

强碱三元复合驱集输系统淤积结垢特点及对策

张凯¹

摘要: 针对强碱三元复合驱集输系统出现的淤积结垢问题及对生产的影响, 从各节点入手, 跟踪分析了淤积结垢状况, 系统中淤积物的主要成分为原油、聚丙烯酰胺降解物、碳酸盐垢和硅垢。对现场应用的各项清防垢措施进行总结, 并在此基础上提出解决三元复合驱淤积结垢的措施及建议。单井管道应采用管道冲洗方法, 站间掺水管道宜采用空穴射流方法, 站内掺水热洗系统应采用高压射流方法, 实践证明, 这些方法是目前治理淤积结垢最为有效的办法。

关键词: 三元复合驱; 集输系统; 淤积; 结垢; 措施

Doi:10.3969/j.issn.1006-6896.2016.7.020

The Characteristic of Siltation and Scaling in the Gathering and Transferring System of Ternary Flooding and Its Solutions

Zhang Kai

Abstract: To solve the problem of siltation and scaling of the ternary flooding transportation system, we start from the individual pitch point to track the siltation and scaling conditions. The deposits are crude oil, polyacrylamide degradation products, carbonate scale and silicon scale. We have summarized the measures taken to clean the siltation and scaling on site, based on which we have proposed measures to solve this problem in ternary flooding transportation. Single well pipeline should adopt "pipe flushing, station between watering pipes should be used with hole cavitation jetting method, the station watered heat washing system should adopt the high-pressure jetting method, and those methods are proved to be the most effectively on controlling the siltation and scaling currently

Key words: ternary flooding; transportation system; siltation; scaling; solutions

某强碱三元复合驱工业化开发区建有采出井112口、计量间8座、转油站1座, 转油站内的主要设备包括分离缓冲游离水脱除器(三合一)和掺水热洗加热炉。转油站高峰期见聚合物浓度为529 mg/L, 表面活性剂浓度为19.5 mg/L。

1 集输系统淤积结垢状况

1.1 单井集油管道

从单井回压情况看, 1#转油站平均单井回压0.41 MPa, 较投产初期上升了0.12 MPa, 回压超过1.0 MPa的井有7口, 单井最高回压达到1.8 MPa。

通过跟踪单井集油管道运行情况, 选择2口井观察集油管道的淤积状况(表1), 单井平均见聚浓度146 mg/L时, 管道平均淤积厚度为0.75 mm。运行7个月后, 在单井平均见聚浓度224.5 mg/L时

再次观察, 管道平均淤积厚度为3 mm, 平均淤积速率为 1.46×10^{-2} mm/d。

通过化验集油管道淤积物成分, 蜡、沥青质和其他有机物含量占96.73%^[1], 因此导致集油管道淤积的主要物质为原油与蜡质的混合淤积物。另外, 对淤积物的热物性进行分析, 淤积物黏度值低于101.5 mPa·s时的对应温度需达到73.3 °C以上(图1); 发生淤积的临界温度为67.67 °C, 40~66.79 °C为淤积高峰温度区间(图2)。

1.2 单井掺水管道

对不同见聚浓度下的2口单井掺水管道进行观察, 发现在运行3年后第1次观察掺水管道平均淤积厚度为1.5 mm, 第2次观察掺水管道平均结垢厚度为1 mm(表2)。

¹大庆油田有限责任公司复合驱项目经理部

表1 集油管道结垢淤积厚度统计

观察井	产液/ (m ³ ·d ⁻¹)	含水率/ %	集油管道/ (mm×mm)	管道长度/ m	第1次观察			第2次观察		
					时间	淤积厚度/mm	见聚浓度/(mg·L ⁻¹)	时间	淤积厚度/mm	见聚浓度/(mg·L ⁻¹)
1 [#] 井	88.9	81.2	060×3.5	885	运行3年	1.5	189	运行4年	5	271
2 [#] 井	55.78	72.3	060×3.5	570	运行3年	0	103	运行4年	1	178

表2 单井掺水管道结垢厚度统计

观察井	产液/ (m ³ ·d ⁻¹)	含水率/ %	掺水管道/ (mm×mm)	管道长度/ m	第1次观察			第2次观察		
					时间	淤积厚度/mm	掺水含聚浓度/(mg·L ⁻¹)	时间	淤积厚度/mm	掺水含聚浓度/(mg·L ⁻¹)
1 [#] 井	88.9	81.2	060×3.5	885	运行3年	3	787	运行4年	1	529
2 [#] 井	55.78	72.3	060×3.5	570	运行3年	0		运行4年	1	

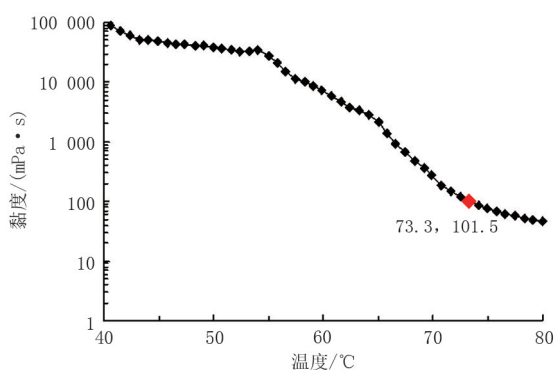


图1 淤积物黏温特性曲线

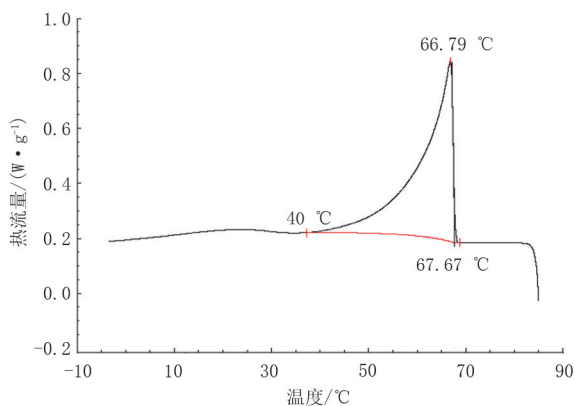


图2 淤积物热物性分析谱图

通过化验掺水管道结垢成分，发现淤积物中油、水含量占74.23%，聚丙烯酰胺降解产物较多，含砂14.37%。

1.3 站间掺水管道

1[#]转油站所辖计量间出现掺水压力低现象，特别是距离偏远的1[#]、3[#]、7[#]、8[#]计量间，在中转站掺水压力为2.0 MPa时计量间掺水压力仅为0.6~1.0 MPa，最高压降达1.4 MPa（表3）。

跟踪站间掺水管道运行情况，观察站间管道淤积情况，管道平均淤积厚度为6 mm，最高淤积厚度为11 mm。

通过化验站间掺水管道淤积物成分，淤积物中油、水含量占70%以上，固相组分占25.36%，以垢质为主，同时含有一定量的黏土矿物。主要结垢物为碳酸盐垢和硅垢，分别占32.59%和43.70%，并沉积有少量的腐蚀垢和盐分。

1.4 站内掺水管道

跟踪1[#]转油站掺水泵外输压力及流量情况，掺水泵额定排量为150 m³/h，实际外输排量仅为90 m³/h，外输压力最高达到1.6 MPa，当掺水泵出口闸门完全打开时便发生掺水泵抽空停泵现象，因此分析是由于二合一设备到掺水泵入口段管道淤积所致。

1.5 站内三合一设备淤积情况

对1[#]转油站1[#]三合一设备（04 m×20 m）进行清淤作业，清淤时发现三合一设备内沉积物体积接近容器的1/2，清淤量达到100 m³。

通过化验淤积结垢物成分，淤积物属于典型的黏性絮状体，其中：水分含量56.29%；有机质

表3 站间掺水管道压降统计

计量间	规格/ (mm×mm)	长度/ m	高压冲洗前			空穴射流前		
			阀组间压力/MPa	计量间压力/MPa	压降/MPa	阀组间压力/MPa	计量间压力/MPa	压降/MPa
1 [#]	0114×4.5	1 090	2	1	1	1.7	1.6	0.1
2 [#]	0114×4.5	1 105	2	1.65	0.35	1.6	1.3	0.3
3 [#]	0114×4.5	1 695	2	0.6	1.4	1.7	1	0.7
4 [#]	0114×4.5	345	2.1	2	0.1	1.6	1.3	0.3
5 [#]	0114×4.5	625	1.8	1.5	0.3	1.5	1.2	0.3
6 [#]	0114×4.5	1 060	1.9	1.8	0.1	1.7	1.3	0.4
7 [#]	0114×4.5	1 925	2	0.7	1.3	1.5	1.4	0.1
8 [#]	0114×4.5	1 140	2	0.6	1.4	1.5	1.3	0.2

含量 22.27%，以聚丙烯酰胺降解物为主；固相含量 21.44%，以硅垢为主（表 4）。

表 4 淤积物中固相成分及含量

硅垢	BaSO ₄	CaCO ₃	FeS、Fe ₂ O ₃	其他
46.20%	11.14%	29.63%	7.25%	5.77%

1.6 站内加热炉淤积情况

1#转油站 2#加热炉由于淤积导致火管烧穿，因此对 2#加热炉进行维修，同时对 1#、3#加热炉进行清淤作业，3台加热炉平均清淤量为 20 m³。通过开炉观察，3台加热炉平均淤积厚度为 8 cm，淤积物均为黏性絮状体。通过化验加热炉内淤积结垢物成分，淤积物中聚丙烯酰胺降解物含量居多，占 57.64%。

随着见剂浓度的升高，三元加热炉结垢周期逐步缩短，平均 120 天左右，不进行加热炉清淤便会导致火管烧穿现象。

2 清淤措施

2.1 建立定期冲洗制度

针对三元采出液集油管道易淤积的特点，建立单井管道定期冲洗制度，按照压力等级分别采用掺水冲洗、热洗车冲洗的处理方式^[2]。对于回油压力在 0.5~0.8 MPa 之间的油井，用流量 2.5 m³/h、温度 66℃ 的掺水对集油管道进行冲洗以控制单井回压；回油压力在 0.8 MPa 以上的油井，利用热洗车对集油管道进行清淤处理。管道通过定期冲洗，单井回压保持在 0.4 MPa 左右，保证了单井的正常生产。

针对站间掺水管道淤积结垢导致单井掺水压力低的问题，根据阀组间到计量间掺水压降情况，采用高压热水冲洗方法进行处理。当阀组间到计量间掺水压降达到 0.5 MPa 以上时进行处理（表 5），处理后平均压降由 1.275 MPa 降到 0.24 MPa。

表 5 高压热洗处理后计量间掺水压力情况

阶段	计量间	阀组间压力/ MPa	计量间压力/ MPa	掺水温度/ ℃	回油温度/ ℃	压降/ MPa
措施前	1#	2.0	1.0	47	35	1.0
	3#	2.0	0.6	48	32	1.4
	7#	2.0	0.7	48	33	1.3
	8#	2.0	0.6	46	34	1.4
措施后	1#	1.95	1.85	48	39	0.10
	3#	2.00	1.55	50	35	0.45
	7#	2.00	1.75	49	41	0.25
	8#	1.95	1.80	46	41	0.15

对于三合一设备和加热炉淤积，应采取定期清淤的方式，三合一设备应半年进行 1 次清淤，加热炉应每季度进行 1 次清淤，从而提高掺水水质，降低加热炉损坏频次。

2.2 空穴射流治理淤积

高温高压冲洗管道有效期短，特别是 1#~3# 计量间冲洗管道 3 个月压降由 0.45 MPa 上升到 0.7 MPa，为保证正常掺水压力，对站间掺水管道进行空穴射流除垢^[3]，处理结果见表 6。

表 6 空穴射流处理后计量间掺水压力情况

计量间	掺水压力/MPa	计量间	掺水压力/MPa
1#	1.8	5#	1.8
2#	1.9	6#	1.9
3#	1.9	7#	1.8
4#	1.8	8#	1.8

2.3 高压射流治理淤积

针对站内掺水系统淤积压降问题，采取高压射流方式清洗站内掺水系统淤积^[4]。对 1#转油站站间掺水热洗管道进行了高压射流除垢，掺水泵实际外输排量由 90 m³/h 提高到 110 m³/h，外输压力由 1.6 MPa 提高到 2.0 MPa，泵出口闸门能够完全打开。根据掺水泵出口压力确定站内高压射流周期，以掺水压力下降到 1.5 MPa 为界限作为 1 个高压射流周期。

3 认识

(1) 在无法从机理上治理集输系统淤积结垢的时期，管道冲洗、空穴射流和高压射流等物理方法是目前治理淤积结垢较为有效的办法。

(2) 从各节点淤积物化验结果看，泥沙和聚丙烯酰胺降解物是导致淤积的主要物质，因此，从源头去除淤积物是目前解决大面积淤积结垢的有效办法，将淤积结垢范围由“面”治理改变为“点”处理。

参考文献

- [1] 于涛. 三元复合驱结垢样品分析研究[J]. 精细与专用化学品, 2012 (8): 36-40.
- [2] 潘爱芳. 注水开发中油层结垢伤害机理与防治措施[J]. 地球科学与环境学报, 2003, 44 (4): 6-8.
- [3] 李晓东, 李勃, 赵军强. 空穴射流清洗技术在油田除垢中的应用研究[J]. 科技创新与应用, 2009 (26): 107-108.
- [4] 韩玉峰, 滕跃. 空穴射流在长输管线清洗中应用[J]. 清洗世界, 2014 (7): 44-47.

作者简介

张凯: 工程师, 2006年毕业于大庆石油学院油气储运工程专业, 从事复合驱地面工程的研究和管理工作, 0459-5961378, zhangkai12@petrochina.com.cn, 黑龙江省大庆市让胡路区油田公司机关东办公区, 163002。

收稿日期 2016-04-30

(栏目编辑 纪常杰)