

塔里木油田老井喷出效益油

科普时报讯（高向东 马腾）8月1日，借助注气综合调理，塔里木油田东河1-10H井恢复体能，从日产2吨油的“病秧子”变身“壮劳力”，日产油58吨，日产气4.4万立方米。如今，在东河油田，像东河1-10H井由机采再转自喷“逆生长”的井有7口。

东河1-10H井所在的东河1石炭系油藏于1990年投入开发，历经28年开采，已整体进入高含水、高采出程度阶段，采油从“挑肥”到“拣瘦”，现在到了“啃骨头”的艰难阶段。

要从“硬骨头”中喷出效益，必须回答每一口老井和每一吨产量中哪些有效益，哪些没效益的问题。

由于地层能量下降，东河1-10H井是2014年机采投产生产，日产油15吨。2017年，由于“体力不支”，改为井电泵生产，因地层供液不足，频繁出现欠载停机，日产

油仅2吨。这对于走“稀井高产”之路的塔里木油田，无疑是无效井。对于这样的低效井，简单地一关了之，会不会扼杀油井潜力？生产会不会陷入“越产越亏”的怪圈？

通过对2018年度已开发油田2005口评价单井开展效益评价，评价出效益一类井、效益二类井、效益三类井、边际效益井、无效井共5类。同时，经摸排，吨油操作成本高于原油油价的区块有25个，主要分布在轮南油田、东河和塔中4等老油气田。

对效益“筛”出的259口无效井开展地层对比、产状分析，并对停产前的生产情况“回头看”，分析评价潜力，让从中优选出一批风险小、经济效益好的单井进行措施作业。

地层无力就需要充实地层能量。有的地层能量充足，只是由于

井筒结堵，需要通井解堵。对长停低效井需要分类甄别，既找准根源，又明确潜力。

从2018年6月份开始，塔里木油田开展老油气田综合治理活动，36个地质研究专家组和6个采油气工艺技术支持小组，按照“四清楚、一具体”总要求，针对36个综合治理区块的1900余口老井，从现象到本质、从定性到定量、从地质到工程、从地下到地面，全方位、常态化开展地下复诊和低效井躺井的“救治”工作，旨在把无效变成有效，把有效变成高效。

在老井综合治理的“回马枪”中，综合治理小组成员们，多次跑现场看压力、录数据，分析该井注气已受效，初步诊断作业过程中储层受到污染导致低效，从地下、井筒、地面、井史等多方面入手，开出通过酸

化作业的治理良方。

2018年7月20日，东河1-10H井经酸化打通了油气渗流通道，获得了日产原油105吨的高产。

高产不一定高效，高产稳产才是高效。老井治理不是“就病治病”，而是对油藏和区块进行“复合疗法”，让每一滴油富有“含金量”。

老井治理“回马枪”，不仅“挑出了东河1-10H井这样的低效井，还“挑开”了东河油田注气驱油新局面。

对于东河1-10H井来，酸化压裂疏通了高产的经脉，有效注气增添了自喷的“底气”。针对油气藏像倒扣的盒子，在高部位“盆底”注气，在中下部位“盆沿”采油，收到事半功倍的成效。如今，从东河1-10H井从机采转自喷，东河1-H2井由电泵转自喷等，已陆续有7口油井“逆生长”，喷出了高产油，也喷出效益油。

大数据打通测井施工装备保障“任督”二脉

科普时报讯（李曼 赵超）“稍等，我马上把这支测井密度仪器需要更换的密封圈具体型号和样式发给你。”7月27日，测井公司西南分公司仪修装备中心员工刘君打开自己开发设计的“配件信息查询”软件，在1分钟内就将维修信息共享给了材料员。

这项工作在以前必须靠手动翻阅查找纸质记录，需要3个多小时，如今通过鼠标轻轻一点，一秒钟，配件信息一目了然。这样的快速便捷得益于运用大数据打造的

仪修装备集中管理、共享共用平台。

随着油气勘探向纵深发展，高温高压测井工作量成倍增长，“井喷式”仪器维修需求成为生产保障新常态。然而，在仪器维修保障中却存在两大瓶颈问题：一是没有形成仪器动态管理机制，工作中往往等仪器出现故障再组织配件维修，这就需要比较长的采购周期，大大影响了维修效率。二是传统维修保障模式没有系统分析高频故障，导致每次都要对仪器进行“全面体

检”，降低了维修的精准度。

缩短维修时间，提升维修质量，该中心以问题为导向，基于大数据自主设计研发出了仪修装备集中管理、共享共用平台，打通了仪修保障的任督二脉。该平台包含了配件信息查询、急用料报警、高故障率仪器预警、仪器障碍诊断助手等功能，实现了测井仪器全生命周期保障。

平台每日进行数据更新，在修仪器、高频故障、维修进度、可用仪器等信息一目了然，为预防性维

修、精准维修、仪器使用提供了科学数据参考，实现了仪器维修与调配使用的有机融合。

“维修速度快了，仪器性能更稳定了，我们一线作业队伍最高兴，今年以来，我们没有因仪器问题耽误一口井。”负责生产调度的陈嘉恒为此点赞。

截至目前，该中心已维修保养测井仪器954支（套），同比增长230%。该中心维保的仪器多次刷新川渝地区测井施工纪录，为油气田增储上产提供了强有力支撑。

西部钻探『硬啃』南缘『大尺寸』深井

科普时报讯（苏玲）7月31日，西部钻探克拉玛依钻井公司70221承钻的GHW001井钻至井深827米，正在二开井段施工，钻井施工在可控范围之内。

GHW001井，是国内第一口高温超高压超深层水平井，是新疆油田在南缘部署的第一口山前构造的水平井，设计井深6626米，水平段长500米。

“南缘所有的井，钻头入井就是难度，南缘所有的井都是这样。”7月24日，GHW001井正在进行单点测斜，技术员邹亮在钻台上进行测斜仪出井操作时说，“这口井不好打，难就难在尺寸大，机械钻速只有邻井的三分之一。”

GHW001井，首次采用762毫米井眼，要下入609.6毫米套管，如此大的尺寸对钻具组合、通井方式、设备承载、人员操作以及岗位责任心都是极大的挑战。

这么大尺寸，在全北疆是首次。邹亮一再强调762毫米、609.6毫米这两个数据给钻井工艺带来了非常大的突破和挑战。

钻头打开地层，就像打在非常大的石头上，动静声响很大，7000米钻机的井架都在摇动，顶驱扭矩大，整个游动系统在来回摆动，座在值班房里都能感受到钻台上的动静。

就像是“拧着钻杆一步步艰难地往下钻”，打开表层，工人从振动筛处观察到，井下返回除了砾石没有别的，技术人员用经验判断，这是巨厚的砾石层。

“哪里不好啃，就到哪里去；哪里不好干，就到哪里去；不干还能怎么样。”70221队党支部书记梁勇补充了一句。

南缘高泉和其他地方不一样，相隔一公里不到，地层就不一样，正钻的高101井独山子底界第四系是1580米，而高102井的独山子底界是1108米，这两口井就相差了400多米。

被邹亮叫做“第四系”的地层，眼睛看不到，手摸不到。如技术人员所预料GHW001井，从表层到350米，是砾石层；从350米到900米，是砂砾石，900米以下为砂砾岩。从350米往下，地层胶结物越来越多，成岩性越来越好，可钻性越来越差，严重影响钻头正常使用寿命，增加判断井下复杂情况的难度。

“最难打的1米，我们打了184分钟，3个多小时啊。”邹亮说。

GHW001井是一口五开井，为下部造斜段、水平段的施工，钻头、钻具尺寸的增大，对人员操作、钻井参数要求非常高，如果打不好，就会让井段报废。而且水平段要在油层中走500米，井控风险都是无法想象的。

邹亮工作10年，任技术员5年，承钻的井均为高风险井，在高探1井、滴探1、滴泉1井任过技术员，现负责GHW001井、高101井两口井技术工作。“打这样的井，脑子更累，更操心，钻头快到后期了，都是在井场睡的。”

“高探1井的成功，对整个高泉背斜都具有里程碑的意义。高探1井在前面走，我们在后面跟，吃过一些亏，尽量不再走弯路。”邹亮说。

目前，克拉玛依钻井公司的南缘深井正在不断增加进尺，大家表示要把心操到、操足，把细节记在心中，用钻井人的坚韧不拔不断实现南缘更大突破。



中江气田江沙321-4HF井测试获高产

科普时报讯（冯英 王荐 牛娜）日前，中江气田新区产能建设喜捷报—江沙321-4HF井日产天然气17.81万方，估算气井无阻流量62.75万方/天，成为中江气田沙溪庙组气藏产能最高的气井。

该井是部署在中江构造翼部的江沙321HF河道一口开发井，目的层含气砂体河道较窄，最窄处仅0.3km左右，水平井靶点着陆及水平段钻井跟踪难度大。科研人员在跟踪过程中，充分发挥地质、物探一体化研究协同作用，运用单河道相控SMI高分辨率反演技术，提前建立跟踪预案、实现井眼轨迹跟踪优化调整，确保水平段砂体钻遇率达100%，最大程度的钻遇储层，油气显示好，气测全烃值高达64%。采用加沙压裂测试求产，在油压35.17兆帕下，测试日产天然气17.81万方。

江沙321-4HF井测试获高产，为扩大中江气田的增储上产规模提供新阵地，该河道后续还将部署实施5口开发水平井。

胜利技检中心改进低冲次油井工艺技术

科普时报讯（朱益飞）日前，胜利油田技术检测中心仙河技术检测站实施对孤东采油厂低冲次油井工艺技术改造项目前后的跟踪对比测试，并根据测试结果对低冲次油井工艺技术改造项目实施效果作出检测评价，经过近一个多月的运行，该节能技术改造项目目前运行情况良好。

这个站本着立足采油厂检测业务针对发现问题开展技术检测科研攻关。针对孤东采油厂部分电机与拖动设备功率不匹配、油井电机运行效率低和机采系统运行效率不达标等问题，在技术检测站技术人员的建议下，提出油井电机能效提升计划，对部分低冲次油井实施电机与拖动设备功率优化匹配节能技术改造和利用高效节能低速电机替代淘汰低效电机进行节能技术改造等工艺技术措施。

6月份，这个站节能检测技术人员及时对需要实施节能技术改造前油井进行了测试，同时，根据低冲次油井工艺技术改造进度计划，及时对改造后油井进行跟踪节能效果测试。

截止目前，这个站的科研技术人员已完成62口机采井低冲次油井工艺技术改造前后效果对比测试。通过现场测试发现的新问题，通过正交试验法指导实施拖动设备功率优化匹配，进一步优化调节油井生产运行参数，提升了低冲次机采井的运行效率，取得了良好的节能降耗效果，同时也为技术检测站下一步实施机采检测科研明确了新的工作方向。

一根螺杆拿下芳250-平134井

科普时报讯（孟祥松 宁清志）截至8月2日，由大庆钻探钻井二公司30151钻井队施工的芳250-平134井，全井使用一根螺杆，机械钻速21.65米/小时，创出了特殊工艺井高速度。

芳250-平134井，属采油八厂管辖。该井水平段长超700米，上部地层易塌易漏，油层部位易油气水侵。靶窗上下仅1.96米，为轨迹控制精度提出了更高的要求。钻井二公司运行“特殊工艺井项目组”模式，由特殊工艺井组长带队，负责芳250-平134井的全套技术服务。

开钻前，技术人员摸清地质状况，在地质分层上勾画出高危风险区段，制订了风险防控预案，并对井队、项目部人员作了技术交底。根据工程设计要求，进行二次优化，适当上移造斜点，为保持控制主动性预留出空间。优选螺杆、钻头等工具的使用，确保其效能与指标有较高匹配度。钻进过程中，定向工艺人员三班倒，实时记录螺杆在不同参数、不同层位的造斜率及数据变化，在兼顾进尺速度的同时对轨迹微调、勤调，提升轨迹光滑度。当有托压现象发生时，向钻井液中加入润滑剂提高润滑性，托压现象得到明显缓解。基于油层较薄，且后期向下追层的需要，采用旋导仪器追踪，有效提高了钻井速度和砂岩钻遇率。



“千里眼”巡井助力精准高效生产

河南油田采油一厂在推进信息化建设中，依靠先进技术将井站压力、温度等生产参数适时上传，通过可视化精准定向巡检，发现问题及时处置整改，减轻了员工烈日下盲目巡井的工作量和劳动强度，助推原油开采精准高效生产。

图为8月2日，双河采油管理区生产运行中心员工紧盯屏幕巡检查看抽油机局部运行状况，发现异常及时预警处理。

庞先斌 摄

国内首次页岩油拉链式桥射联作施工完成

科普时报讯（常洁芮 任淑华）8月6日，中国石油测井公司天津分公司顺利完成大港油田南部油区官页2平台三口井的桥射联作施工任务，打响了页岩油“拉链式”桥射联作施工的第一枪。

在官页2平台共完成桥射联作施工30段，160簇，座封可溶桥塞30个，作业一次成功率100%，全程无污染、无事故，在国内首次实现了页岩油拉链式桥射联作施工。

页岩油拉链式桥射联作施工。

拉链式桥射联作施工是在多口井之间实现压裂作业与桥射联作交替进行，最大限度提高施工效率。拉链式作业前，需要制定详细的射孔与压裂协作计划，射孔队与压裂队根据施工井况共同分析施工风险，针对井口高压、压裂作业可能导致井间窜压及套变等风险制定风险消减控制措

施，确保各个环节达到无缝衔接。

官页2平台按照“缝控储量”的理念，采用“多段多簇密切割”为核心的水平井体积压裂改造思路，使井间距与段间距进一步缩小至10-15米，每段设计3-7簇射孔枪。由于段间距小，每段施工工具串长度、重量差别较大，给桥射联作施工提出了新的挑战，该分公司技术人员根据不同井

况、不同工具串结构，对泵送参数进行精心设计，真正做到“一段一策”，确保万无一失。

官页2平台单段平均作业时，最多3.2小时/段，日均施工2.8段/天，最多日施工4段，单段作业时创大港油田桥射联作最高纪录，实现工厂化拉链式压裂施工和桥射联作的无缝衔接、同步作业。

华北采气二厂天然气年产量创新高

科普时报讯（闫志洪）8月3日，华北油气分公司采气二厂日产天然气364.12万方，值此，该厂今年天然气产量已累计突破8亿达8.03亿方，较去年同期增长40.43%，创历史同期最高水平。

7月份以来，该厂以分公司开展的“奋战一百五十天 确保油气全超产”活动为契机，以“对标大庆，争创一流”为总方向，牢固树立产量核心意识，围绕“新井快上产、老井抓

稳产、关停井早复产、外围井充分释放、定北效益开发”五大核心目标，坚定发展信心，全厂干部员工战高温、迎暴雨，克服重重困难，努力推动东胜气田高效开发。截至7月底，钻井完成48口，压裂完成38口、试气完成26口，通过坚持设计审核、施工跟踪、现场监管、问题处置、施工总结等全过程的监管体系，实现了钻井优良率100%，压裂优良率100%，压裂成功率99%。此外，该厂

开发研究所以“精细气藏描述、深挖储量潜力”为目标，给气藏做“CT”，应用钻井、录井、测井、采气动态监测等资料，分析构造、沉积、储层等特征，为分公司勘探开发研究院做好新井位的部署打下坚实基础，稳步推动规模上产，开创可持续高质量发展新局面。

华北采气二厂突出“主题”工艺，按照“分析到位、论证到位、跟踪到位”的原则，每月定期开展气藏动

态分析会。研究所、作业区技术人员密切沟通对接，为解决气井产液量高的问题，积极论证试验新工艺，开展了自动加药、超声雾化、柱塞气举、同井注采等新工艺试验，取得了良好的效果，为破解生产瓶颈问题提供了新思路，形成东胜气田初期开发的工艺管理体系，通过工艺管控，气井生产时率达到99.6%，为气田持续稳产提供了有力的技术支持。