低渗油藏活性纳米颗粒减阻增注解析模拟方法

刘旭鹏¹, 袁彬^{1,2,3}, 戴彩丽^{1,2,3}, 李跃¹, 韩明亮¹

1) 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛266580; 2) 中国石油大学(华东)非常规油气开发教育部重点实验室, 山东青岛266580; 3) 山东省油田化学重点实验室, 山东青岛266580

摘要: 为研究活性纳米颗粒在低渗储层中减阻增注的作用机理, 真实模拟储层孔隙表面粗糙条件, 构建了周期性矩形凹槽结构的微管模型和粗糙表面纳米颗粒受力均衡模型, 形成了孔隙表面活性纳米颗粒极限附着体积分数模型. 利用特征线法解析模拟了低渗储层孔隙表面活性纳米颗粒悬浮-附着-堵塞耦合的渗流过程. 综合考虑注入纳米颗粒附着及堵塞等储层损害机制和颗粒附着产生的滑移效应, 建立活性纳米颗粒降压增注理论模型. 结果表明: 注入纳米颗粒后, 岩心两端压降(垂直表面的压强差)较未注入时下降明显, 降压率可达40%; 通过比对注入前后注水指数的大小, 注入活性纳米流体后岩心注水能力得到显著提高. 该模型为低渗油藏活性纳米流体降压增注技术提供了一定的理论基础.

关键词: 油田开发; 低渗油藏; 降压增注; 活性纳米颗粒; 特征线法; 疏水滑移

中图分类号: TE348

文献标志码: A

doi: 10.3724/SP.J.1249.2021.06563

A novel analytical simulation method of utilization of surfactant-active nanoparticles for well injection enhancement in low-permeability reservoirs

LIU Xupeng¹, YUAN Bin^{1, 2, 3}, DAI Caili^{1, 2, 3}, LI Yue¹, and HAN Mingliang¹

1) School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong Province, P. R. China

2) Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development, Ministry of Education, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong Province, P. R. China

3) Shandong Key Laboratory of Oilfield Chemistry, Qingdao 266580, Shandong Province, P. R. China

Abstract: In order to study the mechanism of surfactant-active nanoparticles in drag reduction and injection enhancement in low-permeability reservoirs and to simulate the rough condition of the pore surface of the reservoirs, we construct a microtube model with periodic rectangular groove structure and a force balance model of nanoparticles on rough surface to get the limit adhesion concentration fraction model of surfactant-active nanoparticles on pore surface. The method of characteristics (MOC) is used to analyze and simulate the seepage process of the suspension-adhesion-plugging coupling of surfactant-active nanoparticles in pores of low permeability reservoirs. By comprehensively considering reservoir damage caused by the mechanisms such as particle attachment and blockage and the slip

Received: 2021-07-21; **Accepted:** 2021-09-01; **Online (CNKI):** 2021-10-09

Foundation: National Natural Science Foundation of China (52074338); National Key R & D Program of China (2019YFA0708700); The Fundamental Research Foundation for the Central Universities (20CX06071A)

Corresponding author: Professor YUAN Bin. E-mail: yuanbin@upc.edu.cn

Citation: LIU Xupeng, YUAN Bin, DAI Caili, et al. A novel analytical simulation method of utilization of surfactant-active nanoparticles for well injection enhancement in low-permeability reservoirs [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2021, 38(6): 563-571. (in Chinese)

effect established by nanoparticle attachment, a theoretical model for resistance reduction and injection enhancement of surfactant-active nanoparticles has been formed. The results show that comparing with the core without nanoparticles flooding, the pressure drop of the core decreases significantly after the injection of nanoparticles, and the pressure drop reaches 40%. At the same time, by comparing the water injection index before and after injection, the core injection capacity is significantly improved after the surfactant-active nanofluid injection. This model provides a certain theoretical basis for the technology of pressure reduction and injection enhancement of surfactant-active nanoparticles in low permeability reservoirs.

Key words: oilfield development; low permeability reservoirs; pressure drop and injection enhancement; surfactant-active nanoparticles; method of characteristics (MOC); hydrophobic slip

纳米颗粒指粒径介于 1 ~ 100 nm 之间的纳米粒子材料, 具有高表面活性、高化学稳定性以及高比表面积等优异性能, 在石油行业得到广泛的研究与应用^[1-2]. LI 等^[3]利用纳米二氧化硅制备了亲水型纳米颗粒, 通过室内实验研究了亲水纳米颗粒在提高采收率方面的效果. ZHAO 等^[4]通过将纳米二氧化硅表面改性, 制备了疏水型纳米颗粒, 并对其降压增注效果及机理进行了相应的研究. 除此之外, MOHAMADIAN 等^[5]发现纳米材料的加入使钻井液流变性能和过滤性能得到了显著的提升. 纳米技术对石油行业的发展产生了极大的生产力和推动力.

低渗油藏现已成为中国油气资源的主力军. 但低渗油藏存在孔隙度小、产能低和注水压力大等开发难题, 必须经过相应措施提高开发效率. 目前, 低渗油藏降压增注方法主要包括储层改造和化学改性. 其中, 化学改性法是通过表面修饰材料改变储层孔隙表面润湿性, 降低流动阻力, 提高注水和生产能力^[6-9].

针对纳米颗粒降压增注技术, 国内外都进行了广泛实验研究^[10-11]. 疏水型纳米颗粒能够在岩石孔隙或吼道表面牢固吸附, 形成具有疏水性的颗粒吸附层, 取代岩石表面水膜, 改变岩石孔隙表面润湿性, 降低油水界面张力, 同时也避免了黏土的水化膨胀, 有效解决了低渗油藏高压欠注难题^[12-15]. 然而, 目前对活性纳米颗粒降压增注能力的研究仅停留在改变界面张力和润湿性等宏观特性, 尚缺乏系统表征低渗储层内活性纳米颗粒渗流及降压增注的模拟方法, 不能有效指导活性纳米颗粒降压增注方案设计, 限制了它的推广应用. 为此, 本研究以毛细管渗流模型为基础, 在考虑孔隙壁面粗糙条件下, 模拟了活性纳米颗粒的在渗流过程中所发生的动态行为, 分析了活性纳米颗粒所造成的正负面效应, 建立了活性纳米颗粒降压增注模型, 该模型定义参数及参考取值见表 1. 该模型对活性纳米流

体的应用有一定的指导意义.

表 1 本研究模型定义的参数及参考取值

Table 1 The parameters and reference values defined by the model in the article

参数名称	符号	数值
毛细管半径	r_p	0.5 μm
斜面倾斜角	θ	20°
长度	a, b	0.4 μm
活性纳米颗粒半径	r	20 nm
孔隙度	ϕ	0.15
残余油饱和度	S_{or}	0.25
拖曳力系数	ω	60.0
黏度	μ	1 mPa · s
岩心长度	L	0.05 m
岩心截面积	A	2.5 cm^2
附着过滤系数	λ_a	600
堵塞过滤系数	λ_s	20
附着储层损害系数	β_a	5
堵塞储层损害系数	β_s	1 000
流体常数	C_w	0.41
修正系数	α	8.0

1 模型建立

本研究对经典毛细管束模型进行表面“粗糙化”处理, 提出了周期性矩形凹槽结构的微管模型, 如图 1. 其中, x 为水流方向的距离; l_n 为法向力臂; l_d 为拖曳力臂. 以单周期壁面为例, 单周期水平长度为 M , 将壁面分为 4 个区域: 区域 A 和 C 为水平区域, 长度分别为 a 和 b ; 区域 B 和 D 是斜面, 水平长度为 l 且倾角为 θ . 模型满足以下假设: ① —

维多孔介质为均质,处于热力学平衡,初始条件孔隙表面水湿,水和纳米颗粒两相等温流动;②活性纳米流体化学性质稳定,不与流体或界面发生反应;③流体流速足够大,可忽略颗粒扩散影响;④注水井周围含水孔隙度为 $(1 - S_{or})\phi$;⑤孔隙内纳米颗粒受到4种力作用:流动黏性流体造成的拖曳力 F_d 和升力 F_l 、壁面与纳米颗粒间静电力 F_e 以及颗粒自身重力 F_g ^[16].

图1 周期性矩形槽型结构模拟孔隙粗糙壁面
Fig.1 Pore rough wall simulated by periodic rectangular groove structure

对单个周期内不同区域上附着的纳米颗粒进行受力分析.如图1所示,设 $a = b = 2l$,以区域A处

纳米颗粒受力分析为例:纳米颗粒所受脱离力矩(由拖曳力构成)为 $F_d \cdot l_d$,顺时针方向;所受吸附力矩(由法方向合力构成)为 $(F_e + F_g - F_l) \cdot l_n$,逆时针方向.所以,区域A处纳米颗粒的力矩平衡表达式为 $F_d \cdot l_d = (F_e + F_g - F_l) \cdot l_n$.根据三角关系得到脱离/吸附力臂间关系为 $l_d = \sqrt{3} l_n$.因此,4个区域孔隙表面纳米颗粒所受力矩平衡方程为

$$\begin{cases} \text{区域A: } F_e - F_l + F_g - \sqrt{3} F_d = 0 \\ \text{区域B: } F_e - F_l - 2F_g \sin(\theta - \frac{\pi}{6}) - \sqrt{3} F_d = 0 \\ \text{区域C: } F_e - F_l + F_g - \sqrt{3} F_d = 0 \\ \text{区域D: } F_e - F_l + 2F_g \sin(\theta + \frac{\pi}{6}) - \sqrt{3} F_d = 0 \end{cases} \quad (1)$$

定义脱落因子 y 为拖曳力与静电力的比值,即

$$y = \frac{F_{di}}{F_e} = \frac{\omega \pi \mu r^2 v}{2\phi(1 - S_{or})r_i F_e} \quad (2)$$

其中, $r_i (i = A, B, C, D)$ 分别为4个区域处纳米颗粒吸附后的微管半径; F_{di} 为4个区域处(A、B、C、D)纳米颗粒所受拖曳力; r 为流体流动半径; μ 为流体黏度; v 为纳米颗粒的注入流速.

结合式(1)和式(2)可得4个区域处微管半径 r_i 与吸附层厚度 r_{ci} 之间的关系,

$$\begin{cases} \text{区域A: } \frac{r_{cA}}{r_p} = 1 - \frac{\omega \pi \mu r^2 q}{2\phi(1 - S_{or})F_e y_A r_p^2} \\ \text{区域B: } \frac{r_{cB}}{r_p + x \tan \theta} = 1 - \frac{\omega \pi \mu r^2 q}{2\phi(1 - S_{or})F_e y_B (r_p + x \tan \theta) r_{pp}^2} \\ \text{区域C: } \frac{r_{cC}}{r_p + l \tan \theta} = 1 - \frac{\omega \pi \mu r^2 q}{2\phi(1 - S_{or})F_e y_C (r_p + l \tan \theta)^3} \\ \text{区域D: } \frac{r_{cD}}{r_p + (l - x) \tan \theta} = 1 - \frac{\omega \pi \mu r^2 q}{2\phi(1 - S_{or})F_e y_D [r_p + (l - x) \tan \theta] r_{pp}^2} \end{cases} \quad (3)$$

其中, q 为注入流量,通过连续性方程可知: $q = v_A \pi r_p^2 = v_C \pi (r_p + l \tan \theta)^2 = v_{B,D} \pi r_{pp}^2$.其中, r_{pp} 为微管的平均半径; y_A 、 y_B 、 y_C 和 y_D 分别为图1中4个区域处纳米颗粒的脱落因子.

借助管道水流量计算公式与渗流力学流量计算等式关系,得到岩心孔隙度 ϕ 、渗透率 k 与单位面积毛细管数 n 之间的关系分别为 $\phi = n \pi r_p^2$ 与 $k = n \pi r_p^4 / 8$.定义活性纳米颗粒极限附着体积分数 $\varphi_{\max}$

为微管内活性纳米颗粒吸附层总体积与岩心外形体积之比(单位: m^3/m^3)得

$$\varphi_{\max} = \frac{NAL \pi [r_p^2 - (r_p - r_c)^2]}{AL} \quad (4)$$

其中, N 为截面上的毛细管总数.

结合式(3)、式(4)以及岩心孔隙度与毛细管参数的关系式,得到4个区域处微管表面纳米颗粒的吸附体积为

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{区域 A: } V_A = \left[1 - \left(\frac{\omega \pi \mu r^2 q}{2\phi(1-S_{or})F_e \gamma_A r_p^2} \right)^2 \right] Aa\phi(1-S_{or}) \\ \text{区域 B: } V_B = \int_0^1 \left[1 - \left(\frac{\omega \pi \mu r^2 q}{2\phi(1-S_{or})F_e \gamma_B(r_p + x \tan \theta) r_{pp}^2} \right)^2 \right] dx A\phi(1-S_{or}) \\ \text{区域 C: } V_C = \left[1 - \left(\frac{\omega \pi \mu r^2 q}{2\phi(1-S_{or})F_e \gamma_C(r_p + l \tan \theta)^3} \right)^2 \right] Ab\phi(1-S_{or}) \\ \text{区域 D: } V_D = \int_0^2 \left[1 - \left(\frac{\omega \pi \mu r^2 q}{2\phi(1-S_{or})F_e \gamma_D[r_p + (l-x) \tan \theta] r_{pp}^2} \right)^2 \right] dx A\phi(1-S_{or}) \end{array} \right. \quad (5)$$

最后, 单位周期上微管壁面上纳米颗粒的吸附体积为 $V_A + V_B + V_C + V_D$, 则整个岩心内纳米颗粒的吸附体积分数可表示为

$$\varphi_{\max} = \frac{V_A + V_B + V_C + V_D}{AL} \quad (6)$$

图 2 为活性纳米颗粒在孔隙表面极限附着体积分数与流速之间的关系. 由图 2 可知, 活性纳米颗粒在岩石颗粒表面的极限附着体积分数随着流速的增大逐渐变小, 即流速越大, 流体所带来的拖曳力越大, 使得顺时针方向的脱离力矩增大, 纳米颗粒从壁面脱落下来, 使得吸附层变薄. 此外, 微管表面的粗糙度也对纳米颗粒的吸附体积分数有较大影响, 与表面光滑的微管相比, 周期性矩形槽型结构壁面附着的活性纳米颗粒要更多.

图 2 活性纳米颗粒在孔隙表面极限附着体积分数与流速之间的关系

Fig. 2 The relationship between the limit adhesion concentration of active nanoparticles on the pore surface and the flow rate

2 活性纳米颗粒传输-附着-堵塞耦合过程模拟

特征线法 (method of characteristics, MOC) 又称

行波法或达朗贝尔法, 是一种解决一阶线性和二阶双曲型偏微分方程的常用方法. YUAN 等^[17-19]利用 MOC 对纳米流体减缓微米颗粒运移方面的问题作了详细研究, 最终得到了精确的解析解, 从微观层面充分地揭示了纳米流体对减缓储层中微粒运移的过程. 因此, 本研究采用特征线法对活性纳米颗粒在岩心中 3 种行为机制进行研究表征.

无因次的活性纳米颗粒的质量守恒方程为

$$\frac{\partial \varphi_1}{\partial x_D} + \frac{\partial \varphi_1}{\partial t_D} + \frac{1}{\phi(1-S_{or})} \frac{\partial \varphi_2}{\partial t_D} + \frac{1}{\phi(1-S_{or})} \frac{\partial \varphi_3}{\partial t_D} = 0 \quad (7)$$

其中, φ_1 为活性纳米颗粒的悬浮体积分数; φ_2 为活性纳米颗粒的附着体积分数; φ_3 为活性纳米颗粒堵塞体积分数; x_D 、 t_D 和 V_j 分别为无因次距离、无因次时间和无因次注入体积, $x_D = \frac{x}{L}$, $t_D = \frac{t}{V_j} =$

$$\frac{vt}{\phi(1-S_{or})L}.$$

由经典过滤理论中颗粒捕捉动力学方程, 可得到活性纳米颗粒在岩心中附着和堵塞的速率表达式^[12]为

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \varphi_2}{\partial t_D} = \lambda_a \varphi_1 \phi(1-S_{or})L \\ \frac{\partial \varphi_3}{\partial t_D} = \lambda_s \varphi_1 \phi(1-S_{or})L \end{array} \right. \quad (8)$$

式(7)活性纳米颗粒的质量守恒方程为典型的一阶线性的偏微分方程, 为此, 在给定初始条件和边界条件的情况下, 采用特征线法可以将定解条件下的偏微分方程的求解变为常微分方程的求解.

本研究将活性纳米流体在岩心中流动时所产生的 3 种行为机制体积分数变化 (悬浮、附着和堵塞) 分为 4 个阶段 (图 3): ① 活性纳米流体注入岩心前 (初始条件, φ_0 为注入体积分数); ② 入口

处活性纳米颗粒附着体积分数达到极限的过程;③岩心内部活性纳米颗粒附着体积分数达到极限的过程;④整个岩心内活性纳米颗粒附着体积分数达到极限后。

图3 活性纳米流体注入过程及初始、边界条件

Fig. 3 Active nanofluid injection process and initial and boundary conditions

结合式(7)和式(8),得到活性纳米颗粒悬浮、附着和堵塞3种行为机制的质量守恒方程为

$$\begin{cases} \frac{\partial \varphi_1}{\partial x_D} + \frac{\partial \varphi_1}{\partial t_D} + (\lambda_a + \lambda_s) \varphi_1 L = 0 \\ \frac{\partial \varphi_2}{\partial x_D} + \frac{\partial \varphi_2}{\partial t_D} + (\lambda_a + \lambda_s) \varphi_2 L = 0 \\ \frac{\partial \varphi_3}{\partial x_D} + \frac{\partial \varphi_3}{\partial t_D} + (\lambda_a + \lambda_s) \varphi_3 L = 0 \end{cases} \quad (9)$$

以活性纳米颗粒悬浮体积分数偏微分方程的求解为例,利用特征线法将式(9)中第1个式子转化为常微分方程的形式,即

$$\frac{d\varphi_1}{dx_D} = -(\lambda_a + \lambda_s) \varphi_1 L, \quad \frac{dt_D}{dx_D} = 1 \quad (10)$$

对式(10)中的 x_D 进行积分,并结合边界条件,得到阶段2中悬浮纳米颗粒的体积分方程为

$$\varphi_1 = \varphi_0 \exp[-(\lambda_a + \lambda_s) L x_D] \quad (11)$$

利用同样的方法,得到阶段2中活性纳米颗粒附着和堵塞体积分数的表达式分别为

$$\varphi_2 = \lambda_a \phi (1 - S_{or}) L (t_D - x_D) \cdot \exp[-(\lambda_a + \lambda_s) L x_D] \quad (12)$$

$$\varphi_3 = \lambda_s \phi (1 - S_{or}) L (t_D - x_D) \cdot \exp[-(\lambda_a + \lambda_s) L x_D] \quad (13)$$

若岩心入口处的活性纳米颗粒附着体积分数在 t_{DC} 时刻达到极限,则 t_{DC} 的表达式为

$$t_{DC} = \frac{\varphi_{\max}}{\lambda_a \varphi_0 \phi (1 - S_{or}) L} \quad (14)$$

以侵蚀前缘 (x_{cr}, t_{cr}) 表示岩心中活性纳米颗粒到达极限附着体积分数的位置和时刻,则侵蚀前缘前后两端的活性纳米颗粒体积分数由连续性条件得 $\varphi^- = \varphi^+ = \varphi_0$. 因此,结合式(8)和式(9),得到纳米颗粒附着体积分数距离的微分表达式为

$$\frac{\partial \varphi_2}{\partial x_D} = -\lambda_a \varphi_0 \phi (1 - S_{or}) L - (\lambda_a + \lambda_s) \varphi_2 L \quad (15)$$

对活性纳米颗粒的极限附着体积分数的时间 t_D 进行全微分可得

$$\frac{\varphi_{\max}}{\partial t_D} + \frac{\varphi_{\max}}{\partial x_D} \cdot \frac{dx_{cr}}{dt_D} = 0 \quad (16)$$

结合式(8)、式(15)和式(16),得到活性纳米颗粒附着体积分数侵蚀前缘时间与距离的表达式为

$$\begin{cases} t_{cr} = \frac{\lambda_a \varphi_0 \phi (1 - S_{or}) + (\lambda_a + \lambda_s) \varphi_{\max}}{\lambda_a \varphi_0 \phi (1 - S_{or})} x_{cr} + t_{DC} \\ x_{cr} = \frac{\lambda_a \varphi_0 \phi (1 - S_{or})}{\lambda_a \varphi_0 \phi (1 - S_{or}) + (\lambda_a + \lambda_s) \varphi_{\max}} (t_{cr} - t_{DC}) \end{cases} \quad (17)$$

同样,利用特征线法,结合式(9)及此时的边界条件得到阶段3中活性纳米颗粒悬浮、附着和堵塞的体积分数为

$$\begin{cases} \varphi_1 = \varphi_0 \exp[-(\lambda_a + \lambda_s) L (x_D - x_{cr})] \\ \varphi_2 = \varphi_{\max} \exp[-(\lambda_a + \lambda_s) L (x_D - x_{cr})] \\ \varphi_3 = \lambda_s \varphi_0 \phi (1 - S_{or}) L (t_D - x_D) \cdot \exp[-(\lambda_a + \lambda_s) L x_D] \end{cases} \quad (18)$$

随着活性纳米流体的进一步注入,设在 t_{cr1} (此时 $x_D=1$) 时整个岩心内活性纳米颗粒的附着体积分数达到极限,因此出口处的边界条件为 $\varphi(1, t_{cr1}) = \varphi_{\max}$. 阶段4中纳米颗粒悬浮、附着和堵塞的体积分数为

$$\begin{cases} \varphi_1 = \varphi_0 \exp(-\lambda_s L x_D) \\ \varphi_2 = \varphi_{\max} \\ \varphi_3 = \lambda_s \varphi_0 \phi (1 - S_{or}) L (t_D - x_D) \cdot \exp(-\lambda_s L x_D) \end{cases} \quad (19)$$

以 $\varphi_0 = 2\%$, 稳定注入速率 $v = 0.008$ m/s 为例,分别选取 t_D 为 0.5、10.0、20.0 和 35.0 时,观察活性纳米颗粒的悬浮、附着以及堵塞的体积分变化。

图4为特征线图像,当 $t_D = 0.5$ 时,对应图3和图4中的阶段2,由于岩石孔隙表面上纳米颗粒的附着体积分数未达极限,壁面上纳米颗粒的附着

数量会不断增加,直至到达 $t_{DC} = 1.04$ 时,入口纳米颗粒的附着量达到饱和. 结合图 5 (b)可以看出, $t_D = 0.5$ 时纳米颗粒附着体积分数并未到达峰值,其中, $\varphi_{\max} = 6.95\%$. 随着纳米流体的进一步注入,在 t_D 分别为 10.0 和 20.0 时,活性纳米颗粒在岩心内进一步饱和,此时岩心中经纳米颗粒侵蚀过的区域的附着量已达到饱和,当 t_D 分别为 10.0 和 20.0 时,活性纳米流体流经的区域都已达到极限附着体积分数. 当 $t_D = 35.0$ 时,侵蚀前沿到达岩心出口处,此时整个多孔介质纳米颗粒的附着体积分数已达到极限,在图 4 中表示为阶段 4,即整个岩心不会再吸附更多的纳米颗粒,仅发生纳米颗粒堵塞.

图 4 特征线图像

Fig. 4 Characteristic line

3 活性纳米颗粒降压增注效果验证

3.1 降压模型推导

如图 6 所示,活性纳米流体的注入使得岩心壁面润湿性由亲水转化为疏水或超疏水,产生疏水滑移效应,增大了毛细管的有效半径. 滑移长度的求解借助 WU 等^[20] 推导的润湿性与滑移长度 l_s 之间关系的表达式

$$l_s = \frac{C_w}{\left(1 + \frac{\cos \theta_0}{\alpha}\right)^2} \quad (20)$$

其中, r_e 为微管产生疏水滑移效应后的半径,即微管的有效半径; C_w 为所用液体通过实验或分子动力学 (molecular dynamics, MD) 模拟所得的液体常数; θ_0 为润湿角.

(a) 不同时刻岩心内的 φ_1 (b) 不同时刻岩心内的 φ_2 (c) 不同时刻岩心内的 φ_3 图 5 不同时刻岩心内 φ_1 、 φ_2 和 φ_3 的变化

Fig. 5 The concentration of active nanoparticles suspended, attached and blocked in the core at different times

因此,有效半径可表示为 $r_p + l_s - r_c$,得到活性纳米流体注入后的岩心渗透率 $k_1 = \phi r_e^4 / 8 r_p^2$.

如图 5 (b) 所示,在活性纳米流体注入过程中,整个岩心会以侵蚀前沿的位置 x_{cr} 为分界点,分为渗透率不同的两个区块. 以 $t_D = 20.0$ 为例,此时区块 1 孔隙表面的活性纳米颗粒附着后体积分数已达到饱和,渗透率也由原始渗透率 k_0 转变为 k_1 ,渗透率增大;而区块 2 由于未能附着足够多的活性纳

图6 纳米颗粒吸附层表面疏水滑移效应

Fig. 6 The hydrophobic slip effect on the surface of the nanoparticle adsorption layer

米颗粒,其渗透率也未发生改变,可视为初始渗透率 k_0 。当整个岩心内的活性纳米颗粒附着体积分数都已到达极限时,即注入活性纳米流体后岩心两端垂直表面压强差 Δp_1 可表示为

$$\Delta p_1 = \int_0^1 \frac{\mu L (1 + \beta_a \varphi_2 + \beta_s \varphi_3) v}{k_1} dx_D \quad (21)$$

其中, β_a 和 β_s 分别为活性纳米颗粒的附着和堵塞储层损害系数。

定义降压率 D 为注入活性纳米流体前、后岩心两端垂直表面压强差(Δp_0 和 Δp_1)之差与注入活性纳米流体前岩心两端压降之比,即

$$D = \frac{\Delta p_0 - \Delta p_1}{\Delta p_0} \quad (22)$$

由式(22)可知,降压率 D 越大,活性纳米流体降低压力在岩心内的损耗效果越好;反之,效果越差。

3.2 活性纳米流体选用分析及降压增注效果评价

3.2.1 纳米颗粒活性强弱对降压效果影响

如图7所示,分别设润湿角 θ_0 为 100° 、 120° 和 150° 表征选用活性纳米颗粒的活性(润湿性)的强

图7 润湿性的影响

Fig. 7 Influence of wettability

弱。通过与未使用活性纳米流体的结果比较,3种不同活性的纳米流体都起到了一定降压的作用,并且润湿角越大,降压效果越好。即所选纳米颗粒活性越强,降压效果越明显。在 $\theta_0 = 120^\circ$ 时降压率达到40%左右。

3.2.2 纳米颗粒注入体积分数对降压效果影响

通过设置纳米颗粒注入体积分数 φ_0 分别为2%、3%和4%,模拟注入体积分数对纳米颗粒减压效果的影响(图8)。在3种不同注入体积分数情况下,注入体积分数为2%和3%都起到了一定的降压作用。相反,注入体积分数为4%时压降大于未使用活性纳米颗粒的压降,但在注入过程中压降也有下降趋势。

图8 注入体积分数的影响

Fig. 8 Influence of injection volume fraction

3.2.3 纳米颗粒注入速率对降压效果影响

以 $v = 0.004$ 、 0.006 、 0.008 和 0.010 m/s向岩心内注入纳米流体时,降压率分别为37.9%、39.0%、40.5%和42.5%(图9)。通过比较发现,注入速率在0.01 m/s时所起到的降压效果最好。结合图3可知,由于注入速率的减小会使得纳米颗粒极限附着体积分数增加,进而使得壁面吸附层厚

图9 注入流速的影响

Fig. 9 Influence of injection flow rate

度增大,影响岩心渗透率和孔隙度的大小;相反,如果注入速率过大,则壁面不能吸附足够的活性纳米颗粒,从而不能达到出色的降压效果。

3.2.4 纳米颗粒对注入效果影响

本研究通过比较在纳米颗粒注入量相同情况下注入指数 J 的大小,来表征活性纳米颗粒对注入效果的影响。注水指数的表达式为

$$J = \frac{Q}{\Delta p_1} \quad (23)$$

其中, Q 为纳米流体(或水)注入流量。

以注入流速为 0.008 m/s 时为例,在相同注入流速的情况下,注入活性纳米流体后的岩心的注水指数要明显大于未使用纳米流体的注水指数,即单位压差下的注入流量更大(图 10),由此可知,活性纳米流体的注入显著增强了岩心的注入能力。

图 10 活性纳米流体注入前后注水指数变化

Fig. 10 Water injection index before and after active nanofluid injection

4 结 论

1) 活性纳米颗粒在岩石孔隙表面的附着是在多种力平衡作用下的结果,在保证矿化度和活性纳米流体类型不变的情况下,活性纳米颗粒的极限附着体积分随注入速率的增大而减小。

2) 利用活性纳米流体降压增注模型对影响降压增注效果的纳米流体活性、注入体积分和注入速率 3 个因素进行计算分析。结果显示,计算值与实际岩心测试时所得到的纳米颗粒降压增注效果具有较高的一致性。

3) 活性纳米流体降压增注模型综合考虑活性纳米流体注入岩心时产生的正、负面效应,从微观角度得出活性纳米降压增注作用机理,为实际生产过程中纳米颗粒的优选提供理论参考。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52074338);国家重点研发计划资助项目(2019YFA0708700);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(20CX06071A)

作者简介: 刘旭鹏(1997—),中国石油大学(华东)硕士研究生。研究方向:资源与环境石油与天然气工程。
E-mail: liuxvpeng11@163.com

引文: 刘旭鹏,袁彬,戴彩丽,等.低渗油藏活性纳米颗粒减阻增注解析模拟方法[J].深圳大学学报理工版,2021,38(6):563-571.

参考文献 / References:

- [1] 侯吉瑞,闻宇晨,屈鸣,等.纳米材料提高油气采收率技术研究及应用[J].特种油气藏,2020,27(6):47-53.
HOU Jirui, WEN Yuchen, QU Ming, et al. Research and application of nano-materials to enhance oil and gas recovery technology [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 47-53. (in Chinese)
- [2] 赵跃军,李宜霖,董驰,等.纳米颗粒材料在油气田开发中的应用进展[J].能源化工,2021,42(1):1-6.
ZHAO Yuejun, LI Yilin, DONG Chi, et al. Application progress of nano-particle materials in oil and gas field development [J]. Energy Chemical Industry, 2021, 42(1): 1-6. (in Chinese)
- [3] LI Yuyang, DAI Caili, WANG Xinke, et al. Study on enhanced oil recovery of water-based nanofluid with functional silica nanoparticles [C]// SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia: Society of Petroleum Engineers, 2017; SPE-186328-MS. doi:10.2118/186328-MS.
- [4] ZHAO Mingwei, GAO Mingwei, DAI Caili, et al. The study of a novel modified silica nanofluid for pressure-decreasing application in the ultra-low permeable formation [C]// SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition. Jakarta, Indonesia: Society of Petroleum Engineers, 2017; SPE-186397-MS. doi:10.2118/186397-MS.
- [5] MOHAMADIAN N, GHORBANI H, WOOD D A, et al. Rheological and filtration characteristics of drilling fluids enhanced by nanoparticles with selected additives: an experimental study [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2018, 2(3): 228-236.
- [6] 党海龙,肖前华,高瑞民,等.延长油田长7致密油

- 储层 CO₂ 驱替特征[J]. 深圳大学学报理工版, 2019, 36(3): 298-303.
- DANG Hailong, XIAO Qianhua, GAO Ruimin, et al. Characteristics of CO₂ displacement for Chang 7 tight reservoir in Yanchang oilfield [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 298-303. (in Chinese)
- [7] 江 昀, 许国庆, 石 阳, 等. 致密岩心带压渗吸的影响因素实验研究[J]. 深圳大学学报理工版, 2020, 37(5): 497-506.
- JIANG Yun, XU Guoqing, SHI Yang, et al. Experimental study on influencing factors for forced imbibition in tight sandstone cores [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2020, 37(5): 497-506. (in Chinese)
- [8] 廖思磊. 纳米材料在油田降压增注的应用研究进展[J]. 辽宁化工, 2018, 47(9): 957-959.
- LIAO Silei. Research progress in application of nanomaterials in decompression and augmented injection of oilfields [J]. Liaoning Chemical Industry, 2018, 47(9): 957-959. (in Chinese)
- [9] 李俊华, 王 佳, 周会强. 纳米硅材料在石油工业中的应用进展[J]. 应用化工, 2012, 41(1): 167-169, 173.
- LI Junhua, WANG Jia, ZHOU Huiqiang. Application and development of nano-silicon materials in oil industry [J]. Applied Chemical Industry, 2012, 41(1): 167-169, 173. (in Chinese)
- [10] YAN Yongli, CUI Mingyue, JIANG Weidong, et al. Drag reduction in reservoir rock surface: hydrophobic modification by SiO₂ nanofluids [J]. Applied Surface Science, 2017(396): 1556-1561.
- [11] 翟恒来, 齐 宁, 孙 逊, 等. 一种新型纳米 SiO₂ 降压增注剂的制备与评价[J]. 材料导报, 2019, 33(6): 975-979.
- ZHAI Henglai, QI Ning, SUN Xun, et al. Preparation and evaluation of a new type step-down augmented injection agent made of SiO₂ nanoparticles [J]. Materials Review, 2019, 33(6): 975-979. (in Chinese)
- [12] DI Qinfeng, SHEN Chen, WANG Zhanghong, et al. Innovative drag reduction of flow in rock's micro-channels using nano particles adsorbing method [C]// International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, 2010: SPE130994.
- [13] 狄勤丰, 顾春元, 施利毅, 等. 疏水性纳米 SiO₂ 增注剂的降压作用机理[J]. 钻采工艺, 2007, 30(4): 91-94.
- DI Qinfeng, GU Chunyuan, SHI Liyi, et al. Pressure drop mechanism of enhancing water injection technology with hydrophobicity nanometer SiO₂ [J]. Drilling and Production Technology, 2007, 30(4): 91-94. (in Chinese)
- [14] 王新亮, 狄勤丰, 张任良, 等. 纳米颗粒水基分散液在岩心微通道中的双重减阻机制及其实验验证[J]. 物理学报, 2012, 61(14): 336-342.
- WANG Xinliang, DI Qinfeng, ZHANG Renliang, et al. Dual drag reduction mechanism of water-based dispersion with hydrophobic nanoparticles in core microchannel and experimental verification [J]. Acta Physica Sinica, 2012, 61(14): 336-342. (in Chinese)
- [15] 顾春元, 李国健, 狄勤丰, 等. 均质多孔介质中纳米颗粒吸附层的水流滑移模型[J]. 水动力学研究与进展: A 辑, 2016, 31(6): 714-720.
- GU Chunyuan, LI Guojian, DI Qinfeng, et al. Water slip model of nanoparticle adsorption layer in homogeneous porous media [J]. Journal of Hydrodynamics, 2016, 31(6): 714-720. (in Chinese)
- [16] YUAN Bin, MOGHANLOO R G, ZHENG Da. Analytical evaluation of nanoparticle application to mitigate fines migration in porous media [J]. SPE Journal, 2016(21): 2317-2332.
- [17] YUAN Bin, MOGHANLOO R G, PATTAMASINGH P. Applying method of characteristics to study utilization of nanoparticles to reduce fines migration in deepwater reservoirs [C]// SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. Budapest, Hungary: Society of Petroleum Engineers, 2015: SPE-174192-MS. doi:10.2118/174192-MS
- [18] YUAN Bin, MOGHANLOO R G. Analytical model of well injectivity improvement using nanofluid preflush [J]. Fuel, 2017, 202: 380-394.
- [19] BEDRIKOVETSKY P, SIQUEIRA FD, FURTADO C A, et al. Modified particle detachment model for colloidal transport in porous media [J]. Transport in Porous Media, 2011, 86(2): 353-383.
- [20] WU Keliu, CHEN Zhangxin, LI Jing, et al. Wettability effect on nanoconfined water flow [J]. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2017, 114(13): 3358-3363.

【中文责编: 晨 兮; 英文责编: 天 澜】