

四川盆地高含硫气井油管螺纹气密封性能评价与应用

——以龙岗气田为例

郭建华^{1,2} 马发明¹

1. 中国石油西南油气田公司采气工程研究院 2. 西南石油大学

郭建华等. 四川盆地高含硫气井油管螺纹气密封性能评价与应用——以龙岗气田为例. 天然气工业, 2013, 33(1): 128-131.

摘要 四川盆地自四川盆地龙岗气田投产以来, 部分气井出现了由螺纹泄漏造成的油套环空异常带压现象, 异常带压过大将会影响正常生产, 一旦超过允许值将诱发安全事故。为避免新投产井出现此类现象, 在调研国内外气密封螺纹技术发展的基础上, 结合该气田特点进行了螺纹气密封难点分析、上卸扣和交变载荷(拉、压、弯曲)气密封性室内实验评价, 以及现场施工控制技术的研究与应用。室内评价结果表明: $\varnothing 88.90 \times 6.45$ mm SM 2550—125 VAM TOP 扣和 $\varnothing 73.02 \times 5.51$ mm BG 2830—110 BGT1 扣满足该气田不同工况条件下油管柱气密封性能的要求。现场应用结果表明: 油管柱密封完整性不仅受到扣型优化选择、管柱结构设计、井下工具选择、施工工艺、不同工况载荷等因素影响, 还受到现场操作质量(如现场上扣操作和扭矩控制等)的影响, 氦气气密封检测是确保油管柱密封完整性的有效控制措施。建议在该类气井推广应用 VAM TOP、BGT1 扣和气密封检测技术, 同时注重对其他控制措施如油管钳扭矩标定、专用上扣工具的研究, 以及优选下油管专业队伍和加强操作监督等。

关键词 四川盆地 龙岗气田 高含硫气井 油管 螺纹 交变载荷 气密封检测 密封性能评价

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2013.01.022

Air tightness performance assessment of screw threads of oil tubings in high-sulfur gas wells in the Longgang Gas Field, Sichuan Basin

Guo Jianhua^{1,2}, Ma Faming¹

(1. Gas Production Engineering Research Institute of Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Guanghan, Sichuan 618300, China; 2. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China) NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 1, pp. 128-131, 1/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Since the Longgang Gas Field, Sichuan Basin, was put into production, leakage through screw threads has caused annular abnormal pressure in some wells, the overly high value of which has badly influenced the normal production of those wells and down-hole accidents will easily occur when such value exceeds the allowable limits. To avoid this unfortunate case in the put-to-production wells, we made an investigation into the development of the air-tight seal threads at home and abroad, and according to the characteristics of this gas field, we analyzed the difficulties in this technology and made an indoor evaluation test of the air tightness of screw on and off and alternate loading, i.e. pulling, pressing and bending, and also mentioned the research and application of control technologies in field operation. The indoor evaluation test shows that the combination of threads $\varnothing 88.90 \times 6.45$ mm SM2550-125 VAM TOP and $\varnothing 73.02 \times 5.51$ mm BG2830-110 BGT1 can meet the requirement of air-tight performance of oil tubings under different working conditions in this field. The actual field application demonstrates that the air-tight integrity of oil tubings will be influenced not only by the optimal selection of thread types, structural design of tubing strings, selection of downhole tools, operation technology, loadings under different working conditions, but by the on-site operation quality like the thread-on operation, torque control, etc. In addition, it is pointed out that the helium gas sealing is an effective controlling measure to ensure the air-tight integrity of oil tubings. In the end, this paper suggests that VAM, TOP, BGT1 threads and air-tight sealing inspection technology should be applied in these similar wells; further research should be focused on other controlling methods like torque calibration for tubing tongs, special thread-on tools, etc.; and professional staff should be sorted out and operation work should be under supervision and control.

Key words: Sichuan Basin, Longgang Gas Field, high-sulfur gas well, oil tubings, screw thread, alternate loading, inspection of air tightness, sealing performance evaluation

基金项目: 国家示范工程“四川龙岗地区大型碳酸盐岩气田开发示范工程”(编号: 2011ZX05047); 国家科技重大专项“复杂碳酸盐岩气藏开发技术”(编号: 2011ZX05015-003)。

作者简介: 郭建华, 1980年生, 工程师, 博士研究生; 从事气井工程技术研究与管理工作。地址: (618300)四川省广汉市广东路1段2号。电话: (0838)5152441, 13608106196。E-mail: g_jlh@petrochina.com.cn

龙岗气田产层温度为 130~150 °C, 井深超过 6 200 m, 硫化氢含量为 30~156 g/m³。2009 年 7 月龙岗气田投产以来, 部分气井出现了油层套管环空异常带压现象, 气井安全生产面临严峻挑战。通过现场井下温度测井, 明确了这类井主要是油管柱螺纹(VAM TOP)渗漏导致环空异常带压^[1]。这类气密封螺纹出现泄漏的原因是什么? 哪一种或哪几种扣型适合龙岗气田高含硫气井使用? 现场操作需要配套什么措施? 本文结合该气田高含硫气井特点进行了螺纹气密封性能评价, 优选出了适用的螺纹类型, 制订了现场作业过程气密封检测技术对策, 并对其应用效果进行了分析。

1 国内外气密封螺纹技术现状

常规的完井管柱均采用螺纹连接, 实践表明, 油管柱的可靠性直接受连接部位的可靠性控制^[2-4]。据统计, 约有 80% 的油管失效都发生在螺纹连接部位^[5]。螺纹对于天然气的密封相对于油、水的密封要求更高^[6], 其密封性能是衡量油管质量的重要指标之一, 因此, 分析油管螺纹特性非常重要。

近 20 年来, 国外广泛开展了螺纹密封影响规律和改进措施的研究, 取得了一些研究成果。1992 年, Cohen^[7]在分析、监测螺纹连接漏失的基础上, 研制了一套修复工具, 这套工具可用绳索下井到达漏失螺纹处, 将密封脂高压挤入螺纹内达到修复的目的。1994 年, 刘汝福等^[8]研制出一套可以模拟套管在井下服役条件下密封性能的泄漏检测设备, 并提出了相应的检测方法。1995 年, 龚伟安^[9]从理论上对螺纹的上紧过程以及在内、外压力作用下接箍和管端上产生的应力进行分析, 提出了屈服上紧圈数、防漏上紧圈数、螺纹锥度公差的影响圈数和组合应力等的计算公式。赵克枫等人^[10]分析研究了 API 螺纹的密封性和密封极限以及影响泄漏抗力的因素。2002 年, Cam Matthews^[11]综合分析了螺纹漏失的原因和评价方法; 史交齐等^[12]在研究 API 螺纹油套管密封特点的基础上, 提出了从加工上提高螺纹密封性的具体措施。

为了满足这类高温高压高含硫气井油管柱密封完整性要求, 国内外多家油管公司相继开发出 100 多种享有专利技术的特殊连接螺纹, 如: VAM TOP 扣、NK3SB 扣、NEW VAM 扣、FOX 扣、BEAR 扣、Two-Step 扣、BGT1 扣等。这类特殊螺纹具有良好的性能: ①密封性好, 通过弹性和金属密封结构使气密封能力

达到管体屈服压力; ②连接强度高, 达到或超过了管体强度; ③改进工艺、优选材料, 基本解决了粘扣的问题; ④优化结构、应力分布更合理; ⑤台肩结构、上扣操作更容易。但从应用情况来看(表 1), 这些气密封螺纹均不同程度地存在泄漏现象^[13-14]。

表 1 国外气密封检测螺纹泄漏情况表¹⁾

扣型	总井数/ 口	总泄漏点/ 个	泄漏井数/ 口	泄漏井 数所占 百分比
FOX, BEAR	133	145	36	27.1%
VAM Ace, VAM TOP	130	143	34	26.2%
Two-Step	692	428	127	18.4%
DSS, NK3SB, TDS, TC-II, TC-4S 等	101	315	41	40.6%
合计	1 056	1 031	238	平均 28.08%

注: 1) 美国 Loomis 公司

2 交变载荷螺纹性能室内评价

2.1 试验方案

按照龙岗气田实际使用油管材质及扣型, 选择 $\varnothing 88.90 \text{ mm} \times 6.45 \text{ mm SM 2550-125 VAM TOP}$ 扣油管和 $\varnothing 73.02 \text{ mm} \times 5.51 \text{ mm BG 2830-110 BGT1}$ 扣油管进行上卸扣和模拟龙岗实际工况条件及 95% 等效应力(VME)的交变载荷气密封试验, 充分考虑拉伸、压缩、内压和弯曲等不同工况, 加载方案见表 2、3。

表 2 轴向载荷和内压加载方案表

序号	轴向载荷/kN	内压/MPa	保载时间/min
1	801	50	30
2	-298	50	30
3	899	50	30
4	-298	50	30
5	899	50	30
6	-298	50	30
7	0	0	5
8	801	50	30
9	-298	50	30
10	899	50	30
11	-298	50	30
12	899	50	30
13	-298	50	30

表3 95% VME 载荷和弯曲加载方案表

序号	管体弯曲度/ [$^{\circ}$ ·(30 m) $^{-1}$]	轴向载荷/ kN	内压/ MPa	保载时间/ min
1	/	1 419	50	30
2	20	1 272	50	30
3	/	-298	50	30
4	20	-298	50	30
5	/	1 072	109	30
6	20	930	109	30
7	/	0	109	30
8	20	0	109	30

2.2 结果及分析

$\varnothing 88.90 \text{ mm} \times 6.45 \text{ mm}$ SM 2550-125 VAM TOP扣和 $73.02 \text{ mm} \times 5.51 \text{ mm}$ BG 2830-110 BGT1扣油管试样,在上卸扣试验过程中均未发生粘扣等损伤(图1、2)。

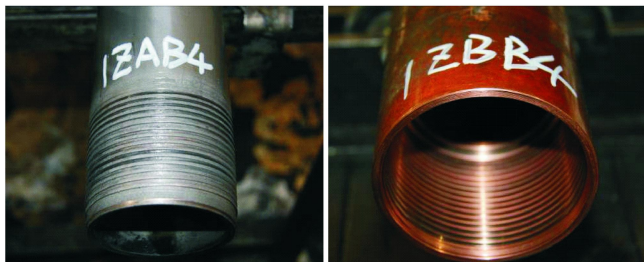


图1 SM 2550-125 VAM TOP 扣上卸扣后试样照片

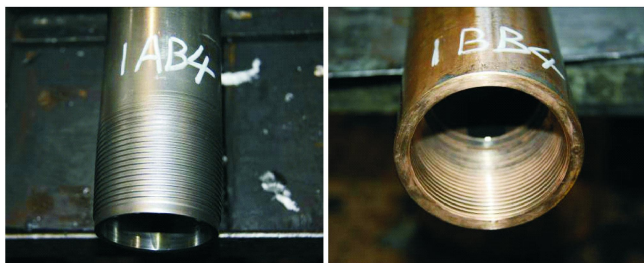


图2 BG 2830-110 BGT1 扣上卸扣后试样照片

在模拟工况及计算的95% VME 加载过程中均未发生泄漏(图3、4)。根据室内螺纹气密封性能评价试验结果表明,在龙岗气田实际工况条件及设计管柱结构组合条件下理论上不应该出现螺纹泄漏的现象。

3 现场应用与分析

为了进一步寻找螺纹泄漏原因,以便制订防控措施,在龙岗气田完井现场开展了边下入边检测的螺纹氦气气密封检测工作。

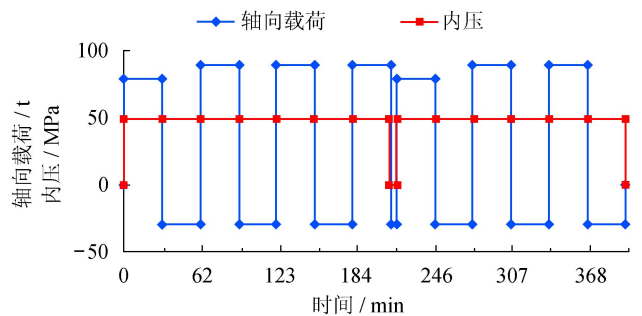


图3 交变轴向载荷和内压加载试验结果图

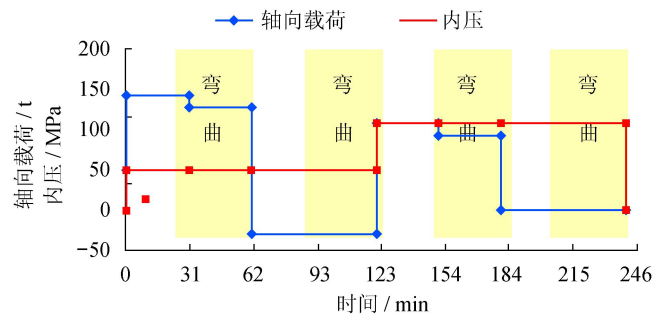


图4 95% VME 载荷和弯曲加载试验情况图

3.1 螺纹氦气气密封检测原理

氦气是分子直径很小、在气密封扣中易渗透、对油管无腐蚀、无毒安全的惰性气体。检测时,从管柱内下入有上下两个胶筒的封隔器,在丝扣连接部位上下卡封在中间形成密封空间,然后往中间密封空间内注入高压氦气,用高灵敏度的探测器在丝扣外进行检测。在规定的时间内探测不到有氦气泄漏,因此认为油管丝扣无漏失;如果探测到有氦气泄漏,就说明此丝扣密封不合标准,应采取整改措施。

3.2 现场应用分析

自2009年开始,龙岗气田在完井过程中开展了氦气气密封检测现场应用。截至目前,该气田共检测6口井2 040个扣,两种扣均发现泄漏现象,平均泄漏率为5.9%(表4)。现场作业中均严格按照检测结果调整上扣扭矩、清理丝扣、加强吹扫等,坚持检测合格一个扣下入一根油管,确保了后期完成井的油管柱整体气密封性能,使用该项技术措施后未出现因油管柱螺纹渗漏造成的油套环空异常带压现象。

4 认识及建议

1)通过室内交变载荷条件下对螺纹气密封能力评价试验,表明 $\varnothing 88.90 \times 6.45 \text{ mm}$ SM 2550-125 VAM TOP扣和 $\varnothing 73.02 \times 5.51 \text{ mm}$ BG 2830-110 BGT1扣能够满足龙岗气田不同工况条件下封隔器油管柱气密

表 4 龙岗气田氦气气密封检测情况表

井号	扣型	检测扣数	泄漏扣数	泄漏率	检测方式
A	VAM-TOP	164	12	7.32%	∅88.9 mm 抽检 10%
B	VAM-TOP	65	5	7.70%	∅88.9 mm 抽检 10%
C	VAM-TOP	307	11	3.60%	∅177.8 mm 全检
D	VAM-TOP	544	26	4.78%	∅88.9 mm 全检
E	BGT1	318	7	2.20%	∅73.02 mm 全检
	VAM-TOP	240	49	20.40%	∅88.9 mm 全检
F	BGT1	393	11	2.90%	∅73.02 mm 全检
	VAM-TOP	9	0	0	∅88.9 mm 全检
合 计		2040	121	平均 5.90%	

封性能的要求。

2) 龙岗气田氦气气密封检测现场实践表明: 油管柱密封完整性不仅受到扣型优化选择、管柱结构设计、井下工具选择、施工工艺、不同工况载荷等因素的影响, 还受到现场操作质量(如现场上扣操作和扭矩控制等)的影响。虽然逐根进行氦气气密封检测是行之有效的办法, 但对于高温高压高含硫气井同样存在较大的井控风险。因此, 建议在该类气井中继续推广应用氦气气密封检测技术的同时, 更加注重现场施工质量的控制技术措施研究与应用, 如加强油管钳扭矩标定、采用专用上扣工具、优选合格的下油管队伍、加强操作监督等。

参 考 文 献

- [1] 郑友志, 余朝毅, 刘伟, 等. 井温、噪声组合找漏测井在龙岗气井中的应用[J]. 测井技术, 2010, 34(1): 60-63.
ZHENG Youzhi, SHE Chaoyi, LIU Wei, et al. The application of combined temperature and noise logging data to leakage location for Longgang gas well[J]. Well Logging Technology, 2010, 34(1): 60-63.
- [2] 彭建云, 周理志, 阮洋, 等. 克拉 2 气田高压气井风险评估[J]. 天然气工业, 2008, 28(10): 110-112.
PENG Jianyun, ZHOU Lizhi, RUAN Yang, et al. Risk evaluation of high pressure gas wells in the Kela 2 gas field[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(10): 110-112.
- [3] 郭建华, 余朝毅, 唐庚, 等. 高温高压高酸性气井完井管柱优化设计[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 70-72.
GUO Jianhua, SHE Chaoyi, TANG Geng, et al. The optimal design of completion string in high temperature and high pressure and sour gas well[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(5): 70-72.
- [4] 何银达, 秦德友, 凌涛, 等. 塔里木油田高压气井油管气密封问题探析[J]. 钻采工艺, 2010, 33(3): 36-39.
HE Yinda, QIN Deyou, LING Tao, et al. Analysis of tubing

- hermetic sealing in high pressure gas well of Tarim oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(3): 36-39.
- [5] BRADLEY A B, NAGASAKU S, VERGER E. Premium connection design, testing, and installation for HPHT sour wells[C]// paper 97585-MS presented at the SPE High Pressure/High Temperature Sour Well Design Applied Technology Workshop, 17-19 May 2005, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2005.
- [6] BADICIOIU MARIUS, TEODORIU CATALIN. Sealing capacity of API connections - theoretical and experimental results[C]// paper 106849-MS presented at the SPE Production and Operations Symposium, 31 March - 3 April 2007, Oklahoma City, Oklahoma, USA. New York: SPE, 2007.
- [7] COHEN J H. Development of casing leak measurement and repair tools[R]. Houston: Maurer Engineering, Inc., 15 May, 1992.
- [8] 刘汝福, 陈毓云. 套管密封性能评价方法新探[J]. 石油钻采工艺, 1994, 16(6): 24-28.
LIU Rufu, CHEN Yuyun. Researching of evaluation casing sealing properties[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1994, 16(6): 24-28.
- [9] 龚伟安. 略论套管螺纹密封性能与连接应力的关系[J]. 石油机械, 1995, 23(6): 27-36.
GONG Weian. Relation of the sealing ability of casing threads to connection stress[J]. China Petroleum Machinery, 1995, 23(6): 27-36.
- [10] 赵克枫, 史交齐, 宋冶, 等. API 螺纹油管套管泄漏抗力影响因素研究[C]// 中国石油学会. 深井钻井试油及装备学术研讨会论文集. 北京: 1998: 135-140.
ZHAO Kefeng, SHI Jiaoqi, SONG Ye, et al. API threaded tubing casing leakage resistance influence factor research[C]// Chinese Petroleum Society. Deep Well Drilling, Test and Equipment Symposium. Beijing: CPS, 1998: 135-140.
- [11] MATTHEWS CAM. Assessing tubular connection leakage integrity[J]. World Oil, 2002, 223(2): 82-84.
- [12] 史交齐, 林凯, 解学东, 等. 提高 API 螺纹油管和套管密封性的措施[J]. 石油机械, 2002, 30(3): 47-49.
SHI Jiaoqi, LIN Kai, XIE Xuedong, et al. Improvement of API threaded tubing and casing sealing measures[J]. China Petroleum Machinery, 2002, 30(3): 47-49.
- [13] 林勇, 薛伟, 李治, 等. 气密封检测技术在储气库注采井中的应用[J]. 天然气与石油, 2012, 30(1): 55-58.
LIN Yong, XUE Wei, LI Zhi, et al. Sealing detection technology in gas storage injection-production wells[J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(1): 55-58.
- [14] 李建中, 李奇, 胥洪成, 等. 盐穴地下储气库气密封检测技术[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 90-92.
LI Jianzhong, LI Qi, XU Hongcheng, et al. Sealing testing techniques of underground gas storage based on salt caverns[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(5): 90-92.