

缓蚀剂加注对气井生产的影响及对策

李 娅, 何玉贵, 胡德芬, 曾渊奇

(中国石油西南油气田分公司重庆气矿, 重庆 400021)

摘 要: 中国石油西南油气田分公司重庆气矿从 2002 年起开始对气井有规律地加注缓蚀剂, 制定了缓蚀剂保护方案, 对井下油套管实施有效的保护。通过几年的现场应用实践, 针对缓蚀剂运用中出现的问题进行了分析, 提出了今后对井下油套管防腐的建议。

关键词: 缓蚀剂加注; 生产的影响; 对策

文章编号: 1006-5539(2009)02-0020-06

文献标识码: B

1 气井缓蚀剂加注现状

中国石油西南油气田分公司重庆气矿(简称重庆气矿)所属含硫气田应用气井缓蚀剂时间较晚, 20 世纪 90 年代初, 在双家坝、云和寨气田部分气井间断加注过缓蚀剂; 1993 年 10 月, 大天池构造带气田陆续开始加注缓蚀剂, 其余气田则为零星加注, 2001 年, 重庆气矿气井缓蚀剂加注工作逐渐走上正规, 特别是 2002 年制定了《重庆气矿气井缓蚀剂保护方案》及《重庆气矿各作业区(运销部)气井缓蚀剂加注手册》后, 川东气田的大部分气井才开始有规律地加注缓蚀剂, 全面应用缓蚀剂防腐技术, 对井下油套管实施保护。

1.1 缓蚀剂选型^[1]

重庆气矿气井所处环境中主要腐蚀介质有 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- , 由于各气田天然气中腐蚀介质含量不同, 导致不同气田腐蚀因素不完全相同, 因此, 选择缓蚀剂类型应根据气田和气井的具体腐蚀特征、生产情况, 通过必要的现场应用评价试验, 最终确定缓蚀剂的类型和品种。

选用的缓蚀剂类型基本为棒状缓蚀剂、油溶性缓蚀剂和水溶型缓蚀剂三类。

其中油溶性、水溶型缓蚀剂又可分为: 抗 H_2S

腐蚀为主, 并能抗 CO_2 腐蚀; 抗 CO_2 腐蚀为主, 并能抗 H_2S 腐蚀; 抗 CO_2 腐蚀为主, 并能抗 H_2S 、 Cl^- 腐蚀等。

棒状缓蚀剂: 抗 CO_2 腐蚀为主, 并能抗 H_2S 、 Cl^- 腐蚀。

选用的缓蚀剂型号有: $CT-1$ 、 $CT-4$ 、 $CT-15$ 、 $HT-6$ 、 $UT-15$ 、 $CT-17$ 、 $CT-14$ 等缓蚀剂。

1.2 加注工艺

在现有工艺条件下, 针对气井的不同类型, 通过罐(管)式加注装置、流体计量泵和车载泵, 采用间歇加注方式加注。

1.3 加注量及周期的确定

加注量及周期的确定见表 1。

2 缓蚀剂加注对气井生产的影响及原因分析

2.1 对气田开发中后期生产井的影响

自 2002 年开始, 重庆气矿全面展开缓蚀剂加注工作, 中后期气田部分气井陆续出现井下堵塞, 油套压差增大, 产气量不稳、频繁波动、甚至下降的现象。在重庆气矿 7 个中后期气田中均出现缓蚀剂引发的井下有机物堵塞, 见表 2。

收稿日期: 2008-08-28

作者简介: 李娅(1975-), 女, 四川大邑人, 工程师, 1997 年毕业于原西南石油大学, 主要从事采输技术研究工作。电话: (023)67311908

表 1 缓蚀剂加注量及加注周期一般规定

气井类别	井深	产气量	正常加注量及加注周期
未安封隔器	2 000 m 以下	$1\times 10^4\sim 5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 以下	60 kg/月, 加注周期 15 d
	2 000~5 000 m	$5\times 10^4\sim 10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$	90 kg/月, 加注周期 5 d
		$10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 以上	120 kg/月, 加注周期 5 d
	5 000 m 以上	$20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 以上	120 kg/月, 加注周期 5 d
安封隔器			正常加注量减少 20%, 从油管加注, 加注周期 1 个月, 油套环空加注 50 kg/a
未投产井			100 kg/次, 油管加 40 kg 油套环空加 60 kg 加注周期 1 a
分层合采井			正常加注量减少 20%, 从油管加注, 油套环空加注 100 kg/a
分层分采井			按正常加注量, 油管加注与油套环空加注按 4∶6 比例分配。

表 2 有机堵塞气井

气 田	井数 /口	气 井
双家坝	5	七里 13、41、42、45、47 井
福成寨	4	成 27、20、8、30 井
檀木场	1	七里 13 井
张家场	4	张 28、13、22、25 井
云和寨	2	云和 12、3 井
沙罐坪	5	罐 2、10、11、19、21 井
龙一吊	3	池 12、18、33 井
共计	24	

最典型七里 42 井, 该井从 1991 年 9 月开始生产, 开井初期未加注缓蚀剂, 直到 2001 年开始零星加注。根据该井天然气中的 H_2S 、 CO_2 含量以及 H_2S 、 CO_2 分压比, 分析该井井下环境恶劣。2002 年 9 月开始加注 Cl_2-15 缓蚀剂, 进行了大剂量的预膜, 2003 年 5~8 月配合天研院进行 Cl_2-17 缓蚀剂现场评价试验, 又进行缓蚀剂预膜处理, Cl_2-17 、 Cl_2-15 缓蚀剂共加注 1 765 kg。试验结束后气井套压由 10.67 MPa 下降到 9.36 MPa, 油压由 9.05 MPa 下降到 6.03 MPa, 油套压差由 1.62 MPa 增大到 3.33 MPa, 产量由 $16.0\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 下降到 $8.7\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 日产水量由 $2.0\text{ m}^3/\text{d}$ 下降到 $1.1\text{ m}^3/\text{d}$ 。2004 年 6 月重庆气矿被迫对该井实施解堵作业, 解堵效果明显, 产量由 $7.1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 上升到 $15.0\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 日产水 $1.7\sim 1.9\text{ m}^3/\text{d}$ 之间。解堵后为保护油管, 气井继续按常规加注 Cl_2-15 缓蚀剂, 每 5 天加注 15 kg 至 2005 年 3 月气井又出现异常, 日产量持续下滑, 试井解释结果分析该井表皮系数高达 10.7, 说明气井产层存在严重污染, 造成污染的源头应为外部加入药剂所致。

跟踪这些气井的生产过程, 我们发现有共同的特点: 全部为生产多年的老气井; 生产初期未加注缓蚀剂或零星加注, 油套管普遍存在较严重的腐蚀; 井

下曾经加注过多种化学药剂和多种缓蚀剂品种; 生产后期加注缓蚀剂时, 进行过大剂量的缓蚀剂预膜; 大部分气井井下管串结构为 5' 中下入 2 1/2' 油管。分析原因为:

2.1.1 缓蚀剂加注制度不合理, 加注量偏大

在 2002 年以前, 缓蚀剂加注量普遍在 150 kg/月, 一次性注入井下; 2002 年制定缓蚀剂加注方案后, 进行了大剂量的缓蚀剂预膜, 同时转入正常加注时期。从生产现场发现, 缓蚀剂加注第二、三天后, 气井产量下降, 井口压力降低, 影响气井正常生产, 同时在部分气井排污池中发现大量的油膜状物质, 也证明加注量偏大, 造成缓蚀剂的浪费。

2.1.2 缓蚀剂的加注诱导产生井下堵塞物

缓蚀剂又称腐蚀抑制剂, 其作用是通过物理或化学吸附, 在金属的表面上形成保护膜, 阻碍腐蚀介质或水接近金属表面, 同时防止金属离子扩散。因此, 缓蚀剂从本质上说就必须附着在管壁上, 对腐蚀产物有一定剥离作用。且缓蚀剂为多组分体系, 长期在井下高温、高压环境中, 极有可能导致缓蚀剂稀释液中的高分子组分性能改变, 致使粘度增加, 形成裹夹腐蚀产物、地层砂粒的沥青状胶质物质, 堵塞井下生产通道, 这些堵塞物粘附在油管、筛管和油套环空内, 特别是 5' 尾管中下入 2 1/2' 油管的油套环空, 造成气流流通通道减小, 从而导致油套压差增大, 产量下降。

出现这类情况的气井基本是生产多年的老气井, 生产初期未加注缓蚀剂或零星加注, 油套管已经存在较严重的腐蚀, 这时再大量加注缓蚀剂, 很容易造成气井的堵塞。

2.1.3 缓蚀剂与气井、其它药剂不配伍

由于川东气田在缓蚀剂应用中, 曾经使用过较

多的缓蚀剂品种,如 BT-1, CT₂-1, CZ₃-1, CZ₃-3等,缓蚀剂在入井前未经过严格的室内适应性、配伍性评价,不清楚与气井井下环境、其它化学药剂是否配伍,导致应用上存在一定的盲目性。如 2002 年,TSY5-7A 缓蚀剂在张家场、云和寨气田泡排井推广使用,由于与起泡剂的配伍性差,导致两个气田的大部分泡排井带液困难,产气量下降,最后停止了缓蚀剂加注,并更换缓蚀剂品种后,这些泡排井才逐渐恢复正常。张 28 井在对井下垢物和堵塞物分析中主要为含有机成分的变质缓蚀剂和变性泡排剂在井下高温、高压和钙、镁离子作用下生成的钙皂和镁皂。

2.1.4 缓蚀剂产品质量缺陷

缓蚀剂作为一种多组分的化学产品,其热稳定性、起泡性、乳化倾向会对气井造成不同程度的影响,特别是缓蚀剂的热稳定性影响较大。在井下较高温度时,缓蚀剂轻组分不断挥发,粘度增加或有效成分、助剂发生降解而失效,形成不溶性残渣、粘性沉积物或发生相分离,这些降解物吸附于产层污染产层,或油管壁,使油管有效通道变窄,降低气体产量。

重庆气矿在缓蚀剂应用中发现:使用的各类型缓蚀剂中,油溶性缓蚀剂较其它类型缓蚀剂更易形

成粘性物质,造成井下堵塞。

2.2 对高含硫气井生产的影响

重庆气矿高含硫生产井除卧龙河气田外,投入生产的高含硫气井有 8 口,高含硫气井在开井之初,井底大都不完善,脏物较多;其次,高含硫气井生产过程中常有单质硫析出、沉积,硫化氢含量越高,单质硫析出的可能性就越大,堵塞和腐蚀管道设备;且含硫量越高,水合物形成温度也高,井筒和地面管线易发生冰堵。在这种状态下,如按照设计及高含硫气质下管材防腐要求,在开井前进行缓蚀剂加注、预膜,将影响气井的生产。

天东 5-1 井在投产前预膜加注 CT₂-15 缓蚀剂 195 kg 从 2004 年 4 月 2 日开井以来到 2005 年 2 月,多次发生井筒堵塞,从分离器获取固体垢物样品,采用红外、色谱和质谱等手段分析,固体垢物中含大量单质硫、FeS 和部分的有机物。说明缓蚀剂的加注可能加重堵塞的发生。

峰 15 井在正常开井生产一年后,首次从油管内加入 CT₂-15 缓蚀剂 50 kg 开井不久即出现生产油压上下波动,产量无法稳定,日动操作达十余次之多才能维持配产,见图 1。从排污和清管通球出的脏物,显然是缓蚀剂与井底脏物的混合物,故高含硫气井不宜选用粘度较大的缓蚀剂。



图 1 清管通球脏物

2.3 对新投产井的影响

近年来,重庆气矿部分新投产气井在生产初期出现井筒堵塞,堵塞点均位于井口以下 200 m 以内。如凉东 3、凉东 5、凉东 10 井、池 58、池 63 井、复 1 井、座 1 井等。经分析是由于气井在钻井、完井过程

中,未排尽脏物。开井后脏物附着在油管内壁,产生节流效应,形成水合物,堵塞井筒。

对这种井底不完善的新投产井,开井后如立即加注缓蚀剂,则会加重堵塞。如凉东 5 井 2004 年 2 月 22 日正式投产,投产前进行 CT₂-15 型缓蚀剂预膜 340 kg 投产后每 5 d 加注 15 kg 共注入缓蚀

剂 808 kg 气井从投产开始, 生产就一直不稳定, 加注缓蚀剂后的 2~3 d 内井口针形阀出现堵塞, 需活动针形阀, 排出液体呈乳白色、牛奶状; 生产到 11 月

28 日井口针形阀至二级节流阀前管线严重堵塞, 经放喷发现有大量白色略带绿色泡沫带出且井筒中有水合物冰块, 见图 2



图 2 凉东 5 井从采气树 7 阀门获取的井下脏物 (2004-12-08)

2.4 对大产量气井的影响

重庆气矿主力气田龙门、五百梯、沙坪场是缓蚀剂应用较好气田, 从缓蚀剂选型到加注制度的确定都经过严格的室内和现场适应性评价, 缓蚀剂在近十年的应用过程中, 取得了很好的效果, 气井生产平稳, 井下油套管保护相当的好, 完全达到了防腐的目

的。但随着加注时间的不断增加, 也开始出现一些缓蚀剂积聚、微堵现象。如造成单井地面工艺节流处微堵; 2006 年发现天东 14、26、91、92 井加注缓蚀剂后, 一、二级截流处或油套压引压处有轻微堵塞。

天东 65 井在“单井产能摸排试验”时发现: 在压产 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时, 油压不上升反而是出现了下凹段, 见图 3

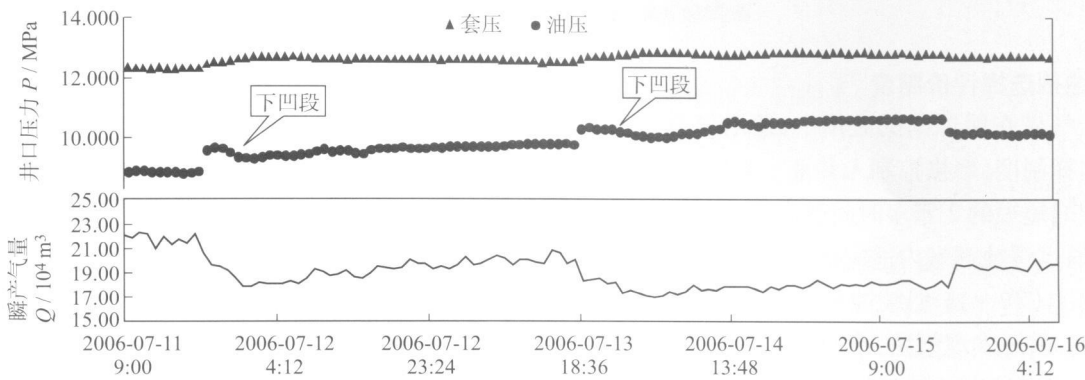


图 3 产能摸排期间天东 65 井采气曲线

该井生产中也出现了产量从 $18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 突然下降到 $16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的现象, 通过放空泄压, 增大产量, 又恢复了 $18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 正常生产。种种迹象表明: 油管存在着一定程度的堵塞。该井在停止加注缓蚀剂后, 生产一直很平稳, 无产量下滑、波动等现象, 再一次证明是由于缓蚀剂引起的。

2.5 对小产量、出水气井的影响

该类气井的生产特征: 气量较小, 依靠自身能量不能连续带液, 只能依靠加注化排剂或放喷提液。如天东 15、21、51、52、61、76 峰 3、13 等井, 再对这类气井加注缓蚀剂, 则只能增加气井的负担。同时使得化排剂不仅没有起到助排效果, 反而在井筒中形

成积液,降低了气井的带液能力。

3 采取的措施及取得的效果

3.1 缓蚀剂加注制度调整^[3]

随着对缓蚀剂保护机理认识的逐渐深入,从2002~2005年重庆气矿先后四次进行了缓蚀剂加注制度调整。目前,重庆气矿气井生产平稳,缓蚀剂影响气井生产的现象大大减少,保证了气矿生产任务的完成。调整如下:

a对已经生产十多年的中后期气田如卧龙河、张家场、双家坝、云和寨、檀木场、福成寨、沙罐坪、大池干等老气井,井下油套管腐蚀已达到相当程度,即

使加注缓蚀剂也达不到理想的保护效果,故停止加注缓蚀剂;

b对低压、低产量、出水、带液困难及增压生产的气井,为保证气井正常生产,暂停加注缓蚀剂,同时积极寻找与气井井下环境、化排剂配伍性较好的缓蚀剂;

c对新开气井,为避免影响气井的生产,在开井前暂不加注缓蚀剂,待气井生产平稳,井下脏物完全排除后,再进行缓蚀剂加注;

d首次加注缓蚀剂时不再进行大剂量的缓蚀剂预膜,而是在前三个月时间加大缓蚀剂加注量,其加注量为正常加注时期的2~3倍左右。

e加注缓蚀剂严重影响生产的气井,暂停加注;

f调整缓蚀剂加注量和周期,见表3。

表3 缓蚀剂加注量及加注周期调整后一般规定

气井类别	井深	产气量	正常加注量及加注周期
未密封隔器	2 000 m以下	$1\times 10^4\sim 5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 以下	20~40 kg/月,加注周期 15 d
	2 000~5 000 m	$5\times 10^4\sim 10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$	40~60 kg/月,加注周期 5 d或 7 d
		$10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 以上	60~90 kg/月,加注周期 5 d
	5 000 m以上	$20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 以上	90 kg/月,加注周期 5 d
密封隔器			正常加注量减少 20%,从油管加注,加注周期 1个月,油套环空加注 50 kg/a
未投产井			50 kg/次,油管加 20 kg 油套环空加 30 kg 加注周期一年。
分层合采井			正常加注量减少 20%,从油管加注,油套环空加注 50 kg/a
分层分采井			按正常加注量,油管加注与油套环空加注按 4:6 比例分配。

3.2 缓蚀剂选择评价制度^[3]

重庆气矿在缓蚀剂的应用中,逐渐规范了缓蚀剂品种选择制度,严格控制入井液。如七里48井在加注缓蚀剂短短的2年多时间就出现地面设备堵塞的现象,通过缓蚀剂室内适应性评价试验证明,该井不适应加注C12-15型缓蚀剂,而适应加注C3-1E缓蚀剂,及时发现问题,改变了缓蚀剂的型号。

目前,重庆气矿所使用的缓蚀剂是严格经过了室内的各种理化性能评价,从缓蚀剂的防腐能力、溶解性、分散性和热稳定性等多方面进行考察,保证缓蚀剂对环境的适应性和质量。

3.3 加强动态监测,及时采取措施

对加注缓蚀剂的气井进行了长期的动态跟踪,发现可能造成的影响,及时采取措施。如五百梯气田中高产量气井天东62、64井,产量在 $7\times 10^4\sim 11$

$\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 左右,不存在积液现象。2005年开始出现油套压关系异常,油套压几乎持平,甚至为负数。2006年初对两口井停加缓蚀剂,到2007年7月压差在0.5~0.8 MPa,套压与油压的相互关系向正常范围靠近,效果明显。动态监测结果,见图4~5。

3.4 开展科研攻关

针对缓蚀剂应用中出现的以引发井下堵塞为主的一系列不适应的情况,开展了专项研究。从预防的角度出发进行气井定期清洗解堵工艺措施研究,利用现有的缓蚀剂罐注或泵注设备,对缓蚀剂加注气井定期进行清洗,可考虑两年进行一次,清洗时间一般在1~3月左右,加注量依据气井的井深、日产气量以及缓蚀剂的类型进行确定,以不影响气井生产为前提,尽量达到预防和解除轻微堵塞目的。形成一整套适应气井生产,有针对性的气井防腐配套技术,用于日常生产管理,为气矿持续稳产做出贡献。

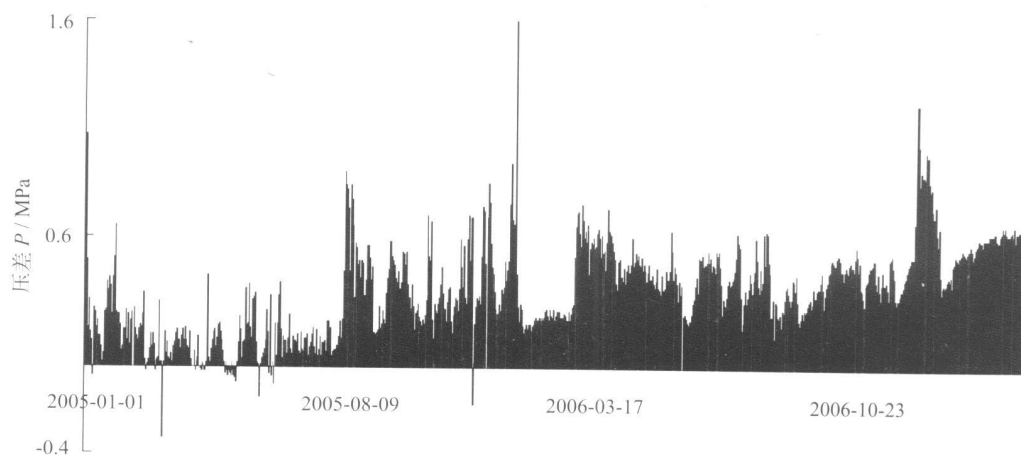


图 4 天东 62 井套压与油压差趋势图

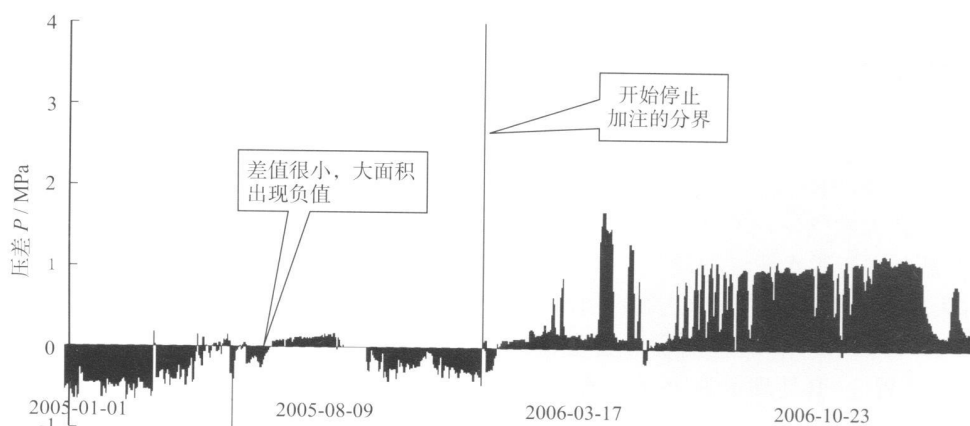


图 5 天东 64 井套压与油压压差趋势图

献。

加强与有关科研院所的联系, 研制适应高含硫气井加注的缓蚀剂及配套的工艺。

4 建议及认识

a 气井防腐是一项系统的、动态的工程。要达到对井下油套管较好的保护效果, 又不对生产造成影响, 必须从缓蚀剂的筛选入手、进行缓蚀剂加注方案动态调整、腐蚀监测和井下清洗解堵等一系列的配套措施, 来保证气井防腐工作的顺利开展。

b 缓蚀剂的选取和使用针对性强。缓蚀剂入井前需建立气井缓蚀剂筛选制度, 在对近五年的缓蚀剂应用过程中, 认为同一个气藏在同一产层的气井至少应选择 2 口井进行缓蚀剂筛选, 以选取适合气井特征的缓蚀剂。

c 对于投产初期未对井下管串进行有效保护, 油套管腐蚀已达到相当程度的老气井, 再对其加注缓蚀剂, 不但达不到理想的保护效果, 而且易造成气井井下堵塞。

d 在气井缓蚀剂保护方案实施过程中, 应采用有效技术对防腐效果进行检测和监控, 建立气井腐蚀监测网, 通过腐蚀挂片、在线探针监测、超声波壁厚测试和缓蚀剂残余浓度分析, 及时掌握气井的腐蚀状况和腐蚀趋势, 及时了解加注缓蚀剂的效果, 才能动态地调整缓蚀剂保护方案, 使防腐管理科学化, 从而达到长期有效地控制气井腐蚀的目的。

e 需建立腐蚀数据库, 长期收集各项腐蚀与防腐数据并进行分析, 实现腐蚀控制措施的定量化和最优化, 为开展井下油管的腐蚀预测和腐蚀趋势风险评估打下基础。

(下转第 47 页)

从表 3 及前述可看出,国内在天然气流量计量检测技术方面近十年来取得了较大发展,1996 年建成的国家石油天然气大流量计量站成都天然气流量分站(即华阳天然气计量检测中心)是国内近十几年来唯一以天然气实际流体为介质的、具有当时世界水平的 m 法原级标准和临界流文丘里喷嘴次级标准,满足了近十年来要求天然气流量计检测的需要;国家石油天然气大流量计量站南京天然气流量分站(即西气东输南京计量测试中心),进一步提高了国内天然气流量计量检测技术水平和能力;由于华阳天然气计量检测中心的检测气源的变化,使其检测压力较低,不能达到国家授权要求 4.0 MPa,今年即将对其进行扩容改造,建成后将与南京中心一起构成国内完善的天然气流量量值溯源体系,使国内天然气流量实流检定技术能力覆盖天然气行业的大部分商品贸易交接流量计 0.3~10.0 MPa 技术上达到国际先进水平,提高国内天然气贸易计量的准确度。

参考文献:

[1] AGA No 9—2007 Measurement of Gas by MultiPath Ultrasonic Meters [S].
[2] GB/T 18603—2001 天然气计量系统技术要求 [S].
[3] GB/T 18604—2001 用气体超声流量计测量天然气流量 [S].
[4] 郑琦.有关油气计量的几项专题研究 [R].大庆:国家石油天然气大流量计量站,2003
[5] 段继芹.2005 年赴美天然气流量计量检测技术培训报告 [R].成都:国家石油天然气大流量计量站成都天然气流量分站,2005
[6] 李万俊.2006 年赴德天然气流量计量技术与管理培训报告 [R].成都:国家石油天然气大流量计量站成都天然气流量分站,2006
[7] 杨正财,苏峻民,陈逸正.台湾能源流体计量标准追溯与未来发展 [A].中国计量测试学会.第七海峡两岸计量与质量研讨会论文集 [C].杭州:中国计量测试学会,2008
[8] 国明昌.高压天然气流量标准装置 [R].南京.国家石油天然气大流量计量站南京分站,2008