

# 苏 10 区块冬季天然气集输 管线注醇解冻堵优化研究及应用

赵 君 (中国石油集团长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司)

采气作业三区, 内蒙古 鄂尔多斯 017300)

**摘要:** 苏里格气田苏 10 区块位于毛乌素沙漠腹地, 冬季气候寒冷, 天然气在通过输气管道集输过程中, 由于低温极易形成水合物造成管线冻堵。苏 10 区块主要采用支线预注甲醇的方式来抑制管线中水合物的形成, 同时采用支线交替开井的方式保持管线携液能力。2020 年底, 苏 10 区块为提升甲醇注入效果, 对区块水合物生成条件及抑制剂的加注量进行了定量研究分析, 科学地制订了注醇解冻方案; 同时, 通过创新开关井制度促使注醇点减少, 确保注醇点的合理性和科学性, 不仅使管线冻堵频次有效减少, 同时促进了甲醇用量显著降低, 将降本增效的目的顺利达到。对此, 本文主要对主要分析了苏 10 区块冬季管线注醇解冻优化策略, 同时对相应的应用措施进行了探讨, 以供参考。

**关键词:** 苏里格; 苏 10; 水合物; 冻堵; 甲醇解堵; 预注醇量; 交替开井防冻; 天然气集输

## 1 前言

苏 10 区块区域构造属于鄂尔多斯盆地陕北斜坡北部中带, 面积为 542km<sup>2</sup>, 地面海拔一般为 1250–1350m, 极端高温为 37℃、极端低温为 -29℃, 最大冻土深度为 1.46m。苏 10 区块经过多年的开发, 形成了“井下节流, 井口不加热, 带液计量, 井间串接, 低压集气, 常温分离, 二级增压, 集中外输”的集气模式<sup>[1]</sup>。在开发的不断深入下, 尤其是产能规模的日益加快, 产建新井越来越多, 管网布置形成了“单井-节点-阀室-集气站”的树枝状井间串接模式。

由于苏 10 区块地貌起伏, 导致输气管线有高低落差, 在井间串接模式下, 单井产量的不同会导致管线携液状态不稳定, 管线内部长期储液。在冬季生产运行中, 由于低温输气管线内极易形成水合物, 从而造成管线冻堵。而苏 10 区块主要采用支线预注甲醇抑制管线中形成水合物和支线交替开井的方式来保证管线正常携液。

以往冬季预注甲醇抑制水合物形成, 注入量比较适合产能规模不大, 管线长度有限及单井外输压力低的情况。截至 2020 年底, 苏 10 区块共有集气管线 13 条 /101.7km, 采气管线 479 条 /659.4km, 单井外输压力 0.7–1.5MPa; 比起 2017 年新增了 50 条 /70km 采气管线、单井外输压力上涨了 0.2–0.5MPa。在冬季管线预注醇和解堵工作中, 仅凭借前期摸索的经验来增加

注醇量, 不仅会造成采气成本的增加, 也无法确定以往的注入甲醇量和方式是否做到完全抑制水合物形成<sup>[2]</sup>。本文研究分析了水合物生成条件及抑制剂的加注量, 并结合苏 10 区块冬季运行生产实际, 指导区块冬季预注醇量, 使注醇量的合理性和科学性得到保证, 不仅有效控制了管线冻堵的频率, 同时显著节省了甲醇用量, 进而有效降低了成本, 促使了效益提升。

## 2 甲醇防堵机理

因为甲醇中的羟基团形式和水分子相似, 以相似相溶原理为基础, 天然气中的水分在甲醇中很容易溶解, 促使水分子之间的相互作用发生改变, 将界面上的水蒸气分压降低, 从而让水合物生成温度降低, 或促进水合物生成压力提高, 进而使水合物的形成受到抑制。

## 3 水合物生成预测

现阶段, 水合物生产预测的方法多种多样, 主要囊括了热力学模型法、相平衡计算法、图解法、经验公式法等。在知道气体混合物组份且气体混合物不含就可以用图解法来预测水合物形成的温度 (或压力)。比如, 知道气体压力 (或温度) 以及相对密度 (实测值), 便能借助预测形成水合物的压力-温度曲线 (图 1) 近似地计算形成水合物的温度 (或压力)。图中曲线上的数据表示天然气相对密度, 相应的温度、也就是此点压力条件下的水合物形成的温度。曲线的左

边和右边分别是水合物生成区、非生成区。在实际应用过程以天然气组份分析数据报告为基础，在两条曲线之间用近似计算绘制不同密度的天然气形成水合物的曲线。

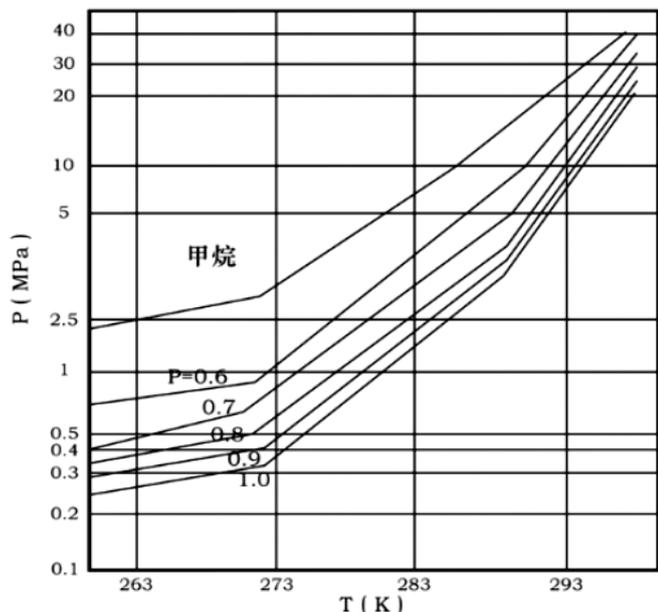


图1 预测形成水合物的压力-温度曲线

根据苏10区块2020年天然气组份分析数据报告可以得出该区块天然气相对密度无限接近0.6，所以在实际计算中，苏10区块天然气相对密度完全可以取0.6。

通过抽取曲线部分数据可形成苏10区块天然气水合物形成温度预测表（表1）。

表1 天然气水合物形成温度预测表

| 序号 | 工作压力 (MPa) | 水合物形成温度 (°C) |
|----|------------|--------------|
| 1  | 0.7        | -5.45        |
| 2  | 1          | -1.24        |
| 3  | 1.2        | 0.23         |
| 4  | 1.5        | 2.72         |
| 5  | 2          | 5.07         |
| 6  | 2.5        | 6.9          |
| 7  | 3          | 8.39         |
| 8  | 3.5        | 9.63         |
| 9  | 4          | 10.69        |
| 10 | 4.5        | 11.6         |
| 11 | 5          | 12.4         |
| 12 | 6.4        | 14.2         |
| 13 | 20         | 22.1         |

#### 4 管线甲醇注入量研究

通过水合物生成条件的预测，我们能得到不同压

力下水合物形成的临界温度。那么我们根据温度和压力，包括甲醇(CH<sub>3</sub>OH)相对分子质量等计算出甲醇在天然气管线中抑制形成水合物的最低浓度，公式如下：

水合物形成温度降计算：

$$\Delta t = (t_1 - t) + (3 \sim 5^\circ\text{C}) \quad (1)$$

式中：

$\Delta t$ —水合物形成温度降，°C；

$t_1$ —水合物形成临界温度，°C，由图1查得；

$t$ —天然气进站温度，°C。

当确定水合物形成的温度降  $\Delta t$  后，可按下列公式计算液相中必须具有的甲醇浓度 X（质量百分数）

$$X = \frac{32(\Delta t)}{1297 + 32(\Delta t)} \times 100\% \quad (2)$$

式中：

X—水溶液中甲醇浓度，质量百分数；

32—甲醇相对分子质量；

1297—常数。

甲醇注入量计算公式：

$$G_m = 10^{-6} Q (G_s + G_g) \quad (3)$$

式中：

$G_m$ —甲醇注入量，kg/d；

$G_s$ —液相中甲醇量，mg/m<sup>3</sup>；

$G_g$ —气相中甲醇量，mg/m<sup>3</sup>；

Q—天然气流量（标准大气压，20°C条件下），m<sup>3</sup>/d。

其中：

$$G_s = \frac{X}{C-X} \times W_f \quad (4)$$

式中：

C—注入甲醇的浓度，质量百分数；

$W_f$ —水气比，mg/m<sup>3</sup>。

$$G_g = 10^5 \frac{X}{C} \times \alpha \quad (5)$$

式中： $\alpha$ —甲醇在每立方米天然气中的克数与在水中质量浓度的比值，与温度和压力有关，可用下列经验公式计算：

$$\alpha = 1.97 \times 10^{-4} \times P^{-0.7} \exp(6.054 \times 10^{-2} T - 11.128) \quad (6)$$

P—压力，MPa；

T—温度，K。

实例分析：苏10区块2020年平均水气比为85mg/m<sup>3</sup>。

以 36-x1 支线为例, 该支线共有单井 8 口, 其中 7 口为间歇生产井, 1 口 (36-x9) 为长关井。该支线日产 2.6 万方, 支线外输压力 1.2MPa, 开井时井口温度 9℃, 关井时井口温度 -9℃, 甲醇浓度 99% (见表 2)。

表 2 36-x1 支线井生产情况

| 序号 | 井号    | 日产<br>(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ) | 生产制度 (h) |    | 外输压力<br>(MPa) | 温度 (°C) |    | 备注 |
|----|-------|---|----------|----|---------------|---------|----|----|
|    |       |   | 开井       | 关井 |               | 开井      | 关井 |    |
| 1  | 36-x3 | 0.1                                     | 6        | 36 | 1.2           | 9       | -9 |    |
| 2  | 36-x5 | 0.1                                     | 6        | 36 |               |         |    |    |
| 3  | 36-x7 | 0.1                                     | 6        | 36 |               |         |    |    |
| 4  | 36-x1 | 0.1                                     | 12       | 40 |               |         |    |    |
| 5  | 35-x8 | 0.6                                     | 36       | 36 |               |         |    |    |
| 6  | 35-x0 | 1.1                                     | 72       | 36 |               |         |    |    |
| 7  | 35-x2 | 0.5                                     | 24       | 36 |               |         |    |    |

通过预测形成水合物的压力-温度曲线 (图 1) 得出, 该支线应交替开井, 保证最低有 1 口井在开井生产, 因为支线外输压力 1.2MPa, 开井时井口温度 9℃是在曲线 (取 0.6) 的右边, 为非生成区。交替开井能有效保证该支线 36-x1 至苏 10-2 站段不生成水合物。那么对于该支线来说, 冬季预注醇的目的就是防止 36-x3 至苏 36-x1 段管线因温度低而生成水合物。计算该支线注醇量:

根据外输压力及天然气相对密度 (取 0.6), 由图 1 查出水合物形成临界温度  $t_1=0.23^\circ\text{C}$ , 而  $t=9^\circ\text{C}$ , 则  $\Delta t=(t_1-t)+(3\sim 5^\circ\text{C})=14.23^\circ\text{C}$ , 代入公式算出  $X=25.99\%$ , 根据压力和温度计算出  $\alpha=0.0223$ , 则依据公式可得  $G_g=584\text{mg}/\text{m}^3$ ,  $G_s=30.25\text{mg}/\text{m}^3$ ; 因交替开井, 产气量  $Q$  取日产 2.6 万方的一半, 1.3 万方/d。将此产气量  $Q$  代入公式得  $G_m=9.2\text{kg}/\text{d}$ , 甲醇密度  $0.793\text{kg}/\text{L}$ , 即得出理论甲醇注入量  $11.6\text{L}/\text{d}$ , 实际生产中该支线注醇周期为 3 天, 故每次预注醇量为 35L。

2019 年冬季, 36-x1 支线共计预注醇 30 次, 消耗甲醇 1500L, 期间还由于未交替开井导致苏 36-x1 至集气站段发生 2 天冻堵, 影响气量 5 万方, 此外用于解堵消耗甲醇 500L。2020 冬季, 该支线共计预注醇 30 次, 消耗甲醇 1050L, 未发生冻堵现象。

## 5 创新气井生产制度, 减少预注醇点

苏 10 区块每条输气支线都串接数口单井, 每个井口均可作为注醇点, 往年按照常规经验均选取支线末端井作为注醇点。但 2020 年冬季, 区块通过严格执行间歇井交替开井制度, 在保证支线内始终有单井进行生产的情况下, 取消了部分注醇点, 大大减少了甲醇使用量。

实例分析: 以 32-2x 支线为例, 其支线共串接 9

口单井, 往年均是从 32-2x 预注醇, 但是 2020 年冬季取消预注醇, 通过交替开井保持管线一直生产, 未发生冻堵 (见表 3)。

表 3 32-2x 支线井生产情况

| 序号 | 井号    | 生产制度 (h) |    | 外输压力<br>(MPa) | 温度 (°C) |    | 备注 |
|----|-------|----------|----|---------------|---------|----|----|
|    |       | 开井       | 关井 |               | 开井      | 关井 |    |
| 1  | 31-1x | 72       | 36 | 1             | 9       | -9 | 开  |
| 2  | 31-2x | 6        | 36 |               |         |    | 关  |
| 3  | 32-1x | 72       | 36 |               |         |    | 开  |
| 4  | 33-1x | 72       | 24 |               |         |    | 关  |
| 5  | 32-2x | 12       | 36 |               |         |    | 关  |
| 6  | 31-x2 | 12       | 36 |               |         |    | 开  |
| 7  | 32-x3 | 72       | 36 |               |         |    | 关  |
| 8  | 33-x1 | 72       | 36 |               |         |    | 开  |
| 9  | 33-x3 | 12       | 36 |               |         |    | 关  |

2020 年冬季, 苏 10 区块通过支线单井交替开井的方式减少预注醇 14 条支线, 节省甲醇 20000L, 14 条支线均未发生冻堵。

## 6 效果分析

与 2019 年冬季相比, 苏 10 区块 2020 年冬季甲醇消耗量和因冻堵影响气量都有明显的下降, 相应的冬季运行成本也有明显的下降, 达到了降本增效的目的 (见表 4)。

表 4 2019、2020 年数据对比

| 时间       | 甲醇消耗量 (L) | 解堵井次 | 影响气量 (万方) |
|----------|-----------|------|-----------|
| 2019 年冬季 | 61810     | 193  | 23.6      |
| 2020 年冬季 | 23150     | 187  | 18        |

## 7 结论

①对预注醇制度进行合理优化, 可以在保证管线不发生冻堵的情况下, 大大降低甲醇消耗量, 节约人力物力成本;

②支线单井根据生产制度交替开井不仅能有效防止管线冻堵, 还能节省甲醇消耗量;

③实际预注醇时, 需要考虑气井产液量不确定性, 可以在计算时根据单井往常出液量情况进行适当调整;

④对甲醇注入量进行计算的时候, 尽管不能准确获得产液量, 但仍需要和经验相结合, 进行全面考虑, 保证计算结果和真实情况相接近。

## 参考文献:

- [1] 张华涛, 王博, 等. 苏南气井甲醇注入量优化及效果评价 [J]. 石油工业技术监督, 2021, 37(02): 12-16.
- [2] 王刚, 郝红丽, 等. 苏里格东区上古输气管线防冻堵对策研究 [J]. 石油化工应用, 2019, 38(08): 67-70+85.