气田外输天然气水露点确定研讨

向 波, 曲 月

(中国石油工程设计有限公司西南分公司, 四川 成都 610017)

摘 要: 气田开发、外输管道、下游利用工程是组成天然气工程项目的三大部分, 如何合理确定气田外输天然气的水露点以保证外输管道的安全运行、用户对气质的要求, 是涉及到气田天然气处理方案的制定、外输管道的配套设计运行的综合性优化问题。结合克拉 2 气田向西气东输管道及下游用户的供气分析, 阐明了天然气水露点确定需要考虑的因素, 并提出了相关建议。

关键词: 气田外输; 天然气水露点; 确定; 研讨

文章编号: 1006-5539(2005)04-0015-05 文献标识码: A

1 天然气水露点及脱水

1.1 天然气水露点及变化规律

自井口采出或从矿场分离器分出的天然气中通常都含有饱和水蒸气, 简称含水。天然气中所含的饱和水蒸气量, 通常称为天然气的水含量。水是天然气从采出至消费的各个处理或加工过程中最常见的杂质。一般认为天然气中的水分只有当它冷凝后以液态存在时才是有害的, 因而工程上常以露点温度来表示天然气中的水含量。水露点是指气体在一定压力下析出第一滴液态水时的温度。根据天然气压力升高、温度降低, 天然气中饱和水气含量也就降低的性质, 对于经净化处理后一定含水量的天然气而言, 天然气的水露点随压力变化的规律为: 天然气压力若高于气田供气压力、则天然气露点温度升高, 天然气压力若低于气田供气压力、则天然气水露点温度降低。

1.2 天然气脱水的必要性

液态水的出现将对输气管道的运行造成以下不利影响:

a)降低天然气管道的输送效率。

b)加大输送介质对管道内壁的腐蚀。

c)若在较高的压力和较低温度的条件下生成固体水合物, 则可能导致输气管道或其它设备堵塞。

d)若在分输站降压向用户供气时, 出现液态水或形成水合物, 将影响正常供气及供气质量。

为了满足管道输送及向用户供气的需要, 气田天然气需要进行脱水处理。天然气脱水就是脱除天然气中的水蒸气, 使其露点或水含量达到一定的要求, 常用露点降表示天然气的脱水深度。天然气脱水的方法有冷却法、吸收法和吸附法等, 各种脱水方式的机理不同、设备及流程各异、脱水深度不同、投资差异较大, 而且脱水工艺确定还需要综合考虑气田天然气组分、脱烃、总体开发方案等因素。故天然气的水露点涉及到管道输送、用户交接、气田开发及投资三个方面的问题, 需要综合优化确定。

1.3 水露点确定的依据及基本情况

西气东输管道与塔里木气田的交接点在新疆轮南, 交接点压力确定为 7.4 MPa, 交接压力下水露点的确定情况为:

1.3.1 水露点确定的依据

a)国家标准《天然气》(GB 17820—1999)[1] 中规定: 在天然气交接点的压力和温度条件下, 天然气的水露点应比最低环境温度低 5 ℃。

b)国家标准《输气管道工程设计规范》(GB 50251—2003)[2] 中规定: 进入输气管道的气体必须

收稿日期: 2005-01-30; 修回日期: 2005-02-21

作者简介: 向波(1963-), 男, 重庆人, 教授级高工, 1984 年毕业于西南石油学院油气储运专业, 西气东输管道工程设计联营体项目副经理, 全国五一劳动奖章获得者。电话: (028)86014573。

清除机械杂质；水露点应比输送条件下最低环境温度低 5 ℃。

1.3.2 管道工程设计对水露点的要求

在《西气东输管道工程初步设计》[3] 中明确："交接天然气水露点应比输送条件（4.0～10 MPa）下最低环境温度低 5 ℃，以满足本管道在增压、输送过程中无凝析水出现"。该管道工程设计中严格要求进入管道的天然气满足气质条件的规定，不考虑天然气在输送过程中有凝析水出现，故管道系统均未设置天然气脱水设施。

1.3.3 天然气购销协议对水露点的规定

2004 年 7 月 29 日，西气东输销售分公司与塔里木油田分公司签订了天然气购销协议。供方向需方供应的天然气执行 GB 17820－1999《天然气》中所规定的二类天然气标准。协议规定：塔里木在轮南向西气东输交接天然气的水露点标准为：在天然气交接点的压力条件下，天然气的水露点应比最低环境温度低 5 ℃。

按照轮南交接点压力 7.4 MPa、水露点－5 ℃。则该天然气在不同压力条件下的水露点见表 1。

表 1 不同压力条件下天然气水露点

序号	工况	压力 / MPa	水露点 / ℃	备 注
1	交接状态	7.4	－5	轮南协议交气状态
2	运行工况 1	10	－2	管道最高运行压力
3	运行工况 2 供气工况 1	4	－12	管道最低运行压力 分输天然气
4	供气工况 2	2.5	－17	分输天然气
5	供气工况 3	1.6	－20	分输天然气

1.3.4 水露点问题的提出

西气东输工程天然气交接水露点的确定虽然是按照国家相关标准和要求确定的，但在西气东输管道于 2004 年底建成从轮南进气后，由于各种原因在冬季运行中出现了以下主要问题：

a）个别线路阀室的引压管中的气体在冬季夜间极端最低温度下，出现结冰堵塞现象，导致驱动机构误动作而关闭干线阀门，影响正常生产。

b）靖边以西站场的过滤分离器形成水合物冰堵，解堵操作频繁。

c）郑州以东的分输站在向用户供气时的节流压降较大（特别是将来管道达到设计输量后的压降更大），为了防止节流过程中的冰堵和节流阀外部结冰，需采用电加热等措施。而目前供气中没有采取加热的个别用户，节流阀外部结冰现象较为严重。

根据对各方情况的了解，上述问题的出现主要与克拉 2 气田生产初期，气田中央处理厂操作还需要一个逐渐稳定过程，短时间内出现供气水露点未达到设计要求；同时也不排除管道运行初期，个别地点施工中可能残留的水分对输送介质水露点的不利影响等因素。

有的意见提出以轮南交接点的最低气温作为最低环境温度，按照交气压力 7.4 MPa 时的水露点达到－20 ℃修订供气协议。这虽然可以更好地满足管道运行及向下游用户供气的要求，但克拉 2 气田需要对天然气进行深度脱水处理。目前气田已经实施的脱水工艺及装置将无法满足要求，需要另外增加分子筛等脱水装置，这将增大气田的投资和成本，总体看是不经济的。

虽然出现的上述问题是管道投产初期各种原因造成的，并不能够完全说明现确定的水露点参数是否合理。但针对我国第一条最高运行压力达到 10 MPa、向用户供气压力最低达到 1.6 MPa 的天然气管道而言，按照现有的标准和规范所确定的水露点参数是否经济、可行，能否满足管道输送、向下游用户供气要求成为各方所共同关注的问题。

文章通过对气田脱水工艺、管道输送、用户交接三方面情况的综合分析，从有利于气田开发、满足管道输送、基本符合分输及交接的需要，提出了合理确定天然气水露点的建议。

2 管道输送对水露点的要求

2.1 管道运行环境条件

西气东输管道全线按照将管顶埋设至最大冻土深度以下设计，即管道埋深处的最低地温为大于等于 0 ℃，极端情况可以按照 0 ℃考虑。

本管道全线长达近 4 000 km，沿线主要站场的气温条件差异极大。本管道沿线主要站场的气温条件见表 2。

表 2 主要站场气温条件表

序号	站名	月平均最低气温/ ℃	极端最低气温/ ℃	所处省市
1	轮南首站	－8.1	－23	新疆轮台县
2	哈密压气站	－12.3	－32.0	新疆哈密市
3	玉门压气站	－15.8	－35.1	甘肃玉门市
4	中卫压气站	－7.6	－26.9	宁夏中卫县
5	靖边压气站	－8.5	－28.5	陕西靖边县
6	郑州分输压气站	0.1	－17.9	河南须水镇
7	定远分输站	1.8	－23.8	安徽定远县
8	龙潭分输站	2.0	－16.3	南京市龙潭镇
9	上海末站	3.1	－10	上海市白鹤镇

2.2　管道输送对水露点的要求

管道输送对水露点的要求应按照国家标准《输气管道工程设计规范》(GB 50251－2003)中规定：水露点应比输送条件下最低环境温度低 5 ℃进行确定。规范中所提出的“输送条件下最低环境温度”实质是指管道输送过程中的天然气最低温度，其近似于管道埋深处的最低地温。

根据管道运行中的最低环境温度(管道埋深处的最低地温)为 0 ℃、最高运行压力为 10 MPa，故从保证管道运行的角度，气田供气的水露点应确定为：在管道最高运行压力 10 MPa 下的水露点为－5 ℃。则不同压力条件下的天然气水露点对应关系见表 3。

表 3　天然气水露点对应关系表

序号	工况	压力 /MPa	水露点 /℃	备　注
1	交接状态	7.4	－8	要求轮南交气状态
2	运行工况 1	10	－5	管道最高运行压力
3	运行工况 2 供气工况 1	4	－14	管道最低运行压力 分输天然气
4	供气工况 2	2.5	－19	分输天然气
5	供气工况 3	1.6	－23	分输天然气

2.3　站场运行分析

由于西气东输管道郑州以西的站场其最低月平均气温、极端最低气温均较低，满足埋地管道输送要求的天然气水露点是否同时满足站场冬季运行的要求应进行复核。其重点是需要考虑天然气进站后通过地面设备的换冷，其温度降低是否会低于运行压力下的水露点而造成冰堵。

西气东输沿线的站场在设计输量下的进站压力最高为 7～8 MPa，进站天然气极端最低温度为 0 ℃。在进站压力条件下的天然气水露点约为－8 ℃。参照陕京线等管道的西部站场在设计输量下冬季的天然气进出站温降一般均在 5 ℃范围内的实际情况，故满足管道输送要求的天然气水露点也可以满足本管道站场的运行要求。但在管道运行初期，由于天然气输量较低，天然气在站内的温降会较大一些，当有可能形成水合物冰堵时，应考虑在冬季采用越站流程等方式进行操作。

3　下游供气对水露点的要求

3.1　站场的分输运行参数

西气东输管道是我国第一条设计压力超过 6.4 MPa 的长输天然气干线，其管道最高操作运行压力将达到 10 MPa，各分输站的进站压力高，在向不同用户的供气过程中需要节流降压，当节流压降较大时、其天然气温度降低明显，若节流后的天然气温度低于该压力下的天然气水露点则可能形成冰堵，当节流后的天然气温度低于 0 ℃时则节流阀表面可能形成结冰而影响运行管理。

表 4　各分输站调压温降计算

站　名	用　户	进站压力 /MPa	进站温度 /℃	交气压力 /MPa	交气压力为 4.0 MPa 时阀后温度/℃	交气压力为 2.5 MPa 时阀后温度/℃	交气压力为 1.6 MPa 时阀后温度/℃
郑州分输压气站	郑州燃气	7.62	14.6	1.6～4.0	－1.5	－9.7	－15.8
利辛分输清管站	阜阳燃气	8.02	14.8	1.6～4.0	－4.4	－11.4	－19.0
刘巷子分输站	蚌埠燃气	7.34	13.6	1.6～4.0	－2.7	－9.4	－17.1
刘巷子分输站	淮南燃气	7.34	13.6	1.6～4.0	－2.7	－9.4	－17.1
滁州分输站	滁州燃气	6.51	13.2	1.6～4.0	0.9	－5.8	－13.1
龙池分输站	南京新区燃气	6.20	13.1	1.6～4.0	2.3	－5.5	－11.6
青山分输清管站	仪征化纤	6.00	11.1	1.6～2.5	/	－4.0	－10.3
镇江分输站	镇江燃气	5.85	12.6	1.6～4.0	4.9	－3.3	－8.7
常州分输站	常州燃气	5.63	14.0	1.6～4.0	6.7	－0.9	－6.7
常州分输站	江阴燃气	5.63	14.0	1.6～4.0	6.7	－0.9	－6.7
无锡分输站	无锡燃气	5.53	15.2	1.6～4.0	7.9	0.8	－5.4
东桥分输站	苏州燃气	5.50	15.3	1.6～4.0	8.2	1.1	－5.1
昆用直分输站	苏州燃气	5.47	15.6	1.6～4.0	8.6	1.5	－4.6
昆用直分输站	昆山燃气	5.47	15.6	1.6～4.0	8.6	1.5	－4.6
上海末站	上海	5.46	15.7	4.0	8.6	/	/

注：若考虑冬季地温比年平均地温低约 6～7 ℃的影响，则表中各站的进站天然气温度会降低约 6～7 ℃，故不同交气压力下的天然气最低温度也降低约 6～7 ℃。

西气东输管道下游各主要分输站，在年平均地温及设计输量下的计算参数见表 4。

3.2 水露点需求分析

西气东输管道向下游用户的供气质量应执行 GB 17820－1999《天然气》中所规定的二类天然气标准。其对水露点的规定为：在天然气交接点的压力和温度条件下，天然气的水露点应比最低环境温度低 5 ℃。

该标准中所提到的“最低环境温度”从保证向用户正常供气及使用的角度理解，应指与用户交接处的天然气最低温度而更为确切。从各分输站通过计量－节流降压－通过埋地管道输送至用户交接的流程分析，对水露点的需求重点应考虑在节流降压过程中防止水合物形成而影响正常生产。为了达到这一目的，首先应充分利用气田交气的水露点条件，通过合理确定节流压降等尽量减少辅助设施；其次对于节流压降过大的特殊用户，应考虑适当增加加热措施进行处理。

从上述计算结果及分析可以看出，满足管道输送要求水露点的天然气，在分输压力为 4，2.5，1.6 MPa 三种情况下的水露点分别为－14，－19，－23 ℃。故对于交气压力大于等于 2.5 MPa 的用户，该水露点是可以满足分输要求的；而对于交气压力低于 2.5 MPa 的用户，考虑到节流后的天然气温度很低，宜采用加热措施以防止冰堵和节流阀表面结冰。

4 气田脱水工艺及水露点保证

4.1 气田处理厂基本情况

克拉 2 气田中央处理厂采用低温分离的方法，对天然气进行脱水脱烃处理。为防止天然气在节流后温度迅速降低而生成水合物，故须在节流阀前注入水合物抑制剂以降低水合物的生成温度。选用乙二醇作为抑制剂。随着温度的降低，天然气中的重烃和部分气相水会逐渐析出。控制节流后的温度或压力，可使天然气中的重烃得以分离，从而使天然气的烃露点降低，达到脱水脱烃的目的。

4.2 流程简述

从集气装置来的原料天然气进入预冷器，自乙二醇再生及注醇装置来的乙二醇贫液(85%(*m*))通过雾化喷头成雾状喷射入原料气预冷器的管板处，与原料气在管程中充分混合接触后，与低温分离器来的干气进行逆流换热，将原料气预冷。预冷后的原料天然气经 J-T 阀节流，压力降低，温度也随之降低，然后进入低温分离器进行分离。分离了醇烃液的干气进入干气过滤分离器，进一步分离出天然气携带的少量醇液及凝析油，经预冷器换热、压缩机增压后进入输气首站。工艺流程示意见图 1。

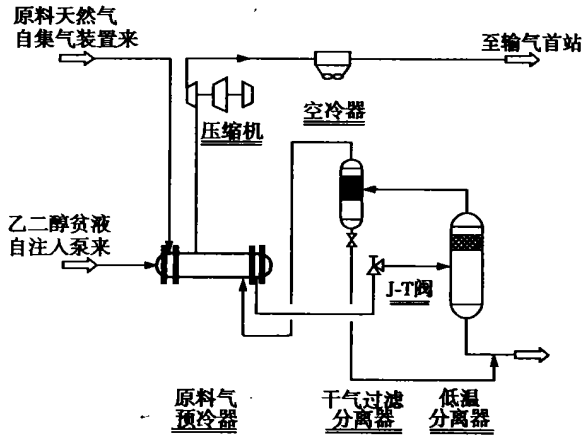

图 1 脱水工艺流程图

由于目前天然气组分分析结果表明，烃露点具有反凝析现象，若要满足烃露点的要求，需要将进入处理厂的天然气压力从 12 MPa·g 节流至 6.4 MPa(绝)，低温分离后再增压至 9.4 MPa(绝)，满足轮南末站交气压力可达 7.4 MPa(绝)要求。但这将是十分不经济的。

因克拉 2 气田没有进行试采，工程所采用的天然气的组成仅为试井时井流物的分析数据，因此气体组成具有很大的不确定性。很有可能在今后的实际生产过程中原料气的重烃含量较少，以致不需脱烃也能保证天然气在输送至上海的过程中无液态烃析出。在这种情况下，对原料天然气只需进行脱水，满足天然气管输水露点的要求即可。则原料天然气预冷到－5 ℃，再经 J-T 阀节流至 9.4 MPa·g，节流后气体温度为－14.3 ℃，即能达到管输水露点的要求。这样，天然气脱水后不用增压可直接至轮南首站进入西气东输管道。这种做法可以充分利用地层能量，减少气田投入及费用，总体看是最经济的。故在设计上暂推荐本方式，并建议根据最终气质条件和管道输送对烃露点的要求，再行确定是否深度脱烃并增加压气站。

4.3　脱水工艺设计

4.3.1　原料天然气进厂条件

温度:48 ℃;压力:12.2 MPa·g;流量:3 000×10^4 m^3/d(正常),3 600×10^4 m^3/d(最大)。

原料天然气组成见表 5。

表 5　原料天然气组成表

组分(组分代号)	组成/(mol%)	组分(组分代号)	组成/(mol%)
N_2	0.597 5	n-Heptane	0.007 9
CO_2	0.720 8	Toluene	0.007 0
Methane	97.823 4	XF1	0.008 2
Ethane	0.549 9	XF2	0.007 8
Propane	0.044 8	XF3	0.004 0
i-Butane	0.007 4	XF4	0.001 6
n-Butane	0.011 9	XF5	0.000 5
i-Pentane	0.005 3	XF6	0.000 2
n-Pentane	0.005 0	XF7	0.000 1
n-Hexane	0.007 6	H_2O	0.139 1
Benzene	0.050 0	合计	100

4.3.2　产品天然气出厂条件

温度:≤50 ℃;烃露点:≤－5 ℃(操作条件下);水露点:≤－10 ℃(操作条件下)。

4.4　实际运行情况分析

根据克拉 2 气田生产综合日报,在气田开发初期,天然气净化厂的运行情况为:

净化厂节流前压力为:9.56 MPa·g;净化厂节流前温度为:－5.7～－8.8 ℃;净化厂节流后压力为:6.42 MPa·g,净化厂节流后温度为:－19.0～－21.8 ℃;净化厂外输压力为:5.95 MPa·g;天然气水露点－14.0～－17.0 ℃。

从目前克拉 2 气田的实际运行情况看,正常操作情况下满足管道输送对水露点的要求是可行的。

5　结论与建议

a)面对我国第一条最高操作压力达到 10 MPa,横跨我国东西部地区的天然气干线管道的实际运行需要,气田供气的天然气水露点确定应综合考虑管道的运行压力、环境温度的差异、分输供气的压降及温降影响、气田脱水工艺可达到水平等因素,经综合优化考虑后确定。

b)结合对各种因素的综合分析,建议西气东输管道与塔里木气田的天然气交接在执行已经签订的供气协议所确定的水露点要求下,应从管道运行需要、气田脱水工艺可行的角度进行适当补充。

建议冬季在合同规定的交气压力 7.4 MPa 下的天然气水露点达到－10 ℃的要求,这从气田脱水装置的设计和通过加强对脱水装置的运行管理是完全可以实现的。这样,可以在不对气田开发产生影响的情况下,其供气的水露点也可以满足管道输送及向用户分输供气的需要。

c)对于输气管道下游节流压降过大而可能形成水合物冰堵的供气分输点,若采用加大气田供气天然气的脱水深度来满足要求是不经济的,一般应考虑对分输天然气加热或将天然气适当节流后先进入城市环网等方式以满足工艺需要。

参考文献:

[1]　GB 17820－1999,天然气[S].

[2]　GB 50251－2003,输气管道工程设计规范[S].

[3]　西气东输管道工程设计联营体.西气东输管道工程初步设计[R].廊坊:西气东输管道工程设计联营体,2000