

稠油化学冷采靶向降黏关键技术与应用

赵梦云, 许航*, 孟霖, 束宁凯, 杜秋影, 曹丽丽, 宋文芳, 路熙

中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院采油工程研究所 北京

【摘要】稠油作为我国重要的战略资源,其高黏度特性导致开发难度大。传统热采技术存在能耗高(350°C蒸汽)、碳排放量大、成本高等问题,且易引发汽窜、水侵等工程难题。针对这些技术瓶颈,本研究系统开展了稠油化学冷采靶向降黏关键技术攻关。通过高分辨率质谱和分子动力学模拟,首次量化了稠油中 π - π 堆积和氢键的黏度贡献率(占比超60%),并据此设计出多巴胺-酰胺基-苯磺酸基三元共聚双靶点降黏剂,实现稠油本体降黏率>80%。创新提出微粒自组装调堵机制,开发羟甲基丙烯酰胺-顺丁烯二酸-癸烯醇三元共聚调堵剂,解决了降黏剂靶向输送难题(粒径调控范围0.1 μ m~2mm)。首创井下交变水动力场注入技术,研制脉冲发生器(脉冲能量18kW),使药剂注入效率提升3倍。在胜利油田陈371-平X井应用中,吨药剂换油率达1:81.5,较热采蒸汽换油率(1:0.74)提升110倍,累计增产原油0.74万吨,碳排放减少60%。研究成果被纳入国家先进技术目录,并形成行业标准,为稠油绿色开发提供重要技术支撑。

【关键词】稠油;化学冷采;双靶点降黏剂;自组装调堵剂;交变水动力场

【收稿日期】2026年4月15日 **【出刊日期】**2026年5月21日 **【DOI】**10.12208/j.merd.20260001

Targeted viscosity reduction for chemical cold recovery of heavy oil: technologies and field cases

Mengyun Zhao, Hang Xu*, Lin Meng, Ningkai Shu, Qiuying Du, Lili Cao, Wenfang Song, Xi Lu

Institute of Oil Production Engineering, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC; Beijing

【Abstract】 Heavy oil, as a strategic resource in China, presents significant development challenges due to its high viscosity. Conventional thermal recovery technologies suffer from high energy consumption (350°C steam), substantial carbon emissions, elevated costs, and engineering issues such as steam channeling and water encroachment. To address these technical bottlenecks, this study systematically investigated key technologies for targeted viscosity reduction in heavy oil cold chemical recovery. Through high-resolution mass spectrometry and molecular dynamics simulations, the viscosity contribution rates of π - π stacking and hydrogen bonding in heavy oil were quantified for the first time (exceeding 60%). Based on these findings, a dopamine-amide-benzene sulfonic acid ternary copolymer dual-target viscosity reducer was designed, achieving a bulk viscosity reduction rate of >80%. An innovative self-assembling particle plugging mechanism was proposed, leading to the development of a hydroxymethylacrylamide-maleic acid-decenol ternary copolymer plugging agent, which resolved the challenge of targeted delivery for viscosity reducers (adjustable particle size range: 0.1 μ m-2 mm). A groundbreaking downhole alternating hydrodynamic field injection technology was pioneered, with the invention of a pulse generator (pulse energy: 18 kW) that tripled chemical injection efficiency. Field applications at Well Chen 371-Ping 14 in the Shengli Oilfield demonstrated remarkable results: the chemical-to-oil ratio reached 1:81.5, representing a 110-fold improvement over the steam-to-oil ratio (1:0.74) of thermal methods, with cumulative incremental oil production of 7400 tons and a 60% reduction in carbon emissions. The research outcomes have been included in the National Advanced Technology Catalog and established as industry standards, providing critical technical support for the green development of heavy oil resources.

*通讯作者: 许航

【Keywords】 Heavy oil; Chemical cold recovery; Dual-target viscosity reducer; Self-assembling plugging agent; Alternating hydrodynamic field

1 引言

稠油是我国重要的战略接替资源, 探明储量达 35.5 亿吨, 但其高黏度特性导致开发难度大。传统热采技术虽能通过蒸汽加热实现降黏, 但存在能耗高(蒸汽温度达 350℃)、碳排放量大(吨油 CO₂ 排放显著高于常规油)、开发成本高等问题^[1,2]。更为突出的是, 多轮次注汽易引发汽窜、水侵及套管损坏等工程难题, 严重影响开发效益^[3,4], 这些技术瓶颈促使业界寻求更高效环保的开发方式。

稠油冷采技术通过化学降黏等非加热方式实现开采, 具有显著的低碳环保优势。化学降黏冷采技术是通过靶向降黏剂精准拆解稠油致黏结构(π - π 堆积、氢键等)^[5], 在不加热条件下实现黏度降低 80% 以上, 流动阻力显著减小。该技术可根据油藏特性(埋深、黏度等)灵活选择开发方案, 如浅层露天开采、中黏度水驱开采等, 展现出良好的适应性。相较于热采技术, 其能耗降低 40% 以上, 碳排放减少 60%, 完全契合国家“双碳”战略要求, 为稠油资源绿色开发提供了新思路。

中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院(以下简称“石勘院”)自 2014 年起系统开展稠油化学降黏冷采技术攻关, 组建“产学研用”创新团队, 围绕稠油油藏化学冷采关键技术瓶颈开展研究。经过近十年的持续攻关, 项目组相继攻克了稠油致黏机制、降黏机理、降黏剂分子设计、降黏剂合成制备、降黏冷采工艺和现场应用等技术难题, 形成了一系列创新发明和技术成果^[6]。该技术已在胜利、新疆等油田成功应用, 被中国石化集团公司确定为“低成本推广技术”, 并入选自然资源部《矿产资源节约和综合利用先进适用技术目录(2022 年版)》。

本文系统总结了稠油化学降黏冷采关键技术研究的背景与面临的“卡脖子”难题, 并针对性地提出相应的解决方案, 介绍了典型油田应用案例, 并对技术发展方向进行了展望, 以期为我国稠油资源的高效绿色开发提供参考。

2 卡脖子难题与关键技术

稠油化学降黏冷采技术在发展过程中面临着三大关键技术瓶颈: 稠油地下降黏困难、降黏剂靶向输送困难以及降黏剂注入困难, 这些瓶颈严重制约

了技术的推广应用和效果发挥。石勘院研究团队通过系统研究和创新设计, 针对性地攻克了这些难题, 形成了一系列关键技术突破。

2.1 稠油地下降黏难题

稠油的高黏度特性源于其复杂的化学组成和分子结构。稠油中沥青质、胶质的初始状态是分子量数千的致黏特征分子, 它们在 π - π 堆积作用下形成分子量数十万的缔合体, 呈现出层状结构; 随后在氢键、范德华力等分子间力作用下, 缔合体继续聚合为聚集体, 使结构体分子量呈指数级增长, 大幅度增加了稠油内聚力。因此, 缔合体、聚集体等结构化是导致稠油高黏度的根本原因, 由此揭示了稠油梯次致黏机制。研究团队进一步通过高分辨率质谱分析和分子动力学模拟揭示了稠油致黏分子从缔合体增长到聚集体的动力学过程, 明确了稠油中存在的 π - π 堆积、氢键、配位键、库伦力、范德华力等多种化学键和相互作用力^[6]。这些分子间作用力共同构成了稠油的高黏度基础, 并首次量化了各种致黏因素对黏度的贡献率, 发现 π - π 堆积和氢键是影响稠油黏度的最关键因素(如图 1), 这为靶向降黏剂的设计提供了明确方向。

双靶点降黏机理如下: 采用技术手段, 将 π - π 堆积形成的缔合体、氢键力形成的聚集体分别进行拆解, 从分子尺度上破解稠油黏度形成机制, 从而实现稠油本体的稳定高效降黏(如图 2)。针对 π - π 堆积靶点, 采用可自然降解多巴胺单体(贻贝足丝蛋白结构), 利用其低位阻邻苯二酚基团, 在热力学驱动下嵌入 π - π 堆积层间结构, 高效拆解缔合体; 针对氢键靶点, 采用酰胺基-苯磺酸基双极性基团, 利用强极性分子破坏氢键力, 分散拆解聚集体, 从而实现双靶点协同降黏。双靶点降黏剂已在中国石化内部投产, 建有年产万吨的工业化生产线, 针对不同黏度稠油形成了系列产品。基于这一创新成果, 团队还牵头制定了中国石化降黏剂一级企业标准, 为行业提供了规范化的技术依据。

2.2 降黏剂靶向输送难题

在稠油开采现场, 降黏剂必须准确到达油藏中剩余油富集的区域(靶区)才能发挥最佳效果。然而, 经过热采开发后的稠油油藏中, 剩余油分布极

为复杂, 水油流度比差异大, 注入的降黏剂极易随水相窜流^[7], 难以有效到达目标靶区。这一输送效率低下的问题严重制约了降黏剂的实际应用效果。

针对这一难题, 研究团队创新性地提出了微粒自组装调堵机制, 基于自组装分子设计, 采用嵌段活性聚合方法, 通过链内双氢键和内交联, 创新构建了分子内刚性四元环结构, 合成了具有分子内交联结构的羟甲基丙烯酰胺-顺丁烯二酸-癸烯醇三元

共聚自组装调堵剂。该调堵剂采用刚性内核保持微粒强度, 通过可交联柔性支链控制聚结组装, 突破了传统微球调堵剂吸水膨胀后强度下降的技术局限。值得注意的是, 该调堵剂实现了粒径 0.1 μm 至 2mm 可调、体积 10 至 500 倍可控的优异性能 (如图 3), 完美解决了“注得进、走得远、堵得住”的降黏剂靶向输送需求, 克服了现有微球调堵剂“以强度换体积”的技术瓶颈^[8]。

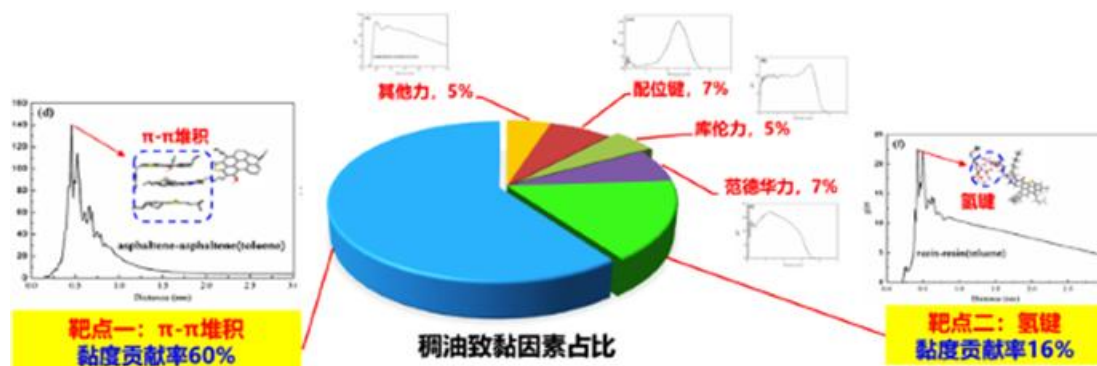


图 1 各种致黏因素对稠油黏度的贡献率

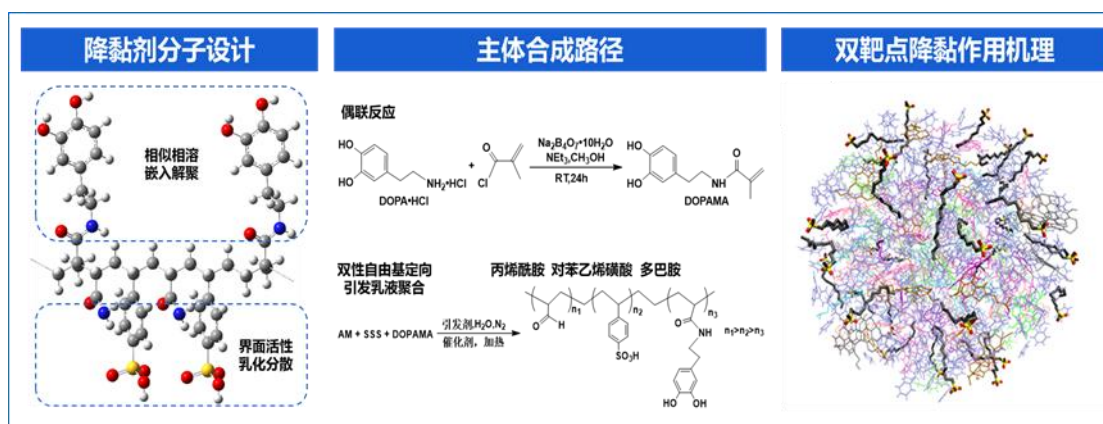


图 2 双靶点降黏剂分子设计、合成与作用机理

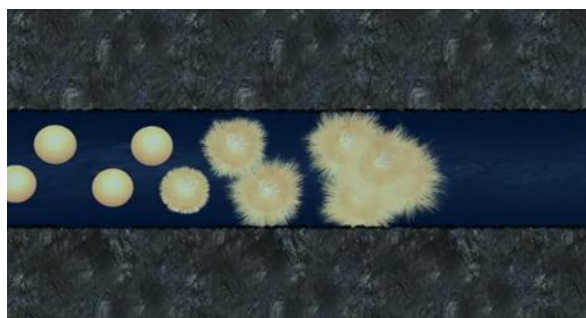


图 3 自组装调堵剂适度调控机制

2.3 降黏剂注入难题

化学冷采过程中, 由于注入药剂温度低于油藏温度, 稠油受冷会导致黏度增加, 加之黏土、粉砂等

无机物的存在, 极易在井筒附近形成堵塞, 造成降黏剂注入困难。同时, 近井地带原油饱和度低, 油藏岩石表面裸露, 导致降黏剂容易被吸附在岩石表面,

难以扩散到油层深部。这些因素严重影响了化学冷采技术的现场应用效果和经济性。

为解决这一系列注入难题, 研究团队基于脉冲波场理论, 利用脉冲注入把单向水动力场转变为交变水动力场, 制造湍流扰动, 令稠油-水-岩石三相界面受周期扰动作用, 叠加脉冲注入的惯性力, 实现近井解堵、降低吸附和快速分散的效果。与传统稳定水动力场相比, 这种新型注入机制实现了“解堵塞、降吸附、促扩散”的显著突破。基于这一理论, 项目团队发明井下可控双向脉冲发生器(如图4), 通过双向往复运动, 防止管柱共振损伤, 在井下产生稳定的交变水动力场; 对比单向脉冲发生器, 工作时间更长, 可满足冷采降黏长时间注入要求, 井下脉冲流量每小时 1-50 m³ 可调, 脉冲压力 2-10 MPa, 脉冲能量 12-18 kW, 彻底解决了化学冷采药剂高效注入的难题。

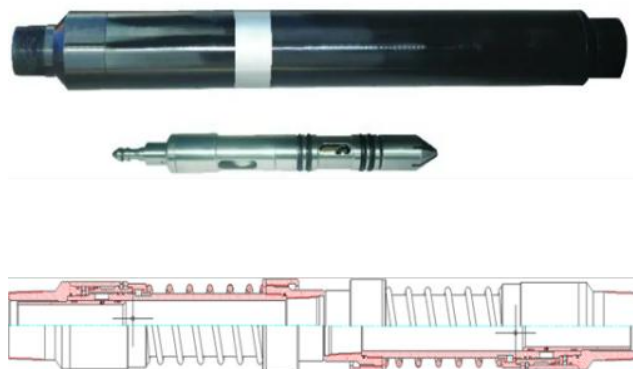


图4 井下双向脉冲发生器与设计图



图5 胜利油田东部注降黏剂冷采现场

截至 2022 年底, 稠油化学降黏冷采技术已在胜利油田多个区块累计应用 300 余井次, 包括陈 371 块、沾 18 块、沾 29、沾 14、罗 9、罗 10、草 13 和坨 82 块等不同类型的稠油油藏(如边底水薄层、强

3 现场应用案例

稠油化学降黏冷采技术在胜利油田河口采油厂陈 371-X 井的成功应用(如图 5), 标志着该技术实现了从理论到实践的跨越。该井属于典型的超稠油井, 原油黏度高达 39148 mPa·s。在 2009 年 3 月至 2015 年 12 月期间, 该井采用传统的注蒸汽热采开发方式, 共实施了 7 轮次蒸汽注入, 累计注汽量达 1.4 万吨, 累计产油 1.03 万吨, 蒸汽吨汽换油率仅为 1: 0.74。由于产量持续下降, 该井最终被迫停产。2016 年 7 月, 研究团队在该井开展了化学降黏冷采技术试验, 至 2020 年实施 5 轮次, 累计注入降黏剂 90 吨, 累计产油 0.74 万吨, 降黏剂的每吨药剂换油率达到惊人的 1: 81.5, 投入产出比高达 1: 12.1。与热采相比, 冷采技术不仅大幅提高了能源利用效率, 使碳排放减少 60%, 还显著降低了生产成本和环境负荷。

底水、深层低渗和敏感稠油油藏)。这些应用累计增产原油 22.5 万吨, 平均投入产出比达 1: 3.9, 取得了显著的节能减排效果。化学降黏冷采技术在多种复杂地质条件下的成功应用, 充分证明了其广泛的

适应性和可靠性。

在胜利油田沾 18 块的应用中, 研究团队针对该区块强底水的特点, 优化了降黏剂和调堵剂的注入方案, 有效抑制了底水锥进, 提高了原油采收率。而在罗 9、罗 10 等深层低渗稠油油藏中, 团队通过改进注入工艺, 解决了降黏剂在低渗条件下的扩散难题, 实现了技术的成功应用。这些针对性的技术创新和应用实践, 为稠油化学降黏冷采技术在不同类型油藏中的推广积累了宝贵经验。

4 结论与展望

稠油化学降黏冷采技术通过分子机制解析-材料创新-工艺突破的全链条创新, 已形成具有自主知识产权的技术体系。研究证实: (1) 基于稠油胶质沥青质 π - π 堆积作用的分子解聚理论, 创新的双靶点降黏剂可使稠油黏度降低 90%以上; (2) 微粒自组装调堵剂完美解决了“注得进、走得远、堵得住”的降黏剂靶向输送难题; (3) 井下可控双向脉冲发生器彻底解决了化学冷采药剂高效注入的难题。现场应用结果表明, 该技术具有能耗低、碳排放少、成本低、适应性强等显著优势, 符合国家“双碳”战略和能源行业绿色发展趋势。

基于当前技术成果和行业需求, 未来发展将着力构建“机理-材料-工艺-智能”四位一体的技术体系:

①深入开展稠油致黏机理研究, 建立完善的稠油降黏分子结构数据库, 发展多功能高效稠油降黏剂的模块化设计与合成技术。通过高通量筛选和人工智能辅助设计, 不断提高降黏剂的靶向性和效率, 扩大技术适用范围。

②增大智能降黏材料的研发力度, 未来将重点构建覆盖多种降黏剂分子结构、官能团特性、界面行为与降黏效率的多维构效关系知识图谱。该图谱将整合分子动力学模拟、高通量实验数据和现场应用案例, 通过深度学习算法挖掘降黏剂分子结构与稠油组分的相互作用规律, 为精准设计智能降黏剂提供支撑。

③针对不同类型油藏特点, 开发个性化的降黏工艺方案, 形成系列化的技术序列和产品体系。同时, 建立健全稠油化学降黏冷采技术标准体系, 规范技术应用和效果评价, 促进技术的规模化推广应用。

④加强数字技术与稠油开发的深度融合, 利用大数据、物联网、人工智能等技术, 实现稠油冷采过程的实时监测、智能调控和优化决策, 不断提高技术的智能化水平和应用效果。

稠油化学降黏冷采技术的发展和应用, 不仅为我国稠油资源的可持续开发提供了创新解决方案, 也为全球稠油开采技术的进步做出了重要贡献。随着技术的不断完善和推广, 该技术必将在保障国家能源安全、推动能源技术革命方面发挥更加重要的作用。同时, 该技术所体现的绿色低碳理念和创新方法, 也为其他难采油气资源的开发提供了有益借鉴。

参考文献

- [1] 孙焕泉, 刘慧卿, 王海涛, 等. 中国稠油热采开发技术与发展方向[J]. 石油学报, 2022, 43(11): 1664-1674.
- [2] 束青林, 魏超平, 于田田, 等. 稠油开发技术进展及新分类标准建立与应用实践——以胜利油田稠油开发为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(04): 529-540.
- [3] 杨勇. 胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(06): 1-11.
- [4] 吴光焕, 李伟, 王一平. 胜利油田稠油油藏开发技术进展[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(05): 113-121.
- [5] 孔鑫鑫, 唐晓东, 李晶晶, 等. 稠油冷采技术现状及展望[J]. 石油化工, 2025, 54(04): 597-605.
- [6] 王海波. 稠油化学冷采靶向降黏关键技术与应用. 北京市, 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 2022-12-01.
- [7] 计秉玉, 孟霖, 束青林, 等. 稠油化学复合冷采技术研究与应用[J]. 中国工程科学, 2024, 26(01): 216-224.
- [8] 方吉超, 伦增珉, 计秉玉. 稠油化学复合驱机制研究与基础研究[J]. 中国基础科学, 2023, 25(05): 15-21.

版权声明: ©2026 作者与开放获取期刊研究中心(OAJRC)所有。本文章按照知识共享署名许可条款发表。

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



OPEN ACCESS