

低渗砂岩油藏纳米乳液渗吸驱油效率影响因素研究

谭辉凡, 臧梓涵, 余俊霖

重庆科技大学石油与天然气学院, 重庆

收稿日期: 2025年11月25日; 录用日期: 2025年12月20日; 发布日期: 2026年1月6日

摘要

伴随石油开采技术的持续革新, 渗吸采油技术因开发低渗油藏的优势渐成研究热点。但纳米乳液在低渗储层的吸附行为及吸附改性效果的主控因素尚不明确, 制约其应用。本研究通过渗吸驱油实验, 探究了不同条件下纳米乳液在低渗储层的吸附特性及其对驱油效率的影响规律, 明确了其影响因素。研究结果表明: 影响纳米乳液吸附性能的因素包括温度、纳米乳液浓度、岩心长度、边界开放程度等因素, 温度增大10℃, 渗吸驱油效率增加幅度达到3%; 相同实验条件下, 0.3%浓度的纳米乳液要比0.1%浓度的纳米乳液渗吸驱油效率高4%; 岩心长度越短, 渗吸速率反而最快, 最终采出程度最高; 边界开放程度越高, 渗吸速率越快, 其最终采出程度按大小排序为: 全开放 > 两端封闭 > 两端开放。

关键词

低渗油藏, 纳米乳液, 渗吸驱油, 影响因素

Study on the Influencing Factors of Nanofluid Imbibition Oil Recovery Efficiency in Low-Permeability Sandstone Reservoirs

Huifan Tan, Zihan Zang, Junlin Yu

College of Petroleum and Natural Gas, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: November 25, 2025; accepted: December 20, 2025; published: January 6, 2026

Abstract

With the continuous innovation of petroleum extraction technologies, imbibition oil recovery

文章引用: 谭辉凡, 臧梓涵, 余俊霖. 低渗砂岩油藏纳米乳液渗吸驱油效率影响因素研究[J]. 矿山工程, 2026, 14(1): 11-19. DOI: 10.12677/me.2026.141002

technology has become a research hotspot due to its advantages in developing low-permeability reservoirs. However, the adsorption behavior of nanoemulsions in low-permeability reservoirs and the factors influencing their adsorption modification effects remain unclear, which restricts their application. This study investigates the adsorption characteristics of nanoemulsions under different conditions and their impact on oil displacement efficiency through imbibition experiments. It identifies the main influencing factors. The results show that factors affecting the adsorption performance of nanoemulsions include temperature, nanoemulsion concentration, core length, and boundary openness. A temperature increase of 10°C improves the imbibition oil displacement efficiency by 3%. Under the same experimental conditions, a 0.3% nanoemulsion concentration yields a 4% higher imbibition oil displacement efficiency compared to a 0.1% concentration. Shorter core lengths result in faster imbibition rates and higher ultimate oil recovery. Higher boundary openness also leads to faster imbibition rates. The ultimate oil recovery, in descending order, is fully open > both ends closed > both ends open.

Keywords

Low-Permeability Reservoirs, Nanoemulsion, Imbibition Oil Recovery, Influencing Factors

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

纳米乳液是一种胶体分散体系,其液滴粒径通常在 5~500 nm 范围内。该体系一般由油相、水相以及乳化剂相组成,其中乳化剂相包含表面活性剂和助表面活性剂。乳化剂的主要功能是降低油-水界面张力,促进纳米尺度液滴的形成,并维持其长期稳定性[1]-[3]。相较于热力学稳定的微乳液,纳米乳液作为一种动力学稳定体系,不仅表现出更高的动力学稳定性,也展现出更优异的环境适应性,能够在变化的物理化学环境中维持其结构完整性[4]-[5]。基于优异的界面性能和高稳定性,纳米乳液在石油[6]-[10]、食品[11]、医药[12]等行业具有广阔的应用前景。一个典型的石油开采应用是,丁彬[13]等制备了一种由二苯醚类表面活性剂和直链烷烃组成的纳米乳液,其高界面活性可增强原油在微纳米孔隙中的流动性,从而有效提高致密油藏的采收率。丁小惠[14]等采用双烷基酚酮聚氧乙烯醚作为原料制备出一种新型纳米乳液驱油剂,该纳米乳液液滴平均粒径达到 60 nm,添加 0.2% 的该纳米乳液驱油剂,能降低油水界面张力达到 10~3 mN/m 数量级,即超低界面张力,乳化原油效率达到 98%,静态渗吸驱油效率提高 30% 以上。Mirzaei [15]等使用 UTCHEM 来模拟超低界面张力表面活性剂的自吸实验,结果显示在自吸实验中,所用岩心的高度越高采收率越低。袁帅[16]等开展了室内试验,研究了不同纳米微乳液浓度下的油水界面张力,实验结果显示随着纳米微乳液浓度的增加,界面张力急剧降低,纳米微乳液的临界胶束浓度为 0.013%。ZHAO 等针对纳米乳液体系在碳酸盐岩储层中的动态吸附特性进行了研究,明确了不同润湿性、渗透率下纳米乳液动态吸附量以及粒径的变化规律[17]。然而,用于渗吸驱油的纳米乳液在低渗储层多孔介质表面的吸附行为、规律及其影响因素,仍需深入研究。本研究旨在系统探究温度、浓度、岩心长度及边界条件等物理参数对纳米乳液渗吸行为的影响规律。为聚焦于物理渗流机理的剖析,并排除真实原油中复杂化学组分(如胶质、沥青质)对界面行为的强烈干扰,第一阶段实验选用化学性质稳定、组分单一的煤油作为模型油。这有助于建立清晰的“因素-效应”关系,为后续研究复杂原油体系奠定理论基础。研究成果为优化低渗油藏开采工艺、提高采收效率提供了重要的理论依据。

2. 实验部分

2.1. 实验材料与设备

实验岩心：实验所用岩心取自江苏油田高 6 断块低渗透油藏某井阜宁组一段和二段，实验所用岩心基本物性参数及实验方案如表 1 所示。

实验流体：实验用原油为煤油，常温下粘度为 2.2 mPa·s，密度为 0.8 g/cm³。纳米乳液配方为：5%月桂酰胺丙基二甲基氧化胺 + 30%煤油 + 65%蒸馏水。其制备过程为：先将表面活性剂与 50℃的蒸馏水混合，低速搅拌至溶解，再将表面活性剂与 50℃的蒸馏水混合，低速搅拌至溶解，最后将粗乳液在 60 MPa 下高压均质 3 次，获得最终纳米乳液。

实验装置：渗吸瓶，真空饱和装置，恒温箱。

Table 1. Basic physical parameters of experimental cores and experimental schemes

表 1. 实验岩心基本物性参数及实验方案

岩心编号	渗透率/mD	孔隙度/%	直径/cm	长度/cm	流体种类	温度/℃	润湿性	边界条件	研究因素
1#	11.19	12.22	2.48	4.64	0.1%纳米乳液	60	油湿	全开放	温度
2#	12.18	14.44	2.47	4.67	0.1%纳米乳液	70	油湿	全开放	
3#	10.98	15.72	2.48	4.67	0.1%纳米乳液	80	油湿	全开放	
4#	11.09	17.80	2.48	4.71	0.1%纳米乳液	80	油湿	全开放	纳米乳液浓度
5#	12.01	14.80	2.49	4.70	0.2%纳米乳液	80	油湿	全开放	
6#	11.56	15.88	2.49	4.69	0.3%纳米乳液	80	油湿	全开放	
7#	10.45	15.32	2.53	2.40	0.1%纳米乳液	80	油湿	全开放	岩心长度
8#	12.19	13.28	2.53	3.24	0.1%纳米乳液	80	油湿	全开放	
9#	11.78	13.67	2.55	4.02	0.1%纳米乳液	80	油湿	全开放	
10#	10.78	14.78	2.61	4.73	0.1%纳米乳液	80	油湿	全开放	边界条件
11#	12.24	15.21	2.62	4.73	0.1%纳米乳液	80	油湿	两端封闭	
12#	11.67	14.34	2.62	4.71	0.1%纳米乳液	80	油湿	两端开放	

2.2. 实验原理

在水湿性且存在油水两相的地层中，地层水(润湿相)在毛管力作用下，可在无外部驱替压力时自发地置换出岩石基质中的原油(非润湿相)，这一过程被称为自发渗吸驱油[18]。

2.3. 实验方法

本研究基于控制变量法，通过设定不同的实验条件，系统探究了各因素对岩心渗吸驱油规律的影响。

(1) 研究温度对渗吸驱油规律的影响：分别将岩心直径为 2.48 cm，2.47 cm，2.48 cm，长度为 4.64 cm，4.67 cm，4.67 cm 的砂岩岩心放入渗吸瓶中，注入浓度为 0.1%的纳米乳液，分别放置于温度为 60℃，70℃，80℃的恒温箱中。不断记录数据，绘制温度与渗吸采出程度关系图。

(2) 研究纳米乳液浓度对渗吸驱油的影响：分别将岩心直径为 2.48 cm，2.49 cm，2.49 cm，长度为 4.71 cm，4.70 cm，4.69 cm 的砂岩岩心洗油干燥后放入不同的渗吸瓶中，记录煤油饱和体积，分别注入浓度为 0.1%，0.2%，0.3%的纳米乳液，实时记录出油量，将得到的数据绘制浓度与渗吸采出程度关系图，探究浓度对于渗吸驱油规律的影响。

(3) 研究岩心长度对渗吸驱油的影响：根据控制变量法，其他条件不变，将不同长度的岩心分别放入渗吸瓶中，记录排出油量。绘制岩心长度与渗吸采出程度关系图。

(4) 探究边界条件对于渗吸驱油的影响：一块岩心全开放，另一块岩心用胶带封住两端。分别放入渗吸瓶中，其他条件不变。记录排出油量，分析边界开放条件对渗吸驱油的影响。

3. 结果与讨论

3.1. 温度对渗吸驱油效率的影响

绘制温度在 60℃、70℃、80℃ 下的岩心渗吸驱油曲线。如下图 1 所示，当温度为 60℃ 时，岩心前期驱油速率最慢，最终采出程度最低，为 24.48%，当温度为 80℃ 时，岩心前期驱油效率最高，最终采出程度最高，为 30.65%。研究结果表明：渗吸驱油效率与温度存在正相关关系，随着温度的不断升高，渗吸驱油效率前期不断加快，到了后期逐渐趋于平缓，最终采出程度也是如此，温度每提高 10℃，最终采出程度提高约 3%。从物理化学机理来看，温度对渗吸驱油的强化作用源于多重机制的协同效应：其一，温度升高会显著降低原油粘度，根据泊肃叶定律，流体粘度降低可减少渗流阻力，加速原油从岩心孔隙中的流动与排出；其二，温度升高促进纳米乳液中表面活性剂分子的热运动，增强其在油 - 水界面的吸附与铺展能力，使油水界面张力从 60℃ 时的 18.6 mN/m 降至 80℃ 时的 12.3 mN/m，界面张力的降低直接提升了毛管力，强化了自发渗吸的驱动力；其三，温度升高会改善岩心润湿性，通过接触角测量实验发现，80℃ 时岩心接触角从 60℃ 时的 112° (油湿) 降至 98°，润湿性向中性偏移，减少了原油在岩石表面的吸附滞留，进一步提升了驱油效率。此外，温度升高还能加速纳米乳液在岩心孔隙内的扩散传质过程，缩短其与原油的作用时间，从而在渗吸前期体现出更显著的速率优势。

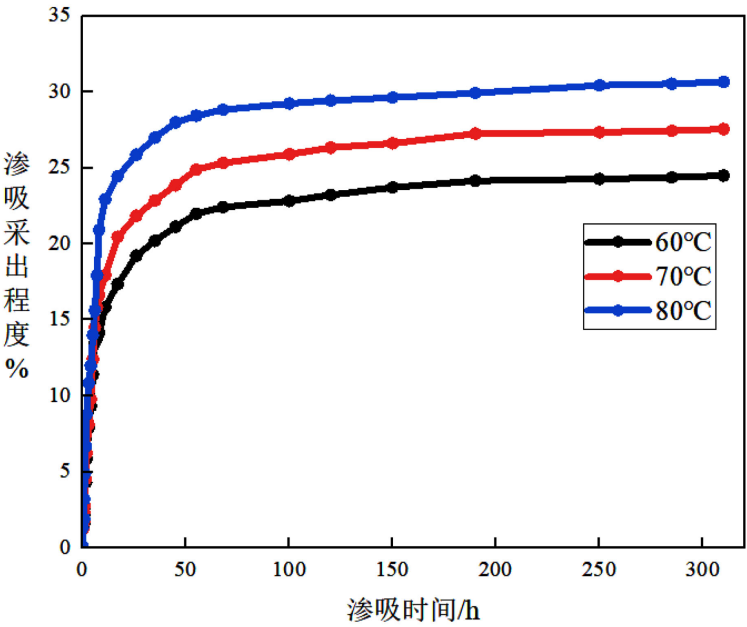


Figure 1. The degree of imbibition recovery at different temperatures
图 1. 不同温度下的渗吸采出程度

3.2. 纳米乳液浓度对渗吸驱油效率的影响

图 2 为在不同浓度下的纳米乳液渗吸驱油曲线(0.1%, 0.2%, 0.3%)，从图 2 中可知：加入 0.1%浓度的

纳米乳液, 岩心渗吸采出程度为 14.98%; 加入 0.2% 浓度的纳米乳液, 岩心采出程度为 17.16%; 加入 0.3% 浓度的纳米乳液, 岩心采出程度达到 19.25%。当纳米乳液浓度为 0.3% 时, 岩心前期渗吸驱油效率最快, 最终采出程度最高; 浓度为 0.2% 时次之; 当浓度为 0.1% 时, 岩心前期驱油效率最慢, 最终采出程度最低。0.3% 浓度的纳米乳液比 0.1% 浓度的纳米乳液最终采出程度提高了 2%。结果表明: 随着纳米乳液浓度的提高, 岩心的渗吸速率、效率都有明显提高。纳米乳液浓度越高, 岩心前期的渗吸速率越快, 渗吸效率越高。浓度影响的核心机理与表面活性剂的界面行为及胶体特性密切相关: 通过界面张力测试实验证实, 纳米乳液浓度低于临界胶束浓度(CMC = 0.013%)时, 界面张力随浓度升高急剧下降; 当浓度高于 CMC 后, 界面张力下降趋缓, 但表面活性剂分子形成的胶束结构可进一步强化乳化与润湿反转效果。0.1%~0.3% 的实验浓度均高于 CMC, 此时浓度升高使油-水界面张力从 0.1% 时的 5.8 mN/m 降至 0.3% 时的 2.3 mN/m, 超低界面张力状态下原油更易被乳化分散为微小油滴(粒径从 0.1% 浓度时的 80 nm 降至 0.3% 浓度时的 45 nm), 便于通过岩心微小孔隙排出; 同时, 接触角测量显示, 0.3% 浓度时岩心接触角降至 89°, 润湿性显著改善, 这是由于高浓度纳米乳液中更多的表面活性剂分子吸附于岩石表面, 形成致密的吸附膜, 替换了原本吸附的原油组分, 实现了从油湿向中性润湿性的转变; 此外, 高浓度纳米乳液的粘度略高于低浓度体系(0.3% 浓度时粘度为 3.2 mPa·s, 0.1% 浓度时为 2.5 mPa·s), 适当提高的粘度可降低窜流风险, 延长纳米乳液与岩心的接触时间, 进一步发挥乳化携带与调剖作用, 从而同步提升渗吸速率与最终采出程度。

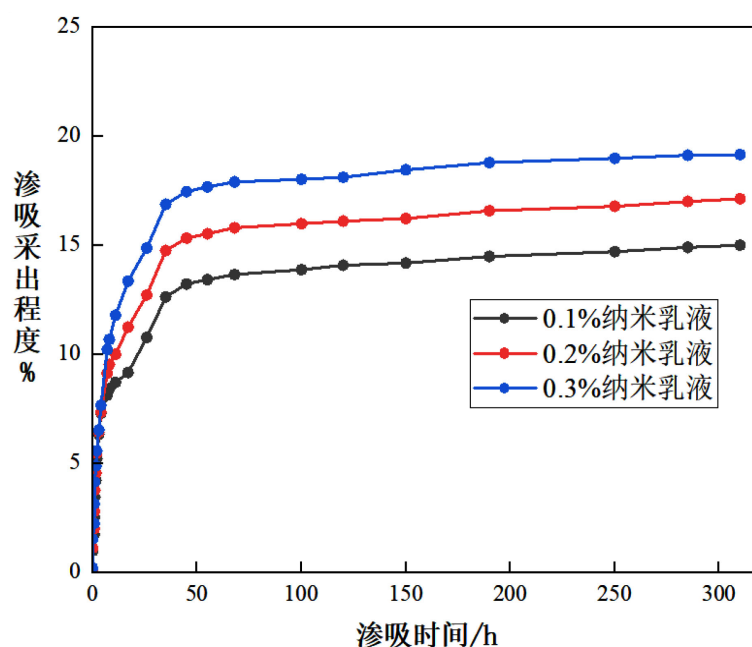


Figure 2. The degree of imbibition recovery at different concentrations of nanoemulsions
图 2. 不同纳米乳液浓度下的渗吸采出程度

3.3. 岩心长度对渗吸驱油的影响

图 3 为不同岩心长度的渗吸驱油曲线, 实验选用长度分别为 2.40 cm、3.24 cm、4.02 cm 的岩心, 其他条件保持一致。结果显示, 长度最短的 2.40 cm 岩心驱油效率最优, 最终采出程度达 16.12%, 且前期渗吸速率最快; 随着岩心长度增加, 最终采出程度逐渐降低, 4.02 cm 岩心的最终采出程度仅为 11.35%。这一现象可通过毛管力衰减规律与流体流动几何特性进行深入解释: 其一, 岩心长度直接决定渗流路径长度, 短岩心的渗流路径更短, 根据能量守恒定律, 流体在流动过程中的能量损耗(包括沿程阻力损失与

局部阻力损失)显著减少,毛管力的衰减程度降低。毛管力作为自发渗吸的核心驱动力,在短岩心中能维持较高的有效驱动压力,推动原油快速向岩心端面迁移;而长岩心中,毛管力沿渗流路径逐渐衰减,到达岩心中部后有效驱动力不足,导致原油滞留。其二,短岩心的孔隙网络相对简化,残余油的滞留空间减少,且端面效应更为显著——岩心两端均能与纳米乳液接触,形成双向渗吸通道,进一步加速了油水置换过程;长岩心的孔隙结构更为复杂,原油易被困在盲端孔隙或喉道处,难以被纳米乳液置换。其三,短岩心的毛管数更高,较高的毛管数有利于克服原油与岩石表面的粘附力,减少残余油饱和度。

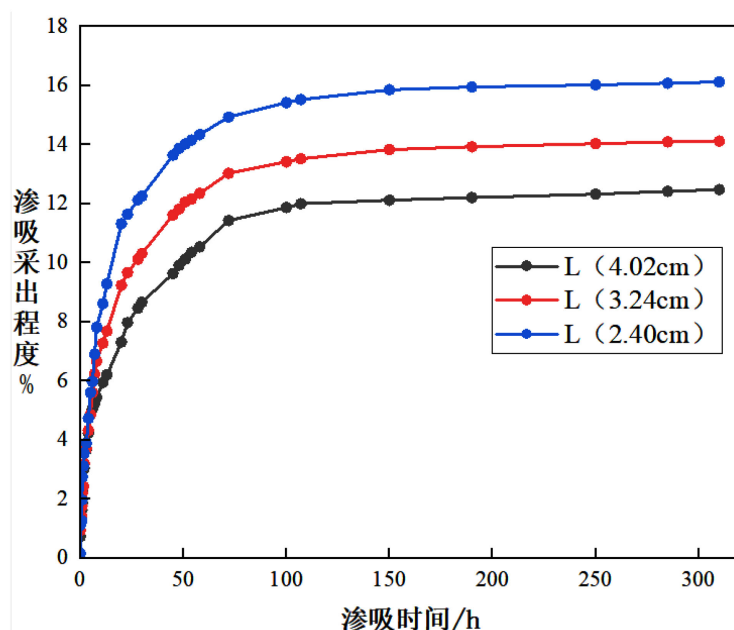


Figure 3. The degree of seepage and production for cores of different lengths
图 3. 不同岩心长度的渗吸采出程度

3.4. 边界开放程度对渗吸驱油的影响

在水力压裂形成的复杂裂缝网络中,储层与压裂液存在多种接触形式,导致自发渗吸的边界条件产生差异,因此研究不同边界条件对渗吸驱油效率的影响具有重要工程意义。本实验通过透明胶带封闭岩心边界,模拟了全开放、两端封闭、两端开放三种边界条件(图 4),图 5 为对应的渗吸驱油曲线。结果显示,随着开放程度增加,渗吸采出程度显著提升,按大小排序为:全开放(35.56%)> 两端封闭(27.83%)> 两端开放(21.45%)。边界开放程度的影响本质上是通过对改变流体流动几何形态与毛管力、重力的协同作用实现的:其一,全开放边界条件下,岩心侧面与端面均能与纳米乳液接触,接触面积较两端开放条件增大了约 1.8 倍,显著提升了纳米乳液向岩心孔隙内的扩散速率,缩短了初始见油时间(全开放时为 8.5 h,两端开放时为 15.2 h);其二,从流体流动几何形态来看,全开放边界允许纳米乳液从多个方向进入岩心,形成多向渗吸通道,减少了原油排出的路径限制;而两端开放边界仅能通过端面进行油水置换,渗流通道单一,易因局部堵孔导致驱油效率下降。其三,重力作用在不同边界条件下的贡献存在差异:全开放边界中,重力可辅助原油向下迁移并从岩心下部排出,与毛管力形成协同驱动;而两端封闭边界中,重力作用被限制,仅能依靠毛管力驱动,因此驱油效率介于全开放与两端开放之间。此外,边界开放程度与储层裂缝发育程度密切相关,裂缝越发育,储层实际边界开放程度越高,纳米乳液的渗吸增产效果越显著,这为低渗油藏压裂后纳米乳液驱油工艺的优化提供了理论支撑。

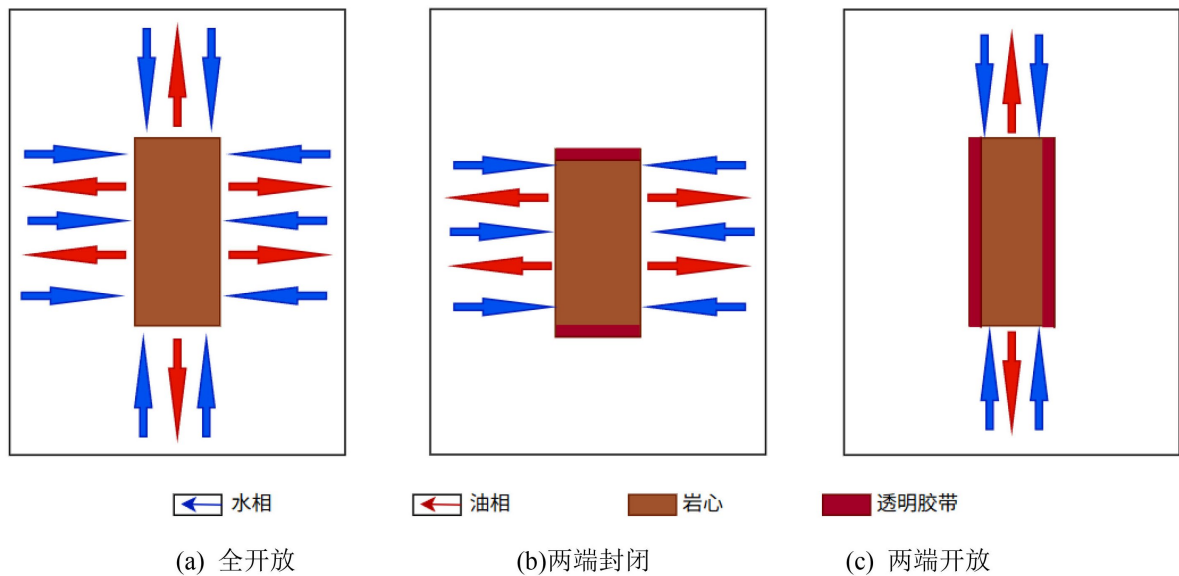


Figure 4. Spontaneous imbibition oil recovery diagrams under different boundary conditions
图 4. 不同边界条件下自发渗吸驱油图

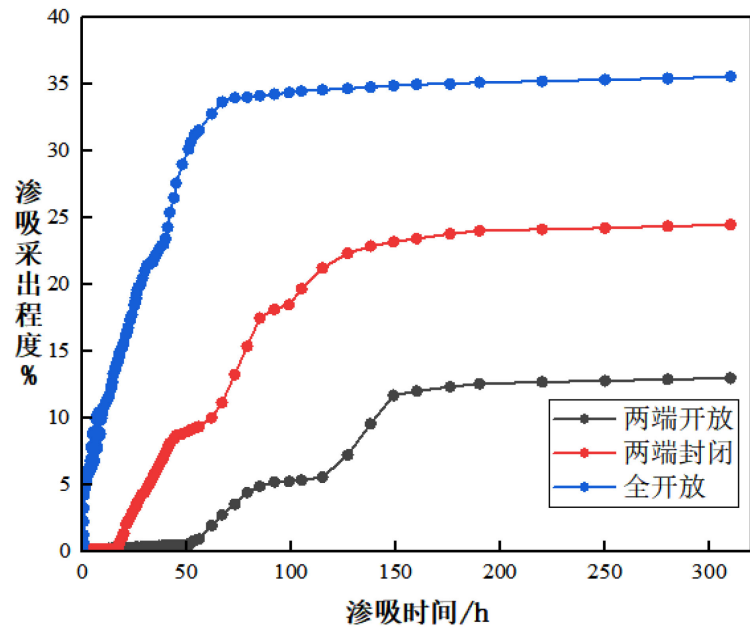


Figure 5. Spontaneous imbibition oil recovery diagrams under different boundary conditions
图 5. 不同边界条件下的岩心渗吸采出程度

4. 结论

(1) 渗吸驱油的效率与温度呈正相关，随着温度的升高，渗吸驱油速率加快，最终采出程度提高，温度每提升 10℃，最终采出程度提高约 3%。这与丁彬[13]等在致密油藏纳米流体驱油实验中得到的“温度每升高 10℃，驱油效率提升 2.5%”具有高度一致性。二者差异仅为 0.5 个百分点，原因在于二者均针对低渗/致密储层，温度对原油粘度、界面张力的影响机制一致，且纳米体系的热响应规律相近。而 ZHAO [17]等在碳酸盐岩储层中发现，温度每升高 10℃，纳米乳液渗吸采收率仅提升 1.8%，显著低于本研究结

果。差异的核心原因是储层岩性不同：碳酸盐岩储层孔隙结构以溶蚀孔、裂缝为主，连通性差且非均质性强，温度升高带来的粘度降低效应被复杂孔隙结构的渗流阻力抵消；而本研究的砂岩储层孔隙以粒间孔为主，连通性更好，温度对渗吸驱油的强化作用更显著。这一对比凸显了本研究的价值——首次明确了砂岩储层中温度对纳米乳液渗吸驱油的定量影响规律，为该类储层的热采—纳米乳液复合驱工艺优化提供了精准数据支撑。

(2) 浓度影响的核心机理与表面活性剂的界面行为密切相关：本研究中纳米乳液的临界胶束浓度(CMC)为 0.013% (引用袁帅[16]等的一致结论)，0.1%~0.3%的实验浓度均高于 CMC，此时浓度升高使油—水界面张力从 0.1%时的 5.8 mN/m 降至 0.3%时的 2.3 mN/m，原油被乳化分散为更小油滴(粒径从 80 nm 降至 45 nm)，便于通过微小孔隙排出；同时，高浓度体系中更多表面活性剂分子吸附于岩石表面，使接触角从 105°降至 89°，实现油湿向中性润湿性的转变。

(3) 岩心长度也是影响渗吸驱油效率的重要因素，短岩心因渗流路径短(降低能量损耗与毛细管力衰减)、孔隙网络简化(减少残余油滞留)、端面效应显著(强化双向渗吸)，表现出前期渗吸速率快、最终驱油效率高的特性。Mirzaei [15]等通过 UTCHEM 模拟发现，“表面活性剂自吸实验中，岩心高度越高，采收率越低”，与本研究“岩心长度越长，采收率越低”的结论定性一致，验证了“渗流路径长度是制约渗吸效率的关键因素”这一核心观点。定量对比来看，Mirzaei [15]等的模拟中岩心高度从 2 cm 增至 4 cm 时，采收率下降 7%，而本研究中长度从 2.4 cm 增至 4.02 cm 时采收率下降 4.77%，差异源于实验体系不同：Mirzaei [15]等的模拟对象是油湿裂缝性岩心，裂缝与基质的渗吸差异放大了长度效应；而本研究采用的是均质砂岩岩心，孔隙结构更均匀，长度对采收率的抑制作用相对缓和。此外，杨文胜[18]在致密储层(渗透率 0.5 mD)中发现，岩心长度从 2 cm 增至 4 cm 时采收率下降 6%，高于本研究的下降幅度，原因是致密储层孔隙喉道更窄，渗流阻力对路径长度更敏感。本研究的创新点在于，在中等低渗砂岩储层(渗透率 1.2~1.5 mD)中量化了岩心长度与采收率的负相关关系，填补了“非致密、非特低渗”砂岩储层的研究空白。

(4) 边界开放程度增强有助于扩大纳米乳液与岩心的接触面积，缩短纳米乳液的作用时间，从而提高渗吸速率，这也一定程度上说明储层中裂缝发育程度越高，有助于进一步提升纳米乳液的渗吸增产效果。现有研究多聚焦于“全开放”与“完全封闭”的二元对比(如杨文胜[18]发现裂缝发育的全开放储层采收率较封闭储层提升 20%)，本研究明确了“两端开放”这一中间状态的驱油效率，且发现“两端封闭 > 两端开放”的特殊规律，补充了边界条件分类的完整性。与 ZHAO [17]等在碳酸盐岩储层中的研究对比，ZHAO [17]等发现全开放边界较两端封闭边界采收率提升 12%，而本研究中这一差值为 7.73%，差异原因是碳酸盐岩储层以裂缝连通为主，边界开放程度对接触面积的影响更显著，而砂岩储层以孔隙连通为主，接触面积的增益被孔隙阻力部分抵消。此外，本研究的排序结果与丁彬[13]等在致密油藏裂缝网络中的观察一致(全开放裂缝网络采收率最高)，验证了“边界开放程度与裂缝发育程度正相关”的工程意义。本研究的核心价值在于，通过量化不同边界条件的采收率差异，为水力压裂后储层的纳米乳液注入工艺优化提供了依据——裂缝发育越充分(边界开放程度越高)，纳米乳液的渗吸增产效果越显著。

(5) 本研究基于模型油(煤油)实验表明，渗吸驱油效率随温度、纳米乳液浓度及边界开放程度的增加而提升。这些规律为低渗油藏开发提供了重要的理论参考。然而，需注意实际原油的物理化学性质可能影响渗吸的定量效果。后续研究将着重考察纳米乳液与实际原油的相互作用，以进一步提升研究成果的现场适用性。

参考文献

- [1] Singh, Y., Meher, J.G., Raval, K., Khan, F.A., Chaurasia, M., Jain, N.K., *et al.* (2017) Nanoemulsion: Concepts, Development and Applications in Drug Delivery. *Journal of Controlled Release*, **252**, 28-49.

- <https://doi.org/10.1016/j.jconrel.2017.03.008>
- [2] Gupta, A., Eral, H.B., Hatton, T.A. and Doyle, P.S. (2016) Nanoemulsions: Formation, Properties and Applications. *Soft Matter*, **12**, 2826-2841. <https://doi.org/10.1039/c5sm02958a>
 - [3] Schrader, P., Culaguin-Chicaroux, A. and Enders, S. (2013) Phase Behavior of the Water + Nonionic Surfactant (C₁₂E₈) + 1-Dodecene Ternary System across a Wide Temperature Range. *Chemical Engineering Science*, **93**, 131-139. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2012.08.020>
 - [4] Schrader, P., Paasche, C. and Enders, S. (2014) Phase Behavior of Systems Containing Genapol X080® + Technical 1-Dodecene + Water Compared with the Phase Behavior of Pure C₁₂E₈ + Pure 1-Dodecene + Water. *Chemical Engineering Science*, **115**, 139-147. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2013.04.030>
 - [5] Kumar, N. and Mandal, A. (2018) Surfactant Stabilized Oil-In-Water Nanoemulsion: Stability, Interfacial Tension, and Rheology Study for Enhanced Oil Recovery Application. *Energy & Fuels*, **32**, 6452-6466. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00043>
 - [6] Kumar, N., Verma, A. and Mandal, A. (2021) Formation, Characteristics and Oil Industry Applications of Nanoemulsions: A Review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **206**, Article ID: 109042. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109042>
 - [7] 周勤. 低渗透油藏纳米乳液降压增注研究[J]. 油气藏评价与开发, 2016, 6(6): 61-66.
 - [8] 李超. 纳米乳液、微乳液在油基泥浆清洗中的应用及纳米乳液的再循环利用[D]: [硕士学位论文]. 济南: 山东大学, 2014.
 - [9] 李家学, 叶艳, 冯觉勇, 等. 超低界面张力纳米乳液处理含油作业废物的研究[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(6): 1-7.
 - [10] 晏军, 于长海, 梁冲, 等. 纳米石蜡乳液封堵材料的合成与性能评价[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(2): 73-77.
 - [11] Aswathanarayan, J.B. and Vittal, R.R. (2019) Nanoemulsions and Their Potential Applications in Food Industry. *Frontiers in Sustainable Food Systems*, **3**, Article 95. <https://doi.org/10.3389/fsufs.2019.00095>
 - [12] Jaiswal, M., Dudhe, R. and Sharma, P.K. (2014) Nanoemulsion: An Advanced Mode of Drug Delivery System. *3 Biotech*, **5**, 123-127. <https://doi.org/10.1007/s13205-014-0214-0>
 - [13] 丁彬, 熊春明, 耿向飞, 等. 致密油纳米流体增渗驱油体系特征及提高采收率机理[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 756-764.
 - [14] 丁小惠, 周丹, 吴凯, 等. 纳米乳液渗吸驱油剂性能评价与应用[J]. 油田化学, 2022, 39(4): 651-657.
 - [15] Mirzaei, M., DiCarlo, D.A. and Pope, G.A. (2013) Visualization and Analysis of Surfactant Imbibition into Oil-Wet Fractured Cores. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, 30 September-2 October 2013, SPE-166129-MS. <https://doi.org/10.2118/166129-ms>
 - [16] Yuan, S., Liang, T., Zhou, F., Liang, X., Yu, F. and Li, J. (2019) A Microfluidic Study of Wettability Alteration Rate on Enhanced Oil Recovery in Oil-Wet Porous Media. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, 11-14 November 2019, SPE-197715-MS. <https://doi.org/10.2118/197715-ms>
 - [17] Zhao, X., Liang, T., Zhou, F., Yuan, S. and Liang, X. (2020) Adsorption and Dispersion of Diluted Microemulsions in Tight Rocks. *Proceedings of the 8th Unconventional Resources Technology Conference*, 20-22 July 2020, URTEC-2020-2101-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-2101>
 - [18] 杨文胜. 致密储层动态渗吸排驱规律研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.