doi: 10.11720/wtyht.2026.0060
宋伟, 王清辉, 冯进, 等. 南海东部海域砂岩粒度的电成像响应特征分析[J]. 物探与化探, 2026, 50(5): 892-902. https://doi.org/10.11720/wtyht.2026.0060
Song W, Wang Q H, Feng J, et al. Formation micro-imaging response characteristics of sandstones with different grain sizes in the eastern South China Sea[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2026, 50(5): 892-902. https://doi.org/10.11720/wtyht.2026.0060

南海东部海域砂岩粒度的电成像响应特征分析

宋伟[1], 王清辉[1], 冯进[1], 方思南[2], 吴洪涛[2]
(1. 中海石油(中国)有限公司 深圳分公司研究院, 广东 深圳 518054; 2. 长江大学 地球物理与石油资源学院, 湖北 武汉 430100)

摘 要: 南海东部海域砂岩储层的高效勘探开发亟须明确不同粒度砂岩的电成像测井(FMI)响应特征, 以解决常规测井方法在有效区分中砂岩、细砂岩、粉砂岩和泥岩方面存在的困难, 为储层孔隙结构定量评价提供依据。以恩平地区 A 井为主要研究对象, 选取中砂岩、细砂岩、粉砂岩和泥岩的典型层段, 系统统计其电成像微电阻率数据, 通过计算平均电阻率、标准差和变异系数, 结合泥质含量与孔隙度参数开展特征关联性分析, 建立了岩性分类图版与孔隙度预测模型。结果表明, 不同岩性的电成像响应特征表现出良好的区分能力: 平均电阻率数值从中砂岩、细砂岩、粉砂岩到泥岩依次递减; 图像非均质性差异明显, 粉砂岩与泥岩的变异系数显著高于中砂岩与细砂岩, 与 FMI 图像中观察到的斑驳纹理特征相吻合。基于此, 本研究创新性地建立了综合岩性分类图版, 同时建立了孔隙度与平均电阻率、变异系数的多元统计模型, 其拟合度达 0.837, 实现了基于电成像宏观图像特征的岩性分类与孔隙度半定量预测方法。研究明确了不同粒度砂岩的电成像响应特征规律, 建立的岩性分类与孔隙度预测方法有效解决了常规测井岩性区分难题, 为南海东部海域砂岩储层评价提供了可靠技术参考。

关键词: 电成像测井(FMI); 砂岩粒度; 泥质含量; 孔隙度; 岩性分类; 南海东部
中图分类号: P631; P31 **文献标识码**: A **文章编号**: 1000-8918(2026)05-0892-11

0 引言

南海东部海域是珠江口盆地油气勘探的重要区域, 新近系珠江组和韩江组发育的海相三角洲及滨岸相砂岩储层是当前和未来的重点勘探目标[1]。随着勘探工作的深入, 岩性—地层圈闭的重要性日益凸显, 而对储层品质起关键控制作用的砂岩粒度及其空间分布的精细描述, 已成为评价此类储层的基础与核心。该区砂岩储层纵向粒度变化快、横向非均质性强, 常规测井曲线(如伽马、电阻率)因垂向分辨率低且对岩性组合变化不敏感, 难以有效区分中砂岩、细砂岩、粉砂岩及其与泥岩的薄互层, 严重制约了优质储层的精准识别和储层模型的精细构建[2]。

电成像测井技术通过密集排列的微电阻率传感器, 能够获取连续、高分辨率的井壁电阻率图像, 可近乎直观地揭示井周地层的岩性、结构、构造及孔隙分布等细节[3]。与常规测井相比, 其厘米级的纵向分辨率在薄层识别和沉积序列刻画方面优势明显。近年来, 该技术在识别裂缝、孔洞等宏观非均质体方面成效显著, 尤其在火山岩、碳酸盐岩等复杂储层中应用广泛[4]。然而, 在南海海相碎屑岩储层中, 电成像技术多用于沉积相分析和构造解释, 针对不同粒度砂岩的电成像测井特征定量统计及其与储层参数的关联研究仍然薄弱, 特别是针对微电阻率值的定量统计特征及其与微观孔隙结构的内在关联方面的研究尚待深入[5]。当前需要解决的关键问题包括: 不同粒度砂岩的电成像响应差异能否量化? 如何基于电成像特征建立岩性定量分类方法? 能否基于电成像图像特征预测孔隙度等关键物性参数? 这些问题的突破将推动该技术从定性描述向定量评价发展。

为此, 本文以南海东部海域恩平地区 A 井为研

收稿日期: 2026-03-06; **修回日期**: 2026-04-24
基金项目: 中国海洋石油有限公司“十四五”重大科技项目“海上深层/超深层油气勘探技术”(KJGG2022-0406)
第一作者: 宋伟(1988-), 男, 工程师, 从事测井解释方法研究工作。Email: songweicug@126.com

究对象开展方法研究。该井位于珠江口盆地恩平凹陷南部主力生烃区, 处于海相三角洲前缘亚相带, 新近系珠江组与韩江组储层的砂岩沉积韵律、粒度演化规律及泥质含量分布特征与南海东部海域惠州、陆丰等凹陷的同类储层高度一致, 具有极强的区域地质代表性[6-7]。研究基于岩心资料划分的精细岩性结果, 选取中砂岩、细砂岩、粉砂岩及泥岩等典型层段, 系统提取并统计各层段的 FMI 微电阻率数据, 定量分析不同粒度砂岩在平均电阻率、变异系数等统计特征上的差异, 实现岩性的定量区分。本研究创新点在于基于平均电阻率与变异系数建立了综合岩性分类图版, 并构建了电成像统计特征与宏观孔隙度之间的经验关系。本研究旨在明确砂岩粒度的电成像响应特征规律, 为南海东部复杂砂岩储层的测井精细评价提供新的理论依据和方法支持。

1　数据来源与研究方法

1.1　数据来源

恩平地区 A 井的优势在于其韩江组与珠江组储层中发育了典型且连续的中砂岩、细砂岩、粉砂岩及泥岩组合, 并具备高质量的 FMI 测井与岩性划分资料(图 1), 确保了研究样本的代表性与结论的可靠性。图中 FMI_STAT 表示 FMI 静态图像。

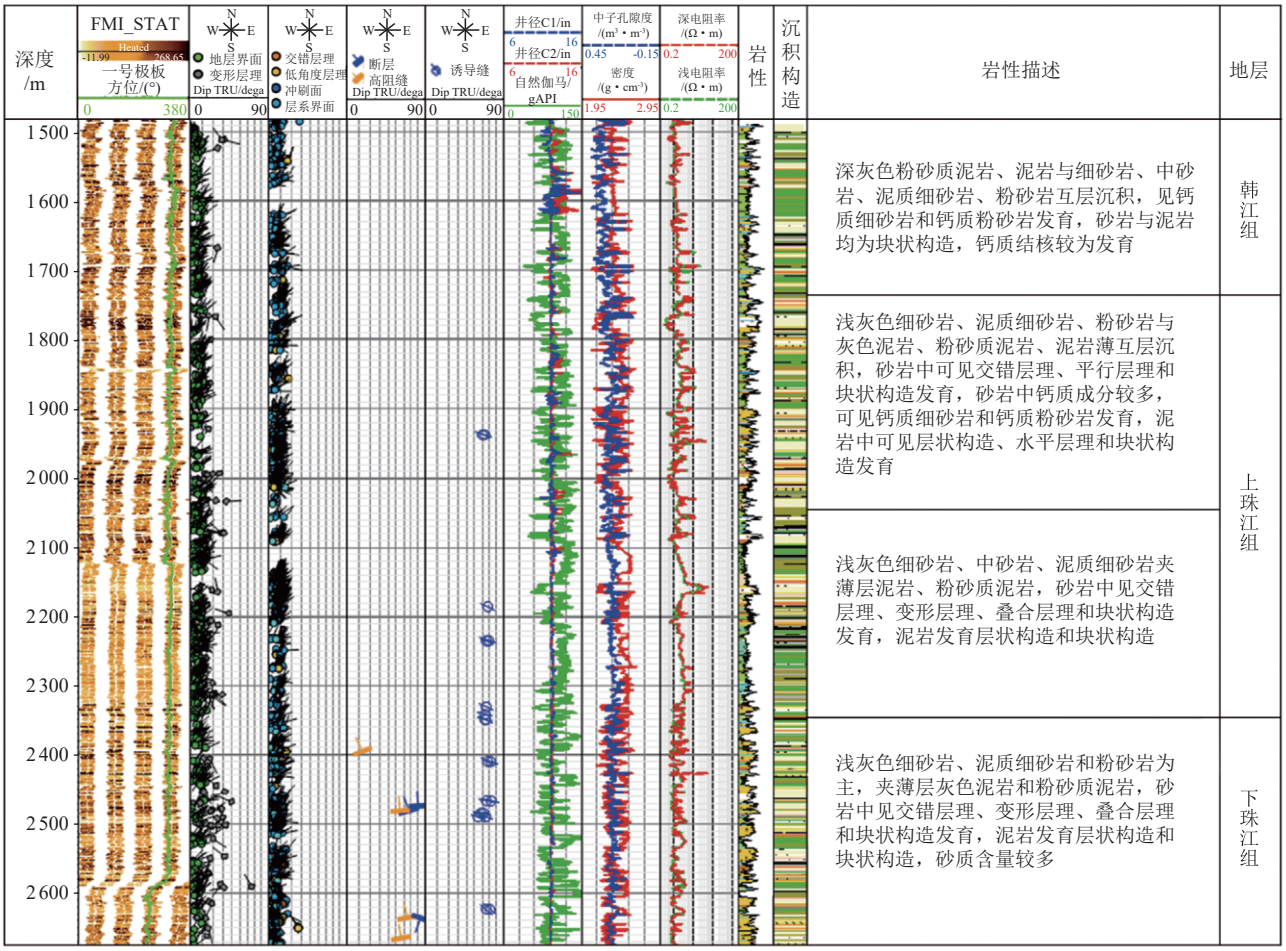


图 1　A 井 FMI 测量井段地层及岩性特征

Fig. 1　Stratigraphic and lithological characteristics of the FMI logged interval in well A

研究所用数据主要包括 3 类:

1)电成像测井数据: 采用了该井的 FMI(全井眼微电阻率成像)测井数据。该数据体包含 192 个电极的测量信息, 垂直采样间隔为 0.254 cm(每米约 394 个采样点), 能够提供高分辨率的井壁电阻率图像, 是提取微电阻率统计特征的基础。

2)常规测井数据: 收集了该井的自然伽马、密度、补偿中子、深浅感应电阻率等常规测井曲线, 其中浅感应电阻率曲线用于电成像微电阻率数据的刻度校准, 自然伽马、密度、补偿中子等数据用于计算连续的泥质含量(V_{sh})与孔隙度(POR)。这些连续的物性参数曲线为宏观划分岩性层段以及开展物性分析提供了关键依据。

3)岩性划分数据: 研究的关键在于利用了研究

区已有的精细岩性划分成果。该成果基于岩心描述、粒度分析及薄片鉴定资料，并与测井深度进行了精确匹配，确保了所选典型岩性层段（中砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥岩）的可靠性。

图 2 展示了 A 井不同岩性的常规测井曲线及 FMI 动、静态图像。从常规测井曲线响应来看，4 类典型岩性具有显著差异：中砂岩自然伽马值最低（46~85 gAPI），电阻率较低，密度较低（约 2.1~2.4 g/cm^3），中子孔隙度偏低，井径曲线较为规则，反映其刚性骨架、低泥质含量的特征；细砂岩自然伽马中等（52~102 gAPI），电阻率较低，密度和中子孔隙度介于中砂岩与粉砂岩之间；粉砂岩自然伽马较高（70~127 gAPI），电阻率明显降低，密度增大，中子孔隙度增高，井径常有轻微扩径，反映黏土矿物含量增加及孔隙结构复杂化；泥岩自然伽马最高（123~165 gAPI），电阻率较高，密度高（约 2.3~2.6 g/cm^3），中子孔隙度高，井径扩径显著，反映其富黏土、高比表面积和强亲水性。在 FMI 图像上，沉积构造特征同样分明：中砂岩动态图像显示大型交错层理、平行层理及冲刷面，图像色彩明亮，静态图像 (FMI_DYN) 可清晰识别砾石层或不整合面；细砂岩多见小型交错层理、波纹层理及生物扰动构造，纹理细密且色调过渡自然；粉砂岩以水平层理和沙纹层理为主，图像整体偏暗，局部可见波状起伏；泥岩则表现为块状或微波状层理，图像呈现均匀暗色背景，局部可见植物碎屑、黄铁矿结核及微小裂缝。这些常规曲线与 FIM 图像的协同响应，为岩性判别和沉积环境解释提供了直观依据。需要说明的是，泥岩与砂岩不仅粒度存在显著差异，矿物成分差异同样明显：中砂岩、细砂岩以石英、钾长石等刚性骨架矿物为主，黏土矿物含量极低，岩石结构稳定性强；粉砂岩为骨架矿物与黏土矿物混合赋存，黏土矿物含量中等且分布不均；泥岩则以伊利石、蒙脱石等黏土矿物为主体，骨架矿物占比极低，比表面积大且亲水性强[8-9]。这一差异对电成像响应特征具有重要影响。

为聚焦粒度对电成像特征的控制作用，规避多

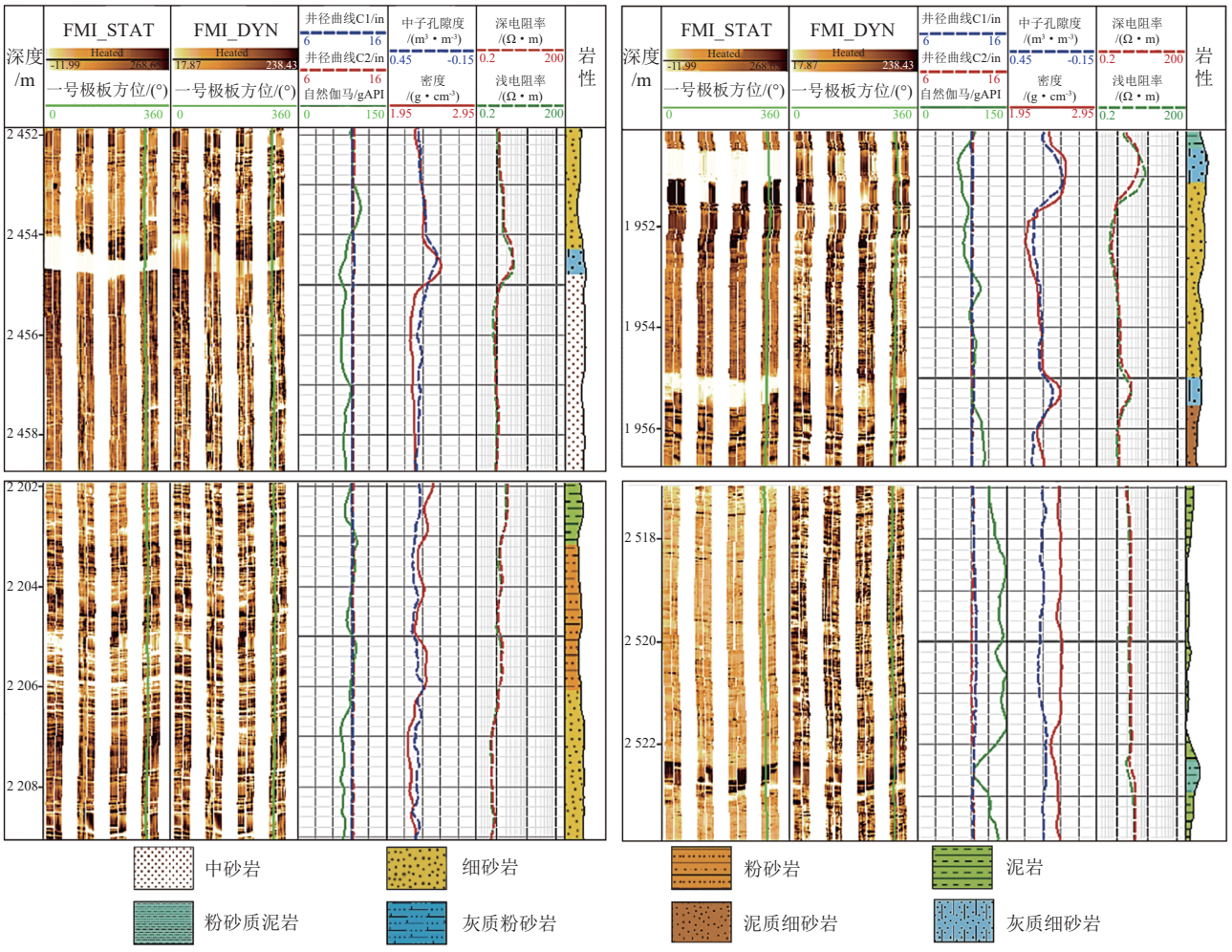


图 2　A 井主要岩性常规曲线及 FMI 图像

Fig. 2　Conventional logging curves and FMI images of main lithologies in well A

因素交叉干扰, 依据石油行业标准《碎屑岩粒度分析方法》(SY/T 5434—2009), 结合南海东部海域海相砂岩的沉积特征, 以粒度为核心划分依据, 将岩性简化为 4 类: 中砂岩(0.25~0.5 mm)、细砂岩(0.062 5~0.25 mm)、粉砂岩(0.003 9~0.062 5 mm)及泥岩(粒径<0.003 9 mm), 为电阻率特征提取与岩性划分提供标准化基础。

1.2　研究方法

本研究的技术路线主要包括 3 个步骤。

1)首先进行典型岩性层段的标定与选取。基于研究区已有的精细岩性划分成果, 在精确的深度归位后, 于 A 井中识别并标定出纯净的、具有代表性的中砂岩、细砂岩、粉砂岩和泥岩层段。最终, 选取 4 类岩性单一、特征清晰的深度段作为详细分析对象。

2)进行电成像微电阻率统计特征提取。利用专业测井处理软件 Techlog 与 CIFIog, 先采用浅感应电阻率(R15PC)曲线对 FMI 静态均衡(STAT)色标数据体进行刻度校准, 以获取对应深度段的刻度微电阻率数据。本次刻度采用两点线性刻度法, 其核心在于优选电性特征稳定且差异明显的纯地层作为刻度基准[10]。通过在全井段筛选, 确定以一段厚层泥岩作为低阻刻度层, 其 R15PC 平均值为 R15PC_low=3.076 Ω·m, 对应 FMI_STAT 色标平均值为 FMI_low=48.051; 以一段厚层致密砂岩作为高阻刻度层, 其 R15PC 平均值为 R15PC_high=20.821 Ω·m, 对应 FMI_STAT 色标平均值为 FMI_high=175.412。根据公式 $y=Ax+B$, 其中 y 为 R15PC, x 为 FMI_STAT, 代入实际数值联立, 解得缩放系数(A)和偏移量(B):

$$A=\frac{\text{R15PC_high}-\text{R15PC_low}}{\text{FMI_high}-\text{FMI_low}}=0.139,$$

$$B=\text{R15PC_low}-(A\cdot\text{FMI_low})=-3.620。$$

由此得到最终的刻度公式:

$$R_{\text{FMI_CAL}}=0.139\times\text{FMI_STAT}-3.620。$$

式中: $R_{\text{FMI_CAL}}$为刻度后的电阻率数据, 后续所有数据都将采用刻度后的电阻率数据。

随后, 提取前述 4 类层段内所有深度点(共 394 个/m)、192 个电极刻度后的微电阻率值。数据筛选遵循以下原则: 剔除井眼扩径导致的电极无响应数据、剔除仪器故障产生的异常极值(电阻率值偏离均值 3 倍标准差以上)、删除极板空白条带数据, 最终每类岩性单个深度段有效数据量≥5 000 个。对每个层段的微电阻率数据集进行统计分析, 计算其平均值(R)、标准差(S_{td})以及变异系数($C_{\text{V}}=S_{\text{td}}/R$), 在此基础上建立综合岩性分类图版。

3)最后建立特征关联与统计预测模型。基于平板模型与毛管模型, 从岩石物理原理出发, 结合本研究统计数据, 分析微观孔隙结构、矿物成分对电成像特征的响应规律。然后将每个岩性层段的平均电阻率(R)、变异系数(C_{V})与孔隙度(POR)进行多元回归分析, 建立 $POR=f(R, C_{\text{V}})$ 的统计关系式, 以探索利用电成像参数预测宏观物性的可行性。

2　电成像响应特征分析

2.1　典型岩性层段选取与特征

为保障研究结果的代表性与可靠性, 依据前述精细岩性划分成果, 在 A 井中选取了 4 类岩性纯净、特征典型的深度段作为关键研究对象, 每类岩性选取 2 个深度段(图 3)。各层段的基本特征如下:

中砂岩层段: 该层段泥质含量低(V_{sh}=8.9%~10.4%), 孔隙度最高(POR=20%~30.3%), 代表了一种高孔、纯净的储层特征。FMI 图像较细腻, 粒度细, 静态图像为黄—亮黄色, 动态图像上可见中砂岩发育交错层理、块状构造、变形层理和叠合层理, 底部见冲刷面。

细砂岩层: 该层段泥质含量相比中砂岩明显增高(V_{sh}=17.9%~24.4%), 孔隙度有所降低(POR=16.8%~19.0%), 反映了沉积物粒度变细及填隙物增加的影响。FMI 图像细腻, 粒度细, 动态图像上可见交错层理、块状构造、变形层理和叠合层理发育, 底部见冲刷面。

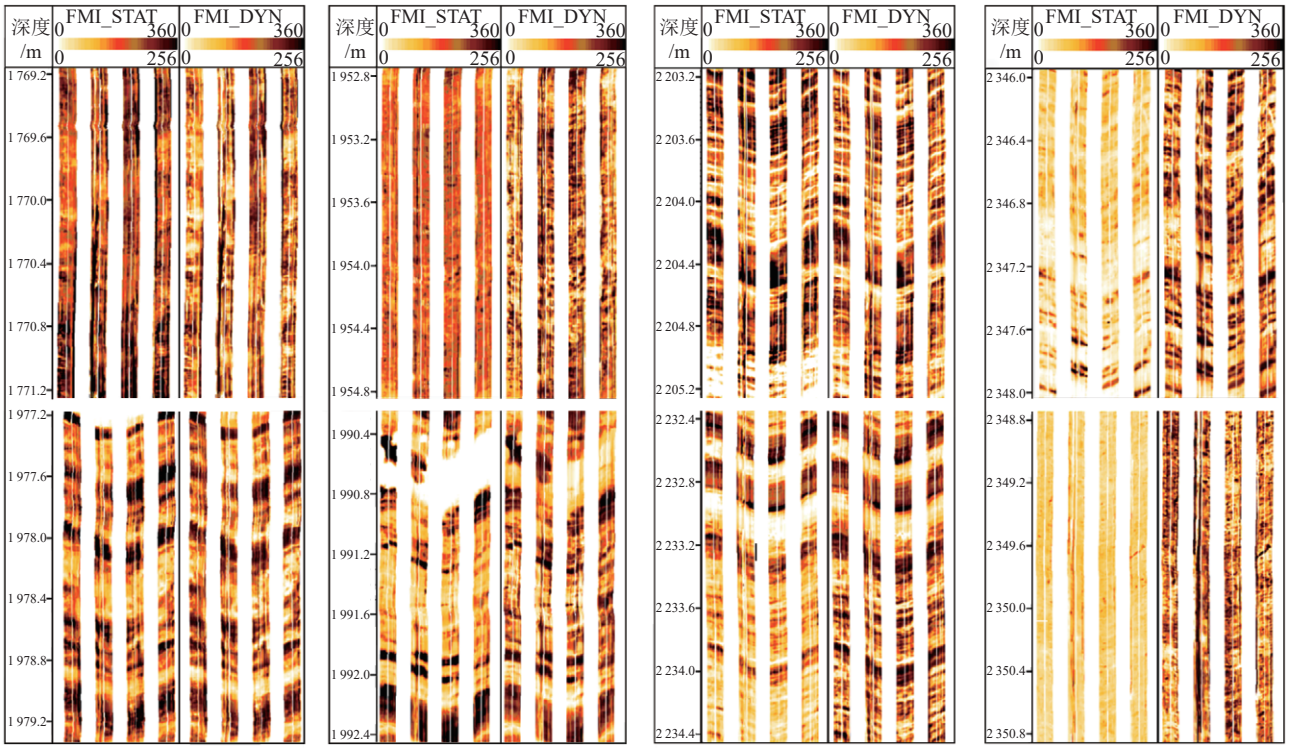
粉砂岩层段: 该层段泥质含量为(V_{sh} =22.3%~26.4%), 孔隙度为(POR=13.7%~18.9%), 其物性与细砂岩相近, 但粒度更细, 结构更为复杂。FMI 图像细腻, 粒度细, 静态图像为暗褐色, 动态图像上可见交错层理、块状构造、变形层理和叠合层理发育, 底部见冲刷面。

泥岩层段: 作为对比, 该层段以其高泥质含量(V_{sh}=51.2%~52.4%)和低孔隙度(POR=1.7%~5.2%)为特征, 是典型的非储层。FMI 图像粒度细, 动态图像上可见水平层理、层状构造和块状构造发育, 部分层段发育滑塌变形泥岩。

2.2　电成像微电阻率统计特征

为准确量化不同岩性的电成像响应特征, 本研究提取了前述 4 个典型层段的 FMI 微电阻率刻度数据, 并进行了系统统计分析。统计结果见表 1。

表 1 显示, 4 种岩性的平均电阻率存在明显差异, 从中砂岩、细砂岩、粉砂岩至泥岩, 其数值依次递减, 这一变化趋势与岩石粒度逐渐变细、泥质含量增加、孔隙结构变差的物理过程完全吻合。值得关注的是, 虽然粉砂岩与细砂岩的平均电阻率数值相



(a) 中砂岩层段　(b) 细砂岩层段　(c) 粉砂岩层段　(d) 泥岩层段

图 3　各岩性层段典型电成像图像

Fig. 3　Electrical imaging images of each lithologic interval

表 1　不同岩性电成像微电阻率统计特征

Table 1　Statistical characteristics of electrical imaging micro-resistivity for different lithologies

岩性	深度/m	R/(Ω·m)	标准差S_{td}	极差Range	C_V
中砂岩	1 769.2~1 771.2	21.155	5.417	47.398	0.324
	1 977.3~1 979.3	16.580	6.471	38.207	0.416
细砂岩	1 952.8~1 954.8	15.144	1.430	24.769	0.242
	1 990.3~1 992.3	10.104	3.688	41.733	0.355
粉砂岩	2 203.2~2 205.2	14.653	9.347	46.049	0.656
	2 232.4~2 234.4	8.420	6.050	33.970	0.631
泥岩	2 346.0~2 348.0	2.154	1.777	18.646	0.642
	2 348.8~2 350.8	2.881	1.873	14.450	0.621

近，但粉砂岩的标准差显著大于细砂岩，使其变异系数明显偏高，反映出粉砂岩内部存在强烈的电阻率非均质性。粉砂岩的高电阻率非均质性受沉积作用与成岩作用共同控制：沉积期南海东部海域三角洲前缘水动力条件频繁波动，导致粉砂岩沉积过程中粗颗粒砂质团块与细粒泥质基质呈互层状沉积，形成先天的成分非均质性；成岩期发生的黏土矿物不均匀胶结、局部钙质胶结以及轻微溶蚀作用，进一步加剧了孔喉结构的非均质性，最终表现为电阻率在空间上的“两极分化”，形成 FMI 图像的斑驳纹理特征[11]。泥岩同样表现出较高的变异系数，但其极低的平均电阻率使其在电阻率维度上能够与粉砂岩明确区分。

基于各层段刻度微电阻率数据的提取结果，本研究通过人工剔除无效数据，从数据层面删除了空白条带，并将各极板数据拼接到一起，同时为更直观展示电阻率分布情况，采用浅红—浅蓝—白颜色映射方案（低阻显示为浅蓝色，高阻显示为浅红色），生成了与 FMI 图像尺度相对应的刻度电阻率分布图像（图 4）。这一处理将抽象的电阻率统计分布转化为直观的空间颜色模式，使其能够与原始电成像图像进行直接对比，从而为岩性区分提供更清晰的视觉依据。

对比图 3、图 4 可以发现，不同岩性在电阻率与图像特征上均表现出显著差异，对应关系明确。中砂岩的电成像图像整体呈现均一的亮色高阻背景，内部交错层理清晰连续，纹理光滑。其电阻率分布图像以大范围连续的浅红色为主，并可见与沉积层

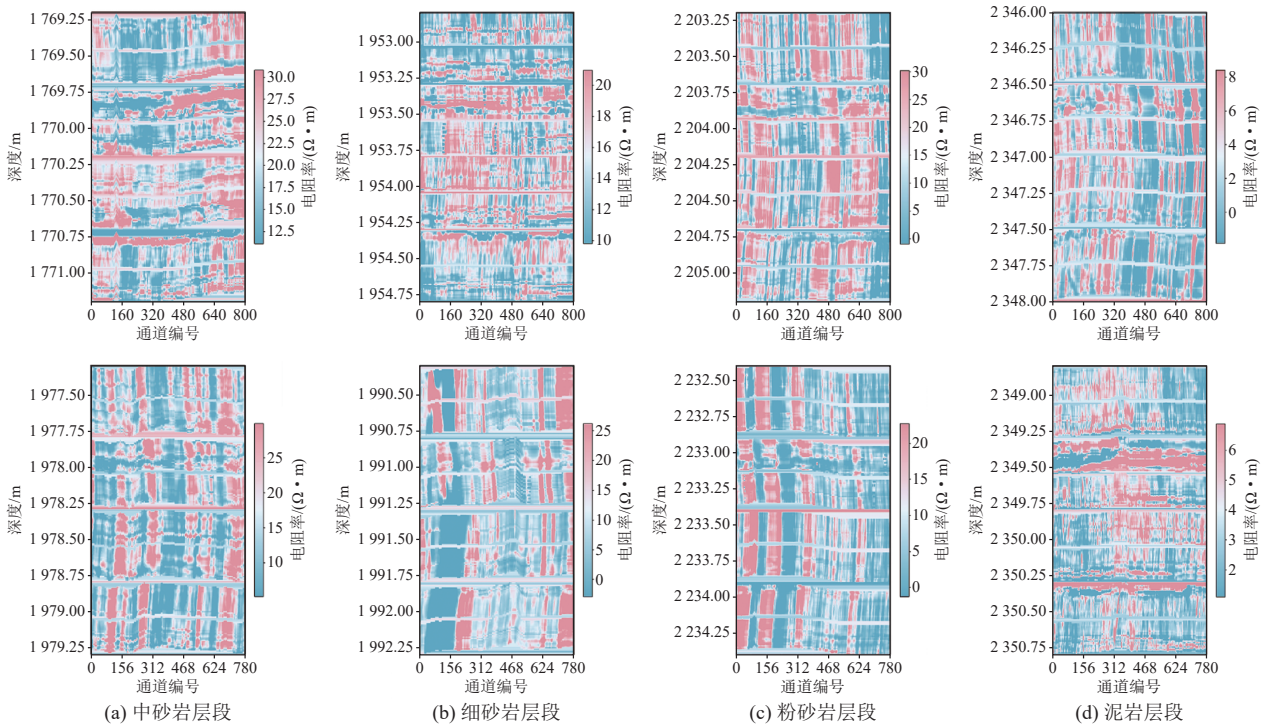


图 4　各岩性刻度电阻率分布

Fig. 4　Resistivity distribution of each lithology

理对应的高亮浅红色条带, 与 FMI 图像中的层理结构高度一致。这种高电阻率值与均一的图像纹理共同反映了该岩性成分纯净、孔隙度高且孔喉连通性好的特点。

细砂岩的电成像图像整体色调较中砂岩偏暗, 但仍以亮色为主, 层理清晰且整体较为均质。电阻率分布图像呈现出浅红与浅蓝的过渡色调, 分布相对均匀, 但与中砂岩相比, 浅红色区域占比明显减少, 整体色彩浓度和电阻率水平有所下降。这种中等电阻率与较为均质的图像特征表明, 其岩石粒度变细、泥质含量增加, 导致导电性增强, 但整体结构仍保持较好。

粉砂岩的电成像静态图像呈暗色, 动态增强下可见明显斑驳纹理, 层理清晰度低, 非均质性强。电阻率分布图像中浅蓝色与浅红色混杂分布, 反差极大, 既存在类似中细砂岩的高阻浅红色斑块, 也包含大量接近泥岩电阻率的低阻浅蓝色区域。这种两极分化的颜色模式直观解释了其高变异系数的成因, 其中的浅红斑块可能为残留粗颗粒团块或钙质胶结条带, 而浅蓝斑块则对应泥质富集区或细粒基质。组构与成分的强烈不均一是造成图像斑驳、非均质性强的直接原因。

泥岩的电成像图像整体呈均匀暗色, 可见水平层理, 纹理整体均匀, 不具有粉砂岩的斑驳感。电阻率分布图像则以大范围连续的浅蓝色为主, 整体亮度最低, 其间夹杂少量浅红色斑点。图像整体分布较粉砂岩更为集中。这种整体低电阻率特征源于其高泥质含量与低孔隙度。虽然图像主体为浅蓝色, 但分布相对均匀, 与粉砂岩浅蓝与浅红杂乱混杂的模式形成鲜明对比, 有助于在电阻率值接近的情况下对二者进行有效区分。图中零星出现的浅红色斑点, 可能由微量粉砂或黄铁矿等低导电性矿物造成。

2.3　电成像参数垂向变化规律

为分析各岩性段内部电性特征的垂向稳定性, 本研究取每类岩性的第一个层段, 将每个层段在深度上等分为 10 个小段(每段 0.2 m), 分别计算各小段的平均电阻率与变异系数, 并绘制其随深度中心的变化趋势(图 5)。

图 5a 显示, 在所选层段内, 中砂岩与细砂岩的平均电阻率曲线波动较为平缓, 表现出良好的垂向均质性。相比之下, 粉砂岩和泥岩的电阻率曲线波动显著, 特别是在粉砂岩段, 电阻率在垂向上出现了剧烈变化。图 5b 的变异系数曲线更清晰地揭示了不同岩性的非均质性差异: 中砂岩和细砂岩的 C_V 值始终维持在较低水平(<0.4)且曲线平稳; 而粉砂岩和泥岩的 C_V 值整体处于高位(>0.6), 曲线起伏明显。值得注意的是, 粉砂岩在深度中心 1.9 m 处的 C_V 值甚至超过 2.0, 表明该位置存在极端的电阻率差异。这种垂向变化特征与岩性的沉积和成岩过程密切相关, 粉砂岩和泥岩中频繁的组分变化和复杂的微观

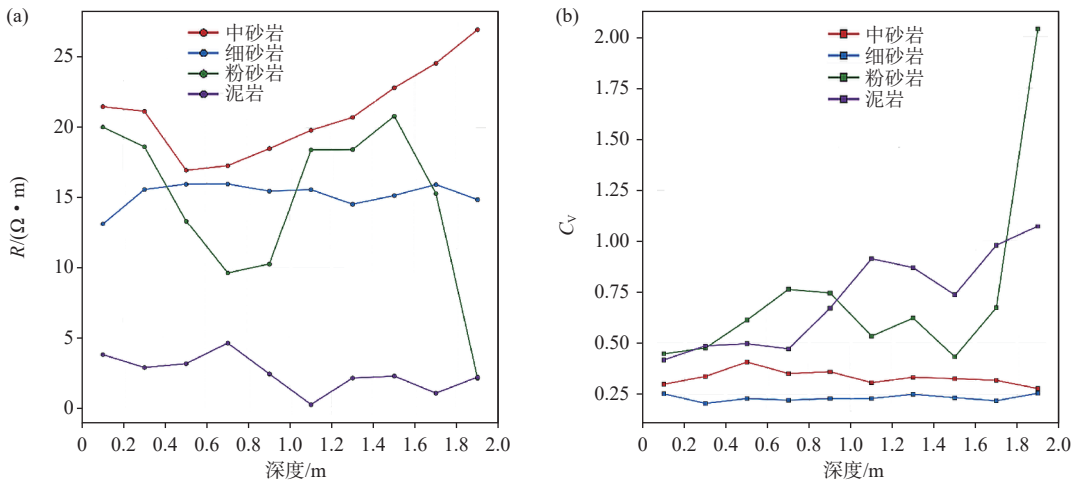


图 5　各岩性平均电阻率(a)与变异系数(b)随深度变化曲线

Fig. 5　Variations of average resistivity (a) and coefficient(b) of variation with depth for each lithology

结构,是导致其电性非均质性强的主要原因。

2.4　综合岩性分类图版

根据前述 4 个典型层段的电成像统计特征(R、C_V),结合岩心物性参数,构建了基于决策树算法的岩性电成像智能识别图版(图 6)。该图版以平均电阻率 R 为横坐标、变异系数 C_V 为纵坐标,在电成像参数空间中实现了 4 种岩性的有效区分,同时准确划定了 4 种岩性的泥质含量与孔隙度分布范围。

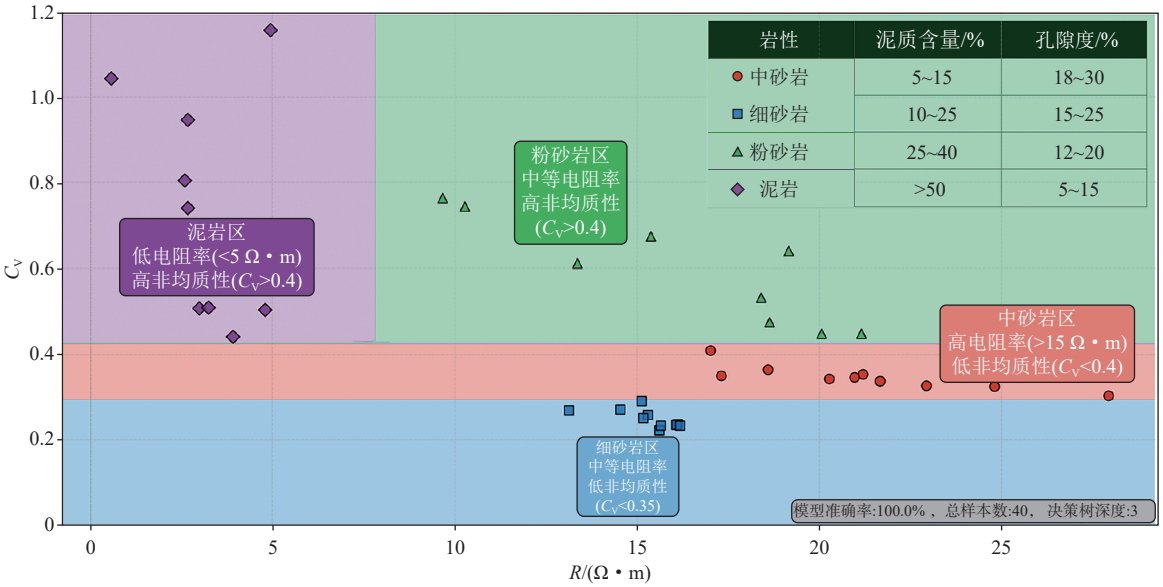


图 6　综合岩性分类图版

Fig. 6　Comprehensive lithology classification map

图版清晰显示:中砂岩集中分布在高电阻率(>15 Ω·m)、低非均质性(C_V<0.4)区域;细砂岩主要落在中等电阻率(12~18 Ω·m)和低非均质性(C_V<0.35)区域;粉砂岩与泥岩虽均表现出高非均质性特征(C_V>0.4),但泥岩电阻率显著偏低(<5 Ω·m),而粉砂岩电阻率分布范围较宽(8~22 Ω·m),二者在电阻率—非均质性空间中仍可明确区分。该分类模型基于 40 个样本训练,采用深度为 3 的决策树结构,模型识别准确率达到 100%。统计结果表明,电成像统计参数在岩性自动识别方面具有较高可靠性,为实际测井解释工作提供了实用的技术图版[12]。

3　响应关系与统计关系建立

3.1　孔洞结构与电阻率响应关系

为深入理解不同粒度砂岩在电成像上的响应机理,基于经典岩石物理模型,结合南海东部海域某区块砂岩储层的孔喉结构实验数据与电性测量结果,从微观孔洞结构出发对电流传导路径的影响展开了分析。虽然常用的岩石物理模型 Archie 公式开创了

利用电学响应评价储层的先河, 但该模型将岩石视为均匀孔隙介质, 未能充分考虑孔隙结构非均质性与黏土矿物表面导电的耦合影响[13]。为此, 本研究通过实验数据约束与模型修正, 系统对比了其衍生的平板模型与毛管模型的适用性, 并揭示了表面导电机制的主导作用。

平板模型[14] 是将一块饱含流体的岩石, 想象成一个理想的、充满导电液体的平行板电容器。这个“电容器”由 2 块平行的、不导电的平面构成, 中间夹着一层导电的流体。其可以提供更直观的物理图像, 将岩石导电特性简化为截面积为 A、长度为 L 的导体, 其电阻率表达式为:

$$R = \frac{L}{A \cdot \sigma},$$

式中: σ 为岩石的整体电导率。

考虑到电流只能在充满流体的孔隙空间中传导, 引入孔隙度(φ)和流体电导率(σ_f)是必要的, 但上述参数仍无法表征微观孔隙的复杂连通特征。因此, 本研究结合铸体薄片图像的孔隙网络提取结果, 引入了曲折度(τ)这一关键参数: $\tau = (L_e/L)^2 > 1$, 用以表征电流实际路径长度(L_e)与岩石外观长度(L)的差异。最终, 岩石电阻率的表达式为:

$$R = \frac{L}{A \cdot \sigma_f \cdot \varphi \cdot \tau}。$$

此公式清晰地表明, 在流体性质 (σ_f) 与宏观尺寸固定时, 电阻率由孔隙空间的数量 (φ) 和曲折度 (τ) 共同决定。

为进一步明确曲折度的物理意义, 本研究基于压汞实验的孔喉分选系数与迂曲度计算结果, 采用毛管模型[15] 进行进一步阐释。该模型将岩石内部孔隙网络视为一束弯曲程度不同的毛细管, 孔喉半径越大, 分选性越好, 毛细管越平直, τ 值越低, 电流传导效率越高, 宏观电阻率越低; 反之, 孔喉细小、分选性差, 将导致 τ 值升高, 电阻率增大[16]。

然而, 本研究实测的电阻率数据与上述模型的简单预测出现明显矛盾——连通性最差的泥岩反而表现出最低电阻率。这一偏差表明, 经典模型仅考虑了孔隙水的体相导电机制, 而忽略了黏土矿物主导的表面导电机制。

黏土矿物和细粒颗粒表面通常带有负电荷, 能够吸附阳离子形成“双电层”。在外加电场作用下, 这些阳离子可沿颗粒表面迁移, 形成附加电流通路[17]。因此, 本研究提出岩石总电导率的耦合模型, 即总电导率σ_t应由孔隙水体相电导σ_w和颗粒表面电导σ_{surf}共同构成:

$$\sigma_t = \frac{1}{F}\sigma_w + \sigma_{surf}。$$

式中: F 为地层因子, 与孔隙度相关; σ_w为地层水电导率, 其值由地层水矿化度与温度决定, 是体相导电的核心参数。表面导电性的强度与比表面积密切相关, 不同岩性的孔喉结构参数与导电机制差异如表 2 所示: 中砂岩孔喉粗大(半径>5 μm), 分选系数<0.3, 曲折度仅 1.2~1.5, 比表面积小, 体相导电为绝对主导机制, 因此宏观电阻率最高; 细砂岩孔喉半径降至 1~5 μm, 分选系数 0.3~0.5, 曲折度 1.5~2.0, 仍以体相导电为主, 电阻率呈中高值; 粉砂岩孔喉复杂(0.1~1 μm), 分选系数 0.5~0.8, 曲折度 1.8~2.2, 比表面积显著增大, 表面导电与体相导电形成竞争, 电阻率降至中低值; 泥岩孔喉极细(<0.1 μm), 分选系数> 0.8, 曲折度>3.0, 但其颗粒极细导致比表面积剧增, 表面导电成为主导机制, 大幅降低宏观电阻率, 甚至掩盖了孔隙结构曲折带来的电阻率升高效应[18]。

表 2　不同岩石类型孔喉结构特征及其电性响应

Table 2　Pore-throat structure characteristics and electrical responses of different rock types

岩石类型	孔喉结构特征	连通性(分选系数)	曲折度(τ)	主导电机制	宏观电阻率
中砂岩	孔喉粗大(半径>5 μm)、均匀	极好(分选系数<0.3)	低(1.2~1.5)	体相导电	高
细砂岩	孔喉较细(半径1~5 μm)、均匀	良好(分选系数0.3~0.5)	中高(1.5~2.0)	体相导电为主	中高
粉砂岩	孔喉复杂(半径0.1~1 μm)、非均质	较差(分选系数0.5~0.8)	中低(1.8~2.2)	表面与体相导电竞争	中低
泥岩	孔喉极细(半径<0.1 μm)、片状	极差(分选系数>0.8)	极高(>3.0)	表面导电主导	低

综上, 本研究揭示了微观孔洞结构与电阻率响应的关系, 即微观孔洞结构通过双重机制控制电阻率响应。一方面, 它通过曲折度影响孔隙水的体相导电效率, 地层水电导率σ_w是该机制的核心影响参数; 另一方面, 它通过比表面积控制表面导电的强度。在中砂岩和细砂岩中, 体相导电机制主导, 遵循“孔喉结构—曲折度—电阻率”链; 而在粉砂岩和泥岩中, 表面导电机制逐渐增强并最终主导, 形成了“孔喉结构—比表面积—表面导电—电阻率”的新链条[19]。这两种机制的相对重要性决定了岩石的最终宏观电性响应。

3.2　孔隙度与电成像特征统计关系

为探索利用电成像参数定量预测储层物性的可行性, 基于 40 个深度段的电成像统计特征(平均电

阻率 R、变异系数 C_V)与孔隙度(POR)数据，进行了系统的回归分析。最终孔隙度与电成像参数的多元回归关系结果如图 7 所示。其中，孔隙度与平均电阻率及变异系数的关系式为:

$$POR = 0.008R^2 + 0.371R + 5.760;$$

$$POR = 21.024e^{-1.235C_V} + 0.405。$$

结果表明，孔隙度与平均电阻率呈显著正相关(R^2=0.811)，与变异系数呈显著负相关(R^2=0.581)。

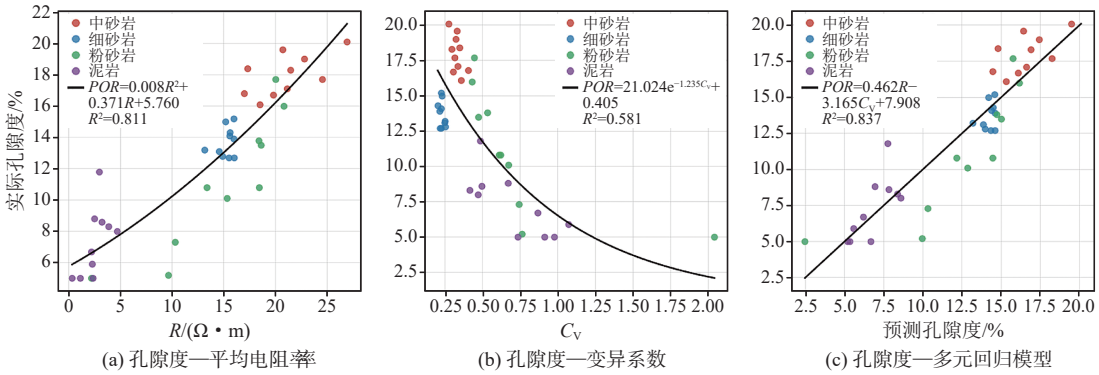
综合利用电成像信息，建立多元线性回归模型，其关系式为:

$$POR = 0.462R - 3.165C_V + 7.908。$$

该模型拟合度 R^2=0.837，表明电成像参数对孔隙度具有显著的解释能力。

为验证模型可靠性，采用留一交叉验证法对模型进行验证，结果如图 8 所示。可以看出，模型整体平均绝对误差为 1.6%，其中细砂岩预测误差最小(0.8%)、泥岩次之(1.2%)；中砂岩受局部钙质胶结不均影响，相对误差稍大(1.6%)；粉砂岩因自身非均质性强(泥质富集与粗颗粒团块混杂分布)，平均预测误差最高(2.8%)。井眼扩径、电极轻微故障导致的局部数据异常是模型预测误差的主要影响因素，经数据预处理后可将误差降低至 1.0% 以内。

从模型具体参数来看，平均电阻率对孔隙度表现出正向贡献，表明了在高孔、纯净砂岩中，优势孔隙结构对高电阻率具有一定影响作用；而变异系数则呈现显著负向影响，说明非均质性增强通常伴随着孔隙结构劣化与有效孔隙度的降低，粉砂岩与泥岩表现出的高变异系数与低孔隙度特征进一步验证了这一关系。总体而言，该模型为无取心井段基于电成像图像的孔隙度半定量评价提供了一条可靠的技术途径[20]。



(a) 孔隙度—平均电阻率　(b) 孔隙度—变异系数　(c) 孔隙度—多元回归模型

图 7　孔隙度与电成像参数的多元回归关系

Fig. 7　Multiple regression relationship between porosity and electrical imaging parameters

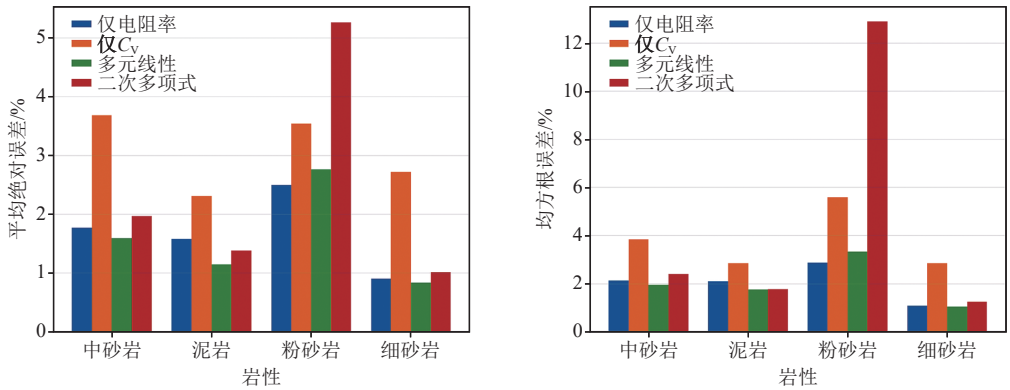


图 8　孔隙度预测模型留一交叉验证结果

Fig. 8　Leave-one-out cross-validation result of porosity prediction model

4　结论与展望

本研究系统分析了南海东部海域砂岩的电成像响应特征，发现不同粒度砂岩具有显著的电性差异。平均电阻率沿中砂岩、细砂岩、粉砂岩至泥岩依次递减，而粉砂岩与泥岩的变异系数显著偏高，这一统计特征与 FMI 图像的斑驳纹理相互印证，有效解决了常规测井在岩性识别方面的局限性。本研究创新点在于通过岩石物理模型的理论分析，明确了

微观孔喉结构对砂岩电性响应的双重控制作用, 并在此基础上, 构建了以电阻率和变异系数为变量的孔隙度多元回归模型, 成功实现了孔隙度的半定量预测; 同时搭建的智能岩性识别图版, 形成了从机理分析到实际应用的完整技术体系, 为南海东部海域砂岩储层的定量评价提供了切实支撑。

基于本研究取得的认识, 未来可在以下几个方向继续深化。首先, 本次研究主要聚焦于特定区域的砂岩储层, 后续可扩大研究范围, 覆盖南海东部不同构造单元、不同沉积环境下的砂岩样品, 进一步验证微观孔喉结构对电性响应控制机制的普适性, 优化孔隙度回归模型与岩性识别图版的适配性。其次, 本次建立的孔隙度预测模型虽达到较高拟合度, 但仍可结合更多微观参数进行优化, 提升模型在复杂储层条件下的预测精度; 同时, 可尝试将智能算法与现有技术体系结合, 开发自动化、智能化的岩性识别与孔隙度预测工具, 提高储层评价的效率与便捷性。最后, 可将本次研究形成的技术体系与实际钻井、开发数据相结合, 开展储层有效性评价延伸研究, 明确电性特征、微观孔喉结构与储层产能之间的关联, 为南海东部海域砂岩储层的勘探部署、开发方案优化提供更全面的技术参考, 充分发挥本研究的实际应用价值。

参考文献(References):

[1] 张功成, 米立军, 屈红军, 等. 中国海域深水区油气地质 [J]. 石油学报, 2013, 34(S2): 1−14.
Zhang G C, Mi L J, Qu H J, et al. Petroleum geology of deep-water areas in offshore China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(S2): 1−14.

[2] 栗明. 电成像测井处理及解释方法研究 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(1): 82−83.
Li M. Study on processing and interpretation method of electrical imaging logging[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2018, 38(1): 82−83.

[3] 李晓辉, 周彦球, 猴艳红, 等. 电成像测井孔隙度分析技术及其在碳酸盐岩储层产能预测中的应用 [J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2012(4): 928−934.
Li X H, Zhou Y Q, Gou Y H, et al. Porosity analysis of micro-electric imaging logging and its application in carbonate reservoir production capacity forecast[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2012(4): 928−934.

[4] 曹毅民, 章成广, 杨维英, 等. 裂缝性储层电成像测井孔隙度定量评价方法研究 [J]. 测井技术, 2006, 30(3): 237−239.
Cao Y M, Zhang C G, Yang W Y, et al. Fractured reservoir porosity quantitative evaluation using electric imaging logging data[J]. Well Logging Technology, 2006, 30(3): 237−239.

[5] 郭书生, 李国军, 张文博, 等. 南海西部砂泥岩薄互层渗透率评价技术 [J]. 海洋石油, 2014, 34(4): 65−69, 79.
Guo S S, Li G J, Zhang W B, et al. Evaluation technology on permeability of thin interbedded sand shale layers in western part of South China Sea[J]. Offshore Oil, 2014, 34(4): 65−69, 79.

[6] 梁卫, 闫正和, 谢明英, 等. 珠江口盆地砂岩疏松主控因素分析——以恩平凹陷 M 油田新近系韩江组地层为例 [J]. 地质与资源, 2023, 32(3): 335−344.
Liang W, Yan Z H, Xie M Y, et al. Main controlling factors of unconsolidated sandstone in Pearl River mouth basin: A Case Study of Neogene Hanjiang Formation in m Oilfield of Enping Sag[J]. Geology and Resources, 2023, 32(3): 335−344.

[7] 冯进, 潘卫国, 管耀, 等. 非均质性油藏测井评价新技术及其在南海东部的应用 [J]. 中国海上油气, 2015, 27(3): 38−45.
Feng J, Pan W G, Guan Y, et al. New logging evaluation technology for heterogeneous reservoirs and their application in the eastern South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27(3): 38−45.

[8] 商白洋, 胡少轩, 李洋阳, 等. 鄂尔多斯盆地煤系致密砂岩矿物分析 [J]. 内蒙古科技与经济, 2025(6): 110−114.
Shang B Y, Hu S X, Li Y Y, et al. Mineral analysis of tight sandstone in coal measures in Ordos Basin[J]. Inner Mongolia Science Technology and Economy, 2025(6): 110−114.

[9] Meng J, Li B X, Sun L, et al. Clay mineral assemblages of the Luojiawopeng Formation red bed in the Songnen Plain, NE China and their paleoenvironment implications[J]. Catena, 2025, 259: 109324.

[10] 郭怀志, 潘保芝, 刘文斌, 等. 利用直线型四探针法刻度微电阻率成像测井电阻率 [J]. 物探与化探, 2017, 41(4): 715−718.
Guo H Z, Pan B Z, Liu W B, et al. The application of linear four-probe method to calibrating resistivity of micro-resistivity image logging[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2017, 41(4): 715−718.

[11] Vaisblat N, Harris N B, Ayranci K, et al. Petrophysical properties of a siltstone reservoir—An example from the Montney Formation, western Canada[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 136: 105431.

[12] 叶端南, 印兴耀, 王璞, 等. 砂泥岩储层岩石物理交会模板构建 [J]. 地球物理学进展, 2015, 30(2): 758−768.
Ye D N, Yin X Y, Wang P, et al. The build of rock physics cross plot template for sand shale reservoir[J]. Progress in Geophysics, 2015, 30(2): 758−768.

[13] Olsen P A. Coarse-scale resistivity for saturation estimation in heterogeneous reservoirs based on Archie's formula[J]. Geophysics, 2011, 76(2): E35−E43.

[14] 何骏平, 秦积舜, 陈兴隆. 电阻率法在平板模型实验中的应用 [J]. 测井技术, 2008, 32(3): 207−210.
He J P, Qin J S, Chen X L. Resistivity method in oil-water displacement experiment with plate model[J]. Well Logging Technology, 2008, 32(3): 207−210.

[15] 袁媛. 孔隙型致密砂岩储层微观孔隙结构精细表征及孔喉毛管模型研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2022.
Yuan Y. Study on the fine characterization of microscopic pore structure and the pore-throat capillary bundle model of porous tight sandstone reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2022.

[16] Wu F, Cong L L, Ma W X, et al. Finite element method-based resistivity simulation and water saturation calculation of irregular laminated shaly sandstone[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 2023, 9: 2.

[17] McLachlan D, Ramezani M, Horton R, et al. Applications of percolation-based effective-medium approximation to electrical conductivity in porous media with surface conduction[J]. Journal of Hydrology, 2025, 660: 133384.

[18] 朱学娟, 单沙沙, 傅栋. 低孔渗泥质砂岩储层并联导电模型分析及改进 [J]. 地球物理学进展, 2016, 31(6): 2724−2728.
Zhu X J, Shan S S, Fu D. Analysis and improvement on the conductivity model of low porosity and permeability shaly sand reservoirs[J]. Progress in Geophysics, 2016, 31(6): 2724−2728.

[19] 赖锦, 王贵文, 陈敏, 等. 基于岩石物理相的储集层孔隙结构分类评价——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长 8 油层组为例 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 566−573.
Lai J, Wang G W, Chen M, et al. Pore structures evaluation of low permeability clastic reservoirs based on petrophysical facies: A case study on Chang 8 reservoir in the Jiyuan region, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 566−573.

[20] Pret D, Sammartino S, Beaufort D, et al. A new method for quantitative petrography based on image processing of chemical element maps: Part II. Semi-quantitative porosity maps superimposed on mineral maps[J]. American Mineralogist, 2010, 95(10): 1389−1398.

Formation micro-imaging response characteristics of sandstones with different grain sizes in the eastern South China Sea

SONG Wei [1], WANG Qing-Hui [1], FENG Jin [1], FANG Si-Nan [2], WU Hong-Tao [2]

(1. *Research Institute of Shenzhen Branch of CNOOC* (*China*) *Ltd.*, *Shenzhen* 518054, *China*; 2. *College of Geophysics and Petroleum Resources*, *Yangtze University*, *Wuhan* 430100, *China*)

Abstract: To achieve efficient exploration and development of sandstone reservoirs in the eastern South China Sea, there is an urgent need to determine the formation micro-imaging (FMI) response characteristics of sandstones with different grain sizes. This effort will help overcome the limitations of conventional logging methods in distinguishing medium-grained sandstones, fine-grained sandstones, siltstones, and mudstones, thereby providing a basis for the quantitative evaluation of reservoir pore structures. This study investigated typical intervals of medium-grained sandstones, fine-grained sandstones, siltstones, and mudstones in well A in the Enping area. Specifically, a systematic statistical analysis was conducted for the FMI data of these rocks. By calculating the average resistivity, standard deviation, and coefficient of variation (C_V) and combining shale content and porosity parameters, this study conducted a correlation analysis of the FMI response characteristics. Accordingly, a chart board for lithology classification and a porosity prediction model were established. The results show that different rocks exhibited distinct FMI response characteristics. The average resistivity of various sandstones decreased in the order of medium-grained sandstones, fine-grained sandstones, siltstones, and mudstones, with image heterogeneity differing significantly. The siltstones and mudstones exhibited markedly higher C_V values than medium- and fine-grained sandstones, aligning with the mottled texture observed in FMI images. Based on these findings, a comprehensive chart board for lithology classification was innovatively developed. Furthermore, a multivariate statistical model relating porosity to average resistivity and C_V was created, achieving a goodness-of-fit of 0.837. Therefore, methods for lithology classification and semi-quantitative porosity prediction based on macroscopic FMI characteristics were achieved. Overall, this study clarifies the patterns of FMI responses of sandstones with different grain sizes, and the proposed methods for lithology classification and porosity prediction can effectively address the challenge of lithology differentiation using conventional logging. The results of this study provide a reliable technical reference for the evaluation of sandstone reservoirs in the eastern South China Sea.

Key words: formation micro-imaging (FMI); sandstone grain size; shale content; porosity; lithology classification; eastern South China Sea

(本文编辑: 叶佩, 沈效群)