

确保“十四五”开好局 以优异成绩庆祝建党100周年

编者按

“十三五”期间,面对低价带来的巨大冲击,国内上游开发系统深入学习领会新发展理念,以“不靠油价作为”的精神,坚持一切工作向质量效益聚焦,从追求规模速度发展向追求质量效益发展转变,全力以赴“战寒冬、求生存、谋发展”,牢固树立低价思维,推动高质量发展,坚持效益开发,全力抓优化、调结构、促创新、推改革,加快推进稳油增气降本。其中,顺北油气田一区、胜利难采储量、涪陵页岩气田、东胜气田、中江气田获“十三五”规模上产增储特别贡献奖。本报推出专题报道,敬请关注。

规模上产增效的“五朵金花”

顺北一区:“少井高产”诠释高质量发展

□本报记者 王福全 通讯员 郝光灿 王 周

2020年,顺北油气田顺北1-3井生产原油13.6万吨,天然气5920万立方米,继续稳居西北油田油气产量和效益第一名。顺北1-3井位于顺北一区1号断裂带。顺北一区面积超4400平方公里,于2016年投入开发。“十三五”期间,该区49口井累计生产原油253.9万吨,天然气7.96亿立方米,生产成本保持国内陆上油田较低水平。顺北油气田油藏埋深七八千米,规模上产唯有“少打井、打好井、打高产井”。西北油田采油四厂经理罗辉说。新井是增产主力。“十三五”期间,顺北一区新井平均单井日产油达85吨以上,“少井高

产”效果明显。西北油田坚持“资料不过关不打、圈闭不落实不打、地质工程双风险不打、资料规模不达标不打”,高标准部署新井。新井方案要经过多次优化和经济评价筛选,多口新井因技术难度大、效益不过关等暂缓实施。采油四厂全要素统筹新井投产工作,确保新井“早一个小时见产”。投产前,技术人员密切关注新井生产情况,及时作业增效。2020年1月,顺北1-24X井投产,日产油仅9.5吨,技术人员分析认为是储层沟通不畅所致。实施酸化作业后,该井日产油达180吨。目前,顺北一区近一成的产量来自措施。顺北油气田的油藏、地质、油井等情况均与塔

河油田差异较大,很多成熟措施技术均遇到“水土不服”的问题。技术人员开展攻关,先后攻克化学+连续油管解堵、转抽降开采等技术的适用性问题。储层改造方面,西北油田在顺北一区试验性实施暂堵酸压、深部酸化等储层改造措施。2020年4月,技术人员发现顺北1-5H井产量异常下降,分析认为“井筒+地层”存在堵塞,决定实施“处理井筒+酸化”措施。措施后,该井日产油量由10吨增至178吨。控递减是高质量开发的永恒课题。2020年,顺北一区自然递减率、综合递减率分别控制在2.58%、-6.77%,比2019年分别下降15.91、24.19个百分点。合理优化采油速度可有效降低自然递减

率。2020年,技术人员发挥1号断裂带井网完善的优势,优化顺北1-10H井、顺北1-22井等长期稳产井的采速,将连通井组采速由2.5%升至3.3%,阶段增油2.36万吨,区块自然递减率控制在1.5%,比2019年降低2.89个百分点。针对低压井,技术人员实施定期扩嘴排液、降回压、优化刮蜡等措施,效果明显。高产井也有“闹病”的时候,技术人员及时采取化学+连续油管解堵、电泵深抽等措施,保证油井稳产高产。2020年10月,监测发现顺北1-3井含水异常。技术人员分析后迅速采取关井压水锥措施,避免含水快速上升造成水淹。目前,顺北1-3井日产量仍稳定在100吨以上。



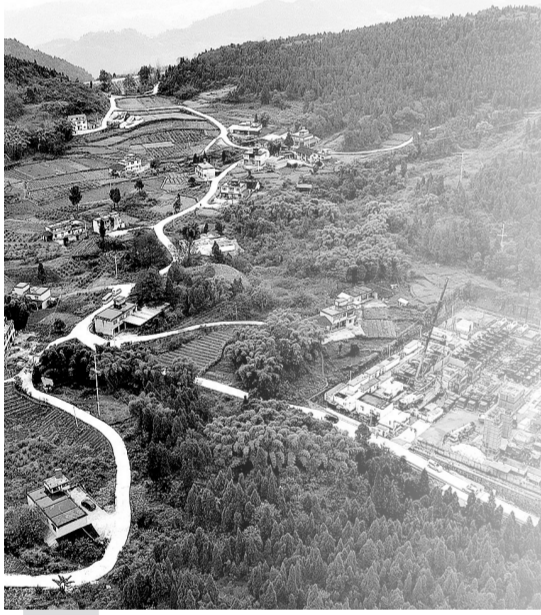
□本报记者 王东奇 通讯员 葛 辉

每吨储量都能创效!“十三五”期间,经不断探索,胜利油田难动用储量合作开发驶入快车道,支撑新区产能建设规模由2016年的22.5万吨升至2020年的100万吨,其中未动用储量新建产能占比由29%增至61.8%,成为新区建产主阵地。资源品位逐渐变差是资源开采业的客观规律。胜利油田经过近60年勘探开发,好动用的区块越来越少,到2016年底,探明未动用储量近7亿吨,都是多次筛选后留下的“硬骨头”,其中5年以上未动用储量占七成,即便高油价条件下也很难实现效益开发。但新找到的储量品位也不一定比这些“硬

骨头”好。2017年3月,集团公司探索上游板块低价下可持续发展之路,提出将难动用储量“管起来、动起来、活起来”。胜利油田成立以主要领导任组长的难动用储量开发领导小组,顶层设计合作开发机制,出台难动用储量合作开发管理办法,将油藏经营管理价值最大化作为与胜利石油工程公司合作共赢的核心,变甲乙双方为联合体,建立利益共享激励机制,推动工程公司从施工方转变为油藏经营管理的参与者,从单纯挣工程款到一起挣效益油,加快难动用储量效益开发,实现共同可持续发展。合作后,双方更注重地质工程一体化设计。他们突破思维定式,抓住提高单井产能、降低桶油成本这个关键,由降低单项成本向系

统集成、整体优化、提高效率转变。义184块2012年上报探明储量超3000万吨,但富集高产规律认识不清、改造工艺适应性差等因素制约了效益开发。胜利油田与胜利石油工程公司通过地质物探一体化深化油藏认识,通过油藏工艺一体化提高单井产能,通过油藏钻井一体化提速提效降本,同时积极攻关快钻井、高效压裂、压驱提产、深层稠油降黏驱油等关键技术,有力支撑效益动用。义184区块部署新井27口,建成后平均单井日产能11.2吨,比设计高2.6吨,2018~2019年超产4万余吨,工程公司挣得工程费用的同时,得到效益分成5000多万元。在合作开发基础上,胜利油田创新项目化

管理、市场化运营、运营权流转、运行保障等机制。其中,运营权流转机制打破未动用储量“划界限”“守地盘”思维定式,将一年以上探明未动用储量运营权在开发单位间流转,引入竞争机制,谁有能力谁开发,充分调动各单位积极性,发挥各自技术与管理优势,全面推进未动用储量效益开发。到目前,已完成三轮竞标,累计流辖区块239个,储量9.3亿吨。“实践证明难动用并不是真正意义上的难动用,从技术、管理、思路取得突破,是可以动起来的。”胜利油田副总经理张宗耀说。“十三五”期间,胜利油田通过机制创新,盘活近10亿吨未动用储量,多年未开发的难采储量平衡油价逐步降至40美元/桶以下,共建成年产能176万吨。



□本报记者 戴 莹

2020年,江汉油田负责开发的涪陵页岩气田区块产量比“十二五”末增长35.3亿立方米,增幅达111%。涪陵页岩气田工区分布在武陵山脉的沟沟坎坎,为提高产能建设速度、让新井尽快贡献产能,江汉油田提前编制方案,为产能建设赢得时间。他们超前开展水、电、压裂砂等保障工作,员工翻山越岭寻找外围水源,加快供水泵站扩容改造,全力保障压裂施工;完善电网并网自动化,加快压裂用电专线建设,有力保障电钻机、电驱压裂施工。同时,江汉油田强化生产组织,倒排生产运行大表,“并联”工序,细化

交叉作业流程,钻井、采气、压裂准备等施工同时进行时的情景随处可见。此外,他们坚持工厂化预制、模块化施工,提高产建速度,目前气田地面建设模块化预制率达82.3%。在开发上,江汉油田坚持自主创新,按照“研究一试验一推广”模式,持续攻关立体开发、钻井、压裂等提速提效关键技术,创建了页岩气开发技术体系,确保中国石化在页岩气关键核心技术上持续领先。他们创新建立页岩气立体开发模式,在原有井网基础上,对地下储层进行横向和纵向上的立体加密,实现老区井间、层间立体动用,形成了立体开发调整井“大丛式井组”优快钻井技术系列,促进储量动用效率和采收率双提高,开了我国海相页岩气立体开发的先河。截至

目前,气田老区立体开发井达150口,平均单井测试日产量超20万立方米,日贡献产量占气田日产量的1/3,累计产气28亿立方米。钻井技术方面,江汉油田自主研发第三代综合地质导向、三开长水平段“一趟钻”、加密井网井网防碰碰障、超长水平段优快钻井等技术,推广“宏观把控、节点控制”施工模式,加大旋转导向等成熟技术及高效耐磨钻头、等寿命耐油基螺杆工具的应用力度,不断促进钻井工程提速提效降本,气田平均钻井周期由最初90余天降至50天左右。压裂技术方面,江汉油田大力推广“多簇密切割+限流射孔+高强度加砂”高效压裂工艺,提高了裂缝复杂程度,增大了泄气面积,增强了压裂改造效果,增产显著。

目前,页岩气开发技术整体达到国际领先水平,“涪陵大型海相页岩气田高效勘探开发”获国家科技进步一等奖,涪陵页岩气开发技术品牌入选集团公司十大技术品牌。随着气田开发不断深入,老区产量递减严重。技术人员“一井一策”精细气藏管理,采取放喷排液、增压、压缩机气举、增压+泡排、气举+泡排等多种“活血通气”康复治疗措施,科学“医治”老井。近年来,江汉油田在加大增压站建设力度的同时,升级应用增压+泡排组合式增产技术,通过加入起泡剂降低积液表面张力,再上增压“呼吸机”,加快排出积液。仅2020年,涪陵页岩气田开展排水采气措施335井次,增气超7亿立方米。

东胜气田:“百人十亿方”不是梦

□本报记者 马献珍 通讯员 卜彩霞

“十三五”期间,东胜气田年产量从不到1亿立方米快速提升至15亿立方米,成为新的资源接替阵地。“东胜气田之所以能规模开发,首先是观念颠覆性改变。”华北油气开发管理部经理刘小波说,之前一直认为鄂尔多斯盆地北缘不利于油气保存和富集,研究人员深化地质成藏研究,对气藏的认识逐步由原来的单一岩性气藏转变为低渗地层、岩性、构造多类型复合气藏。东胜气田钻井常常遇到井壁失稳、钻井液严重漏失的现象,华北油气与华北石油工程公司合作,创新研发基于地质工程一体化的井壁稳定、井间协同防漏技术,在428口井上应用,

减少了漏塌复杂情况处理时间,钻井周期缩短一半以上。针对复杂储层压裂改造后出现高产液低产气的问题,华北油气创新形成差异化透气疏水压裂技术,既抑制水的流动又加快天然气释放,平均单井产量比常规工艺提高两倍以上。为提高储层纵向动用率,他们创新建立穿层压裂隔版并形成水平穿层压裂技术,突破了薄夹层相互交错的储层压裂关,实施58口井,日产量提高47%,储量动用率提高30个百分点。东胜气田属于富含气水层,30%的气井在生产初期就发生水淹,且水处理成本高,严重影响气田上产。2018年,华北油气攻关形成高产液气井排采技术,有效释放高产液气井产能,并将储层含气饱和度动用下限降低10%。

东胜气田纵向分布多套气层,为最大限度提升储量动用率,华北油气构建空间立体井网:针对单一的致密岩性气藏,采用水平井为主、直井为辅的丛式井组模式;针对构造+岩性复合气藏,采用直井+定向井的丛式井组模式;针对岩性+构造的复合气藏,采用直井+定向井+水平井的丛式井组模式。2020年,东胜气田丛式井组部署比例达77%,储量动用率由54%提高至68%。同时,华北油气在上游企业首次规模应用小井眼钻井及窄间隙固井技术,与常规钻井相比,单井钻井废弃物减少40%,投资降低31%、周期缩短47%。东胜气田东西长200千米、南北长50千米,点多、线长、面广,传统开发模式人工成本

高,实现高效开发必须建设智能气田。目前,华北油气已建成信息化井场、无人值守集气站、气田控制中心三级平台,人均产量提高近5倍,人均管理气井数增加两倍;研发智能化泡排系统,气井生产时率由77.8%提高至99.2%。智能气田建设,相当于把各井场、集气站搬到了中控室。之前巡井工天天在井场上奔波,现在是有针对性地去处理问题。”华北油气采气二厂开发研究所技术员张选平说。智能气田催生了厂直管班组模式,采气二厂撤销两个采气管理区,生产骨干分为内、外操工,效率进一步提升。在气井产量快速增加的情况下,员工人数不增,实现“百人十亿方”目标指日可待。



中江气田:“窄”河道牵出大气龙

□杨 婧 邓美洲 牛 娜

2020年,中江气田产气量达10.64亿立方米。“十三五”期间,中江气田新增动用储量329亿立方米,累计产气量达44.3亿立方米,成为川西中浅层第一大气田。“河道砂精细刻画及储层精准预测是基础,高产富集模式是核心,针对性开发技术是关键,配套工程工艺是保障。”西南油气开发专家刘成川说。“横看像细面条一样散乱无序,竖看像缠绕的毛线球”,面对窄且薄的中江气田沙溪庙组河道砂体,技术人员精雕细琢,下足绣花功夫。他们加强地质、物探与工程的深度融合,通过精细随钻反演,形成河道致密砂岩气藏

多域多属性河道精细刻画及储层预测技术,将砂体有效厚度识别能力从10米提升至5米,如同给地下做高精度CT,将复杂的多层叠置河道分区展现出来。这项技术获得四川省科技进步一等奖。世界上没有两片完全相同的树叶,中江气田地下窄河道也是如此,它们像风味香肠,呈藕节式分布,同一条河道的砂体物性差异也大,对气藏地质认识提出更高要求。技术人员精细解剖每个气层、每条河道,每口井,不断认识窄河道的“多重性格”,开创性建立了复杂窄河道致密砂岩气藏“深源浅聚、断砂疏导、多期河道、差异成藏、构造活化、调整富集、甜点富气、物性控产”的富集模式。在这一认识指导下,他们精准识别“甜点

区”,“十三五”期间部署实施评价井46口,成功率85%,单井平均无阻流量达8万立方米,建成6层17条高产河道。中江气田位于川西经济发达区,地面人口稠密,井场优选困难,建井成本高。西南油气创新提出地上地下一体化的“一场多井、一井多层”立体部署思路,形成了致密砂岩气藏多层系多井型立体高效开发技术。如江沙33-19HF井场共部署3口定向井和3口水平井,平均钻井周期比邻井缩短近11天,加快了评价建产节奏,大幅降低了开发成本。“就像静脉血管注射,窄河道砂体的钻井要求是打进毛细血管。”技术人员王建说,西南油气创新形成深度域水平井轨迹精确控制技术,实现地下3000米水平段储层深度预测

误差小于5米,有效满足薄层砂体高效开发需求,60口水平井平均砂体钻遇率达96%、储层钻遇率达90%。技术人员牢牢牵住油气藏增产“牛鼻子”,持续优化水平井技术,单井产能提高50%,储量动用程度提高30%;加大压裂改造力度,研发井下全通径无级滑套技术,实现精细分段加砂压裂。2020年,西南油气自主研发一体化建井技术,突破传统井身结构设计,固井后直接转入压裂环节,完井工序及物资需求整体缩减,实现致密河道砂岩难动用储量有效开采。江沙33-42井应用大排量全通径一体化建井技术,到目前日产量稳定在4万立方米以上,累计产气超1000万立方米。

