

页岩油压闷采渗流机理的格子 Boltzmann 模拟

杨雨萱¹, 王森^{1,2*}, 陈李杨³, 刘祖鹏³, 冯其红^{1,2,4}

1 中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266580

2 中国石油大学(华东)深层油气全国重点实验室, 青岛 266580

3 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 东营 257015

4 山东石油化工学院, 东营 257061

* 通信作者, wangsenal@126.com

收稿日期: 2025-03-05; 修回日期: 2025-04-10

国家自然科学基金项目(52274055)、泰山学者工程专项经费(tsqn202408088)和山东省自然科学基金项目(ZR2022YQ50) 联合资助

摘要 页岩油是我国潜力最大、最具战略性的石油接替资源之一, 厘清压闷采过程中多孔介质内流体分布演化规律对提高页岩油采收率具有重要意义。本文采用多组分多相格子 Boltzmann 模型对页岩油压闷采过程中的渗流机理开展研究。首先使用 Laplace 定律、接触角、分层流动验证了模拟模型的准确性。随后基于济阳页岩扫描电镜图像, 构建了包含顺层缝、网状缝和基质孔隙分布的页岩多孔介质结构。利用格子 Boltzmann 模型对页岩多孔介质内压闷采过程开展模拟, 分析了压闷采不同阶段的流体分布特征, 探究了不同闷井时间、储层润湿性和排液速度的影响。结果表明闷井阶段压裂液会在毛管力作用下渗吸进入网状缝并将内部的油相置换出来, 随着闷井时间增加压裂液返排率趋于减小; 水湿岩心相较于中性和油湿岩心具有更好的开发效果, 压裂液利用率和基质内原油动用程度更高; 较高的排液速度会使孔隙内的压力快速下降, 不利于后续页岩油的生产。本文从孔隙尺度研究了页岩油压闷采过程中流体流动机理, 为页岩油井合理生产制度的制定提供了支撑。

关键词 页岩油; 格子 Boltzmann 方法; 自发渗吸; 纳米孔隙; 多组分多相

中图分类号: TE312; O359

Shale oil flow mechanisms during fracturing-soaking-producing process studied by Lattice Boltzmann simulation

YANG Yuxuan¹, WANG Sen^{1,2}, CHEN Liyang³, LIU Zupeng³, FENG Qihong^{1,2,4}

1 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao 266580, China

2 State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum(East China), Qingdao 266580, China

3 Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257015, China

4 Shandong Institute of Petrochemical Technology, Dongying 257061, China

Received: 2025-03-05; Revised: 2025-04-10

引用格式: 杨雨萱, 王森, 陈李杨, 刘祖鹏, 冯其红. 页岩油压闷采渗流机理的格子 Boltzmann 模拟. 石油科学通报, 2025, 10(02): 298-308
YANG Yuxuan, WANG Sen, CHEN Liyang, LIU Zupeng, FENG Qihong. Shale oil flow mechanisms during fracturing-soaking-producing process studied by Lattice Boltzmann simulation. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(02): 298-308. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.012

Abstract Shale oil is one of the most potential and strategic alternative oil resource in China. It's of great significance to clarify the fluid distribution and evolution laws in porous media for enhancing the recovery of shale oil during the fracturing-soaking-producing process. In this work, a multi-component multiphase lattice Boltzmann model was adopted to study the shale oil flow mechanism during fracturing-soaking-producing process. Firstly, the accuracy of the model was verified using Laplace's law, contact angle, and stratified flow. Then, based on the scanning electron microscope (SEM) image of Jiyang shale, the structure of the shale porous medium was constructed including the distribution of fracture and matrix pores. Subsequently, the lattice Boltzmann model was used to simulate the fracturing-soaking-producing process of shale porous media, and the fluid distribution characteristics at different stages were analyzed. Then the effects of different soaking time, reservoir wettability and drainage rate were explored further. The results show that the fracturing fluid will seep into the matrix pore and replace the oil phase under the action of capillary force during the soaking stage, and with the increase of soaking time, the backflow rate of fracturing fluid return tends to decrease; the water-wet core has a better development effect than the neutral and oil-wet cores, and the utilization rate of fracturing fluid and the degree of crude oil utilization in the matrix are higher; the higher drainage rate will make the pore pressure drop rapidly, which is not conducive to the development and production of the shale oil. The fluid flow mechanisms during the shale oil fracturing-soaking-producing process are investigated from a pore-scale perspective, which provides support for the formulation of a reasonable production schedule for shale oil wells.

Keywords shale oil; Lattice Boltzmann method; spontaneous imbibition; nanopores; multi-component multiphase

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.012

0 引言

美国页岩油革命成功实现了能源独立,对世界石油格局产生了深远影响^[1-4]。页岩油作为一种新型能源登上历史舞台,成为油气资源勘探开发的新领域。我国页岩油资源储量巨大,广泛地分布在济阳拗陷、鄂尔多斯、松辽、渤海湾、准噶尔等盆地,是建成千万吨级产量油田最现实的战略接替资源^[5-8]。

页岩油具有低孔、低渗的特点,目前水平井结合大规模压裂技术已经成为页岩油气藏开发的主要手段^[9]。压裂液的注入使地层岩石发生破裂,形成多级裂缝,与地层内的天然裂缝沟通形成组合缝网,提高了储层与井筒的接触面积,大大改善了储层的渗流条件。压裂液破裂储层后仍有较高的剩余能量,在地层中的扩散和传播需要一定时间;同时支撑缝中的压裂液可以在毛细管力的作用下进入基质孔隙从而置换出更多的原油^[10-13],因此水平井“压一闯一采”可提高压裂后的生产效果^[14-15]。但目前压裂后孔缝系统内的能量利用机理和油水分布规律不清,不同因素对开发效果的影响不明,明确“压一闯一采”过程中油水渗流规律对提高压裂液能量利用效率具有重要意义。

目前常用的针对微纳米尺度渗流的研究手段有分子模拟^[16-17]、孔隙尺度模拟^[18-20]和室内实验^[21-23]等,分子模拟方法主要针对单纳米喉道内的页岩油流动规律进行研究,复杂孔缝系统内分子模拟的计

算量难以承受;而微纳尺度实验具有成本高、耗时长等缺点,同时难以获得具有高时间和空间精度的动力学行为图像。孔隙尺度模拟可以补充实验研究,已经成为探索孔隙尺度多相流动行为和分布的有效方法。对于使用孔隙尺度数值模拟方法开展微尺度渗流机理的研究,目前主要思路有以下两类:一是以多孔介质模型为基础,采用直接模拟方法进行流动模拟,如格子 Boltzmann 方法^[24-25]、流体体积方法(VOF)^[26]和相场方法等;二是以孔隙网络模型^[27-28]为基础,制定符合研究问题的流动规则,随后进行流动模拟。虽然孔隙网络模型具有计算简单,运行速度快等优点,但它无法对岩石中真实的孔隙空间进行精确描述,同时也缺乏严格的理论基础,多相流动模拟算法仍存在较大争议。格子 Boltzmann 方法自诞生以来,由于其物理背景清晰、易于并行、易于实现复杂边界条件等优势,同时在解决多相问题时无需对相界面进行追踪,已经成为计算流体力学领域一种强有力的工具,被广泛应用于研究微纳米尺度多相流动问题。

本文首先介绍了多组分多相伪势模型,使用 Laplace 定律、接触角和分层流动等经典算例对模型进行验证。随后基于济阳拗陷页岩储层的高精度扫描电镜图片,构建了考虑多级裂缝的多孔介质结构,在此结构的基础上开展了“压一闯一采”过程模拟,分析了不同影响因素下的油水渗流规律。

1 格子 Boltzmann 数学模型建立

1.1 多组分多相伪势模型

常用的多相格子 Boltzmann 模型包括伪势模型^[24, 29]、颜色模型^[30-31]、自由能模型和相场模型 4 大类。伪势模型又称 Shan-Chen 模型^[32-33]，通过引入粒子间的相互作用力表征各相流体之间的非局部相互作用，实现粒子间的吸引和排斥作用。本文采用伪势模型来进行多相流动模拟。

在多组分多相伪势模型中，每一流体组分都需要一个分布函数来进行表示，分布函数满足以下的格子 Boltzmann 方程

$$\begin{aligned} & f^\sigma(\mathbf{x} + c\mathbf{e}_i, t + \delta_t) - f^\sigma(\mathbf{x}, t) \\ &= -(\mathbf{M}^{-1}\mathbf{S}^\sigma\mathbf{M})(f^\sigma(\mathbf{x}, t) - f^{\sigma(\text{eq})}(\mathbf{x}, t)) \\ &+ [\mathbf{M}^{-1}(\mathbf{I} - \frac{\mathbf{S}^\sigma}{2})\mathbf{M}]\bar{F}^\sigma(\mathbf{x}, t) \end{aligned} \quad (1)$$

其中， $f^\sigma(\mathbf{x}, t)$ 是时间为 t 时、在空间位置 \mathbf{x} 处组分 σ 的密度分布函数； $c = \delta_x / \delta_t$ 是格子速度； δ_x 和 δ_t 分别是单个格子长度和时间步； \mathbf{e} 是离散速度方向； \mathbf{M} 和 \mathbf{S} 分别是多松弛矩阵和对角矩阵； $f^{\sigma(\text{eq})}(\mathbf{x}, t)$ 是每一相的平衡密度分布函数，可以被写为

$$\begin{aligned} f_i^{\sigma(\text{eq})} = \rho_\sigma \omega_i \left[1 + \frac{3}{c^2} (\mathbf{e}_i \cdot \mathbf{u}_\sigma^{\text{eq}}) + \right. \\ \left. \frac{9}{2c^4} (\mathbf{e}_i \cdot \mathbf{u}_\sigma^{\text{eq}})^2 - \frac{3}{2c^2} |\mathbf{u}_\sigma^{\text{eq}}|^2 \right] \end{aligned} \quad (2)$$

其中， ω_i 是每个方向的权重， $\omega_0=4/9$ ， $\omega_{1-4}=1/9$ ， $\omega_{5-8}=1/36$ 。

对于多组分模型，平衡速度可以通过以下的公式计算

$$\mathbf{u}^{\text{eq}} = \frac{\sum_\sigma s_\rho^\sigma \rho_\sigma \mathbf{u}_\sigma}{\sum_\sigma s_\rho^\sigma \rho_\sigma} \quad (3)$$

其中， ρ_σ 和 \mathbf{u}_σ 是组分 σ 的密度和速度，可以通过下式进行计算

$$\rho_\sigma = \sum_i f_i^\sigma, \rho_\sigma \mathbf{u}_\sigma = \sum_i \mathbf{e}_i f_i^\sigma + \frac{\delta_t}{2} F^\sigma \quad (4)$$

外力项 \bar{F}_i^σ 采用Guo的外力项^[34]，定义如下

$$\bar{F}_i^\sigma = \frac{F^\sigma \cdot (\mathbf{e}_i - \mathbf{u}^{\text{eq}})}{\rho_\sigma c_s^2} f_i^{\sigma(\text{eq})} \quad (5)$$

其中， F^σ 是作用在组分 σ 上全部的力，可以被分为内聚力 F_f^σ 、吸附力 F_{ads}^σ 、体积力 F_b^σ 3 部分

$$F^\sigma = F_f^\sigma + F_{\text{ads}}^\sigma + F_b^\sigma \quad (6)$$

流体间的内聚力可以通过如下公式进行计算

$$F_f^\sigma(\mathbf{x}) = -g_{\sigma\sigma} \psi_\sigma(\mathbf{x}) \sum_{i=1}^N w(|\mathbf{e}_i|^2) \psi_\sigma(\mathbf{x} + \mathbf{e}_i) \mathbf{e}_i \quad (7)$$

其中， $g_{\sigma\sigma}$ 是不同流体间的相互作用力参数； $\psi(\mathbf{x})$ 是有效质量，取决于每个格子的局部质量， $\psi(\mathbf{x}) = 1 - \exp(-\rho(\mathbf{x}))$ ； $w(|\mathbf{e}_i|^2)$ 是用于计算相互作用力的权重系数， $w(0) = 0, w(1) = 1, w(2) = 1/4$ 。

与流体内聚力计算方式相似，流固相互作用力可以被写为

$$F_{\text{ads}}^\sigma(\mathbf{x}) = -g_{\sigma w} \psi_\sigma(\mathbf{x}) \sum_{i=1}^N w(|\mathbf{e}_i|^2) \psi(\rho_w) s(\mathbf{x} + \mathbf{e}_i) \mathbf{e}_i \quad (8)$$

其中 $g_{\sigma w}$ 是流固间的相互作用力参数，可以通过设置不同的流固相互作用参数实现不同的流体润湿性模拟； ρ_w 是固体的密度； s 是一个指示函数，对于固体格子点是 1，对于流体格子点是 0。

体积力可以被写为 $F_b^\sigma = \rho_\sigma g$ ，其中 g 是作用在单位质量上的体积力。

1.2 边界条件介绍

边界条件是正确模拟不同物理过程的前提。首先是反弹边界条件，常被用于实现无滑移的固体边界条件，其主要思想是当粒子碰到弹性边界后，沿着与当前速度相反的方向重新反弹回流体区域，具体的实现方式可表示为

$$\begin{aligned} f_2(x_b, t+1) &= f_4(x_b, t) \\ f_5(x_b, t+1) &= f_7(x_b, t) \\ f_6(x_b, t+1) &= f_8(x_b, t) \end{aligned} \quad (9)$$

其次是速度压力边界条件，用于实现边界处流体定流速注入或定压力生产，使用非平衡外推格式实现，具体可以表示为

$$\begin{aligned} f_i(x_b, t) &= f_i^{\text{eq}}[\rho_b, \mathbf{u}(x_b, t)] + \\ & [f_i(x_f, t) - f_i^{\text{eq}}(x_f, t)] \end{aligned} \quad (10)$$

最后是开放边界条件，用于实现边界处流体的流出，可以表示为

$$f_b(x, t) = f_b(x-1, t) \quad (11)$$

2 模型验证

2.1 Laplace 定律

Laplace 定律表明静止的圆形液滴内外压差与其半径的倒数呈正相关关系，斜率为两相间的界面张力，二者的关系可以用公式(12)表示。通过模拟静态圆形液滴，计算其内外压差并与理论值进行对比进而验证模型的准确性。

$$p_i - p_o = \frac{\sigma}{r} \quad (12)$$

其中, p_i 和 p_o 分别表示液滴内外的压力, r 表示液滴半径, σ 表示二者间的界面张力。模拟时首先构建 $100 \times 100 \text{ lu}^2$ (lu 为格子单位)的计算区域, 一个圆形的静止液滴被放置在另一相流体的中央, 整个系统不施加任何的外力作用, 四周采用周期性边界条件。两相流体采用相同的密度和粘度, 计算域内的压力可以用公式(13)进行计算^[35]

$$p = \sum \rho_\sigma c_s^2 + \frac{c_s^2}{2} \sum g_{\sigma\sigma} \psi_\sigma \psi_\sigma \quad (13)$$

$$\frac{\sqrt{\sum_x [u(x,t) - u(x,t-500)]^2}}{\sqrt{\sum_x u(x,t)^2}} < 10^{-5} \quad (14)$$

当满足公式(14)时认为整个系统达到稳定状态。设定一系列的液滴半径(10, 12, 14, 18, 22)开展模拟, 模拟得到的压差与半径倒数关系曲线如图 1 所示, 使用最小二乘法对模拟结果进行线性拟合, 可以看出线性关系良好且直线经过原点, 表明满足 Laplace 定律, 模型的准确性较高。

2.2 接触角

本文通过设置不同的流固相互作用力参数 $g_{\sigma w}$ 以实现不同的接触角。模拟区域的尺寸为 $150 \times 100 \text{ lu}^2$, 上部和下部设置为固体边界, 采用半步长反弹边界条件实现, 左右设置为周期性边界条件。模拟开始时一个半圆形的液滴放置在固体平面上, 四周被另一相流体包围, 整个系统不施加额外的作用力。分别模拟了流固相互作用力参数 $g_{\sigma w}$ 为 $-0.1, -0.15, -0.2, -0.25, -0.3$ 的 5 种情况。模拟结果如图 2 所示, 从结果中可以

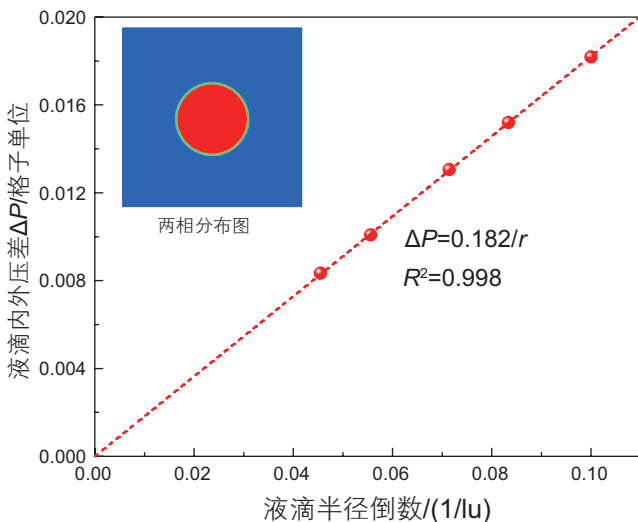


图 1 Laplace 定律模拟结果
Fig. 1 Simulation results of Laplace law

看出, 不同的相互作用力参数可以实现接触角的改变, 随着相互作用力参数的减小, 润湿角逐渐减小, 固体的亲水性不断增强。

2.3 分层流动

分层流动是指两相流体在平行板间的流动, 润湿相分布在固体表面 ($a < |y| \leq b$), 非润湿相分布在润湿相的中间 ($0 \leq |y| \leq a$)。在 x 方向上施加体积力使其产生泊肃叶流动, 则相对渗透率与润湿相饱和度 S_w 、粘度比 M 间的关系可以表示为^[36]

$$K_{r,nw} = (1 - S_w) \left[\frac{3}{2} M_{nw,w} + (1 - S_w)^2 \left(1 - \frac{3}{2} M_{nw,w} \right) \right], \quad (15)$$

$$K_{r,w} = \frac{1}{2} S_w^2 (3 - S_w)$$

其中, $K_{r,nw}$ 和 $K_{r,w}$ 分别是非润湿相和润湿相的相对渗透率; S_w 是润湿相饱和度, $S_w = 1 - a/b$; $M_{nw,w}$ 是非润湿相流体与润湿相流体的粘度之比。

整个模拟区域的尺寸为 $10 \times 201 \text{ lu}^2$, 上下采用半步长反弹边界条件设置为固体壁面, 左右分别为入口和出口, 采用周期性边界条件。添加一个横向的体积力 F_b 使整个区域内的流体产生泊肃叶流动, 模拟得到的相对渗透率可以使用以下公式进行计算

$$K_{r,nw}(S_w) = \frac{\int_{|y|=0}^a u_{nw} dy}{\int_{|y|=0}^b u_{nw} dy}, \quad K_{r,w}(S_w) = \frac{\int_{|y|=a}^b u_w dy}{\int_{|y|=0}^b u_w dy} \quad (16)$$

分别模拟了粘度比 M 为 1 和 0.1 的两种情况, 达到稳定后模拟结果与解析结果的对比如图 3 所示, 从图中可以看出二者具有较好的一致性, 表明模型准确。

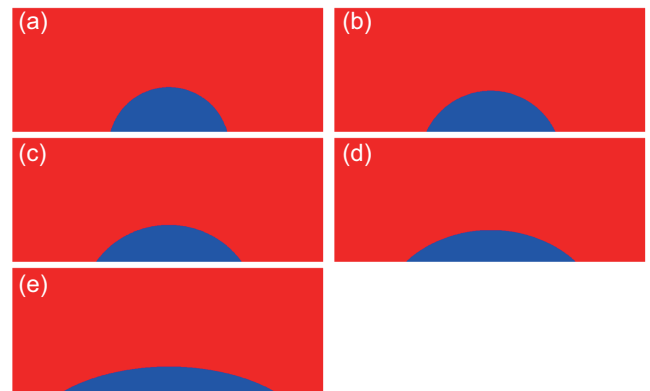


图 2 接触角模拟结果(a)–(e)的相互作用力参数为 $-0.1, -0.15, -0.2, -0.25, -0.3$
Fig. 2 Simulation results of contact angle: the interaction force parameters for (a)–(e) are $-0.1, -0.15, -0.2, -0.25$ and -0.3

3 孔缝系统内压闷采过程模拟

3.1 多孔介质模型构建

模拟所用的多孔介质结构基于济阳页岩油岩心的扫描电镜照片获得,电镜照片如图4(a)所示;根据电镜图片中的顺层缝、网状缝和基质孔的分布情况,提取典型的孔缝分布如图4(b)所示。使用图像处理软件进行数字化处理并在多孔介质右侧添加一定区域的孔隙空间以模拟人工裂缝,最终构建的多孔介质模型如图4(c)所示,图中黑色代表固体骨架,白色代表孔隙空间。模型尺寸为 2700×1800 格子,对应实际物理尺寸为 $54 \mu\text{m} \times 36 \mu\text{m}$,孔隙尺寸分布在 $0.02 \sim 2 \mu\text{m}$,孔

隙度为8%,局部层理缝占比为39.58%。

3.2 压闷采过程模拟及结果分析

基于考虑微米与纳米级孔隙的孔缝网络模型,设置不同阶段的边界条件,实现了对“压—闷—采”全过程的模拟。

3.2.1 注入过程

多孔介质内的顺层缝、网状缝和基质孔在初始条件下全部饱和油,右侧人工裂缝内全部饱和压裂液,上部入口处设置为定流速边界,下部出口处设置自由出流边界条件,以模拟压裂液的注入过程。模型参数方面,油相和水相粘度分别为 $0.01 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ 和 $0.001 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ 。

不同时刻下的模拟结果如图5所示,图中红色、蓝

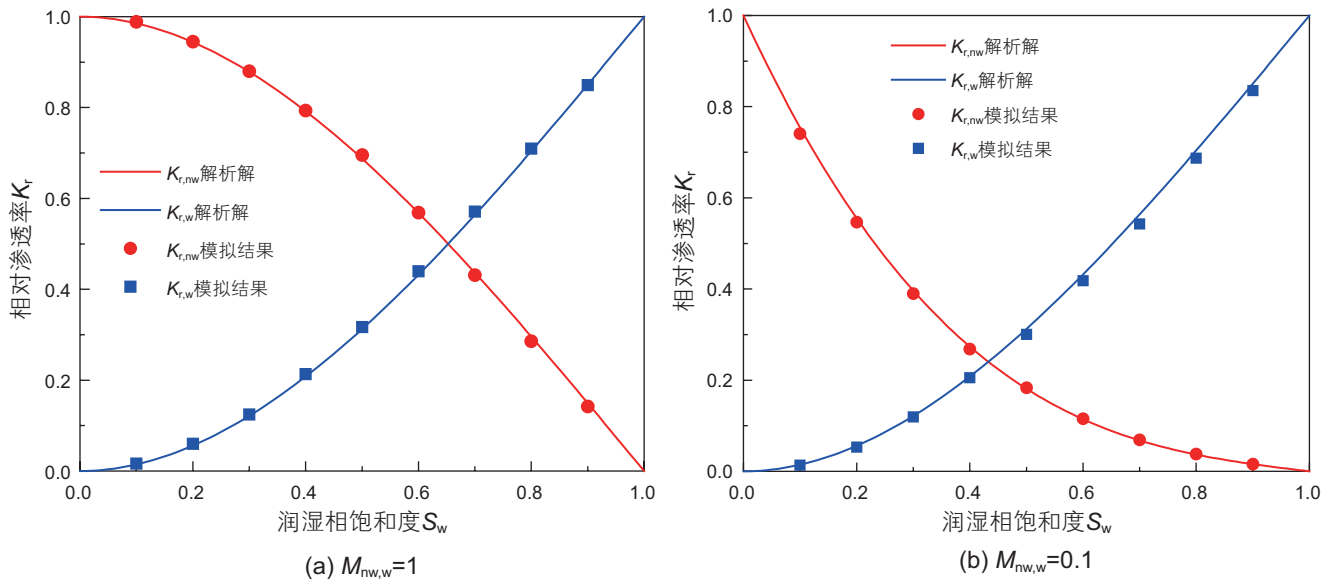


图3 分层流动模拟结果(a) $M_{nw,w}=1$; (b) $M_{nw,w}=0.1$

Fig. 3 Simulation results of layer flow (a) $M_{nw,w}=1$; (b) $M_{nw,w}=0.1$

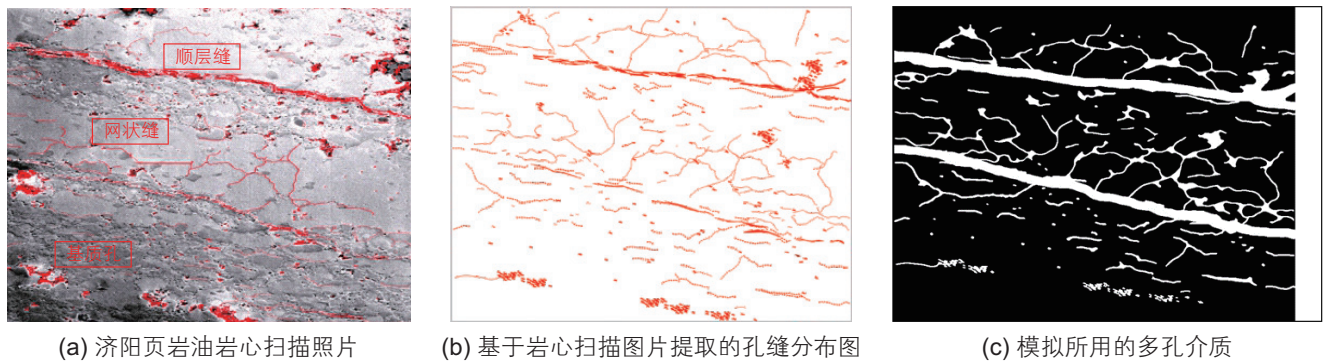


图4 基于济阳页岩油岩心扫描电镜照片获取孔隙结构的流程图(a) 济阳页岩油岩心扫描照片; (b) 基于岩心扫描图片提取的孔缝分布图; (c) 模拟所用的多孔介质

Fig. 4 Flowchart of obtaining pore structure based on scanning electron microscopy images of Jiyang shale oil core samples (a) scanning electron microscopy image of Jiyang shale oil core samples; (b) pore and fracture distribution map extracted from the core scanning image; (c) porous media of simulation.

色、白色分别代表油相、水相和固体骨架，后续结果均按此颜色对应关系进行展示。从图中可以看出随着注入过程的进行，压裂液在压差的作用下进入到顺层缝内，由于储层岩石亲水，压裂液在注入过程中可将油相从孔隙壁上剥离下来，油相沿着顺层缝被驱向多孔介质的内部。但由于网状缝中的孔隙尺寸较小，相较于顺层缝中较大的孔隙具有更大的流动阻力，压裂液难以进入。因此压裂液主要沿着阻力较低的顺层缝流动，网状缝内的油相并未被驱替。注入一定的时间后，压裂液占据了顺层缝孔隙前端的大部分区域，注入过程模拟结束，此时多孔介质内的油水分布如图 5c 所示，即为闷井阶段初始的油水分布。

3.2.2 闷井过程

将注入过程结束时多孔介质内的油水分布作为闷井初始阶段的油水分布，右侧人工裂缝上部入口和下部出口处均设置为周期性边界条件，整个系统不施加任何外部作用力，从而模拟闷井过程中层理缝中压裂液的自发渗吸过程。

模拟结果如图 6 所示。整个闷井过程中多孔介质系统内处于无外力作用的状态，顺层缝中的压裂液在毛细管力的作用下自发进入网状缝内的小喉道内，将

网状缝内的油相置换到顺层缝中，从而在后续返排过程中采出。从结果图中可以看出上下两个顺层缝中发生的渗吸过程存在差异，上部顺层缝中的渗吸过程表现为逆向渗吸，即压裂液渗吸进入和油相返排发生在同一喉道内，压裂液在毛管力的作用下沿着喉道的边缘渗吸进入喉道内，占据了一定空间，多余的油相从喉道的中心返排出来进入顺层缝中；下部顺层缝中的渗吸过程表现为正向渗吸，即压裂液在毛管力的作用下将喉道内的油相驱替进网状缝的内部，进入内部的油相沿着连通的孔隙传递到顺层缝后端的油相中，推动油相向外流动，示意图如图 7 所示。闷井一段时间后，孔隙内的渗吸过程达到平衡，油水分布稳定，将此时的油水分布(图 6c)作为返排初始时刻的油水分布。

3.2.3 返排过程

将闷井结束时多孔介质内的剩余油分布作为返排初始阶段的油水分布，右侧人工裂缝的上部入口处设置为定压力边界，下部出口处设置自由出流边界条件，以模拟定压生产过程。

模拟结果如图 8 所示。在返排过程中，人工裂缝中的压力下降，渗吸进入顺层缝的油相和缝内原本的

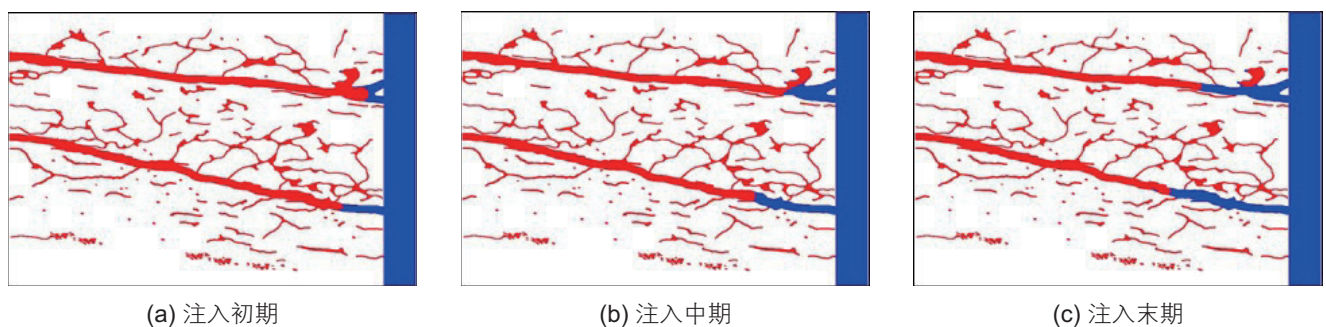


图 5 不同时刻下注入过程模拟结果 (a) 注入初期; (b) 注入中期; (c) 注入末期

Fig. 5 Simulation results of the injection process at different stages (a) initial stage of injection; (b) middle stage of injection; (c) final stage of injection.

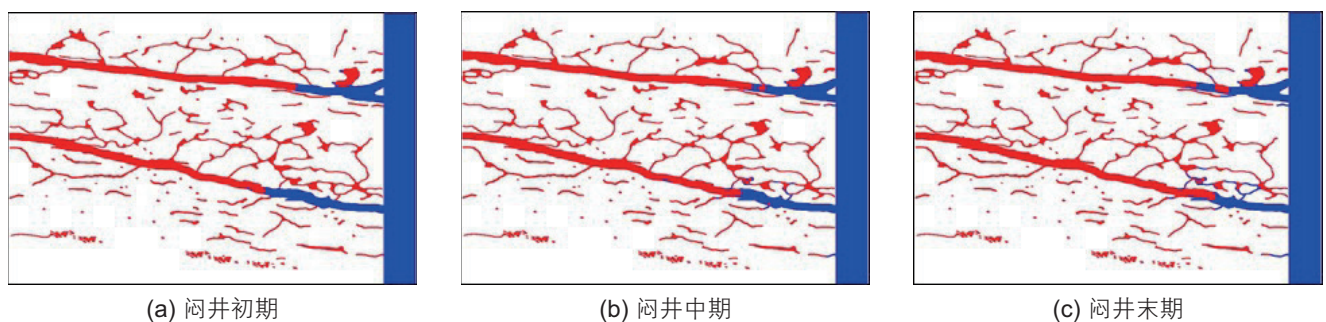


图 6 不同时刻下闷井过程模拟结果 (a) 闷井初期; (b) 闷井中期; (c) 闷井末期

Fig. 6 Simulation results of the well soaking process at different stages (a) initial stage of well soaking; (b) middle stage of well soaking; (c) final stage of well soaking

油相在压差的作用下流向人工裂缝, 在与人工裂缝的交汇处形成一个个的小油滴, 沿着人工裂缝向井筒流动进而被采出。前期渗吸进入网状缝的压裂液在毛细管力的作用下被限制在孔隙空间内难以采出, 造成压裂液在孔隙内的滞留; 另一方面由于地层亲水, 前期部分压裂液吸附在顺层缝的壁面上同样会造成压裂液的滞留。

3.3 敏感性分析

3.3.1 闷井时间

首先对不同闷井时间下的开发过程进行分析, 模

拟结果如图 9 所示。从结果图中可以看出随着时间的推移, 顺层缝中的压裂液在毛细管力的作用下渗吸进入网状缝中, 将其内部的油相置换出来, 提高了基质内原油的采收率。进一步分析了网状缝中压裂液占比随时间的变化关系, 如图 10 所示, 结果再次验证了先前的分析, 同时可以看出随着时间的推移, 压裂液渗吸进入孔缝内的速度逐渐减缓, 渗吸趋于稳定时进入孔隙空间的压裂液体积占总空间体积的 5.5%。

随后选取图 9 中不同闷井时间的结果开展返排过程模拟, 得到不同条件下压裂液返排率随时间的变化曲线, 如图 11 所示。从结果图中可以看出, 当闷井时

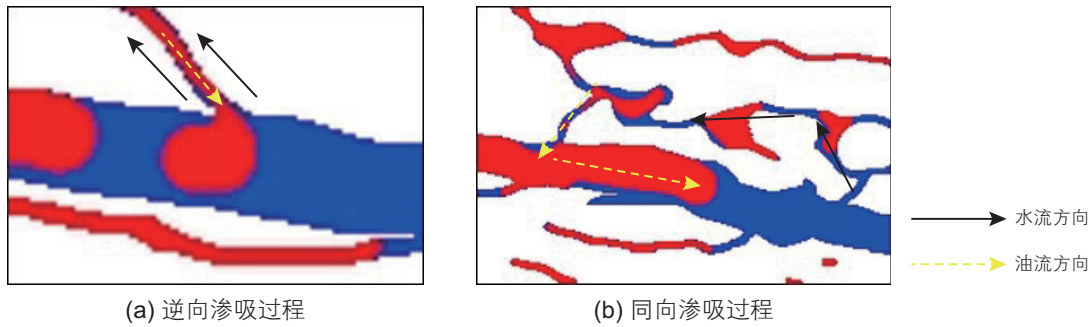


图 7 渗吸模拟结果示意图 (a) 逆向渗吸过程; (b) 同向渗吸过程

Fig. 7 Schematic diagram of the imbibition simulation results (a) counter-current imbibition process; (b) co-current process

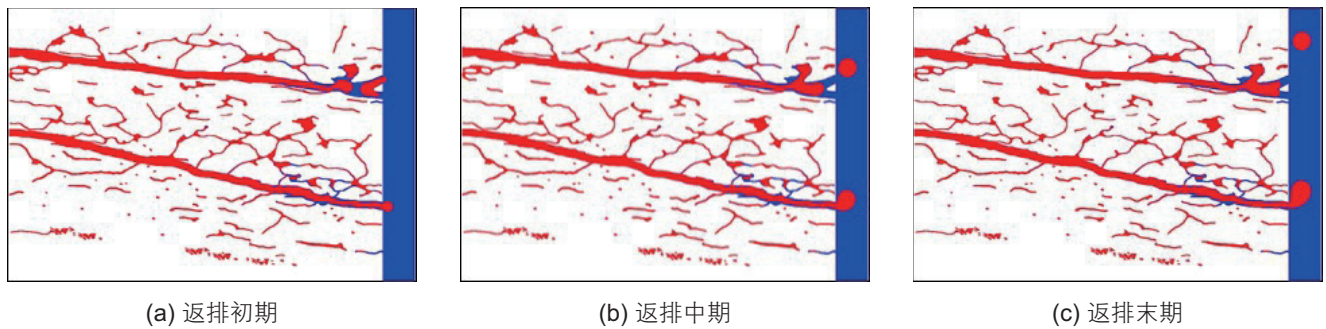


图 8 不同时刻下返排过程模拟结果 (a) 返排初期; (b) 返排中期; (c) 返排末期

Fig. 8 Simulation results of the flowback process in different periods (a) early stage of flowback; (b) middle stage of flowback; (c) last stage of flowback

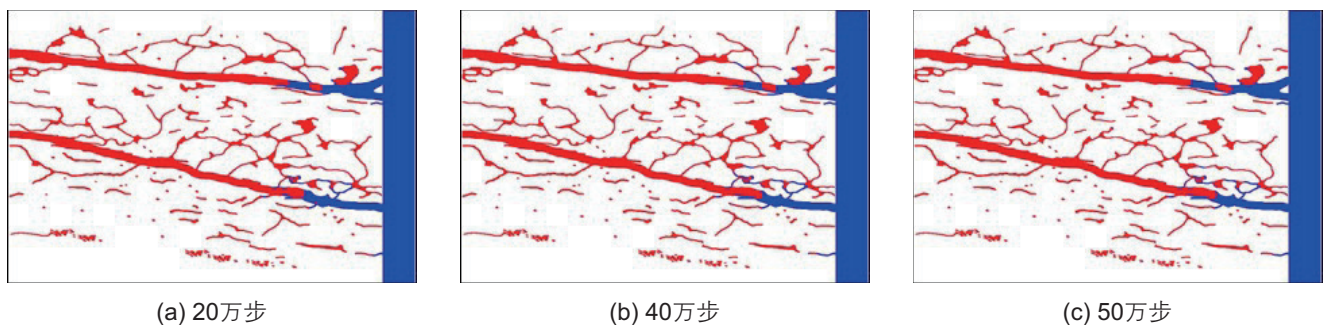


图 9 不同时间步下的闷井结果 (a) 20 万步; (b) 40 万步; (c) 50 万步

Fig. 9 Soaking results at different time steps: (a) 200 thousand steps; (b) 400 thousand steps; (c) 500 thousand steps

间较短时，压裂液的返排率及返排速度都较快，随着闷井时间的增加，压裂液的返排过程趋于一致。这是因为闷井时间较短时，压裂液未能在毛管力的作用下与地层原油发生置换从而进入网状缝，使得注入的大部分压裂液都集中在顺层缝中。当返排过程开始时，顺层缝中的压裂液快速回流到人工缝中进而被采出，造成较高的返排率和返排速度。而随着闷井时间的增加，压裂液的渗吸过程逐渐放缓，孔缝系统内的油水分布差异较小，对于返排过程的影响逐渐趋于稳定。

3.3.2 润湿性

随后对不同润湿性条件下的生产过程进行分析，

分别开展了水湿、油湿和中性润湿条件的模拟，3种情况下流固相互作用力参数 g_{sw} 分别取-0.3、0和0.3，对应的水相接触角为 31° 、 90° 和 152° ，由于页岩孔隙包含有机孔隙和无机孔隙，两种孔隙内润湿性不同，因此也补充了混合润湿条件下的模拟。闷井及返排过程的模拟结果如图12所示。从闷井结果中可以看出，混合润湿条件下，闷井初期渗吸速度快于水湿条件，随着渗吸时间的增加，闷井后期油湿孔隙阻碍了部分压裂液的持续进入，渗吸速度逐渐慢于水湿条件；中性润湿条件下，压裂液在压差作用下少量进入网状缝中，随着压力的下降网状缝中的压裂液逐渐趋于平稳，

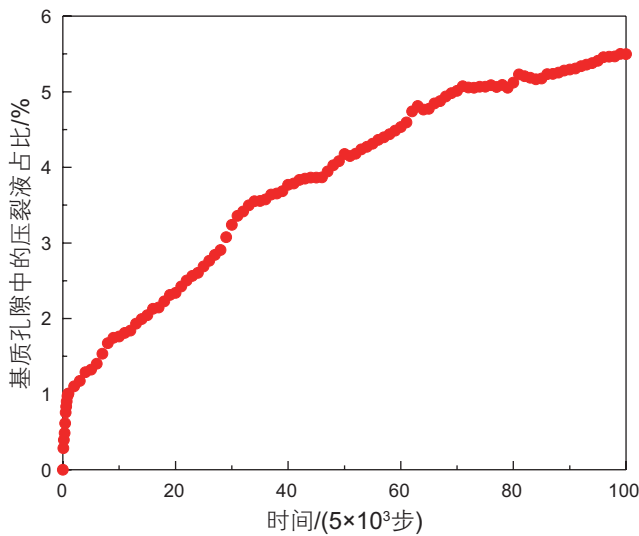


图 10 基质内压裂液体积占比随时间的变化曲线
Fig.10 Variation of the fracturing fluid volume with time in the matrix

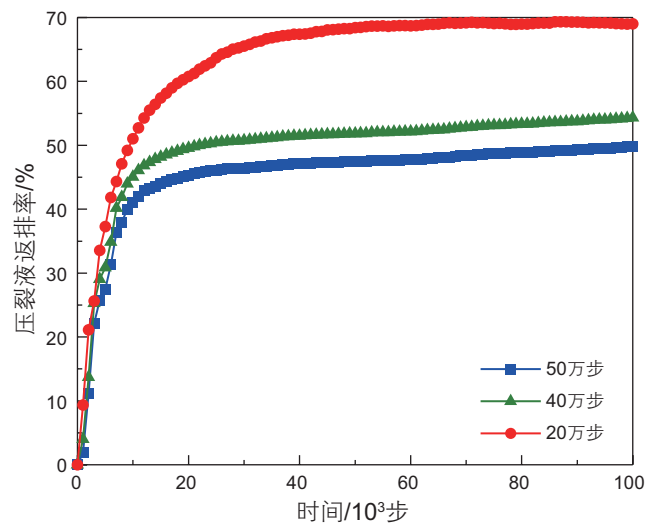


图 11 不同闷井时间下压裂液的返排率随时间的变化关系
Fig.11 Variation of fracturing fluid flowback rate with time under different soaking time

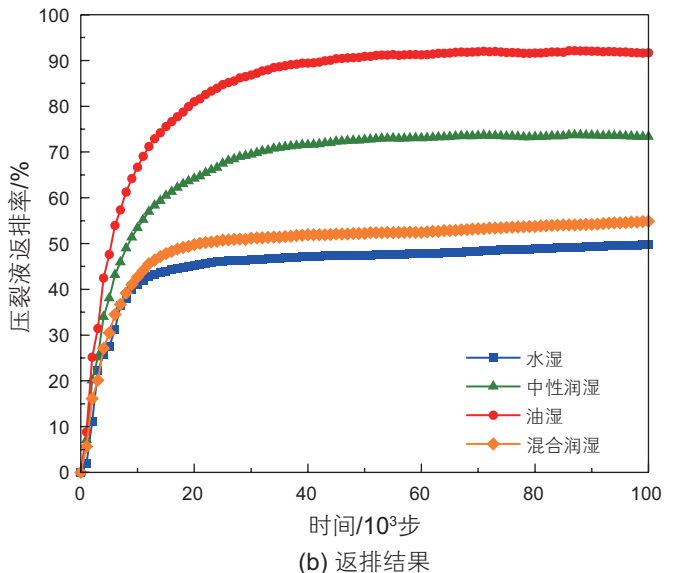
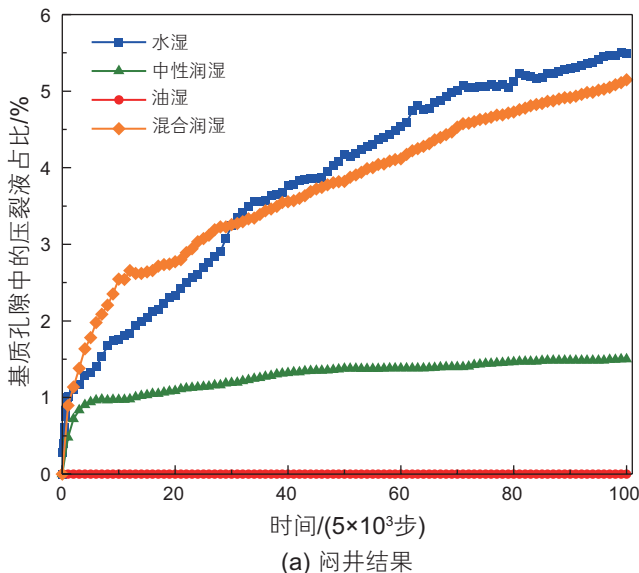


图 12 不同润湿性条件下的闷井与返排结果 (a) 闷井结果；(b) 返排结果

Fig. 12 The results of soaking and producing process at different wettabilities (a) soaking results ; (b) producing results

稳定时中性润湿网状缝中的压裂液含量相较于水湿条件减小约 80%；在油湿条件下，压裂液无法进入到网状缝中，这是因为原油受毛细管力影响而被困在孔隙中，从而导致天然裂缝中的压裂液难以进入。

从返排结果图中可以看出，随着水湿程度的增大，压裂液返排率逐渐降低，水湿储层中压裂液的返排率为油湿储层的 50%。在水湿孔隙中压裂液基本滞留在了网状缝中，油呈液滴状逐渐从人工裂缝中排出，这是在水湿孔隙中，压裂液会在毛管力的作用下滞留在储层壁面和基质孔隙内导致难以排出，因此返排率较低；混合润湿储层中部分油湿孔隙表面压裂液无法滞留，因此返排率相较于水湿储层略高；中性润湿孔隙中压裂液基本从孔隙基质中排出，压裂液能较完全的返排到人工裂缝中，返排率高；而油湿孔隙压裂液基本不会滞留在基质孔隙当中，因而返排率最高。统计不同润湿性条件下返排最后时刻的采出程度，水湿、中性润湿、油湿、混合润湿储层分别为 3.2%、2.3%、1.7% 和 2.8%。

3.3.3 排液速度

压裂后选用不同尺寸的油嘴即排液速度对页岩油储层的压力保持水平和最终采收率具有重要影响，因此对返排过程中不同排液速度条件下的生产情况进行分析。出口处设定了低、中、高 3 种不同的排液速度，通过设定不同的生产压差以实现不同排液速度的模拟，3 种情况下对应的实际生产压差分别为 1.5、3 和 4.5 MPa。统计了多孔介质中平均压力随时间的变化，结果如图 13 所示。可以看出随着生产的进行，孔隙内的平均压力先快速降低随后逐渐达到稳定。随着排液速度的增加，平均压力下降速度逐渐加快，最终稳定在一个较低的压力水平，高排液速度下孔隙内的平均压力下降 12%，不利于后续生产。统计了不同排液速度下返排最后时刻的采出程度，低中高排液速度下分别为 2.7%，3.2% 和 3.4%，相较于压力下降的幅度，采出程度提高幅度有限，因此在开发过程中应采用合理的油嘴大小控制排液速度，使油井保持一定产液量的同时能够具有较高的地层压力，从而实现页岩

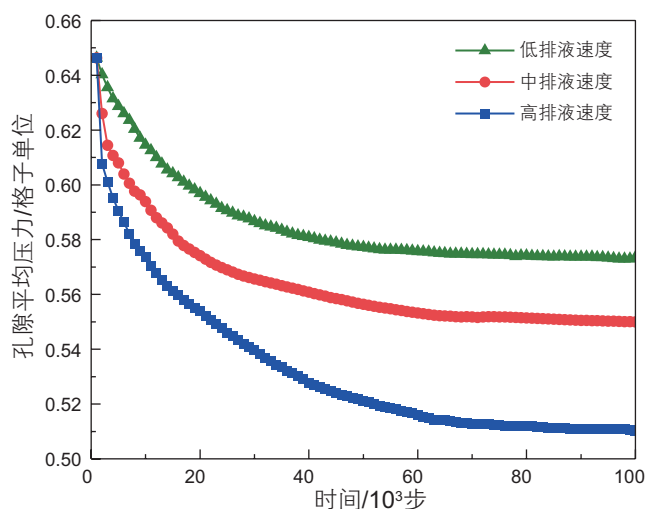


图 13 不同排液速度下孔隙平均压力变化曲线

Fig. 13 Variation curves of average pore pressure under different drainage rates

油井的高产稳产。

4 结论

(1) 闷井过程中压裂液在毛管力的作用下渗吸进入孔隙内部将网状缝内的油相置换出来，闷井趋于稳定时进入孔隙空间的压裂液体积占总空间体积的 5.5%。随着闷井时间的增加，渗吸作用逐渐发挥完全，压裂液返排率趋于稳定。

(2) 水湿储层相对于中性润湿和油湿储层在开发过程中更具优势，随着储层亲油性的增加，闷井过程中压裂液渗吸进入网状缝内的量逐渐减小，中性润湿相较于水湿减小的量约为 80%；返排过程中压裂液的返排率逐渐增加，水湿储层中压裂液的返排率为油湿储层的 50%。

(3) 随着排液速度的增加，储层孔隙内的平均压力下降程度逐渐增大，压力保持水平不断变差，高排液速度下孔隙内的平均压力下降 12%，不利于后续的生产开发，因此生产过程中应选用合理的油嘴以控制排液速度。

参考文献

- [1] 邹才能, 马锋, 潘松圻, 等. 全球页岩油形成分布潜力及中国陆相页岩油理论技术进展[J]. 地学前缘, 2023, 30(01): 128–142. [ZOU C N, MA F, PAN S, et al. Formation and distribution potential of global shale oil and the developments of continental shale oil theory and technology in China[J]. Earth Science Frontiers. 2023, 30(1): 128–142.]
- [2] 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 等. 中国页岩油革命值得关注的十个问题[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2007–2019. [SUN L D, LIU H, ZHU R K, et al. Ten noteworthy issues on shale oil revolution in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2007–2019.]

- [3] 袁士义, 雷征东, 李军诗, 等. 陆相页岩油开发技术进展及规模效益开发对策思考[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(05): 13–24. [YUAN S Y, LEI Z D, LI J S, et al. Progress in technology for the development of continental shale oil and thoughts on the development of scale benefits and strategies[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 13–24.]
- [4] 鲜成钢, 李国欣, 李曹雄, 等. 陆相页岩油效益开发的若干问题[J]. 地球科学, 2023, 48(01): 14–29. [XIAN C G, LI G X, LI C X, et al. Key evaluation aspects for economic development of continental shale oil[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 14–29.]
- [5] 贾承造, 姜林, 赵文. 页岩油气革命与页岩油气、致密油气基础地质理论问题. 石油科学通报, 2023, 08(06): 695–706. [JIA C, JIANG L, ZHAO W. The shale revolution and basic geological theory problems of shale and tight oil and gas. Petroleum Science Bulletin, 2023, 08(05): 695–706.]
- [6] 刘卫彬, 徐兴友, 陈珊, 等. 松辽盆地陆相页岩油地质工程一体化高效勘探关键技术与工程示范[J]. 地球科学, 2023, 48(01): 173–190. [LIU W B, XU X Y, CHEN S, et al. Key technology and engineering demonstration of geology-engineering integration efficient exploration of continental shale oil in songliao basin[J]. Earth Science, 48(1): 173–190.]
- [7] 鲍李银, 孙盼科, 陈永辉, 等. 陆相页岩油纹层型、夹层型储层孔隙结构特征及其约束下的流体可动性差异——以吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层为例[J]. 石油科学通报, 2024, 09(06): 866–884. [BAO L Y, SUN P K, CHEN Y H, et al. Characteristics of pore structure and fluid mobility differences under constraints of continental shale laminar and interbedded reservoirs: A case study of the Lucaogou Formation shale reservoir in the Jimusar Depression[J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(06): 866–884.]
- [8] LI J R, YANG Z, WU S T, et al. Key issues and development direction of petroleum geology research on source rock strata in China. *Advances in Geo-Energy Research*, 2021, 5(2): 121–126.
- [9] 李国欣, 刘国强, 侯雨庭, 等. 陆相页岩油有利岩相优选与压裂参数优化方法[J]. 石油学报, 2021, 42(11): 1405–1416. [LI G X, LIU G Q, HOU Y T, et al. Optimization method of favorable lithofacies and fracturing parameter for continental shale oil [J]. *Acta Petrolei Sinica*. 2021. 42(11): 1405–1416.]
- [10] YANG Y, WANG S, FENG Q, et al. Imbibition mechanisms of fracturing fluid in shale oil formation: A review from the multiscale perspective[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(14): 9822–9840.
- [11] 蔡建超. 多孔介质自发渗吸关键问题与思考[J]. 计算物理, 2021, 38(5): 505–512. [CAI J C. Some key issues and thoughts on spontaneous imbibition in porous media[J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2021, 38(5): 505–512.]
- [12] 张震杰, 冯建园, 蔡建超, 等. 不同边界条件下的渗吸驱动因素[J]. 计算物理, 2021, 38(5): 512–520. [ZHANG Z J, FENG J Y, CAI J C, et al. Driving force for spontaneous imbibition under different boundary conditions[J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2021, 38(5): 512–520.]
- [13] WANG H, CAI J C, SU Y L, et al. Imbibition behaviors in shale nanoporous media from pore-scale perspectives. *Capillarity*, 2023, 9(2): 32–44.
- [14] 张涛, 李相方, 王永辉, 等. 页岩储层特殊性对压裂液返排率和产能的影响[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(06): 828–838. [ZHANG T, LI X F, WANG Y H, et al. Study on the effect of gas-shale reservoir special properties on the fracturing fluid recovery efficiency and production performance[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(06): 828–838.]
- [15] 王天昊, 王秀坤, 盛家平. 页岩油藏滞留压裂液损益效应的数值模拟研究[J]. 非常规油气, 2022, 9(03): 103–110. [WANG T H, WANG X K, SHENG J P. Numerical simulation study on the advantages and disadvantages of the fracturing fluid detained in shale reservoir[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(3): 103–110.]
- [16] SUN S, LIANG S, LIU Y K, et al. A review on shale oil and gas characteristics and molecular dynamics simulation for the fluid behavior in shale pore[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, 376: 121507.
- [17] CAO Z, JIANG H, ZENG J H, et al. Nanoscale liquid hydrocarbon adsorption on clay minerals: A molecular dynamics simulation of shale oils[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2021, 420: 127578.
- [18] 杨柳, 高敬威, 郑元涵, 等. 基于LB方法的非均质砂质砾岩渗吸规律数值模拟[J]. 计算物理, 2021, 38(5): 534–542. [YANG L, GAO J W, ZHENG Y H, et al. Numerical simulation of imbibition law of heterogeneous sandy conglomerate: Lattice Boltzmann method[J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2021, 38(5): 534–542.]
- [19] 张晟庭, 李靖, 陈掌星, 等. 基于改进LBM的气液自发渗吸过程中动态润湿效应模拟[J]. 力学学报, 2023, 55(2): 355–368. [ZHANG S T, LI J, CHEN Z X, et al. Simulation of dynamic wetting effect during gas-liquid spontaneous imbibition based on modified LBM[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(2): 355–368]
- [20] FENG Q H, XU S Q, XING X D, et al. Advances and challenges in shale oil development: A critical review. *Advances in Geo-Energy Research*, 2020, 4(4), 406–418, doi: 10.46690/ager.2020.04.06
- [21] ZHANG S L, WANG M, ZHU X J, et al. Oil saturation quantitative evaluation in lacustrine shale: Novel insights from NMR T1–T2 and displacement experiments[J]. *Fuel*, 2024, 371: 132062.
- [22] FAN L Y, CHEN J B, ZHU J H, et al. Experimental study on enhanced shale oil recovery and remaining oil distribution by CO₂ flooding with nuclear magnetic resonance technology[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(4): 1973–1985.

- [23] NAZARI M, DAVOODABADI A, HUANG D, et al. On interfacial viscosity in nanochannels[J]. *Nanoscale*, 2020, 12(27): 14626–14635.
- [24] WANG S, CHEN L Y, FENG Q H, et al. Pore-scale simulation of gas displacement after water flooding using three-phase lattice Boltzmann method. *Capillarity*, 2023, 6(2): 19–30.
- [25] ZHAO J L, WANG J J, ZHANG G Q, et al. Minireview on Lattice Boltzmann modeling of gas flow and adsorption in shale porous media: Progress and future direction[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(3): 1511–1524.
- [26] YANG Y F, CAI S B, YAO J, et al. Pore-scale simulation of remaining oil distribution in 3D porous media affected by wettability and capillarity based on volume of fluid method[J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 2021, 143: 103746.
- [27] YANG Y Y, WANG K, ZHANG L, et al. Pore-scale simulation of shale oil flow based on pore network model[J]. *Fuel*, 2019, 251: 683–692.
- [28] WANG X K, SHENG J J. Spontaneous imbibition analysis in shale reservoirs based on pore network modeling[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 169: 663–672.
- [29] CHEN L, KANG Q J, MU Y T, et al. A critical review of the pseudopotential multiphase lattice Boltzmann model: Methods and applications[J]. *International journal of heat and mass transfer*, 2013, 76: 210–236.
- [30] GU Q Q, ZHU L H, ZHANG Y H, et al. Pore-scale study of counter-current imbibition in strongly water-wet fractured porous media using lattice Boltzmann method[J]. *Physics of Fluids*, 2019, 31(8): 086602.
- [31] CHENG Z L, GAO H, NING Z F, et al. Inertial effect on oil/water countercurrent imbibition in porous media from a pore-scale perspective[J]. *SPE Journal*, 2022, 27(03): 1619–1632.
- [32] SHAN X W, CHEN H D. Lattice Boltzmann model for simulating flows with multiple phases and components, *Physical Review E*, 1993, 47 (3): 1815.
- [33] SHAN X W, CHEN H D. Simulation of nonideal gases and liquid-gas phase transitions by the lattice Boltzmann equation, *Physical Review E*, 1994, 49 (4): 2941.
- [34] GUO Z L, ZHENG C G, SHI B C. Lattice Boltzmann equation with multiple effective relaxation times for gaseous microscale flow, *Physical Review E*, 2008, 77 (3): 036707.
- [35] CHEN L, KANG Q J, ROBINSON B A, et al. Pore-scale modeling of multiphase reactive transport with phase transitions and dissolution-precipitation processes in closed systems, *Physical Review E*, 2013, 87 (4): 043306.
- [36] YIOTIS A G, PSIHOGIOS J, KAINOURGIAKIS M E, et al. A lattice Boltzmann study of viscous coupling effects in immiscible two-phase flow in porous media[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2007, 300(1–2): 35–49.

(编辑 马桂霞)

第一作者: 杨雨萱 (1999 年—), 在读博士研究生, 主要从事页岩油渗流理论与开发技术研究, yangyy99x@126.com。

通信作者: 王森 (1986 年—), 博士, 教授, 主要从事油气藏渗流理论与开发技术、CCUS、人工智能等研究, wangsen1@126.com。