

塔河油田超稠高硫原油集输处理关键技术

赵毅, 叶帆, 邱海峰, 钟荣强, 孔祥敏, 张菁

(中国石油化工股份有限公司 西北油田分公司 工程技术研究院, 乌鲁木齐 830011)

摘要:塔河油田超稠油是奥陶系碳酸盐岩岩溶缝洞型超重质未饱和底水油藏,具有超深、超稠、高黏、高密度、高含 H_2S 、高矿化度等特点,且酸压作业规模大,开发与地面集输难度大。西北油田分公司通过科研攻关,解决了超稠油集输处理的系列技术难题,在上游板块首次创新了掺稀降黏集输技术、首次应用高含 H_2S 稠油气提法脱硫技术、突破稠油脱水工艺,实现了超稠油的密闭集输。

关键词:超稠油;掺稀降黏集输;气提法脱硫;稠油脱水;密闭集输;塔河油田

中图分类号:TE866

文献标识码:A

Key technology of gathering and transportation of ultra-thick high-sulfur crude oil in Tahe Oilfield

Zhao Yi, Ye Fan, Qiu Haifeng, Zhong Rongqiang, Kong Xiangmin, Zhang Jing

(Research Institute of Engineering Technology, SINOPEC Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: As an Ordovician carbonate karst vuggy extra-heavy unsaturated bottom-water reservoir, the super heavy oils in the Tahe Oilfield are featured by ultra-deep, ultra-thick, high viscosity, high-density, high content of H_2S , high salinity and other characteristics. Acid fracturing is in large scale, and development and ground gathering are difficult. The SINOPEC Northwest Oilfield Company, through scientific research, has solved the problems in the gathering and transportation of ultra-thick crude oil. The gathering and transportation technique by mixing light oil to decrease viscosity is innovated. The desulfurization technique by gas extraction is applied for the first time on heavy oil rich in H_2S , breaking heavy oil dehydration process to achieve the closed gathering of ultra-heavy oil.

Key words: ultra-heavy oil; gathering and transportation technique by mixing light oil to decrease viscosity; desulfurization technique by gas extraction; dehydration of heavy oil; closed gathering and transportation; Tahe Oilfield

塔河油田10区北和12区稠油油藏从2007年开始进入规模建产阶段。稠油油藏含油面积167.5 km²,石油地质储量11 989.59×10⁴ t。超稠油储层具有埋藏深(5 800~6 700 m)、温度高(130~145 ℃)的特征;油气储集空间主要以溶洞、溶孔和裂隙为主,缝、洞较发育,基质无储集能力,一般需酸压改造方能建产。地面原油密度平均1.009 4 g/cm³,黏度48 170~1 100 000 mPa·s(60 ℃),在井筒3 200 m就不具有流动性;同时高含 H_2S ,平均单井 H_2S 浓度56 151 mg/m³,最高120 000 mg/m³;地层水总矿化度平均为200 346 mg/L,因此其在开采、输送和加工处理过程中都比较困难。地面集输处理通过科研攻关,逐步形成了塔河油田独具特色的超稠油集输与处理技术系列,下面对掺稀降黏集输、高含 H_2S 稠油气提法脱硫技术进行阐述。

1 掺稀降黏集输工艺技术

塔河油田主力上产区块10区、12区为超稠油油藏,经过工艺论证后,优选了技术合理和经济最优的掺稀油降黏输送工艺。油气混输工艺形成了“混输泵站—计接转(掺稀)站—联合站”三级布站模式;掺稀降黏形成了“联合站稀油集中混配,泵对泵长距离中压输油,掺稀站高压集中掺稀”的工艺系统;井口掺稀加热工艺采用三管集输流程。实现了塔河油田超稠油掺稀降黏输送的跨越式发展。

1.1 技术组成

超稠油掺稀降黏集输工艺示主要是:联合站稀油集中混配,泵对泵长距离中压输油,掺稀站高压集中掺稀(站场功能合建、高压流量自控仪、突出高压掺稀),井口掺稀加热三管集输,“混输泵站—计接

转(掺稀)站—联合站”三级布站模式。

1.2 工艺原理

掺稀输送方法就是将原油稀释,降低原油的黏度,以混合物的形式进行输送的一种方法。常规的稀释方法是在原油进入管道之前,先将原油与一些低黏液态碳氢化合物混合在一起,这样就可以降低原油的输送黏度。常用作稀释介质的有:凝析油、含蜡原油、炼油厂中间产品(如石脑油等)以及其它轻油。一般当稠油和稀油的黏度指数接近时,混合油黏度的计算为:

$$\lg \lg \mu_h = x \lg \lg \mu_x + (1-x) \lg \lg \mu_c$$

式中: μ_h 、 μ_x 和 μ_c 分别为混合油、稀油及稠油在同一温度的黏度; x 为稀油的质量分数。

(1)相似相溶原理。分子结构、组成及分子极性相似的物质易于相互溶解。

考虑密度 ρ 、原子 H/C、分子量 M 这 3 个参数,引用梁晓霏等人计算渣油组分溶解度参数公式,来评价稠油、中质油及稀油的相互溶解性。

$$\delta = xM^y \times \left(\frac{\rho}{H/C} \right)^z$$

式中: x 、 y 、 z 为实验常数,大于 0; $\delta_A - \delta_B$ 差值越小,A 越易与 B 互溶。中质油与稠油溶解度参数更接近,相溶性优于稀油。体系的重质组分也在增加,黏度将会逐渐增大。

(2)携热作用。室内将不同密度的中质油做热冷却实验,在同一条件下,密度、黏度越高温度降越小,即中质油经地面加热后在井筒携热的距离大于稀油携热距离,利于井筒保温降黏(图 1)。

1.3 技术指标

根据塔河油田原油物性及掺稀室内实验结果

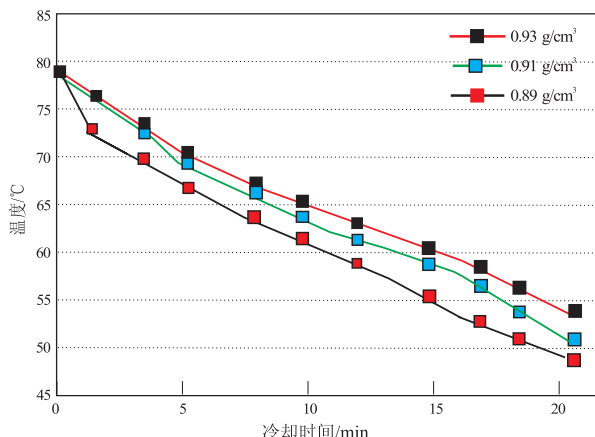


图 1 不同密度的中质油热冷却实验

Fig. 1 Heat cooling experiment of intermediate oils of different densities

选择稠油掺稀集输工艺参数。设计的技术参数主要有掺稀比例、掺稀温度、掺稀方式、掺稀地面工艺等。掺稀油量少,降黏效果不好;掺稀油量多,则会相对降低原油产量。因此,在不同区块采用掺稀油降黏工艺须合理确定掺入量。掺稀比例(稀稠比)为 1:1~2:1;掺入稀油温度:50℃;掺入稀油密度:小于等于 0.905 g/cm³。

1.4 技术特点

(1)分析了沥青质含量、温度、矿化度、溶解气、流动状态及含水对塔河油田稠油的影响敏感性;

(2)建立了掺稀条件下井筒温度场和压力场模型,为掺稀工艺优化提供了技术支撑;

(3)高效混配器解决了机采井泵挂深度处稀油与稠油混合不均匀的难题,保证了混合油的均相,提高机采井掺稀效果。

2 高含 H₂S 稠油脱硫技术

针对塔河 12 区的原油高含 H₂S 的特点,利用 PRO II 软件,采用数值模拟的方法进行多级分离、负压闪蒸、气提等多种脱硫方法的应用研究,主要通过对原油含硫量,原油密度和饱和蒸汽压等方面进行技术比较;以及对各脱硫工艺影响参数进行优化,模拟结果表明气提脱硫效率较高。

2.1 技术组成

主要由加热炉、分离器、脱硫塔、沉降罐、脱水泵、输油泵、净化油罐等组成,原油脱硫工艺流程见图 2。

2.2 工艺原理

气提工艺就是采用分馏塔或提馏塔进行原油脱 H₂S,塔底注入天然气,气体向上流动过程中与向下流动的原油在塔板上逆流接触,由于气相内 H₂S 的分压很低、液相内 H₂S 含量高,产生浓度差促使 H₂S 进入气相,降低原油内溶解的 H₂S 含量。气提脱硫工艺流程模拟如图 3 所示,气提油气分离方法的影响因素有很多,主要是:操作压力、再沸器的加热温度、气提气流量以及塔板数等。

2.3 技术指标

操作压力:0.3 MPa;原油温度:90℃;气提气流量:1 000 m³/h;塔板数:10。

2.4 技术特点

(1)塔河油田自行设计稠油硫化氢溶解度实验装置,通过实验研究重质稠油中 H₂S 的溶解特性;且对集输系统中 H₂S 分布规律及影响因素进行分析。

(2)塔河油田通过数值模拟手段,对多级分离

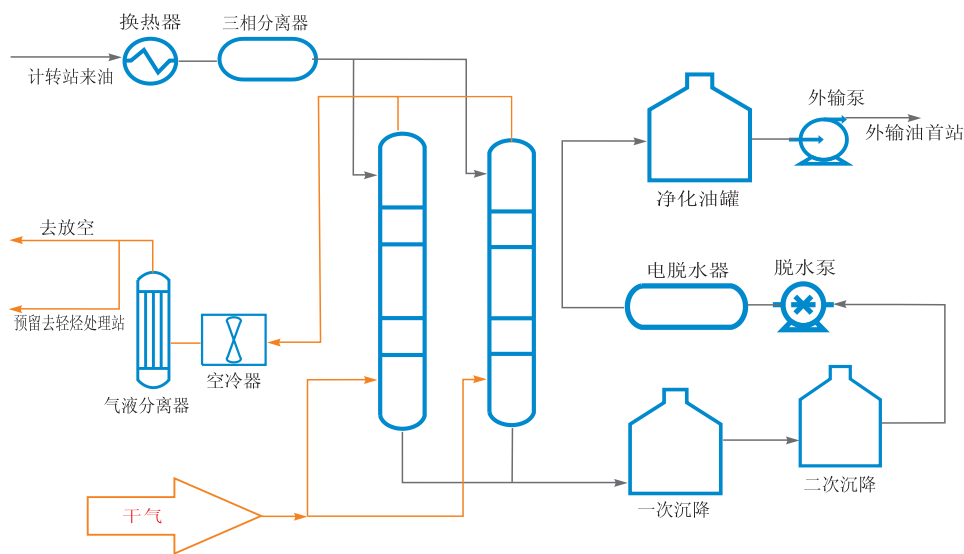


图 2 原油脱硫工艺流程
Fig. 2 Desulfurization process of crude oils

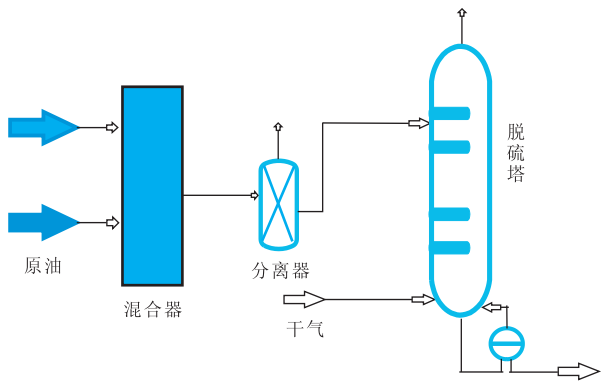


图 3 气提法脱硫工艺流程模拟
Fig. 3 Simulation of desulfurization process by gas extraction

脱硫,负压闪蒸脱硫,稠油气提脱硫以及负压旋流分离等多种原油脱硫技术进行综合对比分析,主要通过对原油含硫量,原油收率,原油密度和饱和蒸汽压等方面进行分析比较,以及对各脱硫工艺参数进行优化。稠油气提工艺在脱硫效果以及能耗等方面均具有优势。

(3)国内外原油含 H_2S 外输标准为 $10 \sim 60 \text{ mg/kg}$,塔河油田采用两段稠油气提脱硫工艺为主和添加经济高效的脱硫剂为辅,使得外输原油中硫化氢含量控制在 $10 \sim 20 \text{ mg/kg}$ 。

3 超稠油脱水处理技术

塔河油田超稠油区块油井开发普遍采用了井口掺稀采油工艺,地面原油平均密度 0.9612 g/cm^3 、原油 50°C 时黏度为 $3400 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。考虑通过适当提高低含水原油的脱水温度及加药浓度,延长沉降时间

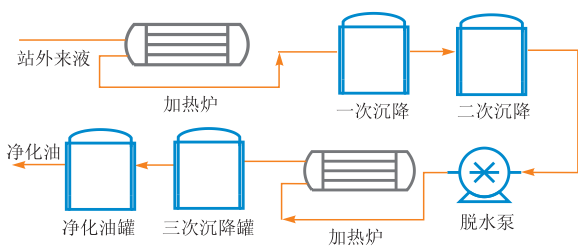


图 4 稠油脱水工艺流程
Fig. 4 Dehydration process of heavy oils

来达到脱水要求,均采用了 3 次大罐沉降脱水工艺。通过多年运行实践证明,热化学大罐沉降工艺运行平稳安全,脱水效果稳定,十分适宜于塔河油田的稠油脱水。在总结经验的基础上,塔河油田二号联合站及三号联合站均采用了三级大罐沉降脱水工艺,处理后净化油含水不大于 0.5% ,优于行业标准(原油含水不大于 2%)。原油脱水流程见图 4。

二号联一次、二次沉降温度 80°C ,三次沉降温度 90°C ,净化油含水率不大于 2% 。三号联一次、二次沉降温度 65°C ,三次沉降温度 80°C ,净化油含水率不大于 1% 。三次大罐沉降脱水工艺抗风险能力更强,成为塔河油田目前超稠油处理的典型流程。

4 实施效果

4.1 掺稀降黏集输工艺技术

为满足稠油开发的需要,塔河油田逐步建立了以联合站为混配中心、计转站为掺稀主站场,掺稀油管网全面覆盖区块的超稠油藏,实现对稠油井的
(下转第 107 页)

表 4 各处理设备工作效率综合评价结果

Table 4 Comprehensive evaluation of efficiency of processing equipment

设备	除油效率/%	除悬浮物效率/%
700 m ³ 接收罐	93	86
压力高效聚结除油器	40	60
核桃壳过滤器	50	73
储水罐	0	7

滤器的生产负荷。

3 结论与认识

1)采用“先除油,后除杂”的处理工艺,不仅可改善沉降罐除杂效果和过滤器滤料使用周期,而且可降低化学药剂的使用量,有效地改善、净化污水水质。

2)采用 700 m³ 接收罐收油装置,结构紧凑,占地面积小,并且适用于油水密度差小的采出水和乳

化程度高的采出水处理。

3)“先除油,后除杂”的处理工艺在塔河油田三号污水处理站的成功应用,为高乳化、油水密度差小的含油污水处理提供了可借鉴的经验。

参考文献:

[1] 陈国华. 水体油污治理[M]. 北京:化学工业出版社,2002.

[2] 杨云霞,张晓健. 我国主要油田污水处理技术现状及问题[J]. 油气田地面工程,2001,20(1):4-5.

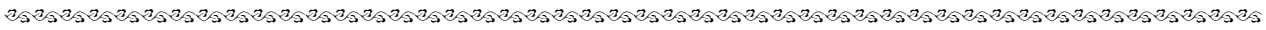
[3] 马喜平,刘雪娟. 用混凝剂处理油田污水的应用现状及展望[J]. 钻采工艺,2001,24(1):79-81.

[4] Rubach S,I F Saur. Onshore testing of produced water by electroflocculation [J]. Filtration and Separation,1997,34(8): 877-882.

[5] 李书光,刘冰,胡松青. 超声波处理石油污水的实验研究[J]. 石油学报,2003,19(3):99-102.

[6] 李永发. 含油污水的超滤法处理[J]. 水处理技术,1995,21(3):145-148.

(编辑 叶德燎)



(上接第 103 页)

掺稀开采,累计混配油 1 195×10⁴t,产出超稠原油 1 152×10⁴t,形成了国内规模最大的“稀油集中混配、中低压管网输送、高压单井掺稀”的集中掺稀工艺系统。

4.2 高含 H₂S 稠油脱硫技术

稠油气提法脱硫工艺在塔河油田二号联、三号联成功应用,脱硫效率 80% 以上,脱硫剂平均加注浓度由最初的 2‰降低至 0.6‰,药剂加注费用 6.27 元/t 降低至 3.65 元/t,吨油药剂费用降低 2.62 元。

4.3 优化稠油脱水工艺技术,净化稠油含水指标行业领先

净化油含水指标控制在 0.5% 以下,优于原油含水小于等于 2% 的行业标准。

5 结束语

高含硫超稠油集输处理技术包括掺稀降黏集输、高含 H₂S 稠油脱硫、超稠油高效脱水、油罐气回收、高含硫伴生气回收、高效节能设备优选等系列技术,鉴于篇幅限制,只对掺稀降黏集输、高含 H₂S 稠油脱硫、超稠油高效脱水等关键技术进行了

阐述,其他配套技术另行撰文论述。

参考文献:

[1] 冯叔初,郭揆常. 油气集输与矿场加工[M]. 东营:中国石油大学出版社,2006:360-361.

[2] 魏自科,王营召,杨建华. 气提工艺在原油稳定中的应用研究[J]. 油气田地面工程,2004,23(2):15.

[3] 徐正斌,颜映霄,孙洁,等. 塔河油田重质原油脱硫工艺浅析[J]. 石油规划设计,2008,19(6):35-36.

[4] Manning F S,Thompson R E. Oilfield Processing, Volume 2: Crude Oil[M]. Tulsa:Pennwell Corp,1995.

[5] 王武昌,李玉星,潘鑫鑫,等. 稠油及超稠油脱硫化氢技术研究[J]. 科学技术与工程,2010,10(4):886-889.

[6] 李勇. 塔河油田含硫伴生气脱硫工艺[J]. 油气田地面工程,2010,29(8):57-58.

[7] 王正权,王瑶,席红志,等. MDEA 吸收法天然气脱硫过程节能途径探讨[J]. 天然气技术,2010,4(2):55-58.

[8] 杨立军. 辽河油田齐 40 块天然气脱硫技术探讨[J]. 河南化工,2010,27(2):37-40.

[9] 李红菊,唐晓东,赵红义,等. 天然气脱硫技术[J]. 石油化工腐蚀与防护,2009,26(5):4-6.

[10] 张雄辉. 河口油区天然气脱硫工艺的选择[J]. 石油化工腐蚀与防护,2008,25(4):58-59.

(编辑 黄娟)