

新看点

### 潜江—韶关输气管道 广西支干线顺利投产

科技日报讯（记者刘园园）记者9月11日从国家管网集团获悉，国家石油天然气基础设施重点工程——国家管网集团潜江—韶关输气管道广西支干线（衡阳—桂林）工程日前顺利投产。我国“南气北上”通道得到进一步拓展，年输气能力新增25亿立方米。广西支干线起自湖南衡阳分输站，止于广西桂林输气站，线路全长447公里，管径813毫米，设计压力10兆帕，途经两省（区）三市，设计年输气量25亿立方米。该工程有助于改善中东部地区能源结构，为该区域经济社会转型升级增添“绿色动力”。

“该工程的顺利投产，将进一步盘活广西液化天然气（LNG）存量，增强供应保障能力，对所经地区的经济转型和民生福祉具有促进作用。”国家管网集团西气东输湖广输气分公司经理陈飞说。

据介绍，包括广西支干线在内的潜江—韶关输气管道以及广西液化天然气（LNG）配套外输管道共同构成“南气北上”新通道。该通道年输气能力约60亿立方米，与西气东输二线、川气东送等主干管道相连，具备进一步增输潜力，有助于促进管道沿线地区社会经济发展和人居环境保护，并为“双碳”目标的实现注入动力。



西气东输湖广输气分公司员工在广西支干线投产现场进行天然气泄漏检测。 国家管网集团供图

### 中广核在沪首个 集中式光伏项目全容量并网

科技日报讯（实习记者罗云鹏）9月11日，记者从中国广核集团（以下简称中广核）获悉，中广核在沪首个集中式光伏项目——上海崇明港西渔光互补光伏发电项目于日前实现全容量并网。中广核上海崇明港西渔光互补光伏发电项目装机容量158兆瓦，共分两期实施，是上海市最大的集中式光伏项目。据悉，该项目将渔业养殖与创新示范项目相结合，通过对土地资源的高效复合利用，实现电力生产、渔业养殖的双重收益。

中广核相关负责人介绍，项目正式投运后，年均发电量可达1.72亿度，每年可减少标煤消耗超7万吨，减排二氧化碳约14.9万吨，环保效益相当于种植5.9万亩森林，将大幅提升区域清洁能源比例，对构建绿色低碳生产生活方式、打造美丽乡村、建设世界级生态岛及上海市新能源体系具有积极意义。

记者了解到，截至目前，中广核国内新能源项目在运装机总容量已超过3500万千瓦。



图为中广核上海崇明港西渔光互补光伏发电项目。 中广核供图

### 广东大鹏液化天然气接收站 累计进口量突破1亿吨

科技日报讯（实习记者罗云鹏）9月12日记者获悉，中国海洋石油集团有限公司所属广东大鹏液化天然气接收站（以下简称大鹏接收站）于近日成功接卸来自澳大利亚的6.5万吨进口液化天然气，至此该接收站累计液化天然气进口量突破1亿吨，成为国内首座亿吨进口量接收站。

位于广东省深圳市的大鹏接收站是中国大陆首座进口液化天然气试点项目，目前已接收来自全球26个国家和地区的近1500船液化天然气，是我国国内周转量最大、泊位利用率最高的液化天然气接收站。

据悉，大鹏接收站供应广东省的气量约占该省同期天然气消费量的40%，广东省内超过一半的天然气发电机组由大鹏接收站供应天然气。大鹏接收站也是香港城市燃气唯一气源，是港岛电力供应的重要气源，供气量占香港同期天然气消费量的30%。

根据测算，与使用同等热量的煤炭相比，1亿吨液化天然气可减少二氧化碳3.5亿吨，减排二氧化硫320万吨，减排烟尘167万吨，减排效果相当于植树7亿多棵。

目前大鹏接收站正推进改扩建工程，扩容投产后液化天然气接收能力和处理能力预计可增加50%以上。



新疆库车绿氢示范项目制氢厂。 中国石化供图

# 我国绿氢规模化应用实现零的突破

◎本报记者 操秀英

8月30日，中国石化宣布，我国规模最大的光伏发电直接制绿氢项目——新疆库车绿氢示范项目全面建成投产，这标志着我国绿氢规模化工业应用实现零的突破，也被业界认为是我国绿氢产业发展的一个里程碑。

中国石化新疆绿氢新能源有限公司总经理范林松表示，该项目所用的光伏组件、电解槽、储氢罐、输氢管线等重大设备及核心材料全部实现了国产化，有效促进了我国氢能装备和氢能产业链发展。

## 9700多亩土地上安装50 多万块光伏板

氢能被称为“21世纪的终极能源”。国际氢能委员会发布的《氢能未来发展趋势调研报告》称，2050年，全球氢能需求将增至目前的10倍，产业链产值将超过2.5万亿美元。

另据中国氢能联盟预计，至2025年，我国氢能产业产值将达到1万亿元。2050年，氢能在我国终端能源体系中占比将超10%，产业链年产值将达12万亿元。

那么何谓绿氢？根据中国氢能联盟发布的《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》，氢气一般分为低碳氢、清洁氢与可再生氢，俗称灰氢、蓝氢和绿氢。

灰氢指的是通过化石燃料（石油、天然气和煤）制取的氢，在制取过程中碳排放强度相对较高；蓝氢指的是利用化石燃料制取的氢，同时配合碳捕捉和封存技术，碳排放强度相对较低；绿氢指的是利用风电、水电、太阳能、核电等可再生能源，通过电解的方式制取的氢，制氢过程完全没有碳排放。

国际投资银行高盛集团此前发布的报告认为，绿氢已成为实现全球净零排放的关键支柱，有助于减少15%的全球温室气体排放，是深度去碳化的最终解决方案。

由光伏电和风电构成的绿电，是生产绿氢最理想的能量来源。光伏发电直接制绿氢，简单来说，就是将光伏产生的绿电输送到制氢厂，通过电解槽等核心装置，以电解水的方式产生氢气。由此产生的绿氢将被运送到炼厂、

钢铁厂等应用端，替代原有的灰氢和蓝氢。

占地9700多亩的库车绿氢示范项目，安装了50多万块光伏板。当太阳光照射到光伏板表面时，受激发产生的游离电子会在内部电场的作用下定向移动，于是形成了电流。

项目作业团队通过专业的辐照计算软件测算光伏组件的最佳倾角，确保组件全年接受的太阳辐射最大化，并选择双玻璃面板增加太阳光利用率。这些光伏板年发电量近6亿千瓦时，平均每天发电159万千瓦时。

随后，这些绿电将由23.7公里长的输电线路输送至绿氢工厂。在制氢车间的52台电解槽中，远道而来的绿电将配置好的碱液电解成氢气和氧气。氢气经过提纯后，将被送往10个巨大的球形储罐，并最终被送往中国石化塔河炼化公司，用于替代过去炼油加工中一直使用的灰氢，实现炼油产品绿色化。

## 重大设备及核心材料全 部实现国产化

“这是绿氢首次实现规模化应用，对炼化企业大规模利用绿氢实现碳减排具有重大示范效应。”范林松表示。

中国石化塔河炼化公司生产管理部副经理刘子英则表示，这是第一次把绿氢引入炼化企业来进行加工。“我们的两套天然气制氢系统最终会完全停用，每年大概可以减少天然气使用量2.4万吨，这是实现绿色炼油的一个探索。”

范林松表示，作为我国首个规模化绿电制绿氢项目，库车绿氢示范项目建设中面临着工艺技术新、规模大、无成熟工程案例可借鉴等难点。

中国石化通过联合攻关、揭榜挂帅等形式，突破性地解决了新能源波动电力场景下柔性制氢并连续稳定向下游炼化企业供应难题。

举例来说，光伏等可再生能源发电量具有一定的波动，如果遇上雨天导致发电量减少怎么办？中国石化通过自主开发绿电制氢配置优化软件，将电控设备与制氢设备同步响应匹配，实现了“荷随源动”，大幅提升了设备对波动的适应性。该项目还形成了一套集合了预测光伏发电、电氢耦合自动化控制等的创新性技术，可根据光伏发电情况预测产氢量和外输量，实现氢气制、储、输的自动计算和控制。

此外，项目中形成的万吨级电解水制氢工艺与工程成套技术、绿氢储运工艺技术、晶间管整流技术、智能控制系统研发等创新成果，均实现了工业应用。

值得一提的是，范林松说，库车绿氢项目所用的光伏组件、电解槽、储氢罐、输氢管线等重大设备及核心材料全部实现国产化，有效促进了我国氢能装备企业发展。以电解槽为例，在该项目启动之前，国内的1000标准立方米/小时电解槽累计需求量不到30台，而仅库车绿氢示范项目就需要52台，有力促进了国内电解槽产业的规模化生产。

## 未来10—15年是绿氢产 业发展关键阶段

库车绿氢示范项目的建成投产，不仅首次贯通了光伏发电、绿电输送、绿电制氢、氢气储存、氢气运输和绿氢炼化全产业链，而且还形成了具有自主知识产权的大规模电解水制氢工艺与工程成套技术，将为绿电制绿氢产业发展提供可复制、可推广的示范案例。

除了库车绿氢示范项目外，今年2月，中国石化还启动了鄂尔多斯3万吨/年绿氢项目。该项目将通过风光耦合所制绿氢就地供应中天合创能源有限责任公司生产高端绿色化工材料。

但总体而言，范林松认为，绿氢工业仍处于产业发展初期阶段，规模化工业应用主要面临技术、成本、应用场景不完善等问题。

当前主流绿氢技术路线，主要为碱性水电解制氢技术（AE）和质子交换膜水电解制氢技术（PEM）。业内人士称，我国AE制氢技术与国外相近，拥有完全自主知识产权的设备制造、工艺集成能力。在PEM制氢技术方面，我国尚处于研发走向工业化的前期阶段，电解槽的质子交换膜和膜电极等核心技术和装备目前主要依赖进口。

其中，电解水制氢系统在制氢站总成本中的占比约为80%，且技术壁垒较高，因此电解槽的成本和技术的进一步革新，是绿氢产能更上一层楼的关键。

业内专家分析，未来10—15年将是绿氢产业从培育期走向商业化初期的关键阶段。绿电绿氢一体化生产、氢能基础设施和氢能中和解决方案等将逐步走向成熟；再用15年左右时间，绿氢在主要应用领域有望实现规模化部署。

## 有效提高储量动用率和气藏采收率

# 重复压裂技术让页岩气老井“返老还童”

◎本报记者 吴纯新  
通讯员 熊杰 吴丽萍 李晴

“施工效率越来越高，新技术已让三口页岩气老井‘返老还童’。”9月11日，中石化江汉石油工程有限公司（以下简称江汉石油工程公司）工程技术研究所所长王瑞杰说。随着采用重建井筒重复压裂施工技术，焦页29-1HF井各项指标一次成功率达100%，施工周期从32天缩短到了20天。

### 自主创新突破技术壁垒

早在2015年，北美油气田率先应用重建

井筒重复压裂技术，并取得了良好的社会经济效益。这项技术就好比旧房改造，它能再次改造地层，激发页岩气老井潜力。

王瑞杰介绍，重建井筒重复压裂技术可对产量贡献较低的老页岩气井进行井筒重建，通过在原有套管中下入尺寸更小的套管，封堵原改造层段，精准挖潜层间剩余储量，提高单井采收率。与传统的全井筒转向重复压裂技术相比，该技术可解决投球封堵的次序和位置不准确、液体走向规律不明确等问题，能有效提高储量动用率和气藏采收率。

为了攻克这项技术，2020年底，江汉石油工程公司井下测试公司与江汉油田等单位合作，围绕涪陵页岩气田增储上产开展

研究。通过两年攻关，重建井筒重复压裂技术终于实现了自主化，并在涪陵页岩气田试验成功，首口试验井获得每天18.38万立方米的高产工业气流。

试验虽取得成功，但由于工艺技术复杂、关键工具国内空白、施工费用高周期长等问题，该技术仍需要通过自主创新打通应用的“最后一百米”。

为此，江汉石油工程公司井下测试公司组建“页岩气重建井筒重复压裂”创新团队，联合江汉油田建立多专业国产化攻关小组，在对国外关键技术指标的基础上，围绕全技术链开展技术创新。立足涪陵页岩气田地质条件、水平井井筒特点、剩余储量分布规律等，团队在重建井筒的套管尺寸和管柱丢收方式上，选择了与北美重建井筒重复压裂工艺不同的方向，形成了以动用层间剩余储量为为核心的重复压裂工艺优化设计技术。

经过持续实践，上述创新团队系统开展井筒重建、重复压裂工艺、入井工具材料国产化等研究，形成了9项关键技术，突破了8项关键工具及材料研发难题，实现重建井筒压裂工艺自主化、关键工具和材料国产化，并获得多项国家发明专利。

### 规模应用支撑产业发展

新技术成功应用，对国内页岩气产业高质量发展具有重要支撑作用。

涪陵页岩气田从2013年进入大规模商业开发阶段，目前累计探明储量近7000亿立方米，投产气井700余口。其中，部分



江汉石油工程井下测试公司焦页5-1HF井重建井筒重复压裂施工现场。 陈铭摄