

提高油气田采收率技术协同方法与应用

孙焕泉¹, 杨勇², 方吉超³, 凡哲元³, 吴光焕², 元福卿², 杨元亮², 吴永超³

(1. 中国石油化工集团有限公司, 北京 100728; 2. 中国石化胜利油田分公司, 山东 东营 257000;
3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206)

摘要: 阐述了提高油气采收率技术协同方法的内涵, 研究形成了“3+2”(三次采油和二次采油)协同大幅度提高高含水老油田采收率技术, 提出了“3+2”提高采收率技术政策。建立了多元热复合技术协同大幅度提高稠油采收率方法, 研究提出的提高油气田采收率技术协同方法在矿场应用, 难开采稠油采收率提高了21.9%。多元热复合开发与分支井技术协同应用成功将稠油黏度动用上限扩展到750 000 mPa·s, 储层厚度动用下限突破到1.5 m。提出了下一步技术协同发展方向: 低渗透油藏压驱-注水协同开发、缝洞型油藏气-水-井网协同提高采收率、老油田油藏-井筒-地面一体化开采以及页岩气复合排水采气。

关键词: 分支井; 多元热复合技术; “3+2”技术; 技术协同方法; 提高采收率

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery and its applications

SUN Huanquan¹, YANG Yong², FANG Jichao³, FAN Zheyuan³, WU Guanghuan², YUAN Fuqing²,
YANG Yuanliang², WU Yongchao³

(1. China Petrochemical Corporation, Beijing 100728, China; 2. Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China)

Abstract: This study introduces the connotation of technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery, and proposes the synergy of secondary recovery (water flooding) with tertiary recovery (CO₂ flooding) (also referred to as the synergy of 3+2) to significantly improve the recovery of mature fields with high water cut, as well as corresponding measures taken to facilitate the technological synergy execution. What's more, the synergy of thermal fluids with multiple displacing mediums is also established to substantially improve heavy oil recovery, and is applied in practice, showing a 21.9% increase in the recovery for heavy oils that are typically difficult to extract. Furthermore, the synergy of multi-displacing-mediums compounded thermal flooding with multilateral wells is successfully applied to expand the upper limit of the viscosity for heavy oil recovery to 750,000 mPa·s and reduced the lower limit of the produced reservoir thickness to 1.5 m. Future research on the synergy alternatives for enhancing hydrocarbon recovery should focus on the synergy of hydraulic fracturing-assisted oil displacement with waterflooding for low-permeability reservoirs, the synergy of gas flooding, water flooding, and injection-production well pattern optimization for fractured-vuggy oil reservoirs, the synergy of injection-production ratio optimization, artificial lift and gathering system for mature oilfields, as well as combined drainage gas recovery for shale gas.

Key words: multilateral well, multi-medium compounded thermal flooding, 3+2 synergy, technological synergy, EOR

引用格式: 孙焕泉, 杨勇, 方吉超, 等. 提高油气田采收率技术协同方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 600-608. DOI: 10.11743/ogg20240302.

SUN Huanquan, YANG Yong, FANG Jichao, et al. Technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery and its applications[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 600-608. DOI: 10.11743/ogg20240302.

收稿日期: 2024-02-19; 修回日期: 2024-05-08。

第一作者简介: 孙焕泉(1965—), 男, 博士、教授级高级工程师、中国工程院院士, 油气田开发。E-mail: sunhquan@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(U20B6003)。

老油田是中国石油稳产的“压舱石”,超过70%的石油探明储量和产量均来自高含水老油田,其中特高含水油田(含水率 $\geq 90\%$)动用石油储量 116.4×10^8 t,年产量约占中国全年石油总产量的27.0%,平均采出程度36.9%^[1-3]。中国石化水驱油藏含水率普遍较高,综合含水率达93.1%,而平均采出程度仅22.2%^[4]。这些油田面临着高含水、高采出程度条件下的持续稳产难题。另外,中国超过12.0%的石油探明储量和7.5%的石油产量来自稠油油藏,主要分布在辽河油田、新疆油田、胜利油田和河南油田等^[5]。目前,稠油的开发方式以蒸汽吞吐和蒸汽驱等注蒸汽热采为主,稠油老区大部分进入蒸汽吞吐中后期,油气比持续下降,开发成本逐渐上升,经济效益不断变差,而平均采出程度仅约15%,且稠油热采过程中吨油碳排放量远大于水驱等常规开发方式^[6]。在国家“双碳”目标背景下,传统热采开发方式面临着提质增效和节能减排等多重挑战。限于目前热采技术水平,还有部分薄层特稠油、超稠油至今无法效益动用,稠油高质量增产难度持续加大^[7-8]。

目前,中国的油田开发面临着一些比较突出的问题,比如老油田新井投产效果越来越差、动态井网调整和系统注采平衡越来越困难、薄层高黏稠油无法效益动用等,这些问题严重影响了老油田的整体开发效果,为减缓产量递减带来了极大挑战,也加大了提高采收率的难度^[9-10]。提高采收率是老油田开发永恒的主题,也是油田可持续发展的基础和保障。化学驱和稠油热采技术是中国石化石油稳产的重要支柱,贡献了中国石化约1/4的石油产量,但随着油田开发阶段的不断深入,单一技术已无法满足稳产增产的需求。在单一提高采收率技术持续创新难度越来越大、效果越来越差的情况下,多种技术协同将是老油田可持续稳产的必由之路。

1 技术协同的内涵

技术协同的概念源于经济学,通过技术协同效应,使企业价值增量和效益最大化^[11]。在油气田开发领域,技术协同就是将水驱、化学驱、稠油热采及井网完善等贯穿油田开发始终的主体技术,按一定的逻辑关系协同配合,催生以某一项技术功能为核心的超级技术,实现提高采收率效果的革命性进步,提升油气田开发的质量和水平,其核心是技术创新。现阶段,油藏类型多样、剩余油分布复杂,依靠单项技术进一步提高采收率挑战极大,对工程技术的依赖程度和支撑要求更加苛刻。提高油气田采收率必须进行技术协同创新,本

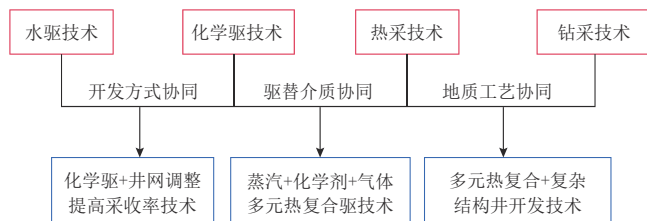


图1 油气田开发技术协同方法与路径

Fig. 1 Technological synergy alternatives for oil and gas field development from different perspectives

文在总结中国老油田开发技术发展的基础上,结合中国石化老油田创新实践,提出了技术协同框架下的3类创新模式(图1):①开发方式协同,在化学驱的基础上进一步完善井网,将三次采油技术与二次采油技术再结合,形成了“3+2”技术;②驱替介质协同,在稠油热采的基础上,发展了热-化学-气体复合开采稠油新方法,创建了多元热复合技术,实现了黏度750 000 mPa·s的稠油有效动用;③地质工艺协同,将多元热复合开发与复杂结构井结合,打成了中国第一口浅薄层短半径稠油热采分支水平井,实现了稠油储层厚度动用下限1.5 m的突破。这3种模式仅是油气田开发领域技术协同的部分典型应用场景,体现了技术的协同性和1+1>2的效果增益,更多的协同模式及创新技术值得进一步探索和应用。

2 “3+2”技术协同大幅度提高高含水老油田采收率

化学驱三次采油技术的室内实验提高采收率普遍高达35%以上^[12-14]。聚合物驱矿场试验提高采收率一般在6%~8%^[15-16],胜利油田无碱二元复合驱提高采收率在10%~15%^[17],大庆油田三元复合驱提高采收率达到了25%左右^[18-19]。这表明,化学驱可以有效驱动岩石孔隙中的剩余油,使得剩余油在一定区域内出现局部富集的现象^[20],但由于实际油藏渗流场复杂,储层非均质性较强,剩余油富集区往往与化学驱油体系波及区域不完全重合,富集剩余油难以有效采出,造成了矿场实施的化学驱提高采收率效果普遍低于室内岩心驱替实验结果。

分析化学驱现场见效特征(图2)可知,通过化学驱洗油驱油作用,在驱油体系累计注入段塞尺寸为0.10~0.15 PV(孔隙体积)时,油井含水率显著下降并形成含水谷底期^[21],剩余油会呈现明显富集现象,大量水驱未波及、未驱替的剩余油被高效采出,随后含水率逐渐上升至化学驱前含水率水平。含水谷底期是化

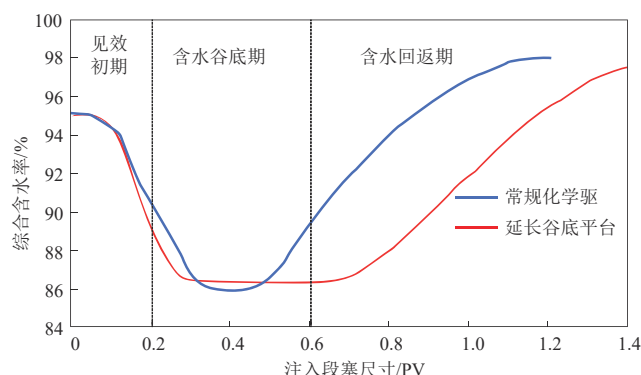


图2 化学驱见效典型特征示意图

Fig. 2 Schematic diagram showing the typical response characteristics of chemical flooding

学驱提高采收率的主要时期,一般持续3~5a,延长含水谷底期是实现大幅度提高采收率的关键。为此,提出化学驱期间实施井网调整与剩余油动态耦合的三次采油与二次采油协同增效大幅度提高采收率技术,即“3+2”提高采收率技术。

2.1 “3+2”技术协同方法

针对传统化学驱井网和驱油体系相对固定、含水谷底期短的问题,将全过程固定驱油流场转变为动态优化驱油系统,主动培育壮大剩余油动态富集“油墙”,变化学驱前一次井网调整为化学驱期间动态井网调整,适时采出规模富集“油墙”(图3)。在化学驱见效初期、含水谷底期和含水回返期全过程优化流场,高效均衡动用剩余油,最大程度延长含水谷底期,实现三次采油和二次采油(“3+2”)协同增效大幅度提高采收率。

“3+2”技术协同主要包括3个方面:①驱油剂与井网(剂-网)协同增效,驱油剂强化井网的控油效果,井网扩大驱油剂的动用范围。物理实验和数值模拟结果表明,剂-网协同增效可比单一化学驱、单一井网调整提高采收率叠加值再提高5%以上^[22]。②剩余油与

井网协同增效,剩余油富集形成“油墙”是井网调整的基础,井网是“油墙”高效采出的条件。化学驱过程中,稳定的注-采关系使得剩余油呈现“分散—聚集—再分散”的动态变化特征。抓住剩余油富集形成“油墙”的中间阶段^[23],构建适配井网改善注-采关系就可以更大幅度提高采收率。③驱油剂与剩余油协同耦合,高效剥离孔隙中剩余油,使驱替前缘均匀推进,形成富集“油墙”,进一步增加了渗流阻力,改善储层动态非均质性,促进驱替相扩大波及^[24]。

2.2 “3+2”提高采收率技术政策

2.2.1 新井位置优化

在保证井网完整的前提下,通过数值模拟与油藏动态分析,明确剩余油富集区域,开展新井井位部署。胜利油田“3+2”先导试验结果分析表明,油井井间进行新井部署最有利(图4)。2022年初,对胜坨油田二区东三段5砂组进行了剩余油分布精细描述,论证了在化学驱基础上进行井网调整的可行性,部署了ST2-1XN130井。该区东三段5砂组主力含油层系为东三5¹—东三5⁴小层,油藏埋深1 610~1 710 m,孔隙度30.0%,平均渗透率1.5 μm^2 ,油层温度70 $^{\circ}\text{C}$,地面原油黏度225~2 661 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。新井投产后生产动态曲线(图5)显示,含水率持续下降,日产油稳定在8.1 t,是同期其他区块加密井效果的2.4倍。水井井间推荐部署先采后注井。

2.2.2 调整井实施时机优化

2023年以来,胜利油田持续探索合理调整井实施时机,先后矿场试验48口“3+2”新井,新井含水率统计(图6)表明,在谷底平台期剩余油富集区打新井效果最好,新投产的31口井平均单井初产11.0 t/d,是水驱调整井的3.9倍,含水率平均降低29.5%,最低降至

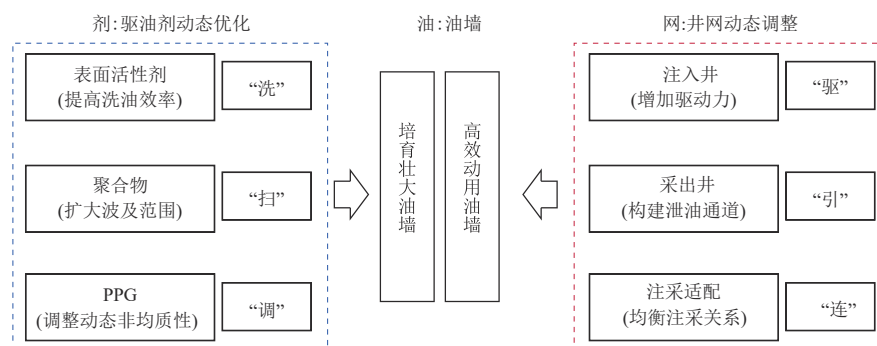


图3 三次采油和二次采油(“3+2”)技术协同示意图

Fig. 3 Schematic diagram showing the synergy of tertiary and secondary recovery (3+2 synergy)

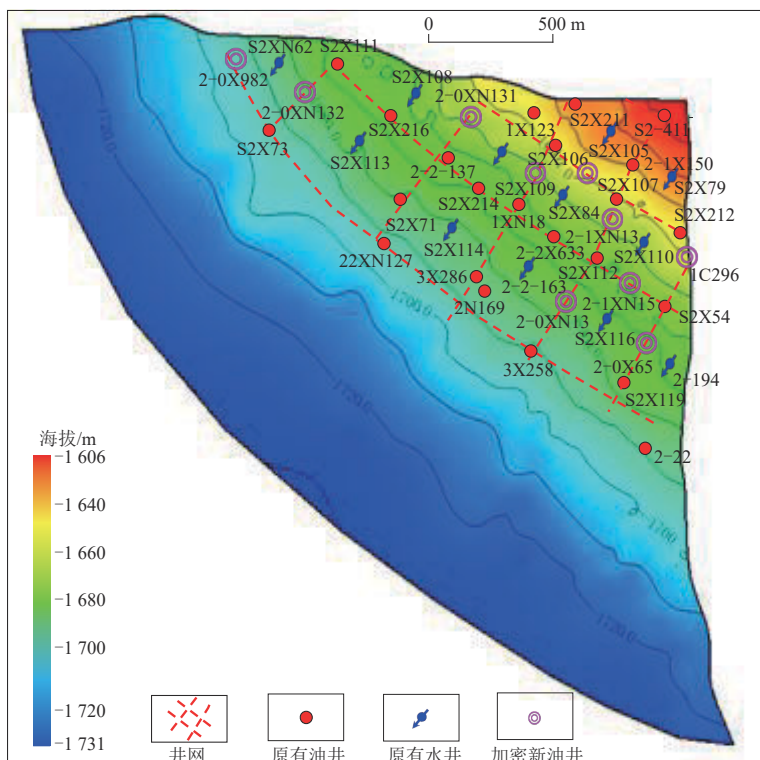
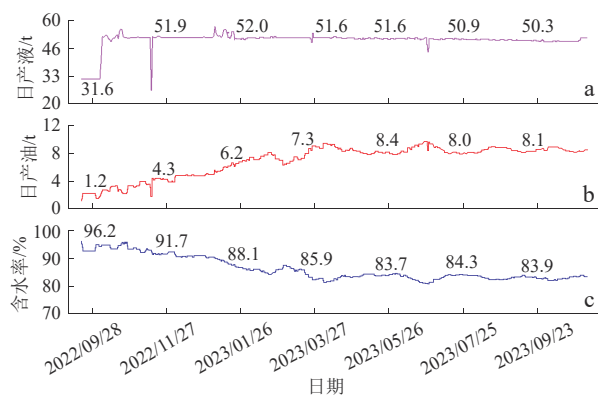
图4 胜坨油田二区东三5¹小层构造井位图Fig. 4 Mapping of wells in the 5¹ sublayer of the third member of the Dongying Formation (Dongsan Member) in block 2 of the Shengtuo oilfield

图5 胜坨油田二区ST2-1XN130井生产动态曲线

Fig. 5 Production performance curve of well ST2-1XN130 in block 2 of the Shengtuo oilfield

a. 日产液生产曲线; b. 日产油生产曲线; c. 含水率生产曲线

42.6%,采收率将再提高7%~9%。见效初期,部署新井的效果较好,新投产的9口井平均单井初产5.7 t/d,平均含水下降16.0%。含水回返期部署新井效果较差,8口井平均含水仅下降4.0%。

2.2.3 注采政策优化

射孔层段优化基于现阶段剩余油饱和度分布,采用测井方法分析刻画剩余油饱和度剖面,确定水淹层

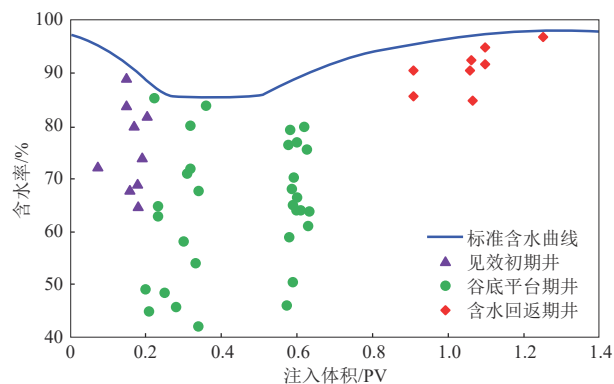


图6 2023年胜利油田“3+2”投产新井所处阶段分布

Fig. 6 Stages of new wells producing under the 3+2 synergy in the Shengli oilfield in 2023

和底水层,避开高含水层段射孔。生产制度优化主要考虑均衡注采,新井投产后含水率大幅度降低,无因次采液指数下降,必须放大生产压差才能保持液量稳定。2022年,依据注采政策进行新井实践,新投油井ST2-1XN15,距离相邻注水井井距70~120 m,避开高注水量东三5²和5³水淹层,投产在饱和度更高的东三5¹层段,投产后初期日产油8.6 t,含水仅59.0%。投产1a后,ST2-1XN15日产液稳定在24 m³,与临近油井保持一致,含水率86.3%,较邻井平均含水率低6.3%。

2.3 “3+2”提高采收率技术应用典型实例

胜坨油田二区东三5区块地质储量 352×10^4 t, 含油面积 2.6 km^2 , 采出程度 37.3%, 平均有效厚度 7.8 m。该区块在 2018 年实施二元复合驱, 综合含水率由 97.7% 降至 90.5%, 进入含水谷底期和化学驱见效高峰期。在剩余油动态变化认识深入的基础上, 实施了“3+2”提高采收率技术, 部署新油井 10 口(图 4), 驱油体系由二元复合驱转为非均相复合驱, 完钻的 6 口新井平均单井初产 11.2 t/d, 是常规加密调整井的 4 倍以上, 与相邻位置老井对比, 新井的含油饱和度上升 9.0%~14.2%, 验证了化学驱过程中剩余油的二次富集。在整个单元采油速度略有上升的情况下, 综合含水率稳中有降, 平均含水率 89.2%, 维持在含水谷底期高效采油阶段的水平, 与试验预期一致(图 7)。通过“3+2”技术协同, 数值模拟预测本区块含水谷底期将由 3a 延长到 8a, 采收率再提高 7.5%, 累计提高 15.6%, 最终采收率将达 60.5%。

2.4 “3+2”提高采收率技术推广潜力

中石化化学驱单元主要分布在胜利油田和河南油田, 2023 年正在实施的化学驱项目共 56 个, 覆盖地质储量 2.6×10^8 t。按“3+2”提高采收率技术进行评价, 在井网完善的条件下, 优化管理模式, 开展精细油藏描述, 预计需钻新井 646 口, 采收率可再提高 7.3%, 可增加可采储量 1940×10^4 t。

3 多元热复合技术协同大幅度提高稠油采收率

中石化稠油油藏具有埋藏深、厚度薄、黏度大和非均质性强等特点, 油藏埋深大多集中在 1 000 ~

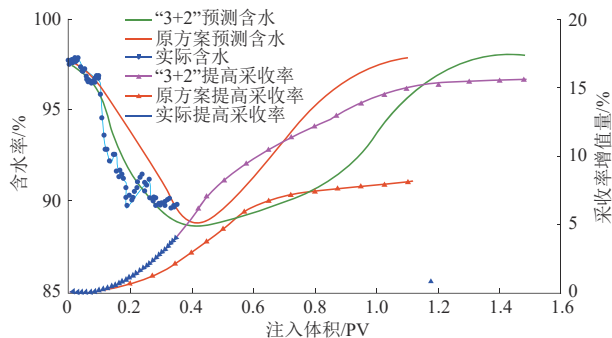


图7 胜坨油田二区东三段5砂组含水率和采收率增量曲线
Fig. 7 Water cut and EOR curves of the 5th sand layer group of the Dongsan Member in block 2 of the Shengtuo oilfield

1 400 m, 有效厚度 6~10 m, 层内渗透率级差 10~25, 导致热蒸汽井底干度小, 热损失大, 蒸汽扩腔难, 驱替不均衡且驱油效率低, 常规单一热采技术难以高效动用稠油, 多元热复合协同技术将是稠油高质量开采的关键^[7]。

3.1 多元热复合技术协同方法

多元热复合协同技术是在热采的过程中引入化学剂和气体等多种驱替介质, 将单一蒸汽热介质转变为多元热复合介质, 通过气-热协同保热强热、热-剂协同接替助驱、气-剂协同均衡热前缘等作用, 有效扩大多元热复合介质波及范围, 强化驱油效率, 大幅度提高采收率, (图 8)。其中, 气体包括氮气、 CO_2 等, 化学剂包括驱油剂、泡沫剂等。

通过气-热协同保热强热作用, 解决多元热复合介质扩腔难的问题。非凝析氮气能够在岩石表面富集形成“微气层”, 降低蒸汽与岩石的热传递, 使更多热量向油层深部传递。氮气蒸汽混合传热实验表明, 当热复合介质在直径 20 mm、长度 600 mm 的岩心驱替时, 氮气辅助蒸汽可提高岩心中后部温度 10~17℃。混入氮气后可降低蒸汽分压, 在等热焓情况下, 蒸汽干度和比容增加, 促进蒸汽腔扩展, 氮气摩尔含量为 0.1 时, 蒸汽腔体积扩大 44%。同时, 氮气的注入可以节省蒸汽, 降本增效。

通过热-剂协同接替助驱作用, 解决热水带驱油效率低的难题。不同温度、不同界面张力驱油剂驱油实验表明, 近井高温区以热力驱油为主。随温度降低, 驱油剂降低界面张力、稠油黏度和油-固界面黏附功等作用逐渐显现, 有效弥补热力作用效果随时间和运移深度增大逐渐变差的弊端, 实现接替驱油, 并防止稠油黏度因温度降低而大幅度反弹。

通过气-剂协同调控热前缘作用, 解决波及不均

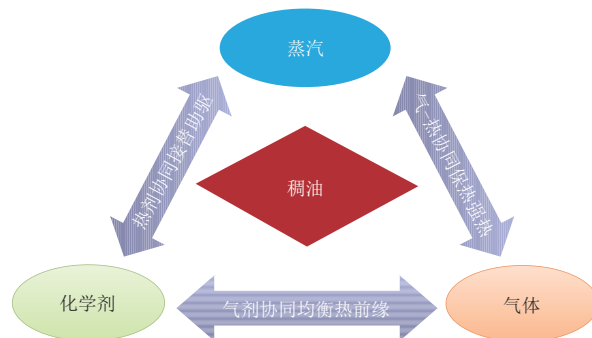


图8 多元热复合技术协同内涵示意图
Fig. 8 Schematic diagram showing the connotation of the synergy of thermal fluids with multiple displacing mediums

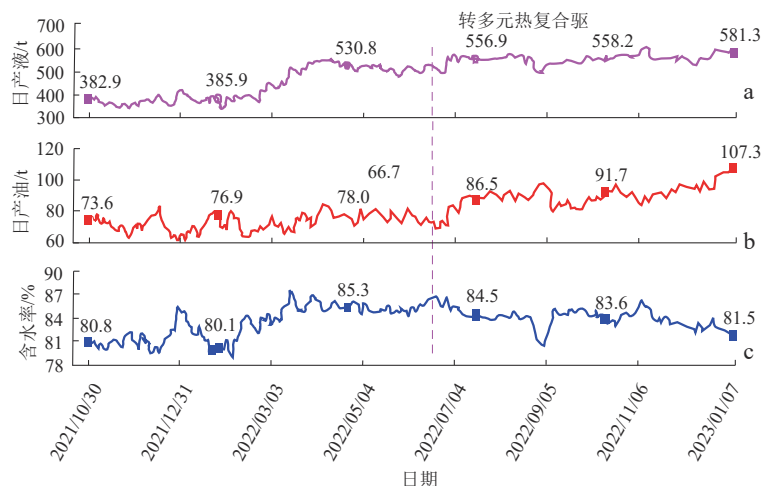


图9 王庄油田郑364块多元热复合驱先导试验生产曲线

Fig. 9 Production curves of pilot tests of multi-displacing-medium compounded thermal flooding in block Zheng-364 of the Wangzhuang oilfield

a. 日产液生产曲线; b. 日产油生产曲线; c. 含水率生产曲线

衡的难题。氮气泡沫辅助蒸汽驱微观实验表明,气体与泡沫剂协同形成的泡沫体系能够暂堵蒸汽渗流优势通道,在一定范围内迫使蒸汽转向,扩大蒸汽波及范围。泡沫体系具有较好的选择性调控能力,其体系稳定性与气/液体积比密切相关,当气/液比在1~3时,泡沫体系阻力因子大,均衡热前缘作用能力较强。在实际地层中,由于近井附近蒸汽的存在,气/液比过高,泡沫体系不产生附加阻力、易于注入。当泡沫体系进入热前缘附近时,热蒸汽冷凝为热水,气/液比逐渐降低到泡沫体系稳定作用区间,能够充分发挥泡沫的封窜调控能力,实现选择性封堵,促使蒸汽腔均衡发育,蒸汽腔体积可扩大35%。

3.2 多元热复合技术协同提高采收率典型实例

2022年,王庄油田郑364块4个井组开展多元热复合驱先导试验,油藏埋深1200 m,原油黏度5000 mPa·s(50℃),平均油层厚度8.3 m,渗透率级差23,非均质性较强。针对埋藏深、厚度薄和非均质性强等特点,构建了“蒸汽+泡沫体系+驱油剂”的多元热复合体系,设计了泡沫剂与驱油剂交替间歇注入方式,试验井组注入多元热复合体系5个月开始见效(图9),日产油提高60%,采收率突破55.0%,平衡油价降至39.8美元/bbl。这表明,多元热复合协同驱油是稠油提高采收率技术重要的发展方向。

3.3 多元热复合开发与分支井技术协同提高难采稠油储量动用率实践

采用多元热复合与分支井技术协同是目前解决高

黏难动、未动用稠油开采的一种有效方法。长期以来,稠油黏度大于500 000 mPa·s、储层厚度小于6 m的稠油油藏一直没有成熟有效的效益开采手段^[25]。例如,中国石化新春油田等薄差层稠油区块,常规蒸汽吞吐周期产量普遍低于100 t,长期无法效益动用。笔者提出了多元热复合开发与分支井技术协同开采薄差层超稠油方法,利用分支复杂结构井强化多元热复合作用范围,提高热动用体积。油藏数值模拟表明,该协同技术具有更大的注汽面积和泄油面积,可以改善非均质薄差层动用面积,单分支可新增动用面积18.7%。2022年,春风油田排634区块试验了中国第一口浅薄层短半径稠油热采分支水平井与多元热复合开发协同技术。排634区块为构造-岩性超/特超稠油油藏,埋深165~185 m,有效厚度1.5~6.0 m,孔隙度32.2%,渗透率1.96 μm^2 ,地层温度下脱气原油黏度75 000~750 000 mPa·s。为扩大动用面积、提高单控储量,在油层薄(厚度1.5~3.0 m)、隔夹层多、原油黏度高的

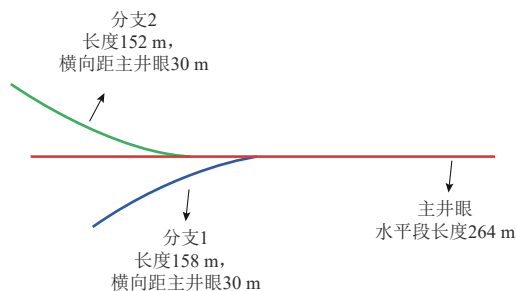


图10 春风油田排634-支平46井分支结构示意图

Fig. 10 Diagram showing the borehole structure of multilateral well Zhiping 46 in block Pai-634 of the Chunfeng oilfield

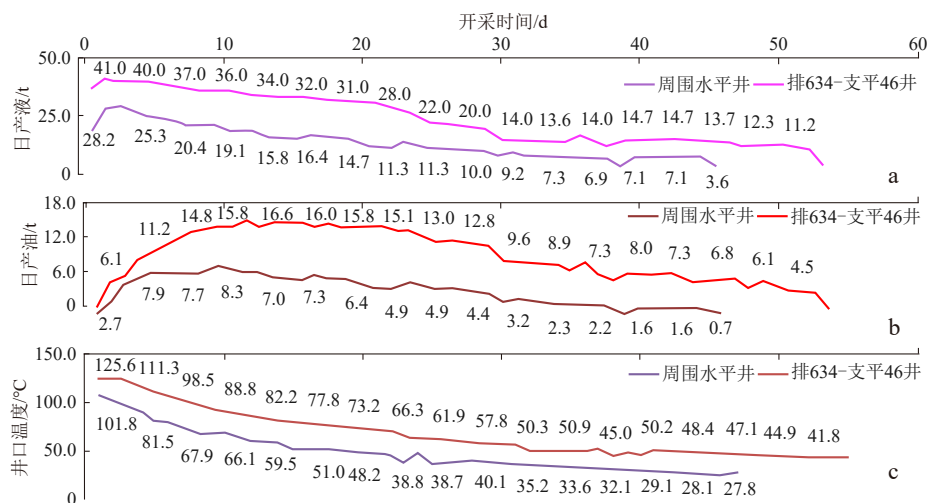


图11 春风油田排634-支平46与邻井生产曲线对比

Fig. 11 Comparison of production curves between multilateral well Zhiping 46 and its neighboring horizontal wells in block

Pai-634 of the Chunfeng oilfield

a. 日产液曲线; b. 日产油曲线; c. 井口温度曲线

边角难采稠油储层试验了分支水平井排634-支平46井(图10)。工艺上克服了软地层、强造斜定向轨迹控制难度大等问题,造斜率由 $6.00^{\circ}/(30\text{ m})$ 提升至 $12.58^{\circ}/(30\text{ m})$,采用小狗腿轨道穿水层后平稳入靶,主井眼水平段长度228 m,2个分支长度分别为158 m和152 m,与主井眼横向最大间距30 m。在分支井中采用多元热复合开采后,周期平均日产油量提高了1倍(图11)。对比常规水平井,第一周期累计产油量提高了1.8倍,即收回了分支井钻完井的增量投资,目前正进行第三周期生产,日产油13.9 t,累计产油2 496 t。该井采用2分支技术提高储量动用率27.1%,成功将难采稠油储层厚度动用下限突破到1.5 m。

目前,春风油田先后实施了2分支到4分支水平井6口,平均周期产量提高2.5倍,油/汽比达到0.35,动用黏度上限由小于500 000 mPa·s扩展到750 000 mPa·s,春风稠油可新增动用储量超千万吨,实现了热复合体系与复杂结构井协同技术的突破和浅薄层高黏稠油的有效动用。

3.4 稠油多元热复合协同开发技术推广潜力

结合稠油多元热复合协同开发技术的特点与中国石化稠油分布特征,筛选了适于多元热复合协同开发技术应用的潜力区块,主要包括胜利新春油田、陈家庄油田、罗家油田及江汉八面河油田等,在协同方式上分为吞吐加复杂结构井协同和多元热复合驱协同,两种协同技术共计可推广潜力 $2.66 \times 10^8\text{ t}$ 储量,可增加可采储量 $4\,983 \times 10^4\text{ t}$ 。

4 油气田开发技术协同发展方向

技术协同是老油田和复杂苛刻条件油藏可持续稳产的重要保障。老油田依然有2/3剩余油赋存地下,传统单一稳产增产技术无法支撑可持续发展,必须借助技术协同优势大幅度提高采收率。科学评价老油田储量动用状况,找准技术协同潜力方法,用非常规的思维来指导老油田深度开发。化学驱和多元热复合技术是技术协同的典型代表,但绝不是仅局限在这两个方面,还可以进一步探索拓展。

4.1 低渗透油藏压驱-注水协同开发

将水驱和压裂有机结合,利用压驱大排量高压造缝能力,打造高压驱动微缝网体系,后续注水持续补能、增注、建驱和扩波及,切实提高低渗透油藏储量动用率和采收率,实现低渗透油藏的有效开发。另外,压驱和CCUS协同也是未来的重要方向,特别对于低渗透水驱敏感油藏。压驱可以形成复杂缝网,改善储层,胜坨油田3-10XN18井压驱注水排量由0.7 L/min升至1.5 m³/min时,缝网面积增大5.6倍。压驱后转常规注水,吸水能力明显提升,统计一般低渗透、超低渗透和特低渗透注水井共计135口,低渗油藏吸水能力可提高2.8~6.0倍。

4.2 缝洞型油藏气-水-井网协同提高采收率

缝洞型油藏在注气开采过程中,剩余油也有类似

化学驱中再富集的现象,气驱、水驱与井网结合将成为提高采收率技术发展的重要方向。塔河油田缝洞型油藏已经形成高注低采、缝注洞采、边注核采的空间立体井网构建方法,气-水交替协同实现剩余油由分散到富集,叠加注采井调整大幅度提高采收率。2022年底,新投产注采调整井TH10449X和TH10447获无水高产,单元采收率由17.8%提升至22.4%。同时与一井多支、一井多靶等复杂井型进一步协同,将注气补能、驱油与分支井协同大幅度提高采收率,塔河油田可推广单元68个,覆盖地质储量 4×10^8 t,可增加可采储量 $(800 \sim 1\,200) \times 10^4$ t。

4.3 老油田油藏-井筒-地面一体化协同开采

树立“油藏优先、井筒优化、地面配套”一体化协同开采理念,开展油气藏开发全过程的一体化模拟、节点分析、诊断和优化调整,结合信息化分析手段,通过实施油藏注采结构优化、管杆泵举升工艺优化、高效分水技术推广、集输处理工艺调整等措施,促进注一采一输全过程匹配和合理运行,形成“油藏-井筒-地面”一体化协同增产增效模式,实现节能降耗高质量开采。

4.4 页岩气井复合排水采气工艺技术协同

页岩气水平井A和B靶点间高程差超过100 m、甚至达400 m,井筒积水已经成为制约天然气开采的关键问题。随着天然气持续开采,井底压力不断降低,井筒积液增加,水平段积液造成压降损失超过5 MPa,以涪陵页岩气田为例,影响气井产能 600×10^4 m³/口。在生产实践中先后形成了优选管柱排采、化学排采、气举排采、机械排采等排水采气工艺,但单一排采技术已无法满足现在低压气井排液需求,已探索提出了复合排水采气工艺技术协同发展方向。涪陵页岩气田已陆续开展矿场试验,应用多工艺协同复合排采技术已解决620口井水淹积液问题,释放产能 37.2×10^8 m³,气井生产时率提高5.5%。

5 结论

1) 多种技术协同将是老油田可持续稳产的必由之路,在油气田开发领域明确了技术协同方法的内涵,并结合油气田开发的主体技术,提出了开发方式协同、驱替介质协同和地质工艺协同等3类技术协同方法。

2) 创建了“3+2”技术协同大幅度提高高含水老油田采收率方法,明确了“3+2”提高采收率技术政策,中国石化可推广潜力地质储量 2.6×10^8 t,可增加

可采储量 $1\,940 \times 10^4$ t。

3) 建立了多元热复合技术协同大幅度提高稠油油藏采收率方法,矿场实践证明多元热复合开发与分支井技术协同进一步提高了难采稠油储量动用率,成功将稠油动用黏度上限由500 000 mPa·s扩展到750 000 mPa·s,将储层厚度动用下限由6.0 m突破到1.5 m,可推广潜力 2.66×10^8 t储量,可增加可采储量 $4\,983 \times 10^4$ t。

4) 提出了低渗透油藏压驱-注水协同开发、缝洞型油藏气-水-井网协同提高采收率、老油田油藏-井筒-地面一体化开采以及页岩气井复合排水采气等技术协同发展方向。

参 考 文 献

- [1] 韩大匡. 中国油气田开发现状、面临的挑战和技术发展方向[J]. 中国工程科学, 2010, 12(5): 51-57.
HAN Dakuang. Status and challenges for oil and gas field development in China and directions for the development of corresponding technologies [J]. Strategic Study of CAE, 2010, 12(5): 51-57.
- [2] 袁士义, 王强. 中国油田开发主体技术新进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 657-668.
YUAN Shiyi, WANG Qiang. New progress and prospect of oilfields development technologies in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 657-668.
- [3] 王广昀, 王凤兰, 赵波, 等. 大庆油田公司勘探开发形势与发展战略[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(1): 55-73.
WANG Guangyun, WANG Fenglan, ZHAO Bo, et al. Exploration and development situation and development strategy of Daqing Oilfield Company [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(1): 55-73.
- [4] 张莉. 中国石化东部老油田提高采收率技术进展及攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 717-723.
ZHANG Li. Progress and research direction of EOR technology in eastern mature oilfields of Sinopec [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 717-723.
- [5] 蒋琪, 游红娟, 潘竞军, 等. 稠油开采技术现状与发展方向初步探讨[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 30-39.
JIANG Qi, YOU Hongjuan, PAN Jingjun, et al. Preliminary discussion on current status and development direction of heavy oil recovery technologies [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 30-39.
- [6] 关文龙, 蒋有伟, 郭二鹏, 等. “双碳”目标背景下的稠油开发对策[J]. 石油学报, 2023, 44(5): 826-840.
GUAN Wenlong, JIANG Youwei, GUO Erpeng, et al. Heavy oil development strategy under the “Carbon Peaking and Carbon Neutrality” target [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(5): 826-840.
- [7] 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.
SUN Huanquan, LIU Huiqing, WANG Haitao, et al. Development

- technology and direction of thermal recovery of heavy oil in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(11): 1664–1674.
- [8] 贾承造. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. *石油学报*, 2020, 41(12): 1445–1464.
- JIA Chengzao. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1445–1464.
- [9] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 提高采收率技术创新支撑我国原油产量长期稳产[J]. *石油科技论坛*, 2021, 40(3): 24–32.
- YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. EOR technological innovation keeps China's crude oil production stable on long-term basis [J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2021, 40(3): 24–32.
- [10] 孙焕泉, 杨勇, 王海涛, 等. 特高含水油藏剩余油分布特征与提高采收率新技术[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(5): 90–102.
- SUN Huanquan, YANG Yong, WANG Haitao, et al. Distribution characteristics of remaining oil in extra-high water cut reservoirs and new technologies for enhancing oil recovery [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(5): 90–102.
- [11] 聂祖荣. 经理人控制权收益研究——战略并购中的经理人控制权收益及其损失补偿[M]. 北京: 经济管理出版社, 2005.
- NIE Zurong. Research on the Benefits of Manager Control Rights—the Benefits and Compensation for Losses of Manager Control Rights in Strategic Mergers and Acquisitions [M]. Beijing: Economic Management Press, 2005.
- [12] 徐晖, 秦积舜, 王家禄, 等. 聚合物驱宏观渗流机理的三维油藏物理模拟研究[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(3): 369–373.
- XU Hui, QIN Jishun, WANG Jialu, et al. 3-D physical modeling on macroscopic fluid flow mechanism of enhanced oil recovery by polymer flooding [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(3): 369–373.
- [13] PASHAPOURYEGANEH F, ZARGAR G, KADKHODAIE A, et al. Experimental evaluation of designed and synthesized Alkaline-Surfactant-polymer (ASP) for chemical flooding in carbonate reservoirs[J]. *Fuel*, 2022, 321: 124090.
- [14] FLAATEN A K, NGUYEN Q P, ZHANG J Y, et al. Alkaline/surfactant/polymer chemical flooding without the need for soft water [J]. *SPE Journal*, 2010, 15(1): 184–196.
- [15] 王德民, 程杰成, 吴军政, 等. 聚合物驱油技术在大庆油田的应用[J]. *石油学报*, 2005, 26(1): 74–78.
- WANG Demin, CHENG Jiecheng, WU Junzheng, et al. Application of polymer flooding technology in Daqing Oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(1): 74–78.
- [16] 周守为, 韩明, 向问陶, 等. 渤海油田聚合物驱提高采收率技术研究及应用[J]. *中国海上油气*, 2006, 18(6): 386–389, 412.
- ZHOU Shouwei, HAN Ming, XIANG Wentao, et al. Application of EOR technology by means of polymer flooding in Bohai oilfields [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2006, 18(6): 386–389, 412.
- [17] 张爱美. 孤东油田七区西南二元复合驱油先导试验效果及动态特点[J]. *油气地质与采收率*, 2007, 14(5): 66–68, 71.
- ZHANG Aimei. Results and dynamic characteristics of pilot test of surfactant/polymer binary combination flooding in western No. 7 district in Gudong Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(5): 66–68, 71.
- [18] 孙龙德, 伍晓林, 周万富, 等. 大庆油田化学驱提高采收率技术[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(4): 636–645.
- SUN Longde, WU Xiaolin, ZHOU Wanfu, et al. Technologies of enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing Oilfield, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 636–645.
- [19] 程杰成, 吴军政, 胡俊卿. 三元复合驱提高原油采收率关键理论与技术[J]. *石油学报*, 2014, 35(2): 310–318.
- CHENG Jiecheng, WU Junzheng, HU Junqing. Key theories and technologies for enhanced oil recovery of alkaline/surfactant/polymer flooding [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(2): 310–318.
- [20] 孟庆春, 何刚, 郭发军, 等. 支化预交联凝胶颗粒提高采收率机理实验[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(5): 105–112.
- MENG Qingchun, HE Gang, GUO Fajun, et al. Experiment on the mechanism of enhanced recovery by branched pre-crosslinked gel particles [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(5): 105–112.
- [21] 郭长春. 基于密闭取心井的非均相复合驱后剩余油分布特征与变化规律——以孤岛油田中一区Ng3为例[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(5): 111–117.
- GUO Changchun. Distribution characteristics of remaining oil after heterogeneous combination flooding based on sealed cored well: A case study in Zhongyi area Ng3, Gudao Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(5): 111–117.
- [22] 姚秀田, 苏鑫坤, 郑昕, 等. 特高含水期油藏井网调整开发效果三维物理模拟实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(1): 139–145.
- YAO Xiutian, SU Xinkun, ZHENG Xin, et al. 3D physical simulation experiments of development effects after well pattern adjustment in extra-high water cut reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 139–145.
- [23] 王锦梅, 陈国, 历焱, 等. 聚合物驱油过程中形成油墙的动力学机理研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 2007, 26(6): 64–66.
- WANG Jinmei, CHEN Guo, LI Ye, et al. A kinetic mechanism study on oil bank forming during polymer flooding [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2007, 26(6): 64–66.
- [24] 栾鹏飞, 卢祥国, 曹伟佳, 等. 聚合物传输运移能力与驱油效果关系研究[J]. *石油化工高等学校学报*, 2022, 35(4): 66–73.
- LUAN Pengfei, LU Xiangguo, CAO Weijia, et al. Study on the relationship between polymer transport capacity and oil displacement effect [J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2022, 35(4): 66–73.
- [25] 孙焕泉. 薄储层超稠油热化学复合采油方法与技术[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 1100–1106.
- SUN Huanquan. Hybrid thermal chemical recovery of thin extra-heavy oil reservoirs [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 1100–1106.