

低渗透油藏化学复合驱提高采收率技术研究 进展与展望

臧梓涵, 谭辉凡, 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12月29日; 录用日期: 2026年2月11日; 发布日期: 2026年3月2日

摘要

低渗透油藏孔喉半径小、连通性差且非均质性强, 渗流受启动压力梯度与低速非达西效应影响, 导致水驱早期难以形成有效驱替前缘, 且易在裂缝/高渗条带发生优势通道窜流, 造成剩余油滞留于微细孔喉、弱连通区及裂缝-基质系统。化学复合驱通过聚合物/调驱体系改善流度比和剖面, 扩大波及; 表面活性剂与醇、纳米、或生物活性组分复配, 能降低界面张力、调控润湿性并增溶乳化, 形成宏观-微观协同增效。低渗条件下, 工程可行性依赖“可注入性-有效黏度”匹配及吸附保留、剪切降解等全过程约束, 评价体系需在目标温度、矿化度与孔喉尺度条件下开展全链路校核。建议沿低伤害材料、耐盐温体系、段塞组合与动态调控等方向协同推进。

关键词

低渗透油藏, 化学复合驱, 表面活性剂-聚合物, 提高采收率

Advances and Perspectives in Chemical Combined Flooding for EOR in Low-Permeability Reservoirs

Zihan Zang, Huifan Tan, Junlin Yu

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

Received: December 29, 2025; accepted: February 11, 2026, 2026; published: March 2, 2026

Abstract

Low-permeability oil reservoirs are characterized by small pore-throat radii, poor connectivity, and strong heterogeneity. Flow behavior is influenced by threshold pressure gradients and low-velocity

non-Darcy effects, making it difficult to establish an effective displacement front during the early stage of waterflooding and promoting preferential channeling along fractures or high-permeability streaks. As a result, substantial residual oil remains trapped within micro-scale pore throats, weakly connected zones, and fracture-matrix systems. Chemical combined flooding improves recovery by enhancing the mobility ratio and conformance through polymer or profile-control systems to expand sweep efficiency, while surfactants formulated with alcohols, nanoparticles, or bio-active components reduce interfacial tension, modify wettability, and promote solubilization and emulsification, thereby achieving macro-micro synergistic enhancement. Under low-permeability conditions, engineering feasibility depends on the matching between injectivity and effective viscosity, as well as the comprehensive control of adsorption/retention and shear degradation. Accordingly, evaluation systems should conduct integrated, full-chain verification under target temperature, salinity, and pore-throat scale constraints. Future development should advance synergistically toward low-damage materials, salinity- and temperature-tolerant systems, optimized slug design, and dynamic process control.

Keywords

Low-Permeability Oil Reservoirs, Chemical Combined Flooding, Surfactants-Polymers (SP), Enhancing Oil Recovery (EOR)

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

低渗透油藏通常指渗透率处于 10~50 mD 范围的砂岩或砾岩储层, 其开发在我国油气稳产中具有基础性意义。公开综述表明, 该类储层的主流 EOR 技术以聚合物驱、SP 二元驱、微生物驱与深部调驱为主, 目的在于在相对可控的注入压力条件下提升波及与动用程。与中高渗储层相比, 低渗储层注水驱替常呈现“启动难-窜流快-剩余油富集于基质/微孔喉”的典型矛盾: 一方面, 低渗孔喉尺度导致渗流启动压力梯度[1]与低速非达西效应显著, 限制注入量与驱替半径; 另一方面, 非均质与裂缝-基质双介质结构会放大优势通道效应, 使水驱波及受限、含水上升快, 从而在较低采出程度即进入低效阶段[2] [3]。此外, 王哲等基于渗透率分级系统梳理了我国低渗油藏提高采收率技术路线, 为复合驱体系选型与适用边界判断提供了宏观参照[4]。

在此背景下, 化学复合驱的必要性体现在: 仅依靠单一“增黏控窜”或单一“降 IFT/润湿反转”往往难以同时突破宏观与微观两端约束; 而复合体系可通过流度控制、剖面调控、界面张力降低、润湿性调整与乳化携带等多机理协同, 提高低渗油藏剩余油动用效率。以大庆油田化学驱实践为例, 聚合物驱在水驱基础上可提高采收率约 12 个百分点; 进一步实施 ASP/三元复合驱后, 平均较水驱提高采收率约 20 个百分点, 较聚合物驱再提高 8~10 个百分点, 使终采收率超过 60%。公开资料还给出了大庆多个聚合物驱先导/工业化区块的采收率增量数据, 多在 19.16%~25.00%范围[5]。以大庆油田为代表的陆相砂岩油田长期化学驱实践表明, 三元复合驱可实现显著提高采收率增量, 且其配方筛选、注入参数优化及地面配套形成了较为成熟的工程体系[6]。

2. 低渗透油藏储层特征及水驱效果

低渗透油藏的孔喉半径小、连通性差与微观非均质强, 使渗流呈现显著的非线性特征: 在低压差或低驱替梯度下, 流体可能表现为预达西/非达西流动, 并伴随启动压力梯度[1], 导致水驱在早期难以建立

有效驱替前缘，井间压力传导慢，水驱动用受限[2][7]。此外，低渗储层常见的应力敏感效应会在压降增大时进一步降低渗透率，形成“越采越难注”的工程困境；当裂缝或高渗条带存在时，又会出现“局部易窜、整体难动”的两难格局，表现为少数井/层段快速见水与高含水，而大量基质区剩余油长期滞留[3]。

从水驱效果看，低渗油藏剩余油常富集于三类区域：1) 因毛管数低、驱替压力不足而形成的微细孔隙中的束缚油；2) 因波及体积不足而形成低渗夹层或弱连通区；3) 裂缝-基质系统中的基质滞留油。在此背景下，提升采收率需要“双尺度协同”：宏观上通过调驱与剖面控制扩大波及体积、延缓水窜；微观上通过降低油水界面张力、润湿反转与增溶/乳化来降低残余油饱和度，从而在低渗条件下实现“注得进-推得动-采得出”的闭环[7]。

因此，化学复合驱的必要性可归结为：在低渗透油藏中，单一化学作用往往只能改善波及或驱替的一端，而复合驱通过聚合物/凝胶的流度控制与表面活性剂的界面调控，实现波及效率与驱替效率同步提升，为低渗水驱后期提供可持续的增油与控水路径[3]。

3. 低渗透油藏化学复合驱研究进展

3.1. 驱油机理

化学复合驱的机理可概括为“宏观波及效率提升”与“微观驱替效率提升”的耦合。宏观层面，聚合物提高驱替相黏度、改善流度比并抑制指进；在低渗非均质储层中，适当的黏弹性还可增强对高渗通道的剪切阻力，促使驱替流线向中低渗区分流，从而扩大波及体积。低渗条件下，复合驱往往进一步引入颗粒/微球、凝胶或可变形颗粒体系用于“深部调驱”，以应对裂缝-基质窜流与层间矛盾[3]。

微观层面，表面活性剂通过降低油水的 IFT、促乳化/增溶并改变岩石润湿性来动用束缚油；当 IFT 降低至“超低”量级时，毛管数显著提高，残余油被动用并更易形成可流动油滴/微乳结构。近年来，孔隙尺度研究表明，驱替过程中可形成原位微乳并在界面处产生增溶与黏度调制效应，从而在复杂孔隙网络中提升微观扫油。

“表活-醇/共溶剂”体系的机理补强主要体现在：醇类可改善表活在高盐/高温条件下的溶解度与相行为窗口，促进微乳相稳定并降低体系敏感性。在 CO₂-油体系中，表活与乙醇复配能够显著降低首接触混相压力(FCMP)，说明“表活-醇”对界面与相态调控具有可量化的协同基础[8]。

3.2. 驱油影响因素

尽低渗油藏化学复合驱的工程可行性首先取决于注入能力。当渗透率处于 10~50 mD 且存在启动压力梯度[1]与非线性渗流时，注入压差与化学剂分子量/粒径的匹配尤为关键；高分子量聚合物虽能显著改善流度比，但更易造成近井地带压升与剪切降解，甚至诱发堵塞风险。因此，低渗复合驱常采用“中等分子量 + 耐剪切结构”或“分级注入/阶梯黏度”策略，在保证可注入的同时维持有效黏度[3]。

其次是吸附损失与保留。低渗储层比表面积大、黏土矿物与有机质分布复杂，表活与聚合物更易发生吸附与滞留，导致有效浓度下降与成本上升；在高矿化度/高二价离子条件下，表活还可能发生盐析或相态窗口漂移，降低 IFT 能力。针对这一问题，文献提出通过分子结构设计(疏水链/亲水基优化)、引入共溶剂稳定相行为，以及通过纳米材料或生物表面活性组分提升界面稳定性与抗盐性等路[8]。

再次是剪切降解与配伍性。地面配制-管汇-井筒-近井孔隙的多级剪切会显著降低聚合物黏度；同时，配伍性问题包括与地层水盐度/硬度、原油酸值/沥青质、以及与矿物表面电性相互作用的兼容性。针对低渗油藏，已有研究专门讨论了 SP 组合驱在低渗储层的适用性与工程约束，强调需从流变、相行为与岩心运移三条链路同步评价[9]。在低渗高矿化度条件下，无碱 SP 二元体系的增黏、降 IFT 与驱油效率在室内评价中表现出较好的适应性[10]。

最后是流动尺度效应：从纳米孔到宏观孔隙的渗流机制会随渗透率变化而转变，影响有效渗透率与化学剂运移规律；因此，低渗复合驱评价宜采用“多尺度实验 + 数值模型”联合校核[7]。

3.3. 驱油用化学剂与复配体系进展

(1) 表面活性剂 - 聚合物体系仍是低渗化学复合驱的主干路线之一。其优势在于：聚合物提供流度控制与剖面改善，表活提供降 IFT 与润湿调控；在低渗场景中，体系设计强调“可注入性优先”，通常需要控制聚合物分子量与溶液弹性，并通过选取低吸附表活或采用预冲洗/隔离段降低吸附损失。已有研究讨论了 SP 组合驱在低渗储层的适用性，为低渗体系筛选提供了实验路径[9]。

(2) 表活剂 - 醇体系近年来更多用于拓展相行为窗口与增强界面调控稳健性。典型思路是利用醇改善表活剂在高盐/高硬度体系中的溶解度、降低体系相态敏感性并促进微乳形成，从而在低渗微细孔喉内实现更稳定的降 IFT 与增溶。以 CO₂-油体系为例，表活剂与乙醇复配可将 FCMP 降低幅度提升至约 27.9%，为“表 - 醇”协同提供了可量化的相态调控证据[8]。

(3) 纳米/生物活性复配体系用于解决低渗复合驱中的耐盐温、界面稳定与降低吸附等问题。研究显示，二氧化硅纳米颗粒可增强表活驱的界面与运移表现，提高驱替效率[11]。同时，生物表活与纳米颗粒协同形成“生物纳米流体”在低渗储层中展现增油潜力，为绿色低碳成本与环境友好型复合驱提供新方向[12]。

(4) 深部调驱剂与 SP 体系的耦合逐渐成为低渗复合驱的重要补充。长庆等低渗油藏研究指出，聚合物微球在合理粒径与注入制度条件下可实现深部运移与选择性封堵，形成“调剖 + 驱油”协同[13]；周期性弱凝胶深部调驱可通过多轮次段塞注入缓解近井堵塞并扩大中低渗动用[14]。进一步的数值模拟表明，“弱凝胶 + 水基微球”组合调驱在降水增油与提高采收率方面优于单一段塞，有利于段塞参数的定量优化[15]。

3.4. 应用现状与效果特征

低渗油藏化学复合驱从室内到现场的关键在于评价指标体系的工程化。室内评价通常以：(1) 界面张力与相行为窗口；(2) 岩心驱替采收率增幅与残余油饱和度下降；(3) 吸附/保留与运移能力；(4) 流变与耐剪切性；(5) 配伍性与结垢/乳化风险等为核心指标，并强调在目标温度、矿化度与硬度条件下开展全链路测试[3]。现场评价则更关注注入压力响应、含水变化、产液剖面改善、单井/区块增油与递减规律，以及化学剂利用效率与经济性。

在低渗储层的现场实践中，SP 先导试验已报道在约 41.5 mD 渗透率、83℃温度、原油黏度约 4.87 mPa·s 条件下实施，并给出了分段注入与黏度控制等工程参数，表明低渗条件下通过体系与工艺协同可实现“可注入 + 有效调驱”的可行窗口，该先导试验的动态响应显示：最高含水率由 82.2%降至 62.1%，峰值日产油由 12.2 t 提高至 32.3 t；实施 4 年内采收率提高约 8.0% OOIP [16]。

总体效果特征可概括为：(1) 见效阶段常表现为含水上升速率放缓或阶段性下降，井间压差与吸水剖面趋于均衡；(2) 增油贡献来自“波及扩大 + 残余油动用”双重来源，但低渗条件下往往更依赖深部调驱与界面调控的匹配；(3) 风险主要集中在近井堵塞、乳化导致地面处理负荷上升，以及化学剂吸附导致成本偏高。由此，低渗化学复合驱的现场推广更需要“分区分层、动态优化、全过程监测”的工程范式。

4. 发展方向

面向现场工程，低渗油藏化学复合驱建议沿“材料 - 体系 - 工艺 - 监测 - 数字化”多条主线协同推进：

(1) 材料低伤害与可注入：以“孔喉匹配”为约束，发展耐剪切、低吸附、可控黏弹的聚合物/弱凝胶与可变形颗粒体系，优先保障注入压差可控与长期稳定运移；对裂缝-基质油藏可采用“深部调驱+弱界面”的分级策略，降低近井风险[3]。

(2) 体系耐盐温与低成本：通过表面活性剂分子结构优化与醇拓宽相行为窗口，提升对高矿化度与硬度的适应性；纳米/生物活性材料用于增强界面稳定与降低吸附，但需同步给出材料来源、环境影响与成本边界[9][11]。

(3) 工艺“组合拳”与动态调控：强调“降吸附/清防垢-主体段(SP/ASP/表活-醇)-后续的黏度维持/驱替巩固”的段塞设计，并结合井网、压差与含水动态实施在线优化，避免固定配方“一注到底”的效率衰减[5]。

(4) 可视化评价与数字化优化：在低渗非线性渗流背景下，建议采用“微流控/CT/核磁”建立孔隙尺度机理证据链，并将相行为-流变-吸附等参数纳入数值模拟与不确定性分析，实现配方筛选与注入策略的数字化闭环[7]。

(5) 低油价情景下的经济可行性：化学剂成本常占 SP/ASP 项目总成本的主导，文献指出在低油价时期 SP 驱经济性可能不理想，需通过降低化学剂用量与浓度、优化段塞与注入制度、提高化学剂利用效率等方式提升项目净现值(NPV)与抗油价波动能力。同时，针对结垢与处理负荷等成本项，综述认为弱碱或无碱体系在“低油价时代”更具综合稳健性，可在维持技术效果的同时降低运行与维护成本[17]。

5. 结论

低渗透油藏水驱低效的本质在于“孔喉尺度束缚+宏观非均质窜流+非线性渗流门槛”的叠加，导致波及效率与驱替效率同步受限[2][3]。

化学复合驱通过聚合物/调驱体系改善流度比与剖面、通过表面活性剂及其与醇/碱/纳米/生物活性材料的复配实现降 IFT、润湿调控与增溶乳化，从而形成宏观-微观协同增效路径。低渗油藏 SP 先导试验的公开报道表明，在约 40 mD 级储层和高温条件下仍可获得可注入性与阶段性增油控水效果，验证了复合驱在低渗场景的工程可行窗口[16]。

同时，大型化学驱项目的长期经验提示：体系选择只是起点，注入制度、动态监测与开发管理同样决定最终增油与经济性[5]。

面向下一步研究与推广，关键矛盾可凝练为三个平衡：1) 避免近井堵塞与保证深部波及；2) 在高盐温与复杂矿物条件下维持降 IFT/润湿调控；3) 材料来源、剂量与地面处理负荷的全生命周期优化。建议采取可执行路径：以目标油藏温度/矿化度与孔喉尺度为边界，建立分区分层的配方库；以“段塞设计+动态调整”实现长期稳态增效；以可视化与数字化手段完成机理验证与参数同化，最终形成低渗复合驱可复制的工程模板。

参考文献

- [1] Wang, H., Wang, J., Wang, X. and Chan, A. (2020) Multi-Scale Insights on the Threshold Pressure Gradient in Low-Permeability Porous Media. *Symmetry*, **12**, Article No. 364. <https://doi.org/10.3390/sym12030364>
- [2] Zeng, J.-L., Jiang, R.-H. and Guo, Y.-C. (2010) Nonlinear Flow in Porous Media and Its Effect on Waterflooding Performance in Low-Permeability Reservoirs. *Petroleum Science*, **7**, 20-30.
- [3] Kang, W., Zhou, B., Issakhov, M. and Gabdullin, M. (2022) Advances in Enhanced Oil Recovery Technologies for Low Permeability Reservoirs. *Petroleum Science*, **19**, 1622-1640. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.06.010>
- [4] 王哲, 曹广胜, 白玉杰, 等. 低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 1-13.
- [5] Wei, Y., Lu, X. and Xu, J. (2024) A Systematical Review of the Largest Alkali-Surfactant-Polymer Flood Project in the World: From Laboratory to Pilots and Field Application. *SPE Journal*, **29**, 4147-4165. <https://doi.org/10.2118/215058-pa>

- [6] 孙龙德, 伍晓林, 周万富, 李学军, 韩培慧. 大庆油田化学驱提高采收率技术[J]. 石油勘探与开发, 2018(4): 636-645.
- [7] Wang, X., Xiao, L., Wang, Y., *et al.* (2020) Permeability Dependence of Flow Regime for Tight Rock from Nano to Macro Scale. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **186**, Article ID: 106773.
- [8] Liu, S.-Y., Li, M.-F., Chen, J.-Y., Teng, Y., Wang, P.-F. and Liu, J.-R. (2025) Experimental Investigation of Surfactants and Their Ethanol Blends for CO₂-Oil Miscibility Enhancement in CO₂-EOR. *Petroleum Science*, **22**, 4271-4281. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2025.07.005>
- [9] Wang, W., Wang, H., Yuan, Q., *et al.* (2013) Applicability of Surfactant-Polymer Combination Flooding to Low Permeability Reservoirs. *Journal of Dispersion Science and Technology*, **34**, 639-643.
- [10] 王丽莉, 武平仓, 刘蕾, 杜朝锋, 徐飞艳, 范伟. 低渗透高矿度油藏二元驱可行性实验研究[J]. 石油化工应用, 2013, 32(7): 49-52.
- [11] Zargartalebi, M., Kharrat, R. and Barati, N. (2015) Enhancement of Surfactant Flooding Performance by the Use of Silica Nanoparticles. *Fuel*, **143**, 21-27. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.11.040>
- [12] Wang, D.-M., Wang, H., Hou, J., *et al.* (2021) New Technique for Enhancing Oil Recovery from Low-Permeability Reservoirs via Bionanofluid Injection. *Energy & Fuels*, **35**, 318-328.
- [13] 贾玉琴, 郑明科, 杨海恩, 周广卿. 长庆油田低渗透油藏聚合物微球深部调驱工艺参数优化[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 75-82.
- [14] 李承龙, 张宇. 中低渗透油藏周期性弱凝胶深部调驱技术研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2020(4): 87-91.
- [15] 周振, 张云宝, 王承州, 詹兆海, 郑旭林, 陈丹丰. “弱凝胶 + 水基微球”组合调驱数值模拟量化的表征研究[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2023, 43(4): 72-77.
- [16] Li, Y., Zhang, W., Shen, Z., Jin, J., Su, Z., Yao, F., *et al.* (2021) Pilot Test of Surfactant/Polymer Flood with Mixtures of Anionic/Cationic Surfactants for High-Temperature Low-Permeability Sandstone Reservoir. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **24**, 889-900. <https://doi.org/10.2118/200417-pa>
- [17] He, H., Chen, Y., Yu, Q., Wen, X. and Liu, H. (2019) Optimization Design of Injection Strategy for Surfactant-Polymer Flooding Process in Heterogeneous Reservoir under Low Oil Prices. *Energies*, **12**, Article No. 3789. <https://doi.org/10.3390/en12193789>