

黏土束缚水对压汞毛管压力曲线的影响及校正

张冲^{1,2}, 张超谟^{1,2}, 张占松^{1,2}, 黄成^{1,2}, 毛志强³

1. 长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 武汉 430010
2. 长江大学地球物理与石油资源学院, 武汉 430010
3. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

摘要 毛管压力曲线是研究岩石孔隙结构最主要的方法之一。依据含油气泥质砂岩体积模型和HSK方程, 结合半渗透隔板法、压汞法获取的毛管压力实验数据, 以及CEC法测定的阳离子交换容量实验数据, 分析了黏土束缚水对压汞毛管压力曲线的影响, 提出一种校正压汞毛管压力曲线的方法。研究表明, 对于泥质砂岩, 在溶液矿化度较低且阳离子交换容量较高时, 实验测量得到的压汞毛管压力曲线与半渗透隔板毛管压力曲线差别较大, 即岩样黏土束缚水相对体积越高, 压汞毛管压力曲线与油藏实际情况的偏差越大; 应用提出的校正方法对6块不同孔隙结构岩样的压汞毛管压力曲线进行校正, 中孔渗及高孔渗岩样校正后的压汞毛管压力曲线与半渗透隔板毛管压力曲线基本一致, 而低孔渗岩样则不适合用该方法进行校正。

关键词 黏土束缚水; 毛管压力曲线; 压汞法; 半渗透隔板法

中图分类号 P631.8

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.2.007

Effect of Clay Bound Water on the Mercury Injection Capillary Pressure Curves and the Correction

ZHANG Chong^{1,2}, ZHANG Chaomo^{1,2}, ZHANG Zhansong^{1,2}, HUANG Cheng^{1,2}, MAO Zhiqiang³

1. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources of Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan 430010, China
2. Geophysics and Oil Resource Institute, Yangtze University, Wuhan 430010, China
3. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract The capillary pressure curve is one of the main tools to study the rock pore structure. On the basis of an oil-bearing shaly sandstone volume model and the HSK equation, combined with experimental data of the semi-permeable membrane and the mercury injection capillary pressure curves and the cation exchange capacity, the influence of the clay bound water on the capillary pressure curve is analyzed, and a method of correcting the mercury injection capillary pressure curve is proposed. It is shown that for the shaly sands, under the conditions of low salinity of the formation water and high cation exchange capacity, the mercury injection capillary pressure curve and the semi-permeable membrane capillary pressure curve are different. The mercury injection capillary pressure curves of six samples are corrected by using the method. For the shaly sands of medium to high porosity and permeability, the mercury injection capillary pressure curves after correction can better reflect the pore structure of the actual reservoir; for the shaly sands of low porosity and permeability, the correction method proposed in this paper is not suitable.

Keywords clay bound water; capillary pressure curve; mercury injection; semi-permeable membrane

毛管压力曲线是目前研究岩石孔隙结构最主要的方法之一^[1-9]。通常测量岩样毛管压力曲线的方法有半渗透隔板法、压汞法和离心法^[10,11]。半渗透隔板法所用的仪器简单,无

论是气驱水、气驱油,还是油驱水、水驱油都比较接近油藏的真实情况,是一种经典、标准的方法,但由于其测试时间长,常常难以满足矿场测试的需要。而压汞法由于测试速度快、

收稿日期: 2013-06-24; 修回日期: 2013-11-13

基金项目: 湖北省自然科学基金项目(2013CFB396); 国家科技重大专项(2011ZX05020-008)

作者简介: 张冲, 副教授, 研究方向为复杂储层测井评价理论与方法, 电子邮箱: yzlogging@163.com

引用格式: 张冲, 张超谟, 张占松, 等. 黏土束缚水对压汞毛管压力曲线的影响及校正[J]. 科技导报, 2014, 32(2): 44-49.

测试压力范围比半渗透隔板法大等特点得到广泛的应用。

研究表明,半渗透隔板法和压汞法在反映泥质砂岩孔隙空间的黏土束缚水体积部分存在差异^[12]。半渗透隔板法采用非润湿相油或者空气驱替润湿相盐水,其中黏土束缚水不能被驱替,测量得到的毛管压力曲线反映除黏土束缚水部分之外的孔隙结构,与油层的实际情况相符。压汞法是在真空下对洗净烘干的岩样用非润湿相汞驱替气,由于岩样中的黏土束缚水被去掉,非润湿相汞驱替气进入整个孔隙空间,依据黏土束缚水体积模型,压汞毛管压力曲线反映的是整个孔隙空间,包括自由水和黏土束缚水体积部分,而这与油层实际情况差别较大。因此,分析黏土束缚水对压汞毛管压力曲线的影响以及校正压汞毛管压力曲线以满足研究油层孔隙结构的需要显得十分必要。

1 校正方法

考虑黏土束缚水影响的压汞毛管压力曲线校正如图1所示。

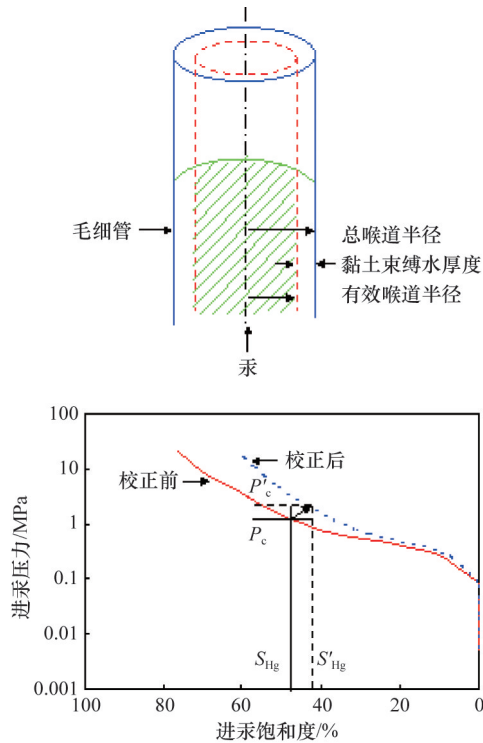


图1 考虑黏土束缚水影响的压汞毛管压力曲线校正

Fig. 1 Mercury injection capillary pressure curve correction considering the influence of clay bound water

假设黏土束缚水均匀分布在所有孔隙的表面,且在进行压汞毛管压力测量时,黏土束缚水能够保存下来,则在任一给定的进汞压力条件下,相较于烘干岩样需要更小的进汞饱和度,即

$$S_{Hg} = S'_{Hg} + S_{Hg} \frac{\phi_{CBW}}{\phi_t} \quad (1)$$

式中, S_{Hg} 为烘干岩样的进汞饱和度; S'_{Hg} 为校正后进汞饱和

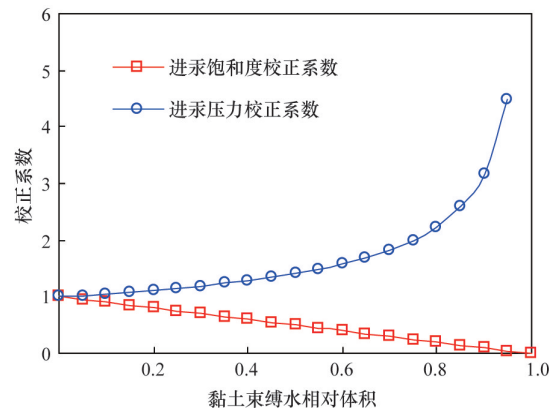
度; ϕ_{CBW} 为岩样的黏土束缚水孔隙度; ϕ_t 为总孔隙度。

同样,在任一给定的进汞饱和度条件下,相较于烘干岩样需要更大的进汞压力,即

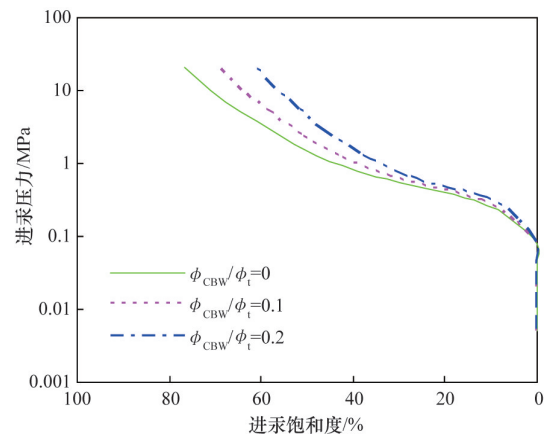
$$\frac{P'_c}{P_c} = \frac{\frac{2\alpha \cos \theta}{r'}}{\frac{2\alpha \cos \theta}{r}} = \frac{r}{r'} = \left(1 - \frac{\phi_{CBW}}{\phi_t}\right)^{-\frac{1}{2}} \quad (2)$$

式中, P'_c 为校正后的进汞压力; P_c 为烘干岩样的进汞压力; α 为界面张力; θ 为润湿角; r 为总喉道半径; r' 为有效喉道半径。

黏土束缚水相对体积对压汞毛管压力曲线的影响如图2所示。图2(a)为依据式(1)和式(2)绘制出的进汞饱和度校正系数及进汞压力校正系数与黏土束缚水相对体积之间的关系曲线,可以看出,进汞饱和度的校正系数随黏土束缚水相对体积的增加呈线性减小;而进汞压力校正系数随黏土束缚水相对体积的增加呈曲线增加,当黏土束缚水相对体积增加到一定程度时,进汞压力校正系数增加趋于一定值。图2(b)为黏土束缚水相对体积分别为0、0.1、0.2时某一压汞毛管压力曲线形态的变化,可以看出,在进汞饱和度逆向坐标刻度下,压汞毛管压力曲线是随着黏土束缚水相对体积的增加而向右边偏移。



(a) 相对体积与校正系数的关系



(b) 相对体积对曲线形态的影响

图2 黏土束缚水相对体积对压汞毛管压力曲线的影响

Fig. 2 Effect of clay bound water volume on the mercury injection capillary pressure curve

由于压汞毛管压力曲线校正的关键是黏土束缚水相对体积的确定,而该参数很难从实验准确测量得到,为此,需要通过一种方法将黏土束缚水相对体积转化为实验容易测量的参数。

含油气泥质砂岩体积模型如图3所示。依据该模型将含油气泥质砂岩看成由砂岩骨架、干黏土和总孔隙度3部分组成^[13],其中总孔隙度 ϕ_t 可分为黏土束缚水孔隙度 ϕ_{CBW} 和有效孔隙度 ϕ_e 。同时依据Hill等^[14,15]提出的HSK方程,黏土束缚水与溶液矿化度、阳离子交换容量有关。HSK方程为

$$\frac{\phi_{CBW}}{\phi_t} = \left(0.6425S^{-\frac{1}{2}} + 0.22 \right) Q_e \quad (3)$$

式中, S 为溶液矿化度, g/L; Q_e 为阳离子交换容量, mmol/mL。

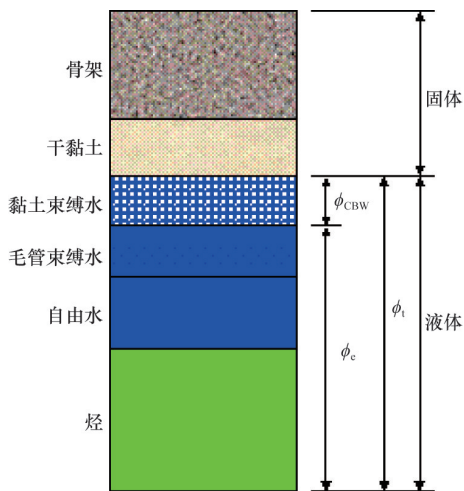


图3 含油气泥质砂岩体积模型

Fig. 3 Shaly sandstone volume model

通过式(3)可知,黏土束缚水相对体积是溶液矿化度和阳离子交换容量的函数,当岩石的阳离子交换容量一定时,溶液矿化度越高,黏土束缚水相对体积越小,如图4所示。

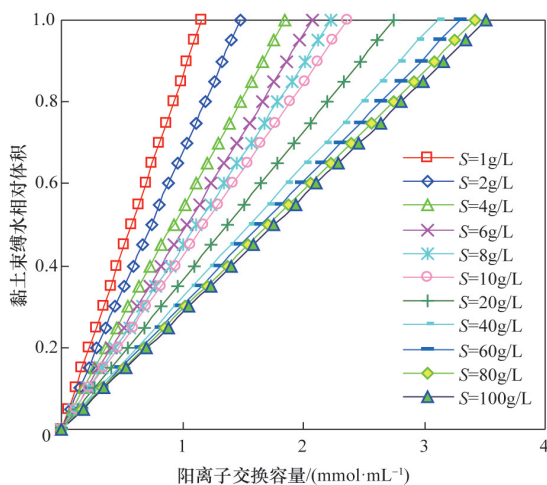


图4 黏土束缚水相对体积与溶液矿化度及阳离子交换容量的关系

Fig. 4 Clay bound water relative volume vs. cation exchange capacity with different values of solution salinity

将式(3)分别代入式(1)和式(2),即在已知岩石溶液矿化度和阳离子交换容量时,可对压汞毛管压力曲线进行校正。

2 实验测量

选取某区域地层6块泥质砂岩岩样,岩样渗透率为 $0.67 \times 10^{-3} \sim 3057.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

首先,进行半渗透隔板毛管压力曲线测量。将岩样放在隔板上,利用抽真空方法在岩样两端建立驱替压差,把润湿相液体(水,溶液矿化度8 g/L)从某些孔隙中驱替出来所需的压力等于这些孔隙的毛管压力,驱替过程中毛管压力平衡时可测得岩样中相应的润湿相饱和度,用一系列毛管压力值和润湿相饱和度值作图可得到半渗透隔板毛管压力曲线。

然后,对同一岩样进行压汞毛管压力曲线测量。将岩样烘干,把非润湿相汞注入岩样,如果对汞施加的压力大于或等于孔隙喉道的毛管压力时,汞克服毛管阻力进入孔隙,根据进汞的孔隙体积分数和对应压力,即可得到毛管压力与岩样含汞饱和度的关系曲线,称之为压汞毛管压力曲线。

最后,取部分岩样碾碎,进行湿式的化学阳离子交换容量实验,测量阳离子交换容量值。

表1为6块岩样经实验测量获得的基本参数,包括岩样的总孔隙度(ϕ_t)、渗透率(K)和阳离子交换容量(Q_e)。6块岩样的半渗透隔板毛管压力曲线和压汞毛管压力曲线如图5所示。

表1 岩样测量基本参数

Table 1 Basic parameters of samples

岩样编号	深度 /m	层位	岩性	ϕ_t /%	K / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	Q_e / (mmol · mL ⁻¹)
1#	1587.570	K ₁ h ₃	泥质砂岩	25.630	121.510	0.581
2#	1161.900	K ₁ h ₂	泥质砂岩	31.650	117.190	0.105
3#	1304.200	K ₁ h ₂	泥质砂岩	31.300	1576.990	0.479
4#	1416.330	K ₁ h ₂	泥质砂岩	30.850	3057.190	0.451
5#	2216.000	J ₂ x	泥质砂岩	15.460	3.990	0.103
6#	2128.130	J ₂ x	泥质砂岩	13.940	0.670	0.339

3 校正对比分析

联合式(1)、式(2)和式(3),在已知溶液矿化度和阳离子交换容量参数值时,对上述6块岩样的压汞毛管压力曲线进行校正,并将校正的压汞曲线转化成油藏条件下的油-水系统方程,即

$$\frac{(P_c)_{\text{Hg-a}}}{(P_c)_{\text{o-w}}} = \frac{\sigma_{\text{Hg-a}} \cos \theta_{\text{Hg}}}{\sigma_{\text{o-w}} \cos \theta_{\text{o}}} \quad (4)$$

对于空气-汞系统, $\sigma=0.0048 \text{ N/cm}$, $\theta=140^\circ$; 对于油-水系统, $\sigma=0.0003 \text{ N/cm}$, $\theta=30^\circ$ 。

然后与半渗透隔板毛管压力曲线(同样转化为油-水系统)相比较,验证校正方法的可靠性。

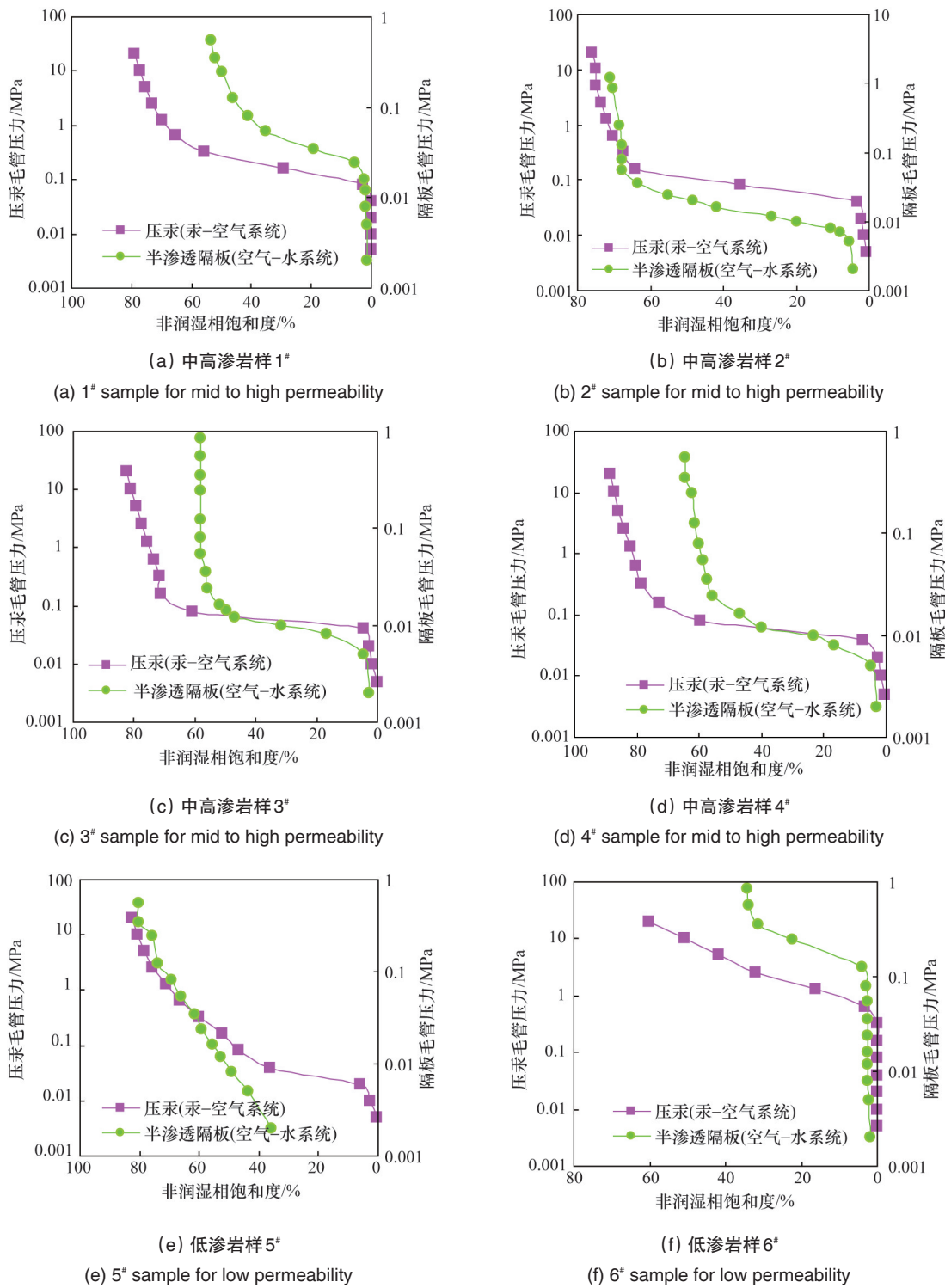


图5 半渗透隔板法和压汞法的毛管压力曲线测量结果

Fig. 5 Capillary pressure curves of the semi-permeable membrane and mercury injection

油-水系统下半渗透隔板毛管压力曲线、未校正压汞毛管压力曲线以及校正后压汞毛管压力曲线对比如图6所示。可以看出,对于中-高渗岩样(1[#]、2[#]、3[#]、4[#]),未校正的压汞毛管压力曲线与半渗透毛管压力曲线在形态上存在一定差异,校正后的压汞毛管压力曲线与半渗透隔板毛管压力曲线基本一致,表明校正后的压汞毛管压力曲线能反映油藏实际孔

隙结构。对于低渗岩样(5[#]、6[#]),在非润湿饱和度逆向坐标下,半渗透隔板毛管压力曲线在压汞毛管压力曲线的左边,这种形态与第2节阐述的规律不符,导致这一现象的原因可能是低渗透岩样,半渗透隔板毛管压力曲线存在测量误差,因此对于低渗透岩样不适合用本文提出的方法进行校正。

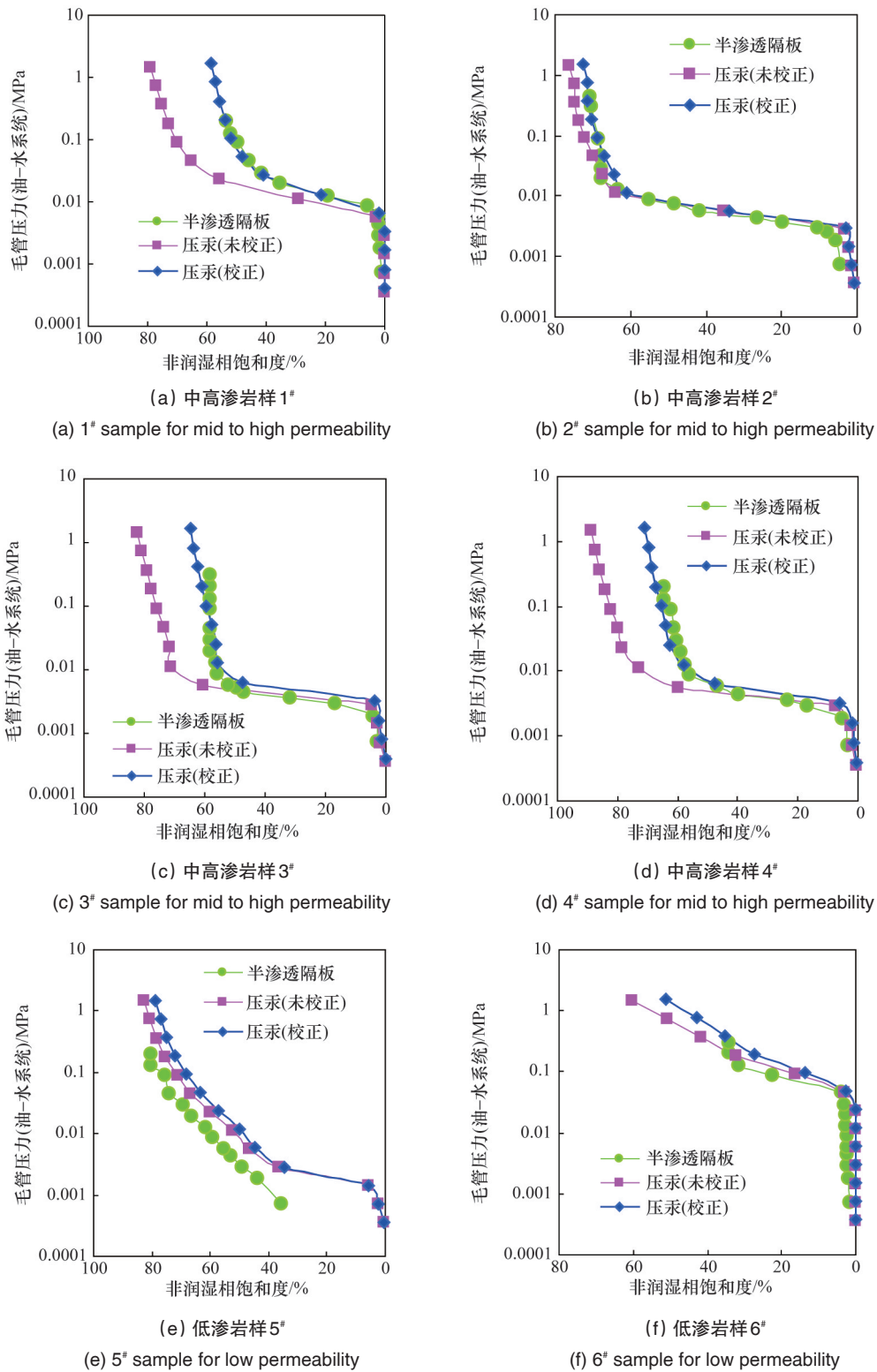


图6 压汞毛管压力曲线校正对比

Fig. 6 Mercury injection capillary pressure curve correction comparisons

4 结论

毛管压力曲线是研究储层孔隙结构最有效的方法之一。理论与实验证明,对于泥质砂岩储层,在低溶液矿化度

及高阳离子交换容量下,压汞毛管压力曲线不能反映实际油藏的孔隙结构。本文提出一种校正压汞毛管压力曲线的方法,并将校正结果与半渗透隔板毛管压力曲线进行对比分析

表明,对于中-高孔渗的泥质砂岩,压汞毛管曲线的校正达到了理想效果。研究成果对于合理利用压汞毛管压力曲线评价储层孔隙结构具有指导意义。

参考文献(References)

- [1] Frederique F, Gilles F, Christophe A, et al. Integrated rock-typing with capillary pressure curve clustering[C/OL]// SPE Middle East Oil and Gas show and Conference, Manama, Bahrain, 2013. [2013-09-12]. <http://www.onepetro.org/mslib/app/search.do>.
- [2] Shams M, Amal P, Khairy M, et al. Effect of capillary pressure on the numerical simulation of conventional and naturally fractured reservoirs [C/OL]// The North Africa Technical Conference, Cairo, Egypt, 2013. [2013-09-12]. <http://www.onepetro.org/mslib/app/search.do>.
- [3] Sami M, Mohamed A. A comparison between capillary and electrical properties of rock samples obtained at ambient conditions and reservoir conditions[C/OL]// The North Africa Technical Conference, Cairo, Egypt, 2013. [2013-09-12]. <http://www.onepetro.org/mslib/app/search.do>.
- [4] Nojabaei B, Johns R T, Chu L. Effect of capillary pressure on phase behavior in tight rocks and shales[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013(8): 281-289.
- [5] 李永胜, 章志锋, 刘学刚, 等. 利用毛管压力曲线分析姬源油田长6油层微观孔隙结构特征[J]. 石油化工应用, 2013, 32(2): 16-24.
Li Yongsheng, Zhang Zhifeng, Liu Xuegang, et al. Study microscopic pore structure characteristics of Chang 6 reservoir of Jiyuan oilfield by capillary curves[J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(2): 16-24.
- [6] 苏俊磊, 孙建孟, 王涛, 等. 应用核磁工作测井资料评价储层孔隙结构的改进方法[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2011, 41(S1): 380-386.
Su Junlei, Sun Jianmeng, Wang Tao, et al. An improved method of evaluating reservoir pore structure with nuclear magnetic log data[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2011, 41(S1): 380-386.
- [7] 运华运, 赵文杰, 周灿灿, 等. 利用 T_2 分布进行岩石孔隙结构研究[J]. 测井技术, 2002, 26(1): 18-21.
Yun Huayun, Zhao Wenjie, Zhou Cancan, et al. Researching rock pore structure with T_2 distribution[J]. Well Logging Technique, 2002, 26(1): 18-21.
- [8] Xiao L, Zhang W. A new method to construct reservoir capillary pressure curves using NMR log data and its application[J]. Applied Geophysics, 2008, 5(2): 92-98.
- [9] 陈杰, 周改英, 赵喜亮, 等. 储层岩石孔隙结构特征研究方法综述[J]. 特种油气藏, 2005, 12(4): 11-14.
Chen Jie, Zhou Gaiying, Zhao Xiliang, et al. Overview of study methods of reservoir rock pore structure [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2005, 12(4): 11-14.
- [10] 中国石油勘探与生产公司. 低阻油气藏测井识别评价方法与技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
Petrochina E&P Company. Low resistivity oil/gas reservoirs log identification method and technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [11] 欧阳健, 毛志强, 修立军, 等. 测井低对比度油层成因机理与评价方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
Ouyang Jian, Mao Zhiqiang, Xiu Lijun, et al. Log low contrast reservoir genetic mechanism and evaluation method[M]. Log low contrast reservoir genetic mechanism and evaluation method[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [12] Juhasz I. The central role of Q_v and formation-water salinity in the evaluation of shaly formations[C/OL]// SPWLA 20th annual logging symposium, Corpus, TX, 1979.
- [13] 楚泽涵, 高杰, 黄隆基, 等. 地球物理测井方法与原理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
Chu Zhehan, Gao Jie, Huang Longji, et al. Geophysic logging methods and principles[M]. Geophysic logging methods and principles[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [14] Hill H J, Shirley O J, Klein G E. Bound water in shaly sands-its relation to Q_v and other formation properties [J]. The Log Analyst, 1979(5/6): 3-19.
- [15] Martin P, Dacy J. Effective Q_v by NMR core tests[C]. SPWLA 45th Annual Logging Symposium, Houston, TX, 2004.

(责任编辑 韩星明)

·学术动态·



2013年度中国科协学术自由研究课题结题会召开

2013年11月25日,中国科协学会学术部在北京组织召开2013学术交流课题结题会,来自科技部、中国科学院、北京社会科学院、清华大学教授、北京大学、东北大学等单位的专家组成专家组,对2013年立项的“学术自由的若干理论研究”、“国内外学术自由比较研究”、“建立符合国家创新战略发展需求的学术自由保障体系研究”课题进行结题验收。中国科协学会学术部副部长刘兴平主持会议。

根据贯彻落实中央6号文件任务分工,中国科协与科技部共同承担出台《关于加强学术自由探究、营造良好创新氛围的若干意见》的任务。为了解我国在保障学术自由方面的历史演变、现状趋势以及重点难点问题,探究我国发展学术自由与创新文化的基本规律,为制定学术自由相关政策提供理论依据,中国科协学会学术部组织了3项课题研究。

详见中国科协网 <http://www.cast.org.cn/n35081/n35533/n38575/15254067.html>。