

# 基于单元体模型的核磁共振测井渗透率评价方法

朱林奇<sup>1,2</sup>, 张 冲<sup>1,2</sup>, 胡 佳<sup>3</sup>, 魏 旻<sup>1,2</sup>, 郭 聪<sup>1,2</sup>

(1. 油气资源与勘探技术教育部重点实验室(长江大学), 湖北武汉 430100; 2. 长江大学地球物理与石油资源学院, 湖北武汉 430100; 3. 中国石油吉林油田分公司勘探开发研究院, 吉林长春 124000)

**摘 要:**为了解决低孔隙度、低渗透储层渗透率计算模型精度较低的问题,通过研究单元体模型,利用核磁共振测井资料表征谱面积与胶结指数,并建立了计算储层渗透率的数学模型(REV 模型)。分析了 REV 模型中各参数与渗透率的关系,给出了模型中各参数的求取方法,并将 REV 模型与经典的 Timur-Coates 模型和 SDR 模型进行了对比。分析表明,谱面积与渗透率存在幂函数关系,相关系数达到 0.88,胶结指数在谱面积和孔隙度确定的情况下与渗透率呈一次函数关系,相关系数达到 0.82,谱面积与胶结指数共同决定了储层渗透率的大小,渗透率与谱面积及胶结指数的变化存在较好的一致性。研究结果表明,REV 模型的渗透率计算精度明显高于 Timur-Coates 模型和 SDR 模型,具有推广应用价值。

**关键词:**核磁测井;单元体模型;谱面积;胶结指数;孔隙度;渗透率

**中图分类号:**P631.8<sup>+</sup>13;TE311<sup>+</sup>.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)04-0120-07

## An NMR Logging Permeability Evaluation Method Based on the Representative Elementary Volume Model

ZHU Linqi<sup>1,2</sup>, ZHANG Chong<sup>1,2</sup>, HU Jia<sup>3</sup>, WEI Yang<sup>1,2</sup>, GUO Cong<sup>1,2</sup>

(1. Key Laboratory of Ministry of Education for Oil and Gas Resources Exploration Technologies (Yangtze University), Wuhan, Hubei, 430100, China; 2. Institute of Geophysics and Petroleum Resources, Yangtze University, Wuhan, Hubei, 430100, China; 3. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Jilin Oilfield Company, Changchun, Jilin, 124000, China)

**Abstract:** In order to solve the problem that permeability calculation models have low accuracy for low porosity and low permeability reservoirs, a mathematical model for predicting reservoir permeability has been established by using NMR logging data to characterize spectral area  $S$  and cementation exponent on the basis of a study of the representative elementary volume model (REV model). The relationship of each parameter from the REV model and permeability has been analyzed, and the calculation method for all parameters in the model was taken into consideration. The REV model was compared with the classical Timur-Coates and SDR models, the study results indicated that there was a power function relationship between spectral area and permeability, with the correlation coefficient of 0.88. Given a certain of spectral area and porosity, the cementation exponent has a linear relationship with permeability, with a correlation coefficient of 0.82. The value of reservoir permeability is determined by both the spectral area and cementation exponent. There is a good consistency in the change among permeability, spectral area and the cementation index. The study results showed that the accuracy of permeability calculation by REV model was significantly higher than Timur-Coates and SDR models, which is worthy of popularization and application.

**Key words:** nuclear magnetic logging; representative elementary volume model; spectrum area; cementation exponent; porosity; permeability

高孔隙度储层的渗透率与孔隙度往往具有较好的相关性,即孔隙度越高渗透率越高。但对于低孔隙度、低渗透率储层,除孔隙度之外,孔隙结构也是影响其渗透率高低的主要因素之一<sup>[1-4]</sup>。由于通过核磁共振测井可以了解储层孔隙结构,因此核磁共振测井资料被广泛用于评价储层渗透率,并建立了多种渗透率评价模型,其中较为经典的是 Timur-Coates 模型<sup>[5]</sup>与 SDR 模型<sup>[6]</sup>。Timur-Coates 模型

利用孔隙度、自由束缚流体体积比来求取储层渗透

收稿日期:2015-12-28;改回日期:2016-06-09。

作者简介:朱林奇(1993—),男,湖北荆州人,2014年毕业于长江大学勘查技术与工程专业,在读硕士研究生,主要从事核磁共振测井解释、机器学习方法的测井应用和数字岩心方面的研究。E-mail:445364694@qq.com。

通信作者:张冲, yzlogging@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“致密气储层岩石导电机理研究及饱和度评价”(编号:41404084)、湖北省自然科学基金项目“基于等效岩石单元模型的渗透率测井评价方法研究”(编号:2013CFB396)资助。

率。SDR 模型利用孔隙度、横向弛豫时间几何平均值(T2LM)来预测储层渗透率。这两种模型考虑了孔喉结构对渗透率的影响,评价储层渗透率的精度高于常规测井曲线,但在评价低渗透率、特低渗透率储层时其精度往往达不到要求<sup>[7-8]</sup>。

针对上述问题,国内外学者对渗透率评价模型进行了改进。例如:利用 T2LM 预测孔隙结构参数从而计算渗透率的方法<sup>[9]</sup>;利用 T2LM 预测 Swanson 参数从而计算渗透率的方法<sup>[10]</sup>;利用 T2 谱分布均一系数、孔隙度、束缚水饱和度建立模型评价渗透率的方法<sup>[11]</sup>;利用排驱压力、分选系数以及孔隙度评价渗透率的方法<sup>[12]</sup>;将 T2 谱分区计算孔隙度与渗透率的关系,并进行多元拟合的方法<sup>[13]</sup>;利用孔隙度、主流喉道半径(喉道对渗透率累积贡献达 95% 以前喉道半径的加权平均)以及排驱压力评价渗透率的方法<sup>[14]</sup>等。尽管这些渗透率评价模型与方法在某些地区的计算精度较高,可满足实际生产的需求,但并未从机理上解释渗透率与孔隙结构的关系,也未考虑除孔隙度与孔隙结构外的参数对渗透率的影响。为此,D. Rush 等人<sup>[15]</sup>提出了一种利用岩电试验与压汞试验计算渗透率的单元体模型。该模型既考虑了孔隙度、孔隙结构与渗透率的关系,又表现了胶结指数对渗透率的约束,应用效果较其他模型好,但由于该模型的应用要基于大量的试验,难以应用测井资料进行渗透率评价。

笔者基于 D. Rush 等人的研究成果,提出了应用核磁共振测井资料表征压汞试验谱面积与岩电试验胶结指数,从而计算储层渗透率的方法,建立了数学模型(REV 模型),并将 REV 模型应用于致密砂岩储层渗透率评价,取得了较好的应用效果。

## 1 基于压汞与岩电资料的渗透率评价模型

将岩样孔隙假设为一种理想的单元体模型,在该模型中,岩样中不同孔径的连通孔隙被累加为一根连通曲折的孔隙。单元体模型如图 1 所示( $L_b$  为模型的长度, m;  $A_b$  为横截面面积,  $m^2$ ;  $L$  为连通孔隙的总长度, m;  $\delta$  为孔隙直径, m; 假设流体从左至右流过连通孔隙,  $p_a$  为连通孔隙入口处的毛细管压力, MPa;  $p_b$  为出口处的毛细管压力, MPa)。

依据泊肃叶方程与达西公式,渗透率可表示为<sup>[16]</sup>:

$$K = \frac{\phi \delta^2}{32 \tau^2} \quad (1)$$

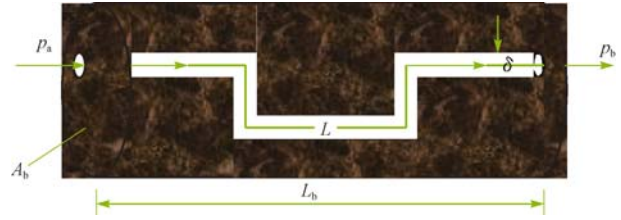


图 1 单元体模型示意

Fig. 1 Schematic of hydraulic flow unit model

式中:  $\phi$  为孔隙度;  $\tau$  为孔隙曲折度;  $K$  为渗透率, mD。

式(1)表明,在该单元体模型下,岩样的渗透率可以用连通孔隙的孔隙度  $\phi$ 、孔隙曲折度  $\tau$  和孔隙直径  $\delta$  近似表征(实际情况下,渗透率主要由喉道大小所决定<sup>[17]</sup>)。但  $\tau$  和  $\delta$  难以测量,需继续对式(1)进行转换。依据 W. R. Purcell 提出的观点<sup>[18]</sup>、岩石曲折孔隙等效导电理论<sup>[19]</sup>以及阿尔奇第一公式<sup>[20]</sup>,  $\tau$  和  $\delta$  可被表征为:

$$\delta^2 = (4\sigma \cos \theta)^2 \int_0^1 \frac{dS_v}{p_c^2} \quad (2)$$

$$\tau^2 = \frac{a}{\phi^{m-1}} \quad (3)$$

式中:  $\sigma$  为界面张力, N/m;  $\theta$  为界面润湿角;  $p_c$  为毛管压力, Pa;  $S_v$  为非润湿相饱和度;  $a$  为岩性系数;  $m$  为胶结指数。

由于在试验中常固定  $a$  为 1 来计算  $m$  值,故可将式(2)和式(3)代入式(1)推导出渗透率的理论预测模型:

$$K = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 \phi^m}{2} \int_0^1 \frac{dS_v}{p_c^2} \quad (4)$$

值得一提的是,式(4)仅是适用于渗流通道为孔隙储层的一种近似渗透率预测模型,而对于存在较多裂缝的储层,其预测效果要相对较差。

## 2 模型中各参数与渗透率的关系

为了验证上述模型的正确性,利用某油田 4 个区块共 100 块致密砂岩岩样的试验数据进行相关性分析。其中,使用的试验仪器为 MRAIN-7 型核磁共振实验仪、AutoporeIV 型压汞实验仪、ZL5 型智能 LCR 测量仪以及 DZSY-002 型岩样物性测量仪。岩样的平均孔隙度为 6.62%, 平均渗透率为 0.978 mD。

图 2(a)为谱面积  $S$  与渗透率的关系,其中  $S = \int_0^1 \frac{dS_v}{p_c^2}$ , 在横坐标为非润湿相饱和度  $S_v$ 、纵坐标为  $p_c^{-2}$  下绘制毛管压力曲线,并将其所围部分看作若干上下底为  $p_c^{-2}$ 、高为  $S_v$  的平行四边形,通过累加面积

可求取  $\int p_c^{-2} dS_v$ 。图 2(b)、图 2(c) 分别为 Swanson 参数、平均孔喉半径  $R_m$  与渗透率的关系, 其中平均孔喉半径与 Swanson 参数均为反映孔隙结构的参数, 已被证明与渗透率存在较好的相关性<sup>[21-22]</sup>。

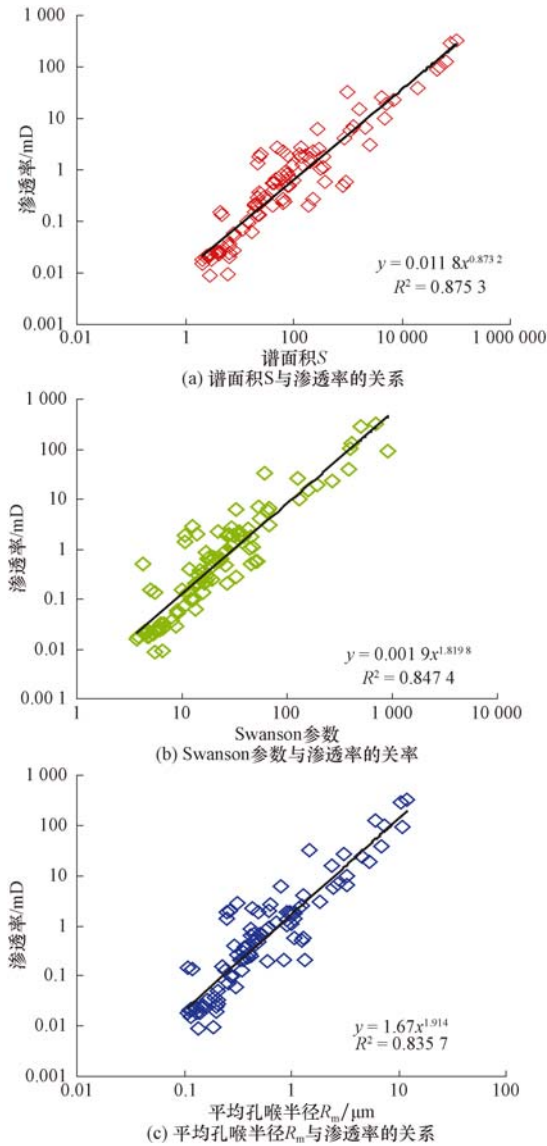


图 2 不同孔隙结构参数与渗透率的相关性

Fig. 2 Correlation comparison between different pore structure parameters and permeability

由图 2 可知, 谱面积  $S$  与渗透率的相关性较其他孔喉参数更好, 这也证明了式(4)的正确性。

式(4)既体现了孔隙结构(孔隙结构越好、孔径越大的岩石, 谱面积越大)对渗透率的影响, 又表征了胶结指数  $m$  对渗透率的约束。将上述 100 块岩样压汞毛管压力曲线按照曲线形态分为 I、II、III、IV、V 和 VI 等 6 类, 分别绘制出平均毛管压力曲线, 并确定对应谱面积, 在给定谱面积的情况下, 利用式

(4) 模拟胶结指数  $m$  取不同值时对孔渗关系的影响, 结果见图 3。

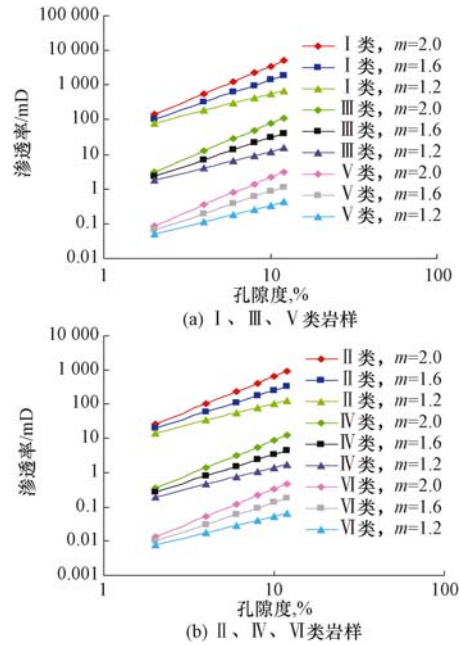


图 3 胶结指数对孔渗关系的影响

Fig. 3 The effect of cementation exponent on the relationship of porosity and permeability

由图 3 可知, 不同  $m$  值约束下孔渗关系并不一致。对其原因进行理论分析认为, 孔隙结构参数只能表征岩石中所有毛细管的平均孔隙结构, 并不能表征毛细管间的差异, 而这种差异会对岩石渗透率产生影响。在致密砂岩等低孔隙度、低渗透储层中, 由于孔隙类型复杂, 该差异会被放大。而胶结指数  $m$  能表征毛细管间的直径差异<sup>[23]</sup>, 所以理论上胶结指数  $m$  应能约束渗透率。

上述仅是从理论上对胶结指数  $m$  如何影响渗透率进行分析, 还需利用岩心数据进行验证。在 100 块岩心中选取相似孔隙度(8%~9%)、相似谱面积(3~6 ms<sup>2</sup>)的 7 块岩心, 进行相关性分析, 结果见图 4。

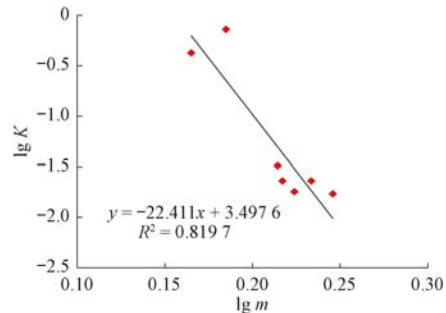


图 4 胶结指数与渗透率的关系

Fig. 4 Relationship between cementation exponent and permeability

从图 4 可以看出,取常用对数后渗透率与胶结指数成线性关系,相关系数接近 0.82,这与将式(4)中孔隙度、谱面积取定值后的渗透率与胶结指数理论关系一致,证明了式(4)的正确性。

综上所述,基于孔隙结构与电性特征的单元体模型,其精度比仅体现孔隙结构的渗透率模型高,且单元体模型中反映毛细管间差异的  $m$  并不能取定值。

### 3 模型参数求取及对比分析

由核磁共振 T2 谱构造伪毛细管压力曲线<sup>[24]</sup>,表达式为:

$$p_c = \frac{C}{T_2} \quad (5)$$

式中:  $T_2$  为横向弛豫时间, s;  $C$  为刻度系数。

为了验证该方法也适用于致密砂岩储层,选取川中地区某油田 4 区块须家河组地层先后进行了核磁共振试验与压汞试验的 10 块岩样进行分析,求取储层刻度系数  $C$ , 结果见表 1。求取  $C$  值后评价伪毛细管压力曲线效果, 结果见图 5<sup>[25]</sup>。

表 1 岩样刻度系数  $C$  确定结果

Table 1 Determination of the calibration coefficient  $C$  for rock sample

序号	岩样编号	孔隙度, %	渗透率/mD	刻度系数 $C$
1	1	10.588	1.033	95
2	2	14.002	0.486	85
3	3	9.326	0.242	115
4	5	8.357	0.496	85
5	10	5.569	0.149	100
6	18	9.039	0.624	100
7	19	8.195	0.269	125
8	22	11.713	0.227	95
9	24	17.136	0.581	90
10	25	16.429	0.270	95

从表 1 可以明显看出,储层的刻度系数为 85~125,多集中于 100 左右。从图 5 可以看出, T2 谱构造伪毛细管压力曲线方法在致密砂岩储层同样适用, 可达到一定效果。

若要由式(4)确定岩石渗透率,需要先后对岩石进行岩电试验与压汞试验,这使该公式的适用性变低。研究表明,胶结指数  $m$  与孔隙度存在一定关系<sup>[26-28]</sup>,利用高精度胶结指数模型表征胶结指数  $m$ <sup>[29]</sup>,有:

$$m = c_1(\phi - c_2 e^{c_3 \phi}) + c_4 \quad (6)$$

式中:  $c_1, c_2, c_3$  和  $c_4$  均为系数。

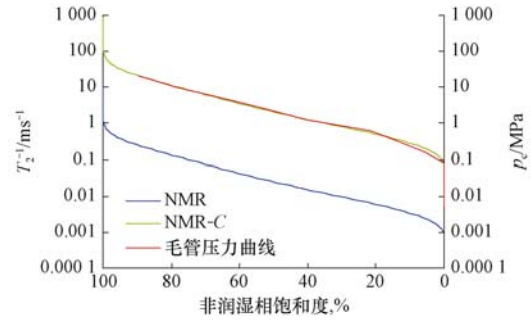


图 5 利用刻度系数  $C$  与核磁共振横向弛豫时间谱评价伪毛细管压力曲线效果

Fig. 5 The pseudo capillary pressure curves evaluated by using calibration coefficient  $C$  and transverse relaxation time spectrum of nuclear magnetic resonance

利用川中地区须家河组的 26 块岩样的岩电试验资料,以最小二乘法求出高精度胶结指数模型的系数  $c_1, c_2, c_3$  和  $c_4$ , 分别为 0.549 5, 1.072 0, -11.670 0 和 1.657 0。利用模型系数对试验数据进行回归,得到岩样原始数据及胶结指数预测的相对误差(见表 2)。

表 2 岩样原始数据及胶结指数预测误差

Table 2 The prediction error for raw data and cementation exponent of rock samples

岩样编号	孔隙度, %	渗透率/mD	胶结指数		
			岩电试验	预测值	相对误差, %
1	10.588	1.033	1.524	1.544	1.321
2	14.002	0.486	1.641	1.619	1.359
3	9.326	0.242	1.572	1.510	3.962
4	9.413	0.855	1.478	1.512	2.292
5	8.357	0.496	1.490	1.481	0.649
6	4.596	0.076	1.383	1.338	3.284
7	5.856	0.160	1.405	1.392	0.943
8	6.699	0.201	1.439	1.424	0.990
9	7.281	0.282	1.437	1.445	0.547
10	5.569	0.149	1.343	1.380	2.769
11	16.175	1.081	1.656	1.657	0.020
12	13.877	0.575	1.630	1.617	0.813
13	14.678	3.059	1.562	1.631	4.455
14	8.571	0.424	1.514	1.487	1.760
15	6.783	0.297	1.536	1.427	7.099
16	6.092	0.132	1.510	1.401	7.210
17	13.338	0.573	1.585	1.606	1.342
18	9.039	0.624	1.489	1.502	0.837
19	8.195	0.269	1.507	1.476	2.101
20	7.803	0.498	1.435	1.463	1.938
21	5.922	0.131	1.335	1.394	4.447
22	11.713	0.227	1.576	1.571	0.310
23	21.268	90.648	1.590	1.725	8.482
24	17.136	0.581	1.669	1.671	0.146
25	16.429	0.270	1.700	1.661	2.292
26	10.128	0.211	1.556	1.532	1.546

将式(5)、式(6)代入式(4)中并取常用对数,得到表达式:

$$\lg K = [c_1(\phi - c_2 e^{c_3 \phi}) + c_4] \lg \phi + \lg \left( \int T_2^2 dS_v \right) + \lg \left[ \frac{(\sigma \cos \theta)^2}{2a} \right] - \lg C^e \quad (7)$$

考虑到理论模型与实际模型的差异,式(7)可改为:

$$\lg K = \lambda_1 \phi \lg \phi + \lambda_2 e^{c_3 \phi} \lg \phi + \lambda_4 \lg \phi + \lambda_5 \lg S + \lambda_6 \quad (8)$$

其中  $S = \int T_2^2 dS_v \quad (9)$

式中:  $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \lambda_4, \lambda_5$  和  $\lambda_6$  均为储层特征参数。

这样,就可以依据式(8),利用核磁共振测井资料评价渗透率。其中谱面积 S 的计算方法为:在横坐标为非润湿相饱和度  $S_v$ 、纵坐标为  $T_2^2$  下绘制  $T_2$  谱曲线,并将其所围部分看作若干上下底为  $T_2^2$ 、高为  $S_v$  的平行四边形,通过累加面积求取 S,选择有代表性的岩样,通过岩石物理试验得到  $T_2$  谱、孔隙度及渗透率后,即可通过优化算法对参数进行全局寻优,确定式(8)中各参数的最优值。由于式(8)中所需优化的参数数量并不多,笔者选择了较为成熟的、在测井中运用较为普遍的遗传算法进行参数最优值的寻找<sup>[30-32]</sup>。一旦各参数的最优值被确定,即可利用核磁共振测井资料预测渗透率。

利用表 2 中 26 块致密砂岩岩样的试验数据建立模型,确定式(8)中各参数的值。26 块岩样中有 1 块选在高孔隙度、高渗透率的砂层处,是为了验证该模型在高孔隙度、高渗透率储层的适用性。

编制遗传算法程序,通过遗传算法来求取式(8)中各参数的最优值(利用 11—26 号岩样进行遗传算法的寻优,利用 1—10 号岩样进行参数验证),结果为:  $\lambda_1 = 0.119 9, \lambda_2 = 5.789 2, \lambda_3 = -2.925 0, \lambda_4 = -2.097 4, \lambda_5 = 0.184 3, \lambda_6 = 0.308 1$ 。同时,求取 SDR 模型与 Timur-Coates 模型在该地区的经验参数  $m_1, m_2, m_3, n_1, n_2$  和  $n_3$ ,分别为 0.000 1, 5.457 9, -1.554 4, 0.004 7, 5.044 0 和 6.014 4。利用上述 3 种模型对 26 块砂岩岩样的渗透率进行预测,以检验模型的准确度,预测效果见图 6。

由图 6 可知: Timur-Coates 模型预测效果最差,相对误差为 136.74%; SDR 模型次之,相对误差为 87.47%; 基于单元体模型理论推导的 REV 模型无论在低渗透率—特低渗透率区域,还是在高渗透率区域,精度均优于 SDR 模型与 Timur-Coates 模

型,26 个样本总相对误差仅为 33.49%。可见, REV 模型与 SDR 模型、Timur-Coates 模型相比优势明显。

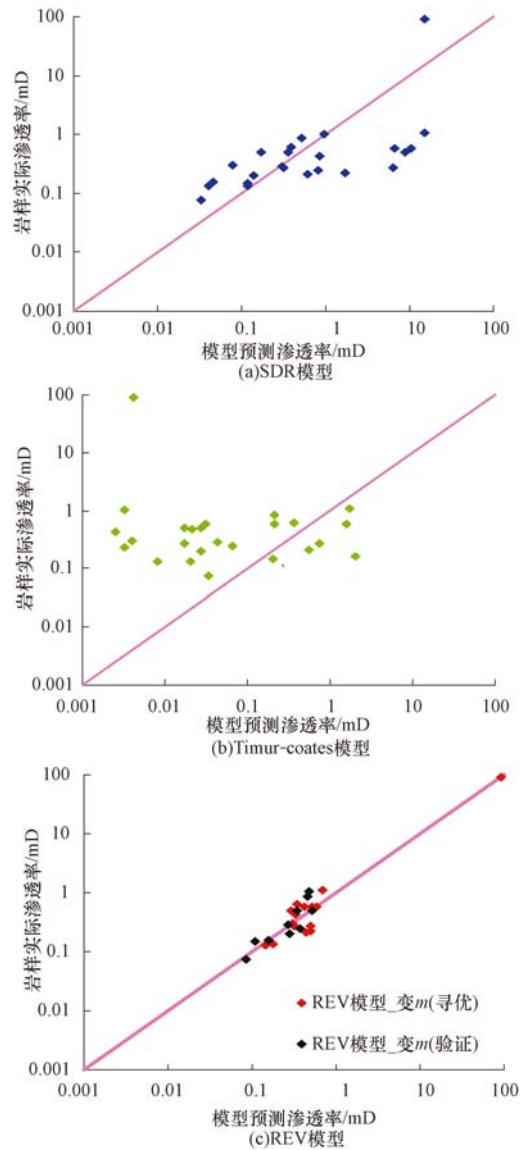


图 6 3 种模型预测渗透率与实际渗透率的对比

Fig. 6 Comparison of core permeability and predicted permeability with three kinds of models

### 4 实例分析

REV 模型在川中地区 A 井致密砂岩储层渗透率评价中进行了应用。该地区核磁共振试验所选回波间隔为 0.2 ms,而核磁共振测井应用了 Schlumberger 公司的 CMR 仪器,回波间隔为 0.2 ms,利用核磁共振试验数据求取的模型参数应较为可信。渗透率评价结果如图 7 所示。图 7 中:  $\phi_c$  为通过岩心分析得到的孔隙度;第 4 道为预测的  $T_2^2$  谱面积曲

线( $\lg S$ ),  $\lg S_c$  为通过岩心分析得到的结果;第 5—7 道曲线分别为 Timur-Coates 模型预测渗透率曲线( $K_T$ )、SDR 模型预测渗透率曲线( $K_S$ )和 REV 模型预测渗透率曲线( $K_R$ ),  $K_c$  为通过岩心分析得到的空气渗透率。

从图 7 可以看出, Timur-Coates 模型与 SDR 模型预测的储层渗透率与岩心分析得到的空气渗透率之间差异明显, 预测结果误差较大, 而利用 REV 模型预测的渗透率曲线与岩心分析得到的空气渗透率较为吻合, 证明该方法预测精度较高。

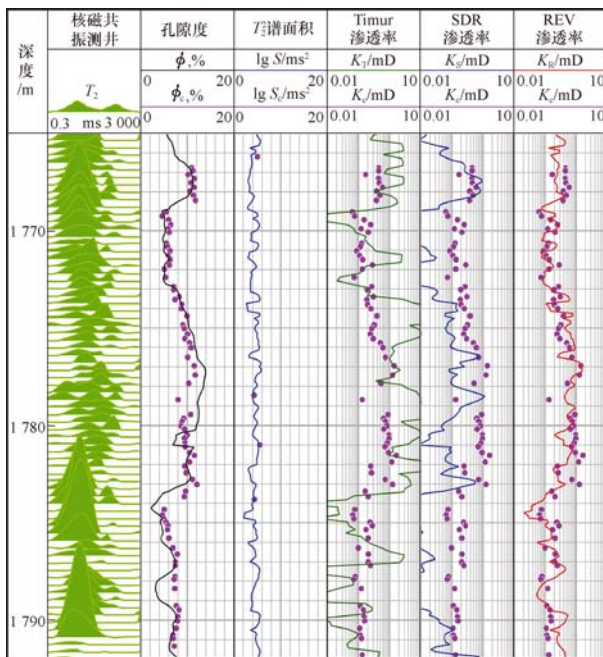


图 7 不同渗透率预测模型在 A 井的应用效果

Fig. 7 The application effect of different permeability models in Well A

## 5 结 论

1) 基于单元体模型的核磁共振测井渗透率评价方法, 即 REV 模型中, 谱面积  $S$  更好地反映了岩样的孔隙结构, 与渗透率存在着较好的关系; 胶结指数  $m$  能反映毛管间的差异, 从而对渗透率进行约束。应用该单元体模型时, 不应将胶结指数取为定值。

2) 通过对比计算渗透率和岩心分析渗透率, 可知 REV 模型的相对误差远低于 SDR 模型和 Timur-Coates 模型。

3) 应用实例证明, 与 SDR 模型和 Timur-Coates 模型相比, REV 模型预测的渗透率与岩心分析渗透率更为吻合, 且吻合程度较高, 值得推广应用。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 王新江, 张丽萍, 石京平. 海拉尔油田孔隙结构特征分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(6): 91-94.  
WANG Xinjiang, ZHANG Liping, SHI Jingping. Analysis of pore structure characteristics in Hailaier Oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(6): 91-94.
- [2] 刘晓鹏, 胡晓新. 近五年核磁共振测井在储集层孔隙结构评价中的若干进展[J]. 地球物理学进展, 2009, 24(6): 2194-2201.  
LIU Xiaopeng, HU Xiaoxin. Progress of NMR log in evaluating reservoir pore structure in the last five years[J]. Progress in Geophysics, 2009, 24(6): 2194-2201.
- [3] 申本科, 赵红兵, 崔文富, 等. 砂砾岩储层测井评价研究[J]. 地球物理学进展, 2012, 27(3): 1051-1058.  
SHEN Benke, ZHAO Hongbing, CUI Wenfu, et al. Sandy conglomerate reservoir logging evaluation study[J]. Progress in Geophysics, 2012, 27(3): 1051-1058.
- [4] 陈欢庆, 曹晨, 梁淑贤, 等. 储层孔隙结构研究进展[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 227-237.  
CHEN Huanqing, CAO Chen, LIANG Shuxian, et al. Research advances on reservoir pores[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2): 227-237.
- [5] COATES G R, GALFORD J, MARDON D, et al. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance[J]. The Log Analyst, 1998, 39(1): 51-63.
- [6] KENYON W E, DAY P I, STRALEY C, et al. A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones[R]. SPE 15643, 1988.
- [7] 谢伟彪, 周凤鸣, 司兆伟, 等. 基于数理推导的砂岩地层渗透率计算新模型[J]. 测井技术, 2014, 38(5): 553-557.  
XIE Weibiao, ZHOU Fengming, SI Zhaowei, et al. New calculation model of permeability in sandstone formation by the mathematical derivation [J]. Well Logging Technology, 2014, 38(5): 553-557.
- [8] 朱林奇, 张冲, 何小菊, 等. 基于动态孔隙结构效率的核磁共振测井预测渗透率方法[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(5): 607-611.  
ZHU Linqi, ZHANG Chong, HE Xiaoju, et al. NMR logging permeability prediction method based on dynamic pore structure efficiency[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(5): 607-611.
- [9] 卢文东, 肖立志, 李伟, 等. 核磁共振测井在低孔低渗储层渗透率计算中的应用[J]. 中国海上油气, 2007, 19(2): 103-106.  
LU Wendong, XIAO Lizhi, LI Wei, et al. An application of NMR logging to calculating permeability in low porosity and low permeability reservoir [J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(2): 103-106.
- [10] 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.
- [11] 李潮流, 徐秋贞, 张振波, 等. 用核磁共振测井评价特低渗透砂

- 岩储层渗透性新方法[J]. 测井技术, 2009, 33(5): 436-439.
- LI Chaoliu, XU Qiuzhen, ZHANG Zhenbo, et al. A new method on permeability analysis for sand reservoir with specially low permeability by NMR [J]. Well Logging Technology, 2009, 33(5): 436-439.
- [12] LI Chaoliu, ZHOU Cancan, LI Xia, et al. A novel model for assessing the pore structure of tight sands and its application [J]. Applied Geophysics, 2010, 7(3): 283-291.
- [13] 邵维志, 解经宇, 迟秀荣, 等. 低孔隙度低渗透率岩石孔隙度与渗透率关系研究[J]. 测井技术, 2013, 37(2): 149-153.
- SHAO Weizhi, XIE Jingyu, CHI Xiurong, et al. On the relation of porosity and permeability in low porosity and low permeability rock [J]. Well Logging Technology, 2013, 37(2): 149-153.
- [14] 成志刚, 罗少成, 杜文文, 等. 基于储层孔喉特征参数计算致密砂岩渗透率的新方法[J]. 测井技术, 2014, 38(2): 185-189.
- CHENG Zhigang, LUO Shaocheng, DU Zhiwen, et al. The method to calculate tight sandstone reservoir permeability using pore throat characteristic parameters [J]. Well Logging Technology, 2014, 38(2): 185-189.
- [15] RUSH D, LINDSAY C, ALLEN M. Combining electrical measurements and mercury porosimetry to predict permeability [J]. Petrophysics, 2013, 54(6): 531-537.
- [16] HUBBERT M K. Darcy's law and the field equations of the flow of underground fluids [R]. SPE 749, 1956.
- [17] 李卫成, 张艳梅, 王芳, 等. 应用恒速压汞技术研究致密油储层微观孔隙结构特征; 以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组为例 [J]. 岩性油气藏, 2012, 24(6): 60-65.
- LI Weicheng, ZHANG Yanmei, WANG Fang, et al. Application of constant-rate Mercury penetration technique to study of pore throat characteristics of tight reservoir; a case study from the upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(6): 60-65.
- [18] PURCELL W R. Capillary pressures their measurement using mercury and the calculation of permeability there from [R]. SPE 949039, 1949.
- [19] 陈继华, 陈政, 毛志强. 低孔隙度低渗透率储层物性参数与胶结指数关系研究[J]. 测井技术, 2011, 35(3): 238-242.
- CHEN Jihua, CHEN Zheng, MAO Zhiqiang. On the relation between cementation exponent  $m$  and petrophysical parameters of low permeability and low porosity reservoir [J]. Well Logging Technology, 2011, 35(3): 238-242.
- [20] ARCHIE G E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics [R]. SPE 942054, 1942.
- [21] SWANSON B F. A simple correlation between permeabilities and Mercury capillary pressure [J]. Journal of Petroleum Technology, 1981, 40(12): 2498-2503.
- [22] 魏虎, 孙卫, 屈乐, 等. 靖边气田北部上古生界储层微观孔隙结构及其对生产动态影响[J]. 地质科技情报, 2011, 30(2): 85-90.
- WEI Hu, SUN Wei, QU Le, et al. Micro-pore structure characteristics and its influence on gas well production performance in the northern part of sandstone reservoir in Jingbian Gas Field [J]. Geological Science and Technology Information, 2011, 30(2): 85-90.
- [23] 孙建国. 阿尔奇 (Archie) 公式: 提出背景与早期争论 [J]. 地球物理学进展, 2007, 22(2): 472-486.
- SUN Jianguo. Archie's formula: historical background and earlier debates [J]. Progress in Geophysics, 2007, 22(2): 472-486.
- [24] HOFMAN J, SLIJKERMAIL W, LOOYESTIJN W, et al. Constructing capillary pressure curve from NMR log data in the presence of hydrocarbons; SPWLA-1999-KKK [R]. Oslo, Norway; SPWLA 40th Annual Logging Symposium, 1999.
- [25] 朱林奇, 张冲, 石文睿, 等. 结合压汞实验与核磁共振测井预测束缚水饱和度方法研究 [J]. 科学技术与工程, 2016, 16(15): 22-29.
- ZHU Linqi, ZHANG Chong, SHI Wenrui, et al. Study on the prediction of irreducible water saturation by combing Mercury intrusion and NMR logging data [J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(15): 22-29.
- [26] 王宪刚, 任晓娟, 张宁生, 等. 低渗透率气藏岩石电性参数特征及影响因素 [J]. 测井技术, 2010, 34(1): 6-8, 30.
- WANG Xiangang, REN Xiaojuan, ZHANG Ningsheng, et al. On rock electrical parameters characteristics in low-permeability gas reservoir and its influential factors [J]. Well Logging Technology, 2010, 34(1): 6-8, 30.
- [27] 刘忠华, 吴淑琴, 杜宝会, 等. 储层渗透性与地层因素关系的实验研究与分析 [J]. 地球物理学报, 2013, 56(6): 2088-2097.
- LIU Zhonghua, WU Shuqin, DU Baohui, et al. Experimental study on the relationship between reservoir permeability and its formation resistivity factor [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2013, 56(6): 2088-2097.
- [28] 罗少成, 成志刚, 林伟川, 等. 复杂孔隙结构储层变岩电参数饱和度模型研究 [J]. 测井技术, 2015, 39(1): 43-47.
- LUO Shaocheng, CHENG Zhigang, LIN Weichuan, et al. Research on saturation model of variable rock-electric parameters for reservoirs with complicated pore structures [J]. Well Logging Technology, 2015, 39(1): 43-47.
- [29] 李雄炎, 秦瑞宝, 毛志强, 等. 高精度胶结指数模型的建立与应用 [J]. 石油学报, 2014, 35(1): 76-84.
- LI Xiongyan, QIN Ruibao, MAO Zhiqiang, et al. Establishment and application of a high-precision cementation exponent model [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 76-84.
- [30] VASCONCELOS J A, RAMREZ J A, TAKAHASHI R H C, et al. Improvements in genetic algorithms [R]. IEEE Transactions on Magnetics, 2001, 37(5): 3414-3417.
- [31] MOGBOLU P O, AKINOL O, UGURU C. Application of genetic algorithm in deconvolution of logs [R]. SPE 150743, 2011.
- [32] 张冲, 张占松, 张超谟. 基于等效岩石组分理论的渗透率解释模型 [J]. 测井技术, 2014, 38(6): 690-694.
- ZHANG Chong, ZHANG Zhansong, ZHANG Chaomo. A permeability interpretation model based on equivalent rock elements theory [J]. Well Logging Technology, 2014, 38(6): 690-694.