

# 井下节流工艺在徐深气田的应用

李云海<sup>1</sup>

**摘要：**针对采用井下节流装置的A井开展地面工艺适应性评价试验。通过采取停运采气管道电热带、调节天然气换热量的方法，监测地面工艺管道的运行压力、运行温度、冻堵时间等参数，研究各项参数与水合物的生成关系。A井应用井下节流装置后的采气管道运行压力、电伴热功率和加热炉功率明显降低，地面工艺优化空间大。徐深气田推广井下节流工艺，可有效降低地面工艺建设投资，减少能源消耗和药剂使用，有助于提高气田开发经济效益。

**关键词：**徐深气田；井下节流装置；地面工艺；投资

Doi:10.3969/j.issn.1006-6896.2016.6.029

## Application of Downhole Throttling Technology to Xushen Gasfield

LI Yunhai

**Abstract:** This paper researches into adaptability evaluation test of surface engineering for downhole throttling technology applied in A well. Some influential factors that influence the generation of hydrate have been determined by stopping ribbon heater and adjusting heating furnace. The operating pressure, operating temperature and freeze-blockage time were monitored. Research has shown that the operating pressure of pipeline was decreased. There is a relatively large optimization space of ribbon heater and heating furnace power. Both electric energy and the medicaments have been saved. The downhole throttling technology can save many investments on surface engineering, and increase the economic benefit.

**Key words:** Xushen gasfield; downhole throttling unit; surface process; investment

井下节流技术是指在油管内下入节流器以降低井口压力，同时利用地层温度补偿节流时产生的温降，使地面采气管道在较低的压力下运行。苏里格气田、四川气田和胜利油田的孤岛、垦西油气田等已经大量应用井下节流装置<sup>[1]</sup>，实现了单井不注醇或少注醇、集气站不加热节流降压、低温分离地面工艺。

为推广井下节流技术，在A井应用井下节流装置，开展了地面工艺适应性评价试验，为今后气田建设提供技术支持。

## 1 试验井基本情况

A井隶属于XX集气站，地面工艺为高压电伴

热集气、加热炉盘管换热、节流降压、中压分离、轮换计量、三甘醇脱水的徐深模式。A井天然气物料组成及运行基本情况见表1、表2。

表1 A井井口气物料组成 体积分数/%

CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	IC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	NC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	IC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	NC <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
95.01	2.63	0.9	0.18	0.13	0.03	0.02	0.39	0.69

试验时间为2015年3月至4月，此期间管道埋深1.8 m时的温度达到最低，现场实测为-0.5℃，适合对极限温度的探索。试验通过停运电热带、调节天然气换热量等方式，分析应用井下节流工艺后地面工艺的适应性。

表2 A井运行基本情况

油压/ MPa	套压/ MPa	井口温度/ ℃	日产气/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	日产水/ m <sup>3</sup>	采气管道长度/ km	管道规格/ mm	电热带功率/ W·m <sup>-1</sup>	管道设计埋深/ m	保温材料	保温层厚度/ mm	保温防护层
17.3~19.5	5.6~6.1	12~15	2.8~4.5	0.2~0.6	1.57	089×9	26	1.8	硬质聚氨酯	50	沥青防腐胶带

<sup>1</sup>大庆油田有限责任公司采气分公司

## 2 试验取得的认识

### 2.1 节流降压后仍需要配套防冻工艺

经验图解法是通过天然气的相对密度来大致估算水合物形成的温度和压力<sup>[2]</sup>,适用于不含有H<sub>2</sub>S的天然气的组分。如果天然气的相对密度在2条曲线之间,则可用内插法近似计算水合物形成的温度和压力。A井天然气在相对密度为0.5809、压力为6.0 MPa条件下,经计算,水合物生成的临界温度为14℃。

现场试验发现,在井口压力6.1 MPa、温度为12℃,进站压力为6.0 MPa、温度为5℃的条件下,采气管道仍不发生冻堵,天然气水合物的生成未对工艺造成明显影响。经过论证分析,主要有以下两点原因:

(1) A井天然气井口温度为12℃,压力6.0 MPa,未经节流天然气直接进入采气管道。因采气管道平缓顺直,天然气在采气管道中虽产生小幅的压降和温降,但是采气管道拐点较少,传输平稳,不产生气流搅动现象,水合物不易生成。由此可知,缺少压力的脉动、气体搅动,水合物生成难度大<sup>[3]</sup>。

(2) 天然气水合物的生成实际上是晶核形成和晶体成长的过程。晶核的形成较困难,需要较长的诱导期,当过饱和溶液中的晶核达到某一稳定的临界尺寸后,系统将进入水合物快速生长期<sup>[4-5]</sup>。在一定压力条件下,当温度过冷到理论平衡线以下若干摄氏度时,天然气水合物结晶即可形成。采用诱导时间与过冷程度的经验函数计算诱导期时间<sup>[6]</sup>

$$\log \tau = 1.84(\Delta T - 7.49)^{-0.225} \quad (1)$$

$$\Delta T = T_{\text{eq}} - T_{\text{exp}} \quad (2)$$

式中: $\tau$ 为诱导时间,s; $\Delta T$ 为过冷度, $\Delta T > 7.49$ ,℃; $T_{\text{eq}}$ 为给定压力下水合物的平衡温度,℃; $T_{\text{exp}}$ 为管道实际温度,℃。

取采气管道内 $T_{\text{eq}}=14$ , $T_{\text{exp}}=5$ ,可得到诱导时间 $\tau=47.5$ s,即意味着在整条管道处于5℃环境时,至少要经过47.5s,管道内水合物才会进入成长阶段。由此可知,天然气水合物生成诱导时间长,不易产生冻堵。

同时还开展了室内实验(在室温23℃条件下,使用绝热喷雾式可视高压反应釜,反应釜最大工作压力25 MPa,采用循环盐水进行冷却和换热),改变釜内天然气压力和温度,观察在不同温度、压力下的水合物生成时间,结果见表3。

由表3可以看出,水合物在6 MPa,6.4℃条件下,生成到5%的量时至少需要7~8 min。而天然气

从井口至站内所需时间为809 s,传输时间较长,可以推断在采气管道尾端极有可能已经生成了少量、细小的水合物晶体,但还没有附着在管壁上,而是夹杂在天然气中进入集气站内工艺,造成站内低温或弯头处冻堵。

表3 A井在不同温度、压力下水合物生成时间

4.5 MPa, 4.5℃		5.5 MPa, 5.2℃		6 MPa, 6.4℃		18 MPa, 17.2℃	
生成量/ %	时间/ min	生成量/ %	时间/ min	生成量/ %	时间/ min	生成量/ %	时间/ min
5	4	5	7	5	8	5	8
25	15	25	23	25	22	25	25
50	39	50	44	50	45	50	53
75	55	75	69	75	65	75	68
100	80	100	95	100	96	100	92

试验期间,集气站内进站阀组区在电热带停运后夜间出现节流现象,瞬时流量由1700 m<sup>3</sup>/h缓慢降至800 m<sup>3</sup>/h。主要原因:①由于降雪使地表温度降至-17℃,站内地上、地下管道受外界低温影响大,水合物生成速度加快;②阀组区低处存在较多游离水,易形成冻堵;③采气管道内已携带了少量水合物,进入站内后积聚在弯头低点处,造成冻堵。

综上所述,试验中的低温生产条件已是管道冻堵极限,在大庆地区高寒气候下,为了保障生产平稳,应配套相应的天然气防冻工艺,不宜完全取消。

### 2.2 加热炉环节不可缺少

经实测,当天然气进站温度为5℃,进站压力为6.0 MPa时,经节流降压后其压力为4.5 MPa,如不进入加热炉换热,在三级节流处24 min后会出现冻堵节流。

经过试验,三级节流后温度最低可维持在9℃以上不发生冻堵。当三级节流后温度维持在9℃时,按照加热炉的加热效率88%计算,年可节约1.07×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>天然气,节气效果明显。综上分析可知,在目前的生产条件下,加热炉换热是保证天然气不发生冻堵、脱水效果良好的重要环节,不可缺少,在功率匹配上具有较大的优化空间。

## 3 结论

节流装置在试验运行中,地面工艺管道及设备运行压力由初期设计的32 MPa降至6.4 MPa,电伴热功率及加热炉功率大幅降低。井下节流工艺可充分利用地层热量加热天然气,减少了燃料气消耗,有效节省操作成本。经计算,A井安装井下节流器费用为26万元,A井按照安装井下节流器后的(下转第94页)