



阅读提示

当前,全球面临的一项重大挑战是如何在提供更多能源的条件下减少碳排放。自20世纪70年代以来,虽然全球最终能源消耗量翻了一番,但能源结构一直保持相对稳定,其中碳氢能源占比稳定在80%左右(煤炭约占2/3)、生物质能约占10%、核能占6%、水电能占3%、可再生能源(如太阳能和风能)占比1%~2%。要实现“双碳”目标和可持续发展,需立足现实,提出一套科学可行的实用脱碳路径和转型策略。为此,基于碳市场、碳交易、碳政策现状,本版全面分析石油天然气领域的实用“脱碳”技术,提出油气公司转型的五个关键方向,敬请关注。

油气公司转型五大关键方向

廖璐璐 李根生 宋先知 冯连勇 高启超 程世忠

21世纪以来,随着新兴技术大量涌现和环境压力不断增加,我国经济面临新的机遇和挑战,亟须改变能源结构,但低廉的煤炭价格和便捷的油气使用现状,使得这种改变难以自发完成。实现净零排放需要进行能源体系的结构性转型,包括减少传统一次能源(石油、天然气、煤炭等)的消耗,提升可再生能源和核能等绿色能源的比例,提高能源转化效率及家庭、办公室、运输系统和工业中能源的利用效率等。社会能够以多快的速度进行脱碳、能够达到什么程度,主要取决于能源和材料需求模型的变化,以及这种改变能达到什么程度。

我国油气资源的特点是少油多气、非常规资源丰富,重工业发展对化石能源存在刚性需求,油气公司在油气勘探开发方面具有技术优势,而且短时间内油气作为化工、物料的基础性材料具有不可替代性。因此,我国油气公司能源转型应在五个关键方向上发力。

方向1 低碳化油气勘探开发

据IEA(国际能源署)统计,化石能源是现今碳排放的主要来源。其中,相较石油和煤炭,天然气具备燃烧高效、排放低碳、清洁等优点,或将成为未来全球唯一保持增长的化石能源。

从资源储量和开发效率角度看,重点是以美国“页岩革命”为代表的非常规油气高效开发。美国不仅实现了油气资源的自给自足,而且完成了由进口国向出口国的华丽转变,深刻改变了全球能源供给格局。未来的油气勘探开发重点是非常规(页岩油气、致密油气、油砂、油页岩、天然气水合物等)、海洋(尤其是深水超深水)、深层和超深层油气资源。其中,页岩气、致密气、煤层气等非常规天然气的勘探开发突破,将使其在全球天然气产能贡献中的占比提升,且大幅提高全球天然气的总产量。因此,技术研发的重点就是如何更高效地开发这些非常规天然气。综合来看,一是持续提升自动化、数字化、智能化和远程化水平,不断减少用工人数,降低劳动强度;二是坚持安全第一,持续加强HSE管理,确保人员、物资和井眼安全,减少占地,降低噪声,保护自然环境,努力实现零伤害、零污染、零排放。

从科技赋能和专业技术角度看,非常规油气资源高效开发面临一系列挑战:如何利用石油工程新技术不断提高作业效率,缩短非生产时间?如何降低作业成本和开发成本,同时更好地保护油气层和创新井型,提高储层钻遇率、探井成功率、单井产量和油田采收率?如何经济高效地勘探开发各类油气资源,尤其是深层、“三低”油气藏和非常规油气资源?据此确定未来石油工程技术创新的主攻方向:一是自动化、信息化、数字化、网络化、智能化,同时研发出与之相配套的新材料、新技术、新工艺、新方法和新工具;二是更加强调地质工程一体化,随着大数据、云计算、工业互联网、人工智能等信息技术的快速发展,上游多学科交叉融合已是大势所趋,如地震采集、处理、解释一体化,地震、钻井、测井、录井、导向一体化,工程设计一体化,工程施工和监督一体化等;三是更加强调安全环保,实现安全工程和绿色工程等。

随着人们对环境保护要求的不断提升、非常规油气藏开发需求的稳步增加、地质工程一体化和多学科技术一体化趋势的日益明显,低碳、高效和安全地开发以天然气为代表的油气资源将是未来重要的发展方向。

方向4 氢能技术

据《中国氢能及燃料电池产业白皮书》预计,到2025年我国氢能产业产值将达到万亿元。我国正进入一个更为低碳环保的“氢能时代”,如何有序推进氢能燃料供给体系建设、完善氢能产业链及生态圈,并在推动商业示范上走在行业前列,已成为以中国石化为代表的能源央企的转型目标。

中国石化以打造世界领先洁净能源化工公司愿景目标,加快构建以能源资源为基础,以洁净油品和现代化工为两翼,以新能源、新材料、新经济为重要增长极的“一基两翼三新”产业格局。氢能作为新能源的重要一极,将成为未来的主攻方向,但其行业特性是重资产运营,战略转型绝非易事,在战略布局与决策上需要慎之又慎。

截至2022年底,中国石化已建成加氢站98座,分布于广东、上海、浙江、广西和贵州等地,并规划到

2025年,利用原有3万余座加油站、870座加气站的布局优势,加快建设加氢站或油氢合建站,以消费终端为突破口带动产业链的能源转型。目前,中国石化已在氢能交通、炼化领域全面发力,打通制氢、储运、加注的全供应链环节。

依托在氢能领域丰富的产业经验,中国石化把氢能作为新能源业务的主要方向,可充分利用产业、技术和网络优势,以自主创新、合作研发、战略投资等方式打造涵盖氢能全产业链的一体化协同运营模式,构建自有的氢能生产、提纯、运输和销售全流程产业链。

总的来说,能源化工企业本身就有丰富的资源和强大的制氢能力,成本也相对低。氢能产业未来发展可先充分利用现有炼化企业的副产氢,同时关注光伏发电、风电等低成本发电形式的电解水制氢,在副产氢基础上引入绿氢,加快氢源“由蓝向绿”转变。

方向3 碳捕集、利用与封存(CCUS)技术

在油气领域,通过CCUS技术将捕集的二氧化碳注入枯竭油井封存在地下,可达到减排与增产的双重目的。短期内,我国以煤为主的能源结构无法改变,作为实现化石能源低碳利用的有效技术,CCUS技术具有巨大潜力,在宏观规划、技术研发、推广应用和国际合作方面均取得了显著成果。

从二氧化碳利用环节看,化工利用技术取得了较大进展,整体处于中试阶段,部分技术(重整制备合成气技术、合成可降解聚合物技术和合成有机碳酸酯技术等)完成了示范。生物利用方面的产品附加值高,经济效益好,目前转化为食品和饲料的利用技术已实现大规模商业化,其他技术仍处于研发或小规模示范阶段。与前两种技术相比,地质利用技术的发展潜力最大,也较为成熟,二氧化碳强化石油开采技术已应用于多个二氧化碳驱油与封存示范项目。

从封存环节看,我国已完成了二氧化碳理论封存潜力评估,陆上地质利用与封存二氧化碳的理论总容量在万亿吨以上;完成了陆上咸水层封存10万吨级二氧化碳的示范应用,以及海底咸水层、枯竭油田和枯竭气田封存二氧化碳中试方案的设计与论证。

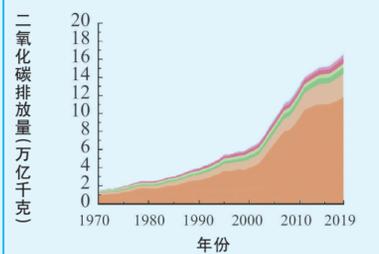
国家能源投资集团有限责任公司(神华)煤制油分公司深部咸水层二氧化碳地质封存示范工程,是我国首个也是世界上规模最大的全流程煤基二氧化碳捕集和深部咸水层地质封存示范项目。

从捕集环节看,部分捕集技术已接近或达到商业化应用水平。当前第一代捕集技术的成本和能耗仍然偏高,缺乏大规模示范工程经验;第二代捕集技术处于实验室研究或小型试验阶段,尚未实现现代衔接。

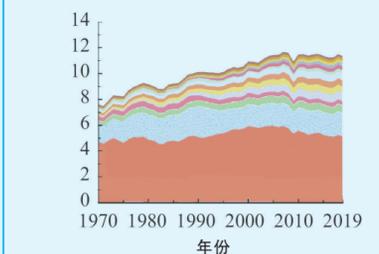
从运输环节看,二氧化碳陆路车载运输和内陆船舶运输技术已成熟,二氧化碳陆路管道输送技术最具应用潜力和经济性。我国已完成年输送能力100万吨的管道项目建设和投运,海底管道输送技术尚处于概念研究阶段。

整体而言,我国CCUS各环节关键技术发展迅速,多种新技术不断涌现。二氧化碳的利用与封存已有显著发展,可以成功示范区为起点促进推广,在实践中完善流程和提高效率;二氧化碳的捕集和运输尚处于研发阶段,应将其作为攻关重点,不断加强国际交流合作,以完善CCUS全流程技术体系。

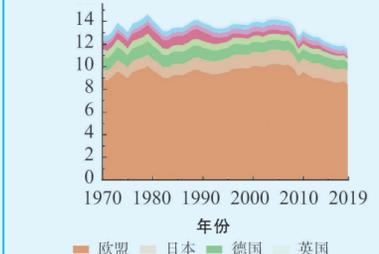
基于碳排放趋势的全球不同国家和地区分类



(a) 挑战型



(b) 转型型



(c) 引领型

方向2 碳足迹评价

石油化工行业作为国民经济发展的基础原材料和道路交通燃料的关键产业,温室气体排放量大。从高碳能源转向低碳能源,是石油化工行业未来15年最现实的转型途径,但从低碳能源转向零碳能源,则是“碳中和”确立的最终目标。

国内石油行业已开始进行碳足迹计算的研究,并进行碳捕集技术试验。2009年,中国化工标准化研究院、英国标准协会在河北盛华化工有限公司开展了氯碱行业产品碳足迹评价试点工作,计算出PVC(聚氯乙烯)产品的碳足迹约为1765.3千克/吨。中国石化大连院以某企业沥青产品为评价对象,计算出沥青产品的碳足迹为2958千克/吨。石油化工行业产品生产阶段的碳足迹核算均是针对产品生产过程中的加工流程进行的。由于石化行业具有典型的流程加工特点,因此,碳足迹所反映的产品全生命周期各阶段的时间流程体现在石化生产过程中,即为物料依次经过不同工艺装置的生产流程。

国内石油行业进行了大量碳捕集技术试验,如中国石化胜利油田二氧化碳捕集驱油、华能北京高碑店热电厂二氧化碳捕集示范工程及神华集团内蒙古二氧化碳捕集封存项目等。

目前,国内石油行业已对碳减排或碳利用效率提升开展了研究与试验,但仍处于发展初期,对二氧化碳排放所带来的挑战缺乏深度理解。同时,缺少油气勘探开发中碳排放评估方法与钻完井过程中碳排放预测方法。因此,开展针对性的碳排放机理研究和评价方法研究将是未来碳足迹评价的重要着力点。

方向5 页岩气智能集约开发

我国页岩气分布广泛、储量世界第一,但开发难度大,年开采量仅0.21%。原因在于我国页岩气区块多分布在丘陵山野地区,地面条件恶劣,大规模水力压裂作业难以顺利开展。同时,页岩气多为非均质、断层构造,受工程技术的限制,埋深3500~4000米的页岩气大规模商业化开采模式一直未有实质性突破。因此,要把这个宝贵的低碳资源开采出来,需要把握开源、节流、储备三大要素,通过深化体制改革、公司改革和技术革命,实现降本增效,这是我国实现页岩气商业开发的必经之路。

美国的页岩气笼统开发模式在我国水土不服,只有实施精准预测、精细调控和智能管理,才能实现页岩气的高效开发。以机器学习为代表的AI(人工智能)技术在处理高维非线性问题上具有明显优势,可地质、工程和信息技术的深度融合提供新手段。因此,基于大量历史井信息,结合传统产能预测方法,通过数据挖掘和AI技术精确快速预测产量,建立多约

束条件下的工程参数优化模型,形成一套适用于目标研究区域的地质工程一体化参数协同优化平台,可为页岩气开发探索新的挖潜增效手段。中国石化拥有国内第一个大型页岩气田——涪陵页岩气田,可收集到包含地质、油藏、工程和生产等大量页岩气井数据。基于这些宝贵的数据资源,利用AI的产量预测和工程优化核心技术方法,可为一体化页岩气储层评估,以及工艺优化软件的研制、推广和应用奠定良好基础,从而促进页岩气集约化、低碳化开发。

针对页岩气商业开发存在的主要难题,应基于大量的数据信息和实践经验,建立一套适用于我国页岩气地质特点的储层评价标准和技术方法,攻克“卡脖子”技术,掌握核心技术,实现页岩气智能开发技术自主化。当前国际市场不稳定、不确定、难预料因素增多,我国油气行业面临高昂的生产成本压力,要积极寻找战略合作伙伴,开发海外高潜力页岩气,只有广泛交流、真诚合作,才能实现商业共赢。

[第一作者为中国石化石油工程技术研究院研究员;第二作者为中国工程院院士;第三作者为中国石油大学(北京)油工程学院院长、碳中和示范性能源学院执行院长;第四作者为中国石油大学(北京)工商管理学院教授、经济与贸易系主任]