

四川盆地高含硫气井完整性管理技术与应用

——以龙岗气田为例

马发明¹ 余朝毅¹ 郭建华^{1,2}

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

马发明等. 四川盆地高含硫气井完整性管理技术与应用——以龙岗气田为例. 天然气工业, 2013, 33(1): 122-127.

摘要 近年来,高酸性天然气井越来越多,但因技术和施工的瑕疵,往往导致气井功能不完整(如套管环空异常带压等),已成为影响气井安全生产的重要问题。为此,在消化吸收国内外先进完整性管理理念的基础上,结合四川盆地龙岗气田高温(130~150℃)、超深(6 200 m)、高含硫(30~156 g/m³)、地层因素复杂等特点,从带压原因分析、井筒安全评估内容和流程、风险等级划分和防控措施等方面开展了气井完整性管理技术的研究与应用。制订了气井完整性管理相应的对策,即:对于已完成的老井加强压力、流体跟踪评价分析,加强井下及井口腐蚀状况监测、检测工作,定期对井筒安全状态进行评估,确保安全受控;对于待完成的新井,重点抓好井身结构、完井管柱设计与现场施工作业质量控制等环节,确保不形成新的环空异常带压气井。现场应用结果表明,形成的气井完整性管理方法及主体配套技术能够满足龙岗气田安全生产的需要。

关键词 四川盆地 龙岗气田 高含硫气井 完整性管理 环空带压 评估与完整性 安全生产

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.01.021

The integrity management technology and application of high-sulfur gas wells in the Longgang Gas Field, Sichuan Basin

Ma Faming¹, She Chaoyi¹, Guo Jianhua^{1,2}

(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. 122-127, 1/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: In recent years, there are more and more high sour gas wells, but due to flaws in technology and operation, unusual occurrence such as the abnormal annular pressure will badly influence the safe production of such wells. In view of this, based on the in-detailed explanation of the concept of advanced integrity management at home and abroad, this paper first analyzes the characteristics of the Longgang Gas Field, Sichuan Basin, such as high temperature (130 - 150℃), ultra depth (6200 m), high sulfur content (30 - 156 g/m³) and complex geological condition. On this basis, the research and application of the integrity management for gas wells is conducted in the aspects of reason analysis of abnormal annular pressure, content and workflow of borehole safety assessment, risk level classification, and prevention and controlling methods. Accordingly, the following corresponding countermeasures are laid out for the integrity management of gas wells. (1) As for those completed mature wells, the follow-up evaluation analysis of downhole pressure and fluids should be made, while downhole and wellhead corrosion should be supervised and inspected as well and the down-hole safety should be regularly assessed and guaranteed. (2) As for those new wells to be completed, high attention should be paid to casing program design, completion string design, quality control of field operation, etc., in order to avoid the occurrence of abnormal annular pressure in wells. The field application shows that the said integrity management for gas wells and the above countermeasures can completely meet the requirement for safe production of the Longgang Gas Field.

Key words: Sichuan Basin, Longgang Gas Field, high-sulfur gas well, integrity management, abnormal annular pressure, integrity management and assessment, safe production

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: 马发明, 1964年生, 教授级高级工程师, 中国石油天然气集团公司高级技术专家; 中国石油西南油气田公司采气工程研究院院长, 从事采气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) 5151377。E-mail: mafam@petrochina.com.cn

2006年龙岗1井在四川盆地长兴组—飞仙关组礁滩钻获高产工业气流后,揭开了龙岗碳酸盐岩高含硫气田勘探开发的序幕,通过持续攻关研究和现场实施,确保了龙岗气田2009年7月的安全顺利投产。龙岗气田具有高温(130~150℃)、超深(6200m)、高含硫(30~156g/m³)、地层流体性质复杂的特点,龙岗A井、龙岗B井和龙岗C井相继出现了油层套管环空、技术套管环空异常带压现象,对这类生产气井的完整性提出了严峻的挑战。笔者在消化吸收国内外先进完整性管理理念的基础上,结合龙岗气田实际特点开展了气井完整性管理及技术研究,制订了相应的技术对策,形成了一些实用的方法。

1 国内外气井完整性管理技术现状

近年来,高温高压高酸性天然气井越来越多,油层套管环空、技术套管环空等异常带压现象逐渐增多,已成为影响气井安全生产的重要问题^[1]。2001年,美国矿业管理局,共统计了8122口井、11498层套管产生了稳定套压,随开采期的延长,环空带压井增加近60%。2004年,挪威石油安全管理局(PSA)共统计了406口井,18%的井具有完整性失效的问题,其中7%的井因此而关井。根据路易丝安那州立大学研究报告《防止及管理持续环空压力的最佳做法(2001年)》,生产套管异常带压的主要原因是油管渗漏,其次是固井质量较差^[2-3]。

国外公司及相关机构相继出台了系列标准或推荐作法^[4-7],如:NORSOK D—010《钻井和修井中井的完整性》(挪威2004年)、API RP90《海上油气井环空压力管理》(API 2006年)、《高含硫硫井的完井与作业》(加拿大2006年)、《井完整性指导方针的推荐意见》(挪威2011年)等。在这些标准或规范中主要规范了最高允许环空压力取值,放压和恢复诊断分析方法,钻井、测试、完井、生产、井下作业、暂闭和废弃过程确保气井受控的井筒安全屏障,高酸性气井井口装置、油套管质量、井下工具、电缆和钢丝作业要求,气井完整性管理培训、完整性评估及分类管理要求等内容。在现场实践中主要配套了超声波井下漏点检测系统、在线地面漏点检测仪、井下腐蚀检测工具、带压钻孔设备、优质环空保护液、压力激发智能堵漏液体等^[8-9]。虽然国外较早重视和开展完整性管理工作,但仍然不同程度地出现由于气井丧失完整性而带来的恶劣事故,如2010年墨西哥湾MC252号平台1-01井由于发现溢流不及时、固井候凝时间不足、返高不够、固井质量不合格、密封总成坐封效果不好、井控装备性能不好等原

因造成井喷、着火、爆炸等事故^[10]。从国外发展情况来看,气井完整性及完整性管理仍需进一步研究。

据中国石油塔里木油田高压气井完整性失效情况统计^[11],完整性失效总井数14口,占已投产及待投产井(47口)的29.8%;经评估对安全风险较大的3口井已治理完毕,单井治理费用超过2000万元。在规范或标准方面,主要沿用气井建井、作业等相关方面的设计、施工规范或标准(如井控实施细则等),还没有相关气井完整性管理规范或标准。目前,国内对气井完整性及完整性管理技术的研究和应用处于起步阶段^[12-16]。

2 龙岗气田高含硫气井完整性管理方法

2.1 带压原因分析

龙岗气田采用永久式封隔器完井管柱,在投产之后出现了不同程度的套管带压现象,给气井生产带来一定的安全风险,为此提出了采用安全屏障分析理论来确定井筒的安全性,根据井筒的安全屏障编制了完井管柱、油层套管环空(A)、技术套管环空(B)、表层套管环空(C)出现井口带压后的可能泄漏途径分析模板(图1)。

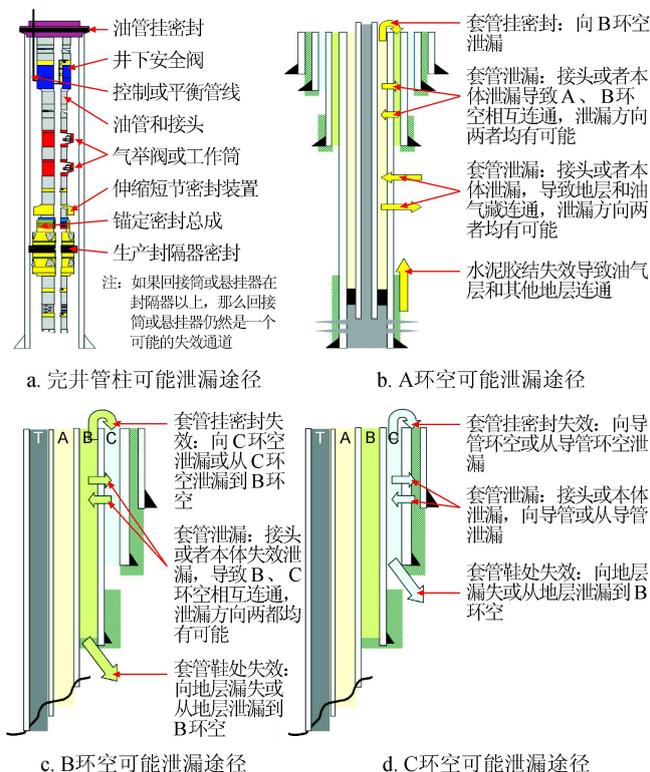


图1 龙岗气田气井可能泄漏途径分析模板图

在龙岗A井开展了井温测井找漏现场应用,识别出完井管柱安全阀以下短接(井深36.52m)处油管丝扣渗漏;在龙岗B井开展了过油管超声波测井找漏现场应用,识别出生产套管回接筒(井深3301.70m)处

渗漏。综合分析认为龙岗气田部分井环空带压主要原因分为3类:①油管柱丝扣渗漏;②套管回接筒或丝扣渗漏;③固井质量差。

2.2 井筒安全评估

2.2.1 安全评估内容和流程

①针对在役生产气井,其井筒安全性评估内容不仅包含区块的总体开发方案、单井井身结构、固井质

量、完井管柱结构等已经入井或实施的不可变因素,同时包括后续生产动态分析评价的各层套管压力、流体组分、环空充满度、井下实测渗漏点等内容。②针对待评价气井,首先根据生产各层套管压力的监测分析情况判断各层套管压力是否异常;然后分析异常原因、开展气井井筒安全评价;最后根据评价结果制订相应的预防和控制措施(图2)。

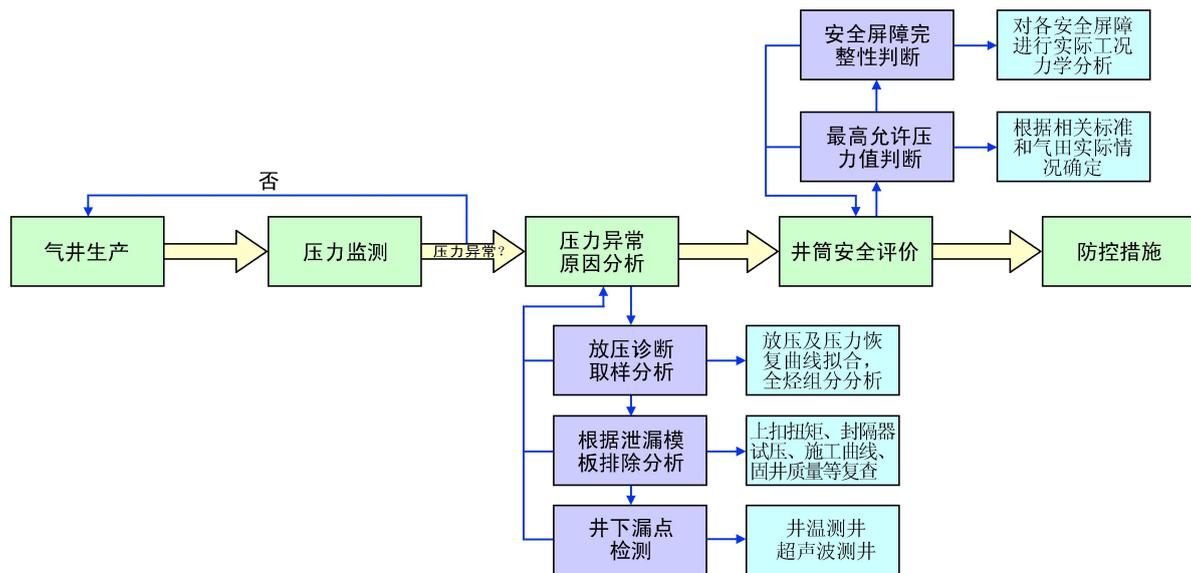


图2 龙岗气田井筒安全性评估流程图

2.2.2 压力监测与数据库建立

龙岗气田新井投产之前将各层套管环空接好放喷管线,准备好放喷点火器材,为在超过设定最高允许压力值后采取放压措施提供条件。生产套管、技术套管和表层套管分别连接放喷管线,采用针阀控制放喷。在新井投产之前装好各层套管压力表,并定期校验压力表。在投产后,除按照常规生产动态资料的正常记录报送程序记录油管压力、套管压力、产量和井口温度外,每班向作业区报送技术套管压力和生产套管压力一次,并确保资料的真实性。作业区绘制单井投产直到分析点的压力变化数据连续曲线图,分析压力变化趋势和泄漏量,判断是否在安全允许压力范围内,并及时上报。

2.2.3 各层套管最大允许压力值

借鉴 API RP 90,参考 SY/T 5724—2008 和 Q/SYCQZ 001—2008 等标准,结合龙岗气田单井实际井身结构、油管柱结构、油管头和套管头的压力等级,确定各层套管最大允许压力值。

2.2.4 泄漏速率计算分析

龙岗气田生产井各环空压力在完井预留压力之上的异常压力小于 5 MPa 范围时,表明环空压力基本上

没有风险,仅需要作业区进行常规监测。各环空压力大于完井预留压力(加 5 MPa)而小于最高允许环空压力范围时,表明环空压力已出现一定的风险,需要进行诊断测试分析,寻找环空压力根源,对压力异常重点井可采用无线压力传感器实时监测油压、油层套管压力、技术套管压力、表层套管压力,无线传输回相关管理部门。泄漏速率最低要求(参照 API RP14B):气体为 $0.42 \text{ m}^3/\text{min}$;液体为 $0.40 \text{ L}/\text{min}$ 。泄漏烃类气体质量或体积标准(参照 NORSOK S-001):不超过 $1\ 000 \text{ kg}$ (标准状态)。

2.2.5 流体取样分析

1)现场取样。取样点设置在套管压力表连接处。

2)现场检测。现场按照 GB/T 11060.1—1998(碘量法)分析样品中硫化氢浓度。

3)实验室分析。实验室按照 GB/T 13610—2003(气相色谱法)对现场取回气样进行天然气常规组成分析:包括 He 、 H_2 、 O_2 、 N_2 、 CO_2 、 CH_4 至 C_6^+ 等。

4)气源分析。如果环空返出的流体组分既不同于油管产出的组分,也不同于该井初始投产时井内流体的组分,则进一步进行同位素分析,与该区域标准层位气样进行对比分析,确定该气源层位。

5)取样分析周期。当发现异常压力后,半个月取样分析一次,直到能准确判断气源层位为止。

2.2.6 油套管腐蚀及剩余强度评价

①油套管腐蚀评价措施:对气井长期生产后环空泄压返出缓蚀剂的缓蚀效果进行评价;采用钢丝或电缆开展电感式腐蚀实时在线监测;采用多臂井径仪和磁测厚仪进行井下腐蚀检测。②根据腐蚀监测、腐蚀检测出的腐蚀速率以及剩余壁厚情况,开展均匀减薄、非均匀减薄等油管、套管强度分析,评估腐蚀环境下油套管强度及使用寿命。

2.2.7 采气井口装置在线检测评价

主要是对气井套管头、油管头、采气树及附属管线本体腐蚀及冲蚀等造成的缺陷进行检测。采用手动超声波探头扫描腐蚀等缺陷成像,实时显示采集数据,根据检测结果对采气井口装置进行维护。

2.3 井筒安全风险等级划分

2.3.1 风险等级划分所需资料

①基础资料包括井型、井别以及屏障分析图。②建井资料包括实测和(或)预测地层压力;设计压力、测试压力和压力极限;操作极限;流动压力和温度、关井压力和温度;油管和环空流体类型;环空压力及其趋势;井的维护和预防性测试。若已出现异常情况,还需补充:泄漏速率;泄漏位置;泄漏方向;泄漏扩大趋势;失效机理、速率及带来的影响;侵入环空的流体类型、体积或质量;可用的控制措施;井屏障部件的状态;异常情况下的井控极限;异常情况下的载荷变化及其影响。

2.3.2 风险等级划分

根据上述基础资料将气井划分为绿、黄、橙、红 4 类,这种颜色等级划分与很多操作和规则系统上的等级划分方法类似(表 1),便于理解。根据每一类气井

表 1 龙岗气田风险等级划分表

表 1 龙岗气田风险等级划分表

风险等级	气井风险等级描述	风险划分	对策
四	没有泄漏	可接受	生产
三	微漏,环空没有或者有很少量天然气	风险可控可接受	监测生产
二	环空压力已经超过最大许可压力值	在风险可控时能接受	在控制措施下生产
一	安全屏障已经不满足要求,严重失效或天然气泄漏到地表	不可接受	压井修井

的划分准则进行归类,对于每一类气井采用对应的管理办法。龙岗气田生产井大部分处在“三、四”风险等级,部分气井处在“二”风险等级。

2.4 防控措施

2.4.1 对已投入生产的老井

完善地面放喷流程,加强压力监测、环空流体取样与分析,对井下管柱和采气井口装置定期进行腐蚀检测,对部分重点井进行井下漏点实测,加强作业区、气矿等各级部门的管理。

2.4.2 对于待完成的新井

生产套管要求为抗腐蚀材质,扣型要求为气密封扣;生产套管固井水泥应返至地面或悬挂器顶部 50 m 以上;固井质量采用声幅和变密度测井技术进行质量评价,水泥胶结质量合格段长度应达到应封固井段长度的 70% 以上;对于漏失严重、破碎易塌或存在溶洞的井段采用管外封隔器固井施工;固井水泥应在油层、气层或水层及其以上 25 m 环空范围内形成具有密封性能的胶结优良的水泥环。

对封隔器完成的气井,采用气密封扣油管和工具,连接油管和油管挂的双公短接等井下工具应采用相同或高一等级的材质。封隔器完井管柱需要进行管柱力学计算,确定一套满足生产要求的完井管柱结构,包括油管、封隔器、井下安全阀等井下工具。管柱设计时,分析下管柱、坐封、替液、射孔、储层改造、诱喷、开井、关井等完井工序中管柱的轴向变形、载荷和应力,各工况下的三轴应力强度安全系数及抗外挤强度安全系数应满足如下要求(表 2、3)。

表 2 下管柱、坐封、替液、射孔、关井等“静态”工况下管柱强度安全系数表

产层压力 /MPa	三轴应力强度安全系数	抗外挤强度安全系数
≥ 70	1.5~1.6	1.3~1.4
50~70	1.4~1.5	1.2~1.3
≤ 50	1.25~1.4	1.2~1.3

表 3 储层改造、诱喷、开井等“动态”工况下管柱强度安全系数表

产层压力 /MPa	三轴应力强度安全系数	抗外挤强度安全系数
≥ 70	1.7~1.8	1.4~1.5
50~70	1.5~1.6	1.3~1.4
≤ 50	1.4~1.5	1.2~1.3

采用封隔器完井现场作业尤其要抓好气密封检测工作。同时,应作好现场油层套管和油管下入使用的液压钳扭矩标定工作,采用液压动力钳扭矩标定仪器对现场作业液压钳在下套管、油管前进行扭矩标定,控制上扣扭矩。

3 现场应用以及效果

自 2006 年开始龙岗气田勘探开发工程实施以来,持续开展了完井投产质量控制措施研究,不断进行完整性管理及其配套技术的现场应用和总结提升,努力提高井筒工程质量,抓好气密封检测工作,确保了龙岗气田 2009 年 7 月安全顺利投产。

在气田投产以后,制订了《龙岗气田环空压力管理及安全评估办法》,开展了多轮放压取样分析、单井井筒安全性评价、完善地面放喷流程等工作,截至 2012 年 9 月,龙岗气田已经累计生产天然气 $43.6 \times 10^8 \text{ m}^3$, 18 口生产井均处于安全受控状态(图 3、4)。

4 结论及建议

1) 高含硫气井完整性管理重点和目标:对于已完成的老井应加强压力、流体跟踪评价分析,加强井下及

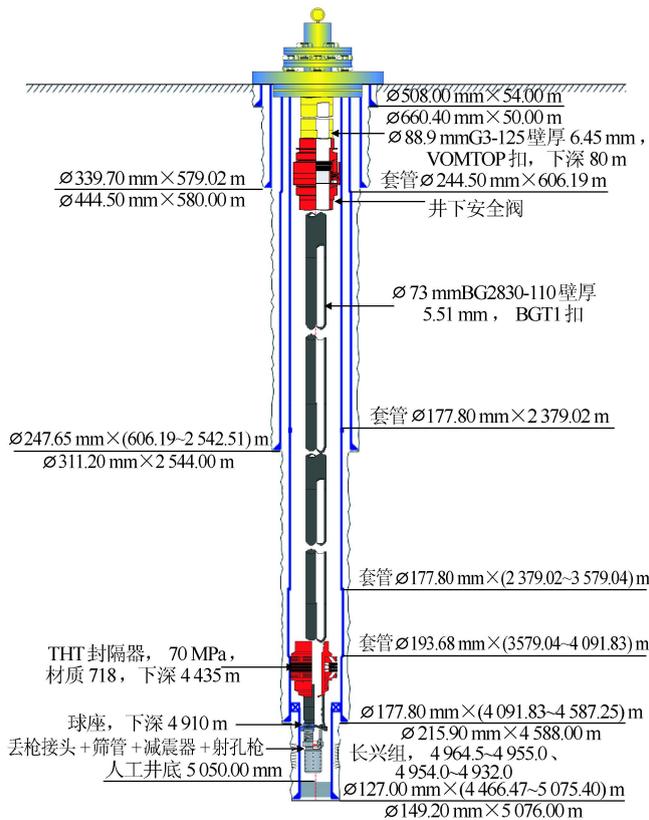


图 3 龙岗 D 井完井管柱图

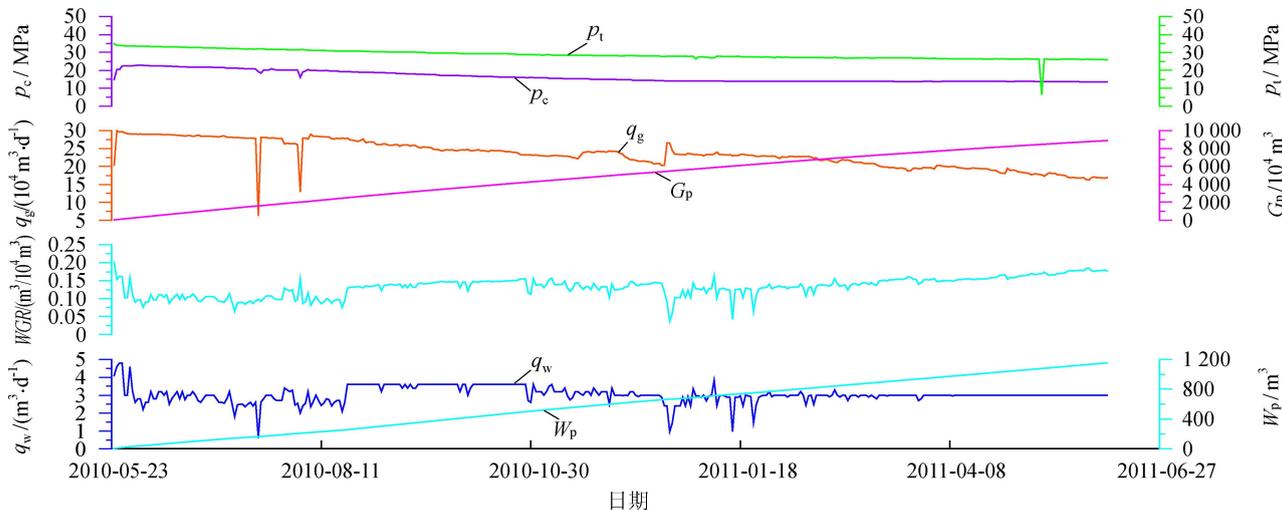


图 4 龙岗 D 井采气曲线图

注: p_c 为油层套管压力; p_t 为油管压力; q_g 为产量; G_p 为累积产量; WGR 为水气比; q_w 为产水量; W_p 为累积产水

井口腐蚀状况监测、检测工作,定期对井筒安全状态进行评估,确保安全受控;对于待完成的新井,应重点抓好井身结构、完井管柱设计与现场施工作业质量控制等环节,确保不形成新的环空异常带压气井。

2) 应用实践表明:形成的高含硫气井完整性管理方法及主体配套技术能够满足龙岗气田安全生产的需

要,可在类似高温高压高酸性气田推广应用。

参考文献

[1] SINGH B, JUKES P, WITTKOWER B, et al. Offshore integrity management 20 years on - An overview of lessons learnt post piper Alpha[C]// paper 20051-MS presented at the Offshore Technology Conference, 4-7 May 2009,

- Houston, Texas, USA. New York;SPE, 2009.
- [2] MICHEL C M. Methods of detecting and locating tubing and packer leaks in the western operating area of the Prudhoe Bay Field[J].SPE Production & Facilities, 1995, 10(2):124-128.
- [3] ATTARD M. The occurrence of annulus pressures in the north west Hutton field: Problems and solutions[C]// paper 23136-MS presented at the Offshore Europe, 3-6 September 1991, Aberdeen, United Kingdom. New York: SPE, 1991.
- [4] American Petroleum Institute. API RP 90: Annular casing pressure management for offshore wells[S]. Washington: API, 2006.
- [5] Norwegian Oil Industry Association and Federation of Norwegian Manufacturing Industries. Norsok D-010: Well integrity in drilling and well operations[S]. Strandveien; Norsok, 2004.
- [6] Drilling and Completion Committee. IRP 2: Completing and servicing critical sour wells[S]. Alberta: DACC, 2007.
- [7] Norwegian Oil Industry Association Industries. OLF 117: Recommended guidelines for well integrity[S]. Strandveien: OLF, 2011.
- [8] JULIAN J Y, KING G E, SACK J K. Detecting ultra-small leaks with ultrasonic leak detection - case histories from the north slope, Alaska[C]// paper 108906-MS presented at the International Oil Conference and Exhibition, 27-30 June 2007, Veracruz, Mexico. New York;SPE, 2007.
- [9] VOGTSBERGER D C, GIRRELL B, MILLER J, et al. Development of high-resolution axial flux leakage casing-inspection tools[C]// paper 97807-MS presented at the SPE Eastern Regional Meeting, 14-16 September 2005, Morgantown, West Virginia, USA. New York;SPE, 2005.
- [10] British Petroleum Inc. Deepwater horizon accident investigation report[R]. London: BP, 2010.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 周浪, 郭建华, 余朝毅, 等. 吉林油田CO₂驱注气井环空压力测试曲线的数值分析方法[J]. 钻采工艺, 2011, 34(3):55-57.
- ZHOU Lang, GUO Jianhua, SHE Chaoyi, et al. Numerical analysis method of annulus pressure testing curve in the CO₂ injection well in Jilin oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(3):55-57.
- [14] 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.
- [15] 郑有成, 张果, 游晓波, 等. 油气井完整性与完整性管理[J]. 钻采工艺, 2008, 31(5):6-9.
- ZHENG Youcheng, ZHANG Guo, YOU Xiaobo, et al. Oil and gas well integration management[J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(5):6-9.
- [16] 张智, 周延军, 付建红, 等. 含硫气井的井筒完整性设计方法[J]. 天然气工业, 2010, 30(3):67-69.
- ZHANG Zhi, ZHOU Yanjun, Fu Jianhong, et al. A method of well integrity design for sour gas well[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(3):67-69.

(收稿日期 2012-10-22 编辑 赵勤)