

地下“造缝”直击低渗

——海油发展工程技术分公司拓展爆燃压裂技术增油上产纪实

□ 张 姪 李旭光

低渗透油气藏因具有低孔隙度、低渗透率、低电阻率等特点,开发技术难度大、开发成本高,对海上油气勘探开发而言意味着巨大挑战。

近年来,随着勘探开发技术的进步及管理能力的提高,中国海油通过技术和管理创新,在低渗透油气藏开发的研究及实践方面取得了突破,盘活了低渗油藏,为低渗油田带来新的活力。

2018年12月18日,从中海油能源发展股份有限公司(下称海油发展)工程技术分公司传来消息,歧口18-2油田P2井于8月22日实施爆燃压裂作业后,在不到4个月的时间里增油1440立方米,投入产出比达1:6,增油效果显著。

歧口18-2油田属于被断层切割的复杂断块油田,单薄、低渗的储层埋

藏在2500米深的地下,开发难度较大。

“这次作业是爆燃压裂技术首次在低渗透油田废弃油井中得到成功应用。此次实践表明爆燃压裂技术能够有效改善低渗储层物性,以较低的技术成本促使废弃油井重焕生机。”工程技术分公司研发工程师孙林说。

截至目前,工程技术分公司爆燃压裂技术累计作业8口井,在渤海油田、南海东部油田、南海西部油田均得到了成功推广。此外,该技术不但应用于生产井、关井及弃井,而且在采油井、注水井甚至砂岩储层、灰岩储层中,都得到了成功应用。

爆燃压裂技术是针对陆地低渗透油田而使用的一种常规增产技术,其利用脉冲加载并控制压力上升速度,使迅速释放的高温高压气体像火箭一

样,在井下瞬间爆发大量的能量造缝,从而使储层中的天然裂缝能够与井筒连通,达到增产的目的。然而,海上油田的开发方式与陆地油田迥异,该技术在海上应用时面临诸多难点:海上油田存在大量的防砂筛管井,国内外暂无应用先例;海上低渗透井更深,施工管柱安全要求更高;海上平台空间有限,需创新井口泄压方式;海上油田追求更高的经济效益,需提高技术增产效果等。

针对海上油田爆燃压裂难题,从2012年起,工程技术分公司展开技术攻关。

2014年5月10日,中海石油(中国)有限公司深圳分公司与海油发展工程技术分公司在陆丰13-1油田联合实施首次海上油田爆燃压裂作业,措施收效喜人,油田产油量从原来的

60桶/天,跃升到800桶/天。

此后,陆丰13-1油田6井、19H井陆续实施爆燃压裂作业,作业后,6口井的产液量和产油量增加近3倍。

目前,爆燃压裂技术已经获得爆燃压裂安全控制、井口泄压方法、峰值压力精准模拟、爆燃酸化联作增效、筛管井爆燃压裂实施方法等10余项自主知识产权。

截至目前,实施爆燃压裂的8口渗透油田井,日均增油43立方米,平均增产高达11.9倍,累计增油5.17万立方米,经济效益显著。

“中国海上低渗油气储量巨大,动用程度低,开发成本高。爆燃压裂技术作为一种新型低成本高效增产措施,为海上低渗透油田高效开发开创了新的局面。”海油发展工程技术分公司钻采所所长黄波说。

中石油首个水平井示范区产量破百亿方

科普时报讯(杨文礼 田军文) 2018年12月28日,在冬供关键时段,从苏里格气田传来喜讯:由长庆油田采气一厂负责管理的中国石油首个水平井整体开发区示范区,仅用5年时间,累计产气量一举突破100亿立方米大关,将示范区建成打井少、占地少、产量高、效益好的旗舰工程。

2012年,针对我国致密气藏开发成本高、难度大、多井少产等诸多问题,中国石油决定在苏里格南区建立致密气田水平井规模开发示范区,

力争在致密气田的高效开发上寻求突破。

进入2013年,负责苏里格南区开发的长庆采气一厂,认真分析国外水平井作业技术特点,结合地域及气藏实际,不断加强自主研发和试验,在广泛推广应用水平井工艺的基础上,采用集群式布井、快速钻井、高效水平井压裂工艺、压裂液回收处理再利用和高性能压裂工具等新技术,让“水平井+”开辟了致密气高效开发的新天地。

“水平井+”的最大特点是,不但可

以少占地、多打井,还可大幅提高单井产量。特别是多口气井集中在一个井场,钻井上可实施多套机组同时作业,在水、电、料等方面还可统一供应,生活保障可以统一组织,技术服务可以统一实施,大大减少了以往多个单位单独施工中多头组织带来的资源浪费。

“以有14口井规模的G07-6水平井平大井组为例,占用井场由原来的14个减少到1个,输气管线由14条减少到1条,单井日产气则是常规的3至5倍。”采气一厂作业九区经理任发

俊说:“在我们作业区员工人数与传统作业区相当的情况下,人均管理井口数及人均贡献产气量是传统作业区的3至4倍,实现了气田开发有质量、有速度和有效益。”

“在整个水平井规模开发示范区,单从产量贡献来看,占所有气井比例只有34.8%的水平井,其产量份额则占到63.2%,少井多产的优势突出。”采气一厂厂长王振嘉说,“正值冬供关键时期,目前示范区日产气量已超过1000万立方米。”



中石油测井华北分公司层间大跨度射孔施工取得突破

科普时报讯(王家书)近日,笔者在中国石油测井公司华北分公司获悉,该分公司组织攻克多项技术难题,安全优质完成了华北油田岔19-213井的传输射孔施工,发射率与准确率均为100%,表明该分公司在层间跨度大井施工工艺技术取得新突破。

岔19-213井,井深2707.21米,设计射孔井段为4段,层间跨度为752米。如采用常规传输射孔施工,需连接752米长的夹层枪,不仅使得施工环节繁杂,增大火工品材料成本,同时存在作业一次成功率达不到百分之百和炸枪的风险。

该分公司针对该井施工特点要求,组织技术人员分析存在的作业风险与技术难题,制订“一井一策”精准测井预案,用油管取代夹层枪连接射孔枪,设计10级增压装置逐级起爆,各级起爆装置跨度不超过100米均匀分布,确保逐级能量传递准确无误。

肩负该井施工的C4770作业队进驻井场后,根据井况环境开展动态风险辨识,严格执行施工预案和测井流程,严细把控下枪、校深、点火等关键环节,安全优质完成了施工任务。

江沙206-5HF经分段压裂后增产

科普时报讯(刁素)1月2日,江沙206-5HF经过10段分段压裂后,在测试压力3.6兆帕下获天然气日产量4.5万立方米,证实了该河道以南的含气性,为该河道向南滚动部署提供了依据。本井压后较同河道水平段更长、储层显示更好的邻井江沙206-1HF获得了更好的改造效果,较同河道的水平井平均返排率提高了32.9%,同时进一步动用了回龙构造沙储量,为西南油气分公司产量任务完成提供了支撑。

该井是西南油气分公司在四川盆地川西拗陷回龙构造的一口水平井,因钻遇泥岩提前完钻,水平段长678米,测井砂体厚度仅6.88米。西南油气分公司石油工程技术研究院储层改造技术人员根据储层压力、砂体发育及水平段钻遇砂体情况、邻井岩心伤害实验结果等,加强工程工艺设计的针对性,对水平段精细分段,横向充分沟通河道砂体的同时优化施工参数,脉冲工艺提高导流能力,中等排量沟通纵向砂体的同时降低水马力成本,采用强返排压裂液体系,强化返排效果。

节点地震仪器研制成功并投产

科普时报讯(吴学兵)近日,中石化地球物理公司下达节点仪器首批2000道生产制造任务,标志着自主知识产权的节点仪器研发成功并加入量产阶段。

具有自主知识产权的节点仪器研发成功,填补了中石化集团公司高端核心采集装备的空白。为加快成果转化,快速配套地震采集项目应用,日前,地球物理公司启动首批2000道节点仪器的量产制造,这也标志着中石化自主知识产权的核心地震仪器的研制和生产制造进入了新阶段,对于地球物理公司降本增效、转型升级、实现产业链向装备研发制造的延伸,提升企业核心竞争力,培育形成独具中石化特色的物探采集装备与服务技术系列,具有重要意义。

火山岩测井解释技术助力四川永探1井新发现

科普时报讯(董丽新 董磊)近日,四川盆地第一口火山岩工业气井——中石油西南油气田永探1井,在火山岩地层获初步测试,日产天然气量22.5万立方米,中国石油测井公司大庆分公司火山岩测井解释评价技术在本井解释中进行尝试性应用,取得较好应用效果。

针对火山岩储层,该分公司经过多年技术攻关,形成了以三维岩性识别、非均质双孔介质饱和动态求取及蚀变程度评价等为核心的解释评价技术体系,目前该项技术处于国内领先水平。

由于该分公司火山岩解释技术水平较高,大庆油田勘探事业部受西南油气田委托,对永探1井火山岩井段进行解释评价,并将此重任交给该分公司。该分公司接到紧急任务后高度重视,以急要并对付,组织技术人员,共用3天时间,应用已形成的火山岩测井评价技术,高效完成了永探1井岩性、蚀变程度识别、储层参数求取及流体性质判别等评价工作。

2018年11月28日,该分公司代表大庆油田在成都参加了永探1井研讨,提出试气建议。12月16日,永探1井在火山岩地层获初步测试,日产天然气量22.5万立方米的喜人结果,开辟了四川天然气增储上产新领域,大庆分公司用过硬的解释技术,助力了四川新领域的重大发现。



运用“四线一图”预警模型创效百万元

2019年新年第一天,胜利油田现河采油厂王岗采油管理区生产指挥中心人员正在通过“四线一图”预警模型设置预警阈值,优化油井参数,超前处理异常井。

王岗采油管理区深化“四化”应用,依托生产参数大数据,分析油井压力曲线、温度曲线、电流曲线、载荷曲线以及示功图的变化,构建了“四线一图”预警模型。通过该预警模型能够快速、准确发现油井异常,精准判断油井症结,提出针对性措施,优化油井参数,实现措施精准化,降耗精细化,参数最优优化,效益最大化。

2018年共优化参数76井次,减少躺井31井次,治理沉没度45井次,工况合格率同比提升1%,创效125万元。

孟涛 王震玺 摄影

西北油田开发云平台让效益一键提速

□ 马京林

近日,西北油田采油三厂建成中石化首个智能油田井站一体化示范区,标志着智能油田建设已进入深度应用阶段。

该示范区以10-6计转站为核心建立智能化中控室,对周边38口油井并进行生产参数自动采集、含水线上检测、掺稀远程调控、无人机会全天候巡线。

中国石油集团公司领导参观该示范区后说:“西北油田采油三厂在没有先例和经验借鉴的前提下,攻克了多项智能化技术难关,使智能油田建设完成了由初级探索到技术储备、应用的过程,为建设智能采油厂提供了借鉴。”

该厂位于大漠戈壁深处,地处偏远,油田实现智能化后,已累计减少用工230多人,大幅提高了生产运行效率 and 经济效益,年增效益2000多万元,已被中国石油集团公司定为智能化油田建设试点单位。

指挥阵地前移 异常高效处置

为什么要给井站安装“大脑”——建立井站一体化的云平台?

“在长期的智能油田建设探索中,我们认识到只有把智能指挥枢纽前移,打造出让以站为中心的智能基础模块,才能真正实现信息化与生产经营的深度融合,达到提高工效、降低成本、提升安全的目的。”该厂主管智能油田建设的副厂长黎刚说。

该厂管理的500多口油井散落在1000多平方公里的范围内,点多

面广线长,生产运行难度大。过去,他们以两个采油管理区为中心建立了智能指挥中心,虽然可以对油井的生产参数进行监控,但遇到异常问题时,需要多方协调,远距离派人处理,工作时效很低。

针对这一问题,该厂创新性地提出了建立井站一体化智能平台的构想,将部分处理异常问题的权限下放到井站,充分发挥一线员工紧急处置异常问题的机动性。

在选择试点上,该厂选择了油井全部为稠油、最偏远、管理难度最大的10-6井区。该区面积50余平方公里,共有38口油井、110条油气水管线。他们在PCS数字生产指挥系统为依托,在计转站内设立了中控室,集成应用参数远程传输、掺稀调控、在线含水检测、抽油机远程启停、无人机巡线等新技术、新成果,形成了单井到站库的一体化智能管控。

1月2日晚,在站内监控室,值班员工段小茹通过电子屏幕发现TH102108井到TH1025井管线压力升高,管线有堵塞风险,立即拿起对讲机通知当夜值班的两名维修工到现场排除。该段管线因夜里温度下降原油变稠导致压力升高,他当即在中控室远程调高了TH1025井加热炉温度排除了风险,异常发现到处置仅用1小时,而这样的异常情况,以往出现后,值班员先向管理区值班室汇报,区部接到信息后,再分别告知各代运行单位联合排除,用时最少2天左右。

科普时报讯(尹希东) 桩西油田的地质构造之复杂,在全国实属罕见,被形容为:一个盘子掉在地上摔得粉碎,又被踢了一脚。而在这样复杂的地质状况下实施5000米的压裂,施工难度可想而知。近日,胜利油田油气井下作业中心桩西作业大队作业3队却成功实施了超深井压裂。

桩西作业大队作业三队曾在桩西古潜山作业井中运用深井作业技术,创出下电泵深度达4030米的油田同行业新记录。但2018年面对桩169-斜2井人工井底5253米的超深井施工时,当过技术员、队长的党支部书记肖泽峰看到施工方案时,还是有些“畏难”,该井要求冲探人工井底,在5145米油层进行酸化压裂施工,并且施工用液高达800立方米,这个数字比普通压裂多出一倍。全队虽然攻克了无数的复杂疑难井,但在像桩西油田这种复杂地质构造,特别是在这么深的地下实行压裂施工,在以前从来没有遇到过。施工难题摆在了作业3队面前。

作为桩西采油厂的上产新战场,桩169区块平均井深4500多米,最大井深达到5253米,最大施工负荷达60多吨,作业施工时不仅负荷重、难度大,而且井下情况异常复杂,对作业队伍综合素质要求也非常高。

一口井的成与败,考验着全队干部员工心理素质。在金牌作业队干部员工的眼里,没有战胜不了的困难!拿到方案后,队委会组织技术骨干对施工井进行综合分析、科学论证,讨论细节,把方案要求吃透,不遗漏一处质量节点,每一道工序、每一处质量点都有干部承包负责,精益求精,严细认真,一丝不苟,攻克一个又一个技术难关。超深井重负荷对设备要求特别高,开工前大班司机都要细心,严格地对设备进行一次全面体检,保证设备本质安全。就是抱着这样的信念,全队干部员工跨越一道道难关,成功拿下了这口井,赢得了甲方的赞誉。

2018年,作业三队在桩169区块共施工5口超深井,全部一次作业合格,增油效果十分明显,品尝到了创效益的甜头。彰显了中国石化金牌作业队“勇立潮头油海创业,上下同心再铸辉煌”的金牌风采。

塔里木油田年产油气当量超2600万吨

科普时报讯(李东 苏华) 2018年,塔里木油田生产石油液体551.53万吨、天然气266.21亿立方米,年产油气当量2673万吨,比上年增长135万吨,创历年最高水平。

塔里木油田瞄准3000万吨大油气田建设目标,组织开展老油气田综合治理和库车山前勘探开发“两个会战”,加快资源落实,加快产能建设,勘探开发实现质量效益双跨越。

全面推进稳油增气,新区实现快速上产。库车山前是天然气增储上产的最现实地区。塔里木油田立足于克深—大北—博孜构造带整体认识和解剖,加大圈闭的评价落实和上钻工作力度,2018年部署开发井36口,做到预探、评价、开发的有效衔接,新建产能15.4亿立方米,有力夯实了天然气上产资源基础。

“压舱石”作用凸显,老区实现良性开发。以老油气田综合治理为抓手,按照“四清楚一具体”的要求,不断深化地质认识,强化油气藏生产经营管理,系统开展“控制递减、提高采收率、提高动用程度和滚动开发”四大工程。塔河南碳酸盐岩勘探开发持续发力,快速建成23万吨的产能。狠抓问题并治理,年增油26.3万吨,开发生产形势全面主动。

发挥专业化管理优势,产能

建设加速推进。优化业务和人员结构,推行高效组织运行模式。围绕加快完善天然气上产地面系统,组织实施了6项天然气试采工程、6项改扩建工程和3条联络线工程,有力地保障了西气东输和南疆地区天然气平稳供应。建成投运的克深至克拉联络线,形成两大气田之间的“共享链”,相当于新增一套1000万立方米的天然气处理装置。迪那油气处理厂扩建工程,天然气日处理能力在原1600万立方米基础上扩容到2000万立方米,为超额完成天然气产量任务发挥了积极作用。

2019年是塔里木油田3000万吨大油气田建设的“全面攻坚年”。勘探工作将集中力量深化库车勘探,精细组织塔中塔北勘探,加大塔西南综合地质研究和物探技术攻关力度。开发工作突出效益建产,精心组织库车天然气勘探开发和塔河南原油上产会战。夯实老区稳产,围绕“控制递减率、提高采收率”两条主线,持续开展综合治理会战,力争实现年产油气产量当量2785万吨,较2018年再净增114万吨。

2019年油气产建、油藏评价井位已部署203口,首次实现上年完成下一年度井位部署任务,创会战以来最快速度。

工作业务,为整体外包奠定了基础。

“两化”深度融合 促进四个提升

“过去,不少人认为智能油田是‘空中楼阁’,这种思想成为智能油田建设的最大障碍。井站一体化智能平台带来的四个提升将改变这一观念,为智能油田建设扫除思想障碍。”该厂副总工程师周全说。

本质安全得到提升。以前,巡井靠人工,掺稀靠人工,含水检测靠人工,现在巡检使用无人机,掺稀自动调控,含水检测自动化,大幅减少了员工直接接触有害物的几率,提高了企业的本质安全。

环境保护得到提升。井站智能一体化投运后,异常处理时效快速提升,许多隐患消灭在了萌芽状态,大幅减少了环境污染。

工作效率得到提升。综合信息化技术的应用,运行环节的减少,提高了生产效率,使油田提质增效落地生根。

集约化管理得到提升。井站一体化智能平台建设,纵向上使管理垂直一步到位,横向上将与其他井站一体化实现联动,从而形成纵横交错、快速高效的信息化管理网络,实现管理由粗放型向集约型转变的目标,最大限度提升企业效益。

总之,10-6井站一体化示范区实现了“监控可视化、运行一体化、分析智能化、指挥精准化”,为智能化建设提供了经验。目前,采油三厂已把管辖井站划分8个片区,将按该站模式逐步实现井站一体智能化建设全覆盖。