

文章编号: 0253-2697(2003)01-0100-05

电潜泵井生产动态分析

石在虹¹ 李波² 崔斌¹ 吴应湘¹

(1. 中国科学院力学研究所 北京 100080; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司 天津 300452)

摘要: 提出了原油物性模拟的修正模型,其结果与PVT曲线具有良好的相关性。给出了电潜泵内流体温升及井筒中流体温度梯度的计算方法。通过引入井眼轨迹的描述与计算技术,成功地解决了弯曲井段的多相流计算问题,从而可以计算出任意井眼形状中的参数分布规律。在此基础上,借助于毛细管、动液面或泵特性测试资料,实现了对电潜泵井生产动态的模拟和分析,并在现场应用中收到了良好的效果。

关键词: 电潜泵; 多相流; 生产动态; 模型; 测试; 模拟

中图分类号: TE833

文献标识码: A

Production performance analysis of oil well with submersible electric pump

SHI Zai-hong¹ LI Bo² CUI Bin¹ WU Ying-xiang¹

(1. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100080 China;

2. CNOOC Tianjin Oilfield Branch, Tianjin 300452, China)

Abstract: A modified model to simulate the crude properties is presented, and its results correlate well to the PVT curve. The calculation methods for the fluid temperature increment in the submersible electric pump and the temperature gradient along the well bore are also developed. By introducing the techniques for describing and calculating the trajectory of a well bore to the multiphase flow calculation, the problems appeared in calculation for the curved well bore sections were successfully solved. As a result, the distribution of every parameter along the well bore with any shape can be found. On the basis of these, the simulation and analysis on production performance for a well with submersible electric pump were achieved by means of the test data from capillary, producing fluid level and pump characteristic curves. This method has brought a good effect when used in oil fields.

Key words: submersible electric pump; multiphase flow; production performance; model; testing; simulation

电潜泵是一种最早用于采油的人工举升设备,是提高采液速度、实现油井继续稳产的有效途径。它具有排量范围大、扬程范围大、泵效高、自动化程度高等特点^[1]。在电潜泵井的生产管理过程中,合理的生产措施将直接关系到电潜泵的抽油效率和运行寿命,进而对电潜泵抽油的经济效益产生直接影响。

然而,在电潜泵机械采油时,对油井资料的测试有一定的困难。而且,直接测试对电潜泵寿命及原油产量均有一定影响。本文将采用间接计算方法来分析、模拟油井的生产动态,得出压力、密度、粘度等参数沿井筒的分布规律。这种方法可以节约大量的人力和操作费用,延长电潜泵的寿命,进而可以提高油田的采收率和经济效益。

1 基本理论

1.1 流体的流动型态

在石油开采过程中,井筒中有油、气、水三相流体流动,而流动型态是影响这种多相流动能量损失的重要因素,也影响到多相流动的力学关系及传热和传质性质。只有充分认识了井筒内的多相流动规律,才能正确地分析油井的生产动态^[2]。

1.2 原油物性模拟

在井筒多相流计算中,须知道原油、天然气和水的物性参数。尽管这些参数可以在室内测定,但现场一般只测它们随压力的变化值,而温度取为油层温度。因此,必须找出这些物性参数与压力和温度的相关规律。

通过油、气、水物性参数的计算很难找到完善的理

作者简介: 石在虹,女,1963年4月生,1985年毕业于大庆石油学院采油工程专业,并于1990年获硕士学位,现在中国科学院力学研究所攻读博士学位,副教授。

论模型,目前的研究成果多是利用统计的方法给出经验公式或曲线。在实际应用中,对于 1 口具体的油井,往往须对这些经验公式做进一步的修正。

目前,计算溶解油气比普遍采用 Vazquez 和 Beggs 的研究结果^[2],即

$$S_s = 0.1781 C_1 g_s (0.1450 p)^{c_2} \exp \{ C_3 [\rho_o^{API} / (1.8t + 492)] \} \quad (1)$$

式中 S_s 为溶解油气比, m^3/m^3 ; p 为压力(绝对), kPa; t 为温度, $^{\circ}C$; g_s 为 689.5 kPa 表压下天然气的相对密度; ρ_o^{API} 为标准状况下原油的 API 密度; C_i 为系数。

在实际应用中,可采用以下方法进行修正:

$$C_i^k = K_i C_i \quad (2)$$

式中 K_i 为修正系数; C_i^k 为修正后的系数值; $i = 1, 2, 3$ 。

油田应用的统计结果表明,系数 C_1 对 S_s 的影响较显著。通常,只修正 C_1 便可得到与 PVT 较相符的模拟曲线。

原油体积系数 B_o 的典型计算方法是 Standing 公式和 Vazquez-Beggs 公式^[2]。研究表明:当压力 $p = p_b$ 时,这两个公式所得到的模拟曲线具有相似的变化规律,但近似相差某一常数;当压力 $p > p_b$ 时,由于 Vazquez-Beggs 公式中考虑了饱和压力 p_b 的影响,在 p_b 处曲线出现转折,而 Standing 曲线不存在转折点。同时,还发现 B_o 与 p_b 具有相关性。

综合 Standing 公式和 Vazquez-Beggs 公式,考虑饱和压力的影响,我国某油田原油体积系数 B_o 的模拟计算公式可表示为

$$B_o = \frac{B_o^S + B_o^V}{2} + \left[0.0892 \left(1 - \frac{p_b}{p} \right) - 0.0035 \right] \quad (3)$$

式中 B_o^S 和 B_o^V 分别为 Standing 和 Vazquez-Beggs 公式计算出的原油体积系数, m^3/m^3 。

在井筒多相流计算中,原油粘度是一个很重要的参数。其典型的计算方法是 Chew-Connaly 公式和 Beggs-Robinson 公式。与溶解油气比和原油体积系数类似,在实际应用时也必须进行修正。但是,原油粘度随压力、温度的变化较大,而现场往往只测试它随压力的变化。换句话说,通过对 PVT 粘度曲线的修正,往往无法反映出温度的影响。

研究表明,压力、温度等因素对原油粘度的影响可以通过溶解油气比来体现,一般通过拟合原油粘度与溶解油气比的相关规律,便可以得到较好的粘度曲线。

1.3 压力分布规律

研究井筒中的多相流动规律,必须建立体现质量守恒的连续性方程和体现运动守恒的动量方程式与能量方程式。但多相流动比单相流动要复杂得多,这与多相的存在及其分布状况有关。即使是同样份额的气液比,如果分布状况不同,其流体力学特性也不同。在采油过程中,人们非常关心井筒中的压力分布,因为压力与产量是密切相关的。

近 40 年来,虽然人们对于多相管流进行了广泛的研究,并且在压降和持液率的计算上取得了一些良好的相关规律,但是大多数的研究都是集中在水平流动或垂直流动上。

对于偏斜不大的定向井,人们以前多是使用垂直多相流动的相关规律进行计算,只是在计算中把实际的倾斜井深改用了相应的垂直深度。据统计,这在某些情况下被证明是成功的。但是应该指出,定向井与直井至少有两方面的区别。首先,对于同样的垂深来说,定向井有着更长的井筒,因而摩擦阻力会大些。其次,定向井的井斜角一般都大于 15° ,所以两者的持液率是不同的。

近年来,由于定向井数量的日益增多,对倾斜多相管流的研究正引起人们的普遍重视。研究表明,在定向井多相管流计算中,贝格斯和布里尔方法表现出了较好的计算精度。其压力梯度的表达式为^[2]

$$\frac{dp}{dz} = \frac{[\rho_l H_1 + \rho_g (1 - H_1)] g \sin \theta + Gv / 2DA}{1 - [\rho_l H_1 + \rho_g (1 - H_1)] v v_{sg} / p} \quad (4)$$

式中 p 为混合物的压力(绝对), Pa; z 为轴向流动的距离, m; ρ_l 为液相密度, kg/m^3 ; ρ_g 为气相密度, kg/m^3 ; H_1 为持液率, m^3/m^3 ; g 为重力加速度, m^2/s^2 ; θ 为管道与水平方向的夹角, $(^{\circ})$; G 为两相流动的沿程阻力系数,无因次; G 为混合物的质量流量, kg/s ; v 为混合物的流速, m/s ; v_{sg} 为气相的折算速度, m/s ; D 为管道直径, m; A 为管道截面积, m^2 。

1.4 温度分布规律

井筒中的温度梯度与地温梯度一般是不同的。这是因为井筒中流动的流体不能及时地与地层进行热交换,况且当流经电潜泵时还会使其升温。因此,不应忽视泵内流体的温升对液体流动特性的影响。

根据泵的工作特性及相关参数的定义,可得泵内温升为

$$t = 2.34 \times 10^{-3} (\rho_o^{-1} p^{-1} - 1) H / c \quad (5)$$

式中 t 为泵内温升, $^{\circ}C$; ρ_o 为电动机的效率; p 为

泵的效率; H 为泵的扬程, m; c 为油、气、水混合物的比热, $4.19 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 。

由于各相的质量流量保持不变, 所以油、气、水混合物的比热 c 可用下式计算

$$c = (G_o c_o + G_g c_g + G_w c_w) G^{-1} \quad (6)$$

式中 G_o 、 G_g 和 G_w 分别为油、气、水相的质量流量, kg/s ; G 为混合物的质量流量, kg/s ; c_o 、 c_g 、 c_w 分别为油、气、水的比热, $4.19 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 。

通常, 原油和水的比热分别为 $c_o = 1.88 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 和 $c_w = 4.18 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 。天然气的比热与其组分有关, 天然气的主要成分是甲烷, 而甲烷的比热为 $c_g = 2.227 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 。

考虑泵内温升后, 井筒中的温度梯度为

$$K = [(t_m - t_h) + t] H_m^{-1} \quad (7)$$

式中 t_h 为井口温度, $^\circ\text{C}$; t_m 为油层温度, $^\circ\text{C}$; H_m 为油层垂深, m。

1.5 密度分布规律

油、气、水混合物的密度在压力分布计算中占有十分重要的地位。通常认为, 水的压缩性很小, 所以可以认为其密度是不变的。但是, 对于原油、气体、液相以及混合物的密度, 则必须考虑其随压力、温度等的变化规律。

气相、液相及油、气、水混合物的密度可分别按如下公式计算:

$$\rho_g = (\bar{p} T_{st}) (Z p_{st} \bar{T})^{-1} \rho_{ng} \quad (8)$$

$$\rho_l = (\rho_o + \rho_{ng} S_g + \rho_w V_w) (B_o + V_w)^{-1} \quad (9)$$

$$\rho_l = \rho_l H_1 + \rho_g (1 - H_1) \quad (10)$$

1.6 粘度分布规律

目前, 水对于井筒中油、气流动的总影响还不甚清楚, 所以绝大多数的研究还只能把注意力集中在气、液两相流动上, 并按照油、水混合物的体积含水率来处理水的影响, 即

$$\mu_l = f_w \mu_w + (1 - f_w) \mu_o \quad (11)$$

式中 μ_l 为液相粘度; μ_w 为水的粘度; μ_o 为油的粘度; f_w 为体积含水率。

两相介质的粘度 μ 通常取为气相粘度 μ_g 和液相粘度 μ_l 的平均值, 不过也有多种计算平均值的方法。

1.7 井眼轨迹计算

弯曲井筒内的压降计算是以压力梯度方程式为基础的。在该式中, 涉及到了管道与水平方向的夹角 θ 。在计算压降时, 可以把弯曲井段分成若干个斜直段, 而每段的倾斜角是不同的。要得到各段的平均井斜角,

就须计算出该井段两端点处的井斜角。此外, 由于流体的温度是与垂深相联系的, 所以还须有计算井眼轨迹垂深的方法。

如果将井眼轨迹假设为空间螺旋线或自然曲线, 则有^[3]。

$$L = L_A + \frac{R - L_A}{L_B - L_A} (L - L_A) \quad (12)$$

$$H = \frac{L_B - L_A}{B - A} (\sin \theta_B - \sin \theta_A) \quad (13)$$

式中 L 为计算点的井深, m; L_A 为计算点的井斜角, $^\circ$; H 为计算点与上测点间的垂深增量, m。

2 测试资料处理方法

2.1 毛细管测试

根据原油物性模拟以及井筒内的温度、密度和粘度分布规律, 可以求解压力梯度方程式。因此, 通过井口油压可以计算出泵排出口压力, 而利用毛细管压力可以求得泵吸入口压力, 进而可以计算出泵的扬程及泵内温升等。但是, 上述计算过程是在已知井筒内温度梯度的前提下进行的, 而温度梯度又与泵内温升有关, 所以还须使用迭代法求解。

在确定出泵排出口压力、泵吸入口压力以及温度梯度或泵内温升之后, 便可以从毛细管处开始沿井筒向下计算, 直到油层为止, 从而得到各参数沿井筒的分布规律。

2.2 动液面测试

在油井正常生产时, 井底流压的高低不仅决定着地层供液量的大小, 也决定着抽油设备工作状况的好坏。因此, 井底流压是影响抽油设备能否与地层协调工作的重要参数。

井底压力是井口套压与井筒中流体联合作用的结果。井筒中的物性分布如图 1 所示。泵吸入口的压力为

$$p_i = p_{cp} \exp(0.000111549 \rho_g H_f) + \rho_w (H_i - H_f) \rho_l \text{GCF} \quad (14)$$

式中 p_i 为泵吸入口压力, MPa; p_{cp} 为生产套压, MPa; ρ_g 为气体的相对密度; ρ_o 为原油的相对密度; H_f 为动液面垂深, m; H_i 为泵吸入口垂深, m; ρ_w 为水的压力梯度, 通常 $\rho_w = 0.01 \text{ MPa}/\text{m}$; GCF 为压力梯度修正系数。

W. E. Gilbert 是压力梯度修正系数的早期研究者。他认为影响压力梯度修正系数的主要因素是通过油柱的气体流量、过流断面面积以及压力。在一定条件下, 套管产气量越大, 则油柱中含的气量越多, 因而

油气混合物的密度越小,压力梯度修正系数也应越小;当产气量一定时,油气混合物中的气体体积是压力的函数,压力增大,则气体的体积减小,油气混合物的密度增大,压力梯度修正系数也应相应地增大。

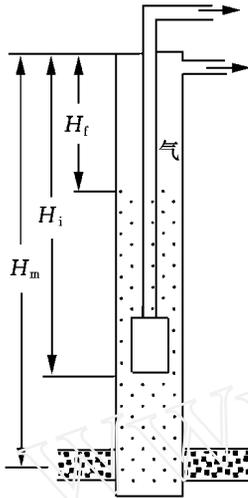


图 1 井筒中的物性分布

Fig. 1 Distribution of physical property in well bore

根据实验数据, W. E. Gilbert 得到了呈“S”形的压力梯度修正系数曲线,该曲线可回归为如下形式:

$$GCF = b_0 + \sum_{i=1}^5 b_i y^i \quad (15)$$

其中

$$y = \lg \left(67.54 \frac{Q_g}{A p^{0.4}} \right)$$

$$\begin{cases} b_0 = 0.3200, & b_1 = -0.5169, & b_2 = 0.1107, \\ b_3 = 0.2218, & b_4 = 0.05050, & b_5 = -0.003757 \end{cases}$$

式中 Q_g 为产气量, m^3/s 。

显然,要计算泵吸入口压力,上式中的压力应取从动液面到泵吸入口的平均压力,产气量应取套管的产气量,过流断面的面积为环空截面积。

不难看出,要求得泵吸入口压力 p_i 必须知道 GCF,而要计算 GCF 又须知道 p_i 。因此必须采用迭代法才能求出满足精度要求 $|(p_i^{(k+1)} - p_i^{(k)}) / p_i^{(k)}|$ 的 p_i 值 ($p_i^{(k)}$ 表示第 k 次迭代计算的 p_i 值)。

2.3 泵特性测试

电潜泵的工作特性是用泵特性曲线来表述的。但是,标准的泵特性曲线是用清水做出的,而井下电潜泵的工作介质是由油、气、水组成的多相流体。毫无疑问,粘度对排量、扬程、泵效等都将产生影响。因此,电潜泵的实际工作特性须在标准的泵特性曲线上根据多相流体的粘度进行修正。

根据上述的压力分布等关系式,如果已知井口油压,则可以从井口向下计算出泵排出口压力;然后基于修正后的泵特性曲线,求得泵吸入口压力;再从泵吸入口向下计算,进而得到井底流压。如果已知井底流压,则可以从下向上计算,最后得到井口油压。如果井口油压和井底流压都是已知的,则可以通过计算出的泵吸入口压力和泵排出口压力,对电潜泵的实际工作特性进行分析。总之,通过泵特性曲线也可以得到各参数沿井筒的分布规律。

3 应用实例

基于上述理论,研制开发了油井测试资料处理系统,并在现场进行了 50 余井次的实验和应用,收到了良好的效果。现以某油田的一口定向井——B13 井为例进行计算,其基础数据见表 1。经环空测试,生产套压为 0.30MPa,动液面深度为 420.00m,计算结果如图 2 ~ 图 6 所示。而该井的毛细管测压值为 7.96MPa,可见两者是基本吻合的。

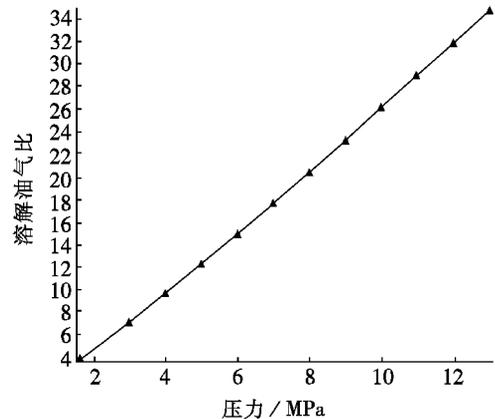


图 2 溶解油气比曲线

Fig. 2 Curve of dissolved gas-oil ratio

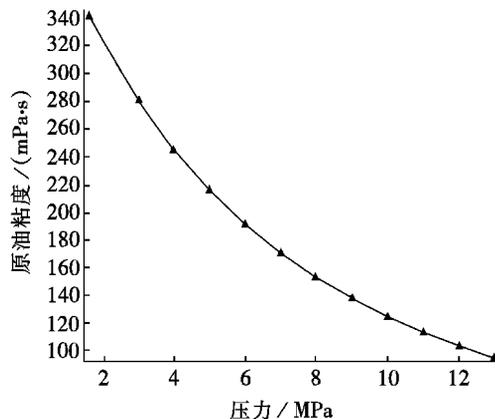


图 3 原油粘度曲线

Fig. 3 Curve of oil viscosity

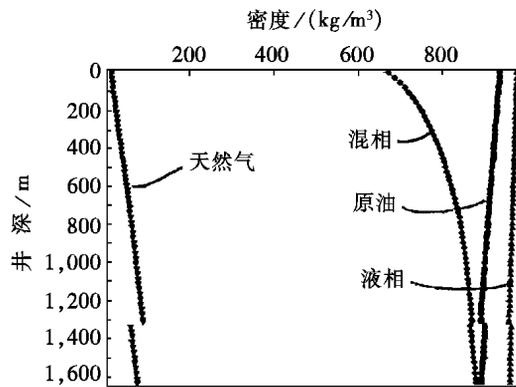


图4 密度分布曲线

Fig. 4 Fluid density along the well bore

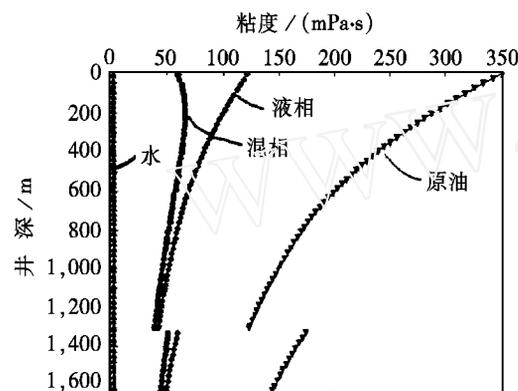


图5 粘度分布曲线

Fig. 5 Fluid viscosity along the well bore

表1 B13井的基础数据

Table 1 Basic data of Well B13

井筒参数	
油层深度/m	1627.43
泵入口深度/m	1329.63
泵出口深度/m	1306.25
套管内径/mm	157.10
油管外径/mm	88.90
油管内径/mm	76.00
毛细管下深/m	1336.91
物性参数	
原油相对密度	0.9576
天然气相对密度	0.6300
脱气原油粘度/(mPa·s)	437.90
原油饱和压力/MPa	13.00
饱和体积系数/(m³/m³)	1.0470
含气状况	湿气
生产参数	
产液量/(m³/d)	354.00
产水量/(m³/d)	230.10
套管产气/%	0
生产油气比/(m³/m³)	52.00
井口油压/MPa	1.60
井口温度/	49.00
油层温度/	77.70

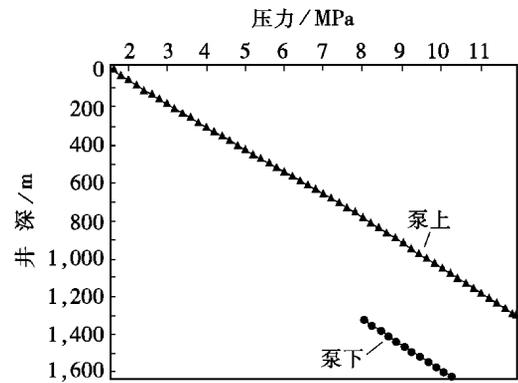


图6 压力分布曲线

Fig. 6 Fluid pressure along the well bore

4 结论

(1) 流动型态是影响多相流动能量损失的重要因素。不同的流态不但影响两相流动的力学关系,而且还影响其传热和传质性质。当产气量较低时,井筒中的流态多为段塞流和泡状流。

(2) 原油粘度与溶解油气比具有很好的相关性,而压力、温度等因素对原油粘度的影响可认为已隐含在溶解油气比的计算中。

(3) 把井眼轨迹的描述与计算技术溶入多相管流的计算中,得到了具有普适性的压力分布计算方法,可以计算出任意井眼形状中的参数分布规律。

(4) 由于井筒中流动的流体不能及时地与地层进行热交换,况且当流经电潜泵时还会使其升温,所以井筒中流体的温度梯度不同于地温梯度,为此笔者提出了泵内温升以及井筒中温度分布的计算方法。通常泵内温升在 2 左右,但特殊情况下可能会超过 10。

(5) 水对井筒中油、气流动的总影响还不甚清楚,目前多按油、水混合物的体积含水率来处理水的影响。但是,对各相及混相密度的计算必须考虑随压力、温度等的变化规律。

(6) 井底流压是影响抽油设备能否与地层协调工作的重要参数。通过对毛细管、动液面或泵特性测试资料的处理,不仅可以计算出井底流压,而且可以得到各参数沿井筒的分布规律,为电潜泵井的生产方案设计和工况诊断提供了科学的方法和依据。

参考文献

- [1] 雷振中. 电潜泵排液井最大产液量的计算方法[J]. 石油钻采工艺, 1996, 18(2): 100-102.
- [2] 陈家琅. 石油气液两相管流[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989: 126-136.
- [3] 刘修善, 等. 井眼轨道设计理论与描述方法[M]. 哈尔滨: 黑龙江科学技术出版社, 1993: 40-70.

(收稿日期 2001-10-29 改回日期 2002-05-20 编辑 张君娥)