

引用格式: 惠健. 缝洞型油藏流动实验仿真模拟方法研究[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(4): 704-710.

HUI Jian. Study on simulation methods for flow experiments in fracture-cavity reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(4): 704-710.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.04.021

## 缝洞型油藏流动实验仿真模拟方法研究

惠健<sup>1,2</sup>

(1. 中国石化缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆 乌鲁木齐 830011;

2. 中国石化西北油田分公司勘探开发研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

**摘要:** 缝洞型碳酸盐岩储层储集空间以孔洞、裂缝, 基质孔隙为主。其中, 孔洞与裂缝分布随机性极强, 为油气的主要储集空间与渗流通道。强非均质性使得缝洞型碳酸盐岩储层流体流动特征极为复杂, 表现为孔洞内自由流动和裂缝内渗流并存。通常需进行室内物理模拟实验以揭示储层内流体分布规律及特殊流动现象, 现有缝洞物理实验模型难以同时达到耐高压和可视化的要求, 从而限制了流体在地下条件下流动机理的研究。为了精准表征缝洞型储层中的流体流动特征, 同时降低实验研究成本, 基于流体动力学和计算机仿真模拟技术, 探索了开展缝洞型储层流体流动实验仿真模拟的可行性。通过对缝洞物理实验模型中自由流动区域和渗流区域的流动特征进行模拟分析, 发现地层温度与压力条件下流体在物理实验模型中的流动以低雷诺数 Stokes(斯托克斯)流动为主, 以此为基础对传统自由流方程进行简化, 采用统一的动量方程表征模型中的自由流动和渗流, 在欧拉方程中引入黏性阻力系数等参数, 以表征渗流区域内的多相流动特征, 实现了缝洞模型中不同流态耦合的一体化模拟。选用3D缝洞数字模型进行了流动仿真, 对比模拟结果, 验证了统一流动模型的可靠性。模拟结果表明: 对于典型缝洞物理模型流动实验, 基于Stokes方程的层流模型可以达到传统Darcy-NS耦合模型的模拟精度, 具有较好的可靠性, 且能有效提升仿真模拟的运算效率, 为缝洞型储层的流动机理研究提供了一种新的研究方法。

**关键词:** 缝洞型油藏; 3D打印; 仿真模拟; Navier-Stokes方程; Darcy方程

中图分类号: TE319

文献标识码: A

### Study on simulation methods for flow experiments in fracture-cavity reservoirs

HUI Jian<sup>1,2</sup>

(1. Sinopec Key Laboratory of Fracture-Cavity Reservoir Enhanced Oil Recovery, Urumqi, Xinjiang 830011, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

**Abstract:** The storage space of fracture-cavity carbonate reservoirs is primarily composed of fractures, cavities, and matrix pores. Among them, fractures and cavities exhibit highly random distribution, serving as the main storage spaces and seepage pathways for oil and gas. The strong heterogeneity of these reservoirs leads to highly complex fluid flow behavior, characterized by the coexistence of free flow occurring in cavities and seepage flow in fractures. Indoor physical simulation experiments are usually required to reveal the fluid distribution patterns and unique flow phenomena within the reservoir. However, current physical models for fracture-cavity systems struggle to meet both high-pressure resistance and visualization requirements, thus limiting the investigation of fluid flow mechanisms under reservoir conditions. To accurately characterize fluid flow in fracture-cavity reservoirs while reducing experimental research costs, the feasibility of fluid flow experiment simulations in fracture-cavity reservoirs was explored based on fluid dynamics and computer simulation technology. By simulating and analyzing the flow characteristics in the free flow and seepage regions of the fractured-vuggy physical model, it was found that under reservoir temperature and pressure conditions, fluid flow in the physical model primarily followed low Reynolds number Stokes flow. Based on this, the traditional free flow equation was simplified, and a unified momentum equation was established to describe both free flow and seepage in the model. Parameters such as the viscous resistance coefficient were introduced into the Euler equations to characterize multiphase flow characteristics in the seepage region, achieving an integrated simulation of different flow regimes in the fracture-cavity model. A 3D fracture-cavity digital model was selected for flow simulation, and the comparison of simulation results verified the reliability of

收稿日期: 2024-06-05。

作者简介: 惠健(1978—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事缝洞型油气藏开发及提高采收率技术研究。地址: 新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市新市区长春南路466号, 邮政编码: 830011。E-mail: huij.xbsj@sinopec.com

基金项目: 国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”(2016ZX05053); 中国石油化工股份有限公司重点实验室项目“缝洞型多尺度大型物理模型构建研究”(KL21022)。

the unified flow model. The simulation results indicated that for typical fracture-cavity physical model flow experiments, the laminar flow model based on Stokes equation could achieve the simulation accuracy of the traditional Darcy-Navier-Stokes (Darcy-NS) coupled model, with strong reliability, while significantly improving computational efficiency. This provides a new research method for the study of flow mechanisms in fracture-cavity reservoirs.

**Keywords:** fracture-cavity reservoir; 3D printing; simulation; Navier-Stokes equation; Darcy equation

中国海相碳酸盐岩油气藏储量资源丰富,开发应用前景广阔,已发展成为油气增储上产的重要领域<sup>[1]</sup>。缝洞型油藏具有极强的储层非均质性和复杂的油水分布关系,复杂的内部结构使得其开采具有挑战性<sup>[2]</sup>,被称为最复杂的碳酸盐岩油藏。

不同类型的缝洞物理模型被应用于流体流动规律及注水/注气提高采收率机理的实验研究<sup>[3-6]</sup>。然而,现有三维物理模型难以同时满足流动可视化观测和高温高压实验条件,且存在加工成本高、实验周期长、实验重复性差等问题,严重制约了缝洞型油藏油水流动规律研究。针对缝洞物理模型问题,提出了一种基于计算流体动力学的缝洞模型驱替实验仿真模拟技术。

对于缝洞型油藏这种同时存在基质、裂缝和孔洞的特殊油藏类型,为了准确描述渗流-自由流耦合流动特征,通常需要建立 Darcy(达西)与 Navier-Stokes(纳维-斯托克斯,简称 NS)方程耦合模型。近年来,针对 Darcy-NS 耦合模型开展了大量研究。刘学利等<sup>[7]</sup>将描述单相不可压缩流体流动的 Darcy-NS 模型扩展到油水两相的微可压缩流体,并对油水动量守恒方程进行简化;康志江<sup>[8]</sup>尝试应用多孔介质 Darcy 方程计算微裂缝和微孔隙中的流动,并建立了介质间两相流界面处理方程;郑松青等<sup>[9]</sup>建立油水两相流数学模型,将溶洞简化为球体进行计算,运算速度快、成本低;李亚军等<sup>[10]</sup>提出了一种针对裂缝的预处理方法,将溶洞-裂缝-基质间流体流动问题转化为基质与溶洞的耦合流动问题;王建峰<sup>[11]</sup>将渗流-空腔流动耦合方程的研究从油水两相扩展到油气水三相,为塔河油田数值模拟技术应用提供了重要理论基础。上述模型在研究裂缝与基质等多孔介质中的渗流时,常需借助 Beavers-Joseph(简称 BJ)或 Beavers-Joseph-Saffman(简称 BJS)等边界条件,以确保渗流与自由流动之间过渡区域流动的质量守恒和动量守恒<sup>[12-14]</sup>。这类方程求解难度大,甚至需要开发新的程序框架<sup>[8]</sup>,严重制约了新耦合模型的推广应用。

针对缝洞物理模型流动实验中的流动特征,推导了统一的流体运动耦合方程,同时描述空腔中的自由流动与裂缝中的渗流,通过 3D 打印缝洞模型模拟计算,对比验证了该方法的适应性,为缝洞模型流动机理研究提供了一种有效的仿真模拟方法。

## 1 缝洞仿真模型的流体运动方程

### 1.1 仿真模型中的流动特征

针对缝洞物理模型结构特点,利用缝洞数字模型开展基于雷诺数的流动分区与湍流模型优选,根据流动场计算雷诺数与湍流状态,定量化识别不同实验条件下的临界雷诺数。

经典圆管模型中,临界雷诺数介于 2 100~4 000,即雷诺数小于 2 100 时为层流态,大于 4 000 时为湍流态,中间为过渡态;溶洞仿真模型中,几何形态更为复杂,临界雷诺数介于 1 500~3 000,略小于圆管模型临界雷诺数,更容易出现湍流状态。

图 1 为 3D 打印模型对应的数字缝洞模型,模型底部有 2 个注入口,顶部有 1 个采出口,改变入口注水速度,利用传统 NS 方程开展不同驱替速度下的临界雷诺数模拟。驱替速度为  $1.72 \times 10^{-5}$  m/s 时(每小时注入量为 0.01 倍孔隙体积),模型平均雷诺数为 11;驱替速度为  $1.72 \times 10^{-4}$  m/s 时(每小时注入量为 0.1 倍孔隙体积),模型平均雷诺数为 25;驱替速度达到  $1.72 \times 10^{-3}$  m/s 时(每小时注入量达到 1 倍孔隙体积),模型平均雷诺数为 165。计算结果表明:即使在实验室高速驱替条件下,缝洞模型中的雷诺数仍低于湍流转捩临界雷诺数。因此,认为该缝洞模型中流体流动的湍流效应不明显,流体在系统内的运动往往呈现出 Stokes 流模型的特征,自由流方程可适当简化。基于流动过程中的雷诺数与流态对应关系,细化模型自由流和渗流方程控制区域,增加层流 NS 区(简化 NS 方程),

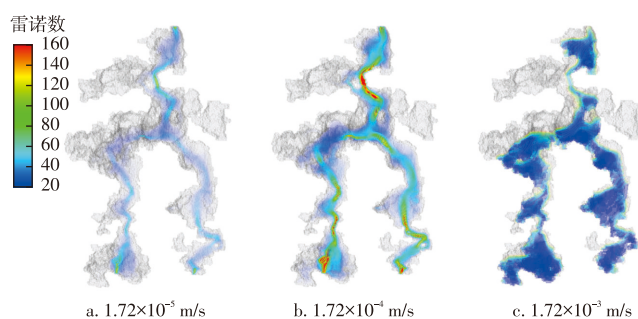


图 1 不同驱替速度模型中雷诺数大于 20 的流场分布示意图  
Fig. 1 Schematic diagram of flow field distribution with Reynolds number greater than 20 in models at different displacement velocities

提高流动特征表征精度,并以此提升计算效率。

## 1.2 连续性方程

对于任意储集空间中的任意位置,流体相 $l$ 的质量守恒方程为:

$$-\frac{\partial(\varphi\rho_l S_l)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_l \mathbf{u}_l) + q_m = 0 \quad (1)$$

式中: $q_m$ 为质量源汇项,单位 $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ;  $\varphi$ 为孔隙度(自由流动区中 $\varphi=1$ );  $S_l$ 为流体相 $l$ 的饱和度(自由流动区中代表流体相 $l$ 的体积分数);  $\mathbf{u}_l$ 为流体相 $l$ 的速度矢量,单位 $\text{m}/\text{s}$ ;  $\rho_l$ 为流体相 $l$ 的密度,单位 $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $t$ 为时间,单位 $\text{s}$ ;  $\nabla \cdot$ 为散度算子,该项表示流体相 $l$ 由于流动导致的在单位体积内质量的净流出率。

## 1.3 自由流动区动量守恒方程

对于自由流区域,流体流动的动量方程为 Navier-Stokes 方程<sup>[15]</sup>:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \mathbf{u}) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) \mathbf{u} = -\nabla p + \nabla \cdot \boldsymbol{\tau} + \rho \mathbf{g} + \mathbf{f} \quad (2)$$

式中: $\mathbf{u}$ 为流体质点的速度矢量,单位 $\text{m}/\text{s}$ ;  $p$ 为流体压力,单位 $\text{Pa}$ ;  $\boldsymbol{\tau}$ 为流体应力张量,单位 $\text{Pa}$ ;  $\rho$ 为流体密度,单位 $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\mathbf{g}$ 为重力加速度矢量,单位 $\text{m}/\text{s}^2$ ;  $\nabla p$ 为压力梯度;  $\nabla \cdot \boldsymbol{\tau}$ 为黏性力项;  $\mathbf{f}$ 为作用在流体质点上的与质量相关的力矢量,单位 $\text{N}$ 。

对于线性牛顿流体可表示为:

$$\boldsymbol{\tau} = \mu \nabla \cdot \mathbf{u} \quad (3)$$

式中: $\mu$ 为流体相黏度,单位 $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ;  $\nabla \cdot \mathbf{u}$ 为速度散度。

NS 方程可用于描述一般可压缩黏性流体的流动。然而,在高雷诺数情形下,方程的求解十分困难。但在低雷诺数下,NS 方程可简化为 Stokes 方程:

$$0 = -\nabla p + \nabla \cdot \boldsymbol{\tau} + \rho \mathbf{g} + \mathbf{f} \quad (4)$$

研究表明:Stokes 流动模型通常适用于描述缝洞模型中的低雷诺数流动情况,该模型对于研究和理解复杂多孔介质中的低雷诺数条件下的油藏中的流动现象具有重要意义<sup>[16-17]</sup>。

## 1.4 多孔介质渗流区动量守恒方程

对于渗流区域,动量方程为 Darcy 方程:

$$\mathbf{u} = -\frac{kk_r}{\mu} \cdot \nabla p \quad (5)$$

式中: $k$ 为绝对渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $k_r$ 为相对渗透率。

Darcy 方程从形式上与 Navier-Stokes 方程差异较大,建立自由流动—多孔介质多区域耦合模型时,一般需要在过渡区域引入 BJS 等特殊边界条件。利用 Brinkman

(布林克曼)方程描述多孔介质渗流区域的流动,通过引入黏性阻力系数 $c$ ,将 Darcy 方程和 Navier-Stokes 方程融合为统一形式,无需在界面引入 BJS 等过渡区边界条件,使模型的建立和求解变得更加便捷。

假定流体为线性牛顿流体,则使用 Brinkman 方程来表征多孔介质区域内的流动<sup>[18]</sup>:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \mathbf{u}) + \nabla \cdot \left( \frac{\rho \mathbf{u} \mathbf{u}}{\varphi} \right) = -\varphi \nabla p + \mu \nabla^2 \mathbf{u} - \varphi \mu c \mathbf{u} + \rho \mathbf{g} + \mathbf{f} \quad (6)$$

式中: $c$ 为黏性阻力系数,单位 $\text{m}^2$ ,对于自由流动区域,黏性阻力系数 $c$ 为0,对于多孔介质区域,黏性阻力系数 $c$ 为介质绝对渗透率 $k$ 的倒数。

## 1.5 欧拉多相流模型

表征多相流动的数学模型有体积分数模型、混合模型、拉格朗日模型、欧拉模型等。体积分数模型(VOF Model)的优势在于可以模拟和追踪多相流动的自由表面;混合模型(Mixture Model)的优势在于可以模拟具有不同相速度的多相流,是一种简化的多相流模型;拉格朗日模型(Lagrangian Model)优势在于将流体质点视为离散粒子来处理,能够捕捉到气固颗粒碰撞过程中引起的团聚效应;欧拉模型(Eulerian Model)既可以分别追踪各相的界面,也可以通过引入相间作用力项模拟各相间的相互作用<sup>[19-24]</sup>,例如缝洞物理模型中流体与孔隙结构之间的毛细管力、相与相之间的黏滞力等,采用欧拉方法来建立多相流模型。

由于欧拉多相流模型没有直接描述渗流区岩石类型和孔隙结构的参数,引入黏性阻力系数,建立流体物性与孔隙结构特性的关系,间接体现孔隙结构参数变化对模拟结果的影响,将欧拉模型的多相流动特征模拟扩展到多孔介质渗流区域,为构建一个既适用于自由流动区域,也适用于多孔介质渗流区域的统一流动模型提供了可能。

定义 $\alpha_j$ 为相 $j$ 的体积分数,则质量守恒方程(1)可写为:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_j \rho_j) + \nabla \cdot (\alpha_j \rho_j \mathbf{u}_j) = \sum_{i=1}^n (\dot{m}_{ij} - \dot{m}_{ji}) S_{m,q} \quad (7)$$

式中: $\alpha_j$ 为多相流体中流体相 $j$ 所占的体积分数;  $\rho_j$ 为流体相 $j$ 的密度,单位 $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\mathbf{u}_j$ 是相 $j$ 的速度矢量,单位 $\text{m}/\text{s}$ ;  $n$ 为流体相的数量;  $i, j$ 为任意流体相;  $\dot{m}_{ij}$ 为两相( $i \rightarrow j$ )之间的瞬时质量转移量( $\dot{m}_{ji}$ 则相反),单位 $\text{kg}/\text{s}$ ;  $S_{m,q}$ 为两相间的界面面积密度,单位 $\text{m}^{-3}$ 。 $\alpha_j$ 满足条件:

$$\sum_{j=1}^n \alpha_j = 1 \quad (8)$$

## 2 仿真模型建立与边界条件

### 2.1 几何模型及其数值化

3D打印缝洞模型所用到的数字模型如图2所示,该模型采用STL(立体光刻)文件格式存储,采用非结构化网格对模型进行离散剖分,模型划分为1个自由流动区和2个渗流区,共3个部分,为了保留高分辨率的同时体现不同区域的流动特征差异性,采用自适应性的网格划分策略,在小于50 mm的喉部区域采用1 mm的网格步长,而在大于50 mm的腔体区域采用5 mm的网格步长,模型共生成1 198 135个网格单元。现有3D打印可视化实物模型耐温、耐压能力差,不能模拟油藏高温、高压环境,无法开展高压注采机理实验,因此,利用3D数字化模型开展流动仿真模拟,研究高温高压条件下的注水、注气流动规律。

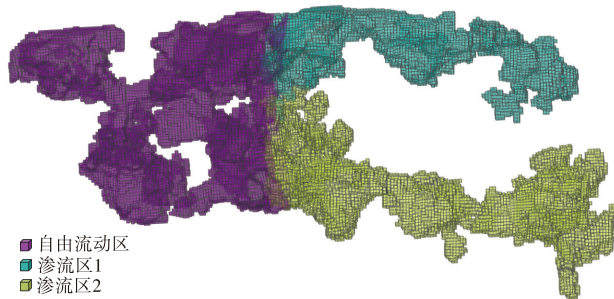


图2 非结构化网格划分后的3D打印缝洞模型示意图  
Fig. 2 Schematic diagram of 3D printed fracture-cavity model after unstructured meshing

### 2.2 边界条件与仿真模拟参数

驱替模型中,右侧渗流区有2个注入(源)边界,左侧有1个生产(汇)边界(图3)。模型总注入量为1倍孔隙体积(1 Pore Volume,简称1 PV),每个入口各注入0.5 PV。

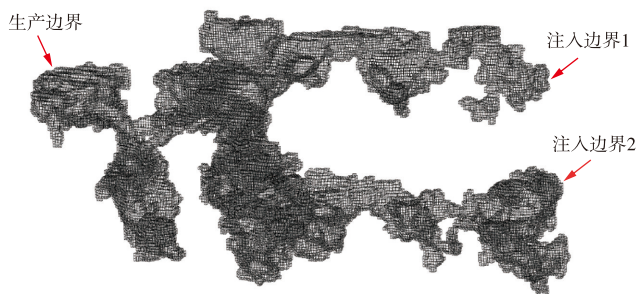


图3 边界条件设置示意图  
Fig. 3 Schematic diagram of boundary condition settings

基于Fluent计算流体动力学软件对模型进行仿真模拟,多孔介质区域相对渗透率模型选择Corey模型,压力和速度耦合方案采用Simple算法,相关参数设置如表1所示。其中,为了对比不同流动模型的适应性,分别设置层流模型和 $k-\epsilon$ 湍流模型2种流动模型,对应Stokes方程和一般NS方程描述的流动情形。

表1 仿真模拟参数设置  
Table 1 Simulation parameter settings

参数	值
模型边界尺寸/mm	200×100×100
总有效网格数	1 198 135
多孔介质黏性阻力系数/ $m^{-2}$	$1 \times 10^{14}$ (渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu m^2$ 时)
多孔介质区域孔隙度	0.1
水相密度/( $kg/m^3$ )	1 140
油相密度/( $kg/m^3$ )	810
水相黏度/( $mPa \cdot s$ )	1
油相黏度/( $mPa \cdot s$ )	2
界面张力/( $N/m$ )	0.071
注入流速/( $m/s$ )	$4.127 \times 10^{-2}$
注入时间/s	86 400
出口边界条件	表压为0,回流体积分数为1
时间步数	86 400
时间步长/s	1
每步最大迭代数	20

## 3 驱替实验模拟结果与分析

基于层流模型和 $k-\epsilon$ 湍流模型的注水驱油仿真模拟结果如图4、图5所示,为便于观察注入水的波及特征,将模型中水相体积分数小于0.05的网格设置为透明,突出显示注入水在储集空间中的流动。利用层流模型计算注水驱替耗时4.5 h,而利用 $k-\epsilon$ 湍流模型计算耗时6 h,基于层流模型的水驱原油最终采收率为76.0%, $k-\epsilon$ 湍流模型的水驱原油最终采收率为74.5%,相差1.5%。对比图4、图5可以看出,基于2种模型进行仿真模拟得到的注入水的体积分数仅在局部存在微小的分布差异,网格值最大误差为5.00%,平均误差值为0.14%。在开展缝洞结构实验仿真模拟时,运算效率更高的层流模型能够取得和湍流模型非常接近的模拟精度。

基于Darcy公式的渗流模型重新对上述驱替过程开展数值模拟,旨在对比分析不同流动模型的结果差异。为了让Darcy渗流模型与Darcy-NS渗流模型尽可能匹配,需要根据不同流动区域的特征设置区域内的渗透率、相对渗透率和毛细管力等属性。多孔介质区渗透率根据

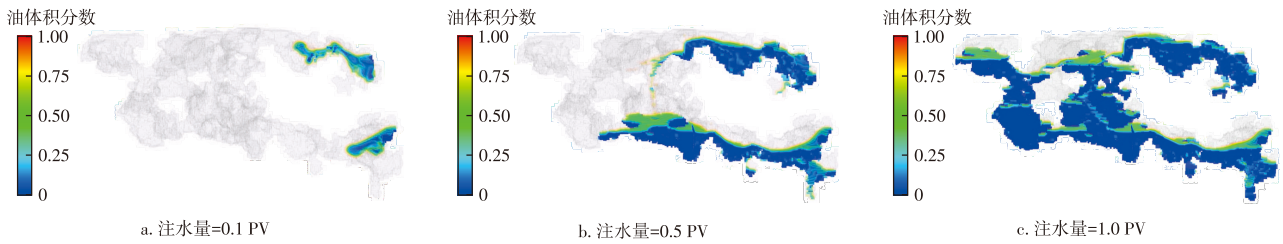


图4 基于层流模型的驱替过程仿真模拟结果

Fig. 4 Simulation results of displacement process based on laminar flow model

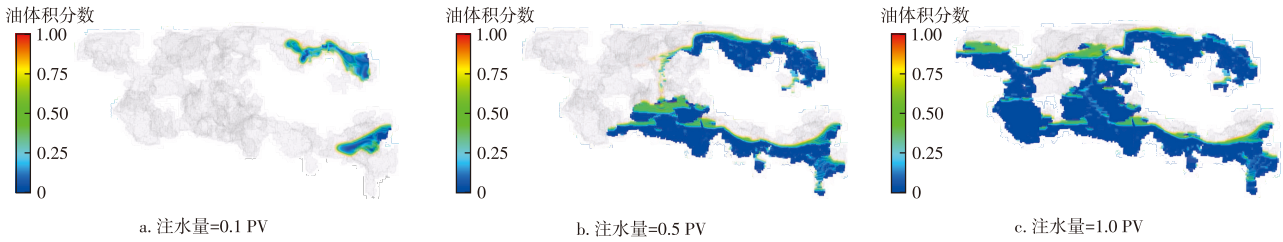
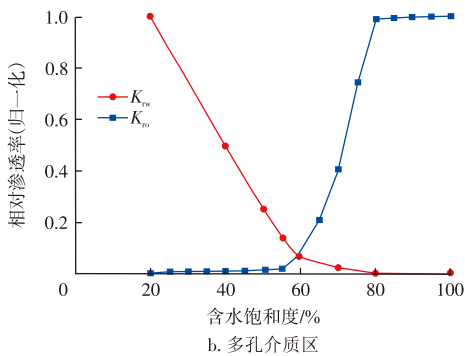
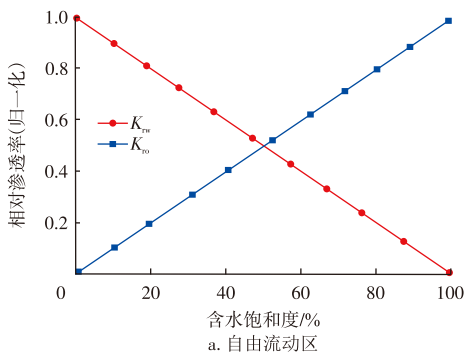


图5 基于  $k - \varepsilon$  湍流模型的驱替过程仿真模拟结果

Fig. 5 Simulation results of displacement process based on  $k - \varepsilon$  turbulence model

不同黏性阻力系数的倒数设置为  $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 自由流动区的黏性阻力系数为0, 故需将自由流动区的渗透率设为无穷大值, 但考虑到渗透率级差带来的收敛性问题, 这里将自由流动区的渗透率设为  $1\,000\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 并设置油水相对渗透率曲线为线性关系(图6a), 多孔介质区的油水相对渗透率曲线(图6b)。

保持模型其他参数不变, 数值模拟得到的含油饱和度变化场图如图7所示。Darcy 渗流公式只考虑黏滞



注:  $K_{rw}$  为水相对渗透率;  $K_{ro}$  为油相相对渗透率。

图6 渗流区域相对渗透率曲线

Fig. 6 Relative permeability curves of seepage regions

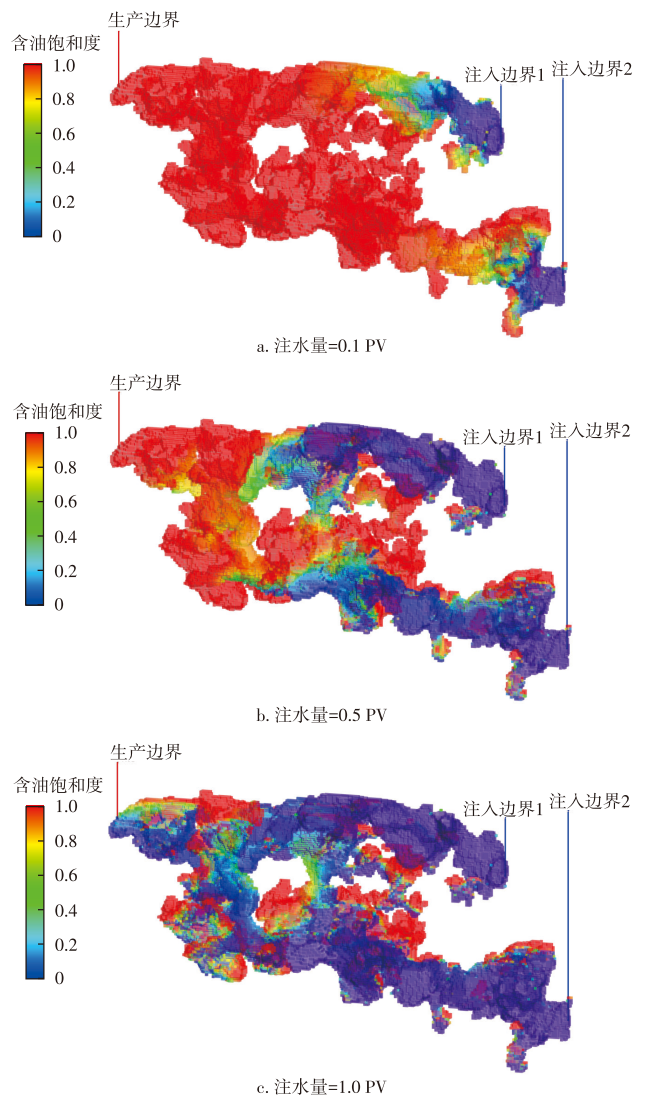


图7 基于Darcy方程的驱替过程仿真模拟结果

Fig. 7 Simulation results of displacement process based on Darcy equation

力,忽略了惯性力,导致模拟结果中油-水两相流体饱和度值沿着压力梯度渐变,油-水分布呈“弥散”过渡特征。将基于Darcy渗流公式和基于 $k-\varepsilon$ 湍流模型的含油饱和度场图相减,可以直观看出2种流动模型模拟结果的差别主要体现在油水两相过渡区(图8),Darcy模型中每个网格值的最大误差为8%,误差平均值为0.91%。

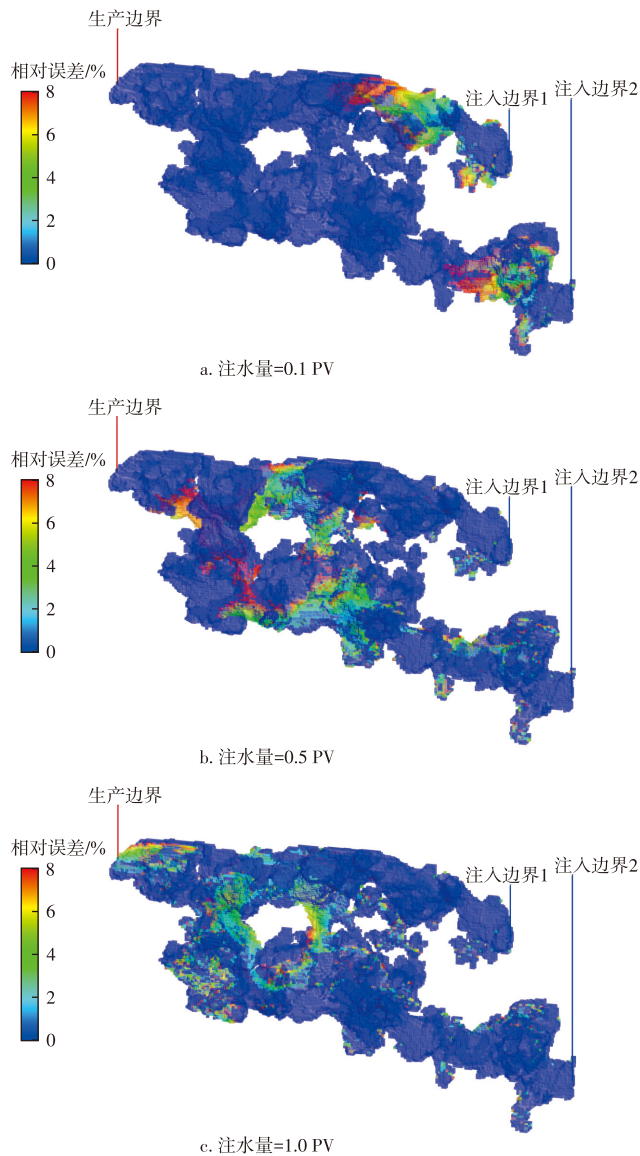


图8 基于Darcy方程和 $k-\varepsilon$ 湍流模型的场图偏差  
Fig. 8 Field deviation between simulations based on Darcy equation and  $k-\varepsilon$  turbulence model

最终原油采出程度曲线中(图9),基于Darcy渗流公式的流动在弥散效应的作用下驱替前缘快速突破,导致前期驱替效率略低于层流模型和 $k-\varepsilon$ 湍流模型。由于忽略了推进的惯性力,后期驱替效率略高于层流模型和 $k-\varepsilon$ 湍流模型,最终采收率为82.5%,与 $k-\varepsilon$ 湍流模型计算最终采收率误差约为8%。

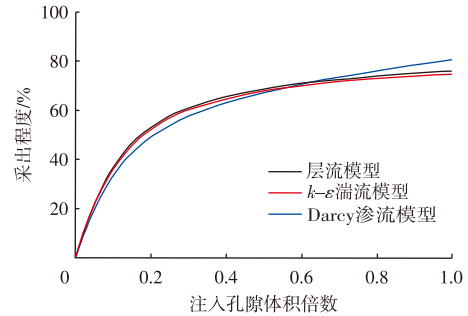


图9 不同流动模型的水驱油采出程度曲线

Fig. 9 Curves of water-driven oil recovery for different flow models

## 4 结论

1) 针对现有缝洞物理实验模型难以同时满足耐压和可视等问题,开展基于计算流体动力学的缝洞模型驱替实验仿真模拟技术研究。通过对缝洞物理模型中多相流动特征的分析,揭示了实验条件下模型中流体流动以低雷诺数Stokes流动为主。通过采用统一的Brinkman动量方程表征模型中的自由流动和渗流,实现了对传统自由流方程的简化,并选择3D打印所用到的数字化缝洞模型开展仿真模拟可靠性验证。

2) 尽管欧拉模型不能直接体现岩石孔渗参数对模拟结果的影响,但通过引入黏性阻力系数等参数来描述多孔介质区域多相流动特征,有助于在不同类型流动空间中构建统一的流动模型,实现缝洞模型中不同流态耦合的一体化数值模拟研究。

3) 基于3D打印缝洞模型所使用的高精度数值模型,分别开展了层流模型、 $k-\varepsilon$ 湍流模型和Darcy渗流公式3种流动模型下的驱替仿真模拟。结果表明:在典型缝洞物理模型驱替实验条件下,层流模型与湍流模型的模拟结果在体积分数分布、驱替效率曲线等方面差异很小,可以直接使用运算速度更快的层流模型开展缝洞实验仿真模拟,而基于Darcy渗流公式的油藏数值模拟方法相对误差较大。

## 参考文献

[1] 李阳,康志江,薛兆杰,等. 碳酸盐岩深层油气开发技术助推我国石油工业快速发展[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 33-42.  
LI Yang, KANG Zhijiang, XUE Zhaojie, et al. Deep carbonate oil and gas development technology fuels China's petroleum industrial development[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2021, 40 (3): 33-42.

[2] 胡文革. 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术及攻关方向[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(2): 1-10.  
HU Wenge. Development technology and research direction of fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Reservoir

- Evaluation and Development, 2020, 10(2): 1-10.
- [3] 汪周华, 肖阳, 郭平, 等. 缝洞型碳酸盐岩气藏高温高压气水两相渗流特征[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(2): 47-52.  
WANG Zhouhua, XIAO Yang, GUO Ping, et al. Gas-water flowing characteristics under high temperature and high pressure in fractured-cavity carbonate gas reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(2): 47-52.
- [4] 吕爱民, 李刚柱, 谢昊君, 等. 缝洞单元注水驱油可视化物理模拟研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(14): 50-54.  
LYU Aimin, LI Gangzhu, XIE Haojun, et al. Study on the visual modeling of water flooding in fractured-vuggy unit[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(14): 50-54.
- [5] 惠健, 刘学利, 汪洋, 等. 塔河油田缝洞型油藏注气替油机理研究[J]. 钻采工艺, 2013, 36(2): 55-57.  
HUI Jian, LIU Xueli, WANG Yang, et al. Mechanism research on gas injection to displace the oil remaining in fractured-vuggy reservoirs of Tahe Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(2): 55-57.
- [6] 孙贺东, 李世银, 刘志良, 等. 缝洞型碳酸盐岩凝析气藏提高采收率关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 113-121.  
SUN Hedong, LI Shiyin, LIU Zhiliang, et al. EOR technologies for fractured-vuggy carbonate condensate gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 113-121.
- [7] 刘学利, 彭小龙, 杜志敏, 等. 油水两相流 Darcy-Stokes 模型[J]. 西南石油大学学报, 2007(6): 89-92.  
LIU Xueli, PENG Xiaolong, DU Zhimin, et al. Oil water two phases flow Darcy-Stokes model[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007(6): 89-92.
- [8] 康志江. 缝洞型碳酸盐岩油藏数值模拟研究与应用[D]. 武汉: 中国地质大学, 2014.  
KANG Zhijiang. Research and application on numerical simulation of fractured-cave carbonate reservoir[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2014.
- [9] 郑松青, 李阳, 张宏方. 碳酸盐岩缝洞型油藏网络模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(3): 72-75.  
ZHENG Songqing, LI Yang, ZHANG Hongfang. Fracture-cavity network model for fracture-cavity carbonate reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2010, 34(3): 72-75.
- [10] 李亚军, 姚军, 黄朝琴, 等. 基于 Darcy-Stokes 耦合模型的缝洞型介质等效渗透率分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(2): 91-95.  
LI Yajun, YAO Jun, HUANG Zhaoqin, et al. Estimating equivalent permeability of fractured-vuggy media based on coupled Darcy-Stokes model[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2011, 35(2): 91-95.
- [11] 王建峰. 塔河油田油-气-水三相 Darcy-stokes 流动模型与应用研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.  
WANG Jianfeng. Oil-gas-water three phase darcy-stokes model and application in Tahe resevoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [12] CAO Y Z, GUNZBURGER M, HUA F, et al. Coupled Stokes-Darcy model with Beavers-Joseph interface boundary condition[J]. Communications in Mathematical Sciences, 2010, 8(1): 1-25.
- [13] BEAVERS G S, JOSEPH D D. Boundary conditions at a naturally permeable wall[J]. Journal of Fluid Mechanics, 1967, 30(1): 197-207.
- [14] SAFFMAN P G. On the boundary condition at the surface of a porous medium[J]. Studies in Applied Mathematics, 1971, 50(2): 93-101.
- [15] BOYER F, LAPUERTA C, MINJEAUD S, et al. Cahn-Hilliard/Navier-Stokes model for the simulation of three-phase flows[J]. Transport in Porous Media, 2010, 82(3): 463-483.
- [16] 赵永强, 闫国亮, 谭猛. 应用 Darcy-Stokes 方程求解缝洞型介质的渗透率[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 121-124.  
ZHAO Yongqiang, YAN Guoliang, TAN Meng. Calculation of permeability in fractured-vuggy porous media using Darcy-Stokes equation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(4): 121-124.
- [17] 李亚军, 姚军, 黄朝琴, 等. 基于 Darcy-Stokes 耦合模型的缝洞型介质等效渗透率分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(2): 91-95.  
LI Yajun, YAO Jun, HUANG Zhaoqin, et al. Estimating equivalent permeability of fractured-vuggy media based on coupled Darcy-Stokes model[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2011, 35(2): 91-95.
- [18] ANGOT P. Well-posed Stokes/Brinkman and Stokes/Darcy coupling revisited with new jump interface conditions[J]. ESAIM: Mathematical Modelling and Numerical Analysis, 2018, 52(5): 1875-1911.
- [19] CHELLA R, VIÑALS J. Mixing of a two-phase fluid by cavity flow[J]. Physical Review E, 1996, 53(4): 3832-3840.
- [20] 陈渤燕, 曹玉亭, 张勇, 等. 焦炭塔的 CFD 模拟与温度场调控[J]. 过程工程学报, 2024, 24(4): 414-424.  
CHEN Boyan, CAO Yuting, ZHANG Yong, et al. CFD simulation and temperature regulation of the coke drum[J]. The Chinese Journal of Process Engineering, 2024, 24(4): 414-424.
- [21] OLSSON E, KREISS G. A conservative level set method for two phase flow[J]. Journal of Computational Physics, 2005, 210(1): 225-246.
- [22] PRÜESS J, SIMONETT G. On the two-phase Navier-Stokes equations with surface tension[J]. Interfaces and Free Boundaries, 2010, 12(3): 311-345.
- [23] SOKOLICHIN A, EIGENBERGER G, LAPIN A, et al. Dynamic numerical simulation of gas-liquid two-phase flows Euler/Euler versus Euler/Lagrange[J]. Chemical Engineering Science, 1997, 52(4): 611-626.
- [24] 戚涛, 胡勇, 李骞, 等. 多孔介质速度场和流量场分布[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(3): 340-347.  
QI Tao, HU Yong, LI Qian, et al. Velocity and flow field in porous media[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(3): 340-347.