

长庆靖边气田产水气井开采技术措施

赵粉霞¹ 吴正² 秦通社³

(1.西安石油大学 2.长庆油田分公司第一采气厂 3.长庆石油勘探局培训中心)

赵粉霞等.长庆靖边气田产水气井开采技术措施.天然气工业,2005;25(2):116~118

摘 要 针对长庆靖边气田在开发过程中存在气井出水,严重影响开发效益的问题,根据该气田气井产水现状,总结出了气井的产水规律。按照水气比的变化,将其归纳为水气比下降、水气比稳定、水气比升高等三种类型,在此基础上,通过综合分析和研究,提出了不同类型产水气井进行有效开发的具体措施。位于相对富水区的井,完善开发井网;生产过程中水气比下降的井,尽量避免关井,以正常的合理产量连续开井生产,利用自身能量将地层水带出,保持稳定生产;水气比较稳定的井,维持气井正常生产;气水比上升的井,严格控制生产压差,控制水侵速度,以减少水侵量、提高采收率。将该研究应用于长庆靖边气田产水气井的开发,取得显著的经济效益。

关键词 气井 出水 开采 措施 经济效益 靖边气田

随着长庆靖边气田开发规模的不断扩大和气井开采时间的延长,气井生产出水问题暴露得越来越多。截至 2003 年底,在已投产的 338 口气井中有 80 口井产水,且产水量呈逐年上升趋势。气井产水,不但严重影响了整个气田的储量评估及开发方案的实施,而且对气井的正常生产和下游用户的用气产生很大影响。因此,寻找气井产水规律,合理的气井开采措施显得尤为重要。

一、气田产水现状

靖边气田为典型的低渗透气田,地质状况复杂,地层非均质性严重,主力产层下古生界奥陶系马家沟组的马五¹ 气层存在局部气水层,马五⁴ 层绝大部分存在气水层。在 80 口井产水中,有 44 口井分布在 4 个相对富水区内,另外 36 口为产水单点井。由于受区域西倾单斜构造控制,整体上相对富水区分布于气田西部,而东部无相对富水区分布;在相对富水区内,产水气井分布受局部构造控制,大多分布于构造的低部位,且水体储层储渗性均较好。

二、产水气井产水规律

为了寻找出水气井的生产特点,对正常连续开井生产的 39 口产水气井生产过程中水气比的变化情况进行了研究和分析,发现不同的气井在生产过程中表现出不同的生产特征。按照产水气井生产过

程中水气比的变化情况,可分为水气比下降、水气比稳定、水气比升高等三种类型(表 1)。

表 1 产水气井生产特征分类

类型	井数 (口)	生产初期情况		目前生产情况		比例 (%)
		油套压差 (MPa)	水气比 ($\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$)	油套压差 (MPa)	水气比 ($\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$)	
下降型	16	1.7	0.9	1.5	0.5	41.0
稳定型	15	2.4	2.9	2.3	2.9	38.5
上升型	8	1.8	2.2	1.9	2.4	20.5

1. 水气比下降的产水气井

气井生产过程中,水气比逐渐降低,即累计产气量(G_p)与累计产水量(W_p)关系曲线斜率逐渐降低,这类井目前共有 16 口,占长开产水井的 41%。这类气井一般为累计采出气量较大的产水单井点,随着气井长期开采生产,产水量逐渐变小,后期仅产凝析水,典型的井有陕 52、陕 76、G5—11 井等。以陕 52 井为例,该井的水气比变化曲线和 $G_p \sim W_p$ 关系曲线分别见图 1-a。

从陕 52 井水气比变化图和 $G_p \sim W_p$ 关系曲线中可以看出,伴随累积采出气量的增加,累计产水量也在增加,但气水比明显减小,产水量增加速率减小,曲线斜率总体上有逐渐降低的趋势。

同时,对该井的地质构造特征进行了分析,发现该井处于构造低部位,水体为一水量有限的透镜状

作者简介:赵粉霞,女,1967 年生,工程师,在职研究生;1991 年毕业于西南石油学院矿场机械专业;现主要从事采气工艺技术研究工作。地址:(710021)陕西省西安市长庆兴隆园小区。电话:(029)86591244。E-mail:zfx_cq@petrochina.com.cn

水体,随着开采时间的延长和累计采出水量的增加,其产水量会逐渐变小。

2.水气比较稳定的产水气井

水气比稳定型气井有15口。这类气井一般位于富水区内,开井初期产水量和油套压差都比较大。

经过长期生产后,井底积液和近井地带的地层水被排出后,井筒内的气、水开始正常流动,水量、水气比趋于稳定,油套压差随之减小。G4-9井是这种类型中较为典型的一口,该井的水气比变化曲线和 $G_p \sim W_p$ 关系曲线分别为图1-b。

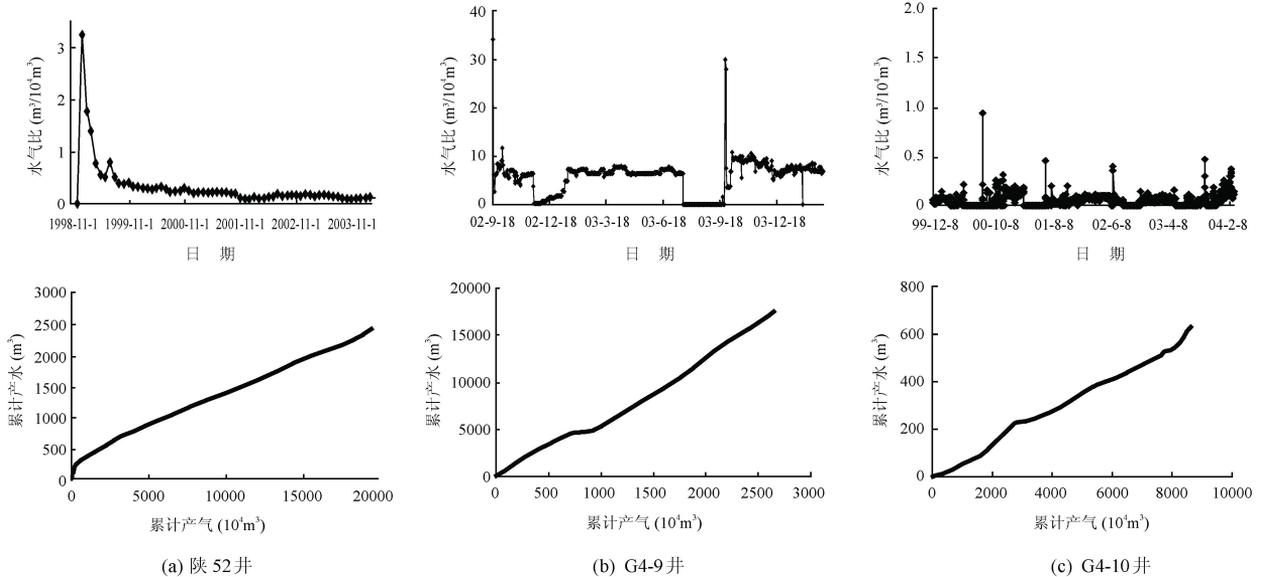


图1 各气井水气比变化曲线和 $G_p \sim W_p$ 关系曲线图

3.水气比上升的产水气井

气井生产过程中,水气比逐渐上升,即 G_p 与 W_p 关系曲线斜率逐渐增大,这类井目前有8口,占长开产水井的20.5%。典型井有陕15井、G4-10井等。以G4-10井为例,该井的水气比变化曲线和 $G_p \sim W_p$ 关系曲线分别为图1-c。从图中可以看出,曲线斜率逐渐增大,水气比逐渐上升。

对这类井进行分析后发现,其主要为新投产井和富水区边缘井。富水区边缘气井投产初期不产水,但随着开发深入,生产压差增大,后期见水。

对以上三类产水气井的生产情况进行综合分析后发现,产水单井点气井随着生产时间的延长,累计采出气量的增多,产水量将逐渐减小;富水区内的气井经过一段时间的带水生产后,产气量、产水量趋于稳定,井口生产油套压差变小或稳定,表明气井控制范围内地层水有限且封闭,水体能量较弱;位于富水区边缘的气井,随着生产压差的增大,水气比上升,水体外侵。

三、产水气井开采措施

针对以上三种情况,在进行综合研究的基础上,提出了不同类型产水气井在生产过程中的不同开采

措施。

(1)对位于相对富水区的井,尽快完善开发井网。水体分布规律及产水气井生产动态特征表明,靖边气田水体规模较小、水体不活跃,目前气田处于开发初期阶段,地层能量充足,压力较高,产水气井大多能够连续生产,可以利用自身能量将井筒内的液体带出。因此,应尽可能在相对富水区储层发育较好、连片性强、小幅度构造高部位布井,完善富水区的井网,使整个富水区域的气井保持在一个稳定的压力下整体、连续、系统生产。

(2)对水气比下降的井,这类井一般远离富水区,多为单井出水点,对于这类井,尽量避免关井,以正常的合理产量连续开井生产,利用其自身能量将地层水带出,保持稳定生产。

(3)对水气比较稳定的井,一般位于富水区内,维持气井正常生产。

(4)对水气比上升的井,这类井多处于富水区边缘,试气及生产初期不产地层水,随着生产压差的增大,相对富水区内水体逐渐向该类井方向侵入,导致在生产过程中见水。对于这类井,采取严格的控水采气措施,控制生产压差,控制水侵速度,达到减少水侵量、提高采收率的目的。如陕155、G4-10井,

在气井出水后采取控水生产,控制生产压差,目前生产效果很好,其生产压差一直在4 MPa左右,压力稳定,生产状况良好。

同时在生产过程中,尽量减少开关井次数,密切注意生产动态,加强氯根分析,一旦发现氯根含量有升高趋势,迅速降低气井产量,减缓水侵速度,以延长无水采气期。

处于相对富水区的这类井,如果产气量大、携液能力强,在生产过程中应尽量利用其自身能量排水采气。生产实践表明,在地层能量充足时,长期定产生产,产水量将逐渐降低,G4-9、陕5井就是非常典型的范例。这两口井的生产动态表明,其合理配产为 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,说明这类气井储层渗透性较好,外围补给能力较强,配产 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 就可连续带液生产。对于产气量小,携液能力不足的井,井筒积液,产气量逐渐下降,应采用有效的排水采气工艺措施(如泡沫排水采气、柱塞气举排水采气等),增强气井的携液能力,避免气井被淹死。

四、生产实例分析

陕155井是长庆靖边气田的一口高产井,生产过程中控水采气取得良好效果。陕155井1999年11月7日投产,投产初期配产 $(15 \sim 20) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产,不产地层水。2000年3月28日至2000年6月14日,配产 $(10 \sim 15) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产,产水量由 $0.8 \text{ m}^3/\text{d}$ 上升至 $2.0 \text{ m}^3/\text{d}$,水气比由 $0.05 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 上升至 $0.13 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$,氯根由 1097.04 mg/L 上升至 160562.98 mg/L ,井口开始见水。井口见

水后继续生产,发现产水量上升较快,水气比达到了 $0.8 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 。随后对该井降产降压,采取了控水采气措施,从2001年1月至2002年8月初,配产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产,日产水量 3 m^3 左右,水气比稳定在 $0.5 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$,说明控水采气取得较好效果。但该井2002年由于集气站改扩建,8月初关井,10月底开井后以 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产,水气比上升到 $1.276 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$,说明这类气井控水生产后一般不要随意关井,应保持连续稳定生产。

五、结 论

(1)在气田开发过程中,不断寻找产水气井的生产规律,是实现产水气井有效开发的基础。

(2)制定合理的产水气井开采措施,能够保证气井正常生产,它是气井高效开发的关键,尤其对尚处于开发初期的气井更为如此。

(3)充分借鉴国内外先进技术和经验,针对气田的实际情况,不断摸索适合产水气井的有效开采措施,是实现气田高效开发的保证。

(4)笔者对靖边气田产水气井有效开发制定的措施,可以推广应用到类似产水气田气井的开发中。

参 考 文 献

- 1 徐国盛等.长庆气田可动地层水特征及意义.石油与天然气地质,1986
- 2 杨川东.采气工程.北京:石油工业出版社,1997

(收稿日期 2004-11-19 编辑 韩晓渝)