



对照标准查隐患

今年以来,河口采油厂以“我为安全作诊断”活动为载体,有针对性地加强安全监管检查,借助加大曝光力度等措施从严提高督查实效。数据显示,4月份,该厂复查问题93个,已按时整改反馈93个。

本报记者 顾松 通讯员 吴木水 摄影报道

花更少的钱,采更多的油

孤岛厂优化开发工艺打出“组合拳”

本报记者 顾松 通讯员 李海鹰 杨玲玲

持续低迷的油价,让“过紧日子”成为全员共识。作为一家开发近50年的老油田,孤岛采油厂在含水越来越高、储层物性越来越复杂的情况下,不断在开发工艺优化上做文章,力争花更少的钱,采更多的油。



研制一体化封隔装置 降低转周成本

对稠油井而言,带防砂管转周工艺因具有占井周期短、成本低等特点,一直被广泛应用。在孤岛厂,带防砂管转周工艺每年应用约40井次,占总转周井数的15%。

但带防砂管转周工艺也存在许多不适应性,一是注汽封隔器到油层上界之间存在裸套管段,蒸汽直接加热套管易产生热损失和套管损坏;二是注汽后地层亏空严重时,无法进行重复充填;三是缺少防漏设计,压井液漏失会造成地层冷伤害,既影响注汽效果又会加剧套损。

综合以上问题,技术人员通过集成创新,成功研制出一种用于稠油热采的“注汽防砂一体化封隔装置”,实现了带防砂管密闭注汽、注汽后补砂以及防漏失洗井功能,使井筒热损失和转周成本得到有效降低。

室内试验显示,利用“注汽防砂一体化封隔装置”转周后,平均单井漏失量由75方减少为6方,折算减少热量损失1575千克标准煤。由于施工过程减少了井筒重新防砂工序,平均单井占井周期减少3天。

在室内试验成功基础上,孤岛厂选取N34X01井进行矿场实验。该井油层高渗漏失严重,上周期防砂漏失液量达到488方。利用“注汽防砂一体化封隔装置”转

周,由于洗井过程无漏失,仅用12方洗井液出口即见液。目前该井已生产1081天,与上周期同期对比,井口温度提高3.5℃,液量提高10方,目前已累计产油5568吨。技术人员预测,在未来1至3年内,该装置的推广普及将显著降低转周防砂成本,预计单井可节约6.5万元。

改进粉煤灰堵剂 降低堵调成本

“右边是常规粉煤灰堵剂,固结后体积只有原体积的65%左右,左边是改进后的粉煤灰堵剂,固结后体积几乎不发生变化,大大提高了堵调效率。”工艺研究所油层改造主任师屈人伟介绍说。

两个试管,两种相同堵剂,呈现出的状态却大不相同,原因何在?

作为油层改造的一项基础工艺,堵水调剖在油田不同开发阶段被广泛应用。孤岛油田自九十年代开始注浆以来,在注浆前期、中期和转后续水驱前各个阶段都开展了堵水调剖工作,平均每年工作量在40口左右,使用的堵剂主要是粉煤灰堵剂。

但随着长期注浆、注水开发,地层大孔道和次生大孔道越来越严重,由于粉煤灰堵剂的耐冲刷能力、悬浮性能较差,所以粉煤灰类堵剂对大孔道的封堵适应性逐渐变弱,用量越来越多,近两年平均单井使用粉煤灰达到145吨,单井作业费用达到45~60万元。

近年来,面对越来越严格的单井堵调成本指标,孤岛厂从改善堵剂性能入手,经过探索和实验,在常规堵剂中添加了悬浮剂、激活剂等组分,使堵剂性能和堵调效率得到大幅提升,固结率高达98%,基本实现了等体积固化,用量也随之减少。据测算,单井堵

调费用仅为23万元,较常规堵剂节约30万元。

除此之外,孤岛厂还推广应用了固化氮气泡堵水技术,平均单井费用10万元,同时尝试应用油泥砂和聚合物母液添加交联剂作为堵剂,进一步降低堵调成本。

优化防偏磨工艺 降低举升成本

随着油田进入特高含水期及注聚转后续水驱开发阶段,油井偏磨、腐蚀现象愈加严重。2015年底数据显示,孤岛厂偏磨井达到1175口,占开井数的40.3%,较2011年的663口增加了512口。

为压减作业井,控制多轮次躺井,孤岛厂形成了以内衬管为主的低成本防偏磨工艺。自2011年以来,针对腐蚀偏磨严重、高含水井共实施内衬管工艺381口,免修期由实施前的266天延长到513天,延长了247天,减少多轮次井38井次。

随着低油价寒冬期的到来,科研人员开始算起了更精细的效益账:每米新内衬管148元,较每米新油管多出57元,如果全井整体更换新内衬管,势必会增加成本投入。

在对2015年实施内衬管防偏磨工艺的油井进行综合分析后,科研人员计算出实施内衬管工艺的效益平衡点,即当修前免修期在300天时,投入产出比才能达到平衡。因此,免修期小于300天的油井实施内衬管工艺效益较好,而大于300天的井实施新油管和扶正器配合,会有效压减作业成本。

技术人员算了这样一笔账:以一口600米深的油井为例,仅在防偏磨段更换内衬管,与全井更换内衬管相比,可节约成本3万余元。

一个“公式” 算出三万元效益

东胜滨南管理区理论实践融合降成本

本报5月10日讯(记者 顾松 通讯员 于佳 李双领) 近日,东胜公司滨南采油管理区优化油井间开,将滨253井从一天开12小时调整为六天开30个小时。以往,这个周期摸索时间要用半个月甚至更长,而这次他们只用了四天。

位于滨州市杨柳雪镇的滨南采油管理区,管辖着80余口油井。国际油价长期低位徘徊,给油田生产经营带来挑战,对此,滨南采油管理区采取一系列保效增效措施应对“寒冬季”,向生产成本要效益成为重头戏。

据了解,今年以来,为做到最大限度挖潜增效,滨南采油管理区在油井间开上动起脑筋。按照传统方式,摸索油井间开的规律大多依靠产量来判断。“前两天开一天行不行?如果发现液量少了,三天开半天行不行?三天开18个小时行不行?”在滨南采油管理区技术管理室副主任李渊看来,这种靠经验和产量判断间开周期的办法,既费时费力又耽误生产还不一定合理。

于是,滨南采油管理区按照“三线四区”经济运行模型,重新摸排辖区22口低产低效间开井,并组织技术人员反复查找理论书籍和资料,试图在实际生产与理论之间寻找一个契合点。

“一种是关井之后井底压力恢复跟时间的关系,一

种是关井之后液体往井筒流动的概念,两者相结合,应用到现场就是关井之后静液面恢复与关井时间的关系。”李渊介绍。

找到共性后,滨南采油管理区拿出滨253井进行试验。期间,他们一边让注采站对该井连续测量静液面,一边把录取的静液面数据和油管直径、套管直径、泵径、冲程、冲刺等数值输入到“Excel”表,利用压力公式拟合计算。

尽管“这套公式需要的数值离不开实际测量”,但李渊认为,只需要四个静液面值就足以满足计算条件,一口井的间开周期最快四天就能确定,很大程度上节约了劳动力和时间。

李渊告诉记者,经过观察对比,他们发现这口井理论测算结果与实际相差不到一天,印证了这套计算公式的准确性。更令人惊喜的是,在液量、油量都不变的情况下,这口井一天节约100度电,一个月下来节省费用1400元。“这套公式适合依靠地层能量生产的井,而滨南采油管理区的油井正好符合这一特点。”李渊解释道。

尝到甜头后,他们把这套公式又运用到剩余的21口井,对油井工作制度进行“瘦身”。数据显示,通过优化间开,该采油管理区每个月将实现节约费用3万余元。