



推进油气勘探开发与新能源融合 吹响进军“零碳”油气田号角

我国油气田实现零碳化的潜力

□罗佐昆

►油气田节能降耗潜力

油气田节能降耗聚焦过程减排和源头减排。通过使用节能抽油机、数字化抽油机及节能电机、机采系统优化软件等技术手段提高效率;通过加大甲烷捕获力度及使用燃烧效率更高的设备有效减少甲烷排放。使用电驱装备相比柴驱装备降耗在60%~70%,降低二氧化碳排放35%~40%。全球首个实现碳中和的挪威斯维德鲁普油田,就是通过岸电替代大幅减少了碳排放。通过综合运用人工监测、卫星遥感、无人机等手段可有效监测甲烷逃逸、工艺放空及火炬燃烧排放的甲烷浓度。国内三大油公司组建甲烷控排联盟,有效推动了油气企业甲烷管控水平提升和技术创新,减少了甲烷排放。

►国内绿电供应基地与油气田地域叠合

根据我国能源发展规划,到2030年,以风能、太阳能、水能为主体的非化石能源占一次能源比重将达到25%。非化石能源电力装机容量目前已接近总装机容量50%,2030年前后按照规划装机容量将达到12亿千瓦以上。

我国石油资源量分布相对集中,主要分布在渤海湾、松辽、塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等8个盆地;天然气资源的分布也相对集中,主要分布在塔里木、四川、鄂尔多斯及柴达木等11个含油气盆地。这些地区同时也是陆上风力、太阳能和水力资源分布密集区。海上油气资源与风力资源分布也呈叠合态势。因此,油气田与新能源具有天然的融合点。

伍德麦肯兹根据清洁能源的可用性和CCS的潜力对全球盆地进行了分类:顶级能源超级盆地具有强大的可再生能源和CCS潜力;可能的能源超级盆地可以提供良好的可再生能源或CCS潜力,但无法二者兼有;处于较弱地位的超级盆地一

般缺乏强大的可再生能源和CCS潜力。根据伍德麦肯兹的评价,渤海—华北盆地属于顶级能源超级盆地,塔里木盆地、鄂尔多斯盆地和四川盆地属于可能的能源超级盆地,具有发展潜力。

►国内油气田实施CCS大有可为

CCUS-EOR(二氧化碳捕集、驱油、埋存)增产原油和埋存减碳潜力巨大,负碳技术大有可为,应依托油气田加快推进各大盆地CCS工程中心建设,做好二氧化碳埋存与利用,现阶段重点做好二氧化碳驱油。二氧化碳驱是有效补充油藏地层能量、提高原油采收率的主要技术之一。目前世界上大型碳捕集项目捕集的二氧化碳高比例用于油藏提高采收率,特别是低渗透油藏。有机构估计,我国油藏的二氧化碳驱油埋存潜力超过140亿吨,其中松辽、鄂尔多斯、渤海湾、准噶尔等盆地的主力油区二氧化碳埋存潜力大,是实施CCUS-EOR的重点地区;我国主要盆地深部咸水层的二氧化碳理论埋存潜力更大。

►油气田呼碳唤汇

老油田大规模调整导致闲置土地出现。油田的生产受勘探开发生产工艺过程和当地自然条件的限制,需要对开发历史较长的老油田进行工艺改造、井位调整和油气处理中心布局,以及改造腐蚀严重的地下管网,由此形成了大量的闲置油水井、井组、泵站等;外围油田员工住宅改造回迁,导致原有住宅及配套设施用地的闲置逐年增多;长期开采之后也形成报废油水井及用地闲置;油气田成立初期形成的农副业基地因土地贫瘠等原因放弃耕种,导致部分小规模农副业基地闲置。上述闲置土地资源是油气田发展碳汇的有利条件。

依托产业集群,让油气田与新能源牵手

►通过产业集群凝聚资源形成产业链协同是实现油气田零碳目标的技术选择

油气田普遍具有发展和利用清洁能源的地利条件,因此要将油田新能源、油田所在地区及跨区域的新能源发展规划、负碳技术及相关产业发展规划与零碳油气田的发展结合起来。将零碳油气田建设与当地及一定区域内的新能源产业规划结合起来,树立系统思维和大区域产业集群发展观。从地域范围看,相当于跨区域的更大范围的“产业园区”,参与其中的产业因产业链而积聚,不是因地域而积聚,是突破了地域限制,具有泛产业园区特点的零碳产业园区。

►部分油气田已开始油气田与新能源牵手的实践

国内部分油田企业按照因地制宜思路,基于零碳油气田发展目标,已开始编制中长期零碳化目标方案。有的油田碳达峰碳中和行动方案提出依靠节能、新能源、CCUS、碳汇林四条脱碳路径实现零碳发展。有油田聚焦“双碳”目标,积极构

全力以赴推进零碳油气田建设

►高度重视油气田的节能降耗,为油气田零碳化做好基础工作

国内主力油气田经过多年开采,油田含水率高,产量递减现象已很普遍,油田设备设施老化,能耗物耗高,排放量大,实现绿色高质量发展面临诸多挑战。油气勘探开发不断向深层、深水及非常规领域进军,地质条件日新月异,勘探开发能耗强度随之增长。鉴于油气供应是经济社会发展的“刚需”,必须高度重视油气田的节能降耗工作,大力推广人工智能、大数据和绿色低碳等先进技术,实现国内油气田经济有效开发、减少温室气体排放。

►做好行业层面火电CCS技术实施,为油气田动态零碳化进程提供源头控制保障

《“十四五”现代能源体系规划》提出,我国到2035年基本建成现代能源体系,届时,以风能、太阳能为主体的新能源发电成为主体电力。这意味着在较长时期内火电

依然是主体电力。零碳油气田的建设需要一定周期。当前油气田自身的绿电供应体系尚不足以支撑油气田零碳化所需的新能源,油气田运行能耗依然需要依托火电,火电清洁化改造就显得尤为必要。火电清洁化改造的关键技术环节是研发及推广CCS技术及设施。

►优化油气与新能源产业链布局与规划,做好绿电基地、负碳技术基地与油气田的协同发展规划

“十四五”是我国建设新型电力系统、优化能源结构、推进能源革命的重要时期,也是强化国内油气工业发展、稳步推进增储上产七年行动计划的重要时期。考虑到国内油气田的战略地位及环保压力大的现实情况,要做好统筹,重视各地新能源基地、CCS大型工程项目中心与油气田的产业链协同机制的创建,重视基于上述产业链协同的全国范围各类跨越空间的长距离泛产业园区及产业集群的建设。油气田自身的发展规划要适应新能源基地蓬勃发展的形势,相机抉择,抓住机遇适时调整电力供应方式,以更好支撑零碳油气田建设。

行业动态

三大油公司 新能源发展各具特色

●中国石化： 聚焦氢能 and 化工领域

中国石化是国内第一大炼化企业,在制氢和工业副产氢方面有着先天优势,也是国内最大的氢气生产公司。2022年,中国石化提出“打造中国第一氢能公司”目标,聚焦氢能交通和绿氢炼化两大领域,大力发展氢能一体化业务,同时积极布局风能、光能、地热能、生物质能等清洁能源。截至目前,中国石化已先后成立6家氢能相关的公司,业务涉及制氢、储氢、运氢及加氢站等全产业链,建成加氢站74座、充换电站超1000座、分布式光伏发电电站超1000座。

●中国石油： 加快陆上新能源开发

今年3月,中国石油全资成立四川西油新能源有限公司,并在大庆油田成立新能源联合研发中心,新能源发展迈出新步伐。

早在2021年,中国石油就开始能源转型行动,不仅成立了深圳新能源研究院,在北京建成投运了首座油气氢电非综合服务示范站,而且成立了专门的新能源投资公司——中国石油集团昆仑资本有限公司,加快推进战略性新兴产业布局。根据新能源战略规划,中国石油于2022年将其“勘探与生产分公司”更名为“油气和新能源分公司”,并计划在2025年前大力部署氢能产业链、化石能源清洁转化及CCS/CCUS,探索以更低成本实现化石能源的清洁开发利用。

●中国海油： 主攻海上风电

凭借在海洋能源开发方面的优势,中国海油将目光投向了海上风电,并于2022年成立新能源分公司,统筹海陆风光发电等新能源业务,同时大力推动CCS/CCUS研究,加快发展海上风电,择优发展陆上光伏发电。3月21日,中海油环渤海新能源有限公司成立,加快了环渤海区域新能源产业布局。

今年,中国海油还将自主开发海南CZ7集中式海上风电示范项目,建成后每年可为电网提供清洁电能约50亿千瓦时。

►对零碳油气田产业链形成和建设给予政策支持

油气田零碳化会额外增加大量支出,增加油气田经营负担。因此,在油气田努力创新管理和技术的基础上,建议政府对油气田零碳化经营给予财税政策等方面的支持,减轻油气田零碳化的经济负担。对油气田与新能源基地的用电匹配给予扶持,是助力能源安全和实现“双碳”目标的重要举措。

►加快推进依托各大油田的CCS工程中心建设

鉴于化石能源向非化石能源主体转型的长周期,以及实现“双碳”目标的紧迫性,应高度重视CCS/CCUS产业化推进工作,以补齐油气田零碳化产业链短板,为“双碳”目标做好兜底保障。其中在国内松辽、准噶尔、渤海湾、滇黔桂盆地,依托油气田建设CCS/CCUS示范工程尤为重要。CCS/CCUS工程中心的建设需要以合理的碳价、碳市场、碳税制度做支撑,为此,国内碳市场建设及碳政策也需跟进。(作者单位:中国石化经济技术研究院)