2026 年第 41 卷 第 5 期
2026,41(5):2338-2348
地球物理学进展 Progress in Geophysics
http://www.progeophys.cn
ISSN 1004-2903
CN 11-2982/P

李芳,孙万元,李松龄,等.2026.莺歌海盆地低渗储层地球物理评价方法研究.地球物理学进展,41(5):2338-2348,doi:10.6038/pg2026JJ0378.
LI Fang, SUN WanYuan, LI SongLing, *et al*. 2026. Geophysical evaluation method for low permeability reservoir in the Yinggehai Basin. *Progress in Geophysics* (in Chinese), 41(5):2338-2348,doi:10.6038/pg2026JJ0378.

莺歌海盆地低渗储层地球物理评价方法研究

Geophysical evaluation method for low permeability reservoir in the Yinggehai Basin

李芳[1,2],孙万元[1],李松龄[1*],汪锐[1],吴崇言[1]
LI Fang[1,2], SUN WanYuan[1], LI SongLing[1*], WANG Rui[1], WU ChongYan[1]

1. 中海石油(中国)有限公司海南分公司,海口 570311
2. 北京大学地球与空间科学学院,北京 100871
1. *CNOOC China Limited*, *Hainan Branch*, *Haikou* 570311, *China*
2. *Peking University*, *School of Earth and Space Sciences*, *Beijing* 100871, *China*

摘 要 莺歌海盆地低渗气藏丰富,是我国海上天然气储量增长与勘探开发的重点领域,“甜点”储层预测是实现低渗储层勘探开发的关键因素.然而,该盆地低渗储层受沉积、成岩及后期改造等多重因素控制,岩石物理规律复杂、非均质性强,其空间分布规律认识尚不深入,导致传统地球物理方法在甜点预测中面临精度不足、多解性强的突出难题.针对上述挑战,本文系统开展了针对性的研究.首先,基于岩心样品进行系统的岩石物理实验,明确了控制储层渗透率的关键地质因素.其次,分析了岩石物理规律、建立了表征甜点储层的地震响应特征模板.进而,综合运用 AVO 正演模拟、叠前地震反演和地震相约束的渗透率预测等技术,形成适用于莺歌海盆地低渗气层的地球物理评价方法.实际勘探结果证明了本文提出方法的有效性,为海上超压低渗气藏高效勘探开发提供支撑.

关键词 莺歌海盆地;低渗储层;地球物理评价;岩石物理实验;叠前反演

中图分类号 P631,P738
文献标识码 A
doi:10.6038/pg2026JJ0378
CSTR:32085.14.pg2026JJ0378

Abstract The Yinggehai Basin is rich in low-permeability gas reservoirs and represents a key area for offshore natural gas reserve growth and exploration in China. The prediction of “sweet spot” reservoirs is crucial for the effective exploration and development of such low-permeability reservoirs. However, the low-permeability reservoirs in this basin are influenced by multiple factors including sedimentation, diagenesis, and subsequent alteration, resulting in complex petrophysical properties, strong heterogeneity, and insufficient understanding of their spatial distribution. These challenges lead to notable difficulties in sweet-spot prediction using conventional geophysical methods, characterized by low accuracy and high ambiguity. To address these issues, this study systematically conducts targeted research. First, systematic petrophysical experiments based on core samples are performed to identify key geological factors controlling reservoir permeability. Second, petrophysical patterns are analyzed, and a seismic response template characterizing sweet-spot reservoirs is established. Furthermore, integrated techniques such as AVO forward modeling, pre-stack seismic inversion, and seismic facies-constrained permeability prediction are employed to develop a geophysical evaluation method suitable for low-permeability gas reservoirs in the Yinggehai Basin. Practical exploration results demonstrate the effectiveness of the proposed method, providing support for the efficient exploration and development of offshore overpressured low-permeability gas reservoirs.

Keywords Yinggehai Basin; Low permeability reservoir; Geophysical evaluation; Rock physics experiment; Pre-stack inversion

收稿日期 2025-12-05; **修回日期** 2026-05-19. **投稿网址** http://www.progeophys.cn
基金项目 油气重大专项“南海深水复杂地质条件高精度保幅成像与多物理场探测技术”(2025ZD1402706)—专题 2“深水复杂地质条件高精度保幅成像关键技术研究”(2025ZD1402706-02)资助.
第一作者简介 李芳,女,1986 年生,硕士,教授级高工,研究方向为储层预测与烃类检测. E-mail:lifang9@cnooc.com.cn
*通讯作者 李松龄,男,1992 年生,博士,工程师,研究方向为储层预测与烃类检测. E-mail:lisl17@cnooc.com.cn

0 引　言

随着勘探的不断深入,常规油气勘探日趋困难,低渗油气藏是我国未来油气勘探开发的重要领域(黄泳媚等, 2026; 汪锐等, 2024; 乐靖等, 2022; Weller *et al*., 2015).莺歌海盆地中深层高温超压地层普遍发育低渗储层,天然气探明地质储量超 1000 亿方,具有较大开发潜力.然而目前已开发低渗储量占比低,大量探明低渗储量待开发.因此,针对莺歌海盆地超压低渗气藏开展地球物理评价,形成海上超压低渗粉砂岩气藏"甜点区"综合识别技术,对储量、产能释放、保障国家能源安全至关重要.

超压低渗气藏的地球物理评价包含物性和含气性评价两个方面.在物性方面,储层的渗透率预测是业界研究的热点与难题.在实际勘探中,渗透率的主流预测方法包含三大类.第一类是基于岩石的微观孔隙结构特征建立岩石物理模型(Wanniarachchi *et al*., 2018; 杨博等, 2019),该方法物理意义明确,适用于岩石性质稳定的储层.然而,实际地层的岩性较为复杂,降低了该方法的预测精度.第二类是基于测井数据拟合渗透率(高金彪等, 2025; 郑文宽等, 2019),该方法简单便捷,可准确估计已钻井附近地层的渗透率.但在实际评价工作中,不同储层及区域的渗透率主控因素各异,有限数量的测井资料仅能反映井点附近的渗透率变化.当地层横向非均质性强时,该方法的普适性不足,预测精度受限.第三类则通过岩心分析岩性物性参数计算渗透率(张琳等, 2024; 赵军等,2024),该方法可获取不同参数与渗透率间的关系,分析影响渗透率变化的主控因素,进而依据区域规律计算不同的渗透率关系函数,具有较高的普适性和准确性.然而,针对莺歌海盆地低渗储层渗透率主控因素的研究尚显不足.

地震资料是"甜点"储层物性和含气性双重响应的结果,仅基于地震资料的物性进行"甜点"预测具有较强的多解性(张言辉, 2020; 周守信等, 2004).因此,储层含气性同样是低渗"甜点"评价的重要指标.通常评价地层含气性的最直接方式是计算地层含水饱和度,但在实际勘探中复杂的地质条件和储层的强非均质性会影响含水饱和度的预测精度.国内外学者提出多种方法评价储层流体性质,例如:利用不同流体的振幅随偏移距变化(Amplitude Vary with Offset,AVO)响应特征差异,建立 AVO 定量解释量版(唐瑞晨等,2026; 孙万元等,2022);基于叠前反演的优势储层与岩石物理参数的关系法(Lamur *et al*., 2017);利用叠前弹性阻抗反演计算流体因子评价含气性方法(贾凌云等, 2018);基于地震岩相-物相-流相逐级相控纯地质方法(柴辉等, 2023);以及将地球物理和地质相结合的多级相控-叠前敏感参数反演法(邓永辉等, 2023; 王来源等, 2025).与常规储层相比,低渗储层整体孔隙占比小,导致低渗储层具有气、水差异更小,含气性预测更难.因此,针对莺歌海盆地高压低渗储层的地球物理预测与评价技术体系尚未形成.

针对研究区"甜点"预测所面临的难点问题,本文提出了针对莺歌海盆地超压低渗气藏地球物理评价方法.提出方法从物性和含气性方面对低渗储层进行精细评价,具有如下优势.首先,在渗透率方面,利用岩石物理实验对不同沉积因素控制的低渗储层的地震响应差异总结归类,确定了影响低渗储层渗透率估计的主控因素为泥质含量与岩石粒度耦合因子,提高了渗透率的预测精度.其次,相比于传统的叠前反演方法,构建了基于测井和地质认识的初始模型,校正了由于地球物理信息不准确引起的多解性问题.最后,从 AVO 特征、纵波阻抗、截距属性、纵横波速度比、孔隙度和渗透率等方面进行评价,提高了低渗气藏储层"甜点"的预测精度.

1 方法原理

1.1 低渗主控因素分析

渗透率的高精度预测是超压低渗天然气储层"甜点区"预测的关键,因此需开展地震岩石物理实验,分析低渗储层渗透率主控因素.针对莺歌海盆地超压低渗储层特征,设计制作人工岩样.实验共制作 240 块人造砂岩样,均基于莺歌海盆地东方区 T29 目的层段具有代表性的钻井取心样品物性参数制作.对东方区莺二段下层系 T29C 天然岩心化验资料整理分析可知,该层段主要矿物组分为石英、黏土矿物、长石、碳酸盐矿物.天然岩样中石英含量主要分布在 49% 左右,碳酸盐矿物含量主要分布在 8% 左右,黏土矿物含量主要分布在 23% 左右,且矿物含量分布为正偏态分布.该比例可以近似描述 T29 层段的主要矿物组分,并以该比例制作的人造岩样可以与天然岩样拥有近似的矿物组成,制作方法为化学胶结法,主要步骤如下:

(1)根据天然岩样矿物组分结果选择合适的矿物颗粒,部分低于 5% 含量的矿物组分优化为石英或其他矿物,碳酸盐矿物根据孔隙度与胶结物含量按一定比例更换为氢氧化钙.

(2)将矿物颗粒与一定含量水均匀混合为基质,并置于高压模具内.

(3)根据预期岩样孔隙度设置合适的压制压力并对基质粉末压制.

(4)压制后的样品置入二氧化碳循环腔中,通过二氧化碳循环生成碳酸盐矿物,实现胶结过程.

(5)样品胶结后打磨为直径 25~25.2 mm 或 37.8~38.2 mm,长度为 50~55 mm 的圆柱形岩心,用于后续测量实验.然后,对制备好的岩样开展常规物性测试,通过对制备人工岩样的黏土含量、骨架粒度、孔隙度、渗透率进行筛选,得到控制变量的对照试验组,从而分析单一变量下各参数变化与渗透率间的相关性,明确超压低渗岩样的岩石物理规律,从而获得渗透主控因素.

图 1 为人造砂岩交会图.如图 1 所示,240 块人造砂岩渗透率随孔隙度增大而增大,密度随孔隙度增大而减小.不同组别人造砂岩间的制作参数具有一定差异,因此相同孔隙度的人造砂岩可能具有不同密度或渗透率.图 2 为人造砂岩和真实岩心的参数交会图,如图所示,人造砂岩相比 T29 储层岩心具有更广的孔隙度、渗透率、密度区间,可以较好的覆盖天然岩心物性参数范围.

图 3 为人造砂岩黏土含量与粒度均值与渗透率和孔隙度交会图.通过图 3 可知,人造砂岩孔隙度与渗透率均随黏土含量增加而减小,这是由于黏土含量增大,有效孔隙体积减小,孔隙度与渗透率均降低;人造砂岩渗透率随粒度均值增大而减小,孔隙度与粒度均值相关性较差,这是由于粒度均值增大,有效孔隙直径减小,渗透率降低,有效孔隙体积可能发生变化.因此,孔隙度和渗透率在对数域存在一定的关系函数,且孔-渗关系函数受控于粒度均值和泥质含量,当泥质含量为主控因素时,利用一个孔-渗关系即可预测渗透率;当粒度均值为主控因素时,不同粒度均值对应不同的孔渗关系,此时需综合地质认识确立分段的孔-渗关系函数.综合区域地质规律及实测岩心个孔-渗关系,确定孔-渗关系函数为:

$$y=(2E-10)\mathrm{e}^{1.213x}+0.00335\ , \tag{1}$$

式中:y 和 x 分别代表渗透率和孔隙度.

1.2 低渗储层岩石物理与地震响应分析

低渗储层存在岩石物理规律复杂、气水赋存状态认识模糊等问题.开展海上低渗储层岩石物理敏感参数及地震响应特征分析,对提高识别低渗储层的能力和精度具有重要意义.通过已钻井岩石物理分析可知(图 4),低渗领域气层相对于泥岩表现为低密度、低纵波阻抗、低纵横波速度比特征,纵波速度叠置,因此可选用纵横波速度比识别含气储层.

不同储层通常具有不同的 AVO 特征,AVO 分析技术常用于烃类检测.基于实钻砂岩的孔隙度范围,开展 AVO 正演模拟分析(公式(2)).图 5 为低渗领域 AVO 变孔隙、变流体正演模拟结果.通过叠前道集、截距属性可知,相比于水层,气层振幅较强、截距较大;在梯度属性中气层表现为负梯度属性,水层表现为正梯度属性;气层的 $P\times G$ 属性表现为正值、水层为负值,本文使用 Shuey 近似计算 P、G 属性(公式(4)).对已钻遇实际低渗储层进行变孔隙、变流体 AVO 正演模拟,气层表现为Ⅱ~Ⅲ类 AVO 特征,水层表现为无异常~Ⅳ类 AVO 特征,且随着孔隙度提高,气层 AVO 类型由Ⅱ类逐渐向Ⅲ类及Ⅳ变化.因此,AVO 类型对低渗领域储层含流体性质具有较好的指示意义.在实钻砂岩的孔隙度范围内,针对气层的 AVO 特征进行进一步分析,从而寻找物性相对"甜点"的储层 AVO 类型.通过正演叠前道集可知,孔隙度越大,气层振幅越强,但由于低渗领域实钻砂岩储层孔隙度变化范围较小,因此振幅变化特征相对不明显;在实钻气层的Ⅲ类 AVO 范围内,气层孔隙度越高,截距属性越大.因此针对低渗领域,截距属性可描述物性"甜点",截距属性越大,孔隙度越高.式(2)为:

$$\begin{bmatrix} \sin\theta_1 & \cos\theta_3 & -\sin\theta_2 & \cos\theta_4 \\ \cos\theta_1 & \sin\theta_3 & -\cos\theta_2 & \sin\theta_4 \\ \sin2\theta_1 & \dfrac{\alpha_1}{\beta_1}\cos2\theta_3 & \dfrac{\alpha_1\beta_2^2\rho^2}{\alpha^2\beta_1^2\rho_1}\sin2\theta_2 & -\dfrac{\alpha_1\beta_2\rho_2}{\beta_1^2\rho_1}\cos2\theta_4 \\ \cos2\theta_3 & -\dfrac{\beta_1}{\alpha_1}\sin2\theta_3 & -\dfrac{\alpha_2\rho_2}{\alpha_1\rho_1}\cos2\theta_4 & -\dfrac{\beta_2\rho_2}{\alpha_1\rho_1}\sin2\theta_4 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} R_{PP} \\ R_{PS} \\ T_{PP} \\ T_{PS} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} -\sin\theta_1 \\ \cos\theta_1 \\ \sin2\theta_1 \\ -\cos2\theta_3 \end{bmatrix}, \tag{2}$$

式中,R_{PP},R_{PS} 分别表示为纵波和纵横转化波的反射率;R_{PP},R_{PS} 分别表示为纵波和纵横转化波的投射系数;θ_1、θ_2、θ_3 和 θ_4 分别表示为纵波的入射角、纵波的反射角、纵横转换波的反射角和透射角;α_1、α_2、β_1、β_2、ρ_1、ρ_2 分别表示界面两侧的纵横波速度和密度.

Shuey 近似可表示为:

$$R(\bar{\theta})\approx A+B\sin^2\bar{\theta}+C\sin^2\bar{\theta}\tan^2\bar{\theta}, \tag{3}$$

式中,第一项参数 A 表示纵波以法线方向入射($\theta=$

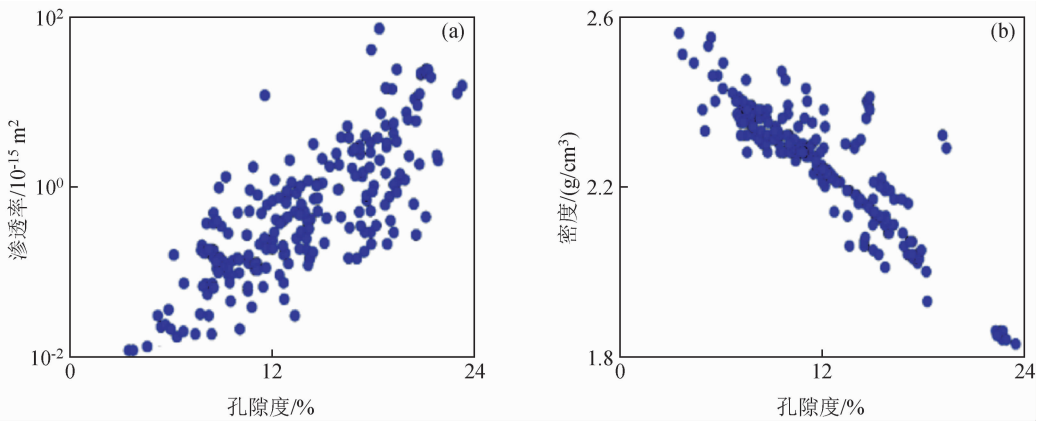


图 1　人造砂岩交会图

(a)渗透率-孔隙度;(b)密度-孔隙度.

Fig. 1　Artificial sandstone crossplots

(a) Permeability-porosity; (b) Density-porosity.

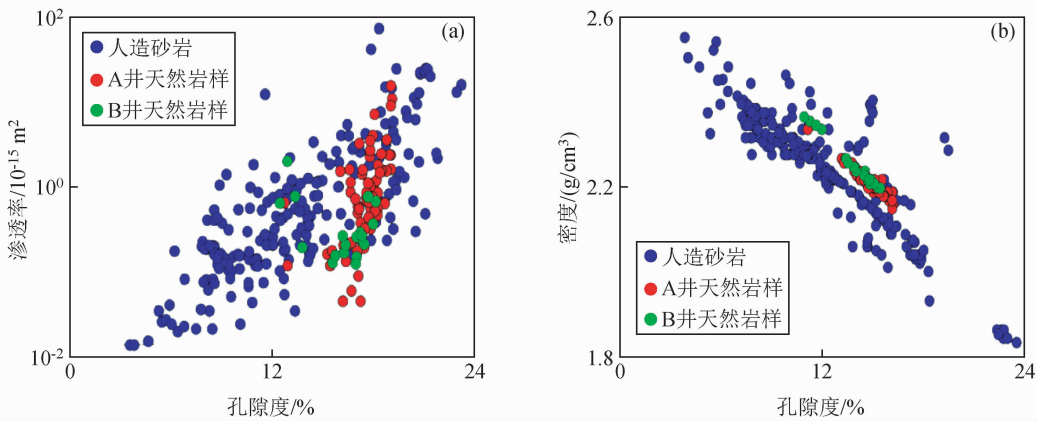


图 2　人造砂岩、T29 储层岩心交会图

(a)渗透率-孔隙度;(b)密度-孔隙度.

Fig. 2　Crossplots of core samples from T29 sandstone and reservoir layers

(a) Permeability-porosity; (b) Density-porosity.

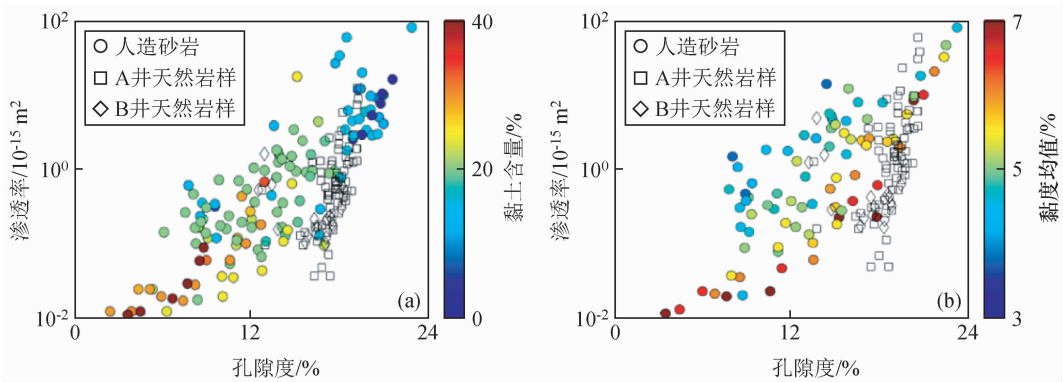


图 3　人造砂岩、T29 储层岩心黏土含量、渗透率与孔隙度交会图

(a)黏土含量;(b)粒度均值.

Fig. 3　Crossplot of clay content, permeability, and porosity of artificial sandstone and T29 reservoir core

(a) Clay content; (b) Mean grain size.

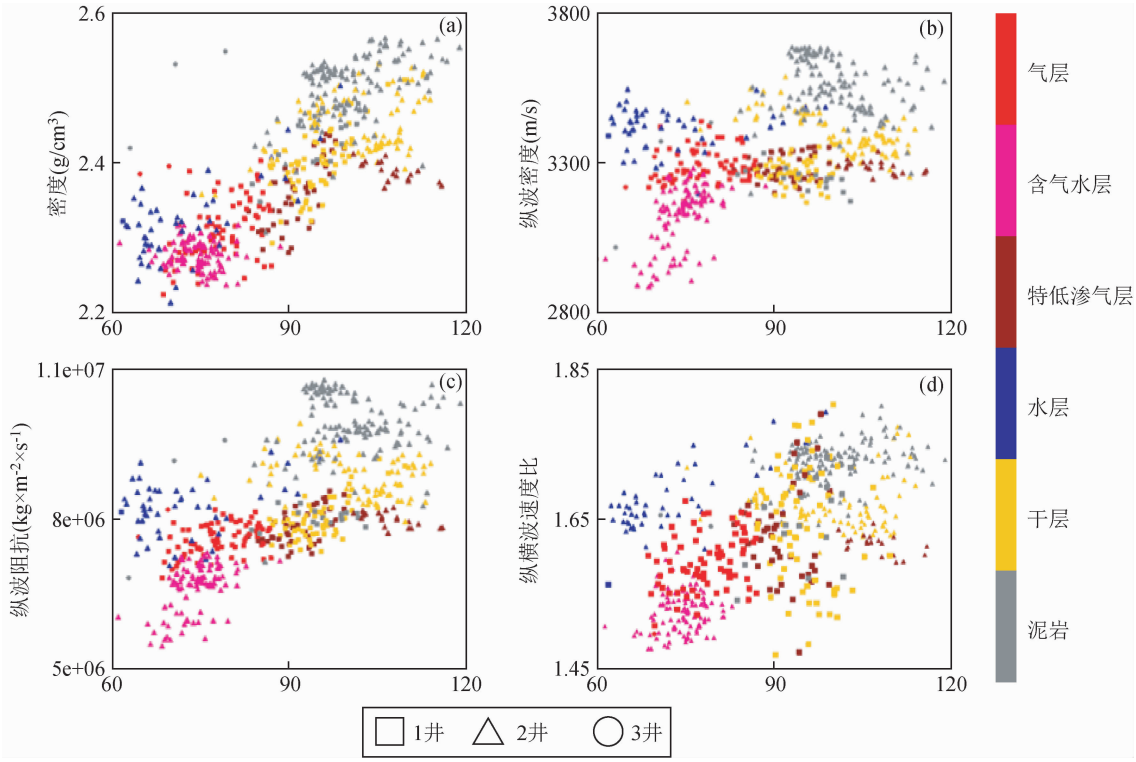


图 4 东方区低渗储层岩石物理规律(横坐标为伽马)

Fig. 4 Rock physics laws of low-permeability reservoirs in the Eastern area (the horizontal axis is Gamma)

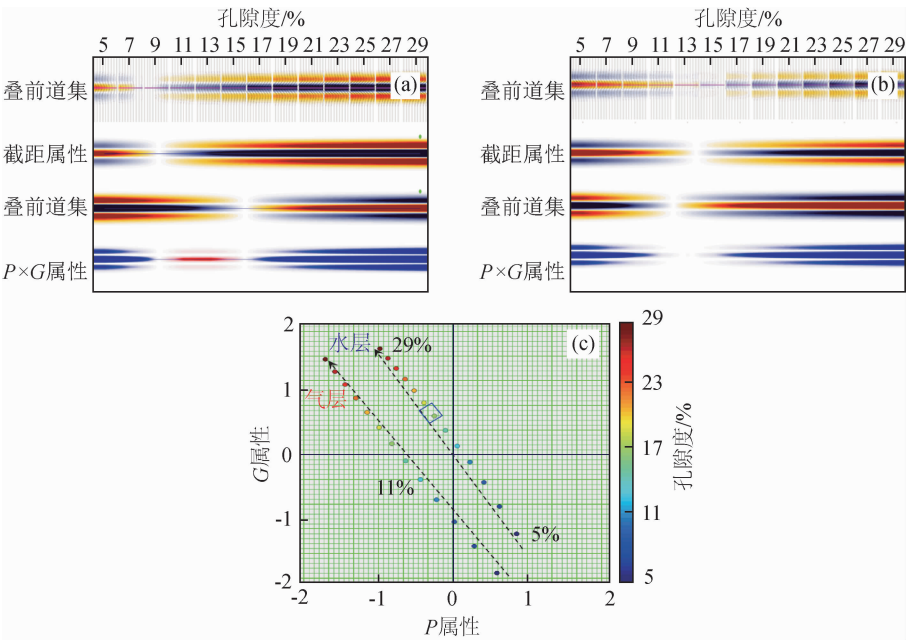


图 5 低渗储层 AVO 变孔隙、变流体正演模拟

(a)气层;(b)水层;(c)$P \times G$.

Fig. 5 AVO forward modeling for low-permeability reservoirs with variable porosity and fluid saturation

(a) Gas; (b) Water; (c) $P \times G$.

0)时的反射系数;第二项参数 B 称为振幅变化的梯度项,在入射角 $0° < \theta \leqslant 30°$ 时,反映了地层岩性的变化;第三项参数 C 在 $\theta > 30°$ 时,影响振幅随炮检距的变化规律. 在入射角小于 30 度时,$\sin^2\theta \mathrm{tg}^2\theta \leqslant 0.083$,$\Delta\alpha/\overline{\alpha}$ 也比较小,则第三项可以忽略,此时 Shuey 方程可以简化为:

$$R(\overline{\theta}) \approx A + B\sin^2\overline{\theta} = P + G\sin^2\overline{\theta}) \ , \tag{4}$$

其中,P 属性代表法线入射零炮检距时的地震波振幅:

$$P = R_P(0) \approx \frac{1}{2}\left(\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta\rho}{\rho}\right) \ , \tag{5}$$

式中,ΔV_P 和 $\Delta\rho$ 分别代表界面纵波速度和密度的差. G 属性表现为振幅随偏移距或角度的变化梯度:

$$G \approx \frac{P}{2} - 2(1-\beta)^2\frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} + \left(\frac{\Delta V_P}{2V_P} - \beta^2\frac{\Delta\rho}{\rho}\right) \ , \tag{6}$$

其中,σ 代表泊松比. β 为横纵波速度比,$\beta^2 \approx \dfrac{1-2\sigma}{2(1-\sigma)}$.

根据 P 和 G 属性的正负组合,AVO 响应通常可分为 4 类. Ⅰ类:截距为正,梯度为负,常表现为高阻抗储层;Ⅱ类:截距有正有负,梯度为负,表现为 0 阻抗储层;Ⅲ类:截距为负,梯度为负,是低阻抗储层;Ⅳ类:截距为负,梯度为正,物性较好的储层.

1.3　叠前反演初始模型构建

叠前反演通过使用不同的近似式反演求解得到与岩性、含油气性相关的多种弹性参数,被广泛应用于地球物理评价. 叠前反演的准确性决定了储层物性和含气性评价结果的可靠性. 建立准确的初始模型可有效提高叠前反演的可靠性,本文构建了基于测井和地质认识的初始模型,如公式(7)所示:

$$Y = \alpha\cos\theta + \beta\sin\theta \ , \tag{7}$$

其中,Y 为本文建立的初始模型,α 为利用测井和速度插值得到的数据驱动模型,β 为地震相信息,利用旋转角度 θ 将敏感属性 α 和敏感属性 β 进行组合. 本文构建的叠前反演初始模型同时包含了测井、速度、地震相的信息,可以校正由于地球物理信息不准确引起的多解性问题.

1.4　莺歌海盆地低渗储层"甜点"地球物理评价流程

莺歌海盆地低渗储层"甜点"地球物理评价主要从物性和含气性两个方面进行评价,在评价前,首先通过岩石物理分析和 AVO 正演模拟获得区域岩石物理规律及甜点储层地震响应特征. 综合岩石物理实验与地震响应分析结果,在含气性评价方面,气层相对于泥岩表现为低密度、低纵波阻抗、低纵横波速度比特征;气层的 $P \times G$ 属性表现为正值、水层为负值,气层表现为Ⅱ ~ Ⅲ类 AVO 特征,水层表现为无异常 ~ Ⅳ类 AVO 特征,且随着孔隙度提高,气层 AVO 类型由Ⅱ类逐渐向Ⅲ类及Ⅳ变化. $P \times G$ 属性可用于定性识别 AVO 类型,但难以定量判别 AVO 异常,为了判别是否为 AVO 异常,利用公式(8)计算 AVO 点距离背景趋势线的偏离程度,进而判断是否为 AVO 异常. 在物性评价方面,物性甜点表现为低纵波阻抗和强 AVO 截距属性. 孔隙度的预测分为两步:首先,通过叠前反演获得纵波阻抗剖面,并利用其与孔隙度的线性关系进行转换;其次,引入基于旋转 AVO 的孔隙度知识因子对预测结果进行约束,最终将二者融合得到孔隙度数据体. 渗透率则利用地震相进行约束预测. 最后综合分析物性和含气性结果,进而获得低渗储层"甜点"(图 6). 式(8)为:

$$\text{anomaly} = \left|\frac{kP_0 - G_0}{\sqrt{k^2+1}}\right| \ , \tag{8}$$

式中,(P_0, G_0) 表示为已知点的 $P \times G$ 坐标,泥岩趋势线的近似方程为 $y = kx$,若点到泥岩趋势线小于阈值则认为无明显 AVO 异常,反之则可定量解释为 AVO 异常.

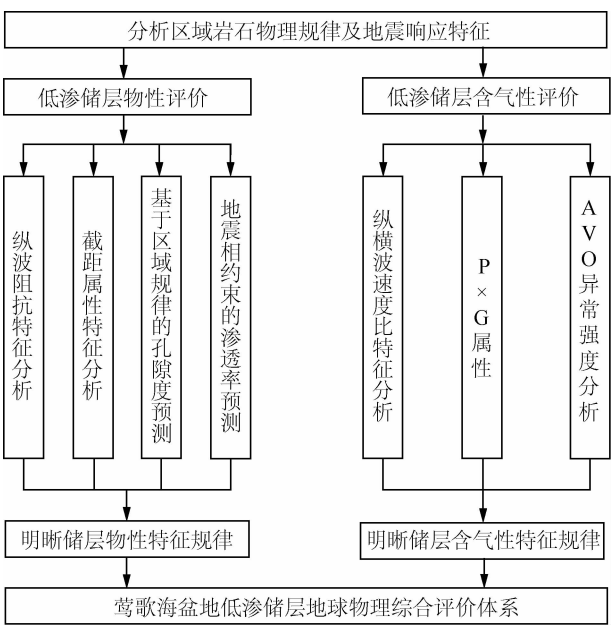


图 6　莺歌海盆地低渗储层"甜点"地球物理评价流程图

Fig. 6　Flowchart of geophysical evaluation for "sweet spots" in low-Permeability reservoirs of Yinggehai basin

2　实际应用

2.1　工区简介

东方区所属的莺歌海盆地位于海南岛和印支半

岛之间,以快速沉降充填、高地温梯度、大规模异常压力体系和热流体底辟为重要特征.东方区中深层高温超压地层中新统黄流组一段相继发现了几个大型岩性及构造复合型气田.因此,东方区中深层低渗储层天然气勘探具有巨大的勘探潜力和前景.然而,莺歌海盆地天然气藏往往具有超压和低渗的特征.地层压力系数1.5以上可认为是超压,1.9以上为异常高压.油气储层评价方法中给出了不同类型储层的定义:地表渗透率 k 小于 10×10^{-15} m^2 的储层为低渗储层,$k<0.1\times10^{-15}$ m^2 为致密层.在此基础上,基于对资料不断认识,将 $k<1\times10^{-15}$ m^2 定义为特低渗储层.莺歌海盆地中,低渗储层主要分布在东方区和乐东区;纵向上,主要分布在莺歌海组和黄流组,乐东组仅乐三段存在低渗储层.值得注意的是储层"甜点"是指在相对低孔、低渗的背景下,储层物性相对较好、含油、气性较佳的储集层段.

低渗和超压与沉积成岩环境条件和天然气运聚成藏过程密切相关.一般认为莺歌海组、黄流组的超压现象是由于快速沉积欠压实造成,生烃和底辟作用影响较弱.莺歌海盆地受压力、温度和热液活动等地质因素影响,成岩作用较为复杂,造成不同物性地层,莺歌海组和黄流组多发育低渗储层,岩性整体偏细,以粉砂岩、泥质粉砂岩为主,胶结作用相对较弱.研究认为异常高压控制天然气的成藏和分布,针对超压低渗地层的精细勘探具有非常重要的价值.

2.2 物性评价

明确低渗储层岩石物理规律后,可指导低渗储层的岩性和"甜点"预测.由前述分析可知,在实钻气层的Ⅲ类AVO范围内,气层孔隙度越高,截距属性越大,截距属性可用于物性甜点识别.图7为AVO截距属性典型剖面,砂体中部物性相对较好.图8为孔隙度-弹性参数交会图,如图所示,孔隙度与纵波阻抗有较好的线性关系.因此,针对孔隙度预测,本文首先使用通过叠前反演获得纵波阻抗剖面再通过拟合的线性关系进行转换,同时基于旋转AVO的孔隙度知识因子可约束储层物性变化.将二者进行线性融合,获得最终的孔隙度预测结果.叠前反演结果如图9所示.图10为预测的孔隙度结果,通过图9和图10可知,反演结果与井上岩性及"甜点"吻合度高,且在H1井位置处砂体下部物性明显

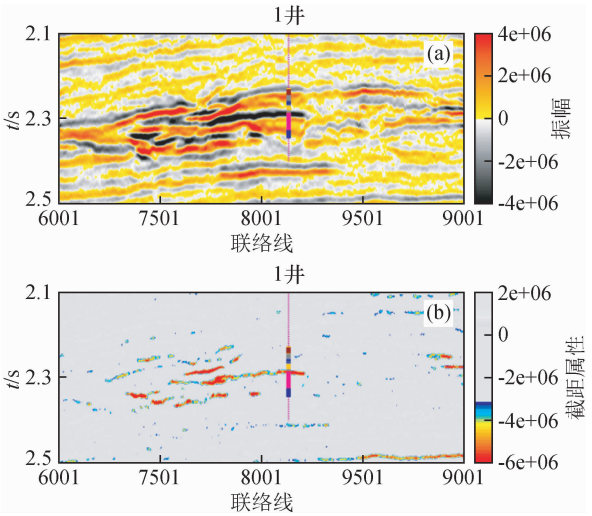


图7 AVO截距属性典型剖面

Fig. 7 Typical profile of AVO intercept attribute

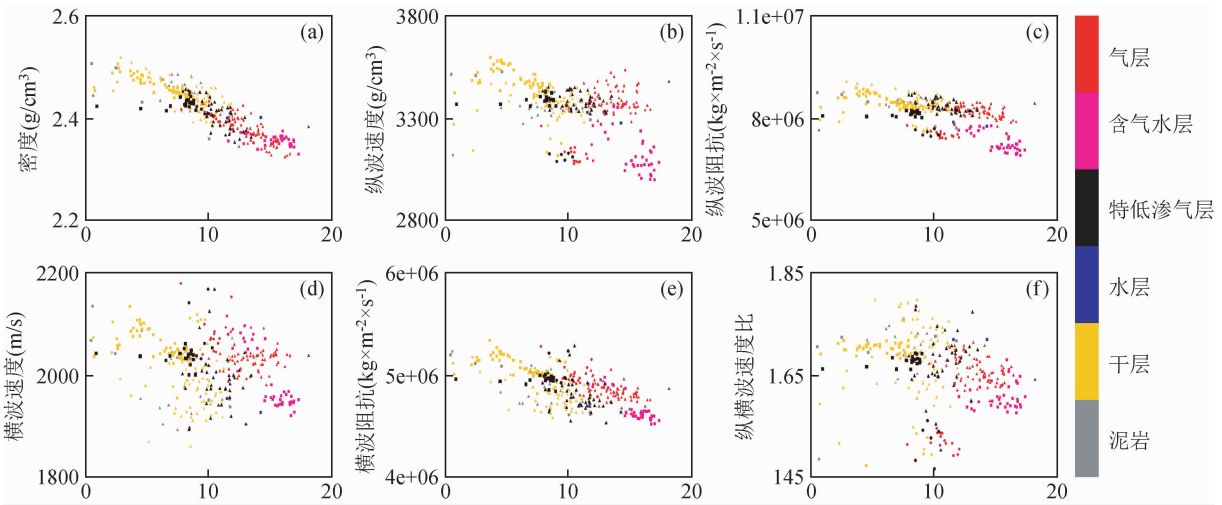


图8 孔隙度-弹性参数交会图(横坐标表示孔隙度)

Fig. 8 Porosity-elasticity parameter crossplot (the horizontal axis is porosity)

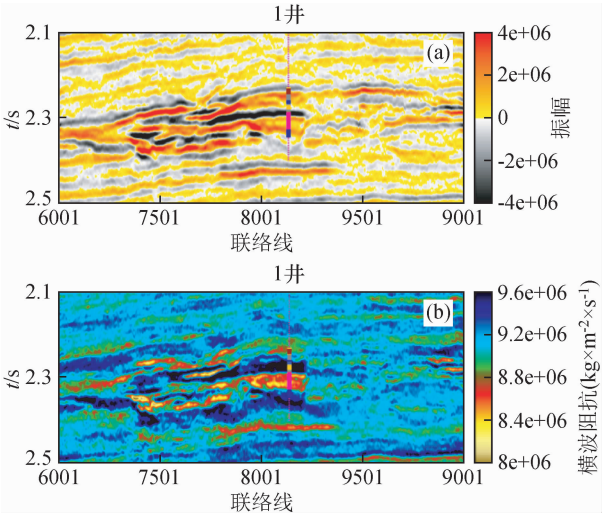


图 9　纵波阻抗叠前反演结果

Fig. 9　The prestack inversion result of P-wave impedance

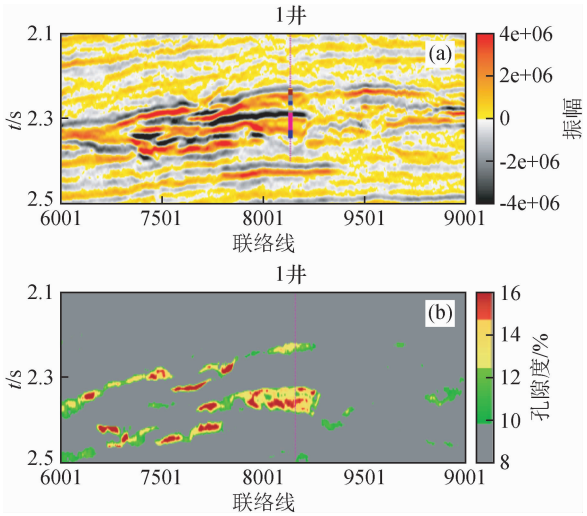


图 10　预测孔隙度剖面

Fig. 10　Predicted porosity profile

优于上部,证明了孔隙度结果预测的可靠性. 渗透率方面,通过粒度均值拟合孔-渗关系函数,再使用区域地震相进行约束以预测渗透率,预测结果如图 11 所示,渗透率、孔隙度、截距属性甜区无强差异. 图 12 为物性预测平面图,从左至右分别为孔隙度和渗透率预测结果. 圈定物性甜点面积约为 12.73 km^2.

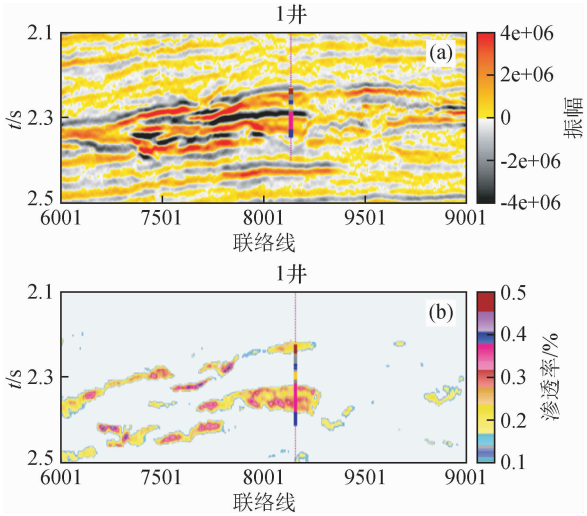


图 11　预测渗透率剖面

Fig. 11　Predicted permeability profile

2.3　含气性评价

通过前文的已钻井岩石物理分析可知,低渗区气层相对于泥岩表现为低密度、低纵波阻抗、低纵横波速度比特征. 因此可选用纵横波速度比识别含气储层. 图 13 为通过叠前反演得到的纵横波速度比结果,如图 13 所示,反演的速度比结果与已钻井岩性和含气性匹配程度较好. 此外,由 AVO 地震响应特征可知,AVO 类型对低渗领域储层含流体性质具有

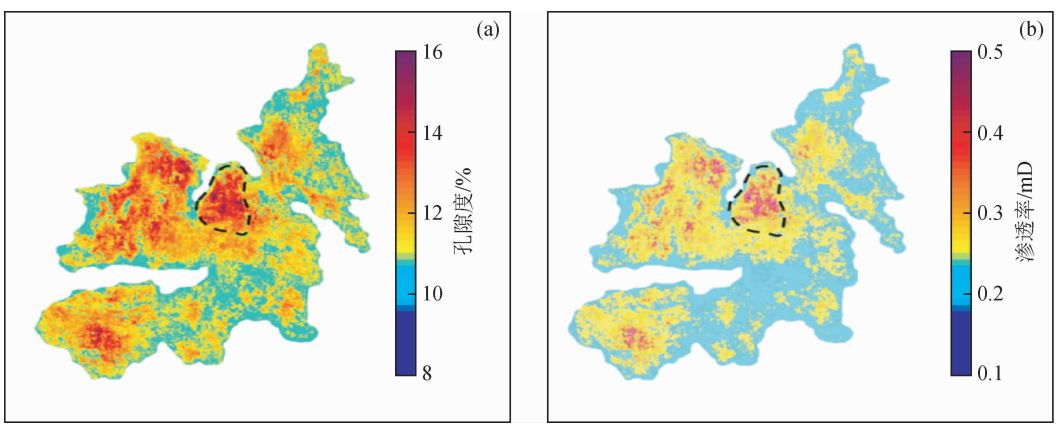


图 12　物性预测平面(从左至右分别为孔隙度和渗透率)

Fig. 12　Results of petrophysical property prediction (from left to right: porosity and permeability maps)

较好的指示意义,气层表现为Ⅱ~Ⅲ类 AVO 特征,水层表现为无异常~Ⅳ类 AVO 特征.但是,逐点进行 AVO 类型的识别工作量巨大,难以实现.因此本文利用 Shuey 近似计算 $P\times G$ 属性.图 14 为 $P\times G$ 属性典型剖面,通过图 14 可知 $P\times G$ 属性同样可以指示含气性,$P\times G$ 属性与砂体、"甜点"展布耦合关系较好,并与测井解释成果高度匹配,从而证实本次预测精度较高,能够满足"甜点"储层精细描述需求.通过 AVO 异常强度属性可知(图 15),目标区的 AVO 存在异常,证明其含气概率高.最终的含气性预测平面图如图 16 所示,本次预测结果显示,砂体广泛发育,厚砂体主要位于西部.

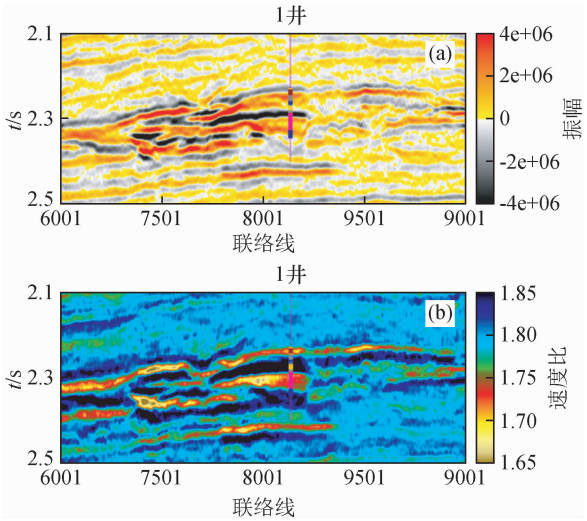


图 13 纵横波速度比反演剖面

Fig. 13 V_p/V_s ratio inversion profile

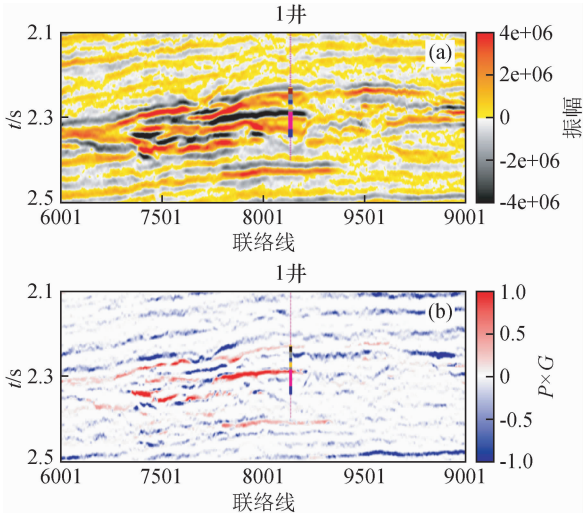


图 14 $P\times G$ 属性剖面

Fig. 14 The profile of $P\times G$

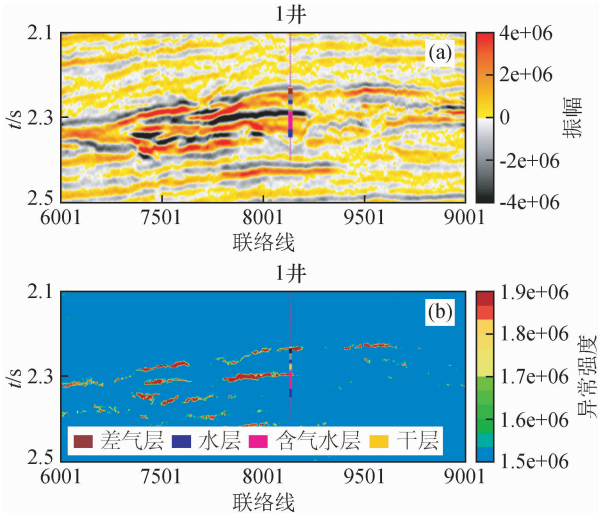


图 15 AVO 异常强度属性

Fig. 15 AVO anomaly strength attribute

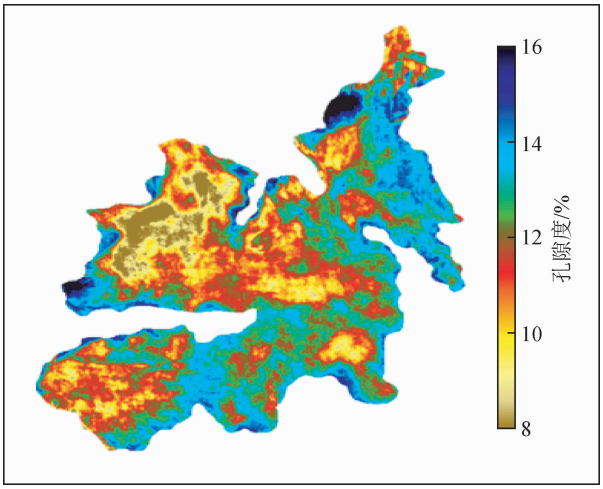


图 16 含气性预测结果

Fig. 16 Gas Prediction results

2.4 高产"甜点"预测

综合物性含气性预测结果,刻画研究区低渗"甜点"平面分布概率图(图 17).本文方法预测的高产"甜点"具有水道沉积特征,优质砂体呈条带状由北向南展布.在此基础上部署水平井 H1 井落实目标砂体,实钻结果如图 18 所示,该井钻遇特低渗气层 93 m,为高温高压岩性气藏,储层以泥质粉砂-粉砂岩为主,壁芯孔隙度约为 12%~19%,渗透率在 $(0.01\sim13.8)\times10^{-15}$ m^2,流度可达 $(0.01\sim0.07)\times10^{-15}$ m^2/(mPa·s),平均为 0.046×10^{-15} m^2/(mPa·s),取样样品主要为气体,烃类气含量可达 95.6%,证实

了该“甜点”预测的准确性与可靠性,该井的钻探成果证实了东方区黄一段0气组低渗气藏拥有较高的可开采价值,有效推动了莺歌海盆地低渗领域勘探开发的进程.

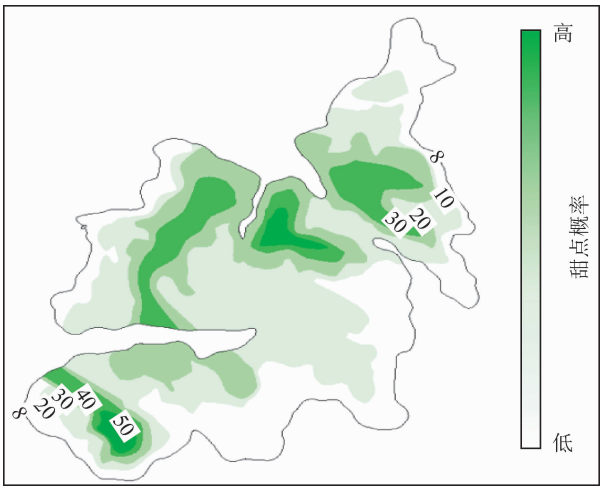


图17　低渗“甜点”预测平面

Fig. 17　Prediction map of low-permeability“sweet spot”

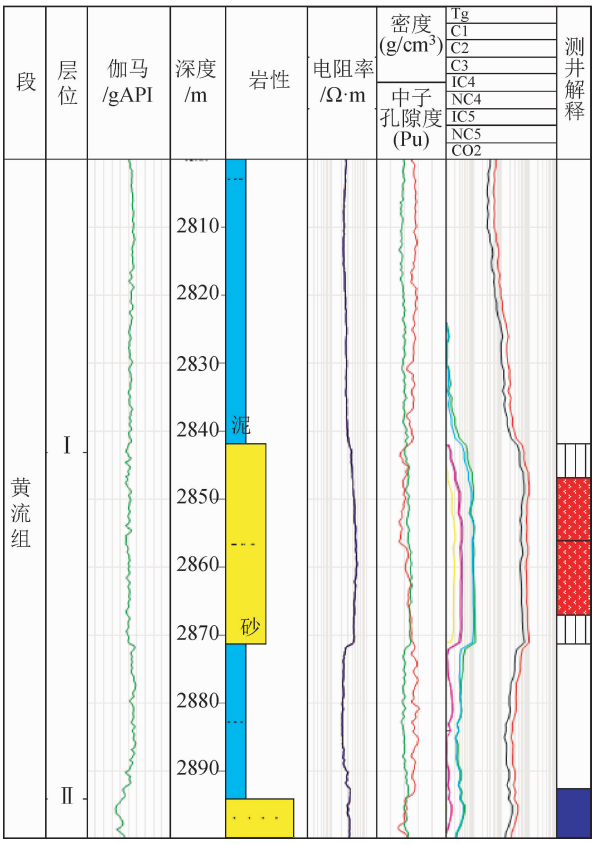


图18　实钻井综合柱状图

Fig. 18　Composite log of the drilled well

3　结　论

本研究针对莺歌海盆地超压低渗储层“甜点”预测的关键难题,形成了岩石物理与地震响应分析、叠前反演的综合地球物理评价方法.首先,明确研究区低渗储层渗透率主要受泥质含量与粒度均值的控制,建立了适用于目标区的孔-渗关系模型.其次,基于AVO正演模拟,系统揭示了低渗储层物性与含气性在叠前地震资料中的响应特征,利用截距属性识别物性甜点、结合纵横波速度比与$P \times G$属性判别含气性.在此基础上,形成了适用于莺歌海盆地低渗气层的地球物理综合评价流程,并将其应用于实际勘探部署,取得了显著的钻探成果,验证了该方法的可靠性.本研究提出的技术对低渗储层的甜点预测具有重要的推广价值.

致　谢　感谢审稿专家提出的修改意见和编辑部的大力支持!

References

Chai H, Wang W, Wen G Y, *et al*. 2023. Application of multistage phase-controlled inversion based on reservoir configuration analysis in reservoir prediction of reef-shoal complex. Oil Geophysical Prospecting (in Chinese), 58(S1): 70-76, doi: 10.13810/j.cnki.issn.1000-7210.2023.S1.012.

Deng Y H, Wang H, Heng L Q, *et al*. 2023. Lithofacies-controlled fracture modeling and quality control methods for complex lithology igneous buried hill rrservior: Taking igneous buried hill rrservior of Huizhou 26-6 oilfield as an example. Science Technology and Engineering (in Chinese), 23(18): 7671-7677, doi: 10.12404/j.issn.1671-1815.2023.23.18.07671.

Gao J B, Tang X M, Song Y J, *et al*. 2025. Reservoir parameter modeling and sweet spots prediction based on four-property relationships: A case study of the Saling Formation in the X area of Songliao Basin. Progress in Geophysics (in Chinese), 40(5): 2050-2063, doi: 10.6038/pg2025JJ0292.

Huang Y M, Luo S L, Li S, *et al*. 2026. Study on the permeability prediction method for low-permeability sandy conglomerate reservoirs in A sag: A case study of the W formation in the L oilfield. Progress in Geophysics (in Chinese), 41(4): 1760-1775, doi: 10.6038/pg2026JJ0377.

Jia L Y, Li L, Wang Q Y, *et al*. 2018. Fluid identification factor inversion based on generalized elastic impedance. Geophysical Prospecting for Petroleum (in Chinese), 57(2): 302-311, doi: 10.3969/j.issn.1000-1441.2018.02.016.

Lamur A, Kendrick J E, Eggertsson G H, *et al*. 2017. The permeability of fractured rocks in pressurised volcanic and geothermal systems. Scientific Reports, 7(1): 6173, doi: 10.1038/s41598-017-05460-4.

Le J, Jing Y Q, Liang X, *et al*. 2022. Using seismic response characteristics to predict “sweet spot” locations in a low-permeability reservoir in the Bohai sea. Geophysical Prospecting for Petroleum (in Chinese), 61(5): 876-887, doi: 10.3969/j.issn.1000-1441.2022.05.012.

Sun W Y, Liu S Y, Huang S, *et al*. 2022. Application of rotary AVO in evaluation of high porosity and permeability reservoirs: A case study

of deepwater area in Qiongdongnan Basin. Progress in Geophysics (in Chinese), 37(6): 2604-2611, doi: 10.6038/pg2022FF0159.

Tang R C, Fu Z G, Yin C, *et al*. 2026. Forward analysis of multicomponent seismic response characteristics in pore-fracture type reservoirs. Progress in Geophysics (in Chinese), 41(1): 228-250, doi: 10.6038/pg2026II0511.

Wang L Y, Liu J, Gong W, *et al*. 2025. High-precision reservoir prediction technology and application of superdeep fault-controlled fracture-cave type in Shunbei, Tarim Basin. Progress in Geophysics (in Chinese), 40(1): 199-207, doi: 10.6038/pg2025II0102.

Wang R, Li F, Liu S Y, *et al*. 2024. A petrophysical modeling-guided method for predicting parameters of low-permeability reservoirs. Coal Geology & Exploration (in Chinese), 52(8): 187-197, doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.02.0134.

Wanniarachchi W A M, Ranjith P G, Perera M S A, *et al*. 2018. Investigation of effects of fracturing fluid on hydraulic fracturing and fracture permeability of reservoir rocks: An experimental study using water and foam fracturing. Engineering Fracture Mechanics, 194: 117-135.

Weller A, Slater L, Binley A, *et al*. 2015. Permeability prediction based on induced polarization: Insights from measurements on sandstone and unconsolidated samples spanning a wide permeability range. Geophysics, 80(2): D161-D173.

Yang B, Zhang C G, Cai M, *et al*. 2019. Research on evaluation method of fracture permeability based on stoneley wave energy attenuation. Progress in Geophysics (in Chinese), 34(3): 1127-1131, doi: 10.6038/pg2019CC0121.

Zhang L, Gao L, Ba J, *et al*. 2024. Permeability estimation of shale oil reservoir with laboratory-derived data: A case study of the Chang 7 Member in Ordos Basin. Applied Geophysics (in Chinese), 21(3): 440-455, doi: 10.1007/s11770-024-1040-8.

Zhang Y H. 2020. Improved neural network method for predicting relative permeability based on physical properties. Natural Gas and Oil (in Chinese), 38(3): 44-49, doi: 10.3969/j.issn.1006-5539.2020.03.009.

Zhao J, He X, Lai Q, *et al*. 2024. Model of permeability prediction for carbonate rocks based on digital cores. Progress in Geophysics (in Chinese), 39(6): 2207-2218, doi: 10.6038/pg2024HH0545.

Zheng W K, Liu Y T, Liu Y S, *et al*. 2019. Anisotropy experiment of microfracture relative permeability. Fault-Block Oil & Gas Field (in Chinese), 26(3): 364-366, doi: 10.6056/dkyqt201903020.

Zhou S X, Xu Y B, Li S L, *et al*. 2004. Prediction methods for physical properties of compacted argillaceous sandstone reservoir and its application. Natural Gas Industry (in Chinese), 24(1): 40-43, doi: 10.3321/j.issn:1000-0976.2004.01.013.

附中文参考文献

柴辉, 汪文, 文光耀, 等. 2023. 储层构型分析的多级相控反演技术在礁、滩复合体储层预测中的应用. 石油地球物理勘探, 58(S1): 70-76, doi: 10.13810/j.cnki.issn.1000-7210.2023.S1.012.

邓永辉, 王华, 衡立群, 等. 2023. 火成岩复杂岩性潜山"相控"裂缝建模及质控方法——以惠州 26-6 油田潜山油气藏为例. 科学技术与工程, 23(18): 7671-7677, doi: 10.12404/j.issn.1671-1815.2023.23.18.07671.

高金彪, 唐晓敏, 宋延杰, 等. 2025. 基于四性关系的储层参数模型构建与甜点区预测: 以松辽盆地 X 地区萨零组为例. 地球物理学进展, 40(5): 2050-2063, doi: 10.6038/pg2025JJ0292.

黄泳媚, 罗水亮, 李生, 等. 2026. A 凹陷砂砾岩低渗储层渗透率预测方法研究——以 L 油区 W 油层组为例. 地球物理学进展, 41(4): 1760-1775, doi: 10.6038/pg2026JJ0377.

贾凌云, 李琳, 王千遥, 等. 2018. 基于广义弹性阻抗的流体识别因子反演方法研究与应用. 石油物探, 57(2): 302-311, doi: 10.3969/j.issn.1000-1441.2018.02.016.

乐靖, 井涌泉, 梁旭, 等. 2022. 渤海低渗透油藏"甜点"地震响应特征及预测. 石油物探, 61(5): 876-887, doi: 10.3969/j.issn.1000-1441.2022.05.012.

孙万元, 刘仕友, 黄晟, 等. 2022. 旋转 AVO 在高孔渗储层评价中的应用: 以琼东南盆地深水区为例. 地球物理学进展, 37(6): 2604-2611, doi: 10.6038/pg2022FF0159.

唐瑞晨, 符志国, 尹成, 等. 2026. 孔隙-裂缝型储层多波地震响应特征正演分析. 地球物理学进展, 41(1): 228-250, doi: 10.6038/pg2026II0511.

王来源, 刘军, 龚伟, 等. 2025. 塔里木盆地顺北超深断控缝洞型储层高精度预测技术与应用. 地球物理学进展, 40(1): 199-207, doi: 10.6038/pg2025II0102.

汪锐, 李芳, 刘仕友, 等. 2024. 岩石物理建模引导的低渗储层参数预测方法. 煤田地质与勘探, 52(8): 187-197, doi: 10.12363/issn.1001-1986.

杨博, 章成广, 蔡明, 等. 2019. 基于斯通利波能量衰减的裂缝渗透性评价方法研究. 地球物理学进展, 34(3): 1127-1131, doi: 10.6038/pg2019CC0121.

张琳, 高丽, 巴晶, 等. 2024. 岩石物理实验数据驱动的页岩油储层渗透率预测——以鄂尔多斯盆地长 7 段为例. 应用地球物理, 21(3): 440-455, doi: 10.1007/s11770-024-1040-8.

张言辉. 2020. 基于物性预测相对渗透率的改进神经网络方法. 天然气与石油, 38(3): 44-49, doi: 10.3969/j.issn.1006-5539.2020.03.009.

赵军, 何宣, 赖强, 等. 2024. 基于数字岩心的碳酸盐岩渗透率预测模型. 地球物理学进展, 39(6): 2207-2218, doi: 10.6038/pg2024HH0545.

郑文宽, 刘月田, 刘逸盛, 等. 2019. 微裂缝各向异性相对渗透率实验. 断块油气田, 26(3): 364-366, doi: 10.6056/dkyqt201903020.

周守信, 徐严波, 李士伦, 等. 2004. 致密泥质砂岩储层的物性预测方法及应用. 天然气工业, 24(1): 40-43, doi: 10.3321/j.issn:1000-0976.2004.01.013.