

引用格式:王武超,刘慧卿,东晓虎,等.热复合流体对堵剂颗粒沉降特性的影响[J].油气地质与采收率,2023,30(5):119-129.
WANG Wuchao, LIU Huiqing, DONG Xiaohu, et al. Influence of thermal composite fluid on settling characteristics of plugging agent particles[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(5): 119-129.

热复合流体对堵剂颗粒沉降特性的影响

王武超¹,刘慧卿¹,东晓虎¹,陈掌星^{1,2},李禹¹,王海涛³

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249; 2. 加拿大卡尔加里大学化学与石油工程系,卡尔加里 阿尔伯特塔 T2N1N4; 3. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:稠油热复合开采后期,尽管颗粒堵调作业对进一步提高原油采收率有明显的效果,但储层中存留的热复合流体对堵剂颗粒沉降特性的影响还不明确,从而限制了颗粒悬浮体系在该阶段的应用。为此,依据颗粒沉降速度理论,对颗粒悬浮体系基本物性与颗粒沉降速度的内在规律开展研究;通过颗粒悬浮性实验及Zeta电位实验,对不同因素下悬浮颗粒的沉降特性及机理认识开展研究。结果表明,颗粒粒径与孔隙直径之比越小,颗粒群的沉降速度越小;当pH值为5或7时,颗粒悬浮体系的稳定性较好,当pH值为9时,颗粒悬浮体系产生明显的凝聚沉降现象;阴离子或非离子表面活性剂对颗粒悬浮体系的稳定性影响较小,阳离子表面活性剂与颗粒悬浮体系产生絮凝现象,但随着pH值减小絮凝现象减弱,当pH值为3时,无絮凝现象出现。因此,选择合适的颗粒悬浮体系关系到稠油热复合开采后期深部堵调作业的成败。

关键词:热复合流体;颗粒;沉降速度;悬浮性;絮凝现象

文章编号:1009-9603(2023)05-0119-11

DOI:10.13673/j.pgre.202212024

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Influence of thermal composite fluid on settling characteristics of plugging agent particles

WANG Wuchao¹, LIU Huiqing¹, DONG Xiaohu¹, CHEN Zhangxing^{1,2}, LI Yu¹, WANG Haitao³

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary, T2N1N4, Canada; 3. SINOPEC Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing City, 100083, China)

Abstract: In the later stage of thermal composite recovery of heavy oil, although particle plugging and adjustment operations have obvious effects on further enhancing oil recovery, the influence of the thermal composite fluid remaining in the reservoir on the settling characteristics of plugging agent particles is still unclear, which limits the application of particle suspension systems in this stage. Therefore, based on the particle settling velocity theory, the basic physical properties of the particle suspension system and the inherent laws of the particle settling velocity are studied. Through the particle suspension experiment and Zeta potential experiment, the settling characteristics and mechanism of suspended particles under different factors are analyzed. The results show that a larger ratio of the particle size to the pore diameter indicates greater particle settling velocity; when pH = 5 or pH = 7, the stability of the particle suspension system is better; when pH = 9, the particle suspension system produces obvious coagulation and sedimentation phenomenon; anionic or nonionic surfactants have little effect on the stability of the particle suspension system, while cationic surfactants and particle suspension system produce flocculation. However, as the pH value decreases, the flocculation weakens, and when the pH value is 3, no flocculation occurs. Therefore, choosing a suitable particle suspension system is of great significance to the success or failure of deep plugging and adjustment operations in the later stage of thermal composite recovery of heavy oil.

收稿日期:2022-12-08。

作者简介:王武超(1991—),男,陕西西安人,在读博士研究生,从事非常规油气藏开发及稠油热采研究工作。E-mail:wuchao172034@163.com。

基金项目:国家自然科学基金-中国石油化学工业基金“难采稠油多元热复合高效开发机理与关键技术基础研究”(U20B6003)。

Key words: thermal composite fluid; particles; settling velocity; suspension; flocculation

全球的稠油资源极为丰富,稠油可采资源量为 1.2674×10^8 t, 约占可开采石油资源量的 10%, 截至 2020 年, 全球年产稠油规模约达 5×10^7 t, 其中, 中国稠油年产量约为 1.6×10^7 t/a, 占全球稠油年产量的 32%, 成为全球稠油产量的重要组成部分^[1-2]。在稠油资源利用方面, 稠油中重质成分常被用于提炼高端润滑油、变压器油、高等级沥青和冷冻机油等国家重大工程和国防尖端装备急需的战略物资。在国际能源矛盾日益突出的情况下, 为解决中国能源对外依赖度过高的问题, 大力开发稠油资源符合中国经济、能源和战略安全的需求。

通常采用注蒸汽的开采方式来开发稠油油藏, 其中蒸汽吞吐是应用最广泛的稠油热采开发方式, 在进行多轮次蒸汽吞吐后, 蒸汽驱成为主要的接替开发方式^[1, 3-6]。但由于已开发的稠油油田开发效果逐渐变差, 并且目前已探明的难动用稠油资源储量规模较大, 因此, 传统的单一注蒸汽开采方式已难以实现目前稠油油藏的有效开发。为进一步提高稠油采收率, 通过开展大量的室内实验和先导性试验, 提出了热复合开采技术, 包括蒸汽-非凝析气 (CO_2/N_2 等) 复合热采技术、蒸汽-化合物 (表面活性剂/有机溶剂等) 复合热采技术、蒸汽-非凝析气-化合物复合热采技术^[1, 7-14]。目前, 热复合开采技术已在中外矿场中应用, 并实现了常规稠油蒸汽热采后期及难动用稠油油藏的高效开发^[1, 15-17]。

尽管热复合开采技术能够抑制蒸汽汽窜的不利影响, 但由于稠油油藏层内或层间非均质性、注汽参数不合理或蒸汽超覆等因素, 在稠油油藏热复合开采后期, 仍会出现一定程度的井间窜流现象, 使得后续蒸汽或热水波及效率低, 造成地层中滞留大量的剩余油^[18-19]。目前, 颗粒堵调作业对进一步提高原油采收率有明显的效果, 但储层中存留的热复合流体对堵剂颗粒沉降特性的影响还不明确, 此外, 热复合流体对颗粒悬浮体系沉降特性背后的机理认识还不清楚, 从而限制了颗粒悬浮体系在该阶段的应用。

为此, 依据颗粒沉降速度理论, 对颗粒悬浮体系基本物性与颗粒沉降速度的内在规律开展研究; 通过颗粒悬浮性实验及 Zeta 电位实验, 对不同因素下悬浮颗粒的沉降特性及机理认识开展研究; 期为颗粒悬浮体系在稠油热复合开采后期进行堵调作业提供理论基础。

1 颗粒沉降规律

根据单颗粒在黏弹性流体的自由沉降过程中的受力、单颗粒和颗粒群沉降速度的理论模型、不同因素对颗粒群沉降的影响机理, 明确了颗粒在黏弹性溶液中的沉降规律, 揭示了热复合流体对颗粒在聚合物溶液中沉降特性的影响机理, 为研究颗粒悬浮体系稳定性提供了理论基础。

1.1 单颗粒沉降规律

在颗粒沉降过程中, 根据流体与颗粒之间的相互作用, 可将颗粒所受的作用力分为重力、浮力、黏滞阻力、弹性阻力、附加质量力、Basset 力、绕流升力、Magnus 力和 Saffman 力等^[20]。实际上, 颗粒在聚合物颗粒悬浮体系中的自由沉降过程主要受到重力、浮力、弹性阻力和黏滞阻力的作用 (图 1)。因此, 对于聚合物, 当重力等于浮力、黏滞阻力和弹性阻力之和时, 可以获得颗粒的最终沉降速度, 颗粒受力情况分析如下^[21]:

$$G = F_{\text{buo}} + F_{\text{dv}} + F_{\text{de}} = \frac{1}{6} \pi d_p^3 \rho_f g + \frac{1}{2} C_{\text{dv}} \rho_f v_p^2 A + \frac{1}{2} C_{\text{de}} \rho_f v_p^2 A \quad (1)$$

其中:

$$A = \frac{\pi d_p^2}{4} \quad (2)$$

建立了考虑流体黏弹性作用下刚性球形颗粒

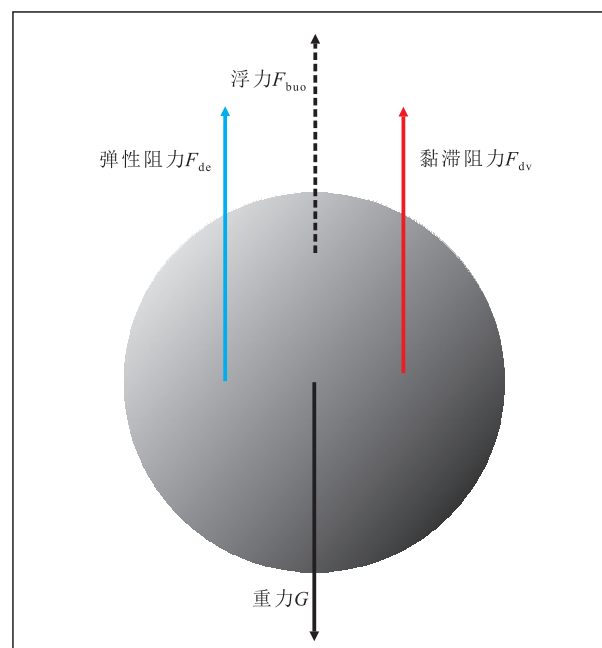


图 1 颗粒在黏弹性溶液中的受力分析

Fig.1 Force analysis of particles in viscoelastic solution

在幂律流体中的自由沉降速度模型^[21],其中,颗粒在黏性非弹性幂律流体中的 Stokes 流区、过渡流区和湍流区的条件分别为:

Stokes 流区 ($\sqrt{C_D} \cdot Re_p \leq 10$)

$$Re_{p - inelastic} = 0.0289 \left(\sqrt{\frac{4(\rho_s - \rho_f)d_p^3 g \rho_f}{3\mu^2}} \right)^{1.9658} \quad (3)$$

过渡流区 ($10 < \sqrt{C_D} \cdot Re_p \leq 100$)

$$Re_{p - inelastic} = 0.1147 \left(\sqrt{\frac{4(\rho_s - \rho_f)d_p^3 g \rho_f}{3\mu^2}} \right)^{1.4901} \quad (4)$$

湍流区 ($\sqrt{C_D} \cdot Re_p > 100$)

$$Re_{p - inelastic} = 0.9204 \left(\sqrt{\frac{4(\rho_s - \rho_f)d_p^3 g \rho_f}{3\mu^2}} \right)^{1.0571} \quad (5)$$

根据颗粒雷诺数公式变换可得颗粒在黏性非弹性幂律流体中的沉降速度:

$$v_p = \frac{\mu Re_p}{\rho_f d_p} \quad (6)$$

将(3),(4)和(5)式分别代入(6)式即可得颗粒在黏性非弹性幂律流体中不同流区的沉降速度。

在实际工程应用中,刚性颗粒悬浮剂大多为聚合物,具有黏弹性和幂律性,弹性作用对颗粒沉降有很大的影响^[22]。通过考虑弹性作用对颗粒沉降的影响^[21],建立了颗粒在黏弹性幂律流体中的自由沉降速度模型。因此,OKESANYA 等提出了一个有关颗粒在黏弹性幂律流体中的雷诺数与颗粒在黏性非弹性幂律流体中的雷诺数的关系式^[20]:

$$Re_{p - elastic} = \frac{Re_{p - inelastic}}{(1 + \kappa)^{0.689}} \quad (7)$$

其中:

$$\kappa = \frac{3.03782 Wi^{0.5064267}}{\sqrt{\frac{4(\rho_s - \rho_f)d_p^3 g \rho_f}{3\mu^2}}^{0.78936}} \quad (8)$$

$$Wi = \lambda \cdot \left[\frac{d_p g (\rho_s - \rho_f)}{6k} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (9)$$

$$\mu = k^n \cdot \left[\frac{d_p g (\rho_s - \rho_f)}{6} \right]^{1 - \frac{1}{n}} \quad (10)$$

将(7)式代入(6)式即可获得颗粒在黏弹性幂律流体中不同流区的自由沉降速度。

根据(3)–(8)式可知,增加流体黏弹性能够使颗粒雷诺数和颗粒沉降速度减小,这种抑制作用是

黏弹性流体在变形后恢复其原始结构时产生的。除此之外,悬浮剂密度越大,颗粒沉降速度越小;而颗粒密度和颗粒粒径越大,颗粒沉降速度越大。

1.2 颗粒群沉降规律

在油藏孔隙中,堵剂颗粒的沉降实际上是以颗粒群形式存在,不同浓度的颗粒群对颗粒沉降速度有很大的影响^[23-27]。通过考虑颗粒群浓度因素建立了无量纲颗粒群沉降速度模型,研究了颗粒群浓度变化对颗粒沉降规律的影响,模型表达式为:

$$\frac{v_{ps}}{v_p} = (1 - C)^\alpha \quad (11)$$

颗粒群浓度对颗粒沉降速度的影响机理主要为^[28-30]:①颗粒群浓度越大,颗粒悬浮体系密度和黏度也有所增大,颗粒所受阻力增大。②颗粒向下沉降时,被置换出的流体向上运动,从而阻滞了其他颗粒的沉降。③颗粒与颗粒之间的相互作用使得颗粒下沉阻力增大,并且颗粒群浓度越大,这种阻力效果越明显。

由于孔隙较小,颗粒与孔隙之间的相互作用不容忽视,壁面作用对颗粒的沉降有一定阻滞作用,从而降低颗粒沉降速度,并且颗粒粒径越大,颗粒群沉降速度越大。造成以上沉降规律的原因主要有3个方面:①颗粒越大,重力越大,沉降速度越大。②颗粒越大,即颗粒粒径与壁面间距之比越大,颗粒与壁面间隙的幂律流体受到的剪切速率越大,故流体黏度越低,从而导致壁面对颗粒沉降的黏滞阻力也变小,沉降速度增大。③单位体积溶液中颗粒体积含量一定时,颗粒越大,则单位体积溶液中颗粒数量越少,颗粒与颗粒之间、颗粒与壁面之间相互碰撞的几率变小,从而减小了颗粒沉降过程中的干扰作用,导致颗粒沉降速度变大^[31]。同时考虑颗粒群浓度、颗粒粒径与壁面间距之比等因素,建立无量纲颗粒沉降速度模型,研究颗粒群浓度和壁面作用对颗粒群沉降规律的影响,模型表达式为:

$$\frac{v_{ps}}{v_p} = (1 - 4.8C + 8.8C^2 - 5.9C^3) \times \left[1 - 1.563 \frac{d_p}{W} + 0.563 \left(\frac{d_p}{W} \right)^2 \right] \quad (12)$$

颗粒在不同黏度溶液中沉降时所受到的黏滞阻力不同,黏度越大溶液对颗粒的黏滞阻力越大,从而导致颗粒沉降速度变小。OKESANYA 等发现颗粒在高黏度溶液中的沉降速度小于低黏度溶液中的沉降速度,特别对于幂律流体而言,考虑黏度效应的速度模型对精确地描述颗粒沉降现象至关

重要^[20,32-34]。CUI等同时考虑了颗粒浓度、溶液黏度、颗粒粒径与壁面间距之比等因素建立了综合的无量纲颗粒沉降速度模型,其表达式为^[33]:

$$\frac{v_{ps}}{v_p} = (1 - C)^\alpha \left(1 - 0.16\mu_{sf}^{0.28} \frac{d_p}{W} \right) \quad (13)$$

将(6)式代入(13)式可得颗粒群沉降速度:

$$v_{ps} = (1 - C)^\alpha \left(1 - 0.16\mu_{sf}^{0.28} \frac{d_p}{W} \right) \frac{\mu R e_p}{\rho_f d_p} \quad (14)$$

由(14)式可知,颗粒浓度或溶液黏度越大,颗粒群沉降速度越小;而颗粒粒径与壁面间距之比越大,颗粒群沉降速度越大。

1.3 不同因素对颗粒群沉降的影响机理

在油藏矿场应用中,固体颗粒以带负电荷的SiO₂为研究对象,堵剂颗粒悬浮体系常采用聚合物作为悬浮剂,为了提高颗粒的悬浮性,考虑到稠油热采开发后期油藏孔隙壁面及地层水为负电性,所以选择阴离子聚合物作为颗粒悬浮剂。在热复合开采后期,即在油藏注蒸汽、CO₂和表面活性剂复合开采后期,油藏孔隙中存留有一定量的CO₂和表面活性剂,并且CO₂的存留易使得部分地层孔隙由碱性向中性或弱酸性转变。除此之外,油藏中的温度和地层水矿化度分布也有所变化,即在近井地带,越靠近井筒,地层温度越高,地层水矿化度越低。综上,在向地层注入颗粒悬浮体系之前,需要考虑温度、地层水矿化度、pH值和表面活性剂类型等因素对颗粒悬浮体系稳定性的影响,尽管不同因素对颗粒悬浮体系稳定性的影响机理各不相同,但大体上是通过2种机理(凝聚作用和絮凝作用)来改变颗粒悬浮体系的稳定性。

温度 随着温度增加,颗粒悬浮体系黏度降低,颗粒在黏性非弹性幂律流体中的拖曳系数减小,从而颗粒群沉降速度增大。除此之外,温度升高,颗粒与颗粒之间碰撞更为频繁和剧烈,通过克服颗粒间静电斥力而引起颗粒相互凝聚在一起,形成颗粒团块,增加沉降速度,以上2种机理导致颗粒悬浮性下降。

矿化度 为了简化模拟地层水矿化度对颗粒悬浮体系的影响,采用NaCl溶液来替代真实油藏储层地层水,NaCl溶液对颗粒悬浮体系稳定性的影响机理如图2a所示。阴离子聚合物本身带有负电荷,悬浮体系中存在的氯离子对带负电荷的聚合物线团有压缩效应。随着矿化度的增加,氯离子对聚合物线团的排斥作用增强,聚合物线团的有效粒径逐渐减小。但当矿化度增加到一定程度时,聚合物线团由柔性结构变为刚性结构,聚合物线团有效粒径不

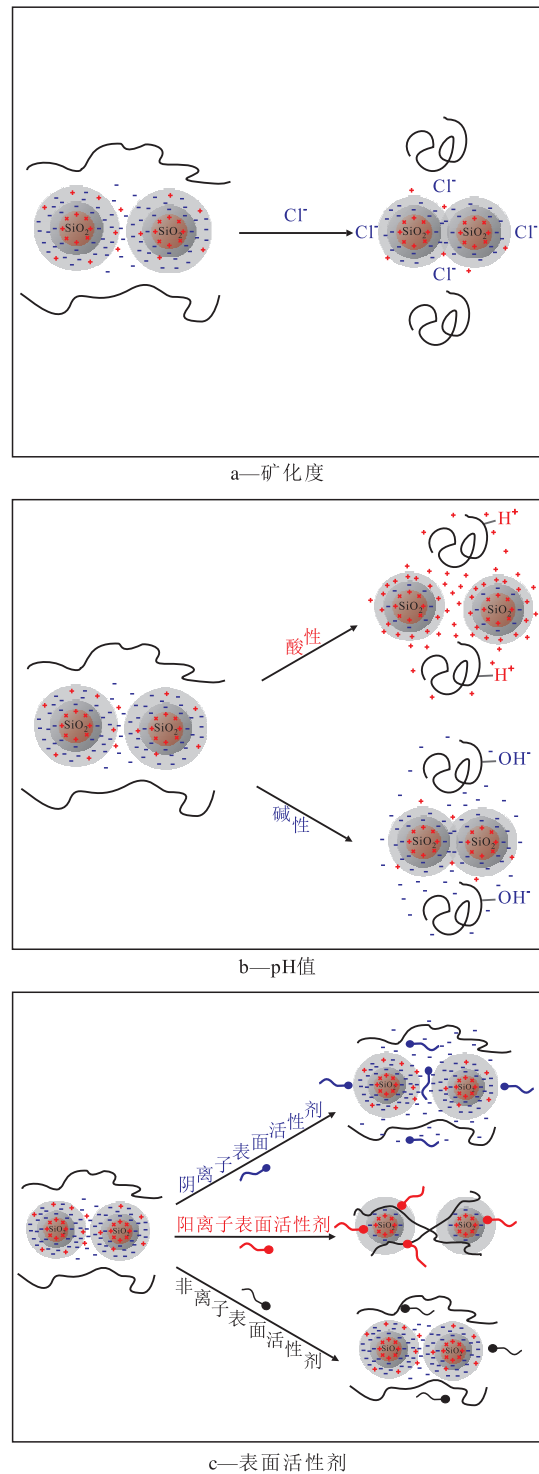


图2 不同因素对颗粒悬浮体系稳定性的影响机理

Fig.2 Influence mechanism of different factors on stability of particle suspension system

再随矿化度的增加而变化,进而削弱了聚合物线团对颗粒的桥连作用,导致聚合物对颗粒的絮凝作用减小。同时,氯离子对带负电荷的颗粒双电层也有一定的压缩作用,颗粒间斥力减小,使得颗粒易于凝聚成大颗粒团,从而促进悬浮颗粒沉降,降低了颗粒悬浮体系的悬浮性。

pH值 酸性或碱性条件对颗粒悬浮体系的稳

定性影响机理如图2b所示,酸性条件下,阴离子聚合物线团吸附大量氢离子而带正电性,同时,颗粒表面的负电性也慢慢减弱。随着pH值减小,酸性增强,溶液中正电荷浓度增加,氢离子对聚合物线团有排斥作用,使得聚合物线团由柔性结构变为刚性结构,聚合物线团有效粒径不再变化,进而削弱了聚合物线团对颗粒的桥连作用,导致聚合物对颗粒的絮凝作用减小。与此同时,随着溶液中氢离子浓度增加,带负电性的颗粒表面慢慢接近中性,甚至变为正电性,颗粒与聚合物线团之间的吸附作用减弱,甚至变为斥力作用,因此,颗粒悬浮体系的稳定性也逐渐变好。碱性条件下,溶液显负电性,溶液中的负电荷对阴离子聚合物线团有一定的排斥作用,使得聚合物线团的有效粒径减小,从而削弱聚合物线团对颗粒的桥连作用,导致聚合物对颗粒的絮凝作用减小。同时,溶液中的负电荷对带负电荷的颗粒双电层也有一定的压缩作用,颗粒间斥力减小,使得颗粒易于凝聚成大颗粒团,从而促进悬浮颗粒沉降,降低了颗粒悬浮体系的悬浮性。

表面活性剂类型 不同类型表面活性剂对颗粒悬浮体系的稳定性影响机理如图2c所示,阴离子表面活性剂电离出来的负电荷主体离子使得颗粒悬浮体系Zeta电位减小,阴离子表面活性剂电离出来的负电荷主体离子、聚合物线团和颗粒之间的斥力作用增大,颗粒悬浮性增强。负电的SiO₂表面吸附阳离子表面活性剂带正电,通过电中和效应吸附在带负电的阴离子聚合物上,从而形成絮凝体,改变颗粒悬浮体系的稳定性。但随着溶液pH值变小,溶液中氢离子正电荷增多,颗粒悬浮体系的稳定性变好,这主要是由于以下2种协同作用:一部分氢离子与颗粒发生电中和,甚至使颗粒表面带正电荷,增加颗粒间的斥力作用;一部分氢离子与阳离子表面活性剂吸附到阴离子聚合物线团上,并使聚合物线团带正电荷,溶液中的氢离子正电荷对带正电荷的聚合物线团产生排斥作用,使得聚合物线团的有效粒径减小,从而削弱聚合物线团对颗粒的絮凝作用。非离子表面活性剂由于不带电荷,从而对颗粒悬浮体系稳定性影响不大。

2 不同因素对颗粒悬浮体系Zeta电位的影响

根据不同条件下(矿化度、pH值、不同类型表面活性剂)颗粒悬浮体系的Zeta电位变化情况,明

确其变化规律,进一步揭示了不同因素对颗粒群沉降的影响机理。

2.1 实验条件及方法

实验仪器及材料包括:Zeta电位及粒度分析仪、SiO₂颗粒、阴离子聚合物试剂、十二烷基硫酸钠(阴离子表面活性剂)、十二烷基三甲基溴化铵(阳离子表面活性剂)、聚乙二醇100硬脂酸酯(非离子表面活性剂)、NaCl试剂、HCl试剂、NaOH试剂以及去离子水。

在不同颗粒粒径、矿化度、pH值、表面活性剂类型条件下,测试颗粒悬浮体系Zeta电位。具体步骤如下:分别将颗粒直径为5, 10, 15 μm的SiO₂在NaCl溶液中(矿化度分别为0, 8 000, 16 000和32 000 mg/L)配制成颗粒质量分数为0.5%的颗粒悬浮体系,在超声波水浴下振动60 min使颗粒完全分散在溶液中,在此基础上,配制3 000 mg/L的聚合物溶液,测试颗粒在不同矿化度下SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系的Zeta电位;将SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系的pH值用HCl和NaOH溶液分别调至5, 7, 9,在矿化度为16 000 mg/L条件下,测试不同pH值下SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系的Zeta电位;在矿化度为16 000 mg/L条件下,向不同pH值(3, 5, 6, 7)的SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系中添加不同类型表面活性剂(阴离子表面活性剂和阳离子表面活性剂),测试不同pH值和不同类型表面活性剂共同作用下SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系的Zeta电位。

2.2 实验结果与分析

由地层水矿化度对颗粒悬浮体系Zeta电位的影响规律(图3a)可知,随着矿化度的增加,Zeta电位逐渐减小且下降幅度也在逐渐变小,其中当矿化度从0 mg/L变化到8 000 mg/L时,Zeta电位的变化幅度最大,当矿化度从16 000 mg/L变化到32 000 mg/L时,Zeta电位的变化幅度不明显。说明随着矿化度增大,聚合物链上的负电荷也在增加,同时也说明带更多负电荷的聚合物链与负电荷颗粒之间的斥力作用增大,因此,颗粒在该溶液中的分散性随矿化度增大而增大。这主要是聚合物链本身带负电,再加上溶液中大部分的Cl⁻吸附在聚合物上,使得Zeta电位带负电荷更多,由于Cl⁻的半径较大,因此,Cl⁻对带负电的聚合物链通过斥力作用会产生一定程度的压缩效应,随着Cl⁻浓度增大,聚合物链的有效粒径减小,最终变成不能压缩的刚性结构。其中,在低矿化度下,Cl⁻对柔性聚合物链的有效粒径压缩最明显,随着矿化度增加,Cl⁻对缩成链

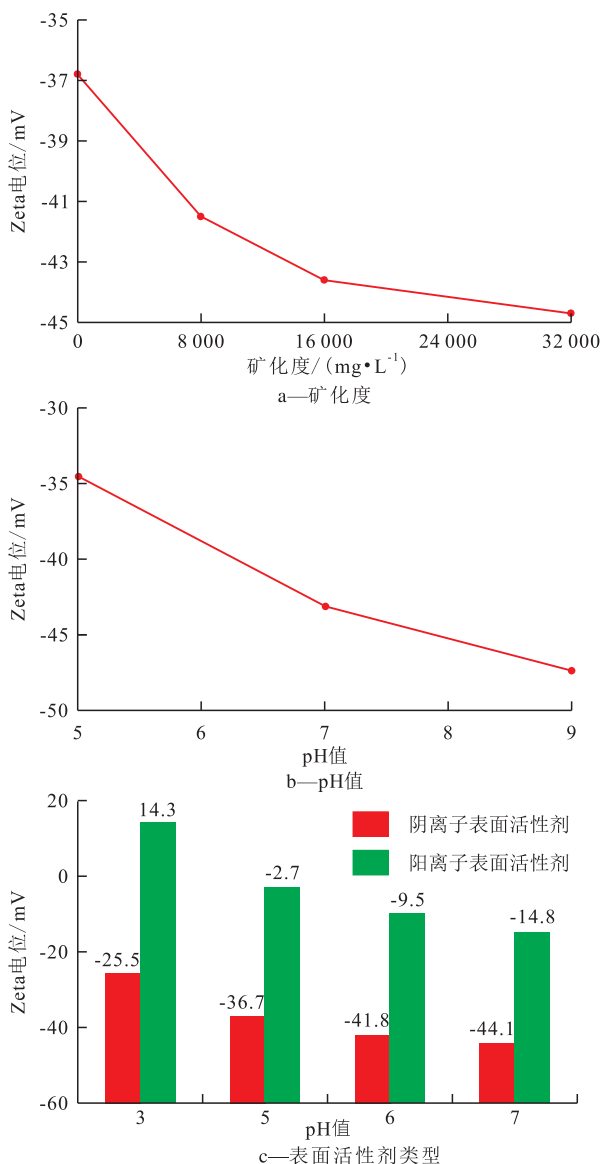


图3 不同因素对颗粒悬浮体系 Zeta 电位的影响

Fig.3 Influence of different factors on Zeta potential of particle suspension system

团状的聚合物有效粒径影响趋于减弱,聚合物链表面的电荷密度也趋于稳定,Zeta 电位也不再有明显变化。

由 pH 值对颗粒悬浮体系 Zeta 电位的影响(图 3b)可知,Zeta 电位随着 pH 值的增大而减小。这主要是由于随着氢离子浓度减小,即 OH⁻浓度增大,聚合物链或 SiO₂表面上吸附的负电荷增加,从而使得颗粒悬浮体系 Zeta 电位更小,例如 OH⁻易于吸附在 SiO₂表面上形成羟基,显负电性。

由表面活性剂和 pH 值共同作用对颗粒悬浮体系 Zeta 电位的影响(图 3c)可知,颗粒悬浮体系 Zeta 电位随着 pH 值增加而减小,当 pH 值为 3 时,颗粒悬浮体系的 Zeta 电位最大,添加阳离子表面活性剂的颗粒悬浮体系 Zeta 电位变大为正值,且整体上大于

添加阴离子表面活性剂的颗粒悬浮体系。这主要是由于在酸性条件下,氢离子与阳离子表面活性剂对电中和负电荷聚合物链或 SiO₂表面具有一定程度的协同作用,阴离子表面活性剂对氢离子与负电荷聚合物链或 SiO₂表面发生的电中和具有一定程度的抑制作用。

3 不同因素对颗粒悬浮体系稳定性的影响

通过测试温度、颗粒粒径、颗粒浓度等不同因素对颗粒沉降规律的影响,结合复合流体(地层水矿化度、pH 值和不同类型表面活性剂)对颗粒悬浮特征的影响结果,明确不同因素对颗粒悬浮体系稳定性的影响规律。

3.1 实验条件及方法

实验仪器及材料 实验仪器包括可视化多功能恒温箱、玻璃量筒、秒表、照相机,实验所需材料与 Zeta 电位实验一致。

实验过程 将量筒放入恒温箱中预热到 40 °C,然后将上述配制好的不同测试溶液装入量筒中;此外,为了测试温度和颗粒浓度对颗粒悬浮体系稳定性的影响,再设置 40 和 80 °C 两组温度对照实验,设置颗粒质量分数为 0.5% 和 1.0% 两组对照实验;用照相机隔一小段时间对玻璃量筒拍照,并记录时间。

根据颗粒群在溶液中的沉降类型,可将颗粒悬浮体系分为上清液区、自由沉降区、絮凝(干涉)沉降区、拥挤(区域)沉降区及压缩沉降区。由于颗粒群在沉降过程中涉及自由沉降、絮凝(干涉)沉降、拥挤(区域)沉降及压缩沉降等 4 种沉降类型,并且每种沉降类型都伴随着不同的沉降特性,因此,沉降过程非常复杂。尽管颗粒群整个沉降变化情况很难被直接表征出来,但通常采用析水率和析水速度等间接的方法来描述颗粒群整个沉降过程^[31]。析水率和析水速度的计算式分别为:

$$\xi = \frac{V_{\text{lst}}}{V_{\text{ls}}} \times 100\% \quad (15)$$

$$v_{\xi} = \frac{V_{\text{lst}}}{t} \quad (16)$$

实验结果处理 由于照片中 SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系的上清液层与颗粒沉降层很难通过直接观察区分开,因此,为了提高沉降区域的清晰度,使用 Photoshop 软件对每个时刻的图片进行灰度值、

二值化和分割处理,获得清晰的颗粒沉降分区(上清液区和沉降区)。最后,将获得的上清液体积和时间代入(15)和(16)式计算出析水率和析水速度。

3.2 实验结果与分析

3.2.1 不同因素对颗粒沉降规律的影响

由颗粒群沉降速度公式可知,影响颗粒沉降的主要因素为颗粒浓度、颗粒悬浮体系的黏度(温度)和颗粒大小等。

由不同温度下析水率和析水速度随时间的变化(图4a)可知,与温度为40℃相比,当温度为80℃时颗粒悬浮体系的析水率更早达到90%,除此之外,在沉降过程中,80℃所对应的析水速度也大于40℃对应的析水速度。说明温度越高,颗粒群的沉降速度越快,这主要是由于温度增加使颗粒悬浮体系黏度降低,除此之外,温度升高,颗粒与颗粒之间碰撞更为频繁和剧烈,通过克服颗粒间静电斥力而引起颗粒相互凝聚在一起,形成颗粒团块,增加沉降速度,以上两种机理导致颗粒悬浮性下降。

由不同颗粒粒径下析水率和析水速度随时间的变化(图4b)可知,当颗粒粒径为5μm时,析水率和析水速度随时间变化始终近似为0,远小于颗粒粒径为15μm所对应的析水率和析水速度。说明适当地降低颗粒粒径有助于提高颗粒悬浮体系稳定性,这主要是由于颗粒粒径越小,自身重力越小,颗粒在溶液中的受力越倾向于平衡态。

由不同颗粒浓度下析水率和析水速度随时间的变化(图4c)可知,颗粒质量分数为0.5%时的析水率和析水速度大于颗粒质量分数为1.0%对应的析水率和析水速度。说明适当地增加颗粒浓度有助于提高颗粒悬浮体系的稳定性,这是由于颗粒浓度增加,颗粒与颗粒之间、颗粒与壁面之间的碰撞次数增加,即颗粒受到容器壁面和颗粒表面的摩擦阻力增加,除此之外,上面颗粒受到下面颗粒的支撑阻力也增加。

3.2.2 复合流体对颗粒悬浮特征的影响

在热复合流体开采后期,油藏汽窜或水窜通道中存有一定量的CO₂(CO₂易溶于水显酸性)和表面活性剂,除此之外,由于蒸汽的注入,油藏中地层水矿化度分布也发生了改变。为了研究堵剂颗粒悬浮体系在复杂环境下的悬浮性,对矿化度、pH值和不同类型表面活性剂对颗粒悬浮体系稳定性的影响进行分析。

由矿化度对颗粒悬浮特征的影响(图5a)可知,在矿化度分别为0,8 000,16 000和32 000 mg/L的

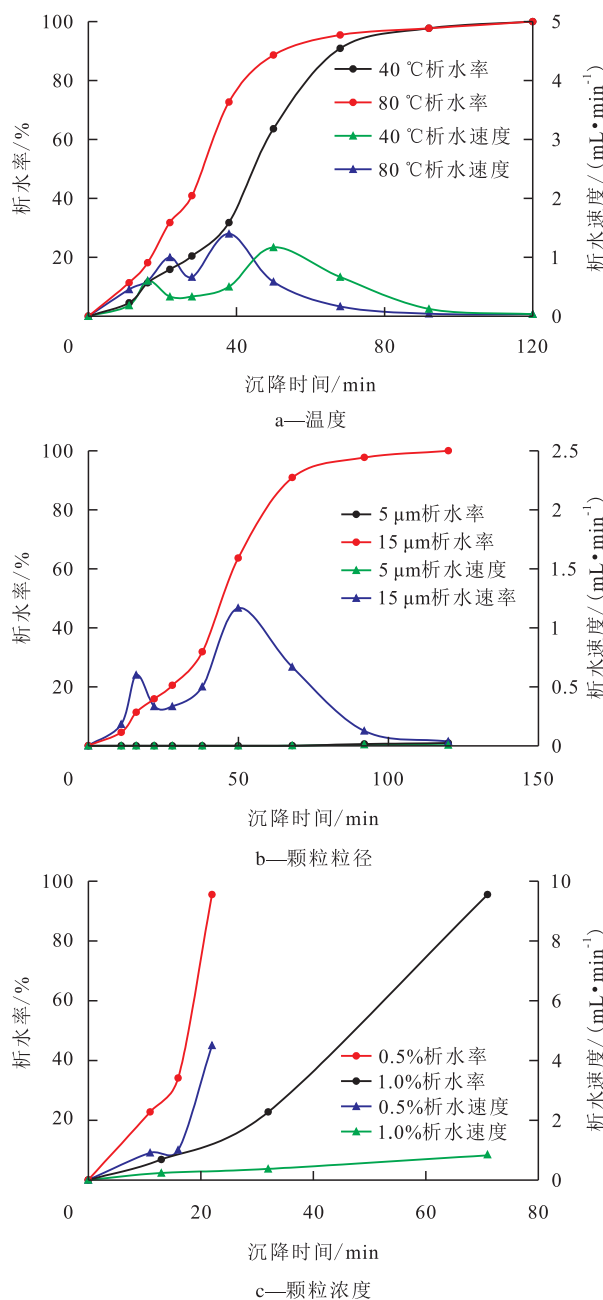


图4 不同条件下析水率和析水速度随时间的变化规律
Fig.4 Variation of water separation rate and water separation speed with time under different conditions

SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系中,未出现颗粒凝聚或絮凝现象,并随着时间增加,未出现大量颗粒沉降现象,在不同矿化度下颗粒悬浮体系的悬浮性依然保持良好。说明SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系的耐盐性较好,满足在该地层矿化度条件下使用。这主要是由于阴聚合物分子链较长,尽管增加矿化度会使得聚合物分子的有效粒径减小,但聚合物线团的有效粒径依然很大^[3],则聚合物溶液的黏度受矿化度的影响程度不大。

由pH值对颗粒悬浮特征的影响(图5b)可知,SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系在pH值分别为5和7条



图5 不同因素对颗粒悬浮特征的影响

Fig.5 Influence of different factors on particle suspension characteristics

件下未有明显变化,而在pH值为9的条件下出现凝聚现象,并快速沉降。说明该体系在弱酸性和中性地层中具有较好的稳定性,而在碱性地层中稳定性较差,容易发生凝聚沉降,从而减小堵剂颗粒在地层中的运移距离。这主要是由于在酸性条件下,溶液中的氢离子对聚合物链有电中和吸附作用,使得聚合物链的负电性减弱,但仍与负电性颗粒有一定程度的排斥作用;中性条件下,负电性聚合物链与颗粒之间具有明显的排斥作用,因此,该条件下的颗粒悬浮体系稳定性好;在碱性条件下,OH⁻易与SiO₂表面形成硅羟基使得颗粒带负电荷更多,在结合溶液中存在大量的负电荷OH⁻,颗粒表面双电层厚度被压缩,根据DLVO理论,颗粒之间易于凝聚形成大颗粒团,从而加速悬浮颗粒的沉降,使颗粒悬浮体系的稳定性变差。

由不同类型表面活性剂对颗粒悬浮特征的影响(图5c)可知,添加阴离子表面活性剂和非离子表面活性剂的SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系未有明显变化,而添加阳离子表面活性剂的SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系快速出现絮凝现象,并由于浮力作用漂浮在液面。说明该悬浮体系在存有阴离子表面活性剂或非离子表面活性剂的孔隙中稳定性较好,而在存有阳离子表面活性剂的孔隙中容易发生絮凝现象,从而增大地层堵塞几率。

由表面活性剂与pH值共同作用对颗粒悬浮特征的影响(图5d)可知,添加阳离子表面活性剂的SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系在pH值分别为5,6,7的条件下出现絮凝或凝聚现象,并且随着酸性增强,絮凝体变小,而在pH值为3的条件下该悬浮体系没有发生明显变化。说明该体系在地层孔隙中同时存有阳离子表面活性剂和少量CO₂的弱酸性环境中仍可产生絮凝现象,但在CO₂浓度较高的环境下,即酸性较强环境下,絮凝现象减弱,甚至没有絮凝发生。添加阴离子表面活性剂的SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系在pH值分别为3,5,6,7的条件下没有发生明显变化,说明该体系在同时存有阴离子表面活性剂和CO₂的地层孔隙中稳定性较好,有助于堵剂颗粒向地层深部运移。这主要是由于在酸性条件下,添加的阴离子表面活性剂吸附溶液中的氢离子带正电荷,与表面带正电荷的颗粒和聚合物发生静电斥力作用,从而对颗粒悬浮体系的稳定性影响不大。在中性条件下,添加的阴离子表面活性剂、聚合物和颗粒之间发生静电斥力作用,从而提高了颗粒悬浮体系的稳定性。

4 结论

在黏弹性幂律流体中,流体的黏弹性对颗粒沉降速度具有抑制作用,颗粒悬浮体系密度越大,颗粒沉降速度越小;颗粒密度和颗粒粒径越大,颗粒沉降速度越大。

适当地增加颗粒群浓度和悬浮剂黏度,同时,降低颗粒粒径与孔隙直径之比,有助于抑制颗粒群的沉降速度,从而提高颗粒群在悬浮剂中的悬浮性。

温度越高,颗粒群的沉降速度越大;SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系的耐盐性较好,满足在地层高矿化度(32 000 mg/L)条件下使用;该体系在弱酸性和中性地层中具有较好的稳定性,而在碱性地层中稳定性较差,容易发生凝聚沉降,因此,在颗粒浓度不变的条件下,适当提高悬浮剂浓度有助于抑制高温所带来的悬浮剂黏度降低的影响;将颗粒悬浮体系注入碱性环境时,需要考虑改变悬浮剂类型,以免发生絮凝而影响颗粒向地层深部运移。

SiO₂+聚合物颗粒悬浮体系在存有阴离子表面活性剂或非离子表面活性剂的孔隙中稳定性较好,而在存有阳离子表面活性剂的孔隙中会发生絮凝现象,从而堵塞地层;该体系在同时存有阳离子表面活性剂和少量CO₂的弱酸性环境中仍可产生絮凝现象,但在酸性较强环境下,絮凝现象减弱,甚至没有絮凝现象发生,因此,将颗粒悬浮体系注入至存有阳离子表面活性剂的地层中时,需要考虑改变悬浮剂类型和颗粒电性类型,以免发生絮凝而影响颗粒向地层深部运移。

符号解释

- A ——绕流颗粒的最大投影面积, m²;
- C ——颗粒群浓度, m³/m³;
- C_{de} ——弹性阻力系数;
- C_{dv} ——黏滞阻力系数;
- C_D ——颗粒在黏性非弹性幂律流体中的拖曳系数;
- d_p ——颗粒的直径, m;
- F_{buo} ——浮力, N;
- F_{de} ——弹性阻力, N;
- F_{dv} ——黏滞阻力, N;
- g ——重力加速度, m/s²;
- G ——重力, N;
- k ——稠度系数, Pa·s^{*n*};
- n ——流变指数;
- Re_p ——颗粒雷诺数;

$Re_{p\text{-elastic}}$ ——颗粒在黏弹性幂律流体中的雷诺数;
 $Re_{p\text{-inelastic}}$ ——颗粒在黏性非弹性幂律流体中的雷诺数;
 t ——沉积时间, min;
 v_p ——颗粒沉降速度, m/s;
 v_{ps} ——颗粒群沉降速度, m/s;
 v_{ξ} ——析水速度, mL/min;
 V_{ls} ——完全沉积后上清液的总体积, mL;
 V_{lst} ——任意时刻下上清液的体积, mL;
 W ——壁面间距, m;
 Wi ——Weissenberg 数, 颗粒剪切速率和最长弛豫时间之积;
 α ——有关流区的常数, Stokes 流区 α 取值为 4.56 ~ 5^[23, 28];
 κ ——弹性因子, $\sqrt{C_D} \cdot Re_p$ 和 Weissenberg (Wi) 数的函数;
 λ ——弛豫时间, s;
 μ ——黏性非弹性幂律流体的动力黏度, mPa·s;
 μ_{st} ——颗粒群溶液黏度, mPa·s;
 ξ ——析水率, %;
 ρ_f ——流体的物质密度, kg/m³;
 ρ_s ——幂律流体(悬浮剂)的动力黏度, mPa·s。

参考文献

- [1] 刘慧卿, 东晓虎. 稠油热复合开发提高采收率技术现状与趋势[J]. 石油科学通报, 2022, 7(2): 174-184.
LIU Huiqing, DONG Xiaohu. Current status and future trends of hybrid thermal EOR processes in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(2): 174-184.
- [2] 贾承造. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1 445-1 464.
JIA Chengzao. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1 445-1 464.
- [3] SWADESI B, MURAJI S A, KURNIAWAN A, et al. Optimizing the development strategy of combined steam flooding & cyclic steam stimulation for enhanced heavy oil recovery through reservoir proxy modeling [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021, 11: 4 415-4 427.
- [4] 金忠康, 王智林. 稠油油藏蒸汽吞吐转蒸汽驱可行性研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2020, 33(5): 36-41.
JIN Zhongkang, WANG Zhilin. Feasibility study of steam flooding ensuing steam stimulation in heavy oil reservoir [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2020, 33(5): 36-41.
- [5] 王大为, 杜春晓, 耿志刚, 等. 海上特稠油油藏蒸汽吞吐转蒸汽驱物理模拟研究[J]. 新疆石油天然气, 2020, 16(4): 47-53.
WANG Dawei, DU Chunxiao, GENG Zhigang, et al. Physical simulation of steam huff and puff to steam flooding in offshore extra-heavy oil reservoir [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2020, 16(4): 47-53.
- [6] ELBALOULA H A, CHEN Jin'e, TANG Zichang, et al. Feasibility study and numerical simulation to design the steam flooding pilot test patterns [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2020, 10: 2 559-2 573.
- [7] 孙焕泉. 薄储层超稠油热化学复合采油方法与技术[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 1 100-1 106.
SUN Huanquan. Hybrid thermal chemical recovery of thin extra-heavy oil reservoirs [J]. Oil and Gas Geology, 2020, 41(5): 1 100-1 106.
- [8] 李兆敏, 孙永涛, 鹿腾, 等. 海上稠油热化学驱三维物理模拟[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2020, 44(2): 85-90.
LI Zhaomin, SUN Yongtao, LU Teng, et al. Three-dimensional physical simulation of thermochemical flooding for offshore heavy oil [J]. Journal of China University of Petroleum: Natural Science Edition, 2020, 44(2): 85-90.
- [9] DONG Xiaohu, LIU Huiqing, CHEN Zhangxin, et al. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection [J]. Applied Energy, 2019, 239(4): 1 190-1 211.
- [10] 方国印, 马增华, 顾启林. 多元热流体技术在特稠油探井测试中的应用研究[J]. 石油化工应用, 2018, 37(5): 11-24.
FANG Guoyin, MA Zenghua, GU Qilin. Application of multiple thermal fluid technology in testing of the exploration well for extra heavy oil [J]. Petrochemical Application, 2018, 37(5): 11-24.
- [11] SHI Quan, ZHAO Suoqi, ZHOU Yasong, et al. Development of heavy oil upgrading technologies in China [J]. Reviews in Chemical Engineering, 2020, 36(1): 1-19.
- [12] MOHSENZADEH A, ESCROCHI M, AFRAZ M, et al. Non-hydrocarbon gas injection followed by steam-gas co-injection for heavy oil recovery enhancement from fractured carbonate reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science Engineering, 2016, 144: 121-130.
- [13] YADALI Jamaloei B, DONG M, MAHINPEY N. Experimental and numerical study of strategies for improvement of cyclic solvent injection in thin heavy-oil reservoirs [J]. SPE Reservoir Evaluation Engineering, 2021, 24(1): 127-158.
- [14] 孙焕泉, 王海涛, 吴光焕, 等. 稠油油藏注 CO₂ 提高采收率影响因素研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(6): 1 010-1 013.
SUN Huanquan, WANG Haitao, WU Guanghuan, et al. CO₂ EOR factors in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(6): 1 010-1 013.
- [15] 常泰乐, 杨元亮, 高志卫, 等. 氮气泡沫在浅薄层超稠油油藏开发中的适用性[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 690-695.
CHANG Taile, YANG Yuanliang, GAO Zhiwei, et al. Applicability of nitrogen foam in development shallow-thin ultra-heavy oil reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 690-695.
- [16] 孙永涛, 李兆敏, 林涛, 等. 渤海油田热采技术的研究与应用[R]. 西安: 2019 油气田勘探与开发国际会议论文集, 2019: 964-969.
SUN Yongtao, LI Zhaomin, LIN Tao, et al. Studying and Application of Thermal Recovery Technology in Bohai Oilfield [R]. Xi'an: Proceedings of the 2019 International Conference

- on Oil and Gas Field Exploration and Development, 2019: 964-969.
- [17] 杨元亮. 浅薄层超稠油水平井蒸汽驱汽窜控制因素研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(6): 68-71.
YANG Yuanliang. Steam channeling sensitivity of horizontal well in thin-shallow super-heavy oil reservoir with steam flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(6): 68-71.
- [18] 李树山. 厚层块状稠油油藏火驱调控技术[J]. 特种油气藏, 2016, 23(6): 77-81.
LI Shushan. Fire-flooding adjustment and control in thick-massive heavy-oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(6): 77-81.
- [19] 乔磊, 刘奕杉, 车阳, 等. 松辽盆地难采储量钻完井技术现状及对策建议[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(5): 130-137.
QIAO Lei, LIU Yishan, CHE Yang, et al. Technical status and countermeasures of drilling and completion technology for hard-to-recover reserves in Songliao Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(5): 130-137.
- [20] OKESANYA T, ABDUKARIMOV A, KURU E. Generalized models for predicting the drag coefficient and settling velocity of rigid spheres in viscoelastic and viscoinelastic power-law fluids [J]. Journal of Petroleum Science Engineering, 2020, 191: 107077.
- [21] ARNIPALLY S K, KURU E. Settling velocity of particles in viscoelastic fluids: a comparison of the shear-viscosity and elasticity effects [J]. SPE Journal, 2018, 23(5): 1 689-1 705.
- [22] 胡金帅, 张光伟, 李俊岭, 等. 基于CFD-DEM耦合模型的岩屑运移数值模拟分析[J]. 断块油气田, 2022, 29(4): 561-566.
HU Jinshuai, ZHANG Guangwei, LI Junling, et al. Numerical simulation of cuttings migration based on CFD-DEM coupling model [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(4): 561-566.
- [23] BARNEA E, MIZRAHI J. A generalized approach to the fluid dynamics of particulate systems: Part 1. General correlation for fluidization and sedimentation in solid multiparticle systems [J]. Chemical Engineering Journal, 1973, 5(2): 171-189.
- [24] RICHARDSON J, ZAKI W. Sedimentation and fluidisation: Part I [J]. Chemical Engineering Research and Design, 1997, 75: S82-S100.
- [25] 郑邦民, 夏军强. 固体颗粒的群体沉降速度分析[J]. 泥沙研究, 2004, (6): 40-45.
ZHENG Bangmin, XIA Junqiang. Analysis of group settling velocity for solid particles [J]. Sediment Research, 2004, (6): 40-45.
- [26] 蔡树棠. 泥沙在静水中的沉淀运动——(I)含砂浓度对沉速的影响[J]. 物理学报, 1956, 12(5): 402-408.
CAI Shutang. Sedimentation movement of sediment in still water-(I) Influence of sand concentration on sedimentation velocity [J]. Acta Physica, 1956, 12(5): 402-408.
- [27] BATCHELOR G, WEN C-S. Sedimentation in a dilute polydisperse system of interacting spheres. Part 2. Numerical results [J]. Journal of Fluid Mechanics, 1982, 124: 495-528.
- [28] 陈光国, 阳宁, 唐达生, 等. 垂直管道颗粒及颗粒群沉降运动规律研究[J]. 泥沙研究, 2010, (4): 16-21.
CHEN Guangguo, YANG Ning, TANG Dasheng, et al. Study on the settling regularity of solid particles in vertical pipelines [J]. Journal of Sediment Research, 2010, (4): 16-21.
- [29] YAO Shanshan, CHANG Chunli, HAI Ke, et al. A review of experimental studies on the proppant settling in hydraulic fractures [J]. Journal of Petroleum Science Engineering, 2022, 208: 109211.
- [30] LEWIS W K, GILLILAND E, BAUER W. Characteristics of fluidized particles [J]. Industrial Engineering Chemistry, 1949, 41(6): 1 104-1 117.
- [31] LIU Yajun. Settling and hydrodynamic retardation of proppants in hydraulic fractures [D]. Austin: The University of Texas, 2006.
- [32] XU Zhengming, SONG Xianzhi, LI Gensheng, et al. Settling behavior of non-spherical particles in power-law fluids: Experimental study and model development [J]. Particology, 2019, 46: 30-39.
- [33] CUI Chuanzhi, WANG Zhen, WU Zhongwei, et al. Comprehensive proppant settling model in hydraulic fractures of unconventional gas reservoir considering multifactorial influence [J]. Arabian Journal of Geosciences, 2020, 13(16): 1-8.
- [34] 吴涛, 刘玉民, 李家俊. 无机盐对有机高分子聚合物絮凝性能影响研究[J]. 工业水处理, 2015, 35(6): 71-74.
WU Tao, LIU Yumin, LI Jiajun. Research on the effects of inorganic salt on the flocculating performance of organic high molecular polymer [J]. Industrial Water Treatment, 2015, 35(6): 71-74.
- [35] 贾志伟, 程长坤, 朱秀雨, 等. 青海油田尕斯 N₁-N₂¹ 超高盐油藏复合驱提高采收率技术[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(5): 81-87.
JIA Zhiwei, CHENG Changkun, ZHU Xiuyu, et al. Oil recovery enhancement by composite flooding technology for Gasi N₁-N₂¹ ultra-high salinity reservoir in Qinghai Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(5): 81-87.