炼油装置换热器 SCS 工业清洗试验研究

王巍

（ 大庆石化分公司炼油厂，大庆 163711）

摘　要：SCS 工业清洗技术是由日本索夫塔特工业株式会社研制应用成功的炼油设备清洗除垢技术，它对炼油生产装置全面提高热回收效率、节能降耗有重要作用。采用 SCS 技术在炼油厂常减压装置进行了试验，试验取得了很好的效果。本研究对此进行了试验条件和结果分析。

关键词：节能　换热器清洗　SCS 技术　清洗剂　除垢

The experimentation and investigation of SCS washing pharmaceutical using in heat exchanger in Oil refining factory

Wang wei

(.Oil refining factory of Daqing Petroleum company　Daqing Heilongjiang province 163711)

Abstract: SCS washing pharmaceutical is petroleum refinery device clean technology developed by Japanese Supfutate Industrial Co. Ltd. It is important to save energy, lower consuming and cost, and improve efficiency in petrochemical industry by using this technology. We adopt SCS technology in the normal decompression tower and get good effect in this experiment. This investigation analyzes the condition of experiment and the result.

Key words: save energy; washing the heat exchanger; SCS technology; washing pharmaceutical;

1、概述

换热器是石油加工装置最常用的设备，它对装置产品（包括中间产品）的热量回收、加工能耗的降低有着重要意义。衡量一台换热器的运行状况的优劣，除了其固有的设备特性和工艺条件外，如何保证其介质热交换面的清洁，保证有良好的热传导空间和总传热效果是一个重要因素。以常减压蒸馏装置为例，国内大多数企业都在重视其长周期运转，降低其加工能耗，把改善及优化换热流程，提高原油的换热终温作为重要的工艺改进措施。但在一套运行装置上，随着加工量的积累和原油加工过程中的油垢沉积，其换热器的传热效果逐渐下降，制约了这个目标的实现。为此，换热器的清洗及其清洁程度也受到了炼制工作者的重视。传统的换热器清洗主要采用蒸汽和水力冲洗、机械除垢等方法，近十年来高压水射流清洗技术也普遍采用，但以上诸办法都存在着清洗过程公用工程消耗大、洗净能力低、劳动强度大、对环境污染影响大的问题。回顾石油加工业的诸多节能技术的推广应用，也仿佛使人们觉得过去的各种技术已经难有发展的余地。但是，SCS(Super Cleaning System)炼油装置洗净新技术的出现，作为一个很长时间里没有出现的新的节能手段，给我们带来了炼油装置节能降耗新的机遇。该项技术自 1998 年以来已经成功地在日本、韩国等国家十多家炼油厂三十七套装置推广应用并获得了重要的技术经济效益。江苏天鹏石化特种工程有限公司在国内独家引进日本索夫塔特工业株式会社研究实施的 SCS 无废水炼油装置洗净技术，首次在大庆石化分公司炼油厂一套常减压蒸馏装置上试验并取得了良好效果。作为最新炼油设备内清洗的新技术，也

将会在国内推而广之。

大庆石化分公司炼油厂一套常减压蒸馏装置年处理能力为 250×10^4 吨/年 ,本开工周期自 2001 年至今已三年有余。由于装置长周期运行，其两路拔头油/减底油换热器 E126A/B/C/D 和 E129A/B/C/D 结垢严重，传热效率降低，导致原油换热温度和拔头油换热终温降低，装置能耗日益增加。

使用 SCS 技术可以在线清除换热器污垢 ,江苏天鹏石化特种工程有限公司与大庆石化分公司炼油厂双方经过充分的技术交流和详细的技术方案论证 ,决定采用 SCS 技术对一套常减压蒸馏装置的拔头油/减底油换热器 E126A/B/C/D 的渣油侧进行短循环清洗，并与拔头油/减底油换热器 E129A/B/C/D 的渣油侧高压水射流清洗对比，以检验 SCS 技术清洗效果，为下一步常减压蒸馏装置全面在线清洗作准备。

本次试验报告对首次 SCS 工业清洗进行应用总结。

2、试验时间安排和清洗准备

2、1 试验时间

试验于 2004 年 7 月 1 日～5 日进行，在此期间，正值装置进行停工大检修。

2、2 清洗准备

由于 SCS 技术在国内首次应用，所用 HKS-101A 清洗剂对设备腐蚀性没有测试，作为最主要的前提条件 ,我们在工业应用开始前分别用 100%清洗剂原液、2%清洗剂＋98%二重催轻柴油(以下简称 LCO) 的清洗工况混合液进行了 24 小时挂片腐蚀试验。HKS-101A 挂片腐蚀试验情况列于表一，现场试片腐蚀记录列于表二。本次试验所用溶剂浓度为 2%HKS-101A 油溶剂，试验结果证明 HKS-101A 清洗剂对设备没有任何腐蚀。

表一　HKS-101A 挂片腐蚀试验报告

编号	2631＃	2632＃	2633＃	2634＃
挂片材质	10＃	10＃	10＃	10＃
试验介质	2%清洗剂＋98%LCO	100%清洗剂	100%清洗剂	2%清洗剂＋98%LCO
试验温度	室温	室温	室温	室温
试验压力	常压	常压	常压	常压
试验方法	静置	静置	静置	静置
试验开始时间	2004 年 7 月 2 日 15:10	2004 年 7 月 1 日 13:09	2004 年 7 月 1 日 13:09	2004 年 7 月 2 日 15:10
试验结束时间	2004 年 7 月 3 日 15:32	2004 年 7 月 2 日 13:32	2004 年 7 月 2 日 13:32	2004 年 7 月 3 日 15:32
试验时间	24 小时 22 分钟	24 小时 23 分钟	24 小时 23 分钟	24 小时 22 分钟
试验前挂片重量	7.7308g	7.6058g	7.6663g	7.6600g
试验后挂片重量	7.7307g	7.6058g	7.6663g	7.6600g
试验后挂片表面状况	光洁，颜色稍暗	光洁，无变化	光洁，无变化	光洁，无变化

表二　现场试片腐蚀记录

序号	试片号	长 (mm)	宽 (mm)	厚 (mm)	表面积(cm^2)	初重(g)	末重(g)	失重(g)	腐蚀速率($g/m^2.h$)

1	2631#	40.08	12.02	2.02	11.75	7.7308	7.7307	0.0001	0.00532
2	2632#	40.02	12.00	2.00	11.69	7.6058	7.6058	0	0
3	2633#	40.03	12.01	2.03	11.73	7.6600	7.6600	0	0
4	2634#	40.05	12.03	2.01	11.73	7.6660	7.6660	0	0
计算公式：△W/F×t/10000 =g/m^2.h　　△W - 试片失重(g),F - 试片表面积(cm^2),t - 试验时间(h)									

2、3 清洗范围和清洗方法准备

SCS 技术应用试验安排在常减压蒸馏装置的停工过程中,按照预先制定的清洗方案,以催化柴油（LCO）作为清洗剂母液建立装置大循环系统，向循环系统中注入一定量的 HKS-101A 清洗剂，利用装置原有的设备(如加热炉、循环泵、塔、罐等等)对原油预热系统以及渣油、重油系统的热交换器进行在线清洗，从而提高换热器传热效果，降低加热炉能耗的一种先进的清垢、节能技术。

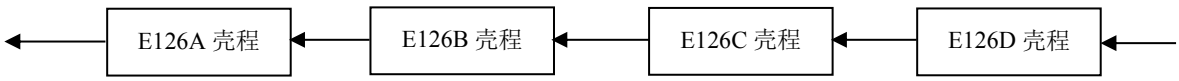
本次清洗考虑到 SCS 技术在国内属首次应用，故未实施全装置在线清洗，仅选取在有代表性的结垢最严重的 E126A/B/C/D 管束渣油侧进行短循环清洗。在一套常减压蒸馏装置计划检修期间,将拔头油/减底油换热器 E129A/B/C/D 的管束抽出，其空壳体作为缓冲罐，利用脱硫醇航煤泵 P129A/B 建立清洗循环路线,对常减压蒸馏装置的减底油/初底油换热器 E126A/B/C/D 的渣油侧进行 SCS 清洗。

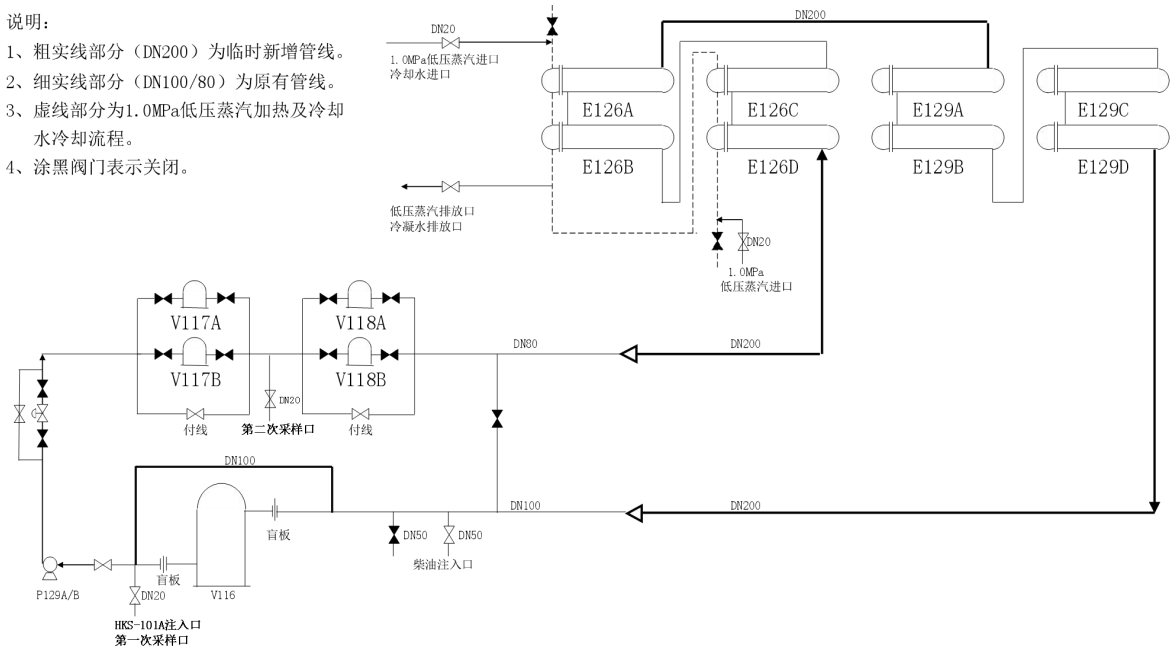


SCS 清洗循环流程为:

清洗液采取在 E126A/B/C/D 管程通入 1.0MPa 低压蒸汽的方式来加热。

E126A/B/C/D的管束渣油侧SCS清洗流程示意图见图一。





图一　E126A/B/C/D的管束渣油侧SCS清洗流程示意图

清洗设备为 E126A/B/C/D 的管束渣油侧，换热器型号为 YB800-180-40-2，换热管为Φ25 螺纹管，壳程进出口接管为 DN200mm，壳程设计流量：84m^3/h。清洗用泵：泵型号为 80Y Ⅰ-100B，轴功率 15.3KW，设计流量 40m^3/h，扬程 73m。

3、清洗试验条件与操作

3、1 试验条件

清洗温度：120℃（Max.），清洗流量：40m^3/h 二重催轻柴油使用量约为 20m^3（总用量），清洗剂用量为 2 桶（200L 装）。清洗用二重催轻柴油质量见表三。

表三　炼油厂二重催轻柴油性质

项目	二重催轻柴油		项目	二重催轻柴油	
	开工标定数据	试验时实际数据		开工标定数据	试验时实际数据
密度（20℃），kg/m^3	866	887.1	冷滤点，℃	- 20	-
馏程：50%馏出温度，℃	234	226	硫含量，%（m/m）	0.0665	-
馏程：90%馏出温度，℃	308	310	十六烷值	34～36	-
馏程：95%馏出温度，℃	327	328	芳烃，m%	58.2	-
凝固点，℃	- 41	-	多环芳烃，m%	35.2	-

3、2 清洗操作实施步骤

⑴建立清洗循环回路

将 E126A/B/C/D 管程与系统隔离，在 E126A、E126D 管程外侧接入 1.0MPa 低压蒸汽管线，在 E126B、E126C 管程间就地放空。E126D 壳程配置 DN200 临时管线与系统原有 DN80 管线相连，E126A 壳程配置 DN200 临时管线通过 E129A/B/C/D 空壳体与系统原有 DN100 管线相连，改通脱硫醇航煤泵 P129AB 进出口与减底油/初底油换热器 E126A/B/C/D、E129A/B/C/D 的壳程的流程，并用蒸汽贯通试压。

⑵二重催轻柴油引入，循环运转，清洗剂注入，温度调整

通过罐车向循环系统内引入二重催轻柴油,开单泵建立临时清洗系统循环。先后从 E126A 管程侧、E126D 管程侧引入 1.0MPa 低压蒸汽将催化柴油加热至 120℃(Max.，温度表在 E126D 清洗液入口处)。清洗过程温度变化情况见表四。

表四　清洗液温度变化一览表

时间	温度	时间	温度	时间	温度	时间	温度
2004.7.2　18:10	25℃	2004.7.2　23:10	100℃	2004.7.3　04:10	120℃	2004.7.2　10:40	96℃
2004.7.2　19:10	55℃	2004.7.3　00:10	106℃	2004.7.3　05:10	117℃	2004.7.3　15:15	85℃
2004.7.2　20:10	65℃	2004.7.3　01:10	111℃	2004.7.3　06:10	115℃	2004.7.3　16:25	60℃
2004.7.2　21:25	82℃	2004.7.3　02:10	115℃	2004.7.3　08:10	98℃	2004.7.3　16:30	58℃
2004.7.2　22:10	92℃	2004.7.3　03:10	120℃	2004.7.3　09:10	96℃	2004.7.3　17:30	56℃

注：表中温度为清洗加温、清洗、结束的温度变化过程

当临时清洗系统循环并开始升温后,从脱硫醇航煤泵 P129A/B 泵入口将 HKS-101A 清洗剂注入到循环油里。

⑶清洗操作

在临时清洗系统连续升温的同时，循环油系统同步运行。首先按单泵循环清洗从 2004 年 7 月 2 日 18 时至 3 日 8 时 30 分共 14.5 小时，然后按双泵循环清洗从 3 日 8 时 30 分至 3 日 16 时共 7.5 小时，最后单泵循环降温清洗从 3 日 16 时至 3 日 17 时 30 分共 1.5 小时，整个清洗过程持续 23.5 小时。

在清洗过程中，进行了两次采样。2004 年 7 月 3 日 8 时 30 分在单泵变双泵循环前从泵入口采样，目测循环液体颜色由清洗前的土黄色变成了黑褐色，7 月 3 日 17 时 30 分在循环停止后从泵

出口采样，目测循环液体变为褐灰色悬浮状浑浊液体，初步分析原因是在蒸汽加热、水冷却过程中有水泄漏到循环油中引起柴油轻度乳化所致。

⑷退油

清洗结束并在循环液体冷却至 60℃以下后，用罐车将循环液体退至罐区不合格油品罐沉降，沉淀后的油可与原油混炼。

4、SCS 清洗的设备拆检结果

在 7 月 3 日清洗结束后，E126B、E126A、E126D、E126C 的管束先后于 7 月 5 日抽出。从 E126A/B/C/D 换热器管束结垢情况来看，尽管每台换热器管束残留少量污垢，但其换热管之间间隙均能透光，部分换热管的螺纹清晰可见。其中，E126A 的 SCS 清洗效果在四台换热器中最好（图片一），距管板 1m 长距离内的管束及其全换热器上半部分管束清洗得很干净，螺纹换热管的螺纹清晰可见，换热管间透光性好，换热管上残存的污垢属于自然沉降堆积的含油量低的松散型垢物，这些垢物用消防水一冲即掉。

E126B 的 SCS 清洗效果次之（图片二），其上半部分管束清洗得很干净，换热管的管螺纹大部分可见，换热管间透光性良好，换热管上残存的污垢属于自然沉降堆积的含油量低的松散型垢物，这些垢物用消防水也一冲即掉。

E126C、E126D 的 SCS 清洗效果稍差（图片三、图片四），其部分换热管间透光性良好，但换热管的管螺纹大部分未显现，换热管上残存的污垢含油量较大，垢物比前两台要多。

5、换热器管束部分清洗效果差异原因分析

SCS 清洗技术是针对常减压蒸馏装置在线大流量全装置清洗而开发的，其优势在于装置大流量全循环清洗。局部短循环清洗由于清洗的系统容量小、流量小、流速慢、温度偏低等诸多因素势必导致其效果不如装置大循环在线清洗。

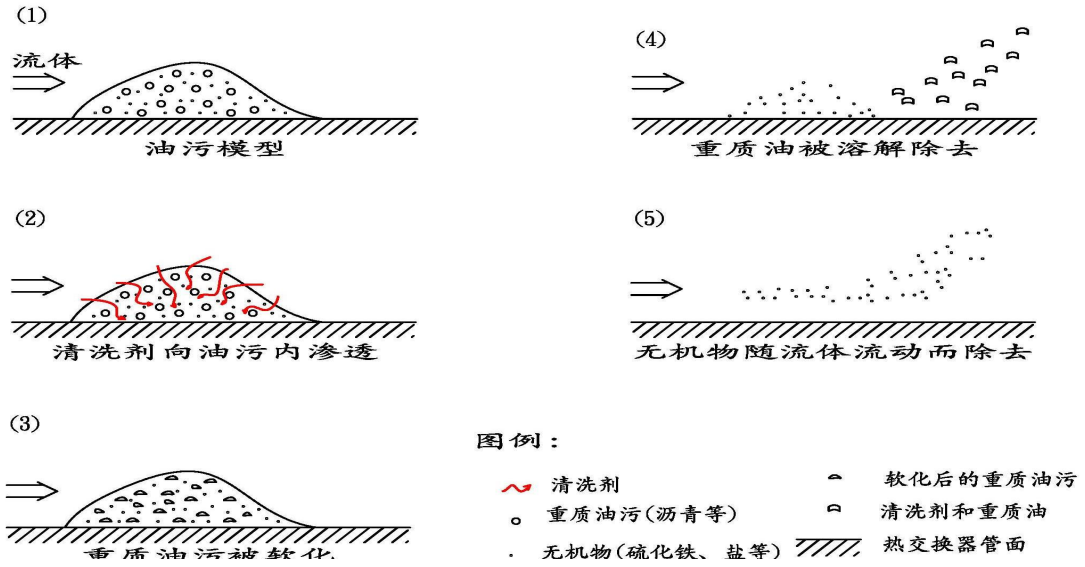
本次清洗流程由于现场条件局限，未能完全按照技术方案中要求的清洗流程实施。清洗采用了局部短循环流程，其容量仅为 20m^3，而换热器部分就占了 18m^3 左右，循环液体没有沉降的空间；被清洗设备的设计流量为 84m^3/h，而局部循环系统的设计流量为 40m^3/h，实际清洗流量远未达到 40m^3/h；循环泵的进出口管径也与被清洗设备的进出口管径相差较大（2.5 倍），以致清洗液流速较低，相差达 6 倍之多。由于流量、流速均低，系统小而密闭，致使清洗下来的垢物无法带出沉降，最终只能在换热器管束上再度沉降。

E126A/B/C/D 已长周期运行 3 年有余，其结垢非常严重。而本次 SCS 清洗是参照方案按 2%的比例添加清洗剂，导致清洗系统重油溶解饱和以致于换热器管束上残留部分重油未被溶解。从换热器管束情况来看，E126C/D 的结垢程度要比 E126A/B 严重，所以其清洗效果逊于 E126A/B。

清洗过程中加热蒸汽或冷却水渗漏到循环系统，也是导致柴油轻度乳化而影响清洗效果的原因之一。

6、结果与讨论

SCS 清洗技术之所以有着优异的洗净性能，主要是采用了 HKS-101A 清洗剂并在一定的温度和清洗液大流量、高流速的条件下进行的。HKS-101A 清洗剂对烃类物质甚至重质高 C/H 垢性物质具有一定的分子亲和力。清洗剂的特点是对积垢有直接的侵润、渗透、软化、溶解、分散直至剥离的作用。清洗机理见图二：



图二 超级清洗的清洗机理

在以往的换热器等设备清洗中，以蒸汽、热水甚至高压水射流的动能都不能使这些垢性物质（多为重沥青质、胶质的结垢）发生熔化、溶解和整体移位，采用化学清洗的方法对单体管束虽然能达到理想的效果，但是清洗速度慢，具体见表五。因对这些部位管束表面清洗的不彻底，对恢复原有的换热效率是很不利的。另外，由于表面有锈垢与油垢的浮着，容易产生金属的垢下电化学腐蚀。由于检修对管束表面油垢与结焦物清除不彻底，热阻是比较大的，对装置的长周期运行是很不利的。但在 HKS-101A 清洗剂的作用下，它们之间的分子亲合作用使清洗剂与垢性物质相互渗透、溶解，最后被大流量的清洗液所融合，尽管清洗液中的清洗剂浓度很低。另一方面，HKS-101A 也是一种特殊的表面活性剂，具有对设备金属材质的相容性且无腐蚀性的特点，使垢性物质能随清洗液的流动而剥离金属表面。适宜的清洗温度，使粘性结垢物的粘附力下降，更易于清洗剂发生相互渗透和溶解，最终脱离聚集空间。100～150℃的循环清洗液温度避免了水溶性液体中水的沸腾而影响清洗条件的控制。选择 LCO 油品作为溶媒母液，除了其较强溶解性外它还有着可以在 100℃以上的温度下应用，以及废清洗液可以全部回收的优势。

表五　　常规的清洗方法

序号	项目	主要措施	效果
1	人工的方法	对管数外表面浮着大量的结焦物采用铁条、钢棍进行手工操作	采用该方法可以把管束表面的结焦物清除掉,但是不彻底。
2	蒸汽吹扫	对部分管束内壁的浮着物进行清理	对部分管束内壁金属表面浮着的油垢有一定的作用，但是对于已经转化的结焦物作用不大。
3	高压射流技术	对部分管束内外壁进行清理	对管束内壁可以效果较好。但对管束外壁效果不好，只能把表面清除得比较彻底，但是管束内清理不彻底，效果不好。
4	化学清洗的方法	对部分管数外壁采用该方法	目前所进行的化学清洗方法,对个别的管数外壁进行过清洗。清洗速度慢，效率低，不适合系统清洗。

在本次试验和清洗结果的检查对比中，我们认为：

6、1 本次试验虽未能完全按照预定技术方案要求的清洗流程和范围进行清洗，但已初步探明SCS 清洗技术的优异效果，HKS-101A 清洗剂显现的相容性和对烃类油垢、盐垢的化学亲和力足以使被清洗设备达到除垢要求，从下列照片中的换热器清洗效果对比可以进一步加以说明。

从 E126A 的清洗情况（见图片五），对照 2003 年 6 月日本国新日本石油炼制仙台炼油厂 600 $\times 10^4$ 吨/年蒸馏装置黑油系统换热器 SCS 清洗后的管束照片（见图片六），SCS 清洗技术在我厂常减压蒸馏装置渣油系统的应用已经达到装置在线清洗的效果。

未经清洗的 E129A/B/C/D 的管束被垢物堵得严严实实（见图片七），其管束在经过高达 240MPa 高压水射流清洗后换热管间仍有垢物（见图片八），其透光度和管螺纹显现程度均逊于经过 SCS 技术清洗后的 E126A/B/C/D 换热器管束透光度和管螺纹显现程度（见图片五）。

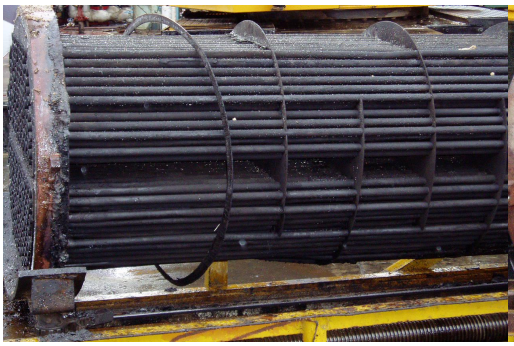
6、2 从渣油换热器 E126A/B 的短循环清洗已显现 SCS 技术在重油污垢清洗上的优势，建议因重油型换热器结垢影响装置长周期运行的常减压蒸馏装置采用 SCS 技术进行全装置在线清洗,以达到节能降耗、降本增效、延长开工周期的目的。

6、3 此次试验从清洗的感观结果可以预测清洗后的换热器的换热效果将会大大提高，将会对装置节能有一定的帮助。但我们也感到这次试验囿于多方面条件的限制，尚不能作出量化的结果分

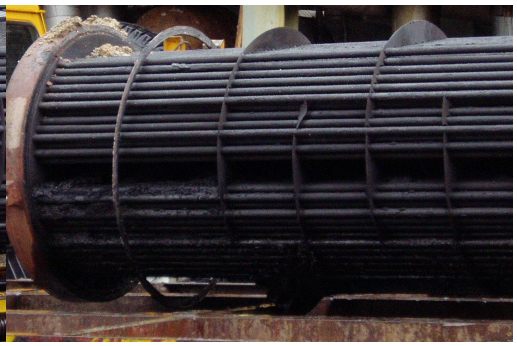
析。在试验前后的生产工艺条件，诸如介质温度、压力、流量的记录等未能予以统计，试验本身也仅在部分换热流程中实施，对全装置总的热回收分析难以作出全面对比，还需要在今后的工作中进一步加以完善、充实和全面量化，以取得较佳效果，并作出对清洗工艺条件的鉴定性意见。

另外，SCS 清洗技术的扩大应用还可包括从脱盐罐到塔类的清洗过程，甚至还包括冷却器系统（尤以重质油冷却系统）。在常减压蒸馏装置的应用效果的基础上，能否在其它装置上加以应用，也值得考虑，这将在今后逐步进行针对性试验，以使 SCS 技术进一步发展，满足炼油工业生产的实际需要，全面提高炼油工业的技术经济效益。

作者简介： 王巍，男、1955 年 11 月 2 日出生。大庆石化分公司炼油厂机动处，中国防腐蚀大师 ，设备腐蚀与防护管理专业。发表论文《玻璃鳞片涂料在锅炉水处理阳离子交换器中的应用》等 82 篇。通讯地址：大庆石化分公司炼油厂机动处，邮政编码：163711，电话：6759087



图片一　E126A　SCS 清洗结果



图片二　E126B　SCS 清洗结果