

储层条件下超临界二氧化碳与原油体系最小混相压力研究

赵跃军^{*1,2}, 宋考平^{1,2}, 范广娟³

(1. 东北石油大学 石油工程学院, 黑龙江 大庆 163318;
2. 东北石油大学 提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318;
3. 东北石油大学 地球科学学院, 黑龙江 大庆 163318)

摘要: 注二氧化碳开采原油已经成为目前世界范围内特低或超低渗透油田重点采用的提高原油采收率技术, 驱油过程中较为理想的驱替形态就是能够形成二氧化碳混相驱, 而最小混相压力是形成混相驱关键因素之一, 因此快速准确预测最小混相压力是实现混相驱的重要环节. 通过长细管驱替实验法和多种经验公式法对储层条件下超临界二氧化碳与试验区原油体系最小混相压力的预测进行了研究, 并用长细管驱替实验法对各经验公式法测定的结果进行了误差分析. 研究表明: 长细管驱替实验法预测的最小混相压力为 29.15 MPa; 各经验公式法计算得到的最小混相压力相差较大, 预测最大值为 42.60 MPa, 最小值为 10.34 MPa, 平均值为 26.83 MPa; 对比长细管驱替实验法测得的结果, 各经验公式法预测的最小混相压力平均值的相对误差为 7.96%, 其中相对误差最小的是石油采收率研究所提出的 PRI_1 方法, 相对误差为 1.26%.

关键词: 最小混相压力; 超临界二氧化碳; 混相驱; 长细管驱替实验法; 经验公式法
中图分类号: TE348 **文献标识码:** A **doi:** 10.7511/dllgxb201702002

0 引言

最大程度提高原油采收率(EOR)是国内外所有油田及石油工作者和研究人员追求的目标. 虽然水驱采油技术在国内已经形成了一套很成熟的体系, 然而对于特低渗透和超(致密)低渗透油田来说, 注水开发技术是不适合的. 多数油田需要采用注气开发, 而在气源的选择中二氧化碳由于自身的优势成为了很多油田应用的对象^[1-7]. 经研究发现, 在二氧化碳驱油过程中会出现混相驱或者非混相驱的驱替形态, 实际数据表明存在混相驱区块的采收率要高于非混相驱区块较多, 然而能否形成混相驱的关键性因素之一就是原油与二氧化碳体系的最小混相压力, 并且最小混相压力主要受储层与原油性质、注入气体成分组成、地层温度和地层压力等因素的影响^[8-16]. 所以整个区块能否尽早全面实现混相驱与能否快速准确地预测最小混相压力有着非常重要的关系. 本文针对

超临界二氧化碳与该试验区原油体系最小混相压力首次采用长细管驱替实验法进行预测和确定, 并对各经验公式法预测的结果进行误差分析, 最终优选出适合预测相似区块最小混相压力的方法. 长细管驱替实验法是被广泛应用且普遍认可的实验方法, 该方法的预测结果对于经验公式法的优选具有重要作用, 尤其对于该试验区能够尽快全面实现二氧化碳混相驱和进一步提高原油采收率具有重要研究价值.

油田试验区北部油藏埋藏较浅, 油层顶面深度 1 400~1 900 m, 南部埋藏较深, 油层顶面深度 2 100 m 左右. 试验区周围断裂比较发育, 均为正断层, 走向以近于南北向为主, 断层延伸长度一般为 2.5 km, 断距一般为 35~50 m, 倾角为 25°~45°, 天然裂缝不发育, 储层平均孔隙度为 0.102, 平均渗透率为 $1.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 饱和压力为 7.76 MPa, 气油比为 40.3 m^3/m^3 , 原油密度为 0.853 6 g/cm^3 , 体积系数为 1.148 0, 黏度为 1.88 mPa·s.

s,单脱死油相对分子质量为 264.1,井流体组分摩尔分数:甲烷 8.27%、C₂~C₁₀ 26.12%、C₁₁₊ 43.04%、CO₂ 与 N₂ 和 22.57%,地层温度为 111.5℃,地层压力为 31.2 MPa.

1 经验公式法预测最小混相压力

作者在调研一些关于经验公式法的文献时,发现部分文献中经验公式的单位或相关参数不是统一的,这样会导致同一个经验公式在不同文献中的表达式都是不同的,不方便进一步应用和研究.因此在查阅了相关的中文文献和外文原始文献的基础上,统一了各经验公式中各个变量的单位和相关参数.

针对超临界二氧化碳与原油体系最小混相压力的预测,国内外的研究人员和学者提出过许多种经验公式.但有些方法只能预测二氧化碳纯度的影响或者应用条件与本试验区块实际情况不符,本文对此类方法不作讨论,如:Sebastian 经验公式方法、Dunyushkin-Namiot 方法和 Kovarik 方法等.

(1)National Petroleum Council(NPC)方法
National Petroleum Council(NPC)给出了以原油密度作为主要指标、地层温度作为辅助指标的确定最小混相压力的方法^[17-19](见表 1).

表 1 NPC 方法
Tab.1 NPC method

判断指标		最小混相压力	
$\rho_o/(g \cdot cm^{-3})$	重力/°API	p_{mm}/psi	p_{mm}/MPa
$>0.892\ 7$	<27	4 000	27.586
$0.876\ 2\sim0.892\ 7$	$27\sim30$	3 000	20.690
$<0.876\ 2$	>30	1 000	6.897
温度校正			
判断指标		最小混相压力附加值	
$t/^{\circ}C$	$t_F/^{\circ}F$	$\Delta p/psi$	$\Delta p/MPa$
<48.89	<120	0	0
$48.89\sim<65.56$	$120\sim<150$	+200	+1.379
$65.56\sim<93.33$	$150\sim<200$	+350	+2.414
$93.33\sim121.11$	$200\sim250$	+500	+3.448

(2)Glaso 经验公式
Glaso 在 Benham 和 Alson 等对最小混相压力预测研究的基础上,给出了中等组分含量在 18%以上和以下的两种关系式^[20-25].

①中等组分含量大于等于 18%时的经验公式

$$p_{mm}=[1.667\ 3\times10^{-9}M_{r,C_{7+}}^{3.73}\times\exp(786.8M_{r,C_{7+}}^{-1.058\ 2})]\times(0.012\ 7t+0.225)+5.580\ 5-0.023\ 5M_{r,C_{7+}}\tag{1}$$

式中: p_{mm} 为最小混相压力,MPa; $M_{r,C_{7+}}$ 为脱气油中 C₇₊的相对分子质量; t 为油藏温度,℃.

②中等组分含量小于 18%时的经验公式

$$p_{mm}=[1.667\ 3\times10^{-9}M_{r,C_{7+}}^{3.73}\times\exp(786.8M_{r,C_{7+}}^{-1.058\ 2})]\times(0.012\ 7t+0.225)+20.321\ 4-0.023\ 5M_{r,C_{7+}}-0.835\ 6x_{RF}\tag{2}$$

式中: x_{RF} 为油藏流体中 C₂~C₆ 的摩尔分数.

(3)Johnson-Pollin(J-P)经验公式^[26]

$$p_{mm}=p_{ci}+0.006\ 897\alpha(t-t_{ci})+0.006\ 897I(\beta M_r-M_{r,in})^2\tag{3}$$

式中: p_{ci} 为 i 组分的临界压力,MPa; t_{ci} 为 i 组分的临界温度,℃; $M_{r,in}$ 为注入气体的相对分子质量; M_r 为原油的平均相对分子质量.

对于纯二氧化碳: $I=1.276\ 2,\alpha=18.9,\beta=0.285$.于是式(3)转换为

$$p_{mm}=7.528+0.130\ 4\times(t-31.04)+0.008\ 8\times(0.285M_r-44.01)^2\tag{4}$$

(4)石油采收率研究所经验公式
石油采收率研究所根据与最小混相压力相关的不同指标参数给出了两个经验公式^[20],第一个是与二氧化碳蒸汽压曲线相关的经验公式 PRI_I:

$$p_{mm}=0.051\times10^{2.772-1\ 579/R}\tag{5}$$

其中 $R=1.8t+492$.

第二个是与油藏温度相关的经验公式 PRI_{II}:

$$p_{mm}=-4.891\ 3+0.415t-0.001\ 597\ 4t^2\tag{6}$$

需要注意的是:若最小混相压力小于饱和压力,则令最小混相压力等于饱和压力.

(5)Cronquist 经验公式
Cronquist 提出了与原有的甲烷摩尔分数、C₅₊ 馏分的相对分子质量和温度等原油特性参数相关的两种形式的经验公式^[21],这些参数对最小混相压力的影响较大.

第一种形式:

$$p_{mm}=15.988\times(1.8t+32)^K\tag{7}$$

其中

$$K=0.744\ 206+0.001\ 103\ 8M_{C_{5+}}+0.001\ 527\ 9x_{PCI}$$

式中: $M_{C_{5+}}$ 为戊烷以上馏分的摩尔质量,g/mol;

x_{PCI} 为甲烷和氮气的摩尔分数, %.

第二种形式:

$$\begin{aligned} p_{\text{mm}} = & 60.532\,9 - 0.073\,612\,5t - \\ & 0.049\,292\,4M_{\text{C}_{5+}} + 7.429\,65 \times 10^{-4}a + \\ & 2.102 \times 10^{-4}b - 5.124 \times 10^{-4}c - \\ & 13.469\,1 \log t - 0.248\,029 \log x_{\text{C}_1} \quad (8) \end{aligned}$$

其中

$$a = M_{\text{C}_{5+}} \times x_{\text{C}_1}; b = M_{\text{C}_{5+}} \times t; c = t \times x_{\text{C}_1}$$

式中: x_{C_1} 为甲烷的摩尔分数.

(6) Alston 经验公式

Alston 给出了与二氧化碳气体纯度相关的最小混相压力预测的经验公式^[22]. 由于该试验区的注入气体为纯二氧化碳, 对于不纯注入气体的经验公式这里没有列出.

对于纯二氧化碳的经验公式:

$$p_{\text{mm}} = 6.053\,6 \times 10^{-6} \times (1.8t + 32)^{1.06} \times M_{\text{C}_{5+}}^{1.78} (n_{\text{vol}}/n_{\text{mint}})^{0.136} \quad (9)$$

式中: n_{vol} 、 n_{mint} 分别为原油中挥发成分(如 N_2 和 C_1)物质的量和中间烃(C_{2-4} 、 CO_2 和 H_2S)组分物质的量.

需要注意的是: 如果最小混相压力小于饱和压力, 则令最小混相压力等于饱和压力.

(7) Silva 经验公式

Silva 等^[27-28]根据原油中各分子大小的分布对最小混相压力的影响建立了原油相对分子质量分布与最小混相压力之间的函数关系式. 式(10)给出了 $\text{C}_2 \sim \text{C}_{31}$ 各馏分烃的归一化质量分数公式.

$$W_{i\text{C}_{2+}} = w_i / \sum_{j=2}^{31} w_j \quad (10)$$

式中: w_i 为 i 组分的质量分数, 当 $i=31$ 时, 其数值表示为 C_{31} 以上所有组分的质量分数之和.

体系达到相平衡时, i 组分的分配系数 K_i 为

$$\log K_i = -0.041\,75C_i + 0.761\,1 \quad (11)$$

其中, C_i 为 i 组分的碳原子数, C_{31} 用平均碳数 C_{33} 代替. 如果组分的质量分数是分段给出的, 则对应的 K_i 可以按照组分的平均碳数计算.

质量组成参数 F 的计算公式如下:

$$F = \sum_{i=2}^{31} K_i w_i$$

二氧化碳密度在系统压力达到最小混相压力时的表达式为

$$\rho_{\text{CO}_2} = \begin{cases} 0.42; & F \geq 1.467 \\ -0.524F + 1.189; & F < 1.467 \end{cases} \quad (12)$$

然后再利用 Redlich-Kwong (R-K) 状态方

程^[11-12]求出二氧化碳与原油体系的最小混相压力:

$$p_{\text{sy}} = RT_{\text{sy}} / (M_{\text{sy}} / \rho_{\text{sy}} - b) - a / [T_{\text{sy}}^{0.5} (M_{\text{sy}} / \rho_{\text{sy}}) \times (M_{\text{sy}} / \rho_{\text{sy}} + b)] \quad (13)$$

a 、 b 为特性参数, 其计算公式如下:

$$\begin{aligned} a &= 0.457\,48R^2 t_{\text{ci}}^{2.5} / p_{\text{ci}} \\ b &= 0.086\,64Rt_{\text{ci}} / p_{\text{ci}} \end{aligned}$$

其中: p_{sy} 为体系压力, MPa; T_{sy} 为体系温度, K; M_{sy} 为体系平均摩尔质量, g/mol; ρ_{sy} 为体系密度, g/m³; R 为理想气体常数, 取值 0.008 314 4 kJ/(mol · K).

或者根据二氧化碳气体达到上述密度和储层温度条件下对应的压力来计算并查表得到其最小混相压力值.

需要注意的是: 如果泡点压力高于最小混相压力, 则最小混相压力等于泡点压力.

2 长细管驱替实验法测定最小混相压力

2.1 实验原理及装置

本研究所用的长细管驱替实验装置是自行组建的(见图 1 和表 2), 装置主要为分别装有试验区油田原油、二氧化碳和蒸馏水的活塞容器、填砂细管、回压阀、气体流量计、液体流量计、ISCO 全自动泵等.

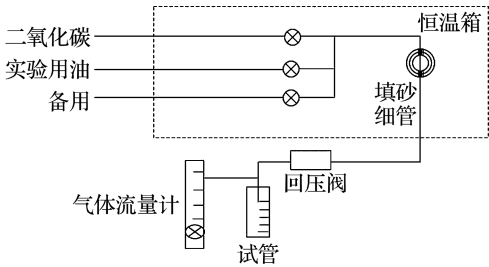


图 1 长细管驱替实验装置示意图

Fig. 1 The sketch of the long slim tube displacement experiment device

表 2 长细管驱替实验模型基本参数

Tab. 2 The basic parameters of the long slim tube displacement experiment model

主要参数	数值
最高温度/℃	200
最高压力/MPa	70
长度/m	18.5
内径/mm	3.87
外径/mm	6.37
填充物(纯净石英砂)/目	185~230
孔隙度/%	43
气体渗透率/ μm^2	5.97

2.2 实验流程

(1)实验准备:打开恒温箱并加热,当温度接近储层实际温度后通过调节恒温控制器使恒温箱内温度保持在预定值上;用甲苯和石油醚溶剂进行细管模型的清洗,接着用高压空气将残留的溶剂烘干;开泵后推活塞至容器顶部,将容器内的气体排出,接着向活塞容器中注入二氧化碳后将阀门关闭;填砂细管加饱和蒸馏水,计算该细管孔隙度;用甲苯清洗填砂细管中的蒸馏水,放在恒温箱中烘干,将细管中的甲苯蒸发掉;用 ISCO 恒压恒速泵向细管模型中压入配制好的模拟油,当模拟油注入量达到 1.5 倍孔隙体积时停止,根据其注入量和出液量的体积差就能够计算并确定出细管模型中的饱和油量,至此实验准备工作完毕。

(2)压力调整:开启 ISCO 恒压恒速泵,使活塞容器中气体的压力提高至低于驱替实验压力的 1~3 MPa 停止加压;通过调节手动泵使回压提高到预定的实验驱替压力;在恒压下开泵注入二氧化碳气体进行实验驱替,此时打开细管模型的出口阀门并调整活塞容器中的气体压力,该压力要等于或略高于实验驱替压力。

(3)计量并计算:在实验驱替过程中,对产油量、产气量和泵读数等数据根据实验情况定时进行测定并检查油样饱和情况;当累计注气体积大于 1.2 倍孔隙体积时停止注入并计算该次驱替实验的采收率。注意事项:当一次实验结束后,要重新进行细管模型的清洗,以免影响下一次的实验结果。

(4)实验方案的制订:按照上述的实验流程进行下一个压力点下的驱替实验。通常情况下,通过该实验方法要分析出某种气体的最小混相压力,至少需要测出 5 个以上压力点的采收率。本实验设定的 6 个实验回压分别为 24、26、28、30、32 和 34 MPa。

2.3 实验结果

目前,多数研究者认同的判定细管实验为混相驱替的准则为:注入 1.2 倍孔隙体积二氧化碳气体时的原油采出程度大于 90%,而且随着驱替压力的升高,驱油效率没有明显的增加;在观察窗中可以观察到混相流体,即在二氧化碳和其之前的油墙间不存在明显的界面。

确定最小混相压力(MMP)的方法是在保证长细管驱替实验非混相驱替和实现混相驱替各有 3 次的情况下,绘制各次长细管实验注入气体量

为 1.2 倍孔隙体积时对应的原油采出程度与驱替压力的关系曲线图,非混相驱替段拟合回归的直线与混相驱替段拟合回归的直线的交点所对应的压力值即为最小混相压力值。

根据实验结果(表 3)绘制注入 1.2 倍孔隙体积二氧化碳气体时的原油采出程度与实验驱替压力之间的关系曲线(图 2),确定该试验区储层原油与超临界二氧化碳体系的最小混相压力为 29.15 MPa。

表 3 试验区原油注 CO₂ 长细管驱替实验结果
Tab.3 The long slim tube displacement experiment results of crude oil with injecting CO₂ in the test area

实验 温度/℃	实验 压力/MPa	注入 CO ₂ 气体为 1.2 倍 孔隙体积时采出程度/%	评价
111.5	24	68.84	非混相
111.5	26	77.80	非混相
111.5	28	86.11	非混相
111.5	30	91.35	混相
111.5	32	92.86	混相
111.5	34	93.97	混相

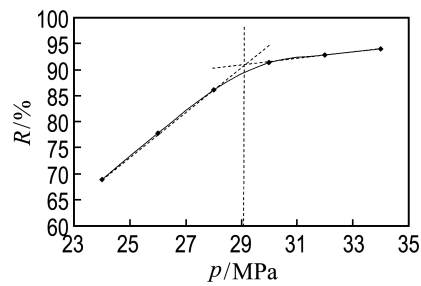


图 2 试验区原油注 CO₂ 长细管驱替实验采收程度与驱替压力关系曲线

Fig.2 The relation curve between the recovery and the displace pressure of the long slim tube displacement experiment of crude oil with injecting CO₂ in the test area

3 最小混相压力预测结果对比

将应用广泛并被普遍认可的长细管驱替实验法与各经验公式法预测的最小混相压力进行对比(表 4),可以看出:长细管驱替实验法得到的最小混相压力为 29.15 MPa;经验公式法中预测的最小混相压力最大值为 42.60 MPa,最小值为 10.34 MPa,平均值为 26.83 MPa;所有经验公式预测的最小混相压力平均值的相对误差为 7.96%,其中相对误差最小的是 PRI₁ 方法,相对误差为 1.26%,其次是 J-P 经验公式法,相对误差为 8.82%;其他

各经验公式方法的预测结果相对误差较大。

表 4 最小混相压力预测结果对比
Tab. 4 The comparison of the prediction results of the minimum miscible pressure

预测方法	最小混相压力 预测值/MPa	相对误差/%
NPC 方法	10.34	64.52
Glaso 经验公式	42.60	46.15
J-P 经验公式	26.58	8.82
石油采收率研究 所经验公式	PRI _I 21.52	1.26 26.17
Cronquist 经验公式	形式一	32.65
	形式二	20.86
Alston 经验公式	21.95	24.71
Silva 经验公式	36.19	24.14
长细管驱替实验法	29.15	

4 结 论

(1) 试验区原油储层条件下应用长细管驱替实验法预测的最小混相压力为 29.15 MPa; 各经验公式法预测得到的最小混相压力相差较大, 压力预测的平均值为 26.83 MPa, 平均值的相对误差为 7.96%, 其中相对误差最小的是石油采收率研究所提出的 PRI_I 方法, 压力预测值为 28.78 MPa, 相对误差为 1.26%。

(2) 在实验设备和时间等条件允许的情况下, 长细管驱替实验法仍然是试验区油田储层条件下最小混相压力预测较为可靠的方法。而在进行预筛选或可行性研究时也可以应用石油采收率研究所提出的 PRI_I 方法快速预测试验区油田及其他相似区块的原油与超临界二氧化碳体系最小混相压力。

(3) 各经验公式法是在各自特定的油藏环境、储层和流体性质等条件下通过大量的统计回归分析得到的, 具有较强的局限性。因此用经验公式法预测最小混相压力时, 一定要结合试验区块的实际情况通过长细管驱替实验法或者其他方法进行误差分析和适应性分析之后才可应用。

参考文献：

[1] 任双双, 杨胜来, 杭达震. 非纯 CO₂ 对 MMP 和驱油效率影响的实验研究[J]. 中国矿业大学学报, 2010, 39(2): 249-253.
REN Shuangshuang, YANG Shenglai, HANG Dazhen. Laboratory evaluation of effects of impure

CO₂ on MMP and displacement efficiency [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2010, 39(2): 249-253. (in Chinese)
[2] 秦积舜, 韩海水, 刘晓蕾. 美国 CO₂ 驱油技术应用及启示[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 209-216.
QIN Jishun, HAN Haishui, LIU Xiaolei. Application and enlightenment of carbon dioxide flooding in the United States of America [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(2): 209-216. (in Chinese)
[3] 郑家朋. 冀东油田深层中低渗透油藏气驱适应性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2009, 33(5): 84-88.
ZHENG Jiapeng. Adaptability of gas flooding for deep reservoir with low to medium permeability in Jidong Oilfield [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2009, 33(5): 84-88. (in Chinese)
[4] 郝永卯, 陈月明, 于会利. CO₂ 驱最小混相压力的测定与预测[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(6): 64-66.
HAO Yongmao, CHEN Yueming, YU Huili. Determination and prediction of minimum miscibility pressure in CO₂ flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2005, 12(6): 64-66. (in Chinese)
[5] 廉黎明, 秦积舜, 杨思玉, 等. 二氧化碳驱数学模型研究进展及发展方向[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(2): 77-82.
LIAN Liming, QIN Jishun, YANG Siyu, et al. Research progress and development directions of mathematical models in CO₂ flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(2): 77-82. (in Chinese)
[6] 王高峰, 郑雄杰, 张 玉, 等. 适合二氧化碳驱的低渗透油藏筛选方法[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 358-363.
WANG Gaofeng, ZHENG Xiongjie, ZHANG Yu, et al. A new screening method of low permeability reservoirs suitable for CO₂ flooding [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(3): 358-363. (in Chinese)
[7] 孙长宇, 王文强, 陈光进, 等. 注 CO₂ 油气藏流体体系油/水和油/气界面张力实验研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2006, 30(5): 109-112.
SUN Changyu, WANG Wenqiang, CHEN Guangjin, et al. Interfacial tension experiment of oil and water, oil and gas for CO₂ injected reservoir

- fluid system [J]. **Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)**, 2006, **30**(5):109-112. (in Chinese)
- [8] 毛振强, 陈凤莲. CO₂ 混相驱最小混相压力确定方法研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2005, **32**(1):61-64.
- MAO Zhenqiang, CHEN Fenglian. Determination of minimum miscible phase pressure for CO₂ miscible drive [J]. **Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)**, 2005, **32**(1):61-64. (in Chinese)
- [9] 彭宝仔, 罗 虎, 陈光进, 等. 用界面张力法测定 CO₂ 与原油的最小混相压力[J]. 石油学报, 2007, **28**(3):93-95.
- PENG Baozai, LUO Hu, CHEN Guangjin, *et al.* Determination of the minimum miscibility pressure of CO₂ and crude oil system by vanishing interfacial tension method [J]. **Acta Petrolei Sinica**, 2007, **28**(3):93-95. (in Chinese)
- [10] 张广东, 李祖友, 刘建仪, 等. 注烃混相驱最小混相压力确定方法研究[J]. 钻采工艺, 2008, **31**(3):99-102.
- ZHANG Guangdong, LI Zuyou, LIU Jianyi, *et al.* Study on determine methods of minimum miscibility pressure of hydrocarbon injection miscible flooding [J]. **Drilling & Production Technology**, 2008, **31**(3):99-102. (in Chinese)
- [11] 孙业恒, 吕广忠, 王延芳, 等. 确定 CO₂ 最小混相压力的状态方程法[J]. 油气地质与采收率, 2006, **13**(1):82-84.
- SUN Yeheng, LV Guangzhong, WANG Yanfang, *et al.* A method of state equation for determining minimum miscible pressure of CO₂ [J]. **Petroleum Geology and Recovery Efficiency**, 2006, **13**(1):82-84. (in Chinese)
- [12] 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. (in Chinese)
- [13] 鞠斌山, 秦积舜, 李治平, 等. 二氧化碳-原油体系最小混相压力预测模型[J]. 石油学报, 2012, **33**(2):274-277.
- JU Binshan, QIN Jishun, LI Zhiping, *et al.* A prediction model for the minimum miscibility pressure of the CO₂-crude oil system [J]. **Acta Petrolei Sinica**, 2012, **33**(2):274-277. (in Chinese)
- [14] 叶安平. 确定 CO₂ 最小混相压力的经验公式法[J]. 断块油气田, 2009, **16**(5):75-76.
- YE Anping. Experience formula of determining minimum miscible pressure in CO₂ flooding [J]. **Fault-Block Oil and Gas Field**, 2009, **16**(5):75-76. (in Chinese)
- [15] 李孟涛, 张英芝, 单文文, 等. 大庆榆树林油田最小混相压力的确定[J]. 西南石油学院学报, 2006, **28**(4):36-39.
- LI Mengtao, ZHANG Yingzhi, SHAN Wenwen, *et al.* Determination of minimum miscibility pressure in Yushulin oil field [J]. **Journal of Southwest Petroleum Institute**, 2006, **28**(4):36-39. (in Chinese)
- [16] 韩培慧, 姜言里, 张景存. 大庆油田二氧化碳驱油最小混相压力预测[J]. 油田化学, 1989, **6**(4):309-316.
- HAN Peihui, JIANG Yanli, ZHANG Jingcun. Prediction of CO₂ minimum miscibility pressure for Daqing Petroleum [J]. **Oilfield Chemistry**, 1989, **6**(4):309-316. (in Chinese)
- [17] STALKUP F I. Carbon dioxide miscible flooding: past, present, and outlook for the future [J]. **Journal of Petroleum Technology**, 1978, **30**(8):1102-1112.
- [18] MUNGAN N. Carbon dioxide flooding - fundamentals [J]. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, 1981, **20**(1):87-92.
- [19] YELLIG W F, METCALFE R S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures [J]. **Journal of Petroleum Technology**, 1980, **32**(1):160-168.
- [20] 李士伦, 张正卿, 冉新权. 注气提高石油采收率技术[M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2001.
- LI Shilun, ZHANG Zhengqing, RAN Xinquan. **The Enhanced Oil Recovery Technology by Injecting Gas** [M]. Chengdu: Sichuan Science and Technology Press, 2001. (in Chinese)
- [21] 杨学锋. 油藏注气最小混相压力研究[D]. 成都: 西南石油学院, 2003.
- YANG Xuefeng. The minimum miscibility pressure research for injecting gas of oil reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum Institute, 2003. (in Chinese)
- [22] 赵明国, 周海菲, 王 谦. 原油与 CO₂ 驱最小混相压力预测方法研究[J]. 西部探矿工程, 2007, **19**(12):60-62, 65.
- ZHAO Mingguo, ZHOU Haifei, WANG Qian.

The prediction method research for minimum miscibility pressure in CO₂ flooding [J]. **West-China Exploration Engineering**, 2007, **19**(12):60-62, 65. (in Chinese)

[23] 周海菲. 特低渗透油藏 CO₂ 混相驱实验研究[D]. 大庆:大庆石油学院, 2008.

ZHOU Haifei. Experimental investigation on CO₂ miscible drive in ultra-low permeability reservoirs [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2008. (in Chinese)

[24] 孙忠新. CO₂ 驱油效果影响因素研究[D]. 大庆:大庆石油学院, 2009.

SUN Zhongxin. Study on influential factors of displacement efficiency of CO₂ flooding [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2009. (in Chinese)

[25] GLASO O S. Generalized minimum miscibility pressure correlation [J]. **Society of Petroleum Engineers Journal**, 1985, **25**(6):927-934.

[26] JOHNSON J P, POLLIN J S. Measurement and correlation of CO₂ miscibility pressures [C] // **SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium**, 5-8 April, Tulsa, Oklahoma. Tulsa: Society of Petroleum Engineers, 1981:269-274.

[27] SILVA M K, Jr. ORR F M. Effect of oil composition on minimum miscibility pressure-Part1: Solubility of hydrocarbons in dense CO₂ [J]. **SPE Reservoir Engineering**, 1987, **2**(4):468-478.

[28] Jr. ORR F M, SILVA M K. Effect of oil composition on minimum miscibility pressure - Part 2: Correlation [J]. **SPE Reservoir Engineering**, 1987, **2**(4):479-491.

Research on minimum miscible pressure of supercritical carbon dioxide and crude oil system under reservoir condition

ZHAO Yuejun^{*1,2}, SONG Kaoping^{1,2}, FAN Guangjuan³

(1. College of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China;
2. The Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China;
3. College of Geosciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China)

Abstract: Developing oil by injecting carbon dioxide has become the important enhanced oil recovery technology for the ultra-low permeability oil field and extra-low permeability oil field in the current world. The ideal displacement is to form carbon dioxide miscible flooding in the process of oil displacement. The minimum miscible pressure is one of the key factors to form miscible flooding. So it is an important part of the realization of miscible flooding to predict the minimum miscible pressure quickly and accurately. The minimum miscible pressure prediction of the supercritical carbon dioxide and crude oil system under reservoir condition of the test area is studied through the long slim tube displacement experiment method and a variety of empirical formula methods. The minimum miscible pressure predicted by the long slim tube displacement experiment method is applied to analyze the relative error of the result of the empirical formula methods. The research results show that the minimum miscible pressure predicted by the long slim tube displacement experiment method is 29.15 MPa; the minimum miscible pressure values calculated by the various empirical formula methods are quite different: the maximum is 42.60 MPa, the minimum is 10.34 MPa, and the average value is 26.83 MPa; the average relative error to the long slim tube displacement experiment method is 7.96%. The relative error of PRI₁ method proposed by Petroleum Recovery Institute is 1.26%, which is the smallest relative error among all of the empirical formula methods.

Key words: minimum miscible pressure; supercritical carbon dioxide; miscible flooding; long slim tube displacement experiment method; empirical formula method