

# 大牛地气田水合物防治工艺研究

王宏伟

(中国石化华北分公司第一采气厂生产技术科)

王宏伟等.大牛地气田水合物防治工艺研究.天然气工业,2007,27(1):117-119.

**摘 要** 在天然气生产过程中天然气水合物会增大井内油管和地面集气管线的阻力,严重时堵塞油管和地面管线和设备,影响气井正常生产,水合物的防治是气田开发过程中一大技术难题。为此针对大牛地气田水合物的防治方法从预测到应用加以了研究。大牛地气田采用集气站集中向井筒高压注醇的方法预防水合物的形成,使用质量浓度 98% 的甲醇集中注醇工艺与现场生产管理实时检测相结合,取得了良好的效果,保证了安全、平稳采输,并得出如下结论:①即使在炎热的夏季天然气生产中气井、集气管线仍会产生水合物;②结合气田实际情况建议采用甲醇作为该气田水合物抑制剂;③甲醇注入量要根据生产状态及时调整,以节约生产成本,采用集中注醇的同时还要集中回收再生,保护环境。

**主题词** 鄂尔多斯盆地 天然气 水合物 防治 工艺 甲醇 抑制剂

大牛地气田位于内蒙古毛乌素沙漠鄂尔多斯盆地塔巴庙区块陆相沉积辫状河沉积亚相,储积层砂体均质低压低渗。各储层的天然气组分见表 1,主力产层为盒三段,气水比为 20~30。该地区最低气温在 -20~-30℃ 之间,昼夜温差大。为解决井内、集气管线及节流装置水合物堵塞问题,安全、高效地开发气田,笔者对大牛地气田水合物防治工艺作了对比研究。

## 一、气井集输概况

大牛地气田集气工艺采用高压集输(15~20

MPa),井口温度在 -9~20℃,进站温度在 -9~20℃,由于地处沙漠地带,集输管线比较长,管线起伏较大,集输管线均不保温埋地处理,埋深在 1.5 m,地下 1.5 m 的平均温度为 10.5℃,最低温度为 0.5℃,站内通过水套炉加热,再进行节流分离计量输送。气井开采时还要通过集气站高压计量泵向管线或套管环空连续或间歇注入抑制剂来抑制水合物的生成。先期使用的抑制剂有乙二醇和甲醇两种(两种抑制剂的物理性质见表 2),后期规模开发中建设了甲醇回收厂随之淘汰了乙二醇。

表 1 大牛地气田各气层段的气体组成数据表

层 段	甲烷组分(%)	乙烷组分(%)	丙烷组分(%)	相对密度
太原组	88.38~94.90	1.83~5.18	0.93~1.05	0.62~0.63
山一段	82.54~86.51	4.17~11.58	0.51~3.09	0.62~0.67
山二段	83.58~84.71	6.45~9.02	1.52~2.70	0.63~0.65
盒一段	86.05~88.05	6.15~6.80	1.74~1.87	0.63~0.66
盒三段	93.17~96.14	1.84~2.91	0.21~0.50	0.57~0.60

表 2 甲醇和乙二醇物理化学性质表

	甲醇(CH <sub>3</sub> OH)	乙二醇(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O <sub>2</sub> )
冰点(℃)	-97.8	-13
与水溶解度(20℃)	完全互溶	完全互溶
性 状	无色挥发,易燃液体,中等毒性	无色无毒,有甜味液体

该区气井生产过程中经常出现堵塞的部位有井口附近油管、集气管线、节流分离 3 处。选择处于构造中心位置的 DK2 井进行了试验,以研究水合物形成规律。为了对比水合物抑制剂的效果,将其不注抑制剂时井内形成水合物的参数列于表 3(天然气井生产系统节点分析与预测软件拟合结果),并根据

**作者简介:**王宏伟,2003年毕业于中国石油大学石油工程专业,一直在华北分公司第一采气厂从事大牛地气田采输气工作。地址:(450042)河南省郑州市须水井下作业大队。电话:(0371)67814013,13779668662。E-mail:wanghongwei002@126.com

表3 DK2井水合物形成深度预测结果表

深度 (m)	压力 (MPa)	井筒流体温度 (°C)	水合物形成温度 (°C)
0	17.25	10.20	18.72
50	17.35	22.33	18.75
200	17.64	26.99	18.82
400	18.04	31.66	18.92
600	18.42	36.33	19.02
800	18.81	40.99	19.11
1000	19.19	45.66	19.20
2000	21.05	67.36	19.61
2400	21.77	75.07	19.76
2600	22.13	79.73	19.83
2660.5	22.24	81	19.86

注:气产量为  $10.55 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,地面环境温度为  $0^\circ\text{C}$ 。

表5 不同温度压力条件下水合物形成温度与乙二醇浓度关系表

压力 (MPa)	不同体积浓度的乙二醇为抑制剂的水合物形成温度条件(°C)					
	10%	20%	30%	40%	50%	60%
20.684	14.0	10.8	6.5	0.9	-6.3	-15.3
18.184	13.5	10.2	6.0	0.5	-6.6	-15.6
15.684	12.9	9.7	5.4	0.0	-7.0	-16.0
13.184	12.2	9.1	4.9	-0.5	-7.5	-16.4
11.684	11.8	8.6	4.5	-0.8	-7.9	-16.6
10.184	11.2	8.1	4.0	-1.3	-8.1	-16.8
8.684	10.5	7.4	3.3	-1.9	-8.5	-17.0
7.184	9.5	6.5	2.5	-2.7	-9.3	-17.5
6.434	8.9	5.9	1.9	-3.2	-9.6	-17.9
5.684	8.1	5.1	1.2	-3.8	-10.3	-18.4
4.934	7.3	4.3	0.4	-4.6	-10.9	-19.0
3.434	4.8	1.9	-2.0	-6.9	-13.1	-21.0

DK2井的组分采用 JEFRI 全观测无汞高温高压固相沉积测定仪进行了观测实验,得到了不同温度压力条件下水合物形成温度与抑制剂浓度关系,实验所用水为 DK2 井地层水,实验结果见表 4、表 5。

表4 不同温度压力条件下水合物形成温度与甲醇浓度关系表

压力 (MPa)	不同体积浓度的甲醇为抑制剂的水合物形成温度条件(°C)				
	10%	20%	30%	40%	50%
20.684	10.9	5.0	3.1	-8.9	-17.5
18.184	10.4	4.5	2.6	-9.4	-17.9
15.684	9.9	4.0	2.1	-9.8	-18.4
13.184	9.2	3.4	1.5	-10.2	-18.8
11.684	8.7	3.0	1.1	-10.5	-19.0
10.184	8.2	2.5	0.6	-10.9	-19.3
8.684	7.5	2.0	0.1	-11.3	-19.5
7.184	6.6	1.0	-0.8	-11.9	-19.9
6.434	6.0	0.5	-1.3	-12.3	-20.2
5.684	5.3	-0.2	-2.0	-12.9	-20.8
4.934	4.4	-1.1	-2.8	-13.7	-21.5
3.434	2.0	-3.4	-5.2	-15.9	-23.5
2.684	0.1	-5.3	-7.0	-17.6	-25.3

## 二、水合物抑制剂的工艺选型

通过表 3 可知 DK2 井若不注入水合物抑制剂可能在 0~50 m 井段形成水合物,并且天然气在集气管线输送过程中会进一步降温,到达集气管线末端时与环境温度接近,同样会在集气管线中形成水合物堵塞管线。通过生产数据可知其他的生产井存在同样情况,而且某些井的水合物形成深度可达 300 m,这些生产井要求常年伴注水合物抑制剂来保证

连续生产。

对比表 2、4、5 可知,用乙二醇作为水合物抑制剂的优点是对其危害小、比较环保,但缺点是在相同的抑制要求下乙二醇用量大,同时乙二醇的物理性质决定了其回收方法为高温脱水。该方法存在一个致命缺陷,即经过一段时间的运行后,乙二醇液体中各种盐分浓度迅速升高,矿盐在乙二醇回收的过程中会结晶堵塞管线、降低炉效,严重时导致乙二醇再生回收装置无法运行,采用化学方法脱盐成本又会成倍提高。因此,选用甲醇作为水合物抑制剂就成为气田开发的首选。甲醇价格低廉、再生工艺简单,另外天然气的生产是在密闭系统中完成的,甲醇对员工的危害相对很小。因此,甲醇在大牛地气田和国内其他主力气田得到了广泛应用。

## 三、水合物抑制剂用量的确定

下面仅就甲醇在 DK2 井及集气站的应用来说明。

DK2 井各系统部位的压力温度如表 6 所示,水合物的形成温度为预测结果,需要的抑制浓度用表 4 绘图查图可得结果见表 6。根据表 6 的需抑制最大浓度可以计算出 DK2 井需用注醇量(甲醇浓度 98%,按照 100% 计算)为 117 L/d,实际注醇量为 125 L/d,考虑到甲醇浓度及计量误差实际结果与理论计算结果相符。

从表 6 可知单井注醇量的确定可以忽略井口参数,另外,管线始端与井口压力、温度数据一致,也可以忽略。在实际应用中节流后的压力参数受管网压力控制,节流后温度受用户对气质的要求限制,变

表6 DK2井甲醇对水合物的抑制情况表

部 位	压力 (MPa)	温度 (℃)	水合物形 成温度(℃)	需抑制 浓度	日产水 (m <sup>3</sup> )	理论用醇 (L/d)	实际用醇 (L/d)
井 口	17.25	10.2	18.72	约 10%	0.2	/	/
集气 管线	始端	17.25	10.2	约 10%		/	/
	末端	17	0	约 33%		/	/
节流后	5	-10	7.8	约 37%		117	125

数较大,有时节流后的需抑制浓度反较集气管线末端要求低,所以必须同时对管线末端及节流后进行计算取大值才能保障气井的正常生产。

#### 四、结论及建议

(1)即使在炎热的夏季天然气生产中气井、集气管线仍会产生水合物。

(2)结合气田实际情况建议采用甲醇作为本气田水合物抑制剂。

(3)甲醇的注入量要根据生产状态及时调整,节约生产成本,采用集中注醇的同时还要集中回收再生,以保护环境。

#### 参 考 文 献

- [1] 李士伦,等.天然气工程[M].北京:石油工业出版社,1997.
- [2] 杨川东.采气工程[M].北京:石油工业出版社,1996.
- [3] 万丛礼.鄂尔多斯盆地上古生界天然气成因新探索[J].天然气工业,2004,24(8).
- [4] 陈赓良.天然气采输过程中水合物的形成与防治[J].天然气工业,2005,25(10).

(修改回稿日期 2006-11-13 编辑 赵 勤)