

设计计算

混合原油粘度计算模型

孟庆萍*

(西安长庆科技工程有限公司)

孟庆萍:混合原油粘度计算模型,油气储运,2007,26(10) 22~24,34。

摘 要 高粘原油降粘通常采用稠油与轻质原油混合输送的方式。针对目前混合原油粘度的计算还没有普遍适用的粘度计算模型问题,通过参考各种文献,给出了常用的混合原油粘度计算式及其适用范围。以吐哈—南疆—北疆(重质油)混合原油为例,给出了粘度模型筛选过程,从而为实际应用提供了参考。

主题词 混合原油 粘度计算 经验模型 混合规则

关于混合原油的粘度计算,目前还没有比较完善的理论。因为粘度大小取决于流体分子的性质及分子间的相互作用,所以混合原油作为一种复杂混合物,通常的混合规则并不适用计算其粘度。另外某些原油呈现的非牛顿流体的性质,使其粘度计算变得更加复杂。国内外一些学者提出了一些粘度模型,每一种粘度模型都有一定的适用范围,但是目前还没有普遍适用的粘度计算模型。在实际应用中,应该在试验数据的基础上,选取合适的粘度模型或对其修正计算粘度。

一、常用的粘度模型

1、Kendal-Monroe 模型

Kendal-Monroe 模型适于组分性质相似及分子量相近的混合物,据美国石油协会(API) 11. A3. 1 资料,该模型对 1 300 组该种混合油粘度数据预测的平均误差为 5.7%,据此,美国石油协会(API)推荐粘度比在 1~100 范围内,计算低压下纯烃类混合物的粘度可用该式,该模型的适用范围相当有限。

Kendal-Monroe 模型⁽¹⁾:

$$\mu^{1/3} = \sum_{i=1}^n X_i \mu_i^{1/3} \quad (1)$$

式中 X_i ——第 i 种组分油体积比例;

μ ——混合油粘度, mPa·s;

μ_i ——第 i 种组分油粘度, mPa·s。

2、Arrhenius 粘度模型

1887 年,Arrhenius 基于理想溶液提出了对数混合规则。该模型对混合原油粘度计算影响较大,被推荐用于计算混合原油粘度,后来有学者基于该模型提出了修正模型,如单对数模型、Lederer 模型等。该模型是建立在高粘度比的基础上,计算稠油(沥青)和轻质油混合粘度较好,还可用于掺轻油降粘的管道输送、轻油洗井、强化采油等设计计算。但 Lederer 模型不适用于计算低粘度比和混合油中含有过多沥青质沉淀的系统。

在 Lederer 粘度模型中,经验常数 α 都是在大量粘度数据的基础上进行回归得到,使得模型的应用范围和计算精度受到了限制。1984 年,印度学者 Shu 研究发现,经验常数 α 与组分油的比重和粘度有关,并给出了三者之间的关系式。Shu 的发现改进了 Lederer 粘度模型,使其应用范围及计算精度有很大的提高。在应用该式预测胜利—阿曼混合原油粘度时,其最大相对偏差为 7.09%,预测的准确度相当高。可以说,对于粘度比很高的两组分混合原油粘度,应用 Lederer 粘度模型计算精度很高,近年来的许多研究也证实了这一点。

Arrhenius 模型⁽¹⁾:

* 710021,陕西省西安市未央路长庆兴隆园小区;电话:(029)88383967。

$$\lg\mu = \sum_{i=1}^n X_i \lg\mu_i \quad (2)$$

单对数模型^[1,2]:

$$\lg\mu = \sum_{i=1}^n X_i \lg\mu_i + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n B_{jk} C_{jk} X_j X_k \quad (3)$$

$$C_{jk} = 2(2 \lg\mu_{jk} - \lg\mu_j - \lg\mu_k)$$

$$B_{jk} = \frac{\lg(100 X_k)}{\lg(100 X_j)}$$

$$\ln\mu = \frac{\alpha X_1}{\alpha X_1 + X_2} \ln\mu_1 + \frac{X_2}{\alpha X_1 + X_2} \ln\mu_2 \quad (4)$$

$$\alpha = \frac{17.04(\gamma_1 - \gamma_2)^{0.5237} \gamma_1^{3.2745} \gamma_2^{1.6316}}{\ln(\mu_1/\mu_2)}$$

式中 X_i ——第 i 种组分油体积比例;

X_j, X_k ——组分油的体积比例;

X_1 ——稠油质量比例;

X_2 ——稀油质量比例;

μ ——混合油粘度, mPa·s;

μ_i ——第 i 种组分油粘度, mPa·s;

α ——经验常数;

γ_1, γ_2 ——组分油的密度。

3、双对数模型

双对数公式在求混合油品粘度时应用广泛,但呈现出非牛顿性的混合原油不宜采用此式。双对数公式不适于计算非牛顿体混合油的表现粘度,以及组分油粘度指数相差较大的混合油粘度。李闯文在研究新疆混合原油物性中,发现混合原油实测粘度与双对数公式计算值的差值随配比按一定规律变化,即随低粘油原油的比例增加而增加,达到最大时又逐渐减小。于是李闯文修正了双对数公式,修正式包括配比范围修正和油品性质修正。

双对数粘度模型^[1]:

$$\lg\lg\mu = \sum_{i=1}^n X_i \lg\lg\mu_i \quad (5)$$

李闯文粘度模型^[2]:

$$\lg\lg\mu = \sum_{i=1}^n X_i \lg\lg\mu_i + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n B_{jk} C_{jk} X_j X_k \quad (6)$$

$$C_{jk} = 2(2 \lg\lg\mu_{jk} - \lg\lg\mu_j - \lg\lg\mu_k)$$

$$B_{jk} = \frac{\lg(100 X_k)}{\lg(100 X_j)}$$

式中 X_i ——第 i 种组分油体积比例;

X_j ——稠油体积比例;

X_k ——稀油体积比例;

μ ——混合油粘度, mPa·s;

μ_i ——第 i 种组分油粘度, mPa·s;

μ_j ——稠油粘度, mPa·s;

μ_k ——稀油粘度, mPa·s;

μ_{jk} ——质量或体积比 1:1 的混合油粘度, mPa·s。

4、Bingham 粘度模型

1932 年, Bingham 基于理想溶液提出了倒数规则, 1992 年, 李闯文利用 13 组两组分混合油粘度进行模型检验对比, 得到其修正模型。

Bingham 公式^[1]:

$$\mu^{-1} = \sum_{i=1}^n X_i \mu_i^{-1} \quad (7)$$

Bingham 修正公式^[2]:

$$\mu^{-1} = \sum_{i=1}^n X_i \mu_i^{-1} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n B_{jk} C_{jk} X_j X_k \quad (8)$$

$$B_{jk} = \frac{\lg(100 X_k)}{\lg(100 X_j)}$$

$$C_{jk} = 2(2 \mu_{jk}^{-1} - \mu_j^{-1} - \mu_k^{-1})$$

5、Cragoe 粘度模型

稠油系统粘度比值一般大于 10^3 。对于稠油混合系统的粘度计算方法, Cragoe 提出采用混合原理^[3]计算粘度, 并对粘度函数 L 定义为:

$$\mu = 5 \times 10^{-4} \exp\left(\frac{1000 \ln 20}{L}\right) \quad (9)$$

$$L = P_1 L_1 + P_2 L_2$$

Cragoe 修正模型 I:

$$L_m = \sum_{i=1}^n X_i L_i + \sum_{j=1}^{n-1} \sum_{k=j+1}^n C_{jk} X_j X_k \quad (10)$$

$$L_i = 1000 \times \ln 20 / [\ln \mu_i - \ln(5 \times 10^{-4})]$$

$$C_{jk} = 2(2 L_{jk} - L_j - L_k)$$

二、混合原油粘度模型的筛选

1、混合原油的配制方法

将 80℃ 预处理的基础油样(北疆重质原油、吐哈原油、南疆原油)按不同比例混合后, 为了使油样混合均匀, 在室温下搅拌 30 min 后用于粘度测试。

2、试验测试粘度的方法

将一定比例混合均匀的混合原油, 室温装样, 当测试温度低于室温时, 按 0.5℃/min 的速率降温到测量温度, 恒温 20 min 后用旋转粘度计测量粘度。若测量温度高于室温, 则直接升温至测量温度, 恒温 20 min 后测量。

通过试验测试了 6 种吐哈—南疆—北疆(重质

油)混合原油在 9 个温度下的 54 组粘度,其实测粘度值见表 1。在试验数据的基础上,分析了各模型的适用条件,选取了单对数、李闯文、刘天佑 3 个数

学模型分别计算粘度,不同温度下各模型的预测粘度与实测值的平均偏差及其对比见表 2、表 3 以及图 1~图 3。

表 1 混合原油粘度实测值

温度 (°C)	原油粘度 (mPa·s)			不同比例混合原油粘度 (mPa·s)					
	吐哈	南疆	北疆	1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	6 号
50	2.65	8.03	52.33	11.23	11.52	9.57	12.90	13.33	16.60
40	3.09	10.33	82.43	15.37	15.08	12.60	17.33	17.20	24.80
30	3.81	13.62	138.67	21.43	21.20	17.27	24.80	24.40	35.00
25	4.30	16.40	192.33	25.00	25.35	20.21	30.20	30.33	42.30
20	4.84	19.63	262.67	31.23	32.40	25.12	37.17	37.50	56.56
15	6.63	25.83	368.67	39.20	45.70	34.96	44.57	46.57	67.27
10	11.29	35.50	573.00	55.73	60.21	48.63	63.37	66.03	95.32
5	43.35	69.97	912.00	88.96	98.26	80.42	74.79	78.57	110.18
2	63.93	163.03	1 265.38	129.36	129.51	121.32	92.66	104.93	146.00

注 1 号~6 号分别为吐哈:南疆:北疆混合原油比例 0.1352:0.5053:0.3594;0.3770:0.1190:0.504;0.184:0.5044:0.3016;0.127:0.4773:0.3957;10:0.50:0.40;0.655:0.4045:0.53。

表 2 三种混合原油粘度模型预测结果

模型	不同混合原油温度下原油粘度的相对偏差 %								
	50°C	40°C	30°C	25°C	20°C	15°C	10°C	5°C	2°C
单对数	-1.27	2.26	-0.32	1.44	-1.82	-6.44	0.64	0.24	-1.22
李闯文	5.43	8.13	9.14	10.35	6.75	-1.03	4.35	1.38	-2.55
刘天佑	3.60	6.42	5.27	7.21	4.06	-0.95	5.28	5.83	1.48

注 相对偏差 $X_i = (\text{计算值} - \text{测量值}) / \text{测量值}$ 。

表 3 三种混合原油粘度模型预测结果对比

模型	绝对平均偏差 %		最大相对偏差 %	
	牛顿体段	非牛顿体段	牛顿体段	非牛顿体段
单对数	4.97	3.33	10.47	10.00
李闯文	7.19	5.95	19.01	15.57
刘天佑	5.62	7.03	14.21	14.42

注 绝对平均偏差 $= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |X_i|$; 最大偏差 $= \max(|x_i|)$ 。

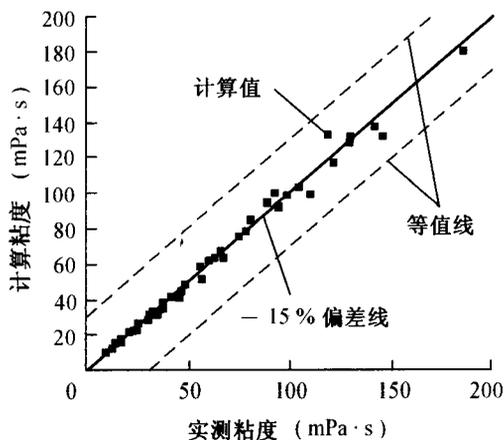


图 1 单对数模型计算值与测量值对比图

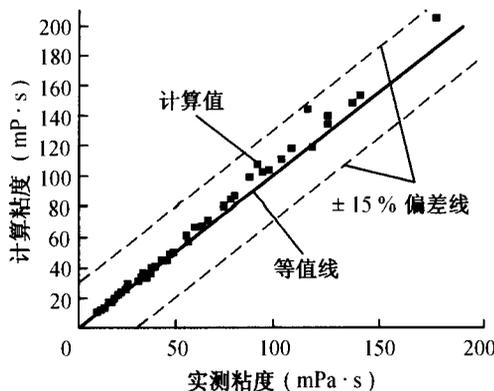


图 2 李闯文模型计算值与实测值对比

(下转第 34 页)

三、试验结果与现场实测结果对比

在新疆油田现场实际测量了埋深 1.6 m、外包 50 mm 厚黄夹克、 $\phi 273$ mm 的 401 管道周围的温度场,现场测试数据和试验数据对比结果见表 1。

表 1 实测数据与试验数据对比结果

测点	温度(°C)	
	实测值	试验值
1-1	-15.98	-17.29
1-3	4.01	4.37
2-1	9.45	10.85
2-2	7.86	8.49
3-3	0.21	0.25
3-4	6.13	6.62
3-5	6.98	7.87
3-7	9.23	9.74
4-4	1.67	1.87
4-7	9.68	10.11
5-4	-0.62	-0.51
5-6	5.45	5.87
6-3	-5.97	-5.62
6-7	8.89	9.37
7-5	0.63	0.75
7-7	8.84	9.24

从表 1 可以看出,试验数据与实测数据的平均误差小于 0.5°C ,对比结果是令人满意。

四、结 论

(1)根据测试数据可以绘制管道周围沙场的温度场及管内多相介质的温度图。每个工况的非稳态数据每半小时取一次数据。

(2)通过对停输管道原油的温降曲线进行数学回归,并对回归方程的可信度进行了统计分析,结果表明回归曲线和测试结果拟合的很好。因此试验方案设计满足相似理论要求,该试验设计是合理的。

参 考 文 献

1. 吴国忠 庞丽萍:埋地输油管道非稳态热力计算模型研究,油气田地面工程,2002,21(1)。
2. 吴国忠 鲁 刚:电加热埋地油气集输管道热力计算与实验研究,哈尔滨工业大学学报,2004,36(8)。

(收稿日期:2006-08-21)

编辑:孟凡强

(上接第 24 页)

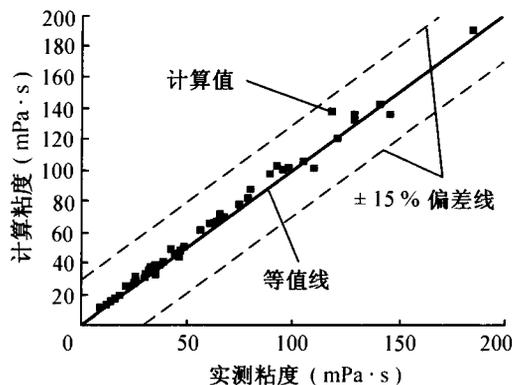


图 3 刘天佑模型计算值与测量值对比

由表 2 和图 1~图 3 可见,单对数模型最好,牛顿体段的绝对平均偏差为 4.97%,最大相对偏差为 10.47%,非牛顿体段绝对平均偏差为 3.33%,最大相对偏差为 10.00%;李闯文模型最差,牛顿体段绝对平均偏差为 7.19%,最大相对偏差为 19.01%,非牛顿体段的绝对平均偏差为 5.95%,最大相对偏差为 15.57%;刘天佑模型 I 较好,牛顿体段的绝对平均偏差为 5.62%,最大相对偏差为 14.21%,非牛顿体段的绝对平均偏差为 7.03%,最大相对偏差为 14.42%。

三、结 论

(1)目前计算混合原油粘度的理论还不够成熟,有待进一步发展,已有的计算混合原油粘度经验模型大都是建立在大量试验数据的基础上的,每种模型的适用范围都有一定的局限性,因此对于粘度模型的选用一定要慎重。

(2)在实际应用中,预测某种混合原油粘度时,需根据混合原油的性质和试验测试的粘度数据,分析和筛选出合适的粘度模型,如果筛选得到的粘度模型不能满足计算精度的要求,还需在此基础上进一步修正。

参 考 文 献

1. Degiorgis GL, Maturano S, et al: Oil Mixture Viscosity Behavior: Use in Pipeline Design. SPE, 2001.
2. 李闯文:混合原油流变性及其配伍规律的研究(硕士论文),石油大学(北京),1996。
3. Crageo C S: Changes in the Viscosity of Liquids With Temperature, Pressure and composition. Proc. World Petrol. Cong. London, 1933(2).

(收稿日期:2006-07-03)

编辑:孟凡强

FANG Xupeng; **Data Exchange and Data Share in Northwest Product Oil Pipeline**, *OGST*, 2007, 26 (10) 14~17.

This paper describes data transmission, data exchange and data share of Urumchi-Lanzhou Product Oil Pipeline with downstream pipelines (including Lanzhou-Chengdu-Chongqing Product Oil Pipeline and the future Lanzhou-Zhengzhou-Changsha Product Oil Pipeline etc.) from Lanzhou Terminal Station. The data mainly includes metering data, product oil cut and batch data, fire extinguishment data and storage tanks data. The problems in transmission network safety of data transmission, data exchange and data share are discussed.

Subject Headings: product oil pipeline, data transmission, data exchange, data share

• OIL & GAS STORAGE •

DONG Fengjuan, FENG Bing *et al*; **Stratigraphical Analysis to Determine the Optimal Scheme of Underground Gas Storage**, *OGST*, 2007, 26 (10) 18~21.

Starting from the multi-variant, quantitative and qualitative analysis, authors make the issues studied stratification, and from which determine the optimal design scenario of underground gas storage. Case analysis shows that the stratigraphical analysis technique can provide a cost-effective method for designers in choosing the optimal scenario. Meanwhile, this technique is helpful to make an additional decision in optimizing operating parameters of underground gas storage.

Subject Headings: natural gas, underground gas storage, stratigraphical analysis technique, application, optimal design scenario, determination

• DESIGN & CALCULATION •

MENG Qingping; **An Available Viscosity Calculation Model for Mixed Crude Oil**, *OGST*, 2007, 26 (10) 22~24, 34.

Highly viscous crude oil is commonly transported with mixing technique (heavy crude and light crude) in order to reduce viscosity. However, the viscosity calculation model available to the mixed crude oil remains to be developed. Based on the publications and information, the author develops a viscosity calculation model for mixed crude oil and points out its available scope. Take the Tuha-Nanjiang-Beijiang (heavy crude) mixed crude oil for example, the article introduces the screening course of viscosity calculation models which provides a reference for actual application.

Subject Headings: mixed crude oil, viscosity calculation, empirical model, mixing rule

TANG Haiyan and XU Xunhua; **Comparison to Contaminated Volume Calculation Formulas of Batch Transportation Pipeline**, *OGST*, 2007, 26 (10) 25~27.

Contaminated volume from different product oils will form at their interface so that the calculation, monitoring, control and treatment for the contaminated volume of batch transportation pipeline of oil product become an important link. The common calculation models of contaminated volume like the diffusion theory model, Austin-Palfrey model and empirical model are compared. The result shows that the model derived from turbulent diffusion theory is most reliable and available, which can be used to calculate the contaminated volume of oil products in batch transportation pipelines.