

SD油田套损井原因分析及治理对策研究

张磊

(中国石化华东油气分公司泰州采油厂,江苏泰州 225300)

摘要:自2016年11月以来,SD油田生产戴南组的油井已累计出现12口套损,严重影响了SD油田的正常生产。分析套损井生产特征及腐蚀情况,确定硫酸盐还原菌是引起套损的主要原因。优选了生物防腐技术和双封卡采工艺预防和治理套损井,现场应用取得了良好效果,降低了腐蚀速率,套损井恢复正常生产,工艺成功率100%。

关键词:套损井;硫酸盐还原菌;生物防腐;双封卡采

中图分类号:TE983 **文献标志码:**A

Cause analysis of casing damage wells in SD Oilfield and its countermeasures

ZHANG Lei

(Taizhou Oil Production Plant of East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Taizhou 225300, China)

Abstract: Since November 2016, there have appeared 12 casing-damage wells in the Dainan Formation of SD Oilfield, which have a strong impact on the normal production of SD Oilfield. Based on the analysis of production characteristics and corrosion situation of casing-damage wells, it was found that sulfate reducing bacteria (SRB) was the main cause of casing damage. The biological anticorrosion technology and double-seal stick production technology were optimized to prevent and control casing-damage wells. Field applications have obtained good results, where there is a reducing corrosion rate, returning casing-damage wells into normal production, and a success rate of 100%.

Key words: casing damage well; SRB; biological anticorrosion; double-seal stick production

SD油田位于QT凹陷的北部斜坡,是一个被多条断层复杂化了的断块、断鼻构造。油田于2011年底投入开发,主要开发层段为戴一段(Ed_1)和阜三段(Ef_3),其中戴一段油田含油面积 5.53 km^2 ,地质储量 $280\times 10^4\text{ t}$,油藏埋深 $2\ 250\sim 2\ 510\text{ m}^{[1]}$;阜三段油藏含油面积 3.82 km^2 ,地质储量 $260\times 10^4\text{ t}$,油藏埋深 $2\ 900\sim 3\ 150\text{ m}$ 。戴一段油藏为中孔中渗油藏,主要采用天然能量和注水开发相结合的方式,阜宁组油藏为低孔低渗油藏,主要采用注气开发。SD油田戴南组共有生产井67口,其中采油井52口,注水井15口。阜宁组油藏共有生产井24口,其中采油井19口,注气井5口。

戴南组生产井初期不含水,随着油田不断开采含水不断上升,地层水一方面来自注水井,另一方面来自边水锥进。地层水氯根含量 $12\ 000\sim 16\ 000\text{ mg/L}$,总矿化度 $35\ 000\sim 38\ 000\text{ mg/L}$,SRB含量 $5\sim 250$ 个/L(37°C),FB含量 $0\sim 70$ 个/L。阜宁组注气开发,油

井基本不含水。

自2016年11月以来,生产井陆续出现套损的现象,至2019年3月,累计有12口井出现套损,严重影响了采油时效,增加了作业成本。经过两年总结和摸索,结合SD油田的生产特点,找到了引起SD油田生产井套损的原因,总结出适合SD油田预防套损措施和套损井修复工艺。

1 套损井现状及特点

2016年11月至2019年3月,累计有12口井出现套损。12口套损井完井时间介于2011年1月与2015年12月之间,生产时间3~8年(见表1)。

收稿日期:2019-04-25;改回日期:2019-07-28。

作者简介:张磊(1986—),高级工程师,目前从事采油现场管理及采油工艺研究。E-mail:289790080@qq.com。

表1 SD油田套损井概况

井号	完井时间	套损时间	生产层段	套漏前泵深 / m	套漏点		套漏前生产时间 / 年
					深度 /m	层段	
S1-5	2011年 5 月	2016年 11 月	Ed ₁	1 898	2 032.72~2 042.08 2 093.42~2 103.02	Es ₂	5.5
S1-10	2011年 8 月	2016年 12 月	Ed ₁	2 093	2 162.62~2 171.82	Es ₂	5.3
S3-4	2011年 9 月	2016年 12 月	Ed ₁	1 707	2 353.19~2 362.11	Ed ₂	5.25
S1-4	2011年 4 月	2017年 3 月	Ed ₁	1 505	2 592~2 593	Ed ₂	6
S3-1B	2014年 3 月	2017年 7 月	Ed ₁	1 069	1 973.26~2 001.46	Es ₂	6.3
S2-11	2014年 3 月	2017年 9 月	Ed ₁	2 044	2 533.28~2 552.49	Ed ₂	3.5
S3-2	2011年 1 月	2018年 1 月	Ed ₁	994	2 388.02~2 397.67	Ed ₂	7
S2	2011年 4 月	2018年 4 月	Ed ₁	2 004	未找漏		7
S2-10	2014年 2 月	2018年 6 月	Ed ₁	2 227	2 479.27~2 505	Ed ₂	4.3
S3-8	2013年 12 月	2018年 1 月	Ed ₁	1 699	2 419.21~2 428.75、2 438.35~2 447.72	Ed ₂	4
S2-2	2015年 12 月	2018年 12 月	Ed ₁	1 490	2 527~2 537	Ed ₂	3
S3	2011年 4 月	2019年 3 月	Ed ₁	856	2 240~2 245	Es ₁	8

SD油田套损井具有以下几个特点：

(1)套损井均为生产戴南组油藏油井。在生产阜宁组油藏和戴南组油藏注水井中均未出现套损的情况。

(2)套损井主要表现为腐蚀套漏,未出现套管缩径、变形等现象。利用 $\phi 116$ mm通井规对套漏井通井,均能顺利通过,无套管缩径、变形等。

(3)套损点井段均位于泵挂深度以下。除1口井未进行找漏作业外,套损井泵挂深度856~2 227 m,套损点1 973~2 593 m(斜深)。

(4)套损井段对应三垛、戴南组水层,出现套漏之后,生产特征均表现为动液面突涨,含水上升至100%。

(5)套漏点比较集中。大部分井套漏段集中在10 m以内,最长套漏段为70 m。

(6)SD油田生产井前期,均未采取防腐措施。

2 套损井原因分析

为了查找引起套管腐蚀的原因,在S2-10井套漏后采用单桥塞卡采管柱恢复生产,未配套防腐措施,并下入腐蚀挂环分别监测油管内壁和外壁的腐蚀速率。经过5个月生产,油管腐蚀穿孔卡采管柱失效。提出油管后,发现油管外壁有直径2~5 mm小孔,腐蚀穿孔深度与套漏点深度一致。对腐蚀穿孔油管纵向剖开,分别观察油管内壁和外壁的腐蚀情况,

发现油管外壁光滑,除小孔外,腐蚀不明显(见图1);而油管内壁有大量小孔分布,点腐蚀现象明显(见图2)。通过对腐蚀挂环分析可知,油管内壁平均腐蚀速率6 mm/a,油管外壁平均腐蚀速率0.2 mm/a。由此可知,造成套管腐蚀的原因主要以戴南组地层产液为主,非产层水对套管腐蚀影响较小。



图1 S2-10井腐蚀油管外壁



图2 S2-10井腐蚀油管内壁

对S2-10井油管腐蚀残渣进行XRD的定性分析,成分以FeS为主,成因多为硫酸盐还原菌(SRB)

及硫化物腐蚀。

进一步对戴南组和阜宁组正常生产井产出液进行化验分析,检测表明,戴南组油井产出水中SRB含量较高,且75℃条件下,含量明显升高,部分井中

含有腐生菌(TGB)和铁细菌(FB)。同时部分油井井口可以检测到H₂S,进一步证实了硫酸盐还原菌是SD油田戴一段油藏生产井套管腐蚀的主要原因(见表2)。

表2 SD油田油井产出液分析统计表

井号	生产层位	含水 /%	pH	细菌含量 /(个·mL ⁻¹)				氧化还原 电位 / mV	水相 S ²⁻ / (mg·L ⁻¹)	气相 H ₂ S/ (mg·L ⁻¹)
				SRB(37℃)	SRB(75℃)	TGB	FB			
S1P1	Ed ₁	90	6.5	250	900	0	2.5	-250	15.5	50
S2-5	Ed ₁	87	6.5	250	2 500	0	2.5	-292	56.3	250
S3-1B	Ed ₁	52	6.0	200	700	2.5	2.5	-47	40.0	0
S3-2	Ed ₁	65	6.5	250	250	250	70	-23	10.2	0
S1-20	Ef ₃	94	6.5	140	200	6	70	-73	4.6	0
S5-5	Ef ₃	15	6.0	5	25	0	0	-58	0.0	0

3 治理对策

3.1 预防措施

3.1.1 优选防腐技术

通过对比,优选生物防腐技术作为SD油田抑制SRB的主要技术,其原理是利用投加反硝化细菌等有益微生物替代SRB,或者是投加生物激活剂,刺激反硝化细菌生长,去除硫化物,从而达到控制腐蚀的目的^[2-3]。根据SD油田油井产液量及含水情况制定加药制度(见表3)。除硫菌剂和硫化物抑制剂密度均大于1g/cm³,在油套环空内具有较好的穿透性,不受井斜和沉没度的影响。

表3 生物防腐技术加药制度

含水 / %	除硫菌剂(液体)		硫化物抑制剂(固体)	
	加药周期 / d	加药量 / (kg·t ⁻¹)	加药周期 / d	加药量 / (kg·t ⁻¹)
<50	30	3	7	0.35
50~70	30	4	7	0.4
>70	30	5	7	0.5

3.1.2 优化管柱结构

针对SD油田油井动液面普遍较高,泵挂较浅的特点,为提高防腐效果,利用3Cr油管将生产管柱的

尾管加深至生产层位,一方面确保有益菌在预定位

3.2 套损井治理措施

针对SD油田套损井套漏井段短、套管内径相对规则的特点,优选双封卡采管柱治理套漏井^[4-5]。为提高卡封效果,为后期修井提供良好的井筒条件,选用桥塞作为封隔工具,其中上桥塞为B型桥塞,下桥塞为C型桥塞;对于视吸水指数大于5 L/(MPa·min)的漏点,先利用水泥挤堵后卡封。作业步骤如下:①找漏;②判断吸水指数,如吸水指数大于5 L/(MPa·min)则水泥挤堵,小于5 L/(MPa·min)则直接卡封;③挤堵(如条件满足);④在预定位置丢手下桥塞;⑤在预定位置丢手上桥塞,并将插管与下桥塞密封;⑥下生产管柱。

4 应用效果

4.1 腐蚀速率降低

为评价生物防腐技术的应用效果,现场采用监测硫化物含量及SRB数量的变化和下腐蚀挂环两种监测方法。

监测显示,在应用生物防腐技术后,硫化物含量和SRB数量明显下降(见表4)。

表4 生物防腐技术实施前后效果对比表

井号	实施前		实施后 1 个月		实施后 2 个月		实施后 3 个月	
	硫化物质量分数 / ‰	SRB数量 / 个	硫化物质量分数 / ‰	SRB数量 / 个	硫化物质量分数 / ‰	SRB数量 / 个	硫化物质量分数 / ‰	SRB数量 / 个
S1P1	0.015 5	250	0	25	0.001 0	20	0	20
S1-20	0.004 6	200	0.002 7	4	0.002 9	3	0.002 9	3
S2-5	0.056 3	2 500	0.009 8	70	0.009 0	65	0.009 5	70

在S2-10井内下入腐蚀挂环,5个月后取出,采用生物防腐技术后,油管内壁腐蚀速率由6 mm/a,下降至0.3 mm/a。

4.2 双封卡采管柱满足生产需要

SD油田共有套损井12口,通过双封卡采治理恢复生产井11口(1口井因产量低未治理),施工一次成功率100%。双封卡采工艺具有三个优点:①满足生物防腐技术加药的要求;②满足清防蜡的要求;③管柱安全可靠、方便后期作业。目前9口井的平均生产时间为8个月,最长时间生产时间已超过20个月。

5 结论

(1)通过对SD油田套损井生产特征、腐蚀情况的分析,确定了硫酸盐还原菌是引起套损的主因。

(2)针对SD油田套损井现状,从优选防腐技术

和套损井修复两方面开展治理,应用生物防腐技术和双封卡采技术在现场应用取得了良好效果,通过治理腐蚀速率大大降低,套损井恢复生产,工艺成功率100%。

参考文献:

- [1] 康宜恩,黄海,孙杰. 帅垛油田油井蜡卡规律研究及治理对策[J]. 油气藏评价与开发, 2012, 4(6): 53-56.
- [2] 付亚荣,田炜,刘宏伟,等. 油井防腐的生化处理技术[J]. 中国油田化学品, 2010, 5(8): 34-35.
- [3] 田华东. 注水井环空生物防腐技术的研究与应用[J]. 内蒙古石油化工, 2009, 8(9): 23-25.
- [4] 陈全柱,刘世英,华嘉泉. 复杂套损井修复新工艺初探[J]. 中国化工贸易, 2014, 2(36): 25-26.
- [5] 刘合,金岩松. 套损井最佳修井时机和修井策略研究[J]. 石油钻采工艺, 2004, 5(26): 23-26.

(编辑 韩 枫)

(上接第79页)心非均质性和重力双重影响;在调剖工艺上,提高前端凝胶溶液质量分数和降低注入速度有利段塞整体推进,保证最终的封堵效果。

(3)凝胶溶液注入量越多,聚集性越好,抗稀释能力越好。因此在考虑经济性前提下,可以适当加大调剖剂量;同时,工艺设计中作为隔离和后端顶替的清水段塞,必须严格控制用量,防止出现稀释作用而影响成胶强度。

(4)恢复水驱后,高渗处凝胶承受着大部分注水的冲击,因此这部分凝胶的强度和放置深度也决定了低渗启动程度;在调剖后,提高注入速度可以在一定程度上强化液流转向效果,因此建议调剖恢复注水后一段时间提高注水井日配注量,扩大调剖液流转向效果。

参考文献:

- [1] 曾流芳,刘炳官,刘玉章,等. 水驱优势通道对水驱开发效果的影响因素研究[J]. 江汉石油学院学报, 2004, 26(2): 126-127.
- [2] 郭雄华,冯其红,李淑霞. 高含水期油田堵调综合治理方法[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2010, 24(5): 35-38.
- [3] 石志敏,刘国生,毛为成,等. 双河油田特高含水期油藏深度调剖技术试验研究[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(4): 63-65.
- [4] 李科星,邓秀模,钱志鸿,等. JSF-1复合调剖体系的研制

与应用[J]. 油田化学, 2010, 27(4): 411-415.

- [5] 熊春明,唐孝芬. 国内外堵水调剖技术最新进展及发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(1): 83-88.
- [6] 赵福麟,张贵才,周洪涛,等. 调剖堵水的潜力、限度和发展趋势[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1999, 23(1): 49-54.
- [7] 狄勤丰,华帅,顾春元,等. 岩心微流动的核磁共振可视化研究[J]. 实验流体力学, 2016, 30(3): 98-103.
- [8] 何勇明,樊中海,孙尚如. 低渗透储层渗流机理研究现状及展望[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(3): 5-7.
- [9] 陈霆,孙志刚. 不同化学驱油体系微观驱油机理评价方法[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 87-92.
- [10] 冷光耀,侯吉瑞. 利用CT技术研究裂缝性油藏改性淀粉凝胶调堵液流转向[J]. 油田化学, 2016, 33(4): 629-632.
- [11] 吕静,刘玉章,高建,等. 应用CT研究水平井置胶成坝深部液流转向机理[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 733-737.
- [12] 周元龙,姜汉桥,王川,等. 核磁共振研究聚合物微球调驱微观渗流机理[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2013, 28(1): 70-75.
- [13] 王为民,郭和坤,孙佃庆,等. 用核磁共振成像技术研究聚合物驱油过程[J]. 石油学报, 1997, 18(04): 54-60.
- [14] 赵越超,宋永臣,郝敏,等. 磁共振成像在CO₂驱油中的应用[J]. 大连理工大学学报, 2012, 52(1): 23-28.

(编辑 韩 枫)