

复杂非均质储层渗透率模型的分类评价方法

赵 军¹, 范家宝¹, 代新雲¹, 何胜林², 张海荣²

(1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500;

2. 中海石油湛江分公司研究院, 广东 湛江 524057)

摘要:针对非均质性强、不同区块或不同层位相同孔隙度条件下渗透率级差明显的情况, 综合考虑各种复杂储层渗透率的影响因素后, 利用传统渗透率模型对基于流动单元指数的储层渗透率分类进行改进, 建立了符合莺歌海盆地的渗透率分类模型。并提出了选取经 Gassmann 流体替换校正后的纵波时差、孔隙度以及泥质含量 3 条测井曲线, 运用 Fisher 判别分析法建立储层渗透率类型判别标准的新方法。应用该判别方法于莺歌海盆地 A1、A2 气田中, 结果表明: 该方法判别的渗透率类型准确度极高。

关键词: 储层; Gassmann 流体置换; Fisher 判别法; 渗透率模型

中图分类号: TE32

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2017)02-06-0183

引用格式: Zhao Jun, Fan Jiabao, Dai Xinyun, *et al.* A classification method for permeability model in complex anisotropy reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(2): 183-188. [赵军, 范家宝, 代新雲, 等. 复杂非均质储层渗透率模型的分类评价方法[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(2): 183-188.]

0 引言

渗透率的准确性对油气田开发方案的设计和调整至关重要^[1], 然而通过建立单一的一元回归模型得到的渗透率由于离散点较多、差异大, 造成非均质性储层的渗透率很难准确表征^[2-5]。因此, 笔者力求寻找一种简便而可行的渗透率分类预测方法。针对复杂储层的情况, 为提高渗透率的解释精度, 国内外诸多学者尝试了不同的渗透率分类计算方法。如陈欢庆等^[6]对储层孔隙结构定量表征和分类评价进行了研究; Jennings 等^[7]提出了基于岩石结构系数的渗透率分类计算模型; 焦翠华等^[8]、王志章等^[9]运用流动单元指数对储层渗透率进行分类计算; Susilo^[10]借助毛细管原理确定计算渗流系数的公式, 最终实现渗透率类型划分; Jennings 等^[7]运用原生水饱和度和有效孔隙度模型算出岩石结构系数的值, 然后拟合出乘幂模型的系数, 从而实现渗透率的分类计算。然而传统的渗透率分类标准的建立并没有

与测井曲线形成关系, 故无法对连续的储层渗透率进行分类。研究认为, 储层渗透率与声波时差、孔隙度和泥质含量 3 条测井曲线存在一定关系^[11-13], 因此笔者利用 Fisher 判别分析法^[14, 15]提出了一种利用测井曲线进行渗透率类型判别的方法, 以提高储层渗透率的计算精度。

1 基于流动单元改进的渗透率分类方法

1.1 基于流动单元的渗透率分类

近年来有学者^[8]提出了流动单元这一概念, 并将流动单元指数作为其分类标准, 流动单元指数 FZI 的计算式为:

$$FZI = 0.0314 \left(\frac{1 - \varphi_e}{\varphi_e} \right) \sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} \quad (1)$$

式中: φ_e 为有效孔隙度, %; k 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

根据式(1), 计算出莺歌海盆地 A1 气田和 A2

气田各岩心流动单元指数 FZI 值。将岩心按物性由好到坏设定为 1 类、2 类、3 类共 3 种类型,具体的分类标准见表 1。

表 1 渗透率分类数据

Table 1 Permeability's classification data table

类型	FZI 值
1 类	$FZI < 0.4$
2 类	$0.4 < FZI < 1.1$
3 类	$FZI > 1.1$

根据以上分类原则将所有岩心数据点在孔隙度—渗透率关系图上分成 3 类(图 1)。

从图 1 可以看出,该分类依然存在 2 个问题:① 2 类、3 类数据点拟合相关系数不高(R^2 值分别为 0.375 和 0.379);② 1 类数据点的拟合线在低孔隙度处与 1 类、2 类分界线斜交,而 3 类数据点的拟合线在高孔隙度处与 1 类、3 类分界线斜交,即 1 类、3 类数据点的拟合线分别在低、高孔隙度条件下落到了其他类型区域内,造成数据的混淆。

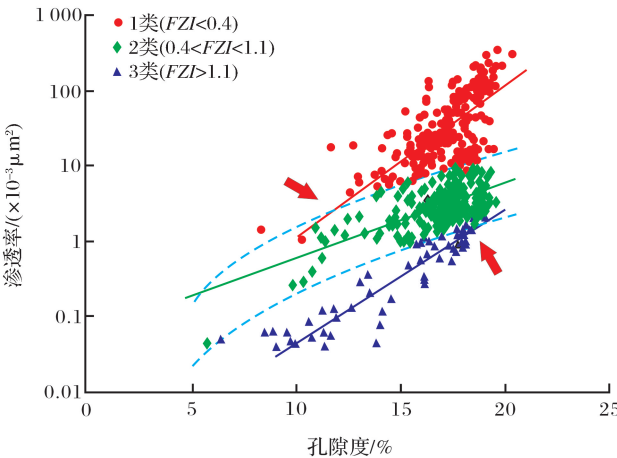


图 1 基于流动单元指数分类的岩心孔渗关系

Fig.1 The core's poroperm relation based on flow zone index classification

1.2 改进后的渗透率分类及模型建立

通过上文的分析认为,出现“交叉”现象的原因在于渗透率拟合线和渗透率界线使用的是不同的函数形式。流动单元指数法分类界线使用的是式(1)的函数形式,而孔隙度—渗透率关系拟合曲线一般是用的指数函数,如公式(2)所示。为达到好的分类效果,分类界线和渗透率模型拟合曲线的函数形式统一为指数函数,如:

$$K = a e^{b\varphi}$$

(2)

两边取自然对数,化简得:

$$\varphi = \frac{1}{b} (\ln K - \ln a)$$

(3)

其中 b 决定拟合曲线的斜率,各条界线的 b 值应尽量接近,而 a 决定拟合曲线的截距。通过改进后的渗透率分类(图 2) 可以看出,各类界线明确且拟合效果好(R^2 值分别为 0.847 3、0.783 5、0.836 4),无“交叉”现象发生。

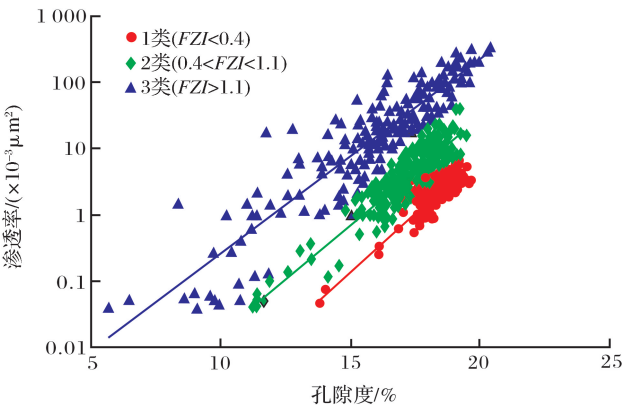


图 2 渗透率类型划分后孔渗关系

Fig.2 The poroperm relation about Permeability after classification

按照上述分类之后,建立的 3 种类型的渗透率模型分别为:

1 类:

$$K = 6.7 \times 10^{-7} e^{0.8228\varphi}$$

(4)

2 类:

$$K = 1.1047 \times 10^{-5} e^{0.745\varphi}$$

(5)

3 类:

$$K = 3.173 \times 10^{-4} e^{0.6768\varphi}$$

(6)

2 利用测井曲线建立渗透率类型判别标准

2.1 判别敏感参数选取

对 3 种类型进行测井识别,需要选取能够反映储层物性特征但对流体性质等其他因素不敏感的测井曲线。首先,孔隙度是反映储层物性的重要参数,与渗透率关系密切(图 2);其次,泥质分布在储层孔隙当中,对孔隙结构有一定影响,同时研究也分析发现莺歌海盆地泥质含量与渗透率存在一定的相关性;泥质含量越大渗透率越小(图 3);此外,纵波时差对孔隙度响应明显,相对于密度、中子等曲线而言对流体性质不敏感,同时还能在一定程度上反映孔隙类型和孔隙结构特征。综合考虑选择孔隙度、泥质含量和纵波时差 3 条与渗透率关系较强的测井曲

线作为判别的敏感参数。

2.2 声波时差曲线的含气校正

由于莺歌海盆地 A1 气田的储层为高压气层,在受到气的影响下,表现出纵波时差与渗透率的无规律性(图 4),油层需要对纵波时差进行含气校正。

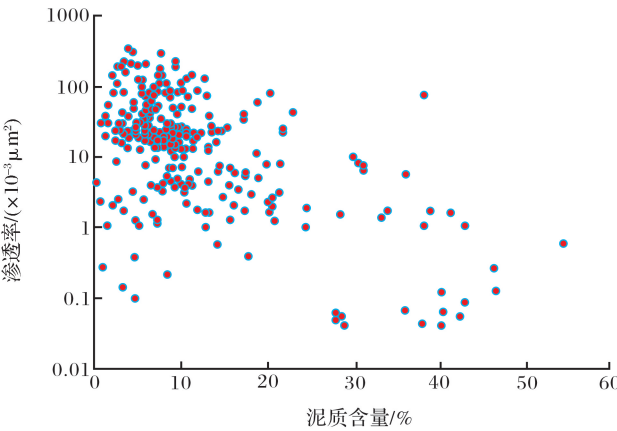


图 3 泥质含量与渗透率关系

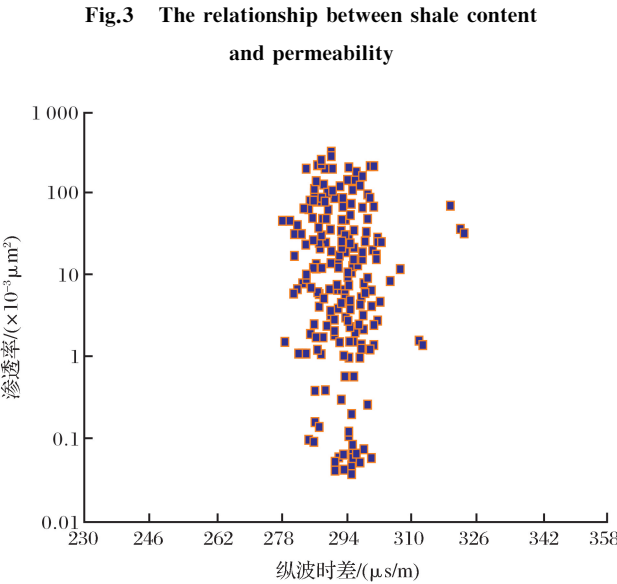


图 4 纵波时差与渗透率关系

Fig.4 The relationship between longitudinal wave offset time and permeability

含气饱和度校正——即把含气条件下的纵波时差校正到完全含水条件下的纵波时差,使其包含的信息能够突出物性方面的特征,所选用的方法为基于 Gassmann 方程的流体替换法^[16,17]。用于流体替换的 Gassmann 方程有如下形式:

$$\frac{K_{s2}}{K_o - K_{s2}} - \frac{K_{f2}}{\varphi(K_o - K_{f2})} = \frac{K_{s1}}{K_o - K_{s1}} - \frac{K_{f1}}{\varphi(K_o - K_{f1})} \quad (7)$$

式中: K_{s1} 、 K_{s2} 分别为饱和 2 种不同流体时岩石的体积模量, GPa; K_{f1} 、 K_{f2} 分别为 2 种不同流体的体积模量, GPa; K_o 为岩石固体部分的体积模量, GPa。

其中固体部分(包括骨架和泥质)的体积模量可以由 V—R—H 模型求得:

$$K_{ma} = \frac{1}{2} \left[\sum_{i=1}^m I_i K_i + \left(\sum_{i=1}^m \frac{I_i}{K_i} \right)^{-1} \right] \quad (8)$$

式中: m 为组成岩石矿物种类; I_i 为某种矿物体积百分比; K_i 为某种矿物的体积模量, GPa。

混合流体的体积模量可以由 Wood 公式求得:

$$\frac{1}{K_f} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1 - S_w}{K_g} \quad (9)$$

式中: S_w 为含水饱和度; K_g 为气体体积模量, GPa;

在替换过程中还要用到根据密度资料和纵横波资料计算体积模量和剪切模量 μ 的计算式:

$$K_z = \rho \left(v_p^2 - \frac{4}{3} v_s^2 \right) \quad (10)$$

$$\mu = \rho v_s^2 \quad (11)$$

把相同孔隙度条件下饱和流体 1 替换成饱和流体 2, 计算替换后的饱和流体岩石声速应按照下述步骤计算。首先根据纵横波和密度资料计算出饱和流体岩石的体积模量, 然后根据式(1)替换成完全饱和含水时岩石的体积模量, 计算出替换后的密度, 最后在剪切模量保持不变的情况下, 运用式(6)计算出进行流体替换后饱和水岩石的纵波速度:

$$v_p = \sqrt{\frac{K_s + \frac{4}{3} \mu}{\rho}} \quad (12)$$

图 5 为校正后的纵波时差与渗透率的散点图, 与图 4 对比, 在经过 Gassmann 流体替换含气校正

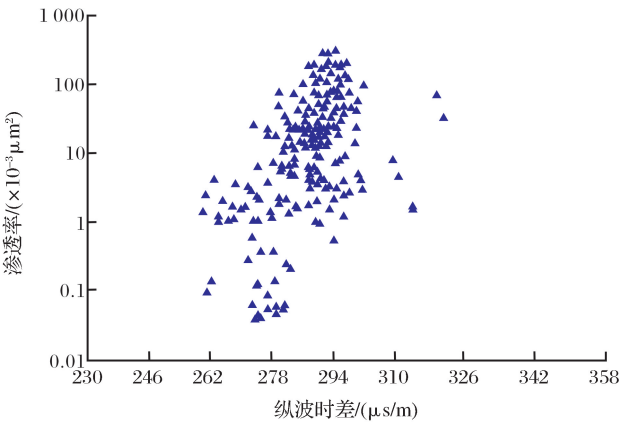


图 5 校正后的纵波时差与渗透率关系

Fig.5 The relationship between corrected longitudinal wave offset time and permeability

后的纵波时差与渗透率的关系呈现出正确的规律性;纵波时差越大,渗透率越大。

2.3 储层渗透率类型的 Fisher 判别标准

Fisher 判别分析法是一种运用降维的手段来达到分类目的的方法,它通过对样本点的识别与学习,对样本原有特征向量进行线性组合形成新的判别向量,降低样本的特征维度,同时使不同类的样本点在新特征向量上体现出“类内离差最小,类间离差最大”的特征,从而起到很好的降维和分类的效果。

在完成含气饱和度校正之后,用 Fisher 判别分析法对储层渗透率所属类型进行判别,即运用 Fisher 判别将原有的孔隙度、泥质含量和纵波时差 3 个判别特征进行线性组合,形成 2 个新的判别向量 F 和 G,根据不同类别在新的判别向量上的数值分布,将不同的渗透率类别区分开。设校正之后的纵波时差为 $\Delta t'$,则划分出类型 1 的 Fisher 判别函数 F 为:

$$F = 0.19\Delta t' + 0.19 V_{sh} + 0.19\varphi - 23.641$$

(13)

类别分布图如图 6 所示:

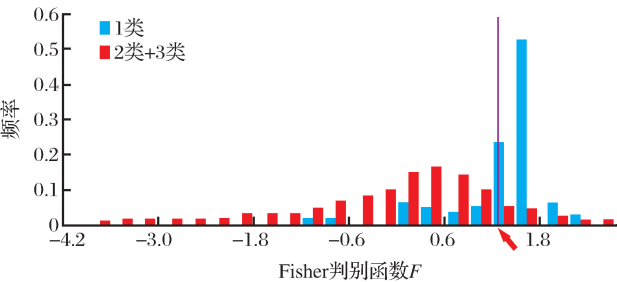


图 6 1 类和 2 类+3 类 Fisher 判别函数值分布
Fig.6 Fisher discriminant function value distribution about type1 and type2+type3

划分出 3 类的 Fisher 判别函数 G 为:

$$G = 0.133\Delta t' + 0.008 V_{sh} + 0.459\varphi - 19.061$$

(14)

类别分布图如图 7 所示:

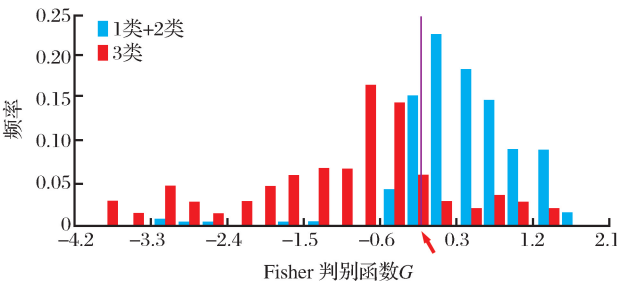


图 7 3 类和 1 类+2 类 Fisher 判别函数值分布
Fig.7 Fisher discriminant function value distribution about type3 and type1+type2

经过以上 2 步,得出识别储层渗透率类型的标准见表 2。

经验证,3 种类型的判别准确率分别达到了 89.37%、81.36%、85.74%,判别准确度较高。

表 2 渗透率分类数据

渗透率类型	Fisher 判别函数值
1 类	$F > 1, G > 0$
2 类	$F < 1, G > 0$
3 类	$F < 1, G < 0$

3 应用效果分析

分别运用新分类模型和不分类的一元回归模型对渗透率计算结果进行了分析,发现,分类后计算得到的渗透率值和未分类的计算结果相比,更收敛于 45°线附近,且对角线分布关系更好(图 8)。根据统计,未分类方法计算得到的渗透率与岩心数据的相对误差为 53.98%,分类后的计算结果与岩心数据的相对误差为 20.65%。图 9 为 A2-9 井的储层参数综合解释成果图,3 116~3 126m、3 127.5~3 140m 为主要产气层段,物性较好;图中第五道是岩心覆压渗透率和运用分类模型计算出的渗透率,两者吻合度较高。因此,这种计算储层渗透率的方法可以满足研究地区油藏精细描述的要求。

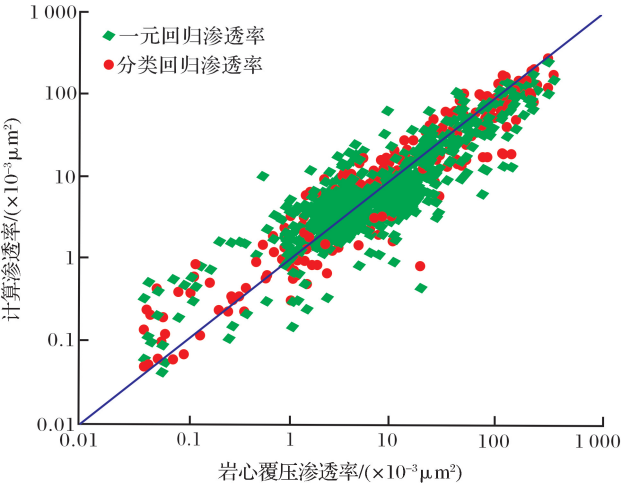


图 8 2 种方法计算得到的渗透率与岩心覆压渗透率对比
Fig.8 Through two kinds of methods to calculate the permeability Compared with core' overburden pressure permeability

4 结论

(1)利用改进的流动单元指数法对渗透率进行分类建模,可建立更加符合区域地质特征的渗透率

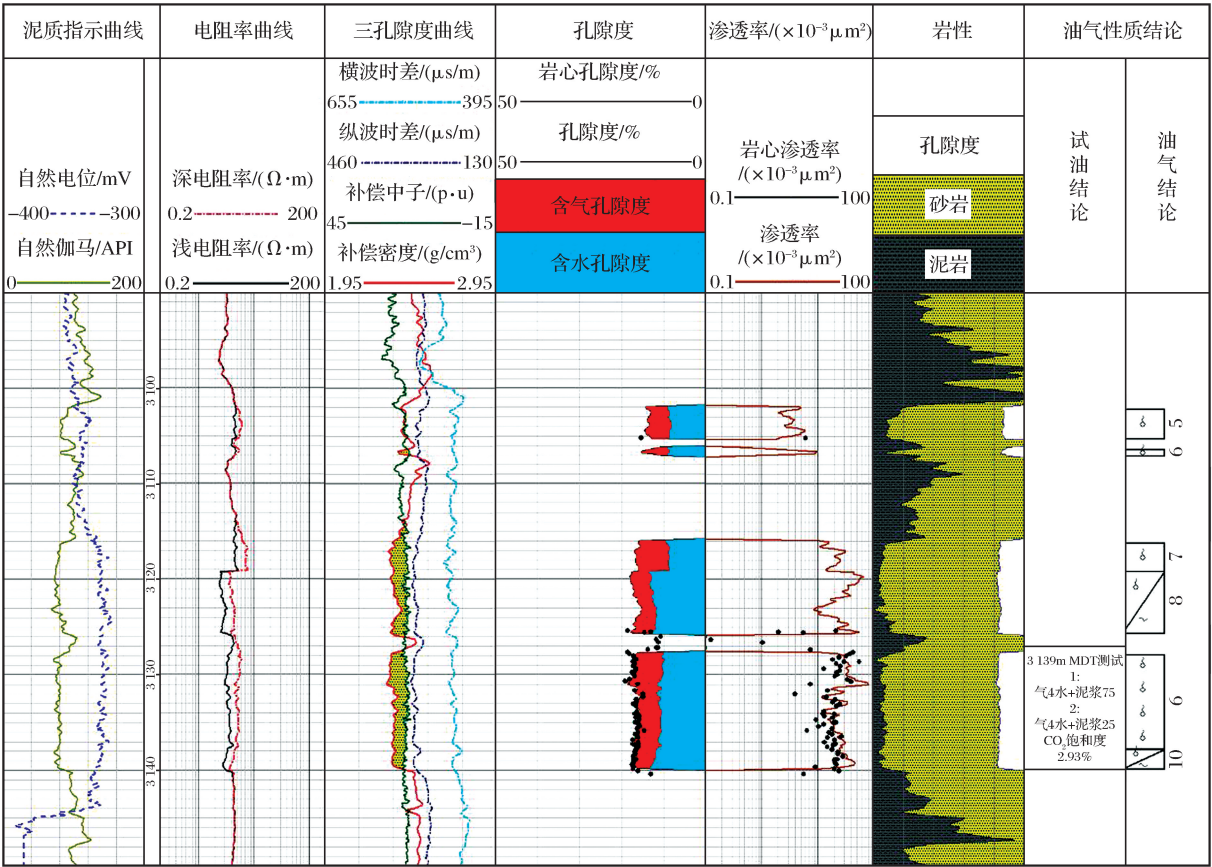


图 9 A2-9 储层参数综合解释成果

Fig.9 A2-9 the comprehensive interpretation of reservoir parameters figure

计算模型,提高了渗透率计算的精度。

(2)由于含气的影响,纵波时差不能很好地反映储层物性,利用 Gassmann 流体替换法对纵波时差曲线进行含气校正,把含气条件下的纵波时差校正到完全含水条件下的纵波时差,最终得到的纵波时差曲线能够更加突出储层物性的响应特征。

(3)利用 Fisher 判别法建立的基于测井曲线的储层分类判别标准,对研究区的储层进行分类判别,具有一定的判别精度。

参考文献 (References)

[1] Sun Jianmeng, Yan Guoliang. Review on absolute permeability model[J]. Well Logging Technology, 2012, 36(4): 329-335. [孙建孟, 闫国亮. 渗透率模型研究进展[J]. 测井技术, 2012, 36(4): 329-335.]

[2] Jing Wanxue. A theoretical method for calculation of sandstone reservoir with conventional logging data[J]. Well Logging Technology, 2002, 26(1): 46-48. [荆万学. 常规测井资料计算砂岩储层渗透率的理论思考[J]. 测井技术, 2002, 26(1): 46-48.]

[3] Zhang Xiong, Pan Heping, Luo Sen, et al. Summary of logging

interpretation for gas-bearing tight sandstone [J]. Chinese Journal of Engineering Geophysics, 2005, 2(6): 431-436. [章雄, 潘和平, 骆森, 等. 致密砂岩气层测井解释方法综述[J]. 工程地球物理学报, 2005, 2(6): 431-436.]

[4] Lü Qibiao, Sun Xingzuo. Application of rockphysics chart quantitative reservoir interpretation[J]. Progress in Geophysics, 2012, 27(2): 610-618. [吕其彪, 孙作兴. 岩石物理模板在储层定量解释中的应用[J]. 地球物理学进展, 2012, 27(2): 610-618.]

[5] Huang Buzhou, Li Zhoubo, Huang Xiwen, et al. Research on logging interpretation model of complex clayed sandstone reservoir[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2009, 48(1): 40-47. [黄布宙, 李舟波, 黄修文, 等. 复杂泥质砂岩储层测井解释模型研究[J]. 石油物探, 2009, 48(1): 40-47.]

[6] Chen Huanqing, Cao Chen, Liang Shuxian, et al. Research advances on reservoir pores[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2): 227-237. [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.]

[7] Jennings Jr J W, Lucia F J. Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for inter well permeability mapping[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2003, 6(4): 215-225.

[8] Jiao Cuihua, Xu Zhaohui. An approach to permeability predic-

- tion based on flow zone index[J]. Well Logging Technology, 2006, 30(4): 317-319. [焦翠华, 徐朝晖. 基于流动单元指数的渗透率预测方法[J]. 测井技术, 2006, 30(4): 317-319.]
- [9] Wang Zhizhang, He Gang. Division of reservoir flow unit and its application[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 31(3): 362-366. [王志章, 何刚. 储层流动单元划分方法与应用[J]. 天然气地球科学 2010, 31(3): 362-366.]
- [10] Susilo A. Permeability Prediction Based on Capillary Model [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy: Society of Petroleum Engineers, 2010: 19-22.
- [11] Gu Siman, Meng Yingfeng, Li Gao, *et al.* Experimental study on liquid-solid coupling of tight sandstone during gas drilling [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(3): 366-369. [辜思曼, 孟英峰, 李皋, 等. 气体钻井中致密砂岩流固耦合实验研究[J]. 断块油气田, 2013, 20(3): 366-369.]
- [12] Zheng Bin, Li Juhua. A new fractal permeability model for porous media based on Kozeny-Carman equation[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(1): 193-197. [郑斌, 李菊花. 基于 Kozeny-Carman 方程的渗透率分形模型[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(1): 193-197.]
- [13] Yulei Ge, Shurong Li, Kexin Qu. A novel empirical equation for relative permeability in low permeability reservoirs[J]. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2014, 22(11/12): 1274-1278.
- [14] Luo Dejiang. The method on the fluid identification of rock elastic properties by Fisher Discriminant Analysis in fragmental rock[J]. Progress in Geophysics, 2013, 28(4): 1919-1924. [罗德江. 基于核 Fisher 判别的碎屑岩储层流体识别[J]. 地球物理学进展, 2013, 28(4): 1919-1924.]
- [15] Pan Jingsong. The application of Fisher's discriminate analysis[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2013, 43(5): 155-162. [潘劲松. Fisher's 判别分析及应用[J]. 数学的实践与认识, 2013, 43(5): 155-162.]
- [16] You Rongjun, Zhao Zhengguo. The application of Gassmann equation is derived[J]. New Technology and New Products of China, 2015, 10(20): 164-165. [由荣军, 赵正国. Gassmann 方程的应用推导[J]. 中国新技术新产品, 2015, 10(20): 164-165.]
- [17] Lin Kai, He Zhenhua, Xiong Xiaojun, *et al.* Based on the Gassmann equation of fluid replacement process[J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2009, 6(1): 180-181. [林凯, 贺振华, 熊晓军, 等. 基于 Gassmann 方程的流体替换流程[J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2009, 6(1): 180-181.]

A classification method for permeability model in complex anisotropy reservoirs

Zhao Jun¹, Fan Jia-bao¹, Dai Xin-yun¹, He Sheng-lin², Zhang Hai-rong²

(1. School of Geosciences and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Research Institute of Zhanjiang Company, CNOOC, Zhanjiang 524057, China)

Abstract: For the lack of homogeneity and the same porosity conditions permeability diverges obviously in different blocks or different layers. Considering various influencing factors on complex reservoir's permeability, using the traditional permeability model to improve flowing unit index methods, classification model of the permeability in the Yinggehai Basin was set up. And put forward the selection by Gassmann fluid replacement after the correction of longitudinal wave time difference, porosity and shale content three logging curve, Fisher discriminant analysis is used to establish a new method of reservoir permeability type discriminant standard. Application of the discriminant method in A1, A2 gasfields of Yinggehai Basin, shows that distinguishing the permeability's type using this method is very accurate.

Key words: Reservoir; Gassmann fluid replacement; Fisher discriminant analysis; Permeability's model