

一种测定 CO₂ 驱最小混相压力的实验方法

赵金省¹, 刘笑春², 杨棠英², 张涛²

1. 西安石油大学石油工程学院, 西安 710065
2. 长庆油田公司油气工艺研究院, 西安 710061

摘要 为了缩短最小混相压力的测试时间, 根据界面张力消失原理, 提出了一种可以快速确定最小混相压力的实验新方法。该方法主要是利用可旋转的活塞式高温高压配样器, 通过测定原油和 CO₂ 混合过程中的压力变化来确定最小混相压力。利用该方法对华庆长 6 储层的原油与 CO₂ 的最小混相压力进行测试, 并与细管法测试结果进行对比, 结果表明, 测试结果与细管法的测试结果较接近, 且该方法具有操作简单、实验过程耗时较短的特点。

关键词 CO₂ 驱; 最小混相压力; 细管模型; 两相接触法

中图分类号 TE357

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2013.15.009

A New Method for Predicting the CO₂ Flooding Minimum Miscibility Pressure

ZHAO Jinsheng¹, LIU Xiaochun², YANG Tangying², ZHANG Tao²

1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China
2. Oil & Gas Technology Research Institute of Changqing Oilfield Company, Xi'an 710061, China

Abstract In order to reduce the test time of MMP, according to the principle of interfacial tension disappearing, a new experimental method which is able to quickly determine the MMP is developed. In the experimental method, the main equipment is a rotatable high pressure piston-typed sample preparation container. In order to determine the MMP, the pressure when the oil is mixed with CO₂ is measured. Using the test method of two-phase contact process, the CO₂ MMP of reservoir oil in Chang six of Huaqing has been measured. Comparing with the test result of slim tube test, the MMP result based on two-phase contact process is very closed to the result based on slim tube test. The test method of two-phase contact process possesses features of both simple operation and short test time period.

Keywords CO₂ flooding; MMP; slim tube model; two-phase contact process

0 引言

CO₂ 驱油效率在很大程度上取决于驱替压力, 只有驱替压力高于最小混相压力, 才能达到混相驱替。因此, CO₂ 与原油的最小混相压力是 CO₂ 驱油研究中的一个重要参数^[1]。最小混相压力有很多种定义。理论上定义为^[2-4]: 在一定温度条件下, 给定地层原油和注入流体间形成混相所需的最低压力。在实验方法上, Stalkup 定义^[5]: 通过一系列的驱替实验所获得的最终采收率曲线, 曲线的拐点所对应的压力就是最小混相压力; 另外, Enick 定义^[6]: 在注入气油比为 7200m³/m³ 情况下, 增大压力, 采收率达 80% 时对应的压力就是最小混相压力。

最小混相压力的确定方法主要有实验方法和理论计算方法两种^[5-10]。实验室测定方法可分为细管实验法、升泡仪法和界面张力消失法等。理论计算方法可以分为经验公式预测、图版法、多级接触法、数值模拟法、状态方程计算法等。理论计算方法所需要的原油组分方面的参数较多, 使用该方法局限性较大。而室内实验方法目前最常用的是细管实验法, 自从 1983 年, Stalkup 提出用细管实验确定最小混相压力以来, 它是目前国内公认和通用的测定最小混相压力 (MMP) 的方法, 但此法测量 MMP 需时较长, 大约 1~2 周。而且该方法的测量结果受实验细管的长度和性能影响较大, 且细管的填充砂和实际的地

收稿日期: 2012-11-07; 修回日期: 2013-03-05

基金项目: 国家自然科学基金项目 (41102081); 教育部科学技术研究重点项目 (212172); 陕西省教育厅专项科研项目 (11JK0791); 西安市科技计划项目 (CX12184(3))

作者简介: 赵金省, 讲师, 研究方向为油气集输及采油工程理论与技术, 电子信箱: jinsheng79317@163.com

层条件还有一定的差别,对测量结果也有一定的影响^[5]。

本文采用两相接触的原理自行设计了一套实验流程,利用该仪器对华庆长6储层原油的最小混相压力进行测试,并与细管法测得的值进行比较。

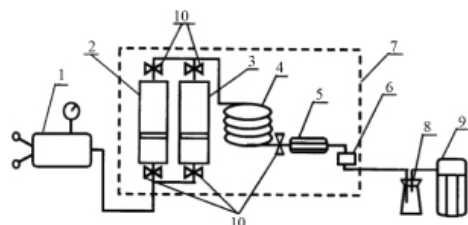
1 细管法测试

1.1 实验条件

实验用油样是根据华庆长6储层采出的地面脱气原油和套管气的组成配置而成,华庆长6储层原油密度为 $0.723\text{g}/\text{cm}^3$,地层原油黏度 $1.07\text{mPa}\cdot\text{s}$,饱和压力 12.08MPa ,地层温度 69.7°C ,溶解气油比为 $115.7\text{m}^3/\text{t}$ 。本实验油样模拟地层条件下的物理性质,以确保实验的可靠性。

1.2 实验设备与流程

主要实验设备包括高压驱替泵、细管模型、气体流量计、原油储存容器等,如图1所示。本实验所用细管模型参数:直径 6mm 、长度 15m 的不锈钢管线,最大工作压力 50MPa 。



1—高压驱替泵;2—原油储存容器;3—CO₂储存容器;4—细管模型;5—高压观察窗;6—回压调节器;7—恒温箱;8—分离瓶;9—气伴流量计;10—阀门

图1 细管法测定CO₂驱最小混相压力实验流程

Fig. 1 Experimental flowchart for measuring MMP with slim tube model

1.3 实验原理及过程

1.3.1 实验原理

对于给定的地层原油和油藏温度,确定注入气体组分的情况下,驱替压力是影响能否混相的主要因素。在细管模型提供的多孔介质条件下,通过改变驱替压力,测得驱油效率与驱替压力的关系曲线,曲线拐点所对应的压力即为最小混相压力。

1.3.2 实验过程

首先在地层温度和压力条件下,对细管模型进行饱和油,然后将所需驱替的CO₂气体充满中间容器,回压设定为 10MPa ,用泵将CO₂以一定的速度注入细管模型进行驱替实验,并记录模型出口端的气量和油量,注入 1.2PV (空隙体积)后,结束驱替实验。利用石油醚对细管模型进行清洗、烘干,改变驱替压力进行下一组实验。

1.4 实验结果与分析

细管实验中,注入压力越大,累积采收率越大,当压力达到一定值后,采收率接近其最大采收率。

CO₂注入 1.2PV 时,在不同压力下驱油的采收率如图2所示。由驱替实验得出的采收率为90%所对应的压力,即为最小混相压力。细管实验中,注入压力越大,累积采收率越大,当压力达到一定值后,采收率接近其最大采收率。由图2

可知,对于华庆长6储层原油,其与CO₂的最小混相压力为 23.5MPa 。由于该储层原始地层压力为 16.73MPa ,故不能混相。

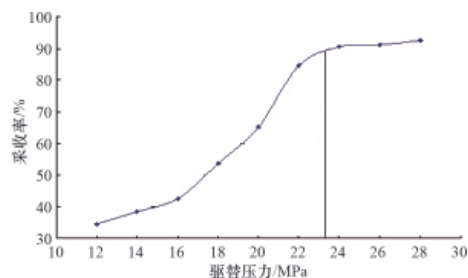


图2 注气 1.2PV 时采收率与压力关系

Fig. 2 Relationship between recovery ratio and pressure

2 地层油与CO₂最小混相压力两相接触法预测

2.1 实验材料及流程图

实验材料同1.1部分。

最小混相压力的测量流程见图3。主要由CO₂气瓶、耐酸活塞容器,压力表,手摇泵等组成。

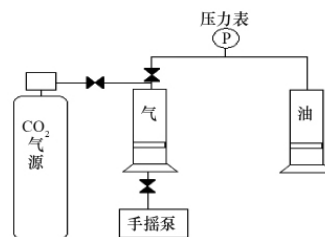


图3 CO₂与原油的混相压力测定实验流程

Fig. 3 Experimental flowchart for measuring MMP with two-phase contact process

2.2 实验过程

(1) 将洗净干燥的管线和活塞容器用CO₂排空,向活塞容器中注入一定压力的CO₂气体,实验中CO₂的最终注入压力为 5MPa 。待气流稳定一段时间后,关闭注气阀门,撤去气源。(2) 利用手摇泵压缩CO₂活塞容器,将压力升至 30MPa 。(3) 打开CO₂容器和原油容器的连通阀,使高压CO₂气体与原油接触,记录压力表读数。(4) 通过分析CO₂和原油接触过程中的压力变化,确定最小混相压力。

2.3 实验结果与分析

由图4看出,高压CO₂气体与原油接触后,随着CO₂在原油中的混相和溶解,系统压力逐渐降低,但压力下降速率不同,当压力下降至 22.5MPa 以前,压力下降速率较快,随后压力下降速率变慢。分析原因可知,初始阶段压力较高,CO₂和原油属于多次混相接触,压力下降较快。压力降至 22.5MPa 后,压力已经低于最小混相压力,CO₂气体和原油处于缓慢的溶解过程。由图4看出,华庆原油和CO₂的最小混相压力是 22.5MPa 。

该方法由于高压CO₂气体与原油属于面接触,混相过程比较慢,测定一组混相压力至少需要 $3\sim 5\text{d}$,鉴于此,为了加快混相过程,采用PY-1型活塞式高温高压配样器(江苏海安石

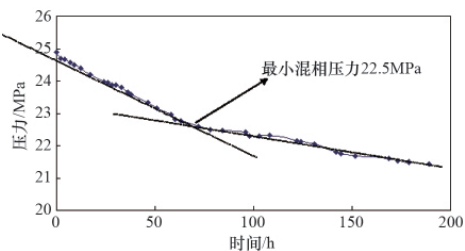


图4 两相接触法压力与时间的关系

Fig. 4 Relationship between pressure and time with two-phase contact process

油科研仪器厂)(图5),该设备具有加热功能,活塞容器的容积为2000mL,活塞容器可在设定的频率下旋转,加快原油和高压CO₂气体的混相过程,具体实验过程如下。



图5 活塞式高温高压配样器

Fig. 5 High temperature and high pressure piston-typed sample preparation container

(1) 启动配样器的加热功能,设定温度为华庆长6储层地层温度70℃,在容器中加入一定量的原油,预热1h。(2) 待充分预热后,采用手摇泵顶替活塞,直到容器顶部出口刚顶出原油为止,排空容器内空气。(3) 利用CO₂气瓶向容器内充入CO₂气体,使容器内压力与气瓶内的压力一致,达到5MPa,关闭活塞容器顶部阀门,撤去气瓶。(4) 利用手摇泵替代活塞容器,压缩气体,直到压力达到28MPa。(5) 设定活塞容器的摆动频率和停滞时间,本实验设定为每摆动2min,停止1min。(6) 启动活塞容器的摆动功能,每3min记录1次压力值。

由图6可知,高压CO₂气体和原油在28MPa压力下,活塞容器一旦摆动,使油气两相充分接触,压力会迅速下降,在活塞容器摆动1个循环,即3min后的第1个压力记录点,压力从28MPa降至23MPa。随着活塞容器的继续搅拌,压力下降比较缓慢,后期压力有缓慢上升趋势。分析原因可知,当油气开始充分混合前,系统压力较高,在混相压力以上,一旦容器摆动,CO₂和原油充分接触进行混相,压力便迅速降低,一旦压力降到混相压力以下,CO₂和原油属于缓慢的溶解过程,所以压力下降较慢。在CO₂和原油的接触过程中,除了CO₂在原油中的溶解过程,该过程会使系统压力降低,另外,由于CO₂会萃取原油中的轻烃,该过程会使系统压力升高。因此,后期当CO₂从原油中萃取的轻烃量大于CO₂的溶解量时,系统压力呈现升高趋势。由图6可知,华庆长6储层的原油与CO₂的最小混相压力应在23MPa,与前面细管法测得的23.5MPa基本保持一致。

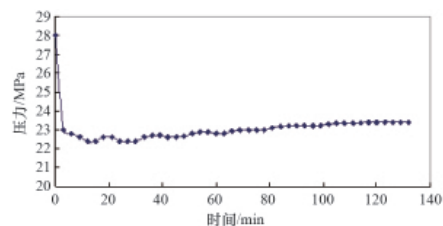


图6 改进后的两相接触法压力与时间的关系

Fig. 6 Relationship between pressure and time with modified two-phase contact process

3 结论

细管模型法测定最小混相压力的方法用时较长,实验过程繁琐。采用活塞式高温高压配样器,利用两相接触原理,可在较短时间测出最小混相压力,通过与细管法测试结果对比可知,该方法测试准确、原理简单,且大大节省时间,可以较快速地确定最小混相压力。由于该方法最小混相压力的确定是读取两条直线的交点,因此常常是不同的研究者,根据经验人为地划出交点,这就出现了误差。实际操作中,可以通过改变气液的体积比多做几组数据,求其平均值消除这种误差。

参考文献 (References)

- [1] 郭平, 张思永, 吴莹, 等. 大港油田二氧化碳驱最小混相压力测定[J]. 西南石油学院学报, 1999, 21(3): 19-21.
Guo Ping, Zhang Siyong, Wu Ying, et al. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1999, 21(3): 19-21.
- [2] 油气田开发专业标准化技术委员会. SY-T 6573—2003 最低混相压力细管实验测定法[S]. 北京: 中国标准出版社, 2003.
Oil-gas Field Development Standardization Technical Committee. SY-T 6573—2003. Measurement method for minimum miscibility pressure by slim tube test[S]. Beijing: Standards Press of China, 2003.
- [3] Stalkup F I. Displacement behavior of the condensing/vaporizing gas drive process [C]/Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 27-29, 1987, Dallas, TX, USA.
- [4] Enick R M, Holder G D, Holder G D. A thermodynamic correlation for the minimum miscibility pressure in CO₂ flooding of petroleum reservoirs [J]. SPE Reservoir Engineering, 1988, 3(1): 81-92.
- [5] 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. Drilling & Production Technology, 2008, 31(3): 99-102.
- [6] 张硕, 单文文, 张红丽, 等. 特低渗透油藏CO₂近混相驱油 [J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(1): 114-117.
Zhang Shuo, Shan Wenwen, Zhang Hongli, et al. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(1): 114-117.
- [7] Sankur V, Emanuel A S. A laboratory study of heavy oil recovery with CO₂ injection [C]/Society of Petroleum Engineers. SPE California Regional Meeting, March 23-25, 1983, Ventura, California, USA.
- [8] Doscher T M, El-Arabi M M, Oyekan R. A controversial laboratory study of the mechanism of crude oil displacement by carbon dioxide: Part III—nitrogen vs. carbon dioxide in dipping models[C]/Society of Petroleum Engineers. SPE California regional meeting, March 23, 1983, Ventura, CA, USA.
- [9] Yellig W F, Metcalfe R S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures [J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(1): 160-168.
- [10] Ralph S, Rosman A, Erdinc Z. Phase-behavior properties of CO₂-reservoir oil systems[J]. SPE Journal, 1978, 18(1): 20-26.

(责任编辑 吴晓丽)