

文章编号: 1000-0747(2018)05-0000-08 DOI: 10.11698/PED.2018.05.00

液态二氧化碳对俄罗斯某油藏稠油的膨胀/萃取作用实验

LOBANOV A A¹, SHHEKOLDIN K A², STRUCHKOV I A³, ZVONKOV M A¹,
HLAN M V¹, PUSTOVA E J¹, KOVALENKO V A¹, ZOLOTUKHIN A B¹

(1. Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russian Federation; 2. JSC RITEK, Samara, Russian Federation;
3. Saint-Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation)

摘要: 利用俄罗斯某油藏稠油样品, 通过实验分析稠油与液态 CO₂ 混合后两者之间的质量传递作用以及混合物中重相和轻相的特性变化。研究表明, 当混合物中 CO₂ 浓度为 10% 时, 稠油基本上不发生膨胀; 当混合物中 CO₂ 浓度高于 26% 时, 由于稠油轻质组分的萃取量超过了 CO₂ 在稠油中的饱和量导致重相体积减少, 重相黏度呈指数增长, 混合物中 CO₂ 的浓度为 26% 时, 有效降低重相黏度的作用最强; 重相和轻相密度、体积系数、气体溶解度和闪蒸重相黏度均随着混合物中 CO₂ 浓度的增加而变大; 混合物中最佳的 CO₂ 浓度是 26%, 此时稠油膨胀最大、重相的黏度值最小; 混合物中 CO₂ 的浓度为 10%~26% 时, 轻相的体积最小, 驱油效果最好。图 19 表 1 参 18

关键词: 提高采收率; 液态 CO₂; 稠油; 溶胀实验; 萃取实验; 相态特征

中图分类号: TE357 文献标识码: A

Swelling/extraction test of Russian reservoir heavy oil by liquid carbon dioxide

LOBANOV A A¹, SHHEKOLDIN K A², STRUCHKOV I A³, ZVONKOV M A¹, HLAN M V¹,
PUSTOVA E J¹, KOVALENKO V A¹, ZOLOTUKHIN A B¹

(1. Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russian Federation; 2. JSC RITEK, Samara, Russian Federation; 3. Saint-Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation)

Abstract: The mass transfer between heavy oil and liquid carbon dioxide and the changes of the heavy and light phases in the mixture were tested in lab with heavy oil samples from Russia. The experimental results showed that the heavy oil hardly expanded when the concentration of carbon dioxide in the mixture was 10%. When the concentration of carbon dioxide was higher than 26%, the volume of the mixture decreased, and the viscosity of the heavy phase increases exponentially as the light components extracted from the heavy oil exceeded the carbon dioxide saturated in the heavy oil. When the concentration of carbon dioxide in the mixture was 26%, the effect of viscosity reducing to the heavy phase was the strongest. The density of the light and heavy phases, volume factor, and solubility of gas and flash viscosity of heavy phase all increased with the rise of carbon dioxide concentration in the mixture. The best concentration of carbon dioxide in the mixture was 26%, when the heavy oil expanded the most and the viscosity of the heavy phase was the lowest. When the concentration of carbon dioxide in the mixture was between 10% and 26%, the volume of the light phase was the smallest and the oil displacement effect was the best.

Key words: enhanced oil recovery; liquid CO₂; heavy oil; swelling test; extract test; phase behavior

引用: LOBANOV A A, SHHEKOLDIN K A, STRUCHKOV I A, 等. 液态二氧化碳对俄罗斯某油藏稠油的膨胀/萃取作用实验[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 1-8.

LOBANOV A A, SHHEKOLDIN K A, STRUCHKOV I A, et al. Swelling/extraction test of Russian reservoir heavy oil by liquid carbon dioxide[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 1-8.

0 引言

世界上已经实施了 100 多个大规模的 CO₂ 提高采收率项目^[1]。据全球碳捕集与封存研究院估计, 2011 年前苏联范围内 CO₂ 提高采收率的潜力约为 107×10⁸ t, 大型油田的原油采收率可提高 20%~21%^[2]。

前苏联时期曾在 8 个油田实施过 CO₂ 驱油, 涉及地质储量 0.61×10⁸ t, 占总产油量的 8%^[3]。目前, 由于

俄罗斯缺乏 CO₂ 气源而没有实施大规模的 CO₂ 驱油项目, 仅利用吞吐技术实施了 CO₂ 注入。随着石油储量的减少以及工业需求的增长, CO₂ 提高采收率技术在俄罗斯存在广泛的应用前景。

根据早期发表的报告, 俄罗斯油田最适合的石油驱替模式是液态 CO₂ 非混相驱^[4]。在非混相条件下, “液态 CO₂-原油”混合物分解形成重油相和轻质 CO₂ 相。这种体系相态被定义为液-液平衡相态。本文延用

Gardner 等^[5]的认识,即在重力分异作用下,PVT 筒中的流体在垂向上分为上层液体和下层液体。为了分析相态变化特征,在图中将原始稠油、稠油和 CO₂ 的单相混合物以及纯 CO₂ 划分为重相和轻相。

Orr 等^[6-8]的研究结果认为,碳氢化合物在液态 CO₂ 中的萃取量比在气态 CO₂ 中的萃取量大;在二元混合物中,烃类的溶解度随着分子量的增加及“烷烃-环烷烃-芳香烃”链的变化而减小;在多元混合物中,相同分子量的烷烃、环烷烃和芳香烃的溶解度相差不大;与轻质组分相比,芳香族组分含量高的原油中重质组分萃取效率较低。因此,原油密度越低,萃取程度越高。

前苏联科学家对相态之间的质量传递过程也进行了研究。Falovsky 等^[9]研究了多级接触实验中原油和液态 CO₂ 之间的质量传递作用,研究结果认为参与质量传递的原油组分的组成保持不变,随着与原油接触的 CO₂ 量的增加,被萃取出的原油组分的平均分子量增加;进入轻相的原油组分的比例与在原始原油中的比例相同;在其他同等条件下可萃取馏分的组成几乎与压力无关,重相中 CO₂ 的摩尔浓度等于原始原油中 CO₂ 溶解度的极限。

众所周知,CO₂ 溶解于原油后会降低原油的黏度

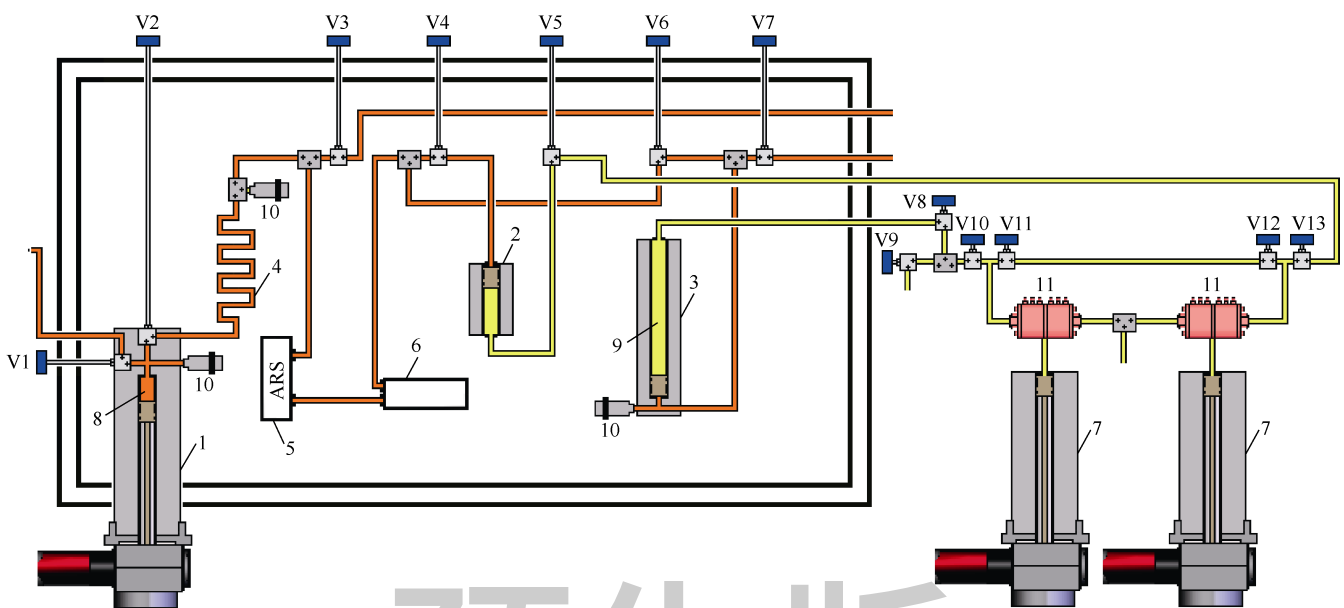
和密度、增加原油的压缩性和气体含量^[10-11]。然而,多数研究关注的是完全混合区内原油性质的变化,对于与 CO₂ 不能混相的稠油性质的详细描述还没有相关报道。

本文利用俄罗斯典型稠油样品,通过实验对稠油与液态 CO₂ 的质量传递作用进行分析,定量描述重相与轻相间的质量传递以及质量传递过程中各相特性的变化。

1 实验介绍

1.1 实验装置

实验装置(见图 1)包括:用于测量液体 PVT 关系的主 PVT 筒(容积为 400 mL);用于流体循环的辅助 PVT 筒(容积为 600 mL)和微型 PVT 筒(容积为 100 mL);毛细管黏度计(测量范围 0.3~10 000.0 mPa·s);数字密度计(测量范围 0~3 g/cm³);超声波反应室(作用是利用声波共振法来记录蜡质和沥青质发生相变的时刻);可视化原油泡点压力记录数字视频系统;计算机控制系统。所有组件都置于烘箱中,烘箱的温度范围是-10~204 °C。装置运行压力是 103.4 MPa。



1—主 PVT 筒;2—带浮动活塞的辅助 PVT 筒;3—带浮动活塞的微型 PVT 筒;4—毛细管黏度计;5—超声波反应室;6—数字密度计;7—控制带浮动活塞的 PVT 筒的双缸数字泵;8—油藏流体样品;9—液压油;10—温度压力传感器;11—电子阀;V1—V13—针阀

图 1 实验装置示意图

1.2 实验样品

稠油样品采自井口。储集层温度和压力分别为 30 °C 和 16 MPa,取样层段为 1 582~1 600 m,井口压力为 1.7 MPa,环空压力为 0.85 MPa,采油方式为螺杆泵。样

品泡点压力为 1.8 MPa,压缩系数为 $5.22 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$,地层压力下的体积系数为 1.003,泡点压力下的体积系数为 1.010,闪蒸气油比为 $2.42 \text{ m}^3/\text{m}^3$,地层压力下的密度为 $961.4 \text{ kg}/\text{m}^3$,泡点压力下的密度为 $954.3 \text{ kg}/\text{m}^3$,

闪蒸油密度为 961.1 kg/m^3 , 地层压力下的黏度为 $795 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 泡点压力下的黏度为 $513 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, $20 \text{ }^\circ\text{C}$ 下闪蒸油的黏度为 $1574 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。样品组分含量见表 1。

表 1 实验样品组分含量表

组分	摩尔分数/%	组分	摩尔分数/%
H	0.03	i-C ₄	0.73
H ₂ S	<0.01	n-C ₄	2.00
CO ₂	0.55	i-C ₅	2.12
N ₂	1.92	n-C ₅	1.34
He	0	C ₆	4.68
C ₁	0.52	C ₇	4.98
C ₂	0.50	C ₈	4.71
C ₃	1.81	C ₉₊	74.11

1.3 实验步骤

采用常规 PVT 分析 (体积法) 和气相色谱法对稠油样品进行测试。在一次接触 (膨胀) 实验模式下制备稠油和 CO₂ 的混合物, 对稠油和混合物进行油藏温度下的恒质膨胀实验 (CME)、闪蒸分离实验以及黏度和密度的测量实验。

首先将稠油样品泵入主 PVT 筒, 将液态 CO₂ 泵入辅助 PVT 筒, 打开 V6 阀门和 V2 阀门, 在主 PVT 筒内混合 CO₂ 和稠油样品。采用体积法监测混合物中 CO₂ 的浓度。关闭 V2 阀门, 利用磁搅拌器搅拌混合物直至主 PVT 筒内的压力稳定, 此时即达到平衡状态。通过控制 CO₂ 的泵入量制备不同 CO₂ 浓度的混合物, 各混合物中 CO₂ 的浓度分别为 10%、26%、42%、58%、75%。对各混合物样品进行地层温度条件下、压力从 35 MPa 下降到 1 MPa 的过程中黏度和密度的测定, 以及在 16 MPa 压力下进行闪蒸分离。

当 CO₂ 浓度大于 10% 时, 混合物组分不能完全混相, 分离为轻质 CO₂ 相 (轻相) 和重油相 (重相)。通过将混合物从主 PVT 筒转移到辅助 PVT 筒来测定重相的体积。由于各相黏度相差较大, 当稠油相进入毛细管黏度计时, 黏度的快速变化被记录下来。与该变化对应的 PVT 筒的体积就是重相体积。混合物体积与重相体积之差为轻相体积。

利用 CME 实验测量等温条件下稠油压降。该实验测量泡点压力、相对体积、密度、压缩系数和比体积。利用 PV 等温线上的拐点来确定泡点压力。分别对各相的 PV 与 CO₂ 浓度关系进行研究。

在主 PVT 筒与微型 PVT 筒之间流动的模式下测定各相的黏度和密度。实验在相同的温度下进行。在两相区域, 因为轻相的黏度值超出了毛细管黏度计的灵敏度极限 (小于 $0.3 \text{ mPa} \cdot \text{s}$), 所以无法测量。

闪蒸分离的过程是将单相流体从主 PVT 筒中分离

到连接有气体气量计的分离器中。通过实验结果计算得到闪蒸相的含气量、体积系数和性质。分离的油、气的组分构成采用气相色谱法测定, 在此基础上计算稠油的组分构成。各相的闪蒸分离均在 35 MPa 下进行^[12-15]。CO₂ 浓度为 26% 时, 不能进行轻相的闪蒸分离, 因为该状态下其体积小而地层体积系数大。

2 结果与分析

2.1 相组分组成

混合物中不同 CO₂ 浓度下的重相组分组成显示 (见图 2), 轻组分 (包括 N₂ 和 C₁—C₅) 在混合物中的含量随着 CO₂ 浓度的增加而降低, 当 CO₂ 浓度为 75% 时, 下降幅度最大; 当混合物中 CO₂ 浓度为 42% 时, C₆—C₈ 组分含量下降幅度最大, 此后, 随 CO₂ 浓度的增加下降幅度变缓; 当 CO₂ 浓度达到 26% 时, C₉₊ 组分含量迅速下降至 81.35%, 轻微上升后几乎完全稳定在 82.76%; CO₂ 组分在混合物中的含量约等于饱和极限 (26% 的浓度), 只是当浓度为 75% 时, CO₂ 组分含量略有增加, 这会影响此浓度下的气体含量和重相体积系数。

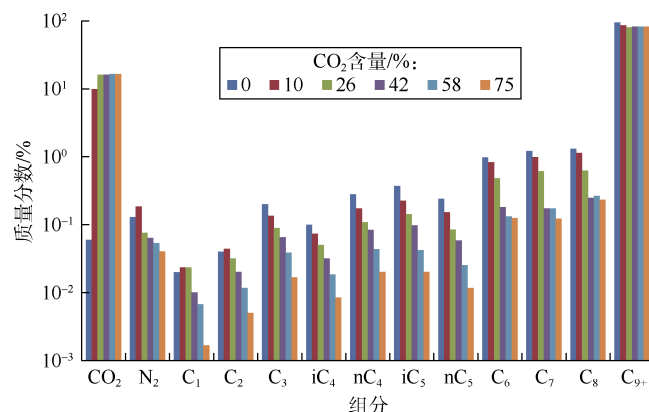
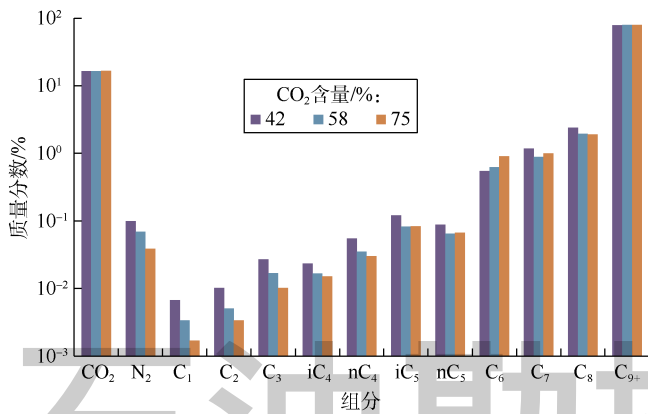
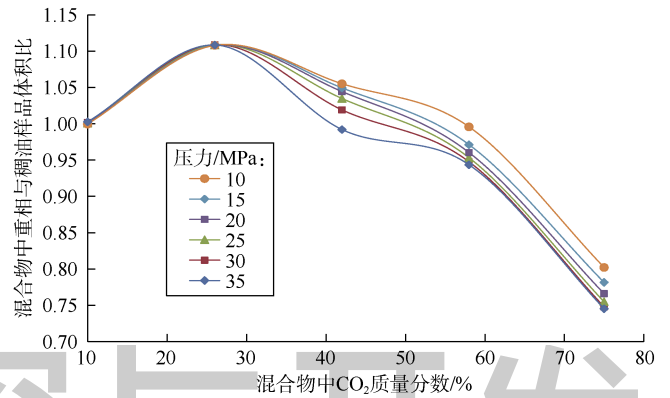


图 2 混合物中不同 CO₂ 浓度下的重相组分组成

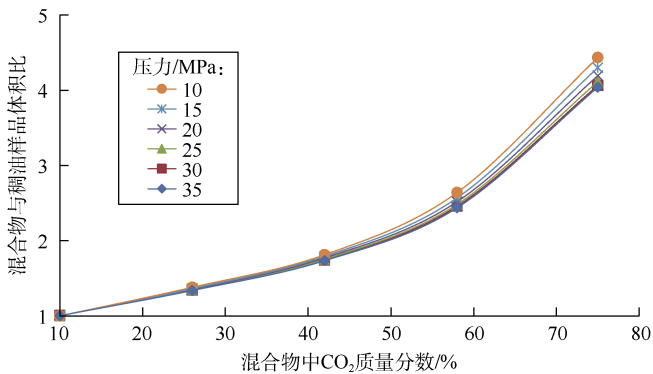
混合物中不同 CO₂ 浓度下的轻相组分组成显示 (见图 3), 轻组分 (包括 N₂ 和 C₁—C₄) 在混合物中的含量随着 CO₂ 浓度的增加而降低; C₅ 和 C₇—C₈ 组分在混合物中的含量在 CO₂ 浓度为 58% 时最低; C₆ 组分在混合物中的含量随着 CO₂ 浓度的增加而增加; C₉₊ 组分在混合物中的含量在 CO₂ 浓度为 58% 时最高。

轻相和重相组分组成数据表明, 萃取进液态 CO₂ 中的组分的分子质量随着接触原油的 CO₂ 量的增加而增加。轻相中轻质组分含量的减少是由可萃取的 C₉₊ 组分含量的增加而导致的。

图3 混合物中不同 CO₂ 浓度下的轻相组分组成图5 混合物重相与稠油样品体积比和混合物中 CO₂ 浓度关系曲线

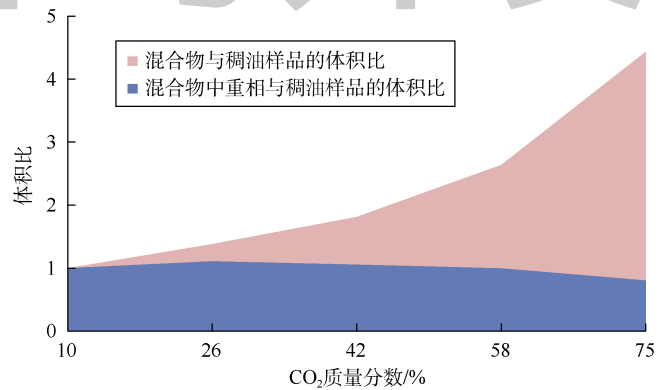
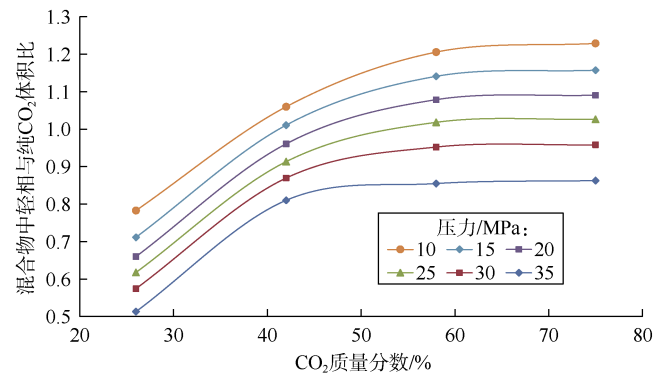
2.2 相态和体积特征

混合物与稠油样品体积比和混合物中 CO₂ 浓度的关系曲线显示(见图4),随着注入压力从 10 MPa 增加到 35 MPa、CO₂ 浓度从 10% 增加到 75%,混合物体积平均是稠油样品体积的 3 倍,主要是由于轻相体积增加而导致的。

图4 混合物与稠油样品体积比和混合物中 CO₂ 浓度关系曲线

混合物重相与稠油样品体积比和混合物中 CO₂ 浓度的关系曲线显示(见图5),当 CO₂ 浓度为 10% 时,混合物重相体积与稠油样品体积相等,混合物重相不膨胀的主要原因是稠油分子体积大^[16]。当 CO₂ 浓度为 10%~26% 时,混合物重相体积显著增加,这是由于稠油中 CO₂ 达到了最大饱和度,而液相 CO₂ 量仍然很少,以致轻质油组分的萃取量最低。随着 CO₂ 浓度的增加,萃取组分的量超过油中饱和 CO₂ 的量,因此重相的体积显著降低。压力为 10 MPa 时,体积比与 CO₂ 浓度的关系表明,上部粉色区域混合物体积增长的贡献来自于轻相,下部蓝色区域混合物体积增长的贡献来自于重相(见图6)。

轻相相对体积与压力相关,不同压力条件下,轻相相对体积随 CO₂ 浓度的变化规律大致相同(见图7)。

图6 压力为 10 MPa 时体积比与 CO₂ 浓度关系曲线图7 轻相与纯 CO₂ 体积比与 CO₂ 浓度关系曲线

分析认为各相之间的质量传递作用机理是:混合物中 CO₂ 浓度为 26%~42% 时,CO₂ 在稠油中的膨胀作用显著、萃取作用轻微;混合物中 CO₂ 浓度为 42%~75% 时,CO₂ 在稠油中的膨胀作用不再显著,而萃取作用显著增强;压力为 10~25 MPa、混合物中 CO₂ 浓度为 42% 时,轻相的膨胀作用占主导。在高压条件下,轻相的压缩性大于纯 CO₂ 的压缩性,所以其相对体积下降到 1 以下(见图5、图7)。

PV 等温线拐点的压力即为泡点压力(见图8),

随着混合物中 CO₂ 浓度的增加，泡点压力升高，表现出高含气挥发油的典型特征。在两相区域，轻相的泡点压力稳定在 7.24 MPa，重相的泡点压力稳定在 7.23 MPa。

压缩系数曲线显示(见图 9),在温度为油藏温度、压力为 7.23~35.00 MPa、混合物中 CO₂ 浓度为 10%~26%时，重相有更多可压缩的 CO₂ 溶解于原油中，而原油组分没有显著地被萃取到轻相中。随后，重相可压缩性的减小与原油中最轻的组分被萃取到轻相中有关。在 CO₂ 浓度为 75%时，由于原油中 CO₂ 溶解度略有增加(与色谱数据一致)，导致重相的压缩系数急剧增加。

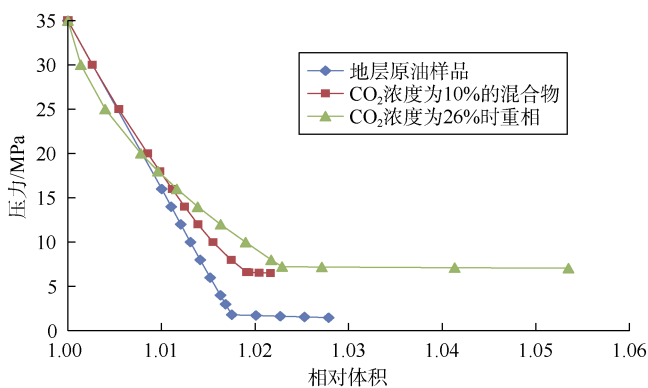


图 8 各样品 PV 等温线

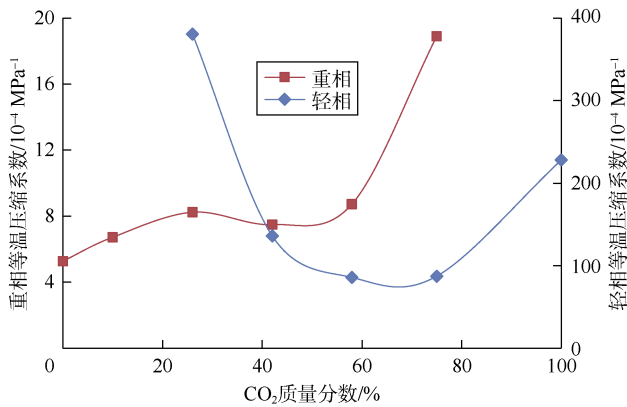


图 9 油藏温度及 7.23~35.00 MPa 压力下压缩系数曲线

混合物中 CO₂ 浓度为 26%时，轻相的可压缩性比纯 CO₂ 和稠油样品的可压缩性高。这是因为大量的轻质组分被萃取到轻相中，而重质组分的萃取量却很小。轻相可压缩性降低到稠油可压缩性以下(混合物中 CO₂ 浓度为 58%~75%)，表明随着混合物中 CO₂ 浓度的增加，可压缩性较差的重组分被萃取进入轻相中。

为了绘制相图中的质量曲线，对不同 CO₂ 浓度下重相体积与混合物总体积的比值进行测量(见图 10)。

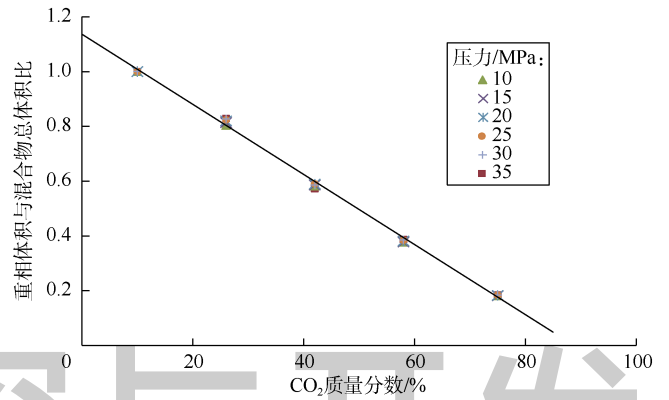


图 10 不同 CO₂ 浓度下重相与混合物总体积比

结果显示，重相的相对体积受压力影响较小，证实了 Falovsky 的结论，即在其他条件不变的前提下，可萃取组分组成基本上不受压力影响^[17]。将压力为 10 MPa 时的重相相对体积趋势线(相关系数最大)外推得到完全将油溶解于 CO₂ 所需的 CO₂ 浓度为 88.4%。

低温下稠油的典型相图见图 11，其中体现重相体积的质量线是在 10 MPa 压力下对趋势线内插得到的，低于泡点压力时的各相体积没有进行测量，所以低压范围内的相态没有详细分析。本文相图与 Li 等^[18]绘制的加拿大萨斯喀彻温省 1 个油田的相图非常接近(除了 CO₂ 中原油溶解度曲线)。

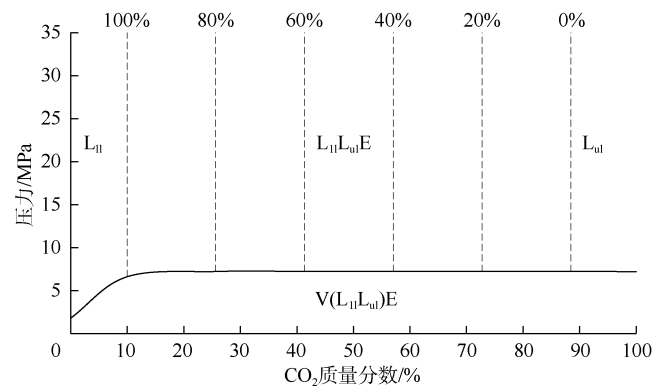
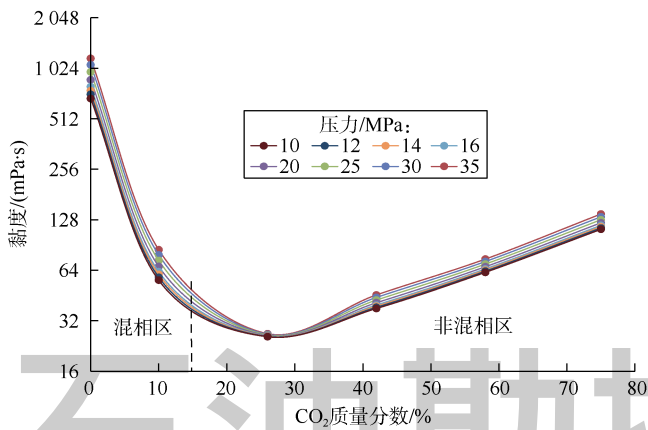


图 11 低温条件下稠油相图

2.3 高压条件下的相态特征

降低原油黏度是 CO₂ 驱油的主要作用之一。在非完全混相条件下，轻相和重相的黏度比将显著影响驱油效率。在油藏中轻相的流度和有效渗透率均高于重相，这将阻碍被驱替相(主要是稠油相)的流动。因此，要使驱油效率达到最高，需要尽量减小混合物中轻相体积。

混合物中重相黏度与 CO₂ 浓度的关系如图 12 所示。CO₂ 在原油中完全溶解后(混合物中 CO₂ 浓度为

图 12 混合物中重相黏度与 CO₂ 浓度关系曲线

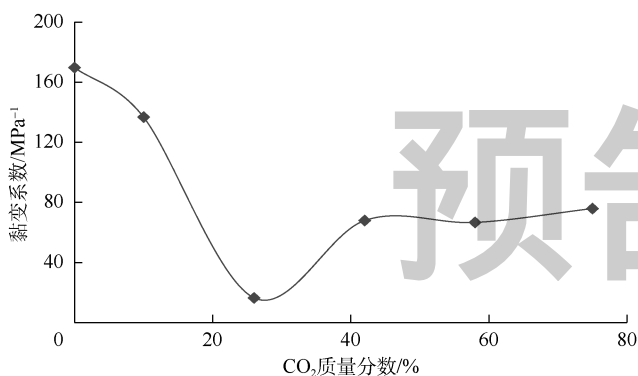
10%), 油藏压力下原油黏度下降了 85%。在两相区(混合物中 CO₂ 浓度为 26%), 重相黏度降低到 92%。随着混合物中 CO₂ 浓度进一步增加, 原油组分被萃取到轻相中的作用加强, 重相的黏度开始增加, 该区域内黏度特征可由下式描述:

$$\mu_{11} = A \exp(BC_{CO_2}) \quad (1)$$

(1)式的线性逼近值的可靠性变化范围是 0.993 8 (10 MPa) ~ 0.998 9 (35 MPa)。描述流体的一个基本参数是黏变系数, 其计算公式如下:

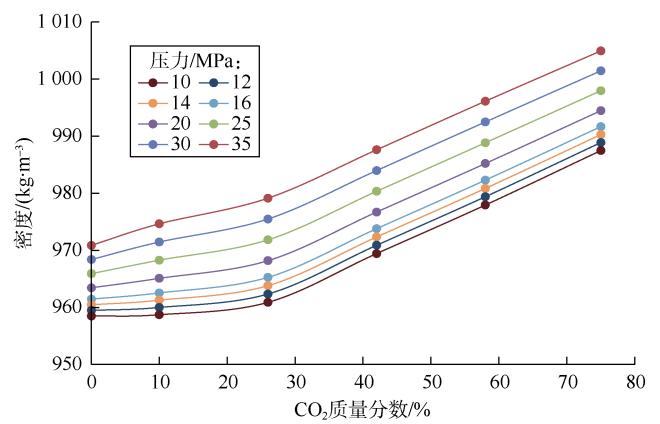
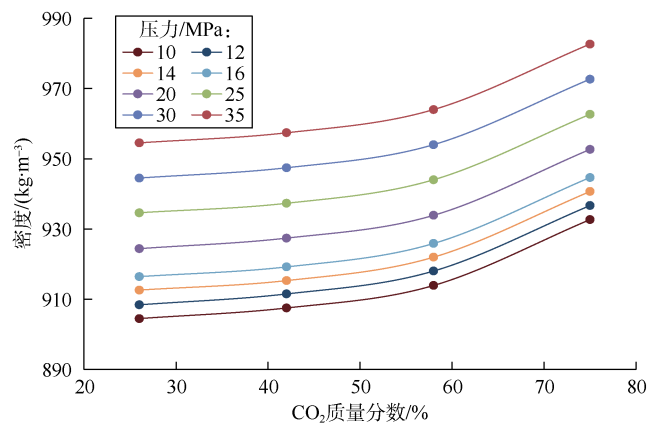
$$C_{\mu} = \left| \frac{1}{\mu_1} \frac{\mu_1 - \mu_2}{p_1 - p_2} \right| \quad (2)$$

原油的黏度取决于原油组分的体积比, 轻质组分比重质组分的膨胀速度快^[17], 因此, 原油中轻质组分越多, 原油的黏变系数越低。基于这一点, 黏变系数还可以间接描述各相之间的质量传递作用。压力为 10~35 MPa 时, 重相黏变系数与混合物中 CO₂ 浓度关系如图 13 所示, 混合物中 CO₂ 浓度为 10% 时, 由于原油中轻质组分(CO₂)的增加, 黏变系数降低, 当混合物中 CO₂ 浓度为 26% 时, 黏变系数降幅最大, 此现象可被前文所述观点证实。当混合物中 CO₂ 浓度进一步

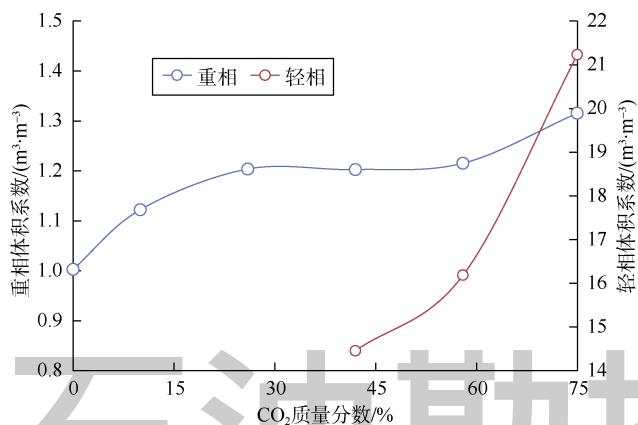
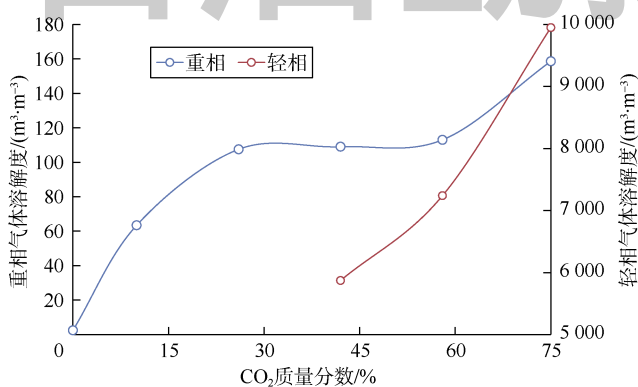
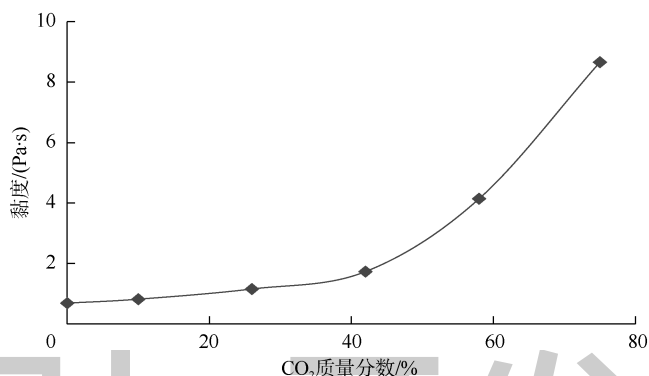
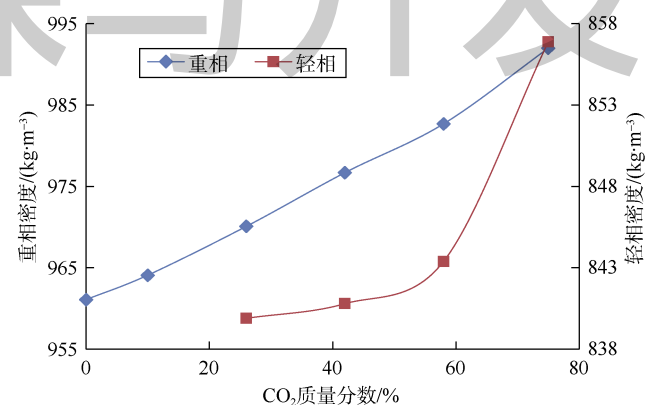
图 13 重相黏变系数与 CO₂ 浓度关系曲线

增加时, 黏变系数首先增加, 然后稳定, 最后在 CO₂ 浓度为 75% 时再略有增长。

黏度是 1 个对各相之间的质量传递作用很敏感的参数。而相密度是影响多相流, 尤其是同一储集层中各相分离的重要参数。当 CO₂ 完全溶于原油后(混合物中 CO₂ 浓度为 10%), 混合物的密度增加, 证实了在 CO₂ 浓度为 0~10% 时, 原油体积没有膨胀(重相体积保持不变), 当混合物中 CO₂ 浓度一旦超过 26%, 作为各相间质量传递作用的结果, 重相密度呈线性增长(见图 14)。随混合物中 CO₂ 浓度的增加, 轻相密度以二次方的规律一直增加(见图 15), 随着其分子量的增加, 较重的原油组分逐渐溶解在 CO₂ 中。

图 14 重相密度与 CO₂ 浓度关系曲线图 15 轻相密度与 CO₂ 浓度关系曲线

重相和轻相的地层体积系数及气体溶解度的曲线形态一致(见图 16、图 17)。重相的地层体积系数和气体溶解度随着混合物中 CO₂ 浓度的增加, 表现出先增加(CO₂ 浓度为 0~26%) 后稳定(CO₂ 浓度为 26%~58%) 再增加(CO₂ 浓度为 58%~75%) 的 3 段式特征, 这与原油中 CO₂ 溶解度的增加有关, 也可能是由于混合物接近原油中 CO₂ 的饱和极限(88.4%) 导致混

图 16 地层体积系数与 CO₂ 浓度关系曲线图 17 气体溶解度与 CO₂ 浓度关系曲线图 18 闪蒸重相黏度与 CO₂ 浓度关系曲线图 19 闪蒸相密度与 CO₂ 浓度关系曲线

合物性质发生急剧变化的原因。

轻相的地层体积系数和气体溶解度随着混合物中 CO₂ 浓度的增加而增加，考虑地层原油中的低气体溶解度，萃取作用不能补偿轻相中大量的 CO₂ 饱和量。

2.4 闪蒸相态特征

除了表征地层条件下各相性质的数据外，在实施 CO₂ 驱油时，还需要闪蒸流体的数据，对该数据的分析有助于油井作业参数和采油系统的优化。闪蒸重相的黏度及闪蒸相的密度与初始混合物中 CO₂ 浓度关系曲线见图 18、图 19。参数的测量是在温度 20 °C、常压下进行的。随着混合物中 CO₂ 浓度的增加，闪蒸重相的黏度和密度不断增加。在原油和 CO₂ 完全混相的情况下 (CO₂ 浓度达到 10%)，CO₂ 从混合物中逸出，并在分离过程中捕集轻质组分。混合物中 CO₂ 浓度为 58% 时，闪蒸重相黏度增长幅度最大，表明萃取作用增强。这会导致生产重相时地面设备的堵塞。闪蒸重相的密度几乎呈线性增长，最大增长幅度为 31 kg/m³。闪蒸轻相的密度呈非线性增长，在 CO₂ 浓度为 75% 时轻相密度增幅最大，表明随着接触原油的 CO₂ 体积的增加，萃取组分的分子量增加。

本文研究并不能完全代表储集层条件下的多次接触质量传递作用，但是在一定程度上有助于理解吞吐过程中第一个周期内的流体变化，即 CO₂ 段塞集中注入过程的质量传递作用不如 CO₂ 驱替过程中的那样强烈。早期研究表明^[16]，注气速度和细管法测得的最小混相压力之间存在近线性关系，在充满油的孔喉中，气体流速越快，最小混相压力越高，因此，在恒压下的质量传递速率较低，与本文认识一致。然而，不能将细管实验中的驱油特性直接等同到储集层中，气段塞在储集层中的推进是不均匀的，CO₂ 会首先进入裂缝和高渗透区，质量传递速率在不同的注入区域会发生轻微的变化。鉴于本文研究结果得到的质量传递作用原理与多次接触混合过程的研究结果一致，可以得出以下结论。

①各相的泡点压力是决定 CO₂ 驱提高采收率的关键参数。当压力降至泡点压力以下时，油井转换成溶解气驱，导致地层流体黏度显著增高，并可能会因高黏度闪蒸流体造成孔喉堵塞。考虑到地层温度 (30 °C) 接近纯 CO₂ 的临界点 (31 °C)，以及轻相中高含量的 CO₂，可以将轻相归为一种具有可急剧脱气的近临界流体，因此，压降会导致气油比的急剧增加，当有水存

在时还会引起水合物沉积。

②由于闪蒸流体的黏度高,需采取适当措施防止地面设备发生堵塞。

③为了提高效益、减少环境污染,建议引入 CO₂ 捕集技术。

3 结论

本文实验条件下,取自俄罗斯某油藏的稠油样品与液态 CO₂ 相互作用时具有以下一些相态和体积特征:CO₂ 完全溶解在稠油中时(混合物中 CO₂ 浓度为 10%),混合物基本上不发生膨胀;当混合物中 CO₂ 浓度高于 26%时,由于轻质组分的萃取量超过了 CO₂ 在原油中的饱和量而使得重相体积减少,重相黏度呈指数增长,混合物中 CO₂ 的浓度为 26%时,有效降低重相黏度的作用最强;重相和轻相的密度、地层体积系数、气体溶解度和闪蒸重相黏度均随着混合物中 CO₂ 浓度的增加而变大;稠油油田的生产条件表明,混合物中最佳的 CO₂ 浓度是 26%,此时原油膨胀最大、重相的黏度值最小;混合物中 CO₂ 的浓度为 10%~26%时,轻相的体积最小,驱油效果最好。

致谢:本次实验研究得到了俄罗斯创新燃料与能源联合股份公司的支持,为本次研究提供了实验用的样品,对此表示感谢。

符号注释:

B ——与压力相关的系数,无因次; c_{CO_2} ——混合物中 CO₂ 的浓度,%; C_{μ} ——黏变系数; E ——平衡相; L_{II} ——PVT 筒下部重相; L_{III} ——PVT 筒上部轻相; p_1, p_2 ——实验压力,MPa; V ——气相; μ_1 —— p_1 压力下的原油黏度, mPa·s; μ_2 —— p_2 压力下的原油黏度, mPa·s; μ_{II} ——PVT 筒下部重相黏度, mPa·s。

参考文献:

- [1] PERERA M S, GAMAGE R P, RATHNAWEERA T D, et al. A review of CO₂-enhanced oil recovery with a simulated sensitivity analysis[J]. *Energies*, 2016, 9(7): 481.
- [2] GODEC M L. Global technology roadmap for CCS in industry. Sectorial assessment: CO₂ enhanced oil recovery[R]. Melbourne, Australia: Global CCS Institute, 2011.
- [3] KRYANEV D, ZHDANOV S A. Application of EOR methods in Russia and abroad: Experience and prospects[J]. *Drilling and Oil*, 2011, 14(2): 11-21.
- [4] SHTOF M D, RAIKHMAN B N, FALOVSKY V I. Methodology for the study of oil replacement by carbon dioxide[C]//Proceedings of Giprovostokneft. Kuibyshev, Russian: Giprovostokneft, 1985.

- [5] GARDNER J W, ORR F M, PATEL P D. The effect of phase behavior on CO₂-flood displacement efficiency[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1981, 33(11): 2067-2081.
- [6] ORR F M, SILVA M K. Effect of oil composition on minimum miscibility pressure. Part 2: Correlation[R]. SPE 14150-PA, 1987.
- [7] ORR F M, SILVA M K, LIEN C L. Equilibrium phase compositions of CO₂/crude oil mixtures. Part 2: Comparison of continuous multiple-contact and slim-tube displacement tests[R]. SPE 10725-PA, 1983.
- [8] SILVA M K, ORR F M. Effect of oil composition on minimum miscibility pressure. Part 1: Solubility of hydrocarbons in dense CO₂[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1987, 2(4): 468-478.
- [9] FALOVSKY V I. Aspects of a mass transfer between heavy oil and liquid carbon dioxide[C]//Proceedings of Giprovostokneft. Kuibyshev, Russian: Giprovostokneft, 1990.
- [10] CHUNG F T, JONES R A, HGUYEN H T. Measurements and correlations of the physical properties of CO₂ heavy crude oil mixtures[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, 3(3): 822-828.
- [11] SIMON R, GRAUE D J. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1965, 17(1): 102-106.
- [12] PEDERSEN K S, CHRISTENSEN P L, SHAIKH J A. Phase behavior of petroleum reservoir fluids[M]. Boca Raton, U.S.A.: CRC Press, 2014.
- [13] TAREK A. Equations of state and PVT analysis: Applications for improved reservoir modeling[M]. Cleveland, OH, U.S.A.: Gulf Publishing Company, 2007.
- [14] WHITSON C H, BRULE M R. Modeling non-equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures[R]. SPE 176632-MS, 2015.
- [15] JAMALUDDIN A K, GREEK J, KABIR C S, et al. A comparison of various laboratory techniques to measure thermodynamic asphaltene instability[R]. SPE 72154-MS, 2001.
- [16] EKUNDAYO J M, GHEDAN S G. Minimum miscibility pressure measurement with slim tube apparatus: How unique is the value?[R]. SPE 165966-MS, 2013.
- [17] MULLINS O C, SHEU E Y, HAMMAMI A, et al. Asphaltenes, heavy oils, and petroleomics[M]. New York: Springer, 2007.
- [18] LI X, LI H, YANG D. Determination of multiphase boundaries and swelling factors of solvent(s)-CO₂-heavy oil systems at high pressures and elevated temperatures[J]. *Energy & Fuels*, 2013, 27(3): 1293-1306.

第一作者简介: LOBANOV AA (1993-), 男, 俄罗斯人, 博士, 北极联邦大学创新技术中心油气实验室首席工程师, 主要从事流体相态实验及有机防垢等方面的研究工作。地址: Severnaya Dvina Emb 17, Arkhangelsk, Russia, 邮政编码: 163002。E-mail: lobanov.mdh@gmail.com

联系作者简介: STRUCHKOV IA (1989-), 男, 俄罗斯人, 博士, 圣彼得堡矿业大学油气田开发与开采系助教, 主要从事流体相态实验及有机防垢等方面的研究工作。地址: 21st Line, St Petersburg, Russia, 邮政编码: 199106。E-mail: StruchkovIA@gmail.com

收稿日期: 2018-03-04 修回日期: 2018-07-09

(编辑 王晖)