

基于 2D 核磁共振技术的致密油藏清洁压裂液渗吸驱油机理研究

李国庆^{1,2,3}, 高辉^{1,2,3*}, 齐银⁴, 张创⁵, 程志林^{1,2,3}, 李腾^{1,2,3}, 王琛^{1,2,3}, 李红⁶

1 西安石油大学石油工程学院, 西安 710065

2 西安石油大学西部低渗-特低渗油藏开发与治理教育部工程研究中心, 西安 710065

3 西安市致密油(页岩油)开发重点实验室, 西安 710065

4 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院, 西安 710018

5 延长油田股份有限公司志丹采油厂, 延安 717500

6 西安石油大学化学化工学院, 西安 710065

* 通信作者, gh@xsyu.edu.cn

收稿日期: 2025-02-12; 修回日期: 2025-04-07

国家自然科学基金面上项目(52174030、52474042)和国家自然科学基金青年项目(52204044)联合资助

摘要 致密油藏的压裂开采过程中, 压裂液对储层孔隙中原油的渗吸置换作用, 逐渐成为提高采收率技术的重要研究领域。然而, 渗吸过程中不同尺度孔隙原油动用特征及其机理尚不明确, 严重制约了压裂液体系的优化设计与开采工艺的合理选择。以鄂尔多斯盆地长 7 段致密油藏为研究对象, 采用两性表面活性剂(EAB-40)作为清洁压裂液体系主剂, 结合 T_1 - T_2 二维核磁共振与润湿性测试, 系统研究表面活性剂浓度对储层界面性质及压裂液渗吸驱油效率的影响规律, 揭示其微观作用机理。实验结果表明, EAB-40 通过协同降低油水界面张力(达 10^{-2} mN/m 量级)与诱导润湿性反转(接触角由 147° 降至 57.34°), 显著增强毛细管驱动力与原油脱附效率; 当表面活性剂浓度为 0.1 wt% 时压裂液体系综合驱油效果最优。渗吸过程中, 小孔隙因水湿矿物集中, 表面活性剂扩散引发润湿性反转, 驱动原油由小孔隙 $T_2 < 1$ ms 向中(T_2 介于 1~100 ms)、大孔隙 $T_2 > 100$ ms 高效运移。聚合物分子改善压裂液体系流变性能, 促进束缚油、盲端孔隙残余油深度动用。实现“IFT 降低—润湿性反转—粘弹性流控”三重协同渗吸机制。

关键词 致密油藏; 清洁压裂液; 表面活性剂; 渗吸驱油; 采油机理

中图分类号: TE357.12; P618.13

Study on imbibition displacement mechanism of clear fracturing fluid in tight oil reservoir based on 2D NMR

LI Guoqing^{1,2,3}, GAO Hui^{1,2,3}, QI Yin⁴, ZHANG Chuang⁵, CHENG Zhilin^{1,2,3}, LI Teng^{1,2,3}, WANG Chen^{1,2,3}, LI Hong⁶

引用格式: 李国庆, 高辉, 齐银, 张创, 程志林, 李腾, 王琛, 李红. 基于 2D 核磁共振技术的致密油藏清洁压裂液渗吸驱油机理研究. 石油科学通报, 2025, 10(02): 283–297

LI Guoqing, GAO Hui, QI Yin, ZHANG Chuang, CHENG Zhilin, LI Teng, WANG Chen, LI Hong. Study on imbibition displacement mechanism of clear fracturing fluid in tight oil reservoir based on 2D NMR. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(02): 283–297. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.011

1 School of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China

2 Engineering Research Center of Development and Management for Low to Ultra-Low Permeability Oil & Gas Reservoirs in West China of Ministry of Education, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China

3 Xi'an Key Laboratory of Tight Oil (Shale Oil) Development, Xi'an 710065, China

4 Oil and Gas Technology Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China;

5 Zhidan oil Production Plant, Yanchang Oil Field Company Limited, Yan'an 717500, China

6 College of Chemistry and Chemical Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China

Received: 2025-02-12; Revised: 2025-04-07

Abstract In the process of fracturing in tight reservoirs, the imbibition and displacement of crude oil in reservoir pores by fracturing fluids has gradually become a key research field of enhanced oil recovery technology. However, the production characteristics and mechanism of pore crude oil at different scales in the process of imbibition are still unclear, which seriously restricts the optimal design of fracturing fluid system and the reasonable selection of mining technology. Taking the Chang 7 member tight reservoir in the Ordos Basin as the research object, the amphoteric surfactant (EAB-40) was used as the main agent of the clean fracturing fluid system, combined with T_1 - T_2 two-dimensional nuclear magnetic resonance and wettability test, the influence of surfactant concentration on reservoir interface properties and fracturing fluid imbibition and displacement efficiency was systematically studied, and its microscopic mechanism was revealed. The experimental results show that EAB-40 significantly enhances the capillary driving force and crude oil desorption efficiency by synergistically reducing the oil-water interfacial tension (up to the order of 10^{-2} mN/m) and inducing the wettability reversal (the contact angle is reduced from 147° to 57.34°). The comprehensive oil displacement effect of the fracturing fluid system is optimal when the concentration of surfactant is 0.1 wt%. During the imbibition process, the wettability inversion is caused by the concentration of water-wet minerals in the small pores, and the diffusion of surfactants causes the wetting inversion, which drives the crude oil to migrate efficiently from the small pores $T_2 < 1$ ms to the middle (T_2 is between 1 and 100 ms) and large pores $T_2 > 100$ ms. Polymer molecules improve the rheological properties of the fracturing fluid system and promote the deep utilization of residual oil in bound oil and blind end pores. Realize the triple synergistic imbibition mechanism of "IFT reduction-wetting inversion-viscoelastic flow control".

Keywords tight oil reservoir; clear fracturing fluid; surfactant; imbibition oil recovery; oil recovery mechanism

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.011

0 引言

随着全球能源需求持续增长及常规油气资源日益枯竭,致密油藏的高效开发问题成为能源战略的重点^[1-3]。然而,致密储层物性差、孔隙结构复杂等特征导致传统水力压裂技术面临储层伤害严重、原油采收率不足等核心挑战^[4-5]。在此背景下,清洁压裂液因具有环境友好性、低伤害性和高效渗吸驱油能力等优势,其配制及优化逐渐成为提高致密油藏采收率的关键之一^[6-9]。

清洁压裂液以表面活性剂、纳米流体或生物材料为核心成分,通过优化界面张力、调控储层润湿性来增强毛管渗吸作用,实现压裂液在裂缝与基质间的自发渗吸与原油置换^[10-12]。与传统胍胶基压裂液相比,其优势在于:(1)无残渣滞留,减少孔隙堵塞风险^[13];(2)通过表面活性剂或纳米颗粒的协同作用,显著降低油水界面张力,克服致密储层毛细管阻力;(3)动态润湿性改性促进原油从孔隙表面剥离^[14-21]。当前研究主要聚焦于清洁压裂液配方优化、渗吸动力学表征及

规模化应用潜力等,在表面活性剂作用机理方面,Jia等^[22]通过界面张力、接触角与黏附能分析,揭示了表面活性剂通过降低油水界面张力($IFT < 0.1$ mN/m)与增强岩石亲水性(接触角 $< 60^\circ$),可使致密砂岩渗吸采收率提升18.7%~32.4%。Xu等^[23]进一步指出,表面活性剂诱导的润湿性反转(接触角由 125° 降至 55°)与自发乳化效应是提高渗吸效率的关键机制,其中,重力在渗吸初期主导原油运移,而毛细管力在后期发挥协同作用。Yu等^[24]通过驱替压力动态分析,证实表面活性剂通过降低流阻可使驱替压力降低21%~45%,且微孔(< 50 nm)与中孔(50~500 nm)对渗吸采收率的贡献率达78%以上。Zhang等^[25]基于核磁共振技术对比发现,阴离子—离子复配表面活性剂体系因具备最优界面活性($IFT = 0.028$ mN/m)与润湿调节能力(接触角 52.3°),其渗吸效率较单一体系提高19.3%。此外,Paryoto等^[26]将两性阴离子表面活性剂二元组合使用,与单独的盐水相比,界面张力降低。在二元表面活性剂混合物的临界胶束浓度(CMC)(< 0.15 wt%)附近及以上(≥ 0.15 wt%)时,界面张力没有显著变化。结果表明,

当实现润湿性改变的主要机制，并同时得到界面张力降低的支持时，采收率会有显著提高。Cao 等^[27]则揭示了表面活性剂通过“乳液剥离—热扩散”与“毛细管力驱动”双机制促进原油脱附，其中润湿性改变使原油—岩石界面黏附能降低 $4.7 \times 10^{-5} \text{ J/m}^2$ ，显著提升洗油效率。

致密砂岩油藏压裂后通常会进行焖井工作，通过焖井期间压裂液渗吸作用提高原油采收率。从储层润湿特性、流体界面性质及流变性质等多方面探究清洁压裂液的渗吸机理亟待深入^[28-29]。本文以鄂尔多斯盆地长 7 段致密油藏岩心为研究对象，开展不同浓度的清洁压裂液渗吸实验，并借助二维核磁共振技术探究驱油过程中不同尺度孔隙流体分布及原油动用特征，深入探索清洁压裂液对致密油藏渗吸驱油机理，旨在为致密油藏提高采收率的技术优化提供参考。

1 实验部分

1.1 实验材料与装置

实验流体包括：模拟原油(原油:煤油=1:2)，粘度、密度分别为 $5.4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 和 0.82 g/cm^3 。实验用水为模拟地层水(矿化度为 $25\ 000 \text{ mg/L}$)，实验岩心取自鄂尔多斯盆地致密露头砂岩，直径 $2.49\sim 2.51 \text{ cm}$ ，长度 $3.17\sim 3.70 \text{ cm}$ ；孔隙度最大为 8.76% ，最小为 7.3% ，平均为 7.98% ；渗透率最大为 $0.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，最小为 $0.007 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；岩性为极细粒岩屑长石砂岩，黏土矿物含量最大为 13.5% ，最小为 10.4% ，平均为 11.71% 。基于文献调研及矿场实际表面活性剂应用情况，设计了 8 种渗吸体系研究压裂液在渗吸驱油作用效果与影响机理，详细参数见表 1。

压裂液体系主要添加剂包括：芥酸酰胺丙基甜菜

碱 EAB-40(具有油水两亲分子结构，矿场应用效果显著^[30-31])，上海银聰新材料有限公司；聚合物疏水改性聚丙烯酰胺 AP-P4、过硫酸铵等均为工业级。渗吸剂两性表面活性剂 EAB-40、稠化剂聚合物 AP-P4 和稳定剂 KCl 按照质量比 2:1:8 复配形成清洁压裂液体系，3 种试剂与过硫酸铵按照质量比 2:1:8:4 复配成渗吸液。

实验仪器包括：JY-82B 全自动视频接触角测定仪(中国承德鼎盛试验机检测设备有限公司)，PQ001 型核磁共振分析仪(上海纽迈科技有限公司)，主要测试参数为：序列 SR-CPMG，共振频率 12 MHz (磁场强度为 0.25 T)，回波时间 0.06 ms ，等待时间 10 s ，回波个数 5000 ，累加次数 64 ，反转时间个数 25 。

1.2 实验方法及原理

1.2.1 二维核磁共振 T_1 - T_2 谱流体识别技术

核磁共振主要是由原子核自旋运动引起，常通过测量横向弛豫时间 T_2 获取孔隙、流体信息，二维核磁共振比一维包含更多信息，引入纵向弛豫时间 T_1 、横向弛豫时间 T_2 等二维信息，从两个维度表征储层孔隙和流体性质，可以完善单独使用横向弛豫时间 T_2 所获取的信息^[32]，充分利用了 T_1 - T_2 反映油相和水相信息，使一维核磁中流体信号重叠的难题得到解决，增强致密油藏流体的识别能力^[33-36]。

油、气和水赋存于地层孔隙中， T_1 和 T_2 测量值受孔隙结构影响，不同流体 T_1/T_2 值发生变化。孔隙半径相对较大的空间内($T_2 > 100 \text{ ms}$)，油水 T_1/T_2 值为 $1\sim 2$ ，变化范围不大，随着孔隙半径减小至微米级甚至纳米级，孔隙对流体束缚作用增强，不同流体的 T_1/T_2 值会有明显变化^[37]，因此可借助 T_1 - T_2 谱反映孔隙流体组分及变化，分析致密油藏原油动用特征^[38]。

表 1 岩心物性参数

Table 1 Physical property parameters of experimental core

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	黏土总量/%	渗吸液体系
1	3.17	2.514	7.67	0.012	10.4	0.00 wt% 压裂液
2	3.70	2.513	7.30	0.007	11.9	0.01 wt% 压裂液
3	3.56	2.514	8.46	0.014	10.4	0.05 wt% 压裂液
4	3.28	2.502	8.46	0.011	11.9	0.10 wt% 压裂液
5	3.56	2.506	7.96	0.012	13.3	0.20 wt% 压裂液
6	3.46	2.496	8.14	0.014	12.2	0.30 wt% 压裂液
7	3.43	2.502	8.14	0.012	13.6	0.10 wt% EAB-40
8	3.23	2.498	8.45	0.010	12.5	0.05 wt% AP-P4

1.2.2 界面张力测试

实验前对实验U型针、针管和石英池等用酒精进行反复清洗,最后用去离子水在超声波清洗机清洗30 min,清洗后烘干备用。石英池中装入测试液体,用针管在石英池中挤入一滴模拟油,形成悬滴后稳定10 min后,采集悬滴图像,拟合计算并取平均值作为测试结果。

1.2.3 润湿性测试

将实验岩心饱和油后切取直径25 mm,厚度0.5 mm的圆形薄片,薄片端面磨平,岩心切片放置于装有去离子水的石英池中,用U型毛细针管在岩心底部分滴一滴3 μL 油滴,平衡10 min后采集液滴图像,改变滴油滴位置测试3次,取接触角平均值评价岩心润湿性。

1.2.4 渗吸实验

渗吸实验利用质量法计量渗吸采收率,但由于大量原油附着在岩石表面,可能出现测量误差,结合核磁共振对致密砂岩渗吸驱油效果进行分析、评价。渗吸实验方法及步骤如下:

(1)样品预处理:洗油后,将实验岩心放置于105 $^{\circ}\text{C}$ 烘箱中24 h后称重,记录岩心干重 m_1 ,并计算、测量岩心渗透率和尺寸等参数,抽真空饱和模拟地层水后,称重计算孔隙度,记录各岩心数据,并进行核磁共振测试。

(2)饱和岩心:将实验岩心105 $^{\circ}\text{C}$ 烘干、抽真空24 h后,将样品放于夹持器中,在20 MPa围压下注入模拟油体积为5.0 PV,之后系统静置,在65 $^{\circ}\text{C}$ 下老化14 d,此时岩石质量为 m_2 ,并对饱和后岩心进行二维核磁共振测试。

(3)渗吸实验:将饱和油岩心悬挂于支架上,实验在65 $^{\circ}\text{C}$ (即储层温度条件)下进行,通过电子天平称重,记录岩心质量变化,渗吸前期,渗吸30 min、

1 h、2 h和4 h后将岩心取出,用定性滤纸擦干岩心表面渗吸液体与浮油,滤纸无油渍与渗吸液体后,进行核磁共振测试,之后每12 h对岩心进行质量记录和核磁共振测试,直至渗吸结束。

(4)数据处理:对渗吸结束后的岩心进行核磁共振测试,观察岩心内剩余油分布,计算不同时间渗吸采收率,渗吸采收率和渗吸速率由式(1)、式(2)计算:

$$\eta_i = \frac{\Delta m \rho_o}{(\rho_w - \rho_o)(m_2 - m_1)} \times 100\% \quad (1)$$

$$R = \frac{\Delta m}{(\rho_w - \rho_o)t} \quad (2)$$

式中, η_i 为自发渗吸采收率,%; ρ_w 和 ρ_o 分别为渗吸液和模拟原油密度, g/cm^3 ; Δm 为电子天平质量变化量,g; R 为渗吸速率, mL/h ; t 为渗吸时间,h。渗吸装置如图1,电子天平精度为0.0001 g。

2 结果与讨论

2.1 岩心孔隙结构及流体分布

对所有样品饱和地层水并进行核磁共振测试得到 T_2 谱分布(图2a)。由图可知,6块岩心核磁共振曲线主要呈现双峰分布,弛豫时间主体位于0.01~10 ms,左峰高和右峰低的分布特征表明岩心小孔更为发育。综合比较致密砂岩岩心饱水样(图2c)及饱水离心样(图2d)、饱油样(图2e)、饱油离心样(图2f)等多种状态 T_1 - T_2 二维核磁结果,得到鄂尔多斯盆地长7段致密砂岩不同赋存状态流体在 T_1 - T_2 二维谱上的弛豫特征版图(图2b)。其中,黏土矿物、沥青等固体有机质具有超短弛豫时间特征, $T_2 < 0.1$ ms(区域1);离心消失的信号认为是可动水信号,可动水通常是中、大孔隙和裂缝中的水,剩余部分为小孔隙中 T_2 较小的毛管

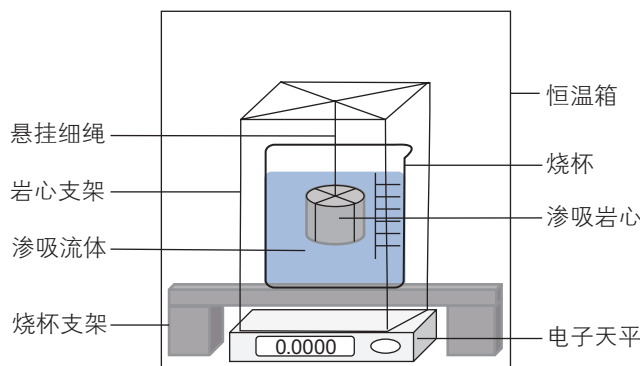


图1 自发渗吸装置图

Fig. 1 Spontaneous imbibition device diagram

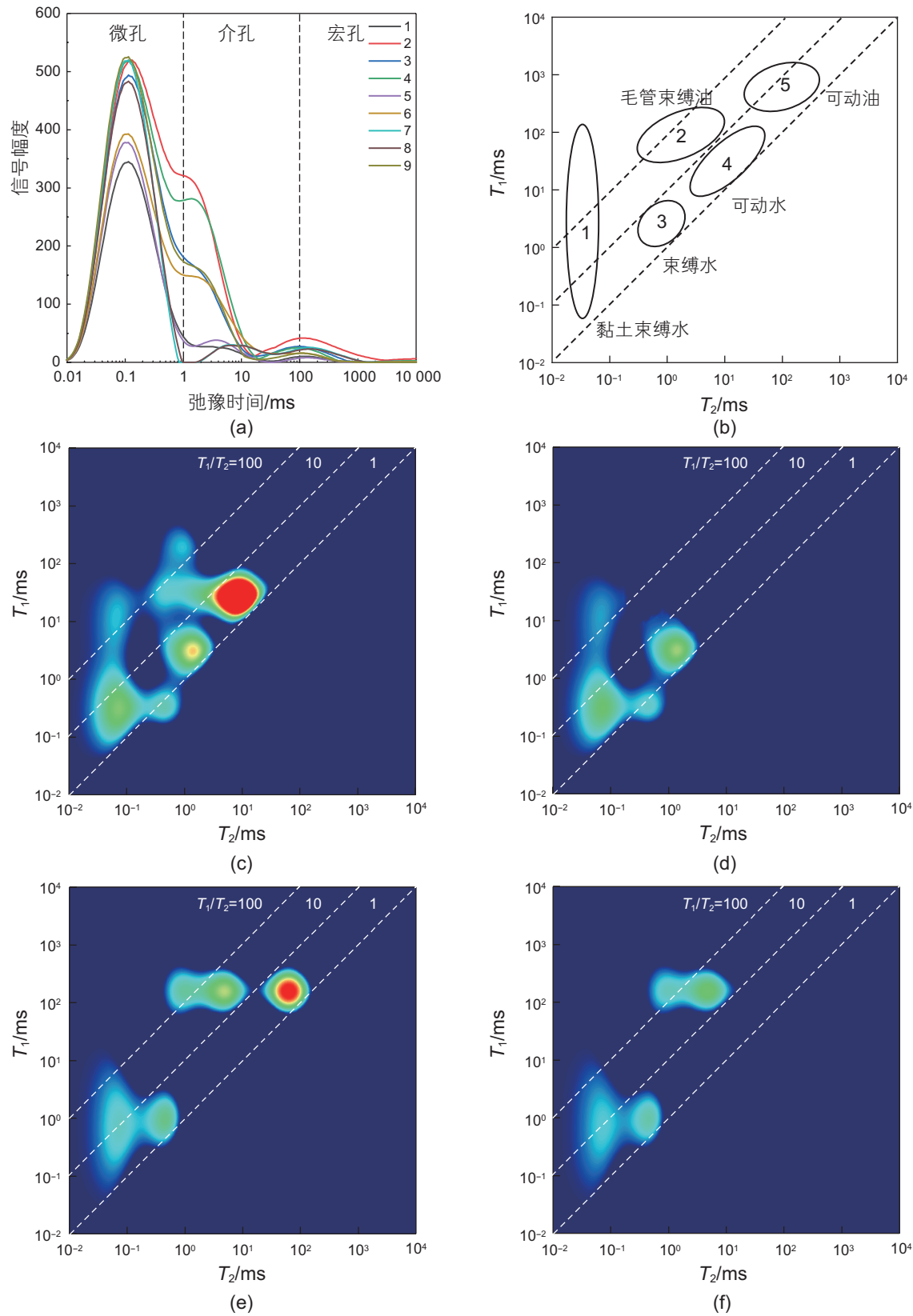


图 2 致密砂岩 T_2 核磁谱图及 T_1 - T_2 二维核磁弛豫特征版图

Fig. 2 T_2 NMR spectra and T_1 - T_2 two-dimensional NMR relaxation feature map of tight sandstone

束缚水(区域 3、区域 4); 油相为体积弛豫, T_2 较长, 达到了 20~300 ms(区域 5); 束缚油 T_2 较短, $T_1/T_2 >$

10(区域 2)。后续利用核磁版图对溶液渗吸过程中流体分布进行识别。

2.2 界面张力与润湿性评价

测得不同浓度渗吸液下的两相流体界面张力和接触角，见图 3。发现随着表面活性剂浓度的增加，界面张力呈现先降低后趋于稳定的趋势。当表面活性剂浓度达到 0.1 wt% 时，界面张力降低至 10^{-1} mN/m 以下；继续增大表面活性剂浓度，渗吸液油水界面张力维持在 2×10^{-2} mN/m 左右。这表明一定浓度下，表面活性剂在油水界面达到吸附平衡，且在储层温度下具有较好的界面活性。模拟原油对致密岩样的接触角为 147° ，储层呈亲油状态，经表面活性剂浓度为 0.1 wt% 的渗吸液浸泡后，接触角变为 57.34° ，表明渗吸液可将亲油储层转化为弱亲水储层，且随着表面活性剂浓度的增加，这种转化能力逐渐增强，但接触角变化幅度逐渐变小。0.1 wt%EAB-40 和 0.05 wt%AP-P4 均不同程度改善了油水界面活性(表 2)。

2.3 不同浓度渗吸液对致密岩心渗吸特征的影响

2.3.1 渗吸采收率与浓度定量关系

采用表面活性剂浓度分别为 0.0 wt%、0.01 wt%、0.05 wt%、0.1 wt%、0.2 wt% 和 0.3 wt% 的压裂液和 0.1 wt%EAB40、0.05 wt%AP-P4 溶液开展渗吸实验，得到不同条件下的渗吸采收率和渗吸速度随时间变化规律，如图 4 所示。随着表面活性剂浓度的增加，渗

吸采收率呈上升趋势，当表面活性剂浓度大于 0.1 wt% 后，渗吸采收率稳定在 26.72% 左右，继续增加表面活性剂浓度对渗吸采收率影响较小，与模拟地层水的渗吸采收率(7.19%)相比，清洁压裂液体系的渗吸采收率显著提高，较单一表面活性剂体系(22.06%)和聚合物体系(22.76%)，表明其具有优异的提高采收率性能，且压裂液体系的“IFT降低—润湿性反转—流控优化”三重协同是其显著优于单一化学剂的核心机制。

在相同渗吸时间下，渗吸采收率随表面活性剂浓度的增加而增大，渗吸速率也相应提高，表明渗吸液促进了水相进入岩心，置换孔隙内原油。此外，表面活性剂浓度的增加会延长渗吸平衡时间。表面活性剂浓度为 0.0 wt%、0.01 wt% 和 0.05 wt% 时，渗吸平衡时间为 84 h、96 h 和 120 h。在表面活性剂作用的压裂液渗吸机制中，浓度对渗吸动力学的影响呈现非线性特征。低浓度体系(低于临界胶束浓度CMC)中，表面活性剂分子在浓度梯度的驱动下，以单体形式通过扩散作用迁移至油水界面与岩石壁面，随着浓度梯度降低，界面吸附量尚未饱和，渗吸采油进入平衡阶段。当浓度接近临界胶束浓度(CMC)，界面吸附趋于饱和后，渗吸采收率提升速率显著放缓，进入平衡阶段。当表面活性剂浓度超过CMC后，溶液中过剩表面活性剂分子通过疏水缔合形成胶束。一方面，溶液中表面活性剂自由单体浓度维持在CMC附近，导致油水界

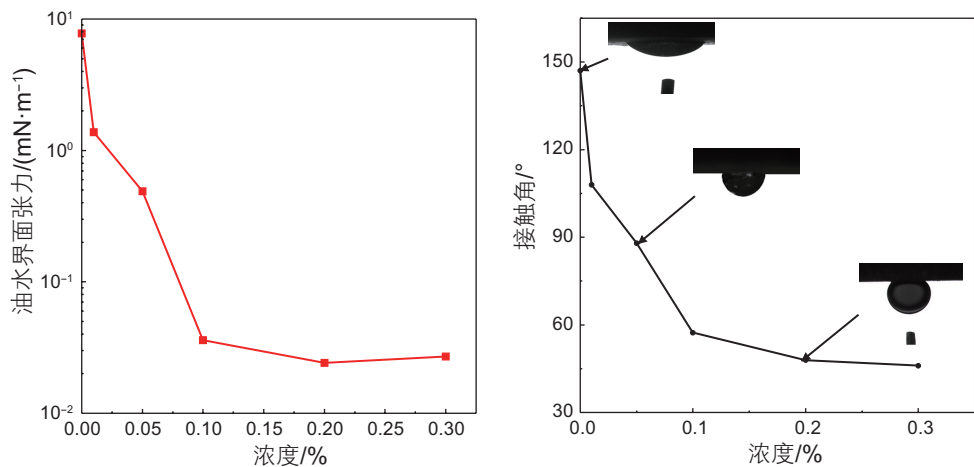


图 3 不同浓度的渗吸液的采收率和油水界面张力

Fig. 3 Oil-water interfacial tension and recovery rate of different concentrations of percolate

表 2 单一表面活性剂/聚合物溶液性质

Table 2 Properties of single surfactant/polymer solutions

渗吸体系	油水界面张力/(mN·m ⁻¹)	接触角/°
0.1 wt% EAB-40	0.002	50.55
0.05 wt% AP-P4	2.345	90.08

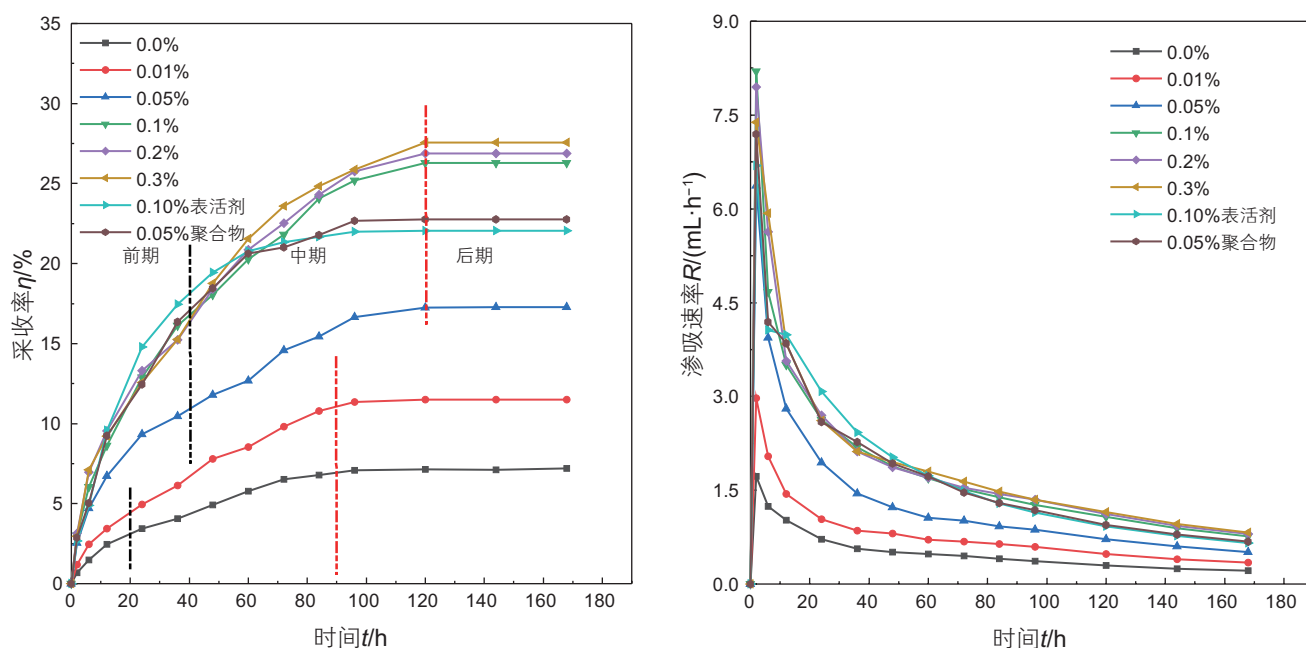


图 4 不同浓度的渗吸液条件下渗吸采收率及渗吸速率随时间变化

Fig. 4 Imbibition recovery rate and change rate of imbibition liquids with different concentrations

面及孔隙壁面的吸附量不再增加, 渗吸采收率稳定在 26.29%~27.55%。另一方面, 胶束的形成使表面活性剂自由单体吸附动力学速率降低, 达到渗吸平衡的时间延长。

根据渗吸采收率随时间变化特征, 可以将自发渗吸可以分为三个阶段: 前期快速渗吸段、中期渗吸过渡段和后期渗吸平衡段。当表面活性剂浓度低于 0.05 wt% 时, 渗吸开始后的 20 h 左右为渗吸前期, 渗吸速率较大, 渗吸速率为 0.85 mL/h 左右, 随着表面活性剂浓度持续增大, 快速渗吸段时间延长至 40 h, 同时渗吸速率增大至 2.15 mL/h, 表明较高浓度的表面活性剂不仅能延长快速渗吸的时间, 还能加快渗吸采收率的增长速度, 进一步提高渗吸驱油效率。0.1~0.3 wt% 浓度区间内, 尽管表观浓度增加 200%, 但因有效作用组分(自由单体)未显著改变, 采收率仅微幅波动 ($\Delta < 1.5\%$)。通过控制浓度接近 CMC 值(而非盲目提高浓度), 可实现渗吸效率与时间成本的优化平衡。

2.3.2 孔隙尺度原油动用机制

通过进一步分析 T_1/T_2 值与流体可动性关系可知, 可动油区域以碳链较短的轻质组分为主^[36]。从图 5a、图 6a、图 7a、图 8a 可观察到, 中、大孔隙油样信号分布在 $T_1/T_2=10$ 附近, 对应 T_2 值在 20~500 ms; 左上角 T_1/T_2 位于 2~10, 分布范围较广。轻质组分分布于岩心各尺度孔隙内, 具有较好的流动性; 重质组分以吸附态为主, 研究区致密砂岩内部流体可动性存在显著差异。观察岩样 1、2、3 和 5 饱和油状态下的 T_1-T_2

谱图, 发现图谱出现 3~4 个信号峰, 主要呈椭圆形和片状分布且相似度较高。

进一步地, 根据不同样品不同渗吸时刻 T_1-T_2 谱变化可知, 岩心 1 渗吸 12 h 时(图 5b), 区域 1 内新增 1 个信号峰, 束缚油(区域 2)信号量降低 0.2%, 而束缚水(区域 3)信号量增加 0.9%, 可动水与可动油区域内信号量无变化。这是由于研究区致密砂岩黏土矿物以绿泥石和伊利石为主, 其含量分别占黏土矿物总量的 40% 和 15%, 绿泥石由于层间结合力相对较弱, 水相能够更深入地进入其层间空间, 表现出显著的吸水特性; 致密岩心表层中的孔隙喉道原本充满原油, 在浮力作用下, 束缚孔隙中油滴从岩心表面排出, 并被渗吸液体填充。渗吸 24 h 后进入渗吸过渡段(图 5c), 区域 1 内信号量明显下降, 这与黏土矿物吸水膨胀导致其结构被破坏, 进而使得水锁效应减弱直接相关。相较于饱和油样, 束缚水信号量增大了 7.2%, 可动油区域信号量降低了 7.2%。渗吸 48 h 后(图 5d), 束缚油、可动油信号减少量分别为 0.6% 和 7.5%, 束缚水与可动水区域信号增加量分别为 7.4% 和 1.6%。渗吸 96 h 后(图 5e), 核磁数据表明: 可动油区域信号显著减少(-10.1%)对应长 T_2 弛豫区间(表征大孔隙)油相峰面积下降, 而可动水信号仅小幅上升(+1.8%), 揭示大孔隙内水相渗吸效率较高; 同时, 束缚油信号降低(-2%)与束缚水信号增加(+9.4%)的协同变化, 证实了混合润湿体系中亲水通道的渗吸作用对微纳米孔隙中原油动用的贡献。总体而言, 亲油性致密砂岩在浮力

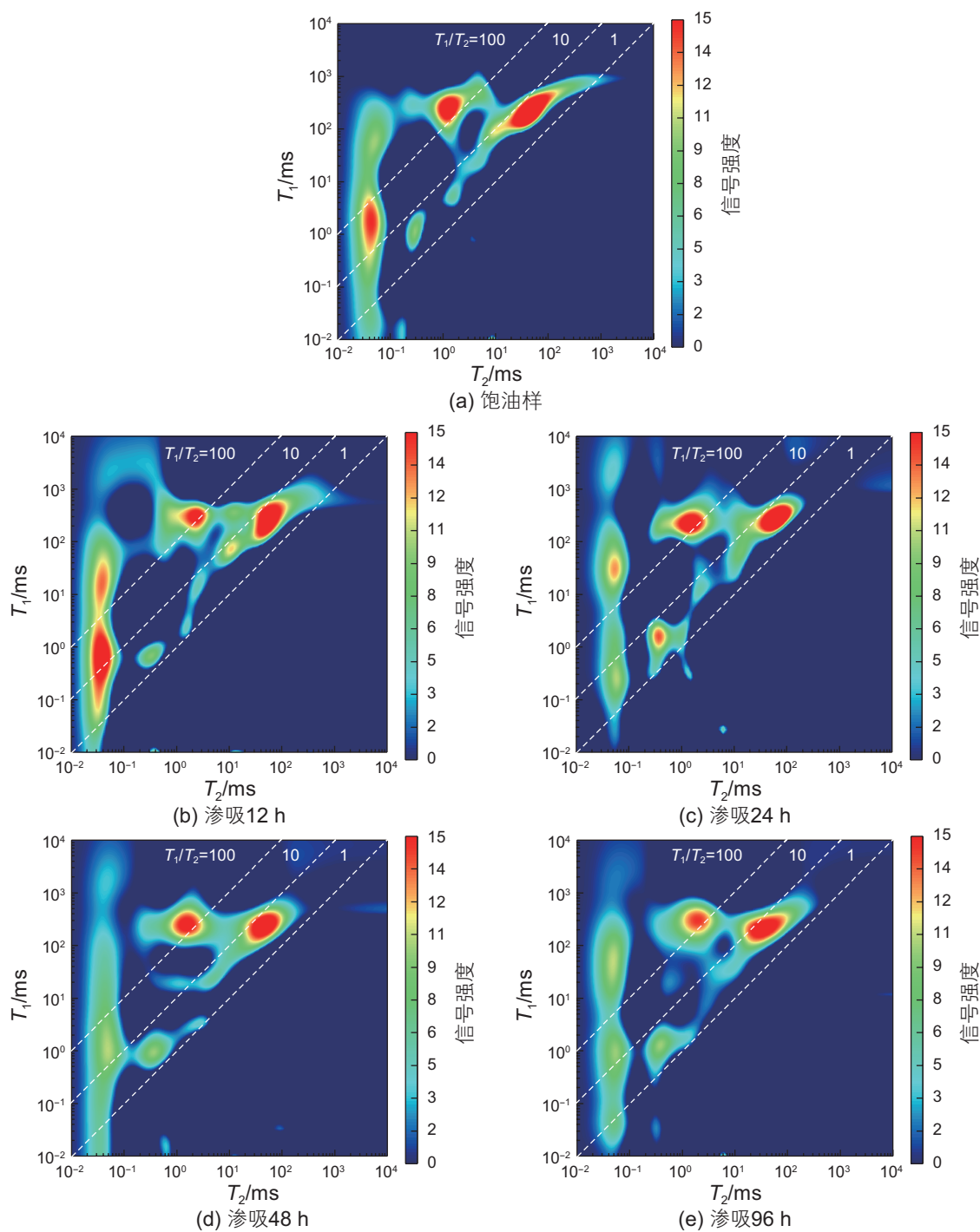


图 5 岩心 1 饱和油状态及渗吸过程 T_1 - T_2 二维核磁谱

Fig. 5 Core 1 saturated oil state and imbibition process T_1 - T_2 two-dimensional nuclear magnetic spectrum

作用下优先进动表层孔隙—喉道中原油的采出。在此过程中,孔隙—喉道系统的显著非均质性(包括形态、尺寸及连通性差异)诱导了毛管压力梯度,进而驱动表层吸附油的运移与后续渗吸排出。此外,实际储层多呈现混合润湿性特征(亲水与油湿孔隙共存),这一双重润湿体系对渗吸机制产生关键调控作用:亲水孔隙通过自发渗吸形成优势驱替通道,其产生的动态压

力传递可为相邻油湿区域的原油运移提供路径。

表活剂浓度为 0.01 wt% 压裂液体系渗吸 12 h 后(图 6b),区域 2、3 的 T_2 谱呈现向左移的趋势, T_1 谱则向下移动。渗吸 24 h 后(图 6c),区域 2 内谱图向左上方移动,区域 3 信号量显著减少。而在渗吸 48 h 后(图 6d),区域 2 信号面积缩小,信号峰向右移动,区域 3 内左下信号量减小,右上信号量增加。随着渗吸

进行,各区域谱图变化趋势与岩心 1 表现出较高相似性。原因在于,表面活性剂分子在孔隙空间中分散运移,使孔隙内油水界面张力不同程度降低。对于弱亲油性岩心而言,这种界面张力的降低进一步加剧了毛管压力的差异。随着表活剂分子由中、大孔隙逐渐向小孔隙扩散,表活剂溶液波及范围不断扩大,渗吸采收率略微提高。相较于模拟地层水渗吸,表面活性剂

进入孔隙空间发生扩散和吸附,有效降低界面张力,这使得水相在一定程度上更容易克服毛细阻力进入孔隙,从而对渗吸过程起到了明显的促进作用,进一步提升了渗吸效果。

表面活性剂浓度增大至 0.05 wt%,岩心渗吸的 2~24 h 期间(图 7b、图 7c、图 7d 和图 7e),区域 2 信号峰向左下方向移动,区域 3 的 T_2 谱图则向右移动,

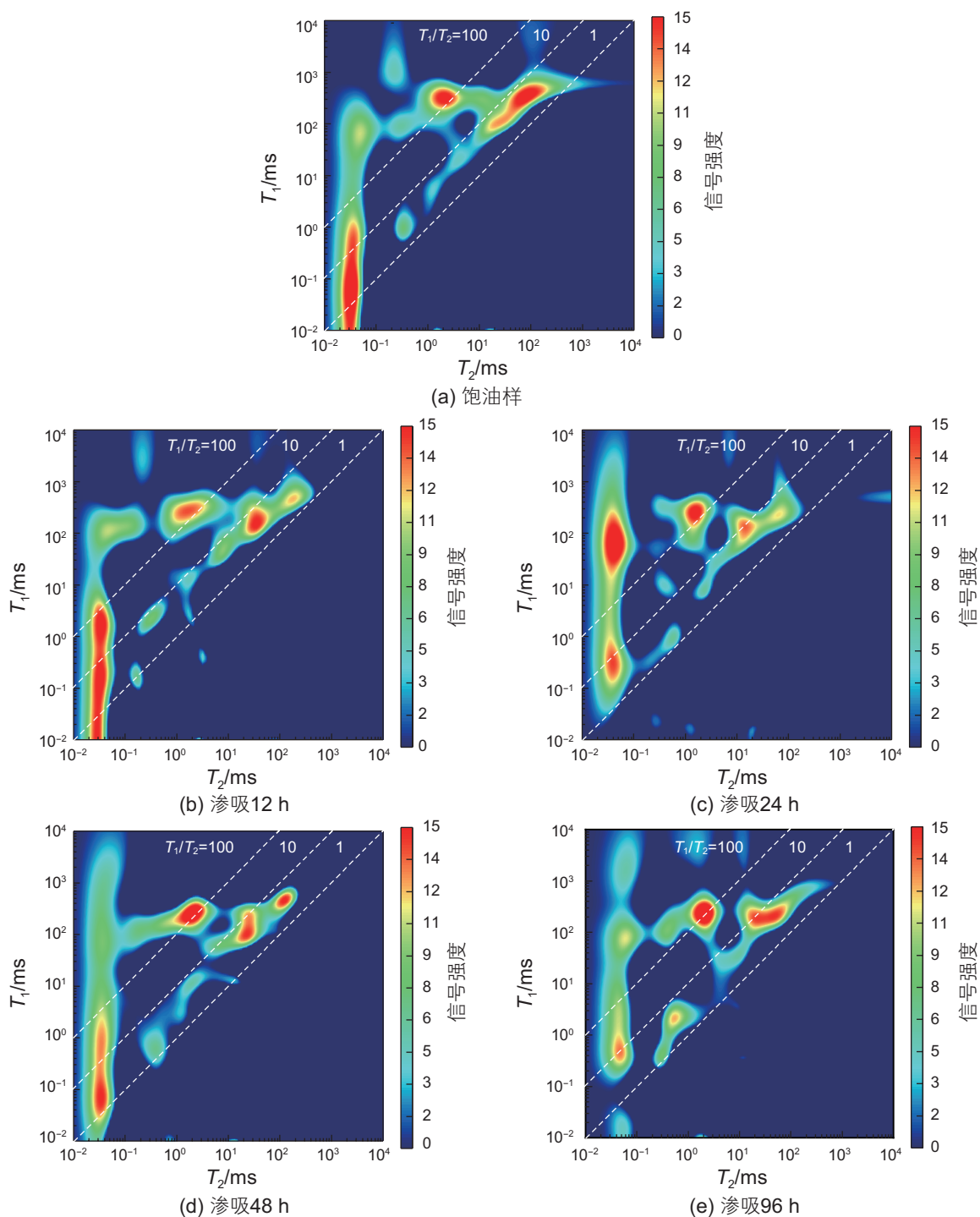


图 6 岩心 2 饱和油状态及渗吸过程 T_1 - T_2 二维核磁谱

Fig. 6 Core 2 saturated oil state and imbibition process T_1 - T_2 two-dimensional nuclear magnetic spectrum

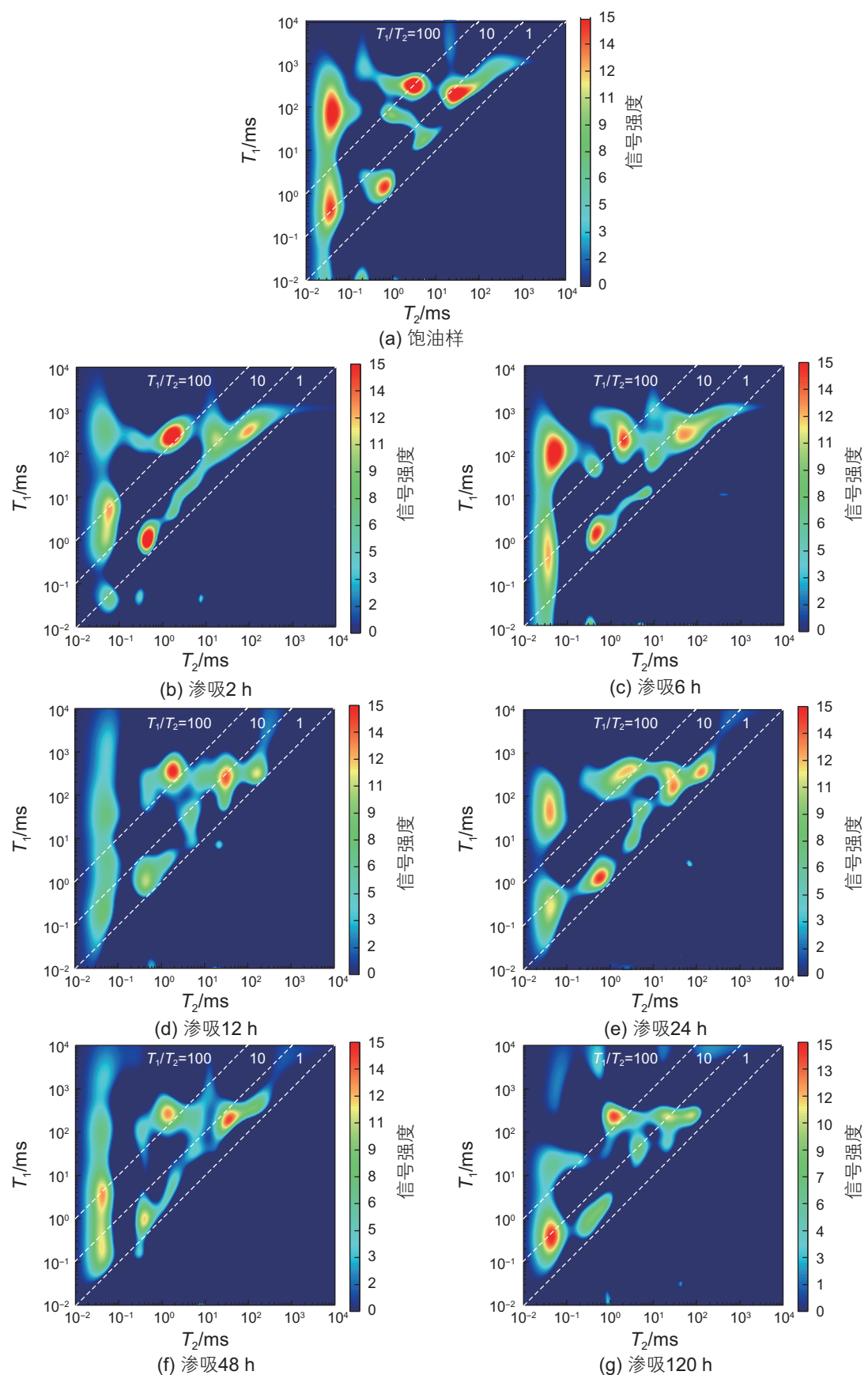


图 7 岩心 3 饱和油状态及渗吸过程 T_1 - T_2 二维核磁谱
Fig. 7 Core 3 saturated oil state and imbibition process T_1 - T_2 two-dimensional nuclear magnetic spectrum

两个区域的信号量出现不同程度的降低。渗吸时间推进至 48 h(图 7f), 信号量降低的特征更为明显, 即以区域 2 信号量下降显著为主, 区域 3 次之。进入到渗吸平衡段(图 7g), 区域 3 谱图的信号峰向左下移动, 信号量降低。在渗吸前期, 以中、大孔隙中的原油渗吸采出为主, 主要是由于小孔隙中水湿矿物分布更为集中, 表面活性剂分子逐渐扩散, 引发小孔隙壁面润湿性反转, 油相开始向中、大孔隙运移。这表明在亲油性致密砂岩向亲水性转化的临界点, 束缚油可动性增强, 原油组分由小孔隙向中、大孔隙运移。

表面活性剂浓度为 0.2 wt% 时, 在致密砂岩渗吸的过程中(图 8), 区域 2 谱图 T_1 向下移动, 同时该区域信号量降低; 区域 3 谱图 T_2 向左移动, 并且信号量有所增大。表面孔隙内流体黏度减低或表面弛豫增强,

可能是由油相减少、水相渗入引起。结合束缚油与可动油区域信号降低量分别为 4.9% 和 6.6%, 束缚水和可动水区域信号增加量分别为 8.4% 和 3.1%。表明水相渗吸侵入小孔隙并置换原油。束缚油被驱替后, 部分油滴通过亲水通道向中—大孔隙运移, 但受毛管力与黏滞力平衡限制, 束缚油未完全采出, 形成残余油分散分布。

2.4 清洁压裂液体系渗吸机理

通过对不同渗吸阶段岩样 T_1 - T_2 谱信号分布及变化情况进行分析, 可以发现添加表面活性剂对原油动用产生了显著影响, 与不添加表面活性剂时存在诸多差异^[39-43]。以毛细管中渗吸过程为例, 毛细管力可由公式(3)得出:

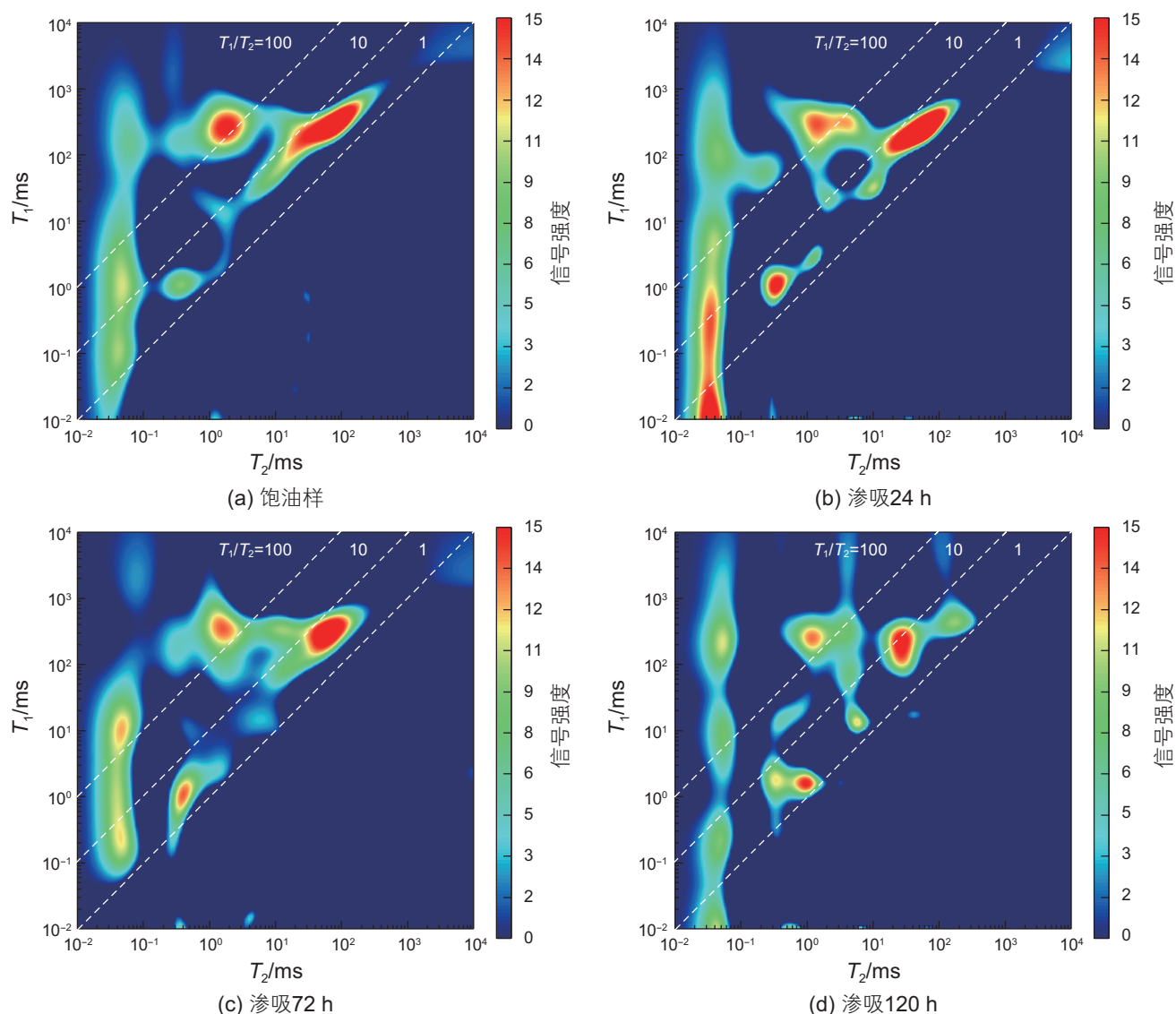


图 8 岩心 5 饱和油状态及渗吸过程 T_1 - T_2 二维核磁谱

Fig. 8 Core 5 saturated oil state and imbibition process T_1 - T_2 two-dimensional nuclear magnetic spectrum

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (3)$$

式中, P_c 为毛管压力, 指向弯曲界面的凹面; θ 为流体与毛管壁之间的接触角, $^\circ$; σ 为油水界面张力, mN/m ; r 为毛细管半径, m 。在表面活性剂浓度为 0 wt% 时, 毛细管壁呈亲油性。此时, 毛细管力是渗吸液体自发渗吸的阻力, 致密砂岩依靠浮力驱动开采 (图 9)。首先, 岩心表层浮油在浮力作用下脱离, 之后水相占据部分孔喉, 含油孔隙边界状态改变, 不同半径孔隙的毛细管力差异增大, 从而推动表层吸附油运移。但整体而言, 由于毛细管阻力较大, 原油的动用效率较低, 渗吸采油主要集中在岩心表层孔隙喉道的原油, 小孔隙中的原油因受到较强的束缚作用, 难以被有效开采, 整体采收率不高。

EAB-40 分子结构独特, 其极性头基对亲水性物质有很强的亲和力, 尾基与油相具有相似相溶性, 添加表面活性剂后原油动用发生变化 (图 10)。当添加浓度为 0.01 wt% 的表面活性剂 EAB-40 后, 其分子开始发挥作用。一方面, 部分表面活性剂分子分散于油水界面, 降低了界面张力, 打破了孔隙空间内原本的毛

管力平衡, 使得渗吸过程能够置换出更多的原油。另一方面, 部分分子吸附于水湿矿物—油的固液界面, 转化润湿性, 增强了孔隙壁面润湿性的非均质性, 这在一定程度上促进了原油的脱附与运移。此时, 渗吸采收率有所提高, 渗吸速率也相应增加, 相较于未添加时, 原油的动用范围开始从中、大孔隙向小孔隙扩展, 但整体动用程度仍有提升空间。

表面活性剂浓度增大至 0.05 wt%, 孔隙空间内分布和吸附的分子数量增多。对于水湿矿物, 表面活性剂分子亲水端会发生吸附, 促进原油从孔壁脱附; 对于油湿矿物, 表面活性剂分子亲水端暴露于水相中, 致密砂岩润湿性开始反转。渗吸过程表现为多尺度孔隙协同动用, 中、大孔隙则通过界面张力调控和流体再分布优先采出原油, 小孔隙凭借润湿性反转效应, 部分原油通过细小喉道渗吸采出并向中、大孔隙运移, 这使得原油从微观束缚态向宏观流动态的转化效率大幅提升, 原油动用更加充分, 采收率进一步提高。

当表面活性剂浓度达到 0.1 wt% 时, 综合效果最佳, 渗吸采收率提升至 26.72%。此时, 亲油性岩石表面实现润湿性反转后, 毛细管性质也随之发生转变, 由式 3 可以看出, 表面活性剂溶液在毛细管力驱动下向小孔隙运移并发挥作用。渗吸前期, 表面活性剂分子将原油组分“打散”, 形成水包油液滴, 向中、大孔隙运移。在运移过程中, 聚合物抑制油滴在运移过程中的二次捕集, 同时通过粘弹性效应增强油滴形变能力, 使其更易通过狭窄喉道。减小渗吸过程中的运移阻力, 中、大孔隙中原油被置换, 渗吸采出程度和渗吸速率增大。随着油—水界面和固—液界面的表面活性剂分子数量逐渐趋于饱和, 油水界面张力值和润湿性也趋于稳定, 过量表面活性剂会分散于水相中, 一方面, 渗透进入微纳米级孔隙的表面活性剂有可能进一步驱替其中的原油, 从而使采收率得到进一步提升; 聚合物分子在盲端孔隙 (孤立或低连通性孔隙) 喉道处吸附滞留, 形

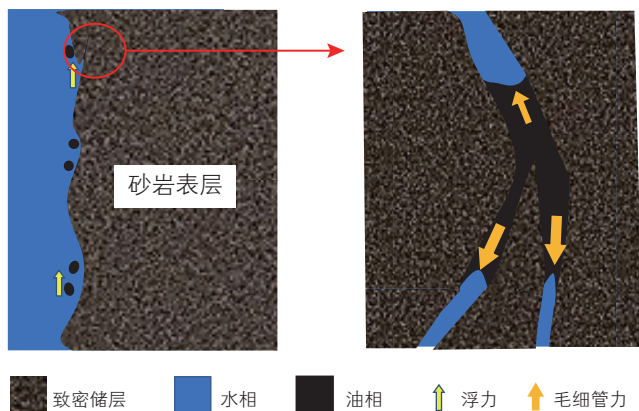


图 9 模拟地层水渗吸机理图

Fig. 9 Mechanism diagram of simulated formation water imbibition

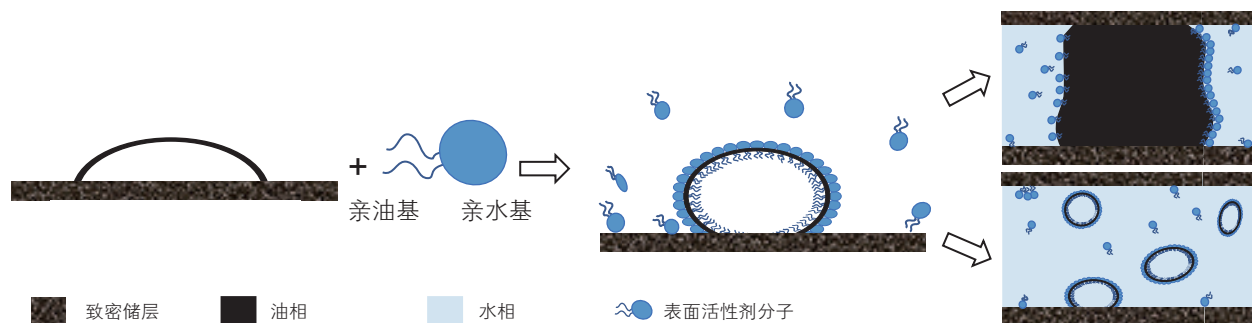


图 10 表面活性剂强化渗吸机理图

Fig. 10 Mechanism diagram of surfactant-enhanced imbibition

成动态“粘弹性屏障”，延长表面活性剂在盲端的作用时间，促进其渗透至孔隙深部。另一方面，过量的表面活性剂在水相中形成胶束，可能会增加流体的粘度，进而增大原油的运移阻力。在实际情况中，由于运移阻力的增大，尽管表面活性剂在微纳米级孔隙中可能会驱替出一定量的原油，但整体上采收率的提升幅度相对较小。

3 结论

本文通过开展不同浓度清洁压裂液体系渗吸实验，明确了表活剂 EAB-40 作为清洁压裂液主剂在提高渗吸采收率方面的优异性能。与此同时，以二维核磁共振技术探究了不同尺度孔隙原油动用特征，揭示了表活剂提高渗吸采收率的微观机理，主要取得以下认识：

(1)两性表面活性剂 EAB-40 通过降低油水界面张力(达 10^{-2} mN/m 级)与诱导润湿性反转(接触角由 147° 降至 57.34°)，形成协同增效机制，显著增强毛细管驱动力与原油脱附效率。表活剂浓度为 0.1 wt% 时综合驱油效果最优，渗吸采收率达 26.72%，较无表活剂体系提升 3 倍。

(2)未添加表活剂时，渗吸过程以浮力驱动为主，原油动用主要发生在岩心表面大孔隙，小孔隙原油因强毛细管阻力难以采出，采收率仅为 7.19%。添加表活剂后的压裂液体系渗吸时，界面张力降低打破毛细管阻力平衡，润湿性反转驱动渗吸液靶向驱替小孔隙吸附油，聚合物通过增粘作用改善压裂液流变性能，在孔隙喉道处的粘附与滞留，延长表活剂分子在盲端孔隙中的作用时间，促进束缚油深度动用。

(3)渗吸过程呈现“小孔隙优先启动—中、大孔隙协同置换”的分级动用特征。表活剂与聚合物复配实现“IFT 降低—润湿性反转—粘弹性流控”三重协同渗吸机制，实现了致密砂岩储层“小孔隙分散启动、中孔隙高效置换、盲端孔隙深度动用”的分级渗吸驱替。

(4)表活剂浓度超过 0.1 wt% 后，渗吸采收率趋于稳定，过量表活剂可能使流体黏度增加导致微观渗流阻力上升，或界面活性分子吸附饱和引发边际效益递减，进而抑制采收率进一步增长。建议以 0.1 wt% 为经济高效浓度阈值，并进一步结合储层非均质性，优化压裂液配方，以实现驱油效率与成本控制的最佳平衡。

参考文献

- [1] LEI Q, XU Y, CAI B, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 191–199.
- [2] MEDINA-RODRIGUEZ B X, FROUTÉ L, ALVARADO V, et al. Multimodal study of the impact of stimulation pH on shale pore structure, with an emphasis on organics behavior in alkaline environments[J]. *Fuel*, 2023, 331: 125649.
- [3] CLARKSON C R, HAGHSHEENAS B, GHANIZADEH A, et al. Nanopores to megafactures: current challenges and methods for shale gas reservoir and hydraulic fracture characterization[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 31: 612–657.
- [4] HARRISON A L, JEW A D, DUSTIN M K, et al. Element release and reaction-induced porosity alteration during shale-hydraulic fracturing fluid interactions[J]. *Applied Geochemistry*, 2017, 82: 47–62.
- [5] SHE J Z, ZHANG H, ZHONG Y, et al. Alkali solution erodes shale: influencing factors and structural damage characteristics[J]. *Journal of Chemistry*, 2018, 1–8.
- [6] SUN Y P, XIN Y, LYU F T, et al. Experimental study on the mechanism of adsorption-improved imbibition in oil-wet tight sandstone by a nonionic surfactant for enhanced oil recovery[J]. *Petroleum Science*, 2021, 18(4): 1115–1126.
- [7] XU D R, LI Z, BAI B J, et al. A systematic research on spontaneous imbibition of surfactant solutions for low permeability sandstone reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 206: 1–12.
- [8] YOU Q, WANG H, ZHANG Y, et al. Experimental study on spontaneous imbibition of recycled fracturing flow-back fluid to enhance oil recovery in low permeability sandstone reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 166: 375–380.
- [9] OGUNTADE I T, FADAIRO S A, PU H, et al. Experimental investigation of zwitterionic surfactant for enhanced oil recovery in unconventional reservoir: A study in the middle bakken formation[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2024, 700: 134768.
- [10] OMARI A, CAO R, ZHU Z, et al. A comprehensive review of recent advances on surfactant architectures and their applications for unconventional reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 206: 109025.
- [11] NOWROUZI I, MOHAMMADI A H, MANSHAD A K. Synergic effects of dissolved carbon dioxide and an anionic surfactant synthesized from rapeseed oil on interfacial tension (IFT) reduction, wettability alteration, and oil swelling in the process of chemical water

- injection into carbonate oil reservoirs[J]. *Fuel*, 2021, 290: 120011–120020.
- [12] DING C M, XUE F X, WANG F Y, et al. Mobilization of tight oil by spontaneous imbibition of surfactants[J]. *Petroleum Science*, 2024, 21(6): 4176–4188.
- [13] CAO F S, CHENG Q C, LIU Y B, et al. Influencing factors of surfactant stripping crude oil and spontaneous imbibition mechanism of surfactants in a tight reservoir[J]. *ACS omega*, 2022, 7(22): 19010–19020.
- [14] ZHAN M W, LIU S C, GAO Z B, et al. The spontaneous imbibition mechanisms for enhanced oil recovery by gel breaking fluid of clean fracturing fluid[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2022, 650: 129568–129580.
- [15] YU H Y, WANG H B, FAN K K, et al. Mechanisms of surfactant improving water injection huff and puff efficiency in tight reservoir[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2024, 413: 125992.
- [16] AHMED B, AMIN H S, ROOZBEH R. A review of fluid displacement mechanisms in surfactant-based chemical enhanced oil recovery processes: analyses of key influencing factors[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(3): 1211–1235.
- [17] WANG A L, CHEN Y H, WEI J G, et al. Effect of surfactant on oil displacement efficiency of imbibition/huff and puff in low permeability reservoirs[J]. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2023, 45(2): 6274–6289.
- [18] WANG F, HUA H, WANG L. Surfactant-enhanced assisted spontaneous imbibition for enhancing oil recovery in tight oil reservoirs: experimental investigation of surfactant types, concentrations, and temperature impact[J]. *Energies*, 2024, 17(8): 1794.
- [19] WANG H, YOU Q, ZHANG T T, et al. Experimental investigation on spontaneous imbibition of surfactant mixtures in low permeability reservoirs[J]. *ACS omega*, 2023, 8(15): 14171–14176.
- [20] ZHANG T T, LI Z P, GAO M W, et al. New insights into the synergism between silica nanoparticles and surfactants on interfacial properties: implications for spontaneous imbibition in tight oil reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 215: 110647.
- [21] LIU Y G, ZUO J, LAN X T, et al. Research on imbibition effect of surfactant fracturing fluid in offshore reservoirs with low permeability and high temperature[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2023, 11: 1297738.
- [22] JIA R X, KANG W L, LI Z, et al. Ultra-low interfacial tension (IFT) zwitterionic surfactant for imbibition enhanced oil recovery (IEOR) in tight reservoirs[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2022, 368: 120734.
- [23] XU N, WANG Y, ZHANG C, et al. Effect of surfactants on the interface characteristics and imbibition processes in shale oil reservoirs[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2025, 706: 135818.
- [24] YU H, WANG H, FAN K, et al. Mechanisms of surfactant improving water injection huff and puff efficiency in tight reservoir[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2024, 413: 125992.
- [25] ZHANG T T, LI Z P, GAO M W, et al. New insights into the synergism between silica nanoparticles and surfactants on interfacial properties: implications for spontaneous imbibition in tight oil reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 215: 110647.
- [26] SUMADI P, YOGA R, IVAN K, et al. Spontaneous imbibition of amphoteric-anionic surfactant and Fe_3O_4 nanoparticles colloidal mixture for enhanced oil recovery[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, 392: 123458.
- [27] CAO G S, CHENG Q C, LIU Y, et al. Influencing factors of surfactant stripping crude oil and spontaneous imbibition mechanism of surfactants in a tight reservoir[J]. *ACS omega*, 2022, 7(22): 19010–19020.
- [28] CAO B, LU X G, XIE K, et al. The pore-scale mechanisms of surfactant-assisted spontaneous and forced imbibition in water-wet tight oil reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 213: 110371.
- [29] WU R, WEI B, LI S, et al. Enhanced oil recovery in complex reservoirs: challenges and methods[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2023, 10(3): 208–212.
- [30] 韩玉贵, 王业飞, 王秋霞, 等. 芥酸型两性表面活性剂复配构筑高效耐盐黏弹性驱油体系[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(6): 165–170. [HAN Y G, WANG Y F, WANG Q X, et al. Viscoelastic oil displacement system with remarkable salt tolerance via mixed zwitterionic surfactants[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2019, 43(6): 165–170.]
- [31] 蔡红岩, 王强, 王红庄, 等. 驱油用芥酸酰胺丙基甜菜碱的合成与性能评价[J]. *精细化工*, 2014, 31(5): 638–642. [CAI H Y, WANG Q, WANG H Z, et al. Preparation and activities of erucyl amidopropyl carboxyl betaine[J]. *Fine Chemicals*, 2014, 31(5): 638–642.]
- [32] 程志林, 王庆, 宁正福, 等. 基于NMR技术研究边界条件对致密砂岩油水、气水系统渗吸的影响[J]. *石油科学通报*, 2018, 3(3): 272–283. [CHENG Z L, WANG Q, NING Z F, et al. Effect of boundary conditions on spontaneous imbibition in oil-water and gas-water systems for tight sandstone using NMR[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(3): 272–283.]
- [33] 李腾, 高辉, 王美强, 等. 基于核磁共振孔隙划分的致密油藏自发渗吸原油可动性研究[J]. *力学学报*, 2023, 55(3): 643–655. [LI T, GAO H, WANG M Q, et al. Study on movability of spontaneous imbibition oil recovery from tight reservoirs based on nuclear magnetic resonance pore classification method[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3): 643–655.]
- [34] ZHU X, WANG Z, YOU Y, et al. Investigation of the effect of fracturing fluids on shale pore structure by nuclear magnetic resonance[J]. *Minerals*, 2023, 13(11): 1405.

- [35] 王琛, 高辉, 费二战, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 页岩储层压裂液渗吸规律及原油微观动用特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(6): 95–103. [WANG C, GAO H, FEI E Z, et al. Imbibition of fracturing fluid and microscopic oil production characteristics in Chang 7 shale reservoir in Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2023, 47(6): 95–103.]
- [36] 覃莹瑶, 张宫, 罗超, 等. 吉木萨尔页岩油储层二维核磁共振响应特征[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3387–3400. [QIN Y Y, ZHANG G, LUO C, Two-dimensional NMR characteristics of Jimsar shale oil reservoir[J]. Journal of Central South University(– Science and Technology), 2022, 53(9): 3387–3400.]
- [37] 胡法龙, 周灿灿, 李潮流, 等. 基于弛豫–扩散的二维核磁共振流体识别方法[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 552–558. [HU F L, ZHOU C C, LI C L, et al. Fluid identification method based on 2D diffusion-relaxation nuclear magnetic resonance(NMR)[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 552–558.]
- [38] 白龙辉, 柳波, 迟亚奥, 等. 二维核磁共振技术表征页岩所含流体特征的应用——以松辽盆地青山口组富有机质页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1389–1400. [BAI L H, LIU B, CHI Y A, et al. 2D NMR studies of fluids in organic-rich shale from the Qingshankou Formation, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1389–1400.]
- [39] CAI J C, CHEN Y, LIU Y, et al. Capillary imbibition and flow of wetting liquid in irregular capillaries: A 100-year review[J]. Advances in colloid and interface science, 2022, 304: 102654.
- [40] GAO H, WANG Y, XIE Y, et al. Imbibition and oil recovery mechanism of fracturing fluids in tight sandstone reservoirs[J]. ACS omega, 2021, 6(3): 1991–2000.
- [41] CAI J, JIN T G, KOU J, et al. Lucas–Washburn equation-based modeling of capillary-driven flow in porous systems[J]. Langmuir, 2021, 37(5): 1623–1636.
- [42] 蔡建超, 郁伯铭. 多孔介质自发渗吸研究进展[J]. 力学进展, 2012, 42(6): 735–754. [CAI J C, YU B M. Advances in studies of spontaneous imbibition in porous media[J]. Advances in Mechanics, 2012, 42(6): 735–754.]
- [43] 张震杰, 冯建园, 蔡建超, 等. 不同边界条件下的渗吸驱动因素[J]. 计算物理, 2021, 38(5): 513–520. [ZHANG Z J, FENG J Y, CAI J C, et al. Driving force for spontaneous imbibition under different boundary conditions[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2021, 38(5): 513–520.]

(编辑 杨雅露)

第一作者: 李国庆(1997 年—), 博士研究生, 主要从事致密油藏渗吸与二氧化碳封存研究, 11158042238@163.com。

通信作者: 高辉(1979 年—), 博士, 教授, 主要从事致密(非常规)油气储层孔隙结构表征与流体微观渗流、CO₂ 驱油与埋存和地质压裂一体化方面的研究, gh@xsyu.edu.cn。