

# 苏里格气田井下节流综合预测

王荧光 裴红 刘文伟 郭振 裴巧卉

中国石油辽河工程有限公司

王荧光等. 苏里格气田井下节流综合预测. 天然气工业, 2010, 30(2): 97-101.

**摘要** 传统井下节流工艺通常采用图版法、简化模型或焓熵图图解法来求解节流降温过程, 这些算法都缺乏通用性和计算的连续性。为此, 应用 TACITE 稳态模型分别结合 Perkins 和 Fortunati 节流模型对苏里格气田井下节流过程的温度、压力变化进行模拟, 并采用 NETOPT 网络优化模型对井下节流器的内径进行预测优化, 同时采用多种模型对井下节流过程进行井下节流敏感性分析、天然气水合物抑制效果预测和流体临界状态判断。模拟结果与现场实测数据比较表明: 多种预测模型的综合运用可较好地对井下节流过程的压力、温度、节流器内径等节流参数进行预测模拟, 为该气田井下节流工艺提供了可靠的预测手段; 井下节流可较好地简化井口流程并改善井筒天然气水合物的形成条件; 马赫数临界判定方法对井下节流流体临界状态的判定要比理论临界压力比判定方法更严格、准确。

**关键词** 苏里格气田 井下节流 TACITE 稳态模型 Perkins 和 Fortunati 节流模型 NETOPT 网络优化模型 敏感性分析 临界状态

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2010.02.026

苏里格气田环境恶劣, 环境温度变化较大, 在天然气开采和运输过程中, 天然气中的某些组分与液态水易形成冰雪状的天然气水合物, 严重堵塞井筒、管线等设备, 从而影响天然气的开采、集输和处理的正常运转。常规防治天然气水合物的措施是应用水套炉加热或加入天然气水合物抑制剂等工艺。而井下节流工艺在实现井筒节流降压的同时, 充分利用地温对节流后的天然气加热, 使节流后天然气温度高于该压力下的天然气水合物形成温度, 达到了降低地面集输管线压力、取消地面加热设施、减少抑制剂用量, 提高气井携液能力及稳定气井生产能力的目的, 从而节省了地面建设的投资并降低了装置能耗。目前该工艺已在苏里格气田得到了成功应用, 具有较好的应用前景和推广价值<sup>[1]</sup>。

井下节流方法自 20 世纪 40 年代出现以来, Ros、Poettman、Ashford 等人先后建立了相关的节流计算模型, 但由于实际应用效果欠佳, 没有得到普遍应用。直到 20 世纪 80 年代, 井下节流工艺由于其优异的性能才重新引起世人的关注, 通常采用图版法、简化模型或焓熵图图解法来求解节流降温过程, 但这些算法缺乏通用性和计算的连续性<sup>[2]</sup>。因此研究和发展简洁有

效的天然气节流模型具有重要的实际意义。现采用 TACITE 稳态模型、Perkins 与 Fortunati 节流模型和 NETOPT 网络优化模型对苏里格气田苏 10 井区井下节流过程进行综合预测, 为井下节流分析和天然气水合物防治工艺提供有效的技术指导。

## 1 综合预测模型

### 1.1 压降计算模型

压降计算采用 TACITE 稳态编码。TACITE 主要应用之一是预测由流体流动边界条件发生变化所引起的液塞在瞬态两相流中的传播。TACITE 以漂移流动模型的数值分辨力为基础, 可适用于多相传输中的有关坡度、流动特性和流动形式的任何情况, 其精确的数值格式可以对混合物组成进行精确的追踪, 所以其对每一个组分都具有一个质量守恒方程, 还具有一个混合物能量守恒方程和一个混合物动量守恒方程<sup>[3]</sup>。该模型的准确性已得到 AGIP、TOTAL 和 ELF 的验证<sup>[4]</sup>。

### 1.2 井下节流模型

目前采用的节流降压经验关联模型有 GF (Gilbert、Ros、Baxendell、Achong) 模型<sup>[5]</sup>, 其主要应用于黑油系

统,而优于经验关联模型的机理模型由于对物理过程具有较好的解析能力而被普遍采用。该研究分别采用了适合气液两相组成流的 Fortunati 经验关联<sup>[6-7]</sup>与 Perkins 机理模型<sup>[8-9]</sup>对井下节流器性能进行研究。

### 1.3 NETOPT 优化模型

NETOPT 是基于非线性序列二次规划<sup>[10]</sup>(SQP)算法的油气网络生产操作优化计算模型。NETOPT 可以优化油气田生产操作的全方位战略。

NETOPT 模型终止计算标准为:

- 1)在连续迭代循环中目标函数相对误差小于 0.005(可自定义)。
- 2)在连续迭代循环中每一变量相对误差小于 0.0001(可自定义)。
- 3)达到定义的最大迭代次数(可自定义)。

### 1.4 井下节流临界状态判定模型<sup>[11]</sup>

工程上确定流体临界状态的理论判定模型:  $\eta = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} = 0.546$  ( $k$  绝热指数 = 1.4);  $\frac{p_{\text{节流器出口压力}}}{p_{\text{节流器入口压力}}} < 0.546$  为临界流;否则为亚临界流。

在实际临界状态时,临界压力比要小于理论值。因此,同时采用原始定义临界状态的马赫判定模型:

$Ma_{\text{马赫数}} = \frac{v_{\text{流速}}}{c_{\text{音速}}}$ ,若  $Ma > 1$  为临界流;否则为亚临界流。

## 2 井下节流综合预测

### 2.1 苏 10 井区天然气典型组成

苏里格气田属低孔隙度(8.95%)、低渗透率( $0.73 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、低产量( $1 \times 10^4 \sim 3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )、低丰度( $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、低含气饱和度(50%~60%)、低

压力(28 MPa)的“六低”气田,凝析油含量很低,为  $2.15 \sim 4.93 \text{ g}/\text{m}^3$ ,露点压力较低, $\text{CO}_2$  平均含量约 1.076%,不含  $\text{H}_2\text{S}$ ,相对密度为 0.568 7。其天然气组成见表 1。

表 1 苏里格气田天然气组成表

组分	摩尔分数	组分	摩尔分数
$\text{CH}_4$	0.923 90	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.003 40
$\text{C}_2 \text{H}_6$	0.044 48	$\text{C}_6^+$	0.000 80
$\text{C}_3 \text{H}_8$	0.008 83	$\text{CO}_2$	0.010 19
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.001 54	$\text{N}_2$	0.006 78
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.001 71	$\text{H}_2$	0.000 18
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.000 74	He	0.000 55

### 2.2 井下节流参数预测

通过将实测数据与计算数据比较(表 2)可以看到,井下节流可有效的降低井口压力<sup>[12]</sup>。采用 Perkins 和 Fortunati 节流器压降模型与 TACITE 稳态压降模型对井口压力和温度的预测结果与实测值相差不多,都可用于井下节流的计算。在采用 NETOPT 模型对节流器内径进行预测时,两种节流器模型对节流器内径的预测结果与实测值有较好的匹配,但 Perkins 模型对套管压力大于 14 MPa 的节流器内径大小预测的较好,Fortunati 对套管压力小于 12 MPa 的节流器内径大小预测的结果较理想。Rastoin 等<sup>[13]</sup>对通过节流器的多相流的大量数据进行研究比较得出 Perkins 模型是最好的节流模型。Perkins 模型充分考虑了通过节流器的混合速度的影响和节流现象的多元化计算,而不是当成简单的等熵过程。

表 2 井下节流计算与实测数据表

井号	投产日期	节流模型	井深/m	日产气量/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	节流器 深度/m	井口温度/℃			节流器内径/mm			套管压力/ 井口压力/MPa			
						实测	计算	偏差	实测	计算	偏差	MPa	实测	计算	偏差
苏 10-39-37	2006-09-29	Perkins	3 338	1.113 5	1 850	10.00	9.36	-0.64	2.2	2.02	-0.18	14.00	4.00	4.33	0.33
苏 10-39-55	2006-10-01	Perkins	3 294	1.324 3	1 739	10.00	10.50	0.50	2.0	2.16	0.16	16.20	4.50	4.13	-0.37
苏 10-34-30	2006-10-03	Perkins	3 345	1.111 4	1 500	11.00	10.80	-0.20	2.6	2.57	-0.03	15.00	6.00	6.12	0.12
苏 10-34-24	2006-10-03	Perkins	3 382	1.814 9	1 751	10.00	11.60	1.60	2.8	2.84	-0.04	15.00	4.00	3.90	-0.10
苏 10-44-29	2006-11-22	Perkins	3 278	0.715 0	1 800	12.00	13.52	1.50	2.2	2.41	0.21	10.00	4.00	3.68	-0.32
苏 10-45-23	2006-12-03	Perkins	3 346	0.869 1	1 750	12.00	12.14	0.14	2.3	2.44	0.14	12.00	4.80	4.42	-0.38
苏 10-39-37	2006-09-29	Fortunati	3 338	1.113 5	1 850	10.00	9.34	-0.66	2.2	2.06	-0.14	14.00	4.00	4.21	0.21
苏 10-39-55	2006-10-01	Fortunati	3 294	1.324 3	1 739	10.00	10.48	0.48	2.0	2.28	0.28	16.20	4.50	4.05	-0.45
苏 10-34-30	2006-10-03	Fortunati	3 345	1.111 4	1 500	11.00	9.40	-1.60	2.6	2.66	0.06	15.00	6.00	5.57	-0.03
苏 10-34-24	2006-10-03	Fortunati	3 382	1.814 9	1 751	10.00	11.60	1.60	2.8	2.92	0.12	15.00	4.00	3.72	-0.28
苏 10-44-29	2006-11-22	Fortunati	3 320	0.715 0	1 800	12.00	7.41	-4.59	2.2	2.20	0.00	10.00	4.00	3.49	-0.51
苏 10-45-23	2006-12-03	Fortunati	3 200	0.869 1	1 750	12.00	12.09	0.09	2.3	2.29	-0.01	12.00	4.80	4.11	-0.69

注:井底温度 110.00 ℃,温度梯度 3.06 ℃/100 m;油管外径 73.00 mm,内径 62.00 mm;套管外径 139.70 mm,内径 121.36 mm

## 2.3 井下节流敏感性分析

图1是井口压力、流量、节流器内径敏感性分析图。由图1可知:流量增加时,节流器内径越大,井口压力的变化幅度越大;在井口压力不变的情况下,节流器内径越大,与其相对应的流量也最大;在节流器内径不变的条件下,流量越大,井口压力越低。此外,通过图1的敏感性分析可知随着井口压力的变化,通过节流器的流量也随着发生变化,可见通过节流器的流体流动状态处于亚临界流动状态。

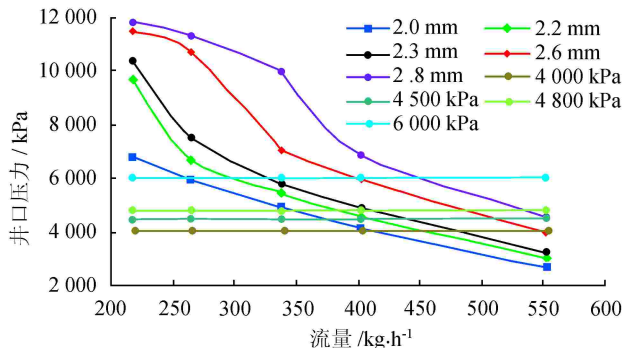


图1 井口压力、流量、节流器内径敏感性分析图

图2是井底压力、温度、节流器内径敏感性分析图,由图2可知:在节流器内径不变的条件下,随着井底压力的降低,井口压力降低,但井口温度却没有明显改变;在井底压力不变的条件下,随着节流器内径的减小,井口压力降低,但井口温度却没有较明显的降低。可见在井下节流条件下,井口的温度对流量、节流器内径大小和井底压力的变化并不十分敏感。同时,从图2还可以看到流体经过井下节流后压力陡然下降,节流后的流体由于与环境进行换热后温度有所回升,温度沿正常降温曲线进行变化。

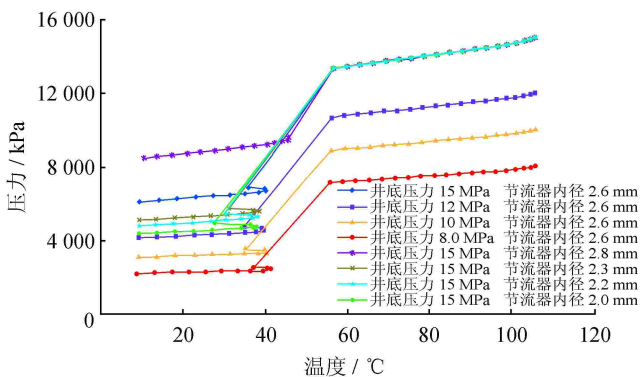


图2 井底压力、温度、节流器内径敏感性分析图

## 2.4 井下节流天然气水合物抑制效果

图3显示出了各井在井下节流与没有井下节流情

况下的温度及压力变化趋势,从图3可以看到,在没有采用井下节流工艺时,井下天然气水合物形成位置分别为:207 m(苏10-39-37)、153 m(苏10-39-55)、265 m(苏10-34-30)、122 m(苏10-34-24)、254 m(苏10-44-29)、200 m(苏10-45-25),井筒被天然气水合物冰堵的可能性很大,影响了正常的生产。而采用地面节流工艺会加剧管线内天然气水合物的形成,因此需要对地面管线采取注醇或井口加热等工艺来防治天然气水合物<sup>[14-15]</sup>,这样便会使工艺复杂化,并使工程投资相应增加。而采用井下节流工艺,由于节流后的流体与环境进行换热,其在井口处的温度与未采用井下节流工艺的流体在井口处的温度没有大的变化,而井口压力却有效地降低了,即降低了天然气水合物的形成温度,有效改善了井下和地面管线中天然气水合物的形成条件,简化了井口工艺,降低了投资,保证了生产的正常进行。

## 2.5 井下节流临界状态的判定

流体流经节流器的运动属于节流流动。节流过程使压力能转变为动能,以使流速增加,温度下降。但当节流器上下游压力之比达到某一值时,流体穿越节流器的流速将接近于声速,这时下游压力的变化将不会改变介质的流速,其仍保持声速流动,这就是所谓的临界流动状态,此时井下节流具有减缓井下压力激动、减缓井下出砂等功能。目前判别井下节流临界状态的方法有采用理论临界压力比与马赫数临界判定方法。表3为6口井井下节流临界状态判定表,通过比较可知,采用理论临界压力比方法判定各井下节流均处于临界流动状态,而采用马赫数临界判定方法却得出了流体处于亚临界状态的结论,该结论与前面灵敏性分析得到的结果一致。可见马赫数临界判定方法对井下节流临界状态的判定比理论临界压力比判定方法要准确、严格。

## 3 苏10井区井下节流工艺

苏里格气田苏10井区合作区的面积为542 km<sup>2</sup>,含气面积为358 km<sup>2</sup>,探明储量1 066.88×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,年产天然气10×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,建井766口,稳产10 a。该井区采用井下节流工艺,使井口井流物压力降低,井流物温度高于天然气水合物形成温度,单井气体经过井口计量后通过采气管线与其他单井来气汇合输往集气阀组,再通过集气干线输往集气增压站。井口不设置加热炉和节流阀,采气管道也不保温,大大简化了井口工艺,利于工人操作与管理。对于本工程,仅取消管道保温一项就比井口加热方案节省投资4 346万元,井口每年节省燃料气消耗量651.6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,节省费用

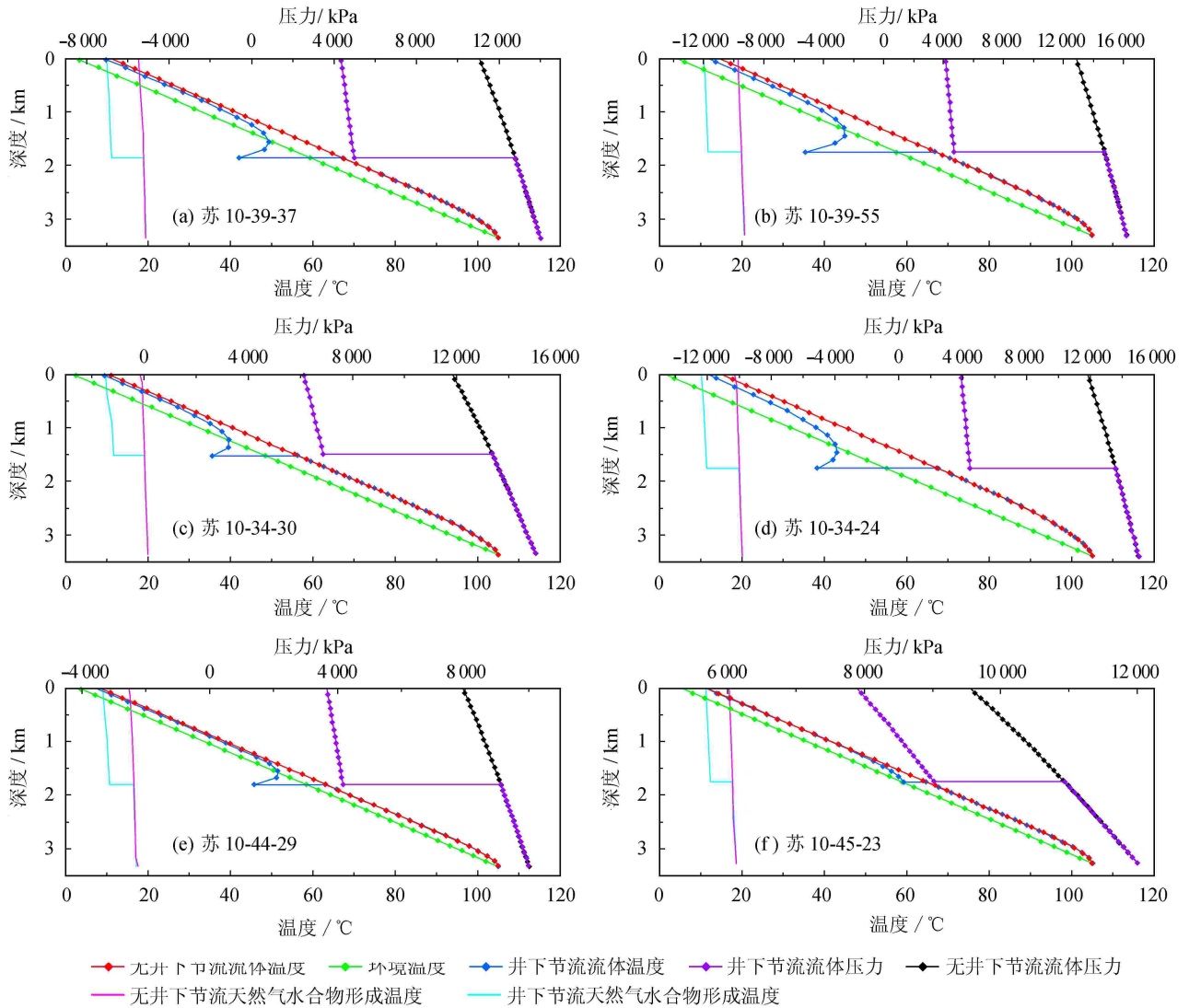


图 3 井筒天然气水合物形成趋势图

表 3 井下节流临界状态判定表

井号	$p_{\text{节流器出口}} / \text{kPa}$	$p_{\text{节流器入口}} / \text{kPa}$	$v_{\text{流速}} / \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$	$c_{\text{音速}} / \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$	理论值	马赫数判定	临界状态判定	
							理论	马赫数
苏 10-39-37	4 961.60	12 779.77	0.897	444.489	0.388	0.002 0	临界流	亚临界流
苏 10-39-55	4 696.13	14 726.63	1.105	439.943	0.319	0.002 5	临界流	亚临界流
苏 10-34-30	6 870.01	13 359.36	0.608	430.651	0.514	0.001 4	临界流	亚临界流
苏 10-34-24	4 444.46	13 572.34	1.610	441.313	0.327	0.003 6	临界流	亚临界流
苏 10-44-29	4 169.63	9 110.94	0.713	453.767	0.458	0.001 6	临界流	亚临界流
苏 10-45-23	5 002.58	10 936.99	0.711	447.692	0.457	0.001 6	临界流	亚临界流

521.28 万元,同时取消了甲醇注入,节能降耗,使单井投资降到了 90 万元以下,对降低地面投资有十分积极的作用,同时满足了集输要求。

## 4 结论

1) TACITE 稳态模型分别与 Perkins、Fortunati

两种节流模型结合可对井下节流过程进行较好的模拟。采用 Perkins 节流模型经 NETOPT 优化得到的节流器内径在高井低压力情况下优于 Fortunati 节流模型。TACITE 稳态、NETOPT 优化模型和 Perkins 与 Fortunati 两种节流模型相结合,可有效地对井下节流过程进行模拟。

2)通过对井下节流过程的灵敏度分析,得出了井底压力、井口压力、温度、流量和节流器内径的相互影响规律。为苏里格井下节流过程分析提供了依据。

3)经过井下节流可有效抑制井筒内天然气水合物的形成,而未采用节流工艺的各井均在井筒内不同深度有天然气水合物的形成,为天然气水合物的防治提供了必要的理论依据。

4)通过对井下节流过程临界状态的判定发现采用马赫数对流体临界状态的判定要比理论判定方法要准确、严格。

5)通过井下节流,可大幅度降低苏10井区地面建设的投资与生产成本。

### 参 考 文 献

- [1] 王宇,余朝毅.形成水合物的新方法[J].石油科技论坛,2006(1):46-48.
- [2] KLAPP J, L DI G, SIGALOTT, et al. Two-dimensional treesph simulations of choked flow systems[J]. REVISTA MEXICANA DE FISICA, 2005, 51(6):563-573.
- [3] PAUCHON C, DHULESIA H, LOPEZ D, et al. TACITE: a comprehensive mechanistic model for two-phase flow[C]// Presented at the 6th BHRG Multiphase International Conference. Cannes: [s. n.], 1993.
- [4] DURET E, LEBRETON E, HEINTZ E, et al. Pipeline bundles model implemented into a multiphase flow model[C]// SPE 62948. Texas: SPE, 2000.
- [5] 王荧光.苏里格气田集输管线清管过程瞬态模拟[J].天然气工业, 2009, 29(11):134-136.
- [6] DHAHRAN, SAUDI, ARABIA. A new correlation for two-phase flow through chokes[D]. [S. l.]: King Fahd University of Petroleum and Minerals, 1992.
- [7] FORTUNATI. Two-phase flow through wellhead chokes[C]// SPE 3742. Amsterdam: SPE, 1972.
- [8] YULA TANG. Transient dynamic characteristics of gas-lift unloading[D]. [S. l.]: The University of Tulsa, 1998.
- [9] PERKINS, THOMAS K. Critical and subcritical flow of multiphase mixtures through chokes [C]// SPE 20633. New Orleans: SPE, 1990.
- [10] 刘丙状.最优化问题的 Lagrangian 对偶理论与 SQP 算法[D].曲阜:曲阜师范大学运筹与管理学院, 2005.
- [11] 蒋代君,陈次昌,钟孚勋,等.天然气井下节流临界状态的判别方法[J].天然气工业, 2006, 26(9):115-117.
- [12] 宋永臣,杨明军,刘瑜.天然气水合物生成与分解实验检测技术进展[J].天然气工业, 2008, 28(8):111-113.
- [13] RASTOIN. A review of multiphase flow through chokes [J]. Journal of Energy Resources Tech, 1997, 119(11): 1-10.
- [14] 毕曼,贾增强,吴红钦,等.天然气水合物抑制剂研究与应用进展[J].天然气工业, 2009, 29(12):75-78.
- [15] 周厚安,唐永帆,康志勤,等.动力学水合物抑制剂 GHI-1 在高含硫气田的应用[J].天然气工业, 2009, 29(6):107-109.

(修改回稿日期 2009-12-29 编辑 何明)