

引用格式:崔传智,隋迎飞,王一单,等.基于分形理论的聚合物颗粒分散相驱油相对渗透率模型[J].油气藏评价与开发,2025,15(1):88-95.

CUI Chuazhi, SUI Yingfei, WANG Yidan, et al. Relative permeability model of polymer particle dispersed phase for oil displacement based on fractal theory[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 88-95.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.011

基于分形理论的聚合物颗粒分散相驱油相对渗透率模型

崔传智¹,隋迎飞¹,王一单²,吴忠维³,李静¹

(1. 中国石油大学(华东)深层油气国家重点实验室, 山东 青岛 266580; 2. 国家石油天然气管网集团有限公司西气东输分公司, 上海 200122; 3. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 434023)

摘要:注水开发后期,含水率急剧升高导致水驱油藏开发效果变差,聚合物颗粒分散体系的非均匀分布、增黏等行为能够使占据大孔道流动空间的水相流动能力降低,缓解低效、无效水循环。目前,关于聚合物颗粒分散相驱油的研究主要以室内实验模拟为主,分析聚合物颗粒运移规律;而描述聚合物颗粒分散相驱油过程中油水流动规律及相对渗透率曲线的研究较少。首先,分析聚合物颗粒在多孔介质中的非均匀分布现象,引入生物流体力学中红细胞树状叉体积分数分布理论,建立考虑聚合物颗粒相分离机制影响的体系黏度表征方法;其次,基于分形理论与渗流理论,建立聚合物颗粒分散相驱油的相对渗透率模型,通过与室内岩心驱替实验结果对比发现,验证模型准确性,并分析各因素对聚合物颗粒分散相驱油的相对渗透率影响。该研究对聚合物颗粒分散相驱油的开发效果评价具有重要意义。

关键词:高含水油藏;黏度表征;分形理论;相渗曲线;聚合物颗粒分散相

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Relative permeability model of polymer particle dispersed phase for oil displacement based on fractal theory

CUI Chuazhi¹, SUI Yingfei¹, WANG Yidan², WU Zhongwei³, LI Jing¹

(1. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;

2. West-to-East Gas Pipeline Company, National Petroleum and Natural Gas Pipe Network Group Co., Ltd., Shanghai 200122, China;

3. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 434023, China)

Abstract: In the later stage of water injection development, the rapid increase in water content significantly degrades the development performance of water drive reservoirs. The non-uniform distribution and viscosity enhancement of polymer particle dispersed systems effectively reduce the water phase flow capacity that occupies the flow space of large pores, thereby mitigating inefficient and ineffective water circulation. Currently, studies on polymer particle dispersed phase for oil displacement are primarily based on laboratory simulations, focusing on the migration behavior of polymer particles. However, limited research has been conducted on the oil-water flow dynamics and relative permeability curves during the oil displacement process of polymer particle dispersed phase. This study first analyzed the non-uniform distribution of polymer particles in porous media and introduced the red blood cell dendritic volume fraction distribution theory from biological fluid dynamics. A viscosity characterization method was established, considering the effects of the polymer particle phase separation mechanism. Subsequently, a relative permeability model of polymer particle dispersed phase for oil displacement was developed based on fractal and percolation theories. The accuracy of the model was validated through comparisons with laboratory core displacement experiments, and the effects of various factors on the relative permeability of polymer particle dispersed phase for oil displacement were analyzed. This research holds significant value for assessing the development performance of polymer particle dispersed phase for oil displacement.

Keywords: high-water content oil reservoir; viscosity characterization; fractal theory; relative permeability curve; polymer particle dispersed phase

收稿日期:2024-03-20。

第一作者简介:崔传智(1970—),男,博士,教授,主要从事油气渗流理论、油气田开发技术方面的研究工作。地址:山东省青岛市黄岛区长江西路66号,邮政编码:266580。E-mail:ccz2008@126.com

基金项目:国家自然科学基金项目“致密油藏多段压裂水平井时空耦合流动模拟及参数优化方法”(51974343);国家科技重大专项“复杂断块油田提高采收率技术”(2016ZX05011002)。

注入水低效循环和无效循环对水驱油藏提高采收率具有重要的制约作用,针对这一问题许多学者提出了相关措施研究^[1-5]。而聚合物颗粒分散体系的注入能够降低大渗透率通道中的流动速度,有效降低水驱油藏中水相的流动能力,缓解注入水低效循环和无效循环^[6-9]。目前,关于聚合物颗粒分散相驱油的研究主要包括:①聚合物颗粒分散相注入储层后对孔隙的封堵性能微观实验^[10-13];②基于化学剂驱油组分模拟方法^[14-16],模拟聚合物颗粒分散相驱油过程,分析油水渗流规律。

关于封堵性能微观实验,LIU等^[17]提出了一种新的双分散驱油体系(DDS),通过岩心驱油实验评价了DDS体系的封堵性能;LUO等^[18]通过岩心驱替实验评价了聚合物包封SiO₂纳米颗粒(CM-NPs)在多级水力裂缝致密碳酸盐地层中减少含水的性能;SUN等^[19]利用微流控技术模拟凝胶颗粒(SMG)水分散液在孔隙运移中的颗粒相分离现象,通过物理模拟实验发现SMG颗粒与携带液分工合作,可以实现逐级启动相对低渗区域的剩余油。以上研究发现聚合物颗粒分散相具有封堵孔隙、水相增黏等特征。这些特征可以堵塞大孔道,降低水相相对渗流能力,从而缓解注入水无效水循环。但是这些研究中很少涉及聚合物颗粒分散相驱油的油水相对渗透率模型。关于聚合物颗粒分散相模拟,大部分研究对分散体系流动的数值模拟和理论分析仍然沿用均匀相溶液的方法和模型,忽略了分散体系在运动过程中的非均匀分布特征及对流动的影响,其模拟结果与聚合物颗粒分散相驱油的真实油水流动规律存在差距。

从以上分析可知,目前较少研究涉及到聚合物颗粒分散相驱油的油水相对渗透率。考虑聚合物颗粒的非均匀分布、水相增黏等特征的基础上,运用分形理论与渗流理论,建立聚合物颗粒分散相驱油的油水相对渗透率模型,以期为高含水期油藏高效开发提供技术支撑。

1 考虑非均匀分布的聚合物颗粒分散相黏度表征

1.1 聚合物颗粒非均匀分布特征

聚合物颗粒分散体系由聚合物颗粒和携带液组成,是一种分散相驱油体系。与聚合物溶液的显著不同是,聚合物颗粒分散体系在渗流过程中,聚合物颗粒的空间分布是不均匀的,即聚合物颗粒分散体系在多孔介质的分支流道中的颗粒相体积分数并不相同,称为相分离现象。已有实验研究发现^[20]:在微管渗流实验中,聚合物颗粒未能进入直径为2 μm的微管,在直径为5 μm的微管中流速较慢,在直径为10 μm微管中聚合物微球溶液流速较快。周元龙等^[21]通过核磁共振研究发现,微米级聚

合物颗粒在驱油过程中主要进入了直径为20 μm以上的孔隙,同时启动了直径介于8~500 μm孔隙中的油。以上2组实验研究均能够说明,在聚合物颗粒分散体系驱油过程中存在相分离现象,即聚合物颗粒非均相分布现象。

已有实验研究和理论分析表明:分散体系的相分离现象源自于剪切流动中剪切力导致的颗粒相的微观结构变化^[22-23]。聚合物颗粒水化膨胀后内部结构充满水,易受剪切应力作用发生变形向通道轴心处运移,当颗粒粒径小于1 μm时,布朗力占主导地位,颗粒体积分数由于扩散机理在2个出口中是均匀分布的;当颗粒粒径大于1 μm时,随着膨胀倍数的增加,由于流体剪切力作用颗粒位置在轴心处,因此在流体携带下会选择低阻力高流速的出口,造成了低流速出口微管中没有颗粒相或体积分数低于注入体积分数的现象。

1.2 聚合物颗粒分散相黏度表征

相分离现象在生物流体力学方面有许多关注和研究。血液微流动实验发现,在管径差别很大的2个分支中,管径小的分支中红细胞进入较少,通过研究2个分支管道中红细胞体积分数可以得知,颗粒在不同分支中的分布是不均匀的。根据聚合物颗粒在多孔介质中的流动与红细胞流动相似的特性,引入生物流体力学中红细胞树状叉体积分数分布表达式,并对其进行修正,建立聚合物颗粒在不同大小孔隙中非均相分布的体积分数数学模型。

假设有 n 个毛管,每个毛管的分流量分别表示为:

$$f_i = \frac{q_i}{\sum_{i=1}^n q_i}, i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

式中: f_i 为第 i 个毛管的分流量; q_i 为第 i 个毛管的流量,单位cm³/s; n 为毛管总数,单位个; i 为毛管编号。

水化膨胀后颗粒的平均体积分数可以表示为膨胀倍数的函数:

$$\varphi_0 = \varphi_{ini} (1 + S_R)^3 \quad (2)$$

式中: φ_0 为膨胀后聚合物颗粒的体积分数; φ_{ini} 为未膨胀时聚合物颗粒的体积分数; S_R 为膨胀倍数。

定义每个毛管内的体积分数分量为:

$$\theta_i = \frac{\varphi_i}{\varphi_0} \quad (3)$$

式中: θ_i 为第 i 个毛管的聚合物颗粒体积分数分量; φ_i 为第 i 个毛管的聚合物颗粒体积分数。

引入并修改红细胞树状叉体积分数分量表达式^[24-25],可得任意 n 个毛管的聚合物颗粒体积分数分量为:

$$\bar{f}_i = f_i \frac{n}{2}, i = 1, 2, \dots, n \quad (4)$$

$$\theta_i(f_i) = a + \frac{1-a}{2\bar{f}_i}, i = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$

式(4)一式(5)中: \bar{f}_i 为修改后第*i*个毛管的分流量;*a*为颗粒相分离系数。

由 Krige-Dougherty 黏浓方程^[26],则可以得到聚合物颗粒分散体系的黏度表达式为:

$$\eta = \eta_s \left(1 - \frac{\varphi_i}{\varphi_m} \right)^{-B\varphi_m} \quad (6)$$

式中: η 为聚合物颗粒分散体系黏度,单位 mPa·s; η_s 为溶剂黏度,单位 mPa·s;*B*为 Einstein 常数; φ_m 为聚合物颗粒最大体积分数。

式(6)中的 *B* 以及 φ_m 为实验数据需要拟合的参数。根据式(6)黏度表达式,以及各毛管颗粒体积分数分量和水平膨胀后颗粒的平均体积分数,可得到各毛管驱替液的黏度。

由于颗粒相分离现象,导致各毛管的颗粒体积分数不同,最终体现在各毛管驱替液的黏度也不同。流量越大的毛管,颗粒体积分数越大,则驱替液的黏度越大,最终导致流量大的毛管流动阻力变大,有利于小毛管中剩余油的动用。

2 聚合物颗粒分散相驱油的相对渗透率模型

2.1 油藏多孔介质分形基本理论

在油藏多孔介质中,直径不低于直径 λ 的孔隙的累积数量服从分形理论定律^[27-28]。

$$N = \left(\frac{\lambda_{\max}}{\lambda} \right)^{D_f} \quad (7)$$

式中:*N*为直径不低于直径 λ 的孔隙的累积数量; λ 为孔隙直径,单位 cm; λ_{\max} 为最大孔隙直径,单位 cm; D_f 为孔隙分形维数,二维为 $1 < D_f < 2$,三维为 $1 < D_f < 3$ 。

孔隙分形维数可由式(8)计算^[26-27]:

$$D_f = d_E - \frac{\ln \varphi}{\ln(\lambda_{\min}/\lambda_{\max})} \quad (8)$$

式中: d_E 为欧几里得维数; φ 为多孔介质的孔隙度; λ_{\min} 为最小孔隙直径,单位 cm。

一般来说,多孔介质中有许多孔隙,因此可以假设式(7)是一个可微分方程,进一步可得到孔隙分布的概率密度函数:

$$f(\lambda)d\lambda = -\frac{dN}{N} = D_f \lambda_{\min}^{D_f} \lambda^{-(D_f+1)} d\lambda \quad (9)$$

式中: N_i 为孔隙总数。

式(9)成立的条件必须是:

$$\left(\frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} \right)^{D_f} = 0 \quad (10)$$

实际油藏开发中,通常多孔介质的 $(\lambda_{\min}/\lambda_{\max}) < 10^{-2}$,因而式(10)近似满足,所以多孔介质可以用分形理论和方法来处理。

由于油藏多孔介质的流动通道是曲折的,因此流体通过的迂曲毛细管要大于油藏多孔介质的表观长度。迂曲毛细管的实际长度遵循分形标度定律^[27-28]:

$$L(\lambda) = \lambda^{1-D_f} L_0^{D_f} \quad (11)$$

式中: L 为迂曲毛细管的实际长度,单位 cm; L_0 为油藏多孔介质的表观长度,单位 cm; D_f 为迂曲度分形维数。

迂曲度分形维数可通过下式计算:

$$D_f = 1 + \frac{\ln(\bar{\tau})}{\ln(L_0/\bar{\lambda})} \quad (12)$$

式中: $\bar{\tau}$ 为油藏多孔介质平均迂曲度; $\bar{\lambda}$ 为油藏多孔介质平均孔径,单位 cm。

2.2 考虑聚合物颗粒分散相驱油的相对渗透率分形模型

油藏多孔介质表面设定为油润湿性,假设多孔介质中为环状流,即每一根毛细管里均分布有油相和水相流体。所以,每个毛细管里流体都处于可流动状态,即连续状态^[29-30]。假设油相和水相流体的面积都满足分形理论规律,但它们具有不同的分形维数,忽略界面阻力,忽略体积力,毛细管里的两相流动互不耦合,两相流体的黏度互不影响。

根据 Hagen-Poiseuille 方程可得流经毛细管的润湿流体(油相)和非润湿流体(水相)的流速表达式:

$$q_o(\lambda_o) = \frac{\pi \Delta p}{128L(\lambda_o)} \frac{\lambda_o^4}{\mu_o} \quad (13)$$

$$q_w(\lambda_w) = \frac{\pi \Delta p}{128L(\lambda_w)} \frac{\lambda_w^4}{\mu_w(\lambda_w)} \quad (14)$$

式(13)一式(14)中: $q_o(\lambda_o)$ 和 $q_w(\lambda_w)$ 分别为油相流体流速和水相流体流速,单位 cm/s; λ_o 和 λ_w 分别为毛细管中油相流体通道和水相流体通道的直径,单位 cm; Δp 表示油藏多孔介质两端的压差,单位 10^5 Pa; $L(\lambda_o)$ 为油相流体通道迂曲毛细管的长度,单位 cm; $L(\lambda_w)$ 为水相流体通道迂曲毛细管的长度,单位 cm; μ 为黏度,单位 mPa·s; μ_o 为油相黏度,单位 mPa·s; $\mu_w(\lambda_w)$ 是水相的黏度,即聚合物颗粒分散相黏度,根据聚合物颗粒分散相黏度表征,其是关于毛管半径的函数,单位 mPa·s。

油相流体通道和水相流体通道的分形维数分别为

$D_{f,o}$ 和 $D_{f,w}$,计算分形维数的表达式如下:

$$D_{f,o} = d_E - \frac{\ln(S_o \varphi)}{\ln(\lambda_{\min,o}/\lambda_{\max,o})} \quad (15)$$

$$D_{f,w} = d_E - \frac{\ln(S_w \varphi)}{\ln(\lambda_{\min,w}/\lambda_{\max,w})} \quad (16)$$

式(15)一式(16)中: S_o 和 S_w 分别表示油相流体和水相流体的饱和度。

油相流体通道和水相流体通道的迂曲度分形维数与多孔介质的迂曲度分形维数相同且相等^[15]。油相流体和水相流体的总体积流量分别是流经所有毛细管的油相流体和水相流体的总和。流经所有毛细管的油相流体和水相流体的总和可以通过对多孔介质中从最小孔通道($\lambda_{\min,o}$ 和 $\lambda_{\min,w}$)到最大孔通道($\lambda_{\max,o}$ 和 $\lambda_{\max,w}$)的孔径范围内的单个流速 $q_o(\lambda_o)$ 和 $q_w(\lambda_w)$ 进行积分来获得。根据式(9)、式(13)、式(14),我们可以得到多孔介质中油相和水相的总流量表达式如下:

$$Q_o = \int_{\lambda_{\min,o}}^{\lambda_{\max,o}} \frac{\pi \Delta p}{128L} \frac{\lambda_o^4}{\mu_o} D_{f,o} \lambda_{\max,o}^{D_{f,o}} \lambda_o^{-(D_{f,o}+1)} d\lambda_o \quad (17)$$

$$Q_w = \int_{\lambda_{\min,w}}^{\lambda_{\max,w}} \frac{\pi \Delta p}{128L} \frac{\lambda_w^4}{\mu_w} D_{f,w} \lambda_{\max,w}^{D_{f,w}} \lambda_w^{-(D_{f,w}+1)} d\lambda_w \quad (18)$$

式(17)一式(18)中: Q_o 和 Q_w 分别为毛管束中油相流体总流量和水相流体总流量,单位 cm^3/s ; $\lambda_{\min,o}$ 和 $\lambda_{\max,o}$ 分别为毛管束中油相流体流道的最小直径和最大直径,单位 cm ; $\lambda_{\min,w}$ 和 $\lambda_{\max,w}$ 分别为毛管束中水相流体流道的最小直径和最大直径,单位 cm 。

与式(11)和式(25)相结合,油相总流量也可以改写如下:

$$Q_o = \frac{\pi \Delta p D_{f,o} \lambda_{\max,o}^{3+D_T}}{128 \mu_o L_0^{D_T} (3+D_T-D_{f,o})} \left[1 - \left(\frac{\lambda_{\min,o}}{\lambda_{\max,o}} \right)^{(3+D_T-D_{f,o})} \right] \quad (19)$$

由于水相黏度是关于毛管半径的函数,根据式(1)、式(14)以及式(18),可知聚合物颗粒分散相(水相)流体在任意毛管中的分流量分形理论表达式为:

$$\begin{aligned} f_i(\lambda_w) &= \frac{q_w(\lambda_w)}{Q_w} \\ &= \frac{\left[\pi \Delta p / 128L(\lambda_w) \right] (\lambda_w^4 / \mu_w)}{\pi \Delta p D_{f,w} \lambda_{\max,w}^{3+D_T} \left[128 \mu_w L_0^{D_T} (3+D_T-D_{f,w}) \right]} \\ &= \frac{(3+D_T-D_{f,w}) \left(\frac{\lambda_w}{\lambda_{\max,w}} \right)^{3+D_T}}{D_{f,w}} \quad (20) \end{aligned}$$

式中: $f_i(\lambda_w)$ 为在任意孔径的毛管中水相流体的分流量。

根据式(4)、式(5)以及式(20),可知在任意毛管中聚合物颗粒体积分数的分形理论表达式为:

$$\begin{aligned} \theta(\lambda_w) &= a + \frac{(1-a)}{N_i f(\lambda_w)} = a + \\ &(1-a) \frac{D_{f,w}}{(3+D_T-D_{f,w})} \frac{\lambda_{\max,w}^{3+D_T-D_{f,w}} \lambda_{\min,w}^{D_{f,w}}}{\lambda_w^{3+D_T}} \quad (21) \end{aligned}$$

式中: $\theta(\lambda_w)$ 为在任意孔径的毛管中聚合物颗粒体积分量。

根据式(6),可以计算任意毛管中聚合物颗粒分散体系的黏度:

$$\eta(\lambda_w) = \eta_s \left[1 - \frac{\theta(\lambda_w) \varphi_0}{\varphi_m} \right]^{-B \varphi_m} \quad (22)$$

式(22)中溶剂黏度(η_s)、Einstein常数(B)、固体颗粒最大体积分数以及水化膨胀后颗粒的平均体积分数在分散体系驱替过程中均为常数,因此聚合物颗粒分散体系黏度可以看作是关于聚合物颗粒分散相(水相)流体流道直径的函数。

对毛细管中水相流速积分得到水相总流量的过程中,由于水相黏度是关于水相流体流道(λ_w)的函数,水相总流量的积分表达式为:

$$Q_w = \frac{\pi \Delta p D_{f,w} \lambda_{\max,w}^{D_{f,w}}}{128 L_0^{D_T}} \int_{\lambda_{\min,w}}^{\lambda_{\max,w}} T(\lambda_w) d\lambda_w \left[1 - \left(\frac{\lambda_{\min,o}}{\lambda_{\max,o}} \right)^{(3+D_T-D_{f,w})} \right] \quad (23)$$

其中, $T(\lambda_w)$ 是关于水相流体流道直径的函数,其表达式为:

$$\begin{aligned} T(\lambda_w) &= \frac{\lambda_w^{2+D_T-D_{f,w}}}{\eta(\lambda_w)} = \frac{\lambda_w^{2+D_T-D_{f,w}}}{\eta_s} \\ &\left[1 - \frac{\alpha \varphi_0}{\varphi_m} - \frac{(1-a) a D_{f,w} \lambda_{\max,w}^{3+D_T-D_{f,w}} \lambda_{\min,w}^{D_{f,w}} \varphi_0}{(3+D_T-D_{f,w}) \varphi_m} \lambda_w^{-(3+D_T)} \right]^{B \varphi_m} \quad (24) \end{aligned}$$

根据式(24)可以看出,对函数 $T(\lambda_w)$ 进行积分是不可积的,但在固定取值区间($\lambda_{\min,w}$, $\lambda_{\max,w}$)内,可通过数值方法算出其近似值。

根据达西定律,可以得到油藏多孔介质中油相流体和水相流体的有效渗透率:

$$k_o = \frac{Q_o \mu_o L_0}{A \Delta p} = \frac{\pi D_{f,o} \lambda_{\max,o}^{3+D_T}}{128 A L_0^{D_T-1} (3+D_T-D_{f,o})} \quad (25)$$

$$k_w = \frac{Q_w \bar{\mu}_w L_0}{A \Delta p} = \frac{\pi \bar{\mu}_w D_{f,w} \lambda_{\max,w}^{D_{f,w}}}{128 A L_0^{D_T-1}} \int_{\lambda_{\min,w}}^{\lambda_{\max,w}} T(\lambda_w) d\lambda_w \quad (26)$$

式(25)一式(26)中: k_o 和 k_w 分别为油相流体和水相流体的有效渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; $\bar{\mu}_w$ 为聚合物颗粒分散流体注入多孔介质前的体系黏度,即水化膨胀后聚合物颗粒分散体系的平均黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; A 为流体流经油藏多孔介质的横截面积,单位 cm^2 。

相对渗透率是有效渗透率与绝对渗透率的比值,绝

对渗透率为油藏多孔介质中单相流体流动时的渗透率,可用式(27)表示:

$$K = \frac{\pi D_f \lambda_{\max}^{3+D_T}}{128AL_0^{D_T-1}(3+D_T-D_f)} \quad (27)$$

式中: K 为油藏多孔介质的绝对渗透率。

因此,由式(25)一式(27)可得油水相的相对渗透率为:

$$k_{ro} = \frac{(3+D_T-D_f)}{(3+D_T-D_{f,o})} \frac{D_{f,o}}{D_f} \left(\frac{\lambda_{\max,o}}{\lambda_{\max}} \right)^{3+D_T} \quad (28)$$

$$k_{rw} = (3+D_T-D_f) \frac{\bar{\mu}_w D_{f,w} \lambda_{\max,w}^{D_{f,w}}}{D_f \lambda_{\max}^{3+D_T}} \int_{\lambda_{\min,w}}^{\lambda_{\max,w}} T(\lambda_w) d\lambda_w \quad (29)$$

式(28)一式(29)中: k_{ro} 和 k_{rw} 分别为油相流体和水相流体的相对渗透率。

当水相为均匀分布时,即水相为纯水,无聚合物颗粒时,水相黏度为常数,式(28)可简化为:

$$k_{rw} = \frac{(3+D_T-D_f)}{(3+D_T-D_{f,w})} \frac{D_{f,w}}{D_f} \left(\frac{\lambda_{\max,w}}{\lambda_{\max}} \right)^{3+D_T} \quad (30)$$

毛管中流体为环状流,根据饱和度的定义,油相流体和水相流体的流道直径可由下式计算:

$$\lambda_w = \lambda \sqrt{S_w} \quad (31)$$

$$\lambda_o = \lambda \sqrt{1-S_w} \quad (32)$$

可以看出,油相和水相的相对渗透率分别表示为含水饱和度和分形维数 D_f 、 D_T 和 $D_{f,o}$ (或 $D_{f,w}$)的函数。而而这些分形维数与介质微结构有关。

3 相对渗透率模型验证及影响因素分析

3.1 相对渗透率模型的验证及结果分析

首先,利用式(15)和式(16)分别计算油水相分形维数,得到饱和度与分形维数的关系曲线(图1),计算过程

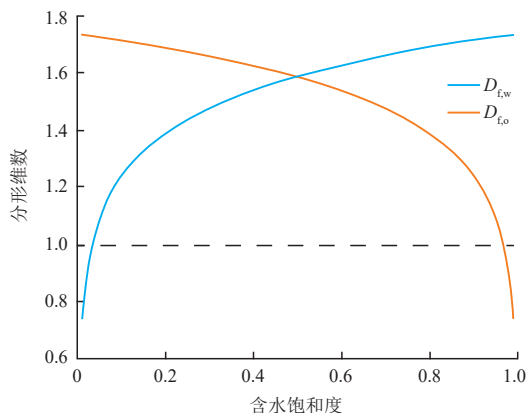


图1 分形维数与饱和度关系

Fig. 1 Relationship between fractal dimension and saturation

中将孔隙度设定为0.24,最小孔隙直径设定为 $1 \mu\text{m}$,最大孔隙直径设定为 $100 \mu\text{m}$,欧几里得维数为2。

如图1所示,当含水饱和度小于0.04或大于0.96时,分形维数($D_{f,o}$ 或 $D_{f,w}$)小于1,说明在此含水饱和度区间内,油相或者水相是不连续的,并不适用于分形模型,因此含水饱和度的取值介于0.04~0.96。

建立了考虑聚合物颗粒分散相驱油的相对渗透率分形模型和纯水驱油的相对渗透率分形模型,下面通过室内岩心驱替实验数据对该分形模型进行准确性的验证。

考虑聚合物颗粒分散相驱油的相对渗透率分形模型参数如下所示:聚合物颗粒的初始粒径为 $1 \mu\text{m}$,膨胀倍数为2,颗粒相分离系数为2,初始颗粒体积分数为0.01, Einstein常数 B 为2.5,固体颗粒最大体积分数为0.65。模型用定压驱替的方式,驱替压力为0.1 MPa,分散体系的溶剂为水,水的黏度为 $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,模型计算结果如图2所示,室内岩心驱替实验结果如图3所示^[31]。

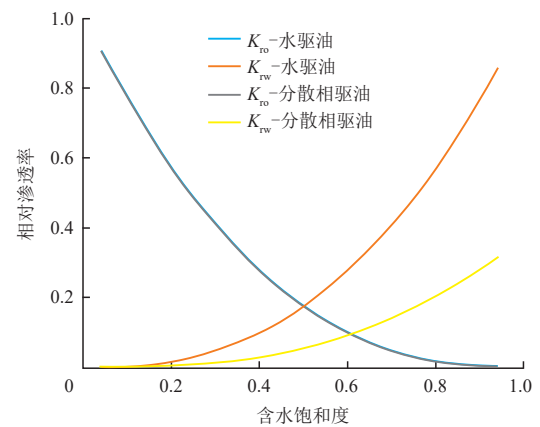


图2 水驱油与分散相驱油模型结果对比

Fig. 2 Comparison of results between water flooding and dispersed phase oil displacement models

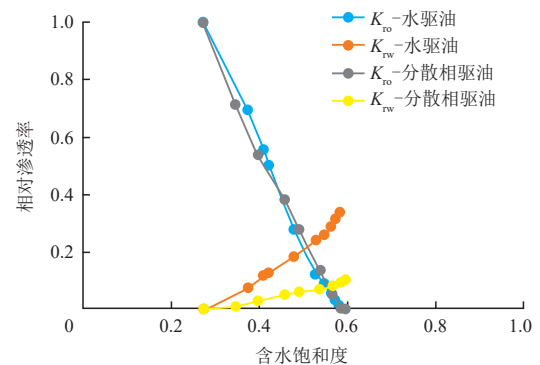


图3 水驱油与分散相驱油室内岩心驱替实验结果对比^[25]

Fig. 3 Comparison of laboratory core displacement experiment results between water flooding and dispersed phase oil displacement^[25]

对比图2和图3可以看出,模型计算结果与室内岩心驱替实验结果具有相同的趋势,聚合物颗粒分散相驱油时,水相相渗曲线均大幅度下降,这是由于直径较大的毛管中水相流量较大,由于颗粒相分离,颗粒大多进入直径较大的毛管中,使其中分散体系黏度变大,增大了流动阻力。

含水饱和度为0.5时,不同直径毛管中水相流量和各毛管中聚合物颗粒分散相体系黏度分布。从图4可以看出,当毛管直径大于39 μm时,水相流量相对较大,随着毛管直径增大且呈指数增加,此毛管直径区间内,分散相黏度均较高,分布值介于18.0~18.9 mPa·s,说明聚合物颗粒大部分较均匀的进入此区间毛管中;当毛管直径介于10~39 μm时,水相流量相对较小,分散相黏度随着毛管直径增大逐渐增大,分布值介于1~18 mPa·s,说明聚合物颗粒在此区间毛管中分布极不均匀;当毛管直径小于10 μm时,水相流量相对很小,分散相黏度为1 mPa·s,与分散体系溶剂水的黏度一致,说明聚合物颗粒没有进入此区间的毛管中,这与图2的分析结果一致。

3.2 分形维数的敏感性分析

根据式(8)可知,当最小毛细直径和最大毛细直径确定的情况下,孔隙分形维数仅与多孔介质的孔隙度存在关系。当孔隙度分别取值为0.2、0.3、0.4时,孔隙分形维数计算可得1.64、1.73、1.80,分别计算不同孔隙分形维数下的分散相相对渗透率模型。

如图5所示,油相相对渗透率几乎不受孔隙分形维数的影响;分散相的相对渗透率随着孔隙分形维数的增加而降低,这是由于孔隙分形维数增大,小孔径毛管占比与大孔径毛管占比的极差更大,加重了分散体系的颗粒相分离现象,使得部分毛管中的分散相黏度增加。

根据式(12)可知,迂曲度分形维数与多孔介质平均

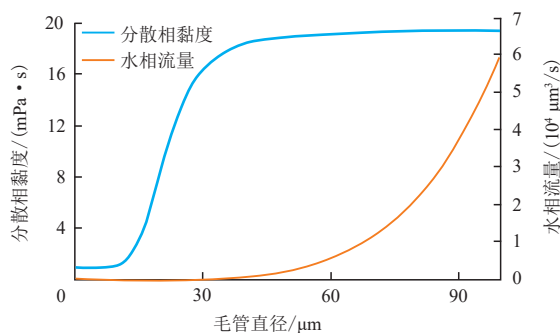


图4 不同直径毛管中聚合物颗粒分散相体系黏度及水相流量分布

Fig. 4 Viscosity and water phase flow distribution of polymer particle dispersed phase systems in capillaries of different diameters

迂曲度和平均孔径相关,在最小毛细直径和最大毛细直径确定的情况下,迂曲度分形维数分别取值1.4、1.6、1.8时,计算不同迂曲度分形维数下的分散相相对渗透率模型。

如图6所示,油相相对渗透率随着迂曲度分形维数的增大而略有降低,这是由于迂曲分形维数越大,流道弯曲越大,就会产生较大的流动阻力;分散相相对渗透率由于颗粒相分离现象,迂曲度分形维数越大,分散相整体黏度反而有所降低,因此分散相驱油的水相相对渗透率随着迂曲度分形维数的增大而增加。

3.3 聚合物颗粒体积分数敏感性分析

改变聚合物颗粒的初始体积分数,将其分别设置为0.002、0.006、0.010、0.014,分析聚合物颗粒体积分数对分散相驱油相渗曲线的影响,结果如图7和图8所示。

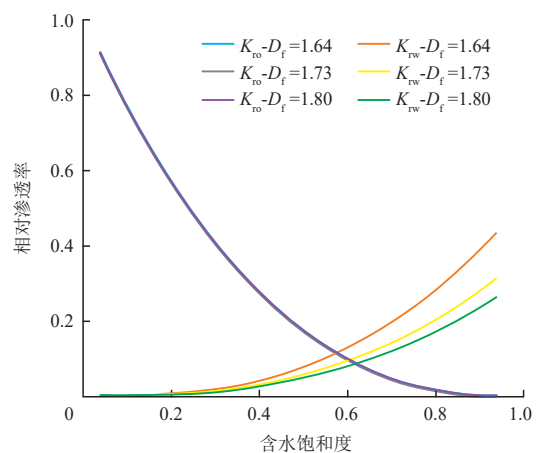


图5 不同孔隙分形维数下聚合物颗粒分散相相对渗透率对比
Fig. 5 Comparison of relative permeability of polymer particle dispersion phase under different pore fractal dimensions

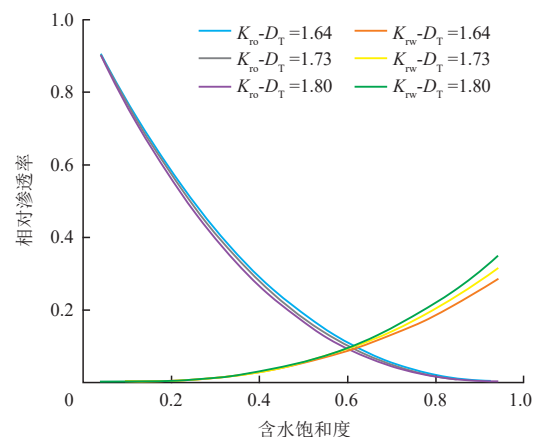


图6 不同迂曲度分形维数下聚合物颗粒分散相相对渗透率对比

Fig. 6 Comparison of relative permeability of polymer particle dispersion phase under different curvature fractal dimensions

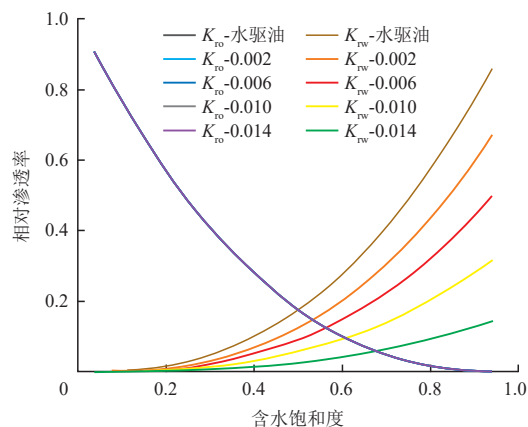


图7 不同聚合物颗粒初始体积分数下分散相相对渗透率对比
Fig. 7 Comparison of relative permeability of dispersed phase under different initial volume fractions of polymer particles

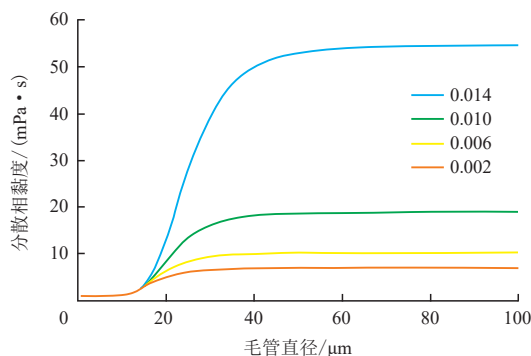


图8 不同聚合物颗粒初始体积分数下分散相体系黏度分布
Fig. 8 Viscosity distribution of dispersed phase system under different initial volume fractions of polymer particles

由图7可以看出,聚合物颗粒初始体积分数越小,其水相相对渗透率越接近于水驱油的水相相对渗透率,这是由于聚合物颗粒初始体积分数越小,分散相体系黏度越低,对水相相对渗透率影响越小。由图8可以看出,含水饱和度为0.5时,不同聚合物颗粒初始体积分数下聚合物颗粒分散相体系黏度在各毛管中的分布,聚合物颗粒初始体积分数越大,大直径毛管中的分散相体系黏度越高,水相相对渗透率下降幅度越大。当聚合物颗粒初始体积分数大于0.016时,经过水化膨胀后的聚合物颗粒在大直径毛管的体积分数将会大于最大体积分数,模型将无法计算出正确的相对渗透率曲线,因此该模型的适用条件为聚合物体积分数不应大于0.016。

4 结论

1) 在分析聚合物颗粒分散体系驱油过程中相分离现象的基础上,引入生物流体力学中红细胞树状叉体积

分数分布表达式,得到了考虑聚合物颗粒相分离的分散体系黏度数学模型;同时,利用分形理论,对 Hagen-Poiseuille 方程进行修正,建立了考虑实际流体分布的水驱油相对渗透率的分形模型。结合分散体系黏度数学模型和分形理论,提出了一种考虑聚合物颗粒分散相驱油的相对渗透率分形模型。

2) 通过与室内岩心驱替实验结果对比发现,研究所建相对渗透率分形模型具有较高的准确性。对比水驱油和分散相驱油的相对渗透率曲线,发现分散相驱油的水相相对渗透率更低,表现出更好的驱油效果。

3) 从敏感分析中可以发现,孔隙分形维数几乎对油相相对渗透率没有影响,但随着其增大,分散相的相对渗透率明显降低;油相相对渗透率随着迂曲度分形维数的增大而略有降低,而分散相相对渗透率随着迂曲度分形维数的增大而增加;同时,聚合物颗粒初始体积分数越大,大直径毛管中的分散相体系黏度越高,分散相驱油的水相相对渗透率下降幅度越大,但聚合物初始体积分数不应大于0.016。

参考文献

- [1] 何娟, 蒋帅, 郭成, 等. 基于孔隙尺度的碳酸盐岩油藏微观剩余油变化特征[J]. 中国海上油气, 2024, 36(3): 110-120.
HE Juan, JIANG Shuai, GUO Cheng, et al. Study on microscopic residual oil variation characteristics in carbonate reservoirs based on the pore-scale research[J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(3): 110-120.
- [2] 鲍文博, 肖丽华, 刘长龙, 等. 新型荧光核壳微球调驱剂制备及性能表征[J]. 中国海上油气, 2023, 35(6): 98-105.
BAO Wenbo, XIAO Lihua, LIU Changlong, et al. Preparation and performance characterization of novel fluorescent core-shell microspheres profile control and displacement agent[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(6): 98-105.
- [3] 石先亚, 邹婧文, 王冠华, 等. 微气泡增效二元复合驱提高普通稠油采收率实验[J]. 中国海上油气, 2024, 36(1): 84-90.
SHI Xianya, ZOU Jingwen, WANG Guanhua, et al. Laboratory experiment on enhancing conventional heavy oil recovery by microbubble-enhanced S/P binary flooding [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(1): 84-90.
- [4] 袁杰, 刘德新, 何娟, 等. 羧基纳米纤维素乳液性能测试及驱油效率研究[J]. 石油机械, 2023, 51(1): 78-85.
YUAN Jie, LIU Dexin, HE Juan, et al. Experimental study on performance and oil displacement efficiency of CCFNF emulsions[J]. China Petroleum Machinery, 2023, 51(1): 78-85.
- [5] 楚恒智, 郭勇, 张楠, 等. 微颗粒强化射流空化及破岩能力研究[J]. 石油机械, 2023, 51(8): 34-42.
CHU Hengzhi, GUO Yong, ZHANG Nan, et al. Role of microparticles in enhancing jet cavitation and rock breaking ability[J]. China Petroleum Machinery, 2023, 51(8): 34-42.
- [6] 雷光伦, 郑家朋. 孔喉尺度聚合物微球的合成及全程调剖驱油新技术研究[J]. 中国石油大学学报, 2007, 3(1): 87-90.
LEI Guanglun, ZHENG Jiapeng. Composing of pore-scale polymer microsphere and its application in improving oil recovery by profile control[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of

- Natural Science), 2007, 3(1): 87-90.
- [7] 白宝君, 刘伟, 李良雄, 等. 影响预交联凝胶颗粒性能特点的内因分析[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2): 103-105.
BAI Baojun, LIU Wei, LI Liangxiong, et al. An analysis on intrinsic factors influencing the properties of pre-crosslinking gelled particles [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(2): 103-105.
- [8] 赵方剑, 侯健, 元福卿, 等. 支化预交联凝胶颗粒微观驱油机理可视化实验[J]. 断块油气田, 2022, 29(4): 567-571.
ZHAO Fangjian, HOU Jian, YUAN Fuqing, et al. Visual experimental study on microscopic oil displacement mechanism of branched- preformed particle gel[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(4): 567-571.
- [9] YUE M, ZHU W Y, HAN H Y, et al. Experimental research on remaining oil distribution and recovery performances after nano-micron polymer particles injection by direct visualization[J]. Fuel, 2018, 212: 506-514.
- [10] 许成元, 阳洋, 蒲时, 等. 基于高效架桥和致密填充的深层裂缝性储层堵漏配方设计方法研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(3): 534-544.
XU Chengyuan, YANG Yang, PU Shi, et al. Design method of plugging formula for deep naturally fractured reservoir based on efficient bridging and compact filling[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 534-544.
- [11] 许江文, 张谷畅, 李建民, 等. 暂堵剂形状对裂缝封堵影响规律的实验研究[J]. 断块油气田, 2022, 29(6): 842-847.
XU Jiangwen, ZHANG Guchang, LI Jianmin, et al. Experimental study on influence law of temporary plugging agent shape on fracture plugging[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(6): 842-847.
- [12] 刘刚, 王俊衡, 王丹翎, 等. 耐高温栲胶堵剂的研制及油藏适应性评价[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 452-458.
LIU Gang, WANG Junheng, WANG Danling, et al. Development and reservoir adaptability evaluation of a high temperature resistant plugging agent: tannin extract[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 452-458.
- [13] 于继良, 鲍志东, 李海龙, 等. 高温裂缝性油藏凝胶封堵剂的性能评价[J]. 石油与天然气化工, 2024, 53(2): 107-111.
YU Jiliang, BAO Zhidong, LI Hailong, et al. Performance evaluation of gel plugging agent for high-temperature fractured reservoirs[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2024, 53(2): 107-111.
- [14] WANG J, LIU H Q, WANG Z L, et al. Experimental investigation on the filtering flow law of pre-gelled particle in porous media[J]. Transport in Porous Media, 2012, 94: 69-86.
- [15] FENG Q H, CHEN X C, ZHANG G. Experimental and numerical study of gel particles movement and deposition in porous media after polymer flooding[J]. Transport in Porous Media, 2013, 97: 67-85.
- [16] CHEN X C, FENG Q H, LIU W, et al. Modeling preformed particle gel surfactant combined flooding for enhanced oil recovery after polymer flooding[J]. Fuel, 2017, 194: 42-49.
- [17] LIU X Q, QU Z Q, YE W B, et al. A new type of double dispersion system for water control in fossil hydrogen energy development[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44 (56): 29500-29507.
- [18] LUO M L, JIA X H, SI X D, et al. A novel polymer encapsulated silica nanoparticles for water control in development of fossil hydrogen energy-tight carbonate oil reservoir by acid fracturing[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(61): 31191-31201.
- [19] SUN Z, WU X C, KANG X D, et al. Comparison of oil displacement mechanisms and performances between continuous and dispersed phase flooding agents[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 121-129.
- [20] 朱霞, 姚峰, 钱志鸿. 聚合物微球溶液封堵性能影响因素研究[J]. 胶体与聚合物, 2014, 32(1): 38-40.
ZHU Xia, YAO Feng, QIAN Zhihong. The influence factors on plugging characteristics of the polymer microspheres[J]. Chinese Journal of Colloid & Polymer, 2014, 32(1): 38-40.
- [21] 周元龙, 姜汉桥, 王川, 等. 核磁共振研究聚合物微球调驱微观渗流机理[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2013, 28(1): 70-75.
ZHOU Yuanlong, JIANG Hanqiao, WANG Chuan, et al. Experimental study on microscopic percolation mechanism of polymer microsphere profile control and flooding by nuclear magnetic resonance[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science), 2013, 28(1): 70-75.
- [22] FAIVRE M, ABKARIAN M, BICKRAJ K, et al. Geometrical focusing of cells in a microfluidic device: An approach to blood plasma[J]. Biorheology, 2006, 43(2): 147-159.
- [23] MCWHIRTER S M, BARBALAT R, MONROE K M, et al. A host type I interferon response is induced by cytosolic sensing of the bacterial second messenger cyclic-di-GMP[J]. The Journal of experimental medicine, 2009, 206(9): 1899-1911.
- [24] FENTON B M, CARR R T, COKELET G R. Nonuniform red cell distribution in 20 to 100 micrometers bifurcations[J]. Microvascular Research, 1985, 29(1): 103-126.
- [25] 娄钰. 纳微米聚合物颗粒分散体系非匀相渗流理论研究[D]. 北京: 北京科技大学, 2015.
LOU Yu. Heterogeneous flow of nano/micron polymer-particle dispersion system in porous media[D]. Beijing: University of Science & Technology Beijing, 2015.
- [26] KRIEGER I M, DOUGHERTY T J. A mechanism for non-Newtonian flow in suspensions of rigid spheres[J]. Transactions of The Society of Rheology, 1929, 3: 137-152.
- [27] YU B M, CHENG P. A fractal permeability model for bi-dispersed porous media[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2002, 45(14): 2983-2993.
- [28] XU P, YU B M. Developing a new form of permeability and Kozeny-Carman constant for homogeneous porous media by means of fractal geometry[J]. Advances in Water Resources, 2008, 31(1): 74-81.
- [29] WU Z W, CUI C Z, HAO Y M, et al. Relative permeability model taking the roughness and actual fluid distributions into consideration for water flooding reservoirs[J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2019, 44: 10513-10523.
- [30] WU Z W, CUI C Z, YANG Y, et al. A fractal permeability model of tight oil reservoirs considering the effects of multiple factors[J]. Fractal and Fractional, 2022, 6(3): 153.
- [31] 赵玉武. 低渗透油藏纳微米聚合物驱油实验和渗流机理研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2010.
ZHAO Yuwu. A study on laboratory experiment and numerical simulation of nano-micron polymer flooding for Low-permeable reservoir[D]. Beijing: Chinese Academy of Science (Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics), 2010.