

## 环准噶尔盆地天然气水合物的形成及预防

刘霞<sup>1</sup> 刘梅红<sup>1</sup> 王莉<sup>1</sup> 郭心白<sup>2</sup>

1 中国石油新疆油田分公司油气储运公司 2 东北石油大学机械科学与工程学院

**摘要:** 环准噶尔盆地天然气管网运行中出现冰堵现象, 主要是气质不达标, 地温及各种管道条件而使部分天然气形成水合物, 导致堵塞影响安全运行。采取监控入网天然气气质, 掌握上游接气点天然气处理装置运行情况, 根据管网节点调压确定安装加热设施或加注抑制剂等措施, 预防天然气水合物形成。

**关键词:** 天然气; 水合物; 冰堵; 预防; 措施

doi:10.3969/j.issn.1006-6896.2011.4.029

## 1 管道形成水合物的条件

在一定的温度和压力条件下, 天然气中某些气体组分易与液态水形成水合物。水合物的形成条件如下: ①气体处于水汽的过饱和状态或者有液态水存在; ②有足够高的压力和足够低的温度; ③在具备上述条件时, 水合物有时还不能形成, 还必须要一些辅助条件, 如压力的波动, 气体因流向的突变产生的搅动, 晶种的存在等。图1给出了不同相对密度气体形成水合物的温度、压力条件, 曲线的左上方为水合物的存在区, 右下方为不存在区。由平衡曲线可知, 低温、高压易形成水合物, 当温度、压力处于曲线的右下方时, 已形成的水合物会自动分解消失。

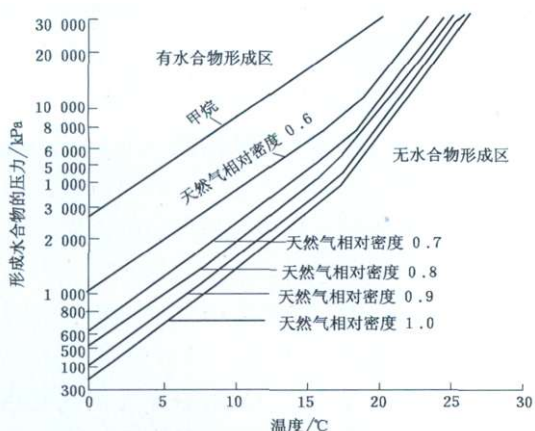


图1 不同相对密度气体形成水合物的温度、压力条件

## 2 气源处理工艺

目前环准噶尔盆地天然气输配气管网气源较多, 既有准噶尔盆地周边气田来气, 也有油田伴生气, 此外, 西气东输二线 (以下简称西二线) 投产后, 中亚天然气通过其昌吉分输站调压计量后进入王家沟门站入网, 因而管网气质情况较为复杂。

(1) 气田气处理工艺。呼图壁、莫北、盆5、彩31、陆梁浅层气、滴西10、滴西12、石南4、莫7~莫11、玛河、克拉美丽等气田, 采用高压注乙二醇防冻、节流膨胀制冷低温分离工艺。在克75气田, 采用分子筛脱水、气波机制冷工艺。

(2) 油田伴生气处理工艺。早期建设的采油一厂、彩南、石西等油田气处理装置, 处理工艺采用分子筛脱水、透平膨胀机制冷或丙烷制冷的轻烃回收工艺; 相对较晚建设的莫北、五3东、石南4、石南21、石南31、陆梁、沙南等油田气处理装置, 处理工艺主要采用燃气增压、三甘醇脱水或注甲醇防冻调压工艺; 百口泉、二厂油田气处理装置改造后的处理工艺基本采用燃气增压、气波机浅冷脱水脱混烃技术。

(3) 天然气气质情况。从天然气管网多年来运行情况看, 在交接点的压力下, 多数伴生气水露点在 $-3\sim-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间, 气田气气质相对更好, 可以达到 $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右。长输天然气管道埋地敷设深度基本在接近极限冻土层或冻土层以下, 因此, 按照《天然气长输管道气质要求 (Q/SY 30-2002)》及《天然气 (GB17820-1999)》中有关水露点的要求, 在交接点压力下, 天然气水露点应比最低环境温度低 $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 准噶尔盆地气田气及油田伴生气正常处理后的水露点基本达标或接近达标。新疆地理环境特殊, 环准噶尔盆地天然气环网敷设在沙漠地段的管线较多, 由于风沙较多且大的缘故, 投产一段时间后管顶覆土出现逐渐减少的情况, 造成部分管段冬季处于冻土层内运行, 管床温度低于 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 沿线配气站站内管线多数地上架空敷设, 冬季大气温度最低可达 $-35.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右, 因此, 冬季天然气管网输气温度明显低于夏季, 且局部管段环境温度低于



0℃,一旦入网天然气气质不合格(如含水等),在冬季地温较低的月份容易引起水合物的形成,对管线带来不安全因素。同时,由于管网节点节流、调压的需要,局部节流降温现象明显,节流降温后天然气温度接近或低于水露点,在不采取加热或加注抑制剂的情况下,也易发生冰堵事故。

### 3 冰堵事故分析

#### 3.1 西二线来气管线

2009年底,西气东输二线天然气达到接入新疆油田公司天然气管网的临时工艺投产条件,西二线中亚天然气的入网有效地缓解了冬季北疆地区天然气短缺问题。由于西二线运行压力较高,基本在7.3 MPa左右,王家沟门站设计承压为4.0 MPa,因此中亚天然气在西二线昌吉分输站经调压计量后进入管网。投产初期,补充气量较少,运行相对平稳,至2010年1月下旬,随着冬季用气高峰的到来,西二线昌吉分输站往王家沟门站支线供气量计划提高到 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,而昌吉分输站供气量由 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 提量至 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 过程中,调压阀发生了冰堵事故。冰堵原因主要是由于调压阀处节流温降引起的,虽然在工艺流程设计时考虑了在调压前加设天然气加热设施,但由于加热设备能力不足仍然造成了冰堵事故。西二线运行压力为7.3 MPa左右,调压后供王家沟门站支线的压力为2.15 MPa左右,根据西二线输气干线节流降压温降一般为 $2.5 \sim 3 \text{ }^\circ\text{C}/\text{MPa}$ 左右<sup>[1]</sup>,调压阀前、后温降至少达到 $16 \text{ }^\circ\text{C}$ 左右,节流降温效果显而易见。

事故发生后,调度人员加强了西二线的运行数据的收集、分析。根据调度记录,2月9日天然气调量过程中,天然气调配量为 $3.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,天然气运行温度为 $-8.3 \text{ }^\circ\text{C}$ ;当天然气调配量增加至 $3.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,天然气运行温度降至 $-10.2 \text{ }^\circ\text{C}$ 。由图1所示不同相对密度气体形成水合物的温度、压力条件,在西二线来气相对密度为0.590 2、压力为2.15 MPa的情况下,水合物形成临界温度约 $6 \text{ }^\circ\text{C}$ 左右。因此,在西二线天然气运行温度远低于水合物形成的临界温度,在西二线来天然气气质不合格时(如含水)极易发生冰堵事故。事故发生后,在西二线昌吉分输站采取加注甲醇运行的措施,该措施直至西气东输二线昌吉分输站正式流程中加热炉投产运行为止。

随后在西二线计划供气量增加较多的情况下,都进行了试运行,试运行前进行了工艺参数的收集、分析。例如,夏季供气量在增加到 $280 \times 10^4$

$\text{m}^3/\text{d}$ 之前,进行了短时间试运行,当支线供气量达到 $11.690 4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 时,西二线昌吉分输站调压阀前压力为6.47 MPa、阀后压力为2.77 MPa,压力降为3.7 MPa,天然气温度由 $19.92 \text{ }^\circ\text{C}$ 降低到 $3.23 \text{ }^\circ\text{C}$ ,此时地温为 $19 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

#### 3.2 彩南站外输管线

2010年4月11~12日,彩南站连续发生两次天然气外输管线冻堵事故,现场及时采取泄压处置的方法,避免了事故的扩大。分析事故发生原因,推测由于彩南站分子筛经常发生故障,造成未处理完全的伴生天然气外输,外输管线低洼处存有液态水。事故发生时天然气运行压力为2.85 MPa左右,运行温度在 $1 \sim 8 \text{ }^\circ\text{C}$ 之间,地温 $0 \text{ }^\circ\text{C}$ ,查图1不同相对密度气体形成水合物的温度、压力条件,在彩南天然气相对密度为0.6、压力为2.85 MPa的情况下,水合物形成临界温度约为 $8 \text{ }^\circ\text{C}$ 左右,天然气运行温度在水合物形成临界温度下;加之发生冰堵位置判断在入地弯头处,天然气因流向的突变产生搅动,具备了形成水合物的条件,最终形成冰堵。

### 4 措施

(1) 加强监控入网天然气的气质,各输配气站应定期检测天然气露点,特别是在冬季应加密测试,对输送水露点不合格的管线、站点加强排液及监控;若管线清管时排液量较一般情况多,应安排加密清管,减少和清除管线内积液。

(2) 加强与上游接气点的联系,了解其天然气处理装置的运行情况,在天然气处理装置运行不正常的情况下,对入网的天然气加强监控测试及排液,必要时加注抑制剂;在天然气管网运行压力提高的情况下,应提前通知相关采油(气)厂,进行沟通,处理装置运行背压升高,对其节流膨胀制冷低温分离工艺带来不利影响,处理后的天然气气质可能不达标,因此,管网运行压力提升应充分考虑上游处理装置运行情况,避免不合格天然气入网。

(3) 关注管网调压节点,根据供配气运行需求,预测计算节流温降效应。随着准噶尔盆地的开发,入网天然气气量逐年提高,管网运行压力随之提高,与用户所需配气压差不断增大,节流温降效应会越来越明显,需根据管网节点调压情况确定是否安装加热设施或加注抑制剂,避免发生类似冰堵事故。2010年2月的运行数据显示,彩乌线来气进乌石化门站温度在 $-1 \text{ }^\circ\text{C}$ 左右,来气压力在2.7 MPa左右,进站节流调压至1.7 MPa以下,用户配气支线出站天然气温度降低至 $-5 \text{ }^\circ\text{C}$ 左右,一旦天然气气



# 低沉没度对抽油机井检泵率的影响

于小明 大庆油田采油一厂

**摘要:** 萨中油田北一区检泵井主要集中在低沉没度井中。进一步分析低沉没度井的检泵原因,发现主要集中在抽油杆断、脱接器损坏、杆管偏磨和固定凡尔漏等方面,4项合计86口井,占低沉没度检泵作业井的70%。2009年,试验区低沉没井通过改善注水状况、提高注水量及合理调整抽汲参数,平均沉没度由298 m上升到354 m;检泵率17.7%,与上年度对比下降了14.5个百分点。

**关键词:** 抽油机井;沉没度;检泵率

doi:10.3969/j.issn.1006-6896.2011.4.030

萨中油田北一区近年来检泵率呈上升趋势,其中低沉没度井增多是一个重要因素。由于低沉没度抽油机井的逐年增多,因泵况异常导致检泵的问题也日渐突出,频繁的检泵作业缩短了检泵周期,使检泵率上升,增加了作业成本。在对萨中油田北一区低沉没度抽油机井及检泵原因进行调查分析后,找出了低沉没度对抽油机井造成危害的原因,提出了综合治理措施,试验区进行综合治理措施取得了较好的效果,达到了降低检泵率的目的。

## 1 萨中油田北一区检泵率情况

萨中油田北一区因产能需要,近几年加大了上产措施力度,由于新投产的二次和三次加密井主要开采的是薄差油层,供液能力差,平均沉没度较低,随着开采的继续,该区低沉没度井逐年增多,同期对应的检泵率也呈上升趋势。

2008年,北一区维护性检泵作业172口井,其中沉没度低于200 m的井有122口,占作业井的71%。沉没度低于200 m井的检泵率是41.6%,而沉没度高于200 m井的检泵率只有14%,前者检泵率高于后者27.6个百分点。可见,该区检泵井主要集中在低沉没度井中。针对这一现状,进一步分析低沉没度井的检泵原因,发现主要集中在抽油杆断、脱接器损坏、杆管偏磨和固定凡尔漏等方面,4项合计86口井,占低沉没度检泵作业井的70%。

质不达标,很容易发生冰堵事故,因此,在以后运行中,要重点关注。

(4)天然气管网运行调配方面,当供配气量发生较大变化时,应至少提前3天进行气量平衡,同时在气量增减变化过程中,应渐进调整,尽量保持管网运行平稳,避免运行压力发生突变及短时间内

## 2 低沉没度对抽油机井的影响

### 2.1 抽油杆和脱接器

在抽油机井生产过程中,沉没度下降则液体举升高度增加,交变载荷增加,光杆提升液体所做功相应增加,抽油杆受力时间延长。反之,沉没度上升则液体举升高度下降,交变载荷下降,光杆提升液体所做功下降,抽油杆受力时间缩短<sup>[1]</sup>。所以,在低沉没度井中,抽油杆受到的交变载荷比高沉没度井要大,受力时间相对延长,从而导致抽油杆容易发生断裂,对于脱接器来说是同样的道理<sup>[2]</sup>。

2008年,北一区因抽油杆断检泵作业30口井,沉没度低于200 m的井有22口,占抽油杆断检泵井的73%;脱接器损坏检泵作业34口井。沉没度低于200 m的井有24口,占脱接器损坏检泵井的70.6%。调查表明,北一区抽油杆断和脱接器损坏主要发生在低沉没度井中,所以,治理抽油杆断和脱接器损坏主要应从提高沉没度,减少低沉没度井数方面来进行。

### 2.2 杆、管偏磨

游梁式抽油机井悬点速度的变化是呈周期性的,其变化规律类似于简谐振动。当驴头处于上死点时,悬点速度为零,下行到中间时悬点速度最大,到下死点时悬点速度又为零,驴头上行的速度变化与下行变化是一样的。当抽油机井沉没度合

的较大波动,降低管输过程中天然气形成冰堵的可能性。

### 参考文献

[1] 李玉星,姚光镇.输气管道设计与管理(第二版)[M].北京:中国石油大学出版社,2009.

(栏目主持 张秀丽)

