

# 伊朗 Y 油田深井油套环空封隔液评价与优化研究

何汉平<sup>1</sup>, 何青水<sup>1</sup>, 鲍洪志<sup>1</sup>, 黄在福<sup>2</sup>, 王朝明<sup>1</sup>

(1. 中石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 2. 中石化国际石油勘探开发有限公司, 北京 100101)

**摘要:**伊朗 Y 油田主力产层 F 油层属于典型的高温、高压、高产、有腐蚀性流体产出的油田。为了保障该油田的长效、高效、安全生产,需要对完井工艺及管柱保护进行防腐研究。采取完井时入带封隔器的完井管柱,并在封隔器之上的油套环空注入防腐封隔液;室内对引进的 2 种环空封隔液体系进行了互溶性、高温稳定性、杀菌性等基础理化性能及对井下管材的腐蚀性的实验及评价。评价结果表明, CaCl<sub>2</sub> 型环空封隔液高温稳定性较差,浸泡腐蚀速率值高值为 0.062 mm/a,电偶腐蚀速率值高值为 0.078 mm/a,均大于设定的腐蚀速率值 0.05 mm/a。而引进的 NaCl + KCl 型环空封隔液高温稳定性较好,浸泡腐蚀速率值高值为 0.014 mm/a,电偶腐蚀速率值高值为 0.037 mm/a,均低于设定的腐蚀速率值 0.05 mm/a。鉴于此情况,对引进的 CaCl<sub>2</sub> 型环空封隔液进行改进并优化设计,确定合适的 CaCl<sub>2</sub> 型环空封隔液体系。优化设计后的 CaCl<sub>2</sub> 型环空封隔液高温稳定性良好,浸泡腐蚀和电偶腐蚀速率值均低于设定的腐蚀速率值,综合性能达到了现场应用要求。

**关键词:**完井工艺;高温高压;环空封隔液;高温稳定性;腐蚀速率;电偶腐蚀

**中图分类号:**TE256 **文献标识码:**A **文章编号:**1672 - 7428(2017)01 - 0010 - 05

**Evaluation and Optimization Study on Deep Well Completion Tubing Casing Annulus Packer Fluid in Y Oilfield of Iran/**HE Han-ping<sup>1</sup>, HE Qing-shui<sup>1</sup>, BAO Hong-zhi<sup>1</sup>, HUANG Zai-fu<sup>2</sup>, WANG Zhao-ming<sup>1</sup> (1. SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China; 2. SINOPEC International Exploration & Production Corporation, Beijing 100101, China)

**Abstract:** Reservoir in Y Oilfield is characterized with high temperature, high pressure and high yield with corrosive fluids. In order to ensure a long term, efficient and safe production, it is necessary to study the well completion technology and anticorrosion for string protection. The completion string with packer is run downhole, and the annulus between tubing and casing above packer is then filled with anticorrosion packer fluid. Two introduced annulus packer fluid systems are tested at lab to evaluate the physical and chemical properties of, high temperature stability, and the corrosion of pipe downhole. Test results show that CaCl<sub>2</sub> annulus packer fluid has poor high temperature stability, the high values of immersion corrosion rate values and galvanic corrosion rate values are 0.062 mm/a and 0.078 mm/a respectively, larger than the set corrosion rate of 0.05 mm/a. While the introduced NaCl + KCl annulus packer fluid has better high temperature stability with high values of immersion corrosion rate values and galvanic corrosion rate values 0.014 mm/a and 0.037 mm/a respectively, lower than the set corrosion rate of 0.05 mm/a. In view of this situation, the improvement and optimizing design are made on this introduced CaCl<sub>2</sub> annulus packer fluid to determine the proper system. The optimizing designed CaCl<sub>2</sub> annulus packer fluid shows good high temperature stability, the immersion corrosion and galvanic corrosion rate values are below the set corrosion rate, and the overall performance have reached the field application requirements.

**Key words:** completion technology; high temperature and high pressure; annulus packer fluid; high temperature stability; corrosion rate; galvanic corrosion

## 0 引言

Y 油田主力产层 F 油层埋深 4400 m,油层压力系数高达 1.6,地层温度接近 150 °C,日产油量高达 1000 t,产出流体含有 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 气体,CO<sub>2</sub> 分压为 0.85 ~ 1.20 MPa,H<sub>2</sub>S 分压为 0.13 ~ 0.29 MPa,属于

典型的高温、高压、高产、有腐蚀性流体产出的油田。为了保障该油田油井长效、高效、安全生产,对油井完井井筒进行了较高要求的工艺设计,如除了对直接和油气接触的油管进行采用防腐材质和注入缓蚀剂设计外,还通过下入封隔器,在油管和套管之间,

收稿日期:2016 - 11 - 10; 修回日期:2016 - 11 - 28

基金项目:“十二五”国家科技重大专项“中东富油气区复杂地层井筒关键技术研究”(编号:2011ZX05031 - 004)

作者简介:何汉平,男,汉族,1966 年生,高级工程师,石油工程专业,研究方向为油气井完井工程,北京市朝阳区北辰东路 8 号北辰时代大厦 5 楼 502 室,840538223@qq.com。

形成一个密闭的环形空间。通过在油套环空空间注入一定密度、具有防腐作用的封隔液,达到防腐、保护油管和套管、保护封隔器(平衡压差)的目的<sup>[1,2]</sup>。在环空封隔液技术方面,国内外开展了体系研究、腐蚀评价研究<sup>[3-7]</sup>,提出了适合特定油田特点的环空封隔液,但在研究中涉及体系、接触介质较为单一,未见有针对多种接触介质(管材)开展的腐蚀性能的综合评价等。据Y油田施工情况,研究配制了KCl+NaCl复合盐水体系和CaCl<sub>2</sub>型盐水体系。本文通过室内试验,对这2种体系进行了互溶性、高温稳定性、杀菌性等基础理化性能评价和优化设计。另外,根据井筒特点,还开展了环空中多材质(L80-1、T95-1、C90-1、SM2535<sup>[8]</sup>)组合之间电偶腐蚀试验评价,认识不同材质组合之间电偶腐蚀倾向,这在以往的文献中鲜有报道。在试验评价基础上进行封隔液优化设计,形成一套适合该油田的环空封隔液体系。

## 1 Y油田完井井筒结构

Y油田深井典型完井井筒结构如图1所示。7 in(1 in=25.4 mm,下同)封隔器(合金材质)下到尾管下部,7 in封隔器与之上的组合油管(4.5 in+3.5 in)、技术套管(9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> in+9<sup>7</sup>/<sub>8</sub> in)、尾管(7 in)、70 MPa井口组成一个环形空间。在环形空间里有4种管材材质如L80-1、T91-1、C90-1和SM2535并存。为了保障井筒完整性,满足油井投产后10年内不动井下管柱的开发要求,实现油井长效、高效、安全生产,完井设计时在环形空间里注满一定密度、具有防腐作用的液体,达到防腐、保护井口、油管和套管、保护封隔器(平衡压差)的目的。结合行业腐蚀相关标准<sup>[9]</sup>和伊朗国家相关标准<sup>[10]</sup>,将上述非合金材质的静态腐蚀速率设定为0.05 mm/a。由于在环空中,与环空封隔液接触到的材质多达4种,需要就这4种材质在环空封隔液的腐蚀行为进行评价,以便确定适合的环空封隔液。

## 2 封隔液评价实验

### 2.1 实验用体系、项目、条件和指标

实验用封隔液体系包括密度为1.18 g/cm<sup>3</sup>的KCl+NaCl型复合盐水体系(在负压射孔、丢枪作业中使用)和密度为1.35 g/cm<sup>3</sup>的CaCl<sub>2</sub>型盐水体系(在正压射孔、取枪作业中使用),见表1。

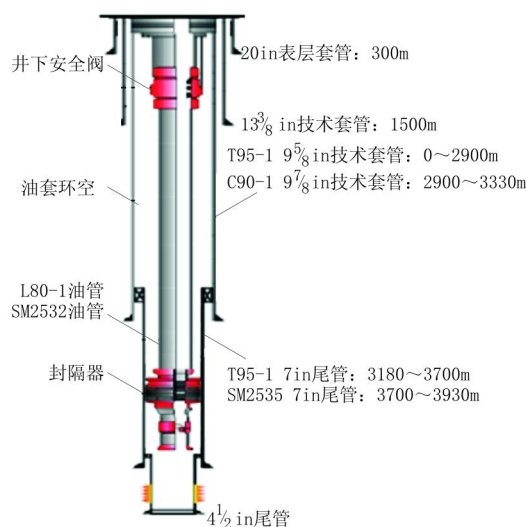


图1 F油层典型完井井筒结构示意图

表1 实验用封隔液体系配方构成

复合盐水体系	配方(质量百分比)/%						
	NaOH	NaCl	KCl	CaCl <sub>2</sub>	缓蚀剂(ZK-1)	除氧剂(Na <sub>2</sub> SO <sub>3</sub> )	杀菌剂(1227)
KCl+NaCl型	0.3	16	5		0.15	0.10	0.15
CaCl <sub>2</sub> 型	0.2~0.3			38	0.15	0.20	0.10

综合考虑F生产井油管管的管材类型、服役温度(见表2)等工况条件,确定了F井环空防腐液性能评价方案的实验条件(见表3)。

表2 F井环空封隔液服役区域的管材信息与服役温度范围

序号	管材类型	温度范围/℃
1	T95-1	20~135
2	C90-1	92~135
3	L80-1	20~135
4	L80-1/SM2535	110~135
5	T95-1/C90-1	90~135
6	T95-1/SM2535	135

表3 F井环空封隔液性能评价试验项目、条件和指标

序号	实验项目	实验条件	评价指标
1	高温稳定性、阻垢性能评价	140℃,48 h	是否变色、出现沉淀;浊度<30 NTU
2	除氧性能评价	常温	除氧率,99.9%
3	杀菌性能评价	37℃,14 d	杀菌率,99.9%
4	缓蚀性能评价	典型管材、环空封隔液、135℃,5 d	腐蚀速率、腐蚀行为。腐蚀速率>0.05 mm/a
5	电偶腐蚀风险评价	L80-1/SM2535、T95-1/C90-1、T95-1/SM2535、环空封隔液、典型温度,5 d	电偶腐蚀速率>0.05 mm/a

## 2.2 实验内容与结果

### 2.2.1 在用环空封隔液理化性能测试

根据表1配制2种在用环空封隔液,开展如下理化性能测试。

### 2.2.1.1 互溶性测试与高温稳定性测试

将配制的在用环空封隔液搅拌均匀后室温下静置24 h,观察溶液状态。室温下静置24 h后发现溶液表面均存在悬浮物。高温稳定性测试在高温高压反应釜中进行。配制好的环空封隔液于实验温度下恒温48 h。在140℃下静置48 h后,NaCl+KCl型在用环空封隔液溶液状态基本无变化,而CaCl<sub>2</sub>型在用环空封隔液底部出现少量沉淀,浊度(NUT)有所升高,由14.2上升到37.50,热稳定性较差。

### 2.2.1.2 杀菌性能测试

实验前将实验用锥形瓶、量筒等玻璃仪器置于高温高压蒸汽灭菌锅中灭菌<sup>[11]</sup>。将在用环空封隔液与自来水按照体积比1:1进行均匀混合,作为实验溶液。分别向100 mL的自来水与稀释后的环空封隔液中添加5 mL的含菌培养基。细菌培养结果表明,KCl+NaCl型在用环空封隔液杀菌率为100%,CaCl<sub>2</sub>型在用环空封隔液杀菌率为99.9%,选用的1227杀菌剂杀菌性能显著<sup>[12]</sup>。

### 2.2.1.3 Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub> 除氧效果评价

取一定体积的实验溶液,添加至密闭的实验装置内,采用高精度溶解氧测试仪测试溶液中的氧含量<sup>[13]</sup>。实验结果表明,Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>在KCl+NaCl型环空封隔液中的除氧效果较好,除氧率达到99.9%,而CaCl<sub>2</sub>型环空封隔液中即使添加过量的Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>后氧含量依然超出2000 ppb(2 mg/L),除氧效果较差或没有除氧效果。

### 2.2.2 在用环空封隔液防腐效果评价

实验用L80-1、T95-1、C90-1、SM2535材料由管材供应商提供。试样用水磨砂纸逐级打磨至2000号砂纸并抛光,然后依次用丙酮除油,去离子水和无水乙醇清洗,冷风吹干备用。高温高压腐蚀模拟实验挂片试样几何尺寸为50 mm×25 mm×3 mm;电偶试样尺寸为30 mm×30 mm×3 mm。

#### 2.2.2.1 浸泡腐蚀实验

高温高压腐蚀模拟实验在高温高压反应釜中进行。将L80-1、C90-1、T95-1三种管材置于NaCl+KCl型在用环空封隔液中,在实验温度为135℃下浸泡120 h。实验结果表明,L80-1 C90与T95-1的腐蚀速率分别为0.014、0.011、0.012 mm/a。同样,将L80-1、C90-1、T95-1三种管材置于密度

为1.35 g/cm<sup>3</sup>的CaCl<sub>2</sub>型在用环空封隔液中,在实验温度为135℃下浸泡120 h,腐蚀速率分别为0.036、0.062、0.058 mm/a,均为均匀腐蚀。

#### 2.2.2.2 电偶腐蚀实验

电偶腐蚀是22种不同金属在溶液中直接接触,因其电极电位不同构成腐蚀电池,致使电极电位较负的金属发生溶解腐蚀<sup>[14]</sup>。在F油田深井井筒环空中,相互偶接的金属对有L80-1与SM2535、T95-1与SM2535和T95-1与C90-1,存在电偶腐蚀风险。

通过图2中的专利测试工具电偶夹具将电偶试样偶接后,置于高温高压反应釜中进行实验,评价不同材料在模拟工况条件下相互偶接时的电偶腐蚀率。图中处于密封状态下的导电螺柱用来连接试样。实验试样对为L80-1与SM2535、T95-1与SM2535和T95-1与C90-1。

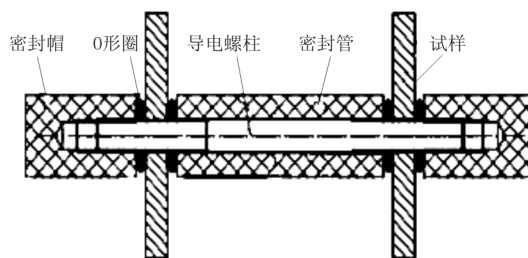


图2 电偶腐蚀模拟实验试样夹具示意图

试验结果表明:(1)在CaCl<sub>2</sub>型在用环空封隔液中于温度135℃下浸泡5天后,L80-1与SM2535偶接后的腐蚀速率为0.078 mm/a,T95-1与C90-1偶接后的腐蚀速率为0.026 mm/a,T95-1与SM2535偶接后的腐蚀速率为0.065 mm/a;(2)在NaCl+KCl型在用环空封隔液中浸泡5天后,L80-1与SM2535偶接后的腐蚀速率为0.037 mm/a,T95-1与SM2535偶接后的腐蚀速率为0.032 mm/a,T95-1与C90-1偶接后的腐蚀速率为0.009 mm/a。上述腐蚀形式均为均匀腐蚀。

#### 2.2.3 评价结果小结

CaCl<sub>2</sub>型在用环空封隔液常温下各组分间的互溶性较差,高温稳定性较差,存在一定的结垢风险;使用Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>作为除氧剂,除氧效果差;L80-1与SM2535偶接、T95-1与SM2535偶接的腐蚀速率均大于0.05 mm/a,电偶腐蚀存在风险。其理化性能和耐蚀性能需要从高温稳定性、结垢防控、除氧剂优选和电偶腐蚀风险控制等方面进行选型优化。

NaCl + KCl 型在用环空封隔液高温稳定性较好,L80-1、T95-1与C90管材腐蚀速率较低,尽管与合金偶接后电偶腐蚀风险增大,其腐蚀速率仍低于0.05 mm/a,现场可以继续使用。

### 3 环空封隔液性能优化设计与评价

#### 3.1 优化设计

针对CaCl<sub>2</sub>型在用环空封隔液存在的问题,开展了如下优化设计。

##### 3.1.1 CaCl<sub>2</sub>加量优化

由在用环空封隔液腐蚀性评价结果可知,CaCl<sub>2</sub>型在用环空封隔液的腐蚀性大于NaCl + KCl型在用环空封隔液的腐蚀性,说明当其他组分不变时随着盐含量的增加在用环空封隔液的腐蚀性越大。因此在1.35 g/cm<sup>3</sup>的CaCl<sub>2</sub>的环空封隔液基液中添加了NaCl,减少CaCl<sub>2</sub>加量。通过模拟软件计算,优化了溶液中NaCl与CaCl<sub>2</sub>含量,确定NaCl加量为1.29%,CaCl<sub>2</sub>加量为35.43%。

##### 3.1.2 除氧剂优化

对于含CaCl<sub>2</sub>型在用环空封隔液,当密度不低于1.30 g/cm<sup>3</sup>时,由于其Ca<sup>2+</sup>浓度较高,SO<sub>3</sub><sup>2-</sup>溶解度极其微小,无法达到预期的除氧效果,可以改用二甲基酮肟<sup>[15]</sup>。二甲基酮肟是一种常用的工业除氧剂,除氧效果好、毒性小,且具有一定的缓蚀性能。通过实验确定,当二甲基酮肟加量1000 ppm(1000 mg/L)时,溶液中的溶解氧降低,除氧率为99.9%。

##### 3.1.3 缓蚀剂优化

按照0.15%的添加量分别向CaCl<sub>2</sub>型环空封隔液中添加4种市场上常用的咪唑啉类缓蚀剂(编号为2、3、4和5号),通过腐蚀模拟实验考查这4种缓蚀剂的在L80-1、C90-1中的缓蚀性能。由实验可知,相比于其他缓蚀剂,4号(YH-1)缓蚀剂效果最好,L80-1和C90的腐蚀速率都最小(见图3、图4)。因此,选用缓蚀剂YH-1作为CaCl<sub>2</sub>型环空封隔液优化配方中的缓蚀组分。

#### 3.2 试验评价

基于上述试验结果,确定了如下密度为1.35 g/cm<sup>3</sup>的CaCl<sub>2</sub>型环空封隔液新配方:

清水 + 1.3% NaCl + 35.4% CaCl<sub>2</sub> + 0.15% 缓蚀剂(YH-1) + 0.10% 除氧剂(二甲基酮肟) + 0.1% 杀菌剂(1227)。

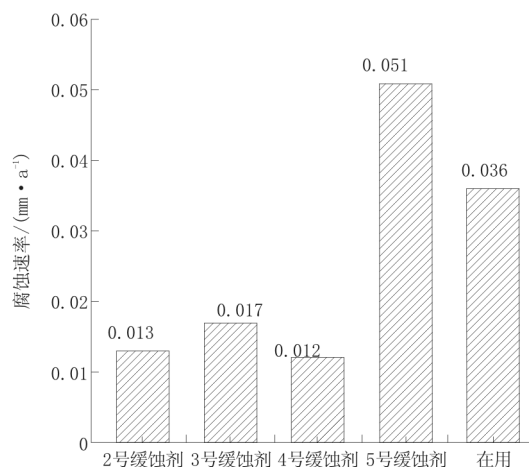


图3 L80-1 腐蚀试验结果

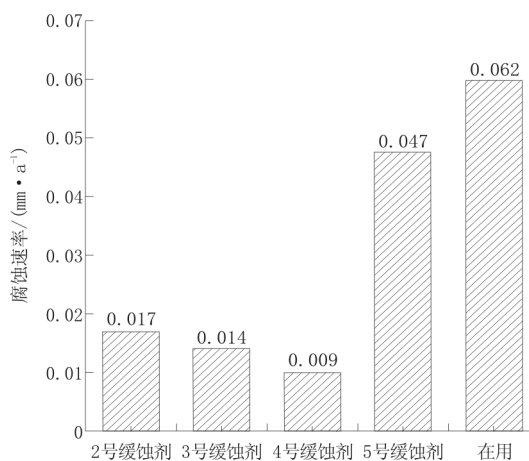


图4 C90-1 腐蚀试验结果

对优化的配方进行了环空封隔液理化性能和防腐评价。

按照该配方配制环空封隔液,分别于140℃下静置48 h后,溶液底部没有沉淀物,无悬浮、无分层,高温稳定性相对较好。经测量溶液的浊度有所升高,但低于30 NUT。

将L80-1、C90-1、T95-1三种管材置于优化后的CaCl<sub>2</sub>型环空封隔液中,在实验温度为135℃下浸泡120 h。实验结果表明,L80-1、C90-1与T95-1的腐蚀速率分别为0.014、0.009和0.0084 mm/a,均为均匀腐蚀,均低于0.05 mm/a的腐蚀设定值。

在电偶腐蚀方面,在优化后的CaCl<sub>2</sub>型环空封隔液中于温度135℃下浸泡120 h后,L80-1与SM2535偶接后的腐蚀速率为0.027 mm/a,T95-1与SM2535偶接后的腐蚀速率为0.016 mm/a,C90-1与T95-1管材偶接后两者腐蚀速率变化不大,

分别为 0.010 mm/a 与 0.009 mm/a, 均低于 0.05 mm/a 的腐蚀设定值, 但均高于挂片浸泡腐蚀率, 见图 5、图 6 和图 7。

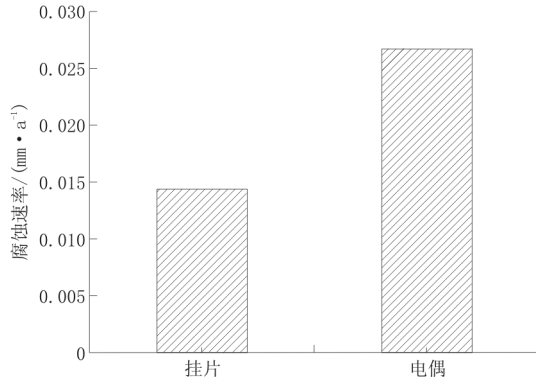


图 5 135 °C 下 L80-1 与 SM2535 偶接前后的腐蚀速率

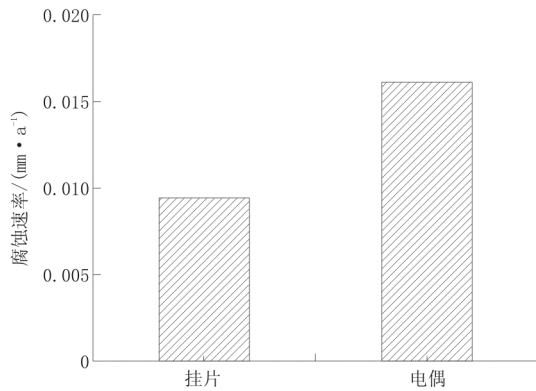


图 6 135 °C 下 T95-1 与 SM2535 偶接前后的腐蚀速率

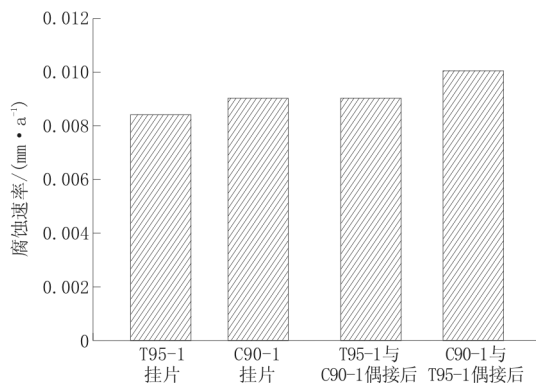


图 7 135 °C 下 C90 与 T95-1 偶接前后的腐蚀速率

由上述评价试验结果可知, 优化后的环空封隔液的防护性能在高温稳定性、防腐性方面均优于在用环空封隔液。

## 4 结论

(1) NaCl + KCl 型在用环空封隔液高温稳定性

较好, L80-1、T95-1 与 C90-1 管材腐蚀速率较低, 尽管与合金偶接后电偶腐蚀风险增大, 其腐蚀速率仍低于 0.05 mm/a, 可以继续使用。

(2) CaCl<sub>2</sub> 型在用环空封隔液常温下各组分间的互溶性较差, 高温稳定性较差, L80-1、T95-1 与 C90-1 管材浸泡腐蚀、电偶腐蚀风险较大。其理化性能和耐蚀性能需要优化。

(3) 对于 CaCl<sub>2</sub> 型在用环空封隔液, 通过从高温稳定性、结垢防控、除氧剂优选和电偶腐蚀风险控制等方面的优化, 形成了新的 CaCl<sub>2</sub> 型环空封隔液配方。新的 CaCl<sub>2</sub> 型环空封隔液, 浊度 < 30 NTU, 腐蚀速率 < 0.05 mm/a, 高温稳定性和防腐性能方面均达到现场应用要求。

(4) 环空封隔液腐蚀试验结果表明, 不同金属之间的电偶腐蚀严重程度高于金属在腐蚀介质(液体)中的腐蚀程度。

(5) 该实验研究结果, 如多材质组合之间的电偶腐蚀试验评价结果, 对于类似油田的完井井筒环空封隔液设计, 具有一定的借鉴和指导意义。

## 参考文献:

- [1] 万仁溥. 完井工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
- [2] 何汉平, 侯立中, 王长林. 伊朗 Y 油田基于流动保障的完井设计[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(5): 111-114.
- [3] 邓文良. 酸性气井环空腐蚀行为及防护技术研究[D]. 四川成都: 西南石油大学, 2015.
- [4] 李晓岚, 李玲, 赵永刚, 等. 套管环空保护液的研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2010, 27(6): 61-64.
- [5] 樊宏伟, 李振银, 张远山, 等. 无固相水基隔热封隔液研究应用现状[J]. 钻井液与完井液, 2014, 31(3): 84-87.
- [6] 李冬梅, 杜春朝, 刘菊泉, 等. 封隔液及其应用现状研究[J]. 长江大学学报, 2012, 9(12): 86-89.
- [7] 杨安. 实用油气井防腐蚀技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- [8] 李华. 伊朗雅达油区合金套管下入技术[J]. 钻井工程, 2012, 2(11): 43-43.
- [9] SY/T 5273—2000, 油田采出水用缓蚀剂性能评价方法[S].
- [10] IPS-I-TP-802, Inspection Standard for Corrosion Survey and Inhibitor Evaluation Original Edition[S].
- [11] SY/T 5757—2010, 油田注入水杀菌剂通用技术条件[S].
- [12] 王旭升, 杜晓鹏. 油田污水处理中杀菌剂的混合处理研究[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(21): 5283-5286.
- [13] 程雯. 溶解氧测定仪使用方法及改进[J]. 中国新技术新产品, 2013, (20): 1.
- [14] 曹楚南. 腐蚀电化学原理[M]. 北京: 化学工业出版社, 2004.
- [15] 郭萍, 侯山, 孙新亚, 等. 除氧剂在天然气处理厂锅炉给水中应用效果分析[J]. 辽宁化工, 2014, 43(1): 28-30.