

基于偏心因子修正的孤北稠油粘度预测模型

徐睿好

(中国石化石油工程设计有限公司,山东 东营 257000)

摘要:为避免开展复杂的地层稠油粘度测试,简化PR粘度预测模型求解过程并提高预测模型的适用性,建立了一种基于偏心因子修正的孤北稠油粘度预测模型。通过稠油脱水、掺水实验及不同含水率下的粘度测试,建立可用于PR粘度预测方程的地面脱气原油粘度与含水率和温度的计算关联式,简化地面脱气原油粘度测定实验;通过修正Edmister偏心因子的求解误差,提高PR粘度预测方程的预测准确性。针对孤北1-38井稠油建立粘度预测模型,以多因素、多水平数的地层稠油环境参数为初始条件,进行地层稠油粘度数值模拟。实验和模拟结果表明,重质馏分含量高,导致地层压力升高,轻质组分降粘效果不明显,温度、含水率和气液比是影响地层稠油粘度的主要因素。

关键词:稠油 PR粘度预测 偏心因子 计算关联式 函数面

中图分类号:TE311

文献标识码:A

A viscosity prediction model of Gubei heavy oil based on correction of acentric factor

XU Ruiyu

(SINOPEC Petroleum Engineering Corporation, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

Abstract: In order to avoid conducting complex viscosity test of formation heavy oil, simplify the solving process of PR viscosity prediction model and finally improve the applicability of prediction model, a viscosity prediction model of Gubei heavy oil was established based on correction of acentric factor. Based on dehydration, blending tests and viscosity tests under different water cuts of heavy oil, the viscosity correlation of ground degassed crude oil viscosity with water cut and temperature for PR equation was established to simplify the related viscosity experiment. It can also be used to improve accuracy of PR viscosity prediction equation by correcting the calculation error of Edmister acentric factor. The viscosity prediction model of Gubei1-38 heavy oil was established for numerical simulation taking environment parameters of formation heavy oil with multi-factor and multi-level as initial conditions. The test and calculation results show that high content of heavy fraction results in the increase of formation pressure, and viscosity reduction effect is not obviously related to the light fraction, while temperature, water content and gas-liquid ratio is the main influencing factors of viscosity of the formation heavy oil.

Key words: heavy oil; PR viscosity prediction; acentric factor; calculation correlation; function surface

地层原油粘度是油田开发及生产中评价原油特性的重要参数^[1-2]。开采初期,高压地层流体的粘温参数不易获得;采用实验研究方法,虽可了解高温高压地层流体性质,但实验条件要求高,过程复杂,数据量有限。现有稠油粘度计算的理论模型,求解复杂,不便于实际计算^[3-6]。因此,有必要依据理论模型,建立准确描述油藏温压条件下^[7-8]稠油粘

度的简化计算关联式,为开展油气藏数值模拟及流体评价提供可靠性高、操作性强的工程方法。为此,笔者在开展不同含水率下稠油粘温关系测定实验研究的基础上,建立地面脱气原油粘度与温度和含水率的计算关联式。同时,运用偏心因子修正的PR粘度预测方程,对不同温度、压力、含水率和气液比下的地层稠油粘度进行数值计算,并依据计算结

收稿日期:2017-11-16。

作者简介:徐睿好(1990—),女,江苏徐州人,助理工程师,硕士,从事油气长距离管道输送设计工作。联系电话:18054628496, E-mail: xuruiyu637@126.com。

果,分析建立孤北地层稠油粘度关于温度、压力、含水率和气液比的计算关联式,形成了孤北稠油粘度预测模型。

1 稠油粘温曲线及组分测试

1.1 不同含水率下稠油粘温曲线测试

实验油样取自孤北1-38井,经脱水后配制含水率分别为23%,50%,60%,70%,80%,85%和90%的稠油混合液,采用Anton Paar MCR102流变仪进行粘温曲线测试,测试采用CC17同轴圆筒测试系统。测试温度为35~70℃,温度间隔为5℃。由测试得到的不同含水率下稠油混合液的粘温曲线(图1)可以看出,稠油混合液粘度的对数与温度呈近似线性关系,并随含水率增加整体呈逐渐减小的趋势。经参数拟合可得不同温度及含水率时的地面脱气原油粘度计算关联式,即

$$\lg \mu_o = (-0.04422 + 0.02476f_w - 0.02421f_w^3)t - 1.87457f_w + 7.03606 \quad (1)$$

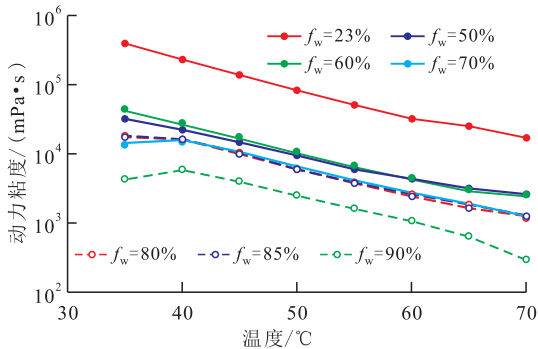


图1 不同含水率下稠油混合液粘温曲线

Fig.1 Viscosity variation curve of heavy oil with temperature under different water cuts

式(1)可用于计算对应地层温度及含水率时的地面脱气原油粘度,进而用于PR粘度方程的特征参数计算。

1.2 轻质组分组成

对孤北1-38井稠油轻质组分进行色谱分析,结果表明,C₁,C₂,C₃,C₄,C₅,CO₂和H₂S的物质的量分数分别为95.7%,0.62%,0.48%,0.23%,0,2.11%和0.86%,相对密度为0.5819。

2 偏心因子修正及粘度预测模型

地层稠油粘度的计算方法众多,主要分为实验法和模型及关联算法。实验法以落球法为代表,操作复杂并难以保证精度;模型及关联算法中的

PR粘度预测方程^[9-13]使用较为广泛,因此,笔者利用该方程进行计算,其表达式为

$$T = \frac{r'p}{10(\mu - b')} - \frac{a}{\mu(\mu + b) + b(\mu - b)} \quad (2)$$

地层条件下稠油混合液组成复杂,运用PR粘度预测方程求解时,需对组分中的重质馏分进行参数特征化。一般将C₁₁₊视为假组分,采用相对分子质量或分布函数^[14-15]等方法进行参数特征化。选用较为广泛的假组分相对分子质量作为C₁₁₊组分特征参数。计算流程如图2所示。

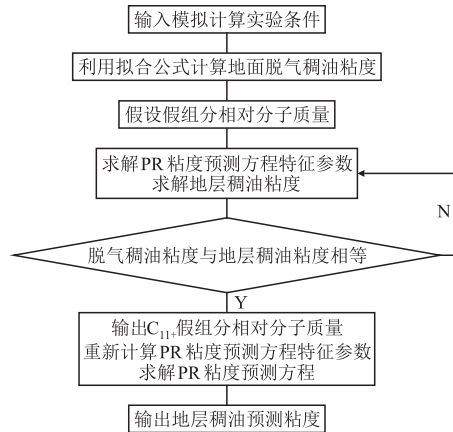


图2 基于PR粘度预测方程的稠油混合液粘度计算流程

Fig.2 Viscosity calculation flow of mixed heavy oil based on PR equation

确定C₁₁₊假组分相对分子质量时,首先输入地层温压条件及地面脱气原油参数,在假定的假组分相对分子质量下,计算式(2)特征参数并对其进行求解。将计算所得的地层稠油预测粘度与地层温度下地面脱气原油粘度进行比较,当二者偏差在允许范围内时,视该值为假组分的相对分子质量。文献[14]求解时采用二分法,但计算粘度随假组分相对分子质量的变化不具有单调性,故利用Roots函数求解方程的根以确定预测粘度。

PR粘度预测方程中的参数主要由偏心因子确定,偏心因子的计算准确性决定粘度预测的准确性。Edmister计算关联式为求解偏心因子主要方法之一,其计算式为

$$\omega = \frac{3}{7} \times \frac{\lg \frac{P_c}{P_a}}{\frac{T_c}{T_b} - 1} - 1 \quad (3)$$

其中

$$P_c = \frac{450R}{M} \quad (4)$$

$$T_c = (353.3 + 22.35M^{0.5})(1.25\gamma)^{0.5} \quad (5)$$

$$T_b = (1.7227 \times 10^4 M\gamma^{0.9371})^{0.4206} \quad (6)$$

$$\gamma = \frac{1.03M}{44.29 + M} \quad (7)$$

由式(3)所得的偏心因子计算值与实测值的误差随假组分相对分子质量的增大逐渐增大^[16-18](图3),二者的误差与相对分子质量近似呈线性(图3),对偏心因子计算误差进行3次拟合,得到偏心因子计算误差的表达式为

$$\omega_c = B_0 + B_1M + B_2M^2 + B_3M^3 \quad R^2 = 0.9989 \quad (8)$$

其中 B_0 , B_1 , B_2 和 B_3 分别为 1.3561×10^{-1} , 1.6900×10^{-3} , -2.1126×10^{-6} 和 2.4420×10^{-9} 。

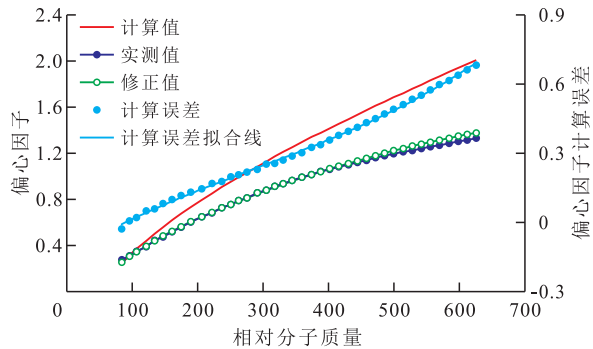


图3 偏心因子实测值与计算值及计算误差拟合结果

Fig.3 Tested and calculated acentric factors and the match result of calculated error

偏心因子修正值为

$$\omega_c = \omega - \omega_c \quad (9)$$

利用式(1),在不同地层参数条件下求解PR粘度预测方程,得到假组分相对分子质量为3840~3880。偏心因子修正后比修正前减小90~98,且误差随假组分相对分子质量的增大逐渐减小(图4)。

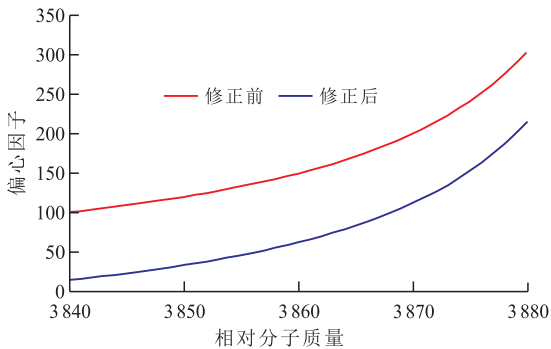


图4 修正前后计算偏心因子随相对分子质量变化曲线

Fig.4 Modified acentric factor variation curve with molecular weight

假组分相对分子质量确定后,需考虑轻质组分对PR粘度预测方程的影响,重新计算稠油中各组分的物质的量分数,并采用混合规则计算PR粘度预测方程的特征参数,计算式为

$$T = \frac{r'_m p}{10(\mu_m - b'_m)} - \frac{a_m}{\mu_m(\mu_m + b_m) + b_m(\mu_m - b_m)} \quad (10)$$

其中

$$r'_m = \sum_{i=1}^{N_1} x_i r'_i \quad (11)$$

$$b'_m = \sum_{i=1}^{N_1} \sum_{j=1}^{N_1} x_i x_j \sqrt{b'_i b'_j} (1 - k_{ij}) \quad (12)$$

$$a_m = \sum_{i=1}^{N_1} x_i a_i \quad (13)$$

$$b_m = \sum_{i=1}^{N_1} x_i b_i \quad (14)$$

3 实例计算与分析

以孤北1-38井稠油为例,利用偏心因子修正后的PR粘度预测方程进行粘度计算。根据稠油地层环境条件,将模拟计算工况设置为不同水平的温度、压力、含水率和气液比组合。由于正交试验方案不利于发掘各因素对稠油粘度的影响趋势,故计算条件设置时对温度、压力、含水率和气液比4个因素进行了全排列组合。温度为35~98℃共22个水平;压力为2,5,8,10,15,20和30 MPa共7个水平;含水率为23%,30%,40%,50%,60%,70%,80%,90%和95%共9个水平;气液比为1,11,21,31,41,51,61,71,81,91和101 Nm³/t共11个水平,共进行15246组实验方案计算。

3.1 压力对稠油粘度影响

分析不同压力下稠油混合液粘温曲线可知,当气液比和含水率一定时,不同压力下的粘温曲线基本重合(图5);仅在温度偏低时,压力对粘度的影响才略微有所差异(图6)。由图6亦可看出,粘度随压力增大的幅度极缓,基本保持不变。说明含水率、温度和气液比是影响稠油粘度的主要因素,压力为次要因素。分析认为,孤北稠油的C₁₁,假组分相对分子质量为3840~3880,重质组分对稠油粘度的影响较大;地层压力虽可使轻质组分进入稠油,起到降低稠油粘度的作用,但假组分对稠油粘度的影响

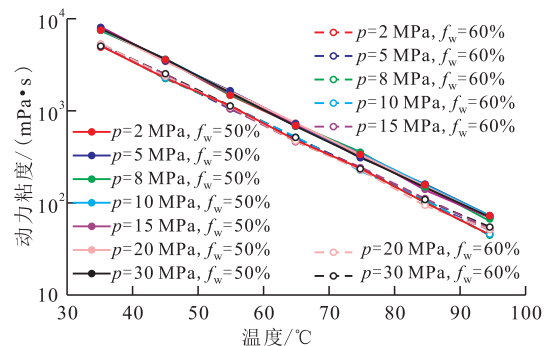


图5 不同压力下稠油混合液粘温曲线(气液比为11 Nm³/t)

Fig.5 Viscosity variation curve of mixed heavy oil with temperature under different pressures (gas-liquid ratio is 11 Nm³/t)

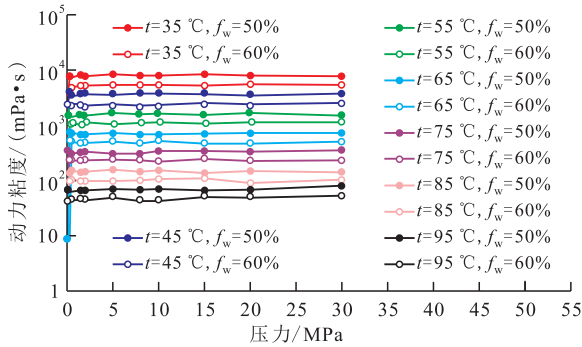


图6 不同温度和含水率下压力对稠油混合液粘度影响 (气液比为 11 Nm³/t)

Fig.6 Influence of pressure on the viscosity of mixed heavy oil under different temperatures (gas-liquid ratio is 11 Nm³/t)

远超过轻质组分的降粘作用,最终体现为增压降粘效果甚微。因此,在后续分析中,仅考虑温度、含水率和气液比对稠油粘度的影响。

3.2 温度、含水率和气液比对稠油粘度的综合影响

由模拟结果可以看出:当气液比相同时,随着温度升高和含水率的增加,稠油粘度呈现大幅降低趋势(图7);各气液比下稠油粘度变化趋势相似,随着气液比增加,稠油粘度整体呈大幅下降的趋势,并在低温(35℃)和低含水率(20%)时降幅最明显(图8)。

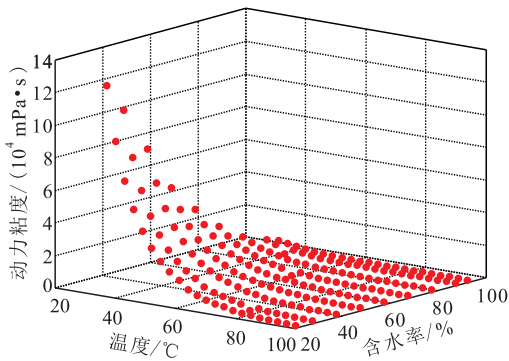


图7 气液比为 1 Nm³/t时含水率和温度对稠油粘度的影响
Fig.7 Influence of water cut and temperature on the viscosity of heavy oil (gas-liquid ratio is 1 Nm³/t)

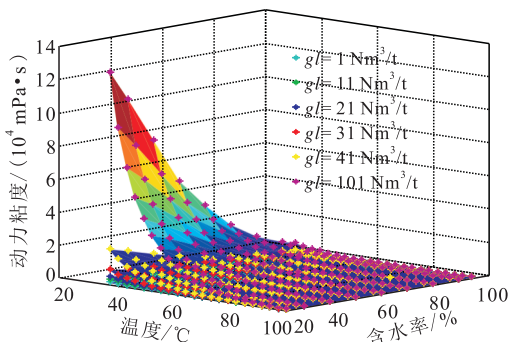
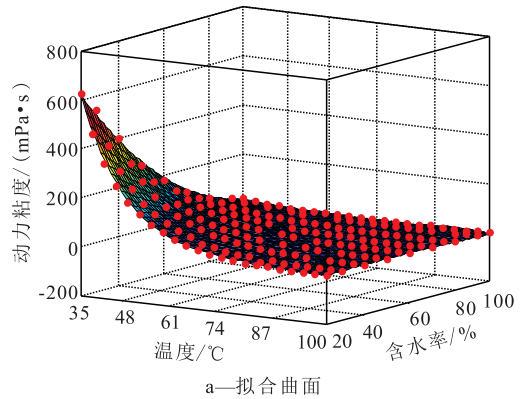


图8 各气液比下稠油粘度随含水率和温度的变化
Fig.8 Viscosity variation of heavy oil with water cut and temperature under different gas-liquid ratios

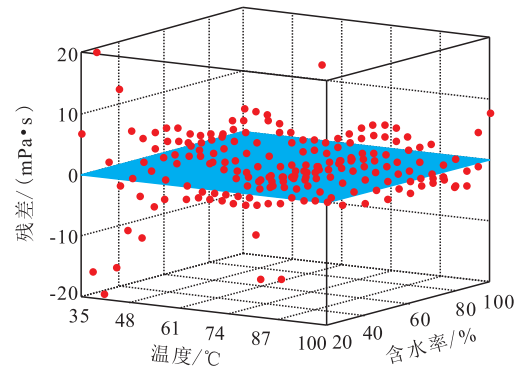
综上所述,各气液比下稠油粘度为温度和含水率的面函数,利用插值和拟合可得某气液比下稠油粘度随温度和含水率变化趋势面(图9)。依次对 11 个气液比下稠油粘度进行曲面拟合,均可建立稠油粘度关于温度和含水率的计算关联式,即

$$\mu_{gl} = m_{00} + (m_{10}t + m_{20}t^2 + m_{30}t^3 + m_{40}t^4 + m_{50}t^5) + (m_{01}f_w + m_{02}f_w^2) + (m_{11}tf_w + m_{21}t^2f_w + m_{12}tf_w^2 + m_{31}t^3f_w + m_{22}t^2f_w^2 + m_{41}t^4f_w + m_{32}t^3f_w^2) \quad (15)$$

其中,式(15)中的系数如表 1 所示。



a—拟合曲面



b—拟合残差

图9 孤北稠油拟合曲面及拟合残差 (气液比为 91 Nm³/t)

Fig.9 Fitting viscosity face and fitting residuals of Gubei heavy oil (gas-liquid ratio is 91 Nm³/t)

3.3 各气液比下稠油粘度计算关联

各气液比下的稠油粘度计算关联彼此独立,不便于任意气液比下的粘度计算,因而有必要将 11 组气液比下的稠油粘度计算式进一步关联。根据对 11 组气液比下拟合系数的整理分析可知,系数 m_{32} 与气液比呈函数关系(图 10),两者的关系式为

$$m_{32} = b + \frac{a-b}{1 + \left(\frac{gl}{x_0}\right)^c} \quad (16)$$

其中, a 为-3.079 88, b 为0.005 74, x_0 为3.595 42, c 为1.584 69,拟合度为 1。

表1 不同气液比下粘度函数面系数
Table1 Coefficients of viscosity function faces under different gas-liquid ratios

气液比/ (Nm ³ ·t ⁻¹)	m ₀₀ / 10 ³	m ₁₀ / 10 ²	m ₂₀	m ₃₀ / 10 ⁻¹	m ₄₀ / 10 ⁻⁴	m ₅₀ / 10 ⁻⁶	m ₀₁ / 10 ⁴	m ₀₂ / 10 ³	m ₁₁ / 10 ²	m ₁₂ / 10 ²	m ₂₁	m ₂₂	m ₃₁ / 10 ⁻²	m ₃₂ / 10 ⁻²	m ₄₁ / 10 ⁻⁴	拟合 度	残差/ (mPa·s)
1	2 068	-1 099	2 350	-251.4	1 346	-289.00	-307.8	1 238	1 392	-487.20	-2 321.00	633.90	1 676.00	-272.10	-437.80	0.998	925
11	336.6	-178.9	382.4	-40.91	219.0	-47.05	-50.07	201.2	226.4	-79.19	-377.50	103.00	272.60	-44.22	71.21	0.998	151
21	132.1	-70.21	150.1	-16.06	85.97	-18.47	-19.65	78.95	88.84	-31.07	-148.10	40.43	107.00	-17.35	-27.95	0.998	59
31	70.04	-37.23	79.57	-8.52	45.59	-9.80	-10.42	41.85	47.10	-16.47	-78.54	21.44	56.73	-9.20	-14.82	0.998	31
41	43.31	-23.02	49.20	-5.27	28.20	-6.06	-6.44	25.88	29.12	-10.19	-48.57	13.26	35.08	-5.69	-9.17	0.998	19
51	29.41	-15.63	33.41	-3.58	19.15	-4.12	-4.37	17.57	19.78	-6.92	-32.99	9.00	23.83	-3.87	-3.87	0.998	13
61	21.27	-11.30	24.17	-2.59	13.86	-2.98	-3.16	12.71	14.30	-5.00	-23.86	6.51	17.24	-2.80	-4.51	0.998	10
71	16.10	-8.56	18.29	-1.96	10.49	-2.26	-2.39	9.62	10.83	-3.79	-18.06	4.93	13.05	-2.12	-3.41	0.998	7
81	12.61	-6.70	14.33	-1.53	8.22	-1.77	-1.88	7.53	8.48	-2.97	-14.15	3.86	10.22	-1.66	-2.67	0.998	6
91	10.14	-5.39	11.53	-1.23	6.61	-1.42	-1.51	6.06	6.82	-2.39	-11.38	3.11	8.23	-1.33	-2.15	0.998	5
101	8.33	-4.43	9.47	-1.01	5.44	-1.17	-1.24	4.98	5.61	-1.96	-9.36	2.55	6.76	-1.10	-1.77	0.998	4

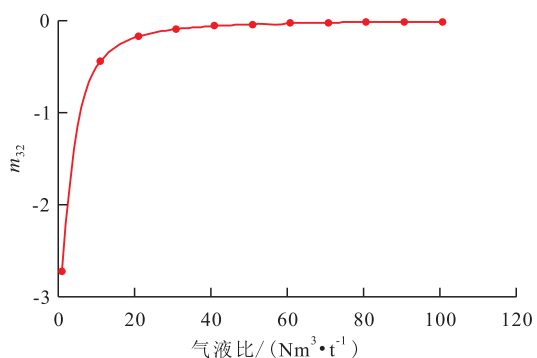


图10 系数 m₃₂ 随气液比的变化

Fig.10 Variation curve of m₃₂ with gas-liquid ratio

其他拟合系数 m_{ij} 均与 m₃₂ 具有相关性,可表示为

$$m_{ij} = m_{32} C_{ij} \quad (17)$$

为了进一步分析气液比对计算关联式系数比 C_{ij} 的影响,将 C_{ij} 标准化至 [0, 10] 为 C_{ij}^{*}。由图 11 可以看出, C_{ij}^{*} 随气液比的增大变化微小。因此, C_{ij} 可取不同气液比下的平均值,取值如表 2 所示。

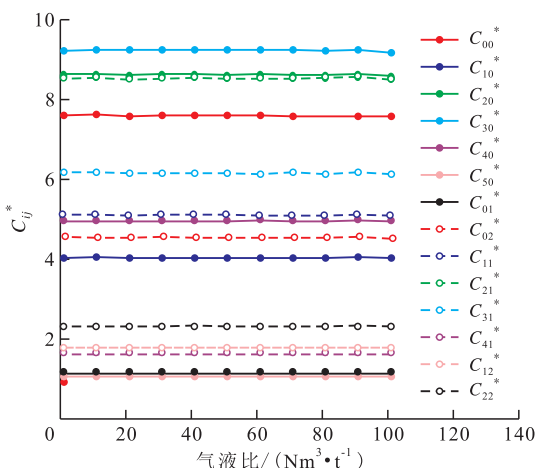


图11 C_{ij}^{*} 随气液比变化趋势

Fig.11 Variation curve of C_{ij}^{*} with gas-liquid ratio

表2 计算关联式系数比 C_{ij} 取值
Table5 Coefficient ratio table of calculating correlation coefficients

C _{ij}	平均值	C _{ij}	平均值
C ₀₀	-7.607 725×10 ⁵	C ₀₂	-4.546 060×10 ⁵
C ₁₀	4.043 263×10 ⁴	C ₁₁	-5.116 934×10 ⁴
C ₂₀	-864.464 1	C ₂₁	8.534 522×10 ²
C ₃₀	9.251 622	C ₁₂	1.789 797×10 ⁴
C ₄₀	-4.955 035×10 ⁻²	C ₃₁	-6.165 579
C ₅₀	1.064 994×10 ⁻⁴	C ₂₂	-232.943 1
C ₀₁	1.131 503×10 ⁶	C ₄₁	1.611 747×10 ⁻²

4 结论

通过孤北 1-38 井稠油掺水实验,建立其地面脱气稠油粘度关于温度和含水率计算关联式,该式便于计算地层温度及含水率下的地面脱气稠油粘度,可直接用于 PR 粘度预测方程,避免开展地层高温、高压条件下的复杂实验。

偏心因子的准确性决定了 PR 粘度预测方程参数的准确性,进而影响粘度预测结果的准确性。在 Edmister 偏心因子计算基础上进行误差修正,可有效减小粘度预测计算误差。

针对孤北 1-38 井稠油进行实例计算,其重质组分对粘度计算影响较大,地层压力升高使轻质组分进入稠油带来的降粘效果不明显;建立该区域稠油地层粘度预测模型,适用于压力对粘度影响不显著的稠油粘度预测,简化了地层稠油粘度预测过程,增强了预测模型的实用性。

符号解释:

μ_o ——地面脱气原油粘度, mPa·s; f_w ——含水率;

t ——温度,℃; T ——地层温度,K; r' ——临界温压比,K/Pa; p ——地层压力,MPa; μ ——地层稠油预测粘度,mPa·s; b' , a , b ——特征参数; ω ——偏心因子计算值; p_c ——临界压力,MPa; p_a ——当地大气压力,MPa; T_c ——临界温度,K; T_b ——正常沸点,K; R ——气体常数,J/(mol·K); M —— C_{n+} 假组分相对分子质量; γ —— C_{n+} 假组分相对密度; ω_e ——偏心因子计算误差; B_0 , B_1 , B_2 和 B_3 ——拟合系数; ω_c ——偏心因子修正值; μ_m ——考虑轻质组分后的地层稠油预测粘度,mPa·s; i , j ——组分编号; N_i ——组分总数; x_i , x_j ——第 i 和第 j 种稠油组分比例; a_i , b_i ——第 i 种稠油组分特征参数; k_{ij} ——交叉影响系数; μ_{gl} ——某气液比下稠油预测粘度,mPa·s; m_{ij} ——稠油粘度计算关联式系数; gl ——气液比,Nm³/t; x_0 , c ——拟合常数; C_{ij} ——计算关联式系数比,即 m_{ij}/m_{32} ; C_{ij}^* ——标准化计算关联式系数。

参考文献:

- [1] 王维斌,郭杜凯,陈旭峰,等.鄂尔多斯盆地吴起地区延长组长6,低阻油层成因分析及识别方法[J].油气地质与采收率,2017,24(2):38-45,89.
WANG Weibin, GUO Dukai, CHEN Xufeng, et al. Genesis analysis and identification methods of Chang6₁ low resistivity oil pays in Yanchang Formation in Wuqi area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(2): 38-45, 89.
- [2] 刘惠民,孙善勇,操应长,等.东营凹陷沙三段下亚段细粒沉积岩岩相特征及其分布模式[J].油气地质与采收率,2017,24(1):1-10.
LIU Huimin, SUN Shanyong, CAO Yingchang, et al. Lithofacies characteristics and distribution model of fine-grained sedimentary rock in the lower Es₃ member, Dongying sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 1-10.
- [3] 刘敏.埕岛油田馆陶组上段油藏合理产液量及注水量矢量优化方法[J].油气地质与采收率,2017,24(3):105-109.
LIU Min. Vector optimization method for reasonable fluid production and water injection rate of reservoir in the Upper Guantao Formation, Chengdao oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 105-109.
- [4] 徐振华,刘鹏程,张胜飞,等.稠油油藏溶剂辅助蒸汽重力泄油启动物理实验和数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2017,24(3):110-115.
XU Zhenhua, LIU Pengcheng, ZHANG Shengfei, et al. Physical experiment and numerical simulation study for start-up of ES-SAGD in heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 110-115.
- [5] 杜殿发,付金刚,张婧,等.超稠油蒸汽驱地层热损失计算方法研究[J].特种油气藏,2016,23(2):73-76.
DU Dianfa, FU Jingang, ZHANG Jing, et al. Formation heat loss calculation in steam flooding of super-heavy oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 73-76.
- [6] 张俊武,邹华耀,李平平,等.含烃盐水包裹体PVT模拟新方法及其在气藏古压力恢复中的应用[J].石油实验地质,2015,37(1):102-108.
ZHANG Junwu, ZOU Huayao, LI Pingping, et al. A new PVT simulation method for hydrocarbon-containing inclusions and its application to reconstructing paleo-pressure of gas reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(1): 102-108.
- [7] 胡志明,郭为,熊伟,等.页岩等温吸附曲线SLD-PR模拟方法及应用[J].石油与天然气地质,2015,36(1):162-167.
HU Zhiming, GUO Wei, XIONG Wei, et al. SLD-PR simulation method for shale adsorption isotherm and its application [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 162-167.
- [8] 赵国忠.分布式并行油藏模拟高效求解器的构建[J].大庆石油地质与开发,2016,35(5):53-57.
ZHAO Guozhong. Establishment of the high-efficiency solver for distributed parallel reservoir simulation [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(5): 53-57.
- [9] PASSUT C A, DANNER R P. Acentric factor valuable correlating parameter for the properties of hydrocarbons [J]. Industrial & Engineering Chemistry Process Design and Development, 1973, 12(3):365-368.
- [10] CHEN D H, DINIVAH M V, JENG C Y. New acentric factor correlation based on the Antoine equation [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 1993, 32(1):241-244.
- [11] GUO X Q, WANG L S, RONG S X, et al. Viscosity model based on equations of state for hydrocarbon liquids and gases [J]. Fluid Phase Equilibria, 1997, 139(1):405-421.
- [12] 雷宇.稠油粘度预测模型研究[D].成都:西南石油大学,2012.
LEI Yu. Study on viscosity prediction model of heavy oil [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [13] 郭绪强,荣淑霞,杨继涛,等.基于PR状态方程的粘度模型[J].石油学报,1999,20(3):56-61.
GUO Xuqiang, RONG Shuxia, YANG Jitao, et al. The viscosity model based on PR equation of state [J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(3): 56-61.
- [14] EDMISTER W C. Applied hydrocarbon thermodynamics, Part4: compressibility factors and equations of state [J]. Petroleum Refiner, 1958, 37(1):173-179.
- [15] 马昌峰,陈光进,郭天民.原油特征化方法的改进[J].石油学报,2000,21(4):65-69.
MA Changfeng, CHEN Guangjin, GUO Tianmin. Modification of crude characterizing method [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(4): 65-69.
- [16] LIU L, CHEN S. Correlation of the acentric factor for hydrocarbons [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 1996, 35(7):2484-2486.
- [17] ABEDINI R, ABEDINI A, YAKHFROUZAN N E. A new correlation for prediction of undersaturated crude oil viscosity [J]. Petroleum & Coal, 2010, 52(1):50-55.
- [18] XU D H, KHURANA A K. A simple and efficient approach for improving the prediction of reservoir fluid viscosity [C]. Adelaide: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, 1996.