天然气无液相输送新工艺研究

向　波, 郭佳春, 毛　敏

(中国石油工程设计有限公司西南分公司, 四川 成都 610017)

摘　要: 气田集输工艺设计是气田地面工程建设的主要内容, 是工程建设适应性、先进性、经济性的主要体现。集输工艺技术的优化是实现气田合理开发的主要途径, 也是工程建设各方所共同关注的重要问题。结合长庆子洲—米脂气田地面工程设计的情况, 对天然气无液相输送新工艺进行了对比、分析和介绍。

关键词: 天然气; 无液相输送; 集气新工艺; 研究

文章编号: 1006-5539(2006)04-0001-05　　文献标识码: A

0　概述

在气田开发建设项目中, 气田地面工程的建设占据着重要的位置。地面工程建设的规模较大、一般占工程总投资的 50%~60%, 而且与气田开发的可操作性及效益直接相关。因此, 工程建设各方都对其设计工作十分重视。

气田集输工艺设计是气田地面工程建设的主要内容, 是工程建设适应性、先进性、经济性的主要体现。故集输工艺技术的优化是实现气田合理开发的主要途径和手段, 同时也是气田开发设计工作的重点。

气田集输工艺技术所涉及的范围很广, 需要进行优化设计的内容较多, 针对不同气田的具体情况, 一般应包括: 单井集气与多井集气、进口节流与不节流、集输管网的构成、干气输送与湿气输送、防止水化物形成、分离工艺、计量工艺方式、集气系统压力、增压集气工艺等。本文结合长庆子洲—米脂气田地面工程设计的情况, 对天然气无液相输送的新工艺进行了研究和介绍。

1　子洲—米脂气田概况及问题的提出

1.1　子洲—米脂气田概况

根据中国石油工程设计有限公司西南分公司编制的《子洲—米脂气田 $15\times10^8 m^3/a$ 产能建设地面工程部分——可性行研究报告》[1], 子洲—米脂气田位于陕西省榆林市子洲、米脂、绥德及横山县境内, 地面建设工程设计规模为 $15\times10^8 m^3/a$, 气田共建 193 口单井, 20 座集气站, 3 座中间清管站, 1 座集气总站, 1 座中央处理厂, 2 座外输站场。气田内设采气管线及注醇管线各 635 km, 集气支线 32 km, 集气干线 170 km, 外输净化气管道长 95 km。

该气田所处陕北黄土高原地区的地形十分复杂, 通过对大量集输工艺技术方案的对比分析, 设计推荐了井口至集气站采用放射状多井集气流程, 各气井产出的天然气节流至 16 MPa 以下输送至集气站。在集气站采用轮换计量流程以实现对各单井天然气的计量。采用多井高压集中注醇工艺, 在集气站设高压注醇泵通过与采气管线同沟敷设的注醇(缓蚀剂)管线向井口和高压采气管线注入甲醇(缓蚀剂)。集气站与集气管道形成树枝状流程, 各集气站的天然气全部输送至设于米脂的天然气处理厂进行脱水脱烃处理。脱水脱烃推荐采用丙烷制冷低温分离工艺, 水合物抑制剂为甲醇; 甲醇再生采用常压精馏工艺; 凝析油稳定装置采用 600 kPa 加压蒸馏工艺。经处理合格后的商品天然气输送至榆林第二集配气总站, 向陕京二线供气。

1.2　目前国内各大气田广泛采用的集输工艺技术

1.2.1　新疆塔里木气田

新疆塔里木气田大多采用气液两相混输集输工

收稿日期: 2006-02-07

作者简介: 向　波(1963-), 男, 重庆市人, 教授级高工, 毕业于西南石油大学油气储运专业, 主要从事天然气储运设计及管理工作。电话: (028)86014573。

?1994-2016 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

艺技术,即各单井天然气在井口节流、计量,然后通过集气支、干线将气液混输至中央处理厂,在中央处理厂脱硫、低温分离脱水、脱烃,外输干气的硫化氢含量能保证≤20 mg/m^3,水露点能保证在-5 ℃以下,管输压力下的烃露点≤-5 ℃。

1.2.2 长庆气田

长庆气田所属主要有靖边气田、榆林气田及苏里格气田。其中靖边、榆林气田采用干气输送工艺技术。

靖边气田的集输工艺技术为:在集气站多井加热、间歇计量、采用三甘醇小型橇装装置先脱除天然气中的水,然后将干气输送至净化厂集中采用MDEA 湿法脱硫,满足净化气气质标准后外输。

榆林气田的集输工艺技术为:采用高压集气工艺,在集气站采用节流膨胀制冷低温分离以达到脱水、脱烃目的。各集气站增加了高效聚结器进行精细分离使出站天然气的水、烃露点达到国家Ⅱ类气质标准后直接外输。后期天然气进站压力下降后,增设气田天然气处理厂集中对天然气烃、水露点进行控制。

苏里格气田集输工艺技术为:单井井口水套炉加热、低压集气、带液计量、井间串接、湿气输送、二级增压,集中净化后外输。

1.2.3 四川气田

四川气田集气管网大多采用湿气有液相输送工艺技术,即天然气在集气站水套炉加热、节流、常温分离、计量后,通过集气支、干线输送至天然气净化厂集中处理。通常集气站的分离温度为15~35 ℃,只能初步脱除天然气中的液滴,但进入集气管道的天然气的烃、水露点高于管道沿线的环境温度,集气管道输送过程中有液相析出。

1.3 问题的提出

从上述对气田地面工程建设主要技术方案的介绍可以看出:该气田从单井—集气站的采气工艺方案;天然气处理厂的工艺技术方案;净化气输送管道技术方案都已经确定。虽然集气站—天然气处理厂的集输管网的构成方式已经明确,但由于气田所处地理位置特殊,地面自然条件恶劣、地形复杂困难、原料天然气的输送距离较远,气田的储存条件较差,加之气田单井产量低,平均1.5×10^4~2.5×10^4 m^3/d,井口压力下降较快,冬季集气管道沿线的环境温度低等特殊性。使得长庆榆南等气田长期成功使用的干气输送工艺,长北、新疆克拉2等气田新近采用的气液混输工艺,四川气田长期采用的常温分离湿气有液相输送工艺技术都不能适合于本气田的开发。故需要针对本气田特点,研究采用新的集输工艺技术方案。

2 天然气集输工艺技术方案的研究

从集气站—处理厂的集气管道通常采用干气输送或湿气输送两种方式,该两种方式均为成熟的输送工艺,各有其优缺点。一般而言,干气输送适用于气井分布集中且输送距离较远的气田;湿气输送适用于气井相对分散且输送距离较近的气田。选择何种输送方式应根据各气田的实际情况进行具体分析。针对子洲—米脂气田的特点,我们在两种常用输送方式之外,构建了全新的无液相输送集输工艺技术方案,并对三种输送工艺方案进行了分析研究。

2.1 干气输送方案(方案一)

本方案需要在气田内部各集气站采用低温分离工艺,控制分离温度-18 ℃左右,脱除天然气中的凝析油和水,进入集气支、干线的天然气的烃、水露点已可满足外输商品天然气的要求,一般无须再进入处理厂处理。该方案可暂缓建设处理厂脱烃、脱水装置,并可确保气田集气支、干线的安全运行。

该方案采用节流膨胀制冷工艺,初期可充分利用天然气地层能量满足低温分离温度要求;后期井口天然气压力下降后则需要在增加换冷设备的同时,提前进行天然气增压以满足低温分离的需要。干气输送方案的集气站流程示意,见图1。

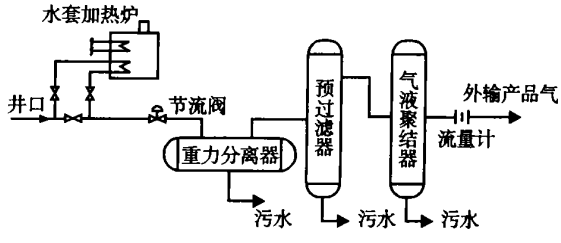

图1 干气输送方案集气站流程示意图

2.2 湿气气液混输输送方案(方案二)

本方案在气田内部各集气站仅设计量分离器,其余不计量的井口来气直接进入集气支、干线输送,采用气液混输。根据本气田的特点,采用湿气输送存在以下不利因素:

?1994-2016 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

2.2.1　集气管道输送距离远

本气田最远的集气站距离处理厂达到 55.2 km，一般均在 20～45 km 范围。

2.2.2　地形起伏大、环境条件差

气田地貌单元主要属陕北黄土高原梁峁沟壑区，海拔 838～1 250 m。除无定河和大理河等河谷川地外，气田大部分被黄土覆盖，沟壑纵横，梁峁交错，地势起伏，地形支离破碎，地表荒坡秃岭，植被稀疏，水土流失严重。

2.2.3　天然气含水量大

根据气田资料，气井的水气比平均为 0.22 $m^3/10^4m^3$，故天然气中的含水量较大。特别是个别边远井试采测试的日产水量达到数十立方米。

湿气输送方案会造成集气管道低点积液，计算表明管道内的积液较多并会出现段塞流，同时对集气管道运行管理如清管措施等要求高；特别是当有水合物产生时，将逐渐积聚堵塞管道而影响输气，系统操作运行的风险大。因此，对本气田气液混输是不适合的。

2.3　无液相输送方案(方案三)

本方案是在干气输送、湿气气液混输集输工艺技术方案的基础上，提出的全新技术方案。其特点是集气站分离目的只为保证集气管道无液相输送。

在气田内部各集气站采用分离工艺，控制分离温度－5(冬季)～2℃(夏季)左右，脱除天然气中的液滴，使进入集气支、干线的天然气的烃、水露点低于管道沿线的最低环境温度，以保证在集气管道输送过程中无液相析出。但天然气未达商品天然气的标准，需要进入处理厂脱烃、脱水。

该方案在充分利用地层能量的同时，大大地降低了管输风险，有利于集气支、干线的安全运行。而且集气站的注醇量减少，也方便了管理。无液相输送方案的集气站流程示意，见图 2。

2.4　方案的比较

集气管线干气输送、无液相输送工艺方案比较见表 1。

表 1　工艺方案比较

比较内容	方案一：干气输送	方案三：无液相输送
工程量		
站场/座	20	20
处理厂脱烃脱水装置/套	2(可推迟至第 2 年建设)	2
可比投资		
站场工程/万元	5 333	3 897
处理厂装置/万元	2 950	3 700
合计/万元	8 283	7 597
甲醇年运行费用/万元	437	202
处理厂装置运行费用/万元·$(2a)^{-1}$	0	855
20 年折现总投资/万元	11 549	9 962
主要优点	1. 集气支、干线运行安全； 2. 处理厂脱水、脱烃装置缓建，初期投资降低。	1. 集气支、干线运行安全； 2. 减少了集气站甲醇注入量，有利于职工安全卫生； 3. 站场流程简化，降低了集气站的操作风险和投资； 4. 外输净化气质量有保证。
主要缺点	1. 集气站甲醇注入量大，操作运行费用相对较高； 2. 站场流程复杂，站内装置多，可能的泄漏点多，运行管理要求高，增加了集气站的操作风险； 3. 集气站数较多的情况下，各站露点温度有时波动，影响外输净化气质量。	1. 处理厂初期投资较高。

注：处理厂运行费用只对比前两年，干气输送方案第 3 年脱水脱烃装置投产后，两方案处理厂运行费用相同。

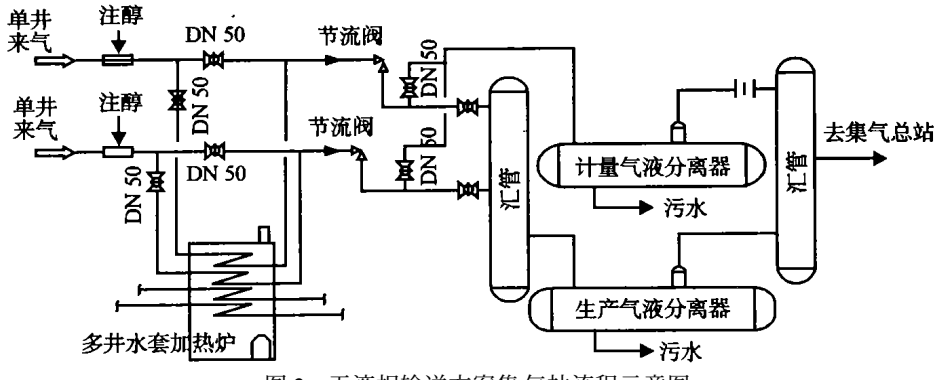

图 2　无液相输送方案集气站流程示意图

?1994-2016 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

根据以上比较，从保证外输气质、节约投资的角度出发，本工程推荐采用无液相输送方案。主要考虑如下：

a. 干气输送方案可以推迟处理厂脱烃、脱水装置的建设时间。但集气站要维持分离温度－18 ℃左右，采用节流膨胀制冷工艺需要足够的压差，根据 HISIS 软件计算，在集气站不设换冷器的情况下，要求井口压力≥12.5～12.9 MPa，按开发方案动态预测指标，预计干气输送可以保持到投产第 2～3 年。若设预冷器，井口压力需求可降低，但该气田压力下降太快，同样是不经济的。而且分散脱烃、脱水，集气站的操作管理相对复杂，站内水合物抑制剂注入量太多；由于井口压力下降较快，集气管线干气输送维持时间较短，气田压力很快就降低至无法满足净化气烃、水露点要求，天然气仍然需要在处理厂集中进行处理；另外由于集气站数量众多，有时难以保证操作稳定及气质，导致水、烃露点不满足要求，从榆南等气田的实际操作情况看，可能也需要同步建设处理厂以保证外输天然气满足交接条件的要求。

b. 采用无液相输送方案可以充分利用气田压力、提高输送效率，简化集气支线的清管。能够有效地降低集气管道的系统风险，达到安全、稳定运行的要求。本方案可简化集气站工艺流程及设备配置，减少甲醇注入量。可通过与处理厂的低温分离工艺、集气管道输送压力及气田开发方案的衔接，合理确定节流压降。

c. 从经济上分析，干气输送不仅投资高于无液相输送方式，而且生产成本、管理维护费用均高于无液相输送的方案。因此从技术经济两方面考虑，设计推荐采用无液相输送方案。

2.5 无液相输送方案的关键技术

实现集气管道无液相输送的关键在于对集气站分离温度的合理控制，分离温度不能过高，须满足烃、水露点低于管道输送最低环境温度要求；但也不宜过低，避免增加甲醇注入量，加大运行成本。

据长庆气田十余年的监测结果表明，钢管埋地 1.5～1.6 m 处，冬季平均地温为 2 ℃，夏季平均地温为 10 ℃，因此确定冬季分离温度为－5 ℃，夏季分离温度为 2 ℃，根据 HISIS 软件模拟，可以保证烃、水露点低于环境温度，从而实现集气管道无液相输送。

3 无液相输送方案的操作分析

3.1 初期：水套炉加热－节流－气液分离－无液相输送

在气田开发前期，井口天然气流动压力高，节流降压产生的温差大。按井口天然气流动温度 15 ℃计算，采气管线沿程温降到集气站时的天然气温度为 2 ℃(冬季)～10 ℃(夏季)。此时集气站将天然气从 16 MPa 节流至 6.3 MPa，天然气温度将下降至－25 ℃～－33 ℃。为了减少注醇量和避免使用低温钢材，需要在节流前用水套加热炉将天然气温度提高至 26～33 ℃。使节流后的温度为－5～2 ℃。气体节流后再由气液分离器分离，分离后的天然气进入集输管网。经计算，该工况下，出站天然气中的水含量在 0.000 085 %左右，水露点为－1～6 ℃。由于管输天然气温度基本等于地温，为 2～10 ℃并高于水露点温度，所以在集输管网中输送的天然气无液相析出。

在控制井口注醇量满足采气管道输送过程不形成水合物的条件下，经计算，在井口压力大于 16.5 MPa 前，集气站节流后水化物形成温度低于分离温度－3 ℃以下，集气站不用注醇。当井口压力小于 16.5 MPa 后，为保证集气站节流后不形成水化物，需要节流前注醇。

3.2 中期：节流－气液分离－基本无液相输送

在气田开发中期，随着井口流动压力的不断降低，集气站节流阀前压力也不断下降。当井口压力低于 8.7 MPa 时，集气站节流至 6.3 MPa 后气体温度将高于－5～2 ℃，最大可到 9 ℃。此时，进站气体不进水套炉加热，直接节流至 6.3 MPa，经分离后进入集输管网。经计算，出站天然气中的水含量在 0.000 19%左右，水露点为 4～11 ℃，在输送过程中基本没有液相析出。

在此阶段，由于井口注醇量的减少，为保证节流后的水化物温度要求，需要在集气站节流前进行注醇。

3.3 后期：气液分离－增压出站－微液相输送

在气田开发后期，当井口压力低于 6.9 MPa 时，集气站调压阀前的压力将低于 6.3 MPa。此时，

?1994-2016 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

调压阀不再使用，天然气进站经气液分离后，由压缩机压缩至 6.2 MPa 再进入集输管网。经计算，在井口压力最终为 2.5 MPa 时，进集气站压力为 1.5 MPa，天然气经分离、计量、压缩机加压至 6.2 MPa。压缩后天然气中的水含量为 0.000 52%，加压后的天然气水露点为 13.2～25 ℃。在输送过程中有液相析出，但由于含水量小，集输管网仍能够安全运行。

在此阶段，由于集气站没有节流，进站不用注醇，但气体压缩后由于压力提高，水化物形成温度也升高，为防止输送过程中温度下降形成水化物，在集气站出站时还需要注入甲醇。

本阶段为使压缩后天然气的水露点进一步降低，可考虑采用换冷浅节流的方式使压缩前的分离温度降低，具体流程为：天然气进站（压力 1.5 MPa、温度 2～10 ℃）—进站分离器分离—换冷器（换冷至－3～4 ℃）—浅节流（节流至压力 1.1 MPa、温度至－5～2 ℃）—分离器分离—换冷器（换热至－0.3～7.77 ℃）—压缩机加压出站。经计算，换冷分离后天然气的水含量为 0.000 35%左右，压缩至 6.3 MPa 后，水露点为：8.6～19.4 ℃。可见，采用换冷浅节流的方式对水露点的降低效果不明显，而且如果采用板翅式换热器，该流程还需要增加进站分离器等设备，压缩机压比、功率也要增大，故不推荐该流程。

4　结论

a. 在吸收并总结靖边、榆林、长北、苏里格等气田开发经验的基础上，分析、介绍了不同输送工艺技术方案的特点及适应性。针对子洲－米脂气田的特点，所推荐的天然气无液相输送新工艺对分布广、地形条件差，单井产量低、地层压力下降较快的气田开发具有较好的适应性。

b. 天然气无液相输送工艺方法的特点是集气站分离目的只为保证集气管道无液相输送，天然气仍需要进入处理厂脱烃、脱水。其技术关键在于对集气站分离温度的合理控制，分离温度不能过高，须满足烃、水露点低于管道输送最低环境温度要求；但也不宜过低，避免增加甲醇注入量，加大运行成本。

c. 在气田生产运行的不同阶段，随着井口压力的不断下降，实现无液相输送的集气站分离温度的控制应分为三个阶段来操作。

初期：水套炉加热—节流—气液分离—无液相输送；

中期：节流—气液分离—基本无液相输送；

后期：气液分离—增压出站—微液相输送。

参考文献：

[1] 中国石油工程设计有限公司西南分公司．子洲－米脂气田 $15\times10^8 m^3/a$ 产能建设地面工程部分——可性行研究报告[Z]．成都：中国石油工程设计有限公司西南分公司，2005.