



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

江苏油田聚焦清洁能源开发与利用,2022年一季度,新增13座太阳能光伏电站,完成50个井场、7个闲置站库光伏电站设计,2022~2023年,将建设20座风场电站

布局新能源 “风光”向“绿”行

□本报记者 刘继宝 通讯员 刘沛

4月3日,中国石化上游板块首个陆上风力发电项目在江苏油田小纪油区建成,装机容量2.5兆瓦,投运运行后,预计年发电量630万千瓦时,能为140台抽油机提供清洁用电。

江苏油田致力于风能、光能、地热等清洁能源的开发与利用,传统能源消耗呈现逐年下降趋势,2021年单位油气能耗和电耗比上年分别下降3%,新能源利用比上年上升65.53%。今年以来,江苏油田加快新能源开发利用步伐,170个光伏电站建设项目拉开序幕,风电项目加快推进,复杂小断块油田CCUS-EOR(二氧化碳捕集、利用与封存-提高采收率)项目联38提高采收率示范区建设。

98个井场建成光伏电站

正值春季,联盟庄油区麦苗葱郁,油菜花开。在联46-1等12个井场,蓝色的太阳能发电板熠熠闪光,成为

油区一道亮丽的风景线。像这样的太阳能光伏电站,江苏油田已建设了98座,年发电量800多万千瓦时。

江苏油田油区主要分布在苏皖两省,现有油水气井5800多口、站库及倒班点等140个,空闲土地26万平方米;还有办公科研、生活区及仓库用房屋等,总面积约20万平方米。

油区分布广袤的田野,地势平坦,四周无遮挡物,具备安装光伏电站的良好条件,这里太阳能辐射量每平方米4400~4700兆焦,属于日照资源较丰富区。

“充分利用现有资源,布局分散式风力发电和分布式光伏发电项目,是油田能源利用转型的有利条件。”油田生产运行部门负责人说。

今年以来,江苏油田在黄班等油区建成太阳能电站的基础上,又在联盟庄油区12个井场建设12座光伏电站,装机容量为0.9兆瓦。截至目前,全油田已建成光伏电站98座,总计装机容量6.32兆瓦,年发电876万千瓦时,年减排二氧化碳5344吨。

今明两年,江苏油田还将利用油井场的空闲地,在江都、高邮、兴化

等油区的170个油气井场,建设170座光伏电站,装机容量19.1兆瓦;在洪泽农场建设渔光互补光伏电站,容量17.97兆瓦;在永安农场建设农光互补光伏电站,容量3.1兆瓦。

首个风力发电项目建成

4月11日,在江苏油田小纪油区,绿色麦田铺展在星罗棋布的油井之间。在这一望无际的绿色海洋里,矗立起一座高140米的风场机座。这就是江苏油田纪1风力电站,不远处的徐24井场,另一台风电正在吊装调试。

江苏油田地处平原地带,风力资源丰富,每年春夏交替、秋冬交替时期,在140米的高度,年平均风速5.5米/秒左右,风能资源丰富,具有较好的开发利用前景。

根据江苏油田新能源发展布局,2022~2023年,将在小纪、花庄、真武、金湖、赵集等处,建设20座风场电站,安装规模61.5兆瓦。

“从发电量、度电成本等方面来

说,风电比光电更有优势,因此,从抢占并网资源及获得更佳经济效益角度出发,优先选择风电上网。”江苏油田财务计划部投资规划室主任吴伦说。

从环保效益上看,若按照今明两年计划完成风场电站建设,年发电量将为15990万千瓦时,可节约标准煤19652吨,减排二氧化碳92902吨、二氧化硫472吨、氮氧化物138吨。

二氧化碳驱油提高采收率

对于一些靠天然能量、注水开发仍不见效的区块,江苏油田通过二氧化碳驱油提高采收率。捕碳驱油,有利于“双碳”目标实现,也能产生良好的生态效应。

江苏油田二氧化碳驱油起步比较早,但由于种种原因一直没有规模化应用。“十三五”期间,江苏油田在11个区块实施二氧化碳驱油,累计注入二氧化碳9.65万吨,增油4.36万吨。近两年来,他们持续加大二氧化碳驱油力度。2021年,驱油区块增加到18个,年增油比“十三五”年均多1.2

万吨。今年初,江苏油田又筛选出花17等26个断块作为二氧化碳驱研究攻关目标,力争实现年注二氧化碳10万吨、增油3万吨目标。

2021年6月,江苏油田与金陵石化及其南京炼油厂签署二氧化碳捕集利用项目合作协议。按照协议,南京炼油厂负责新建二氧化碳捕集利用装置及相关设施,金陵石化负责提供大于98%的高浓度二氧化碳原料,江苏油田加速二氧化碳驱油技术研究与应用,实施上下游企业深度合作,加快一体化发展。

目前,江苏油田复杂小断块油田CCUS-EOR项目正在加紧推进,至3月底,联38块二氧化碳驱提高采收率示范区,已经累计注二氧化碳1.5万吨,这个集“二氧化碳捕集-运输-注入-回收”全流程于一体、探索复杂小断块油田超前注气新模式的的产建区块,投产后将提高采收率14.58个百分点。

油气经纬
Head Line

华北油气

选择性分段固井获成功

本报讯 日前,华北油气选择性分段固井工艺在泾河油田JH55P5井试验应用获得成功。该工艺采用可钻桥塞射孔联作+水泥承压器固井技术,在水平段顺利实施裂缝段与390米基质段分段固井,实现了段间有效封隔,测井解释固井质量优质,为断缝体油藏裸眼投产与后期能量补充提供了技术保障。

JH55P5井是华北油气部署在鄂尔多斯盆地伊陕斜坡南部的一口油藏评价水平井,井深2351米,水平段长662米。为有效提升该井产能、达到压裂试油目的,技术人员在该井水平段实施选择性分段固井,实现裂缝段与基质段有效封隔。

该工艺可以根据储层改造需要,选择需要封固的井段,实现只固夹层不固油层,既可防止水泥浆污染油气层,又可实现层、段间封隔。

(付绪凯 魏凯 刘永胜)

西北油田成功实施 凝析气藏控水采气工艺

本报讯 近日,西北油田研发的控水筛管在TP12-Q3H井舒善河组气层成功应用,历经1200多天后该井仍无水生产,累计产油1.5万吨、产气5300万立方米,标志着凝析气藏气井控水筛管先导试验获得成功。

针对凝析气藏含水上升快、油气产量锐减的开发矛盾,西北油田完井测试技术人员提出“储层分段管控、差异化控水采气”的思路,研制了凝析气井控水短节与筛管,配合使用遇油膨胀封隔器,攻关形成凝析气藏控水采气工艺技术,可实现对不同储层段的流量控制。技术人员研发了适用于凝析气藏的控水装置和筛管,可根据产液状况自动调节附加压降,最大水油压降比可达到30倍以上,实现油气井全生命周期内流入剖面的均衡。

(王勤聪 宋海)

中原石油工程承担施工 马6井压裂试气获高产

本报讯 日前,中原石油工程井下特种作业公司承担的马6井压裂试气两层均获高产。

马6井是勘探分公司部署在通南巴构造带的一口预探井。中原井下特种作业公司实行重点试气工序专家驻井制,严抓工序过程控制,严格落实施工设计和甲方施工指令,确保优质高效运行。

马6井须二段和须四段试气均获高产,进一步证实了断缝体富集高产模式,验证了断缝体预测评价技术的有效性。

(余国婴 董磊)

江汉油田涪陵页岩气田 三层立体开发井获高产

本报讯 记者戴莹 通讯员刘猛刘莉报道:近日,江汉油田涪陵页岩气田三层立体开发评价井焦页12-Z1HF井喜获23.24万立方米高产气流,展示了气田焦石坝区块三层立体开发良好前景。

江汉油田研究院围绕焦石坝老区开展立体开发调整,按照“吃干榨净资源,着力提高储量动用率和采收率”开发思路,强化建模数模一体化,深入开展剩余气精细评价关键技术攻关,通过建立三维可视化井组剩余气模型,基本摸清焦石坝区块剩余气平面分层分布特征。技术人员针对不同井网条件和剩余气分布情况,在焦石坝有利区部署了包括焦页12-Z1HF井在内的6口中部气层评价井,目前全部完成试气,平均测试产量达17.5万立方米/日,与剩余气展布特征预测结果吻合。

下一步,江汉油田研究院将强化评价井生产动态分析,深化页岩气储量动用定量评价技术研究,摸清剩余气分布规律,全力支撑气田稳产上产。



华东油气评价井 钻井提速超三成

日前,华东油气常压页岩气井隆页5-1HF井顺利完固井作业。该井是华东油气部署在武隆向斜的一口常压页岩气评价井,系统配套激进参数、全国产化高效PDC钻头和大扭矩螺杆,以及地质工程双因素双“甜点”控层导向等关键提速技术,平均机械钻速17.41米/小时,比工区整体水平提高33%。图为隆页5-1HF井钻井现场。

(沈志军 沙峰 贺庆)

摄影报道

**长城润滑油杯
新闻摄影竞赛**

全环节发力 培育高产高效井

□尹永华 宋鸿斌 孙沙沙

胜利油田孤东采油厂技术人员精细油藏分析,对不同类型井区井组分类施策,优化各项工艺设计,全环节发力打高效井、养高效井,2021年以来共投产新井89口,累计产油7.2万吨,新增经济可采储量73万吨。

该厂技术人员不断深化地质认识,瞄准砂体边界、断层边界、油水边界、井控边界、水驱动用边界、成因砂体边界、沉积微相边界等“七个边界”,加深储层和剩余油再认识,指导新井高效挖潜。在此基础上,他们对不同类型井区井组分类施策。

面对孤东油田地层压力较高、局部井区井组地层能量不均衡的实际,技术人员超前联动治理高压井区井组。他们通过精准动态分析、油水系统联动,对高压井区进行整体治理和注采调整,为优化钻井液用量、从源头保护储层创造条件。对部分注采井完善程度相对较差的井区井组,他们充分发挥密网网的优势,立足老井综合利用,超前增能补能,确保新井实施前其所在的井区井组都能“喝到水”“喝好水”。

在新井钻井方面,他们以“四提一降”为抓手,以优化井身轨迹、油层保护为主攻方向;在压裂工艺方面,围绕“提高渗流能力”,优化射孔参数、增大压裂规模和施工排量;在完井工艺方面,着眼于“延长寿命”,优化杆管组合和下泵深度,提高单井产量。

孤东281块沙三中油藏是典型的特低渗油藏,常规开发方式无效。去年下半年,该厂实施油藏、工程一体化优化,实现了区块效益应用。在油藏方面,他们采用压驱注水开发新技术,优先对该油藏实施压驱注水,在油井没有射孔压裂的情况下先使油藏保持较高地层能量,促进了压力和注入水的均衡扩散;在工程方面,他们结合油藏特征及地质、工程“甜点”分析,采用桥塞分段射孔+缝网体积压裂组合工艺,重点改造主力层,配套层间堵技术,充分释放薄互层产能。

同时,技术人员通过建立“井工厂”学习曲线等方式实现提速提质提效,钻完井周期从46天缩短到30天。目前,该区块日产油能力61吨,新增经济可采储量16.76万吨,提高区块采收率6.2个百分点。

在新井投产后续管理上,该厂始终秉持“一口新井就是一项系统工程”的理念,坚持打高效井与养高效井相结合,做好注采井动态完善、生产参数严格控制、地面系统运营管理等工作,确保新井高效、稳产且长效。今年2月,孤东油田七区中单元连续投产GOGD7P24、GOGD7P25两口水平井,日产油达14吨,新增可采储量2.3万吨。

打开“远井储量体”的大门

讲述:罗攀登 西北油田工程技术研究院储层改造研究所所长 整理:本报记者 王福全

“卡脖子”难题

塔河缝洞型油藏经过40余年的开发,近井资源动用程度较高,远井剩余储量在经过注水、常规酸压等传统手段挖潜后,仍然有约4.5亿吨的储量无法动用。超大规模酸压、大型加砂、侧钻等储量动用手段作业时间长、操作复杂、成本较高。

主要成果和创新点

西北油田科研创新团队自主研发的延迟酸远距离沟通技术,有效解决了老井注水替油和常规酸压无效或低效的难题,目前已实施12井次,有效率达到90%,累计增油2.5万吨。这一技术突破为塔河油田动用远井剩余储量提供了新方案。

攻关故事

塔河缝洞型油藏经过40余年的开发,近井资源动用程度较高,远井剩余储量在经过注水、常规酸压等传统手段挖潜后,仍然有很多储量无法动用。

2019年3月,我们储层改造研究团队连续召开三次技术讨论会,大家集思广益,寻找突破方向。在激烈的讨论后,我们形成共识:动用远井储量的关键是打开远井储集体的“大门”,而且“门”要开得宽阔。在反复比对超大规模酸压、大型加砂、侧钻等多种方法后,我们决定将攻关固态延迟酸技术。

针对慢生酸难题,我提出了固体非酸材料温控溶解、水解生酸的想法。专攻生酸材料的研究人员李永寿连续扑在实验室里80余天,开展了200多组实验,成功研制出符合条件的固体生酸材料。

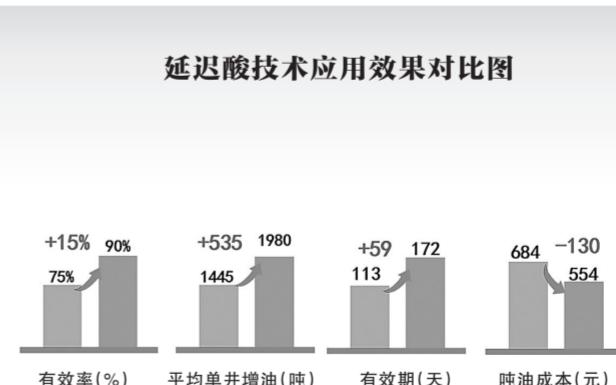
其实这条路并不好走。当前成熟的缓速酸液主要是地面交联酸,它是依靠增加黏度降低氢离子传输速度,

延迟酸远距离沟通技术应用示意图



常规酸缓释性能差,有效反应时间短,无法完全疏通酸化目标段,导致“储集体2”无法动用。延迟酸技术将缓释时间由30分钟延长至180分钟,可有效动用远距离储集体目标。多项指标对比表明,延迟酸较常规酸现场应用效果更好。

延迟酸技术应用效果对比图



现场持续分析研判,多次修正延迟酸技术选井方法,最终建立了一套有效率达90%以上的选井方案。

目前,在硬件上,我们与设备厂家、作业队伍共同研发了延迟酸加注设备,提升了稳加注、调浓度、解卡料方面的性能;在软件上,形成了“选对对象标注、算距离算规模、降温度降滤失、注得进注得稳、送得远、深部溶蚀”全流程一体化工艺优化方法,塔河老区远井剩余储量大幅有效动用正在迎来自春。

团队经过5个月的共同努力,固态延迟酸体系最终定型。

2019年9月,我们优选T805(K)井开展现场试验,但应用效果未达预期。项目组负责人宋志峰和同事们在

**研究
我和我的研究**