



## bp阿塞拜疆ACG油田非伴生气项目投产

本报讯 bp日前宣布其在阿塞拜疆ACG油田的深层非伴生气项目投产,这是该油田首次规模化开采游离气,预计可采储量为4万亿~6万亿立方英尺(约合1130亿~1700亿立方米)。开采所得天然气与凝析油将依托现有海底管线输送至陆上终端,并通过阿塞拜疆的南部天然气走廊出口到欧洲市场。南部天然气走廊全长3500公里,覆盖欧洲12个国家。

与此同时, bp正在筹备接手阿塞拜疆国家石油公司(SOCAR)海上巴别克气田的运营权。该气田探明天然气储量为4000亿立方米,凝析油储量为8000万吨。

当前,阿塞拜疆生产的天然气可满足欧盟约5%的用气需求。分析人士表示,ACG油田的深层非伴生气项目落地,既能丰富阿塞拜疆油气产业结构,又能进一步保障欧洲的能源安全。(张梅)

## 墨西哥国家石油公司将重启石化与化肥业务

本报讯 全球能源化工行业市场信息服务商安迅思称,墨西哥国家石油公司近日宣布,计划2030年前投资53亿美元,重启旗下多个化工生产装置,将石化产品年产量提升至84.9万吨,化肥年产量提升至400万吨。

墨西哥石油总经理胡安·卡尔皮奥表示:“几十年来,墨西哥忽视了化工产业的发展,不仅导致相关产品高度依赖进口,而且错过了油气资源深加工、提升产品附加值的机会。重启化工生产项目,既能恢复本土产能,夯实国内工业基础,降低供应链风险,又能创造大量就业岗位。此外,做强化肥产业有助于保障墨西哥粮食安全与国家自主发展。”

墨西哥化工行业协会(ANIQ)表示,墨西哥国油的稳健发展是该国化工产业繁荣的必要条件。(庞晓华)

## AkerBP公司将增持挪威油田股份

本报讯 日前,挪威油气公司AkerBP近期表示,将其在约翰·斯维德鲁普油田的持股比例从此前的31.57%提升至31.72%。AkerBP表示,此次增加持股比例是根据油田开发协议,由独立技术专家审查后决定的。

审查工作于2025年1月启动,专家团队基于最新的地质模型、储层动态和生产数据进行评估,重新核定各合作伙伴的应占可采储量份额,从而调整所有权利比例。该机制在大型一体化油气项目中十分常见,目的是确保持股比例能动态反映各方对储量增长的贡献。

根据调整后的所有权结构,AkerBP未来两年将额外获得220万桶油当量。同时,由于持股比例上升,该公司也需要补足相应的股份差额,即向其他合作伙伴支付3亿挪威克朗(约合2.14亿元人民币)。

本次调整不影响约翰·斯维德鲁普油田的日常运营。该油田由Equinor(挪威国家石油公司)担任作业者,2019年投产,是挪威大陆架上规模最大的、产量最高的在产油田,也是全球最高产的海上油气项目之一,原油采收率高且单位生产成本低。(苍华)

## 英国佩伦科公司旗下北海戴维气田恢复生产

本报讯 据世界石油网报道,英国佩伦科公司日前宣布,位于北海南部的戴维气田在停产5年后正式恢复生产。

戴维气田始建于20世纪70年代,长期为英国市场提供稳定气源。2021年,该气田因设备老化、运营成本高昂停产,多次复产尝试失败后,被纳入废弃议程。近年来,为盘活存量能源资产,佩伦科公司启动全面复产改造工程,升级原始老旧设施,并推进非生产井的封弃工程,精简生产系统的同时消除安全隐患。

4月,戴维气田两口核心生产井恢复产气,目前日产量为1400万立方英尺(约合39.64万立方米),可满足周边地区部分工业与居民用气需求。此次改造摒弃了传统柴油发电模式,新增风电机组,大幅降低了碳排放与运营成本,实现了老旧气田的绿色转型。

佩伦科公司北海南部区域负责人乔·怀特表示,戴维气田复产是盘活老旧能源资产的成功范例,这表明通过技术改造与系统优化,即将废弃的油气田仍可长期稳定贡献产能。按照当前的改造标准与运营规划,该气田预计可继续投产数年。(赵青)

# 大宗商品贸易公司掀起油气资产收购潮

这些企业不再满足于在生产者与消费者之间赚取差价,而是凭借积累的巨额利润大举收购油气资产,从“中间商”演变为拥有庞大实体资产的能源公司

●本报记者 王钰杰

能源交易网报道称,瑞士大宗商品贸易公司摩科瑞日前以14.2亿美元,从巴西能源公司Raizen手中收购了后者在阿根廷的全部下游资产,包括位于布宜诺斯艾利斯郊区的一座炼厂、一座润滑油厂、两个航空燃料储存终端、两条成品油运输管道,以及遍布阿根廷全国的894座加油站。交易完成后,摩科瑞在阿根廷的加油站网络规模将跃居全国前三,进一步巩固其拉美市场布局。

这一交易并非孤例,而是近年来大宗商品贸易公司集体加速购入油气实体资产的冰山一角。这些企业不再满足于在生产者与消费者之间赚取差价,而是凭借积累的巨额利润大举收购油气资产,从“中间商”演变为拥有庞大实体资产的能源公司。

### 收购动作频繁

在上游方面,据路透社报道,2025年3月,维多集团以16.5亿美元收购了埃尼公司在科特迪瓦和刚果(布)的部分油气资产,包括科特迪瓦Baleine油气项目30%的股份和刚果(布)液化天然气(LNG)项目25%的权益,交易总价约27亿美元。该交易使维多集团在非洲的油气日产量净增约4.5万桶油当量。此前,维多集团还先后收购了加纳的OCTP和Block 4项目的部分权益。

在中游方面,维多集团早在2014年就收购了壳牌在澳大利亚的炼厂。2024年8月,托克集团收购了英国生物燃料企业Greenery。2025年4月,嘉能可联合印尼综合石油化工公司Chandra Asri收购壳牌在新加坡的炼厂,具体金额并未披露。该炼厂日处理能力为24万桶,是新加坡最大的炼油设施之一。同时,嘉能可还在收购雪佛龙在东南亚地区的部



视觉中国 供图

分资产,包括新加坡炼油公司50%的股权与一座库存约40万立方米的储油终端。

在下游方面,2014年,维多集团收购了壳牌在澳大利亚的加油站。2024年10月,该公司又收购了bp在土耳其的燃料零售网络,包括770座加油站,使其在土耳其的加油站总数达到7700座。同年10月,贡沃尔集团收购达尔能源在巴基斯坦的800个加油站,成为巴基斯坦最大的独立燃油零售商。同年12月,贡沃尔集团收购bp在西班牙一座发电厂75%的股份,进入该国发电领域。目前,嘉能可还在收购雪佛龙在东南亚地区的下游资产,包括420座新加坡加油站、53座柬埔寨加油站、26座马来西亚加油站。

### 收购动机

投资需求急剧上升。2022年~2023年,受地缘政治冲突影响,现货与期货价格错配,区域价差拉大,大宗商品贸易公司赚取了历史性的超额利润。奥纬咨询数据公司显示,

2022年,全球大宗商品行业毛利润达到创纪录的1480亿美元;2023年回落至1050亿美元,但仍属高水平。然而,随着全球能源市场波动性回落,纯贸易业务的利润率逐渐收窄,持有大量现金的大宗商品贸易公司急需寻找能提供稳定现金流的投资领域,油气资产恰好符合这一投资方向。分析人士表示,投资油气实体资产能创造持续的运营收入,有助于提升股东回报。

能源巨头加速剥离炼化资产。近几年,bp、壳牌、道达尔能源和埃克森美孚等石油巨头持续出售炼厂和下游资产。费氏全球能源咨询公司(FGE)顾问史蒂夫·蒙耶表示:“股东希望企业减少温室气体排放,出售炼厂是达成这一目标的重要手段。”在股东与监管机构的双重压力下,与投资升级改造炼厂相比,国际石油公司更倾向于剥离炼化资产以减少碳排放,这导致大量优质炼厂以相对低廉的价格流入市场,为现金充裕的大宗商品贸易公司提供了绝佳的买入窗口。

产业链竞争格局生变。麦肯锡咨询公司的报告表示,长期以来,大

宗商品贸易公司的核心业务建立在利用价差盈利之上。但随着金融衍生品市场的成熟,市场透明度的提升,以及来自对冲基金和产油国国家石油公司贸易部门的竞争加剧,单纯依靠价差波动的盈利模式风险日益突出。因此,拥有炼厂和加油站等实体资产,能让大宗商品贸易公司在交易中拥有更多选择权,优化物流调度,更好地预判供需缺口。

摩科瑞公司原油业务前主管卡特·查普曼表示:“大宗商品贸易公司投资炼厂,有助于其掌握原油交易市场上不同竞争对手的货物信息,并做出合理的交易决策。”维多集团首席执行官拉塞尔·哈尔迪也表示,“投资油气资产有助于公司在扩大资产规模的同时,保证稳定盈利”。

### 机遇与风险并存

目前,新能源资产已成为大宗商品贸易公司收购的主要目标之一。今年1月,维多集团收购美国乙醇公司Mid America Agri Products。托克集团也明确将推动产业链整合与新

能源转型作为核心战略方向。贡沃尔集团则在2024年底设立清洁能源投资部门,计划未来3年向太阳能、风能及碳捕集领域投入2.5亿美元。

分析人士表示,大宗商品贸易公司的转型路径是向产业链组织者演进,通过全链条整合获取收益,依靠多元化的实体资产布局对冲单一品种风险。拥有实体资产的大宗商品贸易公司将在全球供应链中扮演更主动的角色,从原油采购、航运调度、炼化加工到终端销售,形成从上游到下游的闭环生态系统。

然而,持有大量固定资产也有一定风险。炼油行业利润具有周期性,利润率波动较大的炼厂可能给杠杆率已经很高的大宗商品贸易公司带来财务压力。20世纪90年代,维多集团曾难以支付加拿大炼厂的升级改造成本,利润一度接近零。2020年,疫情导致贸易环境恶化,迫使贡沃尔集团关闭了比利时安特卫普的亏损炼厂。分析人士表示,大宗商品贸易公司在收购实体资产时应保留充足的现金流,并合理运用金融衍生工具,避免重蹈历史覆辙。

## 埃尼公司获得冈比亚深水区块勘探权

本报讯 近日,埃尼公司与冈比亚政府签署石油勘探开发生产许可协议,正式进入该国上游领域。

该协议涉及的深水区块位于大西洋边缘盆地,面积约1300平方公里,水深为1250~3300米。埃尼公司预计未来12~18个月内确定首口探井的位置和作业时间。

埃尼公司表示,在冈比亚深水区块开展勘探工作,符合其构建地域多元化勘探组合的战略。西非是公司重点关注的区域之一,此前已在科特迪瓦、加纳、刚果(布)等国家开展勘探工作。同时,公司将与冈比亚国家石油公司合作开展本地人员培训、作业标准对接和环境监测体系搭建等工作。

(赵华)

## 挪威DeepOcean与Equinor签署海底回接项目合同

本报讯 挪威海底服务公司DeepOcean近日与Equinor(挪威国家石油公司)签署了海底回接项目合同,涵盖北海与巴伦支海区域,计划2027年~2028年执行。

DeepOcean表示,这些项目的成功执行需要双方的协调与规划。

DeepOcean将在北海Visund油田海上设施生产运行期间,更换天然气和石油输出立管,这是延长该油田生产寿命的重要措施。DeepOcean将利用海底施工船队,在水深300~400米处开展作业。

此外,DeepOcean还将在巴伦支海Islak油田安装海底设施。巴伦支海环境复杂、作业窗口期短,对施工计划和技术方案提出了更高要求。DeepOcean表示,将依托在北

极水域的作业经验,确保该项目按计划推进。

DeepOcean北欧区域执行副总裁奥拉夫·汉森表示,“随着更多边际油田开始实施海底回接和延长基础设施使用寿命的相关工程,智能、经济、高效的解决方案和密切协作对于提高产量至关重要”。2025年,Equinor与DeepOcean曾在部分油田开发项目中合作完成立管更换等工作。通过标准化的工作流程和数字协作工具,双方将进一步缩短项目周期、降低执行风险。

当前,挪威大陆架上的运营商普遍聚焦于延长现有生产设施的使用寿命,海底回接和立管更新成为维持产量的重要手段。

(张蝶)

## bp进入乌兹别克斯坦油气上游领域

本报讯 bp日前与阿塞拜疆国家石油公司、乌兹别克斯坦国家石油天然气公司签署协议,获得乌兹别克斯坦北乌斯秋尔特地区6个油气勘探区块,正式进入该国油气上游领域。

根据调整后的股权架构,交易完成后, bp持股40%,阿塞拜疆国家石油公司持股30%,项目作业方是阿塞拜疆国家石油公司。

bp表示,此次合作丰富了其全球油气勘探资产组合,并巩固了公司在里海区域的布局。bp阿塞拜疆、格罗吉亚及土耳其区域总裁乔·克里斯托福利表示,乌兹别克斯坦拥有可观的油气资源,勘探开发潜

力巨大,此次合作也将助力当地油气产业发展。

乌兹别克斯坦国家石油天然气公司表示,此次合作表明国际投资者对乌兹别克斯坦能源产业的信心正在提升。该国能源部部长朱拉别克·米尔扎马哈穆多夫表示,乌兹别克斯坦致力于打造更透明、更具吸引力的外商投资环境。受天然气产量下滑、国内需求攀升影响,乌兹别克斯坦正积极引入外资,推动油气上游产业升级扩容。分析人士表示, bp的进入有望带动更多国际油气公司关注乌兹别克斯坦新一轮油气区块招标,加速该国能源转型与产量恢复进程。

(苍星)



### 韩国GS集团收购bp澳大利亚LNG项目股份

据世界石油网报道, bp近期宣布出售旗下澳大利亚Browse大型液化天然气(LNG)项目5%的股权,买方为韩国GS集团。交易完成后, bp在该项目的持股份额将由44.33%降至39.33%,但仍为第一大股东。 bp表示,出售股份是优化资产组合、引入稳健合作方的市场化举措。澳大利亚伍德赛德能源公司为Browse项目作业方,持股30.6%,预计LNG、液化石油气(LPG)及民用天然气合计年产能达1140万吨,凝析油峰值日产量将达5万桶。图为西澳大利亚州的天然气处理设施。

视觉中国 供图

## 德尔芬中游公司将建美国首座FLNG出口装置

计划2030年投产,年出口量将达440万吨,居全球同类项目之首

●苍蓝

据油价网报道,美国德尔芬中游公司近期将为路易斯安那州液化天然气(LNG)出口项目一期工程建造一座浮式液化天然气(FLNG)出口装置。该装置将成为美国首个FLNG产业项目,年出口量可达440万吨,居全球同类项目之首,计划2030年投产。

该项目由全球基础设施合伙公司(GIP)、维多集团与美国资产管理公司戴米特共同投资,各方均未披露具体投资金额。分析人士表示,投资方案兼具资本实力与LNG产业链运营经验,将为项目顺利推进提供坚实保障。

德尔芬中游公司首席执行官达德利·波斯顿表示,此次投资对企业和全球能源市场均意义重大,该项目不仅有助于提升美国LNG出口能力,还将为保障全球能源安全提供有力支撑。目前,该项目已与多家大型

采购商签署LNG长期购销协议,包括维多集团、Expand能源公司、森特理克集团及贡沃尔集团。根据规划,德尔芬中游公司将在路易斯安那州近海陆续投建多座FLNG出口设施,年出口总量上限约1320万吨。这一布局有望推动美国首个FLNG产业集群形成,进一步丰富墨西哥湾地区的LNG出口模式。

当前,全球LNG需求持续攀升,尤其是亚洲和欧洲市场。欧洲在降低对管道气依赖后,正加速寻求LNG替代气源,亚洲的新兴经济体在能源转型过程中也需要大量进口天然气。因此,各国采购商纷纷寻求长期、稳定且有价格竞争力的气源。相较于传统的陆上接收终端,FLNG出口设施将天然气的液化、储存和卸载集成在船体上,可大幅缩短建设周期,并降低对沿海土地资源的依赖,因此成本更低、建设周期更短、碳排放更少,尤其适合缺乏陆上基础设施

或环保要求严格的区域。

能源咨询公司伍德麦肯兹数据显示, FLNG出口装置的单位资本支出可低至550~750美元/吨,且无需进行大规模陆地清理、地基处理和长距离管道铺设,对沿海生态的干扰明显减少。然而,全球范围内成功实现商业化运营的大型FLNG项目仍为数不多,因为需要解决船体晃动下的液化工艺稳定性、海上作业安全标准和热带气旋等极端天气应对等复杂问题。同时,保险公司和银行对这类海上工程往往要求更高,因此融资难度也更大。

如果德尔芬中游公司这一项目能顺利建成投产,将为全球LNG市场提供稳定可靠的新增气源,并进一步巩固美国作为全球头号LNG供应国的地位。美国能源信息署(EIA)预测,到2029年,美国LNG产能将增至287亿立方英尺/日(约合8.12亿立方米/日),而2025年LNG产能为154亿立方英尺/日。