

供给

责任编辑:魏佳琪 李佳欲
电话:59963261
邮箱:
jix@sinopec.com
审校:张春燕
版式设计:巩宝贵

□杨森 王静文 吴帅

如何在常规天然气中提取高附加值组分?怎样将天然气“吃干榨净”?位于毛乌素沙漠的大牛地气田乙烷回收装置给出了科学答案。

作为中国石化首套大型天然气乙烷回收装置,该装置由石油工程建设公司中原设计公司EPC总承包,历经多年技术攻关,于2026年1月投产。区别于传统轻烃回收工艺,该装置在追求更高丙烷、丁烷回收率的同时,还能将天然气中的乙烷充分回收。

按常规天然气销售价格、回收后乙烷及伴生产品销售价格计算,项目内部收益率在15%以上。乙烷产品直供中沙石化等企业的乙烯装置,实现从“常规气”到“效益气”的转变。

摸家底、算明账 激活气田潜在资源

“乙烷是裂解制乙烯的重要原料。我国作为第二大乙烯生产国,以往乙烷原料多依赖进口,存在资源、运输及效益等多方面风险。”中原设计公司总经理郑焯介绍,“建设乙烷回收装置,就是为了实现国内乙烷资源自主可控。”

近年来,我国非常规天然气田开发不断深入,所产天然气中富含大量高附加值组分,但由于缺乏经济高效的分离技术,过去只能提取丙烷、丁烷等重质组分,更轻质的乙烷被当作燃料烧掉。

2021年,技术人员将目光投向鄂尔多斯盆地大牛地气田。这是我国典型的致密砂岩气田,开发程度高、集输系统完备,但乙烷回收长期空白。团队选取12口生产井逐井采样检测,发现天然气中乙烷含量达4.58%;按年产20亿立方米天然气计算,每年可回收乙烷11万~15万吨,相当于新建一套中型乙烯装置的原料需求。

此外,大牛地气田已建成规模达53亿立方米/年的集输系统,包含塔前首站、增压站、脱水脱烃站等设施,储运、热媒、排污、空氮系统完备可靠。新建乙烷回收装置不需“另起炉灶”,可直接“嫁接”到现有系统上。

“这极大提升了项目的经济可行性。”中原设计公司天然气液化工艺专家孙娟

写了一笔账:依托已有设施,土建、公用工程及辅助系统可节省大量投资,同时缩短建设周期。大牛地气田的先天条件,让乙烷回收项目有了从蓝图走向现实的可能。

破冻堵、提收率 打造增效工艺包

从理论上的可行到工程上的可靠,横亘着一道技术鸿沟。

乙烷沸点为零下88.6摄氏度,丙烷沸点为零下42.1摄氏度。要将乙烷冷凝分离,需要更低温度和更强大的制冷分离。当前,国内外先进乙烷回收工艺包括液体过冷、气体过冷及部分干气循环。相比前两种,部分干气循环工艺通过对部分干气(脱除重烃后的天然气)进行循环制冷,从工艺适应性、产品指标、回收率、经济性等角度更适用于大中型气田。

“从理论上讲,部分干气循环工艺是大牛地气田的最佳选择。但结合实际,我们很快遇到了瓶颈。”孙娟说。

这个瓶颈就是二氧化碳。大牛地气田天然气中二氧化碳含量较高,过冷过程中会形成固态干冰,造成关键设备冻堵。不解决冻堵,任何乙烷回收方案都是空谈。

技术团队将二氧化碳冻堵列为攻关方向,通过上百次模拟计算,确定了“前置脱碳、再回收乙烷”的工艺路线。同时,团队还形成了脱甲烷塔重吸收技术、多股侧线抽出冷量利用技术等配套成果,扫清了关键技术障碍。

与同类常规工艺相比,部分干气循环工艺可降低能耗12.5%,乙烷回收率在95%以上。该系列技术通过中国石化权威认定,形成三项专有技术,获得三项专利授权,成功构建“20亿立方米/年乙烷回收工艺包”,标志着我国在非规天然气高值化利用领域迈出关键一步。

安骨架、装大脑 跑出项目“加速度”

基础有条件,技术有保障,但还有一场艰苦的工程仗要打。

装置占地上百亩,相当于10个足球场,涵盖两座万方储罐、200多台动静设备、20多公里工艺管线。如此体量的工程通常需要24~36个月施工周期,且面临交叉作业多、质量控制难、安全风险高等挑战。而大牛地气田作为主力气区,建设窗口期有限。

“按传统现场建设模式肯定不行,必须换新思路。”项目执行经理车建军说。

新思路就是模块化划分、橇装化组装。工程团队将装置划分为原料气脱碳、脱水脱氧、乙烷回收等6个单元模块,每个模块将设备、管道、电气、结构等专业全部打包,在预制厂内同步完成制造、调试、试压,最后运至现场组装。

工厂化预制,环境可控、质量可控、进度可控。针对50个子模块、45套设备,技术团队进行三维建模、受力分析、运输模拟,确保设计零冲突、吊装零偏差、运输零超限。这种“工厂预制+现场组装”的模式,使现场施工周期缩短约10%,站场节约用地38%以上。

如果说模块化建设为装置安上了坚实的“骨架”,那么PMCS(工程建设全生命周期管理系统)平台则为工程装上了聪明的“大脑”。PMCS平台是与工程实体对应的数字对象,可实现工程信息化的“七合一”管理目标:一管到底、一码到底、一键归档、一键巡检、一键审批、一键更新、一键移交,覆盖设计、采购、施工、运维全生命周期。

其中,“一码到底”为每件设备生成唯一二维码,从出厂到运维全程可追溯,让工程建设从“凭经验管”变成“靠数据管”,从“事后找”变成“实时盯”。该技术成果在2024年荣获“中国油气人工智能科技优秀典型案例”。

从方案论证到建成投产,技术团队突破了二氧化碳冻堵、冷量复用、设备橇装、数字孪生等多项关键技术,让装置成为多专业交叉创新的实验平台。该装置先后荣获中国石化科技进步奖、省部级优秀工程设计奖等多项荣誉,实现了大牛地气田乙烷资源自主可控,为国内类似非常规气田高值化开发提供了可复制、可推广的乙烷回收样板。



大牛地气田乙烷回收核心装置区。王耀摄

专家视点

加强天然气中乙烷回收利用 提升我国乙烷自主供给能力

□石油勘探开发研究院高级专家 李志明

乙烷作为石化工业的核心原料,在蒸汽裂解制乙烯工艺中表现出显著优势。与传统石脑油裂解相比,乙烷裂解乙烷收率可达80%以上,并且能耗降低30%。乙烷作为“石化工业之母”,广泛用于生产聚乙烯、聚丙烯等高分子材料,支撑全球塑料、纺织、建筑等行业发展,乙烷衍生的聚乙烯产品已渗透日常生活的各个方面。

全球乙烷资源主要伴生于天然气田和油田。美国凭借页岩气革命,2025年乙烷日均产量约280万桶,占全球总产量的65%,成为全球乙烷生产的绝对主导者。中东地区乙烷资源丰富,但主要用于当地乙烯生产。我国乙烷资源主要分布在四川、鄂尔多斯和塔里木等盆地的天然气(常规气、致密气、煤层气及页岩气)中,但受源岩类型与热演化差异等因素影响,各气田乙烷含量差异大,甚至同一气田不同储层中乙烷含量也不同,因此我国天然气中乙烷的总体资源储量尚不清楚,仅个别资料相对系统的油田可以给出粗略的估算值:如塔里木盆地克拉2气田,2000年探明地质储量2840.29亿立方米,乙烷含量在0.31%~0.91%,按平均值0.51%估算,乙烷地质储量约14.48亿立方米(196.34万吨);塔里木盆地克拉苏气田,2000年底探明地质储量8266.48亿立方米,乙烷含量在0.21%~1.86%,按平均值0.68%估算,乙烷地质储量约56.21亿立方米(762.17万吨);鄂尔多斯盆地苏里格气田,2000年底探明地质储量20665.55亿立方米,乙烷含量在1.4%~7.07%,按平均值4%估算,乙烷地质储量约82.62亿立方米(11208.43万吨)。因此,我国乙烷资源总体而言还是比较丰富的。

近年来我国虽然建成了塔里木油田100亿立方米/年乙烷回收、鄂尔多斯大牛地气田600万立方米/日乙烷回收等项目,但乙烷回收率不足美国的1/3,2024年我国乙烷产量仅为200万吨,缺口为553万吨,对外依存度高。因此,加强我国天然气中乙烷回收利用,不仅可以实现气田效益最大化,而且可以提升我国乙烷自主供给能力,有效防范国际形势动荡带来各种不确定性因素的制约。

针对上述情况提出三点建议:一是系统开展我国乙烷资源储量的评估,摸清我国剩余乙烷资源的家底,明确资源分布、品质与规模;二是针对乙烷资源的品质与规模,多学科协同攻关,因地制宜加强配套建设乙烷高效回收装置,提升天然气田综合采收率;三是出台相应的激励政策,鼓励油田企业、投资公司甚至民企参与乙烷回收与乙烷制乙烯项目,推动我国天然气乙烷回收利用工程落实、落地。

企业实践

华北油气: 天然气深加工 开辟“效益+”新赛道

□宋翔宇 孙燕庆

6月4日,随着一辆满载LNG(液化天然气)的槽车缓缓驶出装车区,华北油气大牛地气田天然气乙烷回收项目成功通过从生产、储存到销售的全流程检验。这标志着该项目不仅实现了工艺流程畅通、设备运行稳定、产品质量合格,更形成了“天然气开采-净化处理-乙烷回收-天然气液化-产品外销”一体化生产新格局。

作为国内首个乙烷回收联产LNG工程,该项目是华北油气推动天然气深加工、延伸产业链、提升资源附加值的重要工程。项目以95%以上乙烷回收率为核心目标,通过统筹规划布局、生产精准适配、安全严格管控、联产长效运营,充分将天然气

中的组分进行分离加工。项目的建成并顺利投产,让该公司的天然气运营模式由原来的“天然气产销”转变为“天然气产销+天然气深加工”,有效构建了天然气综合利用新格局,对优化区域能源结构、保障清洁能源供应具有积极意义。

“十三五”以来,面对剩余未动用储量效益开发难度加大、老井递减率升高等制约边际气田上产稳产的瓶颈,华北油气立足鄂尔多斯盆地资源禀赋,统筹大牛地、东胜两大气田开发规划,锚定致密气有效动用、深层煤层气高效开发、天然气深加工三大工程,在全力保障稳产上产的同时,深耕资源深度开发、高效利用,把天然气中伴生的乙烷、凝析油等价值远高于天然气的稀缺资源回收纳入生产流程,确

保天然气全产业链效益最大化。

为进一步提高天然气附加值,充分利用天然气组分中的“黄金资源”,“十四五”期间,该公司在大牛地气田天然气处理中心布局建设了乙烷回收与LNG联产装置。该装置以天然气净化气为原料,通过深冷分离、组分提纯工艺,回收天然气中乙烷组分,同步副产LPG(液化石油气)、稳定轻烃等产品,实现气态资源向高价值液态烃转化。项目建设期间,该公司联合承建方石油工程建设公司,坚持“标准化设计、模块化建设、智能化管控”原则,统筹集输管网、处理站场、外输通道建设,实现与现有生产系统无缝衔接,确保了资源配置效率最大化。

“项目最大的亮点在于‘乙烷+LNG’的联产联动模式,不仅从天然气中提取回收高纯度的液态乙烷,还创新性地部分干气液化为LNG。这种设计,充分挖掘了资源潜力,跳出了简单的天然气销售路子,赋予了运营极大的灵活性。当市场波动时,可灵活调节LNG和乙烷的生产比例,实现资源价值最大化,确保在低气价时期尽可能保持盈利,相当于给公司灵活应对价格波动上了一份‘保险’。”华北油气采气一厂厂长谢宝林说。

项目顺利投产并非终点,而是精细化运营的新起点。在二次创业新征程上,该公司将以此项目为起点,持续深化技术创新、优化运营管理,延伸产业链条,在天然气开发中不断找到新的效益增长点,以实干担当保障国家能源安全,推动绿色低碳转型。



华北油气工作人员进行装置投产前的检查确认。陈晓玲摄

“以LNG养乙烷” 具备经济性

□石油工程建设公司中原设计公司天然气液化工艺专家 孙娟

●国内气田乙烷规模化富集存在哪些难点?中国石化首套天然气乙烷回收装置建成投产有何实际意义?

答:深冷分离、冷能综合利用是乙烷规模化富集的第一道“硬门槛”。从天然气中回收乙烷需要采用深冷分离技术,制冷温度在零下100摄氏度以下,对工艺设计、设备选型和运行控制要求极高。鄂尔多斯盆地天然气气质偏“贫”,二氧化碳含量高,易在脱甲烷塔及低温系统中形成固体二氧化碳,造成塔釜堵塞、能耗攀升。同时,国内乙烷回收装置普遍存在回收率低、能耗高的问题,部分工艺成熟度不足,成为制约规模化推广的瓶颈。

经济成本是规模化的另一重考验。国内气田乙烷资源禀赋差异大、分布不均,单个气田规模有限,导致装置建设面临投资回报周期长、盈利波动大的挑战。在保证乙烷回收率的同时降低能耗、优化运行参数,成为决定项目经济效益的关键。此外,产乙烷的内陆气田主要分布在鄂尔多斯、四川、塔里木等盆地,与用乙烷的沿海乙烯装置相距上千公里,形成“供需空间分离”格局,运输成本高昂。

大牛地气田天然气乙烷回收装置的建成投产,探索出一条“技术集成-投资节约-运营灵活”的综合开发路径,为上述难题提供了一套系统解决方案。

技术上,中原设计公司自主研发600万立方米/日乙烷回收装置工艺包,首创“丙烷预冷+膨胀制冷+部分干气循环”复合制冷工艺,结合脱甲烷塔二氧化碳冻堵防护、重吸收及多股侧线冷量利用等核心技术,一举攻克乙烷含量低、二氧化碳浓度高带来的回收率低、能耗升高及系统冻堵难题。装置一次投产成功,乙烷回收率达97%、纯度99.1%,为国内气田乙烷回收建立了技术标准。

经济上,该工程创新采用“乙烷回收+LNG联产”模式,利用二者均依赖深冷分离工艺的共性,在乙烷回收基础上进一步降温至零下162摄氏度联产LNG。相比分开建设,节约投资1.2亿元,1立方米天然气综合能耗降低0.06千瓦时。多联供模式既可灵活配产规避单一产品价格波动风险,又通过共享压缩、脱碳、脱水等高耗能单元实现年节电千万千瓦时。

运营上,为内陆乙烷提供了“自我消纳”的出路。LNG储运体系成熟,可优先就近分销;乙烷可在物流条件成熟时择机外售。这种“以LNG养乙烷”的策略,在运输瓶颈尚未突破前,为内陆气田乙烷回收创造了可持续运营的经济支点。

●乙烷、丙烷等含量在多少时分离具有经济性?进口管道气和LNG中乙烷、丙烷含量高吗?有分离可行性吗?

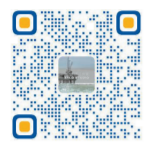
答:从油田伴生气或管道气中回收乙烷、丙烷,业界并无固定含量“门槛”。伴生气中乙烷及更重组分含量高,是评估回收价值的前提,但最终经济性往往取决于四个特征:气源富、规模大、工艺回收率高、下游市场稳。以某工程项目为例,设计规模600万立方米/日,乙烷回收率在95%以上,在乙烷含量2.5%、丙烷1.8%的条件下,已具备较好的经济回收价值。其中,乙烷和丙烷含量对效益影响最大,装置处理规模次之。

国内开展天然气乙烷回收,更多着眼于战略层面。我国是全球最大的乙烯增量市场,乙烷裂解产能虽在增长,但对外依存度超过70%,且高度依赖美国单一来源。2025年,进口液化乙烷一度占国内总需求的96%,这种结构性依赖存在巨大的供应稳定性风险。

进口管道气的气质组分受气源影响,差异悬殊。中细管道总体气质偏“贫”,乙烷和丙烷含量分别约0.12%和0.03%;中亚及俄气相对较“富”,典型中亚管道气乙烷和丙烷含量分别约3%、1.5%,俄罗斯格恰格气田的天然气乙烷和丙烷含量分别约4.5%和2.5%。少数情况下,来自特定油田伴生气的进口管道气,乙烷和丙烷含量分别可达9%和3%。

相较之下,进口LNG普遍富含乙烷、丙烷等高附加值组分。如青岛LNG乙烷含量在3%~8.2%、丙烷含量在0.8%~1.15%,天津LNG乙烷含量在4.95%~12.06%、丙烷含量在1.85%~2.47%,远高于国内油气田伴生气。从技术角度看,从LNG中回收乙烷、丙烷更具经济效益,可直接利用LNG自身的冷能进行分离,无须外加制冷系统,单位产品能耗更低。目前,青岛、天津LNG接收站均已建成从LNG中回收轻烃的装置,实现了资源的高效利用。

新闻会客厅



周“油”列国
油事精彩