责任编辑：戴佳琪 秦紫函 联系电话：59964339 E-mail:qinzlh@sinopec.com 审 校：张春燕 版式设计：赵 博 王 强

降低自然递减率 夯实稳产基础

产量递减是油气田生产过程中不可抗拒的自然规律，会导致油气产量下降、生产成本上升、效益下降。产量自然递减率反映了油气田稳产形势，是衡量油气藏经营管理水平的主要指标之一。

中国石化以提升能源安全保障能力为己任，持续加大老油田效益开发力度，依靠科技创新和精细化管理，在油藏研究、开发调整、配套工艺、精细管理、示范区建设等环节全链条协同发力，精细研究、精准挖潜；控制和降低油气产量自然递减率，持续增强开发效果，夯实油气田稳产基础。本期介绍相关企业在降低自然递减率方面的经验和成绩，敬请关注。

中国石化实现自然递减率持续下降

□ 集团公司高级专家 王建勇

“十三五”以来，中国石化通过持续加强基础地质研究，加大稳产基础投入，以完善注采井网、补充能量为核心，以示范区建设和推广为抓手，全面增强开发效果，实现了自然递减率持续下降，由2016年的11.2%下降到2023年的10.3%，其中，胜利油田9.5%、西北油田14%、中原油田9.5%、河南油田12.6%、江苏油田8.9%、江汉油田10.3%。

持续加强油藏精细描述。针对不同类型油藏描述难点和重点，持续加强基础地质研究，不断扩大精细油藏描述规模。整装油藏主要加强高耗水层带识别、储层构型分析和流场描述；断块油藏主要加强低序级断层识别、低渗油藏主要加强难坝砂薄互层预测和砂砾岩有效储层预测。“十四五”以来，成果应用到老区调整、提高采收率、注采调整等方案编制，其中2021-2023年老区整体调整累计新建产能161万吨。

持续加强精细注水管理。一是加大注采完善力度、投转注力度，重点围绕提高东部老油田复杂断块、低渗油藏的水驱控制程度和地层压力保持水平，进一步加强注采井网完善；强化停产停注井治理，2021-2023年实施大修扶停、套损井治理4050口，恢复产能125万吨，恢复可采储量1620万吨。二是加强精细分注，针对不同油藏、不同工况精细注水需求，按照“应分尽分、前律细分”思路，配套系列化精细分层注水技术；针对深层分注、压驱分注、智能分注需求，加强配套技术攻关。三是加大流场精细调整力度。进一步完善不同类型油藏产液结构调整思路及方向，加大流线流场调整、周期注采等低成本技术应用，控减低效无效水循环、减缓自然递减率、降低能耗与生产成本。四是加强精细注水示范区建设与推广，针对不同类型油藏注水开发的突出矛盾，建立了五类精细注水开发示范区，引领同类油藏开发工作水平的全面提升。中国石化水驱油藏开发效果持续增强，水驱控制（动用）程度、压力保持水平持续提升，综合含水率稳中趋降，自然递减率持续降低。水驱控制程度由2018年的67%上升到2023年的70.2%，水驱动用程度由2018年的58.3%上升到2023年的61.6%，压力保持水平由2018年的72.4%上升到2023年的72.7%，含水率稳中趋降，自然递减率由2018年的10.8%降至2023年的10.2%。

狠抓稠油提质增效。持续加强全过程热效管理和蒸汽流场调整，推进小井距加密、化学辅助蒸汽驱、降黏冷采技术应用，严重、油汽比总体保持稳定，产油量稳定在480万吨左右，油汽比稳定在0.57左右。

狠抓建润型碳酸盐油藏高效调整。针对断控油藏进入含水快速上升阶段、风化壳油藏低注高采注气效果变差的矛盾进行分类调整治理，持续精细注水、优化注气，持续扩大注水注气规模。风化壳油藏主要实施重构井网、水驱流场流道调整、规模气顶驱，断溶体油藏主要实施完善井网、“核邻堵水+提前注气、翼部采油”的一体化调整治理方式。注水增油量从2016年的58万吨提高到2023年的79万吨，注气增油量从2016年的44万吨提高到2023年的109万吨，自然递减率由2016的22.3%降至2023年的14%。

为了持续夯实老区稳产基础，持续降低自然递减率，要以保持层系井网完整性为目标，以恢复地层能量为核心，根据不同类型油藏开发矛盾，分类调整和治理。

第一，针对整装油藏平面流线固定、驱替不均衡、高耗水带发育、产液结构矛盾突出的特点，要以转流线、调流场、层系轮替、层系互换等流线流场调整技术为主，实现控含水、降能耗。

第二，针对断块油藏构造复杂、井网不完善、纵向剖面动用程度低、水驱动用程度低的矛盾特点，要在加强精细油藏描述基础上，以精细分注、重构注采完善技术为主，实现控强执器、均衡驱替。

第三，针对低渗透油藏水井注不进、水驱控制程度低、压力保持水平低、油井液量低的矛盾，要在加强精细油藏描述基础上，以恢复注采井网、压驱增能技术为主，实现提高能量、提升注采能力。

第四，针对热采稠油油藏整体处于“高含水、高轮次、低采出”阶段，要持续加强全过程热效管理、蒸汽吞吐加密和降黏冷采。

专家视点

紧牵控递减“牛鼻子” 让老油田重焕青春

□李广超 郑松青

产量递减是油气田生产过程中不可抗拒的自然规律，其结果是使油气田产量下降、生产成本不断上升、效益不断下降。产量自然递减率反映了油田稳产形势，是衡量油藏经营管理水平的主要指标之一。影响自然递减率的因素主要有储层特征、流体性质、含水上升、天然能量等油藏内在因素，以及采液速度、注水补能强度、开发调整等外在因素。

近年来，在全球油气新增储量以品位较差的低渗、深层、世常规等为主的状况下，老油田仍贡献了全球原油2/3以上的产量。采取各种方式降低产量递减率成为国内外老油田开发的一项极为重要的工作。

国外控制和降低产量递减一般通过注水或注气补充油藏能量、保持油井驻盘的生产能力，并采取多种开发调整措施。

苏联罗马什金油田和美国东威明顿油田是典型案例。20世纪50年代，苏联首次在罗马什金油田采用内部切割注水方式，70年代产量达到高峰8000万吨规模后开始递减，90年代以来通过多措并举、综合调整，保持了近30年含水率87%不升、产量稳定在1500万吨不降。

美国东威明顿油田近30年保持产量递减缓慢，其主要做法是保持强化注采和多举措挖潜：一是少钻新井、增加注采比，保持高液量高强度开发；二是在高含水期变流线调整，通过钻少量新井、老注水井重新投注、油井转注等方式改变井网类型和液流方向；三是储层改造，压裂高渗油藏中的相对低渗层段提高导流能力。

老油田是保障我国能源安全和油气供给的中坚力量，我国老油田控制和降低递减率的做法和思路与国外基本相似，又有自身特色。

当前，我国主要老区油田相继进入特高含水开发阶段，剩余油分布高度分散，水油比急剧上升，稳油控水、降递减的难度极大。为了增强开发效果、控制和降低老油田递减率，油藏研究越来越精细化，储层刻画精度不断提高，2500米深度以内的3米以上小断层断点组合率达到95%，精细砂体表征精度到3级构型；开发调整越来越精准化，通过精细分层注水、井网优化重组、流场精细调整、“二三结合”、轮采轮注、周期注水、深度调堵等手段增强开发效果，控制递减率；工艺配套更加一体化、智能化，如大庆油田发展到第4代智能分层注水工艺技术，实现了“实时、精细、智能”一体化注水调控，分注合格率在90%以上，有效补充油藏能量，递减率平均下降2.76个百分点。

中国石化以提升能源安全保障能力为己任，牢记“端牢能源饭碗”殷切嘱托，持续加大老油田效益开发力度，依靠科技创新和精细化管理，从油藏研究、开发调整、配套工艺、精细管理、示范区建设等全链条协同发力，精细研究，精准挖潜，控制和降低递减率和含水率上升速度，持续增强开发效果。

实践表明，控制和降低老油田产量递减率是一项长期系统工程，必须依靠科技创新，加强专业融合研究，多举措协同调整，精细化油藏管理。随着技术不断进步，老油田依然具备长期稳产的潜力，为我国能源安全和企业可持续发展再立新功。

（作者单位：中国石化石油勘探开发研究院）

塔河油田

降递减“技能包”再升级

□王福全 谢 爽

西北油田塔河油田通过升级“注水+”“注气+”等技术手段，有效应对断控型油藏含水上升、碎屑岩油藏调驱调流效益变差等难题，2023年自然递减率控制在15.3%，比2022年降低1.5个百分点。

塔河油田以碳酸盐岩缝洞型油气藏为主，勘探开发20余年，累计生产原油近1.4亿吨、天然气390亿立方米，面临着自然递减率高的难题。前几年，油田自然递减率曾近20%，相当于每年要被“吞噬”超100万吨产量。

如何更好地控制自然递减率，是塔河油田保持长期稳产的关键。

近年来，西北油田科研人员不断深化油藏认识，在量化注水、精细注气等方面持续研发和应用新技术、新工艺，控制自然递减率取得显著成效。

TP12-5CX单元是塔河油田控制自然递减率的“示范田”。

2019年12月开始，科研人员通过精细研究平面分布、纵向解析、逢洞封关系、控制程度及注采关系的优先级，在该单元选择油洞探究注点部署深部注水井TP281X井，同时，对井网开展适应性评估，构建由新的空间矢量注采井网，推动实现了缝洞储量控制最大化，TP281X井单元日产油能力由96吨提高至147吨。

两年后，单元又出现水驱波及不均衡等新问题，日产量为60吨的TP12-5CX井出现水窜风险。

他们综合地质和地震资料，应用结构张量、相控反演、断裂面叠加地应力等手段，同步考虑断裂指示因子，精细描述出断裂面连通及分隔关系，将整体刻画进一步细化至内部结构刻画描述，再结合油藏工程方法和油藏数值模拟技术，刻画出油气通行的主要优势通道和次要通道。

此外，他们还对注水强度、注水周期和分水率等指标进行模拟量化、优化，引导井组分水量达到均衡，化解了单元水窜风险。2024年初，TP12-5CX单元日产原油保持在130吨以上，稳定生产。

“塔河油田控制自然递减是一项长期而艰巨的工作。我们坚持紧密结合基础研究与关键技术突破，持续加大建模数模一体化研究力度，推动‘注水+’‘注气+’技术迭代升级，解决好控递减攻关中遇到的各类问题，为老区长期稳产作出新贡献。”西北油田高级专家刘学利说。

塔河油田TP1110新井进行酸化压裂施工作业。 石立斌 于腾飞 摄影报道

专家点评

西北油田勘探开发研究院副院长 蒋 林：

随着塔里木盆地油气开发不断深入，塔河油田缝洞型油藏开发对象在由大尺度走向中小尺度缝洞、近井走向远井、平面走向立体、实现剩余油走向微观剩余油的过程中，常规控制逐减的手段已显现适应性不足等问题，亟待转变思路，重新构建降递减开发体系。

“十三五”以来，我们通过开展缝洞型油藏注气提高采收率机理、缝洞型油藏注气数值模拟技术、规模注气参数油藏工程快速设计方法等方面的研究，攻坚克难，逐步形成了一套以氮气为媒介、适用于缝洞型油藏的注气提高采收率技术体系。

目前，这项技术体系已成为塔里木盆地缝洞型油藏降递减、提采效的主导技术，其中“注气+”低效治理技术实现了“注有效气”的目标。针对水窜导致单井注气低效的问题，利用油藏工程方法，计算出水窜屏蔽压差，按照“压差匹配-能量持靠”的基本思路，开展注气配套堵水方案设计。目前，这项技术应用达500井次，增油50万吨，成为注气降递减提采效、治理低效无效井的主要技术。

虽然目前取得了一定的成果，但仍有很多难题例的着塔里木盆地控制自然递减效果，因此需要持续加强在深化基础理论研究、强化注气地质工程一体化研究、探索提采新技术等方面的工作。

华北油气

全生命周期管理 夯实气井稳产根基

□马献珍 付豫菁

“经过20年的开发，大牛地气田和东胜气田已拥有2000多口气井。当前，气田开发进入中期阶段，必须对已建成的老井全生命周期精心维护，控制好气井递减，才能延长气井经济寿命。”华北油气采油气工程专家吴伟然介绍。

一般来说，气井要经历自主携液期、依靠泡排剂帮助携液期、“泡排+”多项排水工艺技术及依靠机械排水等几个阶段。气井的自喷期是最经济的生产期，越长越好。

前几年，东胜气田上产压力较大，新投产的气井配产偏高，造成产量递减较快，较短时间内就进入依靠泡排工艺阶段。为使新井自喷期延长，技术人员经过反复探索，根据气井不同的压力、产水量等参数进行差异化配产。2023年，华北油气选择东胜气田19口气井，按照无阳流量的1/6或1/7进行合理配产，虽然初期减少了1700万立方米的产量，但一年下来累计产量增加了4000万立方米。通过合理配产，气井的自主携液期得到明显延长，部分气井延长400-500天，有的甚至两三年，气井累产气量提升了20%以上。

专家点评

华北油气分公司采油气工艺专家 蒋文才：

随着气田开发不断深入，大牛地气田和东胜气田地层压力进一步降低，含水上升，气井控流减、稳产上产难度持续加大，面临低压低产气井排采工艺适应性逐渐变差、高含水气井井藏有效开发技术仍需完善提升、气田排采工艺信息化整体水平程度偏低等诸多挑战。

针对这些问题，华北油气将围绕排采主体技术开展完善、高产液气井稳定高效等方面开展关键技术攻关以实现。

一是精细低压排采工艺技术体系。针对现用泡排剂在高含凝析油气井中起泡、携液能力差问题，研发高抗油特殊功能泡排剂，支撑气田高含凝析油气井稳产；攻关研发智能化加注技术，实现气井积液精准诊断、药剂及时自动加注，推动智能化气田建设；针对高液气比气井低产阶段井筒积液流产问题，开展柱塞气举工艺推广及制度优化，解决低压低产气井排采难题。目前已建立柱塞气举分公司级示范区。

二是完善高产水气藏排采技术体系。初步形成了以“优化配产+优化管柱”为主自主携液、以泡排为主辅助排液、以“混输增压+循环气举”为主立体排采、以“抽油机+射流泵”为主体机械排采的全生命周期排采技术。目前已建立循环气举、射流泵两个集团公司级排采工艺示范区。针对机械排采气井合理生产制度高制不确问题，开展高产水气井排采优化液流相渗流机理研究，指导机械排水采气生产制度优化；打造智能化机械排采工艺管控平台，及时预报气井工况、诊断优化，逐步推广至射流泵等排采工艺，为含水气藏排采工艺系统完善提供支撑；针对射流泵生产时率低的问题，通过提高结构标准化流程、改进泵芯结构等措施，实现长稳运行，支撑高含水气藏开发示范区建设。

中原油田

精准开发 增强可持续稳产能力

□杨 敏 吏济莲

近日，在中原油田濮城采油厂地质研究所开发研究室内，技术人员正在给濮城西区沙二下油藏“开小灶”。

濮城西区沙二下油藏是中原油田典型的多层非均质油藏，由于井况、流线固定等问题，产量下降，自然递减率一度高达20%。技术人员从油井方案入手，反复研究储层变化规律，不间断跟踪油水井注采反应关系，采取各种措施控制递减率下降，截至目前该油藏日产油增加30余吨，自然递减率下降15个百分点，开发状况明显改善。

围绕集团公司原油开发“提产能、控递减、增可采、降成本”要求，中原油田以“增储、治理、补能、提效”为基本原则，不断强化老区油藏研究、水驱治理、注采调控、开发管理和工艺配套等，持续增强油田可持续稳产能力。

“2023年，中原油田自然递减率为8.28%，已连续4年将自然递减率控制在10%以内，处于上游较好水平。”中原油田高级专家郝振宾介绍。

在油藏研究方面，中原油田紧盯“精准”二字，持续加大以明确剩余油潜力方向为核心的油藏精细研究力度，不断扩大以建模数模为支撑的精细油藏描述单元规模，仅2023年便完成18个油藏基础研究单元，地质储量1.09亿吨，较2020年单元个数增加一倍，储量覆盖率翻倍，并不断发展完善相控油藏精细描述、低序级断层多手段定量刻画及相控建模数模一体化剩余油描述等技术，剩余油认识符合率持续提高。

在分类治理方面，中原油田加强厂院联合一体化协作，推进分类油藏综合治理，深化注水示范区体制升级，通过“井网恢复重构、层间细分重组、流场流线优化、整体调剂调驱”治理主线，保证主力油藏开发形势稳定。“在精细油藏研究的基础上，中原油田同步增加综合治理单元数量和储量规模，2023年产油量比2022年提升15%，自然递减率比2022年降低9个百分点。”中原油田油气开发管理部采收率室主任徐之国介绍。

在注采调控方面，中原油田持续加大注水井措施实施力度，开展注水井专项治理，重点加大转注、分注工作量，油藏平面完善程度、层间动用状况得到改善。2023年新增注水见效井546井次，见效累计增油5.8万吨，较2022年同期增加7000吨，降低自然递减率4.6%；持续加大动态调控力度，建立三级预警机制，强化井组分类管理，开展变流线、周期、变强度、耦合等低成本调控技术，提高注水效果及效益。

中原油田将开发管理视为“重中之重”，建立“一块一策”开发管理机制，按照四级治理模式有效压实开发管理责任，每年编制“一块一策”油藏治理方案，以12项水驱指标为标准，分时段分重点紧密跟踪单元开发指标变化，做优转化点、扩大增长点、培养闪光点。2023年，144个油藏单元比2022年增加自然产量2.43万吨。

专家点评

中原油田油气开发管理部副总地质师 王 磊：

中原油田东濮老区历经40余年开发，目前存在一些问题制约着精细开发调整，造成自然递减率控制难度加大。

一是井网老化。开发初期强注强采，加上经过多轮次井网、层系调整，平面上主力层普遍水淹严重，纵向上层间动用不均衡。非均质油藏高含水期优势渗流通道发育，流线固化，注采低效循环，加上受构造复杂、隔夹层、储层非均质性等因素影响，剩余油分布目趋复杂零散，认识和挖潜难度大，稳产难度大，自然递减控制难度大。

二是井筒老化。油水井损坏比例高，严重影响水驱动用储量和可采储量，加上成本因素制约，注水井长期未检管井存量大，转化为事故井的风险加大，也造成自然递减控制难度大。

三是技术老化。近些年开发投资大幅压缩，中原油田大力优化投资结构，主要通过老井侧钻来确保井网的相对完整。“十三五”期间实施侧钻井占新钻井总井数的78.7%，小井筒、大斜度井增多，注采技术存在不配套现象，如精细分注技术、储层分层改造技术等，加大了自然递减控制难度。

江汉油田

高效管理模式 助力控递减稳存量

□夏 梅 朱守力 徐清洲

近年来，江汉油田树立精细管理理念，加强气井日常管理，持续开展老井综合治理，做好原油老区精细注水，油气田日自递减率得到有效控制。2023年，溶陵页岩气田综合递减率下降为10.8%，原油老区自然递减率为10.35%，创近10年最好水平。

在气井精细管理上，江汉油田聚焦井筒、地面系统挖潜，强化日常动态分析，开展智能间开排水采气新技术研究，优化集输管网，持续释放高负荷区气井产能，降低集气干线输压。我们从技术、管理、考核、专题”五个层级的分级动态分析模式，开展气井全生命周期跟踪分析，制定气井不同阶段的生产对策，分析气井合理配产和同开生产制度，形成了高效基础管理模式，保证气井持续稳产。

针对溶陵页岩气田低产低效气井治理难点，江汉油田开展工艺适用性、针对性、实用性研究，实施“一井一策”，2023年共开展老井综合治理措施685井次，增气4.05亿立方米。他们积极推广增压、泡排、气举、机抽等“增压+泡排”“泡排+气举”等排水采气工艺，持续提升低地层能力井和“躺井”气举成功率，单井日均产气量由1.1万立方米提升到2.4万立方米；持续推进储环气举平台、CNG（压缩天然气）气举工艺和U型管排采工艺试验，投运37口泡排井，日均产气量由1.81万立方米提升到2.14万立方米。

经过多年开发，江汉油田老区含水高、产能低的开发单元逐年增多。面对自然递减率增大、稳产基础薄弱的情况，他们优选采收率、含水上升率、水驱控制程度、水驱动用程度等10项指标，开展油藏量化评价，将61个水驱开发单元细分为三类，并定期进行评价打分定级，开展重点单元分类治理。通过强化油藏过程管理，自然递减率有变好趋势和稳定单元共53个，分类治理取得较好效果。

聚焦精细注水，江汉油田持续优化污水处理工艺，改进药剂投加方案、加强源头水质管理，提高水质达标率，提升欠注井注水能力，并在完善注采井网和加强动态调水的基础上，开展精细注采调整，让油藏科学“喝水”。针对江汉油区地层水矿化度高的盐湖盐地沉积油藏，科研人员提出利用产生的无机晶体堵塞高渗孔道的调剂新思路，通过物模实验优化体系配方与注入方式，实现精准封堵。2023年，江汉油田以提升注水三率、水驱两个程度为目标，利用老井进行井网完善和细分注水，完成投转注、关停井恢复等稳基础工作量水井407井次。

江汉油田黄工在钟99井查看井口压力。 宋国梁 摄

专家点评

江汉油田研究院副总地质师、采收率所所长 吴 华：

江汉油田油气藏类型较多，对我们而言，老油田如何做新注水这篇老文章、页岩气田如何做好提采这篇新文章，都是关键。

老油田过了“壮年期”，各项“指标”不如以前，如井网完善程度、压力保持水平等，欠注井多，导致稳的根基不牢。围绕做新注水文章，科研人员坚持注水为龙，强化油藏变化评价，诊断哪里该多注水、哪里该精细注水，还而解决注水效率的问题。同时，根据注不进水、补充能量有难度的区块，攻关形成压驱、调剂调驱等技术，从找油转变为找水，让调水精水成为开发工作日常，还而解决注水对策的问题。通过一系列举措，目前江汉老区水质达标率实破99%、自然递减率控制在10.35%，实现了持续创优。

涪陵页岩气四高效开发10余年，主要靠弹性开采，纵向上层系动用不均。因纯杂实稳产基础，科研人员以关建模数模技术，着力打造“透明气藏”，让剩余储量可视化、压力水开发提供技术支撑，推行全国产化重复压裂，“吃干榨净”剩余资源，同时通过池撑、增压进行补能，实现页岩气效益开采。着眼长远，我们正攻关注水气质达标率。目前，焦石坝区块整体采收率提高到24.2%，相比开发之初增长近1倍；涪陵页岩气四综合递减率为10.8%，实现了70亿立方米产量硬稳定。

江苏油田

精细注水让“老树发新枝”

□徐博詰闻 王 磊 李太伟

2023年，江苏油田书2断块自然递减率为8.25%，采收率达到41.7%，远远高于油田低渗透油藏采收率20%的平均值，走出了一条低渗透油藏提质增效、效益稳产的新路。

书2断块是低渗透油藏“家族”的一员，平均渗透率10.1毫达西，动用地质储量634.29万吨。随着书2断块步入开发中后期，油藏饱受合水上升加快、新井产能降低等难题困扰。如果没有规模增储，产量递减加快将不可避免。如何才能让开发了27年的老油田实现自然递减率下降、产量效益提升？江苏油田持续抓实以精细注水为核心的控递减工程，大幅增强了油藏开发效果。

书2断块自投入开发以来就实施注采同步，目前油藏压力水平依旧可达到0.85，为油藏“喝上水、产油油田”打下了良好基础。

针对非均质性严重、开采不均衡等问题，江苏油田通过技术优化，以动用差层分类评价为重点，定量评价差层剩余潜力，开展平面分区治理，持续开展综合流场调整。“我们通过调整水线，指引水往‘手肠小路’上流动，对剩余油进行围追堵截。”江苏油田研究院开发二室副主任王磊说。

院厂联合攻关，一方面通过实施注采井网再优化，持续提高水驱控制和水驱动用程度，使注采对应不断提升；另一方面通过水井动态调配等手段实现均衡水驱。书2-15井与书2-9井属于一个注采井组，通过油水井动态调配，低部位书2-15井含水下降，日增油3.1吨，高部位书2-9井产量也逐步恢复。

由于书2断块井段长、多薄层，易发生层间干扰而影响层动用。江苏油田研究院精细分注工作，采取“层段间细分层系、层系内细分注水”方式，从“一级两段”变为“多级多段”，从“跨层系分注”变为“层系内分注”，从“按地层系数分段”变为“按水淹状况分段”，建立了一套适合书2断块的细分注水标准和差异化细分模式，实现了分注率100%。

地层油水关系是不断变化的，如果注水不当，就会造成旱涝不均，有的层超负荷饥渴状态。为此，开发人员“因层制宜”，保证水量能够满足每一层的需求，实现“层层都能注上水”。

近年来，书2断块随着水驱开发深入，重复酸化年限年增多，但解堵效果不升反降。江苏油田工程院加强注水井欠注原因分析，“对症下药”开展攻关，研发出“溶检剂”，可高效溶蚀多种类型沉积垢，对天然大理石溶蚀率达到80%以上，同时为岩石表面铺上纳米级保护膜，提高水相渗透率，畅通注水通道，确保“层层都能注够水”。书2-88井措施前处于高压注不进的状态，采用“溶检剂”后，日增注达18立方米，有效期已稳定80天以上。

江苏油田采油二厂班站技术人员如强油井生产状况跟踪分析，密切关注生产数据变化情况，及时做好动态调整。 孙 燕 摄

专家点评

江苏油田开发管理部副总经理 罗钰涵：

对于江苏油田类说，自然递减率降低0.1个百分点，相当于提升产量1000吨。为降低自然递减率，江苏油田开发战线多措并举，在理念、技术和管理上发力，让水驱、二氧化碳驱、化学驱“三轮驱动”，努力把荐量资源“吃干榨净”。

一是把注水这个最经济有效的稳产法宝用好用精。立足建模数模造代升级、开发效果变化评价、水驱潜力变量评价三项基础研究，以层系井网重构、精细分层注水、精细流场调整、一体化综合治理四类精细注水示范区建设为抓手，持续拓展老区精细注水工作，扩大水驱示范效应，有力支撑油田通流硬控制。

二是大力推动技术创新，提质扩量二氧化碳驱技术攻关与现场应用。巩固双低油藏二氧化碳驱成果，扩大难动用储量注二氧化碳规模，加强效密油、页岩油注二氧化碳研究及应用，稳步推进中高含水油藏二氧化碳驱工作，同时，积极探索中低渗油藏水驱后进一步降低自然递减率技术道路。

三是推进精细管理，做好精益生产。深化油藏综管管理，加强动态跟踪分析，精准实施分类治理。通过精细区块治理和系统化化调整，努力提高储量动用率、采收率、开井率，提高开发效益，降低吨油完全成本。