

2024年5月 20日

每周一出版

责任编辑:秦紫函 电话:59964339
邮箱:qinzlh@sinopec.com
审校:张春燕 版式设计:赵博

周“油”列国

油事精彩

5

“从2024中国油气开发技术年会看最新提高采收率技术”系列报道之一

提高采收率是油气田开发永恒的主题。中国工程院院士程杰成说,我国陆上已开发油田,每提高采收率1个百分点,可增加可采储量3亿吨,相当于发现一个10亿吨地质储量的大油田。中国工程院院士袁士义说,老区提高采收率和新区规模有效开发是原油稳产的关键,我国油气企业针对油田开发面临的新挑战,在老油田改善水驱、化学驱、气驱、热采提高采收率等方面持续创新,催生出许多新机理、新手段和新方法,见到了良好的初步效果,特别是超级化学驱、纳米智能驱油、注二氧化碳混相驱、顶部注气重力驱、注空气热混相驱、地下改质等新方法有望发展成为油田开发战略接替,甚至颠覆性提高采收率技术系列。

在近日召开的2024中国油气开发技术年会上,诸多两院院士和来自油气企业、高等院校、科研院所的专家学者对此进行了深入探讨。本版整理形成“从2024中国油气开发技术年会看最新提高采收率技术”系列报道,今日刊发首篇关于改善水驱的最新技术,敬请关注。



胜利油田辛126井场 王国章 摄

记者观察

本报记者 程强 魏佳琪 秦紫函

中国工程院院士袁士义说,今后10~15年,国内原油消费年需求仍高达5.7亿吨以上,预计到“碳中和”时,原油作为原料及燃料年需求仍将在2亿吨以上,因此,保持我国原油长期稳产意义重大。

截至2022年底,我国累计探明石油储量471.5亿吨,已开发储量374.6亿吨,标定采收率27.6%。2022年,我国原油产量20370万吨,可采储量采出程度76.2%,综合含水率89.5%,剩余可采储量24.6亿吨,储采比为12.1。在今后相当长时期内,我国油田水驱年产量将占总产量的60%以上,仍是原油稳产的“压舱石”,改善水驱提高水驱采收率仍是老油田深化开发的基础技术手段,但面临高含水、经济性等问题和挑战。

目前,我国主力油田已处于“双高”开发中后期,稳产形势严峻,特别是以大庆油田为代表的传统优质储量油田,综合含水率和可采储量采出程度均大于90%,不同类型油藏水驱矛盾突出,常规调控措施适应性变差。对此,我国油气企业积极攻关,形成了一系列改善水驱的提高采收率技术,有力保障了老油田持续稳产。

行业资讯

《碳排放权交易管理条例》自5月1日起施行
《碳排放权交易管理条例》于今年1月对外公布,自5月1日起施行。《条例》共33条,主要包括明确监督管理体制、构建碳排放权交易管理基本制度框架、防范和惩处碳排放数据造假行为等内容。

国家发展改革委发布《电力市场监管办法》

5月8日,国家发展改革委公布《电力市场监管办法》,自2024年6月1日起施行。本次修订将电力市场监管对象明确为电力交易主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等电力市场主体,电力交易主体增加售电企业、储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商。同时,根据关于电力交易机构独立规范运行相关要求,将“电力调度交易机构”调整为“电力市场运营机构”,包括电力调度机构、电力交易机构。

素材源自国家能源局网站、国家发展改革委网站

中高渗透油藏

中高渗透油藏经过长期注水和多次加密调整后,低效无效水循环严重,剩余油分布复杂,井网井况和地面管网、设施老化问题突出,开发成本控制难度大。

治理高含水、延长油井寿命是中高渗透油藏提高采收率的重点任务,包括层系、井网、液流方向调整等二次开发技术,需要持续深入精细研究和应用。

智能分注与调剖、调驱技术

针对长期水驱储层非均质性加剧,注水低效、无效循环严重的生产难题,中国石油推动第三代分注技术在复杂油藏、特殊井型的升级,推广第四代智能分注技术的推广应用;形成了适合不同类型油藏的均衡波及控制技术和化学体系。其中,空气泡沫驱、深部调驱平均提高采收率4个百分点以上,水驱开发油藏自然递减率、综合递减率分别下降2.7和3.1个百分点。

中国海油也形成了以有缆智能测调为代表的智能分注技术,实现单层800立方米/日大排量条件下的长效实时测调和远程通信控制,海上智能分注井现场应用超700口,智能分采井应用超40口,有力支撑了老油田自然递减率下降至10%以内、含水上升率控制在2%以内,助力老油田稳油控水。

变流线井网立体重构技术

针对老油田长期开发油水关系极其复杂、套损套漏问题突出、地面设施老化严重等系列矛盾,中国石油提出“五重”(重新评价油藏、重选技术路径、重构层系井网、重调流场、重组地面流程)技术路线,发展形成了变流线井网设计新理念新技术,通过构建立体式“二三结合”层系井网,增加了井的效能、延长了生命周期,实现了提高采收率技术组合发力。

大庆油田南一区西部深化河道间和窄小河道刻画,构建层系重组、井网重构、流场重建的“三重”开发调整模式,优化水驱+三次采油注采精准调控,年产量由30.4万吨跃升至119万吨。大庆油田南二区、三区东部综合含水率高达97.7%、地质储量采出程度达71.7%,立足变流线井网综合优化调整、水驱和三次采油提效,方案预测年产量100万吨以上稳产14年。

同井注采技术

同井注采是通过特殊装置对产出液进行井下油水分离,将分离出的水在井下直接回注至注水层系,将含油相对较高的油水混合液举升至地面,实现在生产井筒内注水与采油的同步作业。其关键核心技术是注采工艺管柱结构设计和分离水的回注,中国石油经过多年研究,形成了重力沉降式井下油水分离同井注采工艺及配套技术工具。

大庆油田在水驱和聚驱区块开展了同井注采技术现场试验,31口同井注采井平均单井产液量下降94.5%,产油量基本保持不变,含水率下降34.1个百分点,地下回注水单耗降低83%,平均井下管柱寿命超过1.5年,最长达4.9年,收效显著。

袁士义认为,该技术可以延缓特高含水井的关井停运时间,将开辟“井下工厂”开发新模式,有望发展成为一项有效延长老油田寿命的关键技术。他建议进一步深化该技术适应性研究,特别是在地下形成注采回路以消纳分离出的水、区块整体实现地下分离及地下驱油等方面持续完善整体功能,扩大应用规模。

低渗透油藏

低渗透油藏注水水窜规律复杂,特低渗透油藏和致密油藏注水补能困难。纳米水驱、聚合物微球驱、离子水驱等技术在改善注人性、增强采效和效益方面展现了良好前景,要进一步完善升级纳米驱油剂、加深机理性认识、优化驱油体系和方案设计,持续扩大应用规模,同时研究试验纳米水+、更深层纳米聚合物微球调驱、离子水+微泡复合驱等升级技术,努力实现更大幅度提高水驱采收率。

超低渗油田压驱渗一体化技术

针对超低渗透油藏和致密油藏难以建立驱替系统的瓶颈,中国石油形成了以再造缝网体积开发、应力场渗流场重构组合压裂、全方位驱渗结合补能等为核心的压驱渗一体化开发技术,在长庆、大庆等油田应用,实现产量、采收率大幅提升,采油速度由0.23%升至0.97%,采收率可提高12个百分点。

济阳特低渗透油藏效益开发技术

济阳特低渗透油藏储量达6.7亿吨,油藏类型丰富,沉积类型以滩坝砂、砾岩为主。中国石化围绕特低渗透油藏效益建产,形成了压驱注水、大斜度井增能压裂等提产能、增效益开发技术系列,“十四五”期间年均动用储量2000万吨以上,年均新建产能40万吨/年,平衡油价降至50美元/桶以下,有力支撑了

“十四五”末低渗透年产量重上400万吨。

其中,针对滩坝砂油藏埋藏深、物性差、丰度低、效益建产难度大的特点,形成了压驱注水开发技术、组合缝网压裂技术、二氧化碳高压混相驱技术,实现了低丰度滩坝砂油藏单井初产超10吨/日。针对砂砾岩油藏连通关系复杂、产能差异大、产量递减快的特点,形成了大斜度井增能压裂技术、直井多级多段压裂技术,砂砾岩油藏单井产能提升5倍,实现突破。

纳米水驱技术

研究认为,特低渗透油藏和致密油藏,水“注不进”是因为水分子的强氢键缩合作用,油“采不出”是因为油分子相互作用,都形成了“超级弱凝胶”。

解决思路是构建纳米级材料载体,破坏或减弱水分子的强氢键缩合作用,形成“小分子水(纳米水)”,破坏或减弱油分子的相互作用,形成“小分子油(纳米油)”。

中国石油研制出具有破坏或减弱水分子强氢键缩合作用的第一代纳米驱油剂iNanow1.0,在姬塬油田超低渗透油藏、玛湖致密油藏和大港复杂断块低渗透油藏进行了现场试验,大幅降低了注入压差。其中,在姬塬油田开展了10注36采“纳米水”现场试验,3年多持续见效,阶段净增油2428吨,控递减率下降2个百分点以上,完全成本降低2.6美元/桶,含水上升率下降0.9个百分点。

离子匹配水驱

离子匹配水驱的原理方法是,通过注入水与地层水之间的离子匹配和交换,调整低渗透油藏油、水、岩石界面的电荷密度,降低油、水、岩石间界面分子作用力,改变润湿性,从而达到剥离残余油膜、降低残余油饱和度的目的。

离子匹配水驱已在吉林、长庆等油田多个区块开展了矿场试验,均见到较好效果。

其中,在吉林油田低孔低渗油藏开展的5注15采先导试验,预计可提高水驱采收率5个百分点。

聚合物微球驱

针对低渗透储层致密、非均质性强导致的水驱不均突出矛盾,中国石油研制出纳米聚合物微球系列产品,通过蠕变迁移、吸附聚集、膨胀架桥、表面效应耦合等作用增大优势水道流动阻力,使注入水发生液流转向,达到扩水驱油及范围目的。

该技术现已发展成为集产品研发、机理深化、工艺创新、数据配套于一体的深部调驱技术,累计实施2.2万井次,实施区域年均自然递减率下降2个百分点以上,完全成本降低2.6美元/桶,含水上升率下降0.9个百分点。

深层油藏

中国石油大学(华东)副校长戴彩丽介绍,注水(注气)是深层、低渗透油藏补充能量主要方式,但储层非均质性严重,窜流问题日益突出,窜流制约采出程度不足20%,远低于中浅层常规油藏。

冻胶(凝胶)是行业应用最广的储层非均质调控“良药”,是由聚合物和交联剂在油藏条件下形成的三维网状黏弹性体。而深层油藏高温(超过120摄氏度)高盐(矿化度超过20万毫克/升)、低渗基质缝网复杂介质,传统冻胶面临易失稳破碎、有效期短、地下成胶快、深部运移差、调控作用距离有限等关键难题。

中国石油大学(华东)团队研制了冻胶关键材料,研发了纳米杂化提升冻胶耐温抗盐

方法,发明了铬冻胶、酚酯树脂冻胶和纳米杂化冻胶等系列冻胶体系,可满足不同油藏条件,耐温抗盐极限提升至160摄氏度、30万毫克/升,稳定期由6个月延长至1年以上。

针对预交联凝胶颗粒地下交联不可控、聚合物微球尺寸小等问题,研发了多尺度自生长冻胶分散体系,最高耐温抗盐达180摄氏度、30万毫克/升,自生长倍数在20~100倍,并实现移动工厂生产、实时智能匹配注入。

针对单一冻胶体系无界面活性、洗油效果差的问题,研发“冻胶分散体+”技术,如和泡沫驱、化学驱、二氧化碳驱结合等。

冻胶分散体系控水增油技术在塔河油田

海上油田

海上在生产油田中,陆相砂岩和海相砂岩储量占比大(占比88%)、产量占比高(占比75%),是国内海上油气产量的压舱石、稳定器。

中国海油构建了陆相砂岩油田注水高效开发模式,形成了陆相沉积油气藏精细描述、从式井网加密调整、高含水期稳油控水等技术体系,近10年主力油田采收率由27%提高至37%以上,累计产量达5.2亿吨,支撑渤海油田建成我国第一大原油生产基地。

构建了海相砂岩天然水驱“少井高产”开

发模式,形成了海相沉积低幅构造油藏精细描述、少井高速开发理论、特高含水期精细挖潜等技术体系,主力油田采收率平均达60%以上,累计产量达3.7亿吨,支撑南海东部油田5年增产原油近500万吨。

从锦州25-1南到渤中19-6,中国海油实现了海上潜山油田注水开发到潜山气田循环注气开发模式的转变,形成了连续尺度裂缝网络精细描述、缝网均衡注采及优化调控、安全高效钻完井等潜山油气藏开发技术体系,支撑动用油气储量超5亿吨,2025年、

2030年产量将达500万吨油当量、700万吨油当量。

中国海油还构建了适合我国海洋油气田开发的4种深水经济高效开发模式,实现由合作开发向自营开发的跨越,海洋油气开发全面进入“超深水时代”。

下一步,中国海油将重点推进智能分采、智能流场调控、二次开发调整、新型化驱等关键举措,大力提升精细化管理水平,实现老油田硬稳产,夯实油气产量基本盘。