

钻井管材的腐蚀与防腐

陈传濂

黄纹琴

(四川石油勘察规划设计院)

我国天然气勘探和开发中,为了强化钻井,提高钻井的经济效益,如何防止钻井管材过早损坏,是钻深井和超深井的一个重要的课题。

钻具损坏,导致井下事故频繁,直接影响了钻井速度,严重的将造成资源的破坏和人身伤亡事故。因此,必须采取有效措施来防止设备的意外破坏。

钻井管材腐蚀破坏

金属与周围的介质,例如空气和钻井液等,发生化学的和电化学反应,使金属产生了腐蚀产物——矿物质,而丧失了机械性能,过早的破坏,即腐蚀破坏。钻具的破坏类型如表1所示。

金属的腐蚀破坏是一个严重问题。据估计全世界每年开采的金属有三分之一是由于腐蚀消耗掉,据不完全统计,工业不发达国家,金属腐蚀造成的直接经济损失占国民经济生产总值的1~4%。美国海湾地区钻具破坏的主要原因也是腐蚀破坏。

钻井过程中的腐蚀介质 及腐蚀类型

天然气钻井过程中的主要腐蚀介质分布在钻井液中,各类腐蚀介质及其来源,见表2。

1. 硫化氢腐蚀 在水基钻井液中硫化氢

钻具腐蚀损坏类型

表1

类 型	特 征
普遍腐蚀	管壁减薄
局部腐蚀	环状腐蚀,坑状,麻点状腐蚀,如女基井钻杆坑点腐蚀
腐蚀疲劳	蚀坑周围出现疲劳裂纹,断口平整,例如川南S135钻杆疲劳破坏
磨 蚀	表面光滑,管壁减薄
冲 蚀	沟槽状腐蚀
硫化物应力腐蚀破裂(氢脆)	①断口平整,无明显腐蚀痕迹 ②主裂纹与拉应力垂直 ③裂源在应力集中点 ④低应力下破裂 ⑤破裂时间较短,钻杆一般在几十到一百多小时断裂,如川西北中7井,川中女基井,及磨深2井的钻具均发生硫化物应力破坏

对钻井设备的腐蚀主要是电化学腐蚀。

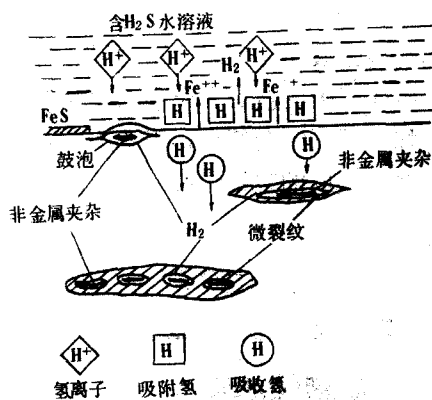
电化学腐蚀的结果,是使金属Fe变成了FeS,铁的溶解是在阳极发生,因此出现了

钻井液中腐蚀介质及其来源

表 2

腐蚀介质	可 能 的 来 源	发生腐蚀破坏的设备和工具	腐 蚀 类 型
硫化氢	含硫油气层、配泥浆的水、 泥浆处理剂热分解、含硫丝 扣油、细菌活化	井口装置、井下工具、管材、 工具接头、套管、钻铤接 头、钻头、泥浆泵内套及密 封圈、泥浆管线、金属泥浆 槽及固控装备	坑蚀、局部腐蚀、磨蚀冲蚀、 腐蚀疲劳、硫化物应力腐蚀 破裂
氧	振动筛、泥浆槽、除砂器、 除泥器、泥浆枪、加料漏 斗、配泥浆的水	同 上	坑蚀、局部腐蚀、磨蚀、冲 蚀、腐蚀疲劳
二氧化碳	地层、油气产层、配泥浆的 水、充气、细菌活化	同 上	同 上
溶解盐	配泥浆的水、地层水、泥浆 处理剂、地层	同 上	坑蚀 腐蚀疲劳
有机酸 及无机酸	泥浆处理剂分解、细菌活化 及工艺需要加入的无机酸	同 上	普遍腐蚀、局部腐蚀、坑蚀

局部腐蚀和坑点腐蚀，阴极放出氢气，不发生金属的溶解和变质。硫化氢更严重的问题是引起了金属材料的氢鼓泡和硫化物应力腐蚀（或者称为氢脆）。因为硫化氢分子及 HS^- 均阻止阴极上的原子氢结合成分子氢，并促其原子氢吸附在钢材表面，如图1。硫化氢可使吸附氢渗入钢内的速度增加20倍。被钢材吸收的氢原子在钢材内部扩散过程中，遇到非金属夹杂、微裂纹、空隙、晶格层间错断或其它缺陷时，原子氢就会结合成为分子氢，而分子氢的体积是原子氢的20倍，这就使钢材内压高达几百个大气压，致使低强度钢或软钢发生氢鼓泡或者脱层，使高强度钢韧性变差，内部出现较多微裂纹而变脆。在

图1 H_2S 引起钢材的氢脆破坏

拉应力作用下，钢材就会完全破裂。另一种看法是进入钢材的原子氢，使金属晶格的结合力减弱而使钢材变脆。

硫化物应力腐蚀破裂, 几小时或几十小时内便可发生。

国外有很多的研究报告。美国腐蚀工程师协会 (NACE) 对于防止钢材的硫化物应力腐蚀有大量的规范, 制定了“MR-01-75标准”。它在油田设备的抗硫化物应力开裂的金属材料中规定:

$$\text{气体总压 } P_w \geq 4.57 \text{ 公斤/厘米}^2$$

$$(65 \text{ 磅/英寸}^2)$$

$$\text{硫化氢分压 } P_{H_2S} > 0.0035 \text{ 公斤/厘米}^2$$

$$(0.05 \text{ 磅/英寸}^2)$$

$$P_{H_2S} = P_w \times H_2S\%$$

与此分压平衡的溶液中, H_2S 含量为 10.5 毫克/升。

符合上述条件的气体称“含硫气体”, 对此必须选用抗硫化物应力开裂的材料。对焊接、加工就有特别的要求, 否则必须对环境加以控制。

四川卧龙河、威远、中坝等地区的 P_{H_2S} 都远远超过了 0.0035 公斤/厘米², 最高达 29.2 公斤/厘米², 该地区的气井, 均应按含硫气田的要求选材, 选用的油、套管、集输管线、和容器钢材质应控制 $HRC \leq 22$, 或使用抗硫材质。焊接及设备加工都有专门的要求。

钻具及钻头等材质都是高强度钢, 其强度和硬度见表 3。

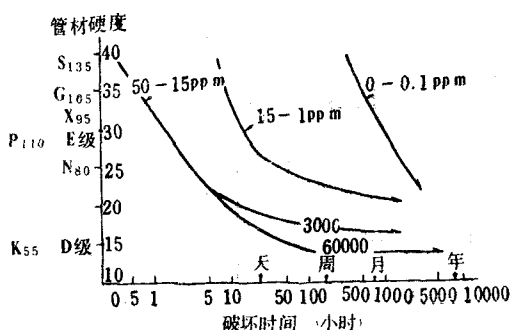
各种钻杆的强度和硬度 表 3

钢 级	D	E	X	G	S	P	钻头 构件
强度 σ_s (kg/mm ²)	38	55	66	73	95	77	/
硬度 HRC'	17	29	32	33	40	30	51

• 四川石油勘察规划设计院实测数据

除 D 级钻杆外, 其它钢级的钻杆及钻头的 HRC 均已超过 22, 在含硫化氢环境中很

快发生硫化物应力腐蚀破坏, 见图 2。



(不同 H_2S 含量的 5% NaCl 溶液)

图 2 钢材破坏的时间

当 H_2S 浓度增加, 腐蚀时间缩短, H_2S 50ppm 可使高强度钻杆在几分钟至半小时内发生断裂。但当 H_2S 从 50~60000ppm, 破坏时间无明显变化。

对含硫地层钻井液和深井钻井液中的硫化氢含量分析, 并对破坏的钻具及钻头进行了鉴定, 结果见表 4。表明高强度钻具在含硫钻井液中均发生不同程度的破坏。为了安全钻进含硫气层及深井, 必须采取防止强化钻井中设备的硫化物应力腐蚀。

2. 氧腐蚀 氧是腐蚀钻井设备的最主要介质, 它不但在钻井过程中发生, 而且在管架存放或运送钻具的过程中均发生。

氧的电化学反应比硫化氢更快。因此它使金属产生坑蚀及局部腐蚀的能力比硫化氢和二氧化碳都强。但是氧不象硫化氢那样引起钢材的氢脆破坏。

在水基泥浆中由于矿化度的增加, 氧的溶解度略有下降, 即每增加 100ppm 的矿化度时, 氧的溶解度减小约为 0.01ppm。在清水钻进和低固相聚合物泥浆中, 氧的含量达到饱和, 不同氧含量对钢材腐蚀速度, 见图 3, 此处是平均腐蚀速度。氧腐蚀是坑蚀及局部腐蚀, 其局部腐蚀速度将为平均速度的 2~4 倍。

含硫地层及深井钻井液中 H_2S

含量及钻具、钻头损坏情况 表4

井 号	钻井液分析		钻井设备 腐蚀情况
	H_2S (毫克/升)	pH	
卧67井	约3000	/	成套钻具脆断
卧48井	104.7	8	接头、钻头脆断, 钻杆刺穿
邓1井	34	7~8	休斯钻头三个牙轮掉入井内(井涌后再下钻时发生)
女基井	460~480	6~7	钻杆脆断
磨深2井	200	6~7	工具接头三次脆断, 打捞落鱼未成功, 造成该井报废
大港深14井	120~137	7	工具接头六次脆断
关基井	约54	7	固井中套管断裂

氧在水中的溶解度见表5。

氧在水中的溶解度 表5

温度 $^{\circ}C$	30	32	34	36	38	40	42	44
溶解度 ppm(重)	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8	6.6	6.4	6.2

五十、六十年代四川地区于上部地层进行清水钻井时,断钻具事故频繁,与氧腐蚀有密切关系。本院测定了华北任邱205井清水钻井液的腐蚀速度,见表6。氧6ppm约4.3毫克/升溶液,其平均腐蚀速度为0.27毫米/年,对照图4为0.29毫米/年。两者基本接近。

任205井清水钻井液的腐蚀速度 表6

测定 项目	总碱度 (毫克/升)	pH	氧含量 (ppm)	平均腐 蚀速度	局部腐 蚀速度
				(毫米/年)	
结果	366.8	7.44	6	0.27	>1

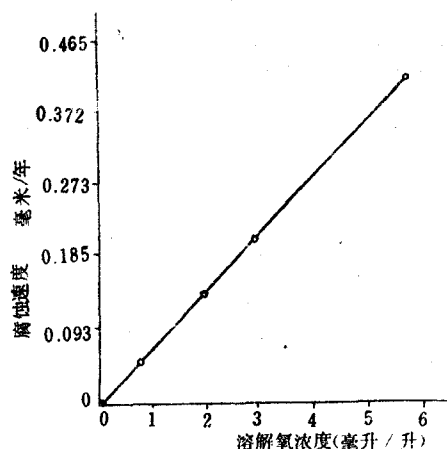
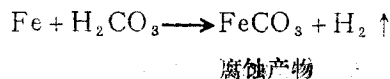
25°C 165ppm $CaCl_2$ 的缓慢流动溶液

图2 溶解氧对钢材的腐蚀速度

3. 二氧化碳腐蚀 它是非硫气田(即硫化氢分压 $P_{H_2S} < 0.0035$ 公斤/厘米²)或凝析气田的主要腐蚀介质,二氧化碳溶于水后生成碳酸,其酸性比硫化氢强,使水溶液的pH值下降,电化学腐蚀过程与硫化氢同,即阳极的金属铁溶解,阴极放出氢气。化学反应式如下:



其腐蚀类型是深坑型腐蚀和环状侵蚀,特别在钻杆端部加厚部分发生均匀腐蚀或者严重坑蚀,有时发生冲蚀,一般不发生应力腐蚀脆断。

国外现场用二氧化碳分压预测凝析气井

的腐蚀程度。

P_{CO_2} —— $P_w \times CO_2\%$;

P_{CO_2} ——二氧化碳分压 公斤/厘米²,

P_w ——气井的总压(气层压力),
公斤/厘米²

$CO_2\%$ ——二氧化碳的百分含量(体积)

如果 $P_{CO_2} > 2.1$ 公斤/厘米²一般都发现腐蚀。

P_{CO_2} 在0.5~2.1公斤/厘米²之间,有可能发生腐蚀。

$P_{CO_2} < 0.5$,一般未发现腐蚀。

上述关系对于含硫油气田尚不能完全切合。但二氧化碳的存在会加速硫化氢腐蚀是无疑的,可结合上述关系来考虑含硫天然气中二氧化碳腐蚀。

4.溶解盐 主要是增加水的导电率,加速了腐蚀介质的电化学腐蚀过程,一般含盐量7~13%时,腐蚀速度最大。当含盐量超过13%,直至达到饱和含量时,则由于腐蚀性的气体溶解度不断减少,其腐蚀也相应减小。

各类酸的腐蚀与上述弱酸的电化学腐蚀过程一样,不过酸性愈强,腐蚀愈严重,可以引起钻井设备、工具大面积的坑蚀,局部腐蚀,大大加速了硫化氢的氢脆腐蚀。

5.腐蚀疲劳 上述各种腐蚀介质,特别是使钢材发生坑蚀的介质,都会使受到重复应力的钻具,发生腐蚀疲劳破坏,它加速钻具提前损坏。

钻杆承受拉伸,压缩,扭转和弯曲的周期应力。假如井眼中出现键槽,钻杆受拉压交变应力。当转盘转速为60转/分,则24小时转数达86400转,12天之内重复应力次数就会大于100万次(10^6)。如果泥浆有 O_2 、 CO_2 、 H_2S 等腐蚀介质存在,钻具就会很快发生腐蚀疲劳,造成刺穿和扭断,见表7。更多的为腐蚀疲劳破坏,纯粹因机械疲劳而刺穿和扭断的钻具不多。

腐蚀介质中钢材的疲劳极限 表7

(应力循环次数为 10^7)

介 质	疲 劳 极 限			腐 蚀 作 用
	磅/英寸 ²	公斤/毫米 ²	相对降低%	
空 气	29000	20.3	0	正常空气腐蚀
未充气盐水	30000	21.0	0	弱腐蚀
H_2S 饱和盐水	23000	16.1	20	氢鼓泡和开裂
CO_2 饱和盐水	17000	11.9	41	多种表面裂纹
CO_2 +空气(1)	17000	11.9	41	大量表面裂纹
H_2S +空气(2)	15000	10.5	48	坑蚀,严重腐蚀
H_2S + CO_2 (3)	11000	7.7	62	坑蚀,表面裂纹
充气+盐水(4)	10000	7.0	65	严重腐蚀,破裂

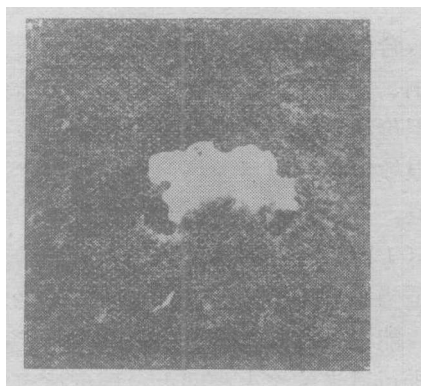
注(1)气流 CO_2 30毫升/分,空气15毫升/分(溶液 CO_2 50ppm, O_2 3 ppm)

(2)气流 H_2S 20毫升/分,空气10毫升/分(溶液含 H_2S 2000ppm, O_2 3 ppm)

(3)溶液中 H_2S 70ppm HCO_3 250~300 ppm, CO_2 700~800ppm

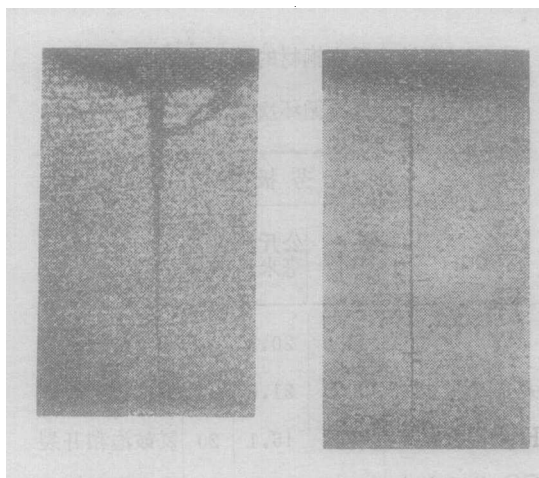
(4)溶液中 O_2 7~8ppm,盐5~7%

随着介质腐蚀性增大,则疲劳寿命就愈短。



(刺穿钻杆的内壁蚀坑)

卧龙河气田X级钻具的腐蚀疲劳



川南矿区G105钻杆

腐蚀疲劳裂纹

川西北矿区E级钻杆

杆腐蚀疲劳裂纹

腐蚀介质加速了钢材疲劳的原因,从上述照片可清楚看到:疲劳裂纹的裂纹源在腐蚀坑点的底部,裂纹尖端延伸是由于腐蚀介质造成金属的阳极溶解加速。

我们对四川几个主要气田的钻井液进行腐蚀环测定结果,均有坑点腐蚀。

腐蚀疲劳缩短钻具的寿命。有腐蚀介质的气田,钻具使用寿命就短。不完全统计,

川东矿区一套钻杆使用寿命为16000米,川南矿区为20000米。

防腐措施

1. 合理选材

铜、铝、高合金钢都有较好的耐蚀能力;但价格贵,对应力腐蚀及硫化物应力腐蚀也很敏感,所以目前仍然大量使用低合金钢钻具。

(1) 根据钻井地区腐蚀介质的种类来选用适当强度的钻具。硬度低于HRc22的钢材,能抵抗硫化物应力破裂的发生。若对钢材进行适当的淬火和回火,硬度值可提高至HRc26。因此在钻进含硫地层时,尽可能选用低强度钻杆,井深在3000之内可选

D级钻杆,井深在3000~4500米之内可选E级钻杆。过去卧龙河含硫地层钻井,使用G105钻杆,钻具脆断严重,更换为E级钻具后,钻具脆断显著减少。硫化物应力腐蚀破裂还与钢材承受的应力有关。应力愈大则愈易发生脆断,如图4所示。因此规定在含硫化氢的地层,钻具的许用应力 $\delta \leq 60\% \delta_s$ 。

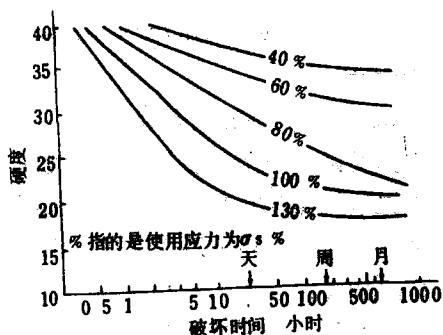
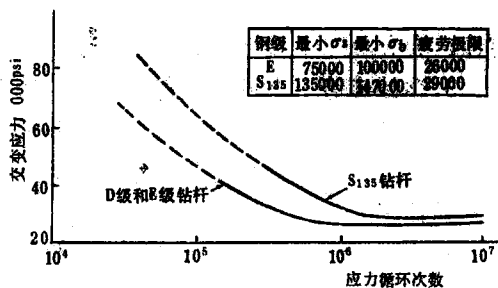


图4 含 H_2S 3000ppm的NaCl5%溶液钢的使用应力同硬度和破坏时间的关系

至于产生严重坑蚀,引起钻具腐蚀疲劳的介质,欲用提高钻具的强度级别,来提高它的疲劳寿命是事与愿违的,见图5。S135钻杆与D级、E级钻杆的疲劳极限接近。



D级、E级和S135钻杆拉力范围内

图5 疲劳寿命试验

以上情况应使用铝钻杆。但目前条件最好为控制钻井液的腐蚀性。

(2) 在各种温度下,可使用不同强度的管材来防止硫化物应力腐蚀。温度升高,电化学腐蚀引起的坑点腐蚀,局部腐蚀及全

面腐蚀均增加。一般情况温度升高 10°C ，腐蚀速度增加30%，但对硫化物应力腐蚀破坏则如图6所示。温度在 $22\sim 66^{\circ}\text{C}$ 的范围内，硫化物应力腐蚀破坏，敏感性便下降。所以美国在酸化以及采气过程中，利用加热介质（油或天然气）在井内循环，提高油套管温度到 66°C 以上，最好在 $93\sim 233^{\circ}\text{C}$ ，就可防止酸化及采气过程中设备被硫化物应力腐蚀破坏。此法对 $\text{HRC} = 35$ 以下的材质，N-80、P-110、P-105油、套管和E级以上钻杆及接头均有效。

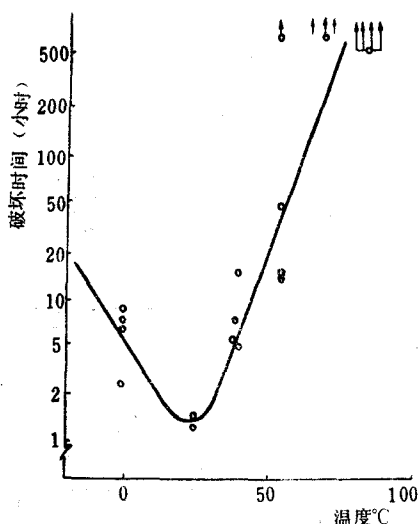


图6 温度对硫化物应力腐蚀的影响

美国NACE列出了不同温度下，在硫化氢介质中使用的管材，摘录部分于表8中。

根据硫化物应力腐蚀这一性质，含硫气井套管的选材如温度超过 80°C ，下部套管可以选用P110级管材，即可增强下部套管的坑挤毁能力。因其套管壁厚度减小，便可减小处于管系上部低温部位低强度管子受的纵向压力，达到减缓上部低强度管系硫化物应力腐蚀的趋势。

温度对硫化物应力腐蚀破坏的影响可用图2说明。当温度升高后，一则钢材表面的吸附氢量减少，钢材吸收氢量也因之减少，

在含硫环境中使用的API标准管材 表8

	适用于所有温度	操作温度 $\geq 65^{\circ}\text{C}$	操作温度 $\geq 80^{\circ}\text{C}$
	油管 and 套管 API H-40 J-55和K-55 C-75和L-80 经过淬火，回火 处理 $\text{HRC} \leq 26$ 的 Cr-Mo钢 钻杆材料（在控制 环境下使用） API D和E级 X-95, G-105 S-135 ApI 铝2014-T6 钻井液 $\text{pH} \leq 10.5$	油管 and 套管 API N-80 (Q和T) C-95 经过特别 淬火和回火 处理的钢材 其 $\delta s \leq 110$ 千磅/英寸 ² (77公斤/毫 米 ²)	油管 and 套管 API H-40和N-80 P-105和P-110 经过特别淬火 和回火处理的钢 材，其 $\delta s \leq 140$ 千磅/英寸 ² (98公斤/毫 米 ²)

再则氢在钢材内的扩散速度增加，使得氢在钢材内部集聚的可能性减小。也可利用这一特点，用升温的方法来恢复已氢脆的钻具。即对已吸收了氢原子而还没有产生裂纹的钻具，将其放在无氢的环境——潮湿空气中，在升温或者常温下去氢。去氢时间的长短视钻具吸收的氢原子数量、钢材的截面积、除氢的温度和钻具的表面状况而定。一般都在 $200\sim 315^{\circ}\text{C}$ 烘干几小时，或者在常温下放置几周即可。

(3) 在含硫介质中尽可能使用经过淬火和回火的钢材。对于焊接件，如闪光对焊和摩擦焊的工具接头，都必须在焊后进行淬火和回火的调质处理。

(4) 避免使用有机械伤痕，冷校直，冷加工和具有其它缺陷的钻杆。否则要经修

复、热处理后才能使用。

2. 应用钻具及泥浆防腐剂。

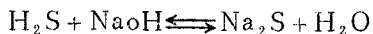
用化学方法除掉腐蚀介质，或者改变环境的性质，或者使金属表面与腐蚀介质隔离以达到防腐的目的。国外防腐剂已得到广泛的应用，据80年美国统计的泥浆防腐剂的牌号已上千种，占泥浆处理剂的牌号的80%左右。

防腐剂包括中和剂、除硫剂、除氧剂、缓蚀剂、杀菌剂等等。

(1) 中和剂 常用的有氢氧化钠，碳酸钠及石灰，它们中和泥浆中的 H_2S 、 CO_2 及其他酸类和酸式盐，提高泥浆的pH值，防止坑点腐蚀，局部腐蚀，硫化物应力腐蚀及腐蚀疲劳。大量试验表明只有当泥浆中的 $pH > 10$ 后，腐蚀速度才明显下降；泥浆 pH 为10~4时，腐蚀速度较大，但趋于稳定；当泥浆 $pH < 4$ 以下，腐蚀速度几乎成直线急剧升高。如果泥浆性能不能维持上述pH值， $pH < 9.5$ 时应该采取其它防腐措施。从图7看到，高pH值范围是不发生硫化物应力腐蚀的安全区；溶液中硫化物含量愈高则进入安全区的pH值愈高。在图中选择了11个试验点，位于安全区的点试验结果均未破坏，位于危险区的点均发生破坏。

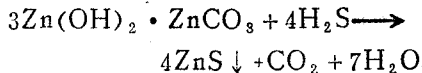
总之，在钻井现场，要完全防止钻具的腐蚀疲劳和硫化物应力腐蚀，钻井液的pH值得大于12。

(2) 除硫剂 如果有较多的 H_2S 侵入泥浆时，仅用提高pH的方法来控制硫化物应力腐蚀是有困难和不完全的，泥浆中 H_2S 与碱的反应如下



反应生成的 Na_2S 完全溶于水，一旦泥浆pH下降，则硫化钠不断产生硫化氢，仍然引起钻具的脆断。除硫剂是把 H_2S 转变为固体沉淀的硫化物，川设6-1除硫剂——碱式碳酸锌，它是白色粉末状物质，无毒，无臭，

它与泥浆中 H_2S 发生如下反应：



硫化锌(ZnS)不溶于水，从而除掉了

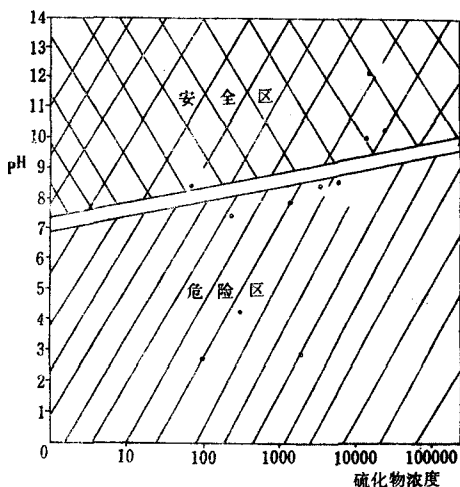


图7 硫化物应力腐蚀与pH值及硫化物浓度的关系

注：标*的均为室内试验发生脆断点和现场发生钻具脆断相吻合的5个井。在安全区是不发生脆断，危险区是有可能发生脆断。

泥浆中各种硫化物。图8是此除硫剂在卧48井试验情况，相当于该井含硫量不同的井浆中可使硫化物含量基本上降至零。

此除硫剂1公斤可除掉硫化氢0.15公斤，除硫率可达95~100%，缓蚀率可达75~85%。卧48井在含硫气层使用除硫剂，曾发生过5次井涌，均未发生钻具脆断，钻台上没有 H_2S 臭味。

(3) 除氧剂 国外主要是使用 $(NH_4)_2SO_4$ 、 Na_2SO_3 、联胺等。但氧气不断进入泥浆、药品消耗大，使用除氧剂已减少，而采用缓蚀剂和钻杆防腐剂。

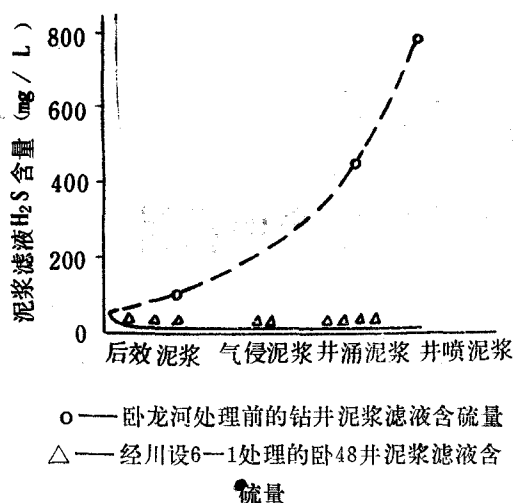


图8 用除硫剂处理泥浆前后的滤液含硫量对比

3. 防腐涂层

是用有机高分子化合物涂敷在钻具内壁,形成保护膜。防止钻具的各种电化学腐蚀和腐蚀疲劳,延长管材的寿命。据国外报道涂层钻杆,可延长使用寿命一倍以上,目前美国涂层钻杆占80%。

综合看来,四川地区地层硬,含硫化氢层位多,井深,三磺处理剂用量大,泥浆腐蚀性强。因此应该严格地监测钻井管材的腐蚀状况,配合钻井工艺,从选材,除硫、防腐剂等各方面采取有效措施,达到安全、低成本优质的钻井效果。

(本文收到日期1982年12月15日)

(上接68页)

装置的经济效益

本装置运转9600小时,总计回收油罐气132万米³,根据所回收的组分计算,重度为1.36公斤/米³,回收率为原油的0.26%。经压气站浅冷装置(8公斤/厘米², -20℃)处理,总回收轻烃量为792吨,按目前轻烃销售价格450元/吨,价值为35.64万元;回收浅冷干气73万米³,每米³按8分计算,为5.84万元,合计回收能源价值为41.48元。每套装置投资为10.2万元,3个月就能回收全部投资。由于南Ⅱ-4中转站油量少,抽出气量每天只有3300~3500米³相当装置设计处理量的1/3。如果装置在满负荷工况下运转,只需一个月即可回收装置全部投资。若回收的油罐气经深冷处理,则经济效益将会更大(每万米³气回收轻烃11.8吨)。

如果大庆油田5000万吨原油都全部经此种大罐回收装置处理,回收率按原油产量的0.26%计,一年能回收13万吨油罐气,8

公斤/厘米, -20℃的浅冷装置处理就能得轻烃5.65万吨,并回收浅冷干气0.69亿米³。

对该装置的认识和评价

1. 装置结构简单、易操作、易维护、露天放置、撬装、施工周期短、生产适应性强。

2. 投资少、能耗低、尤其利用压缩机出口热气伴热保温,利用了废热,节省外接蒸汽热源。

3. 经济效益显著,回收投资快,为国家回收大量的油气资源,达到了原油密闭输送,同时降低了对大气的污染。

4. 装置不足之处是采用的电动调节阀防爆等级低,必须寻找合适的防爆型产品。

目前,我国各油田开式流程占有很大比例,如新疆、任丘、胜利等油田,如果采用大罐气回收装置,可以有效地回收利用这一部分能源,因而具有一定的推广使用意义。

(本文收到日期1982年12月17日)

井控技术在总体上有一个全面了解,在主要方面有所借鉴,使现代井控技术更好地得到应用和推广。

《天然气工业》 第3卷 第2期 1983

The Understanding of Modern well Control Technique

Zeng Shi-tian

This article discusses systematically the meaning content and development of well control technique. Modern well control technique is fully described in general so that its main respects can be used for reference in the specific well control operations and the technique can be better applied and spreaded.

NGI Vol.3 No.2 1983

钻井管材的腐蚀与防腐

陈传谦 黄纹琴

本文介绍了钻井过程中的腐蚀介质及其极限浓度、腐蚀类型和管材破坏时间。并通过实例说明硫化氢腐蚀危害最大,腐蚀疲劳是缩短钻具使用寿命的主要原因。

同时阐明了各种防腐措施及其效果,重点介绍了管材和防腐剂的合理选用。

《天然气工业》 第3卷 第2期 1983

The Corrosion and Corrosion Prevention of Tubular Goods used in Drilling Oil and gas Wells

Chen Chuan-lian

Huang Wen-qin

The article presents the corrosive medium and its limiting concentration, type of corrosion and tubular failure time during drilling a well. It shows using actual examples that H_2S corrosion is the most harmful medium and corrosion fatigue is the main reason of shortening the life of drilling tools. Various corrosion prevention measures and their results are also presented and emphasis is put on reasonable selection of tubular goods and inhibitors.

NGI Vol.3 No.2 1983

四川天然气处理厂二氧化硫废气排放筒高度的探讨

关昌伦 胡平

本文从烟气扩散计算模式入手,评述了我国现行的二氧化硫排放标准《GBJ4-73》与有关部门新近提出的排放指标“P”值计算法。并以四川地区天然气处理厂若干实例进行对比,指出当排气筒高度一定时,采用“P”值法计算,其允许排放量比现行标准确切。

《天然气工业》 第3卷 第2期 1983

A Study of the Height of Sulfur Dioxide Waste Gas Exhaust Stack at the Sichuan Natural Gas Treating Plant

Guan Chang-lun Hu Ping

Starting with flue gas dispersion calculation, this article reviews the National Standard (GBJ4-73) for sulfur dioxide exhaust currently in effect and the method for calculating the value of exhaust index “P” proposed recently by the organization concerned. By comparing with several actual cases at the Sichuan Natural Gas Treating Plant, it is pointed out that for a given exhaust stack height, the permissible concentration of sulfur dioxide in the exhaust gas calculated by “P” value method is more exact than that obtained by the current standard.

NGI Vol.3 No.2 1983

喷射器在气田开发中的应用

陈生贵 黄汝桥 胡荣祥

本文论述了喷射器的基本原理。重点介绍它在气田开发中的应用、增压能力及使用条件。并引用现场试验资料,说明喷射器可以回收因节流而损失的高压气的压能,提高低压气的压力,加速低压井的采气速度,其经济效益显著。

《天然气工业》 第3卷 第2期 1983

Ejectors and Its Application in Gas Field Development

Chen Sheng-gui Huang Ru-qiao

Hu Rong-xiang