

温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响规律实验

李向良

(中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要: 二氧化碳驱油过程中通过二氧化碳在原油中的溶解而改变原油物性, 从而提高采收率, 但温度和注入压力对二氧化碳驱油效果及驱替过程中原油物性的影响规律有待深入研究。通过岩心驱替实验及原油物性测试实验对其进行了研究, 结果表明, 在 22 °C 条件下, 原油采收率随注入压力的增加变化较小; 在 60 °C 条件下, 当二氧化碳为气态时, 注入压力对原油采收率影响较小, 当注入压力升高使二氧化碳处于超临界状态时, 原油采收率会大幅度提高, 但换油率迅速下降, 而当注入压力高于最小混相压力时采收率增幅变缓。见气时注气量对比结果显示, 气态二氧化碳驱比超临界或液态二氧化碳驱更容易发生气窜。产出原油物性分析结果表明, 二氧化碳驱过程中, 随着生产时间的增加, 产出原油组分越来越轻, 原油密度和粘度也逐渐减小; 相同温度下, 随着注入压力的升高, 产出原油密度和粘度减小。

关键词: 二氧化碳驱 温度 注入压力 驱油效果 原油物性 换油率

中图分类号: TE357.43

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)01-0084-04

Experimental study on the effect of temperature and injection pressure on CO₂ flooding

Li Xiangliang

(Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: In the process of CO₂ flooding, CO₂ can change the physical properties of oil by dissolving into the oil, thereby improving the oil recovery factor. However, the effects of temperature and injection pressure on the displacement efficiency and the change rules of the oil properties in the process need further research. It was studied through rock displacement experiments and oil physical properties testing experiments. The results show that the oil recovery factor remains almost unchanged as the injection pressure increases under 22 °C. While the effect of injection pressure on the oil recovery factor is limited when the injected CO₂ is in gas state under 60 °C. However, when the injection pressure increases to a point at which the CO₂ is in supercritical state, the oil recovery factor will be largely improved, but the gas to oil exchange ratio will decrease quickly. And when the injection pressure increases to the minimum miscible pressure, the growth of oil recovery factor slows down. The CO₂ breakthrough is more likely to occur when the CO₂ is in gas state than in supercritical or liquid state. The analysis of oil physical properties shows that the produced oil becomes lighter and its density and viscosity decrease with the increase of production time and injection pressure at constant temperature.

Key words: CO₂ flooding; temperature; injection pressure; displacement efficiency; oil physical properties; gas to oil exchange ratio

二氧化碳驱提高采收率技术在油田开发中得到广泛应用^[1-3]。由于二氧化碳溶解在原油中有降低原油粘度、增加原油弹性能以及降低油水界面张

力等作用, 与氮气、空气及甲烷等气体相比, 二氧化碳与原油的混相压力低, 从而可以提高驱油效率^[4-7]。但是, 温度及注入压力会对二氧化碳驱油效果产生

收稿日期: 2014-10-30。

作者简介: 李向良(1964—), 男, 山东禹城人, 高级工程师, 从事提高原油采收率技术研究。联系电话: (0546) 8715113, E-mail: lixiang1964@163.com。

基金项目: 国家科技支撑项目“CO₂驱油藏工程及注采工艺关键技术研究”(2012BAC24B03)。

影响,一是会使二氧化碳相态转变,二是对二氧化碳在原油中的溶解度有影响。二氧化碳在混相驱及近混相驱时具有抽提原油中轻质组分的能力,驱替过程中原油物性是随着生产时间不断变化的^[8]。目前,二氧化碳对原油性质的影响规律已有诸多研究,但多为静态物性规律实验^[9-10],并不能准确地表征驱替过程中的动态规律。笔者通过物理模拟实验,研究了温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响规律,并分析了驱替过程中产出原油密度和粘度的变化规律。

1 实验器材与方法

1.1 实验器材

实验材料主要包括蒸馏水、原油(利用原油与煤油配制的模拟油)及二氧化碳(纯度大于99.9%)。

实验仪器包括密度计、恒温箱、DV-II+Pro旋转粘度计、Teclis表面/界面张力测量仪、长细管岩心模型(岩心直径和长度分别为2.5和60 cm)、二氧化碳驱实验装置(图1)。

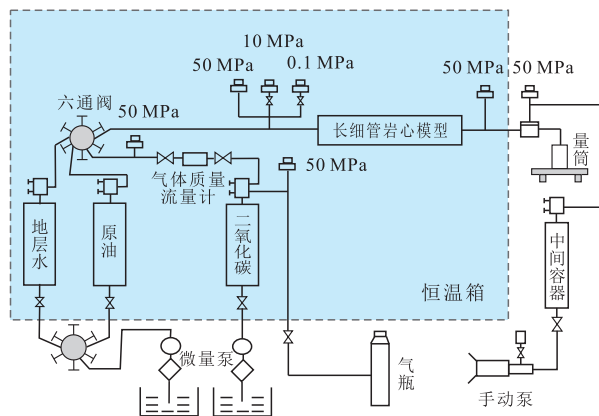


图1 二氧化碳驱实验装置

Fig.1 Workflow of CO₂ flooding experiment

1.2 实验方法

原油密度测定 依据GB/T 1884—2000^[11]测定不同温度下的原油密度。

原油粘度测定 依据SY/T 0520—2008旋转粘度计平衡法^[12]测定转速为100 r/min的原油粘度。

二氧化碳—原油界面张力测定 首先用低压二氧化碳排空界面张力测量仪中的空气,并给测量容器加压加温至设定值,然后使用悬滴法测量该条件下二氧化碳—原油的界面张力。每个条件下测量3次,最后取平均值。

二氧化碳驱替实验 实验步骤包括:①根据实验条件填充岩心管,抽真空3 h,饱和水并测定其孔

隙体积;②用蒸馏水驱替岩心,恒定流量设定为1和2 mL/min,测量2次不同流量下的岩心渗透率,取其平均值即为岩心水相渗透率;③将岩心恒定在实验温度下5 h,以恒定的流速0.1 mL/min饱和油;④利用气体流量计控制驱替速度为1.5 mL/min进行二氧化碳驱替,直到二氧化碳注入量达到2倍孔隙体积后原油采收率不再变化时,停止驱替;⑤利用密度计及旋转粘度计测量二氧化碳突破前后产出原油的密度和粘度。

2 实验结果与分析

2.1 实验结果

采用悬滴法测量二氧化碳—原油界面张力。根据界面张力消失理论,将界面张力与压力的关系曲线延长至界面张力为0时,曲线与x轴的交点所对应的压力即为最小混相压力(MMP),经实验测试,60 °C时二氧化碳与原油的最小混相压力为16.3 MPa,22 °C时二氧化碳与原油的最小混相压力为10.5 MPa。通过一维岩心驱替实验研究了温度及注入压力对二氧化碳驱油效果的影响(表1)。

表1 二氧化碳驱替填砂岩心实验数据
Table1 Core parameters for CO₂ flooding experiments

岩心编号	温度/°C	注入压力/MPa	孔隙体积/mL	孔隙度/%	水相渗透率/10 ⁻³ μm ²	初始含油饱和度/%
1	60	2.2	91	29.93	219.28	80.22
2		5.2	104	34.21	254.34	80.77
3		9.3	107	35.19	320.98	72.90
4		14.5	102	33.55	222.77	67.65
5		20.3	88	28.95	205.08	78.41
6	22	2.2	96	31.58	228.86	71.88
7		5.2	88	28.95	217.48	84.09
8		9.3	96	31.58	226.85	73.96

2.2 驱油效率

二氧化碳岩心驱替实验过程中,每组实验最大二氧化碳注入量皆为2倍孔隙体积。由实验结果得出,当注入量达2倍孔隙体积时,岩心出口端基本不再产油,此时孔隙介质中二氧化碳气窜通道已发育成熟。由60 °C和22 °C时二氧化碳驱替原油采收率随二氧化碳注入孔隙体积倍数的变化关系(图2)可知,随着二氧化碳注入孔隙体积倍数的增加,原油采收率逐渐增加并在1.5倍孔隙体积时趋于平缓(图2a)。当二氧化碳注入压力为2.2 MPa时,注气初期原油采收率增加较快,而相同二氧化碳注入孔隙体积倍数下注入压力为9.3 MPa时,初始原油采

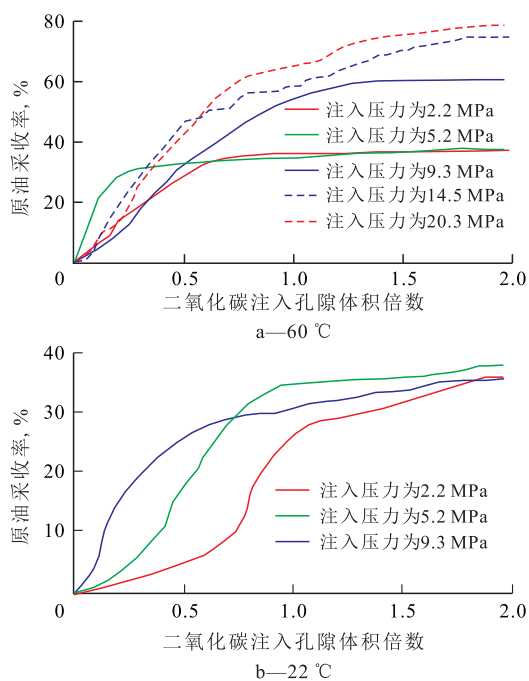


图2 60和22 °C时不同注入压力下二氧化碳驱替原油采收率变化

Fig.2 CO₂ flooding oil recovery factor with different injection pressures at 60 °C and 22 °C

收率则增加较慢。由图2b可见,22 °C时不同注入压力下二氧化碳驱替原油采收率的变化规律与60 °C时相似。当注入压力为2.2 MPa时,注气初期采收率增加速度最快,其原因是高压下二氧化碳在原油中的溶解度高,刚开始注入的超临界或液态二氧化碳大部分溶解于原油中,没有真正起到驱替效果。

由60和22 °C时二氧化碳驱替原油采收率、见气时注气量和见气时采收率随二氧化碳注入压力的变化关系(图3)可见,60 °C时随二氧化碳注入压力的增加,二氧化碳逐渐由气态转变成超临界状态。由图3a可见,当二氧化碳为气态时,随注入压力增加,原油采收率基本不变;当二氧化碳为超临界状态时,随注入压力增加,采收率迅速上升,主要是由于注入压力越高,二氧化碳在原油中溶解度越大,二氧化碳—原油体系界面张力越低,二氧化碳洗油效率越高,采收率越大;当注入压力超过最小混相压力时,随压力增加,原油采收率增幅变小,其原因是此时二氧化碳—原油体系界面张力不再变化。对比见气时采收率与二氧化碳驱替原油采收率可见,注入压力越高,气体突破后二氧化碳驱替提高原油采收率的增幅越小。由于见气时二氧化碳注气量表征了二氧化碳气窜的快慢,见气时注气量越小说明二氧化碳驱气窜越快。由图3b可以看出,22 °C时随着注入压力的升高,二氧化碳逐渐由气态转变为液态,提高原油采收率的能力有限。对比图

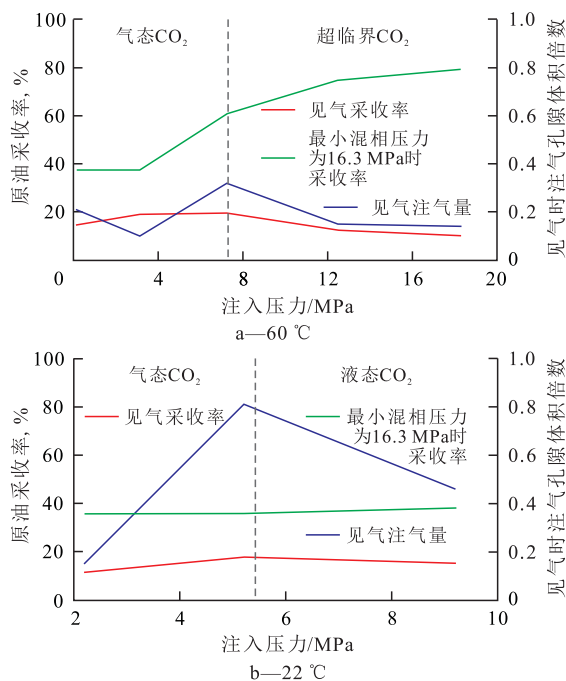


图3 60和22 °C时不同注入压力下二氧化碳驱替原油采收率、见气时注气量和见气时采收率的变化

Fig.3 CO₂ flooding oil recovery factor, gas injection and oil recovery factor at gas breakthrough with different injection pressures at 60 °C and 22 °C

3a和图3b可知,当二氧化碳处于超临界状态时驱油效果要好于气态和液态,原油采收率也更高。

2.3 二氧化碳驱换油率

二氧化碳驱替平均换油率^[10]越高,二氧化碳利用效率越高,经济效益越好。从图4可以看出,当注入压力小于二氧化碳临界压力7.38 MPa时,气体突破前平均换油率明显高于总换油率,这是因为气体突破后,产气量大幅度增加,产油量减小,二氧化碳换油率下降。二氧化碳注入压力越高,平均换油率越小,其原因是压力越高,产油量虽有所增加,但注入相同孔隙体积倍数的二氧化碳时,高压下二氧化碳的物质的量越大,因而换油率下降。

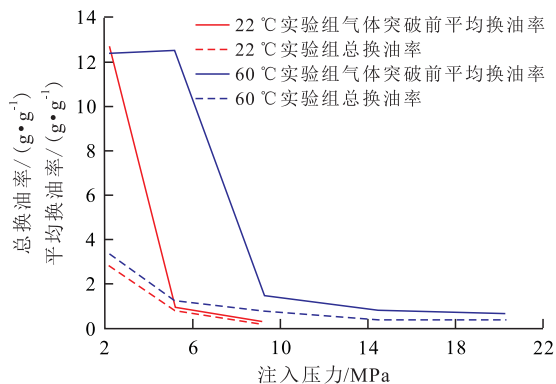


图4 不同注入压力下二氧化碳驱平均换油率

Fig.4 Average gas to oil exchange ratio under various injection pressures

2.4 二氧化碳驱产出原油基本物性

当二氧化碳注入量小于0.65倍孔隙体积时,产出原油颜色较深;当二氧化碳注入量为0.66~2.05倍孔隙体积时,产出原油颜色变浅,并逐渐变得透亮,说明二氧化碳驱替过程中不同驱替阶段产出原油的性质是不断变化的,产出原油组分越来越轻。分析其原因认为,0~0.65倍孔隙体积阶段产出原油未与二氧化碳充分接触,因而二氧化碳对原油中轻质组分的抽提作用不明显;当二氧化碳气体突破后,0.66~2.05倍孔隙体积阶段产出原油与二氧化碳充分接触,且实验过程中注入压力大于最小混相压力,说明驱替过程中二氧化碳与原油成混相状态,此时二氧化碳抽提轻质组分作用强烈,产出原油组分较轻,颜色变浅^[13]。

为了定量分析二氧化碳驱替过程中不同生产阶段产出原油的物性变化规律,针对6号岩心实验不同阶段产出原油的基本物性进行研究。测量了室温条件下不同生产阶段产出原油的密度及粘度,0.30~1.27倍孔隙体积阶段产出原油密度由原始的864 kg/m³降低为851 kg/m³,粘度由原来的12.99 mPa·s降低为4.86 mPa·s;1.28~1.95倍孔隙体积阶段产出原油密度进一步降低为828 kg/m³,粘度进一步降低为2.75 mPa·s。二氧化碳驱替不同生产阶段产出原油物性是不断变化的,产出原油随着生产时间的增加,原油粘度和密度均减小。不同阶段产出原油密度降低了1.5%~4.2%;而粘度降低幅度为62.6%~78.8%。

测定了60℃时不同二氧化碳注入压力下气体突破后产出原油的密度和粘度,由实验结果得知,随着注入压力的增加,气体突破后产出油的密度和粘度均逐渐减小,当注入压力达到14.5 MPa时,原油密度由原始的864 kg/m³降低为834 kg/m³,粘度由原来的12.99 mPa·s降低为2.8 mPa·s。这主要是由于随着二氧化碳注入压力的逐渐升高,并达到二氧化碳快速抽提原油中轻烃组分的门限压力时,二氧化碳与原油间作用强烈,且二氧化碳会将原油中大量的轻质组分提取出来并随着二氧化碳同时产出,产出原油组分变轻,密度和粘度减小。当注入压力大于最小混相压力后,二氧化碳—原油成混相状态,产出原油粘度和密度减小幅度变小。

3 结论

研究了温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响,并分析了驱替过程中原油物性的变化规

律。研究表明,温度与注入压力对二氧化碳驱油效果影响较大。在22℃条件下,原油采收率随注入压力的增加变化较小;在60℃条件下,当二氧化碳为气态时,注入压力对原油采收率影响较小,当注入压力升高使二氧化碳处于超临界状态时,原油采收率会大幅度提高,但换油率迅速下降,而当注入压力高于最小混相压力时采收率增幅变小;通过比较见气时注气量发现,气态二氧化碳驱比超临界或液态二氧化碳驱更容易发生气窜。产出原油物性分析表明,二氧化碳驱过程中,随着生产时间的增加,产出原油组分越来越轻,原油密度和粘度也逐渐减小;在相同温度下,随着注入压力的升高,产出原油密度和粘度减小。

参考文献:

- [1] Godec M L, Kuuskraa V A, Dipietro P. Opportunities for using anthropogenic CO₂ for enhanced oil recovery and CO₂ storage [J]. *Energy & Fuels*, 2013, 27(8): 4 183-4 189.
- [2] 李菊, 李实. 基于多次接触特性曲线的二氧化碳驱最小混相压力预测方法[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(1): 51-54.
Li Ju, Li Shi. A new method to forecast the CO₂-oil minimum miscibility pressure based on multicontact curve [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(1): 51-54.
- [3] Dyer S B, Farouq Ali S M. The potential of the immiscible carbon dioxide flooding process for the recovery of heavy oil [C]. *PET-SOC-SS-89-27*, 1989.
- [4] 张恩磊, 顾岱鸿, 何顺利, 等. 杂质气体对二氧化碳驱影响模拟研究[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(5): 75-77.
Zhang Enlei, Gu Daihong, He Shunli, et al. Experiment study on effect of impurities on CO₂ drive [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(5): 75-77.
- [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.
- [6] Holm L W, Josendal V A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, 26(12): 1 427-1 438.
- [7] Yang D, Tontiwachwuthikul P, Gu Y. Interfacial tensions of the crude oil+reservoir brine+CO₂ systems at pressure up to 31 MPa and temperatures of 27℃ and 58℃ [J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2005, 50(4): 1 242-1 249.
- [8] Welker J R, Dunlop D D. Physical properties of carbonated oils [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1963, 15(8): 873-876.
- [9] 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.

(下转第92页)