

高温高压高含硫气井安全风险及管理策略

宋 德 黄 全 (中国石油天然气股份有限公司)

西南油气田分公司蜀南气矿安岳采气作业区, 四川 资阳 642350)

摘 要: 高温高压高含硫气井的井筒温度高、压力大, 若作业过程中套压控制不当, 易造成油管、生产套管损坏, 准确识别高温高压高含硫气井安全风险并采取预防措施非常必要。基于此, 本文首先分析了高温高压高含硫气井的特点, 然后指出了高温高压高含硫气井的主要安全风险, 最后提出了几点安全管理策略, 希望能与广大从业者交流和进步。

关键词: 高温高压; 高含硫; 气井; 安全风险; 安全管理

1 引言

当前, 随着我国能源结构的改变和环保政策的不断推进, 各行业对天然气的需求量持续增加, 国内天然气资源开采进入新的阶段, 一些开采难度较大的天然气资源的开采也被提上日程, 高温高压高含硫储层天然气的开采一直是天然气资源开采的难点, 如何在确保安全的前提下实现高温高压高含硫储层天然气高效开采是一大难题, 也是行业关注的热点。笔者结合相关研究和自身工作经验, 就高温高压高含硫气井安全风险及管理策略展开论述。

2 高温高压高含硫气井的特点

2.1 温度高

高温高压高含硫气井储气层温度高, 最高可达 160~180℃。高温高压高含硫气井作业期间井筒内的温度变化较为频繁, 储层改造、循环洗井、排液测试等工序都可能导致井筒内的温度发生剧烈波动, 尤其是在储层改造、排液测试这两个重点环节的作业中, 井筒内温度的变化尤其明显, 井底温度可在短时间内降低 100℃以上, 井口温度则能在短时间内升高 100℃以上。

2.2 压力大

高温高压高含硫气井压力大主要表现在以下几个方面: ①高温高压高含硫气井油层地层压力可达 70MPa 以上, 甚至能达到 120MPa 以上; ②高温高压高含硫气井试油层岩石破裂压力高, 施工压力可达 110~120MPa。高温高压高含硫气井试油过程中, 对油管、套管、井下工具的强度要求很高。

2.3 安全要求高

高温高压高含硫气井的作业条件复杂, 高温、高压和高含硫会对作业设备、人员造成恶劣影响, 要求设备必须具备较高的可靠性, 作业方案必须充分考虑各方面因素和细节, 避免意外事件引起设备、人员损害; 在现实工况环境中, 温度、压力因素及井筒内的流体组分也对井筒造成影响, 分析这样的气井对把握气井特点也很重要。

3 高温高压高含硫气井安全风险

在分析高温高压高含硫气井特点的基础上, 对其安

全风险进行概括, 主要分为以下两大类:

3.1 先源性风险

先源性风险是指高温高压高含硫气井钻井、固井完成后, 尚未开展作业时存在的安全风险, 主要包括因生产套管固井质量不佳导致作业前套管强度不足、井筒被挤坏等安全风险。这类风险一般会在高温高压高含硫气井试油作业前就暴露出来, 通过优化试油方案可有效规避此类风险, 极少出现因难以规避风险而弃井的现象。

3.2 后源性风险

后源性风险是指高温高压高含硫气井试油过程中出现的安全风险, 也是最常见的高温高压高含硫气井安全风险, 这类风险在作业期间才会暴露出现, 其主要包括以下类型:

3.2.1 高温高压高含硫储层生产套管损坏

高温高压高含硫气井生产套管损坏意味着天然气在地下失控扩散, 对井筒安全造成严重威胁, 风险度极高, 处理难度也较大。引起高温高压高含硫气井生产套管损坏的原因主要有: 储层改造时井底流压过高, 生产套管被压坏; 频繁起下钻, 生产套管被磨损; 排液测试时井内压力过低, 生产套管被挤坏等。

3.2.2 高温高压高含硫储层油管柱损坏

其原因为: 在高温高压高含硫气井试油工序中, 油管柱上提时轴向抗拉强度不足; 高温高压高含硫储层储层改造中, 油压、套压控制不当, 导致油管柱被压坏、挤坏、变形; 高温高压高含硫储层产出流体含有酸性、腐蚀性气体, 导致油管柱被腐蚀。

3.2.3 高温高压高含硫储层封隔器窜漏

高温高压高含硫储层封隔器窜漏会导致上部生产套管面临的压力剧增, 或直接接触酸性、腐蚀性气体, 进而对井筒安全造成影响。高温高压高含硫储层封隔器窜漏的原因主要是: 封隔器下入时胶筒受损; 油套压控制不到位导致封隔器解封; 封隔器在高温、高压环境下持续工作时间过长, 胶筒出现老化; 封隔器选型不当, 作业时被损伤等。

3.2.4 高温高压高含硫储层管柱问题

一般是高温高压高含硫储层管柱和生产套管、各类

井下工具的匹配性不强,如高温高压高含硫储层油管和井下工具的内径不匹配,变径处被冲蚀发生损坏;又如高温高压高含硫储层油管外径较大,难以进入悬挂尾管,易卡住等。

3.2.5 井下工具的常见问题

如安全阀、伸缩短节、循环阀等工具的抗腐蚀性、抗高温性、抗高压性等,若其抗腐蚀性、抗高温性、抗高压性等性能不佳,则可能因长期处在恶劣的工作环境而发生损坏。

4 高温高压高含硫气井安全管理

高温高压高含硫气井的安全管理应根据安全风险分析的结果制定应对措施,来减少或消除安全风险,确保作业的高效和安全。

4.1 生产套管管理

第一,应对生产套管进行安全性评价,结合生产套管所处的工况条件如压井、排液、储层改造等,评价在该作业条件下的生产套管的强度能否达到作业安全标准。对于需要长时间起下作业的井,可根据生产套管的磨损程度、磨损时间来计算套管剩余强度,并评价其能否满足后续作业需求。第二,在规避生产套管安全风险方面,应结合评价结果来制定应对措施。如在排液测试时,应根据生产套管强度评价结果控制井口回压、井筒掏空深度;在储层改造中,应生产套管抗压能力调节井口施工泵压;在压井时,应根据生产套管强度评价结果控制压井液密度等。

4.2 油管柱管理

第一,应对油管柱的抗内压能力、温度波动导致的油管柱压重损失进行计算;对油管柱受含硫气体腐蚀情况进行计算;对排液期间油管柱弯曲情况进行计算;对油管柱在试油期间的受力情况进行计算等。通过上述一系列计算明确油管柱在复杂工况下的剩余强度,为安全管理措施的制定提供支持。第二,根据上述计算和评估结果,调节封隔器管柱释放悬重,优化储层改造施工泵压,控制井口套压等,从而减少油管柱安全风险。

4.3 封隔器管理

第一,应根据排液测试、储层改造等工序计算封隔器的密封性能,根据计算结果调节平衡套压、施工泵压、坐封机械封隔器等情况下的管柱承重,利用卡瓦、水力锚、伸缩短节等来增强封隔器的密封性。第二,检查封隔器内径与油管柱的匹配性、封隔器外径与生产套管的匹配性,确保坐封安全可靠。同时,在高温高压高含硫气井中,还要严格选择封隔器胶筒材质,确保其能适应严酷的工作环境,不会出现胶筒碳化、密封失败的问题。

4.4 管柱管理

管柱风险的规避,主要是仔细核查管柱和生产套管、各类井下工具的匹配性,尤其是在高温高压高含硫工况条件下,定期检查管柱交接处的密封情况,及时发现并更换密封、交接不佳或已出现损坏的管柱,确保管柱密闭性。

4.5 问题气井管理

开发过程中其实也是对完整的管柱结构和固井质量是严峻的考验,通过多年现场经验,我们发现固井质量和管柱的质量都不是绝对完美的,通过长期跟踪井筒完整性必须的生产数据(动、静态),对能够掌握的气井把脉,实施正确的补压和泄压,解除应力影响,提高了井筒的使用寿命,增加了经济效益,安全得到落实。此外,对于井下常用工具,如各类阀组(安全阀、循环阀等),应根据作业条件优选阀组,在作业时考虑不同阀组面临的压力条件,避免不同功能阀组同时启动,考虑到高温高压高含硫气井工况条件的复杂性,还应制定阀组失效后的紧急预案。对于射孔器材,应要求其耐高温、耐高压,在严酷的工作环境下也不变形,射孔弹在严酷的工况环境中不会失效或提前引爆,能正常起爆。对于伸缩短节,要确保其长度、抗压性、材质满足工况条件,且能补偿油管柱变形。最后,对于滑套、变扣短节、安全接头等井下常用工具也要适应高温高压及高含硫工况,确保正常作业。

5 结语

总而言之,高温高压高含硫气井安全风险多,稍有不慎就可能引起严重后果,相关人员在作业前应开展安全风险评估工作,对油管、套管、井下工具等进行综合分析,不断优化工程方案、设备选型等,消除潜在的安全隐患,实现安全生产。需要注意的是,高温高压高含硫气井的危险性、复杂性都远超普通天然气资源开采,也隐藏有很多危险因素,因此仍有必要不断完善相关方案和作业计划,通过及时有效的跟踪生产气、非生产井的环空压力变化数据掌握一手现场资料,结合井筒的完整性分析报告,提出更有针对性的管理措施,达到科学的风险管控。

参考文献:

- [1] 刘奇林,唐瑜,等.川西北地区超高压含硫气井安全地面集输工艺[J].天然气工业,2017,37(7):101-107.
- [2] 辛保泉,喻健良,等.复杂地形高含硫天然气风洞扩散实验及安全防护距离[J].天然气工业,2020,40(11):149-158.
- [3] 刘为,邓广君,应明雄,等.莺歌海盆地深层超高温超高压天然气勘探新问题及对策[J].世界地质,2021,40(1):107-114.
- [4] 温崇荣,马泉,袁作建,等.天然气净化厂硫磺回收及尾气处理过程有机硫的产生与控制措施[J].石油与天然气化工,2018,47(6):12-17.
- [5] 杨世伦,安阳,孙辉,等.提高 UDS 溶剂脱除塔河油田伴生天然气中有机硫效率[J].化工进展,2019,38(10):4534-4541.
- [6] 崔吉宏.采用羧基硫水解工艺优化高含硫天然气脱硫操作模拟研究[J].能源化工,2021,42(2):28-34.
- [7] 杨超越,刘可,等.天然气净化装置影响有机硫脱除的因素研究[J].石油与天然气化工,2021,50(2):9-16.