

文章编号：1000-0747(2022)02-0000-13

基于三维可视化孔隙尺度物理模拟的天然气的充注机理

乔俊程^{1,2}, 曾溅辉^{1,2}, 夏宇轩³, 蔡建超^{1,2}, 陈冬霞^{1,2},
蒋恕⁴, 韩国猛⁵, 曹喆⁶, 冯泉⁷, 冯森^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京), 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京), 地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国地质大学(武汉), 地球物理与空间信息学院, 武汉 430074; 4. 中国地质大学(武汉), 构造与油气资源教育部重点实验室, 武汉 430074; 5. 中国石油大港油田公司, 天津 300280; 6. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 102206; 7. 中国石油集团工程技术有限公司, 北京 102206)

基金项目：国家自然科学基金委重点项目“致密砂岩微米-纳米孔喉网络系统石油充注、运移和聚集机理”(41330319); 中国博士后科学基金“多类型烃源岩煤系地层源储界面微观通道特征及其对致密气充注的影响研究”(2020M680030); 高校基本科研业务经费项目“致密砂岩气充注机理研究”(2462020XKBH016)

摘要：利用三维可视化在线微米-纳米孔隙尺度天然气充注物理模拟实验，结合孔隙尺度原位叠算技术、孔隙网络模拟技术和视渗透率理论，研究低渗（致密）气充注过程中气水流动与分布规律及其影响因素。通过精确刻画分析孔隙尺度气水流动与分布特征及其变化可以发现，低渗（致密）气充注过程分为扩张和稳定两个阶段：扩张阶段形成了大孔喉先于小孔喉，孔喉中央先于边缘的气驱水连续流动模式，半径大于 20 μm 的孔喉构成了气相充注通道的骨架；随充注动力增加，孔隙边缘和更小孔隙中心的可动水持续被驱出，半径为 20~50 μm 和半径小于 20 μm 的孔喉分阶段依次主导了气相充注通道的扩张，充注通道的孔喉半径、喉道长度和配位数递减，是气相渗透率与含气饱和度的主要增长阶段；其中，半径为 30~50 μm 的孔喉控制了含气饱和度的增长模式。稳定阶段，气相充注通道扩张至极限，通道的孔喉半径、喉道长度和配位数保持稳定，孔喉网络中形成稳定的不可动束缚水，气相呈集中网簇状、水相呈分散薄膜状分布，含气饱和度和气相渗透率趋于稳定。半径小于 20 μm 的连通孔喉控制了气相充注通道的极限规模，控制了稳定气水分布的形成及最大含气饱和度。连通孔喉非均质性影响了孔喉中气相充注和气水分布的动态变化过程。微米-纳米孔喉配置及其非均质性控制了低渗（致密）砂岩气充注动态过程及气水分布特征。

关键词：低渗（致密）砂岩；天然气充注；三维可视化；孔隙尺度物理模拟；微米-纳米孔喉网络；气水流动与分布

中图分类号：TE135

文献标识码：A

A study on gas charging mechanism by three dimensional visualized pore-scale physical simulation

QIAO Juncheng^{1,2}, ZENG Jianhui^{1,2}, XIA Yuxuan³, CAI Jianchao^{1,2}, CHEN Dongxia^{1,2},
JIANG Shu⁴, HAN Guomeng⁵, CAO Zhe⁶, FENG Xiao⁷, FENG Sen^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. School of Geophysics and Spatial Information, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China; 4. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China; 5. Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin 300280, China; 6. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China; 7. CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing 102206, China)

Abstract: A three-dimensional visualized real-time pore-scale physical simulation of natural gas charging, in-situ pore-scale computation, pore network modelling, and apparent permeability evaluation theory were used to investigate laws of gas and water flow and distribution, and controlling factors during the gas charging process in low-permeability (tight) sandstone reservoir. By describing features of pore-scale gas-water flow and distribution and the variations, it is found that the gas charging in the low permeability (tight) sandstone can be divided into two stages, expansion stage and stable stage. In the expansion stage, the gas flows continuously first into large-sized pores then small-sized pores, and first into centers of the pores then edges of pores; pores more than 20 μm in radius make up the basic framework of gas charging pathway. With the increase of charging pressure, mobile water in the edges of large-sized pores and in the centers of small pores is displaced out successively. Pores 20-50 μm in radius and pores less than 20 μm in radius dominate the expansion of gas charging channels at different stages of charging in turn, leading to reductions in the average pore-throat radius, throat length, and coordination numbers of the pathway. Increase of gas saturation mainly occur in the expansion stage, when pores 30-50 μm in radius

control the increase pattern of gas saturation. In the stable stage, gas charging pathways have expanded to the maximum, so the pathways keeps stable in average pore-throat radius, throat length, and coordination number, only irreducible water remains in the pore system, the gas phase is in concentrated clusters, while the water phase in the form of dispersed thin film, and the gas saturation and apparent permeability tend stable. Connected pores less than 20 μm in radius control the expansion limit of the charging pathways, the formation of stable gas-water distribution, and the maximum gas saturation. The heterogeneity of connected pore-throats affects the dynamic variations of gas phase charging and microscopic gas-water distribution. It can be concluded that the pore-throat configuration and heterogeneity of the micro-nanometer pore system control the dynamic variations of the low-permeability (tight) sandstone gas charging process and gas-water distribution features.

Key words: low permeability (tight) sandstone; gas charging; three-dimensional visualization; pore-scale physical simulation; micro-nanometer pore network; gas and water flow and distribution

引用: 乔俊程, 曾溅辉, 夏宇轩, 等. 基于三维可视化孔隙尺度物理模拟的天然气充注机理[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 1-13.

QIAO Juncheng, ZENG Jianhui, XIA Yuxuan, et al. A study on gas charging mechanism by three dimensional visualized pore-scale physical simulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(2): 1-13.

0 引言

随着全球能源需求加剧, 非常规油气资源成为常规油气资源的重要接替^[1-3]。低渗(致密)砂岩气是当前全球非常规油气勘探与开发的重要对象^[4-5], 是中国油气增储上产的重要战略目标^[6-7]。低渗(致密)砂岩气的成藏特征及机理与常规油气藏有明显区别^[8-10], 源储紧密交互的空间配置和微米—纳米级微小孔喉系统使得天然气从烃源岩初次运移进入储集层的充注过程成为低渗(致密)油气成藏的核心环节^[11-14]。充注过程的流体流动机理决定了低渗(致密)砂岩中油气的充注、赋存和聚集程度, 是充注机理研究的关键^[11, 15-17]。

针对低渗(致密)砂岩油气储集层流体流动机理, 国内外学者从物理模拟、数值模拟和理论推导 3 个方面开展了大量研究^[15, 18-22]。其中, 物理模拟主要包括了沙箱模拟、岩心渗流模拟和孔隙尺度渗流物理模拟实验^[23-29]。通过沙箱模型, 前人从砂体尺度研究了油气充注过程的流体流动, 但其与实际储集层的物性差异大, 研究结果难以真实反映充注过程的流体流动机制。因此, 国内外学者开展了大量的真实岩心渗流实验^[16-17, 29-30], 指出低渗(致密)砂岩中油气的流动表现出明显的非达西流, 存在明显的启动压力梯度^[15, 26-27]; Qiao 等、Zeng 等和曾溅辉等研究发现低渗(致密)砂岩油气成藏过程中的油气充注和运移也具有低速非线性流的特征^[14, 27, 31]。许多学者通过理论推导, 得到了描述低速非达西流的渗流方程, 但考虑到流体渗流影响因素差别, 所得到的渗流方程也具有差异^[32-34]。近年来, 一些学者通过微米 X-CT 与油气渗流实验装置相结合, 深入开展了孔隙尺度可视化油气多相渗流模拟; 然而, 这些研究以油气开发过程中的水驱油、气或渗吸过程为主^[35-40], 且研究对象以常规砂岩或碳酸盐岩

为主; 尽管 Lin 等在研究中关注到了非均质砂岩中气驱水的毛管驱替过程^[38], 但很少有人关注油气充注成藏过程中油、气驱水多相流体流动。在此基础上, 很多学者通过 Lattice Boltzmann、Monte Carlo 等多场流体渗流数值模拟方法对致密(低渗透)储集层中流体的动态流动特征进行了观测和研究^[41]。

作为流动媒介, 多孔介质的孔隙几何学和拓扑学特征控制并影响了流体流动和分布特征^[23-24, 42-44], 低渗(致密)砂岩发育的微米—纳米级孔喉系统是其流体流动和分布规律复杂的根本原因^[22]。随着孔喉分析技术的发展, 特别是扫描电镜、核磁共振和微纳米 X-CT 等技术的应用, 一些学者开始探索油气储集层中流体流动和分布规律及其主控因素^[14, 29, 45-46]。Qiao 等通过联合微米 X-CT 与岩心渗流实验指出孔喉配置关系控制了致密气充注的流体流动特征^[14]。公言杰等指出受微观孔隙结构类型控制, 低渗(致密)砂岩中气体的非达西流动具备复合型、下凹型、上凹型和直线型 4 模式^[29]。然而, 这些研究都是基于岩心流动实验与孔隙结构表征的机械耦合, 一方面, 跨尺度研究会造成系统误差, 另一方面, 实验结果仍是流体流动和孔隙结构的平均统计, 所得出的规律难以直接地反映流体在微米—纳米级孔喉中流动和分布状态及方式^[31], 致使目前对于低渗(致密)储集层中流体流动和分布特征、规律及其主控因素的相关认识并不准确。因此, 阐明低渗(致密)砂岩油气充注机理的关键在于明确充注过程中流体在微米—纳米孔喉中的流动与分布特征、规律及主控因素, 这必须借助于高精度孔隙尺度流体流动物理模拟方法^[23-25]。

本研究通过三维可视化在线孔隙尺度物理模拟实验开展天然气充注物理模拟, 结合铸体薄片与扫描电镜分析, 在系统表征低渗(致密)砂岩储集层微米—

纳米孔喉网络结构特征的基础上，应用视渗透率理论、孔隙尺度原位叠算技术和孔隙网络模拟方法（Pore network modelling, PNM），对低渗（致密）砂岩气充注过程中孔隙尺度气水流动与分布特征及其变化规律进行刻画，并在此基础上探讨气水流动及分布的微观影响因素，以期能够揭示低渗（致密）砂岩气充注机理，为低渗（致密）砂岩气的勘探开发提供借鉴和参考。

1 实验

本文的低渗（致密）岩心样品来源于渤海湾盆地黄骅凹陷中部歧口凹陷歧北斜坡深层古近系沙河街组二段（简称沙二段）典型致密砂岩气藏。歧口凹陷沙二段中烃源岩与储集层紧密交互^[47-49]，实验岩心样品取自歧北斜坡板桥斜坡带 BS35 井沙二段 3 790.49 m，位于致密气由烃源岩向储集层充注的源储界面位置，详细样品信息见表 1，是研究低渗（致密）砂岩气充注的一块代表性样品。

实验方法及其流程如图 1 所示，其中，关键的三维可视化在线孔隙尺度天然气充注物理模拟的详细实

表 1 样品信息表

岩性	深度/ m	层位	岩心长 度/cm	岩心直 径/cm	孔隙度/ %	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	润湿角/ (°)
岩屑 中砂岩	3 790.49	沙二段	6.56	2.51	11.42	3.94	51.90

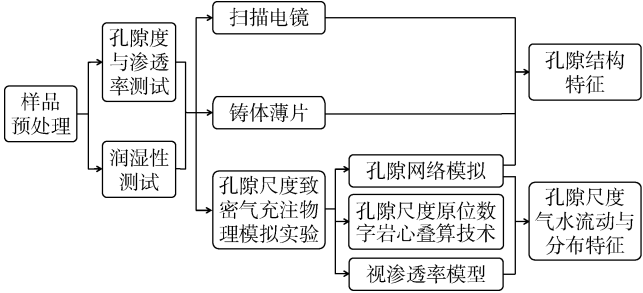


图 1 实验方法与流程

验方法与流程如下：

1.1 实验装置

实验采用中国石油大学（北京）油气资源与探测油气成藏物理模拟实验室研制的非常规油气储集层油气运移与聚集物理模拟实验装置（见图 2a）。该装置包含 Zeiss Xradia Versa 510 微米 X-CT 扫描仪、CoreLab 岩心驱替系统（Core Flooding System, CFS）及 Peek 岩心夹持系统（见图 2a、图 2b），微米 X-CT 最高分辨率为 650 nm；CFS 岩心驱替系统轴压与围压最高可达 70 MPa，温度可达 120 ℃；流体计量系统的计量精度为 0.001 μL/min；岩心加持系统的抗压强度大于 45 MPa，2 cm 的夹持器外径保证模拟实验成像分辨率可达约 2 μm（见图 2c），该系统实现了对真实地层温压条件下低渗（致密）砂岩储集层孔隙尺度下流体流动的实时监测、成像及分析。

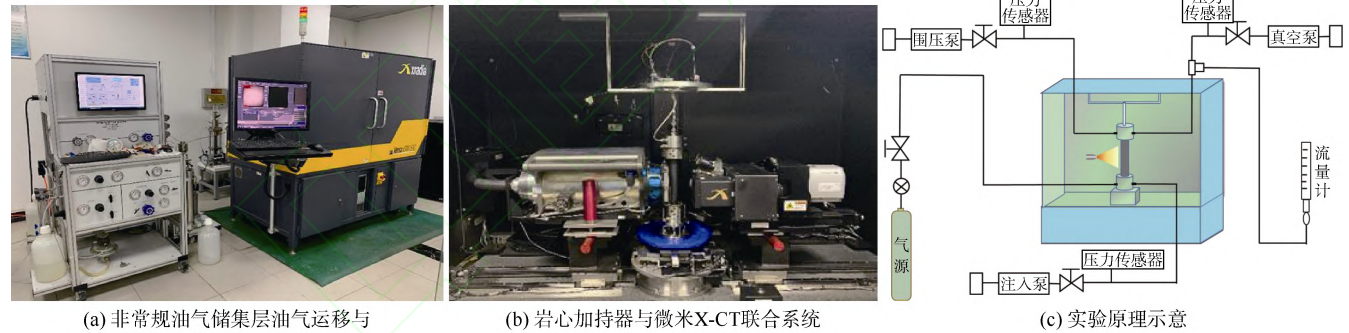


图 2 非常规油气储集层油气运移与聚集物理模拟实验装置

1.2 实验流程

本次实验基于稳态法开展孔隙尺度天然气充注物理模拟。实验全程在线，实现对样品的原位扫描（见图 2c）。实验步骤如下：

①对样品进行洗油、洗盐预处理，钻取直径为 5 mm、长度为 22 mm 的柱塞样品，将其装入特制胶套，装填进 Peek 岩心夹持器中，将夹持器置入微米 X-CT 载物台，连接管线，接入 CFS 系统，检查实验系统的整体密封性。

②通过 CFS 系统向岩心加持系统中加载合适的围压（2 MPa），对样品进行第 1 次原始状态 X-CT 扫描（分辨率为 2.00 μm），用以获取样品原始的孔喉结构信息。

③对岩心加持系统进行抽真空，排驱样品中空气，通过 CFS 系统向样品中持续注入质量分数为 25%碘化钾（KI）溶液 72 h 以上，KI 溶液对 X 射线的吸收能力强，在灰度图像上往往呈现出明显高于岩石基质和含气孔隙的灰度，可以有效区分岩石基质与孔隙中的气

体和水,在样品达到地层水饱和状态后,进行 X-CT 扫描。

④完成饱和水状态的 X-CT 扫描后,开始以较低的驱替压力(0.1 MPa)进行恒压驱替,根据稳态法的实验原理,待出口端稳定出气,气流速度稳定且与注入速度相等后,再次进行 X-CT 扫描。

⑤继续提高驱替压力确保每个驱替压力下出口的气体流速达到稳定后,在相应的驱替压力节点分别依次进行 X-CT 扫描,直至提高驱替压力出口端不再出水,气体流速稳定与注入速度相等后停止实验。

⑥详细记录充注物理模拟实验过程中的流体流动数据,对各个驱替压力节点 X-CT 扫描结果进行数据分析。

1.3 数据分析

为准确获取不同充注阶段孔隙尺度气水两相的流体流动和赋存特征,采用 FEI AVIZO 9.0.1 图形处理软件对各个充注压力节点获得的 X-CT 扫描图像进行孔隙尺度原位叠算和孔隙网络模拟,具体流程如下:

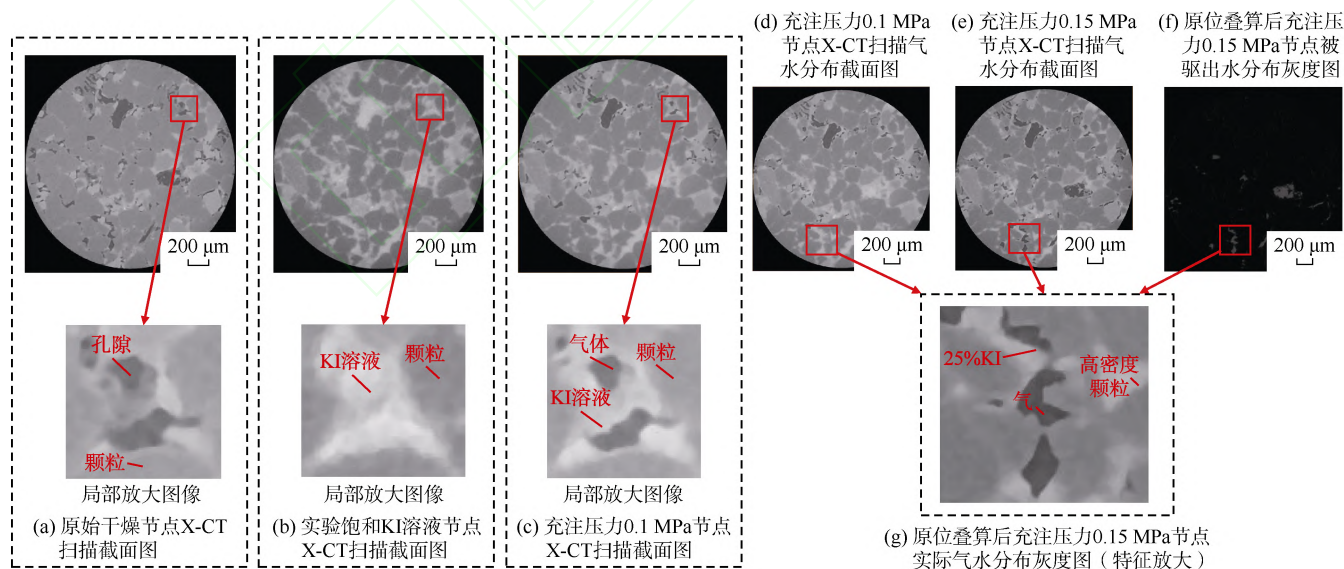
①通过 Zeiss Reconstruction Software 对不同充注压力节点的 X-CT 原始扫描数据进行重构,准确校正图像中心位移,消除射线硬化,获得灰度断层图像;采用基于自相似图像结构像素灰度加权平均的 3D Non Local Median Filter 方法对灰度断层图像进行滤波,降低图像噪音,重复进行多次降噪,直至图像中颗粒表面光滑,颗粒、孔隙、气和水多相边缘和界面清晰,

保证灰度分割的准确性(见图 3a—图 3c)。

②利用 FEI Avizio 9.0.1 图像配准(Image Registration)模块,依据相邻充注压力节点灰度断层图像中特征矿物,通过校准特征矿物的微米级空间位移,使相邻充注压力节点的灰度断层图像在空间上处于原位。据此将所有充注压力节点灰度图像两两配准,之后进行图像的原位叠加计算(见图 3a—图 3c)。

③对原始扫描获得灰度断层图像进行灰度阈值分割(Interactive Threshold Segmentation),以样品的气测孔隙度为标准,提取岩石中的孔喉空间,使 Avizo9.0.1 中 Material Statistics 模块计算得到的 X-CT 孔隙度与气测孔隙度基本一致,进而获得二值化孔喉网络模型图像;通过孔隙连通性分割,获取孔喉网络的三维连通模型;采用孔隙网络模拟技术,得到孔喉网络三维骨架模型,并计算得到相应的原始孔隙结构参数。

④在灰度图像空间位移校正的基础上,进行原位数字岩心叠算,以饱和 KI 溶液的扫描图像为基准节点,利用 Avizo9.0.1 的 Arithmetic 算法对充注压力 0.15 MPa 和 0.10 MPa 节点的扫描图像进行差值计算(见图 3d、图 3e),将充注压力 0.10 MPa 状态下与 0.15 MPa 状态下的 KI 溶液的分布图像(见图像中高亮部分)相减,可以得到充注压力 0.15 MPa 节点岩心孔隙中被气驱出的水相二值化图像,即该阶段充注进入岩心中气体的二值化图像(见图 3f),将其与充注压力



(a) 图像滤波与空间原位校正后原始节点微米 X-CT 扫描二维灰度图像;(b) 图像滤波与空间原位校正后饱和 KI 水溶液节点微米 X-CT 扫描二维灰度图像;(c) 图像滤波与空间原位校正后 0.10MPa 充注节点微米 X-CT 扫描二维灰度图像;(d) 充注压力 0.10 MPa 节点微米 X-CT 扫描气水分二维灰度图像;(e) 充注压力 0.15 MPa 节点微米 X-CT 扫描气水分二维灰度图像;(f) 孔隙尺度原位叠算后充注压力 0.15 MPa 节点被驱出的水溶液分布二维灰度二值化图像;(g) 孔隙尺度原位叠算后充注压力 0.15 MPa 节点实际气水分二维灰度图像

图 3 微米 X-CT 图像滤波、空间原位校正与原位叠算

0.10 MPa 节点的气体二值化图像叠加即可准确获得充注压力 0.15 MPa 节点孔喉中的气体分布；通过阈值分割充注压力 0.15 MPa 节点的高亮度 KI 溶液图像可以获得该节点的孔隙水分布二值化图像；将获得的空间气水分布叠合，可以得到该充注压力下孔喉中的空间气水分布状态（见图 3g）。以此类推，可以分别获得各个充注压力下的气水分布状态与特征。基于气水图像的阈值分割，利用 Volume fraction 方法可以分别计算岩心在饱和 KI 溶液状态下的含水体积分数和不同充注压力节点的含气体积分数，通过（1）式可以计算不同充注压力节点的含气饱和度。同时，对不同充注压力节点的气相分布图像进行孔隙网络模拟分析，可获得相应节点的含气孔喉的孔喉结构参数。

$$S_{gi} = \frac{\phi_{gi}}{\phi_{wo}} \times 100\% \quad (1)$$

2 实验结果

2.1 微米—纳米孔喉网络孔隙结构特征

样品中存在原生孔隙和次生孔隙两类孔隙类型^[50]，其中原生孔隙主要为原生残余粒间孔，孔隙形状规则，大小在几十至几百微米（见图 4a）。次生孔隙包括了溶蚀粒间孔、溶蚀粒内孔、晶间孔和微裂缝，溶蚀粒间孔为颗粒边缘溶蚀形成的粒间孔隙，形成于长石和岩屑等可溶蚀性矿物的边缘，形状不规则，大小在几十至几百微米（见图 4a、图 4b）；溶蚀粒内孔形成于长石、岩屑等溶蚀性矿物内部，形状不规则，多在十几至几十微米（见图 4b）；晶间孔为黏土矿物晶体之间形成的微小空间，大小介于几百纳米至几微米（见图 4c）；微裂缝为切穿多个岩石颗粒的狭长孔隙，延伸较远，能够连接多个互不连通的孔隙（见图 4a）。样品表现出

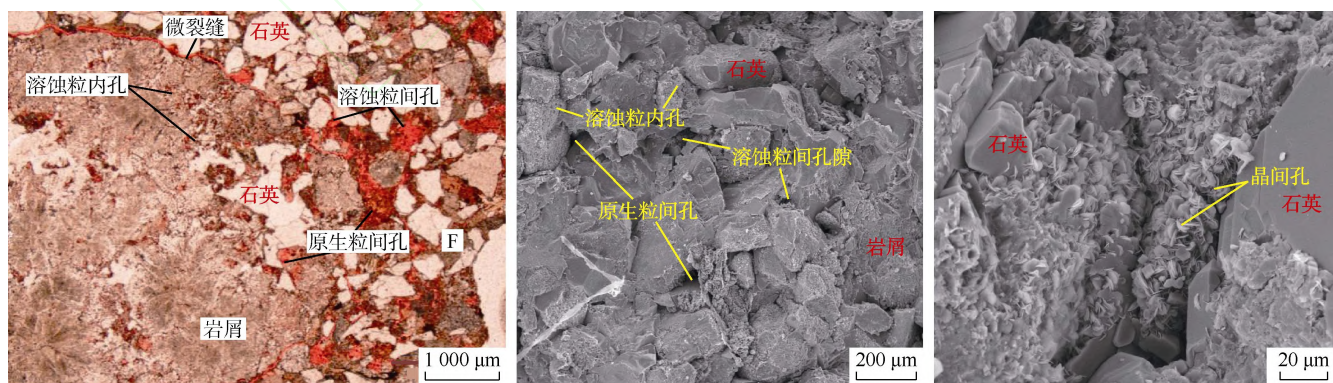
与致密砂岩储集层相似的孔隙成因构成^[50]，粒间孔隙发育，占比高达 80%左右，其中原生粒间孔和粒间溶蚀孔占比相近，在岩屑和长石颗粒中存在小规模的内溶蚀孔隙，占比约为 15%左右，发育少量的微裂缝和晶间孔（见图 4a）。

微米 X-CT 分析表明，空间上，形状规则的连通大孔隙构成了低渗（致密）砂岩的微米—纳米孔喉网络的主体，形状不规则的小孔隙一般靠近孔喉网络主体分布，连通程度低，而球状的微小孔隙既可分布在孔喉网络主体中，也可分布在远离网络主体的区域，其中位于孔网络主体中的微小孔隙往往能够桥接大孔隙和小孔隙，而远离网络主体的微小孔隙多呈孤立分布（见图 5a—图 5d）。基于 Dong 和 Blunt 开发的孔隙网络模拟^[51]计算表明，样品的孔喉半径分布范围较广（见图 5d），孔隙半径为 10~120 μm，集中分布在 20~60 μm，平均值为 12.34 μm（见图 5e），喉道半径为 10~120 μm，集中分布在 10~30 μm，平均值为 9.67 μm（见图 5f），平均孔喉比为 1.28，平均配位数为 1.31，孔喉连通性相对较好（见图 5d）。

2.2 低渗（致密）砂岩气充注过程的气体流动特征

低渗（致密）气充注过程的天然气流动表现为非线性流，与低渗（致密）砂岩中的气体单相非达西流相似，存在明显的“启动压力平方梯度”，即天然气充注的临界压力平方梯度，为 0.01 MPa²/cm。流速随压力平方梯度增加而增加，流速增幅先快后稳，流动曲线可分为上凹段和线性段两段（见图 6a）。含气饱和度表现出快速至稳定的二段式增长模式，初始阶段，含气饱和度随压力梯度增长快速增加，压力梯度超过 0.29 MPa/cm，含气饱和度逐渐稳定（见图 6b）。

气相视渗透率多被广泛地应用于表征两相流体渗



(a) 铸体薄片图像：低渗（致密）砂岩样品孔隙成因及发育特征

(b) 扫描电镜图像：原生粒间孔、溶蚀粒间孔及溶蚀粒内孔发育特征

(c) 扫描电镜图像：黏土矿物晶间孔发育特征

(a) BS35 井，沙二段，3 790.49 m，原生粒间孔隙、溶蚀粒间孔隙、溶蚀粒内孔隙及微裂缝，铸体薄片；(b) BS35 井，沙二段，3 790.49 m，原始粒间孔隙，溶蚀粒间孔隙和溶蚀粒内孔隙，扫描电镜；(c) BS35 井，沙二段，3 790.49 m，黏土矿物晶间孔隙，扫描电镜

图 4 低渗（致密）砂岩储集层孔隙成因类型

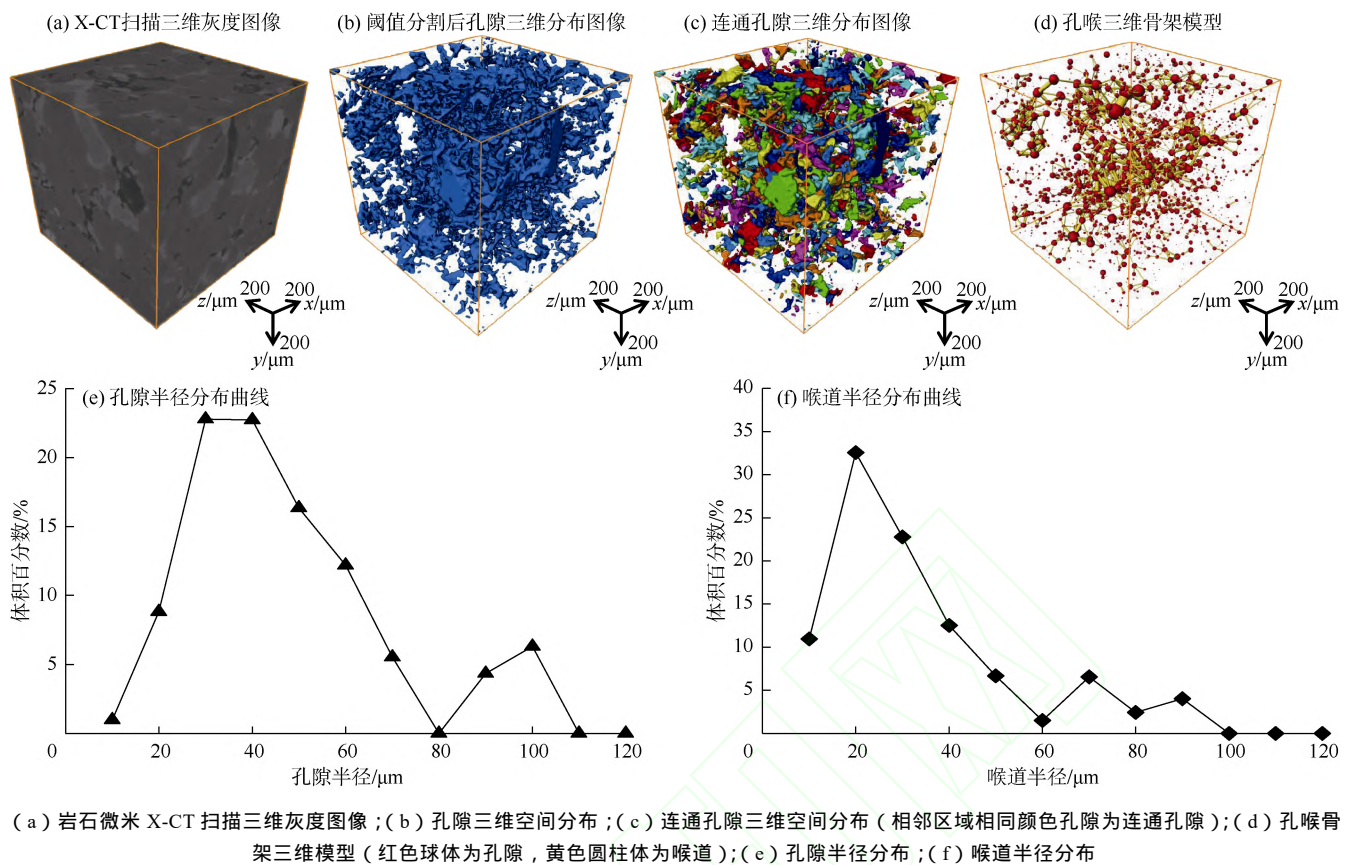


图5 低渗(致密)储集层孔隙形态学与几何学特征

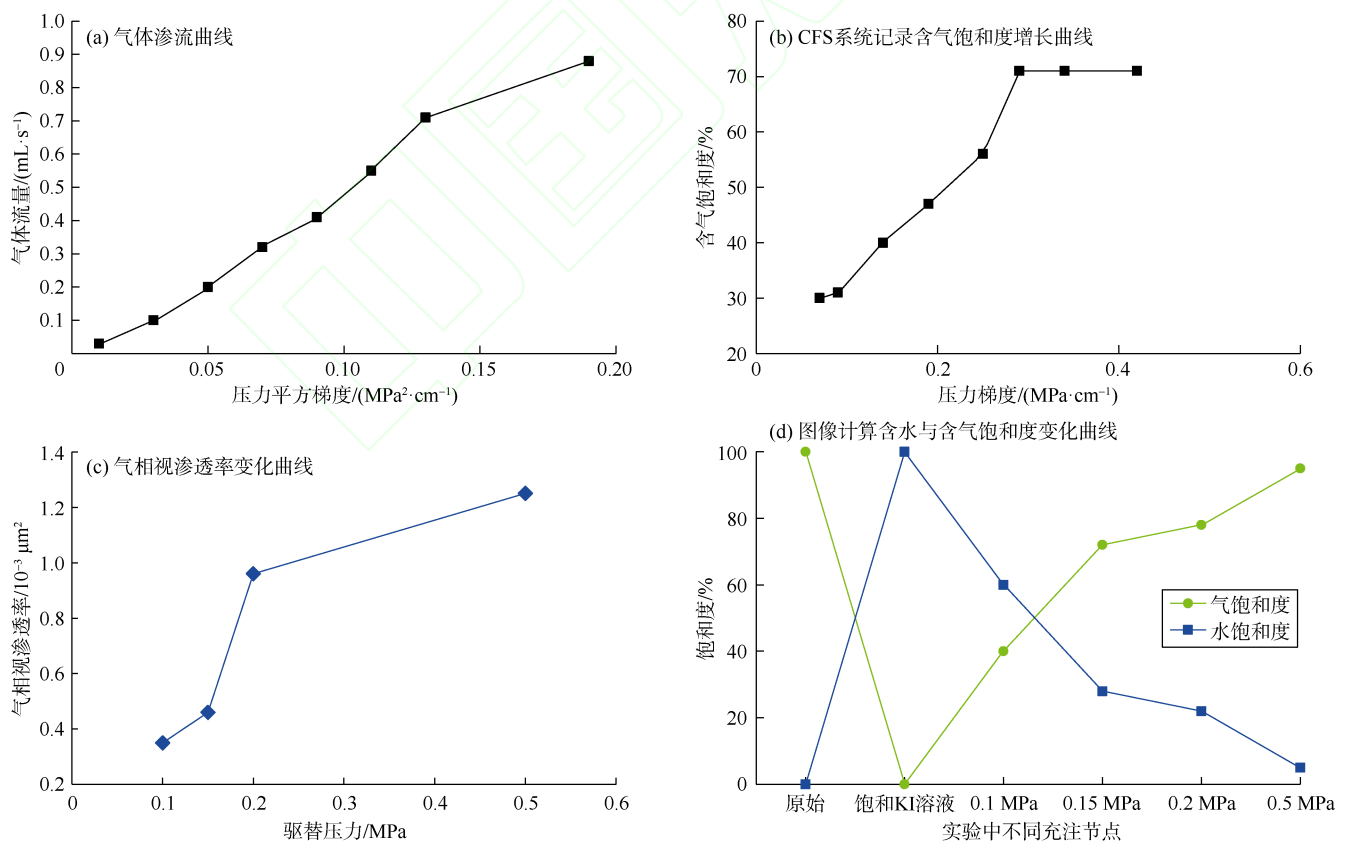


图6 低渗(致密)砂岩气充注过程的气体渗流与含气饱和度变化特征

流中气体单相的流动特征变化, 气相视渗透率^[14, 27], 如 (2) 式的分析表明, 充注过程中的气相视渗透率表现出随压力平方梯度增加先增加后稳定的两段式增长特征, 与充注过程气体流动和含气饱和度的变化规律相符 (见图 6c)。

$$K_a = \frac{200Q\mu P_0 L}{A\Delta P^2} \quad (2)$$

2.3 充注过程孔隙尺度气水分布与气相充注通道变化

从孔隙尺度充注模拟实验中选取了岩心在原始状态下、饱和 KI 溶液状态下以及在充注压力分别为 0.10, 0.15, 0.20, 0.50 MPa 的 4 种状态下共计 6 个特征节点进行分析 (见图 7), 获得了不同充注压力节点下气水分布的二维和三维 X-CT 原始灰度图像。KI 溶液使得

饱和水的孔隙在灰度图像中显示为亮白色, 岩石基质呈灰色, 而气体充注进入孔隙后会使得存在气体的孔隙部分呈现黑色, 与 Armstrong 等和 Khishvand 等学者所开展的孔隙尺度多相流模拟实验中饱和节点的成像特征基本一致^[23, 36]。基于岩石基质、气体和水溶液的灰度差异以及不同节点气水分布变化导致的图像灰度分布变化, 通过孔隙尺度原位叠算技术和阈值分割技术, 获得不同充注压力节点的孔隙尺度气水空间分布图像 (见图 7g—图 7l); 进一步地, 对气相占据的孔喉空间进行分离提取 (见图 8a—图 8d), 利用孔隙网络模拟技术构建了不同充注节点气体充注通道的孔喉网络骨架模型 (见图 8e—图 8h), 并计算相应节点气体充注通道的孔隙结构参数。

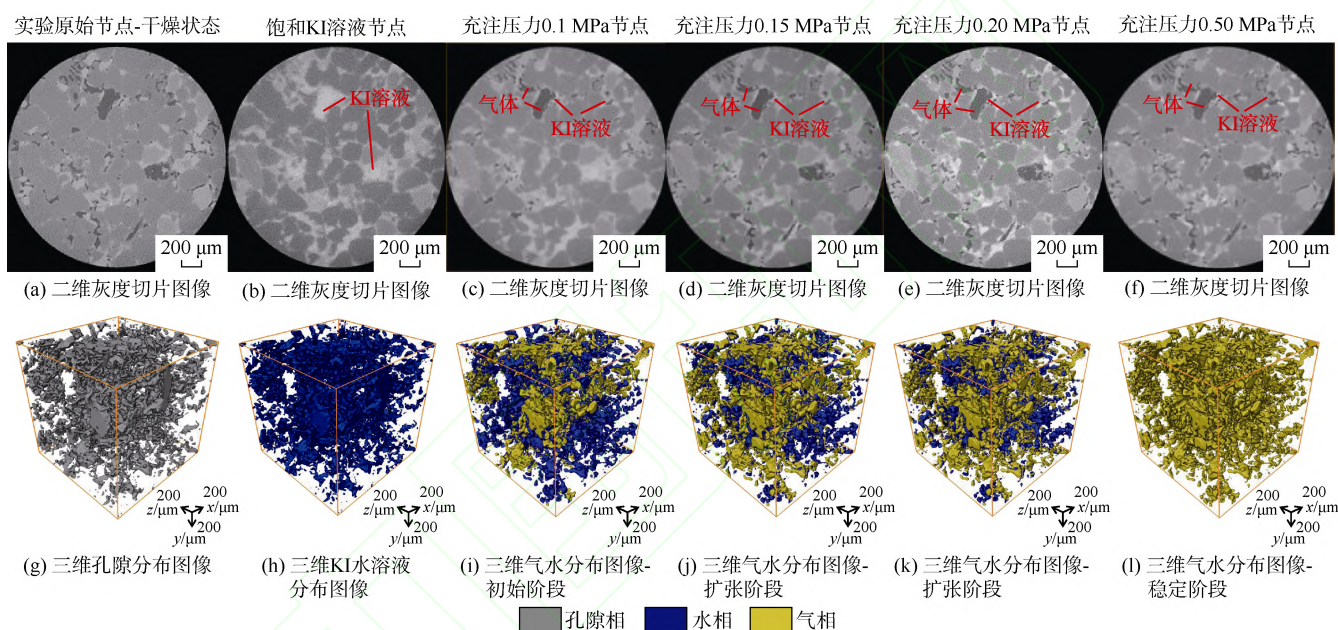


图 7 低渗 (致密) 砂岩气充注过程中孔隙尺度二维与三维气水分布变化

从二维和三维原始灰度图像与三维气水分布图像可以看出, 从饱和状态至充注压力 0.10 MPa, 天然气优先充注进入较大粒间孔隙的中央 (见图 7c、图 9a、图 9d), 气体主要赋存在大孔隙中央, 水溶液在大孔隙中呈薄膜状吸附在孔隙边缘, 这与 Lin 等在毛管驱替 X-CT 成像实验中观察到氮气优先驱替非均质砂岩中大孔隙的现象相似^[38-39], 也同 Alizadeh 等在含碳酸水实时 X-CT 驱替成像实验中发现 CO_2 析出后优先占据孔喉中央的现象相似^[35], 但本实验过程中仍有大量的水溶液在小孔隙中呈现饱和式充填的赋存形式。在空间上, 气相和水相都呈网簇状分布 (见图 7i), 计算含气饱和度为 40%。在该阶段, 被气体充注的粒间大孔隙由较粗的喉道相连接, 孔喉系统中形成了气体充注

通道的初始基础格架 (见图 8a、图 8e), 基础格架中气体的连续流动和孔喉系统含水饱和度降低使得气相视渗透率突变式增加 (见图 6c)。

随充注压力增至 0.15 MPa, 较大粒间孔隙边缘的 KI 溶液被驱出 (见图 7d、图 9b、图 9e), 水膜厚度不断减小, 大孔隙基本被气体完全饱和, 同时, 孔径较小的粒间孔隙中央的水溶液也被驱出, 较小孔隙开始参与流动。空间上, 网簇状气相的规模不断扩大, 水相逐渐变为以薄膜式赋存为主 (见图 7j、图 7k), 孔喉网络的含水程度不断降低, 含气饱和度增加至 78% (见图 6d), 气相充注通道的规模不断扩张 (见图 8b、图 8c), 相应地, 骨架模型中主体格架的球体和圆柱体半径不断增加, 同时, 更多较小的球体和圆柱体与主体

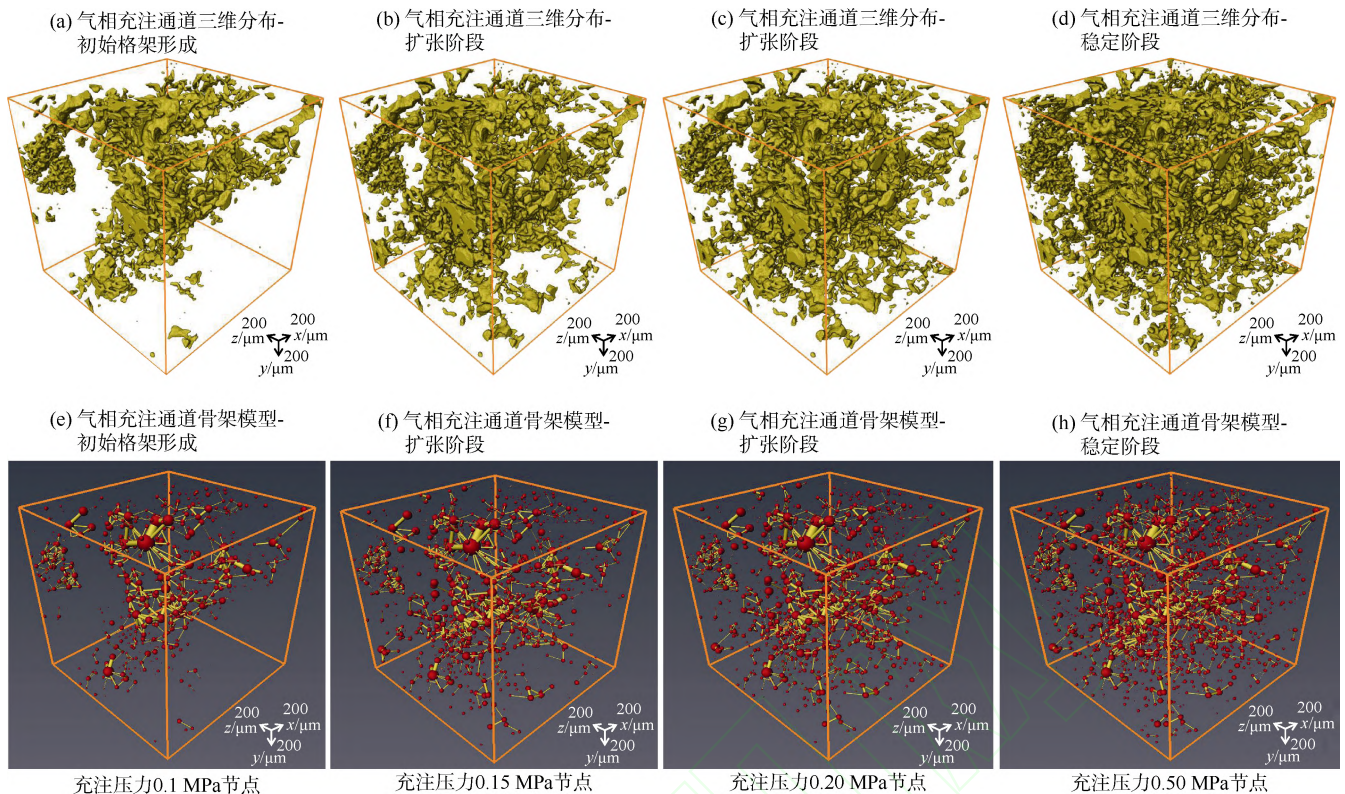


图8 低渗(致密)砂岩气充注过程孔隙尺度气相充注通道变化(a—d:不同充注压力节点气相充注通道空间分布; e—h:不同充注压力节点气相充注通道骨架模型)

格架相连通(见图8f、图8g)。在气体充注通道扩张过程中,气体流速增大,含水饱和度降低,致使气相视渗透率快速增加。

充注压力增加至0.50 MPa,连通孔喉中的可动水基本被完全驱出(见图7f),即使充注压力再增加,气体也难以驱替连通孔隙边缘和微小粒内和晶间孔隙中的地层水(见图9c、图9f)孔喉网络中形成束缚水,水相在孔喉网络中整体表现出薄膜状零散分布,而气相则表现出集中式网簇状分布形式(见图7l),含气饱和度到达95%(见图6d),气相充注通道扩张至极限规模,天然气沿稳定的通道进行运移。该阶段孔喉系统中气体多表现为稳定的线性流动,气相视渗透率增幅逐渐降低并趋于稳定。稳态充注过程中,天然气充注通道呈现稳定连续的变化,这与Spurn等在CO₂注入过程的快速同步辐射X-CT扫描实验中发现的瞬态流动过程中间断性流体通道变化规律具有差异,而与其在稳态流动过程中发现的流体通道变化和含气饱和度变化规律十分相似^[52]。

对不同充注压力节点气相充注通道孔隙结构参数的分析表明,充注通道的最大孔隙半径和喉道半径基本不随充注动力增加而变化,仅在充注压力0.15 MPa节点最大孔隙半径略有增加,最大孔隙半径基本稳定

在116 μm左右,最大喉道半径基本稳定在78 μm左右,表明大孔喉在充注的起始阶段就基本完全参与流动,对气相充注通道的贡献到达极值(见图9g)。然而,平均孔隙半径、喉道半径、配位数和喉道长度随充注动力增加而降低(见图9h),表明随气相充注通道扩张,较小的孔喉对天然气充注的贡献逐渐增加。平均孔隙结构参数在充注压力为0.10~0.15 MPa阶段下降最明显,表明该阶段气相充注通道的扩张程度最大,也说明较小的孔喉主导了充注中间阶段气相充注通道的扩张幅度。可以推断,在低渗(致密)砂岩气充注过程中,粒间大孔喉主导了天然气充注的起始阶段,较小的粒间和连通粒内孔喉主导了充注中后期气相充注通道的扩张过程,决定了气相充注通道的极限规模(见图7—图9)。

3 讨论

3.1 微—纳米孔喉结构对充注过程的影响

通过计算不同充注压力节点下不同孔径范围孔喉中的含气体积分数,可以得到充注过程中不同孔径孔喉中的含气性变化曲线,如图10a、图10b所示:

$$\phi_g = \phi_p \frac{\phi_p}{100\%} \times \frac{S_{gi}}{100\%} \quad (3)$$

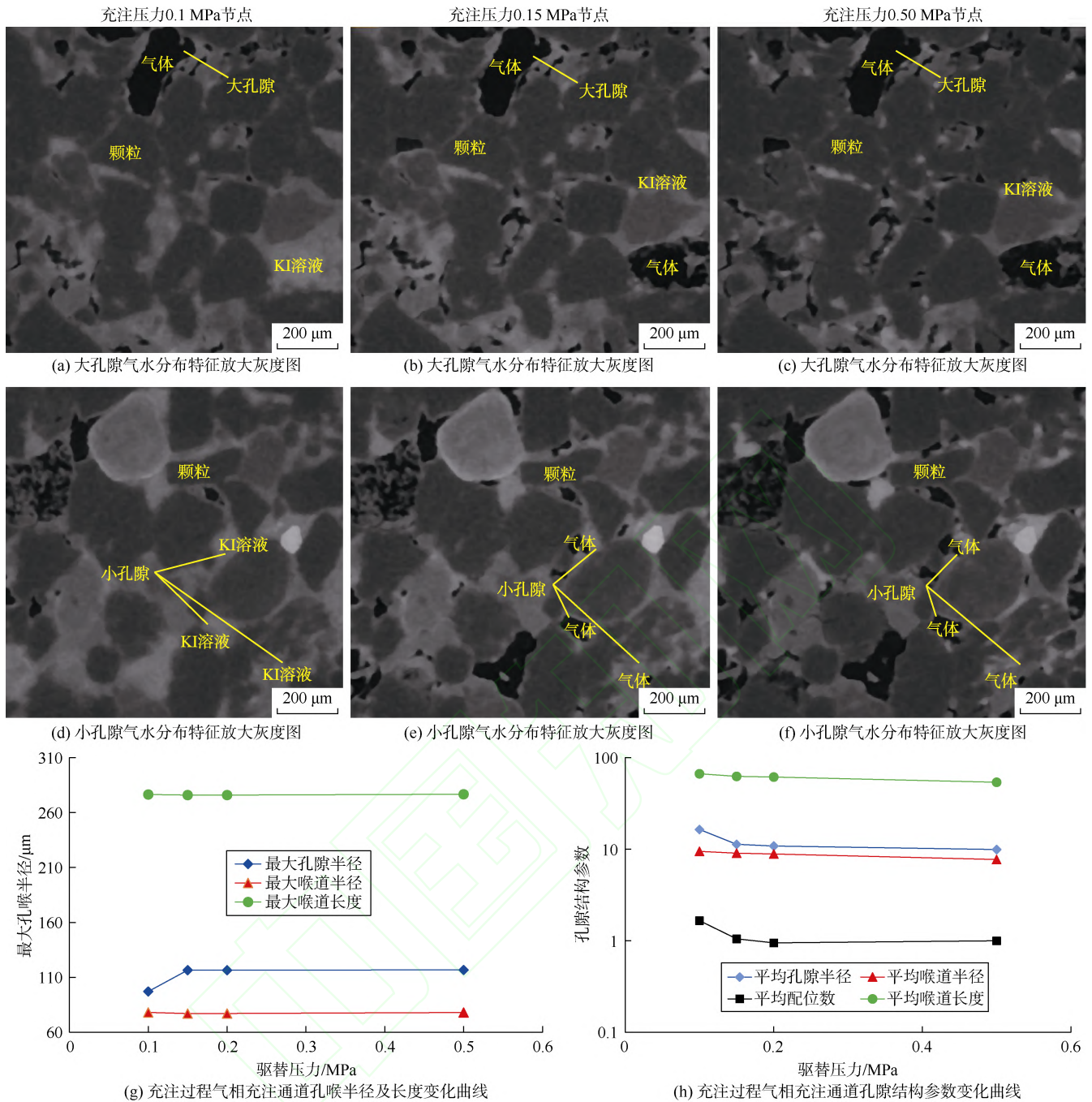


图 9 低渗(致密)砂岩气充注过程中不同孔径孔喉中气水流动与分布变化

通过对比可以发现,在充注的起始阶段(充注压力 0.10 MPa),半径大于 20 μm 孔隙的含气体积占孔隙总体含气体积的 90.35%,半径大于 20 μm 的喉道含气体积占总喉道含气体积的 76.90%,其中,半径大于 80 μm 的孔隙含气体积分数在起始阶段就到达最大值,是充注初期的天然气流动方式、气水赋存和含气饱和度增长特征的重要微观影响因素。当充注压力增至 0.15 MPa,含气体积分数的增长主要集中在半径为 20~70 μm 的孔隙和喉道中,该部分孔隙和喉道的含气体积分数增长分别占各自总含气体积增量的 80.21%和 80.31%(见

图 10c、图 10d);充注压力增至 0.20 MPa,半径大于 50 μm 孔喉中基本没有含气体积分数增长,半径 20~50 μm 的孔喉主导了含气体积的增长,该部分孔隙和喉道含气体积分数增长分别占该阶段各自总含气体积分数增加量的 85.42%和 93.29%(见图 10c、图 10d),说明随充注动力增加,半径较小的孔隙逐渐成为气水分布变化和含气饱和度增长的主控因素;充注压力增至 0.50 MPa,含气体积分数的增加主要来源于半径为 3~50 μm 的孔喉,其中孔隙增量占该阶段孔隙含气体积总增量的 84.43%,喉道增量占其含气体积总增量的

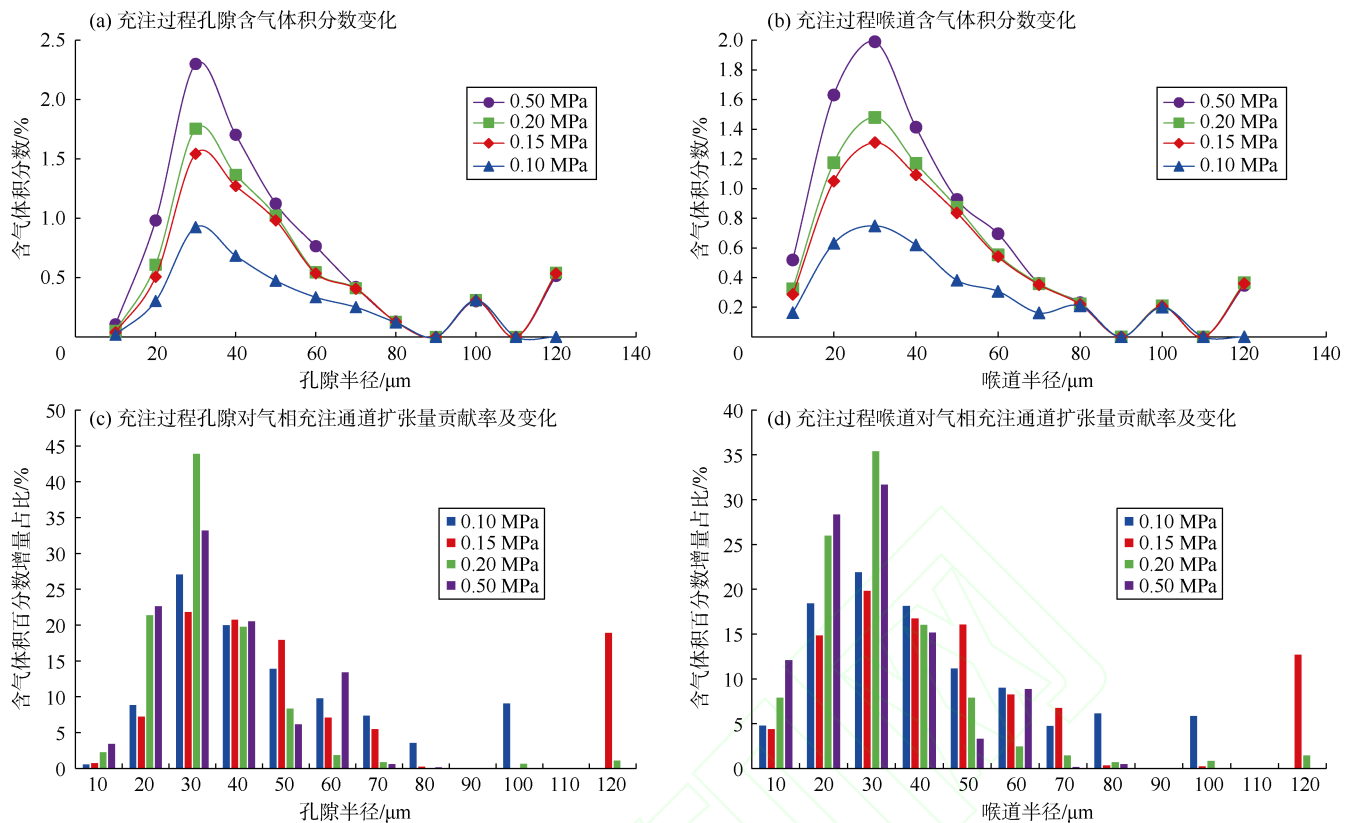


图 10 不同充注压力下孔隙 (a) 和喉道 (b) 的含气体积分数曲线及其对不同充注压力下气相充注通道扩张的贡献率直方图 (c、d)

85.86% (见图 10c、图 10d)。充注压力由 0.15 MPa 增至 0.5 MPa, 半径小于 20 μm 的孔隙和喉道的含气量持续增加, 孔隙的含气体积分数增量从 0.224% 增加至 0.428%, 喉道的含气体积分数增量从 0.54% 增加至 0.65%; 可见, 半径小于 20 μm 的孔喉控制了充注后期的气水分布与含气饱和度变化 (见图 10)。

不同充注压力节点气相充注通道孔喉结构参数与气相视渗透率的相关关系分析表明, 视渗透率变化与平均孔隙半径、喉道半径、喉道长度和配位数呈明显的负相关 (见图 11), 表明充注过程气体流动状态变化受连通孔喉网络的整体孔喉结构特征的影响。随着充注程度提高, 半径较小的连通孔喉不断参与气体流动, 成为气相渗透率增长的重要影响因素。

总体而言, 在低渗 (致密) 砂岩气充注过程中, 半径大于 20 μm 的孔喉中, 特别是半径大于 80 μm 的孔喉, 先形成天然气充注的基础格架, 是气体充注临界条件存在的重要因素, 对充注初期的天然气流动方式、气水分布和含气饱和度增长特征具有重要影响; 随充注动力的增加, 半径为 20~50 μm 和小于 20 μm 的孔喉依次主导了气相充注通道的扩张过程, 是主要充注期气水流动方式、气水分布变化、含气饱和度增长特征的主控因素之一; 半径小于 20 μm 的孔喉是充

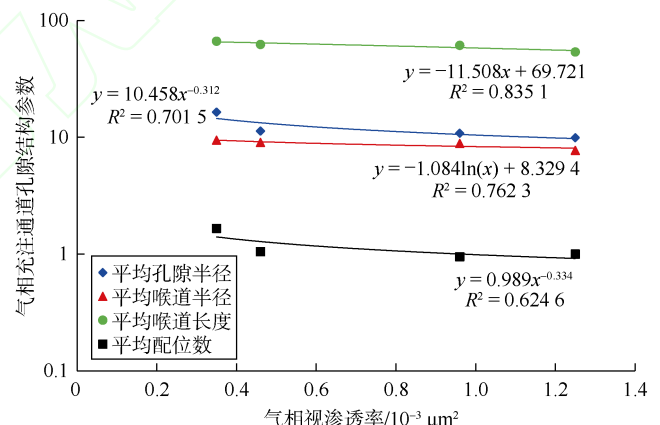


图 11 低渗 (致密) 砂岩气充注过程中视渗透率与气相充注通道孔喉结构参数变化的相关关系

注后期阶段稳定气水分布状态形成和最大含气饱和度的重要影响因素 (见图 10、图 11)。

3.2 微米—纳米孔喉系统非均质性对充注及含气性的影响

对不同充注压力节点下岩心纵向切片的面含气饱和度的分析发现 (见图 12a), 在充注起始阶段 (充注压力为 0.10 MPa), 由于粒间大孔隙优先形成气相充注通道, 纵向含气饱和度整体较为均匀, 面含气饱和度以 40% 为轴线上上下浮动。在充注的中间过程中, 纵向面含气饱和度产生明显差异; 充注压力增至 0.15 MPa,

切片的面含气饱和度整体均增加,但不同切片区域增幅差异明显,表现为切片序号为 175—400 的区域含气饱和度增加明显高于其他部分,这与该区域连通的较大孔隙发育程度高密切相关(见图 12b);至充注压力 0.20 MPa,整体面含气饱和度增加幅度较小,说明该阶段天然气主要充注进入连通小孔隙中聚集;至充注压力 0.50 MPa,切片面含气饱和度产生一定增幅,可动水基本被驱替完全,达到最大含气饱和度,纵向上

含气饱和度差异较充注过程中间阶段降低,面含气饱和度整体均匀,但切片序号为 50—150 的区域面含气饱和度较低(见图 12a、图 12b)。连通大孔隙发育区域,面含气饱和度先快速增长后稳定,而连通小孔隙区域面含气饱和度增长规律十分复杂(见图 12a、12b)。孔隙结构分布的非均质性显著影响了天然气充注过程的气水赋存和含气饱和度的动态变化过程,对低渗(致密)储集层的含气非均一性也具有重要影响。

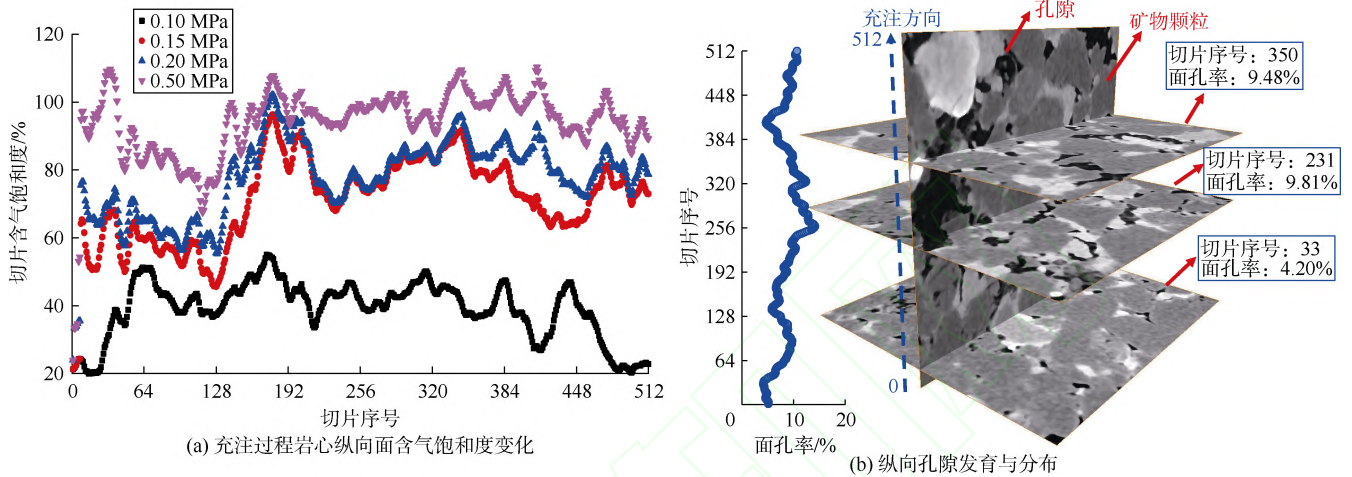


图 12 低渗(致密)砂岩气充注过程中岩心纵向面含气饱和度变化曲线(a)与原始岩心孔隙纵向分布特征(b)

4 结论

低渗(致密)砂岩气充注过程存在气相充注通道扩张和稳定两个阶段。扩张阶段具有粒间大孔隙先于粒间小孔隙,孔隙中央先于边缘的气驱水流动模式;随充注压力增加,孔隙边缘和小孔隙中央的水被驱替,气相形成集中的网簇状分布,水相形成分离的薄膜状分布,气相充注通道规模扩张,通道的孔喉半径、喉道长度和配位数均降低,是含气饱和度增长的主要阶段;在稳定阶段,气相充注通道扩张至极限,通道的孔喉半径、喉道长度和配位数保持稳定,气体沿已形成的稳定通道运移,形成稳定的气水赋存状态,含气饱和度达到最大值。

充注起始阶段,半径大于 20 μm 的孔喉构成了气体充注通道的基础格架,是充注初期气体流动方式的重要影响因素;半径介于 30~50 μm 的孔喉是气体的主要赋存空间,决定了该阶段气水分布和赋存特征及含气饱和度增长特征;随充注压力提高,半径为 20~50 μm 和半径小于 20 μm 的孔喉相继主导了气相充注通道扩张,控制了主要充注期的气水分布变化和含气饱和度增长模式,其中,半径小于 20 μm 的连通孔喉决定了气相充注通道扩张的极限,控制了稳定气水分

布状态的形成和最大含气饱和度。

微米—纳米孔喉网络的非均质性对充注过程中的气水分布的动态变化过程具有重要影响,充注过程中,连通较大孔隙发育的部位含气性增加最明显。连通孔喉的非均质性对低渗(致密)储集层含气性不均一性具有重要影响。

符号注释:

A ——岩心横截面积, cm^2 ; K_a ——气相视渗透率, mD; L ——为岩心长度, cm; P_0 ——标准大气压, MPa; ΔP ——充注压力, MPa; Q ——气体流量, mL/s; S_{gi} ——第 i 个充注压力节点的含气饱和度, %; μ ——气体黏度, mPa·s; ϕ ——总孔隙度, %; ϕ_g ——不同孔径孔喉的含气体积分数, %; ϕ_{gi} —— i 个充注压力节点的气体总空间体积分数, %; ϕ_p ——不同孔径孔喉的体积分数, %; ϕ_{wo} ——饱和水节点的孔隙水总空间体积分数, %。

参考文献:

- [1] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [2] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术: 兼

- 论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385-399, 454.
- ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385-399, 454.
- [3] HOLDITCH S A. Tight gas sands[J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86-93.
- [4] MASTER J A. Deep basin gas trap, western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152-181.
- [5] SCHMOKER J W. Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations[R/CD]//GAUTIER D L, DOLTON G L, TAKAHASHI K I, et al. 1995 National assessment of united states oil and gas resources: Results, methodology, and supporting data. Reston: USGS, 1995.
- [6] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026.
- SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [7] 童晓光, 郭彬程, 李建忠, 等. 中美致密砂岩气成藏分布异同点比较研究与意义[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 9-15, 30.
- TONG Xiaoguang, GUO Bincheng, LI Jianzhong, et al. Comparison study on accumulation & distribution of tight sandstone gas between China and the United States and its significance[J]. Engineering Science, 2012, 14(6): 9-15, 30.
- [8] SCHMOKER J W. U.S. geological survey assessment model for continuous (unconventional) oil and gas accumulations: The "FORSPAN" model: U.S. geological survey bulletin 2168[R]. Denver: U.S. Department of the Interior, 1999.
- [9] 赵靖舟, 李军, 曹青, 等. 论致密大油气田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 573-583.
- ZHAO Jingzhou, LI Jun, CAO Qing, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 573-583.
- [10] 邹才能, 杨智, 黄土鹏, 等. 煤系天然气的资源类型、形成分布与发展前景[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 433-442.
- ZOU Caineng, YANG Zhi, HUANG Shipeng, et al. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 433-442.
- [11] 樊阳, 查明, 姜林, 等. 致密砂岩气充注机制及成藏富集规律[J]. 断块油气田, 2014, 21(1): 1-6.
- FAN Yang, ZHA Ming, JIANG Lin, et al. Charging mechanism of tight sandstone gas reservoir and its pattern of accumulation and enrichment[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(1): 1-6.
- [12] 陶士振, 李昌伟, 黄纯虎, 等. 煤系致密砂岩气运聚动力与二维可视化物理模拟研究: 以川中地区三叠系须家河组致密砂岩气为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(10): 1767-1777.
- TAO Shizhen, LI Changwei, HUANG Chunhu, et al. Migration and accumulation impetus and two-dimension visual physical simulation research of coal-measure tight sandstone gas: A case study from tight sandstone gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation, central Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(10): 1767-1777.
- [13] NELSON P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329-340.
- [14] QIAO Juncheng, ZENG Jianhui, JIANG Shu, et al. Heterogeneity of reservoir quality and gas accumulation in tight sandstone reservoirs revealed by pore structure characterization and physical simulation[J]. Fuel, 2019, 253(6): 1300-1316.
- [15] 陶士振, 高晓辉, 李昌伟, 等. 煤系致密砂岩气渗流机理实验模拟研究: 以四川盆地上三叠统须家河组煤系致密砂岩气为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1143-1152.
- TAO Shizhen, GAO Xiaohui, LI Changwei, et al. The experiment simulation study on gas percolation mechanisms of tight sandstone core in coal measure strata: A case study on coal-measure tight sandstone gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(7): 1143-1152.
- [16] 徐轩, 胡勇, 邵龙义, 等. 低渗致密砂岩储层充注模拟实验及含气性变化规律: 以鄂尔多斯盆地苏里格气藏为例[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(6): 1323-1331, 1339.
- XU Xuan, HU Yong, SHAO Longyi, et al. Experimental simulation of gas accumulation mechanism in sandstone reservoir: A case study of Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2017, 46(6): 1323-1331, 1339.
- [17] 赵子龙, 赵靖舟, 曹磊, 等. 基于充注模拟实验的致密砂岩气成藏过程分析: 以鄂尔多斯盆地为例[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(5): 583-587.
- ZHAO Zilong, ZHAO Jingzhou, CAO Lei, et al. Accumulation process analysis on tight sandstone gas based on charging simulation experiment: An example of Ordos Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(5): 583-587.
- [18] LIU Hejuan, ZHU Zhengwen, PATRICK W, et al. Numerical visualization of supercritical CO₂ displacement in pore-scale porous and fractured media saturated with water[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2020, 4(4): 419-434.
- [19] KECECIOGLU I, JIANG Yuxiang. Flow through porous media of packed spheres saturated with water[J]. Journal of Fluids Engineering, 1994, 116(1): 164-170.
- [20] SIDDIQUI F, SOLIMAN M Y, HOUSE W, et al. Pre-Darcy flow revisited under experimental investigation[J]. Journal of Analytical Science and Technology, 2016, 7: 2.
- [21] WU Jiuzhu, CHENG Linsong, LI Chunlan, et al. Experimental study of nonlinear flow in micropores under low pressure gradient[J]. Transport in Porous Media, 2017, 119(1): 247-265.
- [22] ZHANG Yongchao, ZENG Jianhui, QIAO Juncheng, et al. Experimental study on natural gas migration and accumulation mechanism in sweet spots of tight sandstones[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 36(Part A): 669-678.
- [23] ARMSTRONG R T, OTT H, GEORGIADIS A, et al. Subsecond pore-scale displacement processes and relaxation dynamics in multiphase flow[J]. Water Resources Research, 2014, 50(12): 9162-9176.
- [24] ARSHADI M, KHISHVAND M, AGHAEI A, et al. Pore-scale experimental investigation of two-phase flow through fractured porous media[J]. Water Resources Research, 2018, 54(5): 3602-3631.
- [25] BULTREYS T, DE BOEVER W, CNUDE V. Imaging and image-based fluid transport modeling at the pore scale in geological materials: A practical introduction to the current state-of-the-art[J]. Earth-Science Reviews, 2016, 155: 93-128.
- [26] ZENG Jianhui, CHENG Shiwei, KONG Xu, et al. Non-Darcy flow in oil accumulation (oil displacing water) and relative permeability and oil saturation characteristics of low-permeability sandstones[J]. Petroleum Science, 2010, 7(1): 20-30.
- [27] ZENG Jianhui, ZHANG Yongchao, ZHANG Shanwen, et al. Experimental and theoretical characterization of the natural gas migration and accumulation mechanism in low-permeability (tight)

- sandstone cores[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 33: 1308-1315.
- [28] 曾澹辉. 正韵律砂层中渗透率级差对石油运移和聚集影响的模拟实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 102-105.
- ZENG Jianhui. Experimental simulation of impacts of vertical heterogeneity on oil migration and accumulation in fining upwards sands[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(4): 102-105.
- [29] 公言杰, 柳少波, 姜林, 等. 致密砂岩气非达西渗流规律与机制实验研究: 以四川盆地须家河组为例[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(6): 804-809.
- GONG Yanjie, LIU Shaobo, JIANG Lin, et al. Experimental study of seepage characteristic and mechanism in tight gas sands: A case from Xujiahe reservoir of Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(6): 804-809.
- [30] 任晓娟, 阎庆来, 何秋轩, 等. 低渗气层气体的渗流特征实验研究[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 1997(3): 22-25, 4-5.
- REN Xiaojuan, YAN Qinglai, HE Qiuxuan, et al. The experimental study of characteristics of gas flow in tight formation[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 1997(3): 22-25, 4-5.
- [31] 曾澹辉, 杨智峰, 冯泉, 等. 致密储层油气成藏机理研究现状及其关键科学问题[J]. 地球科学进展, 2014, 29(6): 651-661.
- ZENG Jianhui, YANG Zhifeng, FENG Xiao, et al. Study status and key scientific issue of tight reservoir oil and gas accumulation mechanism[J]. Advances in Earth Science, 2014, 29(6): 651-661.
- [32] DEJAM M, HASSANZADEH H, CHEN Zhangxin. Pre-Darcy flow in porous media[J]. Water Resources Research, 2017, 53(10): 8187-8210.
- [33] DEJAM M, HASSANZADEH H, CHEN Zhangxin. Pre-Darcy flow in tight and shale formations[C]//Proceedings of the 70th Annual Meeting of the APS Division of Fluid Dynamics. Denver: APS, 2017.
- [34] XIONG Yi, YU Jinbiao, SUN Hongxia, et al. A new non-Darcy flow model for low-velocity multiphase flow in tight reservoirs[J]. Transport in Porous Media, 2017, 117(3): 367-383.
- [35] ALIZADEH A H, KHISHVAND M, IOANNIDIS M A, et al. Multi-scale experimental study of carbonated water injection: An effective process for mobilization and recovery of trapped oil[J]. Fuel, 2014, 132(1): 219-235.
- [36] KHISHVAND M, ALIZADEH A H, PIRI M. In-situ characterization of wettability and pore-scale displacements during two- and three-phase flow in natural porous media[J]. Advances in Water Resources, 2016, 97: 279-298.
- [37] LIN Qingyang, BIJELJIC B, FOROUGH S, et al. Pore-scale imaging of displacement patterns in an altered-wettability carbonate[J]. Chemical Engineering Science, 2021, 235: 116464.
- [38] LIN Qingyang, BIJELJIC B, RAEINI A Q, et al. Drainage capillary pressure distribution and fluid displacement in a heterogeneous laminated sandstone[J]. Geophysical Research Letters, 2021, 48(14): e2021GL093604.
- [39] LIN Qingyang, BIJELJIC B, RIEKE H, et al. Visualization and quantification of capillary drainage in the pore space of laminated sandstone by a porous plate method using differential imaging X-ray microtomography[J]. Water Resources Research, 2017, 53(8): 7457-7468.
- [40] 仵彦卿, 曹广祝, 丁卫华. CT 尺度砂岩渗流与应力关系试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2005, 24(23): 4203-4209.
- WU Yanqing, CAO Guangzhu, DING Weihua. Experimental study on relation between seepage and stress of sandstone in CT scale[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2005, 24(23): 4203-4209.
- [41] GUO Tiankui, ZHANG Shicheng, QU Zhanqing, et al. Experimental study of hydraulic fracturing for shale by stimulated reservoir volume[J]. Fuel, 2014, 128: 373-380.
- [42] XIA Yuxuan, CAI Jianchao, PERFECT E, et al. Fractal dimension, lacunarity and succolarity analyses on CT images of reservoir rocks for permeability prediction[J]. Journal of Hydrology, 2019, 579(6): 124198.
- [43] BEAR J. Dynamics of fluids in porous media[M]. New York: American Elsevier Publishing Company, 1972.
- [44] BLUNT M J. Physically-based network modeling of multiphase flow in intermediate-wet porous media[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998, 20(3/4): 117-125.
- [45] CHEN Yuedu, LIAN Haojie, LIANG Weiguo, et al. The influence of fracture geometry variation on non-Darcy flow in fractures under confining stresses[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2019, 113: 59-71.
- [46] TIAN Weibing, LI Aifen, REN Xiaoxia, et al. The threshold pressure gradient effect in the tight sandstone gas reservoirs with high water saturation[J]. Fuel, 2018, 226: 221-229.
- [47] 韩国猛, 周素彦, 唐鹿鹿, 等. 歧口凹陷歧北斜坡沙一下亚段致密砂岩油形成条件[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(6): 89-96.
- HAN Guomeng, ZHOU Suyan, TANG Lulu, et al. Geological conditions for lower Es1 tight sandstone oil in Qibei Slope of Qikou Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(6): 89-96.
- [48] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 断陷湖盆深水沉积地质特征与斜坡区勘探发现: 以渤海湾盆地歧口凹陷板桥—歧北斜坡区沙河街组为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(2): 165-176.
- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Geologic characteristics of deep water deposits and exploration discoveries in slope zones of fault lake basin: A case study of Paleogene Shahejie Formation in Banqiao-Qibei Slope, Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 165-176.
- [49] 周立宏, 韩国猛, 董越崎, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷滨海断鼻断-砂组合模式与油气成藏[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(5): 869-882.
- ZHOU Lihong, HAN Guomeng, DONG Yueqi, et al. Fault-sand combination modes and hydrocarbon accumulation in Binhai fault nose of Qikou Sag, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 869-882.
- [50] QIAO Juncheng, ZENG Jianhui, JIANG Shu, et al. Impacts of sedimentology and diagenesis on pore structure and reservoir quality in tight oil sandstone reservoirs: Implications for macroscopic and microscopic heterogeneities[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 111: 279-300.
- [51] DONG Hu, BLUNT M J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images[J]. Physical Review E, Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics, 2009, 80(3): 036307.
- [52] SPURIN C, BULTREYS T, RÜCKER M, et al. Real-time imaging reveals distinct pore-scale dynamics during transient and equilibrium subsurface multiphase flow[J]. Water Resources Research, 2020, 56(12): e2020WR028287.

第一作者简介: 乔俊程 (1991-), 男, 山东烟台人, 博士, 中国石油大学 (北京) 在站博士后, 主要从事含油气盆地油气成藏、非常规油气地质、非常规油气储集层表征与评价等研究工作。地址: 北京市府学路中国石油大学 (北京), 地球科学学院, 邮政编码: 102249。E-mail: Juncheng.Qiao@cup.edu.cn
收稿日期: 2021-05-07 修回日期: 2021-11-26

(编辑 魏玮)