



气井管理:开关之间增效益

间歇开井就像长跑运动中科学分配体力,积攒能量是为了更远的目标和更久的奔跑



涪陵页岩气田集气平台。
李占军摄

江汉油田

精细管理 间开气井“小时工”作业

□戴莹 王彦

焦页1-2HF井每日开井8小时,关井16小时,日产量稳定;焦页189-8HF井每日开井12小时、关井12小时,日产气1万立方米……在江汉油田涪陵页岩气田,很多气井开关井时间已精确到了小时。

“对于间开井的管理,我们由以前的以‘日’为单位计算,变成现在的以‘小时’为单位管理,让气井打起‘小时工’,管理上更加精细了,提高了间开井生产时率,增加了有效生产时间。”涪陵页岩气公司技术中心地质所工程师李小益介绍。

今年以来,涪陵页岩气公司采取为每口间开井登记造册、大力实施差异化开关井法、积极开展智能间开技术改造等,不断提高间开井生产时率。目前,月均优化95井次的间开井制度,累计增产天然气1600多万立方米。

间开井在“网”上安家

涪陵页岩气田已开发12年,页岩气开发呈衰竭式开发趋势,气井出现生产压力下降、产量不断递减、携液能力变差、井筒积液增多等现象,当生产压力等于或低于外输压力时,气井就无法采气,进入了低产间歇生产阶段。目前,气田共有间开井281口,占所有投产井的32%。

“井像人一样,上了年纪,就需要时不时歇口气,有时关井几天,让它休养生息。”李小益形象地比喻。

秉持间开井也是生产潜力理念,涪陵页岩气公司组建间开井优化小组,为间开井实施“一井一策”精细管理,技术人员依托气藏管理平台,建立了间开井管理系统,为这些气井登记造册,为每口气井记录“成长档案”,遵循气井生产的压降规律,通过有规律地开井、关井,确保气井“呼吸”平衡、顺畅,提高间开井生产时率,实现持续稳产。

点开智能气藏管理平台,每口气井的投产时间,每一次停井“歇岗”时间、开井时间,每一次放喷排液或气举、上增压设备的“手术”时间,均有清晰的记录,基础资料十分完整。

目前,气田281口间开井的生产资料和数据都在“网”上安家,为技术人员和管理人员查找资料、分析数据、对症施药提供了便利。

个性化管理 差异化开停

焦页187-2HF井工作起来“三天打鱼两天晒网”,连续生产能力差,但是关井后压力恢复快,技术人员根据该井生产特征,实施“短开短关”生产制度,将开关时间由“开3日关1日”优化为“开10小时关14小时”,目前该井日产气1万立方米。

由于气藏不能像油藏那样通过注水措施来补充能量,如何做到气藏能量平衡,进而正常采气呢?

奥秘就在气井的一开一停中。他们把强化单井增气效果作为重点,对于低压低效的间开井采取有针对性的“停岗”措施,对每口井实行“个性化”管理,提高气井开井时效和开发效益。

根据气井生产期间的“水气比”,

技术人员将间开井分为三类,实施差异化开关井措施。

第一类为“低水气比”间开井,开发较早、累计产量高,生产挖潜和间开制度调整难度大。对此,他们设立“短关短开”“短关长开”等制度,开井后再配合泡排、气举等措施,增强带液效果,尽可能恢复气井生产。

第二类为“中水气比”间开井,关井时井筒积液现象明显。当压力上升到合适值就可开井,日配产也要适当提高,便于将井筒积液带出,提高气井采气时率。

第三类为“高水气比”间开井,产水量大、井底积液多。技术人员紧盯工艺参数,提前在气井有积液征兆时关井,避免气井被水淹,开井时辅以大排量气举、机抽等“强排”措施,尽量提高气井产量。

“每口井水气比、压力、油套管压差等工艺参数都不一样,我们只有根据每口井的生产状态,科学为气井制定‘上岗’规划,只要气井达到开井条件,就果断开井,提高气井产量贡献率。”李小益介绍,“关井后,气井处于蓄能保压状态,生产压力恢复速度由快到慢,到一定值后压力也不会上升或上升十分缓慢时,就是气井最佳开井时机,应马上开井,让气井早日产气。”

与此同时,一线值守员工对每口井实行全过程动态跟踪监测,在关井期,仔细检查闸门是否关闭良好、井口有无渗漏,让间歇井“安心休眠”;开井时逐一检查分离器、阀门、仪表等,消除隐患后仔细操作,按气井“呼吸”频率匀速开井,不断提高气井管理水平。

通过精算老井“调休”时间,让老井经过一段时间的储能保压,确保了老井开停之间有效益,目前,气田月均增产200多万立方米。焦页1HF井通过科学实施间开,成为全国产气时间最长的页岩气井,累计产气1.7亿立方米,远超预期。

智能间开 精准调控

涪陵页岩气田的气井星罗棋布分布在大山深处,间开井由以前的“打长工”变成“打短工”后,频繁的开关井无疑会增加现场采气员工的劳动强度,也不利于气井精准开关和精细管理。

于是,涪陵页岩气公司积极开展智能间开排水采气新技术研究,技术人员利用大数据和相关软件,分析井口数据、井场设备、供电装置、道路远近及路况等,开展了多次智能间开现场试验,通过为气井安装具有定时、定压力和定流量模式的智能调控阀,实现实时采集间开井生产数据,并对各个数据进行分析,提示最佳间开制度,智能化远程化对气井实施精准开、关井,实现了间开井精细化管理。在焦页68-3HF井安装好智能调控阀后,每日清晨6时自动按日配产4万立方米开井,20时自动关井,每月增产20万立方米。

“对气井实施智能间开,不但可以有效降低现场员工的劳动强度,而且能提高气井间开制度执行准确率,精准控制阀门开度,促进间开井实现稳产增产。”涪陵页岩气公司技术中心工艺所工程师李牧介绍。截至目前,气田在33口气井上运用智能间开技术。

新闻会客厅



沈金才
江汉油田
涪陵页岩气公司
总经理

间开生产对提高采收率有什么意义?

沈金才:江汉油田涪陵页岩气田已开发12年,2018年,涪陵页岩气田老区进入递减阶段,主要依靠新井及增压开采实现稳产。页岩气井具有初期产能高但递减快的生产特征,当气井生产压力等于或低于外输压力时,气井产量递减,将出现因井底积液无法实现连续生产的情况,进入间歇生产模式,生产效率低。近年来,江汉油田树立“每一方气都值得挖潜”的理念,聚焦间开井、低效井科学精细治理,强化气藏经营管理,努力提高间开井产量,保障涪陵页岩气田产量稳定、效益增长。

李华昌:西南油气目前有两类气井采用间开生产方式,一种是边远井,没有管道配套,受下游用户用气影响,生产不连续;一种是衰竭且高产水气井,无法靠自身能量携带出井筒积液,但仍然有剩余产能。秉着“颗粒归仓”的原则,我们采用间开生产的模式,实现增产增效降本,为提高气田采收率贡献力量。

为了优化间开井管理,涪陵气田做了哪些工作?

沈金才:一是精准打造合理化管理制度。针对涪陵页岩气田间开井数量增多、管理难度增大情况,深化理论认识,围绕间开井生产开发数据、开发规律,不断加强地层及井筒流动的基礎理论研究,精细划分不同类型气井

链接

什么是间开井?

间开技术在油气开采中被广泛应用,间开井是指采用间歇性开采方式的油气井。通常由于市场需求、设备维护、气藏特性等多种原因,导致油气井不能连续生产,而采取这种间歇性的生产方式。间开井在油气田生产中具有重要的应用价值,通过合理的开采策略安排和设备维护管理,可以确保气井长期、稳定、高效生产,提高整体经济效益和社会效益。此外,间开井还有助于更好地管理油气藏资源,避免过度开采导致的资源枯竭和环境问题。

随着科技进步和智能信息技术日益发展,智能间开技术逐渐在油气开采中发展和应用,能够弥补传统间开井低产、低效、高耗和高成本等缺陷,在实际应用中可以提高开采系统效

率和产量变化级别,精准制定气井开关制度。根据气井临界携液流量配置关井时机和开井配产,根据压力恢复速度预排开井时机,根据油套压差及压力恢复情况制定开井方式,收到了良好的间开井挖潜效果。

二是全力打造智能化管理制度。针对间开井动态变化快,涪陵页岩气田充分利用大数据智慧分析,由人工收集、判定、分析、决策向自动化识别转变,形成气藏动态智能决策管理体系,实现产量最大化措施提示,为间开井管理提供专家级智慧决策。建设生产现场标准化,及时获取单井实时数据,并充分利用智能阀,严格设置间开井开井压力、配产、时长等开井条件,实现间开井生产制度制定、现场操作执行全自动化,极大提高管理效率。

未来还可以做哪方面探索?

李华昌:西南油气川西中浅层气藏经过几十年滚动开发,大量气井都处于生命周期中后期,普遍存在低压、低产、产水问题,传统排水采气和增压工艺成本高,间开生产耗费人力。未来,西南油气将探索采用片区增压模式,分片区建立增压站,打包处理更多低效气井。除了低效井提产工艺,要提高气田采收率,还应该加强基础研究,强化地质、工程、经济一体化,纵向上立体开发,向各层位要产量,横向上滚动扩边,向气田边缘要产量,不断推动油气高质量勘探和效益开发。

(戴莹 薛婧 整理)

西南油气

间歇“蓄能” 低效气井“延年益寿”



西南油气采气一厂井站采气工正在倒换生产阀门。
王平摄

□薛婧 陈雪娇 陈绩 陈竹君

今年以来,西南油气全面围绕“川西、川北、川南”三大气区,在“海、陆、非”三大领域持续加强勘探开发一体化,增储上产取得显著成效。

“在持续增产压力下,想要尽可能提高气田采收率,任何产量都要抓牢,即使‘颗粒’也必须精细管理,确保‘归仓’。”西南油气副总工程师兼生产运行管理部经理李华昌说。通常,可以通过气举增压、泡沫排水采气、实施调整井、滚动扩边等方式提高气田采收率,但对于边远井和低压低产井来说,要实现提产降本,间开生产方式也是不错的选择。

间开生产方式让气井生产一段时间后关井歇歇,恢复压力再开井生产。“我们会通过判断气井自身压力下降和恢复状况,决定开井和关井的时间。”李华昌介绍说,“一些已经生产数年的低压低产气井,就像耄耋老人,能量不足,当近井地带的气采完了,远处的井又没有补给过来,就需要间歇性关井‘蓄能’;一些边远井,管网配套不健全,受下游客户用气需求影响,生产波动较大,不利于气井‘健康’,也需要间歇性关井‘养生’。”

作为西南油气的生产老区,川西中浅层气藏已连续滚动开发40多年,大多数井进入了低压低产阶段。“在川西中浅层,采气一厂有1067口生产井,实施间歇性生产制度的气井有67口,年增产天然气1042万立方米。”采气一厂生产技术室主任师乔林说。

马蓬22-4HF井就是个典型例子。该井于2016年投产,已经进入生产中后期,排水采气工艺措施效果较差,经常水淹停产,成为低效井。采气一厂技术人员密切跟踪生产情况,利用气井井下积液工况诊断技术,对气井产量、压力、产液量等动态参数进行差异化分析,实施“一井一策”精细管理,2023年将该井转为间开生产,实现月增产0.9万立方米,为提高老区产量贡献力量。

除了川西中浅层气藏,元坝陆相气田也是西南油气的生产老区,其地质属性条件致密,气井连续生产时间相对较短,间开气井占比高达60%。科学管理好众多间开井、制定合理的间歇工作制度,延长气井生命周期,是采气二厂阆巴采气管理区的重要课题。

“气井生产后期油压低、井筒积液,难以准确把握合理的开关井时机,导致部分间开井利用率低、生命周期

缩短。”管理区技术员朱智说,“我们结合现场实际,明确了气井不能正常连续生产的原因,摸清不同气井的‘脾气秉性’,建立不同类型间开井最优工作制度。”

以元陆27井为例,这是一口2022年进行挖潜施工的老井,开井后表现出产量、压力双递减的情况,生产后期油套压差大,携液困难,造成井筒积液严重。管理区技术人员密切跟踪气井生产情况,摸索出该井压力恢复曲线呈现明显的“厂”字形,即早期压力恢复速率快,曲线拐点明显。“压力恢复至拐点开井是最优的,这样可以有效带出井筒积液。”朱智说。

深层页岩气是西南油气的重要上产阵地。相较常规气井,深层页岩气井具有气液同产、产液量大且流量变化大的特点,气井投产压力递减快,首年递减率高达80%,低压阶段持续时间较长。如何优化生产制度,最大程度释放气井产能,提高采收率,是摆在采气四厂技术人员面前的难题。

“间歇开井就像长跑运动中科学分配体力,积攒能量是为了更远的目标和更久的奔跑。”采气四厂渝西采气管理区副经理李芝力说。针对压力低、常开无法连续生产,但关井后压力能够较好恢复的气井,他们采用间歇开井措施,确保产量动态稳定。

在永川区块,低压低产井众多,采用人工开关井方式需要耗费大量时间和人力。他们结合现场实际,优选13口气井实施自动化间开生产,通过智能柱塞控制、井口智能阀试验等方式,差异化精细化实施“间开、间开+柱塞、间开+泡排”的组合措施,有效保障气井长期动态生产,减少气井发生水淹“假死”的频次。

永页10-3HF井进入低压低产阶段后,初期采取关井1小时、开井23小时的小时开生产制度。生产逐渐平稳后,科研人员根据气井生产状态,结合柱塞工艺,开展自动智能间歇开井生产,将生产制度调整为“开井8小时关井1小时+柱塞+泡沫排水”组合措施,日均生产天然气1.13万立方米,日产水1立方米,产量递减率控制在9%,效果显著。

“小芝麻聚起来也有一大捧。”李华昌说。西南油气“以潜力评价为基础,以综合调整为手段,以工艺迭代为保障,以精细管理为抓手”,狠抓不同气藏类型提高采收率工作,总体采收率达39.7%。目前,西南油气有生产井1980口,其中间开井205口,年产天然气超9000万立方米。