

注氮气三次采油井 结垢腐蚀发生原因分析及防护对策

郭靖, 邹思佳, 王亚洲, 马晓宇, 师朋飞

(中国石化西北油田分公司采油一厂, 新疆轮台 841600)

摘要: 注氮气三次采油是油田开发中一种提高采收率的有效措施, 但在注气作业过程中结垢腐蚀的发生给油气田开发过程带来了严重损失。通过分析注入介质对地面注入系统和井下管柱结垢腐蚀产生的规律及影响, 表明在注入过程中混配地层水和注入氮气纯度较低是影响结垢腐蚀的主要因素。通过提高注入氮气纯度、非金属材料 and 牺牲阳极材料的应用能降低系统结垢腐蚀发生速率。

关键词: 注氮气; 三次采油; 腐蚀; 结垢; 塔河油田

中图分类号: TE35

文献标识码: A

Causes and countermeasures for scaling and corrosion in nitrogen gas injection wells

Guo Jing, Zou Sijia, Wang Yazhou, Ma Xiaoyu, Shi Pengfei

(No.1 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: Nitrogen gas injection in the third round of oil recovery is an effective way to improve recovery rate; however, scaling and corrosion bring serious oil development losses. The influence of injection agent on ground injection system and downhole strings was analyzed. The mixing of formation water and the low purity of nitrogen gas are the main causes for scaling and corrosion. We can reduce scaling and corrosion rates by using purer nitrogen gas, non-metallic materials and sacrificial anode materials.

Key words: nitrogen gas injection; third round of oil recovery; corrosion; scaling; Tahe Oil Field

注氮气提高采收率主要机理是通过向油藏内注入氮气, 利用氮气与原油不混相性质, 形成人工气顶, 驱替水驱无法波及到的缝洞储集体顶部剩余油, 同时抑制底水不规则锥进, 进而达到提高油藏采收率的目的。塔河油田在碳酸盐岩油藏进行注氮气三次采油已取得了一定的成果, 增油效果明显, 该技术现已在西北油田分公司 3 个采油厂规模推广应用。注气三次采油开发技术在提升原油产量的同时也产生了一些问题, 主要体现在本文所要论述的结垢腐蚀问题。为提升油田开发效益, 亟需解决注气井腐蚀结垢的问题。

1 注氮气三采井腐蚀结垢发生现状

在从井口注入氮气过程中, 由于注入工艺要求, 需要在注气过程中通过混配一定量的地层盐水以降低井口注入压力。对 3 口注气三采作业井地面流程维护过程进行跟踪, 均发现在井口氮气、地层盐水注入支线管线基本无明显结垢腐蚀发生, 而

气水混合后的注气干线流程和采油树本体注入翼结垢腐蚀严重, 进而导致了井口注入压力持续上升。这种现场情况也说明了注入气与地层水的混合会导致发生快速化学反应, 影响正常注气三采作业, 但这也为解决此问题提供了思路。

注氮气三次采油井在修井过程中均发现管柱结垢腐蚀现象。由于注入量和注入方式的差异, 对注气井的危害也表现在不同的方面。对于单井注气三采井的危害主要表现在一个注入周期结束后, 机抽井因柱塞结垢腐蚀不能正常放入泵筒挂抽, 往往需要进行检管、检泵作业才能恢复正常生产。在单元注气三采井中主要体现在结垢腐蚀造成井下管柱大量腐蚀穿孔和结垢, 更为严重的是井下管柱因为腐蚀造成断脱落井。

1.1 单井注气三次采油井

单井注气三次采井为注气、采油生产一体化井口技术, 实现了油井注气后直接转抽生产的需要, 避免了注气后再换管柱作业, 降低了注气作业成

本,缩短了油井注气施工占井周期和投产时间。单井注气三采井已进行 41 口井,累计注入 76 轮次,注入气量 $4\ 200 \times 10^4\ \text{m}^3$,注入水量 $14 \times 10^4\ \text{m}^3$ 。在单井注气三次采油井一个注气轮次完毕后,部分井因油管内壁及机抽泵结垢腐蚀无法正常机抽生产(图 1)。为恢复单井注气三次采油井的正常生产,组织实施泡酸工艺 44 井次以及修井作业 38 井次。因注气产生的结垢腐蚀既影响注气井的生产评价,也形成了修井作业成本。

单井注气井的结垢腐蚀在油管内壁、柱塞和泵筒均存在,但对油井的正常生产主要是柱塞和泵筒结垢的影响。由于塔河油田油藏埋藏深,机抽井泵挂普遍在 2 500 m 左右,这就要求对泵的工艺要求较高以防止漏失,机抽泵使用 I 或 II 级泵,其柱塞和泵筒的配合间隙在 0.025~0.113 mm 之间(表 1)。注气及焖井过程中形成的垢片很容易造成柱塞无法进入泵筒,导致无法顺利生产。

1.2 单元注气三次采油井

单元注气三次采油井仅为氮气注入井,或伴有地层盐水注入。注采井组通过单元注气三次采油

井,向油藏内注入高纯度氮气,利用氮气与原油不混相性质及重力分异作用,驱替水驱无法波及到的缝洞储集体顶部剩余油至生产井被采出,进而达到提高油藏采收率的目的,同时具有补充地层能量和抑制底水锥进的作用。为了防止注气过程中套压过高和注入介质对油管外壁及套管内壁的腐蚀,单元注气三次采油井都采用带封隔器气密封井下管柱。单元注气三采井已共实施 11 口井,注入气量 $3\ 733 \times 10^4\ \text{m}^3$,注入水量 $4.0 \times 10^4\ \text{m}^3$ 。

在单元注气三采作业井有 3 井次进行检管作业,发现井下管柱均因腐蚀造成断脱,并且从起出井筒管柱内部结垢严重(图 2)。这 3 口单元注气三次采油井入井油管均采用镀钨油管,入井服役时间短,具体服役时间见表 2。油管内壁结垢腐蚀形态至井口向下有明显特征;在单元注气三采井下管柱上部有明显黄色水垢状物质,分析认为是水中离子态铁元素(注入水中总铁含量高达 20~40 mg/L)被氧化水解生产胶体沉淀并吸附水中杂质在油管内壁沉积,因反应迅速垢层堆积较厚,能使油管本体与腐蚀介质起到一定的隔离,对油管本体产生保护作用;在



图 1 单井注气三采井油管和泵的结垢腐蚀

Fig.1 Scaling and corrosion of strings and pumps in the third round of oil recovery in gas injection wells



图 2 单元注气三采井油管的结垢腐蚀

Fig.2 Scaling and corrosion of strings in the third round of oil recovery in gas injection wells

表 1 塔河油田使用泵配合间隙对照

Table 1 Fit clearance of plungers used in the Tahe Oil Field

泵等级	I	II	III	IV	V
配合间隙/mm	0.025~0.088	0.050~0.113	0.075~0.138	0.100~0.163	0.125~0.188

表 2 单元注气三次采油井油管入井时间统计

Table 2 Service time statistics of strings in the third round of oil recovery in gas injection wells

井号	入井时间	修井时间	入井天数/d
TK425CH	2014-07-20	2015-01-28	192
T402	2014-07-20	2015-02-13	208
TK411	2014-04-02	2015-02-22	326

单元注气三采井下管柱中部,随着铁离子的沉淀物优先在上部消耗堆积,剩余沉淀到中部结垢量减少,管柱本体部分遭受腐蚀,镀钨层出现脱落现象;在单元注气三采井下管柱下部,铁元素离子的沉淀物基本在中上部消耗完毕,管柱本体部分遭受严重腐蚀,并形成大量铁的腐蚀产物(图 2)。

2 注氮气三采井结垢腐蚀发生原因分析

2.1 注入地层盐水物化性质的影响

注氮气三采井注入水均来自经污水处理站处理合格后的采出地层盐水,经地面铺设的管线将水管输至井口。地层盐水中盐水矿化度高、平均为 220 g/L,高含 Cl^- 、平均为 130 g/L^[1],而且采出地层盐水偏弱酸性,pH 值为 5.6 左右。在注入过程中地层盐水还为其他腐蚀介质提供了传质环境,利于电化学腐蚀反应的进行。

地层盐水高矿化度具有电导率较低的性质,更有利于带电粒子的运动。高 Cl^- 离子含量易发生诱导腐蚀,对腐蚀产生的钝化膜会产生去钝化作用,其浓度的增加可能导致点蚀的产生和加速腐蚀^[2]。偏酸性的地层水也会更加有利于金属材质的油管参与到电化学腐蚀中,也更容易发生析氢反应,造成镀层、涂层鼓包剥离。

注入地层盐水中总铁含量高(20~40 mg/L),在单元注气三次采油井中累计注水量可达数以万方计,而且电化学腐蚀会引入更多的铁元素离子。在氮气持续注入过程中氧气也会源源不断地补充,水中离子状态的铁元素会被氧化成为三价铁离子,最终铁离子在 pH 值为 5.6 注入地层盐水环境下会发生水解,并生产絮凝态物质,造成管柱结垢严重。

2.2 注入气体的影响

注入氮气主要通过膜分离制氮设备制备。膜分离技术的原理是利用气体渗流过程中不同气体透过膜的速度不同的特性来对空气进行分离,以此提高获取氮气的纯度。由于该制氮工艺本身的限制,氮气出口纯度在 95%~98%,其中含有 2%~5%

的氧气。在有氧气存在的溶液中首先发生的是吸氧腐蚀,吸氧腐蚀是一种更普遍和更重要的腐蚀^[3]。单元注气三次采油井注入气量在千万方以上,大量氧气进入井筒将会对管柱造成腐蚀。

2.3 温度的影响

塔河油田油藏埋藏深,油气井普遍完井深度为 6 000~7 000 m。随着注入流体进入井筒,受地温梯度的影响,流体温度会增加。温度对井下腐蚀的影响主要表现在:(1)温度增加会使电化学反应速度加快,环境温度越高腐蚀反应速度越快,这促进了腐蚀反应的进行;(2)由于温度升高氧气在地层水中的溶解度有所下降,可能会有所抑制,但井筒内主要腐蚀介质氧气的分压高,可能对腐蚀严重发生影响有限;(3)温度的升高会影响腐蚀产物的成膜,腐蚀速率随温度的升高呈现先增大后减小的规律,腐蚀速率最大出现在 90 ℃^[4];(4)温度的增加也会增加地层盐水的电导率,减小传质阻力,利于电化学腐蚀发生。

2.4 压力的影响

注气三采井井口注入压力范围在 15~50 MPa,折算氧气分压范围为 0.3~2.5 MPa。注入气体中的氧气以溶解氧的形式参与反应,优先与地层盐水中的亚铁离子发生氧化还原反应。待亚铁离子消耗完毕后,溶液中溶解的氧是很好的去极化剂,其参与反应的速度与氧气分压成正比。随着腐蚀的进行,氧气不断消耗也有不停地补充。在流体入井后压力不断增加,氧气分压也在增加,其参与反应的速率也逐渐提升。

2.5 流体流速、流态的影响

流速对在注入介质中的搅拌作用可以减轻或者消除浓差极化,还可能改变充气状况或油管内壁表面状态,从而增加电化学腐蚀发生的速率。在井下管柱中下部由于流体流速较快,可达到 3 m/s,这会对形成的垢层形成冲刷。由于流体在管柱中的不规则状态,也可能会对垢层不均匀冲刷。一旦暴露出小块油管内壁本体就可能形成“小阳极、大阴极”,加速油管腐蚀。

3 注氮气三次采油井结垢腐蚀防治对策

塔河油田井眼资源珍贵,打新井成本高;在油藏地质要求上可能不能选择到合适替代井,影响油田的高效开发。注气三采井因结垢腐蚀原因造成检泵井次多,单元注气井部分因腐蚀造成管柱断脱,需进行油管打捞作业。注氮气三次采油井结垢腐蚀危害大,可从以下 4 个方面进行防治。

表 3 某型号缓蚀阻垢剂性能参数

Table 3 Performance parameters of a type of corrosion-scale inhibitor

项 目	指 标
外观	均匀液体
凝点/℃	≤-10
溶解性	水溶或水分散,无沉淀
缓蚀率/(50 mg · L ⁻¹)	≥75%
防垢率/(50 mg · L ⁻¹)	≥85%

3.1 基础改善

解决注氮气三次采油井结垢腐蚀最有效、直接的方法是通过提升制氮工艺水平,提高注入氮气纯度,尽量减少氧气的入井。配合避免高矿化度、低 pH 值的地层盐水入井,可采取用除氧后的淡水替代,同时加入一定量缓蚀阻垢剂(表 3),也可适当将注入液 pH 提高至 8 左右。在氮气及水注入工艺上也可进行优化,在满足配注量需要的前提下尽可能采取较低的井口注入压力和排量。这样可以降低氧气分压和流体冲刷作用带来的腐蚀。

在注气井修井设计及施工过程中考虑到对环空的保护。注气井作业过程中可采取配置合适密度的环空保护液,待循环顶替到位后坐封封隔器,达到保护封隔器上部油套环空的目的。环空保护液由合适密度的压井液配合缓蚀剂配制而成,主要在油管外壁和套管内壁形成保护膜起到防腐作用。

注气井在开始注入氮气初期可考虑在注入液氮。液氮纯度很高,液氮入井后在封隔器下部油套环空可能会出现气液分离,形成“高纯氮气气顶”对封隔器下部管柱环空起到保护作用,后期即使注氮气过程中引入氧气也能避免氧气带来的氧腐蚀。

3.2 油套气水分注

可采用油套分注的方法达到水和气在注气管柱下部混合注入地层,这样可以适当降低井口注入压力,也能使结垢腐蚀点下移。具体方法为:在井下管柱上加装单流阀,单流阀下面连接配水器。氮气经气密性管柱注入,液体经油套环空注入。氧气在干燥的注入气体中(无电解质)发生氧腐蚀的速率很低。单流气与配水器之间为气液混合段,为结垢腐蚀易发生薄弱环节,可选用耐冲刷涂层和非金属内衬管材。

3.3 非金属材料应用

对于主要由氧气造成的腐蚀,普通耐蚀合金仍不能起到较好的效果,可以使用非金属材料的内涂层或内衬油管。非金属材料的内涂层或内衬油管能有效地隔离油管本体与腐蚀介质的接触,从而达

表 4 非金属材料内衬管性能参数

Table 4 Performance parameters of liner pipes of non-metallic materials

项 目	结 果	检 验 方 法
密度/(g · cm ⁻³)	0.9	GB/T1033-1986
筒支梁缺口冲击强度/(kJ · m ⁻²)	30.0	GB/T1843-96
拉伸断裂伸长率/%	400.0	GB/T1040-1992
拉伸强度/MPa	28.9	GB/T1040-1992
邵氏硬度/HD	60.0	GB/T2411-1980
热变形温度/℃	150.0	GB/T1633-2000
沙浆磨损率/%	0.5	GB/T3960-89

到腐蚀防治的目的(表 4)。非金属管材对结垢的控制则不会起到很好的效果,这就需要改善注入液,将原使用高含总铁的地层盐水改变为淡水。通过这两种措施的配合使用可以达到控制注气管柱结垢腐蚀的效果。

3.4 牺牲阳极使用

牺牲阳极在井下使用可以保护井下管柱。牺牲阳极在井下使用的难点在当腐蚀环境中的去极化剂在不断大量补充的条件下牺牲阳极会比较快失去对被保护管柱的保护作用。可以通过往井筒注入牺牲阳极材料,如将牺牲阳极粉末和可在地层中分解的凝胶状物质调配,具体比例根据预测水体中的去极化剂含量设定,在输水管线低压段加入井筒。

4 结论

(1)注氮气三次采油井腐蚀结垢在当前注入工艺下结垢腐蚀发生风险高,治理难度大且费用高,进行有效前期防护是经济可行的方案。

(2)注氮气三次采油井腐蚀结垢发生的原因主要是注入地层盐水提供了电解质环境和注入氮气中含有 2%~5% 的氧气,协同其他温度、压力及井筒中的流体流动状态造成管柱结垢腐蚀严重。

(3)井筒内结垢腐蚀的防护主要方法在于对注入介质的改善和入井管柱与注入介质的隔离,通过这些措施减低井筒内管柱结垢腐蚀发生的风险。

参考文献:

- [1] 张江江.塔河油田注气井管道腐蚀特征及规律[J].科技导报,2014,32(31):65-70.
- [2] 刘长坤,李春福,赵海杰,等.高矿化度油气田盐水对碳钢的腐蚀行为研究[J].西南石油大学学报,2010,32(2):154-158.
- [3] 白新德.材料腐蚀与控制[M].北京:清华大学出版社,2005.
- [4] 陈文,谷坛,余华利,等.温度对 VM110SS 套管钢在酸性环境中腐蚀行为的影响[J].石油与天然气化工,2014,43(2):161-163.

(编辑 叶德燎)