

煤层气输送管路积水原因分析及防治对策

范海波 (山西蓝焰煤层气集团有限责任公司, 山西 晋城 048200)

摘要: 西北某矿进行煤层气开采过程中存在管路积水严重现象, 针对该问题综合分析积水原因为水力压裂技术增加了煤层含水量, 且原一级水气分离器排水能力不足, 导致大量水溢入输送管路中。通过数值模拟研究得出煤层平均含水量, 计算知一级水气分离装置排水能力为实际排水量一半。制定的管路积水防治措施为: 其一, 采用 CO₂ 致裂增透技术进行增透; 其二, 采用二级水气分离装置进行水气分离; 其三, 水气分离装置安装水位观测仪, 实现水位过高后自动排水联动。通过以上措施顺利实施, 有效控制了管路积水问题,

关键词: 煤层气抽采; 管路积水; CO₂ 致裂增透; 二级水气分离

0 前言

近年来, 随着科学技术不断发展, 煤层气开采技术逐步成熟。我国的能源结构为“多煤、贫油、少气”, 煤层气作为煤矿开采过程中的伴生能源具有巨大开采潜力。早期由于技术条件限制, 煤层气大多被直接排放到空气中造成资源浪费; 且煤层气主要成分为甲烷, 甲烷为温室气体, 直接排放到大气中加剧了温室效应; 因此, 煤层气的合理开发利用不仅可以提高资源利用率, 而且对环境保护具有重要意义。煤层气开发过程中, 必须将煤层气通过管路输送到储罐中, 然后通过分级加压输送到需要的地方。煤层气输送过程中发现管路中存在积水现象, 管路积水会引起输送气体断面减小, 严重影响输送效率, 且对输送设备具有一定损坏。针对煤层气输送管路中积水问题的研究较少, 耿光伟, 畅元江, 刘洪佳, 等关于输油管路上的积水问题展开研究, 分析了输油管路中积水流动规律, 提出分段驱离措施, 效果良好^[1]。马宁对管道上倾段积水流动特征进行了研究, 提出上倾管路液相逆流理论, 对输气管道积水特征理论研究具有一定指导意义^[2]。徐广丽, 姜星材, 陈礼鹏, 等针对起伏管路中积水运动规律展开研究, 提出起伏管道低洼区域积水行程规律, 为其他输气管道积水研究提供一定理论指导^[3]。其他专家学者分别针对煤层气开采过程中的相关问题展开了研究^[4-5], 而以往的研究中关于输气管路技术问题研究比较少。西北地区某矿区进行煤层气开采过程中, 出现管路积水严重问题, 现针对积水规律和积水特征展开研究。

1 工程概况

西北某矿区进行矿井开采前进行煤层气开采, 主采煤层为 3# 煤层, 煤层平均厚度 9m, 煤层原始瓦斯含量为 8.91m³/t, 煤层瓦斯可抽采, 前期进行抽采过程中发现抽采浓度比较低, 平均抽采浓度仅为 10%,

且 14d 后抽采浓度衰减至 5% 左右, 部分钻孔抽采瓦斯浓度为 0。为保证瓦斯抽采效率, 采用水力化措施进行预裂后进行抽采。

1.1 抽采措施

煤层气抽采方式如图 1 所示。从地面施工钻孔到含煤层气储气层, 在煤层气储气层内开分支进行负压抽采。从地面到储气层之间的钻孔孔径最大, 其次是储气层中的主孔和分支。施工钻孔采用千米定向钻机进行, 钻孔施工完毕后进行抽采时必须对主孔进行封堵, 封孔长度不少于 10m, 封孔措施采用传统“两堵一注”工艺。每个独立的抽放井分为两趟管路, 一趟管路伸入钻孔竖向标高最低点, 连接抽水泵; 外部管路直接连接瓦斯抽放泵, 连接瓦斯抽放泵的管路必须安装水气分离装置, 防止钻井中多余的水流入瓦斯抽放泵中。

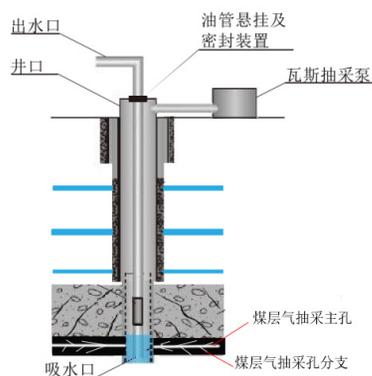


图 1 煤层气开采工艺图

1.2 预裂措施

由于煤层透气性比较差, 前期进行预实验抽采过程中浓度衰减较快, 因此采用致裂措施提高煤层透气性。前期采用水力压裂技术, 在主孔位置进行分段压裂, 注水压力为 30MPa, 采用分段式压裂。现场测试研究表明, 3# 煤层在 30MPa 水力压裂技术实施 60min

时有效控制半径为 10m, 完全满足致裂增透要求, 但水力压裂措施实施完成后排水泵中的水量不断增大, 且瓦斯抽放泵水气分离装置中的水量明显增加。

1.3 积水问题

煤层气采用传统抽采方式, 施工完成钻孔后安装抽采管, 随后进行封孔连抽。封孔完毕后将抽采管路连接到水气分离器上。水气分离器排气孔一端连接抽放泵管路。煤层气进行抽采过程中发现, 水气分离器中水在 1d 时间内便会外溢, 导致抽放管路中严重积水, 现场进行观测的孔板流量计中时常出现积水外喷现象, 导致无法正常观测煤层气抽采浓度和流量, 为进一步考察抽采情况造成严重影响。

2 积水原因分析

综合分析煤层气抽采过程中管路技术主要原因为: 其一, 采用水力压裂措施进行预裂导致煤层中含水量增加; 其二, 水气分离器分离能力不足, 无水量实时观测措施, 导致水气分离器无法实现智能化水气分离。

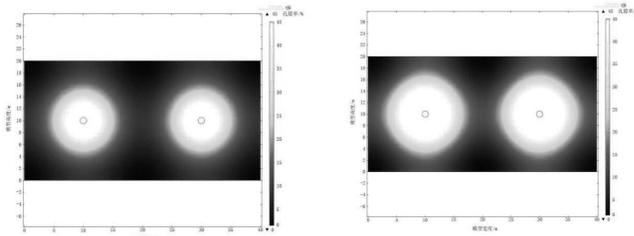
2.1 水力压裂措施影响研究

为研究水力压裂措施对煤层气排水的影响, 采用数值模拟的方式模拟水力压裂措施实施后煤层中残余水量, 和实际压裂泵站用水量进行对比分析, 确定煤层中实际含水量。

假设煤层为均匀多孔介质, 压裂泵产生的高压水压力稳定值为 30MPa, 对煤层进行多点测氧, 测定煤层基本力学参数如表 1 所示。采用多场耦合模拟软件对水力压裂措施下煤层中含水量进行数值模拟研究。由于模拟煤层中水量分布情况, 因此采用软件 COMSOL multiphysics 中的流-固耦合模型, 模拟渗流场、力学场共同作用下煤层中残余水量。模拟结果如图 2 所示。

表 1 模拟参数

岩性	密度 kg/m ³	单轴抗压强度 /MPa	弹性模量 /GPa	泊松比	粘聚力 /MPa	内摩擦角 /°
3 煤	1600	18.16	9.76	1.15	2.16	19.75



(a) 30min 孔隙率分布云图 (b) 60min 孔隙率分布云图

图 2 水力压力措施实施过程中煤层孔隙率模拟结果通过

数值模拟分析, 60min 的水力压裂后, 煤层中最大孔隙率为 45%, 单个长度 180m。通过曲线计算得到煤层中平均含水量为 0.19m³/t。

以现场钻孔周边 20m 实际注水量计算的煤层平均含水量为 0.08m³/t, 模拟用水量比实际用水量多, 由于模拟过程中考虑煤层为均匀介质, 实际用水量低是由于煤层中存在部分区域煤层变薄, 实际水力压裂范围变少所导致的。

2.2 水气分离器排水能力分析

单个水气分离器内径为 1m, 高度 6m, 容量约为 4.71m³, 如果 1 天不进行正常防水, 则单个水气分离器的排水能力极限为如下:

$$Q_{\text{单}} = \frac{Q_{\text{总}}}{T} = \frac{4.71}{24 \times 60} = 0.0033$$

式中, $Q_{\text{单}}$ ——单个水气分离器排水能力, m³/min;

$Q_{\text{总}}$ ——单个水气分离器容量, m³;

T ——时间, min。

通过观测, 实际单个水气分离器承受的排水量为 0.007m³/min, 大于煤层中含水量。

综合分析, 水气分离器无法满足排水需求。

3 防治措施

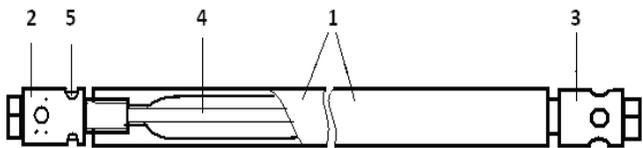
为防治煤层气抽放管路中积水问题, 现从两个方面进行管道积水防治。即控制水量和增大排水能力两个方面。

3.1 控制水源措施

根据数据分析可知, 煤层气抽采过程中产生大量水的主要原因为采用水力压裂技术进行预裂, 该技术虽然提高了煤层透气性, 提高了瓦斯抽采效率, 但煤层含水量显著提高, 导致抽采管路积水严重。近年来, CO₂ 致裂增透技术逐步成熟, 且在煤层气抽采工艺中得到广泛应用。由于 CO₂ 致裂在煤层中的吸附作用比瓦斯更大, 因此, CO₂ 可以有效置换出煤层中的吸附态瓦斯气体。高压 CO₂ 致裂器可以在短时间内释放高压 CO₂ 气体, 产生的能量具有较好致裂增透效果。因此采用 CO₂ 致裂增透技术可以达到致裂增透, 提高煤层气开采效率的同时不产生水, 控制了抽采管路中积水的问题。

根据相关研究表明: 7.2MPa 压力以上、31℃ 以下的 CO₂ 呈液态, 单位质量的 CO₂ 吸收一定的热量导致气体温度升高至 31℃ 以上时, 液态 CO₂ 会在 40ms 内汽化产生高压波, 致裂增透效果极好。

CO₂致裂器如图3所示,致裂器充装装置如图4所示。CO₂致裂器构成分为主管、充气阀、泄能阀、发热装置及电极引出体五部分。将各部件按组装顺序进行组装,并检查电路导通情况。液态CO₂气体充装设备由充装架、增压泵、液态CO₂钢瓶、空压机等组成。将液态CO₂通过增压泵加压充入一个特制的储液管内,储液管内液态CO₂压力为8~10MPa。



1. 主管; 2. 充气阀; 3. 泄能阀; 4. 发热装置; 5. 电极引出体
图3 CO₂致裂器基本结构图

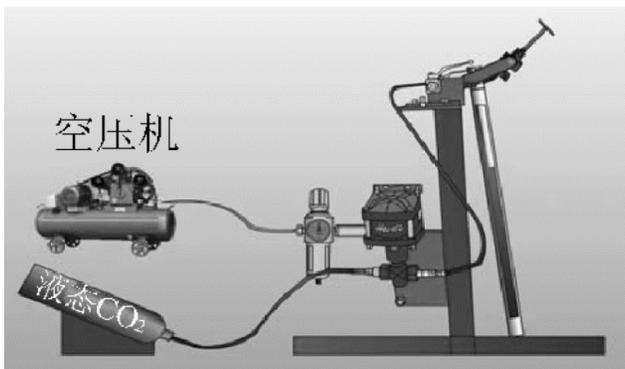


图4 致裂器充装示意图

3.2 增大排水措施

根据抽采管路中积水情况分析可知,目前的水气

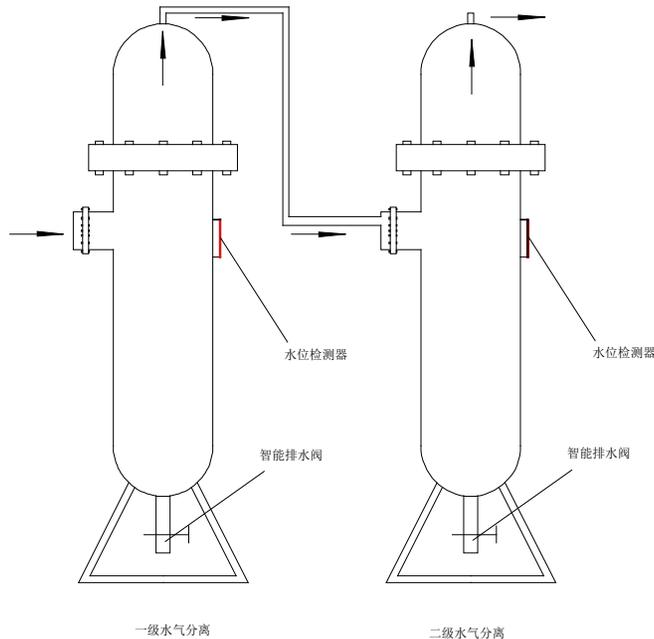


图5 二级水气分离装置

分离装置存在排水能力不足的问题,且无法进行正常的联动排水。观测的排水量是水气分离器排水能力的2倍多,因此可通过两级分离器进行串联的方式控制排水能力,同时每个水气分离器形成自动化排水,当监测出水气分离器中的液体超过液位线的时候,排水阀门可以自动排水,将水气分离器中的水排到废水管路中。升级后的水气分离装置仅需要在原装置上增加智能监测反馈装置即可。新的水器分离装置如图5所示。

4 结语

西北某矿进行煤层气开采过程中出现管路积水严重的现象,导致监测专用孔板喷水,抽放泵站端口抽采瓦斯流量降低,严重影响煤层气开采效率。针对以上情况进行积水原因分析研究,提出防治措施,得到以下结论:

①基于数值模拟研究分析煤层进行致裂增透后,煤层中含水量为0.19m³/t,实际监测数据计算煤层含水量为0.08m³/t,产生以上差异是由于煤层厚度变化所引起的;

②产生积水的原因因为水器分离器排水能力不足,同时采用水力压裂措施产生大量水所导致的;

③煤层气抽采管路积水防治措施为:水力压裂措施改为CO₂致裂增透措施;原一级水气分离更新为二级水气分离,且水气分离器增加液位监控系统,水气分离器中水位达到极限值即可立即排水;

通过综合研究,积水防治措施有效控制了煤层气开采过程中管路积水问题。

参考文献:

[1] 耿光伟,畅元江,刘洪佳,等. 输油管道积水驱除流动特性研究[J]. 中国安全生产科学技术,2023,19(10):132-137.
 [2] 马宁. 工艺管道上倾段的积水流动特性分析[J]. 石油工程建设,2023,49(02):37-42.
 [3] 徐广丽,姜星材,陈礼鹏,等. 起伏管道积水运动特征实验研究[J]. 中国安全生产科学技术,2022,18(11):112-118.
 [4] 陈昱芄. 天然气管道电加热解堵技术应用研究[J]. 辽宁化工,2022,51(11):1614-1617.
 [5] 熊孟周. 基于敲击声信号—卷积神经网络的管道积水量检测方法研究[D]. 武汉: 武汉科技大学,2022.

作者简介:

范海波(1980.08—),男,汉族,山西泽州人,本科,工程师,从事煤层气开采工作。