

引用格式:党法强,李松岩,李明鹤,等.深层稠油油藏降黏泡沫驱驱油特征及机理研究[J].油气地质与采收率,2024,31(2):128-137.

DANG Faqiang, LI Songyan, LI Minghe, et al. Characteristics of viscosity-reducer foam flooding in deep low-permeability heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 128-137.

深层稠油油藏降黏泡沫驱驱油特征及机理研究

党法强¹, 李松岩^{1,2}, 李明鹤¹, 何晓琳¹, 李兆敏^{1,2}

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580;

2. 非常规油气开发教育部重点实验室 中国石油大学(华东), 山东 青岛 266580)

摘要:降黏泡沫驱结合了降黏剂乳化降黏和泡沫选择性封堵的优势,可进一步提高开发后期深层稠油油藏的采收率。通过室内实验,根据降黏泡沫剂的降黏效果、起泡性能、泡沫稳定性,优选出合适的降黏泡沫剂浓度;通过单岩心驱替实验对比不同驱替方式下降黏泡沫驱驱油特征以及开采效果,通过并联岩心实验研究不同渗透率级差下降黏泡沫的分流能力,明确降黏泡沫驱提高采收率机理。结果表明:降黏泡沫驱过程中,降黏剂可以促进稠油乳化降黏,泡沫可以有效封堵大孔喉,同时抑制氮气窜流。二者结合有效提高波及系数和洗油效率,提高驱替压差,降低含水率。降黏泡沫驱可以在降黏泡沫剂驱的基础上进一步提高13%的采收率。非均质条件下,降黏泡沫驱可以有效降低高渗透岩心窜流,迫使流体转向进入低渗透岩心发挥乳化降黏作用,扩大波及范围的同时提高了洗油效率。降黏泡沫驱技术能显著提高深层低渗透稠油油藏的采收率,其优化了油流分布,增强乳化与减少稠油黏度,为深层稠油高效开发提供了有效策略。

关键词:深层稠油油藏;降黏剂驱;泡沫驱;降黏泡沫驱;提高采收率

文章编号:1009-9603(2024)02-0128-10

DOI:10.13673/j.pgre.202306041

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Characteristics of viscosity-reducer foam flooding in deep low-permeability heavy oil reservoirs

DANG Faqiang¹, LI Songyan^{1,2}, LI Minghe¹, HE Xiaolin¹, LI Zhaomin^{1,2}

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2. Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas Development, Ministry of Education, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

Abstract: Viscosity-reducer foam flooding combines the advantages of emulsification of viscosity-reducers and selective blocking of foam to further enhance oil recovery in deep low-permeability heavy oil reservoirs during the later development stages. The suitable concentration of viscosity-reducing foam agents were selected according to the viscosity-reducing effect, foaming performance and foam stability of the agents by laboratory experiments. Meanwhile, the characteristics and recovery effects of viscosity-reducer foam flooding under different displacement modes were compared by single-core displacement experiments, and the diverting capacity of viscosity-reducing foam at various permeability ratios were investigated by parallel core experiments, and thus the enhanced oil recovery (EOR) mechanisms of viscosity-reducer foam flooding were defined. The results demonstrate that the viscosity-reducing agents facilitate the emulsification and viscosity reduction of heavy oil, while the foams block large pore throat and inhibit N₂ channeling during viscosity-reducer foam flooding. Combination of the both can improve the sweep coefficient and displacement

收稿日期:2023-06-29。

作者简介:党法强(1999—),男,山东济南人,在读博士研究生,从事泡沫流体及稠油开采方面的研究。E-mail:1764888409@qq.com。

通信作者:李松岩(1980—),男,河北保定人,教授,博士。E-mail:lsyupc@163.com。

基金项目:联合基金集成项目,企业创新发展联合基金项目“难采稠油多元热复合高效开发机理与关键技术基础研究”(U20B600007)。

efficiency, increase displacement pressure differential, and lower the water cut. Furthermore, the viscosity-reducer foam flooding can enhance the oil recovery by an additional 13% based on the viscosity-reducer flooding. In heterogeneous conditions, viscosity-reducer foam flooding decreases the high-permeability core channeling to direct the flow towards low-permeability cores, thereby exerting an emulsification and viscosity-reducing effect. Finally, this expands the swept volume and simultaneously enhances the displacement efficiency. While the viscosity-reduce foam flooding significantly enhance the oil recovery of deep low-permeability heavy oil reservoirs by optimizing the oil flow distribution, enhancing emulsification, and reducing heavy oil viscosity, thus providing an effective strategy for efficient development of deep heavy oil reservoirs.

Key words: deep heavy oil reservoir; viscosity-reducer flooding; foam flooding; viscosity-reducer foam flooding; EOR

全球稠油资源丰富, 主要分布在委内瑞拉、加拿大以及中国等地。中国作为一个拥有广阔稠油资源的国家, 稠油分布较广, 陆上稠油探明储量约为 40×10^8 t, 海上稠油探明储量约为 42×10^8 t, 具有巨大的潜力和发展前景^[1-3]。与常规稠油油藏不同, 深层稠油油藏埋深大于 1 500 m, 地层压力大, 非均质性较强, 导致开发难度较大^[4-5]。采用常规注蒸汽进行热采, 具有注汽压力大、热利用率低、热损失大等特点, 导致降黏效果差、单井产能低^[6-11]。另外, 采用注蒸汽开采之后的大部分稠油油藏都不可避免地进入了高含水期, 导致采油速度降低, 产量递减愈加明显, 开发难度增加。因此, 冷采方式更适合深层稠油油藏的开发^[12-13]。

本次研究目标区块为昌吉油田梧桐沟组, 属于中深层稠油油藏。该油藏的高部位受断层和地层尖灭控制, 低部位受断层和油水控制。目标油藏的埋深为 1 317~1 836 m, 平均油层厚度为 5 m。油藏的平均孔隙度为 21.4%, 平均渗透率为 84.9 mD。此外, 该油藏地面原油密度为 0.92~0.96 g/cm³, 亟需一种高效的冷采方式。

降黏剂驱是一种广泛使用的稠油冷采方法, 不仅可以降低开采成本, 还可以减少对地层的伤害^[14-15]。中外学者对此进行了大量的研究, 降黏剂驱通过分散乳化、乳液调驱、贾敏效应叠加来提高驱油效率和波及系数, 从而提高采收率^[16-18]。但是在开发后期, 随着含水率逐渐上升, 由于油水流动比低, 同时受储层非均质性、油井压裂等影响, 容易形成窜流通道, 导致开发效果变差^[19]。氮气泡沫是一种广泛使用的调堵剂, 具有选择性封堵的优势^[20-22]。但是常规泡沫剂不具备乳化降黏性能, 不能在选择性封堵后进一步提高稠油流动性^[23]。笔者创新性地将降黏剂驱的乳化降黏与泡沫驱的选择性封堵有机结合, 提出了降黏泡沫驱的冷采方式, 对降黏泡沫驱在油藏条件下的驱油特征和提高采收率机理进行了研究。

1 实验器材及步骤

1.1 实验材料

实验用油: 脱水脱气原油, 取自昌吉油田梧桐沟组, 60 ℃下的黏度为 1 682.9 mPa·s, 饱和分、芳香分、胶质和沥青质的质量分数分别为 48.94%, 30.65%, 19.48% 和 0.93%。实验用水: 昌吉油田提供的实际地层水, 总矿化度为 8 344 mg/L, 阴离子以 HCO₃⁻ 为主, 属于 NaHCO₃ 水型。实验气体: 氮气(纯度为 99.9%), 由青岛恒源气体有限公司提供。降黏泡沫剂: 实验室研发的水溶性降黏泡沫剂, 是一种阴离子型表面活性剂, 其主要成分为烷基磺酸盐(SAS), pH 值为 7.0, 具有良好的泡沫性和乳化性。实验岩心: 昌吉油田提供的天然岩心, 具体的岩心物性参数见表 1。

表 1 驱油实验岩心物性参数						
Table 1 Core physical property parameters of oil displacement experiments						
驱油实验	渗透率级差	岩心长度/cm	岩心直径/cm	渗透率/mD	孔隙度/%	含油饱和度/%
并联岩心	4.96	7.97	2.42	13.96	21.38	79.92
		7.98	2.49	69.24	23.98	81.56
单岩心		7.95	2.49	12.09	21.36	81.97

1.2 实验装置

Waring Blender 搅拌机: 型号为 GJ-3S, 山东美科仪器有限公司, 转速最高可以达到 11 000 r/min。旋转流变仪: 型号为 MCR 302, 奥地利 Anton Parr 集团制造。基恩士超景深三维显微系统: 型号为 VHX-600, 由基恩士(中国)有限公司生产。岩心驱替实验装置: 注入系统、温度控制系统、数据采集系统以及采出液收集系统, 注入系统中的柱塞泵型号为 100 DX, 流量精度为 ± 0.25 μ L/min, 压力精度为 $\pm 0.5\%$, 美国 Teledyne ISCO 公司生产。使用的其他仪器包括水浴锅、电子天平、烧杯、秒表、玻璃棒等。实验流程如图 1 所示。

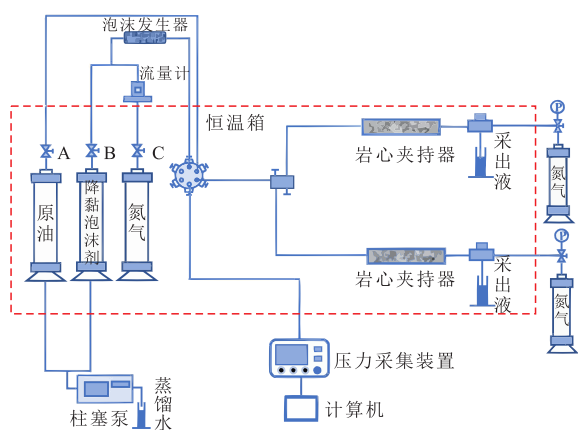


图1 岩心驱替实验流程

Fig.1 Flow of core displacement experiment

1.3 实验步骤

降黏泡沫剂的泡沫性能评价实验步骤如下:①在室温下,采用实际地层水制备不同质量分数(0.1%, 0.3%, 0.5%, 0.7%和1.0%)的降黏泡沫剂溶液,每种溶液配制100 mL,并确保搅拌均匀以充分溶解。②设置恒温水槽为所需温度,将溶解充分的溶液放入恒温箱中恒温30 min。③将搅拌均匀的100 mL降黏泡沫剂溶液快速转移至量杯中,并调整高速搅拌器的转速为8 000 r/min,搅拌降黏泡沫剂溶液持续3 min。④搅拌结束后,迅速将量杯中的泡沫倒入量筒,并启动秒表进行计时,记录泡沫体积。⑤观察量筒底部析出液体的体积,当析出液体的体积达到50 mL时,结束计时。⑥改变降黏泡沫剂溶液的浓度,然后重复步骤②—④,并记录实验数据。

降黏泡沫剂的降黏性能评价实验步骤如下:①取一定量脱气脱水的稠油,分别置于5个容量为250 mL的烧杯中。按照油水体积比为7:3的比例,分别加入质量分数为0.1%, 0.3%, 0.5%, 0.7%和1.0%的降黏泡沫剂溶液。②将烧杯置于预设的恒定温度水浴中,并静置10 min。随后,使用玻璃棒将烧杯中的稠油与降黏泡沫剂溶液进行均匀搅拌。取出部分降黏后的稠油样品,在超景深三维显微境下观察其微观形态。③利用旋转流变仪快速测量降黏后稠油的黏度;同时,在相同条件下测量原始稠油样品的黏度;最后,计算降黏泡沫剂对稠油的降黏率。④改变温度,重复步骤②—③,记录不同温度下降黏后的稠油黏度,并计算相应的降黏率。

岩心驱替实验步骤如下:①岩心饱和和地层水,称取湿重,计算其孔隙度并测量渗透率。②以0.5 mL/min的恒定速度饱和油,计算含油饱和度。③按照图1所示连接实验装置,并确保在恒定的60℃环境下进行实验,以模拟油藏温度。④以恒定速度

0.5 mL/min将地层水注入岩心,记录压差和产液的实时变化情况。当含水率达到98%时,停止水驱。⑤改用降黏泡沫剂继续驱替岩心,记录压差和产液的实时变化情况。当含水率达到98%时,停止实验。⑥改用氮气和降黏泡沫剂(降黏泡沫驱)继续驱替岩心,记录压差和产液的实时变化情况。⑦更换岩心,并改为并联驱替方式,重复步骤①—④,降黏泡沫驱后继续进行水驱,并记录压差和产液的实时变化情况。

2 降黏泡沫剂性能

2.1 降黏泡沫剂的泡沫性能

2.1.1 降黏泡沫剂溶液浓度的影响

起泡体积是指一定量降黏泡沫剂经过均匀搅拌所生成的泡沫的总体积,而析液半衰期则是指泡沫释放出一半液体体积所需的时间^[24]。通常来说,起泡体积用于评估降黏泡沫剂的起泡能力,而析液半衰期则用于评估降黏泡沫剂所形成泡沫的稳定性。实验测定了质量分数分别为0.1%, 0.3%, 0.5%, 0.7%和1.0%的降黏泡沫剂溶液的起泡体积和析液半衰期。结果(图2a)显示,在相同的室温条件下,降黏泡沫剂溶液在不同质量分数下的起泡体积和析液半衰期存在显著差异。随着质量分数的增加,起泡体积和析液半衰期均呈现增加的趋势。质量分数为0.5%处可被视为分界点,质量分数为0.1%~0.5%时,起泡体积和析液半衰期的增幅较为显著;质量分数为0.5%~1.0%时,两者增幅趋于缓慢。在质量分数为0.5%时,起泡体积可达到575 mL,析液半衰期可达到512 s,表明所使用的降黏泡沫剂具有出色的起泡性能和稳定性。基于泡沫性能受到起泡能力和稳泡能力的共同影响,可以通过使用将起泡体积和析液半衰期的乘积定义的泡沫综合值来评估其综合性能。从图2b可以看出,随着质量分数的增加,泡沫综合值稳定上升。在质量分数为0.5%时,泡沫综合值出现一个拐点,达到4 906 mL·min。因此,在实际应用中,综合考虑降黏泡沫剂溶液的起泡性能、稳泡性能、泡沫综合值以及经济成本因素,可以选择0.5%作为降黏泡沫剂溶液的合适浓度。

2.1.2 温度的影响

高温不利于泡沫的生成和稳定,因此耐温性也是评价降黏泡沫剂性能的一个重要参数。主要评估了质量分数为0.5%的降黏泡沫剂溶液在不同温

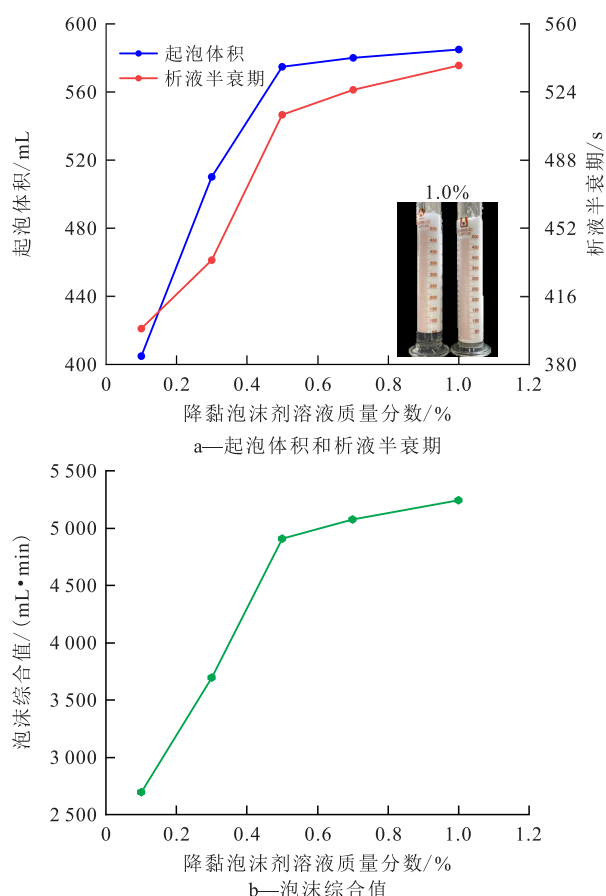


图2 泡沫性能与降黏泡沫剂溶液质量分数关系曲线

Fig.2 Relationship between foam performance and solution mass fraction of viscosity-reducer foam agents

度下(20, 40, 60 和 80 °C)的起泡性能和泡沫稳定性,由实验结果(图3)可以看出,随着温度的升高,降黏泡沫剂溶液的起泡体积、析液半衰期和泡沫综合值都有所降低,但降低幅度非常小。起泡体积从20 °C的575 mL降低到80 °C的570 mL,仅降低了0.8%。析液半衰期从20 °C的512 s降低到80 °C的505 s,降低了1.3%。泡沫综合值从20 °C的4 906 mL·min降低到80 °C的4 797 mL·min,降低了2.2%。综合上述结果可知,实验所使用的降黏泡沫剂溶液受温度影响较小,在室温和80 °C的高温下均能保持一定的活性,可以实现良好的起泡性能和稳泡性能。

2.2 降黏泡沫剂的降黏性能

2.2.1 降黏泡沫剂溶液浓度的影响

降黏泡沫剂对稠油的降黏效果可以用降黏率来评价,定义为:

$$\eta = \frac{\mu_0 - \mu_1}{\mu_0} \times 100\%$$

降黏泡沫剂溶液的质量分数是影响降黏效果的重要参数之一。在实验过程中,合理且适度地控制降黏泡沫剂的用量不仅可以有效降低稠油的黏

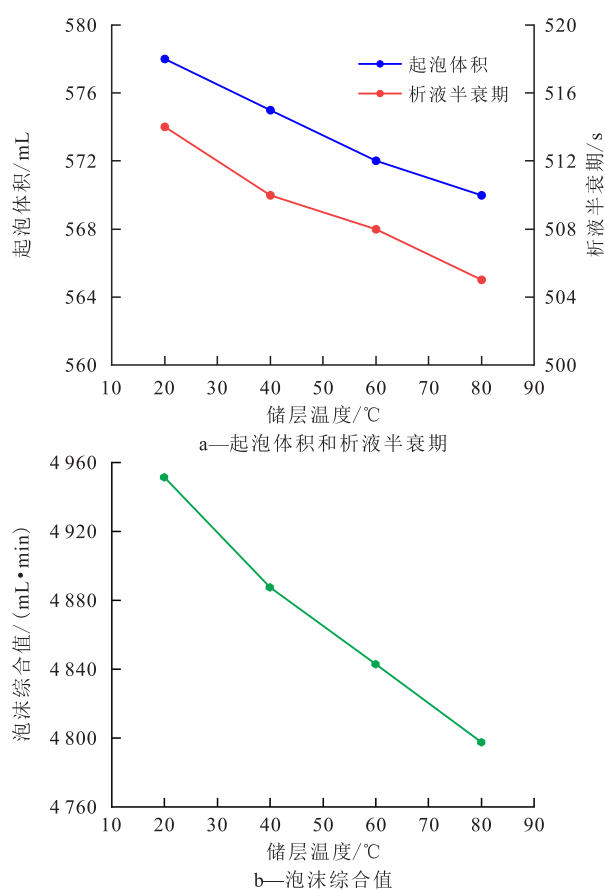


图3 泡沫性能与储层温度关系曲线

Fig.3 Relationship curve between foam performances and reservoir temperatures

度,还可以节约油田的经济成本。将实验温度固定为油藏温度60 °C,剪切速率为170 s⁻¹,分析了在质量分数分别为0.1%,0.3%,0.5%和0.7%条件下的稠油降黏效果。结果(图4)表明,降黏泡沫剂溶液质量分数与降黏率呈正相关,与稠油黏度呈负相关,实验所选用的降黏泡沫剂对稠油具有良好的降黏效果。在质量分数为0.1%时,稠油黏度由1 682.9 mPa·s降至65.5 mPa·s,降黏率达到96.11%。当质量分数增至0.5%时,降黏率达到97.4%,已能满足油田生产中对稠油降黏的需求。稠油降黏是通过乳化作用实现的,从显微镜下观察到的乳状液的微观形态(图5)可以看出,形成的O/W乳状液呈球状,具有均匀的粒径分布和密集分布特征,同时稳定性良好。在低浓度下,由于缺乏紧密的界面膜使得油滴容易絮凝和转向,导致很难形成以水为连续相的O/W乳状液,从而降黏效果不明显。随着降黏剂溶液浓度的增加,乳化效果逐渐增强,体系变得更加稳定,因而降黏效果明显^[25]。综合考虑降黏效果,结合对泡沫性能的评价,最终选定降黏泡沫剂溶液的质量分数为0.5%。

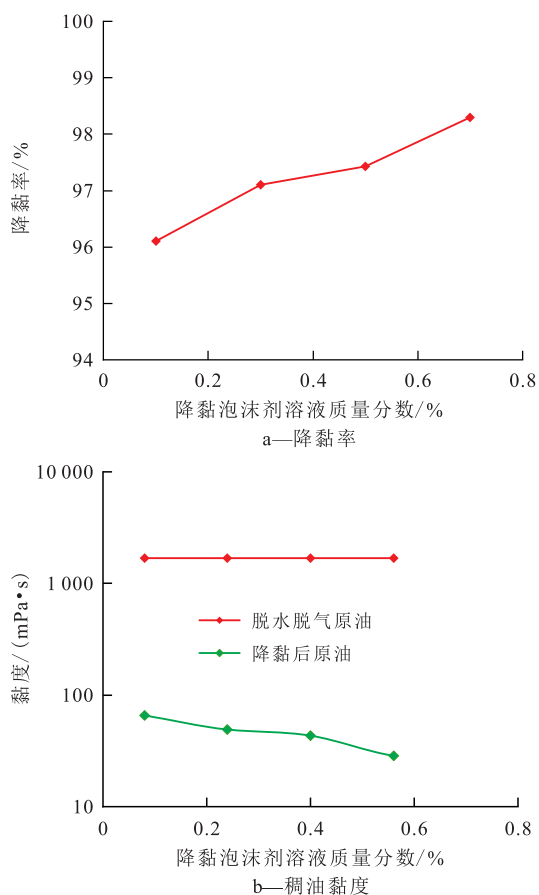


图4 不同浓度降黏泡沫剂溶液的稠油降黏率曲线
Fig.4 Viscosity reduction rate of heavy oil by viscosity reduction foam agent solutions at different concentrations

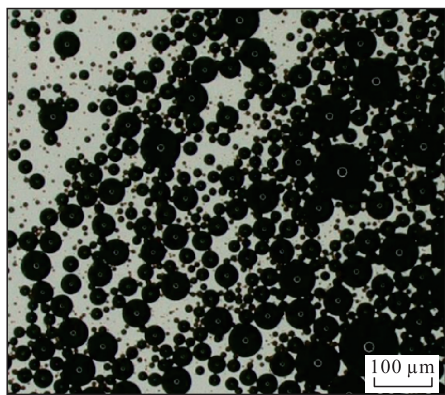


图5 乳化后油滴微观形态
Fig.5 Microscopic morphology of oil droplets after emulsification

2.2.2 温度的影响

设置实验温度为40, 50, 60, 70和80℃, 剪切速率为 170 s^{-1} , 降黏泡沫剂溶液质量分数为0.5%。实验结果(图6)显示, 在40℃下, 降黏率超过97%。随着温度升高, 降黏率先增加后逐渐降低, 至80℃降黏率降至91.86%。温度升高会导致稠油自身黏度受热力降黏作用而显著下降(图6b), 这使得降黏剂对稠油黏度的降低效果减弱, 导致降黏率持续下

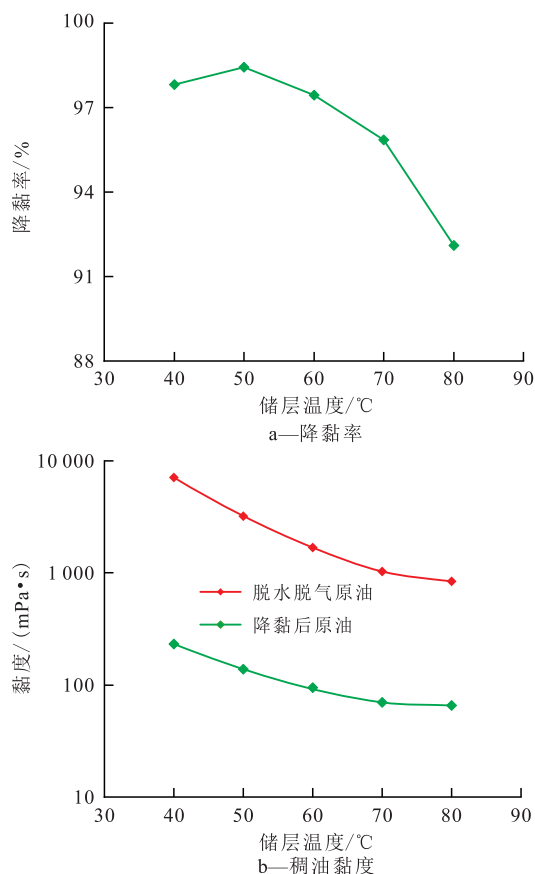


图6 不同温度下的稠油降黏率曲线
Fig.6 Viscosity reduction rate curve of heavy oil at different temperatures

降。但80℃时的降黏率依旧超过91%, 仍然表现出良好的降黏效果。

3 驱油特征及提高采收率机理

3.1 单岩心驱替实验驱油特征

单岩心不同驱替方式驱油特征曲线(图7)表明, 在水驱阶段, 随着注入量的增加, 压差迅速升高, 岩心中的原油被驱替出来。原油的高黏度和低流动性使得水驱需要较高的突破压力, 压差可达约0.65 MPa。一旦压差达到突破压力, 压力会急速下降, 并趋于缓慢递减状态。当含水率达到98%时, 由于驱替相主要是水, 岩心两端的压差较低。水驱阶段的采出程度和含水率呈相似的变化规律, 一开始快速增加, 然后逐渐趋于平缓。在注入量达到3 PV后, 水驱阶段的采出程度为20.17%。水驱的驱油效果较差, 产油量较低, 含水率高达98.88%。

水驱阶段结束后进行降黏泡沫剂驱。在注入量达到3.5 PV时, 压差出现了约0.17 MPa的小峰值。同时, 在相应的注入量下, 出现了含水率下降漏斗, 使得含水率降低到95.4%。此外, 采出程度也

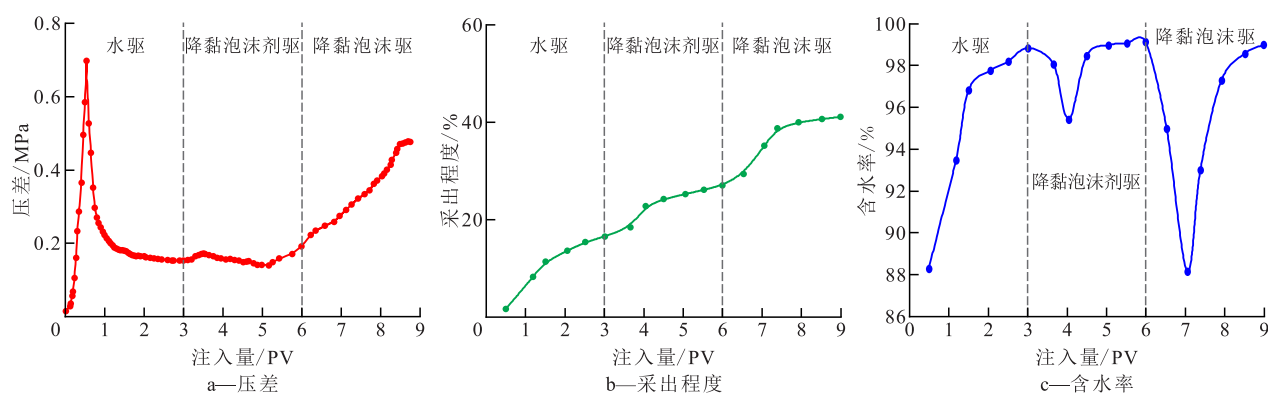


图7 单岩心不同驱替方式驱油特征曲线

Fig.7 Displacement characteristic curves of different single-core displacement modes

快速增加。这是因为降黏泡沫剂能够将原油乳化,乳化油滴起到封堵作用,并进一步扩大波及区域,从而进一步提高采收率^[26]。随着采出程度的增加和含油饱和度的减小,乳化油滴难以持续封堵,导致压差持续降低,含水率开始恢复上升趋势,并且采出程度的增速逐渐放缓,最终采出程度达到29.74%,在水驱基础上提高了9.57%。降黏泡沫驱阶段压差迅速、持续增加,最高可达约0.48 MPa。这是由于贾敏效应的叠加作用,岩心中的泡沫流动需要较高的压力梯度^[27]。在注入量超过8 PV后,随着时间的推移,降黏泡沫驱的采出程度逐渐趋于稳定,最终采出程度达到42.74%,相比于降黏泡沫剂驱阶段提高了13%。该阶段含水率显著降低,出现了典型的含水率下降漏斗。在注入量为7 PV时,含水率最低,为88.14%,相比起始时的含水率下降了11.17%。这是由于在降黏泡沫驱阶段,泡沫首先进入高含水饱和度孔喉(水窜通道),并通过贾敏效应叠加,使其中的流动阻力不断增加,从而使降黏泡沫剂溶液更多地进入高含油饱和度孔喉(未波及区域),实现稠油的乳化和降黏,提高稠油的流动性^[28]。这有效提高了波及系数,进而使采出程度持续上升,同时含水率不断下降。对比不同驱替方式的产出液(图8)可以观察到,降黏泡沫剂驱和降黏泡沫驱的产出液呈深褐色的乳化状态,这说明降黏泡沫剂具有较强的乳化能力。

3.2 并联岩心驱替实验驱油特征

按照气液比为2:1注入氮气和降黏泡沫剂,注入段塞为0.8 PV。由并联岩心驱油实验驱替压差曲线(图9a)可知,水驱阶段压差整体变化规律同单岩心一致,主要包括启动压力突破阶段、压力快速下降阶段和低压驱替阶段。当氮气与降黏泡沫剂混合注入后,驱替压差开始呈现快速上升趋势。这是由于泡沫有效地封堵了水驱形成的水窜通道,导致

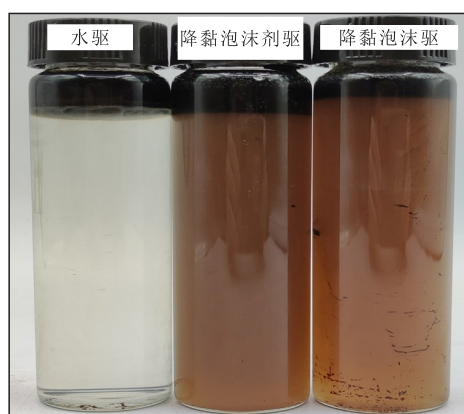


图8 不同驱替方式下的产出液

Fig.8 Produced liquid under different displacement modes

压力逐渐上升。在后续水驱阶段,岩心两端压差先快速下降,然后缓慢下降。这说明注入的泡沫进入到高渗透岩心,有效地封堵了水窜通道,从而动用了低渗透岩心中的剩余油,起到了调剖作用。随着水驱的继续进行,泡沫封堵效果逐渐减弱,压力逐渐下降,最终趋于平稳。

在水驱阶段,高渗透岩心和低渗透岩心的采出程度、含水率存在较大差异,高渗透岩心的含水率和采出程度远高于低渗透岩心。高渗透岩心水驱阶段最终采出程度和含水率分别达到63.72%和99.08%,而低渗透岩心的分别为11.73%和60.12%。高渗透岩心和低渗透岩心的采出程度变化规律相似,先是快速增加,然后增速放缓(图9b)。而二者含水率变化规律差异明显,高渗透岩心含水率迅速突破90%,而低渗透岩心在2.5 PV前含水率几乎为0,在2.5 PV后含水率快速上升。分析认为,高渗透岩心渗透率更大,流动阻力更小,水更容易进入并驱替出其中的原油。在高渗透岩心出口端产水后,此时已形成水窜通道,后续水驱只沿此水窜通道快速通过,无法进一步波及低渗透岩心。这导致高渗透岩心产液量较多,低渗透岩心产液量较少,使得

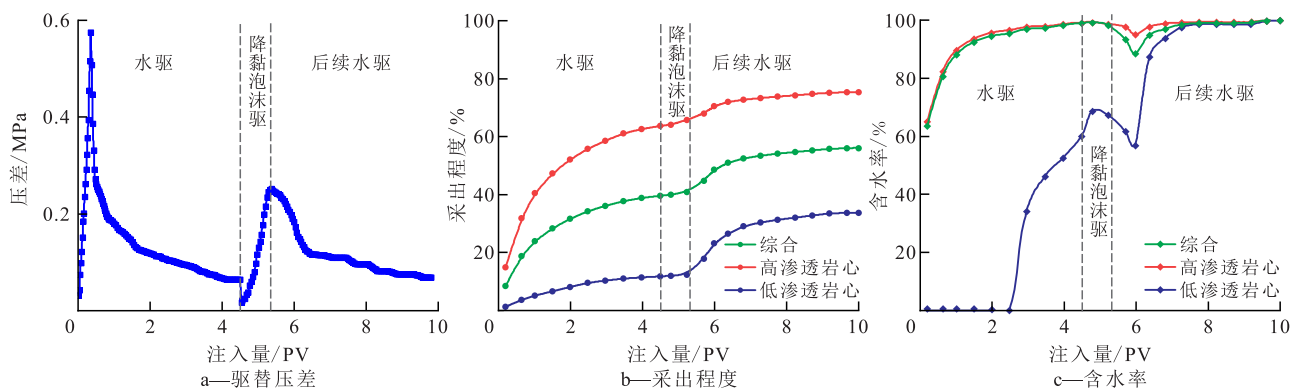


图9 并联岩心驱油特征曲线

Fig.9 Oil displacement characteristic curves on parallel core

高渗透岩心采出程度和含水率快速增加,综合采出程度和含水率主要由高渗透岩心决定。

在降黏泡沫驱阶段,注入过程中降黏泡沫没有立刻发挥作用。而在后续水驱阶段,降黏泡沫开始发挥作用。高渗透岩心和低渗透岩心的采出程度均有所提高,低渗透岩心采出程度的提高效果要好于高渗透岩心,综合采出程度明显提高。高渗透岩心和低渗透岩心采出程度分别提高 11.67% 和 22.36%,综合采出程度提高 16.69%。同时,高渗透岩心和低渗透岩心含水率明显下降,出现了典型的含水率下降漏斗。高渗透岩心的含水率下降程度更明显。高渗透岩心含水率最低点为 94.90%,低渗透岩心含水率最低点为 56.70%,综合含水率最低点为 88.32%。上述现象可解释为在后续水驱阶段,泡沫在高渗透岩心中迁移,有效地封堵了水窜通道,迫使后续的驱替液发生转向进入低渗透岩心,有效提高了波及系数。且降黏泡沫与稠油发生乳化降黏作用,形成 O/W 乳状液,有效降低稠油黏度,提高原油流动性^[29-31]。

并联岩心分流率曲线(图 10)显示,在水驱阶段,高渗透岩心的分流率明显高于低渗透岩心。在降黏泡沫驱阶段,高渗透岩心和低渗透岩心分流率改变幅度很小。在后续水驱阶段,降黏泡沫逐渐发挥作用,高渗透岩心的分流率呈现下降趋势,而低渗透岩心的分流率逐渐增加。这表明降黏泡沫有效地封堵了水窜通道,迫使后续的驱替液发生转向,低渗透岩心中的稠油得到动用。高渗透岩心分流率最低下降至 56.00%,低渗透岩心分流率最高上升至 44.00%。随着后续水驱的进行,由于降黏泡沫作用效果有限,高渗透岩心分流率缓慢上升,低渗透岩心分流率缓慢下降。

3.3 降黏泡沫驱提高采收率机理

根据单岩心、并联岩心驱替实验过程中的驱油

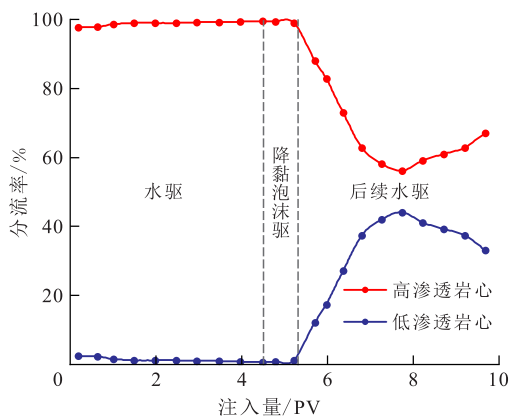


图10 并联岩心分流率曲线

Fig.10 Diversion rate curves on parallel core

特征,对降黏泡沫驱的提高采收率机理进行分析。在岩心饱和油状态,稠油占据了孔隙与喉道(图 11a)。水驱过程中,水迅速形成优势通道突破,含水饱和度迅速上升(图 11b)。水驱波及范围小,原油采收率低。水驱后转降黏泡沫剂驱过程(图 11c),由于水驱优势通道已经形成,大部分的降黏泡沫剂沿着优势通道产出,没有发挥降黏作用,导致降黏泡沫剂无效注入;少部分的降黏泡沫剂在油水接触部位与稠油接触,形成了 O/W 乳状液,有效地对稠油进行了乳化降黏。但由于形成的乳状液数量少,难以形成卡封、架桥作用,从而进一步扩大降黏泡沫剂的波及范围,导致最终采收率较水驱提高程度低。水驱后转降黏泡沫驱过程(图 11d),泡沫的加入有效地扩大了波及范围,与水驱相比,明显提高了采收率。但是由于稠油流动阻力大,导致泡沫的波及范围仍然有限。同时,泡沫洗油效率低,仍然存在大量的吸附在岩石表面上的残余油。水驱后转降黏泡沫驱油机理(图 11e):首先利用泡沫的选择性封堵优势,泡沫优先进入高含水饱和度的优势通道,通过贾敏效应叠加有效封堵了高渗透条带。后续注入的泡沫扩大波及到高含油孔喉,泡沫

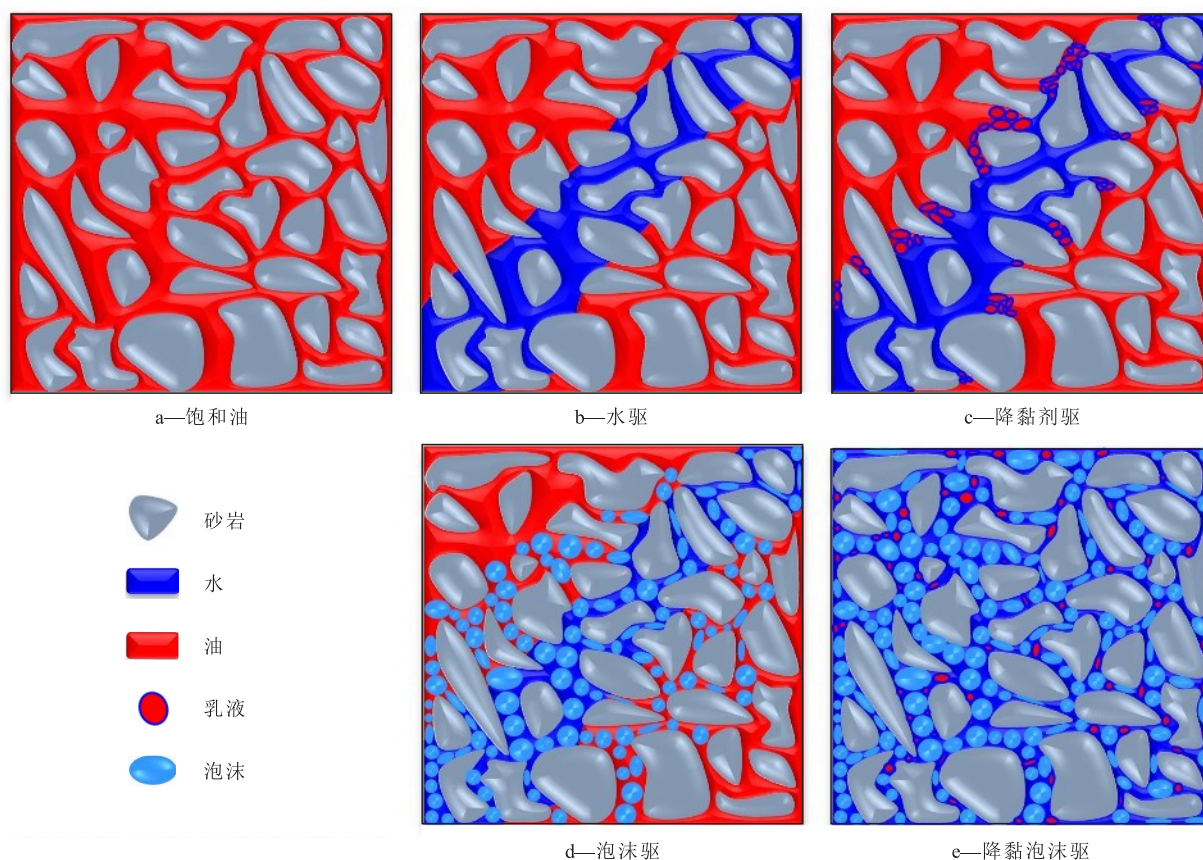


图 11 降黏泡沫驱提高采收率机理
Fig.11 EOR mechanism of viscosity-reducer foam flooding

遇油破裂后形成降黏剂驱,降黏剂得以发挥乳化降黏能力,形成的O/W乳状液有效地降低稠油黏度,提高稠油流动能力,并且岩石表面吸附的残余油得到清洗。随着孔喉含油饱和度的降低,含水饱和度提高,优势通道再次形成。注入的泡沫可以稳定存在并进行有效封堵。降黏泡沫驱结合了降黏剂乳化降黏的优势和泡沫选择性封堵的优势,既避免了降黏剂的无效产出,又提高了泡沫的波及范围和洗油效率,从而明显提高了稠油采收率。

4 结论

(1)降黏泡沫剂的泡沫性能和降黏性能随着浓度的增加而逐渐提升,最优使用浓度选择出现增速拐点的0.5%。使用的降黏泡沫剂具备出色的耐温性能,在60℃油藏温度下依然保持优异的泡沫性能和降黏性能。

(2)降黏泡沫驱兼具降黏剂的乳化降黏作用以及泡沫的选择性封堵作用,可以有效提高驱替压差,降低含水率,扩大波及系数的同时提高洗油效率。降黏泡沫驱比单一降黏泡沫剂驱的最终采出

程度提高了13%。

(3)非均质条件下,降黏泡沫驱可以有效降低高渗透岩心窜流,迫使流体转向进入低渗透岩心发挥乳化降黏作用,扩大波及范围的同时提高了洗油效率。

符号解释

μ_0 ——原始稠油黏度, mPa·s;
 μ_1 ——加入降黏剂后原油的黏度, mPa·s;
 η ——降黏率, %。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 刘海宁, 王兴谋, 张云银, 等. 盆缘稠油油藏与浅层气藏联合勘探方法及实践——以渤海湾盆地济阳坳陷三合村地区为例[J]. 中国矿业大学学报, 2022, 51(1): 174-186.
LIU Haining, WANG Xingmou, ZHANG Yunyin, et al. Combined exploration method and application of viscous oil and shal-

- low gas in basin margin: A case study of Sanhecun area in Jiyang depression, Bohai Bay Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2022, 51(1): 174-186.
- [3] 关文龙, 蒋有伟, 郭二鹏, 等. “双碳”目标背景下的稠油开发对策[J]. 石油学报, 2023, 44(5): 826-840.
- GUAN Wenlong, JIANG Youwei, GUO Erpeng, et al. Heavy oil development strategy under the “Carbon Peaking and Carbon Neutrality” target [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(5): 826-840.
- [4] CAO X P, LIU Z P, YANG Y, et al. Study on viscosity reducer flooding technology for deep low permeability extra heavy oil reservoirs[J]. Hindawi Limited, 2021, 2021(4): 11.
- [5] 何永清, 鲁霖懋, 周其勇, 等. 适合中深层稠油油藏的两亲性稠油乳化降黏剂的制备及性能评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(5): 160-167.
- HE Yongqing, LU Linmao, ZHOU Qiyong, et al. Preparation and performance evaluation of amphiphilic emulsified viscosity reducer for medium-deep heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(5): 160-167.
- [6] YANG Z P, LI X M, CHEN H P, et al. Development optimization for improving oil recovery of cold production in a foamy extra-heavy oil reservoir[C]. SPE 194628, 2019.
- [7] ZHU D, LI B F, ZHENG L, et al. Effects of CO₂ and surfactants on the interface characteristics and imbibition process in low-permeability heavy oil reservoirs[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2023, 657(3): 130538.
- [8] 刘刚, 曹涵, 朱爱国, 等. 稠油油藏多相协同蒸汽驱物理模拟实验[J]. 特种油气藏, 2023, 30(3): 131-136.
- LIU Gang, CAO Han, ZHU Aiguo, et al. Experiment on physical simulation of multi-phase synergistic steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(3): 131-136.
- [9] 孙鹏霄, 刘英宪. 渤海稠油油藏开发现状及热采开发难点与对策[J]. 中国海上油气, 2023, 35(2): 85-92.
- SUN Pengxiao, LIU Yingxian. Development status and thermal development difficulties and strategy of Bohai heavy oil reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(2): 85-92.
- [10] 袁士宝, 孙健, 宫宇宇, 等. 多层稠油油藏对向火驱开采方法研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(2): 26-32.
- YUAN Shibao, SUN Jian, GONG Yuning, et al. Study on mining method of opposite fire flooding in multi-layer heavy oil reservoir[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 26-32.
- [11] 方吉超, 李晓琦, 计秉玉, 等. 中国稠油蒸汽吞吐后提高采收率接替技术前景[J]. 断块油气田, 2022, 29(3): 378-382, 389.
- FANG Jichao, LI Xiaoqi, JI Bingyu, et al. Prospect of replacement technology for enhanced oil recovery after cyclic steam stimulation of heavy oil in China[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(3): 378-382, 389.
- [12] TREMBLAY Bernard. Cold production of heavy oil [M]// SHENG J J. Enhanced oil recovery field case studies, Boston: Gulf Professional Publishing 2013.
- [13] LIU X, ZHAO G, JIN YC. Coupled reservoir/wormholes model for cold heavy oil production wells[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2006, 50(3/4): 258-268.
- [14] 李宾飞, 王凯, 赵洪涛, 等. 降黏剂作用下油水两相渗流特征[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2022, 46(1): 104-110.
- LI Binfei, WANG Kai, ZHAO Hongtao, et al. Flow characteristics of oil-water two-phase seepage under action of viscosity reducer[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2022, 46(1): 104-110.
- [15] 郭德明, 潘毅, 孙扬, 等. 低渗稠油油藏降黏剂-CO₂复合驱提高采收率机理研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(5): 794-802.
- GUO Deming, PAN Yi, SUN Yang, et al. EOR mechanism of viscosity reducer-CO₂ combined flooding in heavy oil reservoir with low permeability [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 794-802.
- [16] 张民, 孙志刚, 于春磊, 等. 普通稠油原位乳化降黏驱微观渗流特征可视化研究[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(3): 152-158.
- ZHANG Min, SUN Zhigang, YU Chunlei, et al. Visualization of microscopic flow characteristics for in-situ emulsification and viscosity reduction development in common heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(3): 152-158.
- [17] 师忠卿, 徐明明, 刘云磊, 等. 胜利油田典型区块稠油化学降黏前后理化特征[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(6): 104-111.
- SHI Zhongqing, XU Mingming, LIU Yunlei, et al. Study on physicochemical characteristics of heavy oil before and after chemical viscosity reduction in typical blocks of Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 104-111.
- [18] 刘建斌, 刘顺, 钟立国, 等. 胜利油田金17块稠油-水乳化特性及其对乳化驱油的影响[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(6): 112-121.
- LIU Jianbin, LIU Shun, ZHONG Liguang, et al. Emulsification characteristics of heavy oil and water in Block Jin17 of Shengli Oilfield and its influence on emulsification oil flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 112-121.
- [19] LIU Z P, WU G H, WEI C P. Physical experiments and numerical simulations of viscosity reducer flooding for ordinary heavy oil [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 192: 107194.
- [20] ZHAO F J, WANG K, LI G, et al. A review of high-temperature foam for improving steam flooding effect: mechanism and application of foam [J]. Energy Technology, 2022, 10(3): 2100988.
- [21] SUN L, BAI B J, WEI B, et al. Recent advances of surfactant-stabilized N₂/CO₂ foams in enhanced oil recovery [J]. Fuel, 2019, 241: 83-93.
- [22] WEN Y C, QU M, HOU J R, et al. Experimental study on nitrogen drive and foam assisted nitrogen drive in varying-aperture fractures of carbonate reservoir [J]. Journal of Petroleum Sci-

- ence and Engineering, 2019, 180: 994-1005.
- [23] CHEN Q, LIU Y L, HOU J, et al. Phase transition characteristics of heavy oil-viscosity reducer-water emulsion systems [J]. Journal of Molecular Liquids, 2023, 379: 121638.
- [24] 王壮壮, 李兆敏, 李松岩. 泡沫封堵性能与界面性质关系研究 [J]. 高校化学工程学报, 2016, 30(1): 216-222.
WANG Zhuangzhuang, LI Zhaomin, LI Songyan. Investigation of relationship between foam blocking performance and interfacial property [J]. Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities, 2016, 30(1): 216-222.
- [25] 杨爽, 李传宪, 刘岱卫, 等. 降压脱气对溶 CO₂ 原油乳液中水滴稳定性的影响 [J]. 石油学报: 石油加工, 2022, 38(4): 834-845.
YANG Shuang, LI Chuanxian, LIU Daiwei, et al. Effect of degassing on water droplets stability in crude oil emulsion with dissolved CO₂ [J]. Acta Petrolei Sinica: Petroleum Processing Section, 2022, 38(4): 834-845.
- [26] 崔传智, 郑文乾, 祝仰文, 等. 蒸汽吞吐后转降黏化学驱加密井井位优化方法 [J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1 643-1 648, 1 656.
CUI Chuanzhi, ZHENG Wenqian, ZHU Yangwen, et al. A method for optimizing the location of infill wells exploited by viscosity reduction chemical flooding after steam huff and puff stimulation [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1 643-1 648, 1 656.
- [27] 王飞, 李兆敏, 李松岩, 等. 自生热泡沫体系调剖机制实验 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2017, 41(2): 116-123.
WANG Fei, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. Experimental study on a self-heat generation and foam system for conformance control [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2017, 41(2): 116-123.
- [28] 苏伟, 侯吉瑞, 李海波, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏注氮气泡沫可行性及影响因素 [J]. 石油学报, 2017, 38(4): 436-443.
SU Wei, HOU Jirui, LI Haibo, et al. Feasibility and influencing factors of nitrogen foam injection in fractured-cavity type carbonate reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(4): 436-443.
- [29] 李兆敏, 张习斌, 李松岩, 等. 氮气泡沫驱气体窜流特征实验研究 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2016, 40(5): 96-103.
LI Zhaomin, ZHANG Xibin, LI Songyan, et al. Experimental study on gas channeling problem of N₂ foam flooding [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2016, 40(5): 96-103.
- [30] 唐晓东, 凌思豪, 向城鑫, 等. 稠油采出水制备纳米颗粒及其泡沫驱油研究 [J]. 特种油气藏, 2022, 29(4): 84-89.
TANG Xiaodong, LING Sihao, XIANG Chengxin, et al. Study on Preparation of Nanoparticles from Produced Water of Heavy Oil and Its Foam Flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 84-89.
- [31] 李晓枫, 彭勃, 刘琦, 等. 微泡沫驱提高采收率技术研究进展 [J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(4): 91-100.
LI Xiaofeng, PENG Bo, LIU Qi, et al. Research progress of micro-foam flooding technology for enhanced oil recovery [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 91-100.

编辑 经雅丽