

关于天然气海管反输油结束再投用的若干问题研究

杨文毫 (中海石油 (中国) 有限公司天津分公司渤西作业公司, 天津 300452)

摘要: 渤中某 A 油田位于渤海海域南部, 油气田的高压天然气利用天然气海管输送至下游渤中某 B 油田。受下游 B 油田作业影响, B 油田需要通过输气海管反向输送原油至 A 油田, 并经处理后输送至 FPSO。本文通过对气海管反输油作业进行简单介绍, 对反输作业结束后气海管恢复输气过程的注意事项进行分析, 并着重对气海管反输油结束后再投用的若干问题进行研究, 对油气田区域开发管理理念具有一定的推广与指导意义。

关键词: 油气田; 天然气海管; 反输油; 再投用; 治理; 研究

中图分类号: TE832 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 008-0124-03

Research on Several Issues Regarding the Recommissioning of Submarine Gas Pipelines After Reverse Oil Transfer

Yang Wenhao (Boxi Operation Company, Tianjin Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Tianjin 300452, China)

Abstract: The A oilfield in Bozhong is located in the southern part of the Bohai Sea, and high-pressure natural gas from the oil and gas field is transported downstream to B oilfield in Bozhong through gas pipelines. Affected by downstream operations in B oilfield, B oilfield needs to transport crude oil in reverse to A oilfield through a gas pipeline, and after processing, it is transported to FPSO. This article provides a brief introduction to the reverse oil transportation operation of gas pipelines, analyzes the precautions for resuming gas transportation after the reverse oil transportation operation is completed, and focuses on studying several issues related to the reuse of gas pipelines after the reverse oil transportation is completed. It has certain promotion and guidance significance for the management concept of oil and gas field regional development.

Keywords: Oil and gas field; Submarine gas pipeline; Reverse oil transfer; Recommissioning; Management; Research

1 A 油田天然气海管

渤中某 A 油田位于渤海海域南部 (以下简称 A 油田), 北距渤中某 B 油田约 5.1km (以下简称 B 油田), 东南距某 FPSO 约 30km。A 油田的高压天然气利用气海管输送到 B 油田, 两个油气田的天然气汇合后一同输送至下游平台。

2 气海管反输油背景

近年来, 受 B 油田等下游设施多次各项作业需求, B 油田去渤南方向的原油在无法按照原设计进行外输。为保证 B 油田及其上游油田的原油产量, A 油田利用至 B 油田的天然气气海管反向输送原油至 A 油田, 最终输送至下游 FPSO 进行处理, 据不完全统计, 该海管已通过反输油作业持续挽回产量损失超万方。

3 气海管反输油情况

B 油田利用与 A 油田的天然气海管反向输送原油至 A 油田, 当结束作业后, 需要对海管恢复至输气状态。在对气海管反输油结束再投用时, 需要对海管恢复投用前注意多项问题, 在对该若干问题进行研究前, 本文有必要对气海管正常反输油流程和反输置换清洗流程进行初步介绍。

3.1 气海管反输油流程

气海管反输油思路为 B 油田来液经过 B 油田的一级分离器和二级分离器的处理, 再经电脱喂料泵增压

向气海管反向输油; 反输油利用 A 油田天然气外输洗涤器旁通管线, 通过 A 油田海管至斜板除油器流程管线, 与 A 油田来液混合进入油田低压生产加热器及低压生产分离器处理, 经商务外输流量计计量后通过外输泵增压, 最终进入海底管线输送 FPSO 进行处理和外销。该气海管反输油思路相对简单, 涉及的相关流程较少, 且易实现。

3.2 气海管置换暖管流程

A 油田至 B 油田反输气海管前期经第三方进行工艺校核, 在不使用降凝剂情况下, 反输期间或反输结束后或可能发生海管凝管。为防止反输期间发生凝管, 两油田须在短时间内使用生产水对海管进行置换和暖管, 以确保海管安全稳定运行。

首先, 如防止海管凝管, A 油田需要导通反输海管反相置换相关流程, 利用平台注水增压泵改造流程, 向海管内泵入高温水 (67℃) 对气海管进行反相置换。

其次, B 油田打开气海管单流阀旁通阀门, 打开电脱水器进口球阀。反相置换出的液进入电脱水器进行临时容纳和油水分离处理。投用电脱水相和污水系统, 将分离出的水进入注水缓冲罐, 如有必要启动注水泵注至相应的注水井中。若油量较大, 电脱满罐时打开电脱顶部至闭排的排气管线, 将油排放至闭排。

最后, B 油田从海管接收端连续取样观察接收介

质含油，接收物流基本为水时则置换完成，在出口水温达到凝点以上 3~5℃时则视为暖管完成，最后由 A 油田端对海管进行泄压至微正压后关闭海管两端球阀及安全关断阀。

3.3 气海管反输油过程注意事项

对反输油海管及上下游生产流程基础数据进行收集校核，依据工艺流程及海管校核报告，计算最大允许反输液量，在保证上下游油田流程及海管稳定状况下实现气海管反输油作业，最大限度减少上下游平台生产关停等异常事件。

另外，因物流反输期间，原天然气物流需要建立稳定压力趋势，过程中或可能导致无法为下游提供合格天然气，导致下游平台发生天然气供应波动，引起生产关停；物流反输期间，由于来液量增加，需核算上下游平台实际处理情况，并需要密切关注海管段塞引起流程波动。

对于设计校核，除考虑下游油田生产流程及海管输送能力外，还需考虑外输含水量增加对最终处理单元 FPSO 生产流程的影响；加之气海管原设计中未设计破乳剂加药点，反输期间来液量的增加将会对下游油田油水处理能力带来一定考验，避免对 FPSO 生产流程造成冲击影响。如若上下游油田发生生产关停，则相关油田均需建立应急关停措施并及时响应。

4 反输油结束再投用的若干问题

受限于油田的气海管输送天然气和反输液的物化性质的不同情况，这里仅对 A 油田至 B 油田气海管反输油结束再投用前主要涉及的问题进行研究，其中主要包括海管凝管、气海管恢复输气前清洗干燥、气海管 SRB 治理和防腐蚀问题等。具体研究分析如下：

4.1 防止海管凝管

在需要的情况下要在反输结束前两天，根据油田气海管反输液的物化性质，油田要对 B 油田上游油田的海管降凝剂浓度上调至 1500ppm 进行加注；在反输结束前一天，B 油田需要将降凝剂浓度上调至 2500ppm 进行加注。

当 A 油田至 B 油田气海管反输液体时，按照要求 B 油田正常加注缓蚀剂和杀菌剂等。反输的最后 3h，为保证杀菌剂能起到作用，瞬时含水率不应低于 30%，连续加入 500ppm 左右的杀菌剂（以水量计算），加注一直持续到反输停止。同时，油田需要提前 4h 开展对海管置换工作，A 油田将污水罐、注水缓冲罐液位控制在合理液位做好平台污水的缓冲，同时增大水源井的水量，提高置换海管介质温度，确保介质温度保持在 70℃以上。

气海管停输原油后，考虑到海管为单层海管，温

降较快，当 B 油田具备收纳置换液条件后，A 油田关停注水系统 3 台注水泵及 3 台低压注水增压泵并隔离，对高含水油井实施降频控水。置换前和 B 油田确认反向置换流程已导通，具备置换条件，避免造成气海管憋压。

当 A 油田启动高压注水增压泵置换海管，同时连接临时药剂管线至杀菌剂药剂泵入口，利用原有杀菌剂注入管线加注油田缓蚀剂，保持缓蚀剂连续加注。B 油田接收气海管置换液体至电脱罐和闭排罐，通过闭排泵转液至原油处理流程。在 B 油田流程允许条件下，调整高压注水增压泵排量，启动两台高压注水增压泵。当 B 油田端接收 A 油田气海管置换来液含水稳定在 95% 以上后气海管置换完毕，此刻可停止加注缓蚀剂。

通过对海底管线进行清洗置换和药剂加注调整，油气田即可基本避免气海管反输结束再投用时发生凝管情况。

4.2 气海管恢复输气前的清洗干燥

A 油田天然气海管是湿气输送海管，在对气海管反输结束并经生产水清洗后，理论上则不需对海管进行干燥。但是，为了防止反输油阶段海管内存留部分杂质和泥砂等对后期输气流程产生不利影响，油田需要根据实际情况对气海管恢复输气前进行海管的清洗干燥。

利用水源井水或者合格注水对该海管进行连续进行清管作业，可连续采用 3 个高过盈量（100%、103%、106%）泡沫球尝试清管；然后再采用清管球类型为直板钢刷球，直至海管中无残留液体，固体含量达到通球清管标准为止。此操作可以彻底对海管残留物进行清理，防止残留物对海管产生物理和电化学腐蚀、机械卡堵等情况，同时如有需要也可提升甲醇的注入效果，可以防止气海管内残留的液体对后续的湿气产生影响，避免在弯头变径处形成水化物，造成海管外输气过程的堵塞。

需要注意的是，如有需要，则要在清管球之间填充润滑凝胶，降低卡球风险；利用密封板较多的直板球，以减少因磨损造成清管球卡球；如果加注三甘醇，相关作业人员应着做好个人防护。

完成清洗干燥后即可将向海管进气。过程中，需要先对海管内气体进行充分置换，确保天然气的流速不超 5m/s。期间对海管出口气体进行取样分析检测，当气体检测符合天然气点燃条件后，可认为海管置换合格，并对该部分放空气体进行点燃。最后检测到海管中天然气浓度达到输气标准后，即可增压并视为海管完成复产工作。

4.3 SRB 治理

气海管的 SRB 治理需要贯穿于气海管反输的整个

作业过程中,在正常反输过程中,B油田需要利用两种不同的杀菌剂交替对气海管进行冲击加药,以此保证气海管的SRB值处于可控达标范围。同时,在气海管停止反输进行恢复输气前,需要对气海管进行以下作业以保证气海管的正常运行,提升气海管的运行寿命:

①在气海管恢复输气前应进行连续清管作业,采用不同过盈量多个泡沫球进行清管作业,确保清出物无明显杂质、油泥等情况后,再先后利用各类机械球进行通球清管作业,直至海管中无残留固液体。②在天然气正常输送阶段,适当增加海管通球频次,建议每月进行1次机械钢刷球通球作业,并对清管产物进行全面分析;如有必要,可适当增加清管频次。③在天然气正常输送阶段,若清管产物化验含水较大或存在一定的细菌值,当SRB大于25个/mL,或者TGB大于110个/mL时,油田应进行冲击加注杀菌,根据治理效果适时调整药剂加注浓度。同时尽量加密进行腐蚀挂片检测,并根据检测结果适时调整通球清管和防腐剂加注情况。④若反输油时间较长,在反输作业结束后,还要加强硫化氢及SRB的检测,且当出口硫化氢含量高于入口20ppm或SRB高于25个/mL时,应加强通球清管作业,并适当提高杀菌剂冲击加注的浓度和频次。

4.4 气海管防腐

该海管主要腐蚀风险及影响因素包括但不限于细菌腐蚀、酸性气体腐蚀、HgS腐蚀等,相应的其主要影响因素包括细菌、硫酸根、温度、酸性气体含量、温度、HgS含量。

针对以上种种腐蚀风险因素,无论反输时间的长短,气海管反输期间,都应保证对气海管进行每月不低于1次的直板钢刷球通球清管作业;同时在反输结束后,要根据现场实际情况,及时开展海管内检测,进一步的优化内腐蚀治理和控制措施。

鉴于该海管前期未设计加注缓蚀剂,当海管通球出现清出产物中含有大量凝析水、内检测发现大量内部腐蚀坑,或上游无法确保露点合格、CO₂或H₂S气体含量增加、流体组份发生明显改变等则需要加注缓蚀剂。在加注缓蚀剂时,若海底管道日常腐蚀监测结果现场挂片1次平均蚀速率超过相关标准后应立即启动评价和筛选;若空白腐蚀速率大于0.076mm/a,且海底管道运行状态发生显著变化后,相关药剂即被视为无法达到预期防腐效果,则应在1个月之内启动药剂评价和筛选工作。

4.5 海管检测保护

按照海管管理要求,需每3-5年开展一次外检测,建议如具备条件,则在反输结束后尽快开展海管外检

测。重点对海底地形、海底地貌进行分析,核实确认海管是否出现裸露和悬空,以及具体裸露段和悬空段的坐标和长度等信息。同时核查该海管是否发生海管路由上方存在锚挂和拖痕现象等,是否存在管跨振动疲劳失效情况,是否发生海管立管腐蚀情况。同时,加密关注海底管道监测系统,对周边范围内海管附近船舶动态进行监控,保护海管避免第三方破坏。

5 结论

①受油气田区域开发需求,部分油气田停产检修可以实现通过上下游气海管进行反输油作业,这为油气田区域开发生产提供了全新的管理思路,同时也提供了较为客观的产量贡献。②天然气海管反输油前期,有必要对气海管及上下游油田的工艺流程和海管能力进行工艺校核,完成后方可实施反输油作业。③受限于气海管原输送天然气和反输液的物化性质及流程不同,气海管在反输油结束再投用前需要加强对海管凝管问题、清洗干燥问题以及各类腐蚀问题等各类问题进行关注和治理。④根据该海管正常运行和历次反输油作业期间各类流程参数、海管参数及检测数据显示,在严格执行海管保护的各类工作前提下,天然气海管反输油作业是可以长期多次实施的。

参考文献:

- [1] 邹亮.海上油气田气海管反输原油技术研究[J].广东化工,2016,43(17):115-117.
- [2] 李劲松.某输油改做输气海管的校核[J].腐蚀与防护,2013,34(12):1144-1146.
- [3] 常伟.渤海某油田输气海管临时转换为混输海管的成功应用[J].化工管理,2015,(09):106-106.
- [4] 丁鹏飞,刘召,李凯,等.海上油田管路腐蚀、结垢和细菌综合控制研究[J].工业水处理,2025,45(12):198-204.
- [5] 樊荣兴,闫化云,仇朝军,等.海洋石油海底管道面临的内腐蚀风险及对策[J].全面腐蚀控制,2019,33(12):102-107.
- [6] 刘清华.东海油气田海底管道缓蚀剂效果评价研究[J].当代化工研究,2025,(03):128-130.
- [7] 李大朋,常炜,朱海山,等.南海深水气田长距离混输海底管道内腐蚀防控[J].腐蚀与防护,2025,46(02):73-79.
- [8] 马刚,顾艳红,赵杰.硫酸盐还原菌对钢材腐蚀行为的研究进展[J].中国腐蚀与防护学报,2021,41(03):289-297.
- [9] 谢飞,李佳航,王新强,等.天然气管道CO₂腐蚀机理及预测模型研究进展[J].天然气工业,2021,41(10):109-118.