

气田外输天然气烃露点保证问题研讨

郭艳林 李巧 毛敏 向波

(中油设计集团公司西南分公司)

郭艳林等. 气田外输天然气烃露点保证问题研讨. 天然气工业, 2004; 24(11): 151~155

摘 要 新疆克拉 2 气田是保证我国西部天然气东输长江三角洲地区的主力气田。由于该气田产出的天然气中含有少量重烃成分, 导致该气田天然气在未处理前达不到“西气东输”的输气烃露点要求。文章介绍了克拉 2 气田的天然气组成、外输气质要求, 阐明了气田开发设计中保证外输天然气烃露点的必要性以及为保证东输天然气烃露点的脱水方案, 最后还提出如何考虑气田与管道系统综合优化, 以达到充分利用气田能量、减少能耗、合理进行气田开发的建议。

主题词 克拉 2 气田 天然气 管道输送 烃 露点 气体脱水 最优化

烃露点是指气体在一定压力下析出第一滴液态烃时的温度。从地下采出的天然气中都会有 C_4 以上较重烃组分的存在, 使得天然气的烃露点会较高。天然气烃露点变化的一般规律是: 随着天然气压力的降低, 天然气的烃露点相应降低。但根据天然气中组分的不同构成, 也有气田的天然气烃露点表现出反凝析现象, 即: 在天然气压力低于某一值后, 在一定压力变化范围内随着天然气压力的降低烃露点反而上升的现象。在天然气的压力、温度发生变化时, 当天然气的温度低于一定压力下的烃露点后, 天然气中的较重烃类就会析出形成液相, 这些液相组分的存在将会对天然气的管道输送和利用产生不利影响。因此, 在各国天然气的质量标准及天然气管道设计规范中, 除对气体中的 H_2S 、 CO_2 、水露点、热值等有具体要求外, 同时也对烃露点进行了规定。

在我国国家标准 GB 17820—1999(《天然气》)中对天然气烃露点的要求为: 在天然气交接点的压力和温度条件下, 天然气中应不存在液态烃。而在 GB 50251—2003(《输气管道设计规范》)中对烃露点

的要求为: 进入输气管道的气体烃露点应低于或等于输送条件下最低环境温度。

上述 2 项国家标准构成了对气田外输天然气烃露点的要求和规定, 同时也是气田开发设计中确定产品天然气烃露点及脱烃工艺方案的依据。笔者以克拉 2 气田与西气东输管道为例, 对气田外输天然气烃露点保证问题进行了研讨。

一、克拉 2 气田开发设计概况

克拉 2 气田为高压、大产量气田, 采用高压单井集气、连续计量的集气方案, 在中央处理厂经处理后的干天然气通过外输管道输往轮南末站与“西气东输”轮南首站交接。克拉 2 气田的地面开发设计由克拉 2 气田集气工程、天然气处理厂、克拉 2 气田—轮南外输管道工程这 3 个部分构成。

1. 克拉 2 气田集气工程

克拉 2 气田的井口天然气条件如下: 气井初始流动压力为 54~58 MPa; 气井流动温度为 70~80 $^{\circ}C$ (在整个生产期内基本不变)。天然气组分见表 1。

表 1 天然气组分表

摩尔分数

组分	N_2	CO_2	C_1	C_2	C_3	$C_4's$	$C_5's$	C_6	C_7	C_8	C_9
组成	0.51	0.65	97.48	0.62	0.42	0.25	0.02	0.0075	0.0075	0.0071	0.006
组分	C_{10}	C_{11}	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{18}	C_{19}	
组成	0.0049	0.0038	0.0030	0.0030	0.0023	0.0015	0.0011	0.0011	0.0008	0.0004	

作者简介: 郭艳林, 女, 1972 年生, 工程师, 硕士研究生; 1997 年毕业于西南石油学院研 94 油气储运专业, 现为“西气东输”设计联营体技术经理, 2004 年被评为“中国石油天然气集团公司优秀青年”。地址: (610017) 四川省成都市小关庙后街 28 号。电话: (028) 86014937。E-mail: guoyanlin@vip.sina.com

本气田外输商品天然气与西气东输管道轮南首站的交接压力为 7.3 MPa, 在外输 $106.6 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 天然气时(塔里木气田外输总量 $120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的其余部分由其他气区的天然气补充), 根据所确定的气田外输管道管径, 返算到中央处理厂的出厂压力为 9.4 MPa。中央处理厂采用了焦—汤节流工艺进行天然气的脱水、脱烃处理, 再对节流降压后的天然气进行增压达到外输压力 9.4 MPa。经过计算及方案优化, 确定进入中央处理厂的天然气压力为 12.1 MPa, 井口天然气的出站压力为 13.8 MPa。

中央处理厂设于气田中部, 各单井由东、西 2 条集气干线分别输送至天然气处理厂。

2. 天然气处理厂

克拉 2 气田中央处理厂处理来自集气总站汇集的克拉 2 气田各井口的天然气。

原料天然气量正常为 $30 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ (20°C , 101.325 kPa), 最大为 $36 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ (20°C , 101.325 kPa); 原料天然气进厂压力为 12 MPa; 原料天然气进厂温度分别为 35°C (初期)、 45°C (后期);

所要求达到的商品气指标如下: 烃露点为 -5°C ($1.6 \sim 10 \text{ MPa}$ 范围内); 水露点为 -10°C (12 MPa 的情况下); 稳定凝析油流量为 21723 t/a (符合稳定轻烃 GB 9053—1998 质量要求)。

根据进厂天然气的组成分析, 其最高烃露点温度较高 (89.6°C 左右), 不能满足西气东输管道工程沿线输送及与用户交接气对烃露点的要求, 为防止液态烃在管道输送过程中及与用户交接、使用中凝析出来, 影响气体的正常输送和最终用户的使用, 需要对天然气进行脱烃处理。

3. 克拉 2 气田一轮南外输管道

克拉 2 一轮南外输管道起于买牙艾肯前砂砾地的首站, 向东南取直敷设约 34 km 经帕拉克拉曼、丘里塔格嘴部, 通过丘里塔格山, 进入戈壁滩, 然后管道经过玛力克、伊克吉它尔玛克斯木特吾斯塘、托努格那阿斯、塔哈西、许诺托, 一直向西南取直敷设约 83 km 到达轮东公路, 顺轮东公路伴行约 49 km 到达管道的终点——轮南外输末站。本气田外输管道的线路长约 178 km, 输气管道直径为 $\varnothing 1016 \text{ mm}$, 本管道在输送克拉 2 天然气量为 $106.6 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 时的起点压力为 9.4 MPa, 终点压力为 7.4 MPa。

二、天然气处理厂的脱烃方案

1. 天然气处理厂脱烃的两种方案

据上述 GB 17820—1999 和 GB 50251—2003 中

对天然气烃露点的不同要求, 气田供给管道的天然气可能分别为 2 种不同的烃露点保证值, 相应气田天然气处理厂的脱烃就有如下 2 种方案。

2. 方案 1: 保证 GB 50251—2003 要求的烃露点方案

GB 50251—2003 从满足管道输送的需要考虑, 要求“进入输气管道的气体烃露点应低于或等于输送条件下最低环境温度”。根据“西气东输”管道输送及与下游用户交气的压力、温度范围, 本方案所确定的天然气处理厂烃露点设计保证值为: 烃露点在整个西气东输管道任何管输压力下都小于等于 -5°C ($1.6 \sim 10 \text{ MPa}$)。

根据对克拉 2 气田天然气的工艺计算, 进中央处理厂的天然气压力为 12 MPa, 在 -57°C 时天然气即全部液化, 在高于 -57°C 的任意温度进行低温分离, 所分出的干气都达不到管输的烃露点要求。经计算, 如将压力为 12 MPa 的天然气节流至 9.4 MPa (使经过处理后的天然气满足外输压力的需要), 使用氨(或丙烷)外致冷, 将天然气冷至 -30°C , 其产品气的烃露点约为 28°C (图 1), 烃露点无法满足管输要求。

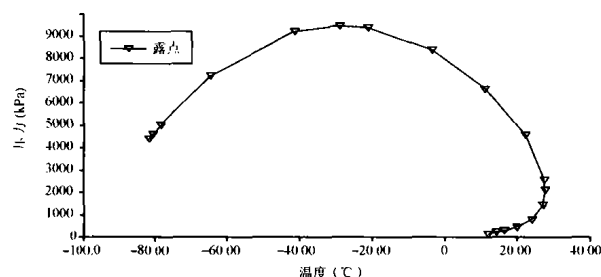


图 1 外冷法产品气的相包络图

由于只降低天然气的温度而不改变其压力不能有效地解决克拉 2 气田天然气的烃露点问题, 故从保证外输气的烃露点来考虑则需要采取其他方案。据计算, 当天然气的压力降至 6.36 MPa 左右时, 经低温分离后的天然气最高凝析温度为 -5°C , 可以满足“西气东输”管道沿线对天然气烃露点的要求。出厂干气的相包络图见图 2。从图 2 中可以看出, 经过脱烃处理后的天然气其烃露点仍然具有反凝析现象的特征, 在天然气压力低于 7 MPa 后, 随着天然气压力的降低, 其烃露点反而升高, 但其在管道输送压力范围内的最高烃露点可以满足管输要求。

根据上述分析, 克拉 2 气田中央处理厂确定采用节流膨胀低温分离处理工艺, 同时达到脱水脱烃

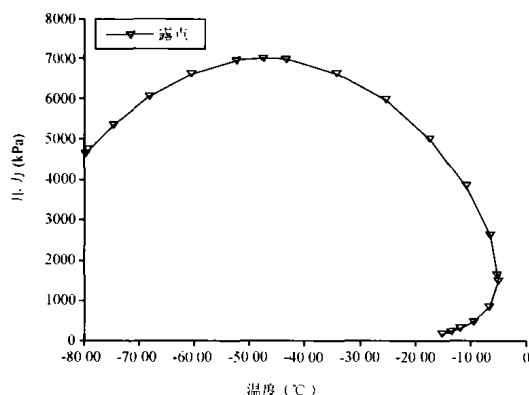


图2 出厂干气的相包络图

的目的,进入中央处理厂的天然气从 12 MPa 节流至 6.36 MPa 左右以满足烃露点的要求;处理后的天然气再增压至 9.4 MPa,通过配气总站外输以满足在轮南与西气东输管道的交接压力为 7.3 MPa 的要求。

本方案出厂干天然气水露点小于等于 -10°C , 烃露点在整个西气东输管道任何管输压力下小于等于 -5°C 。在低温分离前注入乙二醇防止水合物形成,对低温分离下来的凝析油进行稳定,并对乙二醇进行回收。本方案由于需要在天然气处理厂先将其压力降低到 6.36 MPa 进行脱烃处理,然后再将产品天然气加压到 9.4 MPa 满足外输的要求,故存在未能有效利用气田的地层压力能、能耗大的明显不足。

3. 方案2:保证轮南交接点的烃露点方案

GB 17820—1999 中从满足天然气交接的需要出发,对天然气烃露点的要求为:在天然气交接点的压力和温度条件下,天然气中应不存在液态烃。从不同的角度去理解该标准中对天然气交接点的定义,其结果是各不相同的,若单从气田建设的角度可能会将气田与“西气东输”管道轮南首站的交接作为交接点;若从管道建设的角度则必然会理解为“西气东输”管道与下游天然气用户交接的各分输站或末站作为交接点。在交接点位置不同时,由于其交接压力、温度的不同,必然导致对天然气烃露点要求的差异。本方案为假设满足轮南交接点烃露点情况下所做的分析。

若按照本假设的烃露点处理结果,则气田天然气处理工艺可能调整为:克拉2气田中央处理厂仍采用节流膨胀低温分离处理工艺,进入中央处理厂的天然气从 12 MPa 节流至 6.36~9.4 MPa(具体的压力值将根据脱烃满足轮南交气压力条件下的烃露点小于等于 -5°C 而决定),经处理后的天然气再增

压至 9.4 MPa,通过配气总站外输(本方案由于在处理厂的天然气压降比方案1减少,故气田再进行增压满足外输的能量需求相应降低,从而达到尽量利用天然气地层能量,减少气田能耗的目的)。在低温分离前注入乙二醇防止水合物形成,对低温分离下来的凝析油进行稳定,并对乙二醇进行回收,同时为了满足脱烃、脱水时的温度要求,可能需要采取一定的外致冷措施。

参照方案1中对克拉2气田天然气所做的计算分析及图表资料,产品气在满足轮南交气压力为 7.3 MPa 条件下的烃露点小于等于 -5°C 时,则推测(本方案目前还没有进行设计计算,故本文利用相关资料进行估算)在 4 MPa 压力下的露点为 $15\sim 20^{\circ}\text{C}$, 2.5 MPa 压力下的露点为 $20\sim 25^{\circ}\text{C}$, 1.6 MPa 压力下的露点约为 25°C 。

本方案比方案1具有更能充分利用天然气地层能量,减少气田能耗的优点,但从上述分析可知其仍然具有在管道输送及与用户交接条件下的烃露点较高的明显缺陷。

三、不同脱烃方案对管道输送及天然气利用的影响

气田分别采取上述2种不同脱烃方案,其产品天然气的烃露点各不相同,故对管道输送及向下游用户的交接影响各异,为了综合分析脱烃方案的可行性,必须确定不同脱烃方案对管道输送及天然气利用的影响。

1. 方案1对管道输送及利用的影响

本方案进入“西气东输”管道的天然气可以满足烃露点在整个西气东输管道任何管输及交接压力下小于等于 -5°C (按照气田设计给出的脱烃后的天然气性质,经过复核计算,脱烃后的天然气在 1.6 MPa 时的烃露点为 -8°C 、2.5 MPa 时为 -9°C 、4.0 MPa 时为 -14°C)。

(1) 对管道输送的影响分析

上述天然气气质在“西气东输”管道干线、支线输送压力下(4~10 MPa)的烃露点小于等于 -14°C ,而管道输送的设计最低环境温度均大于 0°C ,故管道输送过程中不会有液态烃析出,输气管道目前设计的系统运行是安全可行的。

(2) 对用户的交接、使用的影响分析

西气东输管道在苏浙沪等地区,向用户的供气

分为1.6、2.5、4.0 MPa三种压力,在将天然气从管道输送压力节流至供气压力的过程中,对于节流压力过高的城市天然气用户,存在节流后的天然气温度略低于供气压力下的烃露点的情况。

对于西气东输管道向城市燃气用户的供气压力确定为1.6 MPa时,在冬季、节流压差最大的极端不利情况下,即使设计中对节流后温度较低的部位增加了电伴热处理(主要为防止水化物形成),但出站天然气温度仍略低于供气压力下的烃露点,故在理论上仍然会在天然气温度低于烃露点的管段内有极少量烃类析出的可能(主要是天然气中的高碳重烃微量组分)。而“西气东输”管道向其他用户的供气压力大于2.5 MPa时,不会有液态烃析出而影响与用户的交接。

对城市燃气用户,当本工程分输站与用户的接收门站较远时,随着管道输送给用户的天然气在地温作用下的温度升高,管道内的液态组分又会重新气化,极少量的液态烃在局部管道内的存在对管道输送和使用是没有任何影响的。若节流后的天然气直接与门站交接,由于从门站到燃气用户的管道输送过程中天然气压力降低、温度升高,管道内的液态组分又会重新气化,极少量的液态烃在局部低温段管道内的存在对管道输送和使用也是没有任何影响的;但天然气中液态烃的存在理论上对与用户交接有一定影响,对于这种情况的处理可以通过适当提高向用户的供气压力来加以解决(城市门站普遍存在提高供气压力的要求,其设计压力都大于2.5 MPa,具有在极端不利工况下提高供气压力的可能)。

因此,本方案同时也可以满足西气东输管道与用户的天然气交接和使用的要求。

2. 方案2对管道输送和利用的影响

本方案产品气在满足轮南交气压力为7.3 MPa条件下的烃露点小于等于 -5°C 时,则估计在4 MPa压力下的露点为 $15\sim 20^{\circ}\text{C}$,2.5 MPa压力下的露点为 $20\sim 25^{\circ}\text{C}$,1.6 MPa压力下的露点约为 25°C 。

(1)对管道输送的影响分析

若为这种供气气质条件,在“西气东输”管道干线、支干线的天然气输送过程中的低压段(压力低于7 MPa以后的管段,主要集中在郑州市以东)将可能有大量的液态烃析出,液态烃析出后在管道输送条件下不能重新得到气化,一方面会降低管道的输

送效率,另一方面会对管道的清管作业造成极其不安全的影响(较大量的液态烃析出,随管道清管排除时,由于管道设计中没有考虑液态烃的密闭接收和储存,液体将只能排放到站场的排污池内,将严重影响安全)。

(2)对用户的交接、使用的影响分析

由于在这种气质条件下,1.6~4 MPa压力下的烃露点将达到 $15\sim 25^{\circ}\text{C}$,液态烃将析出并不能在供气条件下进行气化,液体组分将可能直接被送到最终的用户,从而影响用户的使用,使管道与下游用户的交接无法满足规范和供气合同的要求。故需要采取其他处理措施,脱出天然气中的液态烃。

若在管道工程中考虑脱烃的措施,则涉及用户多、站场多,由于管道在1.6~4 MPa压力下的烃露点高于该压力下的天然气温度。因此本工程所供气的所有用户都必须在相应的站场进行脱烃处理(包括上海末站在内)。

在管道的各个站场上根据不同的供气用户和条件进行脱烃是十分复杂和不经济的,由于各个站场的供气对象及供气压力不同,在同一个站场内可能存在不同的致冷脱烃方式。在“西气东输”管道工程中,目前用户在根据实际情况进行调整、供气条件还存在变化的情况下,也是无法实施天然气脱烃处理的。另外,在天然气管道工程中没有各站场进行天然气脱烃处理的做法和先例。

通过上述分析,笔者认为本方案中脱烃处理后的天然气虽然满足了在轮南交气条件下无液态烃析出,但将无法满管道输送及与用户交接的需要,在技术上是不可行的,经济上也是不合理的。

四、气田与管道系统综合优化研究建议

1. 脱烃工艺方案的优化建议

由于克拉2气田的天然气其烃露点具有反凝析特征,考虑到天然气组分中微量超重烃组分的存在对烃露点的影响,故在这种特定气质条件下除了要重视烃露点外,从综合优化考虑,管道输送及向用户交接更重要的是要确定在管道输送及向用户交接工况下有多少液态烃析出,评估所析出的液烃总量是否会影响管道的运行、与用户的交接及使用。若能确定液态烃析出的总量极少,可能达到无法分离或检测的程度,则这种天然气质量可以被认为是满足

要求的(国内其他气田并未对天然气中 C_8 以上的微量超重烃组分进行分析,同时也没有考虑超重烃组分对烃露点的影响,故普遍在与管道交气压力 4.5 MPa 压力满足烃露点要求情况下,即可满足管道输送、与用户交接及使用的要求,天然气交接中的烃露点并不是气质问题的焦点)。

由此建议:可由管道建设单位向气田建设单位提供管道运行工况,提供各分输站向用户交接的相关压力、温度、流量参数,请气田开发设计单位在脱烃工艺设计中考虑,同时对推荐的脱烃工艺产品天然气在管道输送、交接参数条件下液烃析出的总量进行计算分析。通过管道与气田双方结合对液态烃析出总量及可接受程度进行分析评估,最终达到合理确定气田开发方案及气质条件的目的。

2. 气田与管道优化运行的建议

由于条件的限制,克拉2气田一直没有经过试采,其气田的综合气质条件还需要经过试采最终确定。在脱烃处理方案1的情况下,从气田、管道系统运行最优化,推迟气田压缩机组投运时间,为气田试采赢得时间的角度提出以下建议。

在克拉2气田的开发中存在天然气处理外输量逐年增加的过程,初步的计划是 50×10^8 、 80×10^8 、 $106 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 三个台阶,其气田供气量小于 $80 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 情况下将持续2年以上的的时间,在外供气量较小阶段,可以考虑暂时不在气田对天然气进行加压,适当允许降低气田供给“西气东输”轮南首站天然气的压力,综合利用“西气东输”管道的系统配置满足本阶段的天然气输送需要的系统优化运行方式。

经计算,在 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 输量情况下,到达轮南首站的天然气压力约 5.8 MPa;在 $80 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 输

量情况下,到达轮南首站的天然气压力约 5.0 MPa。由于本阶段西气东输管道所输送的天然气量较小,可以综合利用管道、压缩机站的能力(包括可能调整管道压气站的建设、投产时间)以满足输送的需要。这一方式可以推迟气田压缩机站的建设,而更为重要的是为气田的试采争取了时间。在气田试采一段时间以后,再根据气田的综合气质参数及管道下游实测烃露点结果,综合优化脱烃处理方案。

若试采后证实气田的综合气质条件与目前的气田开发设计相一致,而且管道下游与用户交接、使用也确实需要达到方案1所要求的脱烃结果,则可以按照方案1在气量超过 $80 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 后增加气田处理厂的压缩机站,保证到达轮南首站的天然气压力满足 7.3 MPa 的要求。

若经过试采后发现气田的综合天然气组分与目前的设计存在较大的差异,或通过下游实测证实:对克拉2特定气质条件下,由于微量超重烃组分存在而导致的烃露点反凝析现象并不影响管道与用户交接及用户使用。还可以根据实际需要调整气田脱烃工艺减少处理厂的节流压降,达到充分利用气田能量、降低气田增压压缩机站的功率、减少能耗、合理进行气田开发的目的。

参 考 文 献

- 1 刘子兵,刘伟,王遇冬.低温分离工艺在榆林气田天然气集输中的应用.天然气工业,2003;23(4):103~106
- 2 何江川,李士伦.凝析气藏真实露点的探讨.天然气工业,1995;15(4):22~26

(修改回稿日期 2004-09-27 编辑 居维清)