

热复合吞吐在稠油区块的应用与经济效益分析

赵益忠 刘腾飞 张安 李晓 李文政 (中国石化胜利油田分公司石油开发中心有限公司, 山东 东营 257000)

摘要: 稠油主要以蒸汽吞吐开发为主, 但多轮次吞吐后逐渐出现地层能量降低、平面、层间动用不均衡等问题。针对该问题, 提出了补充地层能量、扩大蒸汽波及体积等治理对策, 既可作用于近井地带又可以作用于油层深部, 补充地层能量。在现场实施后, 阶段油比提高 0.13, 平均投入产出比 1:1.48, 具有较高的经济效益。热复合化学技术的成功应用为其他低效稠油区块的稳产、增产提供技术支撑。

关键词: 热复合吞吐; 补充地层能量; 扩波及; 经济效益

中图分类号: TE345 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 036-0085-03

Application and Economic Benefit Analysis of Thermal Huff and Puff in Heavy Oil Blocks

Zhaoyizhong, Liutengfei, Zhangan, Lixiao, Liwenzheng (Sinopec Shengli Oilfield Branch Petroleum Development Center Co., Ltd., Dongying Shandong 257000, China)

Abstract: The primary method for developing heavy oil is steam huff and puff. However, after multiple cycles, issues such as declining reservoir energy and imbalanced areal and interlayer production gradually emerge. To address these challenges, treatment strategies such as supplementing reservoir energy and expanding the steam swept volume have been proposed. These measures can act both in the near-wellbore zone and in the deeper parts of the reservoir to replenish formation energy. After field implementation, the oil-gas ratio increased by 0.13 in stages, with an average input-output ratio of 1:1.48, demonstrating high economic benefits. The successful application of thermal composite chemical technology provides technical support for stabilizing and increasing production in other inefficient heavy oil blocks.

Keywords: Thermal Composite Huff and Puff; Supplementing Reservoir Energy; Swept Volume Expansion; Economic Benefits

公司稠油区块多且均采用蒸汽吞吐的方式进行开发, 部分区块吞吐轮次平均达 15 周期以上, 出现了地层能量低、供液能力差、井间剩余油富集等问题。为此, 结合公司稠油油藏特点, 提出了热复合蒸汽吞吐强化采油技术。热复合吞吐是以化学剂或气体为添加剂并随蒸汽注入地层, 利用热 + 化学的共同作用, 达到增加地层能量、扩大蒸汽波及体积的目的。该技术已在公司多个稠油区块展开大规模应用, 具有较高的经济效益。

1 区块及生产概况

区块含油面积 5.27km², 地质储量 730.7 × 10⁴ 万 t。构造形态是由南东向北西倾没的鼻状构造, 地层倾向 4-5°, 油藏顶面埋深 970-1210m。原油粘度 1000 ~ 26000MPa · s, 属于普通 - 特稠油油藏。

开发初期区块平均日油 5t, 生产 9-10 周期后日油递减至 3t。2014 年后热复合措施在该区块逐渐加大应用, 递减明显减缓。

目前, 区块主要存在以下问题:

①地层能量低: 该区块是具有弱边水的普通稠油油藏, 无有效能量供应, 原始地层压力 10-11MPa, 由于长期吞吐开发, 目前压力降至 4MPa, 且在持续

下降, 地层能量不足、漏失严重, 部分井日液长期保持在 5m³。

②有效蒸汽腔扩展难: 该区块油井平均生产周期 14, 单井累油 1.5-2.5 万 t, 近井地带采出程度高, 井间剩余油富集。

2 工艺措施及原理

2.1 氮气增能

氮气与蒸汽混注可以局部提高地层压力, 补充地层能量。氮气进入地层后膨胀, 能扩大蒸汽加热半径, 增加蒸汽波及体积, 同时增加原油附加的弹性气驱能量。另外, 原油中溶解的部分氮气能够改善原油的渗流能力, 呈游离状态的氮气形成弹性驱, 增加驱动能, 因此形成了氮气辅助增能 + 蒸汽热复合吞吐工艺。

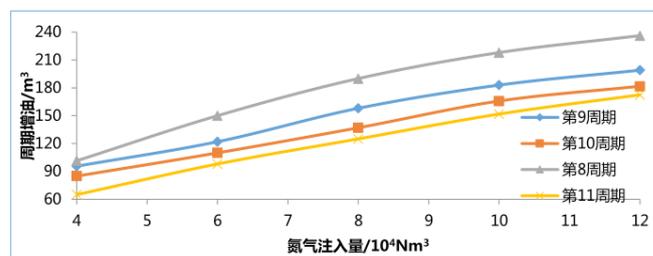


图 1 氮气注入量优化在区块的应用过程中不断对氮气注入量进行优



图 3 区块历年地层压力变化

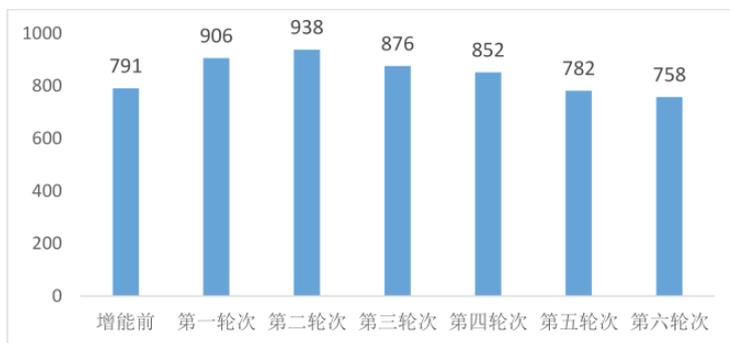


图 4 氮气增能周期产油变化

化,从图 1 可以看出,随着氮气量的逐渐增加周期增油量显著增加,最优效果在初始的 1-2 周期,后续随着应用轮次的增加效果逐渐变差。此外,对氮气应用量进行优化,优化氮气最高注入量为 8-10 万标方。

2.2 高干度复合气

高干度复合气发生器燃烧柴油产生的热量将蒸汽进一步加热,将蒸汽干度由 80% 提升至 95% 以上,同时产生的烟气混合注入地层。其主要成分包括 72% 的氮气、12% 的二氧化碳及氮氧化物、一氧化碳等气体,同时可提供 43KJ 热量。

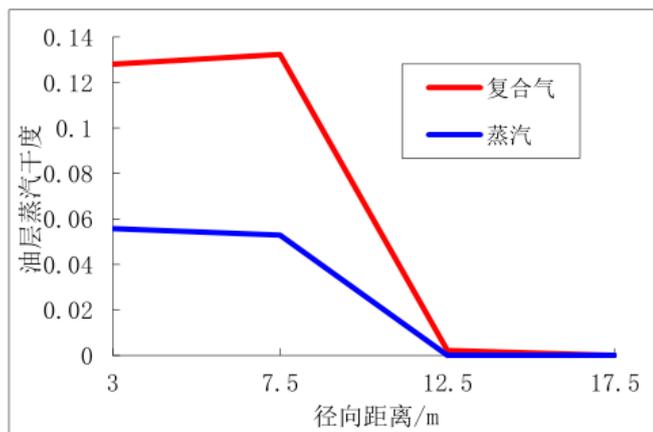


图 2 油层径向蒸汽干度对比

通过模拟研究探究高度复合气增能扩波及的效果。从图 2 中可以看出应用高干度复合气后,油层干度显著提高且随着油层径向距离的增加高干度复合气干度显著高于蒸汽干度;随着注入时间增加,蒸汽腔

显著增大,且高干度复合气显著高于蒸汽;通过模拟结果可以发现高干度复合气具有显著的增能、扩波及、提干度的作用。

进一步模拟研究复合气用量与周期增油的关系。可以发现随着采出程度的提高,周期增油减少;随着复合气用量的增加,周期增油量增加。当复合气量在 15 万时继续增加复合气用量周期效益逐渐趋于平稳,通过优化复合气强度为 15000-25000m³/m;注蒸汽强度 150-170t/m。

3 矿场应用及效果

氮气增能:

区块从 2014 年开始进行氮气+蒸汽等复合转周措施,平均单井氮气用量 7 万标方。该阶段区块日油稳定无下降趋势,稳定在 3t 左右,油气比提高 0.13,开发态势稳定。且从图 3 可以看到随着氮气的使用地层压力下降趋势减缓,平均压力 4.2MPa,较未增能之前压力升高 0.2MPa。应用 5-6 轮次后地层压力出现下降趋势,且从图 4 中也可看出应用至 5-6 轮次后周期产油量逐渐下降至增能前水平。

为进一步补充地层能量充分动用井间剩余油,2019 年开展应用高干度复合气技术。

从图 5 的应用效果看,应用高干度复合气后周期产油量显著增加,且应用 6 个周期后仍有效。

4 经济效益分析

稠油热采的成本主要来源于注汽费、作业费、技术服务费和操作成本等。其中,注汽费(如蒸汽产生

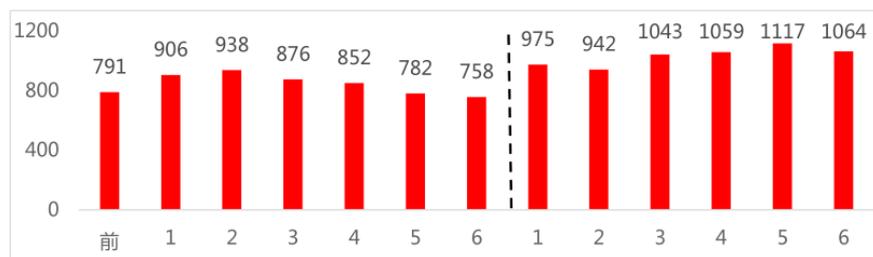


图5 高干度复合气周期增油变化

与注入)、作业费和部分操作成本相对固定,而技术服务费则具有较强的弹性,它根据不同井况、所选措施类型及药剂、气体等材料的用量而定。热复合措施,即在常规周期性热采(如蒸汽吞吐转周)基础上,叠加注入化学药剂、气体(如氮气、高干度复合气),最终提高原油产量和采收率。然而,这些强化措施也直接导致了单井措施成本的增加。

投入与产出的关系是衡量技术经济效益的核心指标。本文采用“投入产出比”作为主要评价指标,其计算公式为:(增油量×原油油价)/措施成本。基准原油价格为2000元/t,氮气价格为1.33元/方,高干度复合气价格为2.88元/方,注汽费350元/t,作业费20万元/井。

4.1 氮气增能技术

2014年区块逐渐开始应用氮气增能技术,目前已累计应用超2000井次,并通过应用效果逐渐增加氮气用量,根据区块目前实施情况,计算平均单井氮气用量为6-8万标方,由此带来的单井措施费用增加额为8-10万元。实施该措施后,单井平均产油量为800t。按油价2000元/t计算,平均单井净收入为160万元。根据投入产出比公式,稠油井措施成本为注汽费+作业费+措施费,同时根据区块情况单井措施成本平均为110万元,计算氮气增能投入产出比为1:1.4。

4.2 高干度复合气技术

相较于氮气增能技术,高干度复合气技术应用较晚,但其具有更高的热容、更好的传热特性及更多的气体组分,能更大范围的加热油层、降低原油粘度并改善生产效果。截止目前高干度复合气应用超200井次,累计增油可达5万余t,单井平均增油达200t,单井平均复合气用量为13万标方,单井增加措施成本费用38万元,成本显著高于氮气增能。从单井产能情况看,应用高干度复合气平均单井产能1000t,单井产值为200万元,单井措施成本128万元,计算投入产出比1:1.56。综合来看优于氮气增能。这表明,尽管高干度复合气技术的单次措施成本更高,但其带来的增油效果和热效率提升更为显著,从而创造了更高的边际效益。

综上所述,在该稠油区块,热复合措施是提升开发效益的有效途径。高干度复合气技术展现出显著的经济优势和推广价值。氮气增能技术作为成熟技术,仍具有一定的应用空间。未来,通过深化地质认识、优化技术参数、加强成本控制和实施精准施策,有望进一步挖掘稠油热采的经济潜力,实现油田的高效、可持续发展。

5 结论及认识

①在该区块不同的开发阶段,形成了氮气增能、高干度复合气增能扩波及等一系列热复合措施,有效保证了开发态势稳定。

②该区块应用热复合化学技术后,阶段油气比、周期采油保持稳定,地层压力下降趋势减缓,注汽压力稳中有升,单元产能保持稳定。

③两种技术均具有较高的经济效益,但随着周期数的增加,气体用量逐渐增大,经济效益下降,需进一步优化工艺技术,提高经济效益。

参考文献:

- [1] 陈民锋,郎兆新,姜汉桥.热力-表面活性剂复合驱油研究[J].西安石油大学学报,2005;20(2):46-53.
- [2] 郭东红,谢慧专,张淑华.表面活性剂在特殊油藏原油开采中的一些应用[J].精细石油化工进展,2006;7(2):5-8.
- [3] 陈晓源.氮气辅助蒸汽吞吐工艺在面120区的应用研究[J].钻采工艺,2004,27(6):53-54.
- [4] 韩红旭,郝爱刚,冀延民,张浩.氮气泡堵调技术在热采水平井开发中的应用——以LF油田馆陶组为例[J].石油地质与工程,2017,31(05):122~124.
- [5] 丁玉峰,方淑贤.超临界二氧化碳流体萃取技术[J].中国药师,2003,6(11):693-695.
- [6] 王成.中深层稠油油藏蒸汽-氮气复合吞吐机理研究[D].中国石油大学(北京),2016.
- [7] 吴非.超稠油CO₂复合吞吐工艺技术研究与应用[J].大庆石油学院,2009.
- [8] 王丽洁,廖耀辉,黄金武,等.单井效益分析在稠油油藏经营管理中的应用[J].特种油气藏,2004,11(002):36-38.