

基于各向异性双孔等效模型的页岩气地层地应力预测方法

卿鹏程, 漆乔木, 汤鑫宇

(成都理工大学 地球物理学院, 成都 610059)

摘要: 根据富有机质页岩的岩石物理特征, 提出了一种新的各向异性双孔等效模型的建立流程, 并以此为基础实现了页岩地应力的有效预测。新模型考虑了页岩气地层中包括矿物成分(有机质、粘土、石英等), 含气饱和度以及发育的微裂缝等因素的综合影响。首先视页岩地层为具有垂直对称轴的横向各向同性介质, 针对页岩较为复杂的微观孔隙结构进行简化处理, 将孔隙空间分为硬孔隙空间和软孔隙空间(裂缝孔隙)两部分。通过构建等效矿物背景基质, 孔隙添加及流体替换三个步骤实现了富有机质页岩模型的建立。基于模型对横向各向同性页岩的五个独立弹性模量进行计算, 并通过伊顿公式对孔隙压力进行估计, 最终利用各向异性地应力模型实现对页岩地层水平地应力的预测。将该方法应用于四川盆地永川页岩区块的井资料, 对比凯赛尔声发射实验和模型预测结果, 两者具有较好的一致性, 验证了双孔模型假设以及基于岩石物理的页岩地应力计算方法的适用性。

关键词: 页岩; 岩石物理; 各向异性; 地应力; 孔隙压力

中图分类号: P618.13

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1001-1749.2024.06.03

0 引言

页岩气是一种新型的天然气资源, 其勘探开发已在北美洲(尤其是美国)获得了巨大成功, 同时, 中国的页岩气分布广泛, 富集地质条件优越^[1]。川东南地区五峰组—龙马溪组含有丰富的页岩气地质资源, 但在地质条件上与北美存在明显差异, 之后通过长期的实践优化与技术攻关, 川东南地区浅层页岩气的开发技术逐渐成熟。五峰组—龙马溪组在永川研究区内广泛发育, 该区五峰组—龙马溪组沉积相为水体宁静、还原程度较高的深水陆棚亚相, 主要沉积黑色碳质页岩、硅质页岩或含粉砂页岩、夹薄板状硅质岩和碳质泥页岩, 该页岩分布稳定, 沉积厚度大, 有机质丰度高, 是四川盆地页岩气勘探开发最主

要的层段。目前对永川地区五峰—龙马溪组“工程甜点”预测研究较薄弱, 针对永川区块五峰组—龙马溪组一段页岩气藏, 通过深入开展页岩气力学脆性指数、可压性、地应力等方面研究, 可以进一步提升储层压裂目标优选性以及钻井目标的评价工作。

目前, 具有良好资源开发前景的页岩储层为低孔低渗岩石, 须经过大规模的压裂改造才能够获得商业产能。其中, 地应力是进行压裂改造的关键因素, 该评价参数在油气勘探领域具有重要的作用, 其不仅是油气运移的驱动力, 而且能为井壁稳定性分析和钻井优化设计等过程提供依据。页岩发育是页岩的主要地质特点, 其良好的层状结构导致其岩石力学性质在水平方向和垂直方向具有明显区别, 并通常表现为水平方向各向同性而垂直方向各向异

收稿日期: 2022-12-27

基金项目: 国家自然科学基金项目(NSFC42274178)

第一作者: 卿鹏程(1998—), 男, 硕士, 主要研究方向为岩石物理, E-mail: 1016867347@qq.com。

性。因此对于页岩储层可等效为具有垂直对称轴的横向各向同性介质(VTI, Vertical Transverse Isotropy)进行研究^[2]。目前国内外计算地应力方法可以大致分为地应力测量方法^[3]、地应力测井计算方法^[4]、地应力数值模拟方法^[5]及岩石物理预测方法四个方面^[6]。

Thiercelin 等^[7]人讨论了线弹性的横观各向同性地层地应力的计算模型,同时说明了应用于各向异性地层的各向同性应力模型通常预测不准确的应力大小;Higgins 等^[8]人在研究 Baxter 页岩地层的地应力时分别应用了各向同性和横观各向同性的地应力计算模型,并将二者进行了比较,考虑横向各向同性的方程估算的应力大小更好地表征地球上存在的原地带状边界的应力剖面;张广智等^[9]人基于岩石物理等效模型,计算了各弹性刚度张量,以 VTI 介质地应力计算公式为依据,对最小水平地应力做出了预测;邓金根^[10]在分析页岩构造特征的基础上,给出考虑页岩横观各向同性的地应力计算模型,并建立声波测井资料求取页岩横观各向同性力学参数的关系式,据此研究页岩气储层地应力的分布规律;王斌等^[11]人计算地层压力时,提出了弹性参数联合法,该方法压力引入横波速度,降低了压力预测的多解性,提高了地层压力预测精度;韩同城等^[12]人在研究北美墨西哥湾页岩时,基于 CPS (clay-plus-silt)模型预测页岩的正常压实速度,并通过 Eaton 公式对孔隙压力进行预测;Ruse 等^[13]人在研究 Tuscaloosa Marine Shale (TMS)时,建立了一个一维地质力学经验模型,该模型考虑了 VTI 各向异性,提高了弹性参数计算值的准确性,并用两口井进行佐证。

目前常用的地应力预测方法主要以均匀各向同性介质为基础^[14-16],而页岩储层具有较强的非均质性和各向异性特征,因此,基于各向同性假设的页岩地层地应力预测存在一定误差。

笔者提出一种各向异性页岩双孔等效模型,该模型基于有机质页岩地层岩石物理特征,建模时考虑了有机质干酪根、孔隙流体以及不同的孔隙结构的影响。根据此模型实现横向各向同性页岩地层五个独立弹性模量的估算,并进一步利用各向异性地应力模型对页岩地层的最大、最小水平地应力开展预测工作。以四川盆地永川页岩区块为例,通过测井资料和实验数据对模型的准确性和实用性开展了验证工作。

1 方法原理

本文的方法原理分为两个部分,第一部分首先介绍页岩各向异性岩石物理模型的构建,第二部分对页岩水平地应力预测工作流程进行描述。本文地应力预测流程图如图 1 所示,我们的思路是,首先利用已有的测井数据来建立一个适合工区的模型,通过这个模型预测得到孔隙压力以及弹性刚度张量;基于弹性刚度、孔隙压力、上覆地层压力、构造应变等参数,通过地应力计算模型预测页岩地应力。

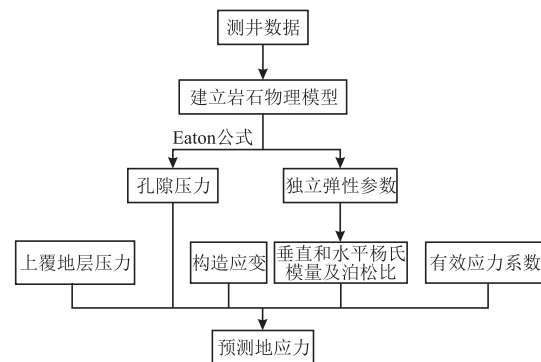


图 1 地应力预测流程图

Fig. 1 The flow chart of in-situ stress prediction

1.1 页岩各向异性岩石物理模型的构建

这里我们提出了一个新的各向异性双重孔隙等效介质模型来对富有机质页岩的弹性性质进行描述。富有机质页岩的微观结构较为复杂,存在不同形状的孔隙,如粒间孔隙和微裂缝。孔隙主要分布在石英和粘土等岩石基质矿物之间或其边缘,在有机物中也可以形成纳米级的粒内孔^[17]。尽管页岩微观结构性质复杂,为了简化问题我们假设在任何特定的测井深度位置,页岩孔隙空间可以简化并分为两个部分:即硬孔隙空间和软孔隙空间或裂缝孔隙空间^[18-19],即:

$$\phi_{total} = \phi_{stiff} + \phi_{crack} \quad (1)$$

其中,硬孔隙和软孔隙空间分别定义为具有较大纵横比的球体和纵横比很小的扁球体的体积分数,即硬孔隙度(ϕ_{stiff})和裂缝孔隙度(ϕ_{crack}); ϕ_{total} 为页岩孔隙空间。

基于该双孔模型假设,设计岩石物理建模流程如图 2 所示,该流程主要包括以下四个部分:①建立脆性矿物混合物等效模量;②背景基质(VTI)等效弹性模量的计算;③“干”骨架的弹性模量的求取;④饱和岩石弹性参数的计算。以下我们对四个部分分

别进行介绍:

1) 建立脆性矿物混合物等效模量:富含有机质页岩的矿物成分可分为脆性矿物、粘土和干酪根。脆性矿物包括石英、碳酸盐岩和黄铁矿等矿物。Voigt-Reuss-Hill 平均可计算各向同性、完全弹性介质的等效弹性模量。由于石英、碳酸盐和黄铁矿均为刚性矿物,弹性性质较为接近,可用该模型进行对其混合物等效模量进行计算^[20]。其表达式为:

$$M_{VRH} = \frac{M_V + M_R}{2} \quad (2)$$

其中, $M_V = \sum_{i=1}^N f_i M_i$, $M_R = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i}$, f_i 和 M_i 分别为第 i 种组分的体积分数和弹性模量, M_{VRH} 为混合矿物的弹性模量。

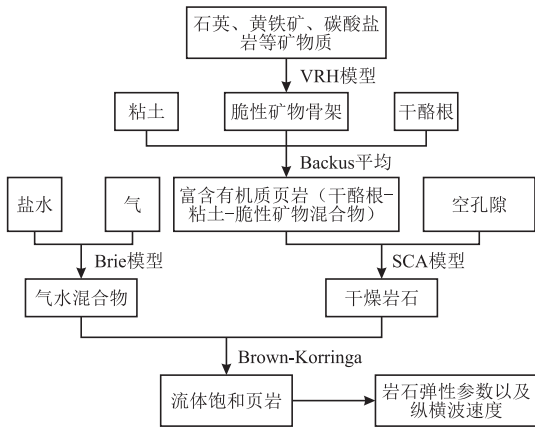


图2 页岩岩石物理等效模型构建流程图

Fig.2 The flow chart of shale rock physical equivalent model construction

2) 背景基质 (VTI) 等效弹性模量的计算: 使用 Backus 平均将粘土、脆性矿物骨架以及干酪根进行混合, 得到页岩基质的等效弹性模量^[21]。

$$\begin{bmatrix} C_{11}^* & C_{12}^* & C_{13}^* & 0 & 0 & 0 \\ C_{12}^* & C_{11}^* & C_{13}^* & 0 & 0 & 0 \\ C_{13}^* & C_{13}^* & C_{33}^* & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44}^* & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44}^* & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66}^* \end{bmatrix} \quad (3)$$

其中,

$$\begin{aligned} C_{11}^* &= \langle C_{11} - C_{13}^2 C_{33}^{-1} \rangle + \langle C_{33}^{-1} \rangle^{-1} \langle C_{33}^{-1} C_{13} \rangle^2 C_{12}^* \\ &= \langle C_{12} \rangle + \langle C_{12} C_{33}^{-1} \rangle \langle C_{23} C_{33}^{-1} \rangle \\ C_{13}^* &= \langle C_{33}^{-1} \rangle^{-1} \langle C_{13} C_{33}^{-1} \rangle \\ C_{33}^* &= \langle C_{33}^{-1} \rangle^{-1} \\ C_{44}^* &= \langle C_{44}^{-1} \rangle^{-1} \end{aligned}$$

$$C_{66}^* = (C_{11}^* + C_{12}^*) / 2$$

式中 C_{ij} 为各组分弹性刚度张量, C_{ij}^* 为求得的 VTI 介质的等效弹性刚度张量, 运算符号 “ $\langle \cdot \rangle$ ” 表示对各组分进行体积分数加权平均。

3) “干”骨架模量计算: 富含有机质的页岩通常具有低孔隙度和低渗透性, 孔隙连通性差。这些页岩包含有随机分布的微裂缝, 裂缝尺寸低于测井分辨率^[18-19]。裂缝多孔页岩有效模量的理论估算不仅取决于包裹体 (即裂缝和孔隙) 的体积分数, 还取决于这些包裹体的形状和空间分布的几何细节。在这项工作中, 我们使用各向异性自洽近似理论^[22-23] (SCA, Self-consistent approximations) 来计算页岩骨架的刚度张量。选择 SCA 模型是出于以下考虑, 由于 SCA 理论中的包裹体添加过程是一个对称过程, 因此它没有将特定添加物确定为主体。由于沉积和成岩过程的差异, 随着埋藏深度的变化, 页岩可以从粘土基质过渡到石英基质, 储层段通常包含多种类型的页岩。因此, 我们认为 SCA 模型更灵活, 能够适应更复杂的岩性环境。通过将双重孔隙度概念纳入 SCA 建模方案, 页岩的有效刚度张量可以通过下式计算:

$$\begin{aligned} C_{eff} &= [(1 - \phi_{total}) C_m Q_m + \phi_{stiff} C_{stiff} \\ &Q_{stiff} + \phi_{crack} C_{crack} Q_{crack}] \times [(1 - \phi_{total}) \\ &Q_m + \phi_{stiff} Q_{stiff} + \phi_{crack} Q_{crack}]^{-1} \end{aligned} \quad (4)$$

其中, $Q_i = [I + G_i (C_i - C_{SCA})]^{-1}$, ϕ_{stiff} 为硬孔隙度, ϕ_{crack} 裂缝孔隙度, I 是单位张量, C_i 是第 i 阶段的刚度张量矩阵, G_i 是根据有效介质无界矩阵的响应计算的四阶张量^[24-25]。

4) 流体饱和页岩等效模量的计算: Brown 和 Korringa (1975) 建立了适用于各向异性介质的流体置换模型。在干页岩模型的基础上, 应用 Brown-Korringa 方程计算饱和页岩的刚度张量^[26]。其表达式为:

$$\begin{aligned} S_{ijkl}^{(sat)} &= S_{ijkl}^{(dry)} - \\ &\frac{(S_{ijaa}^{(dry)} - S_{ijaa}^0)(S_{bbkl}^{(dry)} - S_{bbkl}^0)}{(S_{ccdd}^{(dry)} - S_{ccdd}^0) + (\beta_{fl} - \beta_0) \phi_{total}} \end{aligned} \quad (5)$$

其中 $S_{ijkl}^{(sat)}$ 、 $S_{ijkl}^{(dry)}$ 分别为饱和岩石和干岩石的等效柔度张量, S_{ijkl}^0 为矿物的柔度张量, ϕ 是孔隙度, β_{fl} 和 β_0 分别为流体和矿物的压缩系数。

为了模拟部分饱和的气页岩, 我们使用 Brie 模型来计算盐水和天然气混合物的有效流体模量。Brie 等人^[27] 提出了流体混合经验公式:

$$K_{Brie} = (K_w - K_g)(1 - S_g)^e + K_g \quad (6)$$

$$\beta_{fl} = \frac{1}{K_{Brie}} \quad (7)$$

其中 K_w 为流体的体积模量, K_g 为气体的体积模量, S_g 为天然气混合物的饱和度, e 为经验常数。 β_{fl} 取决于盐水的体积模量 K_w 和气体的体积模量 K_g 、气体饱和度 S_g 和经验指数 e 。对获得的等效柔度张量矩阵求逆可以得到页岩等效刚度矩阵, 再根据式(8)、(9)转换为测井速度。其表达式为:

$$V_s = \sqrt{\frac{C_{44}^*}{\rho}} \quad (8)$$

$$V_p = \sqrt{\frac{C_{33}^*}{\rho}} \quad (9)$$

其中 C_{33}^* 、 C_{44}^* 为流体饱和页岩独立弹性参数。 ρ 是页岩的等效密度, 可以通过矿物和流体密度的体积平均值来计算:

$$\rho = (1 - \phi_{total})\rho_0 + \phi_{total}S_w\rho_w + \phi_{total}(1 - S_w)\rho_g \quad (10)$$

其中 ρ_0 为干燥岩石的密度, ρ_w 为水的密度, ρ_g 为气体的密度, S_w 为含水饱和度, ϕ_{total} 为页岩孔隙度。

1.2 页岩水平地应力预测

页岩具有良好的层状结构, 可将其等效为 VTI 介质, 因此可根据横向各向同性模型进行页岩地应力计算。在平面应变的假设下, 考虑上覆地层压力、孔隙压力、构造应力以及地层垂直和水平方向力学性质的差异, 建立横向各向同性地层的地应力模型, 以求取最小水平地应力、最大水平地应力。其表达式为^[10]:

$$\sigma_h = \frac{E_h}{E_v} \frac{\nu_v}{1 - \nu_h} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \epsilon_h + \frac{E_h \nu_h}{1 - \nu_h^2} \epsilon_H \quad (11)$$

$$\sigma_H = \frac{E_h}{E_v} \frac{\nu_v}{1 - \nu_h} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \epsilon_H + \frac{E_h \nu_h}{1 - \nu_h^2} \epsilon_h \quad (12)$$

国内外学者对于垂直地应力 σ_v 、地层孔隙压力 P_p 、最大水平方向的构造应变 ϵ_H 以及最小水平方向的构造应变 ϵ_h 提出了多种计算方式^[28], 如 σ_v 可通过密度的深度积分进行计算; 其中, α 为有效应力系数, 在同一区块内为常数, 且不随岩性及位置变化, 可通过室内岩石试验获得; 地层孔隙压力 P_p 我们可以通过岩石物理模型求取正常压实曲线, 再使用 Eaton 公式进行计算^[29]; E_v 和 E_h 分别为垂直和水平方向的杨氏模量; ν_v 和 ν_h 为垂直和水平方向的泊松比。

公式中涉及到的垂直和水平杨氏模量及泊松比可以通过岩石物理建模来获取^[20]。由于应力应变关系存在两种等效的参数表示形式, 即使用工程参数(杨氏模量、泊松比等)表示和弹性刚度张量表示, 对于 VTI 介质, 二者相互转化关系可表示为:

$$E_v = C_{33} - 2 \frac{C_{13}^2}{C_{11} + C_{12}} \quad (13)$$

$$E_h = \frac{(C_{11} - C_{12}) \times (C_{11} C_{13} - 2C_{13}^2 + C_{12} C_{13})}{C_{11} C_{13} - C_{13}^2} \quad (14)$$

$$\nu_v = \frac{C_{13}}{C_{11} + C_{12}} \quad (15)$$

$$\nu_h = \frac{C_{12} C_{13} - C_{13}^2}{C_{11} C_{33} - C_{13}^2} \quad (16)$$

式中, E_v 、 E_h 、 ν_v 和 ν_h 分别为垂直和水平方向的杨氏模量、泊松比, C_{ij} 为弹性刚度张量。笔者利用建立的页岩气岩石物理等效模型可较为准确地计算各弹性刚度张量, 进而通过公式(11)和(12)可实现页岩水平地应力的预测。

2 实际资料测试

研究所选工区位于四川盆地东南部永川区块, 层系为五峰—龙马溪组一段。其构造位置位于四川盆地川南低陡构造区内, 位于长江上游北岸, 详见图 3。永川地区构造位于川东褶皱带的川南帚状构造带上, 横跨石盘铺向斜、新店子背斜和方家沟向斜^[30]。永川区块产能建设区主要集中在两个向斜区, 目的层为上奥陶统五峰—龙马溪组一段, 岩性为

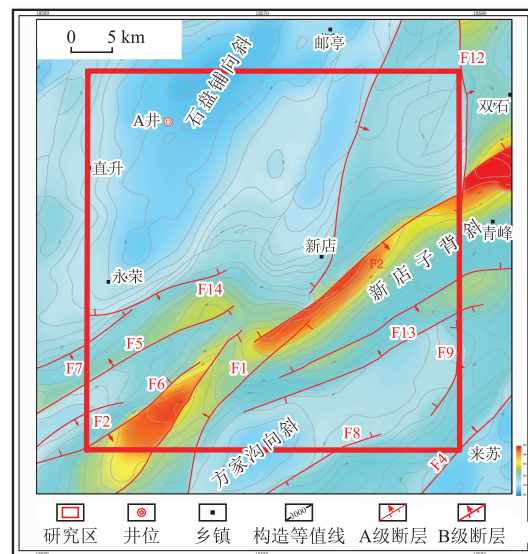


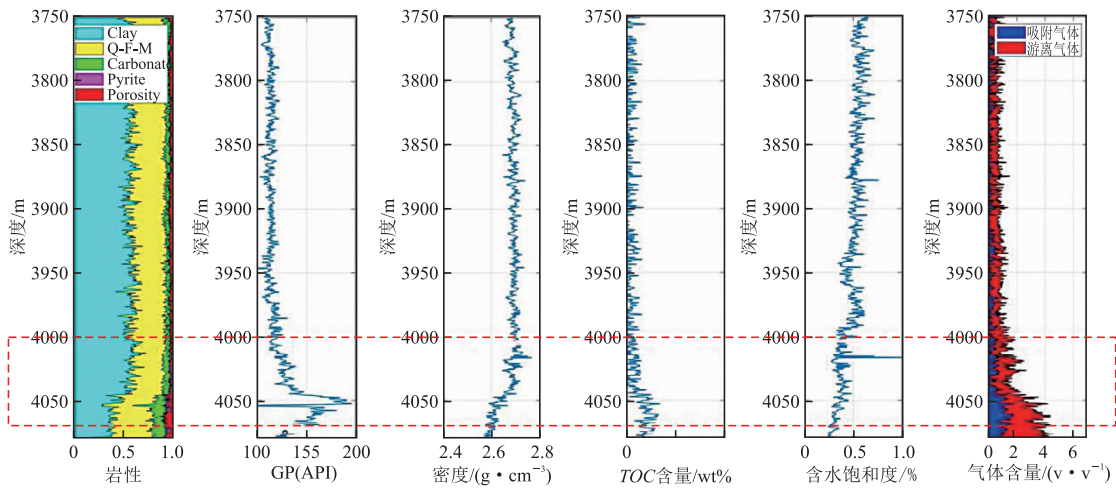
图 3 研究工区位置(据洪薇^[30]修改)

Fig. 3 Location of work area

暗色富有机质泥页岩,埋深介于 3 700 m~4 200 m,储层厚度 40.3 m~52.5 m,压力系数介于 1.7~2.1。与国内外其他页岩气藏相比,研究区储层总体埋深大,压力系数高。

这里基于各向异性双孔等效模型对永川工区 A 井的五峰—龙马溪组页岩进行地应力预测。通过测

井得到了 A 井的矿物含量、伽马、中子、密度、声波时差以及含水饱和度等测井数据,如图 4 所示,后续工作围绕 A 井目标段 4 000 m~4 080 m 展开(图 4 红色框线)。基于测井资料计算岩石物理模型所需的参数,计算过程涉及的矿物和流体参数见表 1。



红框所示为本文研究对象五峰—龙马溪组页岩地层

图 4 A 井测井数据

Fig. 4 Logging data of well A

表 1 矿物和流体性质参数

Tab. 1 Mineral and fluid properties

矿物或流体	密度/(g·cm ⁻³)	体积模量/GPa	剪切模量/GPa
黄铁矿	4.93	147.4	132.5
石英	2.65	37	44
粘土	2.60	21	7
碳酸盐岩	2.71	76.8	32
TOC	1.3	2.9	2.7
水	1.02	2.25	0
气	0.00065	0.00013	0

由于该工区测井资料缺失偶极子声波数据,需要对横波速度进行预测。基于最小二乘法反演,通过匹配模型预测和实际纵波速度(时差)数据,计算模型中的未知参数即硬孔孔隙度(ϕ_{stiff})和裂缝孔隙度(ϕ_{crack})。基于反演得到的参数,再利用模型对地层的横波速度进行预测。模型计算得到的纵波速度与测井结果吻合较好,误差控制在 0.1 以内,如图 5 第一栏所示。同时,预测得到的横波速度与纵波速度具有较高的相关性,横波速度主要受随深度变化的页岩基质和骨架参数影响,对于地层的含气性变化不敏感。值得注意的是,在 4 050 m 这个位置,可

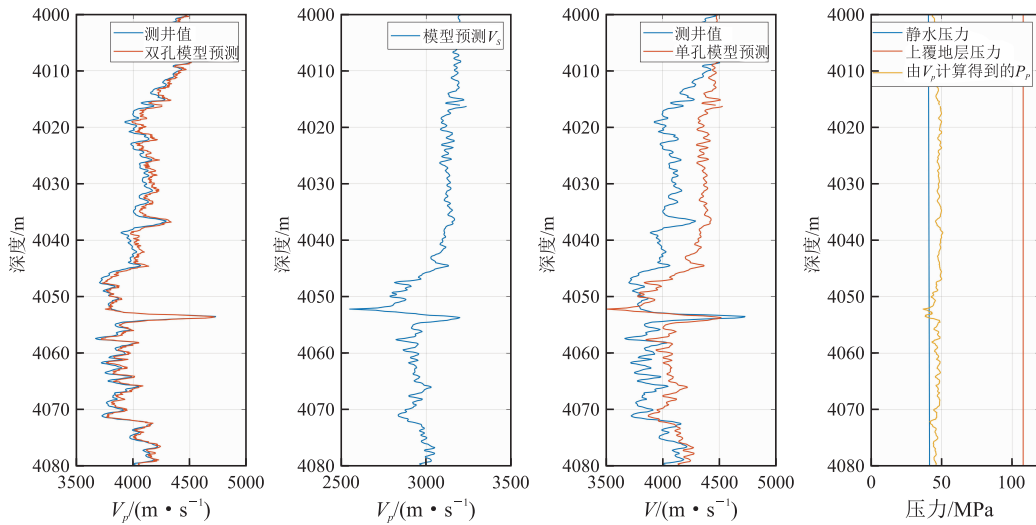
以看到模型计算的纵波速度有一个明显的下降,结合图 4 中的 GR 曲线,判定该位置页岩有机质含量较高。

基于 Eaton 公式对地层孔隙压力进行预测时,需要知道原地层正常压实曲线。考虑页岩地层正常压实情况下,微裂缝孔完全闭合。这里我们将反演得到的裂缝孔隙度(ϕ_{crack})归零,仅利用硬孔孔隙度(ϕ_{stiff})正演得到正常压实条件下的速度曲线,如图 5 第三栏所示。通过 Eaton 公式计算得到的地层孔隙压力如图 5 第四栏所示。

基于标定的各向异性双孔模型可以计算得到五

峰—龙马溪组页岩的五个独立弹性模量,即 C_{11} 、 C_{12} 、 C_{13} 、 C_{33} 以及 C_{44} 。然后根据公式(13)–(16)

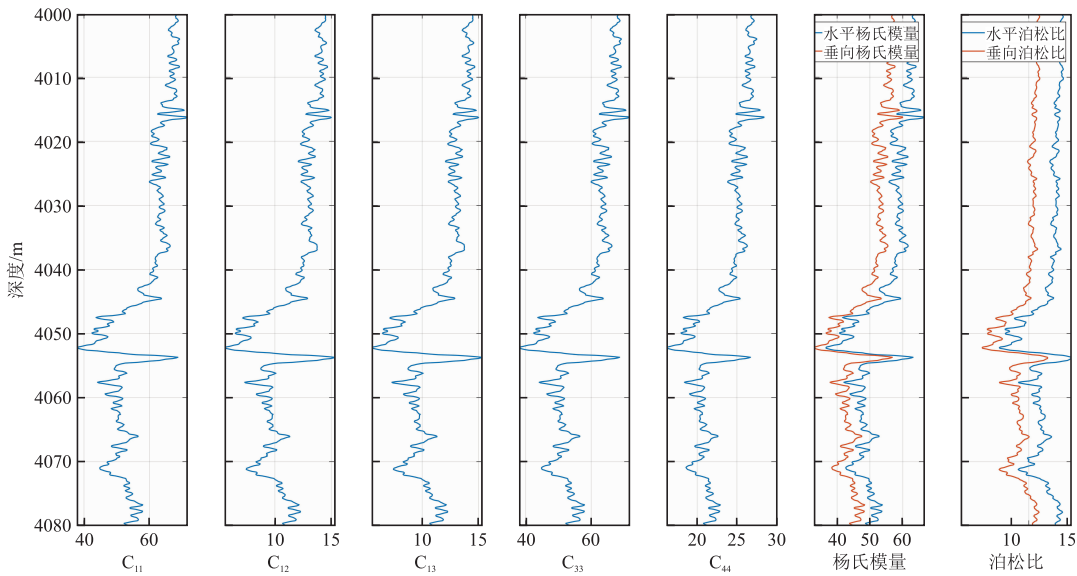
可以计算得到相应的水平和垂直杨氏模量及泊松比,结果如图 6 所示。



从左到右依次为双孔模型预测 V_p 、预测横波速度 V_s 、单孔模型预测 V_p 、由 Eaton 公式联合单孔模型预测 V_p 计算得到的 P_p

图 5 基于模型的速度及孔隙压力预测

Fig. 5 Prediction results based on shale rock physics model



横向各向同性页岩 5 个独立弹性模量和各向异性杨氏模量、泊松比

图 6 模型预测结果

Fig. 6 Model prediction results

根据密度测井曲线进行积分计算得到地层的上覆(垂向)地应力,再利用伊顿公式计算得到地层孔隙压力 P_p 。另外,实验室测得的该地区水平方向的构造应变为 0.3。至此,我们获得了计算 A 井页岩地层地应力所需的全部参数,依据公式进行地应力的求取,并将其与凯塞尔声发射实验中测量得到

的最小、最大水平地应力进行比较,结果见图 7。

应用上述理论对 A 井的测井资料进行处理,计算得到地应力值,并与当地其他井的应力值相对比,证明笔者的计算方法得到的地应力值在合理的范围内,证明该方法具有一定的参考价值。因此,基于本文中建立的页岩地层岩石物理模型进行地应力预测

是可行的。

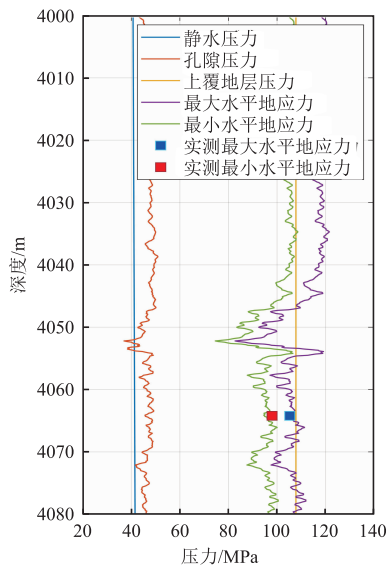


图7 本文模型得到的A井最大及最小水平地应力
Fig.7 The model-predicted maximum and minimum horizontal in-situ stresses of the well A

3 结论

笔者提出了一种新的基于岩石物理模型的页岩气地层地应力预测方法。为此我们建立了各向异性双孔等效模型,该模型能够对有机质页岩的各向异性特征和孔隙结构特征进行有效表述。首先,建立脆性矿物混合物等效模量,再使用 Backus 平均将粘土、脆性矿物和干酪根进行混合,得到各向异性背景基质;通过往基质中添加硬孔隙和裂缝孔隙建立页岩骨架;最后采用 Brown-Korringa 模型开展流体替换,得到流体饱和页岩等效弹性模量。将该模型应用于五峰—龙马溪组页岩,利用测井资料对模型中的未知参数进行标定,进而利用模型对横向各向同性页岩的五个独立弹性模量、水平和垂直杨氏模量、泊松比进行预测。这些岩石力学参数作为输入,结合各向异性地应力模型对页岩地层的水平最小、最大地应力进行预测。基于模型的预测结果与凯塞尔声发射试验结果较为接近,最小水平地应力的有效预测可为页岩地层压裂提供一定的依据。需要指出的是,由凯塞尔声发射计算的地应力参数与实际储层地应力有一定的误差。同时在建立模型的时候有许多的假设,所以模型与实际地层会存在一定的差异,在后续的工作中会不断完善模型,以贴近实际地层。

参考文献:

- [1] 张金川,徐波,聂海宽,等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 136-140.
ZHANG J C, XU B, NIE H K, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 136-140. (In Chinese)
- [2] SUAREZ-RIVERA R, HANDWERGER D, KIESCHNICK J, et al. Accounting for heterogeneity provides a new perspective for completions in tight gas shales [J]. Alaska Rocks E U. s. symposium on Rock Mechanics, 2005.
- [3] 熊晓军,李翔,刘阳,等. 一种基于三维地震资料的页岩气地层的地应力预测方法:CN107121703A[P]. 2017-09-01.
XIONG X J, LI X, LIU Y, et al. A geostress prediction method for shale gas formation based on 3D seismic data: CN107121703A [P]. 2017-09-01. (In Chinese)
- [4] 刘之的,夏宏泉,汤小燕,等. 成像测井资料在地应力计算中的应用[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(4): 9-12.
LIU Z D, XIA H Q, TANG X Y, et al. The application of the formation stress calculation using image well logging Data[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2005, 27(4): 9-12. (In Chinese)
- [5] 曾联波,谭成轩,张明利. 塔里木盆地库车坳陷中新生代构造应力场及其油气运聚效应[J]. 中国科学(D辑:地球科学), 2004, (增刊1): 98-106.
ZENG L B, TAN C X, ZHANG M L. Mesozoic and Cenozoic tectonic stress field and its hydrocarbon migration and accumulation effect in Kuqa depression, Tarim Basin [J]. Scientia Sinica (Terrae), 2004, (S1): 98-106. (In Chinese)
- [6] 印兴耀,马妮,马正乾,等. 地应力预测技术的研究现状与进展[J]. 石油物探, 2018, 57(4): 488-504.
YIN X Y, MA N, MA Z Q, et al. Review of in situ stress prediction technology[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2018, 57(4): 488-504. (In Chinese)
- [7] THIERCELIN M J, PLUMB R A. Core-based prediction of lithologic stress contrasts in east texas formations[J]. SPE Formation Evaluation, 1994, 9(4): 251-258.
- [8] HIGGINS S, GOODWIN S, DONALD A, et al. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale[C]//All Days. September 21-24, 2008. Denver, Colorado, USA. SPE, 2008: 1-10.
- [9] 张广智,陈娇娇,陈怀震,等. 基于页岩岩石物理等

- 效模型的地应力预测方法研究[J]. 地球物理学报, 2015, 58(6): 2112—2122.
- ZHANG G Z, CHEN J J, CHEN H Z, et al. Prediction for in situ formation stress of shale based on rock physics equivalent model[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2015, 58(6): 2112—2122. (In Chinese)
- [10] 邓金根, 陈峥嵘, 耿亚楠, 等. 页岩储层地应力预测模型的建立和求解[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(6): 59—64.
- DENG J G, CHEN Z R, GENG Y N, et al. Prediction model for in situ formation stress in shale reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(6): 59—64. (In Chinese)
- [11] 王斌, 雍学善, 潘建国, 等. 纵横波速度联合预测地层压力的方法及应用[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(2): 367—370.
- WANG B, YONG X S, PAN J G, et al. Methods and application of the formation pressure forecast combining V_p and V_s [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(2): 367—370. (In Chinese)
- [12] HAN T C, PERVUKHINA M, BEN CLENELL M, et al. Model-based pore-pressure prediction in shales: An example from the Gulf of Mexico, North America[J]. Geophysics, 2017, 82(3): M37—M42.
- [13] RUSE C M, MOKHTARI M. Characterization of elastic mechanical properties of Tuscaloosa Marine Shale from well logs using the vertical transversely isotropic model[J]. Interpretation, 2020, 8(4): T1023—T1036.
- [14] SAYERS C M. Geophysics Under Stress[M]. Society of exploration geophysicists and european association of geoscientists and Engineers, 2010.
- [15] GOODWAY B, PEREZ M, VARSEK J, et al. Seismic petrophysics and isotropic-anisotropic AVO methods for unconventional gas exploration[J]. The Leading Edge, 2010, 29(12): 1500—1508.
- [16] PEREZ M A, CLOSE D I, GOODWAY B, et al. Workflows for integrated seismic interpretation of rock properties and geomechanical data, part 1: principles and theory [J]. CSPG CSEG CWLS Convention, 2011: 1—4.
- [17] VANORIO T, MUKERJI T, MAVKO G. Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich shales [J]. The Leading Edge, 2008, 27(6): 780—787.
- [18] QI Q M, FU L Y, DENG J X, et al. Attenuation methods for quantifying gas saturation in organic-rich shale and tight gas formations[J]. Geophysics, 2021, 86(2): D65—D75.
- [19] JIANG Z, QI Q, JIANG X, et al. An efficient rock physics scheme for estimating crack density and fluid saturation of shale gas reservoir. front[J]. Earth Sci, 2022, 9: 829244:1368—1379
- [20] MAVKO G, MUKERJI T, DVORKIN J. The rock physics handbook: tools for seismic analysis of porous media [J]. New York: Cambridge University Press, 2009.
- [21] BACKUS G E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering[J]. Journal of Geophysical Research, 1962, 67(11): 4427—4440.
- [22] BUDIANSKY B, OCONNELL R J. Elastic moduli of a cracked solid[J]. International journal of Solids and structures, 1976, 12(2): 81—97.
- [23] HORNBY B E, SCHWARTZ L M, HUDSON J A. Anisotropic effective-medium modeling of the elastic properties of shales[J]. Geophysics, 1994, 59(10): 1570—1583.
- [24] ESHELBY J D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems[J]. Proceedings of the royal society of London. Series A. Mathematical and physical sciences, 1957, 241(1226): 376—396.
- [25] MURA T. Micromechanics of defects in solids. leiden, netherlands; martinus nijhoff. [M]. 1982.
- [26] BROWN R J S. On the dependence of the elastic properties of a porous rock on the compressibility of the pore fluid[J]. Geophysics, 1975, 40(4): 608.
- [27] BRIE A, PAMPURI F, MARSALA A F. et al. Shear sonic interpretation in gas-bearing sands. SPE, 1995, 30595, 701—710.
- [28] 时贤, 程远方, 梅伟. 基于测井资料的地层孔隙压力预测方法研究[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(8): 94—98.
- SHI X, CHENG Y F, MEI W. Method for formation pore pressure prediction based on logging data [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(8): 94—98. (In Chinese)
- [29] EATON B A. The equation for geopressure prediction from well logs: SPE of AIME[J]. 1975, Paper 5544.
- [30] 洪薇. 川南永川地区五峰组—龙马溪组页岩储层特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2018.
- HONG W. The research on shale reservoir characteristics of Wufeng-longmaxi Formation in Yongchuan Area of southern Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2018. (In Chinese)

Prediction method of in-situ stress in shale gas formation based on anisotropic dual pore equivalent model

QING Pengcheng, QI Qiaomu, Tang Xinyu

(School of Geophysics, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China)

Abstract: Based on the petrophysical characteristics of organic-rich shale, establishing an anisotropic dual-porosity model for shale in the Yongchuan area is proposed. On this basis, the effective prediction of in-situ stress is realized. The new model comprehensively considers the influence of organic matter, clay, quartz, and other minerals, pore gas saturation, and micro-crack development in Yongchuan shale gas formation. Firstly, shale's complex microscopic pore structure is simplified and divided into hard pore space and soft pore space (crack pore). The shale formation is regarded as a transversely isotropic medium with a vertical axis of symmetry. The equivalent model is established by building an anisotropic mineral matrix, a dual-pore skeleton, and fluid replacement. Based on the rock physics model, the five independent elastic moduli of transversely isotropic shale are predicted, the Eaton formula calculates the pore pressure, and the horizontal in-situ stress of shale formation is estimated by using the anisotropic in-situ stress model. Comparing the results of the Kaiser acoustic emission experiment and model prediction, there is a good consistency, which verifies the validity of the dual-porosity model and the applicability of the in-situ stress prediction workflow.

Keywords: shale; rock physics; anisotropy; in-situ stress; pore pressure