

井下节流技术在长庆气田试验研究及应用^{*}

吴革生 王效明 韩东 徐勇

(中国石油长庆油田分公司油气工艺技术研究院)

吴革生等. 井下节流技术在长庆气田试验研究及应用. 天然气工业, 2005; 25(4): 65~67

摘要 长庆气田主要采用高压集气集中注醇工艺流程, 防止气井生产过程中形成的水合物堵塞, 但部分气井及集气管线在生产运行过程中暴露出堵塞严重等问题, 为此开展井下节流技术的研究和应用具有重要的实际意义。文章介绍了该工艺的基本原理、井下节流器室内模拟试验以及施工参数优化设计, 同时结合井下节流工艺技术在长庆气田现场试验资料, 分析了该项工艺技术应用对改变水合物形成条件及减少管线堵塞次数等方面取得的效果。

主题词 长庆气田 天然气井 集输管线 堵塞 井下 节流 水合物

长庆气田主要采用高压集气集中注醇工艺流程, 具有井口无人值守, 流程、设备简单, 节约人力、物力, 便于自动控制和管理等优点。但是, 由于长庆气田地处陕北与内蒙地区, 在实际生产中暴露出以下问题: ①气井生产初期压力较高, 在冬季环境温度较低的时候井筒和地面容易发生水合物堵塞; ②井口设备及地面集气管线承受压力较高, 对安全性要求高。苏里格部分气井采用中压集气, 但投产初期井筒压力高, 也存在水合物堵塞问题。为此, 开展了井下节流工艺技术的研究试验工作。目前, 已在长庆气田 16 口井 20 余井次的现场试验获得成功, 取得了显著的效果。

一、工艺原理

天然气节流是一个降压降温过程, 井下节流工艺是依靠井下活动节流气嘴来实现井筒节流降压, 同时充分利用地温加热, 使节流后井口温度基本能恢复到节流前温度。天然气水合物是否形成主要取决于天然气组分、压力和温度, 在天然气组分一定的条件下, 系统的压力越高, 形成水合物的初始温度越高, 水合物越易形成。采用井下节流后, 由于大大降低了节流器以上系统的压力, 从而使水合物形成的初始温度降低, 可减少或防止水合物形成。长庆气田开采初期, 井口压力约为 20 MPa, 水合物形成初始温度为 23 ℃, 采用井下节流井口压力降到约 7 MPa 时, 水合物形成初始温度降到 16 ℃。

二、井下节流器工艺参数计算公式

1. 井下节流器的气嘴直径

节流将压力能转变为动能, 获得流速的增加。上游压力越高, 孔喉越小, 在下游得到的速度增量则越大。当上、下游压力之比达到某值时, 穿越气嘴的流速将趋近于声速, 此时无论怎样降低下游压力, 介质流速仍保持声波传播速度, 即达到临界流动状态。确定是否达到临界流速的判别式为:

$$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K-1}} \quad (1)$$

式中: p_1 为气嘴入口处的压力, MPa; p_2 为气嘴出口处的压力, MPa; K 为天然气的绝热系数。

当 $\frac{p_2}{p_1} < \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K-1}}$ 时, 为临界流; $\frac{p_2}{p_1} \geq \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K-1}}$ 时, 为非临界流。

在临界流动条件下, 气嘴以上的自喷管柱至井口分离器之间产生任何压力波动时, 如开大或关小井口阀门等, 压力波不能穿越气嘴而影响上流的井底压力, 气嘴出口与入口之间的压力差就不能再增大。此时通过气嘴的气体流量达到最大值, 既不能继续增大, 也不会降低为零。

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

^{*} 本文系 2003 年中国石油长庆油田分公司油气工艺技术研究院科技项目。

作者简介: 吴革生, 1966 年生, 高级工程师; 1990 年毕业于石油大学(华东), 现从事气井工艺技术研究。地址: (710021) 陕西省西安市长庆兴隆园小区。电话: (029) 86591243, 13700238739。E-mail: wgs_cq@petrochina.com.cn

式中： d 为气嘴直径，mm； γ_g 为天然气相对密度； T_1 为气嘴入口处温度，K； Z_1 为在气嘴上游状态下的气体压缩系数。

从上式中可以看出：显然，当气嘴直径 d 一定时， q_{max} 取决于 p^1 。

根据(2)式，在临界流状态下井下节流气嘴的直径计算公式转换为：

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

在现场应用中，有时为了便于控制气井产气量，气嘴设计在非临界流状态下，气嘴的直径计算公式为：

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

式中： q_{sc} 为标准状态($p=0.101325$ MPa, $T=293$ K)下通过气嘴的体积流量， m^3/d 。

2. 井下节流器的最小下入深度

为了防止水合物形成，节流后气流温度必须高于节流后压力条件下的水合物形成初始温度。而节流后气流温度与井下节流器位置的井温有关。井下节流器最小下入深度用如下公式计算：

$$L_{min} \geq M_0 [(t_h + 273)\beta^{-Z(K-1)/K} - (t_b + 273)] \quad (5)$$

式中： L_{min} 为节流器最小下入深度，m； M_0 为地温增率， $m/^\circ C$ ； t_h 为水合物形成温度， $^\circ C$ ； t_b 为地面平均温度， $^\circ C$ ； β 为临界压力比； K 为天然气绝热指数。

三、井下节流器室内性能试验

井下节流器主要由打捞头、卡瓦、本体、密封胶筒及节流嘴等组成。井下节流工具的投放、座封和打捞都是通过试井钢丝操作完成。

室内试验模拟井筒内压差及温度条件，对不同胶筒硬度组合的节流器座封可靠性以及工作寿命进行了测试，为施工参数优化提供了依据。通过试验表明：①节流器卡瓦在多次试验过程中未发生滑动，且最大节流压差达 22.2 MPa，能够安全可靠工作(实际应用中最高压差 16 MPa)；②通过试验，硬度 $60^\circ \sim 70^\circ$ 胶筒组合在气体压差高于 15 MPa 时(即使温度较低)，上胶筒破坏。而在 10 MPa 及以下压差(温度 $80^\circ C$ 及以下)情况下，胶筒都未发生损坏，节流器密封良好。

四、井下节流参数设计软件研究

1. 井下节流参数设计软件研制

井下节流参数设计公式中变量较多，利用手工计算节流气嘴直径比较繁杂，且不易掌握参数变化规律及进行优化设计。为此，研究编制了井下节流参数优化设计软件。利用该软件，可以方便快捷地求得不同配产、不同压力、不同温度等条件下的气嘴直径，还可绘出直观的曲线图，便于分析压力变化对产量的影响，反过来可分析调整配产对进站压力的影响。为井下节流参数优化设计及气井合理工作制度的确定提供了方便。

在临界流状态下，产气量(Q_{max})不随节流嘴下游压力(p^2)变化，设计上可以采用简化模型，计算较为简单方便。而非临界流状态下，设计模型比较复杂，手工计算工作量大，因此，采用计算机软件辅助设计很有必要。

2. 施工参数优化

根据井下节流原理，节流器下入越深，其节流后在保持井口压力不变的情况下，井口温度越高，但同时井下工具承压、耐温的性能要求更高。为了延长井下节流工具的使用寿命，在保证气井正常节流降压生产条件下，通过控制下入深度，控制节流压差及温度，利用软件对理论计算公式和室内、现场试验结果进行拟合，确定节流器下入深度应当小于 2000 m，选择节流嘴直径时应当控制节流前后压差在 15 MPa 以内。

五、现场应用情况

截至目前，井下节流技术已在长庆气田现场应用 16 口井 20 余井次。

(1)井下节流与集气站内加热节流相比具有以下优点：①有效地降低了井口、集气管线压力，节约成本，提高了安全性。在下井下节流器前、后气井产量基本相同的条件下，节流前后油压下降明显，最高下降 14.8 MPa，最低下降 4.1 MPa，平均下降 10.8 MPa。在长庆苏里格气田，部分气井采用中压集气，采气管线承压在 6.4 MPa 以下，井口采用加热、节流降压工艺。2004 年 2 月在苏 39—14—2 井和苏 39—14—3 井下入井下节流器后，井口油压分别由下降了 12.4 MPa 和 13.7 MPa，井口不需节流、加热。下步准备将该工艺在苏里格气田进行推广，能够节省地面投资成本。②改变了水合物形成条件，减少了甲醇注入量。由井下节流前、后注醇情况分析可

看出,采用井下节流技术后,各试验井注醇量均有很大程度地减少,最高减少100%,最低减少41.6%。从实际情况看,陕57、陕42、G20—9和陕8井注醇量完全可以再减少,气温较高时甚至可以不注。据统计,陕57、陕8、陕7和陕34四口井一年可节约甲醇 2.8×10^5 L。③减少了管线堵塞次数和放空解堵损失。由井下节流试验前、后气井堵塞次数统计分析可看出,以上8口气井下井节流器后,堵塞次数大大减少,减少率最高100%,最低66.7%,保证了气井的稳定生产。④减轻了水套炉负荷,减少了燃气量。由井下节流试验前、后加热炉运行参数分析可以看出,进行井下节流后,各集气站加热炉燃气量均减少,最高减少99.7%,最低减少28.4%。

(2)优化施工参数,提高了井下节流工艺可靠性。苏39—14—2井在参数优化前,由于节流压差太大,且下入较深,温度高,对井下工具的长期工作不利,因此43 d后就失效;通过参数优化,将节流压差控制在12.1 MPa,同时控制下深,使节流器工作有效期大大增加。

六、结 论

(1)井下节流技术防止井筒水合物堵塞效果明

显,特别是对疑难井或边远井具有良好的推广应用价值。

(2)井下节流工艺技术优化设计及井下节流器改进完善,为井下节流技术的应用提供了技术保证;通过生产试验表明,井下节流器工作良好,节流参数设计合理,使用周期明显增长。

(3)该技术对井况要求比较严格,下节流器的井,特别是加注缓蚀剂时间不长的井,施工前应有一定的生产时间,以便冲掉油管壁堆积的脏物,利于节流器座封。

参 考 文 献

- 1 杨继盛.采气工艺基础.北京:石油工业出版社,1992
- 2 雷群.井下节流技术在长庆气田的应用.天然气工业,2003;23(1)
- 3 杨继盛,刘建仪.采气实用计算.北京:石油工业出版社,1994
- 4 杨川东主编.采气工程.北京:石油工业出版社,1997
- 5 刘鸿文.井下油嘴节流机理研究及应用.天然气工业,1990;10(5)

(收稿日期 2004-11-23 编辑 钟水清)