

胜利石油工程公司二界面固井质量合格率10年提高52.7个百分点

硬核技术为固井质量提升赋能

本报11月26日讯(记者 邵芳 通讯员 彭大为 肖本利) 近日,胜利石油工程公司固井技术服务中心圆满完成胜利油区重点探井利910井的油层固井任务,固井一、二界面合格率达100%,为油田增储上产注入了强大动力。

近年来,胜利固井创新集成固井工艺技术和设备,形成提高二界面固井质量系列技术,在全油田9683口井上规模化应用,二界面固井质量合格率由2011年的44%提高到2019年的96.7%,预计增油1200余万吨。

固井是将固井工作液注入套管与地层之间的环形空间,进行有效封固的石油工程作业。业内通常把套管和水泥环之间的胶结面称之为第一界面,水泥环与地层之间的胶结面称之为第二界面。“固井质量,尤其是二界面固井质量的好坏直接关系到油气井寿命长短和产量高低。”胜利石油工程公司固井工程高

级专家李延伟说,受地层岩性、地层流体、井眼状况、钻井液性能、套管居中度等影响,固井二界面很难得到提升,影响了油井产量和寿命。2012年,胜利固井一界面合格率达80%,而固井二界面合格率不足45%。

历经五十多年高效勘探开发,胜利油田东部油区进入开发后期,井网密集,大斜度井、绕障井增加,井眼轨迹复杂,套管居中度受到很大影响。为此,胜利石油工程公司在国内首创PIV激光粒子成像技术,模拟不同条件下的顶替界面动态,实现了实时测量和顶替流场的连续分析;应用了液压式套管扶正器、整体式弹性套管扶正器等新工具进一步提高套管在井眼中的居中度,进而提升顶替效率。

针对螺旋式不规则井眼,化学冲刷难以清除井壁泥饼等问题,胜利石油工程公司创新研制出机械式泥饼清除工具,有效提高了对井壁残余泥饼清除效果。同时,他们研制出的界面胶结强

度测试装置,为冲洗液、水泥浆等性能参数优化设计提供了技术指导。郑365油藏是胜利油田重点稠油热采区块,高温注汽导致水泥环强度衰退快,造成二界面胶结失效、含水率升高。技术人员采用新型抗高温水泥浆,固井二界面合格率提高到94.5%,平均注汽周期提高至13轮次。

渤海油田义178区块属于难动用储量,“十二五”期间,胜利油田部署的3口探井,因固井二界面差,区块未能建成产能。2017年,通过固井工艺技术的集成创新,突破了固井技术壁垒,解放了渤海油田3012万吨储量。目前,累计打井30口,二界面合格率达100%,单井日油12.3吨,累产油12.8万吨。

目前,胜利石油工程公司形成了针对难动用储量、多压力层系、复杂井眼轨迹、稠油热采等区域的固井技术方案,使固井二界面合格率保持在97%左右,相比10年前提高了52.7个百分点。

油田创新电网检修模式 实现检修生产“两不误”

本报11月26日讯(记者 邵芳 通讯员 郑文雷晓庆) 近日,胜利油田孤东采油厂和电力分公司密切协作,在电路检修过程中首次应用光伏发电模式,实现电路检修和油井运行“两不误”。据了解,这既是对检修模式创新的大胆尝试,也是油电一体化深度融合的生动实践。

10月10日,孤东供电管理区无人机巡线时,发现孤东油区110千伏主电线网存在较大安全隐患。按照惯例,消除故障必须先停电,但正值采油厂持续攻坚创效黄金季节,停电检修不仅会造成产量损失,部分油井出砂还有可能会造成躺井。

能不能在主力电源断电时,有临时替代电源保障供电,确保油区基本生产?围绕这一话题,孤东采油厂和电力分公司转变观

念,打破孤东油区仅有110千伏孤东、电东线同塔双回主电源供电模式的制约,确定了利用孤东、孤岛、桩西电网有联络的3条35千伏线路反带的部分负荷,加光伏发电保障孤东油田原油生产的思路。

针对光伏发电不稳定等实际,双方共同制订了《110千伏孤东线检修消缺、限电保供方案》,优选不同环境变化下的三套供电应对方案,并对3条不同供电路径分别进行测试,为新模式运行奠定基础。

据了解,按照传统的检修模式,大范围停产检修会造成孤东油区1186口油井关停,减少产量845吨。创新应用检修新模式,不仅使受影响井数降低至199口,避免经济损失194万元,还对今后电网检修具有重要的指导和借鉴意义。

石油工程技术研究院：一项技术达到国际领先

本报11月26日讯(记者 邵芳 通讯员 任厚毅 郑万刚) 近日,东营市组织专家对胜利油田石油工程技术研究院牵头完成的“胜利油田低效稠油化学降黏冷采技术”项目进行评定,专家组一致认为该项目创新性、实用性强,综合评级Ⅰ级,在低效稠油化学降黏冷采领域整体达到国际领先水平。

针对热采效益低、水驱稠油采收率低的问题,项目组开展了稠油化学降黏开采技术攻关。利用分子模拟率先揭示了稠油胶束聚集体内不同作用力的定量构成关系,创新提出了利用强电负性元素取代氢键作用降低

胶束尺寸的解聚降黏机理,研发了低效稠油冷采的解聚降黏体系,低浓度、低剪切速率条件下达到降黏率95%以上;形成的化学降黏开采技术适用于地下黏度小于2000毫帕秒的稠油油藏,可使试验区的开发综合成本降至40美元/桶。

据了解,该技术在胜利油田建成9个推广示范区,覆盖储量3000余万吨,近三年增油23.9万吨,节约蒸汽注入量63.8万吨,减少二氧化碳排放16.1万吨,节约标准煤5.96万吨。项目可在国内类似区块推广应用,同时促进地方经济发展,具有良好的社会效益和环境效益。

塔里木分公司：新装置保安全提效率

本报11月26日讯(记者 邵芳 通讯员 邱振军 牛程) “利用遥控器操作灌浆泵灌浆真是太方便了!”近日,胜利石油工程公司塔里木分公司70177队诺参2井下二开套管时,使用新装置不仅让司钻无需操作泥浆泵开关,专业进行刹把操作,还大幅提高井口安全操作水平。

下套管作业是钻井施工中最常见的一项特殊作业流程,下套管过程中,为避免套管附件失效,通常每下一根套管都要快速进行水眼抢灌泥浆,每下10根套管将水眼泥浆灌满。以往灌浆作业时,需

要专人负责灌浆泵控制开关,钻台下方还需专人负责钻台上下传递信息,这种工作模式影响了生产效率。为此,70177队电气技师熊世海刻苦钻研、反复试验,在异体监督虐书让的帮扶指导下,成功设计制作了无线遥控灌浆控制装置,首次应用就得到井队员工一致肯定。

据了解,新装置投入使用后,在钻台就能一键控制灌浆泵的开启、关停,既解放了灌浆占用的人力,又保证了钻台施工人员的安全,精确控制灌浆量,提高下套管作业效率。



关停132台加热炉保生态底色

近日,胜利油田鲁明公司济北采油管理区通过技术改造,全面关停132台加热炉,进一步提高绿色发展水平。“加热炉是油井生产的‘必备品’,但其在升温过程中有时难免会出现超标排放的环保隐患。”管理区党支部书记初启龙说,为从根本上解决问题,鲁明公司技术管理部与济北采油管理区对有加热炉的144口油井深入分析,联合编制了技术改造方案,关停132口油井加热炉;对于另外12台不能关停的加热炉,该管理区通过加装低氮燃烧器,让其烟气达标排放。

本报记者 邵芳 通讯员 赵军 摄影报道

河口采油厂：

控水降粘一体化，碱滩变桑田

本报11月26日讯(记者 邵芳 通讯员 王阳) “十井九淹”是河口采油厂埕东油田西区的开发现状。强底水侵入让油井变“水”井,加之原油粘度大,导致“水快油慢”,进一步加剧了油田注水开发难度。

“往往一口新井投产没多久,含水便上升到很高的程度,单井效益越来越低。”埕东西区开发技术人员表示,为降低油藏含水上升速度,河口厂先后尝试了微生物降粘技术、化学吞吐降粘以及水平井堵水等措施,但效果不理想。如今,河口厂通过开展“注油溶性降粘剂+二氧化碳+氮气”复合工艺试验研究,自主创新控水降粘一体化工艺,让埕东西区看到了丰收的希望。

庄稼一枝花,全靠肥当家。河口厂在总结前期冷热采、堵水

等工艺技术经验的基础上,选择向地层注入氮气,在油水间建立一个气体隔层,将边底水尽可能压在油层下面,实现地层中油水界面的重新分布。同时,注入二氧化碳,利用其易溶于油的特性,配合化学降粘剂,进一步提高原油的流动性。

“二氧化碳注入油藏后,原本粘稠的原油就如同发酵的面团,蓬松而富有张力,不仅粘度更低,而且原油流动性更强,进而提高采收速度。”河口厂工艺技术人员说,埕71-侧平6井实施控水降粘一体化工艺后,实现日增油7.8吨,含水下降78.68%。此后,河口厂在太平油田沾18-平25井应用该技术后,日增油4.9吨,含水下降56%,进一步验证了工艺成效。

新工艺基于传统冷采技术,

增加了氮气、二氧化碳等复合气体。“尽管成本增加了10%,但却解决了传统技术无法解决的边底水稠油开发难问题。”工艺技术人员称,最早实施控水降粘一体化工艺的埕侧平69井,已累计稳产5个月,累计增油近300吨,投入产出比达1:2.7。

为了让工艺技术更加成熟,河口厂持续深化技术研究,采用物理模拟和数模结合方法,研究降粘剂和气体复合增效机理。在增效机理指导下,技术人员优化降粘剂和气体用量和段塞组合方式,为控水降粘一体化技术提供降粘剂和气体组合的优化设计方法。

截至目前,河口厂共实施控水降粘一体化工艺20井次,开井13口,平均单井日增油3吨,含水下降36%,阶段增油达2076吨。