

气田管输带压条件下天然气水露点测定及应用

——子洲气田集气站为例

张益¹, 沈磊², 田喜军³, 胡均志³, 刘鹏³

(1. 西安石油大学石油工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 中国石油长庆油田分公司油气工艺技术研究院, 陕西 西安 710079;
3. 中国石油长庆油田分公司第二采气厂, 陕西 西安 710200)

摘要: 天然气从井口到处理厂的流动过程中, 由于流程中温度和压力等不断变化, 可能出现部分凝析水, 造成输送效率下降。子洲气田集气站采用“小站常温分离、湿气气相输送、处理厂集中脱烃脱水”的工艺模式, 其中常温分离的方法, 需要通过水露点的研究确定凝析水产生的部位, 明确不同工况下合理的集气站运行温度, 提高集气站分离效率。利用自研的水露点测试仪对子洲气田(洲1、洲4、洲8)集气站外输部分取天然气进行不同压力下水露点测试, 建立了水露点—压力的指数预测模型, 进而建立了水露点与含水量的关系方程。子洲气田洲4站数据计算表明, 该站夏季凝析水主要出现在外输到接收站的管道中, 日产凝析水量约8 m³, 冬季时站内就出现了凝析水, 从外输端到接收站的凝析水量少于夏季, 但外输到接收站的管道中仍有一定的凝析水出现, 矿场外输压降和清出积液量随日期变化曲线说明了该次计算结果是比较可靠的。根据该次带压条件下水露点预测可计算的集气站管线日产水量, 为现场措施清管提供有力指导, 减少了管线运行阻力。

关键词: 子洲气田; 天然气水露点; 凝析水; 含水量

中图分类号: TE832

文献标识码: A

Determination and application of water dew point of natural gas in gas field with pressure pipeline: A case study in gas gathering station of Zizhou gas field

Zhang Yi¹, Shen Lei², Tian Xijun³, Hu Junzhi³ and Liu Peng³

(1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. Oil and Gas Production Technology Research Institute of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710079, China;

3. NO.2 Gas Production Plant of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710200, China)

Abstract: In the process of the natural gas flowing from the well head to the treatment plant, some condensate water may be produced and the transport efficiency declines due to the constant changes of the temperature and the pressure. The gathering stations of the Zizhou gas field adopt the technological process of the single station with the separated water and gas at the room temperature, the moisture vapor transport, and the hydrocarbon and dehydration took off together in the treatment plant. The separation of the water and gas at the room temperature need to determine where the condensate is by analyzing the water dew point, and ensure the reasonable running temperature under the different working conditions, so as to improve the separation efficiency of the gas station. By the water dew point tester developed independently, the water dew point test was carried out under different pressure of the natural gas from the gas gathering stations in Zizhou gas field, that is, Zhou-1 station, Zhou-4 station and Zhou-8 station, and the index prediction model of the water dew point and pressure was established, and then, the equation of the water dew point and water content was established. The calculation results of Zhou-4 station show that the condensate water of this station mainly appears in the pipelines which connect the outside to the inside of the station in summer. The daily production of the condensate water is about 8 m³. While in winter, the condensate water appears within the gas gathering stations and the amount of which appears in the pipelines is less than that in summer, but still exists. The pressure drop and the discharge volume changed with the date show that this calculation is more reliable. The daily water production of the gathering station by the water dew point under the pressure provide the effective measures for the pigging in field and reduce the running resistance of the pipeline.

Key words: Zizhou gas field, water dew point of natural gas, condensate water, water content

收稿日期: 2017-03-15。

第一作者简介: 张益(1979—), 男, 博士、副教授、硕士生导师, 油气藏渗流理论与数值模拟技术、油气田开发理论与方法研究。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目“基于采动影响条件下煤层气数值模拟方法研究”(51404196)。

天然气由地下采出时通常处于被水饱和的状态,从井场到处理站的集输过程中,对于管道中成为液相状态的水,通过分离器时可以将其在天然气中分离出来^[1]。而对于天然气中仍然以气相存在的饱和水气分离器则无法将其分离。天然气集输过程中水是一种无益的组分,天然气中水组分会影响天然气的热值和输气管道的输送能力。当温度降低或压力增加时,管道中天然气可析出液相的凝析水,进而造成管道中出现积液问题,降低了管道的输送能力,严重者可能形成段塞流,且液态水也会加速天然气中酸性组分对管道和设备的腐蚀。同时天然气中液态水也可在合适的压力和温度条件下形成天然气水合物,造成井筒、管道和设备的堵塞,影响天然气的生产和输送以及生产装置的正常运行^[2]。天然气的水露点是表征其饱和水气含量的指标。天然气的水露点或者说天然气的饱和水气含量受天然气的温度、压力和气体组分等因素影响。天然气水露点越高表明其饱和水气含量越高。降低天然气水露点,无论对于管道输送或者成为达到商品气质的要求都具有重要的意义。

子洲气田位于陕西省榆林市子洲县和米脂县境内,主力气藏为山2段。截至2015年底,区块共完钻井40口,井距在4 km左右,主力储层山2平均砂厚11.8 m,气层厚度8.1 m,测井解释孔隙度5.7%,渗透率 $1.265 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含气饱和度67.6%^[3]。子洲气田集气站目前采用高压集气、集中注醇、加热节流的工艺,子洲气田集气站根据区域特征采用湿气气相输送^[4]。根据集气站输送过程中外输压降和清出积液量数据表明站场存在一定的凝析水,但对于出现的部位不明确。为了防止外输到处理厂中天然气凝析水的析出,子洲气田采用了集气站加热和注入抑制

剂甲醇的方式运行。但常规常压下监测的露点值无法有效确定凝析水出现部位,同时气井生产进行注醇量优化主要方法以经验或经验公式为主,注醇量优化缺少与水露点结合而无法有效确定合理的注醇量。子洲气田从生产井到处理厂的输送过程中为带压工作,目前的水露点测定方法以常压下测定为主,考虑到可通过分析生产过程中天然气水露点与工作温度的关系确定可产生的凝析水的部位和量,进而优化注醇量,虽然无法预测带压工作时的水露点,但通过对目前常用的水露点测试方法进行总结,采用自研的水露点测试仪器测定了带压工作下的水露点与压力的关系,进而建立水露点—压力指数预测模型,可将常压模式下测定的水露点修正为带压工作模式,为气田注醇量优化以及天然气输送优化提供了有力指导^[5]。

1 国内外水露点测试方法

国内外目前常用的水露点测试方法包括冷却镜面凝析湿度计法、电解法、电容法和电压法等^[6-9],其原理等见表1。

目前测试方法虽然很多,但是大部分测试仪器都是测定出口为常压附近的水露点^[8-10]。对于天然气从井口到最终处理厂的输送过程中均为带压输送,采用常规方法测定的水露点矿场实践表明无法准确预测凝析水出现部位,不同压力下水露点值存在明显差异,但是目前尚没有预测带压管道中水露点的有效手段。目前大部分水露点测试仪器只能测试常压附近水露点,如何应用此类仪器获得带压条件下的水露点对于指导气田生产和注醇量优化等具有重要指导意义。

表1 国内外水露点测试方法对比
Table 1 Water dew point test at home and abroad

序号	名称	原理	降温最大值	测试方法
1	冷却镜面凝析湿度计法	通过检测湿度计冷却镜面上的水蒸气凝析物或检查镜面上凝析物的稳定性来测定水露点	-70 ~ 100 °C左右(依据不同介质有所不同)	手动,自动
2	电解法	气体以一定的恒速通过特殊结构的电解池时,其中水分被五氧化二磷电解分为氢气与氧气	30 °C左右(采用乙烯氧化物) 20 °C左右(采用丙酮)	手动
3	电容法	根据电容的变化换算得到水露点	40 °C左右(采用压缩CO ₂ 等)	手动
4	电压法	当气体流经压电屏体时,吸湿涂层可吸收气流中的水分引起涂层质量发生变化,共振器的振动频率发生改变。通过频率的改变计算水露点	降到-70 ~ -80 °C(采用液氮)	手动,自动

2 带压条件下水露点测定

考虑目前的露点分析仪高压测试时均需要使用减压阀等将管道压力降低到常压附近后进行测量^[11-12]。而对于生产井到处理厂系统而言,整个流程都处于带压状态下运行,减压后测量的露点和管道中露点还是有明显的差异,管道工作中露点值无法用减压后测量值代替,因此,研制了带压条件下的露点分析仪(图1)。仪器采用电容式露点分析仪,其工作原理是根据水分子的浓度对电容值的变化,测量出气体中微量水分的含量,实现对微量水分的连续快速在线分析。本次测试采用仪器入口和出口端部署减压阀和压力表,通过减压阀调节不同工作压力可实现大气压到管线压力下的多点水露点测量,克服了常规仪器只能测试常压的不足。



图1 箱体式露点分析仪

Fig. 1 Box type dew point analyzer

规格:测量范围: $-100 \sim 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$,精度 $\leq \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$;分辨率 $0.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$,重复性 $\leq \pm 1.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;样气流量: $2\ 000 \pm 100 \text{ mL/min}$;进气压力:低压 $0.10 \sim 1.0 \text{ MPa}$,高压 $1 \sim 10 \text{ MPa}$;模拟输出: $4 \sim 20 \text{ mA}$;外形尺寸: 400 mm (宽) $\times 500 \text{ mm}$ (高) $\times 200 \text{ mm}$ (深)。

2.1 实验步骤

实验时按照以下步骤进行测试:

1) 气样排水:考虑到集气站管道中可能存在凝析水,因此,要先在集气站点气源接通连接管后放气,排除潜在的水分。

2) 连接露点分析仪:用管线将集气站测试点气源通过减压阀与露点分析仪连接。

3) 系统检漏:分析仪与管线测试点连接后,首

先打开气源阀门,经检测,仪器气密性完好后关闭阀门。

4) 测量:接通分析仪电源,等待温度显示仪表灯亮后打开气源阀门。当进行高压测试时,打开露点分析仪高压测试阀门,保持常压测试阀门关闭;当进行常压测试时,打开露点分析仪常压测试阀门,保持高压测试阀门关闭。根据流量计将设备气体流量调为 1.5 L/min 。

5) 数据读取:观察露点分析仪的温度显示表,测试开始后 $5 \sim 10 \text{ min}$,等待温度稳定在某一个数值不再变化时,记录下此工作压力对应的露点值,关闭气源阀门。

6) 结果计算:通过打开关闭气源阀门对某一压力点反复测量 $3 \sim 4$ 次,得出露点值,取平均值为该压力点的水露点值。

7) 其他测试点测试:利用减压阀调整不同工作压力,重复步骤(4)~(6)获得多压力点下的水露点值并记录。

2.2 水露点实验结果分析

为了便于建立水露点与压力的函数关系,水露点实验选择子洲气田洲-4集气站进行露点值测定,测量时选择压力从 0.1 MPa 到 6 MPa (最高测量到管道工作压力)间断取点按照实验步骤(4)~(7)测得的水露点值^[13-14]。数据分析时,选择 $0.1 \sim 3 \text{ MPa}$ 压力值建立露点值与压力的函数关系,然后利用建立的函数关系推算压力高于 3 MPa 时的露点值,将推算后不同压力对应的水露点和实际测得水露点进行对比表2。通过表2可以发现,实验测得不同压力下的露点值与外推计算露点值偏差都不超过 10% 。从测试数据看,露点值与工作压力密切相关,生产过程中带压条件下的水露点与常压条件下的水露点绝对差值可达到 $30 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上,如果用常压下数据(常规设备通常测试 1 MPa 以内)代替带压条件下的水露点可能会造成错误估算出现凝析水部位和凝析水量。

采取同样的方法测量了子洲气田洲-1站、洲-4站和洲-8站三个集气站不同工作压力下的水露点值,发现水露点与压力之间均满足对数函数(图2),三个集气站的拟合精度均较高,说明建立的水露点—压力的对数函数是非常可靠的。子洲气田3个集气站水露点与压力进行对数拟合后表明带压工作下的气田水露点—压力的关系可表征为:

表2 子洲气田洲4站测量水露点值和推算水露点值对比
Table 2 Comparison of measured value and calculation of water dew point of Zhou-4 station in Zizhou gas field

压力/MPa	推算水露点/℃	测量水露点/℃	推算与测量水露点偏差值,%
0.101 325	-17.310	-17	1.82
0.3	-8.321	-9.2	-9.55
0.5	-4.142	-4.2	-1.38
0.7	-1.388	-1.5	-7.47
1	1.530	1.53	0.00
1.2	3.022	3.2	-5.56
1.5	4.848	5.1	-4.94
2	7.202	7.9	-8.84
3	10.519	11.2	-6.08
5.2	15.020	14.5	3.59
5.26	15.114	14.9	1.44
5.54	15.538	15.2	2.22

$$T_d = a \ln(p) + b \quad (1)$$

式中： T_d 为水露点温度，℃； p 为工作压力，MPa； a 、 b 为拟合系数，受气田气体组分等影响，可根据气田低压测定的水露点与压力拟合得到。

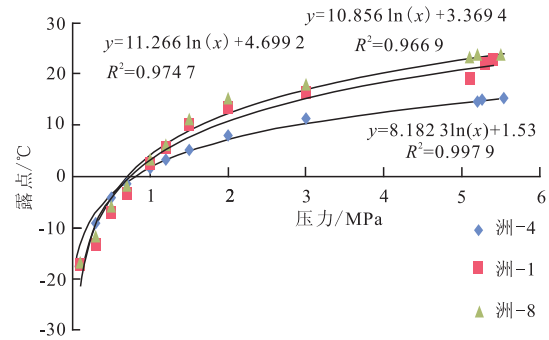


图2 子洲气田三个集气站的水露点—压力关系
Fig. 2 Relation between water dew point and pressure in three gas gathering station of Zizhou gas field

3 带压条件下水露点应用

天然气在集输过程中，当某一流程工作压力下水露点值比工作温度高时可判断此部位出现了凝析水。从气井出来的天然气某一流程水露点比工作温度高时对应部位就会出现凝析水。每一个水露点温度值都对应着不同水含量，可以根据水露点和含水量的关系^[15-16](表3)，再结合集气站气源运行温度可计算含水量。

为了方便求出具体温度值对应的含水量，可用

表3 水露点值与含水量关系
Table 3 Relation between water dew point and water content

露点/℃	含水量/10 ⁻⁶	露点/℃	含水量/10 ⁻⁶	露点/℃	含水量/10 ⁻⁶	露点/℃	含水量/10 ⁻⁶
-30	375.3	-15	1 632	1	6 486.84	16	17 934.21
-29	416.2	-14	1 788	2	6 960.53	17	19 105.26
-28	461.3	-13	1 959	3	7 486.84	18	20 368.42
-27	510.8	-12	2 145	4	8 026.32	19	21 684.21
-26	565.1	-11	2 346	5	8 605.26	20	23 078.95
-25	624.9	-10	2 566	6	9 223.68	21	24 539.47
-24	690.1	-9	2 803	7	9 881.58	22	26 092.11
-23	761.7	-8	3 059	8	10 592.11	23	27 723.68
-22	840	-7	3 338	9	11 328.95	24	29 447.37
-21	925.7	-6	3 639	10	12 118.42	25	31 263.16
-20	1 019	-5	3 966	11	12 947.37	26	33 171.05
-19	1 121	-4	4 317	12	13 842.11	27	35 184.21
-18	1 233	-3	4 699	13	14 776.32	28	37 302.63
-17	1 355	-2	5 109	14	15 776.32	29	39 526.32
-16	1 487	-1	5 553	15	16 828.95	30	41 868.42

上表进行线性回归后,建立露点值和含水量的关系:

$$F_w = 1\ 519.5T_d - 6\ 963.3 \quad (2)$$

式中: F_w 为含水量, 10^{-6} ; T_d 为水露点温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

以子洲气田洲-4站夏季运行为例,计算说明带压条件下水露点的应用。该集气站目前采用高压集气、集中注醇、加热节流的工艺。通过测量可知该站生产分离器进口天然气水露点 15.4°C ,环境温度 21°C ,环境温度高于水露点温度,生产分离器处不会产生凝析水;二级分离器进口天然气水露点 15.1°C ,环境温度 20.23°C ,环境温度高于水露点温度,二级分离器处不会产生凝析水;外输天然气水露点 14.9°C ,环境温度 20°C ,环境温度高于水露点温度,外输不会产生凝析水。从该站看水露点温度基本保持在 15°C 左右,日常夏季运行过程中大部分时间环境温度均在 15°C 以上,而根据常年天气预报数据看,该区夏季部分时间最低日气温为 14°C ,存在一定出现凝析水的可能,但是产生的凝析水水量不大。洲-4站清出物水样矿化度高,管线中的水主要来源于气井产气带出来的少量地层水,以及气站输送过程中,因为压力变化或部分时间、环境、温度大幅降低时产生的少许凝析水。而从集气站外输到接收站的管道工作温度 14°C ,天然气露点值 14.9°C ,可判断在此部位会产生一定的凝析水。根据公式(2),利用管输温度和天然气露点温度差值可得含水量 $1\ 367.55 \times 10^{-6}$,考虑到洲-4站夏季气量 $61.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 可计算管道每天产水 8 m^3 。

采用同样方法计算后发现子洲气田洲-8和洲-1集气站夏季运行时,主要产水位置均为集气站外输端到接收站的管道。而根据冬季水露点与工作温度对比后发现,因外界环境温度降低,集气站分离器部位开始出现凝析水,而经过分离器分离后,计算得到外输至接收站的产水量小于夏季计算值,现场的监测数据也充分验证了这一点。

矿场数据表明该方法预测凝析水出现部位和量的准确性。为了克服不同季节对子洲气田管线产生的影响,提高输气效率,建议在站内适当注醇,减少管道中凝析水的产生。

4 结论

1) 天然气生产过程中水露点与压力密切相关,不能用常规分压后测试得到的水露点作为生产管线中天然气水露点。

2) 实现了带压条件下的水露点预测,通过3个集气站多点压力下测量的水露点建立了天然气水露点随压力变化的指数预测模型,可利用该模型将常规方法测定得到的水露点修正得到生产带压状态下天然气水露点,基于带压状态下水露点可判断气田生产时凝析水产生的部位。

3) 建立了露点值和含水量的关系,可以用修正的水露点、环境温度和产气等数据计算生产过程中产生的凝析水量,气田外输压降和清出积液量数据表明应用此方法测定的结果与现场的实际情况基本吻合。

参考文献

- [1] 张火箭,李胜杰.天然气水露点测试分析及注意事项[J].油气储运,2007,26(10):51-52.
- [2] 张满郎,李熙拮,谷江锐,等.鄂尔多斯盆地中东部山2段储层精细评价[J].岩性油气藏,2010,22(3):71-77.
- [3] 侯伟,杨宇,周文,等.子洲气田气水层测井识别方法[J].岩性油气藏,2010,22(2):103-106.
- [4] 许星,李文厚.子洲地区北部下二叠统山2段储层特征及其形成机理[J].岩性油气藏,2013,25(2):49-54.
- [5] 王永强,刘占良,洪鸿,等.榆林气田南区高效开发与效益评价[J].岩性油气藏,2008,20(3):119-123.
- [6] 杨明,王生龙.对AMETEK便携式冷镜式露点分析仪的改进[J].油气储运,2016,35(1):112-114.
- [7] 何斌,迟永杰,罗勤,等.在线水露点仪的比对研究[J].石油与天然气化工,2011,40(S1):72-74.
- [8] 裴全斌,陈福权,张玮健,等.用冷却镜面法露点仪快速检测管道天然气的水露点[J].计量技术,2012,12(7):34-36.
- [9] 向波,曲月.气田外输天然气水露点确定研讨[J].天然气与石油,2005,23(4):15-19.
- [10] 史博会,钱亚林,王华青,等.管输天然气含水量/水露点的计算方法[J].油气储运,2012,31(3):188-191.
- [11] Haridy A, Awad M E, Abd-el-Fatah K, et al. New model estimates water contention saturated natural gas[J]. Oil and Gas Journal, 2002, 100(17): 50-53.
- [12] 于洋,陆玉城.天然气水露点分析仪器比较及注意事项[J].工业计量,2012,22(1):59-60.
- [13] 袁淋,王朝明,李晓平,等.致密砂岩气藏气水同产水平井产能公式推导及应用[J].岩性油气藏,2016,28(3):121-126.
- [14] 罗勤,肖学兰,何斌.天然气水含量与水露点关联换算[J].油气田地面工程,2012,31(9):20-21.
- [15] 孙奇北,张健,李体容,等.天然气水露点数据分析及控制方法研究[J].山东化工,2014,43(10):14-17.
- [16] 刘争芬.大牛地“低压、低产、低渗透”气田增压集输模式[J].天然气工业,2011,31(10):86-88.

(编辑 尹淑容)