

富气的密相输送工艺技术

邓道明¹ 官敬¹ 张效研¹ 于达¹ 朱莉²

(1. 石油大学·北京 2. 中国石油西南油气田分公司川西北气矿工程设计所)

邓道明等. 富气的密相输送工艺技术. 天然气工业, 2004; 24(10): 139~142

摘要 现代管材技术为富气密相输送工艺打开了应用的大门。在正常操作条件下,富气密相输送工艺避免了富气两相输送所带来的问题。与传统压力下的干气输送工艺相比,富气密相输送工艺的管路压降小,压缩机表现出更高的效率。富气密相输送工艺对富气的烃露点要求不高,在矿场或采油平台,一般通过常温分离得到的富气就能满足密相输送的要求,因而可以简化油田、凝析气田的气体处理工艺,节省天然气凝析液储运费用。然而,富气中较高的重烃含量也给富气脱硫、脱水带来了困难。文中分析了富气的特性,讨论了富气处理与密相输送工艺技术,简述了国外富气密相输送技术应用概况。

主题词 天然气凝析液 密相 输送 处理 脱硫 脱水

一、引言

随着油气开发活动向海洋、极地、沙漠等环境恶劣或远离市场地区延伸,油气开发、输送的成本越来越高,传统的“干气输送”方案在油气集输和输送系统中的应用价值受到了越来越多经济上的挑战。技术的进步,特别是高强度、高韧性输送钢管的出现,以及天然气高压输送所带来的工艺优势,促成了富气密相输送技术的形成。

富气是指含有较多天然气凝析液(NGL)的天然气。目前,密相天然气是指压力高于临界冷凝压力、温度高于临界温度的高密度气态天然气。富气指组成而言,密相指状态而言。富气的密相输送是指富气在输送过程中其最低操作压力高于富气的临界冷凝压力的输送方式,其特征就是高压。

与传统的干气输送方案相比,富气密相输送方案不要求分馏出天然气中的NGL,矿场的天然气以富气方式外输,既简化了矿场天然气处理工艺,又省去了一条NGL管线和(或)储存设备。在矿场天然气集输系统中,尽管同样输量下密相输送的成本可能高于干气传统压力下单相输送和NGL储运的成本,但是密相输送对富气烃露点的低要求,可以节省矿场天然气处理的费用,当开发多个油、气田时,整个天然气集输系统的费用会趋于减少。特别是管道

终点(下游天然气处理中心的入口)有较高的压力需求时,富气密相输送更具有较强的经济优势。

诚然,在天然气集输系统中,高烃露点的富气可以在传统压力下两相输送。但是,富气长距离两相输送的压降大,可能需要额外的清管、气液分离费用,设计计算还不十分可靠,特别是地形起伏大时,不可靠的设计计算有可能导致不当的设备尺寸和/或高成本。因此,两相流输送更适用于小输量、短距离、低持液率情况。然而,在开发海上油、气田时,海上采油(气)平台离岸边气体处理中心的距离可能超过300 km,天然气集输管道的直径可能达到762 mm或以上,这样的长距离、大直径天然气管线采用两相流技术将是一个很大的挑战。

在此,讨论了密相富气的特性,与富气密相输送相应的天然气处理、输送技术,以及国外密相输送技术在天然气集输和长输系统中的应用实例。

二、密相富气的特性及其管输意义^[1,2]

密相富气呈现出与一般天然气不同的物性。例如,重组分的掺入和高压增大了气体的密度,减小了气体的压缩因子。由此,在压缩首站,对于同样流量、压力的气体,将富气增压到密相输送起输压力所需的压缩功率比传统压力下单相输送时的压缩功率增大不多。而在中间压缩站,对于同样流量、相同出

作者简介: 邓道明, 1965年生, 副教授; 1984年毕业于西南石油学院油气储运工程专业, 1987年获石油机械工程专业硕士学位; 从事油气储运工程的教学和科研工作, 现为石油大学(北京)油气储运工程专业博士研究生。地址: (102249)北京市昌平区石油大学储运研究所。电话: (010)89733557, 13621369962。E-mail: dengdm2001@163.com

站压力和压比,富气的压缩功率需求小于干气;对于同样流量、相同压力差,高压富气的压缩功率需求比干气压缩功率需求有较大的节省。因此,对于富气密相高压输送,压缩机可以表现出更高的效率。

高压密相气体的性质介于一般气体和一般液体之间。像液体一样,密相气体的压缩性较小,其密度对压力的变化不敏感。不过,其密度也像一般气体一样随温度的变化而变化,即如果密相气体的温度不发生变化,则其密度变化不大。与传统压力下天然气管输相比,高压密相天然气密度大、速度小、压降低。密相天然气管道输送的压降规律与液体输送管道相似。

一般天然气的J-T系数大于零,一般烃类液体的J-T系数小于零。天然气越富,压力越高,天然气的J-T系数越小,越接近于零。因此,高压密相富气可以以接近于地温的温度流动,减少了永冻土地区因管道周围土壤温度的变化而引起管道基础的冻胀或融化沉降的风险。另外,富气高压输送需要的管径小、壁厚大,这就比大直径、薄壁管道更容易适应永冻土地区的管道基础的沉降和冻胀或者海床地基的不均匀沉陷。因此,在永冻土地区或海域,采用富气密相输送技术更有利于保护环境和管线自身的安全。

上述特点使富气密相输送工艺在天然气矿场集输和长输中都有一定的技术上和经济上的优势。更重要的是,无论是凝析气还是油田伴生气,一般通过简单的油、气分离,富气的相态特性就能够满足密相输送的要求。

三、气体处理与富气密相输送工艺

由文献[3]可知,富气中少量凝析油(C_3^-)的存在,显著地提高了富气的临界冷凝压力(p_{max})和温度(T_{max})。 C_3^- 组分越多,则 p_{max} 、 T_{max} 越大。当存在少量凝析油时, C_3 、 C_4 的含量对 p_{max} 的影响不大。因此,富气密相输送的最低操作压力主要由富气中的凝析油含量所决定。只要分离器的温度不太高,一般的常温油、气分离出来的富气就能满足密相输送的烃露点要求。

含水的高压富气长距离(大于50 km)输送时,腐蚀、水合物问题难以解决^[1],所以高压密相富气长距离输送之前要求脱去其中的水分和 H_2S 。

综上所述,除了省去NGL回收装置外,富气在长距离输送之前,在矿场也要经过净化、脱水、增压等过程。不含硫富气矿场处理的目的是脱去较重的

组分(凝析油),控制烃露点和水露点,保证富气顺利地输送到天然气处理中心进一步加工(如回收富气中的NGL)。

在海洋平台上,出于空间限制以及复杂性、安全性的考虑,要尽量控制设备的数量、尺寸和重量,对复杂的低温过程设备、精馏塔、明火加热炉等应尽量避免安装或减少使用。

北海采油(气)平台上典型的分离工艺包括2~4级油气分离、相应级的气体压缩(以达到管输压力)和一些气体处理过程^[5]。图1为英国北海海洋平台典型的油气分离工艺简图。

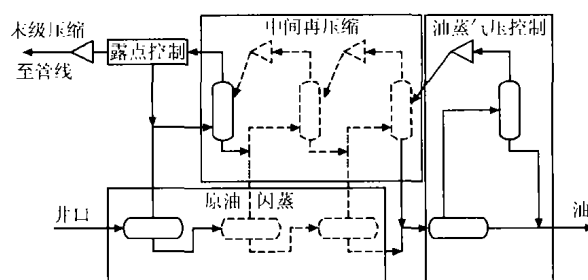


图1 多级分离工艺框图

在北海油田,装船外运、管道运输的原油蒸汽压要求分别是小于14 psia (96 kPa)和100 psia (689 kPa)。如果井流物的气、油比较小,而其中的 C_3 、 C_4 含量又较高,图1所示简单的闪蒸分离装置常常难以拔出原油中的轻组分以满足原油的蒸汽压要求,这时可能要采用复杂的原油稳定装置。然而,原油中 C_3 、 C_4 及其以下组分是影响原油蒸汽压的主要因素,无论是按管输还是按船运要求原油的蒸汽压,富气的临界冷凝压力几乎保持不变。即富气的临界冷凝压力主要由富气中凝析油(C_3^-)含量来决定^[3]。

富气的临界冷凝压力与富气的烃露点有着一定的相关性,控制了烃露点(实际上是凝析油含量)也就控制了临界冷凝压力和密相输送的最低操作压力。英国能源部针对11种北海油、气藏的井流物组成和图1所示的油气分离工艺,研究了富气露点与富气临界冷凝压力典型值的关系^[5],结果指出:为了保证富气的临界冷凝压力不超过1600 psi (11 MPa),要求在1000 psi (6.89 MPa)下烃露点不超过100 °F (37.8 °C)。这比传统压力下单相输送的烃露点要求^[5]——在6.89 MPa压力下低于可能的最低输气温度2.2 °C,更容易实现得多。在北海,用海水甚至空气作冷却剂就可以满足要求。因此,富气密相输送常常不需要对富气作低温分离,即不需要作

严格的脱油处理,这样可以简化富气的矿场处理工艺。

常规的天然气处理过程顺序是:脱油、脱硫、脱水。然而富气密相输送方案在矿场(采油平台)的脱油是不完全的。富气中的重烃,特别是凝析油的存在,使富气容易发生反凝析,给富气的脱硫、脱水操作造成困难。为了防止富气在脱硫或脱水吸收塔里发生反凝析,在富气进入吸收塔之前除了设置有效的涤气、过滤装置之外,还可提高富气的温度或压力,以确保富气在吸收塔中的状态处于其相包线的右侧或上侧。例如,对于从分离器出来的高压凝析气,可以升高其温度;对于低压的油田伴生气,可以增压。此外,设计上宜减少吸收剂与富气的接触时间,以降低吸收溶液的重烃吸收量,如应选择对重烃吸收少的脱硫溶剂和脱硫工艺。

在开发海上油气田时,富气脱水常采用平台、岸上气体处理中心两步脱水方案,平台脱水深度主要由管输要求确定。如果富气的含硫量非常低,富气脱硫可以在气体处理中心完成^[6]。一般的富气脱硫宜在平台上进行。

图 2 是挪威海上 Åsgard B 平台的油气处理工艺框图^[7],处理过的富气以密相外输或回注地层。其中的天然气处理单元包括脱硫、脱水装置。脱硫主装置采用 Exxon 公司的 FLEXSORB SE 工艺,脱水装置采用三甘醇(TEG)脱水。

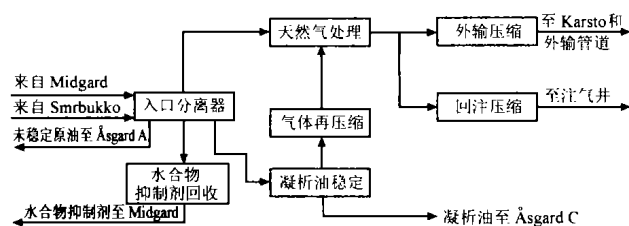


图 2 Åsgard B 平台油气处理工艺简化框图

FLEXSORB SE 工艺与甲基二乙醇胺(MDEA)工艺同属胺法。在高碳硫比情况下,这两种脱硫溶液对 H_2S 都有较好的选吸性。与 MDEA 相比, FLEXSORB SE 具有更低的 CO_2 吸收率、更高的酸气负荷和质量传递速率。因此, FLEXSORB SE 工艺要求的吸收溶液循环量小、吸收溶液中的脱硫剂浓度低以及脱硫溶液与富气的接触时间短。换句话说, FLEXSORB SE 工艺的能耗低,胺液的损失小,而且设备的尺寸小、重量轻。更重要的是,脱硫溶液 FLEXSORB SE 的这些优点导致它的吸烃量很小,更清洁的胺液抑制了吸收塔和/或再生塔的发泡倾

向,这样使得 FLEXSORB SE 工艺操作更可靠。尽管 FLEXSORB SE 工艺的专利脱硫剂成本远高于 MDEA 工艺,但是它所表现出的设备尺寸小、操作可靠且能耗低等优点使其更适合于 Åsgard 富气处理装置的脱硫过程。

在进入吸收塔之前,两级旋风分离器和亚微粒($0.3\ \mu m$)过滤聚结器脱除了进料气中的固相颗粒和分散的液滴,然后将进料气升温 $6\ ^\circ C$ 以防止富气在吸收塔中发生反凝析。脱硫过程之后,没有硫磺回收装置。从再生塔出来的酸气(H_2S)通过焚烧转化为 SO_2 ,排放气(SO_2)经海水吸收转化为 SO_4^{2-} 后随海水排入大海。

密相输送要求操作压力始终保持在富气的临界冷凝压力(北海油气田的富气一般为 $11\ MPa$ 左右)之上。设计上,一般考虑管线出口压力高于临界冷凝压力 $1.0\ MPa$ 。操作上,控制管道的最低压力高于富气临界冷凝压力 $0.5\ MPa$,最高压力低于最高设计压力。压力超出范围,自动关阀。

密相输送的正常操作工况与一般的天然气单相输送是一样的,但卸压将可能出现两相流工况。在两相区,压力变化时管道内凝析液的形成和蒸发是一个复杂的过程。因此,密相输送安装的液塞捕集器在非正常工况下使用,可以比富气两相输送的捕集器容量小一些。

四、富气密相输送技术的应用

在海上油气田开发中,海上平台及其设施的建设费用、海底管道施工费用占有很大的比例,管材本身的成本、富气压缩的费用相对来说占的份额较小,富气密相输送在大流量、长距离时具有一定的优势。北海油气田的天然气输送系统较多地采用了富气密相输送技术。

北海著名的富气密相输送管线见表 1。其中的 Statfjord 至 Kårstø 管线的富气来自 Statfjord、Gullfaks 油田的伴生气^[8]。CATS(the Central Area Transmission System)管线投产时输送的是 Everest、Lomond 两个凝析气田的凝析气。到 1998 年, CATS 管线接收了 7 个油气田的来气^[6]。富气中含有约为 $7\ ppm$ 的 H_2S 和 1.91% (摩尔浓度)的 CO_2 ,管材采用冶金改性耐腐蚀 X-65 钢,能够承受 $150\ ppm\ H_2S$ 和 25% (摩尔浓度) CO_2 气体的腐蚀。富气输送到岸上气体处理终端后,以密相在固定床中脱除掉微量 H_2S 和汞,再进行 NGL 分馏。Åsgard 输送管线^[7]一期输气约为 $38 \times 10^6\ m^3/d$,富气来自 3

表1 著名的富气密相输送管线

名称	地点	作业者	投产日期 (年月)	管径 (mm)	长度 (km)	操作压力 (MPa)	输量 (10 ⁶ m ³ /d)	富气相包线特征量	
								p_m (MPa)	T_m (°C)
Statfjord 至 Kårstø	北海 挪威	Den norske stats Oljeselskap a. s.	1985-03	762	309	12.0~16.7	一期, 17 二期, 25.5	11.1	40
CATS 管道	北海 英国	Amoco	1993-05	914	409	11~17.2	起输, 8.45 设计, 超过 45	10.5	20
Åsgard 输送管道	北海 挪威	Statoil	2000-10	1067	710		61		
Alliance 管道	加拿大 美国	Alliance 管道公司	2000-10	1067 914	345 2650	8.0 9~12	合同, 37.5 设计, 43	小于 8.0	小于-10

注: p_m 表示临界冷凝压力; T_m 表示临界冷凝温度。

个油、气田。北海的这些富气密相输送管线都没有中间压气站, 终点均为岸边的气体处理中心, 属于天然气集输管线。

Alliance 管线是富气长输管线^[1], 总长约 3000 km, 其间有 14 座压缩机站。与其他的 3 条富气密相输送长输管线不同, Alliance 管线的富气露点满足传统压力下的单相输送的要求, 即从本质上讲, Alliance 管线输送的天然气满足传统的管输气质量要求。

CATS 管线^[6]的富气组成见表 2, 该富气在 10.95 MPa、3.4 °C 下的密度为 147.72 kg/m³, 黏度 0.02 cP (1cP=1×10⁻³ Pa·s)。该管线的操作压力 11~17.5 MPa (表 1)。文献[3]计算分析表明, 在有少量凝析油的情况下, C₃、C₄ 含量并不是影响富气临界冷凝压力的主要因素, 即一般的油田伴生气和经过适当脱油处理的凝析气一般都能满足密相输送的压力要求。然而, 高 C₃、C₄ 含量的富气大输量输送, 对输送管线的韧性提出了高要求^[9]。只要管径不是太大, 现代工业已能生产这样的高韧性、高强度钢管。

表2 CATS 管线终端的富气组成

组分	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄ ~	N ₂	CO ₂	H ₂ S
摩尔分数 (%)	84.03	7.55	3.24	2.15	1.01	1.91	7

五、结束语

与传统的干气输送工艺相比, 凝析气田、油田的富气密相输送技术可以简化矿场天然气处理工艺, 节省矿场分离 NGL 的费用和 NGL 的储运费用。富气脱硫、脱水要防止富气的反凝析, 减少吸收溶液的

重烃吸收量。应选择对重烃吸收少的脱硫溶剂和脱硫工艺。

在满足矿场外输原油蒸汽压要求的条件下, 富气的临界冷凝压力(密相输送的最低操作压力)几乎不受原油蒸汽压的影响。富气密相输送具有较广泛的适用性, 在海洋、沙漠等环境恶劣的油气田的天然气集输系统以及天然气、NGL 的长输系统中, 大输量、长距离富气密相输送工艺具有较好的经济性。

参 考 文 献

- Janzen T S, Horner W N. The alliance pipeline—a design shift in long distance gas transmission. ASME International Pipeline Conference, Jan, 1998
- King G. Ultra-high gas pressure pipelines offer advantages for arctic service. OGI, June 1, 1992
- 邓道明, 宫敬, 张效研. 富气的相态特征及其工程意义. 油气储运, 2005; 24(1)待刊
- Hansen S B. Introductory talk—field development and technical limitation. 1st International Conference on Multiphase Flow, Stavanger, 1987
- Penick D P, Thrasher W B. Background and advantages of operating gas pipelines at high pressures. Institute of Petroleum, 1981
- Openshaw P J *et al.* Gas purification in the dense phase at the CATS terminal. The 78th GPA Annual Convention
- Vanson K J *et al.* Åsgard B process selection for hydrogen sulfide removal and disposal. The 78th GPA Annual Convention
- Karl S. Dense phase gas transport in statpipe. 1st International Conference on Multiphase Flow, Stavanger, 1987
- Eiber B, Eiber R J, Carlson L *et al.* Fracture control for the alliance pipeline. ASME 2000 International Pipeline Conference

(修改回稿日期 2004-05-14 编辑 居维清)