

渤海某油田降低原油外输含水率探索实践

郭海平（中海石油（中国）有限公司天津分公司，天津 300457）

摘 要：针对某某油田生产流程出现波动，分离器脱水效果变差，原油外输含水持续上升的问题，通过全面细致分析原因找出了导致分离器脱水效果变差的 11 个末端因素，并逐条现场验证，最终确定循环液比例高、破乳剂型号与现场配伍性变差两个要因导致分离器脱水能力下降，随后制定相应整改策略，经过不断地优化改进，成功实现原油外输含水从 10% 下降到 3.8%，有效解决现场难题，且效果远超预期，为其他兄弟平台遇到分离器脱水效果变差提供了解决思路及现实案例。

关键词：降低原油外输；海上石油开采；采油平台

0 引言

2020 年 6 月开始，生产流程出现波动情况，原油外输含水率显著升高，正常工况外输含水维持在 4.4% 附近，但从 6 月份开始外输含水开始明显上涨，最高涨至 10%，已超出两个油田所规定的商务合同外输含水不能超过 8% 的要求，降低原油外输含水迫在眉睫。另一方面随着外输含水率持续升高，分离器的水相含油值也明显升高，表明低压生产分离器脱水效果逐渐变差，油中含水升高，水中含油也升高，生产人员结合以上数据分析及流程工况变化判断，导致原油外输含水持续升高的主要症结为：生产分离器脱水效果变差。

1 背景介绍

1.1 工艺系统简介

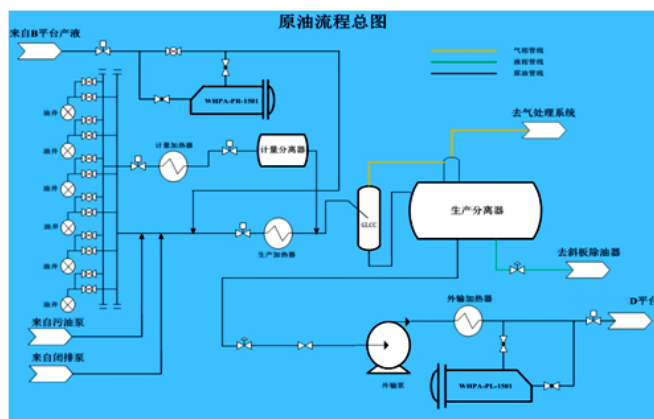


图 1 某油田 WHPA 平台原油流程简图

渤海某油田包括 WHPA 和 WHPB 两个平台，其中 WHPA 为中心处理平台，WHPB 为井口无人平台。井口平台产液通过混输海管输送至中心平台，并与中心平台产液一同进入原油脱水流程，脱水后的原油经原油外输泵增压外输至下游 D 平台处理，两油田签订

的商务合同规定原油外输含水不能超过 8%，原油流程简图如图 1。

1.2 现状调查

1.2.1 原油平均外输含水率超标情况

2020 年 6 月开始，生产流程出现波动情况，原油外输含水率显著升高，同时每个月的含水率超标天数也在逐步上涨，正常工况外输含水维持在 4.4% 附近，但从 6 月份开始外输含水开始明显上涨，最高涨至 10%，已经超出了两个油田所规定的商务合同原油外输含水不能超过 8% 的要求，降低原油外输含水迫在眉睫。

1.2.2 低压生产分离器脱水效果

由于 WHPA 平台原油脱水流程为一级脱水，较为简单，只依靠一台低压生产分离器进行脱水，不存在其他脱水设备的干扰，通过对 2020 年 2-10 月份井口平台来液综合外输含水以及低压生产分离器进出口含水进行分析，发现来液综合含水并未发生较大变化，而低压生产分离器出口含水明显增加，表明低压生产分离器脱水效果逐渐变差，引起外输含水逐渐升高，如表 1。

表 1 2020 年 2-10 月原油处理流程生产节点含水变化统计表

2020 年	A 平台综合含水 %	B 平台综合含水 %	低压生产分离器入口含水 %	低压生产分离器出口含水 %	外输含水 %
2 月	61.2	87.8	80.5	4.4	4.4
3 月	61.4	88.1	80.7	4.4	4.4
4 月	61.6	87.9	80.2	5.4	5.4
5 月	61.3	87.5	80.8	4.7	4.7
6 月	61.9	87.2	80.5	6.7	6.7
7 月	61.2	87.3	80.6	7.9	7.9
8 月	61.7	87.8	80.2	8.4	8.4
9 月	61.5	87.6	80.4	10	10
10 月	61.7	87.8	80.9	9.4	9.4

为了进一步验证是否低压生产分离器脱水效果变

差,通过查询历史数据,长时间观察记录低压分离器的水相含油值,对其脱水效果进行了分析,具体数据如表 2:

表 2 2020 年 2-10 月低压生产分离器水相含油值变化统计表

2020 年	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月
分离器水相含油值 ppm	1423	1415	1355	1453	1843	1888	1989	2120	2482
外输含水 %	4.4	4.4	5.4	4.7	6.7	7.9	8.4	10	9.4

通过对比分析,发现从 2020 年 6 月开始,外输含水率开始出现升高,同时分离器的水相含油值也明显升高,到 10 月份最高为 2482ppm 是 2 月份的两倍,表明低压生产分离器脱水效果逐渐变差,油中含水升高,水中含油也升高,生产人员结合以上数据分析及流程工况变化判断,导致原油外输含水持续升高的主要症结为:低压生产分离器脱水效果变差。

2 可行性分析

结合油田生产分离器厂家资料 and 实际运行工况以及历史数据,比对兄弟平台相关处理参数,得出以下分析:

2.1 分离器脱水性能

通过查阅设备资料得知,厂家给出的分离器油相出口含水为 5%。

2.2 历史数据

2020 年 2-4 月份,本平台原油外输含水率为 4.4%-5.4% 之间。

2.3 行业水平

咨询兄弟平台了解到,两平台原油生产工艺处理流程相似,目前该平台生产分离器原油外输含水维持在 6%。

2.4 合同要求

某某油田与下游 D 平台签订的商务合同规定原油外输含水不能超过 8%。

综合以上四个方面考虑,我们最终决定将外输含水目标设定为 5%。

3 项目实施

通过调查分析、现场验证、数据实验分析等多种方式,我们对导致原油外输含水偏高的 11 项末端原因进行逐条确认验证,最终确定破乳剂类型不合适、循环液比例高两个要因导致分离器脱水能力下降。

3.1 破乳剂类型不合适

我们通过现场取油样,在相同的实验条件下,分别用多种破乳剂进行破乳实验,通过实验对比数据表和实验照片发现在相同条件下,破乳剂 BH-166, TS-

1002C, BH-177, BH-184, YHPZ-845 均比现场在用破乳剂 BH-39 脱出的水量多且油水界面较为清晰,故证明目前在用破乳剂 BH-39 类型不合适,影响原油脱水效果,故此项为要因。

3.2 循环液比例高

通过查阅设备资料得知,在实际处理过程中原油流程每小时的循环液量不应超过流程实际处理液量的 8%,否则会对原油系统脱水产生较大影响。

现场调查统计,目前平台油井产液量为 166 方/h,由于生产需要,在转液过程中闭排泵和污油泵时常存在同时启动的情况,而此时外输含水也较高,为此进行实验验证。

表 3 污油泵、闭排泵接入流程外输含水情况统计表

实验日期 11 月 8 日	平均原油外输含水 (%)			
	未启动闭排泵、污油泵	闭排泵启动	污油泵启动	闭排泵、污油泵同时启动
10:00-11:00	—	9.3	—	—
11:00-12:00	—	—	10.2	—
12:00-13:00	—	—	—	14.6
13:00-14:00	7.8	—	—	—
14:00-15:00	—	10.4	—	—
15:00-16:00	—	—	11.4	—
16:00-17:00	—	—	—	13.5
17:00-18:00	8.6	—	—	—

闭排泵额定排量为 10 方/h,污油泵排量为 15 方/h,目前平台油井产液量为 166 方/h,假设每小时最大循环量为 X,则可以计算如下:

$$(166+X) \times 8\% = X$$

则:

$$X = 166 \times 8\% / (1 - 8\%) = 14.4 \text{ 方/h}$$

即经过反算,流程最大循环液量为 14.4 方/h,而当污油泵和闭排泵同时启动时循环量达 25 方/h,远超设计要求。

表 4 污油泵、闭排泵同时运转时循环液占比

循环液组成	油井产液	污油泵	闭排泵
循环液量 m ³ /h	178	15	10
占比 %	87%	8%	5%

为了进一步验证循环液比例是否对原油外输含水有影响,生产人员进行了不同循环液比例下外输含水的实验。

表 5 不同循环液比例下外输含水变化表

循环液量占比 %	0	2	4	6	8	10	12	14	16
原油外输含水 %	7.2	7.6	8.4	9.3	13.5	14.8	15.7	15.6	18.1

经过数据对比分析,得知出不同循环液比例下外输含水不同,且随着循环液比例的增加,外输含水率增加,当循环液比例超过 8% 时,外输含水率显著增

加,目前生产流程中,当闭排泵和污油泵同时启动时,循环液量占总处理液量比重的13%,远超设备处理能力,故此项为要因。

4 实施对策

4.1 筛选更换破乳剂型号

4.1.1 破乳剂初选

生产人员取现场油样,在相同的实验条件下,分别用30种破乳剂进行初选实验。通过实验,从油水界面的密实和稳定性以及最终脱水量,发现破乳剂BH-166,TS-1002C,BH-177,BH-184,YHPZ-845和YHPZ-877比现场在用破乳剂BH-39具有一定优势。

4.1.2 破乳剂复评

根据初评实验结果,对比破乳作用BH-39相对较好的破乳剂小样进行再次验证评价,依次进行破乳能力实验、浓度梯度实验、破乳配伍性实验、对比实验找出最佳新型破乳剂BH-177,对比发现油水界面清晰、脱水效果显著。

4.2 降低循环液比例

查阅设备资料得知,原油流程每小时的循环液量不应超过流程实际处理液量的8%,否则会对原油系统脱水产生较大影响。

现场调查统计数据如下:目前平台分离器处理量为166方/h,闭排泵额定排量为10方/h,污油泵额定排量为15方/h,假设每小时最大循环量为X,则可以计算如下:

$$(166+X) \times 8\% = X$$

则:

$$X = 166 \times 8\% / (1 - 92\%) = 14.4 \text{ 方/h}$$

结论:

污油泵和闭排泵同时启动时排量为25方/h,远超最大循环量,为了确保不影响流程脱水能力,污油泵和闭排泵不可同时启动。

生产人员为进一步提供指导性措施,通过实验调节污油泵和闭排泵的出口阀门开度,进而控制泵排量,通过观察外输含水变化,寻找出最佳的出口阀开度。

针对循环液比例高问题,生产人员多次通过实验调节污油泵和闭排泵的出口阀门开度,进而控制泵排量,通过观察外输含水变化,寻找出最佳的出口阀开度,通过实验及分析,生产人员制定出3条措施,对相关人员进行培训,并更新操作规程:

①污油泵和闭排泵不同时启动;

②闭排泵出口阀最佳开度为70%,循环液比例为4%;

③污油泵出口阀最佳开度为50%,循环液比例为4.2%。

通过两周的观察分析,在对策实施后,循环液量降至6%以内,同时外输含水也呈现出明显下降趋势。

5 项目成果

5.1 满足生产需求

项目实施后,原油外输含水较低均在4%以下,平均外输含水3.8%,满足了XX油田与下游D平台协议最高含水8%的标准,有效降低因外输含水偏高造成的额外分摊操作费用增加。

5.2 解决现场难题

解决了污水处理系统因水中含油高,收油频繁,污水处理系统设备压力大的问题,有效保障了注水水质达标。

5.3 投入成本较低

本项目投入主要依靠多种手段逐一验证要因,寻找问题症结,对策实施利用优化操作程序控制循环液比例和药剂重新筛选评价,不涉及额外费用,投入成本较低。

6 总结

针对某油田生产流程出现波动,分离器脱水效果变差,原油外输含水持续上升的问题,通过全面细致分析原因找出了导致分离器脱水效果变差的11个末端因素,并逐条现场验证,最终确定循环液比例高、破乳剂型号与现场配伍性变差两个要因导致分离器脱水能力下降,随后制定相应整改策略,经过不断地优化改进,成功实现原油外输含水从10%下降到3.8%,有效解决现场难题,且效果远超预期。为其他兄弟平台遇到分离器脱水效果变差提供了解决思路及现实案例。

参考文献:

- [1] 王树芳,张润进,于春玲,等.降低外输原油含水的分析及对策[J].中国化工贸易,2019,11(16):20.
- [2] 魏炳和.实施技术改造,降低外输原油含水[J].今日科苑,2008(3):78.

作者简介:

郭海平,工程师,2013年毕业于辽宁石油化工大学油气储运工程专业,学士,主要从事海上油气田开发开采及油井动态分析管理。