

巴西新一轮深水盐下油气勘探区块开采招标竞拍将提供23个区块,其深水油气领域兼具短期现实机会与长期战略价值

巴西或成我国油企深水合作最佳目标

●孔祥宇 褚王涛 万晓玲 董晓芹

4月,巴西国家石油公司和巴西国家石油、天然气和生物燃料局(ANP)发布消息称,新一轮深水盐下油气勘探区块开采招标竞拍将提供23个区块,均位于巴西东南部沿岸盐下领域最有潜力的坎波斯盆地和桑托斯盆地。

新招标活动将采取产量分成永久性招标(OPP)形式,这是巴西油气勘探生产的主要招标方式。与传统招标轮次不同,该方式允许勘探区块持续对外开放,企业可在较长时间内自由研究相关区块的技术数据,并在合适时机参与投标,不受固定期限或特定招标周期限制,这种灵活性使其成为提高巴西油气行业竞争力和吸引力的重要工具。巴西深水油气领域兼具短期现实机会与长期战略价值,或将成为我国石油公司境外深水合作的最佳目标。

巴西深水油气资源丰富,盐下层系不断有大型发现,支撑储量持续提升

巴西是全球重要的油气资源国,其油气行业的蓬勃发展主要得益于海域坎波斯盆地的超巨型油气田。2025年,巴西石油产量为1.94亿吨,天然气产量为588亿立方米,其中盐下油气产量占总产量的80%。

2015年,国际油价暴跌,巴西勘探活动明显减少,但盐下层系核心目标区仍不断获得新发现,2010年~2025年新增储量约10.5亿吨油当量。最新的盐下巨型发现包括bp在桑托斯盆地的Bumerangue,这是25年来巴西最大的油气发现,初步估算资源规模为13.5亿桶油当量。此外,巴西国家石油公司在坎波斯盆地的Agua-Marinha油气发现,资源规模为8.7亿桶油当量。

按照巴西的产能建设规划,未来5年将新增8艘浮式储油卸油船(FPSO),产能为120万桶/日。

巴西是我国第5大石油进口国,中巴关系提升为命运共同体,油气合作基础稳固、潜力巨大

我国与巴西的双边关系发展迅速,2024年提升为“携手构建更公正世界和更可持续星球的中巴命运共同体”。此外,我国2009年起成为巴西第一大贸易伙伴。2025年,我国从巴西进口原油4708万吨。巴西是我国第5大进口来源国,其也十分重视作为中国市场可靠能源供应商的地位。

随着全球能源需求持续增长,以及巴西政府对深海油气资源的重视,巴西油气行业正迎来快速发展期。巴西国家石油公司是巴西油气勘探开发的绝对投资主体,壳牌、道达尔

能源、Equinor(挪威国家石油公司)和bp等国际石油公司具备深水作业技术能力,也是巴西油气领域重要的国际投资者。

中国石化、中国石化和中国海油等我国石油企业也以参股方式在巴西深水领域持有有一定规模的油气资产,共同参与巴西深水勘探开发活动。中巴油气合作基础牢固、潜力巨大。

巴西北部赤道边缘盆地属前沿勘探潜力区,一旦获得发现,将成为新的储量接替区

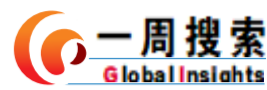
2024年4月,巴西国油在北部赤道边缘波蒂瓜尔盆地的Anhangá构造获得石油发现。2025年10月,该公司又获得亚马孙河口盆地Morpho-1井的勘探许可。

亚马孙河口盆地面积达35万平方公里,毗邻圭亚那一苏里南巨型油

气区,被视为巴西未来油气增储的核心区。该盆地仅完钻8口探井,且多数项目因环保争议、不可抗力因素暂停,其中4口探井钻遇油气。Morpho-1井最受关注,可验证圭亚那一苏里南巨型油气区向巴西延伸的潜力。该井水深超过2800米,潜在资源量逾2.5亿桶油当量,预计2026年下半年完钻,一旦获得发现,将实现北部赤道边缘盆地低勘探程度、高风险前沿领域的新突破。

巴西油气行业正处于产量强劲增长、投资机遇广阔的新时期,该国政策环境宽松、外资准入门槛低,不仅取消了盐下开发必须由巴西国油主导的强制条款,还开放了盐下油田招标,外资可独立或联合投标。虽然仍面临环保许可等挑战,但成熟盆地与新兴盆地的开发潜力,凸显了巴西在全球能源格局中的重要地位。

(作者单位:中国石化石油勘探开发研究院)



国际能源署称油气产量恢复可能需要两年

本报讯 国际能源署(IEA)署长法赫赫·比罗尔近期表示,“要恢复中东冲突中损失的油气产量,可能需要两年时间”。3月以来,波斯湾地区的油田、炼油和输油管道被损毁,霍尔木兹海峡基本关闭,原油和燃料关键出口通道被切断。多重影响叠加,已导致能源市场减少了数亿桶供应。

在接受彭博社采访时,比罗尔反驳了“航运恢复后供应将快速回升”的观点。他表示,“重新开放霍尔木兹海峡并不能使产量立即恢复至冲突前水平。油气设施需要修复,生产需要重启,这些工作都需要时间”。

国际能源署此前估计,中东局势已导致石油日产量减少1300万桶,包括精炼产品在内的整体出口损失更大。波斯湾地区超过80个油气设施受损,天然气产能恢复周期可能更长,部分液化天然气(LNG)接收终端恢复正常运营可能需要两年。

比罗尔指出,需求端已出现受冲击的早期迹象,包括燃料配给减少、工业活动放缓,以及能源进口经济体通胀压力上升,这些将对新兴市场造成严重冲击。(李峻)

延伸阅读

深水开发悄然崛起

《世界石油》杂志近期举办深水开发会议,汇聚了200多位来自国际石油公司和油服企业的资深专家。会议预测,巴西、美国、圭亚那、尼日利亚、安哥拉和纳米比亚等6个深水钻井重点国家,2026年深水钻井数量将增长20.5%,而全球海上钻井增幅仅为4.8%。这表明,深水领域将以远超行业平均水平的速度扩张。

此外,深水钻井重点国家(不含纳米比亚)的深水油田产量2025年将增长11.2%,而全球石油总产量增幅仅为2.3%。咨询公司Wellintec能源趋势与分析高级副总裁奥博·伊多尼吉表示,深水开发已成为上游产业的核心增长引擎,巴西和圭亚那将继续支撑深水产量增长。

与会者一致认为,深水项目仍是石油长期供应中最具吸引力的来源之一,巴西等国家的重大发现便是有力证明。但深水项目也是上游领域最复杂、最具挑战性的开发类型,运营商正面临日益增长的压力,需要以更快速度交付项目。

数字化在深水项目管理中正发挥重要作用。从实时数据采集到预测性维护,从数字孪生到自动化决策支持,数字化工具可帮助运营商提高管理透明度、减少非生产时间,他们正将标准化、模块化和可复制开发模式作为降低深水项目成本的关键手段。

承包商普遍认为,海上开发市场正进入机遇充沛但要求更高的阶段。供应链压力持续加大,从关键设备制造到海上安装,相关资源都趋于紧张。尽早让承包商和供应商参与技术选择与设计优化,能有效避免后期变更引发的成本超支和工期延误。

标准化是行业关注的另一重点。从水下采油树到浮式平台,模块化设计和可重复使用的工程方案可显著缩短项目交付周期。承包商表示,过去深水项目多为定制化开发,目前行业正推动在相近水深、相似环境条件下采用标准配置。

三井海洋开发株式会社销售与市场总监伊德·蒙厄尔将浮式储油卸油船(FPSO)的数字化进程分为三个阶段:2000年前,以自动化为核心;2000年~2015年,连接性和数据积累成为重点;2015年至今,智能化成为主要发展方向。蒙厄尔预测,随着边缘计算、5G通信和机器学习算法的成熟,未来FPSO可实现无人或少人值守模式下的安全高效生产。这不仅降低运营成本,还能减少人员在海上高风险环境中的暴露。此外,下一代FPSO将集成更先进的破捕集和减排技术,以应对日益严格的环境法规。

与会技术专家表示,深水项目的盈亏平衡油价过去十年已下降40%,这很大程度上得益于技术迭代和标准化设计。未来随着智能化水平提升,深水项目的经济性有望进一步提高。

凭借资源规模优势、持续的技术进步和不断优化的开发模式,深水已成为全球油气上游领域最确定的增长极。在地缘风险高企的背景下,深水项目提供了相对稳定、低碳且更具竞争力的能源供应方案。随着巴西、圭亚那、马来西亚和非洲深水项目的持续推进,深水产量在全球石油供应中的占比有望进一步提升。

(赵利)



图:巴西公司S盆地盐下勘探作业现场。徐健供图

头条链接

bp聚焦深水资产 巴西Bumerangue发现成增长核心

本报讯 梅格·奥尼尔4月1日正式接替bp,这家百年油企迎来首位女性首席执行官。当前中东局势推高油价,为她提供了一定的缓冲空间,但真正的挑战在于重组上游业务。投资者明确要求bp聚焦最具优势的深水资产,特别是美国与巴西的项目。

bp已探明石油储量仅可维持约7年的开采,在大型石油企业中处于较低水平,深水领域的勘探成功对其储量接替

至关重要。该公司近年来上游项目的亮点是巴西Bumerangue发现,初步估算资源规模为13.5亿桶油当量。巴西盐下油田以低盈亏平衡成本和高产量著称,是全球深水开发最具经济吸引力的区域之一。

投资者希望奥尼尔简化公司架构,削减低回报业务,并将资本集中投向核心深水资产。股东普遍认为,bp应逐步剥离北海油田等传统资产,转而加大对

巴西、美国墨西哥湾等深水高潜力区域的投入力度。过去一年,bp的勘探表现在同行中脱颖而出,凭借一系列深水发现获得了长期增长动力。

奥尼尔在伍德赛德能源公司期间,积累了丰富的深水项目管理经验,投资者期待她能再次提振bp的行业影响力。分析人士指出,如果奥尼尔能重塑bp的上游业务格局,深水资产将是她手中最重要的王牌。(赵华)

地缘风险较低 拉美有望吸引更多资本

缘环境。

Constellation油服公司近期与巴西国油续签了3份海上钻井合同。里贝罗称,“巴西仍是全球最具潜力的海上钻井市场之一,公司对巴西其他深水区域的勘探前景持乐观态度,包括赤道边缘盆地和巴西南部的佩洛塔斯盆地”。目前,Constellation油服公司在巴西运营9座

钻井平台。

随着国际石油公司纷纷寻求规避动荡区域、保障能源供应安全,拉美海上油气资产正受到越来越多的关注。分析人士指出,与中东相比,拉美的地缘政治风险较低,且深水勘探开发技术日趋成熟,未来有望吸引更多资本进入。(李晓华)

LNG产能增长或受地缘政治影响

卡塔尔能源公司宣布暂停LNG生产,原定2026年底投产的北部气田东扩项目或将推迟

●李忠东

全球液化天然气(LNG)市场正迎来新一轮供应扩张周期,主要由2019年以来大量新增产能获批推动。这一趋势仅在2020年受疫情影响而短暂中断。LNG产能具有明显的周期性特征,项目从获批到建成投产通常存在4-5年的滞后期。

2019年~2025年3月,全球累计获批的LNG产能超过4000亿立方

米/年。其中,美国是推动LNG项目获批的主要力量,2019年以来占全球累计获批产能的55%以上;卡塔尔位居第二,约占15%;其余30%分布于中东、非洲、北美、南美、亚太地区的供应国及俄罗斯。

近年来,LNG项目获批的区域格局发生了显著变化。2022年~2023年,北美占主导地位,占新增获批产能的3/4,其中美国占比达70%。2024年,中东新增获批产能占比超过

70%,而美国未做出任何最终投资决定,主要受通胀压力、对中期市场供过于求的担忧,以及LNG许可审批临时暂停等因素影响。

2025年1月美国许可审批临时暂停解除后,其再次主导全球新增获批产能,占比达90%以上。随着超过830亿立方米/年的新增产能获批,2025年成为美国LNG项目获批规模创纪录的一年。预计2030年前全球将新增3450亿立方米/年的

LNG产能,不包括卡塔尔北部气田西扩项目(220亿立方米/年)等潜在产能。

卡塔尔北部气田西扩项目2024年获批,但尚未做出最终投资决定。莫桑比克LNG项目(180亿立方米/年)曾于2021年~2025年因不可抗力暂停建设,2025年11月项目合作伙伴解除不可抗力声明,2026年1月正式复工,目前计划2029年首次交付LNG,有望为下一轮全球LNG

供应增长提供支撑。

今年3月,受中东局势影响,卡塔尔拉斯拉凡能源设施遇袭,卡塔尔能源公司随即宣布因不可抗力暂停全部LNG生产,并表示原定2026年底启动的北部气田东扩项目也将推迟。

根据最新产能规划,全球已获批LNG项目液化能力预计将从2025年的350亿立方米增至2028年的950亿立方米,2029年~2030年将逐步回落。地缘局势动荡、项目建设延期,已获批且目前处于非活跃状态项目的推进情况,均可能改变全球产能释放节奏。与此同时,澳大利亚、尼日利亚、印尼等国家的LNG项目未来几年将减产,或在一定程度上抵消新增项目带来的供应增长。

美国天然气净出口量 2026年将增长18%

本报讯 美国能源信息署(EIA)最新短期能源展望报告预测,随着5个液化天然气(LNG)出口项目2027年底前开始运营,美国LNG出口量将持续增长。此外,美国管道气出口量也将增加,主要出口至墨西哥。

美国能源信息署预测,2026年美国天然气净出口量(出口量减去进口量)将增长18%,至187亿立方英尺(约合5.3亿立方米)/日;2027年净出口量将再增加10%,达到205亿立方英尺/日。

该机构预测,2026年美国LNG出口量将增加19亿立方英尺/日,至170亿立方英尺/日,2027年将再增加9%;管道气出口量2026年将增加4%,2027年将增长2%。

虽然2025年美国LNG出口终端的利用率已处于较高水平,但2026年其利用率仍将进一步提升,主要因霍尔木兹海峡LNG出口中断,推高了市场对其他地区LNG货源的需求。目前全球LNG供应中断量超过10亿立方英尺/日,占供应总量的20%。此外,卡塔尔的出口能力也可受拉斯拉凡LNG出口设施遇袭影响。卡塔尔能源公司估计,受损装置的修复可能需要5年。(李嵩)