

文章编号:1009-9603(2019)06-0070-10

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2019.06.009

灰质背景下浊积岩储层地震响应特征及识别方法

——以东营凹陷坨71井区为例

张建芝¹,李谋杰^{2,3},张云银¹,魏红梅¹,商伟¹

(1.中国石化胜利油田分公司物探研究院,山东东营257022; 2.油气资源与勘探技术教育部重点实验室 长江大学,湖北武汉430100; 3.长江大学地球物理与石油资源学院,湖北武汉430100)

摘要:东营凹陷发育的灰质背景下的浊积岩储层以薄层和薄互层为主。由于灰质泥岩与浊积岩储层波阻抗差异不大,导致二者难以识别,为此提出叠后弹性波动方程数值模拟和叠前地震反演相结合的方法。为摒除灰质泥岩的干扰,充分发挥叠前地震反演的弹性信息优势,在测井约束叠前地震反演的基础上,引入敏感因子开展弹性敏感性定量评价,提出多参数岩性信息融合构建数学模型,优选对灰质泥岩和浊积岩敏感的弹性参数。同时结合叠后弹性波动方程数值模拟,开展灰质背景下厚层浊积岩和薄互层浊积岩储层识别方法研究,以达到识别储层的目的。针对东营凹陷坨71井区灰质背景下的浊积岩储层,利用多参数岩性信息融合与弹性波动方程数值模拟相结合的方法,有效解决了储层识别与优选的问题。

关键词:灰质背景;浊积岩储层;数值模拟;波阻抗反演;岩性信息融合

中图分类号:P631.4

文献标识码:A

Seismic response characteristics and identification methods of turbidite reservoir in limestone background: A case study of Well Tuo71 Area in Dongying Sag

ZHANG Jianzhi¹, LI Moujie^{2,3}, ZHANG Yunyin¹, WEI Hongmei¹, SHANG Wei¹

(1. Geophysics Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257022, China;

2. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Ministry of Education, Yangtze University,

Wuhan City, Hubei Province, 430100, China; 3. College of Geophysics and Petroleum Resources,

Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China)

Abstract: The turbidite reservoirs in Dongying Sag in limestone background mainly exist in forms of thin beds or thin interbeds. It is difficult to identify them on seismic section because there is little difference in wave impedance between limy mudstone and turbidite reservoir. Thus a method combining numerical simulation of post-stack elastic wave equation and prestack seismic inversion is proposed. In order to eliminate the interference of limy mudstone and take full usage of elastic information of prestack seismic inversion, on the basis of logging-constrained prestack inversion, a sensitivity factor R is introduced to quantitatively evaluate the lithological sensitivity, and considering multi-elastic lithological information fusion, a mathematical model is constructed to optimize elastic parameters that sensitive to limy mudstone and turbidite. Meanwhile, combined with the numerical simulation of poststack elastic wave equation, the identification methods of thick turbidite and thin interbedded turbidite reservoirs in limestone background are studied to achieve the purpose of reservoir optimization. For turbidite reservoirs in limestone background in Well Tuo71 Area, Dongying Sag, combining multi-elastic lithological information fusion with the numerical simulation of elastic wave equation, an effective identification method of turbidite and thin interbeds of turbidite in limestone background is proposed, which is important to guide the reservoir identifi-

收稿日期:2019-04-18。

作者简介:张建芝(1969—),女,山东招远人,高级工程师,硕士,从事地震资料综合解释及储层预测研究。联系电话:(0546)8551295, E-mail:shljz@163.com。

通信作者:李谋杰(1978—),男,湖北恩施人,讲师,博士。联系电话:(027)69111085, E-mail:18535216@qq.com。

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

cation and optimization.

Key words: limestone background; turbidite reservoir; numerical simulation; wave impedance inversion; lithology information fusion

东营凹陷广泛发育的浊积岩油藏是增储的主要油藏类型之一。随着勘探程度的提高,易识别的浊积岩大部分已被发现,而灰质背景下浊积岩识别却面临很大难题^[1-2],制约了灰质浊积岩油藏勘探开发的进程。针对灰质背景浊积岩识别难题,前人提出了不同的研究思路。赵约翰提出基于地质模型监督的储层岩相识别方法,引入沉积相带研究浊积岩储层优选问题^[3];周游等在叠前波阻抗反演过程中引入岩性识别因子区分不同岩性^[4];于正军提出通过地震属性融合的方法识别和划分灰质浊积岩储层^[5]。前人的储层预测成果存在多解性,其中,灰质背景下泥岩与浊积岩储层如何区分是储层识别的难点所在。为此,笔者研究灰质背景下浊积岩地球物理响应特征并寻求有效识别方法,以期对浊积岩油藏的勘探和开发提供指导。

1 研究难点及思路

1.1 研究难点

东营凹陷坨71井区以陡坡深水浊积扇沉积为主,由于地质条件复杂导致储层地震识别难度大,主要表现在2个方面^[6-7]:①目的层埋藏深,岩性复杂^[8-10],目的层埋藏深度大于2 900 m,岩性主要包

括砂岩、泥岩、灰质砂岩、灰质泥岩、砂质泥岩、泥质砂岩及少量白云岩。研究区21口井岩石物性分析数据显示,泥岩纵波速度为2 700~3 200 m/s,最高频数峰值为2 900 m/s;横波速度为1 400~1 700 m/s,最高频数峰值为1 500 m/s。灰质泥岩纵波速度为3 200~3 900 m/s,最高频数峰值为3 500 m/s;横波速度为1 700~2 100 m/s,最高频数峰值为1 900 m/s。砂岩纵波速度为3 400~4 100 m/s,最高频数峰值为3 800 m/s;横波速度为1 900~2 350 m/s,最高频数峰值为2 100 m/s。叠前同时反演的连井纵波阻抗剖面(图1)显示,坨724井的浊积砂岩段(图1C处)与坨725井灰质泥岩段(图1D处)都表现为高阻抗;坨720井的浊积砂岩段(图1B处)与坨723井浊积砂岩段(图1A处)则表现为较高阻抗,无法有效区分浊积砂岩与灰质泥岩的主要原因在于砂岩和灰质泥岩纵波重叠区域较大,常规阻抗反演难以区分^[11]。②测井解释结果显示,研究区浊积岩储层以薄层和薄互层为主,单砂体厚度一般为2~13 m,目的层主频为30 Hz左右,砂岩薄层和灰质泥岩-砂岩薄互层地震反射振幅值均为4 000~8 000,单一振幅很难区分。

1.2 研究思路

针对研究区浊积岩储层难以识别的问题提出

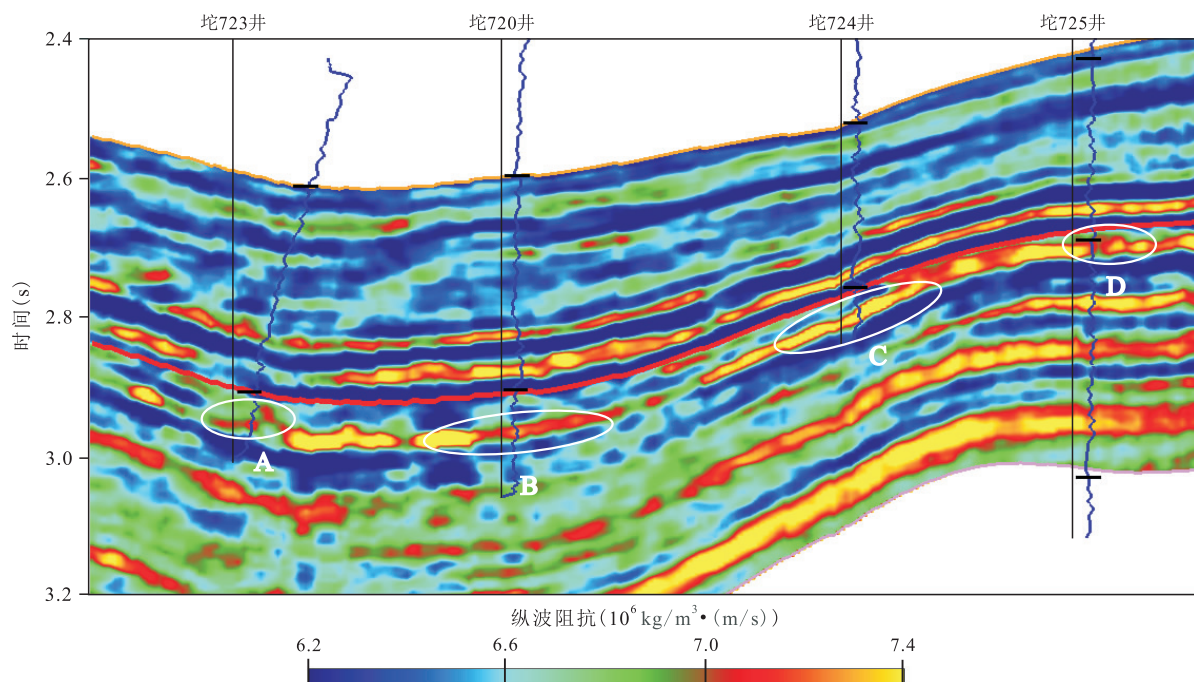


图1 叠前同时反演弹性参数连井剖面

Fig.1 Crossing well profile of elastic parameters of simultaneous prestack seismic inversion (SPSI)

以下研究思路:①基于叠前同时反演,利用多参数岩性信息融合解释技术,提高岩性识别能力,解决灰质泥岩和浊积砂岩识别问题。②在浊积岩识别基础上,采用数值模拟手段,研究浊积岩厚度与灰质泥岩含量的响应规律,解决浊积砂岩薄层与灰质泥岩-砂岩薄互层识别难题。为此,从储层地震响应特征、测井约束叠前同时反演、多参数岩性信息融合以及浊积砂岩薄层与灰质泥岩-砂岩薄互层识别4个方面展开。

2 地震响应特征

为更好了解储层厚度和灰质泥岩含量对浊积岩储层识别的影响,开展有针对性的数值模拟研究是非常必要的。为研究砂岩厚度变化及灰质泥岩含量变化引起的地震响应特征变化,利用地震波动力学特征,开展叠后弹性波动方程数值模拟研究^[12-14],分析浊积岩储层厚度地球物理响应规律,了解灰质泥岩含量对浊积岩储层的影响,明确灰质背景下浊积砂岩薄层和灰质泥岩-砂岩薄互层响应特征,以提高浊积岩储层预测效果。

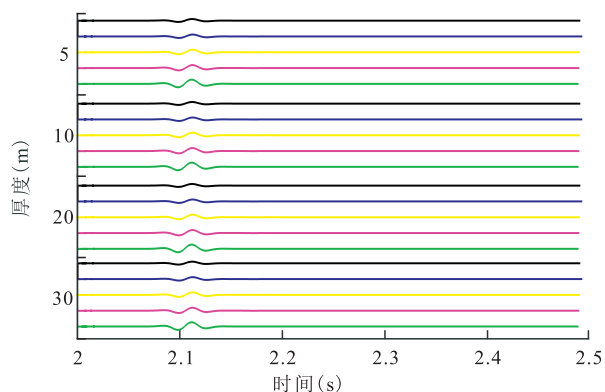
2.1 灰质泥岩-砂岩薄互层模型数值模拟

根据研究区岩石物理特征,结合目的层段附近泥岩、灰质泥岩及砂岩纵、横波速度和密度,确定不同岩性介质的弹性参数(表1)。

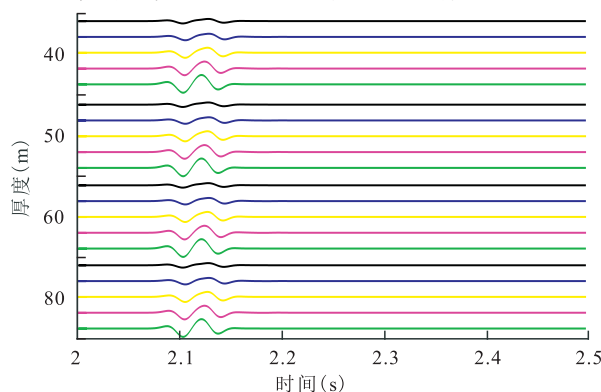
表1 灰质泥岩-砂岩薄互层模型弹性参数

Table1 Elastic parameters of limy mudstone and sandstone interbedded model

岩性	纵波速度 (m/s)	横波速度 (m/s)	密度 (kg/m ³)	纵波波 长(m)	横波波 长(m)
泥岩	2 900	1 500	2 270	116	60
灰质泥岩	3 500	1 900	2 400	140	76
砂岩	3 800	2 100	2 500	152	84



a—薄互层总厚度为5~30 m



b—薄互层总厚度为40~80 m

— 灰质泥岩 — 灰质泥岩含量为75% — 灰质泥岩含量为50% — 灰质泥岩含量为25% — 砂岩

图3 不同灰质泥岩含量下不同总厚度薄互层模型地震响应

Fig.3 Seismic response of thin interbedded models with different total thickness in different limy mudstone content

为研究灰质泥岩的影响,设计灰质泥岩-砂岩薄互层正演模型,通过调整灰质泥岩厚度来调整灰质泥岩含量。模型最大深度设计为4 000 m,顶面埋深为3 000 m,薄互层总厚度为80 m,包含灰质泥岩和砂岩各2层,单层厚度均为20 m(图2)。数值模拟均采用主频为25 Hz的雷克子波,由地面激发震源。

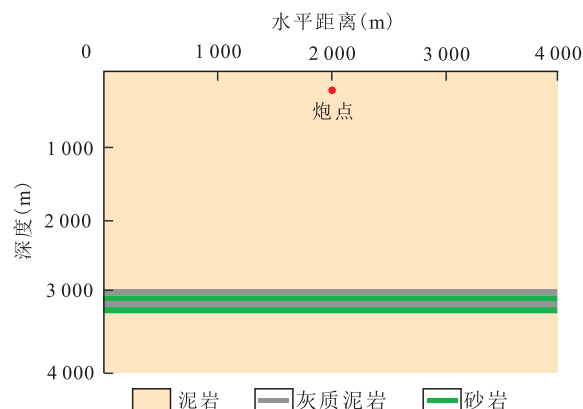


图2 灰质泥岩-砂岩薄互层正演模型

Fig.2 Forward model of thin interbeds between limy mudstone and sandstone

在灰质泥岩-砂岩薄互层模型的基础上,保持薄互层总厚度(80 m)不变,调整灰质泥岩含量分别为75%,50%和25%,得到不同灰质泥岩含量下薄互层地震响应特征。调整薄互层总厚度分别为80,60,50,40,30,20,10和5 m,得到不同薄互层总厚度情况下,不同灰质泥岩含量模型的地震反射波形(图3)。当灰质泥岩含量为100%时,模型为纯灰质泥岩模型;当灰质泥岩含量为0时,模型为纯砂岩模型。

由图3可以看出:①薄互层总厚度大于50 m时,顶、底界面反射可以识别;小于50 m时,顶、底界面反射无法分辨。②反射波最大正振幅受灰质泥岩含量和总厚度影响明显,关系复杂。

分析薄互层总厚度与地震反射波最大正振幅

关系(图4),认为两者关系密切:①当总厚度小于 $1/4$ 波长时(约30 m),地震反射波最大正振幅随薄互层总厚度增加而增大。②当薄互层总厚度为 $1/4$ — $1/2$ 波长时,地震反射波最大正振幅随薄互层总厚度增加而减小。③当薄互层总厚度大于 $1/2$ 波长时,地震反射波最大正振幅又随薄互层总厚度增加而增大。同时分析不同灰质泥岩含量与地震反射波最大正振幅的关系(图4),认为灰质泥岩含量对地震反射波最大正振幅有显著的影响:①当薄互层总厚度小于 $1/2$ 波长时(约50 m),地震反射波最大正振幅随灰质泥岩含量的增加而减少。②当薄互层总厚度大于 $1/2$ 波长时,地震反射波最大正振幅随厚度增加而增大,薄互层地震反射波最大正振幅增加幅度大于纯砂岩振幅增加幅度。

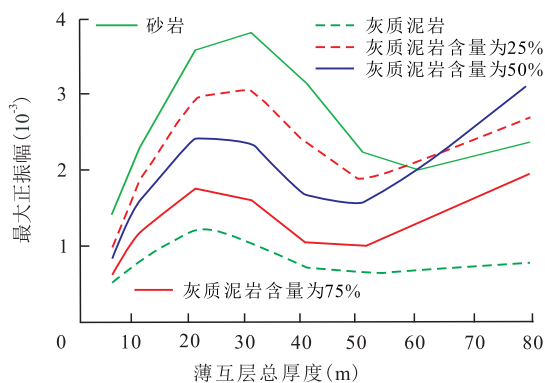


图4 不同灰质泥岩含量下地震反射波最大正振幅与薄互层总厚度的关系

Fig.4 Relationship of max-amplitude in different limy mudstone content with total thickness of thin beds

定义灰质泥岩含量最大正振幅关系曲线的二次极小值为振幅阈值,当大于该阈值时为强振幅,小于该阈值时为弱振幅,其阈值所对应的

模型总厚度正好为10 m,该厚度可以作为薄层与厚层分界厚度。

2.2 灰质泥岩-浊积岩薄互层模型数值模拟

设计灰质背景下不同厚度灰质泥岩-浊积岩薄互层模型,模型分为2部分。模型左边为灰质泥岩夹浊积岩,代表灰质背景下浊积砂岩,灰质泥岩总厚度为30 m,分布3个独立浊积岩砂体。各单砂体宽度均为200 m,其顶界面与灰质泥岩顶界面距离为5 m,厚度分别为20,10和5 m,砂体间距为412.5 m;模型右边为非灰质背景下浊积岩,代表正常浊积岩砂体,也分布3个独立浊积岩砂体,各单砂体宽度均为200 m,厚度分别为20,10和5 m,砂体间距为412.5 m,最左边砂体模型与灰质泥岩背景下浊积砂体模型距离为412.5 m(图5)。

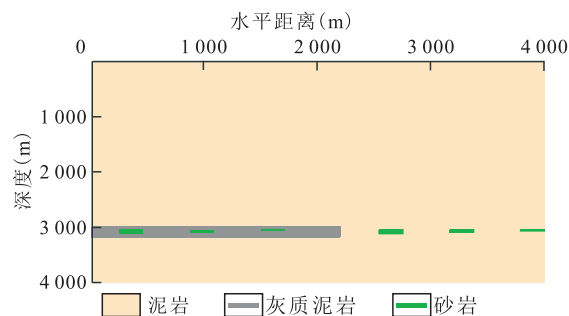


图5 灰质背景下不同厚度灰质泥岩-浊积岩薄互层模型
Fig.5 Model for thin interbeds between limy mudstone and turbidite with different thickness in limestone background

数值模拟采用炮间距为25 m,总共180炮。取横向差分步长为5 m,纵向差分步长为1 m,时间采样步长为0.179 ms。利用叠后弹性波动方程,建立时间2阶、空间10阶差分方程,模型设定为无分裂式的完全匹配层吸收边界条件。

由图6可以看出,当时间为2.1~2.2 s时6个独

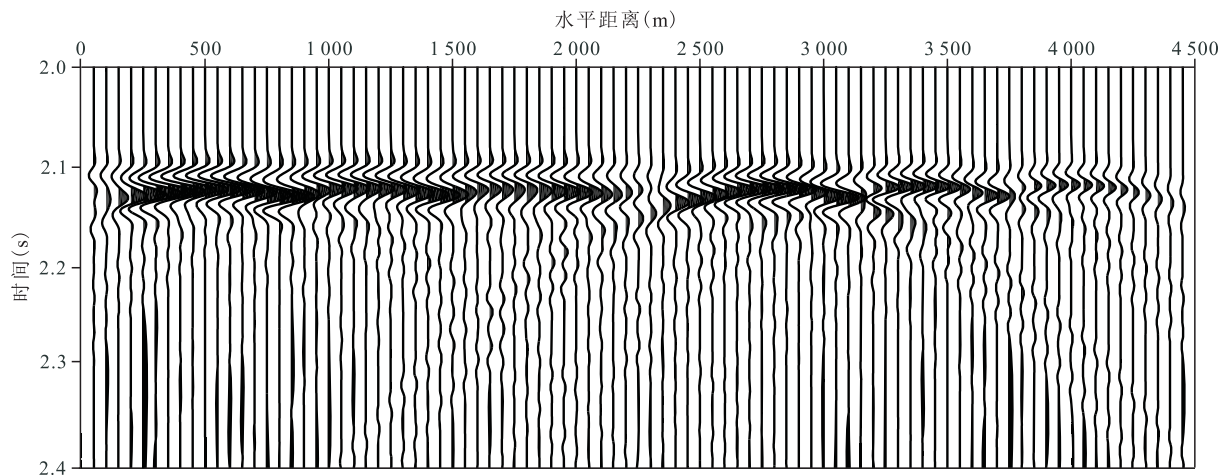


图6 灰质背景下不同厚度灰质泥岩-浊积岩薄互层模型地震响应

Fig.6 Seismic response of thin interbedded model between limy mudstone and turbidite with different thickness in limestone background

立浊积岩砂体的反射波同相轴均呈抛物线形,其顶部对应砂体的水平中心。对比灰质背景与非灰质背景下浊积岩砂体反射波同相轴特征,认为:①反射波振幅随浊积岩砂体厚度增加而增大。②灰质背景下砂体反射波同相轴连续性较好,非灰质背景下同相轴连续性明显变差^[15]。③灰质背景下浊积岩砂体反射波同相轴能量增强。

3 测井约束叠前同时反演

为充分挖掘弹性参数携带的浊积岩储层信息,开展测井约束叠前同时反演,以获取丰富而可靠的弹性信息。测井约束叠前同时反演的基本思路是利用测井资料把钻井信息借助地震资料外推到整个平面上,以实现目标地质体空间展布特征研究^[16-17],其关键环节包括:①精细横波速度预测;②精细储层标定与地震子波提取;③精细三维地质建模;④测井约束地震反演。

3.1 精细横波速度预测

传统横波速度预测方法是利用 Xu-White 模型^[17],将岩石骨架简化为砂岩和泥岩,利用孔隙度和泥质含量估算纵、横波速度。在灰质背景下得到的预测与实际纵、横波速度误差较大,由于灰质岩性的影响,很大程度上改变了岩石骨架的成分。为建立适合灰质背景下的横波预测模型,以 Xu-White 模型^[17]为基础,其表达式为:

$$(V_p, V_s, \rho) = f(V_{sh}, \phi, \alpha_{sand}, \alpha_{clay}, paras) \quad (1)$$

由于灰质含量并不高,灰质影响主要体现在对骨架结构性质的改变,为此引入灰质校正系数(β),以压制灰质对储层的干扰。各弹性参数中,骨架物理模量利用 Kuster-Toksoz 模型求取^[18],流体的物理模量利用 Batzle-Wang 公式计算^[19],其表达式为:

$$(V_p, V_s, \rho) = f(V_{sh}, \phi, \alpha_{sand}, \alpha_{clay}, \beta, paras) \quad (2)$$

泥质含量和孔隙度由测井综合解释得到。

为验证灰质对纵、横波速度预测的影响,利用实测纵、横波数据,采用最优化方法,计算纵、横波的最小方差:

$$\|V_p^{meas} - V_p^{est}\| = \|V_p^{meas} - f(V_{sh}, \phi, \alpha_{sand}, \alpha_{clay}, \beta, paras)\| \quad (3)$$

由图7可以看出,预测与实测纵、横波速度吻合较好,说明纵、横波速度预测模型是可靠的。

3.2 精细储层标定与地震子波提取

精细储层标定是储层反演的前提和基础。地震子波提取的主要目的在于得到与地震数据相匹

配的地震子波。为得到叠前同时反演提供的可靠子波信息和准确时深关系,在叠前角道集分析基础上,结合地震道振幅谱和相位谱的特点,通过调整子波和时窗长度道集,得到与井旁地震道频谱特征匹配的小、中和大角度地震子波(图8)。

3.3 精细三维地质建模

传统地质建模一般采用插值的方法解决层位问题,忽略了层位与断层间的相互关系。研究区目的层段为沙四段和沙三段下亚段,具有断层复杂、层位解释不统一和层位波动起伏大的特点,甚至局部出现严重串层现象。为此,开展精细三维地质建模,由图9可以看出,沙四段下亚段底部、顶部(T_7)和沙三段下亚段底部(T_6^x)、顶部(T_6^s)的地震反射层位与断层接触关系清晰,避免了常规地层建模过程中出现的层位与断层交叉混搭的现象。模型更好地反映了地层的空间变化规律,同时与实钻井的分层信息更加匹配,提高井-震信息的一致性,为高精度地震反演提供了可靠的保障。

3.4 测井约束波阻抗反演

在叠前地震角度道集资料分析和测井资料精细处理基础上,利用精细三维地质建模,通过多属性岩性信息融合技术,引入敏感因子开展弹性敏感性定量评价,优选对灰质泥岩和浊积岩敏感的弹性参数,在此基础上开展叠前反演参数测试和叠前同时反演。

4 多参数岩性信息融合与解释

4.1 敏感弹性参数优选

叠前同时反演可以得到与岩性信息密切相关的纵波速度、横波速度及密度。根据弹性波动方程纵、横波速度与弹性参数之间的关系,可以得到通过纵、横波速度和密度表达的其他弹性参数。体积模量和拉梅阻抗的表达式分别为:

$$K = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (4)$$

$$\lambda \rho = (V_p^2 - 2V_s^2) \rho^2 \quad (5)$$

为解决研究区弹性参数岩性敏感性问题,新定义岩性敏感因子(R)。 R 值越大,弹性参数对岩性越敏感,在储层预测过程中,其岩性可识别性越强, R 的表达式为:

$$R = \frac{X_2 - X_1}{X_2 + X_1} \quad (6)$$

由研究区砂岩、泥岩和灰质泥岩的13个岩性识

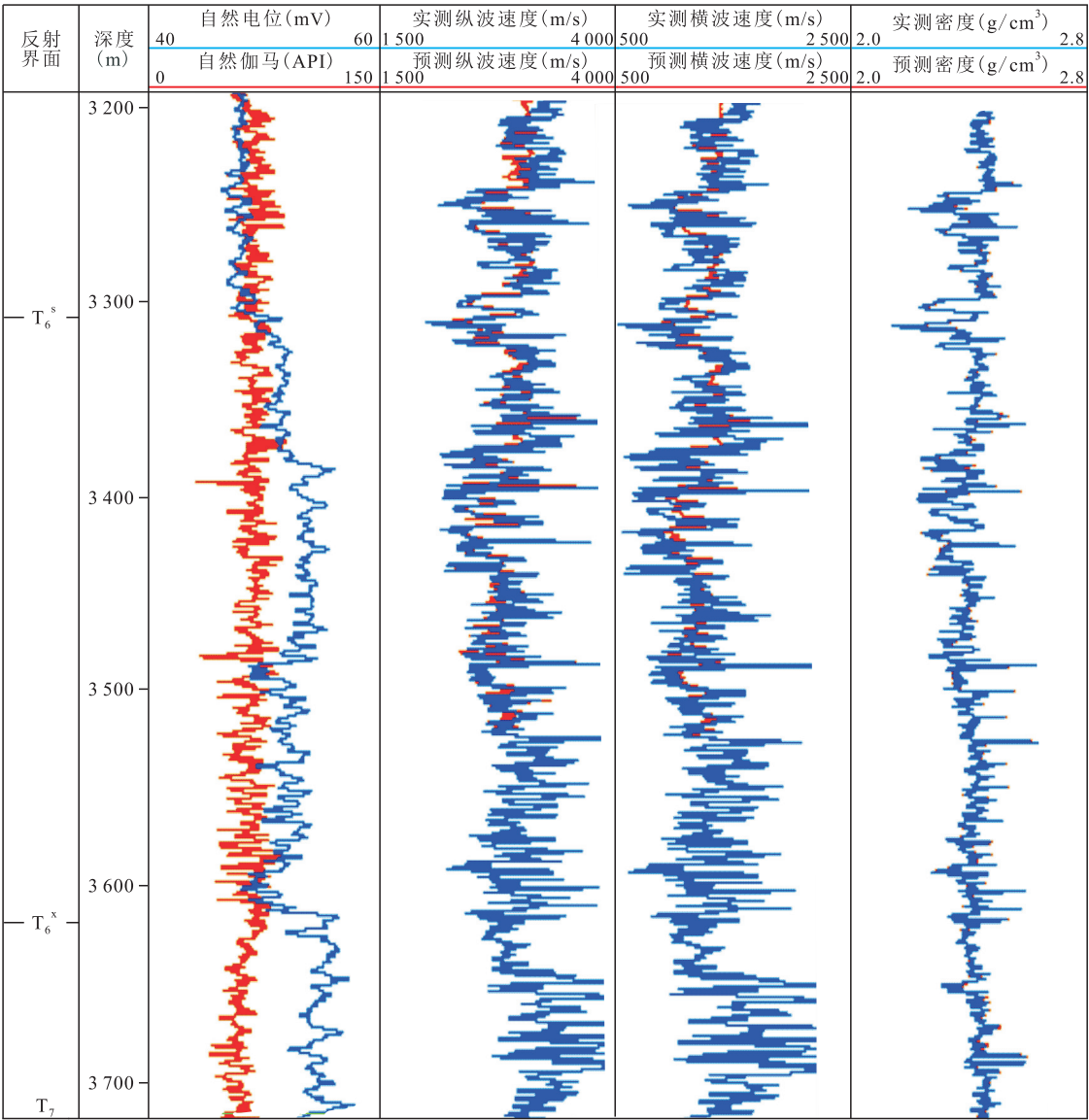


图7 纵、横波速度预测结果与实测结果对比

Fig.7 Comparison of predicted P-S wave velocity with measured values

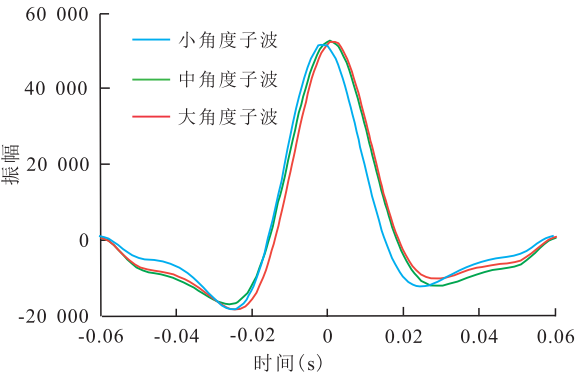


图8 不同角度道集地震子波对比

Fig.8 Comparison of seismic wavelets from different angle gathers

别因子分析结果(表2,表3)可以看出,拉梅阻抗的砂岩-泥岩的岩性敏感因子为0.389,砂岩-灰质泥岩的岩性敏感因子为0.28,在所有弹性参数中

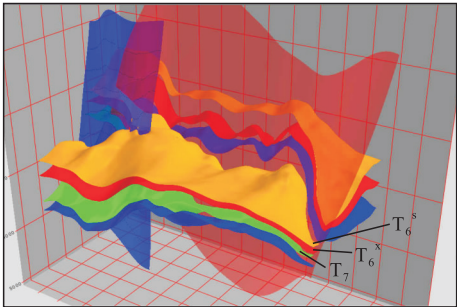


图9 精细三维地质模型

Fig.9 Detailed three-dimensional geological model

最大,说明拉梅阻抗对砂岩和泥岩以及灰质泥岩识别能力最强,其次为体积模量和纵波阻抗。

4.2 多参数岩性信息融合

传统储层预测方法主要是通过地震属性特征或者地震反演得到的特定弹性参数来预测储层的

表2 不同岩性的弹性参数统计结果
Table2 Elastic parameters of sandstone ,mudstone and limy mudstone

岩性	速度 (10 ³ m/s)		密度 (10 ³ kg/m ³)	波阻抗 (10 ⁶ kg/(m ² /s))		纵、横 波阻 抗比	泊松 比	拉梅 系数 (10 ¹⁰)	剪切 模量 (10 ⁹ Pa)	拉梅 阻抗 (10 ¹³ kg ² /(m ⁴ •s ²))	剪切 阻抗 (10 ¹³ Pa•kg/m ³)	杨氏 模量 (10 ¹⁰ N/m ²)	体积 模量 (10 ¹⁰ MPa)
	纵波	横波		纵波	横波								
砂岩	3.80	2.10	2.50	9.50	5.25	2.24	1.810	2.89	7.23	7.22	1.81	1.99	3.61
泥岩	2.90	1.50	2.27	6.58	3.41	1.93	1.933	1.40	5.11	3.17	1.16	1.35	1.91
灰质泥岩	3.50	1.90	2.40	7.44	4.32	1.94	1.842	1.69	6.14	4.06	1.47	1.62	2.31

表3 不同岩性的岩性敏感因子分析
Table3 Lithological sensitivity factors of different rocks

岩性	岩		性		敏		感		因		子		
	纵波速度	横波速度	密度	纵波阻抗	横波阻抗	纵、横波阻抗比	泊松比	拉梅系数	剪切模量	拉梅阻抗	剪切阻抗	杨氏模量	体积模量
砂岩-泥岩	0.134	0.063	0.048	0.181	0.11	0.072	0.083	0.347	0.172	0.389	0.218	0.192	0.308
砂岩-灰质泥岩	0.101	0.03	0.02	0.122	0.051	0.071	0.081	0.261	0.081	0.28	0.101	0.102	0.22

空间分布情况。这类方法最大的弊端就是多解性明显,特别是针对复杂岩性情况,储层预测效果不甚理想。多参数岩性信息融合利用多种弹性参数进行岩性信息综合分析,是降低多解性的重要手段^[20]。其基本思路为RGB(R代表红色,G代表绿色,B代表蓝色)三原色信息融合原理。

利用三原色信息融合技术,将拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗这3个弹性参数分别与三原色的R,G和B对应,弹性参数值对应三原色的属性大小。由图10a—10c可以看出,与灰质泥岩相比,浊积岩砂体表现为高拉梅阻抗、高体积模量和高纵波阻抗。通过多参数岩性信息融合可以得到岩性信息融合体(图10d)。

4.3 岩性信息融合解释

研究发现,虽然灰质泥岩和薄层砂体在波阻抗反演中存在叠置,但拉梅阻抗和体积模量对浊积岩储层更为敏感,利用拉梅阻抗、体积模量和纵波阻抗3个弹性参数的岩性信息,采用RGB信息融合思路,对浊积岩特征进行综合评价,可以在一定程度上减弱其多解性。其解释主要分为3个步骤:①在岩性敏感因子分析基础上,选出对浊积岩敏感的弹性参数。②开展RGB多弹性参数信息融合处理,得到岩性信息融合体。③确定浊积岩岩性信息融合特征,选取合适的浊积岩信息种子,开展综合岩性识别追踪,得到浊积岩空间分布情况。

图11为岩性信息融合体连井剖面。从岩性信息融合体剖面上可以看出,浊积岩和灰质泥岩差异明显:①浊积岩表现为岩性信息融合体高值,呈现为亮色(图11B、图11C、图11D、图11E和图11F处);②灰质泥岩表现为岩性信息融合体较高值,表现为

较亮色(图11A)。

结合测井综合解释成果进一步研究发现,在识别的浊积岩砂体中(表4):①厚度大于10 m的浊积砂岩表现为高亮色(图11E和图11C处);②浊积岩厚度大于2 m而小于10 m表现为亮色(图11B和图11F处)。由此可见:岩性信息融合体不仅能有效区分砂岩和灰质泥岩,而且对浊积岩厚度也有较明显的响应特征差异,其解释结果与测井解释结果基本一致(表4)。

岩性信息融合解决了砂岩和灰质泥岩识别的问题,但对于灰质泥岩-砂岩薄互层的识别,仍然是一个难题:坨725井D段为20.0 m灰质泥岩-砂岩薄互层,最大单砂层厚度为1.2 m,累积砂岩厚度为2.7 m;其岩性信息融合特征与坨720井B段和坨724井F段非常相似。

5 浊积岩薄层和灰质泥岩-砂岩薄互层识别

为有效区分浊积岩薄层和灰质泥岩-砂岩薄互层,综合利用弹性波动方程数值模拟和岩性信息融合解释结果,以解决浊积砂岩薄层和灰质泥岩-砂岩薄互层识别的问题。

结合岩性信息融合体浊积岩特征和地震反射波形特征,分析图12,认为有效储层识别特征为:①优质储层:单砂体厚度较大(大于10 m),岩性信息融合体表现为高值,显示为高亮色(黄色)(图11C和E处),地震反射波同相轴轴为强振幅,不连续反射(图12C和E处)。②一般储层:单砂体厚度较小(2~10 m),岩性信息融合体表现为较高值,显示亮色

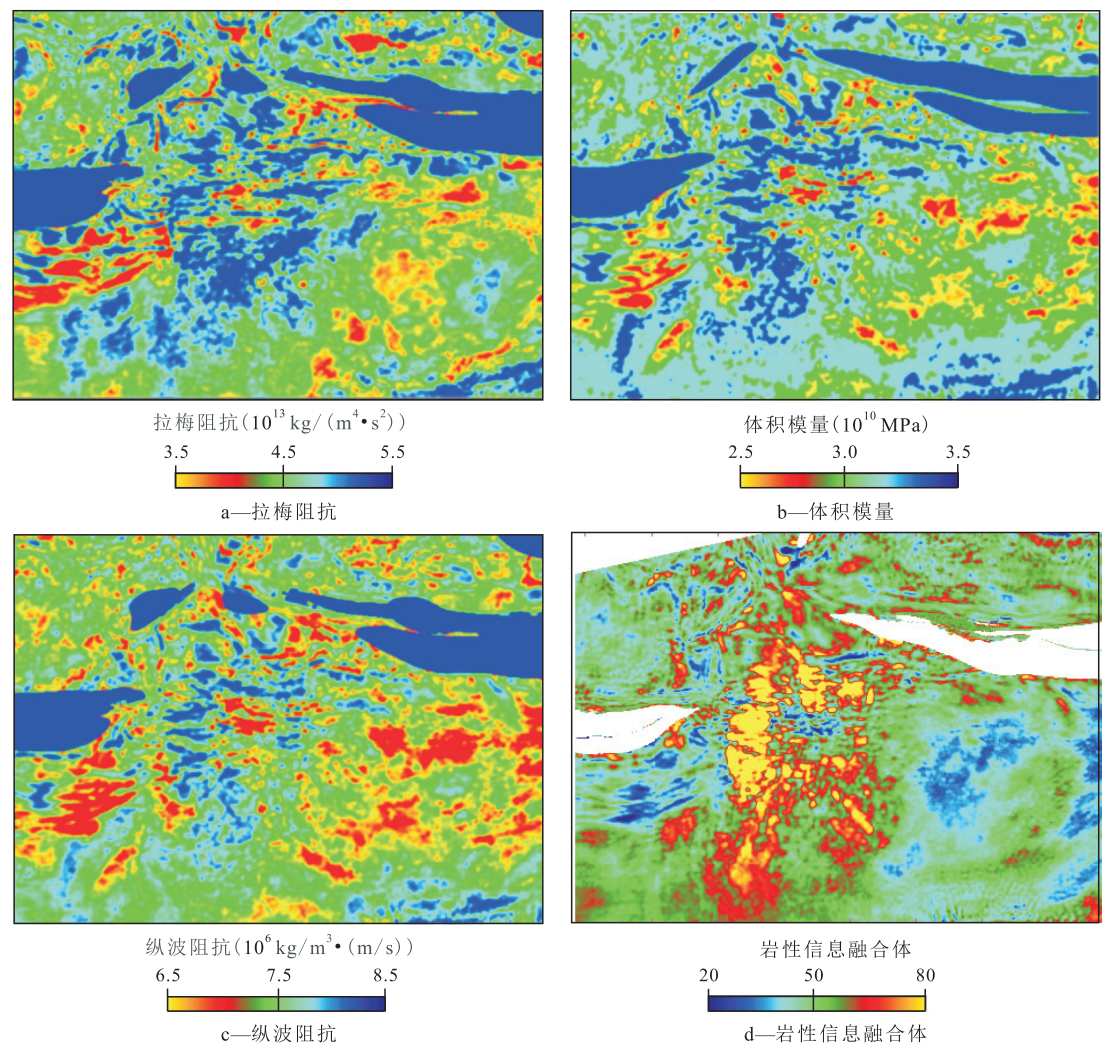


图10 多弹性参数岩性信息对比

Fig.10 Lithology information contrast charts of multi-elastic parameters

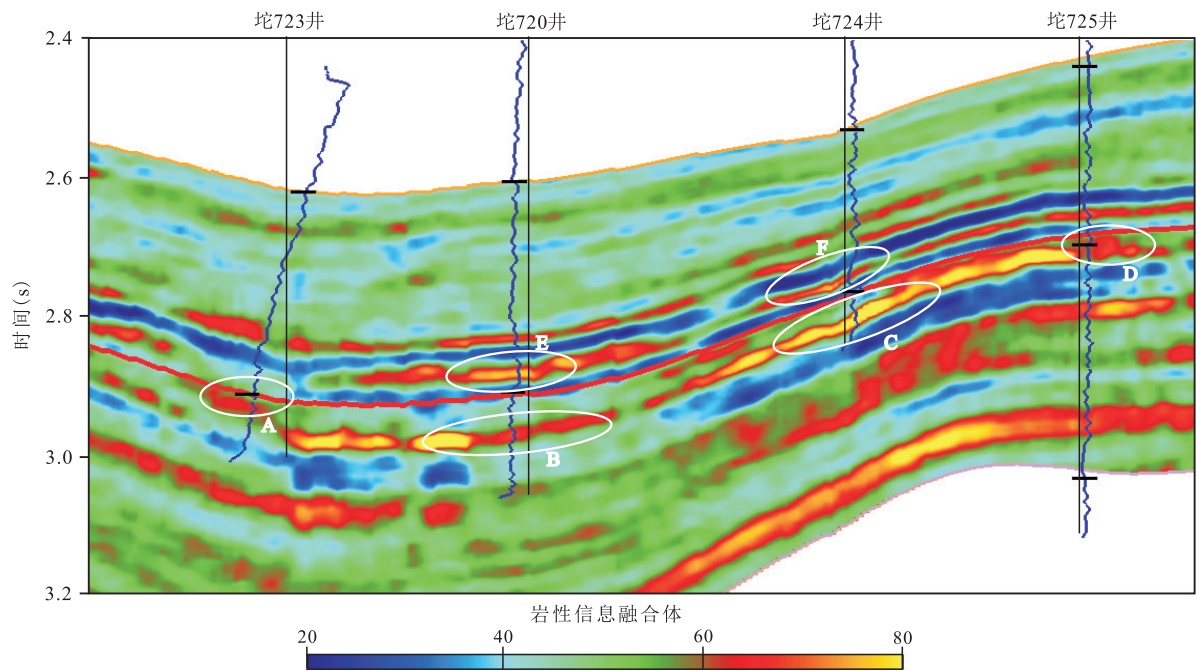


图11 岩性信息融合体连井剖面

Fig.11 Lithology fused interpretation of crossing well profile

表4 综合解释成果
Table4 Comprehensive interpretation results

井名	井段标识	测井解释层段(m)	地层厚度(m)	测井解释结论	岩性信息融合特征	岩性信息融合解释	是否吻合
坨723	A	3 843 ~ 3 904	61	灰质泥岩	较亮	灰质泥岩	是
坨720	B	3 669.8 ~ 3 676.4	6.6	薄层砂岩	亮	薄层砂岩	是
坨720	E	3 531.5 ~ 3 552.2	20.7	砂岩	高亮	砂岩	是
坨724	C	3 470.8 ~ 3 485.8	10.4	砂岩	高亮	砂岩	是
坨724	F	3 395.7 ~ 3 399.8	4.1	薄层砂岩	亮	薄层砂岩	是
坨725	D	3 306 ~ 3 344.5	20.0	灰质泥岩-砂岩互层	亮	薄层砂岩/灰质泥岩-砂岩互层	否

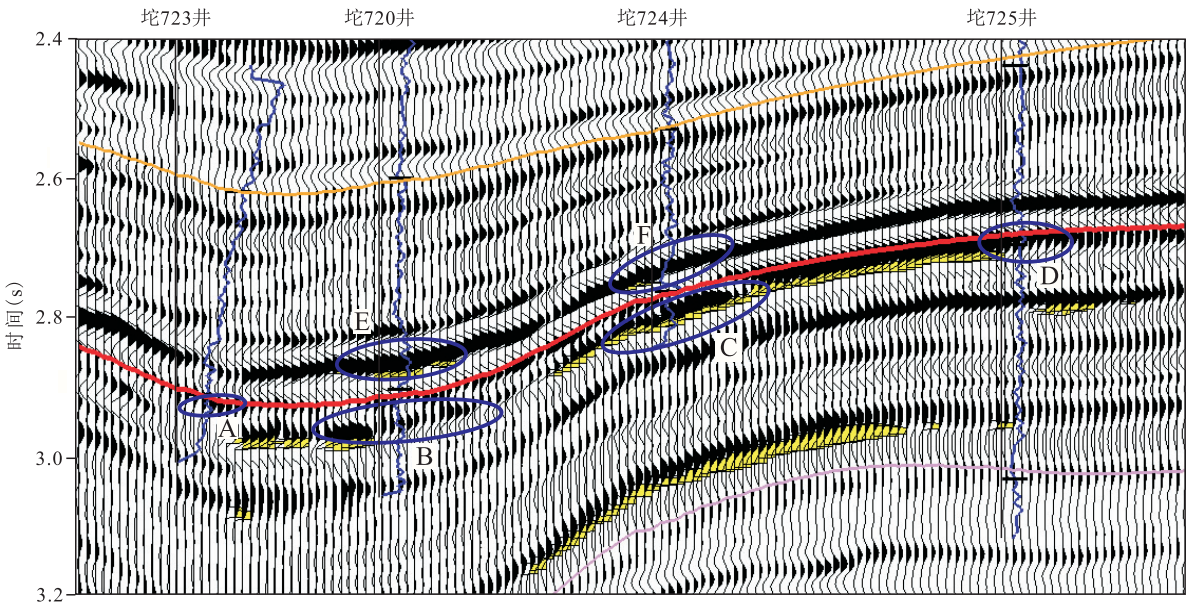


图12 岩性信息融合-纯波波形特征连井叠合剖面

Fig.12 Crossing well profile of lithology information fusion and pure wave characteristics

(红色)(图11B和F处),地震反射波同相轴为中振幅,不连续反射(图12B和F处)。③差储层:砂岩-灰质泥岩薄互层(小于2 m),岩性信息融合体表现为较高值,显示亮色(红色),地震反射波同相轴为中振幅,连续性较好(图12A和D处)。

6 结论

通过精细地震叠前同时反演和弹性波动方程数值模拟联合研究,利用多参数信息融合与解释方法,有效降低灰质背景下浊积岩储层识别的多解性,提高储层预测效果。结合坨71井区实际资料,针对灰质泥岩和浊积岩异质同相的特点,提出了灰质背景下浊积岩储层识别方法:①多参数岩性信息融合值越大,解释为浊积岩的准确性越高,对应浊积岩砂体越厚;②浊积岩薄层和灰质泥岩-砂岩薄互层识别,根据岩性信息融合特征不能完全解决,结合弹性波动方程的数值模拟特征,通过纯波数据体同相轴连续性加以区分。

符号解释

V_p ——纵波速度,m/s; V_s ——横波速度,m/s; ρ ——密度,g/cm³; V_{sh} ——泥质含量,%; ϕ ——孔隙度,%; $\alpha_{sand}, \alpha_{clay}$ ——砂岩和泥岩的结构参数; $paras$ ——骨架物理模量和流体物理模量,骨架物理模量包括砂岩和泥岩的体积模量(K)、剪切模量(Mu)和密度,流体物理模量包括体积模量和密度; β ——灰质校正系数; V_p^{meas} ——实测纵波速度,m/s; V_p^{est} ——预测纵波速度,m/s; R ——岩性敏感因子; X_1 和 X_2 ——岩性1和岩性2的弹性参数值。

参考文献

[1] 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 Wei. Research and application of seismic identification technology for turbidite in ash formation development area—using dj depression as an example[J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2017, 25(4): 25-30.
[2] 赵习, 刘波, 郭荣涛, 等. 储层表征技术及应用进展[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 287-294.

- ZHAO Xi, LIU Bo, GUO Rongtao, et al. Reservoir characterization and its application to development [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(2): 287–294.
- [3] 赵约翰. 基于地质模型监督的灰质泥岩发育区砂岩储层预测方法[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(4): 46–53.
- ZHAO Yuehan. A prediction method of sandstone reservoir in limy mudstone developmental area based on the geological model constraint [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(4): 46–53.
- [4] 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 You, GAO Gang, GUI Zhixian, 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 & Geochemical Exploration*, 2017, 41(5): 899–906.
- [5] 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 Zhengjun. Seismic response characteristics and recognition method of turbidity under carbonate depositional environment—a case in Dongji sag of Dongying sag [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(2): 95–97.
- [6] 贾开富, 王峰, 宋明星, 等. 准噶尔盆地中深层薄层叠置砂体储层预测[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(4): 33–38.
- JIA Kaifu, WANG Feng, SONG Mingxing, et al. Prediction of medium-deep reservoir with thin-overlapping sandbody in Junggar Basin [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(4): 33–38.
- [7] 高秋菊, 谭明友, 张营革, 等. 陆相页岩油“甜点”井震联合定量评价技术——以济阳凹陷罗家地区沙三段下亚段为例[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 165–173.
- GAO Qiuju, TAN Mingyou, ZHANG Yingge, et al. Well-seismic joint technology for quantitative evaluation of “sweet spot” in continental shale oil: A case study of Lower Es₃ Member of Luojia area in Jiyang Depression [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 165–173.
- [8] 宋增强. 叠后地震反演技术预测河道砂体[J]. *大庆石油地质与开发*, 2018, 37(4): 151–156.
- SONG Zengqiang. Prediction of the channel sandbody by post-stack seismic inverting technique [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2018, 37(4): 151–156.
- [9] 刘慧盈, 高志前, 吴俊, 等. 扇三角洲前缘单一河道砂体识别与定量表征[J]. *大庆石油地质与开发*, 2017, 36(1): 17–21.
- LIU Huiying, GAO Zhiqian, WU Jun, et al. Identification and quantitative characterization of the individual channel sandbodies in the fan delta front [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(1): 17–21.
- [10] 秦国省, 胡文瑞, 邹存友, 等. 基准面旋回对冲积扇沉积演化及储层质量的控制作用——以百口泉油田百21井区百口泉组为例[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(3): 1–10.
- QIN Guosheng, HU Wenrui, ZOU Cunyou, et al. Effects of base-level cycles on alluvial fan evolution and reservoir quality: A case study of the Baikouquan Formation in Bai21 Block, Baikouquan Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(3): 1–10.
- [11] 王惠勇, 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 Huiyong, CHEN Shiyue, ZHANG Yunyin, et al. Turbidite high-quality reservoir prediction in Dongying Depression [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2014, 49(4): 776–783.
- [12] 陈百军, 边婧, 赵海波. 基于正演模拟分析叠后反演预测薄储层的能力[J]. *大庆石油地质与开发*, 2012, 31(4): 154–158.
- CHEN Baijun, BIAN Jing, ZHAO Haibo. Ability to predict thin reservoirs by analyzing post-stack inversion on the basis of forward modeling [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2012, 31(4): 154–158.
- [13] 张保庆, 周辉, 陈汉明, 等. 基于新的差分结构的时-空域高阶有限差分波动方程数值模拟方法[J]. *地球物理学报*, 2016, 59(5): 1 804–1 814.
- ZHANG Baoqing, ZHOU Hui, CHEN Hanming, et al. Time-space domain high-order finite-difference methods for seismic wave numerical simulation based on new stencils [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2016, 59(5): 1 804–1 814.
- [14] 李文杰, 魏修成, 宁俊瑞. 一种新的弹性波数值模拟吸收边界条件[J]. *石油地球物理勘探*, 2009, 44(4): 501–507.
- LI Wenjie, WEI Xiucheng, NING Junrui. A new numeric-simulating absorbing boundary condition of elastic wave [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2009, 44(4): 501–507.
- [15] 余为维, 冯磊, 杜艳艳. 旬邑地区野外露头岩性组合地震反射特征研究[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(5): 24–29.
- YU Weiwei, FENG Lei, DU Yanyan. Seismic reflection characterization of field outcrop lithology association in Xunyi [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(5): 24–29.
- [16] 刘江丽, 徐美茹, 吕学菊, 等. 地震约束鲕粒滩型碳酸盐岩储层三维地质建模[J]. *中国石油勘探*, 2017, 22(3): 63–70.
- LIU Jiangli, XU Meiru, LÜ Xueju, et al. 3D geologic modeling of oolitic-beach carbonate reservoirs based on seismic constraint [J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(3): 63–70.
- [17] 汤婕, 吴国忱, 邓小凡. 基于贝叶斯理论的裂缝性介质叠前地震同步反演方法[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(6): 45–50.
- TANG Jie, WU Guochen, DENG Xiaofan. Pre-stack seismic synchronous inversion method for fractured media based on Bayesian theory [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(6): 45–50.
- [18] BATZLE M, WANG Z J. Seismic properties of pore fluids [J]. *Geophysics*, 1992, 57(11): 1 396–1 408.
- [19] RUSSEL B H, HEDLIN K, HILTERMAN F J, et al. Fluid-property discrimination with AVO: A Biot-Gassmann perspective [J]. *Geophysics*, 2003, 68(1): 29–39.
- [20] 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 Luyin, PAN Renfang, XIE Bing, et al. Automatic layering of shale oil reservoir with multiple information [J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(5): 110–116.