

磨溪气田腐蚀及防腐

杨小平* 贺泽元 向 伟

(四川石油管理局川中油气公司)

杨小平等. 磨溪气田腐蚀及防腐. 天然气工业, 1998; 18(5): 67~ 71

摘 要 磨溪气田的天然气中, H_2S 含量为 1.66%~ 2.35%, CO_2 含量为 0.36%~ 0.89%, 少量地层水含有 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- , 其矿化度为 69 630~ 222 820 mg/L。该气田自 1994 年 3 月正式投入开发后, 气田地下管串及地面集输系统受到严重腐蚀, 导致油管断裂, 油嘴、针阀被刺, 水套炉、输气支线经常堵塞, 集气干线超压, 清管频繁, 严重危及气田安全生产。研究发现, 腐蚀以电化学腐蚀和 H_2S 腐蚀为主, 兼有 CO_2 、硫酸盐还原菌(SRB)等腐蚀。针对磨溪气田腐蚀特点而研制的 CZ3—1, 3 复合缓蚀剂, 无论在常压条件下, 还是在高压条件下, 对气/液相均具有十分良好的缓蚀效果, 只需很少用量, 便可有效抑制 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- 及高矿化度引起的电化学腐蚀和 H_2S 应力腐蚀。CZ3—1, 3 复合缓蚀剂可广泛用于油气田开采和集输系统工艺流程中的井下套管、地面设施以及集输管网等的防腐。

主题词 磨溪气田 管道腐蚀 钻具腐蚀 硫化氢腐蚀 地层水 电化腐蚀 二氧化碳腐蚀 微生物腐蚀
缓蚀剂 试验 应用

磨溪气田雷一¹气藏位于遂宁市以南约 30 km 处, 1987 年至 1988 年对其构造中部 120 km² 范围进行了勘探评价, 获天然气探明储量 253.87×10⁸ m³。该气藏的储层为孔状白云岩, 埋藏深度一般为 2 700 m 左右, 储量丰度低。原始地层压力 32.66 MPa, 目前生产压力 29.9~ 31.6 MPa, 温度 87 ℃。天然气中含 H_2S 1.66%~ 2.35%, CO_2 0.36%~ 0.89%, 少量地层水除含 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- 外, 其矿化度一般为 69 630~ 222 820 mg/L。该气藏自 1991 年 2 月投入

开发以来, 已累计产气 11.5×10⁸ m³, 产水 9 300 m³ (截止 1996 年 2 月底)。现气藏日产气能力为 146×10⁴ m³。

腐 蚀 现 状

磨溪气田的腐蚀从表现形式上可分为两类, 即井下油、套管腐蚀及地面集输设施腐蚀。

1. 井下油、套管腐蚀

(1) 腐蚀物结垢于油管内壁, 增加了气流在油管

加缓蚀剂保护外, 视套管的腐蚀现状, 确定套管是否要采取阴极保护, 这样能更好地延长套管的使用年限。

(2) 加强腐蚀监测, 建立缓蚀剂的监测手段。特别是在加注缓蚀剂前后对井下油管的防腐效果进行监测, 以便掌握缓蚀剂的使用周期和使用效果。

(3) 建立正常的气井缓蚀剂加药制度。特别是对长关气井而且腐蚀介质含量较高的气井更应完善加药制度。

(4) 做好管道竣工验收, 用音频检漏仪对所有管道防腐绝缘质量进行全面评价。

(5) 在全气田, 从厂、区、站建立管道防腐工作管

理机构, 形成厂、作业区、站都有专职机构和人员管理防腐工作。

(6) 建立气田防腐测试中心, 其任务是对全气田出现的各项腐蚀提出比较全面的防腐解决方案。应利用基地配气站闲置的 2 台阴极防腐设备及现成的阳极床, 开展防腐实验。

(7) 应培训一批懂设备、会修理阴极防腐设备的技术工人。

(8) 从施工验收起, 做好各条管道档案资料。

(收稿日期 1998- 04- 10 编辑 王瑞兰)

* 作者简介见本刊 1997 年第 1 期。地址: (629000) 四川省遂宁市凯旋下路 162 号。电话: (08252) 224511 转 511211。

内的流动阻力,同时阻碍液体的带出,造成井下积水,从而导致油压低于套压,气、水产量逐渐降低,如磨 90、18 井等。

(2)井底射孔段的井筒被腐蚀物沉淀、埋没,造成生产时油、套压及产气量均下降,如磨 53、14 井等。

(3)油管被腐蚀穿孔或断裂,表现为在气量不变的情况下生产时油、套压一致,如磨 20、54、85、96、132、137 井等。

(4)套管被腐蚀造成生产流动压力大大高于地层原始压力,如磨 20、133 井等。

(5)腐蚀物结垢于油管内壁,测压受阻,该类井占 66 口生产井的 68%。

井下管串腐蚀情况见表 1。

表 1 井下管串腐蚀现状

井号	生产状况		落物长度(m)			投产时间	修井时间	腐蚀现状
	气 ⁴ (10 ³ m ³ /d)	水 ³ (m ³ /d)	鱼长	捞长	余长			
磨 65	1.6 降至 1.4	少	32	19	13	1991.1	1992.8	从筛管处断落,下部堵死
磨 70	3.0 降至 0.4	少	253	214	39	1991.2	1993.6	2 080 m 处穿孔,以下堵死
磨 53	2.4 降至 0.2	少	44	0	44	1991.2	1992	冲出大量黑色固体及水泥块
磨 63	2.5 降至 1.4	1.0	160	0	160	1991.3	1993.8	2 630 m 处穿孔,以下堵死
磨 71	2.9 降至 1.9	2.0	117	10	107	1991.3	1994.5	2 560 m 以下穿孔
磨 56	3.8 降至 2.3		463	321	142	1991.2	1994.6	油管结垢严重
磨 61	1.8 降至 1.5	2.0	60.7	0	60.7	1991.2	1993.12	2 580 m 以下穿孔
磨 64	1.8 降至 1.0	少	126	0	126	1991.2	1994.10	675 m 处穿孔 1 000 m 处严重腐蚀
磨 59	1.9 降至 1.3	少	62	0	62	1991.2	1994.8	1 450 m 处穿孔,以下堵死
磨 55	1.8 降至 1.5		139	100	39	1992.1	1994.10	2 620 m 以下穿孔,结垢严重
磨 60	2.7 降至 1.3	3.0	185	0	185	1991.2	1995.11	待侧钻
磨 84	2.1 降至 1.5	10.0	97	0	97	1991.2	1995.11	待侧钻
磨 99	3.1 降至 0	8.0	140	0	140	1991.2	1996.1	下部油管堵死
磨 101	1.0 降至 0.1	10.0	16	0	16	1992.1	1996.1	油管腐蚀严重

2. 地面集输设施腐蚀

(1)油嘴、针阀被刺。据统计,一期工程生产中针阀平均寿命不到 2 个月,使用最短者仅 4 h 即无法节流,其间共更换针阀 68 支。后陆续改为油嘴节流,但油嘴堵塞十分严重,每年仍有 20 余只节流体被刺。

(2)水套炉、输气支线堵塞。脏物通过油嘴后,在水套炉、输气支线堵塞,导致单井输压上升,无法正常生产,解堵频繁。脏物为黑色稠状,粘度较大。

(3)脏物在分离器内沉积,导致分离效果差,集输干线由此经常超压。磨溪气田在一期工程生产中,清管次数为每半年一次,现每月清管一次仍满足不了生产需要。主要是由于随着井下腐蚀加剧,脏物增多,大量脏物在分离器内沉积,部分固、液物进入干线造成干线超压、腐蚀。据统计,全气田管网、设备流程腐蚀事故已达 23 起,气田腐蚀已危及正常生产。

腐蚀原因初探

通过对磨溪气田腐蚀状况调查及解剖分析,认为其腐蚀形态主要以电化学腐蚀、酸性气体化学腐蚀为主,兼有产出水中矿化物影响、硫酸盐还原菌(SRB)腐蚀等因素,为一典型的酸性油气田综合性腐蚀。

1. 电化学腐蚀

金属与电解质溶液接触时,由于金属表面的不均匀性(如金属种类、组织、结晶方向、内应力、表面光洁度、表面处理状况等的差别),或者由于与金属不同部位接触的电解液的种类、浓度、温度、流速等的差别,从而在金属表面出现阳极区和阴极区。阳极区和阴极区通过金属本身互相闭合而形成许多腐蚀微电池和宏观电池。金属电化学腐蚀包括以下过程:

(1)阳极反应过程——金属离子的水化过程。阳极表面的金属正离子,在水分子的极性作用下进入水溶液,并形成水化物。

(2)电子流动。金属阳极区积累的电子通过金属本身移至阴极区,同时溶液中阳离子也移向阴极,而阴离子则移向阳极。

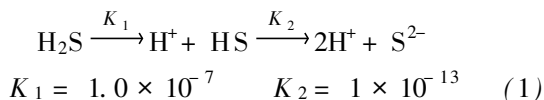
(3)阴极反应过程——吸收电子的过程。溶液中的离子或分子,在金属的阴极区接受电子。参加阴极过程的离子或分子叫去极化剂,常见的是氢离子和氧分子。

由腐蚀的电化学机理可知,金属电化学腐蚀损

坏是集中在金属局部区域——阳极区, 阴极区没有金属损失, 因此电化学腐蚀实质上是局部腐蚀, 这与磨溪气田井下腐蚀主要表现在 2 000 m 以下气液界面处是一致的。

2. H_2S 腐蚀

H_2S 是弱酸, 在水溶液中按下式离解:



溶液中 S^{2-} 与 Fe^{2+} 发生以下化学反应:



Fe_xS_y 为各种结构硫化铁的通式。随着式 (2) 反应的进行, 溶液中 H_2S 含量及 pH 值随之变化, 对腐蚀过程带来以下影响。

(1) 根据反应式 (1) H_2S 离解的产物 HS^- 、 S^{2-} 吸附在金属的表面, 形成加速电化学腐蚀的吸附复合物离子 $Fe(HS)^-$ 。吸附的 HS^- 、 S^{2-} 使金属电位移向负值, 促使阴极放氢加速。同时, 又使铁原子间键的强度减弱, 使铁更容易进入溶液, 加速了阳极反应。

(2) 生成物硫化铁加剧电化学腐蚀。从电子显微镜中得知, H_2S 浓度较低时, 能生成致密的硫化铁膜 (主要由硫化铁、二硫化铁组成), 该膜能阻止铁离子通过, 可显著降低金属的腐蚀速度, 甚至使金属接近钝化状态。但由于磨溪气田 H_2S 浓度较高, 其生成的硫化铁膜呈黑色疏松分层状或粉末, 其主要成分为 Fe_9S_8 , 该膜不但不能阻止铁离子通过, 反而与钢铁形成宏观电池。硫化铁为阴极, 碳钢为阳极, 因而加速金属腐蚀。这样造成磨溪气田集气站分离出了大量的硫化铁, 井下油、套管被大量硫化铁堵塞及井下油、套管表面呈现很深局部溃疡腐蚀。

(3) H_2S 的化学腐蚀还可引起多种类型的腐蚀, 如氢脆和硫化物应力腐蚀开裂等。硫化氢腐蚀属氢去极化腐蚀, 吸附在钢铁表面上的 HS^- 促使阴极放氢加速, 同时 HS^- 及 H_2S 又能阻止原子氢结合成分子氢, 因此, 促使氢原子聚集在钢材表面、加速了氢渗入钢材内部的速度。据有关资料报道, HS^- 可使氢向钢内扩散速度增加 10~20 倍, 从而引起钢材氢鼓泡、氢脆及硫化物应力腐蚀开裂。

3. CO_2 腐蚀

CO_2 对碳钢的腐蚀是一不可低估的因素。钢铁

在含 CO_2 水溶液的溶解过程中有两种不同的还原过程, 其一是 HCO_3^- 直接还原析出氢: $2HCO_3^- + 2e^- \rightarrow H_2 \uparrow + CO_3^{2-}$; 其二是在金属表面的 HCO_3^- 离子浓度极低时, H_2O 的还原: $2H_2O + 2e^- \rightarrow 2OH^- + H_2 \uparrow$ 。上述两个过程的腐蚀产物分别为 $FeCO_3$ 和 $Fe(OH)_2$, 后者可与 HCO_3^- 作用生成 $FeCO_3$ 。腐蚀开始时, 金属表面早已形成的结合力强的 $Fe(HCO_3)_2$ 膜可发生变化: $Fe(HCO_3)_2 + Fe \rightarrow 2FeCO_3 + H_2 \uparrow$, 从而形成结合力较差的 $FeCO_3$ 膜。由于 $FeCO_3$ 的体积较 $Fe(HCO_3)_2$ 小, 转化过程中体积收缩, 形成微孔的保护性较差的 $FeCO_3$ 膜, 因而引发碳钢的腐蚀 (主要是点蚀), 即碳钢在饱和 CO_2 的盐溶液中和较宽的 pH 值范围内虽可在金属表面形成一层牢固的 $Fe(HCO_3)_2$ 膜, 该膜对碳钢有一定的保护作用, 但随着时间的延长, $Fe(HCO_3)_2$ 会逐渐转化成与金属表面结合力较差的 $FeCO_3$ 而失去保护作用。钢铁表面覆盖不同腐蚀产物的区域以及不同腐蚀产物的接界区都可能由于电偶差而导致局部腐蚀。

4. 硫酸盐还原菌 (SRB) 腐蚀

硫酸盐还原菌 (SRB) 是主要的腐蚀微生物, 其腐蚀机理如下:



反应生成的氧使金属发生氧去极化腐蚀, S^{2-} 以 H_2S 存在加速金属的氢去极化腐蚀。有文献报道在美国生产油井中发生的腐蚀, 77% 以上是由 SRB 造成的, 其特点是点蚀。中国科学院金属研究所专家认为, 磨溪气田电化学腐蚀不会那么快, 可能还有微生物腐蚀。经取样送中科院微生物研究所分析表明确有细菌尸体存在。研究表明: SRB 在 37℃ 左右最适宜生长繁殖, 温度 15~50℃ 时生长较快, 随着温度升高, SRB 生长减慢, 菌量减少, 且在 80~90℃ 也能存活。SRB 对碳钢的腐蚀作用与温度、 Fe^{2+} 浓度和形成的腐蚀产物硫化铁的结构有关。

5. 其它腐蚀

有资料报道认为产出水中矿化物 Ca^{2+} 对碳钢腐蚀的影响在某些情况下甚至大于 H_2S 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、SRB、 CO_2 等的影响。此外还存在冲刷腐蚀等。

基于以上分析认为, 磨溪气田的腐蚀为一典型的酸性油气田综合性腐蚀。

* 胡鉴周, 磨溪气田防腐工作汇报, 四川石油管理局, 1996 年。

复合缓蚀剂 CZ3—1, 3 的研制 及产品物化指标*

在对磨溪气田腐蚀状况调查及腐蚀原因分析后,我们拟从气/液两相入手进行复合缓蚀剂的研制,即首先研制出以液相缓蚀效果为主的 CZ3—1 制剂,同时对其气相缓蚀不足加以改进,并着重探讨了其复配性能及综合缓蚀效果。通过室内小试、放大试验、中试生产、试生产并通过多次产品性能测试,逐步优化技术方案,最终确定了复合缓蚀剂 CZ3—1, 3 的制备配方及流程。

1. 复合缓蚀剂 CZ3—1, 3 产品物化指标(见表 2)

表 2 复合缓蚀剂 CZ3—1, 3 产品物化指标

指 标	物 化 指 标	
	CZ3—1	CZ3—3
外 观	棕褐色半流动状液体	棕红色液体
气 味	微胺味	有一定异味
pH	7~ 8	9~ 10
密度(20℃)	0. 8 g/cm ³	1. 1 g/cm ³
闪点(闭口)	51℃	/
运动粘度(50℃)	2. 5 mm ² /s	17. 4 mm ² /s

2. CZ3—1, 3 复合缓蚀剂评价结果

为了考查 CZ3—1, 3 复合缓蚀剂缓蚀效果,中国石油天然气总公司防腐中心分别进行了常/高压复合品种评价,其结果分别见表 3、4(气井缓蚀剂测试均未经缓蚀剂预膜处理,空白腐蚀速率为相同 H₂S 浓度条件下多次试验的平均值)。

从表 3、4 可以看出, CZ3—1, 3 复合缓蚀剂无论是在常压条件下,还是在高压条件下,其气/液相均具有十分良好的缓蚀效果。在含 H₂S、CO₂、Cl⁻ 及高矿化度等腐蚀条件下,缓蚀剂浓度分别为 500 mg/L (液相)和 750 mg/L (气相)时就能有效地延缓金属的电化学腐蚀,其气/液相腐蚀速率分别控制在 0. 035 mm/a 和 0. 032 mm/a 以下。且 CZ3—1 和 CZ3—3 复合使用时无任何负效应。

* 王裕康, CZ3—1, 3 复合缓蚀剂仪器检测报告, 中国石油天然气防腐中心, 1996; 陈仲华等, 卡氏腐蚀监测系统的现场应用, 四川石油管理局, 1996 年。

表 3 CZ3—1, 3 复合缓蚀剂常压条件缓蚀效率测试

缓蚀剂名称	添加量 (mg/L)	气 相		液 相		试片状况
		腐蚀率 (mm/a)	缓蚀率 (%)	腐蚀率 (mm/a)	缓蚀率 (%)	
CZ3—1 CZ3—3	500 667	0. 032 4	96. 8	0. 012 9	97. 0	光亮
CZ3—1 CZ3—3	500 750	0. 015 1	98. 5	0. 012 0	97. 2	光亮
CZ3—1 CZ3—3	500 1 250	0. 021 6	97. 9	0. 026	93. 9	光亮
CZ3—1 CZ3—3	500 750	0. 023 6	97. 7	0. 012 4	97. 1	光亮
试验条件	空白腐蚀率是气相 1. 027 1 mm/a, 液相 0. 426 1 mm/a; 常压 80±1℃, 磨 105 井气田水; H ₂ S 浓度 1 032 ~ 1 074 mg/L, CO ₂ 浓度 628~ 703 mg/L。					

表 4 CZ3—1, 3 复合缓蚀剂高压条件缓蚀效率测试

缓蚀剂名称	添加量 (mg/L)	气 相		液 相		试片状况
		腐蚀率 (mm/a)	缓蚀率 (%)	腐蚀率 (mm/a)	缓蚀率 (%)	
空白	/	1. 043 6	/	0. 293 6	/	气相严重腐蚀, 液相有圆形状坑蚀
CZ3—1 CZ3—3	500 750	0. 013 0	98. 7	0. 032 1	89. 1	光亮
CZ3—1 CZ3—3	500 750	0. 028 3	97. 3	0. 030 1	89. 7	光亮
CZ3—1 CZ3—3	2 250 1 125	0. 015 5	98. 5	0. 027 4	90. 7	光亮
试验条件	试验压力 $p_{总}$ 为 5. 2~ 6. 0 MPa, p_{H_2S} 为 1. 5 MPa, p_{CO_2} 为 3. 0 MPa; 温度 80±2℃; 磨 105 井气田水					

CZ3—1, 3 复合缓蚀剂 现场试验及应用*

1. 卡普罗克(Caproca)在线腐蚀监测站

1994 年底中国石油天然气总公司防腐中心利用世行贷款,通过美国劳雷公司引进了一套加拿大卡普罗克公司的 CODS II 型腐蚀监测系统及一套美国德尔玛公司的 H₂S 分析仪。该系统具有 16 个通道

的主机和探测、传感装置,计有回收式电阻探针及传感器、失重试片及安装装置、氢探针(带压力表)、化学注剂装置、压力传感器、温度传感器、信号变送器仪器仪表,具有数据采集、处理、打印、显示等功能。

该系统工作压力为 0~21 MPa,工作温度 0~40℃,工作介质为含 H_2S 、 CO_2 及含地层水的天然气。该系统仪器于 1996 年 3 月安装于磨 133 井,从 1996 年 3 月 29 日到 9 月 22 日,磨 133 井共加缓蚀剂 8 次(CZ3—1 4 次, CZ3—1、CZ3—3 同时加注各 2 次),其典型数据、曲线及性能评价分别见图 1、图 2。

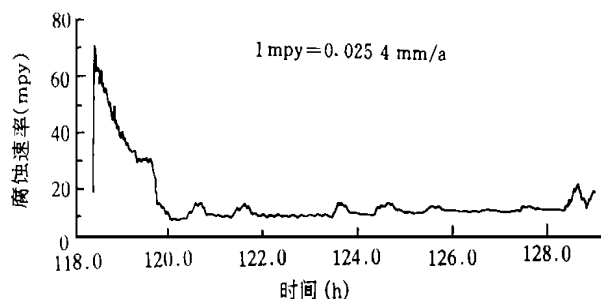


图 1 1996 年 4 月 28 日至 5 月 9 日试验
管段极化探针监测数据曲线

注: 1996 年 4 月 25 日加注缓蚀剂后, 腐蚀率明显下降

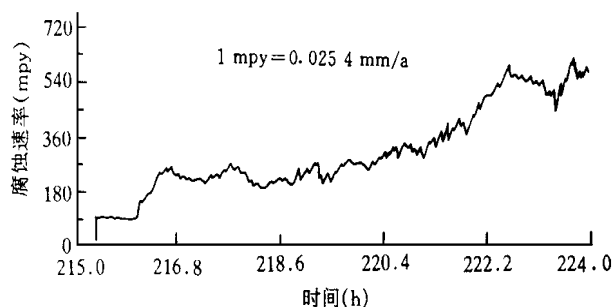


图 2 1996 年 8 月 3 日至 8 月 12 日试验
管段极化探针监测数据曲线

注: 1996 年 7 月 16 日加注缓蚀剂后, 随着缓蚀剂的消耗, 腐蚀率逐渐升高

为了试验 CZ3—1、3 复合缓蚀剂的现场使用效果, 停加缓蚀剂一个月, 于 1996 年 8 月 28 日从套管加注 CZ3—1、CZ3—3 各 80 kg, 并对缓蚀剂的效果进行了连续的监测。

本次复合缓蚀剂现场试验所采集的数据经分析、处理得出: ①缓蚀效果良好, 其缓蚀率在 90% 以上; ②复合缓蚀剂维持时间较长, 每次加注 CZ3—1、CZ3—3 各 80 kg, 可维持正常生产 45 d 左右。

2. 推广应用

复合缓蚀剂 CZ3—1、3 经室内评价及现场仪器监测表明, 具有十分良好的缓蚀效果, 于 1996 年 10 月在磨溪气田全面推广应用。虽然使用时间较短, 但气田集输干线清管次数及 Fe_xS_y 清除物大大减少, 气田腐蚀得到明显控制。中国石油天然气总公司防腐中心已将该产品推荐至川西北矿区、川东气田、长庆油田、南海西部油田使用。

结 论

(1) CZ3—1、3 复合缓蚀剂对气/液相具有十分显著的缓蚀效果。用量少, 可有效地抑制 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- 及高矿化度引起的电化学腐蚀和硫化物应力腐蚀。

(2) CZ3—1、3 复合缓蚀剂可广泛用于油气田开采和集输系统工艺流程中的井下油套管、地面设施、集输管网等防腐。

(3) 该产品综合性能很好, 具有很好的推广价值。

参 考 文 献

- 1 四川石油管理局编. 天然气工程手册. 北京: 石油工业出版社, 1982
- 2 俞敦义, 彭芳明等. 硫酸盐还原菌对油田套管腐蚀的研究. 石油学报, 1996; 1
- 3 许立铭, 罗逸等. 钙离子对碳钢在油田污水中腐蚀的影响. 油田化学, 1996; 2
- 4 许立铭, 董泽华等. 油气田产出水中 CO_2 、 HCO_3^- 对碳钢腐蚀的影响. 天然气工业, 1996; 16(4)

(收稿日期 1997-11-14 编辑 王瑞兰)

山西省发现大型煤层气田

中国石油天然气总公司勘探局新区事业部经对煤层气勘探系统工程进行攻关, 通过 5 年勘探和探索, 在山西省南部沁水盆地发现我国目前第一个大型煤层气田。

该气田处于沁水盆地环状斜坡带南斜坡, 煤质好、热演化程度高、生气量大、煤的吸附解能力强, 在多方面、多期应力场作用下割理发育, 单井产气 3 000~5 000 m^3/d , 高产富集条件优越, 有利于低成本开发。目前正加紧小面积试验, 初步预测含气面积 300 km^2 , 煤层气地质储量 1 000×10⁸ m^3 。

(李玉忠 张建博 供稿)

field, various corrosive media, such as hydrogen sulfide, carbon dioxide, chlorine and water etc., will produce corrosion to the downhole pipe string and surface producing, gathering and transporting equipments to varying degrees, causing some accidents such as tubing and casing ruptured, wellhead assemble out of order and gathering pipeline burst etc. In this gas field, there are mainly two kinds of corrosion—sulfide stress corrosion and electrochemical weightlessness corrosion by sour gas. Because a certain amount of sour gas has been dissolved in the liquid accumulated at the bottom hole of the gas wells put into production, the corrosion of sour liquid to downhole pipe string has occurred, and along with the prolongation of gas production cycle, the H^+ produced in the course of sour liquid corrosion will continuously enter into the pipe string under the action of high downhole temperature and pressure, thus dropping the hardness and strength of the pipe string. The deformation by stress or rupture of the pipe string will take place under the action of tensile stress. For controlling the corrosion damage by corrosive media a special research subject for guarding against corrosion in the gas field has been established to thoroughly investigate the corrosion characteristics in Changqing gas field and to develop the anti-corrosion measures suited to Changqing gas field, by using the relevant research achievements of other domestic oil and gas fields for reference, so as to ensure a long-term and high-efficiency production in the gas fields.

SUBJECT HEADINGS: Changqing gas field, Hydrogen sulfide corrosion, Formation water, Electrochemical corrosion, Carbon dioxide corrosion, Drill tool corrosion, Pipeline corrosion, Corrosion inhibitor, Coating protection, Cathodic protection.

Ren Jun (assistant engineer), born in 1971, graduated from the former Chongqing Petroleum School in 1991. He is long engaged in oil/gas field chemistry. Add: Jingbian, Shaanxi (718500), China Tel: (029) 3505270

.....

CORROSION AND ANTI-CORROSION IN MOXI GAS FIELD

Yang Xiaoping, He Zeyuan and Xiang Wei (Central Sichuan Oil and Gas Company of Sichuan Petroleum Administration). *NATURAL GAS IND.* v. 18, no. 5, pp. 67~71, 9/25/98. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: In the natural gas of Moxi gas field, the hydrogen sulfide content is 1.60~2.35% and the carbon dioxide 0.36~0.89%. A small amount of formation water has been produced, in which the hydrogen sulfide, carbon dioxide and chloride radical are contained, with salinities of 69 630~222 820 mg/L. After the gas field was formally put into development in March 1994, the underground pipelines and surface gathering

and transferring systems have been suffered a serious corrosion, thus causing tubing's being broken, choke and needle valve's being pierced, water jacket boiler and branch transferring pipeline's being always plugged, major gathering pipeline's being overpressured and pigging frequency's being increased, which seriously endangers safety in production in the gas field. Through analyzing and studying, it is found that the corruptions are mainly the electrochemical and hydrogen sulfide corruptions, being accompanied with the carbon dioxide and sulfate reducing bacteria corruptions. The CZ3-1, 3 compounded corrosion inhibitor developed in accordance with the corrosion properties in Moxi gas field is of very good corrosion results for both gas and liquid phases either in normal pressure or in high pressure conditions. Only by use of a little of it, may the electrochemical corruptions be caused by the hydrogen sulfide, carbon dioxide, chloride radical and high salinity, and hydrogen sulfide stress corrosion be effectively restrained. The CZ3-1, 3 compounded corrosion inhibitor may be widely used for the anti-corrosion for the downhole casing, surface equipments and gathering pipe networks in the technological processes of oil & gas production and gathering systems.

SUBJECT HEADINGS: Moxi gas field, Natural gas, Corrosion, Corrosion control, Testing, Application.

Author's introduction: See v. 17, no. 1, 1997. Add: Xuning, Sichuan (629000), China Tel: (08252) 224511-511211

.....

AN IDEA AND METHOD OF THE LONG DISTANCE TRANSMISSION PIPELINE RISK TECHNIQUE

Zhang Peng (Southwest Petroleum Institute) and Duan Yonghong (Nanchong Oil and Gas Company). *NATURAL GAS IND.* v. 18, no. 5, pp. 72~76, 9/25/98. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Pipeline risk evaluation, a popular research field, began in 1980s, which provides a basis for the users of pipeline in maintenance and management, through comprehensively determining the risk degree of each pipeline section under the condition of overall considering the internal and external factors affecting pipeline failure and its consequences. The content and method of risk technique, the purpose and principle of risk evaluation and the quantitative and qualitative risk technique are presented in detail, and an operational process of being put into effect, such as early detection, maintenance procedure and decision on attendance and replacement, etc., is recommended for the pipeline risk technique. Meantime, the affecting factors of the indefiniteness of several risk techniques in engineering evaluation are analyzed, the doings defined in view of risk are discussed and some examples are used to explain how these techniques are used for engineering problems which contains indefiniteness,