引用格式：张辉，裴晨阳，王志民，等，2026. 基于格里菲斯准则及等效夹杂理论的储层 Biot 系数计算方法[J]. 地质力学学报，32（2）：481−490. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025086

Citation: ZHANG H，PEI C Y，WANG Z M，et al.，2026. A calculation method of the reservoir Biot coefficient based on the Griffith criterion and the equivalent inclusion theory[J]. Journal of Geomechanics，32（2）：481−490. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025086

基于格里菲斯准则及等效夹杂理论的储层 Biot 系数计算方法

张　辉[1,2]，裴晨阳[3]，王志民[1,2]，刘　磊[1,2]，李　静[3]，刘伊帅[3]，吴泽坤[3]

ZHANG Hui[1,2]，PEI Chenyang[3]，WANG Zhimin[1,2]，LIU Lei[1,2]，LI Jing[3]，LIU Yishuai[3]，WU Zekun[3]

1. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田公司，新疆 库尔勒 841000；
2. 中国石油天然气集团有限公司超深层复杂油气藏勘探开发技术研发中心，新疆 库尔勒 841000；
3. 中国石油大学（华东）深层油气全国重点实验室，山东 青岛 266580

1. *Tarim Oilfield Company*, *PetroChina*, *Korla* 841000, *Xinjiang*, *China*;
2. *R&D Center for Ultra-Deep Complex Reservoir Exploration and Development*, *CNPC*, *Korla* 841000, *Xinjiang*, *China*;
3. *State Key Laboratory of Deep Oil and Gas*, *China University of Petroleum* (*East China*), *Qingdao* 266580, *Shandong*, *China*

A calculation method of the reservoir Biot coefficient based on the Griffith criterion and the equivalent inclusion theory

Abstract: ［**Objective**］The Biot coefficient is defined as the ratio of the change in pore volume to the change in total rock volume, reflecting how efficiently pore pressure offsets externally the applied total stress under loading conditions. As a key parameter in poroelastic theory, the Biot coefficient links pore pressure to effective stress in a reservoir and plays a critical role in geostress calculation and wellbore stability analysis. ［**Methods**］Based on the equivalent inclusion theory, this study introduces parameters such as the polarization factor and fracture aspect ratio to characterize the influence of fracture geometry on mechanical reservoir properties. ［**Results**］Combined with the Griffith fracture criterion, a method for determining the expected aspect ratio of fractures is developed, leading to analytical expressions for the Biot coefficient in both fractured reservoirs and dissolution cavity reservoirs. ［**Conclusions**］Compared with field-measured geostress data, the maximum and minimum horizontal principal stresses calculated using the proposed Biot coefficient method yield maximum errors of 5.75% and 6.03%, respectively, meeting engineering accuracy requirements. ［**Significance**］These findings provide a theoretical basis for accurate geostress field characterization and efficient exploration and development of unconventional reservoirs.

Keywords: Biot coefficient; Griffith criterion; equivalent inclusion theory; fractures; dissolution cavities; geostress

摘　要：Biot 系数的定义为孔隙体积变化率与岩石总体积变化率的比值，反映了岩石在受外部荷载作用下岩石中孔隙压力抵消岩石外部总应力的效率。Biot 系数作为孔弹性理论中耦合孔隙压力与储层有效应力的关键参数，在储层地应力计算和井壁稳定性分析中起着至关重要的作用。基于等效夹杂理论，通过引入极化因子和裂缝纵横比等参数表征裂缝形态对储层力学参数的影响，结合格里菲斯断裂准则建立裂缝纵横比期望值的求解方法，最终推导出裂缝型储层和缝洞型储层的 Biot 系数表达式。研究结果表明，根

基金项目：国家自然科学基金项目（42472195）；国家科技重大专项（2025ZD1402400）；中国石油集团公司重大科技专项（2023ZZ14YJ03）

This research was financially supported by the National Natural Science Foundation of China (Grant No. 42472195), the National Science and Technology Major Project (Grant No. 2025ZD1402400), and the CNPC Major Science and Technology Project (Grant No. 2023ZZ14YJ03).

第一作者：张辉（1976—），男，博士，正高级工程师，主要从事地质力学研究。Email：zhanghui01_cq@petrochina.com.cn

通信作者：李静 (1967—)，女，教授，主要从事地质力学方面的教学与研究工作。Email: lijing0681@163.com

收稿日期：2025−07−09；**修回日期：**2026−02−04；**录用日期：**2026−02−05；**网络出版日期：**2026−02−09；**责任编辑：**范二平

Received：2025−07−09；Revised：2026−02−04；Accepted：2026−02−05；Available Online：2026−02−09；Handling Editor：FAN Erping

据此Biot系数计算方法得到的储层地应力计算结果与现场实测井地应力相比，最大水平主应力最大误差为5.75%，最小水平主应力最大误差为6.03%，误差满足工程精度要求。研究成果为非常规储层地应力场精准表征及高效勘探开发提供了理论依据。

关键词：Biot系数；格里菲斯准则；等效夹杂理论；裂缝；溶蚀孔洞；地应力
中图分类号：P31; TE321; P618 **文献标识码**：A **文章编号**：1006−6616(2026)02−0481−10
DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025086

0 引言

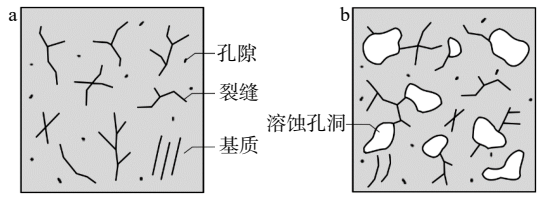
非常规油气储层的地应力场精确表征是优化压裂工艺设计、评估井壁稳定性的关键基础与技术前提(刘佳庚等, 2020; 刘军等, 2024)。Biot系数的定义为孔隙体积变化率与岩石总体积变化率的比值,在孔弹性理论中其作为耦合孔隙压力与岩石骨架变形的重要参数直接影响有效应力的计算精度。为此,国内外学者展开了相关研究,李忠平等(2012)在岩芯实验测试结果的基础上,利用广义Usher模型建立一种Biot系数解释方法;张志伟等(2017)采用叠前弹性参数反演技术,通过应用统计回归方法求得Biot系数;石仁刚等(2024)将三相Biot应力波动方程作为储层中声波传播的控制方程,通过数值模拟得到了与Biot理论相符的3个纵波和2个横波;高刚(2013)通过自适应方法计算Biot-Geertsma方程建立目标函数反演获得岩石骨架压缩系数,进而得到Biot系数计算方法。此类方法虽具实用性,但由于缺乏实验结果的支撑与验证,往往难以揭示储层Biot系数的真实特征。目前关于储层Biot系数比较常用的实验为排水实验和声波动态实验。Yu(2015)的研究表明,基于声波波速等动态观测数据所得的有效应力,其对应的有效应力系数与基于静态岩石力学测试得到的结果存在差异;徐欣等(2018)通过对比排水实验法、Cross-plotting法和声波动态法,得出了Biot系数的静态测量值要明显大于其动态测量值的结论; Zamani and Knez(2023)通过在不排水和排水的条件下进行实验,记录不同压力下的孔隙压力、波速等数据,得出Biot系数与孔隙压力的拟合公式。随着对非常规储层精细化表征的需求,Biot系数研究方向已深化为微观机制研究与理论模型修正。夏宏泉等(2019)通过测量岩样不同方向的声波时差求解刚度系数矩阵,推导出考虑岩石各向异性的Biot系数的计算方法;刘志军等(2015)通过对Biot理论与修正的Biot理论中的波动方程进行了详细推导和分析,基于3种不同形式的波动方程得出了2种理论中的应力及其对应关系; Yang et al.(2024)在恒流体质量条件下进行推导和数值分析,得到了排水和不排水条件下的Biot理论;时鹏等(2022)在考虑局部渗流对声波衰减的影响后对经典Biot模型进行修正,并将修正模型用于井孔声场模拟,分析利用声波测井数据反演地层渗透率的可行性。

尽管对于Biot系数的研究取得了诸多成果,但由于通过实验测量、经验拟合和模型修正的Biot系数计算方法缺乏对储层裂缝形态及孔隙结构的表征,往往难以精确预测非常规储层真实的应力情况。对此基于格里菲斯准则及等效夹杂理论,文章通过引入极化因子和裂缝纵横比等参数表征裂缝形态对储层力学参数的影响,推导出裂缝型储层和缝洞型储层的Biot系数表达式,实现了从微观断裂准则到宏观力学参数的转变,显著提高了对非常规储层的地应力场预测能力。

1 研究背景

非常规油气储层特指储集空间特殊、需依靠水力压裂等工程技术方能实现有效开采的油气储层。与常规储层相比,非常规储层的力学特征主要受其孔隙结构与裂缝系统影响。裂缝型储层常见于致密砂岩、泥岩地层,其储集空间和渗流通道以构造裂缝为主(图1a)。虽然其基质致密、原生孔隙度低,但后期构造运动产生的密集裂缝极大改善储渗性能;缝洞型储层常见于碳酸盐岩地层,其储集空间由构造裂缝和溶蚀孔洞共同构成(朱伟等, 2025;图1b)。溶蚀作用形成的从微观溶孔到大型溶洞的多尺度孔洞系统与构造裂缝相互连接,形成复杂的“缝–洞”储集体网络。

20世纪初Terzaghi提出了有效应力原理(Terzaghi, 1923)。这一简化模型虽能解释松散沉积物的力学特征,但却难以描述岩石中固相压缩性与孔隙结构



a—裂缝型储层概念图；b—缝洞型储层概念图

图 1　非常规储层概念图

Fig. 1　Conceptual diagrams of unconventional reservoirs

(a) Conceptual diagram of a fractured reservoir; (b) Conceptual diagram of a fractured-vuggy reservoir

的作用。Biot(1956)针对这一局限性，通过引入 Biot 系数α来精确描述孔隙流体与岩石骨架的相互作用。α的计算式如下：

$$\alpha = 1 - \frac{K_{\mathrm{D}}}{K_{\mathrm{s}}} \tag{1}$$

式中，K_{s}—岩石基质体积模量，K_{D}—岩石骨架体积模量。Biot 系数定义为孔隙体积变化率与岩石总体积变化率的比值。作为孔弹性理论中的关键参数，Biot 系数耦合了岩石有效应力与孔隙压力，其物理意义在于定量表征受外部荷载作用下孔隙压力抵消总应力的效率，反映了孔隙流体对岩石变形的贡献程度。

2　Biot 系数计算方法

地下岩石具有复杂性和多样性，故可将岩石视为由基质(固体颗粒)和夹杂体(裂缝、孔隙、溶蚀孔洞等)组成的复合材料(夹杂物的总体积分数不超过 30%; Bary, 2008)。岩石处于饱和状态且骨架结构均匀且为各向同性，其内部裂缝形态为扁球形低角度裂缝，短轴长度为 c，长轴长度为 d，内部孔隙形状相同，尺寸不同，形状近似为扁球形。假定其边界处不存在孔隙流体的流动，孔隙流体压力分布均匀、流速缓慢，饱和度等参数不因流体的流动而发生变化(Sevostianov, 2020)。

根据等效夹杂理论，对于每类夹杂体，当其形状相同并且在基质中是均匀分布时，每个夹杂体所处的应力场分布是一致的；且夹杂体与基质之间的相互作用是相同的，具体如公式(2)所示：

$$\begin{cases} \varepsilon_0 = n_1\varepsilon_1 + \{n_i\varepsilon_i\} + \{n_j\varepsilon_j\} \\ \sigma_0 = n_1\sigma_1 + \{n_i\sigma_i\} + \{n_j\sigma_j\} \end{cases} \tag{2}$$

式中，ε_0、ε_1、ε_i、ε_j—整体材料、基质材料、第 i 种夹杂材料、第 j 种夹杂材料的平均应变；σ_0、σ_1、σ_i、σ_j—整体材料、基质材料、第 i 种夹杂材料、第 j 种夹杂材料的应力张量；n_1、n_i、n_j—基质材料、第 i 种夹杂材料、第 j 种夹杂材料占整体的体积分数。大括号表示对所有可能取向的平均量。

对于 Biot 系数，需要研究的力学参数为体积模量 K，根据等效夹杂理论以及各相刚度张量的定义可以证明(李宏兵和张佳佳, 2014)：

$$K_0 = K_1 + n_i\{(K_i - K_1)T_i\} + n_j\{(K_j - K_1)T_j\} \tag{3}$$

式中，K_0、K_1、K_i、K_j—整体材料、基质材料、第 i 种夹杂材料、第 j 种夹杂材料的体积模量；T_i、T_j—第 i 种夹杂材料、第 j 种夹杂材料体积模量的极化因子(局部应变系数)，是等效夹杂体理论中用于表征夹杂体局部应变行为的参数，其反映了夹杂体在体积变形下相对于基质的变形能力；其余变量符号含义同上。在考虑夹杂体体积分数后，极化因子 T 可被视为夹杂体平均体积应变相对于基体平均体积应变的比例系数。

等效夹杂理论在非常规储层中的适用性取决于理论基本假设与储层宏观统计特征之间的相容性。一方面，裂缝和溶洞的形成机制(如构造活动、溶蚀作用)通常导致同类型孔隙结构在形态上具有相似特征；同时，这些作用在地层中具有一定的普遍性和连续性，使裂缝与溶洞在一定空间范围内呈现出统计意义上的均匀分布。另一方面，尽管实际储层中裂缝和溶洞的形态、分布等存在一定差异，但在夹杂体体积分数处于低中范围、裂缝和溶洞的形状与取向可用有限参数近似描述的情况下，可将岩石中每类夹杂体视为具有等效几何特征的夹杂体并以相应参数的期望值予以表征。

当储层岩石孔隙结构复杂、单一裂缝纵横比难以充分表征孔隙特征时，应根据公式(3)按照形状或纵横比将孔隙划分为若干类型的夹杂体后进行 Biot 系数计算。若各类夹杂体在空间分布上存在明显差异，则需对不同区域进行区域化表征，使计算结果更符合储层的实际非均质特征。

2.1　裂缝型储层 Biot 系数计算方法

对于裂缝发育的饱和储层，裂缝的孔隙度(即孔隙占岩石整体的体积分数)为 n，考虑只存在基质和裂缝 2 种材料，公式 (3) 改写为

$$\frac{K_0 - K_{\mathrm{s}}}{K_{\mathrm{f}} - K_{\mathrm{s}}} = nT_{\mathrm{f}}[(1-n) + nT_{\mathrm{f}}]^{-1} \tag{4}$$

式中，K_0—岩石整体体积模量；K_{s}—基质体积模量；K_{f}—流体体积模量；T_{f}—对所有裂缝不同方向

进行平均处理后体积模量的极化因子。由于内部裂缝形态为扁球形低角度裂缝，可以证明极化因子T_f由公式(5)计算(Benveniste, 1987; 李宏兵和张佳佳, 2014)：

$$T_f = K_s\left[\frac{\pi G_s(3K_s+G_s)}{\eta(3K_s+4G_s)}\right]^{-1} = \frac{K_s\eta(3K_s+4G_s)}{\pi G_s(3K_s+G_s)} \tag{5}$$

式中，G_s—基质剪切模量；η—裂缝纵横比；其余变量符号含义同上。当岩石是弹性各向同性时，极化因子只与夹杂体的形状和基质泊松比有关(Kachanov et al., 2003)。

需要注意的是，公式(5)的推导与化简依赖于扁球形夹杂的基本假设，即裂缝的开度远小于裂缝的长度。对于孔隙度约为0.1且裂缝形态为低角度扁球形的裂缝型储层，裂缝纵横比η常在15以上(Saenger et al., 2004)。根据现场观测与数值研究表明，当裂缝的纵横比η大于20时，所需研究参数的理论值与实测值具有良好的一致性(Gruescu et al., 2007)。

在Gassmann理论中，流体不承受剪切荷载，即岩石孔隙中水的剪切模量为0，由于在排水条件下K_f为0，公式(4)改写为

$$\frac{K_D}{K_s} = 1-\frac{nT_f}{1-n+nT_f} = \frac{1-n}{1-n+nT_f} \tag{6}$$

式中变量符号含义同上。在线弹性材料广义胡克定律中，体积模量、剪切模量与弹性模量、泊松比的关系如公式(7)、公式(8)所示：

$$K_i = \frac{E_i}{3(1-2\nu_i)} \tag{7}$$

$$G_i = \frac{E_i}{2(1+\nu_i)} \tag{8}$$

式中，E_i—第i种材料的弹性模量；ν_i—第i种材料的泊松比；G_i—第i种材料的剪切模量。联立公式(7)、公式(8)得到公式(9)：

$$\frac{3K_s(3K_s+4G_s)}{4G_s(3K_s+G_s)} = \frac{1-\nu_s^2}{1-2\nu_s} \tag{9}$$

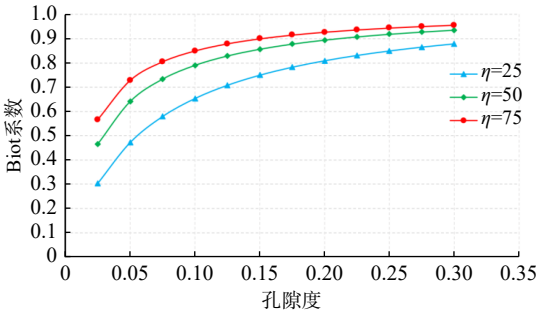
根据公式(5)、公式(9)可将公式(6)改写为

$$\frac{K_D}{K_s} = \left\{1+\left[\frac{4(1-\nu_s^2)}{3(1-2\nu_s)}\right]\frac{n\eta}{\pi(1-n)}\right\}^{-1} \tag{10}$$

根据定义及公式(10)得出裂缝型储层Biot系数表达式：

$$\alpha = 1-\frac{K_D}{K_s} = 1-\left\{1+\left[\frac{4(1-\nu_s^2)}{3(1-2\nu_s)}\right]\frac{n\eta}{\pi(1-n)}\right\}^{-1} \tag{11}$$

式中变量符号含义同上。当岩石骨架泊松比ν_s=0.2时，不同裂缝纵横比条件下Biot系数随孔隙度关系曲线如图2所示。由此可以看出，在其他参数恒定的情况下，Biot系数随孔隙度和裂缝纵横比的增加而增大，这是因为岩石内部的孔隙度和裂缝纵横比越高，岩石的宏观体积应变越大，岩石骨架在受压条件下越容易变形，岩石骨架的体积模量越小，岩石的Biot系数越大。



η—裂缝纵横比

图2 Biot系数与孔隙度关系曲线图(岩石骨架泊松比ν_s=0.2)

Fig. 2 Biot coefficient versus porosity plot (matrix Poisson's ratio ν_s = 0.2)

η—fracture aspect ratio

2.2 缝洞型储层Biot系数计算

对于溶蚀孔洞与裂缝发育的储层，应分别将裂缝与溶洞看作2类不同的夹杂体。假定其边界处不存在孔隙流体的流动，孔隙流体压力分布均匀、流速缓慢，饱和度等参数不因流体的流动而发生变化，其他假定与裂缝型储层Biot系数计算方法的假定相同。考虑到溶洞孔隙度应远大于其他类型的孔隙度，因此将公式(3)改写为

$$\frac{K_0-K_s}{K_f-K_s} = \frac{n_fT_f}{1-n_f-n_{nc}+n_fT_f+n_{nc}T_{nc}} + \frac{n_{nc}T_{nc}}{1-n_f-n_{nc}+n_fT_f+n_{nc}T_{nc}} \tag{12}$$

式中，n_{nc}—溶洞孔隙度；n_f—除溶洞外其他类型的孔隙度；T_{nc}—溶洞的极化因子；其余变量符号含义同上。

考虑线弹性材料的体积模量、剪切模量与弹性模量、泊松比的关系，球形溶蚀孔洞的极化因子T_{ncs}表达式为

$$T_{ncs} = \frac{3K_s+4G_s}{3K_f+4G_s} = \frac{3(1-\nu_s)}{2(1-2\nu_s)} \tag{13}$$

式中变量符号含义同上。虽然球形溶蚀孔洞不需要考虑裂缝纵横比等形状参数，但考虑到虫形溶洞在形变时长度方向的应变会远小于其他方向

的应变，因此在处理虫形溶蚀孔洞的极化因子 T_{ncy} 时，建议将其近似为二维平面应变条件下的圆形夹杂问题，可参考已有经典结果：

$$T_{ncy}=\frac{3K_s+4G_s}{3K_f+3G_s+G_f}=\frac{2(1-\nu_s)}{1-2\nu_s} \tag{14}$$

式中变量符号含义同上。可以看出，球形溶蚀孔洞的极化因子 T_{ncs} 与虫形溶蚀孔洞的极化因子 T_{ncy} 成比例关系，故计算一般溶蚀孔洞的极化因子时，在球形夹杂体的基础上引入溶洞形状修正系数 X，大小取 1.5 左右。一般溶蚀孔洞的极化因子 T_{nc} 的表达式如下：

$$T_{nc}\approx XT_{ncs}=\frac{9(1-\nu_s)}{4(1-2\nu_s)} \tag{15}$$

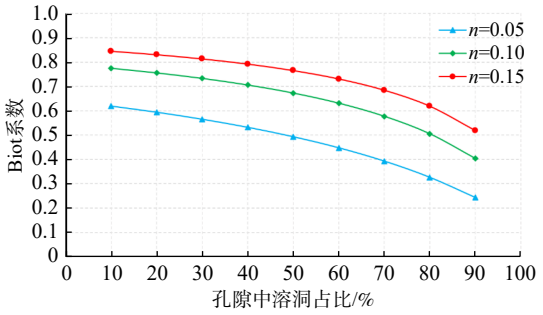
对于岩石骨架体积模量 K_D 同裂缝型储层 Biot 系数计算方法取 $K_f=0$，将公式（12）改写为

$$\frac{K_D}{K_s}=1-\frac{n_fT_f+n_{nc}T_{nc}}{1-n_f-n_{nc}+n_fT_f+n_{nc}T_{nc}}=\frac{1-n_f-n_{nc}}{1-n_f-n_{nc}+n_fT_f+n_{nc}T_{nc}} \tag{16}$$

根据体积模量、剪切模量与弹性模量、泊松比的关系由公式（15）得到缝洞型储层 Biot 系数如下：

$$\alpha=1-\frac{K_D}{K_s}=1-\left[1+\frac{4\eta n_f(1-\nu_s^2)}{3\pi(1-n_f-n_{nc})(1-2\nu_s)}+\frac{9n_{nc}(1-\nu_s)}{4(1-n_f-n_{nc})(1-2\nu_s)}\right]^{-1} \tag{17}$$

式中变量符号含义同上。当岩石骨架泊松比 ν_s=0.2、裂缝纵横比 η=50 时，Biot 系数随孔隙中溶洞占比关系曲线如图 3 所示。由此可以看出，在其他参数恒定的情况下，Biot 系数随孔隙中溶洞占比的减小而增大，这是因为相较于溶洞，裂缝对岩石骨架的体积模量具有更强的削弱作用；当岩石孔隙度恒定时，岩石内部的溶洞占比越小，岩石的宏观体积应变越大，岩石骨架在受压条件下越容易变形，岩石骨架的体积模量越小，岩石的 Biot 系数越大。



n—孔隙度

图 3　Biot 系数与孔隙中溶洞占比关系曲线图（ν_s=0.2、η=50）

Fig. 3　Biot coefficient versus percentage of cavities in pores plot (ν_s = 0.2、η = 50)

n—porosity

3　裂缝纵横比计算

裂缝纵横比即裂缝长度与开度的比值，是定量表征裂缝几何形态的核心参数之一，其取值的准确性关系到流体运移效率评估以及储层改造效果预测，在油气储层评价、水力压裂优化及渗流模拟等方面具有重要的意义。

目前，裂缝纵横比的获取方法主要分为 2 类：①基于岩芯或测井图像的直接测量法（如数字图像分析、CT 扫描等），该方法虽然直观，但受限于样本尺度、测量成本等，难以广泛应用于实际储层；②基于测井数据的经验公式法，该方法依赖电阻率测井与裂缝参数的统计关系，受地层水矿化度、裂缝填充物等因素影响，而且现有方法大多基于统计或经验假设，缺乏实际理论支撑。在此根据格里菲斯准则给出一种裂缝纵横比期望值的求解方法。

3.1　裂缝长轴长度

根据能量的全局热力学方法可将 I 型裂缝扩展视为晶体断键的过程。格里菲斯理论认为，裂缝的形成或扩展只有发生在某个使系统能量减少或者不变的过程，具体而言，在脆性材料中裂缝扩展时，单位面积释放的应变能释放率必须补偿新生裂缝表面所消耗的表面能。在临界断裂状态下，裂缝扩展过程满足准平衡条件，此时材料系统的总能量（包括弹性应变能与表面能）保持守恒。如图 4 所示，I 型裂缝位于平面 xoy 内，故认为圆形裂缝 OAB 在 z 方向的均匀拉应力 σ_f 作用下被拉成扁球形裂缝 $OABC$，随后逐步向外扩展（胡世骏，1983）。

当裂缝扩展形成新的裂缝面时，应变能释放率与两侧裂缝面的材料表面能相等，即：

$$G=2\gamma \tag{18}$$

式中，G—应变能释放率；γ—材料表面能，一般来讲，γ 可取 0.073 J/mm^2（黎立云等，2009）。

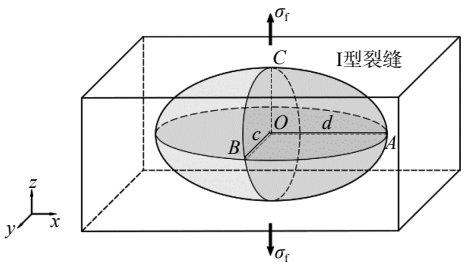
根据 Inglis 的关于椭圆孔应力集中的公式，并根据裂缝端应力场的渐近表达式得到应变能释放率与应力强度因子之间的关系式（嵇醒，2016）：

$$G=\frac{K_{\mathrm{I}}^2}{E}=\frac{\pi\sigma_{\mathrm{f}}^2 Yd}{E} \tag{19}$$

式中，σ_{f}—作用在裂缝边缘的拉应力（抗张强度）；d—裂缝的长轴长度；E—岩石的弹性模量，Y—几何修正因子；K_{I}—应力强度因子，是描述应力场强度的参数，其大小与裂缝尺寸、材料几何特征以及载荷条件有关，与坐标位置无关。公式（19）可改写为

$$d=\frac{2E\gamma}{\pi Y\sigma_{\mathrm{f}}^2} \tag{20}$$

式中变量符号含义同上。



σ_{f}—均匀拉应力；c—短轴长度；d—长轴长度

图 4 平面圆形裂缝扩展示意图

Fig. 4 Schematic of circular crack propagation in a plane

σ_{f}—uniform tensile stress; c—minor axis length; d—major axis length

3.2 裂缝短轴长度

对于 I 型裂缝，设 x 是从该点到裂缝尖端的距离，根据 Williams 对由裂缝表面附近的应变引起的裂缝扩展的应变能损失率的分析，通过 Westergaard 应力函数得到裂缝表面在 z 方向上位移变化量 $c(x)$ 的渐近表达式为（Ameh, 2020; Huang and Guo, 2021）

$$c(x)=\sqrt{\frac{8xG}{E\pi}}=\sqrt{\frac{8x\sigma_{\mathrm{f}}^2 d}{E^2}}(0<x<d) \tag{21}$$

根据公式（21），对裂缝边缘到裂缝中心对 $c(x)$ 进行积分得裂缝短轴长度 c 为

$$c=\int_0^d c(x)\mathrm{d}x=\frac{4\sqrt{2}\sigma_{\mathrm{f}}Yd^2}{3E} \tag{22}$$

根据公式（20）、公式（22）得到裂缝纵横比 η：

$$\eta=\frac{d}{c}=\frac{3\pi\sigma_{\mathrm{f}}}{8\sqrt{2}\gamma} \tag{23}$$

式中变量符号含义同上。由此可以看出，裂缝纵横比 η 随裂缝边缘的拉应力 σ_{f} 的增大而增大，随材料表面能 γ 的增大而减小，这是因为 σ_{f} 是驱动裂缝扩展的外部力，σ_{f} 的增加会促使裂缝沿深度方向延伸，η 增大；γ 反映材料抵抗裂缝扩展的内在能力，γ 的增加意味着材料扩展裂缝能力的减弱，裂缝不易扩展，η 降低。

需要指出的是，鉴于地下岩石的复杂性和多样性，上述方法仅适用于求解裂缝纵横比的期望值，并不适用于单独求解裂缝的长度或开度，也未必适用于裂缝的长度或开度预测。

4 实例分析

4.1 研究区概况

大北气田 A 区块位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带西段，地处南天山前陆冲断带前缘，构造背景复杂。该区储层以白垩系巴什基奇克组陆源碎屑岩为主，受强烈压实和胶结作用影响，原生孔隙度显著降低，构造裂缝与成岩缝广泛发育，具有重要的次生储集空间。上覆古近系巨厚膏盐岩构成优质盖层，与断裂系统共同形成良好的封闭条件。喜马拉雅构造期南天山强烈挤压作用形成北东向走滑断裂系统，促使三叠系—侏罗系湖相与煤系烃源岩快速深埋至高—过成熟阶段，在高压驱动下形成“早油晚气、晚期成藏”的成藏模式。储层中矿物胶结普遍，局部伴生自生矿物充填，反映深层高温高压环境下的成岩演化特征，最终构成深层、高压、断控型气藏群，展现出优越的天然气勘探开发前景（朱光有等, 2019; 李换浦等, 2021）。

富满油田 B 区块位于塔里木盆地塔北隆起与北部坳陷的过渡地区，以奥陶系一间房组和鹰山组作为主要产层。岩性以亮晶颗粒灰岩为主，易溶性矿物成分较多。区内经历多期构造运动，走滑断裂系统发育。在断裂活动和溶蚀作用的共同影响下，B 区块发育有溶蚀洞穴、溶蚀孔洞以及构造裂缝等多种储集空间。储层基质孔隙度较低，次生溶蚀孔洞和裂缝系统使储集性能显著提升，上覆致密泥灰岩和泥岩构成优质盖层，与缝洞型储层形成良好的储盖结构，具有广阔的勘探开发潜力（韩永科等, 2021）。

4.2 地质力学参数

地质力学参数是表征地层力学行为的基础物理参数，直接影响地应力场的量化精度，其确定需基于多尺度数据融合，以克服单一方法的局限性。通过三轴压缩实验获取原位岩芯静态参数（弹性模量、泊松比），结合测井数据（密度、声波时差）反演地质力学参数，如表 1 所示。由于研究区原位数据有限，实例将表面能 γ 取为常数 0.073 J/mm^2，并代入公式（23）进行 Biot 系数计算。

表 1　研究区地质力学参数

Table 1　Geomechanical parameters in the study area

研究区	井名	深度/m	泊松比	弹性模量/GPa	孔隙度	垂向应力/MPa	地层压力/MPa	Biot系数
大北气田A区块	A-1	5342	0.261	43.54	0.07	128.16	85.39	0.852
	A-2	5742	0.269	38.77	0.07	138.43	79.98	0.841
	A-5	5466	0.259	43.66	0.07	132.03	84.72	0.851
富满油田B区块	B-504	7635	0.253	60.23	0.117	183.32	84.31	0.495
	B5-H4	7614	0.260	55.75	0.086	182.82	82.07	0.410

目前计算基质泊松比的方法有弹性力学基础理论、多矿物混合理论、多孔介质广义混合定律等。为避免引入新的未知参数，研究采用形式简洁的多孔介质广义混合定律。该方法仅需已知岩石孔隙度及岩石宏观参数即可求解基质泊松比：

$$\nu = \nu_{\mathrm{w}} n + \nu_{\mathrm{s}}(1-n) \tag{24}$$

式中，ν—泊松比；ν_{w}—流体泊松比，对于不可压缩流体可取 0.5；其余变量符号含义同上。

在实例研究中，富满地区碳酸盐岩储层的溶洞孔隙度占总孔隙度的比例超过 90%。各类型孔隙度的具体占比可通过综合分析冲洗带电阻率 R_{xo}、原状地层电阻率 R_{t}、地层水电阻率 R_{w} 以及泥浆滤液电阻率 R_{mf} 等测井参数进行定量计算（田杰等，2021）。

4.3　储层地应力

地应力场是上覆岩层压力、构造运动和流体压力等相互作用的结果。现有地应力计算模型有单轴应变模型、黄氏模型、莫尔−库仑地层破坏模型、组合弹簧模型和葛氏模型等（孙可欣等，2018）。考虑到 2 个研究区发育有走滑断层系统，均质模型难以表征走滑断层裂缝发育储层的非均质性，在此采用组合弹簧模型计算储层地应力（刘佳庚等，2020）：

$$\begin{cases} \sigma_{\mathrm{H}} = \dfrac{\nu}{1-\nu}(\sigma_{\mathrm{v}} - \alpha P_0) + \dfrac{E\varepsilon_{\mathrm{H}}}{1-\nu^2} + \dfrac{\nu E\varepsilon_{\mathrm{h}}}{1-\nu^2} + \alpha P_0 \\ \sigma_{\mathrm{h}} = \dfrac{\nu}{1-\nu}(\sigma_{\mathrm{v}} - \alpha P_0) + \dfrac{E\varepsilon_{\mathrm{h}}}{1-\nu^2} + \dfrac{\nu E\varepsilon_{\mathrm{H}}}{1-\nu^2} + \alpha P_0 \end{cases} \tag{25}$$

式中，σ_{H}、σ_{h}—水平最大、最小主应力；σ_{v}—垂向应力；P_0—地层压力；ε_{H}、ε_{h}—水平最大主应力方向、水平最小主应力方向的构造应变系数；其余变量符号含义同上。

目前标定储层地应力的方法有声发射法、差应变法、波速各向异性法、现场水力压裂法等。在实例研究中采用现场水力压裂法，根据水力压裂测得的破裂压力、停泵压力等参数，基于裂缝临界闭合状态反演压裂层位地应力：

$$\begin{cases} \sigma_{\mathrm{H}} = 3\sigma_{\mathrm{h}} - P_{\mathrm{f}} - \alpha P_0 + S_{\mathrm{t}} \\ \sigma_{\mathrm{h}} = P_{\mathrm{T}} + P_{\mathrm{H}} - P_{\mathrm{m}} + \alpha P_0 \end{cases} \tag{26}$$

式中，P_{f}—破裂压力；S_{t}—抗张强度；P_{T}—停泵压力；P_{H}—压裂液柱压力；P_{m}—沿程摩阻力；其余变量符号含义同上。

虽然在大多数现场水力压裂法标定地应力的过程中未考虑压裂液柱压力和沿程摩阻力的影响，但出于对非常规储层地应力场精细化表征的需求，应在地应力标定模型中给予考虑，具体沿程摩阻大小根据 Lord 或 MC Gowen 公式求得（李静等，2021）。最大、最小构造应变系数在同一区块同一地层内相差不大，在此将其视为常数，其中大北气田研究区最大主应力方向的构造应变系数 ε_{H} 为 1.214×10^{-3}，最小主应力方向的构造应变系数 ε_{h} 为 4.977×10^{-6}；富满油田研究区构造应变系数 ε_{H} 为 1.804×10^{-3}，ε_{h} 为 1.338×10^{-4}。其他现场压裂施工参数如表 2 所示。

2 个研究区地应力计算结果与现场实测井地应力标定结果如表 3、表 4 所示，考虑和未考虑 Biot 系数水平主应力对比结果如图 5 所示。通过该方法计

表 2　现场压裂施工参数

Table 2　On-site fracturing construction parameters

研究区	井名	深度/m	破裂应力/MPa	停泵应力/MPa	压裂液柱压力/MPa	沿程摩阻力/MPa	最大主应力标定值/MPa	最小主应力标定值/MPa
大北气田A区块	A-1	5342	122.48	47.20	53.39	59.13	156.49	114.28
	A-2	5742	112.46	33.28	57.40	56.01	141.10	102.01
	A-5	5466	123.49	42.96	54.64	57.10	151.05	112.60
富满油田B区块	B-504	7481	149.89	28.10	77.06	18.34	202.16	128.81
	B5-H4	7614	158.36	20.39	75.44	10.17	205.39	121.78

算 Biot 系数得到的地应力计算结果显示：裂缝型储层最大主应力计算精度提升 5.35%～8.82%，最小主应力计算精度提升 7.42%～11.83%；缝洞型储层最大主应力计算精度提升 12.59%～15.91%，最小主应力计算精度提升 18.84%～24.94%。与现场实测井地应力标定结果对比，最大水平主应力最大误差为 5.75%，最小水平主应力最大误差为 6.03%，误差满足工程精度要求。尽管计算值与实测值相比存在一定偏差，但该偏差主要源于钻井压裂作业对地层存在局部扰动、区块构造应变系数的估算存在误

表 3　地应力计算结果

Table 3　Results of geostress calculation

研究区	井名	深度/m	泊松比	弹性模量/GPa	垂向应力/MPa	地层压力/MPa	Biot系数	最大主应力/MPa	最小主应力/MPa	未考虑Biot系数最大主应力/MPa	未考虑Biot系数最小主应力/MPa
大北气田A区块	A-1	5342	0.261	43.54	128.16	85.39	0.852	149.25	107.53	157.42	115.70
	A-2	5742	0.269	38.77	138.43	79.98	0.841	149.10	108.16	157.14	116.20
	A-5	5466	0.259	43.66	132.03	84.72	0.851	149.98	108.05	158.19	116.26
	A-7	5400	0.265	37.27	130.20	89.00	0.782	140.31	104.70	152.69	117.08
	A-8	5690	0.259	43.89	137.09	83.73	0.851	151.54	109.39	159.66	117.51
	A-9	5490	0.263	43.45	131.81	80.78	0.821	146.60	105.02	155.85	114.27
富满油田B区块	B3-H6	6959	0.266	45.69	170.49	81.83	0.560	181.73	121.49	204.62	144.39
	B504	7635	0.253	60.23	183.32	84.31	0.495	190.53	122.33	218.69	150.49
	B504-H1	7158	0.261	42.91	176.21	84.58	0.560	177.76	120.97	201.78	144.99
	B5-H4	7614	0.260	55.75	182.82	82.07	0.410	197.31	125.92	228.72	157.33

表 4　现场实测井地应力标定结果

Table 4　Results of in-situ wellbore stress calibration

研究区	井名	最大主应力/MPa			最小主应力/MPa		
		实测值	计算值	误差/%	实测值	计算值	误差/%
大北气田A区块	A-1	156.49	149.25	4.62%	114.28	107.53	5.90%
	A-2	140.10	149.10	5.66%	102.01	108.16	6.03%
	A-5	151.05	149.98	0.71%	112.60	108.05	4.04%
富满油田B区块	B504	202.16	190.53	5.75%	128.81	122.33	5.03%
	B5-H4	187.65	197.31	5.14%	119.41	125.92	5.81%

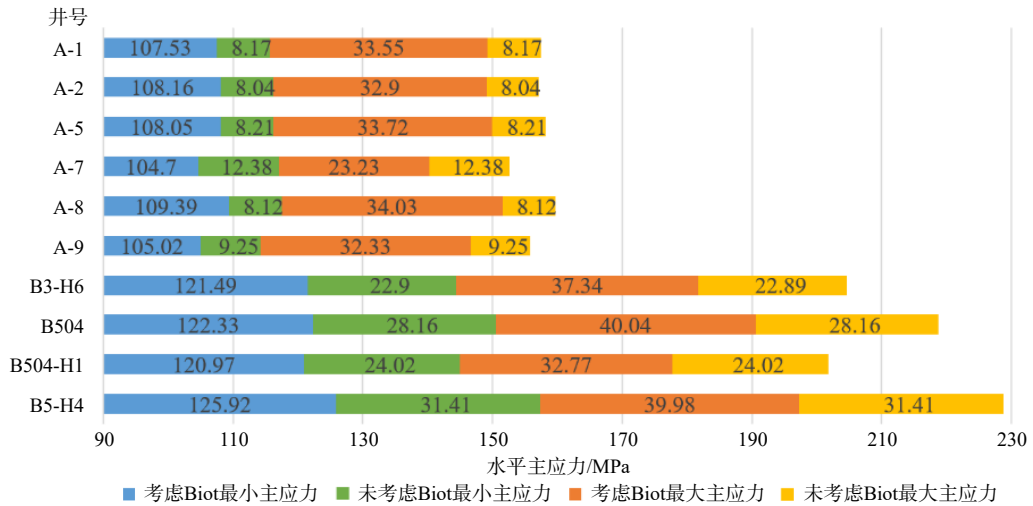


图 5　考虑和未考虑 Biot 系数水平主应力对比图

Fig. 5　Comparison of horizontal principal stresses with and without the Biot coefficient

差，以及地质力学参数的测量精度等不确定性因素，标定结果能验证 Biot 系数计算方法的准确性。

5　结论

（1）研究基于格里菲斯准则及等效夹杂理论，通过引入极化因子和裂缝纵横比等参数表征裂缝形态对储层力学参数的影响，推导出裂缝型储层和缝洞型储层的 Biot 系数表达式。

（2）基于格里菲斯准则实现材料表面能与裂缝几何参数的定量关系，得出计算裂缝型储层的 Biot 系数过程中裂缝纵横比期望值的求解方法。

（3）实例分析表明，根据此 Biot 系数计算方法得到的储层地应力计算结果与现场实测井地应力标定数据具有良好的一致性。研究结果显示，最大水平主应力最大误差为 5.75%，最小水平主应力最大误差为 6.03%，误差满足工程精度要求。结果验证了此 Biot 系数计算方法的准确性。

作者贡献声明： 张辉、裴晨阳负责论文构思、数据分析和研究方法等工作；王志民、刘磊、李静参与数据分析和技术手段的实践应用和绘图等工作；刘伊帅、吴泽坤参与数据分析、研究方法、论文写作和修改等工作。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: ZHANG Hui and PEI Chenyang conceived the study, performed data analysis and designed the research methodology; WANG Zhimin, LIU Lei, and LI Jing participated in data analysis, practical application of technical approaches, and figure generation; LIU Yishuai and WU Zekun were involved in data analysis, the refinement of the research methodology, and the drafting and revision of the manuscript. All authors have read and approved the submission and publication of the manuscript.

利益冲突声明： 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

Conflict of Interests: All authors declare no conflict of interests.

References

AMEH E S, 2020. Consolidated derivation of fracture mechanics parameters and fatigue theoretical evolution models: basic review[J]. SN Applied Sciences, 2(11): 1800.

BARY B, 2008. Simplified coupled chemo - mechanical modeling of cement pastes behavior subjected to combined leaching and external sulfate attack[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 32(14): 1791-1816.

BENVENISTE Y, 1987. A new approach to the application of Mori-Tanaka's theory in composite materials[J]. Mechanics of Materials, 6(2): 147-157.

Biot M A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid. I. Low frequency range[J]. Acoustical Society of America, 1956, 28(2): 168–179.

GAO G, 2013. Method for predicting the porosity based on the pore structure of carbonate[J]. Progress in Geophysics, 28(2): 920-927. (in Chinese with English abstract)

GRUESCU C, GIRAUD A, HOMAND F, et al., 2007. Effective thermal conductivity of partially saturated porous rocks[J]. International Journal of Solids and Structures, 44(3-4): 811-833.

HAN Y K, ZHANG Z Y, CHEN W Y, et al., 2021. Geological conditions and evolution for the accumulation of the ultra-deep oil pools in the Yueman area, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 32(11): 1634-1645. (in Chinese with English abstract)

HU S J, 1983. Derivation of the formula for the stress intensity factor K_I for elliptical cracks[J]. Journal of Lanzhou University of Technology, (2): 87-94. (in Chinese)

HUANG Y F, GUO F L, 2021. Effect of plastic deformation on the elastic stress field near a crack tip under small-scale yielding conditions: an extended Irwin's model[J]. Engineering Fracture Mechanics, 255: 107888.

JI X, 2016. A critical review on criteria of fracture mechanics[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 48(4): 741-753. (in Chinese with English abstract)

KACHANOV M, SHAFIRO B, TSUKROV I, 2003. Handbook of elasticity solutions[M]. Dordrecht: Springer.

LI H B, ZHANG J J, 2014. A differential effective medium model of multiple-porosity rock and its analytical approximations for dry rock[J]. Chinese Journal of Geophysics, 57(10): 3422-3430. (in Chinese with English abstract)

LI H P, WU Y, LIU R M, 2021. Hydrocarbon accumulation difference and accumulation model in Dabei structural belt of Kuqa depression[J]. Petroleum Geology and Engineering, 35(6): 25-30. (in Chinese with English abstract)

LI J, LIU C, LIU H M, et al., 2021. Distribution and influencing factors of in-situ stress in complex fault tectonic region[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 50(1): 123-137. (in Chinese with English abstract)

LI L Y, JU Y, ZHAO Z W, et al., 2009. Energy analysis of rock structure under static and dynamic loading conditions[J]. Journal of China Coal Society, 34(6): 737-740. (in Chinese with English abstract)

LI Z P, ZHOU W, XIE R C, et al., 2012. Preliminary study on non-liner interpretation of Biot coefficient of rock and its application on the analysis of wellbore stability[J]. Oil Drilling & Production Technology, 34(1): 39-42. (in Chinese with English abstract)

LIU J, HUANG C, ZHOU L, et al., 2024. Estimation of the rock mechanics and in-situ stress parameters of carbonate reservoirs using array sonic log-

ging: a case study of Shunbei No. 4 block[J]. Journal of Geomechanics, 30(3): 394-407. (in Chinese with English abstract)

LIU J G, LI J, SU Y L, et al., 2020. Tectonic stress field research on the Ordovician reservoirs in the Tahe Oilfield[J]. Journal of Geomechanics, 26(1): 48-54. (in Chinese with English abstract)

LIU Z J, XIA T D, HUANG R, et al., 2015. Comparison and discussion for Biot theory and modified Biot one[J]. Journal of Vibration and Shock, 34(4): 148-152, 194. (in Chinese with English abstract)

SAENGER E H, KRÜGER O S, SHAPIRO S A, 2004. Effective elastic properties of randomly fractured soils: 3D numerical experiments[J]. Geophysical Prospecting, 52(3): 183-195.

SEVOSTIANOV I, 2020. Gassmann equation and replacement relations in micromechanics: a review[J]. International Journal of Engineering Science, 154: 103344.

SHI P, DING H K, WANG G P, et al., 2022. Modification of Biot poroelastic model by considering local seepage[J]. Well Logging Technology, 46(5): 505-510. (in Chinese with English abstract)

SHI R G, WEI Z T, GE X M, et al., 2024. Numerical simulation of hydrate reservoir based on three-phase Biot velocity-stress wave equaiton[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 48(3): 57-64. (in Chinese with English abstract)

SUN K X, LI X Q, WEI Q, et al., 2018. Restore the hydrocarbon charge history by using fluid history analysis techniques in Dabei Gas Field, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 29(9): 1289-1300. (in Chinese with English abstract)

TERZAGHI K, 1923. Die Berechnung der Durchlässigkeitsziffer des Tones aus dem Verlauf der hydrodynamischen Spannungs erscheinungen[J]. Sitzungsber. Akad. Wiss. Wien Math. -Naturwiss. Kl. Abt. IIa, 132(3/4): 125-138.

TIAN J, SIMA L Q, WANG L, et al. , 2021-04-09. Method for calculating porosity of cracks and corrosion hole by utilizing conventional logging: CN, 110967771B[P]. (in Chinese)

XIA H Q, PENG M, SONG E C, 2019. Calculating method and application of rock anisotropic Biot coefficient[J]. Well Logging Technology, 43(5): 478-483. (in Chinese with English abstract)

XU X, WANG W, HU M Y, et al., 2018. Comparison and study over the Biot coefficients test methods in medium porosity and medium permeability sandstone reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 46(2): 109-114. (in Chinese with English abstract)

YANG C, WANG Y, STOVAS A, et al., 2024. Modified Biot elastic coefficients in poroelastic solid[J]. Journal of Earth Science, 35(4): 1397-1401.

YU H, 2015. Dynamic effective pressure coefficient calibration[J]. Geophysics, 80(1): D65-D73.

ZAMANI M A M, KNEZ D, 2023. Experimental investigation on the relationship between Biot's coefficient and hydrostatic stress for enhanced oil recovery projects[J]. Energies, 16(13): 4999.

ZHANG Z W, HE M, CHEN S H, et al., 2017. Application of new method to predicting carbonate porosity in the Zhujiangkou Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 33(10): 49-56. (in Chinese with English abstract)

ZHU G Y, CHI L X, ZHANG Z Y, et al., 2019. Composition and origin of molecular compounds in the condensate oils of the Dabei gas field, Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 46(3): 482-495. (in Chinese with English abstract)

ZHU W, ZHAO L X, WANG Y R, 2025. Digital rock modeling and elastic simulations of fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Coal Geology & Exploration, 53(8): 181-192. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

高刚, 2013. 基于碳酸盐岩孔隙结构预测孔隙度方法研究[J]. 地球物理学进展, 28(2): 920-927.

韩永科, 张志遥, 陈玮岩, 等, 2021. 塔里木盆地跃满地区超深油藏成藏地质条件与演化过程[J]. 天然气地球科学, 32(11): 1634-1645.

胡世骏, 1983. 椭圆裂纹应力强度因子 K_I 公式的推导[J]. 甘肃工业大学学报, (2): 87-94.

嵇醒, 2016. 断裂力学判据的评述[J]. 力学学报, 48(4): 741-753.

李宏兵, 张佳佳, 2014. 多重孔岩石微分等效介质模型及其干燥情形下的解析近似式[J]. 地球物理学报, 57(10): 3422-3430.

李换浦, 吴英, 刘汝敏, 2021. 库车坳陷大北构造带油气成藏差异及聚集模式[J]. 石油地质与工程, 35(6): 25-30.

李静, 刘晨, 刘惠民, 等, 2021. 复杂断层构造区地应力分布规律及其影响因素[J]. 中国矿业大学学报, 50(1): 123-137.

黎立云, 鞠杨, 赵占文, 等, 2009. 静动态加载下岩石结构破坏时的能量分析[J]. 煤炭学报, 34(6): 737-740.

李忠平, 周文, 谢润成, 等, 2012. Biot 系数非线性解释初探及其在井壁稳定性分析中的应用[J]. 石油钻采工艺, 34(1): 39-42.

刘佳庚, 李静, 苏玉亮, 等, 2020. 塔河油田奥陶系储层构造应力场研究[J]. 地质力学学报, 26(1): 48-54.

刘军, 黄超, 周磊, 等, 2024. 基于阵列声波测井估算碳酸盐岩储层岩石力学和地应力参数: 以顺北 4 号带为例[J]. 地质力学学报, 30(3): 394-407.

刘志军, 夏唐代, 黄睿, 等, 2015. Biot 理论与修正的 Biot 理论比较及讨论[J]. 振动与冲击, 34(4): 148-152, 194.

时鹏, 丁海琨, 王国平, 等, 2022. 考虑局部渗流的 Biot 孔隙弹性模型改进[J]. 测井技术, 46(5): 505-510.

石仁刚, 魏周拓, 葛新民, 等, 2024. 基于三相 Biot 速度应力波动方程的水合物储层波场数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 48(3): 57-64.

孙可欣, 李贤庆, 魏强, 等, 2018. 利用流体历史分析技术研究库车坳陷大北气田油气充注史[J]. 天然气地球科学, 29(9): 1289-1300.

田杰, 司马立强, 王亮, 等, 2021-04-09. 一种利用常规测井计算裂缝、溶蚀孔洞孔隙度的方法: 中国, 110967771B[P].

夏宏泉, 彭梦, 宋二超, 2019. 岩石各向异性 Biot 系数的获取方法及应用[J]. 测井技术, 43(5): 478-483.

徐欣, 王伟, 胡明毅, 等, 2018. 中孔中渗砂岩储层 Biot 系数测试方法对比研究[J]. 石油钻探技术, 46(2): 109-114.

张志伟, 何敏, 陈胜红, 等, 2017. 碳酸盐岩孔隙度预测新方法在珠江口盆地的应用[J]. 海洋地质前沿, 33(10): 49-56.

朱光有, 池林贤, 张志遥, 等, 2019. 塔里木盆地大北气田凝析油中分子化合物组成与成因[J]. 石油勘探与开发, 46(3): 482-495.

朱伟, 赵峦啸, 王一戎, 2025. 碳酸盐岩溶蚀缝洞储层数字岩石建模与弹性模拟[J]. 煤田地质与勘探, 53(8): 181-192