

守望绿水青山



中石化西南油气分公司元坝净化厂是我国第二大规模、年产净化气能力34亿立方米的高含硫天然气净化厂。自2014年12月底建成投运以来,该单位始终坚持安全高效、绿色低碳发展战略,以建设“绿色智能气田”为目标,通过新气田新机制、高标准安全、精细优化运营,确保气田“安稳长满优”运行。

“全厂所有气相、液相管线的压力、流量、温度、液位、阀门的开度等数据都在计算机上实时显示。在这套智能仪表管理系统中,只需轻点鼠标即可对压力、阀门开度值等参数进行远程控制调节,并可在非稳态状况下实现自动整定参数。”净化车间技术员谷卓然介绍说。

该厂4列装置使用近500台仪电控制工艺阀、仪表调节阀,大幅度减少了用工,降低了员工劳动强度,提高了操作控制精度和产品质量。“净化车间100人就能完成4套联合装置的操控运行管理,借力信息化抓实岗位责任、安全、效率、效益目标都能保证。”西南油气分公司副总工程师、元坝净化厂厂长吴基荣说。

智能化、信息化、安全精细运营的水平,从一定意义上说,代表了一个现代企业的核心竞争力。目前,该厂的操作控制实现自动化,安全管控实现智能化,并在一线车间,班组抓实落地岗位责任,团队共担共享的理念、机制和文化,引领助推高风险工厂智能化管控达到国内领先水平。

该厂计量化验室主任苗华介绍:“每天,我们要对工艺化学水、循环水等进行100多个水样分析,对原料气、过程气、产品气等进行100多个气样分析,实时监控生产运行情况。”

西南油气分公司采气二厂元坝采气区经理唐军说:“元坝气田酸气管线总长125公里。每天13组管线巡护工要走近200公里的山路,翻山越岭进行管网的巡查。”

正是得益于气田智能化管控和工区600名、平均年龄不到32岁的员工队伍在大巴山深处长年坚守,才守护了元坝气田的安全环保运行,投产运行3年多来,无安全环保事故。(袁鹏 何亮)

科普时报(吉海坚)截至10月31日,青海油田原油产能建设钻井工程已完成年度计划的95%,新井投产累计增油14.45万吨,比去年同期超出1万多吨。此数据进一步验证了“6595”原油产能建设管理模式在青海油田的成功应用。

工作效率。“6595”原油产能建设管理模式:控制产能指标、产建投资、工程质量、建产工期、安全环保、廉洁从业6项指标;实施开发、地质与工程、技术与经济、科研与生产、地面与地下5个一体化;落实强化过程

“一体两翼”促进产能建设 青海油田“6595”新模式见成效

青海油田经过60多年的开发,逐步暴露出老区开发稳产潜力下降、新区开发上产能力不足、开发成本越来越高、开发效果越来越差等尴尬局面,成了制约油田效益开发的瓶颈。

去年年初以来,青海油田在原油开发产能建设中,始终围绕效益建产这一核心,逐步形成了以经营管理为主体、以深化地质研究和推动工程技术进步为两翼的“一体两翼”产能建设理念,从注重完成建产任务为主转变为突出质量效益为主,形成“6595”原油产能建设管理模式,有效降低了产建费用,提高了

动态管理,突出以产能、投资为核心的“三论证、三优化、三控制”工作的9项举措;加强安全环保、经营、生产、技术、项目5个管理。

两年来,青海油田原油产能建设到位率85%以上,产建投资费用同比下降5%、3%,年降本增效5000万元以上。在建任务不变的前提下,优化方案减少钻井73口,进尺25.23万米;通过单井费用分项核算、严格结算考核管理,增加投资结算审批环节等措施,改变了粗放的经营管理方式;落实了安全环保责任,在原油产能建设过程中实现了安全建产、绿色建产。

国内最深注水替油井增产原油超万方

科普时报(张洋)10月25日,位于新疆塔里木盆地的SHB5-2井完成第一周期注水替油任务,在200天内累计增产原油10025方。该井是国内采用注水替油技术开发的最深油井。

中国石化西北油田在开发塔河碳酸盐岩油藏时,探索完善了单井注水替油技术,即单井注水,通过焖井后再开井采油。为探索顺北特深溶解体油藏注水替油开发技术,2018年2月,西北油田在SHB5-2井

开展第一周期注水替油试验。7个多月以来,SHB5-2井历经注水、焖井、采油三个阶段,完成了首个注水替油周期。据统计,周期累计注水量5977方,日均增油约50方,周期注采比0.6,注水替油技术应用效果良好。目前,SHB5-2井正在进行第二周期注水替油的注水工作。

SHB5-2井注水替油试验成功,表明该技术可在顺北特深溶解体油藏具有较大的推广价值,为顺北气田持续稳定开发提供了科学依据。

中石化西北油田天然气全面进入冬季保供

科普时报(卓利峰 李有金 张绘)截至10月31日,随着大涝坝区块停止注气开井、YK33井等新井顺利投产,中国石化西北油田天然气日均产量已由9月底的453万方米上升到513万方米,增幅达13.2%;日均销量由328万方米上升到368万方米,增幅达12.2%。这表明,西北油田已全面进入冬季保供运行态势。

随着供暖季的临近,西北油田保供运行节奏明显加快。进入10月,各采油气厂、油气运销部门排出天然气

冬季产销运行计划,对生产装置、管网进行“拉网式”排查,发现问题及时处理,确保天然气冬季生产安全高效运行。同时,充分发挥产供销一体化优势,加强上下游沟通,做好产销平衡。

据了解,每到供暖季,该油田天然气销售量较夏季日均增加40万方左右,考虑到今年新增客户用气量,供需矛盾十分突出。针对这种情况,西北油田按照“保东输、保民用、保高价、保开发”的总原则,坚持“拓资源、提能力、增可采、控递减”这条工作主

线,以控制合理采速为目标,综合构造位置、累积产量、局部采出强度等因素,分类精细调控气层,夯实区块稳产基础。通过老井复查、滚动扩边等工作,多方论证新老层系潜力,不断增加可采储量。今年前10个月,仅油田主力产气区区块就新增天然气经济可采储量4.71亿立方米。

西北油田还针对南疆地区夏天用气量相对较少,冬天用气量较多的特点,将夏季富余的气回注地下恢复地层压力,贮存备用。当冬季用气量

需求增加时,再根据实际情况适时开井生产,释放天然气产量满足市场所需。大涝坝区块9月30日停止注气开井以来,已累计产气750万方米,日均25万方米。

据了解,西北油田今年已累计生产天然气14.2亿立方米,销售10.9亿立方米,同比稳中有升。年内该油田主力气田还将有2口新井投产,预计日产天然气7万方米,到时保供能力将进一步提升。



阿尔及尔炼厂改扩建工程

11月1日,国际高端项目——阿尔及尔炼厂改扩建工程的施工现场一派繁忙景象。中国石化工程建设有限公司(CPECC)上千名员工正在向今年“12·31”投产目标挺进。据悉,这项工程于今年8月6日全面进入停产改造阶段,在近三个月建设中,CPECC以项目执行水平、工期保障能力、QHSE业绩以及现场综合服务能力赢得了业主的赞誉。

图为阿尔及尔炼厂年100万吨渣油催化裂化装置完工时的情景。图/文 王进 李浩

我海上最大自营气田持续完善绿色能源产业链

科普时报(张妍 刘凤丽)10月26日,记者从南海西部石油管理局获悉,我国海上最大自营气田东方1-1气田高效开发15年来,已累计生产天然气350亿立方米,滚滚气流输送至琼州大地,有力助推当地经济社会发展。

位于南海北部莺歌海海域的东方1-1气田,距离海南省东方市约110公里。该气田是改革开放40年来,中国独立自主开发南海油气田的杰出代表。

改革开放初期,莺歌海并不被外国公司看好,几轮招标都无人问津。中方地质专家坚持自主勘探研究,几经周折,终于发现了这一储量超千亿立方米的大气田。

自2003年一期投产以来,磅礴“福气”从该气田出发,源源不断注入海南,滋养琼州大地,点亮万家灯火。“如果按照一个四口之家每年家庭用气100立方米计算,350亿立方米天然气可以满足13亿人一年的用气量。”东方1-1气田生产监督葛爱将说。

该气田的成功开发,不仅惠及海南省百姓生活,也成为中国海油下游产业迅速崛起的原动力之一。依托该气田,中国海油东方一洋浦—海口输气管道工程项目、洋浦电厂油改气项目、海南民生管道

燃气项目等一批重点项目相继建成投产,进一步增加了海南省财政收入,拓宽了就业渠道,加快了市政建设步伐,促进了海南省经济转型发展。

通过利用该气田生产的天然气,中海化学海南基地累计生产化肥超过1000万吨。这些“粮食的粮食”,以每亩施用0.05吨计算,我国受益耕地可逾2亿亩。

近年来,气田开发进入中后期,气井压力逐渐降低,出水、出砂、积液等问题日益凸显,气田稳产面临更多挑战。中国海油一方面创新举措挖掘增产潜力,今年,通过优化生产井制度和工艺流程,接入除砂设备,单井增产明显;另一方面加大对气田及周边地区的深层勘探力度,实现了持续高效开发。目前,中国海油相续在东方1-1气田中深层及周边发现了东方13-1、东方13-2、乐东10-1等高温高压气田。

随着新储量的不断发现和气田的不断开发,中国海油将在南海形成一个联接东方1-1气田、东方13-2气田、乐东气田、崖城气田、文昌气田以及东方终端、香港终端的海上天然气输送管网,为粤港澳大湾区、海南自贸区注入源源不断的清洁能源。

双疏绕丝防砂工艺解地层堵塞难题

科普时报(尹永华 纪超 臧莉)11月1日生产日报显示,孤东油田G07-29-4226井目前日产液61方,日产油8.4吨。自9月17日作业开井至今,该井已累计产液2799.3方,产油341.9吨。

G07-29-4226井是中国石化胜利油田孤东采油厂目前已应用双疏绕丝防砂工艺9口井之一。与措施前对比,该井提液幅度达到126.2%,取得了较好的增油效果。

据孤东采油厂工艺所油层改造室主任纪超介绍,双疏绕丝防砂工艺是工艺所继高渗透防砂之后研究的又一高效防砂提液技术。通过对绕丝表面采取有机硅树脂处理后,对聚合物溶液的吸附降低63%,对原油吸附降低74%,大大提高了防砂层的渗流能力。

通过665口可对绕丝防砂并液量统计:三个月液量下降幅度大于30%的油井有130口,占总井数19.5%,降幅为37.2%。这130口油井主要集中在泥质粉细砂含量高

油井、注聚区油井和低含水油井。

孤东工艺所副所长张友振介绍,近年来,孤东采油厂工艺所联合有关高校,开展了注聚区油井低阻防砂的配套技术研究。技术人员结合孤东油田注聚区油井地层条件与生产状况,分析造成注聚区油井液量下降的主要原因往往是因绕丝管柱被原油、聚合物和粘土等粘附缠绕,引起堵塞,造成产液下降,或是防砂层由于高泥质、注聚和低含水造成渗透率降低,大大影响产液量。针对此,工艺技术人员对普通绕丝防砂管表面进行修饰处理,来降低其对聚合物溶液和原油的吸附率,实现低阻防砂。

目前现场施工9口井,措施后与措施前相比日产量平均提高57%,总体投入产出比1:2,增油效果明显。该工艺成本低,强度高,处理工艺简单,降阻效果好,为采油厂注聚区及后续水驱单元防砂提液,提供了技术保障。

地层脉搏的听诊器——地球物理测井

地球物理测井,被形象地称之为地质家和油气开发工程师的“眼睛”,在油气工业领域发挥着不可或缺的作用。它是一门多学科交叉渗透的、综合性的技术学科,是一项应用先进的电子仪器观测、采集丰富的地下信息,将其转换成物理信号,然后再经过处理、解释把物理信号反演回地质信息的技术。

测井能解决天然气勘探开发中的哪些问题?

目前,在天然气勘探中,利用测井资料可以详细划分各类储层,准确确定岩层的深度和厚度;分析计算泥质含量、矿物含量、孔隙度、渗透率、含气饱和度、含水饱和度等参数,开展储层岩性、物性、含气性评价,进行流体性质判别与产能评估。

同时,在气藏开发中,可应用测井资料进行剩余气、产气剖面(分层流量、持水率、温度、压力)等生产动态监测;在工程技术方面,可计算获取相关力学参数,并分析井内技术情况,如井斜、井径、固井质量、套管检测(破裂、变形、腐蚀等)、卡点测量等;在地质方面,通过地层对比进行构造和地层沉积的研究……这些作用为天然气勘探开发提供了重要的资料,系统回答了“地下是否有天然气,有多少,是否可开采,开采时间,开采效率,下一口

井布在哪里等问题”。

测井技术有哪些特点?

测井之所以能够快速、单就油气工业中的应用来说,是由于其测量具有效率高、成本低、效果好等优点,在较短时间内能够取得接近于地层真实情况的大量资料,并且许多信息是其他方法不可能得到的。在应用需求和科技发展双重推动下,测井成为天然气勘探和开发的主流技术。

测井项目分为哪几类?

20世纪20年代以来,由于油气勘探开发的需要,地球物理测井伴随着科学技术的进步而不断发展。测井方法已由起初单一的电阻率测量,发展到目前的电、磁、声、核、热、力、光等多种物理性质的测量;测井技术已由原始的手工测井,发展为后来的自动化测井和数字记录测井,以至发展到目前高级的数控测井和成像测井。

按物理方法分类测井技术可分为电(磁)测井方法、声学测井方法、放射性(核)测井方法、核磁共振测井和其他测井方法(光学、力学等)。按应用分类测井技术可分为裸眼井测井(探井、开发井)、套管井测井(工程测井、饱和度测井)、生产井动态监测等。

目前测井解释评价存在的技术难点?

随着天然气勘探成熟度的不断提高,勘探对象日趋复杂。作为研究目标,储层自身的难点可总结为“三低”(低渗、低压、低产);“两复杂”(复杂孔隙结构、复杂气水关系)和“一非”(地层非均质性),测井技术需要突破的难点同样包括“三低”(仪器低信噪比、低对比度、低适应性)和“一非”(方法模型非线性)。

鄂尔多斯盆地天然气藏勘探开发面临的挑战?测井公司发挥了怎样的技术支撑作用?

目前,鄂尔多斯盆地天然气储层评价难点集中体现在:孔隙度、渗透率低,常规测井精度和分辨率低,有效储层识别难;区域构造平缓,气藏富集不受构造控制,气水关系复杂,产能的影响大……以上因素带来有效储层识别、流体性质判别、储层参数定量计算的困难。

面对研究区的难点,测井公司

多年以来秉承测井、地质、气藏一体化分析解释的思路,始终致力于推动针对性的技术攻关,不断实现测量精度更高、探测深度更大、信息丰富度更广、性能更优的测井技术创新;目标,储层自身的难点可总结为“三低”(低渗、低压、低产);“两复杂”(复杂孔隙结构、复杂气水关系)和“一非”(地层非均质性),测井技术需要突破的难点同样包括“三低”(仪器低信噪比、低对比度、低适应性)和“一非”(方法模型非线性)。

测井技术的发展趋势?

纵观国内外测井现状,在管理体制上,逐渐建立起研究、开发和服务一体化的体系;在技术领域,成像测井已成为主力技术装备,三维扫描、过套管电阻率测井等高端技术逐步推广。亟需以油气藏为研究对象,以油气含量为中心环节,以单井产量和效益为目标,持续打造“测井+试油、测井+压裂、测井+采油”的测井应用新利器,在非规范储层评价、复杂岩性储层评价、气藏区域综合评价、水淹层及生产测井解释、产能预测、测井数据信息化应用等方面,不断提升测井资料应用水平,为气田增产增效提供一流的技术服务。(牟隼)