

海底油气混输管道严重段塞流的问题分析

陈 丽* 丁 杰 周 鹏 杨华玲 刘培林

(海洋石油工程股份有限公司)

陈 丽 丁 杰等:海底油气混输管道严重段塞流的问题分析,油气储运,2009,28(5) 10~14。

摘 要 对海洋平台油气混输管道易发生段塞流的问题进行了分析,给出了工程中预测严重段塞流发生的经验公式以及控制严重段塞流发生的几种常用控制措施,并在自供气举法的基础上提出采用改进调节注气量的方式可实现对强烈段塞流的有效控制。

主题词 海底管道 段塞流 危害 机理 控制措施

一、前 言

目前,我国海上油气开采主要集中在水深 200 m 以下的浅海区域,通常采用的开采方式为搭建一个中心平台和数个井口平台,井口平台的生产流体通过海底管道混输至中心平台后再进行油气水分离处理。由于井口平台无需投建其它过多的处理设施,并且井口平台的流体是采取多相混输的方式,所以,该开采方式投资费用低,多相混输管道比单相管道输送费用节省三成多。海上油气开采普遍采取多相管道混输方式,但受流量及立管段(海底管道与平台处理设备相连的管道)的影响,多相混输管道易出现严重段塞流,即气体和液体交替流动,充满整个管道流通面积的液塞被气团分割,在管道出口处交替出现断流、大液塞以及强烈的气体脉动,使油气混输管道和下游设备承受间歇性应力冲击,对海洋平台产生了极大的危害。随着海上油气开采逐步向深海领域发展,多相混输管道长度及立管高度会不断增加,段塞流的危害将成为亟待解决的问题。

二、严重段塞流的产生机理及危害

1、严重段塞流的产生机理

严重段塞流通常发生在海上油气田生产的早期或末期,当管道中流量较低时,由于立管段低洼处容易形成分层流,液体积聚在立管底部弯道处堵塞管

内气体通过而形成小液塞,液塞长度越积越长,甚至会超过立管高度。通常,将液塞长度达到一个或几个立管高度的段塞流称为严重段塞流。严重段塞流的特点是压力波动剧烈,管道出口气液瞬时流量变化大。在浅海油气开采中,立管高度较低,严重段塞流产生的阶段性液量波动较小,通过适当增加下游分离器的缓冲容积或者入口增加控制设备等手段,基本能控制或消除该类段塞流的影响。但对于深海开发,立管高度可达几百米甚至上千米,立管段形成的严重段塞流必将为开发工艺的设计和施工带来新的挑战。

在海底管道立管处产生段塞流有以下四个阶段^[1]。

(1)液塞形成(见图 1(a))。在立管内较小气流速下,管内的液体向下流动,积聚在立管底部。堵塞了气液混合物,使液塞上游的管道压力增大,液塞变长。管道出口几乎没有液体流出,排出的气量也很小。

(2)液塞增长(见图 1(b))。管道内压力增大,液体继续积聚,液塞增长,立管内的液位逐渐上升。当管道压力高于立管液体静压头时,才有液体从立管顶部流出。

(3)液塞流出(见图 1(c))。当管道压力足以举升立管内的液柱时,液体开始由立管顶部排出。起初排液速度较低,当气体窜入立管后液体加速,在很短时间内液体流量达到峰值流量,如果分离器和捕集器没有控制系统,容器将被淹没。

(4) 气体排出 (见图 1(d))。液塞上游积聚的气体极快排出立管, 进入平台的接收装置, 使装置工作失常。此时, 立管中的气液体不断排出, 当气体压力小于立管中积聚的液体的静压力, 则立管中液体停止流出, 凭借重力的影响, 立管内残留的液体将回流到立管底, 又开始积聚, 逐渐形成下一个液塞, 开始新一轮循环。

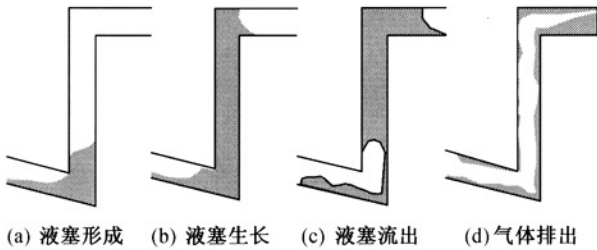


图 1 强烈段塞流的形成过程

2、严重段塞流的危害

严重段塞流对海洋平台主要会产生以下危害^[2~4]。

(1) 管道压降急剧增大。

(2) 管壁腐蚀严重, 特别是加剧了对立管的腐蚀。

(3) 下游管道出口分离器发生溢流或断流, 段塞流捕集器不能稳定运行。

(4) 管道接头和支柱有机械损伤, 增压设备 (多相泵和压缩机等) 在泵送过程中易产生气蚀现象, 输送泵效率和可靠性降低。

(5) 温度随着压降的增大而降低, 有可能使流体温度低于环境温度, 致使管内形成水合物, 堵塞管道。

(6) 增大井口回压, 降低油气井产量。

三、严重段塞流的预测及液塞长度计算

1、严重段塞流预测

通常情况下, 对于海底混输管道, 在海洋平台投产初期, 由于生产不稳定, 海底管道操作参数的瞬时变化会出现不同程度的段塞流现象。海洋工程管道工艺计算采用段塞流系数 π 值来粗略预测海底管道立管出现段塞流的程度:

$$\pi = \frac{P}{\rho_l \cdot g(1 - H_l) \cdot L} \cdot \frac{V_g}{V_l} \quad (1)$$

式中 P ——立管底部压力, Pa;

ρ_l ——液体密度, kg/m^3 ;

g ——重力加速度, m/s^2 ;

H_l ——滞液率;

V_g ——气体流速, m/s ;

V_l ——液体流速, m/s ;

L ——立管上游管道长度, m 。

当 $\pi < 1$ 时, 可能发生严重段塞流; 当 $\pi > 1$ 时, 不会发生严重段塞流。

2、液塞长度计算

海底管道的段塞长度 (L) 的预测公式如下:

$$L = H/\pi \quad (2)$$

式中 H ——立管高度, m ;

π ——段塞流系数。

根据立管的管径和段塞流液塞的长度, 即可计算出可能出现的段塞量:

$$Q = \pi R^2 L \quad (3)$$

式中 Q ——段塞量, m^3 ;

R ——立管管径, mm ;

L ——液塞长度, m 。

四、严重段塞流的控制措施

1、节流法

1979 年 Schmidt 等人^[5]首次提出了采用节流法 (在分离器前安装节流阀) 来消除严重段塞流 (见图 2)。

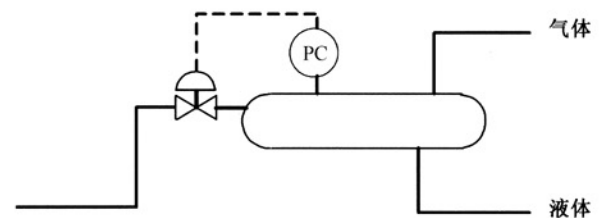


图 2 节流法示意图

由图 2 可以看出, 节流法可以降低立管中液体的流速, 增加系统的压力。为了确保系统的稳定运行, 必须在立管底部出现新液塞并增长到立管顶部之前将其排出, 使气液混合物在立管中连续流动。因此, 可以视混合速度为控制参数, 一旦混合速度减缓, 表明已发生阻塞, 此时应确保上游管输压力高于立管下游分离器或捕集器正常的操作压力, 以便于举升形成的液塞, 使立管顶部节流, 增大管道和捕集

器之间的差压,促使立管内形成的小液塞流向捕集器。

节流法虽然设备简单,但需要增大上游管输背压以及调控制流阀流量,较适用于控制一些实际输量减小的油气比变化和井口流量波动而形成的严重段塞流。目前,该方法在海洋工程实践中具有较强的可行性。

2、气举法

1996 年 Jansen 等人^[6]提出了采用气举法来消除严重段塞流。该方法是在管道的某一位置处注入压缩气体,注入压缩气体的位置有在立管底部弯管下游和在立管底部弯管上游两种方式(见图 3)。

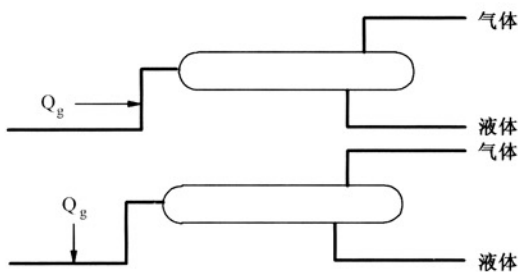


图 3 气举法示意图

气举法的原理为,压缩气体注入后将沿着管道上升,增大立管内气体的压力及液体流度;降低立管中的持液率及其液体的静压力,以确保系统达到稳定状态,压力波动幅度减小。值得注意的是,采用气举法必须向管内注入大量的气体,并且要求注入的气体尽量洁净,减小对管道的腐蚀。

试验证明,在立管底部弯管上游注入压缩气体比在下游注入的效果更好,因此一般采用这种控制方式。但是气举法在目前的生产实践中还不具有实际应用价值,主要的问题是注气成本太高,而且注气量不易控制。另外,需要在平台上增加压缩机等许多辅助设备。在海洋石油开发过程中,由于大多输油管道采用双层保温管道,涉及水下注气口的连接以及水下密封等一系列问题,因此,该方法在海洋平台的可操作性较差。

3、接泵法

1997 年 Johal 等人^[7]提出了安装多相泵来消除严重段塞流。根据泵的位置通常采用两种安装方式,一是安装在分离器前的水平管段上,利用泵吸出立管中的液体,以避免液体在立管底低洼处积聚,产生严重段塞流;二是安装在立管底低洼处,使用泵举升液体以加速液体在立管中的流动,可以避免液体在低洼处积聚。

采用接泵法来控制段塞流发生的效果与泵的型号、接泵位置有关,多相泵的安装比较困难,而且泵在操作过程中经常发生故障。因此,在目前的海洋开发工程项目中,接泵法尚未应用于生产实际。

4、节流阀门和差压变送器组合法

1997 年 Henriot 等人^[8]提出在分离器入口水平段安装阀门,然后在阀门与立管底部之间连接一个差压变送器来控制底部压力(见图 4),以达到控制或消除严重段塞流的目的。

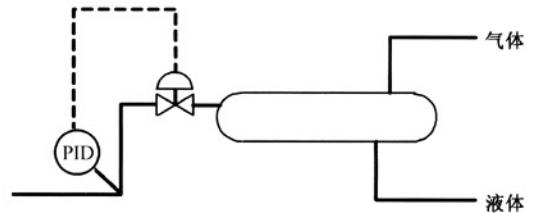


图 4 节流阀和差压变送器组合法示意图

由图 4 可以看出,节流阀门和差压变送器组合法是利用差压变送器检测立管底部和出口前水平段节流阀处的压差信号,通过差压变送器自动控制节流阀的开度,达到控制或消除严重段塞流的目的。该方法解决了单独使用节流法难以调节的问题,已应用于英国北海的 Dunbar 海底管道上。其缺点是需要海底立管底部和节流阀之间连接差压变送器,现场施工不方便。

5、扰动法

1999 年 Almeida 等人^[9]提出在靠近立管底部的上游管道适当位置安装一个文丘里管,使得管内流体加速并发生剧烈扰动,促使立管入口处的分层流消失,以确保立管底部不产生积液,实现消除严重段塞流的目标。该方法是通过扰动改变了产生严重段塞流的必要流型条件(分层流),但它形成的新流型是不稳定的,经过一段距离又将变回分层流。因此,维持扰动后的流态使其到达立管底部是有效消除严重段塞流的关键。

6、自供气举法

2000 年 Sarica 等人^[10]提出了采用自供气举法来控制立管中严重段塞流的发生。自供气举法的原理和普通气举法完全相同,其实质还是向立管供气,降低液柱产生的静压力,加快立管中的液体向终端的运移速度。但是,普通气举法需要从外部注入气体,而自供气举法是将立管底部低洼处上游的气体通过适当方法引入到立管中的适当位置,完成气举过程。

Sarica 等人提出了旁通管法和内插管法(见图 5 和图 6)两种类型的自供气举法。其中,旁通管法是从立管底部低洼处上游的海底管道上适当位置旁通一条管道到立管中的适当位置,内插管法则是从立管底部低洼处上游的海底管道内适当位置插入一根直径较小的管道。

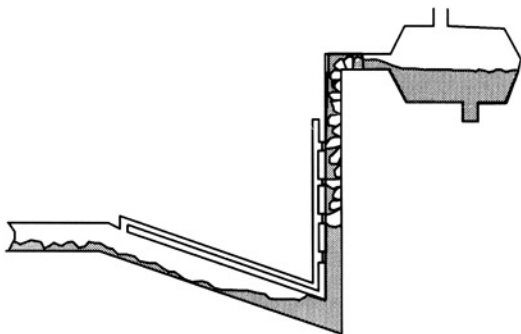


图 5 旁通管法示意图

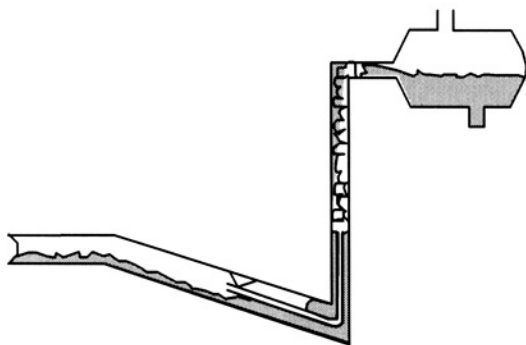


图 6 内插管法示意图

2002 年 Tengesdal 和 Sarica 等人^[11]建立了自供气举法的物理数值模型。该模型是基于漂移流动模型而建立的一维重力模型,同时结合试验环道验证了这两种自供气举法的有效性和适用性,通过比较,认为旁通管法比内插管法更有效。这两种方式的优点是不需要外加气源,缺点是均需要选择合适的安装位置。由于海底安装作业复杂,目前仅适用于理论和试验环道上,尚未投入实际应用。

综合上述六种常用的控制方法,推荐采用改进的旁通管法(见图 7)。

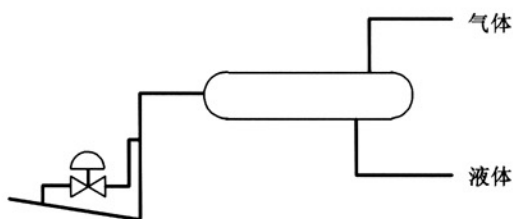


图 7 改进的旁通管法示意图

由图 7 可以看出,将小管单独设置在海底管道外侧,并设置旁通阀,通过连接在立管底部和分离器前的差压变送器调节阀开度,实现对段塞流的有效控制。一方面,能有效解决清管的问题,另一方面,可以通过旁通管路调节阀控制注气量,防止注气量太低。如果注气量太高,将增大立管的摩阻损失而产生较大温降,导致水合物在立管中形成,阻塞管道。

五、结 论

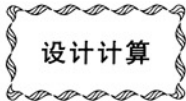
(1)海洋平台油气混输管道严重段塞流的发生是一个复杂的物理过程,历经液塞形成、液塞增长、液塞流出和气体排出的循环过程,气体和液体的交替流动对下游管道和平台上的设备造成间歇性冲击,产生极大危害。

(2)抑制或消除强烈段塞流的方法有节流法、注气举升法和扰动法三种。在实际生产中以一种为主,三种方法综合运用,效果更佳。

(3)加强对深海立管严重段塞流特征参数(液塞运动速度、液塞长度、循环周期等)的研究,对于将开发的深水海洋油田控制严重段塞流有重要的指导意义。

参 考 文 献

1. 李玉星 冯叔初:油气水多相管流,石油大学出版社(东营),2002.
2. Tailer Y: Slug tracking in hilly terrain pipelines, SPE 56521, 1999.
3. Henau V De et al: A study of terrain - induced slugging in two-phase flow pipelines. Int. J. Multiphase Flow, 1995, 21(3).
4. Courbot A: Prevention of severe slugging in the Dunbar 16" multiphase pipeline, OTC 8196, 1996.
5. Schmidt Z, Brill J P et al: Chocking can eliminate severe pipeline slugging. OGJ, 1979, 11(12).
6. Janson F E, Shoham O et al: The elimination of severe slugging—experiments and modeling. Int. J. Multiphase Flow, 1996, 22(6).
7. Johal K S et al: An alternative economic method to riser-base gas lift for deep water subsea oil/gas field developments, SPE 38541, 1997.
8. Henriot V et al: Contribution of fluid composition tracking on transient multiphase flow, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 1997(5).
9. Almeida A R, Goncalves M A L: Venturi for severe slugging elimination, BHR Group 1999 Miltiphase'99.



基于未确知测度理论的油气管道安全评价模型

王军防* 于倩秀

(中国石化管道储运公司华东管道设计研究院)

王军防 于倩秀:基于未确知测度理论的油气管道安全评价模型,油气储运,2009,28(5) 14~18。

摘 要 阐述了未确知测度模型的建模过程。分析了影响油气管道的安全因素。运用模型对某输油管道 10 个管段的安全级别进行了评价,评价结果与实际相符合,表明采用未确知测度模型可以对油气管道的安全进行有效的评价,为采取相关安全措施提供依据。

主题词 油气管道 安全评价 未确知测度模型

一、前 言

长输油气管道一旦发生泄漏或火灾爆炸等事故,不仅会破坏环境,还会带来一定的经济损失及负面影响。我国多数在役油气管道已接近或超过其设计使用寿命,设备设施的技术水平也比较落后,操作自动化程度较低,安全事故呈不断上升趋势^[1]。因此,为保证油气管道的安全运行,降低或消除油气管道事故发生的概率,必须采取科学的手段加强油气管道的安全管理,积极开展油气管道的安全评价工作。

目前用于安全评价的方法虽然很多,但是由于评价中存在许多未确知因素,用传统的评价方法进行预评价难以获得可靠的评价结果。未确知测度理论主要是研究不确定信息,通过建立未确知测度模型、置信度识别准则来分析指标因素,确定指标因素的可靠程度。具有简单性、针对性、实用性和可靠性的特点^[2]。与模糊综合评价、灰色聚类分析、物元分析、BP 人工神经网络等评价方法比较,未确知测度评价模型严谨,评价结果合理、精细、分辨率高,更适合于油气管道的安全预评价。

二、模型的建立

1、 指标体系和评价空间的确定

设油气管道评价对象的集合为:

$$X = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_m\}$$

式中 x_i ——某油气管道的 i 管段。

每个管段有 j 个评价指标,即指标评价空间为:

$$I = \{i_1, i_2, \dots, i_j\}$$

评价对象 x_i 的评价指标 i_j 有 k 个评价等级 c_1, c_2, \dots, c_k , 每个评价指标的类别已知,则油气管道研究对象 X 的评价等级空间构成为:

$$C = \{c_1, c_2, \dots, c_k\}$$

且满足^[3]:

$$C = \bigcup_{i=1}^k c_i$$

$$c_i \cap c_j = \phi$$

设 x_{ij} 是评价对象 i 管道的第 j 个指标的评估值,则油气管道 m 个评价对象所构成的指标评估矩阵为^[4]:

10, Sarica C, Jarl Ø : A new technique to eliminate severe slugging in pipeline/riser systems, SPE 63185, 2000.
11, Tengesdal J , Sarica C : Severe slugging attenuation for

deepwater multiphase pipeline and riser systems, SPE77503, 2002.

(收稿日期:2008-06-10)

* 221008,江苏省徐州市翟山;电话:(0516)83457349。