

富满油田原始地层条件原油体积系数预测公式

何新兴¹ 李世银² 刘志良² 张万博³ 姚 超² 汪周华³

1. 中国石油天然气股份有限公司油气和新能源分公司, 北京 100007;
2. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司, 新疆 库尔勒 841000;
3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500

摘 要:地层原油体积系数是油气藏储量计算的重要参数。由于直接确定体积系数的压力—体积—温度 (Pressure-Volume-Temperature, PVT) 实验法易受样品代表性影响、成本高, 现场常采用经验公式法预测。富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏具有超深、高温、超高压、不同区块间流体类型多样化的特征, 现有体积系数计算经验公式误差大。针对这一问题, 在对现有体积系数经验公式适用条件分析评价的基础上, 建立了富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏黑油和挥发原油饱和压力及地层条件下体积系数预测经验公式, 经与 PVT 实验值比较, 经验公式计算的饱和压力及地层条件体积系数相对平均误差均小于 5%, 满足油田开发、生产管理要求。研究结果对塔里木盆地类似高温、超高压地层原油的体积系数有借鉴意义。

关键词:富满油田; 高温超高压; 体积系数; 泡点压力; 经验公式

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2024.03.015

Prediction formula of crude oil volume factor at original formation conditions in Fuman Oilfield

HE Xinxing¹, LI Shiyin², LIU Zhiliang², ZHANG Wanbo³, YAO Chao², WANG Zhouhua³

1. PetroChina Oil, Gas & New Energies Company, Beijing, 100007, China;
2. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China;
3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China

Abstract: The formation volume factor of crude oil is the key parameter for oil and gas reservoir reserves calculation. Due to the susceptibility of the PVT (Pressure-Volume-Temperature) experimental method to sample representativeness and its high cost, empirical equations are commonly used in the field to predict volume factors. Fuman Oilfield, with its Ordovician carbonate reservoirs, is characterized by ultra-deep, high temperature, ultra-high pressure, and diversified fluid types across different blocks, leading to a poor performance when using existing empirical equation to predict oil volume factor. In

收稿日期: 2023-12-08

基金项目: 中石油十大科技工程项目“富满油田提高采收率技术与先导试验”(2022KT0603)

作者简介: 何新兴 (1972-), 男, 甘肃陇西人, 高级工程师, 博士, 主要从事油气田开发及储气库建设等研究。E-mail: hexx-tlm@petrochina.com.cn

response to this issue, after analyzing and evaluating the applicable conditions of the existing volume factor empirical equations, we have developed empirical formulas to calculate the saturation pressure and volume factor of black oil and volatile oil under formation conditions in Fuman Oilfield Ordovician carbonate reservoirs. By comparing with PVT experimental saturation pressure and formation oil volume factor, the average prediction errors were all less than 5%, which satisfied the demands of oilfield exploitation and production management. The research results offer valuable insights for determining the volume factors of crude oil in high-temperature, ultra-high-pressure formations of the same nature within the Tarim Basin.

Keywords: Fuman Oilfield; High-temperature and ultra-high pressure; Volume factor; Bubble point pressure; Empirical equations

0 前言

富满奥陶系碳酸盐岩油藏平均埋深 7 500 m, 平均温度 150 ℃, 平均压力 83.6 MPa, 属于超深、高温、超高压油藏^[1]。地层原油体积系数对储量计算、流体类型划分、数值模拟等有重要价值^[2-5], 可通过 PVT (Pressure-Volume-Temperature) 实验、人工智能算法、经验公式等方式获得^[6-8]。PVT 实验法是确定体积系数最直接的方法, 但易受样品代表性影响^[8]。在前期工作中对取得的样品进行代表性评价, 发现分离器和井下取样获得代表性样品的比例均较低, 分别为 70% 和 40% 左右。油藏平均 7 000 m 左右的井深导致井下取样困难, 持续多井次的取样和实验也较为费时和昂贵^[4,9,10]。

人工智能算法的特点是求解黑箱问题, 其适用范围受样本数据影响。经验公式结构简单、应用方便, 与人工智能算法一样, 适用条件与参与回归的样本数据有关, 难以保证获得精确的结果^[11-14]。目前常用的 Standing、Glaso、Vasquez-Beggs 与 Petrosky-Farshad 经验公式中^[11,15-17], Vasquez-Beggs 公式的适用温度最高, 为 145.65 ℃, 但小于当前油藏温度 (150 ℃)。经验公式中的流体物性参数多来自于 PVT 实验^[18], 在矿场生产过程中难以获取, 使得经验公式在矿场应用不便。

在油藏整体高温超高压的背景下, 油藏流体类型整体上从西向东由黑油逐渐变化为挥发油, 且不同区块间的温压条件有很大不同, 使得原油体积系数存在较大差异, 有必要建立预测不同类型原油体积系数的经验公式。在对现有体积系数经验公式适用条件和计算精度进行评价的基础上, 将原油体积系数与矿场投产首月油气相对密度及生产气油比平均值相关联, 建立了适用于富满油田的原油体积系数预测经验公式。

1 常用的原油体积系数经验公式

目前, 计算原油体积系数的经验公式含有的参数包括地层温度、溶解气油比、溶解气和脱气原油在地面标

况下的相对密度等参数^[19-21]。一般来说, 溶解气油比越高, 原油饱和和压力越高, 地层条件下体积系数越大。

Standing M B 等人^[11]基于加州原油 105 个原油样品, 考虑地面标况下天然气和脱气油相对密度、溶解气油比、地层温度的影响, 提出了计算饱和和压力下原油体积系数的经验公式, 见式(1)。

$$B_{ob} = 0.9759 + 1.2 \times 10^{-4} [5.615R_s(\gamma_g/\gamma_o)^{0.5} + 1.25(1.8T + 32)]^{1.2} \quad (1)$$

式中: B_{ob} 为饱和和压力下原油体积系数; R_s 为溶解气油比, m^3/m^3 ; γ_g 、 γ_o 分别为地面标况下天然气、脱气油相对密度; T 为地层温度, ℃。

Glaso O 等人^[15]使用 45 个北海原油样品回归出了饱和和压力下原油体积系数经验公式, 见式(2)~(4)。

$$B_{ob} = 1 + 10^A \quad (2)$$

$$A = -6.5851 + 2.9133 \lg B - 0.2768(\lg B)^2 \quad (3)$$

$$B = 5.615R_s(\gamma_g/\gamma_o)^{0.526} + 0.968(1.8T + 32) \quad (4)$$

Vasquez M 等人^[16]提出的原油体积系数经验公式由 6 000 个 B_o 数据回归而来, 可以计算饱和和压力和原始地层条件下原油体积系数, 以 B_{ob} 和 B_o 表示, 公式具体形式见式(5)~(8)。

$$B_o = B_{ob} e^{[C_o(P-P_b)]} \quad (5)$$

$$B_{ob} = (1.8T - 28)\gamma_{API}/\gamma_{gs}(C_2 + 5.615C_3R_s) + 1 + 5.615C_1R_s \quad (6)$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g [5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API}(1.8T_{sep} + 32) \times \lg(1.265P_{sep}) + 1] \quad (7)$$

$$C_o = [5 \times 5.615R_s + 17.2(1.8T + 32) - 1180\gamma_{gs} + 12.61\gamma_{API} - 1433]/(10^5 \times 145P) \quad (8)$$

式中: B_o 为地层压力下原油体积系数; γ_{gs} 为分离器条件下天然气相对密度; C_o 为原油压缩系数, $\text{m}^3/(\text{m}^3 \cdot \text{MPa})$; P 为地层压力, MPa; P_b 为饱和压力, MPa; γ_{API} 为地面标况下脱气油 API 重度; T_{sep} 为分离器温度, ℃; P_{sep} 为分离器压力, MPa; C_1 、 C_2 、 C_3 为系数, 取值见表 1。

表 1 C_1 、 C_2 、 C_3 取值表

Tab. 1 Values of parameters C_1 , C_2 , C_3

系数	$\gamma_o \geq 0.876\ 2$	$\gamma_o < 0.876\ 2$
C_1	27.624	56.180
C_2	0.914 328	0.842 46
C_3	11.172	10.393

Petrosky G E 等人^[17]使用 81 组墨西哥湾原油数据拟合了原油体积系数公式,通过地面脱气油和地面标况下天然气相对密度、溶解气油比、地层温度等参数计算饱和和压力时原油的体积系数。采用与 Vasquze-Beggs 公式相同的形式,将饱和压力下原油体积系数转化为地层压力下原油的体积系数。

$$B_o = B_{ob} e^{[C_1(P-P_b)]}$$

(9)

表 2 经验公式适用条件表

Tab. 2 Application conditions of empirical formula

经验公式	适用条件			
	γ_o	γ_g	$T/^\circ\text{C}$	$R_s/(m^3 \cdot m^{-3})$
Standing	0.725 ~ 0.956	0.59 ~ 0.95	37.85 ~ 125.65	3.6 ~ 253.8
Glaso	0.788 ~ 0.920	0.65 ~ 1.28	26.75 ~ 137.85	16.1 ~ 469.7
Vasquze-Beggs	0.742 ~ 0.964	0.51 ~ 1.35	23.95 ~ 145.65	0 ~ 391.7
Petrosky-Farshad	0.802 ~ 0.957	0.58 ~ 0.85	45.65 ~ 142.25	38.7 ~ 250.4

2 原油体积系数经验公式评价

为考察原油体积系数经验公式对富满油田的适用

$$B_{ob} = 7.204\ 6 \times 10^{-5} [(5.615R_s)^{0.373\ 8} \gamma_g^{0.291\ 4} / \gamma_o^{0.626\ 5} + 0.246\ 26 (1.8T + 32)^{0.537\ 1}]^{3.093\ 6} + 1.011\ 3$$

(10)

$$C'_o = 1.705 \times 10^{-7} (5.615R_s)^{0.693\ 6} \gamma_g^{0.188\ 5} \gamma_{API}^{0.327\ 2} \times (1.8T + 32)^{0.672\ 9} (145P)^{-0.590\ 6}$$

(11)

经验公式的计算精度与用来回归公式的数据样本有关,各式的适用条件见表 2。Vasquze-Beggs 公式适用温度最高,为 145.65 ℃,但仍略低于油藏的温度下界 146.85 ℃。Standing 公式和 Petrosky-Farshad 公式适用于溶解气油比较低的情况;Glaso 和 Vasquze-Beggs 公式的适用的溶解气油比范围更大。

性,使用 5 口黑油井和 5 口挥发油井的 PVT 流体性质数据,用来评价经验公式的精度,其具体性质见表 3。

表 3 10 口油井 PVT 测试的地层原油流体性质表

Tab. 3 Fluid properties of formation crude oil from PVT testing of 10 oil wells

样品编号	流体性质	γ_g	γ_o	$R_s/(m^3 \cdot m^{-3})$	$T/^\circ\text{C}$	P/MPa	B_o/MPa	P_b/MPa
1	黑油	0.829	0.821	128	148.90	81.51	1.429 5	21.79
2	黑油	0.771	0.817	309	156.14	79.68	1.815 4	32.93
3	黑油	0.908	0.821	94	148.90	86.12	1.287 7	17.37
4	黑油	0.767	0.807	202	151.70	84.56	1.562 8	28.43
5	黑油	0.877	0.834	116	141.00	71.55	1.359 2	19.75
6	挥发油	0.678	0.793	354	163.65	79.89	2.290 8	35.80
7	挥发油	0.721	0.784	554	155.14	80.17	2.521 2	36.65
8	挥发油	0.666	0.791	532	150.33	84.05	2.480 7	36.36
9	挥发油	0.744	0.805	381	152.62	80.20	2.125 1	35.61
10	挥发油	0.685	0.795	502	157.00	90.86	2.568 3	35.82

在计算原油体积系数的经验公式中,Standing 公式和 Glaso 公式仅能计算饱和和压力下原油体积系数,无法预测原始地层条件下原油体积系数;借助饱和压力,

Vasquze-Beggs 公式和 Petrosky-Farshad 公式可以将饱和和压力下的原油体积系数转化为地层条件下的原油体积系数。不同经验公式计算的 B_o 见图 1。Vasquze-Beggs

和 Petrosky-Farshad 公式计算 B_o 的误差范围分别为 16.3% ~ 50.4% 和 2.8% ~ 16.2%, 平均相对误差分别为 32.9% 和 9.8%, 计算结果误差较大。

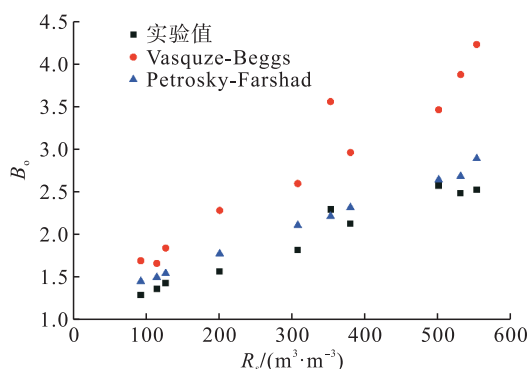


图 1 B_o 计算值与实验值对比

Fig. 1 Comparison between calculated B_o and experimental tested B_o

3 富满油田原油体积系数经验公式

在目前已有的计算原油饱和压力和体积系数的经验公式中^[11,15-17,22-24], 气油比多采用的是溶解气油比, 地面标况下脱气油与溶解气的相对密度也多为 PVT 实验值, 为获取这些物性参数, 仍需要进行 PVT 实验, 使得经验公式在现场应用不甚方便。为了便于应用, 结合现场实际, 将溶解气油比改为投产首月平均生产气油比, PVT 实验脱气油和天然气相对密度改为投产首月地面条件下脱气油、天然气相对密度平均值。

富满油田原油体积系数经验公式借鉴了 Vasquez-Beggs 公式和 Petrosky-Farshad 公式的做法, 首先拟合原

油饱和压力, 借助饱和压力将饱和压力下的体积系数转化为地层条件下的体积系数。考虑到富满油田原油类型包括挥发油和黑油, 二者无论是气油比还是体积系数均有较大差异。为了获得较为精确的经验公式, 将黑油与挥发油的经验公式分开拟合。

3.1 黑油体积系数经验公式

黑油饱和压力的计算公式见式(12), 地层条件下的体积系数经验公式见式(13)。

$$P_b = A \bar{R}_p^B \bar{\gamma}_g^C \bar{\gamma}_o^D (T + 273.15)^E \quad (12)$$

$$B_o = [\alpha_2 \bar{R}_p + \alpha_3 \bar{R}_p \bar{\gamma}_g / \bar{\gamma}_o + \alpha_4 \bar{R}_p (1.8T - 28)(1 - \bar{\gamma}_o) + \alpha_5 (1.8T - 28) + \alpha_1] \times (P/P_b)^{\alpha_6 \bar{R}_p + \alpha_7 \bar{R}_p^2 + \alpha_8 \bar{\gamma}_g + \alpha_9 (1.8T + 492)^2} \quad (13)$$

式中: A 至 E 以及 α_1 至 α_9 为待定系数; $\bar{R}_p$ 为投产首月平均生产气油比, m^3/m^3 ; $\bar{\gamma}_g$ 、 $\bar{\gamma}_o$ 分别为投产首月地面条件下天然气、脱气油平均相对密度。

3.2 挥发油体积系数经验公式

挥发油饱和压力 P_b 的形式与式(12)中 P_b 相同, 但待定系数不同。 B_o 由式(14) ~ (15) 计算。

$$B_o = [\beta_1 + \beta_2 (1.8T + 492) + \beta_3 F + \beta_4 F^2] \times (P/P_b)^{\beta_5 \bar{R}_p + \beta_6 \bar{R}_p^2 + \beta_7 \bar{\gamma}_g + \beta_8 (1.8T + 492)^2} \quad (14)$$

$$F = (5.615 \bar{R}_p)^{\theta_1} \bar{\gamma}_g^{\theta_2} \bar{\gamma}_o^{\theta_3} \quad (15)$$

式中: β_1 至 β_8 以及 θ_1 至 θ_3 为待定系数。

3.3 回归后的经验公式

分别有 11 口黑油样品、10 口挥发油样品参与了挥发油和黑油经验公式的回归, 见表 4 ~ 5。通过最小二乘法多元非线性回归, 得到式(12) ~ (15) 的待定参数。

表 4 回归组黑油数据样本表

Tab. 4 Data sample of black oil for correlation

样品编号	$\bar{\gamma}_g$	$\bar{\gamma}_o$	$\bar{R}_p / (m^3 \cdot m^{-3})$	$T / ^\circ C$	P / MPa	B_o / MPa	P_b / MPa
1	0.815	0.802	89.0	151.27	89.780	1.215 2	12.56
2	0.908	0.833	97.2	148.90	86.120	1.287 7	18.30
3	0.864	0.810	113.0	152.30	56.280	1.418 2	17.96
4	0.883	0.829	116.6	141.00	71.550	1.359 2	19.40
5	0.812	0.833	122.0	148.09	71.293	1.409 2	19.25
6	0.815	0.803	129.0	163.90	85.700	1.383 7	21.55
7	0.804	0.878	133.5	148.90	81.510	1.429 5	22.10
8	0.869	0.824	147.0	140.80	82.450	1.426 7	24.83
9	1.003	0.808	173.0	151.70	84.560	1.562 8	28.57
10	0.791	0.817	175.0	164.30	62.101	1.590 2	23.60
11	0.754	0.828	342.0	156.14	79.680	1.815 4	32.89

表 5 回归组挥发油数据样本表

Tab. 5 Data sample of volatile oil for correlation

样品编号	$\bar{\gamma}_g$	$\bar{\gamma}_o$	$\bar{R}_p / (\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3})$	$T / ^\circ\text{C}$	P / MPa	B_o / MPa	P_b / MPa
1	0.735	0.822	239.0	154.53	81.580	1.78	31.18
2	0.810	0.807	309.0	150.90	79.580	1.88	32.88
3	0.699	0.817	314.0	150.30	75.720	1.95	34.18
4	0.869	0.803	343.0	152.60	52.070	2.11	32.75
5	0.777	0.805	381.0	152.60	80.200	2.13	35.61
6	0.662	0.793	389.0	146.74	80.750	2.02	37.05
7	0.845	0.793	396.6	152.62	93.046	2.10	35.87
8	0.682	0.787	471.0	150.33	84.050	2.48	36.36
9	0.710	0.797	491.6	155.14	80.170	2.52	36.65
10	0.695	0.784	554.0	155.10	80.170	2.52	36.65

黑油体积系数预测模型见式(16)~(18)。

$$P_b = 65.577 \bar{R}_p^{0.715} \bar{\gamma}_g^{-1.424} \bar{\gamma}_o^{-2.632} (T + 273.15)^{-0.654} \quad (16)$$

$$B_o = [-4.181 \times 10^{-5} (1.8T - 28) \times (\bar{R}_p - \bar{R}_p \bar{\gamma}_o + 15.572) + 1.279 + 1.695 \times 10^{-3} \bar{R}_p + 3.19 \times 10^{-3} \bar{R}_p \bar{\gamma}_g / \bar{\gamma}_o] \times (P / P_b)^H \quad (17)$$

$$H = 3.330 \times 10^{-4} \bar{R}_p - 1.4 \times 10^{-6} \bar{R}_p^2 - 0.075 \bar{\gamma}_g - 2.236 \times 10^{-7} (T + 273.15)^2 \quad (18)$$

挥发油体积系数预测模型见式(19)~(22)。

$$P_b = 9.48 \times 10^{-4} \bar{R}_p^{-0.051} \bar{\gamma}_g^{-0.251} \bar{\gamma}_o^{-0.955} (T + 273.15)^{1.746} \quad (19)$$

$$B_o = [1.019 + 7.78 \times 10^{-3} T + 61.744 F - 1139.846 F^2] (P / P_b)^K \quad (20)$$

$$F = 0.052 \bar{R}_p^{-1.715} \bar{\gamma}_g^{-5.157} \bar{\gamma}_o^{-47.821} \quad (21)$$

$$K = 2.758 \times 10^{-3} \bar{R}_p - 3.297 \times 10^{-6} \bar{R}_p^2 + 0.483 \bar{\gamma}_g - 6.193 \times 10^{-6} (T + 273.15)^2 \quad (22)$$

将表 4~5 的数据分别代回拟合得到的挥发油、黑油经验公式中,根据计算值与实验值差的绝对值占实验值的百分比计算相对误差。

黑油和挥发油 P_b 、 B_o 经验公式计算值与实验值误差图见图 2~3。由图 2~3 可见,经验公式 P_b 、 B_o 计算值与实验值的相对误差均在 10% 以内。黑油和挥发油 P_b 经验公式值与实验值的平均相对误差为 4.7% 和 2.5%,黑油与挥发油 B_o 计算值与实验值的误差分别为 2.1% 和 2.6%,经验公式的拟合效果较好。

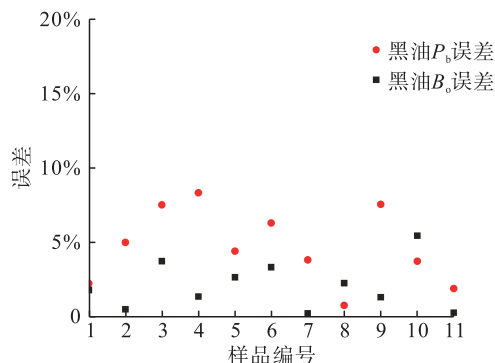


图 2 黑油 P_b 、 B_o 经验公式计算值与实验值误差图

Fig. 2 The error figure between black oil P_b 、 B_o calculated by empirical formula with experimental values

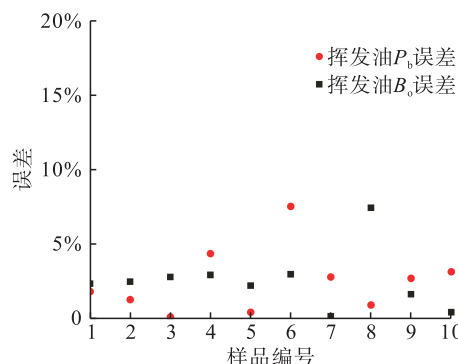


图 3 挥发油 P_b 、 B_o 经验公式计算值与实验值误差图

Fig. 3 The error figure between volatile oil P_b 、 B_o calculated by empirical formula with experimental values

4 地层原油体积系数经验公式应用

用来验证经验公式的流体性质参数来自 2 口黑油井

和 3 口挥发油井,矿场流体性质参数见表 6。数据样本均未参与经验公式建立,计算结果与实验值对比见表 7。由表 7 可见,黑油和挥发油经验公式计算的饱和压力和

地层条件体积系数与 PVT 实验值的误差较小,泡点压力误差 3.4% ~6.3%、平均误差 4.6%,体积系数预测误差 1.6% ~5.4%,平均误差 3.4%。

表 6 经验公式验证 5 口典型井矿场流体性质参数表

Tab.6 Ground fluid property parameters of 5 typical wells for model verification

流体性质	$\bar{\gamma}_g$	$\bar{\gamma}_o$	$\bar{R}_p/(m^3 \cdot m^{-3})$	$T/^{\circ}C$	P/MPa
黑油	0.869	0.805	70.7	150.60	81.13
黑油	0.804	0.878	123.0	145.70	79.60
挥发油	0.698	0.780	474.5	157.00	90.86
挥发油	0.662	0.815	299.2	156.50	78.21
挥发油	0.722	0.816	359.0	163.65	79.89

表 7 计算结果与实验值对比表

Tab.7 Comparison between calculated values with experimental values

流体性质	实验 P_b/MPa	实验 B_o	计算 P_b/MPa	计算 B_o	P_b 误差	B_o 误差
黑油	12.60	1.177 7	12.20	1.158 7	3.4%	1.6%
黑油	21.36	1.341 8	20.60	1.393 3	3.8%	3.8%
挥发油	35.82	2.568 3	38.08	2.475 2	6.3%	3.6%
挥发油	39.48	2.143 5	37.81	2.087 2	4.2%	2.6%
挥发油	35.80	2.290 8	37.64	2.167 7	5.1%	5.4%

5 结论

1)富满油田具有超深、高温、超高压的特点,不同区块间温度、压力、流体性质存在较大差异,因此原油体积系数相差较大。经验公式法是可以预测原油体积系数的简便方法,现有的 Standing、Glaso 公式仅考虑了饱和压力下原油体积系数的计算,无法预测未饱和原油的体积系数; Vasquze-Beggs、Petrosky-Farshad 公式借助饱和压力,可以将 B_{wb} 转化为 B_o 。油藏温度超过了 4 个经验公式的适用范围。

2)在计算地层条件下原油体积系数的经验公式中, Petrosky-Farshad 的计算值与 PVT 实验值的平均误差最小,为 9.8%,难以满足储量计算对体积系数的精度要求。经验公式所需的流体性质需要 PVT 实验获取,给矿场预测未取样井的原油体积系数造成了困难。

3)以富满油田挥发油和黑油投产首月油气相对密度及生产气油比平均值为数据样本,将黑油和挥发油分开考虑,通过多元非线性回归,建立了预测原油饱和压力和地层条件下体积系数的经验公式;经验公式计算的饱和压力和地层条件体积系数与 PVT 实验值的相对平均误差均 <5%,可以用于预测富满油田原油的饱和压力与地层条件原油体积系数。

参考文献:

[1] 田 军,杨海军,朱永峰,等. 塔里木盆地富满油田成藏地质条件及勘探开发关键技术 [J]. 石油学报, 2021, 42 (8):971-985.

TIAN Jun, YANG Haijun, ZHU Yongfeng, et al. Geological conditions for hydrocarbon accumulation and key technologies for exploration and development in Fuman oilfield, Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42 (8): 971-985.

[2] 李传亮. 油藏工程原理 [M]. 北京:石油工业出版社, 2011:29-37.

LI Chuanliang. Principles of reservoir engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 29-37.

[3] 何更生. 油层物理 [M]. 北京:石油工业出版社, 1994:128-130.

HE Gengsheng. Petroleum physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 128-130.

[4] SHOKROLLAHI A, TATAR A, SAFARI H. On accurate determination of PVT properties in crude oil systems; Committee machine intelligent system modeling approach [J]. Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, 2015, 55: 17-26.

- [5] ABOOALI D, KHAMEHCHI E. Toward predictive models for estimation of bubble-point pressure and formation volume factor of crude oil using an intelligent approach [J]. Brazilian Journal of Chemical Engineering, 2016, 33 (4): 1083-1090.
- [6] 康志勇, 陈洋, 刘曙光, 等. 原油体积系数理论方程推导及应用[J]. 天然气与石油, 2020, 38(6): 60-64.
KANG Zhiyong, CHEN Yang, LIU Shuguang, et al. Derivation and application of crude oil volume factor theoretical equation [J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38 (6): 60-64.
- [7] RIYAHIN M, MONTAZERI G, FARAHBOD F. PVT-generated correlations of heavy oil properties [J]. Petroleum Science and Technology, 2014, 32 (6): 703-711.
- [8] BAGHERIPOUR P, ASOODEH M, ASOODEH A. Oil formation volume factor modeling: Traditional vs. stochastically optimized neural networks [J]. Central European Journal of Geosciences, 2013, 5 (4): 508-513.
- [9] GHOLAMI A. Oil formation volume factor determination through a fused intelligence [J]. ACTA Geophysica, 2016, 64 (6): 2510-2529.
- [10] KARIMNEZHAD M, HEIDARIAN M, KAMARI M, et al. A new empirical correlation for estimating bubble point oil formation volume factor [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 18: 329-335.
- [11] STANDING M B. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oil and gases [J]. Drilling and production practice, 1947: 275-287.
- [12] JARRAHIAN A, MOGHADASI J, HEIDARYAN E. Empirical estimating of black oils bubblepoint (saturation) pressure [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 126: 69-77.
- [13] AL-MARHOUN M A. PVT correlations for middle east crude oils [J]. Journal of Petroleum Technology, 1988, 40 (5): 650-666.
- [14] VALKÓ P P, MCCAIN W D. Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas-oil ratios and surface gas specific gravities [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 37 (3-4): 153-169.
- [15] GLASO O. Generalized Pressure-Volume-Temperature correlations [J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32 (5): 785-795.
- [16] VAZQUEZ M, BEGGS H D. Correlations for fluid physical property prediction [J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32 (6): 968-970.
- [17] PETROSKY G E, FARSHAD F. Pressure-Volume-Temperature correlations for gulf of mexico crude oils [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1998, 1 (5): 416-420.
- [18] ELMABROUK S, ZEKRI A, SHIRIF E. The prediction of bubble-point pressure and bubble-point oil formation volume factor in the absence of PVT analysis [J]. Petroleum Science and Technology, 2014, 32 (10): 1168-1174.
- [19] 陈利新, 孙银行, 高春海, 等. 哈拉哈塘油田饱和压力经验公式[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 690-693.
CHEN Lixin, SUN Yinhang, GAO Chunhai, et al. Empirical formulas for saturation pressure calculation in Halahatang Oilfield, Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35 (6): 690-693.
- [20] 张爱华. 原油原始气油比与体积系数的经验公式探究 [J]. 断块油气田, 2007, 14(5): 38-39.
ZHANG Aihua. Study on empirical equation of initial gas-oil ratio and volume factor [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2007, 14 (5): 38-39.
- [21] CHAHARLANGI A, NASERI A, RIAHI M A. Developing new models for prediction of PVT properties of crude oil [J]. Petroleum Science and Technology, 2021, 39 (5): 152-163.
- [22] AL-MARHOUN M, ALI S, ABDULRAHEEM A, et al. Prediction of bubble point pressure from composition of black oils using artificial neural network [J]. Petroleum Science and Technology, 2014, 32 (14): 1720-1728.
- [23] ALATEFI S, ALMESHAL A. A new model for estimation of bubble point pressure using a bayesian optimized least square gradient boosting ensemble [J]. Energies, 2021, 14 (9): 2563.
- [24] ORLANDI E, DARIDON J, CARRIER H. Determination of bubble point pressure of two live oils with injected nitrogen by quartz crystal resonator [J]. European Physical Journal-Special Topics, 2017, 226 (5): 1065-1073.