

气井井筒积液分析及排水工艺研究

狄敏燕^{1,2} 陈超峰³ 王东林⁴ 潘 民⁴

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院, 江苏 扬州 225009; 3. 新疆油田公司勘探公司, 新疆 克拉玛依 834000; 4. 大港油田公司第五采油厂, 天津 大港 300280)

摘 要:针对朱家墩气藏生产气井存在较严重井筒积液的现象,从液体来源、井筒举升能量方面对积液原因进行了分析,其原因为气井产气量小于携液最小流量,造成进入井筒的边水和游离水无法排除。利用最小携液流速理论对泡沫排水采气法和换用小管柱排水采气法在该气藏的适应性进行了分析,结果表明,这两种排水采气法均能达到连续排液采气的目的,但从充分利用地层能量角度考虑,生产初期采用泡沫排水采气法,中后期地层压力下降,选择换用小管柱排水采气法。盐城 1-2 井 6 井次的泡沫排水采气试验表明,泡沫排水采气效果显著。

关键词:气井;排水采气;临界流量;发泡剂;盐城 1-2 井;盐参 1 井

中图分类号:TE375 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2010)06-0109-04

Analysis of Wellbore Fluid Accumulation and Water Drainage Technology

Di Minyan^{1,2} Chen Chaofeng³ Wang Donglin⁴ Pan Min⁴

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Engineering Technology Research Institute of Jiangsu Branch Company, Sinopec, Yangzhou, Jiangsu, 225009, China; 3. Exploration Company of Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 4. Fifty Oil Production Plant, Dagang Oilfield, Dagang, Tianjin, 300280, China)

Abstract: Serious fluid accumulation exists in the wellbore of Zhujiadun gas reservoir. The reasons for fluid accumulation were analyzed in terms of liquid source and wellbore lift energy. It is found that the gas production rate is less than the minimum flow rate of fluid carrying, which caused wellbore water from edge water and free water cannot be removed. The adaptability of using foam dewater and slim pipe dewater were analyzed using theory of minimum flow rate of fluid carrying. The results shown that both methods of dewater were working. While it is suggested that foam dewater is used at the beginning to take advantage of the reservoir energy, and slim pipe dewater is used when reservoir pressure drops. The application in well Yancheng 1-2 shows that this method is very good in dewatering.

Key words: gas well; drainage gas recovery; critical flow; foamer; Well Yancheng 1-2; Well Yancan 1

1 问题的提出

朱家墩气藏位于江苏省盐城市境内,构造位置为盐城凹陷南洋次凹深凹带,气藏埋深为 3 740~3 812 m,地层温度达 132~136 ℃,地层压力 32.93~40.24 MPa,压力系数约为 1,气藏类型为边水气藏。目前

开采该气藏的井有盐城 1-2 井、盐参 1 井和盐城 3 井,这 3 口气井日产气量约为 $9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。随着气藏

收稿日期:2009-12-10;改回日期:2010-11-11

作者简介:狄敏燕(1973—),女,浙江温岭人,1996年毕业于石油大学(华东)采油工程专业,油气田开发专业在读硕士生,高级工程师,主要从事采油(气)工程方面的研究工作。

联系方式:(0514)87762741, dimy@joeco.com.cn

开发不断深入,分析气井的生产动态发现,盐参 1 井和盐城 1-2 井存在不同程度的井筒积液现象。而井筒积液会造成井筒回压增大,生产能力降低^[1]。因此分析积液原因,排出井筒积液对提高气藏最终采收率有重要意义。

图 1 为盐城 1-2 井井筒压力测试曲线。从图 1 可以看出,随井深增加,井筒压力缓慢上升,当井深到达 2 800 m 时,井筒压力上升速度加快,因为气体的密度小于液体密度,并且在井筒内物质的密度一定的情况下,井筒压力和井深成线性关系,因此初步断定井筒积液液面位于井深 2 800 m 处。

利用文献[2]中的方法计算了盐参 1 井和盐城 1-2 井井筒积液的情况,结果见表 1。从表 1 可以看出,盐城 1-2 井和盐参 1 井井筒积液量分别为 8.91 m³ 和 1.609 m³,油管积液高度分别达到 959.00 m 和 237.10 m。目前盐城 1-2 井靠定期人工放喷的

方法排出井筒积液,但生产压差瞬时放大 4~6 倍易对气层造成伤害。

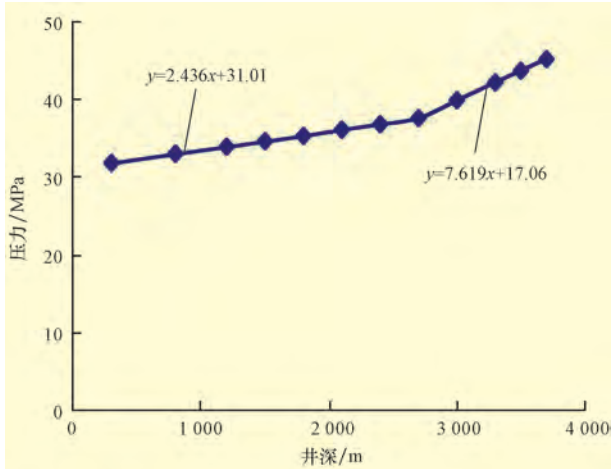


图1 盐城1-2井压力曲线
Fig.1 Pressure gradient curve of Well Yancheng 1-2

表 1 盐城1-2 井和盐参 1 井井筒积液情况
Table 1 Liquid accumulation fo Well Yancheng 1-2 and Well Yancan 1

井号	油层中深/m	油压/MPa	套压/MPa	积液高度/m		积液量/m ³		积液总量/m ³
				油管	套管	油管	套管	
盐城 1-2	3 815.50	13.7	15.9	959.00	754.20	2.877	6.034	8.911
盐参 1	3 774.30	20.1	23.2	237.10	112.40	0.711	0.898	1.609

2 积液影响因素分析

2.1 液体来源

井筒积液主要来源于随天然气进入井筒的游离液体,小部分来源于由于井筒热损失导致天然气凝析形成的液体。朱家墩气藏为裂缝发育的边水气藏,当气井投产以后,裂缝中的天然气先被采出,从而使裂缝中的地层压力迅速降低,形成一个低压带,于是地层水以这个低压带为通道快速窜至井底,从而出现气井出水。盐参 1 井位于构造的高部位、盐城 1-2 井位于构造的低部位,分析两井生产的气水比(见图 2、图 3)可以发现:盐城 1-2 井气水比呈下降趋势,表明边水已经侵入地层,因此随天然气进入到井筒的水量较多;盐参 1 井气水比基本上保持平稳趋势,表明气井中的水主要为气藏中的游离水,因此随天然气进入井筒的水量相对较少。

2.2 井筒举升能量

当流体从地层进入井底所具有的能量大于举升消耗的能量时,举升才能正常进行。否则液体就会

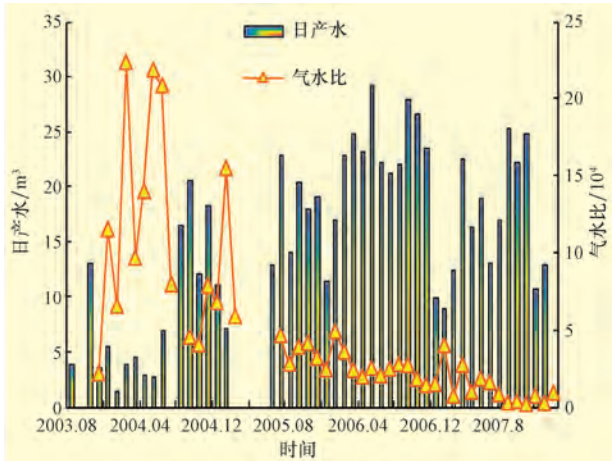
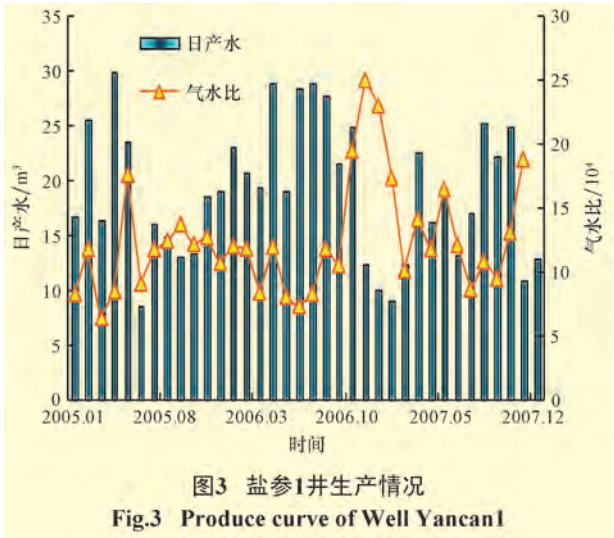


图2 盐城1-2井生产情况
Fig.2 Produce curve of Well Yancheng 1-2

在井筒内壁聚集,形成泡沫柱,泡沫柱崩溃,落入井底,形成积液^[1]。气体流速是反映井筒举升能量的一个重要指标,气井携液临界流速是指气井生产过程中气能携带液体的最小流速,对应的流量称为气井携液临界流量,当气体实际流速小于携液临界流速,也就是气体实际流量小于携液临界流量时,气流就不能将井内液体携带出井口,井底就会产生积液。



利用文献[3-4]中的方法计算了盐城 1-2 井和盐参 1 井的合理产量和携液临界流量,结果见表 2。从表 2 可以看出,盐城1-2 井和盐参 1 井生产产量合理,但流量低于携液最小流量,因此当井筒存在液体时,势必会引起井筒积液。盐城 1-2 井随天然气进入到井筒的水量较多,并且生产流量远低于携液最小流量,因此井筒积液严重。

表 2 临界流量计算结果				
Table 2 Calculated critical flow rate				
井号	临界流速/ m·s ⁻¹	临界流量/ 10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹	合理流量/ 10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹	生产产量/ 10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹
盐城 1-2	0.93	9.09	1~2	1.8
盐参 1	1.24	8.45	8~10	8.2

3 排水采气工艺

目前常用的排水采气工艺方法有泡沫排水采气法、气举排水采气法、游梁抽油机排水采气法、电潜泵排水采气法以及换用小直径管柱排水采气法等^[5]。

表 3 不同直径油管的携液临界流速和流量						
Table 3 Calculation of critical current velocity with different pipe size						
井号	井口压力/MPa	井口温度/℃	临界流速/m·s ⁻¹	油管内径/mm	临界流量/10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹	生产流量/10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹
盐城 1-2	6	25	0.93	62	9.09	1.8
	6	25	0.93	20	0.95	1.8
盐参 1	6	25	1.24	62	8.45	8.2
	6	25	1.24	48	5.06	8.2

3.3 排水采气工艺选择

从以上分析可以看出,盐城 1-2 井和盐参 1 井采用泡沫排水采气法和换用小直径管柱排水采气法

需针对朱家墩气藏埋藏深、高温、高压,中低产的特性,优选出可以利用地层自身能量进行举升、成本低、投资小的排水采气工艺。

3.1 泡沫排水采气

泡沫排水采气的基本原理是:含水气井注入起泡剂后,产生大量含水泡沫,通过减小液体表面张力和气液混合物的密度,使气体携液临界流速降低,井底积液更易被气流从井底携带至地面。针对朱家墩气藏及储层流体特点,通过室内试验,优选出了性能满足要求的 UT-5E 型发泡剂。利用试验数据,根据文献[5]中的方法计算出朱家墩气藏含水气井注入 UT-5E 型发泡剂后的携液临界流量为 1.2×10^4 m³/d。与盐城 1-2 井和盐参 1 井的实际生产产量相比,注入发泡剂后携液临界流量小于盐城 1-2 井和盐参 1 井的实际生产产量,因此采用泡沫排水采气法可以达到连续排液的目的。

3.2 换用小直径管柱排水采气

换用小直径管柱排水采气工作原理是:当气田在中后期气井压力变低,含水气井不能建立相对稳定的带水采气制度而导致井筒积液时,通过适当更换或下入较小直径油管,使气井携液临界流量降低且小于生产流量,从而达到排水采气的目的。目前盐城 1-2 井和盐参 1 井的油管内径为 62 mm,当井口压力温度不变,计算盐城 1-2 井换成内径 20 mm 油管、盐参 1 井换成内径 48 mm 油管后的携液临界流速和流量,结果见表 3。从表 3 可以看出,换用小直径管柱后盐城 1-2 井和盐参 1 井的携液临界流量分别为 0.95×10^4 和 5.06×10^4 m³/d,分别小于各自的生产产量,因此采用换小直径油管排水采气法可以达到连续排液的目的。

均能实现排液目的。针对泡沫排水采气法不需要对高压井进行作业,不影响气井日常生产的特点,以及从充分利用地层能量角度综合考虑,生产初期(目前)选择泡沫排水采气法,中后期随地层压力下降,

考虑选择换用小直径管柱排水采气法。

4 现场应用

2007 年 9 月以来,盐城 1-2 井实施了 6 井次泡沫排水采气工艺现场试验,发泡剂选用 UT-5E 型,消泡剂选用 FG-2 型,排液周期 25 d/次。工艺有效率 100%,累计排出井筒积液 91.7 m³,进行泡沫排液后,单产气量由 500 m³/h 平稳增加至 700 m³/h,取得了良好的排水采气效果。

5 结论与建议

1) 朱家墩气藏为裂缝发育的边水油气藏,生产的合理流量小于携液临界流量是造成井筒积液的主要原因。

2) 采用 UT-5E 型发泡剂进行泡沫排液以及换用小直径管柱,均能达到排水采气的目的。

3) 从充分利用地层能量角度考虑,生产初期采用泡沫排水采气工艺,中后期地层压力下降,可选择换用小直径管柱排水采气法。

4) 应根据储层特性和生产阶段,选择方便、有

效、投资小的排水采气工艺,以便取得良好的技术、经济效益。

参 考 文 献

- [1] 杨川东. 采气工程 [M]. 北京:石油工业出版社,1997:23-28.
Yang Chuandong. Gas recovery engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press,1997:23-28.
- [2] 苟三权. 气井井筒液面位置确定的简易方法[J]. 油气井测试, 2006,15(4):25-26.
Gou sanquan. A simple method to determine flow position in gas well[J]. Well Testing,2006,15(4):25-26.
- [3] 狄敏燕,顾春元,段志刚. 一种确定气井合理产量的新方法[J]. 石油钻探技术,2007,35(5):104-107.
Di Minyan,Gu Chunyuan,Duan Zhigang. A new method to determine gas well rate[J]. Petroleum Drilling Techniques,2007, 35(5):104-107.
- [4] 刘双全,吴晓东,吴革生,等. 气井井筒携液临界流速和流量的动态分布研究[J]. 天然气工业,2007,27(2):104-106.
Liu Shuangquan,Wu Xiaodong,Wu Gesheng,et al. A study on dynamic distribution of the liquid-carrying critical velocities and flow rates along the wellbore of gas wells[J]. Natural Gas Industry,2007,27(2):104-106.
- [5] 李士伦. 天然气工程[M]. 北京:石油工业出版社,2000:220-230.
Li Shilun. Gas engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press,2000:220-230.

欢迎订阅 2011 年《石油与装备》杂志

《石油与装备》杂志是由香港振威国际能源传媒集团出版、中国图书进出口(集团)总公司在国内发行(中国书刊编号:817Y0003,国际连续出版物号:ISSN1990-5947)的一本石油装备业专业性综合期刊,是《中文科技期刊数据库》全文收录期刊。主要报道石油与装备行业的新技术、新工艺、新产品和新观念;提供石油装备制造厂商与石油生产企业信息交流的平台。

杂志主要以石油石化行业的高层管理者、决策者、科技人员及物资采购人员等为重点读者对象,读者遍布全国各大油田、工程公司、科研院所和装备制造公司。

杂志为双月刊,逢双月 1 日出版,十六开彩色全铜印刷;国内外公开发行,每期发行量 30 000 余册。

订阅专线:010-58236535 广告专线:010-58236542 编辑部专线:010-58236541

投稿邮箱:shiyouzhuangbei@yahoo.com.cn 官方网站:zazhi.cippe.net

超高温降滤失剂在徐闻 X3 井成功应用

徐闻 X3 井是江苏油田的一口重点大位移预探定向井,该井设计垂深 5 100.00 m,斜深 5 664.00 m,水平位移 1 893.92 m,井斜角 35°,预计井底温度 190~210℃。中国石化石油工程技术研究院针对该井高温、超深、易漏、易塌、多靶点等技术难点,经过研究优选,形成了一套以超高温降滤失剂 PFL 为核心处理剂的超高温润滑防塌钻井液体系。室内试验表明,该钻井液体系流变性能好,润滑性能强,抑制性优良,抗温达 220℃。该钻井液体系在徐闻 X3 井钻至井深 4 523.00 m 时开始入井使用,一直到完钻井深 6 010.00 m,在钻进过程中钻井液性能稳定,未出现井下复杂情况,确保了徐闻 X3 井顺利完钻,这标志着中国石化石油工程技术院自主研发的超高温钻井液降滤失剂成功通过了现场检验,也标志着该院超高温钻井液技术水平迈上了一个新台阶。

[王显光 任立伟 供稿]