



凭借储量潜力、开发效率及低碳优势，黑海已成为全球勘探增长最快、勘探优势较大的天然气重点盆地之一

黑海深水或成全球天然气版图新锐

视觉中国 供图

●赵华

地处西亚和东南欧之间的黑海盆地，油气大多位于深水，相较于北美、圭亚那、东地中海和非洲等全球类似的深水盆地而言，黑海勘探开发程度不高。但近5年来，这片曾被视为地质盲区的海域，凭借储量潜力、开发效率及低碳优势，已成为全球勘探增长最快、勘探优势较大的天然气重点盆地之一。

根据能源咨询公司伍德麦肯兹最新研究，2025年黑海深水天然气产量已达每日2.8亿立方英尺，较2023年增长40%，预计2027年将突破4亿立方英尺，相当于欧洲当前日消费量的12%。欧洲未来十年计划启动的十大天然气田中，有四个位于此区域，其战略意义可见一斑。

从地质盲区到天然气枢纽

黑海深水及超深水区域的天然气开发突破，使其成为欧洲近十年来最重要的上游投资转移目的地。伍德麦肯兹数据显示，黑海94%的深水区块由各国石油公司主导。

土耳其国有石油公司运营的萨卡里亚项目是该区域的标杆工程。这个储量达12万立方英尺的巨型气田于2023年实现首次产气，2025年完成第一阶段开发。项目采用浮式生产储卸装置(FPSO)，设计产能为每日1.2亿立方英尺，2025年实际产量已达每日9000万立方英尺。目前正进行第二阶段扩建，预计2026年产能将提升至每日1.5亿立方英尺，最终于2028年接入土耳其国家输气管网。

罗马尼亚的海王星深部项目是该国最大天然气田，计划于2027年投产，设计产能为每年100亿立方米，有望使罗马尼亚从天然气进口国转为净出口国。该项目由罗马尼亚国家天然气公司与奥地利OMV公司联合开发，总投资15亿欧元，其中70%用于建设包括12口水下井和2条海底管道的水下生产系统，目前水下设备安装已完成40%。保加利亚与罗马尼亚还计划重启深水勘探，新增储量约12万立方英尺，目前保加利亚已启动汉阿斯帕鲁赫区块的3D地震勘探，覆盖面积约1500平方公里，预计2026年完成数据采集。

黑海开发热潮带动了区域产业链升级。土耳其船厂2025年承接了3艘深水钻井船的改造订单，用于支持萨卡里亚项目后续开发；

罗马尼亚布加勒斯特大学则新增油气工程硕士专业，以满足人才需求。

低成本与低排放的双重优势

伍德麦肯兹将黑海与美国墨西哥湾、圭亚那—苏里南盆地、东地中海及非洲深水区进行对比，发现黑海项目的资本支出强度即每桶油当量成本较全球平均水平低15%~20%，单位产量碳排放量也低于多数深水盆地。以土耳其石油公司的萨卡里亚项目为例，其全生命周期碳排放强度为每桶油当量18千克二氧化碳，较墨西哥湾深水项目低25%，较非洲深水项目低18%。这一优势源于黑海地质构造的集中性，该地区已发现的巨型气田多位于水深1500~2200米的区域，开发难度低于超深水项目，同时海域盐度较低，减少了设备腐蚀风险，延长了设备使用寿命。

尽管勘探程度较低，黑海过去五年仍成为全球增长最快的深水盆地之一。萨卡里亚项目仅用三年便完成从勘探到首次产气的全流程，其开发效率甚至超过部分圭亚那项目。不过有分析指出，要全面评估黑海资源潜力，仍需更多钻井作业并吸引经验丰富的运营商参与。目前该区域平均每口探井成本为8500万美元，较2020年下降12%，但仍是北海盆地的1.3倍，开发进程主要受限于专业设备不足和复杂的地质条件，例如萨卡里亚项目使用的抗硫化物钻井液技术仅有三家国际服务商可提供，在一定程度上制约了开发速度。

黑海的另一优势在于财政政策的竞争力。土耳其对深水项目的政府收益分成比例为15%，低于墨西哥湾(18%)和圭亚那(20%)，且提供5年免税期，罗马尼亚则对国际合作伙伴给予增值税减免优惠，这些政策吸引了更多资本关注。

国有资本主导下的有限开放

黑海市场长期由国家石油公司主导，但近期出现国际资本进入的迹象。2024年，壳牌与以色列新地中海能源公司组成的联合体成功竞标保加利亚汉阿斯帕鲁赫区块，该区块预估储量达6万亿立方英尺，合作协议要求国际运营商承担70%的勘探成本，但可获得未来产量60%的权益。不过，此类合作仍属个案。黑海超深水区块规模普遍超过300平方公里，且多数国家要求运营商具备深水开发经验，这一准入门槛将许多国际独立石油公司拒之门外。

伍德麦肯兹统计显示，2025年黑海深水项目国际资本占比不足6%，远低于墨西哥湾(35%)和圭亚那(48%)。这种差异既源于地缘政治因素，也与黑海特殊的地质条件有关。该区域多数气田需要同时应对高压地层和浅层气风险，对技术能力提出极高要求。例如，罗马尼亚海王星深部项目在水下2000米处安装了全球首套抗硫化物腐蚀的井口装置，由美国通用电气石油天然气集团定制开发，单套设备成本达2000万美元，且需每年进行超声波检测。

值得注意的是，国际石油工程技术服务公司正在黑海寻找机会。斯伦贝谢2025年成立黑海专项服务组，提供定向钻井与完井液技术支持；哈里伯顿则为萨卡里亚项目开发了实时地质导向系统，将钻井成功率提升至85%。

欧洲新供应源面临的机遇与挑战

对于正寻求减少对单一国家天然气依赖的欧洲而言，黑海开发的意义远超商业范畴。罗马尼亚海王星深部项目2027年投产后，将满足该国全年40%的消费量；土耳其萨卡里亚项目已通过跨巴尔干管道供气，2025年均供应量达3500万立方英尺，可覆盖保加利亚85%和匈牙利30%的需求。根据欧盟委员会预估，若黑海项目按计划达产，2030年欧洲天然气进口依赖度有望从当前的85%降至78%。



图为黑海沿岸的图兹拉-波迪索尔天然气管道项目。

视觉中国 供图

海湾国家正积极应对美国贸易压力

本报讯 据油价网报道，过去十年，由沙特、卡塔尔、阿联酋、巴林、科威特和阿曼6国组成的海湾合作委员会(GCC)制定了一系列策略以重塑经济模式，在减少对石油依赖的同时，发展可再生能源、旅游业、金融服务等新领域。目前，这些国家正朝着经济长期稳定发展的目标迈进，开展了大规模的基础设施项目建设，并实施了旨在吸引外国投资的改革措施。

今年5月，美国总统特朗普在对利雅得、多哈和阿布扎比的访问中宣布了总金额超过2万亿美元的投资承诺。与此同时，特朗普政府的关税政策却又对这些地区的出口商构成一定阻力。然而，GCC成员国已积极回应，表示将深化与美国的经济联系、扩大人工智能和数据基础设施建设，并加大对非石油产业发展的投入力度，这些举措彰显其构建更多元、稳定且与气候目标相适应的经济体系的决心。

这些多元化举措，加之近期欧佩克+削减石油产量的政策调整，或将推动这些石油资源国经济再次繁荣。世界银行预测，今年海湾国家经济将增长3.2%，2026年增速将提升至4.5%。与此同时，布雷顿森林体系机构预计，今年全球经济将增长2.3%，2026~2027年期间将放缓至除2008年经济衰退期之外的最低增速，随后进入年均2.5%的温和复苏阶段。此次预测调整主要受贸易紧张局势升级、政策不确定性增强以及投资消费信心不足等因素影响。

(中岳)

●庞晓华

据全球能源化工行业市场信息服务商安迅思报道，丹麦正计划扩大生物甲烷产能，加快淘汰国内化石天然气的使用，并加大对欧洲其他国家的甲烷出口力度。该国计划在未来两年内，将目前约8太瓦时的生物甲烷年产量再提升25%，并力争在下一个十年用生物甲烷全面替代化石天然气。

丹麦燃气与丹麦国家电网公司的三位专家在接受安迅思采访时证实，今年和去年夏季，丹麦均出现过连续多日完全依赖生物甲烷的情况，这一趋势未来或将进一步加强。丹麦国家电网首席开发经理杰普·比尔格表示：“如果欧盟希望实现生物甲烷年产量350亿立方米的目標，就必须形成规模化产能。生物甲烷生产需布局在资源丰富且成本效益高的地区，更需要稳定的市场环境。”

生物甲烷或成能源危机缓冲器

丹麦是欧盟生物甲烷生产大国，与英国、法国、德国均位居欧盟生物甲烷产量前列。丹麦推动淘汰化石燃料、改用生物甲烷的举措与欧盟的承诺方向一致。与此同时，生物甲烷产能扩张还为丹麦带来了供应安全红利，尤其在能源危机期间发挥了保障能源供应的重要作用。“这一作用此前并未被纳入供应安全的常规考量，但当生物甲烷产量能满足

丹麦计划扩大生物甲烷产能

足国内20%的实际需求时，已达到足以帮助我们抵御能源危机的规模。”比尔格表示。

比尔格认为，丹麦生物甲烷产能增长的关键因素包括发达的农业与物流体系、透明的行业环境、开放的发展理念以及丰厚的政府补贴。得益于这些因素，丹麦生物甲烷行业实现了快速发展。2013年以来，丹麦已建成60座生物甲烷工厂，目前均满负荷运行。部分工厂吸引了大型投资者关注，例如壳牌2022年斥资近20亿欧元，收购了丹麦多座生物甲烷工厂及配套基础设施。随着电气化进程推进，丹麦国内对生物甲烷的需求可能下降，但长期来看，强劲的需求将维持该行业的活力。

原产地认证成为出口通行证

丹麦国家电网的专家表示，丹麦在生物甲烷原产地认证交易领域处于欧盟领先地位，并已接入欧盟燃料联合数据库。该数据库可追踪液体与气体燃料的生产过程，确保其符合可再生能源目标要求。欧盟燃料联合数据库预计明年投入使用，届时欧盟成员国等周边国家均可通过该系统开展跨境生物甲烷交易。

丹麦沼气协会数据显示，丹麦生产的生物甲烷中，超60%的原产地认证在瑞典和德国交易，20%流向其他欧盟国家，仅13%的原产地认证在丹麦国内交易。比尔格透露，

目前生物甲烷原产地认证的成本已大幅下降，平均约15欧元/兆瓦时(MWh)，远低于行业初期50~60欧元/兆瓦时的水平，性价比显著提升。

统一技术标准是甲烷扩张关键点

丹麦国家电网首席商务经理拉斯穆斯·雅各布森与高级经济学家拉塞·克罗表示，欧盟生物甲烷产能扩张的关键，在于统一各国技术标准。

雅各布森指出：“丹麦国家电网及地方配网运营商采取包容式态度积极应对技术难题。我们不会盲目建设压缩站，仅在无法通过其他方式解决技术难题时才考虑建站。”他解释称，丹麦能实现大量生物甲烷工厂并网的一个重要原因，是将燃气中氧气含量标准提升至0.5%，这将成为大规模推广的技术标准之一。

不过，克罗提到，向德国出口生物甲烷仍面临障碍，因为德国本地接受的氧气含量标准仅为0.001%。他指出：“目前，丹麦国家电网正与德国北部石勒苏益格-荷尔斯泰因州的配网运营商协商，计划在该地区设立生物甲烷专区。我们可根据该地区的实际消费量确定出口量，确保高氧气含量的生物甲烷不会对当地管网造成影响。”此外，双方也探讨在丹麦境内寻求技术方案，以满足德国的技术标准并推动对德出口。

2025年9月12日 星期五

责任编辑:范乐宁 电话:59963177
邮箱:fanln@sinopec.com
审校:史雅利 版式设计:侯燕明

中国石化报

7

外刊视点
Global Insights

能源转型减速或致石油超级周期再现

据睿咨得能源最新研究，如果全球石油需求按照欧佩克的预期增长，现有产量恐难满足持续攀升的需求。该机构评估显示，全球包括未发现油田在内的石油可采资源量已稳定在约1.5万亿桶，但过去十年的资源调整中，未发现资源估算量被下调4560亿桶，其原因是新区勘探活动大幅减少，海上钻探和开发成本却成倍增加。

睿咨得能源预计，未来五年全球新增常规石油储量将不足同期产量的30%，而勘探活动新获得的石油可采储量仅能替代全球石油实际开采量约10%。沙特等主要产油国长期警示，勘探投资和活动的持续低迷将威胁未来供应稳定性并扰乱市场。该机构还认为，如果欧佩克对长期石油需求的乐观预测应验，即石油需求在中长期内持续增长，未来全球可能面临石油供应紧张，进而触发新一轮石油超级周期。届时需要大幅增加新区勘探，加快推广二次采油技术应用，并全面开发北美及全球的高成本页岩油气。

与此同时，全球能源转型进程正受高成本、供应链瓶颈及政府支持不足等因素制约。沙特阿美首席执行官纳赛尔在6月的亚洲能源大会上表示：“现实揭示了被过度宣传却未能兑现的转型计划，我们曾被告知转型迅速且无痛，传统能源必将被替代，但当前全球石油需求仍超过1亿桶/日。”国际石油巨头普遍预计石油需求将在2030~2040年间趋于平稳，而国际能源署(IEA)认为需求峰值即将来临。

木 译 自睿咨得能源网站

古巴能源危机持续加剧 全国陷入停电困境

古巴正面临前所未有的能源危机挑战。该国输电网络和发电厂长期投资不足，导致基础设施持续超负荷运转，能源供应缺口日益扩大。最新数据显示，过去8个月内古巴已发生4次全国性停电，电力供需矛盾尤为突出。以5月为例，该国电力需求攀升至3,050吉瓦，较3月增长18%，而同期供应能力仅维持在1.9吉瓦水平，供需缺口高达37%，这意味着平均仅能满足全国50%~70%的能源需求。

这场危机的根源可追溯至多重结构性矛盾。首先，始建于1959年的国家电力系统长期缺乏维护更新，现有电网已不堪重负；其次，该国过度依赖本土劣质重质原油，这类高含硫燃料具有强腐蚀性，导致发电设备加速老化；最后，该国能源基础设施长期投资不足，有限的公共资金预算严重制约了基础设施改造和可再生能源开发。三重因素叠加，使得热电厂长期低负荷运转，供电可靠性持续下降。

值得注意的是，近年来中国加大了对古巴的支持力度，以帮助古巴政府缓解持续的能源危机压力。目前，中国正为古巴开发92座太阳能电站，这些电站投产后可提供超2吉瓦的清洁电力，其中超半数预计在2026年初投入运营。该项目不仅有助于直接提升古巴电力供应能力，更将推动该国政府实现“2030年可再生能源占比24%”的能源结构目标。此外，中方提供的电网改造和光伏技术，有望帮助古巴逐步摆脱对化石燃料的高度依赖，构建更可持续的能源体系。

江 南 译自油价网

英国能源价格上限今秋上调 数百万家庭将支付更高费用

英国能源市场监管机构Ofgem近日宣布，从2025年10月1日起实施新的能源价格上限，涨幅超出市场预期。这一调整意味着数百万英国家庭今年秋冬季节将面临更高的能源费用，年度能源费用将上涨2%左右。

根据英国能源市场监管机制，价格上限是能源供应商向居民收取的最高费用标准，旨在保护消费者免受过高能源价格的冲击。Ofgem表示，此次调整主要受到英国国内能源运输成本上升和政府支持计划相关费用增加的双重影响。

尽管面临价格上涨压力，英国工党政府目前仍坚持致力于推动可再生能源的发展。该国能源安全与净零目标大臣埃德·米利班德表示：“天然气批发价格持续高位震荡，英国必须加快发展本土化、可控制的清洁能源，从根本上摆脱化石燃料价格波动的制约。”

李 山 译自路透社网站

南非引领 非洲电池储能热潮

据报道，非洲大陆人口预计将在2050年~2070年间翻一番，不断增长的民生需求使其迫切需要可靠的能源解决方案。因此，非洲计划改造电力基础设施，完善电池储能系统等大型电池储能设备。这些储能设备及相关技术有助于稳定能源供应、管理可再生能源的间歇性，并支持对扩展电力接入离网型太阳能发电系统。

南非电池储能系统规划产能为11吉瓦时，领先于其他非洲国家，已有项目中4个已投入运营、7个正在建设中、19个仍在开发。埃及和摩洛哥将成为非洲电池储能增长的重要推动力，其规划产能均为3吉瓦时。目前两国都在投资太阳能和风能基础设施，埃及已有项目投入建设或运营。

与此同时，尼日利亚、塞内加尔、加纳和刚果民主共和国等国家的电池储能规模较小，其中多数国家产能低于3吉瓦时，但较小规模的项目有助于为偏远社区供电，以及探索新的能源商业模式，因此也具有一定的影响力。

李 峻 译自油价网