

基于岩石物理建模的页岩气地层压力地震预测方法

石学文^{1,2}, 王畅^{1,2,3}, 张洞君^{1,2}, 冯艳雯^{1,2}, 王群武⁴, 曾勇坚⁴

1 中国石油西南油气田公司页岩气研究院; 2 页岩气开发与评价四川省重点实验室;

3 中国石油东方地球物理公司西南物探分公司; 4 北京普瑞斯安能源科技有限公司

摘要 通常地层压实背景趋势是直接通过井上趋势拟合得到,往往存在较大的误差,导致地层压力预测不准。四川盆地渝西区块深层页岩气勘探开发有利区的储层中普遍存在地层超压现象,常规的地层压力地震预测方法难以准确地获取地层压实背景趋势。通过实际测井分析,基于岩石物理理论,利用岩石物理模型构建了地层压实背景趋势,有效提高了地层压实背景趋势的建模精度。将岩石物理建模构建的正常压实背景趋势与实测参数代入体积模量方程中,实现了渝西区块地层压力的地震预测。对比结果表明,预测的地层压力参数与多口井的地层压力实测参数较为吻合,取得了良好的应用效果。

关键词 深层; 页岩气; 压实背景趋势; 岩石物理建模; 地层压力; 地震预测

中图分类号: TE135 **文献标识码**: A

引用: 石学文,王畅,张洞君,等. 基于岩石物理建模的页岩气地层压力地震预测方法[J]. 海相油气地质, 2025, 30(1): 89-96.

SHI Xuewen, WANG Chang, ZHANG Dongjun, et al. Seismic prediction method for pore pressure of shale gas formation based on rock physics model [J]. Marine origin petroleum geology, 2025, 30(1): 89-96.

0 前言

地层压力预测在油气勘探开发中具有举足轻重的作用。首先,准确的地层压力预测能够为勘探和开发提供更深入的地质认识,有助于确定油气藏的成藏机制、储集条件和分布规律,为勘探目标的选取提供科学依据,降低勘探风险^[1-2];其次,地层压力预测还能对油气开发的整体规划提供重要参考,通过分析地层压力的空间分布和变化趋势,可以优化生产井的布局和开采顺序,最大限度地提高油气产量,延长油田的生产周期;此外,地层压力预测还可应用于油气藏的数值模拟和动态管理,帮助优化注采井网配置,提高油气采收率,实现油气资源的可持续开发和利用。因此,开展针对页岩地层压力的地震预测方法研究,对页岩油气储层描述和勘探开发具有重要的意义。地层超压的影响因素繁多,产生超压的机制目前还不明确,这增加了地层压力

的地震预测的难度。地层异常超压可以通过多种机制产生,例如不平衡压实、碳氢化合物生成和气体裂解、水热膨胀、构造挤压(侧向应力)、矿物转化(例如伊利石化)以及渗透等作用^[3-4]。异常地层超压的主要原因之一是地层异常压实(压实不平衡或欠压实)。当沉积物正常压实时,地层孔隙度降低,同时孔隙流体被排出。在地层埋深期间,上覆压力的增加是流体排出的主要原因。如果沉降速率慢,则会发生正常压实,即上覆岩层增加和孔隙流体体积减少之间保持平衡^[5]。这种正常压实会在地层中产生静水孔隙压力。然而,快速埋藏会导致流体更快地排出,以应对快速增加的上覆应力。当沉积物快速沉降或地层渗透性极低时,沉积物中的流体只能被部分排出。在富有机质页岩地层中,由于其相对较低的渗透性,有机质的生烃作用以及原始细粒沉积物中蒙脱石转化为伊利石的脱水作用,均会造成孔隙流体压力的增加^[6]。因此,在页岩气储层中

收稿日期: 2024-06-27; 改回日期: 2024-09-30; 网络出版日期: 2025-01-21

本文受中国石油天然气股份有限公司科技项目子课题“新区新层系有利区优选与勘探评价关键技术研究”(编号:2023ZZ21YJ04)资助

第一作者: 石学文, 硕士, 高级工程师, 主要从事油气地质勘探研究。通信地址: 610051 四川省成都市成华区建设北路一段83号; E-mail: shixuewen@petrochina.com.cn

通信作者: 王畅, 硕士, 高级工程师, 从事页岩气地球物理技术理论及方法研究。通信地址: 610051 四川省成都市成华区建设北路一段83号; E-mail: wangc2018@petrochina.com.cn

地层的超压不仅与地层的不均衡压实有关,也与页岩中有机质生烃和矿物转化脱水密切相关,因而增加了页岩地层压力的预测的难度。

地层孔隙压力预测方法主要有等效深度法、Eaton 公式法、有效应力法、Bowers 公式法等方法^[7-9],这些方法都是根据早期实际的应用数据建立的经验模型,其理论依据主要是欠压实理论。在这个框架下,使用最广泛的近似方法包括等效深度法和 Eaton 法,通常需要获取地层正常压实背景趋势。针对地层压力地震预测,Wang 等^[10]在欠压实理论的基础上,通过分析碳酸盐岩的特征,从多因素的角度实现了碳酸盐岩地层孔隙压力的地震预测。陈超等^[11]在四川盆地海相页岩的地层压力地震预测中,提出了基于扰动体积模量的地层压力系数经验模型,但是由于该方法在解释扰动模量与地层压力关系时,采用的是拟合的手段,这在一定程度上限制了该方法的普适性。后续有专家学者在 Eaton 法基础上,通过结合生烃作用的影响对地层压力进行了地震预测,有效弥补了欠压实理论的不足,但是该方法输入参数较多,且多个参数的获取均较为复杂。目前,基于欠压实理论的地层压力预测方法被广泛应用于不同类型的油气储层中^[11-14]。但是,页岩地层在矿物组成、粒度分布和颗粒形状等方面具有较大的差异,给选择适当的正常压实曲线带来了挑战。特别是页岩的矿物成分以及微观结构的变化使得正常压实背景变得很难确定,仅仅依靠传统的物理模型很难充分描述地层孔隙压力的复杂变化。尤其是页岩矿物成分的多样性,导致创建适当的“正常压实曲线”往往存在较大困难,而使用不适当的“正常压实曲线”会导致低估或高估孔隙压力^[14]。在地层压力的三维地震预测中,三维空间的正常压实背景的求取通常通过井间插值获取,单井中则是通过岩石物理建模模拟^[15]。由于岩石物理建模的局限性,如何准确获取正常压实背景的相关曲线成为地层压力预测的主要难点。

针对地层压力地震预测中页岩正常压实背景趋势难以获取的问题,本文提出了一种基于页岩岩石物理模型约束的地层孔隙压力地震预测方法。通过开展精细的页岩岩石物理建模,利用实际测井数据验证模型的准确性,进而模拟正常压实背景的弹性曲线特征。根据建模求取的正常压实背景趋势与井曲线深度趋势对比较正,实现正常压实背景的还原,提高地层压力的正常压实背景曲线的建模

精度。再根据多井获取的压实背景,结合地层约束,模拟三维空间的地层压实背景。最后,基于地层压力预测模型,实现三维空间地层压力的地震预测和描述。通过工区内实测数据和油气分布特征证实,预测的地层压力整体与地质认识匹配,说明了该方法的有效性,为地层压力的地震预测与实际应用提供了有效的思路。

1 岩石物理约束的页岩地层压力预测理论

1.1 地层压力地震预测理论模型

孔隙压力预测的基本理论基于 Terzaghi 和 Biot 有效应力定律。该理论表明地层中的孔隙压力是总应力(或上覆应力)和有效应力的函数,可用以下公式表示:

$$p = (\sigma_v - \sigma_e) / \alpha \quad (1)$$

式中: p 为孔隙压力,MPa; σ_v 为总应力,MPa; σ_e 为有效应力,MPa; α 为 Biot 有效应力系数,通常假设等于 1。当已知上覆地层垂直应力和有效应力时,地层压力就可以根据公式(1)计算获得。

在有效应力和泥岩压实理论的基础上,Eaton 提出了一种基于正常压实背景趋势计算地层压力的方法^[7]。该方法可以建立正常压实段的速度和压力的关系,通过钻井实测速度预测地层压力。目前,Eaton 法是国内外油田公司常用的一种地层孔隙压力计算方法,具有计算精度高、应用范围广的特点。其基本表达公式为:

$$p = \sigma_v - (\sigma_v - \sigma_n) \left(\frac{v}{v_{ns}} \right)^c \quad (2)$$

式中: p 、 σ_v 和 σ_n 分别为孔隙压力、上覆应力和静水压力,单位均为 MPa; v_{ns} 是正常压实背景趋势对应的弹性曲线,可以是体积模量、声波速度等与压实具有密切关系的弹性参数^[15]; v 为对应的实测弹性参数; c 为 Eaton 指数,是一个经验常数,不同的工区取值不同。上覆地层压力一般可以通过体密度对深度的积分获取,计算公式为:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z) g dz \quad (3)$$

式中: g 为重力加速度, m/s^2 ; $\rho(z)$ 为地层密度, kg/m^3 。静水压力的计算式为:

$$\sigma_n = \rho_w g z \quad (4)$$

式中: ρ_w 为地层流体密度, kg/m^3 ; z 为地层深度, m 。井中密度曲线可以通过密度测井获取, 三维体可以通过井间插值实现。但是, 由于页岩的非均质性, 直接插值获取的三维密度体必然会出现误差。因此, 对于三维密度体, 可以通过叠前地震反演方法获取^[16], 这样可以尽可能地减小地层密度引起地层孔隙压力误差。

1.2 基于岩石物理约束的正常压实背景趋势构建方法

正常压实背景趋势(normal compaction trend, NCT)是地层压力预测中最重要的问题^[11]。一般孔隙空间会随着深度增大而被进一步被压实, 通常可以通过测量的地层数据随着深度变化的“最佳拟合”来获取正常压实背景趋势。利用该正常压实曲线与实际孔隙率曲线进行比较, 就可以估计有效应力, 从而估计孔隙压力^[5]。一旦定义了正常压实曲线, 孔隙压力预测就涉及到观测到的孔隙度(或者是反映孔隙度变化的弹性属性, 例如速度或密度)与正常压实曲线之间的比较。对于岩性变化和构造作用较为平稳的区域, 一般通过井上数据拟合就能获得较好的正常压实背景趋势。如图1展示的是速度和密度拟合的正常压实背景趋势, 井数据来源于渤海湾盆地BZ区块^[17]。

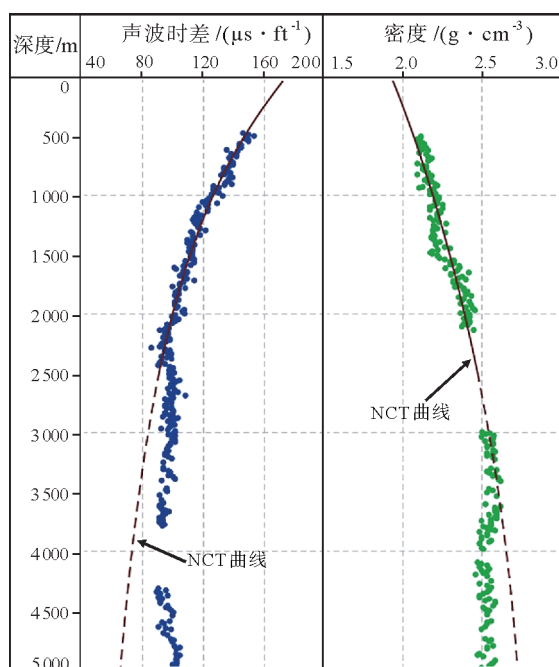


图1 渤海湾盆地BZ区块正常压实背景趋势

Fig. 1 Normal compaction trends (NCT) of the BZ block in the Bohai Bay Basin

对于沉积特征以及微观结构较为复杂的页岩地层, 其正常压实背景趋势如果仅依靠数据的拟合并无法获取较好的效果。尤其是四川盆地的页岩油气地层, 经历了生烃以及复杂的构造作用, 使得仅利用趋势拟合无法得到较好的正常压实背景趋势曲线, 而引起地层压力预测不准。所以, 需要从岩石物理机制上, 探索构建正常压实背景趋势的方法, 以有效提高复杂页岩地层压力的预测精度。

针对页岩复杂矿物、孔隙结构和流体特征3个方面开展岩石理论研究和模型建立, 实现复杂页岩储层弹性参数、物性参数及岩石力学参数之间的定量表征, 为求取地层压力正常压实背景趋势奠定岩石物理基础。首先, 各种矿物的弹性模量可以通过Vigot-Resuss-Hill平均理论按比例混合, 等效为岩石物理模型的背景介质; 其次, 考虑页岩的孔隙大小和孔隙的纵横比等孔隙结构特征, 例如对于砂岩含量较高的页岩, 孔隙纵横比可以设置大一些, 相反则设置较小一些; 最后, 考虑岩石的流体赋存, 形成饱和岩石。具体的页岩地震岩石物理建模流程如图2所示。

在图2a中, 求取的是页岩基质的等效弹性模量。对于页岩岩石基质矿物的体积占比和对应的弹性模量确定的情况, Voigt-Reuss-Hill平均理论可以被用来估算页岩的等效弹性模量:

$$M_m = \left[\sum_{i=1}^N f_i M_i + \left(\sum_{i=1}^N f_i / M_i \right)^{-1} \right] / 2 \quad (5)$$

式中: M_m 为多种矿物混合物的等效模量, GPa ; M_i 为第 i 种固体矿物的模量, GPa ; f_i 为第 i 种固体矿物所占的体积含量, %; N 为固体矿物组分的总类型数。

图2b为第2步, 即干岩石骨架的等效模量的获取。主要基于包裹体理论来获取, 比较常用的有SCA、DEM等模型^[18]。这些模型假设把干岩石骨架等效为固体均匀矿物包含有限包体的形式。但是这两种理论模型的求取计算量较大, 且表达较为复杂。因此, Keys和Xu^[19]基于K-T模型推导了形式更简单且解耦表达的干岩石骨架的等效体积模量 K_d 和剪切模量 μ_d :

$$K_d = K_m (1 - \phi)^p \quad (6)$$

$$\mu_d = \mu_m (1 - \phi)^q \quad (7)$$

式中: p 和 q 为表示孔隙形状的几何因子, 与矿物基质模量、孔隙纵横比相关, 孔隙纵横比作为描述孔隙形状的关键参数, 通常不同的岩性取值不同; ϕ 为岩石孔隙度, %; K_m 、 μ_m 分别为岩石矿物基质的等效体积模量与剪切模量, 单位为 GPa , 可以通过公式(5)获取。

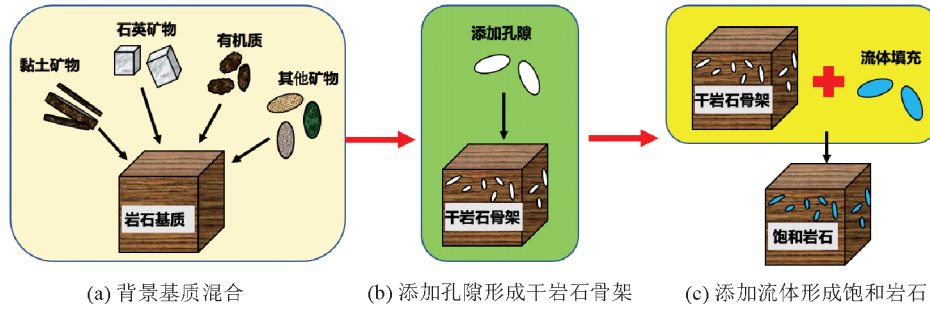


图2 页岩油气储层地震岩石物理建模流程

Fig. 2 Seismic rock physics modeling process for shale oil and gas reservoirs

图2c是在求取干岩石骨架的基础上,利用Gassmann流体饱和方程求取等效饱和岩石的弹性模量。Gassmann理论描述了地下介质为均匀各向同性、非黏滞性流体饱和岩石的宏观弹性特征,建立了饱和岩石模量与干岩石骨架、矿物基质、孔隙度 ϕ 及等效流体模量之间的定量关系,利用该模型可以实现孔隙流体填充:

$$K_s = K_d + \left(1 - \frac{K_d}{K_m}\right) \left(\frac{\phi}{K_f} + \frac{1 - \phi}{K_m} - \frac{K_d}{K_m^2}\right) \quad (8)$$

$$\mu_s = \mu_d \quad (9)$$

$$\rho = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_m \quad (10)$$

式中: K_s 、 μ_s 和 ρ 分别表示饱和岩石的体积模量、剪切模量和密度, K_d 、 μ_d 分别表示干岩石骨架的等效体积模量和剪切模量, K_m 、 ρ_m 分别表示岩石矿物基质的等效体积模量与密度, K_f 和 ρ_f 分别表示混合流体的体积模量和密度,模量和密度单位分别为GPa和 kg/m^3 ; ϕ 表示岩石孔隙度,单位为%。可以根据(8)、(9)和(10)中的饱和模量和密度进一步获取岩石的纵波速度(V_p)和横波速度(V_s):

$$V_p = \sqrt{\left(K_s + \frac{4}{3}\mu_s\right) / \rho} \quad (11)$$

$$V_s = \sqrt{\mu_s / \rho} \quad (12)$$

建立的岩石物理模型将用于页岩正常压实背景趋势曲线的求取,为提高页岩地层压力地震预测精度奠定岩石物理基础。

2 地层压力参数地震反演预测方法

利用叠前AVO反演技术,可以实现对饱和流体体积模量的预测。这项技术基于Zoeppritz方程或其近似式,能够稳定地反演出地下介质的声波属性,且具有较高的分辨率。在实际应用中,人们对不同介质类型进行了大量研究,以进一步优化反演

结果的准确性和可靠性。本文公式(2)涉及的地层压力参数,主要包括密度、正常压实背景趋势参数以及对应的实测弹性参数。其中,密度主要用来求取上覆地层压力,可以通过地震数据反演预测得到;正常压实背景趋势通过岩石物理建模获取;而对应的实测弹性参数,本文主要利用体积模量法来实现地层压力预测。体积模量 K 描述了物体在围压作用下抵抗体积变化的能力, K 越大,物体越难被压缩。Gray等^[20]推导了基于体积模量的地震反射系数近似方程,为地震数据直接反演体积模量奠定了理论基础,其表达式为:

$$R_{pp}(\theta) = \left(\frac{1}{4} - \frac{\beta^2}{3\alpha^2}\right) \sec^2\theta \frac{\Delta K}{K} + \frac{\beta^2}{\alpha^2} \left(\frac{1}{3} \sec^2\theta - 2 \sin^2\theta\right) + \frac{\Delta\mu}{\mu} \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{4} \sec^2\theta\right) \frac{\Delta\rho}{\rho} \quad (13)$$

式中: K 、 μ 和 ρ 分别为体积模量、剪切模量和密度,模量和密度单位分别为GPa和 kg/m^3 ; θ 为地震入射角,°; β 和 α 分别为横波速度和纵波速度,m/s; ΔK 、 $\Delta\mu$ 、 $\Delta\rho$ 分别代表上下层介质的体积模量、剪切模量、密度的差异。利用Connolly理论^[21]和Whitcombe理论^[22]可以将公式(13)表达成为弹性阻抗的形式。弹性阻抗因其较好的参数反演稳定性和可靠性,广泛用于储层参数反演预测,其用体积模量、剪切模量和密度表达为:

$$EI(\theta) = A_0 \left(\frac{K}{K_0}\right)^{a(\theta)} \left(\frac{\mu}{\mu_0}\right)^{b(\theta)} \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^{c(\theta)} \quad (14)$$

式中:

$$A_0 = (6K_0\mu_0\rho_0)^{\frac{1}{4}}; \quad a(\theta) = \left(\frac{1}{2} - \frac{2}{3} \frac{\beta^2}{\alpha^2}\right) \sec^2\theta$$

$$b(\theta) = \frac{\beta^2}{\alpha^2} \left(\frac{2}{3} \sec^2\theta - 4 \sin^2\theta\right); \quad c(\theta) = 1 - \frac{1}{2} \sec^2\theta$$

由于公式(14)中具有3个待求参数(体积模量

K , 剪切模量 μ 和密度 ρ), 因此可以构建对应的 3 个方程组:

$$\begin{cases} \ln \frac{EI(\theta_1)}{A_0} = a(\theta_1) \ln \frac{K}{K_0} + b(\theta_1) \ln \frac{\mu}{\mu_0} + c(\theta_1) \ln \frac{\rho}{\rho_0} \\ \ln \frac{EI(\theta_2)}{A_0} = a(\theta_2) \ln \frac{K}{K_0} + b(\theta_2) \ln \frac{\mu}{\mu_0} + c(\theta_2) \ln \frac{\rho}{\rho_0} \\ \ln \frac{EI(\theta_3)}{A_0} = a(\theta_3) \ln \frac{K}{K_0} + b(\theta_3) \ln \frac{\mu}{\mu_0} + c(\theta_3) \ln \frac{\rho}{\rho_0} \end{cases} \quad (15)$$

基于方程(15), 则分角度弹性阻抗和地层压力关键参数的确定性关系就可以建立起来。然后, 基于贝叶斯理论框架, 则关键参数反演目标函数可以表达为:

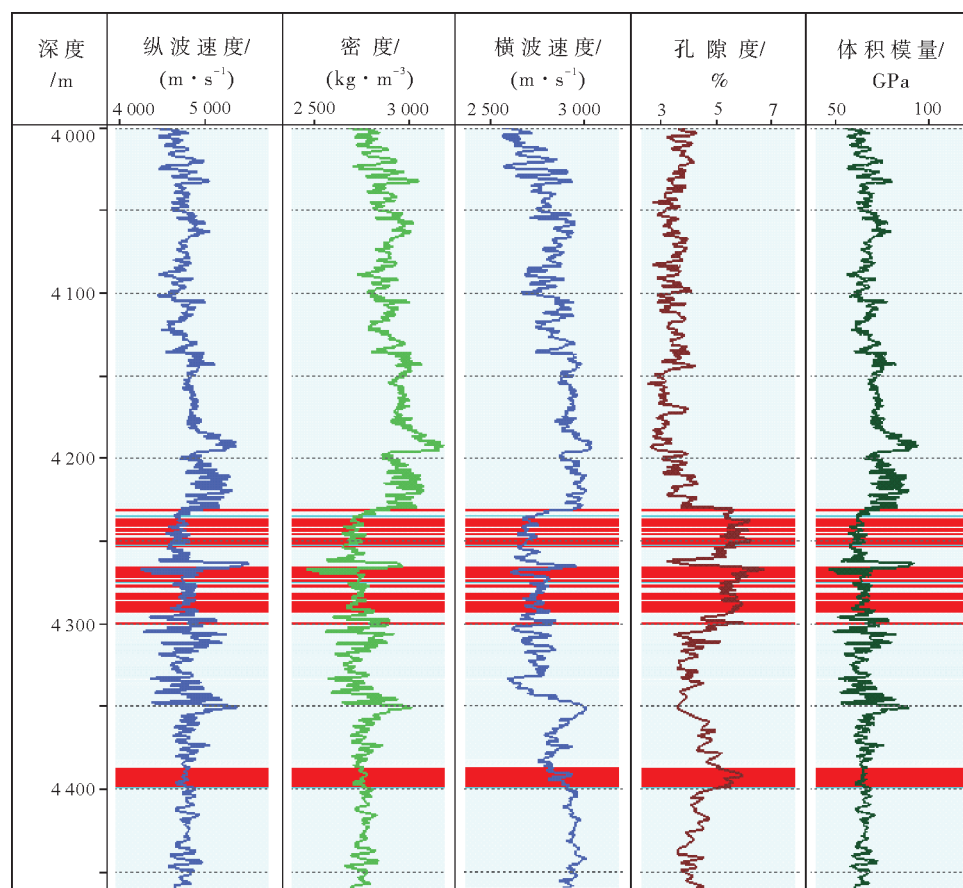
$$[K^*, \mu^*, \rho^*] = \arg \max P([K, \mu, \rho] | EI_1, EI_2, EI_3) \quad (16)$$

式中: $[K^*, \mu^*, \rho^*]$ 表示的是最终的目标参数估计结果, $P([K, \mu, \rho] | EI_1, EI_2, EI_3)$ 表示的是目标参数与分角度弹性阻抗的后验概率分布。

3 实际应用

将该地层压力地震预测方法应用于渝西地区志留系龙马溪组页岩。该地区在区域构造上处于四川盆地川中平缓构造带和川南低陡构造带两大构造带交界处, 地质条件复杂, 构造平面上整体表现为北东—南西向“褶皱相间”的带状分布特征, 并发育多个鼻状背斜。中、深层褶皱强烈, 断层多且规模大。以上地质特征严重制约了地层压力的地震预测和评价, 给优质储层的地震描述与刻画带来难度。为了有效解决以上问题, 针对性地开展了基于岩石物理建模的地层压力地震预测方法应用, 在该地区取得了较好的成果, 为有利产气区的评价提供了重要的技术支撑。

图3所示为该工区A103井的部分关键参数曲线, 分别是纵波速度、密度、横波速度、孔隙度以及体积模量曲线。整体上看, 不同曲线随深度的变化难以总结出可靠的规律, 所以仅仅依靠某一条测井



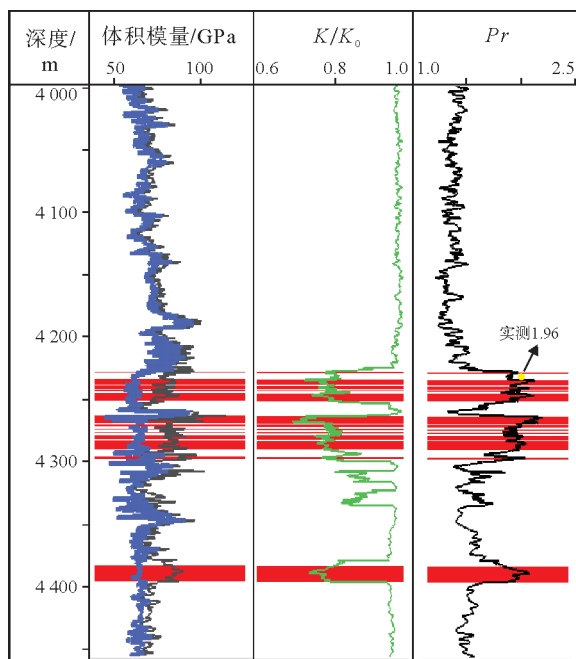
注: 红色条带表示优质气层。

图3 渝西大足区块A103井的弹性参数曲线

Fig. 3 Elastic parameter curves of Well A103 in Dazhu block of western Chongqing

曲线来获取正常压实背景趋势是相当困难的。尤其是对于不同的岩性,压实的程度和压实的速度差别非常大。比如图3中深度范围4 000~4 200 m的层段,孔隙度低于4%左右,测井解释为泥岩段,而4 200 m以下主要产气段(红色条带指示优质产气层)的孔隙度均大于5%,两段孔隙度有明显的差异,但确定孔隙随深度变化的趋势仍然比较困难。不同于图1中渤海湾盆地BZ区块^[17]的压实特征,由于渝西地区的复杂地质条件,使得地层的正常压实背景趋势很难通过实际曲线的趋势拟合提取。因此,本文通过理论岩石物理建模的方式,考虑井上实际的岩石矿物类型及对应的含量,选择邻近的非含气段的孔隙度平均值作为含气段岩石孔隙度,从而进一步构建基于岩石物理模型的正常压实背景趋势。

图4所示为通过岩石物理模型计算的正常压实背景的体积模量和地层压力预测结果图。图中第1栏中的蓝色曲线为实测的体积模量,黑色曲线为通过岩石物理建模获取的体积模量背景值;第2栏为实测体积模量与正常背景趋势的比值;第3栏为预测的地层压力系数。红色条带为井上钻遇的优质



注: 体积模量黑色曲线为背景值, 蓝色曲线为实测值; K/K_0 为实测体积模量与正常背景趋势比值; Pr 为预测的地层压力系数; 红色条带表示优质气层。

图4 渝西大足区块A103井的正常压实背景趋势及地层压力系数预测结果

Fig. 4 Normal compaction background trend and formation pressure prediction results of Well A103 in Dazu block of western Chongqing

气层,可以发现优质气层与比值曲线的低值对应较好,与地层压力系数高值对应较好。利用该方法预测的地层压力系数在优质气层段达到1.98左右,与实测值1.96基本吻合,说明该方法具有较好的应用效果,能够进一步为该地区的地层压力地震预测和评价提供技术支撑。

图5所示为地层压力的地震反演结果切片图,压力预测成果显示A103井区蒲吕场向斜中部至南部发育压力系数较高的区域。对比地震预测成果与压力恢复试井实测数据(表1),3口井的预测孔隙压力系数的数据与实测数据吻合较好,说明本次计算结果可靠,方法适用。尤其是较高的地层压力系数红色或偏黄色区域,A103井实钻产气量较高,说明地层压力与产气量具有较好的相关性。因此,可以把地层压力较高的区域作为产气有利区的重要评估参数,此处选取1.80作为门槛值来划定产气有利区。

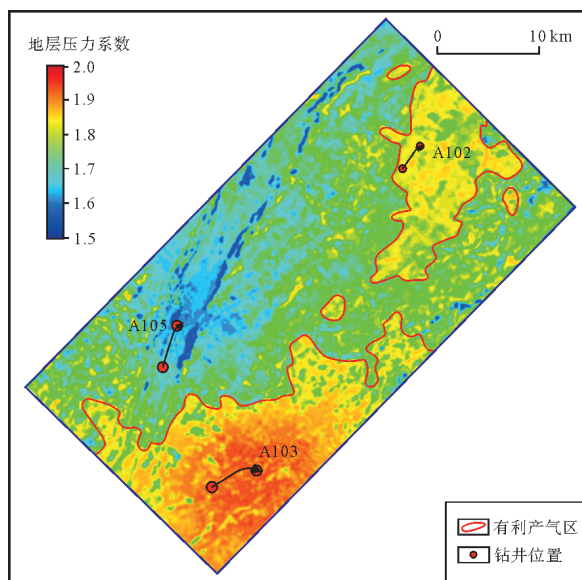


图5 渝西大足区块地层压力系数地震预测平面图

Fig. 5 Plan of formation pressure coefficient by seismic prediction in Dazu block of western Chongqing

表1 渝西大足区块目标层段地层压力系数实测值和地震预测值对比

Table 1 Comparison of measured and seismic predicted values of formation pressure coefficient of target sections in Dazu block of western Chongqing

井名	实测值	预测值	绝对误差	相对误差
A103井	1.96	1.98	-0.02	1.02%
A105井	1.63	1.66	-0.03	1.84%
A102井	1.86	1.81	0.05	2.69%

4 结 论

地层压力的地震预测对页岩气有利产气区的评价以及勘探开发具有重要的意义。四川盆地渝西区块作为深层页岩气勘探开发的有利区,页岩气资源丰富,但是由于复杂的构造地质条件和超压环境的存在,很难通过常规的趋势拟合得到深部地层适当的正常压实背景趋势,给地层压力预测带来了困难。

基于岩石物理理论,开展地层正常压实背景趋势的构建,为复杂页岩的地层压力预测提供了技术思路。本文针对性地开展了渝西区块页岩的地震岩石物理建模,并通过建模有效地获取了正常压实背景趋势,解决了正常压实背景趋势难获取、获取不准确等问题。基于贝叶斯反演理论框架,针对性地开展了渝西区块地层压力地震预测研究,形成了基于岩石物理建模的地层压力贝叶斯地震预测技术,对提升该地区有利产气区的地震评价和描述具有重要意义。

参 考 文 献

- [1] HEARN S, MEULENBROEK A. Ray-path concepts for converted-wave seismic refraction [J]. *Explore geophysics*, 2011, 42(2): 139-146.
- [2] 时梦璇, 刘之的, 杨学峰, 等. 地层孔隙压力地球物理测井预测技术综述及展望[J]. *地球物理学进展*, 2020, 35(5): 1845-1853.
SHI Mengxuan, LIU Zhidi, YANG Xuefeng, et al. Review and prospect prediction technology for formation pore pressure by geophysical well logging [J]. *Progress in geophysics*, 2020, 35(5): 1845-1853.
- [3] GUTIERREZ M A, BRAUNSDORF N R, COUZENS B A. Calibration and ranking of pore-pressure prediction models [J]. *The leading edge*, 2006, 25(12): 1516-1523.
- [4] MORLEY C K, KING R, HILLIS R, et al. Deepwater fold and thrust belt classification, tectonics, structure and hydrocarbon prospectivity: a review [J]. *Earth-science reviews*, 2011, 104(1/3): 41-91.
- [5] ZHANG Jincai. Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches [J]. *Earth-science reviews*, 2011, 108(1/2): 50-63.
- [6] 林正良, 孙振涛, 胡华锋, 等. 四川盆地 WR 区块页岩气藏孔隙压力分布特征 [J]. *地球物理学进展*, 2021, 36(5): 2045-2052.
LIN Zhengliang, SUN Zhentao, HU Huafeng, et al. Pore pressure distributional characterization of shale gas reservoir in WR block of Sichuan Basin [J]. *Progress in geophysics*, 2021, 36(5): 2045-2052.
- [7] EATON B A. The equation for geopressure prediction from well logs [C]//Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Calgary: Society of Petroleum Engineer, 1975: SPE-5544-MS.
- [8] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction [J]. *SPE drilling & completion*, 1995, 10(2): 89-95.
- [9] 余金秋, 孙夕平, 于永才, 等. 深层地层压力预测技术研究进展 [J]. *海相油气地质*, 2024, 29(4): 337-347.
YU Jinqiu, SUN Xiping, YU Yongcai, et al. Research progress on deep formation pressure prediction technology [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2024, 29(4): 337-347.
- [10] WANG Zizhen, WANG Ruihe. Pore pressure prediction using geophysical methods in carbonate reservoirs: current status, challenges and way ahead [J]. *Journal of natural gas science and engineering*, 2015, 27(Part 2): 986-993.
- [11] 陈超, 印兴耀, 陈祖庆, 等. 基于页岩岩石物理等效模型的地层压力系数预测方法 [J]. *石油地球物理勘探*, 2022, 57(2): 367-376, 394.
CHEN Chao, YIN Xingyao, CHEN Zuqing, et al. Prediction for formation pressure coefficients based on an equivalent petrophysical model of shale [J]. *Oil geophysical prospecting*, 2022, 57(2): 367-376, 394.
- [12] 余夫, 金衍, 陈勉, 等. M 区块碳酸盐岩地层压力预测方法探讨 [J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(11): 14-17.
YU Fu, JIN Yan, CHEN Mian, et al. Discussion on pore pressure prediction method for carbonate rocks, M block [J]. *Science technology and engineering*, 2014, 14(11): 14-17.
- [13] LI Chao, LUO Xiaorong, ZHANG Likuan, et al. New understanding of overpressure responses and pore pressure prediction: insights from the effect of clay mineral transformations on mudstone compaction [J]. *Engineering geology*, 2022, 297: 106493.
- [14] 胡华锋, 胡起, 林正良. 页岩气储层地层压力预测方法及其在四川盆地的应用 [J]. *石油物探*, 2018, 57(3): 362-368.
HU Huafeng, HU Qi, LIN Zhengliang. Pore pressure prediction for shale gas reservoirs and its application in the Sichuan Basin, China [J]. *Geophysical prospecting for petroleum*, 2018, 57(3): 362-368.
- [15] LEI Ting, YIN Xingyao, ZONG Zhaoyun. Pore pressure prediction in orthotropic medium based on rock physics modeling of shale gas [J]. *Journal of natural gas science and engineering*, 2020, 74(11): 103091.
- [16] 牛丽萍, 胡华锋, 周单, 等. 基于精确 Zoeppritz 方程的贝叶斯叠前地震随机反演 [J]. *物探与化探*, 2024, 48(1): 77-87.
NIU Liping, HU Huafeng, ZHOU Dan, et al. Bayesian prestack seismic stochastic inversion based on the exact Zoeppritz equation [J]. *Geophysical and geochemical exploration*, 2024, 48(1): 77-87.
- [17] 李丹鹭, 马劲风, 李琳, 等. 渤中凹陷异常压力储层地层压

- 力预测方法研究[J]. 地球物理学进展, 2022, 37(3): 1266–1273.
- LI Danlu, MA Jinfeng, LI Lin, et al. Prediction method of formation pressure in abnormal pressure reservoir in Bozhong Sag[J]. Progress in geophysics, 2022, 37(3): 1266–1273.
- [18] SEVOSTIANOV I, VERNIK L. Micromechanics-based rock-physics model for inorganic shale [J]. Geophysics, 2021, 86(2): MR105–MR116.
- [19] KEYS R G, XU Shiyu. An approximation for the Xu-White velocity model[J]. Geophysics, 2002, 67(5): 1406–1414.
- [20] GRAY D, GOODWAY B, CHEN Taiwen. Bridging the gap: using AVO to detect changes in fundamental elastic constants [C]//1999 SEG Annual Meeting. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 1999: SEG-1999-0852.
- [21] CONNOLLY P. Elastic impedance [J]. The leading edge, 1999, 18(4): 438–452.
- [22] WHITCOMBE D N. Elastic impedance normalization [J]. Geophysics, 2002, 67(1): 60–62.

编辑:黄革萍

Seismic prediction method for pore pressure of shale gas formation based on rock physics model

SHI Xuewen^{1,2}, WANG Chang^{1,2,3}, ZHANG Dongjun^{1,2}, FENG Yanwen^{1,2},
WANG Qunwu⁴, ZENG Yongjian⁴

1. Shale Gas Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company; 2. Sichuan Provincial Key Laboratory of Shale Gas Development and Evaluation; 3. Southwest Geophysical Exploration Branch of PetroChina Oriental Geophysical Company; 4. Beijing Precise Energy Technology Co., Ltd

Abstract: Seismic prediction of formation pressure is of great significance to the evaluation of powerful gas-producing areas and exploration and development of shale oil and gas reservoirs. The study area of western Chongqing is a favorable area for exploration and development of deep shale gas. The shale gas resources in the area are abundant, and formation overpressure is common in the reservoirs. However, due to complex geological conditions, it is difficult to accurately obtain the formation compaction background trend while using conventional formation pressure seismic prediction methods, making it difficult to properly solve the seismic prediction of formation pressure. Usually, the formation compaction background trend is obtained directly through well trend fitting. The established formation compaction background often has large errors, resulting in inaccurate formation pressure prediction. Therefore, this paper constructs the formation compaction background trend through actual logging analysis, based on rock physics theory and rock physics model, which effectively improves the modeling accuracy of formation compaction background trend. By substituting the normal compaction background trend and measured parameters constructed by petrophysical modeling into the bulk modulus equation, the seismic prediction of formation pressure of the study area of western Chongqing in the Sichuan Basin is achieved, and good application results are achieved. By comparing with the actual drilling measured results, it is found that the predicted formation pressure parameters are consistent with the measured formation pressure parameters of multiple wells, indicating the applicability and accuracy of the method.

Key words: deep strata; shale gas; compaction background trend; rock physics modeling; formation pressure; seismic prediction

SHI Xuewen, First author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in research on oil and gas geology and exploration. Add: No. 83, Section 1 of Jianshe North Rd., Chenghua District, Chengdu, Sichuan 610051, China. E-mail: shixuewen@petrochina.com.cn

WANG Chang, Corresponding author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in research on geophysical theory and method of shale gas. Add: No. 83, Section 1 of Jianshe North Rd., Chenghua District, Chengdu, Sichuan 610051, China. E-mail: wangc2018@petrochina.com.cn