

文章编号:1001-6112(2012)S1-0053-04

水驱凝析气藏开发管理对策探讨

徐士胜,丁民福,王 栋

(中国石化西北油田分公司 雅克拉采气厂,新疆 库车 842017)

摘要:边底水凝析气藏开采过程中,往往伴随边底水的侵入与产出,对气藏开发效果具有显著的影响。地层水对凝析气藏开发具有双重作用:一方面对地层能量进行补充;另一方面形成多相流而降低油气相对渗透率,造成产能下降和最终采收率的降低。以雅克拉、大涝坝、轮台3个凝析气藏为例,对水驱凝析气藏不同采气阶段的合理产量、控水治水措施等进行分析,对水驱凝析气藏开发管理对策进行了初步的探讨。

关键词:凝析气藏;边底水;采收率;开发管理;对策

中图分类号:TE372

文献标识码:A

Development management of water-driving condensate gas reservoir

Xu Shisheng, Ding Minfu, Wang Dong

(Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Kuqa, Xinjiang 842017, China)

Abstract: In the development of condensate gas reservoir with edge and bottom water, water invasion and yield are very common, severely influencing production. Formation water plays 2 roles in the development of condensate gas reservoir. On one hand, it supplies formation energy; and on the other hand, it forms multiphase flow, decreases oil/gas relative permeability, and reduces production and final recovery rate. The Yakela, Dalaoba and Luntai condensate gas reservoirs were taken as examples. The rational production rates and the water-controlling measures during different development periods were analyzed. The development management of water-driving condensate gas reservoir was discussed.

Key words: condensate gas reservoir; edge and bottom water; recovery rate; development management; strategy

目前雅克拉采气厂主要管辖3个凝析气田:雅克拉、大涝坝、轮台凝析气田,位于塔里木盆地沙雅隆起雅克拉断凸中—东部,主力产层为古近系—白垩系,均为边底水凝析气藏。

1 气井见水危害

水是凝析气藏开发的首要影响因素,气井见水危害主要有以下3个方面。

1.1 增大渗流阻力,降低气相渗透率

气井见水后,使得近井地带储层的含水饱和度急剧增加,储层孔隙通道有效空间减小甚至堵塞,阻碍油气的通过,最终导致了油气渗透率的降低和产能的下降。

1.2 形成水封气

由于水锁效应以及地层水的非均质水窜,易形成“封闭气”和“死气区”,致使大量的气被地层水分割包围,不能被采出^[1](图1)。

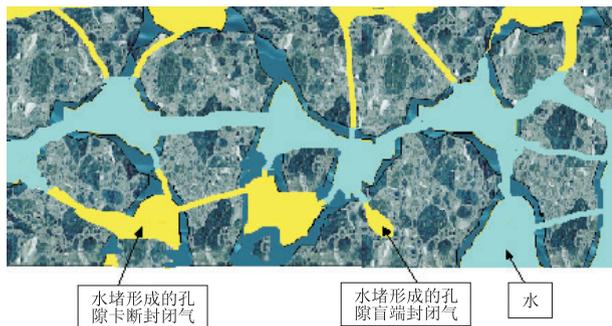


图1 形成水封气示意

Fig. 1 Gas sealing by water

1.3 造成气井水淹

采气过程中气层压力下降。边底水浸入气藏并向井底快速推进,气井见水后将会出现过早停喷。

2 开发阶段的划分

水驱气藏开发可分为无水采气、气水同产和排

水采气3个阶段^[2]。

2.1 无水采气阶段

此阶段含水率在5%左右波动,水气比在 $0.1 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3$ 以下,氯根离子在5 000 mg/L以下。低含凝析水阶段,气井生产稳定,含水率、水气比稳定,油压缓慢降低。

2.2 带水采气阶段

气井由无水采气阶段转入带水采气阶段主要有以下3个特征:氯根含量大幅上升,较凝析水中氯根离子含量上升一个数量级;地层中开始出现多相流后,流动阻力增加,产量下降趋势明显;水侵使井底流压降低,井口压力也会随之发生相应的变化,当井筒内出现多相流动时,井口的压力下降速度加快。

2.3 排水采气阶段

在排水采气阶段,主要依靠排水采气措施维持气井生产。

3 不同开发阶段开发管理对策

对于凝析气藏气井,储层受压力敏感、反渗析等影响较大,气井在不同采气阶段都有一个共同的稳产原则:少动操作,少关井,平稳操作,保证稳产。

在不同的采气阶段,针对不同的采气特征,又有着不同的开发管理对策。

3.1 无水采气阶段

无水采气阶段开发目标是尽量延长无水采气期,尽量保持气藏内的单相气相流动。

3.1.1 合理采气速度

对定容气藏,采气速度对气藏采收率没有明显影响,只与稳产年限有关。四川中、小型碳酸盐岩裂缝—孔隙似均质气藏,它们之间存在这样配置关系是较优的:5%~7%采气速率,稳产8~10 a,稳产期采出程度50%左右。

而对于边底水气藏,井网分布、单井产量大小则在很大程度上影响着气藏的开发效果。

川东张家场石炭系气藏15口井生产,单井含气面积 2.67 km^2 ,不仅达到 $90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 规模,而且稳定性好,未明显水侵,稳产期采出程度50%。

云和寨气藏7口井生产,单井含气面积 3.9 km^2 ,开发规模 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,投产13 a,总体效果太差,方案预计稳产期采出程度39.1%,结果仅为19.1%。主要是井网太稀,产量太高,引发边水突进。

为控制边、底水舌进和锥进,水驱气藏采气速度应低于气驱气藏。

目前雅克拉白垩系上下气层采速不均衡,下气



图2 雅克拉气藏的历年采气速率变化曲线

Fig. 2 Changes of gas recovery rate in Yakela Condensate Gas Reservoir in past years

层采速达到6%以上(图2),造成生产下气层的边部气井含水较高,且中高部的气井已有见水迹象,开发形势很严峻,层系调整刻不容缓。

3.1.2 单井合理产量

对于凝析气藏,在气藏开发初期,凝析气井生产压差要保证小于气藏发生明显反凝析时的压力界限,否则将会引起产能下降以及造成大量凝析油损失。

目前,雅克拉采气厂所管辖的3个凝析气藏压力均已低于露点压力。现阶段首要任务已转化为控水。

(1)高部位气井配产。在凝析气藏的衰竭式开发过程中,凝析油的析出是无法避免的,因此,只能通过合理的配产来提高凝析油的采出量,提高凝析气藏的采收率。通过前面的分析,认为在雅一大凝析气藏衰竭式开发过程中,反凝析现象对该区块的产量具有一定的影响。通过理论分析和室内实验,都已经发现在凝析气藏衰竭式开发中存在毛管效应,即配产越高,剥离效应越大,气体所携带出的凝析油量越多,因此,对于位于高部位、远离边水的气井,可以适当增大产气量。这不仅满足供气需求,同时也可提高凝析油的采收率^[3]。

(2)低部位气井配产。有水气井特别是低部位气井应在临界产量(压差)下生产,控制水侵、延长气井的无水采气期。各单井无水采气期配产与实际产量见表1。从表中看出,目前除YK5H井产量明显偏高,YK1、YK2、YK13、YK15井产量稍有偏高外,其他各井产量均比较合理。

3.2 带水采气阶段

此采气阶段的目标是尽量延长带水采气期。主要指导思想是既要采用提高携液气体流速的措施防止气井积液,又不能产量过高,加速边水推进,需要寻找两者的最佳结合点。

表 1 无水采气期单井配产表

Table 1 Proration in single well during water-free gas production period

区块	所处构造位置	井号	无阻流量法/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	IPR 曲线法/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	数值模拟/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	边(底)水气井 临界产量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	综合配产/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	2011 年 6 月底产量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	差值/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
雅克拉	高部	YK1	27	24	30		28.6	32.9	4.3
		YK5H	45	53.5	30		47.8	59.0	11.2
		YK6H	55	64	60		59.3	55.0	-4.3
	中高部	YK2	15	17.5	16		16.0	19.9	3.9
		YK8	24	18.2	16		18.5	20.5	2.0
		YK7CH	27	30.5	32		30.9	31.4	0.5
边部	YK15	20	16	18	29.4	18.5	20.9	2.4	
	YK13	16.4	17	9	10.8	14.0	16.8	2.8	
大涝坝	高部	DLK2	4.8	5	4.9		5.3	5.6	0.3
		DLK4	5.1	6	5.6		5.8	4.3	-1.5
		DLK6	6	6.4	6.2		6.3	3.7	-2.6
	边部	DLK10X	4	3.8	3.9	2.0	2.8	3.9	1.1
		DLK11	2.2	3	1.9	1.9	1.8	2.5	0.7
轮台	高部	S3-2H	5.2	4.5			4.9	4.9	0.1
		S3-6H	3.7	3.8			3.8	3.5	-0.3
		S3-7H	5.5	4.7			5.1	2.6	-2.5

表 2 带水采气期单井配产

Table 2 Proration in single well during water-containing gas production period

区块	所处构造位置	井号	临界携液产量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	2011 年 6 月底 产量/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	差值/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	备注
雅克拉	边部	YK10	3.05	1.7	-1.4	积液
		YK9X	3.29	8.6	5.3	
大涝坝	高部	DLK1X	2.07	1.0	-1.1	积液
		DLK3	1.09	1.1	0.0	积液
	边部	DLK12	2.01	1.4	-0.6	积液
		S45	1.49	1.1	-0.4	积液
轮台	边部	S3-5H	2.5	2.5	0.0	

3.2.1 合理产气量

在气层产水后,若配产过低,近井地层的伤害还有水锁效应。其机理为:井筒积液在井筒回压和毛管压力的作用下,以缓慢的反向渗吸方式渗入地层,从而造成附加的近井地层堵塞,产生“水锁”效应。反向渗吸现象会引起近井壁地层含水饱和度的增加,并导致气相相对渗透率的降低,使气井产能下降。若地层孔隙尺寸过小,则毛管压力大、气体流动空间小、渗流阻力大,其压降漏斗更为陡峭,因此,反渗吸水锁现象更为严重,会大大降低气井的产能。

各见水井临界携液量与目前产量见表 2。从表中看出,除 YK9X 井产气量远高于临界携液量外,其他各井产量均应增加。

3.2.2 加强地质分析,认识出水规律

首先地质是基础,一定要搞清楚水的来源方向、

水体大小、水侵强度、从区域水文地质、水区、见水气井、气藏动态分析上下功夫。通常取得水区资料困难,多从气藏、气井动态分析上下功夫,对水产量、气产量、压力、水组分分析上勤分析。

除了共同的加强动态监测、分析管理、井底积液排出外,针对不同见水类型应制定相应措施。

气井见水类型主要有水锥型、纵窜型、横侵型、复合型 4 种^[4]。

(1)水锥型。构造位置较高,构造幅度较陡,无高渗带;地层出水量显示时间较长;开、关井后再开井,有一段长短不一的无水采气期;不是暴性水淹。这类见水井有 YK9X, S3-6H, S3-7H 等。

(2)纵窜型。地质认识上有高渗带存在;无水采气期短;水产量增长快;Cl⁻含量迅速达到地层水 Cl⁻含量。这类见水井有 YK14H, S3-3H 等。

(3)横侵型。所处构造平缓,边水全线推进到

井底后,含水稳步上升。这类见水井有 YK10、DLK9 等。

(4)复合型。具有以上几种见水类型的综合特征。

3.2.3 针对不同出水类型,制定相应措施控水

通过实践证明,对于纵窜型出水井,控水基本无效,堵水会把水和气全部堵死;对于横侵型出水井,控水只能在很短时间内起到微弱的效果。只有水锥型见水特征的井控水效果比较显著。

(1)缩嘴控制生产压差。确定边底水已经侵入或者是快要侵入时,最常规的手段是缩嘴压锥。对于底水凝析气藏,或者是构造较陡,避水高度较高的气井,压锥效果较好。YK9X 井在气井见水后,经过多次缩嘴控水,降低了含水,维持长时间的带水生产(图 3)。S3-6H、S3-7H 井生产中见水后,及时进行缩嘴控水,效果明显。而对于构造较平缓的边水气藏气井,只能在短期起到一定效果。这在 DLK9 井、YK10 生产过程中缩嘴控水的实践得到验证。

(2)关井控水。对于高部位气井进行关井,控水效果显著。但是对于构造较缓,而且含水较高的井,关井会造成严重的反渗吸伤害,气井很难再成

功开井。YK9X 井 2007 年 10 月份关井 35 d,含水由 14%降至 2%;YK14H 井 2010 年 12 月关井,关井前含水 80%,关井后再开井,已无法恢复产能。

(3)堵水工艺。堵水工艺的应用是有条件的,气水同缝、水气同缝的气水同产井,实施效果往往不好。而对于异层型出水井,同时打开了不同层段的气、水层,底水气藏井水沿高渗透段纵窜横侵,产水量一般较稳定。对于这类井实施堵水有效。

3.3 排水采气阶段

在排水采气阶段,主要是要合理选择排水采气措施及人工助排时机。

针对凝析气藏,试验泡沫排水采气、优选管柱排水采气、气举排水采气、柱塞气举、机械抽油气举排水采气、电潜泵排水采气等技术,形成符合实际情况的排水采气技术。

若地质研究比较深入,对气藏水侵规律、水侵通道认识透彻,工艺技术发展到一程度,可借鉴俄罗斯奥伦堡气田开发经验。

奥伦堡气田开发的作法:(1)在地层水侵入裂缝发育带,与水侵通道方向垂直方位,布 3 口井为 1 组井排,射开水动力相连水侵层位。(2)井组两边的井作排水井,中间注粘稠液。奥伦堡气田 1982 年现场试验,并进行数模计算,认为建立阻水屏障可稳定开采 22 a,采收率高达 93%;如不建立屏障,稳产期仅 6 a,采收率仅 40%。

4 小结

雅克拉、大涝坝、轮台凝析气藏开发效果均很大程度上受制于水体能量的利用与控制。水驱凝析气藏的开发尚且没有系统的开发理论,在实际的开发中,还需不断地摸索规律,总结经验。

参考文献:

- [1] 袁士义,叶继根,孙志道.凝析气藏高效开发理论与实践[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [2] 李士伦,王鸣华,何江川,等.气田与凝析气田开发[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [3] 李传亮.油藏工程原理[M].北京:石油工业出版社,2005.
- [4] 何晓东,邹绍林,卢晓敏.边水气藏水侵特征识别及机理初探[J].天然气工业,2006,26(3):87-89.

(编辑 叶德燎)

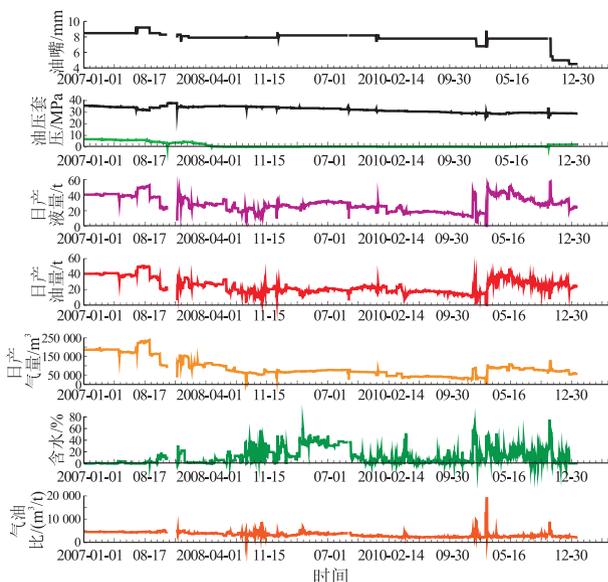


图 3 YK9X 井生产曲线

Fig. 3 Production curves in well YK9X