

◀ 油气开采 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.01.020

普光高含硫气井生产管柱合理管径优选

吴 晗¹, 吴晓东¹, 张庆生², 方 越¹, 赵宇新²

(1. 石油工程教育部重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 2. 中国石化中原油田分公司采油工程技术研究院, 河南濮阳 457001)

摘 要: 普光气田高含硫气井在生产过程中会出现硫沉积、冲蚀、积液和形成水合物等问题, 如果生产管柱管径合理可以延缓或避免出现这些问题。为此, 针对普光气田高含硫气井的生产特点, 以现有生产管柱优选方法为基础, 通过分析高含硫气井临界携硫颗粒流量、临界携液流量、冲蚀流量和井口水合物生成条件, 确定不同尺寸油管的合适产气量范围, 再结合气井配产和井筒压力损失, 优选出高含硫气井生产管柱的合理管径。利用该方法, 对普光气田的高含硫气井P井进行了计算分析, 结果表明, 在当前生产管柱管径下, P井产气量大于冲蚀流量, 井筒会发生冲蚀, 为保护生产管柱, 延长修井周期, 将该井的产气量调整到当前生产管柱管径的合适产气量范围内, 调整后该井生产稳定。采用该方法不但可以优选生产管柱管径, 而且可以在现有生产管柱情况下, 将产气量调整到当前生产管柱的合适产气量范围内。

关键词: 高含硫气井 生产管柱 临界流量 冲蚀流量

中图分类号: TE254 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2012)01-0098-05

Reasonable Diameter Selection of Production String for Puguang Gas Well with High H₂S

Wu Han¹, Wu Xiaodong¹, Zhang Qingsheng², Fang Yue¹, Zhao Yuxin²

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China; 2. Oil Production Engineering Technology Research Institute, Zhongyuan Oil-field Company, Sinopec, Puyang, Henan, 457001, China)

Abstract: In the production process of Puguang high-H₂S gas well, many problems may occur, such as wellbore sulfur deposition, erosion, liquid loading and hydrate formation. However, reasonable diameter of production string can postpone or avoid these problems. For this purpose, according to the production characteristics of high-H₂S gas well and based on the existing string selection method, proper gas production rate range of different tubing diameters was determined by analyzing the critical sulfur particle carrying flow rate, the critical liquid carrying flow rate, the erosion flow rate and wellhead hydrate formation condition. Then according to the production proration and wellbore pressure loss analysis, the reasonable diameter of production string was determined. Using this method, the production condition of high-H₂S Puguang Gas Well P was calculated and the results showed that the gas production rate exceeded the erosion rate under current production string diameter, wellbore erosion would occur. In order to protect production string and postpone workover period, the gas production rate of Well P was adjusted to reach gas rate range suitable for current tubing diameter. After the gas production rate adjustment, Well P produced stably, which indicated that this method could not only determine the reasonable diameter of production string, but also adjust gas production rate to suitable production range under current tubing diameter.

Key words: high-H₂S gas well; production string; critical flow rate; erosion flow rate

随着普光气田高含硫气井全面投产, 将面临井筒硫沉积、积液和形成水合物等生产问题。这些问题会影响气井稳定生产, 严重时气井可能停产停喷。但如果生产管柱的管径合理, 可以提高气流携液携硫颗粒的能力, 减少井筒压力损失和析出硫颗粒体积, 延长高含硫气井稳定生产周期, 实现普光气田的高效开发。目前, 生产管柱的优选方法都是针对普通气井

收稿日期: 2010-12-09; **改回日期:** 2011-12-26。

作者简介: 吴晗(1985—), 男, 湖北荆州人, 2006年毕业于长江大学石油工程专业, 2009年获中国石油大学(北京)油气田开发专业硕士学位, 在读博士研究生, 主要从事采油、采气工程理论与技术方面的研究。

联系方式: (010)89734338, wuhan20022003@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项子课题“高含硫气井生产系统节点分析”(编号: 2008ZX05017-003-03-03HZ)部分研究内容。

的,不能完全适用于高含硫气井。为此,笔者针对普光高含硫气井的生产特点,在现有生产管柱优选方法基础上,建立了高含硫气井生产管柱管径的优选方法。

1 高含硫气井管柱优选方法

目前,选择气井生产管柱合理管径时,一般考虑3个因素:一是减少油管压力损失,保证一定的井口压力,满足地面集输的要求;二是管柱携液能力较强;三是要求气体流速不能过大,以防止对管柱和井下工具产生冲蚀。与常规气井相比,高含硫气井具有特殊性,一方面,高含硫气藏在开采过程中存在硫颗粒析出现象^[1-2],加剧摩擦压降和压力损失,而且当气流不能携带硫颗粒时,硫颗粒会在井筒内沉积,影响气井生产;另一方面, H_2S 和 CO_2 含量较高,使生成水合物的温度升高,在采气过程中,井口更易形成水合物^[3]。因此,对于普光高含硫气井生产管柱优选,应从以下6个方面进行分析:1)对不同尺寸油管进行压力损失分析;2)对不同尺寸油管计算硫颗粒在井筒中的析出位置和析出体积;3)根据气-固两相流动理论,计算不同尺寸油管的临界携硫流量;4)利用Turner公式,分析不同尺寸油管对临界携液流量的影响;5)以API RP 14E推荐公式为基础,分析不同尺寸油管对冲蚀流量的影响;6)分析不同产气量和压力下井口形成水合物的规律。

1.1 井筒压力损失

对于气井井筒压力损失的计算,国内外学者进行了大量研究,结果表明,综合考虑质量、动量、能量守恒的温度压力耦合计算模型精度较高^[4-5]:

$$p_{out} = p_{in} - \left[C_1^2 C_2 (I_{out} - I_{in}) + \frac{C_2 g \Delta h \sin \theta}{2} \left(\frac{1}{I_{out}} + \frac{1}{I_{in}} \right) + \frac{f C_1^2 C_2 I}{2 d_{ti}} \frac{\Delta h}{2} (I_{in} + I_{out}) \right] \times 10^{-6} \quad (1)$$

$$t_{out} = t_{in} + \frac{1 - e^N (z_{in} - z_{out})}{N} \left\{ \frac{g \sin \theta}{c_p} + C_j \frac{dp}{dz} - \frac{v}{c_p} \frac{dv}{dz} + g \sin \theta + \frac{f v^2}{2 c_p d_{ti}} \right\} \quad (2)$$

式中: $C_1 = 5.00 \times 10^{-9} Q_{sc} / d_{ti}^2$; $C_2 = 3.484.48 \gamma$; $I = \frac{Zt}{p}$; $N = \frac{\pi d_{to} K_{to} \lambda_e}{c_p G_g [\lambda_e + f(t) d_{to} K_{to} / 2]}$; p_{out} 为计算段出口压力,MPa; p_{in} 为计算段入口压力,MPa; Q_{sc} 为标况

下的产气量, m^3/d ; d_{ti} 为油管内径,m; γ 为天然气相对密度; Z 为压缩因子; g 为重力加速度, m/s^2 ; f 为摩擦系数; d_{to} 为油管外径,m; t_{out} 为计算段出口温度, $^{\circ}C$; t_{in} 为计算段入口温度, $^{\circ}C$; z_{out} 为计算段出口深度,m; z_{in} 为计算段入口深度,m; K_{to} 为总传热系数, $J/(s \cdot m^2 \cdot ^{\circ}C)$; λ_e 为地层导热系数, $J/(s \cdot m^2 \cdot ^{\circ}C)$; c_p 为定压比热, $J/(kg \cdot ^{\circ}C)$; $f(t)$ 为瞬态传热函数; C_j 为焦耳汤姆逊系数; v 为气体速度, m/s ; G_g 为气体质量流量, kg/s ; θ 为井身轴线与水平面的夹角, $(^{\circ})$ 。

但式(1)和式(2)未考虑因天然气中 H_2S 和 CO_2 含量较高引起的物性计算偏差,因此,需要采用DPR结合WA校正法^[6]和LBC法^[7]修正高含硫天然气的压缩因子和黏度。

井筒析出硫颗粒的体积流量计算公式为:

$$Q_s = (C_{so} - C_{sl}) Q_g \times 10^{-3} \quad (3)$$

硫颗粒临界饱和和溶解度计算模型为^[8]:

$$C_{sl} = \rho_g^4 \exp \left[-\frac{4.666}{t} - 4.5711 \right] \quad (4)$$

式中: Q_s 为硫颗粒体积流量, m^3/d ; Q_g 为气相体积流量, m^3/d ; C_{so} 为在井筒温度压力下,硫颗粒的初始溶解度, g/m^3 ; C_{sl} 为在井筒温度压力下,硫颗粒的饱和溶解度, g/m^3 ; ρ_g 为气体密度, kg/m^3 ; t 为井筒温度, $^{\circ}C$ 。

1.2 临界携硫颗粒流量

高含硫气井不同于常规气井的一个重要方面在于元素硫溶解于天然气中,当元素硫的溶解度大于其在井筒某个位置对应压力温度下的临界溶解度时,便会从井筒中析出,若硫颗粒不能被气流携带出井筒,便会在井筒中悬浮或沉积,影响气井生产,依据气-固两相流动理论^[9],可得到气体携带硫颗粒临界流量计算模型:

$$v_p = \left[\frac{4 g d_s (\rho_s - \rho_g)}{3 C_d \rho_g} \right]^{0.5} \quad (5)$$

$$Q_p = 2.5064 \times 10^4 \frac{A p v_p}{Z t} \quad (6)$$

式中: v_p 为临界携硫颗粒流速, m/s ; Q_p 为高含硫气井临界携硫颗粒流量, $10^4 m^3/d$; d_s 为硫颗粒直径,m; ρ_s 为硫颗粒密度, kg/m^3 ; A 为油管截面积, m^2 ; p 为井底流压,MPa; Z 为井底条件下高含硫天然气压缩因子; C_d 为阻力系数。

1.3 冲蚀流量

当气井产气量大于冲蚀流量时,井筒析出的硫

颗粒会对管壁和井下工具产生冲蚀, API RP 14E 标准推荐的冲蚀速度经验公式为:

$$v_s = c\rho_m^{-0.5} \quad (7)$$

鉴于高含硫气井生产为连续过程, 取 $c=100$, 换算为 SI 单位制, 冲蚀流量表达式为:

$$Q_{cs} = 2.05 \times 10^6 \frac{Ap}{Zt\rho_m^{0.5}} \quad (8)$$

式中: ρ_m 为气固混合物密度, kg/m^3 ; Q_{cs} 为高含硫气井冲蚀流量, $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.4 临界携液流量

随着普光气田开发的不断深入, 气藏能量逐渐衰竭, 边底水向井底流动, 高含硫气井会面临产水的问题。只有产气量高于临界携液流量时, 气井才能正常携液生产, 否则, 井筒会积液, 对井底产生回压, 严重时导致气井停喷。目前, 常用 Turner 公式^[10]计算气井临界携液流量。

临界携液流速 v_{cr} 为:

$$v_{cr} = 5.48[\sigma(\rho_l - \rho_g)/\rho_g^2]^{0.25} \quad (9)$$

临界携液流量为:

$$Q_{cr} = 2.5 \times 10^4 Apv_{cr}/(Zt) \quad (10)$$

式中: Q_{cr} 为临界携液流量, $10^4 \text{m}^3/\text{d}$; σ 为气液表面张力, N/m ; ρ_l 为液体密度, kg/m^3 。

从式(10)可以看出, 气井临界携液流量与油管尺寸成正比关系, 因此, 确定合适生产油管管径可以使临界流量小于气井产量, 从而避免井筒积液。

1.5 水合物生成预测

普光气田为常压低温、高含 H_2S 、含 CO_2 的过成熟干气藏, 相对于常规气藏, 在采气过程中井口更容易形成水合物。目前, 预测水合物形成条件的方法较多, 统计热力学法应用较为广泛, 具体计算公式

详见文献[11]。可以利用统计热力学法计算出不同管径、不同井底流压、不同产气量下, 井口水合物的形成规律, 为生产管柱合理管径的优选提供依据。

1.6 生产管柱综合优选

通过上述 5 个方面的研究分析, 根据临界携疏流量、临界携液流量、冲蚀流量和井口水合物生成条件, 绘制出普光高含硫气井在不同内径油管的合适产气量范围, 再结合气井配产和井筒压力损失大小, 优选出合理的油管管径。

2 现场应用

普光气田 P 井完钻井深 5 938.00 m, 最大井斜角 20.58° , 地层温度 129°C , 油管下深 5 536.00 m, 油管外径 88.9 mm, 井下压力计下深 5 501.60 m。投产后, 该井产量约 $66 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 井底流压 50 MPa, 高含硫气体中固体硫颗粒在井筒中析出的位置和体积见表 1, 初始溶解度为 $0.5 \text{g}/\text{m}^3$ 。利用式(1)~(4), 计算出不同尺寸油管下井口压力与产气量的关系(见图 1)。从表 1 可以看出, 产气量增大, 井筒中析出硫颗粒的体积增大, 在相同产气量下, 硫颗粒在不同内径油管中的析出位置几乎相同, 但产气量小于 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 时, $\phi 114.3 \text{mm}$ 油管中析出硫颗粒的体积最小; 产气量大于 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 时, 选用 $\phi 88.9 \text{mm}$ 油管生产, 井筒中析出硫颗粒的体积最小。从图 1 可以看出, 产气量越大, 大尺寸油管的井口压力越高, 但产气量较小时, 大尺寸油管的井口压力与小尺寸油管的井口压力的差值变小。主要原因是产气量小时, 气体在大尺寸油管中流速慢, 固体硫颗粒容易出现滑脱。

表 1 不同尺寸油管下井筒析出硫颗粒的位置和体积

Table 1 Wellbore sulfur deposition position and volume under different tubing diameters

产气量/ ($10^4 \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	硫析出位置/m			析出硫的体积/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)		
	$\phi 114.3 \text{mm}$	$\phi 88.9 \text{mm}$	$\phi 73.0 \text{mm}$	$\phi 114.3 \text{mm}$	$\phi 88.9 \text{mm}$	$\phi 73.0 \text{mm}$
60	1 439.39	1 439.39	1 439.39	0.089 925	0.089 371	0.094 210
55	1 550.11	1 550.11	1 439.39	0.086 669	0.086 386	0.088 969
50	1 660.83	1 660.83	1 550.11	0.082 588	0.082 494	0.083 927
45	1 771.56	1 771.56	1 771.56	0.077 667	0.077 689	0.078 546
40	1 882.28	1 882.28	1 882.28	0.071 903	0.071 983	0.072 537
35	1 993.00	1 993.00	1 993.00	0.065 304	0.065 412	0.065 774
30	2 103.72	2 103.72	2 103.72	0.057 891	0.057 973	0.058 227
25	2 214.44	2 214.44	2 214.44	0.049 709	0.049 768	0.049 927
20	2 325.17	2 325.17	2 325.17	0.040 821	0.040 856	0.040 947
15	2 546.61	2 546.61	2 546.61	0.031 313	0.031 329	0.031 369

注: 井口为坐标原点, 竖直向下为正。

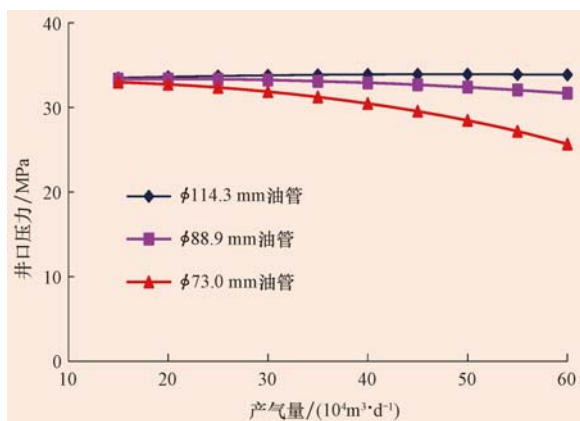


图1 不同尺寸油管下井口压力与产气量的关系曲线

Fig. 1 Relation curve between wellhead pressure and gas production rate under different tubing diameters

图2为利用式(6)计算得到的P井在不同尺寸油管下,临界携硫流量随井底流压的变化关系。从图2可以看出:临界携硫流量随井底流压的升高而增大;若油管尺寸一定,井底流压升高,气体将硫颗粒携带出井筒的能力增强;若井底流压一定,管径增大,临界携硫流量也相应增大。

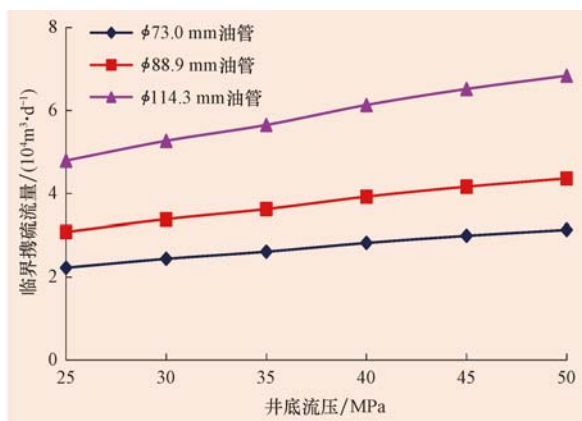


图2 不同尺寸油管下压力与临界携硫流量的关系

Fig. 2 Relationship between bottom-hole flow pressure and critical sulfur particle carrying flow rate under different tubing diameters

图3为P井在不同尺寸油管下冲蚀流量与井底流压的关系曲线。从图3可以看出:当井底流压一定时,管径越大,冲蚀流量越大,气井发生冲蚀的可能性越小;当管径一定时,随着井底流压的降低,冲蚀流量也相应减小。

图4为P井在不同尺寸油管下临界携液流量与井底流压的关系曲线。从图4可以看出:当油管管径不变时,临界携液流量随着井底流压的降低而增大;当井底流压不变时,油管尺寸越大,临界携液流量越大,表明大尺寸油管的携液能力较差。另外,文献[3]

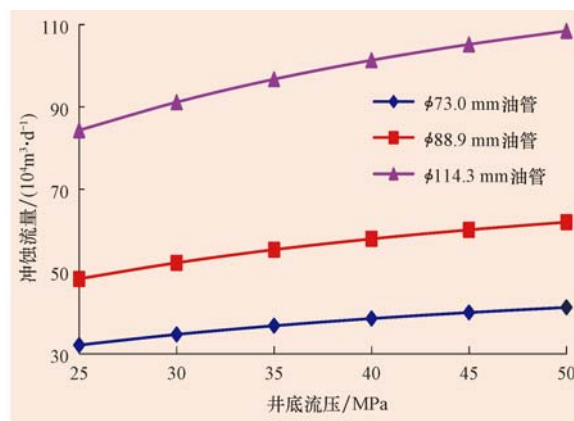


图3 不同尺寸油管下冲蚀流量与井底流压的关系曲线

Fig. 3 Relation curve between bottom-hole flow pressure and erosion rate under different tubing diameters

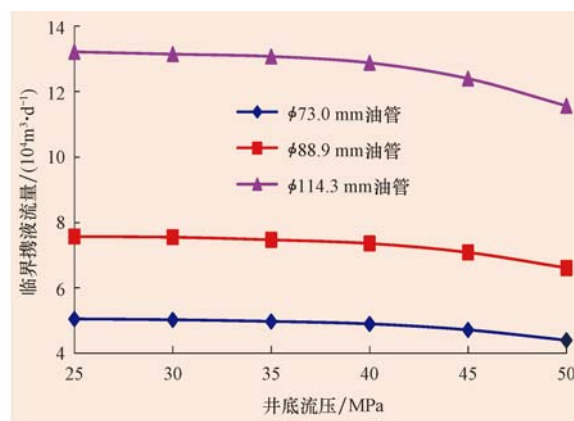


图4 不同尺寸油管下临界携液流量与井底流压的关系曲线

Fig. 4 Relation curve between bottom-hole flow pressure and critical liquid carrying flow rate under different tubing diameters

以普光2井为例,通过计算井底流压56.5~30.0 MPa,产气量 $(1\sim80)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 条件下,φ88.9 mm油管井口温度压力变化特征,总结出普光气田高含硫气井井口生成水合物规律,即,当产气量大于 $10\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 时,井口不会形成水合物;当产气量小于 $5\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 时,井口会形成水合物。

根据以上分析,可以绘制出P井φ88.9 mm油管合适产气量范围(小于冲蚀流量而大于井口生成水合物的区域),如图5所示。P井投产后产气量约 $66\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。由图5可知,该井的产气量高于冲蚀流量,井筒析出硫颗粒会对管壁产生冲蚀,为不影响气井生产,避免更换管柱,将该井产气量降至 $47\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,以符合φ88.9 mm油管的合适产气量范围。图6为P井调整后产气量和井底流压随时间变化的曲线。从图6可以看出,P井调整后生产情况比较稳定。

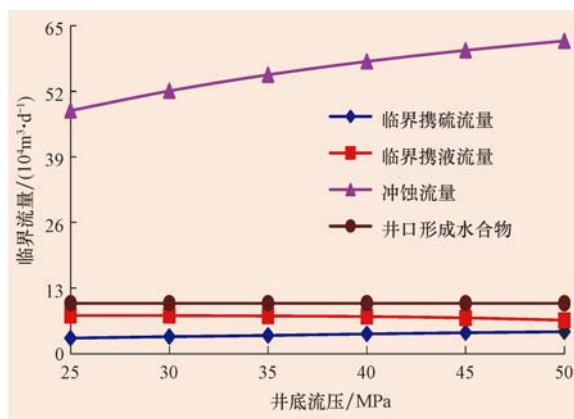


图5 P井φ88.9 mm油管合适产气量范围

Fig. 5 Reasonable gas production rate range of Well P under φ88.9 mm tubing



图6 调整后P井产气量和井下压力随时间的变化曲线

Fig. 6 Gas production rate and pressure variation with time after adjustment of Well P

3 结 论

1) 与常规气井相比,高含硫气井生产管柱合理内径优选还应考虑井筒析出硫颗粒体积、临界携疏流量及井口生成水合物的影响。

2) 依据临界携疏流量、临界携液流量、冲蚀流量和井口水合物生成条件,可以确定高含硫气井不同尺寸油管的合适产气量范围,再根据气井配产和井筒压力损失优选出合理的油管直径。

3) 为避免更换管柱影响气井生产,可以通过改变气井产量,以满足当前生产管柱的合适产气量要求。

参 考 文 献

References

[1] 付德奎,郭肖,杜志敏,等.高含硫裂缝性气藏储层伤害数学模型[J].石油学报,2010,31,(3):463-465.

Fu Dekui, Guo Xiao, Du Zhimin, et al. Mathematical model for formation damage of fractured gas reservoir with high-content H_2S [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(3): 463-465.

[2] 吴晓东,吴晗,韩国庆,等.考虑井筒疏析出的高含硫气井井筒温度、压力场计算新模型[J].天然气工业,2011,31(9):69-72.

Wu Xiaodong, Wu Han, Han Guoqing, et al. A new model for calculating wellbore temperature and pressure distribution of a high- H_2S gas well considering the influence of the sulfur release in wellbores[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(9): 69-72.

[3] 刘华,李相方,曾大乾,等.普光气田采气井口水合物预测与防止技术[J].天然气工业,2007,27(5):88-90.

Liu Hua, Li Xiangfang, Zeng Daqian, et al. Technologies of wellhead hydrate prediction and prevention for gas producers in Puguang Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(5): 88-90.

[4] 毛伟,梁政.气井井筒压力、温度耦合分析[J].天然气工业,1999,19(6):66-68.

Mao Wei, Liang Zheng. Coupling analysis of the pressure and temperature in gas well borehole[J]. Natural Gas Industry, 1999, 19(6): 66-69.

[5] 廖新维,冯积累.深层高压气藏井筒不稳态传热压力温度耦合计算方法[J].石油勘探与开发,2005,32(1):67-69.

Liao Xinwei, Feng Jilei. Pressure-temperature coupling calculation of transient wellbore heat transfer in deep geopressured gas reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1): 67-69.

[6] 郭肖,杜志敏,杨学锋,等.酸性气藏气体偏差系数计算模型[J].天然气工业,2008,28(4):89-92.

Guo Xiao, Du Zhimin, Yang Xuefeng, et al. A calculating model for gas deviation coefficient of sour gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(4): 89-92.

[7] 杨学锋,林永茂,黄时祯,等.酸性气藏气体粘度预测方法对比研究[J].特种油气藏,2005,12(5):42-45.

Yang Xuefeng, Lin Yongmao, Huang Shizhen, et al. Correlation of gas viscosity prediction methods for acidic gas reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2005, 12(5): 42-45.

[8] Roberts B E. The effect of sulfur deposition on gas well inflow performance[J]. SPE Reservoir Engineering, 1997, 12(2): 118-123.

[9] 孔珑.流体力学:Ⅱ[M].北京:高等教育出版社,2003:76-81.

Kong Long. Fluid mechanics: II [M]. Beijing: Higher Education Press, 2003: 76-81.

[10] 刘双全,吴晓东,吴革生,等.气井井筒携液临界流速和流量的动态分布研究[J].天然气工业,2007,27(2):104-106.

Liu Shuangquan, Wu Xiaodong, Wu Gesheng, et al. A study on dynamic distribution of the liquid-carrying critical velocities and flow rates along the wellbore of gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(2): 104-105.

[11] 喻西崇,赵金洲,郭建春.天然气水合物生成条件预测模型的比较[J].油气储运,2002,21(1):20-24.

Yu Xichong, Zhao Jinzhou, Guo Jianchun. The prediction model comparison of gas hydrate formation condition[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2002, 21(1): 20-24.