

实际油藏条件下毛管力曲线测定方法

李爱芬, 付帅师, 张环环, 王桂娟

(中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要:研发高温高压毛管力曲线测定仪,使用地层水和含有溶解气的地层油,模拟油藏温度和压力条件,测定渗透率不同的3块岩心的地下毛管力曲线,并与压汞法得到的地下毛管力曲线进行对比。结果表明:由压汞毛管力曲线按照常规转换方法得到的地下毛管力曲线均比实测毛管力曲线低,两种曲线在曲线平缓段有较大差别,渗透率为 $(0.3 \sim 1.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,润湿相饱和度70%时毛管力差值为0.08~0.12 MPa;通过压汞毛管力曲线与实际毛管力曲线拟合,渗透率为 $(0.3 \sim 1.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心实际转换系数为4~5(常规转换系数为7.26),渗透率越高的岩心拟合系数越低。

关键词:毛管力曲线;油藏条件;半渗隔板法;油驱水;转换方法

中图分类号:TE 344 **文献标志码:**A

引用格式:李爱芬,付帅师,张环环,等. 实际油藏条件下毛管力曲线测定方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(3):102-106.

LI Aifen, FU Shuaishi, ZHANG Huanhuan, et al. A capillary pressure measurement method at real reservoir conditions[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(3): 102-106.

A capillary pressure measurement method at real reservoir conditions

LI Aifen, FU Shuaishi, ZHANG Huanhuan, WANG Guijuan

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: A high temperature and high pressure capillary pressure measurement apparatus was developed in this study, and the capillary pressure curve of rock samples with different permeability at reservoir condition was measured and compared with that converted from a mercury injection method. Live oil containing solution gas and real reservoir water were used in these measurements. The results show that the reservoir capillary pressure converted from the mercury injection method was lower than that measured using the new apparatus. There is a significant difference on the flat section of the capillary pressure curves measured by the two methods, which is about 0.08~0.12 MPa at wetting saturation of 70% for the cores with permeability of $(0.3 \sim 1.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. When the real capillary curves with those measured using the mercury injection method fit well, the ratio of the capillary pressures from the two methods (the conversion factor) is about 4~5, lower than the conventional value of 7.26. The higher the permeability of the rock is, the lower the conversion factor.

Keywords: capillary pressure curves; reservoir condition; diaphragm method; oil-water drainage; converting method

毛管力曲线应用广泛^[1-5],是油藏开发方案设计的重要基础资料。目前常用的测定方法有压汞法、半渗隔板法和离心法等。这些方法是将岩心中饱和润湿相流体用非润湿相流体驱替得到毛管力曲线^[6-11]。地层条件下毛管力曲线是将室内测试条件

及油藏条件下岩石的润湿角及流体界面张力代入转换公式得到^[1,12]。近几年虽然很多学者对毛管力曲线的测试方法进行了大量研究,但都不是在油藏条件下直接测试的。转换公式中用到的油藏条件下的界面张力和岩石润湿角目前都难以准确获得。油水

收稿日期:2015-06-25

基金项目:国家自然科学基金项目(51274226);山东省自然科学基金联合专项(ZR2014EL017);国家重大专项(2008ZX05014-003-006HZ);长江学者和创新团队发展计划(IRT1294)

作者简介:李爱芬(1962-),女,教授,博士,博士生导师,研究方向为油气渗流、提高采收率机制。E-mail:aifenli@upc.edu.cn。

界面张力的主要测试方法有悬滴法、静滴法和旋滴法等^[13],脱气油-水界面张力测试容易实现,而含有溶解气的地层油-水界面张力目前难以测定。润湿角的测定主要应用光学投影法^[1,14],测试时必须使用光滑的矿物薄片代替岩石(不能使用含有孔隙的真实岩心^[10]),常用表面磨光的石英、方解石分别代表砂岩及碳酸盐岩。矿物薄片成分与真实岩石有差别,一般又不能使用含气原油测试润湿角,因此测得的润湿角与实际油藏条件下的润湿角有一定的误差。由于试验得到的界面张力、岩石润湿角与实际油藏条件下的数值差别较大,使由常规方法测得的数据转换得到的地下毛管力曲线与真实地下毛管力曲线有较大差别,给油藏储量及动态预测造成较大误差。笔者利用高温高压油藏条件下毛管力曲线测定仪^[12],使用地层水、含有溶解气的地层油及天然岩心,在油藏温度、压力及围压条件下测定不同渗透率岩心的油驱水毛管力曲线,并将压汞法转换得到的地下毛管力曲线与实际测得的地下毛管力曲线进行分析对比。

1 毛管力曲线测试

1.1 试验岩心

选取红河油田 3 块渗透率不同的均质天然岩心,每块岩心截成两段,分别用于地层条件下油驱水毛管力曲线测试及压汞毛管力曲线测试。岩心基础数据如表 1 所示。

表 1 岩心基础数据
Table 1 Basic data of cores

岩心 序号	气体渗透 率 $k/$ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 $\varphi/\%$	岩心直径 D/cm	油驱水用 岩心长度 L_o/cm	压汞用 岩心长度 L_{Hg}/cm
1	0.325	6.1	2.536	2.418	2
2	0.869	10.2	2.530	2.552	2
3	1.321	11.5	2.526	2.364	2

1.2 油藏条件下毛管力曲线测定方法及结果

1.2.1 试验测试流程及条件

图 1 为高温高压条件下油藏毛管力曲线测定仪的主要流程,岩心饱和地层水,用地层油恒压逐级驱替。

模拟红河油田条件:地层温度 65 ℃,地层油(溶有天然气,泡点压力 6.5 MPa),地层水(矿化度 43.428 g/L),岩心出口端回压 7 MPa(保证驱替过程中压力高于泡点压力);岩心环压及轴向压力为 9 MPa。

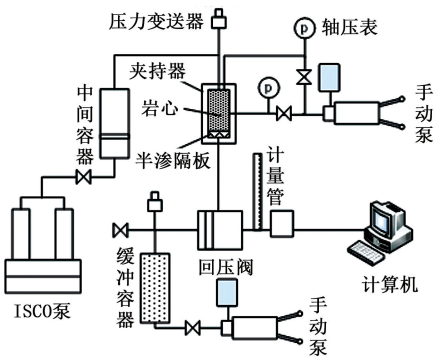


图 1 高温高压油藏条件下毛管力曲线测定仪示意图
Fig.1 Sketch map of capillary pressure measurement apparatus under reservoir conditions

1.2.2 地层流体的配制

(1)地层水配制。地层水矿化度为 43.428 g/L,地层水组成见表 2,按此组成配制地层水。

表 2 地层水组成

Table 2 Composition of formation water						mg/L
离子成分	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	总和
质量浓度	7 333	8 567	265	78	27 185	43 428

(2)地层油的配制。根据原始溶解气油比 39.9,将一定体积的脱气油(800 mL)加入配样筒中,根据气油比计算所需天然气在标准条件(20 ℃,101 325 Pa)下的总体积,计算各组分天然气在配样压力下的体积或质量(在实验室条件下是液体的按其物质的量计算质量),如表 3 所示。按照配样压力由小到大的顺序,将各组分依次加入到配样仪中。加热到地层温度,使压力高于泡点压力,即得到地层油样。

1.2.3 试验步骤

(1)岩心气测渗透率、孔隙度后,称岩心干重,将岩心抽空饱和地层水,称岩心湿重,计算岩心孔隙体积;同时将半渗隔板抽空饱和地层水,待用。

(2)将饱和地层水的岩心及半渗隔板依次放入岩心夹持器中,加环压,给岩心出口加回压;恒温箱温度升至地层温度 65 ℃。用地层水小流量驱替岩心,将岩心内流体压力维持在 7 MPa(与回压相同);用油填充夹持器内岩心上游死体积。

(3)油相压力逐级由低压升到高压(压差为 0.01,0.05,0.1,0.15,0.20,⋯,0.7 MPa),每一压力下每隔 12 h 记录一次排出水量,待两次读的排出水量不再变化,改换下一个压力。试验过程中保持回压不变。

(4)所需压力点全部测完后结束试验,取出岩心和半渗隔板。

表 3 地层油配样计算结果(800 mL 脱气油)

Table 3 Compounding calculation results of formation oil (800 mL stock tank oil)

组分	标况下 体积分数 $y/\%$	各组分 气体体 积 V/mL	各组分气 体物质 量 n/mol	相对分 子质量 M	临界压 力 $p_{\text{ci}}/$ MPa	临界温 度 $T_{\text{ci}}/$ K	配样 压力 p/MPa	对应 压力 p_{pr}	对应 温度 T_{pr}	压缩 因子 Z	配样压力 下体积 V'/mL	质量 m/g
CH ₄	37.8	12 065.8	0.539	16.04	4.604	190.55	7.0	1.520	1.538	0.85	159.3	—
C ₂ H ₆	12.2	3 894.2	0.174	30.07	4.880	305.43	2.1	0.430	0.959	0.80	161.3	—
C ₃ H ₈	21.5	6 862.8	0.306	44.09	4.249	369.82	0.9	0.212	0.792	0.80	663.4	—
C ₄ H ₁₀	12.6	4 021.9	0.180	58.12	3.797	425.16	0.2	0.053	0.689	0.93	2 033.8	—
C ₅ H ₁₂	4.6	1 468.3	0.066	72.15	3.369	469.60	0.1	0.030	0.624	—	—	4.73
C ₆ H ₁₄	2.0	638.4	0.029	86.18	3.012	507.40	0.1	0.033	0.577	—	—	2.46
CO ₂	1.2	383.0	0.017	44.00	3.499	132.92	2.0	0.572	2.204	0.98	20.4	—
N ₂	8.1	2 585.5	0.115	28.00	3.399	126.10	1.5	0.441	2.324	0.98	183.7	—
合计	100	31 920	1.425	—	—	—	—	—	—	—	—	—

1.2.4 数据处理方法

毛管压力为岩心入口端驱替压力与岩心出口端回压之差;任意压力下岩心排出累积液量为此压力下计量管液量与初始时刻计量管液量的差。

$$S_{\text{wet}} = \left(1 - \frac{V_{\text{w}}}{V_{\text{p}}}\right). \tag{1}$$

式中, S_{wet} 为岩心中润湿相流体饱和度; V_{w} 为岩心累积出水量; V_{p} 为孔隙体积。

绘制毛管压力与岩心中润湿相流体饱和度的关系曲线,即油藏条件下的油驱水毛管力曲线。

1.2.5 试验结果

3 块岩心的油藏条件下真实油驱水毛管力曲线如图 2 所示。可以看出,随岩心渗透率升高,毛管力曲线整体降低,束缚水饱和度降低。

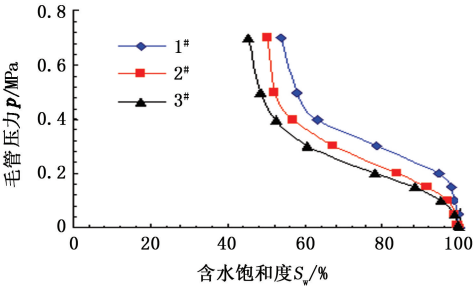


图 2 油藏条件下岩心真实油驱水毛管力曲线
Fig.2 Real oil-water drainage capillary pressure curves under reservoir conditions

1.3 压汞毛管力曲线测定结果

按石油行业测试标准^[10],用常规压汞法测定 3 块不同渗透率岩心的压汞法毛管力曲线,测试结果如图 3 所示。

由图 3 看出,随着岩心渗透率增大,压汞曲线整体降低,最大含汞饱和度增大。由于所测岩心渗透率较低,故压汞曲线都较高。

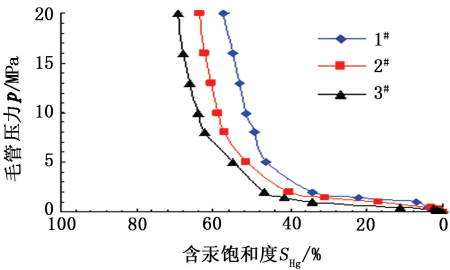


图 3 岩心压汞法毛管力曲线
Fig.3 Mercury injection capillary pressure curves

2 压汞与实测油藏毛管力曲线对比

2.1 常规方法转换系数计算

将压汞法毛管力 p_{cHg} 转换成油藏条件下毛管力 p_{cwo} 的转换系数为

$$C = \frac{p_{\text{cHg}}}{p_{\text{cwo}}} = \frac{\sigma_{\text{Hg}} \cos \theta_{\text{Hg}}}{\sigma_{\text{wo}} \cos \theta_{\text{wo}}}. \tag{2}$$

式中, C 为压汞毛管力与油藏条件下油水毛管力比值或转换系数; σ_{Hg} 为汞的表面张力, mN/m ; θ_{Hg} 为汞对岩石的润湿角; σ_{wo} 为油水界面张力, mN/m ; θ_{wo} 为油水系统对岩石的润湿角。

在大气压力、65℃下,用旋滴法测定脱气油和地层水的油水界面张力值为 55.6 mN/m ;用光学投影法测定石英片^[1]和地面油水系统润湿角为 24.5°。将上述油水界面张力、油水系统润湿角、汞的表面张力 480 mN/m 及汞对岩石的润湿角 140°代入式(2),计算得到转换系数 C 值为

$$\frac{p_{\text{cHg}}}{p_{\text{cwo}}} = \frac{\sigma_{\text{Hg}} \cos 140^\circ}{\sigma_{\text{wo}} \cos 24.5^\circ} = 7.26. \tag{3}$$

2.2 常规方法与实测方法得到的地下毛管力曲线的对比

常规方法一般根据式(3)将压汞法得到的毛管力曲线转换成油藏条件下的毛管力曲线,由于不能

精确测得高温高压下岩石-油-水系统的润湿角和油水系统的界面张力,由式(3)得到的油水毛管力曲线只能近似代表油藏条件下的油水毛管力曲线。

图 4 为由式(3)得到的油藏条件下的近似油水毛管力与真实地下油水毛管力曲线的对比。

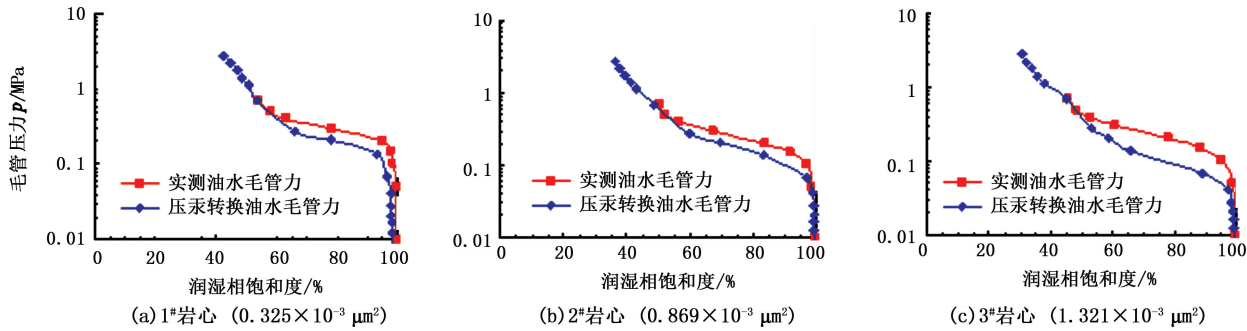


图 4 转换系数为 7.26 时压汞转换后的曲线与实测曲线对比

Fig. 4 Comparison of converted oil-water capillary pressure curves and real oil-water curves with conversion factor of 7.26

由图 4 可以看出,当转化系数为 7.26 时,由压汞毛管力曲线转换得到的地下毛管力曲线主体部分明显低于实测的油藏条件下的油驱水毛管力曲线。润湿相饱和度为 70% 时,渗透率分别为 0.325×10^{-3} 、 0.869×10^{-3} 和 $1.321 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,实测油藏毛管力与转换得到的油藏毛管力差值分别为 0.1、0.08 和 0.12 MPa,说明常规方法的转换系数 C 偏大,使由压汞法得到的地下毛管力数值较低。

这是由于公式(2)所用的地层油-水界面张力和地层油-水-岩石系统接触角不是试验温度、压力下的真实数值所致。

2.3 压汞与实测地下毛管力曲线拟合系数

将压汞毛管力曲线和实测油藏条件下油驱水毛管力曲线进行拟合,可以得到两种毛管力曲线的最佳比值(最佳转换系数),如图 5 所示。

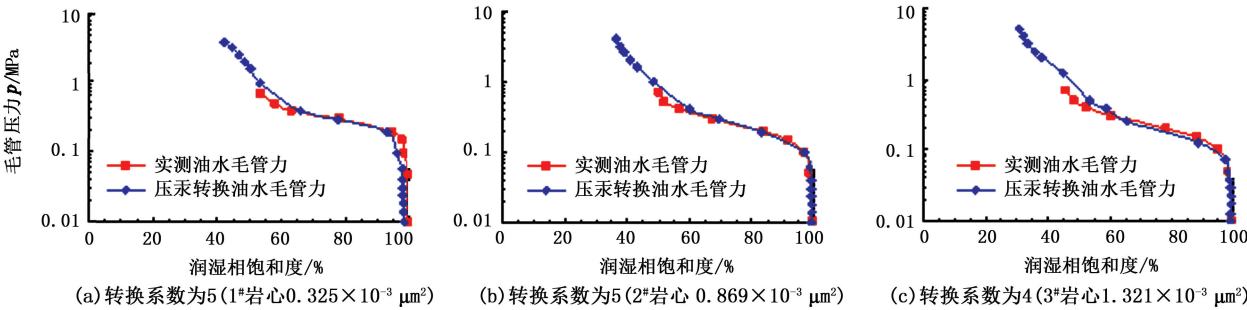


图 5 压汞和实测油藏条件下油驱水毛管力曲线对比

Fig. 5 Comparison of mercury injection capillary pressure curves and oil-water capillary pressure curves under reservoir conditions

由图 5 可以看出,对于试验所用岩心,曲线主体部分完全拟合时压汞毛管力曲线和实测油藏条件下毛管力曲线拟合转换系数为 4~5 (常规转换系数为 7.26)。不同岩心毛管力曲线的转换系数不尽相同,渗透率较低的岩心转换系数偏大,渗透率较高的岩心转换系数偏小,但差别不大。两种曲线拟合时,曲线的最后陡峭段有一定差别。这是由于低渗岩心在进行压汞试验时,汞难以进入微细孔隙,由于应力敏感,压力增加细小孔隙半径进一步减小。在高压阶段测试的压汞毛管力大于实际毛管力值,两曲线偏差较大。

3 结 论

(1) 利用研发的高温高压毛管力曲线测试仪,可以直接测得油藏条件下的油水毛管力曲线,避免了转换公式中界面张力、润湿角测试不准确带来的误差。

(2) 用常规转换方法(本例转换系数为 7.26)将压汞毛管力曲线转换得到的地下毛管力曲线明显低于实测油驱水毛管力曲线,转换系数偏大,使转换后的毛管力曲线偏低。

(3) 对于试验所用岩心(气体渗透率 $(0.325 \sim$

$1.321) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 毛管力曲线的最优拟合转换系数为 4~5, 曲线主体段拟合较好; 由于高压下细微孔隙进一步变形缩小, 曲线的最后陡峭段压汞毛管力偏大。

参考文献:

- [1] 李爱芬. 油层物理学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2015: 257-290.
- [2] 肖亮, 刘晓鹏, 毛志强. 结合 NMR 和毛管压力资料计算储层渗透率的方法[J]. 石油学报, 2009, 30(1): 100-103.
XIAO Liang, LIU Xiaopeng, MAO Zhiqiang. A computation method for reservoir permeability by combining NMR log and capillary pressure data[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(1): 100-103.
- [3] 吴克柳, 李相方, 樊兆琪, 等. 低渗-特低渗油藏非稳态油水相对渗透率计算模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(6): 76-81.
WU Keliu, LI Xiangfang, FAN Zhaoqi, et al. Unsteady-state model for calculating oil-water relative permeability for reservoirs with low and ultra-low permeability[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2013, 37(6): 76-81.
- [4] 刘晓鹏, 肖亮, 张伟. 储层毛管压力曲线构造方法及其应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(6): 126-130.
LIU Xiaopeng, XIAO Liang, ZHANG Wei. Constructing method and application of reservoir capillary pressure curve[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(6): 126-130.
- [5] 孙士孝, 郭云尧, 秦积舜. 应用高压半渗透隔板法测得的毛细管压力数据评价地层伤害程度[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1990, 14(5): 9-14.
SUN Shixiao, GUO Yunyao, QIN Jishun. Formation damage evaluation with capillary pressure data obtained by high pressure diaphragm method[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1990, 14(5): 9-14.
- [6] NEWSHAM K E, RUSHING J A. A comparative study of

laboratory techniques for measuring capillary pressures in tight gas sands[R]. SPE 89866, 2004.

- [7] Jr JENNINGS J W, MCGREGOR D S, MORSE R A. Simultaneous determination of capillary pressure and relative permeability by automatic history matching[J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(2): 322-328.
- [8] WIBEKE L H, SVEIN M S. Improvement of diaphragm method for drainage capillary pressure measurement with micro pore membrane: The Third European Core Analysis Symposium, Paris, 1992 [C]. SCA, 1992.
- [9] GUO Y, HAMMERVOLD W L. Equilibration time and accuracy of capillary pressure measurement using diaphragm method: SPWLA 34th Annual Logging Symposium, Calgary, 1993 [C]. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1993.
- [10] 张祖波, 洪颖, 罗蔓. 岩石毛管压力曲线的测定: SY/T 5346-2005 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
- [11] 张人雄, 李晓梅, 王正欣, 等. 单向水平流动压汞与常规压汞技术对比研究[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(6): 61-66.
ZHANG Renxiong, LI Xiaomei, WANG Zhengxin, et al. A comparison between single-phase horizontal flow Hg-injection and conventional Hg-injection techniques [J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(6): 61-66.
- [12] 李爱芬, 付帅师, 张东. 高温高压条件下油藏毛管压力曲线测定仪: CN201210087161. X[P]. 2014-05-14.
- [13] 李艳红, 王升宝, 常丽萍. 表(界)面张力测定方法的研究进展[J]. 日用化学工业, 2007, 37(2): 102-106.
LI Yanhong, WANG Shengbao, CHANG Liping. Research progress on methods for measurement of surface (interfacial) tension[J]. China Surfactant Detergent & Cosmetics, 2007, 37(2): 102-106.
- [14] 丁晓峰, 管蓉, 陈沛智. 接触角测量技术的最新进展[J]. 理化检验-物理分册, 2008, 44(2): 84-89.
DING Xiaofeng, GUAN Rong, CHEN Peizhi. Recent development of contact angle measurement technique [J]. PTCA, 2008, 44(2): 84-89.

(编辑 李志芬)