

气藏型储气库井口防冻工艺设计及运行方式研究

丛延刚¹ 张博^{2,3} 齐德珍²

(1. 中石油吉林油田公司天然气部, 吉林 松原 138000)

(2. 中国石油天然气管道工程有限公司天津分公司, 天津 300457)

(3. 天津市大和劳务服务有限公司, 天津 300457)

摘要: 由枯竭气藏改建的储气库, 由于井口井流物饱和含水, 节流后易形成水合物, 易阻塞集输管线。结合井口采气温度、压力及气量参数, 分析水合物形成的影响因素, 通过计算水合物形成条件推荐气藏型储气库井口适用的防冻工艺, 同时结合现场运行方式探讨防冻剂的合理加注量。

关键词: 储气库; 气井; 水合物防治; 工艺优化

0 引言

利用凝析气藏改建的地下储气库, 井流物中通常含饱和水, 井流物中的水可以以配位键与天然气中的某些组分相连, 在一定温度、压力条件下形成白色晶体, 其中水分子借氢键结合形成笼形结晶, 气体分子被包围在晶格之中。由于采气初期井口压力较高, 天然气在采出的过程中温度大幅度下降, 再经过节流降压后极易形成水合物。水合物在油管中生成时会阻塞油管, 降低井口压力, 影响气井产能; 在井口节流阀后或采气管线中生成时, 会堵塞采气管道、阀门, 使油嘴冻堵, 造成生产不能正常平稳进行。

1 水合物形成工况分析

以某气藏型储气库为例, 根据地质钻采部门提供的参数, 分析采气时井口在不同采气量及不同含水率情况下井口压力、温度的变化, 计算出井口节流前后的水合物形成温度和节流后温度如表 1 所示:

表 1 正常生产工况下井口参数计算表

| 采气量 10 ⁴ m ³ /d | 井口 温度 ℃ | 井口 压力 MPa | 节流 后压力 MPa | 节流后 温度/℃ | 水合物 形成温 度/℃ | 是否会 形成水 合物 |
|---|---------------|-----------------|------------------|-------------|-------------------|------------------|
| 10 | 36.90 | 11.893~16 | 8 | > 16.23 | 14.96 | 否 |
| 20 | 56.27 | 9.743~22.458 | 8 | > 27.33 | 14.96 | 否 |
| 30 | 69.65 | 10.525~19.016 | 8 | > 48.24 | 14.96 | 否 |

根据预测的井口温度, 在采气期井口正常运行时, 井口温度为 36.9~78.83℃, 节流后的温度为 16.23℃~70.77℃, 经计算, 水合物形成温度是 14.32℃, 因此正常生产时不需加热或采取防冻措施。但根据已建地下储气库的运行经验, 由于调峰气井开停比较频繁, 低温条件下开井时, 地层温度场的形成需要一定时间, 在开井初期由于井口温度达不到预测的温度, 井流物节流后存在单井管道冻堵现象, 因此井口需采取防冻措施。

2 水合物生成的影响因素分析

影响天然气水合物生成的因素很多, 如天然气组成、温度、压力、地层水含量等, 下面采用 HYSYS 软件进

行分析、讨论。

2.1 采气量的影响

根据地质提供的参数进行模拟, 在不同采气量时, 得到井口节流前天然气水合物在单井集输管线中生成的温度曲线见图 1:

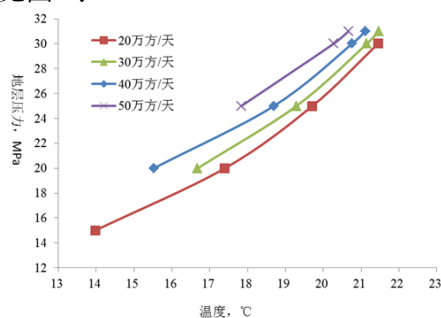


图 1 不同采气量条件下天然气水合物生成的温度曲线

由图 1 可知, 相同的地层压力条件下, 随着采气量的降低, 天然气在集输管线中生成的水合物的温度逐渐升高。根据井口单井集输管线中的工作压力(7~24MPa), 天然气水合物生成的最低温度约 13.97~16.68℃, 最高温度约 20.27~21.47℃。采气期井口的温度范围为 37.66~76.79℃, 超过水合物形成的最高温度, 因此, 在单井集输管线的工作条件范围内, 天然气水合物不会在管线中生成。

2.2 液气比的影响

在不同液气比条件下, 井口节流前天然气水合物生成的温度曲线见图 2:

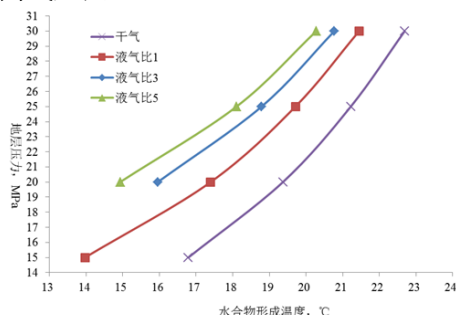


图 2 不同液气比条件下井口天然气水合物生成的温度曲线

由图 2 可知,当采气量相同时,相同地层压力条件下,天然气在井口集输管线中生成的水合物的温度随着液气比的增大而降低,地层水能够将天然气水合物的生成温度降低。这也解释了开井初期会形成水合物的原因——由于地层压力高,受气藏内边水影响较小,水合物生成的温度高,需要采取防止冻堵的措施。

2.3 抑制剂浓度的影响

以某储气库为例,不同的甲醇浓度对天然气水合物生成条件的影响见图 3。

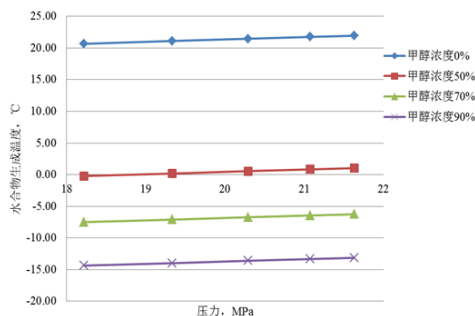


图 3 不同抑制剂浓度井口天然气水合物生成的温度曲线

由图 3 可知,甲醇浓度越高,天然气水合物生成的温度越低,防冻效果越好。根据单井集输管线的工作参数,提高甲醇浓度能更好地抑制和防止天然气水合物在管线中的形成。

3 井口防冻工艺

为防止在集输过程中产生水化物,井口流程一般采用以下几种方式:

3.1 井口加热节流工艺

适用于井口压力较高、温度较低的气井,为保证井流物在井口及集输过程中不产生水化物,在井口设加热炉。当井口温度较高时可采用先节流后加热方式,以保证较低的炉管设计压力。井口加热节流方式的优点是单井集输管道设计压力较低,管道投资费用较少。缺点是井口设施投资高,工艺流程复杂。

3.2 井口不加热高压集输工艺(油嘴搬家)

适用于井口压力不太高,而温度较高的气井,井流物不经加热高压集输至处理站,各单井井流物在处理站进行节流。高压集输流程优点是充分利用了地层压力能,但单井集输管道设计压力较高,管道投资费用较高。该法适用于井口与处理站相距较近的场所。

3.3 井口节流注防冻剂不加热工艺

适用于井口压力较高、温度较高的气井。优点是单井集输管道设计压力较低,管道投资费用较少,操作简便,投资省。缺点是防冻剂运行消耗量较大,增加了防冻剂的运输管理难度。

3.4 气藏型地下储气库井口工艺方案

根据气藏型储气库运行实际情况,井口防冻主要是由于在环境温度较低情况下,开井时油嘴节流造成的低温易使井流物冻堵,而经过一段时间的生产,井口温度场建立后,不需再采取防冻措施因此储气库单井井口均采用间歇注防冻剂工艺。

从防冻效果看,乙二醇最低只能适应 -20°C ,而甲醇最低能适应 -40°C 。井口节流后的井流物温度最低能达到 -30°C 以下,注乙二醇无法满足要求,因此井口主要采用甲醇作天然气水合物抑制剂。

当注采井位比较集中,井场毗邻集注站布置,采用的是一级布站工艺,井口防冻措施可与集注站统一考虑,利用集注站内注甲醇系统。当井场和集注站距离较远时,采用的是两级布站工艺,防冻剂无法回收,因此井口防冻措施是不加热间歇注甲醇工艺。

4 结论

在地下储气库采气过程中,天然气水合物的生成对单井集输工艺容易造成安全隐患,本文在分析采气量、液气比以及抑制剂等影响因素的基础上,提出了井口防冻措施。

①井口采气时的运行条件是影响天然气水合物生成的关键因素,在正常采气时,天然气水合物不会在管线中生成,但在采气初期,地层温度场未建立时,会形成水合物,因此必须采取措施防止天然气水合物生成;

②天然气中液气比增加,有利于防止天然气水合物的生成;

③在加注抑制剂防止天然气水合物生成的工艺中,甲醇的防冻效果优于乙二醇;同时,提高抑制剂在富液中的浓度有利于降低天然气水合物的生成温度;

④对气藏型储气库现有产水量大、井口温度不太低的单井,建议采用井口节流注防冻剂不加热工艺,并对井口节流后集输管线进行保温,降低输气温损。

参考文献:

- [1] 董文浩,陶玉林,刘涛,等.克拉美丽气田井口防冻工艺研究[J].石油工程建设,2015,41(006):37-39.
- [2] 崔红霞,纪良才,刘颖,等.天然气地下储存的地面工艺技术探讨[C]//中国石油学会石油工程学会2001年度年会,2001.
- [3] 王兰花,孙雁伯,李刚,等.枯竭稠油油藏型储气库采气防冻堵措施分析[C]//国际能源稠油开发研究中心,中加石油中心,国际能源稠油开发研究中心,中加石油中心,2017.
- [4] 李敬忠.枯竭气藏改建地下储气库钻井技术探讨[C]//全国油气储运科技,信息与标准技术交流大会,2013.
- [5] 周士华.天然气地下储气库地面工程的工艺设计[J].石油规划设计,1994(4):33-38.
- [6] 赵丽丽.天然气地下储气库地面工程工艺优化[D].北京:中国石油大学,2008.
- [7] 孟凡彬,王峰.板桥凝析气田地下储气库建造技术[J].石油规划设计,2006(02):20-23.
- [8] 崔红霞,纪良才.天然气地下储存的地面工艺技术[J].油气田地面工程,1999(09).
- [9] 克猛.浅谈天然气地下储气库的地面工艺技术[J].工业,2006(02).