

◀ 油气开发 ▶

doi:10.11911/syztjs.2019045

预防气体水合物堵塞的深水油气井测试 安全阀下入位置研究

张伟国¹, 曹波波¹, 金 颢¹, 汪红霖¹, 马鹏杰¹, 高永海²

(1. 中海石油深圳分公司深水工程技术中心, 广东深圳 518067; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要: 深水油气井测试过程中, 容易发生气体水合物堵塞井下安全阀的问题, 为避免出现该问题, 研究了安全阀合理下入位置的确定方法。利用气体水合物相平衡微观试验装置, 在室内模拟了地层水矿化度下多组分气体水合物在水中的相变过程, 得到了温度和压力对气体水合物相平衡的影响规律; 分析了气体组分、水深、地温梯度和井口压力对生成气体水合物的影响, 预测了气体水合物的生成区域, 从安全和成本 2 方面考虑给出了安全阀最小下入深度的确定方法。研究发现, 气体组分、水深、地温梯度、井口压力均会影响安全阀的下入位置, 产出气中乙烷、丙烷和丁烷含量增加更易生成气体水合物; 同时, 水深越深, 地温梯度越小, 井口压力越大, 生成气体水合物的区域越大, 安全阀需要下入到更深的位置。研究认为, 上述研究成果可为深水油气井测试中安全阀下入位置的确定提供参考。

关键词: 气体水合物; 深水油气; 安全阀; 水合物堵塞; 相平衡

中图分类号: TE953

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)04-0110-06

The Setting Depth of the Testing Safety Valve in Deepwater Oil and Gas Wells for Gas Hydrate Blockage Prevention

ZHANG Weiguo¹, CAO Bobo¹, JIN Hao¹, WANG Honglin¹, MA Pengjie¹, GAO Yonghai²

(1. Technical Center of Deepwater Engineering, CNOOC Shenzhen Branch Company, Shenzhen, Guangdong, 518067, China;
2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266580, China)

Abstract: During the testing of deep water oil and gas wells, gas hydrate is prone to block downhole safety valves. To prevent it from happening, a method for determining the reasonable setting depth of safety valve was studied. The gas hydrate phase of equilibrium micro-test device was used to simulate the phase transition process of multi-component gas hydrates under various formation water salinities in the laboratory and to obtain the influencing law of temperature and pressure on the phase equilibrium of gas hydrate. The effects of gas composition, water depth, the geothermal gradient and wellhead pressure on the formation of gas hydrate were analyzed to predict the formation area of gas hydrate, and the method in determining the minimum setting depth of safety valve was obtained from the aspects of safety and cost. Studies suggest that all the factors including gas composition, water depth, geothermal gradient, and wellhead pressure could affect the setting depth of safety valve, and the increased contents of ethane, propane and butane in the produced gas are more likely to form gas hydrates. In addition, the setting depth of the safety valve will be further lower as deeper water depth, smaller geothermal gradient, higher wellhead pressure, and larger gas hydrate formation area. The results of this study could provide a reference for determining the setting depth of test safety valve in deep water oil and gas wells.

Key words: gas hydrate; deepwater oil and gas; safety valve; gas hydrate blockage; phase equilibrium

在海底低温高压环境下, 井眼内易形成气体水合物, 其逐渐沉积会堵塞井筒和生产测试管柱^[1-2], 因此气体水合物的防治是深水油气开发面临的重要挑战。井下安全阀是一种安装在井下, 在地面或井下发生异常时能够切断井筒内流体流动通道、实现井下关井的装置^[3-4]。井下安全阀在井内的安装深度不同, 对液压系统和液控管线的要求也不相同, 且安全阀下入深度受温度、压力、控制系统可靠性

收稿日期: 2018-11-29; 改回日期: 2019-02-26。

作者简介: 张伟国 (1979—), 男, 山东烟台人, 2002 年毕业于石油大学(华东)石油工程专业, 高级工程师, 主要从事海上钻完井技术管理工作。E-mail: zhangwg@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划 (“973”计划) 项目“深水油气井完井与测试优化方法”(编号: 2015CB251205)、国家重点研发计划项目“水合物开采过程气-液-固多相流动规律与泥砂控制机理”(编号: 2017YFC0307304)、国家自然科学基金项目“深水细粉砂水合物试采温压传递特性与非稳态渗流研究”(编号: 51876222) 联合资助。

等因素的影响^[5]。因此,安全阀下入深度的设计非常重要^[6],设计不合理会发生气体水合物堵塞安全阀的问题,造成不良后果,甚至会引发安全事故。张俊良等人^[7]对某气田 A 井遇到气体水合物堵塞安全阀,致使安全阀无法打开的情况进行了分析,提出了用自平衡孔泄压破坏气体水合物生成的方法;孙天礼等人^[8]研究了大牛地气田气体水合物堵塞井筒和集气管线的规律,提出了气体水合物的防治方案。但是,截至目前,设计安全阀下入位置时,主要考虑环空完井液密度、控制管线长度等因素,根据现场经验来确定,缺少科学依据。为了解决气体水合物堵塞井下安全阀的问题,笔者通过分析多组分气体水合物在水中的相变过程、影响安全阀下入位置的因素,提出了确定安全阀下入位置的方法,并取得了预期的现场应用效果。

1 多组分气体水合物相变过程分析

气体水合物的相平衡曲线是预测其生成与分解的基础。为避免井下安全阀在关井工况下被气体水合物堵塞,其下入位置所对应的温度与压力应当位于相平衡曲线右侧。目前,相态模型对于甲烷、乙烷等单组分物质较为准确,而对于组分复杂的气体水合物,则需要结合试验才能得到较为可靠的结果。为此,利用自主研发的气体水合物相平衡微观试验装置,在室内模拟了地层水矿化度下多组分气体水合物在水中的相变过程。

1.1 试验装置

气体水合物相平衡微观试验装置主要由高压反应釜、恒温水浴装置、微观监测装置和数据采集系统4部分组成,其结构如图1所示。反应釜容积200 mL,主体材料为316 L不锈钢,可视窗材料为蓝宝石玻璃,耐压0~20 MPa;微观监测装置为光学显微镜,可放大55~1 100倍;数据采集系统由温度传感器、压力传感器、数据采集软件组成,其中数据采集软件可每10 s自动记录一次温度、压力数据。

利用该装置可进行不同温度、压力和添加剂(抑制剂)条件下多组分气体水合物的微观试验,精确测量气体水合物的相变条件。

1.2 试验方法

试验用气体是根据现场产出气组分配制的标准气体,各组分的摩尔分数为:甲烷73.47%,乙烷4.02%,

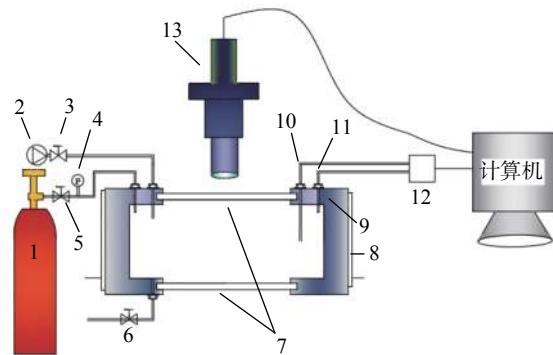


图 1 气体水合物相平衡微观试验装置结构

Fig. 1 Structure of gas hydrate phase equilibrium micro-test device

1气瓶; 2.注液泵; 3.进液阀; 4.压力表; 5.进气阀; 6.排液阀; 7.可视窗; 8.水浴夹套; 9.反应釜; 10.温度传感器; 11.压力传感器; 12.数据控制箱; 13.光学显微镜

丙烷4.90%,异丁烷1.13%,正丁烷1.98%,异戊烷1.06%,正戊烷0.59%,己烷0.69%,二氧化碳0.79%,氮气11.20%。根据地层水分析结果,在实验室配制盐溶液模拟地层水矿化度,试验用水为实验室自制的去离子水,油气比根据现场测试结果进行混配。

试验采用观察法,步骤为:1)反复清洗反应釜,然后用试验气体将反应釜吹干;2)用真空泵将反应釜内的压力抽至-0.12 MPa;3)将待测气体注入反应釜;4)注入试验液体,使釜内压力增至目标压力;5)用水浴箱将反应釜的温度降至低于预测温度2~3 °C,以缩短气体水合物诱导时间,使气体水合物大量生成;6)待气体水合物生成后逐步升温,每次升温0.1 °C,用显微镜实时观察气液界面处气体水合物的形态变化,当反应釜中仅有极少量气体水合物晶体存在时不再升温,并保持反应釜内温度、压力不变,如果反应釜中的气体水合物能存在3~4 h,则继续升温0.1 °C,如果反应釜中的气体水合物完全溶解,则反应釜中的压力为对应温度条件下的相平衡压力;7)重复上述步骤,测得若干相平衡点,画出相平衡曲线^[9]。

1.3 多组分气体水合物相变过程

生成多组分气体水合物后,升温使其分解,在显微镜下观察其分解过程,如图2所示。

图2(a)为多组分气体水合物还未升温分解时的图像,可以看出,多组分气体水合物的生成量较大,水合物既不是颗粒状也不是絮状,而是具有棱角的不规则多边形且薄厚不均,形状各异。图2(b)为多组分气体水合物相态开始出现变化时的图像,

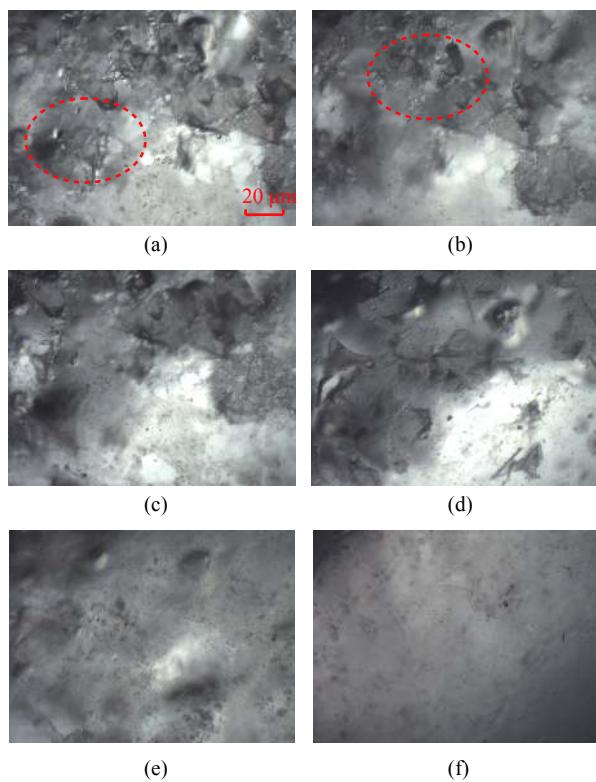


图 2 多组分气体水合物微观分解过程

Fig. 2 Micro-decomposition process of multi-component gas hydrate

可以看出,相对图 2(a)其棱角不再明显,多组分气体水合物区域有所缩小,开始分解(分解前后的情况,用红色圈示)。图 2(c)和图 2(d)为多组分气体水合物逐渐分解的情形,可以看出,水合物区域面积不断减小,厚度逐渐变薄,形状不再明显。从图 2(d)到图 2(e)多组分气体水合物的相态变化较大,由图 2(d)可依稀看到薄薄的“片状”物,而在图 2(e)中已经看不到水合物的形状,只能看到沫状物,此过程变化较快并未记录下更详细的图像。图 2(e)状态下,用显微镜已经观察不到有多组分气体水合物存在,但在此状态下继续升温 0.1 ℃,反应釜内的压力会继续升高,由此判断反应釜内还有残余水合物在分解。在此状态下保持温度、压力不变,得到的图像如图 2(f)所示,此时的温度、压力即为相平衡点。连接各压力条件下的相平衡点,即得到该地层水矿化度下多组分气体水合物的相平衡曲线,见图 3。

从图 3 可以看出,多组分气体水合物相平衡压力随温度升高而升高,低于 15 ℃ 时水合物相平衡压力随温度升高而缓慢升高,高于 15 ℃ 之后相平衡压力随温度升高开始快速升高。

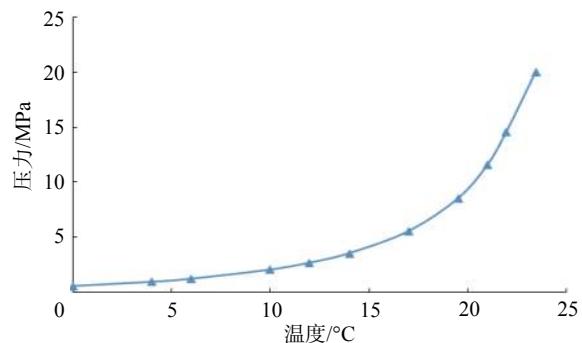


图 3 地层水矿化度下多组分气体水合物的相平衡曲线

Fig. 3 Phase equilibrium curve of multi-component gas hydrates under formation water salinity

2 安全阀下入位置影响因素分析

2.1 气体组分的影响

通过调整气体中的甲烷(CH_4)、乙烷(C_2H_6)、丙烷(C_3H_8)和丁烷(C_4H_{10})的摩尔分数,分析多组分气体水合物的相平衡曲线,结果见图 4—图 7。

由图 4 可知: CH_4 和 C_2H_6 的组合比例不同,生成气体水合物的温度、压力条件也不同;随着组合气体中 C_2H_6 含量增大,相平衡曲线向右移动,气体水合物更易生成,相同温度条件下气体水合物的生成压力不断降低。

对比图 4、图 5 可知, CH_4 中加入 C_3H_8 会极大地影响气体水合物的相平衡压力,使其在相同温度下的生成压力降低。随着 CH_4 和 C_3H_8 组合中丙烷所占比例增大,气体水合物的相平衡曲线右移,在相同温度下生成气体水合物所需压力更低,气体水合物更易生成。

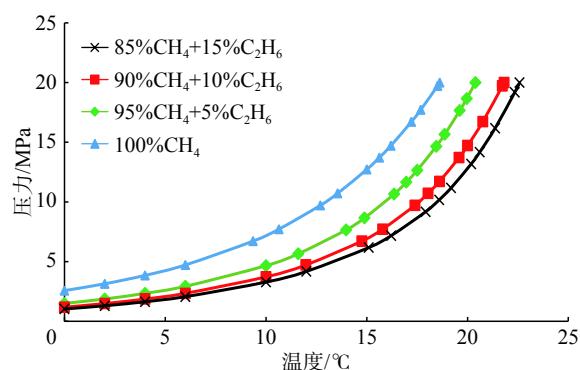


图 4 不同摩尔分数甲烷和乙烷组合气体水合物的相平衡曲线

Fig. 4 Phase equilibrium curves of gas hydrates with different molar ratios of methane and ethane

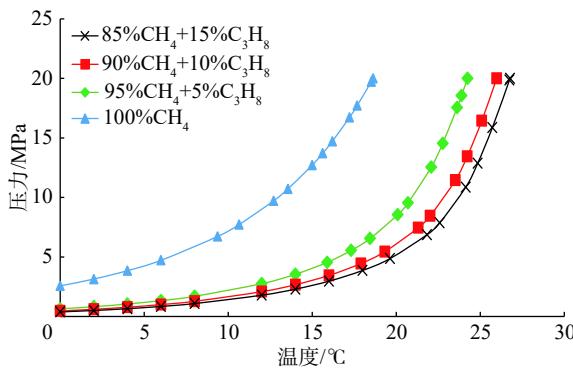


图 5 不同摩尔分数甲烷和丙烷组合气体水合物的相平衡曲线

Fig. 5 Phase equilibrium curves of gas hydrates with different molar ratios of methane and propane

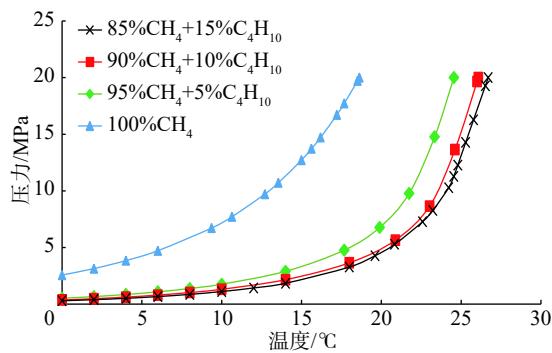


图 6 不同摩尔分数甲烷和丁烷组合气体水合物的相平衡曲线

Fig. 6 Phase equilibrium curves of gas hydrates with different molar ratios of methane and butane

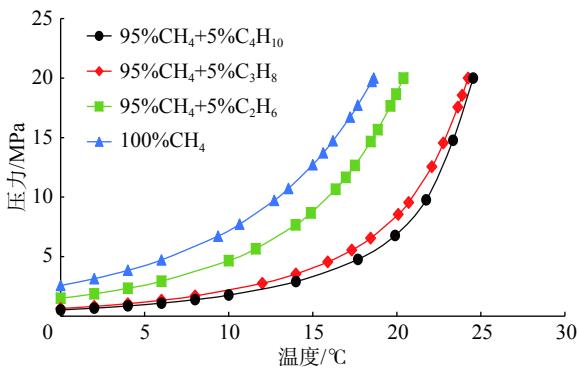


图 7 甲烷中加入相同摩尔分数乙烷、丙烷和丁烷的气体水合物的相平衡曲线

Fig. 7 Phase equilibrium curves of gas hydrate prepared by adding the same molar ratio of ethane, propane and butane into methane

对比图 4、图 5 和图 6 可知, 在 CH_4 的摩尔分数不变时, 加入相同摩尔分数的 C_2H_6 、 C_3H_8 和 C_4H_{10} 后情况不同, 即加入气体的相对分子质量越大, 气体水合物相平衡曲线越向右移, 气体水合物

越易生成。

从图 7 可以看出, CH_4 和 C_3H_8 组合比 CH_4 和 C_2H_6 组合的相平衡曲线更靠右, 表明 CH_4 中加入 C_3H_8 比加入相同摩尔分数 C_2H_6 对气体水合物的相平衡影响更大。 CH_4 和 C_4H_{10} 组合与 CH_4 和 C_3H_8 组合相比, 相平衡曲线稍微往右移动, 说明这 2 种情况下的相平衡曲线差别不大。

综合以上分析可知, C_2H_6 、 C_3H_8 和 C_4H_{10} 都会影响气体水合物的相平衡, 其中 C_2H_6 对气体水合物相平衡的影响较小, C_3H_8 和 C_4H_{10} 对气体水合物相平衡的影响较大。分析认为, 这与气体水合物的构型有关。气体水合物的构型分为 I 型、II 型与 H 型。一般而言, 气体分子体积较小的形成 I 型水合物, 如 CH_4 、 C_2H_6 等; 气体分子体积较大的则形成 II 型水合物, 如 C_3H_8 、 C_4H_{10} 等^[10]。由于较小的分子能进入气体水合物的笼形结构中, 因而它们对结构的稳定能起到一定作用; 而较大的分子只能对 II 型气体水合物的结构起稳定作用, 且稳定水合物的能力远大于较小的分子。像 C_3H_8 和 C_4H_{10} 这类重烃组分, 对 II 型结构中的大洞穴有很好的稳定作用, 因而相对其他气体分子, 对气体水合物生成的影响比较大, 当其含量较少时, 很容易生成 II 型结构的气体水合物^[11], 使水合物相平衡压力大幅降低。

2.2 水深与地温梯度的影响

安全阀下入位置需要结合气体水合物相平衡曲线及关井工况下井筒中的温度压力曲线来确定。关井工况下井筒中的温度可以近似等于地层温度, 计算公式与地层温度计算公式相同:

$$t = t_0 + HG_0 \quad (1)$$

式中: t 为地层温度, $^{\circ}\text{C}$; t_0 为海底泥线温度, $^{\circ}\text{C}$; H 为泥线以下深度, m ; G_0 为地层温度梯度, $^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$ 。

在海水中, 随着水深增加温度逐渐降低, 海底泥线附近温度越低气体水合物的生成区域越大, 生成气体水合物的可能性越大。对于海底地层, 地层温度随着深度增加而升高, 海底气体水合物生成区域随地温梯度增大有规律地减小。在海底温度不变的条件下, 气体水合物的生成区域从地温梯度大、水深浅的区域, 向地温梯度小、水深较深区域不断增大^[12]。所以, 水下安全阀的安装位置在泥线以下越深, 越能避开气体水合物的生成区域, 但安全阀位置越深, 意味着需要更长的安全阀液压控制管线以及更多的气体水合物抑制剂, 成本就会越高。因

此,安全阀下入位置的确定,要兼顾安全和成本。

2.3 关井后井口压力的影响

长期关井况下,气体水合物生成区域与井筒中的压力、温度有关。已知关井时的井口压力,可用下式计算井筒中的压力:

$$p = p_0 + 0.00981\rho H \quad (2)$$

式中: p 为井筒中压力, MPa; p_0 为关井时的井口压力, MPa; ρ 为井筒中流体的密度, g/cm³; H 为静液柱的垂直高度, m。

由式(2)可知,在关井况下井口压力一定时,随着安全阀下入深度增加,其所承受的压力越大,气体水合物的生成区域相对越大。

3 安全阀下入位置确定方法及应用井例

3.1 安全阀下入位置确定方法

由式(1)和式(2)可以得到长期关井况下海底泥线以下井筒中温度与深度的关系曲线。将试验得到的气体水合物相平衡曲线,以压力为中间变量,利用式(2)将其转化为温度与深度的关系曲线^[13],则两条曲线围成的区域为气体水合物生成区域,两条曲线的交点对应的深度即为安全阀下入的最小深度(图8中红点对应的深度),两条曲线交点以下区域为安全区域。

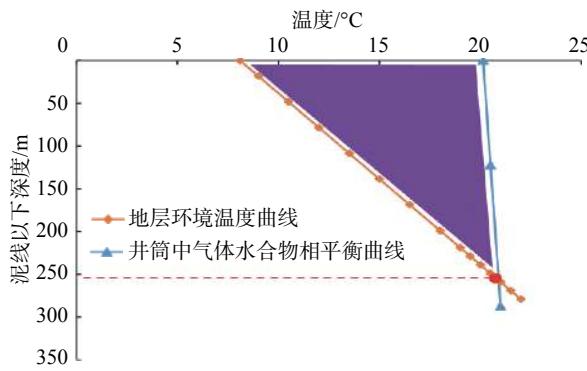


图 8 安全阀下入位置确定方法示意

Fig. 8 Schematic of determining the setting depth of safety valve

3.2 应用井例

利用给出的安全阀下入位置确定方法,确定 LH-X 井安全阀的下入位置。该井位于中国南海珠江口盆地,水深 450.00 m, 海底泥线温度最低 8.0 °C,

地温梯度 4.98 °C/100m。该井在生产时因海底井口温度较高没有气体水合物生成,但在关井况下井口温度会逐渐降至海底海水温度(8.0 °C),经分析该条件下可能会生成气体水合物,安全阀的下入位置必须避开气体水合物生成区域。

考虑气体水合物组分和现场工作条件,分析了不同质量分数抑制剂(在完井液 6.0%NaCl 溶液中加入不同质量分数的抑制剂甲醇)条件下气体水合物的生成条件与环境温度、压力条件,结果如图9所示。

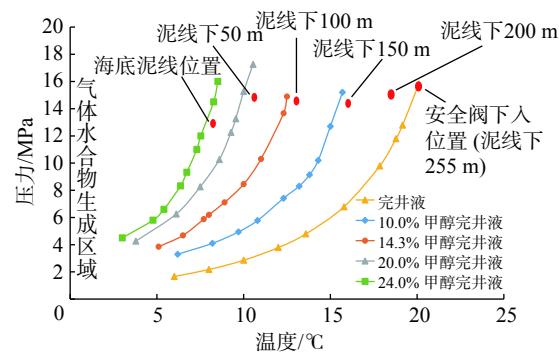


图 9 现场工况下不同量分数抑制剂质对应的相平衡曲线与安全阀下入位置

Fig. 9 Phase equilibrium curves and safety valve setting depth for different inhibitor concentrations under field conditions

考虑气体和地层水组分等因素的不确定性,根据现场工况,安全阀的实际下入位置需要增加一个温度安全余量,以保证遇到不确定因素时安全阀所在位置的温度高于气体水合物的生成温度。深水油气井中安全阀的安装位置与气体水合物生成位置之间的关系可表示为:

$$H = \frac{(t_H - t_0) + t_s + \Delta t}{G_0} \quad (3)$$

式中: H 为安全阀下入泥线以下的深度, m; t_H 为泥线处气体水合物的相平衡温度, °C; t_s 为安全余量, 一般取 3.0 °C; Δt 为深度增加引起的气体水合物生成温度变化值(主要受气体组分影响), °C。

分析发现,在现场工况下,LH-X 井井口位置的温度、压力都在气体水合物生成区域内,需要加入 23%~25% 抑制剂甲醇。因为在安全阀以深不再注入抑制剂,要保证安全阀及其以深位置没有气体水合物生成,就需要将安全阀下至泥线以下 255.00 m 的位置,又考虑需要 3 °C 的安全余量,所以最终决定将安全阀下至在泥线以下 315.00 m 的位置。按此深度下入安全阀后,LH-X 井没有出现

水合物堵塞的问题, 证明了该方法的有效性和可靠性。

4 结 论

1) 利用自主研发的气体水合物相平衡微观试验装置, 在室内模拟了地层水矿化度下多组分气体水合物在水中的相变过程。试验发现, 多组分气体水合物相平衡压力随着温度升高而升高, 低于 15 ℃ 时水合物相平衡压力随温度升高而缓慢升高, 高于 15 ℃ 之后相平衡压力随温度升高开始快速升高。

2) C_2H_6 、 C_3H_8 、 C_4H_{10} 等重烃组分会降低气体水合物的相态平衡条件, 从而使气体水合物更易生成。在 CH_4 中加入 C_2H_6 对气体水合物相平衡的影响, 比加入 C_3H_8 和 C_4H_{10} 要小, 且重组分的加量越大越容易生成气体水合物。

3) 气体组分、水深、地温梯度、井口压力均会影响安全阀的下入位置, 水深越深, 地温梯度越小, 井口压力越大, 生成气体水合物的区域越大, 安全阀需要下入到更深的位置。

4) 以气体水合物相平衡曲线、地层温度曲线和泥线以下井深围成的区域为气体水合物生成区域, 以该区域最深处的交点为安全阀下入最小深度。不过, 确定安全阀下入具体位置时还要考虑温度安全余量、安全和成本等因素。

参 考 文 献

References

- [1] SLOAN E D, KOH C A. Clathrate hydrates of natural gas[M]. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2007: 1-11.
- [2] 关利军, 任金山, 孙宝江, 等. 深水气井测试水合物抑制剂优选及注入方法 [J]. 中国海上油气, 2014, 26(2): 55-60.
- GUAN Lijun, REN Jinshan, SUN Baojiang, et al. An optimization and of hydrate inhibitors and its injection method for the testing of deep water gas wells[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(2): 55-60.
- [3] SY/T 10024—1998 井下安全阀系统的设计、安装、修理和操作的推荐作法 [S].
- SY/T 10024—1998 Recommended practice for design, installation, repair and operation of subsurface safety valve system[S].
- [4] 谢梅波, 岳江河, 王海东. 各类井下安全阀系统的特点及安装设计概述 [J]. 中国海上油气(工程), 1995, 7(4): 31-42.
- XIE Meibo, YUE Jianghe, WANG Haidong. The feature of various downhole safety valve system and overview of installation design[J]. China Offshore Oil and Gas (Engineer), 1995, 7(4): 31-42.
- [5] GARY B, HOSLI C, LUVIANO A, et al. Tubing retrievable surface controlled subsurface safety valve floating flapper remediation[R]. SPE 168271, 2014.
- [6] 李林涛, 万小勇, 李渭亮, 等. 高压井下安全阀的研制及性能评价 [J]. 重型机械, 2018(6): 12-14.
- LI Lintao, WAN Xiaoyong, LI Weiliang, et al. Development and performance evaluation of high pressure subsurface safety valve[J]. Heavy Machinery, 2018(6): 12-14.
- [7] 张俊良, 邵勇, 贾长青, 等. 高含硫气井下安全阀失效的对策及现场实践 [J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(1): 32-34.
- ZHANG Junliang, SHAO Yong, JIA Changqing, et al. Countermeasures against failure of subsurface safety valve used for a highsour gas well and their application[J]. Natural Gas Technology & Economy, 2018, 12(1): 32-34.
- [8] 孙天礼, 张广东, 张文洪, 等. 大牛地气田水合物堵塞预测与防治 [J]. 中国科技成果, 2008(18): 42-45.
- SUN Tianli, ZHANG Guangdong, ZHANG Wenhong, et al. Prediction and control of hydrate blockage in Daniudi Gas Field[J]. China Achievement of Science and Technology, 2008(18): 42-45.
- [9] 孙志高, 石磊, 樊栓狮, 等. 气体水合物相平衡测定方法研究 [J]. 石油与天然气化工, 2001, 30(4): 164-166.
- SUN Zhigao, SHI Lei, FAN Shuanshi, et al. Study of the measuring methods of gas hydrate phase equilibrium[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2001, 30(4): 164-166.
- [10] 陈光进, 孙长宇, 马庆兰. 气体水合物科学与技术 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2008: 9-11.
- CHEN Guangjin, SUN Changyu, MA Qinglan. Gas hydrate science and technology[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2008: 9-11.
- [11] 邓柯, 李颖川, 李群生. 天然气水合物生成的影响因素及敏感性分析 [J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(6): 64-67.
- DENG Ke, LI Yingchuan, LI Qunsheng. The generation of natural gas hydrates: contributing factors and sensitivity analysis[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(6): 64-67.
- [12] 许威, 邱楠生, 孙长宇, 等. 不同因素对天然气水合物稳定带厚度的影响 [J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 528-534.
- XU Wei, QIU Nansheng, SUN Changyu, et al. Effects of different factors on the thickness of gas hydrate stability zone[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 528-534.
- [13] 张振楠, 孙宝江, 王志远, 等. 深水气井测试天然气水合物生成区域预测及分析 [J]. 水动力学研究与进展(A辑), 2015, 30(2): 167-172.
- ZHANG Zhennan, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Prediction and analysis of natural gas hydrate formation region during deep water gas well testing[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2015, 30(2): 167-172.