

基于测井约束稀疏脉冲反演的低渗储层“甜点”预测及分类评价

——以莺歌海盆地东方气田莺二段Ⅰ气组为例

成涛¹, 马勇新², 周伟¹, 刘鹏超¹, 惠增博^{3,4}, 葛家宇^{3,4}, 陈佳^{3,4}, 封从军^{3,4}

1 中海石油(中国)有限公司海南分公司; 2 中海石油(中国)有限公司湛江分公司;

3 西北大学地质学系; 4 大陆动力学国家重点实验室

摘要 莺歌海盆地东方气田上新统莺歌海组二段发育滨浅海相沉积,岩性总体以厚层泥岩夹低渗粉砂岩为主。为实现东方气田天然气持续开发利用,亟需明确低渗储层“甜点”展布特征。以东方气田莺二段Ⅰ气组为例,综合应用三维地震、测井、生产动态等资料,采用测井约束稀疏脉冲反演方法,在明确沉积微相控制低渗储层“甜点”展布的基础上,开展“甜点”预测;优选纵波阻抗、含水饱和度、渗透率、产能等参数开展分类评价研究。研究结果表明莺二段Ⅰ气组低渗含气储层(“甜点”)的纵波阻抗小于 5.6×10^6 (kg/m³·m/s),“甜点”可划分为3类:Ⅰ类、Ⅱ类“甜点”呈条带状分布,主要分布于临滨砂坝主体;Ⅲ类“甜点”呈片状分布,分布于临滨砂坝边缘。本方法主要适用于储层纵波阻抗特征差异明显的区域,可以通过该方法的合理应用有效厘定各类“甜点”的平面展布,从而为油气田持续开发提供指导。

关键词 低渗储层;“甜点”;波阻抗反演;分类评价;沉积微相;莺歌海组;莺歌海盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

0 前言

莺歌海盆地作为我国重要的高温超压含油气盆地^[1],天然气资源丰富。已有钻井资料揭示东方气田重要产气层上新统莺歌海组总体以厚层泥岩夹粉砂岩为主^[2-3],其部分层段渗透率主要为 $(1 \sim 10) \times 10^{-3}$ μm²,远小于低渗透储层渗透率上限 50×10^{-3} μm²^[4]。为实现天然气持续开发利用,亟需明确东方气田莺歌海组二段(简称莺二段)低渗储层“甜点”(普遍低渗条件下局部存在的相对高孔渗储层^[5-7])的展布特征。

针对海域低渗储层,近年来前人已探索应用了多种技术,包括叠前同时反演技术^[8-11]、约束稀疏脉冲反演技术^[5]、地震多属性分析技术^[6-7]、地震波形

指示反演技术^[12]等厘定优势储层展布。其中,测井约束稀疏脉冲反演技术可以依靠测井资料有效弥补地震资料缺少低频信息的不足,同时屏蔽薄层砂体的调谐效应^[13],是目前储层预测效果最好的技术之一。本文应用测井约束稀疏脉冲叠后反演技术,刻画研究区莺二段低渗储层“甜点”空间展布,并进一步在明确低渗储层主控因素的基础上,建立低渗储层“甜点”分类评价标准,厘定各类“甜点”分布范围,为有利目标区预测提供依据。

1 地质概况

东方气田位于莺歌海盆地东南部的莺歌海凹陷(图1)。东方气田发现于1992年,是目前我国海域最大的自主开发天然气田,含气面积超过300 km²,

收稿日期:2020-11-19;改回日期:2021-10-10;网络出版日期:2022-06-23

本文受国家重大科技专项子课题“南海深水大油气田成藏条件与世界深水成藏主控因素类比分析”(编号:2016ZX05026007-007)、国家自然科学基金项目“基于测井曲线互相关分析定量识别顺直型水下分流河道内部构型要素方法研究”(编号:41502127)、陕西省自然科学基金计划项目“鄂尔多斯盆地延长组重力流致密砂岩沉积内幕解剖及规模量化研究”(编号:2017JM4013)、“鄂尔多斯盆地延长组湖相优质烃源岩形成机理研究”(编号:2020JQ-798)、西北大学地质学系团队基金“海相断陷盆地深水轴向峡谷水道搬运机制及构型模式”联合资助

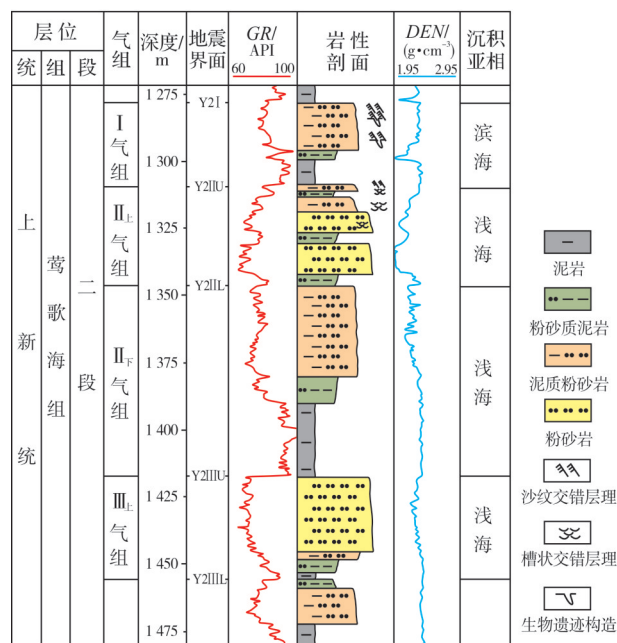
第一作者: 成涛,高级工程师,主要从事油气田开发方面的研究工作。通信地址:570312 海南省海口市秀英区西海岸长滨三路8号;E-mail: chengt@cnoc.com.cn

通信作者: 封从军,副教授,主要从事地震储层预测与油气藏描述研究。通信地址:710069 陕西省西安市碑林区太白北路229号;E-mail: fengcj@nwu.edu.cn

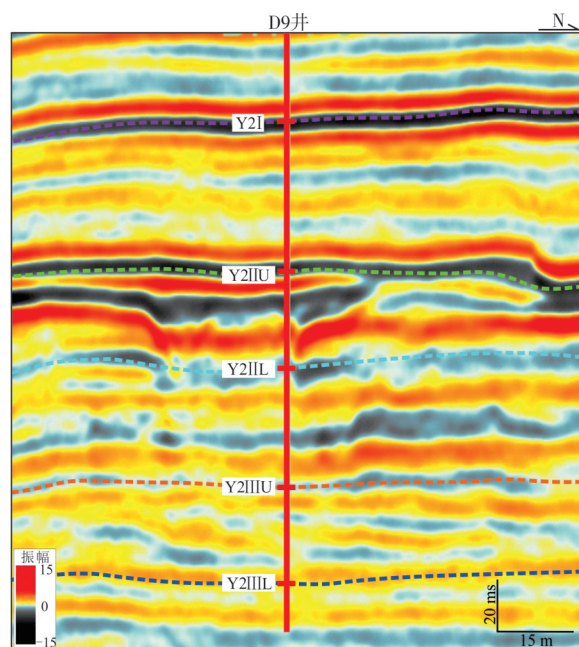


图1 莺歌海盆地构造单元分布图(据文献[14]修改)

Fig. 1 Tectonic units of Yinggehai Basin (cited from reference [14], modified)



(a) 地层综合柱状图



(b) 过D9井南北向地震剖面

图2 东方气田莺歌海组二段综合柱状图及过井地震剖面(井位见图7)

Fig. 2 Comprehensive column of Yinggehai Member 2 and seismic profile crossing Well D9 in Dongfang Gasfield (well location is shown in Fig. 7)

2 低渗储层“甜点”预测

2.1 岩石物理特征

基于研究区内取心井岩心分析、试油及录井资料,对莺二段 I 气组地层的四性关系以及岩石物理

地质储量超千亿立方米^[15-16]。气田为一个大型泥底辟短轴背斜构造,产层莺二段埋深为 1 200~1 600 m (海域水深约 64~70 m),气水界面海拔为-1 396 m,开采层位自上而下分为 I、II_上、II_下、III_上四个气组(图 2a)。

本次研究目的层为莺二段 I 气组。前人的研究成果表明^[3,16], I 气组沉积时期,研究区整体处于滨浅海环境。结合岩心资料分析, I 气组岩心槽状交错层理以及沙纹交错层理发育,局部发育生物潜穴(图 2a),确定其沉积微相主要为临滨砂坝和滨外泥。 I 气组沉积稳定,储层岩性主要为临滨砂坝的泥质粉砂岩和粉砂岩,物性呈现中孔低渗特征(孔隙度主要介于 16%~22%;渗透率主要为 $(1\sim10)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)。地震剖面上 I 气组能量强,顶底强轴反射特征明显(图 2b)。研究区内钻井共 25 口,钻遇莺二段 I 气组的共 15 口井,其中直井 4 口(D3 井、D5 井、D7 井、D9 井),水平井 11 口。

特征展开分析。本次研究共统计样品 67 个,其中粉砂岩样品 36 个(气层 20 个,水层 3 个,干层 13 个)、泥质粉砂岩样品 31 个(气层 7 个,水层 2 个,干层 22 个)。基于 I 气组样品测井参数统计结果,对孔隙度、自然伽马分别与纵波阻抗进行交会分析(图 3),

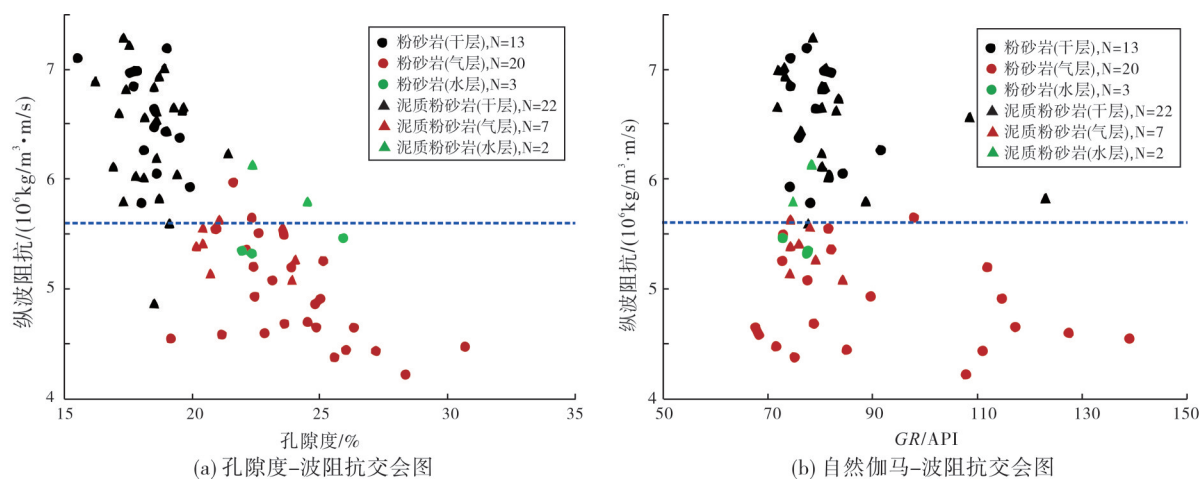


图3 东方气田莺歌海组二段 I 气组岩石物理分析

Fig. 3 Petrophysical analysis of I gas formation of Yinggehai Member 2 in Dongfang Gasfield

结果显示：含气砂岩波阻抗明显低于干层砂岩波阻抗，气层整体波阻抗小于 5.6×10^6 ($\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$)，干层整体波阻抗大于 5.6×10^6 ($\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$)。

2.2 测井约束稀疏脉冲叠后反演方法

2.2.1 原理与流程

测井约束稀疏脉冲反演属于递推反演，其原理是假设地层的强反射系数呈稀疏分布，并根据稀疏性的原则从原始地震数据中提取反射系数，与估算子波褶积得到合成地震数据，而后对比合成地震数据和原始地震数据的残差的大小，以此修改反射系数，通过迭代制作合成地震记录，最终得到最逼近原始地震数据的反射系数^[17-18]。

主要步骤如下：①地震数据可行性分析；②井震标定和子波提取；③框架模型构建；④低频模型构建；⑤反演参数设置和纵波阻抗体生成。研究区 I 气组叠后地震数据体频谱范围为 0~130 Hz，主频为 40 Hz，符合叠后反演的地震数据资料标准。基于 4 口直井的

测井资料（声波时差曲线和密度曲线）进行井震标定和子波提取，并采用 11 口水平井验证反演结果。

2.2.2 反演结果分析检验

基于测井约束稀疏脉冲反演得到的纵波阻抗数据体，结合莺二段 I 气组岩石物理分析结果，明确气层纵波阻抗小于 5.6×10^6 ($\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$)，在反演剖面上呈明显的红黄色。

(1) 直井检验

D7 井 如图 4 所示：钻井揭示 I 气组岩性从下至上为泥岩、粉砂岩、泥岩；测试结果显示，粉砂岩底部 4.3 m 为气层，其余为干层。反演剖面上，气层呈现出纵波阻抗低值特征（红黄色），横向连续性较好且区分效果明显；干层呈现出纵波阻抗高值特征（蓝绿色）。反演结果与 D7 井实际测试结果一致。

D5 井 如图 4 所示：钻井揭示 I 气组岩性从下至上为粉砂岩、泥岩、泥质粉砂岩、泥岩；测试结果显示，泥质粉砂岩顶部 10.04 m 为气层，其余为干层。反演剖面上，气层呈现出纵波阻抗低值特征

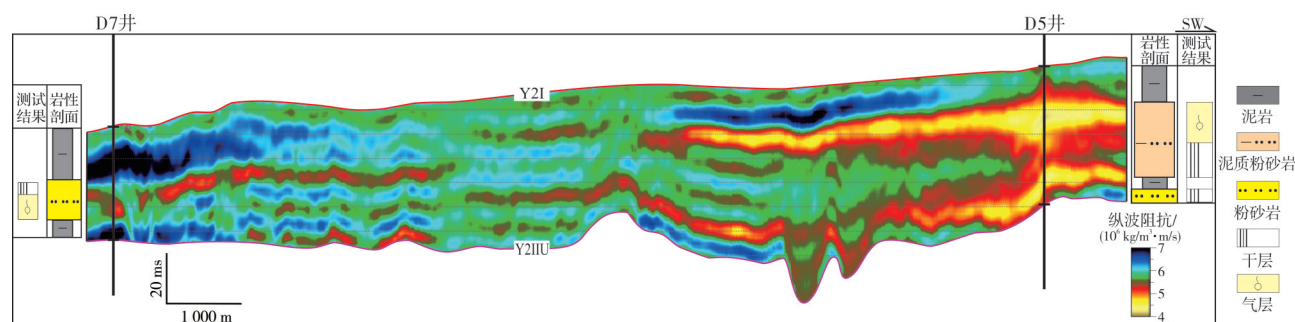


图4 东方气田莺歌海组二段 I 气组 D7 井—D5 井反演剖面(井位见图 7)

Fig. 4 Inversion profile of I gas formation of Yinggehai Member 2 crossing Well D7 and Well D5 in Dongfang Gasfield (well location is shown in Fig. 7)

小,而北西向临滨砂坝沉积相带对储层控制作用明显。储层物性统计结果表明:由粉砂岩构成的砂坝主体,其物性优于泥质粉砂岩构成的砂坝主体;砂坝主体泥质含量较低,物性较好,而砂坝边缘泥质含量较高,物性较差(表2)。综合分析砂体部位、储层物性及产能(图7,表2)可知,沉积因素对不同井区“甜点”分布的控制明显。

D3、D7、E9H、P1H、P2H等井分布在同一临滨砂坝内(图7)。D7井位于砂坝主体之间,发育泥质粉砂岩,物性较差,产能低;D3井、E9H井、P2H井位于砂坝边缘位置,物性较差,产能低;P1H井虽然气层厚度较小,但位于砂坝脊线的延伸方向,因此物性较好,产能较高(图7,表2)。

D5、D5H、D7H、D8H、A5H、E3H等井分布在同一临滨砂坝内(图7)。D5井、D5H井、D7H井位于砂坝主体,发育粉砂岩和泥质粉砂岩,物性好,产能较高;D8H井位于两期砂坝之间,物性较差,产能低;A5H井、E3H井位于砂体边缘,物性差,产能低(图7,表2)。

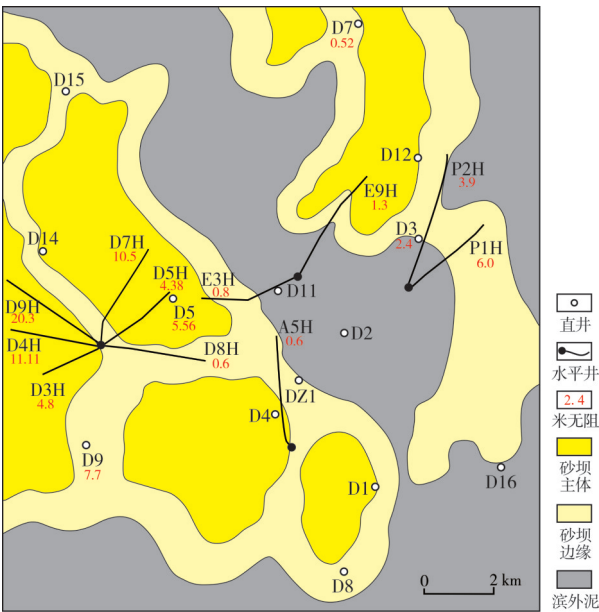


图7 东方气田莺歌海组二段 I 气组沉积微相分布图
Fig. 7 Sedimentary microfacies of I gas formation of Yinggehai Member 2 in Dongfang Gasfield

表2 东方气田莺歌海组二段 I 气组储层特征及产能统计表

Table 2 Statistics of reservoir characteristics and production capacity of I gas formation of Yinggehai Member 2 in Dongfang Gasfield

井名	钻井类型	砂体部位	储层岩性	泥质含量/%	孔隙度/%	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	含水饱和度/%	有效厚度/ m	纵波阻抗/ (10 ⁶ kg/m ³ ·m/s)	米无阻/ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹ ·m ⁻¹)
D3	直井	砂坝边缘	泥质粉砂岩	22.8	21.1	5.4	66.8	4.6	5.46	2.40
D5	直井	砂坝主体	泥质粉砂岩	13.7	22.9	15.9	63.2	10.0	5.18	5.56
D7	直井	砂坝边缘	粉砂岩	12.3	21.0	5.5	64.2	4.3	5.39	0.52
D9	直井	砂坝边缘	粉砂岩	14.3	22.4	10.8	60.5	5.6	5.16	7.70
A5H	水平井	砂坝边缘	泥质粉砂岩	25.8	21.3	6.3	65.4	4.8	5.33	0.60
D3H	水平井	砂坝主体	粉砂岩	15.7	22.7	13.0	58.7	5.5	5.08	4.80
D4H	水平井	砂坝主体	粉砂岩	12.6	24.1	39.1	53.7	17.4	4.75	11.11
D5H	水平井	砂坝主体	粉砂岩	11.8	22.8	18.0	57.3	5.0	5.26	4.38
D7H	水平井	砂坝主体	粉砂岩	18.3	22.8	24.6	50.9	10.2	4.49	10.50
D8H	水平井	砂坝边缘	泥质粉砂岩	20.0	20.8	5.0	66.8	4.2	5.57	0.60
D9H	水平井	砂坝主体	细砂岩	19.0	24.1	59.1	46.4	11.3	4.69	20.30
E3H	水平井	砂坝边缘	泥质粉砂岩	11.7	20.7	4.6	65.3	4.7	5.42	0.80
E9H	水平井	砂坝边缘	泥质粉砂岩	10.4	20.3	3.8	67.7	3.3	5.36	1.30
P1H	水平井	砂坝边缘	泥质粉砂岩	14.4	22.8	16.3	61.7	8.9	5.21	6.00
P2H	水平井	砂坝边缘	泥质粉砂岩	18.4	20.4	4.1	64.4	3.8	5.58	3.90

注:米无阻指单井日产气量与气层厚度之比。

D9、D4H、D3H、D9H等井分布在同一临滨砂坝内(图7),整体物性较好,产能较高。D4H井、D3H井、D9H井位于砂坝主体中心,主要发育粉砂岩,产能高;D9井位于砂坝边缘,但由于粉砂岩发

育,因此物性较好,产能较高(图7,表2)。基于以上分析,明确研究区砂坝主体气层厚度较大,整体物性优于砂坝边缘,莺二段 I 气组“甜点”分布受沉积相带控制明显。

3.2 “甜点”分类评价

对东方气田 I 气组低渗储层“甜点”的渗透率、气层有效厚度、产能(米无阻)、含水饱和度,分别与

纵波阻抗进行交会分析,结果显示出了3个明显的分区(图8)。因此,把“甜点”划分为 I 类、II 类和 III 类等3类,并依据 II 类“甜点”分区的界限厘定了各类甜点范围(表3)。

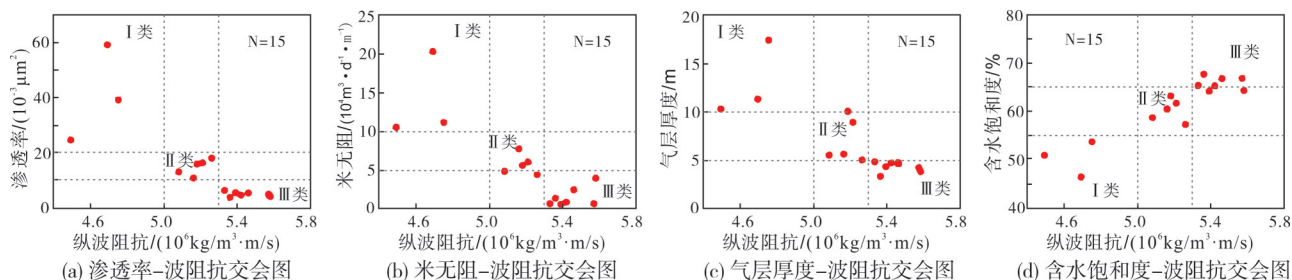


图8 东方气田莺歌海组二段 I 气组“甜点”参数交会分析图

Fig. 8 Crossplots of “sweet spot” parameters of I gas formation of Yinggehai Member 2 in Dongfang Gasfield

表3 东方气田莺歌海组二段 I 气组“甜点”分类评价表

Table 3 Classification of “sweet spot” of I gas formation of Yinggehai Member 2 in Dongfang Gasfield

类型	沉积微相及部位	纵波阻抗/($10^6 \text{ kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$)	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	米无阻/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$)	气层厚度/m	含水饱和度/%
I 类	临滨砂坝主体	< 5.0	> 20	> 10	> 10	< 55
II 类	临滨砂坝主体	$5.0 \sim 5.3$	$10 \sim 20$	$5 \sim 10$	$5 \sim 10$	$55 \sim 65$
III 类	临滨砂坝边缘	$5.3 \sim 5.6$	< 10	< 5	< 5	> 65

I 类“甜点”位于临滨砂坝主体,波阻抗小于 $5.0 \times 10^6 \text{ (kg/m}^3 \cdot \text{m/s)}$,渗透率大于 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,米无阻大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$,气层厚度大于 10 m,含水饱和度小于 55%; II 类“甜点”位于临滨砂坝主体,波阻抗介于 $(5.0 \sim 5.3) \times 10^6 \text{ (kg/m}^3 \cdot \text{m/s)}$,渗透率介于 $(10 \sim 20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,米无阻介于 $(5 \sim 10) \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$,气层厚度介于 5~10 m 之间,含水饱和度介于 55%~65%; III 类“甜点”位于临滨砂坝边缘,波阻抗介于 $(5.3 \sim 5.6) \times 10^6 \text{ (kg/m}^3 \cdot \text{m/s)}$,渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,米无阻小于 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$,气层厚度小于 5 m,含水饱和度大于 65%。

3.3 低渗储层“甜点”展布特征

基于莺二段 I 气组“甜点”分类评价标准,结合各井物性、含气性、产能等量化参数以及“甜点”纵波阻抗平面特征,厘定了 I 气组各类“甜点”的平面展布(图9)。I 类“甜点”呈条带状分布,主要位于 D7H 井、D4H 井、D9H 井附近临滨砂坝主体; II 类“甜点”呈条带状分布,主要分布于临滨砂坝主体; III 类“甜点”呈片状分布,主要分布于临滨砂坝边缘。这项评价结果有利于后续井位部署以及油气开采。

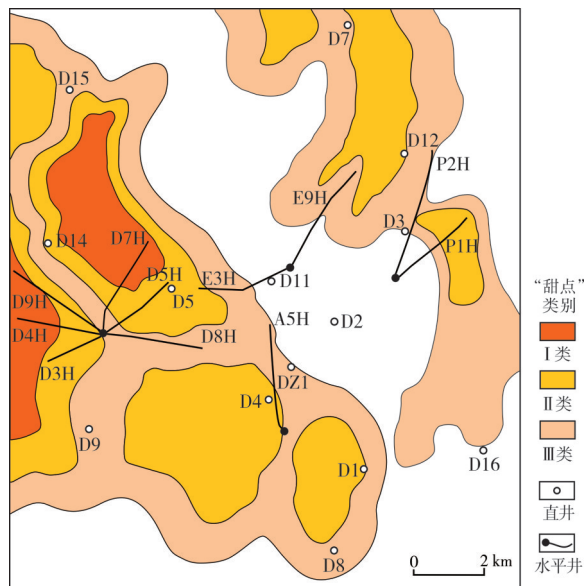


图9 东方气田莺歌海组二段 I 气组“甜点”平面展布图

Fig. 9 “Sweet spot” distribution plane of I gas formation of Yinggehai Member 2 in Dongfang Gasfield

4 结 论

(1) 基于取心井岩心分析、试油及测录井资料,在对莺歌海盆地东方气田莺歌海组二段 I 气组进行四性关系以及岩石物理特征分析的基础上,采用

测井约束稀疏脉冲方法开展叠后地震反演,厘定研究区含气低渗透层的纵波阻抗小于 5.6×10^6 ($\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$),并采用直井、水平井检验验证了叠后波阻抗反演的可靠性。

(2) 基于“甜点”主控因素分析,建立了莺二段 I 气组 3 类“甜点”的波阻抗、孔隙度、产能分类识别标准。据此标准厘定了研究区内 I 气组各类“甜点”的平面展布: I 类、II 类“甜点”呈条带状分布,主要分布于临滨砂坝主体; III 类“甜点”呈片状分布,分布于临滨砂坝边缘。

(3) 对于储层纵波阻抗特征差异明显的区域,通过开展测井约束稀疏脉冲反演和“甜点”多参数分类评价,可以有效厘定各类“甜点”的平面展布,从而为油气田持续开发提供指导。

参考文献

- [1] 李绪深, 杨计海, 范彩伟, 等. 南海北部海域高温超压天然气勘探新进展与关键技术: 以莺歌海盆地乐东斜坡带为例[J]. 中国海上油气, 2020, 32(1): 23–31.
LI Xushen, YANG Jihai, FAN Caiwei, et al. New progress and key technologies for high temperature and overpressure natural gas exploration in the northern part of South China Sea: taking the Ledong slope belt of Yinggehai Basin as an example [J]. China offshore oil and gas, 2020, 32(1): 23–31.
- [2] 岳绍飞, 张辉, 王庆帅, 等. 莺歌海盆地东方 A 气田莺歌海组二段沉积新认识: 海底扇浊积席状砂[J]. 海相油气地质, 2017, 22(4): 11–18.
YUE Shaofei, ZHANG Hui, WANG Qingshuai, et al. Turbidite sand: a new view on sedimentary facies of Pliocene Yinggehai Member-2 in DF-A Gas Field, Yinggehai Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2017, 22(4): 11–18.
- [3] 彭旋, 岳绍飞, 周伟, 等. 基于地震相及生产动态的沉积相研究: 以莺歌海盆地 M 气田新近系上新统莺歌海组二段 I 气组为例[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(3): 33–40, 73.
PENG Xuan, YUE Shaofei, ZHOU Wei, et al. Study on sedimentary facies based on seismic facies and production performance: an example from I gas-bearing formation, Member 2 of Yinggehai Formation, Neogene Pliocene Series, M Gasfield, Yinggehai Basin [J]. Natural gas technology and economy, 2020, 14(3): 33–40, 73.
- [4] 赵靖舟, 吴少波, 武富礼. 论低渗透储层的分类与评价标准: 以鄂尔多斯盆地为例[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3): 28–31, 53.
ZHAO Jingzhou, WU Shaobo, WU Fuli. The classification and evaluation criterion of low permeability reservoir: an example from Ordos Basin [J]. Lithologic reservoirs, 2007, 19(3): 28–31, 53.
- [5] 魏志鹏, 冯青, 樊爱彬, 等. 储层预测技术在东海低渗透气藏中的应用[J]. 石油化工应用, 2019, 38(10): 104–109, 120.
WEI Zhipeng, FENG Qing, FAN Aibin, et al. Application of reservoir prediction technology in low permeability gas reservoirs in the East China Sea [J]. Petrochemical industry application, 2019, 38(10): 104–109, 120.
- [6] 孙晓晖, 方小宇, 叶青, 等. 多属性分析技术在低渗透层预测中的应用[J]. 海洋石油, 2016, 36(1): 28–31.
SUN Xiaohui, FANG Xiaoyu, YE Qing, et al. Application of multiple seismic attributes analysis to prediction of low permeability reservoir [J]. Offshore oil, 2016, 36(1): 28–31.
- [7] 周军良, 胡勇, 李超, 等. 渤海典型低孔低渗透油藏储层预测及效果: 以渤海 A 油田沙河街组二段为例[J]. 海相油气地质, 2016, 21(4): 73–77.
ZHOU Junliang, HU Yong, LI Chao, et al. Reservoir prediction and result of classical Eocene Shahejie-2 reservoir with low porosity and low permeability in Oilfield A, Bohaiwan Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2016, 21(4): 73–77.
- [8] 潘光超, 周家雄, 韩光明, 等. 中深层“甜点”储层地震预测方法探讨: 以珠江口盆地西部文昌 A 凹陷为例[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(1): 94–100.
PAN Guangchao, ZHOU Jiaxiong, HAN Guangming, et al. Seismic prediction method of “sweet” reservoir in middle-deep zone: a case study from Wenchang A Sag, western Pearl River Mouth Basin [J]. Lithologic reservoirs, 2016, 28(1): 94–100.
- [9] 曹冰, 秦德文, 陈践发. 西湖凹陷低渗透层“甜点”预测关键技术研究与应用: 以黄岩 A 气田为例[J]. 沉积学报, 2018, 36(1): 188–197.
CAO Bing, QIN Dewen, CHEN Jianfa. The key technique research and application of “sweet spot” prediction in the Xihu Depression of low permeability and porosity reservoir: a case study from the Huangyan-A gas field [J]. Acta sedimentologica sinica, 2018, 36(1): 188–197.
- [10] 顾霜霜, 周家雄, 隋波, 等. 基于海底电缆资料道集优化的低渗透层预测方法: 以北部湾盆地涠洲 A 油田流沙港组为例[J]. 中国海上油气, 2018, 30(6): 62–70.
GU Shuangshuang, ZHOU Jiaxiong, SUI Bo, et al. Low-permeability reservoir prediction method based on submarine cable data gather optimization: a case study of Liushagang Formation in Weizhou A Oilfield, Beibuwan Basin [J]. China offshore oil and gas, 2018, 30(6): 62–70.
- [11] 李久娣, 孙莉, 魏水建, 等. 东海海域深层 HG 组低渗透层“甜点”预测方法及应用[J]. 石油勘探, 2019, 58(5): 758–765.
LI Jiudi, SUN Li, WEI Shuijian, et al. “sweet spot” prediction and its application in the low permeability reservoir of the deep HG Formation in the East China Sea [J]. Geophysical prospecting for petroleum, 2019, 58(5): 758–765.
- [12] 晁彩霞, 于俊峰, 王玉, 等. 基于地震波形指示反演的东方 B 气田海底扇砂体精细刻画[J]. 海相油气地质, 2021, 26(3): 281–288.
CHAO Caixia, YU Junfeng, WANG Yu, et al. Fine characterization of submarine fan sand body in Dongfang B gas field based on waveform indication inversion [J]. Marine origin petroleum geology, 2021, 26(3): 281–288.
- [13] 李艳杰. 约束稀疏脉冲反演方法在蒙古国断陷盆地 XI 区块储层预测的应用[J]. 世界地质, 2020, 39(2): 406–414.
LI Yanjie. Application of constrained sparse pulse inversion in reservoir prediction in block XI of a fault basin in Mongolia [J]. Global geology, 2020, 39(2): 406–414.
- [14] 尤丽, 招湛杰, 代龙, 等. 莺-琼盆地中新统高温超压储层特征及形成机制[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2654–2664.
YOU Li, ZHAO Zhanjie, DAI Long, et al. Reservoirs charac-

- teristics and formation mechanism of high temperature and overpressure reservoirs from Miocene in Ying-Qiong Basin [J]. *Earth science*, 2019, 44(8): 2654–2664.
- [15] 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 Hua, CHENG Tao, CHEN Jianhua, et al. Dongfang 1-1 gas field development and its stimulation measures, Yinggehai Basin, western South China Sea [J]. *Natural gas exploration and development*, 2014, 37(4): 33–37.
- [16] 周伟, 张磊岗, 马勇新, 等. 莺歌海盆地东方1-1气田上新统莺二段源-渠-汇研究[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2021, 51(3): 459–469.
- ZHOU Wei, ZHANG Leigang, MA Yongxin, et al. Study on source-channel-sink of the Pliocene Ying II member at the Dongfang1-1 gas field in Yinggehai Basin [J]. *Journal of Northwest University (natural science edition)*, 2021, 51(3): 459–469.
- [17] 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 and gas field*, 2015, 22(5): 565–569.
- [18] 刘鑫. 叠后反演方法在H地区储层预测的应用研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2016.
- LIU Xin. The application of pre-stack seismic inversion in reservoir prediction on H area in Junggar Basin [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2016.

编辑:董庸

Prediction and classification of “sweet spot” in low permeability reservoir based on logging constrained sparse pulse inversion: a case study of I gas formation of Yinggehai Member 2 in Dongfang Gasfield, Yinggehai Basin

CHENG Tao, MA Yongxin, ZHOU Wei, LIU Pengchao, HUI Zengbo, GE Jiayu, CHEN Jia, FENG Congjun

Abstract: The Pliocene Yinggehai Member 2 of Dongfang Gasfield in Yinggehai Basin is characterized by littoral and shallow marine facies, which is mainly composed of thick mudstone intercalated with low permeability siltstone. In order to realize the sustainable development and utilization of natural gas in Dongfang Gasfield, it is urgent to clarify the “sweet spot” distribution of low permeability reservoir. Taking the I gas formation of Yinggehai Member 2 (N_2y^2-I) of Dongfang Gasfield as an example, based on the comprehensive application of 3D seismic data, logging data, production data, and other data, the research on prediction and classification of “sweet spot” in low permeability reservoirs is carried out by the use of logging constrained sparse pulse inversion method, and the analysis of the main controlling factors (sedimentary microfacies) of “sweet spot”.

The results show that the P-wave impedance of the low-permeability gas-bearing reservoir (“sweet spot”) in N_2y^2-I is less than 5.6×10^6 ($\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$). The classification and identification criteria for “sweet spot” of low permeability reservoirs has been established through the crossplot analysis of P-impedance between porosity, permeability, water saturation, and thickness in N_2y^2-I . There are three types of “sweet spot”. The type I is located in the main body of shoreface bar, with the P-impedance less than 5.0×10^6 ($\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$), the permeability more than $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the production more than $10 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$, the thickness of gas formation more than 10 m, and the water saturation less than 55%. The type II is also located in the main body of shoreface bar, with the P-impedance among $(5.0-5.3) \times 10^6$ ($\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$), the permeability among $(10-20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the production among $(5-10) \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$, the thickness of gas layer among 5–10 m, and the water saturation among 55%–65%. The type III is located at the edge of shoreface bar, with the P-impedance among $(5.3-5.6) \times 10^6$ ($\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$), the permeability less than $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the production less than $5 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$, the thickness of gas formation less than 5 m, and the water saturation more than 65%. Generally, the “sweet spot” of type I and type II are mainly distributed in strips in the main body of shoreface bar; the type III is distributed in flaky shape on the edge of shoreface bar. This method is mainly applicable to the reservoirs with obvious P-impedance difference, and its reasonable application can effectively determine the plane distribution of “sweet spot”, so as to provide guidance for the sustainable development of oil and gas fields.

Key words: low permeability reservoir; “sweet spot”; impedance inversion; classification; sedimentary microfacies; Yinggehai Formation; Yinggehai Basin

CHENG Tao, First author: Senior Engineer, mainly engaged in oil and gas development. Add: No. 8 Changbin 3rd Rd., Xiuying District, Haikou, Hainan 570312, China

FENG Congjun, Corresponding author: Associate Professor, mainly engaged in seismic reservoir prediction and reservoir description. Add: No. 229 Taibai Rd., Beilin District, Xi'an, Shaanxi 710069, China