



绿色发展，让每一吨碳有“迹”可寻

17家单位完成核算认证，油田实现油气产品碳足迹核算全覆盖

本报5月29日讯(大众新闻记者 顾松 通讯员 庞世乾 孙万芹)

近日，胜利油田主导编制的《国内上游原油、天然气及油气衍生品产品碳足迹核算指南》石油石化碳盘查实务手册》，不仅规范了油气产品碳足迹核算边界、分配规则、计算方法、数据质量要求，还统一了碳盘查流程、排放因子获取方式，在国内上游油气企业全面推广。

标准来自于实践。油田安全环保质量管理部源环境办公室副经理王贵生介绍，2018年开始，胜利油田就率先在国内油气行业开展原油产品碳足迹核算。目前，17家油气开发单位全部完成碳足迹核算认证，率先在国内油气行业实现油气产品碳足迹核算全覆盖。

据了解，油气产品碳足迹一般指每生产1吨原油或1立方米天然气产生的碳排放量，包括油气勘探、开采、集输以及生产服务商、承包商等环节产生的碳排放。

王贵生解释说，通过碳足迹核算，能够清晰了解各过程、各工艺碳排放的来源和总量，帮助企业在产

品设计、生产和供应过程中寻找降低碳排放的机会。

2018年，胜利油田以孤东采油厂为试点，全面核算原料获取、产品生产环节的碳足迹，明晰全链条核算的边界、环节和影响因素，获得中国石化首张“油气产品碳足迹评价”证书。

算碳的目的是为了减碳。碳足迹核算确定生产过程中影响产品碳足迹的关键环节，进而找到减排的潜力和方向。胜利油田作为中国石化的试点单位，以“双碳”目标为牵引，以产品碳足迹管理为支撑，大力推动全系统全产业链降能耗、减损耗、控物耗、减排。

2022年，胜利油田制定《碳达峰碳中和行动方案》，明确四条工作路径、17项重点举措，谋划了双碳标准完善、碳足迹能力建设、全链条降碳、数智化平台应用等重点任务；2023年，油田建成国内油气行业首个能源与碳排放管控中心，实现油田提升、注入、集输、后辅、转供等系统用能和碳排放在线监控。

根据油气产品碳足迹构成分析，油田注入、采油、集输环节碳排放

占比分别为35.4%、22.6%、8%，是碳排放管控重点。为强化能耗与碳排放双控，胜利油田设定55项关键监测指标，围绕油气开发调整、地面工艺提效等，常态化开展现场诊断分析。

碳足迹核算，不仅可以摸清碳排放情况和减排潜力，还让减排看得见、控排有抓手。通过加大转流线、注采耦合等技术推广，胜利油田年度减少电力消耗1.1亿千瓦时，减少天然气消耗2200万立方米，年发绿电5.5亿千瓦时，加上余热利用和光热利用，合计形成降碳能力150余万吨。

2022年以来，胜利油田持续打造减少碳足迹的“产业示范”，相继建成国内首个百万吨级CCUS(碳捕集、利用与封存)全产业链示范基地，国内首家“碳中和”原油库，国内油气上游首个“源网荷储”一体化智慧能源系统。

“十四五”期间，胜利油田碳排放总量、强度持续降低，特别是2024年，在原油产量、注汽量等生产规模大幅上升形势下，油田碳排放总量强度同比仍保持下降趋势，实现增产不增能、增能不增碳，产品含绿量越来越高。

海上油田 检修作业忙

海上是胜利油田原油产量的重要增长点。今年以来，胜利油田加快推进海上新建产能和老区治理进度，确保完成全年产量任务，保障能源安全。图为，中油海63平台顺利拖航就位至埕北6D井组，开展油水井检维修作业施工。

大众新闻记者 顾松
通讯员 张灿 摄影报道



油田在17家单位推广“计量管家”

计量器具送检周期缩短，检定费用与器具维护成本均降低

本报5月29日讯(大众新闻记者 顾松 通讯员 邵明浩) “之前送检仪表，要在好几个系统里填单，光是协调流程就要耗费半天。如今有了‘计量管家’，系统自动打包发单，技术检测中心还能根据需求集中上门维护，轻松多了。”营一采油管理区计量管理员刘南秋感慨道。

刘南秋口中的“计量管家”，是胜利油田技术检测中心于2024年创新推出的“1+N”计量服务模式。所谓“1”，即对计量检测业务整体承包；“N”则是指叠加信息化管理、设备维护保养、人员培训等特色增值服务。

“温度、压力、流量等数据的精准性，关乎油气开采效率与安全。”东辛采油厂安全(QHSE)管理部副经理李营波说，班站人员紧缺，兼职计量员流动频繁，是基层计量工作面临的现实问题。

不仅如此，单台计量器具需要

在EPBP(中国石化勘探开发业务协同平台)、市场平台等多个平台间流转。从2023年的1700单到2024年的6900单，油田计量检测发单量激增近3倍，大量人力被消耗在填单、送检等重复性工作中。

技术检测中心坚持“目标同向、效益共享”理念，于2024年8月率先与东辛采油厂试点“计量管家”模式，通过“整体承包+增值服务”，将分散的计量业务整合为“一揽子”解决方案。

“我们不仅提供检定校准服务，主动帮助甲方核对数据、维护设备、培训人员，同时还代送外检器具。”技术检测中心计量测试研究中心副经理薛广鹏说。

在“计量管家”模式服务下，技术检测中心协助东辛采油厂梳理2万余台计量器具信息，修正EPBP系统数据错误132项，为没有及时更新的系统补充86项信息。针对基层能

力短板，他们还定制培训课程，为开发单位授课20场次，覆盖500余人次。

试点工作开展以来，“计量管家”服务模式在17家开发单位全部推广，形成“一厂一策”管家式精准服务，检定费用大幅度降低，器具维护成本同比下降15%。东辛采油厂作为首家试点单位，去年检定费用降低超20万元。

“我们的目标不仅是‘减负’，更要让计量数据成为开发单位优化生产的‘指南针’。”技术检测中心经营管理部经理王晓东说，下一步，他们将通过图像识别、数据采集等技术手段，推动计量工作智能化跃升，实现计量管理与油藏经营深度融合。

从“单一检测”向“全生命周期服务”转型，技术检测中心正加快完善“计量管家”模式内涵，打造涵盖计量、环境监测、安全评价等内容的“检测大管家”，推动实现油田整体效益最大化。

海洋钻井公司：

钻井进尺创十年最好水平

本报5月29日讯(大众新闻记者 顾松 通讯员 刘涛 刘红霞) 截至5月26日，胜利石油工程公司海洋钻井公司累计开钻39口、交井26口，完成钻井进尺85585米，同比增加4.43万米，超额完成上半年生产任务，创十年来最好水平。

今年以来，海洋钻井公司深化海上一体化运行，领导班子成员带头深入一线，聚焦优化资源配置降本增效，科学生产运行提质增效两条主线，以创新驱动、精益管理为抓手，强化资源共享机制，提升作业时效、创效水平。

协同合作上，海洋钻井公司与井下作业公司建立口井运行机制，从井位排布、海况调查，到拖航移位、钻井转投产等环节，实现平台无缝衔接；建立完善钻井井一体化KPI考核指标和标准化操作流程，通过强化技能培训、写实项目运行时效，将施工流程精确到小时，人员分工细化到个人，确保施工效率与质量双提升。截至目前，海上钻井井一体化项目完井19口，其中13

口井实现周期节约。

生产统筹上，海洋钻井公司建立井位预警机制，结合各平台施工能力，统筹做好井位规划，推动工作量稳步释放；完善生产运行保障机制，生产指挥全链条介入井运行各环节，提升运行质效；结合海况、气象、工况，统筹协调人员调配、物资供应等保障措施，及时化解难点堵点，有效压缩非生产时间，降低装备误工与工程技术复杂风险；各平台系统总结固化工序衔接“零准备”、井组批钻施工、快装井口应用、专业化下套管作业等优快作业模式，推行同台井施工“双队双机”运行，平台潜能得到有效释放。

生产任务的高效完成，技术支撑发挥了核心作用。该公司立足海上生产实际，持续推广一体化配套模式、成熟的新工具和模式化钻井，迭代升级“433”技术矩阵，抓实井控管理，实现安全高效钻井，平均机械钻速同比提升25.64%，钻井周期同比缩短25.42%。

孤东采油管理一区：

创新档案应用增油千吨

本报5月29日讯(大众新闻记者 顾松 通讯员 冷晓燕 朱立娟) 近日，胜利油田孤东采油管理一区利用数字档案系统分析研判，采取卡封上层、砂封下层简化层段等举措，让GO8-25-12井日产油由0.6吨提升至4.6吨。

3月份以来，采油管理一区深度挖掘档案资源价值，创新建立“数据活化-动态分析-精准调控”工作机制，精准指导135次注采调配，让管理区日产量从744吨攀升至760吨，含水率下降0.2个百分点，探索出老油田高效开发新路径。

近年来，随着对档案资源价值的深入挖掘，采油管理一区技术管理室通过数字档案系统调取油水井的历史数据，能够清晰地了解油水井的“前世今生”，更加准确把握油藏的分布规律与开发潜力，为注采调配方案的制定提供科学依据。

技术人员针对GO8-19X2016井含水异常问题，通

过调取近五年注采曲线、对比周边6口水井流线数据，精准锁定GO4-19N153水井为主要来水通道。实施降配注措施后，该井含水率下降7.59%，日增油0.6吨，单井采收率提升8%。

在GO7-29XN226井区，档案数据的深度挖掘同样带来惊喜。技术团队重新梳理历史勘探资料，结合新式测井解释技术，发现该区块存在未动用储量；通过对比历年注采曲线，诊断出储层堵塞和流线失衡问题，创新实施“油井试挤+水井脉冲注入”组合工艺措施，日产液量提升11.5吨，含水下降2.7%。

事实上，信息化发展让沉睡的数据精准服务油藏经营水平提档升级。管理区技术团队正在系统分析近十年注水数据，对3个井组实施差异化注水，同步运用连续油管冲砂技术处理5口问题井，单井注水能力提升30%，为老区稳产注入新动能。