

# 页岩多尺度数字岩心及其应用

姬莉莉<sup>1,2</sup> 林 緬<sup>1,2,\*</sup> 江文滨<sup>1,2,+</sup> 曹高辉<sup>1</sup>

<sup>1</sup> 中国科学院力学研究所, 北京 100190

<sup>2</sup> 中国科学院大学工程科学学院, 北京 100049

**摘 要** 构建能完备表征岩石多尺度孔隙(缝)及基质结构的数字岩心是非常规油气研究领域的科技前沿问题,也是页岩油气勘探开发的重要基础.文章综合分析了国内外在表征页岩有机孔隙簇、多尺度孔(缝)结构和代表性单元体(REV)三个方面的研究进展,在分析四川盆地海相页岩结构特征的基础之上,提出了可完备表征其孔隙(缝)和基质结构的新方法.最后,将页岩数字岩心应用到多尺度孔(缝)结构对声学特性的影响和原位地层含气量评估方面,为页岩储层评价和甜点预测提供了新的技术方法.

**关键词** 多尺度多组分数字岩心, oREV,  $\mathbb{R}$ REV, 数字-实验岩心, 含气量评估

中图分类号: TE122 文献标识码: A

DOI: [10.6052/1000-0992-24-006](https://doi.org/10.6052/1000-0992-24-006) CSTR: [32046.14.1000-0992-24-006](https://cstr.cn/32046.14.1000-0992-24-006)

收稿日期: 2024-01-10; 录用日期: 2024-07-26; 在线出版日期: 2024-08-10

\* E-mail: [linmian@imech.ac.cn](mailto:linmian@imech.ac.cn)

+ E-mail: [jiangwenbin@imech.ac.cn](mailto:jiangwenbin@imech.ac.cn)

引用方式: 姬莉莉, 林緬, 江文滨, 曹高辉. 页岩多尺度数字岩心及其应用. 力学进展, 2024, 54(3): 606-628

Ji L L, Lin M, Jiang W B, Cao G H. The multiscale digital core of shale and its application. *Advances in Mechanics*, 2024, 54(3): 606-628

© 2024 《力学进展》版权所有

## 1 引言

中国的页岩油气资源非常丰富, 大力发展页岩油气对保障我国能源安全具有重要意义. 与常规储层岩石不同, 页岩孔(缝)结构复杂、尺度跨度大, 既有纳米级的有机孔, 还发育纳米-微米级无机孔, 以及微米-毫米级裂缝; 矿物成分多样, 垂直方向层理明显等. 多尺度孔(缝)是页岩油气的主要赋存空间和运移通道, 同时孔隙(缝)及基质结构也极大地影响着储层岩石的物理性质. 数字岩心将岩石的基质和空隙空间以数字表征, 从而便于在计算机上进行数值实验研究, 为解决非常规油气勘探开发中的诸多难题提供一种新型研究手段. 因此, 研究用数字岩心表征页岩特征, 对认识页岩油气储层, 提升勘探开发效率具有十分重要的现实和战略意义.

在实验室, 人们可以利用微/纳米 CT (computed tomography)、聚焦离子束-扫描电镜 (focused ion beam-scanning electron microscope, FIB-SEM) 和自动矿物分析电镜 (scanning electron microscopy-energy dispersive X-ray spectroscopy, SEM-EDS) 等图像扫描设备获得页岩孔(缝)结构特征和物性参数 (Bai et al. 2013, Chen et al. 2013, Saraji & Piri 2015, Kelly et al. 2016, Cudjoe et al. 2020); 通过氦孔隙度测试仪、超低渗透率测试仪、高压气体吸附仪等设备, 可获得页岩的孔隙度、渗透率、吸附气量和孔径分布等物性参数. 然而, 图像扫描方法受分辨率和扫描区域大小的制约, 仅能辨识纳米或微米尺度的局部孔隙(缝)结构, 无法同时识别跨越六到七个量级的页岩孔隙(缝)信息, 因此不能基于扫描图像直接得到准确的岩石物性参数. 同时, 深层、超深层储层往往面临高温高压的地层环境, 目前实验设备无法完全再现真实储层条件, 而且由于页岩具有低孔低渗的特征, 实验测试时间长, 成本高. 在工程上, 通常对测井资料进行处理来得到储层岩石的孔隙度, 密度, 含气量, 饱和度等物性参数. 但是, 目前对页岩油气测井资料的解释多沿用常规油气的方法, 这使得由测井数据得到的页岩物性参数的准确性存疑, 究其原因就在于对页岩微观孔隙结构及其内部油气运动规律缺乏全面的认识, 从而导致无法建立准确的测井解释评价模型. 当前解决这些问题的最佳方案之一就是构建能完备表征页岩多尺度孔缝及基质结构的数字岩心, 并以其为研究载体, 借助跨尺度理论模型在计算机上模拟任意地层环境下页岩的物理性质, 揭示微观结构对宏观物理性质影响的内在机理.

因此, 如何构建页岩数字岩心, 完备表征页岩的多尺度孔隙结构, 是目前学术界亟待解决的关键问题. 本文在综合分析对比国内外研究进展的基础上, 通过对四川盆地海相页岩的深入研究, 提出了构建页岩多尺度数字岩心的新方法, 并将该方法应用于认识多尺度孔(缝)结构对岩石声学特性的影响、准确评价原位地层页岩含气量等方面.

## 2 页岩多尺度数字岩心

考察我国四川盆地长宁、威远和泸州三大区块大量页岩样品的 FIB/SEM、EDS 图像及  $N_2$  ( $CO_2$ ) 吸附和渗透率等测试数据, 可以总结出三个典型特征: 1) 孔隙(缝)具有多尺度特征. 有机质内发育着连通性良好的纳米孔; 无机矿物(石英, 黏土, 长石, 方解石等)分布着从纳米到几十微米的粒间孔和粒内孔, 以及少量的微米尺度裂缝. 2) 纹层整体较为发育. 每个纹层厚度大约在百微米到毫米之间, 不同纹层的矿物成分差异较大, 层理缝沿交界面延伸扩展. 3) 页岩渗透率

各向异性明显,沿层理方向和垂直层理方向,渗透率相差可达 2 个量级以上.因此页岩的数字岩心不仅要表征页岩有/无机孔缝的多尺度特征及其各向异性,同时还必须体现其代表性.下面我们将表征有机孔隙簇、多尺度数字岩心、REV 尺度数字岩心三个层面论述.

## 2.1 表征有机质内孔隙簇

有机质内部发育大量非均质性强且连通性良好的纳米孔隙簇.这些孔隙簇各向异性显著.起初人们试图通过等比例收缩砂岩孔隙来近似表征页岩的纳米孔隙簇 (Mehmani et al. 2013).虽然这种方法可以保证其孔径分布与纳米孔隙簇一致,但孔隙结构相差甚远.之后研究者从二维 SEM 图像出发引入并拓展了两类重构模型来构建三维有机孔隙簇数字岩心.

一类属于基于目标的重构方法. Mehmani 和 Prodanovic (2014) 首先利用随机域法表征了德克萨斯州南部白垩纪 eagle ford 有机孔隙簇.他们以 SEM 图像中提取的有机孔孔径分布、孔隙度等统计参数为约束,将孔隙简化为球体,随机分配到三维计算域中得到随机模型.该方法能方便快捷地实现纳米有机孔的表征,但是其重构结果的有机孔形状过于简化,孔隙结构的随机性较强.此后,又有学者将随机域法与模拟退火法相结合,进一步引入有机孔形状分布、孔喉比分布等统计参数为目标函数,通过迭代优化得到有机孔隙簇的模型,尽管该方法相较于随机域法的计算效率有所降低,但是其有效地改善了有机孔的表征精度 (Wu et al. 2006, Zhang et al. 2015). Wu 等 (2020) 把四参数随机生长法 (quartet structure generation set, QSGS) 引入到有机孔隙簇的表征中.该方法先随机生成成长核,而后以 SEM 图像中得到的有机孔面孔率和孔径分布为约束,控制成长核的生长趋势.该方法的优势在于简单易实现,统计特征和真实有机孔隙簇相似,且能近似模拟孔隙的动态演化过程.简言之,基于目标的重构方法属于随机孔隙和颗粒体素的重构,满足有机孔的统计特征.

还有一类属于基于图像的重构模型.这种方法从本质上来说,是从扫描图像中提取连通概率、孔隙大小及几何形状等图像特征,然后按照一定路径来确定每个访问单元的图像特征,从而得到三维数字岩心. Yang 等 (2015) 将马尔科夫链-蒙特卡洛法 (Markov chain Monte Carlo, MCMC) 通过邻域模板对 SEM 图像进行编辑,获取条件概率函数,而后采用蒙特卡洛算法确定重构图像每一点的状态.这种方法可以刻画有机孔的非均质特征和局部连通性,但是鉴于重构路径和邻域选择的多样性,其重构结果表现出较强的不确定性 (Yang et al. 2015, Nie et al. 2016). Tahmasebi 等 (2015) 将互相关函数法 (cross correlation based simulation, CCSIM) 应用于有机孔数字岩心重构.该方法通过判断重叠区域的相似性来选取最佳备选图案.其重构结果与原始二维图像的统计特征非常接近,还可以保持较好的局部连通性,但缺陷是无法保障全局的孔隙连通性 (Gao et al. 2015). 随后, Tahmasebi 等 (2016) 对 CCSIM 的重构结果进行后期优化,提出了 CCSIM-MH-GA 方法.具体来说,就是以实测渗透率为目标函数,采用统计上常用的 metropolis-hastings (MH) 方法确定与目标函数接近的重构算例,并通过遗传算法 (genetic algorithm, GA) 对该算例进行优化调整,以逐步提高有机孔隙簇的表征精度.该方法克服了 CCSIM 方法对垂向孔隙结构刻画不足的缺陷,较好地表征了孔隙的非均质性和各向异性,但是该方法将岩样实测渗透率视为有机孔隙簇的目标函数,也就是假设厘米尺度岩样与微米尺度数字岩心的渗透率等同.

该假设是否成立值得商榷. Wang 等 (2018) 由多点统计法 (multiple-point statistics, MPS) 通过模板扫描 SEM 图像计算累积条件概率函数, 从而确定计算域每一点的图像. 该方法可以较好地刻画有机孔的长距离连通性. 但是其模板的选取具有较强的随机性, 会对重构结果造成较大影响, 而且重构的数字岩心在水平方向和垂直方向上均为各向同性. 同年, Ji 等 (2018) 提出了互相关-三步筛选法 (cross correlation based simulation-three step sample, CCSIM-TSS). 其中的三步筛选法是以目标函数为约束, 利用不同大小的网格扫描计算域, 以提取满足约束条件的采样点. CCSIM-TSS 方法在重构垂向每一层图片时, 引入孔隙度、孔径分布、两点连通函数、多点连通函数等能描述有机孔非均质特征和连通性特征的特征参数作为约束, 由三步筛选法对待重构图片的像素点进行采样, 以保证每一步重构的三维体都能满足约束条件. 运用该方法构建的数字岩心很好地刻画了孔隙的拓扑结构和全局连通性, 表征了有机质内纳米孔隙簇非均质性和各向异性等特征.

图 1 绘制了近些年国内外有机质孔隙簇主要表征方法的分类图, 从中可以看出这些方法的研究历程.

## 2.2 表征页岩多尺度孔缝结构

多尺度孔缝结构是页岩的典型特征. 主要表征方法有: 衍生过程法、深度学习法和叠加法. 其中衍生过程法是以过程法为主其他方法为辅, 即将页岩的成岩过程和页岩结构特征表征结合起来. Yao 等 (2018) 利用过程法模拟有机质和黏土的成岩过程, 以 SEM 图像中获得有机质和黏土中的孔径分布、孔隙度、形状特征等为约束构建孔隙网络, 并将之填充到有机质和黏土中, 得到包含有机孔、黏土无机孔的多尺度数字岩心. 而 Wu 等 (2020) 将页岩成岩过程简化为有机质热成熟度的四个阶段, 并基于 QSGS 算法和形态学运算描述孔隙在这四个阶段的演化过程, 得到了包含有机孔、粒内孔和粒间孔的三维多尺度数字岩心. 所谓深度学习法就是将深度学习的方法运用到岩心重构中. 杨永飞 等 (2021) 利用生成对抗神经网络对有机孔和无机孔的三维结构进行表征, 得到的孔隙特征参数分布函数与原始图像非常接近. 王先武 等 (2021) 进一步提出了带梯度惩罚的深度卷积生成对抗网络解决训练中梯度消失和梯度爆炸问题. 其重构结果较好地反映了岩心的结构特征. 虽然深度学习法重构速度快, 但是重构结果精度依赖于大量的 FIB-SEM 图像作为训练数据, 这无疑限制了深度学习方法的推广.

叠加法是构建多尺度数字岩心中最常见的方法. 它的基本思想就是分别重构不同组分、不同尺度的数字岩心, 而后将它们叠加在一起. 叠加方式又分为图像转化和空间嵌套两种. 所谓图像转换属于线性叠加分两大类. 第一类是图像尺寸不变, 仅转换图像分辨率, 即将不同分辨率的图像转换为相同分辨率. 比如, Tahmasebi 等 (2016) 提出基于最近邻域算法的多级分辨率转化算法, 以保证图像分辨率转化时可以最大限度保留图像原有特征, 然后将具有相同分辨率的纳米孔和微米孔数字岩心叠加得到了包含微纳米孔的多尺度数字岩心. 该方法的不足在于无法整体刻画不同尺度孔隙的三维拓扑关系和连通性. 第二类, 将大尺度图像和小尺度图像转化为相同分辨率和相同大小. 比如, Yang 等 (2015) 利用 MCMC 算法将有机孔数字岩心扩展重构成和无机孔数字岩心一样大, 分辨率保持不变; 而后利用体素细化算法将无机孔数字岩心分辨率转化为和有

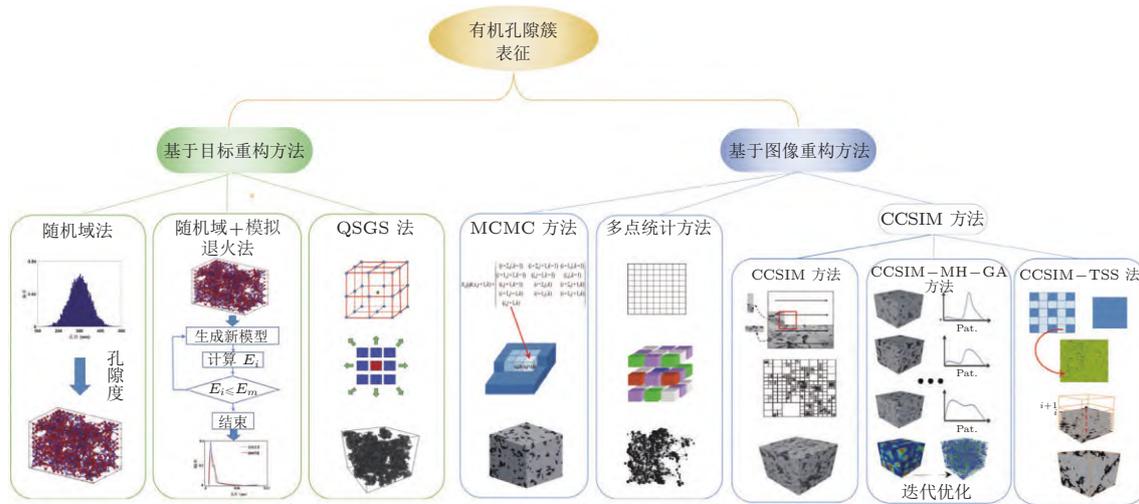


图 1

有机质内孔隙簇主要表征方法分类图

机孔数字岩心相同的分辨率;采用布尔算法将两者叠加,建立了双孔隙数字岩心.分析数字岩心的孔径分布和配位数可发现,该方法能较好地描述两类孔隙之间连通性.然而,以上这两类方法完全没有考虑有机质和无机质的分布.我们知道,有机孔仅是存在于有机质中,无机孔存在无机质中,如何表征这些孔缝之间的空间拓扑关系和连通性就是关键所在.

对此人们又提出了空间嵌套的叠加方法. Wang等(2018)提出了一种半定量多尺度重构方法.所谓半定量就是微米尺度的定量结果和纳米尺度的重构岩心叠加.其中微米尺度下有机质块分布和黏土矿物的三维结构由CT扫描图像获得,而其内部纳米孔的信息由分辨率足够高的二维SEM图像提供.该方法将有机质块分布与有机孔分布,黏土分布和黏土无机孔结合在一起,同时还定量刻画了孔隙连通性和拓扑关系从而有效地改善了页岩多尺度孔隙的表征精度.然而,观察四川盆地海相页岩样品的扫描图像还可以发现,除了有机质和黏土内部的孔隙之外,还有许多无机孔(缝)散布在无机矿物颗粒内部和颗粒之间,且尺度跨度大.现有研究表明无机孔(缝)对储层含气量和油气运移的贡献是不可忽视的.因此有必要更全面地考虑无机孔(缝)的信息.对此 Ji等(2019a)进一步提出了构建多尺度多组分数字岩心的方法(multiscale and multicomponent digital core, MMDC).该方法构建了有机孔、有机质块、无机孔和无机缝四个数字岩心,而且它们的基础数据都来自同一张SEM图像,且该SEM图像足够大,具有代表性.特别地,考虑到有机孔发育且是页岩气的主要赋存空间和连通通道,我们采用CCSIM-TSS方法构建有机孔和有机块的数字岩心;考虑到无机孔(缝)欠发育且尺度跨度大,我们采用随机域法构建无机孔和无机缝的数字岩心,这样做的优势是可以大大提高计算效率.叠加时,通过体素细化算法、三次样条和组合算法将有机孔的数字岩心嵌套在有机质块的数字岩心中,再与无机孔(缝)数字岩心叠加.该方法不仅改善了图像边界锯齿状,避免分辨率转换中的图像失真,同时还保证了原有图像的连通性和结构特征.为了降低重构结果的随机性,我们进一步以实验测得的孔径分布和颗

粒渗透率为约束对重构结果进行优化调整, 最终得到与真实岩心最为接近的多尺度数字岩心. 除此之外, 该方法还有一个优势就是计算效率高, 使得从纳米到百微米五个量级的尺度跨越成为可能.

我们把主要的叠加法绘制在图2中, 从图中可以看出每一种方法所依赖的基础数据以及最终所构建三维数字岩心的主要特征.

### 2.3 表征 REV 尺度页岩的特征参量

具有代表性的岩石单元体 (representative elementary volume, REV) 是研究油气勘探开发问题的基本单元体. 所谓 REV 就是岩石属性不随岩石体积变化而变化的最小体积. 对于均质性较好的砂岩, 通常以孔隙度为参量来确定 REV 的大小 (Bear 1972). 而对于各向异性明显、层理特征突出的页岩来说, 以哪些物理量作为衡量确定页岩 REV 的参量是我们研究的焦点.

通常人们还是沿用常规油气藏的方法以岩石的孔隙度或渗透率为基础量考量 REV. 比如, Saraji 和 Piri (2015) 以孔隙度考量 REV 发现, 当三维 FIB-SEM 图像的大小为  $10\ \mu\text{m} \times 10\ \mu\text{m} \times 10\ \mu\text{m}$  时孔隙度基本上不随体积变化而变化. Chen 等考查矿物含量对渗透率的影响发现, 当数字岩心约为  $150\ \mu\text{m} \times 150\ \mu\text{m} \times 150\ \mu\text{m}$  时才能达到 REV (Chen et al. 2015, Wang et al. 2020). 可以看出, 不同参量所得到的结果差异很大, 而且这些参量没有反映页岩油气的特点.

分析四川盆地海相页岩结构特征, 我们发现页岩层理缝发育特征, 有机质含量、有机质块分布以及有机孔隙簇的连通性等都是决定储层优劣的关键参数, 因此, 必须有针对性的构建可以反映页岩基本特征的 REV 尺度数字岩心. 通过研究, 我们提出重点从页岩的有机质含量和层理面两个方面考量页岩的 REV, 下面具体介绍.

首先我们建立考量有机质含量的概念模型. 所谓概念模型为含一定有机质和无机质的模型, 其中有机质为包含纳米孔隙簇的块体, 无机质为多孔介质. 有机质任意散布在无机质中. 通过计算模型的渗透率, 可以发现岩样的渗透率与有机质含量强相关, 与有机质块分布弱相关, 据此获得统计耦合数字岩心. 这里我们以有机质含量为基础量定义岩心的代表性单元体, 即有机质表征单元体 oREV. 具体做法参考文献 (Cao et al. 2018).

其次考量页岩层理面 (层理缝沿层理面展布, 层理面是层理缝的主要决定因素). 通常人们往往忽略页岩层理面的复杂性, 而是简化为一系列平行平面来代替. 事实上层理面是不同时期矿物沉积的交界面, 而非平面. 为了表征层理面的特征, 我们在运用 MMDC 方法构建纹层内部多尺度数字岩心的基础上, 又通过 EDS 图像获得了不同纹层的矿物信息. 通过将 CCSIM-TSS 方法与定向搜索算法相结合, 获得不同纹层多尺度数字岩心上下交界面的三维矿物分布, 构建具有一定迂曲度的三维层理面. 将一系列数字岩心沿垂向叠放, 计算其沿层理面方向的渗透率. 当渗透率不随岩心叠放层数而变化时我们认为得到了可代表页岩层理性质的体积单元, 以 layer representative elementary volume, lREV 表示. 具体做法参考文献 (Ji et al. 2019b).

由此可见, oREV 和 lREV 分别是对纹层内部数字岩心代表性和不同纹层叠加之后数字岩心代表性的考察, 我们认为表征页岩基本特征的代表单元体必须同时满足: oREV 和 lREV, 二者缺一不可.

我们以四川盆地长宁威远区块 P204 井的页岩样品 ( $2\ \text{cm} \times 2\ \text{cm} \times 2\ \text{cm}$ ) 为例构建数字岩

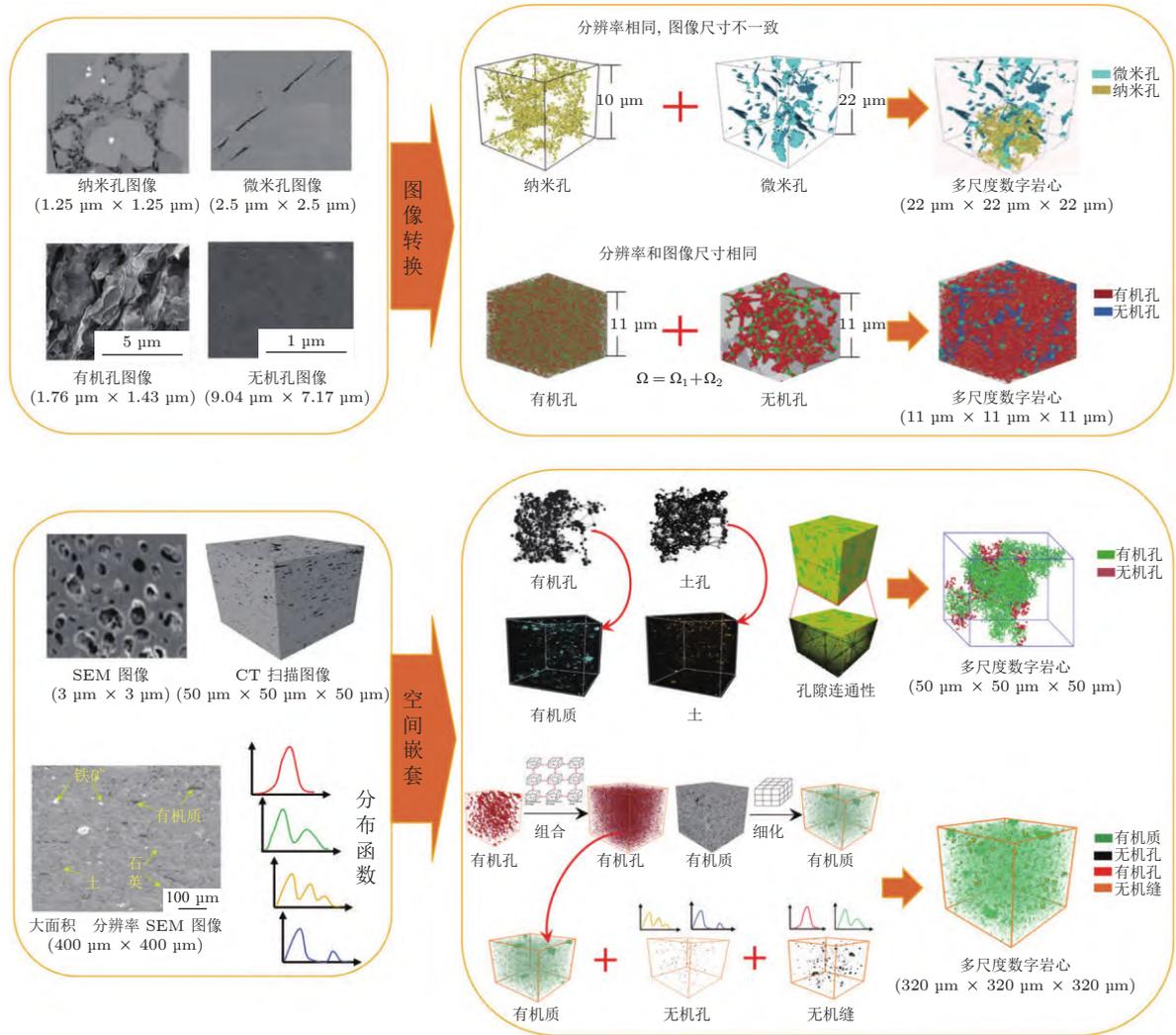


图 2

叠加法分类图

心. 首先准备两类数据. 一类图像数据: SEM 图像 (分辨率 4 nm, 400 μm × 400 μm) 和 EDS 图像 (分辨率 1 μm, 400 μm × 1000 μm); 一类实测数据: 孔径分布和渗透率 (沿层理方向和垂直层理方向). 参照图像数据, 运用前面介绍的 MMDc 方法和层理面表征方法, 构建一系列标样尺寸的数字岩心. 再参照实测数据, 采用多目标模拟退火法和跨尺度渗透率模拟方法对数字岩心的孔、缝、迂曲度等参量进行优化调整, 得到与真实岩心物性更为接近的数字-实验岩心, 我们命名为 RC. 具体做法参考文献 (Ji et al. 2019b). 该数字岩心同时满足 oREV 和 lREV, 如图 3 所示. 将 RC 的孔径分布, 不同压力条件下沿层理方向和垂直层理方向渗透率与实验测试结果进行对比, 如表 1 所示. 可以看出, 重构结果实验测试结果较为接近. 进一步地, 我们分别采用 CT, FIB-SEM 对同一样品进行扫描, 得到数字岩心 SC 和 FC, 如表 1 所示. 将三种方法得到的数字岩心 RC, SC 和 FC 进行对比分析可以发现, 数字-实验岩心具有表征信息全 (包括矿物, 孔隙, 裂缝等), 表征精度高, 计算效率高, 随机性低等特点.

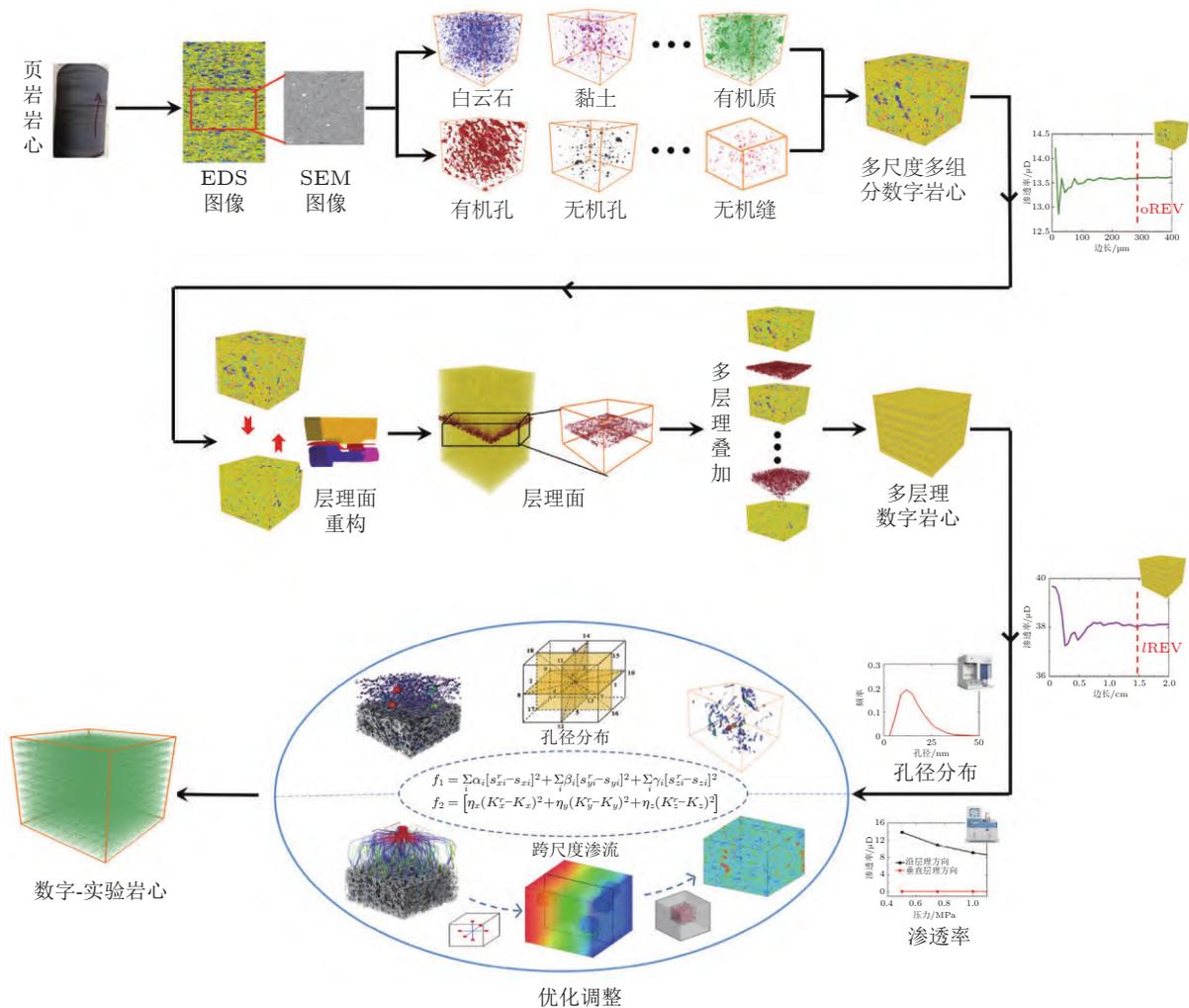


图 3

数字-实验岩心重构流程图

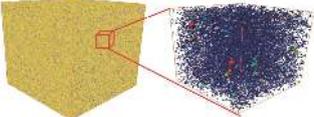
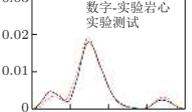
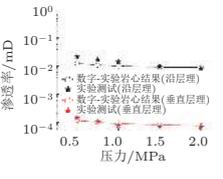
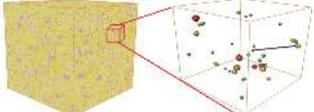
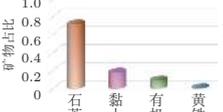
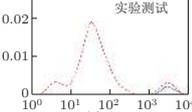
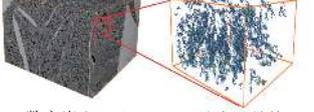
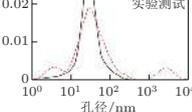
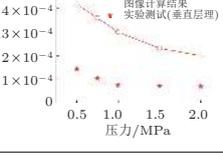
### 3 数字-实验岩心的应用

#### 3.1 岩石孔缝结构及其矿物成分对页岩声学特性的影响

确定岩石骨架、孔、缝结构对岩石声学参数 (纵波速度、横波速度、体积模量、剪切模量等) 的影响一直是提高地震资料解释精度、高效利用测井数据的关键 (刘振武 等 2011). 对页岩油气储层来说, 由于岩石的多尺度孔缝结构和复杂矿物成分这个问题更为突出 (简世凯 等 2020, 徐中华 等 2020).

目前常用的页岩声学性质研究的方法主要有等效解析模型, 静态模拟方法和动态模拟方法. 等效解析模型通过一定的假设将实际岩石结构理想化, 基于等效介质理论, 建立岩石声速或弹性模量与微观结构的关系. 等效解析模型主要有自相容模型 (the self-consistent method, SCM), 微分等效介质模型 (the differential effective medium model, DEM), Xu-White 模型等. Guo 和 Li (2015)

表1 对比数字-实验岩心、CT图像和FIB-SEM图像的三维结构和物性参数

名称	三维结构	孔隙度	矿物组成	孔径分布	渗透率
数字-实验岩心 RC	 数字-实验岩心 RC (大小: 2 cm × 2 cm × 2 cm) 多尺度孔隙	6.83%	 石英、黏土、有机质、黄铁矿、方解石、白云石、钠长石	 数字-实验岩心 实验测试	 数字-实验岩心结果(沿层理) 实验测试(沿层理) 数字-实验岩心结果(垂层理) 实验测试(垂层理)
数字岩心 SC (CT扫描)	 数字岩心 SC (大小: 1 mm × 1 mm × 1 mm) 微米孔结构	0.51%	 石英、黏土、有机质、黄铁矿	 数字岩心 C 实验测试	孔隙不连通 无渗透率
数字岩心 FC (FIB-SEM扫描)	 数字岩心 FC (大小: 8 μm × 8 μm × 4 μm) 纳米孔结构	12.20%	 石英、黏土、有机质	 数字岩心 F 实验测试	 FIB-SEM 图像计算结果 实验测试(垂层理)

假设岩石是具有不同纵横比的椭圆柱体成分的混合物, 基于岩石属性、纵横比和各矿物组分的体积分数, 利用 SCM 模型估计了 Barnett 页岩的横波速度. Zhao 等 (2016) 综合利用 Xu-White 模型, SCA 和 DEM 模型, 提出了表征不同有机质成熟度的弹性等效模型, 结果表明, 页岩的声学性质对有机质含量和矿物成分比较敏感. 总体来说, 等效解析模型具有简单易懂, 计算速度快的优点. 但是等效解析模型对岩石结构的理想化假设具有局限性, 极大地限制了其使用范围. 随着计算机和微观结构探测技术的进步, 数字岩心技术取得了较大发展, 基于数字岩心的声学性质模拟方法 (静态模拟方法和动态模拟方法) 也逐渐发展起来. 静态模拟方法则是基于线弹性本构方程, 采用有限元方法, 模拟数字岩心的声学性质. Zhang 等 (2016) 利用静态模拟方法和 CT 扫描的数字岩心, 计算了龙马溪组页岩的声学性质, 研究其与孔隙度、有机质含量的关系, 给出了声学性质发生显著改变的临界孔隙度和临界有机质含量. Wu 等 (2020) 基于重构的多尺度数字岩心 (大小为百微米量级), 利用线弹性有限元方法, 模拟计算了页岩的弹性模量和剪切模量, 结果表明, 当有机孔、粒内孔、黏土和有机质含量增加时, 页岩弹性模量和剪切模量下降. 静态模拟方法相较于等效解析模型的精度更高, 但由于线性计算模型的局限性, 对于复杂介质声学性质的计算精度有限, 很难精确模拟矿物组分、流体性质、饱和状况及复杂颗粒接触关系的影响, 特别是对由声波引起的岩石微结构小应变缺乏有效地表征手段. 与静态模拟方法不同, 动态模拟方法以 Biot 理论为基础, 通过有限差分方法模拟弹性波在数字岩心中的传播过程, 在岩心两端分别记录入射波和透射波, 读取传播时间得到等效速度. 简世凯 等 (2020) 利用动态模拟方法, 模拟了超声波 (MHz) 在 CT 扫描得到的页岩数字岩心中的传播过程, 和实验结果进行对比, 验证了模拟结果的准确性. 进一步地, Rao 等 (2021) 利用 CT 扫描的数字岩心和动态模拟研究了龙马溪组页岩中有机质含量和有机质形态对页岩声学参数的影响, 结果表明, 有机质含量对页岩声学参数影响较大, 但有机质形态对声学参数的影响较小. 总之, 近些年动态模拟方法虽然在页岩声学性质研究方面取得了较大的发展, 但是现有文献多基于 CT 扫描得到的数字岩心, 从前文的分析

可知, 由于扫描分辨率的限制, CT 图像无法识别大量纳米级孔隙结构, 同时也无法区分密度相近的矿物, 从而最终影响页岩声学性质模拟结果的准确性。

相较于 CT 扫描得到的数字岩心, 数字-实验岩心可以从纳米到厘米完备表征页岩的孔缝和矿物结构, 因此我们利用数字-实验岩心和动态模拟方法来研究页岩的声学特性。为了定量地对比分析, 分别基于数字-实验岩心 RC 和数字岩心 SC 做超声波模拟。采用双相各向异性介质中的弹性波模拟方法, 结合高阶交错网格有限差分和完全匹配边界层, 模拟超声波在数字岩心中的传播过程, 并通过拾取初至时间获得岩心的声速。计算发现超声波通过 RC 时所用时间比 SC 多了  $0.21 \mu\text{s}$ , 振幅减少了 25%, 声速相差了  $284 \text{ m/s}$ 。很明显, RC 内部的多尺度孔缝结构和基质矿物成分对超声波传播都有影响。为了甄别二者的影响, 我们分别提取孔缝结构和矿物信息计算, 如图 4 所示。可以看出, 微纳孔缝结构延长了超声波传播时间  $0.07 \mu\text{s}$ , 振幅减少了 20%, 声速差了  $97 \text{ m/s}$ ; 矿物分布引起超声波传播时差  $0.10 \mu\text{s}$ , 振幅减少了 8%, 声速相差了  $137 \text{ m/s}$ 。可以说, 无论是孔缝结构还是矿物成分对超声波传播的影响都是不可忽略的。我们将四川盆地泸州区块 P32 井二十个样品的计算结果与实测数据进行比较, 发现数字-实验岩心模拟的声速与实测结果具有较高的一致性 (图 5)。为了便于推广数字-实验岩心在页岩声学性质研究中的应用, 以长宁威远区块 P204 井页岩样品为例说明。以该岩样的矿物分布、孔隙结构为基础数据, 我们构建了 10 个相似的数字岩心, 计算它们的孔隙度、渗透率和声速 (图 6)。结果显示: 由孔隙度变化引起的声速改变率与孔隙度近似呈线性变化, 由渗透率变化引起的声速改变率和渗透率之间则近似成 log 曲线关系。对数据点进行数值拟合, 可得到声速改变率随孔隙度和渗透率变化的关系式

$$\gamma_{v-\phi} = \alpha(m)\phi \quad (1)$$

$$\gamma_{v-k} = a(m) + b(m)\log(k) \quad (2)$$

其中  $\alpha(m)$ ,  $a(m)$  和  $b(m)$  关于矿物分布  $m$  的函数,  $\phi$  为孔隙度,  $k$  为渗透率。  $\gamma_{v-\phi}$  是由孔隙度引起的声速改变率,  $\gamma_{v-k}$  是由渗透率引起的声速改变率。由这两个关系式我们就可以获得该区块声速与岩石孔隙度和渗透率的关系。同样这一套方法可以推广到任意区块。

### 3.2 评估含气量新方法

页岩气 (主要成分为甲烷) 以游离气、吸附气和溶解于干酪根中的溶解气三种形式存在, 其中以游离气和吸附气为主, 只有少量的溶解气。含气量是识别“甜点”的一个重要参数, 然而对于深层页岩来说准确快速地评价含气性目前仍是个难题。目前常用的页岩气含气性评价方法主要有两种: 实验方法和数值模拟方法。

实验方法主要有解吸法和和等温吸附法。解吸法通过将页岩岩心装入解吸罐后测定其在储层温度下解吸气量, 在解吸终止时通过破碎或球磨的方法确定残留在岩心中的残余气量, 并基于解吸气量随时间变化的曲线利用分析模型确定从提心到装入解吸罐这一段时间内的损失气量。含气量是损失气量、解吸气量和残余气量之和。常用分析模型包括美国矿务局 USBM (United States bureau of mine) 方法、Simith-Williams 法、ACF (amoco curve fit) 法和 MCF (modified curve fit) 法等 (Smith & Williams 1984, Diamond et al. 1986, Dan et al. 1993, Pillalamarry et al.

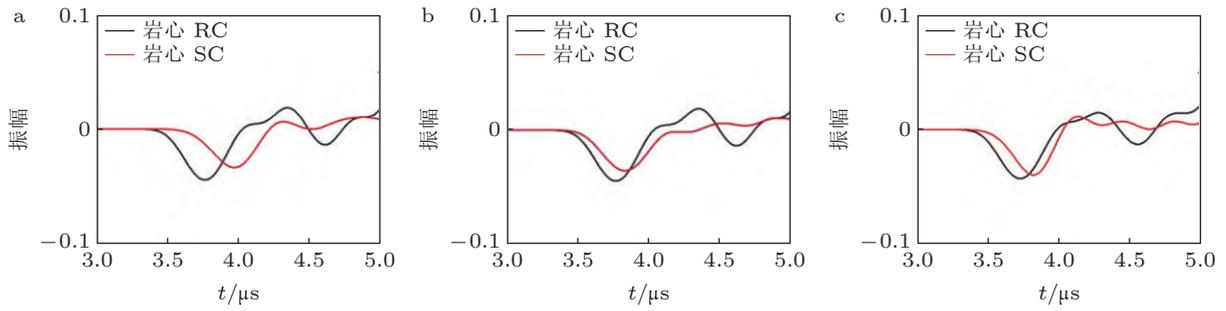


图 4

超声波穿过岩心 RC 和岩心 SC 的波形差异 (a) 总的波形差异, (b) 孔隙结构差异引起的波形差异, (c) 矿物差异引起的波形差异

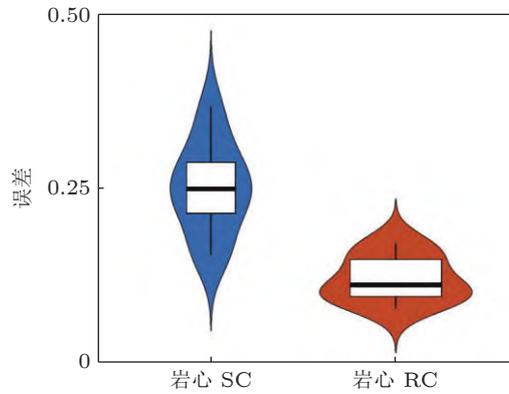


图 5

岩心 RC 和岩心 SC 的声速计算结果与实测值误差对比

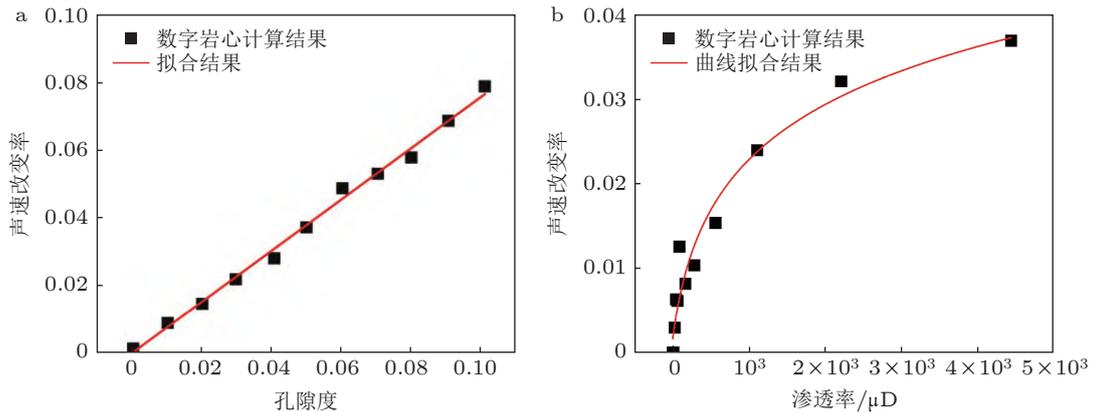


图 6

声速随孔隙度、渗透率的变化率图 (a) 声速随孔隙度改变率 (b) 声速随渗透率改变率

2011, Yuan et al. 2014), 其中使用最广的是 USBM 方法. 然而大量学者的研究表明由于深层页岩储层超致密、裂缝和孔隙发育不均匀、非均质性较强且提心过程时间较长, 现有方法难以准确

评价损失气量, 从而导致含气量评估极不准确(赵群等 2013). 等温吸附法通过测定粉碎样品的等温吸附曲线, 确定页岩气的吸附量, 并结合孔隙度、地层温压条件和含气饱和度等参数计算游离气量, 进而得到总含气量(Dand et al. 2018). 然而, 当前大部分气体吸附仪器支持的最大测试压力仅为 35 MPa, 国内外也有为数不多的最大测试压力可超过 50 MPa 的吸附仪, 但仍无法覆盖深层的地层压力范围(考虑深层高含气性泥页岩普遍存在超压, 可能接近 100 MPa), 从而导致含气量评估不准.

数值模拟方法主要从分子模拟角度, 结合孔隙结构信息, 揭示纳米孔隙中的微观吸附机理, 以预测吸附量, 同时采用状态方程计算孔隙中的游离气量, 两者之和即为总含气量. 在吸附气模拟方面, 目前常用的分子模拟技术为分子动力学(molecular dynamics, MD)和巨正则蒙特卡罗(grand canonical Monte Carlo, GCMC)模拟. MD模拟基于牛顿方程求解分子运动, 给定相应的作用力函数, 可处理多种分子相互作用, 并行度高. 与MD模拟不同, GCMC模拟假设计算体系与具有一定化学势的粒子源接触, 基于化学势确定与孔隙连通的外界压力(与等温吸附实验的原理一致), 但是其对于多种分子并存的模拟只能通过每种分子单独模拟实现, 并行度不高. Ambrose等(2012)首先采用多层石墨等效干酪根和MD方法模拟了80℃和20.98 MPa条件下纳米通道中的甲烷吸附, 发现宽度为3.93 nm的通道中离壁面0.38 nm范围内存在一个明显的吸附层, 根据吸附层的甲烷密度值提出了原位气量计算的修正方法. 后续的研究者逐步将孔隙壁面扩展为蒙脱石、方解石、石英等无机矿物, 同时采用不同类型干酪根的分子模型替代石墨以更接近真实页岩(Mosher et al. 2013, Sui et al. 2015, Li et al. 2016). 在研究壁面性质对甲烷吸附的基础上, 研究者进一步讨论了孔隙结构、孔隙表面粗糙度对吸附的影响. Wang等(2021)基于样品SEM图像上观察的四种不同形状孔隙, 利用GCMG模拟发现甲烷在三角孔上的吸附量比狭缝孔、方形孔和圆形孔分别减少9.86%、8.55%和6.12%. Gao等(2021)用MD模拟研究粗糙页岩表面上甲烷的吸附特征, 结果表明粗糙表面产生的锯齿状结构可以增大吸附面积. Jiang和Lin(2018)采用MD方法模拟了不同孔径、矿物成分和温压条件下纳米孔隙中甲烷吸附, 形成了吸附数据库, 为更大尺度的吸附量快速分析提供了支撑(Ji et al. 2019). 以上研究虽然揭示了影响页岩吸附的主要因素, 但多停留在微观机理层面, 如何建立微观模拟与全岩吸附量之间的衔接, 是将模拟结果应用于吸附气量预测的关键所在. Liu等(2016)尝试将氮气吸附法测得的页岩孔径分布与MD模拟得到的不同孔径中的吸附量联合, 得到了等温吸附曲线. 但是与页岩实测曲线进行对比, 发现两者仅趋势上一致, 定量上差异较大. Jiang和Lin(2018)将基于MD模拟建立的不同壁面吸附数据库与样品的比表面测试数据相结合, 得到了30、45、60和80℃四条等温吸附曲线. 与超高压吸附仪测量的等温吸附测试进行对比, 发现两者定量吻合较好. 这说明基于吸附数据库和比表面计算页岩样品吸附量是可行的. Ji等(2019)进一步将MD模拟得到吸附数据库与四川盆地不同类型有机孔结构的数字岩心相结合, 通过数字岩心模拟不同深度的有机孔隙结构, 然后以有机孔比表面为桥梁, 计算了不同深度有机质的吸附量, 该研究为基于数字岩心的原位含气量评估提供了新思路.

游离气模拟方面. 目前常用的高压甲烷状态方程主要包括Se-W方程和Peng-Robinson方程.

中石化无锡所曾通过磁悬浮天平,测定了 60 °C 条件下 35 MPa 以下的甲烷密度,发现 Se-W 方程所预测的甲烷密度与实测值更为接近. 我们通过 GCMC 方法模拟了 60 °C 不同压力的游离态甲烷密度. 结果表明: 在 0 ~ 35 MPa 时,模拟结果与实测值、Se-W 预测结果接近,显著低于 Peng-Robinson 方程预测结果 (Zhou et al. 2020). 因此, Se-W 状态方程较 Peng-Robinson 方程能更准确地预测高压下游离态甲烷的密度,为游离气量的计算提供了可靠的基础. 本文将采用 Se-W 状态方程计算不同温度和压力情况下的页岩气密度.

综合以上的研究结果,我们进一步提出了基于页岩数字-实验岩心的原位地层含气量计算方法,如图 7 所示. 考虑到岩样从地下钻井取心至地面,其孔隙结构必然会随着应力释放而发生不可逆的变化,因此评估含气量的首要前提是得到原位地层孔缝结构. 实验证明反复加压-卸载情况下岩样的应力应变曲线具有相似性 (范尚炯 & 姚爱华 1990, 杨胜来 等 2007),我们利用此性质来得到原位地层孔缝结构. 具体方法如下: 假设图 7 中 B 点为原位地层条件下的岩心, BC 段为取心应力释放过程, C 点为地表岩心, CD 段为弹性压缩阶段, DE 段为塑性压缩阶段, EF 段为释压阶段,则四边形 OABC 与 CDEF 相似, BC 与 EF 近似平行,如图 7 所示. 基于数字-实验岩心模拟 CDEF 的压缩-释压过程,即可反推出原位地层 B 点的应变. 同时,假设页岩中石英、方解石等矿物满足弹性材料本构关系,而有机质和粘土满足弹塑性材料本构关系,结合四分量增长算法,可得到原位地层孔隙结构,进而可获得原位地层条件下不同矿物的孔隙度和比表面,结合已有的不同压力,温度,和壁面性质的吸附数据库 (Jiang & Lin 2018) 和 Se-W 状态方程,就可以计算页岩内部的含气量,进而评估目标区块储层温度和压力情况下的含气量. 为了验证方法的准确性,我们将计算结果和超高压吸附仪的测量结果做对比 (如图 7 所示),结果表明我们的方法具有较高的精度 (吸附气,游离气和总含气量的误差小于 10%).

对于实际工程应用来说上述流程太过繁琐,为此我们进一步提取主控参数,建立目标区块含气量判识图版. 已有研究表明,储层温度和地层压力直接影响页岩气赋存状态的转化,因此除了比表面、孔隙度、矿物成分之外,储层的地层压力和温度也应考虑 (Li et al. 2022, Mansi et al. 2022). 本文以四川盆地海相页岩为例,建立含气量判识图版. 四川盆地页岩储层的深度范围为 2 500 ~ 8 000 m,地层压力系数  $d_p$  变化范围为 1.3 ~ 2.2,地温梯度  $dt$  变化范围为 1.7 ~ 3.0.

提取影响页岩吸附气的主要参数. 已有研究表明,石英、方解石等脆性矿物对页岩吸附的贡献可忽略;干燥黏土矿物虽然对甲烷气体有一定吸附作用,但是其通常表现为强亲水性,水分子与黏土颗粒可以通过氢键、静电力与分子间作用力而紧密结合,在矿物表面形成水膜,从而极大地降低了黏土吸附能力;有机质对甲烷有较强吸附能力,且有机质特别是生烃阶段的有机质表面通常表现为油湿,几乎不含水 (Chalmers & Bustin 2007, Ross & Bustin 2007, Guo & Li 2015, 吉利明 等 2014),因此,我们在建立吸附气判识图版时重点研究有机质中的吸附气. 观察四川盆地大量样品的 SEM 图像可以发现,有机质内部有机孔大致可分为五类:黏土褶皱状孔为主,圆形大孔为主,大孔和介孔均衡,介孔为主和微孔为主 (Ji et al. 2019c),如图 8 所示. 不同区块有机孔分布特征不同,五种有机孔类型占比也不同. 我们计算了这五类典型有机孔类型从 2 500 到 8 000 m 深、地层压力系数从 1.3 到 2.2,地温梯度从 1.7 到 3.0 时含气量 (如图 9 所示). 结果发现吸附气

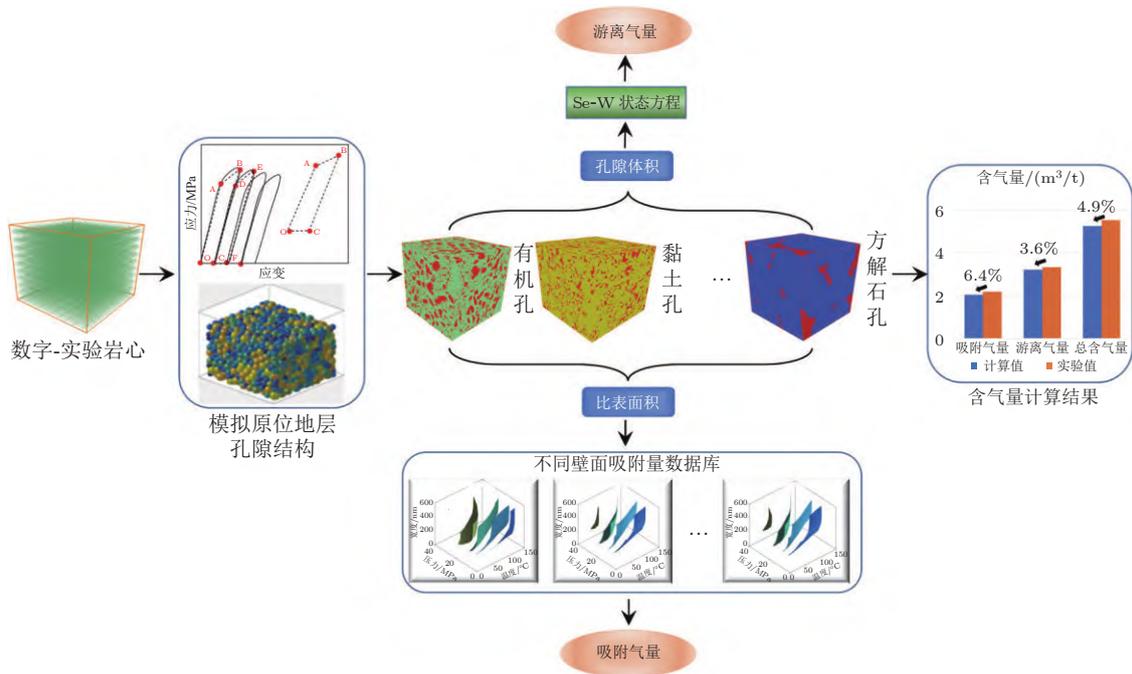


图 7

页岩含气量计算方法流程图

量随深度增加变化不大; 不同地层压力系数 (地温梯度) 的含气量在 8000 m 时差异最大. 接下来, 我们考察不同地层压力系数和地温梯度对吸附气量的影响特征, 以便于总结规律, 简化参数 (以 8000 m 为例). 为了定量分析, 这里以地层压力系数为 1.3 时的吸附气量为参考标准, 考察地层压力系数从 1.4 到 2.2 的吸附气量相对于地层压力系数为 1.3 时的变化率, 结果如图 10(a) 所示. 可以看出, 地层压力系数从 1.4 到 2.2 的吸附气量与地层压力系数为 1.3 时的最大差别在 20% 以内. 这说明在四川盆地地层压力系数的变化范围内, 地层压力系数的差异对有机质吸附气量的影响是可以忽略的. 同样地, 为了考察地温梯度对吸附气量的影响, 以地温梯度为 1.7 时的吸附气量为参考标准, 统计了地温梯度从 1.8 到 3.0 时的吸附气量相对于地温梯度为 1.7 时的变化率, 如图 10(b) 所示. 结果显示, 地温梯度从 1.8 到 3.0 时的吸附气量与地温梯度为 1.7 时的最大差别在 20% 以内, 地温梯度的差异对有机孔吸附气量的影响是可以忽略的. 综合以上分析可知, 在建立吸附气量判识图版时, 可固定地层压力系数为 1.3 和地温梯度为 1.7, 只需考虑有机孔比表面和深度两个影响因素.

提取影响页岩游离气的主要参数. 如前文所述, 页岩内部的游离气量主要取决于孔隙度, 不必考虑矿物差异. 四川盆地页岩样品的孔隙度变化范围为 0.01 ~ 0.10. 我们利用 Se-W 状态方程计算了孔隙度从 0.01 ~ 0.10, 深度从 2500 到 8000 m、地层压力系数从 1.3 到 2.2, 地温梯度从 1.7 到 3.0 时的游离气量. 结果发现游离气量随深度增加而增加; 不同地层压力系数 (地温梯度) 的含气量在 8000 m 时差异最大. 类似于吸附气, 我们仍以 8000 m 为例, 考察地层压力系数和地温梯度对游离气量的影响特征. 同样地以地层压力系数为 1.3 时的游离气量为参考标准, 考察地

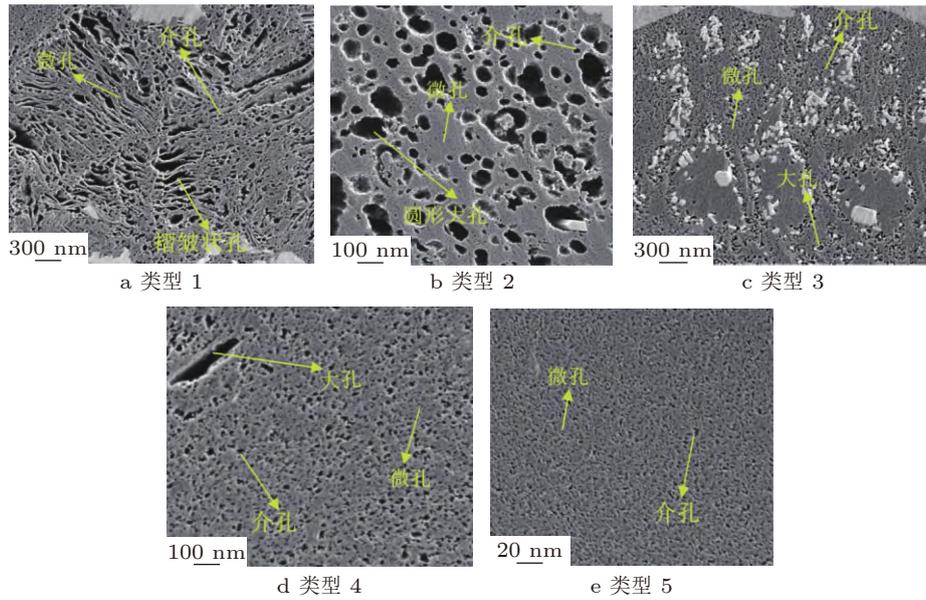


图 8

四川盆地五种典型有机孔分布特征图

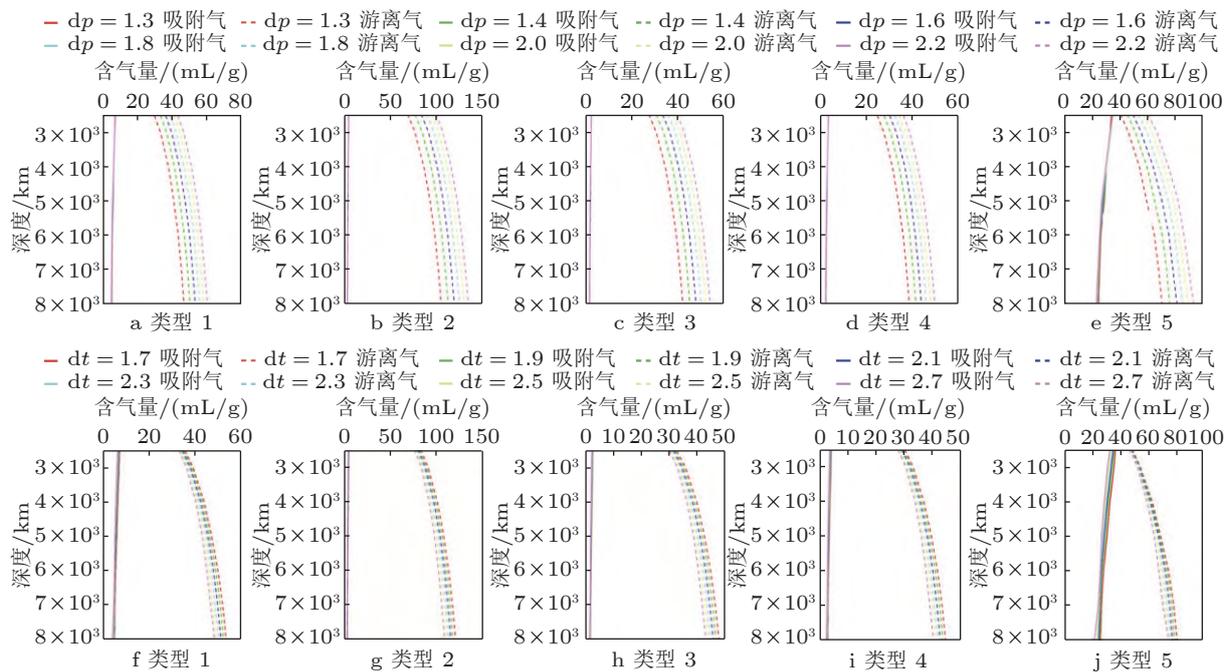


图 9

四川盆地五种典型有机孔结构在不同地层压力系数和地温梯度时的吸附气量和游离气量

层压力系数从 1.4 到 2.2 的吸附气量 (游离气) 相对于地层压力系数为 1.3 时的变化率, 结果如图 10(c) 所示. 可以看出, 地层压力系数从 1.4 到 2.2 的游离气量差异较大, 特别是当地层压力系数大于 1.8

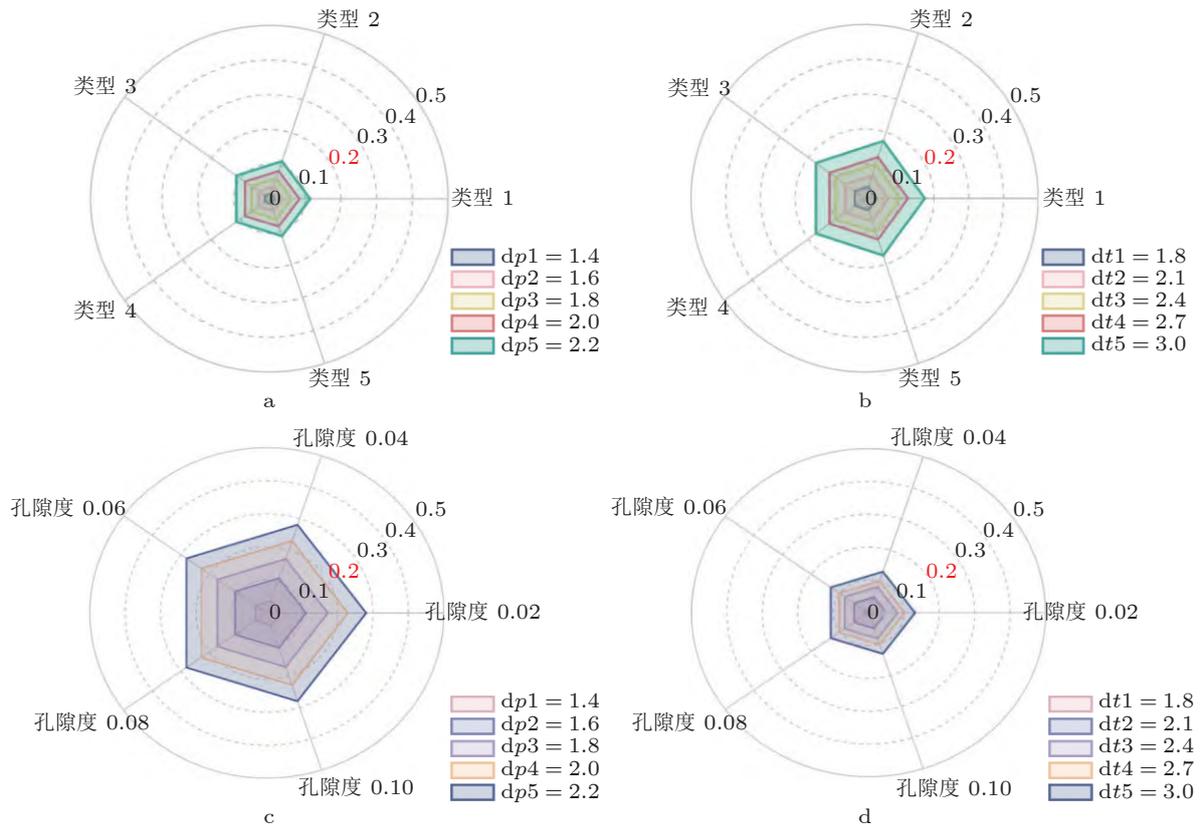


图 10

四川盆地五种典型有机孔结构由地层压力系数和地温梯度引起的吸附气量和游离气量差异图。(a) 吸附气量相对于地层压力系数为 1.3 时变化率; (b) 吸附气量相对于地温梯度为 1.7 时变化率; (c) 游离气量相对于地层压力系数为 1.3 时的变化率; (d) 游离气量相对于地温梯度为 1.7 时的变化率

(即地层压力系数的差异大于 0.5) 时, 游离气量的差异大于 20%, 最大可达 30%. 这说明在四川盆地地层压力系数的变化范围内, 地层压力系数的差异对游离气量的影响不可忽略. 以地温梯度为 1.7 时的游离气量为参考标准, 统计了地温梯度从 1.8 到 3.0 时的游离气量相对于地温梯度为 1.7 时的变化率, 如图 10(d) 所示. 结果显示, 地温梯度从 1.8 到 3.0 时的游离气量与地温梯度为 1.7 时的最大差别在 20% 以内, 地温梯度差异对游离气量的影响是可以忽略的. 因此, 在建立游离气量判识图版时, 可固定地温梯度为 1.7, 考虑孔隙度、深度、地层压力系数三个影响因素.

综合利用以上的分析结果, 建立四川盆地目标区块含气量判识图版. 首先建立吸附气量判识图版. 考虑到有机质内吸附气对于地层压力系数、地温梯度不敏感, 结合四川盆地有机孔的结构特征, 我们给出了单位质量有机质内部吸附气量随深度和原位地层比表面变化的判识图版, 如图 11(a) 所示. 针对游离气而言, 由前文计算分析可知, 样品的游离气量主要由孔隙度、深度、地层压力系数决定. 考虑到当地层压力系数大于 1.8 (即地层压力系数差异大于 0.5) 时, 游离气量相对于地层压力系数为 1.3 时的变化率大于 20%. 为了控制地层压力系数的差异在 0.5 以内,

我们最终给出了在地层压力系数为 1.3 ~ 1.8, 以及 1.8 ~ 2.2 时, 游离气量随深度和原位地层孔隙度变化的判识图版, 如图 11(b) 所示. 将游离气判识图版和吸附气判识图版相结合, 可获得页岩的总含气量, 计算公式如下

$$G_{\text{总}} = G_{\text{吸附气}} + G_{\text{游离气}} = G_{\text{有机质}}^{\text{吸附气}} \times \text{TOC质量占比} + G_{\text{游离气}} \quad (3)$$

其中  $G_{\text{总}}$  为总含气量,  $G_{\text{有机质}}^{\text{吸附气}}$  为单位质量有机质吸附气含量,  $G_{\text{游离气}}$  为游离气含量.

以四川盆地长宁威远区块龙马溪组页岩为例, 利用判识图版来计算含气量. 对两个样品进行分析, 可以获得有机质的比表面, 有机质的质量占比以及孔隙度, 在得到原位孔隙度和比表面的基础之上, 就可以在图 9 中找到样品相对应的吸附气量和游离气量的值. 相较于目前常用的 US-BM 方法, 我们的方法克服了深层含气量评估误差过大的缺陷, 在一定程度上提高了深层页岩含气量评估的准确性. 该方法实际应用于四川盆地长宁-威远区块、泸州区块, 为储层含气量评估和甜点识别提供服务. 图 12 给出了目标区块某口井的含气量计算结果和实测数据进行对比, 可以发现我们的方法具有较高的精度.

## 4 总 结

页岩具有多尺度孔(缝)结构、矿物成分复杂、纹层发育等特点, 构建能完备表征页岩的数字岩心一直是页岩油气勘探开发研究的重点和难点. 本文对近些年国内外在页岩数字岩心重构方面研究成果作了系统的总结, 并介绍了我们在页岩数字岩心应用方面的一些工作, 得出的主要结论如下:

1) 页岩数字岩心重构方面: 与常规储层岩石不同, 页岩数字岩心构建需要解决多尺度(纳米-厘米)、多维度(多种矿物, 多种孔缝, 多种纹层)、代表性(oREV, iREV)三个方面的问题. 随着成像设备和计算机技术的不断改进, 近些年页岩多尺度数字岩心构建技术取得了长足的进展, 已有多种方法可对页岩多尺度孔缝结构进行表征, 但仍然存在重构结果随机性强、代表性不足的缺点. 我们根据四川盆地海相页岩的结构特征, 提出了数字-实验岩心重构方法, 以多种实验数据为约束对重构结果进行跨尺度优化调整, 降低了重构结果的随机性; 以页岩基本特征为依据, 提出 oREV 和 iREV 的概念, 最终实现了页岩代表性单元体内多尺度孔(缝)及基质结构的完备表征. 我们的方法虽是基于有机孔发育的海相页岩提出的, 但是其重构 REV 尺度页岩的思路可以推广到其他类型的页岩.

2) 页岩数字岩心应用方面: 数字岩心技术在认识和评价复杂储层方面面临着重大的机遇和挑战. 我们提出了页岩数字-实验岩心技术在认识页岩声学特征和评估含气量方面的应用方法, 揭示了微观结构对页岩物理性质影响的内在机理, 加深了对页岩物理属性的认识. 但是对于非均质性较强的页岩储层, 如何将岩心尺度得到的这些物理参数推广到储层或油藏尺度的勘探和开发中是未来要解决的关键问题, 这其中重点研究的方向包括利用数字岩心和跨尺度(纳米-岩心-储层尺度)渗流模拟方法, 研究页岩气藏微观渗流机理; 利用数字岩心研究储层页岩岩石物理性质, 建立高精度测井解释和评价模型等.

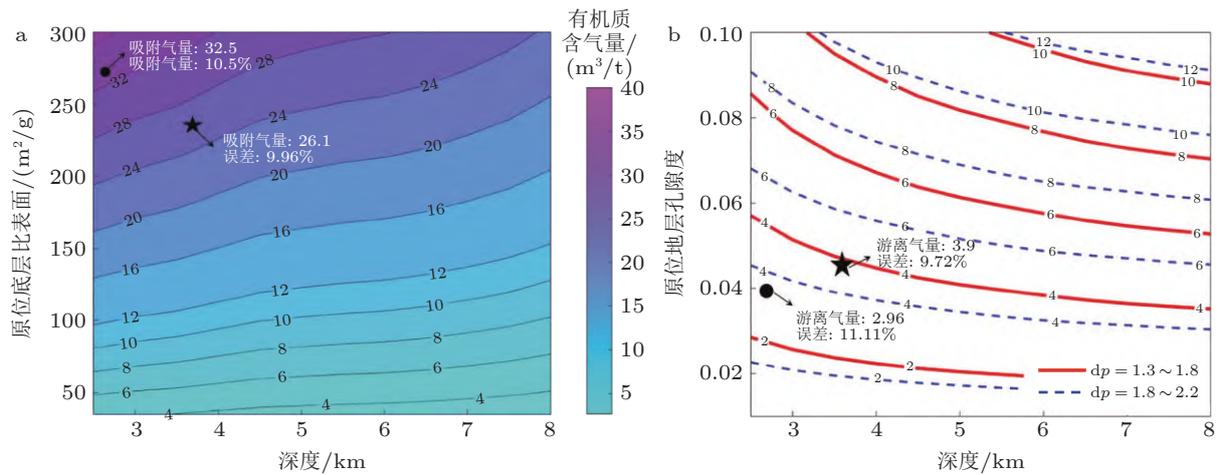


图 11

含气量判识图版. 其中黑色原点为页岩样品. (a) 单位质量有机质吸附气量 (b) 单位质量游离气量

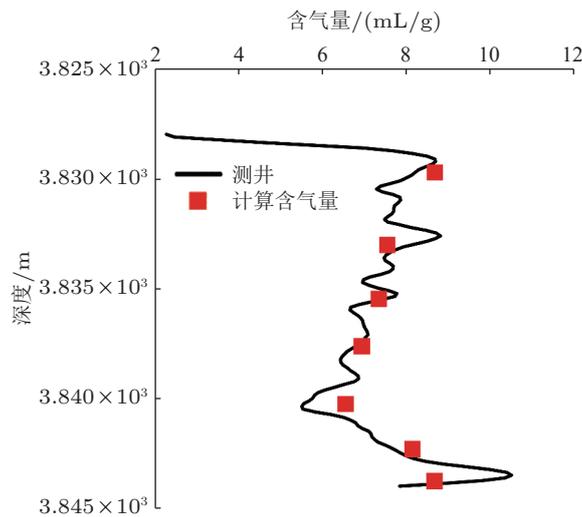


图 12

四川盆地某口井含气量计算结果和实测数据的对比

**致谢** 国家自然科学基金重点项目 (42030808); 国家自然科学基金面上项目 (41872163); 中国科学院战略性先导科技专项 (A 类) 子课题 (XDA14010304) 资助.

**参考文献**

范尚炯, 姚爱华. 1990. 地面孔隙度压缩校正方法研究. 石油勘探与开发, **4**: 69-77 (Fan S J, Yao A H. 1990. A study of the method of correction from surface laboratory porosity to subsurface porosity of the reservoir rocks. *Petroleum Exploration and Development*, **4**: 69-77).

吉利明, 邱军利, 宋之光, 夏燕青. 2014. 黏土岩孔隙内表面积对甲烷吸附能力的影响. 地球化学, **43**(03): 238-244

- (Ji L M, Qiu J L, Song Z G, Xia Y Q. 2014. Impact of internal surface area of pores in clay rock on their adsorption capacity of methane. *GeoChimica*, **43**(03): 238-244).
- 简世凯, 符力耘, 王志伟, 韩同城, 刘建林. 2020. 龙马溪组页岩数字岩心动态法弹性等效数值建模. *地球物理学报*, **63**(7): 2786-2799 (Jian S K, Fu L Y, Wang Z W, Han T C, Liu J L. 2020. Elastic equivalent numerical modeling based on the dynamic method of Longmaxi formation shale digital core. *Chinese J. Geophysics*, **63**(7): 2786-2799).
- 刘振武, 撒利明, 杨晓, 李向阳. 2011. 页岩气勘探开发对地球物理技术的需求. *石油地球物理勘探*, **46**(05): 810-819 (Liu Z W, Sa L M, Yang X, Li X M. 2011. Needs of geophysical technologies for shale gas exploration. *Oil Geophysical Prospecting*, **46**(05): 810-819).
- 王先武, 张挺, 吉欣, 杜奕. 2021. 基于带梯度惩罚深度卷积生成对抗网络的页岩三维数字岩心重构方法. *计算机应用*, **41**(6): 1805-1811 (Wang X W, Zhang T, Ji X, Du Y. 2021. 3D shale digital core reconstruction method based on deep convolutional generative adversarial network with gradient penalty. *Journal of Computer Applications*, **41**(6): 1805-1811).
- 徐中华, 郑马嘉, 刘忠华, 邓继新, 李熙喆, 郭伟, 李晶, 王楠, 张晓伟, 郭晓龙. 2020. 四川盆地南部地区龙马溪组深层页岩岩石物理特征. *石油勘探与开发*, **47**(6): 1100-1110 (Xu Z H, Zheng M J, Liu Z H, Deng J X, Li X J, Guo W, Li J, Wang N, Zhang X W, Guo X L. 2020. Petrophysical properties of deep Longmaxi formation shales in the southern Sichuan basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, **47**(6): 1100-1110).
- 杨胜来, 涂中, 张友彩. 2007. 异常高压气藏储层孔隙度应力敏感性及其对容积法储量计算精度的影响. *天然气地球科学*, **18**(1): 137-140 (Yang S L, Tu Z, Zhang Y C. 2007. Changes of porosity value in abnormally high pressure gas reservoirs and its effects on the precision of reserve calculation. *Natural Gas Geoscience*, **18**(1): 137-140).
- 杨永飞, 刘夫贵, 姚军, 宋华军, 王民. 2021. 基于生成对抗网络的页岩三维数字岩芯构建. *西南石油大学学报*, **43**(5): 73-83 (Yang Y F, Liu F G, Yao J, Song H J, Wang M. 2021. Reconstruction of 3D shale digital rock based on generative adversarial network. *Journal of Southwest Petroleum University*, **43**(5): 73-83).
- 赵群, 王红岩, 杨慎, 刘洪林, 刘德勋, 董雷. 2013. 一种计算页岩岩心解吸测试中损失气量的新方法. *天然气工业*, **33**(5): 30-34 (Zhao Q, Wang H Y, Yang S, Liu H L, Liu D X, Dong L. 2013. A new method of calculating the lost gas volume during the shale core desorption test. *Nature Gas Industry*, **33**(5): 30-34).
- Ambrose R J, Hartman R C, Diaz-Campos M, Akkutlu I Y, Sondergeld C H. 2012. Shale gas-in-place calculations part I: New pore-scale considerations. *SPE J*, **17**: 219-229.
- Bai B, Elgmati M, Zhang H, Wei M Z. 2013. Rock characterization of Fayetteville shale gas plays. *Fuel*, **105**: 645-652.
- Bear J. Dynamics of fluids in porous media. American Elsevier Pub. Co, 1972.
- Cao G H, Lin M, Jiang W B, Zhao W L, Ji L L, Li C X, Lei D. 2018. A statistical-coupled model for organic-rich shale gas transport. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **69**: 167-183.
- Chalmers G R L, Bustin R M. 2007. The organic matter distribution and methane capacity of the lower cretaceous strata of northeastern British Columbia, Canada. *Int J Coal Geol*, **70**: 223-239.
- Chen C, Hu D, Westacott D, Loveless D. 2013. Nanometer-scale characterization of microscopic pores in shale kerogen by image analysis and pore-scale modeling. *Geochem. Geophysics. Geosystems*, **14**: 4066-4075.
- Chen L, Kang Q, Dai Z, Viswanathan H S, Tao W. 2015. Permeability prediction of shale matrix reconstructed using the elementary building block model. *Fuel*, **160**: 346-356.
- Cudjoe S, Fu Q W, Tsau J S, Barati R, Goldstein R, Nicoud B, Baldwin A, Zaghoul J, Mohrbacher D. A reconstructed core-scale model of the lower eagle ford shale through FIB-SEM, SEM-EDS, and

- microscopy for gas Huff-n-Puff simulation[C]. The SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, August 2020.
- Dan Y, Seidle J P, Hanson W B. Gas sorption on coal and measurement of gas content. *Instituto Fernando el Católico. IFC*, 1993: 166-170.
- Dand W, Zhang J, Tang X, et al. 2018. Investigation of gas content of organic-rich shale: A case study from lower Permian shale in southern North China Basin, central China. *Geoscience Frontiers*, **9**(2): 559-575.
- Diamond W P, LaScola J C, Hyman D M. Results of direct-method determination of the gas content of US coalbeds. Information Circular/1986. United States: N. p., 1986. Web.
- Gao K, Guo G J, Zhang M M, et al. 2021. Nanopore surfaces control the shale gas adsorption via roughness and layer accumulated adsorption potential: A molecular dynamics study. *Energy & Fuel*, **35**: 4893.
- Gao M L, He X H, Teng Q Z, Zuo C, Chen D. 2015. Reconstruction of three-dimensional porous media from a single two-dimensional image using three-step sampling. *Physical Review E*, **91**: 013308.
- Guo Z, Li X Y. 2015. Rock physics model-based prediction of shear wave velocity in Barnett Shale formation. *Journal of Geophysics & Engineering*, **12**(3): 527-534.
- Jiang W B, Lin M. 2018. Molecular dynamics investigation of conversion methods for excess adsorption amount of shale gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **49**: 241-249.
- Ji L L, Lin M, Jiang W B, Wu C J. 2018. An improved method for reconstructing the digital core model of heterogeneous porous media. *Transport in porous media*, **121**: 389-406.
- Ji L L, Lin M, Cao G H, Jiang W B. 2019a. A multiscale reconstructing method for shale based on SEM image and experiment data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **179**: 586-599.
- Ji L L, Lin M, Jiang W B, Cao G H. 2019b. A core-scale reconstructing method for shale. *Scientific reports*, **9**: 4364.
- Ji L L, Lin M, Jiang W B, Cao G H, Luo C. 2019c. Investigation into the apparent permeability and gas-bearing property in typical organic pores in shale rocks. *Marine and Petroleum Geology*, **110**: 871-885.
- Kelly S, El-Sobky H, Torres-Verdin C, Balhoff M T. 2016. Assessing the utility of FIB-SEM images for shale digital rock physics. *Advances in Water Resources*, **95**: 302-316.
- Li G Z, Qin Y, Li G R, Wu M, Liu H. 2022. Influence of reservoir properties on gas occurrence and fractal features of transitional shale from the Linxing area, Ordos Basin, China. *Arabian Journal of Geosciences*, **15**: 250.
- Li Z Z, Min T, Chen L, Kangd Q J, He Y L, Tao W Q. 2016. Investigation of methane adsorption and its effect on gas transport in shale matrix through microscale and mesoscale simulations. *Int. J. Heat. Mass Tran*, **98**: 675-686.
- Liu Y, Zhu Y M, Li W, Xiang J H, Wang Y, Li J H, Zeng F G. 2016. Molecular simulation of methane adsorption in shale based on grand canonical Monte Carlo method and pore size distribution. *J. Nat. Gas. Sci. Eng*, **30**: 119-126.
- Mansi M, Almobarak M, Lagat C, Xie Q. 2022. Effect of reservoir pressure and total organic content on adsorbed gas production in shale reservoirs: A numerical modelling study. *Arabian Journal of Geosciences*, **15**: 134.
- Mehmani A, Prodanovic M, Javadpour F. 2013. Multiscale, multiphysics network modeling of shale matrix gas flows. *Transport in Porous Media*, **99**: 377-390.
- Mehmani A, Prodanović M. 2014. The application of sorption hysteresis in nano-petrophysics using

- multiscale multiphysics network models. *Int. J. Coal Geol.*, **128**: 96-108.
- Mosher K, He J J, Liu Y Y, Rupp E, Wilcox J. 2013. Molecular simulation of methane adsorption in micro- and mesoporous carbons with applications to coal and gas shale systems. *Int. J. Coal Geol.*, **109-110**: 36-44.
- Nie X, Zou C C, Li Z, Meng X H, Jia S, Wan Y. 2016. Numerical simulation of the electrical properties of shale gas reservoir rock based on digital core. *Journal of Geophysics and Engineering*, **13**: 481-490.
- Pillalamarry M, Harpalani S, Liu S. 2011. Gas diffusion behavior of coal and its impact on production from coalbed methane reservoirs. *International Journal of Coal Geology*, **86**(4): 342-348.
- Rao Y, Fu L, Wang Z, et al. 2021. Multiscale reconstructions, effective elastic properties, and ultrasonic responses of kerogen matter based on digital organic shales. *IEEE access*, **9**: 43785-43798.
- Ross D J K, Bustin R M. 2007. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gardondale member, northeastern British Columbia, Canada. *B Can Petrol Geol*, **55**: 51-75.
- Saraji S, Piri M. 2015. The representative sample size in shale oil rocks and nano-scale characterization of transport properties. *International Journal of Coal Geology*, **146**: 42-54.
- Smith D M, Williams F L. 1984. Diffusion models for gas production from coals: Application to methane content determination. *Fuel*, **63**(2): 251-255.
- Sui H G, Yao J, Zhang L. 2015. Molecular simulation of shale gas adsorption and diffusion in clay nanopores. *Computation*, **3**: 687-700.
- Tahmasebi P, Javadpour F, Sahimi M. 2015. Three-dimensional stochastic characterization of shale SEM images. *Transport in Porous Media*, **110**: 521-531.
- Tahmasebi P, Javadpour F, Sahimi M. 2016. Stochastic shale permeability matching: Three-dimensional characterization and modeling. *International Journal of Coal Geology*, **165**: 231-242.
- Tahmasebi P, Javadpour F, Sahimi M, Piri M. 2016. Multiscale study for stochastic characterization of shale samples. *Advances in Water Resources*, **89**: 91-103.
- Wang H, Chen L, Qu Z, Yin Y, Kang Q, Yu B, Tao W-Q. 2020. Modeling of multi-scale transport phenomena in shale gas production — A critical review. *Applied Energy*, **262**: 114575.
- Wang T Y, Tian S C, Liu Q L, Li G S, Sheng M, Ren W X, Zhang P P. 2021. Pore structure characterization and its effect on methane adsorption in shale kerogen. *Petroleum Science*, **18**: 565-578.
- Wang Y Z, Yuan Y D, Rahman S S, Arns C. 2018. Semi-quantitative multiscale modelling and flow simulation in a nanoscale porous system of shale. *Fuel*, **234**: 1181-1192.
- Wu K J, VanDijke M I, Couples G D, Jiang Z Y, Ma J S, Sorbie K S, Crawford J, Young I, Zhang X X. 2006. 3D stochastic modelling of heterogeneous porous media e applications to reservoir rocks. *Transport in Porous Media*, **65**(3): 443-467.
- Wu Q Y, Tahmasebi P, Lin C Y, Dong C M. 2020. Process-based and dynamic 2D modeling of shale samples: Considering the geology and pore-system evolution. *International Journal of Coal Geology*, **218**: 103368.
- Wu Q Y, Tahmasebi P, Yu H, Lin C Y, Wu H A, Dong C M. 2020. Pore scale 3D dynamic modeling and characterization of shale samples: Considering the effects of thermal maturation. *J. Geophys. Res.: Solid Earth*, **125**(1): 2019JB018309.
- Wu Y Q, Lin C, Yan W, Liu Q, Zhao P, Ren L. 2020. Pore-scale simulations of electrical and elastic properties of shale samples based on multicomponent and multiscale digital rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 104369.
- Yang Y, Yao J, Wang C, Ying G, Song W. 2015. New pore space characterization method of shale matrix formation by considering organic and inorganic pores. *J Nat Gas Sci Eng*, **27**: 496-503.

- Yao S S, Wang X Z, Yuan Q W, Zeng F H. 2018. Estimation of shale intrinsic permeability with process-based pore network modeling approach. *Transport in Porous Media*, **125**: 127-148.
- Yuan W, Pan Z, Li X, et al. 2014. Experimental study and modelling of methane adsorption and diffusion in shale. *Fuel*, **117**: 509-519.
- Zhang P W, Hu L M, Meegoda J N, Gao S Y. 2015. Micro/nano-pore network analysis of gas flow in shale matrix. *Scientific Reports*, **5**: 13501.
- Zhang W H, Fu L Y, Zhang Y, et al. 2016. Computation of elastic properties of 3D digital cores from the Longmaxi shale. *Applied Geophysics*, **13**(2): 364-374.
- Zhao L X, Xuan Q, Han D H, et al. 2016. Rock-physics modeling for the elastic properties of organic shale at different maturity stage. *Geophysics*, **81**(5): D527-D541.
- Zhou J, Jiang W B, Lin M, Ji L L, et al. 2020. Impact of water on methane adsorption in nanopores: A hybrid GCMC-MD simulation study. *Computational Science – ICCS 2020*, **12138**: 184-189.

(责任编辑: 胡更开)

## The multiscale digital core of shale and its application

JI Lili<sup>1,2</sup> LIN Mian<sup>1,2,\*</sup> JIANG Wenbin<sup>1,2,+</sup> CAO Gaohui<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190

<sup>2</sup> School of Engineering Science, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049

**Abstract** Reconstructing digital core that can fully characterize the multiscale pore (fracture) and matrix structure of the rock is one of the most advancing front issue in the field of unconventional oil and gas research, and is also an important foundation for shale oil and gas exploration and development. This article comprehensively analyzes the research progress in characterizing organic pore clusters, multiscale pore (fracture) structures, and representative element volumes (REV) of shale. Based on the analysis of the structural characteristics of marine shale in the Sichuan Basin, a new method for fully characterizing its multiscale pore (fracture) structure has been proposed. On this basis, the digital cores are applied to the impact of multiscale pore (fracture) structures on acoustic properties and the gas content evaluation, and provides new technical methods for shale reservoir evaluation and sweet spots prediction.

**Keywords** multiscale and multicomponent digital core, oREV, REV, digital-experimental core, shale reservoir evaluation



林緬, 中国科学院力学研究所研究员, 博士生导师, 主要从事非常规油气勘探开发中的跨尺度输运、页岩油气甜点预测新方法、致密油成藏中的关键力学问题、岩石压裂缝网的力学机制、二氧化碳储存预测等方面的研究. 在《Fuel》《Advances in Water Resources》《Journal of Petroleum Science and Engineering》等国际知名期刊发表论文五十余篇, 相关授权发明专利三十余项, 制定行业标准 1 个.

Received: 10 January 2024; accepted: 26 July 2024; online: 10 August 2024

\* E-mail: [linmian@imech.ac.cn](mailto:linmian@imech.ac.cn)

+ E-mail: [jiangwenbin@imech.ac.cn](mailto:jiangwenbin@imech.ac.cn)

© 2024 *Advances in Mechanics*.