

# 多因素影响下的页岩油动态渗吸规律数值模拟

徐希同<sup>1,2</sup>, 赖枫鹏<sup>1,2\*</sup>, 王宁<sup>3</sup>, 苗丽丽<sup>4</sup>, 赵千慧<sup>1</sup>

1 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083

2 非常规天然气能源地质评价与开发工程北京市重点实验室, 北京 100083

3 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 深圳 518054

4 中国地质大学(北京)科技处, 北京 100083

\* 通信作者, laifengpeng@cugb.edu.cn

收稿日期: 2024-12-19; 修回日期: 2025-01-16

国家自然科学基金面上项目“页岩油藏CO<sub>2</sub>复合压裂渗吸-渗流机理及排采制度优化研究”资助(52174037)

**摘要** 作为页岩油藏开发的一种关键技术手段, 压裂阶段的动态渗吸驱油在近年来已成为油藏工程研究的热点。鉴于全球能源需求以及对非常规油气资源的持续勘探, 这项技术在提高页岩油藏开采效率方面的重要性不容小觑。然而, 页岩油储层动态渗吸过程中, 不同因素在动态渗吸各个阶段的具体作用机制尚不明确, 各因素对渗吸驱油效果的影响难以精确量化, 严重制约了页岩油藏开发效率的进一步提高, 导致开发成本上升, 同时给资源的可持续开发带来了挑战。针对页岩油储层动态渗吸机理及作用规律不清的问题, 建立了岩心尺度数值模拟模型, 采用控制变量法设置了15个模拟方案, 揭示了驱替压差、毛细管半径、润湿角、油水粘度对动态渗吸驱油效果的作用机制, 明确了流体渗流变化规律。研究表明: 动态渗吸中, 毛细管半径从0.1 μm增大至10 μm, 毛细管力减小, 流体渗吸速率加快, 渗吸采收率提高了8.0%; 驱替压差从0 MPa开始增大, 渗吸由静态升级为动态, 3 MPa时渗吸采出程度提高了7.9%; 认为驱替压差与采出程度符合幂函数关系, 存在最优驱替压差。岩心润湿性由亲水向中性、亲油变化, 采出程度由水润湿的48.9%下降到油润湿的33.9%; 原油粘度由53.30 mPa·s降低至13.99 mPa·s, 渗吸采收率提高了9.1%; 驱替相粘度越大, 初始渗吸速度越小, 但渗吸驱油效果越好。现场操作中可通过优化注入压力, 选择合适的压裂液、表面活性剂等, 提高亲水程度和驱替相粘度, 改善动态渗吸过程, 从而增大驱油效率。未来应进一步考虑多相流动的复杂性, 同时结合储层的非均质性, 从不同尺度研究各因素对页岩动态渗吸过程的影响。

**关键词** 页岩油; 水力压裂; 动态渗吸; 微尺度模拟; 驱油规律

**中图分类号**: TE33; P618.13

## Numerical simulation of the dynamic imbibition laws of shale oil influenced by multiple factors

XU Xitong<sup>1,2</sup>, LAI Fengpeng<sup>1,2</sup>, WANG Ning<sup>3</sup>, MIAO Lili<sup>4</sup>, ZHAO Qianhui<sup>1</sup>

1 School of Energy, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China

2 Beijing Key Laboratory of Unconventional Natural Gas Energy Geological Evaluation and Development, Beijing 100083, China

引用格式: 徐希同, 赖枫鹏, 王宁, 苗丽丽, 赵千慧. 多因素影响下的页岩油动态渗吸规律数值模拟. 石油科学通报, 2025, 10(02): 232-244

XU Xitong, LAI Fengpeng, WANG Ning, MIAO Lili, ZHAO Qianhui. Numerical simulation of the dynamic imbibition laws of shale oil influenced by multiple factors. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(02): 232-244. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.008

3 Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., Shenzhen 518054, China

4 Science and Technology Division, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China

Received: 2024-12-19; Revised: 2025-01-16

**Abstract** As a critical technical approach for shale reservoir development, dynamic imbibition displacement during the fracturing stage has emerged as a focal point in reservoir engineering research over recent years. In light of global energy demands and ongoing exploration of unconventional oil and gas resources, the significance of this technology in enhancing the exploitation of shale oil reservoirs cannot be overstated. However, the specific mechanisms of dynamic imbibition process in shale oil reservoirs influenced by various factors still aren't unclear, and it's difficult to accurately quantify their impact on imbibition oil production efficiency. These uncertainties significantly hinder further improvement in the development efficiency of shale oil reservoirs, lead to higher development costs and bring huge challenges to sustainable resource development.

Aiming at the unclear dynamic imbibition mechanisms and action laws of shale oil reservoir, a core-scale numerical simulation model was established, and the control variable method was adopted to set up 15 simulation schemes. By these methods, the mechanisms of displacement pressure difference, capillary radius, wetting angle and oil-water viscosity of dynamic imbibition displacement effect, and the change laws of fluid seepage were revealed. The effects of displacement pressure difference, capillary radius, wetting angle, and oil-water viscosity on the effectiveness of dynamic imbibition oil recovery, and the laws of fluid seepage changes were clarified in this study. The results show that: During dynamic imbibition, as the capillary radius increase from 0.1  $\mu\text{m}$  to 10  $\mu\text{m}$ , capillary force decrease and fluid seepage rate accelerates, leading to 8.0% increase in imbibition recovery. Along with the displacing pressure difference increases from 0 MPa to 3 MPa, the imbibition upgrades from static to dynamic, and the imbibition recovery degree increases by 7.9%. It is considered that the displacing pressure difference and the recovery degree are in accordance with the power function relationship, and there is an optimal displacing pressure difference. With changes in rock wettability from hydrophilic to neutral or oleophilic, extraction degree decreases from 48.9% for water-wet conditions to 33.9% for oil-wet conditions. As crude oil viscosity decreases from 53.3 mPa·s to 13.99 mPa·s, imbibition recovery rate increases by 9.1%; the higher the viscosity of water phase, the smaller the initial imbibition velocity, but the better the imbibition displacement effect. In oil field operation, by optimizing injection pressure, selecting suitable fracturing fluid and surfactant, the hydrophilic degree and displacement phase viscosity can be improved, and the dynamic imbibition process can be improved to increase the oil displacement efficiency. In the future, the complexity of multiphase flows and the heterogeneity of reservoirs should be further considered to study the influence of various factors on the dynamic imbibition process of shale from different scales.

**Keywords** shale oil; hydraulic fracturing; dynamic imbibition; micro-scale numerical simulation; law of imbibition displacement

**DOI:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.008

## 0 引言

美国页岩油气革命给世界能源格局带来了巨大改变,极大的拓展了油气资源的勘探开发领域,产量占总产量的比例已超过60%<sup>[1-3]</sup>。中国陆相页岩油资源同样丰富,主要分布在鄂尔多斯、松辽、准噶尔、渤海湾和四川盆地<sup>[4-5]</sup>,2023年我国页岩油产量突破400万t再创新高,页岩油勘探开发稳步推进<sup>[6]</sup>。相比于北美海相页岩油,中国陆相页岩油类型更多、埋藏更深、微纳米尺度孔隙更为发育、物性条件差、开发机制与规律更为复杂<sup>[7-10]</sup>。

在页岩油储层注水驱替效果有限的情况下,水力压裂之后的渗吸驱油是提高页岩油采收率的一种重要技术手段。目前,国内外学者针对页岩油储集层的渗吸机理和油水渗流特征进行了大量研究,包括渗吸实

验和渗吸理论模型<sup>[11-14]</sup>等,但由于受到实验设备和技术条件的制约,大部分研究重点集中在静态渗吸<sup>[15-17]</sup>。而动态条件下的渗吸驱油特征势必与静态渗吸存在差异<sup>[18-19]</sup>,在页岩油藏水力压裂阶段,动态渗吸驱油利用微小孔隙的强毛管力控制下的压裂液逆向渗吸作用提供基质排驱动力,提高基质动用程度,从而进一步提高页岩油藏的采收率,已成为提页岩油开发的研究重点之一。目前国内外在页岩油动态渗吸方面的研究主要集中在微观生产特性、渗吸驱油机理、渗吸动力学特征及微观影响机制等方面,为提高页岩油的采收率提供了理论基础和技术支持<sup>[20-21]</sup>。而在实际开发过程中,需要考虑动态渗吸过程中不同因素对驱替效果的影响,而数值模拟可以从不同尺度对影响动态渗吸驱油的关键参数进行分析,预测不同条件下的动态渗吸行为,为现场操作提供科学依据,是研究动态渗吸

的重要手段。而受多尺度孔隙、非线性流动、应力敏感等多种因素影响,页岩油数值模拟难度较大,国内外目前关于页岩油动态渗吸的数值模拟的研究尚不完善,各种观点纷繁复杂<sup>[22-25]</sup>,常规模型往往难以准确描述多物理场耦合关系,多相之间的相互作用参数不能准确确定<sup>[26]</sup>,导致不同因素对渗吸效率的影响规律尚不明确。因此,有必要对影响页岩油藏动态渗吸效果的不同因素进行深入的研究。

COMSOL Multiphysics作为多物理场有限元模拟软件,具有多个物理场模块,如流体流动模块、传热模块、固体力学模块等,可以灵活定义不同物理场之间的耦合关系及物理化学过程,从而构建更符合实际情况的数值模拟模型,进行三维可视化模拟,令模拟结果更准确直观。本研究基于COMSOL软件,模拟了三维岩心中动态渗吸驱油的过程,完成岩心动态渗吸过程可视化模拟。通过计算不同时刻岩心含油饱和度、含水饱和度和压力分布情况,直观展示渗吸的动态过程;利用油水饱和度、速度场及压力的动态变化,揭示了毛细管半径、接触角、驱替压差等因素对动态渗吸的作用机制。建立的模型和研究成果在模拟页岩油地质条件下的动态渗吸过程中具有较好的准确度和可靠性,有助于预测生产数据和优化开发方案,能够为页岩油开发优化设计及采收率的提高提供理论依据和参考。

## 1 数值模拟模型建立及方案设计

完成岩心模型的建立,设置相关岩心和流体参数,将岩心放入设定物理场,以模拟三维岩心中渗吸驱油的过程,并采用控制变量法设计不同方案,分析不同因素对渗吸采油特征的影响。

### 1.1 模型建立

在页岩油储层动态渗吸驱油过程中,涉及复杂的多相流动、毛细现象以及岩石—流体间的相互作用。为了准确模拟这一过程,本研究基于一系列严格的理论假设和实际观测数据,构建了一个三维数值模拟模型,以揭示不同因素对动态渗吸效果的影响机制。以下是模型建立的主要理论依据。

①等温渗流假设:动态渗吸是一个相对快速的过程,在短时间内温度变化不大,因此可以合理地将渗吸过程视为等温渗流<sup>[27]</sup>。此假设简化了热传导效应的计算,使研究能够更专注于影响渗吸效率的关键物理参数(如压力差、毛细管力等),在不损失主要物理过

程准确性的前提下,简化模型和计算过程。

②两相流体系统:页岩油储层中主要存在油水两相不混溶流动<sup>[28]</sup>。选择这种简化的流体系统,有助于排除其他可能干扰实验结果的因素,从而更加聚焦于油水两相之间的相互作用及渗吸特性。

③忽略压缩性和重力影响:在微纳米尺度孔隙内,流体和岩石基质的压缩性通常较小,对于常见的油藏流体,其压缩性系数一般在0.001到0.01之间,岩石基质的压缩性系数通常为0.001<sup>[29]</sup>,且重力相对于毛细管力和粘滞力而言可以忽略不计。因此,在模拟中忽略这两项影响,可以使问题得到显著简化而不失准确性。

④水湿条件:大多数页岩油储层表现出较强的水润湿特性。在水湿条件下进行模拟,不仅符合实际情况,而且使得模拟结果更具代表性,有利于探讨毛细管力作为主要驱动力的作用。

⑤简化的毛管力曲线和相渗曲线:实际的毛管力曲线和相对渗透率曲线往往非常复杂。为了便于计算,同时保持对实际物理现象的良好描述,本研究采用含水饱和度函数来近似表示这些曲线。这种方法已在多个研究中被证明是有效的<sup>[30-31]</sup>。

⑥基于连续性方程、运动方程和辅助方程构建宏观数学模型:宏观数学模型的建立依赖于连续性方程(用于描述润湿相和非润湿相的质量守恒)、运动方程(反映流体流动的动力学行为)以及辅助方程(如饱和度和方程、动态润湿理论下的毛管力方程等)<sup>[32-33]</sup>。通过引入这些方程,可以建立起一个既能捕捉微观尺度上的物理过程又能应用于宏观尺度的数学框架。

在毛管束模型的基础上<sup>[34-35]</sup>建立页岩岩心动态渗吸宏观数学模型,假设渗吸过程仅含有油水两相,其中油为非润湿相,水相为润湿相,根据物质守恒定律,水相进入岩心,将油相从基质中驱替出来,驱替过程可以用式(1)~式(10)表示。

(1)连续性方程

润湿相连续性方程

$$\Phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial v_w}{\partial x} + \frac{\partial v_w}{\partial y} = 0 \quad (1)$$

非润湿相连续性方程

$$\Phi \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial v_o}{\partial x} + \frac{\partial v_o}{\partial y} = 0 \quad (2)$$

式中 $v_w$ —润湿相流速,  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $v_o$ —非润湿相流速,  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $S_w$ —润湿相饱和度;  $S_o$ —非润湿相饱和度;  $t$ —时间,  $\text{s}$ ;  $x$ —距离;  $\Phi$ —岩心的孔隙度,无量纲。

## (2) 运动方程

## 润湿相运动方程

$$v_{w,i} = \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \left( -\frac{\partial P_w}{\partial i} \right) (i = x, y) \quad (3)$$

## 非润湿相运动方程

$$v_{o,i} = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \left( -\frac{\partial P_o}{\partial i} \right) (i = x, y) \quad (4)$$

式中  $k$ —绝对渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $k_{rw}$ —润湿相相对渗透率;  $k_{ro}$ —非润湿相相对渗透率;  $P_w$ —润湿相压力, Pa;  $P_o$ —非润湿相压力, Pa;  $\mu_w$ —润湿相粘度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_o$ —非润湿相粘度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

## (3) 辅助方程

## 饱和度方程

$$S_w + S_o = 1 \quad (5)$$

动态润湿理论下的毛管力方程<sup>[36]</sup>

$$P_{cd} = \sigma \cos \theta_d \sqrt{\phi/k} J(S_w) \quad (6)$$

$$J(S_w) = aS^b \quad (7)$$

$$S = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \quad (8)$$

$$\cos \theta_d = \cos \theta_{st} - \alpha Ca \quad (9)$$

$$\alpha = \frac{\mu_{no} V_o}{h} \exp \left[ \frac{\sigma_o w (1 + \cos \theta) \lambda_w^2}{k_B T} \right] \quad (10)$$

$$Ca = \frac{v\mu}{\sigma} \quad (11)$$

式中  $P_{cd}$ —采用动态润湿角计算的毛管力, Pa;  $\theta_d$ —动态润湿角, °;  $J$ —表征毛管力的  $J$  函数, 无因次;  $\lambda$ —流体分子的跳跃长度, m;  $T$ —温度, K;  $Ca$ —毛细管数, 表征毛细管力和粘性力的比值;  $a$ ,  $b$ — $J$  函数中的系数, 无因次;  $S$ —归一化含水饱和度, 无因次。

## 相渗曲线

$$k_{rw}(S_w) = k_{rwc} S_w^{n_w} \quad (12)$$

$$k_{ro}(S_w) = k_{roec} (1 - S_w)^{n_o} \quad (13)$$

式中  $k_{rwc}$ —水相相渗端点值, 无因次;  $k_{roec}$ —油相相渗端点值, 无因次;  $n_w$ —水相相渗指数, 小数;  $n_o$ —油相相渗指数, 小数。

使用数值模拟手段进行动态渗吸驱油的研究, 主要应用软件中的流体流动模块, 建立符合实际的数字化模型, 模拟流体在多孔介质中的渗流情况。其中最符合要求的是自由和孔隙介质流动物理场, 由 Brinkman 方程控制多孔介质中的慢速流动<sup>[37-38]</sup>, Navier-Stokes 方程则对应流动通道中的快速流动, 用

Navier-Stokes 方程描述油水两相流动时, 需要引入界面追踪模型, 可以用 Cahn-Hilliard 方程描述两相界面的发展运动和变形<sup>[39-40]</sup>。实际的渗吸过程与这两者存在差异, 需要重建一个符合渗吸规律的物理场。建立物理场接口, 将微纳米孔隙中油水渗流方程代入其中, 采用隐式压力显式饱和度 (IMPES) 方法对方程模型求解<sup>[41-42]</sup>, 最后将已经建立好的模型在设定的渗吸物理场中进行模拟。通过改变不同参数的赋值, 对比分析流体渗流规律的变化。模型建立具体过程如下所示。

## (1) 选择模型维度

模型维度选为三维。

## (2) 物理场选择

选择软件中的“流体流动”—“多孔介质和地下水流”—“多孔介质多相流”接口, “多孔介质多相流”接口结合了“达西定律”和“多孔介质相传递”接口, 该物理场接口可用于模拟多孔介质中多个不混溶相的流动与传递, 使用两相 Darcy 定律物理场来模拟油水渗吸过程。

选择“瞬态”研究, “瞬态”研究的是场变量随时间变化的情况。在这种情况下, 场变量的数值随着时间的推移而发生变化, 因此需要对场变量的瞬态值进行建模和分析。瞬态研究通常需要考虑时间步长、稳定性和精度等因素, 并使用数值方法来解决相关方程。研究动态渗吸过程中各个参数随时间实时变化情况。

## (3) 定义全局参数

在全局定义中定义模型所涉及参数, 具体数据取自参考文献<sup>[43-44]</sup>, 如表 1 所示。在全局定义中定义参数, 方便后期对模型参数修改和分析。

表 1 全局参数设定表

Table 1 Global parameter setting table

分类	建模参数	参数值
岩心参数	岩心长度/cm	5
	岩心半径/cm	1
	孔隙度/%	5.39
	接触角/°	79.21
	最小孔隙半径/ $\mu\text{m}$	0.0001
	残余油饱和度/%	0.15
流体参数	束缚水饱和度/%	0.20
	界面张力/( $\text{mN/m}$ )	15
	油相粘度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	13.99
动态渗吸参数	水相粘度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	1
	动态润湿参数 $\alpha$ <sup>[36]</sup>	11.6
	驱替压差/MPa	1

#### (4) 构建几何模型

利用软件内置的 CAD 工具建立三维圆柱体模拟页岩岩心, 岩心模型示意图如图 1 所示, 岩心轴向为  $x$  方向, 岩心半径为 1 cm, 长度为 5 cm。

#### (5) 岩石和流体材料定义

岩石材料在材料库中选择页岩, 流体润湿相选择水, 非润湿相选择油, 在材料属性明细中填写材料属性, 具体岩石及流体参数参考表 1。

#### (6) 物理场定义

对“多孔介质相传递”接口和“达西定律”接口的物理场参数进行定义。设置边界初始值: 渗吸开始时岩心初始含水饱和度为 0, 假设渗吸类型为两端面渗吸 (TEO) 边界条件, 即岩心两端开启, 四周封闭, 岩心四周无质量通量。“多孔介质相传递”接口中的毛细管压力模型选择“用户定义”, 并填入化简计算得到的毛细管压力和油水相对渗透率表达式, 润湿相流体属性选择材料中的水, 非润湿相选择油。

### 1.2 模型验证

在对构建的数值模型开展方案设计及分析之前, 必须先对该模型的准确性进行系统性的验证。为保证验证过程的科学性和严谨性, 在初始验证阶段将排除动态接触角、渗透压力以及置换压力等复杂因素的干扰, 以集中评估模型在简化条件下的基本性能与预测能力。这一做法有助于明确模型的核心机制是否能够准确反映页岩油储层中动态渗吸驱油的关键物理现象, 并为后续引入更多变量的综合分析奠定坚实的基础。此时, 单个毛管的渗吸距离解析解<sup>[45]</sup>为

$$x(r, t)' = \frac{\mu_o L - \sqrt{(\mu_o L)^2 - (\mu_o - \mu_w) \frac{r \sigma \cos \theta t}{2}}}{\mu_o - \mu_w} \quad (14)$$

式中  $x$ —渗吸距离, m;  $t$ —渗吸时间, s;  $\theta$ —接触角, °;  $L$ —毛细管长度, m;  $r$ —毛细管半径, m;  $\sigma$ —界面张力, N/m;  $\mu_o$ —油相粘度, mPa·s;  $\mu_w$ —水相粘度, mPa·s。

因此, 结合 Wang<sup>[46]</sup> 开发的模型进行验证。模型参数为:  $L=5$  cm,  $r=1$   $\mu\text{m}$ ,  $\sigma=35$  mN/m 或  $\sigma=0.35$  mN/m,  $\theta=60^\circ$ ,  $\mu_o=2.21$  mPa·s,  $\mu_w=1$  mPa·s。图 2 为模型验证结果。

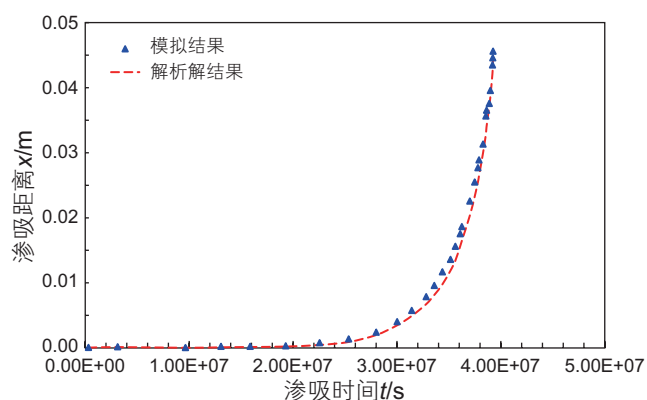


图 2 数值模拟与解析解结果对比

Fig. 2 Comparison of numerical simulation results with analytical solutions

从图中可以看出, 数值模拟结果与理论解析解高度一致, 表明所建立的数值模型能够很好地描述渗吸驱替过程中的流体运动特征, 包括渗吸距离的增长趋势和最终达到的稳定状态, 证明了本研究中构建的数值模型的准确性和可靠性。

### 1.3 方案设计

基于建立的模型, 根据区块储层特性<sup>[43-44]</sup>及普遍规律选取模型中涉及的岩石参数和流体参数。采用控制变量法, 分析不同因素(毛细管半径、驱替压差、润湿角、粘度)对渗吸采油特征的影响, 具体方案设计如表 2 所示, 其余参数保持一致(见表 1)。

毛细管力是页岩渗吸的主要驱动力之一, 毛细管半径越大, 毛细管力越小, 从而影响油水渗吸过程<sup>[47-49]</sup>。页岩储层的孔隙半径可以分为小孔隙 (<10  $\mu\text{m}$ )、中孔隙 (10~20  $\mu\text{m}$ ) 和大孔隙 (>20  $\mu\text{m}$ )。研究发现孔隙半径小于 10  $\mu\text{m}$  的孔隙在渗吸过程中贡献了较高的采出程度<sup>[50]</sup>。因此结合现有岩心数据, 方案 1-3 选取毛细管半径分别为 0.1  $\mu\text{m}$ 、1  $\mu\text{m}$ 、10  $\mu\text{m}$ , 其余参数保持一致, 研究不同毛细管半径下页岩动态

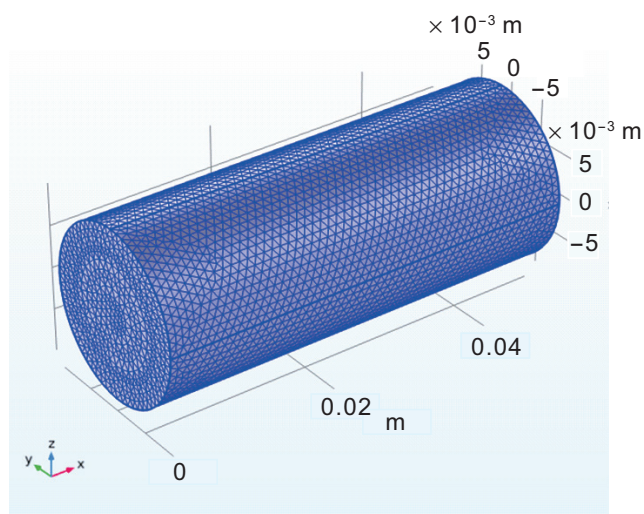


图 1 岩心模型示意图

Fig. 1 Schematic diagram of core model

表2 模型设计方案汇总表

Table 2 Summary of model design scheme

方案变量	编号	毛细管半径/ $\mu\text{m}$	驱替压差/MPa	接触角/ $^\circ$	原油粘度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	驱替相粘度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$
毛细管半径	1	0.1	1	79.21	13.99	1
	2	1	1	79.21	13.99	1
	3	10	1	79.21	13.99	1
驱替压差	4	10	0	79.21	13.99	1
	5	10	1	79.21	13.99	1
	6	10	3	79.21	13.99	1
接触角	7	10	1	30.34	13.99	1
	8	10	1	79.21	13.99	1
	9	10	1	108.20	13.99	1
原油粘度	10	10	1	79.21	13.99	1
	11	10	1	79.21	24.68	1
	12	10	1	79.21	53.30	1
驱替相粘度	13	10	1	79.21	13.99	1
	14	10	1	79.21	13.99	10
	15	10	1	79.21	13.99	50

渗吸的变化。

驱替压差是动态渗吸过程中的关键影响因素<sup>[51]</sup>，在页岩动态渗吸过程中，毛管力控制下渗吸与压差排驱发挥了综合采油效果。国外相关研究表明动态渗吸过程中驱替压差存在临界值，压差大于临界值时，为采出程度较低的非稳定驱替，小于临界驱替压差时为稳定驱<sup>[52]</sup>，采出程度高。根据生产资料统计，一些油田的投产井生产压差平均为3 MPa<sup>[53]</sup>，同时由于模拟岩心尺度较小，在较低的驱替压差下，流体的流动速度较慢，有利于毛细管力的发挥，选取驱替压差 $\Delta P$ 取值范围为0~3 MPa，开展不用驱替压差下动态渗吸实验，如表2方案4~6所示，其他输入参数相同。值得注意的是， $\Delta P=0$ 时，意味着此时没有外界压力的存在，渗吸完全由毛细管力控制，动态渗吸降级为静态渗吸。

接触角是衡量液体对页岩润湿性的指标，在页岩油气开发中，了解和控制接触角对于优化水力压裂和提高采收率非常重要<sup>[54-57]</sup>。方案7~9通过将相关区块实际页岩岩心进行接触角测定实验，选取30.34°(亲水)、79.21°(中性)、108.2°(亲油)的3种润湿性的岩心接触角数据，分析不同岩心接触角对动态渗吸驱油的影响。

油水粘度对页岩动态渗吸的影响主要体现在流动阻力、毛细管效应、化学势差和界面张力等方面<sup>[58-60]</sup>，了解油水粘度对页岩动态渗吸的影响机制，有助于优

化页岩动态渗吸过程，提高油气的采收率。方案10~12、13~15分别选取相关区块具有代表性的页岩油粘度：13.99 mPa·s、24.68 mPa·s、53.30 mPa·s，及不同的驱替相粘度：1 mPa·s(水)、10 mPa·s(水基压裂液)、50 mPa·s(冻胶压裂液)，来进行不同油水粘度下页岩动态渗吸的模拟。

## 2 结果分析

通过建立三维数字岩心，完成岩心动态渗吸过程可视化模拟，模型可以计算不同时刻岩心含油饱和度、含水饱和度和压力分布情况，并导出图像，直观的展示渗吸的动态过程。本章基于数值模拟结果，从岩心尺度进行页岩动态渗吸敏感性分析，分析毛细管半径、驱替压力、接触角和油水粘度对动态渗吸的影响。

利用软件建立的物理模型，设置模型输出时间步长为10 min，模拟不同时刻不同毛细管半径下岩心的动态渗吸特征，图3为10 min时软件输出的岩心模型结果。

### 2.1 毛细管半径的影响

图4为不同岩心在渗吸10 min、500 min、1000 min后的三维含油饱和度分布图，图5为模型在不同毛细管半径下岩心的采出程度随时间变化曲线图。结合图4、图5可知，同一时刻，毛细管半径越大，渗吸距离

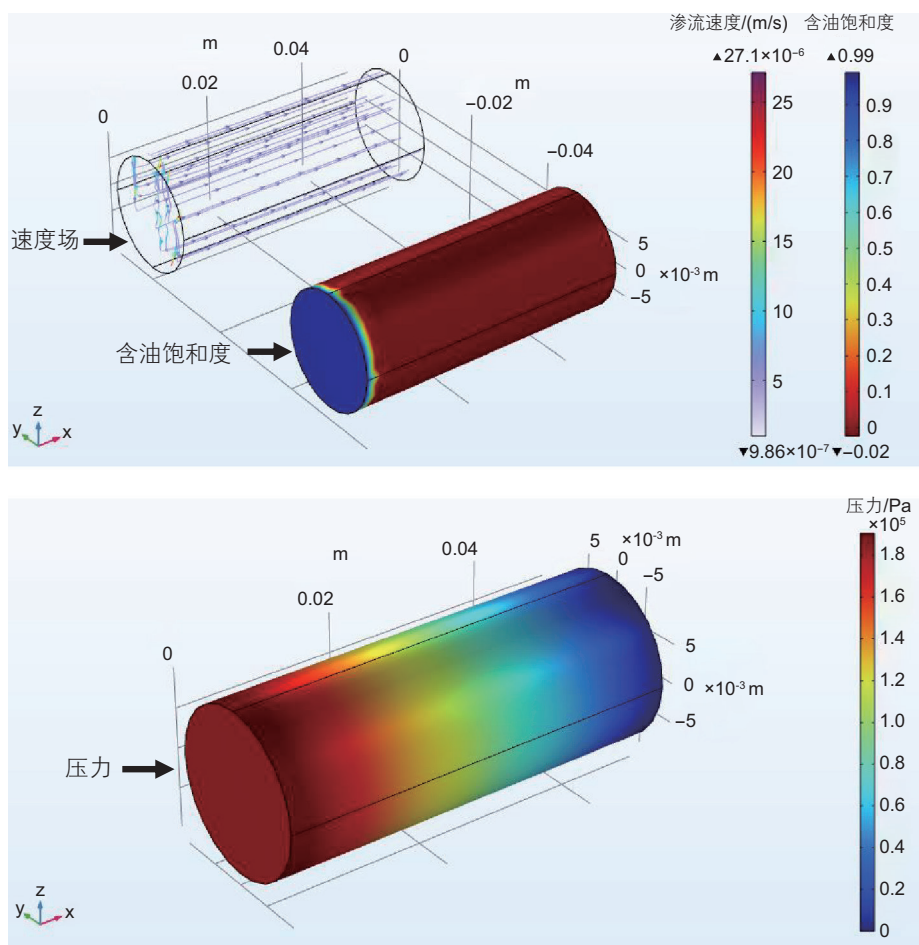


图 3 模型 10 min 时输出的岩心含油饱和度、速度场、压力分布图

Fig. 3 Core oil saturation, velocity field and pressure distribution output by the model at 10 min

越大, 同一时刻的含水饱和度增加, 含油饱和度降低, 渗吸速度加快, 驱替效果提高。渗吸 1000 min 后, 毛细管半径为  $10\ \mu\text{m}$  的岩心渗吸距离比毛细管半径为  $0.1\ \mu\text{m}$  的岩心渗吸距离领先  $0.6\ \text{cm}$ , 平均含水饱和度提高了  $6.3\%$ , 采出程度分别为  $47.1\%$  和  $39.1\%$ 。

模拟结果证明毛细管半径的增大提高了毛细管内流体的流动速度, 加速了岩心动态渗吸过程。在这个过程中, 毛细管半径的增大虽然减小了毛细管力, 但同时也减小了粘滞力引起的流动阻力。此外, 由于模拟是在有驱替压差的情况下进行, 动态渗吸过程中驱动力同时包括渗透压差和毛细管力, 其中渗透压差占主导作用, 而当毛细管力与之联合作用时, 反而会加剧驱替相的滤失, 降低渗吸驱替效率<sup>[61]</sup>, 而增大毛细管半径减小了毛细管力, 降低了毛细管力在联合作用过程中的影响, 有利于提高驱替效率。说明毛细管半径增加整体上对岩心动态渗吸起促进作用, 可以提高渗吸速度, 增强驱替效率, 从而提高渗吸过程的渗吸采收率。

## 2.2 驱替压差的影响

研究驱替压差对岩心动态渗吸的影响, 模拟不同时刻不同驱替压差下岩心的动态渗吸特征, 图 6 根据模拟结果比较了不同驱替压差下岩心采出程度的变化。

结合曲线图分析模拟结果可知, 随着渗吸时间增加, 在保持驱替压差不变的情况下, 岩心的含水饱和度逐渐提高, 含油饱和度逐渐降低; 在同一时刻, 压差越大, 岩心渗吸范围越广, 岩心渗吸作用越强, 驱替的范围更广。渗吸时间为 10 min 时, 不同压差下驱替前缘相近; 随着渗吸的进行, 可以观察到压差越大, 驱替范围越广, 岩心含水量增多, 含油量减少。渗吸时间为 1000 min 时, 压差为  $3\ \text{MPa}$  下的驱替前缘比压差为  $0\ \text{MPa}$  的驱替前缘领先  $0.5\ \text{cm}$ , 采出程度分别为  $50.8\%$  和  $42.9\%$ , 相差  $7.9\%$ 。这证明了压力对渗吸的促进作用, 与静态渗吸相比, 提高驱替压差可以提高渗吸采收率。

虽然随着驱替压差的增加, 渗吸最终采出程度不

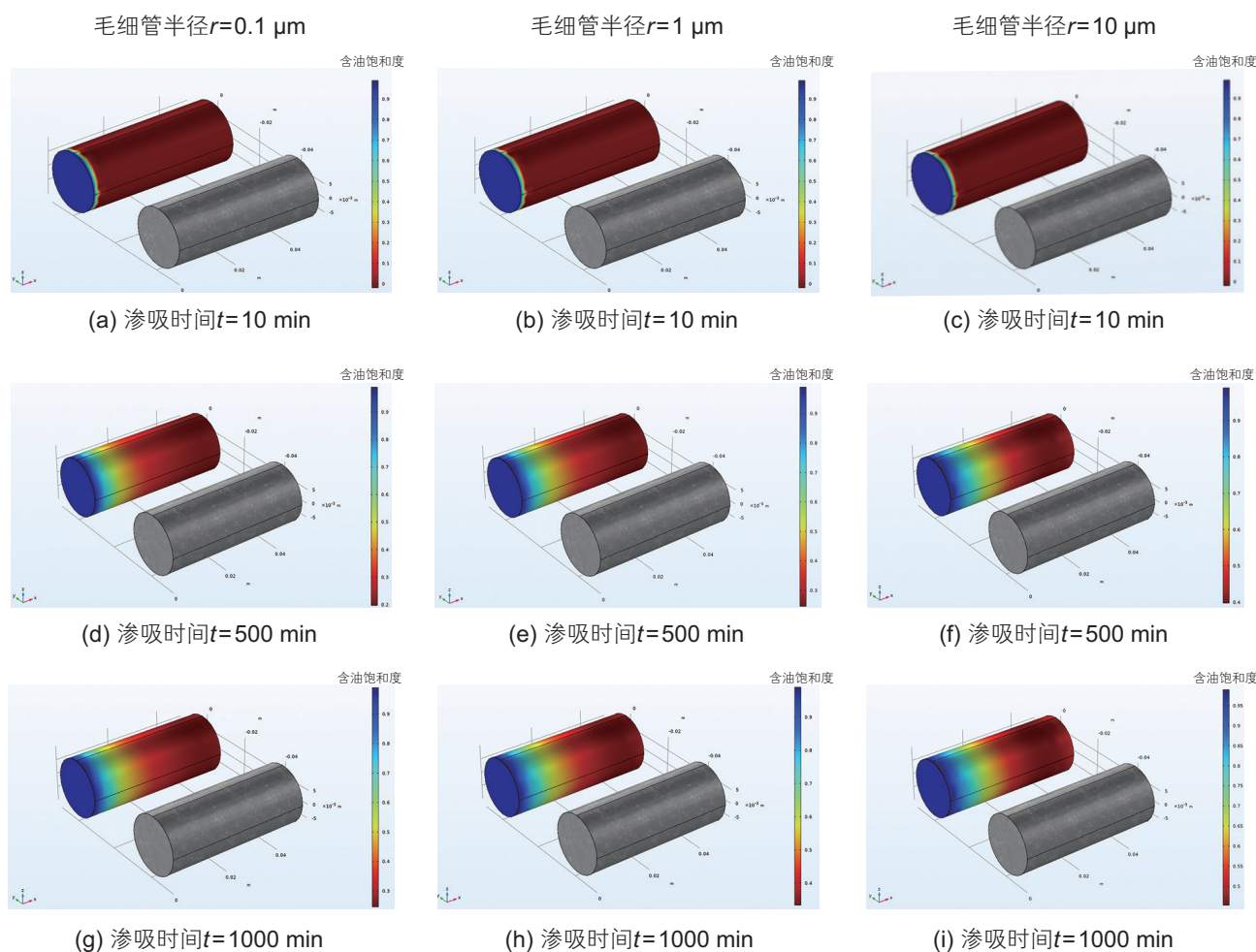


图 4 不同时刻不同毛细管半径岩心三维含油饱和度分布图

Fig. 4 3D oil saturation distribution of core with different capillary radius at different time

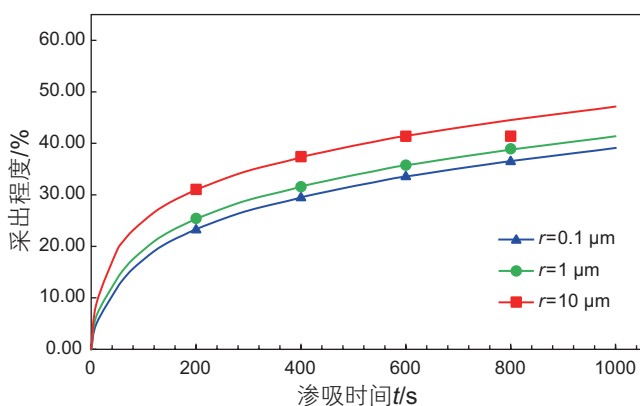


图 5 不同毛细管半径下采出程度变化曲线

Fig. 5 Change curve of core average water saturation under different capillary radius

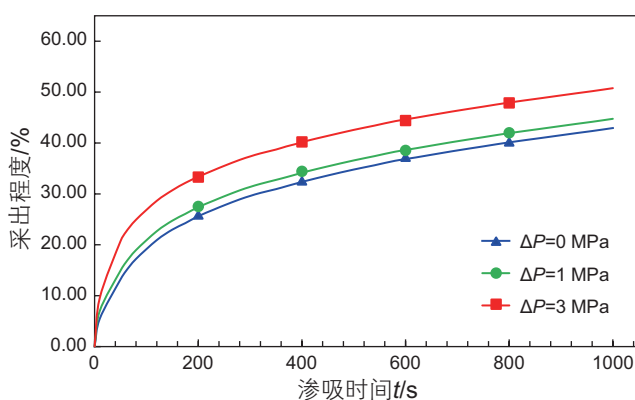


图 6 不同驱替压差下岩心采出程度变化曲线

Fig. 6 Change curve of core average water saturation under different displacement pressures

断增大，但 3 个驱替压差下的最终采出程度相差并不大，渗吸 1000 min 后，驱替压差为 0 MPa 下的岩心采出程度与 3 MPa 下的岩心采出程度相差 7.9%，这是因为对于方案模拟的岩心来说，由于尺度较小，渗吸液

在较小的驱替压差下就可以波及整块岩心完成渗吸过程，而继续增大驱替压差，可以加快渗吸速度，减少渗吸驱替时间，但并不能持续改善驱油效果，提高岩心采出程度。



### 2.3 接触角(润湿性)的影响

根据软件输出结果可得到接触角分别为  $30.34^\circ$ (亲水)、 $79.21^\circ$ (中性)、 $108.2^\circ$ (亲油)岩心含油饱和度分布及采出程度变化曲线(图7)。

同一时刻,随着岩石静态润湿角从  $30.34^\circ$ 增加到  $108.2^\circ$ ,岩石亲水性减弱,亲油性增强,动态渗吸前缘推进距离变短。随着静态接触角减小,岩心的含水饱和度上升,含油饱和度减小,代表着水通过渗吸作用驱油的效率更强。渗吸时间为 10 min 时,3 个接触角下水驱替前缘相近,渗吸 1000 min 后,不同接触角下的水驱替前缘距离可以观察到微小的差异,软件得到  $30.34^\circ$  下驱替前缘比  $108.2^\circ$  下的驱替前缘领先 0.35 cm,平均含水饱和度降低了 11.9%,采出程度由 48.9% 下降到 33.9%。

亲水岩心的渗吸采出程度大于亲油岩心的渗吸采出程度。对于亲水岩心,毛细管压力是渗吸驱油的动力,在相同的界面张力下,润湿角越小,岩心表现出越高的亲水性,毛细管压力也相应增大,岩心孔隙中的原油越容易被渗吸进去的驱替相置换出来。而在亲油岩心中,毛细管压力则成为阻碍驱替相流动的因素,当岩心具有越高的亲油性,驱替相在其内部渗吸所遇的阻力也会增加。在实际开发中可以通过表面活性剂等化学试剂的使用改变储层岩石的润湿性,也可以采取酸化措施处理亲油储层中,减小毛细管压力,降低驱替相阻力,增加有效渗透率,提高渗吸驱油效率。

### 2.4 原油粘度的影响

下图为不同原油粘度下岩心采出程度随时间变化曲线图。图8表明,同一时刻原油粘度变大,流动

性变差,同一位置含水量下降,渗吸距离变短。渗吸时间为 10 min 时,3 个粘度下水渗吸距离相近;渗吸 500 min 后,可以观察到不同油相粘度下的渗吸距离略有差异,最终在渗吸 1000 min 后,油相粘度为  $13.99 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  的渗吸距离比  $53.30 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  时的渗吸距离领先 0.4 cm,平均含水饱和度分别为 57.7% 和 50.4%,采出程度由 47.1% 下降到了 38.0%。

原油粘度增加,渗吸之后岩心中的平均含水饱和度降低,含油饱和度升高,采出程度降低,渗吸能力下降。这是因为较高的原油粘度会增加其在孔隙中的阻力,降低渗流能力,导致渗流速率减慢。这意味着在相同渗透率条件下,原油粘度较高的储层中,需要更大的压力梯度才能实现相同的渗流速率,导致孔隙中原油很难排出。同时原油粘度增加,油水流动比随之增大,油水界面张力也会增大,油水流动阻力相应增大,这将影响渗流通道的连通性,并降低有效渗透率,进而影响驱油效率。

### 2.5 驱替相粘度的影响

图9为不同驱替相粘度下的岩心采出程度变化曲线。渗吸前期,随着驱替相粘度的增加,渗吸距离减少,岩心平均含水饱和度下降,渗吸速度减缓。分析原因可知,驱替相粘度越大,渗吸前缘上游单位长度阻力越大,渗吸速度下降,压裂液更难进入岩心,渗吸达到平衡所需的时间越长。

渗吸 1000 min 后,软件测量得到驱替相粘度为  $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  的岩心模型中平均含水饱和度为 57.7%,而驱替相粘度为  $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  岩心中的平均含水饱和度为 69.0%,最终采出程度分别为 47.1% 和 61.2%,提高了 14.2%。这是因为驱替相粘度直接影响其与原油的混

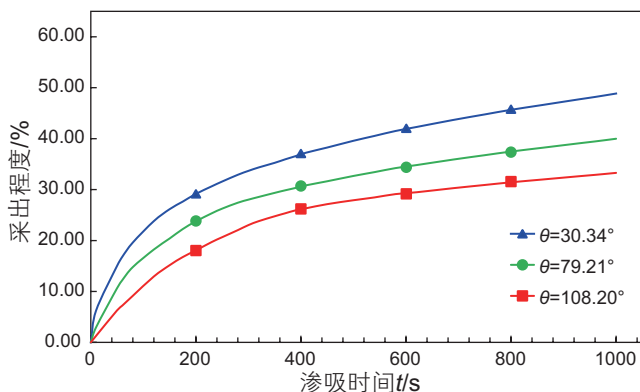


图7 不同接触角下岩心采出程度变化曲线

Fig. 7 Change curve of core average water saturation under different displacement pressures

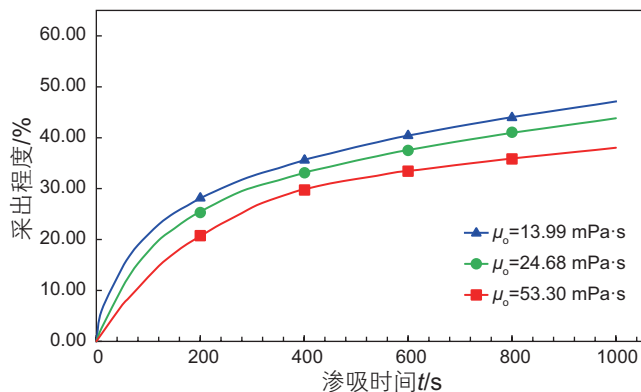


图8 不同原油粘度下岩心采出程度变化曲线

Fig. 8 Change curve of core average water saturation under different crude oil viscosity

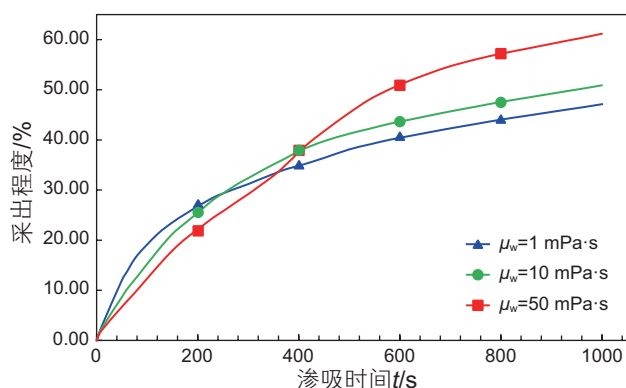


图9 不同驱替相粘度下岩心采出程度变化曲线

Fig. 9 Change curve of core average water saturation under different water phase viscosity

合及原油与页岩孔隙之间的接触,较高粘度的驱替相流体通常具有较高的粘附性,降低了油水粘度比,可以有效地渗入页岩孔隙中接触和驱替原油,从而产生更好的渗吸驱替效果。

### 3 结论

通过数值模拟方法综合分析了毛细管半径、驱替压差、润湿角、油水粘度等多因素对页岩油动态渗吸规律的影响,与现有研究相比,具有多因素综合分析、

动态与静态渗吸对比、数值模拟准确性高等特点和优势,但同时也存在模型假设简化、多相流动复杂性未充分体现等局限性。未来的研究可以从多尺度耦合模拟、考虑温度和化学效应、实验与模拟相结合、智能优化与机器学习等方向进一步深入,以更全面、准确地揭示页岩油动态渗吸规律,为页岩油藏的高效开发提供更有力的理论支持和实践指导。得到主要结论如下。

(1)毛细管半径增加,减小了粘滞力引起的流动阻力,降低了毛细管力在动态渗吸过程的影响,渗吸效率提高。随着驱替压差的增加,渗吸最终采出程度增大,但持续增大压差,并不会显著提高驱油效率,存在最优驱替压差范围。

(2)接触角可表征岩心的润湿性,接触角越小,岩心亲水程度越高,作为驱动力的毛细管力越大,渗吸效果越好。原油粘度由 53.30 mPa·s 降低至 13.99 mPa·s,渗吸采收率提高了 9.1%,驱替相粘度越大,初始渗吸速度越小,但渗吸驱油效果越好。

(3)现场操作中可通过优化注入压力,选择合适的压裂液、表面活性剂等,提高亲水程度和驱替相粘度,改善动态渗吸过程,从而增大驱油效率。未来应进一步考虑多相流动的复杂性,同时结合储层的非均质性,从不同尺度研究各因素对页岩油动态渗吸过程的影响。

### 参考文献

- [1] 邹才能,潘松圻,荆振华,等.页岩油气革命及影响[J].石油学报,2020,41(1):1-12. [ZOU C N, PAN S Q, JING Z H, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 41(1): 1-12.]
- [2] 李国欣,罗凯,石德勤.页岩油气成功开发的关键技术、先进理念与重要启示——以加拿大都沃内项目为例[J].石油勘探与开发,2020,47(4):739-749. [LI G X, LUO K, SHI D Q. Key technologies, advanced concepts and important implications of successful shale oil and gas development: A case study of the Duvone Project in Canada[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 739-749.]
- [3] 张福祥,李国欣,郑新权,等.北美后页岩革命时代带来的启示[J].中国石油勘探,2022,27(1):26-39. [ZHANG F X, LI G X, ZHENG X Q, et al. Implications of the post-Shale Revolution in North America[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 26-39.]
- [4] 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[J].石油科学通报,2023,8(06):695-706. [JIA C Z, JIANG L, ZHAO W. The shale revolution and basic geological theory problems of shale and tight oil and gas[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(06): 695-706.]
- [5] 郭秋麟,米石云,张倩,等.中国页岩油资源评价方法与资源潜力探讨[J].石油实验地质,2023,45(3):402-412. [GUO Q L, MI S Y, ZHANG Q, et al. Evaluation methods and resource potential of shale oil in China[J]. Experimental Petroleum Geology, 2019, 45(3): 402-412.]
- [6] 赵文智,朱如凯,刘伟,等.中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J].石油科学通报,2023,8(04):373-390. [ZHAO W Z, ZHU R K, LIU W, et al. Advances in theory and technology of non-marine shale oil exploration in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(04): 373-390.]
- [7] 聂海宽,张培先,边瑞康,等.中国陆相页岩油富集特征[J].地学前缘,2016,23(2):55-62. [NIE H K, ZHANG P X, BIAN R K, et al. Enrichment characteristics of continental shale oil in China[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 55-62.]
- [8] 史璨,林伯韬.页岩储层压裂裂缝扩展规律及影响因素研究探讨[J].石油科学通报,2021,6(01):92-113. [SHI C, LIN B T. Principles and influencing factors for shale formations[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(01): 92-113.]

- [9] 戴佳成, 李根生, 孙耀耀, 等. 基于水平井的径向井开采页岩油产能模拟和参数分析[J]. 石油科学通报, 2024, 9(04): 604–616. [DAI J C, LI G S, SUN Y Y, et al. Productivity simulation and parameter analysis of shale oil production in radial wells based on horizontal wells[J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 9(04): 604–616.]
- [10] 石林, 张鲲鹏, 慕立俊. 页岩油储层压裂改造技术问题的讨论[J]. 石油科学通报, 2020, 5(04): 496–511. [SHI L, ZHANG K P, MU L J. Discussion of hydraulic fracturing technical issues in shale oil reservoirs[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 04: 496–511.]
- [11] 魏兵, 王怡文, 赵金洲, 等. 固液界面特征对致密/页岩储层渗吸行为的影响——以延长组7段+8段致密储层和龙马溪组页岩为例[J]. 石油学报, 2023, 44(10): 1683–1692. [WEI B, WANG Y W, ZHAO J Z, et al. Influence laws of solid-liquid interlace characteristics on the imbibition behaviors of tight shale reservoirs: A case study of tight reservoirs in Member 7 and 8 of Yanchang Formation and shale reservoirs in Longmaxi Formation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(10): 1683–1692.]
- [12] 赵新龙. 基于微尺度效应的页岩油渗吸规律研究[D]. 中国石油大学(北京), 2023. [ZHAO X L. Shale oil based on micro-scale effects imbibition patterns[D]. China University of Petroleum, Beijing, 2023.]
- [13] WANG M Y, ARGÜELLES-VIVAS F J, ABEYKOON G A, et al. The effect of phase distribution on imbibition mechanisms for enhanced oil recovery in tight reservoirs[M]. 2020.
- [14] 康毅力, 杨斌, 李相臣, 等. 页岩水化微观作用力定量表征及工程应用[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(2): 301–308. [KANG Y L, YANG B, LI X C, et al. Quantitative characterization and engineering application of microscopic forces in shale hydration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 301–308.]
- [15] WIJAYA N, SHENG J J. Shut-in effect in removing water blockage in shale-oil reservoirs with stress-dependent permeability considered [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2020, 23(1): 81–94.
- [16] 王琛, 高辉, 费二战, 等. 鄂尔多斯盆地长7页岩储层压裂液渗吸规律及原油微观动用特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(06): 95–103. [WANG C, GAO H, FEI E Z, et al. Imbibition of fracturing fluid and microscopic oil production characteristics in Chang 7 shale reservoir in Ordos Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(06): 95–103.]
- [17] 韩啸, 宋兆杰, 李培宇, 等. 基于水平集方法的页岩孔隙尺度微观自发渗吸模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(1): 63–71. [HAN X, SONG Z J, LI P Y, et al. Simulation of pore-scale microscopic spontaneous imbibition of shale based on level-set method[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 63–71.]
- [18] 于海洋, 陈哲伟, 芦鑫, 等. 碳化水驱提高采收率研究进展[J]. 石油科学通报, 2020, 5(02): 204–228. [YU H Y, CHEN Z W, LU X, et al. Review of enhanced oil recovery by carbonated water injection[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(02): 204–228.]
- [19] 杜猛, 杨正明, 吕伟峰, 等. 基质裂缝耦合下的致密油/页岩油动态渗流实验[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(02): 356–366. [DU M, YANG Z M, LYU W F, et al. Experiment of dynamic seepage of tight/shale oil under matrix fracture coupling[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 356–366.]
- [20] 王子强, 李春涛, 张代燕, 等. 吉木萨尔凹陷页岩油储集层渗流机理[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(06): 695–700. [WANG Z Q, LI C T, ZHANG D Y, et al. Flow mechanism of shale oil reservoir in Jimsar Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(06): 695–700.]
- [21] 马炳杰, 范菲, 孙志刚, 等. 济阳拗陷层状页岩油流动能力影响因素实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(05): 153–159. [MA B J, FAN F, SUN Z G, et al. Experimental study on influencing factors of shale oil flow capacity in laminar shale in Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(5): 153–159.]
- [22] 雷征东, 覃斌, 刘双双, 等. 页岩气藏水力压裂渗吸机理数值模拟研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(2): 118–124. [LEI Z D, TAN B, LIU S S, et al. Numerical simulation of imbibition mechanism of hydraulic fracturing in shale gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Edition of Natural Science), 2017, 39(2): 118–124.]
- [23] 石林, 史臻, 田中兰, 等. 中石油页岩气开发中的几个岩石力学问题[J]. 石油科学通报, 2019, 4(03): 223–232. [SHI L, SHI C, TIAN Z L, et al. Several rock mechanics problems in the development of shale gas in PetroChina[J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(03): 223–232.]
- [24] LIU Y, YAO Y, LIU D, et al. Nuclear magnetic resonance investigation of forced imbibitions in Longmaxi shales: Consideration of different boundary conditions[J]. Energy & Fuels, 2023, 37(8): 5853–5866.
- [25] 蔡鑫, 杨勇, 曹小朋, 等. 济阳拗陷页岩油水平井压裂后生产动态数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(6): 1–8. [CAI X, YANG Y, CAO X P, et al. Numerical simulation for production dynamics of horizontal well after fracturing of shale oil in Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(6): 1–8.]
- [26] 姚军, 黄朝琴, 孙海, 等. 油气渗流力学多尺度研究方法进展[J]. 石油科学通报, 2023, 8(01): 32–68. [YAO J, HUANG Z Q, SUN H, et al. Research progress of multi-scale methods for oil and gas flow in porous media[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 01: 32–68.]
- [27] 胡亚斐, 李军诗, 胡水清, 等. 动态渗吸对超低渗透油藏开发的影响及应用[J]. 特种油气藏, 2021, 28(04): 123–128. [HU Y F, LI J S, HU S Q, et al. Influence and application of dynamic imbibition on the development of ultra-low permeability reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 28(04): 123–128.]
- [28] 孙冬梅, 朱岳明, 张明进. 非饱和带水—气二相流数值模拟研究[J]. 岩土工程学报, 2007, 29(4): 560–565. SUN D M, ZHU Y M,

- ZHANG M J. Study on numerical model for water-air two-phase flow in unsaturated soil[J]. *Journal of Geotechnical Engineering*, 2007, 29(4): 560–565.
- [29] 刘侃, 朱小军, 张帆舸, 等. 含气泡土的孔隙流体压缩系数计算分析[J]. *岩土工程学报*, 2017, 39(z2): 120–123. [LIU K, ZHU X J, ZHANG F G, et al. Calculation of coefficient of compressibility for air-water mixture in gassy soils[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2017, 39(z2): 120–123.]
- [30] 苏海波, 张世明, 孙业恒, 等. 基于分形理论的低渗透油藏油水相对渗透率模型[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(04): 67–78. [SU H B, ZHANG S M, SUN Y H, et al. Oil-water relative permeability model of low permeability reservoir based on fractal theory [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(04): 67–78.]
- [31] LI C X, Harpreet S, CAI J C. Spontaneous imbibition in shale: A review of recent advances[J]. *Capillarity*, 2019, 2(2): 17–32.
- [32] DE GENNES P G. Wetting: Statics and dynamics[J]. *Reviews of modern physics*, 1985, 57(3): 827.
- [33] HILPERT M. Liquid withdrawal from capillary tubes: explicit and implicit analytical solution for constant and dynamic contact angle[J]. *Journal of colloid and interface science*, 2010, 351(1): 267–276.
- [34] 袁媛, 孟英峰, 唐汉林. 一种建立毛管束模型的新方法[J]. *油气藏评价与开发*, 2018, 8(03): 35–39. [YUAN Y, MENG Y F, TANG H L. A new method for establishing capillary bundle model[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2018, 8(03): 35–39.]
- [35] 付炯. 页岩油藏微观渗流与渗吸驱油规律研究[D]. 中国石油大学(北京), 2022. [FU J. Study on microscopic seepage and imbibition laws in shale reservoirs [D]. China University of Petroleum, Beijing, 2022.]
- [36] WANG N, LAI F P, FU Y K, et al. Coupling the dynamic contact angle into the dynamic imbibition model for fractal porous media[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(10): 7201–7212.
- [37] 李远飞, 郭连红. 具有边界反应Brinkman-Forchheimer 型多孔介质的结构稳定性[J]. *高校应用数学学报*, 2019, 34(3): 315–324. [LI Y F, GUO L H. Structural Stability of Brinkman-Forchheimer porous media with boundary reaction[J]. *Applied Mathematics A Journal of Chinese Universities*, 2019, 34 (3): 315–324.]
- [38] ZHANG X, FENG M. A projection-based stabilized virtual element method for the unsteady incompressible Brinkman equations[J]. *Applied Mathematics and Computation*, 2021, 408: 126325.
- [39] ZHU G P, CHEN H X, YAO J, et al. Efficient energy-stable schemes for the hydrodynamics coupled phase-field model[J]. *Applied Mathematical Modelling*, 2019, 70: 82–108.
- [40] 郭曜豪, 张磊, 姚军, 等. 高含水期水驱特征曲线上翘机理及其影响因素[J]. *科学通报*, 2019, 64(26): 2751–2760. [GUO Y H, ZHANG L, YAO J, et al. Upwarping mechanism of water drive characteristic curve and its influencing factors in high water cut period[J]. *Chinese Science Bulletin*, 2019, 64(26): 2751–2760.]
- [41] CHEN H X, KOU J S, SUN S Y, et al. Fully mass-conservative IMPES schemes for incompressible two-phase flow in porous media[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2019, 350: 641–663.
- [42] CHEN H X, SUN S Y. A new physics-preserving IMPES scheme for incompressible and immiscible two-phase flow in heterogeneous porous media[J]. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 2021, 381: 113035.
- [43] 笱灵, 骆卫峰, 印燕铃, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油形成条件及有利区评价[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(02): 233–241. [ZAN L, LUO W, YIN Y L, et al. Shale oil formation conditions and favorable area evaluation of the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 43(02): 233–241.]
- [44] 笱灵, 白鸾羲, 印燕铃, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油基本特征及成因分析[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(02): 356–365. [ZAN L, BAI L X, YIN Y L, etc. Basic characteristics and genetic analysis of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin[J]. *Experimental Petroleum Geology*, 2019, 45(02): 356–365.]
- [45] Wang F, Liu L, Xu H, et al. An analytical solution model of oil-water dynamic imbibition considering dynamic contact angle effect and osmotic pressure at micro-nano scale[J]. *Fuel*, 2025, 379: 132979.
- [46] Wang F, Yue H. A comprehensive mathematical model for spontaneous imbibition in oil-saturated fractured tight sandstones: Incorporating fracture distribution, displacement pressure, gravity, and buoyancy effects[J]. *Physics of Fluids*, 2023, 35(6).
- [47] 王彪, 李太伟, 虞建业, 等. 页岩储层表面活性剂渗吸驱油机理及影响因素分析[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(6): 92–103. [WANG B, LI T W, YU J Y, et al. Analysis of imbibition mechanism and influencing factors of surfactant displacement in shale oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(6): 92–103.]
- [48] 程志林, 王庆, 宁正福, 等. 基于NMR技术研究边界条件对致密砂岩油水、气水系统渗吸的影响[J]. *石油科学通报*, 2018, 3(03): 272–283. [CHENG Z L, WANG Q, NING Z F, et al. Effect of boundary conditions on spontaneous imbibition in oil-water and gas-water systems for tight sandstone using NMR[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 03(03): 272–283.]
- [49] 李国峰, 刘凯楠, 莫文龙, 等. 页岩油藏渗吸驱油剂体系性能评价[J]. *日用化学工业(中英文)*, 2024, 54(03): 250–258. [LI G, LIU K N, MO W L, et al. Performance evaluation of a system of imbibition oil displacement agent in shale reservoir[J]. *China Surfactant Detergent & Cosmetics*, 2024, 54(03): 250–258.]
- [50] 吴志宇, 高占武, 麻书玮, 等. 鄂尔多斯盆地长7段页岩油渗吸驱油现象初探[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(12): 1874–1879. [WU

- Z Y, GAO Z W, MA S W, et al. Preliminary study on imbibition and oil displacement of Chang 7 shale oil in Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(12): 1874–1879.]
- [51] 谢建勇, 袁珍珠, 代兵, 等. 页岩油储层层理缝渗吸机制和渗吸模式[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(1): 161–167. [XIE J Y, YUAN Z Z, DAI B, et al. Imbibition mechanism and model of bedding fractures in shale oil reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(1): 161–167.]
- [52] AL-MUDHAFAR W J. From coreflooding and scaled physical model experiments to field-scale enhanced oil recovery evaluations: Comprehensive review of the gas-assisted gravity drainage process[J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(11): 11067–11079.
- [53] 代金友, 林立新, 王洋, 等. 四种储层物性下限的理论探讨与实例分析[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(03): 29–35. [DAI J Y, LIN L X, WANG Y, et al. Theoretical discussion and case analysis of four lower limits of reservoir physical properties [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(03): 29–35.]
- [54] ZAERI M R, HASHEMI R, SHAHVERDI H, et al. Enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by spontaneous imbibition of low salinity water[J]. *Petroleum Science*, 2018, 15(3): 564–576.
- [55] KARIMI M, AL-MAAMARI R S, AYATOLLAHI S, et al. Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet calcite: the effect of magnesium ions in the presence and absence of cationic surfactant[J]. *Colloid and Interface Science A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2015, 482: 403–415.
- [56] LIU J R, SHENG J J. Experimental investigation of surfactant enhanced spontaneous imbibition in Chinese shale oil reservoirs using NMR tests[J]. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2019, 72: 414–422.
- [57] ZHAO Z H, LIANG T, ZHAO Y H, et al. Mechanism of water imbibition in organic shale: An experimental study[R]. SPE 202699, 2020.
- [58] ZHOU Z, ABASS H, LI X P, et al. Experimental investigation of the effect of imbibition on shale permeability during hydraulic fracturing[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 29: 413–430.
- [59] 李颖, 李茂茂, 李海涛, 等. 水相渗吸对页岩储层的物化作用机理研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(1): 64–73. [LI Y, LI M M, LI H T, et al. Physicochemical mechanism of water phase imbibition in shale reservoirs[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 64–73.]
- [60] HATIBOGLU C U, BABADAGLIT. Experimental and visual analysis of co- and counter-current spontaneous imbibition for different viscosity ratios, interfacial tensions, and wettabilities[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, 70(3/4): 214–228.
- [61] 徐荣利, 郭天魁, 曲占庆, 等. 基于离散裂缝模型的页岩油储层压裂渗吸数值模拟[J]. *工程科学学报*, 2022, 44(03): 451–463. [XU R L, GUO T K, QU Z Q, et al. Numerical simulation of fracturing imbibition in shale oil reservoirs based on discrete fracture model[J]. *Chinese Journal of Engineering*, 2012, 44(03): 451–463.]

(编辑 马桂霞)

**第一作者:** 徐希同 (2000 年—), 在读硕士研究生, 主要从事油气田开发理论与方法研究, xuxitong2000@163.com。

**通信作者:** 赖枫鹏 (1981 年—), 博士, 教授, 主要从事油气开发与方法研究, laifengpeng@163.com。