

缝洞型碳酸盐岩储层物性非均质性 评价方法探讨

徐芳, 黄继新, 齐梅, 张克鑫, 郭松伟, 张超前, 孟征, 王玉生

中国石油勘探开发研究院

摘要 通过实验室测得的岩心孔隙度和渗透率数据的分析,证实了对于缝洞型强非均质碳酸盐岩储层,岩心的取样偏差导致实验分析数据的不稳定,而造成其无法体现储层物性的全貌及非均质性;对于发育裂缝的碳酸盐岩样品,常规测井和核磁测井的测量结果也难以体现出裂缝对储层物性的影响。提出了一种利用二维岩心CT扫描图像处理直接获取孔隙、裂缝和溶洞的信息分析方法,通过计算二维图像上的孔隙、裂缝和溶洞的面积来估算孔隙度和渗透率,并进一步评价储层非均质性。利用岩心分析、核磁测井以及CT扫描图像解释3套数据集计算的变异系数和洛伦兹系数,以及不同采样间隔的CT扫描图像获得的物性差异分析了储层的非均质性,并对比了各种方法的异同点和有效性。认为从二维岩心CT扫描图像中提取的岩石物性数据集是缝洞型碳酸盐岩储层非均质性分析的一种有用的、可靠的资料来源。

关键词 碳酸盐岩;缝洞型储层;非均质性;岩心分析;核磁测井;二维岩心CT扫描图像

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

0 前言

孔隙度与渗透率分析是储层非均质性表征的重要内容之一^[1]。然而,准确而深入地研究孔渗参数(特别是渗透率参数)以及孔渗关系非常困难。根据压汞毛细管压力实验^[2-4]或气体渗透率测定方法获得的实验室渗透率数据,是目前最为准确的结果^[5-8]。许多研究者在利用监督学习优化算法计算孔隙度和渗透率时常将实验数据结果作为学习样本的标准^[9-13],然而由于实验室测试中使用的样品体积有限,因此这些样品的代表性一直受到研究者的质疑,特别是在强非均质储层中,岩心分析获得的渗透率结果难以代表实际地层的渗透率。通过对比基于压汞毛细管压力数据计算碳酸盐岩储层渗透率的不同模型发现,准确预测强非均质碳酸盐岩储层物性的难度很大^[14]。核磁共振(NMR)测井已被广泛用于表征岩石的孔隙度和渗透率^[15-17],并且其对渗透率解释的精度高于常规测井解释^[17-20]。

缝洞型碳酸盐岩储层具有很强的非均质性,准确计算缝洞型碳酸盐岩储层渗透率是目前面临的难题。近年来CT扫描技术越来越多地用于岩心分析处理^[21-24]。利用岩心二维CT扫描图像检测计算孔隙度,需排除扫描岩心激光束流能量不足等导致的不可预料的畸变,在此基础上利用图像识别技术直接计算孔隙分布和孔隙度,并进一步利用Kozeny-Carman方程计算渗透率^[25]。高分辨率微岩心三维CT扫描可以提供详细的孔隙空间网络,该方法通常用于重建孔隙空间^[21,26-27]。然而,三维CT扫描方法价格昂贵、耗时长,而且测量体积有限^[28],其有限的样品体积并不能较好地反映宏观渗透率的变化。因此,相对于三维CT扫描图像,目前二维CT扫描图像的使用更为广泛。李斌会等^[22]利用二维CT扫描图像识别裂缝和溶洞,通过支持向量机(SVM)算法解释碳酸盐岩储层岩石类型,但所用的是岩心横截面图像,与整个岩心体的CT扫描图像相比,岩心截面图像的视角小得多。

基于二维图像识别孔隙、计算渗透率的方法思

收稿日期:2021-09-27;改回日期:2022-04-16;网络出版日期:2022-09-30

本文受中油国际海外技术支持与研发项目“美洲地区油气开发技术支持与综合研究”(编号:2021-ZC-01-15)资助

第一作者:徐芳,博士,高级工程师,2015年毕业于中国石油勘探开发研究院,主要从事开发地质研究。通信地址:100083北京市海淀区学院路20号中国石油勘探开发研究院;E-mail:xufang19684@petrochina.com.cn

路简单、直接,从图像识别结果中提取孔隙分布,并利用得到的孔喉/孔隙尺寸比等参数来计算缝洞型碳酸盐岩储层的绝对渗透率。该方法可以分多个层段计算取心段物性,根据分析结果的差异,评价储层非均质性。与岩心实验室分析相比,该方法不受取样位置的局限,人为影响较小,计算结果更具代表性,但目前应用该方法计算孔隙度和渗透率的研究还相对较少。与二维CT图像识别类似,利用横向弛豫时间(T_2)分布,核磁共振测井得出的岩石物理性质可用于非均质性研究^[17]。对比不同来源资料解释的岩石物性是准确评价储层非均质性的有效方法,因此,本文选取了实验室岩心分析数据、CT扫描二维图像以及核磁测井3类资料,对缝洞型碳酸盐岩储层的岩石物理非均质性进行了分析。

1 样品特征

缝洞型碳酸盐岩储层的储集空间通常以次生溶蚀孔隙为主。溶蚀孔洞的分布与裂缝和可溶矿物有关,较大的孔隙和孔洞往往位于裂缝附近,裂缝是次生孔隙形成的重要因素。本文以S盆地A油田目的层下白垩统湖相碳酸盐岩为例,储层主要岩性为叠层石灰岩和介壳灰岩,储层受到多期溶蚀作用改造,次生溶蚀孔洞非常发育。从岩心照片(图1a)和岩心CT扫描图像(图1b—1c)上可以看出,受裂缝及可溶矿物的影响,溶蚀孔洞大小和分布相对不均匀。薄片资料由于视角有限,通常薄片照片显示出相对均质的视图(图1d—1f)。因此,利用二维CT岩心扫描图像进行孔隙识别,可以清晰地显示出岩石中普遍存在的非均质性现象。

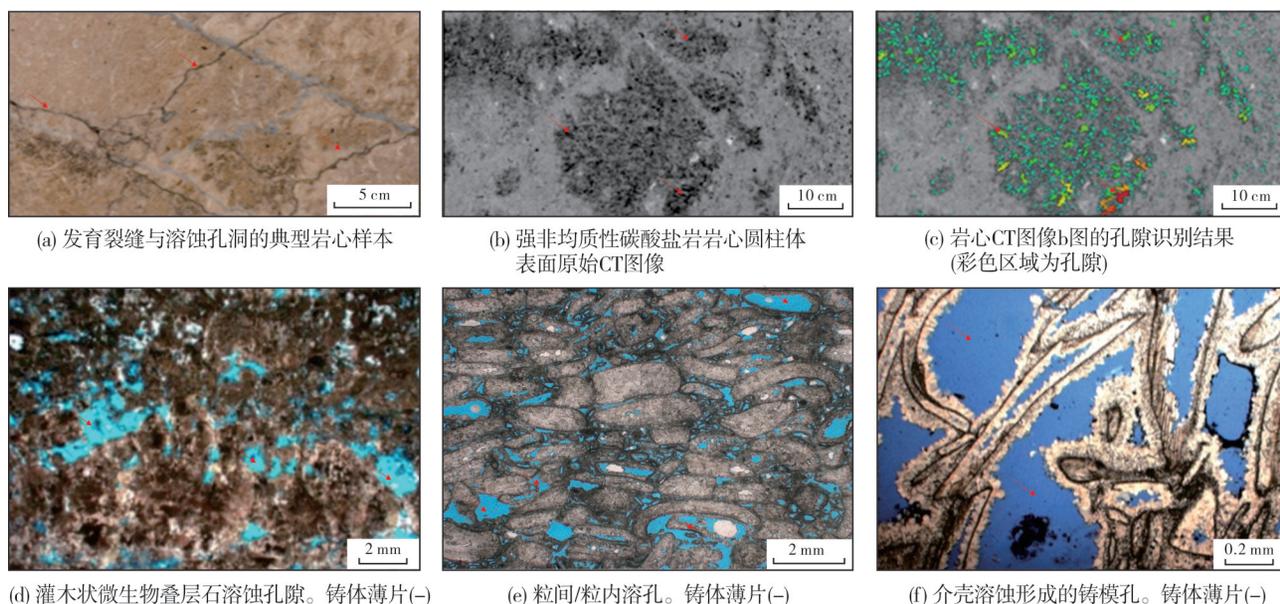


图1 研究区碳酸盐岩储层岩心照片、岩心CT扫描图像与薄片照片

Fig. 1 Core photos, core CT images and thin sections of carbonate rocks in the study area

2 数据分析

2.1 实验室岩心分析数据

对研究区2口取心井进行了常规岩心分析实验,孔隙度与渗透率交会图(图2)显示这2口井的孔隙度与对数变换的渗透率均呈相似的线性趋势,特别是剔除个别异常值即渗透率值较低(小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)的数据后,其线性关系更加清晰,因此可使用线性模型来建立储层孔隙度和对数变换后的

渗透率关系^[29]。

通过进一步分析实验室测得的孔隙度和渗透率数据,并将数据与实际岩心进行对比,发现相当一部分样品点的孔隙度很高,但相应的渗透率却很低。典型的例子是同一口井在深度5 338.6 m和5 339.25 m处的样品对比:第1个样品的孔隙度为8.4%,对应的渗透率为 $85.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;而第2个样品的孔隙度为12.2%,渗透率却仅为 $8.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。另一个较为极端的数据点是孔隙度为14.9%,但渗

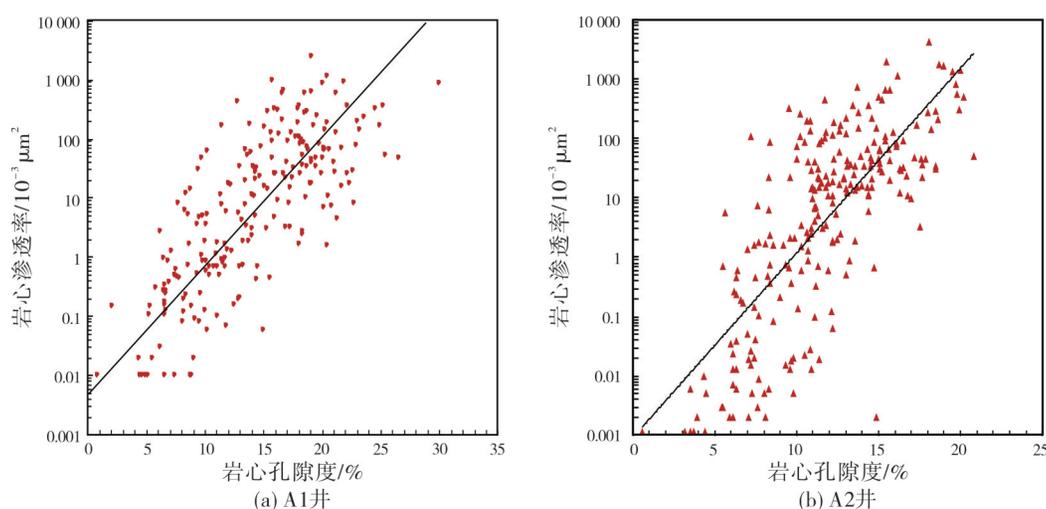


图2 岩心分析孔隙度和渗透率交会图(两套数据分别取自2口油井)

Fig. 2 Crossplots of porosity and permeability from core analysis (two sets of data from two oil wells)

透率仅为 $0.002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图2b, 右下部数据点)。此外, 对比从 5 359.75 m 和 5 359.90 m 处采集的 2 个样品测试渗透率之间的差异, 样品之间的垂直距离仅为 0.15 cm, 但其渗透率分别为 $0.002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $23.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 两者差异很大。这种现象并不孤立存在, 并非因测量误差所造成。由于储层具有很强的非均质性, 孔隙分布不均匀, 局部取样的岩心塞无法较好地体现强非均质性储层的物性特征。如果样品取自相对较均质的岩石, 那么局部取样的岩心塞就可以较好地反映储层的物性特征。因此, 对于强非均质性储层来说, 在一定层段内的一个岩心塞样品的测量结果无法反映整段储层的渗透率特征。

由此看来, 在碳酸盐岩储层研究中, 尽管岩心实验室测试岩石物性数据被视为储层特征描述的最有用和最准确的数据来源, 但这些数据在用于储层建模或校准其他储层评价数据之前, 应进行非均质性分析。

2.2 岩心CT扫描数据

2.2.1 图像孔隙度

岩心CT扫描技术在储层研究中有着广泛的应用。二维CT图像可以直观地观察储层孔隙发育情况, 有助于解释碳酸盐岩的岩石物理性质和分析储层非均质性。用来定量识别孔隙和裂缝的CT扫描图像要求具有较高的分辨率, 图像分辨率越高, 识别结果越准确。研究区岩心CT扫描图像为整个岩心柱面的扫描, 图像宽度为720像素, 代表岩心(直

径接近14 cm)的周长, 图像分辨率可满足本次研究的需要。

本次研究使用Sobel算子对岩心CT扫描图像进行边缘检测。该算子是广泛应用的离散微分算子之一, 可以降低边缘模糊程度即对边缘进行锐化处理, 以提高图像的辨识度。在岩心CT扫描图像中, 孔隙和开启裂缝表现为黑色或深色的图像, 因此可以通过边缘检测方法从图像中标识出孔隙和开启裂缝的边缘, 从而识别出岩心上发育的孔隙和开启裂缝, 并计算出所识别孔隙和开启裂缝的面积。孔隙识别完成后, 可以设定不同的采样间隔, 统计该层段中孔隙所占的面积与该段图像总面积的比值。本次研究使用的岩心CT扫描的分辨率相对较高, 现阶段在难以获取三维扫描图像的情况下, 可以认为该比值近似等于该段的孔隙度, 下文提到的利用岩心CT扫描图像得到的孔隙度均为该比值。

可以采用不同的垂向采样间隔计算CT扫描图像得到的孔隙度, 不同的垂向采样间隔下统计的孔隙度分布不同。如果垂向采样间隔太小, 该层段孔隙数据量太少, 则无法得到具有统计意义的结果; 如果垂向采样间隔太大, 则计算结果被平均化, 不能很好地反映碳酸盐岩储层的非均质性。

本文在计算岩心CT扫描图像中所识别出的孔隙面元的面积时采用像素作为单位。计算得到孔隙面积后进行对数转换, 进一步按照该数值大小(即孔隙面积对数变换后的数值)平均分为1到8共八个级别, 分级别统计孔隙的数量(图3a)以及孔隙面积占比的分布(图3b)。统计结果表明: 级别2~4的较

小孔隙数量较多,而级别5以上的大孔隙数量较少;但级别3以下的小孔隙所占面积非常小,级别4~5的孔隙所占面积最多,也就是级别4~5的孔隙级别对孔

隙度的贡献比较大(图3b)。另外按面积取对数后得到的孔隙面积分布符合正态分布,说明该结果具有统计学意义,可作为后续研究的基础。

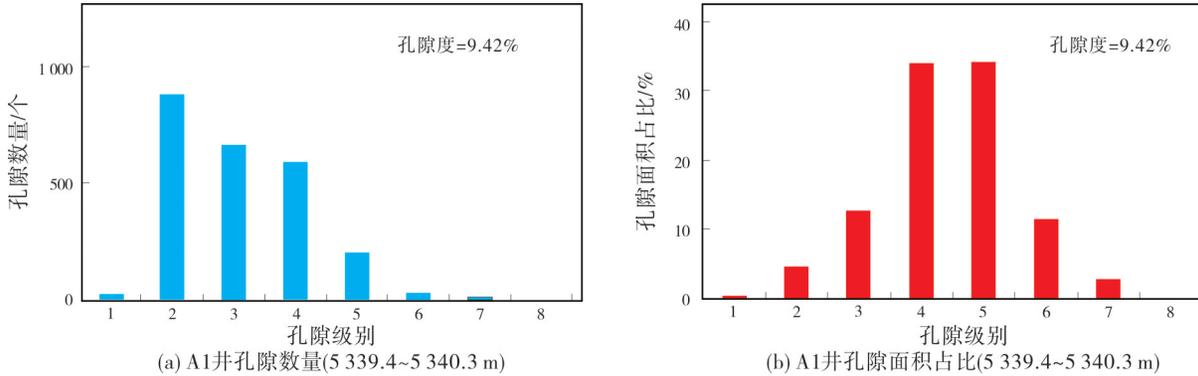


图3 岩心CT扫描孔隙数量和孔隙面积占比的统计

Fig. 3 Statistics of pore number and pore area percentage from core CT images

2.2.2 图像渗透率

利用孔隙度估算渗透率是目前的常规做法,因此可以利用二维岩心CT扫描图像识别出的孔隙度估算渗透率^[30]。本文使用孔隙度与渗透率换算关系,根据图像识别的孔隙度分布计算渗透率,用于后续储层物性非均质性分析。孔隙度与渗透率换算公式如下:

$$K = 10 \left(20 \times \frac{D_{60}}{D_{10}} \times \phi + P_{last} \right) \quad (1)$$

式中: K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ 为孔隙度,无量纲; D_{60} 为孔隙度累积概率60%所对应的孔隙度,无量纲; D_{10} 为孔隙度累积概率10%所对应的孔隙度,无量纲; P_{last} 为孔隙分布中最大的孔隙级别所对应的频率,无量纲。

2.3 核磁测井解释物性数据

核磁共振测井被广泛用于表征岩石的孔隙度和渗透率,通常认为核磁测井物性解释的精度高于常规测井解释。研究区中已钻井均进行了核磁测井,并利用核磁测井资料进行了孔隙度及渗透率解释,本文直接应用核磁测井解释结果来分析储层物性的非均质性,对于核磁测井解释孔隙度及渗透率的方法此处不作赘述。

3 储层物性非均质性分析

受构造、沉积、成岩等因素的影响,储层内部各种属性及空间分布都存在差异性,这种差异性即为储层非均质性,主要表现为平面及层间物性差异、

垂向韵律性等。目前储层非均质性的分类方案较多,用于分析非均质性的数据集和方法也各不相同。开展储层物性非均质性定量分析需将储层段进行细分层,基于细分层的结果来探讨储层物性的差异性。在此过程中存在的不确定因素是针对储层段进行细分层的标准。

3.1 定义层

为更好地分析层内非均质性特征,本次研究选取了实际数据相对齐全的井段,该井段具有连续的实验室测量的岩心孔隙度和渗透率数据,核磁共振测井解释的孔隙度和渗透率数据,以及岩心CT扫描图像。根据岩心CT扫描图像做定量解释,可以得到基于图像的岩石物性数据。

通常情况下,储层细分层需要考虑成因储层单元,这些细分层具有相似的储层性质外部几何结构和测井响应,因此,可以根据这些特征识别成因储层单元^[31]。根据这一定义,最常用的储层细分标准是FZI (Flow Zone Indicator),即流动带指数,该指数是基于Kozeny-Gayman方程,从孔隙几何相理论出发,利用平均水力半径的概念,应用Poisueille和Darcy定律推导出储层质量指数(RQI)、标准化孔隙度(ϕ_z)和流动带指数(FZI)之间的关系。储层质量指数、标准化孔隙度以及流动带指数之间的计算公式如下:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \quad (2)$$

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (3)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_e} \quad (4)$$

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

本文根据实验室岩心物性分析结果计算流动带指数，并按照流动带指数的大小进行分组(图4)，将研究层段细分为5个层段，并在此基础上进行储层非均质性分析。

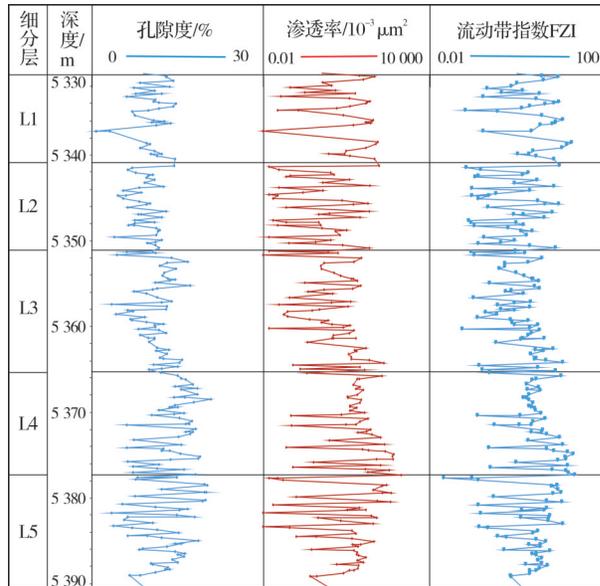


图4 研究层段基于流动带指数的细分层结果
Fig. 4 Subdivision results of study interval based on FZI

3.2 数据集

本文开展储层的层内非均质性分析共采用3类孔隙度和渗透率资料，即实验室岩心分析资料集、核磁共振测井解释资料集、二维CT扫描图像解释资料集(包括0.25 m和0.5 m采样间隔下计算的结果)。

针对物性相对均质的储层而言，这3类数据集得到的结果应当相同或相近。但对于物性相对强非均质性储层而言，根据前文中提到的二维CT扫描图像的岩石物性解释结果对非均质性研究的意义可知，受取样位置限制，同时由于测井原理与实验室分析结果的不同，3类数据集体现的结果会出现较大的差异。如图5所示，从整体上看，3类数据集的孔隙度和渗透率的分布趋势是一致的。然而，在相对均质层段(②段)中，这3类数据集的结果差异最小，而在强非均质层段(①、③和④段)中，这3类数据集的结果差异增大，其中岩心物性分析结果和核磁测井解释结果均未能体现出①段中的高孔高渗特征，而二维CT扫描图像较为准确地识别出了岩心中发育的溶蚀缝，因此，本次研究更加准确地体现出裂缝段对储层物性的影响(图5，图6)。

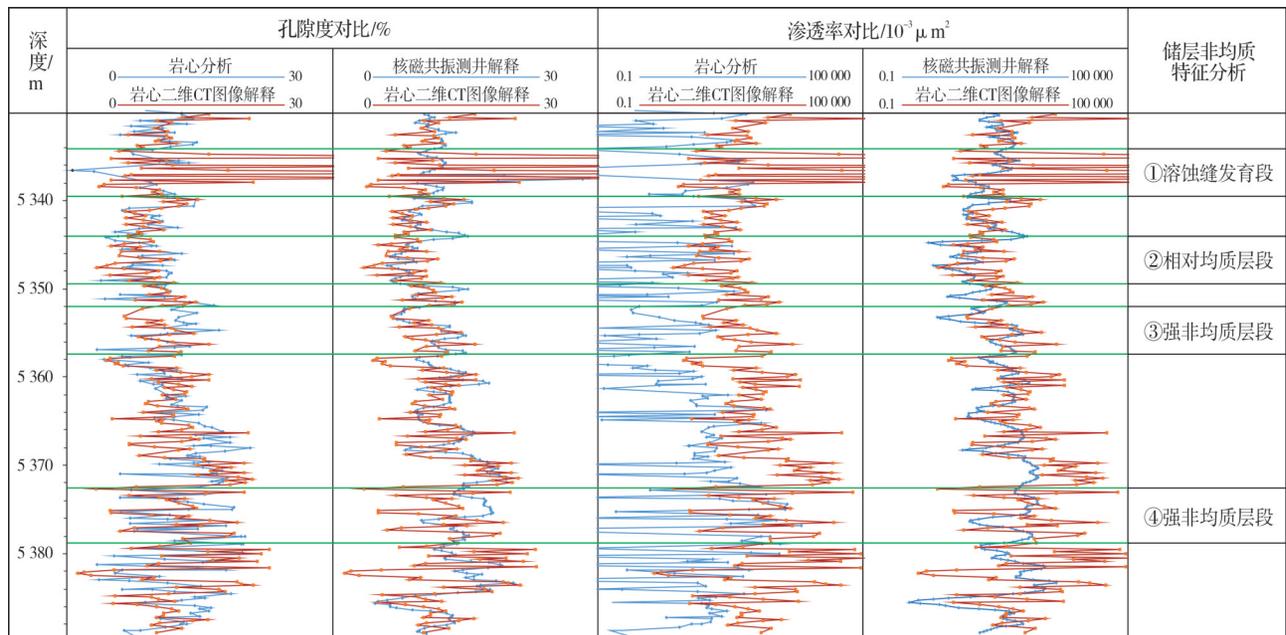
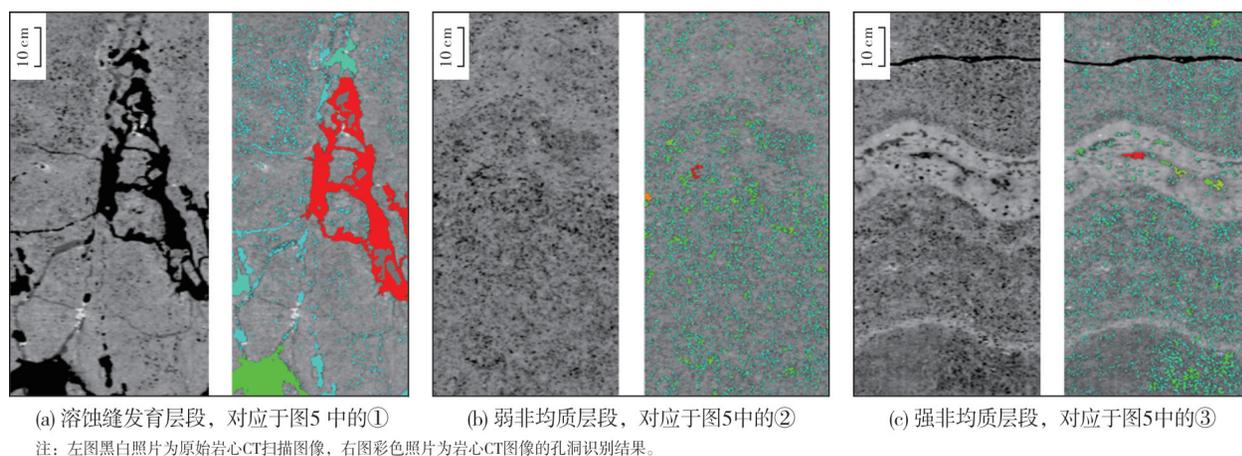


图5 岩心扫描图像识别、核磁共振测井解释及岩心物性分析孔隙度和渗透率对比
Fig. 5 Comparison of porosity and permeability from core scanning images, NMR logging and core analysis



(a) 溶蚀缝发育层段, 对应于图5中的① (b) 弱非均质层段, 对应于图5中的② (c) 强非均质层段, 对应于图5中的③
注: 左图黑白照片为原始岩心CT扫描图像, 右图彩色照片为岩心CT图像的孔隙识别结果。

图6 岩心CT扫描图像识别孔隙结果

Fig. 6 Pore identification of core CT scan images

3.3 变异系数

变异系数(C_v)是相对于平均值的变异性度量^[32],即用于统计的若干数值相对于其平均值的偏离程度(或分散程度、变化程度)。变异系数值越大,则代表非均质性越强;变异系数越小,则代表非均质性越弱。计算变异系数最常用的方法如下:

$$C_v = \frac{\sqrt{\sigma^2}}{\bar{x}} \quad (5)$$

式中: C_v 为变异系数, $\sqrt{\sigma^2}$ 为标准偏差, \bar{x} 为平均值。

分别计算了岩心分析、核磁测井、二维CT图像扫描0.25 m和0.5 m采样间隔解释孔隙度与渗透率的变异系数。利用不同数据集计算孔隙度与渗透

率的变异系数结果有所差异(图7)。岩心分析数据计算孔隙度变异系数结果显示(图7a), L5层和L1层非均质性最强,而相应的渗透率变异系数却显示出完全不同的结果,即L3层非均质性最强,L5层次之(图7b);同样,核磁测井解释数据计算得到的孔隙度及渗透率变异系数也显示出不一致的结果。CT扫描图像两组数据集计算得到的孔隙度和渗透率变异系数结果较为一致,L1层非均质性最强,L5层次之。根据岩心照片可见,L1层溶蚀缝较为发育,导致该层储层物性非均质性最强,岩心分析结果受取样位置所限,未能体现出溶蚀缝洞的信息,而CT扫描图像定量识别出孔洞缝信息,更加充分地体现了缝洞发育导致储层物性非均质的增强。

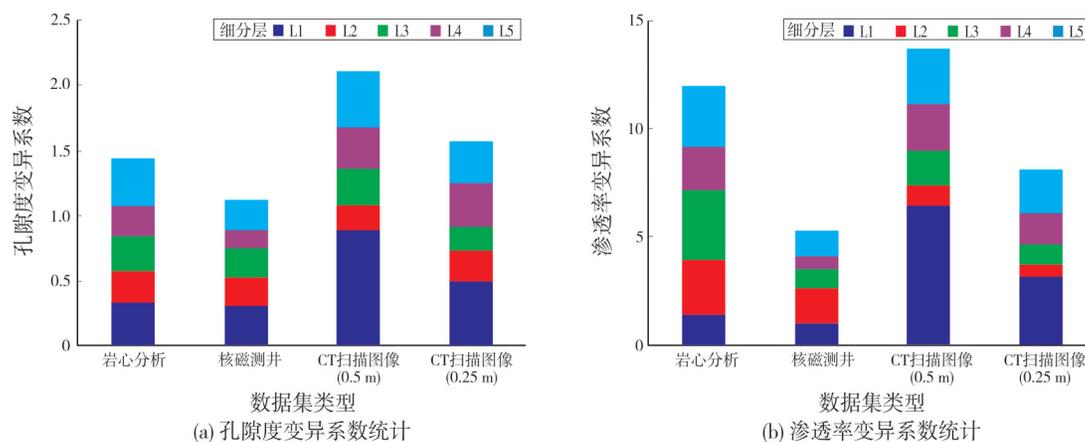


图7 不同数据集5个层的孔隙度及渗透率变异系数对比

Fig. 7 Comparison of porosity and permeability variation coefficients of five layers from different datasets

3.4 洛伦兹系数

洛伦兹系数被广泛用于储层评价的非均质性

研究^[32-33]。该方法是经济学领域中的一种重要分析方法,最初是用来测定贫富不均匀程度的一个指标,目前已被广泛引入多个学科领域。洛伦兹系数

是采用储层岩石样品的实际渗透率贡献值曲线和理想储层绝对均质曲线之间的面积,与储层绝对均质曲线和纵坐标轴围成面积的比值来表示储层的非均质程度^[33]。其中,洛伦兹曲线图中直角坐标系的对角线为完全均质线,所绘制的洛伦兹曲线偏离该对角线越远,则表示非均质性越强。

图8、图9和图10显示了不同数据集的5个层

的洛伦兹系数计算结果和对比。井上岩心分析数据与核磁测井计算结果区分度不明显,整体来看L5层与L2层的非均质性强于其他层;而岩心CT扫描计算结果显示,L1层非均质最强,L5层次之,与变异系数计算结果较为接近。同样,岩心CT扫描数据集体现出L1层溶蚀缝对储层物性非均质的影响。

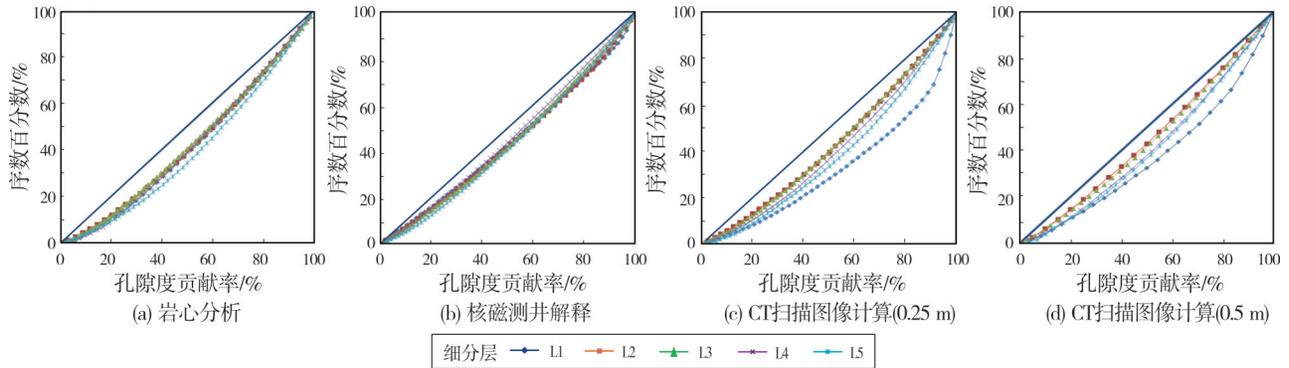


图8 不同数据集5个层的孔隙度洛伦兹曲线

Fig. 8 Porosity Lorentz curves of five layers from different data sets

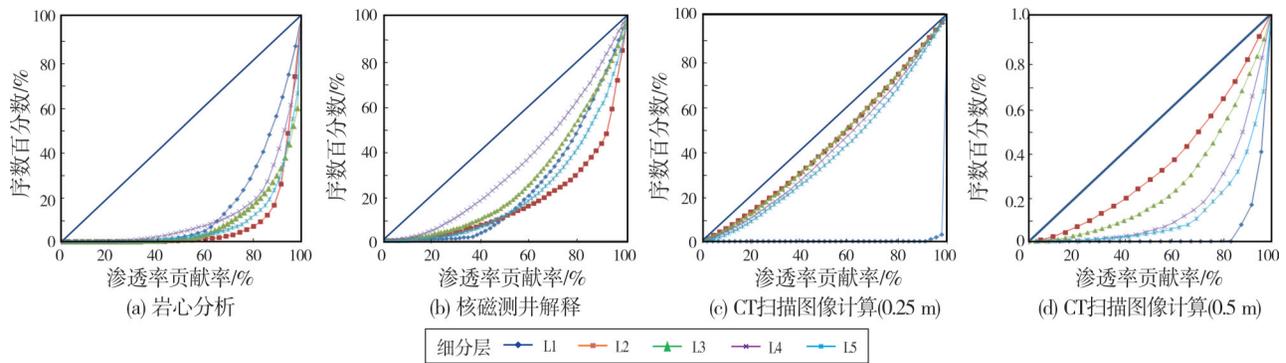


图9 不同数据集5个层的渗透率洛伦兹曲线

Fig. 9 Permeability Lorentz curves of five layers from different data sets

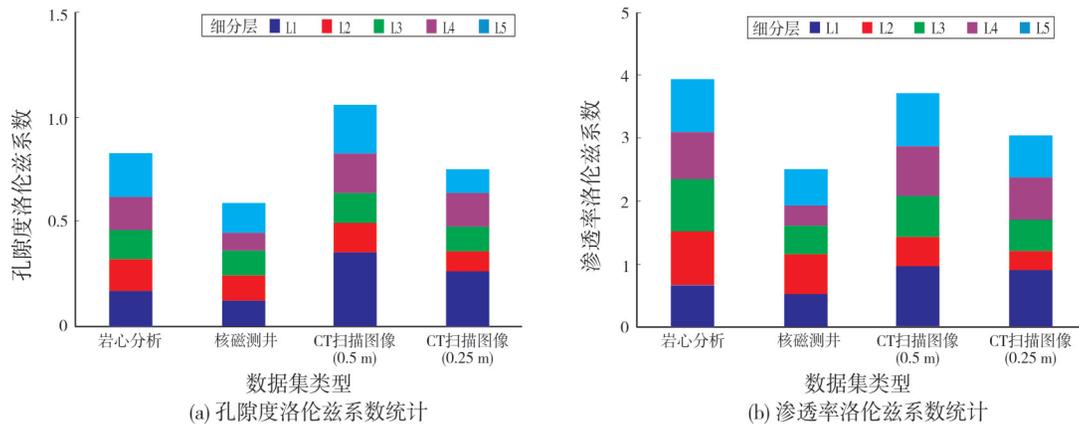


图10 不同数据集5个层的孔隙度及渗透率洛伦兹系数对比

Fig. 10 Comparison of porosity and permeability Lorentz coefficients of five layers from different data sets

3.5 不同采样间隔二维图像识别结果的差异性

由于二维CT扫描图像识别可以利用任意区间来计算岩石物性,因此我们可以得到不同采样间隔下的储层物性计算结果。通过分析不同采样间隔物性计算结果的差异,可以直接评价储层物性差异即储层物性非均质性。

本文提取了2套通过图像识别计算的岩石物性参数,一套采用0.25 m统计区间计算,另一套采用0.5 m统计区间计算(图11)。两种采样间隔所得到的储层物性之间的差异表明,物性差异随着非均质性的增强而增大。

由图11可知,孔渗差异最大的层段位于5 334.50~5 338.00 m,溶蚀缝发育,裂缝的存在导致储层非均质性的提高。5 338.00~5 376.00 m段孔隙度差异较小。然而,渗透率差异揭示了一个更为复杂的非均质性问题,即非均质性随深度的增加呈增加趋势。

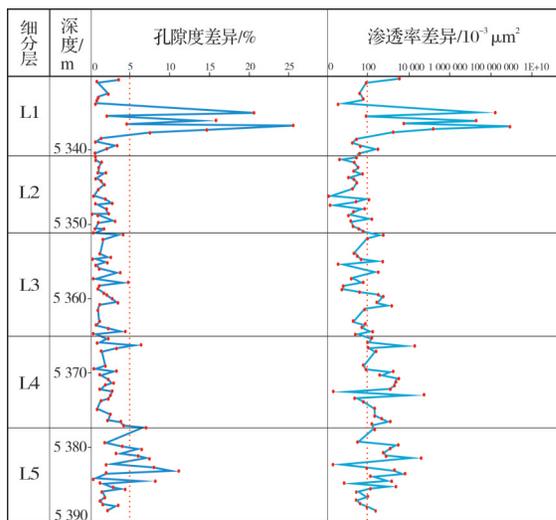


图11 0.25 m和0.5 m采样各层段不同孔隙度和渗透率的差异值

Fig. 11 The difference values of porosity and permeability estimated by images of 0.25 m and 0.5 m sampled

孔隙度差异表明整个井段强非均质性层为L1层和L5层,分别代表裂缝-溶蚀性储层和溶洞型储层。这两个层的图像识别结果的孔隙度差异在5%以上,其余3个层的孔隙度差异在5%以下。渗透率差异表明从岩石物理非均质性最低的L2层到L5层,渗透率非均质性增加。当选取 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 阈值来划分均质和非均质储层时,渗透率差异的结果与变异系数法和洛伦兹系数法的非均质性分析结果相似。

4 讨论

4.1 非均质性与储层质量

如上,强非均质层段对应于储层的高孔隙度和高渗透率部分,这种现象与孔隙的形成有着内在的联系。要形成次生孔隙,溶蚀的矿物质必须在岩石成为多孔介质储层时从岩石中排出,运输通道主要是在可溶性岩石内部不均匀分布的裂隙。由于裂缝是储层非均质性的重要因素,溶蚀孔隙的分布受裂缝和岩石中可溶性矿物分布的控制,因此对于缝洞型碳酸盐岩储层,较强的物性非均质性也可以成为优质储层的标志。

4.2 非均质性分析中的数据集

不同数据集的应用会影响非均质性分析的结果,因此对作为岩石物理解释的数据集进行仔细的评价非常必要。岩心在实验室测试获得的岩石物理性质是重要的数据源,但取样偏差(有时是由于岩心质量或裂缝的影响)会造成不确定性。通过多个数据集的交叉验证,这种负面效应可以得到显著减弱。

本文介绍了从二维岩心CT扫描图像中提取的另一种有用的岩石物性数据集,这种图像识别方法可以有效地避免由于取样偏差而导致的岩石物性数据的偏差,其结果和用途可以利用岩心实验室物性分析和核磁测井解释加以验证。这类资料是缝洞型碳酸盐岩储层非均质性分析可靠的资料来源。与常规测井解释相比,核磁测井解释孔隙度和渗透率被认为是最可靠的岩石物性解释。如果没有这类资料,常规测井解释也可作为非均质性分析的辅助资料集。

4.3 问题

在对整个层段进行小层划分时,存在人为因素的影响。虽然分层是有依据和可以接受的,并且与通过二维图像识别进行的直接非均匀性分析结果相吻合,但分层中仍然存在一定的不确定性。

5 结论

由于缝洞型碳酸盐岩储层非均质性很强,岩心测量的岩石物理性质不能完全有效地代表取样的层段。为解决岩心孔隙度和渗透率数据的不确定性,提出了一种利用二维岩心CT图像计算岩心物性的储层非均质性分析方法。利用实验室岩心分析数据、核磁共振测井解释数据、不同采样间隔的二

维 CT 扫描图像解释数据计算的孔隙度和渗透率变异系数、洛伦兹系数, 以及不同采样间隔二维图像识别结果的差异性分析了缝洞型碳酸盐岩储层的非均质性, 并对比了各种方法的异同点和有效性。

结果表明: 通过二维岩心 CT 扫描图像识别计算的岩石物性数据所反映的储层特征最具代表性; 利用不同采样间隔二维 CT 图像计算的储层物性差异可以揭示缝洞型碳酸盐岩储层的非均质性, 物性差异的增大指示了储层非均质性的增强。通过二维图像识别结果与核磁共振测井解释结果的对比, 将非均质剖面从整个分析井段中分离出来的阈值可以推广到其他无岩心资料的井段。

参考文献

- [1] PINELA J, KRUZ S, MIGUEL A F, et al. Permeability-porosity relationship assessment by 2-D numerical simulations[C]// 16th International Symposium on Transport Phenomena, Prague: Pacific Center of Thermal-Fluids Engineering, 2005: 5.
- [2] MATTHEWS G P, MOSS A K, SPEARING M C, et al. Network calculation of mercury intrusion and absolute permeability in sandstone and other porous media[J]. Powder technology, 1993, 76(1): 95-107.
- [3] GIESCHE H. Mercury porosimetry: a general (practical) overview[J]. Particle & particle systems characterization, 2006, 23(1): 9-19.
- [4] ISLAM A, FAISAL T F, CHEVALIER S, et al. Multi-scale experimental and numerical simulation workflow of absolute permeability in heterogeneous carbonates [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2019, 173: 326-338.
- [5] HADIA N J, MITRA S K, VINJAMUR M. Estimation of permeability heterogeneity in limestone outcrop by pressure measurements: experiments and numerical simulation [J]. Experimental thermal and fluid science, 2012, 40: 177-184.
- [6] BRIGAUD B, VINCENT B, DURLET C, et al. Characterization and origin of permeability-porosity heterogeneity in shallow-marine carbonates: from core scale to 3D reservoir dimension (Middle Jurassic, Paris Basin, France) [J]. Marine and petroleum geology, 2014, 57(2): 631-651.
- [7] MIRANDA T S, SANTOS R F, BARBOSA J A, et al. Quantifying aperture, spacing and fracture intensity in a carbonate reservoir analogue: Crato Formation, NE Brazil [J]. Marine and petroleum geology, 2018, 97: 556-567.
- [8] CHINELATTO G F, BELILA A M P, BASSO M, et al. A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: a case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema Formation, Santos Basin-Brazil [J]. Marine and petroleum geology, 2020, 116: 1-21.
- [9] ITURRARÁN-VIVEROS U, PARRA J O. Artificial neural networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data [J]. Journal of applied geophysics, 2014, 107: 45-54.
- [10] ANIFOWOSE F, ADENIYE S, ABDULRAHEEM A, et al. Integrating seismic and log data for improved petroleum reservoir properties estimation using non-linear feature-selection based hybrid computational intelligence models [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2016, 145: 230-237.
- [11] RABBANI A, ASSADI A, KHARRAT R, et al. Estimation of carbonates permeability using pore network parameters extracted from thin section images and comparison with experimental data [J]. Journal of natural gas science and engineering, 2017, 42: 85-98.
- [12] VALENTÍN M B, BOM C R, COMPAN A L M, et al. Estimation of permeability and effective porosity logs using deep autoencoders in borehole image logs from the Brazilian pre-salt carbonate [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2018, 170: 315-330.
- [13] ANIFOWOSE F, ABDULRAHEEM A, AL-SHUHAIL A. A parametric study of machine learning techniques in petroleum reservoir permeability prediction by integrating seismic attributes and wireline data [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2019, 176: 762-774.
- [14] NOORUDDIN H A, HOSSAIN M E, AL-YOUSEF H, et al. Comparison of permeability models using mercury injection capillary pressure data on carbonate rock samples [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2014, 121: 9-22.
- [15] GONÇALVES E C, DA SILVA P N, SILVEIRA C S, et al. Prediction of carbonate rock type from NMR responses using data mining techniques [J]. Journal of applied geophysics, 2017, 140: 93-101.
- [16] XIAO Liang, MAO Zhiqiang, LI Junran, et al. Effect of hydrocarbon on evaluating formation pore structure using nuclear magnetic resonance (NMR) logging [J]. Fuel, 2018, 216: 199-207.
- [17] YARMOHAMMADI S, KADKHODAIE A, HOSSEINZADEH S. An integrated approach for heterogeneity analysis of carbonate reservoirs by using image log based porosity distributions, NMR T₂ curves, velocity deviation log and petrographic studies: a case study from the South Pars gas field, Persian Gulf Basin [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2020, 192: 1-12.
- [18] SUN Tianwei, YAN Weichao, WANG Haitao, et al. Developing a new NMR-based permeability model for fractured carbonate gas reservoirs [J]. Journal of natural gas science and engineering, 2016, 35 (Part A): 906-919.
- [19] VESELINOVIC D, GREEN D, DICK M. Determination of natural fracture porosity using NMR [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Texas: San Antonio, 2016: 1062-1069.
- [20] MASON H E, SMITH M M, CARROLL S A. Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs [J]. International journal of greenhouse gas control, 2019, 87: 19-26.
- [21] OKABE H, BLUNT M J. Pore space reconstruction of vuggy carbonates using microtomography and multiple-point statistics [J]. Water resources research, 2007, 43(12): 1-5.
- [22] LI Binhui, TAN Xuequn, WANG Fuyong, et al. Fracture and vug characterization and carbonate rock type automatic classification using X-ray CT images [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2017, 153: 88-96.

- [23] SUN Huafeng, VEGA S, GUO Tao. Analysis of heterogeneity and permeability anisotropy in carbonate rock samples using digital rock physics[J]. Journal of petroleum science and engineering, 2017, 156: 419–429.
- [24] WATANABE N, KUSANAGI H, SHIMAZU T, et al. Local non-vuggy modeling and relations among porosity, permeability and preferential flow for vuggy carbonates[J]. Engineering geology, 2019, 248: 197–206.
- [25] ARCHILLA N L, MISSAGIA R M, HOLLIS C, et al. Permeability and acoustic velocity controlling factors determined from x-ray tomography images of carbonate rocks[J]. AAPG bulletin, 2016, 100(8): 1289–1309.
- [26] MEHMANI A, VERMA R, PRODANOVIĆ M. Pore-scale modeling of carbonates[J]. Marine and petroleum geology, 2020, 114(2): 1–70.
- [27] 乔占峰, 郑剑锋, 张杰, 等. 海相碳酸盐岩储层建模和表征技术进展及应用[J]. 海相油气地质, 2019, 24(4): 15–26.
QIAO Zhanfeng, ZHENG Jianfeng, ZHANG Jie, et al. The latest progress on reservoir characterization for marine carbonate and its significance[J]. Marine origin petroleum geology, 2019, 24(4): 15–26.
- [28] OLIVEIRA G L P, CEIA M A R, MISSAGIA R M, et al. Core plug and 2D/3D-image integrated analysis for improving permeability estimation based on the differences between micro- and macroporosity in Middle East carbonate rocks[J]. Journal of petroleum science and engineering, 2020, 193: 107335.
- [29] JANJUHAH H T, ALANSARI A, VINTANED J A G. Quantification of microporosity and its effect on permeability and acoustic velocity in Miocene carbonates, Central Luconia, offshore Sarawak, Malaysia[J]. Journal of petroleum science and engineering, 2019, 175: 108–119.
- [30] HUANG Wensong, CUI Yong, XU Fang, et al. An innovative approach to permeability estimation of the fractured-vuggy carbonate reservoirs based on 2D images[J]. Journal of petroleum science and engineering, 2021, 199: 108293.
- [31] UGURU, C I, ONYEAGORO U O, LIN J, et al. Permeability prediction using genetic unit averages of flow zone indicators (FZIs) and neural networks[C]//Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Nigeria: Abuja, 2005: 1–8.
- [32] FITCH P J R, LOVELL M A, DAVIES S J, et al. An integrated and quantitative approach to petrophysical heterogeneity[J]. Marine and petroleum geology, 2015, 63: 82–96.
- [33] 郑晨晨, 谢俊, 王金凯, 等. 洛伦兹系数在储层非均质性评价中的应用[J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 2018, 37(1): 103–110.
ZHENG Chenchen, XIE Jun, WANG Jinkai, et al. Application of Lorentz coefficient in reservoir heterogeneity evaluation[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (natural science), 2018, 37(1): 103–110.

编辑:黄革萍

Discussion on evaluation method of physical property heterogeneity of fracture-vug carbonate reservoirs

XU Fang, HUANG Jixin, QI Mei, ZHANG Kexin, GUO Songwei, ZHANG Chaoqian, MENG Zheng, WANG Yusheng

Abstract: Fracture-vug carbonate reservoirs have strong heterogeneity, and the heterogeneity have a significant effect to oilfield development. Many data are available for reservoir heterogeneity evaluation. However, it is necessary to evaluate the adaptability of different data sets, which could bring different and unreasonable results for heterogeneity analysis. By analyzing of porosity and permeability of cores measured in the laboratory, it is confirmed that for the fracture-vug carbonate reservoirs with strong heterogeneity, the core analysis data could not reflect the heterogeneity of the secondary pore distribution, because the laboratory measurements are unstable due to sampling deviation of the core. For carbonate samples with fractures, the measurement results of conventional logging and nuclear magnetic logging also could not reflect the effect of fractures on reservoir physical properties. A method for directly obtaining information of pores, fractures and vugs through edge detection of core CT scanning images by using Sobel operator is proposed. Then the area of pores, fractures and vugs could be calculated at different sampling intervals, which could be considered approximately equal to the porosity. Therefore, the permeability is estimated by calculating the distribution of pores, fractures and vugs on CT scanning images at different sampling intervals, and the reservoir heterogeneity is further evaluated by using the permeability data calculated from CT scanning images. The heterogeneity of the reservoir is analyzed by using the variation coefficients and Lorentz coefficients calculated by three sets of data sets from core analysis, nuclear magnetic logging and CT scanning image interpretation, as well as the difference of physical property obtained from CT scanning images at different sampling intervals, and the similarities and differences and effectiveness of various methods are compared. It is considered that the rock physical property data set extracted from the 2D core CT scanning image is a useful and reliable data source for the heterogeneity analysis of fracture-vuggy carbonate reservoirs.

Key words: carbonate rock; fracture-vug type reservoir; heterogeneity; core analysis; nuclear magnetic logging; 2D core CT scanning image

XU Fang, First author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in oilfield development geology. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China