

油气逐年增产 用工压减一半

鲁明公司构建油气生产数字化管理新格局

本报2月14日讯(记者 顾松 通讯员 杨鹏 李雪龙) 近日,胜利油田鲁明公司《以提升油气藏经营价值为目标的油气生产数字化转型与升级管理成果》荣获“第28届全国企业管理现代化创新成果二等奖”、山东省企业现代化管理成果一等奖、中国石油行业智能化创新成果一等奖,助力油田获得中国“智能化转型创新示范企业”,标志着鲁明公司初步实现从传统模式向现代新型油田的跨越式转型。

据了解,上述成果围绕“推进油田数字化转型”战略任务,历时五年,全面建设形成“生产现场无人化、运营管理数字化、油藏开发智能化、风险防控立体化、管理体系集约化”为主要特征的油气生产数字化管理新格局,全方位推动管理方式变革、新旧动能转换、经济效益攀升。

鲁明公司执行董事、党委书记刘建磊说,近年来,油田改革持续深化,针对管辖区域稳产难度大、低品位油藏动用成本高、现实困难,传统油气生产经营和管理模式很难满足产能持续扩张需求。同时,随着主业岗位人员逐年压减,油藏经营管理、现场风险管控等方面的压力攀升,在一定程度上影响制约了油气勘探开发整体效能提升。

为此,鲁明公司从2017年开始提出深化信息化建设、打造智能油田理念,大力推进油气生产数字化建设与转型,大幅提高对油藏经营过程、管理对象及油气资源的感知预判能力、敏捷反馈能力、整合运营能力和风险防控能力,以此提升生产运行效率、管理效率和决策效率,为推动做优做大做强油气主业开辟新路径,激活新潜力。

如今,鲁明公司信息化数

字化云服务环境在生产开发、安全环保、油藏经营等全业务领域深度渗透,彻底打破专业壁垒,依托“油田管理虚拟专家”,自主调控注、采、输系统所有控制节点,全面支撑以油藏经营为核心的油公司体制机制建设。

2018年以来,鲁明公司油气产量保持逐年递增态势,油气主业用工总量整体压减一半,人均管井数提升3倍,同口径条件2021年实现利润2.11亿元,较2020年增幅达11%,盈亏平衡点从49.8美元/桶下降至47.7美元/桶;通过加快光伏、地热、太阳能等新能源技术规模化应用,全面改变传统“大量生产、大量消耗、大量排放”生产模式,实现主力油区采油能效提高15%,光伏新能源应用占比超过20%、清洁能源占比过半,能耗总量及强度持续下降,能耗管控水平大幅提升。

河口采油厂:

打破瓶颈开发“潜力股”

本报2月14日讯(记者 顾松 通讯员 王杰远 崔双燕) 河口油区主要含硫区块有渤南油田、罗家油田、大王庄油田、义东油田和富台油田等,油藏类型复杂,纵向层系多,探明储量3223万吨。基于前期探索实践得出的含硫储量开发安全风险高、投入成本大等结论,这部分储量资源成了“看得见、碰不得”的“潜力股”。

面对开发矛盾日益突出的新形势,胜利油田河口采油厂转变观念,创新思维,成立含硫储量开发试验项目组,于2020年探索硫化氢油藏形成机理研究,通过避开含硫层进行源头防控,为硫化氢治理提供源头设计保障。

成本居高不下是制约含硫储量开发的瓶颈,河口采油厂多措并举,在保证井筒和地面本质安全的基础上,建立含硫井差异化开发配套技术体系,形成了新投井、自喷井和机抽井的三种成熟技术配套模式,最大限度地实现效益最大化;创新研发地面密闭脱硫装置,自主完善了新型脱硫剂体系,引进

新工艺、新材料,单井油管及工具成本降低900余万元,综合成本降低了70%。

为加强含硫储量开发安全管理,河口采油厂实施含硫油气从油层-井筒-井口-井场-集输站库的五级风险管控,建立含硫储量开发全过程管理体系,对高含硫化氢油气井施工单位资质、设计编制、井场布置、作业施工等方面提出了更严、更细的管理要求。同时,他们建立了井口控制系统、脱硫系统、加热系统、仪表和信控系统地面配套模块,根据不同类型含硫油井的需要进行选择 and 配套,实现现场标准化,保障含硫井正常生产。

另外,该厂形成了高含硫油井“无人值守、远程管控”的生产模式,依托信息化平台,将井口控制系统和仪表系统等进行联动,井场一旦出现硫化氢泄露或压力异常波动,立即自动联锁保护关井,实现了含硫井的安全可控生产。

两年来,河口采油厂共完成含硫油井治理17井次,日增油能力46.9吨,累计增油12067吨,实现含硫储量的安全有效动用。

胜利油田持续加强科技攻关

利用锅炉烟道气辅助热采增油两万吨

本报2月14日讯(记者 顾松 通讯员 任厚毅) 截至目前,胜利油田石油工程技术研究院研发的“锅炉烟气辅助蒸汽提高热采效果技术”在滨南、鲁胜、现河等采油厂现场应用122井次,减少二氧化碳排放8922吨、增油24864吨,平均油汽比提高0.14、投入产出比1:3.15。

在林樊家油田林7-平4井井场,注汽锅炉产生的烟道气被充分利用起来,与蒸汽混合注入油层,这不仅实现碳净零排放,并助力该井周期产油量从597吨增加到1357吨,油汽比从0.3提高到0.9。

石油工程技术研究院稠油

开采研究所热复合驱室经理梁伟说,胜利油田有注汽锅炉200余台,年排放尾气是一个不小的值,其中二氧化碳142万吨。为积极响应国家低碳开发战略,研究院和注汽技术服务中心从2019年起联合立项开展“锅炉烟气辅助蒸汽提高热采效果技术”研究,不仅要减排,而且还要“变废为宝”。

科研人员研制的注汽锅炉尾气捕集净化装置,将烟气冷却到满足后端压缩要求温度,实现热量回收和烟气捕集;利用分级增压方法,形成了成套注入装置及能力;开发研制出锅炉尾气采油全过程防腐及封窜技术,实现

了油田注汽锅炉尾气的资源化利用。

2021年,科研人员又配套研发了强化泡沫深部调驱体系,阻力因子比常规泡沫剂提高1倍,实现了利用烟道气的深部蒸汽流场调整,配套了烟道气全过程腐蚀控制技术。

“项目在捕集注入设备及工艺、注入及腐蚀控制技术、流场调整技术等方面均领先于国内外技术水平。”梁伟说,利用捕集净化的锅炉尾气复合蒸汽注入油层,可实现胜利热采稠油油藏的全覆盖,助力油田绿色低碳开发,对国内稠油油藏热采减排增效具有重要引领作用。

孤岛采油厂:

两年盘活长停井240口

本报2月14日讯(记者 顾松 通讯员 李超君 孟媛媛) 两年盘活长停井240口,2021年底日产油水平较2020年初增加560吨,累计增油20.75万吨……胜利油田孤岛采油厂扶长停井治理项目组成成绩单,让地质研究所采油地质主管师李延华颇感欣慰。

老油田开发转型过程中,油水井网调整归位工作量需求较大,部署常规新井调整井网受制因素多,投入高,能不能打破传统井网“魔咒”,实现投入产出最优比?地质技术人员将目光聚焦在采油厂800余口长停井上。

“长停井不是没有潜力,而是未能合理地释放潜力。”孤岛采油厂副厂长姚秀田说,为实现“少投入、多产出、降成本、提效益”,采油厂成立扶长停井治理项目组,集中力量将复产长停井与稠油转方式、水驱转井网等重点工作结合,以开发转型为主线,结合油气运移及成藏规律,开展井网转型开发的剩余油研究。

按照“先算后干”的原则,他们对800多口长停井逐井筛查,绘制措施增油预测图版,根据低投入高产、低投入低产出等,筛选310口潜力井优先实施。以中31斜410井为例,该井

投入总成本约77.49万元,按照经济效益评价指标,恢复后累计增油须达462吨。截至目前,这口井复产23个月增油已达3818吨,评价期内预计可累计增油5300吨以上,经济效益可观。

事实上,并不是所有长停井的治理都能如此乐观,总有井痼疾难医,比如在长停井总数中占到四分之一的套损井。李延华算了一笔账,全厂因套损等原因导致的长停井232口,如果这些长停井能够全部盘活,相当于打了147口日产6吨的新井。

为了救治这些套损长停井“重病号”,技术人员层层过筛,对潜力大、本层系可以利用的优先扶停,本层系无法利用的则上下层系兼顾扶停,本层系和上下层系都无法利用的,则围绕恢复失控储量,在油藏全面认识的基础上“调理脉络”。

东区南注聚区的东5-7井就是一口定向大修扶停井,该井2013年高见聚关井,地质技术人员精细分析动静态资料,认为该井馆35南部断层附近剩余油富集,有扶停潜力。技术人员对该井实施定向大修后换层生产,实现日产油9.3吨。2021年,采油厂通过定向大修措施扶长停油井38口。



精准帮助平台“搬家”

近日,胜利油田海洋石油船舶中心胜利292、242船,历时50多小时不间断作业,高质量完成蓬莱19-3工区海洋石油281平台井间精准移就位。据了解,由于平台属于井间移位,船舶作业难度增加,需要对风向、流向、海况等要素进行精准预判,施工中,两艘船舶按照指挥小组指令密切配合,在井口间如麻绳穿针般,一点点完成精准就位作业,为今年开拓外部市场奠定了坚实基础。

本报记者 顾松 通讯员 崔舰亭 摄影报道