



新一代采气技术引领智慧气田转型

西南油气研发井群智能泡排、系列化智能柱塞、采气智能决策系统等技术,在1000多口气井推广应用,单井平均增产10%

专家观点

以智能化驱动天然气
高质量勘探开发

□西南油气副总经理 林永茂

随着我国天然气勘探开发向着“更深层、更致密、非常规”方向迈进,以技术创新和绿色低碳“双轮”驱动提产提效成为时代课题。

如今,我国地震勘探、测井、钻井等技术装备数字化、自动化程度大幅提升,自动化采气设备、智能管道等开发装备也逐渐登上“舞台”,天然气勘探开发信息化平台建设成果显著,地质数据库、生产管理系统等逐步完善,人工智能技术在地质模型预测领域深入应用。与此同时,国外在人工智能、大数据、云计算等核心技术领域拥有成熟技术体系和丰富实践经验,赋能天然气勘探开发产业链上下游企业协同发展。

作为中国石化最大的天然气生产企业,西南油气以“推动传统油气产业向数据驱动、智能决策新模式转型”为己任,加快落实智能化“田厂站院”建设部署。2010年起,西南油气勇于探索实践数字气田规模化建设,先后建成元坝、什邡、川西等数字化气田,牵头建设统一服务国内上游的勘探开发业务协同平台(EPBP)、气田生产信息化平台(PCS)、石油工程业务协同平台(IPPE)等,实现了勘探开发业务全流程数字化管控,重塑了组织管理模式和生产运行方式,为油气企业提高生产效率和经营效益、打造竞争优势提供发展动力。

2015年,西南油气启动采气设备智能化研究工作,从应用最为广泛的泡沫排水采气工艺入手,自主研发了多分支智能泡排装置,在8年内完成了4次产品迭代升级,规模化应用成效显著,开启了西南油气采气工艺从传统向智慧转型发展之路。

随后,西南油气以点扩面,创新攻关系列技术,通过数字化、智能化技术赋能勘探开发全链条。目前,智能泡排、智能柱塞、智能气举、排采智能决策系统等智慧采气技术已进入现场;压窜智能预警、磁法套变测量、井下可视化检测、微差温产剖面测量等数字井筒技术已推广应用;钻井智慧决策及预警系统、压裂参数智能优化系统、完井测试智能诊断系统同步开发,工程工艺更智慧、更高效。

展望未来,“AI赋能+”场景应用将加快油气勘探开发技术创新进程,自动化技术将朝着高度集成化发展,实现系统自主学习、自主决策,智能化发展将更注重绿色低碳,5G和边缘计算等通信技术将在气田得到更广泛应用。

接下来,西南油气将以打造智慧气田建设综合示范为目标,重点研究井下感知与物联网通信技术,构建井筒全时空信息数字孪生体,攻关作业参数协同调控智能决策体,形成具备导航钻进、生产智能调控等能力的技术示范;攻关“气藏-井筒-地面”一体化协同技术,集成“空-地”机器人集群协作体系,打造“无人值守、智能运维、安全绿色”的智慧采气新范式。同时,西南油气将更加注重相关专业人才培养与引进,朝着“气藏透明化感知、井筒智能化调控、地面智慧化运行、运营生态化协同”的方向努力。



西南油气员工在四厂永页32平台查看生产运行情况。 管方圆 摄

□姚麟昱 黄万书 朱洪宇 聂 岚

当前全球能源行业正经历以数字化、智能化为核心的第四次工业革命浪潮,油气行业数字化转型已从战略选择演变为生存发展的必然路径。西南油气致力于打造新一代智能采气技术,突破传统人工诊断、决策、排采模式,形成了自动诊断、自主决策、智能作业的智能采气新模式,加快推动智慧气田转型。

川西致密气、威荣页岩气等属于边际气田,具有“低渗透、低品位、快递减”特征,单井产量低,平台井数多,排采强度大,措施类型多,精细管理难度大。传统的人找异常、人工作业”模式已难以满足生产需要,亟须发展新一代智能采气技术。

西南油气工程院在2015年成立了智能采气新技术孵化团队,依托气田生产信息化平台(PCS),围绕“数据孤岛、数据挖掘深度不够、采气业务流分散、智能装备不成熟”等技术瓶颈,通过多维数据整合,全业务流顶层设计、智能决策模型开发、智能装备制造等,历经8年成功研制出以井群智能泡排、系列化智能柱塞、采气智能决策系统等为代表的智能采气技术,形成了实时诊断、自主决策、智能作业的智能采气工程示范模式,决策响应达分钟级,推广应用1000多口气井,单井平均增产10%。

智能泡排助力气田高效稳产

泡沫排水采气是气井生产中后期应用最广泛的采气工艺,在川西致密气、川南页岩气中的覆盖率超过了90%。此前的泡排工艺采用人工加药,效率低、响应慢、工作强度大,无法满足新形势下排采需要。科研人员通过将传统泡排与快速发展的信息化、自动化技术相结合,优化流程设计,开发自控

程序,创建智能模型,集成橇装设备,如今已建成了单井式、多井式、便携式等系列化智能泡排装置,具有一键式智能加药、起消泡一体作业、井群泡排、设备轻量化等优势。

“初代样机是改了试、试了改,反反复复折腾了一年,总算运行稳定了。”西南油气工程院采输所副所长刘通说。初代样机的研发历经波折,反复遭遇单流阀失效、泵阀寿命短、加注精度低,自控程序也屡屡出错,攻关团队一度产生了放弃的想法。但通过无数次的推演试错,总算找到了症结,他们优化自动加注流程,优化泵阀选型、优化加注量计算程序等,逐一攻克难题,大幅提升设备稳定性,最长免修期达3年,加药量误差控制在1%以内,工艺流程也得以简化,焊接管道数仅为最初的1/3。

平台井开发模式的推广对井群自动泡排提出了新要求。由于平台井数多、加注频率高、占地要求小、成本控制严,科研人员提出了一机多井自动泡排理念,通过自控阀组设计、轻量模块化设计,配注一体与起消泡一体设计,研发了平台井整体自动泡排装置,最多实现一机12井整体泡排,占地面积只有冰箱那么大,最轻仅0.2吨,在平台井中获得推广应用。“过去泡排车每天要跑几十公里轮换加药,现在足不出户就能实现每口井每天加注,方便多了。”井站技术员感叹。

为了实现自动化向智能化的跨越,研发团队迎难而上,通过实验研究、模型建立、程序开发,形成了泡排自适应加注系统。系统可以根据泡沫流量、积存量,自主提示加药时机与加药量,自主运行加药,在保障泡排效果的同时,药剂用量节约了20%。

智能泡排工艺在川西致密气、川南页岩气300多口井推广应用,全程无须人工干预,平均单井增产10%,显著增强了泡排效果。智能泡排技术授权发明专利6件、实用新型专利5件。

智能柱塞实现低压低产井排液提效

随着气藏压力降低,低压间开井日益增多,此时泡排效率降低,需要辅助柱塞工艺。柱塞工艺是通过向井内投入柱塞工具,在间歇开关井生产时,利用其机械密封界面排液。但此前柱塞产品多来自国外公司。为打破国外技术垄断、降低成本、提升工艺适应性,西南油气工程院通过系列化工具设计、自控软件开发,自主研发了智能气举技术,措施有效率达90%,生产成本降低了80%。

“国外的柱塞都是固定的几种型号,但是我们川西致密气的气井类型多、生产阶段差异大。”西南油气工程院采气室主任许剑说。通过工具设计、试验优化,科研人员自主研发了满足不同井况的系列化柱塞工具,包括适用于生产中前期的旁通式、棒式柱塞,适用于生产后期的射流膨胀柱塞,适用于高含凝析油气井的刮蜡式柱塞,以及适用于组合油管的接力式柱塞。

针对川南深层页岩气井产水多、水平井井斜大的特点,他们自主研发了井口套筒+井下撞针+分体柱塞高频排液工具,以及能够下至水平段的柱塞限位器,将周期内柱塞举升频率由传统的1次提高至3次,排液深度由传统的井斜60度拓展至90度,周期排液量提高37%。后期该技术与气举工艺复合,还实现了不关井连续高频排液,日均排液频次高达10次,开辟了柱塞辅助气举复合排采新模式。

“柱塞除了工具本身,另一个关键是运行制度优化,如果开关井制度控制不好,柱塞可能根本上不来,或者空载到达井口,排不出液。”西南油气工程院科研人员卢波说。于是,他们通过引入载荷因子、柱塞速度,结合柱塞举升临界气量计算,构建了“四线五区”柱塞运行工况图版,形成了柱塞制

度自适应优化模型,开发了柱塞地面智能控制系统,实现了柱塞制度的自动调参,确保高效运行。

智能柱塞工艺在川西致密气、川南页岩气推广应用50余口井,实现了自动排液、自动调参,性能稳定,操作简便,平均单井增产20%。智能柱塞技术实现全自主化,授权发明专利3件、实用新型专利7件。

智能决策系统为采气植入“智慧大脑”

智能决策系统犹如为采气过程植入“智慧大脑”,为采气管理提效开辟了新路径。

采气工艺是一项集工况诊断、异常提示、工艺决策、现场作业、效果反馈于一体的系统工程。此前PCS平台已经实现了采集气数据的实时监测,数字化率接近100%,但在实际运行过程中,仍然存在一些问题,如海量数据利用程度和挖掘深度不够,采气业务流分散,工艺决策与评价困难重重等。为了解决上述问题,西南油气工程院通过对数据的二次处理,将杂乱无章的数据进行梳理,并对各项业务进行深度整合,最终成功建立了一个全新的数据分析平台,为后续智能决策系统的搭建奠定了坚实基础。

“要实现采气工艺的科学决策,首先需要攻克工况异常诊断这一难题,因为它直接关系到采气工艺的选择及最终效果的评价。”西南油气采气专家张国东说。攻关团队致力于打造井下流型可视化“透明井筒”的理念,通过对水平井沿程流型、持率分段规律研究,创建了积液动态仿真模型,首次实现了流型尺度下的积液流量量化表征,以及持率、流型、积液量等多参数同步在线计算。此外,他们还建立了递减加速、井下堵塞、油管穿孔等异常工况提示方法,并给出了风险概率,实现了从“人找异常”到“异常找人”的转变。

涪陵页岩气田

智慧提产“一键到位”

□刘冬娅 李 牧 王 彦

7月14日,江汉油田涪陵页岩气公司工艺研究所主任陈小刚打开电脑进入“一体化泡排管控平台”,进行日常网上巡视,发现异常监测栏警示聚焦107-5HF井日产气量较前一天下降2000立方米。

他一键进入“制度排查”“异常图版”模块,系统告知该井的油套压差4天前开始有细微变化,油管可能存在积液,目前可以实施泡排加药措施。系统根据日产水量和油套压差,计算出起泡剂配液浓度,根据药品指标计算出用药后的效果值,并明确显示出加药后气井的携液、流态、适应性等情况。

之后,陈小刚根据平台给出的本次异常处置方案,将指令下达到一体化技术保障中心,整个过程不过5分钟。保障中心第一时间安排集气站运维人员为该井精准加药,第二天就恢复了正常生产。

6月底,泡排管控平台上线运行,拥有“总览-设计-指标-药剂-台账-资料”六大核心模块,构建起“动态监测-智能诊断-精准施策”的管理范式,对重点指标、泡排井生产情况、建设投运情况、药剂用量情况进行动态跟踪和日常监督,对产量下降、压差增大、药量超标等异常指标进行预警提示,预警后根据复杂程度由系统进行现场排查任务派发与专家诊断推送。

涪陵页岩气田于2022年在数智化气藏管理平台上开发并完善智慧采气系统,该系统集基础数据管理、生产跟踪分析、措施自动统计、采输指标评价、方案自动编制于一体。对于生产异常的气井,技术人员对系统中的海量数据进行综合分析和深度挖掘,得到最佳解决方案。

今年以来,该公司通过智能采气平台,深入开展新技术、新工艺研究与试验,将气举、泡排、冲砂、带压检管等多种措施进行科学组合,解决老井面临的生产难题,共实施老井综合治理533井次,措施增气1.53亿立方米。

普光气田

“云端哨兵”护航生产

□杨静丽 王 媛

7月15日,在普光气田普光3016中心站前,一架无人机腾空而起,沿预设航线对蜿蜒的集输管道执行巡检任务。在螺旋桨的轰鸣声中,高清摄像头实时捕捉管线状态,AI算法同步分析影像数据。这正是普光气田以智慧化助力安全采气的缩影。

普光气田所在的川东北工区山高谷深、汛期地质灾害频发,传统人工巡检面临严峻挑战:39段总长超100千米的高含硫管道穿越复杂地貌,滑坡、占压等隐患如同悬顶之剑。为此,普光气田采气厂创新采用“无人机+人工”协同巡检模式,在普光、大湾区块首批建成4座自动无人机场,依托地理信息系统与AI图像识别技术,实现定时定轨精准巡查。

无人机巡检系统全面覆盖104.5千米含硫天然气管道、144.9千米净化气管道和62.2千米污水管道,实现含硫天然气管道每日巡检、常规管道每周巡检1次。

该系统具备灵活的航线规划功能,设定巡检范围和巡检时间后,无人机可按时自动巡检,无须进行人为干预。

起飞前,系统会判断天气状况,满足起飞条件时自动开仓起飞,执行巡检任务。巡检过程中,无人机沿管道上方120米处飞行,利用AI技术对第三方施工、占压、水淹、塌方、塌陷等隐患进行智能识别,自动计算异常部位与管道之间的距离,精准研判风险。

巡检平台设有风险管理模块,对不同巡检对象的风险进行分类管理。具备巡检记录查询、报告自动生成等功能,真正做到“巡检-分析-管理”全流程、智能化。

“这些‘云端哨兵’仅需10分钟即可完成人工2.5小时的险段巡查。”普光气田采气厂技术管理室高级主管郭召智介绍,“‘无人机+AI’极大提升了管道巡护作业信息化管理水平,管道巡护质量和效率,提高了风险预测和应急能力,助力气田安全高效采气生产。”

东胜气田

及时感知气井工况

□徐 强 熊 佩

“快看J72P5H井的功图,产液量降低,瞬时压力也在降低。”7月15日,位于鄂尔多斯杭锦旗的华北油气采气二厂开发研究所里,技术人员张旭东看着电脑屏幕上的数据变化,快速与同事们分析情况,“估计是抽油机泵筒里进入气体了,需要把工作制度优化调整。”随后,他们果断在线上实施远程操作,优化机抽工作制度,一会儿,气体瞬时、排液量均恢复至正常。

“自打有了这个排水采气远程控制系统,我们处理各种机采井情况更加便利,工作效率大大提高了。”张旭东说,“再也不用人跑个几十甚至上百公里去解决一些小问题了。”

采气二厂开发的东胜气田属于典型的致密气藏,除了低压、低产,还有高产水、井深等特点,随着含水气井特别是高产水气井深入开发,传统排采工艺已无法满足需求,机械排采技术逐渐占据重要地位。

“机械排采技术最大的管理难点就是如何让机械运行不必依靠人力,所以我和华北油气工程技术研究院一起研发了这套远程操作系统。”采气二厂开发研究所所长张宗辉介绍,“气田点多、面广、人少,如果在机抽排采运行过程中出现了故障,无法及时发现问题、调整参数。但是有了这套远程操作系统,我们节省了大量时间,效率极大提高。”

该远程控制系统以光纤、4G为传输方式,包含生产监控、故障诊断、故障告警、运行优化4个模块,实现了49个关键参数采集,实现了生产数据与历史曲线查询,实现了功图自主诊断,能对抽油机启停、调参、针阀开度调节等进行远程调控,并能利用高清视频仪对井场异常工况进行实时监控并消除安全隐患。

“这套系统运行后,目前所有机抽井都可以及时感知气井工况,迅速诊断分析问题,针对变化情况进行远程操作。接下来要做的就是更加智能化地精准调整,让气田生产更有智慧。”张宗辉说。