

朱绍鹏, 张冲, 周伟, 等. 浅海重力流低渗细粒沉积砂岩储层质量评价与预测——以莺歌海盆地东方 A 区黄流组一段为例[J]. 海洋地质前沿, 2025, 41(6): 1-13.

ZHU Shaopeng, ZHANG Chong, ZHOU Wei, et al. Quality evaluation and prediction of low permeability fine-grained sandstone reservoir of shallow marine gravity flow: a case study of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area of Yinggehai Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2025, 41(6): 1-13.

浅海重力流低渗细粒沉积砂岩储层质量评价与预测 ——以莺歌海盆地东方 A 区黄流组一段为例

朱绍鹏, 张冲*, 周伟, 孟迪, 汤晓宇

(中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海口 570312)

摘要:莺歌海盆地东方 A 区高温高压低渗气藏尚未实现规模有效开发, 寻找有利储层至关重要。通过激光粒度、铸体薄片、扫描电镜、高压压汞等岩芯测试分析手段, 首先研究了储层微观差异特征, 并对储层质量差异进行分类评价, 然后通过分析储层质量差异与测井曲线间的响应关系, 筛选能用于评价储层质量的测井曲线, 利用主成分分析法构建了可反映储层质量好坏的敏感因子曲线, 最后基于敏感因子曲线协同波形指示模拟方法对储层质量进行预测。结果表明, 储层质量主要由泥质产出特征决定, 当储层物性差异较大, 但泥质含量与沉积粒度特征相近时, 可根据其泥质产状特征将研究区低渗储层质量划分为 3 个级次: I 级储层的泥质产状以有序分布的泥质条带为主, 发育粗粒粉砂岩, 溶蚀作用强烈; II 级储层主要特征为泥质混杂分布, 发育中—粗粒粉砂岩, 溶蚀强度中—强; III 级储层的泥质产状呈杂基分散状态, 沉积细粒粉砂岩, 溶蚀发育较弱。其中, I 级与 II 级储层属于优质储层。建立的储层质量分级评价模型累计方差贡献率可达 98.1%, 能够反映研究区储层质量差异; 提出了基于储层质量敏感因子和地震波形指示模拟相协同的储层质量预测方法, 预测结果与实钻资料吻合率高, 能揭示有利储层的空间展布, 对气田的开发决策和井位部署具有指导意义。

关键词:莺歌海盆地; 低渗储层; 细粒沉积砂岩; 储层质量; 波形指示反演

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2024.189

0 引言

随着勘探开发技术的不断进步, 陆上油气田对低渗储层的开发已具备较为成熟的技术手段, 也取得了较大的突破, 而海上低渗气藏的开发工作依旧面临着较大的挑战^[1]。莺歌海盆地东方区储量规模

大, 其中, 低渗探明储量在莺歌海盆地总储量的占比 > 35%^[2], 开发潜力巨大。

目前, 储层质量评价研究呈现多元化趋势。张冲等^[3-4]利用岩芯核磁共振与高压压汞实验协同的手段, 构建可反应海上低渗油藏渗流能力的储层评价因子, 基于快速聚类与灰色关联数据分析法量化表征低渗砂砾岩的储层品质。邓猛等^[5]利用古地貌恢复分析及空间耦合的手段对辫状河三角洲-滨浅湖沉积储层进行了储层质量评价, 确定了不同地貌单元对储层物性的影响。张振宇等^[6]基于分析薄片、扫描电镜等实验手段, 综合考虑沉积与成岩的内在关联模式, 对三角洲前缘沉积的极细粒砂岩储层进行质量评价。虞兵等^[7]采用岩性、孔隙结构为基础构建储层品质参数的方法, 对裂缝性致密砂

收稿日期: 2024-07-30

资助项目: 海南省“南海新星”科技创新人才平台项目“东方 1-1 气田高温高压低渗气藏成因机制与精细表征研究”(NHXXRCXM202368)

第一作者: 朱绍鹏(1980—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事油气田开发方面的研究工作。E-mail: zhushp@cnooc.com.cn

* 通讯作者: 张冲(1988—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事复杂油气储层地质方面的研究工作。E-mail: zhangchong16@cnooc.com.cn

岩储层进行评价表征,准确预测储层产气能力。钟高明等^[8]通过测井曲线交会识别岩性的手段,建立储层质量因子,综合评价火山碎屑岩储层质量。王锦等^[9]借助熵权法和模糊层次分析法定量表征砂砾岩储层层间非均质性,通过 BP 神经网络划分储层类型,准确评价储层质量。目前,针对海上细粒低渗砂岩储层质量的评价手段有限,由于粒度分异不够明显,难以通过刻画有利的沉积相带确定有利储层分布,现有的储层质量评价方法多局限于单井测井预测,难以反映储层质量的空间分布规律。东方 A 区气藏中发育大量泥质含量高、沉积粒度细的砂岩储层,具备“沉积控储”的特点,钻井揭示此类储层内部结构不明晰,非均质性强,有利储层预测难。在现有的分析化验资料的基础上,对区域内储层进行有效预测并寻找有利储层,成为现阶段亟需解决的难题。针对东方 A 区复杂的储层情况,本次研究依托基础实验测试,利用泥质产状差异评价低渗储层物性好坏,建立具有代表性的储层质量分级划分方案。结合测井参数识别不同分级的储层质

量,利用主成分判别法定量判别单井储层质量级次;协同地震波形指示模拟技术,实现对无井控区域储层质量预测,为低渗储量的动用决策提供依据。

1 区域地质概况

莺歌海盆地位于海南岛和印支半岛之间(图 1a),由莺东斜坡、中央坳陷和莺西斜坡 3 个一级构造单元组成^[10-13],两侧分别发育莺西断裂、1 号断裂 2 条 NW 走向的走滑基底大断裂^[14-15],属于断裂控制的新生代转换-伸展型含油气盆地,具有典型的下断上拗的双重结构^[16-19],东方 A 区位于莺歌海盆地中央凹陷带(或泥底辟构造带)的北端,莺东斜坡和莺西斜坡之间,面积为 280 km²。盆地内自下而上发育中新统三亚组、梅山组、黄流组与上新统莺歌海组(图 1b),在中新世的中—晚期,盆地发生热沉降,且北部发生抬升,蓝江三角洲为目的层的黄流组一段提供了充沛的物源供给,黄流组整体属于浅海重力流沉积,区域内发育泥底辟^[16,20-21]。

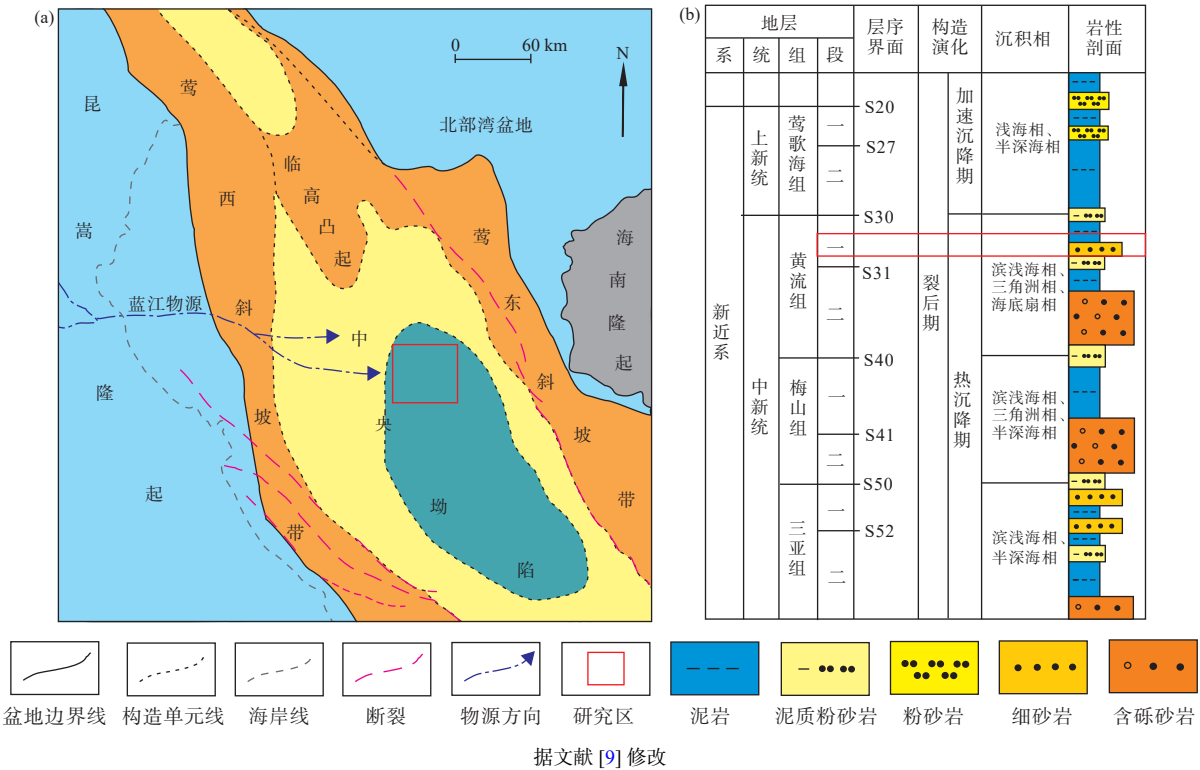


图 1 莺歌海盆地构造划分、研究区位置和地层分布

Fig.1 Tectonic division, location of the study area, and stratigraphic distribution of Yinggehai Basin

黄流组在底扇沉积旋回界面处,沉积弱水动力的薄层粉细砂岩;随着水动力增强,界面以上出现

含泥砾块状细砂岩,发育弱侵蚀构造;垂向上岩相发育鲍马序列,常见类沙蚕迹等生物遗迹组合^[22]。

2 储层特征

本次研究共利用 428 块分布于黄流组储层的岩石样品进行实验测试, 样品以粉砂-粉细砂岩为主, 实验项目包含常规物性、铸体薄片、激光粒度、扫描电镜和高压压汞。

2.1 沉积学特征

东方 A 区属于浅海重力流沉积, 通过岩芯观察发现(图 2), 岩性以灰色粉砂岩、深灰色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩为主, 粒度细, 局部富集泥屑和泥质条带, 常见块状层理、平行层理、水平层理、波状层理及生物遗迹, 可见典型鲍马序列 Ta—Tc 段^[16, 22-23]。

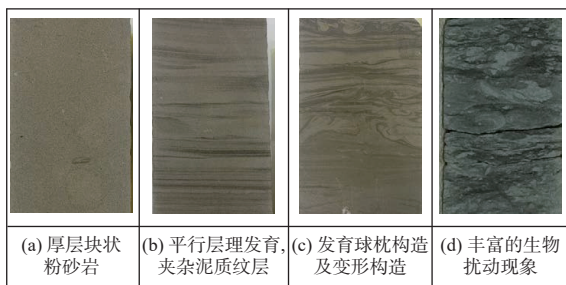


图 2 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层岩芯沉积构造特征
Fig.2 Sedimentary structure of core of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

2.2 岩石学特征

东方 A 区黄流组以岩屑石英砂岩为主, 长石岩屑砂岩和岩屑砂岩次之, 石英颗粒含量为 21%~64%, 平均为 50.94%, 类型以单晶石英为主; 长石类型主要为钾长石, 含量分布范围为 0.5%~13.5%, 平均为 4.9%; 岩屑为多晶石英与沉积岩屑。成分成熟度较高, 平均值为 2.54; 粒度均值普遍 $< 5.76 \Phi$, 属于粉砂岩。

2.3 物性特征

根据岩芯常规物性的分析结果, 研究区东方 A 区储层孔隙度主要分布区间为 16%~20%, 平均为 17.7%, 渗透率主要分布在 $(0.01 \sim 7.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于中孔、低渗储层。研究区孔渗关系相关性整体较好(图 3), 但在孔隙度为 17%~19.8% 的区间内, 渗透率分布跨度大, 呈较强的非均质性。

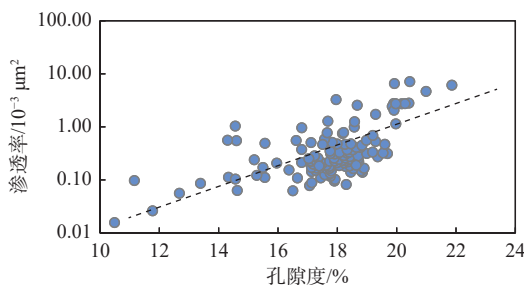


图 3 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层孔渗关系

Fig.3 Relationship between porosity and permeability of reservoir rocks of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

2.4 微观孔喉特征

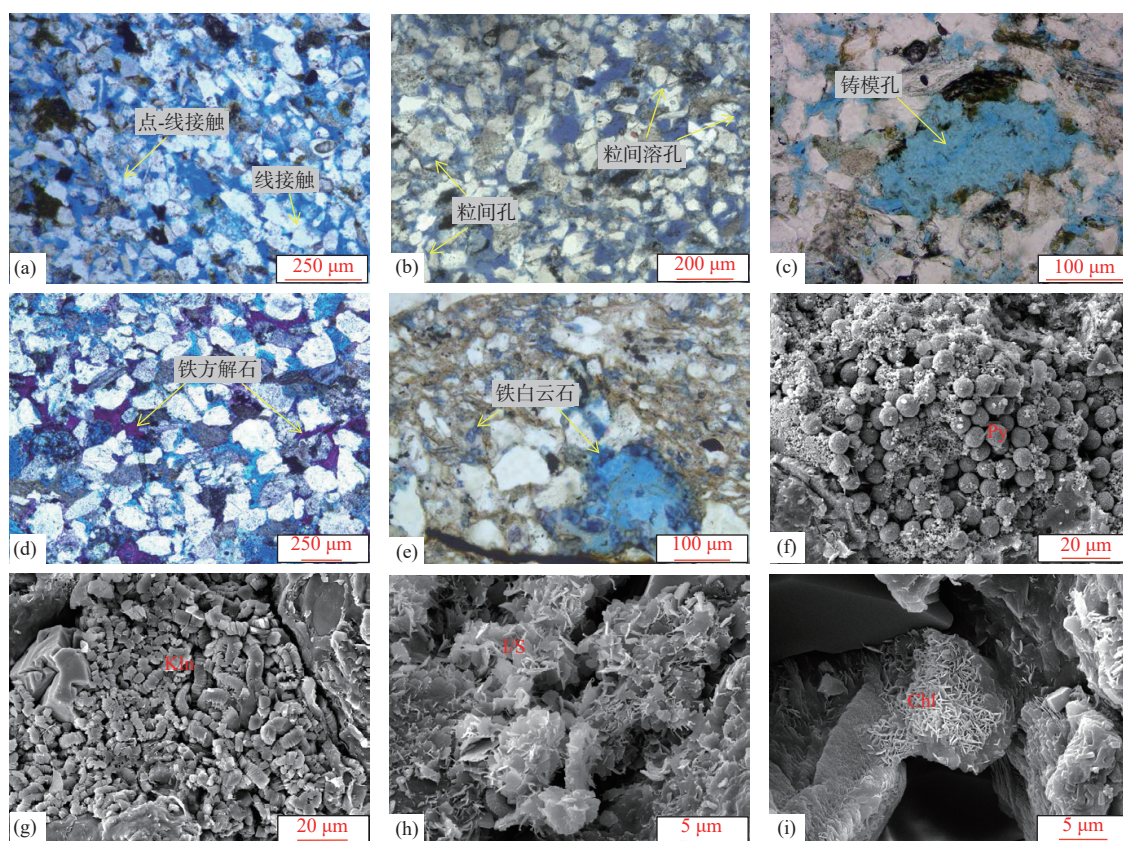
研究区孔隙类型以原生粒间孔为主, 发育粒间溶孔、铸模孔以及生物体腔孔(图 4)。通过高压压汞实验发现, 研究区压汞曲线排驱压力高, 多发育细小孔喉, 曲线平台段较短, 孔喉非均质性较强(图 5), 孔喉半径主要分布在 $0.01 \sim 0.1 \mu\text{m}$ 。

2.5 成岩作用特征

东方 A 区黄流组普遍呈超压状态, 压实、胶结作用因超压影响而受到抑制, 通过对大量铸体薄片和扫描电镜进行观察分析(图 4), 发现储层岩石颗粒间多呈线接触、点-线接触, 原生粒间孔保存较完好; 碳酸盐岩胶结物含量低, 以铁方解石、铁白云石、黄铁矿为主, 铁白云石呈粉晶状产出, 零散分布于岩石颗粒表面, 铁方解石与黄铁矿多填充于孔隙中; 黏土矿物含量偏低, 可见蠕虫状高岭石充填孔隙, 丝片状伊利石堵塞喉道, 绿泥石则多覆盖于岩石颗粒表面, 对原生孔隙起到了保护的作用; 酸性流体多期次排出导致区域内溶蚀作用较为发育, 溶蚀孔隙的出现大幅度提升了储层孔隙度, 整体表现为中等压实、中—弱胶结、中等—强溶蚀等特征。

3 储层质量级次划分

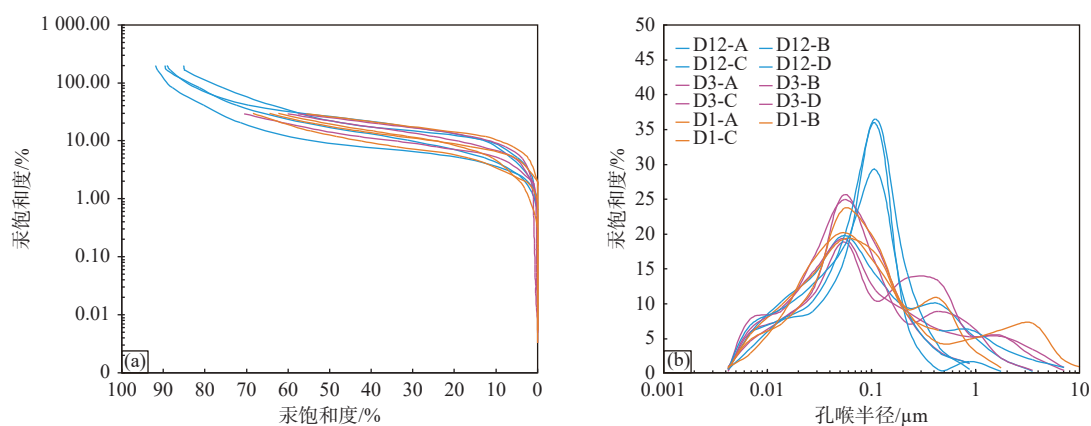
当储层泥质含量较高, 岩石颗粒粒度相近时, 储层的渗透率性存在着较大差异, 认为在这类泥质细粒储层中存在着相对的储层有利区。为了确定有利储层的特征, 本次研究基于岩石铸体薄片观察, 结合物性与激光粒度分析实验, 观察到 3 种泥质产状, 分别为规则条纹状、混杂状以及杂基分散状。泥质产状对储层物性的影响较大(图 6): 泥质



(a)D10 井, 2 917.74 m, 点-线、线接触; (b)D6 井, 2 870.02 m, 粒间孔、粒间溶孔发育; (c)D6 井, 2 866.86 m, 铸模孔发育; (d)D11 井, 2 952 m, 方解石充填; (e)D10 井, 2 934.5 m, 铁白云石胶结; (f)D10 井, 2 800 m, 球状黄铁矿集合体; (g)D4 井, 2 862.6 m, 蠕虫状高岭石; (h)D7 井, 2 788.46 m, 伊蒙混层; (i)D12 井, 2 624.5 m, 粒表针叶状绿泥石。Py-黄铁矿; Kln-高岭石; I/S-伊蒙混层; Chl-绿泥石

图 4 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层镜下成岩作用与孔喉结构特征

Fig.4 Microscopic characterization of diagenesis and pore-throat structure of reservoir rocks of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin



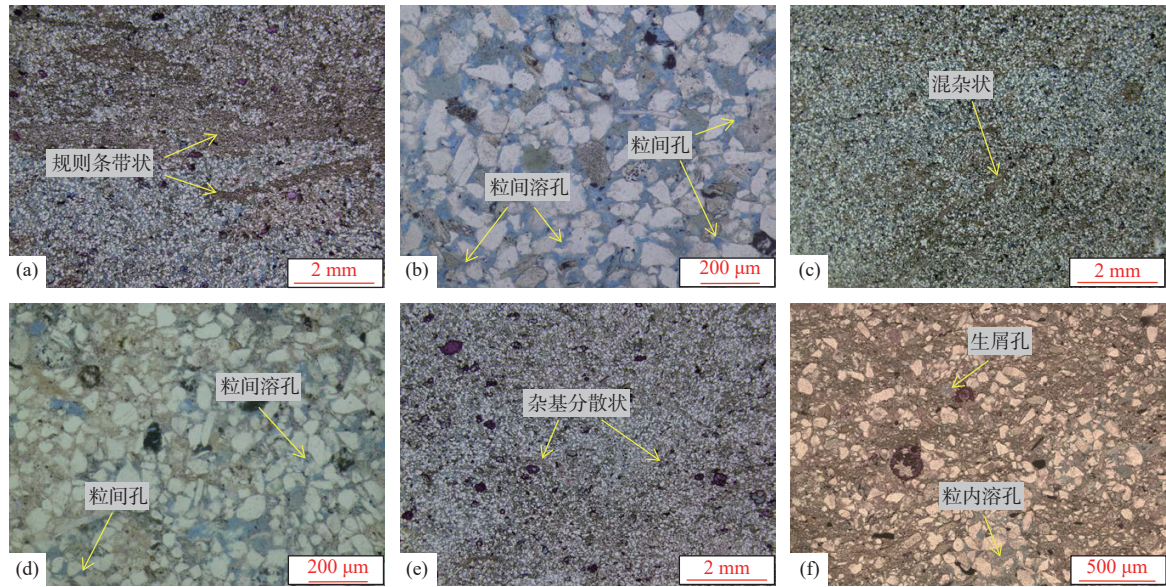
(a)东方 A 区黄流组一段毛管压力曲线特征; (b)东方 A 区黄流组一段孔喉半径分布曲线特征

图 5 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层压汞曲线特征

Fig.5 Characteristics of mercury pressure curves of reservoir rocks of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

分布产状越规整, 储层孔隙越发育, 孔喉越连通, 渗透率越高; 泥质产状越杂乱分散, 储层孔隙被泥质充填, 岩石颗粒被杂基覆盖, 孔喉连通性差, 储层渗

透率越低。因此, 泥质产状可以作为划分研究区储层物性的重要参数(图 7)。针对研究区的泥质产状差异特征、综合泥质含量、粒度均值以及可以反映



(a)D12 井, 2 709.34 m, 泥质条带状产出; (b)D12 井, 2 709.34 m, 粒间孔、粒间溶孔发育, 储层孔喉连通性好; (c)D12 井, 2 714.46 m, 泥质混杂状产出; (d)D12 井, 2 714.46 m, 粒间孔、粒间溶孔发育, 孔喉连通性中等; (e)D12 井, 2 708.55 m; (f)管束状喉道, D12 井, 2 708.55 m, 生屑孔、粒内溶孔发育, 储层孔喉连通性差

图 6 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层泥质产状

Fig.6 Macro- and microscopic images of the textures of reservoir mudstones of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

岩性变化的 GR 测井曲线特征, 建立“储层质量分级”作为储层物性好坏的评价标准, 储层孔喉连通性越高、物性越好的储层属于优势储层, 为有利储层发育的区域。本次研究共划分出 3 种储层质量级次(表 1)。

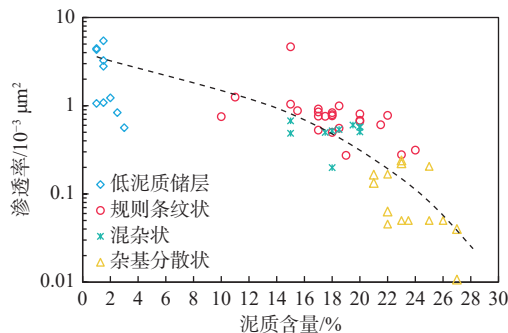


图 7 泥质含量、泥质产状与渗透率关系

Fig.7 Relationships among mud content, mudstone texture type, and permeability

(1) I 级: 泥质条带有序分布、粗粒粉砂岩强溶蚀储层 该类型储层孔隙度一般 $>16\%$, 渗透率 $>0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 粒度均值为 6.15Φ , 属于粗粒粉砂岩; 泥质含量介于 $4\% \sim 15\%$, 泥质产状呈规则条带状, 泥质含量高的区域孔隙被黏土堵塞, 孔隙几乎不发育; 在泥质条带间存在砂岩较为纯净的区域, 泥质杂基含量低, 孔隙较为发育, 以粒间孔为主, 还

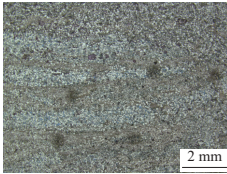
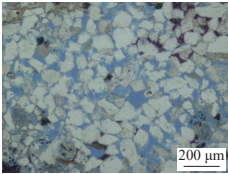
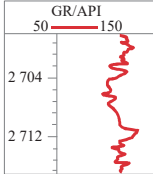
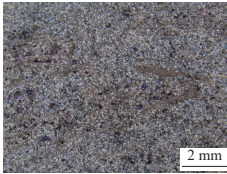
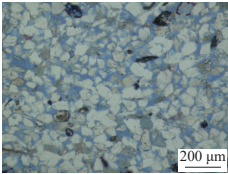
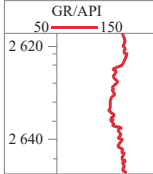
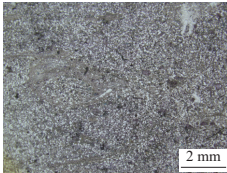
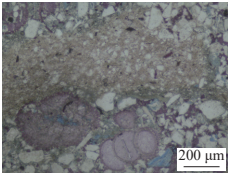
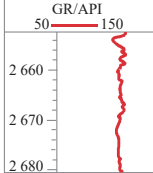
常见粒间溶孔与长石溶孔; 由于受到超压保护, 原生粒间孔得到了较完整的保存; 粒间溶孔与长石溶孔的大量发育则得益于孔喉连通性好, 连通的孔喉为地层流体的流动提供了便利的通道, 烃类充注带来的有机酸对储层整体造成了强烈溶蚀。从测井曲线形态可以看出, I 级储层 GR 曲线特征为高幅度箱形、钟形, 说明沉积物供给丰富、沉积厚度大, 且粒度相对较粗, 属于低渗细粒砂岩储层中的优势储层。

(2) II 级: 泥质混杂分布, 中—粗粒粉砂岩中—强溶蚀储层 该类型储层孔隙度为 $14\% \sim 16\%$, 渗透率为 $(0.2 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 粒度均值为 6.18Φ , 属于中—粗粒粉砂岩; 泥质含量范围大多为 $10\% \sim 20\%$, 该类储层的泥质产状呈混杂分布, 部分呈团块状, 整体不具有规则形态; 与 I 级储层相同之处在于, 在泥质杂基含量低的区域, 可观察到面孔率较高的砂岩储层, 孔隙较发育, 孔隙类型同样以粒间孔与溶蚀孔为主, 但比例相对 I 级储层要小; 由于泥质产状更为不规整, 对地层流体的流动产生了一定的阻碍, 因此, 孔喉连通性稍差于 I 级储层, 导致储层溶蚀不如 I 级强烈。中幅度箱形、钟形的 GR 曲线表明 II 级储层粒度较 I 级细, 沉积厚度较大, 同样属于相对优势储层。

(3) III 级: 杂基分散、细粒粉砂岩弱溶蚀储层

表 1 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层质量分级特征

Table 1 The reservoirs quality grading based on mainly the mudstone texture of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

储层质量级次	粒度/ Φ	泥质含量/%	泥质产状	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	薄片照片		测井曲线响应	测井曲线特征描述
						宏观	微观		
I	6.15	4~15	条带状	>16	>0.5				GR曲线呈高幅度箱形、钟形
II	6.18	10~20	混杂分布	14~16	0.2~0.5				GR曲线呈中幅度箱形、钟形
III	6.25	>15	杂基分散	<14	<0.2				GR曲线呈较为平直的微齿形

该类型储层孔隙度 $<14\%$, 渗透率 $<0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 物性在 3 种级次储层中最差; 粒度均值为 6.25Φ , 属于细粒粉砂岩; 泥质含量一般 $>15\%$, 泥质呈杂基镶嵌在砂岩颗粒周围或覆盖于颗粒表面, 原生粒间孔基本被堵塞, 存在少量的生屑孔以及粒内溶孔, 孔喉连通性差, 部分区域甚至不连通, 严重阻碍地层流体流动, 储层溶蚀强度较弱。GR 曲线呈较为平直的微齿形, 表明储层粒度细且泥质含量高, 不属于优势储层。

4 储层质量预测

4.1 储层质量分级电性特征

测井曲线随井深的变化记录了众多的地质信息, 可以反应地层的岩性、物性等差异特征^[24-25]。由于井段取芯和实验分析数据较为有限, 不同储层质量级次之间的差异恰好主要表现在岩性、物性以及孔隙结构方面, 为了由点到线、面地认识储层分级的展布规律, 需要借助测井资料^[26-32]。在岩芯归位的基础上, 首先对研究区所有井的测井数据进行标准化, 确保岩芯-测井-储层质量级次深度统一; 然后选择测试数据最齐全的标准井, 在综合分析了不同质量分级与不同测井曲线和组合特征之间的响应关系后, 认为伽马(GR)、中子孔隙度(CNCF)、声

波(DT)、电阻率(M2RX)及密度(ZDEN)均为储层敏感参数。对储层质量分级特征的敏感参数曲线进行交会图分析, 可以观察储层质量分区, 直观掌握不同质量储层的“级次-电性”关系。整体来看, 不同分级的储层分布区间相对集中, 虽然个别样品点存在叠置现象, 但仍能有效识别出储层类型(图 8)。I 级储层具有低—中等伽马、低密度、相对高电阻率及高中子的特征, II 级储层具有中等伽马、中等密度、中等中子、中等声波及中低电阻率的特征, III 级储层则为高伽马、高声波、高密度、中低电阻率及低中子的特征。

4.2 主成分判别法定量判别储层质量级次

为了定量且有效地对储层未知质量级次进行划分, 本次研究采用了主成分判别分析方法。主成分判别分析法的基本思想为投影, 是将高维数据点投影到低维空间(如一维直线上), 通过分析方差优选出最适合的投影方向, 使投影后各类数据之间距离尽可能散开, 而各总体内的采样数据尽可能靠近, 再构建出判别函数, 进而实现观测样品类型的定量识别^[29, 33]。

由于研究区内部分井的测井曲线资料质量较差, 本次研究仅选用了自然伽马、中子孔隙度和密度曲线作为主要分析参数。其中, 自然伽马可以反映储层岩性与沉积环境, 中子孔隙度和密度曲线则

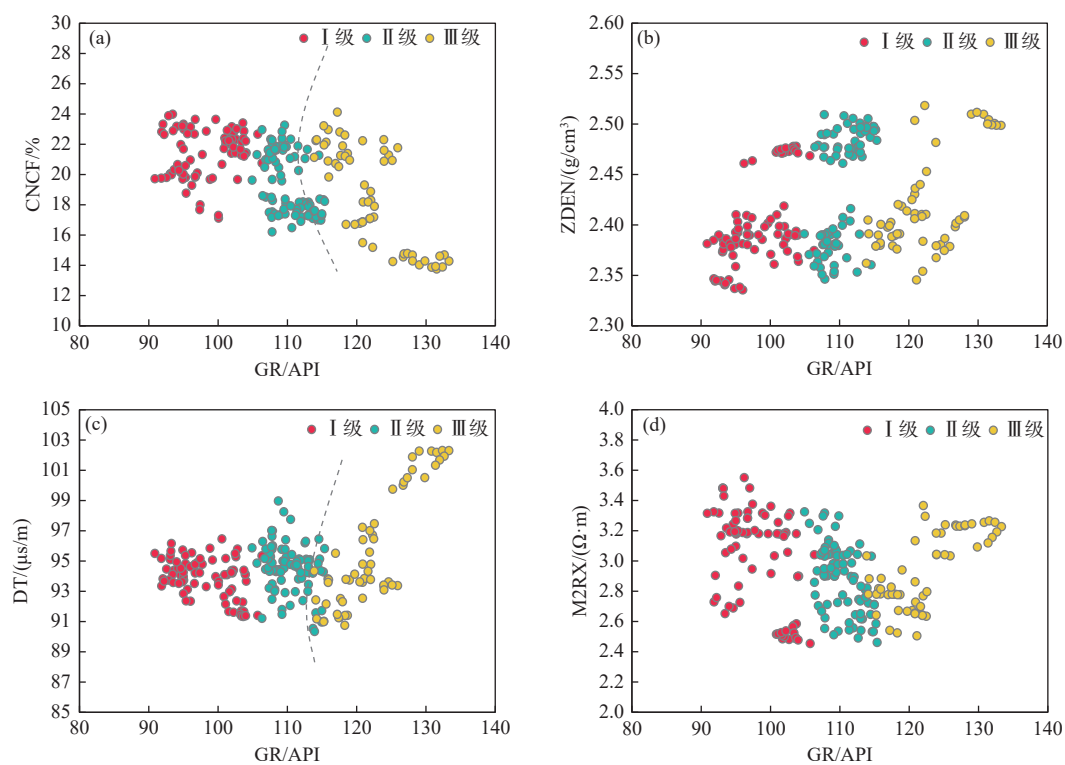


图 8 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层质量分级的常规测井曲线交会图

Fig.8 Conventional logging intersection diagram for reservoirs quality grading of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

能够直观显示储层物性差异^[34]。通过主成分判别分析方法,利用主要分析参数曲线分别获得 2 个判别函数的特征值和方差贡献率(表 2),发现二者特征值累积方差贡献率达到 100%,通过计算得到主因子与次因子的判别函数,公式分别为:

$$\begin{aligned} \text{主因子} = & 1.093 \times \text{GR} - 0.062 \times \text{CNCF} \\ & - 0.484 \times \text{ZDEN} \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \text{次因子} = & 0.004 \times \text{GR} + 0.072 \times \text{CNCF} \\ & + 1.031 \times \text{ZDEN} \end{aligned} \quad (2)$$

式中: GR 为自然伽马, API;

CNCF 为中子孔隙度, %;

ZDEN 为密度, g/cm³。

表 2 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层质量分级判别函数特征值信息统计

Table 2 Statistics of discriminant function eigenvalues for reservoir quality grading of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin				
判别函数	特征值	方差贡献率/%	累积方差百分比/%	典型相关性
1	7.325	98.1	98.1	0.938
2	0.142	1.9	100	0.353

依据计算结果建立出主因子与次因子的交会图版(图 9),与常规测井曲线交会图相比,储层质量

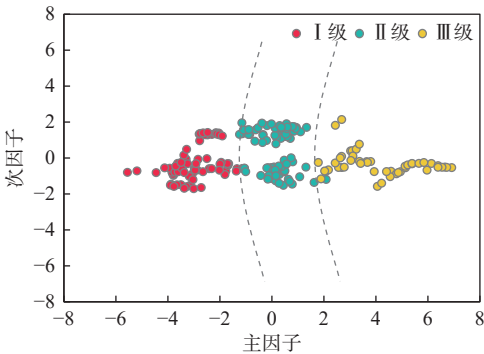


图 9 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层质量分级判别主因子与次因子交会图

Fig.9 Crossplot of primary and secondary factors of discrimination for reservoir grading of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

级次的划分界限更为清晰。

为了确保判别的准确性,分别将研究区的非标准井测井参数带入判别函数公式中,对未知质量级次的储层函数值进行判别计算,并将主成分判别法的结果与薄片照片进行对应,以验证识别结果的准确性。从 D13 井的储层质量识别结果与薄片鉴定结果对比分析发现(图 10),在 2 630.43~2 637.29 m 以及 2 653.95~2 655.6 m 发育质量为 I 级的储层,观察 2 635.31 m 与 2 654.42 m 处的薄片照片发现

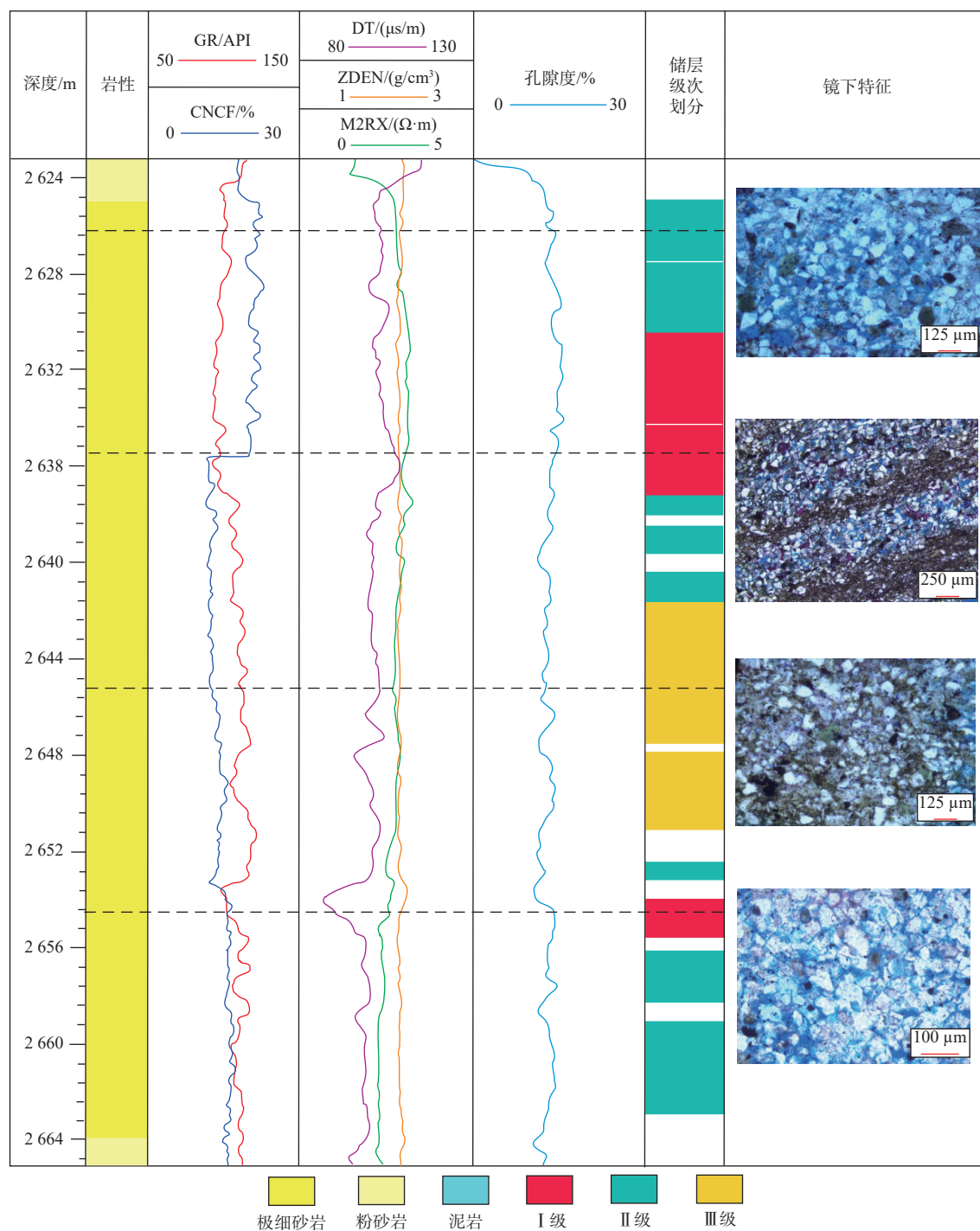


图 10 莺歌海盆地东方 A 区 D13 井储层质量分级测井识别结果

Fig.10 Logging-based identification for quality grading of Well D13 in Dongfang A area, Yinggehai Basin

粒度相对较粗, 泥质产状呈均匀条带状, 条带间储层较干净, 孔喉连通性好, 溶蚀作用强; II 级储层主要发育在 2 624.93~2 630.43、2 637.29~2 641.77 和 2 656.06~2 662.81 m, 通过 2 626.37 m 处的薄片照片可观察到该处储层粒度相对较粗, 泥质产状分布相对杂乱, 孔喉连通性减弱, 溶蚀作用为中等一强; 在 2 641.77~2 651.15 m 处发育 III 级储层,

在深度为 2 645.27 m 的薄片照片观察到泥质含量较高且泥质产状呈杂基分散状的现象, 粉砂岩粒度相对较细, 溶蚀作用较弱, 孔隙整体不发育, 与判别结果相符。通过对比验证, 发现判别结果与薄片观察的现象吻合度较高, 因此, 认为主成分判别分析法对于测井相识别具有较好的效果, 判别结果准确可靠。

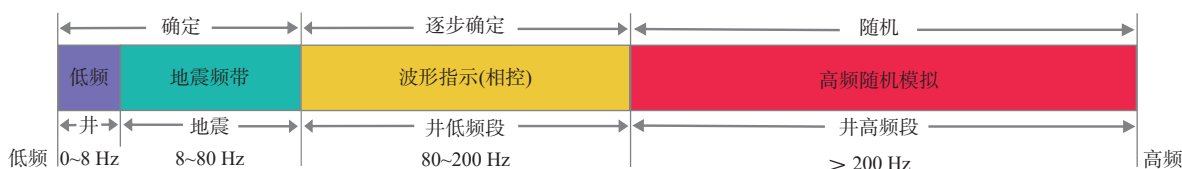
4.3 基于储层质量分级评价敏感因子的反演预测

在上述研究中, 对研究区的单井储层质量级次进行了判别, 并得到了合理的结果。研究区储层非均质性强, 对其进行精细预测难度较高。为了表征质量级次在空间上的分布, 得到高分辨率及高精度的预测结果, 本次研究选用了波形指示模拟反演技术, 对储层质量分级的横、纵向演化规律进行预测。

地震波形指示模拟的基础原理为“地震波形指示马尔科夫链蒙特卡罗随机模拟(SMCMC)”算法: 在等时格架约束下, 充分利用地震波形的横向变化来反映储层空间的相变特征, 进而分析储层垂向岩性组合高频结构特征, 从而真正的井震结

合高频模拟, 使反演结果从完全随机到逐步确定。该方法的输入参数可以为任何对储层敏感的参数, 能够消除测井分布不均匀对反演结果的影响, 提高储层反演的精度, 适用于非均质性较强的储层预测^[35-36]。

地震反演频带包含低频(0~8 Hz)、中频(8~80 Hz)和高频 3 种成分(>80 Hz), 数据分别来自测井、地震反演以及波形相控模拟和随机模拟(图 11)。高频信息的获取是高分辨率反演的难题, 波形相控模拟恰好可以解决这一难题, 该方法可以利用地震波形驱动测井信息, 以提供反演中的确定性高频成分。确定性高频成分的加入可以突破地震分辨率 $\lambda/4$ 的限制, 提高反演结果的纵向分辨率, 实现高精度反演^[37-38]。



据文献 [28] 修改

图 11 地震波形指示模拟反演成果频率构成

Fig.11 Frequency composition of seismic waveform indicating simulation inversion results

5 实例分析

基于之前的研究成果, 选定主成分判别所得到的主因子作为本次模拟的储层敏感参数, 目标层位为黄流组一段主力气组—Ⅲ气组。通过计算公式

可知主因子曲线的值越小, 储层的品质越好。通过分析 D12(参数井)与 D13 井(盲井)的连井反演体剖面(图 12)发现, 模拟得到的储层质量级次数据体在井点处的分布规律与单井判别出的结果高度吻合, 横、纵向分辨率较高, 细节展示较为清晰, 从而验证了本次模拟的可靠性。

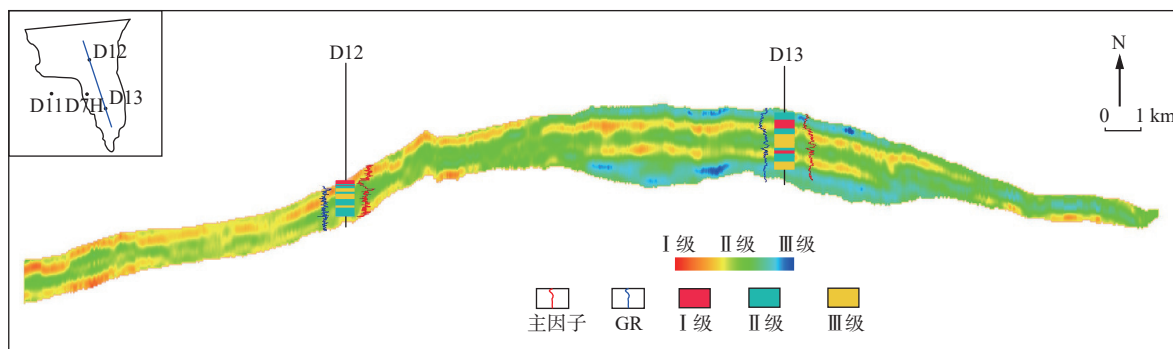


图 12 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层质量分级过井模拟剖面

Fig.12 Simulation of cross-well inversion profile on reservoir quality grading of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

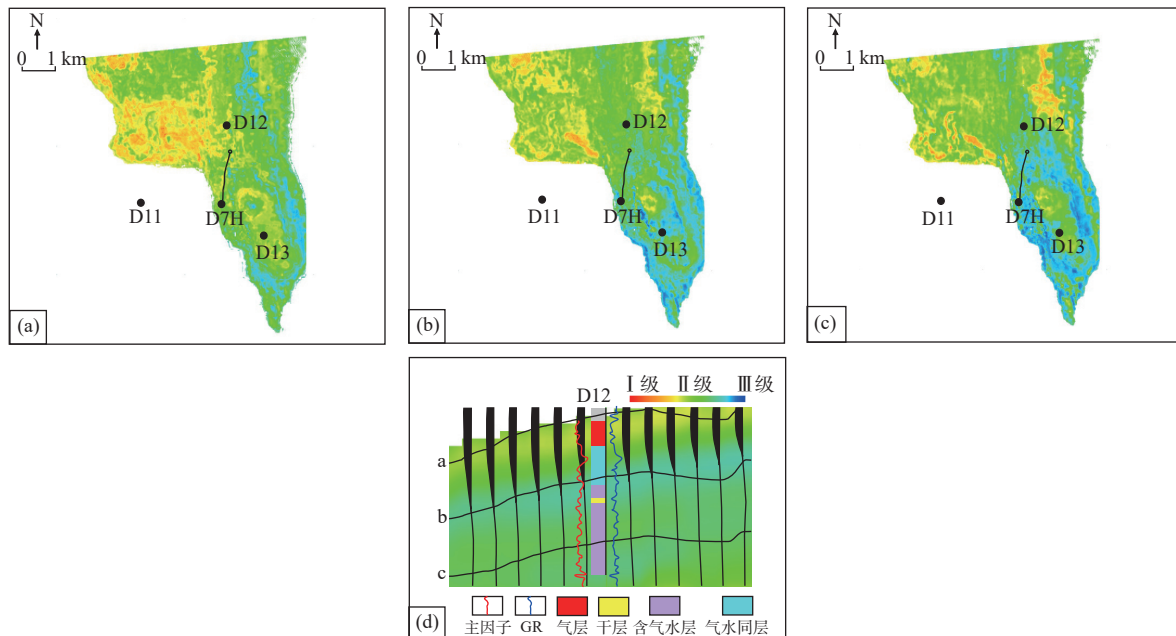
从剖面可以看出, D12 井顶部以 I 级、II 级储层为主, 属于优势储层, 中部储层质量相对较差, 底部发育 II 级储层; D13 井上部及下部物性较好, 为

I 级、II 级储层, 中部储层质量较差, 属于 III 级储层。

通过地层切片可以观察到储层质量级次横向

及纵向的演化规律(图 13), III 气组顶部储层质量最佳, 发育 I - II 级储层, 中下部稍差, 发育 II - III 级储层。D12 井顶部储层质量最好, 以 I - II 级储层为主, 中部及下部储层质量稍差, 主要发育 II 级储层; 其西边区域储层质量较好, 发育 I 级储层; 同样, D13

井顶部储层较好, 属于 I - II 级储层, 中部储层物性较差, 为 III 级储层, 底部储层物性也相对较好, 主要为 II 级储层。总体来看, 黄流组一段 III 气组储层整体属于 II 级储层发育区。



(a) 东方 A 区黄流组一段切片 a 平面图; (b) 东方 A 区黄流组一段切片 b 平面图; (c) 东方 A 区黄流组一段切片 c 平面图;
(d) 东方 A 区黄流组一段切片位置示意图

图 13 莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层质量分级反演切片

Fig.13 Sliced diagram of inversion for quality grading of reservoirs in the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area, Yinggehai Basin

6 结论

(1) 确定了莺歌海盆地东方 A 区黄一段储层发育浅海重力流沉积, 储层质量评价分级可分为 3 种, 分别为 I 级: 泥质条带有序分布、粗粒粉砂岩为强溶蚀储层; II 级: 泥质混杂分布, 中—粗粒粉砂岩为中等—强溶蚀储层; III 级: 杂基分散、细粒粉砂岩为中等溶蚀储层。其中, I 级与 II 级属于优势储层。

(2) 选取校正后的自然伽马(GR)、中子孔隙度(CNCF)与密度(ZDEN)作为储层敏感参数, 构建基于储层质量级次的主成分判别模型, 累计方差贡献率可达 98.1%, 能够精准区分不同质量分级的储层, 判别结果准确可靠。

(3) 形成了岩电响应-地震参数-波形指示模拟协同的储层质量分级预测方法, 从点-线、面-体预测了不同质量的储层展布趋势, 揭示了优势储层的分布范围。该方法可为莺歌海盆地的经济有效开发提供技术支持。

参考文献:

- [1] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
JIA C Z, ZHENG M, ZHANG Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [2] 李华, 成涛, 陈建华, 等. 南海西部海域莺歌海盆地东方 1-1 气田开发认识及增产措施研究 [J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(4): 33-37.
LI H, CHENG T, CHEN J H, et al. Dongfang 1-1 Gas Field development and its stimulation measures, Yinggehai Basin, western South China Sea [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2014, 37(4): 33-37.
- [3] 张冲, 杨朝强, 汪新光, 等. 北部湾盆地复杂低渗储层品质分级表征 [J]. 断块油气田, 2022, 29(4): 483-488.
ZHANG C, YANG C Q, WANG X G, et al. Classification and characterization of complex low-permeability reservoir quality in Beibuwan Basin [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(4): 483-488.
- [4] 陈之贺, 张冲, 陈建, 等. 基于微观孔喉差异性的低渗储层品

- 质分类研究[J]. *山东石油化工学院学报*, 2023, 37(3): 14-20.
- CHEN Z H, ZHANG C, CHEN J, et al. Study on quality classification of low permeability reservoir based on microscopic pore-throat difference[J]. *Journal of Shandong Institute of Petroleum and Chemical Industry*, 2023, 37(3): 14-20.
- [5] 邓猛, 赵军寿, 金宝强, 等. 基于古地貌分析的中深层沉积储层质量评价: 以渤海 X 油田沙二段为例[J]. *断块油气田*, 2019, 26(2): 147-152.
- DENG M, ZHAO J S, JIN B Q, et al. Reservoir quality evaluation of middle-deep formations based on paleo-geomorphology analysis: a case study of Sha-2 Formation in X Oilfield of Bohai Bay[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(2): 147-152.
- [6] 张振宇, 张立宽, 罗晓容, 等. 准噶尔盆地中部地区深层西山窑组砂岩成岩作用及其对储层质量评价的启示[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(5): 686-700.
- ZHANG Z Y, ZHANG L K, LUO X R, et al. Diagenesis of sandstone and its implications for reservoir quality evaluation in the deep Xishanyao Formation in the central Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(5): 686-700.
- [7] 虞兵, 冉晓军, 侯秋元, 等. 裂缝性致密砂岩储层品质评价[J]. *测井技术*, 2019, 43(4): 405-415.
- YU B, RAN X J, HOU Q Y, et al. Reservoir quality evaluation of fractured tight sandstone[J]. *Well Logging Technology*, 2019, 43(4): 405-415.
- [8] 钟高明, 石磊, 赵向原, 等. 松辽盆地南部长岭断陷蚀变火山碎屑岩储层质量评价[J]. *天然气工业*, 2023, 43(12): 25-36.
- ZHONG G M, SHI L, ZHAO X Y, et al. Quality evaluation of altered volcanoclastic rock reservoirs in the Changling Fault depression of the southern Songliao Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(12): 25-36.
- [9] 王锦, 冯国奇, 王鑫. 东营凹陷湖盆陡坡带砂砾岩储层评价方法及应用: 以 LA 区块沙四上亚段为例[J]. *石油地质与工程*, 2022, 36(3): 61-68.
- WANG J, FENG G Q, WANG X. Evaluation method and application of glutenite reservoir in steep slope zone of lacustrine basin in Dongying Depression: by taking E2s41 in LA block as an example[J]. *Petroleum Geology & Engineering*, 2022, 36(3): 61-68.
- [10] 姜涛, 解习农. 莺歌海盆地高温超压环境下储层物性影响因素[J]. *地球科学*, 2005, 30(2): 215-220.
- JIANG T, JIE X N. Effects of high temperature and overpressure on reservoir quality in the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. *Earth Science*, 2005, 30(2): 215-220.
- [11] 毛倩茹, 范彩伟, 罗静兰, 等. 超压背景下中深层砂岩储集层沉积-成岩演化差异性分析: 以南海莺歌海盆地中新统黄流组为例[J]. *古地理学报*, 2022, 24(2): 344-360.
- MAO Q R, FAN C W, LUO J L, et al. Analysis of sedimentary-diagenetic evolution difference on middle-deep buried sandstone reservoirs under overpressure background: a case study of the Miocene Huangliu Formation in Yinggehai Basin, South China Sea[J]. *Journal of Palaeogeography(Chinese Edition)*, 2022, 24(2): 344-360.
- [12] 黄志龙, 朱建成, 马剑, 等. 莺歌海盆地东方区高温高压带黄流组储层特征及高孔低渗成因[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(2): 288-296.
- HUANG Z L, ZHU J C, MA J, et al. Characteristics and genesis of high-porosity and low-permeability reservoirs in the Huangliu Formation of high temperature and high pressure zone in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(2): 288-296.
- [13] 郇金来, 漆智, 杨朝强, 等. 莺歌海盆地东方区黄流组一段储层成岩作用机理及孔隙演化[J]. *地质科技情报*, 2016, 35(1): 87-93.
- HUAN J L, QI Z, YANG C Q, et al. Diagenesis mechanism and pore evolution of the first member of the Huangliu Formation in the eastern area of Yinggehai Basin[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2016, 35(1): 87-93.
- [14] 张伙兰, 裴健翔, 张迎朝, 等. 莺歌海盆地东方区中深层黄流组超压储集层特征[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(3): 284-293.
- ZHANG H L, PEI J X, ZHANG Y Z, et al. Overpressure reservoirs in the mid-deep Huangliu Formation of the Dongfang area, Yinggehai Basin, South China Sea[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(3): 284-293.
- [15] 刘为, 杨希冰, 张秀苹, 等. 莺歌海盆地东部黄流组重力流沉积特征及其控制因素[J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(2): 75-82.
- LIU W, YANG X B, ZHANG X P, et al. Characteristics and controlling factors of gravity flow deposits of Huangliu Formation in eastern Yinggehai Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31(2): 75-82.
- [16] 杨朝强, 周伟, 王玉, 等. 莺歌海盆地东方区黄流组一段小层划分及海底扇沉积演化主控因素[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(1): 55-65.
- YANG C Q, ZHOU W, WANG Y, et al. Subdivision of the first member of Huangliu Formation in Dongfang area of Yinggehai Basin and the main factors controlling the sedimentary evolution of submarine fan[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(1): 55-65.
- [17] 周伟, 张辉, 杨朝强, 等. 莺歌海盆地东方区气田砂质碎屑流沉积相研究[J]. *科学技术与工程*, 2022, 22(34): 15062-15073.
- ZHOU W, ZHANG H, YANG C Q, et al. Sedimentary facies of sandy debris flow in Dongfang Gas Field in Yinggehai Basin[J]. *Science Technology and Engineering*, 2022, 22(34): 15062-15073.
- [18] 范彩伟. 莺歌海大型走滑盆地构造变形特征及其地质意义[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(2): 190-198.
- FAN C W. Structural deformation characteristics and geological significance of Yinggehai large strike slip Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(2): 190-198.
- [19] 童传新, 王振峰, 李绪深, 等. 莺歌海盆地东方 1-1 气田成藏条件及其启示[J]. *天然气工业*, 2012, 32(8): 11-15.
- TONG C X, WANG Z F, LI X S, et al. Reservoir forming conditions and enlightenment of Dongfang 1-1 Gas Field in

- Yinggehai Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(8): 11-15.
- [20] 谢玉洪, 范彩伟. 莺歌海盆地东方区黄流组储层成因新认识 [J]. *中国海上油气*, 2010, 22(6): 355-359.
- XIE Y H, FAN C W. Some new knowledge about the origin of Huangliu Formation reservoirs in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2010, 22(6): 355-359.
- [21] 王华, 陈思, 甘华军, 等. 浅海背景下大型浊积扇研究进展及堆积机制探讨: 以莺歌海盆地黄流组重力流为例 [J]. *地学前缘*, 2015, 22(1): 21-34.
- WANG H, CHEN S, GAN H J, et al. Accumulation mechanism of large shallow marine turbidite deposits: a case study of gravity flow deposits of the Huangliu Formation in Yinggehai Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2015, 22(1): 21-34.
- [22] 郇金来, 王玉, 漆智, 等. 莺歌海盆地高温高压 D 气田浅海重力流沉积特征及地质意义 [J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(7): 40-48.
- HUAN J L, WANG Y, QI Z, et al. Sedimentary characteristics and geological significance of shallow sea gravity flow deposits in the Gas Field D, Yinggehai Basin[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2020, 36(7): 40-48.
- [23] 李华, 杨朝强, 周伟, 等. 莺歌海盆地东方 1-1 气田中新统黄流组浅海多级海底扇形成机理及储层分布 [J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 429-440.
- LI H, YANG C Q, ZHOU W, et al. Genetic mechanism and reservoir distribution of shallow-marine multi-stepped submarine fans in the Miocene Huangliu Formation of Dongfang 1-1 Gas Field, Yinggehai Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 429-440.
- [24] ZHANG Q, ZHU X M, CHEN X, et al. Distribution of diagenetic facies and prediction of high-quality reservoirs in the Lower Cretaceous of the Tanzhuang Sag, the southern North China Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(4): 472-480.
- [25] LAI J, WANG G W, WANG S A, et al. Overview and research progress in logging recognition method of clastic reservoir diagenetic facies[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2013, 44(12): 4942-4953.
- [26] 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 C N, TAO S Z, ZHOU H, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(5): 526-540.
- [27] 张海涛, 时卓, 石玉江, 等. 低渗透致密砂岩储层成岩相类型及测井识别方法: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田下石盒子组 8 段为例 [J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(2): 256-264.
- ZHANG H T, SHI Z, SHI Y J, et al. Diagenetic facies types and logging identification methods for low-permeability tight sandstone reservoirs: a case study on the 8th Member of Xiashihezi Formation in Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(2): 256-264.
- [28] 刘龙龙, 孙中强, 张金亮, 等. 丽水凹陷古新统储层成岩相测井识别与预测 [J]. *中国海上油气*, 2021, 33(1): 64-75.
- LIU L L, SUN Z Q, ZHANG J L, et al. Logging identification of Paleocene reservoir diagenetic facies in Lishui Sag[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2021, 33(1): 64-75.
- [29] 张冲, 叶青, 周伟, 等. 基于力学层划分的火成岩潜山裂缝分形维数识别方法 [J]. *地球科学*, 2025, 50(2): 521-534.
- ZHANG C, YE Q, ZHOU W, et al. Fractal dimension identification method of fractures in igneous buried hill based on mechanical layer division[J]. *Earth Science*, 2025, 50(2): 521-534.
- [30] 李嘉奇, 鲜本忠, 王剑, 等. 四棵树凹陷清水河组测井成岩相识别与储层评价 [J]. *东北石油大学学报*, 2022, 46(1): 1-14.
- LI J Q, XIAN B Z, WANG J, et al. Identification of logging diagenetic facies and reservoir evaluation of Qingshuihe Formation in Sikesu Sag[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2022, 46(1): 1-14.
- [31] 祝鹏, 林承焰, 吴鹏, 等. 基于主成分分析法的成岩相测井定量识别: 以五号桩油田桩 62-66 块沙三下 I 油组储层为例 [J]. *地球物理学进展*, 2015, 30(5): 2360-2365.
- ZHU P, LIN C Y, WU P, et al. Logging quantitative identification of diagenetic facies by using principal component analysis: a case of Es3x1 in Zhuang 62-66 area, Wu Hao-zhuang Oilfield [J]. *Progress in Geophysics*, 2015, 30(5): 2360-2365.
- [32] 叶青, 张冲, 周伟, 等. 火成岩基岩潜山复杂岩性识别与预测方法: 以琼东南盆地松南低凸起基岩潜山为例 [J]. *中国海上油气*, 2023, 35(2): 65-77.
- YE Q, ZHANG C, ZHOU W, et al. Identification and prediction method of complex lithology of igneous bed rock buried hill: a case study of bed rock buried hill in Songnan low uplift, Qiongdongnan Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(2): 65-77.
- [33] 赵丽娜. Fisher 判别法的研究及应用 [D]. 哈尔滨: 东北林业大学, 2013.
- ZHAO L. Research and improvement of Fisher discriminant analysis method[D]. Haerbin: Northeast Forestry University, 2013.
- [34] XU S Y. Comprehensive log interpretation and evaluation of low resistivity reservoirs for SQ oil field[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2000, 27(6): 74-76.
- [35] 高君, 毕建军, 赵海山, 等. 地震波形指示反演薄储层预测技术及其应用 [J]. *地球物理学进展*, 2017, 32(1): 142-145.
- GAO J, BI J J, ZHAO H S, et al. Seismic waveform inversion technology and application of thinner reservoir prediction[J]. *Progress in Geophysics*, 2017, 32(1): 142-145.
- [36] 盛述超, 毕建军, 李维振, 等. 关于地震波形指示模拟反演 (SMI) 方法的研究 [J]. *内蒙古石油化工*, 2015, 41(21): 147-151.
- SHENG S C, BI J J, LI W Z, et al. Research on the seismic waveform indication simulation inversion (SMI) method[J]. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 2015, 41(21): 147-151.
- [37] 杜佳, 刘彦成, 白洁芬, 等. 基于波形指示模拟的致密砂岩储层预测 [J]. *地质科技通报*, 2022, 41(5): 94-100.
- DU J, LIU Y C, BAI J B, et al. Prediction of tight sandstone reservoir based on waveform indication simulation[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2022, 41(5): 94-100.
- [38] 杜伟维, 金兆军, 邸永香. 地震波形指示反演及特征参数模拟

在薄储层预测中的应用[J]. *工程地球物理学报*, 2017, 14(1): 56-61.
DU W W, JIN Z J, DI Y X. The application of seismic wave-

form indicator inversion and characteristic parameter simulation to thin reservoir prediction[J]. *Chinese Journal of Engineering Geophysics*, 2017, 14(1): 56-61.

Quality evaluation and prediction of low permeability fine-grained sandstone reservoir of shallow marine gravity flow: a case study of the First Member of Huangliu Formation in Dongfang A area of Yinggehai Basin

ZHU Shaopeng, ZHANG Chong^{*}, ZHOU Wei, MENG Di, TANG Xiaoyu
(CNOOC (China) Ltd. Hainan Branch, Haikou 570312, China)

Abstract: The high-temperature and high-pressure low-permeability gas reservoirs in Dongfang A area of Yinggehai Basin have not yet achieved effective large-scale development, making the search for favorable reservoirs crucial. Utilizing rock core testing and analysis methods such as laser granulometry, thin section petrography, scanning electron microscopy, and high-pressure mercury injection, we first investigated the microscopic differences in reservoir characteristics, and classified and evaluated reservoir quality differences. Then, by analyzing the relationship between reservoir quality differences and well logging features, we selected well logging parameters suitable for evaluating reservoir quality. Using the principal component analysis method, we constructed sensitivity factor curves that reflect the quality of reservoirs. Finally, based on the co-simulation method of sensitivity factor curves and seismic waveform indicators, we predicted the reservoir quality. Results indicate that reservoir quality is mainly determined by mudstone production characteristics. When the mud content and the sediment grain size of the reservoirs are similar, the reservoir quality in the study area could be divided into three grade levels based on mudstone production characteristics. For Grade I reservoirs, the mudstone production state is characterized by orderly distributed mudstone bands, with deposits of coarse-grained siltstone, and strong dissolution effects. Grade II reservoirs are characterized by mixed distribution of mudstone, with medium to coarse-grained siltstone deposits, and moderate to strong dissolution intensity. Grade III reservoirs exhibit scattered mudstone production in a dispersed state, with the deposition of fine-grained siltstone in weak dissolution intensity. Grade I and Grade II reservoirs are favorable reservoirs. The established reservoir quality grading model has a cumulative variance contribution rate of 98.1%, capable of reflecting reservoir quality differences in the study area. A reservoir quality prediction method based on the synergy of reservoir quality sensitivity factors and seismic waveform indicators was proposed. The predicted results are highly consistent with actual drilling data, revealing the spatial distribution of favorable reservoirs. This approach has significant implications for guiding development decisions and well deployment in gas fields.

Key words: Yinggehai Basin; low-permeability reservoir; fine-grained sedimentary sandstone; reservoir quality; waveform-indicated inversion