

凝稳塔底温提温差原因分析及应对措施

杨 刚 杨超超 杨 阳 李 超 王 建 时 腾

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂, 新疆 库车 842017

摘 要:凝稳塔及塔底重沸器是石油化工凝析油稳定装置的重要设备,雅站凝稳塔自投运已连续运行 14 年,从未进行过开塔检查。2019 年 2 月塔底重沸器抽芯检查后发现管束外壁结盐严重,且重沸器壳程内发现泥砂。更换重沸器管束后,对塔底进行提温,最高提温至 120 ℃,目前塔底温在 105 ℃运行。当塔底温度提至 110 ℃以上时,塔顶回流罐排水频率明显加快,塔顶温和塔底热油阀波动,严重时采取全回流来提高分离效果。根据雅站前期凝析油稳定单元洗盐运行情况,凝稳塔重沸器管束外壁盐堵和壳程有泥砂二换管束盐堵和砂堵等现象,判断凝稳塔塔板可能存在不同程度的盐堵和砂堵。从进站原油物性、热水溶盐试验、加破乳剂、优选洗盐方案等方面进行分析,找出凝稳塔底温提温效果变差原因并提出相应解决对策。最终实现了进站原油物性变化后凝稳单元稳定高效运行,为其它相关油田凝析油稳定处理提供经验参考。

关键词:凝稳塔;盐堵;砂堵;原因分析;对策

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2019.04.009

Reason Analysis and Countermeasure of Temperature Increase Difference at the Bottom of Condensation Tower

Yang Gang, Yang Chaochao, Yang Yang, Li Chao, Wang Jian, Shi Teng

Sinopec Yakela Oil & Gas Exploration Factory. Northwest Company, Kuqa, Xinjiang, 842017, China

Abstract: Condensate stabilization tower and bottom reboiler are important equipments of petrochemical condensate oil stabilization unit. Yazhan condensate stabilization tower has been in operation for 14 years without tower opening inspection. After core pulling inspection of bottom reboiler in February 2019, serious salt deposits were found on the outer wall of tube bundle and mud sand was found in the shell of reboiler. After replacing the reboiler tube bundles, the bottom of the tower is heated up to 120 ℃. At present, the bottom temperature of the tower runs at 105 ℃. When the bottom temperature of the tower is above 110 ℃, the drainage frequency of the top reflux tank is obviously accelerated, and the top temperature and the bottom hot oil valve fluctuate. When the bottom temperature is serious, full reflux is adopted to improve the separation effect. According to the salt washing operation of the condensate stabilization unit in the early stage of Yazhan Station, the salt blockage on the outer wall of the reboiler tube bundle of the condensate stabilization tower and the mud and sand blockage on the shell side, the salt blockage and sand blockage on the second exchange tube bundle, different degrees of salt blockage and

收稿日期:2019-03-27

基金项目:中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“老油气田技改项目”(YC 2019-006)

作者简介:杨 刚(1981-),男,山东单县人,高级工程师,学士,主要从事天然气集输处理与凝析油稳定运行管理工作。

sand blockage can be judged to exist on the tray of the condensation tower. This paper analyses the physical properties of crude oil, hot water salt dissolution test, demulsifier addition and salt washing scheme optimization, and finds out the reasons for the worsening effect of temperature rising at the bottom of the condensation tower and puts forward corresponding countermeasures. Finally, the stable and efficient operation of condensation unit has been realized, which provides reference for stabilization treatment of condensation oil in other oilfields.

Keywords: Condensation tower; Salt blockage; Sand blockage; Cause analysis; Countermeasure

0 前言

雅克拉集气处理站(简称雅站)位于新疆库车县境内的塔克拉玛干沙漠北缘,设计天然气处理量 $260 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,凝析油处理量 $17 \times 10^4 \text{ t/a}$,是集油气计量、天然气脱水、天然气脱汞、制冷回收轻烃、凝析油稳定、西气东输为一体的大型综合型处理装置。其中,凝析油稳定采用闪蒸分离+精馏稳定的工艺^[1]。凝稳塔及塔底重沸器堵塞严重影响换热效果^[2-3],影响凝析油轻组分的拨出率,造成轻烃、液化气产量减少和进罐凝析油挥发量增加。

1 凝稳单元流程简介

凝稳单元流程为:高压计量单元的凝液经过二级凝

析油换热器与稳定凝析油换热后依次进入一级闪蒸分离器、二级闪蒸分离器、洗盐分离器,在分离器内完成油、气、水的分离;脱水后的凝液再经过一级凝析油换热器换热后进入凝稳塔进行精馏稳定;塔底液相经一级、二级凝析油换热器换热降温后进入凝析油储罐。塔顶回流罐气相经稳定气压缩机增压、冷却、分离后进入旋流分离器,液相经回流泵增压后进入液化气塔。雅站凝稳单元工艺流程见图1。高压计量单元凝液(2.45 MPa, 32 ℃)从二级凝析油换热器的管程下部进入,从管程上部流出;低压高温稳定的凝析油(0.08 MPa, 130 ℃)从二级换热器壳程上部进入,从壳程下部流出,实现凝析油换热。

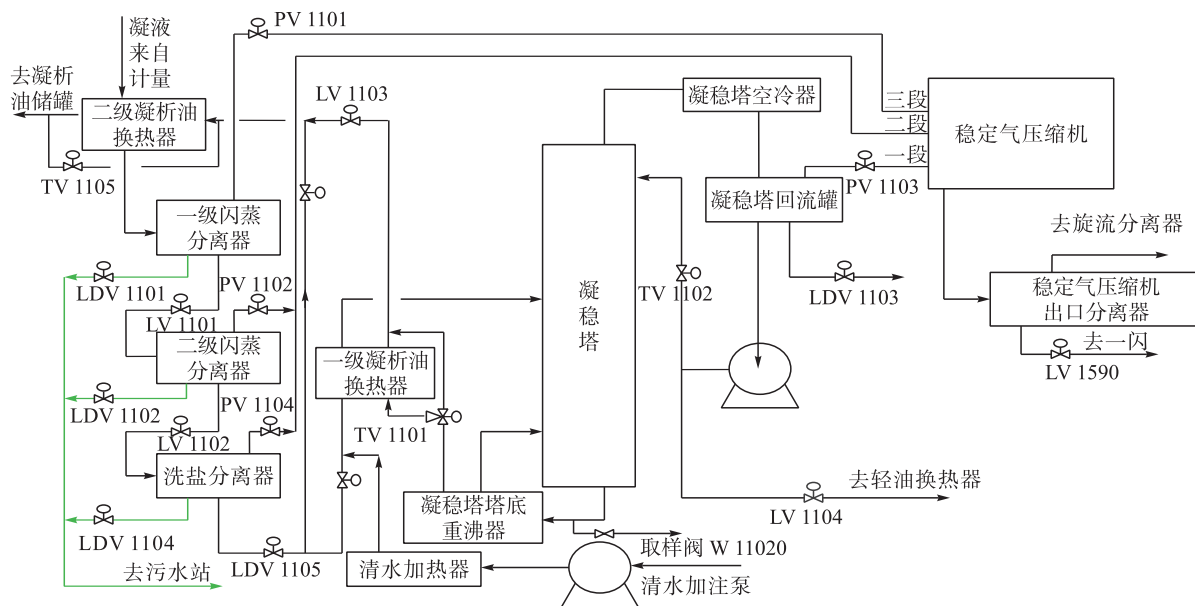


图1 雅站凝稳单元工艺流程图

2 凝稳单元运行情况

凝稳塔塔底温度正常情况下在 145 ℃ 运行,2019 年 1 月 7 日凝稳塔塔底温度开始降低,只能加热到 110 ℃ 左右。1 月 8 日、1 月 17 日、1 月 25 日分别进行 3 次洗盐,塔底提温最高至 125 ℃ 就开始下降,从洗盐后运行效果来看仍不能恢复到原温度运行。由此判断为塔底重

沸器芯子脏堵、盐堵导致凝稳塔重沸器底温回升受限。2 月 2 日对凝稳塔塔底重沸器进行抽芯检查,发现芯子外壁存在严重的盐堵和部分泥砂,见图 2~3。2 月 3 日更换 20# + 锌铝稀土共渗新管束^[4]。2 月 3 日 18:00 投运新管束,塔底温度从 45 ℃ 开始提温,2 月 4 日塔底提温至 105 ℃ (对封头热紧),后开始逐步缓慢提温(每日提温 5 ℃),2 月 7 日提温至 125 ℃ (最高);2 月 8 日~2 月

12 日塔底温逐渐降低至 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, 14 日开始在塔底温度 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ 运行下进行洗盐且洗盐前后未加破乳剂, 洗盐时间 40 h 。对塔底进行提温, 最高提温至 $120\text{ }^{\circ}\text{C}$, 本次洗盐后塔底温在 $105\text{ }^{\circ}\text{C}$ 运行。当塔底温度提至 $110\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上时, 塔顶回流罐排水频率明显加快, 塔顶温和塔底热油阀波动, 严重时采取全回流提高分离效果。强制对凝稳塔提温, 容易造成凝稳塔液泛^[5]。



图 2 管束外壁盐堵照片



图 3 壳程内清出的泥砂和盐照片

3 相关因素分析

3.1 进站油品物性

前期雅站凝析油油品颜色为稻黄色, 二级闪蒸分离器取油水样分二层。通过在站内二级闪蒸分离器油相取样, 加入站内消防水, 发现样品分三层, 中间有一层不溶于水和油的絮状物, 见图 4; 目前从凝析油进罐管线上取凝析油样, 油样颜色为黑褐色, 怀疑进站油品物性可能发生了变化, 见图 5。

3.2 热水溶解盐试验

通过对凝稳塔塔底重沸器管束外壁取样进行热水溶解。将 3 大块样放入烧杯中, 见图 6; 取热洗手水, 水温约 $45\text{ }^{\circ}\text{C}$, 原热水氯根含量为 625 mg/L , 倒入烧杯中, 5 min 后, 3 大块样大部分已溶解, 取溶盐后的水, 化验氯根为 $32\ 827\text{ mg/L}$, 见图 7。根据盐的溶解度与温度的关系, 水温在 $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时, 盐的溶解度最大, 温度低于或高于此温度后盐的溶解度均降低。



图 4 油样加水后分三层照片



图 5 进罐凝析油样照片



图 6 盐块未加热水时照片



图 7 盐块加热水溶解后照片

3.3 破乳剂

破乳剂加入后向油水界面扩散,由于破乳剂的界面活性高于原油中成膜物质的界面活性,能在油水界面上吸附或部分置换界面上吸附的天然乳化剂,并且与原油中的成膜物质形成具有比原来界面膜强度更低的混合膜,导致界面膜破坏,将膜内包裹的水释放出来,水滴互相聚结形成大水滴沉降到底部,油水两相发生分离,达到破乳目的^[6]。沥青质含量越高,油-水界面膜的剪切黏度越大,界面膜强度越高,液滴在相互碰撞时界面膜越不易破裂^[7-12]。所以在进行破乳剂加注前,需根据进站凝析油物性和含水情况进行破乳试验,筛选出合适的

破乳剂。根据雅站凝析油物性、凝析油含水、进站凝析油处理流量、站内处理温度等情况筛选出的破乳剂型号为 FJ-3 B,破乳剂加注浓度为 100 mg/kg。

3.4 洗盐方式优化

鉴于雅站前期凝析油稳定单元凝稳塔重沸器管束和二换管束发生过盐堵和砂堵问题^[13],判断凝稳塔塔板有可能存在不同程度的盐堵和砂堵^[14],结合雅站凝稳塔塔底重沸器管束外壁盐块热水溶盐试验,制定两种洗盐方案,分别是边生产边洗盐方式和跨塔洗盐方式。

3.4.1 边生产边洗盐方式

边生产边洗盐方式工艺流程见图 8。

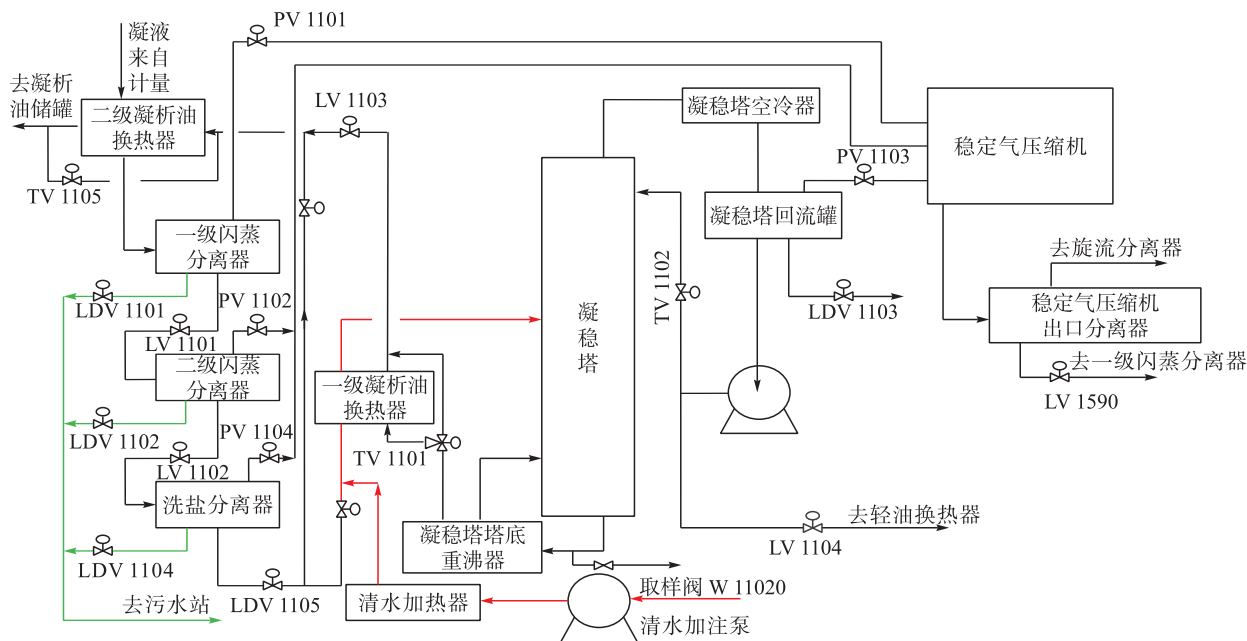


图 8 边生产边洗盐方式工艺流程图

1) 通过关小塔底重沸器导热油出口热油阀开度,降低凝稳塔塔底温度,控制塔底温度在 80℃ 左右。

2) 在二级凝析油换热器计量、生产单元来液管线上进行破乳剂加注。

3) 投运清水加热器,调节稳定凝析油出口调节阀开度提高洗盐水进塔温度,洗盐水进塔温度控制在 40℃ 左右,用稳定的凝析油给清水加热器的洗盐水进行加温。

4) 加大洗盐水的用量,洗盐水量由 1 m³/h 增加为 3 m³/h,利于把凝稳塔塔板和塔底重沸器管束附着盐带出。

5) 在凝稳塔塔底去重沸器进口管线去开排阀门 W 11020 处取样,化验洗盐水氯根含量,根据氯根变化情况,观察洗盐效果和确定洗盐时间,图 8 红色部分为洗盐水加注流程。

3.4.2 跨塔洗盐方式

跨塔洗盐方式工艺流程见图 9。

1) 关小塔底重沸器导热油出口热油阀开度,降低凝稳塔塔底温度,控制塔底温度在 60~70℃;用凝稳塔塔

底重沸器洗盐热水对清水加热器的洗盐水进行加温,使洗盐水进塔温度在 40℃ 左右。按规程投用凝稳塔全部跨塔事故流程,将洗盐分离器液相出口调节阀后一级凝析油换热器、二级凝析油换热器旁通阀门 LV 1107 打开,关闭洗盐分离器液相进一级凝析油换热器进口阀门,一级凝析油换热器出口阀门 LV 1103 保持打开,凝析油通过图 9 红色管线进二级凝析油换热器后进凝析油储罐。

2) 视凝稳塔回流罐压力按操作规程停运稳定气压缩机。

3) 按操作规程逐步停运凝析油塔底回流泵、停运凝析油塔顶空冷器、关闭凝稳塔回流罐采出及回流流程。

4) 加大洗盐水的用量,延长对凝稳塔和塔底重沸器的洗盐时间;中控注意凝稳塔回流罐的压力、液位,发现压力、液位波动及时处理并通知现场岗位人员。

5) 在凝稳塔塔底去重沸器进口管线去开排阀门 W 11020 处取样,化验洗盐水氯根含量,根据氯根变化情况,观察洗盐效果并确定洗盐时间。

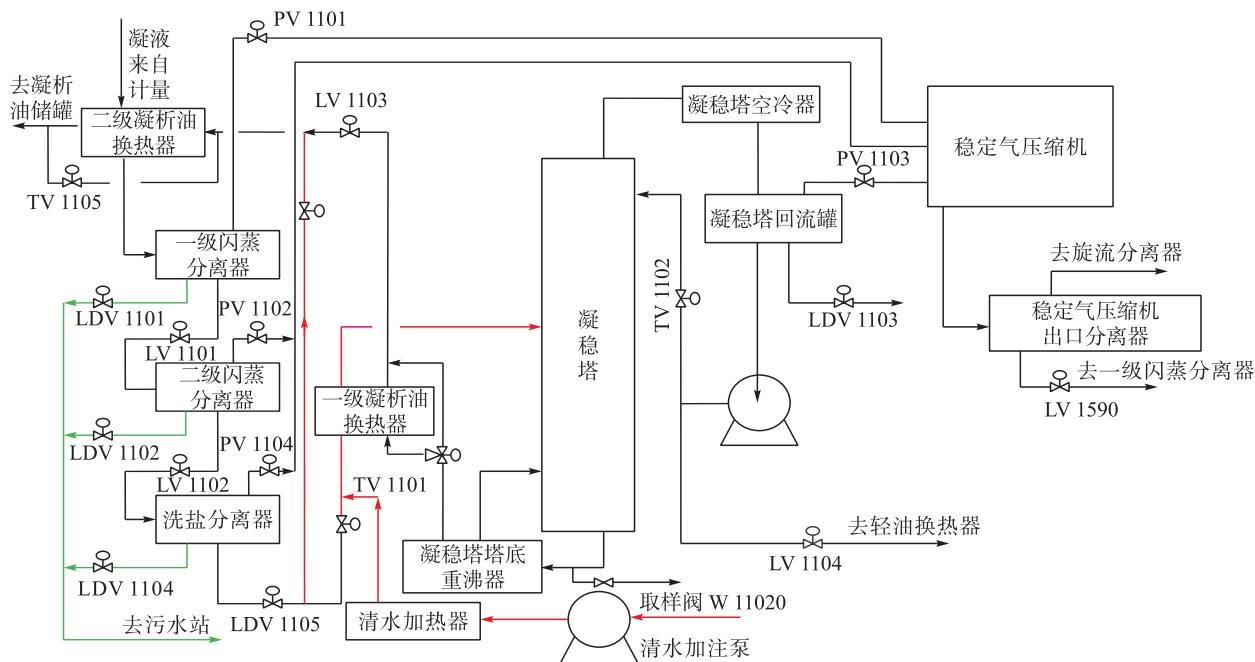


图9 跨塔洗盐方式工艺流程图

因跨塔洗盐方式需停稳定气压缩机^[15-16],造成大量低压气长时间放空^[17-20],优选边生产边洗盐方式进行洗盐作业,2月24日6:00停止洗盐流程,累计洗盐34 h,期间在凝稳塔进塔底重沸器入口管线去开排位置取洗盐水样,每次取样5 L,取样时发现洗盐水中含有细微泥砂;洗盐26 h时取洗盐水样化验氯根23 448 mg/L,洗盐停止前取洗盐水样化验氯根11 724 mg/L,结合洗盐氯根变化,说明洗盐时已将凝稳塔塔盘内存在的部分盐和砂带出。洗盐后对凝稳塔塔底温度缓慢提温,2月26日凝稳塔塔底温度已恢复至145℃运行,运行中始终保持在二级凝析油换热器计量、生产单元来液管线上按破乳剂加注浓度要求进行加注。

4 结论和建议

随着雅克拉气田开发进入递减阶段,单井凝析油物性变化及部分低产井出砂严重,单井含水上升、矿化度增加,给站内装置带来腐蚀、盐堵、砂堵的隐患和分离脱水难度增加等问题。进站凝析油物性变化,造成凝析油稳定单元一级闪蒸分离器、二级闪蒸分离器、洗盐分离器三台三相分离器分离脱水效果变差,凝稳塔塔底温度105℃运行,水在塔内汽化经空冷器冷却后大量进入凝稳塔回流罐;加之凝稳塔塔盘存在一定程度的结盐、泥砂,造成塔内换热效果差,导致凝稳塔底温提温效果变差。

针对进站原油物性变化和二级凝析油热管束、凝稳塔及塔底重沸器砂堵问题,建议在站内凝析油稳定单元前端进行破乳剂加注,增加站内分离脱水效果;在凝液进换热器前加装除砂器,对凝液中的泥砂进行分离脱

除;优化洗盐流程,在计量单元凝液进换热器前进行水洗脱盐处理。

参考文献:

- [1] 付秀勇. 雅克拉集气处理站凝析水洗脱盐工艺技术[J]. 石油规划设计, 2012, 23(5): 50-52.
Fu Xiuyong. Water Washing Desalting Technique of the Condensate at the Yakela Gas Gathering Station [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2012, 23(5): 50-52.
- [2] 杨刚, 吴成均, 孙天龙, 等. YL2-2H井口水套炉盘管盐堵探讨[J]. 大科技, 2010(9): 152-154.
Yang Gang, Wu Chengjun, Sun Tianlong, et al. Discussion on Salt Blockage of Coil Pipe of YL2-2H Well Head Water Jacket Furnace [J]. Super Science, 2010(9): 152-154.
- [3] 王永忠. 凝析油稳定塔塔底重沸器管束腐蚀原因及对策[J]. 化工管理, 2014(29): 187-188.
Wang Yongzhong. Causes of Corrosion of Tube Bundles in Bottom Re-boiler of Condensate Stabilization Tower and Its Countermeasures [J]. Chemical Enterprise Management, 2014(29): 187-188.
- [4] 杨延平, 陈轩, 陈雁, 等. 炼油厂换热器管束锌铝稀土共渗防腐技术[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2011, 28(4): 33-35.
Yang Yanping, Chen Xuan, Chen Yan, et al. Zn-Al-Rare Earth Diffusion Corrosion Protection Technology of Refinery Heat Exchanger Tubes [J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2011, 28(4): 33-35.
- [5] 杨刚, 刘海波, 杨泉, 等. 雅站凝析油稳定塔液泛原因分析

- 及防范对策[J]. 石油化工设备技术, 2018, 39(2): 48-51.
- Yang Gang, Liu Haibo, Yang Quan, et al. Cause Analysis on the Flooding of Condensate Oil Stabilizer and the Countermeasures [J]. Petrochemical Equipment Technology, 2018, 39 (2): 48-51.
- [6] 肖稳发. 原油破乳剂的合成与应用[J]. 湖北化工, 1999, 16 (1): 23-24.
- Xiao Wenfa. Synthesis and Application of Demulsifiers in Demulsification of Crude Oil Emulsion [J]. Hubei Chemical Industry, 1999, 16 (1): 23-24.
- [7] 赵一路, 康万利, 殷夏, 等. 长庆油包水乳状液的稳定性与沥青质含量的关系[J]. 石油学报(石油加工), 2018, 34 (3): 592-599.
- Zhao Yilu, Kang Wanli, Yin Xia, et al. Relationship Between the Stability of Changqing Water in Oil Emulsions and Asphaltene Content [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2018, 34 (3): 592-599.
- [8] 孙青峰, 梁亚东, 王克力, 等. 沥青质的溶解度对油包水乳状液稳定性的影响[J]. 国外油田工程, 2000(7): 35-38.
- Sun Qingfeng, Liang Yadong, Wang Keli, et al. Effect of Asphaltene Solubility on Stability of Water-in-Oil Emulsion [J]. Foreign Oilfield Engineering, 2000 (7): 35-38.
- [9] 陈铭. 初探沥青质对原油乳液稳定性的影响[J]. 轻工科技, 2019, 35(2): 27-28.
- Chen Ming. Effect of Asphaltene on Stability of Crude Oil Emulsions [J]. Light Industry Science and Technology, 2019, 35 (2): 27-28.
- [10] 贾雪娅, 马凤云, 洪琨, 等. 塔河常压渣油中不同沥青质的组成与结构研究[J]. 石油炼制与化工, 2018, 49(12): 43-47.
- Jia Xueya, Ma Fengyun, Hong Kun, et al. Compositions and Structures of Different Asphaltenes in Tahe Atmospheric Residue [J]. Petroleum Processing and Petrochemicals, 2018, 49 (12): 43-47.
- [11] 刘建钊. 沥青质分子结构研究进展[J]. 炼油技术与工程, 2018, 48(9): 1-4.
- Liu Jiankun. Progress of Research on Molecular Structure of Asphaltene [J]. Petroleum Refinery Engineering, 2018, 48 (9): 1-4.
- [12] 赵晓非, 王军红, 朱丽, 等. 原油中沥青质溶解阈值及破乳剂结构与性能分析[J]. 精细石油化工, 2018, 35(4): 12-16.
- Zhao Xiaofei, Wang Junhong, Zhu Li, et al. The Threshold of Asphaltene Solubility and the Demulsification of the Different Structures of Demulsifier [J]. Speciality Petrochemicals, 2018, 35 (4): 12-16.
- [13] 杨刚, 张天培, 刘海波. 雅克拉集气处理站换热器管束腐蚀穿孔原因分析[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2018, 35 (5): 54-57.
- Yang Gang, Zhang Tianpei, Liu Haibo. Cause Analysis of Corrosion and Perforation of Heat Exchanger Tube Bundle in Yakela Gas Gathering Station [J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2018, 35 (5): 54-57.
- [14] 王志国, 赵林, 万留法. 文南油田原油稳定系统盐堵分析与研究[J]. 江汉石油学院学报, 2001, 23(4): 67-68.
- Wang Zhiguo, Zhao Lin, Wan Liufa. Salt Blocking Analysis on Crude Oil Stabilizing System in Wennan Oilfield [J]. Journal of Jiangnan Petroleum Institute, 2001, 23 (4): 67-68.
- [15] 何庆. 集气处理站CFA 34型库柏压缩机技术优化[J]. 自动化应用, 2011(1): 41-46.
- He Qing. Technical Optimization of CFA34-Type COOPER Compressor in Gas Gathering Treatment Station [J]. Automation Application, 2011 (1): 41-46.
- [16] 常小虎, 贺蕾, 杨刚, 等. 雅克拉集气处理站稳定气压缩机空冷器变频改造[J]. 中外能源, 2013, 18(5): 97-99.
- Chang Xiaohu, He Lei, Yang Gang, et al. The Introduction of Variable Frequency Technology in Air Cooler of Stable Gas Compressor in Yakela Gas Collection Station [J]. Sino-Global Energy, 2013, 18 (5): 97-99.
- [17] 刘峰, 于洁, 孙继东, 等. 柯克亚凝析气田低压气回收工程可行性研究及实施效果分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(19): 85-86.
- Liu Feng, Yu Jie, Sun Jidong, et al. Feasibility Study and Implementation Effect Analysis of Low Pressure Gas Recovery Project in Kirkya Condensate Gas Field [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2018, 38 (19): 85-86.
- [18] 刘文超, 罗梓洲, 杨家林, 等. 低压放空天然气的高效再利用[J]. 油气田环境保护, 2013, 23(3): 6-8.
- Liu Wenchao, Luo Zizhou, Yang Jialin, et al. Efficient Recycling for Low-Pressure Venting of Natural Gas [J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2013, 23 (3): 6-8.
- [19] 梁龙贵, 怀建华, 陈园. 低压天然气回收再利用与节能、环保[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013, 34(5): 271-272.
- Liang Longgui, Huai Jianhua, Chen Yuan. Recovery and Reuse of Low-Pressure Natural Gas and Energy Saving and Environmental Protection [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2013, 34 (5): 271-272.
- [20] 田连雨. 油田低压放空气节能回收工艺[J]. 石油石化节能, 2014, 4: 23-24.
- Tian Lianyu. Energy-saving Recovery Technology for Low-Pressure Gas-discharging of Oil Field [J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2014, 4: 23-24.