文章编号:1673-064X(2006)03-0055-03

凝析天然气管道分层流动相间水力摩阻系数计算式评价

Evaluation of the formulas for calculating the interfacial friction factor of the two-phase stratified flow in horizontal condensate natural gas pipeline

肖荣鸽[1],王立洋[2],邓志安[1],郭雄昂[3],张 蕾[4]

(1. 西安石油大学 石油工程学院,陕西 西安 710065; 2. 中国科学院 力学研究所,北京 100080;
3. 中原油田 物探公司,河南 濮阳 457001; 4. 中国石油 管材研究所,陕西 西安 710065)

摘要:前人已经得出了许多计算分层流动相间水力摩阻系数的经验、半经验半理论的公式. 然而,由于它们多是以室内小型实验架上得到的数据为基础,虽然与各自的实验结果符合较好,但是普遍存在适用范围窄、精度低的缺陷. 获得了大型多相流环道上的实验数据,并利用这些数据对部分常用的经验公式进行了评价. 依据评价结果认为,当气相速度低于 15 m/s 时,依据 Chen 等人的关联式的计算值与实验结果比较接近,误差不超过 13.2 %;当气相速度大于 15 m/s 时,Hart 等人的模型预测值与实验结果符合较好,误差普遍介于 0～15.94 %之间. 因此,在凝析气管道的分层流动计算中,当气速较低时,推荐使用 Chen 等人的计算模型;而当气速较高时,则推荐采用 Hart 等人的模型来计算相间水力摩阻系数.

关键词:分层流;相间摩阻系数;计算模型;评价
中图分类号:O359^{+}.1 **文献标识码**:A

凝析气在输送过程中,随着压力的降低,部分较重的气体组分会冷凝成液体而在管壁底部形成液体层,从而形成低液量气液分层流动. 由于压降、截面含气率等水力特性对凝析天然气管道的设计和安全运行具有非常重要的作用,因此对低液量气液分层流动的水力特性进行深入研究具有重要的意义.

在分层流的计算中,相间水力摩阻系数是一个重要的参数. 流型、气液相界面形状、液面高度、气液相的流速以及压降的计算等都与相间水力摩阻系数有关. 但是,到目前为止还没有找到能够直接对相间剪切应力进行测量的方法. 为此,需要找到可靠的摩阻系数计算关联式,以便能够较为准确地预测出相间剪切应力的值.

在分层流动相间水力摩阻系数的计算方面,前人已经做了大量的工作,得出了许多经验、半经验半理论的计算关联式[1-3]. 然而,由于它们多是以室内小型实验架上得到的数据为基础,因此虽然与各自的实验结果符合较好,但是普遍存在适用范围窄、精度低的缺陷. 本文获得了大型多相流环道上的实验数据,并利用这些数据对部分常用的经验公式进行了校验,以期得出适用范围宽、精度高的公式,以便能够建立可靠性较高的低液量气液分层流预测模型,对凝析气管路的压降、截面含气率等特性参数进行计算.

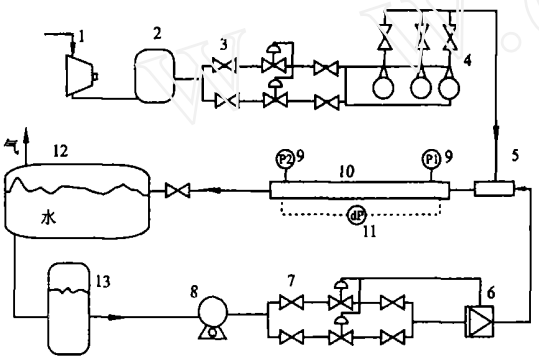
1 实验设备与系统

为了获取与现场更为接近的数据,在石油大学(华东)大型多相流实验环道上(如图 1 所示)进行了空气 - 水、空气 - 基础油实验. 该实验环道采用直径为 0.08 m 的不锈钢管道,总长 350 m. 测试段与管道入口处相距 274.60 m,距离与管径之比大于

收稿日期: 2005-09-01
作者简介: 肖荣鸽(1978-),女,陕西兴平人,助教,现从事多相流方面的研究.

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

3 600,保证了流动的充分发展.实验中,在测量段设置 FRM2080 型流型分析仪,对流型和含气率进行测量.同时,在测量段设置透明管段对流型进行观察.采用金属转子流量计测量气体流量,测量精度为 1 %;采用 ROSEMOUNT 质量流量计测量液体流量,测量精度为 0.1 %;由 ROSEMOUNT 表压和差压变送器测量压力,测量精度为 0.1 %.利用 Labview 采集实验管路起点的气体流量、液体流量、压力、温度,以及沿线的压力、差压和终端压力、温度,采样频率为 5 kHz.



1 - 压缩机;2 - 气体缓冲罐;3 - 气体调节阀;4 - 金属转子流量计;5 - 气液混合器;6 - 质量流量计;7 - 水调节阀;8 - 离心泵;9 - 压力变送器;10 - 实验段;11 - 差压变送器;12 - 气液分离器;13 - 水罐

图 1 多相流实验环道流程图

实验中,气相介质为空气,液相分别为水和 HVIW150 基础油.其中,基础油在 30 ℃时密度为 861.0 kg/m^3,动力黏度值为 44.23 mPa·s.对空气 - 水、空气 - 基础油实验采取了同样的步骤:首先,设定液相速度;然后,对气体的流速进行调整.在系统经过一段时间达到重新稳定之后,对温度、压降、含气率、气液相密度以及折算速度等参数进行测量.同时,利用流型分析仪对流型进行观察记录.

表 1 实验气液相速度范围及流型

液相折算速度/(m·s^{-1})	气相折算速度/(m·s^{-1})	流型(根据 Taitel & Dukler 流型图判断)
0.025～0.070	7.0～27.0	分层流/分层波浪流

2 实验数据处理

2.1 数据处理模型

本文在选取合理界面模型的基础上,根据在大型多相流实验环道上采集到的气液相流量、压降、含气率等参数,利用动量平衡方程计算出水平管气液两相的相间剪切应力值.

2.1.1 相界面模型 如图 2 所示,在直角坐标图上,X 为横坐标,Y 为纵坐标;A_g 为气相横截面积,S_g,S_i 分别为气相湿周和气液相界面长度;圆心角为 α;MARS 界面对应的扇形角为 φ.

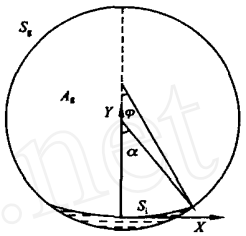


图 2 MARS 界面模型

分层流的一个重要特征就是两相之间存在着明显可分的相界面.在以前的分层流研究中,通常都是以 Tailtel & Dukler 所提出的 FLAT 模型为基础的[1].但是,相界面是不可能保持水平状态的,对于本文所要研究的低液量、高气量的情况更是如此.流型记录以及在透明管段的实际观测都表明,本实验工况下气液相界面的形状符合 Chen 等人提出的 MARS 模型[2](Modified Apparent Rough Surface,如图 2 所示),而与 Tailtel &Dukler 的 FLAT 模型差异较大.因此,本文在数据处理过程中,选取 MARS 模型作为相界面模型.

2.1.2 动量方程 对于水平管道的气液分层流动,如果忽略相间的质量交换,并且认为气液两相的压降相等,则根据动量守恒定律,可以列出气液相的动量平衡方程分别为

$$-A_g\left(\frac{dp}{dL}\right)_g-\tau_{wg}S_g-\tau_iS_i=0, \tag{1}$$

$$-A_l\left(\frac{dp}{dL}\right)_l+\tau_{wl}S_l-\tau_iS_i=0. \tag{2}$$

式中,A_l,A_g 分别为液、气相面积;S_l,S_g,S_i 分别为液相湿周、气相湿周以及气液相界面长度;$\left(\frac{dp}{dL}\right)_l$,$\left(\frac{dp}{dL}\right)_g$ 分别为液、气相压降;τ_{wl},τ_{wg},τ_i 分别为液壁、气壁以及气液相间剪切应力.如图 2 所示,τ_{wg} 和 τ_{wl} 可以采用单相流体壁面剪切应力的计算方法:

$$\tau_{wg}=f_g\frac{\rho_gV_g^2}{2}, \tag{3}$$

$$\tau_{wl}=f_l\frac{\rho_lV_l^2}{2}. \tag{4}$$

式中,f_l 和 f_g 可以根据 Blasius 方程进行计算.有文献[3]指出,在利用 Blasius 方程进行计算时,气壁剪切应力的计算值与实验结果符合较好,而液壁剪切

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

应力的计算误差则较大. 因此,本文采用气相动量方程来计算相间剪切应力.

2.1.3 摩阻系数的计算 参照气液单相摩阻系数的定义方法,相间水力摩阻系数的定义式为

$$f_i = \frac{2\tau_i}{\rho_g (V_g - V_l)^2}. \quad (5)$$

2.2 计算步骤

利用所建数据处理模型,按照下面的步骤进行计算,即可求得相间水力摩阻系数.

(1) 根据测得的截面含气率、气液相折算速度、气液相密度以及管径等参数计算出 $\alpha, \phi, A_g, A_l, S_g, S_l$ 和 S_i 等几何参数,并计算出水力直径 D_l 和 D_g 的值;

(2) 根据压力、温度参数计算出空气的物性参数 ρ 和 μ,并计算出气相雷诺数 Re;

(3) 利用 Blasius 方程计算出气壁剪切应力 f_g,并利用公式(3) 计算出气壁剪切应力的值;

(4) 根据气相动量方程(1) 计算出气液相间剪切应力值,再根据定义式(5) 得到相间水力摩阻系数 f_i.

3 计算结果和讨论

根据实验数据处理模型计算了不同实验工况下相间摩阻系数,并与常用的相间摩阻系数计算关联式计算值进行了比较,如图 3、图 4 所示.

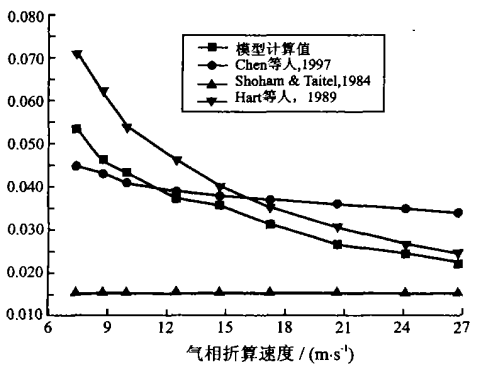


图 3 空气 —水实验(V_l = 0.060 m/ s)

Shoham 和 Taitel 认为[4],在分层流动中相间水力摩阻系数为一常数,其模型计算结果也验证了这一点,但是与实验结果之间的差异太大. 在本实验条件下,当气相速度低于 15 m/ s 时,发现 Chen 等人的相间摩阻系数关联式的计算值与实验结果较为符合,其误差不会超过 13.2 %;而当气相速度高于 15 m/ s 时,Hart 等人的关联式预测值[5]与计算结果相对符合较好. 在空气 - 水实验中,该模型的计算值要大于实验结果;而在液相介质为基础油时,其计算值又相对较低. 在气相速度大于 15 m/ s 的情况下,计算误差普遍介于 0～15.94 %之间,而且从图 3 和图 4 中可以看出,随着气速的增大,Hart 等人的关联式计算值与实验结果更为接近.

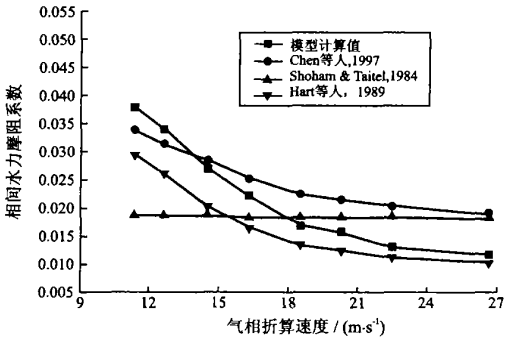


图 4 空气 —基础油实验(V_l = 0.042 m/ s)

从整个实验范围看,以上这些公式与实验数据的符合程度都不能令人满意. 而且,不同经验公式之间的差别也比较大. 这主要是因为经验、半经验公式都是在特定的实验条件下得到的,其实验管径、介质、压力、温度等条件各不相同,也与实际工况差别较远. 它们在各自的实验范围内可能会达到较高的计算精度,但是一旦超出其应用范围,就会导致较大偏差. 另外,经验公式通常都是由气液相雷诺数、气液相表观速度、无量纲液面高度等参数中的一个或者几个耦合得到的,不能完全反映各个因素的影响.

4 结 论

(1) 在低液量的分层流动中,相界面符合 Chen 等人提出的 MARS 模型,而与 Tailtel & Dukler 的 FLAT 模型差异较大,在低液量的分层流动中推荐采用 MARS 界面模型.

(2) 在本实验条件下,当气相速度低于 15 m/ s 时,Chen 等人的关联式计算值与实验结果比较接近,误差不超过 13.2 %;当气相速度大于 15 m/ s 时,Hart 等人的模型预测值与实验结果符合较好,误差普遍介于 0～15.94 %之间. 因此,在凝析气管道的分层流动计算中,当气速较低时,推荐使用 Chen 等人的计算模型;而当气速较高时,则推荐采用 Hart 等人的模型.

(下转第 93 页)

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

表 1 相关测量与计算参数

频率 / Hz	R_0/ (Ω·m^{-1}) 10^{-3}	L_0/ (μH·m^{-1}) 10^{-1}	α/ 10^{-4}	β/ 10^{-6}
500	8.0	4.375	1.70	2.37
1 000	9.0	3.125	2.31	4.00
2 000	11.0	1.862	3.65	6.19

将以上参数代入式(3)—式(5),得出在不同电源频率下,电缆各段功率随井深变化规律,绘制曲线如图 3 所示. 其中变量 P 为电缆各段的发热功率, P_0 为井底处电缆段的发热功率.

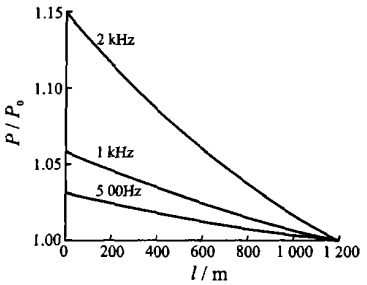


图 3 功率随井深变化曲线

通常在稠油油井开发前,要向井底油藏注入高温高压蒸汽,提高油藏温度,在稠油开采过程中,随着稠油的举升,温度会不断下降,一般每百米温度下降 30 ℃左右,如果温度低于稠油凝固点温度,将很难开采,这时可采用电加热方法提高井筒温度.

4 结 论

功率分布随井深按非线性变化,适当增加电源频率可提高井筒各段发热功率,而且越靠井口发热功率越大,正好弥补稠油提升过程中温度的降低,从而提高井筒温度,提高加热效率,降低加热成本,达到节能降耗的目的.

参 考 文 献:

[1] 关继腾,王玉斗,陈月明. 地层电加热开采稠油油藏技术研究[J]. 电工电能新技术,2001(2):69-72.

[2] 方星豪,孙梅生. 一种稠油热采节能方法的理论分析与实践[J]. 清华大学学报,2003(7):891-894.

[3] 邱关源. 电路[M]. 第 4 版. 北京:高等教育出版社,1999.

编辑:贺元旦

(上接第 57 页)

参 考 文 献:

[1] Taitel Y, Dukler A E. A model for predicting flow regime transition in horizontal and near horizontal gas-liquid flows[J]. AIChE Journal, 1976, 22(1): 37-45.

[2] Chen X T, Cai X D, Brill J P. Gas-liquid stratified-wavy flow in horizontal pipelines[J]. Journal of Energy Resources Technology, 1997, 119: 209-216.

[3] Kowaski J E. wall and interfacial shear stress in stratified flow in a horizontal pipe[J]. AIChE J, 1987, 33: 274-281.

[4] Shoham O, Taitel Y. Stratified Turbulent-based estimate of interfacial resistance and roughness for internal, fully-developed, stratified, two-phase horizontal flow[J]. Int J Multiphase Flow, 1983, 9(1): 13-19.

[5] Hart J, Hamersma P J, Fortuin J M H. Correlations predicting frictional pressure drop and liquid holdup during horizontal gas liquid pipe flow with a small liquid holdup[J]. Int. Journal of Multiphase Flow, 1989, 15(6): 947-964.

编辑:田美娥

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

Key words: gas well; fracturing; backflow of proppant; flowing back of fracturing fluid; sanding; critical output

LI Tian-cai[1,2], *GUO Jian-chun*[1], *ZHAO Jin-zhou*[1](1. State Key Laboratory for Oil and Gas Reservoir Geology and Development Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. No. 2 Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company, Yulin 719000, Shaanxi, China) JXSYU 2006 V.21 N.3 p.44-47

Estimation of the connectivity between oil wells and water injection wells in low-permeability reservoir using tracer detection technique

Abstract: The method is put forward for estimating the connectivity between oil wells and water injection wells in low-permeability microfracture reservoir by combining tracer detection technique with reservoir numerical simulation technique. A lot of field practice shows that using the method can accurately estimate the position and advancing speed of waterflood front, main and secondary flow channels, the permeability of fractures, the seepage flow situation of reservoir, the production performance of reservoir, etc. which are interested in the production of oilfields.

Key words: tracer technique; reservoir numerical simulation; connectivity between wells

ZHANG Zhao[1,2], *CHEN Ming-qiang*[1], *GAO Yong-li*[1](1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, Shaanxi, China; 2. Department of Oilfield Development, Changqing Oilfield Branch Company of CNPC, Xi'an 710021, Shaanxi, China) JXSYU 2006 V.21 N.3 p.48-51

Study on remaining oil distribution of Zhi-3^2 reservoir in south-1 zone of Maling Oilfield

Abstract: Because the water-cut of the reservoir quickly rises and its production greatly decreases, the production history, the remaining oil distribution and the major factors of controlling remaining oil distribution of this area are studied using numerical simulation method. The study result shows that, although the recovery factor and the water cut of the oilfield are all higher, there is still some remaining oil in its boundary and corner zones, multi-directional water squeezing zones and local low permeability zones, and these zones are the important targets to next exploration. The edge water and the heterogeneity of the reservoir are the main factors of influencing the remaining oil distribution.

Key words: Maling Oilfield; Zhi-3^2 reservoir; reservoir numerical simulation; remaining oil distribution

GAO Yong-li, *JIANG Miao*, *CHEN Ming-qiang* (College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, Shaanxi, China) JXSYU 2006 V.21 N.3 p.52-54

Evaluation of the formulas for calculating the interfacial friction factor of the two-phase stratified flow in horizontal condensate natural gas pipeline

Abstract: Predecessors had obtained many empirical and semi-empirical formulas for calculating the interfacial friction factor of stratified flow. But the formulas are all based on the experimental data obtained on small-scale experimental models. They have generally the shortcomings of narrow applicable range and low accuracy although they accord well with the experimental results themselves. Here, the experimental data are obtained from large-scale multiphase experimental circular pipe, and the data are used for evaluating the empirical and semi-empirical formulas. According to the evaluating results, it is held that, the calculated results using the formula presented by Chen, et al are close to the experimental data when the flow speed of gas phase is lower than 15 m/s, the errors between them is less than 13.2%; whereas the results calculated using the formula presented by Hart, et al are close to the experimental data when the flow speed of gas phase is higher than 15 m/s, the errors between them is in the range of 0~15.94%. Therefore, it is suggested that, the formula presented by Chen, et al should be used for calculating the interfacial friction factor when the flow speed of gas phase is lower, whereas the formula presented by Hart, et al should be used when the flow speed of gas phase is higher.

Key words: stratified flow; interfacial friction coefficient; calculation model; evaluation

XIAO Rong-ge[1], *WANG Li-yang*[2], *DENG Zhi-an*[1], *GUO Xiong-ang*[3], *ZHANG Lei*[4](1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, Shaanxi, China; 2. Research Institute of Mechanics (IMECH), Chinese Academy of Sciences, Beijing 100080, China; 3. Company of Geophysical Exploration, Zhongyuan Oilfield, Puyang 457001, Henan, China; 4. Tubular Goods Research Center, CNPC, Xi'an 710065, Shaanxi, China) JXSYU 2006 V.21 N.3 p.55-57,93

Study on the suitability of the profile control measures for Linpan oilfield

Abstract: The study on the suitability of profile control measures can improve the effectiveness of them. The main factors of influencing the results of the profile control measures and the influencing laws of the factors are analyzed base on the practical data from the implementation of oilfield profile control measures. The suitabilities of the reservoir parameters, development parameters and profile control parameters of Linpan oilfield are discussed, which provides necessary basis for the selection of profile control zones in the future.

Key words: Linpan oilfield; profile control measures; suitability; result

ZHANG Xian-song[1], *XIONG Min*[2], *HOU Jian*[3], *XU Yao-dong*[3](1. Research Center for Enhancing Recovery Factor, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Linpan Production Plant, Shengli Oilfield Co. Ltd., Linyi 251507, Shandong, China; 3. Faculty of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong, China) JXSYU 2006 V.21 N.3 p.58-61

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net