

文章编号:1001-6112(2012)S1-0064-04

# 深层高压凝析气井水合物防治技术

——以雅克拉、大涝坝凝析气井为例

李建伟, 黄 成

(中国石化 西北油田分公司 雅克拉采气厂, 新疆 库车 842017)

**摘要:**塔河油田雅克拉、大涝坝等高压凝析气井在开采过程中,都要安装油嘴或针形阀等节流装置,用以控制生产压差,调整油气产量和井口压力,天然气经过节流阀时将产生急剧的压降和膨胀,温度将骤然降低,极易形成水合物,堵塞油气井的生产通道。通过对本区深层高压凝析气井天然气水合物生成条件的研究,结合凝析气井生产状况及集输管线压力,分别采用水套炉后节流、回流伴热、加注热力学抑制剂和井下节流等4种不同的水合物防治技术。现场应用表明,能够较好的防治凝析气井水合物堵塞。

**关键词:**防治技术;冻堵;水合物;天然气;凝析气井;塔河油田

**中图分类号:**TE37

**文献标识码:**A

## Controls of hydrates in deep high-pressure condensate gas wells: case studies in Yakela and Dalaoba regions

Li Jianwei, Huang Cheng

(Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Kuqa, Xinjiang 842017, China)

**Abstract:** In high-pressure condensate gas wells in Yakela and Dalaoba regions of the Tahe Oil Field, restriction devices such as well bean and needle valve are applied to control drawdown pressure and to adjust petroleum production and surface pressure. When natural gas goes through the restriction valve, pressure decreases and volume increases sharply, leading to the sharp decrease of temperature, which is very favorable for the generation of hydrate. Hydrates may block production pipes. According to the studies of hydrate generation conditions in the study area, combined with production situation and pipe pressure, four kinds of controlling methods such as water jacket followed by restriction device, backflow combined with heating, thermodynamic restrainer, and downhole restriction have been applied. Field works have proved that the controlling methods work well in preventing hydrates from blocking pipes.

**Key words:** controlling technology; freezing block; hydrate; natural gas; condensate gas well; Tahe Oil Field

中国石化西北油田分公司所属的凝析气藏边底水能量充足,凝析油含量  $251 \sim 782 \text{ g/m}^3$ ,埋藏深  $4\,000 \sim 6\,000 \text{ m}$ ,地层温度  $98 \sim 143 \text{ }^\circ\text{C}$ 、原始地层压力在  $44.5 \sim 58.7 \text{ MPa}$ ,地层水矿化度  $100 \sim 344 \text{ g/L}$ ,温度梯度在  $1.7 \text{ }^\circ\text{C/hm}$  左右,地露压差小于  $10 \text{ MPa}$ ,天然气富含气态水。在开采过程中,因水合物堵塞而关井的情况时有发生,在 62 口凝析气井中,发生严重水合物冻堵现象的有 21 口井,给气井的安全生产管理带来一定难度。采取有效的解决水合物堵塞问题的防治措施及预防对策,对安全高效地开发凝析气田,提高气井生产效益具有非常重要的意义。

### 1 天然气水合物的形成机理

天然气水合物是由水和气体分子在低温、高压下通过分子间力(氢键)形成的笼型固体混合物,呈冰雪状。当气体水合物晶格中的孔穴大部分被气体分子占据时,将形成稳定的气体水合物<sup>[1]</sup>。

水合物形成的主要条件有:1)有自由水的存在;2)天然气的温度必须等于或低于天然气中水的露点;3)低温高压。辅助条件有:高流速、压力波动、硫化氢和二氧化碳等酸性气体的存在及微小水合物晶核的诱导等<sup>[2]</sup>。

收稿日期:2011-11-26;修订日期:2012-02-27。

作者简介:李建伟(1974—),男,高级工程师,从事油气田的开发研究工作。E-mail:yakelajw@163.com。

## 2 影响天然气水合物形成的因素

### 2.1 气体组分的影响

通过甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、硫化氢及二氧化碳含量对水合物生成影响研究表明:压力越高,水合物形成温度越高,但组分对水合物生成的温度影响越小,压力越低,影响越大;甲烷含量接近 100% 时,不易形成水合物;二氧化碳和硫化氢含量升高,水合物形成温度增加,其中硫化氢含量对水合物生成温度影响大于二氧化碳<sup>[1]</sup>(图 1-4)。

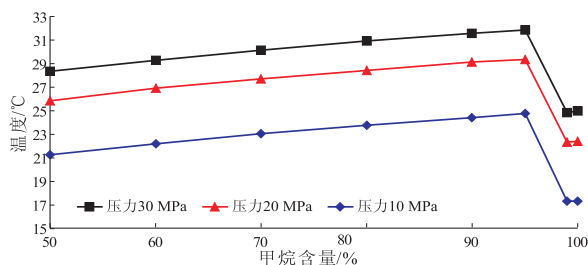


图 1 甲烷含量与水合物生成温度关系

Fig. 1 Methane content vs. hydrate generation temperature

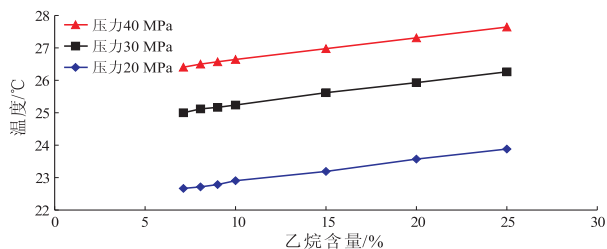


图 2 乙烷含量与水合物生成温度关系

Fig. 2 Ethane content vs. hydrate generation temperature

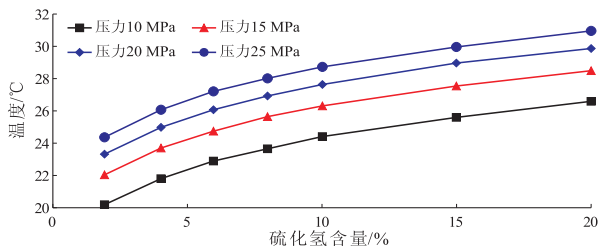


图 3 硫化氢含量与水合物生成温度关系

Fig. 3 H<sub>2</sub>S content vs. hydrate generation temperature

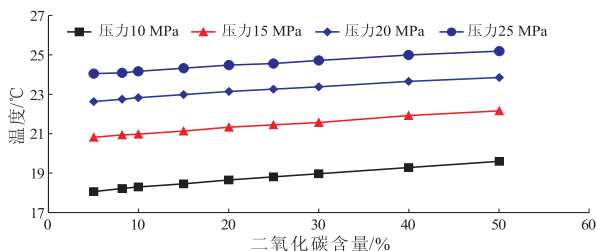


图 4 二氧化碳含量与水合物生成温度关系

Fig. 4 CO<sub>2</sub> content vs. hydrate generation temperature

### 2.2 温度和压力的影响

温度和压力是天然气形成水合物的必要条件,也就是我们通常说的热力学条件,两者是决定天然气是否形成水合物的关键因素。高压低温促进水合物生成,但压力的影响程度远没有温度高。气体水合物的生成存在一临界温度,环境温度高于此温度,压力无论多高,都无法形成水合物。甲烷、乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、二氧化碳、硫化氢水合物形成的临界温度分别为 21.5, 14.5, 5.5, 2.5, 1.0, 10.0, 29.0 °C。

### 2.3 天然气水含量的影响

天然气生成水合物的基本条件之一是气体被水蒸气所饱和,有液相水存在。天然气中水含量对天然气水合物的形成影响较大,含水量越高,越容易形成水合物。天然气的饱和水含量不仅与天然气的温度、压力有关,还与气体组成密切相关。总的来说,烃类组分,特别是重烃类对饱和水含量的影响较小,而酸性气体(包括 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub>)对饱和水含量的影响相对较大。

### 2.4 水中盐含量的影响

盐可改变水分子之间的相互作用,是一种热力学抑制剂,水中盐含量越高,其水合物形成温度越低。大量实验及现场应用表明,水中加入 1% (质量分数) 的盐,水合物的形成温度平均可降低 0.55 °C。

### 2.5 天然气中凝析油的影响

由于凝析油不溶于水,对天然气水合物的形成有分隔作用,因此,天然气中凝析油的存在对天然气水合物的形成有一定抑制和分散作用,不利于水合物的形成和堵塞。

除上述影响因素之外,气体流速、压力波动、气体扰动、水的形态、水合物晶核等对水合物的形成也不容忽视。在生产实际过程中,水合物形成还与天然气产量、管径大小、管线内壁粗糙程度、温降速率等因素紧密相关。

## 3 井口 4 种天然气水合物的防治技术

应用统计热力学方法,以发生水合物堵塞较严重的大涝坝凝析气田为例,预测深层高压凝析气井水合物形成,其水合物的压力与温度曲线见图 5。结合现场生产实际,深层高压凝析气井在井筒生产管柱内不产生水合物;气流在井口节流后,压力迅速降低,温度下降,在井口节流后至水套炉前的地面管线极易形成水合物。根据不同气井生产状况,分别采取了水套炉后节流、回流拌热、井口加盐水及井下节流等 4 种水合物防治工艺技术,并取得了

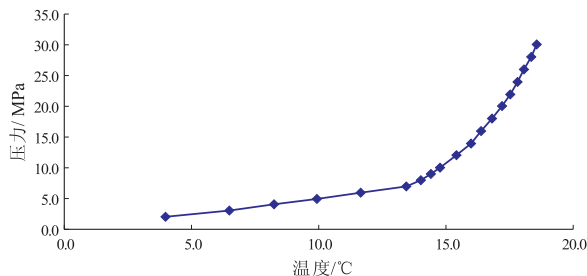


图5 大涝坝气田水合物的压力—温度曲线

Fig. 5 Pressure vs. temperature of hydrates in Dalaoba Gas Field

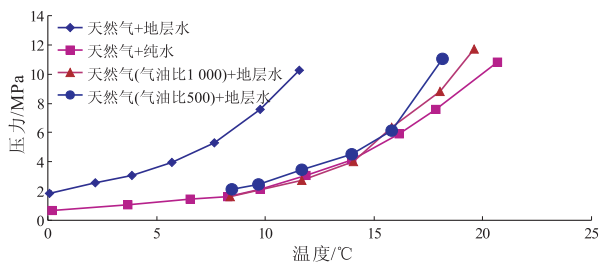


图7 大涝坝气田加盐水及淡水情况下水合物形成对比

Fig. 7 Hydrate generation when adding salt or fresh water in Dalaoba Gas Field

较好的效果<sup>[3-4]</sup>。

### 3.1 水套炉后节流技术

根据地面管线和水套炉管程承压级别,对于井口压力低于地面管线和水套炉承压的气井,采用水套炉加热后节流的方式,并在井口到水套炉管线和节流阀门处采取保温措施(如憎水型硅酸盐和聚氨酯泡沫等复合材料保温),通过水套炉加热后流体温度在50℃以上,保证了节流后天然气温度高于水合物形成温度。

### 3.2 回流伴热技术

对于井口压力高、集输管线压力级别不满足水套炉后节流、管线较长、水合物现象不太严重的气井,通过出水套炉引出一条管线,与井口管线并行,借助水套炉加热后的流体给井口管线伴热,达到防冻堵的目的。受热交换效率的影响,伴热效率不高,仅适用冻堵现象不严重的井况。

### 3.3 加注热力学抑制剂技术

对于井口压力高,水合物冻堵严重,水套炉后节流风险大,回流拌热效果不好的气井,主要采用井口加甲醇或盐水热力学抑制剂防冻堵。大涝坝气田在5.0 MPa地面集输压力条件下,加注20%的甲醇抑制剂,水合物形成温度分别降低了14℃,水合物形成温度为2.0℃左右(图6)。

利用大涝坝气田处理过的地层水(密度1.14 g/m<sup>3</sup>,

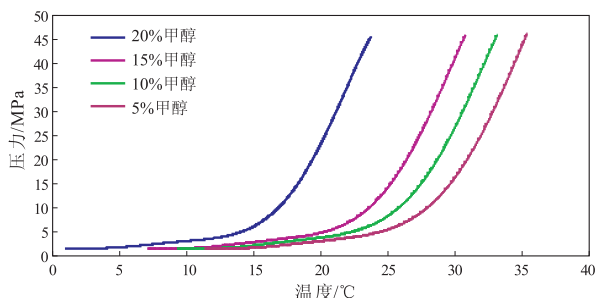


图6 大涝坝气田不同甲醇加量下的水合物形成

Fig. 6 Hydrate generation with different methanol dosages in Dalaoba Gas Field

氯根为190 g/L)作为水合物抑制剂,在6.4 MPa时水合物的形成温度由17℃降到8℃以下,大涝坝气田气井冬流后温度在10℃以上,也能有效防治水合物冻堵(图7)。由于电解质水溶液的腐蚀性,在很多条件下加注无机盐抑制剂并非好的选择,现场主要以加甲醇抑制剂为主。

### 3.4 井下节流技术

井下节流是通过在井下油管安装节流器,使天然气的节流、降压、膨胀、吸热过程发生在井筒内,防止水合物的形成。针对凝析气井高压、高温及油气产量较高的特点,2009年针对前期试验的井下节流器耐压差低,密封性和稳定性不够,密封胶皮在高压、高温及流体的冲刷下易损坏等问题,通过对井下节流器卡瓦结构、胶皮结构和油嘴位置等进行了改进,增强了节流器的密封性、稳定性及工作寿命,在AT11-3井试验成功后,先后在5口井进行了推广应用,均取得了良好效果(表1)。利用地温加热节流后气流至水合物形成温度之上,从而防止井筒和井口发生水合物冻堵,但下入井下节流器后,无法录取动态监测资料<sup>[5-6]</sup>。

## 4 结论及建议

1) 深层高压凝析气井井口节流后易在水套炉前面的集输管线形成水合物堵塞,现场根据气井的生产状况及集输管线的承压分别采用水套炉后节流、回流拌热、加热力学抑制剂及井下节流技术加以防治,达到防治水合物的目的,确保了气井安全稳定生产。

2) 水套炉后节流只能应用压力相对较低的气井,回流拌热适用于温度较高且冻堵现象不严重的气井;加甲醇等热力学抑制剂适用范围广,但抑制剂的浓度、注入量不好控制,影响防冻堵效果;这3种水合物防治技术需要较大的投资、能耗和成本。

3) 改进后的井下节流器稳定性能高,密封性能可靠,工作寿命长,完全满足深层高压凝析气井

表 1 塔河油田气井改进后井下油嘴应用推广效果

Table 1 Application effect of well beans in improved wells, Tahe Oil Field

井名	项目	油嘴/mm	油压/MPa	温度/℃	日产液/t	日产油/t	日产气/m <sup>3</sup>
AT11-3	节流前	2.4	28.2	9	10.9	10.9	20 978
	节流后	2.4	8.5	13	10.9	10.9	20 978
S3-1	节流前	4	13.7	25	5	5	19 548
	节流后	4	4.8	24	6.2	6.1	26 109
AT11	节流前	5	26.8	10	11.9	11.5	20 570
	节流后	2.2	8.5	11	11.8	11.8	21 001
AT11-5H	节流前	3	26.8	2	3.4	3.4	6 343
	节流后	1.8	8	9	3.9	3.9	11 833
AT12	节流前	3	20.8	7	20.9	20.9	27 024
	节流后	2.4	9	6	19.2	19.2	24 642
YK13	节流前	8	21.35	29	18	17.9	36 765
	节流后	4	8	25	24.2	23.9	42 720

的应用,实现深层高压凝析气井井口不加热、不注醇、集气管线不保温的集气模式。可以简化地面流程、降低开发成本,是实现气田经济有效开发的关键技术之一,对于同类凝析气藏开发具有良好的借鉴价值和推广意义。

参考文献:

[1] 杨川东. 采气工程[M]. 北京:石油工业出版社,1997.  
 [2] 王惠清,谢建勇,王国先,等. 马庄气田气井水合物形成原因

分析与对策[J]. 天然气勘探与开发,2005,28(1):39-40.

[3] 纪宝君. 气井水合物防治技术研究与应用[J]. 大庆石油地质与开发,2004,23(3):72-74.  
 [4] 倪行宇,王德金,刘志焕,等. 气井水合物冻堵防治技术[J]. 大庆石油地质与开发,2005,24(4):62-64.  
 [5] 曾中强,王春生,谭刻明. 井下节流技术应用[J]. 油气井测试,2007(12):78-80.  
 [6] 刘鸿文. 井下油嘴节流机理研究及应用[J]. 天然气工业,1990,10(5):57-62.

(编辑 徐文明)

(上接第 63 页)

此时可认为油水置换已达到开井状态。目前根据注水量—关井时间线性公式及井口压力变化双重界定关井时间。

5 结论与认识

- 1)形成地质特征与生产特征相结合的选井标准,首选储集体发育、生产期间递减较快的不含水或低含水油井注水。
- 2)首轮注水量可按照  $y = 1\ 418.11 \ln x - 8\ 994.9$  公式初步确定。
- 3)溶洞型油井可适当加大周期注水量,裂缝

型储层油井适当控制周期注水量。

4)目前根据注水量—关井时间线性公式及井口压力变化双重界定关井时间。

5)自喷注水能解决井温拐点低的问题,在现有有机采工艺技术条件下,对于超稠油井停喷后直接注水替油生产是可行的。

参考文献:

[1] 陈小凡,涂兴万. 塔河缝洞型油藏单井注水替油机理研究[J]. 石油地质与工程,2007,21(2):52-55.  
 [2] 涂兴万,王世洁,林江. 塔河油田碳酸盐岩油藏注水吞吐的物质平衡计算[M]. 北京:中国石化出版社,2005:46-85.

(编辑 徐文明)