石油与天然气地质
OIL & GAS GEOLOGY

文章编号:0253－9985(XXXX)XX－0001－13

致密砂岩储层脆性指数预测及三维表征方法
——以珠江口盆地开平凹陷古近系恩平组为例

殷　文[1],于飞鸿[1,2],李　昂[1],李宇航[1]

[1. 中国石油大学(北京) 克拉玛依校区,新疆 克拉玛依 834000;2. 中国石油 新疆油田分公司勘探开发研究院,新疆 克拉玛依 834000]

摘要:致密砂岩储层作为非常规油气勘探的重要目标,其脆性评价对储层可压裂性预测与高效开发具有重要意义。由于该类储层通常具有层薄、互层频繁和横向非均质性强等特点,传统方法难以系统评估其脆性空间分布。以珠江口盆地开平凹陷古近系恩平组致密砂岩为例,综合运用岩石物理实验、测井与叠前地震资料,系统集成应用了5种矿物组分法与3种弹性参数法进行脆性指数计算与对比;结合区域实际资料对优选方法进行了本地化优化,对适用于研究区的脆性表征方法进行优选与交叉验证,建立适配本区的脆性评价技术体系。研究表明:①石英与长石为主要脆性矿物,方解石与白云石次之,基于刘致水法的矿物组分脆性公式适用于该区域;②在弹性参数中,泊松比相较于杨氏模量、拉梅系数和剪切模量更具岩性区分能力,经本地化改进的Rickman公式为最优弹性参数表征方法;③岩心样品标定显示,刘致水法与改进Rickman公式的脆性指数相关性达81%,验证了二者的一致性;④在叠前弹性参数反演的基础上,结合弹性参数法可实现空间三维脆性体的预测;⑤研究区脆性指数为60%～85%,整体呈NE-SW向条带状展布。最终,建立了适用于致密砂岩储层的脆性指数预测方法组合,为该区致密砂岩储层的勘探评价与压裂开发设计提供了重要依据。

关键词:脆性指数;弹性参数;矿物组分;致密砂岩;恩平组;开平凹陷;珠江口盆地

中图分类号:TE122.2　　**文献标识码**:A

Methodology for brittleness index prediction and three-dimensional characterization in tight sandstone reservoirs: A case study of the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag, Pearl River Mouth Basin

YIN Wen[1], YU Feihong[1,2], LI Ang[1], LI Yuhang[1]

[1. *China University of Petroleum (Beijing) at Karamay*, *Karamay*, *Xinjiang* 834000, *China*; 2. *Research Institute of Exploration and Development*, *Xinjiang Oilfield Company*, *PetroChina*, *Karamay*, *XinJiang* 834000, *China*]

Abstract: Tight sandstone reservoirs are important targets for unconventional oil and gas exploration, and brittleness evaluation is of great significance for predicting reservoir fracability and achieving efficient development. However, these reservoirs are generally characterized by thin beds, frequent interbedding, and strong lateral heterogeneity, making it difficult for conventional methods to systematically evaluate the spatial distribution of brittleness. Based on an integrated analysis of rock-physics experimental data, well-log data, and prestack seismic data, we calculated and compared the brittleness index by integrating five mineral-composition methods and three elastic-parameter methods. The initially preferred methods were then locally optimized using data specific to the study area. An optimal brittleness characterization approach for the area was selected and cross-validated, thereby achieving the systematic integration and local optimization of multiple brittleness evaluation methods. The tight sandstones of the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag, Pearl River Mouth Basin, were selected as a case study. As indicated by the research results, (1) quartz and feldspar are the principal brittle minerals, followed by calcite and dolomite, and the mineral-composition-based brittleness formula derived from the Liu Zhishui method is applicable to the study area. (2) Among the elastic

收稿日期:2026-02-02;**修回日期**:2026-07-21。
第一作者简介:殷文(1978—),男,教授、博士、博士研究生导师,油气地球物理勘探。**E-mail**:yinwen@cupk.edu.cn。
通信作者简介:于飞鸿(2000—),男,硕士研究生,油气地球物理勘探。**E-mail**:1262807901@qq.com。
基金项目:新疆维吾尔自治区重点研发计划项目(2024B01016)。

parameters, Poisson's ratio exhibits greater lithologic discrimination capability than Young's modulus, the Lamé coefficient, and shear modulus, and the locally modified Rickman formula is the optimal elastic-parameter-based brittleness characterization method. (3) Calibration using core samples shows that the brittleness indices calculated using the Liu Zhishui method and the modified Rickman formula have a correlation of 81%, confirming the consistency between the two methods. (4) A three-dimensional brittleness volume can be predicted by combining prestack elastic-parameter inversion with the elastic-parameter-based method. (5) The brittleness index in the study area ranges from 60% to 85% and generally exhibits an NE-SW-trending banded distribution. Finally, an integrated suite of brittleness-index prediction methods applicable to tight sandstone reservoirs was established, providing an important basis for the exploration evaluation and fracturing and development design of tight sandstone reservoirs in the study area.

Key words: brittleness index, elastic parameters, mineral composition, tight sandstone, Enping Formation, Kaiping Sag, Pearl River Mouth Basin

引用格式: 殷文,于飞鸿,李昂等. 致密砂岩储层脆性指数预测及三维表征方法[J]. 石油与天然气地质,DOI:10. 11743/oggXXXXXX01.

YIN Wen, YU Feihong, LI Ang, et al. Methodology for brittleness index prediction and three-dimensional characterization in tight sandstone reservoirs: A case study of the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Oil & Gas Geology, DOI: 10. 11743/oggXXXXXX01.

致密砂岩储层作为非常规油气勘探与开发的重要领域,其可压裂性评价直接关系到储层改造效果与开采效益。脆性是评价储层压裂潜力的关键参数,脆性较高的岩石更容易形成复杂的裂缝网络,从而增大压裂体积、提高油气采收率[1-2]。随着勘探目标逐渐转向深层、深水及复杂岩性储层,脆性精确表征已成为工程设计与地质评价中的核心问题。开平凹陷是珠江口盆地最具勘探潜力的凹陷之一,发现了中国首个深水深层亿吨级油田,证实了其作为油气富集区的重要地位[3-5]。本文以开平凹陷古近系恩平组为目的层段,该层段油气显示丰富,发育典型的致密砂岩储层,具有单层厚度薄、互层频繁和横向非均质性强等特征,目前尚未建立系统的可压裂性评价体系。因此,开展脆性指数预测研究,对于指导储层压裂设计与勘探决策具有重要的现实意义。

当前,脆性指数的计算方法主要包括岩石物理实验测定、脆性矿物组分法、测井弹性参数计算法及叠前地震弹性参数反演法。在矿物组分法方面,Jarvie 等(2007)基于北美 Barnett 页岩研究,提出以石英含量与总矿物含量的比值表征脆性[6];刘致水等(2015)则通过构建脆性因子并结合矿物含量,提出了一种新的矿物组分法计算公式[7]。在弹性参数法方面,Rickman 等(2008)认为泊松比与杨氏模量对脆性表征同等重要[8];刁海燕(2013)则在矿物组分公式中引入了杨氏模量和泊松比以体现矿物间的脆性差异[9]。

本文基于研究区测井资料与岩石物理实验,系统性地集成应用了5种矿物组分法与3种弹性参数法进行脆性指数计算与对比,并结合区域实际资料对优选出的 Rickman 弹性参数法开展了本地化优化改进。首先采用脆性矿物组分法评价目的层段脆性指数。同时,利用阵列声波测井资料计算纵、横波速度与密度,进而获取基于弹性参数的脆性指数,并与矿物组分法结果进行对比验证。在此基础上,结合前人岩石物理建模成果,开展叠前相控地质统计学弹性参数反演,进而计算目的层段储层脆性指数并得到脆性空间分布特征。通过上述方法的系统性集成与本地化优化,最终建立一套适用于致密砂岩储层的脆性指数预测方法,为致密砂岩储层的勘探评价与压裂开发设计提供依据。

1 研究区地质概况

开平凹陷位于南海北部陆坡区、珠江口盆地珠Ⅱ坳陷西部(图1),东侧以云开低凸起与白云凹陷分隔,北邻神狐暗沙隆起和番禺低隆起,西连顺德凹陷,南接顺鹤隆起带,现今水深为 200 ~ 500 m。凹陷总体呈 NEE 走向,内部发育多个隆起,可将凹陷分隔为西洼、西南洼、主洼、北洼和东洼共计5个次洼,其中,主洼的面积最大、埋深最深[10-11]。开平凹陷的形成与演化主要受控于坳陷北缘大型伸展拆离断层[12]。开平凹陷经历了裂陷期(始新世)、拗陷期(渐新世—中中新世)和加速沉降期(晚中新世—第四纪)3个构造演化阶段[13-15],多期构造运动使其发育复杂的断裂系统。

根据钻井资料,将开平凹陷古近系自下而上划分为文昌组、恩平组和珠海组,文昌组和恩平组进一步

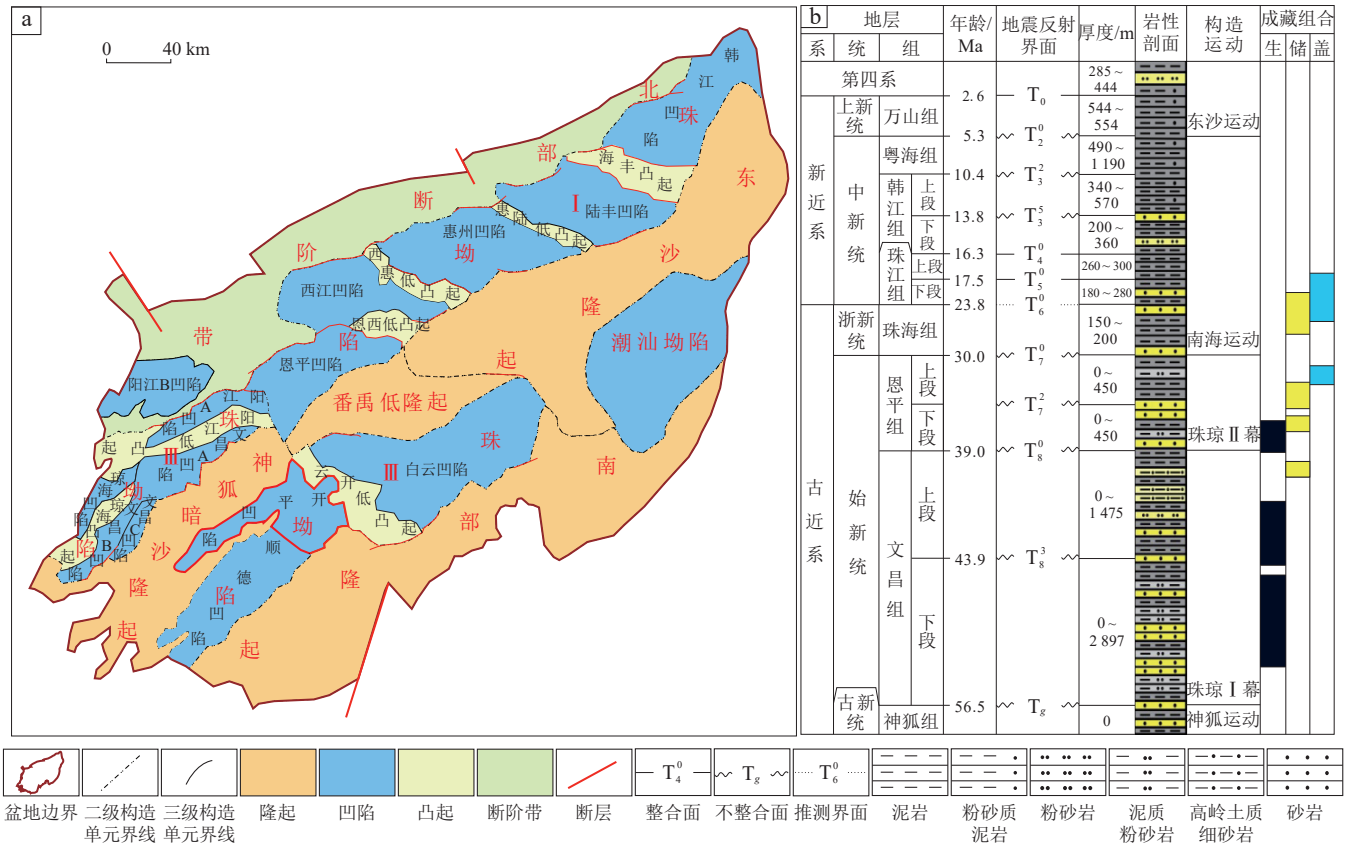


图1　珠江口盆地开平凹陷构造位置(a)及地层综合柱状图(b)

Fig. 1　Location (a) and composite stratigraphic column showing stratigraphic characteristics (b) of the Kaiping Sag, Pearl River Mouth Basin (PRMB)

划分为上段和下段[16],新近系海相地层自下而上依次为珠江组、韩江组、粤海组和万山组[17]。开平凹陷主要烃源岩为文昌组和恩平组下段的暗色泥岩,主力储层为恩平组、珠海组、珠江组上段和部分文昌组上段[15]。

研究区开平凹陷恩平组储层以含砾中–粗砂岩为主,含少量砂砾岩和中–细砂岩。砂岩储集空间以孔隙型为主,主要发育原生粒间孔,其次为粒间溶孔,发育少量粒内溶孔和晶间孔[18]。测井解释孔隙度分布在10.7%～16.4%,中值为12.7%,渗透率分布在(1.0～31.6)×10^{-3} μm²,中值为7.7×10^{-3} μm²,属于低孔、低渗储层。

对于致密砂岩储层描述而言,除了物性和含油性之外,脆性也是一项重要的评价指标。开平凹陷面积约为5 000 km²,钻井较少,但钻井结果表明开平凹陷古近系恩平组油藏具有连续、厚层和高充满度的特点,储量规模超3 000×10^4 t,这说明开平凹陷的勘探潜力巨大[19-20]。充分利用有限的取心、测井与地震资料开展脆性指数预测与评价,具有客观必要性。

2　致密砂岩储层脆性指数计算方法

2.1　基于矿物组分计算储层脆性指数

矿物组分法利用储层中的矿物来表征储层脆性,不同地区致密砂岩储层中的矿物及其占比存在差异。因此,可以通过分析脆性矿物类型及其矿物含量的占比来计算脆性指数。Jarvie等(2007)通过对北美Barnett页岩井资料开展研究,提出利用石英含量与矿物总量的比值来表征脆性,比值越大,脆性指数越高[21];Wang等(2009)认为石英和白云石含量与矿物总量之比越高,脆性指数越高[21];刁海燕(2013)在前人的基础上加入杨氏模量与泊松比来体现不同矿物之间的脆性差异[9];Jin等(2014)基于对矿物组分的研究,提出石英、长石、云母、方解石和白云岩均会增加脆性指数,认为硅质矿物(石英、长石和云母)和碳酸盐矿物(主要是白云石和方解石)含量与矿物总量之比越高,脆性指数越大[22];刘致水等(2015)采用岩石弹性参数法确定脆性指数计算公式中各矿物的权重,结合矿物

含量加权求和，实现脆性参数表征[9]（表1）。

通过对目的层取心样品的X射线衍射（XRD）数据分析，发现该层段主要发育石英、钾长石、斜长石、方解石、白云石和黏土矿物。基于前人对矿物组分法储层脆性指数研究[23]，脆性矿物主要为长英质矿物（石英和长石），碳酸盐矿物（方解石和白云石）也具有一定的脆性。结合该地区录井资料与测井解释结果，将目的层的岩性细分为长英质砂岩、碳酸盐岩、泥岩和煤。研究区目的层段致密砂岩长英质矿物含量最高，为50.0%～83.0%，平均含量为82.4%；黏土矿物含量其次，为4.3%～20.3%，平均含量为12.4%；碳酸盐矿物含量最少，为0.7%～8.4%，平均含量为5.2%。

针对研究区目的层岩性和矿物组分含量特征，分别采用Jarvie法、Jin法、刁海燕法和刘致水法这4种基于矿物组分的方法计算储层脆性指数。其中，刁海燕法和刘致水法所使用的弹性参数均依据《岩石物理手册》[24]中常见的矿物杨氏模量与泊松比（表2）。基于研究区矿物组分分析，通过对杨氏模量与泊松比的比值进行归一化，构建了适用于开平凹陷矿物特征的脆性因子。

通过对研究区主要矿物组分（石英、方解石、黏土矿物和煤）弹性参数的系统调研，并结合岩石物理量版分析，绘制了4种矿物组分法脆性指数对比图（图2）。图中四边形4个端点分别代表纯的石英、方解石、黏土矿物和煤，四边形中每一个色块都代表该矿物组分法所计算的弹性参数以及脆性指数的大小。将测井解释识别的长英质矿物、碳酸盐矿物、黏土矿物和煤的样本投影至该量版中，进一步分析其脆性特征。

表1 基于矿物组分法的储层脆性指数计算公式

Table 1 Formulas for calculating reservoir brittleness indices using mineral-composition methods

方法	表征公式	发表年份
Jarvie法	$B_1=\frac{C_{石英}}{C_{矿物总量}}$	2007[6]
Wang法	$B_2=\frac{C_{石英}+C_{白云石}}{C_{矿物总量}}$	2009[21]
刁海燕法	$B_3=\frac{\frac{E_{石英}}{\sigma_{石英}}C_{石英}+\frac{E_{方解石}}{\sigma_{方解石}}C_{方解石}}{\frac{E_{石英}}{\sigma_{石英}}C_{石英}+\frac{E_{方解石}}{\sigma_{方解石}}C_{方解石}+\frac{E_{黏土矿物}}{\sigma_{黏土矿物}}C_{黏土矿物}}$	2013[9]
Jin法	$B_4=\frac{C_{硅质矿物}+C_{碳酸盐矿物}}{C_{矿物总量}}$	2014[22]
刘致水法	$B_5=\sum_{i=1}^{n}a_iC_i$ $a_i=\frac{E_i}{\sigma_i}$	2015[19]

注：B为脆性指数；C为矿物含量；E为杨氏模量；σ为泊松比；C_i为某矿物组分含量与总矿物含量的比值；a_i为构建的适用于研究区的矿物脆性因子；E_i为矿物组分的杨氏模量；σ_i为某矿物组分的泊松比。

表2 常见矿物组分的杨氏模量、泊松比和脆性因子

Table 2 Young's modulus, Poisson's ratio, and brittleness factors of common mineral constituents

矿物组分	杨氏模量/GPa	泊松比	脆性因子
长英质矿物	95.57	0.07	1.000
碳酸盐矿物	79.22	0.33	0.164
黏土矿物	24.18	0.35	0.037
煤	5.27	0.28	0

Jarvie法、Jin法和刁海燕法在表征岩石脆性时，通常将矿物组成简化为脆性与塑性两部分，导致这3种方法难以充分刻画研究区致密砂岩储层中长英质矿物、碳酸盐矿物与黏土矿物之间脆性的过渡变化规律（图2a—c）。Jarvie法在石英（长英质矿物）-黏土矿物端元之间呈现单一递减趋势，无法体现方解石（碳酸盐矿物）在脆性评价中的贡献，即该方法将石英之外的矿物统一归为塑性组分（图2a）。刁海燕法虽能够体现4种矿物对脆性的贡献，但在石英和方解石分布区域脆性指数极高，且整体脆性指数也偏高（图2b）。Jin法能够体现石英和方解石对脆性的贡献，但这两种矿物的脆性贡献率一致，不能完全反映二者对脆性贡献的差异（图2c）。

相比之下，刘致水法通过构建矿物脆性因子，将各类矿物的杨氏模量与泊松比引入计算公式，在岩石物理量版中实现了从黏土矿物（低脆性）到石英（高脆性）的点对点渐变表征，能够区分长英质矿物与碳酸盐矿物对脆性的不同贡献（图2d）。根据前面基于矿物组分的储层脆性指数研究结果，长英质矿物（如石英和长石）是主要的脆性矿物，而碳酸盐矿物（如方解石和白云石）同样具备一定脆性特征。结合研究区各类矿物的杨氏模量与泊松比参数，通过刘致水法公式计算得出长英质矿物、碳酸盐矿物、黏土矿物和煤的脆性权重系数分别为1.000，0.164，0.037和0，定量说明了不同矿物对脆性贡献的差异，这与研究区实际矿物组分特征相符。

对研究区目的层段进行连续测井脆性指数计算后可以看出，4种方法的计算结果在变化趋势上基本一致，主要差异体现在取值范围以及局部区域的脆性指数数值上（图3）。具体而言，刁海燕法所得脆性指数（B_3）与其他3种方法的结果存在明显差异，其计算结果受长英质矿物含量影响较为显著，在长英质矿物大

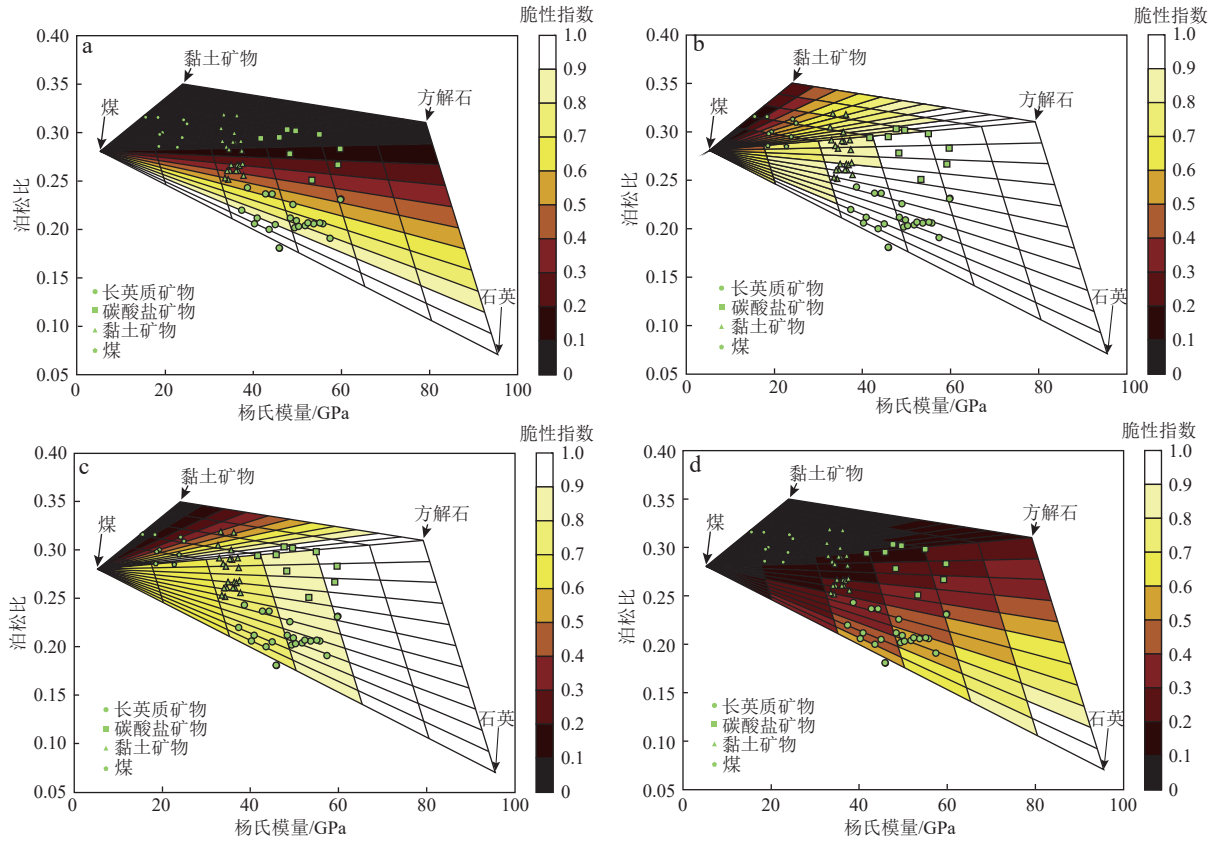


图2　开平凹陷古近系恩平组4种矿物组分法计算的脆性指数岩石物理量版对比

Fig. 2　Comparison of rock-physics templates for brittleness indices derived from four mineral-composition methods for the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag

a. Jarvie法；b. 刁海燕法；c. Jin法；d. 刘致水法

量发育的区域，脆性指数接近极值，而受碳酸盐矿物含量的影响相对较小。Jarvie法计算的脆性指数(B_1)与Jin法计算的脆性指数(B_4)较为接近，但由于Jin法在模型中加入了碳酸盐矿物成分，使得碳酸盐矿物发育段的脆性指数明显增大。然而，该方法将长英质矿物与碳酸盐矿物对脆性指数的贡献视为等同，未能有效区分不同矿物对脆性指数差异的贡献。刘致水法计算的脆性指数(B_5)通过构建适用于研究区的矿物脆性因子，在计算公式中赋予不同矿物以相应权重，既体现了碳酸盐矿物对脆性指数的贡献，也较好地区分了长英质矿物与碳酸盐矿物在脆性指数中的贡献程度。

2.2　基于弹性参数计算储层脆性指数

弹性参数法是通过建立岩石力学弹性参数与脆性指数之间的关系，计算脆性指数。弹性参数的选择有很多，Rickman[7]等提出对杨氏模量与泊松比进行归一化处理以求取脆性指数，该方法目前应用最为广泛；Guo[25]等提出直接利用杨氏模量与泊松比的比值来表征脆性；Goodway[26]等人提出建立拉梅系数和剪切模量与脆性指数之间关系。表3展示了3种基于弹性参数计算储层脆性指数的方法。

由测井弹性参数与测井解释岩性的交会分析(图4)可知，砂岩通常表现为杨氏模量大、泊松比小、剪切模量大、拉梅系数小，采用表3所列公式进行计算，结果表明其脆性指数较高；黏土矿物则呈现杨氏模量小、泊松比大、剪切模量小、拉梅系数大的特征，计算所得脆性指数相对较低；而碳酸盐矿物在杨氏模量、剪切模量和拉梅系数方面均表现较大，泊松比也较高，计算分析表明研究区内的碳酸盐矿物脆性相对较高。

为进一步定量评价各弹性参数对岩性的区分能力，本文引入重叠系数(*Overlap*)作为统计指标。重叠系数定义为2类样本在参数分布上重叠区域的占比，其计算公式为：

$$Overlap = \int \min\left[p_1(x), p_2(x)\right]\mathrm{d}x \tag{1}$$

式中：$p_1(x)$和$p_2(x)$分别为两类岩性(如砂岩与泥岩)在某一弹性参数上的密度概率分布函数；$\min[p_1(x), p_2(x)]$表示取两者在相同参数值x处的最小值，积分区间覆盖参数的全部取值范围。重叠系数

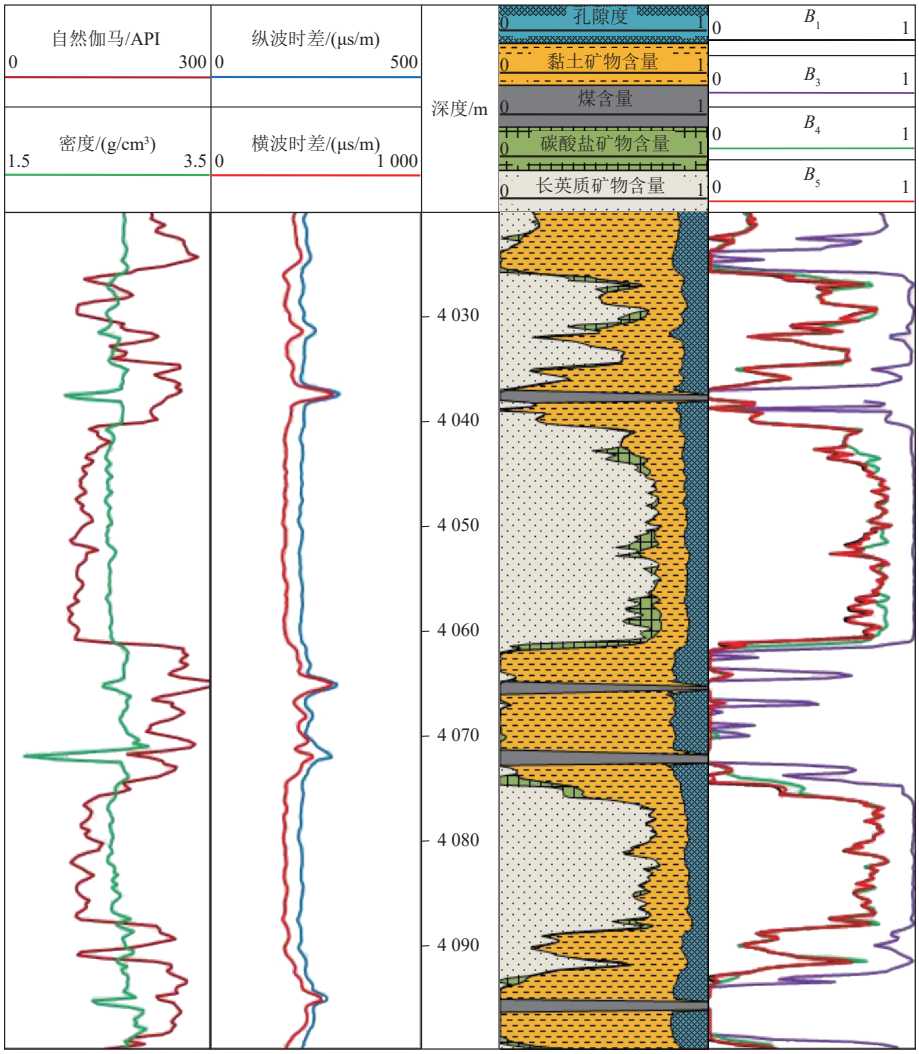


图3 开平凹陷KP-11-A井恩平组基于矿物组分法的脆性指数计算结果

Fig. 3 Brittleness-index calculation results derived from mineral-composition methods for the Enping Formation in well KP-11-A, Kaiping Sag

B_1. Jarvie法计算的脆性指数;B_3. 刁海燕法计算的脆性指数;B_4. Jin法计算的脆性指数;B_5. 刘致水法计算的脆性指数

表3 基于弹性参数计算储层脆性指数方法

Table 3 Elastic parameter-based methods for calculating reservoir brittleness index

方法	表征公式	发表年份
Rickman公式法	$B_6=\frac{1}{2}\left(\frac{E-E_{min}}{E_{max}-E_{min}}+\frac{\sigma-\sigma_{max}}{\sigma_{min}-\sigma_{max}}\right)$	2008[8]
Guo法	$B_7=\frac{E}{\sigma}$	2012[25]
Goodway法	$B_8=\frac{\lambda}{\lambda+2\mu}$	2010[26]

注:B为脆性指数;E为杨氏模量;σ为泊松比;E_{max}为杨氏模量最大值;E_{min}为杨氏模量最小值;σ_{max}为泊松比最大值;σ_{min}为泊松比最小值;λ为拉梅系数;μ为剪切模量。

介于0~1,数值越小表明两类岩性在该参数上的分布重叠越少,参数的区分能力越强。

计算结果表明,砂岩与泥岩在泊松比分布上的重叠系数为0.21,而在杨氏模量分布上的重叠系数为0.42,定量证实了泊松比在区分砂、泥岩性方面优于杨氏模量(图4a)。砂岩与泥岩在拉梅系数分布上的重叠系数为0.36,在剪切模量分布上的重叠系数为0.56,表明拉梅系数对砂岩和泥岩的识别能力优于剪切模量(图4b)。

用表3所示公式计算研究区目的层段脆性指数,按照计算出的脆性指数取值范围创建色彩映射,对离散脆性指数点进行二维插值,构建基于泊松比与杨氏模量交会关系的岩石物理量版(图5)。

由图5a可以看出,Rickman公式法以高杨氏模量、低泊松比为脆性区域,以低杨氏模量、高泊松比为韧性区域,整体过渡均匀。由图5b可以看出,Guo法与Rickman公式法的整体脆性分布特征相近。二者主要区别为:在低杨氏模量、低泊松比区间,Guo法计算的脆性指数偏高,这与图4a得出的泊松比较杨氏模量对

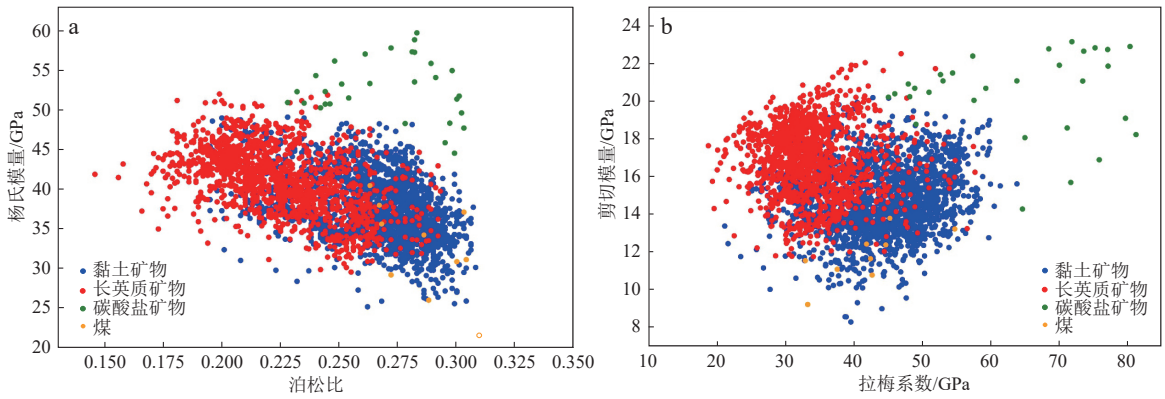


图4　开平凹陷古近系恩平组测井解释弹性参数与岩性分布

Fig. 4　Elastic parameters interpreted from well logs and lithology distribution map for the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag

a. 杨氏模量 vs. 泊松比；b. 剪切模量 vs. 拉梅系数

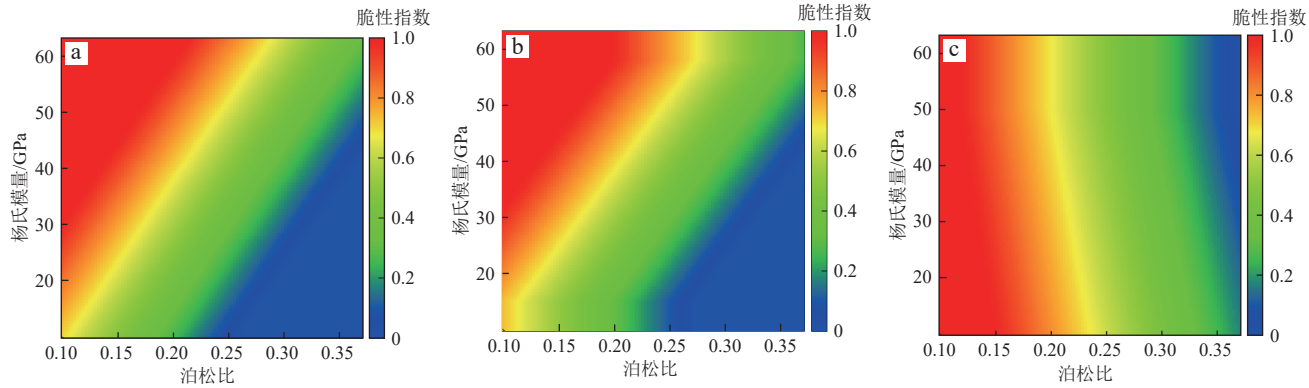


图5　不同弹性参数计算公式杨氏模量与泊松比岩石物理量版

Fig. 5　Rock-physics cross-plots of Young's modulus and Poisson's ratio derived from different elastic-parameter calculation formulas

a. Rickman 公式法；b. Guo 法；c. Goodway 法

砂泥岩区分能力更强的分析结果相吻合。

由图5c可以看出，利用Goodway法所计算的脆性指数与前两者有着较大差异，在低杨氏模量、低泊松比区间出现脆性指数预测最大值。从岩石物理机制上分析，Goodway法基于拉梅系数（λ）和剪切模量（μ）构建脆性指标，其中拉梅系数对孔隙流体极为敏感，当地层含流体时λ值会显著降低。在低杨氏模量、低泊松比区域往往对应高孔隙度或含流体砂岩，此时μ值也相对较低，Goodway法所构建的脆性指标（通常与λ/μ或类似形式相关）会在该区域产生异常高值。然而，在矿物组分法的基本岩石物理认识中，高杨氏模量、低泊松比的矿物才被定义为脆性矿物，含流体导致的弹性参数降低并不代表岩石脆性增强。因此，Goodway法未能有效解耦孔隙流体与矿物骨架对弹性参数的贡献，导致其在含流体储层段产生与岩石物理机理相悖的脆性高值，故该方法不适用于本研究区致密砂岩储层的脆性表征。

综上分析认为，基于矿物组分的刘致水法能够综合研究区各种矿物含量与其杨氏模量与泊松比的特点，有效突出甜点的脆性特征；基于弹性参数的Rickman法相较于其他两种方法对脆性指数的表征效果更佳。因此，利用矿物组分法作为标准对弹性参数法进行验证，从而建立起准确的储层脆性计算方法。

3　致密砂岩储层脆性指数测井评价方法对比

开平凹陷古近系恩平组致密砂岩储层取心及岩石力学实验资料不足。因此，开展基于常规及特殊测井资料的脆性指数评价方法对比研究，综合利用地层元素测井（ECS）与阵列声波测井数据，分别建立基于矿物组分与弹性参数的脆性指数计算模型。通过对取心样品数据的标定，确保矿物组分法结果的可靠性；并通过多井数据交会与核密度分析，对Rickman弹性参数法进行以“区域韧性值”和“区域刚性值”为关键参数的本地化改进。最终，通过2种方法相互验证明确其在本研究区的有效性与适用性。

首先，利用ECS数据通过测井解释得到矿物组分曲线，进而计算储层脆性指数。采用基于矿物组分的刘致水法脆性指数计算方法，对取心样品和全井段测井数据进行脆性指数计算，分别得到取心样品的离散数据与全井段的连续数据。取心样品脆性指数计算结果能够准确标定井上连续脆性计算结果（图6），为进一步分析研究区脆性分布提供支持。

然后，利用阵列声波测井和密度测井数据计算杨

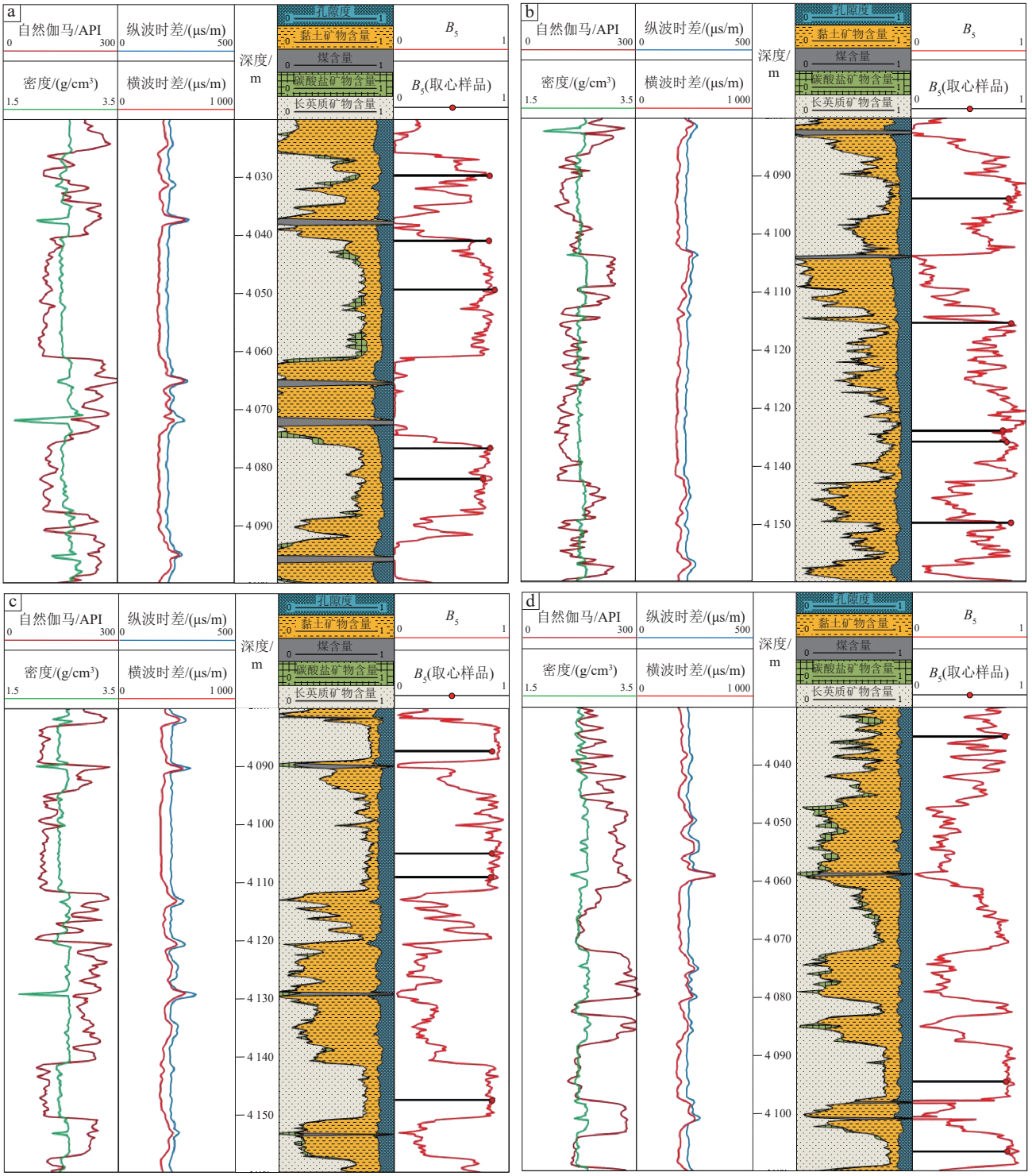


图6 开平凹陷不同井取心样品数据矿物组分法脆性指数标定对比

Fig. 6 Calibration and comparison of brittleness indices derived from the mineral-composition method using core-sample data from different wells in the Kaiping Sag

a. KP11-A井；b. KP11-B井；c. KP11-C井；d. KP11-D井

（B_5为刘致水法计算的脆性指数。）

氏模量与泊松比，进而计算全井段的脆性指数。

$$E=\frac{\rho v_S^2(3v_P^2-4v_S^2)}{v_P^2-v_S^2} \tag{2}$$

$$\sigma=\frac{1}{2}\frac{v_P^2-2v_S^2}{v_P^2-v_S^2} \tag{3}$$

式中：E为杨氏模量，GPa；σ为泊松比，无量纲；ρ为密度，g/cm^3；v_P为纵波速度，m/s；v_S为横波速度，m/s。

通过对目的层进行杨氏模量与泊松比交会分析，选择区域韧性值与区域刚性值作为关键参数，并对弹性参数法中最大值和最小值进行本土化调整，从而得出适用于研究区目的层段的脆性指数改进计算公式。

在研究区内选取具备阵列声波测井资料的井，进行杨氏模量与泊松比交会分析（图7），结合核密度分析可知，核密度值较高的区域对应散点分布较为密集，反映出该区域数据集中程度较高。对比4口井的交会图可发现，尽管因矿物组成差异导致各井散点分布存在一定差别，但其整体分布范围基本一致。

将4口井数据叠合后发现散点更加集中（图8）。选取区域韧性值（杨氏模量25 GPa，泊松比0.33）与区域刚性值（杨氏模量45 GPa，泊松比0.19），结合Rickman公式得到研究区改进后弹性参数法脆性指数（B_{kp}，小数）计算公式：

$$B_{kp}=\frac{E_{本土化}+\sigma_{本土化}}{2} \tag{4}$$

$$E_{本土化}=\frac{E-25}{45-25}\times 100\%=\frac{E-25}{20}\times 100\% \tag{5}$$

$$\sigma_{本土化}=\frac{\sigma-0.33}{0.19-0.33}\times 100\%=\frac{\sigma-0.33}{-0.14}\times 100\% \tag{6}$$

式中：$E_{本土化}$为本土化的杨氏模量，GPa；$\sigma_{本土化}$为本土化的泊松比，无量纲。得到研究区目的层段脆性指数后，对其进行泊松比与杨氏模量交会分析（图9）。研究区脆性指数均匀分为5个等级，能较好地区分脆性区域和韧性区域。

分别利用矿物组分法和弹性参数法进行储层脆性指数评价，这两种方法的脆性的分布范围、数据大小和变化趋势均保持一致。通过对两者评价结果进行交会分析（图10），可知二者之间存在明显的相关性，复相关系数（R^2）约为0.81。综上所述，可以将矿物组分法得到的脆性指数（B_S）作为标准值，以此验证弹性参数法预测结果（B_{kp}）的准确性和与适用性，二者结果均能较好地表征储层脆性指数。

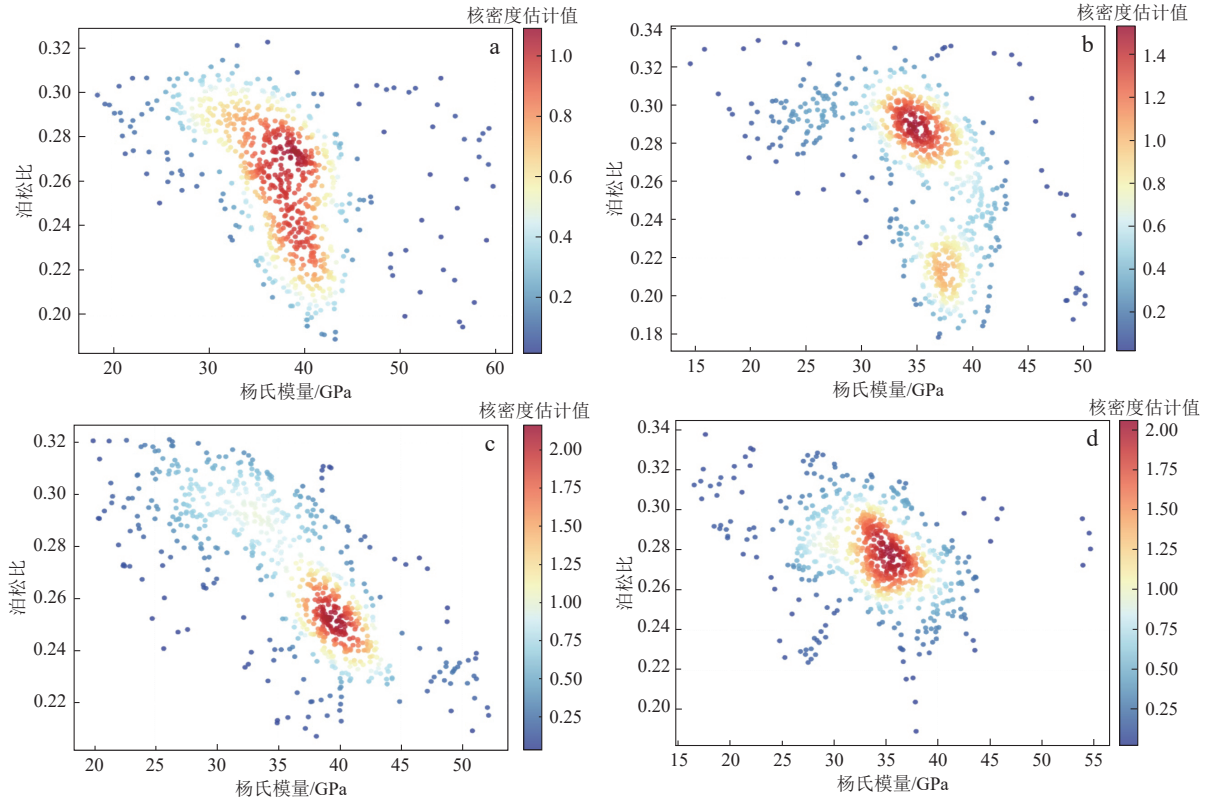


图7　开平凹陷古近系恩平组4口井杨氏模量与泊松比核密度分析

Fig. 7　Kernel density analysis of Young's modulus and Poisson's ratio from four wells in the Paleogene Enping Formation, Kaiping Sag

a. KP11-A井；b. KP11-B井；c. KP11-C井；d. KP11-D井

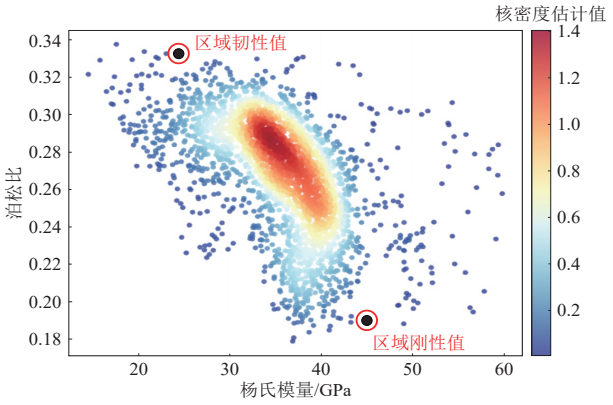


图8 开平凹陷古近系恩平组4口井杨氏模量与泊松比核密度分析叠合图

Fig. 8 Overlaid kernel density plots of Young's modulus and Poisson's ratio from four wells in the Paleogene Enping Formation, Kaiping Sag

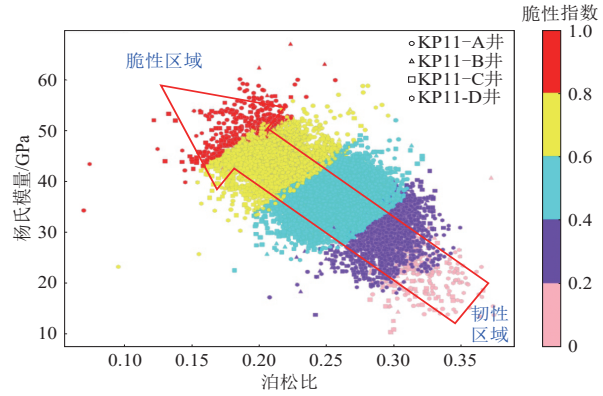


图9 开平凹陷古近系恩平组弹性参数法脆性评价结果分级

Fig. 9 Graded analysis of brittleness evaluation results derived from elastic-parameter methods for the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag

4 致密砂岩储层脆性指数预测

无论是矿物组分法还是弹性参数法，均仅能得到目标采样点或目的层段连续的测井解释脆性指数。而要获取三维脆性体，则需开展高精度叠前弹性参数反演，并结合基于弹性参数的储层脆性指数表征公式进行计算。因此，本文通过相控叠前地质统计学反演获取纵波阻抗、横波阻抗和密度三维数据体[27-30]。然后，基于弹性参数与储层脆性之间的动态关系，利用弹性参数法计算得到储层脆性指数预测体。

图11为目的层段过井脆性指数预测剖面图。由图可知，EP36与EP45两个油层组在井点处的反演结果与测井曲线吻合较好，且与砂-泥岩分布匹配良好，表明基于改进Rickman公式的脆性预测方法在研究区具有较好的适用性。

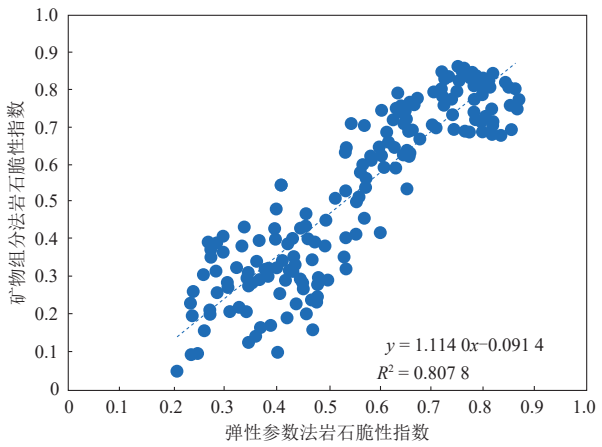


图10 开平凹陷古近系恩平组弹性参数法与矿物组分法脆性评价结果相关性

Fig. 10 Brittleness evaluation results derived from elastic-parameter and mineral-composition methods for the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag

图12为目的层段EP36与EP45两个油层组的脆性指数预测平面图。结果显示，致密砂岩储层脆性指数主要分布于60%～85%之间，呈NE-SW向条带状展布，整体连续性较好。脆性指数较高的区域含油性相对更好，这一特征与试油结果基本吻合。

5 结论与认识

1）研究区脆性矿物以石英、长石为主，方解石、白云石次之，黏土矿物和煤的脆性最弱。优选基于矿物组分的刘致水法，通过构建矿物脆性因子有效量化了各类矿物对脆性的贡献。

2）泊松比对岩性识别与脆性表征最为敏感，拉梅系数区分岩性的能力优于剪切模量。基于核密度分析对Rickman弹性参数法进行本地化改进，优选适用于研究区的弹性参数脆性表征方法。

3）岩心标定结果表明，矿物组分法与改进弹性参数法计算的脆性指数相关性较高（R^2 = 81%），二者具有良好的一致性。在叠前反演基础上结合弹性参数法，建立了空间三维脆性体预测的技术流程，为致密砂岩储层的勘探评价与压裂开发提供了研究思路和依据。

目前三维脆性预测结果的验证主要依靠井-震吻合程度，未来将结合压裂微地震监测和试油产量等工程数据对预测结果进行佐证，以提升该方法的工程指导价值。

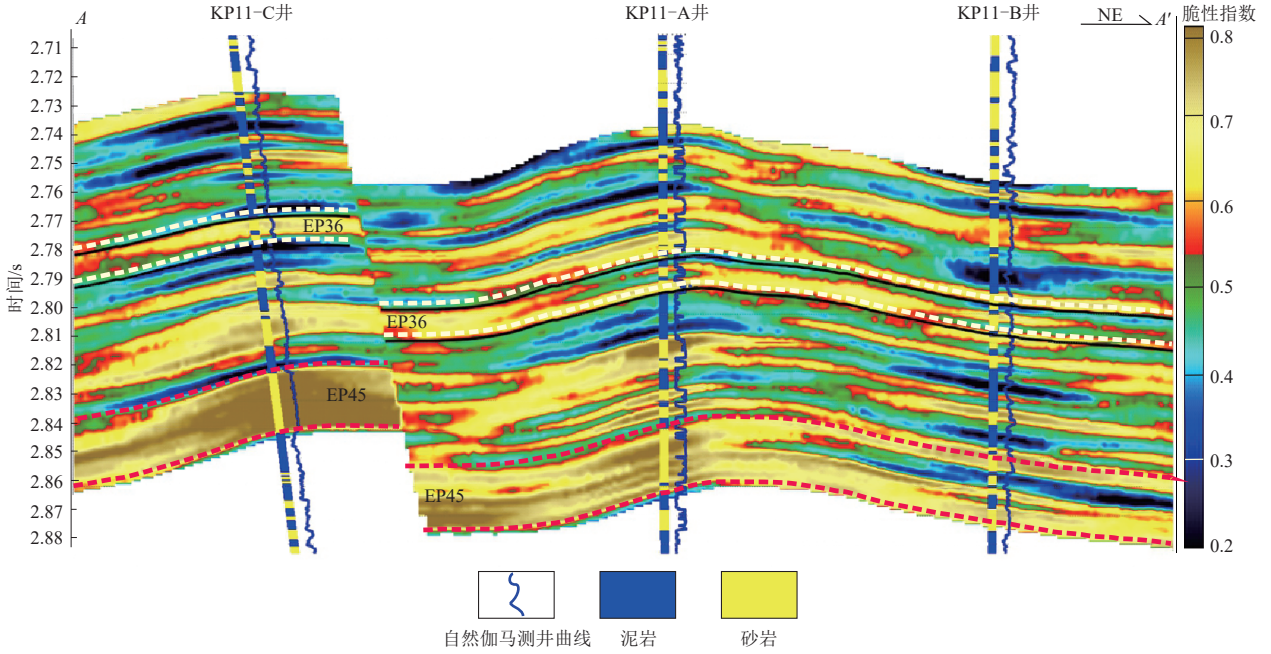


图 11　开平凹陷古近系恩平组主力油层过井脆性指数预测剖面(剖面位置见图 12)

Fig. 11　Predicted brittleness-index distribution along a well-tie section through the principal oil-bearing interval of the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag (see Fig. 12 for the location)

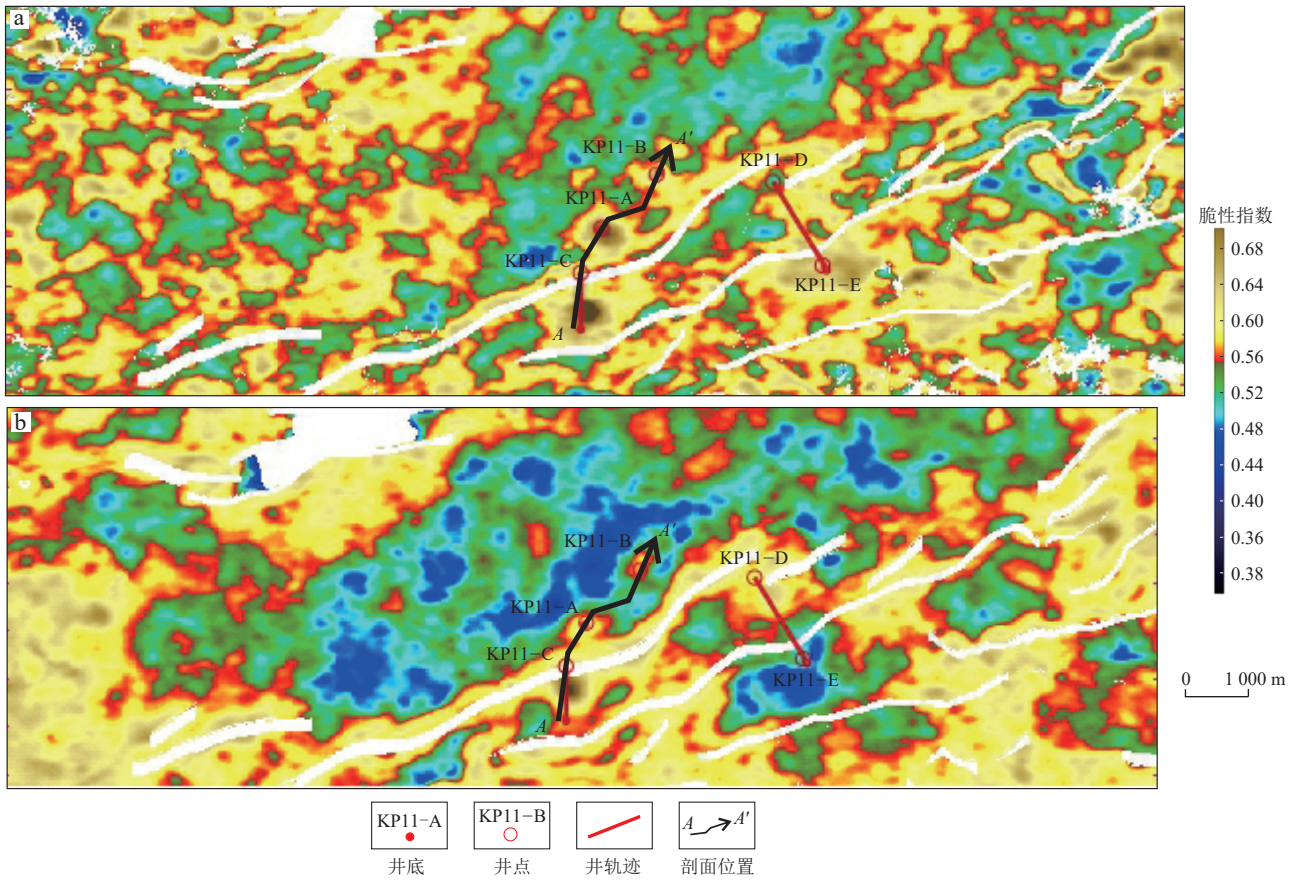


图 12　开平凹陷古近系恩平组主力油层不同层段脆性指数预测值平面分布

Fig. 12　Plan-view distribution of the predicted brittleness index in the principal oil-bearing interval of the Paleogene Enping Formation in the Kaiping Sag

a. EP36层段; b. EP45层段

参 考 文 献

[1] 任岩，曹宏，姚逢昌，等. 岩石脆性评价方法进展[J]. 石油地球物理勘探，2018，53(4)：875-886，658.
Ren Yan，Cao Hong，Yao Fengchang，et al. Review of rock brittleness evaluation methods[J]. Oil Geophysical Prospecting，2018，53(4)：875-886，658.

[2] 张晨晨，董大忠，王玉满，等. 页岩储集层脆性研究进展[J]. 新疆石油地质，2017，38(1)：111-118.
Zhang Chenchen，Dong Dazhong，Wang Yuman，et al. Research progress on brittleness of shale reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology，2017，38(1)：111-118.

[3] Xu Min，Hou Dujie，Lin Xiaoyun，et al. Organic geochemical signatures of source rocks and oil-source correlation in the Papuan Basin，Papua New Guinea[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering，2022，210：109972.

[4] 何金海，彭光荣，吴静，等. 珠江口盆地边缘洼陷油气勘探潜力——以西江36洼为例[J]. 海洋地质与第四纪地质，2022，42(4)：146-158.
He Jinhai，Peng Guangrong，Wu Jing，et al. Exploration potential of marginal sags in the Pearl River Mouth Basin：An example from the Xijiang 36 Sag[J]. Marine Geology & Quaternary Geology，2022，42(4)：146-158.

[5] 徐长贵，高阳东，刘军，等. 复合陆缘盆地成盆机制及其控藏作用——以中国南海北部珠江口盆地为例[J]. 石油与天然气地质，2025，46(3)：719-739.
Xu Changgui，Gao Yangdong，Liu Jun，et al. Formation mechanisms of composite continental-margin basins and their control of hydrocarbon accumulation：a case study of the Pearl River Mouth Basin，northern South China Sea[J]. Oil & Gas Geology，2025，46(3)：719-739.

[6] Jarvie D M，Hill R J，Ruble T E，et al. Unconventional shale-gas systems：the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin，2007，91(4)：475-499.

[7] 刘致水，孙赞东. 新型脆性因子及其在泥页岩储集层预测中的应用[J]. 石油勘探与开发，2015，42(1)：117-124.
Liu Zhishui，Sun Zandong. New brittleness indexes and their application in shale/clay gas reservoir prediction[J]. Petroleum Exploration and Development，2015，42(1)：117-124.

[8] Rickman R，Mullen M，Petre E，et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization：all shale plays are not clones of the Barnett shale[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition，2008：SPE-115258-MS.

[9] 刁海燕. 泥页岩储层岩石力学特性及脆性评价[J]. 岩石学报，2013，29(9)：3300-3306.
Diao Haiyan. Rock mechanical properties and brittleness evaluation of shale reservoir[J]. Acta Petrologica Sinica，2013，29(9)：3300-3306.

[10] 熊连桥. 开平凹陷文昌组沉积特征及半深湖空间分布[J]. 中国海上油气，2021，33(5)：51-61.
Xiong Lianqiao. Sedimentary characteristics and semi-deep lacustrine facies spatial distribution of Wenchang Formation in Kaiping Sag[J]. China Offshore Oil and Gas，2021，33(5)：51-61.

[11] 朱俊章，施洋，熊万林，等. 开平凹陷古近系稠油和砂岩储层沥青质成因分析[J]. 中国海上油气，2020，32(2)：34-43.
Zhu Junzhang，Shi Yang，Xiong Wanlin，et al. Genesis analysis of Paleogene heavy oil and asphaltene in sandstone reservoir in Kaiping Sag[J]. China Offshore Oil and Gas，2020，32(2)：34-43.

[12] 张志业，何登发，李智，等. 珠江口盆地开平凹陷边界断层三维几何学与运动学[J]. 地球物理学报，2018，61(10)：4296-4307.
Zhang Zhiye，He Dengfa，Li Zhi，et al. 3D geometry and kinematics of the boundary fault in the Kaiping Depression，Pearl River Mouth Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics，2018，61(10)：4296-4307.

[13] 朱明，张向涛，黄玉平，等. 珠江口盆地烃源岩特征及资源潜力[J]. 石油学报，2019，40(增刊1)：53-68.
Zhu Ming，Zhang Xiangtao，Huang Yuping，et al. Source rock characteristics and resource potential in Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrolei Sinica，2019，40(S1)：53-68.

[14] 郭伟，刘磊，郑雄伟，等. 珠江口盆地开平凹陷韩江组下段沉积体系[J]. 资源环境与工程，2024，38(5)：496-505.
Guo Wei，Liu Lei，Zheng Xiongwei，et al. Sedimentary system of the Lower Hanjiang Formation in Kaiping Sag，Pearl River Mouth Basin[J]. Resources Environment & Engineering，2024，38(5)：496-505.

[15] 彭光荣，郭婧，姜福杰，等. 珠江口盆地开平凹陷烃源岩地球化学特征与油源对比[J]. 石油学报，2023，44(10)：1624-1636.
Peng Guangrong，Guo Jing，Jiang Fujie，et al. Geochemical characteristics of source rocks and oil-source correlation in Kaiping sag，Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrolei Sinica，2023，44(10)：1624-1636.

[16] 何敏，黄玉平，朱俊章，等. 珠江口盆地东部油气资源动态评价[J]. 中国海上油气，2017，29(5)：1-11.
He Min，Huang Yuping，Zhu Junzhang，et al. Dynamic evaluation of oil and gas resources in eastern Pearl River Mouth Basin[J]. China Offshore Oil and Gas，2017，29(5)：1-11.

[17] 聂国权，何登发，李小盼，等. 珠江口盆地开平凹陷构造沉降史及其主控因素[J]. 海相油气地质，2021，26(3)：253-262.
Nie Guoquan，He Dengfa，Li Xiaopan，et al. Tectonic subsidence and its main controlling factors of Kaiping Sag in Pearl River Mouth Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology，2021，26(3)：253-262.

[18] 李昂，查宏坤，殷文，等. 开平凹陷恩平组致密砂岩储层地震岩石物理分析[C]//第二届中国石油物探学术年会论文集(中册)，2024：346-349.

Li Ang, Zha Hongkun, Yin Wen, et al. Seismic rock physics analysis of tight sandstone reservoirs in Enping Formation, Kaiping Sag [C]//Proceedings of the Second China Petroleum Geophysical Exploration Academic Annual Conference (Volume 2), 2024: 346-349.

[19] 高阳东, 彭光荣, 陈兆明, 等. 珠江口盆地开平凹陷深水古近系勘探重大发现及意义[J]. 石油学报, 2023, 44(7): 1029-1040.
Gao Yangdong, Peng Guangrong, Chen Zhaoming, et al. Breakthrough and significance of deep-water Paleogene exploration in Kaiping Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(7): 1029-1040.

[20] 刘强虎, 彭光荣, 刘培, 等. 中国南海东沙隆起北缘晚始新世构造裂点迁移及其源-汇效应[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(3): 846-859.
Liu Qianghu, Peng Guangrong, Liu Pei, et al. Migration of the Late Eocene knickpoints and their source-to-sink system along the northern margin of the Dongsha uplift, South China Sea[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(3): 846-859.

[21] Wang F P, Gale J F W. Screening criteria for shale-gas systems [J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2009, 59(4): 779-793.

[22] Jin Xiaochun, Shah S N, Roegiers J C, et al. Fracability evaluation in shale reservoirs—an integrated petrophysics and geomechanics approach [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2014: SPE-168589-MS.

[23] 殷文. 低勘探程度地区层序地层分析及沉积规律——以五墩凹陷侏罗系为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2025, 55(1): 70-83.
Yin Wen. Sequence stratigraphic analysis and sedimentary law research in low exploration area: take the Jurassic in Wudun depression as an example [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2025, 55(1): 70-83.

[24] Mavko G, Mukerji T, Dvorkin J. The rock physics handbook: tools for seismic analysis of porous media [M]. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.

[25] Guo Zhiqi, Li Xiangyang, Chapman M. A shale rock physics model and its application in the prediction of brittleness index, mineralogy, and porosity of the Barnett Shale [C]//2012 SEG Annual Meeting, 2012: SEG-2012-0777.

[26] Goodway B, Perez M, Varsek J, et al. Seismic petrophysics and isotropic-anisotropic AVO methods for unconventional gas exploration[J]. The Leading Edge, 2010, 29(12): 1500-1508.

[27] 赖未蓉, 杨国鹏, 宋沛东, 等. 相控叠前地质统计学反演在储层预测中的应用——以四川盆地川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 586-592.
Lai Weirong, Yang Guopeng, Song Peidong, et al. Application of facies-controlled prestack geostatistical inversion in reservoir prediction: a case study of tight sandstone reservoir in the second member of Xujiahe Formation in western Sichuan Depression, Sichuan Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 586-592.

[28] 闵小刚, 康安, 周守信. 基于相控地质统计学反演的薄储层岩性、物性预测[J]. 海洋地质前沿, 2015, 31(3): 27-32.
Min Xiaogang, Kang An, Zhou Shouxin. Lithological and physical properties prediction of thin reservoirs based on facies-controlled geo-statistical inversion[J]. Marine Geology Frontiers, 2015, 31(3): 27-32.

[29] Bordignon F L, De Figueiredo L P, Azevedo L, et al. Hybrid global stochastic and Bayesian linearized acoustic seismic inversion methodology[J]. IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, 2017, 55(8): 4457-4464.

[30] 张义, 尹艳树, 秦志勇. 地质统计学反演在薄砂体储层预测中的应用[J]. 断块油气田, 2015, 22(5): 565-569.
Zhang Yi, Yin Yanshu, Qin Zhiyong. Application of geostatistical inversion in thin sandstone reservoir prediction [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(5): 565-569.

(编辑　许　诺)