

相对渗透率、毛管压力及电阻率指数相关性

马东¹, 张坤¹, 胡君城², 李贺辉³, 马龙⁴, 唐唐⁵

(1. 长江大学石油工程学院, 湖北武汉 430100; 2. 中国石油长城钻探工程有限公司, 辽宁盘锦 124010; 3. 中国石油新疆油田公司陆梁油田作业区, 新疆克拉玛依 834000; 4. 中国石油渤海钻探钻井技术服务分公司, 天津 300280; 5. 中国石油西南油气田公司, 四川成都 610000)

摘要:毛管压力、相对渗透率和电阻率指数是描述储集层物性及表征储集层中多相渗流特征的重要参数。由于现行的毛管压力和相对渗透率测试方法存在着耗时长、仪器精度要求高和实验条件易受到制约等诸多问题, 因此获取毛管压力和相对渗透率数据具有一定难度。基于毛细管模型和阿尔奇公式, 研究了毛管压力、相对渗透率和电阻率指数三者之间的相关性, 建立了三者之间的转换模型。通过岩电实验对转换模型的准确性进行了验证。结果表明, 通过转换模型计算得到的毛管压力和相对渗透率数据和实验实测数据非常接近。通过本文的方法, 能够通过电阻率数据计算毛管压力和相对渗透率, 可以使得毛管压力和相对渗透率数据的获取更加便捷和多元化。

关键词:关联性; 毛管压力; 电阻率指数; 相对渗透率; 储层

中图分类号: TE135

文献标识码: A

Correlation between relative permeability, capillary pressure and resistivity index

Ma Dong¹, Zhang Kun¹, Hu Juncheng², Li Hehui³, Ma Long⁴, Tang Tang⁵

(1. Petroleum Engineering College, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. The Great Wall Drilling Company, PetroChina, Panjing, Liaoning 130000, China; 3. Luliang Operation Area of Xinjiang Oilfield Company Ltd., PetroChina, Kelamayi, Xinjiang 834000, China; 4. Bohai Drilling Service Company, PetroChina, Tianjin 300280, China; 5. Southwest Oil & Gasfield Company Ltd., PetroChina, Chengdu, Sichuan 610000, China)

Abstract: Parameters such as capillary pressure, relative permeability and resistivity index are important to describe reservoir properties and multiphase fluid flow characteristics in reservoirs. However, the relative permeability and capillary pressure could not be easily measured through experiments which are often time-consuming, demanding in instrument precision, and restricted by subjective conditions. The study discussed the correlation among capillary pressure, relative permeability and resistivity index based on the capillary tube model and Archie equation, and in turn built a transformation model among the three parameters. Besides, the accuracy of the transformation model was verified by rock-electrical property experiment. The results show that the relative permeability and the capillary pressure calculated with the transformation model are very close to that measured through in-situ experiments. The method proposed in this study can effectively calculate the relative permeability and capillary pressure with resistivity data, making it easier to figure out the two parameters.

Key words: correlation, capillary pressure, resistivity index, relative permeability, reservoir

利用毛管压力和相对渗透率曲线可以确定储层物性参数、认识储层油水分布关系、计算储层多相渗流能力。研究毛管压力和相对渗透率曲线对于油田开发参数计算、动态分析及油藏数值模拟等方面具有重要的意义。

目前毛管压力和相对渗透率数据主要是通过室内实验获取。其中相对渗透率测试方法则主要分为稳态法和非稳态法^[1-2], 稳态法测试耗费周期长, 且对仪器精度有着较高的要求, 而非稳态法本身还存在一定争议且数据处理较为复杂。毛管压力测试方法主要有

收稿日期: 2017-12-19; 修订日期: 2018-10-18。

第一作者简介: 马东(1984—), 男, 博士、副教授, 油层物理和油藏工程。E-mail: madong@yangtzeu.edu.cn。

基金项目: 中国石油科技创新基金项目(2018D-5007-0208)。

压汞法、隔板法和离心机法^[3-4],压汞法测得的毛管压力曲线并不能代表油藏条件下的油水系统的毛管压力曲线,且水银有毒,对人体有害;隔板法测试时间较长,难以满足矿场测试的需求;而离心法测试压力范围较小且设备较为复杂。总而言之,现有的毛管压力和相对渗透率数据测试方法都或多或少存在着一些问题。

电阻率指数是电测井方法中一个重要参数,利用电阻率指数可以获取岩石中油水饱和度^[5-6]。同时电阻率指数获取较为容易,因为电法测井会生成大量的测井数据,而且室内岩心导电实验流程也较为简单。因此,如果能够建立毛管压力、相对渗透率和电阻率指数三者之间的转换模型,即能从3个参数之中的某一个参数直接获取另外两个参数,特别是如果能从电阻率指数中直接获取毛管压力和相对渗透率曲线,则可以使得毛管压力和相对渗透率曲线的获取更加便捷和多元化,同时还可以对现有毛管压力和相对渗透率数据加以验证和补充,这对于油田的高效生产和管理等各方面有着重要的意义和作用。

1 转换模型的推导和分析

1.1 电阻率指数-相对渗透率转换模型

笔者通过建立导电-渗流毛细管模型,同时引入了迂曲度概念并考虑束缚水饱和度对渗流的影响,推导了一种从电阻率数据中计算相对渗透率数据的新方法^[7-9],并通过现有文献数据和实验数据对该方法的准确性进行了验证,结果表明该方法具有较高的计算精度^[7-8]。该方法计算公式如下:

$$K_{rw} = \frac{S_w^3}{IS_w} \quad (1)$$

$$K_{rmw} = (1 - S_{w*})^2 (1 - K_{rw}) \quad (2)$$

$$S_{w*} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (3)$$

$$I = \frac{R_w}{R_o} = S_w^{-n} \quad (4)$$

式中: K_{rw} 为湿相(导电相,如水相)相对渗透率,无量纲; K_{rm} 为非湿相相对渗透率,无量纲; S_w 为含水饱和度,%; S_{w*} 为修正含水饱和度,%; S_{wi} 为束缚水饱和度,%; I 为电阻率指数,无量纲; n 为阿尔奇公式中的含水饱和度指数,无量纲; R_o 为岩心100%饱和水时的电阻率, $\Omega \cdot m$; R_w 为岩心某一含水饱和度时的电阻率, $\Omega \cdot m$ 。

1.2 毛管压力-相对渗透率转换模型

Purcell很早就提出了从毛管压力数据中计算相对渗透率的方法^[10]:

$$K_{rw} = \frac{\int_0^{S_w} dS_w / p_c^2}{\int_0^1 dS_w / p_c^2} \quad (5)$$

公式(5)中 p_c 为毛管压力,MPa。Brooks和Corey引入了无因次毛管压力概念,其表达式如下^[11]:

$$p_{cd} = \frac{p_c}{p_e} = (S_{w*})^{-\frac{1}{\lambda}} \quad (6)$$

式中: p_{cd} 为无因次毛管压力,无量纲; p_e 为门槛压力,MPa; λ 为孔径分布参数,无量纲。将公式(6)带入到公式(5)中可得^[12]:

$$K_{rw} = \frac{S_{w*}}{p_{cd}^2} \quad (7)$$

公式(7)即为湿相相对渗透率和无因次毛管压力之间的关系。

1.3 毛管压力-电阻率指数转换模型

联立公式(1)和公式(7),便可以得到无因次毛管压力和电阻率指数两者之间的关系式:

$$p_{cd} = \frac{\sqrt{IS_w}}{S_{w*}} \quad (8)$$

1.4 转换模型的讨论和分析

公式(1),(2),(7)和(8)构成了相对渗透率、无因次毛管压力及电阻率指数三者之间转换模型(图1)。需要指出的是,本文所建立的3个参数之间的转换模型并不是简单的经验模型。转换模型是建立在理想岩石物理模型的基础上,并考虑了实际岩石中迂曲度参数,最后结合泊肃叶定律、阿尔奇公式等相关理论而得到^[7-9]。因此,本文所建立的转换模型具有一定的理论依据。

另外需要说明的是,相对渗透率、无因次毛管压力及电阻率指数三参数都受到诸多因素的影响,如岩石的孔隙结构和流体性质等,而本文推导的转换模型从表观上看起来较为简单,似乎没有考虑上述因素的影响,但事实上这些影响因素都能够反映在“三参数”和“含水饱和度”参数中,这是因为当岩石的孔隙结构或流体性质发生改变时,此时不仅“三参数”会发生相应的改变,同时也会影响着润湿相和非润湿相两相的分布以及相应饱和度的大小,显然此时修正含水饱和度 S_{w*} 也会发生相应变化。

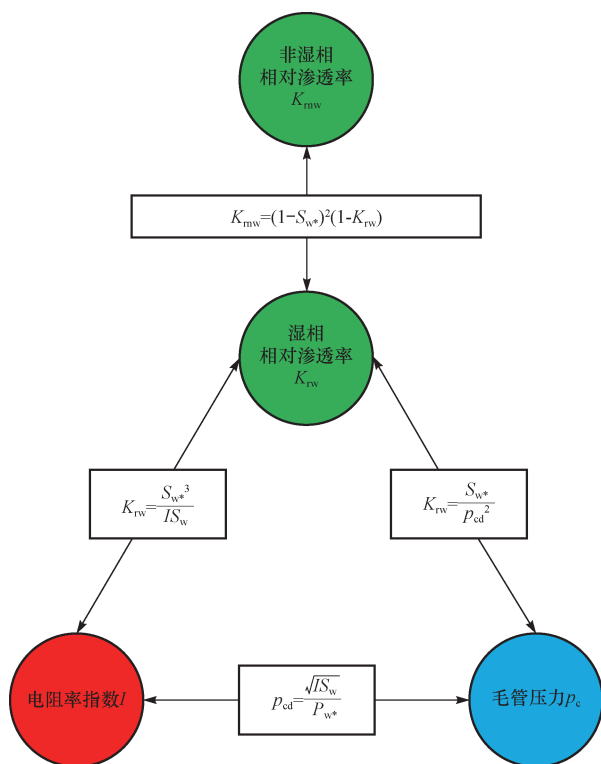


图1 相对渗透率、毛管压力及电阻率指数三者之间转换模型

Fig. 1 Transformation model among relative permeability, capillary pressure and resistivity index

此外,尽管渗透率、电阻率和毛管压力单位虽然各不相同,但三者都是关于含水饱和度的函数,且在某一含水饱和度时,三者则可以分别转换为图1所对应的无因次当量——相对渗透率、电阻率指数和无因次毛管压力,此时三者之间并不存在单位制换算问题。

2 转换模型的实验验证及讨论

2.1 实验方案设计

为了验证转换模型的计算准确性,我们通过实验数据来进行验证。需要指出的是,“三参数”和实验条件密切相关,当压力、流速及围压等实验条件发生改变时,测得的“三参数”也会随之而改变,因此,“三参数”应该在同一实验条件下测得。但事实上“三参数”并不能通过同一实验而同时测量得到,最多只能同时测量其中的两个参数,如相对渗透率和电阻率可以通过岩心驱替实验同时测量,毛管压力和电阻率可以通过半渗透隔板法实验同时测量,而毛管压力和相对渗透率则不能通过同一实验而同时获取。

为此,开展了两类不同的实验来对本文提出的“三参数”转换公式进行验证。第一类实验是相对渗透

率-电阻率联测油水驱替实验,用来验证公式(1)和(2)的正确性。该实验在传统岩心夹持器上安装电阻率测试仪,可以同时测定和计算得到不同含水饱和度下的相对渗透率和电阻率^[7]。测试方法为非稳态法,使用100%饱和氯化钠盐水时的水相渗透率作为基准渗透率。实验所用岩心为江汉油田天然岩心,岩心渗透率、孔隙度等物性参数如表1所示,实验温度为25℃,实验用水为氯化钠盐水,矿化度为20 000 mg/L,在25℃条件下电阻率为0.114 Ω·m;实验用油粘度为2.5 mPa·s,在25℃条件下其电阻率非常大,几乎不导电。

第二类实验是通过半渗透隔板法来测量气水两相的毛管压力,同时在岩心两端加装电阻率测试仪,这样可以达到同时测量毛管压力和电阻率的目的^[9],从而验证公式(8)的正确性。本次实验所用六块岩心均为天然砂岩岩心,其岩心渗透率、孔隙度等物性参数如表1所示。实验温度为25℃,实验所用气体为氮气,所用模拟地层水矿化度为8 000 mg/L。

2.2 相对渗透率和电阻率指数之间的转换关系验证

图2为油水驱替实验中4块不同岩心的实测相对渗透率和由转换模型[公式(1)和(2)]计算得到的相对渗透率对比图,从图2可以看出:由转换模型计算得到的水相相对渗透率和实测渗透率数据非常接近,水相相对渗透率的拟合系数都在0.94以上;而油相相对渗透率的拟合效果要略差于水相相对渗透率的拟合效果,且由电阻率数据换算得到的油相相对渗透率要大于实测值。总的来说,实测相对渗透率和由转换模型计算的相对渗透率数据较为吻合。

表1 岩心物性参数

Table 1 Physical properties of sampled cores

实验类型	岩心编号	岩心直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	S _{wi} /%
油水驱替实验	JH-1	2.512	5.642	29.11	1.180	31.02
	JH-2	2.514	5.745	10.42	4.032	10.53
	JH-3	2.526	5.435	18.26	1.044	14.23
	JH-4	2.537	4.974	21.25	3.405	15.81
半渗透隔板法	L1	2.555	5.151	27.30	1.604	22.00
	L5	2.535	6.439	20.70	1.133	22.00
	L6	2.547	6.890	26.80	0.654	21.30
	L7	2.566	7.063	26.61	0.620	23.40
	L8	2.548	6.737	23.53	0.093	27.50
	L9	2.540	6.888	29.26	1.024	16.00

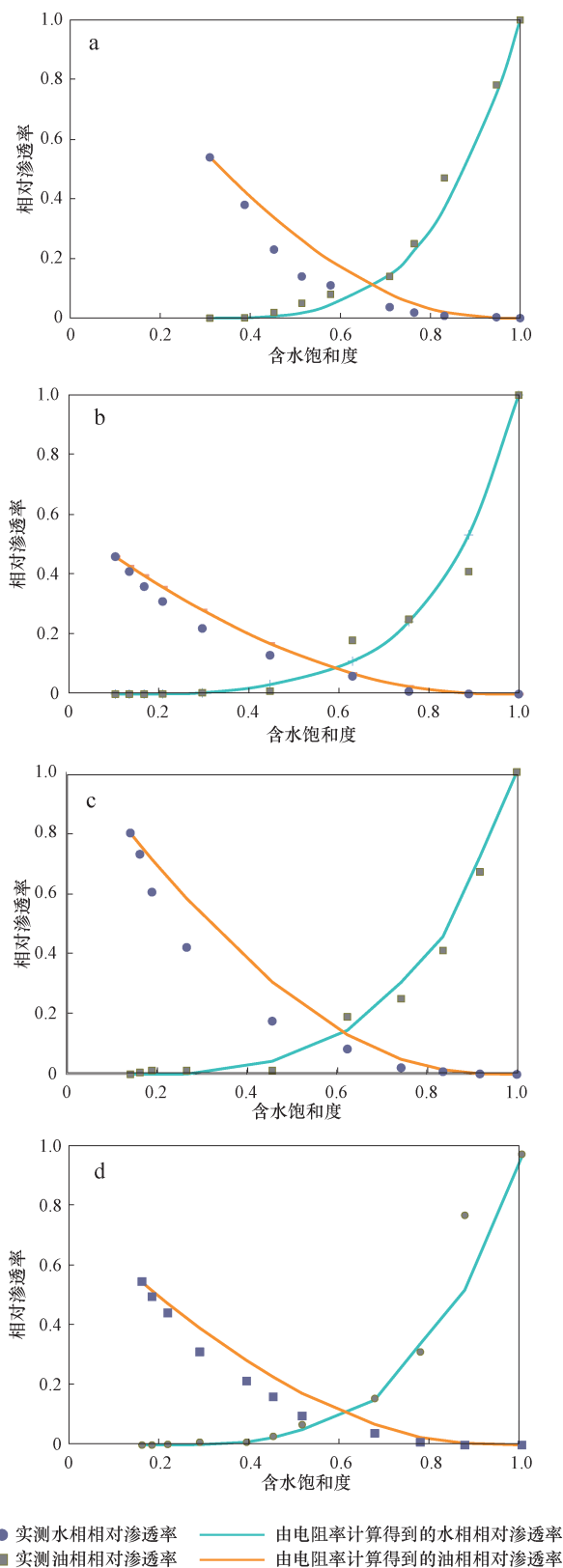


图2 实测相对渗透率和由电阻率计算的相对渗透率对比(JH1-4号岩心)

Fig. 2 Comparison between the measured relative permeability and that calculated by resistivity

a. JH-1 岩心 b. JH-2 岩心; c. JH-3 岩心 d. JH-4 岩心

2.3 毛管压力和电阻率指数之间的转换关系验证

图3为半渗透隔板法实验测得的毛管压力和由转换模型[公式(8)]计算得到的毛管压力对比图,从图中可以看出,毛管压力和 $(IS_w)^{1/2}/S_{w*}$ 呈现出明显的直线关系,从拟合效果来看,6块岩心的拟合回归系数都在0.9以上,说明由电阻率计算得到的毛管压力和实测毛管压力较为接近,这也充分说明了公式(8)的正确性。

2.4 相对渗透率和毛管压力之间的转换公式验证

尽管毛管压力和相对渗透率数据可以通过不同的实验方法而测得,但根据前文的分析,由于实验条件的差异,不同实验方法测得的毛管压力和相对渗透率数据并不能用来验证公式(7)的准确性。

但可以通过间接法来验证公式(7)的正确性。其思路如下:由转换模型可知,相对渗透率既可以利用电阻率指数[公式(1)]获得,又可以利用毛管压力数据计算得到[公式(8)]。如果这两个公式都是正确的,那么两种方法计算得到的相对渗透率应该是相等的。因此,可以通过电阻率和毛管压力数据(可由半渗透隔板法同时测量得到)来分别计算相对渗透率,然后进行比较,从而判断相对渗透率和毛管压力之间的转换关系是否正确。

将前文中由半渗透隔板法同时测得的毛管压力和电阻率指数分别换算成相对渗透率,来进行对比分析,其结果如图4所示。从图4可以看出,分别由毛管压力和电阻率换算得到的相对渗透率十分接近,拟合结果充分说明了相对渗透率和毛管压力之间的转换关系的正确性。事实上, Li 和 Horne 也早已通过大量实验数据验证了公式(7)的正确性^[12]。

从以上3组实验数据的直接或间接验证结果来看,公式(1),(2),(7)和(8)都具有较好的拟合效果,这说明了本文所建立的相对渗透率、毛管压力及电阻率指数三者之间的转换模型的准确性。利用本文所构建的转换模型,可以简单快捷的从电阻率数据中换算得到毛管压力和相对渗透率数据,这种方法可以有效解决原有实验流程繁琐且受到诸多条件制约的问题,对于油田的生产和管理等各方面有着重要的意义和作用。

3 结论

1) 研究了相对渗透率、毛管压力和电阻率指数三

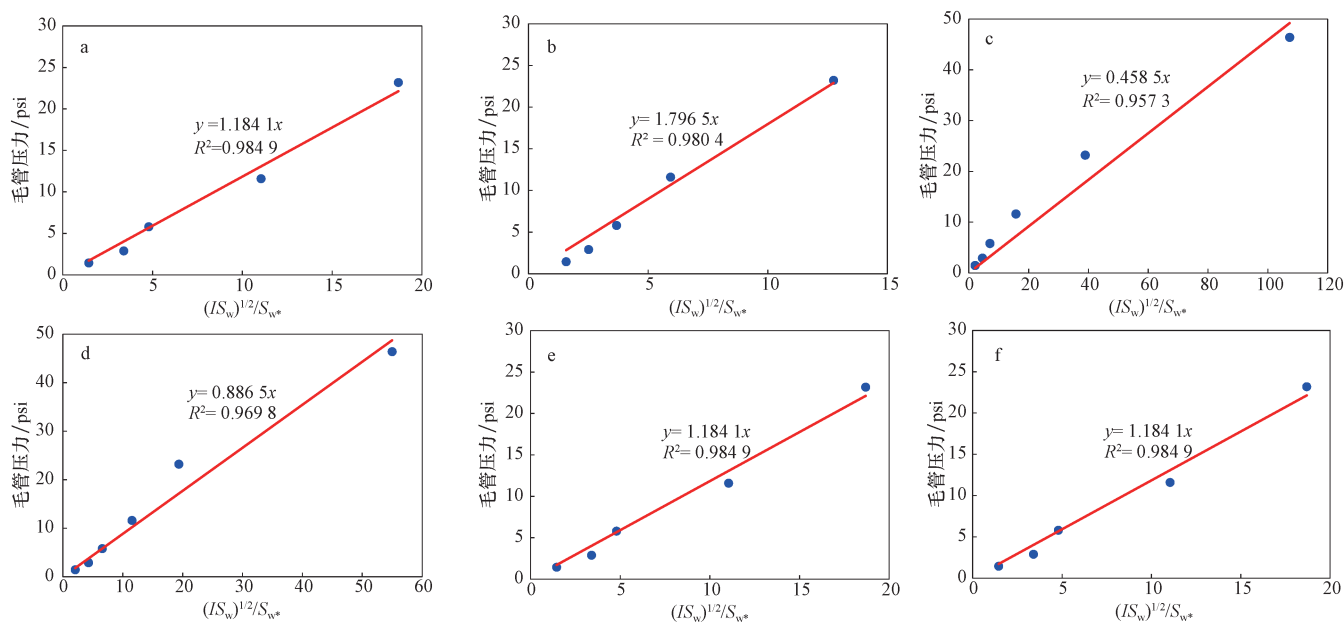


图3 实测毛管压力和由电阻率计算的毛管压力对比

Fig. 3 Comparison between the measured capillary pressure and that obtained by resistivity

a. L1 岩心; b. L5 岩心; c. L6 岩心; d. L7 岩心; e. L8 岩心; f. L9 岩心

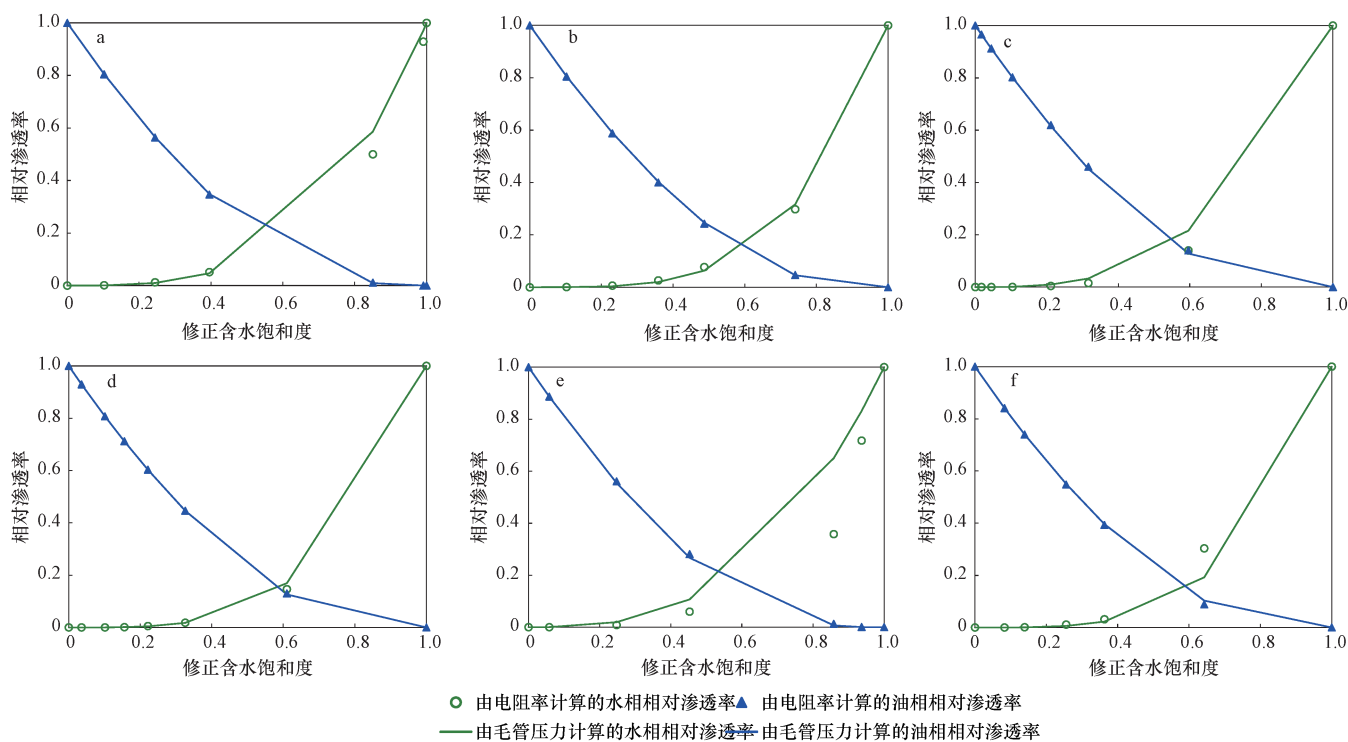


图4 由毛管压力和由电阻率计算的相对渗透率对比

Fig. 4 Comparison between the measured relative permeability and that obtained by resistivity

a. L1 岩心; b. L5 岩心; c. L6 岩心; d. L7 岩心; e. L8 岩心; f. L9 岩心

者之间的关系,并建立了三者之间的转换模型。通过转换模型,能够从电阻率数据中换算得到毛管压力和相对渗透率数据。

2) 通过3组实验数据验证了转换模型的计算精度。结果表明,本文所建立的相对渗透率、毛管压力及电阻率指数三者之间的转换模型具有较高的准确性。

参 考 文 献

- [1] 郭迎春,庞雄奇,陈冬霞,等. 致密砂岩气成藏研究进展及值得关注的几个问题[J]. 石油与天然气地质,2013,34(6):717-724.
Guo Yingchun, Pang Xiongqi, Chen Dongxia, et al. Progress of research on hydrocarbon accumulation of tight sand gas and several issues for concerns[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(6): 717-724.
- [2] 任晓霞,李爱芬,王永政,等. 致密砂岩储层孔隙结构及其对渗流的影响—以鄂尔多斯盆地岭油田长8储层为例[J]. 石油与天然气地质,2015,36(5):774-779.
Ren Xiaoxia, Li Aifen, Gong Yongzheng, et al. Pore structure of tight sand reservoir and its influence On percolation-Tacking the chang 8 reservoir in Maling oilfield in Ordos Basin as an examples[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 774-779.
- [3] 马东,刘昌为,徐海民,等. 利用岩电参数计算聚合物驱相对渗透率[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(1):118-123.
Ma Dong, Liu Changwei, Xu Haimin, et al. A new method for calculating relative permeability of polymer flooding based on core-electrical parameters[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(1): 118-123.
- [4] 杨超,李彦兰,徐兵祥,等. 油水相对渗透率曲线非线性优化校正新方法及其应用[J]. 石油与天然气地质,2013,34(3):394-399.
Yang Chao, Li Yanlan, Xu Bingxiang, et al. New nonlinear correction method of oil-water relative permeability curves and their application [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 394-399.
- [5] 陈田勇,毛鑫,刘仕银,等. 利用分形理论计算相对渗透率曲线—以南襄盆地双河油田核桃园组六油组为例[J]. 石油与天然气地质,2012,33(4):578-590.
Chen Tianyong, Mao Xin, Liu Shiyin, et al. Fractal theory-based calculation method of relative permeability curves—a case study from the Hetaoyuan Formation in Shuanghe oilfield, Nanxiang Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 578-581.
- [6] 杨清彦. 两相驱替相对渗透率研究[D]. 北京:中国地质大学(北京),2012:96-102.
Yang Qinyan. Study on relative permeabilities in condition of two-phase flooding [D] BeiJing: China University of Geosciences (Beijing), 2012:96-102.
- [7] 马东,吴华,曾鸣. 从电阻率数据中得到相对渗透率的新方法[J]. 石油与天然气地质,2015,36(4):695-700.
Ma Dong, Wu Hua, Zeng Ming. A new method for estimating relative permeability with resistivity data [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 695-700.
- [8] Ma D, Liu C, Cheng C. New relationship between resistivity index and relative permeability [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2015, 137(3): 032904.
- [9] Liu C, Li K, Ma D, Chen Y. More general relationship between capillary pressure and resistivity data in gas-water system [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 146: 505-514.
- [10] Purcell W R. Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom [J]. pet Petroleum Transaction Amie, 1949, 186(2): 39-48.
- [11] Li K. Interrelationship between resistivity index, capillary pressure and relative permeability [J]. Transport in Porous Media, 2011, 88(3): 385-398.
- [12] Li K W, Horne R N. Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water wet porous media [J]. Water Resources Research, 2006, 42(6): 285-293.

(编辑 张亚雄)