

文章编号: 0253-2697(2017)06-0666-11 DOI:10.7623/syxb201706006

页岩气储层孔隙压力测井预测新方法

徐春露¹ 孙建孟¹ 董旭¹ 赖富强²

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院 山东青岛 266580; 2. 重庆科技学院复杂油气田勘探开发重庆市重点实验室 重庆 401331)

摘要:页岩气储层中常出现明显的异常高压现象,其孔隙压力会在短距离内大幅上升。若不能及时准确预测这些异常高压值,可能导致井涌、井喷等钻井事故,不仅会给钻井施工造成重大损失,还严重影响储层评价工作。然而,现有的方法却很难准确预测页岩气储层中的异常孔隙压力值。结合页岩气岩心实验数据,在充分考虑孔隙度、有机质含量和有效应力对声波速度影响的基础上,提出了一套基于声波速度模型的页岩气储层孔隙压力预测新方法。该方法通过使用不含气层段的纵波、横波速度关系对储层纵波速度进行含气性校正,消除了气体对异常高压现象在声波测井信息表征上的影响。此外,该方法还能预测因不平衡压实和生烃作用等多种机理引发的页岩气储层异常孔隙压力,弥补了现有传统方法只能预测由不平衡压实引起异常高压的不足。以昭通地区页岩地层S井为例进行储层孔隙压力预测,形成了基于声波速度模型的储层孔隙压力预测方法技术流程。

关键词:页岩气储层;孔隙压力预测;有机质;含气性校正;声波速度

中图分类号:TE151

文献标识码:A

A new pore pressure logging prediction method in shale gas reservoirs

Xu Chunlu¹ Sun Jianmeng¹ Dong Xu¹ Lai Fuqiang²

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 2. Chongqing Key Laboratory of Complicated Oil & Gas Field Exploration and Development, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing 401331, China)

Abstract: Obvious abnormal high-pressure phenomena often occur in shale gas reservoir; the pore pressure can increase greatly in a short distance. If the abnormal high-pressure values cannot be predicted timely and accurately, well kick, blowout and other drilling accidents will be caused, not only bringing great losses to drilling construction, but also seriously affecting the reservoir evaluation. However, the existing method is very difficult to predict the abnormal pore pressure value in shale gas reservoir. In combination with the experimental data of shale gas core, based on full consideration of the influences from porosity, organic matter content and effective stress on acoustic velocity, a new pore pressure prediction method for shale gas reservoir is proposed on a basis of acoustic velocity model. In this method, the relationship of P-wave and S-wave velocity in the gas-free horizons is used for gas-bearing correction at the P-wave velocity of reservoir, so as to eliminate the influences of gas on abnormal high pressure phenomenon in terms of acoustic logging information characterization. In addition, this method is able to predict the abnormal pore pressure of shale gas reservoir induced by multiple mechanisms such as unbalanced compaction and hydrocarbon generation function, thus overcoming the deficiency in the traditional method only able to predict the abnormal high pressure caused by unbalanced compaction. Well S in shale reservoir of Zhaotong area is taken as an example for reservoir pore pressure prediction, thus obtaining the technical flow of the reservoir pore pressure prediction method based on acoustic velocity model.

Key words: shale gas reservoir; pore pressure prediction; organic matter; gas-bearing correction; acoustic velocity

引用:徐春露,孙建孟,董旭,赖富强.页岩气储层孔隙压力测井预测新方法[J].石油学报,2017,38(6):666-676.

Cite:XU Chunlu,SUN Jianmeng,DONG Xu,LAI Fuqiang. A new pore pressure logging prediction method in shale gas reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica,2017,38(6):666-676.

地层孔隙压力是指地层孔隙中流体所承受的应力,也称为地层压力或孔隙压力^[1]。当孔隙压力高于静液压力时,地层出现异常高压现象。若钻遇地层的孔隙压力出现异常高值,不仅严重影响井壁稳定性,还可能导致井涌、井喷等钻井事故^[2],此外,异常孔隙压力对初次开采效率和储层质量也具有重要影响^[3]。因此,获取准确的地层孔隙压力在储层勘探开发过程中

显得尤为重要。

在普通泥页岩中,孔隙压力出现异常高值主要由不平衡压实导致,此时对应的孔隙度增大,采用与孔隙度相关的测井量(声波时差、电阻率等)预测孔隙压力可获得较好的应用效果。但是,页岩气地层异常孔隙压力成因机理复杂,异常高压成因可能不再以不平衡压实为主,油气的生成也可使得孔隙压力增大^[4];此

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金项目(No. 41402118)和国家重大科技专项(2016ZX05006-002-004)资助。

第一作者及通信作者:徐春露,女,1992年1月生,2014年获中国石油大学(华东)学士学位,现为中国石油大学(华东)地质资源与地质工程专业硕士研究生,主要从事测井数据处理与解释以及地应力预测工作。Email:xuchunlu0129@126.com

外,有机质和气体的存在严重影响了测井声波时差值和电阻率值,混淆了异常高压现象在测井信息上的表征^[5]。因此,传统的地层孔隙压力预测方法不再适用于页岩气储层,亟需提出针对页岩气储层特征的地层孔隙压力预测新方法^[6]。

笔者在总结、对比分析传统孔隙压力预测方法的基础上,结合页岩岩心实验数据、测井数据等资料,分析了气体、有机质含量、有效应力等因素对声波速度的影响,构建了适用于页岩气储层的孔隙压力预测新模型,综合实例井应用分析,形成了一套地层孔隙压力预测技术流程,旨在提高页岩气储层孔隙压力预测精度。

1 传统储层孔隙压力预测方法

1.1 基于正常压实趋势线类

地层在正常沉积加载过程中,随着上覆沉积物的沉积压实及埋深增加,孔隙水被排出,垂直有效应力逐渐增加,该过程称为平衡压实过程^[7],此时地层孔隙压

力为静液压力。平衡压实的泥岩地层某些特性随着埋深的增加发生规律性变化,如孔隙度随埋深增加逐渐减小,电阻率随埋深增加逐渐增大等,通常将这些规律性变化称为正常压实趋势线。

1.1.1 方法原理

对于正常压实的泥岩,其孔隙度随着深度的增加呈指数减小,即孔隙度的正常压实趋势线遵循^[8]:

$$\phi_n = \phi_0 e^{-C_n Z} \quad (1)$$

通常认为泥岩在正常压实情况下,随着埋深的增加,垂直有效应力逐渐增大,孔隙度减小,因此,孔隙度与垂直有效应力之间存在以下关系^[9]:

$$\phi_n = \phi_0 e^{-\sigma} \quad (2)$$

当泥岩地层出现不平衡压实时,孔隙压力增大,其孔隙度不再沿着正常压实趋势线减小,而是增大。因此可由泥岩地层孔隙度的异常变化预测孔隙压力,其中孔隙度的变化可由测井数据声波时差、电阻率、密度等反映出来^[1](图1)。

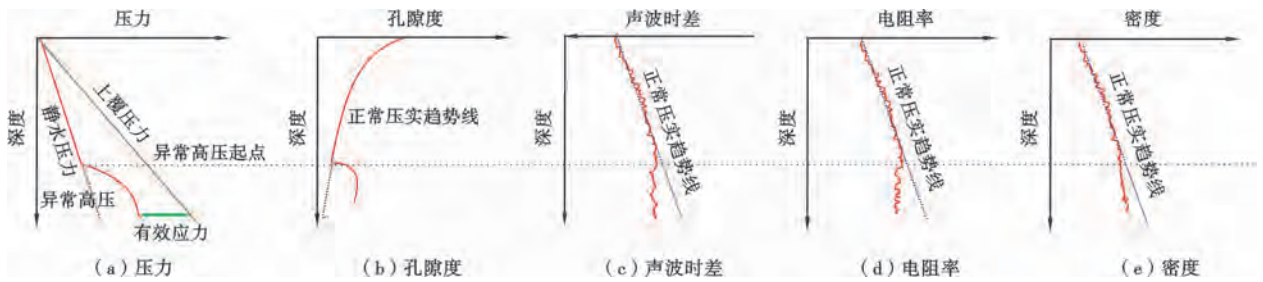


图1 泥页岩地层中各参数与深度的关系

Fig. 1 Relationship between different parameters and depth for shale formation

1.1.2 现有方法统计分析

基于正常压实趋势线建立的孔隙压力预测方法有等效深度法、Eaton法等,常用的几种方法见表1。

表1 基于正常压实趋势线建立的方法

Table 1 Methods based on the normal compaction trend

方法	模型	获取方法
等效深度法	$P_A = S_A - (S_B - P_B)$	声波时差测井曲线
Eaton法	$P_p = S - (S - P_n)(R/R_n)^{1.2}$	声波时差、原状地层
修正的Eaton法	$P = S - (S - P_n) \{ [\Delta t_{ma} + (\Delta t_{ml} - \Delta t_{ma}) e^{-C_n Z}] / \Delta t \}^3$	电阻率测井曲线
		声波时差测井曲线

建立正常压实趋势线的方式主要有2种:①根据泥岩声波时差、电阻率与孔隙度之间的关系,由孔隙度正常压实趋势线分别建立声波时差、电阻率正常压实趋势线,如等效深度法^[10]、Eaton法^[11-12];②建立正常压实情况下泥岩声波时差计算模型,由此建立声波时差正常压实趋势线,如修正的Eaton法^[13]。基于正常压实趋势线建立的地层孔隙压力方法提出后在油田应

用中取得了较好的效果,但是其缺点也逐渐显现出来:①在建立趋势线的过程中,不同人员的经验可能引入较大人为误差^[14];②不连续沉积的地层,在不同沉积层段可能对应着不同的正常压实趋势线,因此难以建立准确的趋势线;③仅适用于不平衡压实成因下的地层异常压力预测^[15]。

1.2 基于有效应力定理类

通常认为原地应力是由3个正交方向的主应力组成,分别为上覆岩层应力、最小水平主应力和最大水平主应力。因为压实主要发生在垂直方向,所以控制压实过程的力主要为上覆岩层应力。压实过程中的力学变化实际上为上覆岩层应力、有效应力与孔隙压力之间的平衡变换过程。

1.2.1 方法原理

由Terzaghi在岩土力学中提出的有效应力定理,垂直有效应力为上覆岩层压力与孔隙压力的差值^[16]:

$$\sigma = S - P \quad (3)$$

若已知上覆岩层压力与有效应力,可由式(3)间接得

到孔隙压力。其中上覆岩层压力可由密度测井数据积分获得;有效应力可通过有效应力与电阻率、声波速度、体积密度等测井数据之间的关系模型确定。这些是基于有效应力定理建立的地层孔隙压力预测方法的理论依据。

1.2.2 现有方法统计分析

基于有效应力定理提出的地层孔隙压力预测方法主要有 Bowers 法^[17]、Miller 法^[18]、Tau 参数法^[19]、Zhang 法^[20]、E-P 模型^[21]等,几种常用方法见表 2。

该类方法不用建立正常压实趋势线,通过求取有效应力间接预测孔隙压力,避免了在建立正常压实趋

势线过程中引入人为误差。此外,在建立有效应力与速度的关系模型时,大多数方法都考虑沉积加载和沉积卸载 2 种情况,即这些方法既可预测不平衡压实成因下的地层异常压力值;也适用于生烃作用、水-热增压等成因引起孔隙压力增大的地层,相对于基于正常压实趋势线类方法具有更广泛的适用性。但是,该方法需在明确的异常高压成因下使用,且几乎都使用了沉积卸载起点对应的速度、垂直有效应力等参数,这些参数难以通过测井数据、实验数据准确确定,因此在实际使用时存在较大的局限性。

表 2 基于有效应力定理建立的方法

Table 2 Methods based on the effective stress theory

方法	模型	获取方法
Bowers 法 ^[17]	沉积加载: $v_p = 5000 + A\sigma^B$ 沉积卸载: $v_p = 5000 + A[\sigma_{max}(\sigma/\sigma_{max})^{1/U}]^B$	声波时差 测井数据
Miller 法 ^[18]	当 $Z < d_{max}$ 时: $P = S - \frac{1}{\lambda} \ln \left[\frac{\Delta t}{\Delta t_{ml}} \left(\frac{\Delta t_{ml} - \Delta t_{ma}}{\Delta t - \Delta t_{ma}} \right) \right]$ 当 $Z > d_{max}$ 时: $P = S + \frac{1}{\lambda} \ln \left[a \left(1 - \frac{\frac{1}{\Delta t} - \frac{1}{\Delta t_{uo}}}{\frac{1}{\Delta t_{ma}} - \frac{1}{\Delta t_{ml}}} \right) \right]$ 其中, $\frac{10^6}{\Delta t_{uo}} = v_{ml} + (v_m - v_{ml}) e^{-\lambda \sigma_{max} (\frac{1-\gamma}{\gamma})}$	声波时差 测井数据
Tau 参数法 ^[19]	$\sigma = A_s \tau^{B_s}$ 其中, $\tau = \frac{v_{ma} v_p - v_l}{v_l v_{ma} - v_p}$	声波时差 测井数据
Zhang 法 ^[20]	$P = \left[S - \frac{\sigma}{bZ} \left(\frac{b - C_n}{C_n} \ln \frac{\Delta t_{ml} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{uo} - \Delta t_{ma}} + \ln \frac{\Delta t_{ml} - \Delta t_{ma}}{\Delta t - \Delta t_{ma}} \right) \right] / \alpha$	声波时差 测井数据
E-P 模型 ^[21]	$v_p = 5.77 - 6.94\phi - 1.73\sqrt{V_{sh}} + 0.446(\sigma - e^{-16.7\sigma})$ $v_s = 3.70 - 4.94\phi - 1.57\sqrt{V_{sh}} + 0.361(\sigma - e^{-16.7\sigma})$	声波时差 测井数据

2 页岩气储层声波速度影响因素

声波速度对准确预测储层孔隙压力具有重要意义,多数预测方法都是基于声波速度建立的。页岩气储层的声波速度主要受岩性(砂质含量、灰质含量等)、孔隙性质(孔隙度和孔隙结构等)、流体性质、压实程度、有机质性质(丰度、类型、成熟度)、温度、围压和孔隙压力等因素的影响。相对于普通泥页岩地层,页岩气地层中存在的气体和有机质使得声波速度变化复杂,影响地层孔隙压力预测方法的应用效果^[22-23]。因此,为明确页岩气储层声波速度的变化规律,通过岩心实验数据、测井数据等资料分析了含气性、有机质含量和有效应力等因素对声波速度的影响。

2.1 气体的影响

选取昭通地区龙马溪组上段不含气的页岩层段作为对比,该层段的纵波、横波速度测井数据统计关系显示(图 2),在不受气体影响的情况下,纵波速度和横波速度之间呈现出清晰的变化规律,遵循以下关系:

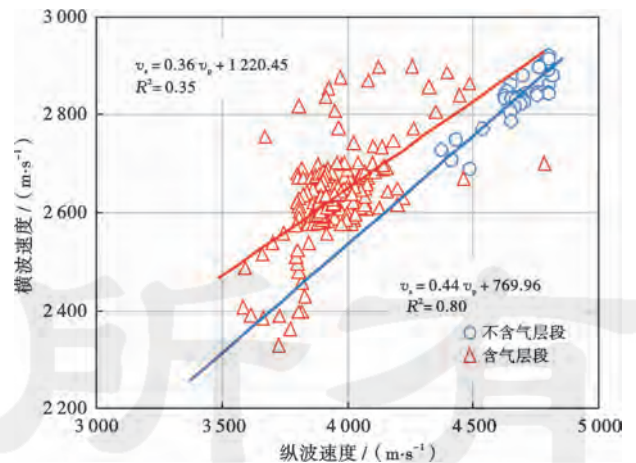


图 2 储层横波、纵波速度关系

Fig. 2 Relationship between v_p and v_s in shale reservoir

$$v_s = 0.44v_p + 769.96 \quad (4)$$

昭通地区龙马溪组下段和五峰组是主要储层,含气性较好。与无气体影响时的规律相比较,图 2 中含气层段的纵波、横波速度变化趋势偏离无气体影响时的趋势,纵波速度值明显低于无气体影响时的值。该

现象可由 Gassman 方程^[24]解释,气体对声波速度的影响主要表现在纵波速度上,而横波速度对流体不敏感,受气体影响较小。所以当储层中含有气体时,纵波速度大幅降低,而横波速度几乎不受影响。

密度与纵波速度之间的关系便于在实际应用中更好地识别含气层段。图 3 中不含气层段的密度和纵波速度关系显示,随着密度的增加,纵波速度逐渐增大,其变化趋势遵循:

$$v_p = 1899.82e^{0.33\rho_b} \quad (5)$$

相对于不含气层段的纵波速度与密度的变化趋势,含气层段的纵波速度与密度关系规律性变差,且纵波速度值大幅降低,密度值也减小。因此,可利用纵波速度和密度的变化特征识别含气层段。

气体的存在使得纵波速度明显降低,若直接使用纵波速度预测地层孔隙压力,预测值将偏大。因此,在估算孔隙压力前,需对纵波速度进行含气性校正。横波速度受气体影响较小,当横波速度确定时,通过不含气页岩层段的纵波、横波速度关系模型可求取纵波速度,

从而实现含气性校正,并得到不受气体影响的纵波速度值。图 4 为目的层段龙马溪组下段和五峰组的含气性校正成果,利用龙马溪组上段不含气层段的纵波、横波

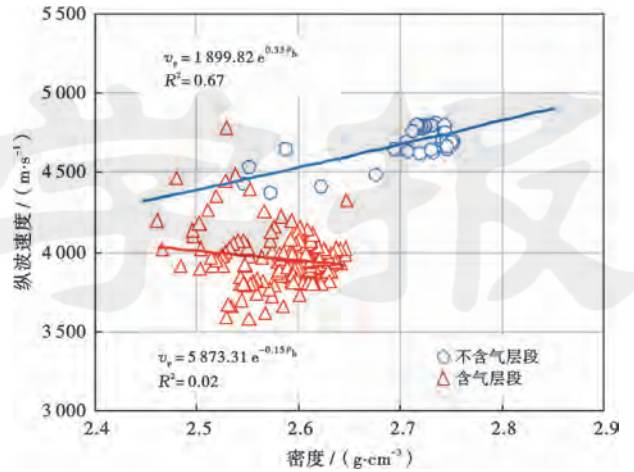


图 3 储层纵波速度与密度关系

Fig. 3 Relationship between P-wave velocity and density in shale reservoir

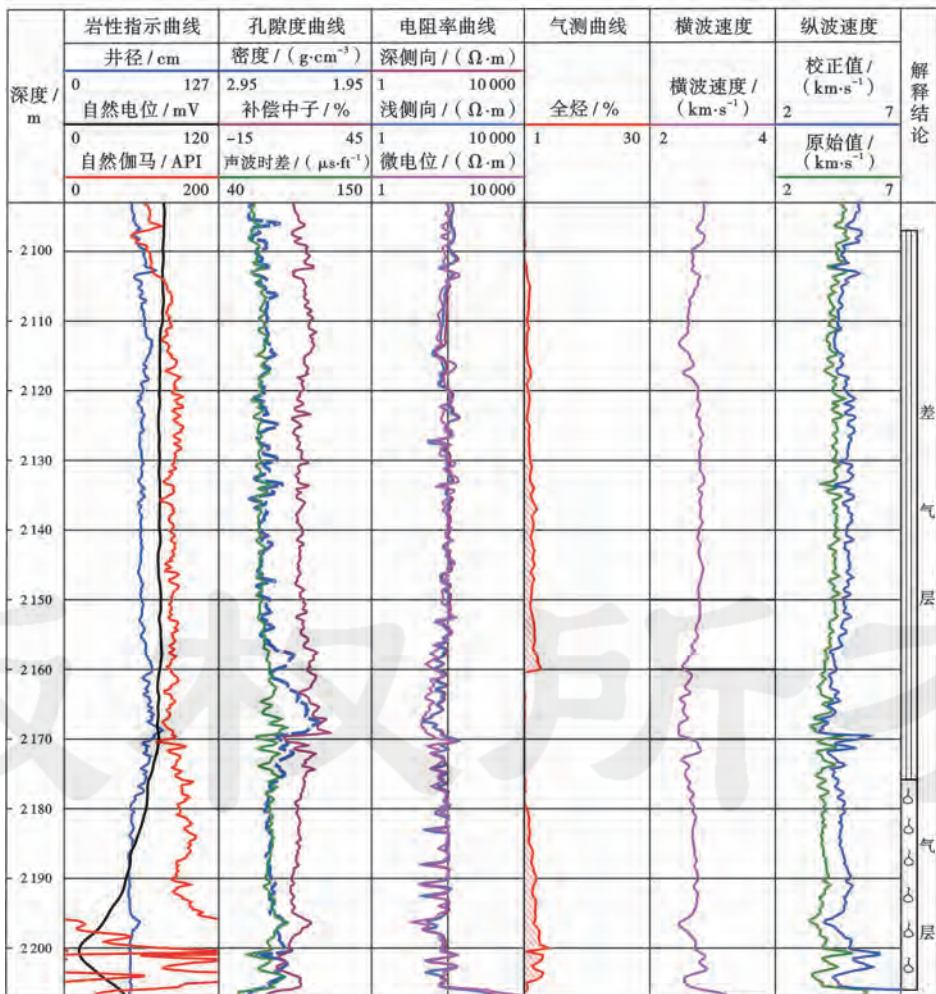


图 4 页岩气储层纵波速度含气性校正结果

Fig. 4 Gas correction results of P-wave velocity in shale gas reservoir

速度关系[式(4)]对目的层段纵波速度进行含气性校正,得到了去除气体影响后的纵波速度校正值。由图4可知,校正后的纵波速度值高于原始测井数据值,其中目的层下段(2177~2205 m)含气性好,校正后的纵波速度值明显增大。该校正方法消除了气体对声波速度的影响,使得声波速度能更好地反映地层流体以外的信息。

2.2 有机质的影响

页岩气储层中的有机质具有低密度和低模量的特殊岩石物理性质^[25],是岩石中的“软成分”(表3)。由岩石体积物理模型^[26]可知,随着有机质含量的增加,地层体积密度逐渐减小,体积模量、剪切模量也随之降低,从而使得纵波、横波速度相应地减小,纵/横波速比大幅降低。

表3 页岩气储层中常见组分的弹性模量

Table 3 Elastic modulus of ingredients in the shale gas reservoir

名称	密度/(g·cm ⁻³)	体积模量/GPa	剪切模量/GPa
石英	2.7	37.0	44.0
方解石	2.7	76.8	32.0
黏土	2.5	22.9	10.6
黄铁矿	4.9	147.4	132.5
干酪根	1.5	2.9	2.7

为更清楚地了解昭通地区有机质含量对声波速度的影响情况,本文测量了龙马溪组 and 五峰组共40块干燥页岩岩心样品的声波速度值,结合有机碳分析结果,得到了声波速度与有机质含量之间的关系(图5)。实验结果显示,纵波、横波速度均随着有机质含量的增加而减小,且呈现出较好的线性相关性;其中纵波速度随有机质含量的增加减小得更快。

当孔隙压力异常的地层中存在有机质时,有机质对声波速度的影响将与异常高压引起的低声波速度共

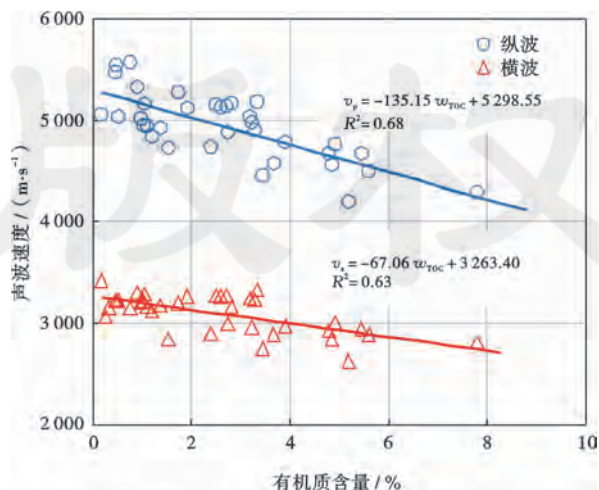


图5 声波速度与有机质含量关系

Fig. 5 Relationship between acoustic velocity and TOC

存,混淆了异常高压现象在测井声波信息上的表征。所以,从测井声波信息上难以得到异常高压的定量表征,因而直接使用声波速度预测孔隙压力将使得结果偏大。在估算孔隙压力时,需充分考虑有机质含量的影响,然而现有的地层孔隙压力预测模型均未考虑该因素。为准确估算页岩气储层的孔隙压力,亟需构建一个考虑有机质影响的孔隙压力预测模型。此外,有机质的类型和成熟度对页岩气储层声波速度也存在影响,若要获得更精确的孔隙压力预测值,还应充分考虑这2个因素的影响^[22]。

2.3 有效应力的影响

有效应力为岩石骨架所承受的应力值,是上覆岩层压力与孔隙压力之间的差值,该值能较好地反映岩石的压实情况。一般来说,随着有效应力的增加,岩石纵波速度和横波速度均会增大^[27]。

图6为4块取自同一层段岩心样品的有效应力与速度关系。实验结果显示,4块岩样的纵波速度和横波速度均随有效应力的增加而呈幂函数增大。在压力较小(小于4 MPa)时,随着有效应力的增加,纵波、横波速度急剧增大,这与岩心内部微裂缝随应力增加迅速闭合有关;随着压力进一步增加,纵波、横波速度值的增长速度逐渐减缓。尽管每块岩心样品的声波速度都随着有效应力的增加遵循着相似的变化趋势,但是在相同有效应力下,不同岩心样品的声波速度值却明显不同。从图6可以看出,样品1和样品2的有机质含量和孔隙度值比较接近,在有效应力相等时,2块岩样的纵波、横波速度值也非常接近(例如在7.5 MPa处,两块岩样的纵波速度相差0.07 km/s,横波速度相差0.2 km/s);其中样品2具有相对偏高的有机质含量和孔隙度,所以其纵波、横波速度偏小。样品1和样品3有机质含量接近,孔隙度相差较大,在相同的有效应力处,纵波、横波速度出现明显的差异,样品1因具有较大的孔隙度,其纵波、横波速度明显偏低。对比分析样品1和样品4,发现二者具有相近的孔隙度值,有机质含量存在较大差异,在相同有效应力处,纵波、横波速度差异明显,有机质含量较高的样品4声波速度值明显偏小。岩心样品3和样品4的有机质含量、孔隙度值相差均较大,在相同的有效应力下,2块岩样的纵波、横波速度明显不同。以上分析不仅验证了声波速度与有效应力相关,还进一步说明声波速度受孔隙度、有机质含量的影响。

因此,随着有效应力的增加,纵波、横波速度增大且均呈现出幂函数增长趋势;此外还可得知纵波、横波速度的大小受孔隙度、有机质含量的影响。

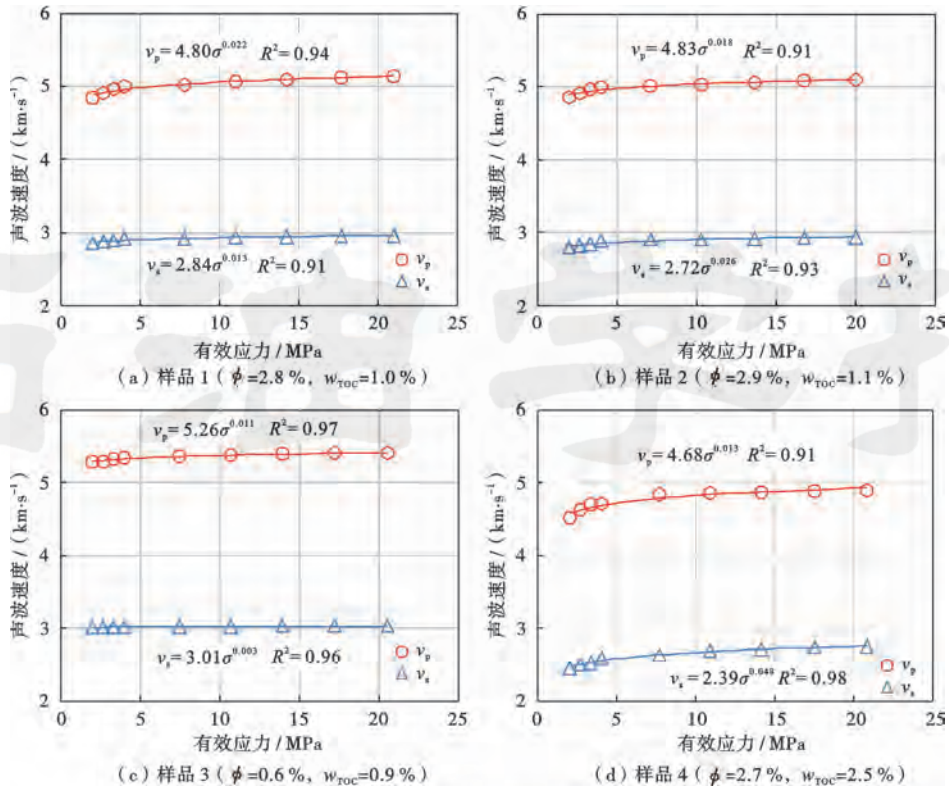


图6 页岩不同岩心样品的有效应力和波速关系

Fig. 6 Relationship between effective stress and acoustic velocity for different core samples

3 页岩气储层孔隙压力预测新方法

在页岩气储层中,有机质的存在使得异常高压的成因机理难以确定。若是不平衡压实成因,地层孔隙度增大,有效应力几乎保持原有值不变或略有减小,若此时采用沉积卸载对应的方法预测孔隙压力,将导致预测值偏大;若是水热增压、生烃作用等沉积卸载成因导致的异常高压,地层孔隙度变化较小,而有效应力则出现明显的减小现象,此时如果采用沉积加载对应的方法预测孔隙压力,将导致预测值偏小。因此,在无法确定异常高压成因机理时,难以使用现有模型准确预测储层孔隙压力。此外,有机质的存在还使得地层声波速度减小,而现有的预测模型均未考虑有机质对声波速度的影响。

针对页岩气储层富含有机质的特征,笔者构建了包含有机质影响的声波速度模型,以此预测地层孔隙压力。在页岩气储层声波速度影响因素的分析结果中得知,随着有机质含量的增加,纵波、横波速度减小,并呈现出较好的线性相关性;此外,还发现纵、横波速度随着有效应力的增加呈幂函数增长趋势。Han等^[28]通过实验数据分析得出孔隙度与声波速度之间存在着较好的线性相关性。因此本文以图6所示应力条件下(2~22 MPa)的实验测试数据为基础,充分考虑有机质含量、孔隙度、有效应力对声波速度的影响后,回归

得到了富有机质地层纵波、横波速度计算模型:

$$v_p = 3542.26 - 86.73\phi - 65.51w_{\text{TOC}} + 1867.03\sigma^{0.02} \quad (R^2 = 0.87) \quad (6)$$

$$v_s = 2095.01 - 72.83\phi - 66.11w_{\text{TOC}} + 875.03\sigma^{0.04} \quad (R^2 = 0.81) \quad (7)$$

该声波速度模型的计算值和岩心的声波速度测量值对比结果如图7所示,从图7中可以看出,数据点均匀分布在45°线附近,说明构建的声波速度模型能较好地反映富有机质地层声波速度信息。图8给出了纵波、横波速度的3个等值面,分别为 $v_p(\phi, w_{\text{TOC}}, \sigma) = 3500 \text{ m/s}, 4500 \text{ m/s}, 5500 \text{ m/s}$, $v_s(\phi, w_{\text{TOC}}, \sigma) = 2500 \text{ m/s}, 3000 \text{ m/s}, 3500 \text{ m/s}$ 。任意具有上述速度值的岩石均可用速度面上的点表示,且每一个点代表着不同的孔隙度、有机质含量和有效应力值。在图8中,纵波、横波速度的3个等值剖面能很好地互相区分开,这说明基于孔隙度、有机质含量和有效应力建立的声波速度模型能够很好地描述富有机质地层的声波速度大小。

由声波速度模型可知富有机质地层的纵、横波速度主要由孔隙度、有机质含量以及有效应力决定。在正常压实情况下,将地层孔隙度、有机质含量、正常有效应力带入式(6)和式(7)便可得到正常孔隙压力状态下的纵波、横波速度。当地层出现异常孔隙压力时,有效应力难以确定,此时将声波速度、孔隙度、有机质含量

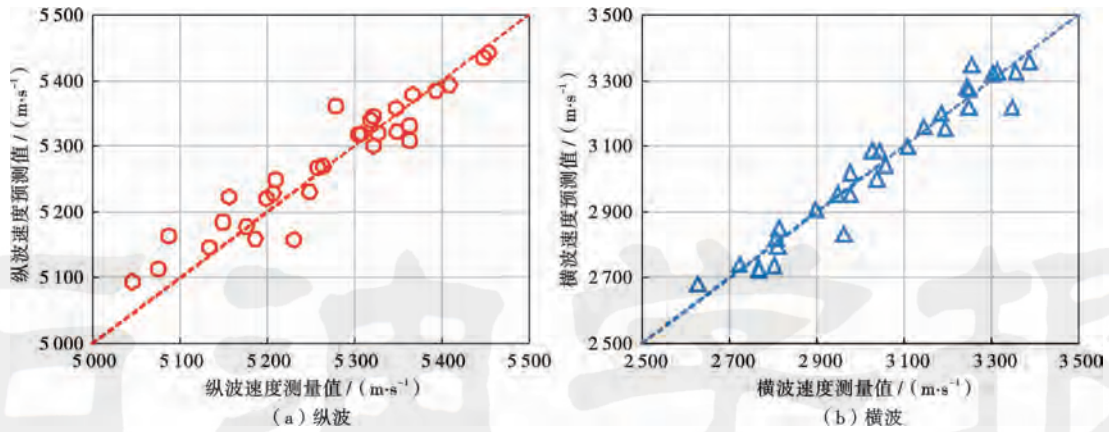


图7 声波速度模型预测值与测量值对比

Fig. 7 Comparison between acoustic velocity predictions using models and measured velocities

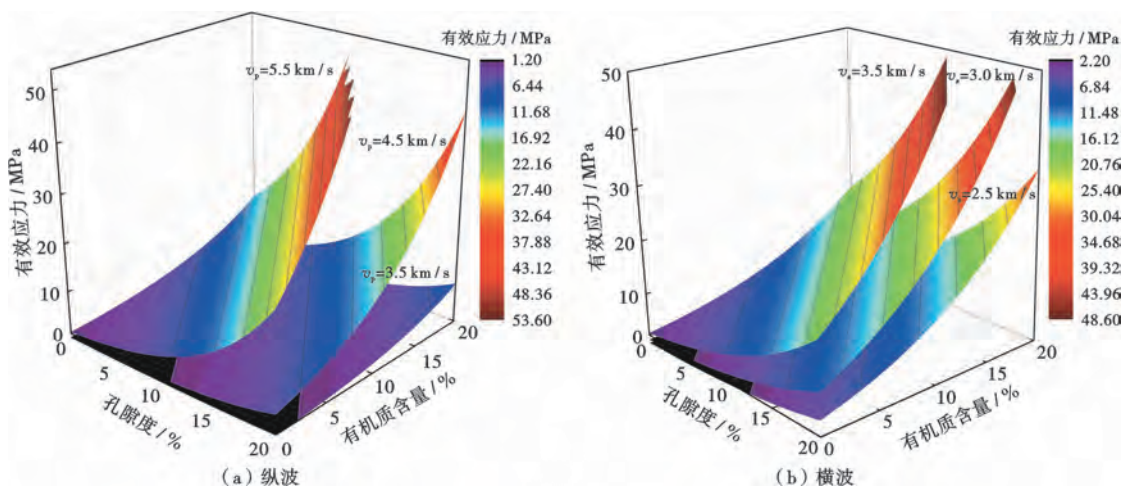


图8 声波速度模型理论模拟

Fig. 8 Theoretical simulation of acoustic velocity model

带入式(6)或式(7)可得到异常高压时的有效应力,再利用有效应力定义式(3)便可确定孔隙压力。其中,纵波、横波速度可直接由测井声波时差数据转换得到,孔隙度可采用张作清等^[29]提出的适用于泥页岩的新孔隙度模型确定,有机质含量可通过朱光有等^[30]提出的烃源岩中有机质含量计算方法得到。

孔隙度:

$$\phi = 100 \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - V_{TOC} \frac{\rho_{ma} - \rho_{TOC}}{\rho_{ma} - \rho_f} - V_{sh} \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (8)$$

有机质含量:

$$\omega_{TOC} = (a_1 \lg R + b_1 \Delta t_w + c_1) / \rho_b \quad (9)$$

该声波速度模型充分考虑了有机质的影响,还将孔隙度、有效应力等因素考虑在内,能更好地反映富有机质地层的声波速度特征。无论是不平衡压实还是生烃作用或其他成因引起的异常高压地层,当已知声波速度、孔隙度和有机质含量时,均可通过该模型直接计算得到有效应力,从而估算孔隙压力值。这避免了地层异常高压成因机理不确定时误用预测模型带来的误差,且不用建立正常压实趋势线,因此该方法具有更好的适用性。

4 应用实例

预测页岩气储层孔隙压力的目的是进行钻前泥浆密度设计、井壁稳定性评价以及储层岩石力学性质评价,这具有重要的实践意义。以昭通地区页岩气地层S井为例,应用现有的多种孔隙压力预测方法和本文提出的新方法计算孔隙压力,分析各方法的适用性,形成了页岩气储层孔隙压力预测技术流程。

4.1 技术流程

为了对比分析多种地层压力预测方法在页岩气储层中的应用效果,笔者设计了预测页岩气储层孔隙压力的技术流程(图9)。

(1) 数据准备,根据录井岩性、测井曲线选取纯泥岩层,舍弃厚度小于0.5 m的薄层。若纯泥岩厚度较大,则划分为多个小层,小层厚度通常为0.5~2 m,取每层的声波时差、孔隙度、有机质含量等测井数据平均值作为该层取值。

(2) 建立正常压实趋势线,选取正常压实的泥岩数据建立声波时差正常压实趋势线、速度-有效应力关系曲线。

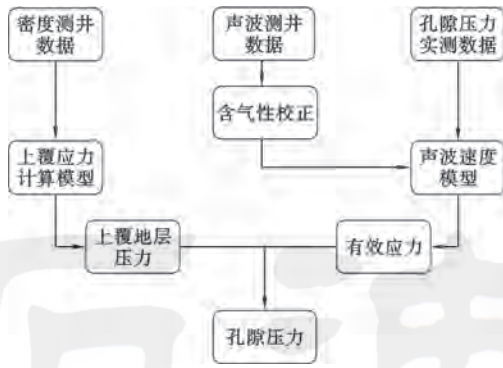


图9 页岩气储层孔隙压力预测技术流程

Fig. 9 Process of pore pressure prediction technique in shale gas reservoir

(3) 计算上覆地层压力剖面,根据密度测井数据获得上覆压力:

$$S = \int_{z_0}^z \rho_b \cdot g dZ + S_0 \quad (10)$$

(4) 目的层段数据预处理,运用不含气层段的纵波、横波速度关系模型[式(4)]对纵波速度进行含气性校正,得到不受气体影响的纵波速度。

(5) 预测目的层段孔隙压力,采用基于趋势线建立的等效深度法^[10]、Eaton法^[12]等,基于有效应力建立的Bowers法^[17]、Tau模型^[19]等多种方法预测孔隙压力,根据地层压力测试数据校正新方法中速度模型的系数,然后应用新方法预测孔隙压力。

(6) 优选孔隙压力预测方法,根据钻井泥浆密度、地层压力测试数据,分析、评价各种方法预测结果,优选出适用于页岩气储层的孔隙压力预测方法,形成页岩气储层孔隙压力预测技术流程。

(7) 确定围岩地层孔隙压力,建立连续的地层孔隙压力剖面,由于上述方法都是针对泥页岩地层,预测得到的孔隙压力值是泥页岩地层的孔隙压力,相邻的灰岩、砂岩或其他渗透性地层,其孔隙压力可通过有效应力不变准则获得^[26]。该准则认为围岩与页岩地层具有相等的有效应力,由此可确定围岩孔隙压力,建立连续的压力剖面。

4.2 地层压力预测实例

根据上述流程,对昭通地区页岩气地层S井进行孔隙压力预测。其中,在优质储层段(2060~2205 m)采用了多种方法预测孔隙压力,得到了详细的预测结果(图10)。

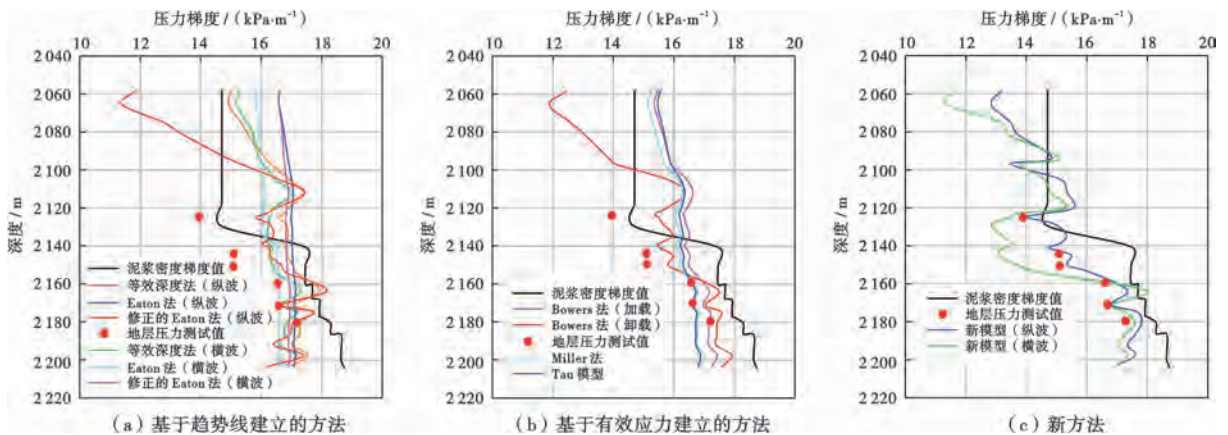


图10 S井储层段孔隙压力预测成果对比

Fig. 10 Comparison of predicting pore pressure results in reservoir of Well S

根据图10得出S井储层段预测结果为:

(1) 基于趋势线建立的方法在储层上段的预测结果相对于泥浆密度等效梯度值明显偏大,这是由于有机质的存在使得纵波、横波时差增大,所以预测值均偏大。但是,在储层下段预测结果均小于泥浆密度梯度值,与地层压力测试数据接近,其中以横波时差为输入数据的等效深度法和修正的Eaton法与测试数据吻合最好。

(2) 基于有效应力定理建立的方法预测结果在储层上段也出现明显的偏大现象,但是其中应用沉积卸载情况下对应的Bowers法效果较好,相对于其他方法明显偏小,与泥浆密度等效梯度值接近。在储层下段,多种方法的预测效果均较好,与地层压力测试数据

接近,其中Tau法效果最好。

(3) 新方法在储层上段和下段的预测结果均较好,与泥浆密度等效梯度值接近,在下段中与地层压力测试数据基本吻合,其中纵波速度模型的应用效果最好。

综合以上分析,在多种地层孔隙压力预测方法中,采用纵波速度模型的新方法应用效果最好,其次是横波速度模型和Tau参数法,以纵波时差作为输入数据的等效深度法应用效果最差。因此,在页岩气储层中可采用声波速度模型预测孔隙压力,由此确定的页岩气储层孔隙压力预测流程如图9所示。

应用该技术流程对昭通地区的4口页岩气井储层

孔隙压力进行预测,其结果见表4。从表4中的统计数据显示,用该技术流程得到的压力值与实测压力值吻合较好,相对误差不超过4%,在合理的误差范围内(小于5%)^[31]。尤其是在S井中,相对误差均在3%以内,预测效果较好。这说明利用该新方法预测的地层孔隙压力能满足钻井工程和储层评价的需要,可为合理设计钻井液密度和储层精细评价提供可靠的依据。

图11为利用该技术流程得到的S井地层孔隙压力预测成果。从图11可以看出,异常高压现象出现在S井下段页岩气储层中,孔隙压力在短距离内大幅上升,压力梯度值最高达到约17.8 kPa,是正常孔隙压力梯度的约1.8倍。根据地层孔隙压力分类标准^[32-33],该段页岩气储层属于压力过渡带中的异常高压地层,是油气聚集的有利区带^[34]。

表4 昭通地区页岩气井实测与预测压力梯度对比结果

Table 4 Comparison results between tested and predicted pressure gradients in shale gas well of Zhaotong area

井名	井深/ m	实测压力梯度/ (kPa·m ⁻¹)	预测压力梯度/ (kPa·m ⁻¹)	相对误差/ %
S	2124	13.8	14.0	1.45
	2144	15.1	15.4	1.99
	2151	15.2	15.4	1.32
	2159	16.6	16.9	1.81
	2166	16.5	16.7	1.21
	2180	17.3	17.8	2.89
A	2387	14.6	14.5	0.68
	2419	15.7	16.0	1.91
	2431	16.1	16.7	3.73
B	2253	11.5	11.9	3.48
	2265	11.8	12.1	2.54
C	1993	16.2	16.7	3.09

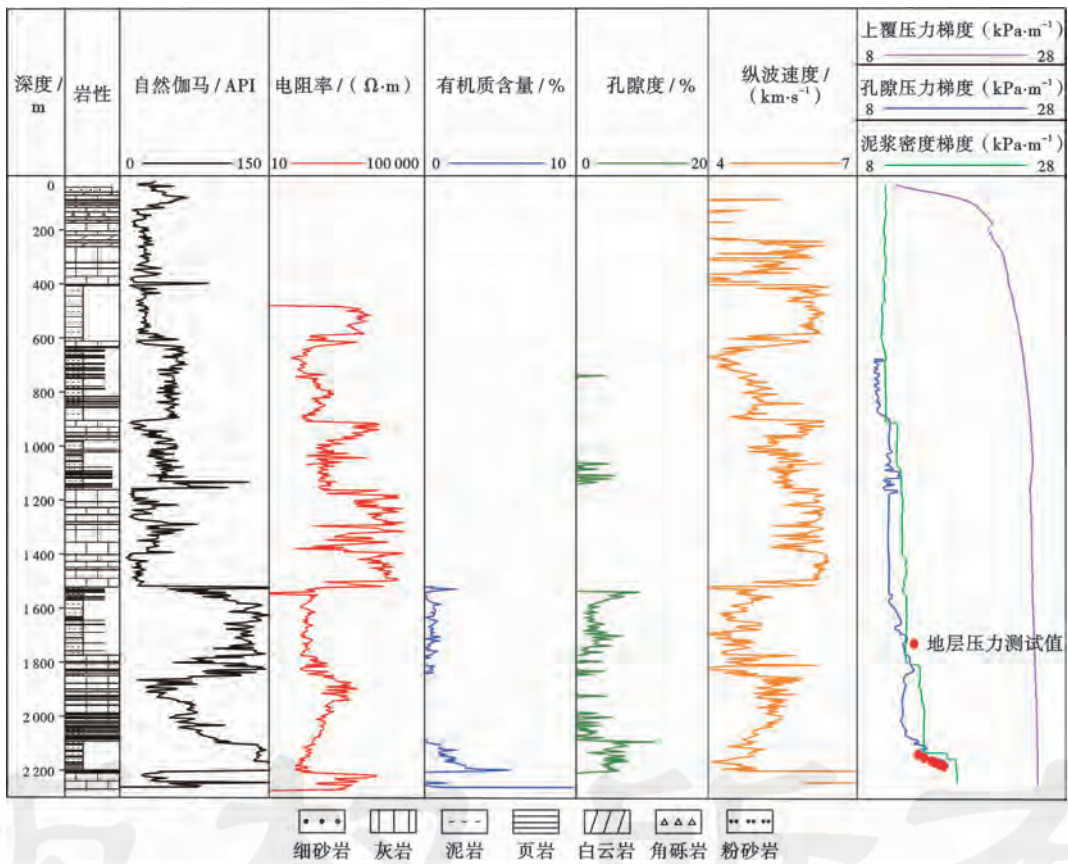


图11 S井地层孔隙压力剖面

Fig. 11 Pore pressure profile of Well S

5 结论

(1) 测井声波数据受储层中气体的影响较大,在应用其预测孔隙压力时,需先进行含气性校正,利用不含气层段的纵波、横波速度关系由横波速度可计算得到不受气体影响的纵波速度。

(2) 有机质的存在使得声波速度降低,混淆了异常

高压现象在声波测井数据上的表征;导致现有的地层孔隙压力预测方法在页岩气储层中应用效果均较差。

(3) 基于岩心实验数据提出了考虑有机质、孔隙度和有效应力影响的孔隙压力预测新模型,将其应用于页岩气储层便取得了较好的效果;新模型可用于预测不同成因机理下的地层异常压力,且形式简单、操作便捷,具有更广泛的适用性。

符号注释: ϕ_n —正常压实状态下的泥岩孔隙度;
 Z —深度, m; C_n —正常压实系数, 与地区及地质年代有关, 常数; ϕ_0 —地表泥岩孔隙度; a —有效应力压实常数; σ —垂直有效应力, MPa; P_A —目的深度点孔隙压力, MPa; P_B —等效深度点孔隙压力, MPa; S_A —目的深度点上覆压力, MPa; S_B —等效深度点上覆压力, MPa; P —地层孔隙压力, MPa; P_n —正常压实的孔隙压力, MPa; S —上覆地层压力, MPa; R —电阻率测量值, $\Omega \cdot m$; R_n —正常压实时电阻率值, $\Omega \cdot m$; Δt —观测到的纵波时差值, $\mu s/m$; Δt_n —正常压实的纵波时差值, $\mu s/m$; Δt_{ma} —骨架声波时差, $\mu s/m$; Δt_{ml} —地表声波时差, $\mu s/m$; v_p —纵波速度, m/s; A 、 B —沉积压实过程中纵波速度与有效应力确定的系数; σ_{max} —沉积卸载起点对应的垂直有效应力, MPa; U —描述岩石弹性特征的卸载参数; α —Biot 系数, 通常为 1; b —沉积卸载时的压实系数(当 $b = C_n$ 时, 为沉积加载情况; 当 $b > C_n$ 时, 为沉积卸载情况); Δt_{uo} —沉积卸载起点处的声波时差值, $\mu s/m$; d_{max} —地层最大速度对应的深度, m; λ —经验参数, 由速度随有效应力增加的速率决定, 通常为 0.00025; γ —沉积加载、卸载时应力-速度曲线斜率的比值; v_{ma} —骨架纵波速度, m/s; v_{ml} —地表岩层纵波速度, m/s; v_l —地层流体纵波速度, m/s; A_s 、 B_s —模型系数; ϕ —孔隙度; V_{sh} —泥质含量; v_s —横波速度, m/s; ρ_b —体积密度, g/cm^3 ; w_{TOC} —有机碳含量质量分数; ρ_m —地层骨架密度, g/cm^3 ; ρ_f —流体密度, g/cm^3 ; V_{TOC} —有机质体积; ρ_{TOC} —有机质密度, g/cm^3 ; ρ_{sh} —纯泥岩密度, g/cm^3 ; Δt_w —测井声波时差值, us/m ; a_1 、 b_1 、 c_1 —模型系数, 由研究区岩心样品分析数据拟合得到; S_0 —起算深度点上覆压力, MPa; g —重力加速度, m/s^2 ; Z_0 —起算深度, m。

参 考 文 献

- [1] 刘向君, 罗平亚. 岩石力学与石油工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 67-73.
 LIU Xiangjun, LUO Pingya. Petroleum engineering and rock mechanics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 67-73.
- [2] SKALLE P, PODIO A L. Trends extracted from 800 gulf coast blowouts during 1960-1996[R]. SPE 39354, 1998.
- [3] 张光亚, 马锋, 梁英波, 等. 全球深层油气勘探领域及理论技术进步[J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1156-1166.
 ZHANG Guangya, MA Feng, LIANG Yingbo, et al. Domain and theory-technology progress of global deep oil & gas exploration [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(9): 1156-1166.
- [4] 谢文彦, 姜建群, 史建南, 等. 大民屯凹陷压力场演化及其成藏意义[J]. 石油学报, 2004, 25(6): 48-52.

- XIE Wenyuan, JIANG Jianqun, SHI Jiannan, et al. Evolution of geopressure field in Damintun sag and its significance on hydrocarbon accumulation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6): 48-52.
- [5] ZHANG Jincai, WIESENECK J. Challenges and surprises of abnormal pore pressures in the shale gas formations [R]. SPE 145964, 2011.
- [6] 张君峰, 毕海滨, 许浩, 等. 国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 127-137.
 ZHANG Junfeng, BI Haibin, XU Hao, et al. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 127-137.
- [7] 樊洪海. 测井资料检测地层孔隙压力传统方法讨论[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 72-74.
 FAN Honghai. Discussion on the traditional pore pressure evaluation methods by using well logging [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(4): 72-74.
- [8] ATHY L F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks [J]. AAPG Bulletin, 1930, 14(1): 1-24.
- [9] HUBBERT M K, RUBEY W W. Role of fluid pressure in mechanics of over-thrust faulting. Part I: mechanics of fluid-filled porous solids and its application to over-thrust faulting [J]. AAPG Bulletin, 1959, 37(8): 115-166.
- [10] RANSOM R C. A method for calculation pore pressures from well logs [J]. The Log Analyst, 1986, 27(2): 72-76.
- [11] EATON B A. The effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs [J]. Journal of Petroleum Technology, 1972, 24(8): 929-934.
- [12] EATON B A. The equation for geopressure prediction from well logs [R]. SPE 5544, 2013.
- [13] ZHANG Jincai. Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches [J]. Earth-Science Reviews, 2011, 108(1/2): 50-63.
- [14] 梁红军, 王永远. 地层压力预测研究现状及发展趋势 [J]. 石油钻井工程, 1997, 4(1): 11-18.
 LIANG Hongjun, WANG Yongyuan. Research status and developing tend of reservoir pressure prediction [J]. Petroleum Drilling Engineering, 1997, 4(1): 11-18.
- [15] SWARBRICK R E. Pore-pressure prediction: pitfalls in using porosity; Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 30 April-3 May, 2001 [C]. Houston: Offshore Technology Conference, 2011.
- [16] TERZAGHI K, PECK R B, MESRI G. Soil mechanics in engineering practice [M]. 3rd ed. New York: John Wiley & Sons, 1996.
- [17] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction [J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89-95.

- [18] ZHANG Jincai, STANDIFIRD W B, LENAMOND C. Casing ultradeep, ultralong salt sections in deep water: a case study for failure diagnosis and risk mitigation in record-depth well[R]. SPE 114273, 2008.
- [19] DUTTA N C. Geopressure prediction using seismic data: current status and the road ahead[J]. *Geophysics*, 2002, 67(6): 2012-2041.
- [20] ZHANG Jincai. Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 45: 2-11.
- [21] EBERHART-PHILLIPS D, HAN D H, ZOBACK M D. Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone[J]. *Geophysics*, 1989, 54(1): 82-89.
- [22] 李艳芳, 邵德勇, 吕海刚, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩元素地球化学特征与有机质富集的关系[J]. *石油学报*, 2015, 36(12): 1470-1483.
- LI Yanfang, SHAO Deyong, LV Haigang, et al. A relationship between elemental geochemical characteristics and organic matter enrichment in marine shale of Wufeng Formation-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(12): 1470-1483.
- [23] 张晓明, 石万忠, 徐清海, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩气储层特征及控制因素[J]. *石油学报*, 2015, 36(8): 926-939.
- ZHANG Xiaoming, SHI Wanzhong, XU Qinghai, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of shale gas in Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(8): 926-939.
- [24] MAVKO G, MUKERJI T, DVORKIN J. The rock physics handbook: tools for seismic analysis of porous media[M]. London: Cambridge University Press, 1998.
- [25] SONDERGELD C H, RAI C S, WHIDDEN R W, et al. Ultrasonic measurement of anisotropy on the Kimmeridge Shale; 2000 SEG Annual Meeting, 6-11 August, Calgary, Alberta[C]. Calgary: Society of Exploration Geophysicists, 2000.
- [26] COUZENS-SCHULTZ B A, AXON A, AZBEL K, et al. Pore pressure prediction in unconventional resources; International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26-28 March, 2013[C]. Beijing: International Petroleum Technology Conference, 2013.
- [27] SHAFER J L, BOITNOTT G N, EWY R T, et al. Effective stress laws for petrophysical rock properties; 49th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, 25-28 May, 2008[C]. Austin: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2008.
- [28] HAN Dehua, NUR A, MORGAN D. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones[J]. *Geophysics*, 1986, 51(11): 2093-2107.
- [29] 张作清, 郑炆, 孙建孟. 页岩气评价“六性关系”研究[J]. *油气井测试*, 2013, 22(1): 65-70.
- ZHANG Zuoqing, ZHENG Yang, SUN Jianmeng. “Six parameter relationship” study of shale gas reservoir[J]. *Well Testing*, 2013, 22(1): 65-70.
- [30] 朱光有, 金强, 张林晔. 用测井信息获取烃源岩的地球化学参数研究[J]. *测井技术*, 2003, 27(2): 104-109.
- ZHU Guangyou, JIN Qiang, ZHANG Linye. Using log information to analyse the geochemical characteristics of source rocks in Jiyang depression[J]. *Well Logging Technology*, 2003, 27(2): 104-109.
- [31] 石油钻井工程专业标准化委员会. 地层孔隙压力预测检测方法: SY/T 5623-1997 [S]. 北京: 中国石油天然气总公司, 1997.
- Standardization Committee of Petroleum Drilling Engineering. Prediction and detection methods of formation pore pressure: SY/T 5623-1997 [S]. Beijing: China National Petroleum Company, 1997.
- [32] 张启明, 董伟良. 中国含油气盆地中的超压体系[J]. *石油学报*, 2000, 21(6): 1-11.
- ZHANG Qiming, DONG Weiliang. Overpressure system of hydrocarbon-bearing basins in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(6): 1-11.
- [33] 杜栩, 郑洪印, 焦秀琼. 异常压力与油气分布[J]. *地学前缘*, 1995(4): 137-148.
- DU Xu, ZHENG Hongyin, JIAO Xiuqiong. Abnormal pressure and hydrocarbon accumulation[J]. *Earth Science Frontiers*, 1995(4): 137-148.
- [34] 罗晓容. 油气初次运移的动力学背景与条件[J]. *石油学报*, 2001, 22(6): 24-29.
- LUO Xiaorong. Dynamic background and conditions for petroleum primary migration[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2001, 22(6): 24-29.

(收稿日期 2016-09-08 改回日期 2016-12-14 编辑 王培玺)