

川中 X1 井高产水层储集特征及 天然气储量评估

陆正元 王洪辉

杨胜忠 王奕凯

(成都理工学院, 610059)

(蓬莱制盐化工厂, 四川 629021)

川中 X1 井经过近 30 年的卤水开采, 已由一口特大水井变为具有工业开采价值的气水同产井。X1 井地下裂缝系统具有独立封闭性, 产出大量气水的动力主要是水体上方天然气弹性膨胀和岩石孔隙缩小。根据生产动态资料, 利用物质平衡原理计算出该系统中天然气储量可观, 今后生产中天然气产量增长将明显大于地层卤水。在四川盆地上三叠统致密砂岩裂缝性储层中, 同样可以通过水井排水找到钻井未曾发现的天然气。

关键词 致密砂岩 裂缝系统 排水找气 储量计算 气水比

第一作者简介 陆正元 男 31 岁 讲师 石油地质

一、概 况

XL 构造位于四川盆地中部, 是一个隆起幅度很低, 北东走向的背斜构造, 两翼地层倾角小于 2° 。X1 井位于构造西南端 (图 1)。该井钻至上三叠统香溪群四段时大量喷水, 测得畅流量为 $9530\text{m}^3/\text{d}$, 但不产气。自 1959 年 11 月开始自喷生产卤水, 至 1987 年 8 月 31 日停喷, 累计生产卤水超过 $350 \times 10^4\text{m}^3$ 。后为间喷期开采, 1988 年 2 月停喷, 现采用潜卤泵抽吸生产。

1987 年初, X1 井套管中天然气量明显增加, 6 月 28 日开套管生产卤水时日产气达 $1 \times 10^4 - 2 \times 10^4\text{m}^3$, 并保持相对稳定。由于有天然气产出, 潜泵的日抽水量经常大于其正常最大抽水量, 每抽一段时间, 便能自喷一段时间。据不完全统计, 自 1987 年初到 1992 年底, X1 井生产的天然气被利用的已达 $1188 \times 10^4\text{m}^3$, 生产中气水比不断增高。

通过三十多年的采水, X1 井由一口特大水井变为具工业采气价值的气水同产井。研究其油气地质特征, 评估该井的天然气储量, 预测该井的今后生产, 不仅对该井卤水和天然气开发具有重要现实意义, 而且对丰富天然气勘探理论, 进而对相同或类似地质特征地区的矿产综合勘探开发具有指导意义。

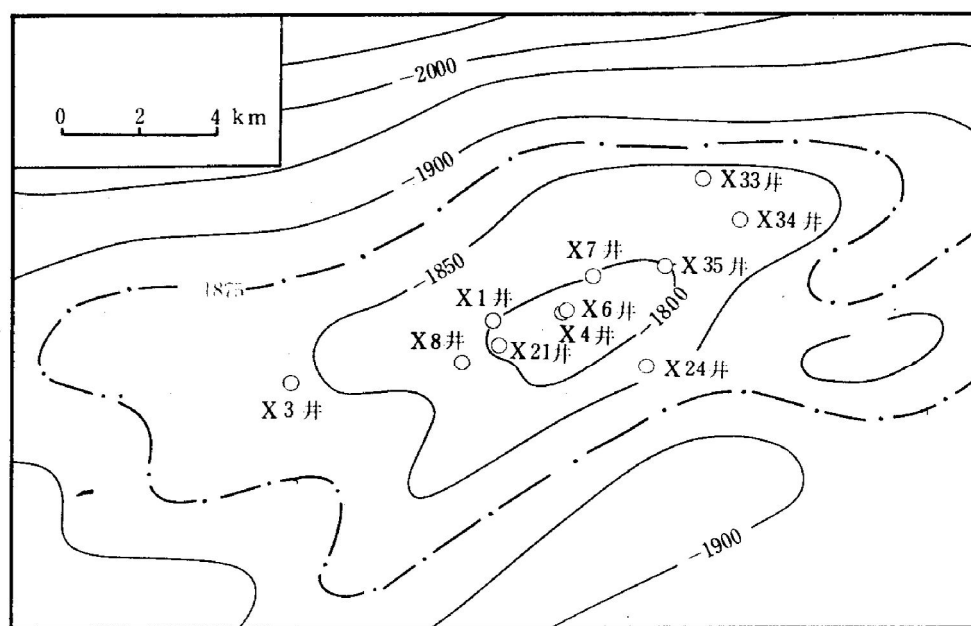


图1 XL构造香四段顶构造图

二、水层为独立封闭的裂缝系统

上三叠统香溪群砂岩是川中地区主要产气层段之一。据物性分析,储层基质岩块普遍具低孔、低渗和高含水饱和度特征。XL构造也是如此,据该构造6口井统计,165个砂岩样品孔隙度范围为1.03%—13.68%,平均为7.42%,80个样品的渗透率为 $<9.87 \times 10^{-6}$ — $2.59 \times 10^{-2} \mu\text{m}^2$,平均为 $1.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。川中地区产工业性流体层段常出现井喷、井漏、放空,岩屑中见次生方解石或石英晶体、岩芯中见张开缝、声波时差跳波等裂缝或溶洞发育的标志。XL构造上高产水井均与地层中裂缝发育有关。裂缝不发育或发育较差的井则为干井或低产量井,且产量极不稳定。裂缝发育是获得高产流体并获较大气水储量的关键因素。

裂缝发育的局限性和高度非均质性造成了各井产能相差悬殊。XL构造香四段中只有同井场的X1井和X21井(两井距离约80m)为高产水井且互相连通。其它各井香四段产能均较差,X1井北东方向约2 km的X4井测试井口卤水自流量仅 $8 \text{ m}^3/\text{d}$;X6井仅少量气水溢出井口。X1井南西方向约1.5 km处的X8井香四段测试为干层。其它较远处的X7井测试日产气仅 0.23 m^3 ;X34井日产水 2.66 m^3 ,而X3、X24、X33、和X35井香四段均为微含水层或干层。上述资料说明在XL构造上X1井钻遇的缝洞大水体并非普遍发育,具有极不规则的局限分布。致密的储层物性和众多的干井或小产量井,说明X1井香四段产水系统具备形成独立封闭系统的条件。

X1井香四段原始地层压力系数高达1.69,表明无大气水由地表露头补给;地层水各种盐类组分基本稳定,也证实了没有地表水渗入;XL构造上香二、香四、香六段等各主要产卤层段地层水盐分组成明显不同,说明没有其它层系向X1井提供高压水。这些均表明X1井香四段高产水层为独立封闭系统。

邻区勘探实践表明,香溪群各层内普遍为多裂缝系统,各系统大小不一,均具独立封闭

实际上,1966 年对 X21 井中途测试时就有产出工业性气流的苗头(表 1)。我们分析认为 X21 井的所谓两个大水层应同属于 X1 井香四段独立封闭系统,只是上层与 X1 井水体连通较好,造成了上部大水层放喷 62 min,压力下降了 0.058MPa;而下层可能与水体上方的气体连通较好,产大水的同时亦产出 $3.12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的天然气。下部水层测试时 X1 井压力无变化,可能是连通条件差,也可能是放喷时间短,压力降未能波及 X1 井或压力降甚小观察不出。这样解释的理由是,两测试层段之间发育有一小逆断层,断点为 2239.4m,断层上盘 2208.2—2239.4m 和下盘 2239.4—2275.5m 地层重复,而两测试层段分属上、下盘(表 1),区域上这种落差仅 33.65m 的小逆断层往往是裂缝发育带,因此上、下盘不应属于两个不同产层,它们之间应是连通的。两层测试过程中开始时均是放喷气带泥浆后为纯气再转为大盐水。也就是说 X21 井测试过程中已经见到了水体之上的天然气。只是离 X21 井还有相当远的距离,仍以产大水为主,只能少量突破水体窜入井底,表明具有产出工业性天然气的潜能。X1 井自 1987 年 5 月变为气水同产井(日产气 1×10^4 — $2 \times 10^4 \text{m}^3$),正是水体上方天然气窜入井底的原因,并且气水比越来越高。1987 年 8 月 30 日到 1991 年 6 月 7 日 X1 井采出气水比为 11.88;1991 年 6 月 7 日到 1992 年 12 月,采出气水比为 22.42。气水比不断增加也证明了随着地层水的不断产出,地下气水界面越来越低,天然气的窜入量越来越大。显然打开 X21 井产层气量将会更大,亦将加速天然气的开发。

表 1 X21 井香四段中途测试情况

测试时间	井 深 (m)	井 段 (m)	测试结果	测试简况
1966.5.15—16	2212.73	2207.11—2212.73	日产水 904.7m ³	放喷,气带泥浆后为纯气转为大盐水
1966.6.3—5	2246.32	2230.94—2246.32	日产水 316.6m ³ 气 $3.12 \times 10^4 \text{m}^3$	放喷,气带泥浆后为大盐水带气

四、裂缝系统天然气储量及水体储量评估

香四段缝、洞发育具有高度非均质性。由于岩芯分析资料不多、测井资料不完善、含气面积和有效厚度等参数无法确定,因此不可能利用常规的容积法计算天然气储量和水体体积。针对这一复杂气藏,我们试图利用物质平衡原理计算地下气量和水量。X1 井香四段缝洞系统为封闭气、水共存系统,没有区域性的水体补给,地层水和天然气的产出,主要依靠地层水和天然气的体积膨胀和岩石孔隙体积的缩小。根据物质平衡原理,地层压力降为一定值时地

层累积产气量与累积产水量之和,应等于天然气的弹性膨胀量、岩石孔隙体积的缩小、地层水的弹性膨胀量三者之和,即:

$$W_p \cdot B_w + G_p \cdot B_g = G (B_g - B_{gi}) + (G \cdot B_{gi} + W \cdot B_{wi}) (1 - e^{-C_r(P_i - P)}) + W (B_w - B_{wi})$$

式中 W_p , G_p ——压力由 P_i 降为 P 时的累计产水量和产气量 (m^3); W , G ——原始状态时的地层水和天然气量 (m^3); B_w , B_g ——地层压力为 P 时的地层水和天然气体积系数; B_{wi} , B_{gi} ——原始地层压力为 P_i 时地层水和天然气体积系数; C_r ——岩石有效压缩系数。

X1 井自钻开投产以来,一直未进行正规关井复压测量井底地层压力。只是在采出大量地层水,地层压力显著降低之后,有三次具代表性的关井静液面深度测量。一次是 1987 年 8 月 31 日停喷后,较长时间关井后测量井内液面井深为 2.35 m;第二次是 1991 年 4 月,因油管中钙质沉淀严重结垢停产关井,同年 6 月 7 日测得井内液面井深为 117 m;最近一次是 1992 年 12 月测得静液面井深为 182 m。以这三次关井资料为基础,利用上述物质平衡方程估算 X1 井地下气、水储量。

X1 井钻开香四段水层(井深 2222.22 m)发生井喷后,两小时内将井筒内泥浆喷完即大喷盐水和天然气,后用重泥浆压住,5 天后测得井口最大关井压力为 12.87 MPa。据此按井筒内液体密度 1.14 估算, X1 井高产水层的原始地层压力为 37.71 MPa。开采过程中各次关井地层压力由不同时期的静液面测量按井内液柱压力计算。

各时期的累积产水量、累积产气量、地层压力、天然气及地层水的体积系数计算结果见表 2。

表 2 X1 井气、水储量计算有关参数

时 间	采出气量 (m^3)	采出水量 (m^3)	地层压力 (MPa)	天然气体积系数	地层水体积系数
1959.11	0	0	37.71	3.3405×10^{-3}	1.02129
1987.8.30	3640159	10920477	24.92	4.4141×10^{-3}	1.02377
1991.6.7	4081314	16155748	23.68	4.6064×10^{-3}	1.02401
1992.12	4377861	22804548	22.91	4.7163×10^{-3}	1.02416

岩石的有效压缩系数,又称岩石有效孔隙体积压缩系数,定义为单位压力变化引起的单位孔隙空间容积的变化。正常地层压力条件下,主要与孔隙度有关,统计关系为:

$$C_r = \frac{2.587 \times 10^{-3}}{\phi^{0.4358}}$$

对于高异常地层压力气藏,由于储气层的压实和岩石颗粒的弹性膨胀作用的综合影响,岩石的有效压缩系数,可由下面的相关经验公式^[2]进行计算:

$$C_r = (8.82 \times 10^3 D - 2.51) \times 10^{-4}$$

式中 D 为气藏中部井深, X1 井产层中部深度为 2222.22 m, 计算得岩石的有效压缩系数为 $1.709 \times 10^{-3} 1/\text{MPa}$ 。但在地层压力降为正常地层压力之后 C_r 按正常压力计算,取 $8.037 \times 10^{-4} 1/\text{MPa}$,可见从高异常压力降为正常地层压力后,岩石有效压缩系数降低了一半多。

将表 2 中 1987 年 8 月 30 日和 1991 年 6 月 7 日的生产数据,代入物质平衡方程计算可得: X1 井香四段储集系统中原始状态下的地层水 $0.897 \times 10^8 m^3$ 、天然气 $12.805 \times 10^8 m^3$ 、地

下空间原始体积为 $0.959 \times 10^8 \text{m}^3$ 。必须说明的是,这里计算的气量和水量是整个连通空间范围的所有气量和水量,天然气包括了水体之上的游离气(气顶气)、溶解气等;地层水包括了自由流动水和束缚水。由于香溪群岩石的束缚水含量很高,特别是缝、洞不发育的低孔、低渗段,主要是束缚水占据孔隙空间。因此上述水体大部分难以开采,正如 XL 构造香四段其它各井缝、洞不发育产水量很差所表现的那样。

用液面降至 182m 时产出的气、水量进行检验,预测产出的体积比实际产出体积多 51555m^3 ,相对误差为 1.15%。说明计算结果与实际情况吻合较好,较为可靠。

五、生产预测

随着地层水的不断抽出和天然气的喷出,地层压力将不断降低,表现为关井恢复后的井筒液面不断降低。如果假定今后开采过程中保持目前的气水比(22.4:1)不变,可以根据上述储量对 X1 井今后的生产进行预测(表 3)。表中列出了 X1 井关井液面从 182m 降为某一定值时,地下储集系统所能再产出的体积,然后按气水比为 22.4:1 折算成水量和气量,并计算天然气、水体和孔隙空间对产出的贡献百分比。由于 X1 井从 1987 年初产出具有工业价值的天然气以来,采出气水比越来越大,因而预测的产水量应是最大产水量,而预测的产气量应是最小产气量。

表 3 X1 井生产预测

液面井深 (m)	产出体积 ($\times 10^4 \text{m}^3$)	产出水体积 ($\times 10^4 \text{m}^3$)	产出气体 ($\times 10^4 \text{m}^3$)	贡献百分比 (%)		
				气体	水体	孔隙
250	29.34	25.90	580.15	54.3	4.3	41.4
300	50.53	44.51	996.94	57.8	4.3	37.9
350	69.54	61.11	1368.91	62.8	4.5	32.7
400	88.51	77.60	1738.25	65.6	4.6	29.8
450	110.01	96.18	2154.46	68.2	4.5	27.3
500	132.32	115.36	2584.04	70.2	4.5	25.4
1000	461.38	384.91	8622.09	81.6	3.3	15.1
1500	1242.15	933.42	20908.71	89.5	2.0	8.5
2000	5370.98	2608.35	58427.00	96.7	0.6	2.6

若在采水采气过程中,地层中气水液面降至 X1 井产层段深度之下,则能采出的水量将越来越少,而天然气的采出量将变为本井产出的主要部分。由于有水气藏采收率较低,加上井身条件较差,保守地估计 X1 井可以采出 4×10^8 — $6 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气。

结 论

XL 构造 X1 井香四段高产水层为孔隙-裂缝型储层,地下储集系统具有独立的封闭性,产出大量气水的动力主要是该系统中的天然气膨胀。据生产动态资料计算,该储集系统中有大量天然气,今后生产中天然气产量增长将远远大于地层卤水。X1 井的生产实践证明:四川盆

地上三叠统致密砂岩裂缝性储集层中同样是气水共存,排水找气理论^[3]对这类储层的天然气勘探开发亦具有广阔的应用前景。

本项研究得到四川省科委资助,陈立官教授、史乃光副教授和白生渝高级工程师给予了指导和帮助,在此谨致谢意。

参 考 文 献

- 1 张继铭等编. 中国石油地质志, 卷十, 四川油气区. 北京: 石油工业出版社, 1989. 257—264
- 2 秦同洛等. 实用油藏工程方法. 北京: 石油工业出版社, 1989. 145—153
- 3 陈立官, 张长盛等. 试论在川南阳新统中找气的新途径——排水找气. 天然气工业, 1986, (3): 35—40

RESERVOIR CHARACTERISTICS AND GAS RESERVE ASSESSMENT OF HIGH PRODUCTION-WATER LAYERS AT X1 WELL IN CENTRAL SICHUAN

Lu Zhenyuan Wang Honghui

(Chengdu Institute of Technology)

Yang Shengzhong Wang Yikai

(Penglai Salt Refinery, Sichuan)

Abstract

X1 well, a great brine well in Central Sichuan, has become a commercial brine-gas well through about 30 years brine development.

Based on reservoir petrophysics and regional correlation, it is thought that the fracture system of the well is an independent sealing system with well developed subsurface fractures and has enriched abundant natural gas. The driving force of the well's water and gas production is primarily resulted by elastic expansion of the gas on the water body and pore space contraction in the system. Depending upon the production data and material balance theory, it has been calculated that there would be a great deal of gas in the system. The increase in gas production of the well would be more than that of water in future. It is proposed that "finding gas by water withdrawal" can be applied to the fractured reservoir in the compacted sandstone of the Upper Triassic in Sichuan Basin.