



地球物理学进展
Progress in Geophysics
ISSN 1004-2903, CN 11-2982/P

《地球物理学进展》网络首发论文

题目: 储层物性的地震预测技术综述
作者: 韩宏伟, 程远锋, 张云银, 王兴谋, 曲志鹏, 隋志强, 冯德永, 梁鸿贤, 王玉梅, 慎国强
收稿日期: 2019-09-16
网络首发日期: 2020-06-08
引用格式: 韩宏伟, 程远锋, 张云银, 王兴谋, 曲志鹏, 隋志强, 冯德永, 梁鸿贤, 王玉梅, 慎国强. 储层物性的地震预测技术综述. 地球物理学进展.
kns.cnki.net/kcms/detail/11.2982.P.20200608.1551.162.html



网络首发: 在编辑部工作流程中, 稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定, 且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式(包括网络呈现版式)排版后的稿件, 可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定; 学术研究成果具有创新性、科学性和先进性, 符合编辑部对刊文的录用要求, 不存在学术不端行为及其他侵权行为; 稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准, 正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性, 录用定稿一经发布, 不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容, 只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认: 纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊(光盘版)》电子杂志社有限公司签约, 在《中国学术期刊(网络版)》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版, 以单篇或整期出版形式, 在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊(网络版)》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物(ISSN 2096-4188, CN 11-6037/Z), 所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

储层物性的地震预测技术综述

韩宏伟¹, 程远锋^{1✉}, 张云银¹, 王兴谋¹, 曲志鹏¹, 隋志强¹, 冯德永¹, 梁鸿贤¹, 王玉梅¹, 慎国强¹

1. 中国石化集团公司胜利油田物探研究院, 东营 257000

✉通信作者 程远锋, 男, 1978 年生, 博士, 研究员, 主要从事油气储层地震反演和解释研究. (E-mail: t-chengyf.slyt@sinopec.com)

摘要 想要掌握储层物性的空间分布情况, 地震预测是不可或缺的手段。近半个世纪期间, 主要出现了 7 种有关储层物性地震预测的方法技术, 包括阻抗反演技术、储层物性间接反演技术、储层物性波动方程反演技术、地质统计方法和人工智能预测方法, 以及以上方法技术所依赖的机理性岩石物理分析技术和统计岩石物理分析技术, 本文论述了这些方法技术的原理及现状。从反射地震数据出发反演得到地层的声阻抗和弹性阻抗, 这已经是石油工业界常规的技术流程。借理论论和实验手段进行机理性岩石物理分析, 进而经由储层物性和阻抗间的媒介关系进行储层物性的间接反演或是基于波动方程进行直接反演, 这是进行储层表征的有效途径。另外, 地质统计方法和人工智能方法在储层物性的空间展布预测方面正发挥着独特的作用。很多情况下, 简化物理模型难以描述复杂的动力学机制, 而综合了岩石物理理论、随机模拟和 Bayes 估计的统计岩石物理分析技术是另外一种可供选择的储层物性预测方法。同时, 本文也客观地指出了每种预测技术的优点、适用性和局限性, 以便读者可以迅速掌握各种技术手段的精髓, 并在工作中能够选用适合自己任务特点的储层物性地震预测技术。

关键词 地震预测; 储层物性; 岩石物理; 人工智能

A review of seismic prediction of reservoir geophysical properties

HAN Hongwei¹, CHENG Yuanfeng^{1✉}, ZHANG Yunyin¹, WANG Xingmou¹, QU Zhipeng¹, SUI Zhiqiang¹, FENG Deyong¹, LIANG Hongxian¹, WANG Yumei¹, SHEN Guoqiang¹

1. Shengli Geophysical Research Institute of SINOPEC, Dongying 257000, China

Abstract Seismic methods are indispensable to the prediction of reservoir geophysical properties. The principle and the current status of seven related methods about seismic prediction are reviewed. Impedance inversion is already a routine process in petroleum industry, including acoustic impedance and elastic impedance. From such impedances, reservoir geophysical properties can be extracted where some empirical relationships act as intermediaries. Theoretical and experimental study on rock physics is the bridge between seismic data and reservoir geophysical properties, which can also be inverted directly from seismic data. This kind of direct inversion depends on both a physical model of seismic wave propagation and a mathematical algorithm to solve the wave equation, which is complicated and is still challenging. Moreover, geostatistical inversion and artificial intelligence are alternatives in 3D prediction of reservoir geophysical properties. Supported by rock physics, stochastic modelling and Bayesian estimation theory, statistical rock physics is another approach to seismic inversion, wherever the mechanisms are too complicated to be included in one simple model. Meanwhile, the advantage, applicability and limitation of each prediction technology is also highlighted, which outlines the appropriate technology for the specific objective of petroleum exploration and development.

Key words seismic prediction; reservoir geophysical properties; rock physics; artificial intelligence

收稿日期: 2019-09-16

基金项目: 本文得到了中国石化集团公司科研攻关项目“储层流体的地震响应机理与油气识别技术”(P18051-3)和“地震多维数据构建及油气智能检测技术研究”(PE19003-3)的资助

作者简介: 第一作者简介 韩宏伟, 男, 1968 年生, 博士, 教授级高工, 主要从事石油地震勘探与综合研究. (E-mail: hanhongwei.slyt@sinopec.com)

网络首发时间: 2020-06-08 17:05:27 网络首发地址: kns.cnki.net/kcms/detail/11.2982.P.20200608.1551.162.html

0 引言

在石油地震勘探开发领域,地震反射波法占据着主导地位(Ashcroft, 2011; 程远锋和毕丽飞, 2017)。依靠地震反射信息进行地质构造解释已经取得了辉煌的成功,时至今日仍是地震勘探开发领域的基石(Bacon *et al.*, 2007; 程远锋和王延光, 2013)。然而,地质目标的日益复杂化对地震技术提出了更高的要求,不仅需要通过高密度高分辨率的地震数据刻画出精细的构造细节,而且还要对储层的物理性质进行可靠地地震表征(Nanda, 2016; 韩宏伟等, 2019)。其中,地震反演技术是进行储层表征的主要方法,包括简单的叠后反演技术和更精细的叠前反演技术,从中可以得到诸如储层的岩性、孔隙度、所含流体类型及黏度、流体饱和度、非均质性特征、渗透率等地质参数以及岩石脆性和总有机质含量等石油工程参数(Harvey, 1993; Castagna and Smith, 1994; Goodway *et al.*, 1997; Chen and Sidney, 1997; Chopra and Marfurt, 2005; 杨培杰, 2018)。在过去几十年的石油勘探开发实践中,地震反演技术展示出了强大的功能,不仅学术界在推动地震反演技术的进步,而且石油工业界已经将此作为常规生产技术而使其得到了广泛的应用(Pride *et al.*, 2003; 张明振, 2016)。尽管地震反演技术不可避免地也存在着自身的诸多局限性,但是它正发挥着无可代替的作用,二十一世纪以来一直是地震勘探开发领域的热点。

地震波在地面或海面被激发后向地下传播,遇到地层界面时被反射回来,反射波具有特定的波形、接收时间、振幅和相位等属性,地震反演正是利用了这些属性,从中推测地层的各种物理性质参数(Barclay *et al.*, 2008)。当地层界面两侧的岩性具有差异时,确切地说,存在阻抗差的时候才会产生反射波。阻抗是地层的物性参数,被定义为地层岩石波速和密度的乘积。利用测井数据可以得知各个地层的阻抗值,井间区域则需要利用地震信息进行反演求取,除了最基本的阻抗参数之外,有了测井信息和岩石物理分析的帮助,还可以反演出诸多其他的物性参数。反演是正演的逆过程,如图 1 所示。已知地质模型的各项构造和岩性参数,求取地震响应的过程就是地震正演。已知地震记录结果,反推出地质参数的过程就是地震反演(Latimer, 2011; Brown, 2011; Simm and Bacon, 2014)。在图 1 (a) 中,如果已经由测井得到了声阻抗模型,那么就可以进行正演,将其与地震子波进行褶积就可以得到合成地震响应(此处为一维地震道)。地震反演是根据已经记录到的地震响应,利用反褶积去除掉子波的影响而得到地质模型(此处为声阻抗)。图 1 (b) 给出了广义地震反演的示意图,即从地震属性(反射时间 T 、纵波速度 V_p 、横波速度 V_s 、振幅 A 和衰减 Q) 进行储层物性(地层密度 ρ 、孔隙度 ϕ 、含水饱和度 sw 、渗透率 κ 、体积模量 K 和泊松比 ν 等)的预测过程。

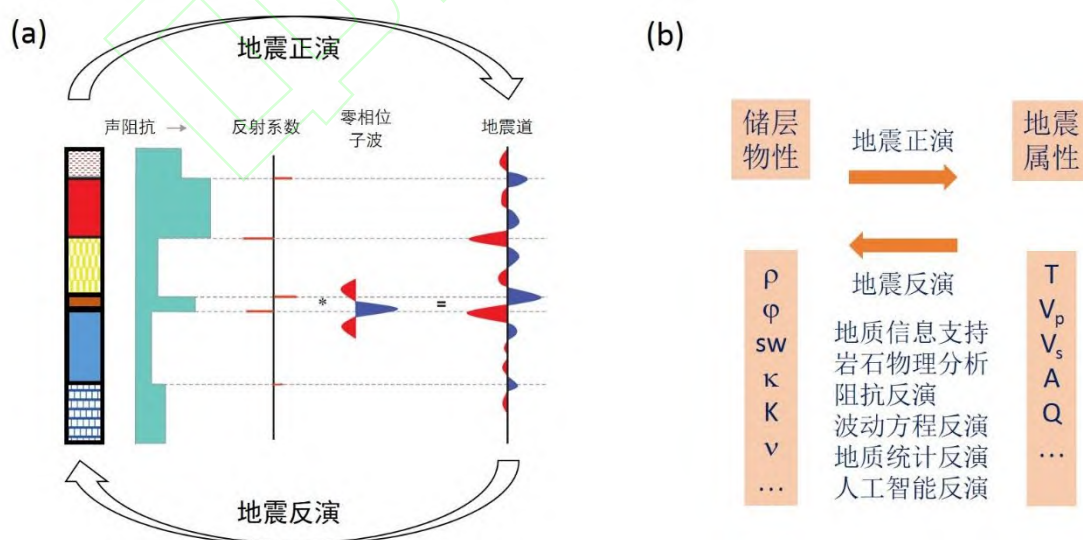


图 1 地震正演和反演的示意图 (a) 狭义的地震正反演示意图 (修自 Simm and Bacon, 2014); (b) 广义的地震正反演示意图。
Fig.1 A schematic illustration of seismic forward modelling and inversion (a) In special (modified from Simm and Bacon, 2014); (b) In general.

二十世纪 90 年代, 以阻抗反演为代表的地震反演技术大量涌现了出来, 虽然也依赖于井数据的支持, 但一般不涉及过多的岩石物理分析, 能够划分出储层和非储层往往也就完成了任务。另外, 地震反演在提高储层分辨率方面也是具有一定效果的 (张永刚, 2002; Latimer, 2011; 撒利明等, 2015)。

进入二十一世纪, 生产实践对地震预测技术的要求升级了, 地质学家和地球物理学家期望得到储层的各项物性参数, 这就需要从实验和理论两方面进行大量深入的岩石物理分析, 以便将地震响应结果与储层物性参数挂起钩来 (Domenico, 1977; Harvey, 1993; Wang, 2002; Dutta *et al.*, 2009; 郝艳军等, 2016)。利用一些简明的理论关系式或经验关系式, 将阻抗与储层物性参数建立起联系, 就能进一步计算出储层物性参数了, 这是储层物性间接反演的思路。也可以从波动理论出发, 建立复杂的数学物理模型, 利用专业的数学算法求解波动方程来得到各项储层物性参数, 这是储层物性波动方程反演的思路。另外, 地质统计反演在储层物性的空间展布预测方面可以发挥独特的优势, 这与传统反演关注垂向预测的重点有所不同 (Haas and Dubrule, 1994)。近年来, 人工智能技术也被用于储层物性的预测当中, 其优点是打开了多学科数据融合的大门, 通过数据驱动的学习可以在数据和预测目标值之间建立起高度非线性的关系 (Schultz *et al.*, 1994a; 1994b; Ronen *et al.*, 1994)。同时, 也可以利用统计岩石物理分析方法得到储层物性参数, 这是一种处理复杂岩性和储层非均质性的手段, 非常适合复杂多变的陆相沉积环境 (Avseth *et al.*, 2001)。

下面依次论述阻抗反演技术、储层物性预测技术和岩石物理分析技术。

1 阻抗反演技术

阻抗反演技术实现了从地震振幅到地层阻抗的转换。声阻抗是地层的一种物理性质, 被定义为地层密度 ρ 和地层中地震纵波速度 V_p 的乘积, 即 ρV_p 。声阻抗反演诞生于 1979 年 (Lindseth, 1979), 弹性阻抗反演诞生于 1999 年 (Connolly, 1999)。阻抗反演最大的好处是能够将反射界面的性质转换成地层的性质, 这为储层物性参数的预测与评估奠定了资料基础。

在阻抗反演过程中, 地震数据的频带宽度非常重要, 尤其是低频信息要足够丰富 (Pedersen-Tatalovic *et al.*, 2008)。实际上, 地震数据的频带宽度一般为[5, 50] Hz, 缺失高频则对薄层的分辨能力降低, 缺失低频则无法得到绝对阻抗值 (如图 2 所示)。图 2 强调了低频对反演结果的重要性。对一个简单的层状介质模型 (黑色) 来说, 缺失低频信息的话, 无论高频成分如何丰富 (相对于 (a), (b) 中的高频成分大为增加, 因而对薄层的分辨能力得到了提升), 都不能得到绝对阻抗值 (只有 (c) 得到了绝对声阻抗)。所以, 利用测井数据或地质信息来扩展地震数据的频带宽度是一项非常关键的工作, 这同时也是地震采集和处理所要努力达到的目标。

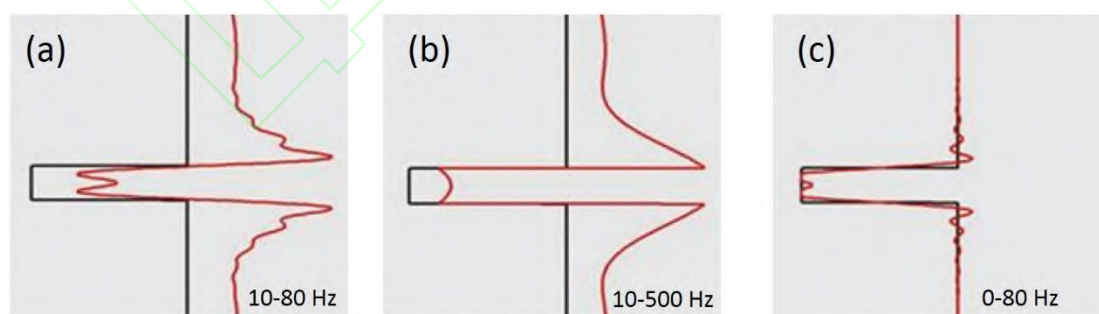


图 2 地震数据频带宽度对地震反演结果 (红色) 影响的示意图 (修自 Latimer, 2011) (a) 10-80 Hz; (b) 10-500 Hz; (c) 0-80 Hz.
Fig.2 An illustration of the impact of the frequency range of the seismic data on the inverted impedance (red) (modified from Latimer, 2011) (a) 10-80 Hz; (b) 10-500 Hz; (c) 0-80 Hz.

在图 3(a)中, 紫色的为测井得到的声阻抗曲线, 下部是其频率谱; 对其进行高阻滤波, 红色和绿色曲线分别对应于 60 Hz 上限和 8 Hz 上限; 图 3 (b) 展示了一个典型的地震道及其频带宽度, 低频和高频成分都是缺失的。此例进一步表明, 单纯依靠地震频带的宽度进行反演, 既不能保证反演分辨

率的提高, 也不能保证阻抗绝对值的获得。

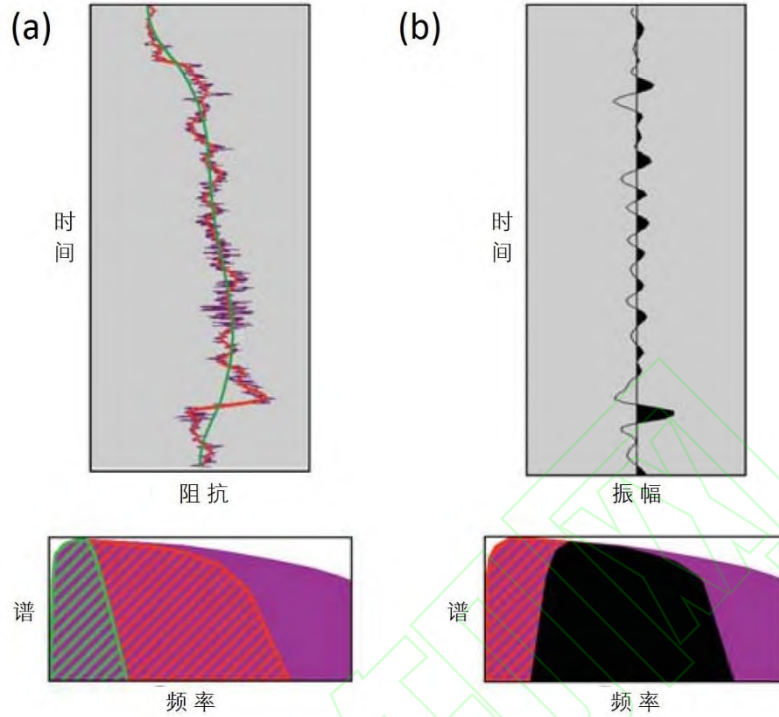


图3 地震反演受地震数据本身频带的限制而无法得到真实的阻抗值的示意图 (修自 Pedersen-Tatalovic *et al.*, 2008) (a) 测井曲线; (b) 地震记录。

Fig.3 Missing low and high frequencies in the seismic data is a limitation to get the absolute impedance (modified from Pedersen-Tatalovic *et al.*, 2008) (a) Log-data; (b) Seismic trace.

阻抗反演的理论依据是 Knott-Zoeppritz 方程 (Knott, 1899; Zoeppritz, 1919), 它描述了界面处的波动现象, 由于方程式复杂, 应用起来不方便, 因此出现了样式繁多的简化形式 (Koefoed, 1955; Aki and Richards, 1981; Shuey, 1985; Hiltermann, 2001; 孙夕平等, 2006), 典型的有 (Fatti *et al.*, 1994)

$$R(\theta) = c_1 \cdot R_p + c_2 \cdot R_s + c_3 \cdot R_d \quad (1)$$

这里 R 为反射系数, θ 为入射角, 这也是 AVO (amplitude versus offset, 振幅随偏移距变化) 或 AVA (振幅随等效入射角变化) 反演名称的由来。其中, $c_1 = 1 + \tan^2 \theta$, $c_2 = -8\gamma^2 \sin^2 \theta$, $c_3 = 2\gamma^2 \sin^2 \theta - \frac{1}{2} \tan^2 \theta$, $\gamma = V_s/V_p$, V_s 和 V_p 分别为横波速度和纵波速度。 R_p 、 R_s 和 R_d 分别是 P 波、S 波和密度的反射系数, 可以进一步转换成相应的阻抗值 ρV_p 、 ρV_s 和 ρ 。上述简化公式在入射角不超过约 30° 时才是有效的。对于垂直入射的情况, P 波的反射系数可进一步简化为

$$R_p = (\rho_2 V_{p2} - \rho_1 V_{p1}) / (\rho_2 V_{p2} + \rho_1 V_{p1}) \quad (2)$$

仿照 (2) 式的形式, 将 (1) 式作如下改写

$$R(\theta) = (EI(\theta)_2 - EI(\theta)_1) / (EI(\theta)_2 + EI(\theta)_1) \quad (3)$$

这里 $EI(\theta) = V_p^{1+\tan^2 \theta} V_s^{-8\gamma^2 \sin^2 \theta} \rho^{1-4\gamma^2 \sin^2 \theta}$, $EI(\theta)$ 就是弹性阻抗 (Connolly, 1999; Whitcombe, 2002; Whitcombe *et al.*, 2002), 并且垂直入射时的弹性阻抗就是声阻抗, 即 $EI(0^\circ) = \rho V_p$ 。

生产中应用最广泛的三参数同时 AVO 反演是以方程式 (1) 为基础的, 同时利用了最常用的基于地质模型的反演技术, 反演结果示例见图 4。图中也给出了反演结果 ((a) 声阻抗和 (b) 纵横波速度比) 与测井中得到的值的对比曲线, 二者一致性良好。

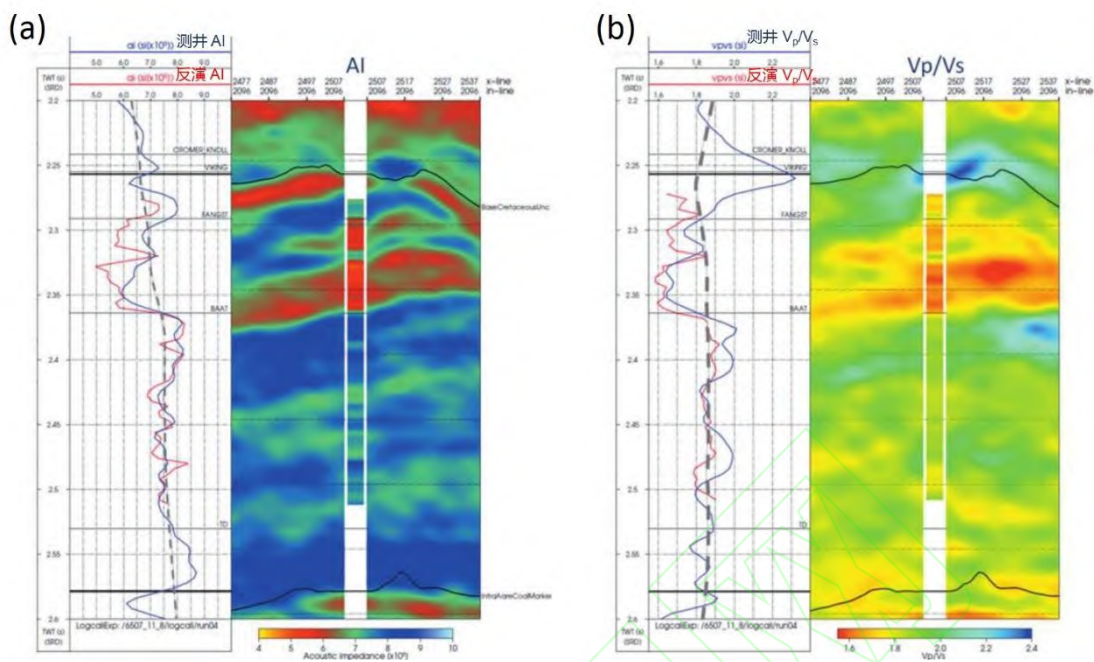


图 4 三参数同时 AVO 反演结果 (修自 Avseth *et al.*, 2016) (a)声阻抗反演结果; (b)纵横波速度比反演结果.
Fig.4 The results from three-parameter simultaneous AVO inversion (modified from Avseth *et al.*, 2016) (a) The inverted acoustic impedance; (b) V_p/V_s .

弹性阻抗反演结果的示例见图 5。伽马和电阻率测井曲线指示出了含烃地层，与此相反， $EI(0^\circ)$ 曲线（即声阻抗曲线）对此并没有响应，而 $EI(40^\circ)$ 却有明显的响应变化。此例中，弹性阻抗突出了 II 类 AVO 响应的指示特征。

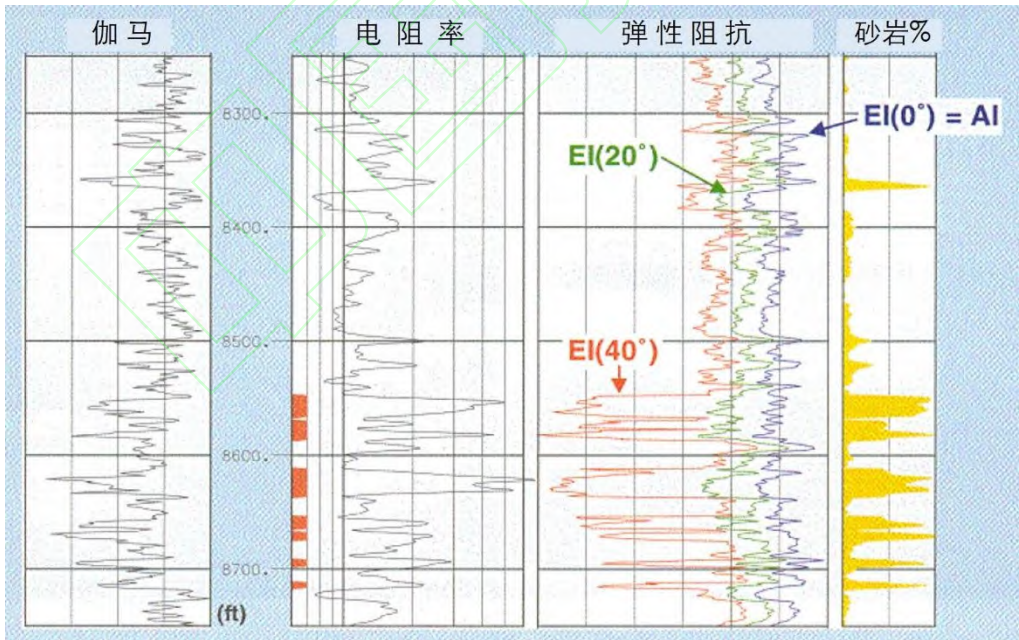


图 5 弹性阻抗示例 (修自 Hiltermann, 2001)
Fig.5 An example of inverted elastic impedance (modified from Hiltermann, 2001)

阻抗反演是目前应用最广泛的一种地震反演预测技术，但是阻抗并不是一种直接的储层物性参数，仍然不是地质学范畴内的术语，只是地层密度和速度的乘积，地质学家和地球物理学家更希望得到直接表征储层物性的参数，因此，还需要进行进一步的工作，求取各项储层物性参数。

2 储层物性预测技术

2.1 间接反演

间接反演技术实现了从阻抗到储层物性参数的转换，包括岩性识别参数、孔隙度、油气饱和度、渗透率、杨氏模量和脆性指数等弹性力学参数等（Smith and Gidlow, 1987; Smith, 2010）。

弹性参数与阻抗反演结果之间的关系由下列弹性力学理论公式给出，包括体积模量 K 、杨氏模量 E 、泊松比 ν 以及 λ 和 μ

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

$$E = 3K(1 - 2\nu) \quad (5)$$

$$\nu = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]} \quad (6)$$

$$\lambda = \rho V_p^2 - 2\rho V_s^2, \quad \mu = \rho V_s^2 \quad (7)$$

$$\lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2, \quad \mu\rho = I_s^2 \quad (8)$$

当然，在很多情况下，并没有简单的公式将一些参数联系起来，主要是因为简化模型很难抓住错综复杂的物理机制。这时候，利用地质信息、测井信息或是实验室数据来归纳一些参数间的经验关系或许是切实可行的解决方案，例如，图 6 (a) 和 (b) 分别展示了声阻抗与孔隙度和杨氏模量的统计关系。

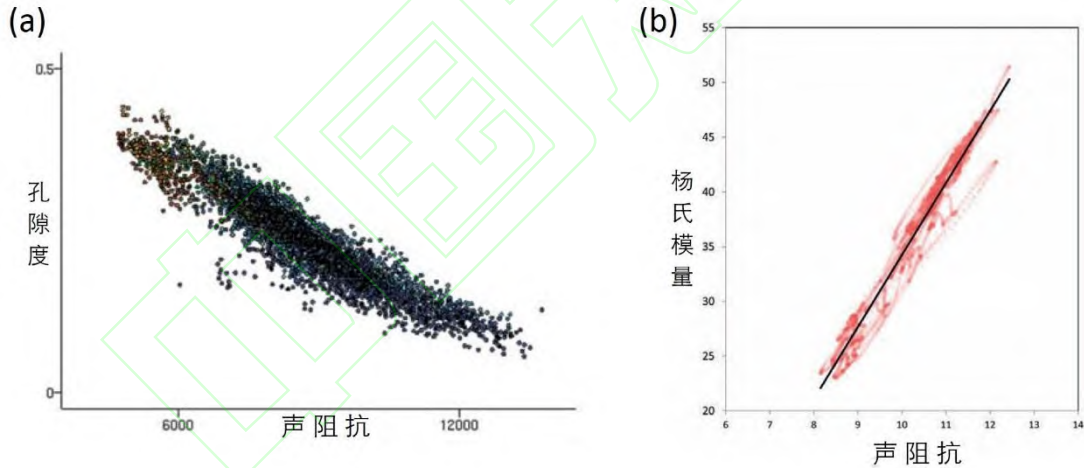


图 6 利用测井数据给出的声阻抗与其他储层物性参数的交会图（修自 Pedersen-Tatalovic *et al.*, 2008; Adiletta *et al.*, 2019）（a）孔隙度与声阻抗；（b）杨氏模量与声阻抗。

Fig.6 Crossplots of acoustic impedance with other reservoir properties based on well-log data (modified from Pedersen-Tatalovic *et al.*, 2008; Adiletta *et al.*, 2019) (a) porosity and acoustic impedance; (b) Young's modulus and acoustic impedance.

最近，在非常规油气勘探开发中储层脆性指数（BI）的地震预测成为了热点。脆性是储层岩石的一种力学性质，关系到开发阶段储层压裂的可行性。根据统计经验，力学脆性 BI_M 由岩石的杨氏模量 E 和泊松比 ν 来表达（Cyz *et al.*, 2018）

$$BI_M = \frac{\frac{100(E-E_{min})}{E_{max}-E_{min}} + \frac{100(\nu-\nu_{min})}{\nu_{max}-\nu_{min}}}{2} \quad (9)$$

这里 E 、 E_{min} 、 E_{max} 分别代表瞬时、最小和最大杨氏模量， ν 、 ν_{min} 、 ν_{max} 分别代表瞬时、最小和最大泊松比，而这些弹性参数是可以由阻抗换算而来的。

图 7 给出了一个脆性指数反演结果的例子（Cyz *et al.*, 2018），脆性指数是根据上式计算而来

的。左图中的曲线是根据测井数据计算得到的脆性指数，黄色曲线为利用上式计算得到的力学脆性指数，另外两种颜色的曲线为利用矿物成分和各种其他属性计算得到的脆性指数。根据计算结果能够在薄的页岩地层中区分出脆性区域和塑性区域，以及周围的泥灰质地层（压裂障碍体）。在这个例子中，利用 BI 反演技术，不仅提高了地震分辨率，而且给出了地层的脆性指数。

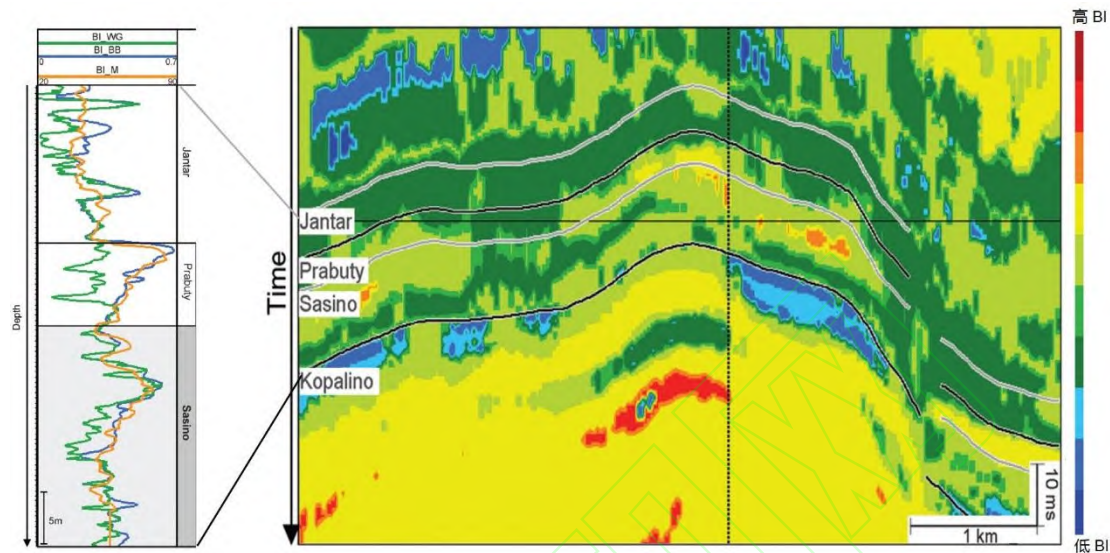


图 7 地层脆性指数的地震间接反演结果（修自 Cyz *et al.*, 2018）

Fig.7 A section of reservoir brittleness index from intermediary seismic inversion (modified from Cyz *et al.*, 2018)

间接反演具有简单易操作的优点，目前在实践领域得到了广泛的应用，不过，反演过程中很关键的一步是需要用到媒介关系，来将储层物性参数与阻抗联系起来。这种媒介关系一般是根据简单的理论关系或是经验认识得来的，对其普适性和有效性都需要保持警惕。

2.2 波动方程反演

如果想要利用地震数据进行储层物性的直接反演，就需要理解背后的波动机理，以便将地震观测结果与储层物性挂起钩来，即通过地震速度、振幅和衰减等信息来直接反演储层固体及所含流体的物理性质（Fjaer *et al.*, 2008）。

根据对岩石样品的微观静态观测结果和动态观测结果，人们对岩石固体骨架及所含流体的动力学机制有了更加深入的了解，可以由此总结提炼出主控物理机制，以理解地震波作用下的储层岩石响应，如图 8 所示。

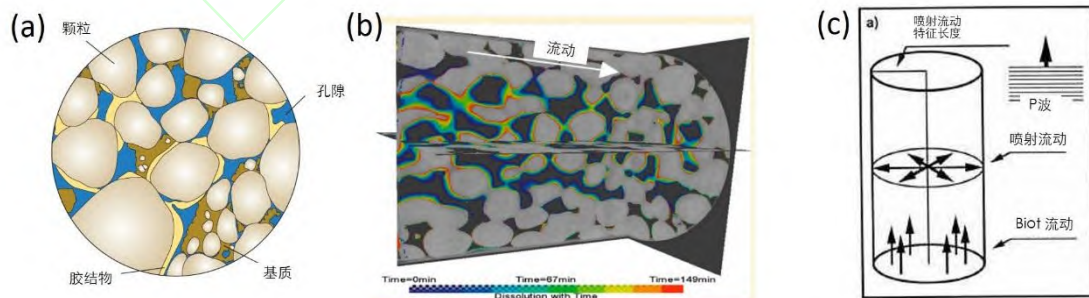


图 8 孔隙微观结构示意图及固液两相流动模型研究（修自 Yang and Zhang, 2000; Kayser *et al.*, 2006; Menke *et al.*, 2015）(a)岩石微观结构示意图；(b)流体在岩石孔隙中流动的微观观测图；(c)流体在孔隙中流动的几何模型图。

Fig.8 Illustrations of the microscopic examination of pore space, fluid flow inside pores and its modelling (modified from Yang and Zhang, 2000; Kayser *et al.*, 2006; Menke *et al.*, 2015) (a) A schematic illustration of volumetric components of a rock; (b) A microscopic observation of fluid flow inside pore space; (c) A geometric model of fluid flow inside pores.

我们可以对储层岩石及所含流体做各种简化和假设，将研究对象最简化的代表就是 Wyllie 时间

平均方程 (Wyllie *et al.*, 1956)

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_{fluid}} + \frac{1-\phi}{V_{solid}} \quad (10)$$

其中 V_p 、 V_{fluid} 和 V_{solid} 分别代表地震波在整个岩石中的等效速度、在孔隙流体中的传播速度和在理想固体中的传播速度, 也就是将地震波在岩石中的传播时间分成了两部分的和, 一个是在固体中的传播时间, 另一个是在液体中的传播时间。

与这种最简化处理类似, 地震波在单相各向同性介质中的一维波动方程可以写成如下的简单形式

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} \quad (11)$$

其中 u 代表质点的位移, x 代表单向坐标, t 代表时间, σ_x 代表地震波施加的应力。求解这种形式的波动方程是非常简单的, 但是在地质构造复杂的时候仍然困难重重 (Jones, 2019)。Knott-Zoeppritz 方程是基于这种最简单的介质假设的, 只不过在加入界面时, 界面处的波动能量需要进行重新分配, 反射系数方程才变得复杂起来。

如果想要将流体的流动机制考虑进来, 必须加入孔隙度参数, 并考虑孔隙流体的运动, 这时的波动方程较为复杂

$$\phi \rho_f \frac{\partial^2 u_f}{\partial t^2} + (1-\phi) \rho_s \frac{\partial^2 u_s}{\partial t^2} = \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} \quad (12)$$

其中, ϕ 为孔隙度, u_f 和 u_s 分别为流体质点和固体质点的位移, ρ_f 和 ρ_s 分别为流体和固体的密度。方程的求解也变得异常复杂, 具体的解析推导过程可参阅 Biot (1956a; 1956b; 1962) 的论文以及 Fjaer *et al.* (2008) 的专著。

当然, 我们还可以更进一步考虑更加复杂的机制, 所带来的结果就是波动方程的进一步复杂化和求解过程的更加困难, 这方面的内容可参阅 Yang and Zhang (2000)。

在波动理论研究方面, 固液两相介质波动理论已经发表出来了半个多世纪, 这期间又涌现出了各种波动理论, 对岩石孔隙结构及其中的流体做各种不同的模型简化处理。这些波动理论的基石是 Biot 理论 (Biot, 1956a; 1956b; 1962), Biot 从宏观尺度研究了流体流动的效应 (参考式 (12))。后来发展出的 BISQ 理论和斑块饱和模型理论分别引入了微观尺度和中观尺度下的流体流动效应 (孙卫涛等, 2015; Zhang *et al.*, 2019)。比如以部分饱和和孔隙介质 BISQ 模型为基础, 利用杂交遗传算法求解这个模型, 能够直接反演出储层的孔隙度、油气饱和度和渗透率等参数 (Nie *et al.*, 2004; Fang and Yang, 2015)。这种直接反演结果是基于复杂的理论模型假设的, 求解过程也是基于专业数学算法的, 对石油工业界的从业人员来说, 在模型的理解和反演求解操作方面都会遇到不小的障碍, 因此, 这种专业的直接反演工作主要还是由世界上的各大高校来推动的 (Batzle and Wang, 1992; Berryman and Wang, 2000; 印兴耀等, 2015)。

理论和实验一直都关注速度和衰减的频散效应, 如图 9 (White, 1975; Sams *et al.*, 1997; Harris *et al.*, 1997; King and Marsden, 2002; Pride *et al.*, 2003)。地震频段的岩石物理实验分析是了解波动机理不可或缺的手段, 近年来也得到了长足的发展 (Yin *et al.*, 2017)。举例来说, 图 9 (a) 给出了 Foxhills 砂岩样品的纵波速度和横波速度的变化情况, 测试时荷载频率和环境温度是变化的, 岩样有干燥和甘油饱和之分 (Batzle *et al.*, 2006)。此类实验给出了孔隙流体的流动给波速带来的改变 (示意图见图 9 (b)), 能够据此推测流体的流动机制及波动机理, 既可以验证理论预测的正确性, 又可以指导理论模型的建立 (Dvorkin and Nur, 1993; Dvorkin *et al.*, 1995)。

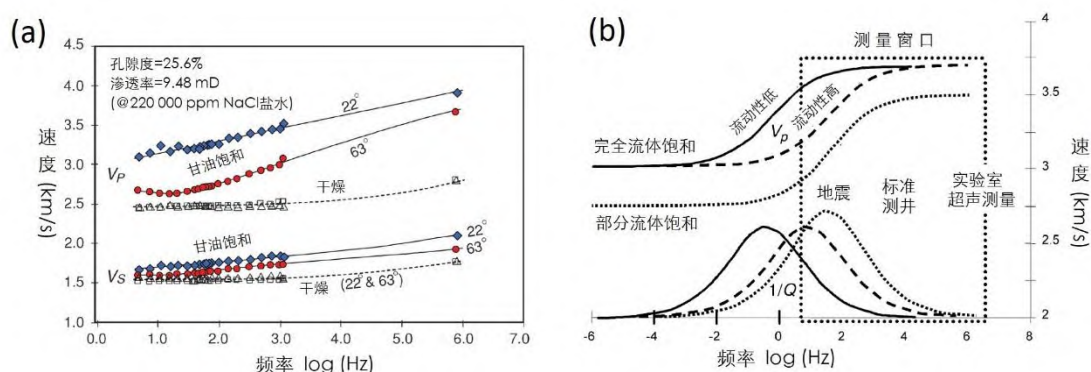


图9 储层岩石速度和衰减的频散 (修自 Batzle *et al.*, 2006) (a) 纵横波速度随加载频率、环境温度和孔隙流体变化的实验结果; (b) 示意图.
Fig.9 Frequency dispersion of velocity and attenuation of reservoir rocks (modified from Batzle *et al.*, 2006) (a) V_p and V_s rise as frequency increases and temperature decreases for dry and glycerine-saturated sanstone; (b) A schematic illustration.

关于地震反演的算法, 这里举两个有代表性的例子。一个是早期的三参数同时反演过程中的数学算法, 一个是求解 BISQ 模型参数过程中的数学算法。对于三参数同时反演算法来说, 这是一个同时求解出 ρV_p 、 ρV_s 和 ρ 的过程 (方程式 (1))。根据地震响应的褶积模型理论, 可以将求解公式写成矩阵求逆的数学过程。不过, 如果直接进行求逆的话会有两个问题, 一个是这一过程非常耗时且不稳定, 另外一个就是求逆过程中无法加入低频成分。较为稳定的解决办法就是给出一个初始地质模型, 通过共轭梯度法进行迭代计算 (Hampson, 1991; Russell *et al.*, 2006)。各大商业软件一般是基于此类思想进行反演计算的。但是, 对 BISQ 这种模型来说, 公式极其复杂且参数较多, 想要进行反演求解的话, 需要更加专业的数学算法, 包括遗传算法类的人工智能算法。具体的数学算法, 读者可参阅杨文采 (1992)、Russell *et al.* (2006)、刘福平等 (2010)、Fang and Yang (2015)、孙成禹等 (2019) 和 Zhang *et al.* (2019) 的论文。求解结果示例见图 10 (Fang and Yang, 2015)。

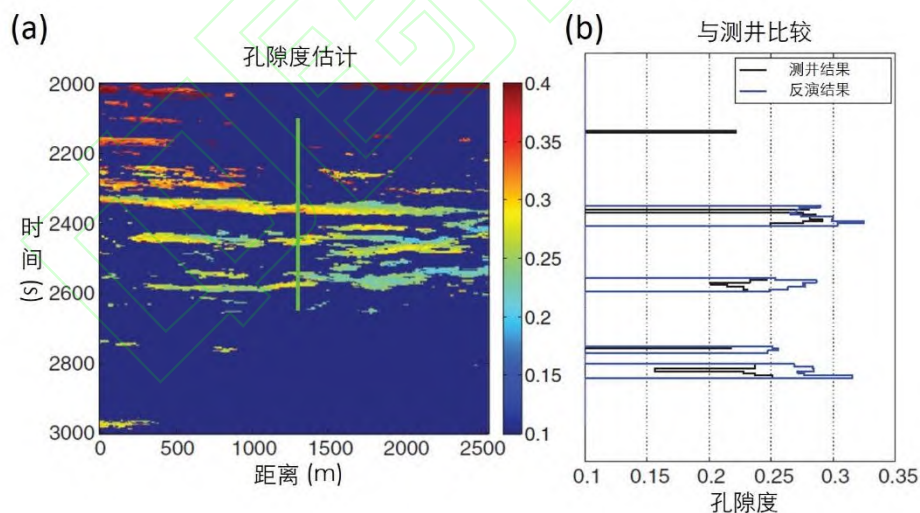


图10 孔隙度直接反演结果 (修自 Fang and Yang, 2015) (a) 剖面; (b) 直接反演孔隙度与测井孔隙度的比较.
Fig.10 The inverted porosity from direct seismic inversion (modified from Fang and Yang, 2015) (a) A section; (b) The comparison of the inverted porosity to well-log porosity.

2.3 地质统计反演与人工智能预测

在石油工业界, 地质统计方法的应用起始于用 kriging 技术来绘制地质图以及岩石物理参数的展布图 (Krige, 1951; Matheron, 1963; Haas and Viallix, 1976; Haas and Dubrule, 1994)。关于地质统计反演在石油勘探开发领域的历史及现状, 可参考 Chambers *et al.* (2000a; 2000b), Trappe and Hellmich (1998; 2000), Francis (2006a; 2006b) 以及赵鹏飞等 (2019)。

Kriging 方法是一种确定性的地质统计方法，基于井点信息得到变差场，以便用于井插值（图 11（a）），通过已知井信息得到变差场是最关键的步骤。

$$P = a_1 W_1 + \cdots + a_n W_n \quad (13)$$

这里 P 是待预测的网格点处的值， W_1 到 W_n 是各井点处的已知值， a_1 到 a_n 是各井点值的权重系数，通过变差场可进行求取，且其和为 1。但是 kriging 方法提供的结果是一个大致平均的图像，储层非均质性被平滑掉了（图 11（b））。Cokriging 方法以及改进形式的 kriging 方法也可以综合考虑多种信息来进行插值，比如联合井信息和地震信息（图 11（c））。

$$P = a_1 W_1 + \cdots + a_n W_n + b_1 S_1 + \cdots + b_m S_m \quad (14)$$

这里 b_1 到 b_m 是地震属性 S_1 到 S_m 的权重系数，也是通过变差场可进行求取，其中需要三种变差场，包括井间变差场、地震变差场和井震变差场（Trappe and Hellmich, 1998）。

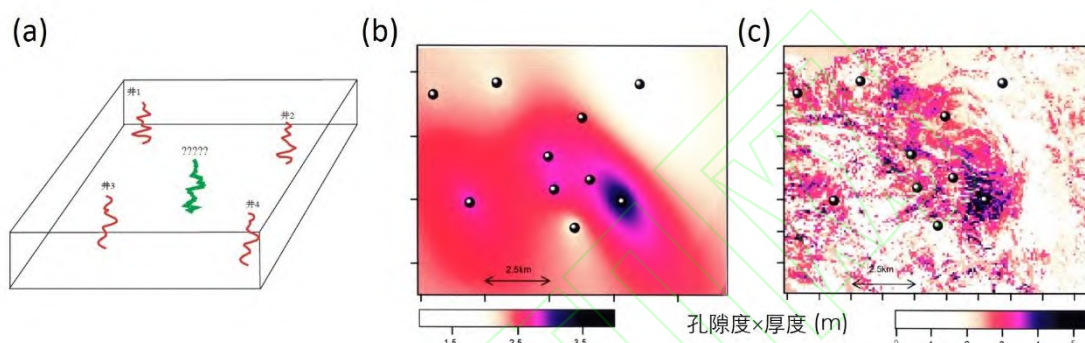


图 11 Kriging 地质统计方法的原理和预测结果（修自 Trappe and Hellmich, 1998; Bacon *et al.*, 2007; 程远锋和王延光, 2013）（a）通过已知井数据（红色）预测任一位置的井数据（绿色）；（b）kriging 井插值结果；（c）融入了地震信息的 cokriging 预测结果。

Fig.11. Illustration and results of kriging geostatistical method (modified from Trappe and Hellmich, 1998; Bacon *et al.*, 2007; Cheng and Wang, 2013) (a) Interpolation of known log data (red) to predict an unknown (green); (b) Kriging result; (c) Cokriging result including seismic data.

随机地质统计方法与 kriging 方法不同，现在随机反演之所以得到重视，就是因为它能够给出储层的非均质性特征，这在模拟油藏的流动模式时是非常有用的（沈洪涛等，2017；王小丹等，2018）。此外，随机反演可以额外引入地震信息和其他有用的信息，这也是这种方法受欢迎的一大原因。随机反演使用地质、测井和岩心统计的岩石物理参数统计分布图和三维变差场，在参数的统计分布范围内通过随机采样得到一个值来进行正演，将正演结果与实际地震特征比对，符合地震特征的就都可以作为一个可能的结果。与 kriging 方法只提供一个最佳结果不同，随机反演可以提供无数个可能的结果，每一个都符合井特征和地震特征。将许多个随机反演结果进行平均，其结果将会与 kriging 方法得到的结果接近。图 12 给出了 4 个随机反演的阻抗分布结果，彼此间的差异明显，通过正演得到合成地震记录，每一个都可以很好地匹配实际地震记录（Francis (2006b); Simm and Bacon (2014)）。关于随机反演的数学算法，Chambers *et al.* (2000b) 列举了 6 种主要的随机反演数学算法，其中最容易理解的要数序列高斯模拟算法（Haas and Dubrule, 1994），这种算法的思路比较直接但计算效率低，其他算法的目的在于提高计算效率。

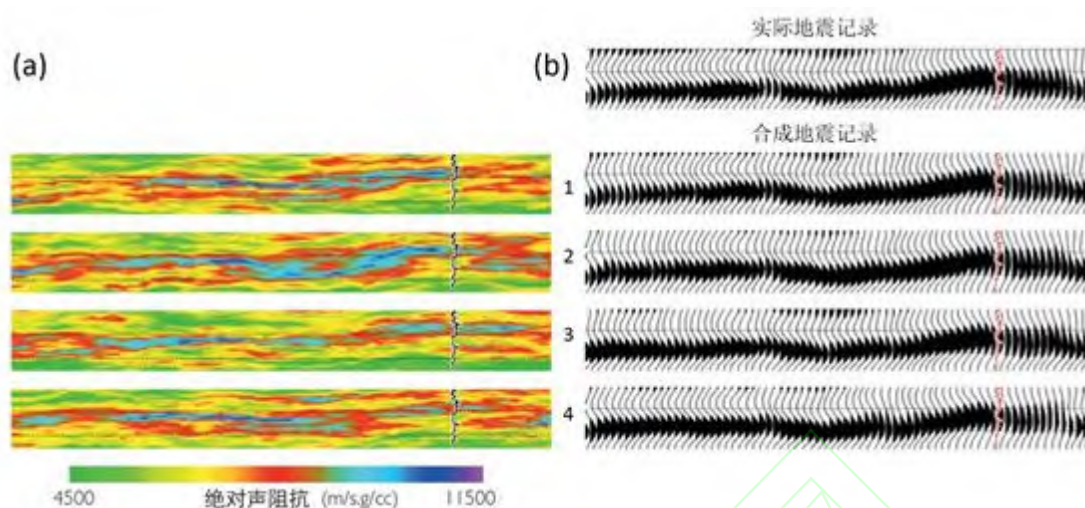


图 12 随机反演的预测结果 (修自 Francis, 2006b; Simm and Bacon, 2014) (a) 4 种可能的阻抗预测结果; (b) 通过预测到的阻抗进行正演得到的合成地震记录与实际地震记录比较。

Fig.12 Four realizations of stochastic simulation (modified from Francis, 2006b; Simm and Bacon, 2014) (a) Simulated absolute impedance; (b) Real seismic records and the corresponding synthetic seismogram.

Kriging 方法以及 Cokriging 方法与前面提到的阻抗反演方法和间接反演方法都属于确定性反演方法。常规阻抗类反演受地震频带宽度的限制,适用于较厚的地层且横向变化不大,因此这种确定性方法只能提供一个比较粗略和平均化的结果。在储层物性已知的分布范围内,随机反演可以提供无数个可能的结果,逼近真实的存在情况。Francis (2006a) 曾经举例说明了确定性反演和随机反演的区别,比如一个班级内学生身高的情况,确定性方法只给出平均身高信息,而随机方法可以给出每一个学生的身高信息以及彼此之间的差异(平均之后将等于确定性方法的结果)。

近二十多年来,地质统计方法在油田开发领域得到了广泛应用,但受勘探地球物理学家接纳的普遍程度并不高,主要是因为这背后有太多的数学处理过程,而直观的地质意义和物理意义又不那么透明,另外,与油藏模拟主要依赖井信息不同,勘探阶段的地质统计方法要靠地震信息,而阻抗反演和储层物性间接反演在应用领域已经占据了统治性地位,地质统计方法在勘探领域仍属于新兴者。关于地质统计反演的具体内容,读者可参阅 Simm and Bacon (2014)。

近年来,人工智能(AI)在油气勘探开发领域成为了热点。在储层物性预测方面,人工智能也被给予了厚望(Schultz *et al.*, 1994a; 1994b; Trappe and Hellmich, 1998; Hall, 2016; 余为维等, 2016; 林年添等, 2018; Russell, 2019; Shaw *et al.*, 2019)。

人工智能算法的作用在于,通过学习大量的数据信息来总结储层物性参数和数据特征之间的关系,这是一种数据驱动的预测方法。例如,我们已经知道了孔隙度和阻抗的关系,并可以借用物理机理来进行合理地解释,但是大多数情况下,由于地质情况的复杂性,我们很难得出新的确定性的物理关系,即使使用地质统计方法,也要符合统计学的基本原理才行。人工智能打破了这种限制,可以在数据信息中通过学习总结出储层物性和数据之间的非线性关系。与其他的物理推导和地质统计方法不同,其最大的好处是提供了一种信息融合的途径,可以同时利用地质、地震、测井、岩心和其他一切有用的信息。

以人工神经网络(ANN)为例(Ronen *et al.*, 1994),如果我们有一些(x, y)类型的数据((2.1, 5.0)、(0.6, 1.8)、(9.4, 2.02)、(6.7, 13.9)),想要预测 $x=4.0$ 时的 y 值。在传统方法中,通过直线拟合可得 $y=2.06x+0.54$ 的形式,从而 $y(4.0)=2.06 \times 4.0+0.54=8.78$ 。如果用 ANN 来进行预测,如图 13(a)所示,利用前面的 4 组数据对进行训练(学习),结果得到 ANN 的基函数 $f_1(x)=x^0$, $f_2(x)=x^1$, 以及权值 $w_1=0.54$, $w_2=2.06$ 。这样就训练好了一个 ANN,在输入层输入 x 的值(4.0)就可以用这个 ANN 来进行预测了。如果有三个输入数据(比如 x_1 =阻抗、 x_2 =地震瞬时频率、

x_3 =深度)，要预测的是孔隙度 ($y(x)$)，ANN 的形式如图 13 (b)，这里只有一个隐含层，此例中需要通过数据训练得到 5 个基函数，因此需要至少 5 口井的信息和井周围的地震信息。

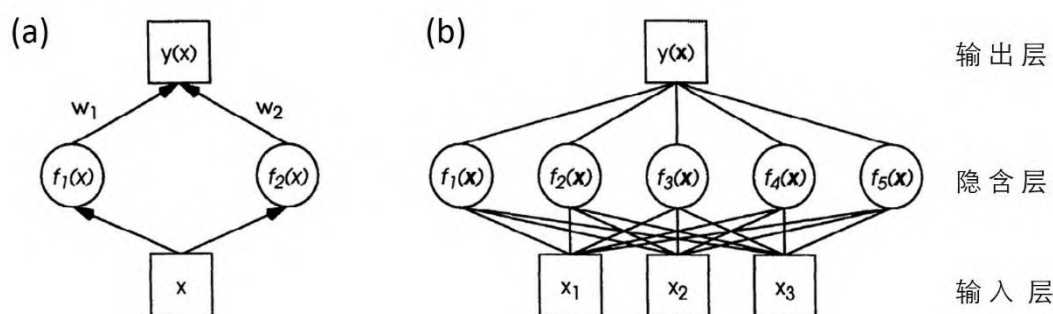


图 13 人工神经网络的示意图 (修自 Ronen *et al.*, 1994) (a) 对应着直线拟合的 ANN; (b) 多个输入数据和单个隐含层的 ANN.
Fig.13 An illustration of ANN (modified from Ronen *et al.*, 1994) (a) The ANN corresponding to a straight line; (b) The ANN with three inputs, one output and one hidden layer.

图 14 是利用人工智能预测的结果示例 (Schultz *et al.*, 1994b; Hall, 2016)。在图 14 (a) 的例子中，有一些井资料，在每口井中都进行了 5 种类型的测井，从每口井取出的岩心中划分出了对应的 9 种岩性，剔除一口井以作后续的验证用，将其余的井数据来训练支持向量机 (SVM，一种有监督的机器学习算法)。之后用训练好的 SVM 和验证井的测井数据来预测这口井中的岩性划分，并与这口井中已知的岩心信息进行对比。经过计算，此例中用 SVM 进行岩性预测的正确率为 43%，抛开相似岩性的干扰，正确率为 88%。在另外一个例子中，训练出了一个可以通过测井数据和地震数据预测孔隙度的 ANN，通过这个 ANN 来进行三维孔隙度的预测，结果如图 14 (b)。

与其他反演方法的应用目的不同，地质统计方法和人工智能方法的应用目的在于预测储层物性的空间展布特征，二者之间的比较参见 Trappe and Hellmich (2000)。人工智能打破了学科领域界限，能够以一种非明确的方式在地震数据和储层物性之间建立起一种关系，但是地质学家和应用地球物理学家对人工智能算法的熟悉程度往往并不高，更多的是将其当作黑箱来处理，这种不透明性可能是其发展的最大障碍。另外需要注意，在学习和训练模型的时候，与传统方法一样，专业领域知识的作用一点也不可以被弱化。

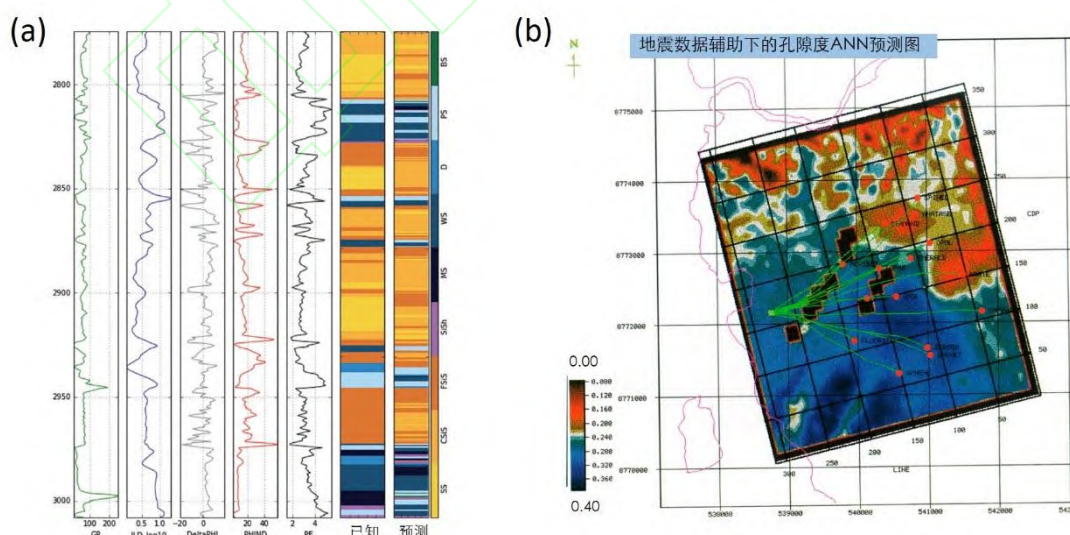


图 14 人工智能岩性划分和储层物性预测结果的示例 (修自 Schultz *et al.*, 1994b; Hall, 2016) (a) 利用 SVM 进行的岩性划分与实际岩性结果的比较; (b) 利用 ANN 进行的三维孔隙度预测结果。

Fig.14 Classification of lithofacies and prediction of reservoir geophysical property using AI (modified from Schultz *et al.*, 1994b; Hall, 2016) (a) Classification of lithofacies using SVM and that from cores; (b) 3D porosity map predicted using ANN.

3 岩石物理分析

地震反演的基石有两个，一个是数学算法，另一个就是岩石物理分析（Han *et al.*, 1986; Jones, 1986; Mavko *et al.*, 1998; Avseth *et al.*, 2005; Avseth *et al.*, 2008; Mavko, 2008; Sayers and Chopra, 2009; Ball *et al.*, 2014）。岩石物理分析用于导出地震响应与各个储层物性参数之间的关系式，而数学算法用于求解这个关系式。就研究手段来说，存在实验岩石物理分析和理论岩石物理分析之分，二者是相辅相成的关系，关于这一点，在上一节中我们也已经看到了。就研究的总体思路来说，可以分成机理性岩石物理分析和统计岩石物理分析，前者侧重探究明确的物理机理，后者侧重进行数理统计分析，下面分别进行论述。

3.1 机理性岩石物理分析

机理性岩石物理分析试图给出具体而明确的答案，尝试固定其他储层物性参数而只研究一种或几种参数变化时的地震响应变化，集中体现在地震速度、振幅和衰减的变化上（Winkler *et al.*, 1979）。

地震速度是最重要的地震信息，通过地震速度的改变来预测储层物性是主要的依据，因此，从机理上进行这方面的岩石物理分析是非常关键的。

最著名的也许就要算 Biot-Gassmann 流体替代分析了，我们可以用 Biot-Gassmann 方程来预测岩石的体积模量如何随孔隙流体的改变而发生变化（Gassmann, 1951; Biot, 1956a; 1956b; 1962; Berryman, 1999）

$$\frac{K_{sat}}{K_0 - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_0 - K_{fl})} \quad (15)$$

其中 K_{sat} 、 K_0 、 K_{dry} 和 K_{fl} 分别代表流体饱和岩石、岩石固体骨架、干燥岩石和孔隙流体的体积模量。不过，这里假定岩石为线弹性各向同性的，且地震频率低至零，流体相对于固体骨架可以呈静态，即不考虑流体的流动效应，如果流体是不完全饱和在孔隙中的，那么还需要对上式进行进一步的复杂化，如后面的式（17）所示。随着考虑问题的增多，模型将会更加接近实际情况，但是理论和公式也会变得异常复杂，有时甚至难以处理了。

在实验分析方面，举例来说，可以分析在有效应力或者渗透率改变的情况下速度如何改变，分别如图 15（a）和（b）所示。当然，对图 15（a）中的实验结果，也可以利用接触力学理论来进行辅助分析（Hertz, 1882; Mindlin, 1949; Avseth *et al.*, 2005）。

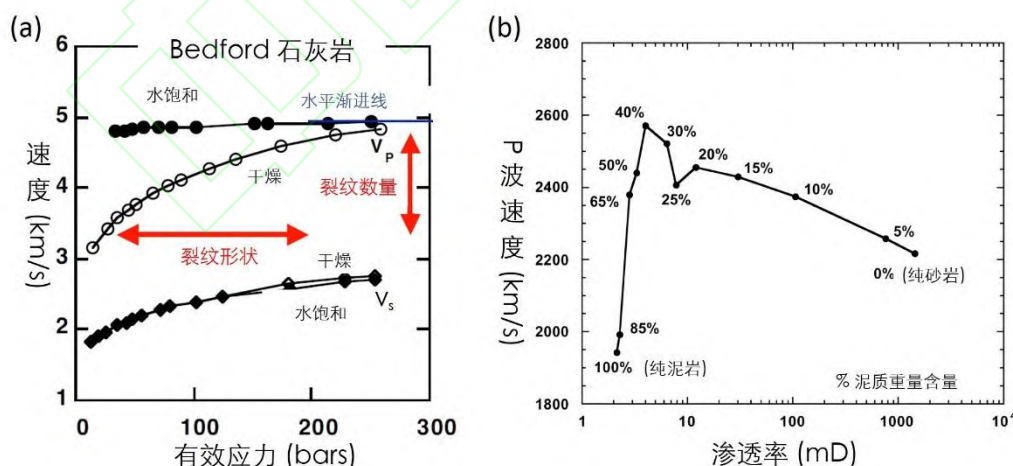


图 15 储层岩石纵波速度的实验结果（修自 Mavko, 2008）(a) 随有效应力的变化；(b) 随渗透率的变化。

Fig.15 The experimental results on velocity of reservoir rocks (modified from Mavko, 2008) (a) Its dependence on effective pressure; (b) Its dependence on permeability.

基于机理性岩石物理分析，利用地震数据也可以预测石油工程参数。比如地层压力（流体压力或称孔隙压力），这是一个对勘探和开发来说都非常重要的参数（Chilingar *et al.*, 2002）。地震数据也

许是钻前地层压力预测的唯一依据，通过 Hertz-Mindlin 接触力学分析和实验数据的验证（Hertz, 1882; Mindlin, 1949），可以在地层压力与地震速度之间建立起联系（Liu *et al.*, 2018）

$$Pr = a(V_t^3 - V^3) \quad (16)$$

这里 Pr 是地层压力， V 是地震纵波速度（叠加速度、偏移速度或反演速度等）， V_t 是无静水压力时的理论速度值， a 是转换系数。反演结果见图 16。

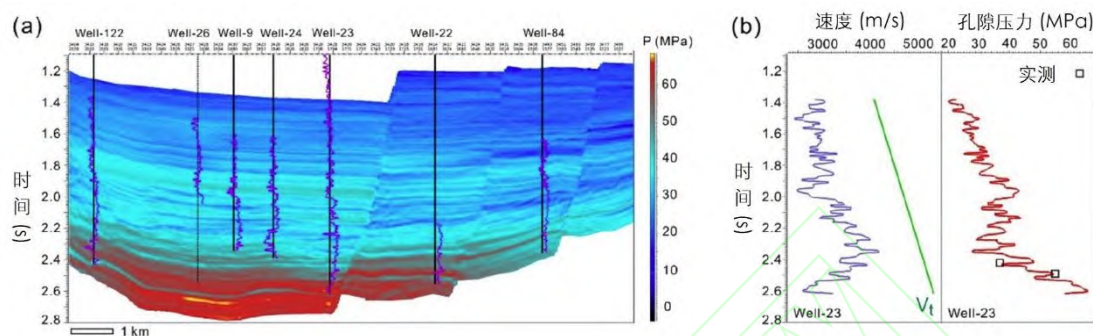


图 16 地层压力的地震反演结果（修自 Liu *et al.*, 2018）(a) 剖面；(b) 预测结果与井中实测结果的比较。

Fig.16 The seismic inverted formation pressure (modified from Liu *et al.*, 2018) (a) A section; (b) The comparison to measured pressures in a well.

可以根据实验观测得到储层物性和环境参数对速度影响的经验性认识和公式，这是理论分析之外的另外一种解决办法，但是经验观测往往具有区域性和适用性限制，因此，普适性是无法回避的问题。

储层物性的改变也可以造成地震振幅的变化，这类研究可以统称为 AVO 研究，阻抗类反演正是基于此类岩石物理分析的。当然，这其中要排除储层几何形状改变所带来的振幅变化，如薄层调谐效应（Widess, 1973; Bakke and Ursin, 1998）。

利用地震衰减信息来研究储层物性是比较困难的，主要原因是从地震数据中量化提取地层的本征衰减信息是极其困难的。我们可以笼统地将地震振幅的降低称为衰减，造成衰减的机理除了吸收作用之外还有很多，包括球面扩散、散射、透射（或反射）等。在 VSP 调查布局中，可以排除其他影响因素而得到地层的本征衰减信息（Sams *et al.*, 1997），测井、岩心实验和井间地震方法也可以得到本征衰减信息，如图 17 所示。对反射地震数据来说，由于诸多其他因素的影响，这种工作始终面临着巨大的挑战。

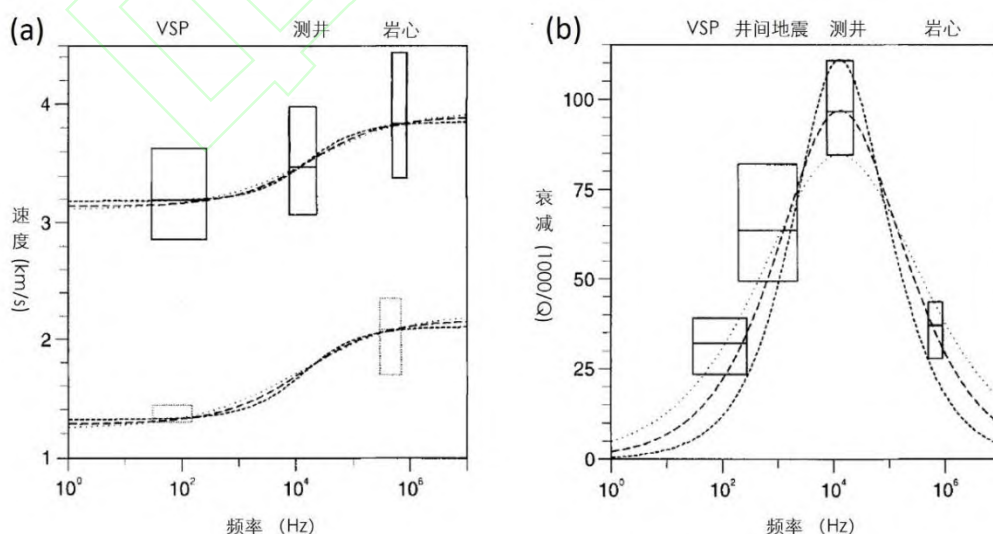


图 17 频散效应实际观测值与理论预测结果（修自 Sams *et al.*, 1997）(a) 速度；(b) 衰减。

Fig.17 The measured and predicted results of frequency dispersion (modified from Sams *et al.*, 1997) (a) Of velocities; (b) Of attenuation.

除了这些成功的案例之外,对机理性岩石物理分析来说,地层参数是如此之众多,它们对地震响应的影响又是交织在一起的,有的会彼此强化地震响应,有的则会弱化,有时几个参数的综合效应又是无法在地震响应中探测出来的,想要拨云见日仍然是非常困难的。

3.2 统计岩石物理分析

正如地震反演可以分成确定性反演和统计反演一样,岩石物理分析也可以分成机理性岩石物理分析和统计岩石物理分析。统计岩石物理分析承认天然介质的复杂之美,试图从数理统计学的角度来分析问题 (Avseth *et al.*, 2001; Mukerji *et al.*, 2001; Bachrach, 2006; 李来林等, 2009)。1965 年诺贝尔物理学奖得主 Feynman 曾说:“概率语言允许我们定量评价某些具有很大变化但确实具有特定平均效应的事情, ... 这也是对自然最为准确的描述。” (Feynman, 2010)

在机理性岩石物理分析中,由于模型是针对特定问题而进行过简化的,因此其适用性和处理实际问题的能力会出现问题,统计岩石物理分析试图解决这种不确定性,同时又不脱离岩石物理波动理论的基本框架 (Bachrach, 2006)。利用已知的测井信息、岩心测试信息、地质信息和岩石物理理论作为训练集,将地震数据与储层物性联系起来,据此可以反演出储层物性参数,而且还可以量化反演结果的可信度 (Avseth *et al.*, 2005)。

举例来说,Avseth *et al.* (2001) 基于统计岩石物理分析,利用地震 AVO 数据划分出了岩相单元并给出了含油气地层的空间展布范围。首先根据岩心和测井数据进行统计分析 (图 18), 确定出可以进行有效岩相划分的储层物性参数。结果显示,与 (a) 图中的速度相比, (b) 图中的 V_p/V_s 是一种更为有效的岩相划分参数。已知 V_p/V_s 可以体现在 AVO 特性方面,特别是对 AVO 斜率 G 具有决定性影响,因此,这就确定了地震 AVO 反演在岩相划分方面的可行性。其次,以 Knott-Zoeppritz 方程为框架,利用岩心和测井所掌握的已知岩相的岩石物理参数进行 Monte Carlo 随机模拟正演,即在已知数据集中进行随机抽样试验,以得出各岩相所对应的统计特征,即各岩相地震 AVO 属性 (截距 $R(0)$ 和斜率 G) 的概率分布范围 (图 19 (a))。其中,由于已知数据没有包含饱油砂岩的信息,因此根据 Biot-Gassmann 流体替代方法从水砂岩数据中导出了油砂岩数据,扩充了训练集。然后,对实际地震记录数据进行常规的 AVO 反演,得到截距 $R(0)$ 和斜率 G 等 AVO 属性,将其进行归类,依据是前面所得到的 Monte Carlo 模拟结果,进而就可以识别出具体的岩相了 (图 19 (b))。

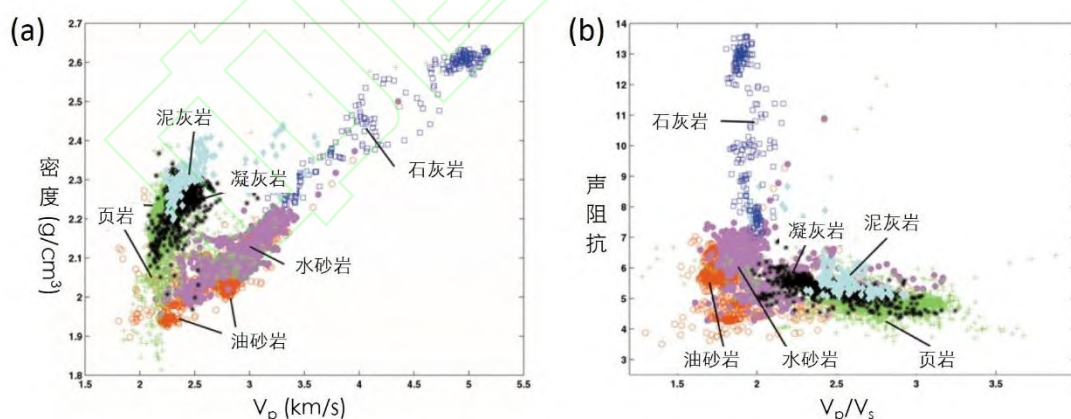


图 18 基于测井和岩心信息的储层岩石物理性质统计结果 (修自 Avseth *et al.*, 2001) (a) 纵波速度与密度的交互图; (b) 纵横波速度比与声阻抗的交互图。

Fig. 18 The statistical results of physical properties of reservoir rocks based on well-log data and measurements on cores (modified from Avseth *et al.*, 2001) (a) The crossplot of V_p vs. density; (b) The crossplot of acoustic impedance vs. V_p/V_s .

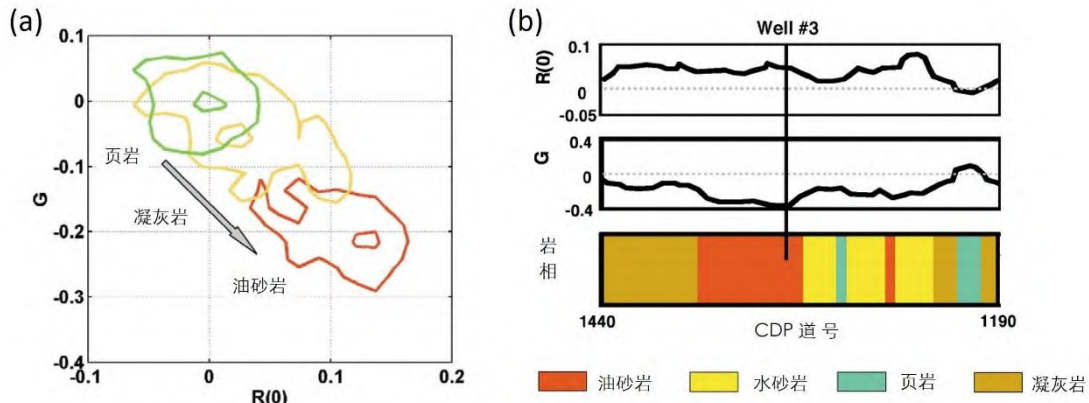


图 19 基于 AVO 属性统计结果的岩相预测 (修自 Avseth *et al.*, 2001) (a) 根据岩心和测井数据得到的 AVO 属性统计结果; (b) 基于统计 AVO 的地震岩相预测结果.

Fig. 19 The prediction of formation facies based on statistical AVO results (modified from Avseth *et al.*, 2001) (a) The statistical result of AVO attributes based on cores and well-logs; (b) The most likely facies and pore fluid predicted seismically by statistical AVO.

对于更加复杂的问题, 比如物理规律错综复杂或是需要同时预测多个储层物性参数时, 统计岩石物理可以发挥无可比拟的作用。例如, Bachrach (2006) 结合 Biot-Gassmann 波动理论、Markov 链 Monte Carlo 随机岩石物理模拟和 Bayes 估计方法, 给出了孔隙度和油气饱和度的联合预测结果。

对部分饱和岩石或岩石中含有多种液态成分时, 岩石的体积密度由下式给出

$$\rho_{bulk} = \rho(\phi, sw) = \rho_{bulk}(1 - \phi) + \phi[sw\rho_{brine} + (1 - sw)\rho_{HC}] + \varepsilon_p \quad (17)$$

其中 ρ_{bulk} 、 ρ_{brine} 、 ρ_{HC} 分别代表岩石总体的密度、盐水的密度和烃的密度, sw 代表盐水饱和度, ε_p 为误差项。这个方程式从理论上同时引入了孔隙度 ϕ 和油气饱和度 sw 。

Bayes 联合预测公式如下

$$p(\phi, sw|ATR) = p(ATR|\phi, sw) \times p(\phi, sw)/p(ATR) \quad (18)$$

其中 p 代表概率, ATR 代表反演得到的地震属性 (比如三参数 ρV_p 、 ρV_s 和 ρ)。根据上面的方法可以预测储层物性参数的空间分布 (与图 10 的预测结果一致) 以及预测结果的可信度。

从这个例子中我们可以看到, 求解反演问题实际上是转换成了求解正演问题, 比如想得到给定地震属性时的孔隙度和油气饱和度 $p(\phi, sw|ATR)$, 这有些困难, 但是根据 Biot-Gassmann 关系容易求得给定孔隙度和油气饱和度时的地震属性 $p(ATR|\phi, sw)$, 利用 Bayes 公式就可以将反演问题转换成正演问题了。在前面一个例子中, 给定地震属性, 想要划分岩相, 这是反演问题, 我们可以利用已有的测井数据和理论知识进行随机模拟, 以得到各个不同岩相的地震属性, 从而将反演问题转换成正演问题。阻抗反演问题也是如此, 我们先假定一个地质模型 (初始阻抗值), 然后进行正演, 将结果与实际地震记录进行对比, 通过不断地迭代使二者达到最佳匹配。事实上, 人们总是基于理论和信息等先验知识来进行预测, 这与 Bayes 的思想是不谋而合的 (马奇, 2011; 卡尼曼, 2012)。

对地质学家和应用地球物理学家来说, 正如地质统计分析和人工智能方法一样, 统计岩石物理分析也涉及了过多的数学成分, 接受起来仍然面临着挑战。

4 结束语

当前的石油勘探开发已经进入了储层物性表征阶段, 地震预测是主要的技术手段之一。本文介绍了储层物性地震预测技术的原理及现状, 选用何种地震预测技术、进行何种孔隙介质分析、如何得到表征储层物性的参数, 这要根据当前的勘探开发目标和手头现有的数据资料而定。从数学角度来说, 地震预测是求解一个欠定方程组, 求解方法和结果都不是唯一的, 这也决定了地震预测技术的难度。从物理角度来说, 含流体岩石是一种极其复杂的天然复合材料, 很难用一种具体的模型来刻画清楚其地震响应规律。从地震勘探开发工程的角度来说, 地震数据并不是一种理想的信息资料, 采集、处理和解释环节中的任何一个步骤都会影响最终数据的质量。从这个意义上来说, 我们似乎不能忘记尼采

所说的“没有事实，只有解释”的哲学意义（尼采，2013），或者苏格拉底的谦逊之语，“至少我知道我是无知的”（柏拉图，2006）。通过本文对现有技术的梳理，希望能够介绍清楚每种具体手段的目的、针对性、难易程度及缺陷，有助于读者更好地理解和把握储层物性地震预测技术的现状，并对其发展方向做出自己的判断，以解决好当前和今后一段时期的勘探开发目标。

致谢 本文得到了中国石化集团公司科研攻关项目“储层流体的地震响应机理与油气识别技术”（P18051-3）和“地震多维数据构建及油气智能检测技术研究”（PE19003-3）的资助。

References

- [1] Adiletta S, Holt R, Kaba A, *et al.* 2019. The role of geophysics in Oxy's Permian Basin unconventional resource play appraisal and development workflow [J]. *First Break*,37:45-52.
- [2] Aki K, Richards P G. 1981. Quantitative seismology [M]. WH Freeman and Co., San Francisco CA.
- [3] Ashcroft W. 2011. A petroleum geologist's guide to seismic reflection [M]. Wiley-Blackwell Publishing.
- [4] Avseth P, Dræge A, Van Wijngaarden A J, Johansen T A, Jørstad A. 2008. Shale rock physics and implications for AVO analysis: a North Sea demonstration [J]. *The Leading Edge*,27:788-797.
- [5] Avseth P, Janke A, Horn F. 2016. AVO inversion in exploration - Key learnings from a Norwegian Sea prospect [J]. *The Leading Edge*,35(5): 405-414.
- [6] Avseth P, Mukerji T, Mavko G. 2005. Quantitative Seismic Interpretation [M]. Cambridge University Press.
- [7] Avseth P, Mukerji T, Mavko G, Tyssekvam J A. 2001. Rock physics and AVO analysis for lithofacies and pore fluid prediction in a North Sea oil field [J]. *The Leading Edge*,20(4): 429-434.
- [8] Bachrach R. 2006. Joint estimation of porosity and saturation using stochastic rock-physics modeling [J]. *Geophysics*,71(5): O53-63, doi: 10.1190/1.2235991.
- [9] Bacon M, Simm R, Redshaw T. 2007. 3-D seismic interpretation [M]. Cambridge University Press.
- [10] Bakke N E and Ursin B. 1998. Thin-bed AVO effects [J]. *Geophysical Prospecting*,46: 571-587.
- [11] Ball V, Blangy J P, Schiott C, Chaveste A. 2014. Relative rock physics [J]. *The Leading Edge*,33: 276-286.
- [12] Barclay F, Bruun A, Rasmussen K B *et al.* 2008. Seismic inversion: Reading between lines [J]. *Oilfield Review*,Spring: 42-63.
- [13] Batzle M L and Wang Z. 1992. Seismic properties of pore fluids [J]. *Geophysics*,57: 1396-1408, doi: 10.1190/1.1443207.
- [14] Batzle M L, Han D, Hofmann R. 2006. Fluid mobility and frequency-dependent seismic velocity - Direct measurements [J]. *Geophysics*,71(1): N1-9, doi: 10.1190/1.2159053.
- [15] Berryman J G. 1999. Origin of Gassmann's equation [J]. *Geophysics*,64: 1627-1629, doi: 10.1190/1.1444667.
- [16] Berryman J G and Wang H F. 2000. Elastic wave propagation and attenuation in a double-porosity, dual-permeability medium [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mineral Science*,37: 63-78, doi: 10.1016/S1365-1609(99)00092-1.
- [17] Biot M A. 1956a. Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. I. Low-frequency range [J]. *Journal of the Acoustic Society of America*,28(2): 168-178, doi: 10.1121/1.1908239.
- [18] Biot M A. 1956b. Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. II. Higher frequency range [J]. *Journal of the Acoustic Society of America*,28(2): 179-191, doi: 10.1121/1.1908241.
- [19] Biot M A. 1962. Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media [J]. *Journal of Applied Physics*,33: 1482-1498, doi: 10.1063/1.1728759.
- [20] Brown A R. 2011. Interpretation of three-dimensional seismic data [M]. AAPG Memoir 42,7th edition.
- [21] Castagna J P and Smith S W. 1994. Comparison of AVO indicators: a modeling study [J]. *Geophysics*,59: 1849-1855, doi: 10.1190/1.1443572.
- [22] Chambers R L, Yarus J M, Hird K B. 2000a. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians: part 1 [J]. *The Leading Edge*,19(5): 474-479.
- [23] Chambers R L, Yarus J M, Hird K B. 2000b. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians: part 2 [J]. *The Leading Edge*,19(6): 592-599.
- [24] Chen Q and Sidney S. 1997. Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring [J]. *The Leading Edge*,16: 445-448.
- [25] Cheng Y, Bi L. 2017. A petroleum geologist's guide to seismic reflection [M]. China University of Petroleum Press (in Chinese).
- [26] Cheng Y, Wang Y. 2013. 3-D seismic interpretation [M]. Petroleum Industry Press (in Chinese).
- [27] Chilingar G V, Serebryakov V A, Robertson J O. 2002. Origin and prediction of abnormal formation pressures. Elsevier, Amsterdam, the Netherlands.
- [28] Chopra S and Marfurt K J. 2005. Seismic attributes - a historical perspective [J]. *Geophysics*,70: 3SO-28SO, doi: 10.1190/1.2098670.
- [29] Connolly P. 1999. Elastic impedance [J]. *The Leading Edge*,18: 438-452.
- [30] Cyz M, Mulińska M, Pachtyel R, Malinowski M. 2018. Brittleness prediction for the Lower Paleozoic shales in northern Poland [J]. *Interpretation*,6:SH13-SH23, doi: 10.1190/int-2017-0203.1.
- [31] Domenico S N. 1977. Elastic properties of unconsolidated porous sand reservoirs [J]. *Geophysics*,42: 1339-1368, doi: 10.1190/1.1440797.
- [32] Dutta T, Mavko G, Mukerji T, Lane, T. 2009. Compaction trends for shale and clean sandstone in shallow sediments, Gulf of Mexico [J]. *The Leading Edge*,28: 590-596.
- [33] Dvorkin J and Nur A. 1993. Dynamic poroelasticity: a unified model with the squirt and the Biot mechanisms [J]. *Geophysics*,58: 524-533, doi: 10.1190/1.1443435.
- [34] Dvorkin J, Mavko G, Nur A. 1995. Squirt flow in fully saturated rocks [J]. *Geophysics*,60: 97-107, doi: 10.1190/1.1443767.
- [35] Fang Z, Yang D. 2015. Inversion of reservoir porosity, saturation, and permeability based on a robust hybrid genetic algorithm [J]. *Geophysics*,80(5): R265-280, doi: 10.1190/geo2014-0502.1.
- [36] Fatti J L, Smith G C, Vail P J, Strauss P J, Levitt P R. 1994. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3D seismic case history using the Geostack technique [J]. *Geophysics*,59: 1362-1376, doi: 10.1190/1.1443695.
- [37] Feynman R P. 2010. The Feynman Lectures on physics [M]. Basic Books.
- [38] Francis A. 2006a. Understanding stochastic inversion: part 1 [J]. *First Break*,24: 69-77.
- [39] Francis A. 2006b. Understanding stochastic inversion: part 2 [J]. *First Break*,24: 79-84.

- [40] Fjaer E, Holt R M, Horsrud P, Raaen A M, Risnes R. 2008. Petroleum related rock mechanics [M]. Elsevier.
- [41] Gassmann F. 1951. Über die elastizität poröser medien [J]. Der Natur Gesellschaft, 96: 1-23.
- [42] Goodway W, Chen T, Downton J. 1997. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; $\lambda\rho$, $\mu\rho$ and λ/μ fluid stack from P and S inversions [M]. SEG annual meeting Abstract.
- [43] Haas A, Dubrule O. 1994. Geostatistical inversion – a sequential method of stochastic reservoir modelling constrained by seismic data [J]. First Break, 12: 561-569.
- [44] Haas A, Viall J R. 1976. Krigage applied to geophysics: the answer to the problem of estimates and contouring [J]. Geophysical Prospecting, 24: 49-69, doi: 10.1111/j.1365-2478.1976.tb00384.x.
- [45] Hall B. 2016. Facies classification using machine learning [J]. The Leading Edge, 35(10): 906-909.
- [46] Hampson D. 1991. AVO inversion, theory and practice [J]. The Leading Edge, 10: 39-42.
- [47] Han D H, Nur A, Morgan D. 1986. Effect of porosity and clay content on wave velocity in sandstones [J]. Geophysics, 51: 2093-2107, doi: 10.1190/1.1442062.
- [48] Han H, Cheng Y, Zhang Y, Wang X, Liang H, Yang H. 2019. Seismic data interpretation and evaluation for hydrocarbon exploration and production [M]. China University of Petroleum Press (in Chinese).
- [49] Hao Y, Yang D, Cheng Y. 2016. Reservoir parameter inversion of CO₂ geological sequestration based on the self-adaptive hybrid genetic algorithm [J]. Chinese Journal of Geophysics (in Chinese), 59(11): 4234-4245, doi: 10.6038/cjg20161125.
- [50] Harris P E, Kerner C, White R E. 1997. Multichannel estimation of frequency-dependent Q from VSP data [J]. Geophysical Prospecting, 45: 87-109, doi: 10.1111/j.1365-2478.1997.tb02263.x.
- [51] Harvey P J. 1993. Porosity identification using amplitude variations with offset in Jurassic carbonate, offshore Nova Scotia [J]. The Leading Edge, 12: 180-184.
- [52] Hertz H. 1882. Über die Berührung fester elastische Körper [J]. J. Reine und Angewandte Mathematik, 92: 156-171.
- [53] Hilterman F J. 2001. Seismic Amplitude Interpretation [M].
- [54] Jones I F. 2019. Tutorial: the mechanics of waveform inversion. First Break, 37: 31-43.
- [55] Jones T. 1986. Pore fluids and frequency-dependent wave propagation in rocks [J]. Geophysics, 56: 1939-1953, doi: 10.1190/1.1442050.
- [56] Kahneman D. 2012. Thinking, fast and slow [M]. CITIC Press (in Chinese).
- [57] Kayser A, Knackstedt M, Ziauddin M. 2006. A closer look at pore geometry [J]. Oilfield Review, Spring: 4-13.
- [58] King M S, Marsden R J. 2002. Velocity dispersion between ultrasonic and seismic frequencies in brine-saturated reservoir sandstones [J]. Geophysics, 67: 254-258, doi: 10.1190/1.1451700.
- [59] Knott C G. 1899. Reflection and refraction of elastic waves with seismological applications [J]. Philosophical Magazine, 48: 64-97.
- [60] Koefoed O. 1955. On the effect of Poisson's ratios of rock strata on the reflection coefficients of plane waves [J]. Geophysical Prospecting, 3: 381-387, doi: 10.1111/j.1365-2478.1955.tb01383.x.
- [61] Krige D G. 1951. A statistical approach to some basic mine valuation problems on the Witwatersrand [J]. Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy, 52 (6): 119-139.
- [62] Latimer R B. 2011. Inversion and interpretation of impedance data [M]. in Brown A R. 2011. Interpretation of three-dimensional seismic data [M]. AAPG Memoir 42.
- [63] Li L, et al. 2009. Quantitative seismic interpretation [M]. Petroleum Industry Press (in Chinese).
- [64] Lin N, Zhang D, Zhang K, et al. 2018. Predicting distribution of hydrocarbon reservoirs with seismic data based on learning of the small-sample convolution neural network [J]. Chinese Journal of Geophysics (in Chinese), 61(10): 4110-4125, doi: 10.6038/cjg2018J0775.
- [65] Lindseth R O. 1979. Synthetic sonic logs – a process for stratigraphic interpretation [J]. Geophysics, 44: 3-26, doi: 10.1190/1.1440922.
- [66] Liu F P, Meng X J, Wang Y M, et al. 2010. Jacobian matrix for the inversion of P- and S-wave velocities and its accurate computation method [J]. Science China: Earth Sciences (in Chinese), 40(11): 1608-1616, doi: 10.1007/s11430-010-4124-7.
- [67] Liu L, Shen G, Wang Z, Yang H, Han H, Cheng Y. 2018. Abnormal formation velocities and applications to pore pressure prediction [J]. Journal of Applied Geophysics, 165: 1-6, doi: 10.1016/j.jappgeo.2018.02.013.
- [68] March J G. 2011. The ambiguities of experience [M]. The Eastern Publishing Co., Ltd (in Chinese).
- [69] Matheron G. 1963. Principles of geostatistics [J]. Economic geology, 58(8): 1246-1266.
- [70] Mavko G. 2008. Introduction to rock physics [M].
- [71] Mavko G, Mukerji T, Dvorkin J. 1998. The Handbook of Rock Physics [M]. Cambridge University Press.
- [72] Menke H P, Bijeljic B, Andrew M G, Blunt M J. 2015. Dynamic three-dimensional pore-scale imaging of reaction in a carbonate at reservoir conditions [J]. Environmental Science and Technology, 49: 4407-4414, doi: 10.1021/es505789f.
- [73] Mindlin R D. 1949. Compliance of elastic bodies in contact [J]. J. Appl. Mech, 16: 259-268.
- [74] Mukerji T, Avseth P, Mavko G. 2001. Statistical rock physics: combining rock physics, information theory, and geostatistics to reduce uncertainty in seismic reservoir characterisation [J]. The Leading Edge, 20: 313-319.
- [75] Nanda N C. 2016. Seismic data interpretation and evaluation for hydrocarbon exploration and production [M]. Springer.
- [76] Nie J, Yang D, Yang H. 2004. Inversion of reservoir parameters based on the BISQ model in partially saturated porous medium [J]. Chinese Journal of Geophysics, 47(6): 1101-1105, doi: 10.1002/cjg2.610.
- [77] Nietzsche F. 2013. Also sprach Zarathustra [M]. Anhui Renmin Press (in Chinese).
- [78] Pedersen-Talovic R, Uldall A, Jacobsen N L, Hansen T M, Mosegaard K. 2008. Event-based low-frequency impedance modeling using well logs and seismic attributes [J]. The Leading Edge, 27(5): 592-603.
- [79] Plato. 2006. The apology, phaedo and crito of Plato [M]. CRI Press (in Chinese).
- [80] Pride S R, Harris J M, Johnson D L, et al. 2003. Permeability dependence of seismic amplitudes [J]. The Leading Edge, 22(6): 518-525.
- [81] Ronen S, Schultz P S, Hattori M, Corbett C. 1994. Seismic-guided estimation of log properties, part 2 [J]. The Leading Edge, 13(6): 674-678.
- [82] Russell B. 2019. Machine learning and geophysical inversion - A numerical study [J]. The Leading Edge, 38(7): 512-519.
- [83] Russell B, Hampson D, Bankhead B. 2006. An Inversion Prime [J]. CSEG Recorder, 31: 96-103.
- [84] Sa L, Yang W, Yao F, Yin X, Yong X. 2015. Past, present, and future of geophysical inversion [J]. Oil Geophysical Prospecting (in Chinese), 50(1): 184-202, doi: 10.13810/j.cnki.issn.1000-7210.2015.01.028.
- [85] Sams M S, Neep J P, Worthington M H, King M S. 1997. The measurement of velocity dispersion and frequency-dependent intrinsic attenuation in sedimentary rocks [J]. Geophysics, 62: 1456-1464, doi: 10.1190/1.1444249.
- [86] Sayers C, Chopra S. 2009. Introduction to this special section – Rock physics [J]. The Leading Edge, 28(1): 15-16.
- [87] Schultz P S, Ronen S, Hattori M, Corbett C. 1994a. Seismic-guided estimation of log properties, part 1 [J]. The Leading Edge, 13(5): 305-311.

- [88] Schultz P S, Ronen S, Hattori M, Corbett C. 1994b. Seismic-guided estimation of log properties, part 3 [J]. The Leading Edge,13(7): 770-776.
- [89] Shaw S, Sharma A, Baraniuk R, Roy B. 2019. Introduction to this special section: Machine learning applications [J]. The Leading Edge,38(7): 510-510.
- [90] Shen H,Guo N,Qin T,Yu Q,Wang W. 2017. Application of geostatistical inversion for super thin reservoir prediction [J]. Progress in Geophysics (in Chinese),32(1):248-253,doi:10.6038/pg20170135.
- [91] Shuey R T. 1985. A simplification of the Zoeppritz equations [J]. Geophysics,50: 609-614, doi: 10.1190/1.1441936.
- [92] Simm R, Bacon M. 2014. Seismic amplitude: An interpreter's handbook [M]. Cambridge University Press.
- [93] Smith M. 2010. Rock property inversion for carbonate porosity in the Edwards reef complex [M]. SEG Expanded Abstract.
- [94] Smith P E, Gidlow P M. 1987. Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas [J]. Geophysical Prospecting,35: 993-1014, doi: 10.1111/j.1365-2478.1987.tb00856.x.
- [95] Sun C,Yao Z,Wu D,*et al.* 2019. Prestack seismic inversion based on wave-equation [J]. Chinese Journal of Geophysics (in Chinese),62(2):604-618,doi:10.6038/cjg2019L0334.
- [96] Sun W,Liu J,Ba J,Cao H. 2015. Theoretical models of elastic wave dispersion-attenuation in porous medium [J]. Progress in Geophysics (in Chinese),30(2):586-600,doi:10.6038/pg20150215.
- [97] Sun X, Zhao L, *et al.* 2006. Seismic amplitude interpretation [M]. Petroleum Industry Press (in Chinese).
- [98] Trappe H, Hellmich C. 1998. Seismic characterization of Rotliegend reservoirs: from bright spots to stochastic simulation [J]. First Break,16(3): 79-87.
- [99] Trappe H, Hellmich C. 2000. Using neural networks to predict porosity thickness from 3D seismic [J]. First Break,18(9): 377-384.
- [100] Wang X,Yin X,Jin H,Xie W,Su N,Ma S,Hao C,Sun A,Wu S. 2018. Pre-stack seismic stochastic inversion and application on real data [J]. Progress in Geophysics (in Chinese),33(6):2471-2476,doi:10.6038/pg2018BB0213.
- [101] Wang Z. 2002. Seismic anisotropy in sedimentary rocks, part 2: laboratory data [J]. Geophysics,67: 1423-1440, doi: 10.1190/1.1512743.
- [102] Whitcombe D N. 2002. Elastic impedance normalization [J]. Geophysics,67: 60-62, doi: 10.1190/1.1451331.
- [103] Whitcombe D N, Connolly P A, Reagan R L, Redshaw T C. 2002. Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction [J]. Geophysics,67: 63-67, doi: 10.1190/1.1815660.
- [104] White J E. 1975. Computed seismic speeds and attenuation in rocks with partial saturation [J]. Geophysics,40(2): 224-232, doi: 10.1190/1.1440520.
- [105] Widess M B. 1973. How thin is a thin bed? [J] Geophysics,38: 1176-1180, doi: 10.1190/1.1440403.
- [106] Winkler K W, Nur A, Gladwin M. 1979. Friction and seismic attenuation in rocks [J]. Nature,227: 528-531, doi: 10.1038/277528a0.
- [107] Wyllie M R J, Gregory A R, Gardner L W. 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media [J]. Geophysics,21(1): 41-70, doi: 10.1190/1.1438217.
- [108] Yang D H, Zhang Z J. 2000. Effects of the Biot and the squirt-flow coupling interaction on anisotropic elastic waves [J]. Chinese Science Bulletin,45: 2130-2138, doi: 10.1007/BF02886316.
- [109] Yang P. 2018. Porosity and water saturation simultaneous inversion for sand-mudstone reservoir [J]. Chinese Journal of Geophysics (in Chinese),61(2):673-682,doi:10.6038/cjg2018K0714.
- [110] Yang W. 1992. Methods and problems in seismic inversion of nonlinear wave equations [J]. Progress in Geophysics (in Chinese),7(1):9-19.
- [111] Yin H,Zhao J,Tang G,*et al.* 2017. Pressure and fluid effect on frequency-dependent elastic moduli in fully saturated tight sandstone. Journal of Geophysical Research:Solid Earth,122:8925-42,doi:10.1002/2017JB014244.
- [112] Yin X Y,Zong Z Y,Wu G C. 2015. Research on seismic fluid identification driven by rock physics [J]. Science China:Earth Sciences (in Chinese),58:159-171,doi:10.1007/s11430-014-4992-3.
- [113] Yu W,Feng L,Du Y,Yang Y,Zhou M,Dong Z. 2016. Reservoir prediction technology based on joint inversion of logging-constrained and neural network [J]. Progress in Geophysics (in Chinese),31(5):2232-2238,doi:10.6038/pg20160548.
- [114] Zhang B, Yang D, Cheng Y, Zhang Y. 2019. A unified poroviscoelastic model with mesoscopic and microscopic heterogeneities. Science Bulletin,64:1246-1254,doi:10.1016/j.scib.2019.05.027.
- [115] Zhang M. 2016. Identification method for oil-gas reservoirs based on fluid elastic impedance inversion [J]. Progress in Geophysics (in Chinese),31(6):2717-2723,doi:10.6038/pg20160648.
- [116] Zhang Y. 2002. The present and future of wave impedance inversion technique [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum (in Chinese),41(4):385-390.
- [117] Zhao P,Liu C,Feng X,*et al.* 2019. Stochastic seismic inversion based on neural network [J]. Chinese Journal of Geophysics (in Chinese),62(3):1172-1180,doi:10.6038/cjg2019M0064.
- [118] Zoeppritz, K. 1919. Erdbebenwellen VIII B. Über Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen [J]. Göttinger Nachrichten,I: 66-84.

附中文参考文献

- [119] 柏拉图. 2006. 柏拉图对话录 [M]. 中国国际广播出版社.
- [120] 程远锋, 毕丽飞. 2017. 地震反射波勘探 [M]. 中国石油大学出版社.
- [121] 程远锋, 王延光. 2013. 三维地震解释 [M]. 石油工业出版社.
- [122] 韩宏伟, 程远锋, 张云银, 王兴谋, 梁鸿贤, 杨宏伟. 2019. 油气储层的地震评价[M]. 中国石油大学出版社.
- [123] 郝艳军, 杨顶辉, 程远锋. 2016. 基于自适应杂交遗传算法的 CO₂ 地质封存的储层参数反演研究 [J]. 地球物理学报, 59 (11): 4234-4245, doi: 10. 6038/cjg20161125.
- [124] 卡尼曼. 2012. 思考, 快与慢 [M]. 中信出版社.
- [125] 李来林等. 2009. 定量地震解释 [M]. 石油工业出版社.
- [126] 林年添, 张栋, 张凯等. 2018. 地震油气储层的小样本卷积神经网络学习与预测 [J]. 地球物理学报, 61 (10): 4110-4125, doi: 10. 6038/cjg2018J0775.
- [127] 刘福平, 孟宪军, 王玉梅, 慎国强, 杨长春. 2010. 反演纵横波速度的 Jacobian 矩阵及精确计算方法 [J]. 中国科学: 地球科学, 40 (11): 1608-1616, doi: 10. 1007/s11430-010-4124-7.
- [128] 马奇. 2011. 经验的疆界 [M]. 东方出版社.
- [129] 尼采. 2013. 查拉图斯特拉如是说[M]. 安徽人民出版社.

- [130] 撒利明, 杨午阳, 姚逢昌, 印兴耀, 雍学善. 2015. 地震反演技术回顾与展望 [J]. 石油地球物理勘探, 50 (1): 184-202, doi: 10. 13810/j. cnki. issn. 1000-7210. 2015. 01. 028.
- [131] 沈洪涛, 郭乃川, 秦童, 于茜, 王伟. 2017. 地质统计学反演技术在超薄储层预测中的应用 [J]. 地球物理学进展, 32 (1): 248-253, doi: 10. 6038/pg20170135.
- [132] 孙成禹, 姚振岸, 伍敦仕等. 2019. 基于波动方程的叠前地震反演 [J]. 地球物理学报, 62 (2): 604-618, doi: 10. 6038/cjg2019L0334.
- [133] 孙卫涛, 刘嘉玮, 巴晶, 曹宏. 2015. 孔隙介质弹性波频散-衰减理论模型 [J]. 地球物理学进展, 30 (2): 586-600, doi: 10. 6038/pg20150215.
- [134] 孙夕平, 赵良武, 等. 2006. 地震振幅解释 [M]. 石油工业出版社.
- [135] 王小丹, 印兴耀, 金惠, 谢武仁, 苏楠, 马石玉, 郝翠果, 孙爱, 武赛军. 2018. 叠前地震随机反演方法及实际资料应用 [J]. 地球物理学进展, 33 (6): 2471-2476, doi: 10. 6038/pg2018BB0213.
- [136] 杨培杰. 2018. 砂泥岩储层孔隙度和含水饱和度同步反演 [J]. 地球物理学报, 61 (2): 673-682, doi: 10. 6038/cjg2018K0714.
- [137] 杨文采. 1992. 非线性波动方程地震反演的方法原理及问题 [J]. 地球物理学进展, 7 (1): 9-19.
- [138] 印兴耀, 宗兆云, 吴国忱. 2015. 岩石物理驱动下地震流体识别研究 [J]. 中国科学: 地球科学, 45 (8): 8-21, doi: 10. 1360/zd2015-45-1-8.
- [139] 余为维, 冯磊, 杜艳艳, 杨艳军, 周明免, 董郑. 2016. 测井约束与神经网络联合反演储层预测技术 [J]. 地球物理学进展, 31 (5): 2232-2238, doi: 10. 6038/pg20160548.
- [140] 张明振. 2016. 基于流体弹性阻抗反演的储层含油气性识别方法 [J]. 地球物理学进展, 31 (6): 2717-2723, doi: 10. 6038/pg20160648.
- [141] 张永刚. 2002. 地震波阻抗反演技术的现状和发展 [J]. 石油物探, 41 (4): 385-390.
- [142] 赵鹏飞, 刘财, 冯暄等. 2019. 基于神经网络的随机地震反演方法 [J]. 地球物理学报, 62 (3): 1172-1180, doi: 10. 6038/cjg2019M0064.