

张华, 叶青, 郇金来, 等. 基于成分指示因子的复杂岩相识别——以南海宝岛凹陷深水深层低渗气藏为例[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(7): 87-95.

ZHANG Hua, YE Qing, HUAN Jinlai, et al. Identification of complex lithofacies based on compositional indicators: a case study of deep-water low-permeability gas reservoir in Baodao Sag, South China Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(7): 87-95.

基于成分指示因子的复杂岩相识别 ——以南海宝岛凹陷深水深层低渗气藏为例

张华¹, 叶青¹, 郇金来^{2,3*}, 张冲¹, 陈儒贤¹

(1 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海口 570312; 2 东北石油大学地球科学学院, 大庆 163318;

3 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 湛江 524057)

摘要:针对海上深层低渗砂岩储层岩性复杂、有利储层难以识别的问题,基于岩石激光粒度分析、薄片鉴定对本区复杂岩性进行岩相划分。通过分析岩相与测井曲线间的响应关系,筛选能识别低渗储层岩石相的敏感测井曲线,并利用主成分分析方法,构建了能准确识别 3 类岩石相的成分因子曲线。研究表明:低渗储层岩性复杂多变,从粉砂岩到含砾中、粗砂岩均有分布;根据粒度均值可将本区岩性划分为 3 种岩石相,分别为相对粗粒岩石相(粒度均值 >0.1 mm)、相对细粒岩石相(粒度均值介于 $0.0625\sim0.1$ mm)和极细-泥岩相(粒径均值 <0.0625 mm),其中,相对粗粒岩石相储层渗透性最好;构建的岩性成分指示因子较常规单一测井曲线的岩相识别准确率明显提高,所建立的岩相识别方法能更好地指导研究区水平井的入砂位置,对研究区低渗气藏的开发具有重要意义。

关键词:低渗储层;复杂岩性识别;成分指示因子;岩石相;宝岛凹陷;南海

中图分类号:P744.4;P618.13

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2023.263

0 引言

海上低渗气藏具有庞大的储量优势,逐渐成为油气“增储上产”的关键领域^[1-4]。海上低渗气藏的岩性识别是研究低渗透砂岩优质储层发育规律的关键环节,其中,由于低渗砂岩储层内部物理性质和地质微观特征复杂多变,其岩性识别更具技术挑战^[5-6]。目前已存在多种识别低渗砂岩岩性的技术方法^[7-14],最为常见的一种是地质微观特征分析方法,即通过颗粒大小、颗粒形状、颗粒组合方式、颗

粒圆度、颗粒磨损程度等丰富的地质微观特征信息进行砂岩岩性识别^[12-13]。此方法还可以与岩相分析方法相结合,通过对岩石矿物成分和岩石结构进行细致的岩相学研究,判断低渗砂岩的岩性^[12-13]。受限于海上气藏开发经济成本的制约,岩芯资料相对匮乏,岩性识别手段有限,因此,利用常规测井资料准确识别低渗储层复杂岩性显得尤为重要。由于任何单一的测井技术都无法完全解决复杂岩性识别的问题,如何有针对性地利用常规测井资料识别复杂岩性,一直是地质研究的难题。研究区宝岛 2B 气田陵三段为低渗气藏,其岩性粒级分布具有极强的非均质性,自然伽马曲线对粒级分布差异明显的岩性很难作出岩性相对粗细的判别,这给有利岩相的甄别带来了极大的挑战。

本文以琼东南盆地宝岛 2B 气田陵三段低渗气藏为例,基于岩芯、测录井资料,阐明储层、岩性发育特征以及岩性对物性的控制机理,在复杂岩性测井响应特征分析的基础上,构建了基于主成分分析

收稿日期:2023-11-25

资助项目:中海油有限公司综合科研项目“深水砂岩油气田高效开发关键技术(一期)”(联合 2_24)

第一作者:张华(1987—),男,硕士,工程师,主要从事油气藏开发方面的研究工作。E-mail:zhanghua20@cnooc.com.cn

* 通讯作者:郇金来(1984—),男,在读博士,高级工程师,主要从事油气田储层评价方面的研究工作。E-mail:huanjl@cnooc.com.cn

方法的敏感成分因子,有效地解决了海上少井、少资料低渗储层有利岩相的识别问题,可为低渗气藏井位优化提供科学的地质依据。

1 区域概况

琼东南盆地是新生代沉积盆地,整体呈 NE 向延伸,具“南北分带、东西分块”的特征^[15-19]。根据盆地内部基底断裂控凹情况,呈“两坳两隆”的构造格局,自北向南分别为北部坳陷、中部隆起、中央坳陷、南部隆起^[16-18]。中央坳陷主要由崖南凹陷、乐东凹陷、陵水凹陷、松南-宝岛凹陷以及长昌凹陷等组成^[17-19](图 1)。盆地经历了断陷、断拗转换、拗陷 3 期构造演化。断陷期沉积了始新统岭头组、渐新统崖城组,岭头组发育陆相湖盆充填的生油源岩,崖城组沉积环境转变为障壁海湾及浅海相;断拗转换期沉积了上渐新统陵水组,以滨、浅海相沉积为主,发育大型辫状河三角洲或扇三角洲沉积,是盆地的主要储集层;中新世以来,盆地进入拗陷期,主要为半深海—深海相沉积环境,沉积了下中新统三亚组、梅山组和黄流组,上中新统莺歌海组和第四系乐东组^[17-19],其中,三亚组、梅山组、陵水组和乐东组是目前主要的勘探层系。

宝岛 2B 气田位于宝岛凹陷北部,水深 650~1 600 m,是中国首个深水深层低渗大气田,地层自下而上发育崖城组、陵水组、三亚组以及梅山组^[19]。

陵水组三段(陵三段)是本文研究的目标层位,为早渐新世末期构造抬升之后在晚渐新世发生大规模海侵背景下的沉积,地层厚度较大,具有来自北部断阶带西北和东北方向的 2 支物源。根据钻井取芯等资料综合分析认为,研究区陵三段发育低位三角洲和扇三角洲,沉积厚度较大,岩性复杂,储层孔隙度平均约 12%,渗透率平均为 $1.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为低孔、低-特低渗储层。

2 岩性差异对储层物性的影响

2.1 岩性特征

陵三段受双物源沉积控制,由于不同时期沉积环境的差异,岩性类型多变。从岩芯、壁芯描述结果看,陵三段储层岩性主要以灰色及浅灰色中粗砂岩、中细砂岩、细砂岩、极细-细砂岩为主,局部发育中细砾岩、含砾砂岩、中砂岩、粗-中砂岩、泥质粉砂岩(图 2)。钻井分析显示,岩性具有分带性:西北物源沉积岩性相对较粗,以中-细砂岩为主;东北物源粒度较细,以细粉砂岩为主,泥质含量较重。从岩石微观颗粒分布的角度来看,岩性粒度十分混杂;从粒度概率曲线可以看出,岩石的粒度分布变化大,岩石颗粒的分选性相对较差(图 3),导致研究区自然伽马曲线无法对粒度混杂背景的岩性作出相对粗细的判断。

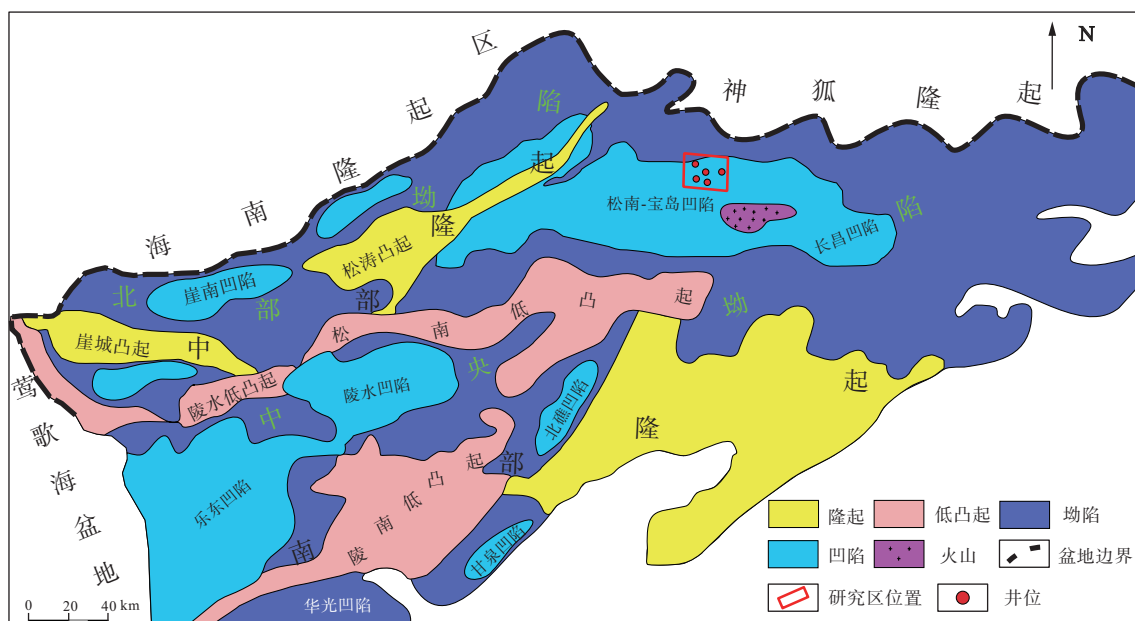
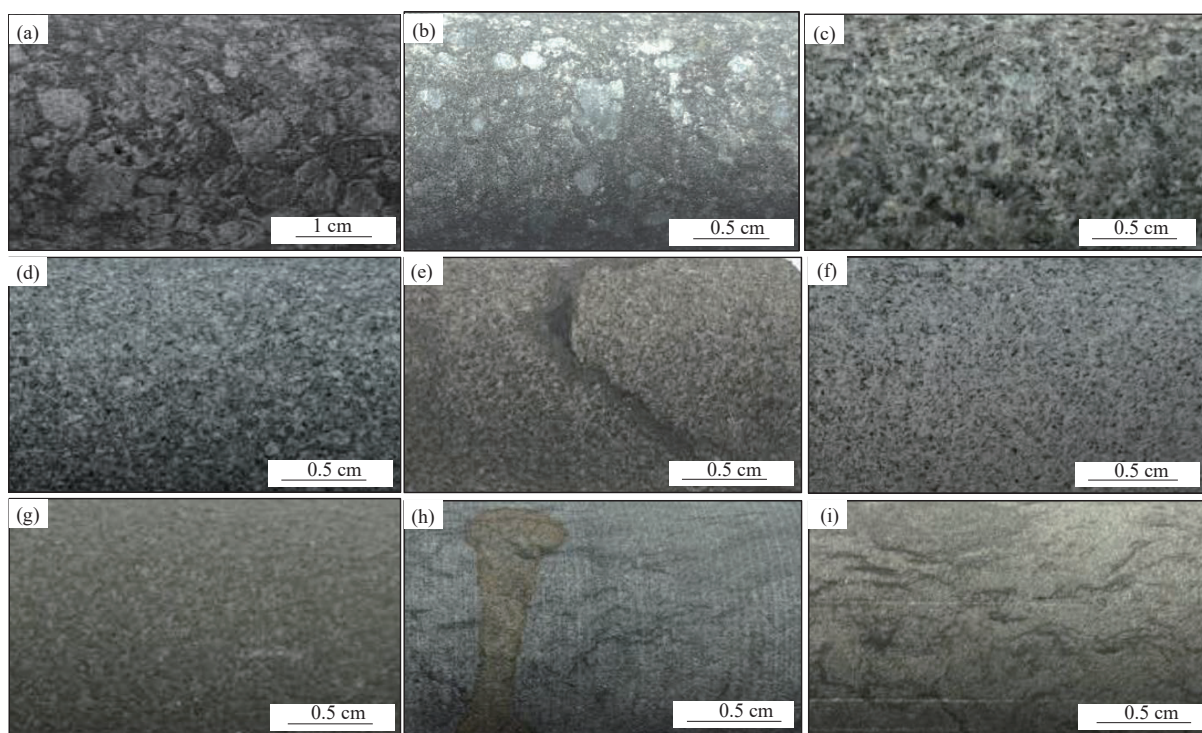


图 1 琼东南盆地构造划分与研究区位置

Fig.1 Structural division of Qiongdongnan Basin and the location of the study area



(a)中砾岩,分选中等—较差,B7井,4 380 m;(b)细砾岩,分选中等,B3井,4 430 m;(c)粗砂岩,分选中等,B2井,3 822.7 m;(d)细-中砂岩,分选较好,B2井,4 294.5 m;(e)中-细砂岩,分选较好,B7井,4 692.5 m;(f)中-砂岩,分选较好,B5井,3 822.7 m;(g)粉-细砂岩,分选较好,B3井,4 275.01 m;(h)粉砂岩,分选较好,B1井,4 230 m;(i)泥质粉砂岩,分选较好,B6井,4 047 m

图 2 宝岛 2B 气田陵三段典型岩芯照片

Fig.2 Photographs of typical cores of the Third Member of Lingshui Formation in the Baodao 2B Gas Field

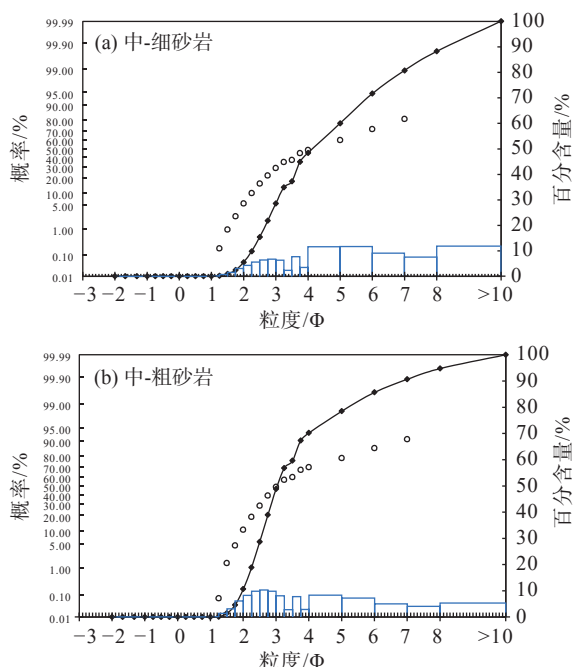


图 3 宝岛 2B 气田陵三段典型的粒度概率累积曲线

Fig.3 Typical grain size cumulative probability curve of the Third Member of Lingshui Formation in Baodao 2B Gas Field

2.2 孔隙类型差异

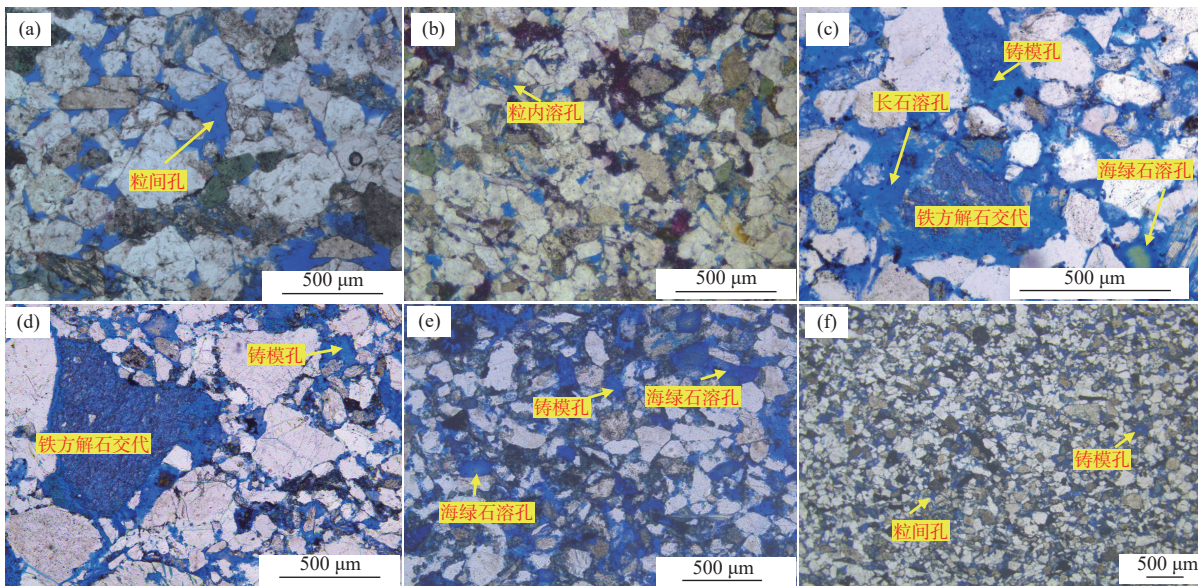
铸体薄片观察显示,研究区储层孔隙类型多样,

主要包括原生粒间孔、长石粒内溶孔、粒间溶孔、铸模孔、海绿石溶孔,偶见少量生物体腔,总面孔率平均为 10.5%,整体上孔隙类型为原生、次生组合类型(图 4)。在埋藏深度相差不大的条件下,相对粗粒的砂岩储层(粒度均值 >0.1 mm)孔隙类型以原生粒间孔为主(占比 58.6%);相对细粒的砂岩储层(粒度均值 <0.1 mm),其粒间孔隙由于受到埋藏压实作用影响,粒间孔仅占 18.3%,孔隙类型以长石粒内溶孔为主(占比 50%)(图 5)。

2.3 岩性对物性的影响

低渗储层通常受沉积作用、成岩作用 2 种因素的综合影响,不同岩石类型,其岩石结构、物性、微观孔喉特征、成岩作用类型及强度具有明显的差异性^[20-22]。

研究表明,相对粗粒岩石是研究区陵三段的相对优质储层,沉积旋回控制了储层有利岩性的展布。粒度相对较粗、分选较好的粗-中砂岩、中砂岩物性最好,例如 B1 井 L_3 II a 气组的局部“甜点”,为粗-中砂岩或中砂岩,孔隙度可达 17.7%,渗透率 $>10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为全区物性最好的一套储层。根据激光粒度分析结果,统计粒度大小与储层渗透率关



(a) B1 井, 4 121 m, 全貌, 以中粒为主, 孔隙较好, 单偏光; (b) B7 井, 4 358.8 m, 孔隙差, 粒间溶孔为主, 局部剩余粒间孔, 单偏光; (c) B2 井, 4 308.5 m, 次生溶蚀孔隙发育, 铁方解石交代碎屑颗粒, 单偏光; (d) B2 井, 4 308.59 m, 次生溶孔发育, 可见许多铸模孔, 铁方解石呈细晶状交代碎屑颗粒, 单偏光; (e) B6 井, 4 407 m, 次生孔为主, 剩余部分原生粒间孔, 见明显的海绿石溶孔, 单偏光; (f) B6 井, 4 417.2 m, 细粒为主, 粒间孔隙较小, 单偏光

图 4 宝岛 2B 气田陵三段储层典型孔隙特征

Fig.4 Typical pore characteristics of the Third Formation of Lingshui Formation in Baodao 2B Gas Field

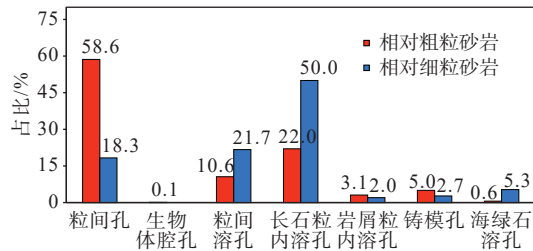
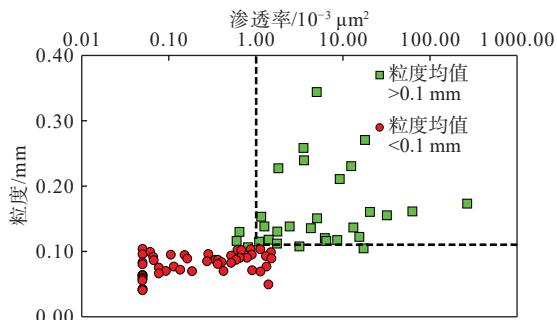


图 5 宝岛 2B 气田陵三段孔隙类型分布

Fig.5 Distribution of pore types in the Third Member of Lingshui Formation in Baodao 2B Gas Field

系(图 6), 结果表明, 当粒度均值 >0.1 mm 时, 储层渗透率总体 $>10^{-3} \mu\text{m}^2$, 表现出粒度越粗储层物性越好的规律。



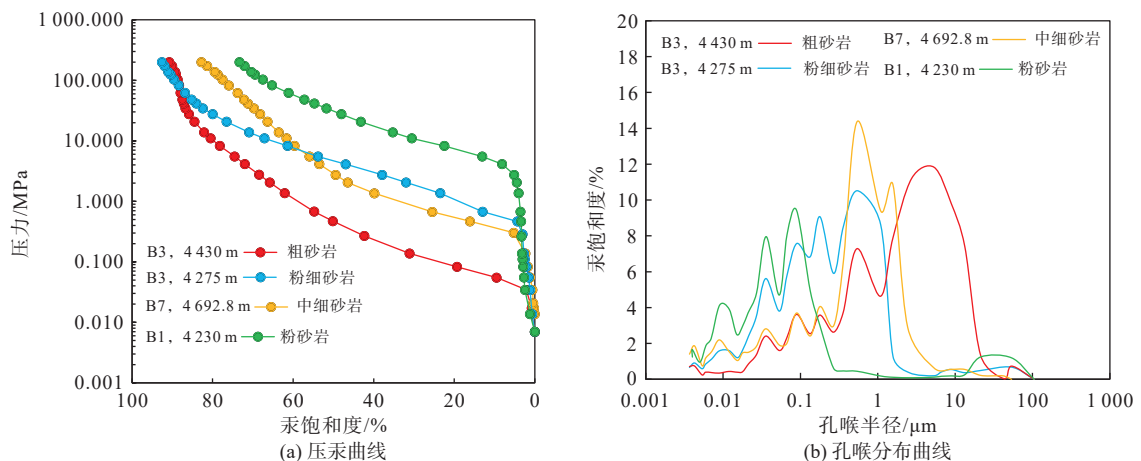


图 7 宝岛 2B 气田陵三段不同粒度的砂岩孔隙结构特征

Fig.7 Typical pore characteristics of the Third Member of Lingshui Formation in Baodao 2B Gas Field

难在测井曲线上得到有效区分,而研究岩性差异的主要目的在于寻找相对优势的岩性,因此,本研究基于岩石激光粒度分析和岩石薄片鉴定结果,将研究区岩性按粒度均值简化归类为 3 种岩石相:即相对粗粒岩石相(粒度均值 >0.1 mm)、相对细粒岩石相(粒度均值介于 $0.0625\sim0.1$ mm)和极细-泥岩相(粒度均值 <0.0625 mm)。

利用常规测井资料进行岩相识别的核心是通过地质标定测井,筛选最能反映岩相差异的敏感测井曲线。因此,通过岩石薄片准确鉴定砂岩岩石相类型,并提取各样本对应深度的测井曲线值是岩相测井识别最为关键的一步。由于不同测井所用仪器的型号、频率等的差异,不同井中同一种岩相的测井曲线数值也会有所差异^[25-27],为了消除不同测井系列、不同测量时间等原因造成的测井曲线系统差异,在提取测井曲线值前要对各井的测井曲线进行统一的标准化校正预处理,以减小系统误差。研究区测井资料测井系列较多,包括不同测井公司的

电缆与随钻测井,需要开展测井标准化处理,保证同一构造单元上标准层的测井响应一致。首先在区域地质研究的基础上选取区域标准层,即气田埋深约 4 km 的一套稳定泥岩,然后采用井况较好、测井资料及岩芯资料较为齐全的井作为标准井,分别做各测井曲线的直方图,以标准井测井曲线峰值作为参照标准,对其余各井自然伽马(GR)、补偿中子(CNL)、声波时差(AC)等测井曲线进行校正,使校正后各井泥岩特征值基本一致。

在测井曲线标准化的基础上提取了研究区各井井壁取芯深度位置的测井数据,并对其进行逐点匹配处理,随后编制 3 种岩石相的两两测井交会图(图 8)。从交会图可知,任意 2 种测井曲线的交会,3 种岩相均有部分重叠。GR 对相对粗、细粒岩相几乎没有区分能力,但可以较好地地区分极细-泥岩相;而 AC 和 CNL 对相对粗、细粒岩相区分度相对较好。最终筛选出 GR、AC 和 CNL 3 条敏感测井曲线用于本区域的复杂岩相识别。

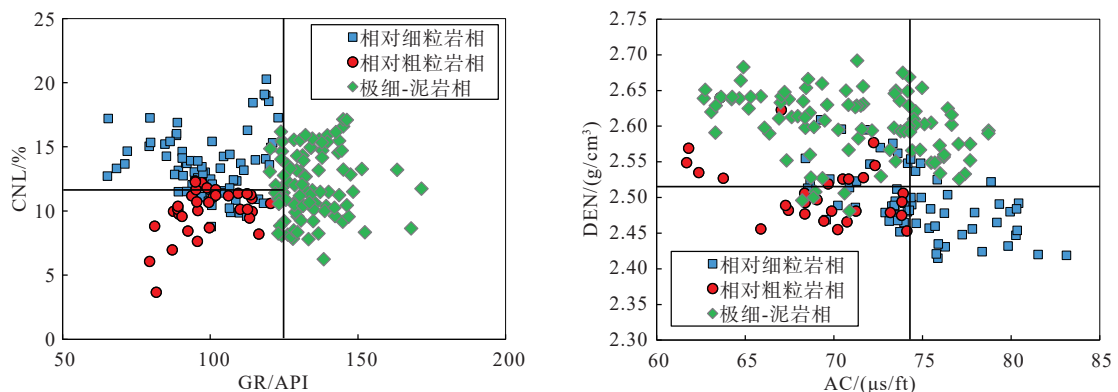


图 8 宝岛 2B 气田陵三段不同岩相测井曲线交会图

Fig.8 Intersection plot of well logs showing different lithofacies in the Third Member of Lingshui Formation in Block 2B Gas Field

3.2 基于成分因子指示的岩相识别原理

虽然测井曲线参数交会的方法对岩相有一定识别度,但岩相杂时仍会出现交叉重叠分布的现象,因此,需进一步提高岩相的识别精度。通过筛选出来的岩相识别敏感测井曲线来构建能更准确识别复杂岩相的敏感因子是本次研究的核心思想。本文引入主成分分析方法来构建识别3种岩石相的成分因子。

主成分分析(Principal Component Analysis, 简称PCA)是一种常用的多变量数据降维和特征提取方法^[26-32]。其基本原理是通过线性变换将高维数据映射到低维特征空间,从而提取出最能代表数据变化的主成分。在岩相识别中,可以应用PCA来分析不同粒度的岩相特征,以实现岩相识别的目的。PCA的原理如下:

(1) 建立岩相样本数据集

首先,需要建立一组具有代表性的岩相样本数据,并将它们表示为一个矩阵。矩阵的每一列代表一个特征,每一行代表一个样本。假设每个岩相样本都有 m 个测井参数,那么可以表达为 m 维空间中的随机向量 $\mathbf{X}$,其中, n 为岩相样本数。

$$\mathbf{X}_k = (x_1, x_2, \dots, x_m)^T \quad (k = 1, 2, \dots, n) \quad (1)$$

由此可建立基于研究区265块壁芯,经粒度分析和薄片鉴定的岩相样本的GR、AC、CNL 3个参数的主成分分析原始数据矩阵。

(2) 数据中心化

为了消除数据中的平移差异,对数据进行中心化处理,即将每个特征的数值减去该特征的平均值,使得数据的均值为0。

(3) 协方差矩阵计算

计算各测井曲线参数的相关系数,并计算数据的协方差矩阵。协方差矩阵描述了不同特征之间的关系,它的元素为2个特征之间的协方差。相应的协方差矩阵为: $\text{var}(y_i) = \lambda_i$ 。可以看出,特征值 λ_i 越小,其相应的主成分 y_i 的方差也越小,这样就可以选用前面几个特征值较大,即方差较大的主成分,代表主要变化信息的主成分来达到降低维数的目的。

(4) 特征值分解

对协方差矩阵进行特征值分解,得到特征值和对应的特征向量。特征值代表了样本在对应特征上的方差,而特征向量则代表了数据在对应特征上

的投影。

(5) 主成分提取

根据特征值的大小,选择前 k 个特征值对应的特征向量作为主成分。这些主成分可以看作是原始数据的线性组合,最大程度上保留了数据的方差信息。这样,就得到了一个 k 维的主成分空间。

假设协方差矩阵的 m 个特征向量依照大小进行排列,即 $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m$,而 $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_m$ 为相应的单位正交特征向量,这时测井参数 $\mathbf{X}$ 的第 i 个主成分可表示为:

$$y_i = \omega_i^T \mathbf{X} \quad (i = 1, 2, \dots, m) \quad (2)$$

(6) 数据映射

最后,将原始数据通过主成分的线性变换映射到主成分空间。

通过以上步骤,可以得到映射后的数据矩阵 $\mathbf{Y}$,其中,每一行表示一个采样点在主成分空间中的投影。通过分析 $\mathbf{Y}$ 中的特征分布和对应的主成分权重,可以对不同岩相样本进行分类和识别。

最佳维度的主成分是岩相识别的关键,需要计算各主成分的贡献率,即该主成分的方差与总方差的比率。根据前人分析经验,认为累计方差贡献率达到85%时的主成分即可代表数据分析的主要信息。本次提取了F1和F2两个主成分,表达式如下:

$$F1 = 0.081GR - 0.079AC + 0.076CNL - 4.402 \quad (3)$$

$$F2 = 0.002GR - 0.048AC + 0.462CNL - 1.43 \quad (4)$$

式中:F1、F2为主成分因子,无量纲;

GR为自然伽马,API;

AC为声波时差, $\mu\text{s}/\text{ft}$;

CNL为补偿中子,%。

依据计算结果建立基于主成分的岩相判别图版(图9),与常规测井交会图版(图8)相比,不同岩相类型划分界限更为清晰,表明基于敏感测井参数进一步筛选下的主成分判别法可以提高岩相的识别精度。根据岩相判别图版,可以得出各岩相判别条件,即极细-泥岩相主成分因子 $F1 > 0.8$, $F2$ 介于 $-2 \sim 2.5$;相对细粒岩相主成分因子 $F1 < 0.8$, $F2 > 0$;相对粗粒岩相主成分因子 $F1 < 0.8$, $F2 < 0$ (表1)。

3.3 岩相的识别与评价

为了确保单井岩相判别的准确性,分别将研究区的非标准井测井参数带入判别函数公式中,计算

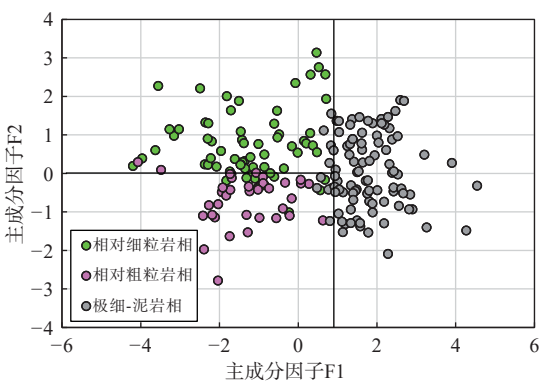


图 9 基于主成分的岩相判别图版

Fig.9 Lithofacies discrimination based on principal component analysis

表 1 宝岛 2B 气田陵三段储层岩相判别条件
Table 1 Discrimination criteria for reservoir lithofacies in the Third Member of Lingshui Formation in Baodao 2B Gas Field

主成分因子	极细-泥岩相	相对细粒岩相	相对粗粒岩相
F1	>0.8	<0.8	<0.8
F2	-2~2.5	>0	<0

出未知岩相的函数值(主成分因子 F1、F2), 根据表 1 岩相判别条件可识别出单井岩相种类, 并将主成分判别法的结果与岩(壁)芯描述、激光粒度分析以及镜下薄片分析进行对比, 岩相识别结果对比表明, 基于成分判别法对宝岛 2B 气田陵三段储层岩

相的总体判识率高达 83.6%, 其中, 极细-泥岩相判识率为 90.4%, 相对细粒岩相判识率为 79.8%, 相对粗粒岩相判识率为 82.3%。

B3 井的岩相识别结果与激光粒度分析、薄片鉴定结果对比如图 10 所示, 识别岩相以相对粗粒岩相为主, 与岩性分析结果大致相当, 该井整体识别准确率达 82.5%。如在 L₃ II a 气组底部以相对粗粒岩相为主, 中上部以相对细粒岩相为主, 中间发育极细-泥岩相。在 4 277.15~4 286 m, 识别为相对粗粒岩相, 4 279.5 m 处镜下薄片鉴定结果表明颗粒较粗, 激光粒度均值为 0.21 mm, 与识别结果相符合。在 L₃ II b 气组, 底部同样为相对粗粒岩相, 中上部为相对细粒岩相, 4 303 m 处镜下薄片鉴定表明粒度相对较细, 激光粒度均值为 0.073 mm, 与识别结果相符合。

B1 井 L₃ II a 气组相对粗粒岩相占比约 30%, 测井解释以气层为主, DST 测试米无阻流量为 3.24×10⁴ m³/(d·m), 产能中等; B6 井 L₃ II a 气组相对粗粒岩相几乎不发育, 物性较差。进一步结合核磁共振资料表明, 相对粗粒岩相渗流能力强, 可动流体饱和度大, 一般>30%(图 11)。相对粗粒岩相的空间展布预测是宝岛 2B 气田陵三段低渗储层下一步的重点研究工作, 根据岩相的纵向识别结果也为水平

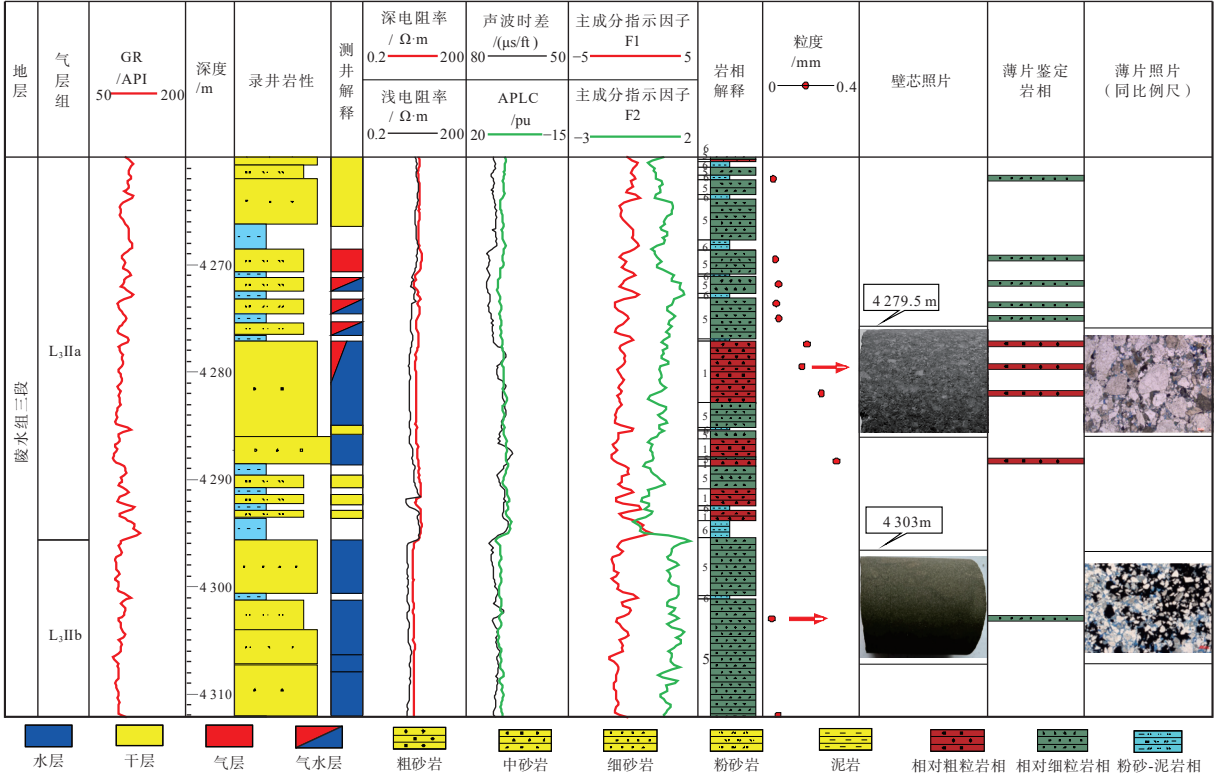


图 10 B3 井陵三段岩相测井评价

Fig.10 Assessment of lithofacies logging in B3 Well in the Third Member of Lingshui Formation

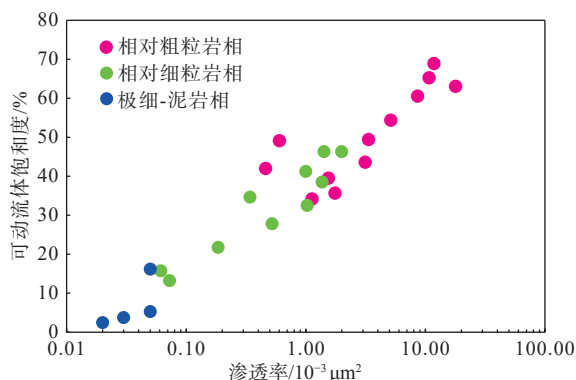


图 11 宝岛 2B 气田陵三段储层岩相-渗透率-可动流体饱和度交汇图

Fig.11 Intersection diagram of reservoir lithofacies-permeability-movable fluid saturation in the Third Formation of Lingshui Formation in Baodao 2B Gas Field

井的部署提供了指导依据。

4 结论

(1)陵三段岩性复杂,粒径分布变化大,主要以灰色及浅灰色中-细砂岩、细砂岩、极细-细砂岩为主,局部为中砂岩、粗-中砂岩、粉砂岩。储层物性受岩石粒度的影响较大,相对粗粒岩相是相对优质的岩石相带,能够有效抵抗压实作用,保留原生粒间孔隙,孔喉半径较大,排驱压力小,储层渗透率好,渗流能力相对较强。

(2)综合考虑测井可识别性与寻找优势岩相的必要性,将研究区岩相划分为相对粗粒岩石相、相对细粒岩石相和极细-泥岩相。声波时差、补偿中子和自然伽马是识别研究区岩石相的敏感测井曲线,但单一的测井曲线无法有效识别岩相类型,通过多元测井参数成分构建的方法可显著提高岩相的识别效果,总体判识率高达 83.6%。

参考文献:

- [1] 贾承造,张永峰,赵霞. 中国天然气工业发展前景与挑战 [J]. 天然气工业, 2014, 34(2): 8-18.
- [2] 张迎朝,徐新德,王立峰,等. 南海北部超压低渗气藏成藏过程与成藏模式:以莺歌海盆地 XF 区 XF13-1 超压气田为例 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(9): 1679-1688.
- [3] 杨计海,黄保家,陈殿远. 莺歌海盆地坳陷斜坡带低孔低渗气藏形成条件及勘探潜力 [J]. 中国海上油气, 2018, 30(1): 11-21.
- [4] 袁丙龙,叶青,张连枝,等. 基于多评价参数的海上低渗气藏分类方法 [J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(1): 111-118.
- [5] 唐大海,王旭丽,曾琪,等. 四川盆地西南部沙溪庙组致密砂岩低渗储层特征及形成机理 [J]. 科学技术与工程, 2023, 23(1): 143-154.
- [6] 张宪国,张涛,林承焰,等. 塔南凹陷复杂岩性低渗透储层测井岩性识别 [J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(1): 85-90.
- [7] 韩红珍,范悦青. 探讨复杂岩性储层识别及评价技术 [J]. 企业导报, 2012(2): 286.
- [8] 崔维平,杨玉卿,刘建新. 基于岩性相单元和孔隙结构的低孔低渗储层有效性测井识别方法:以西湖凹陷 NB1 构造为例 [J]. 现代地质, 2022, 36(1): 140-148.
- [9] 国景星,彭雪还,李飞. 交会图和 BP 神经网络技术在碎屑岩识别中的应用 [J]. 甘肃科学学报, 2016, 28(6): 13-17.
- [10] 马峥,张春雷,高世臣. 主成分分析与模糊识别在岩性识别中的应用 [J]. 岩性油气藏, 2017, 29(5): 127-133.
- [11] 张冲,张占松,张超谟,等. 基于测井相分析技术的复杂岩性识别方法研究 [J]. 科学技术与工程, 2014, 14(29): 157-161.
- [12] 宋秋强,张占松,张冲,等. 测井相-岩相分析技术在复杂岩性中的应用 [J]. 石油天然气学报, 2013, 35(7): 78-81.
- [13] 邹群彩,凌祥,涂善东,基于分形理论的岩相图像识别与分析 [J]. 南京化工大学学报(自然科学版), 2001, 23(1): 23-26.
- [14] 游富粮,柳广弟,孙明亮,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段高伽马砂岩测井识别及其展布特征 [J]. 石油实验地质, 2023, 45(1): 99-108.
- [15] 张迎朝,徐新德,甘军,等. 琼东南盆地深水大气田地质特征、成藏模式及勘探方向研究 [J]. 地质学报, 2017, 91(7): 1620-1633.
- [16] 张远泽,漆家福,吴景富. 南海北部新生代盆地断裂系统及构造动力学影响因素 [J]. 地球科学, 2019, 44(2): 603-625.
- [17] 邓勇,裴健翔,胡林,等. 南海西部海域宝岛 21-1 气田的发现与成藏模式 [J]. 中国海上油气, 2022, 34(5): 13-22.
- [18] 尤丽,权永彬,唐雷,等. 琼东南盆地深水宝岛 21-1 气田天然气来源及输导体系 [J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1270-1278.
- [19] 徐长贵,邓勇,吴克强,等. 南海北部强活动型被动陆缘盆地宝岛 21-1 大气田的发现及地质意义 [J]. 石油学报, 2023, 44(5): 713-729.
- [20] 李进步,刘子豪,徐振华,等. 苏里格气田岩石相控制的致密砂岩储层质量差异机理 [J]. 特种油气藏, 2021, 28(1): 10-17.
- [21] 赵丁丁,侯加根,王秀杰,等. 致密砂岩气藏不同岩石相孔喉结构对气水相渗特征控制机理:以鄂尔多斯盆地东胜气田 J72 井区下石盒子组储层为例 [J]. 地质科技通报, 2023, 42(3): 163-174.
- [22] ZHAO D D, HOU J G, SARMA H, et al. Pore throat heterogeneity of different lithofacies and diagenetic effects in gravelly braided river deposits: implications for understanding the formation process of high-quality reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2023, 221: 111309.
- [23] 任大忠,孙卫,屈雪峰,等. 鄂尔多斯盆地延长组长 6 储层成岩作用特征及孔隙度致密演化 [J]. 中南大学学报(自然科学版), 2016, 47(8): 2706-2714.
- [24] 罗静兰,罗晓容,白玉彬,等. 差异性成岩演化过程对储层致密化时序与孔隙演化的影响:以鄂尔多斯盆地西南部长 7 致密浊积砂岩储层为例 [J]. 地球科学与环境学报, 2016, 38(1): 143-154.

- 79-92.
- [25] 高春云, 周立发, 路萍. 测井曲线标准化研究进展综述 [J]. 地球物理学进展, 2020, 35(5): 1777-1783.
- [26] 牟启博. 测井曲线标准化的方法技术研究 [J]. 世界有色金属, 2021(2): 172-173.
- [27] 王宵宇, 谢然红, 毛治国, 等. 主成分分析法在致密砂岩岩性识别的应用研究 [J]. 天然气与石油, 2021, 39(1): 88-93.
- [28] 周游, 张广智, 高刚, 等. 核主成分分析法在测井浊积岩岩性识别中的应用 [J]. 石油地球物理勘探, 2019, 54(3): 667-675.
- [29] 高斌, 王志坤, 付兴深, 等. 井控主成分分析技术在储层预测中的应用 [J]. 沉积学报, 2018, 36(1): 198-205.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] 叶涛, 韦阿娟, 黄志, 等. 基于主成分分析法与 Bayes 判别法组合应用的火山岩岩性定量识别: 以渤海海域中生界为例 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2019, 49(3): 873-880.

Identification of complex lithofacies based on compositional indicators: a case study of deep-water low-permeability gas reservoir in Baodao Sag, South China Sea

ZHANG Hua¹, YE Qing¹, HUAN Jinlai^{2,3*}, ZHANG Chong¹, CHEN Ruxian¹

(1 Hainan Branch of CNOOC (China) Ltd., Haikou 570312, China; 2 School of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China;

3 Zhanjiang Branch of CNOOC (China) Ltd., Zhanjiang 570312, China)

Abstract: Aiming at the problem of complex lithology of deep offshore low-permeability sandstone reservoirs and difficulty in identifying favorable reservoirs, the complex lithology in the area was classified based on lithological laser particle size analysis and thin section identification. Through the analysis of the relationship between lithofacies and well logging curves, the sensitive well logging curves that can identify the lithofacies of the low-permeability reservoir were selected. By utilizing the principle of principal component analysis, component factor curves that can accurately identify three types of lithofacies were constructed. Results show that the lithology of the low-permeability reservoir is complex and variable, ranging from siltstone to gravelly medium and coarse sandstone. In the median particle size, the lithology in the lithofacies of this area could be divided into three types, i.e., coarse-grained lithofacies (median particle size (M_s) > 0.1 mm), fine-grained lithofacies (M_s 0.1–0.0625 mm), and very fine-mudstone lithofacies (M_s < 0.0625 mm). The coarse-grained lithofacies is the relatively high-quality lithofacies zone. In addition, lithological component indicator factors were constructed with which the accuracy of the lithofacies identification was improved significantly compared to the conventional methods using single well logging curve. The lithofacies identification method we established could better guide the sand entry position of horizontal well in the study area, which has important significance for the development of the low-permeability reservoir in the study area.

Key words: low-permeability reservoir; complex lithology identification; component indicator factor; lithofacies; Baodao Sag; South China Sea