

## 2-D 纳米黑卡室内评价及缝洞型碳酸盐岩油藏矿场应用

梁拓<sup>1</sup>, 侯吉瑞<sup>1\*</sup>, 屈鸣<sup>1</sup>, 张炜<sup>1,2</sup>, 吴文明<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 201149

2 中国石化西北油田分公司, 乌鲁木齐 830011

\* 通信作者, houjirui@126.com

收稿日期: 2019-10-08

国家重大专项“缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率关键技术”(项目编号 2016ZX05014)和国家重大专项“低渗-致密油藏高效提高采收率技术”(项目编号 2017ZX05009)联合资助

**摘要** 塔河油田是国内一种缝洞型碳酸盐岩油藏, 具有巨大的开发潜力和广阔的开发前景。针对塔河缝洞型碳酸盐岩油藏孔、缝、洞介质发育且储层非均质性严重, 天然能量底水开发过程中易形成水锥; 注水开发过程中, 驱替介质易从裂缝窜进并产出, 导致井间富集大量剩余油, 注水开发效果差的问题; 注气过程中, 易发生气窜等问题。为了克服以上问题, 中国石油大学(北京)自主合成了具有亲水-亲油性的纳米黑卡材料并开展了纳米黑卡调驱潜力室内实验研究。纳米黑卡具有 95 nm 横向尺寸, 0.5~1.5 nm 的厚度。借助 Turbiscan 多重光散射仪筛选出体系最稳定的纳米黑卡浓度为 50 mg/L; 室内静态实验证明纳米黑卡能够寻找油水界面并形成黑卡吸附层, 改变界面性质。再者, 当纳米黑卡浓度为 50 mg/L 时, 油水界面张力达到 0.6 mN/m, 将模拟油乳化成为 10~50 μm 的稳定乳状液, 也能够将油湿石英片(116°)转变成中性润湿(91.2°)。根据二维可视化微观模型和细管模型证明纳米黑卡具有调驱的作用机理, 一维岩心驱替实验表明纳米黑卡流体可使驱油效率增加 9.2%。基于室内评价结果, 初步在塔河 TK779 井组开展纳米黑卡调驱先导性矿场试验。在注入 4900 m<sup>3</sup> 纳米黑卡后(纳米黑卡浓度 50 mg/L), 三口邻井显著受效, 注入井组受效井累计增油 2233.9 t, 平均含水从 82% 降低至 25.7%。纳米黑卡调驱作为一种高效、低廉的调驱技术, 有望为缝洞型碳酸盐岩油藏后期开发提供重要的技术支持。

**关键词** 纳米黑卡; 界面性质; 乳化; 润湿反转; 调驱结合; 缝洞型碳酸盐岩油藏

## 2-D smart nanocard nanofluid laboratory evaluation and field application in fractured-vuggy carbonate reservoirs

LIANG Tuo<sup>1</sup>, HOU Jirui<sup>1</sup>, QU Ming<sup>1</sup>, ZHANG Wei<sup>1,2</sup>, WU Wenming<sup>1,2</sup>

1 Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Sinopec Northwest China oilfield company, Urumqi 830011, China

**Abstract** Tahe oilfield, a fractured-vuggy carbonate reservoir in China, has great potential and broad prospects during its oil development stage. The full development of holes, fractures and vugs in fractured-vuggy carbonate reservoirs in the Tahe oilfield results in high heterogeneity. The water cone is easily formed during natural energy bottom water development. The displacement aqueous solution is easily produced along the fractures, causing more remaining oil among wells and a poor result of water

引用格式: 梁拓, 侯吉瑞, 屈鸣, 张炜, 吴文明. 2-D 纳米黑卡室内评价及缝洞型碳酸盐岩油藏矿场应用. 石油科学通报, 2020, 03: 402-411

LIANG Tuo, HOU Jirui, QU Ming, ZHANG Wei, WU Wenming. 2-D smart nanocard nanofluid laboratory evaluation and field application in fractured-vuggy carbonate reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2020, 03: 402-411. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.03.034

flooding. It is easy to form gas channels during gas injection development. To overcome the issues mentioned above, a smart nanocard nanofluid with hydrophilicity-lipophilicity was synthesized independently by China University of Petroleum (Beijing) and then utilized to study the ability of profile control and flooding in the laboratory. Smart nanocard is a kind of nano-flake material with sizes of 95 nm in plane and 0.5~1.5 nm in height. The Turbiscan scatterometer was used to evaluate the stability of the smart nanocard nanofluid. The result demonstrated the system was most stable when the concentration of smart nanocard was 50 mg/L. In addition, laboratory experiment results proved that the smart nanocard could intelligently find the oil-water interface and form smart nanocard adsorption layers to change the interface properties. Moreover, the interfacial tension reached 0.6 mN/m and stable emulsions in size of 10 to 50  $\mu\text{m}$  were also formed between simulated oil and water phases when the concentration of the smart nanocard was 50 mg/L. It is also worth mentioning that an oil-wet quartz sheet (contact angle~116°) was transferred into neutral wet (contact angle ~91°). It was also proved that smart nanocard has a mechanism of profile control and flooding according to the results derived from a 2D visualization model and a thin tube model. Besides, it demonstrated that oil displacement efficiency was increased by 9.2% after smart nanocard flooding in core. Based on the laboratory results, a field test of smart nanocard profile control and flooding technology was initially carried out in the TK779 well groups in Tahe oilfield. Three adjacent wells were significantly affected after 4900 m<sup>3</sup> smart nanocard aqueous solutions were injected (smart nanocard concentration~50 mg/L). The three affected wells increased oil by 2233.9 tons and the average water content decreased from 82% to 25.7%. Smart nanocard intelligent profile control and flooding technology, as an economical and high efficiency enhanced oil recovery technology, is expected to provide important technical support for the development of later stage fractured-vuggy carbonate reservoirs.

**Keywords** smart nanocard; interfacial properties; emulsions; wettability alteration; profile control and flooding; fractured-vuggy carbonate reservoirs

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.03.034

## 0 引言

碳酸盐岩油藏是全球油气储集的重要场所, 地质储量约占常规油藏储量的 60%, 油气产量约占常规油藏总产量的 50%<sup>[1]</sup>。我国的碳酸盐岩油藏主要分布于塔里木盆地的塔河油田, 而塔河油田以大型溶蚀孔洞及裂缝为主要储集空间。其次, 它的主要产层是奥陶系, 受地质构造和岩石成岩、压实等作用, 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏非均质性极强, 渗透率级差达到上百甚至上千数量级<sup>[2-5]</sup>。因此对于缝洞型碳酸盐岩油藏, 影响其采收率的因素更加复杂。

缝洞型碳酸盐岩油藏在开采过程中根据时期不同而采用不同的开发技术。初期, 由于天然能量充足, 利用底水能量可以实现一定采收率。但天然能量会迅速枯竭, 且由于水锥的出现, 生产井含水率迅速上升, 产量递减快, 稳产时间短<sup>[6-7]</sup>。随后, 注水开发成为补充地层能量的一项重要技术, 但随着注水时间的增加, 导致注入水沿高渗通道迅速窜流, 形成水流优势通道, 含水率迅速上升, 波及程度降低, 采收率下降<sup>[8]</sup>。底水和注水开发过程中造成碳酸盐岩储层顶部剩余大量阁楼油, 为了减小阁楼油饱和度, 采用注气的开发技术, 但由于注入气体和油相之间存在较大的流量差异, 导致气体窜逸现象严重, 最终气驱采收率较低<sup>[9-10]</sup>。因此, 注水、注气开发技术提高采收率都存在一定的

局限性。

近几年来, 受到纳米材料多种优异性能的吸收, Kuang W、Khajehpour M、李兆敏等人将纳米材料引入油气田开发过程中。研究表明, 纳米材料具有降低油/水界面张力、改变岩石润湿性、增强泡沫及乳状液稳定性等优异性能<sup>[11-12]</sup>。Javad Saien 研究发现, 纳米 SiO<sub>2</sub> 随着浓度的增加界面张力逐渐降低, 相同浓度下纳米颗粒尺寸越小, 界面张力越低, 且纳米颗粒与十二烷基硫酸钠(SDS)产生协同效应得到更低的界面张力<sup>[13]</sup>。研究表明, 亲水性纳米 SiO<sub>2</sub> 和 ZnO 颗粒都能增强 SDS 的界面活性, 使其更大程度的降低界面张力, 同时纳米颗粒吸附在泡沫壁上能够增强液膜强度提高泡沫稳定性<sup>[14]</sup>; Alanssari、Vatanparast H 和 Moghadam TF 发现, 纳米 SiO<sub>2</sub> 通过吸附在岩石壁面将油湿改成中性润湿<sup>[15-17]</sup>。但经调研资料发现, 多数研究主要集中于纳米颗粒的应用, 而二维片状纳米材料应用于油气田开发中的研究甚少。

本文主要以二维片状纳米材料(纳米黑卡)为基础, 开展纳米黑卡调驱潜力室内实验, 研究纳米黑卡油水界面相态行为。基于室内评价结果, 初步在塔河 TK779 井组开展纳米黑卡调驱先导性矿场试验, 根据矿场调驱效果, 深入探讨纳米黑卡在缝洞型碳酸盐岩油藏后期开发过程中的潜在应用。

## 1 实验器材和方法

### 1.1 实验材料

1) 纳米黑卡: 中国石油大学(北京)自主合成, 主要成分为改性过渡金属硫化物。合成方法: 先将合成原料按照一定比例先后加入 100 mL 去离子水中, 超声并搅拌 1 h; 然后将搅拌均匀的分散液转移至高温高压反应釜中; 其次, 将高温高压反应釜升温至 130 °C, 并保持 6 h 后, 自然冷却至室温; 最后, 将得到的分散液用乙醇和去离子水分别洗涤三次, 抽滤得到黑色粉末; 然后在一定条件下将黑色粉末进行亲油基改性, 得到亲水—亲油的纳米黑卡材料。

2) 实验用油: 模拟油, 由石蜡和煤油按照一定比例配制而成, 加入适量的苏丹红染成红色, 25 °C 下黏度为 23.9 mPa·s (模拟塔河油田地下原油黏度), 密度为 0.82 g/cm<sup>3</sup>。

3) 实验用水: 塔河油田地层水, 离子组成见表 1。

### 1.2 实验设备

静态实验设备: SVT20N 旋转液滴界面张力仪, 扫描电子显微镜(SEM), 透射电子显微镜(TEM), 原子力显微镜(AFM), Turbiscan 稳定性分析仪等。

动态实验设备: 磁力搅拌器、流量泵(2PB00C 系列平流泵, 工作压力在 0~30 MPa 之间, 流速范围为 0.01~200.00 mL/min)、微量泵、ZEISS 光学显微镜(德国 Carl Zeiss 公司)、活塞式中间容器(0.5~2 L, 工作压

力 ≤ 32 MPa)、压力监测设备及压力数据存储记录软件(北京昆仑海岸传感技术有限公司)、恒温箱、采出液计量装置、岩心夹持器、六通阀等。

### 1.3 二维可视化微观模型制作

本文利用激光刻蚀技术将有机玻璃刻蚀成二维可视化微观模型用来研究纳米黑卡调驱机理。利用扫描电子显微镜技术对渗透率为 25 mD 的天然岩心薄片进行扫描得到岩心的微观孔喉结构, 选用油润湿的有机玻璃作为模型制作材料, 利用数控激光机刻蚀孔喉结构, 最终得到二维可视化微观模型(图 1)。

### 1.4 驱油实验步骤

#### 1.4.1 二维可视化微观模型驱油实验步骤

(1) 将二维可视化微观模型饱和模拟油, 恒温(25 °C)放置 2 h;

(2) 先以 25 μL 的速度注入模拟地层水, 驱替模型中的模拟油, 直至采出端水窜。并采用 ZEISS 光学显微镜(德国 Carl Zeiss 公司)以及图像采集系统收集动态驱油过程;

(3) 然后以 25 μL 的速度注入 2-D 纳米黑卡, 观察 2-D 纳米黑卡流动行为, 直至采出端不出油, 并采用 ZEISS 光学显微镜以及图像采集系统记录动态驱油过程。

#### 1.4.2 一维岩心驱油实验步骤

(1) 依次对岩心进行基本处理和参数测量: 加围压、抽真空、饱和水、饱和油、老化等以便得到有效参数(长度, 直径, 孔隙度, 渗透率, 饱和度等);

表 1 塔河地层水矿化度离子组成及水型

Table 1 Ions compositions and type of Tahe formation water

总矿化度/(mg/L)	离子浓度/(mg/L)						水型
	Ca <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	
83848.4	4947.5	27353.2	139.9	139.4	51174.4	94.0	CaCl <sub>2</sub>

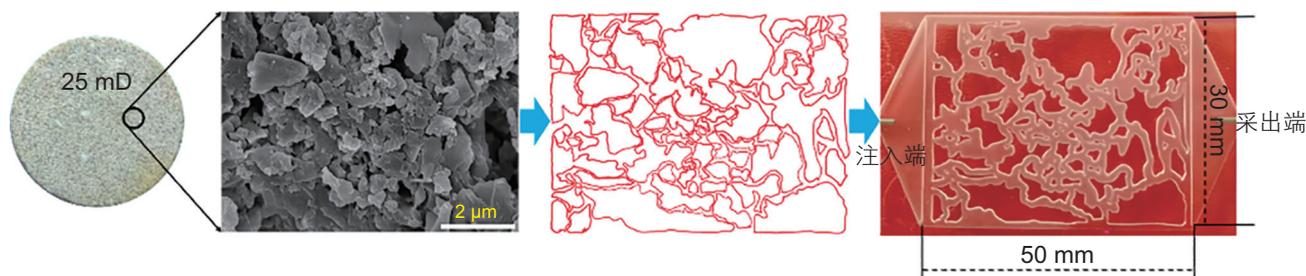


图 1 二维可视化微观模型制作

Fig. 1 Design and fabrication of 2-D visualization model

(2) 模拟地层水驱: 启动恒流泵, 以 1 mL/min 的速度注入模拟地层水, 采出端实况记录产油量, 直至采出端含水达到 98%, 停止水驱, 计算水驱驱油效率;

(3) 纳米黑卡驱: 启动平流泵, 以 1 mL/min 的速度注入纳米黑卡分散液, 采出端实况记录产油量, 直至采出端含水 98%, 停止纳米黑卡驱, 计算纳米黑卡驱油效率。

## 2 室内实验结果与讨论

### 2.1 室内静态性能评价

#### 2.1.1 纳米黑卡微观结构表征

图 2 是纳米黑卡的微观结构特征, 其中图 2(a) 展示的是纳米黑卡的扫描电子显微镜照片, 从图中可以看出纳米黑卡具有明显的片状结构, 尺寸在 95 nm 左右, 纳米片边缘表现出明显的柔性丝滑特征。图 2(b) 是纳米黑卡的透射电子显微镜照片, 它表明纳米黑卡的层状间距是 0.64 nm。同时也可以从侧面看出纳米黑卡具有柔软性。图 2(c) 是纳米黑卡的原子力显微镜照片, 展示了纳米黑卡的层厚度。图 2(d) 是与图 2(c) 对应的纳米黑卡层厚度分布统计图, 数据表明纳米黑卡的层厚度主要分布在 0.5~1.5 nm 之间, 含量百分比为

80%左右, 表现出单层纳米黑卡的特性。少量纳米黑卡层厚度分布在 5~20 nm 之间, 主要是由于分散未充分导致的结果, 且占极少量。

#### 2.1.2 纳米黑卡流体稳定性分析

实验室借助 Turbiscan 稳定性分析仪对纳米流体稳定性进行评价和表征。其工作原理是通过监测波长为 880 nm 的入射光强度在经过纳米黑卡流体后的透射光强度随着时间以及样品池高度的变化来描述纳米流体的动态稳定性。利用稳定性指数 (*TSI*) 定量表征纳米流体稳定性大小, 其中 *TSI* 值越小, 表明纳米流体越稳定。*TSI* 计算可参照公式 (1):

$$TSI = \sum_i \frac{\sum_h |scan_i(h) - scan_{i-1}(h)|}{H} \quad (1)$$

式中,  $i$  为第  $i$  次扫描;  $h$  为扫面点高度, mm;  $scan_i(h)$  表示第  $i$  次扫描时高度为  $h$  处的光强度, %;  $H$  为样品扫描数据点个数。

图 3(a) 是不同浓度纳米黑卡流体在 6 h 后的 *TSI* 值, 25 mg/L 纳米黑卡流体的 *TSI* 值最大高达 8.3, 所以体系最不稳定。当浓度大于 50 mg/L 时, 随着浓度的提高, *TSI* 值也在变大, 纳米黑卡体系的稳定性逐渐降低。其中当纳米黑卡浓度为 50 mg/L 时, *TSI* 值最小为 2.1, 表明此时的纳米黑卡体系最稳定。以 50 mg/L 纳米黑卡体系的透射光谱图为例, 分析纳米黑卡在体系中的动态相行为, 如图 3(b)。随着时间的推移, 样

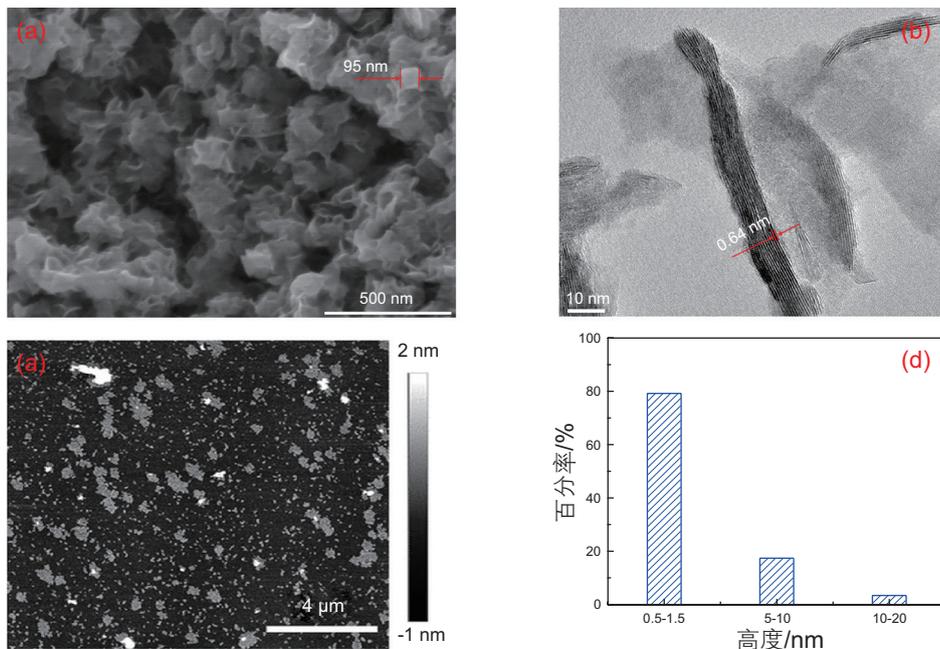


图 2 纳米黑卡微观结构: (a) SEM 照片; (b) TEM 照片; (c) AFM 照片; (d) 纳米黑卡层厚度分布图

Fig. 2 Micro-morphology of smart nanocard: (a) SEM image; (b) TEM image; (c) AFM image; (d) Thickness distribution of smart nanocard

品高度在 0~36 mm 之间的透射光强度逐渐增加, 说明此样品区域内纳米黑卡浓度逐渐降低, 但降低速度不快; 当样品高度大于 36 mm 时, 透射光强度增加幅度较大, 表明在样品顶部的纳米黑卡浓度下降快, 稳定性差。综合稳定性结果发现, 纳米黑卡浓度为 50 mg/L 时稳定性最好。因此, 后续实验中纳米黑卡浓度均采用 50 mg/L。

### 2.1.3 纳米黑卡界面性质

图 4(a) 是模拟油和地层水形成的油水系统, 油水界面呈现明显的弯月牙形状, 表明存在较大的界面张力。将纳米黑卡流体用一次性塑料管滴进油水系统

后, 纳米黑卡并没有因为其密度 ( $4.8 \text{ g/cm}^3$ ) 远远大于水相密度 ( $1 \text{ g/cm}^3$ ) 而沉降到底部, 而是吸附在油水界面形成黑卡吸附层, 且吸附层的厚度超过 1 mm (4(b)), 表明纳米黑卡具有强的界面吸附能力。图 4(c) 是 50 mg/L 纳米黑卡流体与模拟油之间的动态界面张力曲线, 随着时间的推移, 油水界面张力逐渐降低, 在 75 min 时界面张力趋于平稳达到 0.6 mN/m。表明纳米黑卡在超低浓度 (50 mg/L) 下具有很强的降低油水界面张力的能力。

### 2.1.4 纳米黑卡稳定乳状液

将纳米黑卡流体与模拟油以体积比 7:3 相互混

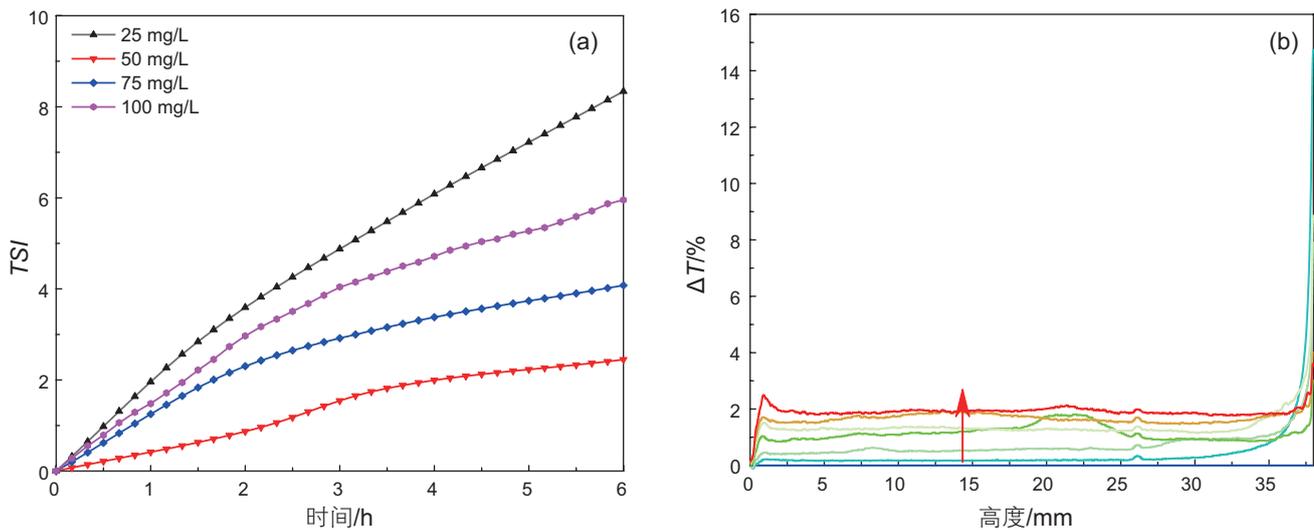


图 3 (a) 不同浓度纳米黑卡流体的 TSI 值; (b) 50 mg/L 纳米黑卡流体的透射光谱图随着时间和样品高度的变化规律

Fig. 3 (a) TSI value of smart nanocard with different concentrations; (b) Variation rule of transmission spectra of 50 mg/L smart nanocard with time and sample height

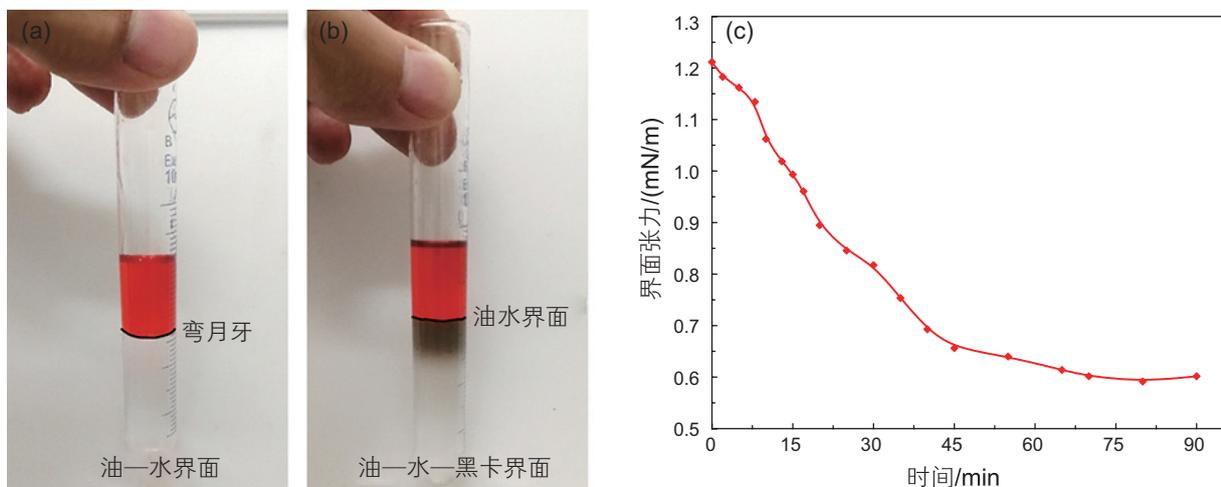


图 4 纳米黑卡降低油水界面性能

Fig. 4 Reduction of oil-water interface performance by smart nanocard

合, 利用分散机使模拟油和纳米黑卡流体充分接触乳化(转速 5000 rpm/min, 搅拌 3 min)。然后再通过显微镜观察乳状液滴形状和尺寸大小分布。图 5(a)是在纳米黑卡流体与模拟油体积比 7:3 条件下形成的乳状液, 由图中可以看出乳状液尺寸主要分布在 10~50  $\mu\text{m}$  之间, 分布比较均匀且数量多, 说明纳米黑卡能够降低体系的界面自由能从而形成微米级乳状液。经过 24 h 后, 乳状液液滴变大但并未消失, 主要分布在 50~100  $\mu\text{m}$  之间, 证明纳米黑卡具有很强的稳定乳状液的能力(图 5(b))。

### 2.1.5 纳米黑卡润湿反转性能

当岩石油润湿时, 毛细力在水驱油过程中发挥的是阻力作用, 不利于原油的剥离; 当岩石表面水湿时, 毛细力在水驱油过程中发挥的是动力作用, 有利于原油的剥离和运移。图 6(a)是石英片表面经过

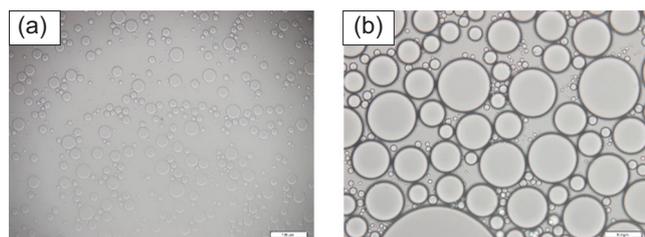


图 5 纳米黑卡稳定乳状液

Fig. 5 Effect of smart nanocard on emulsions stability

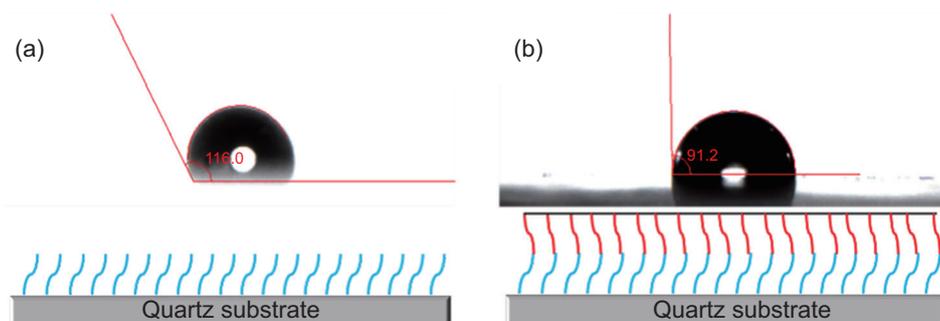


图 6 纳米黑卡改变润湿性

Fig. 6 Wettability alteration ability of smart nanocard

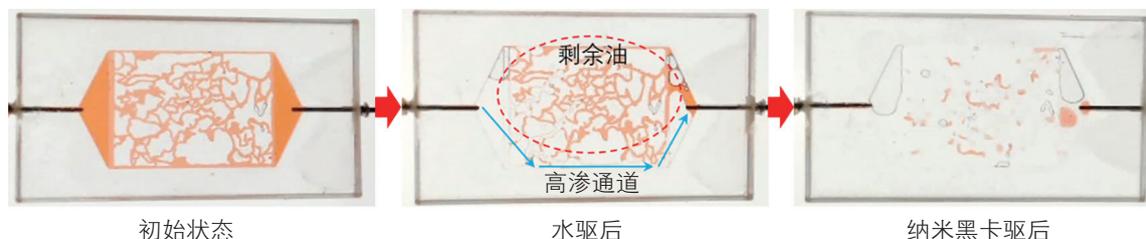


图 7 二维可视化微观模型驱油效果

Fig. 7 Oil displacement effect of 2-D visualization model

二甲基硅油处理后, 借助接触角测量仪测得的气—水—固三相接触角为 116°, 石英片表面呈现油润湿。当油润湿的石英片经过 50 mg/L 纳米黑卡流体处理后, 石英片表面由油润湿转换成中性润湿, 润湿角为 91.2°(图 6(b))。纳米黑卡改变石英片表面润湿性的原理可以归结如下: 二甲基硅油处理后的石英片表面吸附油分子导致石英片表面呈现油润湿, 当用纳米黑卡处理后, 纳米黑卡表面的亲油基与油分子相互缠绕, 将亲水的纳米片暴露在外面, 导致石英片表面呈现中性润湿。

## 2.2 纳米黑卡动态驱油效果分析

### 2.2.1 二维可视化微观模型驱油效果分析

纳米黑卡流体不同于传统表面活性剂溶液, 为了研究纳米黑卡流体在多孔介质中的驱油效果, 本文利用二维可视化微观模型研究纳米黑卡在中孔介质中的驱油效果。为了便于分析, 我们在模拟油中加入少量苏丹 III 将其染色。如图 7 所示, 以 25  $\mu\text{L}$  的速度缓慢注入模拟油, 使模型被模拟油完全饱和。当以 25  $\mu\text{L}$  的速度连续注入地层水后, 地层水首先沿着微观模型中的高渗通道突破采出端, 迫使模型中残存大量剩余油, 极大地降低了水驱采收率。然后以 25  $\mu\text{L}$  的速度连续注入纳米黑卡流体, 从图 7 中可以明显看出纳米黑卡驱替后, 模型中剩余油基本被纳米黑卡流体驱替

干净。由此可见,纳米黑卡流体不仅具有强洗油作用,而且能够克服水流优势通道,在水驱开发后继续提高原油采收率。

为了深入研究纳米黑卡流体的洗油作用机理,我们制作了直径为3 mm的油湿细管模型,先用模拟油将其饱和,然后老化24 h,再用模拟地层水将细管中间模拟油驱出形成油膜,造水流优势通道。然后以25  $\mu\text{L}$ 的速度从一端注入,观察纳米黑卡流体在细管中的驱油机理(图8)。可以看出,在纳米黑卡流体的作用下,壁面油膜逐渐被聚集起来形成油环。在纳米黑卡流体推进的过程中,油环逐渐向管中心扩展,直至最后形成油墙。因此,结合上述微观驱油实验可得:纳米黑卡在水流优势通道中首先剥离油膜,再聚油膜成环,最后发展成油墙。而油墙一旦形成将会增加后续纳米黑卡流体的流动阻力,从而导致后续纳米黑卡流体转向进入次级通道,如此反复,纳米黑卡流体可以起到调驱结合的效果。

### 2.2.2 一维岩心驱油效果分析

通过二维可视化驱油实验可以得出,纳米黑卡流体具有调驱结合的作用机理,能够在水驱后继续提高驱油效率。为了验证可视化模型驱油实验结果,我们使用25 mD岩心进行纳米黑卡驱替实验。图9是岩心驱替过程中驱油效率随着注入孔隙体积倍数的关系曲线。水驱1.04 PV后,注入水沿着优势通道突破采出端,水驱油效率为38.4%。水驱之后,以同样的速度注入纳米黑卡流体,在纳米黑卡流体的作用下驱油效率再增9.2%,使得最终采收率达到47.6%。

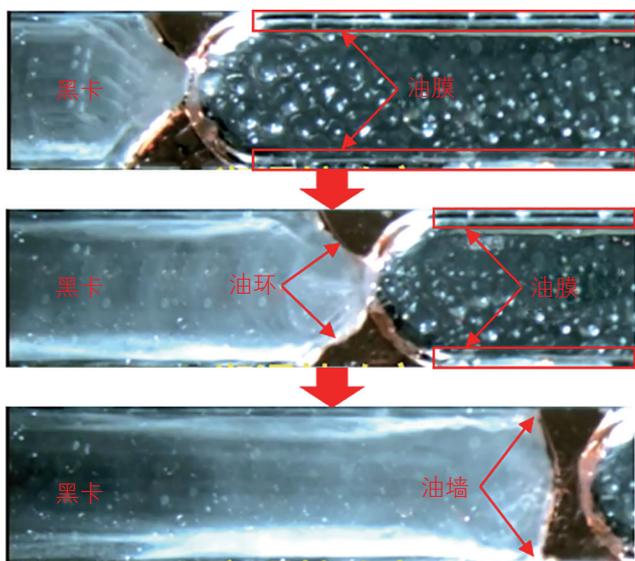


图8 纳米黑卡调驱机理

Fig. 8 Mechanism of smart nanocard profile control and flooding

## 3 塔河TK779井组纳米黑卡矿场施工效果

### 3.1 TK779井生产历史及井组连通关系

注水期间,TK733CH水窜、T7-444CH和TK764CH高含水无明显注水受效响应,疑似TK779井与三口邻井之间形成水流优势通道导致水窜,注水效果变差。

图10明确了TK779井组的动态连通关系,TK779单元注水期间,三口邻井均注水失效。TK779井组之间剩余油丰富,拥有巨大的挖掘潜力,满足纳米黑卡流体调驱技术要求,实施纳米黑卡调流,以达到驱替井间剩余油目的。

### 3.2 纳米黑卡矿场施工

#### 3.2.1 纳米黑卡流体注入工艺设计

综合上轮次注水量、油层厚度和连通关系,设计4900  $\text{m}^3$ 纳米黑卡分散液,采取正注的方式,注入量控制在0.5~0.8  $\text{m}^3/\text{min}$ ,脉冲式泵入,白天注12 h,晚上停12 h,让纳米黑卡在油藏中充分扩散与原油作用。泵注顺序为:1)正注油田水50  $\text{m}^3$ ;2)正注纳米黑卡4900  $\text{m}^3$ ;3)正注顶替盐水400  $\text{m}^3$ 。

#### 3.2.2 纳米黑卡调驱效果

由图11生产曲线可以看出,T7-444CH调驱前日产油1.8吨,含水率90%左右;TK733CH日产油量2吨,含水率80%;TK764CH日产油量3吨,含水率80%,注水经济效益极低。注入纳米黑卡流体后,三

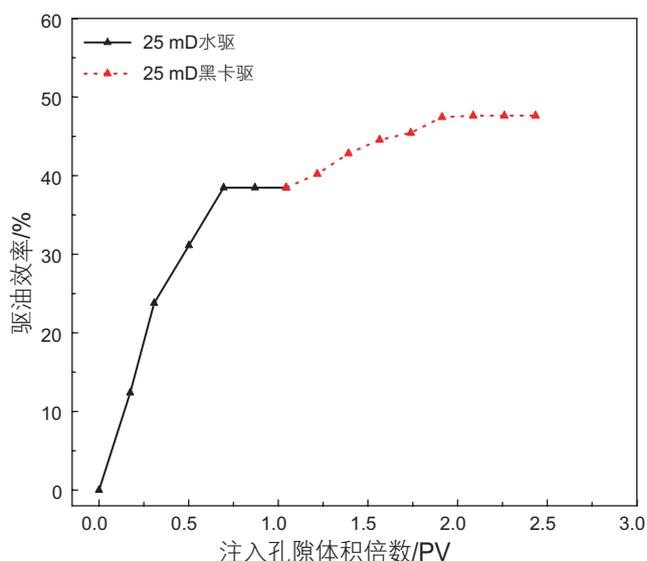


图9 岩心驱替效果

Fig. 9 Core displacement effect

口井明显持续受效，三口井环比增油 2233.9 吨，平均含水率从 82% 下降至 25.7%，经济效益明显。

TK779 注水开发时三口邻井均水窜，注水效果差。当注入纳米黑卡时，纳米黑卡在地层中首先沿着水窜优势通道运移，在运移过程中渗透至岩石壁面将油膜铲掉、剥离形成油环，在推进过程中聚油成墙，增加后续驱替介质的渗流阻力，迫使纳米黑卡流体转向进

人次级通道，通过反复作用，能够引导纳米黑卡流体进入水驱未波及区域，控制优势通道水窜，实现油藏深部调驱。由于纳米黑卡具有降低界面张力、改变岩石润湿性、乳化原油等多重作用，在纳米黑卡运移过程中能够有效将原油从地层中驱替出来，发挥边调边驱的作用，将注水井组传统的“一注一采”转变为“一注三采”，有效推进了空间结构注水井网的构建。

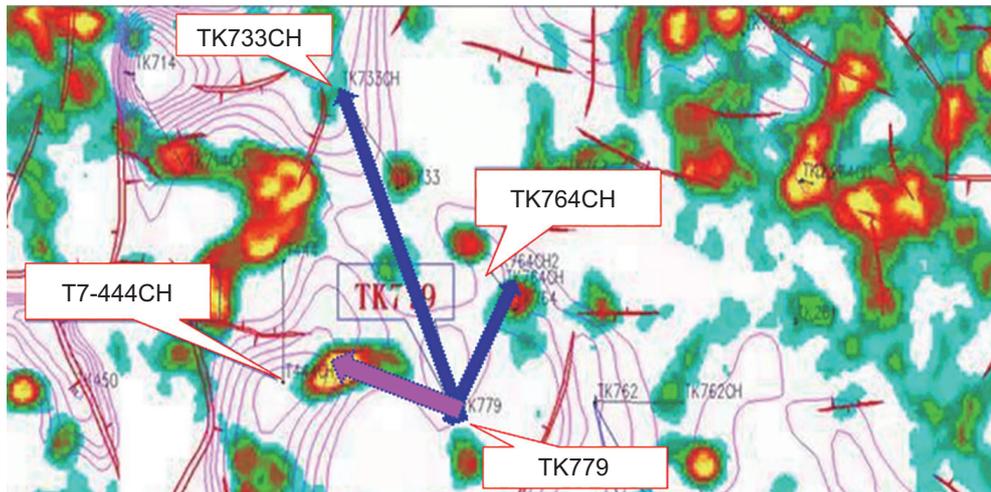


图 10 TK779 井组井位分布及缝洞能量体刻画

Fig. 10 Wells location distribution of TK779 well groups and energy characterization of fracture and vuggy

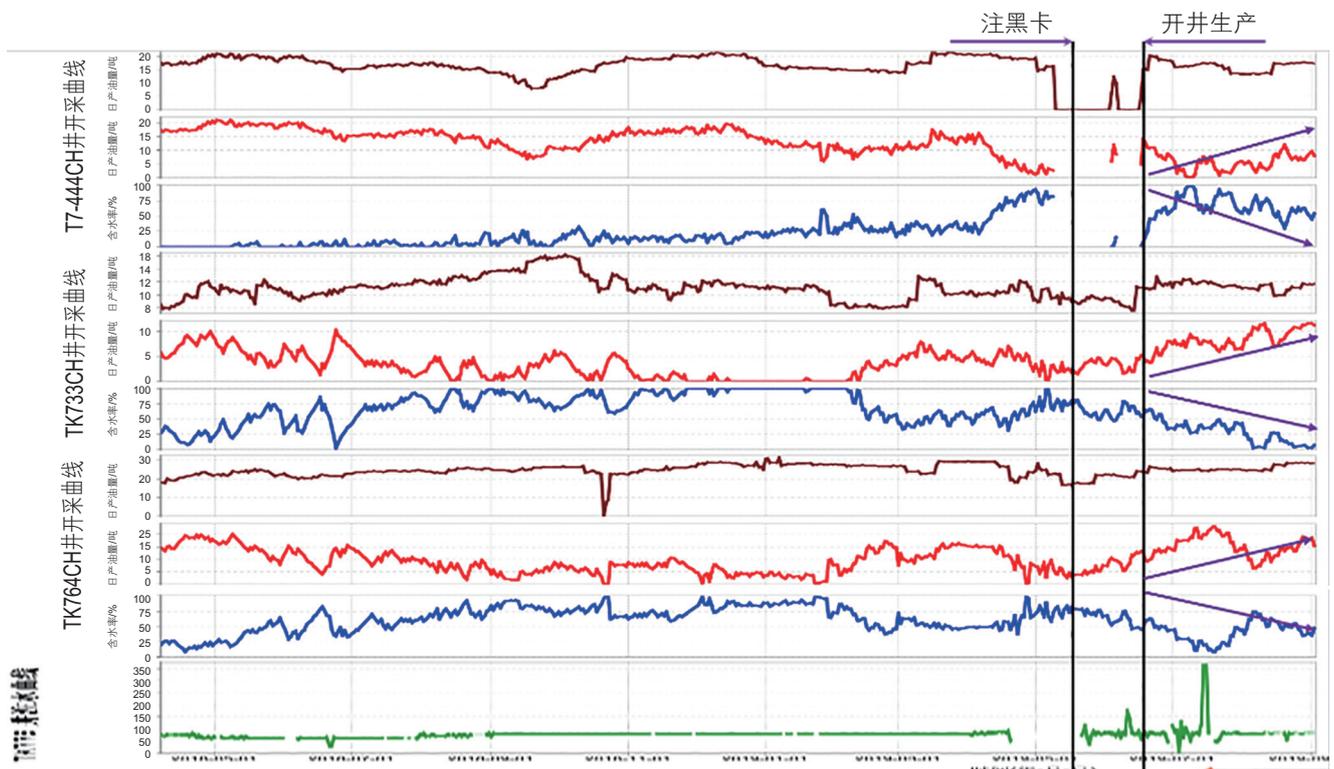


图 11 TK779 井组注纳米黑卡调驱施工效果图

Fig. 11 Pilot effect of smart nanocard intelligent profile control and oil displacement technology in TK779 well groups

## 4 结论

(1) 纳米黑卡具有亲水—亲油性质, 吸附在两相界面, 在超低浓度(0.005 wt%)下发挥降低油—水界面张力, 润湿反转和稳定乳状液的能力。

(2) 二维可视化微观模型和细管模型证明, 纳米黑卡多孔介质中运移, 首先剥离油膜, 再聚油膜成环, 最后发展成油墙, 油墙的形成将会增加后续纳米黑卡

的驱替阻力, 迫使纳米黑卡进入次级通道, 实现调驱结合。

(3) 塔河TK779井注入0.005 wt%纳米黑卡流体后, TK779井注水单元TK733CH、T7-444CH、TK764CH受效井陆续见到效果, 三口井环比增油2233.9吨, 平均含水率从82%下降至25.7%, 经济效益明显。纳米黑卡流体调驱技术有望为缝洞型碳酸盐岩油藏后期开发提供重要的技术支撑。

## 参考文献

- [1] 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 Science and Engineering*, 2019, 180: 994–1005.
- [2] 屈鸣, 侯吉瑞, 马仕希, 等. 缝洞型油藏溶洞储集体氮气泡驱注入参数及机理研究[J]. *石油科学通报*, 2018, 3(1): 57–66. [QU M, HOU J R, MA S X, et al. Mechanism and parameters of nitrogen foam flooding in cave reservoir bodies of fractured-cavity reservoirs [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(1): 57–66.]
- [3] 刘中春. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率技术途径[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(6): 66–68. [LIU Z C. Enhanced oil recovery in Tahe karstic/fractured carbonate reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(6): 66–68.]
- [4] LI M, LOU Z, ZHU R, et al. Distribution and geochemical characteristics of fluids in ordovician marine carbonate reservoirs of the Tahe Oilfield[J]. *Journal of Earth Science*, 2014, 25(3): 486–494.
- [5] XU X, WEI G Q, YANG Z M. The productivity calculation method of a carbonate reservoir[J]. *Liquid Fuels Technology*, 2013, 31(3): 9.
- [6] 吴秀美, 侯吉瑞, 郑泽宇, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏底水对后续注水注气开发的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(5): 111–115. [WU X M, HOU J R, ZHENG Z Y, et al. Effect of bottom water on subsequent water flooding and gas drive in fractured-vuggy carbonate oil reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(5): 111–115.]
- [7] 侯吉瑞, 李海波, 姜瑜, 等. 多井缝洞单元水驱见水模式宏观三维物理模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(6): 717–722. [HOU J R, LI H B, JIANG Y, et al. Macroscopic three-dimensional physical simulation of water flooding in multi-well fracture-cavity unit [J]. *PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT*, 2014, 41(6): 717–722.]
- [8] 张晓, 李小波, 荣元帅, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏周期注水驱油机理[J]. *复杂油气藏*, 2017, 10(2): 38–42. [ZHANG X, LI X B, RONG Y S, et al. Mechanism of cyclic water flooding in fractured-vuggy type carbonate reservoir [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2017, 10(2): 38–42.]
- [9] 郑泽宇, 朱尚仟, 侯吉瑞, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏注氮气驱后剩余油可视化研究[J]. *油气地质与采收率*, 2016(2): 93–97. [ZHENG Z Y, ZHU T Q, HOU J R, et al. Visible research on remaining oil after nitrogen flooding in fractured-cavity carbonate reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016(2): 93–97.]
- [10] 侯吉瑞, 张丽, 李海波, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏氮气驱提高采收率的影响因素[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(5): 64–68. [HOU J R, ZHANG L, LI H B, et al. Influencing factors on EOR nitrogen flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 64–68.]
- [11] KARIMI A, FAKHROUEIAN Z, BAHRAMIAN A, et al. Wettability alteration in carbonates using zirconium oxide nanofluids: EOR implications[J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(2): 1028–1036.
- [12] 李兆敏, 王鹏, 李松岩, 等. 纳米颗粒提高二氧化碳泡沫稳定性的研究进展[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2014, 36(4): 155–161. [LI Z M, WANG P, LI S Y, et al. Advances of researches on improving the stability of CO<sub>2</sub> foams by nanoparticles[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2014, 36(4): 155–161.]
- [13] JAVAD S, MAHDIS B. Understanding the effect of different size silica nanoparticles and SDS surfactant mixtures on interfacial tension of n-hexane–water[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2016, 224.
- [14] 孙傲, 刘庆旺, 郭建设, 等. 硅烷季铵盐改性纳米二氧化硅颗粒表面性质及泡沫能力评价[J]. *现代化工*, 2019, 39(03): 96–99. [SUN A, LIU Q W, GUO J S, et al. Evaluation of surface properties and foam capacity of nano silica particles modified by silane quaternary ammonium salt [J]. *Modern Chemical Industry*, 2019, 39(03): 96–99.]
- [15] ALANSSARI S, BARIFCANI A, WANG S, et al. Wettability alteration of oil-wet carbonate by silica nanofluid[J]. *Journal of Colloid & Interface Science*, 2016, 461: 435.

- [16] MOGHADAM T F, AZIZIAN S. Effect of ZnO nanoparticles on the interfacial behavior of anionic surfactant at liquid/liquid interfaces[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2014, 457: 333–339.
- [17] VATANPARAST H, SAMIEE A, BAHRAMIAN A, et al. Surface behavior of hydrophilic silica nanoparticle-SDS surfactant solutions: I. Effect of nanoparticle concentration on foamability and foam stability[J]. *Colloids & Surfaces A Physicochemical & Engineering Aspects*, 2017, 513: 430–441.

(编辑 马桂霞)