

# 气田集输管道积液预测及治理研究

王春岚 (森诺科技有限公司, 山东 东营 257099)

**摘要:** 本研究针对山区气田采用湿气混输工艺, 管道易积液, 井口回压高等问题, 提出一种气田集输管网管道积液点的诊断分析技术, 具体利用 Pipe Phase 对集输管网进行建模, 对建模分析数据进行二次解析, 准确识别管道积液点; 同时提出一种管道积液点的自动排液装置, 能够在不依靠其他配套设施的条件下, 实现积液点自动排液, 有效降低管道输压, 实现气井产能释放, 具有推广应用的前景。

**关键词:** 气液混输; 积液; 自动排液装置; Pipe Phase

## 1 研究背景及现状

山西某区块致密气田采用湿气混输工艺, 随着生产时间的延长, 气井产气量降低, 管内气体流速降低, 携液能力变弱, 管线内将沉积液相水。导致管线输送压损升高, 管线输送效率降低, 气井回压升高, 影响气井产能释放; 一定的压力和温度条件下, 有可能加速水合物的形成, 极易造成冰堵事故; 一定的地形条件下, 可能诱发产生段塞流, 安全风险较大; 积液的存在还会导致管线腐蚀加剧, 增加泄漏风险<sup>[1-2]</sup>。

现今常用的积液治理措施为定期清管、井场改造新增分离器、定期放空带液, 该致密气田内部已建集输管网为不同规格的管线相连, 无法进行通球操作; 该致密气田已经投产, 井口分水改造工作量较大, 投资高; 定期放空带液存在资源浪费, 影响开井时率。

为此, 需对该致密气田集输管道积液进行理论预测并提出相应治理措施。一方面对管线易产生积液点进行诊断分析, 为后续管道建设积累经验, 避免管道局部积液产生; 另一方面, 在积液无法避免或已经产生的情况下, 提出管道积液治理措施。

本研究采用 Pipe Phase 软件对集输系统进行建模分析, 同时采用一阶导数对管道沿程压损进行诊断分析, 精确定管道积液位置的。提出一种新的气田集输管网管道积液的治理装置置于所确定管道积液点的位置, 实现管道积液治理。

## 2 积液模型的建立与适用性分析

现今, 计算多相流动特征参数的方式有经验公式、双流体或漂移流等理论模型, 由此发展出 Pipe Phase、OLGA 以及 Tacite 等软件。为了准确的预测该致密气体集输管网积液位置, 本论文运用多相流模拟软件 Pipe Phase 对所需研究的管线搭建

积液模型, 通过模型理论结果与现场实际生产数据对比, 修正参数设置, 实现模型与实际生产吻合。

### 2.1 气体组分

该区块天然气不含重烃, 甲烷含量  $\geq 95\%$ , 不含硫化氢, 含少量  $\text{CO}_2$ 。井口产气气水比为  $1\text{m}^3 \text{H}_2\text{O}/10^4\text{Nm}^3$  天然气, 因此输送过程的积液仅为水组分。

### 2.2 地理信息

本次研究选取该致密气田 3# 集气站所辖集输系统为研究对象, 其中干线 2 积液尤为严重, 沿途 19 井场、59 井场、32 井场、58 井场、57 井场 5 个井场汇入该干线, 最后接入 3# 集气站, 管线全长 12.5km。根据已建集输管网统计出该管线的起伏点及对应的管线里程, 对两个相邻起伏点的高程及里程进行差值计算, 核算出该管线各段的高程变化及对应长度情况, 重点关注高程变化较为突出的点, 管线走向高程变化见图 1, 预测管段易积液区域位于 2.7km~2.9km、6.0km~6.2km、8.4km~8.6km、10.7km~10.9km、11.4km~11.6km 处, 这些低点管段高程差均在 50m 以上。

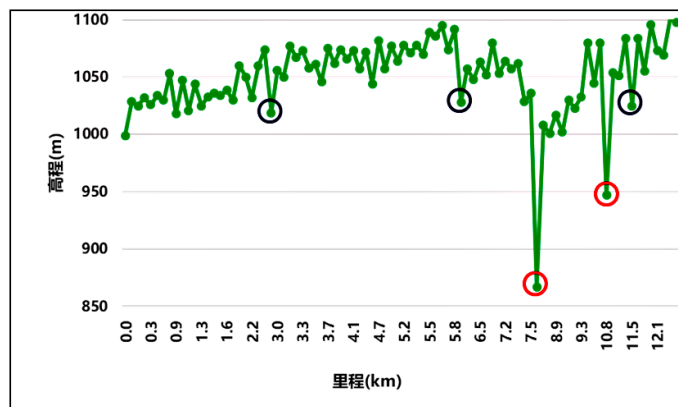


图 1 管线走向高程变化图

## 2.3 模型建立过程

该过程主要是对热力学方法、压力损失和持液率计算方式管线以及需要设置的参数进行选择。

①选用 Network 模型, 流体选择 gas, 热力学方法选用 SRK 方程;

②现在常用的持液率相关式有 Beggs-Brill 相关式, Lockhart-Martinelli 相关式, Hughmark 相关式, Dukler II 相关式, Mukherjee-Brill 相关式, Minami-Brill 相关式, Xiao-Brill 相关式, G.H.Abdul-Majeed 相关式, Eaton 相关式, 无滑脱算法。持液率计算相关式中, 每一种公式都是根据特定的实验条件下测得的实验数据拟合而成的, 只能适用于一定的范围。如果利用不同的实验数值去检测, 就会得出不同的比较结果<sup>[3]</sup>。《石油气液两相管流》<sup>[7]</sup>中对倾斜气液两相管流压力损失和持液率计算方法进行了评价, 认为 Beggs-Brill 公式能够较准确地计算上坡流动的持液率, 但计算的下坡持液率偏大; Mukherjee-Brill 公式能够准确地计算下倾管段的持液率。因此本次建模关于压降计算模型倾斜向上的多相流角度为  $10^{\circ} \sim 70^{\circ}$  选择 Beggs-Brill 方程, 倾斜向下的多相流角度为  $-10^{\circ} \sim -70^{\circ}$  选择 Mukherjee-Brill 方程, 水平多相流角度为  $-10^{\circ} \sim -10^{\circ}$  选择 Beggs-Brill-Moody 方程<sup>[4]</sup>;

③起点(气井)参数固定输送气量, 输入压力预估值; 末点(3#集气站)参数固定末点; 插入管线后输入各管段对应的长度与高程差、管线的实际内径及对应传热系数、输入管线环境温度为  $3^{\circ}\text{C}$  (冬季地温)。选用山区管道修正系数 Include Correction Factors, 并根据实际情况适当调整调整各管段的输送效率  $\eta$ 、管壁粗糙度  $\varepsilon$  等参数。

## 2.4 模型的适应性验证

在运用模型对现场实际集输管网进行模拟分析时, 为了提高模拟的准确度, 必须对模型进行修正。具体表现为两个方面: 输入参数为现场实际参数, 模型搭建运行后, 各井口回压以及中间节点的压力与实际相符, 如果误差在可允许的范围内, 可以认为建立的模型与现场实际相符。

表1 模拟与实际参数对比

| 气源 / 集气站   | 3# 集气站 | 57 井场 | 58 井场 | 32 井场 | 59 井场 | 19 井场 |
|------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 运行压力 (MPa) | 1.72   | 2.60  | 3.00  | 3.40  | 3.90  | 4.20  |
| 模拟压力 (MPa) | 1.72   | 2.65  | 2.87  | 3.39  | 3.87  | 4.11  |

本次通过调整模型参数, 理论分析与实际运行

参数吻合度为 97%。

## 3 积液预测

### 3.1 积液管段初步确定

利用管线携液能力计算公式进行初步计算, 计算公式如下:

$$V_g = 4.34 \sqrt{\frac{(\rho_L - \rho_g) \sigma}{\rho_g^2}} \frac{\sin(1.7\theta)^{0.38}}{0.74}$$

式中:

$V_g$ —上倾斜段临界携液流速, m/s;

$\rho_L$ —管线内液体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;

$\rho_g$ —管线内气体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;

$\sigma$ —管线内液体的表面张力, N/m;

$\theta$ —管线与水平面的夹角,  $^{\circ}$ 。

当集输系统管段的实际流速大于临界携液流速时, 若生产气量稳定, 则产生积液的可能性较小<sup>[5]</sup>。当集输系统管段的实际流速低于或接近临界携液流速时, 集输系统易产生积液。通过初步估算 19 井场至 59 井场接入点和 32 井场至 58 井场两段管线携液能力低。

表2 积液管段初步识别表

| 管段 (里程)                  | 管道出口流速 (m/s) | 压损 (kPa) |
|--------------------------|--------------|----------|
| 19 井场至 59 井场接入点 (1.49km) | 0.39         | 76.25    |
| 59 井场接入点至 32 井场 (2.98km) | 3.17         | 267.84   |
| 32 井场至 58 井场 (6.27km)    | 2.41         | 536.78   |
| 58 井场至 57 井场 (9.33km)    | 5.20         | 308.83   |
| 57 井场至 3# 集气站 (12.45km)  | 4.88         | 728.96   |

### 3.2 积液位置识别

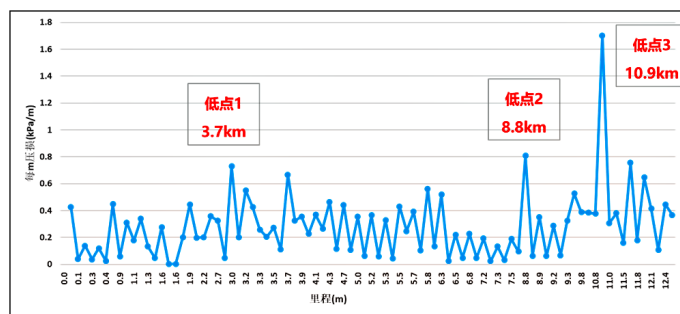


图2 管线沿程单位长度压损曲线图

采用软件对管道沿程阻力降进行深入分析, 根据软件对管网的模拟结果, 将各管线的压降曲线微分求得一阶导数, 根据微分结果算出不同管段的沿程压损, 绘制管道沿程每米压损曲线, 根据相关文献, 气体输送管道最大压力降  $0.45\text{kPa/m}$ , 考虑混输输送效率最低按照 75% 计, 气液混输管道最大压力降为  $0.6\text{kPa/m}$ <sup>[6]</sup>。管道每米压损阻力损失曲线

大于 0.6kPa/m, 可识别为管道积液点。

计算分析结果见图 2, 图中用圆圈标注出的点即为诊断出的积液点。

#### 4 积液治理措施研究

针对该致密气田集输管道无法通球, 井口改造费用高, 放空带液影响开井率等问题, 本文提出一种低点自动排水装置, 该装置能够在彻底治理积液的同时, 不对管线造成损害、经济便捷、安全性高。

##### 4.1 低点排水装置原理

低点排水装置设置两个进口, 通过带压开孔在低点与管道连接, 实现低点排水装置与管道气连通。在重力作用下管道积液不断流入低点排水装置, 随着罐体液位的上升, 低点排水装置自带的疏水阀, 通过浮球原理自动打开排水阀, 实现自动排水。装置原理图见图 3。

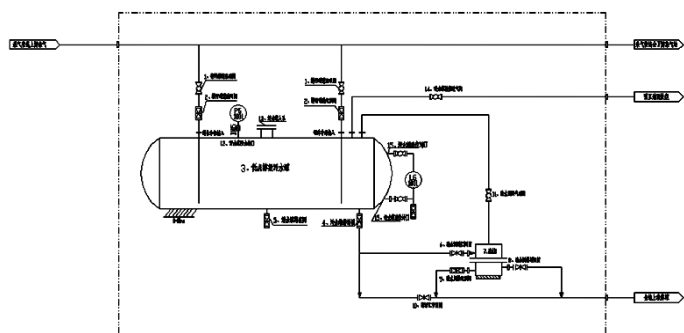


图 3 低点排水装置原理图

##### 4.2 低点排水装置实施

为加快项目建设, 实际实施将低点排水装置撬块化。低点排水装置主要包括进口平衡管线、排污管线、分离罐、天然气疏水阀以及相关配套阀门等。通过临界携液流量初步确定积液管段以及软件精确诊断识别, 计划选取低点 2 与低点 3 作为实施点, 通过现场踏勘, 调研现场可实施条件, 最终确定低点 2 作为先期试验点。

该装置置于钢筋混凝土建造的埋地矩形防渗池内, 防止冬季出现冻堵以及污水外排带来环境污染问题。

##### 4.3 实施效果

通过对低点 2 实施低点排水装置, 通过近期排水记录, 排水前后井场汇管压力可降低 0.3MPa, 每天平均排水 1.1m<sup>3</sup>, 排出积液量最高可达每天 1.9m<sup>3</sup>。证实在致密气田集输管网低点增设低点排水装置有效可行。

表 3 为低点 2 排水记录表。

表 3 低点 2 排水记录表

| 运行时间  | 57 井场<br>汇管压力<br>(MPa) |     | 58 井场<br>汇管压力<br>(MPa) |     | 59 井场<br>汇管压力<br>(MPa) |     | 19 井场<br>汇管压力<br>(MPa) |     | 排水量<br>(m <sup>3</sup> ) |
|-------|------------------------|-----|------------------------|-----|------------------------|-----|------------------------|-----|--------------------------|
|       | 排水前                    | 排水后 | 排水前                    | 排水后 | 排水前                    | 排水后 | 排水前                    | 排水后 |                          |
| 运行第一天 | 2.6                    | 2.6 | 3.0                    | 3.0 | 3.9                    | 3.9 | 4.2                    | 4.2 | 1.3                      |
| 运行第二天 | 2.8                    | 2.6 | 3.0                    | 2.8 | 4.0                    | 3.8 | 4.1                    | 3.9 | 1.9                      |
| 运行第三天 | 2.6                    | 2.6 | 2.8                    | 2.8 | 3.9                    | 3.9 | 3.9                    | 3.9 | 1.1                      |
| 运行第四天 | 2.6                    | 2.6 | 2.8                    | 2.8 | 3.9                    | 3.9 | 3.9                    | 3.9 | 0.7                      |
| 运行第五天 | 2.7                    | 2.7 | 2.9                    | 2.9 | 3.9                    | 3.9 | 3.9                    | 3.9 | 0.5                      |

#### 5 结论

①本文提出气田集输管网湿气输送管道积液点的预测分析技术, 通过对管道的压降曲线微分求得一阶导数, 根据管道每米压损阻力损失曲线准确诊断管道积液点, 为积液治理提供数据支持;

②本文提出一种管道积液自动排水装置, 在低点与管道连通后依靠重力实现管道积液不断流入低点排水装置, 通过自带疏水阀实现装置内积液自动外排;

③通过现场应用, 证实在致密气田集输管网低点增设低点排水装置, 排水实施效果较好, 平均每天可排积液 1.1m<sup>3</sup>, 降低井口回压 0.2MPa, 实现产能释放。

#### 参考文献:

- [1] 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]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2002, 24(002): 65-67.
- [2] 张鹏, 王大庆, 田军. 地形起伏对凝析气集输管道工况的影响 [J]. 天然气工业, 2013(08): 108-113.
- [3] 李玉浩, 曹学文, 梁法春, 等. 多起伏湿气集输管线工艺计算方法优选 [J]. 天然气工业, 2013, 33(008): 114-118.
- [4] 宋立群, 李玉星, 周中强. 低持液率湿天然气集输管道的水力计算模型 [J]. 油气储运, 2011, 30(004): 283-287.
- [5] 向耀权, 辛松, 何信海, 等. 气井临界携液流量计算模型的方法综述 [J]. 中国石油和化工, 2009(09): 55-58.
- [6] 张德姜, 王怀义, 刘绍叶. 石油化工装置工艺管道安装设计手册 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2003.
- [7] 陈家琅. 石油气液两相管流 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.