

塔里木油田深井开采水合物防治技术研究

宋中华^{1,2} 张 劲¹ 沈建新² 段玉明² 刘兰英²

(中国石油大学(北京)¹, 北京 102249; 中国石油塔里木油田开发事业部², 库尔勒 841000)

摘 要 油气开采中,水合物的产生会严重影响正常生产,塔里木油田在深井油气开采过程中就出现水合物堵塞现象。对水合物生成机理进行研究,基于热力学方法建立了水合物生成预测模型;通过分析各种防治技术的适应性,结合塔里木油田的实际情况,筛选出较好的井下节流技术。根据井筒温度、压力的变化可以对气井井筒中水合物的形成位置进行准确的预测。给出了井下节流技术工艺参数设计模型和方法,可设计出井下节流器位置深度及尺寸,防止水合物的产生。该技术已在塔里木油田应用,取得了良好效果。

关键词 水合物 深井 防治技术 井下节流

中图分类号 TE375; **文献标志码** B

塔里木油田位于我国塔里木盆地中部,油气分布广,占地面积大。其中,天然气产量是塔里木油田的主要产品之一,也是油田开发的重点油气藏。油藏岩石孔隙度范围值 0.32% ~ 7.44%, 平均 1.16%, 渗透率范围值 $(0.007 \sim 27.16) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $0.312 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油藏属于正常的温度压力系统,地层压力 59.48 MPa, 地层压力系数 1.07 ~ 1.13, 温度梯度 2 °C/100 m。油田开发初期产气量高,油压大,生产过程中经常出现水合物堵塞管道情况,严重影响了油井的正常生产。

针对水合物的形成和堵塞问题,国内外开展了大量的技术理论和应用研究^[1-4], 针对不同的油井生产情况,提出了不同的水合物防治技术,通过对水合物生成机理进行研究,针对井下节流技术展开分析。井下节流技术已经在新疆、四川、长庆等多个气田应用,均取得了较好的效果。结合塔里木轮南油田生产的实际,开展井下节流技术的研究与应用,对油田的稳产具有重要作用。

1 油井生产过程中天然气水合物形成机理分析及生成预测

1.1 天然气水合物形成机理

天然气水合物(natural gas hydrates)是一些低分子质量的气体,如石油和天然气中的 C1—C4 轻烃、氮气、氧气、硫化氢、二氧化碳等在高于冰点的温度和适当压力条件下能与水形成一类笼形结构的冰状固体,有些文献中也称为水化物或水合物。该种现象经常会在一些高气油比井或凝析气井中出现。按照节点分析的原理,油井自喷生产过程可以将流体的流动分为四个阶段:油层渗流、井筒流动、地面嘴流和地面管线流动。在生产过程中,随着压力的降低,气体体积不断膨胀,气流温度不断降低。当其温度低于水合温度时,天然气中的自由水便与烃类气体生成水合物,造成堵塞。影响天然气水合物形成的因素很多^[5,6],主要包括:

(1) 天然气中存在自由水,且天然气的温度不高于体系中水的露点温度。

(2) 对于一定组分的天然气,在一定的压力条件下,流体温度低于水合温度。

(3) 气流速度越高,越容易形成水合物。因为,气流速度越高,经过管线和设备时的搅动越厉害。

(4) H₂S 等酸性气体在水中的溶解度远高于甲烷等烃类气体,因此当天然气中存在酸性气体时会

促进水合物的形成。

通常,低温高压环境有利于水合物的生成。天然气体系组成一定时,水合物的生成存在一个最高温度,即临界温度,体系温度高于临界温度时,压力不管多大,都不会有水合物生成,不同天然气组分的水合物生成临界温度如表 1 所示。

表 1 不同天然气组分的水合物生成临界温度/℃

组分名称	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	CO ₂	H ₂ S
温度/℃	21.5	14.5	5.5	2.5	1.0	10.0	29.0

1.2 天然气水合物生成预测

目前,利用统计热力学模型^[7]预测水合物生成具有精度高、能够利用计算机编制软件计算等优点而被广泛应用。

相平衡理论是统计热力学模型的基础,在水化物体系中同时存在水合物相、气相以及富水相 3 种相态。由相平衡理论可知,当体系达到平衡时,天然气水合物体系中同一组分在不同相中的化学位相等。例如对水组分,当体系达到平衡时,水组分在水合物相(H 相)和在富水相(W 相)中的化学位应该相等。则水合物的生成过程中达到平衡时有

$$\mu^H = \mu^W \tag{1}$$

式(1)中, μ^H 为水合物相中水组分的化学位; μ^W 为富水相中水组分的化学位。

若以完全空的水合物相 β 的化学位 μ^β 为基准,则有

$$\Delta\mu^H = \Delta\mu^W \tag{2}$$

式(2)中, $\Delta\mu^H = \mu^\beta - \mu^H$, $\Delta\mu^W = \mu^\beta - \mu^W$ 。

水在水合物相的化学位差 $\Delta\mu^H$ 计算公式如下

$$\Delta\mu^H = -RT \sum_{i=1}^2 v_i \ln(1 - \sum_j \theta_{ij}) \tag{3}$$

式(3)中, R 为通用气体常数, $R = 0.008\ 314\ \text{kJ}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; v_i 为 i 型空腔占整个空腔的百分比; θ_{ij} 为 j 组分分子在 i 类孔隙中的占据率,计算公式如下:

$$\theta_{ij} = \frac{C_{ij}f_j(T,p)}{1 + \sum_j C_{ij}f_j(T,p)} \tag{4}$$

式(4)中, $f_j(T,p)$ 为 j 组分在温度 T 、压力 p 下的逸度; C_{ij} 为 i 类孔隙中 j 组分的 Langmuir 气体吸附

常数。

水在富水相中的化学位差 $\Delta\mu^W$ 计算公式如下:

$$\frac{\Delta\mu^W}{RT} = \frac{\Delta\mu_w^0}{RT_0} - \int_{T_0}^T \frac{\Delta h_w}{RT^2} dT + \int_0^p \frac{\Delta V_w}{RT} dp - \ln a_w \tag{5}$$

式(5)中, Δh_w 为摩尔焓差; ΔV_w 为摩尔体积差; a_w 为水在富水液相中的活度,在不含抑制剂的情况下,水在富水液相中的活度近似等于富水液相中水的摩尔分数。

利用以上关系式进行迭代计算即可求天然气组分在不同压力条件下的生成温度。

2 水合物防治措施及其适应性分析

目前,油田上主要采用除水、加热降压、加注化学抑制剂和安装井下节流器等方法来抑制天然气水合物的生成^[8]。

除水法即除去天然气中的水分防止水合物生成;加热法就是通过加热使天然气温度升高,高于水合物生成的临界温度,从而抑制水合物生成;降压控制法与加热法类似,通过降压,能够降低水合物的生成温度,当水合物的生成温度低于气流的速度后,就不能形成水合物。加注化学抑制剂即向井筒中注入甲醇、乙二醇等能够抑制水合物生成的化学药剂防止水合物生成。井下节流方法是在井下适当位置安装节流嘴防止水合物生成。

对于塔里木油田而言,大多都是深井、超深井,除水、加热、降压均难以做到,由于甲醇等化学抑制剂价格昂贵,且井越深,所需注入的化学抑制剂越多,因此,单独使用注入化学抑制剂方法也不具有工业价值,井下节流技术工艺简单、易于实施,能够有效抑制水合物生成,并提高气井携液能力,可以很好地用于超深井,同时可辅以注入化学抑制剂,效果更好。

3 井下节流技术原理

井下节流技术^[9-11]在井下安装节流嘴,天然气通过气嘴时产生压降和温降,但由于地热对井筒的加热作用,节流后的天然气流温度会迅速恢复,如果节流嘴直径和节流嘴安装位置恰当,天然气气流通过节流嘴后的温度将高于该处的水合物生

成温度,从而避免水合物的生成,从而达到防治水合物堵塞的目的。

在气井管流模型和节流压降温降模型耦合的基础上,采用节点系统分析方法,以节流器为节点建立了天然气井井下节流温度压力动态预测模型。该模型可以较准确地对井下节流温度和压力分布进行预测,从而为分析节流动态、设计节流器参数提供所需的理论支持。

4 节流器投放深度设计和气嘴直径设计

4.1 井下节流下入深度设计

为了保证井下节流技术的有效性,必须使得节流后天然气温度高于节流后压力条件下生成水合物的临界温度,而节流器在井下所处的位置对节流后天然气温度有决定性影响。当节流器在井下超过某一深度后,节流后天然气温度就能确保高于水合物生成的临界温度,该深度即为节流器下入的最小深度。

$L_{\min} \geq M_0[(t_h + 273)\beta_k^{-z(k-1)/k} - (t_0 + 273)]$ (6)
式(6)中, $L_{\min}$ 为不生成水合物的节流器最小下入深度, m; M_0 为地温增率, m/℃; t_h 为水合物形成温度(由水合物预测曲线求得), ℃; t_0 为地面平均温度, ℃; β_k 为临界压力比(取 0.546); K 为天然气的绝热系数(1.3); Z 为节流器入口处气体偏差因子。

4.2 井下节流嘴直径设计

井下节流器嘴的直径与天然气井的产量密切相关,因此设计节流气嘴尺寸的依据即为气井的配产要求。在临界流状态下,节流嘴处流动趋近于声速,下游压力即节流嘴后的压力的波动不会穿越气嘴影响到节流嘴前的压力,从而使通过节流器的天然气流量达到最大值。达到临界流状态时气井天然气产量计算公式为

$$q_{\max} = \frac{4.066 \times 10^3 p_1 d^2}{\sqrt{\gamma_g T_1 Z_1}} \sqrt{\left(\frac{K}{K-1}\right) \left[\left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{2}{K-1}} - \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{K+1}{K-1}} \right]}$$
 (7)

式(7)中, $q_{\max}$ 为临界流状态下的最大流量, m³/d; d 为气嘴直径, mm; p_1 为气嘴入口处的压力, MPa; γ_g

为天然气相对密度(一般取 0.65); T_1 为气嘴入口处温度, K; Z_1 为在气嘴入口处的气体偏差因子; K 为天然气的绝热系数(1.3)。

由上式可得井下节流器的节流嘴直径公式:

$$d = \left(\frac{1}{4.066 \times 10^3} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{q_{\max}}{p_1} \right)^{\frac{1}{2}} (Z_1 T_1 \gamma_g)^{\frac{1}{4}} \left(\frac{k}{k-1} \right)^{-\frac{1}{4}} \left[\left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{2}{k-1}} - \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \right]^{-\frac{1}{4}}$$
 (8)

另外,水合物的形成主要与压力、温度有关,而温度又和气嘴下深有关。从防止水合物角度出发,由式(6)可得到井下节流器在井筒中的上限位置;从井下节流器工作寿命考虑,投放位置越深,其工作环境温度越高,承受的压力也增大,对井下节流器工作寿命影响较大。根据实际工艺需要,并考虑井下节流器的适用条件在 1 800 ~ 2 500 m。

5 应用实例

塔里木油田的轮古东气田目前生产中,井下和地面经常产生水合物堵塞,稳定生产周期短,严重影响气井的生产。为延长气井生产免修期,通过采用井下节流技术,降低气井井口压力,提高井口温度,防止水合物堵塞。

表 2 前期生产数据

参数	井号	
	LN422	LN4—2C
井口油嘴/mm	3	4
油压/MPa	29.2	26.8
套压/MPa	14.3	2.6
日产液量/t	3.88	5
含水/%	2.01	0.67
井口温度/℃	21	18
日产气量/m ³	40 023	38 041
气层深度/m	5 077.70 ~ 5 180.00	5 475.3 ~ 5 652.74

根据目前工艺流程要求,井下节流后井口回压为 8 ~ 12 MPa。结合目前生产情况, LN422 井和 LN4—2C 井井下节流器设计结果,气嘴大小分别为 3 mm、4 mm,下入深度分别为 2 000 m、2 100 m。2013 年 2 月施工作业后,两口实测井口压力分别为 12 MPa、9.5 MPa,井口温度分别为 23.7 ℃、24.8 ℃,产气量分别为 33 000 m³/d、45 800 m³/d,截至目

前生产稳定已达 4 个月,运行效果良好。

6 结论

- (1)在研究水合物形成机理基础上,建立水合物生成模型,可以有效预测油气生产中水合物的产生。
- (2)结合塔里木油田超深气井开采特点,确定井下节流技术是轮古东气田防治水合物堵塞的有效方法,给出的设计计算模型简单、可靠。
- (3)轮古东气田应用效果表明,井下节流技术可显著降低井筒压力及地面管线压力,降低水合物产生风险,有效延长生产免修期。

参 考 文 献

1 孙志高. 天然气水合物研究进展. 天然气工业, 2001, 21 (1): 93—96

2 Buffett B A, Zatsepina O Y. Formation of gas hydrate from dissolved gas in natural porous media . Marine Geology, 2000; 164 (11):

69—77

3 Boxall J, Davies S, Koh C A, *et al.* Predicting when and where hydrate plugs form in oil-dominated flowlines. SPE 129538, 2009

4 Webb B, Rudnik A, Bonin B, *et al.* Plug and abandonment of a deep high-pressure and high-temperature Gulf of Mexico well using coiled tubing: a case history. SPE 163942, 2013

5 周怀阳,彭晓彤,叶 瑛. 天然气水合物. 北京:海洋出版社, 2000

6 窦 斌,蒋国盛,秦明举,等. 表面活性剂对天然气水合物合成影响的实验研究. 石油钻探技术, 2009; 37 (6): 101—103

7 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. 钻井液与完井液, 2006; 23 (6): 64—67

8 何志刚,赵 波,杨鸿剑,等. 防止天然气水合物堵塞的方法. 新疆石油天然气, 2009; 5 (1): 81—83

9 许永权,高纯良,杨志鹏,等. 井下节流技术在徐深气田的应用探讨. 科学技术与工程, 2011; 11 (33): 8331—8333, 8338

10 马占林,汝新英. 井下节流防治气井水合物技术研究与应用. 大庆石油地质与开发, 2008; 27 (4): 86—89

11 齐 桃,吴晓东,冯益富,等. 气井井下节流工艺设计方法研究与应用. 石油钻采工艺, 2011; 33 (5): 72—75

Research on Prevention Technique of Gas Hydrate in the Deep Well of Tarim Oilfield

SONG Zhong-hua^{1,2}, ZHANG Jin¹, SHEN Jian-xin², DUAN Yu-ming², LIU Lan-ying²
(China University of Petroleum (Beijing)¹, Beijing 102249, P. R. China;
Development Department of Tarim Oilfield, CNPC², Korla 841000, P. R. China)

[Abstract] The formation of nature gas hydrate can affect the normal oil & gas production seriously in the development of oilfields, and this problem happened during the production of deep wells in Tarim Oilfield. The hydrate formation model is established using the method of statistical thermodynamics by analyzing the hydrate formation mechanism. On the basis of analyzing the suitability of various control techniques and the actual situation that most of the well in Tarim Oilfield are deep well, the downhole throttling technique is selected to prevent the formation of gas hydrate. The position of gas hydrate formed in wellbore can be predicted correctly according to the change of the temperature and pressure. The design models and its methods is given for the downhole throttling technique, so the depth and the best diameter of throttling choke can be designed. The downhole throttling technique has been applied in Tarim Oilfield, and the result is significant.

[Key words] hydrate deep well prevention technique downhole throttling