

超深高温高压高含硫气井的安全完井投产技术

——以四川盆地元坝气田为例

苏 鏢 龙 刚 许小强 伍 强 丁 咚 王 毅

中国石化西南油气分公司工程技术研究院

苏鏢等.超深高温高压高含硫气井安全完井投产技术——以四川盆地元坝气田为例.天然气工业,2014,34(7):60-64.

摘 要 四川盆地元坝气田具有超深、高压、高温、高含酸性腐蚀性气体的特点。完井投产过程中,腐蚀条件恶劣,安全风险大,对管柱的材质、结构要求高;井筒条件限制,井筒净化作业的风险大、难度大;施工作业时间长,井控风险大;储层非均质性强,作业井段长,针对性改造难度大。为此,通过对管柱结构、腐蚀机理的研究,选择了4C+4D镍基合金材质油管配合永久式完井封隔器的酸化—投产一体化管柱,满足了酸化、测试及安全投产的需要;通过管柱设计、水动力学的计算,结合工艺措施优化,形成的扫塞、超深小井眼通井工艺等井筒处理工艺技术,满足了井筒净化的需要,保证了投产管柱顺利到位;通过对高含硫气体在临界状态的分析计算,结合现场实践,形成了配套井控安全设备,短起下测油气上窜速度小于30 m/h的井控安全工艺措施,保证了投产作业的井控安全;通过暂堵剂的研制和暂堵工艺的优化,形成了多级暂堵交替注入酸化工艺。

关键词 四川盆地 元坝气田 高含硫 超深 高温 高压 完井投产 井筒处理 多级酸化 安全风险控制

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2014.07.010

Safe completion and production technologies of a gas well with ultra depth, high temperature, high pressure and high H₂S content: A case from the Yuanba Gas Field in the Sichuan Basin

Su Biao, Long Gang, Xu Xiaoqiang, Wu Qiang, Ding Dong, Wang Yi

(Engineering Technology Institute of Sinopec Southwest Division, Deyang, Sichuan 618000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 34, ISSUE 7, pp.60-64, 7/25/2014. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The Yuanba Gas Field in the Sichuan Basin is featured by ultra depth, high temperature, high pressure and high acidic corrosive gas content. In the process of completion and production, high requirements are proposed for string material and structure because of harsh corrosive conditions and high safety risks; wellbore constrains bring about a high risk and great difficulty to wellbore cleaning operation; the well control risk is very high due to a long working time; strong reservoir heterogeneity and long working section result in more difficulties in targeted modification. To achieve successful production, based on the research of tubing structure and corrosion mechanism, we adopted the acidification-production integrated string composed of a 4C+4D nickel-based alloy pipe and a permanent packer, meeting the demand of acidification, testing and safe production. Then, we conducted string design and dynamic calculation and combined process measure optimization to successfully develop plug elimination, ultra-deep slim-hole drifting, and other wellbore treatment technologies, meeting the requirement of wellbore cleaning and making the production string smoothly reach the designated position. Meanwhile, we developed a complete set of well control safety equipment and well control safety measures (short tripping to measure oil & gas channel-up speed of less than 30 m/h) through the analysis and calculation of high sour gas in critical state and site practice, ensuring well control safety in production. Finally, we developed multistage temporary-plugging alternative injection and acidification process through the development of temporary plugging agent and the optimization of temporary plugging technology.

Keywords: Sichuan Basin, Yuanba Gas Field, high H₂S content, ultra-deep, high temperature, high pressure, well completion, production, wellbore treatment, multistage acidification, safety risk control

基金项目:国家科技重大专项“低渗油气田完井关键技术”(编号:2011ZX05022-006)。

作者简介:苏鏢,1983年生,工程师,硕士;现从事完井测试研究工作。地址:(618000)四川省德阳市龙泉山北路298号。电话:13981082943。E-mail:ah_biao@qq.com

四川盆地元坝气田长兴组储层埋藏深(7 000 m)、温度高(160 ℃)、高含腐蚀介质(H₂S 平均含量 5.14%,CO₂ 平均含量 7.5%),且储层较薄,非均质性 强,井型主要采用大斜度井、水平井,完井方式为衬管 完井。相对于国内的主要酸性气藏如普光、龙岗等开 发难度更大,风险更高^[1-2]。笔者通过超深水平井分段 改造—生产一体化管柱设计、超深含硫气井井筒处理、 井控安全工艺、分流酸化等工艺研究,形成了一套适合 元坝超深高含硫气井的安全投产作业措施和配套技 术,确保了元坝气田顺利、安全投产。

1 完井投产面临的主要难题

1.1 完井投产的高风险、高难度与对可靠性的高要求 之间的矛盾突出

元坝气田周围人口稠密,安全责任和社会责任重 大。面对超深、高温高压、工况复杂、高含腐蚀剧毒性 流体等情况,投产管柱结构,施工作业方案要求高,实 施难度大。

1.2 井筒条件限制,井筒准备作业难度大

井筒斜深一般在 7 500 m 以上,井身结构为 193.7 mm 油套+∅127 mm 衬管或∅177.8 油套+∅114.3 mm 衬管,在扫水泥塞、通井、刮管等井筒准备作业中, 钻具组合选择受到井筒条件的限制。如何在安全作业 的前提下,保证一个干净、合格的井筒,需要对钻具的 组合、井筒作业的方式进行优化论证。

1.3 投产作业时间长,井控风险高

投产管柱下入衬管上部,下深一般超过 7 000 m。 为保证长期投产的安全,需要进行气密封检测作业。 从起井控管柱、下完井投产管柱,到换装井口共需要约 168 h。由于考虑到完井投产工具的限制,作业期间不 能循环压井液,因此长时间作业中,如何在保证井控安 全的难度大。

1.4 长井段均匀布酸、全井段充分改造难度大

长兴组水平段长度一般在 700 m 左右,且储层的 性质差异大,如何充分的改造储层,实现均匀布酸的难 度大。

2 超深水平井分段改造—生产一体化 管柱设计

针对元坝气田硫化氢分压高、生产井段长及储层 非均质性强的特点,模拟气田的工况条件,进行不同 材质腐蚀评价实验,在对完井工具充分调研分析的基 础上,根据开发的需要,优化设计配套了生产完井一体 化管柱。

2.1 材质的优选

元坝气田长兴组储层温度在160 ℃,H₂S 平均含 量 5.14%,可能有单质硫的存在,依据 ISO 15156 及腐 蚀评价试验,结合产量预测井筒内部的温度分布,在井 深小于等于 4 000 m 选用 4C 类镍基合金油管、718 材 质完井投产工具,井深大于等于 4 000 m 选用 4D 类镍 基合金材质及 725 材质完井投产工具^[3-4]。132 ℃时 长兴组不同产量下对应的井深如表 1 所示。

表 1 132 ℃时长兴组不同产量下对应的井深表

产 量/(10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	井 深/m
30	4 650
40	4 400
50	4 150
60	3 950

2.2 管柱结构的选择

完井投产管柱主要考虑到酸压、测试、投产及井控 安全的需要,在此基础上优化完井投产管柱结构为:安 全阀流动短节+井下安全阀+安全阀流动短节+循环 滑套+液压坐封封隔器(含锚定密封总成)+磨铣延伸 筒+剪切球座^[5-7]。

考虑到钢丝作业能力及降低管柱的复杂性,不下 入坐落短节,后期需要进行井下取样及相关作业时采 用专门的配套工具进行作业。

2.3 油管的选择

根据“气井生产系统分析”系统的分析,完井油管 采用∅89 mm或∅89 mm+∅73 mm 的复合油管能 够满足携液、抗冲蚀及增产要求(表 2、3)。

表 2 油管组合在储层酸化时管柱受力分析表

外径/ mm	壁厚/ mm	抗拉强度/ kN	段长/ m	酸压时 拉力/kN	酸压时 抗拉安 全系数	酸压时封 隔器上部 拉力/kN
88.9	7.34	1 619	1 000	1 051.54	1.54	
88.9	6.45	1 441	4 000	940.61	1.53	57.51
73.0	5.51	1 010	2 000	349.57	2.89	

注:泵压 90 MPa,排量 2.0 m³/min

表 3 气井临界冲蚀流量计算表

管柱组合 最小尺寸/mm	气体相对 密度	变径处 流压/MPa	冲蚀临界流量/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)
62	0.65	40	62.93
		50	66.30

根据抗管柱在酸压、生产过程中的强度校核,最大

限度地降低生产成本,油管柱选择 125 钢级 $\varnothing 88.9$ mm $\times$ 7.34 mm+ $\varnothing 88.9$ mm $\times$ 6.45 mm+ $\varnothing 73$ mm $\times$ 5.51 mm 复合油管。

3 超深含硫气井井筒处理工艺

井筒的处理是完井投产成功实施的重要保障,为保证通井、洗井的顺利,需结合水泥块在钻井液的沉降速度、不同排量下环空返速、压力损耗等。

3.1 水泥块在钻井液沉降速度的计算

要返出地面液体的上升速度为固体沉降速度的 2 倍及以上,固体物质才能被顺利的带出地面,达到洗井的效果。根据力学分析及水动力学分析,可以得到固体在液相中的重力沉降速度,密度为 3.0~3.15 g/cm³ 硅酸盐水泥在密度为 1.3 g/cm³ 的钻井液,可计算得沉降速度详见表 4。

表 4 水泥块直径与沉降速度关系表

水泥块直径/mm	沉降速度/(m·s ⁻¹)
3	0.067
6	0.134
9	0.201
12	0.267

3.2 通井管柱组合及压力参数计算

考虑到井筒条件,只能采用 G105 钢级的 $\varnothing 101.6$ mm、 $\varnothing 88.9$ mm、 $\varnothing 73.0$ mm/ $\varnothing 60.3$ mm 新钻杆进行通井作业。其参数及强度校核如表 5 所示。

当洗井的排量达到 500 L/min 时,最小上返速度 0.52 m/s,累计压力损失 23.95 MPa,能够顺利带出 12 mm 及以下直径的水泥块(表 6),基本满足洗井要求。

表 5 井筒处理管柱强度数据校核表

井段/m	本体外径/ mm	钢级	壁厚/ mm	名义重量/ (kg·m ⁻¹)	抗拉强度/ kN	钻井液下剩余拉力/ kN	空气中剩余拉力/ kN
0~1 700	101.6	G105	9.65	23.39	2 018	789.6	545.8
1 700~6 850	88.9	G105	9.35	19.81	1 691	788.1	608.9
6 850~7 686	60.3	G105	7.11	9.91	861	793.2	779.7

表 6 钻井液排量与上返速度、压力损失的关系表

排量/ (L·min ⁻¹)	钻具直径/ mm	钻具内径/ mm	上返速度/ (m·s ⁻¹)	环空压力损失/ MPa	管柱内压力损失/ MPa	累计压力损失/ MPa
700	101.6	82.3	0.83	2.06	2.19	33.62
	88.9	70.2	0.73	4.31	10.30	
	60.3	46.1	0.80	0.62	14.06	
500	101.6	82.3	0.59	1.65	1.79	23.95
	88.9	70.2	0.52	3.45	8.41	
	60.3	46.1	0.57	0.57	8.11	

注:①测试条件为 48 h、160 ℃;②密度为 1.3 g/cm³;③钻井液 3 转读数为 4,钻井液 300 转读数为 79,钻井液 600 转读数为 119

3.3 作业方式的设计

考虑到作业深度深,管柱抗拉余量小,处理事故能力有限,作业方式必须进行优化。即:①提前做好风险辨识,扫塞过程中做好防磨、防钻井液污染、防溢流、防漏及防卡钻措施;②通井中,必须保证排量的控制,以充分脱气及保证携带固体残渣;③衬管通井中,必须进行分段循环通井,严格控制下放吨位。

4 井控安全工艺措施

4.1 井控安全设备

采用两套 105 MPa 液压双闸板防喷器组合,EE

级;配备与井筒内管柱连接的 105 MPa 防硫防喷短节和防喷单根;配备双机双泵及循环储备系统;准备充足的井控备件及材料。

根据地层压力 70~80 MPa,最大关井压力 48~55 MPa,选择 105 MPa+70 MPa 二级抗硫(EE 级)节流流程,同时现场考虑双向放喷、分离计量、保温、正反循环压井、自动点火等功能。

采用 105 MPa、HH 级采气树,设计井下安全阀控制管线穿越通道。

4.2 投产管柱下入前的井控措施

组合下入投产管柱需要进行气密封检测,耗时需

要 168 h 左右。为确保井控安全,元坝气田前期均采用静止观察一个井控周期以保证井控安全,大量增加了整体作业时间和施工风险。

根据高含硫气井溢流压井期间井筒超临界相态特征:当流体温度压力都大大超过临界点,流体密度与温度及压力存在一一对应关系,但不存在温度压力较小范围变化会引起流体密度剧烈变化现象,油气在压井液中匀速上移,一直到过临界点后,体积和上移速度才会显著增加。因此,根据作业时间,井筒深度及高含硫气体在超临界状态分析,可以计算得出当最大油气上传速度在 30 m/h 以内,可以满足投产管柱的安全作业。

元坝气田在 YB101-1H、YB204-1H 井投产中进行了试验,在 YB101-1H 静止观察前测得气体上窜速度为 10.1 m/h,静止观察 180 h 后,气体上移距离 837 m;在 YB204-1H 井中静止观察前测得气体上窜速度为 24.27 m/h,静止观察 150 h 后,气体上移距离 685.5 m,气体上窜速度均没有明显增加,验证了气体在压井液中的运行规律(表 7)。实践证明,通过短起下测油气上窜速度能够满足下完井投产管柱的井控需要。

表 7 油气上窜速度对比表			
井号	静止观察前 气体上窜速度/ (m·h ⁻¹)	静止观察 时间/h	静止观察期间 气体上窜 高度/m
YB101-1H	10.10	180	837.0
YB204-1H	24.27	150	685.5

5 长水平段多级暂堵交替注入分流酸化工艺

元坝气田长兴组气藏非均质性强,储层段打开长度长,因此若采取笼统酸化适应性较差,需要将高渗井段暂堵起来,从而逐步改变进入各部位的酸量分布,尽量保证对整个水平段的均匀改造^[8-11]。

因此,采用多级暂堵交替注入分流酸化工艺,先利用高黏压裂液和可降解纤维相配合,将高渗井段暂堵,让酸液转向进入渗透率较低或伤害严重井段,改变水平段各部位的酸量分布;从而逐步改变进入各部位的酸量分布,尽量保证对整个水平段的均匀改造。

通过试验数据(表 8)可以看到,在 60 ℃ 以上,纤维在盐酸中能够很好地降解。暂堵后,纤维能够显著降低岩心的渗透率,通过酸化解堵,岩心渗透率能够完全恢复(表 9)。

表 8 纤维降解率实验数据表				
温度/℃	盐酸 浓度	溶解时间		最终 降解率
		10 min	30 min 分钟	
70	10%	50%溶解	完全溶解	98.2%
	5%	30%溶解	基本完全溶解	95.3%
60	10%	50%溶解	完全溶解	97.8%
	5%	未溶解	部分溶解	88.0%

表 9 纤维暂堵实验数据表		
实验过程	压力/MPa	渗透率/mD
暂堵前	1.0	631.91
	1.0	631.91
暂堵后	2.5	12.04
	3.0	14.04
解堵后	2.5	640.12
	1.0	651.22

6 现场实施

YB101-1H井元坝气田长兴组②号礁带的 1 口开发水平井,采用衬管完井,完钻井深 7 971 m(垂深 6 946.44 m),水平段长 1 023.88 m,最大井斜角 91.90°。井筒为 $\varnothing$ 193.7 mm 油层套管+ $\varnothing$ 127 mm 衬管。

该井采用 G105 钢级的 $\varnothing$ 101.6 mm、 $\varnothing$ 88.9 mm、 $\varnothing$ 73 mm/60.3 mm 新钻杆组合,顺利完成了井筒内扫塞作业,衬管段内通井、洗井作业。通过短起下测油气上窜速度方式,确定了安全了作业时间,满足了投产管柱下入期间的井控安全要求。设计采用 4C 油管 4 000 m,4D 油管 2 690 m,配套井下安全阀、循环滑套、永久式封隔器,坐封球座的酸化—投产一体化管柱,满足了多级暂堵交替注入分流酸化的实施要求,酸化规模为:胶凝酸 920 m³,纤维 1 500 kg,共采用两级交替注入。纤维入地之后,施工压力在 13 min 内由 32.2 MPa 缓慢上升到 41.3 MPa,酸液分流转向明显,说明Ⅰ类储层较好的暂时封堵,Ⅱ类储层得到充分的改造。

酸化后求产,在稳定油压 36 MPa 下测试天然气产量 82.5×10⁴ m³/d,计算无阻流量为 310.5×10⁴ m³/d,满足了开发的要求。

2012 年以来,超深高温高含硫气井完井投产技术措施在元坝指导了 11 口井现场施工,成功率 100%,保障了投产作业的顺利实施。其中最大测试产量 104.69×10⁴ m³/d,最大井深 7 971 m,创造了垂深最深高含硫水平井完井投产记录。

7 结论

元坝气田水平井完井投产工艺技术通过严细的基础研究和现场实践,基本上满足了高温、高压、高产、高含 H_2S 井等多种工况的完井投产难题。

1)超深水平井分段改造—生产一体化管柱投产管柱经受了酸压最大排量从 $3.1 \sim 7.1 \text{ m}^3/\text{min}$ 的考验,满足了储层改造的要求;而且在改造、求产及关井期间,油套环空压力变化正常,证实了管柱的可靠性,满足了管柱安全投产的要求。

2)在井筒条件的限制下,通过对扫塞、通洗井管柱结构优化设计,扫塞时控制钻压、转速、排量等关键参数,衬管段通井时控制排量、钻压、分段循环、反复划眼等关键工艺,满足了超深小井眼井筒简化作业,在满足井控安全的条件下,为投产管柱的顺利下入提供了保证。

3)结合高含硫气井溢流压井期间井筒超临界相态特征,通过理论计算和现场实践相结合,证明通过短起下测油气上窜速度时,在满足上窜速度小于 30 m/h 能够满足组下完井投产管柱期间的井控需要。

4)长水平段多级暂堵交替注入分流酸化工艺能够有效解决长井段非均质性强的难题,尽量保证对整个水平段的均匀改造。

参 考 文 献

- [1] 李相方.高温高压井测试技术[M].北京:石油工业出版社,2007:122-157.
LI Xiangfang.The well testing technology on high temperature and high pressure well[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2007:122-157.
- [2] 苏鏢,赵祚培,杨永华.高温高压高含硫气井完井试气工艺技术研究与应用[J].天然气工业,2010,30(12):53-56.
SU Biao, ZHAO Zuopei, YANG Yonghua.Completion and well testing technology in HTHP and high- H_2S gas wells of the eastern Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry, 2010,30(12):53-56.
- [3] 裴智超,熊春明,常泽亮,等. CO_2 和 H_2S 共存环境下井筒腐蚀主控因素及防腐对策——以塔里木盆地塔中I气田为例[J].石油勘探与开发,2012,39(2):238-242.
QIU Zhichao, XIONG Chunming, CHANG Zeliang, et al. Major corrosion factors in the CO_2 and H_2S coexistent environment and the anticorrosion method: Taking Tazhong I Gas Field, Tarim Basin, as an example[J].Petroleum Exploration and Development, 2012,39(2):238-242.
- [4] 薛丽娜,周小虎,严焱诚,等.高温酸性气藏油层套管选材探析——以四川盆地元坝气田为例[J].天然气工业,2013,33(1):85-89.
XUE Lina, ZHOU Xiaohu, YAN Yancheng, et al. Material selection of the production casing in high-temperature sour gas reservoirs in the Changxing Formation, Yuanba Gas Field, northeastern Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry, 2013,33(1):85-89.
- [5] 刘殷韬,雷有为,曹言光,等.普光气田大湾区块高含硫水平井完井管柱优化设计[J].天然气工业,2012,32(12):71-74.
LIU Yintao, LEI Youwei, CAO Yanguang, et al. Optimal design on completion string of high-sulfur horizontal well in Dawan Block in Puguang Gas Field[J].Natural Gas Industry, 2012,32(12):71-74.
- [6] 赵海洋,邬蓝柯西,刘青山,等.不同完井方式下水平井不稳定产能研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(5):133-136.
ZHAO Haiyang, WULAN Kexi, LIU Qingshan, et al. A study on different completion methods of horizontal well productivity[J].Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2012,34(5):133-136.
- [7] 张智,李炎军,张超,等.高温含 CO_2 气井的井筒完整性设计[J].天然气工业,2013,33(9):79-86.
ZHANG Zhi, LI Yanjun, ZHANG Chao, et al. Well bore integrity design of high-temperature gas wells containing CO_2 [J].Natural Gas Industry, 2013,33(9):79-86.
- [8] 何生厚.高含硫化氢和二氧化碳天然气田开发工程技术[M].北京:中国石油化工出版社,2008:207-212.
HE Shenghou. Engineering techniques for the development of gas fields with high contents of hydrogen sulfide and carbon dioxide[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2008: 207-212.
- [9] 何生厚,曹耀峰.普光高酸性气田开发[M].北京:中国石油化工出版社,2010.
HE Shenghou, CAO Yaofeng. Development of Puguang High Sour Gas Field [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2010.
- [10] 孔凡群,王寿平,曾大乾,等.普光高含硫气田开发关键技术[J].天然气工业,2011,31(3):1-4.
KONG Fanqun, WANG Shouping, ZENG Daqian, et al. Key techniques for the development of the Puguang Gas Field with a high content of H_2S [J].Natural Gas Industry, 2011,31(3):1-4.
- [11] 曾大乾,彭鑫岭,刘志远,等.普光气田礁滩相储层表征方法[J].天然气工业,2011,31(3):9-13.
ZENG Daqian, PENG Xinling, LIU Zhiyuan, et al. Characterization methods of reef-beach facies reservoirs in the Puguang Gas Field[J].Natural Gas Industry, 2011,31(3): 9-13.