

国内上游推进数字化转型势在必行

嘉宾:油田勘探开发事业部
副总经理 李冰

问:油气企业为何要开展数字化转型?
答:近年来,随着信息技术飞速发展,以云计算、移动互联网、大数据、物联网、人工智能为代表的新一轮数字浪潮风起云涌,数字化、智能化技术逐步成为油气行业发展的重要引擎,中国石化国内上游油气勘探开发传统行业,推进数字化转型势在必行。

第一,数字化转型是贯彻落实国家信息化发展、智能化提升等专项规划要求的重要举措,是顺应第四次工业革命发展趋势,加快数字产业化、产业数字化,引导数字经济和实体经济深度融合的具体实践。

第二,数字化转型是贯彻落实集团公司世界领先发展方略和“十四五”信息化发展规划,推动油气四企业转型升级、高质量发展的重要抓手。

第三,国内上游数字化转型是支撑油公司体制机制建设,贯彻落实“制度流程化、流程标准化、标准信息化”要求,实现油气生产一体化联动、精准化管控、精细化管理,推进数字化条件下基层单位劳动组织方式与生产运行模式变革,持续提升油公司管理效能的重要手段。

问:PCS推广应用如何兼顾各企业的实际情况?

答:一要统一思想,凝聚共识。要充分认识到PCS建设推广及一级部署是国内上游“十四五”数字化转型的重点信息化项目,能够实现油气田生产现场全流程全过程的实时管控,为数字化条件下基层单位劳动组织方式与生产运行模式变革,持续提升生产管理运行效率和效益提供了重要技术支持。

嘉宾:西南油气副总经理 林永茂



问:PCS气田版建设有何必要性?

答:近年来,西南油气作为集团公司天然气增储上产主力军,年产量快速增长,但生产中存在的一些问题迫切需要PCS协助处理。一是近年来老区递减快、新区上产慢,人均劳效低,站场巡检、措施作业等关键业务流程未实现数字化管理,粗放式管理现状急需转变;二是缺少对海量回传数据的深度分析,无法支撑气井异常的快速精准判断与处置;三是“厂管站”扁平化运行模式对采气厂管理能力提出了较高要求,缺乏相应技术手段对管理创新落地进行支撑。

问:PCS气田版建成后给企业生产带来哪些效益?

答:自2022年6月在西南油气7家采气销售单位上线以来,基本实现了采气业务运行流程化、任务指令清单化、操作执行标准化、异常识别自动化及台账报表电子化。

在采气业务方面,实现了业务运行流程化,PCS按照“业务标准统一、操作执行标准化、流程信息化”建设业务流程17个,在线串联相关业务,实现内、外操业务协同联动;实现了任务指令清单化,PCS根据作业标准、生产制度及现场工况等信息,以待办方式向岗位精准下达任务指令,实现由“人找事”到“事找人”转变;实现了操

嘉宾:西南油气信息专家 陈代军

问:PCS气田版建设面临哪些挑战?

答:一是PCS是上游统一的油气生产信息化平台,但现行管理及生产制度存在差异,同一企业、厂、同一业务的运行流程、作业制度都不尽相同,建设系统的同时还需统一气田生产运行主要业务标准。

二是PCS相关数据治理工作量较大,PCS气田版能否应用见效,直接取决于企业数据建设管理能力,需要开展数据接入(ETL)、入库数据治理(机构层级、井站归属、设备状态)、实时数据校准及点位规范等工作,以西南油气前期开展数据治理情况估

算,各企业仍需开展大量数据治理工作。三是PCS最普遍的用户是基层岗位员工,很多员工年龄较大,在旧模式下工作多年,对信息化的认识不高,对数字化、智能化管理模式转变需要适应,这需要各企业加强培训。

四是PCS是支撑上游油气生产业务的基础平台,业务广、层级多、用户基数大,采用一级部署、分级管控,对系统架构提出了高并发、大负载、低延时的高标准技术要求,PCS气田版涉及的“千人千面”权限管理、统一异常中心等多项技术在上游均属首创,需要在建设推广中进一步优化完善。

PCS赋能油气田高质量发展

油气田开发建成投用PCS,就好比装上了电影《流浪地球》中MOSS那样的“智慧大脑”



威发页岩气田集气总站 江飞亚摄

近年来,数字化、智能化技术逐步成为油气行业发展的重要引擎,为企业高质量发展注入强劲动力,推进数字化转型、智能化提升势在必行。“十三五”以来,中国石化大力推进国内油气生产前端数字化、自动化分类改造,加快信息平台建设,目前基本建成了覆盖国内上游的油气生产信息化平台(PCS),有力支撑了油公司改革管理,提高了生产运行的效率和效益。

阅读提示

□袁鹏 段念

3月17日8时,西南油气采气三厂新盛201井站的两名员工手持手机大小的移动终端,按照终端派发的工作任务开始巡检站场设备和管道。目前,中国石化油气生产信息化平台(PCS)气田版已在西南油气、华北油气、江汉油田上线应用,数千名一线员工告别了现场手抄、电脑誊录的历史,使用移动终端便能够高质量完成每天的工作任务,享受着数字化带来的便捷和高效。

“数字化响应速度快,必然带来效率提升。推进PCS气田版应用,就是要推进气田生产模式变革和企业数字化转型。”油田勘探开发事业部相关负责人说。

PCS是面向油气生产现场的动态实时生产监测监控、异常预警报警、管控优化调度平台。早在2015年,中国石化就启动了PCS油田版建设。

2016年,PCS油田版1.0版本成功构建生产监控、报警预警、生产动态、调度运行、生产管理、应急处置等六大模块,实现了生产现场实时感知、线上远程管控、异常自动报警、报表自动生成等功能。在胜利油田、西北油田等8家油气田企业的32家采油厂144个管理区部署应用。

2018年,PCS1.5版本成功建成,新建和提升功能124项,优化形成了生产监控、动态分析、协同管理、评价考核、OHSE管理、应急处置六大功能模块,提升了生产异常超前预警、生产动态精细管控、工况智能诊断分析、措施精准调控等水平,并在胜利油田3家采油厂26个管理区试点部署。

2022年以来,胜利油田完成了PCS技术架构升级测试、国产化技术预研,胜利PCS技术架构升级验证三项工作,初步验证了“分布式部署、集中管

控”的一级部署服务能力,可以满足上游企业提升现场管控和技术优化能力的需求。

PCS油田版的建设与试点应用,构建了“中心值守、多层次贯通、多专业协同”的生产运行新模式,“实时跟踪、动态优化、效果评价”的技术管理新模式,“数据驱动、联动分析、模型化支撑”的开发管理新模式,“视频巡查、环保监控、线上闭环”的风险管理新模式和“态势感知、异常诊断、工单化运行”的运维管理新模式,运行效率提升5倍以上,运维效率和数据质量提升3倍以上。

尽管PCS油田版应用成效显著,但由于与气田实际管理有差异,无法完全适配气田生产。2021年底,集团公司启动PCS气田版提升项目,由油田勘探开发事业部统筹,西南油气牵头,统一推广。

气田企业数字化转型难度不小,就好比从马车到汽车再到动车高铁的演变。

首先,要建设气田业务数据分中心,这是一个拥有海量信息的大数据库。他们以勘探开发业务协同平台(EPBP)数据资源为基础,完善数据命名统一标准,系统整合气田生产业务所有信息资源,建立气田业务数据分中心(实时数据、视频数据),实现企业数据资源高质量共享。目前,平台已规范接入西南油气、华北油气、江汉油田、东北油气四家企业实时数据,日采集数据9360万条,实时监控现场设备1674个,自动采集气田生产业务数据超84%。

其次,要进行技术架构升级,这是让用户能够方便快捷应用的重要支撑。他们优化报表、消息、异常、移动底座及云流程等能力,运用资源权限管控技术和多租户技术,整体实现“千人千面”权限控制、功能及数据灵活管控,全面支撑PCS气田版功能组件化高效构



江沙103HF井站员工使用PCS移动终端巡检。宋军摄

建,一级部署、分级管控。经过技术架构升级,平台应用响应速度、功能迭代速度分别是以前的4倍、2倍,大幅提升了开发效率、运行效率及稳定性。

再次,要形成气田业务APP,以满足用户多、业务量大的基层需求。他们以采气厂业务为基础,结合“厂管站”运行模式,系统梳理采气厂生产组织、操作执行及运行流程的相关标准,将气田生产业务整理为采气生产、油气销售、设备管理、安全管理、人员管理五大类共79项,按照任务有发起、执行有记录、过程有监管、效果有跟踪、工作有统计的思路,进行开发设计,形成站场巡检、管线巡检、泡排作业等73个业务APP。

经过一年多的努力,PCS气田版实现了“事在流程走、人在节点干”,完成从“人找事”到“事找人”的转变,推进从“管正常”向“管异常”的转变,“到没到、做没做、晚没晚”一目了然,自动生成各类标准化台账……目前,已上线业务25项,接入气井3853口,站库1643座、

管线2098条,运行异常模型实例5126个,派发各类任务指令近90万个,涵盖站场巡检、措施作业、管道巡检、产量计划等基层80%以上的日常生产业务,在西南油气、华北油气、江汉油田推广,授权用户超过8000人,日均访问6000人次,累计访问超60万人次。

西南油气信息中心副经理唐沙说:“PCS就好比为气田开发装上了电影《流浪地球》中MOSS那样的‘智慧大脑’,员工足不出户就可以远程了解气田生产的方方面面。”

PCS气田版的上线建立了以采气厂为核心,内外操一体化高效运行的基层管控体系,人工劳效、管理效能大幅提升,有力支撑了“厂管站”运行,推进了数字化条件下基层单位劳动组织方式与生产运行模式的变革和气田主要生产业务高效运行。

按照计划,今年PCS气田版将向东北油气、西北油田、华东油气、中原油田等企业推广应用。

技术亮点

PCS气田版:让生产更高效、更标准、更安全

□冯柳 唐沙 袁磊 葛兰

事在流程走,人在节点干

之前,站场巡检人员每天都要抱着一摞纸质巡检单去定期巡检,记数据、填报表、报数据,耗时长、误差大。现在,他们可以根据系统自动派发的巡检任务,重点对现场设备、安全运行情况进行检查,通过防爆终端进行数据填报与提交,提高了工作效率,运行更高效。

内操岗位“一站一策”巡检模型,将任务线上派发至巡检班组,外操岗执行巡检任务,在线串联相关业务,内外操协同联动,实现业务标准化、标准流程化、流程信息化。PCS气田版以实时数据为基础,实现数据作业现场移动化采集,也降低了数据采集工作强度。西南油气采气一厂什邡采气管理区经理于川说:“现在‘事在流程走,人在节点干’,我们的工作更加精准,也轻松了不少。”

长期以来,华北油气采气二厂的20口边远井通过CNG(压缩天然气)/LNG(液化天然气)工艺开展回收回注工作,井场相对分散,现场生产数据需要人工录入,两个人一辆车,一天不休息只能巡检两个井场。

PCS气田版规范了巡检等工作内容,提高了现场的管控能力。CNG/LNG巡查业务为每个井场配置了5个重点区域、15个安全检查项、5个拍照点,现场人员由被动接收转为主动监控,不用去现场就可以掌握关键设备的运行情况,还可以及时和业务部门对接解决现场问题,生产效率大幅提升。

地层水拉运也是一大难题。之前,调度人员需要时刻关注各井场水罐运行状态,再结合车辆和人员情况安排拉运,但单次拉运不足、重复派车、水罐冒

罐等情况时有发生。

现在,PCS可通过实时数据自动计算水罐库存、预测溢罐时间,自动提示储罐液位超限风险并派发装车拉运任务。同时,PCS精准掌控拉运车辆轨迹,有效提升地层水拉运效率,降低运行风险。

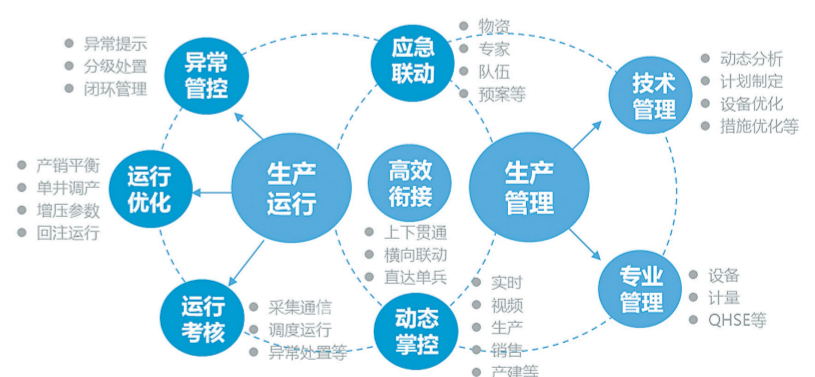
由“人找事”到“事找人”

“江沙320HF井泡排措施作业,药剂类型XHY-4A,药剂用量4公斤,药水比1:40,加注方式车注,加注位置套管。”3月11日,西南油气采气三厂开发研究所负责人龚云洋介绍,“目前,采气三厂管理部门和基层单位从11个优化到8个,岗位从73个调整为57个。”

PCS气田版与现场相结合,提高了现场作业判断的及时性,形成了“任务找人、异常找人”的调度管理新机制。PCS气田版建立了任务周期模型,可根据作业标准、生产制度及现场工况等信息,以清单化方式向岗位精准下达任务指令,以“待办”形式集中展示在移动端,使员工能清晰了解自己需要完成的任务,并通过任务的分类和整理,精准找到承担该任务的班组成员,使任务自动化派发、过程实时跟踪、质量有迹可循,实现由“人找事”到“事找人”转变,进一步提高运行和劳动效率,显著提升现场作业执行力。目前,系统已派发各类任务指令超90万个,其中西南油气按时完成率超99%。

在操作执行任务过程中,PCS气田版还制定标准化操作提示和流程,明确各环节的具体步骤和要求。通过提示操作规程和风险,有效提升安全生产水平。

“我们每天根据近期任务安排开展巡线工作,做到管线巡护不重不漏。还能通过它采集巡护点信息,实时准确地



PCS以支撑生产运行和生产管理为核心,打造信息化采气生产新业态。

记录上报问题。”江汉油田涪陵页岩气公司管线巡护队队长王荣林说。

“PCS以‘厂管站’管理模式高效运行为目标,为精简压缩管理层次提供管理支撑。”西南油气采气三厂开发研究所负责人龚云洋介绍,“目前,采气三厂管理部门和基层单位从11个优化到8个,岗位从73个调整为57个。”

从“管正常”到“管异常”

3月5日15时,PCS显示西南油气采气一厂新蓬25-18HF井的环空压力异常下降,经现场检查发现为阀门法兰漏气,处置后恢复正常。

“幸好有PCS提醒,让我们能及时发现问题,及时处理。”巡井员吴军说。

PCS气田版基于异常管控中心,对采气生产设施设备运行异常进行“自动识别、分级推送、处置建议、问题闭环”全过程管理,推进从“管正常”向“管异常”转变。目前,西南油气已先行上线测试运行,日均识别异常400余个,处

置及时率超90%。

异常自动识别是PCS气田版实现采气生产智能化管理的重要手段。通过对井口压力、油水比等数据实时监测和分析,建立识别异常模型实时监测和分析,将异常情况自动分类、定位和预警,发现异常,系统自动触发短信、电话、终端等提醒,帮助员工快速发现问题,及时处置异常并形成闭环,提高生产效率和安全性。

“PCS全程记录员工巡检执行情况,避免出现漏检或者疏忽,通过GPS定位,精确记录员工巡检的轨迹和时间,评估巡检质量是否到位,能实现有效监督,避免安全风险。”西南油气油气集输专家陈海龙说。

一线人员、技术人员和各层级管理人员都可以随时查看PCS气田版,数据采集回传精确到秒级,数据获取的及时性和准确性大幅提升,结合问题提醒模型与现场视频监控,实现气井问题快速发现、及时处置;APP新型业务管理模式全面上线,精简优化了业务流程,大幅减少现场员工手工填报内容,气井、设备因此得到更多更及时的“呵护”。