

从电阻率数据中得到相对渗透率的新方法

马东^{1,2}, 吴华³, 曾鸣⁴

(1. 长江大学 油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 武汉 430100; 2. 长江大学 石油工程学院, 湖北 武汉 430100;
3. 江汉油田勘探开发研究院, 湖北 武汉 433124; 4. 中海油服油田生产事业部, 天津 300452)

摘要: 相对渗透率是储层评价、油田开发和油藏数值模拟等方面的重要参数, 一般通过稳态和非稳态法来获取相对渗透率数据。由于相对渗透率实验所需周期长、成本高, 且条件较为苛刻, 因此获取相对渗透率数据具有一定难度, 而通过现场电阻率测井和室内实验则较为容易获取电阻率数据。本文通过毛细管束模型和阿尔奇电阻率公式, 并在引入迂曲度的情况下, 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。通过文献数据和实验数据对新方法的计算精度进行了验证。结果表明, 从电阻率数据得到的水相相对渗透率数据具有很高的精度。在缺少相对渗透率数据的情况下, 可以通过新方法从电阻率数据中估算水相相对渗透率。

关键词: 相对渗透率; 电阻率; 迂曲度; 毛细管束模型

中图分类号: TE31 **文献标识码:** A

A new method for estimating relative permeability with resistivity data

Ma Dong^{1,2}, Wu Hua³, Zeng Ming⁴

(1. Key Laboratory of Oil & Gas Resources and Exploration Technology, Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China;
2. Petroleum engineering College, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Qianjiang, Hubei 433124, China; 4. Production Management Department, CNOOC China Oilfield Services. Limited, Tianjin 300452, China)

Abstract: Relative permeability is a key parameter in reservoir description, oil & gas field development and numerical reservoir simulation. Steady-state and unsteady-state methods are often used for determining the parameter. However, the relative permeability can't easily be obtained through the experiments as they are often time-consuming, expensive, and sometimes require certain experimental conditions. In contrast, resistivity data are easy to get through laboratory measurements and well logging. This paper proposes a new method of getting relative permeability by using easily-obtained resistivity data through a combination of capillary tube model and Archie equation and introduction of tortuosity. The method was verified by data from the published literatures and experiment results. It shows that the relative permeability of water phase obtained through the method is highly comparable to that acquired through experiment method. So when relative permeability data are inadequate or unavailable, we can estimate the relative permeability of water phase by using the method based on resistivity data.

Key words: relative permeability; resistivity; tortuosity; capillary tube model

相对渗透率(相渗)是描述多相流体渗流时的重要参数,特别是在油田开发中,相对渗透率是研究油、水两相渗流的基础,是油田开发参数计算、动态分析以及数值模拟方面必不可少的重要资料^[1-2]。目前常用的相对渗透率测试方法主要为稳态法和非稳态法,但是稳态法测试耗费周期长,且对仪器精度有着较高的要求。而非稳态法测试虽然较为简单,但其本身还存在一定争议且数据处理较为复杂^[3-5]。此外对于特低

渗透率岩心而言,则很难通过相渗实验获取相渗数据。相对于相对渗透率数据的获取而言,电阻率数据获取则较为容易,因为电阻率测井方法应用较为普遍且室内岩心电阻实验也较为容易进行^[6-9]。

研究表明,电阻率和渗透率都是岩石的固有性质,都取决于岩石的成分以及孔隙结构。另外,阿尔奇电阻率指数和相对渗透率同时又都是含水饱和度的函数,总的来说,电阻率指数和相对渗透率具有极其相似

收稿日期:2015-03-10;修订日期:2015-05-20。

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

基金项目:国家油气重大专项(2011ZX05015-002);湖北省自然科学基金项目(2015CFB635);“油气资源与勘探技术”教育部重点实验室项目(K2014-05)。

的性质。因此,建立二者之间的关系对于研究油层物性参数、油田开发参数计算以及油藏数值模拟等方面而言具有重要的意义。

1 现有模型介绍

关于相对渗透率和电阻率指数之间的关联研究较少。李克文通过类比法将电阻率指数和相对渗透率相关联,并认为二者存在如下关系^[10]:

$$K_{rw} = \frac{1}{I} \quad (1)$$

式中: K_{rw} 为湿相(一般为水相)相对渗透率,无量纲; I 为电阻率指数,无量纲。

根据阿尔奇公式,电阻率指数和含水饱和度满足以下关系:

$$I = \frac{R_o}{R_w} = (S_w)^{-n} \quad (2)$$

式中: S_w 为含水饱和度,%; n 为含水饱和度指数,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, $\Omega \cdot m$ 。

从公式(1)和(2)可知当含水饱和度为0时,电阻率指数 I 应该趋向于无穷大,但是实际测井和电阻率实验中 I 并不是趋向于无穷大。因此李克文模型在公式(1)右侧添加了修正后的含水饱和度 S_{w*} 以确保公式(1)左右相等:

$$K_{rw} = S_{w*} \frac{1}{I} \quad (3)$$

$$S_{w*} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (4)$$

式中: S_{w*} 为修正含水饱和度,%。 S_{wi} 为束缚水饱和度,%。

公式(3)即为李克文推导的水相相对渗透率和电阻率指数关系模型,该计算方法具有简单方便的特点,但是通过该方法计算得到的相渗数据和实测相渗数据

存在着一定偏差,特别是水相相对渗透率值会比实测水相相对渗透率值大^[11]。

2 新方法的推导

2.1 水相相对渗透率的推导

采用毛细管束模型来描述流体在岩心中的运移和导电情况,假定理想岩石孔隙空间为等截面积毛细管束。岩石的横截面积和长度分别为 A 和 L ,当岩石100%饱和水时(图1a),此时毛细管中的水相实际渗流(导电)截面半径和面积分别为 r_a 和 A_a ,实际渗流长度为 L_a ;在两相渗流情况下,当岩石为某一含水饱和度 S_w 时(如图1b所示),水相渗流(导电)通道仍然保持毛细管形状,不过此时毛细管中的水相实际渗流(导电)截面半径和面积分别变为 r_w 和 A_w ,实际渗流长度变为 L_w 。

由泊肃叶定律可知:

$$Q = \frac{\pi r_a^4 \Delta p}{8 \mu L_a} \quad (5)$$

式中: Q 为流量, cm^3/s ;

μ 为水粘度, $mPa \cdot s$;

ΔP 为压差,0.1 MPa;

由达西公式可知:

$$Q = \frac{K_a A \Delta p}{\mu L} \quad (6)$$

式中: K_a 为岩心100%饱和水时的渗透率,即绝对渗透率, μm^2 。

根据等效原理可知,理想岩石和实际岩石两者流量应该相等,联立公式(5)和(6)则有:

$$K_a = \frac{L}{A} \frac{\pi r_a^2}{L_a} \frac{r_a^2}{8} \quad (7)$$

则同理可以得到某一含水饱和度 S_w 时的渗透率:

$$K_w = \frac{L}{A} \frac{\pi r_w^2}{L_w} \frac{r_w^2}{8} \quad (8)$$

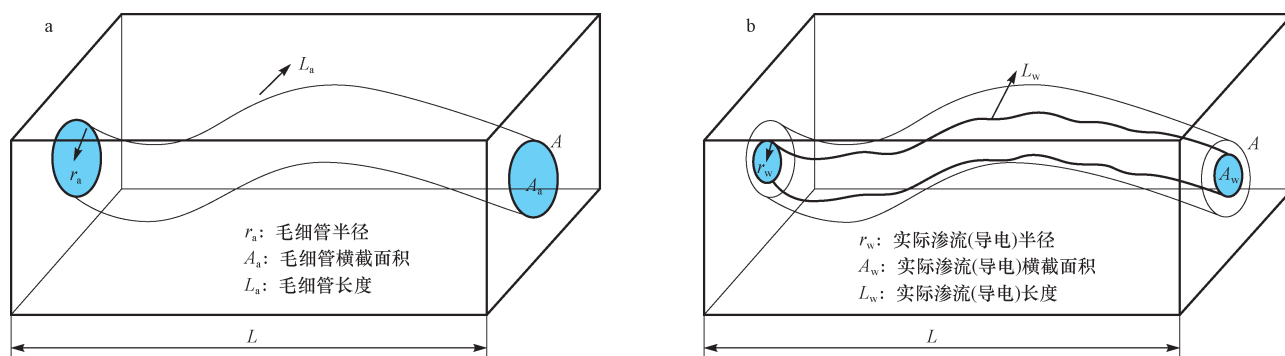


图1 岩石在不同含水饱和度下的渗流(导电)通道

Fig. 1 Fluid (electric) flow path in tortuous capillary tube at different water saturation

a. 100% 饱和水; b. 含水饱和度为 S_w

式中: K_w 为岩心为某一含水饱和度 S_w 时的渗透率, D。

用公式(8)除以公式(7)则可以得到含水饱和度和 S_w 下水相相对渗透率的计算公式:

$$K_{rw} = \frac{L_a}{L_w} \frac{\pi r_w^2}{\pi r_a^2} \times \frac{r_w^2}{r_a^2} \quad (9)$$

电阻指数 I 是某一含水饱和度 S_w 下的电阻率 R_w 与该岩石 100% 饱和地层水时的电阻率 R_o 的比值, 其实质为电流流经的有效路径和有效截面积的函数, 结合图 1 可知:

$$I = \frac{L_w}{L_a} \frac{\pi r_a^2}{\pi r_w^2} \quad (10)$$

另外由图 1 中的毛细管模型和真实岩石的含水体积关系可知:

$$AL\Phi = (\pi r_a^2) L_a \quad (11)$$

$$AL\Phi S_w = (\pi r_w^2) L_w \quad (12)$$

式中: Φ —岩石的孔隙度, %。

联立方程(11)和方程(12)可得:

$$\frac{r_w^2}{r_a^2} = S_w \frac{L_a}{L_w} \frac{L_a}{L} \quad (13)$$

将公式(10)和公式(13)带入到公式(9)中可以得到:

$$K_{rw} = \frac{1}{I} S_w \frac{L_a}{L_w} \frac{L_a}{L} \quad (14)$$

引入迂曲度概念, 其定义为岩石真实渗流长度和表观渗流长度的比值, 则公式 14 可以变化为:

$$K_{rw} = \frac{1}{I} S_w \frac{\tau_a}{\tau_w} \quad (15)$$

式中: τ_a —100% 饱和水时的迂曲度 ($\tau_a = L_a/L$), 无量纲;

τ_w —含水饱和度为 S_w 时的迂曲度 ($\tau_w = L_w/L$), 无量纲。

事实上不同含水饱和度下的迂曲度很难直接测量, 但是 Burdine 通过实验和分析后, 发现岩石在不同含水饱和度下的迂曲度存在以下关系^[12]:

$$\frac{\tau_a}{\tau_w} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (16)$$

因此, 将方程(16)带入到方程(15)中, 则可以得到新的关于水相相对渗透率和电阻率指数的关联公式:

$$K_{rw} = \frac{1}{I} S_w S_{w*} \quad (17)$$

公式(17)即为新推导的水相相对渗透率—电阻率指数模型, 该公式和公式(3)具有极为相似的表达形式, 这也表明水相相对渗透率和电阻率指数两者之间存在着一定关联。但是二者的推导方法截然不同: Li 模型是基于内比法, 并通过添加经验系数而得到; 而新方法则是基于理论模型推导而得出。

2.2 非湿相相对渗透率的推导

对于非湿相相对渗透率的计算, 则采用和 Li 模型

相同的近似计算方法, 即 Brooks-Corey 公式^[13]:

$$K_{rnw} = (1 - S_{w*})^2 (1 - K_{rw}) \quad (18)$$

公式(17)和(18)即为新推导的相对渗透率—电阻率指数模型。新方法考虑了束缚水饱和度的影响, 只要知道电阻率指数数据以及束缚水饱和度, 就可以计算相对渗透率。

3 新方法的验证

3.1 已发表文献数据的验证

为了验证新方法的计算精度, 我们选择已经发表的 Pirson 气水相渗实验数据^[9]来进行验证, 李克文^[14]同样也选择该文献数据进行 Li 模型验证。在该实验中, 相对渗透率和电阻率测试是在实验室中同时进行的。表 1 列出了 Pirson 实验中的孔隙度、渗透率和束缚水饱和度等岩心物性参数。

分别采用 Li 模型和新方法来估算 1—8 号岩心的相对渗透率数据, 并和实测实验数据进行了对比, 其结果如图 2 所示。可以看出: 根据 Li 模型计算得到的水相渗透率普遍存在着较实测渗透率偏大的问题, 而通过新方法计算得出的水相相对渗透率和实验数据则更为接近; 此外, 两种方法计算得到的气相相对渗透率差别不大, 且都小于实测渗透率值, 这可能是受到气体滑脱效应的影响, 造成实测气相相对渗透率有所偏大。

为了精确的描述和对比两种方法的拟合精度, 计算了两种方法的回归系数 R^2 值, 其定义如下:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i (k_{ri,m} - \overline{k_{ri,exp}})^2}{\sum_i (k_{ri,exp} - \overline{k_{ri,exp}})^2} \quad (19)$$

式中: $k_{ri,m}$ —计算得到的相对渗透率, 无量纲; $\overline{k_{ri,exp}}$ —实测相对渗透率平均值, 无量纲; $k_{ri,exp}$ —实测相对渗透率, 无量纲; i —数据个数, 该值大小取决于实验中实测有效数据个数; R^2 —为回归系数, 无量纲, 其值在 0 ~ 1, 越接近 1 表明拟合效果越好。

计算结果如表 2 所示: 可以看出, 只有在 2 号岩心中, Li 模型的水相渗透率拟合精度高于新方法的拟合精度, 而在其他岩心中, 无论是水相还是气相相对渗透率, 新方法的拟合精度明显要好于 Li 模型的拟合精度, 通过新方法得到的相对渗透率曲线明显和实验数据更为接近。

3.2 实验数据验证

为了进一步验证新计算方法的准确性, 进行了油驱水相相对渗透率和电阻率测试实验, 在实验中相对渗透率和电阻率测试同时进行, 以便更准确的比较。采用非稳态法进行相对渗透率测试, 并使用 100% 饱和氯化钠盐水时的水测渗透率作为基准渗透率。

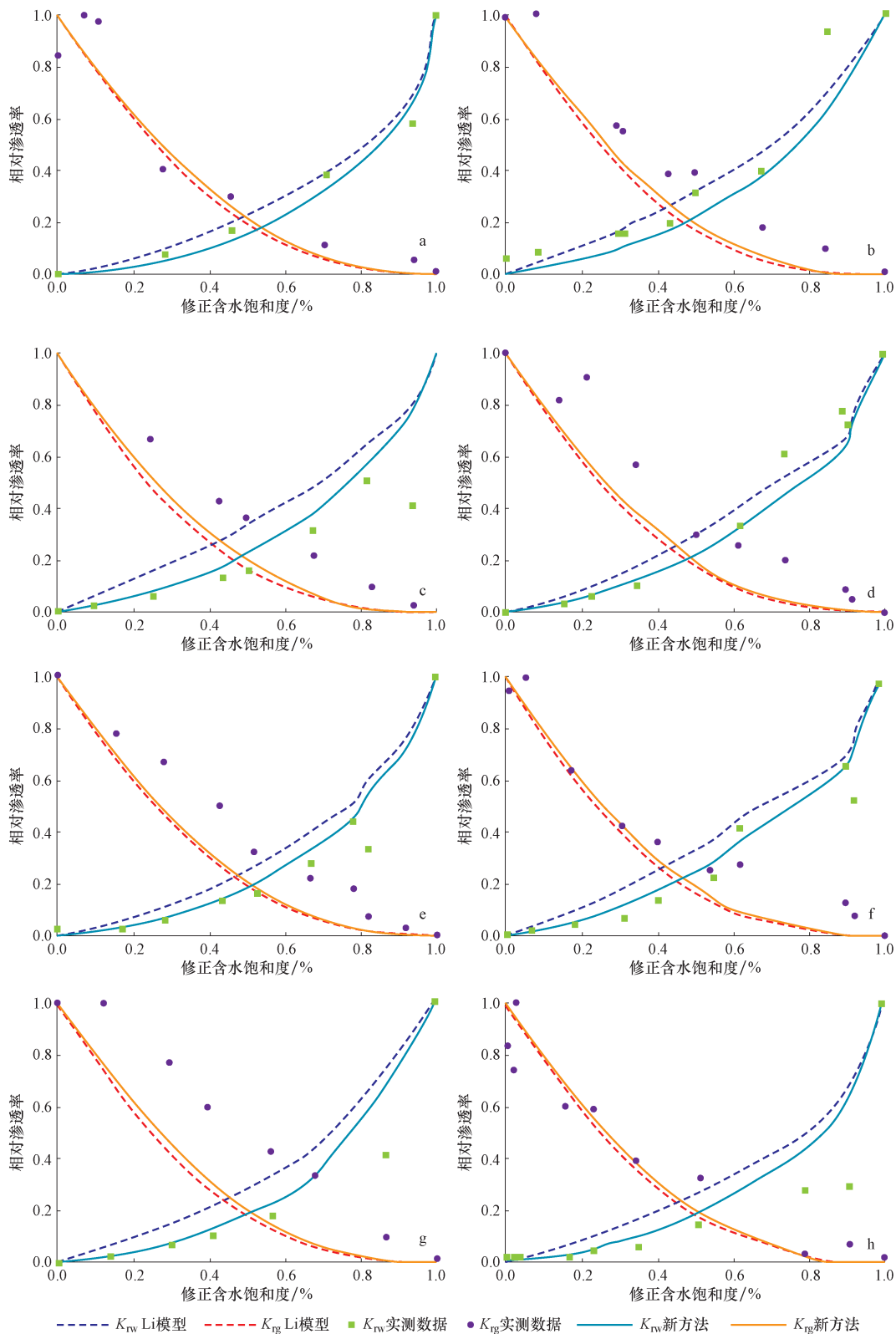


图 2 计算得到的相对渗透率和实测渗透率对比(Pirson 实验)

Fig. 2 Comparison between the estimated and measured relative permeability

a. 1 号岩心; b. 2 号岩心; c. 3 号岩心; d. 4 号岩心; e. 5 号岩心; f. 6 号岩心; g. 7 号岩心; h. 8 号岩心

实验岩心采用江汉油田天然岩心,岩心渗透率和孔隙度等物性参数如表 3 所示。实验温度为 25 ℃,实验用水为氯化钠盐水,矿化度为 20×10^3 mg/L,在 25 ℃ 条件下电阻率为 $0.114 \Omega \cdot \text{m}$;实验用油粘度为 $2.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,在 25 ℃ 条件下其电阻率非常大,几乎不导电。

图 3 为电阻率测试实验结果,可以看出,电阻率指数和含水饱和度在双对数坐标上呈现良好的直线关系,且四张图中的拟合系数都在 0.96 以上,说明电阻率指数拟合效果较好,其随含水饱和度变化规律符合阿尔奇公式。

表 2 回归系数计算结果 (Pirson 实验)

Table 2 Fitting coefficients R^2 of different models

岩心编号	水相相对渗透率回归系数		气相相对渗透率回归系数	
	Li 模型	新方法	Li 模型	新方法
1	0.983	0.987	0.919	0.925
2	0.932	0.891	0.820	0.867
3	0.655	0.816	0.833	0.877
4	0.957	0.961	0.793	0.827
5	0.872	0.944	0.836	0.862
6	0.873	0.933	0.896	0.915
7	0.768	0.902	0.420	0.510
8	0.709	0.808	0.905	0.911

表 3 实验天然岩心物性参数

Table 3 Physical properties of natural core samples

岩心编号	孔隙度	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	$S_{wi}/\%$	残余水饱和度下的 油相相对渗透率
JH-1	0.29	1180	0.310	0.548
JH-2	0.10	40	0.105	0.460
JH-3	0.18	104	0.142	0.798
JH-4	0.21	340	0.158	0.562

图 4 为 JH-1 岩心实测相对渗透率图与由两种方法计算得到的相对渗透率图。从两图中可以看出,两种方法计算得到的水相相对渗透率和实测水相相对渗透率差别不大,而油相相对渗透率存在着一定偏差。为此,对计算得到的油相相对渗透率进行了系数修正,通过乘以系数修正后,使得在残余水(束缚水)饱和度

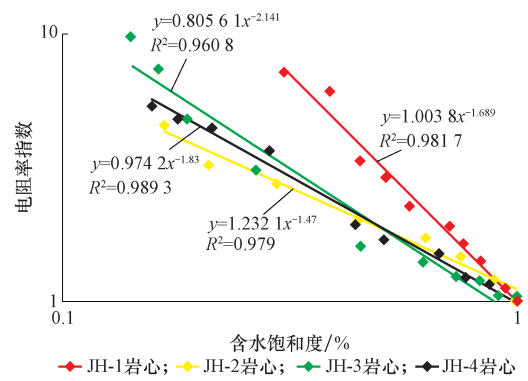


图 3 电阻率指数测试结果

Fig. 3 Test results of resistivity index of different core samples

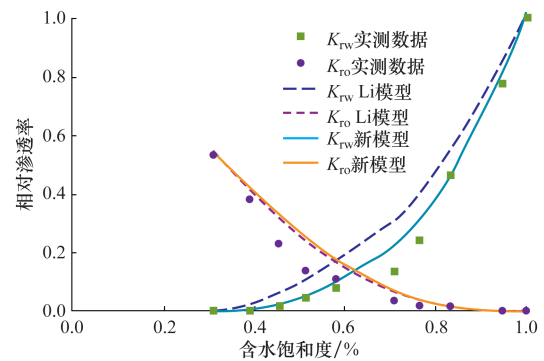


图 4 实测相对渗透率和计算得到渗透率 (JH-1 岩心)

Fig. 4 Measured relative permeability and relative permeability obtained through the proposed model (JH-1 core)

下由计算得到的油相相对渗透率值和实测油相相对渗透率值相等(图 5a)。

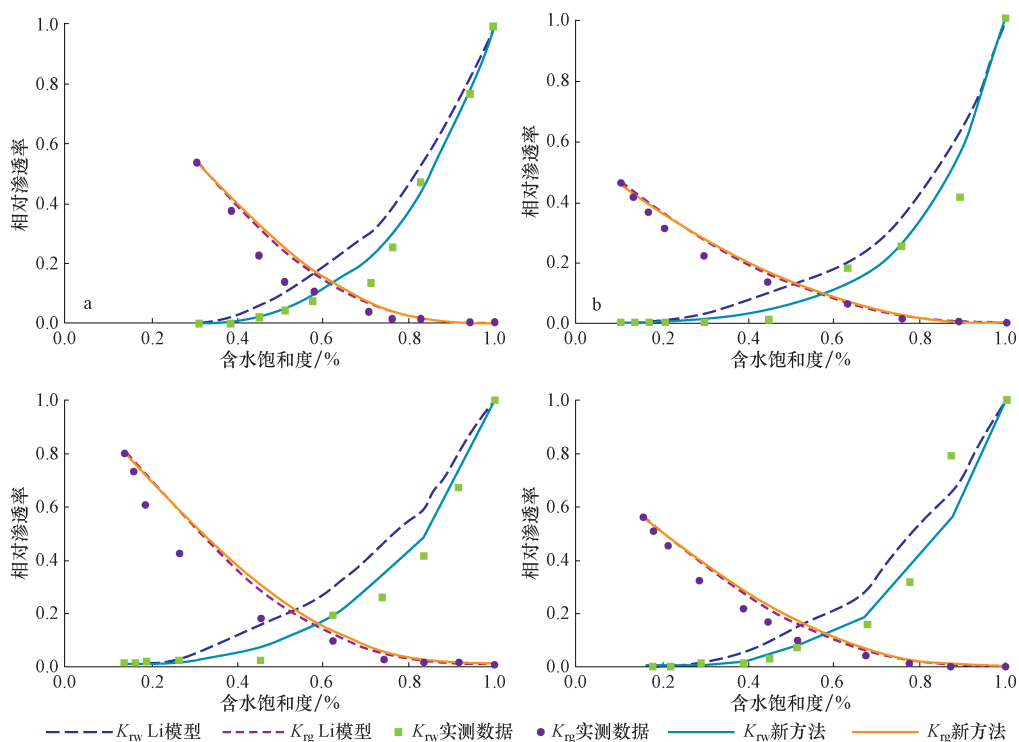


图 5 修正后得到的相对渗透率和实测渗透率对比图

Fig. 5 Comparison between modified relative permeability results and the experiment results

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

图5为修正后4块不同岩心由Li模型和新模型电阻率数据得到的相对渗透率和实测渗透率对比图。从图中可以看出:新模型计算得到的水相相对渗透率和实测渗透率数据更为吻合,而Li模型得到的水相相对渗透率数值要大于实际值;而两种模型计算得到的油相相对渗透率差别不大,且计算结果要大于实测油相相对渗透率。

总的来说,通过新方法计算得到的相对渗透率,特别是水相相对渗透率具有很高的计算精度,因此,在油藏动态参数计算和数值模拟中,在缺少相对渗透率数据的情况下,可以通过本文推导的新方法来从电阻率数据估算水相相对渗透率。

4 结论

1) 本文通过毛细管束模型和阿尔奇电阻率公式,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。

2) 通过文献数据和实验数据验证了新模型的计算精度,结果表明新模型对于水相相对渗透率的计算具有非常高的精度。因此,在缺少相对渗透率数据的情况下,可以通过新方法从电阻率数据中估算水相相对渗透率。

参 考 文 献

- [1] 秦同洛. 实用油藏工程方法[M]. 北京:石油工业出版社,1989.
Qin Tongluo. Practical methods of reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press 1989.
- [2] 俞启泰. 油水相对渗透率曲线与水驱油藏含水率随采出程度变化的两种类型[J]. 石油学报,1982,(4):29-37.
Yu Qitai. Two types of changes of the rate of water cut with recovery factor and the corresponding relative oil-water permeability curves for water-drive reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 1982(4):29-37.
- [3] 何更生. 油层物理[M]. 北京:石油工业出版社,1994.
He Gengsheng. Petrophysics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.
- [4] 黄文芬,王建勇,凡哲远. 孤东油田七区西相对渗透率曲线研究[J]. 石油勘探与开发,2001,28(3):90-94.
Huang Wenfen, Wang Jianyong, Fan Zheyuan. A study on the relative permeability curves of the west area of Block in Gudong oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3):90-94.
- [5] 戴胜群,付波,洪秀娥,等. 油藏综合相对渗透率曲线拟合方法[J]. 油气藏评价与开发,2011,1(3):1-4.
Dai Shengqun, Fu Bo, Hong Xiue, et al. The methods to fit the curve of integrated relative permeability in reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(3):1-4.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 凡哲元,袁向春,廖荣凤,等. 制作含水率与采出程度关系理论曲线常犯错误及解决办法[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(3):384-387.
Fan Zheyuan, Yuan Xiangchun, Liao Rongfeng, et al. Common problems and solutions in plotting theoretical curves of water-cut vs. recovery percent of reserves[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(3):384-387.
- [9] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1):111-117.
Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1):111-117.
- [10] Li K. A new method for calculating two-phase relative permeability from resistivity data in porous media[J]. Transport in Porous Media, 2008, 74(1):21-33.
- [11] Li K. Interrelationship between resistivity index, capillary pressure and relative permeability[J]. Transport in porous media, 2011, 88(3):385-398.
- [12] Burdine N T. Relative permeability calculations from pore size distribution data[J]. Journal of Petroleum Technology, 1953, 5(3):71-78.
- [13] Li Kewen, Horne Roland N. Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water 鈥坩 et porous media[J]. Water resources research, 2006, 42(6).
- [14] Pirson S J, Boatman E M. Prediction of relative permeability characteristics of intergranular reservoir rocks from electrical resistivity measurements[J]. Journal of Petroleum Technology, 1964, 16(5):564-570.
- [15] Pairoys F, Al-Zoukani A, Keskin A. Correlation Between Resistivity and Petrophysical Parameters of a Carbonate Rock During Two-Phase Flow Displacements[J]. Spe Saudi Arabia, 2013.

(编辑 张玉银)