

郭晨, 李梦, 凌博闻. 张量关键通路方法预测各向异性介质的渗透率[J]. 石油物探, 2024, 63(6): 1274-1281

GUO Chen, LI Meng, LING Bowen. Permeability estimation using tensor-based critical path analysis for anisotropic media[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2024, 63(6): 1274-1281

张量关键通路方法预测各向异性介质的渗透率

郭晨¹, 李梦¹, 凌博闻^{2,3}

(1. 长安大学信息工程学院, 陕西西安 710064; 2. 中国科学院力学研究所流固耦合系统力学重点实验室, 北京 100190; 3. 中国科学院大学工程科学学院, 北京 100049)

摘要: 在油气勘探开发过程中, 渗透率是反应储层渗流能力的重要参数, 对储层评价、开发和生产至关重要。关键通路 (critical path analysis, CPA) 方法基于渗流和电场的相似性, 建立储层的渗透率和电导率的关系, 是一种利用电法勘探结果预测渗透率的有效方法。然而, 当非常规油气储层表现出较强的各向异性 (如裂缝页岩) 时, 基于标量建立的 CPA 方法精度下降。针对各向异性介质, 提出了一种基于等效电参数和渗透率张量的张量 CPA 方法。从三维真实数字岩心出发, 提取岩心样本的孔隙网络, 并通过定义连通矩阵来表征孔隙网络的连通关系和渗流信息, 最终经过矩阵运算得到临界孔隙半径张量, 进而预测渗透率。对比了张量 CPA 方法在各向同性介质和各向异性介质中的应用效果, 结果表明, 张量 CPA 方法通过引入张量形式的物理参量, 可全面表征各向异性介质的结构特征, 显著提高了各向异性介质渗透率预测准确度。

关键词: 关键通路分析; 非常规油气; 各向异性; 渗透率预测; 电导率

中图分类号: P631

文献标识码: A

文章编号: 1000-1441(2024)06-1274-08

DOI: 10.12431/issn.1000-1441.2024.63.06.017

Permeability estimation using tensor-based critical path analysis for anisotropic media

GUO Chen¹, LI Meng¹, LING Bowen^{2,3}

(1. School of Information Engineering, Chang'an University, Xi'an 710064, China; 2. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Science, Beijing 100190, China; 3. School of Engineering Science, University of Chinese Academy of Science, Beijing 100049, China)

Abstract: In the exploration and development of oil and gas, permeability is an important parameter for reservoir evaluation, development, and production as it reflects fluid flow capacity in reservoirs. The critical path analysis (CPA) method combines the permeability and conductivity of the reservoir to predict permeability based on electrical exploration results. However, the accuracy of scalar-based CPA is insufficient to characterize unconventional oil and gas reservoirs with strong anisotropy (such as fractured shales). A tensor CPA method based on equivalent electrical parameters and permeability tensor is proposed for anisotropic media. The pore network of the core sample is extracted from a 3D real digital core, and the connectivity matrix is used to represent the connectivity and fluid flow in the pore network. The critical pore radius tensor is obtained by using matrix operation to predict permeability. According to the application results for isotropic and anisotropic media, the tensor CPA method can characterize the o-

收稿日期: 2023-05-05。

第一作者简介: 郭晨 (1984—), 女, 教授, 主要研究方向为电磁地球物理建模与仿真、智能化数字岩心分析。E-mail: chenguo@chd.edu.cn

通信作者: 凌博闻 (1989—), 男, 教授, 研究员, 主要研究方向为多孔介质升尺度理论与方法。E-mail: lingbowen@imech.ac.cn

基金项目: 国家自然科学基金委面上项目 (42374154, 42272158, 42074170) 和中国石油集团科学技术研究院有限公司开放基金资助课题 (No. 2023-KFKT-24) 共同资助。

This research is financially supported by the National Natural Science Foundation of China (Grant Nos. 42374154, 42272158, 42074170), and the Open Foundation of RIPED (Grant No. 2023-KFKT-24).

verall structure of anisotropic media by introducing physical parameters in the form of tensor and thus significantly improve permeability prediction for anisotropic media.

Keywords: critical path analysis, unconventional oil and gas, anisotropy, permeability prediction, electrical conductivity

随着油气储藏开采技术的快速发展以及油气资源需求量的急剧增加,非常规油气资源正日益受到关注和重视,成为促进能源结构调整的重要组成部分^[1]。与表现出各向同性和均质性的常规油气储层不同,非常规油气储层具有非均质性和各向异性的特点^[2]。在油气开采领域,储层渗透率对储层评价和开发有着重要影响。学者借助地球物理建模、实验和数值模拟等方法,得到了不同的渗透率预测模型。例如,Kozeny-Carman模型是一种经典的半经验半理论的渗透率预测模型,模型以孔隙度作为孔隙介质的表征参量,建立了渗透率与孔隙度的关系^[3]。研究发现,影响渗透率的主要因素,除了孔隙度之外,孔径、迂曲度、比表面积、固相颗粒大小等也会影响渗透率,近年来发展的模型将上述因素纳入到了介质渗透率的预测中^[4]。然而,现有渗透率预测模型较适用于各向同性、相对均质的常规储层^[5],将其用于非常规储层时,预测精度普遍较低。其原因是非常规储层(致密砂岩、页岩等)的孔隙结构具有以下特点:①孔隙形态复杂;②孔隙尺度各向异性强;③孔隙分布非均质性强。孔隙尺度各向异性与孔隙分布非均质性均显著影响介质的渗透率,这也是非常规储层不同于常规储层的重要特征^[6]。正是因为非常规储层岩石具有如上性质,在使用常规方法预测渗透率时,仅使用单一物理量无法准确体现其特征,也无法准确预测渗透率。

关键通路(critical path analysis, CPA)方法,结合了电学参数来预测渗透率。相较于传统的渗透率预测模型,可以更全面地包含影响渗透率的因素,提高渗透率预测准确度^[7],同时,相较于传统侵入式的渗透率测量方法,CPA方法通过更加易于获得的电学参数预测渗透率^[8]。

CPA的思想由AMBEGAOKAR等^[9]提出,他们研究了半导体中的跳变电导问题并发现,如果电导分布足够宽,电流可由一定临界值的控制电阻决定。鉴于电路网络和渗流网络的物理相似性,KATZ等^[10]利用CPA思想将介质的渗透率和电导率联系起来,并提出了预测渗透率的数学公式,进一步优化了KATZ等^[10]提出的公式中的系数。

LE^[11]和SKAGGS^[12]根据广泛电导分布的随机电阻网络的结果,提出了含有前因子系数的渗透率预测公式。FRIEDMAN等^[13]提出了新的系数,其值远远小于KATZ等^[14]所提出的系数。经过对比实验发现,FRIEDMAN等^[13]所提出的公式准确度较高^[15]。

本文基于FRIEDMAN等^[13]提出的CPA渗透率预测公式,利用张量来表征介质的各向异性,对标量的CPA公式进行张量修正,从而提高CPA公式对于各向异性介质的预测准确度。

1 技术方法

1.1 孔隙的渗透性和导电性

根据达西定律,渗透率与渗流量满足如下关系^[16]:

$$Q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} = k \frac{A \Delta P}{\mu L} \quad (1)$$

式中: Q 为渗流量(m/s); L 为岩样沿渗流方向的长度; A 为实验岩样的横截面积; K 为渗透系数; h_1, h_2 为通过岩样前后的水头; μ 为流体的黏度(Pa·s); k 为比例系数,即渗透率; ΔP 为压力差。渗透率 k 和渗透系数之间有如下关系,本研究此后主要考虑的是渗透率 k 。

$$K = k \frac{\rho g}{\mu} \quad (2)$$

式中: ρ 为流体的密度; g 为重力加速度。

根据欧姆定律,单位横截面积的电流与电势之间的关系为:

$$\frac{i}{A} = \sigma \cdot \nabla V \quad (3)$$

式中: A 为截面的横截面积; σ 为电导率; ∇V 为电势。

根据欧姆定律,忽略吸附离子对于孔隙导电性的影响,则孔隙导电性与饱和溶液的电导率有关。同时根据达西定律和泊肃叶方程,可得到孔隙渗透性的表达式。

为方便研究,通常假设孔隙为特定形状并具有特定的几何特性,其中圆柱形孔隙和狭缝型孔隙是两个常见的孔隙形状。

截面半径为 r , 长为 l 的圆柱形孔隙的导电性 g^e (r) 和渗透性 g^h (r) 分别为:

$$g^e(r) = \frac{\pi r^2 \sigma_w}{l} \quad (4)$$

$$g^h(r) = \frac{\pi r^4}{8\mu l} \quad (5)$$

宽为 w , 广度为 b , 长为 l 的狭缝型孔隙的导电性 g^e (w) 和渗透性 g^h (w) 分别为:

$$g^e(w) = \frac{bw}{l} \sigma_w \quad (6)$$

$$g^h(w) = \frac{bw^3}{12\mu l} \quad (7)$$

式中: σ_w 是饱和溶液的电导率。

不同的运输机制的特征是孔隙导通性与其孔隙尺寸的关系^[17]。对于圆柱形孔隙, 如果孔隙的直径和长度不相关, 则导电性 $g^e(r) \propto r^2$, 渗流性 $g^h(r) \propto r^4$; 对于狭缝型孔隙, 如果孔隙宽度和长度不相关, 则导电性 $g^e(w) \propto w$, 渗流性 $g^h(w) \propto w^3$ ^[18]。

1.2 张量 CPA 方法

CPA 方法是基于逾渗理论(Percolation Theory)的方法, AMBEGAOKAR 等^[9]认为在电导分布较宽的无序介质的流动或运输主要由那些大小大于某一临界电导 g_c 的电导控制, g_c 是形成跨越簇的一系列电导值中最小的电导值。根据 CPA 的思想, 运输主要依靠高导通性的通路, 具有小电导值和有限体积分数的孔隙对整体运输的贡献可以忽略不计^[19]。鉴于电流场和渗流场的物理相似性, 流体在渗流场中的流动主要由一临界值控制。根据 CPA 思想, 网络的有效运输参数之间的关系仅由临界孔径决定。临界孔径的定义源于逾渗理论, 指在一个由半径不同的通路组成的介质中, 从入口到出口保证形成至少一条连通路所需保有的最小通路半径。针对一个实际的岩石样本或数字岩心样本, 有多种方法可测定或计算临界孔径。对于实际岩石样本, 常用的实验方法为括压汞法, 得到压汞曲线和孔径分布后, 依据曲线形态和拐点位置可测定临界孔径。而对于本研究所采用的数字岩心样本, 一般通过提取样本的孔隙网络(Pore Network)获得不同样本各处的孔隙半径。通过设置半径阈值, 保留该阈值以上的孔隙。逐渐提高半径阈值, 则整个孔隙网络所保有的连通孔隙逐渐减少。在

某一阈值时, 整个孔隙网络由连通变为不连通, 则将此半径阈值设为临界孔径。

以圆柱形孔隙为例, 其临界孔隙的导电性正比于临界孔径的平方 r_{crit}^2 , 渗透性正比于临界孔径的四次方 r_{crit}^4 。因此, 孔隙的导通性的比 (g_{crit}^h/g_{crit}^e), 公式(4)和公式(5), 即介质的渗透率和电导率之间的 CPA 估计, 与 r_{crit}^2 成正比, $k-\sigma$ 的关系为:

$$k = \frac{r_{crit}^2}{8} \cdot \frac{\sigma_a}{\sigma_w} \quad (8)$$

式中: σ_a 为饱和溶液的介质电导率。

非常规油气储层具有较强的各向异性和非均质性, 使用标量 CPA 方法无法准确概括其各向异性的性质, 且准确度不高。本文提出张量 CPA 方法考虑了介质各向异性的特点, 对 3 个方向分别求临界孔径和电导率后再利用 CPA 公式进行渗透率的计算, 其准确度高于标量 CPA 方法。

张量 CPA 方法求渗透率的公式张量形式为:

$$\begin{bmatrix} k_{xx} & & \\ & k_{yy} & \\ & & k_{zz} \end{bmatrix} = \frac{1}{8\sigma_w} \cdot \begin{bmatrix} \sigma_{a-xx} & & \\ & \sigma_{a-yy} & \\ & & \sigma_{a-zz} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} r_{crit-xx} & & \\ & r_{crit-yy} & \\ & & r_{crit-zz} \end{bmatrix}^2 \quad (9)$$

利用张量 CPA 方法求解介质渗透率的具体步骤为:

1) 提取三维孔隙网络。利用模拟软件 PerGeos 提取数字岩心的孔隙网络, 如图 1 所示。

PerGeos 是一款数字岩心可视化、分析和模拟的软件, 可以对数字岩心进行定量测量和分析。利用该软件对导入的数字岩心图片进行处理, 可得到数字岩心对应的三维孔隙网络模型。

该模型包含孔隙的位置、半径、连通关系、所受压力等信息以及喉道的半径、长度等信息。这些信息为临界孔径的求解提供帮助。

2) 求解临界孔径张量和电导率张量。利用矩阵和矢量表示孔隙网络模型包含的连通关系以及渗透入口和渗透出口信息(图 2)。设置阈值半径从最小喉道半径到最大喉道半径变化, 每一个喉道半径均对应不同的连通矩阵, 同时均可按照图 2 所示的矩阵运算判断渗透入口面和渗透出口面是否连通。

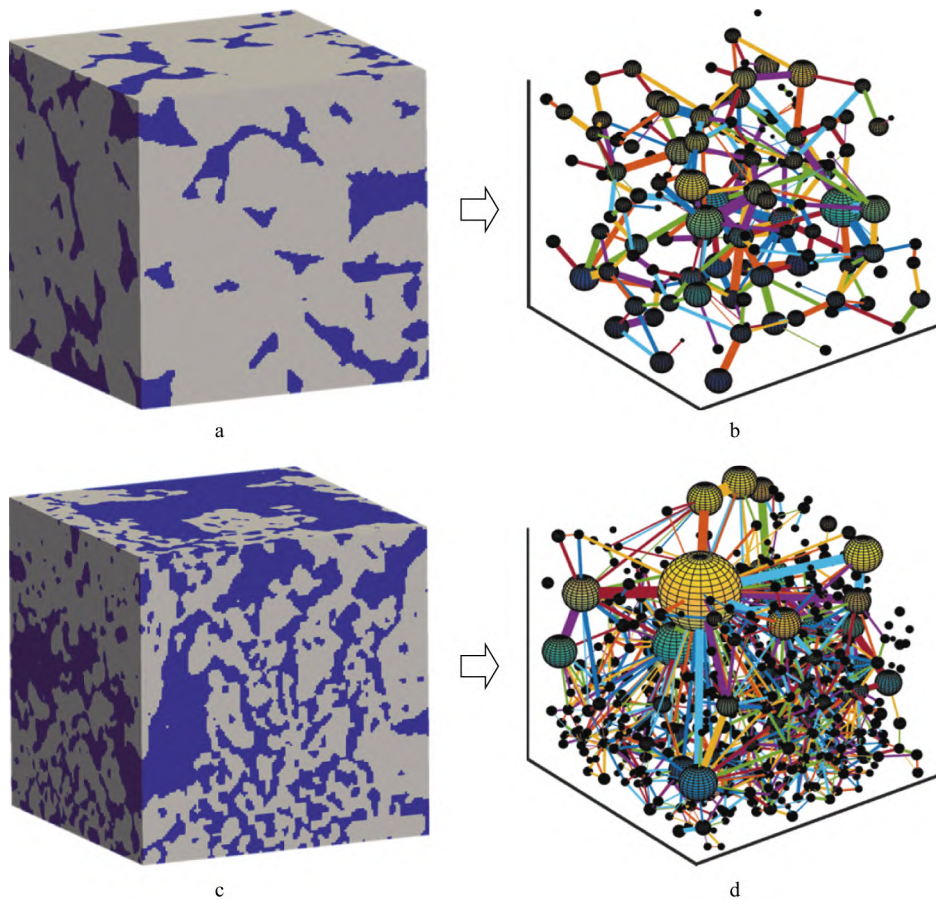


图 1 数字岩心提取孔隙网络

a 各向同性数字岩心; b 各向同性样本孔隙网络; c 各向异性数字岩心; d 各向异性样本孔隙网络

$$\begin{matrix}
 \text{连通矩阵}(C) & \text{渗透入口矢量}(I) & T & T & \text{渗透出口矢量}(O) & E \\
 \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 1 \\ 0 & \ddots & 0 & 0 \\ \vdots & 0 & \ddots & \vdots \\ 1 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} & \times \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} & = \begin{bmatrix} 2 \\ 0 \\ \vdots \\ 2 \end{bmatrix} & \Rightarrow & \begin{bmatrix} 2 \\ 0 \\ \vdots \\ 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} & = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}
 \end{matrix}$$

图 2 孔隙网络的矩阵表达

当该孔隙网络由连通变为不连通时对应的半径阈值即为要求解的临界孔径,对孔隙网络 3 个方向均进行上述相同步骤,就可以求出临界孔径张量。

提取出的孔隙网络可由矩阵和矢量表示,分别为如图 2 所示的连通矩阵(C),渗透入口矢量(I)和渗透出口矢量(O)。矩阵和矢量均由 0 和 1 组成,连通矩阵(C)的长和宽均为孔隙个数,渗透入口矢量和出口矢量均是一个长度为孔隙个数的列向量。对于连通矩阵来说,如果其横纵坐标对应的编号两个孔隙是相连的,则该位置置 1,否则置 0。对于渗透入口矢量和出口矢量(I 和 O),如果该位置孔隙为渗透入口或

渗透出口的孔隙,则置 1,否则置 0。其中的矩阵 T 和 E 为两个矩阵计算的结果,具体的计算判断流程如图 3 所示。

图 3 所示为判断孔隙网络是否连通的流程。对于设置的每一个半径阈值,均要进行如图 3 所示的判断流程。在某一阈值下,对应的连通矩阵为 C,渗透入口矢量为 I,将 C 右乘 I 得到一新的矩阵 T,该矩阵中不为 0 的位置即为和渗透入口孔隙相连的孔隙编号。将 T 与渗透出口矩阵 O 点乘得矩阵 E,通过判断 E 是否等于 0 来判断渗透入口和出口面是否连通。如果 E 不等于 0 则表示孔隙网络连通,结束判断。否则将 T 赋

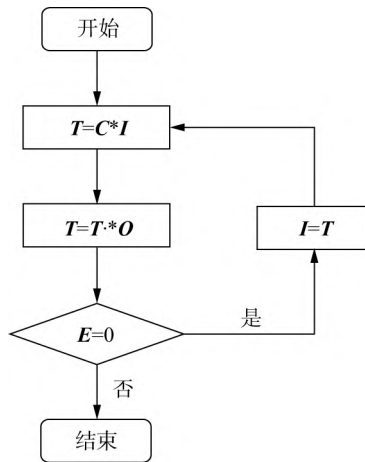


图 3 孔隙网络连通判断流程

值给 I 继续新一轮的判断,直到达到设置的判断次数,若 E 仍等于 0,则表示孔隙网络不连通。

同时,本文采用基于有限元方法的 COMSOL Multiphysics with MATLAB 多物理场仿真软件对数字岩心模型进行建模以及电特性仿真分析以获得电导率张量。仿真实验中设置两相介质即岩石骨架和孔隙的电导率分别为 0.01 S/m 和 0.10 S/m。一次

仿真模拟计算可得到对应的一组电场强度矢量和电流密度矢量。为求得电导率的 9 个分量值,需要计算 3 组结果,因而对于一个岩心样品,需要从不同方向 (x 方向、 y 方向和 z 方向)分别加载 3 次电场,即可得到电导率张量。

3) 利用(9)式通过张量运算得到渗透率张量。

2 应用实例

2.1 三元相图表示各向异性程度

本工作选取 8 块各向同性数字岩心和 8 块各向异性数字岩心进行对比分析,使用电导率的三元相图表现其各向异性程度。

图 4 为表现岩心样本各向异性程度的三元相图。图 4a 的点都聚集在三角形的中心,说明选取的各向同性岩心样本的各向同性程度较强。图 4b 的点明显偏离三角形的中心,说明选取的各向异性岩心样本的各向异性程度较强。接下来使用标量和张量 CPA 方法对各向同性和各向异性数字岩心样本分别求渗透率并进行对比分析。

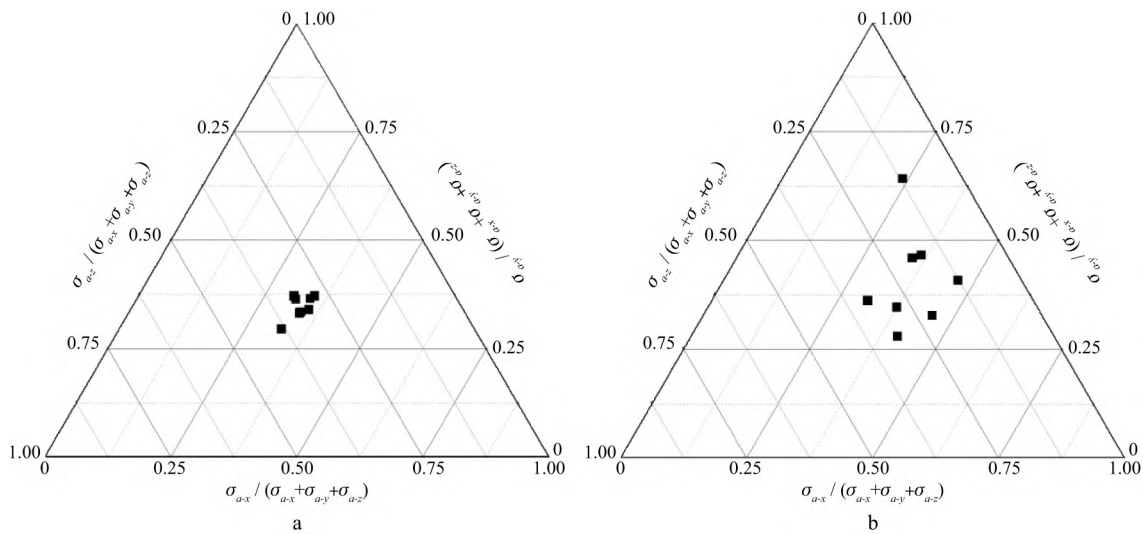


图 4 数字岩心样本的电导率三元相

a 各向同性数字岩心样本; b 各向异性数字岩心样本

2.2 模拟渗透率的数值验证

本文采用模拟软件 PerGeos 求得的渗透率作为标准渗透率值,并将 CPA 方法求得的渗透率与其对比分析。为验证 PerGeos 得到的模拟渗透率值的准确性,选择了均质性和各向同性较为显著的伯里亚砂岩样本数据(Berea Sandstone),由气体渗透率测量仪

器在围压为 500 psi 以内,轴向压力梯度为 30~40 psi 时测量其渗透率^[20],同时将该岩样的数字岩心样本(原数据大小为 1000×1000×1000 像素)随机截取了 3 块 128×128×128 像素的各向同性子样本(图 5),设置 1 像素对应的物理长度为 2.25 μm,导入 PerGeos 模拟软件中计算渗透率。

3 组各向同性样本 3 个方向的实验渗透率相等, 而由 PerGeos 模拟计算得到的模拟渗透率在 3 个方向上的数值也呈现出密切的相似性。图 6 所示的数据显示, PerGeos 计算得到的渗透率与实验渗透率均处于同一数量级, 并且数值之间的差异较小。因此, 本研究将以 PerGeos 计算得到的模拟渗透率作为参考标准, 用于后续的研究和分析。

本文实验中所采用的各向同性样本提取自砂岩

的数字岩心样本, 各向异性样本提取自页岩的数字岩心样本。需要说明的是, 为了充分验证张量 CPA 方法在各向异性样本中的有效性, 实验所选取的各向异性子样本区域需要在微观结构上体现出较明显的非均质性及各向异性(如含有大开度、大孔隙半径的裂缝或裂缝分布相对密集等特征)。因此, 在同等实验条件下, 这类各向异性子样本的计算渗透率会高于孔隙均匀分布的各向同性子样本。

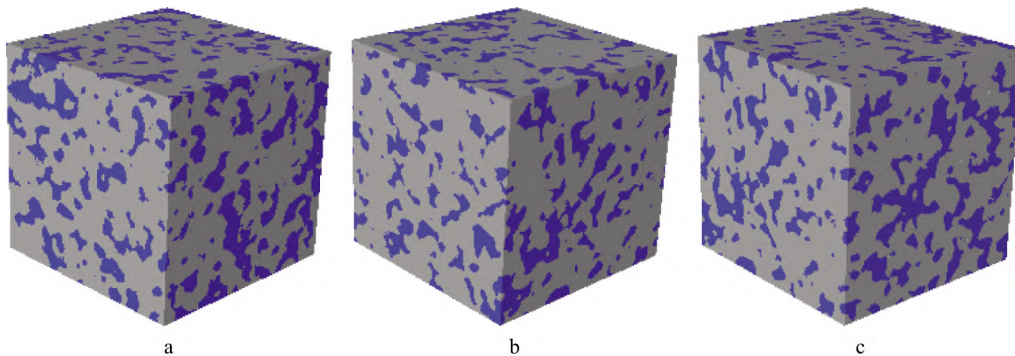


图 5 各向同性样本示例

a 各向同性样本 1; b 各向同性样本 2; c 各向同性样本 3

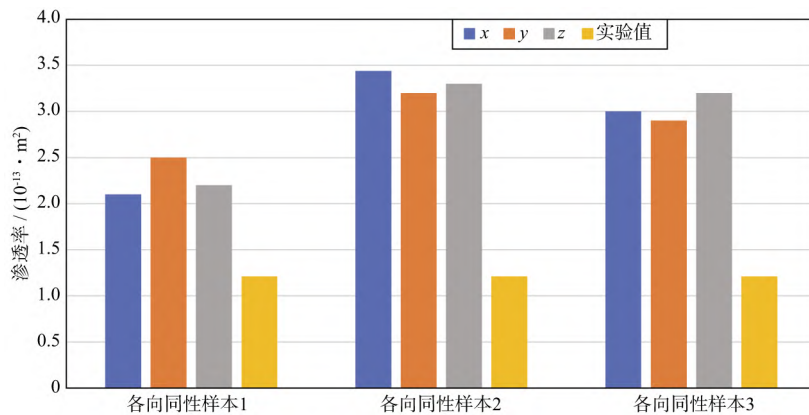


图 6 模拟渗透率与实验渗透率对比

2.3 基于张量 CPA 预测各向同性介质渗透率

本研究基于 CT 扫描分辨率为 $1000 \times 1000 \times 1000$ 的砂岩和页岩数字岩心, 在综合考虑计算耗时和样品代表性的前提下, 选择原始岩心数据中 $128 \times 128 \times 128$ 像素的子区域作为研究对象。数值模拟实验中, 我们随机截取了 8 块基于砂岩数字岩心结构的各向同性样本和基于页岩数字岩心结构的各向异性样本。

各向同性数字岩心样本的孔隙度范围为 15%~20%, 各向异性数字岩心样本的孔隙度范围为 15%~25%。在使用 PerGeos 计算模拟渗透率以及使用有

限元方法的 COMSOL Multiphysics with MATLAB 建模仿真计算电导率时, 均设置 1 像素对应的物理长度为 $2.25 \mu\text{m}$ 。

同时采用标量 CPA 方法和张量 CPA 方法计算各向同性数字岩心样本的渗透率, 结果如图 7 所示。

图 7a 为标量 CPA 方法预测各向同性数字岩心渗透率的结果, 图 7b 为张量 CPA 方法预测各向同性数字岩心渗透率的结果。不同颜色的点代表不同的各向同性数字岩心样本, 黑色的虚线代表 $y = x$ 直线, 若结果落在线上, 则证明 CPA 方法计算的结果和模拟结果一致, 即 CPA 方法预测准确度较高, 两条灰

色虚线之间的区域代表横纵坐标之间的绝对误差在最大渗透率的 5% 以内。计算可得图 7a 模拟值和预测值间的均方根误差 (RMSE) 为 0.05332, 图 7b 中的 RMSE 为 0.01211, 可见虽然标量 CPA 方法对于各向同性数字岩心样本的渗透率预测准确度较高, 但是对于 3 个方向的渗透率值相差较大的各向同性数字岩心样本, 来说标量 CPA 方法渗透率预测准确度较差。由图 7b 可见, 张量 CPA 方法的渗透率预测结果均落在较好的误差范围内。相较于标量 CPA 方法, 张量 CPA 方法的渗透率预测准确度更高。

2.4 基于张量 CPA 预测各向异性介质渗透率

同时采用标量 CPA 方法和张量 CPA 方法计算

各向异性数字岩心样本的渗透率, 结果如图 8 所示。

图 8a 为标量 CPA 方法预测各向异性数字岩心渗透率的结果。图 8b 为张量 CPA 方法预测各向异性数字岩心渗透率的结果。不同颜色的点代表不同的各向异性数字岩心样本, 黑色虚线代表 $y = x$ 直线, 若结果落在线上, 则证明 CPA 方法计算的结果和模拟结果一致, 即 CPA 方法预测准确度较高, 两条灰色虚线之间的区域代表横纵坐标之间的绝对误差在最大渗透率的 5% 以内。经过计算可得, 图 8a 的 RMSE 为 3.5343。图 8b 的 RMSE 为 1.1808。标量 CPA 方法对于各向异性数字岩心样本的渗透率预测准确度较差, 而张量 CPA 方法相较于标量 CPA 方法

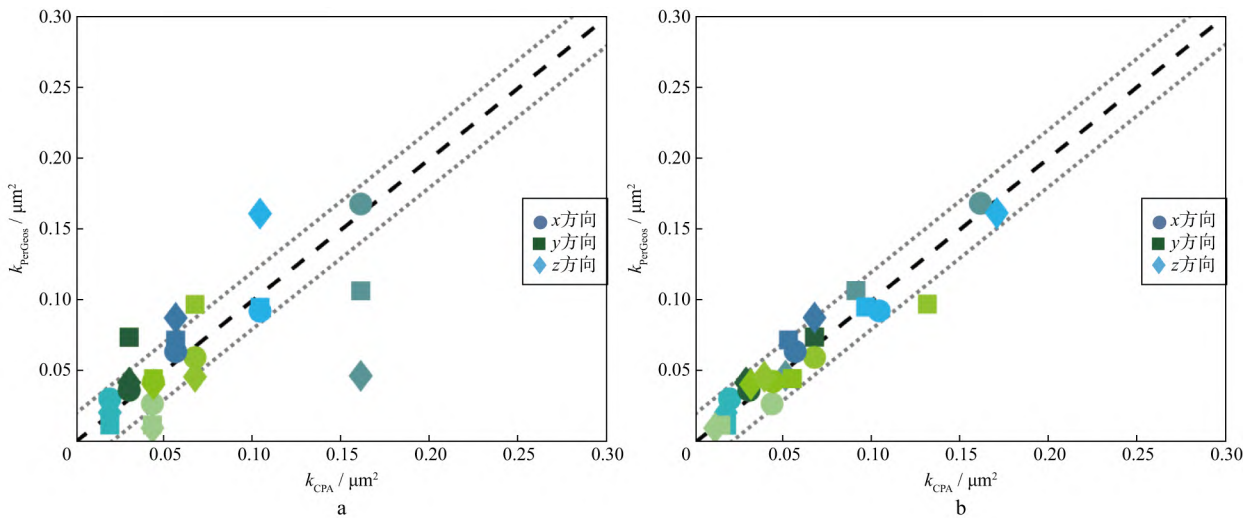


图 7 各向同性数字岩心渗透率预测结果
a 标量 CPA 方法; b 张量 CPA 方法

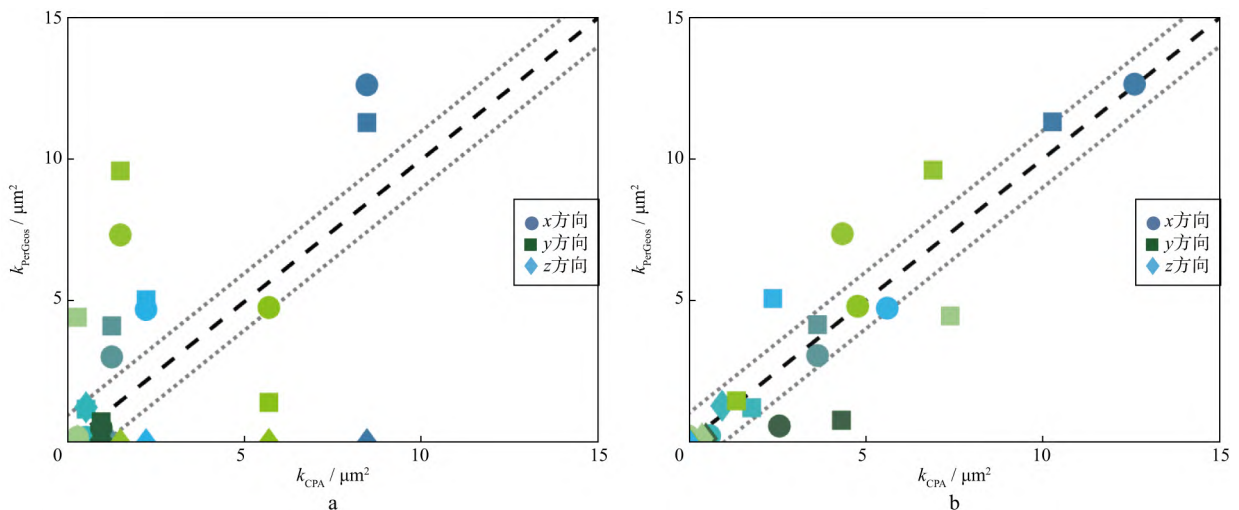


图 8 各向异性数字岩心渗透率预测结果
a 标量 CPA 方法; b 张量 CPA 方法

预测准确度有明显提高。

3 结论

本文提出了针对各向异性介质渗透率预测的张量 CPA 方法,通过对真实三维数字岩心提取出的孔隙网络进行矩阵表示与矩阵计算求得临界孔径张量,经过和电导率张量之间的运算得到渗透率张量。对各向同性和各向异性介质均计算渗透率并与张量 CPA 方法的计算结果进行对比分析,得到以下认识:

1) 对于各向同性和各向异性介质的渗透率预测,张量 CPA 方法均可提高其预测准确度;

2) 针对各向异性介质的渗透率预测,引入张量能更好地表征各向异性介质的结构特征。因此,张量 CPA 方法可明显提高其渗透率的预测准确度。

参 考 文 献

- [1] 李阳,薛兆杰.中国石化油藏地球物理技术进展与探讨[J].石油物探,2020,59(2):159-168
LI Y,XUE Z J.Progress and development directions of reservoir geophysics at SINOPEC[J].Geophysical Prospecting for Petroleum,2020,59(2):159-168
- [2] 邹才能,陶士振,白斌,等.论非常规油气与常规油气的区别和联系[J].中国石油勘探,2015,20(1):1-16
ZOU C N,TAO S Z,BAI B,et al.Differences and relations between unconventional and conventional oil and gas[J].China Petroleum Exploration,2015,20(1):1-16
- [3] 刘江涛,廖东良,葛新民.基于 Kozeny-Carman 方程的水相相对渗透率计算方法[J].科学技术与工程,2012,12(29):7500-7504
LIU J T,LIAO D L,GE X M.Water phase relative permeability calculation based on Kozeny-Carman Equation [J]. Science Technology and Engineering,2012,12(29):7500-7504
- [4] 冯进,石磊,管耀,等.基于图像处理和 Kozeny-Carman 方程的砂岩储层渗透率预测[J].中国海上油气,2022,34(2):67-75
FENG J,SHI L,GUAN Y,et al.Prediction of sandstone reservoir permeability based on image processing and Kozeny-Carman equation,[J].China Offshore Oil and Gas,2022,34(2):67-75
- [5] RENARD P,GENTY A,STAUFFER F.Laboratory determination of the full permeability tensor[J].Journal of Geophysical Research,2001,106(B11):26443-26452
- [6] 李滔,李闯,荆雪琪,等.孔隙尺度各向异性与孔隙分布非均质性对多孔介质渗透率的影响机理[J].石油勘探与开发,2019,46(3):569-579
LI T,LI M,JING X Q,et al .Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media[J].Petroleum Exploration and Development, 2019,46(3):569-579
- [7] DAIGLE H.Relative permeability to water or gas in the presence of hydrates in porous media from critical path analysis[J].Journal of Petroleum Science and Engineering,2016,146(3):526-535
- [8] 李昌钦,张赛民,王红涛,等.基于分形几何的多孔介质电导率与渗透率关系数值模拟[J].物探化探计算技术,2022,44(5):605-614
LI C Q,ZHANG S M,WANG H T,et al .Numerical simulation of the relationship between conductivity and permeability of porous media based on fractal geometry[J].Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration,2022,44(5):605-614
- [9] AMBEGAOKAR V,HALPERIN B I,LANGER J S.Hopping conductivity in disordered systems[J].Physical Review B,1971,4(8):2612-2620
- [10] KATZ A J,THOMPSON A H.A quantitative prediction of permeability in porous rock[J].Physical Review B,1986,34(11):8179-8181
- [11] LE D P.Permeability versus conductivity for porous media with wide distribution of pore sizes[J].Physical Review B,1989,39:4816-4819
- [12] SKAGGS T H.Assessment of critical path analyses of the relationship between permeability and electrical conductivity of pore networks[J].Advances in Water Resources,2011,34(10):1335-1342
- [13] FRIEDMAN S P,SEATON N A.Critical path analysis of the relationship between permeability and electrical conductivity of three-dimensional pore networks [J]. Water Resources Research,1998,34(7):1703-1710
- [14] KATZ A J,THOMPSON A H.Prediction of rock electrical conductivity from mercury injection measurements [J]. Geophysical Research Letters,1987,92(B1):599-608
- [15] GHANBARIAN B.Predicting single-phase permeability of porous media using critical-path analysis[M].Palm Desert,CA: Complex Media and Percolation Theory,2021:273-288
- [16] 孙建国.岩石物理学基础[M].北京:地质出版社,2006:29-30
SUN J G.Fundamentals of petrophysics[M].Beijing:Geological Publishing House,2006:29-30
- [17] 时磊,王璞,刘俊州,等.致密砂岩储层物性参数预测方法研究[J].石油物探,2020,59(1):98-107
SHI L,WANG P,LIU J Z,et al.Physical properties prediction for tight sandstone reservoirs[J].Geophysical Prospecting for Petroleum,2020,59(1):98-107
- [18] GHANBARIAN B,CARLOS T-V,SKAGGS T H.Quantifying tight-gas sandstone permeability via critical path analysis[J]. Advances in Water Resources,2016,92(2):316-322
- [19] ADEYEMI B,GHANBARIAN B,WINTER CL,et al.Determining effective permeability at reservoir scale: Application of critical path analysis[J].Advances in Water Resources,2022,159(1):104096.1-104096.12
- [20] LUCAS-OLIVEIRA E,ARAUJO-FERREIRA A,TREVIZAN W,et al.Sandstone surface relaxivity determined by NMR T2 distribution and digital rock simulation for permeability evaluation[J].Journal of Petroleum Science and Engineering,2020,193(1):107400.1-107400.10

(编辑:任 鹏)