

# 恒速与恒压压汞差异及其在储层评价中的应用

朱华银, 安来志, 焦春艳

(中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007)

**摘要:**阐述了恒速压汞和恒压压汞的原理方法,通过实际岩样的测试分析,比较了2种不同方法的优缺点和适用范围,分析了实验压力对实验结果的影响。恒压压汞测试速度快、实验压力高、可测试孔隙介质的孔径范围广,适宜于大量的生产及科研样品测试;恒速压汞测试速度非常慢,可区分给出孔隙与喉道的不同参数,能更加精确地表征多孔介质的孔隙结构,但目前恒速压汞仪的实验压力相对较低,可测试样品的孔径范围有限,对致密岩样测试获取的参数信息不全面。建议研究者在选用不同方法时,需要提前了解岩样的孔隙分布范围,确定合理的实验压力,一般来说,致密砂岩基质渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下,对恒速压汞就应慎重使用,而进行恒压压汞时则应增大实验压力,以获得更具代表性的孔隙特征参数。

**关键词:**压汞;实验;比较;毛管压力;孔隙结构;储层评价;致密砂岩

**中图分类号:**TE122.2

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2015)07-1316-07

**引用格式:**Zhu Huayin, An Laizhi, Jiao Chunyan. The difference between constant-rate mercury injection and constant-pressure mercury injection and the application in reservoir assessment[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(7): 1316-1322. [朱华银, 安来志, 焦春艳. 恒速与恒压压汞差异及其在储层评价中的应用[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(7): 1316-1322.]

## 0 引言

岩石毛管压力资料可以用于研究储集层岩石的微观孔隙结构特征、估算储集层的储集和渗流能力、研究孔隙介质中的驱油机理和采收率等,在油田勘探和开发中具有十分广泛的应用<sup>[1-12]</sup>。压汞实验是测定岩石毛管压力曲线最主要的方法之一,也是最常用的方法。随着技术的发展进步,压汞实验也不断发展,自动化程度更高、分析更准确,尤其是恒速压汞技术发展与应用,可以分别测出孔隙和喉道的毛管压力曲线,更好地表征岩石孔隙结构,在中低渗储层评价与渗流机理等方面的研究更具优势<sup>[11-20]</sup>。但不同方法具有其适用性,目前一些研究人员在设计实验时,未充分考虑实验条件,获取的数据代表性不够,比如应用恒速压汞分析致密岩样时,进汞饱和度偏低,不能全面反映孔喉信息。本文通过对恒速

压汞和恒压压汞2种实验方法的比较,阐述其分析范围与优缺点,并对不同类型岩样进行实验,分析低渗致密砂岩的压汞特征参数,阐明其应用特点和局限性,对相关科研人员在选择实验方法时具有重要的指导作用。

## 1 实验原理与方法

由于汞的表面张力和润湿接触角比较恒定、压缩性小、计量准确,因此适合高压实验,是进行多孔介质毛管压力曲线测定的理想介质。运用注入型的压汞法毛管压力曲线可换算孔隙大小分布,为研究岩石孔隙结构提供了可能。

### 1.1 恒压压汞方法

恒压压汞也叫常规压汞或高压压汞,是指在对岩样的注汞过程中,计量某一恒定压力下的进汞量,获得进汞压力与进汞饱和度之间的关系曲线(即毛

收稿日期:2014-11-26;修回日期:2015-01-08.

基金项目:国家科技重大专项“致密砂岩气有效开发评价技术”(编号:2011ZX05013-002)资助.

作者简介:朱华银(1967-),男,重庆人,高级工程师,博士,主要从事油气层物理、储层渗流机理及开发实验技术研究.

E-mail: zhy69@petrochina. com. cn.

管压力曲线),并计算不同进汞压力的孔喉所控制的孔隙体积和孔喉半径,得到岩样中孔喉大小分布。注汞达到设计的最大实验压力后,再逐步降压退出汞,当压力降至最低压力汞不再退出时,就完成了一块样品的注入和退出回路的压汞曲线。

恒压压汞的优点:一是实验压力范围大,目前常用的压汞仪最高实验压力可达到 60 000psi(约 414MPa),因此分析的孔隙范围广,理论上可分析的最小孔喉半径下限为  $0.0018\mu\text{m}$ ;二是可获得退汞毛管压力曲线,因而可用于分析岩石表面润湿性、研究孔隙介质中的驱油机理和采收率等;三是实验速度快,可大批量用于生产实验。但恒压压汞只能给出某一级别孔喉所控制的孔隙体积,而这个体积由于掺杂了孔道体积的因素,也就是把通过喉道进入孔隙的体积均作为此喉道所占有的体积,因此只能给出喉道半径及对应的喉道控制的孔隙体积分布,并非是准确的喉道体积分布。

## 1.2 恒速压汞方法

恒速压汞是指在对岩样的注汞过程中,以一个很低的进汞速度(通常为  $0.00005\text{mL/min}$ )进行实验,使汞与岩石颗粒的界面张力与接触角基本保持不变(准静态),进汞端经历的每个孔隙形状的变化,都会引起汞弯月面形状的改变,从而引起系统毛细管压力的改变。

汞进入岩石孔隙的过程受喉道控制,依次由一个喉道进入下一个喉道,当汞突破喉道的限制进入

孔隙的瞬间,汞在孔隙空间内以极快的速度发生重新分布,产生一个压力降,之后压力回升,直至把整个孔隙填满,然后进入下一个喉道。如图 1 所示,当进汞前缘进入到主喉道 a 时,压力逐渐上升,突破后,压力突然下降,汞将第 1 个孔室填满并进入下一个次级喉道 b,突破后再将次级喉道控制的孔室 2 填满,直至压力上升突破喉道 c,依次突破更小的喉道,形成压力“升—降—升”的锯齿形曲线。喉道半径由突破点的压力确定,孔隙大小由进汞体积确定,由此喉道的大小及数量在进汞压力曲线上得到明确反映<sup>[13-17]</sup>。

目前,恒速压汞技术是国际上用于岩石微观孔隙结构特征分析的先进技术之一,它依据进汞的压力升降变化获取孔隙结构方面的信息,可直接提供孔隙半径分布、喉道半径分布、孔隙—喉道半径比分布等岩石微观孔隙结构特征参数,为研究多孔介质孔喉特征提供丰富的信息。因此,非常适用于孔喉性质差别大的低渗透储层<sup>[14-19]</sup>。但是,该方法对仪器的注入泵和压力传感器的性能和计量精度要求非常高,这就致使其应用受到一定局限,一是实验速度慢,完成一块岩样的实验需要 3~5d,甚至更长,大批量的生产测试不适用;二是测试的孔隙范围有限,对孔喉细小的致密岩石不适用,现有的恒速压汞仪最大实验压力约为 7MPa(1 000psi),其注汞能进入的最小孔喉半径约为  $0.105\mu\text{m}$ ,小于该喉道控制的孔隙不能进汞,因而不能分析其孔喉参数。

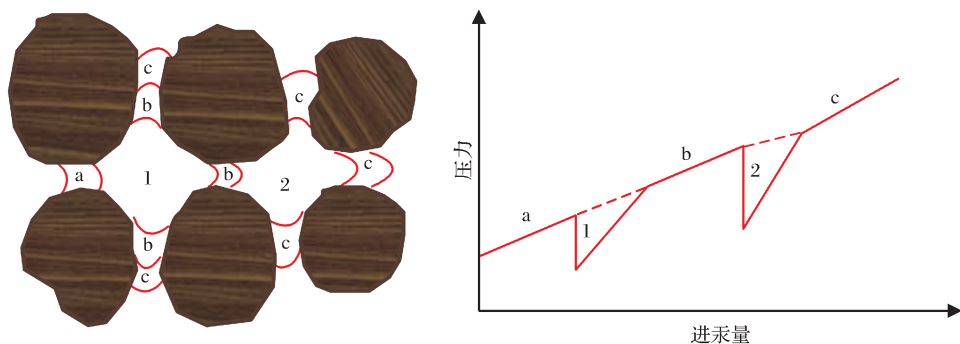


图 1 恒速压汞进汞过程示意

Fig. 1 Sketch of constant-rate mercury injection process

## 2 实验数据分析

### 2.1 最终进汞饱和度对计算特征参数的影响

对于岩石压汞实验中实验压力的确定,目前研究较少,在相关标准(SY/T 5346-2005)<sup>[2]</sup>中也未明确规定,但它对实验结果可能会产生较大的影响,比

如影响最终进汞饱和度(或最小非湿相饱和度)、退汞效率、分选系数等特征参数,影响对孔隙结构的准确评价。尤其是随着非常规油气藏开发的发展,人们对储层的研究更多地转向致密储层,研究的孔隙越来越细小,而目前很多针对致密岩石的常规压汞实验给出的毛管压力曲线显示最终的进汞饱和度偏

低,这就可能导致对储层评价的失真。

文中选取了 5 条最终进汞饱和度较高(80%以上)的毛管压力曲线(图 2)进行分析,岩样均为低渗致密砂岩(其中 JL-2B、14-1C、JL-A1 为粉砂岩,2-14/33 和 JL-S2 为细砂岩,孔隙主要为粒间溶孔和

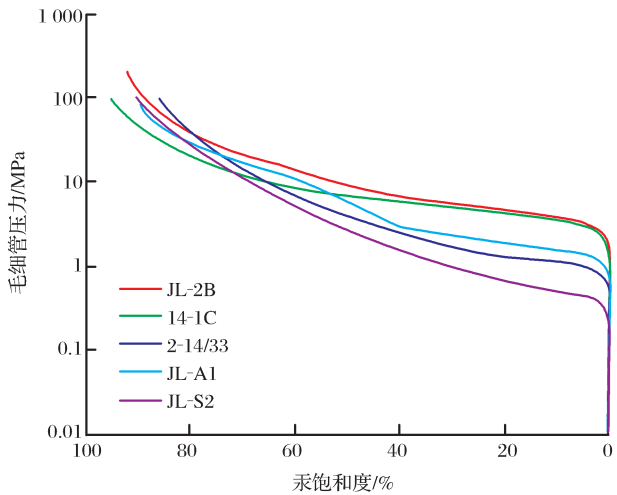


图 2 低渗致密岩样高压压汞曲线

Fig. 2 Mercury injection curve of low-permeability sandstone

粒内溶孔),实验压力为 100MPa/200MPa。分不同压力段(0~10MPa、0~20MPa、0~50MPa、0~100MPa、0~200MPa)计算相关特征参数(表 1),相当于分别设定实验压力为 10MPa、20MPa、50MPa、100MPa 和 200MPa 时测定的结果,从表中数据可以看出,以各压力段计算的特征参数差异较大,压力较低时,最大进汞饱和度较低,测的是相对较大的孔喉,平均孔隙半径值偏大,分选偏好(分选系数偏小)。随着进汞压力增大,汞进入更细小的孔喉,最大进汞饱和度增大,计算的平均喉道半径减小,分选系数增大,其他参数也有相应变化。

因此,对于以分析孔隙结构为目的的压汞实验,建议设定足够高的实验压力,以获得较高的最终进汞饱和度,进而获得更具代表性的孔隙特征参数。如果最终进汞饱和度较低,则可能使孔隙评价偏粗,储层评价偏好。

2.2 低渗致密砂岩压汞分析

对鄂尔多斯盆地苏里格气田、四川盆地须家河气田、塔里木盆地等低渗致密砂岩岩样的恒速压汞数据统计分析表明,最大进汞饱和度与渗透率具有

表 1 按不同进汞压力段计算的特征参数

Table 1 Characteristic parameter of different curve by mercury injection pressure stage

样品号	孔隙度 /%	渗透率 /( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	压力段 /MPa	最大进汞饱 和度/%	分选 系数	歪度	峰态	喉道均 质系数	平均喉道 半径/ $\mu\text{m}$
JL-2B	6.5	0.025	0~10	52.56	0.519	-0.008	0.947	0.621	0.128
			0~20	68.79	0.803	0.187	0.936	0.553	0.114
			0~50	83.18	1.124	0.311	0.858	0.505	0.104
			0~100	89.27	1.310	0.370	0.884	0.487	0.100
			0~200	92.32	1.434	0.406	0.923	0.479	0.099
14-1C	8.4	0.024	0~10	64.81	0.536	-0.002	0.916	0.404	0.141
			0~20	79.80	0.753	0.211	0.983	0.370	0.129
			0~50	90.53	1.033	0.363	1.041	0.347	0.121
			0~100	95.35	1.213	0.418	1.095	0.338	0.118
2-14/33	18.8	0.580	0~10	65.08	1.015	0.325	0.840	0.396	0.402
			0~20	73.06	1.281	0.375	0.837	0.375	0.380
			0~50	82.24	1.661	0.401	0.839	0.353	0.358
			0~100	86.12	1.846	0.416	0.835	0.345	0.350
JL-A1	9.4	0.129	0~10	58.28	0.874	0.365	1.015	0.594	0.296
			0~20	72.89	1.259	0.443	0.712	0.533	0.266
			0~50	86.91	1.589	0.368	0.681	0.488	0.243
			0~100	89.67	1.673	0.343	0.698	0.481	0.240
JL-S2	11.7	1.28	0~10	68.31	1.372	0.256	0.769	0.583	0.835
			0~20	76.84	1.702	0.286	0.762	0.549	0.787
			0~50	85.62	2.065	0.312	0.749	0.521	0.746
			0~100	90.38	2.284	0.322	0.758	0.507	0.726

一定的相关性,随渗透率增大,最大进汞饱和度增大,但渗透率低于 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以后,最大进汞饱和度大多低于50%,且差异较大,最低的只有百分之十几(图3)。由于最终进汞饱和度低,其毛管压力曲线不能反映占主要部分的细小孔喉,给出的相关特征参数就会失真(使孔喉评价偏粗)。因此在致密储层研究中应慎重使用恒速压汞。

对高压压汞在7MPa(恒速压汞的最大压力)时的进汞饱和度统计也表明,随渗透率增大,进汞饱和度有增大的趋势(图4),但对于中低渗岩样,7MPa时的进汞饱和度大多在50%以下,尤其是渗透率小于 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 时,进汞饱和度大多很低。

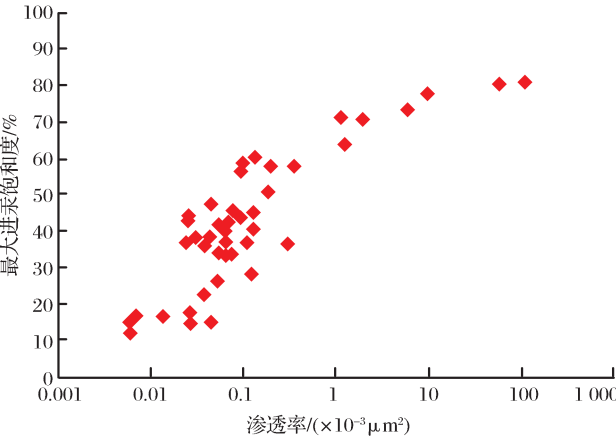


图3 恒速压汞最大进汞饱和度与渗透率的关系  
Fig. 3 Relationship between SHg max and permeability of constant-rate mercury injection

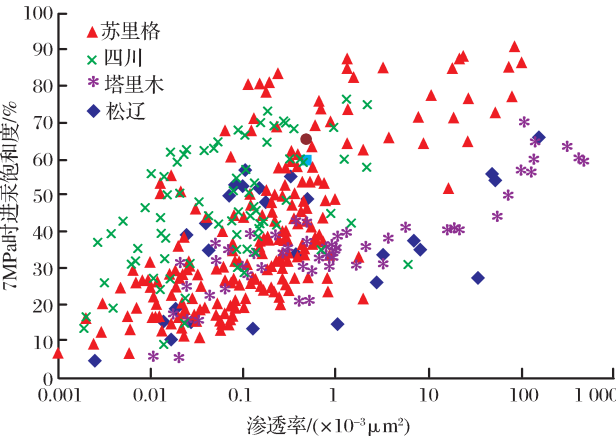


图4 7MPa时进汞饱和度与渗透率的关系  
Fig. 4 Relationship between SHg at 7MPa and permeability of conventional mercury injection

进一步选取不同物性岩样,采用平行样同时进行了恒速压汞和高压压汞实验,2种方法获得的毛管压力曲线走向和形态非常一致(图5),但由于实

验压力不同,其最终进汞饱和度也不同,且受岩样的物性影响较大,岩样孔渗较高的,二者相差较小(如样品JQ)。当岩样孔渗很低时,2种方法得到的最终进汞饱和度相差很大(如样品JB,恒速压汞和高压压汞的最终进汞饱和度分别为37.20%和92.32%),由此计算的其他特征参数也会存在很大的差异(表2),正如前面分析的,恒速压汞最终注汞压力低,在低渗致密岩样的测试中测的是相对大孔隙部分,获得的特征参数偏粗孔喉。

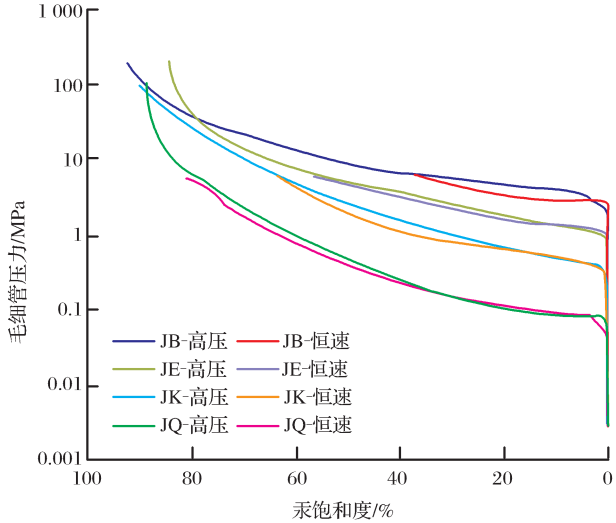


图5 恒速压汞和高压压汞曲线比较  
Fig. 5 Curve compare of constant-rate mercury injection and constant-pressure mercury injection

**2.3 喉道大小对岩石渗透性具有决定性控制作用**  
恒速压汞不仅能给出与常规压汞一样的总毛管压力曲线,还能分别得到喉道的毛管压力曲线和孔隙的毛管压力曲线,进而定量统计喉道和孔隙的大小分布。通过对不同渗透率岩样的对比分析发现,喉道大小及其分布是控制岩石渗透性的决定性因素<sup>[14-15]</sup>,从图6可以看出,2块岩样孔隙度相差不大(分别为11.7%和11.8%),说明单位体积岩石的总孔隙量相当,恒速压汞给出的孔隙大小分布及含量也证明了这一点[二者相似,图6(a)],但由于喉道大小分布差异较大,致使渗透率产生较大差异,其中JR样的喉道主要分布在 $0.3\sim 0.5\mu\text{m}$ 之间,渗透率只有 $0.052\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,而JK样的喉道较大,主要分布在 $0.6\sim 2.0\mu\text{m}$ 范围内,因此渗透率相对较高,为 $1.30\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。这表明在研究储层渗流机理时,需要注意对喉道的研究。

排驱压力反映了岩石的最大连通孔喉大小及其分布,它与岩石渗透率具有较好的相关性,一般随渗透率的增大,排驱压力降低(图7),这也说明岩石的

表 2 恒速压汞和高压压汞特征参数比较

样号	孔隙度 /%	渗透率 /( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	压力段 /MPa	最大进汞饱 和度/%	分选 系数	歪度	峰态	喉道均 质系数	平均喉道 半径/ $\mu\text{m}$
JQ	19.5	63.86	100	88.42	2.371	0.370	0.763	0.453	3.944
			6.2	81.05	1.807	0.428	0.784	0.474	4.001
JK	11.7	1.28	100	90.38	2.284	0.322	0.758	0.507	0.726
			6.2	63.64	1.101	0.338	0.934	0.411	0.943
JE	5.5	0.100	200	84.19	1.622	0.231	0.932	0.290	0.216
			6.2	56.81	0.778	0.247	0.682	0.517	0.375
JB	6.5	0.025	200	92.32	1.434	0.406	0.923	0.481	0.099
			6.2	37.20	0.360	0.418	0.733	0.781	0.207

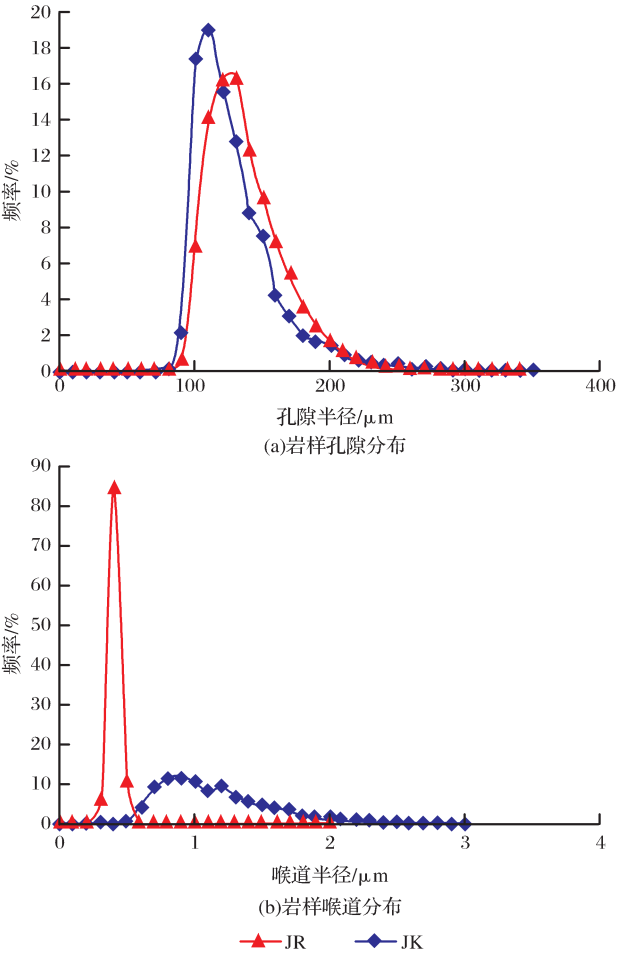


图 6 不同渗透率岩样的孔隙和喉道大小分布比较

Fig. 6 Curve of pore and throat distribution of different permeability rock sample

渗透率主要受大的喉道控制<sup>[17-18]</sup>。因此在储层渗流特征方面的研究中,可将恒速压汞和高压压汞结合使用:一方面应用恒速压汞资料研究储层岩石的主流孔喉及其渗流特征;另一方面应用高压压汞资料更全面地评价其储集性能。

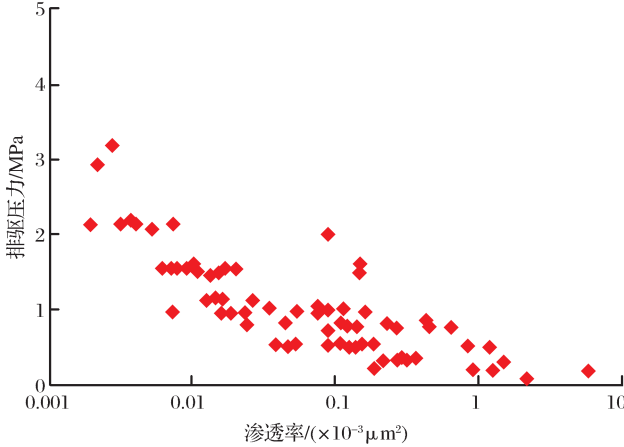


图 7 排驱压力与渗透率的关系

Fig. 7 Relationship between displacement pressure and permeability

3 结论

- (1)恒速压汞与高压压汞各有优点与使用条件,恒速压汞可精确给出孔隙和喉道参数,但由于仪器条件使其在致密储层研究中受限,分析孔喉半径下限为  $0.1 \mu\text{m}$ ,对渗透率低于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的岩石应慎重使用。
- (2)最终进汞饱和度对实验计算的特征参数影响较大,压汞实验应设定合理的实验压力,使最终进汞饱和度达到 80% 以上,以获得具有代表性的孔隙特征参数,否则在储层评价中可能给出偏于乐观的结果。
- (3)孔隙型储层的渗透能力主要受喉道大小与分布的控制,研究评价该类储层储渗特征时,可综合应用 2 种压汞方法,全面研究其储集性能与渗流特征。

参考文献(References):

[1] Yang Shenglai, Wei Junzhi. Reservoir Physics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 209-234. [杨胜来,魏俊之. 油

- 层物理学[M]. 北京:石油工业出版社,2004:209-234.]
- [2] National Development and Reform Commission. SY/T 5346-2005 Rock Capillary Pressure Measurement[S]. Beijing, Petroleum Industry Press,2005. [国家发展和改革委员会. SY/T 5346-2005 岩石毛管压力曲线的测定[S]. 北京:石油工业出版社,2005.]
- [3] Zhao Guoxin, Zhu Jiajun, Guan Li. Method of applying capillary pressure data to calculate initial oil saturation[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2008, 32(4): 38-41. [赵国欣, 朱家俊, 关丽. 用毛管压力资料求取原始含油饱和度的方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(4): 38-41.]
- [4] Tian Shubao, Lei Gang, He Shunli, *et al.* Dynamic effect of capillary pressure in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 378-384. [田树宝, 雷刚, 何顺利, 等. 低渗透油藏毛细管压力动态效应[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 378-384.]
- [5] Hu Yong, Yu Xinghe, Chen Gongyang, *et al.* Classification of the average capillary pressure function and its application in calculating fluid saturation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 733-738. [胡勇, 于兴河, 陈恭洋, 等. 平均毛管压力函数分类及其在流体饱和度计算中的应用[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 733-738.]
- [6] Kalaydjian F. Dynamic Capillary Pressure Curve for Water/Oil Displacement in Porous Media: Theory vs Experiment[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October, Washington, D. C. SPE 24813, 1992.
- [7] Hassanizadeh S, Celia M, Dahle H. Dynamic effect in the capillary pressure-saturation relationship and its impacts on unsaturated flow[J]. Vadose Zone Journal, 2002, (1): 38.
- [8] Mirzaei M, Das D B. Dynamic effects in capillary pressure saturations relationships for two-phase flow in 3D porous media; Implications of micro-heterogeneities[J]. Chemical Engineering Science, 2007, 62(7): 1927-1947.
- [9] Xie Wuren, Yang Wei, Yang Guang, *et al.* Pore structure features of sandstone reservoirs in the Upper Triassic Xujiahe Formation in the central part of Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 435-440. [谢武仁, 杨威, 杨光, 等. 川中地区上三叠统须家河组砂岩储层孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 435-440.]
- [10] Hao Qian, Zhang Ji, Lu Zhongqi, *et al.* Microscopic characteristic and its influences on reservoirs from the Su 48 block in the west Sulige Gasfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(6): 1011-1018. [郝骞, 张吉, 路中奇, 等. 苏里格气田西区苏48区块储层微观特征及其对储层的影响作用[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(6): 1011-1018.]
- [11] He Wenxiang, Yang Le, Ma Chaoya, *et al.* Effect of micropore structure parameter on seepage characteristics in ultralow permeability reservoir: A case from Chang 6 reservoir of Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 23(3): 477-481. [何文祥, 杨乐, 马超亚, 等. 特低渗透储层微观孔隙结构参数对渗流行为的影响——以鄂尔多斯盆地长6储层为例[J]. 天然气地球科学, 2011, 23(3): 477-481.]
- [12] Yang Jian, Kang Yili, Li Qiangui, *et al.* Characters of micro-structure and percolation in tight sandstone gas reservoirs[J]. Advances in Mechanics, 2008, 38(2): 229-236. [杨建, 康毅力, 李前贵, 等. 致密砂岩气藏微观结构及渗流特征[J]. 力学进展, 2008, 38(2): 229-236.]
- [13] Yuan H H. Advances in APEX technology determination of cementation exponent and absolute permeability[J]. The Log Analyst, 1991, 32(5): 557-570.
- [14] Xie Wei, Zhang Chuang, Sun Wei, *et al.* Application of ASPE technology in pore structure study of Chang 2 reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(5): 549-551. [解伟, 张创, 孙卫, 等. 恒速压汞技术在长2储层孔隙结构研究中的应用[J]. 断块油气田, 2011, 18(5): 549-551.]
- [15] Cui Lianxun. Application of constant-rate intruding mercury and nuclear magnetic resonance method to low permeability reservoir evaluation[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2012, 39(4): 430-433. [崔连训. 恒速压汞及核磁共振在低渗透储层评价中的应用[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2012, 39(4): 430-433.]
- [16] Wu Xiaoyu, Luo Mingao, Nie Zhenrong, *et al.* Application of constant-velocity mercury-injection technology to studying porous structure of reservoir: An example from Kexiao Formation in 7 middle and east areas of Karamay Oilfield[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2012, 35(3): 28-30. [伍小玉, 罗明高, 聂振荣, 等. 恒速压汞技术在储层孔隙结构特征研究中的应用——以克拉玛依油田七中区及七东区克下组油藏为例[J]. 天然气勘探与开发, 2012, 35(3): 28-30.]
- [17] Xu Ying, Pan Youjun, Zhang Zhongjin, *et al.* Study on pore structure characteristics of low permeability reservoir based on constant velocity mercury penetration experiment[J]. Tuhua Oil & Gas, 2011, 16(3): 237-242. [徐赢, 潘有军, 张中劲, 等. 恒速压汞实验的低渗透储层孔隙结构特征研究[J]. 吐哈油气, 2011, 16(3): 237-242.]
- [18] Yu Junbo, Guo Dianjun, Wang Xinqiang. Study of microscopic of low permeable reservoir through constant velocity mercury injection technique[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2006, 30(2): 22-25. [于俊波, 郭殿军, 王新强. 基于恒速压汞技术的低渗透储层物性特征[J]. 大庆石油学院学报, 2006, 30(2): 22-25.]
- [19] Zhu Yongxian, Sun Wei, Yu Feng. Application of high pressure Hg injection and rate controlled Hg penetration experimental technique to studying reservoir microscopic pore structure: Taking Toutunhe Formation in Niuquanhu area of Santanghu Oilfield as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 553-556. [朱永贤, 孙卫, 于锋. 应用常规压汞和恒速压汞实验方法研究储层微观孔隙结构——以三塘湖油田牛圈湖区头屯河组为例[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 553-556.]
- [20] Tian Wei, Zhu Weiyao, Zhu Huayin, *et al.* The micro-structure and seepage characteristics of condensate gas reservoir for tight sandstone[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(7): 1077-1084. [田巍, 朱维耀, 朱华银, 等. 致密砂岩凝析气藏微观结构及渗流特征[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7): 1077-1084.]

## The Difference between Constant-rate Mercury Injection and Constant-pressure Mercury Injection and the Application in Reservoir Assessment

ZHU Hua-yin, AN Lai-zhi, JIAO Chun-yan

(Langfang Branch, Research Institute of Exploration and Development, PetroChina, Langfang 065007, China)

**Abstract:** The theory and method of constant-rate mercury injection and constant-pressure mercury injection is discussed in the paper. Through the testing and analysis of field rock sample, the difference between constant-rate mercury injection and constant-pressure mercury injection advantages and disadvantages and range of application was contrast, and the impact of experiment pressure on the experiment result is analyzed. The characteristics of constant-pressure mercury injection are fast speed, high experiment pressure and wide range pore radius. So it is suitable to test the majority of samples which are used in production and research. The testing speed of constant-rate mercury injection is very slow, and it can provide parameters of pore and throat and characterize the pore structure of porous medium. The experimental pressure of constant-rate mercury injection is low, so the testing sample pore radius range is small and tight rock parameters are incomplete. The scientific researcher should learn the pore radius range of rock sample and determine a reasonable experimental pressure before choosing the mercury injection method. In general, the permeability of tight rock sample is lower than  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , so the constant-rate mercury injection should be used carefully. In order to acquire more representative pore characteristic parameters, the experimental pressure of constant-pressure mercury injection should be as big as possible.

**Key words:** Mercury injection; Experiment; Contrast; Capillary pressure; Pore structure; Reservoir assessment; Tight sandstone

### 会议消息

## 第 13 届国际气体地球化学会议(ICGG)将在中国·成都举办

由中国科学院广州地球化学研究所、中国科学院油气资源研究重点实验室、甘肃省油气资源研究重点实验室、成都理工大学、中国地震局地震研究所、有机地球化学国家重点实验室主办,中国石油勘探开发研究院、中国石化勘探开发研究院、中国石油大学(北京)、中国科学院南海海洋研究所、中国石油西南分公司、兰州大学等单位协办的第 13 届国际气体地球化学会议(13<sup>th</sup> International Conference on Gas Geochemistry, ICGG 2013)将于 2015 年 8 月 24 日至 8 月 30 日在四川省成都市举办。国际气体地球化学会议是国际气体地球化学领域非常有影响力的会议之一,每两年召开一次,此次是 ICGG 第一次在中国举办。此届会议的举办,将有力地促进我国气体地球化学的发展、国际交流及青年气体地球化学人才的成长。会议规模约 100 人,其中境外代表主要来自于美国、英国、意大利、德国、俄罗斯、罗马尼亚、希腊和日本等国家。

此次会议主题为“从常规天然气到非常规天然气(From Conventional to Non-conventional Gases)”,共有 10 个议题:①火山气与地热系统(Gas in Volcanoes and Geothermal Systems);②含油气沉积盆地气/油藏气(Gas in Petroliferous Sedimentary Basins/Reservoirs);③地下水溶气和结晶岩气(Gases in Groundwater and Crystalline Rocks);④气体运移机理与地球脱气作用(Gas Migration Mechanisms and Earth Degassing);⑤稀有气体应用(Noble Gas Applications);⑥气体与地质灾害(Gas and Geo-Hazards);⑦页岩气与致密气(Shale Gas and Tight Gas);⑧气体分析方法与技术(Gas Measurements and Techniques);⑨煤层气与煤层气(Coal-Derived Gases and Coalbed Methane);⑩二氧化碳与温室气体(CO<sub>2</sub> and Greenhouse Gases)。会议详情见会议具体通知或咨询会务组。

会议邮箱:icgg13@gig.ac.cn。会议网址: <http://conf13.ic-gg.org>。

(王云鹏提供)