

化学驱“双胞胎”项目高效投产

有效提高区块采收率,为产量后续接替发挥重要作用

本报8月18日讯(记者 顾松 通讯员 李超君 肖传平) 8月7日晚9时许,在9#-1注聚站施工现场,韩保锋眉头紧锁。此时站内施工人员已下班,他对照着项目图纸和施工计划逐条比对检查。越接近完工,他越发谨慎,上次他这样小心翼翼的神情,出现在一个月前9#配注站投产之际。

9#配注站和9#-1等外围6座注聚站,是孤岛油田化学驱开发30年来一次性建设规模最大的化学驱项目——中二南馆3-5及中二南馆6化学驱项目的新站,孤岛采油厂技术管理部高级主管韩保锋是项目负责人。

韩保锋说,过去实施的化学驱项目都是单独策划、独立建设,如今,首次采用两个化学驱项目合建的设计理念,两套配液、输送系统要分别满足中二南馆3-5聚驱后油藏井网调整非均相复合驱工程及中二南馆6稠油降黏非均相复合驱工程两个项目的配注需求。

“这两个项目在地下是‘楼上

和楼下’关系,地面却是统筹规划、设计合建的。”据了解,项目规模巨大,涉及的化学药剂配方复杂、地面布站困难,同时管理着90口注入井,是孤岛采油厂化学驱一次性投产注入井数之最。

“两个项目一块干,效益要增加,但投入不能加。”孤岛采油厂注聚技术服务部副经理于世强说,为节约地面工程投资、减少工程量,他们在地面采用“筒仓+均质分散+连续熟化”的全新工艺,自动化水平提高,降低用工成本;站外采用固定式+撬装式注入站,活动式注入混配撬块,后期可再循环使用1至2次,不新建固定房屋,节省新征用地960平方米。

两个项目共用1座500立方米的清水罐、1座100立方米的表活剂罐,与分建对比可节约投资89万元;站内配电、自控系统共同使用,比单独建站节约投资135万元……通过合并建站、优化工艺流程、细化初设等措施,两个项目共优化投资约3700万元。

不仅要算清效益账,还要干出孤岛“加速度”。为确保施工效果,项目部领导带头谋划蓝图、做实规划、勤跑地面、反复审查,把设计基础打稳打牢。投产过程中,他们按照地面工程和作业井投产计划,倒排整体投产计划,采油厂相关部门和施工方、监理方、设备供应商细化分工,高效推动项目施工。

项目建成投产后,实现了孤岛油田中二南馆3-5区块变流线井网重组后二次化学驱开发,也完成了中二南馆6区块从蒸汽吞吐热采到化学驱开发的转变,有效提高区块采收率,为产量后续接替发挥重要作用。其中,中二南馆3-5预测提高采收率8.5%,累计增油127万吨;中二南馆6预测提高原油采收率19.0%,累积增油108万吨。

作为中石化最大的化学驱基地,化学驱将成为孤岛采油厂“十四五”甚至“十五五”期间从二类油藏向三类油藏不断迈进,实现长期高产稳产的最主要开发手段。

鲁丰采油管理区: “就近管输”带来发展红利

本报8月18日讯(记者 顾松 通讯员 陈军光 肖勋) “截至7月底,管理区节约的原油拉运费、电加热费、押运劳务费等,近50万元!”生产例会上,胜利油田鲁胜公司鲁丰采油管理区技术管理室经理李欣通报“就近管输”带来的发展红利。

鲁丰采油管理区所辖林东馆3区块的9口油井,分布散,且离管理区集输站远,无法实现管输,通常采用单井拉油模式运行,不仅生产成本较高,还增加了员工劳动强度。

如何将原油更有效地运输,成为管理区挖潜增效的重要“关口”。据了解,林东馆3区块与滨南采油管理一区林东馆4区块地下重叠,地上交错,9口单井距滨南采油管理一区计量间及集输支干线仅60米至200米。

“滨五联合站建成投

产30多年,集输系统完善,即使每天增加40多吨液量,依然有处理能力。”鲁丰采油管理区经理郝爱刚说,在合作共赢理念引领下,他们积极和滨南采油管理一区对接,并经过充分调查论证及沟通协商后,决定单井拉油改管输,转变区块运行方式。

年初,鲁丰采油管理区先后将5口井生产的原油,通过管输方式运至滨南采油管理一区4号计量间,共享外输管网,均达到双方预期目标。随后,他们相继对林7-平51等4口油井采用“就近管输”模式生产。

近年来,鲁丰采油管理区坚持资源共享的理念,深挖降本增效潜力,打破“厂”与“厂”的界限,在原油管输、原油处理、人力资源优化等方面,“用别人的长板来补自己的短板”,实现合作共赢。

滨南采油管理区: 注水超前,原油超产

本报8月18日讯(记者 顾松 通讯员 李雪龙 赵强) 新井待投产2口,增量贡献为零,缘何上半年原油超产3210吨?分析胜利油田鲁明公司滨南采油管理区各项生产指标,油气产量曲线一路领跑全年目标横线的背后,提前半年完成一年的水井工作量,功不可没。

“效益开发的主动权,在于掌握水井。”滨南采油管理区执行董事、党支部书记高博说,年初,管理区克服疫情防控、动力不足等不利因素影响,进一步优化经营成本投入,前五个月先后实施水井措施8口,完成进度比例100%,实施水井检管维护13口,完成进度比例130%。

水井工作量超前半年完成,源于管理区上下“慢不得”的危机感。

过去,管理区开发区块注采比跌入低谷,导致老井产量递减大、油井措施效果差、生产成本费用走高等一系列问题。

“抓注水、补能量,是开发好、管理好、经营好油藏的破题之法。”油藏开发主管师张瑾说,经过多年努力,管理区地层能量稳步回升,注采比达到合理区间,低渗透油藏高效开发的手段越来越丰富,稳产上产的基础也更加稳固。

“水”上下实功,“油”上显实效。滨425-斜108井是一口长停井,井组注采对应率超过70%,能量充足为压裂引效提供了前提条件。措施后,该井已自喷生产8个月,平均日产油5吨,上半年累计增油1488吨,创造增效278万元。像这样的高

效措施,上半年累计实施了9井次,措施经济有效率90%,累计增油3943吨,为实现半年产量过半打下了坚实基础。

在张瑾看来,每口水井的技术方案,都是开发、工艺、工程、生产一体化分工协同的最优解。滨425-斜139井原计划进行压驱注水,因现场施工受限、作业动力调配等因素影响,技术人员提出实施中性酸解堵优化方案。实施后,日注水量由原来14立方米提高到50立方米,初期注水压力下降16.1兆帕,节约费用60余万元。

今年上半年,滨南采油管理区先后摸排欠注井14井次,实施不动管柱酸化解堵措施,初期日增注129.4立方米,累计增注7265.4立方米,有效补充地层能量、提高整体驱油效果。

“超前抓注水,既有当期的效益考虑,更有长远的发展考量。”高博说,为打造安全环保绿色发展示范油区和油气增储增产增效先锋阵地“双示范区”的建设目标,“十四五”期间,管理区分四期部署上百口新井,全部采用先压驱后压裂的投产方式,新建产能17万吨,增储增产、箭头向上的基础和关键仍然是抓好抓实注水工作。

“我们将持续改善水驱状况,注采比稳定在1.4以上,油井注水受效率提升至60%,自然递减率控制在8%以内,最终采收率提升12%……”为保持高质量发展势头,管理区党支部初步定下一个个指标,持之以恒提能量、降递减、增产能。

治安无死角,上产有保障



7月中旬起,胜利油田滨南采油厂聚焦增储稳油降本工作重点,联合公安机关、滨州油区护卫部、滨纯油区稽查部等单位,共同组织夏季油区治安集中整治行动。针对点多线长面广的油区实际,滨南采油厂进一步厘清工作界面,完善油区治安防范分类分级标准,确立82个一级防范点、97个二级防范点、4714个三级防范点,并建立完善重点井站、管线治安隐患排查台账,逐级设定防范标准,最大限度地消除油区治安防范的盲区。目前,他们共开展治安隐患排查整治70余次,排查管线141条、厂点院落227处,检测管道13.9千米,为增储上产安全生产营造了良好治安环境。

本报记者 顾松 通讯员 王艳辉 肖金禄 摄影报道

少井高产,效益优先

纯梁采油厂多举措提高单井产能和效益

本报8月18日讯(记者 顾松 通讯员 王蕊仙) 数据显示,今年上半年,胜利油田纯梁采油厂部署新钻井64口,新建产能9.84万吨,完钻新井40口,投产新井24口,平均单井日产油5.4吨,同比提高8%,产能达标率61.1%。

聚焦全年5.5万吨新井产量任务目标,纯梁采油厂坚持“方案优化是最大效益”理念,注重源头方案设计,完善“一体化设计,集约化建产、高效化运行”高效建产体系,强化地质甜点评价、井网井距和储层改造方式优化等,最大限度提高新井产能和效益。

为进一步强化“少井高产”,该厂成立大幅度提高单井产能项目组,通过梳理钻井工程、投产作业、地面配套等19个流程节点,坚持“1个方案1张图”运行模式,运行时间优化1/3;他们坚持“每一

口井都是一个工程,每一口井都是第一口井,每一口井都比上一口井有所提升”理念,建立钻井完井、合同设计、作业运行、投产准备、投产施工等新井五项工程反馈制度,贯穿产能建设全生命周期,钻井质量持续提升。

围绕提高单井产能,他们持续开展三个一体化优化开发技术,利用“沉积-地震-测井”相融合,优选平面分布稳定、纵向厚度集中、产能落实的甜点区,提高单井产能达标率。其中,高94地区按照砂体空间叠置状况、储层特点分三期梯次建产,第一期建产2.43万吨,目前正实施第二期,合计动用储量769万吨。

在加强井网井距优化方面,他们变酸化投产常规注水开发井网为“双压”开发井网,注采井距由250米扩大到350米,单井控制储量由11万吨提高到19.2万

吨,纯42块三期建产少部署油井4口,减少投资3680万元;在储层改造方式优化方面,他们针对储层压力下降快、渗透率低以及投产含水高问题,利用原位改造技术,采用压驱+蓄能压裂+渗吸的加合作用,将常压油藏转变为持续高压、高导流能力、低含水油藏,有效提高开发效果。高94块应用原位改造技术,自喷期增加129天,目前仍有4口井自喷,平均单井日产油8.7吨,实现了长期高产稳产。

为加快“少井高产”运行质量,纯梁采油厂开展全面对标追标提升行动,梳理了钻井全过程监督要点11个,强化入井液质量监控,开展水质配伍性实验,建立入井液和出口液浊度标准,优化洗井压力及排量,配套清洁井筒等关键技术,为提高单井产能提供保障。