

渤海油田水源井腐蚀结垢破坏及防治研究

周 欢 杜福云 刘正伟 王圣虹 庞明越

中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300459

摘 要:随着渤海油田的开发,部分水源井出现了严重的腐蚀、结垢和冲蚀等破坏现象,导致了停泵检修作业频繁,水源供应不稳定的情况,严重影响到正常的注水开发。依据渤海油田水源井腐蚀结垢现状的主要特征,通过模拟井下条件,采用相同规格的 P 110 腐蚀挂片,进行了不同水样、不同温度、不同压力、矿化度及与同规格的 S 314 材质挂片捆绑的腐蚀模拟实验,并进行了垢样分析及结垢趋势预测。实验结果表明:水样、压力及矿化度对腐蚀速率影响不大,材料的不配伍会导致腐蚀速率相比单片实验腐蚀速率快 1.5 ~ 4 倍;分析了腐蚀结垢的主要原因及其影响因素得出,水源井筛管的破坏主要是由腐蚀、结垢、冲蚀的协同作用导致,优选了防砂方式及防砂筛管,能够有效防止筛管的腐蚀结垢及冲蚀破坏;提出了井下酸洗清垢及微管投放防腐防垢剂的防治措施,能够大大延长水源井生产周期,对渤海油田注水开发提高采收率具有重要意义。

关键词:水源井;筛管腐蚀;结垢;冲蚀;防治措施

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2020.06.016

Research on the Causes and Prevention of Corrosion and Scaling Damage in Water Source Well of Bohai Oilfield

Zhou Huan, Du Fuyun, Liu Zhengwei, Wang Shenghong, Pang Mingyue

Production Optimization of China Oilfield Services Co., Ltd., Tianjin, 300459, China

Abstract: With the development of Bohai Oilfield, serious corrosion, scaling and erosion occurred in some of the water source wells, resulting in frequent pump shutdown and maintenance. The instability of water supply seriously affected the normal production enhancement via water injection. This paper presents corrosion experiments carried out for different water samples, at different temperatures, different pressures, salinities based on the main characteristics of the current corrosion and scaling status of the water source wells in the Bohai Oilfield, by simulating downhole conditions and using P110 corrosion coupons and S314 coupons with the same specification. Scale sample analysis and prediction of scaling trends are performed. The experimental results show that the water sample, pressure and salinity have little effect on the corrosion rate, and the incompatibility of the materials will cause the corrosion rate to be 1.5 to 4 times faster than the single-sheet experiment. The primary causes and influencing factors of corrosion and scaling are analyzed. The comprehensive analysis shows that the damage to the sand screen of the water source well is

收稿日期:2020-04-27

基金项目:中海油田服务股份有限公司科技项目“渤海水源井出砂原因分析及改进措施研究”(YSB 13 YF 008)

作者简介:周 欢(1985-),男,陕西咸阳人,工程师,硕士,主要从事完井防砂技术研究与应用工作。E-mail:zhouhuan@cosl.

com.cn

mainly caused by the synergy of corrosion, scaling and erosion. The sand control solution and sand screen selection are optimized; the preventive measures of underground pickling and descaling and injecting corrosion inhibitor and anti-fouling agent via micro-tube are proposed. The above proposals can greatly extend the production cycle of water source well and is significant in enhancing the recovery of shallow water development in Bohai Bay.

Keywords: Water source well; Screen corrosion; Scaling; Erosion; Prevention measures

0 前言

渤海油田是目前我国最大的海上油田,随着开发的进行,越来越多的海上平台采用注水开发,以提高油藏的开采速度和采收率,水源井的生产层位一般为馆陶组。馆陶组层系在渤海海域内发育普遍,具有较厚地层和储量较大的浅层水,可以提供足够的水源^[1-3]。但腐蚀结垢现象普遍存在于油井井筒、输油管线、注水泵、注水管线,直到注水井底等^[4-6]。结垢物主要为钡、锶、镁、钙的硫酸盐或碳酸盐,常常造成生产管线或设备堵塞,增加了修井作业次数,缩短了修井周期。结垢还易造成水源井堵塞,会降低产液量,扰乱生产方案;严重时还会致使筛管破损,地层出砂,水源井关井,甚至报废,造成很大的经济损失^[7-10]。

目前渤海油田的水源井排量在 500 ~ 2 500 m³ /d,大多数均采用套管射孔完井,优质筛管进行简易防

砂^[11-12]。近几年来,渤海水源井中出现了严重的腐蚀、结垢和冲蚀等破坏现象,导致停泵检修作业频繁,水源供应不稳定,严重影响到正常的注水开发^[13-17]。本文旨在通过分析渤海水源井的腐蚀结垢及破坏原因,提出有效措施,防止水源井管柱的进一步破坏,保证渤海油田水源稳定以及正常有序的注水开发。

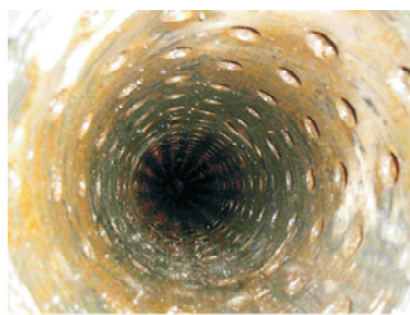
1 水源井腐蚀结垢及破坏原因分析

图 1 为渤海油田水源井筛管腐蚀结垢及破坏形状,从图来看,渤海油田水源井腐蚀结垢及破坏的主要特征有:筛管外壁存在明显的结垢现象;筛管内壁及外壁具有大量的铁锈,部分筛管壁厚已经变薄或产生大量的锈蚀洞;锈蚀洞大多分布在星孔筛管的筛孔或与本体的连接部位;筛扣和筛管基体钢材不同,在两者的接触区具有明显的腐蚀;筛孔具有堵塞现象,可能是地层水中的杂质在通过筛孔后的过滤物^[18-19]。



a) 筛管外壁结垢

a) Scaling on the outer wall of the screen



b) 筛管内壁锈蚀

b) Corrosion of the inner wall of the screen



c) 筛扣与管体连接处锈蚀

c) Corrosion of the connection between the screen button and the pipe body



d) 筛孔堵塞

d) Screen mesh blocked

图 1 渤海水源井筛管结垢腐蚀及破坏形状照片

Fig. 1 Photos of scaling corrosion and destruction shape of screen tube in water source well of Bohai Oilfield

为分析渤海油田水源井腐蚀原因,选取渤海油田 7 个作业区 8 个典型水源井水样进行地层水成分分析和腐蚀实验,各水源井地层水成分见表 1。实验采用的挂片为同一规格,其材质为筛管碳钢基体常用材质 P 110,表面积为 20.92 cm^2 ,重量均为 14.1 g 。实验通过单一变量的方法,依次进行了不同温度、不同压力、矿化度及同规

格的 P 110 与 S 314 材质挂片捆绑的腐蚀试验,观察几种不同材料的挂片在目标水源井水样下的腐蚀情况,持续 10~16 d 后,将腐蚀后挂片从目标水源井水样中取出进行称重,进而计算出各挂片的腐蚀速率,并应用软件对结垢趋势进行预测。

表 1 水源井水样组成测试分析结果表

Tab. 1 Test results of water sample composition of water source wells

区块	井号	含量 / ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)							总矿化度 / ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)
		$\text{K}^{+}+\text{Na}^{+}$	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^{-}	SO_4^{2-}	HCO_3^{-}	CO_3^{2-}	
JZ 25-1S	A 20 W	1 171	100	813	3 469	0	111	0	5 664
	B 19 W	2 229	147	925	4 867	860	0	0	9 028
BZ 28-2S	A 50 W	3 334	8	182	5 306	0	309	0	9 139
SZ 36-1	D-W	2 657	215	605	5 687	0	186	0	9 350
BZ 25-1	D 19 W	3 208	33	56	6 002	0	152	0	9 451
QK 17-2	W 2	2 093	24	21	3 112	0	192	0	5 442
BZ 28-2S	A 37 W	3 663	6	144	5 557	0	287	0	9 657
BZ 25-1	WHPD	1 474	88	673	3 551	0	98	0	5 884

1.1 温度对挂片腐蚀行为的影响

水源井水样的腐蚀速率受酸性气体和氧的溶解量的影响,而温度的高低直接影响酸性气体和氧气溶解量。温度升高可增大腐蚀速率,当温度大于一定数值时,温度继续升高,水样中的酸性气体和氧气的溶解量变低,反而会使腐蚀速率变低。因此进行了温度对水源井水样腐蚀速率的实验研究,实验采用 P 110 挂片,实验水样均为 JZ 25-1S 水样,仅对温度进行改变,实验结果见图 2。

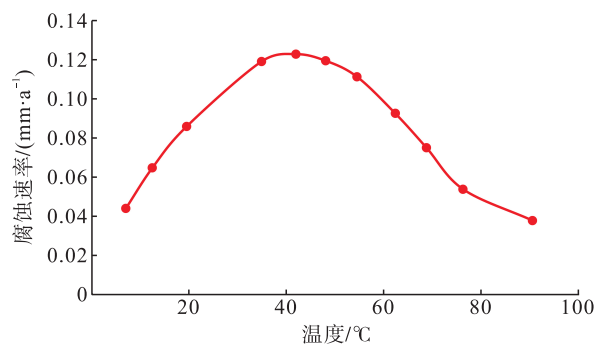


图 2 水源井水样腐蚀速率和温度的关系图

Fig. 2 Relationship between corrosion rate and temperature of water source wells

由图 2 可以看出,在较低温度和较高温度时,挂片在水样中的腐蚀速率均较小,当温度为 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右时,挂片试样的腐蚀速率最大,说明存在使腐蚀速率达到最大的

温度。

1.2 压力对挂片腐蚀行为的影响

使用 P 110 挂片分别在高温常压下进行腐蚀实验,通过高温常压腐蚀实验测得,P 110 挂片在大部分水样中的腐蚀速率较低,为 $0.017\text{ }1\sim0.029\text{ }6\text{ mm/a}$ 。其中,在 JZ 25-1S-B 19 W 井水样内的挂片腐蚀较为严重,为 $0.177\sim0.193\text{ mm/a}$ 。再次选取 P 110 挂片在同一实验环境下进行高温高压腐蚀实验,结果表明,P 110 挂片的腐蚀速率差别不大,在大部分水样中腐蚀速率仍然较低,为 $0.013\text{ }5\sim0.048\text{ }2\text{ mm/a}$,可见压力对腐蚀速率的影响不大,腐蚀速率测定结果见图 3~4。

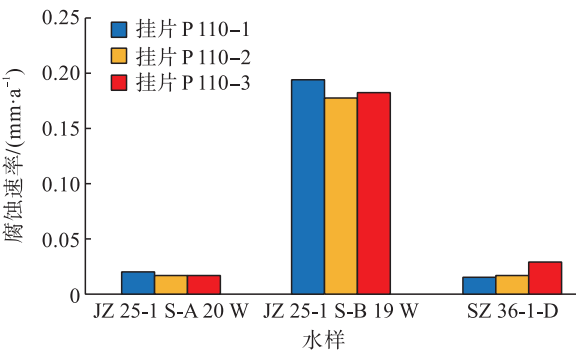


图 3 高温常压 P 110 挂片腐蚀结果图($55\text{ }^{\circ}\text{C}$,常压)

Fig. 3 P 110 coupon corrosion results at high temperature and normal pressure($55\text{ }^{\circ}\text{C}$, normal pressure)

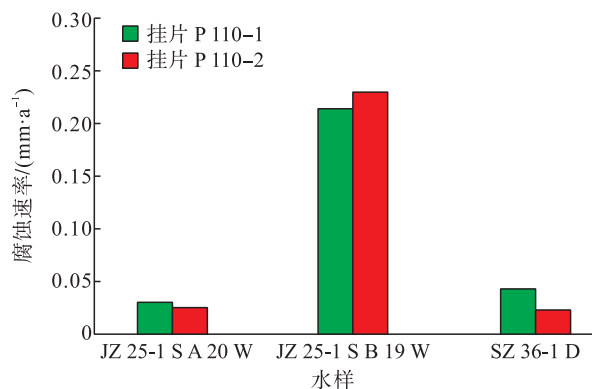


图4 高温高压挂片腐蚀结果图(55 °C, 9 MPa)

Fig. 4 Coupon corrosion results at high temperature and pressure(55 °C, 9 MPa)

1.3 矿化度对挂片腐蚀行为的影响

根据高温常压腐蚀实验结果可知, JZ 25-1S-B 19 W 水源井水样的挂片腐蚀速率相对较高, 为测试挂片在水源井水样中不同离子对其的腐蚀速率, 选择了 JZ 25-1S-B 19 W 水源井的实际水样, 并配置了一份与实际水样相同矿化度的水样, 将实验挂片在高温常压条件下分别置于两份水样中, 将腐蚀后的实验结果进行对比。最终测得地层水样中挂片腐蚀速率为 0.212 2 ~ 0.239 9 mm/a, 而 NaCl 溶液中挂片腐蚀速率仅为 0.013 09 ~ 0.015 99 mm/a。结果表明, 在相同矿化度条件下, 地层水的腐蚀速率远大于 NaCl 溶液的腐蚀速率, 矿化度不是影响原水样腐蚀性高的因素, 实验结果见图 5。

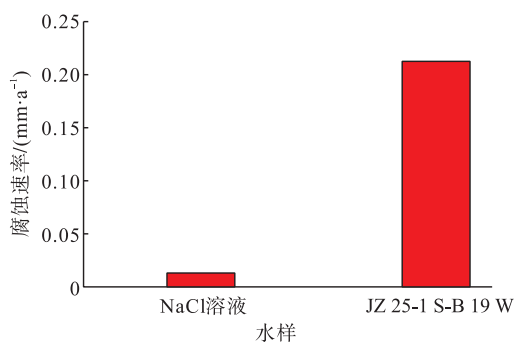


图5 地层水与 NaCl 溶液对比实验结果图(85 °C, 常压)

Fig. 5 Experimental results comparison of formation water and NaCl solution(85 °C, normal pressure)

1.4 不同材质捆绑对挂片腐蚀行为的影响

为验证不同材质的筛扣与筛管对腐蚀速率的影响, 在温度为 55 °C、常压的实验条件下, 选取 JZ 25-1S-B 19 W、SZ 36-1-D 以及 JZ 25-1S-B 19 W 水源井水样相同矿化度的水样溶液对 P 110 挂片进行对比实验, 实验结果见图 6。在 JZ 25-1S-B 19 W 水源井水样中的挂片为 P 110 单挂片, 经实验测得腐蚀速率的大小为 0.239 mm/a, 而已捆绑的相同规格的不锈钢筛扣常用材质 S 314 挂片腐蚀速

率大小为 0.291 ~ 0.327 mm/a。实验结果表明, 当 S 314 挂片与 P 110 挂片捆绑时, 挂片腐蚀速率明显加快, 甚至达到 1 倍以上。

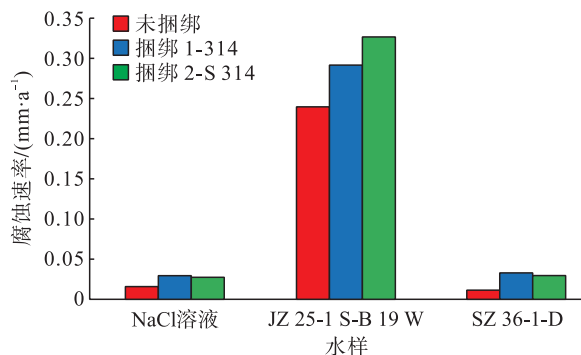


图6 挂片捆绑腐蚀实验结果对比图

Fig. 6 Comparison of corrosion test results of binding coupon

1.5 结垢趋势分析

为分析渤海水源井结垢原因, 对典型水源井 JX 1-1 A 1 W 井的两个垢样进行了成分检测分析, 应用 OFISTP 3.0 结垢预测软件, 分别对 JZ 25-1S-B 19 W、QK 17-2-W 2 等 7 口典型水源井进行了筛管结垢腐蚀趋势的分析预测。

1.5.1 垢样成分分析

根据垢样成分检测结果, 两个垢样的主要成分均为 CaCO_3 和 MgCO_3 , 此外, 垢样 2 含有少量的菱铁矿和四方硫铁矿等腐蚀产物以及少量石英颗粒, 具体见表 2。

表2 JX 1-1 A 1 W 水源井结垢垢样成分及含量分析表

Tab. 2 Components and content analysis of JX 1-1 A 1 W water source well scale sample

编号	成分及含量
垢样 1	文石 (CaCO_3) 94% 含镁方解石 ($\text{Mg}_{0.129}\text{Ca}_{0.871}\text{CO}_3$) 6.1%
垢样 2	含镁方解石 ($\text{Mg}_{0.064}\text{Ca}_{0.936}\text{CO}_3$) 87.1% 菱铁矿 (FeCO_3) 7% 四方硫铁矿 (FeS) 6% 石英 ($\alpha\text{-SiO}_2$) 1%

1.5.2 结垢趋势预测

通过 OFISTP 3.0 结垢预测软件得到不同水源井的结垢趋势预测结果, 见图 7。根据预测结果, 水源井井中筛管上的结垢物含量中主要是 CaCO_3 , 其中井底的结垢量为 0.076 ~ 31.61 mg/L, 井筒的结垢量为 0 ~ 31.65 mg/L。虽然预测的井下结垢趋势或程度中等偏低, 但考虑到目标区块水源井产水量较高, 生产过程中结垢量不断积累, 可能会导致堵塞。若产生的垢吸附性较高, 则会在某一部位堆积, 可能出现较为严重的结垢现象导致破坏加深。

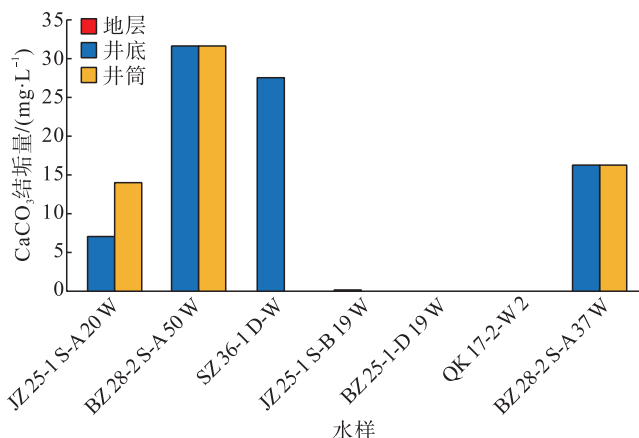


图7 不同水源井结垢趋势预测结果图

Fig. 7 Prediction of scaling trend in different water source wells

2 腐蚀结垢及破坏原因分析

2.1 结垢原因综合分析

综合垢样分析、结垢预测及现场条件等,分析认为水源井结垢的原因包括:导致水源井筛管结垢多是 HCO_3^- 和 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子引起的钙镁结垢;井筒内从下至上的温度和压力变化幅度较大,易导致结垢附着于筛管上;由于水源井液体排量大,即使井筒中的结垢量较低,结垢量也会逐渐积累,易堵塞筛孔,或者在管壁和泵的某一部位附着堆积;井下射孔层位垂深跨度大,从几十米到几百米,不同地层的地层水有可能相互不配伍,混合后容易产生结垢。

2.2 腐蚀原因综合分析

腐蚀实验结果表明,不管是在高温高压还是高温常压的腐蚀条件下,矿化度对于不同钢材类型的筛管的腐蚀程度均较低,大多低于国家标准,属于正常的地层盐水腐蚀。而腐蚀的主要原因,是由于地层水含有一定量的阴阳离子。实验中仅 JZ 25-1 S-B 19 W 水源井井水样的挂片腐蚀较严重,主要原因为结垢过程中产生一些 CO_2 等酸性气体,导致该水样 pH 值呈酸性,进而加剧了腐蚀现象。此外,通过不同材质挂片的捆绑腐蚀实验可以看出,不锈钢与普通碳钢在实验过程中进行了捆绑接触,由于材料的不配伍,导致了电化学腐蚀,从而加速了碳钢的腐蚀,说明现防砂管采用的不锈钢筛扣(S 314 或 S 316)和筛管碳钢基体(P 110 或 N 80)接触位置处可能产生较为严重的腐蚀,在冲蚀的复合作用下,容易导致筛扣的脱落。

2.3 破坏原因综合分析

通过对筛管腐蚀结垢及破坏状态、腐蚀实验的结果、结垢原因以及现场出砂状况的分析,得出导致渤海油田水源井筛管的破坏主要原因包括结垢、腐蚀及两者导致的冲蚀破坏。首先,渤海水源井地层出砂,产水量高,水流速度大,工况条件比一般水源井工况更恶劣。其次,结垢等使部分筛孔堵塞,剩余筛孔的流量增大,或

局部流速和压力变化剧烈,加剧冲蚀作用;结垢下的筛管基体腐蚀主要为地层水中的 O_2 及腐蚀结垢后产生的 CO_2 等酸性气体继续对筛管进行腐蚀,使筛管基体变薄、强度降低,特别是点蚀,更容易导致防砂管的冲蚀损坏。最后,筛扣与基体材料不配伍,易在镶嵌处产生电化学腐蚀。现场统计表明,采用砾石充填防砂或者特殊结构和材料的筛管完井,其防砂时效明显优于单一的优质筛管完井防砂时效。

3 水源井防腐防垢措施

3.1 常规酸洗除垢作业

对于目前结垢严重的水源井,进行酸洗作业是一种常规而成熟的除垢措施^[20]。酸洗作业周期需要根据井下结垢危害形式和程度,及其结垢部位和结垢量来确定。建议一般结垢水源井酸洗周期为 1~2 a,对于结垢非常严重的需缩短酸洗周期,周期需根据实际情况而定。酸洗作业流程主要包括:起出电泵并做好检泵工作,下入酸洗管柱至筛管底部,准备酸洗液,泵入酸洗液(没过筛管最顶端),关井待结垢溶解后,进行大排量洗井,后起出洗井管柱,下入电泵进行生产。为防止腐蚀井下管柱和筛管,需要在酸洗液中加入缓蚀剂,酸洗完成后在环空内注入缓蚀剂。钙镁垢酸洗液配方组成通常为:盐酸(14%~20%)+缓蚀剂(0.6%~1%)+防垢剂(0.4%~1%)+渗透分散剂(0.6%~1%)+NaOH(0.5%~5%)。

3.2 井下注入防腐防垢剂

对于投入的新水源井,在完井时下入微管,在正常开井生产时向井下注入防腐防垢剂^[21-22],见图 8。高压细长管注入防腐防垢剂技术是利用连续的可耐高压耐腐蚀的不锈钢细管线,将管线下入所需的层位,在保证防腐防垢剂有效浓度的前提下,通过地面高压恒流泵将一定浓度的防腐防垢剂连续注入到所需部位,以完成防腐防垢工作。这项技术已经得到实际应用,例如:BP 石油公司在英国北海油田成功将细管线通过两个封隔器下入到射孔位置,用于注入防垢剂,并达到了非常好的防垢效果。

在渤海油田的实际生产条件下,对于防腐防垢剂的注入方法,建议采用化学药剂注入阀+控制管线的方式注入,既能够节省用量,便于调整,又能够防止上部管柱的腐蚀,化学药剂通过管线流入到井底,使整个筛管段均能受效,可按需要的剂量定期或连续注入。细长管下入时应与防砂管线共同下入,下入部位为防砂筛管的底部,可以与筛管捆绑在一起,共同下入。特别需要注意的是细长管需穿过封隔器,应提前在封隔器上预留细长管穿越孔道,并做好穿越后的密封工作。由于高压细长管比较细,强度较低,因此下入时应注意保护,防止在

施工过程中断裂。依据实验模拟结果,缓蚀剂有效浓度建议为 25 ~ 55 mg /L,防垢剂浓度建议为 15 ~ 35 mg /L。

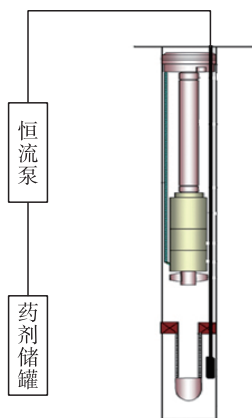


图 8 细长管井下化学剂投放流程示意图

Fig. 8 Schematic diagram of chemical agent delivery flow in slender pipe downhole

表 3 渤海水源井防腐防垢措施表

Tab. 3 Corrosion protection and anti-scaling measures for water source wells in Bohai Oilfield

作业区	结垢情况	防护措施建议
渤南	存在结垢,结垢量为 16.22 ~ 31.63 mg /L	连续油管常规酸洗除垢,定期注入防垢剂,无需防腐
辽东	存在结垢,结垢量 0.08 ~ 13.99 mg /L	连续油管常规酸洗除垢;腐蚀严重井选用防腐管材,定期注入防腐剂 /防垢剂
渤中	结垢不明显	连续油管常规酸洗除垢
渤西	结垢不明显	暂时无需采取防护措施
绥中	存在结垢,结垢量为 27.53 mg /L	连续油管常规酸洗除垢;定期注入防腐剂或防垢剂

4 结论

1)通过模拟井下条件,采用 P 110 腐蚀挂片,进行了 10 口井水样的腐蚀模拟实验,实验结果表明,水样属于常规离子,腐蚀速率较小,腐蚀压力及矿化度对腐蚀速率的影响不大。

2)两种钢材挂片的捆绑接触实验表明,材料不配伍会造成化学腐蚀,低品位材料腐蚀速率是单挂片实验腐蚀速率的 1.5 ~ 4 倍,因此筛管的不锈钢筛扣与其碳钢本体连接处会提前被腐蚀破坏。

3)目标水源井水质对腐蚀结垢影响较小,现场出现的防砂管损坏主要是由腐蚀、结垢、出砂、冲蚀的联合作用导致的。

4)优化了水源井防砂方式及优选防砂筛管,防止腐蚀结垢加剧筛管的冲蚀破坏。

5)根据现场腐蚀和结垢对生产和井下管柱的影响程度,现有的井可考虑采用酸洗除垢,新井可采用控制管线的方式注入,既容易调整节省用量,又能够防止上部管柱的腐蚀,化学药剂通过管线流入到井底,使化学药剂在整个井段均匀受效。

3.3 防砂筛管优选

渤海油田水源井须合理选择井下筛管材料,水源井产水量较大,冲蚀破坏普遍存在,应优选过流性能及抗堵塞性能良好的防砂筛管,较好的过流性能可减少地层水对筛管的冲蚀破坏。如金属网布优质筛管,采用筛套式结构,过流面积大,防堵性能好。

在选择筛管上,应优先考虑具有多种防砂结构的复合多功能筛管,若一种防砂方式失效,其他防砂结构仍能保证防砂效果。复合筛管大多采用绕丝筛套和金属网布筛套配合的结构,提供多层防砂保障,而且能保证防砂部分的材料单一性。此外,应该优化水源井防砂方式,降低筛孔处流速,以防止筛管的冲蚀破坏,如砾石充填防砂等。

3.4 渤海油田水源井综合防治措施

针对渤海油田不同作业区的腐蚀和结垢特点,提出以下具体防护建议,见表 3。

参考文献:

- [1] 禹 盟. 海上油田注水系统腐蚀结垢现状及应对措施研究 [D]. 青岛:中国石油大学,2011.
Yu Meng. Study on Corrosion & Scaling Situation of Offshore Oil Water Injection System and Its Control Technique [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2011.
- [2] 赵顺超,陈华兴,刘义刚,等. 海上油田不同开发阶段注水井防腐策略研究 [J]. 长江大学学报(自科版),2018,15 (15):68-74.
Zhao Shunchao, Chen Huaxing, Liu Yigang, et al. Study on Corrosion Prevention Strategy of Offshore Oilfield Injection Wells at Different Development Stages [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2018, 15 (15): 68-74.
- [3] 施明华,马童辉,王艳珍,等. 海上注水井油管防腐工艺研究与应用 [J]. 石油天然气学报,2010,32(5):346-348.
Shi Minghua, Ma Tonghui, Wang Yanzhen, et al. Research and Application of Anticorrosion Technology for Offshore Water Injection Well Tubing [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32 (5): 346-348.
- [4] 付美龙,沈燕来. 绥中 36-1 油田 CaCO_3 和 CaSO_4 结垢趋势预测 [J]. 中国海上油气(工程),1997,9(6):40-44.

- Fu Meilong, Shen Yanlai. Predicting Scaling Tendency of CaCO_3 and CaSO_4 at Offshore Oil Field SZ36-1 [J]. China Offshore Oil and Gas (Engineering), 1997, 9 (6): 40-44.
- [5] 关德, 杨寨, 魏光华, 等. SZ36-1 油田注水系统结垢趋势预测及防垢研究[J]. 油田化学, 2011, 18(2): 136-138.
- Guan De, Yang Zhai, Wei Guanghua, et al. Predicting Scaling Tendency of Injection Waters and Inhibiting Measure at Offshore Oil Field SZ36-1 [J]. Oilfield Chemistry, 2011, 18 (2): 136-138.
- [6] 王璇. 渤海绥中 36-1 水源井防腐防垢方案[D]. 重庆: 重庆科技学院, 2017.
- Wang Xuan. Anti-Corrosion and Anti-Scaling Program of Well in SZ36-1 Oilfield [D]. Chongqing: Chongqing University of Science and Technology, 2017.
- [7] 郑举, 厉嘉滨, 李敏, 等. 海上油田注水井套管腐蚀机理及腐蚀控制技术研究[J]. 全面腐蚀控制, 2013, 27(9): 61-66.
- Zheng Ju, Li Jiabin, Li Min, et al. Study the Factor of Absorption of Acid Gas in Water Under the High Gravity Technology [J]. Total Corrosion Control, 2013, 27 (9): 61-66.
- [8] 汪本武, 常大胜, 孙华奇, 等. 渤海某油田注水井筛管腐蚀失效分析与应对措施[J]. 全面腐蚀控制, 2015, 29(3): 78-83.
- Wang Benwu, Chang Dasheng, Su Huaqi, et al. Corrosion Failure Analysis and Solution of Screening Pipe About Bohai Bay Oilfield [J]. Total Corrosion Control, 2015, 29 (3): 78-83.
- [9] 王颖, 黄启玉, 邓心茹, 等. 阿尔油田集输系统结垢机理与防治措施研究[J]. 天然气与石油, 2017, 35(1): 54-59.
- Wang Ying, Huang Qiyu, Deng Xinru, et al. Study on Mechanism and Preventive Measures of Scaling for Gathering and Transporting System in Aer Oilfield [J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35 (1): 54-59.
- [10] Liu Siyu, Qu Chengtun, Wang Jundi. The Progress of Scale Problems and Compatibility Experiment Study in Oilfield Water Treatment [J]. Advanced Materials Research, 2014, 1004-1005: 653-656.
- [11] 邢洪宪, 李斌, 韦龙贵, 等. 适度防砂完井技术在渤海油田的应用[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(1): 83-86.
- Xing Hongxian, Li Bin, Wei Longgui, et al. Application of Proper Sand Control Completion Technology in Bohai Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37 (1): 83-86.
- [12] 王允海, 和鹏飞, 万祥, 等. 渤海 152.4 mm 小井眼长裸眼段筛管完井技术[J]. 石油化工应用, 2016, 35(5): 27-29.
- Wang Yunhai, He Pengfei, Wan Xiang, et al. Screen Completion Technology for E15 H1 in Φ 152.4 mm Long Open Hole [J]. Petrochemical Industry Application, 2016, 35 (5): 27-29.
- [13] 丁博钊, 唐洪明, 高建崇, 等. 绥中 36-1 油田水源井结垢产物与机理分析[J]. 油田化学, 2013, 30(1): 115-118.
- Ding Bozhao, Tang Hongming, Gao Jianchong, et al. A Study of Water Wells' Scaling Products and Mechanism in SZ36-1 Oilfield [J]. Oilfield Chemistry, 2013, 30 (1): 115-118.
- [14] 崔波, 王洪斌, 冯蒲涌, 等. 绥中 36-1 油田注水井堵塞原因分析及对策[J]. 海洋石油, 2012, 32(2): 64-70.
- Cui Bo, Wang Hongbin, Feng Puyong, et al. Reason Analysis for Injection Well Clogging and the Measures to Breaking Down Plugging in SZ36-1 Oil Field [J]. Offshore Oil, 2012, 32 (2): 64-70.
- [15] 高永华, 于洪旭, 李康, 等. 绥中 36-1 油田注水井管材腐蚀机理分析及应对措施[J]. 涂层与防护, 2018, 39(1): 1-5.
- Gao Yonghua, Yu Hongxu, Li Kang, et al. Corrosion Mechanism and Countermeasure of Pipe in Water-Injection Well of Suizhong 36-1 Oilfield [J]. Coating and Protection, 2018, 39 (1): 1-5.
- [16] 胡文庭, 师亚栋, 李关虎, 等. 甘谷驿油田注入水结垢情况分析及解决办法[J]. 天然气与石油, 2011, 29(3): 64-66.
- Hu Wenting, Shi Yadong, Li Guanhu, et al. Analysis on Injected Water Scaling in Ganguyi Oil Field and Its Solution [J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29 (3): 64-66.
- [17] Jing Guolin, Li Shulin, Xing Lijie, et al. Studing on the Scaling Mechanism of Injection Well Pipe [J]. Advanced Materials Research, 2010, 113-116: 231-234.
- [18] 庞铭, 陈华兴, 刘义刚, 等. J 油田水源井油管的腐蚀原因及防治措施[J]. 腐蚀与防护, 2019, 40(2): 137-142.
- Pang Ming, Chen Huaxing, Liu Yigang, et al. Corrosion Reasons and Prevention Measures for Tubing of Water Supply Well in J Oilfield [J]. Corrosion & Protection, 2019, 40 (2): 137-142.
- [19] 甄宝生, 方培林, 高怡明, 等. 金县 1-1-A1w 水源井腐蚀结垢机理分析[J]. 海洋石油, 2017, 37(3): 29-32.
- Zhen Baosheng, Fang Peilin, Gao Yiming, et al. Mechanism Analysis of Scaling and Corrosion in Water Source Well JX1-1-Alw [J]. Offshore Oil, 2017, 37 (3): 29-32.
- [20] 孙林, 邹信波, 刘春祥, 等. 南海东部油田水平筛管井酸化工艺改进及应用[J]. 中国海上油气, 2016, 28(6): 82-87.
- Sun Lin, Zou Xinbo, Liu Chunxiang, et al. Improvement on and Application of Acidization Technology for Horizontal Wells with Screen Pipe in Oilfields in Eastern South China Sea [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28 (6): 82-87.
- [21] 李明. 江苏庄 2 区块油井防垢剂地层预置工艺研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.
- Li Ming. Application of Scale Inhibitor Squeeze Technique in Jiangsu Zhuang-2 Oilfield [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2011.
- [22] 左景荣, 樊泽霞, 任韶然, 等. 纯梁油田樊 41 块油井挤注防垢技术[J]. 石油学报, 2008, 29(4): 615-618.
- Zuo Jinglun, Fan Zexia, Ren Shaoran, et al. Squeeze Treatment Technology of Scale Inhibitor in Fan 41 Block of Chunliang Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29 (4): 615-618.