

天然气集输管线冬季冻堵及措施分析

胡德芬, 徐立, 李祥斌, 宋晓健

(中国石油西南油气田分公司重庆气矿, 重庆 400021)

摘要: 针对 2007 年冬季重庆气矿生产中出现的水合物堵塞现状, 分析了冻堵产生的主要原因在于冬季持续低温、天然气中硫化氢含量较高以及集输系统工艺设计不适应现有生产条件等, 总结了防冻堵的各项综合措施实施效果, 提出了下步冬季冻堵预防措施改进方向和具体做法。

关键词: 冬季冻堵; 措施; 分析及对策

文章编号: 1006-5539(2009)01-0021-05

文献标识码: B

0 前言

在天然气管输过程中, 由于流态和环境温度的变化, 在管线中或多或少地会产生凝析水, 并逐渐积聚。随着积聚物的增加, 遇管线起伏较大、冬季气温较低时, 在管线低洼处或气流通过阀门、三通、分离器分离头等可能产生节流效应的地方就会出现水合物。水合物一旦形成后, 会减少流通面积, 产生节流效应, 加速水合物的形成, 以致堵塞管道造成管线憋压引发事故, 同时解堵时采取放空降压等措施恢复生产, 也将造成气量损失。

1 2007 年冬季冻堵情况

据统计, 2007 年 11 月至 2008 年 3 月, 重庆气矿集输管线、站内设备或埋地管线共发生冰堵 66 次, 清管通球 189 次, 影响天然气产量近 $40 \times 10^4 \text{ m}^3$, 见表 1。从统计结果看, 发生水合物堵塞最严重、堵塞次数最多、清管通球最频繁的管线主要来自高含硫集输管线和部分地处高寒地区的井站内节流效应较为突出的分离器分离头、过滤分离器、进站弯头、三通等。

表 1 重庆气矿各作业区 2007 年冬季水合物堵塞情况

作业区	管线冻堵		站内管线或设备		清管次数/次	影响气量/ 10^4 m^3
	条数	次数	堵塞点/处	次数		
忠县	1	4			80	0
开县	6	12	1	1	52	10.8
万州	3	3	5	41	38	22.5
开江	1	1	3	4	19	5.8
合计	11	20	9	46	189	39.1

2 水合物堵塞原因分析

2.1 天然气水合物的形成条件^[1-2]

天然气水合物的形成除与天然气的组分和游离水含量有关外, 还需要一定的热力学条件, 即一定的温度和压力。概括起来讲, 天然气形成水合物必须具备以下条件:

a 具有能形成水合物的气体分子, 如小分子烃类物质和 H_2S 、 CO_2 等酸性组分;

b 有液态水存在, 天然气温度必须低于天然气的水露点;

c 低温, 系统温度低于水合物生成的相平衡温度;

d 高压, 系统压力高于水合物生成的相平衡压力;

收稿日期: 2008-07-21

作者简介: 胡德芬 (1966-), 女, 重庆市人, 工程师, 本科, 主要从事天然气采输工艺技术研究。电话: (023)67313721。

其它辅助条件,如气体流速和流向的突变产生的扰动、压力的波动和晶种的存在。

2.2 水合物堵塞原因分析

2.2.1 冬季持续低温,为水合物形成创造了条件

在天然气湿气输送过程中,温度是决定是否形成水合物的关键因素。2007年冬季重庆遭遇了百年不遇的冰雪天气,尤其是2008年1月底2月初大气温度持续下降,池50井、巴营站、凉风站大气温度均在 0°C 以下,甚至零下 $3\sim 4^{\circ}\text{C}$,导致天然气输送温度大大低于输送压力条件下的水合物形成温度,加剧水合物的形成。也正是因为大气温度持续降低,才导致了站内分离器分离头、弯头、三通以及埋地管线冻堵严重程度高于集输管线。究其原因主要有两个方面:一是站内设备全部处于裸露,无任何保温措施;二是站内设备易堵位置均为节流效应较强的部位。

2.2.2 天然气硫化氢含量较高,提高了水合物形成温度^[3]

据统计,2007年冬季开县作业区所辖管线发生冻堵次数较多,主要是天东021-3井至南雅站高含硫管线,入冬以来堵塞5次,占管线堵塞次数的1/4。

分析原因在于该井所产天然气中硫化氢含量较高,提高了水合物形成温度,见表2。高峰站峰15井进站分离头堵塞频繁的原因在于高含硫水合物形成温度较高,管输末端气流温度 11°C 左右,大气温度 $-3\sim 12^{\circ}\text{C}$,加上分离头分离元件排列错乱,致使气流通道进一步减小,加剧其节流效应,更易形成水合物堵塞。

表2 部分高含硫气井水合物形成温度预测

气井	硫化氢 /(%)	二氧化碳 /(%)	水合物形成温度/ $^{\circ}\text{C}$	
			7.2 MPa	8.0 MPa
峰15	7.34	1.65	18.74	19.45
宝1	3.61	7.49	15.70	16.59
天东021-3	5.45	7.94	17.24	18.17
天东53	5.89	8.33	17.80	18.50
天东72	4.71	7.55	16.81	17.56
天东74	2.41	5.20	14.48	15.30

2.2.3 消泡制度不合理,液滴被带入管线,引起水合物堵塞

由于部分管线因消泡制度欠合理,导致液滴随泡沫进入集输管线或带至下游井站,在冬季持续低温条件下,导致水合物堵塞。

池037-1井(日产气 $24\times 10^4\text{ m}^3$,日产水1.5

m^3)池37井分离计量并与池37井混合后输至巴营站脱水。池37井11月2日实施泡排后,产气量由 $1.7\times 10^4\sim 2\times 10^4$ 上升至 $3\times 10^4\sim 3.5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 产水 $11\text{ m}^3/\text{d}$ 由于消泡剂注入量较小,消泡不及时,液滴被带进管线甚至下游井站内,加上1月中旬大气温度持续降低(巴营片区地温 6°C 左右,大气温度 $0\sim -3^{\circ}\text{C}$ 左右),导致管线及巴营站内池37井进站至汇埋地管线、弯管处以及分离器进出口管段形成水合物堵塞。

2.2.4 集输系统工艺设计不适应现有生产条件

从2007年冬季场站内发生水合物堵塞的部位来看,主要集中在站内埋地管线积液处、分离器出口变径处、排污阀、弯头、汇管、三通、分离器排污系统等部位。其堵塞原因在于:

2.2.4.1 场站内工艺设计不合理,埋地管线、弯头及变径多^[4]

由于上述堵塞部位因变径、流向突变等因素,导致天然气流经上述部位时会产生节流效应,加上冬季持续低温,势必形成水合物堵塞,一旦堵塞后气流通道更为狭窄,加剧了水合物的形成。经计算高峰站峰15进站分离器,天然气通过分离头时温度和压力发生了明显的变化(见图1~2),压降 0.4 MPa 温降 2°C 左右。

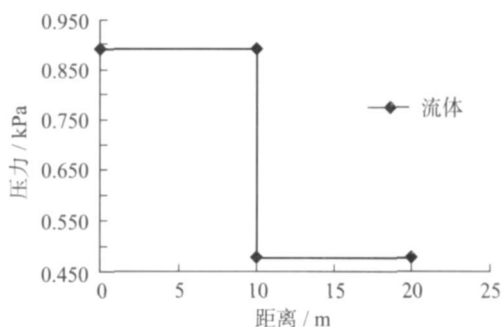


图1 压力通过分离头后的变化

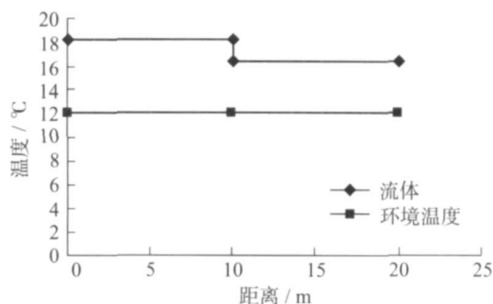
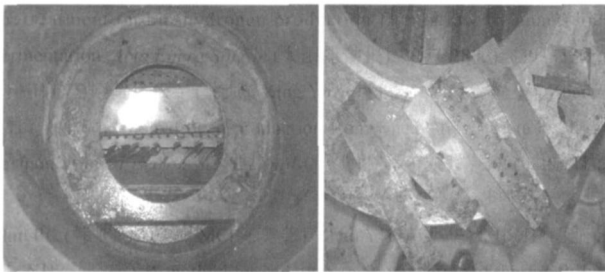


图2 温度通过分离头后的变化

2.2.4.2 分离器分离元件点焊质量差,部分元件脱落

高峰站峰 15 井进站分离器分离头在 1 月中旬便开始出现冻堵现象,21 日清洗分离头时,发现分离元件因气流冲刷导致焊点脱落而错乱排列(支架及分离原件均采用两处点焊)以致气流通道进一步缩小,见图 3。这也是影响该分离头冬季冻堵的主要原因之一。



高峰站峰 15 进站分离器原貌 取下的分离元件

图 3 高峰站峰 15 进站分离器清洗组图

2.2.4.3 部分管线未设置清管装置^[5]

由于部分管线未设置清管装置,不能进行及时清管,管线中的脏物和产生的水合物又将作为水合物晶核会加剧水合物的形成。

天东 007-X₁ 井于 2007 年 11 月 7 日投产,由于只有简易清管阀,该井投产以来一直未进行过清管作业。该井产水且管线起伏较大(最大高程 100 m 左右),加上出站温度控制太高(初期三级后温度达 40~50℃,甚至 80℃左右),若大气温度持续降低,必然导致管线中有凝析水析出。另外,该井进入天东 7 井计量,气流经孔板节流后温度仅 5~7℃左右(大气温度 1℃),对应水合物形成温度 11℃左右,势必引起水合物堵塞。投产初期 1 月内差压计堵塞过几次,检查计量孔板有冰渣存在,管线放空时其内有水排出。

2.2.4.4 防冻剂加注制度和加注工艺不完善^[6]

a 加注泵坏,未及时加注防冻剂

宝 1 井至池 50 井管线入冬以来 4 次冻堵中有 3 次均因泵的电机烧坏,未及时加防冻剂所致。

b 加注工艺存在缺陷

目前气矿主要采取间歇加注,且加注泵排量普遍偏大(最小 47 L/h,最高 160 L/h),导致每次加注时间较短,且雾化效果差,防冻剂随气流带至下游井站的量较少,影响防冻效果。

天东 021-3 井防冻剂加注泵量程为 99 L/h 低

于量程 30% 时防冻剂根本注不进,每次加注 5 kg 15 min 左右就加注完毕,达不到防冻效果。同时该井产量低 ($3.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),管径偏大 ($\Phi 168 \times 11$),气流速度低 (0.97 m/s),又未设置清管装置,导致天东 021-3 至南雅站入冬以来发生了 5 次冻堵。

c 加注工艺不完善

部分井无正规的防冻剂加注装置,有的只能利用发球筒、高级孔板阀或者是泡排车在解堵时进行临时性加注,且缺乏雾化装置,导致防冻剂效果不能得以充分发挥。如天东 007-X₁ 至天东 7、天东 76 至 67 井以及一些容易发生冻堵且地处高寒地区的凉风站、复 1 井站、巴营站、讲治站等。

3 2007 年防冻堵准备及措施效果

3.1 防冻堵准备情况

3.1.1 积极进行工艺适应性改造

针对 2006 年冬季高峰站峰 15 井进站分离器以及宝 1 至池 50 井进站分离器出口端频繁发生冻堵的情况,2007 年大修时安装分离器旁通,实现了在不停产条件下对分离器的清洗与解堵。

3.1.2 针对运行工况制定防冻剂加注方案

为有效减少水合物堵塞机率,保障冬季集输管线的正常运行,针对 2006 年冬季易堵管线在 11 月底的运行工况,制定管线防冻剂加注方案,并适时开展冻堵跟踪。各作业区指定专人负责冬季冻堵跟踪的反馈,及时通报冻堵情况、分析冻堵原因,确保加注制度、计温及清管周期的及时调整。

3.1.3 开展水合物动力学抑制剂现场试验

开展峰 15 井至高峰站集输管线水合物动力学抑制剂现场试验,确保了该管线冬季无冻堵。

3.2 防冻堵措施效果

3.2.1 动态调整加注方案,确保加注效果

严格执行防冻剂方案,并结合生产实际进行动态调整,绝大多数管线进行了 2~3 次的调整,确保了防冻剂加注效果。如 2005 年冻堵频繁的门西 1(8)至讲治站、天东 53(21)至南雅站、麦南干(复)线、龙吊线、天东 5-1 至天东 9 井、南讲线 $\Phi 273$ 等管线,2007 年冬季未出现冻堵。

3.2.2 及时调整清管周期,确保管线正常运行

忠县作业区 2007年 11月 ~2008年 2月,对其内部集气管线进行清管 75次,清管过程中未发生堵塞,与去年同期相比清管次数增加 30次,有效保证了管线的正常运行。

3.2.3 针对重点管线开展现场办公,确保生产正常

2008年 1月因气温持续降低,巴营站内池 37

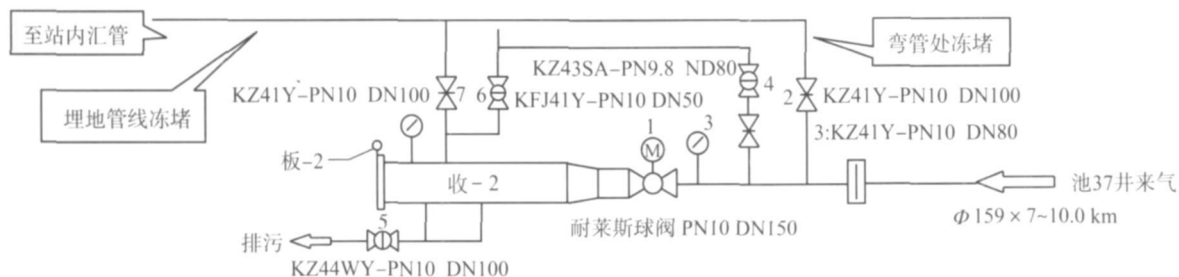


图 4 巴营站内池 37井冻堵位置图

针对巴营站内出现的冻堵现象,作业区开展现场办公,制定应急措施:

a 技术干部进驻现场,监控管线运行状况及防冻剂加注情况;

b 制定临时防冻剂加注制度。由于池 37井至巴营站管线无防冻剂加注装置,现场采取泡排车加注防冻剂,每天分四个时段加注,每次加注乙二醇 5~10 kg 出现异常加密加注;

c 及时调整管线清管周期,由 15 d 次调整为 3 d 次,确保管线正常运行。

通过上述应急措施的落实,1月 25日后管线恢复正常。

3.2.4 及时采取措施确保排污系统畅通

1月 28日天东 5-1井分离器积液包及排污系统出现堵塞,无法正常排污,雷达液位计无法正常显示,分离段和积液包温差增大,现场判断积液包和排污管线被水合物堵塞。先后采取提高水套炉温度、利用车载泵加注热甘醇 (120℃) 等措施,解堵效果均不佳。通过分析分离器结构和堵塞情况,利用水套炉热水 (控制炉温 80℃) 将水管缠绕分离器集液段,采取滴灌方式对集液段连续加热,同时调整排污制度,由原 36 h 排污一次 (自动排污) 调整为 2 h 排污 1 次后,使得分离器集液段、排污系统堵塞问题得到缓解。

3.2.5 及时调整天东 52 池 37井消泡制度

针对天东 52 池 37井消泡制度不合理的情况,

井集气管线 (Φ 159×7~5.3 mm 汇集池 37.池 037-1 来气,日集气量 26×10⁴ m³ 左右) 频繁发生堵塞,主要表现在进站弯管处、进站至汇管埋地管线 (见图 4) 出现冻堵,导致管线输压升高 (达 7.80 MPa),造成池 037-1 井多次关井,池 37井倒出站外放空生产的情况发生。

及时调整消泡制度,尽可能做到及时消泡,减少将泡沫带入管线的可能性,降低堵塞几率。

4 几点认识与看法

4.1 根据工况条件选择防冻剂加注制度^[7]

就目前而言,加注水合物抑制剂仍然是目前防止天然气水合物形成的主要措施之一,其水合物形成防止效果与天然气输送温度、抑制剂种类、药剂加量、加注时间和加注方式密切相关。重点在于加注时间、加注量和周期的把握,现场实际操作时,必须针对不同的工况条件进行动态调整。

4.1.1 加注方式及加注工艺

目前水合物抑制剂加注方式主要有连续加注和间隙加注两种,以连续加注效果最好。加注工艺推荐采用泵注并带雾化装置,以利于药剂与天然气气流的充分接触,达到更好的防冻效果。选择泵排量时,应适合抑制剂加注量的调整,建议选用 MROY B 系列隔膜计量泵,排量 5~10 L/h 以实现小排量连续加注,提高防冻剂加注效果。

4.1.2 加注量及加注时间

根据集输管线水合物形成温度来确定加注周期及加注时间。若水合物形成温度较高,可考虑每天加注 2~3 次或夜间气温较低时,适当延长加注时间,确保加注效果。对于高含硫集输管线,采取每加

30 min 停 2~3 h 的方式,甚至温度较低时采取连续加注;一般集输管线,则根据生产情况,采取每天加注 1 次或每 2~3 d 加注 1 次,尽量安排在夜间 22:00 左右或凌晨 6:00 左右加注,尽可能保证每次加注时间 30~60 min。

4.2 进行工艺适应性整改

4.2.1 工艺流程适应性整改

a 气液分离器安装旁通管线。由于气液分离器分离头的特殊结构,此部位极易形成水合物堵塞,建议对部分站场的气液分离器增设旁通管线;

b 对集输管道和场站设备进行适应性改造,减少弯头、U 形管和变径管;或者增大分离器分离头直径,减少节流效应;

c 通过集输系统适应性改造,实现高低含硫气混输,降低管线中的天然气含硫量,达到有效降低水合物形成温度的目的;

d 对于高含硫井站,为减少自动排污系统冻堵几率,建议将自动排污阀前端的控制阀更换为平板闸阀,减少节流效应,同时选用通径大的自动排污阀。

4.2.2 集输管线和站场设备实施加热保温^[8]

a 对站内流程走向复杂、含硫量高、容易发生冻堵的站内埋地管线或节流效应明显的分离器分离头实施绝热保温;

b 随着地层压力的下降,泡排井将越来越多,建议实施泡排工艺改造时,考虑将消泡剂加注装置向井口方向前移,增加消泡时间;

4.3 加强冬季安全生产管理,制定综合防冻堵措施

a 加强冬季安全生产管理,进一步完善防冻剂

加注、清管排污和计温控制等管理制度,结合各条管线的生产实际制定切实可行的综合防治措施;

b 对目前工艺设计方面存在的不适应性进行整改,进一步完善防冻剂加注工艺,确定合理的加注周期和加注时间,密切跟踪实施效果,并及时反馈相关信息;

c 加强排污和清管通球工作,防止污水带入下游管线。气温较低时,应加密清管和排污;

d 加强泡排井冬季管理,及时调整消泡剂加注制度,避免液体随泡沫带入管线;对于产水量较大的泡排井,建议实施泡排剂与防冻剂交叉加注,加注前应进行药剂配伍。

参考文献:

- [1] 陈赓良. 天然气采输过程中水合物的形成与防止[J]. 天然气工业, 2004, 24(8): 89-91.
- [2] 喻西崇, 郭建春, 赵金洲, 等. 井筒和集输管线中水合物生成条件的预测[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(2): 65-67.
- [3] 邱晓林. 含硫天然气水合物形成条件及预防措施[J]. 石油与天然气化工, 2002, 31(5): 240-242.
- [4] 王海霞, 陈保东, 陈树军. 输气管线中水合物的形成与预防[J]. 天然气与石油, 2006, 24(1): 29-32.
- [5] 张鹏, 宫敬. 长输天然气管道水合物形成条件及预防措施[J]. 油气储运, 2000, 19(8): 10-13.
- [6] 余浩杰, 崔丽春. 长庆气田高压集气工艺水合物形成与预防[J]. 内蒙古石油化工, 2000, 23(1): 98-101.
- [7] 胡德芬, 周厚安, 邵天翔, 等. 天然气集输水合物防治对策研究[R]. 重庆: 重庆气矿, 2007.
- [8] 余一刚, 宋道杰, 刘文胜. 输气管道水合物的形成区域和预防[J]. 油气储运, 2003, 22(8): 51-53.