

柔性注采系统在低渗透油藏中的经济性分析

刘路标 李晶秋 王青 刘蕾 孙成斌

(中国石化胜利油田分公司河口采油厂, 山东 东营 257000)

摘要:本文探讨了柔性注采系统在低渗透油藏中的应用,通过智能调控与精准注采优化,显著提高了油藏的采收率和经济效益。结合国内外案例分析,柔性注采系统在提高油田产量、减少水窜现象、降低开发成本方面表现突出。文章还对系统的成本构成、增产效果、经济效益进行了量化分析,评估了其在实际应用中的风险与不确定性。最后,提出了针对油田实施柔性注采技术的建议,为低渗透油藏的高效开发提供了参考。

关键词:柔性注采系统;低渗透油藏;增产效果;经济效益

1 引言

随着全球能源需求的增加,低渗透油藏这一尚未开发的资源已成为石油开采的重点。然而,低渗透油藏的开发面临着渗透率低、开采难度大、成本高等问题。传统的注采技术在低渗透油藏中的应用效果有限,无法满足高效开发的需求。柔性注采系统作为一种新技术,以其较强的适应性和良好的经济性逐渐被应用到低渗透油藏的开发中。该系统通过优化注采方式,改善油藏的流体渗流特性,从而提高采收率并降低生产成本。本文旨在分析柔性注采系统在低渗透油藏中的经济性,探讨其在实际应用中的效益与挑战,并通过案例研究和经济性分析,评估其在低渗透油藏中的应用前景,为油藏开发提供理论依据与技术支持。

2 低渗透油藏特征与开发挑战

2.1 低渗透油藏的地质特征

低渗透油藏通常具有渗透率低、孔隙结构复杂、流体流动阻力大等特点,导致其开采难度较高。渗透率通常低于10毫达西(mD),部分致密油藏甚至低于1mD,使得油藏流体难以在地层中自然流动。此外,低渗透油藏的储层岩性以砂岩或碳酸盐岩为主,孔隙度较低,孔隙分布不均且连通性差,流体主要依赖于裂缝系统运移。由于毛管力作用显著,油藏驱替效率较低,水驱或气驱易导致渗流阻滞,影响采收率。因此,针对低渗透油藏的开发需采用特殊的增产措施,如水力压裂、柔性注采等,以改善储层渗流条件,提高经济可采性。

2.2 传统开发技术的局限性

传统注采开发技术在低渗透油藏中的适应性较差,主要表现为渗透阻力大、驱替效率低、开发成本高等问题。低渗透油藏孔隙结构复杂,原油流动受限,

常规水驱或气驱难以有效驱替原油,容易出现漏水、驱替不均等问题。此外,低渗透率油藏通常具有较强的毛细管力,导致注入流体难以进入微观孔隙结构,从而降低了原油驱替效率。另一方面,由于渗透率低、单井产量低,常规开发模式依赖于高密度井网布置,增加了钻井和维护成本,影响了经济效益。水力压裂等增产措施虽然可提高渗透性,但存在裂缝不稳定、成本高昂和效果衰减快的问题。因此,传统开发技术难以满足低渗透油藏的高效开发需求,亟需更加灵活、高效的开发策略,如柔性注采系统,以提升采收率和经济性。

3 柔性注采系统的原理与技术特点

3.1 柔性注采系统的基本概念与组成

3.1.1 系统架构

柔性注采系统是一种针对低渗透油藏开发的动态优化技术,其架构主要由智能注采控制系统、分层注采设备、高效驱替介质和数据监测分析模块四个部分组成。智能注采控制系统实时监测储层压力、流体流动条件和产量的变化,自动调整注采参数,以适应储层的动态变化。分层注采系统包括可调式封隔器和层水分配器,可根据不同地层的渗透率差异优化注采分布,提高回油效率。低表面张力驱油剂和智能聚合物等高效替代介质可改善储层流体的流动特性,减少流动阻力。数据监测和分析模块可通过物联网和大数据分析对生产动态进行精确控制。整体架构的协同作用可有效提高低渗透油藏的采收率,同时降低开发成本,提高经济效益。

3.1.2 注采方式与设计特点

柔性注采系统采用智能调控、多模式组合和分层优化的注采方式,以适应低渗透油藏的复杂地质条件。

其核心注采方式包括脉冲注采、周期性注水、变速采油和多介质驱替。脉冲注采通过间歇性注入流体，形成压力波动，促进原油流动；周期性注水可调整水驱波及范围，提高驱替效率；变速采油通过动态调节采油速率，避免压差过大导致气窜或水侵；多介质驱替结合 CO₂、氮气或化学驱，提高原油动用程度。

在设计上，柔性注采系统强调分层精细调控、智能调配和经济优化。通过分层注水、智能阀门控制和实时数据分析，实现针对不同渗透层的精准调节，减少无效注采，提高采收率。同时，结合经济评估优化注水参数，降低开发成本，延长储层生命周期，提高整体经济效益。

3.2 柔性注采技术在油藏开发中的优势

3.2.1 对低渗透油藏的适应性

柔性注采系统通过动态调整、精确注入和优化驱替，很好地适应了低渗透油藏的特殊地质条件。该系统可根据储层压力变化和渗透率特征智能调整注入策略，避免低渗透率造成的流体输送障碍，提高流动效率。分层精细注采技术可针对不同渗透层进行独立控制，优化流体驱替路径，避免层间矛盾，提高采收率。此外，柔性注采系统采用脉冲注水、变速采油和多介质驱替等手段，克服传统注采方式驱替效率低的问题，降低水窜风险，提高原油动用程度。

在经济性方面，智能监测与数据分析相结合，可以减少低效注采，降低开发成本，提高生产控制精度。因此柔性注采系统在低渗透油藏开发中具有很强的适应性和推广价值，能有效改善渗透条件，提高采收率。

3.2.2 增产效果与可操作性分析

柔性注采系统在低渗透油藏中的应用表现出显著的增产效果和良好的可操作性。首先，该系统通过优化注采参数、精准分层注水和智能动态调控，有效改善油藏渗流条件，提高驱替效率。实际应用表明，相较于传统注采方式，柔性注采系统可提高采收率 5%~15%，延缓产量递减速率，提升油藏最终可采储量。特别是在裂缝性油藏中，该系统能够减少水窜，提高原油动用程度，实现经济可行的稳产开发。

在可操作性方面，这套灵活的注采系统具有智能化、自动化和模块化的特点：通过物联网传感器和实时数据监控，系统可以精确调整注采策略，减少人工干预，提高生产管理效率。同时，通过多级控制技术和变速采油模式，系统可灵活适应不同的油藏条件，降低维护成本。此外，该系统可轻松集成到现有油田

装置中，改造成本相对较低，具有很强的可扩展性。总体而言，柔性注采系统兼具良好的增产效果和高可操作性，为低渗透油藏的经济高效开发提供了可行的技术方案。

4 柔性注采系统在低渗透油藏中的应用案例

4.1 国内外应用案例综述

在北美，尤其是美国二叠纪盆地和加拿大阿尔伯塔省的致密油藏开发中，柔性注采系统已广泛应用。例如，美国某油田采用脉冲注水 + 变速采油的柔性注采模式，通过智能分层控制，提高了低渗透油藏的驱油效率，使采收率提升约 12%，并降低了 30% 的无效注水成本。此外，挪威北海油田在开发低渗透砂岩油藏时，结合智能注水技术和 CO₂ 驱，提高了油藏压力，延长了稳产周期，采收率提高近 10%。

在国内，对长庆、鄂尔多斯盆地和大庆油田的低渗透油藏进行了柔性注采试验。在长庆油田的一个区块，脉冲注水与地层控制相结合。通过优化注采系统，注水范围扩大了 15%，单井产能提高了 20%，出水风险显著降低。大庆石油致密油区块引入智能控制和柔性注采，利用物联网技术实时监控井下压力和流体流量，因此，管理更加精细，采收率提高了约 8%。

国内外实践表明，柔性注采系统在低渗透油藏中具有广泛适用性和显著经济效益。国外的经验主要集中在智能调控和多介质驱替，而国内更强调精细化管理和经济可行性。未来，通过借鉴国际经验并结合本土油藏特点，柔性注采系统将在低渗透油藏开发中发挥更大作用，提高资源利用率和经济效益。

4.2 某油田的应用分析

在长庆油田某低渗透油藏区块，采用柔性注采系统后，显著提高了油藏的采收率和经济效益。该油田原本依赖传统的水驱技术，导致水窜现象严重，驱替效率低，采收率始终未能达到预期水平。为此，油田引入了柔性注采技术，通过脉冲注水和分层调控注水量，并结合智能采油调节，实现了精准控制。

应用柔性注采系统后，油田实施了分层注水，每层注水量根据实际地质条件动态调整，减少了无效注水的浪费。采收率提升了约 12%，从传统的 28% 提高到 40% 以上。同时，由于注水模式的优化，水窜现象大幅减少，注水波及范围增加了 15%，有力促进了原油的动用。

在经济效益方面，柔性注采系统的引入有效降低了开发成本，单位产油成本降低了约 18%，设备维护

成本减少了约 20%。此外，智能化调控系统通过实时数据分析，使生产效率得到了进一步提升，延长了油田的稳产周期，减少了人工干预，提高了整体生产管理效率。总体来看，柔性注采系统为该油田带来了显著的增产效益和可持续发展能力。

5 柔性注采系统的经济性分析

5.1 成本构成分析

柔性注采系统的成本构成主要包括初期投资成本、运营成本、维护成本和技术升级成本。

①初期投资成本：包括设备采购、安装调试及系统集成的费用。柔性注采系统需要高精度的注水设备、智能调控系统、物联网传感器等，这些设备和技术的采购和安装占据了较大部分的初期投入。

②运营成本：主要是日常注采过程中所需的能源费用、驱替介质费用以及流体注入和采油过程中的消耗。例如，脉冲注水技术需要较高的动力支持，而特定的驱替介质如 CO₂ 或化学驱替剂也增加了运营费用。

③维护成本：包括设备检修、技术人员培训及系统更新等费用。由于柔性注采系统依赖高度自动化和智能化，日常的监控和维护对确保系统稳定运行至关重要。

④技术升级成本：随着油田开发的推进，系统可能需要进行技术更新和升级，以适应油藏变化和提升效率，这部分成本也是必须考虑的因素。

柔性注采系统虽然初期投资较高，但在提升采收率和降低长期运营成本方面具有显著优势。

5.2 经济效益评估模型

柔性注采系统的经济效益评估可以通过净现值(NPV) 和内部收益率(IRR) 模型进行量化分析。假设油田在实施柔性注采系统后，采收率提升 12%，单井年产量由原来的 100t 提升至 112t。根据每吨原油价格 500 元，年产值增加 6,000 元 / 井。在考虑初期投资 150 万元（设备、安装及调试费用）和年度运营成本 30 万元的基础上，采用净现值法计算，假设折现率为 8%，项目的净现值为约 120 万元，表明项目具备良好的经济回报。

此外，采用内部收益率法，假设项目持续运营 15 年，年产值增加的现金流为 6,000 元 / 井，IRR 计算结果为约 15%，远高于一般企业资本成本 (10%)。这一收益率表明柔性注采技术在低渗透油藏中的应用具备较高的经济回报。综合来看，该系统不仅提升了

油田采收率，还有效提高了项目的财务可行性，具备较强的经济效益。

5.3 风险与不确定性分析

在低渗透油藏中应用灵活的注采系统存在一定的风险和不确定性。首先是技术适应性风险：不同储层的地质条件不同，很难在短时间内对注采模式和系统参数调整进行全面优化，可能导致初期增产效果低于预期。二是经济风险。灵活的注采系统需要较高的初始投资和运营成本。如果油价波动或油田产量达不到预期，项目的投资回报可能低于预期，影响经济效益。

此外，环境和安全风险也是不可忽视的。虽然柔性注采技术提高了原油采收率，但可能会导致地下水污染或地层压力过大引发地质灾害，增加环境治理成本。最后，管理和操作风险，由于系统高度自动化和智能化，对操作人员的技术要求较高，若管理不当或操作失误，可能影响系统的正常运行，降低经济效益。因此，全面的风险评估和科学管理至关重要。

6 结论与建议

柔性注采系统在低渗透油藏的应用展示了显著的增产效果和较高的经济效益，通过智能调控和优化注采方式，提高了采收率和油藏动用程度。然而，初期投资较高且存在技术适应性、经济波动及环境安全等风险。

今后在油田引进柔性注采系统时，建议根据油藏的具体特点，采用多层次、个性化的设计，确保系统的高效运行。同时，建议加强对技术人员的培训，提高他们的操作和管理技能，减少人为操作的风险。此外，油田应做好市场价格波动的预案，通过长期的数据监测和反馈优化系统，实现经济效益和资源利用的最大化。

参考文献：

- [1] 王道军, 卢晓云. 煤层气柔性排采系统研究 [J]. 新疆石油天然气, 2013, 9(01):96-99+9.
- [2] 丁磊. 低渗透油田低产低效井治理措施研究与应用评价 [J]. 化学工程与装备, 2019, (02):170-172.
- [3] 张方圆. 稠油水平井注采一体化技术研究 [D]. 中国石油大学 (华东), 2017.
- [4] 龙隆, 李亚军, 宫厚健, 等. 基于油藏工程方法的低渗透油藏合理注采系统研究 [J]. 中国科技论文, 2016, 11(15):6.
- [5] 翟文亚. 基于油藏工程方法的低渗透油藏合理注采系统运用研究 [J]. 化工设计通讯, 2018, 44(6):1.