



●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%的深水区块由各国家石油公司主导。

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12万亿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12亿立方米，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；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阿斯帕鲁赫区块，该区块预估储量达6亿立方米，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。

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阿斯帕鲁赫区块，该区块预估储量达6亿立方米，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。

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。

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%的消费需求；土耳其萨卡里亚项目已通过跨巴尔干管道供气，2025年日均供应量达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%。

但这一新供应源也面临挑战。土耳其和罗马尼亚掌握着黑海盆地已开发储量的82%，这种高度集中可能引发区域供应失衡；地缘政治因素抬升航运保险费用，直接推高液化天然气(LNG)运输成本；深水项目复杂的环境评估流程更是制约开发效率，罗马尼亚项目曾因生态保护条款延迟投产18个月，涉及对黑海生态敏感区的避让要求。

2025年6月，欧盟发布《黑海能源合作白皮书》，提议建立跨区域天然气交易中心，但保加利亚、罗马尼亚等国在定价机制上存在分歧，前者主张与布伦特原油价格挂钩，后者倾向于荷兰TTF枢纽定价。同时，欧盟计划2026年前投入5亿欧元升级跨巴尔干管道，将保加利亚至希腊段年输送能力从50亿立方米提升至80亿立方米，以匹配黑海产量的增长。

伍德麦肯兹欧洲能源政策分析研究主管苏桑蒂·古普塔指出：“黑海的价值不仅在于产量，更在于验证了传统盆地通过技术创新实现高效低碳供应的可能性。”随着保加利亚启动新一轮深水许可招标，这片海域的竞争与合作或将重新定义欧洲与周边能源生产国的关系。目前，黑海天然气已通过土耳其溪管道进入欧洲市场，2025年二季度对欧出口量达每日2.1亿立方英尺，较2024年同期增长55%，显示出其作为新兴供应源的崛起速度远超预期。

(资料来源：伍德麦肯兹)

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%的消费需求；土耳其萨卡里亚项目已通过跨巴尔干管道供气，2025年日均供应量达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%。

但这一新供应源也面临挑战。土耳其和罗马尼亚掌握着黑海盆地已开发储量的82%，这种高度集中可能引发区域供应失衡；地缘政治因素抬升航运保险费用，直接推高液化天然气(LNG)运输成本；深水项目复杂的环境评估流程更是制约开发效率，罗马尼亚项目曾因生态保护条款延迟投产18个月，涉及对黑海生态敏感区的避让要求。

2025年6月，欧盟发布《黑海能源合作白皮书》，提议建立跨区域天然气交易中心，但保加利亚、罗马尼亚等国在定价机制上存在分歧，前者主张与布伦特原油价格挂钩，后者倾向于荷兰TTF枢纽定价。同时，欧盟计划2026年前投入5亿欧元升级跨巴尔干管道，将保加利亚至希腊段年输送能力从50亿立方米提升至80亿立方米，以匹配黑海产量的增长。

伍德麦肯兹欧洲能源政策分析研究主管苏桑蒂·古普塔指出：“黑海的价值不仅在于产量，更