



4月以来,江苏油田采油一厂围绕常非并进、油气并举、质效并重发展战略,抓紧上产黄金季节,争分夺秒掀起新一轮夺油上产高潮,推动稳产能力再增强、水驱采收率再提高,全力提升老区效益产量。图为采油班员工抢先恢复真35-30井井口流程设施投入生产。

姜松摄

西南油气中江气田低密度钻井试验井完钻

本报讯 近日,西南油气江沙335HF井安全钻至完钻井深3704米、垂深2628米,标志着中江气田沙溪庙气藏首口低密度钻井试验井顺利完成施工。

中江气田是西南油气增储上产的重要阵地,中江下沙溪庙组气藏异常高压,较高密度钻井液对储层伤害较大,需要降低钻井液密度实现储层保护。

对此,设计人员开展了地质工程一体化降密度钻井可行性方案论证,精细刻画地层岩性及三压力剖面,有针对性地优化了井身结构,精选必封点位置,准确封隔上部易漏、易漏高压地层,采用高性能水基钻井液技术,强化低密度钻井液的抑制和封堵防塌性能。该井采用1.60克/立方厘米低密度钻井液,与区域邻井对比,完钻钻井液密度由平均1.95克/立方厘米降至1.68克/立方厘米,钻进过程中井壁稳定,现场试验效果良好。

(彭容容 齐从丽)

西北油田塔河十二区一注五采井组日增油50%

本报讯 近日,西北油田塔河十二区TH12201井组采用“一注五采”,5口井日产油从60吨升至90吨。其中,TH12287井日产油由16吨上升到29吨。塔河十二区开采的原油均为超稠油,TH12201井组位于AD22单元南部,共6口井,这是首次实现一口井注氮气,周边5口邻井受益。

今年以来,西北油田对该井组进行综合治理,1月,技术人员选上水点的井TH12201井,实施单元注气。近日,技术人员跟踪邻井TH12287、TH12207、TH12277、TH1220、TH12288等5口井的动态数据,发现这5口井液面上涨,日产油增加50%。

(李剑 王辉辉)

中原油田研发新工具打捞油管时效提高75%

本报讯 近日,中原油田采油气工程服务中心使用最新研发的防堵式双循环通道捞矛套铣筒对腐蚀油管进行打捞,实现了打捞的“轻拿轻放”,油田大修作业驶入快车道。

油管套管严重腐蚀穿孔、变形是目前修井作业中的难点,井内腐蚀的油管成了“易碎品”,后期套铣、磨铣过程中,油管碎片与工具脱落的钨钢碎块相互堆积,最终很可能导致施工不合格、中途完井。

对此,该中心濮南作业区胡彦兵学习创新工作室研发了“一种防堵式双循环通道捞矛套铣筒”。使用该工具,操作人员无须通过观察悬重变化来判断工具是否探底,实现工具与落物的轻接触,有效处理套管,同时还能钻铣打捞落物,打捞过程无须复探,保护了腐蚀严重的管柱。

该工具目前已在马12-18、新卫209、马11-104等井应用,打捞一次成功率100%,节约各项成本费用151万元。大修作业中打捞腐蚀油管平均用时1个月,较之前平均用时4个月,打捞时效提高75%。

(孙博 宋来华)

东北油气应用星旋设备增产稳产

本报讯 近日,东北油气在北201-7井应用星旋式混输抽气泵智能橇组生产,以400~600转/分的转速进行抽吸增压,保持该井连续生产,生产时率提高至99%以上,达到了增产增效的目的。

该井是东北油气在长岭断陷龙凤山圈闭部署的采气评价井。低压气井的增压开采一直是油气田开采的难题,气井不能连续生产,只能依靠关井复压的方式间歇生产,生产时率不高,地层接替能力明显不足。

该设备实施混输抽吸,在增产稳产的同时,可以回收放空携带的天然气,对环境友好,具有低成本、可靠性强、易操作、易维护、经济效益明显等优势。

(刘志平)

奋进新征程 建功新时代 | 牢记嘱托 再立新功 再创佳绩 喜迎二十大

位于塔里木盆地北缘戈壁滩上的雅克拉集气处理站,凭借四通八达的输气管网及中国石化西气东输首站优势,承担起西北油田天然气调峰枢纽功能。4月,该站日均天然气处理量约250万立方米,直接、间接联通天然气管线318公里

管网联南疆 好“气”通万家

□连鑫龙 张一宁

4月20日,西北油田日产天然气980余万立方米、日销售670多万立方米,为南疆两地州四县市提供工业及民生用气,助力当地春耕春播和经济社会绿色发展。

近年来,位于塔里木盆地北缘戈壁滩上的雅克拉集气处理站,凭借四通八达的输气管网及中国石化西气东输首站优势,担负着西北油田天然气调峰枢纽功能。

4月,该站日均处理天然气约250万立方米,通过地面配套工程日均调峰分销天然气356万立方米,占油田总销量的53%,直接、间接联通天然气管线318公里,日处理量、日分销量均创历史最高纪录。

全域互通:打通“最后一公里”

一年时间,连续打出多口千吨井,顺北油气田天然气日产水平快速攀升。

产得出来,更要销得出去。此时,销售渠道及管线联通成了关键。

西北油田未雨绸缪,2021年初,

顺北返输气至雅站管线改造破土动工,当年11月底正式投运,初步实现了全域互通。今年2月16日,随着顺北油田联合站二列天然气处理装置投运,天然气日处理能力增至410万立方米,原有的下游用户已无法消化多余产能。

此时,顺北返输气至雅站管线开始发挥作用,顺北区块的天然气通过地下管线源源不断流向雅克拉集气处理站,转运销售。这条管线的投运,打破了产销之间的最大障碍,打通了西北油田生产区域天然气管网的“最后一公里”。

如今,通过塔雅、塔轮、雅库等主要干线,该站每日可以向周边市场输送天然气170万~240万立方米,打通了生产、处理、输送三个关键“穴位”。

多年来,西北油田重视天然气管网建设,先后建成投运天然气输送管道十余条,实现了油田内部及周边轮台、库车、沙雅三县市天然气管网的全面联通。

全域互通,更需精准调控,发挥好枢纽作用。2021年2月,西北油田下游最大的天然气用户突然出现设备故障,持续4天紧急抢修,用气量从每日

176万立方米锐减至13万立方米,减少用气量近700万立方米。如果不能及时有效应对,将造成管网压力增大、油气生产井关停,打乱诸多单位的生产计划。雅克拉采气厂面对重重压力,发挥该站的枢纽作用,经多方协调、精准调控,700万立方米天然气顺利转输西气东输管网,实现了全程不停一口井、一台设备。

区域互联:“大马”不再“拉小车”

雅克拉集气处理站曾是中国石化最大的天然气处理站,设计日处理能力260万立方米。该站所在的雅克拉气田已高产稳产15年,随着地层压力下降,水侵逐渐增多,产量递减速度加快,一段时间以来,处理站实际日处理能力不足200万立方米。

与此同时,距雅站21公里的大涝坝气田经过多轮注气,油气产量明显回升,日产天然气一度达到50万立方米,逼近大涝坝集气处理站日处理设计峰值,只能通过“边注边采”的模式进行生产。

“一边吃不饱,一边不够吃”。针对这个问题,雅克拉采气厂于2020年

建成26.3公里的雅大输油气管线,将大涝坝气田的油气输送到雅克拉集气处理站处理,解决了该站“大马拉小车”问题,实现了大涝坝站“注气为主,处理为辅”的生产模式。据统计,自雅大线投运以来,大涝坝站优化用工40%以上,每年降低运维保养、节省综合能耗可达上千万元。同时,借助更优的处理工艺,大涝坝站来气产出了更多高附加值的产品。

109公里外的桥古站也曾是区域互联的受益者。该站生产的天然气一度通过管线分输到周边乡镇,主要为当地民生用气和加气站提供气源。但受淡季影响,产销不平衡。通过工艺改造,桥古站接通了库车门站管线,打通了桥古至雅克拉集气处理站的联通渠道,用气淡季产能得以释放。

内外互动:让清洁能源“走”更远

3月8日,西北油田向西气东输管网连续15天日输气量达到100万立方米,创下近8年最高水平。

以往,西北油田天然气主要服务当地,但面对顺北油田、塔河油田的强势增储上产,尤其是顺北天然气的快



川西首口海相含硫气井累产气近3.7亿立方米

西南油气采气一厂形成络合铁脱硫采气生产技术,通过严控脱硫药剂指标、抓实预防性设备维护保养等方式,强化脱硫药剂和装置两大体系稳定运行。截至目前,川西首口海相含硫气井川科1井安全生产3800余天,累计净化含硫天然气近3.7亿立方米。图为海相试采大队员工现场录取生产数据。

杨高全 王平 摄影报道



有了这套新工艺 稠油开采不发愁

讲述:方勇 江汉油田清河采油厂采油工艺研究所主任师 整理:本报记者 石建芬 通讯员 梁允东

“卡脖子”难题

就像麦芽糖的江汉油田稠油区块原油,黏度高、流动性差,要将如此高黏度的原油从上千米深的井底举升至地面,难度极大。抽油杆在上行过程中负荷高达12吨,而下行阻力远大于抽油杆重力,导致杆柱无法下行,泵不能正常工作。举升困难是导致稠油井光杆不同步、低产低液的重要原因,油井潜能严重受限。

主要成果和创新点

技术人员开展了油井降黏剂性能评价研究,在原有基础上添加a烯基磺酸钠(AOS),进一步降低水界面张力,从而实现降低黏度、增强流动性的目的。同时,联合开展射流泵连续带压加药工艺技术及自偿式强制加药工艺技术研究,实现了稠油井正常举升。双管齐下的配套生产工艺,有力推动了稠油区块有效动用,达到了释放稠油产能的目的。

攻关故事

清河采油厂是江汉油田唯一含稠油区块的生产单位,所以我们缺少经验借鉴。在研发过程中,我和同事们遇到了许多困难和挑战,但经过反复论证,我们一致认为要解决这一“卡脖子”问题,最重要的是探索如何降黏、增强流动性及实现正常举升。终于,经过开展井口连续带压加药装置和自偿式强制加药技术研究,我们不用再为稠油开采发愁。

以往,稠油开采主要的举升方式有两种:一是利用套管掺水加降黏剂,增强井筒流动性,它的优点是成本低,但存在加药连续性差、无法带压加药等诸多缺点;

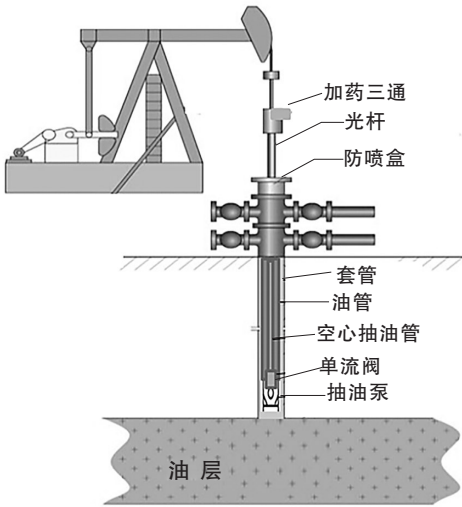
二是采用电加热杆举升工艺,利用集肤效应原理,将电能转化为热能,通过升高井底温度达到降低稠油黏度的目的,它的优点是举升效果好,但在应用的过程中耗能巨大,而且单井材料费高达30万元,不符合效益开发的要求。

因此,当务之急就是要找到既能高效生产、又能低成本运行的一套新工艺技术。为此,我们多次开展了油井降黏剂性能评价研究,专程前往降黏剂生产厂家对添加剂性能进行评价,经过多次研究论证,选择了在原有降黏剂基础上添加a烯基磺酸钠(AOS)的方案,这种方案

能够大幅降低水界面张力,形成稳定的油水界面分子膜,从而降低原油的黏度。

确定方案后,我们分别对M4、M120、M138区的三个稠油油样进行降黏试验,发现新型降黏剂的降黏率均可达99%。在此基础上,我们又对降黏剂的浓度进行了对比试验,最终选择了效果更好的0.5%浓度降黏剂在稠油区块进行应用。

黏稠度和流动性的问题解决了,现在,最让人头疼的问题就是如何实现正常举升。部分油井动液面浅,套管加药不能使药剂与原油充分结合,要实现稠油井的正常举升,关键的突破点就是实现连续带压和



自偿式强制加药示意图

针对部分稠油井动液面浅,套管加药不能使药剂与原油充分结合的问题,利用空心抽油杆将药剂直接加注到油管最下端,每抽一次原油,就加入一次降黏剂,使油井在整个生产过程中不断有降黏剂强制混合。

我和我的研究

连续加药。针对这种情况,我和同事们开展了自偿式强制加药技术研究,主要对加药总泵、密封外套和迷你加药泵进行自主设计,结合生产需要开展技术攻关,最终实现带压、计量加药的目的。

整套稠油举升工艺推广应用后,不仅实现了增油提效的目标,还大幅降低了稠油井热洗的频次。当然,这套工艺还有继续攻关的潜力,我相信它一定能够在提高稠油井采收率领域发挥更大作用,为江汉油田老区稳产贡献力量。

速增长,他们利用西气东输机组内外互动,借助西北油田与塔里木油田“中—中”战略合作机制,清洁能源可以“走”得更远,惠及西气东输沿线更多的企业和百姓。

自2005年11月建成投运后,雅克拉集气处理站历经5次大检修及多次改扩建,如今已发展成为集油气计量、凝析油稳定、轻烃回收、油气增压外输为一体的国内一流集气处理站。2008年,在站内顺利建成投运的西北油田西气东输机组,成为中国石化在南疆的首座向西气东输供气的增压站。4月13日,西北油田向西气东输管网日供气量突破200万立方米,创近年新高。

2008年以来,中国石化与中国石油开展战略合作,西北油田通过租赁中国石油西气东输管道,建立专项沟通管理与维护机制,安全投运14年,累计向金陵石化、扬子石化等下游企业供应天然气超过50亿立方米。



打通原油运销“生命线”

本报记者 于佳
通讯员 张康 张海峰

胜利油田东胜公司所管辖的区域分散、集输系统不完善,需要用油罐车将生产出来的原油运输到地方炼化企业进行销售。

3月以来,属地疫情管控措施的逐渐升级和不断变化,给原油销售带来较大影响,东胜淮北采油管理区采取一系列行之有效的措施,全力保障原油运销通道畅通无阻。

连续两天“零”销油,让淮北采油管理区经理王勇急得像热锅上的蚂蚁。为了防止疫情扩散,淮北管理区所处的濉坊昌邑市不准外地车辆进入,管理区每天往返东营炼厂的工作计划被打乱。

一季度以来,该管理区按计划日产原油280余吨,集输站储油罐一直高液位运行,超过两天不销油,就会因罐满导致部分油井被迫停产。

为此,该管理区制定《拉油车辆疫情防控措施流程》,负责人多次到当地镇政府、昌邑市经济开发区、油区办等多家单位沟通,并与属地政府详细说明管理区拉油车辆疫情防控措施。终于,绿色通道开通了,销油之路再次畅通。

“通行证已失效,车辆不能下高速。”执勤交警的一句话让管理区生产指挥中心经理兰文武倍感焦急。

下午两点半才重新办好的证件,因政策突然变化,四点半又失效了。此时管理区的6辆拉油车已经在高速公路口过检,还有3辆车仍在高速公路行驶,证件失效则意味着他们无法过检。兰文武经过多方协调,拉油车终于通过检查。

按照防疫政策,跨地区车辆通行证需要一天一办理。所以兰文武和同事们的任务,就是在每天下午4点之前,到达昌邑高速公路收费站,接车接人。他们早已习惯每天往返协调部门和收费站“两点一线”的状态。

根据规定,从东营下高速的驾乘人员必须出示24小时内的核酸检测报告。而核酸检测本需要送往潍坊进行检测,下午6点之后才能出结果,因此拉油车辆无法正常从东营驶下高速。

为提高工作效率,淮北管理区承担起核酸检测样本的送检工作,第一时间到卫生院拿核酸样本,派专人运送到检测机构。

管理区综合管理室员工刘刚主动请缨,为18名驾驶员和押运员进行核酸检测采样、送样、拿样。运输途中,他要全副武装全程穿戴防护服和护目镜,不吃不喝,不仅要经过多个村庄路段,还须绕行部分发生疫情的地区,往返总共100多公里,为管理区原油生产争取了时间。