

供应保障

责任编辑:秦紫函
电 话:59964339
邮 箱:
qinzh@sinopec.com
审 校:张春燕
版式设计:赵博



周“油”列国
油事精彩

控递减:延长气田“生命线”

华北油气通过系统分析自然递减率影响因素,制定控制措施与目标,实现气田增产稳产

新闻会客厅

加强技术创新
有效应对气田递减难题

华北油气
油气工程首席专家 吴伟然



石油勘探开发研究院
天然气研究所所长 刘华

问:气田控递减有何重要意义?

吴伟然:自然递减率指气田的气井在没有采取其他任何辅助手段的情况下,气田全年产量下降的量与年初产量的百分比;综合递减率指对气井采取了相关增产手段后,气井产量下降量与年初产量的百分比。一般来讲,气田的综合递减率要小于自然递减率。控递减关系气田的经济寿命及能否实现高质量发展,一个年产30亿立方米的气田,若自然递减率为10%,在不控制递减的情况下,一年就会衰减3亿立方米产量。

问:当前,中国石化在气田控递减方面形成了哪些技术成果?

刘华:中国石化在低渗气田控递减方面取得了一系列的创新性技术成果:一是形成了考虑压力干扰和产量干扰的井网加密方法,在单砂体精细描述的基础上,采用“分级相控+图像训练+动静约束”的储层建模和表征低渗致密气田渗流特征的差异化数据技术,精确描述剩余气分布,引入压力干扰率和产量干扰率,研究了产量干扰率、累计采气量、采收率与井距的关系,优化了开发井距,实施了多次井网加密调整,减缓了递减;二是创建了井-藏协同低压、低产气井排采技术,利用气井筒“流入+流出+临界携液+临界携泡”四元耦合关系,绘制了“四线六区”精细排采优选图版,在大牛地气田,排采工艺效率由78.3%提高到89.6%;三是形成了分级增压外输降压开发技术,在华北油气建立了处理站一级、集气站二级和井口三级组合增压模式,形成了高效组合增压与新老井混合集输技术,在西南油气新场气田建立了多压级集输系统分级输送技术,形成了以低压环网为载体的中-低-增三级管网系统,管网压力波动幅度降低50%。此外,补孔转层、侧钻等老井挖潜和气井全生命周期均衡开采的优化配产等多种技术的综合运用,有效减缓了气田递减。

问:为更好地控制递减率,应重点关注哪些技术的探索和试验?

吴伟然:在控递减新技术应用方面,华北油气进行了诸多探索和试验。一是攻关敷缆管采气技术,针对产水气井低压阶段后期管径优化难、井底流压和积液无法实时监测、带液效率低等难题,攻关研制3000米智能敷缆管及井下电控针阀等关键工具,满足井底智能化监测与控制需要。二是气液自适应协同排采新技术首试成功,通过井下特殊工具实现气液分离、再分配,改变井筒内液体流态,让气液均匀分布,形成环状流体,提升气井自主携液能力,为自主排采提供新方法。三是试验气体制介质射流采气技术,使用天然气压缩机向气井内注入高压天然气作为动力源,在井底形成气体制介质射流系,提升气井排水采气能力。四是针对高产气井采收率低的问题,攻关研制井下高速增压泵,实现井底抽吸、增压、排水三合一功能,克服井筒压降,实现井底增压为2~3兆帕,有效提升气井能量,提高单井采收率1~2个百分点。

刘华:未来,相关技术将越来越智能化、系统化,应用也更加多元化、综合化。中国石化气田控递减技术将围绕提高气藏储量动用程度、压力波及效率、压降效率三方面继续开展研究。井网调整方面应更注重气藏压力均衡下降,最大化动用储量;增压开采将进一步降低井口压力,全面采用井口负压采气技术;全生命周期系统化排水采气工艺和生产制度将进一步提高地层能量利用效率,挖掘气藏最大潜力。注气(二氧化碳、氮气)和注剂等控递减新技术也将逐步开展矿场试验和部分应用。

(付豫蓉 赵润东 王树平 整理)

□付豫蓉 马献珍 马雪娟 贾春晓 赵茜

昔日沙尘滚滚的毛乌素沙漠如今已被无垠的绿色植被铺盖,在此建成的大牛地气田,就像沙柳一样生生不息。“2005年投产的D1-1-85井,现在日产量还在1万立方米左右。还有很多这样的‘超龄’老井在为气田‘硬稳定’作贡献。”华北油气采气一厂厂长齐宏伟的介绍开门见山。

位于鄂尔多斯盆地的大牛地、东胜气田均属于低渗砂岩气田,递减率高,稳产难度大。高产水的东胜气田递减率一度超过30%,新投产井的产量弥补不了老井的递减量,严重影响气田稳产上产。近年来,华北油气气科研人员开展“四位一体”分因素分析与控递减工作,制定科学配产措施与目标,强化气井全生命周期精细管理。2023年,华北油气自然递减率比上年下降2.2个百分点,相当于全年增产天然气1亿立方米。

“四位一体”分因素分析控递减

“为全面、系统、科学、合理地制定控递减措施,我们系统分析了大牛地、东胜气田影响递减率的因素,从气藏、井筒、地面、生产运行四大环节入手,梳理了25项管理内容和71个控制点,建立起‘四位一体’自然递减率分因素分析与控制体系。”华北油气气开发管理部高级主管方军成说。

气藏因素主要有剩余可采量少、气井水锁、储层污染等;井筒因素主要有积液、井筒堵塞、出砂、结垢、结蜡等;地面因素主要有管线冻堵、回压过高、管线刺漏等;生产运行因素主要有压缩机维保、供电异常、设备故障等。

“针对气藏、井筒、地面、运行4个因素,我们分别制定详细对策。”方军成说,“通过开展阶段性分析,查找气井产量递减的原因,由相关的责任部门或单位及时整改处理。”

例如,为了减少生产运行对气井产量的影响,他们优化装置、压缩机等关键设备的维修节点,一次停产,尽量把更多的设备集中在同一个时间段维护保养。

2023年,通过强化大牛地气田自然递减分因素控制与管理,老井自然递减率控制在11.8%,比上年下降1.1个百分点;综合递减率为10.5%,比上年下降1个百分点。

“科学配产”追求累计产气最大化

“新投产的气井,若配产气太高,很可能产生压敏效应,导致投产两三个月后,产量出现断崖式下降。”华北油气采气工程师专家、采气二厂研究所所长蒋文才说,“但因为配产过低就不能满足气田稳产上产需



东胜气田员工在查看泡排剂的发泡效果和携液率。
同志洪 摄

要。我们经过长期的探索研究,优选出合理的配产方法,并积累了相应实践经验。”

充分考虑气井的产气量、产液量差异,他们建立了不同气井在不同生产阶段的合理配产和压降速率控制标准,最大限度延长气井稳产期。

前些年,东胜气田稳产上产压力较大,为弥补之前的产量递减,新投产的气井往往配产偏高,结果在较短时间内便进入泡排生产阶段。对此,科研人员反复探索,建立气井“户口簿”,进行差异化配产。

2023年,他们选择东胜气田19口气井按照无阻流量的1/6或1/7进行配产,尽管初期减少了产量,但避免了气井产量、压力快速下降,生产平稳,部分气井生产曲线接近直线,气井的压降速率极低,一年下来,气井的可采储量反而明显增加。

通过合理配产,气井的自主携液期明显延长,部分气井延长为400~500天,有些甚至有两三年,气井的可采储量提升了20%以上。

“气井的压降速率越平稳越好,2021年投产J30-4-P3井,初期将日配产10万立方米调整为6万立方米,气井的压降速率接近水平直线,目前该井累计产气6000万立方米。”华北油气勘探开发研究院杭锦旗所副所长郭辉介绍。

“一井一策”全生命周期管控气井

“每口气井的地层压力、含水量、生产时间均不同,需要采取针对性的工艺技术精心

维护,使其保持健康状态,才能较好地控制递减率。”华北油气油气工程首席专家吴伟然的专业解说深入浅出。

大牛地和东胜气田均低压低渗,含气饱和度低,气井液气比高,把水“玩转”才能保障气井正常生产。气井在生产过程中要经历自然携液生产、泡沫排水采气、泡排加辅助工艺、机械排水等阶段,“了解认识水”是基础,“精准把控水”是关键。

“自然生产期是依靠地层能量自喷生产。大部分气井能量逐步降低后,泡排成为气田稳定的主体工艺,将水雾转化成泡沫状态,便于在较低压力作用下排出井口。”吴伟然说。

随着气田开发层位增多,气层产出水呈现复杂化的特征,需要针对不同层位研发不同性能的泡排剂。2023年,针对大牛地气田下古生界矿化度较高的含硫气井,科研人员自主研发了抗硫化氢泡排剂,试验成功率达100%;针对东胜气田高含凝析油起泡难的气井,他们与外部单位联合研发了抗凝析油泡排剂,有效率达90%。

气井压力持续下降,泡排效果逐渐变差,继而出现断续生产便进入“泡排+”阶段,需要在加注泡排剂的同时,增加多项辅助工艺措施。2023年,华北油气引入混输增压装置,通过降低井口回压排出井内积液。

“这项工艺适用于日产水小于5立方米的气井,去年我们采取这种措施实施了63口井,增产效果显著。”吴伟然说,“我们针对日产水5~10立方米和10~50立方米的气

井,分别采用抽油机排水、射流泵排水采气工艺技术;针对日产水50~100立方米的高含水气井,则采用电潜泵排水采气工艺技术。”

针对不同井况采用不同的技术措施,2023年华北油气共应用41万井次,较上年增加了8万井次。

“示范区”建设推动可复制范式

“为了提高气井开井率、生产时率,更好控制递减率,对气井重点治理,明确气田各区块老井控递减攻关方向,我们按气藏类型在东胜气田打造3个老井稳产示范区。”蒋文才介绍。

示范区固定召开周对接例会,建立疑难问题项目组快速分析机制,围绕急需解决影响产量因素的问题,核产能、找潜力、定治理方案,着力提升致密高含水气藏技术管理水平,全力打造东胜气田不同类型气藏持续稳产示范区。

示范区通过对长停井、关停井、低产低效井进行潜力论证,制定出针对性的措施方案;通过对单井产能核定,分批、分类制定优化方案和治理方案;通过开展气井不同生产阶段递减规律分析,分区分气藏建立气井全生命周期标准化曲线,指导气井精细化管理。

他们通过建立单井气藏、排采、集输动态分析指导意见,形成长效支撑机制;制定气藏解水锁、井筒异常压损治理、地面异常压损治理等“一井一策”管理制度体系;对依靠针对性泡排剂携液的气井,通过分析管柱合理性、携液能力和积液程度,优化管柱结构和采气制度;开展排水采气工艺应用边界研究,形成不同类型气井的工艺治理对策。

东胜气田控递减示范区之一的J66井区2016年和2020年投产的J66-P-20井、J66-5-3井多次发生水淹,反复采取气举作业方法,无法实现正常生产,关停1年多时间。“我们分析论证认为,两口井均有潜力,分别采取射流泵和机抽排水采气工艺技术,并优化参数,分别恢复日产能7000立方米和1万立方米。”锦66井区班组长治海有介绍。

该井区还有7口问题井因配产过高、井筒结蜡等原因关停,通过采取优化配产、注入清蜡剂等工艺,分别破解了难题,7口井恢复正常生产,日产能2.3万立方米,井区总产量不降反增,气井生命期得到延长。

“排水采气工艺技术在示范区试验成功后,可以在其他井区推广应用,避免走弯路。”治海有说。

通过强化技术管理、加大工艺维护力度、优化气井配产、加强运行保障等措施,气田各示范区开发指标稳步提升,整体递减率非常平稳,气井综合利用率上升2~4个百分点,平均单井累计产量增加500万立方米。

专家观点

全生命周期精细管理 效益开发低渗透气藏

□陈奎

我国低渗透气藏资源丰富,广泛分布在鄂尔多斯、四川和松辽等沉积盆地,是近年来天然气储量增速最快的气藏类型。低渗透气田地质条件复杂、储层物性差、非均质性强,具有明显的低压、低渗、低产等特点,尤其在鄂尔多斯盆地北缘,气藏埋深更深且普遍高含水,实现效益开发和控制产量递减的难度更大。

在大牛地气田和东胜气田的开发过程中,华北油气通过持续对低渗透气藏自然递减影响因素、控制措施跟踪研究,形成了一批成果,但一定程度上依然存在“头疼医头、脚疼医脚”的问题。管理和技术人员在近两年的生产研究和实践中认识到:要实

现低渗透气藏效益开发,必须树立从井部位

置到废弃关井全生命周期精细管理理念,全面、系统、科学、合理地对自然递减的影响因素进行分析,并制定相应的控制措施。目前形成了优选甜点布好井、优化配产控压降、井筒治理提效率、地面集输降压、生产运行减异常等5项主要做法,现场应用收到了较好的效果,气井精细化管理水平稳步提升。

第一,优选甜点布好井。立足气藏地质特征,深化规律研究,精细井位部署,针对大牛地气田未动用储量零散分布的特点,建立了基于三大沉积体系的建模数模一体化剩余气定量表征技术;针对东胜气田高含水的特点,深化储层沉积特征研究,加强地质物探一体化含气甜点精细预

测。

第二,优化配产控压降。建立气井全生命周期的配产制度,控制压降速率,减缓老井递减,分区、分藏建立不同类型气井在不同生产阶段的合理配产比例和压降控制标准,最大限度延长气井生命周期,实现单井累计产量最大化。

第三,井筒治理提效率。针对井筒中存在的积液、水淹、结垢等问题,强化工艺适应性研究,完善排采工艺体系,保障气井稳产;针对泡沫排水、混输增压、机械排采等问题,开展技术应用边界及适用性研究,并通过管理提升做好工艺精准介入。

第四,地面集输降压损。针对地面集输存在的管线冻堵、高低压串接、并管、清管作业、管线刺漏、回压影响等问题,加强

水合物条件拟合及水合物防治研究,精细调整集输方案,规范清管作业流程。

第五,生产运行减异常。通过“做好预案+提前应对”,压缩机等设备检维修、电力异常、脱硫站故障及检维修等对产量的影响大幅减小。

接下来,华北油气将进一步加强气田递减因素分析与控制,完善气井控递减技术序列,建立气井控递减闭环管理机制,推进控递减信息化平台建设,扩大控递减示范区范围,完善不同类型气藏标准化递减模型,建立低渗透气藏全生命周期关键开发指标体系,指导气藏全生命周期精细化、规范化管理与开发。

(作者为华北油气勘探开发研究院副院长)