

doi: 10.11720/wtyht.2022.1473

商伟,张云银,孔省吾,等.基于叠前多参数敏感因子融合的浊积岩储层识别技术[J].物探与化探,2022,46(4):904-913.http://doi.org/10.11720/wtyht.2022.1473

Shang W, Zhang Y Y, Kong X W, et al. Turbidite reservoir identification technology based on prestack multi-parameter sensitivity factor fusion[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2022, 46(4): 904-913. http://doi.org/10.11720/wtyht.2022.1473

基于叠前多参数敏感因子融合的浊积岩储层识别技术

商伟,张云银,孔省吾,刘峰

(中石化胜利油田物探研究院, 山东 东营 257000)

摘 要: 浊积岩油藏一直是济阳拗陷重要的勘探类型,经过多年勘探开发,目前面临的是“异质同像”型浊积岩,这类浊积岩的砂岩储层与非储层具有相近的速度、密度以及相似的地震波形特征,常规地震属性和叠后波阻抗识别难度大。由此建立了基于叠前多参数敏感因子融合的储层描述方法。该方法主要包含 3 个部分:①分析了影响横波估算精度的主要因素,建立了基于修正 Xu-White 模型的多矿物组分横波预测技术,提高了横波预测精度,为弹性参数的精准预测奠定基础;②提出了基于反射系数比的敏感因子定量评价方法,得到 Murho、Lambrho 和 POIS 这 3 个敏感弹性参数,应用 3 个弹性参数构建了敏感因子融合指数 F ,降低单参数的多解性,准确识别岩性;③开展叠前反演技术,反演敏感弹性参数,应用基于 RGB 三元色信息融合模型对 3 个敏感参数进行砂岩信息融合,实现岩性的精细预测。该技术在济阳拗陷坳 71 井区深水浊积岩油藏勘探中进行了应用,精细预测了研究区深水浊积扇体储层展布,预测结果与实钻井吻合度达到 85%,提高了储层识别及描述精度。应用研究成果在该区描述砂体有利面积 9.5 km^2 ,部署探井和开发井 10 余口,其中 5 口井完钻投产后均获工业油流,预计新建产能 $2 \times 10^4 \text{ t}$ 。

关键词: 浊积岩;横波估算;敏感弹性参数;叠前反演;岩性信息融合

中图分类号: P631.4

文献标识码: A

文章编号: 1000-8918(2022)04-0904-10

0 引言

浊积岩油藏一直是勘探研究的重要对象,地震反射特征明显、易识别的浊积岩大部分已被发现^[1],目前勘探面临的浊积岩砂岩储层岩性与非储层泥岩、灰质泥岩等岩性具有相近的密度和纵波速度,常规地震剖面上表现为“异质同像”特型,识别难度大。主要表现在:浊积岩与非储层具有类似的地震反射特征和纵波阻抗特征,均表现为短轴状强反射,常规地震属性和波阻抗反演很难区分。

前人针对浊积岩储层描述方法在叠后技术方面已经形成和发展了地震属性分析^[2]、分序级地震描述技术^[3-4]、叠后波阻抗反演技术等^[5-6],这些技术多是以地震振幅能量特征为依据进行储层识别及描

述,对“异质同像”型浊积岩,储层与围岩地震反射特征类似,现有技术难以对储层进行有效识别;而叠前技术在浊积岩储层描述方面,大量学者也做了相当多的研究,陈昌通过多种弹性属性交汇分析,指出泊松比属性能够有效地识别浊积岩优质储层^[7];周游等在叠前三参数反演过程中引入岩性识别因子区分不同岩性^[8];于正军、商伟提出通过地震属性融合的方法识别和划分浊积岩储层^[9-10]。前人的研究成果在预测“异质同像”型浊积岩中存在一定的多解性,鉴于“异质同像”型浊积岩的特点,应充分利用不同岩性间的弹性性质和弹性特征差异,这是解决岩性特征重叠,降低储层预测多解性的主要途径。本文以叠前地震资料为基础,从岩石物理特征分析入手,建立了基于叠前多参数敏感岩性反演的浊积岩储层描述技术,解决“异质同像”型浊积岩描述难

收稿日期: 2021-08-24; 修回日期: 2022-05-18

基金项目: 国家科技重大专项项目“渤海湾盆地济阳拗陷致密油开发示范工程”(2017ZX05072)

第一作者: 商伟(1983-),副研究员,硕士,2009年毕业于中国地质大学(武汉)地球探测与信息技术专业,从事地震地质综合解释研究工作。

Email: shangwei.slyt@sinopec.com

题,在实际应用中提高了浊积岩油藏勘探成功率。

1 岩石物理特征研究

“异质同像”型浊积岩储层发育层段含有多种岩性,储层岩性为砂岩、含砾砂岩、粉砂岩和细砂岩;围岩岩性为泥质粉砂岩、砂质泥岩、灰质油泥岩、灰质泥岩以及油泥岩等,前期应用 Xu-White 砂泥岩模型对工区目的层段进行横波估算,发现误差较大。因此需要对影响横波估算精度的因素进行分析,明确关键要素,修正岩石物理模型,进一步提高横波估算精度。

1.1 影响横波估算精度的因素分析

本次重点讨论矿物含量、孔隙度以及流体参数对估算横波速度的影响。测试数据如表 1、表 2 所示。具体实现是在固定和变化的孔隙纵横比的两种情况下,分别改变灰质含量、孔隙度以及含水饱和度,计算各参数变化时对纵、横波速度和密度的影响,灰质含量由 0~60%,孔隙度由 10%~50%,含水饱和度由 10%~100%,砂岩孔隙纵横比由 0.06~0.12,泥岩孔隙纵横比 0.03~0.07,灰岩孔隙纵横比由 0~0.2。结果如图 1、图 2、图 3 所示(图中虚线表示采用固定的孔隙纵横比计算的结果,实线代表采用变化的孔隙纵横比计算的结果)。

表 1 模型试算数据
Table 1 Model trial data

参数值	矿物成分			孔隙度 φ	含水饱和度 S_w	灰岩孔隙纵横比 α_{ca}	砂岩孔隙纵横比 α_{sa}	泥岩孔隙纵横比 α_{sh}	速度		密度 $\rho/(g \cdot cm^{-3})$
	灰岩含量 V_{ca}	砂岩含量 V_{sa}	泥质含量 V_{sh}						纵波速度 $v_p/(m \cdot s^{-1})$	横波速度 $v_s/(m \cdot s^{-1})$	
	0.4	0.3	0.3	0.2	0.5	0.12	0.05	0.09	2742	1651.5	2.307

表 2 横波预测参数设置
Table 2 Parameter setting of shear wave prediction

矿物成分			孔隙度 φ	流体替换			孔隙纵横比		
V_{ca}	V_{sa}	V_{sh}		S_w	S_g	S_o	α_{ca}	α_{sa}	α_{sh}
0~0.6	0.3	1- V_{ca} - V_{sa}	0.1~0.5	0.1~1	0	1- S_w - S_g	0.02~0.2	0.06~0.12	0.03~0.07

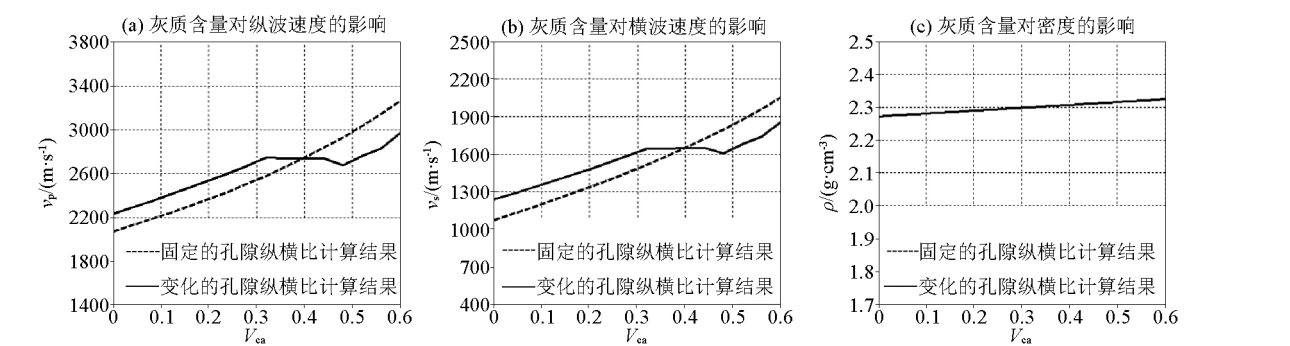


图 1 灰质含量对纵波速度、横波速度以及密度的影响
Fig.1 The effect of limy content on P-wave velocity, S-wave velocity and density

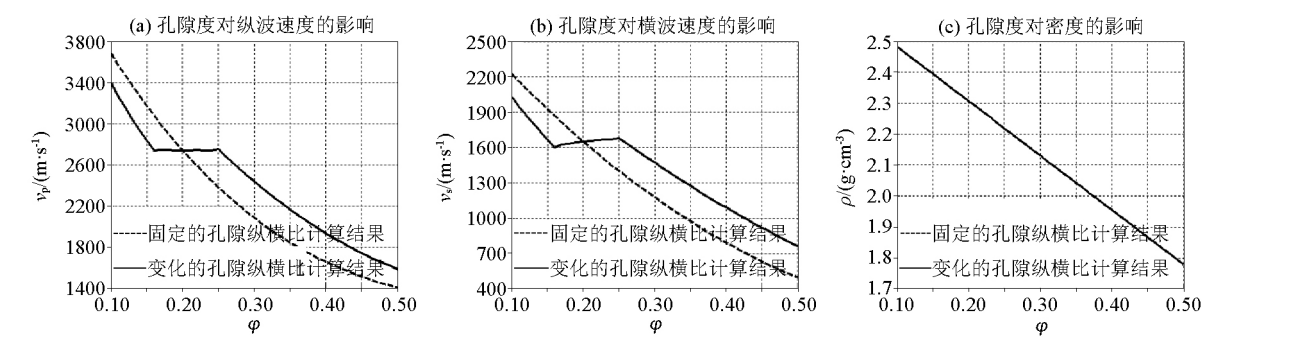


图 2 孔隙度对纵波速度、横波速度以及密度的影响
Fig.2 Effect of porosity on P-wave velocity, S-wave velocity and density

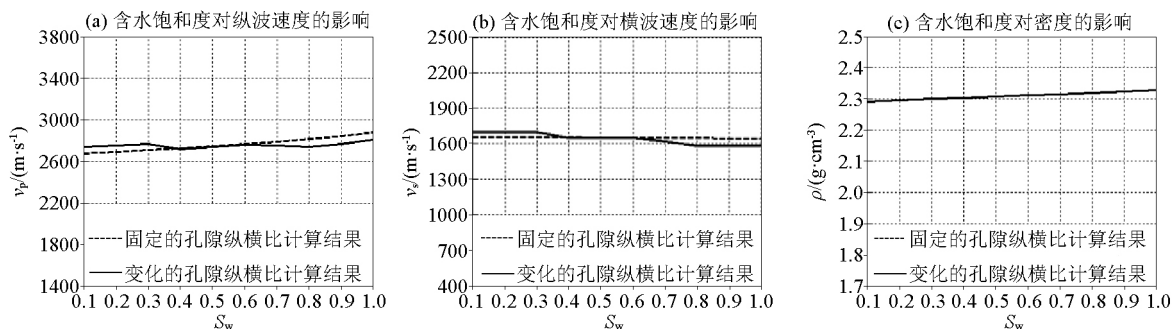


图 3 含水饱和度对纵波速度、横波速度以及密度的影响

Fig.3 Influence of water saturation on P-wave velocity, S-wave velocity and density

通过模拟得出,灰质含量和孔隙度的变化均对纵、横波速度影响程度较大,含水饱和度影响较小。在固定的孔隙纵横比的情形下,灰质含量误差越大,估算出的纵、横波速度误差越大;采用变化的孔隙纵横比后,灰质含量在一定误差范围内,可以找到一组孔隙纵横比,得到接近真实纵、横波速度的最优解,在一定程度上校正灰质含量的误差对横波估算带来的影响,但若忽略灰质的存在,即将含有灰质的砂泥岩利用 Xu-White 两相模型来估算横波速度,得到的横波速度具有较大的误差,严重影响后续储层及流体预测。因此,需要建立含灰质岩性的岩石物理模型,提高横波估算精度。

1.2 基于修正 Xu-White 模型多矿物组分横波预测技术

基于上述分析,本文提出了基于修正 Xu-White 模型多矿物组分横波预测技术。该技术是在传统的 Xu-White 砂泥岩模型基础上,将 K-T (Kuster-Toksöz) 模型与微分等效截至模型 DEM (differential effective medium) 充分结合起来,能有效解决砂泥岩与碳酸盐岩混合成岩的岩性耦合问题,实现浊积岩储层弹性参数的精细预测。

1.2.1 具体实现

用 Kuster-Toksöz 方程和微分等效介质理论 (DEM) 估算干岩石的弹性模量,用 Voigt-Reuss-Hill 模型或 Hashin-Shtrikman 界限估算岩石基质的弹性模量的上下限,用 Wood 方程计算混合流体的等效体积模量,用 Gassmann 方程计算饱和和岩石体积模量,通过模拟退火算法,采用变化的砂岩、泥岩、灰岩孔隙纵横比和泊松比,反演出模型的纵波速度,以实测纵波曲线为约束,确定使纵波速度误差最小的岩石物理参数组合,最后估算含灰质的砂泥岩地层的横波速度。其横波预测基本思路和流程如图 4。

1.2.2 实际工区横波预测效果分析

通过以上模型分析,对研究区内的有横波数据

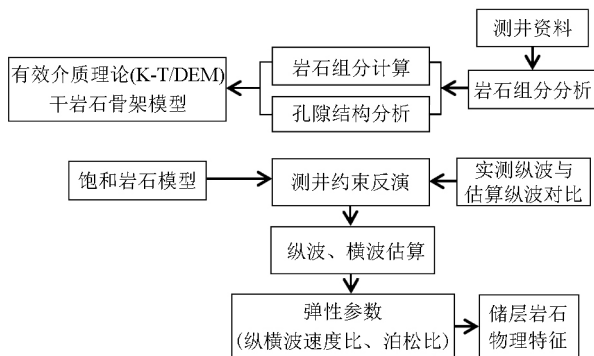


图 4 岩石物理建模流程

Fig.4 Flow chart of petrophysical modeling

的 Y926-x1 井,采用该方法进行横波预测,所得效果如图 5 所示。从图中可以看出改进的 Xu-White 方法预测的横波结果与实测结果吻合性较好。通过预测横波曲线与实测横波曲线进行交汇并计算相关系数,得到应用改进 Xu-White 方法计算的横波曲线与实测曲线的相关系数可达 91%,而传统 Xu-White 方法估算的横波曲线与实测曲线的相关系数仅为 85%,新方法横波估算精度提高了 6%,表明该岩石物理建模方法是可行的,为后续的有效储层敏感因子优选与叠前反演提供了高质量的横波速度。

2 敏感参数定量评价技术

储层预测的目的是将储层和非储层区分开来,因此选择的岩石物理因子对储层与非储层应表现出明显的差异(最好是一个正值和一个负值,或是差异较大的 2 个正值)。传统的储层敏感因子优选方法主要是通过直方图及交会图来区分不同弹性参数对砂泥岩识别能力,往往这种交汇方法优选出的弹性参数存在着重叠部分,而这部分对地震储层预测结果的影响权重并不明确。为此本文借鉴反射系数公式,提出了一种反射能量比来定量评价敏感因子^[11-12]。

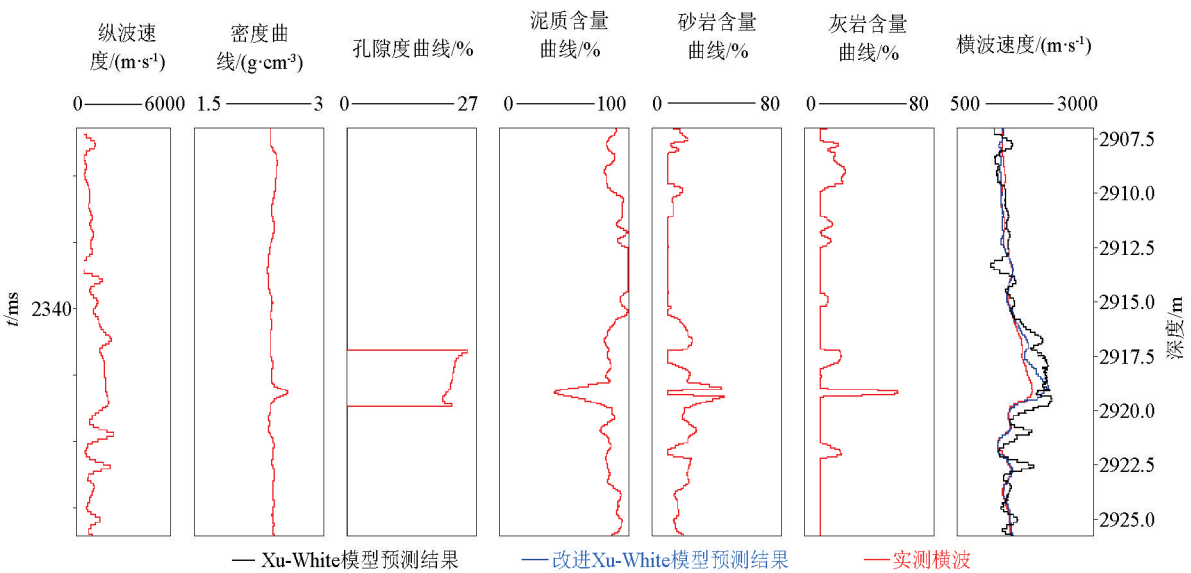


图 5 Y926-x1 井横波速度预测效果

Fig.5 The map of predicted shear wave in Y926-x1 well

2.1 技术原理

依据流体或岩性识别因子,采用 R 来代表每一种识别因子区分两类岩石的能力, R 表达式如下:

$$R = \frac{X_2 - X_1}{X_2 + X_1}, \tag{1}$$

其中: X_2 、 X_1 分别代表不同岩性的弹性参数; R 代表不同岩性弹性模量的反射强度。 R 值越大,代表岩性弹性差异越明显,意味着弹性参数对岩性差异越敏感; R 值越小,代表岩石弹性差异越小,意味着弹性参数岩性差异越模糊,不适于岩性预测。

2.2 应用效果

通过测井统计得出砂岩、泥岩和灰质泥岩的岩石物理参数。利用式(1)计算了 14 种不同弹性参数的识别能力 R 值,表 3 为主要弹性参数针对浊积砂岩的岩性敏感因子,从表中可以看出拉梅阻抗对浊积砂岩最为敏感,其次为体积模量和纵波阻抗。

2.3 构建多参数敏感因子融合指数 F

为了降低单参数预测储层的多解性,前人提出了许多储层识别因子,通常表达成岩石密度与纵横波速度的组合形式,并通过这种有意义的组合来降

表 3 砂岩和泥岩、灰质泥岩的 13 种岩性识别因子

Table 3 13 Kinds of lithological identification factors

序号	岩性因子	砂岩	泥岩	砂岩—泥岩识别因子	灰质泥岩	砂岩—灰质岩识别因子
1	纵波速度 $v_p/(m \cdot s^{-1})$	3.80×10^3	2.90×10^3	0.134	3.10×10^3	0.101
2	横波速度 $v_s/(m \cdot s^{-1})$	1.70×10^3	1.50×10^3	0.063	1.60×10^3	0.030
3	密度 $\rho/(g \cdot cm^{-3})$	2.50×10^3	2.27×10^3	0.048	2.40×10^3	0.020
4	纵波阻抗 $Z_p/[(kg \cdot m^{-3})(m \cdot s^{-1})]$	9.50×10^6	6.58×10^6	0.181	7.44×10^6	0.122
5	横波阻抗 $Z_s/[(kg \cdot m^{-3})(m \cdot s^{-1})]$	4.25×10^6	3.41×10^6	0.110	3.84×10^6	0.051
6	纵横波速度比 v_p/v_s	2.24	1.93	0.072	1.94	0.071
7	泊松比 σ	3.75×10^{-1}	3.17×10^{-1}	0.083	3.18×10^{-1}	0.081
8	体积模量 K/MPa	3.61×10^{10}	1.91×10^{10}	0.308	2.77×10^{10}	0.220
9	剪切阻抗 $\mu/(Pa \cdot kg \cdot m^{-3})$	7.23×10^9	5.11×10^9	0.172	6.14×10^9	0.081
10	拉梅阻抗 $\lambda\rho/(kg^2 \cdot m^{-4} \cdot s^{-2})$	7.22×10^{13}	3.17×10^{13}	0.389	4.06×10^{13}	0.280
11	剪切阻抗 $\mu\rho/(Pa \cdot kg \cdot m^{-3})$	1.81×10^{13}	1.16×10^{13}	0.218	1.47×10^{13}	0.101
12	杨氏模量 $E/(N \cdot m^{-2})$	1.99×10^{10}	1.35×10^{10}	0.192	1.62×10^{10}	0.102
13	拉梅系数 λ	3.61×10^{10}	1.91×10^{10}	0.308	2.31×10^{10}	0.220

低单一参数的多解性,提高储层预测精度。不带参数的储层识别因子,由纵横波速度以及密度三参数直接通过岩石物理公式计算得到,如:纵横波阻抗 Z_p 和 Z_s 、泊松比 σ 、体积模量 K 、拉梅常数 λ 等;带参数的储层识别因子,由三参数与第4个可变参数的结合得到。本文为了更好地提取岩性信息融合体的砂岩信息,引入敏感因子融合指数 F :

$$F = C_1A_1 + C_2A_2 + C_3A_3,$$

(2)

其中, C_1 、 C_2 、 C_3 分别对应拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗的岩性信息指数, A_i 为归一化的弹性参数。

$$C_i = R_i / \sum_{j=1}^3 R_j, \quad i, j = 1, 2, 3$$

(3)

R_i 为弹性参数 A_i 的岩性敏感因子。

表 4 不同参数岩性敏感性识别对比

参数	砂岩	泥岩	R	灰质泥岩	R
体积模量 K/MPa	3.61×10^{10}	1.91×10^{10}	0.308	2.31×10^{10}	0.220
纵波阻抗 $Z_p / [(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}) \cdot (\text{m} \cdot \text{s}^{-1})]$	9.50×10^6	6.58×10^6	0.181	7.44×10^6	0.122
拉梅阻抗 $\lambda \rho / (\text{kg}^2 \cdot \text{m}^{-4} \cdot \text{s}^{-2})$	7.22×10^{13}	3.17×10^{13}	0.389	4.06×10^{13}	0.280
岩性信息融合指数 F	1.23	2.92×10^{-1}	0.616	5.17×10^{-1}	0.408

3 叠前敏感因子融合的储层识别

振幅随偏移距变化(AVO)技术允许地球物理学家从叠前地震数据分析中提取流体与岩性信息。叠前反演技术一般是得到岩石的密度、纵波速度和横波速度,根据测井约束叠前地震反演基本方法和原理,开展叠前地震反演参数测试和反演方法测试,具体包括叠前道集分析、精细储层标定、地震子波提取、测井趋势约束以及反演参数选择等几方面内容。

3.1 单参数叠前反演效果分析

在测井资料编辑校正、地震子波提取和精细储层标定、精细构造模型建立基础上,利用测井约束的井震联合反演方法,得到具有良好分辨能力、符合地质规律的叠前多参数反演结果。

根据叠前弹性参数岩性敏感性分析,按浊积砂岩敏感因子从大到小的顺序,选取了3个最为敏感的弹性参数:拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗。图6为叠前同时反演得到的3个敏感弹性参数拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗剖面。通过坨723—坨720—坨724—坨725连井剖面对敏感弹性参数敏感性测试,坨725井沙三段下段为灰质泥岩,体积模量表现为低值、拉梅阻抗表现为高值、纵波阻抗表现为高值。坨724井沙三段下段为浊积砂岩,体积模量表现为高值、拉梅阻抗表现为高值、纵波阻抗表现为高值。与测井综合岩性解释结果和岩石物理分析

F 参数主要是基于前面分析得到浊积岩最为敏感的3个弹性参数为:拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗,采用基于RGB三元色信息融合模型,对3种弹性参数进行信息融合处理^[13],得到砂岩融合指数、泥岩融合指数以及灰质泥岩融合指数。为了进一步证实岩性信息融合指数 F 的岩性识别能力,利用岩性敏感因子 R 公式进行敏感性计算。通过岩性敏感因子 R 分析表明(表4),岩性信息融合指数 F 对砂岩—泥岩的分辨能力达到0.61,砂岩—灰质泥岩的分辨能力达到0.408,与之前的单参数的岩性敏感因子拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗的识别能力有大幅提高,充分说明岩性信息融合指数 F 的岩性识别能力得到大幅增强。

结果一致。其具体展示如下:

图6a为连井纵波阻抗剖面,纵波阻抗对砂岩边界刻画较为合理,横向连续性好,对灰质背景的泥岩刻画还存在多解性,如坨725井、坨723井灰质泥岩区分效果不明显。

图6b为连井体积模量剖面,体积模量对砂岩边界刻画也较为合理,井震吻合情况良好,同时对灰质背景的泥岩区分明显,但由于受到物性和流体的影响相对较大,砂体横向展布相对不连续。

图6c为连井拉梅阻抗剖面,拉梅阻抗对砂岩边界刻画也较为合理,与体积模量趋势基本一致,井震吻合情况良好,但对灰质背景的泥岩刻画也存在多解性问题。

从3个敏感弹性参数的均方根振幅平面分析,认为拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗的展布规律与浊积岩分布相关性较好,与敏感因子定量评价结论一致,可见3个敏感属性都能较好地预测储层展布,但是对灰质泥岩的识别效果不理想。因此,为了准确识别砂岩储层,有效地去除灰质泥岩的影响,作者在单参数分析基础上,开展了敏感参数融合,以达到去灰的目的。

3.2 敏感因子融合储层识别

利用单参数来对岩性进行解释都存在一定的多解性,这些多解性对于岩性的识别是相当不利的。因此,基于岩石物理分析成果,对浊积岩最为敏感的3个弹性参数为:拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗,

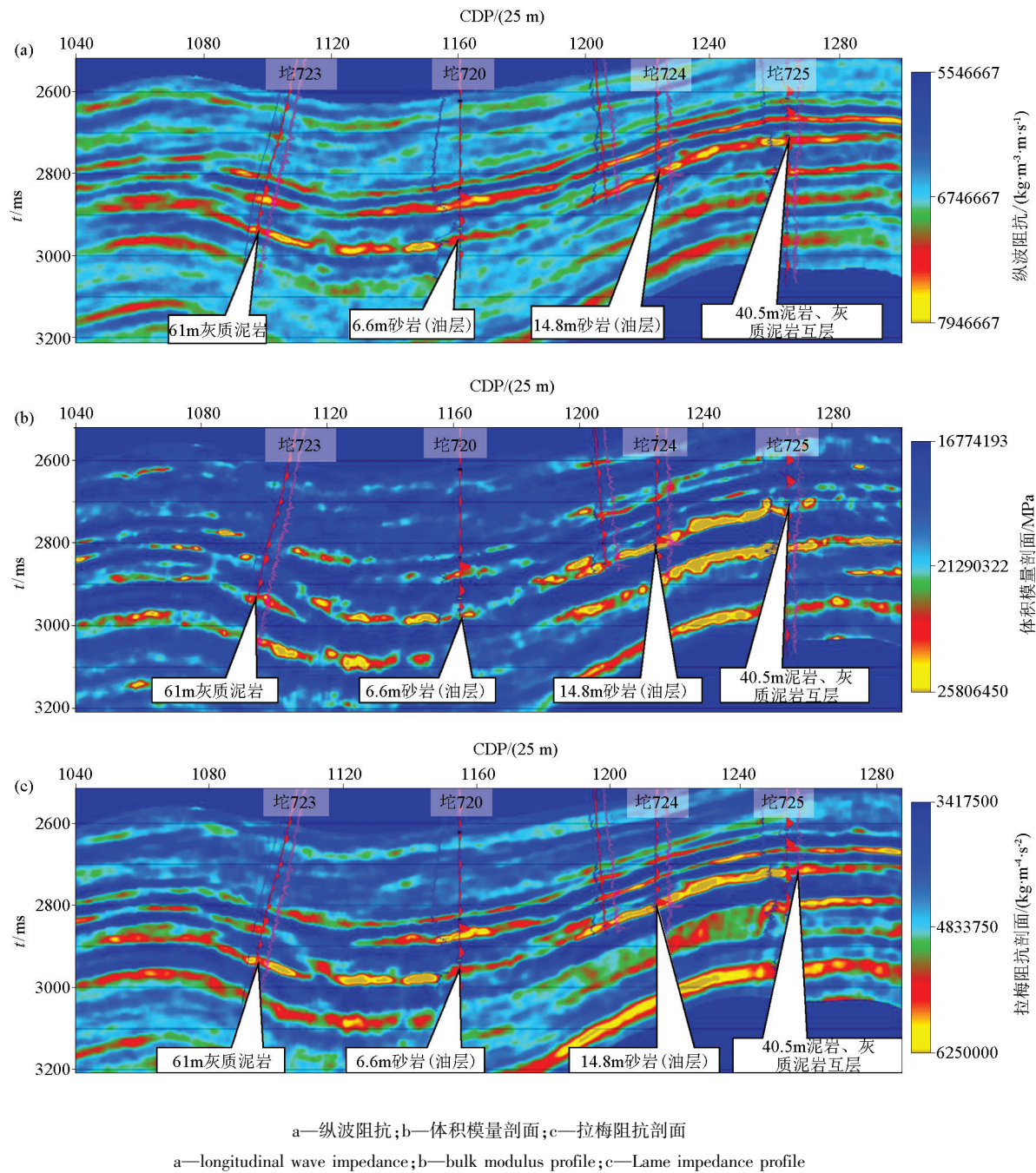


图 6 三敏感弹性参数剖面

Fig.6 Three sensitive elastic parameter profiles

应用基 RGB 三元色信息融合模型,对 3 种弹性参数进行砂岩信息融合处理,最终得到 F 多参数岩性信息融合体^[13]。从连井效果来看,在地震剖面(图 7a)和波阻抗剖面(图 7b)上灰质泥岩响应明显,而敏感岩性因子剖面(图 7c)灰质泥岩无响应,储层响应特征明显,横向上砂体展布也较为清楚,能够有效刻画砂岩储层,去除灰质的影响。与实际钻井对比,统计未参与反演井的储层吻合率达到 85%,说明融合指数 F 可以有效地识别“异质同像”型浊积岩储层,为研究区浊积岩油藏的勘探开发提供了有

力的数据支持。

4 应用效果

坨 71 井区位于东营凹陷北部陡坡带胜北断层下降盘,沙四上时期主要发育来着北部陈家庄凸起物源的深水浊积扇体,在扇体前端发育一系列规模不等的浊积砂体。从实际钻井地震反射特征分析显示较厚的浊积砂体呈中—强振幅,透镜体状反射特征,与灰质泥岩与泥岩岩性组合特征类似,常规地震

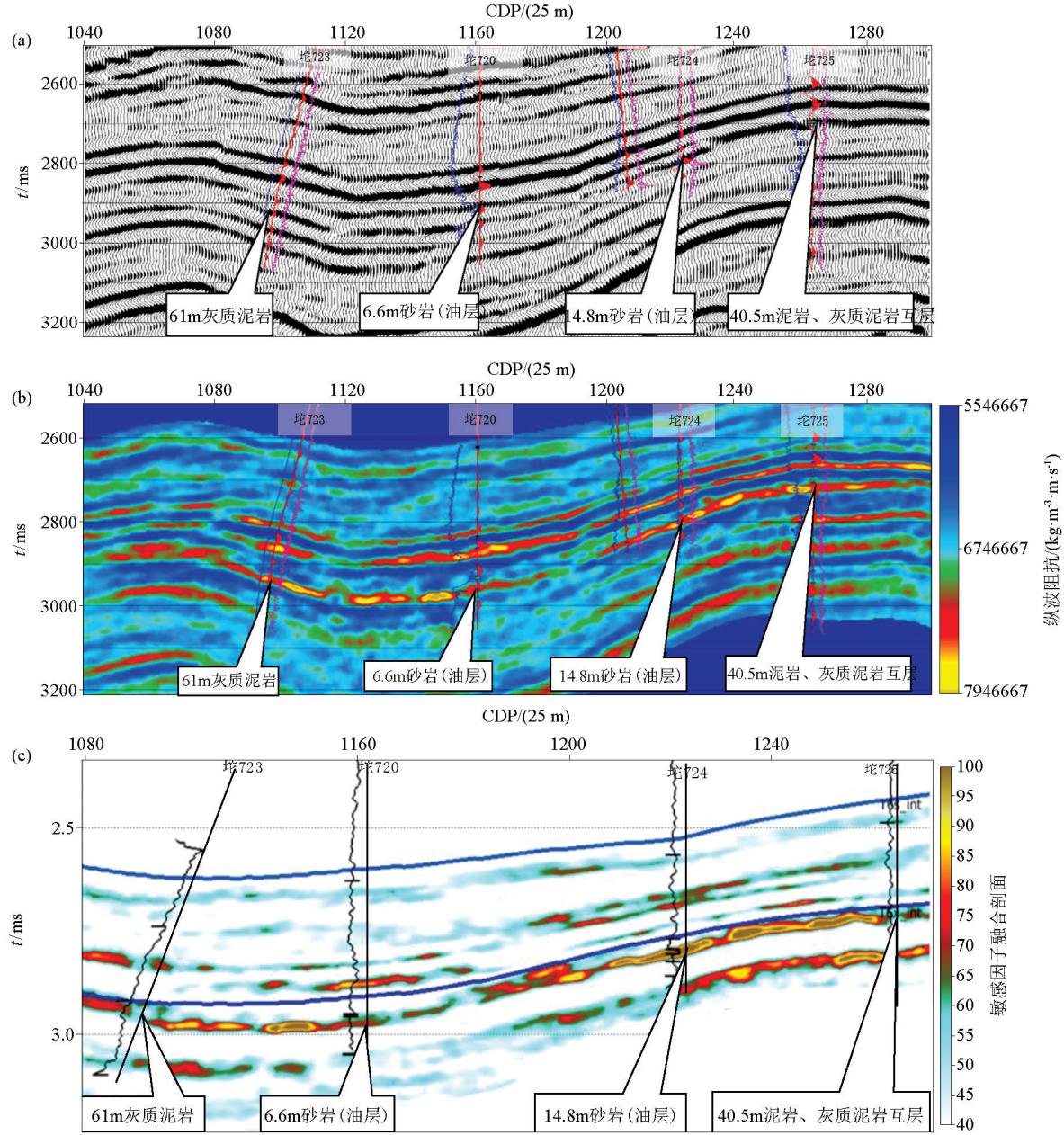


图 7 剖面效果对比

Fig.7 Comparison of profile effect

资料无法准确识别砂岩储层,叠后波阻抗反演亦无法区分砂岩与灰质泥岩岩性。通过应用叠前多参数敏感因子融合的储层描述方法,精确识别了砂岩储层,有效地压制了灰质泥岩的响应。在原始地震资料上无法分辨的储层,在叠前多参数敏感因子融合反演结果中得到很好的突出,砂岩储层横向尖灭点更加清晰(图 8),准确地识别了储层平面分布(图 9)。分析认为有效储层为单层厚度大于 10 m,岩性融合参数值表现为高值,显示为亮黄色,地震反射为强振幅,透镜状。一般储层单砂体厚度在 2~10 m

不等,岩性融合参数值表现为较高值,显示为红色,地震反射为中振幅,不连续。而差储层岩性信息融合参数值表现为中高值,显示为深绿色,地震反射为中振幅、不连续反射。依据反演结果对目的层段沙四统上 1 砂组进行了砂体的精细描述,描述有利面积 9.5 km^2 ,部署探井和开发井 10 余口,其中 5 口井完钻投产后均获工业油流,TX726 井在设计目的层测井解释油层 34.8 m/4 层,获日油峰值 164 t 高产工业油流,预计新建产能近 2×10^4 t,取得了良好的勘探开发效果。

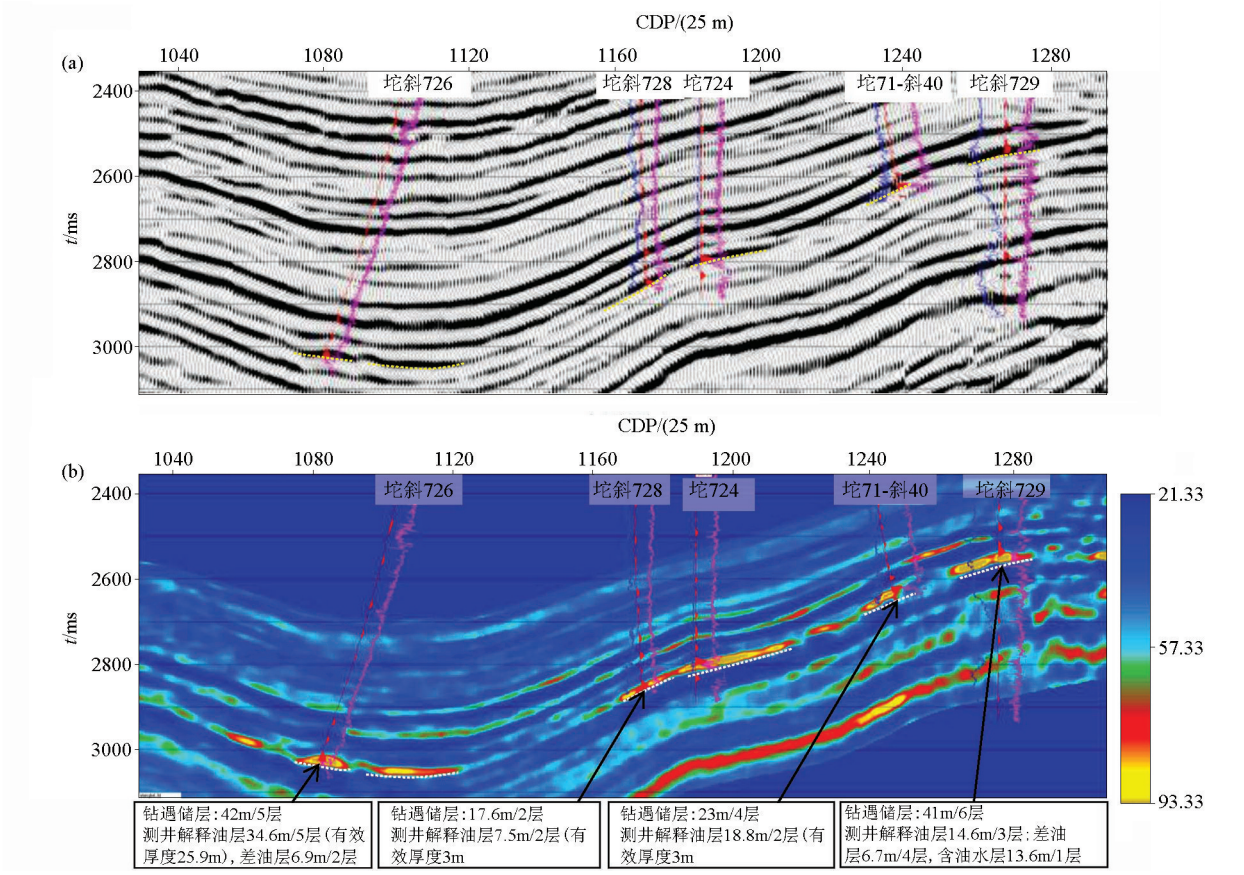


图 8 剖面效果对比
Fig.8 Comparison of profile effect

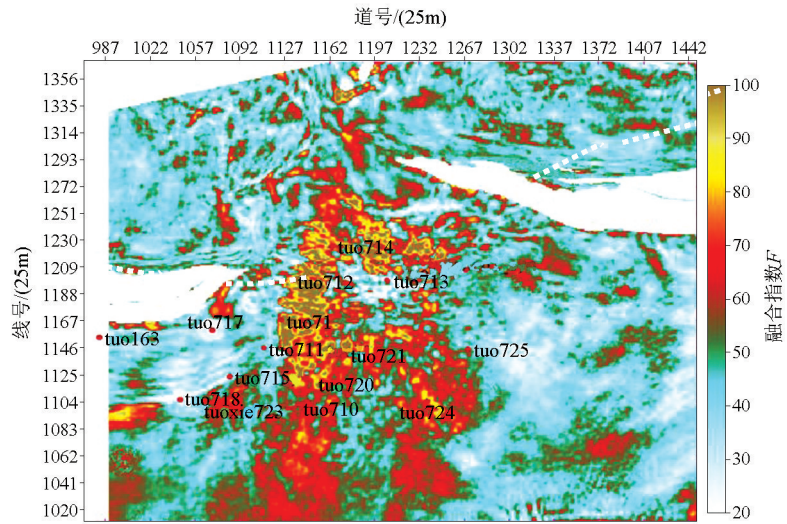


图 9 有利储层预测
Fig.9 Favorable reservoir prediction diagram

5 认识与结论

鉴于“异质同像”型浊积岩的特点,充分利用不同岩性间的弹性性质和弹性特征差异,是解决岩性特征重叠、降低储层预测多解性的主要途径。本文

研发的叠前多参数敏感因子融合的储层识别技术,能够提高砂岩储层识别精度,而且能有效压制灰质影响,准确地识别储层。该方法有更多的推广价值和应用前景。综上所述,可以得到以下 3 个结论:

1)精细物理建模是提高叠前地震反演精度的基础,基于有效介质理论的(K-T/DEN)干岩石骨架

模型提高了“异质同像”型浊积储层横波预测的精度;

2) 敏感弹性参数优选是多参数储层预测的关键环节, 基于能量反射强度的敏感因子 R , 实现了弹性参数敏感性的定量评价;

3) 基于多参数敏感因子融合指数 F 叠前反演, 有效降低了单参数储层预测的多解性, 提高了岩性识别精度。

参考文献 (References):

- [1] 孙淑艳, 朱应科, 沈正春. 东营凹陷东部浊积岩储层地震识别技术及描述思路[J]. 油气地球物理, 2015, 3(2): 1-6.
Sun S Y, Zhu Y K, Sheng Z C. Seismic identification technology and description ideas of the turbid rock reservoir in dongying depression [J]. Petroleum Geophysics, 2015, 3(2): 1-6.
- [2] 张营革. 能量半衰时属性在浊积岩储层预测中的应用研究[J]. 石油物探, 2013, 52(6): 662-668.
Zhang Y G. The application of energy half-time attribute to turbidite reservoir prediction [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2013, 52(6): 662-668.
- [3] 董文波, 刘恩君, 杨洪, 等. 地震属性在克拉玛依油田滑塌浊积岩圈闭勘探中的应用[J]. 工程地球物理学报, 2011, 8(1): 87-90.
Dong W B, Liu E J, Yang H, et al. Application of seismic attribute technology to the fluxoturbidite reservoir exploration of Kara-may oilfield [J]. Chinese Journal of Engineering Geophysics, 2011, 8(1): 87-90.
- [4] 于正军, 董冬冬, 余红, 等. 浊积岩分序级描述技术及其在东营凹陷油气勘探中的应用[J]. 地球物理学进展, 2012, 27(3): 1086-1093.
Yu Z J, Dong D D, Yu H, et al. The technology of turbidite different-level sequence description and its application to the oil exploration in the Dongying Sag [J]. Progress in Geophysics, 2012, 27(3): 1086-1093.
- [5] 孔省吾, 张云银, 沈正春, 等. 波形指示反演在灰质发育区薄互层浊积岩预测中的应用——以牛庄洼陷沙三中亚段为例[J]. 物探与化探, 2020, 44(3): 665-671.
Kong X W, Zhang Y Y, Sheng Z C, et al. The application of waveform inversion Prediction of thin turbidite reservoir to calcareous depositional area: A case study of $E_3s_3^2$ in Niuzhuang sag [J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2020, 44(3): 665-671.
- [6] 王慧勇, 陈世悦, 张云银, 等. 东营凹陷浊积岩优质储层预测技术[J]. 石油地球物理勘探, 2014, 49(4): 776-783.
Wang H Y, Chen S Y, Zhang Y Y, et al. Turbidite high-quality res-

- ervoir prediction in Dongying depression [J]. OGP, 2014, 49(4): 776-783.
- [7] 陈昌. 兴隆台构造带沙河街组三段浊积岩优质储层叠前地震预测[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(1): 144-149.
Chen C. Pre-stack seismic prediction of the high-quality turbidite reservoir in $E_3s_3^3$ of Xinglongtai structural belt [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(1): 144-149.
- [8] 周游, 高刚, 桂志先, 等. 灰质发育背景下识别浊积岩优质储层的技术研究——以东营凹陷董集洼陷为例[J]. 物探与化探, 2017, 41(5): 899-906.
Zhou Y, Gao G, Gui Z X, et al. Study on the identification of turbidite high-quality reservoirs under gray background: A case study in dongji sag of Dongying depression [J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2017, 41(5): 899-906.
- [9] 于正军. 灰质背景下浊积岩储层地震响应特征及识别方法——以东营凹陷董集洼陷为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(2): 95-97.
Yu Z J. Seismic response characteristics and recognition method of turbidite under carbonate depositional environment: A case in Dongji sag of Dongying sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 95-97.
- [10] 商伟. 灰质地层发育区浊积岩的地震识别技术研究及应用——以 dj 洼陷为例[J]. 当代石油石化, 2017, 25(4): 25-30.
Shang W. Research and application of seismic identification technology for Turbidite in Ash Formation development area: Using dj depression as an example [J]. Petroleum and Petrochemical Today, 2017, 25(4): 25-30.
- [11] 印兴耀, 张世鑫, 张翻昌, 等. 利用基于 Russell 近似的弹性波阻抗反演进行储层描述和流体识别[J]. 石油地球物理勘探, 2010, 45(3): 373-380.
Yin X Y, Zhang S X, Zhang F C, et al. Utilizing russell approximation based elastic wave impedance inversion to conduct reservoir description and fluid identification [J]. OGP, 2010, 45(3): 373-380.
- [12] 张建芝, 李谋杰, 张云银, 等. 灰质背景下浊积岩储层地震响应特征及识别方法[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(6): 70-79.
Zhang J Z, Li M J, Zhang Y Y, et al. Seismic response characteristics and identification methods of turbidite reservoir in limestone background: A case study of well Tuo71 area in Dongying sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 70-79.
- [13] 沈禄银, 潘仁芳, 谢冰, 等. 多信息融合的页岩油储层自动分层技术[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(5): 110-116.
Shen L Y, Pan R F, Xie B, et al. Automatic layering of shale oil reservoir with multiple information [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(5): 110-116.

Turbidite reservoir identification technology based on prestack multi-parameter sensitivity factor fusion

SHANG Wei, ZHANG Yun-Yin, KONG Xing-Wu, LIU Feng

(*Geophysical Research Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257000, China*)

Abstract: Turbidite reservoirs have always been an important exploration type in the Jiyang depression. After years of exploration and development, the turbidites are mainly of the heterogeneous isomorphic type. The sandstone reservoirs of this type of turbidites have similar velocity, density, and seismic waveforms to those of non-reservoirs and thus are difficult to identify using conventional seismic attributes and poststack impedance. Therefore, a reservoir description method based on prestack multi-parameter sensitivity factor fusion was established. This method mainly included three steps. Firstly, major factors affecting the accuracy of shear wave estimation were analyzed, and then the multi-mineral-component shear wave prediction technology based on a modified xu-white model was established to improve the accuracy of shear wave prediction and lay a foundation for the accurate prediction of elastic parameters. Secondly, a quantitative evaluation method of sensitivity factors was proposed based on reflection coefficient ratios to obtain three sensitive elastic parameters, namely $Murho$, $Lambrho$, and $POIS$. The fusion index F of sensitivity factors was constructed by using the three elastic parameters. The purpose is to reduce the strong multiplicity of solutions of a single parameter and accurately identify rock properties. Thirdly, the prestack inversion technology was used for the inversion of sensitive elastic parameters. The three sensitivity parameters of sandstone information were fused using the fusion model of the RGB primary color information to realize a fine-scale prediction of lithology. This method was applied to the exploration of a deep-water turbidite reservoir around well-Tuo-71 in the Jiyang depression. The distribution of deep-water turbidite fan reservoirs in the study area was accurately predicted. The coincidence degree between the prediction results and the actual drilling reached 85%, indicating the improved accuracy of reservoir identification and description. The results of this study have contributed to an interpreted favorable sand body area of 9.5 km^2 and the deployment of more than 10 exploration and development wells. Among these wells, five have yielded industrial oil flow after competition and being put into operation, and their new production capacity is expected to be $2\times 10^4\text{ t}$.

Key words: turbidite; shear wave estimation; sensitive elastic parameters; prestack inversion; lithologic information fusion

(本文编辑:叶佩)