

文章编号:1001-6112(2012)S1-0041-04

当前凝析气藏开发中存在的问题及治理对策

——以雅克拉、大涝坝、轮台凝析气藏为例

柳春云,张儒佳,姚丽蓉,黄成,梁静献,袁锦亮

(中国石化西北油田分公司雅克拉采气厂,新疆库车 842017)

摘要:通过对雅克拉、大涝坝、轮台3个凝析气藏衰竭式开发过程中存在的问题进行剖析,认为能量下降、含水上升是制约目前气藏开发的主要因素,其次为反凝析污染、水锁、储层污染、水合物冻堵等因素。针对各项问题进行了分析总结,提出相应的改善开发效果对策,循环注气是解决能量下降和井筒积液问题的有效的方法之一,此外要加大新工艺试验推广力度。

关键词:反凝析;水锁;排液采气;储层保护;水合物;凝析气藏

中图分类号:TE372

文献标识码:A

Existing problems and controlling measures corresponding to current development of condensate gas reservoir:

taking Yakela, Dalaoba and Luntai condensate gas reservoirs as an example

Liu Chunyun, Zhang Rujia, Yao Lirong, Huang Cheng, Liang Jingxian, Yuan Jinliang

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

Abstract: The existing problems in the depletion development of condensate gas reservoirs such as Yakela, Dalaoba and Luntai have been studied. It has been concluded that the main controlling factors include energy decrease and water cut increase, and there are other factors such as retrograde condensation pollution, aqueous phase trap, reservoir pollution, and hydrate frozen. The corresponding controlling measures have been proposed. Cyclic gas injection is one of the effective methods to solve the question of energy descent and liquid loading. The testing of new technology also should be promoted.

Key words: retrograde condensation; aqueous phase trap; gas recovery by liquid unloading; reservoir protection; hydrate; condensate gas reservoir

1 凝析气藏开发特点

由于凝析气藏在开发过程中,随着压力变化凝析气会发生相态变化,地层中出现反凝析现象,凝析油会造成气相对渗透率降低,影响产能,因而较单相流的干气和油藏复杂。凝析气藏一般具有埋藏深、地层压力高、温度高、含有腐蚀气体等特点,因而对工艺技术要求高^[1],这也是制约凝析气井开发的重要因素。

2 凝析气藏简况

雅克拉、大涝坝、轮台凝析气藏(简称雅—大—轮凝析气藏)处于塔里木盆地雅克拉断凸东中段,气藏地质参数见表1,均采用衰减式开发方

式,目前处于开发中期阶段。

3 开发中存在问题及对策

3.1 能量下降问题突出

雅—大—轮凝析气藏在衰竭式开发中地层压力下降较快(表2),而地层压力伴随着气井产能下降,井筒举升能力下降,出现井筒积液,甚至气井停喷,开发形势严峻。

3.2 解决能量下降问题的关键

笔者认为,要解决能量下降问题重点从3个方面开展工作。

3.2.1 开展气藏精细描述,实现均衡开采

重点加强对储层物性、流体分布规律、渗流机理、相态变化等认识,特别对于高含凝析油和边底

表 1 塔里木盆地雅—大—轮凝析气藏地质参数

Table 1 Geological parameters of Yakela, Dalaoba and Luntai condensate gas reservoirs in Tarim Basin

油气田	产层	储层岩性	孔隙度/%	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	探明地质储量			凝析油含量/ ($\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$)	开发时间
					面积/ km^2	凝析油/ 10^4t	天然气/ 10^8m^3		
雅克拉	K_1y	砂岩	12.65	91	38.6	442	245.57	250	2005-07
大涝坝	E_3s, K_1bs	砂岩	15~19	28~203	8.8	444.2	48.2	406~712	2005-07
轮台	K_1bs	砂岩	14.2	135	4.32	64.84	22.08	341.5	2007-01

表 2 塔里木盆地雅—大—轮凝析气藏地层压力参数

Table 2 Formation pressure parameters of Yakela, Dalaoba and Luntai condensate gas reservoirs in Tarim Basin

气田	层系	原始地层 压力/MPa	原始露点 压力/MPa	目前地层 压力/MPa	压力保持 程度/%	压力下降 幅度/MPa	开采年限/a	压力下降速度/ ($\text{MPa} \cdot \text{a}^{-1}$)
雅克拉	K_1y	58.72	53.7	48.94	83.34	9.78	6	1.63
	E_3s^+	55.63	46.1	37.01	66.53	18.62	6	3.10
大涝坝	E_3s^+	56.17	49.9	37.46	66.69	18.71	6	3.12
	K_1bs	56.40	47.2	43.69	77.46	12.71	6	2.12
轮台	K_1bs	56.44	44.2	39.91	70.71	16.53	4	4.13

水活跃的凝析气藏应及早落实探明储量、边底水能量,尽可能使气藏投入整体协同开发,保持地层压力在开发过程中均匀下降,减缓水体侵入和反凝析污染导致采收率的降低。大涝坝凝析气田在 2006-2010 年实施了层系间的均衡开发调整,降低了 K_1bs 气藏采速,增加了 E_3s 上、下气藏动用程度,避免了大规模水淹发生,保障了气田的长期稳产。

3.2.2 优选合理采速,延长稳产期

一般在试采阶段,采速低,地层压力下降速度较缓;随着采速的不断增大,地层压力下降速度明显加快。要做到地层压力缓慢下降,延长稳产期,需要针对不同的气藏特点,摸清地质特征,确定合理的生产压差,进行合理配产,对区块进行整体的合理采速控制。

3.2.3 注气注水,进行能量补充

注气能解决凝析气藏开发大多数问题,实施注气开发要有一定储量规模、凝析油含量低等较为苛刻的地质条件,国内牙哈已有成功案例^[2];预计在 2012 年 5 月大涝坝 2 号构造开展循环注气工程,实现保压开发。另外注水开发对保持地层能量有效^[3],但也存在注水发生前缘推进到井底造成气井停喷现象,往往不是首选。

3.3 凝析气藏控水治水要“早着手”

气藏如果没有边底水,能量会补充不足,影响生产。气井见水会造成水淹,甚至停喷,很难再恢复生产,利用好水体能量,延长气井的无水生产期是提高采收率的关键。雅—大—轮凝析气藏开发实践表明,控水治水需要遵循“早控为主,后治为辅”的思路。

3.3.1 在低含水期

需要精细气藏地质描述,录取完备的动态监测资料,确定合理的生产压差,进行合理配产,对区块进行整体的合理采速控制,让边底水均匀推进。

3.3.2 在中含水期

气井要控制气量大于最小临界携液量,要维持自喷。积液严重的井,可间歇排液,尽可能减少地层激动,加快水淹速度;另外降回压生产,减小生产系统阻力。

3.3.3 在高含水期

这也是管控难度最大的阶段,此时气井已无控水策略可言,主要方式是进行放大工作生产,维持其自喷能力,对积液严重的井,实施排液工艺措施,国内四川地区排水技术已较为成熟^[4]。3 个气田前期试验的柱塞气举、泡排、转抽等工艺治标不治本(表 3),没有解决根本问题。国内排液效果成效显著的是气举阀排液,可在轮台气田开辟试验区进行车载式撬装气举排液试验,也可用大涝坝气田注气的高压气源对积液井进行气举排液试验。

3.3.4 在水淹停喷期

气井往往受储层单一,厚度薄,避水高度小等特点影响很难实施有效的机械封堵,而化学堵水受堵剂、施工规模及有效期的限制,难以满足气井生产要求。从目前堵水受到的地质条件和工艺条件的限制,成功条件苛刻,取得成功的经验较少。

3.4 反凝析对高凝析油含量气藏的影响

反凝析污染是指凝析气藏的反凝析油占据多孔隙介质孔隙表面和充填微小孔隙形成反凝析油饱和度,而使流体流动的有效孔隙空间减少,增加气

表3 塔里木盆地雅—大—轮凝析气藏
排液采气工艺应用评价

Table 3 Evaluation of liquid drawing technology
promotion in Yakela, Dalaoba and Luntai condensate
gas reservoirs in Tarim Basin

序号	工艺类别	井号	应用情况	评价
1	放嘴排液	DLK1, DLK3 等16口	短期有效,但易激动地层发生水淹	有效
2	连续油管气举	DLK1X, YK12	效果好,但费用成本高	有效
3	泡排棒排液	S3-1, S3-3H 等8口	发泡性差,不能连续加注	效果差
4	有杆泵	DLK7, S49, YK15	泵易气锁,井易水侵	效果差
5	柱塞气举	DLK9	自喷能力弱,管柱弯曲影响柱塞滑行	无效
6	小油管+气举阀	DLK5	气举中地层连续供液,举升压差小	无效

表4 塔里木盆地雅—大—轮凝析气藏
反凝析污染程度评价方法

Table 4 Evaluation method of retrograde condensate
pollution degree in Yakela, Dalaoba and Luntai
condensate gas reservoirs in Tarim Basin

序号	方法	机理
1	压力关系	流压、静压与露点压力关系评价反凝析位置
2	相态实验	压力与反凝析液量关系,定性评价反污染程度
3	气油比	发生反凝析后气油比总体表现升高
4	组分及密度	反凝析后,油气重质组分含量会降低,密度降低
5	产能	凝析液造成气相相对渗透率降低,单井产能会下降
6	试井	试井曲线特征和表皮、有效渗透率等参数定量评价
7	数值模拟	预测不同生产时间压力和反凝析污染程度分布状态

液渗流阻力,降低了孔隙通道的渗透性,使凝析气井产能下降。对如何评价反凝析程度,国内也取得了一些认识^[5]。雅—大—轮凝析气藏开发摸索出一套评价方法(表4)。实践表明:高产能、物性好、低凝析油含量气藏,反凝析影响产能较小,不是开发的主要矛盾(如雅克拉);产能低、物性差、高凝析油含量气藏,反凝析影响产能比较大的,是开发的主要矛盾之一(如大涝坝),必须引起重视加以治理。

针对反凝析污染的治理,主要有循环注气、注气吞吐、注化学药剂吞吐,国内在循环注气、注气吞吐^[6]开发方面,技术已经较为成熟。大涝坝凝析气田结合自己的气藏特点选择了循环注气开发调整来重点解决反凝析和能量下降问题。注化学药

剂吞吐也有相关的研究^[7],但技术很不成熟。笔者认为只要是衰减式方式开发,反凝析是伴随终生的,而且反凝析是个连续的过程,有效期过了,反凝析污染仍然存在。对储量规模大,能够达到注气开发经济条件的气藏进行循环注气开发;对储量规模小,达不到注气经济条件的气藏,开展单井吞吐解除反凝析污染工艺试验。

3.5 水锁问题认识模糊,解除水锁试验效果较差

水锁机理实质就是由于毛细管压力而产生了一个外加的表皮压降。当外来液体(主要是湿相)进入孔隙后,附着在介质上,由于润湿相和非润湿相间的毛管力作用产生水锁,将介质间的孔隙堵死,造成渗透率的下降。经过分析研究3个气田产生水锁主要是关井造成的反渗析水锁和外来流体造成水锁。水锁效应导致气藏产能下降,主要影响因素有:气测渗透率大小、初始饱和度、界面张力、水相物理侵入深度、注入流体粘度、驱动压力、孔隙结构、粘土矿物种类及含量等^[8]。

目前对水锁认识问题主要有:(1)气井水淹停喷和水锁停喷界定模糊;(2)水锁原因是地层水导致还是外来水导致;(3)一口井同时存在水锁和反凝析污染,各自影响程度如何界定;(4)解除水锁的工艺技术不成熟,大多技术还处于实验和摸索阶段;(5)解除水锁后效果评价困难,往往选择解除水锁的井一般是高含水或快停喷的井,是地层原因还是药剂原因导致解水锁无效很难判定。

针对外来流体的水锁,可以开展相关工作,解除后水锁后再次发生水锁的可能性大大降低。针对关井造成的反渗析水锁,若气井低含水,可以进行水锁试验工作;若气井高含水再单独开展解除水锁工作意义不大,高含水阶段应该从排水采气+解除水锁组合工艺角度开展工作。水锁跟反凝析一样,也是一个反复的过程,药剂有效期过了,水锁还会发生。

3.6 钻完采过程中的储层保护需要重视

当前储层保护主要存在以下问题:(1)修井液密度偏大,修井中普遍出现漏失,且漏失量大,易污染储层;(2)压井方式需要优化,90%井采用平推压井;(3)储层敏感层未使用储层保护液,特别是当压力系数到0.85以下需应用低密度修井液;(4)钻井过程中对储层保护工作认识不足,存在钻井泥浆固相颗粒污染。

针对储层保护工作,雅克拉—大涝坝凝析气田在开发中把重点放在储层敏感性研究、储层保护液的研发、射孔完井工艺改进上。一是通过室内进行

储层敏感性分析和钻井液、固井液伤害试验,发现气藏均存在一定敏感性;二是研发应用了 ADG077 系列修井液和低伤害修井液,在修井作业中取得显著效果,产能恢复率达 93.5%。三是优化了射孔工艺,在开发初期地层压力高,采用电缆传输正压射孔;随着地层压力下降,采用油管传输负压射孔;地层出现反凝析后,采用深穿透负压射孔技术;2010 年在 DLK7 井使用深穿透负压射孔,该井地层压力 38.3 MPa,低于露点压力 8 MPa,作业时使用 Owen 弹负压射孔,一次性投产成功。此外,钻完井过程中储层保护也需要重视,生产中有个别单井中出现吐泥浆现象,严重影响凝析气井正常生产。

3.7 水合物冻堵是影响生产的一个重要因素

在雅—大—轮—凝析气藏的一些气井油压高达 20~35 MPa,井口节流后易形成水合物,造成采气树、地面回压管线冻堵,既影响生产时效又存在安全风险。水合物的形成主要有 2 个条件:一是气体必须处于或低于水蒸气的露点,出现“自由水”时;二是气体必须处于适当的温度和压力条件之下。而影响因素主要有天然气组成、温度和压力、天然气水含量、水中盐含量、凝析油乳化作用等^[9]。目前 3 个气田现场应用了提高产量、二级节流、水套炉加热、井下节流、电拌热、井口回流拌热、倒翼解堵、中频感应加热、盐水加注等 9 项防冻堵技术,甲醇解堵、蒸汽解堵、放喷解堵等 3 项解堵技术,取得了一定的实效。

应用情况表明,防冻堵工作要针对不同的冻堵特点,选择相应的措施,不能单一使用一种方式。应针对不同特点,不同阶段应采用组合拳的方式解决冻堵问题,另外需要积极试验应用既能满足开发工作需求,又能节能环保的新型工艺技术,降低现

场操作人员劳动强度。

4 结论及建议

深化凝析气藏开发机理认识,在认清楚开发矛盾的基础上制定合理的开发策略。在开发中加强气藏监测,把握气田动态规律,适时进行开发效果评价,找出影响开发的主要因素,针对不同影响因素开展相应的治理措施。目前能量下降和含水上升是 3 个气藏开发的主要影响因素,而注气是解决这 2 个问题最有效的方法之一。大涝坝即将实施注气开发调整,应该借鉴其它气田的注气开发经验,结合自身情况形成一套有针对性的注气开发模式。此外要加大新工艺新技术试验推广力度,积极开展解液锁、找堵水、防冻堵、储层保护等工作。

参考文献:

- [1] 孙志道,胡永乐,李云娟,等.凝析气藏早期开发气藏工程研究[M].北京:石油工业出版社,2003:3-4.
- [2] 孙龙德,宋文杰.塔里木盆地牙哈凝析气田循环注气开发研究[J].石油勘探与开发,2003,30(5):101-103.
- [3] 汪周华,吐依洪江.凝析气藏水驱机理研究[J].西南石油学院学报,2006,28(6):36-39.
- [4] 钟晓瑜,黄艳,张向阳,等.川渝气田排水采气工艺技术现状及发展方向[J].钻采工艺,2005,28(2):99-100.
- [5] 肖丽仙,杜建芬.凝析气藏反凝析污染研究[J].断块油气田,2009,16(4):102-104.
- [6] 魏云峰,刘同振.单井注干气吞吐技术在柯克亚凝析气田的应用[J].西南石油大学学报,2007,29(1):92-94.
- [7] 李虎,李相方,赵林.注甲醇吞吐解除反凝析堵塞和水锁的正负面作用分析[J].钻采工艺,2010,33(1):90-93.
- [8] 周小平,孙雷,陈朝刚.低渗透气藏水锁效应研究[J].特种油气藏,2005,12(5):52-54.
- [9] 王惠清,谢建勇,王国先,等.马庄气田气井水合物形成原因分析与对策[J].天然气勘探与开发,2005,28(1):39-40.

(编辑 叶德燎)