

天研文集（十四）

缓蚀剂研究报告及情报调研 文 集

四川石油管理局天然气研究所

一九八八年九月

编 者 的 话

在石油与天然气工业的发展过程中，防止金属遭受腐蚀破坏是一个突出而必须解决的课题。金属腐蚀有各种类型，为此发展了各种各样的防腐蚀方法，其中采用经济、有效的缓蚀剂保护的方法具有重要的地位，国内在这方面进行了大量的研究工作。

为适应我国油气工业发展的需要，自六十年代以来，针对油气开采、集输及加工等各环节中存在的腐蚀问题，我所广泛开展了缓蚀剂合成及应用等方面的研究工作，共取得十八项成果。近十年获国家级奖励二项，省、部级奖励六项，局级奖励七项。这些成果的推广应用给使用单位带来了重大经济效益。

在致力于缓蚀剂研究及推广应用的同时，我所还建立了相应的评定方法。为了借鉴国外经验，还有针对性地进行了若干情报调研工作。

为了促进缓蚀剂在油气工业的研究和应用，我们系统整理了我所在缓蚀剂研究这一领域中所进行的工作，特选择了缓蚀剂研制应用报告十八篇，试验方法报告六篇，专论及综述九篇，汇编为本文集。以促进在这领域的技术交流并供从事石油腐蚀和防腐的科研、生产工作者参考。有不当之处，敬希指正。

从本期起，我所《气体净化资料》~~改名为《石油工业防腐》~~继续不定期出版。

目 录

研究、应用报告

CT1-2高温酸化缓蚀剂·····	(1)
CT1-3高浓度盐酸缓蚀剂研究报告·····	(8)
7623油气井酸化复合缓蚀剂实验报告·····	(14)
柠檬酸酸洗缓蚀剂的探索试验·····	(21)
CT2-1气井缓蚀剂·····	(24)
CT2-2缓蚀剂在合纳输气管线上的使用试验·····	(30)
CT2-5缓蚀剂试验报告·····	(36)
CT2-6含硫气井泡沫助采缓蚀剂·····	(39)
CT2-7油田注水系统缓蚀剂·····	(46)
CT2-10油田注水缓蚀剂·····	(51)
CT2-11含硫含凝析油气水井泡沫排液缓蚀剂·····	(54)
CT10-1油田注水系统杀菌剂室内研制报告·····	(58)
7251缓蚀剂·····	(65)
CT4-31缓蚀缓垢剂·····	(70)
7019炼厂缓蚀剂·····	(76)
CT5-1油溶性炼厂缓蚀剂·····	(79)
组合缓蚀剂在脱硫装置中的现场使用试验报告·····	(84)
201防锈剂·····	(88)

试验方法

酸化缓蚀剂腐蚀速度静态失重测定法·····	(91)
油田注水系统缓蚀剂评价方法·····	(96)
评价油气田缓蚀剂的有效方法——转轮试验法·····	(99)
氢渗透测试法在 $H_2S-NaCl-H_2O$ 系统中评价缓蚀剂·····	(103)
电化学氢渗透法在评价缓蚀剂中的应用·····	(107)
应用电化学技术评选炼厂缓蚀剂·····	(112)

专论及综述

油气井酸化缓蚀剂述评·····	(117)
油气工业中 CO_2 的腐蚀及其控制·····	(124)
酰胺型缓蚀剂在油气工业中的应用·····	(127)
天然气管线应力腐蚀破裂的控制·····	(132)

缓蚀剂的选择及投加方法.....	(135)
开式循环冷却水系统的腐蚀和缓蚀剂.....	(138)
表面活性剂在油田用各类缓蚀剂配方中的效果分析.....	(144)
油田注水系统微生物腐蚀及其控制.....	(148)
国外原油中和剂和缓蚀剂近况.....	(151)

本文集特约编辑

徐德明 原青民

责任编辑

王开岳 倪怀英 郑晓云

CT1-2高温酸化缓蚀剂

第二研究室201组*

一、概 述

近年来,我国新打出的油、气井愈来愈深,井底温度愈来愈高,酸化施工要求有直到200℃使用盐酸的缓蚀剂。目前国内生产的缓蚀剂品种,一般只适用于120℃(28% HCl)以下的温度,即使复配价昂、难得的碘化物,也只能用20% HCl对付160℃左右的酸化井施工,因此急待研制一种既不用碘化物,又能适应直到200℃高温深井用的缓蚀剂。

根据1977年10月原石化部在大港召开的油(气)田酸化会议精神以及石油化工科学研究院(77)油化研炼字第509号、石油勘探规划研究院(77)油规字第115号文,我们于1978年开展了高温酸化缓蚀剂的研究工作。1979年在实验室研制出“T-55”配方,达到了1979年石油部科学技术发展规划中提出的100—150℃(28—30% HCl)的要求。又通过两年多的工作,我们完成了“CT1-2”高温缓蚀剂的研究,于1982年6月提出了实验室研究报告。新研制出的缓蚀剂能适应120—200℃的高温。

1983年以来,根据油、气田的需要,我们先后放大试生产CT1-2缓蚀剂15吨,在胜利油田和四川石油局川中矿区的深井、井底温度在150℃至200℃的油、气井进行现场试验10井次。使用3井次,计13井次。从已经过检查的10井次油管或油管短节来看,均未发现有明显的坑蚀,更没有发现损坏情况。从而证明,CT1-2缓蚀剂能满足高温油、气井的酸化施工使用。

二、CT1-2缓蚀剂的实验室评价

1. 物理性质测定

一般性质如表1。酸中的溶解性如表2。

由表1和表2测定结果可见,CT1-2缓蚀剂无刺激性臭味,具有凝固点低、粘度适中、酸溶性好、在15—28%的盐酸中,无论有无缓速剂——碘化醚的存在,也不发生分层和沉淀现象。

表1 CT1-2缓蚀剂的一般性质

状 态	气 味	运动粘度 (20℃, m ² /s)	凝 固 点 (℃)	闪 点 (闭口, ℃)	比 重 (25℃)
红棕色透明液体	微杏仁味	11.0×10^{-6}	< -10	36.5	1.049

*本文执笔 李德仪(1985年)

表2 CT1-2在盐酸中的溶解性

盐酸浓度 %	CT1-2在酸液中的浓度 %	CT1-2在酸液中分散情况的描述	
		无 磺 化 醚	加有 2 % 的磺化醚(对酸液)
15	2—3	酸液呈淡黄色透明液	酸液轻微混浊, 15天内无分层和沉淀
20	2—3	酸液呈橙黄色透明液	同 上
28	2—3	酸液呈红棕色透明液	酸液较混浊, 15天内无分层和沉淀

2. 高温、高压腐蚀试验

CT1-2是专为高温井酸化研制的缓蚀剂。因此, 腐蚀评定试验选定的温度范围是120—200℃, 该缓蚀剂按石油部推荐的“酸化缓蚀剂腐蚀速度静态失重测定法”评定的结果列入表3。

表3 CT1-2缓蚀剂高温、

高压腐蚀评定试验结果

(试验条件: 酸液附加剂为2% HAc, 2% 磺化醚, 压力 150×10^5 Pa, 4小时, N-80钢片)

温 度 (℃)	盐 酸 浓 度 (%)	CT1-2 浓 度 (%重)	腐蚀速度 g/m ² ·h
120	15	1	20.86
	20	1.5	10.63
	28	2	28.58
130	15	1	29.12
	20	1.5	14.95
	28	2	39.93
140	15	1	33.88
	20	1.5	27.21
	28	2	50.02
150	15	1.5	33.49
	20	2	36.64
	28	2	69.48
	28	2.5	48.16
	28*	2.5	69.08

续表

温 度 (℃)	盐 酸 浓 度 (%)	CT1-2 浓 度 (%重)	腐蚀速度 g/m ² ·h
160	15	2	31.44
	20	2.5	35.40
	28*	3	47.61
	28	3	73.69
170	15	2.5	49.55
	20	3	47.96
	28	3	68.71
	28*	3.5	86.29
	28	3.5	78.96**
180	28	3.5	78.97***
	15	3	50.34
	20	3.5	61.87
190	28	4	94.39
	15	3.5	72.38
	20	4	86.99
200	15	4	89.54

*2% AS代替2% 磺化醚, **用2% AS, C-75钢片, ***用2% AS, KO-80SZ钢片

由表3可以看出:

(1) 温度在120—200℃范围内, 如表中相应的酸浓度和缓蚀剂浓度下, 腐蚀速度均可控制到100g/m²·h以内。

(2) 对于28%的高浓度盐酸, CT1-2缓蚀剂的浓度只要达到大于或等于2%时, 就可保证在120℃和150℃下, 腐蚀速度分别小于40g/m²·h和80g/m²·h的部定指标; 即使在≤170℃下, 缓蚀剂浓度提高到3%, 腐蚀速度也可控制到小于80g/m²·h。

(3) 对于20%浓度的盐酸, 温度直到190℃, CT1-2的用量为4%时, 腐蚀速度可控制到90g/m²·h以内。

(4) 对于15%的常规盐酸, CT1-2缓蚀剂可经受住200℃的特高温, 4%的CT1-2用量能将腐蚀速度控制在100g/m²·h以内。

(5) 如以烷基磺酸钠(AS)代替磺化醚作为缓速剂配入酸液, 在相同条件下, 腐蚀速度大约增加20g/m²·h左右。

3. H₂S对CT1-2缓蚀剂的影响试验

在模拟残酸(3% HCl, CaCl₂ 200g/L酸液)中加入3%的CT1-2缓蚀剂, 在80±1℃下, 以50—80ml/min的流速连续通入H₂S 2小时后, 经过滤、恒重, 证实无固体不溶物生成。从我们进行的定性试验结果

(如表4)来看, 即使酸液中H₂S的浓度已达到1125mg/L, 腐蚀速度增加也不到一倍。由此可以预料, 要对含H₂S的井进行酸化, 只需将CT1-2缓蚀剂的用量比一般井酸化时的用量适当提高就可以将腐蚀速度控制到允许范围内。

表4 有H₂S存在时的腐蚀试验结果

(试验条件: 酸液组成: 28% HCl, 3% CT1-2, 2% HAC, 2% 磺化醚; 温度: 150℃, 压力: 150×10⁶ Pa, 4小时, N-80钢片)

试验方法简要说明	腐蚀速度 g/m ² ·h
CT1-2加到酸液以前, 常温下通入H ₂ S至饱和	42.50
酸液中加入0.25%的Na ₂ S	34.33
腐蚀评定前, 酸液通入H ₂ S, 其浓度为1125mg/L 腐蚀评定后, 残酸中尚含H ₂ S 91mg/L	59.32

注: 酸液中无H₂S时的腐蚀速度为33.06g/m²·h

表5 CT1-2在酸液中的稳定性试验结果

(腐蚀速度评定条件: 缓蚀剂及附加剂用量: 3% CT1-2; 2% HAC; 2% 磺化醚
温度: 150℃, 压力: 150×10⁶ Pa; 4小时, N-80钢片)

日期	8月17日	8月21日	8月25日	8月29日	9月2日
天数	0	4	8	12	16
腐蚀速度(g/m ² ·h)	33.06	33.52	30.40	34.36	35.94
盐酸浓度(%)	28.8	未分析	未分析	未分析	28.7
备注	酸液存放于夏季室内, 酸液温度范围27~34.5℃				

4. CT1-2缓蚀剂在酸液中的稳定性试验

从表—5的试验结果表明经16天,前后五次测定,腐蚀速度基本无变化;前后酸的浓度也无变化。证明CT1-2在28% HCl中是稳定的。

5. 酸液贮存试验

现场酸液的贮运设备,要求缓蚀剂在常温下有较长的保护周期,按石油部规定:夏季的酸液贮存试验,试样应通过15天的酸浸考察;冬季的酸液贮存试验,试样应通过65天的酸浸考察,试样表面腐蚀均匀,不出现点蚀,为此我们分别进行了夏季和冬季的酸液贮存试验。

(1) 夏季酸液贮存试验 夏季酸液贮存试验,是将配入CT1-2缓蚀剂及附加剂的酸液置于夏季的室内,分别采用失重法和电化学方法进行腐蚀速度、表面状况以及腐蚀速度变化趋势的测定。

①失重法测得的腐蚀速度及试样表面状况如表6。由此表可见,试片测得的腐蚀速度很小(按腐蚀深度计 $<0.1\text{mm/a}$),且试后钢片表面状况良好,可以满足要求。

表6 夏季酸液贮存试验结果

(试验条件:酸液组成:28% HCl, 3% CT1-2, 2% HAC, 2% 磺化醚
温度:26—34℃, 时间:16天, 试片: N-80)

平行试验编号		1	2	3	4
腐蚀速度 ($\text{g/m}^2\cdot\text{h}$)	测定值	0.061	0.059	0.062	0.064
	平均值	0.0615			
备 注		酸浸试验后的钢片表面光亮,无点蚀。			

②电化学线性极化法测得的腐蚀速度变化趋势 由图1的曲线可以看出,腐蚀速度变化的总趋势是,由起始之日迅速下降,然后逐日趋于平缓。腐蚀速度的变化虽受其酸液温度变化的影响,但从第9天起直至16天,酸液的日平均温度是比较稳定的,而腐蚀速度仍无上升趋势,这就表明CT1-2缓蚀剂对酸腐蚀中的钢材有较长的保护周期。

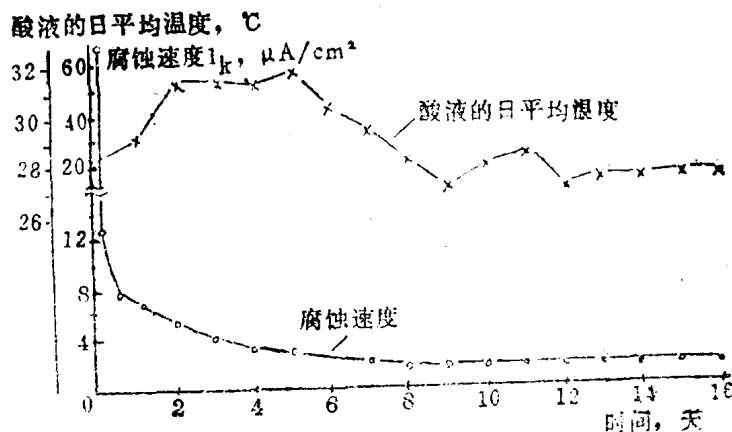


图1 腐蚀速度与时间的关系曲线

(2) 冬季酸液贮存试验 冬季酸液贮存试验的酸液配制同夏季酸液贮存试验的配制。将配制好的酸液模拟冬季气温，置于电冰箱内，温度恒定在0—5℃，根据挂于酸液内的钢片失重测定腐蚀速度，用肉眼评价腐蚀试片的表面状况，从试验结果（如表7）来看，65天的钢片酸浸试验中，每间隔六天测得的腐蚀速度，没有随时间变化而增大的趋势，而且腐蚀速度均在 $0.09\text{g}/\text{m}^2 \cdot \text{h}$ 以下；酸浸试验后的钢片表面，经65天后，基本是光亮的，没有点蚀或坑蚀出现，表明CT1-2缓蚀剂能满足冬季酸液贮存的要求。

表7 冬季酸液贮存试验结果

（试验条件：酸液组成为28% HCl，3% CT1-2，2% HAC，2% 磺化醚，温度为0—5℃，时间为65天，20号碳钢试片）

天 数	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60	65
试 验 编 号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
腐蚀速度 ($\text{g}/\text{m}^2 \cdot \text{h}$)	0.0476	0.0716	0.0361	0.0829	0.0826	0.0661	0.0651	0.0856	0.0542	0.0865	0.0769
备 注	酸浸试验后的钢片表面42天前表面光亮，48天后略有暗影出现，所有钢片表面均无点蚀和坑蚀。										

三、CT1-2缓蚀剂的现场试验

现场试验的目的主要有三：其一，是为了取得缓蚀剂在高温深井酸化施工过程中的动态腐蚀数据，特别是检验缓蚀剂是否能控制影响油管强度的致命性局部腐蚀（如坑蚀）；其二，是考察缓蚀剂使用方面的其它性能：如气味、流动性、酸溶性等；其三，是收集现场施工人员对缓蚀剂性能的各种反映。

CT1-2缓蚀剂的现场试验，是在胜利油田井下作业公司，采油工艺研究院和四川石油管理局川中矿区的协作下进行的。自1983年10月以来，先后在胜利油田和川中矿区的高温深井进行了11井次的现场试验和3井次的现场使用，取得了较完整的数据并获得了良好的效果。

1. 试验方法

将已称过重量的试件挂于油管的管柱尾部并于施工前随管柱下入井内酸化目的层，待酸化后排完残酸，提出管柱，取出试件进行清洗处理、称重、表面观察、摄影、计算试件的失重。

试件采用了两种形式：一种是油管短节；另一种是环形试件（钢环）。油管短节选用的材质同试验井的油管材质；钢环的材质除选用同试验井的油管材质外，还选用了常用的油管材质1-2种，以便进行比较。

基于试件的腐蚀是在井下的整个期间内受到浓酸、残酸、地层水以及压风机助排残酸时带入氧引起的腐蚀总和，无法计算出符合实际情况的酸腐蚀速度。为此，我们用一个总腐蚀量，即“绝对平均腐蚀深度”简称“腐蚀深度”来表达腐蚀程度。

试件的腐蚀深度按下式计算：

$$b = (\Delta w / S \cdot \rho) \times 10$$

式中：b——试件的腐蚀深度(mm)； Δw ——试件的失重(g)；S——试件接触酸液的表面积(cm^2)； ρ ——试件材质的密度，统一取 $7.86\text{g}/\text{cm}^3$ 。

2. 试验结果

如表8，由试验结果可得出如下几点看法：

1. 所进行的11井次的现场试验中，除桩古6井因酸浓度配制失误，试件腐蚀比较严重，其余10井次的试验结果表明，油管短节测得的腐蚀深度为 $0.052\sim 0.34\text{mm}$ 。这与国内仅见于发表的大庆石油管理局井下公司采油工艺研究所发表的“土酸深井酸化缓蚀剂现场试验”资料[5]中，建议推广使用的TG-03缓蚀剂的现场试验数据对比（如表9）来看，CT1-2缓蚀剂的效果是显著的。

表9 缓蚀剂现场试验效果对比

缓蚀剂名称	TG-03	CT1-2		
试验井次	1	7	2	1
井温($^{\circ}\text{C}$)	123	148—170	163—170	191
酸浓度	12% HCl +6% HF	15—19.3% HCl	18.8—20.6% HCl	12% HCl + 0.5% H_2O_2
油管短节在井下的时间	43h	1~23d	14~82d	153d
油管短节的腐蚀深度 (mm)	0.22	0.052~0.12	0.19~0.22	0.34

2. 川中矿区的水深一井使用CT1-2缓蚀剂，已先后进行六次酸化施工，该井连续用600多根KO-80SE油管，没有一根因腐蚀而报废，且每次酸化后，油管连接的丝扣没有处出现松动，充分说明川天1-2的缓蚀效果较为理想。

3. 从现场11井次试验后试件的表面状况来看，除胜利油田新东风10井、桩古16井的试件在井下的时间过长，表面出现锈蚀，已不能代表酸腐蚀情况外，其余9井次的试件无论腐蚀深度大小如何，试件表面都呈现均匀腐蚀。可见CT1-2能抑制因酸腐蚀（包括残酸）而引起的油管坑蚀。

4. 从材质的试验来看，油管短节测得的腐蚀深度表明，P-105小于N-80，钢环测得的腐蚀深度表明，一般是N-80和C-75相近，而大于KO-80SE。

5. 水深一井酸化施工过程中出现多次封隔器故障，使得酸液长时间停留在压裂泵、高、低压管汇中，尤其是使得 20米^3 贮酸铁罐一次贮存酸液达4天，近100小时。这些设备已经过多次施工，至今未发现明显的腐蚀现象。说明CT1-2缓蚀剂对地面设备起了很好的保护作用。

6. CT1-2缓蚀剂通过五口井，11井次的高温深井现场试验和三井次的使用，在缓蚀效果方面，尤为重要是控制了油管因酸腐蚀（包括残酸）而引起的坑蚀；酸液配制过程中，具有易分散、酸溶性好、配制方便、不需另加甲醛和价昂、难得的碘化物、无臭味等优点。

均获得现场施工人员的好评。

表10 推荐CT1-2使用的工业条件

序号	井温 (℃)	盐酸浓度 (%)	CT1-2用量 (kg/m ³ 酸液)
1	120	15	10
		20	15
		28	20
2	130	15	10
		20	15
		28	20
3	140	15	10
		20	15
		28	20
4	150	15	15
		20	20
		28	25

续表10

序号	井温 (℃)	盐酸浓度 (%)	CT1-2用量 (kg/m ³ 酸液)
5	160	15	20
		20	25
		28	30
6	170	15	25
		20	30
		28	35
7	180	15	30
		20	35
		28	40
8	190	15	35
		20	40
9	200	15	40

四、结 论

鉴于CT1-2缓蚀剂的实验室评价效果及现场试验证明,能适应120—200℃的高温井酸化施工,并具有无臭味、凝固点低、粘度适中、酸溶性好、使用时不需另加甲醛或碘化物等缓蚀助剂、酸液配制方便、能用于含H₂S的井等优点。

参考文献 5 篇略

原载《石油与天然气化工》 1985年 (2)

CT1-3高浓度盐酸缓蚀剂研究报告

第二研究室201组*

一、前言

在开发石油及天然气资源过程中，压裂酸化技术是一项十分有效的增产措施。而在酸化施工中，防止设备腐蚀的酸化缓蚀剂则是不可缺少的。国内目前推广使用的酸化缓蚀剂“7701”和“7623”，两者都属于吡啶类型，需要在现场复配甲醛或乌洛托品，有臭味，施工不方便。

我国从美国引进的〈A-170〉属于含高分子有机化合物的多组分复配的缓蚀剂，这类缓蚀剂由于某些化学组分之间的协同效应，能在钢材表面形成一层致密的保护膜，明显地提高了防腐效果。而且在酸化施工时可以用普通碳钢设备贮运酸液。我国目前尚缺少这种类型的缓蚀剂。结合国内油气井多数井温在120℃以内的特点，研制一种不需要复配甲醛，能够用普通碳钢设备代替玻璃钢设备贮运酸液，缓蚀效率高，综合性能好的一种多组分复合酸化缓蚀剂，对改善酸化施工将起到重要的作用。

二、CT1-3缓蚀剂的制备及物化性质

制备：以苯胺、甲醛等为原料合成的含氮化合物作为基础组分，并与表面活性剂和溶剂复配而制成CT1-3缓蚀剂。

CT1-3缓蚀剂物理性质见表1。

表1 CT1-3缓蚀剂的物理性质

状 态	气 味	运动粘度 (20℃, m ² /s)	凝 固 点 (℃)	闪 点 (闭口, ℃)	密 度 (20℃, g/cm ³)
红棕色透明液体	杏仁味	2.76×10^{-5}	< -10	33	1.034

三、CT1-3缓蚀剂的性能试验

缓蚀剂的性能试验按照部开发司、科技司推荐使用的静态失重法，在15MPa的高压釜中测定试片在酸液中的腐蚀速度。

1. 不同条件下的缓蚀性能

(1) 缓蚀剂浓度的影响 该缓蚀剂的浓度变化如表2和图1所示。从中可见，当CT

*本文执笔 周广青(1985年6月)

1-3缓蚀剂浓度大于1.5%时, 腐蚀速度变化趋于缓慢, 而大于2%以后, 腐蚀速度减少不明显, 从经济效益和腐蚀速度达到部推荐使用指标 $40\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{h}$ 两者考虑, 适宜浓度为1.4—1.5%。

表2 CT1-3浓度的影响

序号	CT1-3浓度 W%	平均腐蚀速度* ($\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{h}$)
1	1.2	53.03
2	1.3	40.92
3	1.4	36.64
4	1.5	26.68
5	2.0	13.85
6	2.5	10.53

*温度 120°C

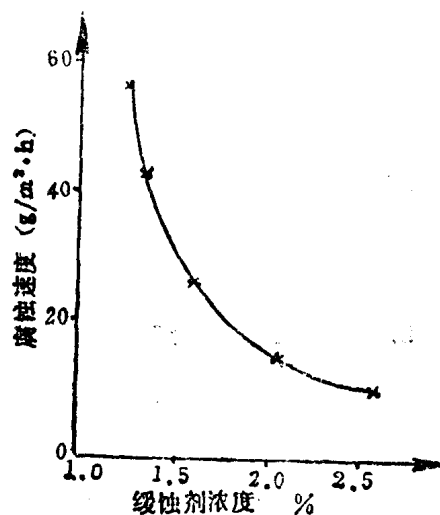


图1 CT1-3浓度与腐蚀速度关系曲线

(2) 温度的影响 该缓蚀剂在不同温度下的腐蚀试验结果列于表3。

表3 温度与腐蚀速度的关系

试验温度 $^\circ\text{C}$	盐酸浓度 %	CT1-3浓度 W%	腐蚀速度 ($\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{h}$)
90	28	0.6	27.15
100	28	0.8	25.02
110	28	1.0	32.57
120	28	1.5	26.68
130	28	2.0	33.73

从表3中可以看出, 为达到腐蚀速度小于 $40\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{h}$ 的指标, 随温度升高, 缓蚀剂用量也需要增加。

(3) 盐酸浓度的影响 在相同温度 (120°C), 不同盐酸浓度下的腐蚀试验结果列入表4中。从中可见, 随着酸浓度提高, 需增加缓蚀剂用量。

(4) 酸—钢接触时间的影响 在CT1-3缓蚀剂的浓度为1.5%, 温度为 120°C 、28% HCl条件下, 酸—钢接触时间与腐蚀速度关系如表5。从试验结果看出, 腐蚀速度随接触时间的增加而增大。

表4 盐酸浓度与腐蚀速度的关系

盐酸浓度 %	CT1-3浓度 W%	腐蚀速度 (g/m ² ·h)
15	0.3	26.06
20	0.5	21.74
24	0.8	39.54
28	1.5	26.68

表5 酸—钢接触时间的影响

酸—钢接触时间 (h)	腐 蚀 速 度 (g/m ² ·h)
1	9.02
2	17.14
4	26.68
6	31.07

2. 酸液贮存、稳定性试验

(1) 夏季试验 配有1.5%浓度的CT1-3缓蚀剂的酸液，盛于玻璃容器内，存放于夏季的室内16天，每间隔四天取样一次，在120℃高压下进行评定，试验结果列入表6。

表6 CT1-3在酸液中的稳定性试验数据

日 期	4月13日	4月17日	4月21日	4月25日	4月29日
天 数	0	4	8	12	16
腐蚀速度(g/m ² ·h)	26.68	31.80	25.10	28.50	31.18
酸 液 浓 度%	28.7	未分析	未分析	未分析	28.7
备 注	酸液存放温度29—35℃				

结果表明：16天贮存期中前后五次采样测定结果表明，腐蚀速度变化不太大，均在允许范围内，酸液浓度无变化，若将10%的腐蚀评定误差考虑在内，可以认为CT1-3缓蚀剂在酸液中是稳定的。

(2) 冬季试验 冬季贮存试验是采用挂片失重法测定腐蚀速度。试验条件：

CT1-3缓蚀剂1.5%；

酸液浓度28.2%，醋酸2.0%，碘化醚2.0%；

试片材质：40×12×2mm的20b优质碳钢；

贮存温度：恒温0—5℃的电冰箱内；

酸浸时间：65天。

65天贮存期中前后十一次采样测定结果表明，平均腐蚀速度为0.0235g/m²·h，酸浸后的试片表面光亮无点蚀，酸液无沉淀现象，说明CT1-3缓蚀剂能满足冬季酸液贮存的要求。

CT1-3缓蚀剂在室内存放一年以上，未观察到分层和沉淀现象，表明CT1-3在贮存过程中是稳定的。

3. 抗H₂S危害的性能试验

CT1-3缓蚀剂抗H₂S危害性能，试验结果列于表7。

由表7可以看出：CT1-3缓蚀剂在遇有H₂S时，无沉淀物产生，防腐效果不变，说明CT1-3缓蚀剂抗H₂S危害的性能较好。

表7 抗H₂S危害试验结果

盐酸浓度 %	H ₂ S浓度 (ppm)	温 度 ℃	CT1-3用量 W %	腐蚀速度 (g/m ² ·h)	备 注
28	0	120	1.5	26.68	无沉淀物
28	996	120	1.5	27.89	无沉淀物

4. CT1-3抗氢脆性能试验

试验方法：将四块钢样平行悬挂于盛有酸液的广口瓶中，在表8所定条件下试验之后，取出钢样水洗、吹干，放在自制的90度弯折机上进行弯折试验，结果列入表8。从表中的数据可以看出：添加CT1-3缓蚀剂以后，试样断裂次数明显减少，表明对减轻钢的氢脆有显著作用。

表8 测定氢脆的钢样弯曲断裂结果
钢样：DZ-2试片，尺寸为80×5×2mm

腐 蚀 介 质	介质温度 ℃	试样在酸液中的时间 (h)	平均断裂次数
无 酸 时	/	/	38.3
28% HCl	30	1	21.6
28% HCl + 1.5% CT1-3	30	1	32.5
28% HCl	60	0.5	21.0
28% HCl + 1.5% CT1-3	60	1	30.5
28% HCl	80	0.25	22.8
28% HCl + 1.5% CT1-3	80	1	33.8

四、CT1-3缓蚀剂的现场试验

自一九八四年以来，先后进行八井次的现场试验和一次普通碳钢罐贮运酸液试验。由于现场条件限制，八井次试验的最高温度为115℃，其中90~112℃的七井次取得完整数据。

1 碳钢罐贮运酸液试验

(1) 试验方法 将配有CT 1—3缓蚀剂和表面活性剂的酸液装入 2.5m^3 的A₃碳钢罐内,在罐内挂15块A₃碳钢试片,罐装载于解放牌汽车上,在公路上运行30天进行试验。每天记录气温,行驶的里程数,每间隔四天取出二块试片,用水冲洗后涂上黄油保存,30天后统一处理,计算腐蚀速度,观察表面状态,并测定试验后罐内酸液浓度。

(2) 试验条件 CT 1—3缓蚀剂浓度 1.5%; 烷基磺酸钠 2.0%;
盐酸浓度 27.5%; 酸量 2m^3

(3) 试验结果 结果列于表9

表9 碳钢罐贮运试验结果

试编	片号	时 间 (d)	里 程 数 (km)	平均气温 ℃	平均腐蚀速度 $\text{g}/\text{m}^2\text{h}$	平均腐蚀深度 mm/a	备 注
1*	2*	4	460	23	2.66	2.96	钢片表面光亮, 无点蚀,罐体无 渗漏。
3*	4*	8	1070	21	1.69	1.88	"
5*	6*	16	1955	21	1.86	2.07	"
7*	8*	20	2370	19	1.50	1.67	"
9*	10*	24	2710	23	1.20	1.34	"
11*	12*	28	3515	28	1.68	1.87	"
13*,14,*15*		31	3970	29	1.67	1.86	"

①由表9数据可以看出:试片的腐蚀速度没有随时间的变化而增加的趋势,表面光亮无点蚀出现,罐体无渗漏现象,说明贮运情况良好。

②由表中数据计算,一年铁罐壁厚减薄1.945mm,根据规定,对6mm厚的铁罐,减薄达到3毫米不能再贮运酸液,按实际使用时间与运酸后“返空”及停运时间各半计算,铁罐贮运配有CT 1—3缓蚀剂和表面活性剂的酸液,其使用寿命不低于3年。

③容积 3m^3 的玻璃钢罐价格1.1万元,使用寿命4—5年,年耗资约为2444元。容积 3m^3 、6mm厚的普通碳钢罐价格1500元,按使用三年计算,年耗资为500元。某矿区若全部以普通碳钢罐取代玻璃钢,一年节约人民币7.78万元。由此可见大大节约原材料费用,经济效益比较显著。

2. 现场试验

八井次的现场试验,包括常规酸化和高浓度酸化。其方法是将处理好的油管短节或挂片器挂于油管的最下端定压凡尔以下位置,酸化施工完了以后取出试件并处理。

现场试验的基本参数和试验结果列入表-10。

从中可以得出几点看法:

(1)从油管短节的腐蚀深度数据可以看出:除寺16井外,一般在0.016—0.069mm。按其最大量计算,每根油管施工10次,油管腐蚀减薄 $>1.4\text{mm}$ 。并且试后试件表面都是均匀腐

蚀, 未发现坑蚀现象, 也没发现油管连接的丝扣出现松动现象, 可见CT1-3缓蚀剂的防腐效果是显著的。

(2) 表10中两种试件的腐蚀深度有些差别, 影响因素较多、主要是光洁度相差很大, 短节内的酸液流速大。但是油管短节与油管的状况相同, 所以油管短节测得的数据更具有代表性。

(3) 由于现场试验影响因素较多, 如残酸浓度高低不一, 试件在井下时间长短不一样, 除新酸和残酸腐蚀外, 还有氧腐蚀和 H_2S 腐蚀。因此按常规的“酸化施工时间”计算腐蚀速度不够合理, 本报告采用总腐蚀量, 即“腐蚀深度”表示试件的腐蚀程度。

(4) 从表10中的数据还可以看出: CT 1-3缓蚀剂对几种材质的钢材都起到保护作用。

通过八井次现场试验, 压裂泵, 高、低压管汇等地面设备未发现明显的腐蚀现象, 说明CT 1-3缓蚀剂对地面设备起了很好的保护作用。

五、经济效益的对比

CT 1-3缓蚀剂与7701缓蚀剂经济效益的对比列入表11。

表11 两种缓蚀剂防腐效果与投加成本对比

盐 酸 浓 度 %	缓蚀剂		使用温度 ℃	腐蚀速度 (g/m ² h)	投加缓蚀剂成本 (万元/100立方米酸液)
	名 称	用量W%			
15	7701 甲 醛	0.3 2.0	120	30.34	0.326
	CT 1-3	0.3		26.06	0.225
20	7701 甲 醛	0.5 2.0	120	33.34	0.466
	CT 1-3	0.5		21.74	0.375
28	7701 甲 醛	2.0 2.0	120	44.67	1.516
	7701 乌洛托品	2.0 1.0			1.720
	CT 1-3	1.5		26.68	1.125
		1.3		40.92	0.975

注: (1) 评定试验附加剂加量: 2%醋酸, 2%磺化醚。

(2) 7701数据和价格取于井下作业处试验报告。