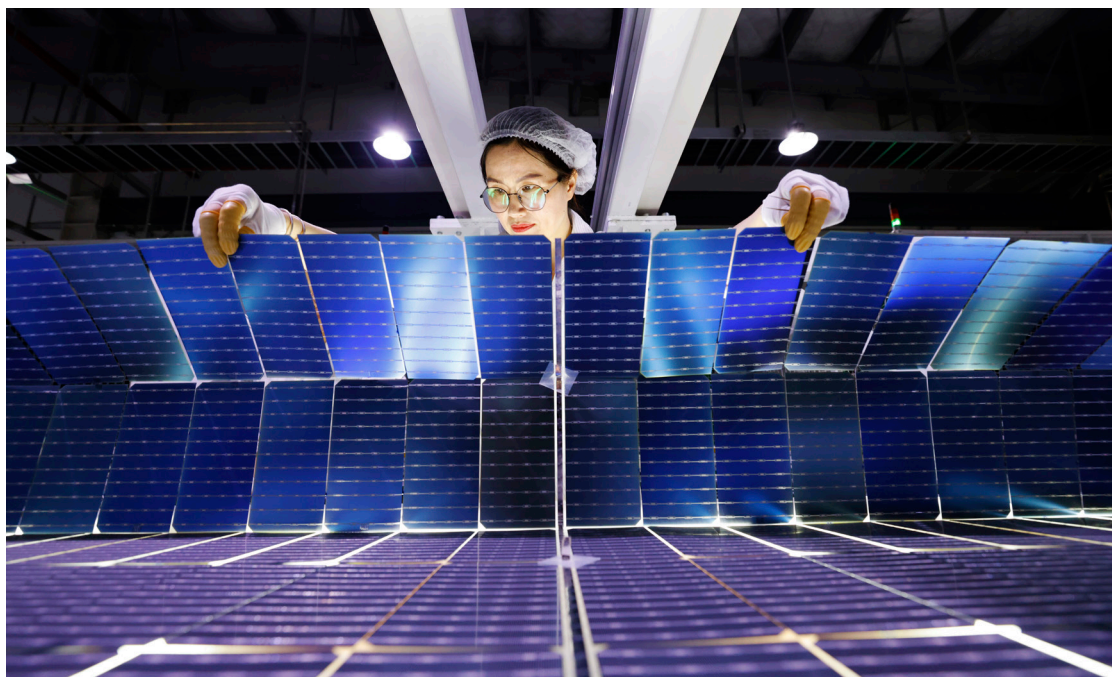




▲ 全国碳市场铺就的绿色转型之路，成就了碧海蓝天。 摄影/王芳

碳市场，新征程

《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》的发布为我国碳市场建设发展的多年探索一锤定音，也为石油石化行业未来的低碳转型路径、市场规则和竞争格局提供了明确方向。



▲ 降碳，离不开前端技术。

供图/视觉中国

碳市场迈入2.0时代

我国绿色低碳发展进入系统集成、协同高效的新阶段。

文 || 孙纪哲 / 本刊记者 于 洋

8月25日，中共中央办公厅、国务院办公厅联合发布《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》（以下简称《意见》）。全国碳市场正式运行四周年后，由两办联合发布这样一份中央文件，在中国碳市场领域还是第一次。行业普遍认为，这意味着全国碳市场建设的重大政策——顶层设计正式落地。

《意见》不仅为全国碳市场划定了“时间表”与“路线图”，更从顶层设计破解当前运行痛点，是推动绿色低碳高质量发展的关键支撑。在中国工程院院士袁亮看来，《意见》为新征程上深化能源体制改革、构建新型能源体系提供了全面系统的行动指南，标志着我国绿色低碳发展进入系统集成、协同高效的新阶段。

《意见》出台，恰逢其时

1995年，作为《联合国气候变化框架公约》的缔约方，中国以“首钢干熄焦项目”“河南商丘热电联产项目”“辽阳铁合金电弧炉项目”“哈尔滨印染厂锅炉改造项目”4个AIJ（Activities Implemented Jointly under the Pilot Phase，“试验阶段共同执行活动的决定”，简称AIJ）项目开启了对碳市场可能性最早的探索。在这次探索中，中国的表现突出，尤其是中国项目提交的方法论，为后来CDM项目方法学的发展提供了重要基础。

真正的碳市场试点探索始于14年前。2011年，国家应对气候变化主管部门就采取地方先行、试点推进的方式在北京、天津、上海、重庆、湖北、广东、深圳等7个省市开展了碳排放权交易试点，覆盖了电力、钢铁、水泥等20多个行业，为全国碳市场建设提供了宝贵经验。经过十年的探索实践，2021年7月16日全国碳排放权交易市场正式启动，迄今已经形成了全球覆盖温室气体排放量最大的市场。

30年的时光倏忽而过，当年零星的试验已发展成为覆盖重点排放单位履行强制减排责任的全国碳排放权交易市场（强制碳市场）和激励社会自主减排的全国温室气体自愿减排交易市场（自愿碳市场），初步形成多层次、较完备的碳市场法规制度体系。截至今年8月22日，强制碳市场配额累计成交量超6.8亿吨，成交额达474.1亿元。自愿碳市场累计成交核证自愿减排量249万吨，成交额达2.1亿元。正如生态环境部华南环境科学研究所所长严刚所说：“具有中国特色的碳市场制度体系初步建成，以碳市场为主体的中国碳定价机制正在逐步形成。”

然而，两个碳市场上线运行以来，不足之处也在显现。市场活跃度较低、数据质量风控能力较弱、市场机制作用未充分发挥等新问题新挑战相继显现。在国际比较视角下，中国碳市场与欧盟碳市场（ETS）等成熟体系存在明显发展阶段差距。欧盟ETS自2005年启动以来已运行近20年，推动覆盖行业碳排放水平较2005年下降约47%，通过配额拍卖筹集超过1750亿欧元用于绿色转型。相较

而言，中国碳市场在配额分配方式上仍以免费分配为主，行业覆盖范围尚未包含化工、建筑、交通等关键排放部门，市场稳定机制等方面仍有较大改进空间。

此外，以欧盟碳边境调节机制（CBAM）为代表的国际绿色贸易壁垒层出不穷。“这些亟须通过完善碳市场制度体系、统筹经济转型与产业平衡、提升国际规则话语权等系统性举措来解决。”中国节能协会副秘书长张军涛说。

因此，业内认为，此时《意见》的出台恰逢其时。

碳市场的本质是通过市场化奖惩机制引导产业绿色转型，减排成效显著的企业可通过碳交易获得额外收益，而减排不力者将承担相应成本。这种机制设计的深层意义在于推动经济发展与碳排放逐步脱钩，既确保能源总量合理增长，又促进可再生能源消纳比例持续提升，最终实现社会全面降碳，实现经济绿色转型。碳市场作为过渡性政策工具，其价值在于通过渐进式改革引导产业有序转型，避免对产业发展造成冲击。

作为全球最大的发展中国家，中国工业化、城镇化持续推进带来的能源需求增长与碳减排目标之间存在现实张力，这一基本国情决定了中国碳市场设计必须坚持环境有效性与经济可行性的动态平衡。我国区域发展存在差异的客观现实进一步增加了构建全国统一碳市场的复杂性。

“在此背景下，中国碳市场的未来发展需要在巩固现有成果基础上，针对性地破解制约因素，通过系统性改革释放市场活力，使其真正成为推动经济社会全面绿色转型的有力杠杆。”张军涛说。这一过程既需要政策制定者的顶层设计与坚定推进，也离不开市场主体积极参与和创新探索，共同塑造一个高效、稳定、透明的碳定价机制。《意见》对碳市场建设核心目标的设定，正是为了平衡经济增长与减排压力，推动企业加快节能减排进程。”张军涛表示。

定时间表，扩围在即

值得注意的是，《意见》为全国碳市场的进一步建设制定了明确的时间表。



▲ 供图/熊尧 视觉中国

《意见》指出,“到2027年,全国碳市场基本覆盖工业领域主要排放行业,全国温室气体自愿减排交易市场实现重点领域全覆盖。”这意味着,到2027年,发电、钢铁、水泥、电解铝、石化、化工、造纸、航空八大控排行业,将有序纳入碳交易市场。到2030年,碳排放权市场建成“总量控制为核心,免费与有偿分配结合”模式,避免

配额过剩导致的价格失灵;自愿减排市场实现“方法统一、核查规范、国际认可”,核证减排量成为

企业国际履约、产品碳中和重要凭证。同时形成“价格合理、波动平稳”的碳定价机制,引导资本流向绿色产业。

同时,在《温室气体自愿减排项目更进产业项目设计与实施指南》中明确的温室气体自愿减排项目所属的16个行业领域也将涵盖在全国温室气体自愿减排交易市场中。在国家气候战略中心战略规划部主任柴麒敏看来,《意见》中的扩围等内容是对当前全国碳市场交易主体单一、交易对象不足、交易产品匮乏等活跃度低问题开出的相应“药方”。

自2021年7月全国碳市场启动以来,火电行业就被纳入,已走过了三个履约周期。2025年3月,钢铁、水泥、铝冶炼行业加入,但交易的活跃度并不高。“全国碳市场活跃度不高主要表现在‘两

少两低’问题上,一是全国碳市场产品种类和涵盖行业少,二是碳市场金融化属性和市场活跃度低。”能源战略专家许磊说。

对于即将纳入碳市场的石油石化行业,“两少两低”的现状意味着行业初期可能面临碳资产交易渠道有限、碳价信号不明确等问题,进而影响企业减排规划的科学性和可行性。例如,炼油企业在进行装置改造、清洁能源替代等减排投入时,若无法通过活跃的碳交易市场及时兑现碳资产收益,可能会降低企业减排积极性。

“两低”问题的背后是对碳排放配额质押怎么登记、违约后怎么处置等问题缺乏明确规则,导致金融机构“不敢贷”、企业“贷不到”。此次《意见》提出要丰富交易产品,稳慎推进金融机构探索开发与碳排放权和核证自愿减排量相关的绿色金融产品和服务等,同时支持银行等金融机构规范开展碳质押融资业务,全国温室气体自愿减排交易市场逐步引入符合条件的自然人参与交易。这一政策导向对石油石化行业尤为重要。石油石化项目普遍具有投资规模大、回收周期长的特点,在减排过程中需要大量资金支持。碳质押融资业务的规范开展,能够让石油石化企业将持有的碳排放配额转化为融资抵押物,缓解企业减排资金压力。

相应的探索已经在进行。深圳排放权交易所首发了碳中和债券、私募碳基金、碳配额托管、碳配额质押、跨境碳资产回购等碳金融业务,创新多元融资渠道。在碳金融衍生品方面,全国碳市场以及北京、上海、湖北、广东等地方试点碳市场已陆续推出以碳市场配额为标的的碳远期产品。今年8月,广东省高级人民法院、广东省生态环境厅、中国人民银行广东省分行联合印发《关于推进碳排放配额担保助力绿色金融发展的若干意见》,从争议处置、减排激励、评估监督到担保创新等多方面,提出了13条具体规定,有效破解了规则分散、风控薄弱等关键瓶颈,系统性打通碳资产金融化堵点。在全国范围内首次为碳排放配额质押融资提供系统化的司法保障。

与此同时,碳普惠机制也在陆续开展试点。广东、上海、北京、天津、成都、重庆、海南等20

多个省市先后建立了各自的碳普惠平台，并取得了一定成效。例如，广州碳普惠平台自2019年上线以来，累计注册用户22.63万人，2023年碳币发放量超3500万枚，碳币兑换量超400万枚；深圳打造“居民低碳用电”碳普惠应用，已有80.5万户家庭开通碳账户，累计碳减排量约1.2万吨，等效节约标准煤约4516吨。

这种稳步扩大碳市场覆盖范围的措施，体现了我国绿色低碳发展的战略定力。“扩大行业覆盖范围可以更好地发挥碳市场的减碳作用。”清华大学能源环境经济研究所所长张希良表示，将更多行业纳入全国碳市场，有助于形成反映全社会碳排放成本的碳价信号。这一信号具有双重作用：一方面，能够引导全社会低成本减排；另一方面，能够引导公共和私人金融资源流向节能减碳领域，促进绿色低碳技术创新。

管理加严，机制升级

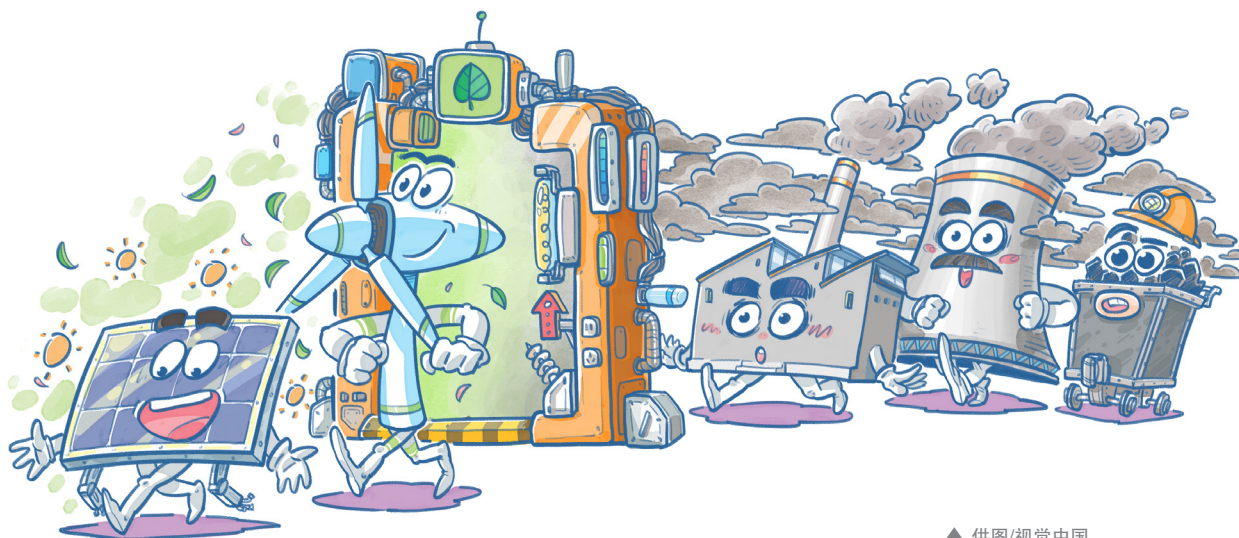
碳市场参与主体扩大后，配套的碳市场管理机制更需要升级。

2027、2030这两个全国碳市场发展的关键节点，

将形成“短期攻坚、长期完善”的节奏——2027年，覆盖扩围，体系成型；2030年，市场成熟，机制完善。将关键目标分两步走，层层递进，每一步都有实打实的突破。这意味着，全国碳市场建设即将进入深水区，正从“框架搭建”过渡到“市场化定价”。

配额分配与清缴制度是全国碳排放权交易市场健康平稳有序运行、实现政策目标的基础。《意见》明确提出，建立预期明确、公开透明的碳排放配额管理制度。“配额分配体系应统筹平衡减排目标与经济成本、行业差异与公平统一、政府调控与市场规律等关系，综合考虑经济社会发展、‘双碳’目标战略及碳排放双控制度等需要，紧密围绕全国碳市场发展进程与建设需要，制定分阶段实施路径。”严刚说。

目前，我国采用的是基于强度控制的基准线法进行配额分配。在碳市场发展初期，这种方式有其积极意义。基准线法将企业配额与实际产量挂钩，既在一定程度上奖励了能效水平高、减排成效显著的企业，也倒逼落后企业通过技术改造和管理优化降低单位产出的碳排放强度。然而，随着碳减排工作的持续深入，强度控制的局限性逐渐暴露。一方



▲ 供图/视觉中国

面，强度控制缺乏明确的总体排放控制预期，企业难以形成清晰的长期减排预期，在一定程度上影响战略决策的系统性和前瞻性。另一方面，强度控制无法完全遏制因生产规模扩大导致的绝对排放量增长，部分企业尽管碳强度下降，碳排放总量却可能仍在上升，与整体减排目标存在偏差。此外，强度控制无法充分凸显碳排放资源的稀缺性，难以有效引导市场资源向低碳领域合理配置。

“未来要结合‘双碳’政策推进，逐步实施配额总量控制，到2027年对碳排放总量相对稳定的行业实施配额总量控制，预先设定全国碳排放配额总量，并‘自上而下’向企业分解。”生态环境部应对气候变化司司长夏应显表示。这意味着碳市场的核心将从关注“单位排放效率”转向设定“绝对排放上限”，倒逼企业从“相对减排”转向“绝对减排”。

这一转变意义非凡。以石油石化行业为例，作为国民经济的支柱产业，同时也是传统高碳行业，在从强度管控到总量锁定的转变过程中面临着诸多挑战与机遇。石油石化行业生产流程复杂、能耗高，碳排放总量巨大。总量锁定意味着企业必须对现有

生产工艺和设备进行全面审视与改造。例如，在炼油环节，需加速淘汰落后产能，采用更先进的加氢裂化、催化重整等节能技术，提高原油加工效率，降低单位产品的碳排放。

《意见》进一步提出，“稳妥推行免费和有偿相结合的碳排放配额分配方式，有序提高有偿分配比例”。开展配额有偿分配将进一步体现“排放有成本，减排有收益”这一理念，进而刺激控排企业更深层次地开展减排工作。以欧盟碳市场为例，欧盟碳市场从第三阶段开始引入配额有偿分配方式，并逐步提高有偿分配比例，其中电力行业为100%的有偿分配。而配额拍卖获得的收入有一部分将纳入专项基金，主要包括现代化基金（modernisation fund）和创新基金（innovation fund）。前者将支持13个收入较低的成员国实现2030年的气候和能源目标，后者用于支持净零和新技术。

目前，在地方试点的碳市场已经开展了有偿分配实践。例如上海、北京、天津在储备配额中设定了在必要时进行有偿分配的规则。而广东则将有偿分配常态化，并计划逐步降低免费配额比例。如《广东省2024年度碳排放配额分配方案》规定：2024



▲ 锁定“碳”做文章，油气行业大有可为。



▲ 供图/中国海油 中国石化

年度配额实行部分免费发放和部分有偿发放，其中，石化、造纸、民航、陶瓷（建筑、卫生）、交通（港口）、数据中心控排企业免费配额比例为 95%，自愿纳入的纺织、机场、公共建筑企业免费配额比例为 97%，新建项目企业有偿配额比例为 10%。

加强合作，迈向国际

《意见》出台，更深的意义在于，当前，我国面临区域性和全球性碳市场潜在影响，亟待解决。2024 年 11 月，COP29 根据《巴黎协定》第 6.4 条款达成建立由联合国监督的全球碳信用市场，帮助各国和企业在全球范围内实现减排目标的共识。欧盟碳边境调节机制（CBAM）法案已于 2023 年 5 月生效，同年 10 月 1 日进入过渡期（过渡期至 2025 年 12 月 31 日），2026 年正式启动后将对出口至欧盟的钢铁、水泥等特定产品征收碳关税。此外，泰国、新加坡等 4 国近期也与东盟碳市场签订协议。

全球碳市场和区域间碳市场对我国碳市场完善与发展构成潜在影响，主要影响因素包括碳价、标准互认和国际谈判要价依据不足等。以欧盟碳市场为例，以欧盟碳市场为基准建立的欧盟碳边境调节机制，其价格参照系是欧盟碳市场价格，如 2025 年 1—4 月，欧盟碳市场均价是我国同期碳市场均价的 7.21 倍。

同时，全球碳市场和区域间碳市场交易必然带来碳市场标准互认问题，如欧盟碳边境调节机制以绿电的环境权益被重复计算为由，不认可我国电力碳排放因子，而欧盟采用的碳排放因子制定时间久远，算法也对我国不利。

欧盟碳边境调节机制已于 2023 年 5 月 17 日正式生效，首批已纳入水泥、电力等 6 类商品，炼油、石化行业预计在 2030 年前也将被纳入。这意味着，我国石油石化企业若想在国际市场保持竞争力，必须积极应对碳市场带来的挑战。

鉴于此，《意见》明确要求加强国际磋商和对话交流，加强碳市场领域交流合作，推动技术、方法、标准、数据国际互认。目前，中国已与欧盟专门就碳市场领域合作签订备忘录，在与新加坡、英国、俄罗斯等国家双边合作中将碳市场作为重要内

容，推动相关规则、技术标准等互学互鉴。

2024 年 8 月，中华人民共和国生态环境部和欧盟委员会签署《关于加强碳排放权交易合作的谅解备忘录》，将继续开展碳市场领域的信息、经验及专业知识的交流。2025 年 7 月，中欧领导人发布关于应对气候变化的联合声明，将加强在能源转型、气候适应、甲烷排放管控、碳市场、绿色低碳技术等领域双边合作，协力推动各自绿色低碳转型进程。

就在《意见》发布之际，第七届碳交易市场发展大会举行。会上，国务院国有重点大型企业原监

” 进入 2.0 阶段后，政策更注重战役推进与微观执行。

事会主席赵华林指出，当前中国的“双碳”目标和生态文明建设均已实现版本升级。他系统比较了“双碳”1.0 与“双碳”2.0 的区别：在 1.0 阶段，政策体系以“1+N”顶层设计为主，碳排放配额免费分配，以能源控制为主要手段，碳市场尚处探索阶段。进入 2.0 阶段后，政策更注重战役推进与微观执行，从生产和生活的绿色低碳转型开始，配额逐渐变为免费与有偿分配相结合，控制方式也从能源间接控制转向直接碳排放控制。此外，产品碳足迹管理、碳标识认证、绿电规模超越煤电、新能源汽车普及等变化，也标志着低碳转型正在实质性推进。🌐

责任编辑：赵 玥
zhaoyue6954@126.com

油气行业的“碳竞争力”

如何打造“碳竞争力”是石油石化行业绿色低碳转型面临的一个重要课题。

文 || 本刊记者 于 洋

近些年，中国绿色低碳的步伐走得越来越扎实。《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》（以下简称《意见》）出台之前，政府工作报告连续5年强调碳达峰碳中和。从设定总体目标到不断深化制度，体现了我国将“双碳”目标作为国家长期战略的坚定决心。

作为绿色转型的主角之一，根据《意见》，2027年石化行业将纳入碳排放强制市场覆盖范围。这标志着我国能源管理和碳减排机制朝着精准化、系统化方向大步迈进，将为全面绿色转型筑牢制度根基。碳交易市场“对于石油石化行业来说，是新课题、新挑战、新压力、新机遇。”中国石化集团经济技术研究院原副总工程师朱和教授说。油气行业如何布局和提升“碳竞争力”，成为当前亟待回答的问题。

如何实现碳排放双控

“近期多项政策的核心导向，正是从能耗双控转向碳排放双控，‘十五五’期间我们将实现从能耗双控向碳排放双控的转变。”中国节能协会副秘书长张军涛表示。

《意见》出台前，关于从能耗双控向碳排放双控的方案、办法已有尝试。2024年7月30日，国务院办公厅印发《关于加快构建碳排放双控制度体系工作方案》（国办发〔2024〕39号），旨在建立能耗双控向碳排放双控转型的新机制。今年7

月9日，国家《固定资产投资项目节能审查和碳排放评价办法》的出台，则标志着我国节能审查制度从“能耗双控”全面转型为“碳排放双控”，为实现碳达峰、碳中和目标提供制度保障。

在这种变化下，碳交易市场正深刻重塑着各行业的发展格局，石油石化行业首当其冲，一场深度洗牌正在上演。

石油石化行业作为温室气体排放大户，每年二氧化碳排放量约4.5亿吨，占全国排放总量的4%。“石油石化行业一旦全面纳入碳市场，行业格局将被改写。”能源战略专家许磊说。对于配额不足的企业而言，需要从市场购买排放配额，这无疑将推



高生产成本。并且，随着配额逐年收紧、碳价持续上升，成本压力会如滚雪球般越来越大，那些低效、低端的企业极有可能在这场变革中被淘汰出局。反之，配额盈余的企业则可通过出售配额获益，这在一定程度上能够弥补技术改造升级的支出，将外部压力转化为企业内部发展的动力。

从行业整体来看，碳市场将成为推动石油石化行业转型升级、提质增效的有力杠杆。

当前，随着水泥、钢铁和电解铝等行业纳入碳市场，相关细则愈发清晰，为石油石化行业的后续纳入提供了参考。如《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、电解铝行业工作方案（征求意见稿）》将温室气体管控范围限定在“化石燃料燃烧、工业过程等产生的直接排放”，排除了电力、热力等间接排放，这一规定预计也将适用于石油石化行业。并且，行业纳入碳市场初期，通常会免费分配配额且总量不设上限，石油石化行业直接碳排放占比约 80%，剔除间接排放对企业配额清缴和履约成本影响有限。

摸清碳足迹

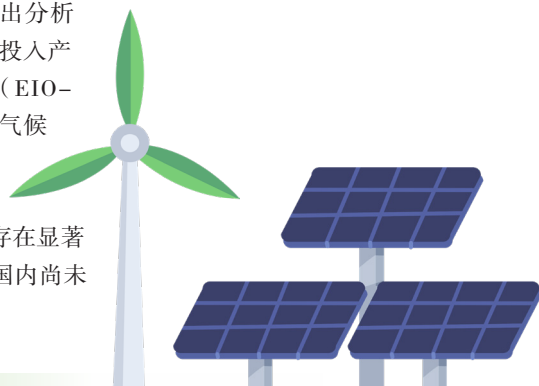
有分析认为，随着碳排放核算体系全面覆盖，油气行业将步入更精细化、透明化的碳管理阶段。

那么，每采出一吨原油，背后对应的碳排放究竟有多少？

借助中国石化碳资产管理平台，原油开采过程中原本看不见的碳流动，如今清晰可溯，使“油气从地底到出厂”的全链排放得以精准刻画。

所谓碳足迹，涵盖人类活动直接与间接产生的二氧化碳及其他温室气体总排放。专家指出，油气产品碳足迹通常以单位产量（吨原油或立方米天然气）的碳排放来衡量，范围包括勘探、开采、运输处理及各类外包服务所产生的排放。

随着能源市场环境的变化和技术的快速发展，企业的碳足迹核算管理上也面临数据标准、市场环境、技术水平等方面的挑战。碳足迹核算和管理涵盖原材料采购、生产制造、运输、使用及废弃处理等产品全生命周期的各个环节，所需收集的数据量大且来源广泛。由于不同环节的数据收集方法和标准可能存在差异，导致数据质量不一，进而影响核算结果的准确性。此外，目前存在多种碳足迹核算方法，如生命周期评价法（LCA 法）、投入产出分析法（I-O 法）、经济投入产出生命周期评价法（EIO-LCA 法）和政府间气候变化专门委员会方法（IPCC 法）等，这些方法之间存在显著差异，加之国际和国内尚未



▲ 碳清除、碳抵消的措施，出现在油气行业的各个领域。



供图/王 韩 中国海油 广西石油 视觉中国

形成统一的碳足迹核算标准，使得不同企业之间的核算结果难以进行有效的比较和互认。

国内油气企业早在 2019 年就已启动碳足迹测算试点。2023 年，胜利油田孤东采油厂获中国石化首张油气产品碳足迹认证。次年，《国内上游原油、天然气及油气衍生品产品碳足迹核算指南》正式出台，为全行业提供统一方法学依据，胜利油田也据此完成全部 17 家开发单位的碳足迹认证。

碳核算的终极目标是减碳。胜利石油管理局有限公司党委常委、胜利油田分公司副总经理王跃刚说，原油产品碳足迹核算可以帮助企业摸清碳排放家底，厘清碳减排的方向和潜力，有的放矢地制定有针对性的减碳方案。以水驱油藏为例，其产量占六成以上，碳排放却仅约两成，已成为节能降碳的

实施碳足迹管理，已不仅是应对国际规则的被动举措，更是企业推动发展模式转型、迈向创新驱动的重要支点。

关键领域。近一年来，通过大幅削减高耗低效液量、提升低耗高效产量，油田节电超亿千瓦时，有效降低了整体碳足迹。

减排可见、可控、可优化。打开胜利油田能源与碳排放管控平台，小到一台设备，大到整个油田，能耗和碳排放都能实时在线监控、分析、评价、优化，实现全产业链全过程降能耗、减损耗、控物耗、减排放。2024 年，胜利油田原油产量比上年增加 14 万吨，碳排放总量和强度实现双降，达到了增产不增能、增能不减碳目的。2024 年，在上游油气储量产量“箭头向上”的情况下，实现温室气体排放总量和强度双降。

值得注意的是，油气产品的碳足迹将随产业链向下游炼化环节传导累积，直接影响相关成品在国际市场的绿色竞争力。系统核算碳足迹，不仅可推

动国内产业链绿色转型，还将倒逼供应商和服务商协同降碳，构建完整绿色供应链。

在国际层面，自 2023 年 8 月起，欧盟实施《电池与废电池法规》，对碳足迹超标的电池产品征收高额关税；同年 10 月，全球首个碳边境调节机制（CBAM）也正式生效，覆盖行业面临严格的碳成本约束。

实施碳足迹管理，已不仅是应对国际规则的被动举措，更是企业推动发展模式转型、迈向创新驱动的重要支点。

企业碳排放管理需提速

碳足迹管理的背后，需要企业从更高的角度对碳排放系统化的管理。然而调查发现，目前部分石油石化企业对此仍重视不足。政策明朗与传导需要时间，虽然国家有明确的时间表为 2027 年，但行业配额分配方案、核查标准及交易细则等具体政策仍在论证中，尚未最终落地。“对于企业，尤其是大型国企，在操作细则明确之前，往往处于观望状态。这是一种常见的政策响应滞后。”中国节能协会碳中和专业委员会政策研究部专员丁海晨说。

之所以观望，在于“传统领域的许多企业仍将碳管理视为一项单纯的环保任务或合规成本，尚未提升到影响企业核心竞争力和未来生存的战略高度”。丁海晨认为，当前油气行业普遍面临跨领域复合型人才不足的挑战，即同时精通生产工艺和碳市场机制的专业人员较为稀缺，导致企业在碳资产系统化管理方面存在能力短板。此外，构建完善的碳管理体系——包括全面碳盘查、建立内部监测系统以及引进专业团队——均需要相当规模的资金投入。在缺乏明确政策实施细则和强制约束的情况下，企业自发开展系统性投入的内在动力相对有限。

在张军涛看来，目前建立石化行业的 MRV（监测、报告和核查）体系是首要难题。这需要对石化工艺中所有排放源的活动水平数据进行精准收集、校验与管理，历史数据缺失或不准的企业将非常被动。“石化工艺流程复杂，排放源众多且相

互关联，准确区分和核算每个装置的排放量技术难度高。”张军涛表示。

从政策来看，相关配套措施正在完善。2024年7月14日，国家发展改革委等三部门发布《关于进一步强化碳达峰碳中和标准计量体系建设行动方案（2024—2025年）的通知》。其中提到，2024年，基本实现重点行业企业碳排放核算标准全覆盖；2025年，面向企业、项目、产品的三位一体碳排放核算和评价标准体系基本形成。

目前在山东、广东、福建和内蒙古等都已设立国家碳计量中心，开展火力发电、化工等重点行业碳计量技术研究，构建碳计量标准体系，提升碳排放数据准确性。

数智技术是实现重点行业全面绿色低碳转型的关键路径。尽管挑战重重，但已有相关企业开始了探索。作为西部重要的大型石化基地和油气引进、加工、储运战略枢纽，“十四五”以来，独山子石化投资7.08亿元，完成环保项目35项，正在实施环保项目9项，固废100%合规处理。旗下塔里木分公司在数字化浪潮中，依托能源管控平台，拓展碳交易核算和统计模块，实现碳排放数据自动采集、自动计算。“每日的碳排放监控数量、月度交易配额和交易额度一目了然，推动碳交易管理从传统人工模式迈向智能高效新阶段。”独山子石化相关负责人表示。高效精准的数据处理，既提升了碳交易管理工作效率，又为节能降碳分析提供了精准的数据支撑。

今年1月，《独山子石化公司塔里木石化分公司碳排放指标绩效管控办法》正式实施，为内部碳交易管理立下“规矩”。乙烯裂解生产部、聚烯烃生产部和化肥单元等8个重点排放单位成为交易主体，明确了管理范围、配额分配等关键要素，为碳交易管理装上“精准导航”。在碳排放配额指标制订上，采用三年最优月数据作为基准，以“对标、立标、创标”的管控方式，激发各生产部向行业绿色标杆看齐。这一制度设计不仅夯实了碳排放数据管理基础，保障了数据质量，更有效推动各生产部主动进行降碳分析、积极实施

降碳措施。1—5月塔里木石化分公司碳排放总量较同期减少1.6万吨，降幅2.5%。

独山子石化的尝试，为即将进入碳交易市场的石化行业如何进行碳资产管理立下了范本。

积极应对碳成本挑战

碳成本变化的本质是奖优罚劣。作为中间环节的碳交易，将成为影响石油石化行业发展的关键因素，甚至会为石油石化行业带来一轮“重新洗牌”。

专家指出，要想在竞争中获得先机，企业除了要去适应规则、提升自身应对碳定价挑战的“软



▲ 供图/视觉中国

实力”，还要提升自身实质性减排的“硬实力”。当前，石油石化行业正多措并举，探索通过原料替代、CCUS（二氧化碳捕集、利用与封存）、电气化、节能降耗等多种方式，推动行业绿色转型。

一个途径是发展绿氢等进行绿色原料替代。石油石化企业可适度增加天然气作为化工原料的使用规模，大力推广绿氢的使用，促进生物基材料的发展。据测算，每千克绿电制氢所产生的二氧化碳量比煤化工制氢的二氧化碳排放量降低80%以上。当拥有稳定足量的低价氢源时，绿氢将更好地促进石化行业实现脱碳。

另一个途径是利用好生物基材料。生物基材料不但可以减少对石油的消耗，而且可降解性也大大优于一般的石油基产品，有利于减少塑料废弃物污染，对环境保护有重要意义。

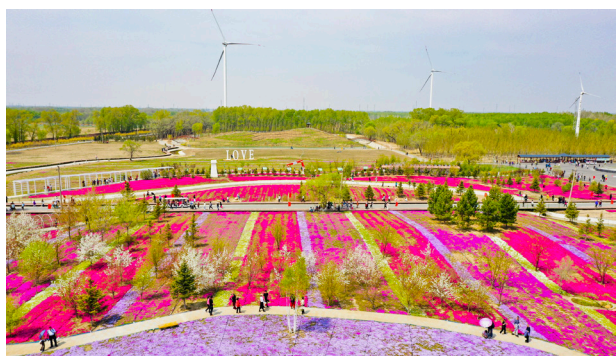
业内专家认为，利用CCUS进行碳抵消，是帮助石油石化行业实现全生命周期降碳的重要路径。

CCUS在石化行业有着诸多应用场景。例如，为已有的制氢设施配套CCUS系统，可避免闲置资产处置并助力提高经济效益。石油生产企业还可利用CCUS技术驱动原油开采，实现原油增产，并将二氧化碳埋存在地下。

海洋作为碳封存的“天然宝库”，因远离人口密集区、封存容量大，正成为全球二氧化碳捕集、利用与封存技术的“蓝海”。近年来，我国海上二氧化碳捕集、利用与封存技术发展迅速，系列示范项目加速落地，推动海洋碳封存从试验走向规模化应用。在渤海，渤中26-6油田二氧化碳捕集利用示范工程于今年2月投产，全生命周期预计埋存二氧化碳150万吨。在珠江口，白云气田群7个气田的二氧化碳回收项目于2024年8月在珠海投产，年生产食品级液态二氧化碳20万吨，实现资源循环利用。此外，惠州32-5平台伴生气回收脱碳项目每年可回收伴生气超700万立方米。



▲从陆地到海上，降碳、除碳是全产业链的。



供图/徐捷 聂冬生 视觉中国

据统计，目前全球共有 65 个二氧化碳捕集、利用与封存商业化项目，但大都集中在陆上，海上项目屈指可数。“中国海油目前共建成 4 个 CCS（二氧化碳捕集与封存）和 CCUS（二氧化碳捕集、利用与封存）项目，同时，还在规划建设以渤中 19-6 气田为中心的北方二氧化碳驱油中心和依托南海万亿立方米大气区建设的南方二氧化碳驱气中心。”中国海油深圳分公司恩平油田作业区油藏经理程佳表示。

同时，石油石化行业是电力、热力等二次能源的消耗大户。通常，大型石油石化企业、石化园区等都通过自备热电系统满足供热需求和部分电力需求。随着新能源的发展，有必要通过提高生产中的清洁用电比例，实现可再生能源的充分利用以降低石油石化企业的间接排放。

吉林油田抢抓国家“双碳”机遇，按照集团公司清洁替代、战略接替、绿色转型“三步走”总体部署，超前布局，2022 年 4 月率先启动中国石油首个绿电自消纳项目——吉林油田 15 万千瓦风光发电项目，18 台风机、400 余处分散和集中式光伏让油田生产用上了绿电，已累计发绿电 8 亿千瓦时。

同时，吉林油田还打开碳资产开发新路，将 15 万千瓦自消纳风光发电项目开发为中国石油首个新能源国际碳资产项目，已累计实现碳收益超亿元。新木联合站、扶余中心处理站等 8 个余热利用项目，成功打包开发为国际碳资产项目，已经实现减碳 8000 吨。

打造绿色、可持续供应链

碳市场的参与是一个系统化的工程。石油石化行业的绿色供应链涉及众多上下游企业，加强供应链协同合作是构建碳资产生态的关键环节。“我们并不是要仅仅应对碳市场的约束，而是实现产业绿色升级，让行业迈向高质量发展。”张军涛说。他认为，核心企业应发挥引领作用，推动上下游企业共同参与碳减排行动。

从全产业绿色供应链的视角构建碳资产生态，是石油石化行业应对碳交易市场挑战、实现可持

续发展的必然选择。“这意味着我们要将低碳理念贯穿于从上游勘探开采、中游炼化生产，到下游产品销售和回收的全生命周期，通过以绿制绿的理念协同降碳，最终提供绿色低碳、高附加值的产品，从而打开新的市场空间，创造绿色溢价。”丁海晨说。

只有通过企业内部的碳资产管理与技术创新、供应链协同层面的绿色合作以及行业与市场层面的机制完善和产业融合，石油石化行业才能够逐步降低碳排放，提升碳资产价值，增强行业的整体竞争力。

促进石油石化行业与其他相关产业的融合发展，也是构建碳资产生态的重要途径。比如石油石化行业与新能源产业的融合，发展“油—电—氢”综合能源服务站。在加油站的基础上，增加电动汽车充电设施和加氢设备，实现多种能源的协同供应。这样既满足了不同消费者的能源需求，又促进了能源结构的优化和低碳转型。加强与林业、农业等碳汇产业的合作，通过开展造林、森林经营等项目，增加碳汇，抵消部分碳排放。一些石油石化企业已参与到林业碳汇项目中，通过投资造林活动，获取碳汇收益，实现企业的碳减排目标。

“在这一过程中，政府、企业和社会各方应共同努力，形成合力。”能源战略专家许磊说。政府要加强政策引导和监管，完善碳市场机制，为石油石化行业的绿色转型创造良好的政策环境；企业要积极履行社会责任，加大技术创新和绿色发展投入，成为构建碳资产生态的主体力量；社会各界要提高环保意识，支持绿色产品和服务，推动市场需求向绿色低碳方向转变。只有如此，石油石化行业才能在碳交易市场的大背景下，实现经济发展与环境保护的双赢，为我国“双碳”目标的实现作出积极贡献。🌍

责任编辑：赵 玥
zhaoyue6954@126.com