

文章编号: 1001-1749(2023)03-0335-09

东沙隆起区灰岩强振幅影响下储层识别 与流体检测研究及应用

罗明¹, 刘汉卿¹, 宗兆云², 何叶¹, 张庆¹

(1. 中海石油(中国)有限公司 深圳分公司, 深圳 518000;
2. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 青岛 266580)

摘要: H1S地区位于珠江口盆地珠一坳陷东沙隆起边缘, 发育两套呈条带状展布的岩性砂体K08和K22, 由于邻近生烃洼陷, 成藏条件极佳。该砂体超覆于东沙隆起台地碳酸盐地层之上, 且横向变化大, 因受到灰岩强反射界面的干扰, 该区域储层识别和流体预测一直未得到较好解决。这里首先利用匹配追踪算法理论, 对强反射进行压制, 恢复原有储层应有的反射特征, 通过对工区内典型探井进行分析, 建立高精度的岩石物理模型, 优选弹性阻抗和固液解耦等效流体体积模量为敏感参数, 为储层描述和流体识别工作提供有力支撑。利用贝叶斯弹性阻抗反演方法获取部分角度叠加的弹性阻抗数据体, 对固液解耦等效流体体积模量进行直接提取, 获取含气性分布。实际反演结果与实测测井解释结果吻合率达到83.4%, 证明了反演精度较高, 明确了H1S地区的含油气的潜在目的层系的展布范围和储层情况。

关键词: 东沙隆起; 固液解耦; 流体识别; 流体因子; 弹性阻抗反演

中图分类号: P 631.4 **文献标志码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1001-1749.2023.03.07

0 引言

珠江口盆地东沙隆起地区紧邻富生烃洼陷HZ26洼, 该洼目前已证实为油气并生的富洼, 其中研究区H1S区域位于HZ26洼生成油气向东沙隆起汇聚的必经之路, 且已有多口井揭示了其成藏潜力^[1-2]。自珠江组沉积以来, 东沙隆起逐渐发育碳酸盐岩沉积, 古珠江远端的砂质沉积超覆于碳酸盐台地之上, 受特殊地形条件影响, 珠江组K08、K22砂体被改造为北东—南西走向展布。由于这类砂体厚度薄、且紧邻灰岩地层, 因此受到灰岩强反射的影响, K08、K22砂体有效反射界面、岩性边界及含流

体性预测难度大, 同时该区地震资料采集缆长短, 缺少有效的远偏移距信息, 常规的预测技术难以满足勘探的需求。

叠前地震反演是目前识别有效储层和预测流体最为重要的方法^[3-7], 但是灰岩强反射的影响严重扰乱了有效储层及其流体应有的反射特征。匹配追踪算法理论较好地表征了不同反射界面之间的内在联系, 为分离灰岩强反射和储层有效反射奠定了理论依据^[8-10]。基于岩石物理理论, 可建立地震资料与弹性参数之间的桥梁, 进而可通过叠前地震数据对弹性参数及表征孔隙流体性质相关的模量进行求取, 达到了预测储层及流体性质的目的。

针对灰岩强反射的影响, 首先利用匹配追踪算

收稿日期: 2022-04-15

基金项目: 中海石油(中国)有限公司项目(CNOOC-KJ135ZDXM37SZ)

第一作者: 罗明(1983—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事油气勘探研究工作, E-mail: luoming2@cnooc.com.cn。

法将灰岩的强反射信息从原始资料中剥离,保留储层原有的反射特征;然后根据目标储层的岩石骨架结构特征、孔隙性质及流体性质建立了符合该区的油气储层岩石物理模型;在此基础上根据周边实际井岩石物理特征分析,优选弹性参数及等效流体模量进行优质储层及流体性质预测,最后基于贝叶斯反演理论对等效流体模量进行直接求取,从而获取有效储层及流体分布特征。

1 匹配追踪压制强反射

1.1 匹配追踪算法基本原理

匹配追踪算法的核心为利用基函数建立超完备原子库,将地震信号进行自适应分解,表示成有限个子波的线性组合^[11]。由于 Morlet 小波与地震信号具有较好的相似性,因此可利用 Morlet 小波作母小波 m_{γ} 进行子波字典的创建,通过对母小波作时间延迟、频率调制、相位调制得到时频原子库,具体表达式为式(1)。

$$\mathbf{D} = \{m_{\gamma}(t)\}_{\gamma \in \Gamma} = \{m_{\gamma=(u, \omega, \varphi)}(t)\}_{\gamma \in \Gamma} \quad (1)$$

式中: $\gamma=(u, \omega, \varphi)$ 为时频原子的调制参数; u 为中心时间延迟; ω 为频率调制因子; φ 为相位调制因子。在建立在超完备时频原子库的基础上,通过控制迭代次数 δ 和迭代阈值 ϵ , 确定每一个匹配子波的参数,从而实现信号的自适应投影分解。

1.2 强反射同相轴分离原理

由于地震波的复合及耦合作用,当储层靠近强反射轴,且本身厚度较薄时,强反射轴会淹没储层信息,使得目的层反射成为弱反射信息,难以识别。基于分析强反射形成机制和匹配追踪算法原理,提出基于匹配追踪算法的强反射分离方法。对于灰岩而

言,由于其波阻抗与围岩差异较大,从而产生较强反射轴,故通过一次匹配追踪分解后,便可获得灰岩产生的强反射同相轴,而对应的残差信号便为剥离强反射轴后的地震记录,被淹没的弱反射信息也会得到凸显,强反射轴分离原理可简示如图 1 所示。

在对原始数据进行强反射识别与分离时,可利用层位约束或一定的时窗范围内信号包络振幅最大位置,拾取强反射具体位置。通过求取强反射时间位置的复地震道的瞬时信息,构建局部反射特征波形库,搜索最佳相关的子波作为强反射子波。在对实际数据进行强反射剥离前,需要先确定强反射剥离的强度(λ 为强反射压制参数),即

$$\frac{1}{M} \|d_N - \lambda \times d_{\text{strong}}\|_2^2 = \frac{1}{N} \|d_M\|_2^2 \quad (2)$$

式中: d_N 为强反射时窗内地震数据能量; d_M 为背景时窗内地震数据能量; N 和 M 分别代表其时窗内地震数据的采样点数; d_{strong} 为拾取的强反射地震数据。

笔者对 H1S 区某道地震数据进行去强反射测试,图 2 为不同 λ 的叠前地震数据单道处理结果,为了满足能量均衡原则,通过对比选取 $\lambda=0.95$ 为最佳强反射压制系数,进而对实际地震数据进行强反射剥离,可较为理想的压制强反射并凸显目标储层弱反射信息(图 2(d))。图 3(a)为该区某连井线的原始叠前小角度地震剖面,在 1 850 ms 附近发育强反射,将对 K22 优质储层识别精度产生影响,因此对该数据进行去强反射处理。图 3(b)为该连井剖面去除强反射后的结果,可看出,强反射被很好压制,在一定程度上消除了强反射轴对目标储层反射能量的影响。

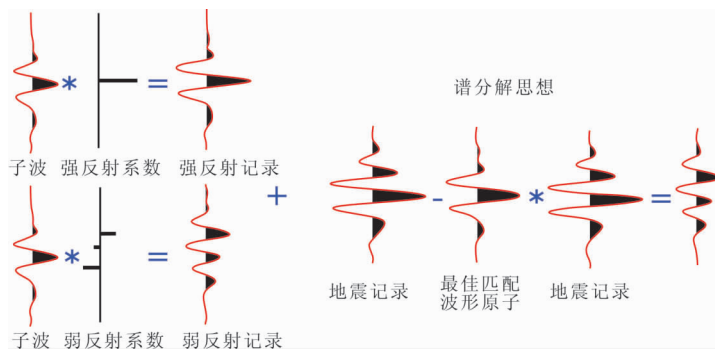


图 1 匹配分离地震强反射原理

Fig. 1 Separation principle of seismic strong reflection

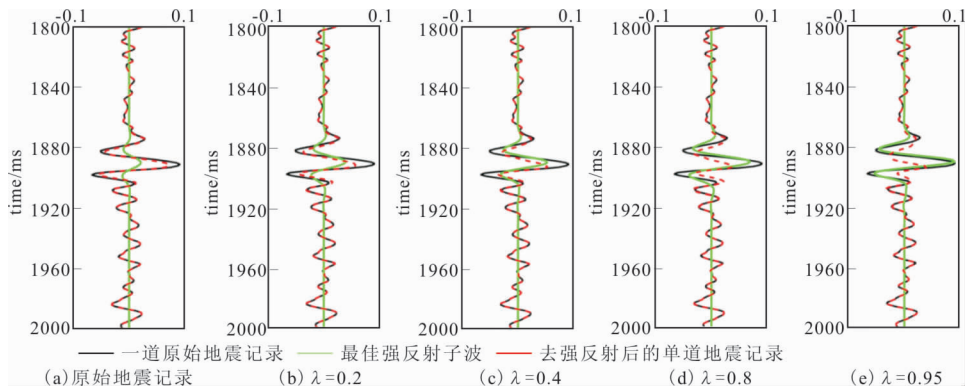


图 2 叠前地震数据不同 λ 的单道去强反射测试

Fig. 2 Removal of strong reflection test for single seismic trace

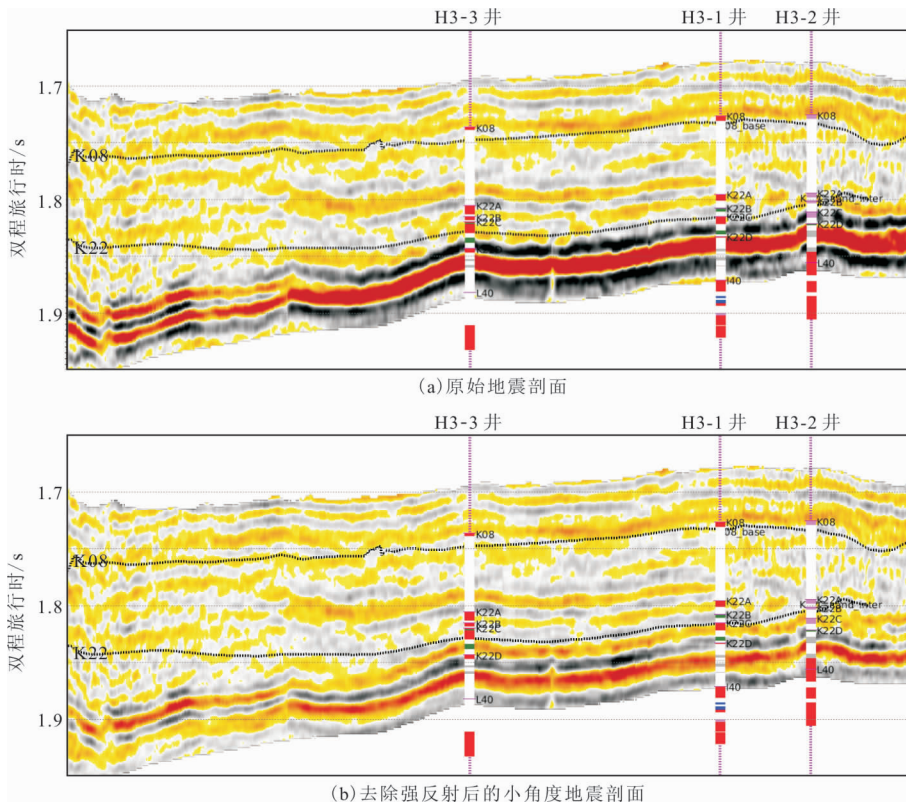


图 3 叠前小角度地震去除强反射前后剖面

Fig. 3 Pre-stack seismic profiles before and after seismic removal of strong reflections

2 流体识别方法及岩石物理分析

2.1 固液解耦流体因子的构建

储层流体识别是油气勘探与储层评价的重要环节,以地震资料为主体进行储层流体识别可增加勘探成功率,充分地利用叠前地震数据将会对复杂岩性油气藏的勘探与评价具有重要指导意义^[12]。流体因子(fluid factor)的概念最早是由 Smith 在 1987

年提出的^[13],当时特指由纵横波速度相对变化量权重运算构成的一种参数;Han 等^[14]利用岩石物理实验探讨了基于经验公式与测井资料的孔隙流体等效体积模量计算方法,考虑到基于地震资料的储层弹性参数提取主要采用基于 AVO 近似公式的叠前地震反演手段进行实现。在此,为了更有效地分离岩石骨架的固体效应(孔隙度效应为主),突出流体信息的模量表征信息。从包含 Gassmann 流体项 f 的 Russell 反射系数近似公式出发,基于 Batzle 等提出

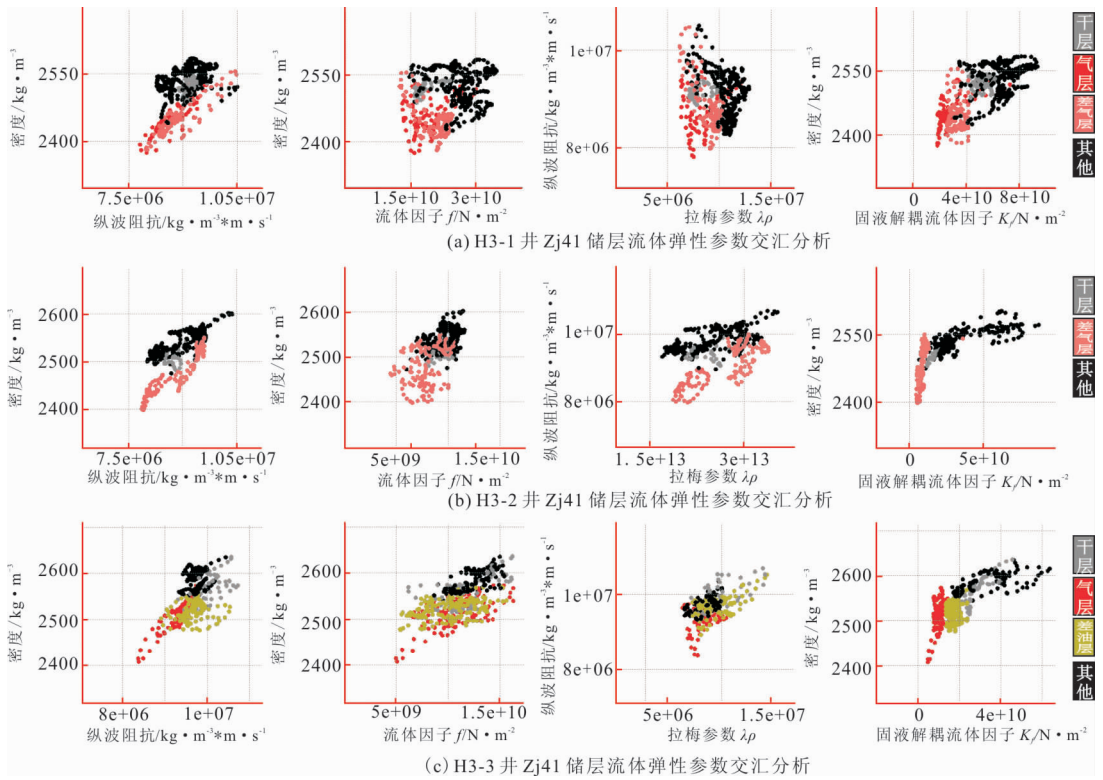


图 4 H3-1、H3-2 和 H3-3 三口典型探井的流体交汇结果

Fig. 4 Fluid intersection results from three typical exploratory wells, H3-1, H3-2 and H3-3

的岩石物理经验公式,以 Nur 临界孔隙度模型为纽带对 Russell 近似进行进一步的推导^[15-16]。Dehua Han 等^[14]通过对碎屑岩进行岩石物理统计,研究了 Biot-Gassmann 理论中的孔隙流体与岩石骨架的固体效应(孔隙度,矿物模量等)对岩石模量信息的耦合作用,突出了流体项的作用;宗兆云等^[17]在此基础上对流体等效体积模量作了进一步优化,提出了固液解耦流体因子:

$$K_f = \frac{\varphi}{(1 - \frac{K_{dry}}{K_m})^2} f \quad (3)$$

式中: f 为 Gassmann 流体项; φ 为孔隙度; K_{dry} 、 K_m 分别为干燥岩石体积模量、基质体积模量。

2.2 研究区岩石物理分析

为更好构建固液耦合流体因子,先要进行高精度的岩石物理建模。目标工区内储层类型主要包括:砂岩、泥岩及泥质砂岩、部分砂泥岩含有少量灰质成分,类型相对较少。交会分析显示,优质砂岩储层一般呈现低弹性阻抗值,泥岩呈现相对较高阻抗数值,泥质砂岩的阻抗值介于两者之间。同时泊松比对岩性同样具有一定的指示作用,低泊松比指示砂岩储层、低 V_p/V_s 指示砂岩储层、低密度 ρ 指示优质储层,泥质砂岩与泥岩的区分效果相比砂岩与泥

岩的区分效果差,因此需要利用弹性阻抗参数首先识别出储层分布。研究区位于 H1 油田周边,通过对该地区多口典型测井数据进行流体敏感性交汇分析,在众多流体因子参数中优选最为敏感的流体指示因子,为后续建立叠前地震直接反演与流体直接检测奠定理论基础。通过对研究区 H3-1 井、H3-2 井和 H3-3 井三口典型探井的流体交汇结果进行分析后认为:H3-1 井的流体交汇分析结果显示 K22 砂体主要发育气藏(图 4(a)),其固液解耦流体模量 K_f 表现为明显的低值异常,能够区分气层、干层和非储层,而纵波阻抗、Gassmann 流体项和拉梅参数难以区分气层、干层和非储层。H3-2 井的流体交汇分析结果显示,K22 砂体也主要发育气藏(图 4(b)),其固液解耦流体模量 K_f 表现为明显的低值异常,能够区分气层、干层和非储层,而纵波阻抗、Gassmann 流体项和拉梅参数难以区分气层、干层和非储层。H3-3 井的流体交汇分析结果显示,K22 砂体油气均充填其中(图 4(c)),其差油层和气层的固液解耦流体模量 K_f 表现为明显的低值异常,且气层的数值低于差油层,能够区分气层、差油层、干层和非储层,而纵波阻抗、Gassmann 流体项和拉梅参数难以区分气层、干层和非储层。

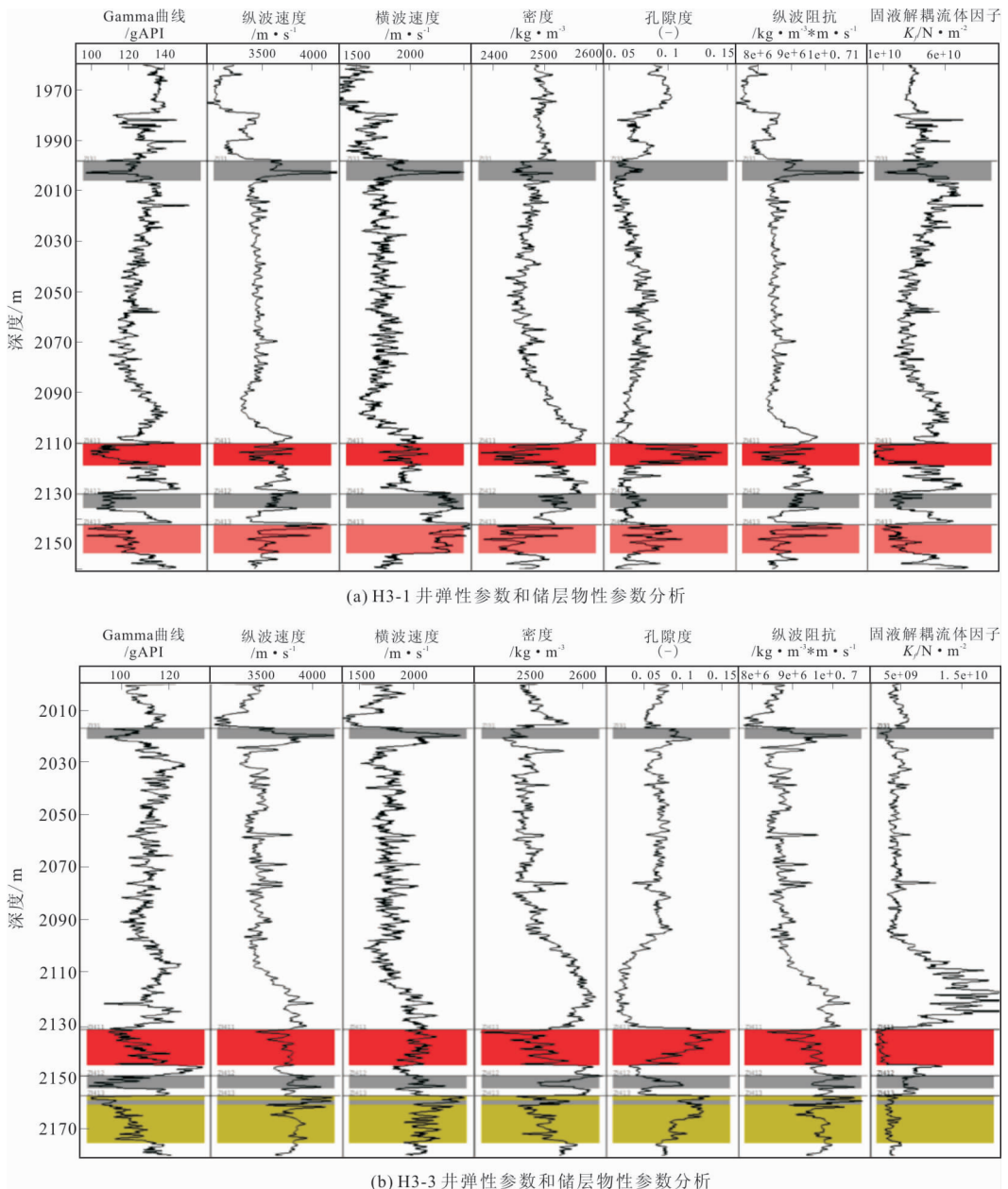


图 5 H3-1、H3-3 井弹性参数和储层物性参数分析

Fig. 5 Analysis of elastic parameters and reservoir physical parameters in wells H3-1、H3-3

通过分析研究区内 H3-1 井、H3-2 井和 H3-3 井的实际测井曲线,三口井具有相似的特点,以 H3-1 井、H3-3 井为例(图 5(a)、图 5(b)):K22 层砂体 V_p 有不同程度降低、密度均明显降低、流体模量 K_f 明显降低、有效孔隙度约 4%~15% 左右, K22 层储层物性整体上好于 K08 层。

3 固液解耦流体识别方法应用

从已知钻井 HZ3-1 井、HZ3-2 井与 HZ3-3 井连井特征可知,K08、K22 砂体横向具有较好的可

对比性(图 6)。通过分析过 HZ3-1 井、HZ3-2 井与 HZ3-3 井的连井线小角度地震、小角度弹性阻抗储层识别结果、固液解耦地震流体判识结果认为(图 3(b)、图 7(a)、图 7(b)):该二维线验证了此次反演结果整体横向连续性较好,在 K08、K22 砂岩储层和流体发育位置均表现为相对低值,等效流体模量 K_f 的预测结果在气层、油层和油水同层发育位置表现为异常低值,与 H3 井区实际钻遇结果有较高的吻合度,且在 H3 井区以西形成一个新的岩性圈闭潜力区,即 H1S 构造区 K08 储层砂体的平面展布情况(图 8(a)),反演结果与实际测井解释结果

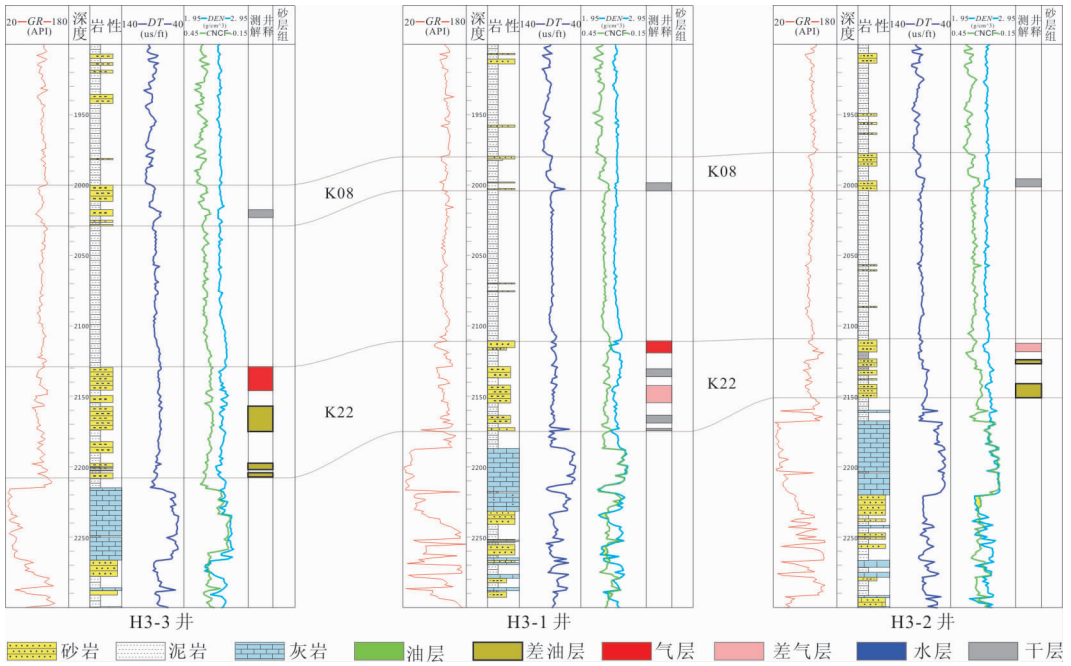


图 6 H3-1\H3-2\H3-3 连井对比图

Fig. 6 The well correlation of H3-1\H3-2\H3-3

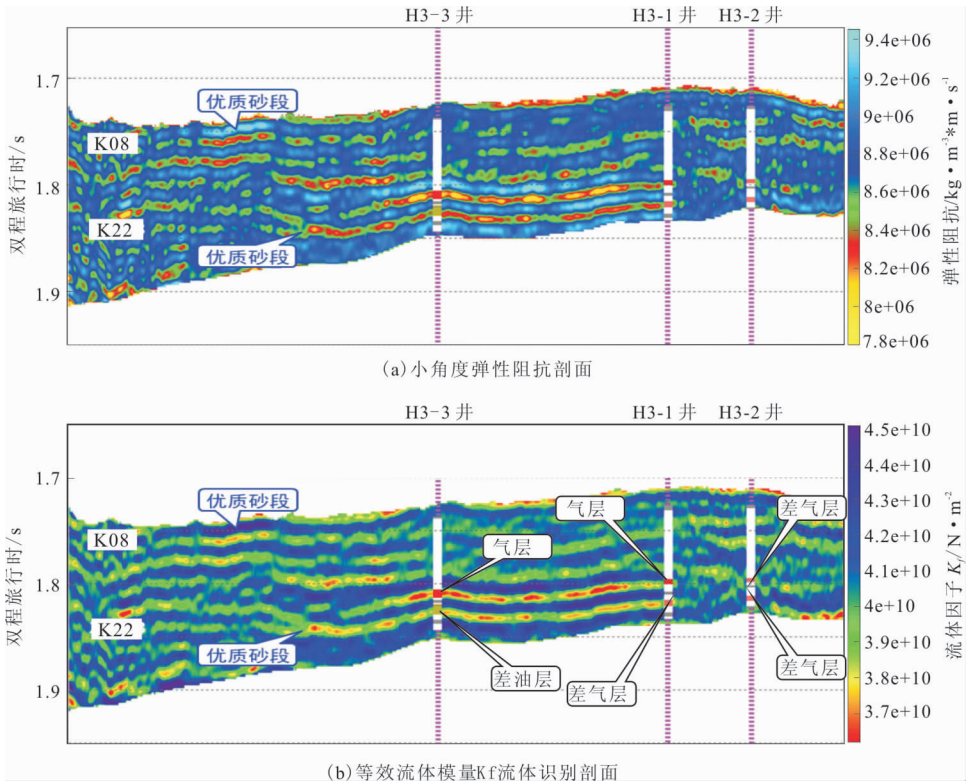


图 7 过 HZ3-1、HZ3-2 与 HZ3-3 井的二维连井地震与反演结果剖面对比

Fig. 7 Comparison of 2D continuous well seismic and inversion result profiles of over HZ3-1, HZ3-2 and HZ3-3 wells

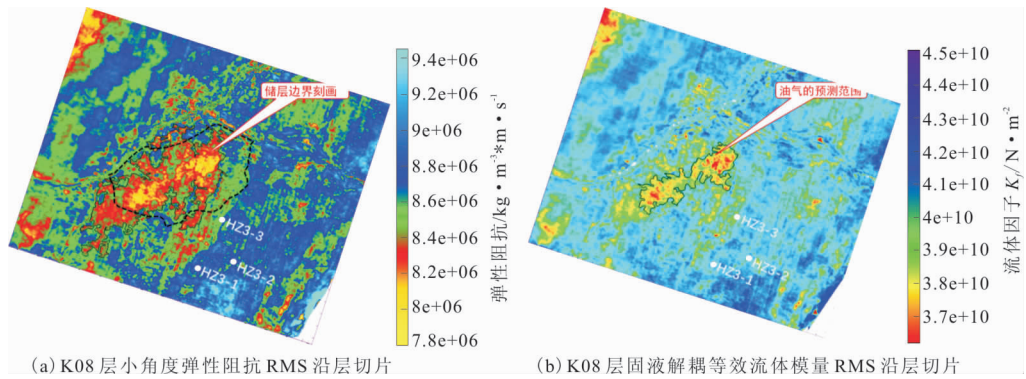


图 8 K08 层小角度弹性阻抗与固液解耦等效流体模量 RMS 沿层切片对比

Fig. 8 Comparison of small-angle elastic impedance and solid-liquid decoupling equivalent fluid modulus RMS along layer slices in K08 layer

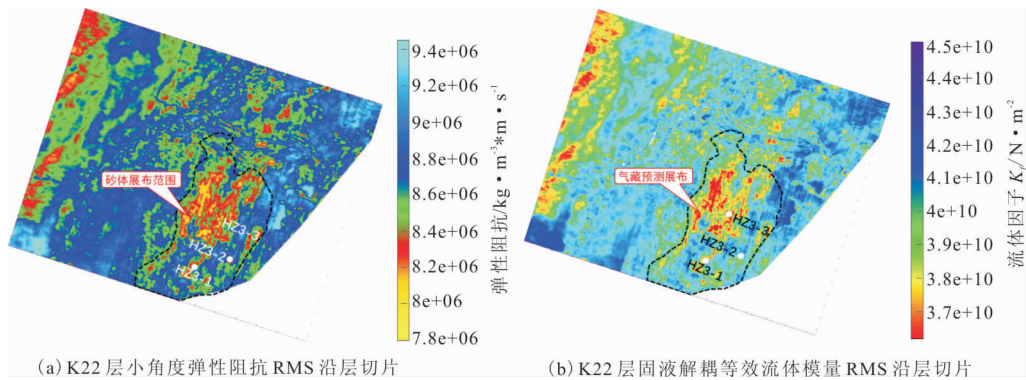


图 9 K22 层小角度弹性阻抗与固液解耦等效流体模量 RMS 沿层切片对比

Fig. 9 Comparison of small-angle elastic impedance and solid-liquid decoupling equivalent fluid modulus RMS along layer slices in K22 layer

保持了较高的吻合度,准确反映了 H3-1 井、H3-2 井、H3-3 井周围砂体储层特征及分布情况,预测储层面积约为 15.27 km^2 ; K08 油气识别(固液解耦流体体积模量 K_f)的平面展布情况(图 8(b)),初步反演结果与实际测井解释结果保持了较高的吻合度,准确地反映了已钻井周围储层含流体特征及分布情况,预测油藏展布范围约 7.15 km^2 。

反演得到 K22 砂体储层的平面展布后,与实际测井解释结果进行对比,认为二者保持了较高的吻合度,准确地反映了已钻井周围储层特征及分布情况。再将流体识别(固液解耦流体体积模量 K_f)的平面展布情况与实际测井解释结果进行对比,认为二者保持了较高的吻合度,准确地反映了已钻井周围储层含流体特征及分布情况(图 9)。

通过统计 H3-1 井、H3-2 井和 H3-3 井储层及含油气性预测与实测的吻合率可知(表 1),固液解耦流体识别方法反演的结果与实钻井的含油气吻合率为 83.4%。反演结果的精度较高。

表 1 储层油气性预测吻合率统计

Tab. 1 Reservoir hydrocarbon prediction coincidence statistics

井	起始深度	终止深度	解释结果	吻合度
H3-1	1999.1	2007.5	干层	✓
	2110.3	2119.2	气层	✓
	2130.2	2135.8	干层	✓
	2142.9	2154.4	差气层	✓
H3-2	1995.5	2002	干层	✓
	2112.4	2118.7	差气层	×(干层)
	2124.4	2126.6	干层	✓
H3-3	2140.5	2151.2	差气层	×(干层)
	2017.1	2021.1	干层	✓
	2132	2154.3	气层	✓
	2149.6	2154.2	干层	✓
	2157.1	2175.4	差油层	✓

H1S 研究区,叠前地震振幅异常现象表现明显,小角度弹性阻抗和固液解耦流体模量的“低值异

常”现象均表现明显,通过该方法明确了 H1S 地区 K08、K22 两套砂体展布规律及流体性质,为推动该区滚动评价提供了重要的依据。

5 结论

作者通过对灰岩强干扰背景下开展砂岩储层及其流体性质预测研究,利用匹配追踪算法及叠前特征参数反演较好地刻画出了有效储层展布范围及流体性质,并形成如下结论:

1) 匹配追踪算法能较好的压制灰岩强反射对正常砂、泥反射的干扰,对开展该类储层及流体预测具有非常重要的指导意义。

2) 在分析 H1S 研究工区岩石物理特征的基础上,构建了符合工区特点的岩石物理模型,并通过实钻井 H3-1 井、H3-2 井和 H3-3 井的实测测井曲线,证明了岩石物理模型有效,通过地震岩石物理交汇分析,认为小角度弹性阻抗和固液解耦流体因子可作为敏感性储层和流体参数,利于在 H1S 区开展有利储层和含油气性预测。

3) 通过统计 H3-1 井、H3-2 井和 H3-3 井储层含油气性预测与实测的吻合情况可知,固液解耦流体识别方法反演的结果与实钻井的含油气吻合率较高,并根据反演结果优选出岩性油气藏潜力区。

参考文献:

- [1] 田立新,刘杰,张向涛,等. 珠江口盆地惠州 26-6 大中型泛潜山油气田勘探发现及成藏模式[J]. 中国海上油气, 2020, 32(04): 1-11.
TIAN L X, LIU J, ZHANG X T, et al. Discovery and accumulation pattern of HZ26-6 large-medium sized pan-buried hill oil and gas field in Pearl river Mouth basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(4): 1-11. (In Chinese)
- [2] 刘杰,徐国盛,温华华,等. 珠江口盆地惠州 26-6 构造古潜山-古近系油气成藏主控因素[J]. 天然气工业, 2021, 41(11): 54-63.
LUI J XU G S, WEN H H, et al. Main factors controlling the formation of buried hill-Paleogene reservoirs in 26-6 structure of Huizhou, Pearl river Mouth basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(11): 54-63. (In Chinese)
- [3] 宗兆云,印兴耀,吴国忱. 基于叠前地震纵横波模量直接反演的流体检测方法[J]. 地球物理学报, 2012, 55(1): 284-92.
ZONG Z Y, YIN X Y, WU G C. Fluid identification method based on compressional and shear modulus direct inversion [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2012, 55(1): 284-92. (In Chinese)
- [4] ZONG Z Y, YIN X Y, WU G C. Geofluid discrimination incorporating poroelasticity and seismic reflection inversion [J]. Surveys in Geophysics, 2015, 36(5): 659-681.
- [5] YIN X Y, ZHANG S X. Bayesian inversion for effective pore-fluid bulk modulus based on fluid-matrix decoupled amplitude variation with offset approximation [J]. Geophysics, 2014, 79(5): 221-232.
- [6] ZONG Z Y, YIN X Y, WU G C. Direct inversion for a fluid factor and its application in heterogeneous reservoirs [J]. Geophysical Prospecting, 2013, 61(5): 998-1005.
- [7] ZONG Z Y, YIN X Y. Direct inversion of Young's and Poisson impedances for fluid discrimination [J]. Geofluids, 2016, 16(5): 1006-1016.
- [8] 许璐,吴笑荷,张明振,等. 基于局部频率约束的动态匹配追踪强反射识别与分离方法[J]. 石油地球物理勘探, 2019, 54(03): 587-593.
XU L, WU X H, ZHANG M Z, et al. Strong reflection identification and separation based on the local-frequency-constrained dynamic matching pursuit [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2019, 54(3): 587-593. (In Chinese)
- [9] 李海山,杨午阳,田军,等. 匹配追踪煤层强反射分离方法[J]. 石油地球物理勘探, 2014, 49(5): 866-870.
LI H S, YANG W Y, TIAN J, et al. Coal seam strong reflection separation with matching pursuit [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2014, 49(5): 866-870. (In Chinese)
- [10] 刘杰,张忠涛,刘道理,等. 强反射背景下沉积体边界检测及流体识别方法[J]. 石油物探, 2016, 55(01): 142-149.
LIU J, ZHANG Z T, LIU D L, et al. Sediment boundary identification and fluid detection for the seismic data with strong background reflections [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2016, 55(1): 142-149. (In Chinese)
- [11] 李传辉. 地震信号快速匹配追踪分解及瞬时谱分析[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2012.
LI C H. Fast matching pursuit decomposition and instantaneous spectral analysis of seismic signals [D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), 2012. (In Chinese)

- [12] 印兴耀,宗兆云,吴国忱. 岩石物理驱动下地震流体识别研究[J]. 中国科学:地球科学, 2015, 45 (1): 8—21.
- YIN X Y, ZONG Z Y, WU G C. Research on seismic fluid identification driven by rock physics [J]. Science China: Earth Sciences, 2015, 58(2): 159—171. (In Chinese)
- [13] SMITH G. C., M. GIDLOW. A comparison of the fluid factor with lambda and mu in AVO analysis[C]. 70th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2000: 122—125.
- [14] HAN D. H., BATZLE M. L. Gassmann's equation and fluid—saturation effects on seismic velocities[J]. Geophysics, 2004, 69(2): 398—405.
- [15] RUSSELL B. H., K. HEDLIN, F. J. HILTER-MAN, et al. Fluid—property discrimination with AVO, A Biot—Gassmann perspective[J]. Geophysics, 2003(68): 29—39.
- [16] NUR A, MAVKO G, DVORKIN J, et al. Critical porosity: A key to relating physical properties to porosity in rocks [J]. The Leading Edge, 1998, 17 (3): 357—362.
- [17] 宗兆云,孙乾浩,陈维涛,等. 惠西南地区储层含油气性叠前地震固液解耦识别[J]. 中国海上油气, 2020, 32 (4): 56—64.
- ZONG Z Y, SUN Q H, CHEN W T, et al. Pre—stack seismic solid—liquid decoupling identification for oil—gas reservoirs in southwestern Huizhou area[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32 (4): 56—64. (In Chinese)

Research and application of reservoir identification and oil—gas prediction under the influence of the strong amplitude of limestone in the Dongsha uplift area

LUO Ming¹, LIU Hanqing¹, ZONG Zhaoyun², HE Ye¹, ZHANG Qing¹

(1. Shenzhen Branch, CNOOC China Limited, Shenzhen 518000, China;

2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: H1s area is located at the East Sand uplift edge of Zhuyi depression in the Pearl River Mouth Basin. Two sets of lithologic sand bodies K08 and K22, distributed in strips are developed. Due to its proximity to hydrocarbon generating depression, the reservoir forming conditions are excellent. The sand body overlaps the carbonate formation of the Dongsha uplift platform and changes significantly in the transverse direction. Due to the interference of limestone, robust reflection interface, reservoir identification, and fluid prediction in this area have not been solved well. Firstly, this paper is conducive to the matching tracking algorithm theory to suppress the strong reflection and restore the reflection characteristics of the original reservoir. A high—precision petrophysical model is established by analyzing typical exploration wells in the work area, and the elastic impedance and solid—liquid decoupling equivalent fluid bulk modulus are selected as sensitive parameters to provide strong support for reservoir description and fluid identification. The Bayesian elastic impedance inversion method is used to obtain the elastic impedance data volume with partial angle superposition. The solid—liquid decoupling equivalent fluid bulk modulus is extracted to obtain the gas—bearing distribution. The coincidence rate between the actual inversion results and the measured logging interpretation results is 83.4%, which proves that the inversion accuracy is high and defines the distribution range and reservoir of potential target strata of oil and gas in H1s area.

Keywords: Dongsha uplift; solid—liquid decoupling; fluid identification; fluid factor; elastic impedance inversion