

储气库注采管柱腐蚀规律及保护措施

李碧曦¹ 易俊¹ 张鹏¹ 黄泽贵²

1 重庆科技学院安全工程学院 2 中国石化中原油田分公司生产管理处

摘要: 储气库注采管柱井下腐蚀环境复杂, 致使管柱腐蚀穿孔或者断裂落井, 直接威胁到储气库安全运营。以某储气库为研究对象, 分析注采气过程中管柱腐蚀机理和影响因素, 制定相应的防治措施, 以延长气井管柱的使用年限, 保障储气库安全、平稳运行。分析表明: 管柱腐蚀主要为电化学腐蚀和冲蚀, 电化学腐蚀是由CO₂和H₂O引起, 腐蚀部位在1 900 m以上, 腐蚀形态为均匀腐蚀和小孔腐蚀; 冲蚀发生在采气期和注气期, 安全阀和滑套最先发生冲蚀。防腐措施适合采取控制注采气量和油管内投缓蚀棒的方法, 腐蚀监测技术适合采取挂片失重法。

关键词: 储气库; 管柱; 电化学腐蚀; 冲蚀; 压力; 防腐

doi:10.3969/j.issn.1006-6896.2015.10.009

引言

随着中国天然气管网及天然气工业的快速发展, 天然气的供需存在着严重的不均衡性, 巨大的调峰需求推动了储气设施的迅猛发展。储气库因其具有库容大、安全性好、储转费低等优点在天然气市场的应急调峰保障作用中日益凸显。然而储气库广泛地应用于世界各地的同时, 也存在着各种安全风险, 其中以注采井安全风险最高。地下储气库在运行前期将受地层残留的钻井液、盐酸、凝析水、CO₂以及H₂S量等物质的影响, 井下腐蚀环境较为复杂^[1]; 在运行过程中, 注采管柱将长期受到腐蚀性气体的作用, 而且井下压力、温度随着井深不同而变化, 加剧了管柱的腐蚀^[2]。这不仅降低气井管柱的使用年限, 而且直接威胁着储气库安全运行和周边人民的生命财产安全。因此, 分析储气库注采气过程中管柱腐蚀机理和影响因素, 制定相应的防治措施, 延长气井管柱的使用年限, 对整个储气库的安全、平稳运行具有重大意义。

1 储气库管柱腐蚀机理

地下储气库大都由废弃油气藏改建而来。据前期调研, 原气田生产过程中, 曾因腐蚀更换过全部或部分油管, 主要表现为井筒中上部管柱本体的点蚀、线蚀和接箍处的丝扣腐蚀。储气库注采井因其同注同采的独特工况, 在生产过程中将反复受到腐蚀性气体影响。管柱腐蚀与地层水、压力、温度、流速、管材成分和结构等有关, 主要包括电化学腐

蚀、冲刷腐蚀、环境断裂、流动诱导腐蚀四种腐蚀类型, 如表1所示。

表1 气井管柱腐蚀类型与机理

腐蚀类型	机理	形式
电化学腐蚀	钢材与H ₂ O、CO ₂ 、H ₂ S等介质接触, 金属的保护性氧化膜溶解于电解质溶液	均匀腐蚀 局部腐蚀
冲刷腐蚀	钢材受到高速气体的粒子冲击, 产生应力集中, 导致裂缝萌生和扩展, 表面出现破坏磨损	冲蚀
环境断裂	结构应力、钢材材质、腐蚀介质和环境相互激励, 导致管柱突发性断裂或爆裂现象	疲劳腐蚀 应力腐蚀断裂
流动诱导腐蚀	加速腐蚀介质向表面移动, 促使腐蚀产物离开原位置, 从而加大腐蚀	扰流 多相流流态

2 管柱腐蚀影响因素分析

注采管柱腐蚀受到腐蚀环境和腐蚀介质的交互作用。腐蚀环境指不同井深处的温度、压力、流场等, 通常导致流体相态变化, 从而加剧腐蚀。腐蚀介质包括H₂S与CO₂等酸性气体、天然气中所携带的地层水、管道壁上的凝析水, 及其中溶解的碳酸盐、氯化物及其他矿物盐、溶解氧等。在某储气库现场取气样分析, 发现除了CO₂以外的气体组分都不会产生腐蚀。水样分析表明pH值为6, 氯根为634 mg/L, 氯离子含量少。在运行过程中, 储气库注采压力和温度变化如表2所示。

基金论文: 国家自然科学基金(91024031)、重庆科技学院科技创新基金项目(YKJGX2014045)资助。



表2 储气库井口和井底压力、温度变化范围

项目	位置	采气	注气
压力/MPa	井口	6.0~22.5	10.8~22.5
	井底	12.9~27.0	12.9~27.0
温度/°C	井口	11.4~34.5	30.6~50.8
	井底	72.8~82.6	72.6~75.9

2.1 水对腐蚀的影响

造成储气库油套管和采气装备腐蚀的水，主要来自于天然气流所携带的凝析水。凝析水是天然气携带的水蒸气，它是因产层到井口压力、温度的改变，造成天然气压力露点的变化而在油套管壁上凝结而成，该点以上容易腐蚀。

以某储气库储5井为例，该井井深2 696.99 m，喇叭口2 308.58 m，地层压力20.87 MPa，地层温度92.5 °C，当气量为 $16.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时，气井生产过程中凝析出水的位置在1 720 m处。当地层压力和温度不变时，气量从 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 到 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 变化，凝析出水的位置在670~1 900 m处。当地层温度和气量不变时，地层压力在13~27 MPa变化，凝析出水的位置在760~1 780 m处。因此，管柱腐蚀的主要位置在1 900 m以上。

2.2 CO₂分压对腐蚀的影响

CO₂自身对注采管柱不会产生腐蚀，一旦CO₂与水共同作用于管柱，将会引起管柱发生电化学腐蚀，大大地降低储气库管柱的使用寿命。CO₂腐蚀程度分四级^[3]，影响CO₂腐蚀的因素很多，但目前国内外学者普遍认为CO₂分压起着决定性作用，且油气工业也是根据CO₂分压来判断CO₂的腐蚀性。以某储气库储5井为例，产出气的CO₂含量为1.14%，计算采气时CO₂分压。这样可模拟出CO₂分压与腐蚀形态关系（如图1所示），得出管柱在采气期容易发生小孔腐蚀。

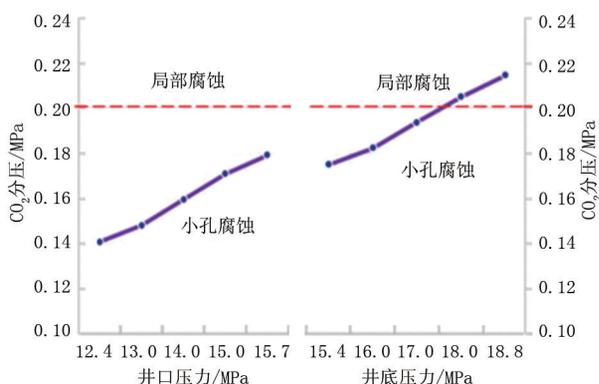


图1 CO₂分压与腐蚀形态关系

2.3 温度对腐蚀的影响

温度主要通过影响化学反应的进程和腐蚀产物在腐蚀介质中的饱和度来影响腐蚀速率的，且主要影响腐蚀产物膜的生成。以某储气库储5井为例，

模拟计算出1 400 m位置处温度为60 °C，如图2所示，储气库地层温度为95 °C。根据前期调研结果，钢铁材料的CO₂腐蚀可分为四个温度区间，该储气库符合四个温度区间中的第一、二区间。温度小于60 °C，储气库管柱在1 400 m以上位置呈均匀腐蚀；温度在60~110 °C，储气库管柱在1 400~1 600 m处局部腐蚀会较重。

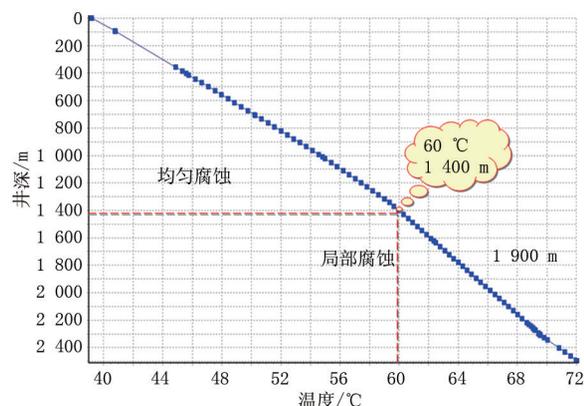


图2 温度与CO₂腐蚀形态关系

2.4 冲刷对腐蚀的影响

储气库注采井与普通气井相比，吞吐量较大，平均日采气上百万立方米，对管柱的冲刷能力强，会加剧电化学腐蚀速率。气井管柱冲蚀流量计算公式选取Beggs公式^[4]，为了分析冲蚀流量的临界点，即最大冲蚀流速的计算点，根据PiPesim软件进行计算，最大冲蚀流速位置为管柱内径最小的安全阀处。

2.4.1 注气冲蚀分析

最大冲蚀流速的计算点选取管柱内径最小的安全阀处。以某储气库储8井注气为例，地层压力10 MPa，根据不同的井口注气压力计算对应的生产气量和冲蚀流速比，如表3所示。由计算结果可以看出，当井口压力为20 MPa时，流速比为0.986 2，接近冲蚀流速。即随着井口注气压力增大，冲蚀流速比增大，当流速比越接近1时，冲蚀的可能性越大。当地层压力为10 MPa时，最大冲蚀流量为 $46.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；当地层压力为27 MPa时，最大冲蚀流量为 $52.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

表3 某储气库储8井冲蚀流量

井口压力/MPa	气量/ $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	流速比
10.0	8.47×10^4	0.164 6
12.0	19.83×10^4	0.349 8
14.0	31.85×10^4	0.520 7
16.0	44.45×10^4	0.680 8
18.0	57.43×10^4	0.835 6
20.0	70.22×10^4	0.986 2



2.4.2 采气冲蚀分析

最大冲蚀流速的计算点选取管柱内径最小的安全阀处。以某储气库储5井采气为例,当地层压力为20.8 MPa时,根据不同的井口压力计算对应的生产气量和冲蚀流速比,如表4所示。由计算结果可以看出,井口压力为5 MPa时,流速比为0.819 4,这时流速比最大,接近冲蚀流速。即随着井口采气压力减小,冲蚀流速比增大,当流速比越接近1时,冲蚀的可能性越大。当井口油压为6 MPa时,最大冲蚀流量为 $38.9 \times 10^4 \text{ m}^3$;井口油压为8 MPa时,最大冲蚀流量为 $45.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

表4 某储气库储5井冲蚀流量计算

井口压力/MPa	气量/ $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	流速比
5.0	28.66×10^4	0.819 4
7.0	25.86×10^4	0.622 5
9.0	24.26×10^4	0.518 6
11.0	22.37×10^4	0.439 6
12.0	21.00×10^4	0.399 0
13.0	19.21×10^4	0.352 2

综合以上分析可知,该储气库管柱腐蚀主要是由 CO_2 及其他腐蚀环境和腐蚀介质引起的电化学腐蚀,腐蚀部位一般在1 900 m以上,存在均匀腐蚀和小孔腐蚀。根据某储气库注采压力、温度的变化可知,采气期井口压力为5 MPa时,气量超过 $29.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 会出现冲蚀;注气期井口压力为20 MPa时,气量超过 $70.22 \times 10^4 \text{ m}^3$ 会出现冲蚀。

3 防腐措施的改进

油气井防腐措施主要包括:在钻井和采气设计中选材,注入缓蚀剂、管道内涂层等。结合储气库独特的工况,某储气库在设计时已充分考虑了注采井的套管和油管防腐措施。油层套管全部采用P110钢级和气密封口,注采井采用永久式封隔器,实现油套封隔,环空注入保护液,达到保护上部套管的目的。工具材质为9Cr,具有抗腐蚀性,油管为 $\text{Ø}88.9 \text{ mm} \times 6.45 \text{ mm}$ BG80-3Cr, BGT1扣(气密封扣)。但在设计时未考虑到储气库产水量、地层水矿化度等随着生产年限改变的现状及生产产量变化带来的冲刷腐蚀^[5]。因此,从保护和减缓腐蚀的目的出发,对储气库管柱腐蚀防护措施进行了改进。

3.1 制定合理的注采方案

储气库注采井与普通气井相比,吞吐量较大,平均日采气上百万立方米,对管柱的冲蚀能力强,会加剧电化学腐蚀速度。根据注采期冲蚀分析可知:注气期,井口注气压力越大,产量越大,越容

易发生冲蚀;采气期,井口采气压力越大,产量越小,越不易发生冲蚀。因此,在制定生产产量时不仅要考虑生产需要,还应根据实际工况控制注采气量,减小冲蚀腐蚀对管柱的影响,延长油管使用寿命。

3.2 缓蚀剂评价

储气库在设计时就考虑了通过油管内投入缓蚀棒,逐步释放缓蚀剂,减缓腐蚀,以保护油管内壁。但气井的产量、压力和流速等因注采周期的不同而不断改变,缓蚀剂的注入量也应该逐步调整。因此实时监测缓蚀剂注入量十分必要,并应不断分析、评价缓蚀剂效果,实时调整缓蚀剂注入方案。目前,失重挂片法和在线腐蚀探针监测是评价缓蚀剂效果的主要方法。

3.3 增加在线腐蚀监测装置

管柱腐蚀是一个动态的过程,室内实验法不能实时地反映管柱腐蚀状况。还需要利用在线监测技术来掌握注采井的腐蚀状况和腐蚀趋势,掌握应用缓蚀剂减缓腐蚀的效果,动态调整缓蚀剂注入量。

4 结论

(1) 储气库管柱腐蚀主要为电化学腐蚀和冲蚀。

(2) 电化学腐蚀是由 CO_2 和 H_2O 引起,腐蚀部位在1 900 m以上,腐蚀形态为均匀腐蚀和小孔腐蚀。

(3) 冲蚀发生在采气期和注气期,安全阀和滑套最先发生冲蚀。注气期,井口注气压力增大,产量增大,容易发生冲蚀;采气期,井口采气压力减小,产量增大,容易发生冲蚀。

(4) 防腐改进措施适合采取控制注采气量和油管内投缓蚀棒的方法,并及时评价缓蚀剂效果。在线监测法易采用挂片失重法。

参考文献

- [1] 刘坤,何娜,张毅,等. 相国寺储气库注采气井的安全风险及对策建议[J]. 天然气工业, 2013, 33 (9): 131-135.
- [2] 郭时金. 苏桥储气库注采管柱防腐技术研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2012: 12.
- [3] 寇杰,梁法春,陈婧,等. 油气管道腐蚀与防护[M]. 北京: 中国石化出版社, 2008.
- [4] 王嘉淮,罗天雨,吕刚,等. 呼图壁地下储气库气井冲蚀产量模型及其应用[J]. 天然气工业, 2012, 32 (2): 57-59.
- [5] 尚万宁,乔玉龙,闫昭,等. 鄂尔多斯盆地靖边气田气井油管腐蚀规律与防腐对策[J]. 天然气工业, 2013, 33 (2): 115-120.

[第一作者简介] 李碧曦: 重庆科技学院在读硕士, 目前从事储气库安全技术研究。

18508175976、470961702@qq.com

收稿日期 2015-03-31

(栏目主持 杨 军)

