

考虑气体滑脱及 Knudsen 扩散的低渗致密砂岩 微观流动模拟

曹廷宽^{1,2}, 刘成川², 卜 涛², 段永刚³, 方全堂³, 孙连浦⁴

[1. 中国石化 西南油气分公司 博士后科研工作站, 四川 成都 610041; 2. 中国石化 西南油气分公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610041; 3. 西南石油大学 石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500; 4. 华夏吉泰(北京)科技有限公司, 北京 100020]

摘要:低渗致密砂岩纳米-微米尺度孔喉发育, 微观非均质性强, 渗流机理复杂, 现有物理实验方法难以准确评价。采用基于数字岩心理论的微观流动模拟方法来分析低渗致密砂岩中天然气的渗流规律。以川西地区沙溪庙组砂岩样品为基础, 利用 CT 扫描建立目标岩样三维数字岩心, 通过孔喉识别、形态简化及喉道调整, 构建了包含不同孔喉分布的低渗致密砂岩三维孔隙模型; 考虑天然气在纳米-微米孔喉中输运机制的复杂性, 建立了耦合 Darcy 渗流、气体滑脱和 Knudsen 扩散的流动控制方程, 并结合孔隙模型对其进行离散求解。开展流动模拟, 评价不同孔隙压力下各输运机制对天然气产出运移的影响。结果表明: 低渗致密砂岩中喉道越小、孔隙压力越低, 气体流动非线性越强; 在孔隙压力高于 10 MPa 范围, 天然气在平均喉道半径大于 0.1 μm 的砂岩孔隙空间中的流动基本满足 Darcy 渗流; 而对于平均喉道半径小于 0.1 μm 的致密砂岩, 孔隙压力低于 10 MPa 后气体滑脱和 Knudsen 扩散是气体运移中重要机制, 对天然气生产的影响不可忽略。

关键词:CT 扫描; Darcy 渗流; Knudsen 扩散; 气体滑脱; 三维孔隙模型; 低渗致密砂岩; 川西地区

中图分类号: TE312

文献标识码: A

Pore-scale simulation of gas flow in low-permeability tight sandstone with gas slippage effect and Knudsen diffusion taken into consideration

Cao Tingkuan^{1,2}, Liu Chengchuan², Pu Tao², Duan Yonggang³, Fang Quantang³, Sun Lianpu⁴

[1. Post-doctoral Research Station, SINOPEC Southwest Oil & Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Southwest Oil & Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China; 3. College of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 4. Sinc Geotech(Beijing) Science & Technology Co., Ltd., Beijing 100020, China]

Abstract: The strong heterogeneity and complicated pore structure of low-permeable tight sandstone with nano-and micro-scale pore-throats could not be accurately covered by using current core testing methods. Micro-scale flowing simulation based on digital core theories was then introduced to study the gas flowing in such stones. Samples taken from the Shaximiao Formation in Western Sichuan Basin were scanned with CT to build up three-dimensional (3D) digital cores. Methods such as pore-throat identification, pore topology simplification and throat adjustment, were also resorted to establish 3D pore network models with various throat distribution patterns. Considering the complexities of gas flow in such nano-and micro-scale pore-throats, we also established a multi-mechanism flow equation that takes Darcy flow, gas slippage effect and Knudsen diffusion into consideration, and tried to solve discretely the equation by combining it with the pore network models. Numerical simulations were then carried out to study the influence of various transport mechanisms upon gas migration under different pressures. Results indicate that smaller pore-throat size and lower pore pressure mean a stronger non-linear gas flow. Gas flow was observed to basically follow the Darcy's law when pore pressure higher than 10 MPa and average throat radius larger than 0.1 μm . While in samples with average pore-throat radius less than 0.1 μm and pore pressure less than 10 MPa, gas flow was dominated by gas slippage and Knudsen diffusion, a phenomenon worthy of con-

收稿日期: 2016-08-15; 修订日期: 2017-10-29。

第一作者简介: 曹廷宽(1987—), 男, 博士, 油气藏复杂渗流机理。E-mail: caotingkuan@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05048-004); 国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2013CB228005)。

sidering during gas production.

Key words: CT scanning, Darcy flow, Knudsen diffusion, gas slippage, 3D pore network model, low-permeability tight sandstone, western Sichuan Basin

低渗致密砂岩气藏分布广泛、资源量丰富,是天然气勘探开发的重要领域^[1-2]。与常规气藏相比,该类气藏在储层特征、孔隙结构及产出规律等方面都均有其特殊性^[3-4]。研究表明,低渗致密砂岩矿物多样、孔隙结构复杂,微观非均质性极强^[5-8]。受孔隙结构控制,天然气的流动具有很强的非线性,滑脱、扩散等非线性输运机制对渗流影响明显,难以利用 Darcy 定律等现有理论及实验方法加以描述^[9-11]。鉴于低渗致密砂岩孔隙结构的复杂性及运移机制的多样性,结合数字岩心技术与微观流动模拟方法来综合评价天然气在此类岩石中的渗流机理。以川西地区沙溪庙组储层岩石为例,利用 CT 扫描获取不同物性岩样的灰度图像,通过图像处理、孔喉识别、参数统计建立与实际岩样孔隙空间高度一致的真实孔隙模型;基于真实孔隙模型,调整喉道大小,形成包含特定喉道分布的三维孔隙模型。以孔隙模型包含的孔喉单元为对象,建立耦合气体滑脱、Knudsen 扩散及 Darcy 渗流流动控制方程,并通过对流动方程进行离散求解,形成微观流动模拟方法。在此基础上,开展模拟研究,全面分析不同孔隙压力下各输运机制对天然气运移的影响,进而评价该类气藏开采过程中地层压力降低对渗流规律的影响。本文研究成果有助于深化对低渗致密砂岩气藏渗流规律认识,从而为该类气藏的高效开发提供理论依据。

1 三维孔隙模型建模

1.1 实验原理

CT 扫描(X-Ray Computerized Tomography, 简称 CT)是计算机和 X-射线技术相结合的产物,该仪器通过让 X-射线从各个方向穿过目标样品,利用探测

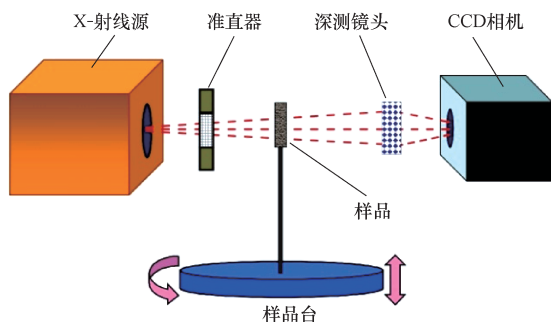


图1 XCT-400 扫描系统结构示意图

Fig. 1 Diagram showing the structure of XCT-400 scanning system

器检测沿不同路径穿透被测样品的 X-射线穿透量,以获得样品各个断面的投影数据;再利用相应重构算法对投影数据体进行处理,建立样品内部断层图像^[12]。由于 CT 扫描可准确获取岩石孔隙空间三维分布信息,已经成为研究岩石微观结构及渗流机理的重要技术手段^[13-14]。本文采用 XCT-400 扫描系统来对目标岩样进行扫描,该实验仪器结构示意图如图 1 所示。

1.2 CT 扫描结果

利用上述仪器,对取自川西地区沙溪庙组储层的 3 块砂岩样品(编号 S_1-S_3)进行实验分析。岩样 S_1 , S_2 和 S_3 的实测孔隙度分别为 13.78%, 12.54% 和 7.55%,相应的气测渗透率为 2.34×10^{-3} , 1.84×10^{-3} 和 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低渗致密砂岩范畴。根据所选岩样的物理性质,结合实验仪器的性能,将岩样处理为直径 5 mm、高 15 mm 的规则圆柱体进行 CT 扫描。通过对岩样进行扫描,获得各岩样的三维灰度图像,其中单张切片图像分辨率为 $2.15 \mu\text{m}$,大小均为 980×1005 像素(图 2)。

从岩样 S_1 , S_2 和 S_3 的三维图像中分别截取 $500 \times 500 \times 500$ 像素的体积进行研究。通过图像滤波过滤噪点,并利用图像分割方法分割孔隙相和岩石固,建立了体积为 $1.08 \text{ mm} \times 1.08 \text{ mm} \times 1.08 \text{ mm}$ 的岩样三维数字岩心。

1.3 三维孔隙模型构建

利用 CT 扫描建立岩样三维数字岩心,便已获得了岩石的孔隙分布及相关结构信息。但直接利用数字岩心进行模拟计算效率很低,因此需对数字岩心中的真实孔隙空间进行抽提简化,建立结构更为简单、便于后续流动模拟的三维孔隙模型^[15]。针对川西地区的低渗砂岩,笔者曾应用“最大球”法建立了可靠的三维孔隙模型^[16],建模主要步骤如下:①在数字岩心中搜索孔隙边界,建立由孔隙像素点组成的“最大球”;②剔除完全被包含的“最大球”,并根据球间的连接关系建立由“最大球”构成的孔喉链;③确定孔隙-喉道边界,将孔喉链分割为“孔隙节点”和“喉道单元”,计算孔喉空间坐标、半径、连通性等几何特征参数,最终形成三维孔隙模型。在这类孔隙模型中,孔隙空间由“孔隙节点”表示,代表流体储集的主要场所;“喉道单元”则表征连接孔隙间的狭小部分,是流体在孔隙间运移的通道。

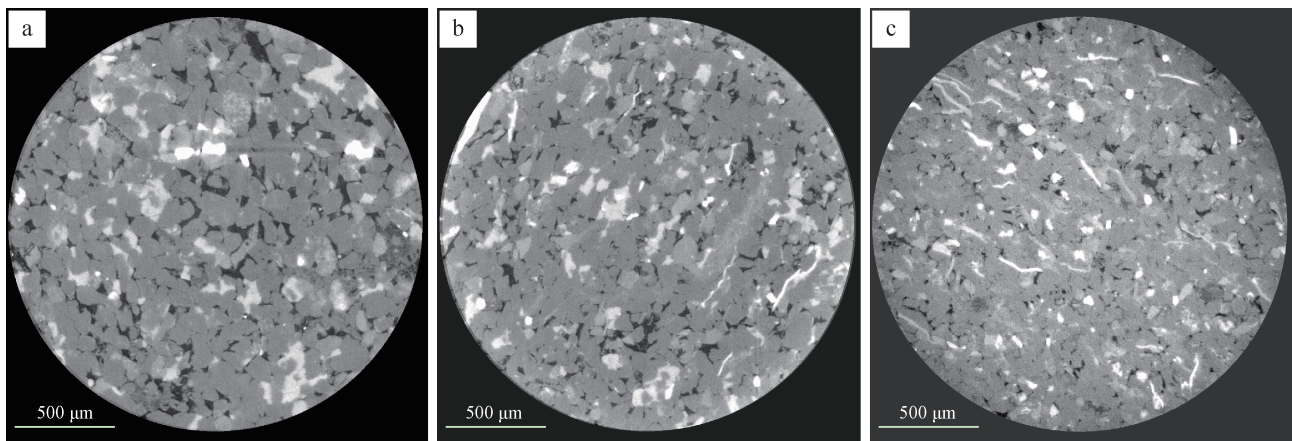


图 2 低渗致密砂岩 CT 切片图像

Fig. 2 CT slices of low-permeability tight sandstone

a. S₁ 岩样 CT 图像;b. S₂ 岩样 CT 图像;c. S₃ 岩样 CT 图像

表 1 三维孔隙模型结构参数

Table 1 Parameters of the 3D pore network models

孔隙模型编号		L ₁	L ₂	L ₃
孔隙数		8 331	10 889	11 366
喉道数		13 195	15 939	11 550
非连通孔喉比/%		6.33	8.41	29.71
孔隙半径/ μm	分布	0.89 ~ 27.88	0.89 ~ 25.84	0.89 ~ 25.94
	平均值	5.65	5.10	4.13
喉道半径/ μm	分布	0.21 ~ 22.14	0.22 ~ 17.45	0.21 ~ 18.58
	平均值	2.62	2.39	1.97
孔喉比	分布	0.11 ~ 435.46	0.12 ~ 340.37	0.15 ~ 349.16
	平均值	11.53	10.73	9.46
配位数	分布	0 ~ 32	0 ~ 24	0 ~ 14
	平均值	3.12	2.89	1.98
孔隙度/%	实测	13.78	12.54	7.55
	计算	13.50	11.58	0.67
	误差/%	2.03	7.66	9.11
渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	实测	2.34	1.84	0.07
	计算	2.15	1.62	—
	误差/%	8.11	11.96	—

根据上述流程,建立了 3 块岩样的真实孔隙模型(编号 L₁—L₃),并预测了模型孔隙度和渗透率,结果如表 1 所示。从结果来看,模型 L₁ 和 L₂ 预测的孔隙度、渗透率与岩样实测结果较为吻合,说明模型可靠性高。而更为致密砂岩的孔隙模型 L₃,受 CT 图像分辨率的限制,仅能获取孔隙分布,难以识别连通孔喉信息,造成孔隙不连通,仅能预测其孔隙度。为提高致密砂岩的建模精度,可通过提高图像分辨率来实现,例如利用 Nano-CT 和 SEM 来建立岩样数字图像。但图像分辨率与观测视场成反比,分辨率越高,所获得的图像尺寸越小,因此,具有纳米尺度分辨率的图像往往难以

满足真实孔隙模型构建的需要^[17-18]。此外,若采用更高分辨率的岩样数字图像进行三维孔隙建模,将大幅增加运算量及模型构建时间,并增大模拟难度。

大量研究表明,低渗致密砂岩中微米尺度孔隙是流体储集的主要场所,而流体运移主要受狭小喉道(纳米-微米尺度)的控制^[19-20]。为定量分析天然气在致密砂岩孔隙空间内的运移规律,以低渗砂岩三维真实孔隙模型 L₂ 为基础,保持孔隙分布及拓扑结构不变,等比例调模型喉道大小,建立平均喉道半径分别为 1.50,1.00,0.50,0.10 μm 的孔隙模型(编号 D₁—D₄)。不同孔隙模型中喉道分布如图 3。由于衍生的

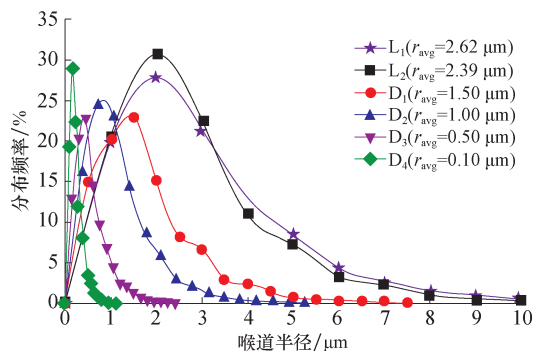


图3 三维孔隙模型中喉道分布曲线

Fig. 3 Throat distribution curves of the 3D pore network models

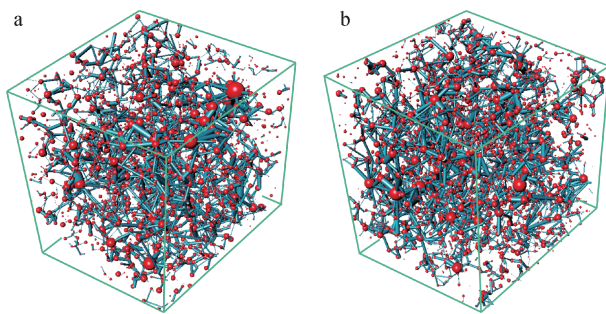


图4 孔隙模型三维视图

Fig. 4 3D view of the pore network models

a. 孔隙模型 L₁ 三维视图; b. 孔隙模型 L₂ 三维视图

孔隙模型 D₁—D₄ 与 L₂ 的孔隙空间具有相同的拓扑结构, 仅以 L₁ 和 L₂ 为例进行三维显示(图 4a, b)。三维视图中, 小球为“孔隙节点”, 与数字岩心中孔隙具有相同的空间分布, 圆柱则表示“喉道单元”。

所建立三维孔隙模型中, 模型 L₃ 内孔喉单元连通性差, 无法开展后续模拟计算, 而 L₁ 与 L₂ 的孔隙结构及孔喉分布较为接近, 因此仅利用 L₂ 以及基于 L₂ 所构建的孔隙模型 D₁—D₄ 进行后续微观流动模拟。用于开展模拟的 5 个孔隙模型具有相同的孔隙拓扑结构, 可排除孔隙分布及连通关系等差异对模拟结果的影响。

2 流动控制方程

低渗致密砂岩具有复杂的孔隙结构和狭小的孔喉, 流体在该类岩石孔喉中运移不再满足 Darcy 定律, 而是受渗流、滑脱及扩散等输运机制综合作用^[11]。以单组份甲烷为模拟流体, 考虑甲烷在纳米—微米尺度孔喉的多种运移机制, 建立耦合 Darcy 渗流、气体滑脱及 Knudsen 扩散的流动控制方程, 用以全面描述天然气在纳米—微米尺度孔喉中的流动。

2.1 Darcy 渗流

多孔介质中, 连续流体在压力差驱动下发生的流动称为 Darcy 渗流(也称粘性流), 是油气产出运移的主要机制。根据 Hagen—Poiseuille 定律^[21], 当仅考虑粘性力作用时, 甲烷流经孔喉单元的质量通量与流动压差间存在如下关系:

$$J_{adv} = \frac{r^2 M p}{8 \mu Z R T} \frac{dp}{dl} \quad (1)$$

式中: J_{adv} 为甲烷流经孔喉的 Darcy 渗流质量通量, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; r 为孔喉半径, m ; M 为气体摩尔质量, kg/mol ; p 为孔喉平均压力, Pa ; dp/dl 为孔喉两端的压力梯度, Pa/m ; μ 为气体粘度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; Z 为气体偏差因子, 无因次; R 为理想气体常数, $8.314472 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T 为模拟温度, K 。

2.2 气体滑脱

狭窄孔隙空间中, 壁面处的气体分子可能处于运动状态, 并且由于动量交换, 相邻层的气体分子可连同壁面处的气体分子一起沿管壁流动, 即气体的流动存在滑脱效应^[22]。当气体流动不再满足非滑脱边界条件时, 需要利用滑脱修正系数对公式(1)进行校正:

$$J_{slip} = F J_{adv} \quad (2)$$

气体滑脱效应校正系数 F 受孔隙壁面及流体物性的综合影响, Brown 等人^[23]建立了该系数与孔喉尺寸、壁面物理性质及流体性质间的相关性:

$$F = \left(\frac{8 \pi R T}{M} \right)^{0.5} \frac{\mu}{p r} \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) \quad (3)$$

式中: J_{slip} 为甲烷流经孔喉的滑脱流动质量通量, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; F 为气体滑脱效应校正系数, 无因次; α 为孔隙壁面处的切向动量供给系数, 无量纲, α 与孔隙壁面形态、气体性质及温度和压力有关, 通常取 $(0, 1]$ ^[22, 24]。

2.3 Knudsen 扩散

对于单相气体, 若气体分子的平均自由程大于孔喉的平均半径, 则不能忽略分子与壁面碰撞作用对气体运移的影响^[25]。这种情况下气体流经孔喉时需要考虑 Knudsen 扩散的影响, 其质量通量描述如下式:

$$J_D = \rho_{avg} D_K c_g \frac{dp}{dl} \quad (4)$$

式中: J_D 为甲烷流经孔喉的 Knudsen 扩散质量通量, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; ρ_{avg} 为孔喉内甲烷平均密度, kg/m^3 ; D_K 为 Knudsen 扩散系数, m^2/s ; c_g 为气体的压缩系数, Pa^{-1} 。

Javadpour^[11]建立了 Knudsen 扩散系数与孔喉几何尺寸、气体物性间的关系如下:

$$D_K = \frac{2r}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \quad (5)$$

2.4 多机制流动控制方程

在纳米-微米尺度孔喉中,甲烷的流动总通量可以表示为 Darcy 渗流量、滑脱流动通量和 Knudsen 扩散通量的线性叠加^[11,26]:

$$J_t = J_{adv} + J_{slip} + J_D \quad (6)$$

综合公式(1),(2),(4)和(6),可得到耦合 Darcy 渗流、气体滑脱及 Knudsen 扩散影响的流动方程(7)。

$$J_t = \left\{ \left[1 + \sqrt{\frac{8\pi RT}{M}} \frac{\mu}{p} \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) \right] \rho_{avg} \left(\frac{r}{8\mu} + \frac{2c_g}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \right) \right\} \frac{dp}{dl} \quad (7)$$

式中: J_t 为甲烷流经孔喉的总质量通量, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ 。

由公式(7)可知,当考虑不同输运机制及流体物性变化时,天然气在储层孔喉内的运移将受到温度压力、流体物性及孔喉尺寸等因素的综合影响。下面结合三维孔隙模型,进一步探讨影响天然气流动运移的主要因素及变化规律。

3 模拟结果

3.1 模拟流程

以三维孔隙模型为流动场所,利用流动控制方程(7)来描述流体在孔喉单元中的流动运移,通过模拟计算可综合评价温度压力、流体物性、孔喉参数及输运机制等对流体运移的影响。考虑到气藏开发过程中,地层压力下变化幅度大,而地层温度大致恒定,因此主要通过设定不同的孔隙压力来模拟不同开发阶段中天然气的产出运移机制。具体模拟流程:①在三维孔隙模型中饱和模拟流体,设定孔隙压力及流动压差,计算流体高压物性参数;②基于孔喉单元,根据公式(7)建立以孔隙节点压力为变量的流动方程组;③优选数值计算方法迭代求解方程组,得到孔隙压力分布;④根据孔隙压力,计算设定压差下流经孔隙模型的流体流量或通量;⑤改变模型参数或模拟条件,进行敏感性分析。

3.2 结果分析

3.2.1 孔隙压力对总质量通量的影响

以建立的低渗致密砂岩三维孔隙模型为平台,设

定模拟温度为 80°C ,模型两端压力梯度恒定为 0.5 MPa/m ,预测不同孔隙压力下甲烷流经模型的总通量,结果见图5。模拟结果表明,甲烷的总质量通量与孔隙模型的平均喉道半径(图中用 r_{avg} 表示)成正比,喉道越大,气体流动能力越强,流动通量也越大。而对于不同孔隙模型,孔隙压力变化对气体总通量的影响规律相同:当孔隙压力高于 10 MPa 时,压力降低对气体总通量影响较小,甲烷的流动基本呈线性流动;而在孔隙压力低于 10 MPa 范围,甲烷的总质量通量随孔隙压力的降低而减小,即该孔隙压力范围内甲烷的流动具有较强非线性。下面进一步分析不同孔隙模型中孔隙压力与各气体输运机制的关系。

3.2.2 Darcy 渗流对流动的影响

计算不同孔隙压力下 Darcy 渗流量占总通量的百分比,结果如图6。相同压差下,不同孔隙模型中 Darcy 渗流量与平均喉道半径成正比,喉道越大, Darcy 渗流对天然气运移的贡献越大。孔隙压力也与 Darcy 渗流量成正相关性,孔隙压力越高, Darcy 渗流量越大。对于平均喉道半径大于 $0.1 \mu\text{m}$ 的岩样孔隙模型(L_2, D_1-D_3),当孔隙压力高于 10 MPa 时,

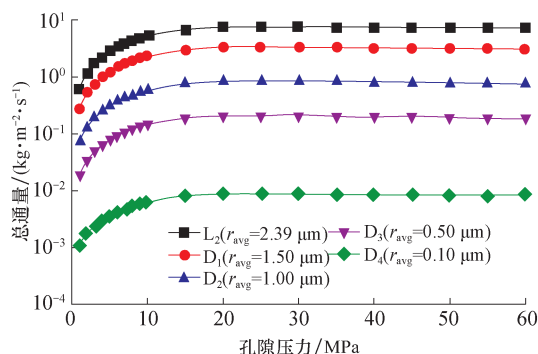


图5 不同条件下天然气流动总质量通量

Fig. 5 Total mass flux of gas flow at different conditions

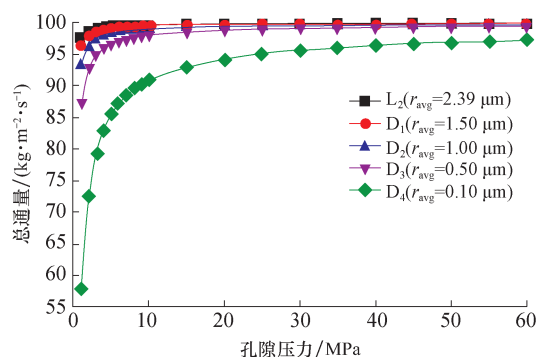


图6 Darcy 渗流对天然气流动的影响

Fig. 6 Influences of Darcy flow on gas flow

Darcy 渗流量占总流量的 90% 以上,说明 Darcy 渗流是主要的运输机制。而天然气流经更为致密的岩石时,Darcy 渗流对流动的贡献随着平均喉道的缩小、孔隙压力的降低而减小,在这类储层岩石中应当考虑非 Darcy 运移机制的影响。

3.2.3 气体滑脱对流动的影响

不同压力下气体滑脱效应对流动的影响如图 7 所示。从模拟结果来看,孔隙压力越低,喉道越小,气体滑脱效应越显著,滑脱流动流量占总流量比例相应更大。例如,孔隙压力低至 1 MPa 时,模型 D_4 中气体滑脱对流动的贡献为 18.42%;而相同压力下,模型 D_3 中气体滑脱流量只占总流量的 5.56%。综合来看,当平均喉道半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 且孔隙压力低于 10 MPa 时,气体滑脱是一种重要的运输机制,对流动的贡献不可忽略。

3.2.4 Knudsen 扩散对流动的影响

同样地,根据不同模型预测 Knudsen 扩散流量/总流量与孔隙压力的关系,结果如图 8。对比图 7 和 8,喉道分布、孔隙压力对 Knudsen 扩散和气体滑脱的影

响规律类似,也是主要影响低压(孔隙压力低于 10 MPa)、致密砂岩(平均喉道半径小于 $0.1 \mu\text{m}$)中气体的流体运移,但在相同孔隙压力下,Knudsen 扩散对流动的贡献要大于气体滑脱效应。

4 结论

1) 针对川西低渗致密砂岩的孔隙结构及渗流特征,基于数字岩心理论构建了包含不同尺度孔喉的三维孔隙模型,通过在模型中耦合 Darcy 渗流、气体滑脱和 Knudsen 扩散 3 种气体运输机制,形成了低渗致密砂岩复杂渗流规律微观流动模拟方法。

2) 低渗致密砂岩中喉道分布及孔隙压力是影响天然气传输运移的主要因素,孔喉越小、压力越低,天然气流动的非线性越显著。在平均喉道半径大于 $0.1 \mu\text{m}$ 的砂岩中,压力高于 10 MPa,天然气基本满足 Darcy 渗流;而岩性更为致密(平均喉道半径小于 $0.1 \mu\text{m}$)时,当孔隙压力低于 10 MPa,气体滑脱及 Knudsen 扩散均是天然气运移的重要机制。

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] 戴金星,倪云燕,吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发,2012,39(3):257-264.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.
- [3] 陈恭洋,晋静,罗迎春,等. 沉积相控制下致密砂岩气藏分布特征——以四川盆地川西坳陷中段蓬莱镇组为例[J]. 石油与天然气地质,2017,38(8):467-477.
Luo Gongyang, Jin Jing, Luo Yingchun, et al. Characteristics of tight sandstone gas reservoir distribution under control of sedimentary facies: A case study from the Penglaizhen Formation in the central western Sichuan depression[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(8): 467-477.
- [4] 李杪,侯云东,罗静兰,等. 致密砂岩储层埋藏-成岩-油气充注演化过程与孔隙演化定量分析——以鄂尔多斯盆地东部上古生界盒 8 段天然气储层为例[J]. 石油与天然气地质,2016,37(6):882-892.
Li Miao, Hou Yundong, Luo Jinglan, et al. Burial, diagenesis, hydrocarbon charging evolution process and quantitative analysis of porosity evolution: a case study from He 8 tight sand gas reservoir of the Upper Paleozoic in eastern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 882-892.

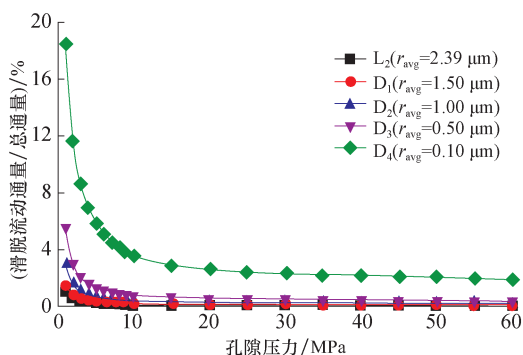


图 7 气体滑脱效应对天然气流动的影响

Fig. 7 Influences of gas slippage on gas flow

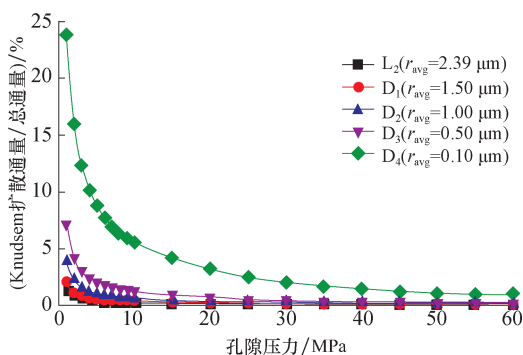


图 8 Knudsen 扩散对天然气流动的影响

Fig. 8 Influences of Knudsen diffusion on gas flow

- [5] 任晓霞,李爱芬,王永政,等. 致密砂岩储层孔隙结构及其对渗流的影响——以鄂尔多斯盆地马岭油田长8储层为例[J]. 石油与天然气地质,2015,36(5):774-779.
- Ren Xiaoxia, Li Aifen, Wang Yongzheng, et al. Pore structure of tight sand reservoir and its influence on percolation——taking the Chang 8 reservoir in Maling Oilfield in Ordos Basin as an example[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5):774-779.
- [6] 刘广峰,白耀星,王文举,等. 致密砂岩储层微观孔喉结构及其对渗流特征的影响——以鄂尔多斯盆地周缘地区长8储层为例[J]. 科学技术与工程,2017,17(5):29-34.
- Liu Guangfeng, Bai Yaoping, Wang Wenju, et al. Pore structure of tight sand reservoir and its influence on percolation; a case of Chang 8 Formation in Zhouchang area, Ordos Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(5):29-34.
- [7] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3):329-340.
- [8] 李易霖,张云峰,尹淑丽,等. 致密砂岩储集空间多尺度表征——以松辽盆地齐家地区高台子油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6):915-922.
- Li Yilin, Zhang Yunfeng, Yin Shuli, et al. Characterization of the pore space in tight sandstone reservoirs from macroscopic and microscopic perspectives; a case study of Gaotaizi reservoir in Qijia area of the Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6):915-922.
- [9] Hadjiconstantinou N G. The limits of Navier-Stokes theory and kinetic extensions for describing small-scale gaseous hydrodynamics[J]. Physics of Fluids, 2006, 18(11):111301.
- [10] 杨建,康毅力,李前贵,等. 致密砂岩气藏微观结构及渗流特征[J]. 力学进展,2008,38(2):229-236.
- Yang Jian, Kang Yili, Li Qiangui, et al. Characters of micro-structure and percolation in tight sandstone gas reservoirs[J]. Advances in Mechanics, 2008, 38(2):229-236.
- [11] Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mud rock (shale and siltstone)[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8):16-21.
- [12] 苏娜,段永刚,于春生. 微CT扫描重建低渗气藏微观孔隙结构——以新场气田上沙溪庙组储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(5):792-796.
- Su Na, Duan Yonggang, Yu Chunsheng. Reconstruction of microscopic pore structure in low permeability gas reservoirs by micro-CT scanning; an example from upper Shaximiao Formation in Xinchang Field[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5):792-796.
- [13] Blunt M J, Bijeljic B, Dong H, et al. Pore-scale imaging and modeling[J]. Advances in Water Resources, 2013, 51(1):197-216.
- [14] 白斌,朱如凯,吴松涛,等. 利用多尺度CT成像表征致密砂岩微观孔喉结构[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(3):329-333.
- Bai Bin, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Multi-scale method of nano (micro)-CT study on microscopic pore structure of tight sandstone of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3):329-333.
- [15] Dong H, Blunt M J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images[J]. Physical Review E, 2009, 80(3):036307.
- [16] Cao T K, Duan Y G, Yu B M, et al. Pore-scale simulation of gas-water flow in low permeability gas reservoirs[J]. Journal of Central South University, 2014, 21(7):2793-2800.
- [17] 屈乐,孙卫,杜环虹,等. 基于CT扫描的三维数字岩心孔隙结构表征方法及应用——以莫北油田116井区三工河组为例[J]. 现代地质, 2014, 28(1):190-196.
- Qu Le, Sun Wei, Du Huanhong, et al. Characterization technique of pore structure by 3D digital core based on CT scanning and its application; an example from Sangonghe Formation of 116 Well Field in Mobei Oilfield[J]. Geoscience, 2014, 28(1):190-196.
- [18] 邹才能,朱如凯,白斌. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. 岩石学报, 2011, 27(6):1857-1864.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bing, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6):1857-1864.
- [19] Mousavi M A, Bryant S L. Connectivity of pore space as a control on two-phase flow properties of tight-gas sandstones[J]. Transport in Porous Media, 2012, 94(2):537-554.
- [20] Gao H, Li H A. Pore structure characterization, permeability evaluation and enhanced gas recovery techniques of tight gas sandstones[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 28:536-547.
- [21] Suter S P, Skalak R. The history of Poiseuille's law[J]. Annual Review of Fluid Mechanics, 1993, 25(1):1-20.
- [22] Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media[J]. Transport in porous media, 2010, 82(2):375-384.
- [23] Brown G P, DiNardo A, Cheng G K, et al. The flow of gases in pipes at low pressures[J]. Journal of Applied Physics, 1946, 17(10):802-813.
- [24] Millikan R A. Coefficients of slip in gases and the law of reflection of molecules from the surfaces of solids and liquids[J]. Physical Review, 1923, 21(3):217-38.
- [25] Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. Nanoscale gas flow in shale gas sediments[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(10):55-61.
- [26] Xiong X, Devegowa D. A fully-coupled free and adsorptive phase transport model for shale gas reservoirs including non-Darcy flow effects[J]. SPE 159758, 2012.

(编辑 董立)