

文章编号: 0253-2697(2010)01-0152-05

# 套管放气井环空流动与电泵井合理沉没度计算方法

关成尧<sup>1</sup> 赵国春<sup>1</sup> 张翼翼<sup>2</sup> 陶军<sup>3</sup> 朱丽莉<sup>4</sup>

(1. 中国地质大学地质过程与矿产资源国家重点实验室 北京 100083; 2. 中国地质大学地球科学与资源学院 北京 100083;  
3. 中国石油勘探开发研究院中亚俄罗斯研究部 北京 100083; 4. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院 黑龙江大庆 163712)

**摘要:** 在套管放气状态下,环空中液体相处于停滞状态,液相和油套管之间不存在相对滑动,受油套管粗糙度影响的雷诺数失去原有的意义,不能直接应用石油工业中常用的多相流计算方法。针对国内电泵井高含气和套管需要定压放气的生产特征,对套管定压放气井油套环空多相流动的特征进行了探讨。以泰勒气泡在黏滞流体中的上升流速作为主要依据,建立了不同油黏度下套管环空放气流动的截面含气率和压降计算模型,并提出了不同黏度、不同气油比的套管定压放气井环空流动计算及套管压力分布的多相流模型,该模型主要适用于泡流和段塞流。在此基础上,将入泵流体截面含气率10%作为判据,提出了套管环空放气电泵井沉没度设计模型,并将该模型应用于国内油田不同类型油井40口,检测结果合理。

**关键词:** 套管放气井;环空流体流动;套管压力分布;多相流模型;电泵;沉没度;设计模型

中图分类号: TE82

文献标识码: A

## Calculation method of multi-phase flow and optimization submergence depth of electric pump in casing annulus gas-venting wells

GUAN Chengyao<sup>1</sup> ZHAO Guochun<sup>1</sup> ZHANG Yiyi<sup>2</sup> TAO Jun<sup>3</sup> ZHU Lili<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Geological Processes and Mineral Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. School of Earth Sciences and Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 3. Central Asian & Russia Department, PetroChina Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China; 4. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Daqing Oilfield Company Limited, Daqing 163712, China)

**Abstract:** There is no slip of viscosity liquids in casing and tubing under the condition of gas flowing out of casing head in gas-venting wells. The multi-phase flow models associated with Reynolds Number and roughness used in the petroleum industry usually lose their applicability. Based on the characteristics of casing annulus gas-venting wells, the particularity of multi-phase flow in the condition that the casing-head gas flows through a nearly stagnant liquid was investigated. Based on the theory of Taylor bubble, a model to calculate void fraction and pressure gradient in various viscosity liquids was developed. This model is applicable to bubbly flow and slug flow. The produced gas-liquid ratio of 10% at corresponding pump inlet was taken as a criterion to calculate and optimize the submergence depth of electric pump in the casing annulus of gas-venting wells. The application of this model to 40 various wells proved its reliability.

**Key words:** casing annulus gas-venting well; fluid flow in annulus; casing pressure distribution; multi-phase flow model; electric submersible pump(ESP); submergence depth; design model

长期以来,高含气电泵井的合理沉没度问题一直是油田在电泵井优化与节能方面所面临的主要问题,而套管定压放气是多数高含气电泵井普遍采用的工艺。在国内各油田,一方面,因为高含气使电泵井的下泵深度不合理,从而导致系统效率低或者产能不能得以充分发挥;另一方面,为了保证电泵井的正常生产,促使高含气电泵井尽量下深,导致一部分井实际沉没度明显大于保证不发生气蚀的合理沉没度,因而造成大量不必要的设备投资。一直以来,油田对于高含气

井环空多相流计算和电泵井合理沉没度的确定都没有形成一套较完备的理论指导工具。

### 1 建立井筒流动模型

高含气电泵井合理沉没度的确定之所以不准确,主要是由于高含气电泵井多采用套管放气方式。而在套管放气状态下,套管环空中的液体压力梯度难以估算。到目前为止,国内尚没有关于套管放气状态下套管环空中的液体压力梯度计算的理论探讨。

基金项目:国土资源部中国地质大调查项目(1212010611803)资助。

作者简介:关成尧,男,1976年4月生,1999年毕业于石油大学(华东)石油工程专业,现为中国地质大学(北京)地球科学与资源学院在读硕士研究生,主要从事采油工程专业计算和构造地质的研究工作。E-mail:gcywww@126.com

从多相流动的形式来看,要区分不同生产状态下环空流动规律的特殊性,可以将油井生产中油套环空的流动状态分为3种,即:套管非定压放气环空静止状态、环空自喷状态和套管定压放气环空流动状态。套管非定压放气环空静止状态是大多数油井所处的状态。在该状态下,套管环空中的液柱会发生油水分离,使环空中充满油柱,并且油柱不流动,也就没有气体流过;环空自喷状态液柱不发生油水分离,充满的是油水混合液柱,液柱流动有阻力,当气体流过时产生滑脱;套管定压放气环空流动状态是在稳定的套管定压放气生产条件下,环空中的液柱发生油水分离,充满的是油柱,因此液体相的密度按照油的密度  $\rho_o$  来计算,油柱被气体饱和,气泡在上升的过程中不会发生质量变化。套管定压放气井筒流动如图1所示。

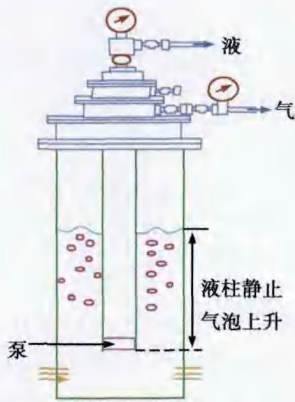


图1 套管环空放气流动示意图

Fig.1 Sketch map of multi-phase flow in casing annulus gas-venting wells

## 2 数学模型的建立

### 2.1 合理沉没度的确定

国内研究成果表明,根据电泵特征曲线的含气校正规律,当进泵气液比  $R_{pi}$  小于8%时,不会发生气蚀<sup>[1]</sup>。Tulase 大学的研究成果也表明<sup>[2]</sup>:在电泵的推荐排量范围内,入泵气体在泵入口压力  $p_{pi}$  下的体积分数如果大于10%,电泵特征曲线显示工作状态会加剧恶化,因为一般电泵要求在修正后的推荐排量范围内工作。将入泵气体在泵入口压力下的体积分数为10%时所对应的沉没度设定为临界沉没度(即环空中的截面含气率),依据套管环空多相流计算得到泵入口处的压力和截面含气率,可以求得泵入口处环空中的截面含气率为10%时对应的下泵深度。

### 2.2 套管放气井环空多相流

目前,关于环空管中的多相流流动规律已经有较多研究文献,对于复杂的环空螺旋流研究也有了一定

进展<sup>[3-4]</sup>,但是套管放气条件下的多相流动计算方法还缺少针对性的讨论和文献。

在套管放气条件下,由于环空中液体相处于滞止状态,液相和油套管之间不存在相对滑动,受油套管粗糙度影响的雷诺数失去原有的意义,因此,石油工业中常用的多相流计算方法不能直接应用。假设油套环空中的流动处于稳定平衡状态,在套管日产气流量一定的前提下,泰勒气泡的上升速度越快,截面含气率越低,因此对垂直环空管截面含气率预测模型为<sup>[5]</sup>

$$f = v_{sg} / (C_0 v_m + v_{\infty}) \quad (1)$$

式中:  $f$  为截面含气率;  $v_{sg}$  为气体表观流速, m/s;  $C_0$  为流动参数,与气泡浓度和截面速度分布有关;  $v_{\infty}$  为离散气泡在滞止液体中的最大上升速度, m/s;  $v_m$  为油套环空总流体的表观流速, m/s;

在套管定压放气井中,由于油套环空中的油柱静止不动,油套环空总流体的表观流速  $v_m$  等于气体表观流速  $v_{sg}$ , 所以,式(1)变为

$$f = v_{sg} / (C_0 v_{sg} + v_{\infty}) \quad (2)$$

离散气泡在滞止液体中的最大上升速度  $v_{\infty}$ , 采用 Aziz 的计算模型<sup>[6]</sup>, 即

$$v_{\infty} = C \sqrt{\frac{g D_h (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l}} \quad (3)$$

$$C = 0.345 [1 - \exp[-0.02q N_v]] \times [1 - \exp[(3.37 - N_e)/m]] \quad (4)$$

$$N_e = \frac{g D_h^3 (\rho_l - \rho_g)}{\sigma_l} \quad (5)$$

$$N_v = \frac{\sqrt{g D_h^3 (\rho_l - \rho_g)}}{\mu_l} \quad (6)$$

式中:  $\rho_l$  为液相的密度, kg/m<sup>3</sup>, 在套管放气井中等于原油密度  $\rho_o$ ;  $\rho_g$  为气相的密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\mu_l$  为液相的黏度, mPa·s, 套管放气井中等于原油黏度  $\mu_o$ ;  $D_h$  为环空管的水力直径, m。

$m$  依据以下经验关系来选取:  $N_v \geq 250$  时,  $m=10$ ;  $18 < N_v < 250$  时,  $m=69 N_v^{-0.35}$ ;  $N_v \leq 18$  时,  $m=25$ 。

Aziz 的离散气泡在滞止液体中的最大上升速度计算模型的优势在于考虑了黏度对气泡上升速度的制约。对于环空管, 笔者建议应用环空管的水力直径  $D_h$ , 其值为套管内径与油管外径的差。

对于滞止液体中气泡上升流动的截面含气率计算问题, Aziz 应用因次分析方法提出了如下流动参数  $C_0$  计算模型<sup>[6]</sup>

$$C_0 = a v_{sg} + b + \exp(c v_{sg} + d) \quad (7)$$

式中:  $a, b, c, d$  为系数, 无因次。

H. An 依据应用不同黏度流体实验数据对 Aziz 的流动参数  $C_0$  计算模型进行拟合, 提供了适用于不同黏度流体的流动参数  $C_0$  [7]:

$$C_0 = A_1 v_{sg} + A_2 \ln\left(\frac{\rho_l}{\rho_g}\right) + A_3 \mu' + A_4 + \exp\left[A_5 v_{sg} + A_6 \ln\left(\frac{\rho_l}{\rho_g}\right) + A_7 \mu' + A_8\right] \quad (8)$$

其中,

$$\mu' = \frac{\mu_1}{\mu_w} \quad (9)$$

式中:  $\mu_w$  为水的黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $A_1 = -0.0246$ ,  $A_2 = 0.1654$ ,  $A_3 = 0.001$ ,  $A_4 = 0.399$ ,  $A_5 = -0.6757$ ,  $A_6 = 1.6407$ ,  $A_7 = 0.0036$ ,  $A_8 = -9.4357$ 。

以上截面含气率的计算模型适用于泡状流和段塞流, 而对于过渡流、环空流和雾状流的适应性有待进一步研究。综合考虑几种最小转换界限  $v_{sg}$  [5,8], 泡状流和段塞流的最小转换界限为  $0.06175 \text{ m/s}$ , 段塞流和过渡流的最小转换界限为  $0.8839 \text{ m/s}$ , 分别对应于  $2 \text{ MPa}$  套管放气压力下  $\phi 139.7 \text{ mm}$  套管、 $\phi 88.9 \text{ mm}$  油管下的套管日放气量约为  $550 \text{ m}^3/\text{d}$  和  $7600 \text{ m}^3/\text{d}$ 。环空气体流速小于  $0.8839 \text{ m/s}$  可以作为模型的适用条件, 据此结合具体的油套管组合计算模型, 考虑适用的放气量范围。应该说, 该模型对于套管平均产气量在  $7600 \text{ m}^3/\text{d}$  以下的油井都是能够适用的。而套管产气量为  $7600 \text{ m}^3/\text{d}$  的油井, 如果套管放气压力较高, 也是适用的。

### 2.3 环空压降计算

一般多相流计算模型中的压降计算模型均包括摩擦压差、重位压差和加速压差 3 部分 [8], 而套管放气井的环空压差计算与普通环空多相流的计算不同。在套管放气井的环空中液体不流动, 没有流体流动与油管壁的摩擦, 即没有摩擦压差。由于滞止液体不流动, 不存在液相加速压差, 而且气体的密度相对于液体可以忽略, 气体流动的动能项也可以忽略, 因此, 气体相加速压差可以忽略不计。所以, 套管放气井的环空压降计算模型中只需要计算重位压差, 在稳定的套管放气状态下, 油套环空中油水分离, 油相充满整个环空, 因此压降计算中的液相密度由油密度决定。环空压降计算模型如下:

$$\Delta p_i = \rho_o (1 - f_i) \Delta H \quad (10)$$

式中:  $\Delta H$  为迭代步长,  $\text{m}$ ;  $\Delta p_i$  为不同计算单元段的压力增量,  $\text{MPa}$ ;  $f_i$  为不同迭代节点处的截面含气率。

不同沉没深度处的沉没压力  $p_{si}$  由套管压和沉没深度对应的沉没液柱产生的液柱压力相加得到, 即:

$$p_{si} = p_c + \sum_{i=1}^n \Delta p_i \quad (11)$$

式中:  $n = H_{si} / \Delta H$ ;  $p_c$  为套管压,  $\text{MPa}$ ;  $H_{si}$  为不同下泵深度处的沉没度,  $\text{m}$ ;  $p_{si}$  为某一沉没深度处对应的沉没压力,  $\text{MPa}$ 。

式(1)~式(11)为套管环空放气多相流动计算模型, 可以适用于不同的原油黏度, 是适用于任何井型的模型。如果已知进入到环空中气体的质量, 式(1)~式(11)可以形成封闭的多相流计算模型。

### 2.4 环空中自由气体积和表观流速

电泵井多采用井下气体分离装置, 泵入口处的自由气体质量和仍处于溶解状态的气体质量的比值是随着泵入口处的压力动态变化的。

#### 2.4.1 由套管日产气量确定气体表观流速

在套管日产气量已知的情况下, 套管日产气量和泵入口压力下的日气体流量质量相同, 不同压力下油套环空中气体表观流速  $v_{sg}$  为

$$v_{sg} = \frac{Q_{gs} \cdot \varepsilon}{86400(D^2 - d^2)} \quad (12)$$

$$\varepsilon = \frac{293 p_s}{Z_{pi} T_{pi} p_0} \quad (13)$$

式中:  $\varepsilon$  为地面标准状况和泵入口处压力下的气体体积之比;  $Q_{gs}$  为地面标准状况下套管日产气量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $p_s$  为沉没压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_0$  为地面标准大气压力,  $0.101325 \text{ MPa}$ ;  $T_{pi}$  为泵入口处的套管内液体温度,  $\text{K}$ , 可以用井筒传热模型计算, 也可以用泵入口处的地层温度代替;  $Z_{pi}$  为泵入口处天然气的偏差因子 [9-10], 无因次。

#### 2.4.2 由生产气油比或油藏溶解气油比确定气体表观流速

根据常用的 Standing 方法, 有

$$R_{si} = 2.277 \gamma_g \left( \frac{p_b}{10^\alpha} \right)^{1.204} \quad (14)$$

式中:  $R_{si}$  为不同压力下天然气在原油中的溶解气油比;  $\gamma_g$  为天然气的相对密度;  $p_b$  为油藏饱和压力,  $\text{MPa}$ ;  $\alpha$  为与原油 API 度和温度有关的系数。

在已知油藏溶解气油比或油井生产气油比的情况下, 地面标准状况下套管日产气量  $Q_{gs}$  为

$$Q_{gs} = \left( 1 - \frac{R_{si}}{R_s} \right) R_s Q_o \eta_s \quad (15)$$

式中:  $Q_o$  为日产油量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $R_s$  为油藏溶解气油比或油井生产气油比, 在套管不放气或套管气进入集油管线的生产条件下等于生产气油比;  $\eta_s$  为电泵井井下气体分离器的分离效率, 为  $0 \sim 1$  的小数。

在油田实际生产中,  $\gamma_g$  和  $\alpha$  难以得到准确数据, 当在  $p_{si} = p_b$ ,  $p_{si} = p_s$ , 则可以根据油田实际的  $p_b$  和  $p_s$  确定  $2.277\gamma_g \left(\frac{1}{10^\alpha}\right)^{1.204}$  中  $\gamma_g$  和  $\alpha$  的数值。因此, 由式(14)就可以计算出不同泵入口压力下的剩余溶解气油比, 进而获得不同泵入口压力下的自由气体的量。

### 3 软件流程设计

应用以上计算模型, 研发了计算电泵井不发生气蚀的临界沉没度的软件。在计算环空压降的模型中, 首先要确定进入油套环空中的气体质量。此时沉没压力为未知, 且不同的沉没压力下逸出并进入环空的自由气体量不同。进入油套环空中的气体质量与沉没压力耦合, 通过增加一层迭代可解决进入油套环空中的气体质量与沉没压力耦合问题。软件流程框图如图 2 所示, 图 2 中  $p_{sci}$  为沉没压力初始值,  $p_{sni}$  为应用截面含气率计算的泵入口处的沉没压力。

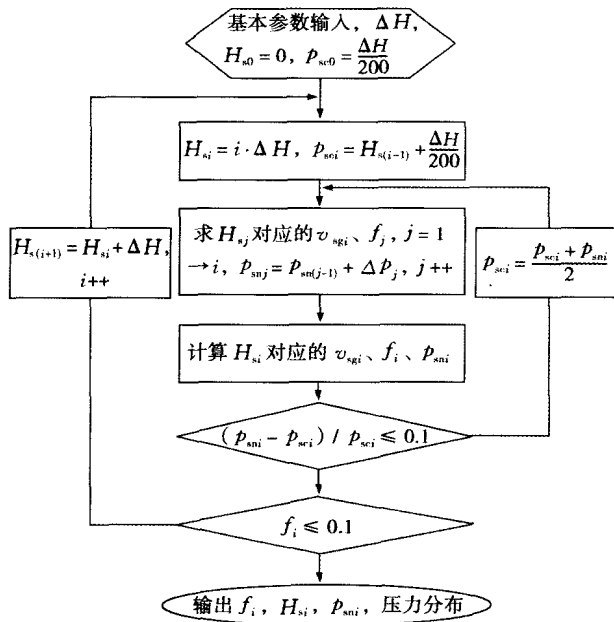


图 2 软件流程框图

Fig. 2 Flow chart of software

### 4 验证

应用本文成果软件, 计算并输出环空压力分布, 将计算得到的参考点压力与参考点实测压力对比 40 井次。在这 40 井次中考虑了不同的地面脱气原油黏度 (10 mPa·s~1 200 mPa·s)、不同的生产气油比 (30~600) 和不同的含水率 (5%~95%) 等情况。对比误差如图 3 所示, 说明所用的模型能够正确反映套管放气条件下环空中液柱压力分布, 由模型计算得到的泵入

口压力也是可靠的。

根据计算结果, 调整电泵井沉没度 14 口, 平均下泵深度减小 250 m, 调整后的电泵井未发现明显气蚀现象, 既保证了电泵井的正常生产, 又节约了电缆、油管等各项投资。

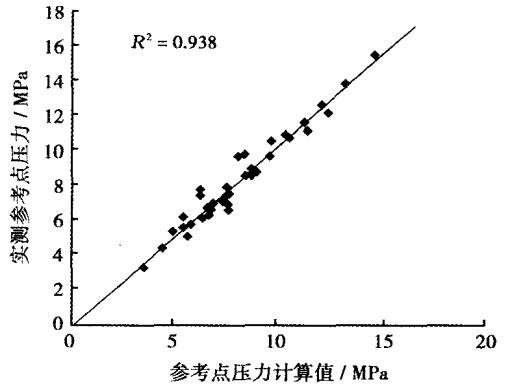


图 3 应用 40 井次的对比误差

Fig. 3 Statistical errors in 40 wells applications

### 5 结论

(1) 以泰勒气泡在黏滞流体中的上升流速作为主要依据, 建立了不同油黏度下套管环空放气流动的截面含气率计算模型、压降计算模型和适用于不同黏度、不同气油比套管定压放气井的环空流动计算及套管压力分布计算模型。

(2) 该模型主要适用于泡流和段塞流, 鉴于可能形成连续的上升气束, 因此对适用于过渡流、环空流和雾状流的环空放气(产气)多相流动模型还需进一步完善。

(3) 将入泵流体截面含气率 10% 作为判据, 形成了套管环空定压放气电泵井合理沉没度计算模型, 将该模型应用于国内油田 40 口井, 检测结果合理, 且该套管环空放气多相流动模型也适用于抽油机井等其他井型。

### 参 考 文 献

[1] 张琪. 采油工艺原理与设计[M]. 东营: 石油大学出版社, 2000: 188-189.  
Zhang Qi. Oil production technics theory and design[M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2000: 188-189.

[2] Sun D, Prado M. ESP model implementation and result analysis under gas/liquid flow conditions[R]. SPE 95620, 2005.

[3] 吴晓东, 吕彦平, 高士安, 等. 地面驱动螺杆泵井杆管环空螺旋流数值模拟[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 133-136.  
Wu Xiaodong, Lü Yanping, Gao Shi'an, et al. Numerical simulation of helical annular flow between pumping rod and tubing in surface-driven progressing cavity pump well[J]. Acta Petrolei

- Sinica, 2007, 28(2); 133-136.
- [4] 崔海清, 裴晓含, 蔡萌. 幂律流体在内管做行星运动的环空中流动的二次流[J]. 石油学报, 2007, 28(1): 134-138.  
Cui Haiqing, Pei Xiaohan, Cai Meng. Secondary flow of power-law fluid flow in annulus with inner cylinder executing a planetary motion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(1): 134-138.
- [5] 张军, 陈听宽, 金友煌. 环空管内气-液两相流研究进展[J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 1999, 14(6): 47-51.  
Zhang Jun, Chen Tingkuan, Jin Youhuang. Progress in the study of the gas-liquid two phase flow through an annulus[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 1999, 14(6): 47-51.
- [6] Aziz K, Govier G W, Fogarasi M. Pressure drop in wells producing oil and gas[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1972, 11(3): 38-48.
- [7] An H, Scott S L, Langlinais J P. Estimation bottomhole pressure in pumping oil wells; Effect of high-viscosity fluids and casing-head pressure[R]. SPE 63047, 2000.
- [8] 陈家琅. 石油气液两相管流[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989: 14-15.  
Chen Jialiang. Petroleum two-phase flow in pipes[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989: 14-15.
- [9] 冀光, 夏静, 罗凯, 等. 超高压气藏气体偏差因子的求取方法[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 734-737, 741.  
Ji Guang, Xia Jing, Luo Kai, et al. Determination of natural gas deviation factor of ultra-high pressured gas reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 734-737, 741.
- [10] Piper L D, McCain W D Jr, Corredor J H. Compressibility factors for naturally occurring petroleum gases[R]. SPE 26668, 1993.

(收稿日期 2009-03-28 改回日期 2009-11-20 编辑 仇学艳)

(上接第 151 页)

#### 参 考 文 献

- [1] 许亮斌, 陈国明. 考虑疲劳失效的海洋平台动态可靠性分析[J]. 石油学报, 2007, 28(3): 131-134.  
Xu Liangbin, Chen Guoming. Dynamic reliability analysis of offshore platform considering fatigue failure[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 131-134.
- [2] 许亮斌, 陈国明. 考虑检修的结构动态疲劳可靠性条件概率模型[J]. 中国海上油气, 2006, 18(4): 267-270.  
Xu Liangbin, Chen Guoming. Conditional probability model for dynamic fatigue reliability of offshore structures considering inspection and repair[J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18(4): 267-270.
- [3] 许亮斌, 陈国明. 考虑断裂与腐蚀失效的海洋平台动态可靠性研究[J]. 石油学报, 2009, 30(1): 132-135.  
Xu Liangbin, Chen Guoming. Evaluation method for dynamic reliability of offshore platform considering fracture and corrosion failures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(1): 132-135.
- [4] 陈国明. 海洋结构裂纹检测与维修优化[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2000, 24(5): 73-75.  
Chen Guoming. Inspection and repair optimization of offshore structure for cracks[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Natural Science Edition, 2000, 24(5): 73-75.
- [5] 邹小理. 结构的最优预防性维修周期[J]. 航空学报, 1997, 18(3): 363-366.  
Zou Xiaoli. An optimal preventive maintenance policy for structures[J]. Acta Aeronautica et Astronautica Sinica, 1997, 18(3): 363-366.
- [6] 方华灿, 陈国明. 模糊概率断裂力学[M]. 东营: 石油大学出版社, 1999: 10-12.  
Fang Huacan, Chen Guoming. Fuzzy probabilistic fracture mechanics[M]. Dongying: University of Petroleum Press, 1999: 10-12.
- [7] Xu Liangbin, Chen Guoming. Fuzzy reliability assessment for offshore structures considering inspection and maintenance. Proceedings of the 22nd International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Cancun, Mexico, Jan. 1, 2003[C]. Cancun: OMAE, 2003.
- [8] 许亮斌, 陈国明. 基于模糊贝叶斯理论更新概率可靠性模型[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2003, 27(6): 53-56.  
Xu Liangbin, Chen Guoming. Reliability model updating based on fuzzy bayesian theory[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Natural Science Edition, 2003, 27(6): 53-56.
- [9] Chen Guoming, Fang Huacan. Estimation of fuzzy reliability for offshore structures. Proceedings of the First International Offshore and Polar Engineering Conference, Edinburgh, United Kingdom, August 11-16, 1991[C]. Edinburgh: the International Society of Offshore and Polar Engineers, 1991.

(收稿日期 2009-02-17 改回日期 2009-07-15 编辑 仇学艳)