,随着勘探程度的提高,要寻找大的气田来满足日益增加的社会需求愈加困难,因而,提高川东石炭系气藏采收率、充分挖掘资源潜力已成为目前乃至今后相当长的一段时间的主要工作。

川东石炭系气藏多为受构造、断层和地层控制的复合型气藏,从笔者研究的9个后期开发的石炭系气藏来看,气藏埋深从2 000~5 000 m,渗透率 $0.001 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 不等。相国寺、万顺场石炭系埋深浅,渗透率在 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,生产压降小(一般为0.1~1 MPa),产能高(无阻流量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上),为典型的中高渗型气藏;沙罐坪、云和寨、卧龙河、张家场等石炭系埋深4 000~5 000 m,渗透性差异大,非均质强,如云和寨石炭系气藏北区为特低渗($0.001 \times 10^{-3} \sim 0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),生产压降在10 MPa左右,开采难度大;还有部分气藏在开发早中期就出水,如双家坝、龙头一吊钟坝等,不仅增加了开发难度,且降低了气藏最终采收率。

1 部分后期开发气藏资源潜力分析

1.1 开采程度高、开采均衡的气藏潜力分析

相国寺、万顺场、福成寨、张家场4个气藏都是

开发较早的气藏,到2008年12月,相国寺采出程度达到88.92%,非均质性强的张家场也达到61.21%,由于这几个气田开采均衡,基本上为能量的自然衰竭,根据生产统计,4个气藏仍有 $74.16 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的剩余储量。

1.2 部分出水气藏潜力分析

川东多数气田存在边水,在后期开发中一般都以缓慢均匀方式侵入,对气藏采收率影响不大,如福成寨、张家场;但对于裂缝性水窜多发生在气藏开发早中期出水,使气藏储量减小,采收率降低,如双家坝、龙头一吊钟坝、云和寨石炭系南区等,由于气藏出水,产能和储量下降(见图1),部分天然气不能采出。如双家坝石炭系气藏,出水前计算动态储量 $55.44 \times 10^8 \text{ m}^3$,出水后降到 $44.28 \times 10^8 \text{ m}^3$,减少 $11.16 \times 10^8 \text{ m}^3$,吊钟坝减少了 $11.909 \times 10^8 \text{ m}^3$,云和寨降低了 $6.21 \times 10^8 \text{ m}^3$,万顺场减少了 $5.87 \times 10^8 \text{ m}^3$,4个主要出水气藏水封闭储量 $33.43 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。按气藏

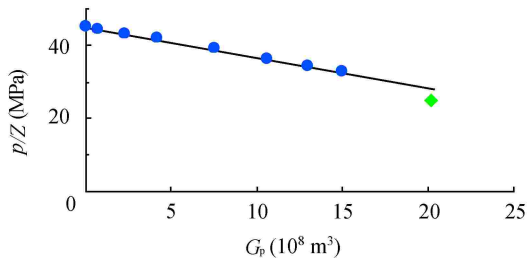


图1 双家坝石炭系气藏关井压降图

目前动态储量计算,气藏剩余储量 $75.02 \times 10^8 \text{ m}^3$, 加上水封闭储量共计 $108.44 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.3 低渗透气藏潜力分析

沙罐坪、云和寨、卧龙河石炭系气藏非均质性较强,尤其是云和寨北区大面积为特低渗透。渗透率为 $0.001 \times 10^{-3} \sim 0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 生产压差一般在 10 MPa 左右。根据 2005 年川东低渗透储量分布研究成果,卧龙河石炭系低渗透储量 $64.93 \times 10^8 \text{ m}^3$, 沙罐坪 $57.63 \times 10^8 \text{ m}^3$, 云和寨北区 $30.12 \times 10^8 \text{ m}^3$, 3 个气藏目前采出 $131.6407 \times 10^8 \text{ m}^3$, 主要为高渗透区储量, 剩余地质储量 $185.85 \times 10^8 \text{ m}^3$, 基本上为低渗透储量。

2 提高采收率的技术措施

2.1 适时调整井口工艺流程和用户结构、降低输压,提高气藏采收率

增压开采是气田开发中后期,提高采收率的一个最有效的措施,在川东气田的开发中已得到充分

体现^[1-3]。如相国寺石炭系气藏 1977 年投入开发,地质储量 $45.56 \times 10^8 \text{ m}^3$, 开采已 30 余年,累计采气 $40.51 \times 10^8 \text{ m}^3$, 后期开发中,由于适时调整地面工艺及用户结构,降低了废弃压力,目前外输压力最低只有 0.6 MPa, 到 2008 年 12 月,采出程度已达到 88.92%, 按目前递减规律预测,总的可采储量可达 $43.073 \times 10^8 \text{ m}^3$, 最终采收率有望达到 94.54%。

根据 9 个后期开发气田目前井口压力和外输压力预测,气藏废气产量至少在 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上, 预测其总可采储量 $555.77 \times 10^8 \text{ m}^3$, 最终采收率为 43%~87%。从各井外输压力对比认为,均有一定的下降空间,尤其是沙罐坪、龙头—吊钟坝、万顺场,如再次减低输压,变一次增压为多级增压,或进行高低压分输,把目前远输用户逐步改为就近用气,可将废弃产量降到 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 或更低,总可采储量至少提高到 $581.376 \times 10^8 \text{ m}^3$, 净增可采储量 $25.604 \times 10^8 \text{ m}^3$ (见表 1)。

表 1 川东石炭系后期开发气藏最终采收率预测统计表

气田	储量 (10^8 m^3)	目前开采条件下		实施增产措施后				
		总可采 储量 (10^8 m^3)	最终采 出程度	降低输压 增产量 (10^8 m^3)	排水采气 增产量 (10^8 m^3)	加密井网或 大斜度井 (10^8 m^3)	气藏最终 采气量 (10^8 m^3)	气藏最终 采收率
相国寺	45.56	39.668	0.87	2.554 0			42.22	0.93
万顺场	70.80	58.110	0.82	1.206 2	1.761 0		61.08	0.86
沙罐坪	85.12	36.419	0.43	2.068 0		11.526 0	50.01	0.59
双家坝	67.43	45.979	0.68	1.680 0	3.348 6		51.01	0.76
云和寨	68.64	30.371	0.44	4.492 0	1.863 0	5.405 4	40.27	0.59
龙一吊	114.20	82.471	0.72	6.513 0	3.572 7		92.56	0.81
福成寨	89.60	75.419	0.84	1.432 0			76.85	0.86
张家场	75.99	59.266	0.78	2.554 0			61.82	0.81
卧龙河	178.31	128.069	0.72	3.102 0		12.986 0	144.16	0.81
合计	795.29	555.771	0.70	25.605 0	10.545 3	29.917 4	619.97	0.78

2.2 主动、强化排水采气,提高水封闭储量采收率

排水采气是水驱气藏开发到中后期,提高采收率最有效的措施,特别是当气体弹性能量大于水体弹性能量,采水速度大于采气速度时,可使饱和在水中的气体扩散在井中,从而提高采收率。研究表明,在双家坝、龙头—吊钟坝、云和寨、万顺场 4 个主要出水气藏都表现出局部水侵活跃,反映出沿裂缝水窜的特征,由于水侵而使储量减少 $33.43 \times 10^8 \text{ m}^3$, 这部分储量被水以溶解、封闭等形式仍存在气藏中,因此,通过对水区 and 出水井进行主动排水采气,就可采出水淹区分散的储量,达到提高采收率的目的。如万顺场石炭系气藏 1987 年 4 月投产,1996 年 1 月

5 日池 6 井开始产水,1996 年 12 月开始实施排水采气,到 2005 年 9 月 18 日该井淹死时,累计采气 $6.732 7 \times 10^8 \text{ m}^3$, 该井采出程度为 50.5%, 其中排水采气 $2.862 76 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占该井采出程度的 20%, 该井成功进行排水采气近 9 a, 由于在方案调整中采取了主动排水采气,不但提高了水封闭储量的采出程度 20%, 而且有效的保护气藏无水开采; 据统计,川东石炭系目前已被水淹死的井有 2 口(七里 7、池 6 井), 因产水而封闭的井有七里 43 井, 七里 8 井。如能有效的利用这些井或再打替换井主动排水采气,按池 6 井自喷排水采气增加采收率 20% 计算, 4 个出水气藏至少增加可采储量 $10.55 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.3 调整井网、实施大斜度井、提高低渗气藏采收率

生产统计表明,对后期开发的非均气藏,合理补充和调整井网,是提高非均质气藏采收率的有效途径。如沙罐坪石炭系气藏,1987年2月投产,初期生产井10口,气藏开采规模 $32 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,若不补充新井,1992年就开始递减,气藏采收率只有48%;1992~1994年针对非均质特点,先后完成了8口井,气藏完钻总井数达到18口,使气藏延缓到2001年7月才开始递减,采出程度提高到58%,采收率提高了10个百分点。从目前气藏生产现状分析,该气藏剩余储量较大,在气藏外围的罐31、罐8井、罐3井、罐29井区井距较大,通过加密井网,至少可提高采收率5%~10%。增加可采储量 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上。

根据对不同渗流条件下的供给半径定量研究表明(见图2),渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层,供给半径在300 m左右;当渗透率大于 $1.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时供给半径就明显增加。从图2中看出:当 K 介于 $1.2 \times 10^{-3} \sim 1.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,供给半径为600~2000 m;当渗透率大于等于 $1.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,供给半径急剧增加,供给半径在2000 m以上。这说明气藏的非均质性对气井供气范围影响大,井网密度应不一样。沙罐坪、云和寨北区、卧龙河石炭系气藏大部分井渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,根据计算井距在300~2000 km,从目前采出程度较高、非均质性较强的福成寨、张家场石炭系来看,井距1~2 km,从理论和实际开发效果对比认为,沙罐坪、云和寨北区、卧龙河石炭系气藏平均井距在1 km左右为最好。

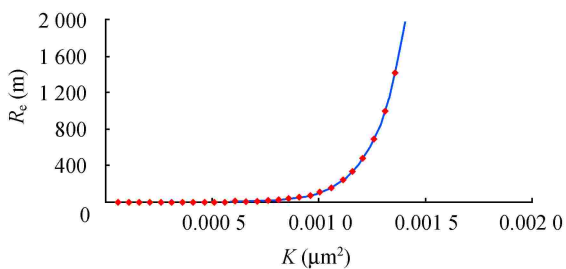


图2 气井供给半径与渗透率的关系曲线图

根据2006年7月完成的天东97x大斜度井效果分析,在低渗透气藏实施大斜度井是提高采收率的有效措施。天东97x井石炭系处在有效储层剥蚀区,储层实钻厚39.5 m,Ⅲ类储层6.7 m,孔隙度2.5%~3.3%,如直井钻井,该井储层增厚1 m左右,根据产能预测应为干井,由于该井实施大斜度钻井,获得了 $2.45 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,由此反求该井的渗透率为 $0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为特低渗透气藏。因此认为,在沙罐坪、云和寨北区、卧龙河石炭系气藏通过进一步调整井网和钻大斜度井或水平井,将大大提高低渗透气藏的采收率。

3 结论

通过对川东9个石炭系气藏剩余地质储量和生产预测,按目前开采条件,9个气藏还可采气 $156.15 \times 10^8 \text{ m}^3$,气藏最终采收率为40%~87%,平均70%;由于气田衰竭、出水和低渗透等多种原因,将有 $215.584 \times 10^8 \text{ m}^3$ 储量不能采出;如对目前开发的气藏地面工艺流程、用户结构进行进一步调整,加大对被水封闭储量排水采气力度,对低渗透储层加密井网并配以大型酸化改造可提高采收率10%左右,增加可采储量 $66.067 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。对于目前川东资源接替不足和供气矛盾日益突出的情况下尤为可观,不但有较好的经济效益,而且具有较大的社会效益。

参考文献

- [1] 陈元千.现代油藏工程[M].北京:石油工业出版社,2001.
- [2] 王雨生.新场气田蓬莱镇组气藏整体增压开采方案研究[J].西南石油学院学报,2005,27(5):40-43.
- [3] 向建华,高泽立,冯小波,等.川东石炭系气藏排水采气工艺技术及其应用[J].天然气工业,2007,27(9):87-90.

(修改回稿日期 2009-03-25 编辑 韩晓渝)