



奋进新征程 建功新时代 | 牢记嘱托 再立新功 再创佳绩 喜迎二十大

核心阅读

在油田企业,油气田产能建设中的方案部署、投资预算、工程设计与成本管控,一直属于不同的专业领域。华北油气围绕企业投资与降本增效目标,深入推进经济技术一体化、业务效益一体化,紧扣“技术优、方案省、设计精、预算准”工作主线,在“技术人员会算账”的基础上,推动各专业“管业务就要算效益”,做到方案技术可行、经济有效。

管技术管业务都要会算效益账

华北油气深入推进经济技术一体化、业务效益一体化,优化生产运行各环节,在确保安全的前提下,“技”“财”跨界融合打造降本增效利器

□本报记者 马献珍  
通讯员 赵楠 鲁和平 储铭汇

“往年,工程单位只做方案设计,不做预算。现在,我们的技术人员也要站在经济的角度去优化设计。”华北油气概预算中心主任柳清源介绍,“工程设计和预算由同一人编制,设计参数的优化能直接体现到费用预算上。设计人员只有对工程设计的方案及所有参数全面掌握,才能有针对、准确地优化设计参数,做到技术可行、经济有效、安全平稳。”

华北油气推进经济技术一体化、业务效益一体化,紧扣“技术优、方案省、设计精、预算准”工作主线,在“技术人员会算账”的基础上,推动各专业“管业务就要算效益”,逐步形成从技术到方案、设计、预算、结算,再回到技术的技术经济一体化闭环体系,方案、设计、运行、管理、技术、价格均得到优化。2019年以来,在确保安全的前提下,10亿立方米天然气产能建设投资下降了13%。

部署设计不断优化

“带着成本思维做设计,让我们深刻认识到技术与经济融合的重要性,由当初被动接受,到现在的主动参与,实现了质的跨越。”华北油气石油工程技术研究院院长王翔说,“通过部署丛式井组,大幅减少了钻井、压裂设备的搬迁频率,可有效降低安全风险。”

如果一个区域内纵向有多套气藏,横向有多个含气丰富的“甜点”,工程设计人员就会采用“混合井组”,利用直井、定向井、水平井等,穿越纵向、横向展布的储层。

近几年,华北油气在气田部署过3井组、4井组,井数最多的还有7井组。大牛地气田的7井组丛式井平台,井组日产气量达到8万立方米。实践证明,这些丛式井组不仅可以实现井控储量的最大化动用,还能节约征地费用。

“经过核算,与单口井施工相比,一个4井组的钻井平台可以节省1.5个井场的面积,在减少征地费用的同时,丛式井组选用轨道移动钻机,不用拆装,只需要短距离搬迁,一天内即可符合开钻条件,比常规钻机节约2~3天,大幅提升生产运行效率,节约钻井搬迁、压裂施工、采气管线、智能化气田建设等方面的成本。”王翔说。

依据东胜气田J30井区气藏分布特征,原设计施工4口水平井,技术人员经过反复优化,分别部署2300米、2200米两口超长水平段水平井,一口水平井的水平段可以穿越两套含气层,这样就节省了两口水平井施工费用。实施压裂后,储量动用程度提高6个百分点,节约投资480万元。



▲华北油气部署在东胜气田的丛式井组,可大幅提升钻井时效、压裂效率,降低后期采气环节多项成本。董鹏飞 摄

▶华北油气采油专家刘岳龙(左一)在东胜气田排水采气新技术应用试验现场,检测电泵机组的绝缘性能。马献珍 摄

重复利用,这样节约下来的压裂成本和拉运费用,可是一笔可观的费用。”储改所副主任朱新春说。技术人员将井内返出的压裂液经过净化、药剂处理,在下口井的压裂施工中继续当作前置液使用,每立方米废水仅处理费就可节省300~400元。去年以来,压裂液重复利用量累计达到6.8万立方米。

运行管理持续提升

“我们通过优化产建组织运行,做实生产资源统筹调度,做细专业工种整体协调,提升甲乙双方管理水平,实现共赢。”华北油气生产运行管理部经理王斌说,“产建项目各环节紧密衔接,流程顺畅非常重要,这就需要在不同的工况条件下都做到生产组织最优化运行,从而最大限度节约生产运行成本。”

在丛式井组钻井队伍管理模式上,华北油气积极探索“一队双机”模式,即一支钻井队伍同时承担两口井施工,这样既充分盘活人力资源、提升井组钻井速度,提高生产组织效率,又最大限度降低生产成本。

“在生产运行上,我们持续推进一

自动流转,完成了业财数据集成共享和融合贯通,可做到事前预先管理、事中监控预警、事后智能分析,让人员少跑腿、让数据多跑路,提高了验收效率,降低了验收结算成本。

价格体系日趋合理

华北油气按照“定额管理精细化、定额应用简单化”的思路,推行“米费制+”“多元化价格体系,满足油气田勘探开发过程中,不同区块、地质条件、工艺技术要求的不同价格体系,既满足了勘探开发需要,又让业务人员可以简单、准确使用定额。”

他们在老区推行“米费制”清单综合单价,在新探区采用定额计价模式,在重点井和风险探井、新工艺新技术井采用“日费制”计价模式;在试点井开展“日费制”计价,其中钻井采用“4+N”日费制模式,压裂采用“1+2+N”日费制模式。

在成熟区块部署的开发井,华北油气采取“米费制”结算钻井施工,施工单位为节省成本,会在尽可能短的时间内完成钻井施工,气田施工的水平井钻井周期连续4年缩短,钻井时效提升30%以上。

针对重点风险探井埋深较深、温度高、施工难度大、钻井周期长的特点,华北油气立足甲方技术主导,通过引进再创新,推进提速工具与高性能钻井液技术融合,结合米费制管理模式,探索形成钻机服务、钻井液服务、录井服务、提速提效服务4个日费制合同和固井服务、测井服务、监督服务3个包干服务合同的华北特色“4+3”日费制管理模式,大幅提高钻井作业效率。

同时,他们以储量价值和投资效益最大化为目标设计风险探井方案,以经验总结到位、源头设计到位、装备配套到位、过程管控到位、“一体化”理念贯彻到位、技术支持与监督到位、“一趟钻”技术完善到位、激励机制到位,以及设计源头不到位的井坚决不打、技术配套不完善的井坚决不打、装备不具备安全条件的井坚决不打的“八个到位、三个不打”为原则,在部署过程中对工程方案迭代优化,建立日费制并设计管理模板,严格控制钻井成本,支撑高质量勘探。

2021年,华北油气部署在鄂尔多斯盆地西部的重点风险探井——宁古1井,施工过程中强化甲方主导,建立“钻机服务合同、钻井液服务合同、提速提效服务合同、录井服务合同”和“固井服务合同、测井服务合同、监督服务合同”等为主体的“4+N”日费制模式,现场监督依据合同严格管控每日生产费用,各生产节点按计划完成,全井节约费用940.27万元。

业界视点 Industry Vision

储层横向变化快,钻头在430米长的目的层精准穿行并非易事。“水平段不敢打快,每天就打四五米。”勘探开发研究院地质导向技术骨干高岸华说。由江汉油田页岩气管理部牵头,采气一厂联合多家单位组成地质导向小组,每日碰头会诊,动态调整钻井导向。

钻头穿行70~100米,气测显示越来越弱甚至突然消失,但在大家的认识中,这里是从礁边缘到礁主体部位,显示应该越来越强。

科研人员深入储层精细雕刻,利用OVT域解释资料,为生物礁优质储层“抬高看清”。“之前认为的礁中心部位存在一个礁间差储层过渡带,因此气测显示会变弱。”高岸华说。

对储层的再认识也为后期钻井轨迹控制提供了理论支撑。地质导向小组根据随钻测井曲线跟踪及模型计算,准确控制并眼轨迹在目的层内穿行,最终该井有效储层穿行率达88.5%,测井解释气层380.5米。

西南油气须五段构造低部位勘探获突破

本报讯6月18日,西南油气部在川中资阳地区构造低部位的东峰8井,经水平段分段压裂测试,获日产天然气3.34万立方米,获得资阳地区须五段构造低部位勘探新突破,对该区储量升级动用具有重要意义。

资阳须五段埋藏浅、增储潜力较大。前期资阳地区须五段构造高部位收到了较好的勘探开发效果。但斜坡带受制于储层品质和含气性变差、储层改造适应性不强等原因,勘探开发效果未达预期。

西南油气组织开展了地震资料叠前反演,深化了富集规律研究,精细刻画了河道砂体展布和优质储层分布情况,水平段砂岩钻遇率提升到95%以上。通过地质工程一体化精细评价,他们优选了测试层段,采用“多段多簇+大排量+控砂降液+变黏压裂液+组合支撑剂”高密度立体体积压裂新工艺,实现了资阳地区须五段Ⅲ类储层的有效改造。

(杨永剑 陈宗太 马健 卢刚)

物探院自主研发 噪声压制技术喜获专利

本报讯近日,物探院成像所自主研发的智能化地震数据随机噪声压制技术获国家知识产权局发明专利授权。

该技术充分结合地球物理专家经验,通过人工智能神经网络计算,可自动从海量地震数据中识别出有效波与地震噪声的特征信息,实现保幅去噪,提高地震资料信噪比,有助于降低人工干预成本,促进提质增效。

(刘旭跃 郑浩)

石化机械压缩机 支撑中原储气库群扩容

本报讯6月中旬,石化机械储气库压缩机中标中原油田文24储气库项目,将全力支持中原储气库群扩容。

中原储气库群建设对于确保国家能源安全和华北地区、黄河流域供气调峰及稳定供气具有重要意义。注采一体化天然气往复压缩机是储气库建设的核心装备。

石化机械重点针对储气库设计进气压力和排量、排压、排温等具体要求,自主设计开发“大吞大吐”能力强的高压大功率储气库压缩机,目前已服务中原文96储气库、文23储气库、卫11储气库建设。

此外,石化机械面向中原储气库群建设与运营,设立运维项目部,精心提供现场服务,全面保障储气库压缩机运行、维护和配件供应,做好故障诊断修复工作,提供包括机组运行管理、健康管理、配件供应等环节在内的一揽子服务,不断赢得用户好评。

(孙海涛 王波 陈鑫然)

□夏梅 刘宇琦 张文娟

6月21日,江汉油田部署在兴隆气田长兴组礁滩的首口开发井兴隆1-1井完井测试,获得57.32万立方米/日的高产气流。

兴隆气田长兴组生物礁滩气藏是典型的“小而肥”气藏,但储层非均质性强、储量规模小,且气藏高含硫,这些都为效益开发带来严峻挑战。经过10年的探索,兴隆1-1井于2021年10月正式开钻,旨在有效动用兴隆1井区探明储量。

10年“蛰伏”信心愈加坚定

自2010年兴隆1井测试获51.7万立方米/日的高产气流,兴隆气田的开发一直处于“沉寂”状态,“优质储层规模小且分散,又高含硫,对工具工艺要求都高。”该油田页岩气管理部副经理陆亚秋表示,气田开发的难点有目共睹。

虽然困难重重,科研人员依旧充

满信心。

“开江一梁平陆棚两侧的台缘相带是孕育二三叠系礁滩优质储层的摇篮,具有相同沉积背景的元坝气田、普光气田都是酸性气藏产气大户,邻区中国石油重庆气矿也斩获多口百万立方米高产井。”陆亚秋说。

科研人员通过多轮联合攻关,逐步深化、细化气藏地质认识,明确礁滩优质储层分布范围,落实了气藏可动用储量。他们参考普光、元坝气田开发经验,制定合理的开发技术政策,优化了部署方案,同时根据高含硫气藏特征,调研国内外先进技术,完善钻井和采气工艺。

井投资降低23.9%,如果达到3000米,则可以降低39.2%。”王翔说,“目前,部署在东胜气田的水平井,最长水平段有2000米。”

在设计水平井的压裂规模时,工程技术人员根据岩层显示情况确定压裂规模及压裂段数,他们在显示较好的储层段扩大压裂规模,增加压裂段数。“虽然相比原计划要花费更多费用,但气产量得到大幅度提升,产出投入比较高。”华北油气工程技术研究院储改所党支部书记李月丽说。

以前,气田压裂一直使用陶粒砂,成本较高。技术人员结合不同的储层类型,反复研究验证,在压裂时加入较为便宜的石英砂,并找到与陶粒砂混合的最佳配比,既能保障压裂效果,又能节约成本。

“我们一直在思考,压裂液如何能

体化生产运行管理,不断强化生产计划管理,细化生产过程管控,抓好生产异常管理,用系统思维提升宏观把控能力,成本观念融入生产运行各环节,推进生产运行从精细化管理向精益化管理迈进。”王斌说。

在计划内检维修方面,他们合理把控施工方案、前期准备、时间节点、产量影响等多方面因素;在生产异常管控方面,持续推进跟踪、分析、处理、反馈、考核多方位结合的一体化“调度”动态跟踪管控,找准薄弱环节,最大限度减少生产异常带来的影响。

他们还建成并推广工程结算管理平台,通过打通石油工程工程清单计价系统、勘探开发业务协同平台、投资计划管理系统、合同管理信息系统等8个信息平台,实现工程验收、工程结算、ERP投资入账、财务往来挂账

礁滩之上寻宝藏

针对兴隆气田开发难点,江汉油田应用新技术,全力实现兴隆1-1井高效开发

2021年,江汉油田部署兴隆1-1井,为降低安全风险,该井靶前位移长达3.4公里,为目前川东北地区靶前位移最大的井。

3.4公里外找准“靶心”

优质储层是“靶”,3.4公里的靶前距为精准打靶的“拦路虎”。“我们没有太多大位移井施工经验,感觉就像在地下‘盲打’。”江汉油田勘探开发研究院天然气开发所党支部书记康红说。

结合实钻地层产状及地震资料,科研人员深化不同相带长兴组界面的认识,进一步精修目的层地质导向模型,提前计算入靶路径及进尺,最终决定将井斜控制在84度探A靶点。

在“甜点层”中精准穿行

“甜点层”不足40米厚,礁滩小、

石化员工团购网 百万石化员工专属优惠购物平台

中国石化供应商 锡安达防爆电机 与世界同进步