

文章编号: 1006-544X (2009) 01-0043-05

四川盆地中部上三叠统排水找气可行性论证

沈伟成¹, 陆正元¹, 李辉¹, 龚昌明², 彭轩²

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学), 成都 610059;

2. 中国石油西南油气田分公司川中油气矿区, 四川 遂宁 629001)

摘要:四川盆地中部上三叠统砂岩储层裂缝系统之间在开发动态上表现出相互分隔性, 不存在连通范围较大的边底水体, 其自生自储的成藏特征决定了裂缝系统中必然气水共存。测试产水井是由于井孔储层位处裂缝系统的含水部位, 产水能量主要依靠水体上方的天然气膨胀驱动。低产量排水过程将使裂缝系统中的气水界面按照排水找气理论模式缓慢下降, 而高产量排水将使水体上方高流度的天然气尽早突破水体窜入井底产出。建议对川中上三叠统水井开展连续强排水, 加大井底与上方天然气的压力差, 以较快实现水井变成气水同产井的目的。

关键词:排水找气; 裂缝系统; 上三叠统; 四川盆地中部

中图分类号: TE132.2

文献标志码: A

排水找气是针对四川盆地南部二叠系阳新统碳酸盐岩裂缝溶洞型有水气藏提出的非常规找气理论^[1]。实践证明, 阳新统碳酸盐岩中钻遇的水井除地下储集空间较小的裂缝系统外, 均可以通过排水获得水体上方的天然气, 使原来列为报废的产水井变成具有工业开采价值的气水同产井或纯气井。

通过对四川盆地中部上三叠统砂岩有水气藏的开发地质和开发动态分析, 川中低缓穹隆区连通范围局限较大的多裂缝系统气藏具有开展排水找气的地质条件, 开发动态的详细分析已经可以找到在上三叠统砂岩中排水找气成功的实例, 当然并不需要类似蓬基井那样排水近30年才可获得天然气^[2], 适当加大排水量将可以很快获得水体上方的天然气。同样上三叠统砂岩气藏开发中的见水井也应该积极排水, 找到被水体分隔的天然气。

1 气藏具备排水找气的地质条件

1.1 局限分布的多裂缝系统, 边底水能量有限

四川盆地中部低缓穹隆区主要分布有遂南、

磨溪、龙女寺、蓬莱镇、潼南等NE—NEE向的穹隆状低缓构造, 上三叠统砂岩为灰白色长石石英砂岩, 砂层厚度均为100 m左右, 岩心分析表明储层基质具有低孔隙度、低渗透率和高含水饱和度的致密储层特征, 裂缝不发育部位的气井采用加砂压裂也难以投产, 天然裂缝发育在局部获得的工业性天然气气井产能中占主导地位^[3]。开发资料表明, 川中低缓穹隆区上三叠统砂岩中发现的裂缝-孔隙型气藏受裂缝分布空间非均质性影响, 井间流体基本没有连通性, 如在遂南构造投产的11口气井中的各井表现出不同的开采特征, 各井均可以看成是独立的开发单元^[4]。相对于整装构造气藏而言, 一般将其称为多裂缝系统气藏, 裂缝系统是天然气开发的最小单元。

川中上三叠统砂岩气藏为多裂缝系统决定了没有大规模的连片边底水体存在。开发中地层水矿化度保持稳定也证明了没有外来地表水体补给。裂缝系统中的水体均系规模不大的无源之水, 水体本身能量有限。

收稿日期: 2008-04-09

基金项目: 四川省重点科技项目《四川盆地裂缝溶洞型储层开发地质特征研究》(07JY029-144)

作者简介: 沈伟成(1967—), 男, 博士研究生, 高级工程师, 油气田开发工程专业。

通讯作者: 陆正元, 教授, 博士生导师, E-mail: lzy@cdut.edu.cn。

1.2 裂缝系统具气水共存特征, 气驱水是产水的关键

川中地区上三叠统砂岩气藏中的天然气主要来源于上三叠统中的煤系地层^[5], 属于自生自储, 这是单一裂缝系统中气水共存的成藏地质基础。气水共存是多裂缝系统气藏开发中气井普遍出水的重要原因。

产水井一般认为钻遇气藏的含水部位而列为报废井或观察井。但是对于川中地区上三叠统砂岩多裂缝系统储层而言, 如果裂缝系统中全为水体充满, 则按照小裂缝系统决定小水体和小能量分析, 纯水裂缝系统不可能产出大量地层水。测试产大水应该归结为水体上方存在较大储量的天然气, 正是天然气的膨胀能量驱动使小水体表现出高能量。水体上方存在较大储量天然气膨胀驱水是高产水和产大量水的关键。因此, 通过水井排出地层水使裂缝系统中的气水界面降低, 可以实现水落气出 (图 1), 将原来列为报废的产水井变成气水同产井或纯气井^[1]。

川中地区蓬基井可以作为在上三叠统砂岩多裂缝系统排水制盐达到找气目的的典型实证, 该井钻至香溪群四段时大量喷水不产气。自 1959 年 11 月开始自喷生产卤水制盐, 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 月停喷后采用潜泵抽吸生产。1987 年以来井口天然气量明显增加, 气水比越来越高。通过近 30 年地层水的排出, 蓬基井由一口特大产水井变为具工业采气价值的气水同产井, 气水比不断升高。该井地下储集系统同样为独立单元, 产出大量气水的动力主要来自于水体上方天然气弹性膨胀^[2,6]。

尽管蓬基井的排水制盐证明了在上三叠统砂岩多裂缝系统排水找气的可行性, 但是其近 30 年

的排水时间往往使人怀疑开展排水找气的现实性。上三叠统地层水的高盐度使水处理成本提高, 如果排水找到的天然气储量很小或根本就找不到天然气时, 致使上三叠统排水找气风险加大。

2 排水找气现实性的实例

通过川中上三叠统多裂缝系统气水开发动态分析, 有 2 口井的测试和开发资料可以证明开展排水找气的现实性。

2.1 遂 37 井

遂 37 井位于遂南构造的较低部位, 遂 37 井钻进 2 382.5 m 中蹙跳钻现象严重, 岩屑中见透明、自形晶石英晶族, 钻至井深 2 388.24 m 停钻观察中发生井喷, 喷出物呈白色雾状, 以水为主带气和油。该井 1979 年 5 月完钻, 洗井后放喷产盐水, 测试日产盐水 173 m^3 。当时盐水问题无法解决, 被迫停止试油并关井。

遂 37 井从 1984 年 12 月—1988 年 12 月期间一直产盐水制盐, 月产水量 $337 \sim 795.9 \text{ m}^3$, 期间累产盐水 $24\,978 \text{ m}^3$, 不产气。1988 年底至 1989 年 2 月, 对该井进行试油, 除原产层外, 补充射孔井段为香二 2 347 ~ 2 343 m、香四 2 239 ~ 2 229 m, 测试结果为气水同产, 产气 $13\,860 \text{ m}^3/\text{d}$, 产水 $408 \text{ m}^3/\text{d}$ 。尽管试油中射开了香二和香四段, 但从油气水性质分析认为产层应该属于原产水的香二段, 而香四段基本没有产出气和水。其后该井以比制盐期间高很多的产量投产, 一直气水同产, 气水比有上升的趋势 (图 2)。

2.2 遂 12 井

遂 12 井钻于 1978 年, 该井投产前试油结果为气水同产, 试油期间累产气 $22 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累产水 161.81 m^3 。试油后从 1978 年 6 月—1988 年 5 月一直关井, 期间井口油套压持续降低 (图 3), 这

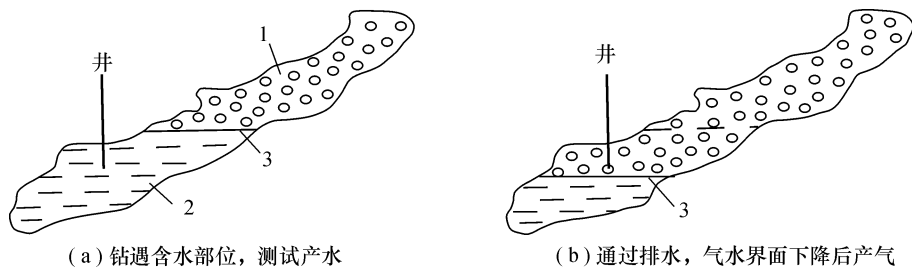


图 1 排水找气示意图^[1]

Fig. 1 Scheme of gas finding by water withdrawal
1—含气部位; 2—含水部位; 3—排水前后气水界面

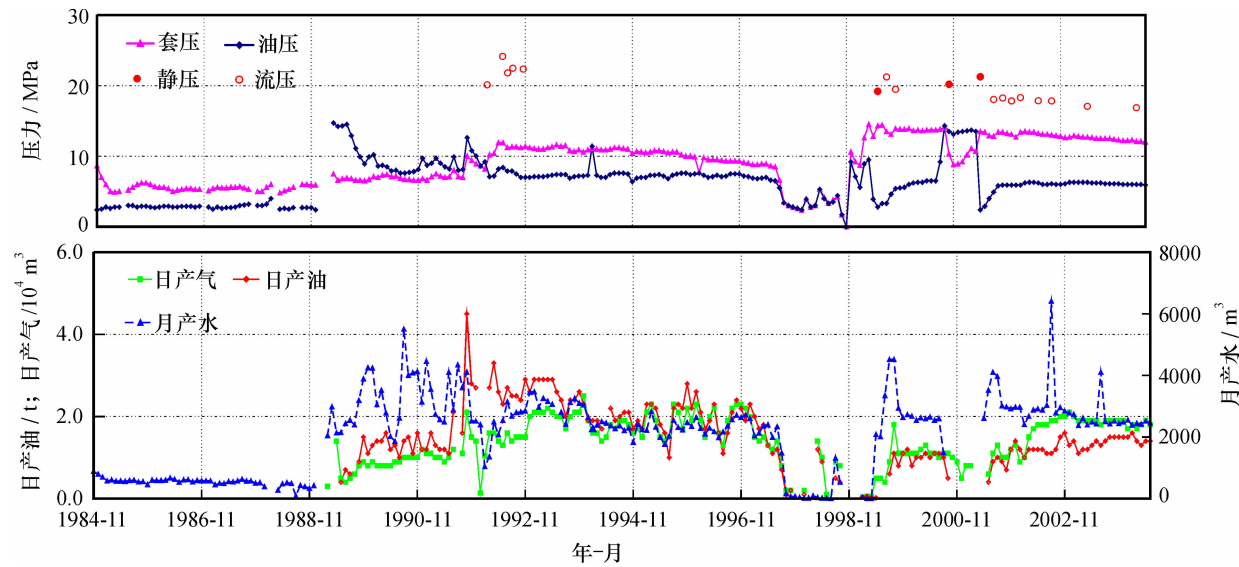


图 2 遂 37 井采气曲线
Fig. 2 Performance curve of Well Sui 37

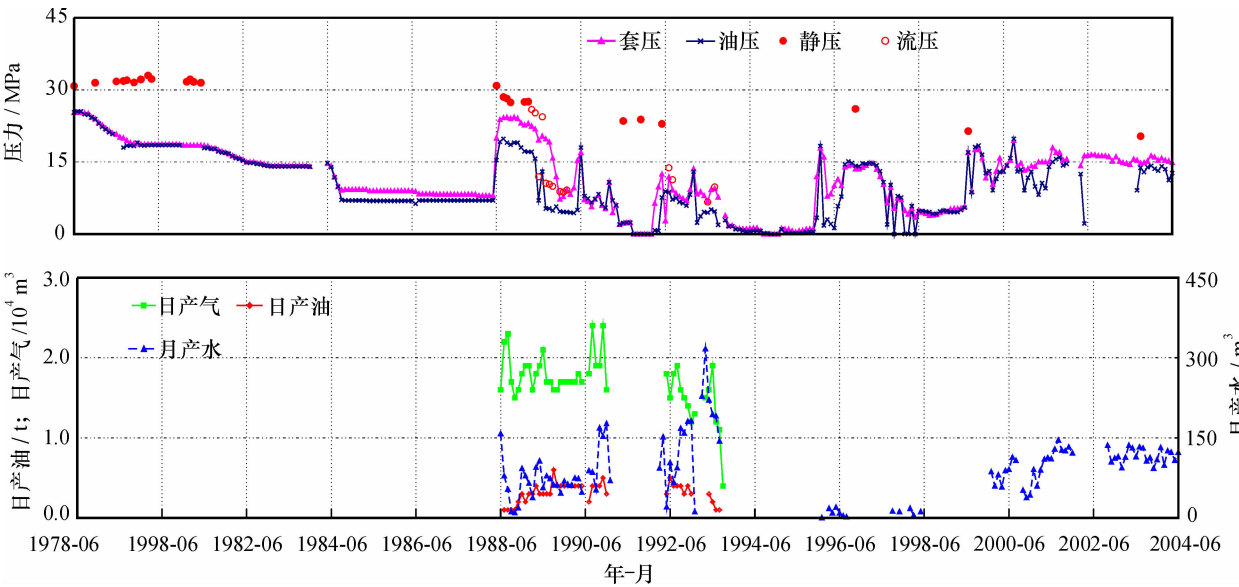


图 3 遂 12 井采气曲线
Fig. 3 Performance curve of Well Sui 12

是常规天然气井或气水同产井关井过程中非常少见的情况。但是 1978 年 6 月的地层压力 (30.81 MPa) 与 1988 年 6 月的地层压力 (30.88 MPa) 并没有下降, 这说明关井期间井口压力属于井筒内的液柱调整, 证明该井实际上钻在地下储集系统的含水部位。设想如果该井采用很低的产量开发, 投产初期应该是一口纯水井。

1988 年 6 月该井投产后, 气量平均在 $1.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右, 平均日产水量在 3 m^3 左右。说明钻遇水体的井由于水体上方天然气的存在, 很快

可以成为气水同产井。该井生产期间油套压下降快, 以致间隙生产, 主要由于水体上方储气空间天然气能量有限。但是关井压力还能恢复到一定水平, 可能在较远的储气空间具有较大天然气储量, 与井底沟通条件相对较差。

3 排水获气井的气水关系变化

3.1 单井气水关系变化分析

遂 12 井、遂 37 井和蓬基井的排水及其开发实践均证明川中地区上三叠统砂岩中的局限裂缝

系统具备开展排水找气的地质条件。这 3 口井的井孔储层均位处裂缝系统的含水部位,但是井孔储层所在水体与水体上方的天然气远近明显不同,水体上方的天然气储量也存在显著差别。

遂 12 井的井孔储层离气水界面最近,测试时气水同产,关井时井筒内主要是地层水,投产后也是气水同产,表明在较大的压差条件下,井孔储层水体上方的天然气很容易突破水体窜入井孔产出,如果不能仔细分析投产前的井口压力缓慢下降的情况,实际上很难得出该井钻在裂缝系统含水部位的认识。

遂 37 井钻遇裂缝系统及小产量排水制盐期间均以产水为主,无疑井孔储层位处于裂缝系统含水部位,但是在井喷期间喷出物以水为主,带气和油。排水制盐期间的小产量排水基本不产气,其后测试加大产量该井气水同产。分析认为该井井孔储层为含水部位,井孔储层离原始气水界面较远,井喷造成的井底压力下降使含气部位的天然气可以少量突破水体产出。通过 1984 - 12 - 1988 - 12 的排水使气水界面得以缓慢下降,但缓慢的排水不能使水体上方的天然气产生突破窜入井底产出。其后的测试及其投产均属于高产量生产,井底压力降低明显,同时缓慢的排水造成的气水界面下降也减小了水体的分隔能力,在这种情况下水体上方的天然气具备了突破水体窜入井底产出的条件故气水同产。同时可以看出在多年开发中天然气量不断增加,而含水在不断降低,表明随着分隔水体的产出,水体上方的天然气窜入量越来越多。

蓬基井钻遇储层后井喷产大水,其放喷水量达 $9\,530\text{ m}^3/\text{d}$,这一产能可能在整个四川盆地三叠统砂岩中也算少见的。该井后来一直为盐厂提供卤水,每天排水 600 m^3 左右。历经近 30 年排水 $350 \times 10^4\text{ m}^3$ 后才开始产出天然气,仍然以产水为主。通过计算,蓬基井水体上方天然气储量可能达到 $20 \times 10^8\text{ m}^3$,这是蓬基井产出大量地层水的能量关键^[2]。实际上近 30 年的稳定产量排水过程应该属于小产量排水,其过程使得地下的气水界面缓慢下降,但是不能使水体上方的天然气克服水体阻力突破水体窜入井底产出,在排出大量水体后天然气才能够突破水体分隔窜入井底产出。因此蓬基井在井口产出天然气后,气水比越来越

高^[6]。

3.2 排水过程中地下气水界面变化

遂 12 井、遂 37 井和蓬基井排水过程中的气水关系变化分析表明,在排水过程中地下气水界面并不完全按照排水找气理论模式中的理想方式缓慢下降(图 1)。由于地层水和天然气的粘度存在显著差异,在同样压差作用下,天然气的流度要比地层水高出 100 倍左右。在较大压差开发条件下,水体上方的天然气会突破底部水体窜入井底采出,类似于具有气顶的油藏在采油压降过大的气顶气窜入。

目前四川盆地还没有通过排水获得纯气井的实例,说明通过排水找气获得的天然气主要是水体上方天然气突破水体分隔窜入井底产出。在排水过程中,缓慢的排水可以使得裂缝系统中的水体减少,气水界面将按照排水找气理论模式中的理想方式缓慢下降。如果加大排水量,造成井底压力明显下降,水体上方的天然气就可能突破水体窜入井底产出。能不能实现气窜还取决于水体的分隔阻力和气窜通道的渗透率高低。

4 结 论

四川盆地中部上三叠统砂岩储层裂缝系统之间具有相互分隔性,不存在连通范围较大的边底水体,钻井产水主要依靠水体上方的天然气膨胀驱动,产水量越多则表明被水体分隔的天然气储量越大。对于水井应该积极排水获得水体上方被水体分隔的天然气。排水过程中应该增加排水量连续排水,造成井底与上方天然气的压力差,从而使高流度的天然气尽早突破水体分隔窜入井底产出,实现水井变成气水同产井的目的。

参考文献:

- [1] 陈立官,李鸿智,刘文碧,等. 试论在川南二叠系阳新统中找气的新途径——排水找气[J]. 天然气工业,1986,6(3): 35 - 41.
- [2] 陆正元,王洪辉,杨胜忠,等. 川中 X1 井高产水层储集特征及天然气储量评估[J]. 石油与天然气地质,1994,15(4): 293 - 298.
- [3] 王洪辉,陆正元. 四川盆地中西部上三叠统砂岩非构造裂缝储层[J]. 石油与天然气地质,1989(1): 35 - 41.
- [4] 刘均,田开焱. 遂南气田多裂缝系统气藏开发分析[J]. 钻采工艺,1996,19(1): 36 - 39.

- [5] 罗启后, 王世谦. 四川盆地中西部三叠系重点含气层系天然气富集条件研究 [J]. 天然气工业, 1996, 16 (S): 40 – 54.
- [6] 李建兵, 陆正元, 向传刚, 等. 川中蓬莱镇构造 X1 井自喷产大水机理研究 [J]. 天然气工业, 2007, 27 (3): 103 – 105.

Feasibility of Gas Finding by Water Withdrawal in Sandstone Reservoir in Upper Triassic, Central Sichuan Basin

SHEN Wei-cheng¹, LU Zheng-yuan¹, LI Hui¹, GONG Chang-ming², PENG Xuan²

(1. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology 610059, China*; 2. *Chuanzhong Oil and Gas Company, Southwest Oil and Gas Field Company of CNPC, Suining 629001, China*)

Abstract: The fracture systems in Upper Triassic sandstone reservoir are separated in the performance development. There are no large-scale connectivity edge and bottom water in the systems. Gas and water certainly co-exist in the single fracture system because gas in the reservoir is self-generated. The expansion of the nature gas above the water is mainly the driving energy of water-production while a well is drilled in the water body in a system. The low productivity of water drainage makes the gas-water contact slowly, declining according to the model of gas finding by water withdrawal. The high productivity of water drainage will make the gas with the higher mobility above the water body, channeling into the well bottom through the water body. This well would change into gas and water co-production from water production. It is proposed that the method of continuous and intensive water withdrawal for some wells of water production in the Upper Triassic, central Sichuan Basin would increase different pressure between the well bottom and the gas above the water body, and accomplish quickly the goal of changing water production to gas-water co-production.

Key words: water withdrawal; fracture system; Upper Triassic; central Sichuan Basin