

引用格式:吴丰,王澳,管耀等.基于多层感知器的砂岩成岩相测井识别[J].油气藏评价与开发,DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.XXXX.XX.001.XXXX, XX (XX):

WU Feng, WANG Ao, GUAN Yao, et al. Sandstone diagenetic facies logging identification based on multilayer perceptron: A case study of Lufeng Sag in Pearl River Mouth Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.XXXX.XX.001.XXXX, XX(X):

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.XXXX.XX.001

基于多层感知器的砂岩成岩相测井识别

——以珠江口盆地陆丰凹陷为例

吴丰¹, 王澳^{1,2}, 管耀³, 石磊³, 陈春潮⁴, 梁晓宇⁵, 高树芳⁵

(1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500; 2. 中国石油集团测井有限公司, 陕西 西安 710077; 3. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518054; 4. 成都代瑞克能源技术有限责任公司, 四川 成都 610500; 5. 中国石油青海油田分公司勘探开发研究院, 甘肃 敦煌 736202)

摘要:砂岩成岩相特征复杂、类型多样,以珠江口盆地陆丰凹陷始新统砂岩为研究对象,建立一套准确的砂岩成岩相分类与识别方法具有重要意义。为精确划分成岩相,采用成岩作用参数与图像处理技术,通过铸体薄片各组分含量来表征压实、胶结、溶蚀成岩作用强度差异,进而根据成岩作用强度将成岩相划分为I类、II类、III类。随后,将自然伽马、声波时差、补偿中子、补偿密度和电阻率等测井曲线数据与I类、II类、III类成岩相特征建立多层感知器神经网络模型,并通过控制变量优化模型参数,最终实现成岩相的划分和测井识别。通过与实际薄片成岩相对比,多层感知器模型识别的准确率达到82.11%,将模型应用于LF13-9-1井成岩相进行识别,总样本数有23个,识别的准确率达到82.61%,说明该模型具有良好的识别效果。基于图像处理技术与多层感知器的砂岩成岩相分类与识别方法的建立可为砂岩成岩相识别提供参考。

关键词:珠江口盆地;文昌组;成岩相;图像处理;机器学习;测井

中图分类号:TE19

文献标识码:A

Sandstone diagenetic facies logging identification based on multilayer perceptron: A case study of Lufeng Sag in Pearl River Mouth Basin

WU Feng¹, WANG Ao^{1,2}, GUAN Yao³, SHI Lei³, CHEN Chunchao⁴, LIANG Xiaoyu⁵, GAO Shufang⁵

(1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. China National Logging Corporation, Xi'an, Shaanxi 710077, China; 3. Shenzhen Company of CNOOC (China) Limited, Shenzhen, Guangdong 518054, China; 4. Chengdu Dairuike Energy Technology Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610500, China; 5. Research Institution of Exploration and Development, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang, Gansu 736202, China)

Abstract: The characteristics of sandstone diagenetic facies are complex and diverse. Taking the Eocene sandstones in the Lufeng Sag of the Pearl River Mouth Basin as the research object, it is of great practical significance to establish an accurate method for the classification and identification of sandstone diagenetic facies. To accurately classify the diagenetic facies, diagenetic parameters and image processing techniques were employed. The intensities of compaction, cementation, and dissolution were characterized by the content of each component in cast thin sections. Based on intensity difference, the diagenetic facies were classified into Class I, Class II, and Class III. Subsequently, a multilayer perceptron (MLP) neural network model was established by combining logging curve data including natural gamma, acoustic time difference, compensated neutron, compensated density, and resistivity, along with the characteristics of three diagenetic facies classes. Model parameters were optimized by controlling variables, ultimately achieving the classification of diagenetic facies and logging identification. Compared with the actual thin section diagenetic facies, the MLP model achieved an identification accuracy of 82.11%. When applied to well LF13-9-1, the model identified 23 samples with an accuracy of 82.61%, demonstrating good identification performance. The sandstone diagenetic facies classification and identification method integrating image processing technology and an MLP model provides a reference for future sandstone diagenetic facies identification.

Keywords: Pearl River Mouth Basin; Wenchang Formation; diagenetic facies; image processing; machine learning; logging

收稿日期:2024-12-23。

第一作者简介:吴丰(1983—),男,博士,副教授,从事非常规储层测井评价与三维数字岩心模拟研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:wfsupu@126.com

基金项目:中海石油(中国)有限公司深圳分公司2022勘探项目“南海东部古近系低渗储层压后参数预测与下限指标确定方法研究”(SCKY-2020-SZ-02);国家自然科学基金区域创新发展联合基金项目“四川深部页岩气开采压裂技术关键问题与潜在地质灾害风险防控”(U20A20266)。

在地质勘探与油气资源开发领域,成岩相作为表征沉积岩在形成过程中发育模式的重要内容,反映了岩石在成岩过程中的变化特征,对于储层评价以及油气勘探开发具有不可或缺的意义。前人对成岩相进行了大量研究^[1-2],为了进一步提高勘探开发效益,亟须建立能够准确划分并识别砂岩成岩相的方法。位于中国南海的珠江口盆地是中国重要的油气产区,其陆丰凹陷区域已发现众多油气藏,展现出较大的勘探潜力。陆丰凹陷的构造演化阶段可划分为始新世的“断陷”发展阶段、渐新世一中中新世“拗陷”发展阶段、晚中新世—第四纪“断层活化”阶段。始新统主要发育文昌组和恩平组,文昌组经历了浅湖—深湖—滨浅湖的湖盆演化过程,沉积物具有近物源和多物源沉积特征^[3];恩平组内,恩三段和恩四段主要发育辫状河三角洲—滨浅湖沉积,恩一段和恩二段发育大面积的浅水辫状河三角洲沉积体系^[4]。陆丰凹陷丰富的构造演化过程使对该地区成岩相的研究也成为一大热点^[5]。

为深入了解成岩相的特征,众多学者围绕成岩相划分开展了许多工作^[6-7]。邹才能等^[8]从实用性、成因性和定量性出发,确定成岩相可按岩性、成岩作用和孔渗性划分,并通过沉积相、测井相、地震相和岩心薄片等进行综合定量预测;后续学者基于前人的研究^[9-13],确定岩石成岩作用参数的计算工作。然后,学者们通过多种方法对研究区储层成岩相进行定量划分,成果显著^[14-18]。传统的成岩相划分方法多依赖于薄片观察、统计分析等人工手段,整体效率较低,随着图像处理技术兴起,可通过该方法快速、定量地识别薄片各组分,使成岩相划分工作更为精准。

在成岩相划分的基础上,已有成果证明能够通过测井曲线对成岩相进行识别^[19-22],因此可以提取测井数据的特征,进行成岩相划分及地层评价^[23-29]。机器学习方法效率高、速度快,针对不同地质情况和资料,合理地选择机器学习方法可以更好地实现目标层段的预测^[30-34]。针对陆丰凹陷砂岩成岩相的特点,通过图像处理划分成岩相,再利用多层感知器(MLP)模型训练常规测井曲线对不同层段进行成岩相预测,提高成岩相划分与识别工作的效率与准确性。通过深入探讨该方法的技术流程及应用效果,为地质研究及油气勘探提供一种新的思路,推动该领域的进步与发展。

1 研究区域地质概况

位于南海北部陆架的珠江口盆地,是一个地质构造复杂的重要地带。该盆地从北到南可划分为北部隆起

带、北部拗陷带、中央隆起带、南部拗陷带和南部隆起带^[35-36]。其中,北部拗陷带的面积约为 $4.2 \times 10^4 \text{ km}^2$,为盆地内关键的油气产区^[37]。陆丰凹陷发育多条断层,使其被分为陆丰南和陆丰北两个地区(图1a)。陆丰南地区主要发育构造洼地,而陆丰北地区存在多条断层,将该地区划分为多个板块,这些区域具有较大的勘探潜力^[38-39]。

陆丰凹陷发育了从古新统到渐新统的完整地层,区域性不整合界面将珠琼运动分为两幕,裂陷一幕对应文昌组,裂陷二幕对应恩平组,文昌组可以细分为6个亚段,恩平组可以细分为4个亚段(图1b)。文昌组、恩平组沉积时期经历了一套完整的沉积旋回:湖盆初期,受惠陆低凸起及东沙隆起物源控制,主要发育辫状河三角洲相的砂体沉积,其沉积物普遍粒度较粗、分选性较差,主要发生压实作用;湖盆中期,随着断裂活动的加强及不断的物源输入,主要发育半深湖和深湖相泥岩沉积,其水动力条件较弱,易发生胶结作用;湖盆后期,湖相萎缩,主要发育滨浅湖相的砂泥岩互层沉积,来自湖岸的粗碎屑物再次充填进来,最终构成现在的沉积环境。

2 研究区成岩模式

成岩模式是沉积物转变为沉积岩的过程中,不同阶段、不同作用及其相互关系的综合描述。在研究区域成岩发育演化阶段,压实作用、胶结作用和溶蚀作用起着决定性的作用。陆丰凹陷文昌组从距今约40 Ma的古近纪始新世开始沉积,在地表持续了约6 Ma,随后恩平组开始沉积。基于已有的研究成果,确定陆丰凹陷古近系地层经历的成岩演化序列为:压实作用、黏土矿物胶结、压实作用、石英自生加大、碳酸盐胶结、溶蚀作用、碳酸盐胶结。在生成岩阶段,已沉积的文昌组岩石颗粒开始发育以伊/蒙混层为主的黏土膜,其不仅保持了颗粒的完整性,同时也抑制了溶蚀作用对颗粒的影响。其后文昌组不断埋深,上覆地层形成的压力开始对地层中的颗粒进行压实。早成岩阶段分为A、B两个时期,从B期开始,成岩作用逐渐加强。经过压实作用后的地层仍有部分原生粒间孔隙保留,黏土矿物开始在粒间孔隙中胶结,之后发生石英自生加大,碳酸盐也逐渐充填在粒间孔隙中。至新近纪,成岩阶段到达中成岩阶段A1期,地层开始发生溶蚀作用,该时期的压实作用已相对较弱。在中成岩阶段A2时期,成岩作用已减弱,少量碳酸盐矿物向孔隙中充填,储层物性受到影响,略微降低(图2)。

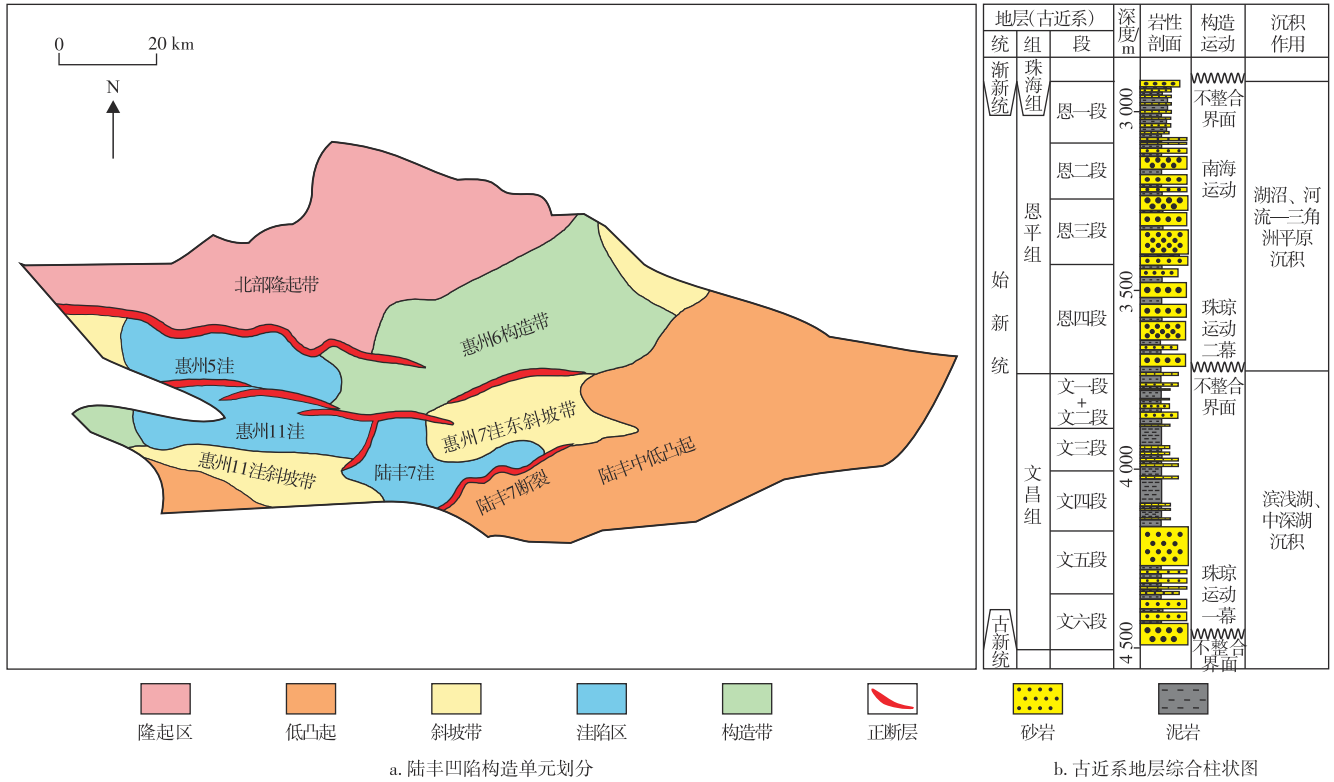


图1 珠江口盆地陆丰凹陷地质概况

Fig. 1 Geological overview of Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

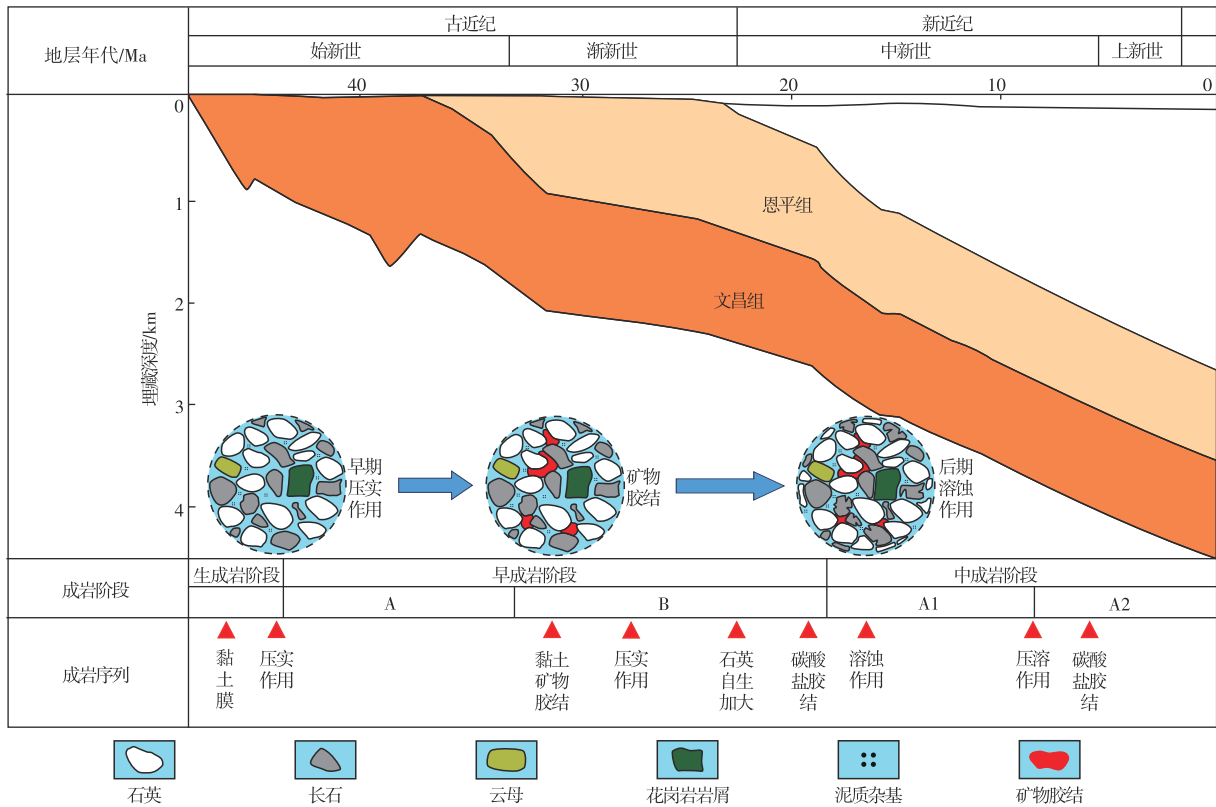


图2 珠江口盆地陆丰凹陷成岩模式

Fig. 2 Diagenetic model of Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

3 基于岩心的成岩相划分

3.1 成岩作用参数定义

成岩相是沉积物在成岩作用和构造作用等多种因素共同影响下,经过特定的成岩作用与演化阶段逐步形成的结果,深入分析压实、胶结、溶蚀等成岩作用对沉积物的影响有着重要意义。压实作用通过物理压力使沉积物颗粒紧密排列、减少孔隙空间,对储集层的孔隙结构产生重要影响;胶结作用通过化学沉淀等方式将沉积物颗粒黏结在一起,增强岩石的强度和稳定性;溶蚀作用则可以溶解部分岩石矿物,形成新的孔隙空间,对于改善储集层的物性具有很好的效果。这些成岩作用持续发生,对沉积物的物理性质、化学组成以及孔隙结构等产生复杂的影响。虽然成岩相已广泛应用于物性分析以及储层预测,但是研究人员对成岩相的划分大多仍通过镜下薄片观察、成岩作用定性描述等人工方式进行,缺少定量划分标准。

基于前人研究,引入视压实率、视胶结率和视溶蚀率等已有定量表征成岩作用的参数。这些参数对成岩相定量划分极为关键。视压实率A计算公式^[13-15]如下:

$$A = \frac{\varphi_{原} - \varphi_{现}}{\varphi_{原}} \times 100\% \quad (1)$$

$$\varphi_{原} = \left(20.91 + 22.90 / \sqrt{P25/P75} \right) \times 100\% \quad (2)$$

式中: $\varphi_{原}$ 、 $\varphi_{现}$ 分别表示原始孔隙度、现在孔隙度,%; $P25/P75$ 为颗粒直径比值。

视胶结率B计算公式^[14-15]如下:

$$B = \frac{C_{胶结}}{C_{胶结} + V_{粒间孔}} \times 100\% \quad (3)$$

式中: $C_{胶结}$ 表示胶结物总量,%; $V_{粒间孔}$ 表示粒间孔隙体积,% ,根据对铸体薄片图像组分统计得到。

视溶蚀率C和溶蚀面孔率D计算公式^[16-17]如下:

$$C = \frac{D}{V_{总孔}} \times 100\% \quad (4)$$

$$D = \frac{V_{粒间孔}}{V_{总孔}} + \frac{V_{粒内孔}}{V_{总孔}} \quad (5)$$

式中: $V_{粒间孔}$ 、 $V_{粒内孔}$ 、 $V_{总孔}$ 分别表示粒间溶蚀面孔体积、粒内溶蚀面孔体积、总孔隙体积,% ,根据对铸体薄片图像组分统计得到。

3.2 岩石组分定量提取

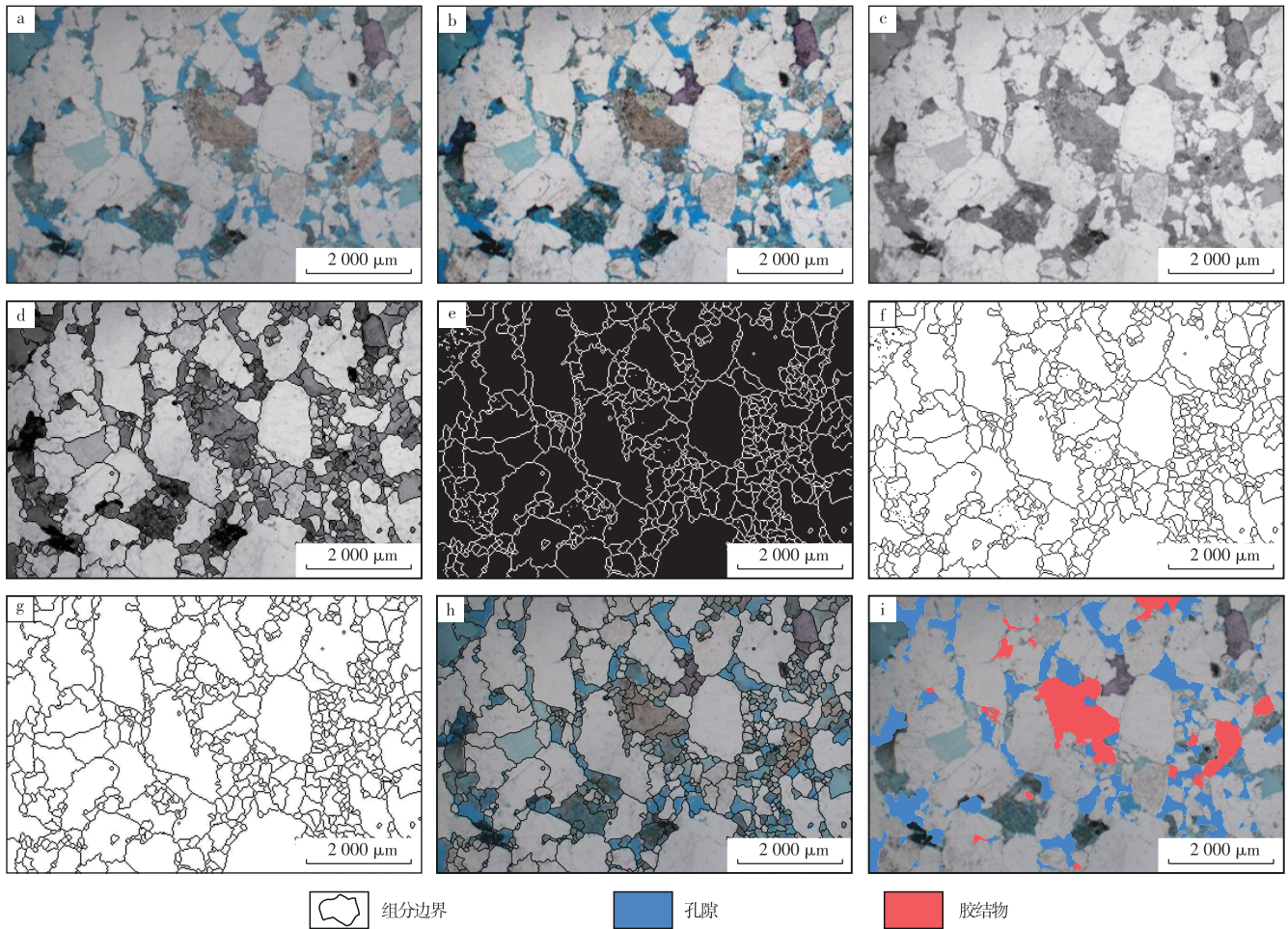
岩石薄片直接反映成岩相特征,定量识别各组分含

量便能依据成岩作用参数确定成岩作用强度。边缘检测技术用于识别数字图像中亮度或颜色剧变处的边界,通过在二维图像的水平方向和垂直方向添加特定算子,利用卷积核计算,可得各像素点水平与垂直方向的梯度近似值,进而算出梯度大小和方向。基于ImageJ软件,使用边缘检测及阈值分割技术识别薄片各组分(图3)。图3a为原始铸体薄片图像,各组分间存在明显的边界。先对其预处理(图3b),调整对比度以突出各组分的边界特征。再转化为灰度图,使其适配基于亮度梯度的算法,更精准地划分各组分边界(图3c)。然后使用边缘检测技术划分边界(图3d),通过阈值分割提取出该边界(图3e),再进行颜色反转(图3f)。因结果中含有噪点,进行去噪处理(图3g),然后将像素边界转化为线性边界并应用到原始图像(图3h)。铸体薄片中,孔隙通常被染为蓝色,而粒间孔为颗粒间的孔隙,将环绕于颗粒的蓝色区域划分为粒间孔;粒内孔位于颗粒内部,有明显的溶蚀痕迹,将颗粒内孤立的孔隙划分为粒内孔;溶蚀孔是矿物被溶解而形成的孔隙,一般沿矿物颗粒边缘发育,可观察到矿物溶蚀残余,将颗粒边缘不规则状、可见溶蚀痕迹的孔隙划分为溶蚀孔;胶结物是填充于颗粒之间、将颗粒胶结在一起的物质,其形态多样、成分复杂,颜色与纹理不同于岩石颗粒,将颗粒间不同于岩石颗粒颜色的组分划分为胶结物。基于以上特征,通过与原始薄片进行对比,对各组分区域分别着色,实现原始薄片各组分分割(图3i)。

3.3 成岩相判别标准

成岩作用参数公式用于根据各组分含量定量描述成岩过程中各类成岩作用的强弱,而通过图像处理技术可以精确地测量薄片各分组的含量,二者结合即可通过成岩作用参数定量地描述成岩作用的强弱,为成岩相划分提供数据支持。通过对研究区域薄片样品各组分含量建立直方图进行统计分析^[18-19],以50%的含量判别成岩作用的强弱,确定压实作用、胶结作用、溶蚀作用强弱程度的界限为70%、50%、30%。

研究区域成岩相根据3种成岩作用的强弱程度共被分成7种,将弱压实弱胶结强溶蚀相、弱压实弱胶结弱溶蚀相分成I类成岩相,将弱压实强胶结强溶蚀相、弱压实强胶结弱溶蚀相分成II类成岩相,将强压实弱胶结弱溶蚀相、强压实强胶结强溶蚀相、强压实强胶结弱溶蚀相分成III类成岩相(表1)。I类成岩相中,岩石颗粒所受压实、胶结作用程度较弱,所以其岩石颗粒及胶结物含量较低,岩石颗粒粒径较大,展示的弱压实弱胶结弱溶蚀相岩石颗粒含量为66.54%,该成岩相包含的孔隙较多,并以粒间孔为主;II类成岩相中,由于胶结作用增强,部分孔



注:a为原始铸体薄片图像;b为处理后铸体薄片图像;c为灰度薄片图像;d为边缘划分;e为二值化边缘;f为提取边界;g为去噪;h为边界应用;i为组分划分。

图3 基于薄片图像处理的岩石组分提取流程

Fig. 3 Extraction process of rock components based on thin section image processing

隙被胶结物充填,导致粒间孔含量降低;Ⅲ类成岩相中,颗粒受强压实作用影响,导致铸体薄片中岩石颗粒含量偏高,介于70%~85%,粒间孔被大量胶结物充填,造成该类成岩相孔喉较少,物性较低(图4)。

3.4 成岩相分类与物性关系

基于研究区71个样本分析(表2),研究区成岩相随着成岩作用的增强,岩石气测孔隙度、气测渗透率、薄片面孔率、核磁 T_2 值、压汞孔喉半径逐渐降低。I类

成岩相的孔隙度在13%以上,渗透率大于 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; II类成岩相的孔隙度介于9%~13%,渗透率介于 $(0.7 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; III类成岩相的孔隙度低于10%,渗透率小于 $0.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,各类成岩相孔隙度与渗透率的相关性较好。图5a中I类与II类成岩相、II类与III类成岩相之间各有一块交叉区域,主要由于部分样品岩石气测孔隙度或气测渗透率较低,导致数据点下移,但整体符合成岩相物性特征,划分结果与成岩相特征相关性较好。

表1 珠江口盆地陆丰凹陷成岩相划分标准

Table1 Diagenetic facies classification criteria of Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

分类	I类		II类		III类		
	弱压实弱胶结 强溶蚀相	弱压实弱胶结 弱溶蚀相	弱压实强胶结 强溶蚀相	弱压实强胶结 弱溶蚀相	强压实弱胶结 弱溶蚀相	强压实强胶结 强溶蚀相	强压实强胶结 弱溶蚀相
成岩作用	A≤70	A≤70	A≤70	A≤70	A≥70	A≥70	A≥70
强弱程度/%	B≤50	B≤50	B≥50	B≥50	B≤50	B≥50	B≥50
	C≥30	C≤30	C≥30	C≤30	C≥30	C≥30	C≤30
	D≥4	D≤4	D≥4	D≤4	D≥4	D≥4	D≤4

注:A为压实作用强弱程度;B为胶结作用强弱程度;C为溶蚀作用强弱程度;D为溶蚀面孔强弱程度。

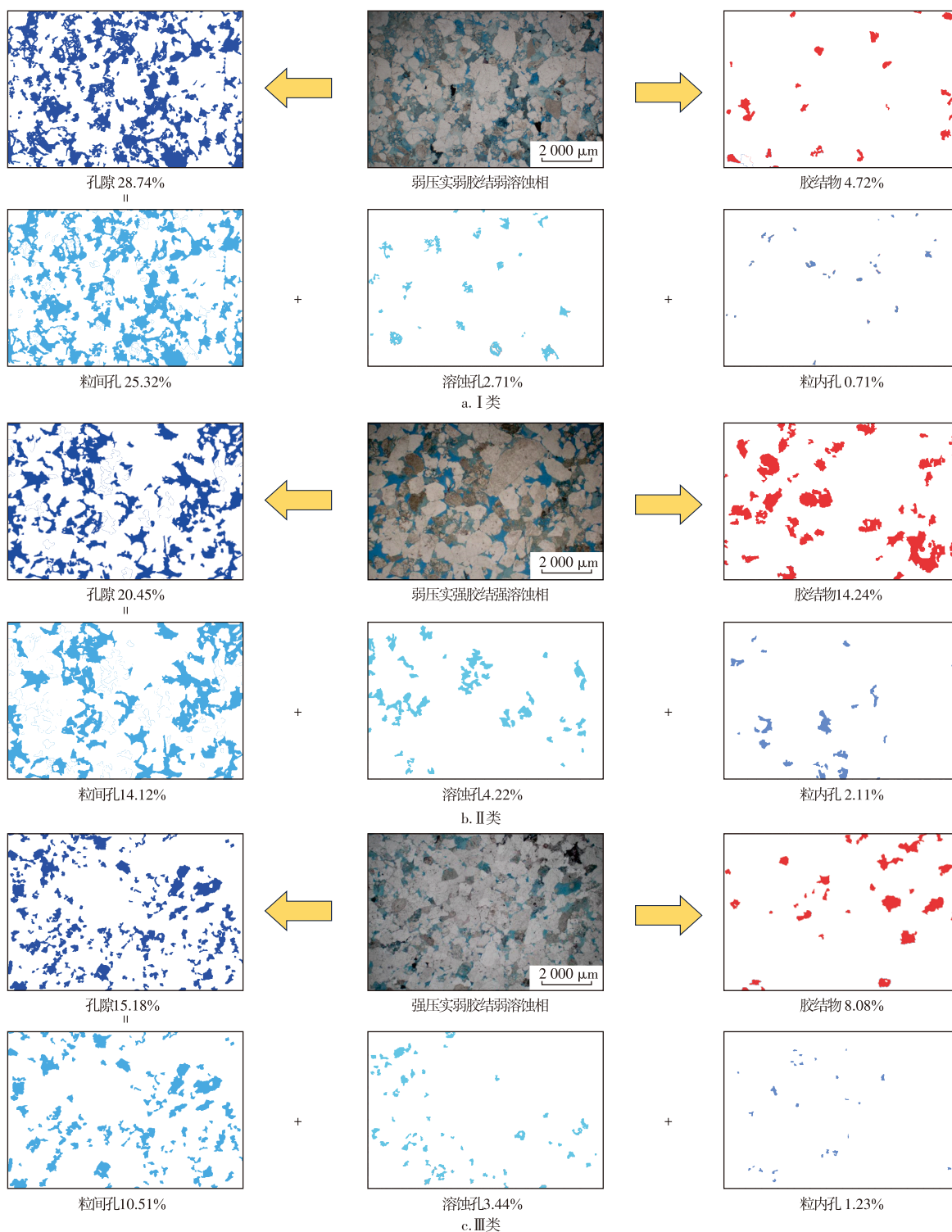


图4 珠江口盆地陆丰凹陷典型薄片各组分展示

Fig. 4 Display of Class III diagenetic facies and typical thin section components

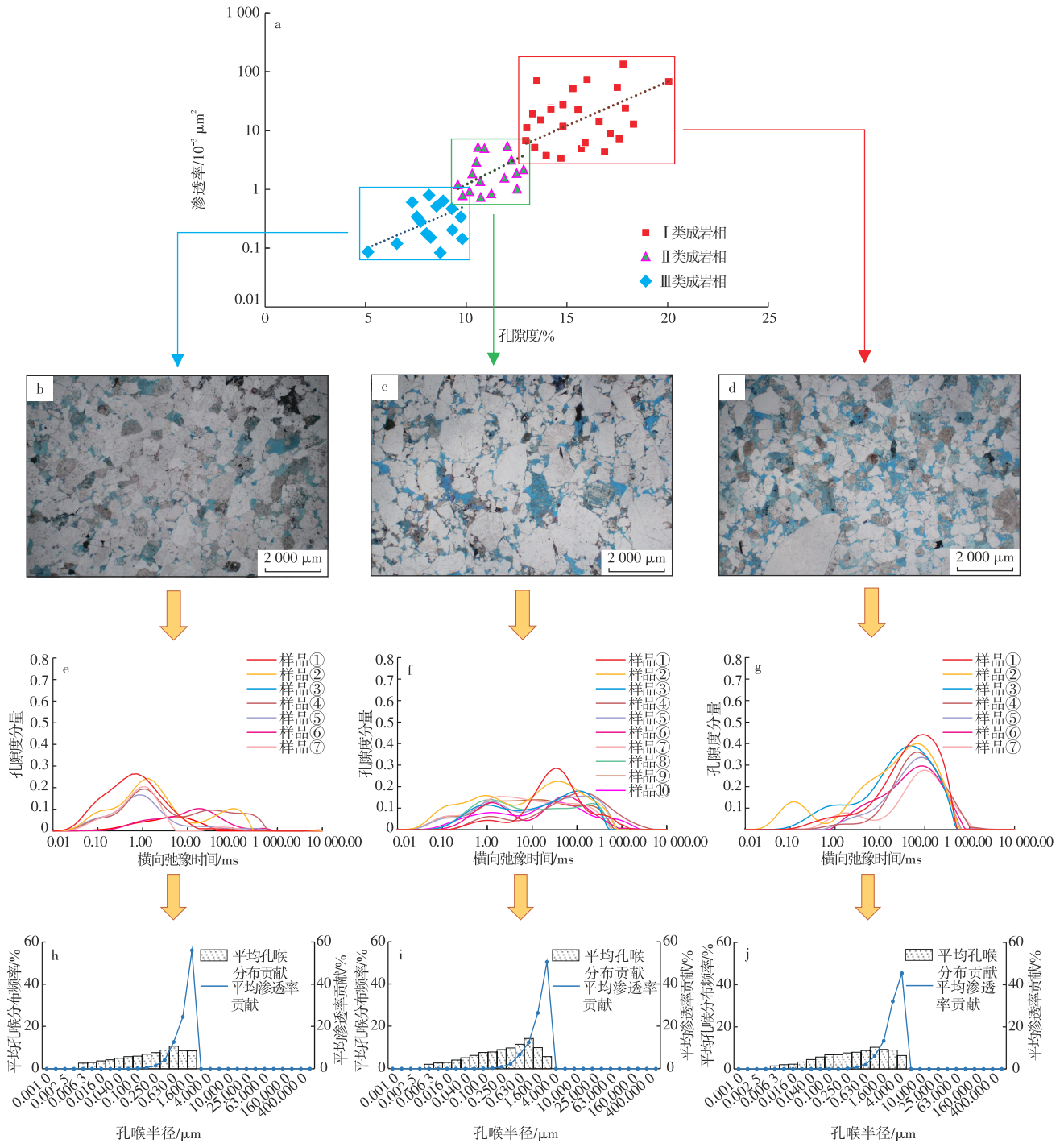
核磁共振 T_2 谱分布图上表明, I 类成岩相中大孔隙度分量集中在横向弛豫时间较大的区域, 证明该类成岩相中孔隙体积较大, 孔隙结构以大孔隙为主, 流体具有更多的运移通道(图 5g); II 类成岩相的孔隙度分量显著降低, 代表了该类成岩相孔隙体积比 I 类小, 孔隙空间相对较少(图 5f); III 类成岩相中大孔隙度分量分布在较低的横向弛豫时间上, 证明该类成岩相的孔隙体积较小, 孔隙

结构以微孔隙为主(图 5e)。压汞孔喉半径分布图也证实, I 类成岩相平均孔喉分布频率与平均渗透率较高, 并分布在较大的孔喉半径区间上, 且孔喉半径最大值为 $4 \mu\text{m}$ (图 5j); II 类成岩相平均孔喉分布频率与平均渗透率分布的孔喉半径区间比 I 类成岩相较低, 孔喉半径分布最大只有 $2.5 \mu\text{m}$ (图 5i); III 类成岩相整体孔喉半径分布区间较小, 平均孔喉分布频率与平均渗透率的孔喉半

表2 各类成岩相样品对应孔隙及测井数据
Table 2 Pore permeability and logging data of samples from various diagenetic facies

成岩相分类	样品号	深度/m	成岩相类型	孔隙度/%	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	平均孔隙半径/ μm	自然伽马/API	声波时差/ (μs/ft)	补偿中子/%	补偿密度/ (g/cm ³)	微侧向测井 电阻率(浅侵 入带)/(Ω·m)	微侧向测井 电阻率(深侵 入带)/(Ω·m)
I类	1	3 132.7	弱压实弱胶结强溶蚀相	18.2	207.00	7.478	66.55	78.15	15.35	2.37	1.69	1.99
	2	3 311.0	弱压实弱胶结弱溶蚀相	13.5	71.70	1.184	67.95	71.53	15.90	2.33	3.71	3.97
	3	3 350.0	弱压实弱胶结强溶蚀相	17.9	24.20	2.238	56.33	79.75	16.18	2.35	5.65	10.05
	4	3 388.0	弱压实弱胶结强溶蚀相	16.0	74.40	4.047	89.19	67.97	16.69	2.37	5.25	6.64
	5	3 385.0	弱压实弱胶结弱溶蚀相	15.6	23.10	0.392	57.65	82.51	22.54	2.36	3.35	10.29
...
II类	31	3 630.0	弱压实弱胶结强溶蚀相	17.1	8.94	2.213	82.39	75.21	14.89	2.40	7.90	13.97
	32	3 422.0	弱压实强胶结强溶蚀相	10.7	1.31	0.438	74.76	75.45	10.73	2.42	14.76	21.44
	33	3 470.0	弱压实强胶结强溶蚀相	11.9	1.48	0.561	76.21	75.20	11.22	2.44	11.38	14.48
	34	3 731.0	弱压实强胶结弱溶蚀相	10.3	1.76	0.881	81.56	68.68	10.40	2.43	12.65	10.00
	35	3 827.0	弱压实强胶结弱溶蚀相	10.6	1.93	0.374	75.47	70.69	11.20	2.45	14.25	19.97
36	3 512.0	弱压实强胶结强溶蚀相	10.5	2.78	0.853	103.00	62.34	13.90	2.47	13.47	24.33	
...
III类	52	4 076.8	弱压实强胶结弱溶蚀相	9.9	0.95	0.699	104.09	66.03	11.97	2.52	12.22	10.76
	53	3 263.3	强压实强胶结弱溶蚀相	7.5	0.34	0.896	79.85	60.14	8.48	2.56	17.95	22.84
	54	3 716.6	强压实强胶结强溶蚀相	8.7	0.61	1.460	123.81	61.97	4.83	2.61	19.99	20.82
	55	3 720.0	强压实弱胶结弱溶蚀相	9.4	0.52	0.874	110.64	69.24	2.53	2.60	19.34	20.96
	56	3 845.6	强压实弱胶结弱溶蚀相	9.6	0.35	0.728	78.24	65.58	10.38	2.54	16.50	16.34
57	3 853.2	强压实强胶结强溶蚀相	9.3	0.20	0.810	76.92	65.17	5.51	2.56	17.56	22.28	
...
71	4 221.9	强压实强胶结弱溶蚀相	4.9	0.07	0.680	88.46	51.34	5.49	2.62	26.59	30.49	

注: 1 ft = 0.304 8 m。



注:a为孔渗关系;b为Ⅲ类成岩相薄片;c为Ⅱ类成岩相薄片;d为Ⅰ类成岩相薄片;e为Ⅲ类成岩相核磁共振 T_2 谱分布图;f为Ⅱ类成岩相核磁共振 T_2 谱分布图;g为Ⅰ类成岩相核磁共振 T_2 谱分布图;h为Ⅲ类成岩相压汞孔喉半径分布;i为Ⅱ类成岩相压汞孔喉半径分布;j为Ⅰ类成岩相压汞孔喉半径分布。

图5 各类成岩相孔喉特征与孔渗关系

Fig. 5 Relationship between pore throat characteristics and pore permeability of various diagenetic facies

径分布最大为1.6 μm (图5h)。

总结得出, I类成岩相物性最好、孔喉结构较优、孔隙更为发育; II类成岩相物性次之, 存在部分大孔及中孔; III类成岩相物性最差, 孔隙基本为小孔, 孔喉结构较差, 难以储存流体。对比各类成岩相的物性关系、孔喉分布特征, 表明通过该方法能够对各类成岩相进行区分。

4 基于测井的成岩相识别

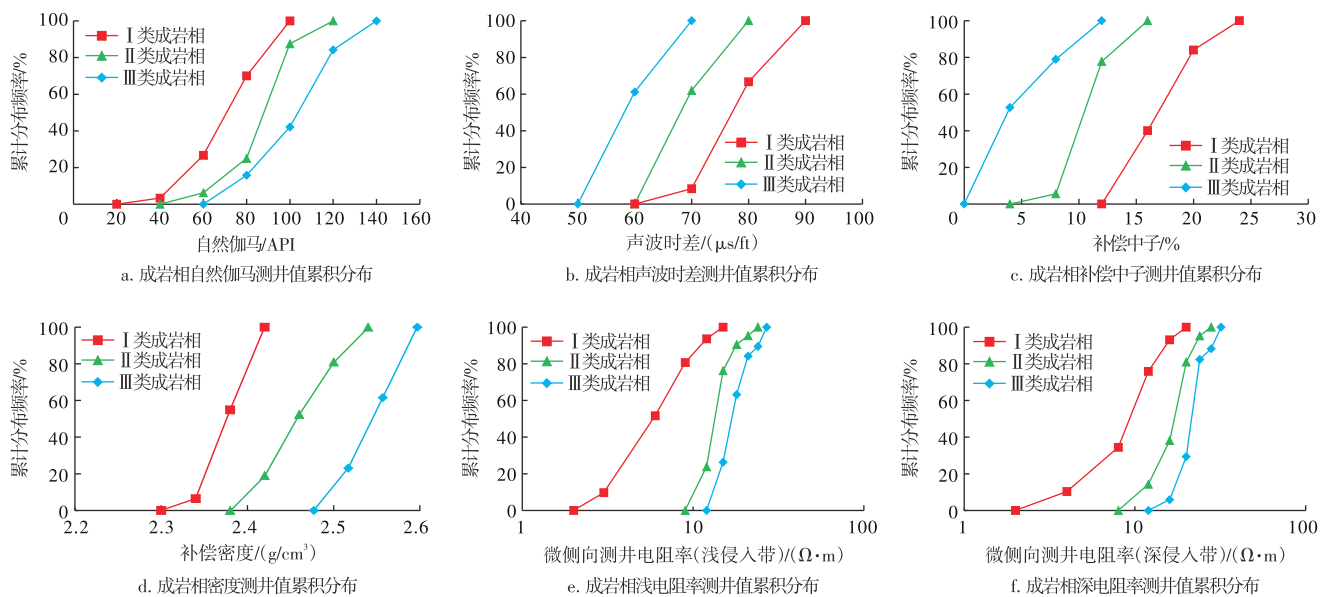
不同成岩相因为存在孔隙结构、成岩程度、物性等差异, 蕴含着不同地层信息, 常规测井曲线能直接或间接地反映地层信息。自然伽马曲线(GR)反映地层中放射性

元素(主要是铀、钍、钾)的放射性强度。泥岩自然伽马值通常较高,纯砂岩则较低。通过GR曲线的特征可以判断岩石沉积环境,为成岩相识别提供基础信息。声波时差曲线(AC)反映声波在地层中的传播时差,高孔隙度的岩石声波时差较大,可用于识别成岩相。补偿中子曲线(CNL)主要反映地层中H原子含量,通过孔隙内流体多少反映岩石孔隙度,在一定程度上体现成岩相发育情况。补偿密度曲线(DEN)反映地层体积密度,能辅助判断岩石的矿物组成,对成岩相识别有一定作用。微侧向测井电阻率曲线主要反映井壁周围与原状地层的导电能力,与地层流体分布、致密程度相关,可间接反映成岩相类别。基于以上原理,建立不同成岩相与各测井曲线关

系,就能通过测井曲线识别成岩相。

如图6所示,3类成岩相在各条常规曲线上的分布存在着差异,这种差异主要体现在其对应的测井曲线值范围不同。I类成岩相对应GR值介于60~90 API,AC值介于75~85 $\mu\text{s}/\text{ft}$,CNL值介于15%~20%,DEN值介于2.37~2.40 g/cm^3 ,电阻率值较低;II类成岩相对应GR值介于80~100 API,AC值介于65~80 $\mu\text{s}/\text{ft}$,CNL值介于10%~15%,DEN值介于2.43~2.57 g/cm^3 ,电阻率值有所上升;III类成岩相对应GR值介于90~140 API,AC值介于55~70 $\mu\text{s}/\text{ft}$,CNL值介于3%~10%,DEN值介于2.52~2.60 g/cm^3 ,电阻率值最大。

各类成岩相样品对应测井数据如表2所示。



注:1 ft=0.3048 m。

图6 各类成岩相在测井曲线上的累计分布频率

Fig. 6 Cumulative distribution frequency of various diagenetic facies on logging curves

4.1 多层感知器原理

多层感知器作为前馈型神经网络模型,适用于分类、回归、模式识别、特征提取等任务。因其可以提取目标的特征数据,构建数据与分类目标的联系,所以适合作为成岩相测井识别的分类模型。该模型采用非线性关系建模,可自动从原始测井数据中提取有用特征,使其可以适用于不同地质条件,且能够保持结果的稳定。对于精细的成岩相划分,可以提供更可靠的解释。

测井曲线与成岩相存在紧密的联系,提取各类成岩相对应的常规测井数据,将其作为输入层并传递至隐藏层。隐藏层处理输入数据后,再传给对应各类成岩相的输出层。隐藏层的层数、神经元数量和激活函数的选择会影响成岩相分类的准确性,简单的模型设置可能无法充分获取测井曲线信息,导致分类结果不准确;而模型过

于复杂会出现过拟合现象,即对训练数据过度拟合,而对新数据的泛化能力较差。

模型构建过程中,若出现地层水矿化度分布不均匀和井眼不规则等现象,会导致测井曲线异常,进而影响成岩相的测井识别。地层水分析结果表明:研究区地层水矿化度未出现明显波动,对成岩相的测井识别的影响可以忽略。另外,研究区仅有极少部分由井眼扩径导致的测井曲线异常,在模型构建时已将这部分异常数据从原始数据中剔除,保证了模型的准确性。

4.2 成岩相测井识别模型参数优化

根据以上流程,建立多层感知器模型,并对优化模型参数进一步优化以提升准确性。将原始数据按7:3的比例划分为训练集和测试集,由于随机数种子不同,因此每次建模所用数据具有随机性,致使每次训练出的正

准确率并不相同。保持参数固定,连续多次对原始数据建立随机模型并记录每次模型识别的正确率。为保证每次建立模型的准确性,筛选掉训练集和测试集正确率相差较大(差值大于5%)的结果,保证每个模型至少有50次有效的训练结果。图7为改变隐藏层个数及每层单元数后识别正确率的平均结果,图7a为一个隐藏层下训练集中不同单元个数对正确率的影响结果,当隐藏层单元个

数为5时,正确率最高;当单元数大于5,正确率呈下降趋势。图7b为一个隐藏层下测试集中不同单元个数对正确率的影响结果,其结果与训练集基本一致。图7c、图7d为两个隐藏层下训练集和测试集中不同单元个数对正确率的影响结果,同样表明当每层单元数为5时,整体正确率较高,但两个隐藏层识别的正确率略低于一个隐藏层识别的正确率。

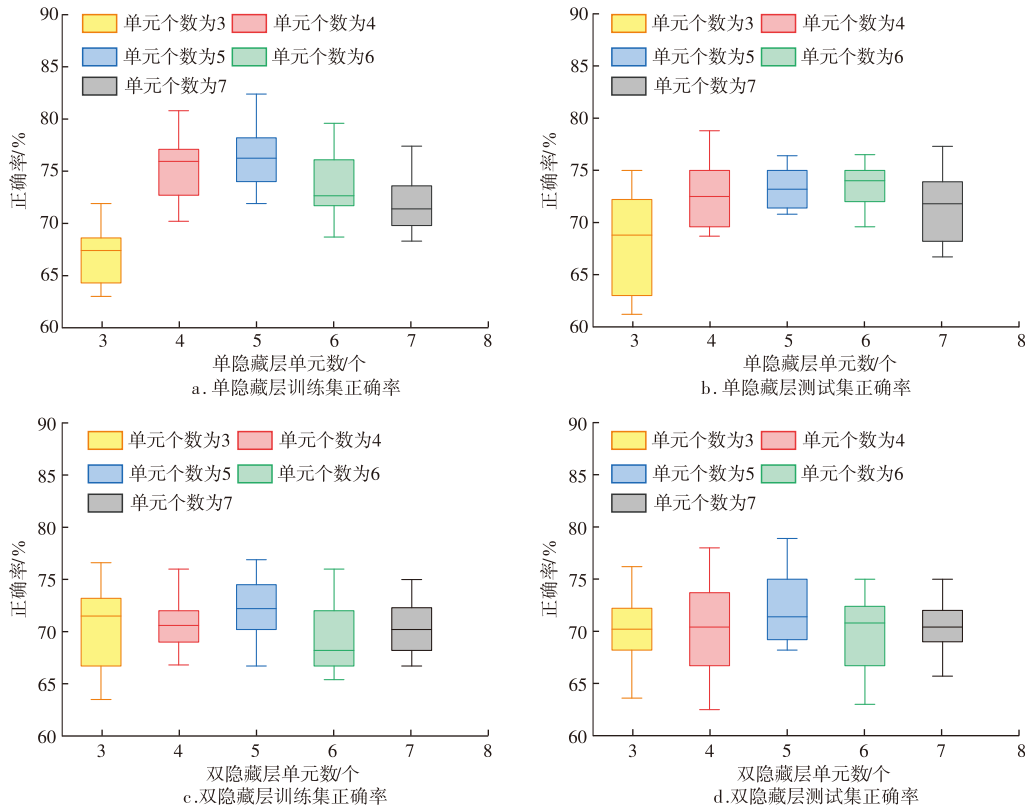
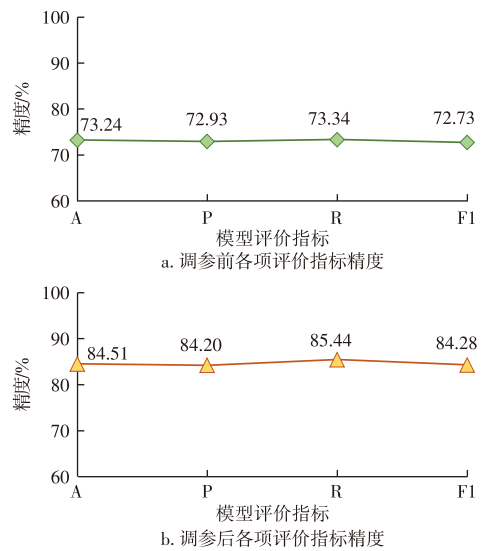


图7 隐藏层层数及单元个数对结果的影响

Fig. 7 Influence of number of hidden layers and units on results

4.3 成岩相测井识别模型检验

基于上述分析,优化模型参数,建立适用于研究区的模型,然后对模型的准确性进行检验。根据模型预测结果与实际结果进行对比,通常使用准确率(Accuracy)、精确率(Precision)、召回率(Recall)、F1值对模型进行评价。准确率为模型正确预测的样本数占总样本数的比例。精确率为在被模型预测为正类的样本中,真正为正类的样本所占的比例。召回率为在实际为正类的样本中,被模型正确预测为正类的样本所占的比例。F1值为精确率和召回率的调和平均数。通过调整模型参数,可以明显发现模型各项评价指标均有所升高(图8)。调整参数前,模型各项评价指标精度在73%(图8a);调整参数后模型各项评价指标精度提升至84%(图8b)。



注:A为准确率;P为精确率;R为召回率;F1为F1值

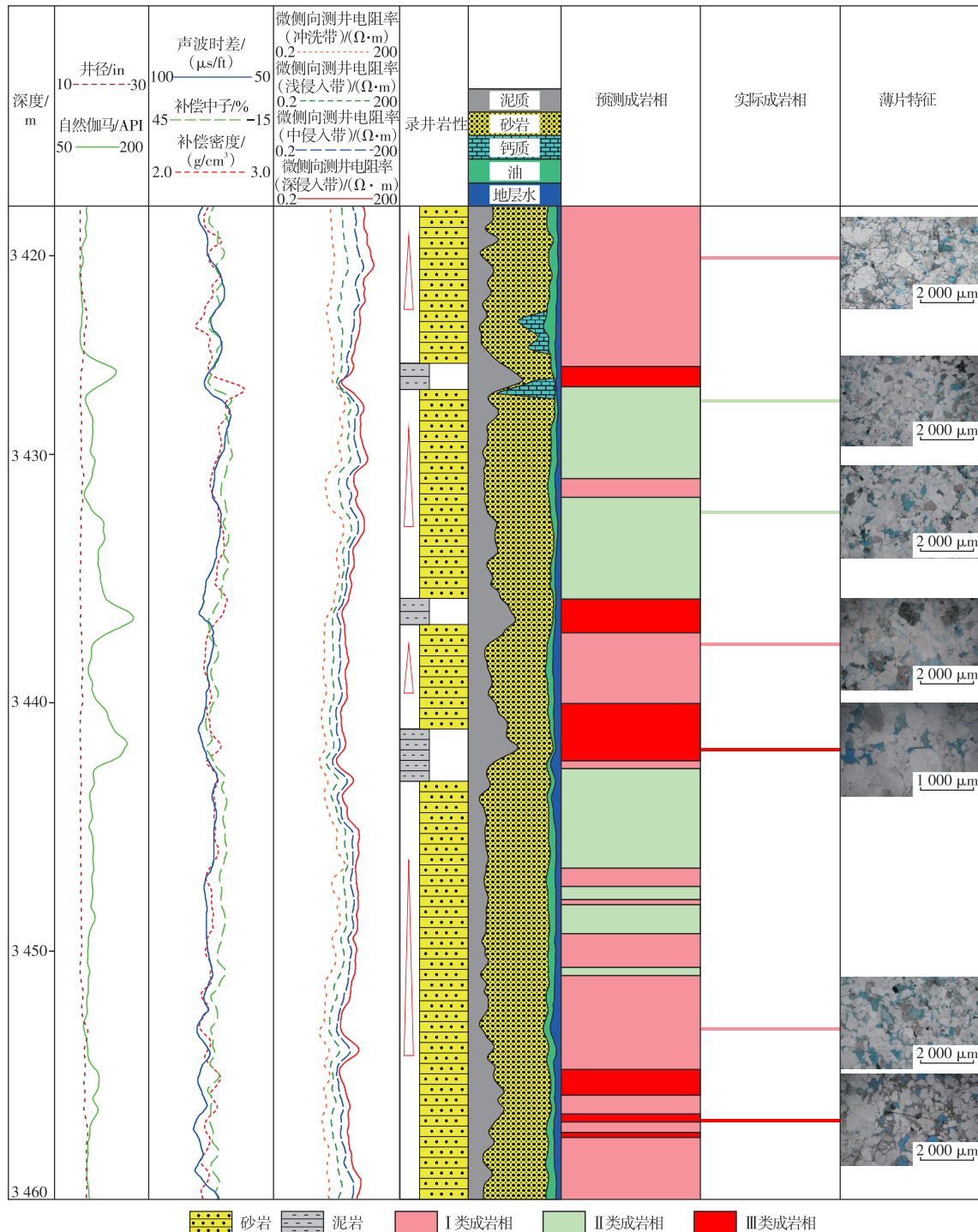
图8 多层感知器模型评价指标

Fig. 8 Evaluation indicators for MLP model

5 应用效果

通过对研究区9口井常规测井曲线计算,将识别出成岩相与铸体薄片结果进行对比,总体识别的正确率为82.11%。将模型应用到LF13-9-1井文昌组进行成岩相预测,通过识别结果与薄片鉴定结果对比(图9)发现7张薄片的成岩相类型与预测结果相符合。模型将在

3 420~3426.15 m段识别为 I 类成岩相,而3 422.05 m处的铸体薄片图像经过图像处理可划分为弱压实弱胶结弱溶蚀相,属于 I 类成岩相,同时也可发现 I 类成岩相对应的GR值较小,数值介于69~91 API,AC值较高,数值介于75~88 $\mu\text{s}/\text{ft}$,都存在于物性较好的砂岩段。在3426.95~3430.45 m段,模型将该段识别为 II 类成岩相,而3427.85 m处的铸体薄片图像经图像处理显示,属于弱压实强胶结弱溶蚀相,与预测结果吻合,II类成岩相



注: 1 ft = 0.304 8m; 1 in = 0.025 4 m。

图9 成岩相测井识别效果

Fig. 9 Logging identification performance of diagenetic facies

整体GR值介于89~98 API, AC值介于66~76 $\mu\text{s}/\text{ft}$, 物性整体略低于I类成岩相。预测的III类成岩相主要分布在泥质较多的层段, 由于泥质增多会导致岩石声波骨架值增大, 所以III类成岩相的整体声波时差范围会升高。3 442.05 m和3 457.55 m处的铸体薄片图像经图像处理, 显示为强压实弱胶结弱溶蚀相和强压实强胶结弱溶蚀相, 属于III类成岩相, GR值范围介于95~145 API, AC值介于70~75 $\mu\text{s}/\text{ft}$ 。预测的成岩相特征与实际成岩相特征吻合较好, 表明该训练模型在成岩相测井识别上具有较好的效果。

6 结论

1) 以珠江口盆地陆丰凹陷文昌组砂岩成岩相为例, 研究区成岩相主要受压实、胶结、溶蚀作用控制。基于铸体薄片资料, 通过图像处理可以识别出薄片各组分的含量, 以视压实率、视胶结率、视溶蚀率和溶蚀面孔率等成岩参数来定量表征成岩作用强度, 共基于该区域铸体薄片划分出7种成岩相, 统一将其定义为I类成岩相、II类成岩相、III类成岩相。

2) 基于图像处理划分出的各类成岩相与孔渗数据、孔喉分布特征结合较好, I类成岩相孔渗值最高、孔喉结构较优、孔隙更发育、流体具有更多的运移通道; II类成岩相由于胶结作用增强, 胶结物充填于孔喉中, 因此该类成岩相的物性有所降低; III类成岩相所受压实作用较强, 所以整体孔渗值较低、孔喉结构较差、孔隙发育较差。

3) 研究区域3类成岩相在自然伽马曲线(GR)、声波时差曲线(AC)、补偿中子曲线(CNL)、补偿密度曲线(DEN)和电阻率曲线上都有响应。通过多层感知器模型将常规测井数据与不同成岩相建立联系, 能进行成岩相测井识别。

4) 运用多层感知器模型开展研究区成岩相测井预测, 预测成岩相与实际成岩相结果吻合, 预测成岩相符合实际成岩相发育特征, 验证了研究提出的成岩相划分与测井识别方法的准确性。

参考文献

- [1] 杜飞, 姚宗全, 刘勇, 等. 疏松砂岩储层成岩相划分与定量表征: 以准噶尔盆地东部三台油田北10井区为例[J]. 断块油气田, 2021, 28(4): 481-486, 503.
DU Fei, YAO Zongquan, LIU Yong, et al. Division and quantitative characterization of diagenetic facies of unconsolidated sandstone reservoir: A case study of Bei 10 well area, Santai Oilfield, eastern Junggar Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(4): 481-486, 503.
- [2] 魏钦廉, 卢帆雨, 淡卫东, 等. 致密砂岩储层成岩相类型划分: 以鄂尔多斯盆地环县西部地区长3₃储层为例[J]. 断块油气田, 2020, 27(5): 591-596.
WEI Qinlian, LU Fanyu, DAN Weidong, et al. Classification of diagenetic facies in tight sandstone reservoirs: A case study of Chang 3₃ reservoir in the west of Huanxian, Ordos Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(5): 591-596.
- [3] 焦鹏, 郭建华, 张向涛, 等. 陆丰地区古近系恩平组沉积演化特征及沉积模式[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(5): 9-19.
JIAO Peng, GUO Jianhua, ZHANG Xiangtao, et al. Sedimentary evolution characteristics and sedimentary model of Paleogene Enping Formation, Lufeng area, Pearl River Mouth Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(5): 9-19.
- [4] 葛家旺, 朱筱敏, 张向涛, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷文昌组构造-沉积演化模式[J]. 中国矿业大学学报, 2018, 47(2): 308-322.
GE Jiawang, ZHU Xiaomin, ZHANG Xiangtao, et al. Tectono-sedimentation model of the Eocene Wenchang formation in the Lufeng depression, Pearl River Mouth basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2018, 47(2): 308-322.
- [5] 雷永昌, 彭光荣, 何雁兵, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层特征及优质储层主控因素[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(2): 37-49.
LEI Yongchang, PENG Guangrong, HE Yanbing, et al. Paleogene reservoir characteristics and main controlling factors of high-quality reservoirs in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(2): 37-49.
- [6] 张芥瑜, 张凤奇, 刘阳, 等. 鄂尔多斯盆地WL地区延长组储层成岩作用与孔隙结构差异成因[J]. 地质科技通报, 2023, 42(6): 162-173.
ZHANG Jieyu, ZHANG Fengqi, LIU Yang, et al. Causes of reservoir diagenesis and pore structure differences of the Yanchang Formation in the WL area of the Ordos Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(6): 162-173.
- [7] 许磊, 于兴河, 杨勇, 等. 苏里格南部地区盒8段致密砂岩储层成岩作用及成岩相划分[J]. 天然气工业, 2012, 32(7): 15-20, 100-101.
XU Lei, YU Xinghe, YANG Yong, et al. Diagenesis and diagenetic facies of tight sandstone reservoirs in the 8th member of the Shihezi Formation, southern Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(7): 15-20, 100-101.
- [8] 邹才能, 陶士振, 周慧, 等. 成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 526-540.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, ZHOU Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 526-540.
- [9] 杨宁, 王贵文, 赖锦, 等. 一种砂岩原始孔隙度计算方法[J]. 物探与化探, 2013, 37(4): 726-729.
YANG Ning, WANG Guiwen, LAI Jin, et al. A method for calculating primary porosity of sandstone[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2013, 37(4): 726-729.
- [10] 韩学辉, 徐登辉, 郭俊鑫, 等. 定量表征压实和胶结作用的砂岩声波速度岩石物理模型[J]. 地球物理学报, 2018, 61(12): 5044-5051.
HAN Xuehui, XU Denghui, GUO Junxin, et al. Rock physics modelling for acoustic velocities of sandstone considering effects of

- cementation and compaction[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2018, 61(12): 5044-5051.
- [11] 徐登辉,王燕,韩学辉,等.一种实用的定量表征岩石视压实率和视胶结率的实验方法[J].地球物理学进展,2018,33(1):274-278.
XU Denghui, WANG Yan, HAN Xuehui, et al. Experimental method for quantitative characterization of apparent compaction rate and apparent cementation rate[J]. Progress in Geophysics, 2018, 33(1): 274-278.
- [12] 陈启林,黄成刚.沉积岩中溶蚀作用对储集层的改造研究进展[J].地球科学进展,2018,33(11):1112-1129.
CHEN Qilin, HUANG Chenggang. Research progress of modification of reservoirs by dissolution in sedimentary rock[J]. Advances in Earth Science, 2018, 33(11): 1112-1129.
- [13] 官雪,胡新友,李文厚,等.成岩作用对储层致密化的影响差异及定量表述:以苏里格气田苏77区块致密砂岩为例[J].沉积学报,2020,38(6):1338-1348.
GONG Xue, HU Xinyou, LI Wenhui, et al. Different influences and quantitative description of effect of diagenesis on reservoir densification: Case study of tight sandstone in Su77 block, Sulige gas field[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(6): 1338-1348.
- [14] 何庆斌,张继红.松辽盆地南部大安地区姚一段特低渗砂岩成岩作用与成岩相[J].成都理工大学学报(自然科学版),2022,49(6):674-686.
HE Qingbin, ZHANG Jihong. Diagenesis and diagenetic facies of ultra-low permeability sandstone in the first member of Yaojia Formation in Da'an area, South Songliao Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2022, 49(6): 674-686.
- [15] 高辉,苏婕,孙卫,等.基于成岩和测井参数定量评价的成岩相划分:以鄂尔多斯盆地薛岔地区长6储集层为例[J].矿物岩石地球化学通报,2015,34(6):1238-1246.
GAO Hui, SU Jie, SUN Wei, et al. Classification of diagenetic facies based on quantitative evaluation of diagenesis and logging parameters: A case study of the Chang6 reservoir of the Xuecha area, Ordos Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(6): 1238-1246.
- [16] 高辉,樊志强,文开丰,等.基于多参数评价的致密砂岩气藏成岩相定量划分:以鄂尔多斯盆地神木气田山1段储层为例[J].石油实验地质,2015,37(6):781-788.
GAO Hui, FAN Zhiqiang, WEN Kaifeng, et al. Quantitative classification of diagenetic facies in tight sandstone gas reservoirs based on multi-parameter evaluation: A case study of the first member of Shanxi Formation in the Shenmu Gas Field, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(6): 781-788.
- [17] 林中凯,张少龙,李传华,等.湖相页岩油地层岩相组合类型划分及其油气勘探意义:以博兴洼陷沙河街组为例[J].油气藏评价与开发,2023,13(1):39-51.
LIN Zhongkai, ZHANG Shaolong, LI Chuanhua, et al. Types of shale lithofacies assemblage and its significance for shale oil exploration: A case study of Shahejie Formation in Boxing Sag[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 39-51.
- [18] 熊亮,曹勤明,张玲,等.细粒沉积岩岩相划分类型及其油气勘探意义:以四川盆地川西坳陷须家河组五段为例[J].油气藏评价与开发,2023,13(5):548-558.
XIONG Liang, CAO Qinming, ZHANG Ling, et al. Types of fine-grained sedimentary rocks assemblage and its significance for shale oil exploration: A case study of the fifth member of Xujiache Formation in western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(5): 548-558.
- [19] 范宜仁,李菲,邓少贵,等.致密砂岩储层成岩相特征分析及测井识别[J].测井技术,2018,42(3):307-314.
FAN Yiren, LI Fei, DENG Shaogui, et al. Characteristics analysis of diagenetic facies in tight sandstone reservoir and its logging identification[J]. Well Logging Technology, 2018, 42(3): 307-314.
- [20] 曾棒,刘小平,刘国勇,等.陆相泥页岩层系岩相测井识别与预测:以南堡凹陷拾场次洼为例[J].地质科技通报,2021,40(1):69-79.
ZENG Bang, LIU Xiaoping, LIU Guoyong, et al. Logging identification and prediction of lithofacies of lacustrine shale system in Shichang Sub-Sag, Nanpu Depression[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(1): 69-79.
- [21] 李明强,张立强,李政宏,等.塔里木盆地地下侏罗统阿合组下砂砾岩段致密砂岩成岩相划分及测井识别:以库车坳陷依奇克里克地区为例[J].天然气地球科学,2021,32(10):1559-1570.
LI Mingqiang, ZHANG Liqiang, LI Zhenghong, et al. Diagenetic facies division and logging identification of tight sandstone in the lower conglomerate member of Lower Jurassic Ahe Formation in Tarim Basin: Case study of Yiqikelike area in Kuqa Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(10): 1559-1570.
- [22] 王心乾,余文端,马晓东,等.基于常规测井曲线的页岩岩相识别与应用:以苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段为例[J].油气藏评价与开发,2024,14(5):699-706,713.
WANG Xinqian, YU Wenduan, MA Xiaodong, et al. Identification and application of shale lithofacies based on conventional logging curves: A case study of the second member of Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 699-706, 713.
- [23] TENG J, FU Q, QIN J, et al. Quantitative evaluation of Paleocene Reservoir diagenetic facies by logging in Lishui west sag, East China Sea basin[J]. Minerals, 2024, 14(1): 28.
- [24] LI B, ZHANG H, XIA Q, et al. Quantitative evaluation of tight sandstone reservoir based on diagenetic facies: A case of lower Silurian kepingtage formation in shuntuoguole low uplift, Tarim basin, China[J]. Frontiers in Earth Science, 2021, 8: 597535.
- [25] 刘宏坤,艾勇,王贵文,等.深层、超深层致密砂岩储层成岩相测井定量评价:以库车坳陷博孜-大北地区为例[J].地质科技通报,2023,42(1):299-310.
LIU Hongkun, AI Yong, WANG Guiwen, et al. Quantitative well logging evaluation of diagenetic facies of deep and ultra deep tight sandstone reservoirs: A case study of Bozi-Dabei area in Kuqa Depression[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(1): 299-310.
- [26] 林利明,郑颖,史浩,等.基于相控地质统计学叠前反演的致密砂岩薄储层含气性预测:以鄂尔多斯盆地临兴中区为例[J].天然气工业,2023,43(2):56-66.
LIN Liming, ZHENG Ying, SHI Hao, et al. Gas-bearing prediction of thin tight sandstone reservoirs based on facies-controlled geostatistical pre-stack inversion: A case study of the middle Linxing

- Block in the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(2): 56-66.
- [27] 管倩倩, 蒋龙, 程紫燕, 等. 东营凹陷页岩油岩相要素测井评价新方法及其应用[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(3): 435-445, 457. GUAN Qianqian, JIANG Long, CHENG Ziyan, et al. A new method of shale oil facies element logging evaluation and its application in Dongying Sag[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 435-445, 457.
- [28] 徐敬领, 王贵文. 利用测井资料时频特征进行地层对比的方法及其应用[J]. *测井技术*, 2009, 33(2): 120-125. XU Jingling, WANG Guiwen. A method of log data time-frequency characteristics stratum correlation and its application[J]. *Well Logging Technology*, 2009, 33(2): 120-125.
- [29] 张松扬. 致密砂岩气层测井特征参数提取方法研究及识别评价技术[D]. 青岛: 中国石油大学, 2007. ZHANG Songyang. A method for extracting log characteristic parameters and evaluation technique of tight sandstone gas reservoir [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2007.
- [30] 姜世一, 孙盼科, 张林, 等. 基于径向基-多层感知器神经网络联合的复杂岩相智能识别与表征[J]. *天然气工业*, 2022, 42(9): 47-62. JIANG Shiyi, SUN Panke, ZHANG Lin, et al. Intelligent identification and characterization of complex lithofacies based on radial basis-multilayer perception neural network joint model[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(9): 47-62.
- [31] 李昌, 沈安江, 常少英, 等. 机器学习法在碳酸盐岩岩相测井识别中应用及对比: 以四川盆地MX地区龙王庙组地层为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(4): 586-596. LI Chang, SHEN Anjiang, CHANG Shaoying, et al. Application and contrast of machine learning in carbonate lithofacies log identification: A case study of Longwangmiao Formation of MX area in Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(4): 586-596.
- [32] 湛丽, 王才志, 宁从前, 等. 基于机器学习的鄂尔多斯盆地陇东地区长7段岩相测井识别方法[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 525-536. CHEN Li, WANG Caizhi, NING Congqian, et al. Well-log lithofacies classification based on machine learning for Chang-7 member in Longdong Area of Ordos Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 525-536.
- [33] 刘志刚, 肖佃师, 许少华. 基于离散过程神经网络页岩油气储层有机碳含量预测[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 41(2): 80-87. LIU Zhigang, XIAO Dianshi, XU Shaohua. Total organic carbon content prediction of shale reservoirs based on discrete process neural network[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2017, 41(2): 80-87.
- [34] 罗山贵, 赵玉龙, 肖红林, 等. 基于混合优化算法和深度神经网络模型结合的致密砂岩气藏裂缝参数优化[J]. *天然气工业*, 2024, 44(9): 140-151. LUO Shangui, ZHAO Yulong, XIAO Honglin, et al. Fracture parameter optimization of tight sandstone gas reservoirs based on the hybrid optimization algorithm and deep neural network model[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(9): 140-151.
- [35] 万琼华, 刘伟新, 罗伟, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷A油田储层质量差异及低渗储层主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(3): 551-560. WAN Qionghua, LIU Weixin, LUO Wei, et al. Reservoir quality differences and major factors controlling low-permeability reservoirs of Oilfield A in the Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(3): 551-560.
- [36] 彭光荣, 张丽丽, 吴哲, 等. 珠江口盆地深水区古潜山强风化淋滤带储层分布规律及其主控因素[J]. *天然气工业*, 2024, 44(1): 97-107. PENG Guangrong, ZHANG Lili, WU Zhe, et al. Distribution laws of intensively weathering and leached zones in deep-water buried hills of the Pearl River Mouth Basin and their controlling factors[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(1): 97-107.
- [37] 刘军, 蔡哲, 庞雄奇, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系多动力-多期次-多要素复合成藏区定量预测与评价[J]. *地球科学*, 2022, 47(7): 2481-2493. LIU Jun, CAI Zhe, PANG Xiongqi, et al. Quantitative prediction and evaluation of Paleogene favorable hydrocarbon accumulation areas with multi-dynamic-stage-factor combination in Lufeng Sag, Pearl River mouth basin[J]. *Earth Science*, 2022, 47(7): 2481-2493.
- [38] 朱筱敏, 葛家旺, 吴陈冰洁, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷深层砂岩储层特征及主控因素[J]. *石油学报*, 2019, 40(增刊1): 69-80. ZHU Xiaomin, GE Jiawang, WU Chenbingjie, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of deep sandstone in Lufeng sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(Suppl. 1): 69-80.
- [39] 汪旭东, 张向涛, 何敏, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷南部文昌组储层发育特征及其控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(6): 1147-1155. WANG Xudong, ZHANG Xiangtao, HE Min, et al. Characteristics and controlling factors of reservoir development in the Wenchang Formation, Southern Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(6): 1147-1155.

(编辑 徐佩)