

文章编号:1000-4092(2022)04-722-06

应用核磁共振测量技术测量稠油-水相对渗透率曲线*

蒲万芬,常家靖,邹滨阳,刘 锐,杜代军,赵 帅

(西南石油大学石油与天然气工程学院,四川 成都 610500)

摘要:相对渗透率是稠油开发实验中一个重要的基本测量参数。由于稠油黏度较高,水驱过程易发生油水乳化现象,使得稠油-水相渗曲线较难准确获取。传统的相渗曲线测量方法存在测量精确度低、获得信息少等缺点。为准确测量稠油-水相渗曲线,选取人造砂岩长岩心,并基于低场核磁共振测量技术,通过同时标定渤海B油藏的稠油和地层水,采用非稳态法进行稠油-水相渗曲线的测量。结果表明,通过对岩心以及出口端的采出液进行 T_2 谱测试,较为准确地获取了岩心的孔隙体积(147.18 cm^3)、束缚水饱和度(25.9%)、残余油饱和度(43.83%)以及出口端的油、水含量,并得到较为精确的稠油-水相渗曲线。通过对发生油水乳化的采出液进行自扩散系数(D)/ T_2 二维谱测试,可较为准确地判断油水是否发生了乳化。研究结果可以为稠油水驱开发提供一定的理论指导,有利于稠油水驱开采机理的研究。

关键词:低场核磁共振;稠油;相渗曲线;弛豫时间谱;扩散-弛豫二维谱

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.04.025

中图分类号:TE357

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



近些年,随着常规油气储量逐渐降低,稠油已成为国内油气勘探开发的重要领域。其中,稠油水驱开发潜力和开发难度较大,已逐渐成为国内外油气田地质与开发领域研究的重点^[1-3]。稠油由于黏度较高,水驱过程易发生油水乳化现象,导致水驱注入压力较高,使得水驱油过程较复杂。相对渗透率是开发实验中一个重要的基本测量参数。传统的相渗曲线测试通过物理模拟的方法,对水驱油过程中出口端的油、水量采用人工读数或者称重的方法得到油-水相渗曲线,但计量精度较差,有较大误差^[4-10]。因此,有必要准确获取稠油-水相渗曲线,从而为稠油水驱开发提供一定的理论指导。

传统的相渗曲线测量方法将岩心看作一个“黑匣子”,对出口端的油、水体积采用人工读数或者称

重的方法,准确率较低,并且无法得到驱替过程中油、水在岩心中的分布、油本身性质的变化等信息,不利于开采机理的研究^[11-14]。而低场核磁共振测量技术具有准确、无损、快速和多参数测量等优点,并能模拟石油开采流动实验过程中高温、高压下的地层环境^[15-16]。低场核磁共振扩散-弛豫二维谱可利用稠油与地层水自扩散系数(D)的差异进行油水区分,使得油水在核磁共振谱上有更清晰的反映,与核磁共振一维弛豫谱相比极大地提高了区分油水的能力,可解决单独用一维弛豫谱难以判断油水乳化的问题。

因此,本文选取人造砂岩长岩心以消除端部效应^[17-20],进而开展稠油-水相渗曲线测量的低场核磁共振实验研究。通过同时标定渤海B油藏稠油和地

* 收稿日期:2021-12-13;修回日期:2022-02-15。

基金项目:国家自然科学基金“黏度可控的原位增黏体系构建及高效驱油机理研究”(项目编号U19B2010)。

作者简介:蒲万芬(1961—),女,教授,西南石油学院油田化学专业学士(1983),研究方向为提高采收率、油田化学。常家靖(1996—),男,本文通讯联系人,西南石油大学油气田开发工程专业硕士研究生(2019—),研究方向为提高采收率,通讯地址:610500 四川省成都市新都区西南石油大学石油与天然气工程学院,E-mail:cjj296431@163.com。

层水,采用非稳态法进行稠油-水相渗曲线的测量^[21-25],对岩心以及出口端的采出液进行 T_2 谱测试^[26-30],对发生油水乳化的采出液进行 D/T_2 二维谱测试,从而较为准确地得到稠油-水相渗曲线,也较为准确地判断油水是否发生了乳化。研究结果可以为稠油水驱开发提供一定的理论指导,有利于稠油水驱开采机理的研究。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

渤海油田B油藏脱气脱水稠油,简称稠油B,64.5℃下的黏度为60.4 mPa·s,20℃下的密度为0.917 g/cm³;地层水矿化度为14 596.8 mg/L;丙酮、氯仿,均为化学纯,成都市科龙化工试剂厂;人造砂岩岩样,尺寸为4.46 cm×4.38 cm×30.10 cm,水测渗透率为 $670\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,海安石油科研仪器有限公司。

低场核磁共振测量设备为一台0.35 T永磁核磁共振分析系统(SPEC-RC035,北京斯派克科技发展有限公司)。该系统磁体磁场强度为0.35 T,水平方向最大移动距离为800 mm,探测线圈为发射接收共用线圈。岩心夹持器为北京大学设计的无磁岩心夹持器,不会影响磁体的磁场分布。实验采用CPMG序列,共振频率15.15 MHz,回波时间300 μs ,扫描累加次数16次,采样间隔2 μs ,回波个数15 000个。高压真空饱和装置分子泵,江苏联友科研仪器有限公司。

1.2 实验部分

1.2.1 地层水和原油的标定实验

通过低场核磁共振测试同时标定地层水和原油,实现油、水的信号幅度与油、水体积之间的转化。标定步骤如下。(1)将10个小号样品瓶分成A、B两组,A组样品瓶的数量与B组样品瓶的数量均为5个。(2)A组为装有地层水的样品瓶,分别量取3.0~15.0 g的地层水放于样品瓶中,然后进行核磁共振 T_2 谱测试,根据地层水的质量及对应的核磁共振 T_2 谱,获得地层水信号幅度与地层水体积之间的转化关系,得到地层水的标定曲线。(3)B组为装有原油的样品瓶,分别量取3.0~15.0 g的原油放于样品瓶中,然后进行核磁共振 T_2 谱测试,根据原油的质量及对应的核磁共振 T_2 谱,获得原油信号幅度与原油体积之间的转化关系,得到原油的标定曲线。

(4)根据油、水信号幅度与油、水体积之间的关系,对核磁共振在线检测水驱油实验的油、水体积进行定量分析,从而获取岩心的孔隙体积、束缚水饱和度、残余油饱和度以及出口处的油、水含量。

1.2.2 稠油-水相渗曲线测定实验

(1)选取人造砂岩岩样进行实验,用体积比为1:1的丙酮/氯仿混合溶剂清洗样品岩心,排除岩心杂质干扰,再将样品岩心放至恒温烘箱,在90℃下烘干12 h,排除岩心中的水分。(2)使用高压真空饱和装置分子泵,在真空状态下用地层水饱和岩心24 h。饱和完成后,取出岩心进行核磁共振 T_2 谱测试。根据水的信号幅度求和,得到水的体积与水的信号幅度之间的关系,进而得到岩心的孔隙体积和孔隙度。(3)接着以0.5 mL/min的速度,用地层水从岩心的进口端向出口端的方向驱替岩心,记录水驱稳定的驱替压力。根据达西定律计算岩心的水测渗透率。(4)在地层温度(64.5℃)下以0.5 mL/min的速度注入原油,驱替饱和地层水的岩心。当出口端的瞬时含水率接近0时,停止驱替。把饱和油后的岩心放至核磁共振仪中进行核磁共振 T_2 谱测试。根据油、水的信号幅度分别求和,得到油、水体积与油、水信号幅度的关系,进而得到岩心的束缚水饱和度。(5)用地层水以0.5 mL/min的恒速进行水驱油实验,在岩样出口端每接出约10 mL采出液即换一试管,然后进行核磁共振 T_2 谱测试。根据油、水的信号幅度分别求和,得到油、水信号幅度与油、水体积的关系,当出口端的瞬时含水率达到98%时停止驱替。(6)最后对驱替完的岩心进行核磁共振 T_2 谱测试。根据油、水的信号幅度分别求和,得到油、水体积与油、水信号幅度的关系,进而得到岩心的残余油饱和度。(7)对实验数据进行处理,得到出口端采出液 T_2 谱图以及稠油-水相渗曲线。

1.2.3 采出液扩散-弛豫谱测定实验

对 T_2 谱变化明显的第1管、第2管、第3管和第4管进行 D/T_2 二维谱测试,得到扩散-弛豫二维谱,观察油水乳化情况。

2 结果与讨论

2.1 地层水和原油标定实验分析

原油和地层水的标定曲线见图1,其标线方程分别为:

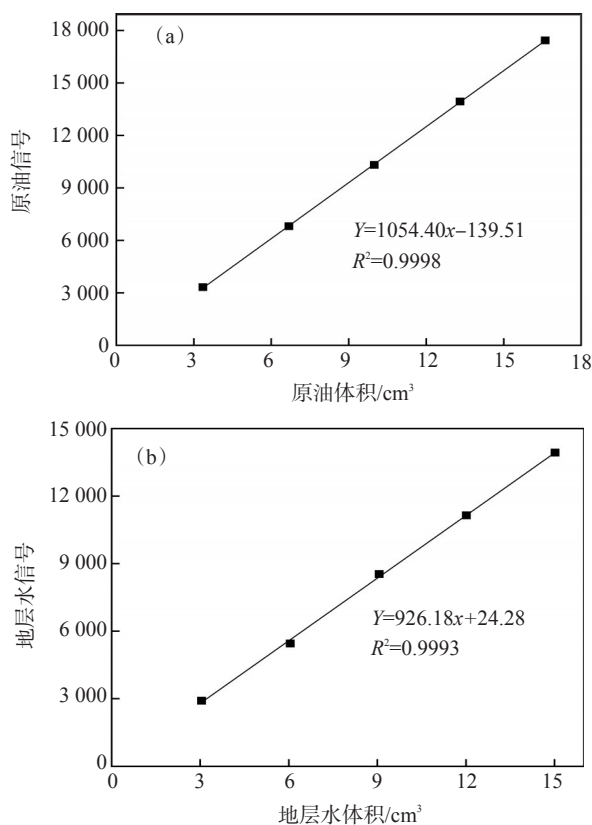


图1 原油(a)和地层水(b)的标定曲线

$$Y_{\text{油}}=1054.40x_{\text{油}}-139.51 \quad (1)$$

$$Y_{\text{水}}=926.18x_{\text{水}}+24.28 \quad (2)$$

根据流体标定的标线方程(1)、(2),并结合核磁共振 T_2 谱的信号幅度得到油、水的体积。当 $Y_{\text{油}}$ 、 $Y_{\text{水}}$ 分别为岩心孔隙中油、水的核磁共振 T_2 谱的信号幅度之和时, $x_{\text{油}}$ 、 $x_{\text{水}}$ 即代表孔隙中油、水的体积;当 $Y_{\text{油}}$ 、 $Y_{\text{水}}$ 分别为某一试管中油、水的核磁共振 T_2 谱的信号幅度之和时, $x_{\text{油}}$ 、 $x_{\text{水}}$ 即代表该试管中油、水的体积。

2.2 油-水相渗曲线测定实验分析

利用非稳态法进行恒速驱替水驱油实验。采用“J.B.N”方法处理实验数据^[31-35],按照下列公式计算油-水相对渗透率和对应的含水饱和度。

$$f_o(S_w) = \frac{d\bar{V}_o(t)}{d\bar{V}(t)} \quad (3)$$

$$K_{ro} = f_o(S_w) = \frac{d\left[\frac{1}{\bar{V}(t)}\right]}{d\left[\frac{1}{I\bar{V}(t)}\right]} \quad (4)$$

$$K_{rw} = K_{ro} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{1-f_o(S_w)}{f_o(S_w)} \quad (5)$$

$$\text{恒速实验时, } I = \frac{\Delta p_o}{\Delta p(t)} \quad (6)$$

$$S_{we} = S_{wi} + \bar{V}_o(t) - f_o(S_w) \cdot \bar{V}(t) \quad (7)$$

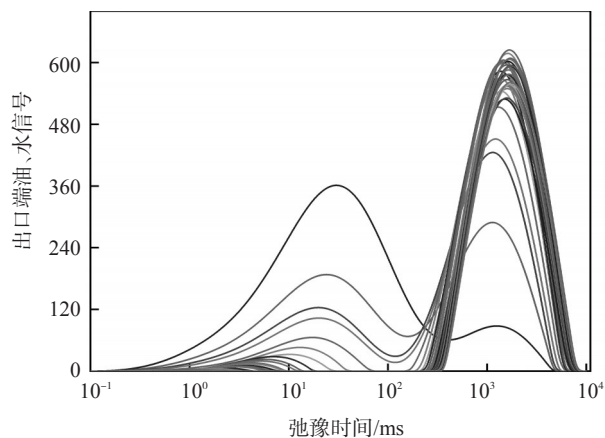
式中, $f_o(S_w)$ —含油率(小数); $\bar{V}_o(t)$ —无量纲累积采油量(以孔隙体积的倍数表示); $\bar{V}(t)$ —无量纲累积采液量(以孔隙体积的倍数表示); K_{ro} —油相相对渗透率(小数); K_{rw} —水相相对渗透率(小数); μ_w —水的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; μ_o —油的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; I —流动能力比; Δp_o —初始驱动压差, MPa ; $\Delta p(t)$ — t 时刻驱替压差, MPa ; S_{we} —出口端含水饱和度(小数); S_{wi} —束缚水饱和度(小数)。

恒速法进行驱替时,按式(8)确定注水速度。

$$L \cdot \mu_w \cdot V_w \geq 1 \quad (8)$$

式中, L —岩样长度, cm ; μ_w —测定温度下水的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; V_w —渗流速度, cm/min 。

根据出口端采出液的核磁共振 T_2 谱(图2),并结合公式(1)—(8)对数据进行处理分析得到稠油-水相渗曲线(图3)。通过分析得到岩心的孔隙



第1个单峰从上到下依次对应于第1—34管采出液。

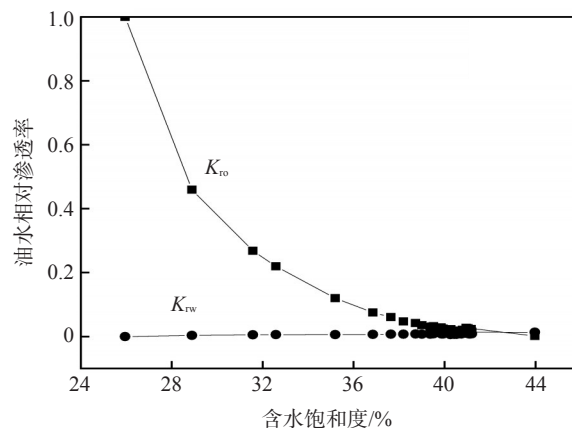
图2 出口端采出液的 T_2 谱图

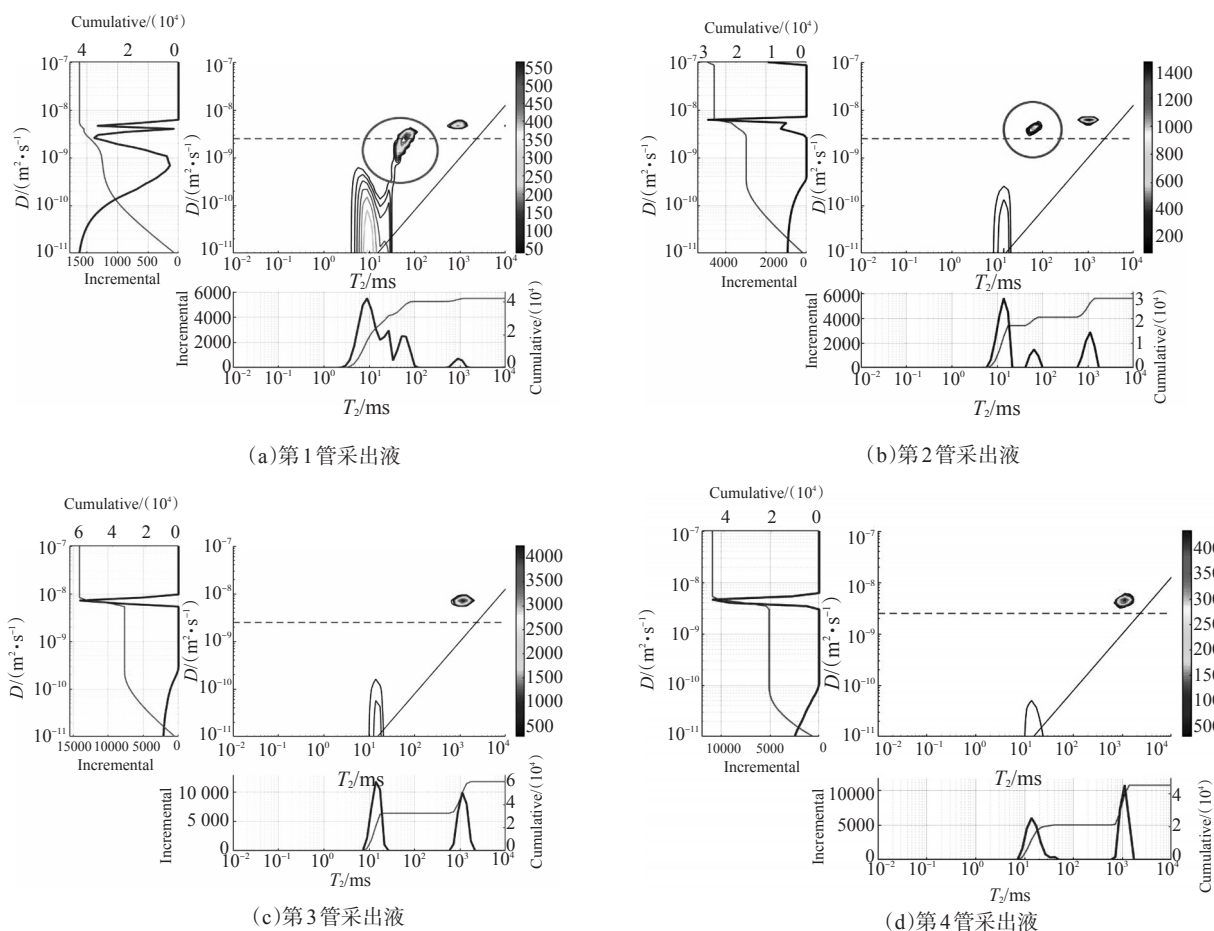
图3 稠油-水相对渗透率曲线

体积为 147.18 cm^3 。由岩心的孔隙体积除以岩心的表观体积 ($4.46 \text{ cm} \times 4.38 \text{ cm} \times 30.10 \text{ cm}$) 得到岩心的孔隙度 (25.03%)。岩心的束缚水饱和度为 25.9%, 残余油饱和度为 43.83%, 等渗点饱和度为 42.42%, 两相共渗区间为 18.02%, 采收率为 40.82%, 残余油饱和度下的水相相对渗透率为 0.0135。由图 3 可见, 等渗点的含水饱和度小于 50%, 可以判断该岩样润湿性为油湿。该岩样渗透率较高, 水相渗透率上升缓慢, 水的相对渗透率整体较低, 两相共渗区

间较窄。

2.3 采出液扩散-弛豫谱测定实验分析

相比于第 3 管和第 4 管采出液, 第 1 管和第 2 管采出液的乳化现象较为明显。如图 4 所示, 从第 1 管到第 4 管, 由 D/T_2 二维谱中的 T_2 谱可以看出, 水驱油过程中油的信号逐渐减弱, 水的信号量逐渐增强, 表明岩心孔隙中油的含量逐渐减小, 水的含量逐渐增加。这与得到的稠油-水相对渗透率曲线中含水饱和度逐渐增加的结果一致。相比于第 3 管和



主图为 D/T_2 二维谱图, 左侧的图为 D 谱图, 下方的图为 T_2 谱图。

图 4 第 1—4 管采出液(水驱油)的 D/T_2 二维谱

第 4 管, 第 1 管和第 2 管 D/T_2 二维谱中的 T_2 谱中短弛豫部分出现多个峰, 并且 D/T_2 二维谱中短弛豫部分多出来一小块(圆圈中的部分), 表明出口端第 1 管和第 2 管采出液中的油水发生了乳化现象。这是由于水驱油过程中油水发生乳化形成了 W/O 乳化液, 水作为分散相受到束缚, 扩散变慢, 即在 D/T_2 谱中表现出自扩散系数变小, T_2 弛豫时间变短并向左偏

移, 解决了单独用一维弛豫谱方法难以准确判断油水乳化的问题。

3 结论

实验选用长岩心进行稠油-水相渗曲线的测量, 打破了传统测量相渗曲线使用小岩心(直径约 2.5 cm)和全直径岩心(直径约 6 cm)的局限性, 有效解

决了端部效应的影响问题。通过低场核磁共振测量技术对原油和地层水进行标定,准确获取了岩心的孔隙体积、束缚水饱和度、残余油饱和度以及出口端的油、水含量,从而得到较为准确的稠油-水相渗曲线。通过扩散-弛豫二维谱准确判断出了油水乳化情况,有效解决了单独用一维弛豫谱方法难以准确判断油水乳化的问题。

参考文献:

- [1] POSTON S W, YSRAEL S, HOSSAIN A K M S, et al. The effect of temperature on irreducible water saturation and relative permeability of unconsolidated sand [J]. SPE J, 1970, 10(2): 171-180.
- [2] MAINI B B, BATYCKY J P. The effect of temperature on heavy oil/water relative permeabilities in horizontally and vertically drilled core plugs [J]. J Pet Technol, 1985, 37(8): 1500-1510.
- [3] SEDEAE S B, RASHIDI F, BABADAGLI T. Temperature effects on the heavy oil/water relative permeabilities of carbonate rocks [J]. J Pet Sci Eng, 2007, 59(1/2): 27-42.
- [4] ASHRAFI M, SOURAKI Y, TORSATER O. Effect of temperature on athabasca type heavy oil-water relative permeability curves in glass bead packs [J]. Energy Env Res, 2012, 2(2): 113-126.
- [5] DU J F, LIU Q, GUO P, et al. Study on water displacing gas relative permeability curves in fractured tight sandstone reservoirs under high pressure and high temperature [J]. ACS Omega, 2020, 5(13): 7456-7461.
- [6] ZHANG L H, TONG J, XIONG Y, et al. Effect of temperature on the oil-water relative permeability for sandstone reservoirs [J]. Int J Heat Mass Transfer, 2017, 105: 535-548.
- [7] COUNSIL J R, RAMEY JR H J. Effects of vaporization and temperature in gas/liquid relative permeability experiments [J]. Soc Pet Eng J, 1982, 22(1): 108-116.
- [8] HE M X, ZHOU Y F, WU K L, et al. Pore network modeling of thin water film and its influence on relative permeability curves in tight formations [J]. Fuel, 2021, 289: 119828.
- [9] MIRZAEI-PAIAMAN A. New methods for qualitative and quantitative determination of wettability from relative permeability curves: Revisiting Craig's rules of thumb and introducing Lak wettability index [J]. Fuel, 2021, 288: 119623.
- [10] ESMAEILI S, SARMA H, HARDING T, et al. Review of the effect of temperature on oil-water relative permeability in porous rocks of oil reservoirs [J]. Fuel, 2019, 237: 91-116.
- [11] YAO Y B, LIU D M, CHE Y, et al. Petrophysical characterization of coals by low-field nuclear magnetic resonance (NMR) [J]. Fuel, 2010, 89(7): 1371-1380.
- [12] COHAUT N, BLANCHE C, DUMAS D, et al. A small angle X-ray scattering study on the porosity of anthracites [J]. Carbon, 2000, 38(9): 1391-400.
- [13] HASSAN J. Pore size distribution calculation from ^1H NMR signal and N_2 adsorption-desorption techniques [J]. Phys B, 2012, 407(18): 3797-3801.
- [14] YAO Y B, LIU D M. Comparison of low-field NMR and mercury intrusion porosimetry in characterizing pore size distributions of coals [J]. Fuel, 2012, 95: 152-158.
- [15] BENAVIDES F, LEIDERMAN R, SOUZA A, et al. Pore size distribution from NMR and image based on methods: A comparative study [J]. J Pet Sci Eng, 2019, 184: 106321.
- [16] ZHANG Z, YAN D T, YANG S G, et al. Experimental studies on the movable-water saturations of different-scale pores and relative permeability of low-medium rank coals from the Southern Junggar Basin [J]. J Nat Gas Sci Eng, 2020, 83: 103585.
- [17] DONG P C, JIANG T W, TANG M L. Relative permeability law of multiphase seepage under high temperature and pressure in a gas condensate reservoir [J]. Chin J Rock Mech Eng, 2008, 27(11): 2244-2251.
- [18] 章星, 杨胜来, 李芳芳, 等. 火山岩气藏气水两相渗流特征分析 [J]. 断块油气田, 2013, 20(5): 631-633.
- [19] FANG J L, GUO P, XIAO X J, et al. Gas-water relative permeability measurement of high temperature and high pressure tight gas reservoirs [J]. Pet Explor Dev, 2015, 42(1): 92-96.
- [20] LI C H, LI X Z, GAO S S, et al. Experiment on gas-water two-phase seepage and inflow performance curves of gas wells in carbonate reservoirs: A case study of Longwangmiao Formation and Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi block, Sichuan Basin, SW China [J]. Pet Explor Dev, 2017, 44(6): 983-992.
- [21] KIANINEJAD A, CHEN X Y, DICARLO D A. Direct measurement of relative permeability in rocks from unsteady-state saturation profiles [J]. Adv Water Resour, 2016, 94: 1-10.
- [22] BELTRÁN A, HERNÁNDEZ-DÍAZ D, CHÁVEZ O, et al. Experimental study of the effect of wettability on the relative permeability for air-water flow through porous media [J]. Int J Multiphas Flow, 2019, 120: 103091.
- [23] ZHANG G W, YAO G Q, LI J Q, et al. A new experimental method for measuring the three-phase relative permeability of oil, gas, and water [J]. J Pet Sci Eng, 2018, 170: 611-619.
- [24] ESMAEILI S, MODARESGHAZANI J, SARMA H, et al. Effect of temperature on relative permeability—Role of viscosity ratio [J]. Fuel, 2020, 278: 118318.
- [25] JONES S, ROSZELLE W. Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments [J]. J Pet

- Technol, 1978, 30(5): 807-817.
- [26] KRAUSE M H, BENSON S M. Accurate determination of characteristic relative permeability curves [J]. *Adv Water Resour*, 2015, 83: 376-388.
- [27] BORAZJANI S, BEHR A, GENOLET L, et al. Ion-exchange inverse problem for low-salinity coreflooding [J]. *Transport Porous Med*, 2019, 128(2): 571-611.
- [28] KRAUSE M H, BENSON S M. Accurate determination of characteristic relative permeability curves [J]. *Adv Water Resour*, 2015, 83: 376-388.
- [29] KUO C W, BENSON S M. Numerical and analytical study of effects of small scale heterogeneity on CO₂/brine multiphase flow system in horizontal corefloods [J]. *Adv Water Resour*, 2015, 79: 1-17.
- [30] WANG Y X, MASALMEH S K, NICOT B. Obtaining high quality scal data: Combining different measurement techniques, saturation monitoring, numerical interpretation and continuous monitoring of experimental data [C]//E3S Web of Conferences. USA, 2019: 02007.
- [31] LOMER W M. Defects in pure metals [J]. *Prog Met Phys*, 1959, 8: 255-320.
- [32] 董大鹏, 冯文光, 赵俊峰, 等. 考虑启动压力梯度的相对渗透率计算[J]. *天然气工业*, 2007, 27(10): 95-96.
- [33] 桓冠仁, 沈平平. 一种非稳态油水相对渗透率曲线计算方法[J]. *石油勘探与开发*, 1982(2): 52-58.
- [34] 宋付权, 刘慈群. 低渗油藏的两相相对渗透率计算方法[J]. *西安石油学院学报(自然科学版)*, 2000, 15(1): 10-13.
- [35] 胡学军, 杨胜来, 李萍, 等. 拟合恒压驱替实验数据计算相对渗透率方法研究[J]. *西安石油学院学报(自然科学版)*, 2003, 18(3): 301-304.

Measurement of Relative Permeability Curve of Heavy Oil and Water by Nuclear Magnetic Resonance

PU Wanfen, CHANG Jiajing, ZOU Binyang, LIU Rui, DU Daijun, ZHAO Shuai

(School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China)

Abstract: Relative permeability is an important basic measurement parameter in heavy oil development experiment. Due to the high viscosity of heavy oil, oil-water emulsification is easy to occur during water flooding, which makes it difficult to obtain the heavy oil-water relative permeability curve accurately. The traditional measurement method of relative permeability curve has the disadvantages of low measurement accuracy and less information. In order to accurately measure the heavy oil-water relative permeability curve, the artificial sandstone long core was selected, the heavy oil and formation water of Bohai B reservoir were calibrated at the same time based on low field nuclear magnetic resonance measurement technology. The unsteady state method was used to measure the heavy oil-water relative permeability curve. The results showed that the pore volume (147.18 cm³), bound water saturation (25.9%), residual oil saturation (43.83%) and oil and water content at the outlet of core were accurately obtained by T₂ spectrum test of the produced liquid in the core and at the outlet, meanwhile the heavy oil-water relative permeability curve was obtained more accurately. Through the D/T₂ two-dimensional spectrum test of the produced liquid with oil-water emulsification, it could be more accurate to judge whether the oil-water emulsification occurred. The research results could provide some theoretical guidance for the heavy oil development by water flooding, which was beneficial to the exploitation mechanism study of heavy oil by water flooding.

Keywords: low field nuclear magnetic resonance; heavy oil; relative permeability curve; relaxation time spectrum; diffusion-relaxation two-dimensional spectrum