

海上油田聚合物驱与加密协同开发模式下 微观渗流特征

唐恩高^{1,2}, 张增华^{1,2}, 苏彦春^{1,2}, 杨二龙³, 齐梦³

(1. 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 100028; 2. 中海油研究总院 海洋石油高效开发研究中心, 北京 100028; 3. 东北石油大学 石油工程学院, 黑龙江 大庆 163318)

摘要:海上油田 SZ36-1 油田 I 期大井距聚合物驱试验区提高采收率幅度低于陆上油田的, 含水率上升速度快, 且连片状剩余油赋存量高。以增加驱替相黏度为核心的聚合物驱开发模式为基础, 结合井网调控、提升驱替压力梯度的加密措施, 提出聚合物驱与加密协同增效的开发模式。基于 Cahn-Hilliard 与 Navier-Stokes 方程, 建立静态孔隙尺度聚合物驱数值模型, 对水驱后聚合物驱过程进行数值模拟, 分析压力梯度与黏度对聚合物驱开发效果的影响。结果表明: 提高注入压力梯度和增加水油黏度比可以显著提升波及因数和洗油效率。压力梯度增加 1.5 倍, 采出程度可提高 22.2%; 黏度比增加 1 倍, 采出程度可提高 4.8%。聚合物驱后新增波及区内压力梯度提升, 结合化学剂增黏作用, 综合动用连片状剩余油, 实现聚合物驱与加密协同增效。流度控制作用与压力梯度增加对聚合物运移能力提升具有增效作用, 为海上油田聚合物驱方案设计 & 提高采收率提供指导。

关键词:海上油田; 孔隙尺度; 聚合物驱; 加密开发; 毛细管数; 采出程度; 微观渗流

中图分类号: TE348 **文献标识码:** A **文章编号:** 2095-4107(2025)02-0107-10

0 引言

2003 年, 渤海绥中 36-1 油田开展中国首批海上油田聚合物驱先导试验, 海上油田聚合物驱的平均采收率提高 6%~7%, 低于陆上油田聚合物驱的 13%~14% 增幅^[1-3]。受海上油田平台寿命限制, 在聚合物驱注入期面临聚合物驱时机提前、注入速度较高、注入能力受限等问题, 部分药剂进入中低渗透层造成伤害, 且中低渗透层的吸液压差增幅小、液流转向效果较差等^[4-7]。海上油田加密方案与后续化学驱方案相对独立, 导致化学驱阶段无可钻井槽, 出现直接延续水驱井网开展化学驱问题: (1) 加密时, 不考虑化学驱的需求, 水驱加密井网对化学驱不适用, 井网相对稀疏, 大井距限制聚合物驱的有效应用, 且不满足化学驱注采能力要求^[8-9]; (2) 单独加密或单独原井网化学驱经济评价可能不达标, 加密与化学驱协同可取得更好的经济效益, 同时, 使用更密的井网进行油田开发, 可获得更高的采收率。水驱阶段考虑聚合物驱阶段井网需求, 提出加密井网与聚合物驱开发模式, 提高油藏的动用程度。对渤海绥中 36-1 油田注聚合物 5 年, 聚合物质量浓度为 2 g/L, 加密聚合物驱的临界油价为 33 美元/桶, 加密化学驱技术满足经济需求^[10]。

目前, 关于聚合物驱与井网加密协同增效研究主要集中在宏观注采参数优化与整体开发效果评价方面。大庆油田矿场试验表明, 随注采井距缩小, 聚合物驱提高采收率的效果显著提升。王德民等^[11-12]提出井网加密与聚合物驱相结合的方法, 并制定在井网完善后再实施化学驱的局部调整模式, 在加密水驱经济不可行的情况下, 通过化学驱与井网加密技术结合, 发挥驱油体系的波及能力, 大幅度提高采收率, 实现经济可行性。大港油田采用“二三结合”技术, 数值模拟和矿场试验表明, 提升三次采油的增油效果, 需要重构井网、调整注采角度。同时, 利用化学剂动用井间剩余油, 均衡平面流线, 实现流场平面转换, 提升水驱波及系数^[13-15]。胜利油田制定“3+2”化学驱开发模式, 在化学驱过程中, 适时调整井网、重构流场, 可高效动用并采出“油墙”, 实现三次采油和二次调整的协同增效^[16]。

陆上油田聚合物驱与井网加密协同开发显出优势, 但微观渗流特征的影响因素认识不清。在多孔介质中, 聚合物渗流机理是注入的聚合物分子与储层岩石之间发生相互作用, 流度比显著增加^[17]。黏弹性

收稿日期: 2024-09-25; 编辑: 关开澄

基金项目: 中国海洋石油有限公司“十四五”重大科技项目(KJGG2021-0500)

作者简介: 唐恩高(1978—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事海上油田提高采收率原理与技术方面的研究。

聚合物溶液驱替表现为显著的“拉拽”效应,抑制指进现象,其微观驱油能力不仅扩大波及范围,还有效提升驱油效率^[18-20]。WANG F 等^[21]开展两相 LBM 数值模拟,油滴上下表面的剪切应力和前后压力差是驱动力,界面张力沿运动方向的分量差是阻力。当毛细管数超过临界值时,壁型油滴开始形成。这些研究未揭示聚合物驱与井网加密协同模式下储层内流体的分布规律及其对驱替效率的影响,有必要研究聚合物驱与井网加密协同开发模式下的微观渗流规律,并明确增效机理和主要影响因素。

以绥中 36-1 油田孔隙度、渗透率及孔隙分布尺度为对象,基于 Cahn-Hilliard 与 Navier-Stokes 方程,笔者开展多孔介质数值模拟,探讨海上油田聚合物驱与井网加密协同开发模式下,压力梯度及黏度对聚合物驱的增效作用,提出提高聚合物驱油波及体积及驱油效率的方法,为海上油田聚驱方案设计及提高采收率提供指导。

1 模型建立及求解

1.1 物理模型

绥中 36-1 油田 I 期是典型的疏松砂岩,主力层 I 上与 I 下油组平均渗透率为 $3.579 \mu\text{m}^2$,孔隙度为 33%,根据单井压汞测试结果,最大孔喉直径为 $100\sim 220 \mu\text{m}$,平面非均质性强,油藏初始为油性润湿的稠油油藏,分别建立均质结构模型及非均质结构模型(见图 1)。均质结构模型尺寸为 $15\times 10^{-3} \text{m}\times 9.175\times 10^{-3} \text{m}$,颗粒由等边三角形圆形阵列表示,颗粒直径为 $0.5\times 10^{-3} \text{m}$,孔喉直径为 $0.15\times 10^{-3} \text{m}$,介质孔隙度为 32%,渗透率为 $5.392 \mu\text{m}^2$ (见图 1(a))。非均质结构模型尺寸为 $6.4\times 10^{-4} \text{m}\times 3.2\times 10^{-4} \text{m}$,介质孔隙度为 55%,渗透率为 $4.594 \mu\text{m}^2$ (见图 1(c))。整体模型采用自适应网格划分方式(见图 1(d)),减少在误差较小区域的网格密度,优化计算资源的使用,降低计算复杂度,提高求解效率。在求解过程中可自动识别并对不同区域粗化处理,动态调整网格。

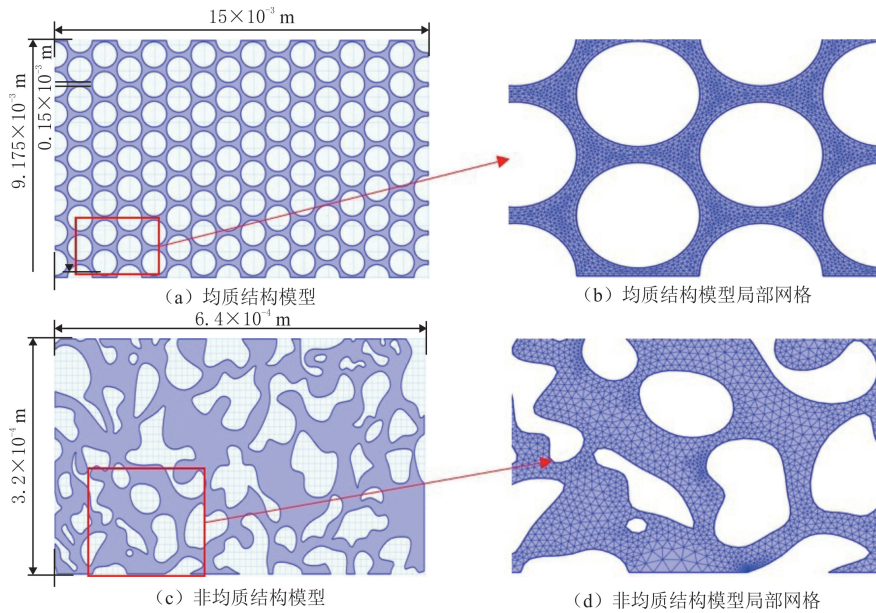


图 1 海上油田疏松砂岩孔隙尺度物理模型

Fig. 1 The pore-scale physical model of loose sandstone in offshore oilfields

1.2 数学模型

假设微观驱替模型为层流,忽略重力,且流体是不可压缩的,不发生相变,在多孔介质中的流动为等温渗流,所有的流体物理性质可在两相相函数之间通过插值得到^[22-25]。其方程组为

$$v(\phi) = \frac{1+\phi}{2}v_1 + \frac{1-\phi}{2}v_2, \tag{1}$$

式中: ϕ 为相场变量,且 $\phi=1$ 为第一相流体, $\phi=-1$ 为第二相流体,在相界面区域相场变量从 -1 到 1 连续变化; v 为各个属性,包括流体密度(ρ)、黏度(μ)、比热容(C_p)及导热系数(k)。

在两相驱替过程中,多孔介质内两相流体相界面的形状与位置发生改变,使用 Cahn-Hilliard 对流方程捕获两相流交界面运动,通过对流扩散方程和不可压缩 Navier-Stokes 方程求解获得界面,其中包含与相场相关的表面力^[26]。

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \mathbf{u} \nabla \phi = \gamma \nabla^2 G, \quad (2)$$

$$\rho \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \rho \mathbf{u} \nabla = -\nabla p + \nabla [\mu (\nabla \mathbf{u} + \nabla \mathbf{u}^T)] + G \nabla \phi, \quad (3)$$

式(2-3)中: \mathbf{u} 为流体速度场; γ 为迁移率; G 为系统的化学势, $G = \lambda [-\nabla^2 \phi + \phi(\phi^2 - 1)/\epsilon^2]$,其中 ϵ 为界面厚度参数, λ 为混合能量密度; p 为压力。

控制方程由标准边界条件(入口、出口、滑移、润湿边界和对称性)补充^[27]。在固体颗粒上的边界条件为

$$\mathbf{u} = 0, \quad (4)$$

$$\mathbf{n} \cdot \epsilon^2 \nabla \phi = \epsilon^2 \cos \theta | \nabla \phi |, \quad (5)$$

$$\mathbf{n} \cdot \frac{\gamma \lambda}{\epsilon^2} \Delta \phi = 0, \quad (6)$$

式(4-6)中: \mathbf{n} 为固体表面的单位法线; θ 为表面接触角; $\psi = -\epsilon^2 \Delta \phi + \phi(\phi^2 - 1)$ 。

两相流物理场公式为

$$F_s = \left(\frac{\lambda}{\epsilon^2} \Psi - \frac{\partial f}{\partial \phi} \right) \nabla \phi, \quad (7)$$

式中: F_s 为相界面力; f 为自由能密度函数; Ψ 为化学势函数。

驱替过程中两相体积分分数分别为

$$V_{f,1} = \frac{1 - \phi}{2}, \quad (8)$$

$$V_{f,2} = \frac{1 + \phi}{2}, \quad (9)$$

式(8-9)中: $V_{f,1}$ 、 $V_{f,2}$ 分别为第一相流体和第二相流体的体积分分数。

驱替过程满足质量守恒定律,流体的密度和黏度定义为相场变量的函数,即

$$\rho = \rho_1 V_{f,1} + \rho_2 V_{f,2}, \quad (10)$$

$$\mu = \mu_1 V_{f,1} + \mu_2 V_{f,2}. \quad (11)$$

式(10-11)中: ρ_1 、 ρ_2 分别为第一相流体和第二相流体的密度; μ_1 、 μ_2 分别为第一相流体和第二相流体的黏度。

1.3 模型求解

水驱后聚合物驱微观驱油模拟采用相场法与 Navier-Stokes 方程耦合求解,基于 Comsol Multiphysics 软件和界面自适应网络加密的有限元法可实现数值求解方程组,通过计算两相流体直接变化的化学势能实现流体界面的追踪。水驱油模型初始条件:水相黏度为 0.6 mPa·s,油相黏度为 50.0 mPa·s,壁面油性润湿,润湿角为 45°。初始水驱油时,多孔介质内为饱和油,在不同注入速度下,模型左侧入口不断进水并驱替孔隙中的油,基于水油黏度差异,形成典型水驱黏性指进剩余油分布态。开展聚合物驱油,保留原始水驱油饱和度与压力分布态,定义变量函数 $A(A = \text{int}(x[1/\text{m}], y[1/\text{m}]))$,给出聚合物驱油初始 ϕ_1 ($\phi_2 = 1 - 2A$) (见图 2),两相驱替过程中,启用无滑移壁面条件。

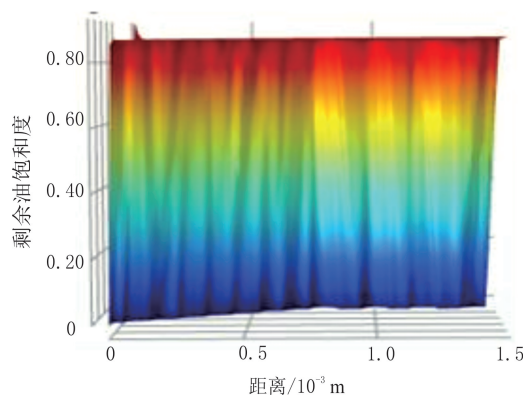


图2 水驱后剩余油饱和度分布函数
Fig. 2 Remind oil saturation distribution function after water flooding

为结合海上油田注入井定速注入、生产井定压生产的开发模式,采用速度—压力组合模式求解,将左边界设置为固定流量边界,右边界设置为定压边界注入,随驱替的进行,内部压力为正,反算压力梯度,实现化学驱与加密协同增效作用的对标应用,优化后的水驱初始注入速度为 0.5×10^{-4} m/s。为增加模型求解精度,采用经过验证的 Pardiso 求解器对耦合方程进行求解。

2 数值模拟结果与讨论

聚合物驱提高油藏采收率主要表现为两方面:(1)基于毛细管数方程,高压驱替下的聚合物可有效降低残余油饱和度;(2)流度比控制方程表明,提升聚合物黏度有利于扩大聚驱阶段波及能力,且黏度范围与渗透率呈正相关关系。要进一步研究聚合物驱中压力梯度、黏度比及二者协同增效作用对提高油藏采收率的影响机制。首先,分析不同压力梯度下聚合物驱替对水驱后剩余油的动用能力,揭示高压条件下驱替效率的变化趋势;其次,探讨水驱优势渗流通道影响下,聚合物黏度比在高渗透率油藏中的扩大波及体积能力;最后,通过数值模拟和实验相结合的方法,评估压力梯度和黏度比之间的协同作用,明确对不用类型剩余油的动用能力,确定改善驱油效果方面的增效机制,从而为优化海上油田聚合物驱方案提供依据。

2.1 压力梯度

对均质模型开展不同压力梯度下水驱后聚合物驱数值模拟。基于水驱结束后连片性剩余油分布特征,选取不同速度的聚合物溶液进行后续驱替,聚合物溶液速度增加导致压力梯度增大,水驱后不同聚合物溶液驱油时的压力分布见图3。由图3可知,在聚合物溶液的黏性效应和增速作用下,实现压力梯度双重增强,从而重建压力梯度驱动的渗流场。

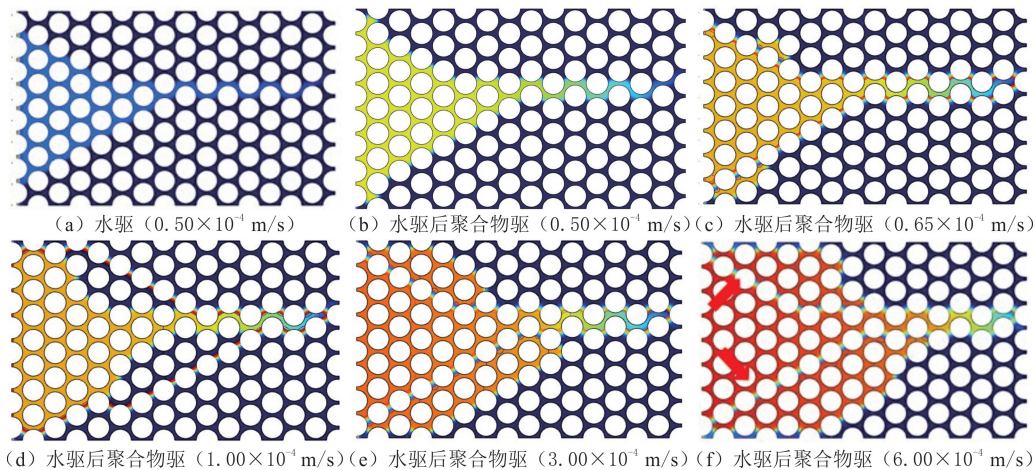


图3 水驱后不同注入速度聚合物驱油时压力场分布($\mu_o = 50$ mPa·s, $\mu_p = 25$ mPa·s)

Fig. 3 Pressure field distribution during polymer flooding at different injection rates after water flooding($\mu_o = 50$ mPa·s, $\mu_p = 25$ mPa·s)

聚合物溶液从模型左侧均匀流入后,主流动道流动路径没有发生明显变化。随压力梯度的增加,当驱动力大于毛细管力时,黏性指进现象减弱,储层能量增加,推动驱动聚合物溶液能够更有效进入并占据岩石孔隙结构中的油相空间而驱动原油,从而降低油水界面处的剩余油饱和度。随聚合物溶液波及区域不断增大,剩余油饱和度逐渐减小(见图4),大幅提高阶段采出程度。当水驱后聚合物溶液注入速度从 0.50×10^{-4} m/s 增加到 6.00×10^{-4} m/s 时,压力梯度增加 1.5 倍,波及因数增加 9.5%,采出程度提高 22.2%。

2.2 黏度比

为分析黏度比对水驱后聚合物驱效果的影响,选取不同黏度的聚合物溶液开展水驱后聚合物驱油数值模拟,明确在原水驱流道干扰条件下不同黏度比聚合物驱开发效果。水驱后不同黏度聚合物驱剩余油分布见图5。由图5可知,随注入聚合物溶液黏度的增加,渗流场中黏度分布更加不均匀,形成更强的平面流度控制作用。高黏度聚合物的注入增加渗流场中的黏度梯度,从而提高渗流阻力,导致渗流场中的压力梯度逐渐增加,驱动更多的原油向出口方向移动,从而增加驱替压力。高黏度聚合物的注入改变渗流场中的

流动模式,减缓黏性指进现象的发生,有利于提高驱替效率。黏度比增加 1 倍,采出程度可提高 48%。

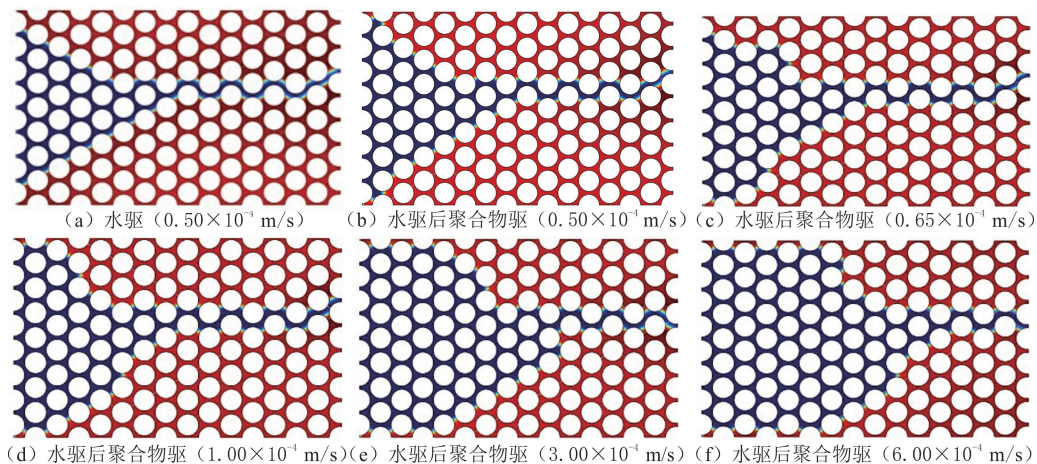


图 4 水驱后不同注入速度聚合物驱油时剩余油饱和度($\mu_o=50 \text{ mPa}\cdot\text{s}, \mu_p=25 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)

Fig. 4 Residual oil saturation distribution during polymer flooding at different injection rates after water flooding($\mu_o=50 \text{ mPa}\cdot\text{s}, \mu_p=25 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)

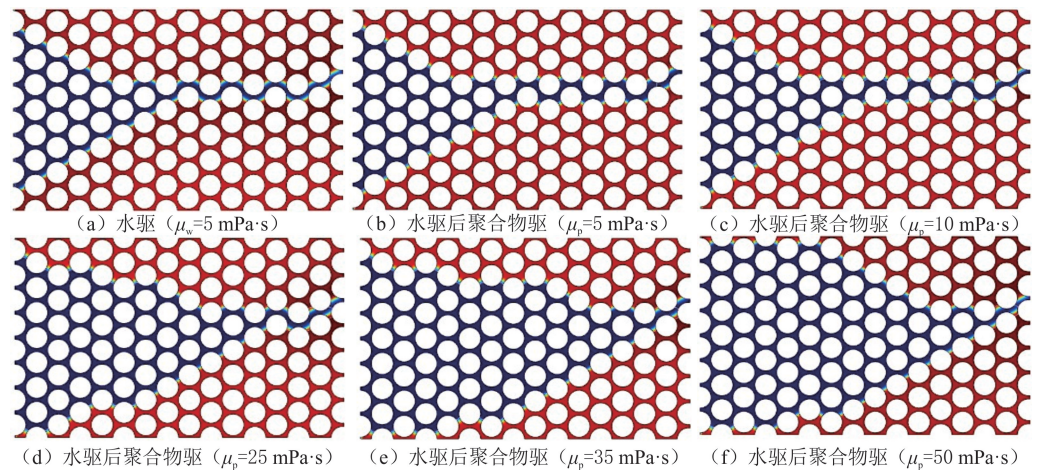


图 5 水驱后不同黏度聚合物驱剩余油分布($\mu_o=50 \text{ mPa}\cdot\text{s}, u=0.5 \times 10^{-4} \text{ m/s}$)

Fig. 5 Residual oil distribution during polymer flooding with different viscosities after water flooding($\mu_o=50 \text{ mPa}\cdot\text{s}, u=0.5 \times 10^{-4} \text{ m/s}$)

由于海上油田特殊的注聚环境,水驱阶段采油速度大,聚合物驱阶段压力空间受限,聚合物注入能力降低,单井注聚速度低于注水速度。一般方案设计采取聚合物驱速度为水驱速度的 0.8~0.9 倍,分析同井距下降低聚合物注入速度对驱油效果的影响。相同黏度、不同注入速度下剩余油饱和度分布与压力分布见图 6-7。由图 6-7 可知,若降低聚合物注入速度实施聚合物驱,注聚阶段驱替压力梯度(Δp)降低,聚合物的扩散作用受到限制,聚驱扩大波及体积能力降低。

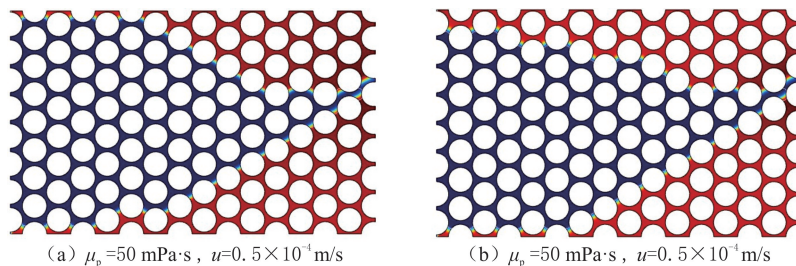


图 6 相同黏度、不同注入速度的剩余油饱和度分布

Fig. 6 Residual oil saturation distribution at different injection rates with the same viscosity

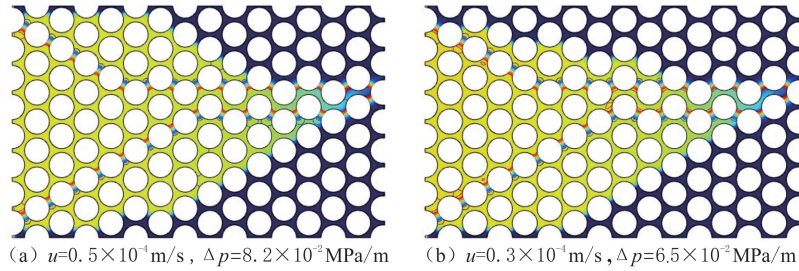


图 7 相同黏度、不同注入速度的压力分布

Fig. 7 Pressure distribution at different injection rates with the same viscosity

为弥补降低聚合物溶液注入速度带来的波及体积减小,相同黏度比条件下,采取缩小井距的方式,增加层内不同位置压力梯度,提高驱替效率。这样增大压力梯度有利于推动更多的原油向生产井方向移动,提升微观波及体积(见图 8)。

2.3 驱替方式

不同驱替方式的剩余油饱和度分布见图 9。由图 9(a)可知,水驱至高含水阶段,微观孔隙结构内水沿优势通道流动,原通道过水倍数高,水洗强度大,单纯提高水驱注入速度无法实现增加波及体积的目的,且驱油效率接近极限。由图 9(b)可知,采用聚合物驱提升驱替相黏度,可以提高微观孔喉内剩余油的动用程度。这是因为驱替剂的流度控制作用,减弱黏性指进效应,扩大波及体积,提升聚合物驱开发效果。由图 9(c)可知,通过增加压力梯度并提高注入聚合物溶液的黏度,可部分动用小孔隙内的剩余油。

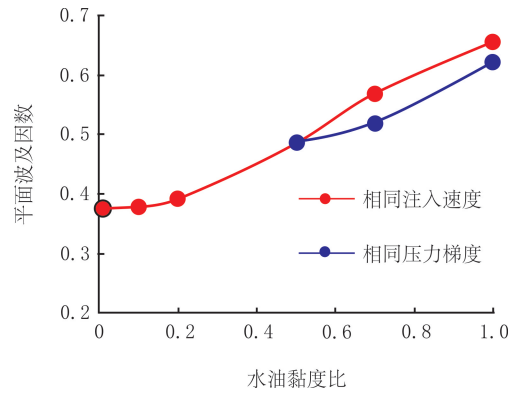


图 8 不同水油黏度比下聚合物驱平面波及因数

Fig. 8 Areal sweep efficiency during polymer flooding under different water-oil viscosity ratios

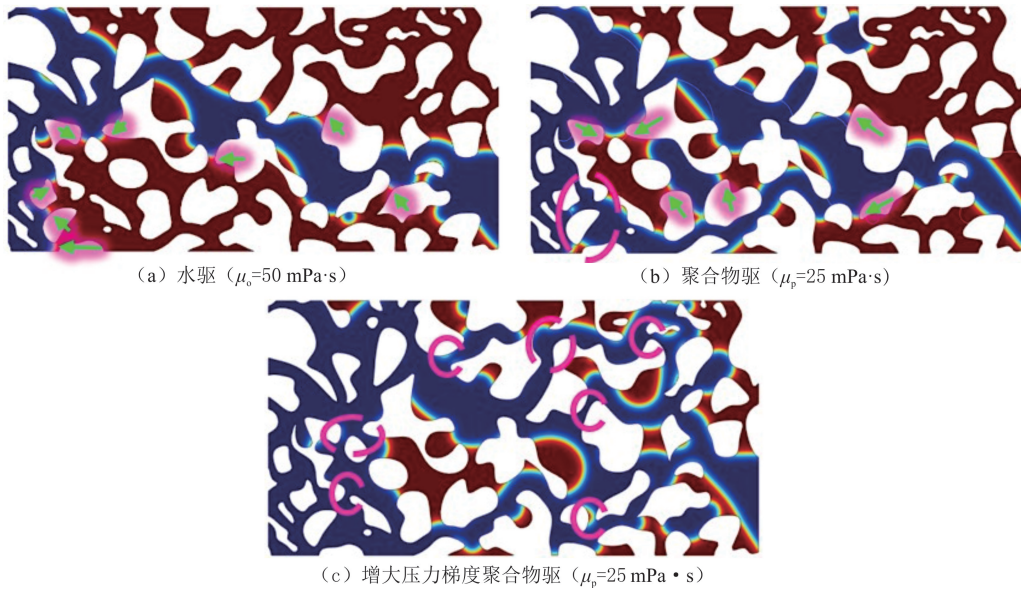


图 9 不同驱替方式剩余油饱和度分布

Fig. 9 Residual oil saturation distribution for different flooding methods

不同驱替方式的采出程度及压力梯度变化见图 10。由图 9-10 可知,聚合物驱后原压力梯度增黏,小喉道内的原油无法启动,增大压力梯度后聚合物驱采出程度比纯增黏聚合物驱的提高 20%,激活小喉道内的剩余油。增大压力梯度,增加注入黏度,可有效提升微观孔喉动用程度,使波及面积进一步扩大。缩

小井距、增加井间压力梯度,协同化学剂动用井间剩余油,可提升化学驱与加密协同增效作用。

3 物理实验

为明确海上油田聚合物驱与加密协同开发模式下渗流特征,刻画增黏与增加压力梯度协同下不同类型剩余油的动用程度,开展微观可视化驱油实验,分析协同增效新增波及区对不同类型剩余油动用机制。

3.1 实验装置与材料

微观可视化驱油实验装置见图 11,主要包括高倍电子显微镜、柱塞平流泵、中间容器、图像分析系统、玻璃刻蚀薄片等。利用玻璃刻蚀孔隙模型驱油实验,通过图像采集系统将驱油过程图像转化为计算机数值信号,采用图像分析技术研究水驱及聚合物驱后剩余油变化。

实验采用海上油田原油,原油黏度为 $50 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 实验用水为矿化度为 $9.6 \times 10^3 \text{ mg/L}$ 的 NaHCO_3 型配制模拟水,聚合物为海上油田聚合物,驱替黏度为 $25 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。实验物理模型是玻璃刻蚀的透明微观模型($40 \text{ mm} \times 40 \text{ mm}$),模型渗透率为 $4.5 \mu\text{m}^2$,原始含油饱和度薄片模型见图 12。

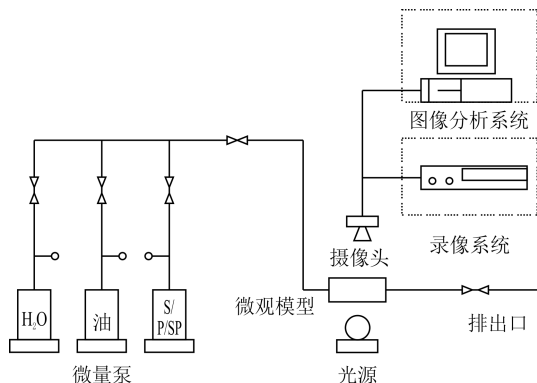


图 11 微观可视化驱油实验装置

Fig. 11 Visualized oil displacement experimental setup

3.2 实验步骤

(1)实验准备。将玻璃刻蚀孔隙模型清洗干净后,进行抽真空处理。(2)饱和水。饱和油后,调整显微镜,以确保图像采集系统的视域。(3)不同驱油方案见表 1。方案 1:水驱油。驱替泵以 0.05 mL/h 的速度恒速水驱采油,观察微观水驱油过程,并采集驱替过程中动态图像;水驱至采出液含水率为 98% 时停止,驱替过程中,高速摄像机实时采集模型内剩余油分布及剩余油形态数据并存储,用于后续分析。

3.3 实验结果与分析

3.3.1 剩余油赋存状态

水驱后不同类型剩余油分布见图 13。水驱阶段,主流区原油迅速启动,形成优势通道后,周围区域难以波及,最终采出程度为 41.7%。高含水期剩余油类型主要为簇状(占比为 63%)、油滴状(占比为 10%)、柱状(占比为 14%)、盲端(占比为 8%)及膜状(占比为 5%)。其中,簇状剩余油占据孔隙较多,在波及区内柱状及油滴状剩余油较多,柱状剩余油分布在狭长孔隙内,油滴状剩余油离散分布在大孔道内。

3.3.2 聚合物驱与加密协同开发模式

不同开发方式下,水驱后聚合物驱剩余油采出程度见图 14。水驱后加速水驱,由于优势渗流通道的

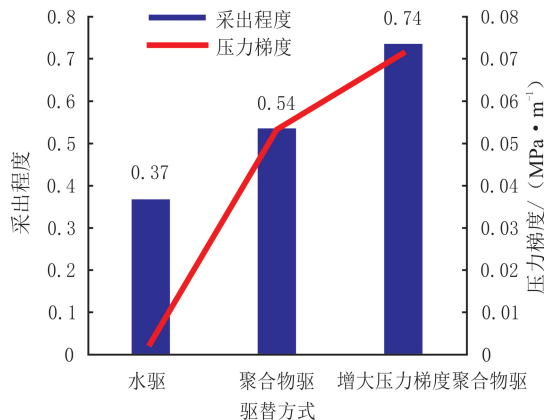


图 10 不同驱替方式的采出程度及压力梯度变化
Fig. 10 Recovery degree and pressure gradient changes under different displacement methods

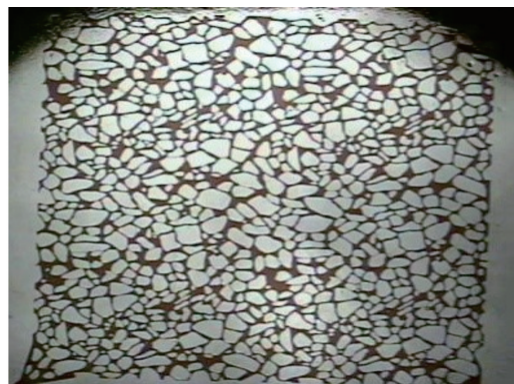


图 12 原始含油饱和度薄片模型

Fig. 12 Thin slice model of original oil saturation

影响,见水后微观孔隙结构内波及体积受限,加速水驱采出程度为 42.2%,基本未变化。水驱后,采用 0.05 mL/h 注聚速度,采出程度由水驱的 42.2% 增加到 60.8%,聚合物驱显著提高采出程度。当注聚速度增加至 0.10 mL/h 时,采出程度进一步增加,从水驱时的 42.2% 增加到 65.1%。增加注聚速度,强化聚合物与剩余油的相互作用,增加聚合物溶液的波及面积,可提高采出程度。

表 1 不同驱油方案

Table 1 Diffent oil displacement project

方案	研究因素	驱替速度/(mL·h ⁻¹)
1	水驱	0.05
2	水驱	0.05
	水驱后聚合物驱	0.05
3	水驱	0.05
	水驱后加速水驱	0.10
4	水驱	0.05
	水驱后加速聚合物驱	0.10

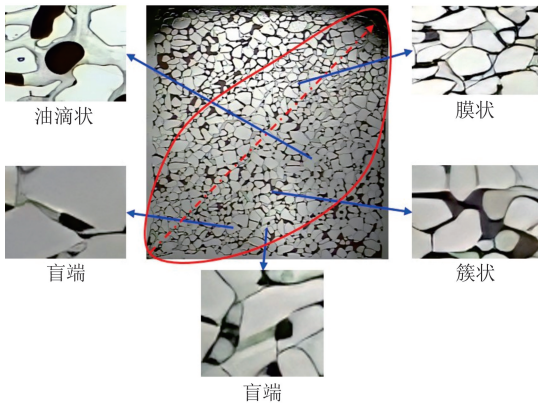


图 13 水驱后不同类型剩余油分布

Fig. 13 Residual oil distribution after water flooding for different types

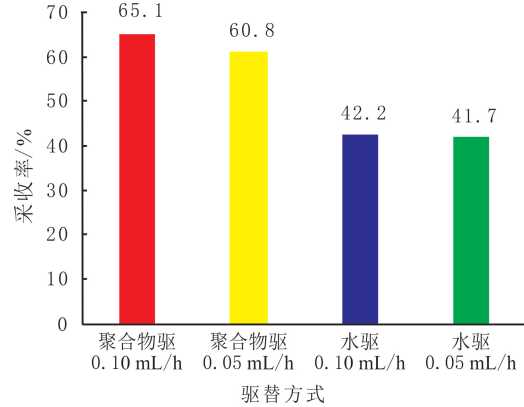
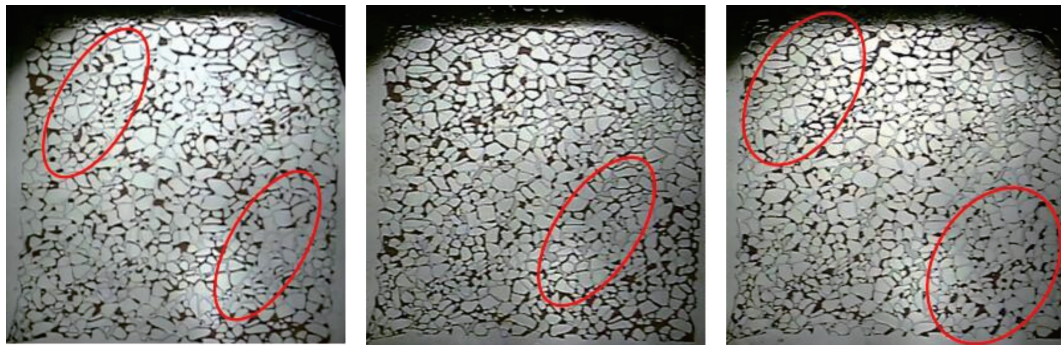


图 14 不同驱替方式下剩余油采出程度

Fig. 14 Recovery degree of remaining oil under different displacement methods

不同驱替方式下剩余油分布见图 15。增加注聚速度,增大注聚阶段压力梯度(见图 15(c)),新增波及区扩大,边部簇状剩余油转化为分散状剩余油,整体采出程度大幅度提升。因此,增加驱替液黏度、提升流度控制作用,进一步增大驱替压力梯度,整体实现聚合物运移能力增强,波及范围扩大,边部簇状剩余油动用程度增加。



(a) 方案2聚合物驱, 0.05 mL/h (b) 方案3水驱后加速水驱, 0.10 mL/h (c) 方案4水驱后加速聚合物驱, 0.10 mL/h

图 15 不同驱替方式下剩余油分布

Fig. 15 Residual oil distribution under different polymer injection rates

原波及区簇状、油滴状、柱状剩余油动用比例增幅较大(见图 16),由于较高的注入速度增强聚合物溶

液的流动动力学效应,促进柱状及簇状剩余油的拉伸、断裂及流动,形成独立油滴进行迁移和聚并。原油滴状剩余油,在聚合物溶液推动下,不断聚并,形成新的、比原来大的剩余油滴,在较大压力梯度下被驱动。盲端、膜状剩余油动用程度提升较小,表明这些形态的剩余油难以被聚合物驱油技术有效动用。由于在孔隙结构中的特定位置和形态,如微小孔喉、孔喉末端或强水湿区域,不易受到流体流动的影响。因此,提高压力梯度后聚合物驱微观剩余油动用比例高于单独提高压力梯度水驱及原压力梯度聚合物驱的,实现协同增效作用。适当增加聚合物注入压力梯度可有效提高剩余油动用比例,但对盲端和膜状剩余油的动用比例有限。

4 结论

(1)采用界面自适应网格加密的有限元求解方法,基于 Cahn-Hilliard 与 Navier-Stokes 方程,建立静态孔隙尺度聚合物驱数值模型,通过对多孔介质内水驱后聚合物驱油两相流数值模拟,验证数值模型能够捕获黏度与压力梯度耦合效应。

(2)水驱后采用聚合物驱油,增加水油黏度比,强化流度控制作用,可有效提高化学驱波及因数,同时驱替压力梯度增加 1.5 倍,采出程度可提高 22.2%;黏度比增加 1 倍,采出程度可提高 4.8%。聚合物驱与加密协同增效技术在高渗透率、非均质储层中具有较好的波及范围及扩展能力,适用于存在强非均质性和残余油分布不均的储层条件。

(3)聚合物驱与加密协同增效模式下,在微观孔喉内实现增加聚合物注入压力梯度可提高簇状、油滴状、柱状剩余油的动用比例,但对盲端和膜状剩余油的动用比例有限,整体加密聚合物驱提高洗油能力高于水驱或聚合物驱单独措施效果。

参考文献(References):

- [1] 张健,李宜强,李先杰,等.渤海油田非连续化学驱提高采收率机理[J].石油学报,2024,45(6):988-998.
ZHANG Jian, LI Yiqiang, LI Xianjie, et al. Mechanism of enhanced oil recovery by discontinuous chemical flooding in Bohai Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024,45(6):988-998.
- [2] 李永太,孔柏岭,李辰.全过程调剖技术与三元复合驱协同效应的动态特征[J].石油学报,2018,39(6):697-702.
LI Yongtai, KONG Bailing, LI Chen. Dynamic characteristics of synergistic effect between profile control technology throughout flooding and ASP flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018,39(6):697-702.
- [3] 卢祥国,何欣,曹豹,等.聚合物驱吸液剖面反转机制、应对方法及实践效果[J].石油学报,2023,44(6):962-974.
LU Xiangguo, HE Xin, CAO Bao, et al. Injection profile reversal mechanisms of polymer flooding and its countermeasures and practical effect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023,44(6):962-974.
- [4] 张晓冉,韩玉贵,宋鑫,等.海上S油田聚合物驱注入工艺问题分析及应对策略[J].长江大学学报(自然科学版),2019,16(6):38-42.
ZHANG Xiaoran, HAN Yugui, SONG Xin, et al. Analysis and strategy of polymer flooding process in offshore S Oilfield[J]. Journal of Yangtze University(Natural Science Edition), 2019,16(6):38-42.
- [5] 张贤松,唐恩高,谢晓庆,等.海上油田早期注聚开发特征及注入方式研究[J].石油天然气学报,2013,35(7):123-126.
ZHANG Xiansong, TANG Engao, XIE Xiaoqing, et al. Study on the characteristics and development pattern of early polymer flooding in offshore oilfields[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013,35(7):123-126.
- [6] 王刚,刘斌,张国浩,等.海上油田与陆上油田聚驱开发效果对比及影响因素研究[J].石油化工应用,2017,36(8):15-18.
WANG Gang, LIU Bin, ZHANG Guohao, et al. Study on the comparison of development effects of polymer flooding in offshore and onshore oilfield and its influencing factors[J]. Petrochemical Industry Application, 2017,36(8):15-18.
- [7] 周守为,韩明,向问陶,等.渤海油田聚合物驱提高采收率技术研究及应用[J].中国海上油气,2006,18(6):386-389.
ZHOU Shouwei, HAN Ming, XIANG Wentao, et al. Research and application of EOR technology by means of polymer flooding in

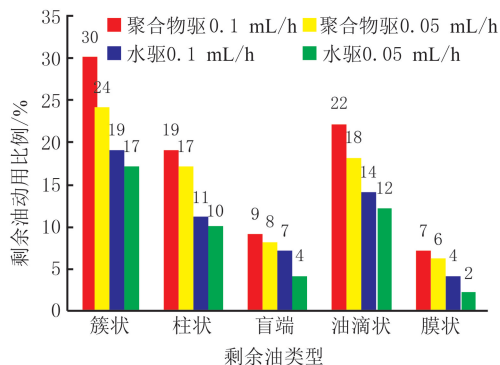


图 16 不同驱替方式下不同类型剩余油动用比例

Fig. 16 Porportion of different types of remaining oil utilized under different displacement methods

- Bohai Oilfields[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2006,18(6):386-389.
- [8] 耿站立,安桂荣,周文胜,等.海上稠油油田井网密度与采收率关系研究[J].*中国海上油气*,2012,24(3):35-37.
GENG Zhanli, AN Guirong, ZHOU Wensheng, et al. A research on the relationship between well pattern density and recovery factor in offshore heavy oilfields[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2012,24(3):35-37.
- [9] 梁淞,贾京坤,杨航.单井控制储量与井网密度的老油田经济极限井网密度计算新方法[J].*油气地质与采收率*,2014,21(4):104-106.
LIANG Song, JIA Jingkun, YANG Hang. Well pattern calculation method based on economic limit in old oilfields using well spacing and well-controlled reserves[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014,21(4):104-106.
- [10] 金一,唐恩高,张健,等.海上油田聚合物驱极限井网密度研究:以渤海S油田为例[J].*复杂油气藏*,2022,15(3):84-90.
JIN Yi, TANG Engao, ZHANG Jian, et al. Study on limit well pattern density of polymer flooding in offshore oilfield: a case study of oilfield S in Bohai Bay[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2022,15(3):84-90.
- [11] 王德民,程杰成,吴文祥.缩小井距结合聚合物驱提高边际油层采收率研究[J].*特种油气藏*,2006,13(3):49-52.
WANG Demin, CHENG Jiecheng, WU Wenxiang. Combining small well spacing with polymer flooding to improve oil recovery of marginal reservoirs[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2006,13(3):49-52.
- [12] 王德民.聚合物驱油技术研究与应用[M].北京:石油工业出版社,2000:1-10.
WANG Demin. Research and application of polymer flooding technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000:1-10.
- [13] 赵贤正,赵平起,李东平,等.地质工程一体化在大港油田勘探开发中探索与实践[J].*中国石油勘探*,2018,23(2):6-14.
ZHAO Xianzheng, ZHAO Pingqi, LI Dongping, et al. Research and practice of geology-engineering integration in the exploration and development of Dagang Oilfield[J]. *China Petroleum Exploration*, 2018,23(2):6-14.
- [14] 吕恒宇,胡永乐,邹存友.高含水油藏“二三结合”优化技术研究进展[J].*科学技术与工程*,2018,18(4):210-220.
LYU Hengyu, HU Yongle, ZOU Cunyou. Research progress on optimization technologies of secondary-tertiary combination in high water cut reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2018,18(4):210-220.
- [15] 牛佳.X区块二三结合开发方案调整技术研究[D].大庆:东北石油大学,2022:1-78.
Niu Jia. Study on the adjustment technology of the development scheme of combination of two and three in block X[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2022:1-78.
- [16] 杨勇,曹绪龙,张世明,等.老油田“3+2”大幅度提高采收率技术内涵、机理及实践[J].*油气地质与采收率*,2024,31(1):54-62.
YANG Yong, CAO Xulong, ZHANG Shiming, et al. The connotation, mechanism, and practice of “3+2” enhanced oil recovery technology in mature oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024,31(1):54-62.
- [17] Al-HAJRI S, MAHMOOD S, ABDULELAH H, et al. An overview on polymer retention in porous media[J]. *Energies*, 2018,11(10):25-48.
- [18] 王德民,程杰成,杨清彦.黏弹性聚合物溶液能够提高岩心的微观驱油效率[J].*石油学报*,2000,21(5):45-51.
WANG Demin, CHENG Jiecheng, YANG Qingyan. Viscous-elastic polymer can increase micro-scale displacement efficiency in cores[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000,21(5):45-51.
- [19] 夏惠芬,王德民,刘中春,等.黏弹性聚合物溶液提高微观驱油效率的机理研究[J].*石油学报*,2001,22(4):60-65.
XIA Huifen, WANG Demin, LIU Zhongchun, et al. Study on the mechanism of polymer solution with viscoelastic behavior increasing microscopic oil displacement efficiency[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2001,22(4):60-65.
- [20] 宋杨.高浓度黏弹性聚合物在微观孔隙中的驱油机理研究[D].大庆:东北石油大学,2012:1-81.
SONG Yang. Study on oil displacement mechanism of high-concentration viscoelastic polymer in microscopic pores[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2012:1-81.
- [21] WANG F, LIU T, LEI W, et al. Dynamic analysis of deformation and start-up process of residual-oil droplet on wall under shear flow[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021,199(1):108335.
- [22] ZHOU C, YUE P, FENG J J, et al. 3D phase-field simulations of interfacial dynamics in newtonian and viscoelastic fluids[J]. *Journal of Computational Physics*, 2010,229:498-511.
- [23] AKHLAGHI A H A, HAMOUDA A A. Pore-scale modeling of non-isothermal two phase flow in 2d porous media: influences of viscosity, capillarity, wettability and heterogeneity[J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 2014,61:14-27.
- [24] 濮御,杨二龙,杜庆龙.致密油藏混合润湿对孔隙尺度渗吸的影响[J].*东北石油大学学报*,2024,48(1):86-95.
PU Yu, YANG Erlong, DU Qinglong. Effect of mixed wettability of tight reservoirs on the pore scale imbibition law[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(1):86-95.
- [25] SUN Xianda, ZHAO Mengqing, FAN Xiaoqi, et al. Study on micro production mechanism of corner residual oil after polymer flooding[J]. *Polymers*, 2022(5):878-878.
- [26] QIN R S, BHADESHIA H K. Phase field method[J]. *Materials Science and Technology*, 2010,26:803-811.
- [27] YUE P, ZHOU C, FENG J J, et al. Phase-field simulations of interfacial dynamics in viscoelastic fluids using finite elements with adaptive meshing[J]. *Journal of Computational Physics*, 2006,219:47-67.