

doi: 10.11720/wtyht.2021.2511

邓炜,梁金强,钟桐,等.基于水合物指示因子的地震识别方法[J].物探与化探,2021,45(1):57-67. <http://doi.org/10.11720/wtyht.2021.2511>
Deng W, Liang J Q, Zhong T, et al. Hydrate identification based on hydrate indicator[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2021, 45(1): 57-67. <http://doi.org/10.11720/wtyht.2021.2511>

基于水合物指示因子的地震识别方法

邓炜^{1,2}, 梁金强^{1,3}, 钟桐¹, 何玉林³, 孟苗苗³

(1. 中国地质调查局 广州海洋地质调查局, 广东 广州 510075; 2. 自然资源部 海底矿产资源重点实验室, 广东 广州 510075; 3. 中国地质调查局 天然气水合物工程技术中心, 广东 广州 510700)

摘 要: 速度是水合物勘查的重要参数,但是速度的影响因素众多,给高精度识别水合物带来一定困难。水合物储层岩石物理是研究多种因素对速度影响的有效手段之一。考虑到水合物储层未固结等特征,本文采用 SCA-DEM 模型,重点对比了孔隙度、饱和度等对纵横波速度以及 AVO 特征的影响,并构建了一种新的水合物指示因子,消除了由于孔隙变化带来的假异常。岩石物理分析表明该指示因子与水合物饱和度具有很高的相关性。然后,推导得到了基于水合物指示因子的地震反射特征方程,并基于该方程反演得到了水合物指示因子,反演结果与实际钻探结果吻合较好,表明该方法具有一定的实用性以及科学性。

关键词: 水合物指示因子; 岩石物理; 叠前反演; 琼东南

中图分类号: P631.4

文献标识码: A

文章编号: 1000-8918(2021)01-0057-11

0 引言

天然气水合物是在一定的温度和压力下由水和天然气形成的类似冰的笼型结晶化合物^[1-3],主要蕴藏在浅部海底盆地、陆架坡折带和陆地永久冻土区等的天然气水合物稳定域内。地震识别是检测海底水合物以及游离气最有效的方法之一^[4-5]。

速度在水合物勘查中具有重要意义^[6],但速度的影响因素较多。实验室已测出纯合成水合物速度^[7],即纵波速度 3 650 m/s,横波速度 1 890 m/s,密度 900 kg/m³,速度高于海底未成岩的水合物储层。相比于不含水合物的岩石,大量水合物的聚集会使得岩石的纵横波速度增加,泊松比减小^[8],然而少量的水合物对于速度的影响则依赖于水合物赋集方式。沉积物孔隙空间中水合物形成并非单一模式,在同一时刻水合物可能出现“悬浮”、“接触”和“胶结”的混合模式,在形成过程中水合物先以胶结沉积物颗粒的微观分布为主,形成中期以悬浮状形态或接触模式为主,形成后期又以胶结模式为主^[9-11]。

因此高饱和度的水合物应以胶结模式为主,在建模中主要考虑胶结模式的水合物,如果水合物以胶结态赋集,则纵横波速度增大^[12-13]。水合物一般与游离气伴生,游离气对速度的影响更加复杂,即使孔隙中存在微量游离气(<1%),纵波速度也会发生明显变化^[14],含气对横波速度的影响不明显,水合物储层中可能存在分解游离气与水合物共存的现象^[15],此时储层弹性特征较为复杂。孔隙度对于弹性特征影响非常明显^[16],水合物储层孔隙度可以基于孔隙度反射率以及波阻抗反射率、速度反射率之间的关系进行反演获取^[17-18]。

正是由于影响水合物速度的因素多,单纯利用速度识别水合物可能会带来一定误差^[19],特别是在海底浅层的 MTD、河道沉积往往产生与水合物类似的反射特征,此时则需要去除由于孔隙度变化引起的振幅异常,岩石物理建模分析可以有效地指导开展高精度的水合物识别,其关键在于构建高敏感度的水合物指示因子。事实上,在实际生产应用中,针对不同储层应使用不同的弹性参数或者构建相应的指示因子^[20],叠后阻抗、纵横波速度、泊松比、Gas-

收稿日期: 2019-11-13; 修回日期: 2020-09-10

基金项目: 中国地质调查局地质调查项目“南海北部天然气水合物重点区资源调查”(DD20190217);自然资源部海底矿产资源重点实验室开放基金“基于温压控制建模的水合物指示因子直接反演”(KLMMR-2018-A-04)

作者简介: 邓炜(1987-),男,四川达州人,工程师,主要从事天然气水合物地震检测研究工作。Email: hahens@163.com

sman 流体因子、杨氏模量、泊松比、流体模量、组合流体因子等相继被提出并应用到相关研究中,且国内外众多学者相继提出了不同弹性参数的反演方法,但是对于水合物储层的流体因子构建和反演研究尚少。

叠前地震反演的基础是 Zoeppritz 方程, Aki 等^[21]导出了在界面两侧弹性差异较小的情况下纵波反射系数的近似表达式,该方程广泛用于反演纵横波速度; Shuey^[22]导出了与泊松比有关的纵波相对反射系数近似式,用于含气性检测; Smith 等^[23]将 Gardner 公式代入 Aki 近似式中,消除了密度项,提高反演的稳定性; Fatti 等推导了基于纵横波阻抗和密度的反射系数近似方程,该方程提高了纵波阻抗反演稳定性,被广泛应用于工业生产^[24]; Russell 等^[25]基于 Boit-Gassmann 理论对饱和流体多孔介质的 AVO 理论进行研究,提出了包含 Gassmann 流体项的反射系数近似公式,一定程度消除了岩石骨架的影响; Yin 和 Zhang^[26]针对复杂孔隙结构储层推导了基于流体模量 K_f 表示的固液解耦四项近似近似。为了提高反演的稳定性,本文使用弹性阻抗反演的方法。弹性阻抗反演由于其固有的优秀抗噪性得到广泛使用,国内外众多学者在上述 AVO 近似式基础上提出了不同的弹性阻抗反演方法^[27-28],在此不一一赘述。但浅层水合物储层尚未成岩,其弹性特征受到孔隙度的影响较大,水合物饱和度与孔隙度对速度等弹性参数的影响程度不明确,需要构建对水合物敏感性更好的参数^[29],并发展相应的反演方法。

笔者基于 SCA-DEM 岩石物理建模方法^[30],针对水合物未固结特性合理设置建模参数,定量地描述物性参数对弹性参数以及 AVO 特征的影响,并在此基础上构建了水合物指示因子。相比于传统弹性参数,该指示因子与水合物饱和度具有更高相关性。然后在平面波近似下,推导了与该指示因子直接相关的 AVO 反射特征方程,基于该方程则可直接获取水合物指示因子,提高水合物识别精度。

1 速度影响因素分析

1.1 建模参数优选

首先,根据矿物组分含量,选取 VRH 公式估算矿物(水合物、方解石、白云石和泥质)混合后的模量,VRH 计算公式为:

$$\text{万方数据} M_{\text{VRH}} = \frac{M_V + M_R}{2}, \quad (1)$$

其中

$$M_V = \sum_{i=1}^N f_i M_i, \frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i},$$

式中: M_{VRH} 、 M_V 和 M_R 可以是任何模量,如体积模量、剪切模量或杨氏模量等; f_i 是第 i 个组分的体积分量; M_i 是第 i 个组分的弹性模量。

然后,利用 SCA-DEM 模型向基质中加入有一定连通性的干燥微孔隙,假设孔隙为固定纵横比的理想椭球体,计算干岩石骨架的弹性模量,由于水合物储层未固结,因此给定的纵横比小于 0.01,表现为颗粒接触边界模型。各向异性的 SCA 模型如下所示:

$$\begin{aligned} \mathbf{C}^{\text{SCA}} &= \sum_{n=1}^N v_n \mathbf{C}^n [\mathbf{I} + \hat{\mathbf{G}}(\mathbf{C}^n - \mathbf{C}^{\text{SCA}})]^{-1} \\ &\times \left\{ \sum_{n=1}^N v_n [\mathbf{I} + \hat{\mathbf{G}}(\mathbf{C}^n - \mathbf{C}^{\text{SCA}})]^{-1} \right\}^{-1}, \quad (2) \end{aligned}$$

式中: $\hat{\mathbf{G}}$ 是与包含物几何形状有关的张量; $\mathbf{I}$ 是单位张量; $\mathbf{C}^n$ 是第 n 种成分的刚度张量; v_n 是第 n 种矿物成分的体积含量。最后向孔隙中加入流体等,则可以获得饱和岩石的刚度张量 $\mathbf{C}^{\text{sat}}$ 。纵波速度、横波速度则可以表达为:

$$v_p = \sqrt{\frac{C_{33}^{\text{sat}}}{\rho}} \quad v_s = \sqrt{\frac{C_{55}^{\text{sat}}}{\rho}}, \quad (3)$$

特别地,在 SCA-DEM 模型中,我们需要首先确认模型中的建模常数,包括矿物组分的模量、孔隙纵横比、孔隙内流体类型等,其中,孔隙纵横比较难确定。海底浅层物性参数变化较小,假设孔隙结构变化也应较小,水合物富集在浅层未固结岩层中,软孔隙较发育,纵横比小于 0.01。图 1 展示了南海琼东南海域一口含水合物井的部分测井曲线,水合物层(1 800~1 860 m)为高电阻率、高纵波速度特征。通过对比不同孔隙纵横比建模结果与实测数据,可以获取研究区的孔隙纵横比,如图 2 所示,当硬孔隙含量较低(平均值约 0.3)时,模型计算出的纵波速度与实测的纵波速度几乎完全一致,表明此时模型参数设置合理,可以为下一步分析提供基础。

1.2 速度的影响因素

我们的目的是研究速度对哪些因素最敏感,固定孔隙纵横比后,改变孔隙度、饱和度等参数则可以研究不同物性参数与速度的关系。

图 3 为纵横波速度随着水合物饱和度和含气饱和度的变化趋势,图 4 为纵横波速度随着孔隙度和含气饱和度的变化趋势。不难发现,含气饱和度对纵波速度影响显著,即使少量含气也会使得纵波速度明显减小。孔隙度与速度负相关,水合物饱和度

与速度正相关(图 3a,图 4a),图 5 展示了不同含气饱和度下速度随着孔隙度理论上的变化,即纵波速度与孔隙度之间呈指数型关系,横波速度与孔隙度之间几乎呈线性关系,水合物饱和度与孔隙度对速度影响都很大。

w1 和 w2 分别为琼东南海域不含水合物井与高饱和度水合物井,图 6a、b 分别为 w1(低饱和度)与

w2(高饱和度)孔隙度与速度交会图,可以看到,w1 纵波速度与孔隙度呈指数型负相关,与模型分析结果一致。而 w2 中孔隙度与速度负相关关系不明显,这是水合物赋存在不同孔隙度的储层造成的,且高饱和度水合物层未表现出高速异常(图 6b 中黑色椭圆),推测是孔隙度较大使得速度减小造成的;高速异常区与水合物饱和度关系不明显,速度无

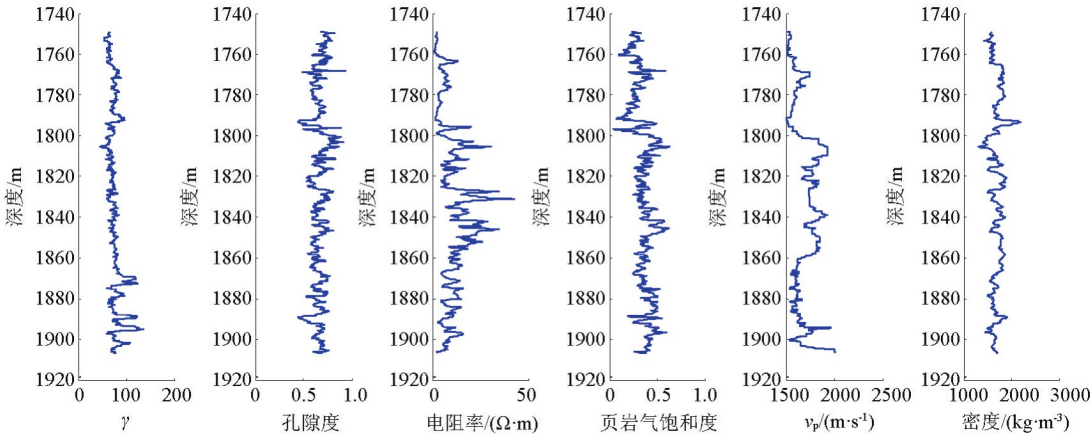


图 1 南海琼东南海域一口含水合物井的部分测井曲线

Fig. 1 Log data of a typical hydrate-bearing well in Qiongdongnan area of South China Sea

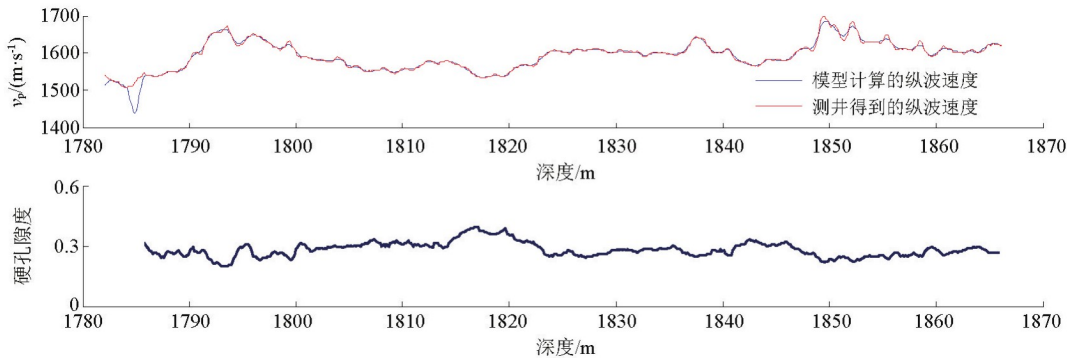
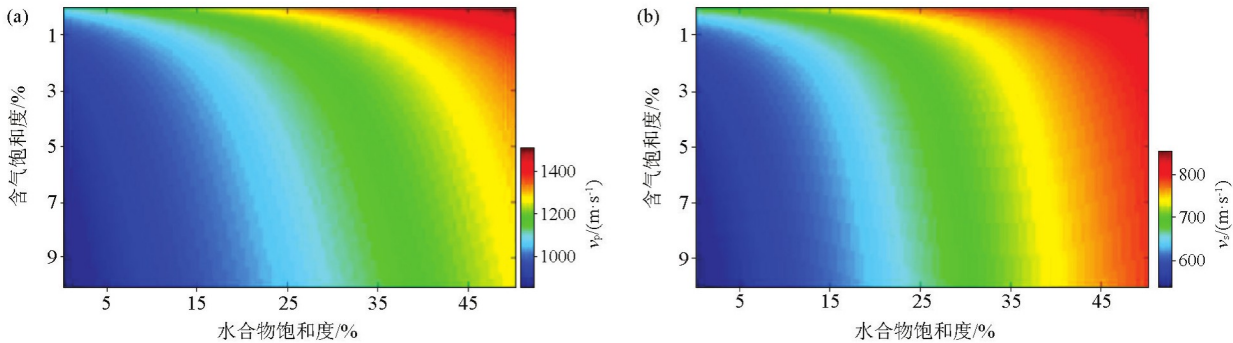


图 2 建模结果与对应的硬孔隙度

Fig. 2 Modeling results with corresponding hard porosity



a—纵波速度与水合物饱和度、含气饱和度的关系;b—横波速度与水合物饱和度、含气饱和度的关系
a—P-velocity corresponding to different gas saturation and hydrate saturation;b—S-velocity corresponding to different gas saturation and hydrate saturation

图 3 孔隙度为 45%时纵横波速度与水合物饱和度、含气饱和度的关系

Figure 3 Relationship between velocity corresponding to different gas saturation and hydrate saturation when porosity is 45%

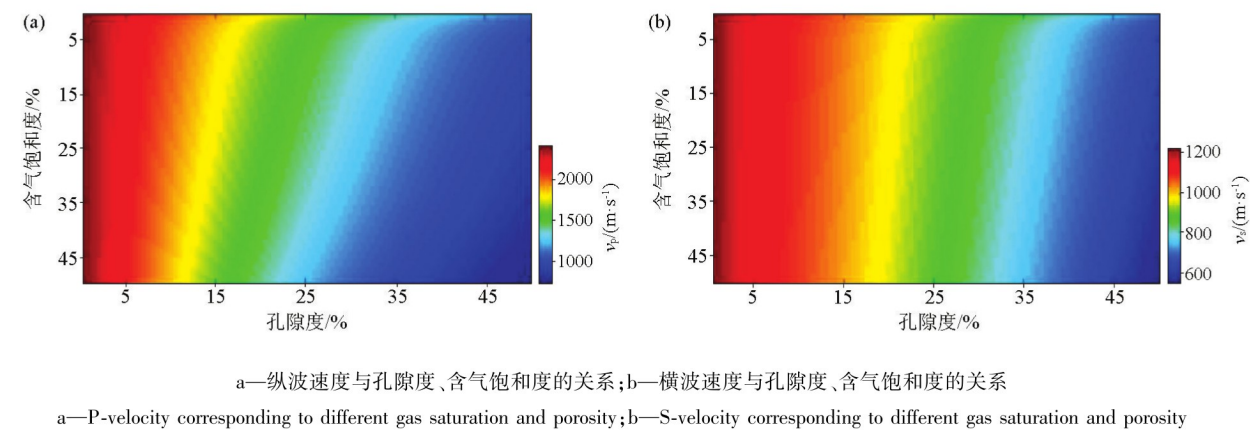


图 4 纵横波速度与孔隙度、含气饱和度的关系

Fig. 4 Velocity corresponding to different gas saturation and porosity

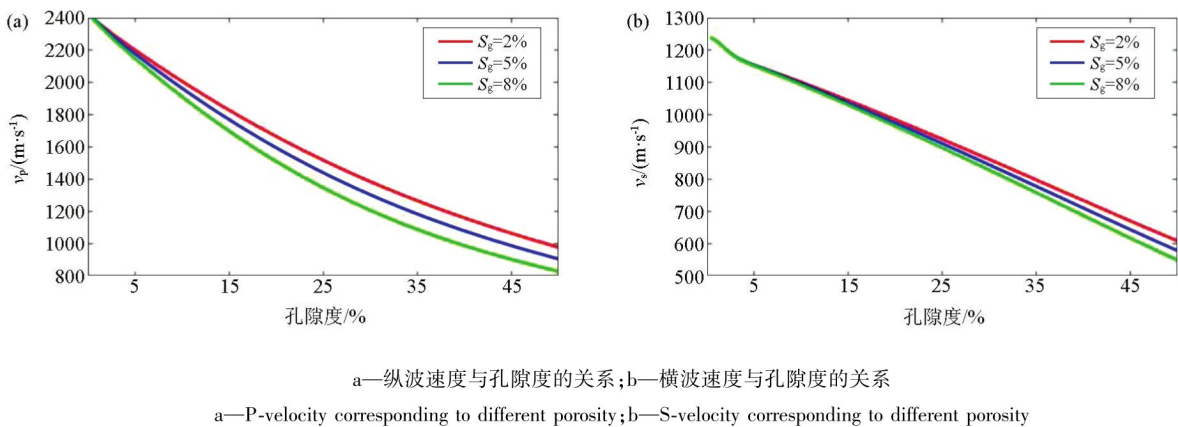


图 5 不同含气饱和度下纵横波速度与孔隙度的关系

Fig. 5 Velocity corresponding to porosity at different gas saturations

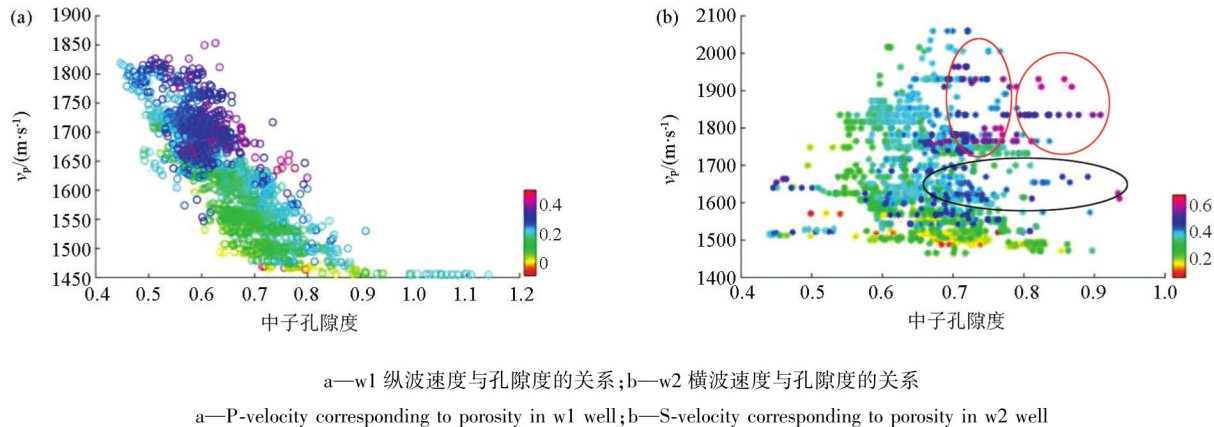


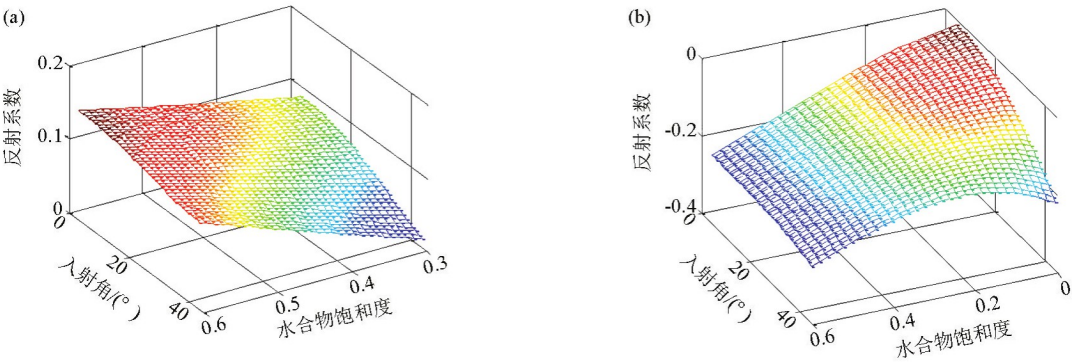
图 6 南海琼东南海域典型高饱和度水合物与低饱和度水合物井速度—孔隙度测井交会分析

Fig. 6 Typical high saturation hydrate and P-velocity corresponding to porosity with a no hydrate-bearing well in Qiongdongnan area of South China Sea

法区分开高饱和度水合物与较高饱和度的水合物(图 6b 中红色椭圆),反而与孔隙度关系较明显。那么,这种情况下若要高精度识别水合物,需要去除孔隙度的影响。

当速度、孔隙度、水合物饱和度之间保持上述的关系时,我们需要确定此时其 AVO 特征的正确性,即需要保证模型正演出的 AVO 属性与实际道集分

析结果一致。利用 w1 井确定不含水合物层的参数,如泥质含量、孔隙度等,含水合物地层的弹性参数通过改变水合物饱和度再建模获取。基于上述的岩石物理模型,从理论上分析了反射系数与水合物饱和度、入射角之间的关系,如图 7 所示。可以看到,水合物顶为第一类 AVO,AVO 截距 P 属性为正值,振幅随着角度的增加而逐渐减小,但梯度 G 属



a—水合物顶 AVO 特征;b—水合物底 AVO 特征
a—AVO at the hydrate top;b—AVO at the hydrate bottom

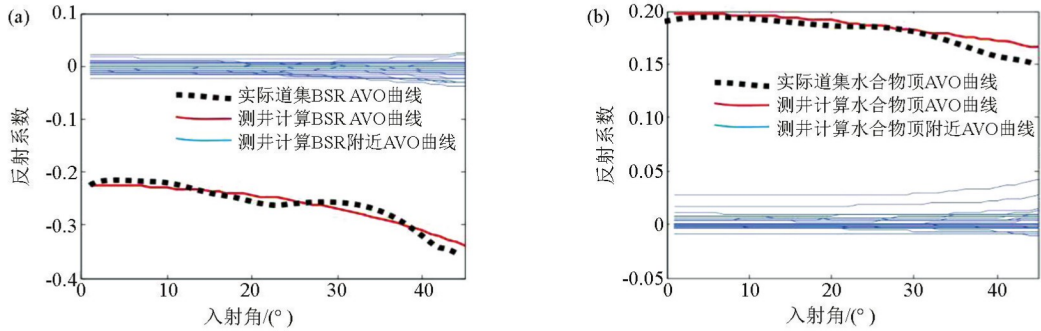
图 7 水合物顶底 AVO 分析

Fig. 7 Modeled AVO at the hydrate top and bottom

性较小,而且 G 随着水合物饱和度增大而减小,即高饱和度水合物的顶 AVO 特征不明显。而对于水合物底则呈第三类 AVO, P 为负值, G 为负值,振幅绝对值不断增大,且 G 绝对值随着水合物饱和度增大而减小,相比于水合物顶,水合物底的 P 、 G 属性更加明显。

利用实际井对水合物顶底进行了 AVO 分析,如

图 8 所示。在顶底附近 10 个采样点分别计算了其上下两点的 AVO 特征,发现在水合物顶有明显的一类 AVO 现象,底层有明显的三类 AVO 现象,与实际道集分析结果(图中黑色虚线)吻合,其余层位均无此现象(图中蓝色曲线)。这一特征与建模结果吻合,说明上述模型很好地刻画了水合物的 AVO 异常,进一步证实了模型可靠性。



a—水合物底 AVO 特征;b—水合物顶 AVO 特征
a—AVO at the hydrate bottom;b—AVO at the hydrate top

图 8 w3 井水合物顶底 AVO 特征曲线

Fig. 8 AVO at the hydrate top and bottom in w3 well

2 水合物指示因子构建与反射特征方程

2.1 水合物指示因子构建:孔隙度弹性解释

由上述分析可知,对于研究区而言,纵波速度与孔隙度呈指数型,与横波速度呈线性。构建水合物指示因子的关键在于:从速度中去除孔隙度影响,突出水合物以及下浮游离气作用。水合物富集使得纵、横波速度增大,即:

$$\begin{cases} v_p = v_{p_0} + v_{p_{gh}}; \\ v_s = v_{s_0} + v_{s_{gh}}. \end{cases} \quad (4)$$

万方数据

式中: v_p 、 v_s 为实测纵波速度、横波速度; v_{p_0} 、 v_{s_0} 为背景纵波速度、背景横波速度,主要受到孔隙度影响; $v_{p_{gh}}$ 、 $v_{s_{gh}}$ 为水合物引起的速度增加,与水合物饱和度有关。根据前文模型分析得出的结论,式(4)可以写成:

$$\begin{aligned} v_p &= a_1 \phi^{b_1} + v_{p_{gh}}, \\ v_s &= a_2 \phi + b_2 + v'_{s_{gh}} = a_2 \phi + v_{s_{gh}}. \end{aligned} \quad (5)$$

式中: $v_{s_{gh}}$ 和 $v_{p_{gh}}$ 是只与水合物有关的参数; a_1 、 a_2 、 b_1 可以通过不含水合物井段数据拟合得到。然而,式(5)中 $v_{s_{gh}}$ 和 $v_{p_{gh}}$ 与孔隙度存在一定联系,这是由于水合物发育在孔隙度较大的岩层中,如图 9 所示,水

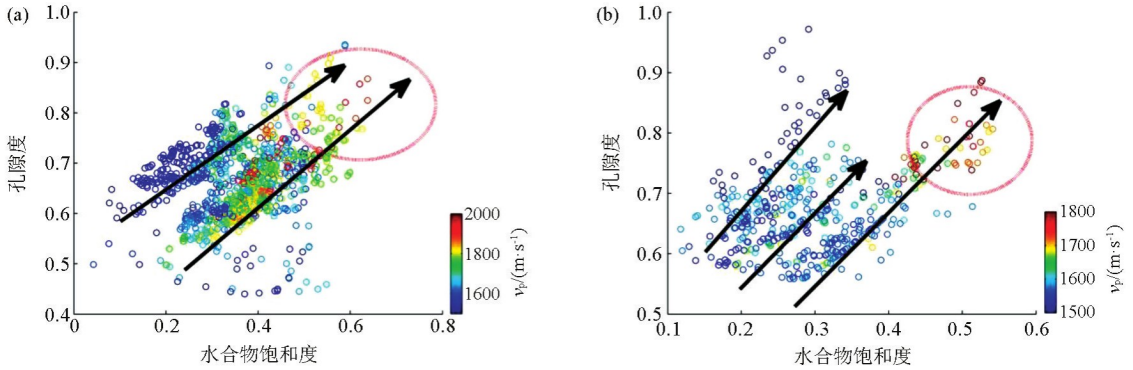
合物饱和度与孔隙度呈分段线性正相关,在低饱和度和或者高饱和度水合物层,水合物饱和度随着孔隙度的变化梯度是几乎不变的,超高饱和度水合物则对应最大的孔隙度,因此 $v_{p_{gh}} \cdot \phi^n$ 、 $v_{s_{gh}} \cdot \phi^n$ 更能够表示水合物富集特征。那么式(5)可以写成:

$$\begin{aligned} v_p \cdot \phi^n &= a_1 \phi^{b_1+n} + v_{p_{gh}} \cdot \phi^n, \\ v_s \cdot \phi^n &= a_2 \phi^{1+n} + v_{s_{gh}} \cdot \phi^n. \end{aligned} \quad (6)$$

由于水合物富集使得纵横波速度均增大,而游离气对横波几乎无影响,那么可构建如式(7)所示的水合物指示因子:

$$\begin{aligned} F^p &= v_{p_{gh}} \cdot \phi^n + v_{s_{gh}} \cdot \phi^n \\ &= v_p \cdot \phi^n - a_1 \phi^{b_1+n} + v_s \cdot \phi^n - a_2 \phi^{1+n}, \end{aligned} \quad (7)$$

式中: F^p 为水合物指示因子。取 $n=1$, 利用 w2 井进行交会分析,图 10 为 F^p 与纵波速度、纵波阻抗的交会图,颜色轴为水合物饱和度,高饱和度水合物层 F^p 较大,高饱和度水合物层的 F^p 位于 100~300 之间,水合物饱和度越高, F^p 越大,不含水合物层的 F^p 低于 50,而纵波速度、纵波阻抗等参数未能区分不同饱和度水合物, F^p 识别效果明显优于纵波阻抗等常规参数。下一步则需要考虑如何从地震数据中得

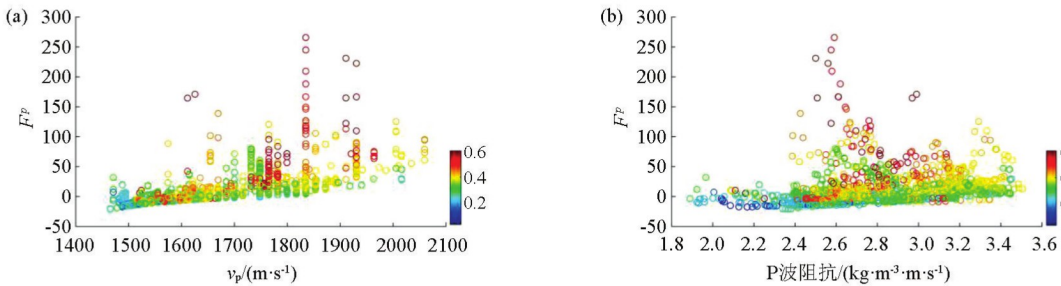


a—w2 水合物饱和度与孔隙度的关系; b—w3 水合物饱和度与孔隙度的关系

a—relation between hydrate saturation and porosity in w2 well; b—relation between hydrate saturation and porosity in w3 well

图 9 水合物饱和度与孔隙度的关系

Fig. 9 Relation between hydrate saturation and porosity



a— F^p 与纵波速度的交会; b— F^p 与纵波阻抗的交会

a—crossplot of F^p and P-velocity; b—crossplot of F^p and P-impedance

图 10 w2 井 F^p 与纵波速度以及纵波阻抗相对于水合物饱和度的交会分析

Fig. 10 Crossplots of F^p and P-velocity and P-impedance in w2 well

到 F^p , 本文通过建立以 F^p 表示的 AVO 反射系数方程进行直接反演。

2.2 水合物指示因子表示的 AVO 反射特征方程

下一步需要求取 F^p 。首先需要建立起与之有关的反射特征方程, 设 $v_p^\phi = v_p \cdot \phi^n$; $v_s^\phi = v_s \cdot \phi^n$, 推导可得到 (推导过程见附录 A):

$$\begin{aligned} R_{pp}^\phi(\bar{\theta}) &= R_{pp}(\bar{\theta}) + \\ &\frac{n\Delta\phi}{\phi^n} \left(\frac{\sec^2 \bar{\theta}}{2} + 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \right), \end{aligned} \quad (8)$$

其中

$$\begin{aligned} R_{pp}^\phi(\bar{\theta}) &\approx \frac{\sec^2 \bar{\theta}}{2} \frac{\Delta v_p^\phi}{v_p^\phi} - 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \frac{\Delta v_s^\phi}{v_s^\phi} + \\ &\frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \right) \frac{\Delta \rho}{\rho}, \end{aligned} \quad (9)$$

式(9)为孔隙耦合方程, 与孔隙度无关, 可用于反演 v_p^ϕ 、 v_s^ϕ 。结合式(7)以及孔隙度, 则可以获取水合物指示因子 F^p 。孔隙度的反演方法见附录 B。式(8)本质上是对原始反射系数(原始道集)进行预处理,

孔隙度引起的速度变化则在等式左边进行了补偿或者删减。若孔隙度较大引起速度减小,则会使得 R_{pp}^{ϕ} 反射系数增大,而使得速度反演结果增大,这是预期的结果。

3 基于地震岩石物理的的水合物识别

从式(8)可以看到,反演的精度与孔隙度准确程度密切相关。若 n 取值太大,则反演结果对于孔隙度预测结果依赖性较大,因此反演结果受到更多方面的干扰。 $n=0$ 不能很好地达到构建水合物指示因子的目的。综合权衡后,本文取 $n=1$,此时 F^p 仍具有较好的识别效果(图 10)。建立起如下的反演流程,如图 11 所示。首先利用 Kumar 等提出的

方法,基于纵波阻抗求取孔隙度;然后利用背景速度与孔隙度的关系,求取式(2)中的常数;进一步利用孔隙耦合方程式(8)获得,最后利用式(7)计算出水合物指示因子。

实际资料来源于中国南海琼东南海域某二维测线,海底深度约为 1 700 m。对实际资料进行叠前反演之前,需要对地震数据进行保幅处理,包括精细的波前扩散补偿、震源组合与检波器组合效应的校正、反 Q 滤波、地表一致性处理、叠前去噪处理、去除多次波等,并假设处理后的层间多次波、各向异性的影响可以忽略不计。

通过钻探取心已经证实了该区分布大量渗透型高饱和度水合物。图 12 展示了该测线不同中心入射角的部分角度叠加剖面,大约在 CDP 380 处,可

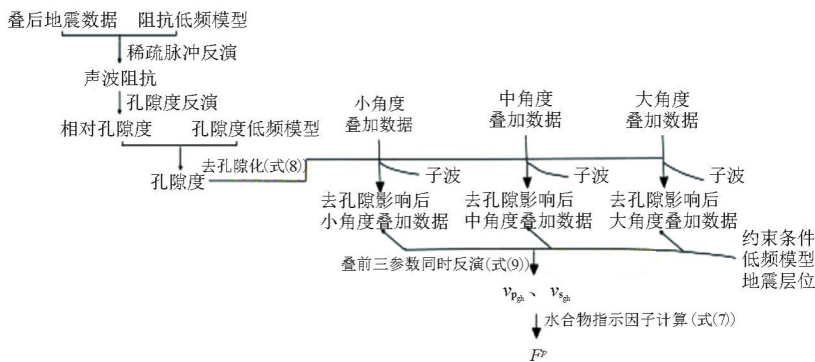


图 11 水合物指示因子反演流程

Fig. 11 Flow chart of hydrate indicator inversion

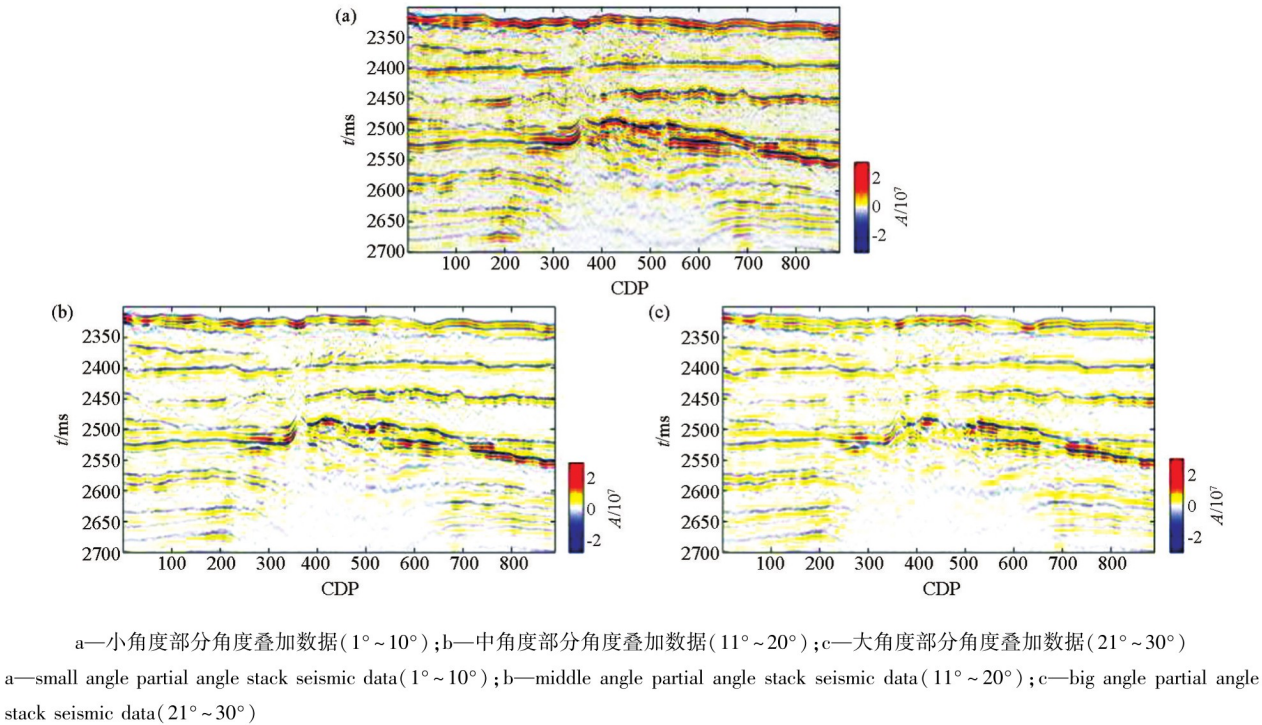


图 12 琼东南研究区某测线地震剖面

Fig. 12 The target seismic section in Qiongdongnan area

以看到从海底到 2 500 ms 范围内发育明显的渗透通道,底部存在气体模糊带,同相轴下拉,疑似为气体运移所致,气烟囱顶部 AVO 异常明显。

依据本文提出的方法,首先求取孔隙度。通过孔隙度反演,得到了图 13 所示的反演结果,最终的孔隙度结果与测井孔隙度保持很好的一致性。

然后进行孔隙耦合方程的反演,图 14 展示了 v_p^ϕ 与 v_s^ϕ 的反演结果。从图 14 已经可以大致看出水合物与游离气分布,黑色区域为疑似游离气分布区,水

合物层则分布在游离气顶部。图 15 为最终的 F^p 反演结果。图中红色井曲线为水合物饱和度曲线,可以看到 F^p 剖面中高值区域与井位置处水合物高饱和度保持了很好的一致性,由前文分析可知,高饱和度水合物 F^p 介于 100~300,即图中黄色和红色区域,测井显示 5 处含水合物层段均已识别出来,下方游离气层位低值异常,水合物和游离气区分性较好,并在一定程度上预测了水合物的空间展布。

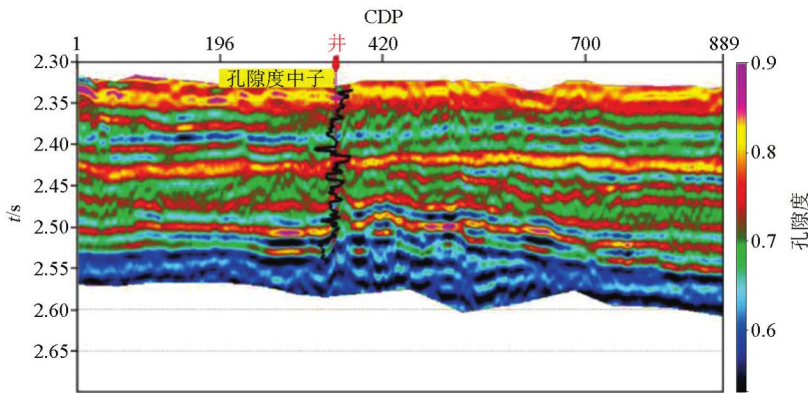


图 13 孔隙度反演结果

Fig. 13 Inverted results of porosity

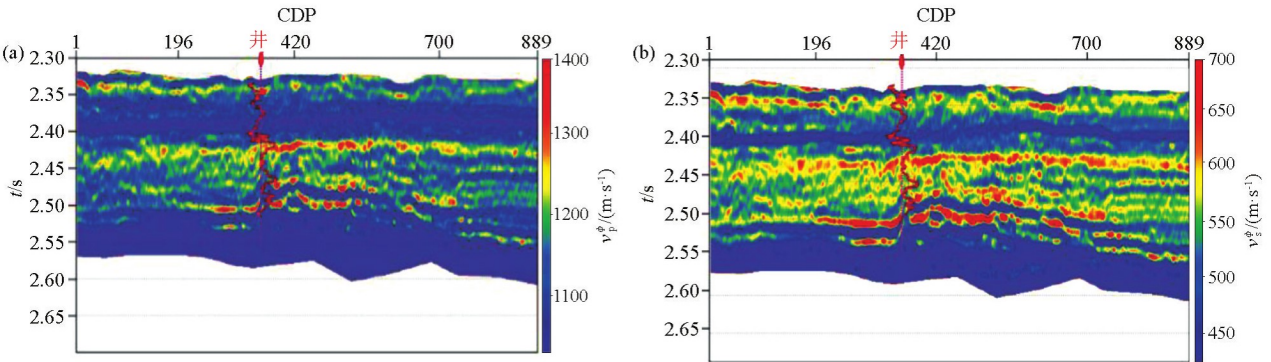


图 14 $v_p^\phi(a)$ 与 $v_s^\phi(b)$ 反演结果

Fig. 14 Inverted results of $v_p^\phi(a)$ and $v_s^\phi(b)$

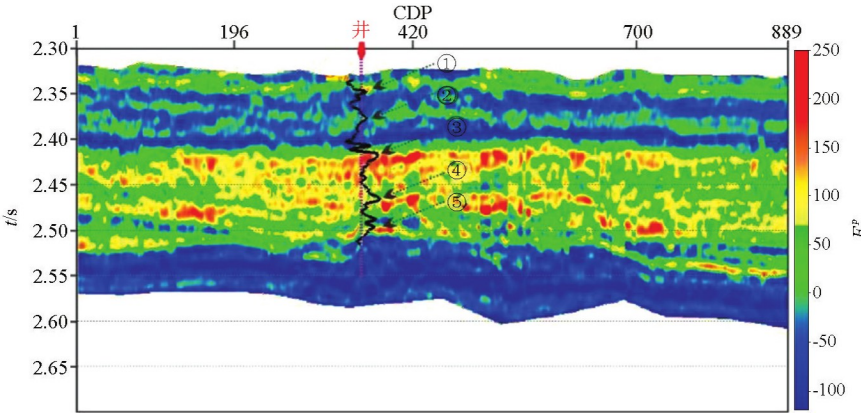


图 15 F^p 反演结果

Fig. 15 Inverted results of F^p

4 结论与认识

多种因素共同影响水合物储层速度,使得水合物预测多解性增强。对于浅层水合物储层而言,水合物饱和度、孔隙度为影响最为显著的参数。利用本文提出的水合物指示因子,可以消除孔隙度的干扰。实际钻探数据分析表明,相比于纵波阻抗等参数,水合物指示因子与水合物饱和度存在更高相关性。高饱和度水合物的指示因子位于 100~300 内,水合物指示因子反演结果与钻探认识吻合较好,可以有效地预测水合物空间分布,验证了方法的实用性与有效性。

参考文献 (References):

[1] Dickens G R,Quinby H M S. Methane hydrate stability in seawater [J]. Geophysical Research Letters,1994,21(19):2115-2118.

[2] Kvenvolden K A. Gas hydrates: Geological perspective and global change[J]. Review in Geophysics,1993, 31:173-187.

[3] Collett T S. Gas hydrate resources of the United States[G]//Gautier D L,Dolton G L,Takahashi K I,et al. National Assessment of United States Oil and Gas Resources on CD-ROM,U. S. ,1995.

[4] 梁金强,付少英,陈芳,等. 南海东北部陆坡海底甲烷渗漏及水合物成藏特征[J]. 天然气地球科学,2017,28(5):761-770.

Liang J Q,Fu S Y,Chen F,et al. Characteristics of methane leakage and hydrate accumulation in the continental slope of the north-eastern South China Sea[J]. Natural Gas Geoscience,2017,28(5):761-770.

[5] 杨胜雄,梁金强,陆敬安,等. 南海北部神狐海域天然气水合物成藏特征及主控因素新认识[J]. 地学前缘,2017,24(4):1-14.

Yang S X,Liang J Q,Lu J A, et al. New understanding of gas hydrate accumulation characteristics and main controlling factors in Shenhu sea area in the northern South China Sea[J]. Earth Science Frontiers,2017,24(4):1-14.

[6] 郭依群,杨胜雄,梁金强,等. 南海北部神狐海域高饱和度天然气水合物分布特征[J]. 地学前缘,2017,24(4):24-31.

Guo Y Q,Yang S X,Liang J Q,et al. Distribution characteristics of high saturation gas hydrate in Shenhu sea area in the northern South China Sea[J]. Geoscience,2017,24(4):24-31.

[7] Waite W,Helgerud M B,Nur A,et al. Laboratory measurements of compressional and shear wave speeds through methane hydrate [G]//Holder G D,Bishnoi P R. Gas hydrates:Challenges for the future:Annals of the New York Academy of Science,2000:1003-1010.

[8] Hamilton E L. Geoacoustic modeling of the sea floor[J]. Journal of the Acoustical Society of America,1980,68:1313-1340.

[9] 胡高伟,业渝光,张剑,等. 沉积物中天然气水合物微观分布模式及其声学响应特征[J]. 天然气工业,2010,30(3):120-124.

Hu G W,Ye Y G,Zhang J,et al. Microscopic distribution patterns

and acoustic response characteristics of natural gas hydrates in sediments [J]. Natural Gas Industry,2010,30(3):120-124.

[10] 胡高伟,李承峰,业渝光,等. 沉积物孔隙空间天然气水合物微观分布观测[J]. 地球物理学报,2014,57(5):1675-1682.

Hu G W,Li C F,Ye Y G,et al. Microscopic distribution observation of gas hydrate in sediment pore space [J]. Chinese Journal of Geophysics,2014,57(5):1675-1682.

[11] 潘豪杰,刘堂晏,邬龙,等. 天然气水合物赋存形态识别及其饱和度预测[J]. 地球物理学进展,2014,29(4):1735-1740.

Pan H J,Liu T Y,Wu L,et al. Gas hydrate occurrence pattern recognition and saturation prediction [J]. Progress in Geophysics,2014,29(4):1735-1740.

[12] Helgerud M B,Dvorkin J,Nur A,et al. Elastic-wave velocity in marine sediments with gas hydrates:Effective medium modeling[J]. Geophysical Research Letters,1999,26:2021-2024.

[13] Sava D,Hardage B. Rock-physics characterization of hydrate-bearing deepwater sediments[J]. The Leading Edge,2006,25:616-619.

[14] Domenico S N. Effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir [J]. Geophysics,1976,41:882-894.

[15] 王秀娟,吴时国,王吉亮,等. 南海北部神狐海域天然气水合物分解的测井异常[J]. 地球物理学报,2013,56(8):2799-2807.

Wang X J,Wu S G,Wang J L,et al. Logging anomalies of natural gas hydrate decomposition in the Shenhu sea area in the northern South China Sea [J]. Chinese Journal of Geophysics,2013,56(8):2799-2807.

[16] Wang Z. Fundamentals of seismic rock physics [J]. Geophysics,2012,66(2):398-412.

[17] Chatterjee R,Singha D K,Ojha M,et al. Porosity estimation from pre-stack seismic data in gas-hydrate bearing sediments, Krishna-Godavari basin,India [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering,2016,33:562-572.

[18] Kumar R,Das B,Chatterjee R,et al. A methodology of porosity estimation from inversion of post-stack seismic data [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering,2016,28(1):356-364.

[19] Lee M W,Collett T S. In-situ gas hydrate saturations estimated from various well logs at Mount Elbert well, North Slope of Alaska [J]. Marine and Petroleum Geology,2011,28:439-449.

[20] 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.

[21] Aki K,Richards P G. Quantitative seismology [M]. California:University Science Books,2002.

[22] Shuey R T. A simplification of the Zoeppritz equations [J]. Geophysics,1985,50(4):609-614.

[23] Smith G C,Gidlow P M. Wighted stacking for rock property estimation and detection of gas [J]. Geophysical Prospecting,1987,35(9):992-1014.

[24] Fatti J L,Smith G C,Vail P J,et al. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis:A 3-D seismic case history using the Geostack technique [J]. Geophysics,1994,59(9):1362-1376.

[25] Russell B H,Gray D,Hampson D P. Linearized AVO inversion and

poroelasticity[J]. *Geophysics*, 2011, 76(3): C19 – C29.

[26] 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): R221 – R232.

[27] Connolly P. Elastic impedance [J]. *The Leading Edge*, 1999, 18(4): 438 – 452.

[28] 邓炜, 印兴耀, 宗兆云. 基于等效流体体积模量直接反演的流体识别方法[J]. *石油地球物理勘探*, 2017, 52(2): 315 – 325.

Deng W, Yin X Y, Zong Z Y. Fluid identification method based on direct inversion of equivalent fluid volume modulus[J]. *Oil Geo-physical Prospecting*, 2017, 52(2): 315 – 325.

[29] 沙志彬, 万晓明, 赵忠泉, 等. 叠前同时反演技术在珠江口盆地西部海域天然气水合物储层预测中的应用[J]. *物探与化探*, 2019, 43(3): 476 – 485.

Sha Z B, Wan X M, Zhao Z Q, et al. Application of pre-stack simultaneous inversion technique in gas hydrate reservoir prediction in the western waters of the Pearl River Mouth Basin[J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2019, 43(3): 476 – 485.

[30] Hill R. A self-consistent mechanics of composite materials[J]. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 1965, 13: 213 – 222.

Hydrate identification based on hydrate indicator

DENG Wei^{1,2}, LIANG Jin-Qiang^{1,3}, ZHONG Tong¹, HE Yu-Lin³, MENG Miao-Miao³

(1. Guangzhou Marine Geological Survey, CGS, Guangzhou 510075, China; 2. Key Laboratory of Marine Mineral Resources, Guangzhou Marine Geological Survey, Guangzhou 510075, China; 3. Natural Gas Hydrate Engineering Technology Center, CGS, Guangzhou 510700, China)

Abstract: Compared with the post-stack inversion, coupling features in impedance are complex. The pre-stack inversion can make full use of the information such as the amplitude and travel time and frequency of the prestack seismic data, more diverse logging data and geology, and yields geophysical parameters that are highly correlated with hydrate saturation. Seismic rock physics modeling of hydrate reservoirs is the basis for hydrate-oriented prestack inversion. Considering the microscopic pore structure and composition characteristics of hydrate reservoir rocks, this paper introduces SCA-DEM rock physics modeling methods. The influence of physicochemical parameters on the elastic characteristics of rock and its role in AVO characteristics are analyzed. The geophysical response of hydrates is discussed and a new hydrate seismic indicator is constructed. Seismic rock physics analysis shows that the indicator has a high correlation with hydrate saturation. Then, the seismic reflection equation based on hydrate indicator is derived and the feasibility analysis of the inversion is carried out. Finally, based on geological prior, we get the indicator using the actual pre-stack data and logging data in the Qiongdongnan sea of South China Sea. The real data application shows that the method has certain practicability and scientificity.

Key words: hydrate indicator; rock physics; pre-stack inversion; Qiongdongnan area

(本文编辑: 叶佩)

附录 A

Aki-Richards 近似是 AVO 反演的基础, 其描述了地震反射界面两侧能量分布, Aki 近似方程表达为:

$$R_{pp}(\bar{\theta}) \approx \frac{\sec^2 \bar{\theta}}{2} \frac{\Delta v_p}{\bar{v}_p} - 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \frac{\Delta v_s}{\bar{v}_s} + \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \right) \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}}, \tag{10}$$

式中: Δv_p 、 Δv_s 、 $\Delta \rho$ 分别表示纵波速度、横波速度和密度的变化量; $\bar{\theta}$ 表示纵波入射角和透射角的平均角; $\bar{\rho}$ 表示平均密度; $\bar{v}_s$ 、 $\bar{v}_p$ 分别表示横波和纵波的平均速度。设 $v_p^\phi = v_p \cdot \phi^n$; $v_s^\phi = v_s \cdot \phi^n$, 则有:

$$\frac{\Delta v_p^\phi}{v_p^\phi} = \frac{\Delta v_p}{v_p} + \frac{n \Delta \phi}{\phi^n},$$

万方数据

$$\frac{\Delta v_s^\phi}{v_s^\phi} = \frac{\Delta v_s}{v_s} + \frac{n \Delta \phi}{\phi^n}. \tag{11}$$

将式(11)代入式(10), Aki 近似方程可以写成:

$$R_{pp}(\bar{\theta}) \approx \frac{\sec^2 \bar{\theta}}{2} \left(\frac{\Delta v_p^\phi}{v_p^\phi} - \frac{n \Delta \phi}{\phi^n} \right) - 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \left(\frac{\Delta v_s^\phi}{v_s^\phi} - \frac{n \Delta \phi}{\phi^n} \right) + \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \right) \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}}. \tag{12}$$

整理后, 即:

$$R_{pp}(\bar{\theta}) \approx \frac{\sec^2 \bar{\theta}}{2} \frac{\Delta v_p^\phi}{v_p^\phi} - \frac{\sec^2 \bar{\theta}}{2} \frac{n \Delta \phi}{\phi^n} - 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \frac{\Delta v_s^\phi}{v_s^\phi} + 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \frac{n \Delta \phi}{\phi^n} + \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2} \sin^2 \bar{\theta} \right) \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}}. \tag{13}$$

令 R_{pp}^ϕ 为与孔隙度无关的反射系数,即:

$$R_{pp}^\phi(\bar{\theta}) \approx \frac{\sec^2 \bar{\theta} \Delta v_p^\phi}{2 v_p^\phi} - 4 \frac{\bar{v}_s^2 \sin^2 \bar{\theta} \Delta v_s^\phi}{\bar{v}_p^2 v_s^\phi} + \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{\bar{v}_s^2 \sin^2 \bar{\theta}}{\bar{v}_p^2} \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (14)$$

将式(14)代入式(13)中,则可以得到:

$$R_{pp}(\bar{\theta}) \approx R_{pp}^\phi(\bar{\theta}) - \left(\frac{\sec^2 \bar{\theta}}{2} + 4 \frac{\bar{v}_s^2 \sin^2 \bar{\theta}}{\bar{v}_p^2} \right) \frac{n \Delta \phi}{\phi^a} \quad (15)$$

式(15)表示了 Aki 近似方程 R_{pp} 与去除孔隙度影响后的反射系数方程 R_{pp}^ϕ 之间的关系。

附录 B

F'' 求取需要获取孔隙度,本文是 Kumar 等^[18]提出的方法的优化,孔隙度反射系数与纵波阻抗反射系数的线性关系求解孔隙度:

$$R_{pro} = a R_{I_p}, \quad (16)$$
$$R_{pro} = 2(\phi_2 - \phi_1)/(\phi_2 + \phi_1);$$

其中, $R_{I_p} = 2(I_{p_2} - I_{p_1})/(I_{p_2} + I_{p_1})$ 。

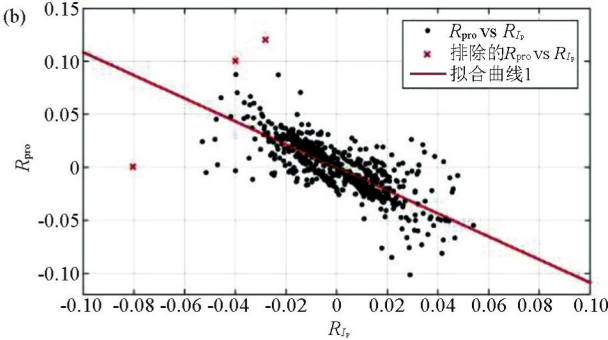
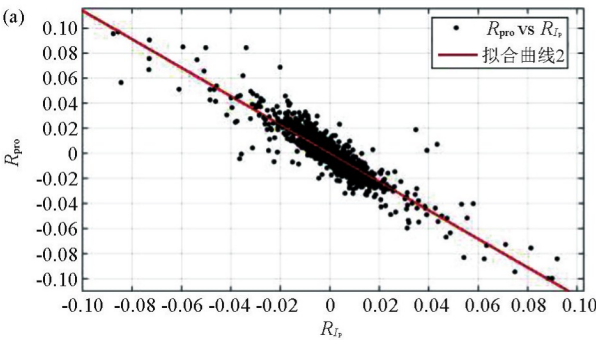
利用 w1 井进行拟合(图 16a),w1 线性关系明显,拟合关系式为式(17),但是 w2 由于水合物存在而线性关系较差(图 16b)。

$$R_{pro} = -1.14 R_{I_p} \quad (17)$$

由于道积分获得的是相对孔隙度变化,积分后结果低频部分不准确,因此本文中最终孔隙度预测结果为积分结果减去低频然后加上实测孔隙度低频部分:

$$\phi = \phi_{INT} - \phi_{INT}^{LFM} + \phi_{well}^{LFM} \quad (18)$$

式中: ϕ_{INT} 、 ϕ_{INT}^{LFM} 、 ϕ_{well}^{LFM} 分别为积分孔隙度、积分孔隙低频、实测孔隙低频。图 17、18 分别为 w1 和 w2 孔隙度预测结果,可以看到由于 w1 井阻抗与孔隙度拟合关系较好,预测结果与实测结果几乎一致,低频趋势差别也较小。而 w2 积分计算孔隙度相对变化趋势与实测孔隙度几乎一致,但是低频部分的差距在 1790 m 处开始增大,局部极值引起的误差需要实测低频来补偿,因此按照式(18)得到的 w2 最终孔隙度与实测孔隙度差别较小,满足后续反演要求精度。



a—w1 井纵波阻抗与孔隙反射系数关系;b—w2 井纵波阻抗与孔隙反射系数关系
a—relation between P-impedance and porosity in w1 well;b—relation between P-impedance and porosity in w2 well

图 16 南海琼东南海域阻抗与孔隙反射系数关系拟合

Fig. 16 Relation between P-impedance and porosity reflection coefficient in Qiongdongnan area of South China Sea

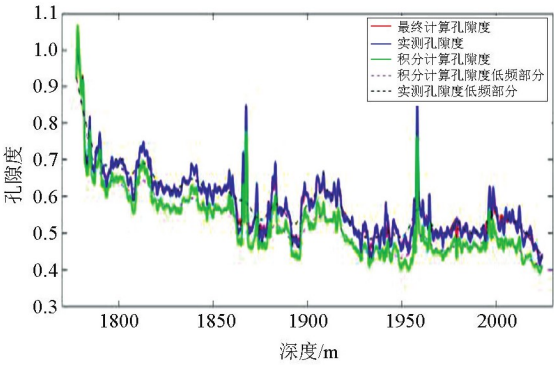


图 17 w1 井孔隙度预测结果
Fig. 17 Inverted porosity in w1 well

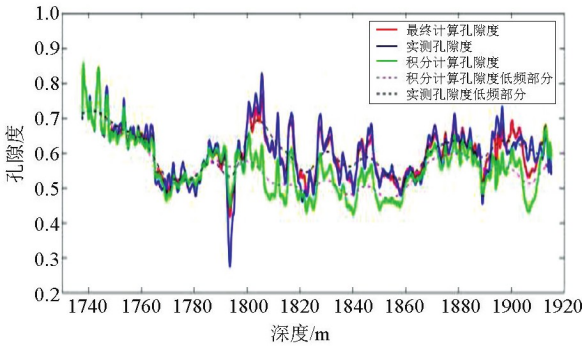


图 18 w2 井孔隙度预测结果
Fig. 18 Inverted porosity in w2 well