

# 渤西南海底输气管网联合清管技术

王玉<sup>1</sup> 詹燕红<sup>2</sup>

1.中海石油(中国)有限公司天津分公司 2.中海石油技术检测有限公司

王玉等.渤西南海底输气管网联合清管技术.天然气工业,2010,30(12):81-83.

**摘 要** 渤西南海底输气管网是中国第一个海底输气管网,管网具有距离长、结构复杂、气源多和气质差异大的特点,由于管网节点在海上平台,整体清管难度大,投产以来发生了多次积液和冻堵。为此,针对该管网的特点,分析了管道的沿程温度分布,预测了管道积液量;据此设计了分阶段清管的清管方案,选择了专门研制的泡沫清管球,首次对该管网成功地实施了联合清管作业,共清除积液约 170 m<sup>3</sup>,保障了海底输气管道的安全生产。

**关键词** 海底管道 输气管网 冻堵 联合清管 积液量预测 管道温度分布

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2010.12.020

## 1 渤西南海底输气管网简介

渤海是我国海上油气的主产区,2009年在渤海西南部海域建成了连接渤中油田(BZ28-1平台、BZ13-1平台)、渤西油田(QK18-1平台)和埕北油田(CB-A平台)的海底输气管道,与原有的渤西油田上岸输气管道构成了复杂的输气管网系统。该管网结构复杂、气源多、气质差异大,为了协调各油田的生产和下游用户的需求,对管网运行条件的限制较为严格。该管网自投产以来出现了积液和多次冻堵的问题,对生产和供气构成了威胁。该管网是我国第一个海底输气管网,保证管网安全平稳运行对生产管理者是全新的课题。清管作业是减少管道积液、降低冻堵危险和提高管道安全的主要手段。为此,对该管网系统 BZ13-1 平台经 QK18-1 平台到渤西油气处理厂的部分管道进行了联合清管作业,其中,BZ13-1 至 QK18-1 海底输气管道为上游,QK18-1 至渤西油气处理厂海底输气管道为下游,管网结构图如图 1 所示。

## 2 管道滞液量预测

清管作业前必须预测管道中滞留的液量,制订合适的作业方案,以保证管道下游安全地接收清出的积液。管道的滞液量与管道的压力、温度、流量、气质、环

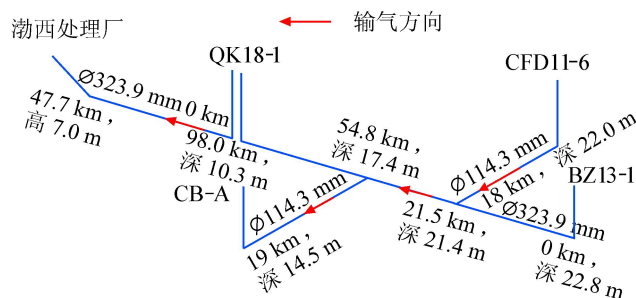


图 1 渤西南海底输气管网结构图

境温度和路由高程等因素有关。

### 2.1 管道的沿程温度分布

海底管道以输气为主,其中可能夹带少量的液体,对温降影响不大,运用输气管道温降公式预测管道的温度分布<sup>[1]</sup>。海底管道与陆上管道的区别是按水下不保温条件选择总传热系数,以渤海实际输气管道得到总传热系数为 3.85 W/m<sup>2</sup>·K。从 BZ13-1 平台到 QK18-1 平台海底输气管道的运行压力为 3~4 MPa, QK18-1 平台至渤西油气处理厂海底输气管道运行压力约为 2 MPa。渤西海域冬季平均水温约为 2℃,海底输气管道的运行参数如图 2 所示,据此计算得到海底输气管道的温度分布如图 3 所示。

由图 3 可知,从 BZ13-1 平台到 QK18-1 平台海底输气管道的天然气温度下降迅速,在大约 10 km 处就基

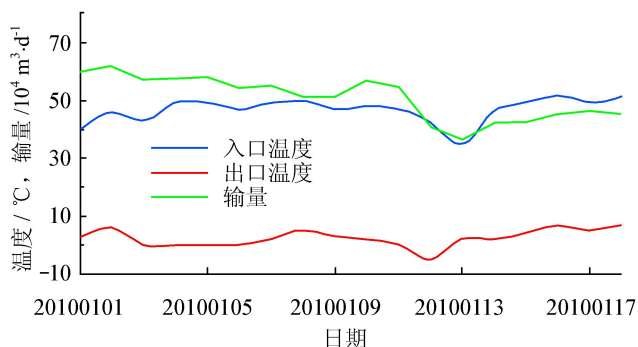


图2 BZ13-1 平台到 QK18-1 平台海底输气管道运行数据图

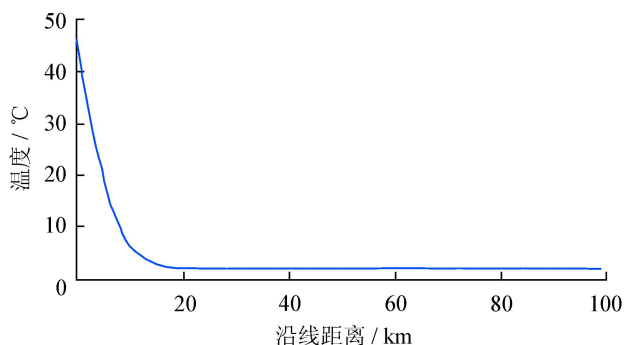


图3 BZ13-1 平台到 QK18-1 平台海底输气管道温度分布图

本接近海水温度。渤西上岸输气管道也有类似的规律。

## 2.2 管道积液量分析

为了研究管道积液的可能性,从现场取得 2 处天然气样品进行测试和计算,模拟得到天然气的相包络线图如图 4 所示。由图 4 可知,2 条管道运行的工况点均在相包络线的内部,属于气液两相区,2 条管道都可能积液,BZ13-1 平台天然气的两相区域大,BZ13-1 到 QK18-1 海底输气管道的积液量应该更多。

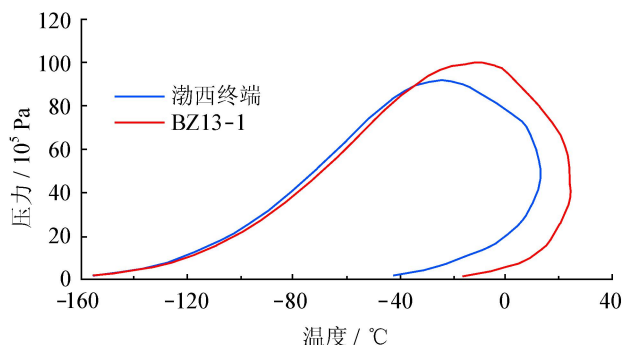


图4 渤西终端和 BZ13-1 平台天然气相包络线图

可以通过管输效率估算积液量,由输气管道的实际运行参数(温度、压力等)利用水力计算方法可以计算管道的理论输量,再将此输量与管道的实际输量进

行比较就可以得到管道的输气效率<sup>[2-4]</sup>。输气效率计算公式如下:

$$\eta = \frac{Q \sqrt{\Delta T Z L}}{5033.12 d^{\frac{8}{3}} \sqrt{p_1^2 - p_2^2}} \times 100\% \quad (1)$$

式中  $Q$  为管道实际输气量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $d$  为管内径,  $\text{cm}$ ;  $p_1$  为输气管起点压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_2$  为输气管终点压力,  $\text{MPa}$ ;  $Z$  为天然气压缩系数;  $\Delta$  为天然气相对密度;  $T$  为天然气平均温度,  $\text{K}$ ;  $L$  为管道总长,  $\text{km}$ 。

由现场的生产记录计算管道运行平均效率为 88.9%,说明该管道积液量不大。据此估算渤西上岸输气管道的积液量为  $80 \sim 100 \text{ m}^3$ ,用同样的方法估算 BZ13-1 到 QK18-1 海底输气管道的积液量为  $200 \sim 300 \text{ m}^3$ ,管道的总积液量约为  $400 \text{ m}^3$ 。

另外采用多相流动的分析方法,根据天然气的组分数据,利用 PIPESIM 软件计算管道入口的含液率,输入管道的运行参数,可以得知渤西上岸管道为分层波浪流,上游 BZ13-1 到 QK18-1 输气海管为弱段塞流。分别采用 Lockhart-Martinelli 模型和 Beggs-Brill 模型<sup>[5-9]</sup>,由实际压降计算管道含液率,并计算积液量。

假设积液平均分布,渤西上岸管道积液量为  $121.3 \text{ m}^3$ ,BZ13-1 到 QK18-1 输气海管积液量为  $362.3 \text{ m}^3$ ,管道系统的总积液量为  $483.6 \text{ m}^3$ 。考虑计算误差,按  $600 \text{ m}^3$  积液量设计清管方案。

## 3 清管方案设计及作业效果

QK18-1 平台是管网的节点平台,上游来液在此处理,因其储存能力有限,多余的液体必须经上岸管道送到终端处理,如果液量过多终端也处理不了。经过研究作业区决定采用分阶段清管方案。首先,对渤西上岸管道清管,清除该管道的积液;其次,对 BZ13-1 至 QK18-1 管道清管,排出上游管道积液;最后,再对渤西上岸管道清管,达到清除管道系统积液的目的。

2010 年 2 月 5 日开始第一阶段清管,从 QK18-1 平台发送专门研制的泡沫清管球,约 4 h 后终端处理厂收到清管球,清除积液约  $20 \text{ m}^3$ (该管道在 2 个月前有过清管,故积液量少于预测值)。几天后进行第二阶段清管,从 BZ13-1 平台发送清管球,710 min 后管道出口压力开始上升,750 min 后过球指示器动作显示清管球到达。现场根据压力曲线估计液塞段体积约  $150 \text{ m}^3$ ,QK18-1 平台压力曲线图如图 5 所示。随后进入第三阶段清管,再从 QK18-1 平台发送清管球,经过 260 min 收到清管球,通过渤西油气处理厂测算收

到积液 127 m<sup>3</sup>,部分液体经过 QK18-1 平台处理转入输油管道。此次作业共清除积液约 170 m<sup>3</sup>,取得了输气管网清管作业的成功。

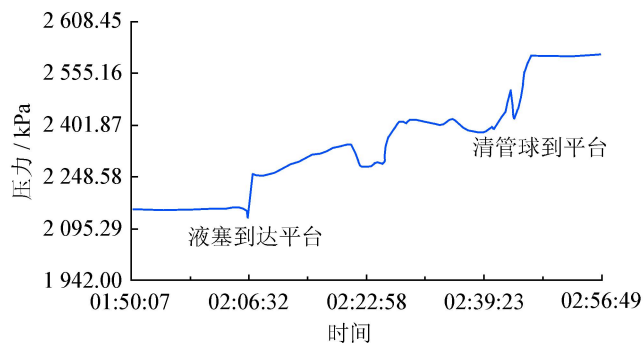


图5 第二阶段清管 QK18-1 平台压力曲线图

## 4 相关技术讨论

本次清管是上游管道投产后初次清管,也是我国首次对海底输气管网的联合清管作业。海上油气田的输气管道大多是输送湿气,管内积液不能避免,积液过多降低管输效率,或产生天然气水合物危及管道安全。清管是管道除液的最佳手段,同时还有一些问题需要深入的研究。

### 4.1 管道积液量预测问题

海上平台是输气管网的节点,在清管时要接收管道积液,由于平台上的容器小,故预测积液量非常重要。从收到的液量看,预测值偏高很多,实际上1次清管并不能清除全部液体,一般只能清除70%~80%的积液,管道真实积液量应该超过220 m<sup>3</sup>。管道经常在非稳态下运行,积液量预测十分困难。本次预测安全系数取值较大,结果虽然偏高但为设计作业方案提供了安全保证。随着研究的深入,对具体的管道根据建立专用的计算模型,以多次清管和运行数据进行修正,完全可以减小预测误差。

### 4.2 清管器的选择和使用

海底管道可能因外力影响而变形,使用机械清管器卡堵风险高<sup>[3]</sup>。另外海底管道相对较短,比较适合使用软质的泡沫清管器。为此,本次清管开发了加强型带涂层的泡沫清管器,该清管器的运行距离达到了98 km。泡沫清管器的通过能力强,密封性好,有较好的除液能力,如果卡在管道中也能用过增压方法将其挤破,作业风险低,宜于推广<sup>[4]</sup>。然而,合适的清管球参数(过盈量、涂层厚度和长度)却因管道而异。

### 4.3 清管作业的监测方法

通常在清管作业时根据通球指示器的动作判断清管器是否通过,泡沫球比较软有可能推不动指示器,采用压力信号辅助监测能较好地解决这个问题。压力监测还能间接反映清管球的运行状态,由图5可知液塞冲击收球筒旁通管产生了第1次尖波,由此判断液塞到达平台,随后压力不断上升是清管球推动液塞流速不断加快所致;当清管球阻塞收球筒旁通管时产生了第2次尖波,清管球到达所以压力基本稳定。在其他管道清管时也有类似的现象,由于管道的结构不同波形有差异,清管器到达的尖波都很明显。管道压力的实时监测不仅能判断清管器通过,还能一定程度反映管道的状态。

与简单输气管道清管相比,管网作业需要合理的作业程序和精确的过程控制,难度增加很大,本次作业成功是一个良好的开端。目前该管网只有1个海上节点,分支管道尚未开通,很快就将向南延伸到BZ28-1油田和渤南管道,并开通支线,形成多节点、多分枝和多流向的复杂管网,届时将给清管工作带来新的挑战。

### 参 考 文 献

- [1] 李长俊.天然气管道输送[M].北京:石油工业出版社,2000:89-94.
- [2] 王荧光.苏里格气田集输管线清管过程瞬态模拟[J].天然气工业,2009,29(11):94-99.
- [3] 梁法春,曹学文,魏江东,等.积液量预测方法在海底天然气管道中的应用[J].天然气工业,2009,29(1):103-105.
- [4] 宋承毅.长距离油气多相混输系统工程设计[J].天然气工业,2010,30(4):107-110.
- [5] 冯叔初.油气集输与矿场加工[M].北京:中国石油大学出版社,2006:183-196.
- [6] 王春瑶,朱丽静.天然气—凝析液混输管道段塞流的控制措施[J].天然气工业,2008,28(11):106-108.
- [7] 朱凯,崔大勇.渤西油气田海底输气管道清管技术[J].中国海上油气,2007,19(6):412-414.
- [8] 国家石油和化学工业局.SY/T6383—1999 长输天然气管道清管作业规程[S].北京:石油工业出版社,1999.
- [9] TIRATSOO J. Pipeline pigging and integrity technology [M]. 3rd ed. New York: Clarion Technical Publishers, 2003.