

文章编号: 1673-2677(2026)02-0108-08

DOI: 10.12388/j.issn.1673-2677.2026.02.011

引用: 王振波, 胡远远, 马俊章, 等. 玛北页岩油强乳化作用机制及室内破乳实验[J]. 新疆石油天然气, 2026, 22(2): 108-115.

Cite: WANG Zhenbo, HU Yuanyuan, MA Junzhang, et al. Mechanisms of strong emulsification and laboratory demulsification experiments for Mabei shale oil[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2026, 22(2): 108-115.

玛北页岩油强乳化作用机制及室内破乳实验

王振波¹, 胡远远², 马俊章², 陈舒婷², 孙治谦¹

(1. 中国石油大学(华东) 新能源学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油新疆油田分公司采油工艺研究院, 新疆克拉玛依 834000)

摘要: 新疆油田玛北页岩油采出液具有高矿化度、高乳化稳定性等特性, 在热化学沉降与电脱水工艺中存在破乳温度高、脱水效率低、脱水能耗高、电脱水操作不稳定等一系列问题。鉴于此, 以玛北页岩油采出液为研究对象, 基于分子动力学模拟与室内耦合脱水工艺实验, 揭示了其强乳化稳定作用机制及高效破乳方法。分子动力学模拟结果表明, 胶质、沥青质与硅化合物、高矿化度盐类在油水界面通过氢键与极性相互作用形成高机械强度的刚性界面膜, 显著阻碍液滴聚并, 是导致采出液高度稳定的本质原因。在此基础上开展了旋流-电脱耦合工艺的室内验证实验, 该耦合工艺能充分利用旋流场的预破乳效应, 结果表明: 70 ℃、破乳剂浓度200 mg/L条件下, 经旋流预处理及电化学脱水后, 采出液含水率降至0.1%以下, 达到深度脱水要求。该研究为玛北页岩油的低耗高效脱水技术提供了理论依据和工艺参考。

关键词: 页岩油; 破乳; 油水分离; 旋流分离; 电脱水

中图分类号: TE868

文献标识码: A

Mechanisms of Strong Emulsification and Laboratory Demulsification Experiments for Mabei Shale Oil

WANG Zhenbo¹, HU Yuanyuan², MA Junzhang², CHEN Shuting², SUN Zhiqian¹

(1. College of New Energy, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong, China; 2. Production Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China)

Abstract: The produced fluids from the Mabei shale oil reservoir of the Xinjiang oilfield is characterized by high salinity and strong emulsion stability, leading to a series of challenges in thermal-chemical sedimentation and electrical dehydration processes, such as high demulsification temperature, low dehydration efficiency, high energy consumption, and unstable operations of electrical dehydration. Accordingly, this study focuses on the produced fluids from the Mabei shale oil reservoir and performs molecular dynamics simulations and laboratory-scale hydrocyclone-electrostatic coupled dehydration experiments to elucidate the mechanisms underlying their high emulsion stability and to explore effective demulsification methods. Molecular dynamics simulation results indicate that resins, asphaltenes, silicon compounds, and high-salinity salts form a rigid interfacial film at the oil-water interface through hydrogen bonding and polar interactions. This film, exhibiting high mechanical strength and significantly hindering droplet coalescence, is fundamental driver for the high stability of produced fluids. Based on these findings, laboratory experiments integrating hydrocyclone pretreatment with electrochemical dehydration are conducted. This coupling process can fully utilize the pre-demulsification effect of the swirling flow field. The results demonstrate that at 70 ℃ and a demulsifier concentration of 200 mg/L, the water content in the produced fluid is reduced to below 0.1% after hydrocyclone pretreatment and electrochemical dehydration, meeting the requirements for deep dehydration. This study provides a theoretical foundation and technical reference for the development of low-energy-consumption, high-effi-

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司科研项目“玛北页岩油先导试验区采出液乳化机理研究与高效破乳剂筛选”(XJYT-2025-JS-6161)。

作者简介: 王振波(1971—), 1994年毕业于中国石油大学(华东)化工设备与机械专业, 博士, 教授、博士生导师, 目前从事多相流分离工程与装备、油田地面工程、环保工艺及装备等方面的研究。(E-mail) wangzhibo@upc.edu.cn

ciency dehydration technologies for Mabei shale oil.

Key words: shale oil; demulsification; oil-water separation; cyclone separation; electrostatic dehydration

新疆油田准噶尔盆地玛北隆起带作为我国页岩油资源富集区,已探明石油地质储量达1.2亿吨,勘探范围外仍显示有丰富的资源潜力,滚动勘探价值突出。以玛北页岩油为代表的重质原油,储层埋深普遍超过4 500 m,局部地层温度超100 ℃,压力高达90 MPa,属于典型的超深层、超高压、高温“三高”油藏。玛北页岩油在地质条件和开采工艺上面临多重挑战:风城组页岩油藏矿物组分复杂,岩性纵向变化快,网状裂缝发育,导致储层非均质性强;采出液具有高黏度、高胶质与沥青质含量、高矿化度、高碱度、高乳化稳定性的“五高”特性^[1]。玛北页岩油在规模化开发过程中存在采出液乳化严重、油水分离困难的问题,严重影响集输系统正常运行和原油计量精度。随着体积压裂技术的广泛应用,页岩油与压裂液在地层基质和高剪切通道中形成稳定乳状液,其破乳脱水难度大,成为制约该区块采出液高效开发利用的技术瓶颈之一。

国内外学者针对页岩油乳化问题开展了大量研究。李崎等^[2]研究表明,大港油田沧东凹陷的页岩油中,胶质、沥青质及高含蜡特征是导致乳化增黏的主控因素;郑苗等^[3]研究揭示了吉木萨尔页岩油中环烷酸等界面活性物质与碱性压裂液相互作用形成界面膜的本质;李瑞达等^[4]则从湍流场液液乳化机制的角度解释了大庆页岩油试验区压裂返排液的乳化稳定性。在破乳技术方面,化学破乳剂、生物破乳剂及复配体系均有报道^[5],但针对玛北页岩油特殊物性条件的系统性研究仍较薄弱,现有破乳方案在现场应用中存在适应性差、脱水效率低等问题。

目前,针对页岩油采出液的破乳脱水主要依赖于热化学沉降^[6-7]、旋流分离^[8-9]及电化学脱水(简称电脱)^[10]等技术。热化学沉降法作为核心工艺,其效能受限于高温、长时操作及对由胶质、沥青质及固体颗粒协同形成高稳定性界面膜的有限破坏能力。Peng等^[11]研究指出,由于破乳过程中液滴尺寸动态变化,其最佳响应频率具有不确定性。此外,现有研究多集中于单一工艺的优化或通用破乳剂的筛选。玛北页岩油与普通原油之间存在显著物性差异,其复杂组分与稳定乳化体系之间的构效关系,以及对破乳剂分子结构适配性的微观影响机制,尚缺乏系统深入的研究。

近年来,分子动力学模拟^[12]等计算手段为从分子层面揭示乳状液稳定机制和破乳机理提供了有力工具。例如,Sun等^[13-14]结合实验与分子动力学模拟,明确了高频脉冲电场中液滴角度对聚并行为的关键影响,发现初始角度超过75.93°时,电荷排斥将抑制聚

并,进一步揭示了高电场下液滴的破碎机理,指出电场能量会转化为水分子动能并削弱液滴内氢键网络,从而导致脱水效率下降。因此,结合分子动力学模拟与实验研究,阐明玛北页岩油采出液特定原油体系的乳化机理,并据此指导高效破乳剂的定向筛选与复配,是开发高效低碳脱水工艺的有效路径。

鉴于此,本研究以玛北页岩油采出液为对象,基于分子动力学模拟,揭示其高稳定性乳状液的形成与稳定作用机制;在此基础上,开展破乳剂室内筛选与复配,并结合旋流-电脱室内实验进一步验证旋流-电化学协同作用下的高效破乳效果,旨在为玛北页岩油等强乳化采出液的乳化作用机制研究及破乳技术开发提供理论依据。

1 玛北页岩油强乳化作用机制的分子动力学研究

1.1 模拟体系构建

玛北页岩油采出液含水率约为30%,采出液矿化度高(通常大于 4×10^4 mg/L),为油包水(W/O)乳状液,主要含有蜡质、胶质、沥青质、SiO₂颗粒以及碳酸氢钠等杂质。采出原油蜡质含量高,使得油田开发各流程都面临结蜡风险^[15]。图1为利用PACKMOL程序包^[16]建立含蜡和胶质的初始模型示意图,利用VMD软件^[17]进行可视化。此W/O型乳状液液滴模型轻质油相为C₆H₁₄,蜡为C₂₄H₅₀,胶质为C₄₉H₇₈S,沥青质为C₄₀H₂₉O₂,水相为H₂O。其中,C₆H₁₄、C₂₄H₅₀、C₄₉H₇₈S、C₄₀H₂₉O₂由Automated Topology Builder(ATB)and Repository database^[18-19]生成。将W/O型乳状液纳米液滴放置在35 nm×15 nm×15 nm的三维模拟箱内,根据水滴的体积分数28.43%计算得到水滴半径为6 nm。模拟过程中,温度设置为298.15 K,压力设置为 1.01×10^5 Pa,在此温度压强下,水、C₆H₁₄、C₂₄H₅₀、C₄₉H₇₈S、C₄₀H₂₉O₂的密度分别为0.997、0.659、0.783、0.98、1.1 g/cm³,在确保多原子分子在体系中位置无重叠的基础上,通过式(1)^[20]计算得出各工况下水、C₆H₁₄、C₂₄H₅₀、C₄₉H₇₈S等物质的分子数。分子动力学模拟步长设置为0.01 ps,总时长设置为500 ps。

沿x正方向施加电场强度为0.5 V/nm的直流电场,在x、y、z三个方向上设置周期性边界条件。

$$n = \frac{\rho V N_A}{M} \quad (1)$$

式中: n 为体系分子总数,无量纲; ρ 为密度,kg/m³; V 为体积,m³; M 为分子摩尔质量,g/mol; N_A 为阿伏伽德罗常数,mol⁻¹。

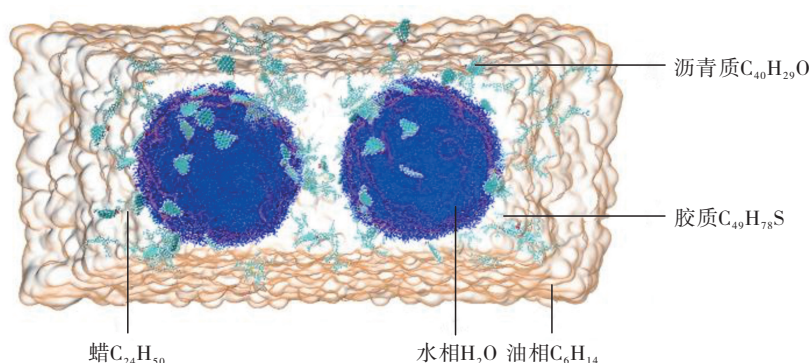


Fig. 1 Initialization model of the W/O System

1.2 模拟方法与参数设置

使用GROMACS 2020.3进行分子动力学模拟和数据分析^[21],所有模拟过程均在GROMOS54A7全原子力场^[22]下进行。水分子采用O—H键长为1.0Å、H—O—H角为109.47°的SPC/E三点水模型^[23],该模型能够较好地描述液态水在分子动力学模拟中的性质。模型进行能量最小化和平衡计算,以确保仿真结果的准确性和收敛性。本研究中,采用最陡下降法对初始模型进行能量最小化处理^[24-25],并在NPT体系合成过程中进

行温度耦合和压力耦合^[26],实现系统平衡。温度耦合采用V-rescale方法^[27],将温度维持在25℃;压力耦合采用Berendsen方法^[28],将压力维持在1.01×10⁵ Pa。能量最小化和平衡过程后的系统能量、压力和温度变化见图2。能量最小化后系统的势能曲线趋于平稳,表明分子间的斥力较小,消除了不合理的分子接触。平衡后,体系的总能量、总压力和总温度保持在振荡平衡状态,表明系统已达到完全平衡。平衡后,双液滴均保持球形,进一步验证了平衡过程的合理性和有效性^[29-30]。

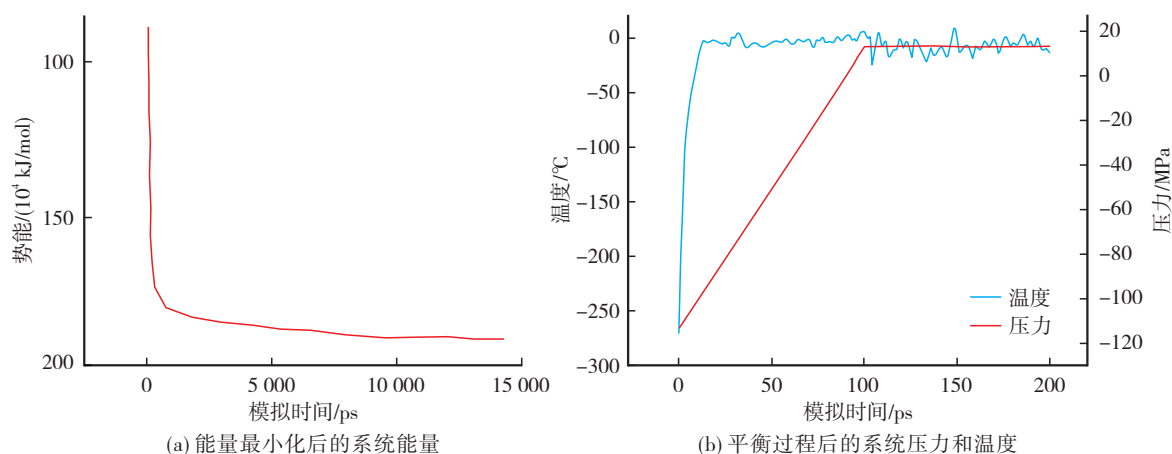


Fig. 2 Variations in the system energy, pressure and temperature

1.3 模拟准确性验证

为了消除模拟与实验时间的数量级差异对结果准确性验证的影响,本文引入了无因次时间 t_{exp} 处理方法,根据公式(2)将原始时间 t 进行无因次处理。

$$t_{\text{exp}} = \frac{(t - t_0)\gamma}{\eta_c r} \quad (2)$$

式中: t_{exp} 为无因次时间,无量纲; t 为原始时间,ps; t_0 为液滴接触时刻($t_0=0$),ps; γ 为油水界面张力,N/m; η_c 为连续相的黏度,Pa·s; γ 为液滴初始半径,m。

实验与分子动力学模拟在无因次时间 t_{exp} 下液滴形态对比如图3所示。为进一步量化两者吻合程度,

提取液滴投影轮廓并按公式(3)计算模拟轮廓相对于实验轮廓的平均相对偏差:

$$\delta = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{R_{\text{sim},i} - R_{\text{exp},i}}{R_{\text{exp},i}} \right| \times 100\% \quad (3)$$

式中: δ 为模拟轮廓相对于试验轮廓的平均相对偏差,%; N 为沿液滴轮廓周向均匀采样的总点数($N=360$),无量纲; $R_{\text{sim},i}$ 为模拟结果中对应角度采样点至液滴质心的距离,nm; $R_{\text{exp},i}$ 为实验图像中液滴轮廓第 i 个采样点至液滴质心的距离,nm。

计算结果表明,液滴界面轮廓的平均相对偏差 $\delta=4.8\%$,验证了分子动力学模拟方法的准确性。

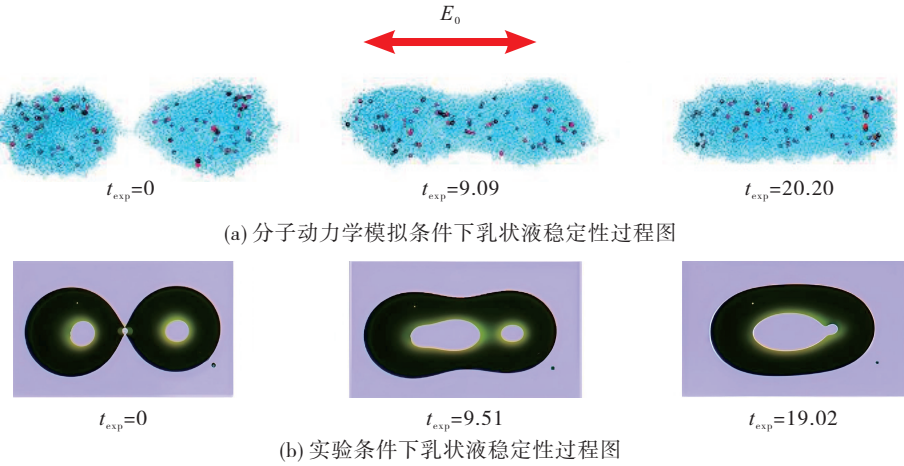


图3 模拟与试验对比图

Fig. 3 Comparison between the simulation and experimental results

1.4 分子动力学判据

1.4.1 旋转半径

电场下液滴行为包括液滴极化拉伸和聚并,破乳效果在液滴的聚并与拉伸行为中达到动态平衡时最佳,任一行为的过度主导均会降低破乳效果,表现为乳状液稳定性增强。电场下乳状液的破乳行为分为两类:第一类液滴界面张力高、极化拉伸趋势弱,这种情况下旋转半径越小,表明两液滴越难以发生聚并,乳状液稳定性越强;第二种是液滴界面张力低、极化拉伸趋势强,这种情况下旋转半径越大,表明液滴极化变形趋势越显著,越容易发生“电分散”,其稳定性越强。溶剂可及表面积的变化规律与旋转半径类似。

1.4.2 相互作用能

分子间相互作用能分为吸引作用和排斥作用,能量正值为排斥作用,能量负值为吸引作用,能量负值越大,吸引作用越强,乳状液越稳定。

1.5 模拟结果与分析

1.5.1 胶质、沥青质对乳状液稳定性的影响

为探究胶质、沥青质对乳状液稳定性的影响,设计了两个模拟对照组,各组杂质含量见表1。

表1 各组杂质含量			
Tab. 1 Impurity content of each group			
组别	蜡含量/%	胶质含量/%	沥青质含量/%
组1	1.17	2.14	2.14
组2	1.17	1.08	1.08

图4给出了水油两相间范德华作用能的变化情况。由图可知,组1中水油两相间范德华吸引力高于组2,表明胶质、沥青质含量升高,乳状液稳定性增强。图5给出了两组液滴旋转半径的分析曲线,由图可知,组1液滴旋转半径远高于组2,印证了图4的结论。沥

青质与胶质通过分子间耦合作用,显著增强了油水界面膜的机械强度,强化了油水两相间的范德华作用力,显著提升了乳状液稳定性。综上,同时提升沥青质、胶质含量,两者的耦合作用大幅提高了玛北页岩油的稳定性。

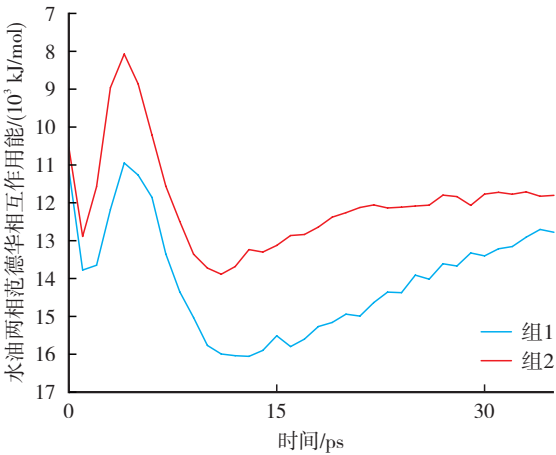


图4 各组范德华相互作用能对比

Fig. 4 Comparison of Van der Waals interaction energy in each group

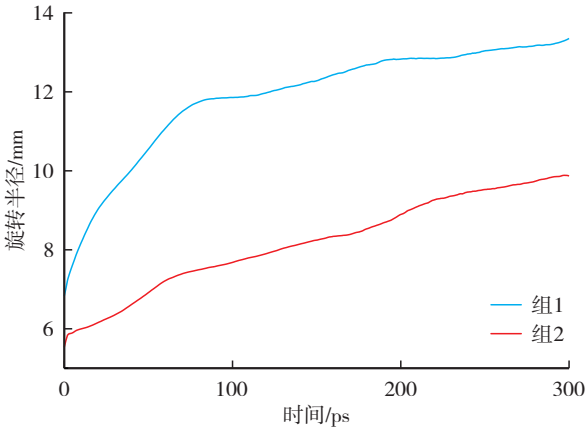


图5 各组旋转半径对比

Fig. 5 Comparison of radius of gyration in each group

为进一步探究胶质、沥青质含量比对玛北页岩油采出液稳定性的影响规律,分别构造了胶质:沥青质为2:1、1:1、1:2三种工况下的乳状液模型,参数设置见表2。将乳状液置于相同电场下进行分子动力学模拟计算,随着模拟的进行,组1、组2中液滴发生聚并而组3中液滴未发生聚并,表明组3乳状液稳定性最强。此外,组1两液滴在265 ps时发生聚并,而组2两液滴在111 ps时发生

聚并,表明组2乳状液稳定性最弱。

综合上述液滴聚并模拟规律可知,沥青质对乳状液稳定性影响强于胶质。相同电场模拟条件下聚并时间差异直观印证该规律。其原因在于:胶质分子为链式结构,沥青质分子为网状结构,网状结构稳定性强于链式结构,且沥青质易与蜡质、胶质等杂质组分形成复合界面结构,增强了油水界面膜的机械强度,乳状液稳定性显著提升。

1.5.2 多杂质协同作用稳定性分析

为进一步分析蜡质、胶质、沥青质、硅化合物(如SiO₂颗粒)及碳酸氢钠共同存在体系条件下乳状液的稳定性,设计了6个不同杂质含量下的模拟组,各组杂质含量见表3。

表2 各组杂质含量

Tab. 2 Impurity content of each group

组别	胶质含量/%	蜡含量/%	沥青质含量/%
组1	2.14	1.17	1.08
组2	1.08	1.17	1.08
组3	1.08	1.17	2.14

表3 各组杂质含量

Tab. 3 Impurity content of each group

组别	蜡含量/%	胶质含量/%	沥青质含量/%	硅含量/%	碳酸氢钠含量/(10 ⁴ mg·L ⁻¹)
对照	1.17	1.08	1.08	0.25	4.16
无碳酸氢钠	1.17	1.08	1.08	0.25	0.00
无硅	1.17	1.08	1.08	0.00	4.16
无胶质	1.17	0.00	1.08	0.25	4.16
无蜡	0.00	1.08	1.08	0.25	4.16
无沥青质	1.17	1.08	0.00	0.25	4.16

从图6范德华相互作用能的角度可知,无沥青质组吸引力最弱,说明沥青质对乳状液稳定性提升作用最为显著。并且,对照组范德华吸引作用明显强于其他五组,表明对照组乳状液稳定性最强,证明五种杂质协同作用时最难破乳。图7表明碳酸氢钠、沥青质的作用使水中氢键数量持续下降,削弱水滴稳定性,使水滴易破碎。

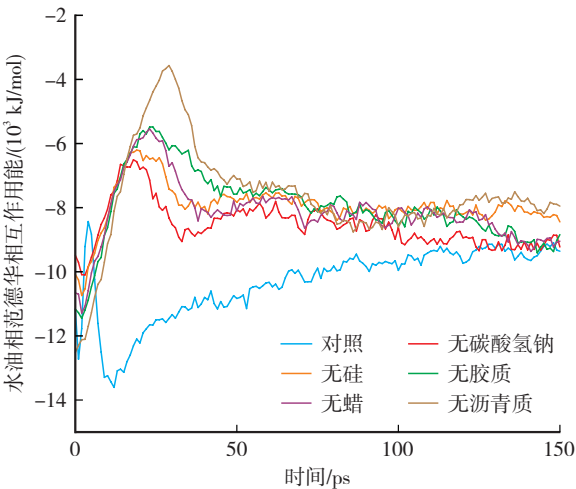


图6 各组范德华相互作用能

Fig. 6 Vander Waals interaction energy of each group

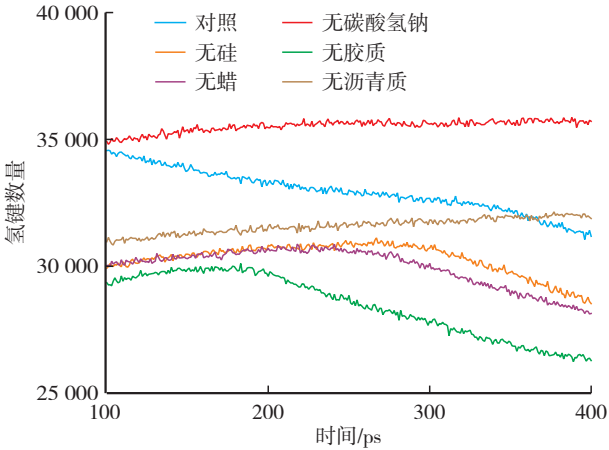


图7 氢键变化趋势

Fig. 7 Variation trends of hydrogen bond

结果表明,五种杂质组分共存体系条件下,乳状液稳定性最强。其原因在于,各组分在界面处形成了多层次复合界面结构。碳酸氢钠改变了体系的pH与电化学环境,改变了SiO₂颗粒、沥青质、胶质等的界面聚集形态及荷电状态,增加了空间位阻效应和界面膜的机械强度。不含沥青质的四组分体系破乳难度最小,证明了沥青质作为核心成膜物质的关键作用。沥青质作为体系中高黏弹性有机成膜组分,不含沥青质

条件下,乳状液稳定性显著降低。高胶质含量不仅直接增强了界面吸附能力,还通过形成更为扩展和稳定的界面层,使得油水之间的范德华相互作用力显著增强。

综上,玛北页岩油采出液的强乳化稳定性源于多杂质的协同作用,其中沥青质在页岩油稳定结构中占据主导地位。分子动力学相关研究结果为后续破乳剂筛选与工艺设计提供了指导。

2 玛北页岩油采出液破乳室内实验

2.1 破乳剂筛选与复配

分子动力学模拟结果表明,胶质、沥青质与硅化合物、高矿化度盐类在油水界面形成刚性界面膜,是导致采出液高度稳定的本质原因。据此,破乳剂需具备穿透该刚性界面膜的能力。对破乳剂进行初步比选,在70℃的恒定温度条件下,进行5 h的热沉降处理,由实验含水率结果可知,BCM-5231及TA-1031型破乳剂具有较好的破乳效果。其中,BCM-5231为有机硅改性聚醚类破乳剂(市售工业品),其分子链中含有活性有机硅链节;TA-1031为酚醛胺聚醚类破乳剂(滨化集团股份有限公司生产),其分子链中含有苯环结构和多分支聚醚链。二者均能有效吸附并置换油水界面处的沥青质与胶质分子,实现高效化学破乳。通过复配实验,确定BCM-5231与TA-1031的最优复配体积比为6:1,破乳剂使用去离子水配制成浓度为200 mg/L的溶液。

2.2 旋流-电脱耦合破乳室内实验

2.2.1 实验装置及方法

1)旋流实验装置

旋流聚结分离破乳室内实验采用自制的轴流式旋流器,旋流器采用凹型溢流嘴,旋流叶片数量为4片。具体尺寸如下:导叶高度40 mm,柱段长度75 mm,锥段长度400 mm,锥段角度3°,溢流口直径10 mm,底流管直径20 mm,柱段直径50 mm。主体由有机玻璃制成,单管结构,内部流场可视,各部件螺纹连接,便于拆卸和变换参数。实验装置流程如图8所示。

实验时,将采出液加入料桶中,并进行搅拌操作,通过螺杆泵加压打入旋流器入口,经过分离,水相从底流口流出,油相从溢流口流出,两股液体均重回料桶,进行回收循环。通过调节入口流量、底流阀门和溢流阀门调节溢流比,实现不同的分离效果,同时旋流器各入口出口均设有阀门,便于溢流比稳定后开口取样。

2)电脱实验装置

电脱实验装置由三部分组成:中国石油大学(华

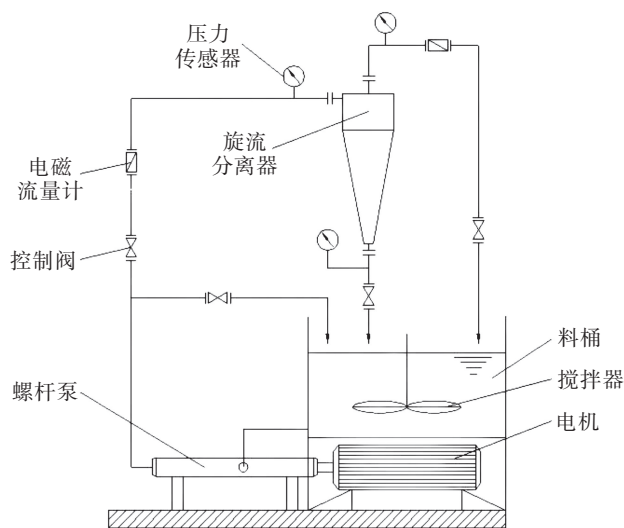


图8 旋流实验装置流程图

Fig. 8 Flow chart of the hydrocyclone apparatus

东)自行研制的矩形波脉冲电源及升压变压器、山东中石大石仪科技有限公司生产的DTS-IV(4C)型石油密闭脱水仪,如图9所示。

实验时,预调节电场参数(电压、频率和脉宽比)并设定加热温度;加入采出液至密闭脱水仪中,依次连接220 V插座-高频脉冲电源-变压器-密闭脱水仪,电脱水至指定时间后取上层油样,用蒸馏法测定原油含水率,由此判断脱水是否合格。

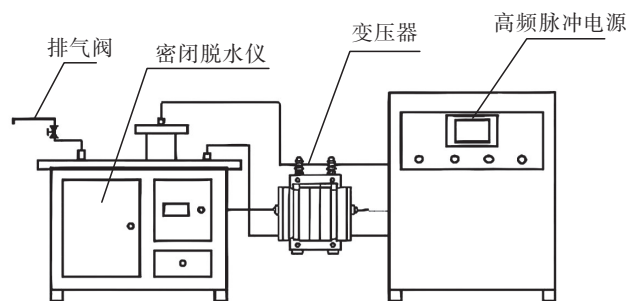


图9 电脱实验装置

Fig. 9 Electrochemical dehydration apparatus

3)旋流-电脱耦合实验方法

以玛页1井区页岩油采出液为对象(采出液初始含水率约为30%),开展电脱及旋流-电脱耦合实验。若采出液直接破乳脱水,由于其稳定性强、破乳难度大,破乳脱水效率偏低;而采出液经掺水、均质化破乳、旋流预脱水后,再进行电聚结深度脱水,有望取得强化破乳效果。基于此,实验分为两组进行对比,分别为电脱组(采出液直接进行电化学脱水,不加旋流预处理)及旋流-电脱组(采出液掺水配制成含水率为70%的乳状液,经旋流预处理后,再进行电化学脱

水),比较两组实验中玛北页岩油采出液的最终脱水后含水率,以评价耦合工艺的效果。

旋流预脱水实验,旋流器入口流量为2.5 m³/h,溢流率为40%,操作温度为50 ℃,不加破乳剂。电化学脱水实验,破乳剂采用BCM-5231与TA-1031按6:1复配,加药浓度200 mg/L,电场强度1 kV/cm,频率5 kHz,脉宽比0.5。

2.3 实验结果与分析

两组实验的脱水结果见表4所示。

表4 电脱与旋流-电脱耦合实验结果

Tab. 4 Experimental results for electrochemical dehydration and coupled hydrocyclone-electrochemical dehydration

电脱时间/h	电脱温度/℃	含水率/%
电脱实验		
1	70	0.74
2	70	0.10
1	80	0.62
旋流-电脱耦合实验		
1	70	0.43
2	70	<0.1
1	80	0.10

由表4可知,复配破乳剂配合电聚结技术,能够有效破坏玛北页岩油的刚性界面膜,实现高效破乳。不同实验条件下的采出液脱后含水率结果表明,升高电脱温度、延长电脱时间,采出液破乳脱水效果均明显提升。

旋流-电脱耦合实验组结果表明,经旋流预处理后,破乳效果较单独电脱实验显著提高。其原因在于,旋流预脱水过程中,旋流场的均质化处理及流体动力学的破乳效应,能够有效削弱油水刚性界面膜,促进水滴的聚并及沉降分离,从而在电脱组电化学高效破乳的基础上实现玛北页岩油采出液脱后含水率的进一步降低。

综上,基于分子动力学模拟结果筛选、复配的破乳剂能够实现玛北页岩油采出液高效电化学脱水;相同条件下,旋流-电脱耦合工艺可进一步提升采出液脱水效果,为页岩油采出液的低碳、快速、深度脱水提供了可行的工艺方案。

3 结论

1)玛北页岩油采出液刚性界面膜是乳状液高度稳定的本质原因。胶质、沥青质与硅化合物、高矿化度盐类在油水界面协同作用,形成高机械强度的刚性界面膜,显著阻碍液滴聚并。

2)沥青质是界面膜的核心成膜物质,不含沥青质的体系破乳难度显著降低。沥青质因其网状分子结构,易与蜡、胶质等杂质组分形成复合界面结构,增强了油水界面膜的机械强度,使得乳状液稳定性显著提升。

3)旋流-电脱耦合工艺显著提升了玛北页岩油采出液的脱水效率。70 ℃、破乳剂浓度200 mg/L条件下,经旋流预处理及电化学脱水处理2 h,采出液含水率降至0.1%以下,达到深度脱水要求。

参考文献

[1]李嘉成,田刚,王俊超,等. 岩心-测井-地震信息二步匹配预测页岩储层层理缝[J]. 新疆石油天然气, 2024, 20(1): 21-30.

LI Jiacheng, TIAN Gang, WANG Junchao, et al. Prediction of bedding fractures in shale reservoirs based on two-step matching core-logging-seismic information[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(1): 21-30.

[2]李崎,王晓燕,葛红江,等. 大港油田沧东孔二段页岩油与水的乳化特性及影响因素[J]. 油田化学, 2025, 42(2): 340-348.

LI Qi, WANG Xiaoyan, GE Hongjiang, et al. Emulsification characteristics and influencing factors of shale oil and water in the second member Kongdian Formation of Cangdong Sag in Dagang Oilfield [J]. Oilfield Chemistry, 2025, 42(2): 340-348.

[3]郑苗,高晨豪,张凤娟,等. 吉木萨尔页岩油乳化原因及对策[J]. 精细化工, 2022, 39(2): 417-425.

ZHENG Miao, GAO Chenhao, ZHANG Fengjuan, et al. Causes and countermeasures of shale oil emulsification in Jimusar[J]. Fine Chemicals, 2022, 39(2): 417-425.

[4]李瑞达,吴迪,张雨,等. 大庆页岩油井压裂返排液相分离药剂研制和应用[J]. 油气田地面工程, 2025, 44(6): 61-68.

LI Ruida, WU Di, ZHANG Yu, et al. Preparation and application of demulsifier for fracturing flowback fluid in Daqing shale oil well[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2025, 44(6): 61-68.

[5]官兆波,胡楚霄,严忠,等. 页岩油压裂采出液低温生物破乳剂的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2022, 39(3): 504-509.

GONG Zhaobo, HU Chuxiao, YAN Zhong, et al. Development and evaluation of cryogenic microbial demulsification using in shale oil production fracturing fluid [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(3): 504-509.

[6]DHANDHI Y, PRAKASH O, NAIYA T K, et al. Statistical design and process optimization for using chemical demulsifiers for the dehydration of the crude oil [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 217: 110876.

[7]YE F, ZHANG X, JIANG X, et al. Demulsification of crude oil

- emulsions using a three-branched betaine type ionic liquid and its demulsification mechanism[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 230: 212265.
- [8] LIU S, YAN Y, GAO Y. Optimization of geometry parameters with separation efficiency and flow split ratio for downhole oil-water hydrocyclone [J]. *Thermal Science and Engineering Progress*, 2018, 8: 370–374.
- [9] YOUNG G A B, WAKLEY W D, TAGGART D L, et al. Oil-water separation using hydrocyclones: An experimental search for optimum dimensions[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1994, 11(1): 37–50.
- [10] SONG C, GUO W, GAO X, et al. Molecular dynamics approach to interfacial manipulation and dehydration enhancement of crude oil emulsions: a case study on plasma pre-treatment[J]. *RSC Advances*, 2025, 15(53): 45014–45025.
- [11] PENG Y, ZHANG Y, LIAO Z, et al. Deformation and vibration of droplet in oil subjected to a chaotic-pulse-width-modulation electric field [J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, 390(PB): 123102.
- [12] XIE Y, SUN Z, LI N, et al. Microscopic study on the influence of pulse period on demulsification of O/W/O emulsions: a molecular dynamics study [J]. *Chemical Engineering Science*, 2026, 320(PB): 122517.
- [13] SUN Z, LI N, LI W, et al. Mode and mechanism of water droplet breakup in oil under high-voltage and high-frequency pulsed electric fields[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, 392(P1): 123500.
- [14] SUN Z, LI N, LI W, et al. Effect of droplet angle on droplet coalescence under high-frequency pulsed electric fields: Experiments and molecular dynamics simulations[J]. *Chemical Engineering Science*, 2024, 295: 120195.
- [15] 杨再广, 刘启伟, 魏凯, 等. 小尺寸竖管热损失结蜡趋势数值仿真[J]. *新疆石油天然气*, 2024, 20(4): 44–49.
YANG Zaiguang, LIU Qiwei, WEI Kai, et al. Numerical simulation for wax forming trend considering heat loss in small size vertical pipes[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2024, 20(4): 44–49.
- [16] MARTINEZ L, ANDRADE R, BIRGIN E G, et al. PACKMOL: A package for building initial configurations for molecular dynamics simulations[J]. *Journal of Computational Chemistry*, 2009, 30(13): 2157–2164.
- [17] Humphrey W, Dalke A, Schulten K. VMD: visual molecular dynamics[J]. *Journal of Molecular Graphics*, 1996, 14(1): 33–38.
- [18] MALDE A K, ZUO L, BREEZE M, et al. An automated force field topology builder (ATB) and repository: version 1.0[J]. *Journal of Chemical Theory and Computation*, 2011, 7(12): 4026–4037.
- [19] KOZIARA K B, STROET M, MALDE A K, et al. Testing and validation of the Automated Topology Builder (ATB) version 2.0: prediction of hydration free enthalpies [J]. *Journal of Computer-Aided Molecular Design*, 2014, 28(3): 221–233.
- [20] WU Y, LI B, JU M, et al. Nanoparticle-laden droplet-liquid film electrocoalescence behaviors: a molecular dynamics simulation [J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2024, 400: 124553.
- [21] PÁLL S, ZHMUROV A, BAUER P, et al. Heterogeneous parallelization and acceleration of molecular dynamics simulations in GROMACS [J]. *The Journal of Chemical Physics*, 2020, 153(13): 134110.
- [22] SCHMID N, EICHENBERGER A P, CHOUTKO A, et al. Definition and testing of the GROMOS force-field versions 54A7 and 54B7 [J]. *European Biophysics Journal*, 2011, 40(7): 843–856.
- [23] DORRANI H, MOHEBBI A. A comparative study of TIP4P–2005, SPC/E, SPC, and TIP3P–Ew models for predicting water transport coefficients using EMD and NEMD simulations [J]. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2023, 32(1): 138–161.
- [24] HEID P. A link between the steepest descent method and fixed-point iterations[J]. *Optimization Letters*, 2023, 17(1): 27–44.
- [25] LIN H, SHI Y, SHANG E, et al. An energy minimization strategy based on an improved nonlinear conjugate gradient method for accelerating the charged polymer dynamics simulation [J]. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 2023, 25(17): 12290–12307.
- [26] KIM M, KIM E, LEE S, et al. New method for constant-NPT molecular dynamics [J]. *The Journal of Physical Chemistry A*, 2019, 123(8): 1689–1699.
- [27] BUSSI G, DONADIO D, PARRINELLO M. Canonical sampling through velocity rescaling[J]. *The Journal of Chemical Physics*, 2007, 126(1): 014101.
- [28] BERENDSEN H, POSTMA J P M, VAN GUNSTEREN W, et al. Molecular dynamics with coupling to an external bath[J]. *The Journal of Chemical Physics*, 1984, 81(8): 3684–3690.
- [29] BALABAEV N K, KRAEVSKII S V, RODNIKOVA M N, et al. Molecular-dynamic study of liquid ethylenediamine [J]. *Russian Journal of Physical Chemistry A*, 2016, 90(10): 1986–1992.
- [30] DE CONINCK J, BLAKE T D. Wetting and molecular dynamics simulations of simple liquids[J]. *Annual Review of Materials Research*, 2008, 38: 1–22.

(修改回稿日期:2026-05-13 编辑:粟刘)