

井下油嘴在深层高压凝析气井中的研究与应用

甘振维

(中国石化 西北油田分公司, 新疆 轮台 841604)

摘要:气井在开采过程中易在井筒、节流处及地面集输管线内形成天然气水合物,堵塞气井的生产通道,影响气井的正常生产。井下油嘴将气井地面节流转移至井下节流,使天然气的节流、降压、膨胀和吸热过程发生在井筒内,防止天然气水合物的形成。通过分析水合物生成的影响因素,研究井下油嘴的合理下入深度和油嘴直径,形成了凝析气井下油嘴设计技术。并通过改进井下油嘴的密封材料和工具结构,提高了其稳定性和耐压差能力,克服了深层凝析气井含液量高、压差大的难题,并在凝析气田成功推广应用 6 井次,取得了良好的效果和经济效益。

关键词:凝析气井; 井下油嘴; 水合物; AT11-3 井

中图分类号: TE372 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2010)03-0104-05

西北油田分公司凝析气藏为中高含凝析油气藏,凝析油含量 251~574 g/m³,埋藏深 4 000~6 000 m,地层温度 98~143 °C,地层水矿化度 100~344 g/L,温度梯度约 1.7 °C/100m,原始地层压力 44~60 MPa,井口压力约 30 MPa。在凝析气井开采过程中,常常会出现因生成水合物冻堵而关井的情况。西北油田分公司有凝析气井 62 口,发生严重冻堵现象的有 21 口,给气井的生产管理带来一定难度。前期解决冻堵的主要方法是高压水套炉加热、井口及井口管线加保温层、井口回流伴热保温、二级节流和注醇扫线等,这些方法不管投入成本还是日常维护费用都很高,不能达到节能降耗及环保的要求。井下节流工艺则是将地面节流过程转移至井筒之中,既可利用地层热能对节流后的低温天然气进行加热,防止形成水合物堵塞生产通道,同时提高采气集输系统安全性,还可节省购买地面管式水套炉的费用,减小天然气消耗,降低生产运行成本。

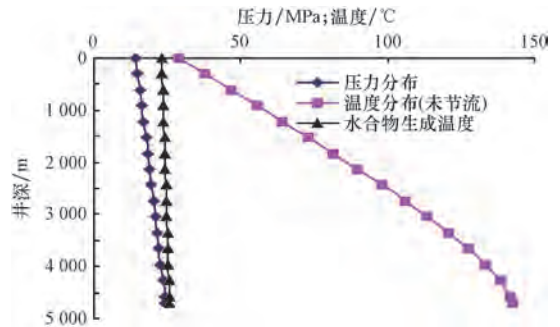


图 1 S3-1 区块压力对水合物生成温度的影响

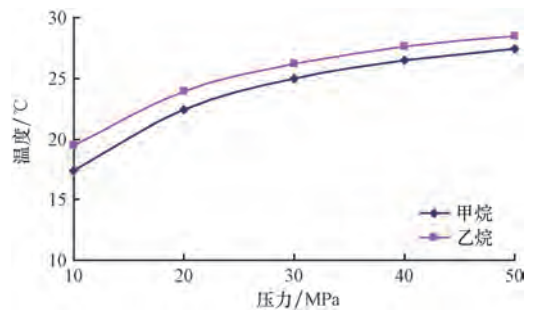


图 2 甲烷、乙烷压力对水合物生成温度的影响

1 气井水合物生成温度影响因素

1.1 压力对水合物生成温度的影响

图 1 为 S3-1 区块压力对凝析气生成水合物温度的影响曲线;图 2 为压力对甲烷、乙烷生成水合物温度的影响曲线。从图 1 和图 2 可以看出,无论是凝析气还是纯甲烷或乙烷,随着压力的增加,水合物生成的临界温度都会升高,但升高幅度逐渐变小。

1.2 气体组分对水合物生成温度的影响

图 3~6 为甲烷、乙烷、H₂S 及 CO₂ 含量对水合物生成温度的影响曲线。从图 3~6 可以看出:压力越高,气体组分对水合物生成温度的影响越小,反

收稿日期:2010-02-25;改回日期:2010-04-15

作者简介:甘振维(1965—),男,重庆人,1987年毕业于成都地质学院石油地质专业,高级工程师,副总经理,主要从事油气开采方面的科研与管理工作。系本刊编委。

联系方式:(0996)4689866, ganzw@thof.cn

之, 压力越低, 影响越大; 甲烷含量接近 100% 时, 不易形成水合物; 随 CO_2 和 H_2S 含量升高, 水合物生成温度升高, 但 H_2S 含量对水合物生成温度的影响大于 CO_2 。

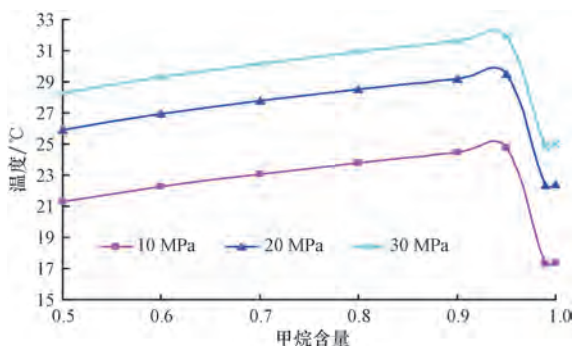


图 3 甲烷含量对水合物生成温度的影响

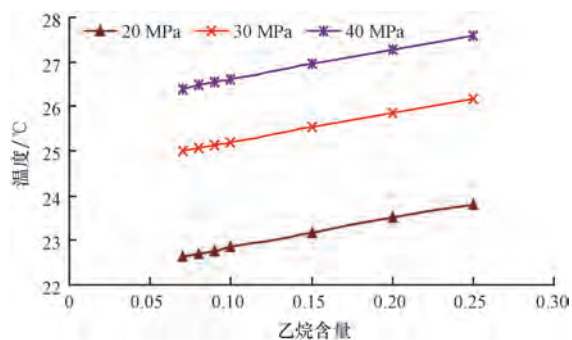


图 4 乙烷含量对水合物生成温度的影响

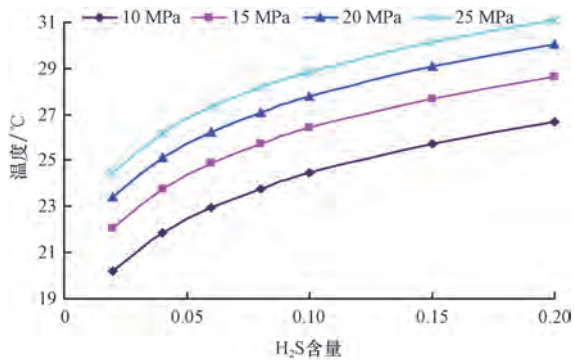


图 5 H_2S 含量对水合物生成温度的影响

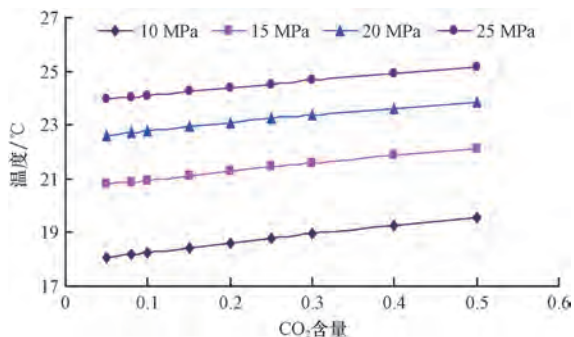


图 6 CO_2 含量对水合物生成温度的影响

1.3 矿化度对水合物生成温度的影响

图 7 为水的矿化度对水合物生成温度的影响曲线。从图 7 可看出, 随着水的矿化度的增大水合物的生成温度降低, 即高矿化度地层水可做水合物抑制剂, 现场曾采用提高水的矿化度来抑制水合物的生成, 并获得较好效果。但需要注意的是, 随着地层水矿化度的增大, 腐蚀速率会成倍增大。

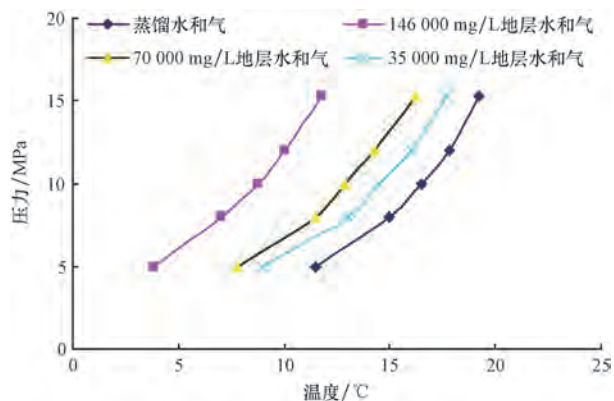


图 7 矿化度对水合物生成温度的影响

1.4 凝析油对水合物生成温度的影响

图 8 为凝析油对水合物生成温度的影响曲线。由图 8 可知, 凝析油的存在对水合物有一定的抑制作用, 可以使水合物生成温度稍有降低但影响不大。

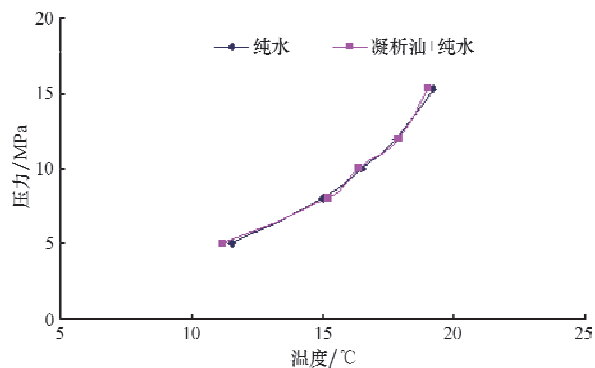


图 8 凝析油对水合物生成温度的影响

2 凝析气井井下油嘴设计

井下节流工艺设计的关键在于准确预测节流前的温度和压力、不同深度下的节流降温, 确保气井节流后的天然气温度高于水合物生成温度, 不会在井筒生成水合物而发生堵塞。

2.1 气井管流压力及温度预测模型

基于气井井筒中流体质量、动量和能量守恒方

程和井筒径向传热理论,井筒中流体压力、温度预测数学模型可以简化为^[1]:

$$\begin{cases} \frac{d\rho}{dz} = \frac{RZ_g \rho (q + g \sin \theta) + \frac{\rho f v |v|}{2d}}{v^2 - \frac{RZ_g}{M} \left(\frac{v^2}{c_p} + T \right)} \\ \frac{dv}{dz} = -\frac{v}{\rho} \frac{d\rho}{dz} \\ \frac{dp}{dz} = \rho g \sin \theta - \frac{fv |v|}{2d} + \frac{v^2}{\rho} \frac{d\rho}{dz} \\ \frac{dT}{dz} = \frac{q + \frac{v^2}{\rho} \frac{d\rho}{dz} + g \sin \theta + c_p C_{JT} \frac{dp}{dz}}{c_p} \end{cases} \quad (1)$$

式中: v 为流速,m/s; $|v|$ 为流速 v 的模; Z_g 为气体偏差系数; ρ 为流体密度, kg/m^3 ; θ 为油管与水平方向的夹角, $(^\circ)$; C_{JT} 为焦耳-汤姆逊系数, K/Pa ; c_p 为流体定压比热, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; f 为摩阻系数; d 为油管内径,m; T 为天然气温度,K; R 为气体常数, $R = 0.008\ 471\ \text{MPa} \cdot \text{m}^3/(\text{kmol} \cdot \text{K})$; M 为天然气分子质量, kg/mol 。

应用龙格库塔方法进行求解,以井底为节点,向上求解。从而预测在不同井深各节点流动气体的压力、温度、流速和密度。当气流经过井下节流油嘴,压力降低时,温度会发生急剧降低。

2.2 节流温降模型

天然气通过井下节流油嘴时,由于流速极快,与外界来不及进行热交换,因此,这一过程可视为等熵绝热膨胀过程。根据热力学第一定律,等熵过程能

量转换关系可表示为:

$$\left(h_1 + \frac{1}{2} V_1^2 + gz_1 + q \right) - \left(h_2 + \frac{1}{2} V_2^2 + gz_2 + W_s \right) = 0 \quad (2)$$

结合天然气的状态方程,天然气的等温焓差预测模型简化为^[2]:

$$\frac{h - h_0}{RT} = \frac{T}{2\sqrt{2}bRT} \frac{\partial a}{\partial T} - a(T) \ln \frac{Z + 2.414B}{Z - 0.414B} + (Z - 1) \quad (3)$$

式中: h_1 、 h_2 为节流前后气体的比焓, J/kg ; z_1 、 z_2 为流前后气体的位置,m; v_1 、 v_2 为节流前后气体的流速,m/s; q 为气体与周围环境的热交换, J/kg ; W_s 为气体所做的轴功, J/kg 。

2.3 水合物生成条件预测

根据统计热力学原理,不同组分的天然气在不同压力条件下水合物的生成温度不同,当 $p \leq 6.865\ \text{MPa}$ 时水合物生成条件满足式(4),当 $p > 6.865\ \text{MPa}$ 时水合物生成条件满足式(5)^[3]。

$$3.517\ 05 - 0.014\ 360\ 65T = 0.270\ 9 \lg(1 - \sum \theta_{i1}) + 0.135\ 4(1 - \sum \theta_{z1}) \quad (4)$$

$$8.975\ 11 - 0.033\ 039\ 65T = 0.270\ 9 \lg(1 - \sum \theta_{i2}) + 0.135\ 4(1 - \sum \theta_{z2}) \quad (5)$$

因此水合物生成模型可以采用牛顿迭代法进行求解,其迭代格式为:

$$T_{n+1} = T_n - \frac{F(T_n)}{F'(T_n)} \quad (6)$$

表 1 热力学统计法常数系数

气体类型	条件	a	b	c	d	f
天然气	$p \leq 6.865\ \text{MPa}$	3.699 740	0.014 760 00	0.613 8	0.117 660 90	0.058 830 45
天然气	$p > 6.865\ \text{MPa}$	8.975 110	0.033 039 65	0	0.117 660 90	0.058 830 45
含 H ₂ S 的天然气		5.406 940	0.021 330 00	0	0.117 660 90	0.058 830 45

表 2 不同组分天然气的 Langmuir 系数

组分	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	N ₂	CO ₂	H ₂ S
A _{1i}	6.049 90	9.489 20	-43.670 00	-43.670 00	3.248 500	23.035 00	4.925 80
B _{1i}	0.028 44	0.040 58	0	0	0.026 220	0.090 37	0.009 34
A _{2i}	6.295 70	11.941 00	18.276 00	13.694 20	7.599 000	25.271 00	2.403 00
B _{2i}	0.028 45	0.041 80	0.046 13	0.027 73	0.024 475	0.097 81	0.006 33

2.4 合理油嘴的确定^[4]

当天然气流过井下节流油嘴时,可以近似视为气液两相流动。因此根据天然气流经过节流油嘴的

流动规律,其产量和节流存在如下关系:

$$d^2 = 0.332\ 5 \frac{Q_y}{1.75p} + 6.67 \times 10^{-3} \frac{Q_g}{p} \quad (7)$$

式中: Q_y 为日产液量, m^3/d ; Q_g 为日产气量,

$10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; d 为节流油嘴直径, mm; p 为油嘴上流压力, MPa。

2.5 井下节流器的最小下入深度^[5]

为了防止水合物生成, 节流后气流温度必须高于节流后压力条件下的水合物生成初始温度。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可用下式计算:

$$L_{\min} \geq M_0 [(t_b + 273) \beta_k^{Z(k-1)/k} - (t_o + 273)] \quad (8)$$

式中: L_{\min} 为节流器最小下入深度, m; M_0 为地温增率, $\text{m}/^\circ\text{C}$; t_b 为水合物生成温度, $^\circ\text{C}$; t_o 为地面平均温度, $^\circ\text{C}$; β_k 为临界压力比。

3 井下节流器的改进

针对凝析气井的特点, 及前期试验中发现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、高温及流体的冲蚀下易损坏等问题, 主要对井下节流器进行了以下三个方面的改进:

- 1) 设计了双卡瓦, 增加了其稳定性;
- 2) 采取金属环支撑, 并选用优质橡胶材料, 使其密封性和耐压性得到保证;
- 3) 优化了油嘴位置, 增大了油嘴与胶皮的间距。

与单卡瓦式井下节流器相比, 双卡瓦式井下节流器密封性能更加可靠, 稳定性更高, 工作寿命更长, 改进后的井下节流器性能参数为: 总长 840 mm, 最大外径 58 mm, 耐压 30 MPa, 耐温 120°C 。

表 3 节流前后各项参数对比

油嘴直径/mm	油嘴下深/m	油压/MPa	井口温度/ $^\circ\text{C}$	日产液/t	日产油/t	日产气/ m^3	冻堵情况
2.5	0	28.2	9	10.9	10.9	20 978	1 次/d
2.4	2 216	8.5	13	10.9	10.9	20 978	无

从表 3 可以看出, 安装井下油嘴后平均日产液、油、气与前期基本一致, 说明井下油嘴设计合理; 安装井下油嘴后油压由 28.2 MPa 降至 8.5 MPa, 节流压降高达 19.7 MPa, 井口温度保持在 13°C , 成功解决了该井在井口节流生成水合物冻堵的问题。

4.2 推广应用效果及经济效益

4.2.1 推广应用效果

在前期成功试验的基础上, 又在 5 口井进行了推广应用, 均取得了良好效果, 成功解决了冻堵问题, 达到了预期效果, 具体数据见表 4。

4 现场应用

4.1 双卡瓦井下节流器在 AT11-3 井的应用

4.1.1 AT11-3 井下节流设计

1) 井下气嘴直径及最小下入深度设计 为避免采取井下节流时井筒节流处生成的水合物发生堵塞, 利用式(8)计算出 AT11-3 井井下气嘴最小下入深度应大于 2 078 m。利用 Wellflow 软件对不同直径井下油嘴进行敏感性分析, 并综合考虑气井携液能力和控制生产压差, 防止底水快速锥进两个方面, 该井采用 2.4 mm 气嘴可以满足生产要求。

2) 井下气嘴下入深度的设计 通过对不同下入深度的井下节流器进行压力、温度两方面的模拟预测, 并综合考虑井筒安全和不生成水合物堵塞的要求, 最终确定 AT11-3 井井下节流器下入深度为 2 200 m。

4.1.2 应用效果

AT11-3 井前期采取井口 2.5 mm 油嘴节流方式生产, 油压 28.2 MPa, 套压 17.6 MPa, 节流前温度 9°C , 采用地面二级节流、高压水套炉加热及回油伴热三种工艺来防止井口冻堵, 但还是 1~2 d 就出现一次冻堵。为有效解决冻堵问题, 2009 年 10 月 27 日该井使用井下节流器, 下入 $\phi 58.0$ mm 的井下油嘴套(内装 2.4 mm 油嘴), 节流器坐封于井深 2 216 m 处。安装前后的情况对比见表 3。

4.2.2 经济效益

1) 增加了开井时间 前期频繁的冻堵情况严重制约了气井的正常生产, 减少了气井的生产时间。在下入井下油嘴后, 降低了井口油压, 破坏了水合物生成条件, 不再发生像前期因水合物 1 天冻堵 2 次而关井的现象, 保证了气井正常生产。

2) 提高了气井产液量 井下节流技术可以使液体经过油嘴后有雾化效果, 增强了气井携液能力, 减少了井底积液, 增加了气井的产能。

3) 节约了运行成本 冻堵井采取井口保温、水套炉加热后节流和井口回油加热等措施, 在冻堵严重的区块 24 h 都需要有工人在井场看守, 既增加了

表4 井下油嘴推广应用效果

应用井	条件	油嘴/mm	油压/MPa	井口温度/℃	日产液/t	日产油/t	日产气/m ³	冻堵情况
S3-1井	节流前	4.0	13.7	25	5.0	5.0	19 548	1次/周
	节流后	4.0	4.8	24	6.2	6.1	26 109	无
AT11井	节流前	5.0	26.8	10	11.9	11.5	20 570	1次/d
	节流后	2.2	8.5	11	11.8	11.8	21 001	无
AT11-5H井	节流前	3.0	26.8	2	3.4	3.4	6 343	2次/d
	节流后	1.8	8.0	9	3.9	3.9	11 833	无
AT12井	节流前	3.0	20.8	7	20.9	20.9	27 024	2次/d
	节流后	2.4	9.0	6	19.2	19.2	24 642	无
YK13井	节流前	8.0	21.35	29	18.0	17.9	36 765	0.5次/d
	节流后	4.0	8.0	25	24.2	23.9	42 720	无

工人劳动强度又增加了运行成本。下入井下油嘴后,水套炉等加热设备已不再使用,工人也只需定时巡检,节约了运行成本,降低了人工费用。

4) 单井效益大幅提高 通过提高开井时间,可节约单井运行费用和能源消耗费用,采用井下节流后,单井年创效60万元以上。

5 结论和建议

1) 井下油嘴在深层高压凝析气井成功应用说明,井下油嘴能有效控制井口压力和温度,对于高压气井安全生产、降本增效及节能降耗有着重要意义,并且对同类凝析气藏开发具有良好的借鉴和推广应用价值。

2) 井下节流工艺参数设计模型综合考虑了基于井筒径向传热的井筒压力温度模型、节流和压降温降模型及水合物生成条件模型,能够优化油嘴下入深度和油嘴直径,设计参数与现场吻合度好。

3) 井下节流工艺对于降低井筒压力、提高井筒温度具有明显作用,能有效防止水合物生成,避免地面节流后管线和井口长期承受高压的弊端,可延长气井井口及地面设备的使用寿命,有利于气井的安全生产。

4) 改进的双卡瓦式井下节流器与单卡瓦式井下节流器相比,稳定性能更高,密封性更好,工作寿命更长。

参 考 文 献

- [1] 郭春秋,李颖川.气井压力温度预测综合数值模拟[J].石油学报,2001,22(3):100-104.
- [2] 李颖川,胡顺渠,郭春秋.天然气节流降温机理模型[J].天然气工业,2003,23(3):70-72.
- [3] 周兴付,杨功田,李春,等.基于耦合模型的高压气井井下节流工艺设计方法研究[J].海洋石油,2007,27(2):74-78.
- [4] 曾中强,王春生,谭刻明.井下节流技术应用[J].油气井测试,2007,16(增刊1):78-80.
- [5] 雷群.井下节流技术在长庆气田的应用[J].天然气工业,2003,23(1):81-83.

Research and Application of Down-Hole Choke in Deep High Pressure Condensate Reservoir

Gan Zhenwei

(Northwest Oilfield Branch Company, Sinopec, Luntai, Xinjiang, 841604, China)

Abstract: Gas hydrate is likely to form in wellbore, choke line and surface pipe line during production of gas well, which will block the production manifold and impact gas production. The down-hole choke moves surface choke to the bottom, therefore the process of choke, pressure reduction, expansion, and heat absorption are happened in the wellbore, and the creation of hydrate is prevented. By analyzing factors affecting hydrate creation, the reasonable setting depth and choke size were investigated. Its stability and pressure bearing are increased by improving seal material and structure. This type of choke was applied in 6 wells in condensing field and excellent economic benefits were made.

Key words: gas condensate well; downhole choke; hydrate; Well AT11-3