

影响克拉美丽气田天然气水合物生成因素分析

王治红¹ 张 锋² 曹洪贵² 柳 海² 陶玉林² 吴明鸥¹

1.西南石油大学,四川 成都 610500

2.中国石油新疆油田公司采气一厂,新疆 克拉玛依 834000

摘要:

现克拉美丽气田的主要单井集输工艺为“井口注醇初级节流+集气站集中加热节流”和“井口加热节流+集气站集中加热节流”两种,在开采、集输过程中常因天然气水合物冻堵而影响气井正常生产。针对天然气组成、凝析油含量、电解质浓度、抑制剂浓度等影响天然气水合物生成的影响因素进行分析,探讨各因素在克拉美丽气田天然气水合物形成中的作用。同时,根据克拉美丽气田实际情况提出了防止天然气水合物生成的预防措施,有效地改善天然气水合物冻堵问题。

关键词:

天然气;水合物;凝析油;电解质;抑制剂

文献标识码:A

文章编号:1006-5539(2012)05-0001-04

0 前言

天然气水合物是在一定的温度和压力条件下,天然气中某些气体组分和液态水生成的类似冰或雪花的固体^[1]。天然气水合物在天然气的开采到集输整个过程中都可能形成,对开采和集输带来不利影响。天然气水合物在油管中生成一方面会降低井口的压力影响产气量,另一方面在井内积聚使得气井积液封埋气层^[2];其次,天然气水合物不仅会腐蚀管道,而且在气温较低时,易在井口闸阀及地面管线中生成、结冰冻堵,严重时造成管道损坏,影响输气管道的平稳安全运行;此外,天然气水合物结冰造成管线冻堵,使下游压力降低,影响正常集输过程^[3]。因此,准确分析影响天然气水合物生成的影响因素以及预测天然气水合物生成条件是防止克拉美丽气田天然气管道冻堵、保障安全生产的关键^[4]。

1 天然气组成及单井集输工艺

克拉美丽气田位于准噶尔盆地东部地区,属深层火山岩气藏,气田含气面积 52.43 km²,天然气地质储量达 595.57×10⁸ m³,年产天然气 10.0×10⁸ m³,年产凝析油 10.16×10⁷ t。

1.1 天然气组成

克拉美丽气田主要由滴西 10、滴西 14、滴西 17 和滴西 18 四个区块构成,各区块的天然气组分见表 1。

天然气中 C₁ 含量在 82% 以上,C₃ 含量约 5%~5.4% 之间,含有少量 CO₂。其中,滴西 14 井区所产天然气 C₁ 含量最低,其余三个井区的天然气组成相近。

1.2 单井集输工艺及运行参数

目前,克拉美丽气田的主要单井集输工艺有“井口注醇初级节流+集气站集中加热节流”和“井口加热节流+集气站集中加热节流”两种,见图 1、2。

单井集输管线的工作压力范围 8~20 MPa,工作温度

收稿日期:

2012-07-21

作者简介:

王治红(1974-),男,四川成都人,副教授,硕士,主要从事天然气处理与加工、石油炼制与加工的教学和科研工作。

表1 天然气组分分析表

组分	气体组成 φ /(%)			
	滴西 10	滴西 14	滴西 17	滴西 18
C ₁	85.781 1	82.871 8	85.087 7	85.019 0
C ₂	5.526 1	5.509 1	5.523 1	5.485 5
C ₃	2.504 4	2.521 8	2.456 5	2.415 0
i-C ₄	0.615 7	0.668 2	0.918 8	0.713 0
n-C ₄	0.528 1	0.810 9	0.875 4	0.801 5
i-C ₅	0.012 4	0.221 8	0.259 6	0.257 0
n-C ₅	0.008 5	0.193 6	0.212 7	0.190 5
C ₆	0.001 4	0.478 0	0.355 6	0.360 8
C ₇ ⁺	0.000 0	0.178 9	0.458 3	0.680 0
O ₂	0.000 0	0.009 2	0.003 9	0.010 3
CO ₂	0.244 4	0.339 5	0.133 2	0.170 4
N ₂	4.777 9	6.447 3	4.258 1	4.579 5

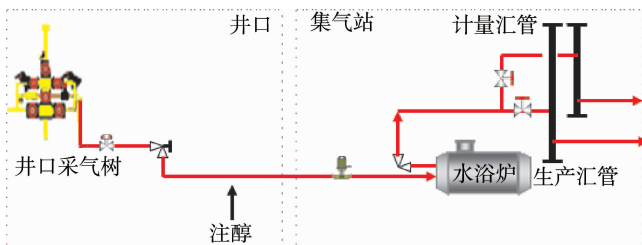


图1 井口注醇初级节流+集气站集中加热节流工艺

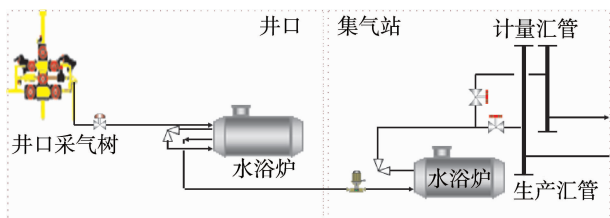


图2 井口加热节流+集气站集中加热节流工艺

范围 10~35℃, 各区块单井来气进集气站轮井计量后进入集气管道输送至处理厂。

2 生成条件的影响因素分析

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、凝析油等, 下面采用 PipeSim 软件进行分析、讨论。

2.1 温度和压力的影响

克拉美丽气田各井区块天然气水合物在单井集输管线中生成的温度和压力条件见图 3。

由图 3 可知, 气田天然气在输气管线中生成天然气水合物的边界条件有一定的范围, 但不同井区的天然气水合物生成温度相差很小, 约 0.01~0.40℃左右。根据各区块单井集输管线中的工作压力 (8~20 MPa), 天然气水合物生成的最低温度约 17~19℃, 最高温度约 20~22℃。因此, 在单井集输管线的工作条件范围内, 天然气水合

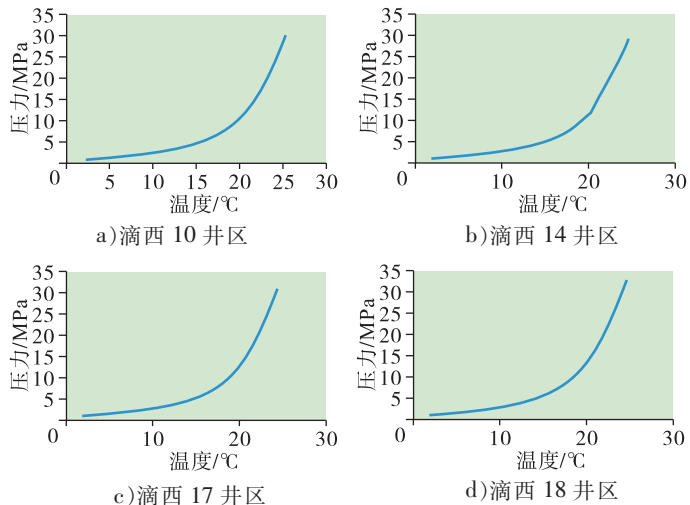


图3 各井区天然气水合物生成的压力-温度曲线

物会在管线中生成。

2.2 凝析油含量的影响

当气田凝析油较多时, 凝析油含量会对天然气水合物的生成条件产生影响。以滴西 14 井区为例, 产水量取 18 m³/d, 不同凝析油含量下天然气水合物的生成温度-压力曲线见图 4。

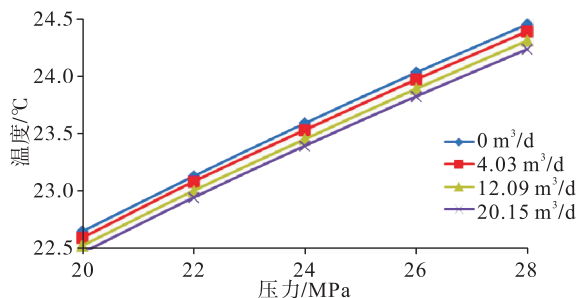


图4 不同凝析油含量下天然气水合物生成温度-压力曲线

由图 4 可知, 滴西 14 井区的天然气水合物生成温度随气井物流中凝析油含量的增加而降低, 这是因为凝析油的存在减少了气-水的接触面积, 使天然气水合物的生成温度相应下降。

2.3 地层水中盐含量的影响

2.3.1 盐类型的影响

不同盐类型对克拉美丽气田天然气水合物生成条件的影响见图 5。

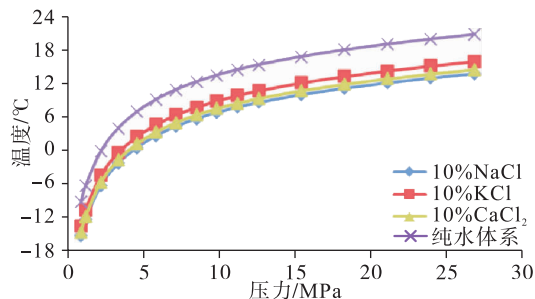


图5 不同盐类型对天然气水合物生成条件的影响

由图5可知:盐对天然气水合物生成有明显抑制作用,10%的盐含量(NaCl、CaCl₂、KCl)能将天然气水合物生成温度降低3~7℃;对于相同浓度的盐含量,对天然气水合物的抑制效果为NaCl > CaCl₂ > KCl。

研究表明,水的活度越小越不容易生成天然气水合物。因此,对于阴离子来说,随着离子半径的增大,水的活度系数降低;而阳离子的情况则相反,随着阳离子半径的增加,水的活度增加。同时,随着溶液中电荷数的增多,水的活度会降低^[5]。

2.3.2 盐含量的影响

克拉美丽气田地层水为CaCl₂型,以滴西18井区为例,盐含量对单井集输管线中天然气水合物生成条件的影响见图6。

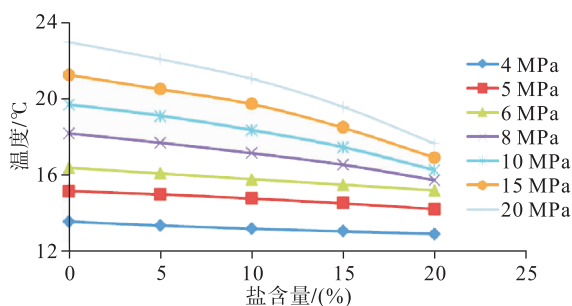


图6 盐含量对天然气水合物生成条件的影响

由图6可知,压力不变,随着地层水中盐含量的增加,天然气水合物生成的温度下降而压力增高,盐含量的变化对天然气水合物生成温度的影响更显著。因此,地层水中盐含量的增加有利于防止天然气水合物生成。

2.3.3 气田地层水的影响

目前,克拉美丽气田地层水的总矿化度约10 000 mg/L,Cl⁻含量约6 000 mg/L。以滴西18井区为例,该地层水对天然气水合物生成条件的影响见图7。

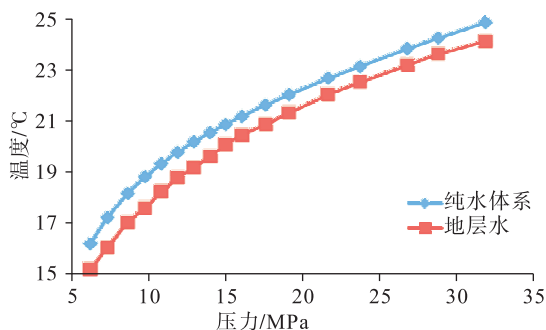


图7 地层水对天然气水合物生成条件的影响

由图7可知,目前,克拉美丽气田的地层水能够将天然气水合物的生成温度降低0.5~1.5℃。

2.4 抑制剂类型和浓度的影响

天然气水合物抑制剂包括甲醇、乙二醇等热力学抑制剂及新型动力学抑制剂。

2.4.1 抑制剂类型的影响

以滴西14井区为例,当富液中抑制剂浓度为30%时,不同抑制剂对天然气水合物生成条件的影响见图8。

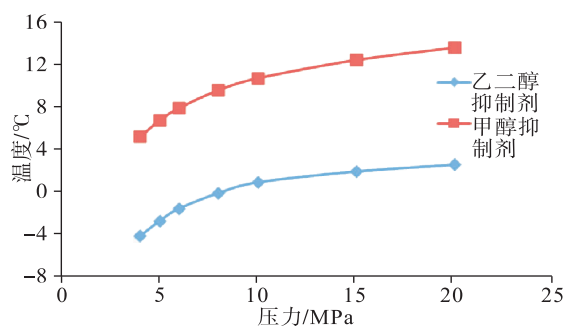


图8 抑制剂类型对天然气水合物生成条件的影响

由图8可知,当富液浓度相同时,甲醇的防冻效果明显好于乙二醇,随着压力增加,防冻效果差别越明显。

2.4.2 抑制剂富液浓度的影响

目前,克拉美丽气田主要采用乙二醇作天然气水合物抑制剂。以滴西14井区为例,不同的乙二醇富液浓度对天然气水合物生成条件的影响见图9。

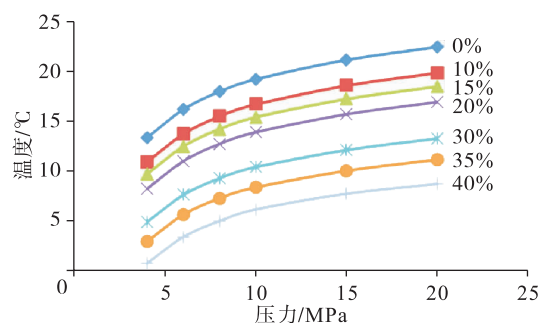


图9 乙二醇富液浓度对天然气水合物生成条件的影响

由图9可知,乙二醇富液浓度越高,天然气水合物生成的温度越低,防冻效果越好。根据克拉美丽气田单井集输管线的工作参数,乙二醇富液浓度要大于30%才能抑制和防止天然气水合物在管线中的形成。

3 集气工艺改造措施

根据影响天然气水合物形成的主要因素以及克拉美丽气田的实际情况,防止天然气水合物在单井集输管线中生成的主要措施:

a) 井口“注乙二醇防冻工艺”改造为“水套炉加热防冻工艺”。在克拉美丽气田开发初期,主要采用注乙二醇防冻工艺。但是,目前部分单井产水量高于前期预测值,井口温度亦低于预测值,因此现有注醇工艺已无法适应,需要在井口增加水套炉加热,提高采气管线启输温度,同时对单井集输管线保温,减少天然气输送时的温损。

b) 提高乙二醇富液浓度或将注乙二醇改为注甲醇。

根据各区块单井产水量增加的实际情况,核算乙二醇注入量,提高乙二醇富液浓度,或将现有注乙二醇改为注甲醇,减少抑制剂注入量。

c) 对未做保温的单井集输管线进行保温处理。克拉美丽气田开发初期,为降低气田开发投资,部分单井集输管线没有保温,管线温损较大;随着气田的开发,井口温度逐渐下降,容易在天然气单井集输过程中生成天然气水合物,因此需对单井集输管线进行保温。

4 结论

在克拉美丽气田开发过程中,天然气水合物的生成对单井集输工艺容易造成安全隐患,本文在分析温度、压力、凝析油量、地层水盐含量以及抑制剂等影响因素的基础上,提出了集气工艺改造措施。

a) 克拉美丽气田单井集输工作条件是影响天然气水合物生成的关键因素,在目前集输工作条件下,天然气水合物会在管线中生成,因此必须采取措施防止天然气水合物生成。

b) 克拉美丽气田天然气中凝析油含量和地层水中盐含量的增加,有利于防止天然气水合物的生成。

c) 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。

d) 对克拉美丽气田现有产水量大、井口温度低的单井,需要在井口设置水套加热炉,或将“注乙二醇防冻工艺”改造为“水套炉加热防冻工艺”;对集输管线进行保温,降低输气温损。

参考文献:

- [1] 孙志高, 樊栓狮, 郭开华. 天然气水合物储存技术研究[J]. 天然气与石油, 2001, 19(1): 4-6.
- [2] 于修宝, 张彦敏. 天然气水合物的成因分析及处理措施[J]. 油气储运, 2005, 24(4): 22-25.
- [3] 冯永光, 向普及. 天然气水合物的形成及防止措施研究[J]. 技术与创新, 2004, 30(10): 51-53.
- [4] 陈树军, 陈保东, 李利军, 等. 天然气水合物技术在储运中的应用[J]. 天然气与石油, 2005, 23(2): 21-24.
- [5] 贝克 C. 气体水化物[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987, 62-65.

我国形成大型高含硫气田安全开采技术系列

中国石油西南油气田公司和中国石油工程设计有限公司科技成果“大型高含硫气田安全开采及硫磺回收技术”获得国家科技进步二等奖。大型高含硫气田安全开采技术系列包括高含硫气井产能测试与分析技术、完井及增产改造技术、地面集输工艺技术、深度脱硫技术、安全环保评价和保障技术。这一项目历经中国石油科研人员8年持续攻关,解决高含硫气田开采过程中的多项难题,填补了国内空白,创新成果包括3项国家发明专利、15项实用新型专利、45项技术秘密、52项国家和行业标准。形成大型高含硫气田安全开采及硫磺回收成套技术,实现高含硫天然气大规模清洁开采和有毒硫化物转化利用。

硫化氢是剧毒气体。高含硫气田 1 m^3 天然气含硫化氢 30 g 以上,腐蚀性强,安全风险大,开采技术难度大。2000年1月,西南油气田公司、中国石油工程设计有限公司开始攻关大型高含硫气田安全开采技术,2007年12月完成。中国工程院院士罗平亚、韩大匡、袁士义、童晓光,中国科学院院士郭尚平认为,这一科研成果拥有自主知识产权,总体技术达到国际先进水平。

西南油气田规模工业化应用科研成果,相继建成我国首个高含硫气藏开采先导试验基地、国家重大科技专项——四川龙岗大型碳酸盐岩气藏示范工程,保障了我国首个大型高含硫气田——四川龙岗气田的安全平稳开发,并在土库曼斯坦阿姆河气田推广应用。2008年至今,安全开采高含硫天然气超过 $300\times 10^8\text{ m}^3$ 。

目前,我国已获高含硫天然气探明储量约 $1\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。因此,大型高含硫气田安全开采技术系列对资源优势转化为商品优势、保障国家能源安全有着重大意义。

(兰洁 供稿)