奋进新征程 建功新时代 | 牢记嘱托 再立新功 再创佳绩 喜迎二十大

今年以来,西南油气采气三厂不断优化生产运行,强化产量、库存及销售动态跟踪,截至5月19日,该厂日产天然气415万立方米,累计产气5.22亿立方米;日产原油84.3吨,累计产油1.14万吨。图为采气厂员工正在江沙343HF井录取生产数据。

宋 军 杨秀菊 摄影报道

物探院π-Frame处理系统加速冲刺深度域实用化建设

本报讯 近日,物探院以复杂探区勘探生产项目为载体,全面启动新一轮π-Frame处理系统深度域全流程生产大规模应用,标志着该处理系统正式向市场化工业产品进军,加速冲刺深度域实用化建设。

π-Frame处理系统是中国石化重点打造的基于大数据体系构建的地震勘探处理软件平台,具备科研生产一体化的地震常规处理、精细特色处理等强大功能,其中自主深度域全流程处理是软件系统的关键核心功能。

目前,物探院正着力提升模块的应用效果和软件操作体验,建立软件基础平台、模块功能、生产应用的多部门"大兵团"联合作战模式,搭建高效的产品实时交流反馈平台,提高各环节运作响应效率,加强软件一站式操作培训,让软件研发与生产应用同频共振、互促互进。 (刘旭跃)

西南油气 元坝气田陆相挖潜获佳绩

本报讯 近日,西南油气元坝气田元陆27井在改造后获日产天然气8.1万立方米,随着压裂液继续返排,储层产能将进一步释放。

该井是西南油气在川东北元坝九龙山南鼻状构造带部署的一口定向预探井,于2012年9月完钻。该井前期在须二层下亚段、须三层中亚段及自流井组珍珠冲段分别进行酸压测试,均获低产气层,之后暂时封井。

元坝陆相须家河组气藏是典型的深层特低孔、低渗致密气藏。西南油气石油工程技术研究院采用以"纵横向裂缝密度设置、裂缝建造和长期高导流"为核心的新压裂技术,裂缝由单一支撑剂到变粒径多级强支撑,在元陆27井须二、须三层成功实施压裂挖潜。

新技术应用后,多口井传来喜报,元坝6井获无阻流量43.22万立方米/日,元陆171井获无阻流量119万立方米/日,提产效果显著。 (杨衍东 卢 丽)

西北油田 雅东5号构造单井获高产

本报讯 日前,西北油田部署在雅东5号构造的YD1-6X井获日产油60吨、天然气8万立方米的高产油气流,创近年来雅东区块单井原油日产新纪录,进一步证实该区块具有北扩潜力。

雅东5号构造位于雅克拉气田以东。近几年,技术人员持续推进气田滚动拓边。2017年,在主力气田以东的隆起上,他们通过YD1井的突破,发现了外围雅东5号圈闭白垩系油气藏,截至目前,该井累计产油7.9万吨。2018年,西北油田重新解释构造圈闭,实现规模上产。2021年,为落实北扩产能、加快上产,西北油田部署了3口新井,YD1-6X井就是其中之一。

目前,该区块共有4口井管输进站,日产量125吨,两口井正进行钻完井作业,将于二季度投产。 (连鑫龙 任 宏)

河南油田 二氧化碳复合降黏获突破

本报讯 日前,河南油田泌浅29-8-1H井、泌浅29-8-4H井实施二氧化碳复合降黏措施,峰值日产油分别达到26吨、15吨,均创历史新高。

这两口井是古城油田泌浅29井区的稠油热采井,均于1月投产,属于超稠油,第一周期措施有效期短,效果差。

技术人员深入分析泌浅29井区原油性质,结合两口井基础数据及生产动态变化情况,对两口井实施第二周期二氧化碳复合降黏措施。此次优选实施"降黏剂+二氧化碳+蒸汽"注入方式,达到增大降黏剂和二氧化碳波及半径的目的,增油效果明显。

(张伟英 施桂娟 马鑫怡)

"煤"花三弄

——华东油气延川南煤层气田开发建设纪实

□唐利民 姚 鹏 郭 涛 肖 翠

提起瓦斯,人们耳熟能详,但说到煤层气,却鲜有人知。

煤层气,俗称瓦斯,主要成分为甲烷,是煤的伴生矿产资源。近年来,因热值高、污染低,煤层气成为举世瞩目的洁净、优质能源。

2008年,华东油气吹响了向非常规资源进军的号角,历经14年,探索形成了一整套包括"有效支撑压裂""拟水平井"等技术在内的煤层气高效开发技术体系,建设了全国第一个商业开发的深层煤层气田——延川南煤层气田。截至2022年5月1日,已累计生产煤层气21亿立方米,可满足600万个中国家庭一年的燃气需求,减少二氧化碳排放250万吨。

试问"煤"花何处好?其能为祖国奉献光和热、为世界创造净与美。

一弄"煤"花:雪后疏梅,时见两三花

煤层气的勘探开发,既需要研究作为伴生矿的煤层气,也需要研究作为原生矿的固体煤。

2008年,华东油气初来乍到非常规领域。

2009年,他们借鉴沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘的开发经验,在2号煤层以常规压裂技术为手段,设计并完成延1井,最高日产气达2632立方米。

经历单井突破、井组试验、规模建产3个阶段后,2015年,全国第一个商业开发深层煤层气田——延川南煤层气田全面建成投产。

但是,延川南煤层气田单井日产量只有500~1500立方米,平均稳产周期只有2年,见气周期却在1年以上。与美国圣胡安、黑勇士盆地平均煤层气单井日产气过万立方米相比,经济效益不尽如人意。

煤层气与天然气的主要成分都是甲烷,但是天然气主要依靠自身正压产出,煤层气则需经历解吸—扩散—渗流的完整过程。当地层压力降至解吸压力以下,煤层气才能由吸附态转化为游离态,通过煤基质的微孔隙扩散进入地层裂缝,再经地层裂缝渗流进入井筒。

采气效率受制于解吸体积,因此,只有深度改造煤层,才能有效增大波及体积,充分释放资源。

但是,常规压裂裂缝的实际支撑范围只有井筒附近8米左右,即便是主裂缝长度也不过30米。解吸范围的绠短汲深,导致储量动用量小力微。

2017年12月,因生产低效,功勋井延1井被迫停抽关井。

二弄"煤"花:梅破知春近

有效支撑压裂的衡量标准简单而明了:压得开、造长缝、撑得住。

"压得开"是指由于延川南煤层气田属于深层煤层气田,平均埋深1280米,局部甚至超过1500米,因此要克服较高的地应力,在煤层里有效制造并充分扩展人工缝隙系统。

"造长缝"要求在煤基质不利的条件下,尽可能制造长的人工裂缝并充分地波及天然裂缝。

"撑得住"则需要有效抗衡煤基质的高塑性及深埋藏的高应力,对压裂缝网形成从近井端到远井端的全程有效支撑。

转眼到了2018年,一场覆盖压裂体系、压裂规模的全要素攻关拉开序幕。

在压裂体系方面,华东油气大胆探索高携砂能力压裂液体系与低密度支撑剂体系;在压裂规模方面,他们持续试验排量、液量、砂量的优化组合,经过9种类型、101井次的反复探索与迭代升级,有效支撑压裂技术获突破——施工排量、注入液量、加砂量分别提高2.6倍、5倍和10倍;常规压裂半缝长、有效改造体积、单井有效控制储量分别提高2.3倍、5倍和5倍。

"连续、缓慢、稳定、长期"的排采理念一直是煤层气田开发的"金科玉律",结果就是见气周期长、释放产能慢。

而有效支撑压裂,犹如在储层中架起高速公路网,为煤层气"拟游离赋存、高导流产出、全井域动用"创造了条件。华东油气逐渐探索形成以"快速返排、面积降压、体积解吸、优快上产"为核心的全新排采制度,见气周期由300天缩短至30天,达产周期由900天缩短至90天。

伴随有效支撑压裂技术的广泛应用,截至2021年,延川南煤层气田日产量达到115万立方米,连续4年保持年产量3.5亿立方米以上。

三弄"煤"花:腊尽梅梢尽放红

2010年,华东油气曾向更深层的10号煤层发起挑战。

与2号煤层相比,10号煤层埋藏更深、厚度更薄,开发难度大,被判定为"可采性极差"。

经济高效地开发10号煤层,成为华东油气要走的"新长征路",他们大胆提出煤层气田"拟水平井"的概念。

"拟水平井"通过借鉴水平井"增大波及面积、提高单井控制储量"的理念,采用"直井钻井+大规模、造长缝压裂",可以最大程度地提升改造体积,提高动用程度。

2021年11月,他们首先在延3-25-24井开展"拟水平井"试验,裂缝全缝长约1200米,该地区水平井段长度一般为1500米,基本实现了水平井的波及面积,而钻采成本仅为水平井的1/3。

之后,他们在W148平台进行扩大试验,平均单井日产量达到2万余立方米,实现10号煤层直井单层产气量的历史性突破。

与此同时,华东油气又启动了2号煤层与10号煤层合采的可行性研究。研究表明,2号煤层与10号煤层的平均临界解吸压力相差约0.5兆帕,平均埋藏深度相差约为50米。这意味着,两者解吸液面高度基本一致,具备合采条件。

随着"分压合采"理念的日益成熟与推广应用,逐渐实现了立体动用,确保了单井控制储量。2021年,华东油气累计实施分压合采28井次,与单层开采相比,平均单井日产量翻了一番。

腊尽梅梢尽放红。延川南的黄土塬上,迎来了万紫千红的盛春。

油气经纬 Head Line

创新驱动 助力油田增储上产

今年以来,西北油田采油三厂加快新工艺引进和高产油气流工艺技术集成应用,强化工程地质一体化融合,积极推进化学堵水、氮气泡沫驱、远距离酸化等提高采收率新技术应用,收到显著增油效果,为措施稳产奠定了基础。截至目前,该厂累计实施化学堵水24井次,增油5726吨;累计实施氮气泡沫驱12井次,增油4941吨;累计实施乳化酸、固体酸等深部酸化4井次,增油675吨。图为技术人员积极引进连续油管技术,对TP191油井进行解堵作业。 张若彬 摄

老采油厂的绿色新动能

胜利油田孤东采油厂坚持传统能源生产与新能源产业发展有机融合,新能源使用占比目前达20%以上,计划2025年达到100%

□丁 盛 张红军

胜利油田孤东采油厂以"双碳"目标为引领,主动融入黄河流域生态保护和高质量发展,坚持战略布局、项目推进、价值引领,着力构建新能源开发新模式。2021年至2022年5月初,该厂共消纳绿电1.43亿千瓦时,应用余热7700吨标准煤,新能源占比达20%以上,碳减排量达到15万吨。

战略布局,培育绿色低碳发展新动能

孤东采油厂南依黄河、毗邻渤海,太阳能、风能、余热资源丰富,可利用的土地集中、面积大,为发展新能源产业提供了有利的资源基础。作为油气生产单位,该厂是能源消耗大户,加快能耗结构调整、新能源产业建设,坚定走好绿色转型发展之路,是必须抢抓的发展机遇。

孤东采油厂坚持传统能源生产与新能源产业发展有机融合、互为依托,积极开展新能源"十四五"发展规划研究,确定了以分布式光伏发电为重点、以集中式光伏发电扩规模,风光热储氢一体化推进的规划方向,确立了到2025年绿电输出2.5亿千瓦时、直接用能新能源占比达到100%的目标。为加快部署落地,该厂科学编制了采油厂碳中和实施方案,确定了2023年建成采油管理一区碳中和示范区、2025年建成碳中和示范采油厂的阶段目标。

近日,该厂与中科院院士徐春明探讨未来新能源技术在孤东油田的应用方向,锚定建设胜利油田绿色低碳创新示范基地、中国石化新能源综合利用"孵化区"发力,规划建成充电站、换电站、数据中心站、5G基站、光伏站、风电站、储能站、储热站、配电站和中国石化新能源培训基地、石油石化行业产学研用孵化基地,形成以绿能为主体的"9+2"多站融合示范创新基地,助力绿色低碳发展。

项目推进,打造绿色低碳转型新优势

为了让蓝图变为现实、目标成为实绩,孤东采油厂在新能源产业发展全链条、项目建设运营全周期中协同发力、整体联动。他们设立新能源项目,建立"日运行、周分析、月总结"工作运行模式和多部门联合勘察、一体审查、协同实施的项目运行模式,推进能源替代进入"快车道"。2021年共实施光伏项目22个,新建分布式光伏发电容量21.5兆瓦,年发电能力达2571万千瓦时,形成年减排能力2.68万吨。

他们坚持余热资源综合利用,大力实施油气集输联合站余热全覆盖工程,突破含聚采出水余热工业化应用技术瓶颈,实现油田采出水余热资源有效利用。建成投产孤东油气集输四号联合站采出水余热利用项目,年节约天然气260万立方米,碳减排量4957吨。着力推进光热、储能项目建设。试验应用了槽式太阳能油井加热装置,"日出而作、日落方息、储热替补",首次实现光热工业化应用。2021年,该厂采用"光热+辅热"技术,年节约天然气44万立方米,减排二氧化碳960吨。

价值引领,拓展绿色技术新路径

孤东采油厂主动携手中科院工程热物理所、中船702研究所等研究机构,组织开展了新能源先导示范项目试验。他们进行了节能降碳技术先导试验,率先引入应用正温度电感应变流加热技术,热量转化率提高10%以上;在验证"电加热+储电"模式可行性基础上,实施能量回收工程,绿电就地消纳率提升了25%;加强新能源与油气生产结合技术研究,提升了运行时率;融合余热、储热、绿电消纳等技术,实现原油处理加热"零排放"。

2022年初,孤东采油厂启动了51号接转站区域100兆瓦集中式光伏发电项目建设。项目建成后,光伏发电装机容量将达到100兆瓦,年发电量将达到1.2亿千瓦时,减排12万吨二氧化碳当量。同时,他们聚焦绿电就地消纳和土地高效利用,以独立配套的发供电系统和柔性可调的采注输负荷及油气开采为基础,一体化布局,提出光伏发电、直流微网、分布式储能技术相结合的技术路线,推进井场光伏围栏项目建设。

今年,该厂将建设分布式光伏项目30兆瓦,绿电消纳1.2亿千瓦时。"十四五"期间,孤东采油厂重点推进新能源产业体系建设,着力实施绿电制氢、光伏发电、风电等项目,力争"十四五"末新能源使用占比达到100%,温室气体减排量达到280万吨以上。

中原油田老区块实现"逆生长"

本报讯 经过近3年的治理,中原油田文卫采油厂卫22区块,可采储量增加19.20万吨,水驱采收率达到53%,年产油增加1594吨,老油田实现了"逆生长"。

卫22区块综合含水率为94%,是一个"水上漂"的区块。近3年,文卫采油厂通过"精细化研究、精准化挖潜、精益化管理",实现了老区块储量增加、产量上升,水驱效果进一步显现。

技术人员结合油藏开发现状,利用实时传输的信息化数据,及时发现单井异常,制定措施解决,他们分析每个开发层系及每个注采井组的注采强度、注采比,及时提出调配建议并论证实施,编制分井组、区块配注调整方案。通过坚持做好"水文章",该厂探索出综合分类调水新方法,形成了一套综合分类调水技术,实施大井区预警式联动调水26井次,见效增油2428吨。

"老区块管理,不能光在注水上做加法,还要在思想上做乘法,对于那些'出工不出力'和'出力不讨好'的井,我们通过加深认识,让油井再现'青春'。"文卫采油厂地质研究所卫东室主任陈亮说。

技术人员开展精准化立体挖潜,他们在老区周边利用高精度三维地震资料对区块南部卫西断阶带进行研究,搞清构造变化,提高储量动用;在老区内部他们以现有井点为基础,优化注采流线,构建适应剩余油分布的平面井网,纵向上继续保持7套层系开发,以流线流场调整为抓手进一步增强水驱开发效果。

"通过3年精细治理,卫22区块可采储量增加、年产量增加、综合含水率下降、递减趋势明显下降,实现了'水上漂'油藏的稳油控水。"陈亮说。 (魏园军 姚青敏 景永红)

声波"看"地层 "甜点"别样"甜"

本报讯 近日,由经纬公司西南测控公司承担测井、录井和定向井一体化服务的新盛101-1井传来捷报,通过声波远探测测井成功发现井筒远端断缝体,测试日产天然气18万立方米。

新盛101-1井是位于四川盆地川西坳陷新场构造带新盛构造的一口难动用储量开发井,气藏类型为受岩性构造控制的裂缝—孔隙型有水气藏。完钻后,录井显示目的层含气性差,评价为"干层"。

"即使井壁周围没有油气显示,远一点的地方或许会有新发现,我们建议增加声波远探测测井扩大测试范围。"西南测控公司测井资料解释专家何传亮说。甲方采纳了建议,在标准测井的基础上,增加了声波远探测。

传统的标准测井一般只能测井筒周围2米以内的范围,而声波远探测测井可实现对井旁数米到数十米范围内的裂缝、溶洞、断层等地质体的探测。

现场测试人员在仪器上加装外径130毫米的扶正器和导向胶锥,降低仪器遇阻卡的风险,确保仪器顺利到达目的层。声波远探测仪资料显示,在地下4780米、距离井筒8米左右的地层,有清晰的四组裂缝,裂缝有效性好。

用声波"看"地层,发现意外"甜点"。截至5月19日,新盛101-1井累计生产天然气已超过1354万立方米。 (田宏远 缪祥禧 郑伟林)