



现河采油厂精准施策,盘活存量

注入“强心剂”,助低渗透老区“逆袭”

本报11月28日讯(记者 顾松 通讯员 张伟 张欢欢) 河74区块自然递减率降至-18.6%、牛35单元自然递减率降至-22.85%……作为一家高效勘探开发30多年的老区,在没有任何新井增量投入的情况下,实现了产量增加、效益增加、油田自然递减率负增长。

成绩,源自胜利油田现河采油厂掀起的“跟时间要效益,与气候比赛跑”效益稳产60天劳动竞赛。“老油田就像一块被翻耕了无数遍的土地,要想再找到好的石油资源,真可谓‘海底捞针’。唯有精准施治,才能让存量发生最大效力。”采油厂专家王丰文说。

对低渗透油藏开发来说,注采井网是生命线,为让每口井充满“能量”,现河采油厂对停产井实施转注、扶停等措施,建立主力层剩余油富集区注采井网;利用相控技术,缩小井距,增加注水井点,建立薄差层注采井网;利用大修、侧钻技术等,在构造复杂带、构造高部位、事故井区完善注采井网。

河148-斜21井位于主流线方

向,各小层水窜严重,2019年7月因高含水“停工”。分析发现周围油井河148-斜46井、河148-63井受水驱不均影响,呈现低含水、供液不足生产。因为井网需要,河148-斜21井转注后对应4口油井,增加对应厚度61.7米,井组日产量增加4.8吨。

截至目前,现河厂共完善注采井网97个,转注48口井,扶停水井19口,增注61口井,注采比由原先的0.91变为目前的1.1,当年累计注水5.2万立方米,恢复水驱控制储量937万吨。

压裂措施对低渗透低能油井来说,犹如“强心剂”。为了让压裂措施更深入、更精准、更有效,技术人员在选井过程中注重地质、工艺相融合,采取“六步法”选井原则,即采出程度低、单层压裂纵向跨度小、含水级别低、对应水井吸水好,目前注采井距大于技术极限井距、初产高且有效期长的井,分类实施。

技术人员在20余口有潜力的井中,初步筛选了12口井优先实施压裂,做到地质、工艺密切结合,并与石油工程技术研究院通力联动,优化压裂工艺技术配套、施工

参数等,最大限度提高油井产能。同时,优选低伤害压裂液体系,降低储层的伤害程度,提高压裂效果,平均单井初期日增产能5.1吨,累计增油1.4万吨。

河74区块是低渗透油藏的典型代表,历史上曾获得日产油68吨的好成绩,近几年受储层非均质等因素的影响,单元综合含水上升至中高含水阶段。河74单元目标化管理小组在精细油藏动态分析的基础上,优选采出程度较低、物质基础丰富的5个井组,引进应用“DPD”纳微米膨胀胶束深度调驱新技术,对剩余油开展“围追堵截”。

根据不同井组注入水的波及半径,他们优化调驱剂用量,使5个调驱井组“水落油出”,日产量增加26.5吨,累计增油4500吨,产出投入比达到3.0。

针对低渗透油藏日益突出的开发问题,现河采油厂提出了以“势差交变、调整三场、效益驱油”理念为基础,以加密量化、常态化分析为依据的13931矢量注采流线调整模式,共涉及19个区块63个井组,累计增油6450吨,让低渗透油藏重新焕发“活力”。

11月23日,在胜利油田鲁明公司济北采油管理区曲8-5气源井生产现场,工作人员正在调节气量,确保升温高效运行。据了解,曲8-5气源井是管理区冬季升温的主要气源井之一,日产天然气3000立方米左右。为保证该井冬季供气正常,管理区提早准备,统筹组织生产指挥中心和技管室有方案、有措施,并对气源井各项设备进行全面保养,尤其是对即将到达使用年限的压力表等进行更换,既要保证地下生产有规划,也要保证地面设备有保障,为冬季生产打好基础。

本报记者 顾松 通讯员 赵军 摄影报道



提前统筹保障冬季生产

孤岛采油厂:

巧治水平井让“潜力股”变“聚宝盆”

本报11月28日讯(记者 顾松 通讯员 李超君 张欣) 近日,胜利油田孤岛采油厂水平井治理项目组对东区7-平422井,实施“补孔+氮气快速逐级返排解堵+降黏+水平井高压充填”一体化治理后,单井日产量从1.5吨跃升至6.9吨,含水下降12.3个百分点。

截至11月中旬,低效水平井治理累计增油超2.5万吨,措施增油量保持在150吨/天以上,这正是孤岛采油厂转变观念实现高效挖潜的一个缩影。

孤岛油田475口水平井中,低效水平井占比超过35%。随着开发不断深入,水平井开发效果有逐年变差的趋势,迫切需要技术良策实现老油田效益开发。

孤岛采油厂副总工程师、工艺研究所所长赵小川说,为了让低效水平井这支“潜力股”变成“聚宝盆”,采油厂成立水平井专项治理项目组,集合地质、工艺、

工程多方力量,采用一体化决策模式,破除低效水平井提质增效的瓶颈。

工作中,他们对低效水平井逐一打开分析,将低效原因归纳为高含水(高见聚)、出砂、套变、油稠四大类,在总结前期治理经验的基础上,加强措施论证,分类制定对策,优化工艺治理,加快措施运行。

在高含水低效水平井治理上,项目组转变以往利用选择性堵剂堵水的方式,根据采出程度、水淹类型、水淹程度配套测试找水技术,最大限度实现隔泥、避水,实现潜力层段挖潜增效且长效。据统计,今年前11个月,高含水水平井潜力层段挖潜17井次,措施后平均单井日增油3.3吨。

在治理出砂低效水平井时,技术人员加大循环监测找砂配套应用,提高防砂针对性;配套高压水射流等解堵工艺,解除筛

管及近井堵塞,提高近井渗流能力;稠油井防砂配套前置降黏工艺降低防砂施工压力,提高后期生产原油流动性,一体化治理取得良好效果。目前,治理出砂低效水平井7井次,平均单井日增油3吨以上。

治理套变、多年未动防砂低效水平井,技术人员大胆尝试液压整形修套、增力打捞、切割增力打捞、套管补贴等工艺,变大修作业为小修作业,节省作业费用;对于稠油低效水平井,技术人员在多口井上应用低成本冷采技术,释放油井产能,效果明显。

下一步,项目组将以“精准施策、效益排队”为原则,计划用3年时间完成100口潜力低效水平井治理,预计可恢复经济可采储量70万吨。其中,2021年计划实施50口井,预计当年增油2.57万吨,目前已完成48口、增油2.55万吨。

物资装备管理中心: 筑牢从严治企防线

本报11月28日讯(记者 顾松 通讯员 张磊 张化平) 近日,胜利石油工程公司物资装备管理中心举办“依法合规促发展”主题知识竞赛,进一步检验各部室在依法合规、风险管控等方面的水平,筑牢从严治企防线。

专业化改革以来,物资装备管理中心在履行胜利石油工程公司物资供应、设备租赁、资产处置等传统业务基础上,拓展了招标代理、动力服务、平台经济等新兴业务。

为夯实高质量发展根基,他们始终坚持构建严密的风险防控体系,并将各项风险管控作为中心工作,从夯实基础、创新机制、强化监督等方面发力,把管控措施贯穿到业务各个环节。

在加强制度建设和流程梳理方面,三年来,物资装备管理中心先后3次系统性制度修订,根据上级制度调整2次补充更新,累计下发了胜利石油工程公司和中心层面制度94项,为依法合规运行提供根本遵循;汇编梳理了86项业务流程,并按照标准化要求细化为立项、内控、外委、招标、合同、归档等9个重点环节,确保业务“行有

制度所依、止有章程可控”。

在创新风险控制机制方面,中心设置了两道“前沿关”,即立项前,由技术、安全、财务、经营、法务、纪检、审计等部门组成的风险预控组,集体预判提报项目可行性及风险,再提交党委会研究;围绕“怎么干”,在每周一次的方案会审会上,中心领导班子和各部门负责人对资格审查条件、技术要求、安全条款、选商方式、评标办法、付款方式等关键要素进行提升优化,确保项目高质量运行。

为确保每个项目都能按照制度、流程、内控、方案所规定的动作严格执行,中心确定了29项业务流程的内部审批及报批程序,形成内控权限指引手册;成立经营风险管控项目组,每季度开展一次专项检查,从合同、内控、财务、审计、管理等各专业角度查找问题,实现全方位、全过程风险管控;经营风险管控项目组台账,不仅记录了内控测试、上级巡察、专项审计等检查反馈的问题及整改进度,还常态化督导责任部门限期整改、举一反三,彻底消除同类问题。

滨南采油厂: 零碳注汽梦想成真

本报11月28日讯(记者 顾松 通讯员 许庆勇 李庆华) 近日,胜利油田滨南采油厂工艺研究所技术人员杨鹏,对单2平013井和单56-15-13井进行跟踪时发现,应用注汽锅炉尾气辅助稠油热采技术后,油井不仅累计增产原油336吨,阶段油气比还同比提高了0.07。

“在连续增产的基础上,实现了注汽锅炉尾气的全部回收与回注,这意味着二氧化碳零排放。”杨鹏说,这两口井所在的单家寺油田属于稠油油藏,通常采用蒸汽吞吐热采工艺开发,年注蒸汽量150余万吨,注汽锅炉外排烟气一直达标排放。

近年来,滨南采油厂牢固树立“达标是起点、零碳是目标”理念,主动担当作为,针对部分低效稠油热采井,开展了二氧化碳辅助降黏和氮气辅助增能技术研究,应用后增产效

果较好。

当科研人员提出“能否利用锅炉尾气中的二氧化碳和氮气进行辅助稠油热采”的思路后,滨南采油厂加强与注汽技术服务中心合作力度,积极开展注汽锅炉尾气捕集净化技术攻关,发现锅炉尾气中含有70%至75%的氮气和10%至20%的二氧化碳,将其净化后同蒸汽一起注入井内对稠油井热采具有协同作用。

今年8月以来,该厂先后在这两口井实施锅炉尾气辅助蒸汽转周试验,注蒸汽过程中产生的461吨锅炉尾气全部进行回收与回注利用,减少注汽量404吨,节约天然气2.91万立方米,减少二氧化碳排放量92吨,实现二氧化碳零排放,初期日产原油14吨。

下一步,滨南采油厂将持续跟踪现场应用效果,强化经验总结,扩大应用规模,更好地实现节能减排和增产增效。