

万亿储量待掘 地热开发“升温”

破解“难储难运”与“单一利用”两大瓶颈是关键

■本报记者 杨沐岩

近期,山西发布的《山西省推动城市地热供暖行动方案》提出,到2030年全省地热供暖面积提升至1亿平方米以上。北京今年也出台政策,对符合条件的新能源供热项目给予最高30%的建设投资补贴。此外,今年全国多地利用地热的非供暖季制冷、工业、储能项目也密集落地。

虽然地热发展正“升温”,但也需看到产业发展的困难。“重供暖、轻发电”使高温资源利用不足,单一利用方式也难以发挥地热的多层次利用价值。要发挥地热资源最大价值,需梯级利用地热资源,匹配不同用能需求。

当前,我国地热资源储量丰富,技术储备、专业人才和产业链等实力强劲。未来,需制定地热资源梯级利用标准,打通从热量提取到灵活调度的全链条技术路径,持续提升资源利用率。

■“难储难运”制约发展

传统印象中,地热总与火山活动相关。中国矿业大学地热资源研究中心教授乔伟在接受《中国能源报》记者采访时表示:“‘火山型’地热属于能量巨大但分布局限的特例。而更广泛存在的地热资源,主要受地球内部自身热量、放射性元素衰变生热,以及地质构造控制。”

我国地热资源约占全球总量的六分之一,地热资源分布于青藏高原、华北平原、松辽盆地、东南沿海等多个地区,资源类型丰富,地域差异显著,为实施差异化开发提供了天然条件。

“地下200米以内的,通常是浅层地热资源,温度低于25摄氏度。可以利用地表与室外空气温差,在冬季供暖、夏季制冷。地下200米以下到3000米的,是中深层地热资源,我们熟知的温泉就是其中一种。”南京天加能源科技有限公司董事王强在接受《中国能源报》记者采访时表示,当前,中国地热资源开发利用多以浅层和中深层的水热型地热为主。地下3000米以下还存在高温岩体,温度可超180摄氏度甚至200摄氏度以上,资源开发技术门槛高、难度大,是未来高端地热开发的核心方向。

但也需看到,不同于煤炭、石油等常规能源资源,

地热的核心价值在于热量本身,而非物质的固态或液态形式。热量难以远距离高效运输,是地热利用的难点。虽然近几年储热技术持续发展,但直接与地热系统集成规模化项目尚不多见。

当前,城市和工业设施的邻近性,仍是地热项目经济评价中的重要考量因素。王强指出:“地热能储运难度大、辐射范围有限,多为本地利用。因此在地热开发前期,必须先明确就近消纳场景与应用去向。只有兼备优质地热资源储量,且周边有稳定配套用热需求的项目,才具备开发价值。”

■集成联动仍有难度

我国高温、浅埋、高储量、近负荷用户的优质地热资源相对稀缺,地热产业化程度整体偏低。但企业需要通过市场发展,才能落地高效供热、精准取热等前沿技术,行业发展面临困难。

当前,我国地热资源开发也多遵循“高温发电、中低温供暖”的线性思路,未能发挥资源多层次利用价值。例如温度在120—150摄氏度之间的地热资源,常被直接用于供暖甚至废弃,理论上完全可以转化为“高温段发电+中低温段供暖”的组合方案。

近年来,关于地热资源梯级利用的呼吁不断,差异利用不同温度的地热资源,能有效摊薄地热开发成本,延长利用链条,是充分发挥地热资源利用价值的关键路径。

乔伟解释,梯级利用根据地热水从高温到低温的温度梯度,依次匹配不同品级的用能需求。高温地热先用于发电,发电后的中温尾水用于建筑供暖或工业热利用,低温尾水再用于温室种植、水产养殖或热泵提热,最终将资源利用率提升至接近100%。

虽然路线明确,但地热资源梯级利用落地仍有不小难度。王强表示:“国内多数区域的资源温度难以达到发电要求,即使具备高温资源,发电尾水降温后进入供暖环节,管道结垢、腐蚀风险也会显著上升。整体来看,同步统筹热能、水资源、矿泉资源开发,把各类适配设备与工艺系统集成、稳定联动,实现长期安全运营与持续收益,目前仍存在不小的技术与落地



挑战。”此外,各地地热行业管理标准不统一、地热发电上网电价及配套政策不完善等因素也影响着地热资源梯级利用。

■探索合作、突破瓶颈

关于地热开发,其他国家如何布局?在欧美、东非等地,高温水热型资源丰富、埋浅、品位高。王强表示:“在一些地热开发成熟的国家,依靠庞大市场体量、复用油气开采成熟工艺,已实现水热型、无水型地热资源的规模化高效开发。”

王强也表示,在地热勘探、高温钻井、装备制造、工程设计建设等核心领域,我国的技术储备、专业人才及产业链实力均位居全球顶尖水平。但我国地热资源分布条件特殊,在临近负荷的中东部地区,地热以低温、低渗透、高矿化度资源为主,需采用适配的开发利用技术。此外也需政策支持,推进成熟示范项目复制推广、地热能发电商业化应用。

围绕地热开发,我国也主动寻求国际合作。2025年,我国和冰岛发布了《关于进一步加强地热和绿色转型合作的联合声明》,提出将在长期合作基础上,加强政府间、行业间合作,在全球、地区和国家层面开发地热潜力,推广地热能利用。冰岛是地热梯级利用最为成熟的国家之一,已形成“先发电后供暖再热泵”等多种梯级组合路径。

中国矿业大学矿业部深部零碳能源技术教育部工程研究中心副教授解经宇说,对照国际地热开发经验,我国需在多个方面加快突破。要推进中深层地热发电产业化,释放高温资源发电潜力,改变当前“重供暖、轻发电”的格局。也要制定针对不同温度品级地热资源的分类开发与梯级利用标准。还需要加强地热与熔盐储能、热泵集成等技术的耦合研发,打通从热量提取到灵活调度的全链条技术路径。此外,还应在资源富集区推动集中式与分布式相结合的规模化梯级利用示范,为全国提供可复制的工程技术方案与管理模式样板。

原油市场格局阶段性重构

■黄柳楠

■全球原油市场核心运行特征

当前原油市场呈现供给端强约束、需求端弱复苏、价格中枢持续上移的总体格局。自今年2月下旬霍尔木兹海峡封锁以来,全球原油物流体系受到持续冲击,市场交易逻辑由前期库存过剩快速转向供应短缺主导,地缘溢价持续兑现,原油价格进入趋势性上行通道。

波斯湾水域船舶滞留状况尚未根本性缓解,大型原油运输船(VLCC)周转效率显著下降,区域贸易双向流通未能恢复,中东原油外运受阻成为贯穿市场的核心矛盾。尽管沙特延后港外运力逐步提升,4月实际出口量约400万桶/日,近期回升至近500万桶/日,但仍显著低于设计运力,难以弥补区域性供应损失,全球原油供应缺口维持高位。

供给端收缩持续加剧,中东油田停产规模已扩大至1300万桶/日,且后期停产油田以复产难度更高的老油田为主,供给端尾部风险持续累积。受油轮舱位饱和与外部封锁影响,伊朗原油生产有望进一步下调,供应缺口仍存在扩大可能。4月下旬,全球原油供应缺口一度触及1500万桶/日,当前虽小幅收窄,仍维持在1300万—1400万桶/日区间,为近年罕见的短缺水平。

需求端呈现短期承压、中期企稳、旺季回升的特征。今年4月,亚洲地区原油需求同比下滑约500万桶/日,主要受地方炼厂开工率下调影响,主营炼厂在保供政策下保持稳定运行,需求底部已基本确认。中长期来看,三季度为传统消费旺季,炼厂开工率具备回升基础,叠加全球战略储备补库意愿增强,需求端支撑将逐步强化。预计5月下旬至6月,炼厂集中补货行为将逐步启动,现货成交与采购活跃度将逐周改善。

■原油价格传导机制与测算框架

本轮原油价格上涨以封锁时长—供应缺口—价格中枢为核心传导链条。测算以2026年2月布伦特原油均价70美元/桶为基准,该价格反映海峡封锁前市场均衡水平,具备较强基准合理性。在供需缺口主导下,原油价格对封锁时间高度敏感:封锁每延长一周,布伦特价格中值上行3—4美元/桶。

从供需弹性来看,100万桶/日的供需失衡对应油价10%—20%的波动幅度,在千万桶级别的缺口下,价格向上弹性显著放大。结合关键时间节点判断,若霍尔木兹海峡封锁持续至6月中旬,物流与供给约束进一步固化,布伦特原油价格中枢将稳步抬升至120美元/桶以上,WTI同步走强,国内SC原油价格有望站上800元/桶关口。

对于海峡解封后的价格路径,市场存在预期分歧。从基本面逻辑看,解封消息落地初期,情绪性利空可能引发盘面阶段性回调;但

受制于海上物流恢复滞后、油田复产存在不可逆损失、旺季补库需求集中释放,油价在短期调整后仍将重回上涨通道并刷新高点,高价持续性取决于高价是否触发衰退交易。

■主要机构数据对比与选用建议

全球原油供需数据受统计口径、研究立场影响存在明显差异。OPEC数据倾向于乐观表述,旨在释放增产预期、稳定市场份额;国际能源署与美国能源信息署数据相对偏谨慎,更多反映消费国对高油价的管控诉求。数据差异主要来自天然气液体(NGL)是否计入原油口径、需求测算模型等不同因素,机构间预期差通常在30万—50万桶/日。

综合中立性与连续性,IEA数据更适合作为基准分析口径。在实际应用中,应保持单一机构数据连续可比,同时结合国内炼厂开工、现货采购、宏观产业政策等高频指标进行修正,以提升供需判断精度。

■关键不确定性与风险提示

第一,地缘政治不确定性。美伊谈判进程与海峡解封时间难以精准预判,是影响供给缺口与价格节奏的核心变量,任何缓和信号均可能引发市场剧烈波动。

第二,需求恢复节奏风险。炼厂利润修复、开工率回升进度存在不确定性,若补货周期延后,将阶段性弱化现货支撑,延缓价格上行斜率。

第三,OPEC+产能纪律风险。阿联酋退出后,OPEC+约有200万桶/日的剩余产能存在释放可能,若其他成员国效仿,产能纪律松动将提升中长期供应压力,远期价格面临下行风险。针对该结构风险,可采用“买近月、空远月”的正向套利策略进行风险管理。

第四,宏观传导风险。若布伦特原油快速冲高至120—150美元/桶区间,可能引发通胀上行预期与衰退交易,抑制终端需求并限制油价持续冲高空间。

■结论与展望

在霍尔木兹海峡封锁、中东供给大幅收缩、全球供应缺口高企的背景下,原油市场偏多格局明确,当前价格尚未完全反映供给端实质性冲击,价格中枢仍有上行空间。短期需密切跟踪5月下旬炼厂补货启动情况,中期关注6月中旬封锁延续性与海峡复航进展,解封后补库周期与旺季需求共振将成为价格上行的重要动力。

中长期看,原油市场格局已发生阶段性重构,物流安全、储备安全、供应多元化将成为核心议题。建议产业链与投资端持续跟踪海峡通航数据、延后港口稳定性、中东油田复产进度、国内炼厂采购节奏及OPEC+产能政策变动,依托动态供需模型及时调整价格判断与经营策略,在高波动市场中把握趋势性机会、管控结构性风险。

(作者为国泰君安期货能源化工首席分析师)

本报讯 近日,国际标准化组织(ISO)正式发布了由中国牵头制定的5项天然气领域国际标准。这套覆盖页岩气开发、含硫气藏清洁利用及滑溜水产品要求的“中国方案”,有望通过精准的量化指标,为全球能源市场提供降本增效与安全保障的技术支撑。

国际标准化组织天然气技术委员会天然气国内技术对口单位总工程师周理表示,天然气在未来能源转型中扮演着“桥梁”和“稳定器”的双重角色。一方面,它的碳排放远低于煤炭和石油,能够有效助力各国实现减排目标;另一方面,风电、光伏等新能源具有波动性、间歇性等特点,天然气发电启停快、调控灵活,是保障电力系统安全稳定运行的关键支撑。

不过,对天然气资源的勘探开发与高效利用仍面临诸多关键技术瓶颈。周理介绍,在开发环节,以页岩气为例,主要存在优质储层识别难、压裂改造成本高等问题。“页岩气开发的关键技术之一是大规模水力压裂,相当于用高压加液把地下岩层撑裂,挤出天然气。因此,压裂段的有效识别和压裂工作液的质量至关重要。”周理说。

再比如,硫沉积是高含硫气田开发的“头号麻烦制造者”。硫沉积会堵塞井筒和管线、腐蚀管道和设备,容易导致气井产能下降,加速设备报废,造成经济损失。全球已探明天然气储量中约40%为高含硫气藏,由于硫沉积问题,这些气藏开发难度大,长期处于“沉睡”状态。

而在运行使用环节,以跨境管道为例,最大的隐患之一是硫化氢等腐蚀性气体的实时监测问题。“传统方法检测慢、精度低,容易导致管道腐蚀甚至非计划停输,不仅会造成经济损失,更影响沿线的能源供应安全。”周理说,推动天然气领域的技术进步和标准化,对保障全球能源安全具有深远意义。

针对页岩气开发中优质储层识别难、压裂改造成本高的痛点,此次发布的《页岩脆性指数测定和计算》系列标准,首次在国际层面规范了可压性评价技术框架。应用该标准后,页岩优质储层的识别准确率预计提升10%至15%,可支撑单井勘探成功率从行业平均的65%提升至85%以上。通过避免无效压裂段和降低试错次数,单口页岩气井的作业成本可降低12%至18%。

新发布的《饱和溶解法测定元素硫溶解度》为安全清洁开发提供了科学手段,依托该标准,可精准预测测流趋势,建立含硫气田开发动态预警模型,为开发方案优化提供关键指标数据,支撑单一气田年均增产约0.7亿立方米。《激光吸收光谱法测硫化氢》标准,为天然气在线监测建立了更高精度、更效率的国际统一技术规范,检测效率较传统方法提升60%以上,有力保障跨境天然气管道的气质交接与供气稳定。

滑溜水是水力压裂的主要工作液。新发布的《滑溜水性能测试和要求》是我国在页岩气领域牵头制定的首项产品国际标准,首次系统规范了滑溜水的性能测试方法和产品质量要求,使室内性能测试准确率提高至90%以上,大幅减少了因数据不统一导致的贸易与仲裁纠纷。这为全球每年超百亿元的油气田化学品国际贸易提供了公平公正的“国际语言”。

“我国牵头制定天然气国际标准,是顺应能源转型大势、保障国家能源安全、深度参与能源领域全球治理的战略选择。”周理表示,通过把国内成熟的技术转化为国际规则,统一技术参数、规范开发利用、提升供应效率,能够保障天然气稳定供应,助力全球能源清洁低碳转型。标准“走出去”还可以带动我国技术和产品等凭借标准互认无障碍进入全球市场,形成“技术+标准+产品+服务”的全链条输出,提升产业全球竞争力的同时,消除数据差异和技术壁垒,减少贸易仲裁纠纷,构建公平公正的国际贸易新秩序。

(郭克)

我国牵头制定的5项天然气国际标准发布

