



信永中和会计师事务所

ShineWing
certified public accountants

北京市东城区朝阳门北大街
8号富华大厦A座9层

9/F, Block A, Fu Hua Mansion,
No. 8, Chaoyangmen Beidajie,
Dongcheng District, Beijing,
100027, P.R.China

联系电话: +86(010)6554 2288
telephone: +86(010)6554 2288

传真: +86(010)6554 7190
facsimile: +86(010)6554 7190

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）
关于新疆凯龙清洁能源股份有限公司首次公开发行股票
并在沪市主板上市申请文件的首轮问询函

上海证券交易所:

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“信永中和”）已就《关于新疆凯龙清洁能源股份有限公司首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件的首轮问询函》上证上审〔2023〕546号（以下简称“问询函”）中所提及的申报会计师的相关问题事项逐项进行了审慎核查，提供真实、完整的相关财务、法律资料是新疆凯龙清洁能源股份有限公司（以下简称“凯龙洁能”、“发行人”或“公司”）管理当局的责任，我们的责任是执行审计工作的基础上，通过对其提供的补充资料的核查，对问询函中所涉及申报会计师的相关问题发表核查意见。逐条回复如下：

除另有说明外，本问询函回复中的简称或名词的释义与《新疆凯龙清洁能源股份有限公司首次公开发行股票并在主板上市招股说明书（申报稿）》（以下简称“招股说明书”）中的含义相同。在问询函回复中，若合计数与各分项数值相加之和在尾数上存在差异，均为四舍五入所致。

目 录

9.关于销售与客户	3
10.关于采购与供应商	98
11.关于营业成本	128
12.关于毛利率及净利润	144
13.关于期间费用	185
14.关于应收票据与应收账款	203
15.关于存货和其他流动资产	221
16.关于在建工程、固定资产和长期待摊费用	226
17.关于现金流量	309

9.关于销售与客户

9.1 关于放空天然气净化回收业务

根据申报材料，（1）公司的放空天然气净化回收业务主要针对新疆、四川区域的边远井、零散井和试采井市场，2022年度新疆区域业务占目标市场空间比例约为11%-15%，四川区域按回收井数量计算占目标客户市场份额比例为31.25%；（2）公司对中石油、中石化下属单位的获单方式主要为投标、竞争性谈判及议标，对其他一般客户的获单方式主要为商务谈判；放空天然气净化回收项目需要开展相关设计、土建、基建、设备安装等活动，期后进入项目运营期；（3）公司放空天然气净化回收业务重要销售合同中，包含设备租赁、劳务外包、管输等合同内容；（4）昆仑泰客和中石油均为发行人报告期内前五大客户，其中昆仑泰客网站显示，其为中国石油天然气销售分公司（昆仑能源有限公司）增值业务（非气业务）的技术服务平台公司，所从事具体业务均在昆仑能源控股有限公司的统筹管理下开展；（5）公司自2011年成立以来即专注于放空天然气净化回收及其综合利用领域，但与放空天然气净化回收业务报告期内前五大客户开始业务合作的时间为自2018年以来不等；（6）公司报告期内存在客户与供应商重叠的情况，其中博瑞能源为放空天然气净化回收业务的主要客户，公司向其购买主要为跃满801项目产出的产品、副产品并向下游客户销售；（7）报告期内放空天然气净化回收实际服务量快速增长，部分项目存在暂停运营的情形；（8）公司主要服务的销售价格主要参照中石油、中石化内部定价标准，通过投标、竞争性谈判等方式确定；（9）报告期内，放空天然气净化回收各服务项目服务价格呈上升趋势，客户间服务单价存在差异。

请发行人说明：（1）目前国内边远井、零散井和试采井的数量，相关井口气的年产量，国内开展前述类型油井放空气净化回收的发展历程，目前的主要处理方式及占比情况；中石油、中石化等主要客户及其下属公司是否直接从事边远井、零散井和试采井天然气净化回收业务，由外部供应商净化回收的占比情况，主要客户该类业务的供应商数量和集中度情况；公司报告期内及期后相关业务框架协议签订及续期情况，各期末相关业务在手订单情况，该类业务及其规模是否具有可持续性；进一步拓展业务的主要方式，向其他客户、区域拓展是否存在实质性障碍，是

否存在对公司持续经营能力有重大不利影响的情形；（2）放空天然气净化回收业务客户开拓、订单获取、合同签订和业务开展执行的具体流程，其中业务流程请结合项目设计、建设、投产、终止等环节说明完整项目周期的具体过程，以及公司和客户在各环节中的主要职责，不同客户、合同间存在差异的请分别说明；该业务通常的合同签订周期情况，到期后的续约方式，项目周期中合同续约是否存在不确定性；该业务重要销售合同中，设备租赁、劳务外包、管输等合同内容的具体业务模式，招股说明书中对相关业务模式的披露是否完整；（3）报告期内放空天然气净化回收业务前五大客户的业务模式、销售金额和占比情况，结合项目数量、项目运营情况等进一步说明前述客户报告期内销售金额变动的具体原因；前五大客户中昆仑泰客是否受中石油实际控制，招股说明书中未将其与中石油下属其他客户合并披露的合理性；发行人自2011年成立以来一直专注于放空天然气净化回收及其综合利用领域，但报告期内放空天然气净化回收业务前五大客户均为2018年以来开始合作的原因，报告期前公司的主营业务以及放空天然气净化回收业务的主要客户是否发生重大变化；（4）天然气及其他产品向客户交付的具体过程、运输方式及运费承担方式；相关产品的后续去向，是否存在由公司向第三方交付的情形，若存在，请说明具体情况及各期销售数量、销售金额、毛利金额及占比；沙雅凯瑞向博瑞能源采购量、采购时点与公司跃满801项目产出量是否具有匹配性，沙雅凯瑞相关下游客户的基本情况、主营业务、合作历史、销售价格公允性、回款情况，开展该购销业务的商业合理性；报告期内是否存在发行人向客户承诺产品销售、负责联系下游客户、以产品销售为条件获取业务等情形；（5）边远井、零散井与试采井在项目运营周期上是否存在显著差异，报告期各期放空天然气净化回收项目中，按边远井、零散井与试采井的数量和收入构成情况；列表说明报告期内主要放空天然气净化回收项目的名称、地区、油井类型、建设和投产日期、预计或实际运营时间、投资规模（区分固定资产和长期待摊费用）、产品类型（CNG、LNG等）、设计产能及业务模式（服务费与原料气买断等），以及各期间各主要项目的处理量、销售金额、毛利率情况；（6）实际服务量中CNG与LNG的折算关系；放空天然气净化回收项目产量的主要影响因素，报告期内产量变动较大和产量利用率较低的项目请说明具体原因；报告期内是否存在项目中止运营或提前终止运营的情形，若存在，请逐一说明具体原因；发行人报告期后该类业务的建设与开拓情况，相关业务是否具备可持续性，现有项目运营期限届满后是否

存在相关收入大幅下滑的风险；（7）不同业务模式下，放空天然气净化回收项目的价格确定过程、具体定价方式和主要影响因素；中石油、中石化对该类业务的内部定价标准及其变动情况，对公司服务单价的影响，公司的自主定价空间情况；CNG与LNG价格间的内在联系，报告期内两者价格的匹配性；区分CNG和LNG，说明报告期内服务单价与公开市场价格的比较情况，并结合具体影响因素分析不同客户、合同间的单价差异的合理性；四川地区合深4一期及二期项目LNG转换为CNG结算的具体比例，将其还原为LNG服务后，分别分析报告期内CNG、LNG净化回收服务价格变动的合理性；（8）原料气买断模式与服务费模式在业务模式、定价方式、合同期限、项目运营周期、双方权利义务以及相关会计处理方式等方面的差异情况，报告期内原料气买断模式的处理量、收入和毛利率情况，该模式的主要客户、项目基本情况，所产出产品的销售、耗用情况和主要销售对象。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人说明

（一）目前国内边远井、零散井和试采井的数量，相关井口气的年产量，国内开展前述类型油井放空气净化回收的发展历程，目前的主要处理方式及占比情况；中石油、中石化等主要客户及其下属公司是否直接从事边远井、零散井和试采井天然气净化回收业务，由外部供应商净化回收的占比情况，主要客户该类业务的供应商数量和集中度情况；公司报告期内及期后相关业务框架协议签订及续期情况，各期末相关业务在手订单情况，该类业务及其规模是否具有可持续性；进一步拓展业务的主要方式，向其他客户、区域拓展是否存在实质性障碍，是否存在对公司持续经营能力有重大不利影响的情形

1、目前国内边远井、零散井和试采井的数量，相关井口气的年产量，国内开展前述类型油井放空气净化回收的发展历程，目前的主要处理方式及占比情况

（1）目前国内边远井、零散井和试采井的数量，相关井口气的年产量

目前，国内未公开披露过边远井、零散井和试采井的数量和气量，公司无法获取全国市场相关井口气的年产量。主要原因包括：①边远井、零散井尚无严格的定义，不具备大规模回收条件的油气井均可归属为零散井范畴，统计数据口径本身会

存在差异；②国内油气行业集中度较高，相关行业数据和信息主要属于中石油、中石化的内部非公开数据，且全国各区域油气公司均独立经营，公司无法获取全国各区域油气田公司的内部数据。

公司该业务的主要经营区域为新疆区域和四川区域，近年来，新疆生产油气产量全国第一，占全国产量约六分之一；四川天然气产量全国第一，占全国产量约四分之一¹，其市场空间具有代表性。公司通过四川区域客户提供的资料和新疆区域该业务所占目标客户市场份额，分析测算的市场空间详见“8-1发行人及保荐机构关于审核问询函的回复”回复“1、关于主板定位”之“（二）前述“相对空白的领域”目前的发展情况、市场空间和竞争情况……”之“（2）市场空间和竞争情况”。

（2）国内开展前述类型油井放空空气净化回收的发展历程，目前的主要处理方式及占比情况

油气田的边远井、零散井的伴生天然气以及试采井的天然气处理问题一直困扰着世界各国的油气田公司。油气田公司所掌握的大规模天然气净化技术不适合于上述分散的、单井小气量的回收，原先只能放空燃烧处理，气体燃烧不仅会导致气候变化，排放二氧化碳等污染环境，并且浪费了宝贵的天然气资源。为此，世界银行成立了全球减少天然气燃烧伙伴关系（GGFR），该组织致力于结束世界各地石油生产基地的常规天然气放空燃烧，并于2015年发起了“2030年结束常规天然气放空燃烧”行动的倡议。

近十年来，我国也陆续出台了放空天然气相关产业政策，促使放空天然气净化回收领域得到重视，逐步进入快速稳定发展期。国内开展边远井、零散井及试采井放空天然气回收业务的发展历程如下：

时间及行业发展阶段	行业发展情况	国内促进领域发展的相关政策或事件
2010年以前行业形成期	国内对于放空天然气治理问题多处于理论研究和小规模实践探索阶段。新疆是国内原油产量最多的地区，对放空天然气问题关注较早，塔里木油田从2008年底开始试验零散气CNG回收技术，并于2009年通过验收。	2007年，《中国应对气候变化国家方案》，提出控制温室气体排放，加强气候变化的科学研究与技术开发。
		2008年，《中华人民共和国节约能源法》，提出落实和完善节能减排政策支持，加强节能管理

¹数据来源：新疆政府网，Wind 资讯

时间及行业发展阶段	行业发展情况	国内促进领域发展的相关政策或事件
2011年-2018年 行业成长期	放空天然气回收技术和业务模式区域成熟；市场需求逐步增长，2011年以来，新疆中石油塔里木油田、中石化西北油田，逐年加大放空天然气回收力度。此外，青海油田、长庆油田等国内主要油区，也逐步开展零散气回收业务，行业规模随之扩大。	我国从2015年6月30日，向联合国提交了《强化应对气候变化行动——中国国家自主贡献》，其中承诺了加强放空天然气和油田伴生气回收利用
		《战略性新兴产业分类（2018）》中节能环保产业：资源循环利用产业/矿产资源综合利用/陆地石油开采/伴生天然气综合利用
		《产业结构调整指导目录（2019年本）》鼓励类产业：放空天然气回收利用与装置制造；油气伴生资源综合利用
2019年至今 行业成熟期	在国家“双碳”目标战略背景下，油气公司中石油、中石化在全国范围内加强了放空天然气的回收力度。如中石油西南油气田公司、大庆油田重庆分公司、浙江油田分公司、吉林油田分公司、新疆油田分公司零散气回收技术服务项目明显增加，市场空间进一步扩大。	2019年以来，在国家“双碳”目标战略的背景下，国内碳减排相关行业得以快速发展。中石油、中石化积极践行双碳战略，助力实现国家双碳目标
		2021年，中国油气企业甲烷控排联盟成立，将甲烷（天然气的主要成分）控排纳入碳减排发展规划，其中提到要采取措施加大勘探开发过程放空气回收利用，逐步消减常规火炬
		《绿色产业指导目录（2023年版）》（征求意见稿）中节能降碳产业：温室气体控制/油气田甲烷采收利用

目前我国主要采用小型化撬装设备，将原本放空的天然气净化处理为CNG、LNG的形式销售给终端市场，或应用于井口周边发电用气，这与世界银行提出的解决思路基本一致。由于放空天然气净化回收领域属于相对较新的产业，暂无上述处理方式的占比的统计数据。

2、中石油、中石化等主要客户及其下属公司是否直接从事边远井、零散井和试采井天然气净化回收业务，由外部供应商净化回收的占比情况，主要客户该类业务的供应商数量和集中度情况

近年来，在国家“双碳”战略背景下，公司中石油、中石化等客户均在从事天然气净化处理业务，但其边远井、零散井和试采井天然气净化回收业务的主要模式是通过选取合格供应商，由外部供应商进行具体的项目投资与运营。根据公司与现有客户的合作模式和其他暂未合作客户公开披露的信息分析，预计上述外部供应商服务模式不会发生变化。具体情况及原因分析如下：

(1) 现有客户均通过外部供应商开展回收业务

公司放空天然气净化回收业务的主要客户为中石油下属公司，新疆区域为博瑞能源（中石油控股）、四川区域为成都天然气化工总厂（中石油分公司）及昆仑泰客（中石油控股），上述三家客户参与回收业务的项目总体管理，但均通过选取外部供应商的模式，进行项目投资建设及具体运营。

公司上述客户该类业务的供应商数量如下：

客户名称	供应商数量（个）
博瑞能源	3
成都天然气化工总厂	7
昆仑泰客	4

注：上表数据根据客户提供信息和市场调研整理。

由上表可知，公司主要客户该类业务的供应商数量较少，集中度相对较高，主要因放空天然气净化回收领域是近年来才逐步发展成熟的新兴产业，目前国内该领域成规模的企业相对较少，且为非上市公司；其次，中石油等客户对供应商的服务质量要求较高，尤其是在安全生产方面非常重视，对供应商的选择较为谨慎。

此外，中石化西北油田分公司也是公司放空天然气净化回收的“服务对象”，因采取原料气买断的合作模式，其作为公司原料气供应商而非客户，目前中石化西北油田分公司也是通过外部供应商合作模式开展该类业务。

(2) 非公司现有客户拟通过类似模式开展回收业务

中石化控股的上市公司四川美丰也拟通过类似模式开展零散气净化回收业务，根据其2023年披露的《四川双瑞井口天然气试采回收服务项目招标公告》，新建5套天然气试采回装置，包括3套日处理20万方和2套日处理10万方天然气回收装置，项目运营模式为由符合条件的承包商负责投资建设和运营，该业务模式即外部供应商服务模式，与公司现有客户的业务模式相同。这也一定程度说明中石油、中石化及其下属公司是不直接从事边远井、零散井和试采井的放空天然气净化回收业务，主要是通过外包服务供应商来进行净化回收工作。

(3) 中石油、中石化自身投资运营可能性较低

放空天然气净化回收业务具有项目分散，单个项目体量较小的特点，需要灵活的管理模式、设备的小型化和相应的工艺技术服务。中石油、中石化等油气公司的天然气净化回收主要集中在大规模化生产（通常处理规模在百万方/天以上），但中石油、中石化等油气公司在小规模净化处理天然气方面并不具备优势，因此以前边远井、零散井的天然气无法回收，通常会进行放空燃烧。

此外，从投资收益的角度考虑，目前中石油、中石化在除了油气勘探开发以及油气开采之主业以外的油气田运营配套服务领域采取轻资产运行模式，自本世纪初期我国油气行业提出“百万吨油田百人管理”的目标和理念以来，中石油、中石化在油气田运营方面一直坚持配套服务由外部专业服务供应商提供服务的经营模式，有利于降低经营风险，提升生产运行效率。

处理小规模放空天然气的业务与中石油等大型油气公司主业相比，体量相差甚远，若全部小型项目均自身投资运营，可能会增加经营风险，从而影响公司整体的投资收益。而将边远井、零散井、试采井等区域的放空天然气净化回收业务交予外部专业服务商来承担，中石油、中石化既不用负担额外的资本性投资，而且按照净化回收的天然气量支付服务费报酬，确保了油气田单位的边际支出都有对应的直接收益，因此这种模式对应中石油、中石化而言风险低、收益高。因此，未来天然气净化回收业务全部由中石油、中石化自身投资运营的可能性较低。

综上，目前公司中石油、中石化等主要客户及其下属公司均通过外部供应商从事边远井、零散井和试采井天然气净化回收业务，自身作为项目管理方对相关技术从事理论研究，但不直接从事该类业务和设备生产，且未来全部由中石油、中石化自身投资运营的可能性较低；目前公司该业务主要客户的供应商数量相对较少，集中度较高，具有合理性。

3、公司报告期内及期后相关业务框架协议签订及续期情况，各期末相关业务在手订单情况，该类业务及其规模是否具有可持续性

报告期内，公司放空天然气净化回收的主要客户服务周期情况、续约方式等情况，具体如下：

客户名称	服务周期	合同期限	续约方式
博瑞能源	一般3年以上	按照回收项目一年一签	谈判续约，未发生过合同到期未续签的情形。
成都天然气化工总厂	一般2年以上	项目开始至该井试采期结束	项目到期后，在框架协议周期内，可根据客户需求签订新项目合同
昆仑泰客	预计3年	合同期限为三年	需重新履行招投标程序或竞争性谈判获取新业务

注：2023年上半年新增客户大庆油田龙丰实业有限公司为中石油指定新的项目管理公司，从2023年3月起替代昆仑泰客作为合深4项目的管理方，合同期限为昆仑泰客合同的剩余期限。

报告期内，公司新疆区域的客户博瑞能源虽然均为一年一签，但从未出现过到期不予续签的情形，主要原因是放空天然气净化回收站建设期较长，项目投运后如无特殊情况更换服务商会导致项目中断，造成天然气放空和经济损失；四川区域的客户按照项目周期签订合同，自2020年开展业务以来从未出现项目结束后无新项目续接的情形。公司与客户放空天然气净化回收单个项目的一般情况下服务周期在2-3年以上。

报告期后，公司放空天然气净化回收业务获取新主要新项目的订单（包括暂未履行的框架协议）、新客户，具体如下：

客户名称	订单内容	备注
成都天然气化工总厂	成都天然气化工总厂2022年-2024年试采天然气撬装LNG回收利用项目	在框架协议周期内，可根据客户需求签订具体项目合同，已收到新项目文4井（20万方/天）试采气回收任务委托函
中石油浙江油田分公司	重庆区域零散气框架销售（2023.01.30-2025.01.29）	在框架协议周期内，可根据市场情况，签订具体项目合同
新疆博源石油天然气开发有限公司	博源1井试采天然气撬装LNG回收利用项目	已签署合同（10万方/天），服务周期为2年，在建中
博瑞能源	吐东2项目二期	双方已达成合作意向（预计30万方/天）

报告期后，公司与现有部分客户已签署合作框架协议，或正在谈判现有项目扩产计划，同时，公司也持续拓展其他新客户。由于新疆和四川是我国油气资源最为丰富的两个地区，近年来，上述两个区域的放空天然气净化回收的市场需求逐步加大，公司短期内仍然集中资源大力拓展新疆和四川各油田区域的项目。

公司的在手订单业务量与正在运营的项目数量相关，报告期各期末，该类业务的在投运项目情况如下：

序号	项目	2023年6月末	2022年末	2021年末	2020年末
1	哈一联项目	-	项目结束	运行中	运行中
2	宜202项目	-	-	项目结束	运行中
3	宁211项目	-	-	项目结束	运行中
4	秋林10项目	运行中	运行中	运行中	运行中
5	吉庆项目	运行中	运行中	运行中	运行中
6	顺北1-1项目	项目中止	项目中止	运行中	-
7	合深4一期项目	运行中	运行中	运行中	-
8	金浅3项目	运行中	运行中	运行中	-
9	金浅5H项目	运行中	运行中	运行中	-
10	跃满801项目	运行中	运行中	运行中	试运行
11	吐东2一期项目	运行中	运行中	运行中	-
12	富源3项目	运行中	运行中	运行中	-
13	宜203项目	运行中	运行中	试运行	-
14	合深4二期项目	运行中	运行中	-	-
15	火烧山项目	运行中	运行中	-	-
16	哈得项目	运行中	运行中	-	-
当期新增投运项目数量（个）		0	4	7	4
期末持续投运项目数量（个）		12	12	11	6

由上表可知，2020年-2022年末，放空天然气净化回收项目数量持续增加，其项目持续性较好。2021年，宜202项目和宁211项目结束后，相关设备和人员直接调配至合深4二期，2022年初，合深4二期项目建设完成，正式投产运行；2022年6月哈一联项目结束，相关设备和人员直接调配至哈得项目，当年年末该项目即顺利投产。顺北1-1项目是南疆区域的回收项目，前期主要为保障该区域天然气发电及主动力业务的天然气需求，在2022年初，天然气发电及主动力业务退出南疆区域后，该项目暂时中止，后期视市场情况投运。

综上，报告期内，公司放空天然气净化回收业务主要客户稳定，未出现过在项目周期内，不予续签合同的情形，且公司后续具有项目储备；2020年-2022年末，在投运项目数量持续增加，2023年6月末，虽然暂无项目增加，但已有在手新增项目订单，该类业务和规模具备良好的持续性。

4、进一步拓展业务的主要方式，向其他客户、区域拓展是否存在实质性障碍，是否存在对公司持续经营能力有重大不利影响的情形

公司的销售模式为直接开发，该类业务主要通过投标、竞争性谈判的方式进行业务拓展。

目前公司放空天然气净化回收业务集中于新疆和四川区域，主要原因是油气资源区域性的特征，新疆为国内最主要的产油大省（2022年石油产量占全国的15.69%），四川为国内最主要的产气大省（2022年天然气产量占全国的25.49%），公司集中有限的资源优先发展重点市场，尽管公司经营区域较为集中，但公司该业务的服务对象已覆盖新疆和四川的主要油田公司，包括：中石油塔里木油田分公司、中石油新疆油田分公司、中石化西北油田分公司、中石油西南油气田分公司及中石油大庆油田重庆分公司（大庆油田公司在四川盆地的油气田区块）等。

报告期末，放空天然气净化回收的相关设备基本已全部用于现有项目运行，产能利用率较高，暂无设备满足新项目需求，若不购置新设备，只能在原有项目结束后，利用旧设备承接新的回收项目。报告期内，公司用于购置设备等资本性支出3.43亿元。而公司作为一家非上市公司，自身资本实力相对有限，仅仅依靠自身利润积累无法在短期内向其他区域大规模拓展。报告期末，公司资产负债率约36%，如果进一步加大负债规模拓展业务，将会增加公司的财务风险，公司随着自身经营积累，将逐步向其他区域拓展业务，平衡好业务发展速度与财务风险之间的关系。

2023年，其他区域油田公司也在与公司接洽中，目前公司已中标中石油浙江油田公司重庆区域零散气项目、新疆博源石油天然气开发有限公司的博源1井试采天然气橇装LNG回收利用项目等，公司具备开发新客户的能力。

综上，公司通过投标、竞争性谈判的方式进行业务拓展，业务范围覆盖新疆和四川区域主要的油田区域和客户，公司具备持续拓展业务的能力，目前经营规模主要受到自有资金限制，不存在向其他客户或区域拓展的实质性障碍，不存在对公司持续经营能力有重大不利影响的情形。

（二）放空天然气净化回收业务客户开拓、订单获取、合同签订和业务开展执行的具体流程，其中业务流程请结合项目设计、建设、投产、终止等环节说明完整项目周期的具体过程，以及公司和客户在各环节中的主要职责，不同客户、合同间

存在差异的请分别说明；该业务通常的合同签订周期情况，到期后的续约方式，项目周期中合同续约是否存在不确定性；该业务重要销售合同中，设备租赁、劳务外包、管输等合同内容的具体业务模式，招股说明书中对相关业务模式的披露是否完整

1、放空天然气净化回收业务客户开拓、订单获取、合同签订和业务开展执行的具体流程，其中业务流程请结合项目设计、建设、投产、终止等环节说明完整项目周期的具体过程，以及公司和客户在各环节中的主要职责，不同客户、合同间存在差异的请分别说明

(1) 客户开拓：根据放空天然气净化回收市场需求，按不同处理规模、气源类型制定不同净化回收技术方案，预先投资定制部分核心长周期设备（如压缩机、液化冷箱等），然后与目标客户进行放空天然气净化回收技术交流，展示公司技术实力以及放空天然气净化回收装备储备情况，了解客户需求，尽可能到现场踏勘，调研客户目标项目井场条件，为其量身定制放空天然气净化回收技术方案。

(2) 订单获取：主要通过参加客户招投标、竞争性谈判等方式取得项目订单，订单分为入围框架服务商以及直接作为供应商承接单个项目。

(3) 合同签订：入围框架服务商后，与业主方先签订框架服务承揽合同，合同价格为中标价格，然后业主方将根据边远井、零散井、试采井回收任务情况，以及入围服务商的设备及人员储备情况，向入围框架服务商下达任务书，接到任务书后，双方就单井回收服务签订承揽合同；如获取订单为直接作为供应商承接单个项目，则直接与业主签订项目合同（包括服务费模式和原料气买断模式），合同价格按中标价格。

(4) 业务开展执行的具体流程

公司放空天然气净化回收的业务流程可按照两种业务模式划分职责，主要业务流程及各方在各环节中主要职责具体如下：

①服务费模式

序号	主要流程	负责方	
		业主方	服务方
1	项目立项备案	√ ^注	-

序号	主要流程	负责方	
		业主方	服务方
2	项目征地（临时用地）	√ ^注	-
3	工程设计	-	√
4	设备采购	-	√
5	工程施工	-	√
6	开车调试	-	√
7	生产运行维护	-	√
8	产品销售	√	-
9	项目结束	-	-

注：个别项目由服务方进行项目立项备案和办理临时用地。

②原料气买断模式

序号	主要流程	负责方	
		业主方	服务方
1	项目立项备案	-	√
2	项目征地（临时用地）	√ ^注	-
3	工程设计	-	√
4	设备采购	-	√
5	工程施工	-	√
6	开车调试	-	√
7	生产运行维护	-	√
8	产品销售	-	√
9	项目结束	-	-

注：通常情况下由业主方提供项目场地，公司无需另行获取临时土地。

由上表对比可知，公司服务费模式和原料气买断模式主要区别在净化处理后的天然气的销售环节。在服务费模式下，公司作为服务方负责将原料气加工处理为合格的天然气在回收站内直接交付给客户，产品所有权为客户，由客户自行销售；在原料气买断模式下，公司买断原料气，由公司加工处理后，独立向市场销售天然气。

2、该业务通常的合同签订周期情况，到期后的续约方式，项目周期中合同续约是否存在不确定性

区域	客户名称	签订周期	续约方式
新疆	博瑞能源	一年	谈判续约，未出现过合同到期未续签的情形
四川	成都天然气化工总厂	项目开始至该井试采期结束	合同期限与项目周期匹配
四川	昆仑泰客	合同期限为三年	合同期限与项目周期匹配

注：2023年上半年新增客户大庆油田龙丰实业有限公司为中石油指定新的项目管理公司，从2023年3月起替代昆仑泰客作为合深4项目的管理方，合同期限为昆仑泰客合同的剩余期限。

由上表所示，四川区域的合同与项目周期匹配，不存在项目周期中合同续约的不确定性。新疆区域博瑞能源的合同虽然为一年一签，但是续约程序较为简单，从未出现过在项目周期内合同不予续约的情形，主要原因是放空天然气净化回收站建设期较长，项目投运后如无特殊情况更换服务商会导致项目中断，造成天然气放空和经济损失。因此，该业务在项目周期内合同无法续约的风险较小。

3、该业务重要销售合同中，设备租赁、劳务外包、管输等合同内容的具体业务模式，招股说明书中对相关业务模式的披露是否完整

(1) 关于设备租赁、劳务外包合同内容的具体业务模式

报告期内，放空天然气净化回收业务中，哈一联回收项目部分期间和哈得项目的合同形式为设备租赁和劳务外包，两种合同形式的条款对比情况如下：

单价：元/m³

项目	原合同	新合同	
		设备租赁	劳务外包
合同形式	加工处理费	设备租赁	劳务外包
计费依据	以回收天然气量收取服务费	以回收天然气量收取服务费	
服务单价 ^注	0.39	0.303	0.067
合计	0.39	0.37	

注：合同服务单价按处理气量和气质组分，分段计价，为便于比较，上表服务单价取值为公司该项目通常情况下服务量对应单价

由上表可知，加工处理费合同可拆分为设备租赁、劳务外包合同，在计费依据方面完全一致，服务单价实质为将加工处理费合同单价拆分为两部分，最终结算金额仍然按照回收天然气量乘以服务单价计算。2023年起，部分注气业务客户也存在将原服务合同拆分为设备租赁和技术服务合同的情形，但仍然以每月的注气量作为结算的依据，公司提供服务的内容未发生任何变更。

采取上述合同形式的主要原因是甲方内部管理或核算的需求，将合同拆分为两部分，但属于一揽子合同，不存在单独签订租赁合同或者劳务合同的情形，公司实际提供的服务内容未发生任何实质变化，业务模式一致。

(2) 关于管输等合同内容的具体业务模式

报告期内，管输等合同主要是特定天然气净化回收项目合同的附属部分，当回收项目有需求时，公司需铺设短距离的管线或增加管线内部压力，将原料气输送至净化处理设备中，以提高加工处理量。在项目谈判时，双方会整体考虑项目费用水平，管输等环节仅为项目的组成部分，不单独构成业务。

(3) 说明加工处理费和设备租赁加劳务外包两类模式下，合同义务是否存在差异，并分析论证对收入确认的影响

加工处理费和设备租赁加劳务外包两类模式下，合同义务如下表所示：

项目	原合同	新合同	
		设备租赁	劳务外包
合同形式	加工处理费	设备租赁	劳务外包
合同主要义务条款对比如下			
设备、运行有关约定	根据合同约定：公司负责按照博瑞能源要求组织开展零散气加工处理，包括但不限于装置准备、人员准备以及零散气加工处理装置的组织、运行、维护等工作。	根据合同约定，公司向博瑞能源提供租赁设备。	根据合同约定，公司承包装置界区内所有系统的日常操作运行、保洁工作和维修处理等工作。
		综合考虑设备租赁和劳务外包合同条款可知，该一揽子约定与原合同中零散气加工处理服务内容基本一致。	
设备维修保养	根据合同约定，加工处理费中包含人员、设备、运维等全部费用。	根据合同约定，设备租用期间的维护保养及修理、检验检测等工作由公司负责并承担费用。公司应严格执行设备日常维护保养标准。	根据合同约定，公司应配合编制设备检测计划、备件计划、检修方案，配合做好各项设备管理工作。
		综合考虑设备租赁和劳务外包合同条款可知，该一揽子约定与原合同中设备运维费用由公司负责和承担的约定基本一致。	
安全要求	根据合同约定，实施本项目过程中应严格执行博瑞能源HSE及综合治理管理规定，如发生影响合同履行的情况，应及时向博瑞能源通报。	根据合同约定，博瑞能源应制定设备HSE运行管理制度。	根据合同约定，公司负责对其员工进行保险和HSE工作，并承担一切费用和责任。
		综合考虑设备租赁和劳务外包合同条款可知，该一揽子约定与原合同中公司应严格遵守博瑞能源HSE运行管理制度的约定基本一致。	
工作质量	根据合同约定，公司零散气加工处理应符合博瑞能源生产组织运	根据合同约定，公司提供	根据合同约定，公司需按照博瑞能源制定的运行控制、QHSE等管

项目	原合同	新合同	
	行、QHSE等管理要求。	能良好。	理要求完成工作。
		综合考虑设备租赁和劳务外包合同条款可知，该一揽子约定与原合同中对工作质量的要求基本一致。	
人员、资质等管理要求	根据合同约定，公司人员应按照国家、中国石油天然气集团公司、博瑞能能源的规定取得相关资质；公司应保证人员稳定，不得随意更换关键岗位人员，确因实际需要更换的，应提前15日以书面形式通知甲方，经甲方批准后选派合格人员，并及时做好工作交接；公司自行负责其人员的倒班、交通、通讯等全部后勤运行工作，费用自理。	不适用	根据合同约定，公司的人员管理及组织形式应符合博瑞能源的管理要求，保证运行维护工作任务的有效完成和工作质量。公司人员需具备相关资质，如需更换人员须和博瑞能源协商并征得其同意，主要管理技术人员更换必须提前15天提出；公司负责组织人员的换班、轮休交通用车，生产、生活用车，自行负责管理工作人员的住宿、伙食等后勤支持工作。
	原合同和新合同对人员、资质等管理要求基本一致		
考核制度	根据合同约定，公司按照博瑞能源的《运行维护类承包商日常表现绩效考核表》的规定进行的考核。	不适用	根据合同约定，公司按照博瑞能源的《运行维护类承包商日常表现绩效考核表》的规定进行考核。
	原合同和新合同考核制度为相同制度		

由上表分析所示，加工处理费和设备租赁加劳务外包两类模式下，合同义务中有关设备和运行维护、设备维修保养、安全要求、工作质量、人员、资质等管理要求以及考核制度等内容，经过对比分析可知，原合同与新合同义务基本一致。

公司与博瑞能源在新合同签订前后，其一直在运营哈一联回收站项目，且业务模式和项目管理要求未发生变化。基于博瑞能源内部管理或核算的需求，公司与博瑞能源变更了合同形式，在结算依据方面，新合同仍然根据回收天然气量为依据，分别乘以设备租赁单价和劳务外包单价进行结算，业务实质未发生变更。因此，公司加工处理费和设备租赁加劳务外包两类模式下，合同义务不存在明显差异。根据实质重于形式原则，该业务合同形式的变更对收入确认原则不产生影响。

综上，该业务重要销售合同中，签订的设备租赁、劳务外包合同不构成新的业务模式，其业务实质未发生变化，该业务合同的变更对收入确认原则不产生影响；管输等属于回收项目整体的组成部分，不单独构成业务，主要业务模式披露完整。

（三）报告期内放空天然气净化回收业务前五大客户的业务模式、销售金额和占比情况，结合项目数量、项目运营情况等进一步说明前述客户报告期内销售金额变动的具体原因；前五大客户中昆仑泰客是否受中石油实际控制，招股说明书中未将其与中石油下属其他客户合并披露的合理性；发行人自2011年成立以来一直专注于放空天然气净化回收及其综合利用领域，但报告期内放空天然气净化回收业务前五大客户均为2018年以来开始合作的原因，报告期前公司的主营业务以及放空天然气净化回收业务的主要客户是否发生重大变化

1、报告期内放空天然气净化回收业务前五大客户的业务模式、销售金额和占比情况，结合项目数量、项目运营情况等进一步说明前述客户报告期内销售金额变动的具体原因

报告期内，公司放空天然气净化回收业务前五大客户的业务模式、销售金额和占比情况如下：

单位：万元

年份	序号	客户名称	业务模式	销售额	占总该类业务比例
2023年1-6月	1	博瑞能源	服务费模式	8,108.01	43.68%
	2	成都天然气化工总厂	服务费模式	4,545.89	24.49%
	3	大庆油田龙丰实业有限公司注	服务费模式	3,278.81	17.67%
	4	昆仑泰客	服务费模式	1,367.39	7.37%
	5	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	买断模式	430.71	2.32%
合计			-	17,730.81	95.53%
2022年度	1	博瑞能源	服务费模式	11,813.78	38.04%
	2	成都天然气化工总厂	服务费模式	8,702.09	28.02%
	3	昆仑泰客	服务费模式	8,470.68	27.28%
	4	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	买断模式	594.41	1.91%
	5	中石化西北油田分公司	服务费模式	454.02	1.46%
合计			-	30,034.98	96.72%
2021年度	1	成都天然气化工总厂	服务费模式	4,292.37	33.68%
	2	博瑞能源	服务费模式	3,927.01	30.81%

年份	序号	客户名称	业务模式	销售额	占总该类业务比例
	3	昆仑泰客	服务费模式	3,075.10	24.13%
	4	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	买断模式	757.54	5.94%
	5	中石化西北油田分公司	服务费模式	211.38	1.66%
合计			-	12,263.40	96.22%
2020年度	1	博瑞能源	服务费模式	5,805.29	73.74%
	2	成都天然气化工总厂	服务费模式	2,011.63	25.55%
	3	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	买断模式	46.55	0.59%
	4	库车中原石油化工有限公司	买断模式	2.13	0.03%
	5	新疆普思能源有限公司	买断模式	1.49	0.02%
合计			-	7,867.09	99.93%

注：大庆油田龙丰实业有限公司为中石油指定新的项目管理公司，从2023年3月起替代昆仑泰客作为合深4项目的管理方。

由上表可知，公司放空天然气净化回收业务以服务费模式为主，报告期内，公司来自服务费模式收入平均占比超过90%。服务费模式的收入主要来自三大客户：新疆区域的博瑞能源，四川区域的成都天然气化工总厂和昆仑泰客。

前述客户销售金额变动的具体分析如下：

(1) 博瑞能源（服务费模式）

报告期各期，公司与博瑞能源的合作项目及业务收入情况如下：

单位：万元、CNG：万m³、LNG：吨、元/m³、元/吨

项目	项目类型	项目 起止时间	2023年1-6月			2022年度			2021年度			2020年度		
			金额	处理量	单价	金额	处理量	单价	金额	处理量	单价	金额	处理量	单价
哈一联项目 ^{注1}	CNG	2019.6-2022.6	-	-	-	1,346.26	3,495.55	0.39	2,099.86	5,730.33	0.37	5,545.68	9,573.13	0.58
跃满801项目 ^{注2}	LNG	2021.10-至今	2,964.80	12,647.40	2,344.20	4,427.12	20,935.22	2,114.68	1,526.52	8,651.46	1,764.47	259.62	1,264.64	2,052.92
吐东2一期项目	LNG	2021.11-至今	1,968.51	12,334.42	1,595.95	2,833.58	17,190.94	1,648.30	154.63	1,167.40	1,324.57	-	-	-
富源3项目	CNG	2021.12-至今	1,781.38	5,205.49	0.34	3,097.74	9,047.60	0.34	146.00	370.56	0.39	-	-	-
哈得项目	CNG	2022.12-至今	1,393.32	4,314.08	0.32	109.09	320.86	0.34	-	-	-	-	-	-
合计（CNG项目）			3,174.70	9,519.57	0.33	4,553.09	12,864.01	0.35	2,245.86	6,100.89	0.37	5,545.68	9,573.13	0.58
合计（LNG项目）			4,933.31	24,981.82	1,974.76	7,260.70	38,126.16	1,904.39	1,681.15	9,818.86	1,712.21	259.62	1,264.64	2,052.92
合计			8,108.01	-	-	11,813.78	-	-	3,927.01	-	-	5,805.29	-	-

注1：上表中哈一联项目2020年收入金额中包括副产品混烃处理费和辅助增压费，如不含混烃处理费和辅助增压费，2020年的服务单价为0.48元；

注2：跃满801项目2020年有零星的调试期间收入，2021年1月投产后，运行一段时间后应客户需求进行改造，2021年5月至9月升级改造，2021年10月再次投产，跃满801项目收入金额中包括辅助管输增压费及少量CNG处理费用，但CNG处理量很小，上表处理量未包括CNG的处理量。

由上表可知，报告期内，公司来自博瑞能源的收入总体呈波动上升趋势，主要与项目数量的持续增加相关，影响CNG项目收入的主要因素为服务价格的变化，影响LNG项目收入的主要因素为处理量的变化。2022年CNG项目处理量较2020年增加34.38%，但服务单价下降，导致收

入下降17.90%；2022年LNG项目处理量较2020年增加2,914.78%，收入相应增长2,696.66%，增长幅度基本匹配。2023年1-6月收入（年化后）增长主要是处理量的增长所致。

报告期内 CNG 项目收入整体呈波动下降趋势，主要原因系哈一联项目在 2019 年开始投运时预判供气量偏低，因此定价偏高，2020 年实际运营时客户供气量较大，使得该项目 2020 年收入较高；2020 年下半年该项目的服务价格开始有所下调，与富源 3 项目和哈得项目的服务价格相当，因此，2022 年出现 CNG 项目处理量高于 2020 年，但收入下降的情形。LNG 项目跃满 801 项目和吐东 2 一期项目收入的快速增长，主要原因为随着上述项目的陆续投产，并逐步进入稳定运行期，处理量增加使得相应收入快速增长，具备合理性。

(2) 成都天然气化工总厂（服务费模式）

单位：万元、吨、元/吨

项目	项目类型	项目起止时间	2023年1-6月			2022年度			2021年度			2020年度		
			金额	处理量	单价	金额	处理量	单价	金额	处理量	单价	金额	处理量	单价
宜202项目	LNG	2020.3-2021.7	-	-	-	-	-	-	333.89	2,570.35	1,299.00	770.12	5,928.56	1,299.00
宁211项目	LNG	2020.8-2021.10	-	-	-	-	-	-	662.78	5,102.27	1,299.00	532.21	4,097.05	1,299.00
秋林10项目	LNG	2020.9-2023.8	903.37	7,226.98	1,250.00	1,811.66	14,503.36	1,249.13	1,606.73	12,368.96	1,299.00	709.30	5,460.36	1,299.00
金浅3项目	LNG	2021.8-至今	833.38	6,887.44	1,210.00	1,428.20	11,803.34	1,210.00	771.81	5,966.13	1,293.66	-	-	-
金浅5H项目	LNG	2021.10-至今	1,856.88	15,346.15	1,210.00	3,850.16	31,819.49	1,210.00	863.66	6,718.61	1,285.48	-	-	-
宜203项目	LNG	2022.1-至今	952.25	7,869.82	1,210.00	1,612.07	13,322.88	1,210.00	53.49	424.78	1,259.26	-	-	-
合计			4,545.89	37,330.39	1,217.74	8,702.09	71,449.07	1,217.94	4,292.37	33,151.10	1,294.79	2,011.63	15,485.97	1,299.00

由上表可知，报告期内，公司来自成都天然气化工总厂的收入总体呈上升趋势，主要和项目数量的持续增加相关，项目类型均为LNG项目，影响项目收入的主要因素为处理量的变化，尽管服务单价略有下降，但影响较小。2022年处理量较2020年增加361.38%，收入相应增长332.59%，增长幅度基本匹配。2023年1-6月收入增长（年化后）主要是处理量的增长所致。

2021年，宜202项目和宁211项目收入较低，主要原因系前述两个项目气量较少，产能利用率较低，经客户同意后提前终止项目，设备和人员调配至合深4二期项目。报告期内，秋林10项目、金浅3项目、金浅5H项目及宜203项目收入的快速增长，主要原因为随着上述项目陆续投产，并逐步进入稳定运行期，处理量增加使得相应收入快速增长，具备合理性。

(3) 昆仑泰客、大庆油田龙丰实业有限公司^注（服务费模式）

单位：万元、万m³、元/m³

项目	项目类型	项目起止时间	2023年1-6月			2022年度			2021年度			2020年度		
			金额	处理量	单价	金额	处理量	单价	金额	处理量	单价	金额	处理量	单价
合深4一期项目	LNG	2021.4-至今	2,773.04	2,640.99	1.05	5,402.57	5,145.31	1.05	3,075.10	2,928.66	1.05	-	-	
合深4二期项目	LNG	2022.1-至今	1,873.16	1,783.97	1.05	3,068.10	2,922.00	1.05	-	-	-	-	-	
合计			4,646.20	4,424.95	1.05	8,470.68	8,067.31	1.05	3,075.10	2,928.66	1.05	-	-	

注：合深4一期、二期项目为LNG加工处理项目，LNG结算量按照一定比例转换为CNG结算量进行结算，因此上表处理量单位为万m³；大庆油田龙丰实业有限公司为中石油指定新的项目管理公司，从2023年3月起替代昆仑泰客作为合深4项目的管理方。

由上表可知，2021年和2022年，公司来自昆仑泰客的收入总体呈上升趋势，主要是2022年新增合深4二期项目，项目类型均为LNG项目，影响项目收入的因素为处理量的变化。2022年处理量较2021年增加175.46%，收入相应增长175.46%，增幅一致，收入快速增长具备合理性。2023年1-6月收入增长（年化后）主要是处理量的增长所致。

（4）新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司（原料气买断模式）

公司对新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司的销售收入，为公司原料气买断模式下的吉庆项目的天然气销售收入，销售量的大小取决于原料气净化回收的处理量，该项目于2020年11月投产，2020年当年收入较少；2022年收入相对2021年有所下降，主要是公司2022吉庆项目受国际公共卫生突发事件影响，下半年存在停产情形，处理气量下降，报告期内收入的变动原因具备合理性。

（5）其他客户

报告期内，其他客户销售收入金额和占比均较小，收入来源于零星项目或买断模式下零星销售收入，收入变动不具有可比性。

综上所述，报告期内，公司放空天然气净化回收业务销售金额快速增长，主要原因是回收项目数量的持续增加，相应处理量增幅较大，从而使得该类业务收入快速增长，具备合理性。

2、前五大客户中昆仑泰客是否受中石油实际控制，招股说明书中未将其与中石油下属其他客户合并披露的合理性

昆仑泰客的股权结构为北京阿什卡技术开发有限公司持股50%，昆仑能源控股有限公司持股50%，前者为自然人段竞波控制，后者受中石油控制，从持股比例上来看，昆仑泰客为合营公司，不受任何一方单独控制，判断其实际控制权需要根据公司章程的约定进一步分析，但昆仑泰客表示公司章程为内部文件，因涉及对方敏感信息无法获取。在此情况下，公司查询了中石油、昆仑能源公开披露的年报，未查询到将其作为控股公司披露，最终按照其持股比例作为合营公司，在招股说明书中将其单独披露。

公司在收到本问询函后，高度重视此问题，多次和昆仑泰客沟通公司章程问题，仍然被拒绝提供公司章程，但其出具了关于控制权的说明：“根据相关法律规定及公司章程，昆仑泰客（大庆）技术有限公司是昆仑能源控股有限公司实际控制的企业”。

基于以上说明内容，公司已在招股说明书中将其与中石油下属其他客户合并披露，并调整招股说明书中与此相关数据。

3、发行人自2011年成立以来一直专注于放空天然气净化回收及其综合利用领域，但报告期内放空天然气净化回收业务前五大客户均为2018年以来开始合作的原因，报告期前公司的主营业务以及放空天然气净化回收业务的主要客户是否发生重大变化

公司成立于2011年8月，股东实缴出资1,080万元，放空天然气净化回收设备投资相对较大，受资金限制问题，先行开展天然气发电及主动力服务。从2013年起，随着股东投入的增加和经营积累，逐步开展小规模放空天然气净化回收服务。

报告期前，公司放空天然气净化回收服务的客户（或原料气买断模式下的供应商）有三家，合作具体情况如下：

客户名称/供应商名称	合作时间	合作模式
中石化西北油田分公司	2013年—报告期	报告期前主要为原料气买断模式，报告期内为服务费模式和原料气买断模式
博瑞能源	2013年—2014年、2019年—	报告期前为服务费模式，公司

客户名称/供应商名称	合作时间	合作模式
	报告期	采购处理后的天然气用于自身天然气发电业务；报告期内主要为服务费模式
中国石油集团川庆钻探工程有限公司重庆运输总公司	2017年—报告期	报告期前为服务费模式，报告期内为租赁收入，计入其他业务收入

由上表所示，自2013年公司与中石化西北油田分公司开始有项目合作，但报告期前，其主要作为原料气供应商。申报相关材料中披露的2018年开始合作时间，是从2018年作为公司注气业务客户时间计算，若从作为公司放空天然气净化回收原料气买断模式下的合作对象起连续计算，合作时间从2013年开始。

博瑞能源在2013年-2014年为公司放空天然气净化回收的服务对象，同时为天然气的供应商，从2019年开始业务持续稳定增长，公司按照与其稳定合作时间进行披露。中国石油集团川庆钻探工程有限公司重庆运输总公司为公司放空天然气净化回收青海区域的服务对象，报告期内，因公司主要发展新疆和四川区域业务，将青海区域项目人员调回，改为设备租赁模式，租赁费计入其他业务收入。

报告期内，随着公司规模的增长，资金实力增强，2020年将放空天然气净化回收业务拓展至四川区域和新疆的北疆区域，新增客户包括成都天然气化工总厂、昆仑泰客和大庆油田龙丰实业有限公司，北疆区域新增原料气供应商中石油新疆油田分公司。

公司自2011年成立以来，不同时期放空天然气净化回收的业务规模情况具体如下：

时期	2011年-2012年	2013年-2016年 (平均值)	2017年-2018年 ^{注1} (平均值)	2019年 ^{注2}	2020年	2021年	2022年	2023年1-6月
业务收入 (万元)	无	280.83	781.49	1,317.59	7,872.33	12,745.46	31,053.25	18,560.35
业务量 (万m ³)	无	851	2,897	1,383	12,134	15,451	37,379	23,433
业务发展阶段	前期调研试验	小规模生产	规模化生产	规模扩张		稳定增长		

注1：2017年-2018年，放空天然气净化回收业务以买断模式为主，净化回收后的天然气主要用于天然气发电及主动力服务，因此，业务量较大，但相应的收入规模较小；

注2：2019年，放空天然气净化回收业务收入中包括固定收费模式的哈六联项目，无相应的业务量。

由上表所示，公司放空天然气净化回收业务自2013年开展，通过2013年-2016年的小规模生产实践经验的积累，在2017年开始规模化生产。随着公司放空天然气净化回收工艺技术的成熟，以及自身资金的积累，2019年开始进行了多个天然气净化回收项目的投资，2020年该类业务规模迅速增长。

综上，报告期内公司的主要客户博瑞能源和中石化西北油田分公司，均从2013年开始建立业务合作关系，随着业务的拓展，该类业务的客户不断增加，主要客户未发生过重大变化；报告期前，公司一直从事天然气发电及主动力服务及放空天然气净化回收业务，因此，主营业务未发生过重大变化。

（四）天然气及其他产品向客户交付的具体过程、运输方式及运费承担方式；相关产品的后续去向，是否存在由公司向第三方交付的情形，若存在，请说明具体情况及各期销售数量、销售金额、毛利金额及占比；沙雅瑞凯向博瑞能源采购量、采购时点与公司跃满801项目产出量是否具有匹配性，沙雅凯瑞相关下游客户的基本情况、主营业务、合作历史、销售价格公允性、回款情况，开展该购销业务的商业合理性；报告期内是否存在发行人向客户承诺产品销售、负责联系下游客户、以产品销售为条件获取业务等情形

1、天然气及其他产品向客户交付的具体过程、运输方式及运费承担方式

报告期内，公司放空天然气净化回收业务有两种业务模式，分别为服务费模式和原料气买断模式。

服务费模式下，公司对油气田的放空天然气进行回收，并提供净化加工处理服务，公司按照净化加工处理为 CNG、LNG 或副产品混烃的量以及双方约定的服务单价向客户收取加工处理费。该模式下，发行人仅赚取服务费，净化处理完毕的天然气和副产品均属于客户所有。若提供加工处理为 CNG 的服务，公司各回收站根据加工处理情况，通过管道将 CNG 外输给客户，按月结算，双方在工作量确认单上签字确认，管道运输不存在承担运费的情形。

若提供加工处理为 LNG 的服务，公司各回收站根据加工处理情况，通知客户到回收站内拉运，将 LNG 在回收站内交付点加装到客户的槽车上，由客户通过槽车外运，按月结算，结算量以双方认可的地磅称重计量的 LNG 实际数量作为 LNG 产品的结算量，每月双方在结算单上签字确认，槽车运输的费用由客户承担。

原料气买断模式下，公司与油气田公司约定原料气采购单价，并按采购量结算原料气采购价款；采购的原料气由公司净化加工处理后自用或对外以市场价格销售。公司各回收站根据加工处理情况，通知客户上门自提 CNG 或副产品混烃，按月结算，结算量以流量计或地磅计量，每月双方在结算单上签字确认，CNG 或混烃通过客户运输车辆外运，运输费用由客户承担，公司不承担相关费用。

2、相关产品的后续去向，是否存在由公司向第三方交付的情形，若存在，请说明具体情况及各期销售数量、销售金额、毛利金额及占比

报告期内，公司服务费模式下放空天然气净化回收项目的产品所有权为客户，产品均直接交付给客户，不存在向第三方交付的情形；公司原料气买断模式下放空天然气净化回收项目产品均直接交付给客户，不存在向第三方交付的情形。

3、沙雅瑞凯向博瑞能源采购量、采购时点与公司跃满801项目产出量是否具有匹配性，沙雅凯瑞相关下游客户的基本情况、主营业务、合作历史、销售价格公允性、回款情况，开展该购销业务的商业合理性

公司放空天然气净化回收业务中的跃满 801 项目，主要是为博瑞能源提供放空天然气净化回收，加工处理成 LNG 的业务，公司提供的是加工处理服务，产出的 LNG 及副产品归属于博瑞能源。此外，报告期内，公司子公司沙雅瑞凯根据下游客户的实际需求向博瑞能源购买 LNG 及副产品（主要为跃满 801 项目产出）后出售给下游客户，从中赚取差价，具体情况如下表所示：

年度	内容	采购		销售		净额法确认收入	
		数量 (吨)	金额 (万元)	数量 (吨)	金额 (万元)	数量 (吨)	金额 (万元)
2023年1-6月	LNG	11,316.14	3,990.46	11,316.14	4,033.20	-	42.75
	混烃	38.34	11.98	38.34	16.11	-	4.14
	合计	11,354.48	4,002.43	11,354.48	4,049.32	-	46.88
2022年度	LNG	21,348.53	10,187.50	21,348.53	10,357.12	-	169.62
	合计	21,348.53	10,187.50	21,348.53	10,357.12	-	169.62
2021年度	LNG	6,660.96	2,621.27	6,660.96	2,688.17	-	66.90
	混烃	1,435.12	329.64	1,435.12	335.72	-	6.08
	合计	8,096.08	2,950.91	8,096.08	3,023.89	-	72.98
2020年度	LNG	1,241.64	356.69	1,241.64	362.57	-	5.88

年度	内容	采购		销售		净额法确认收入	
		数量 (吨)	金额 (万元)	数量 (吨)	金额 (万元)	数量 (吨)	金额 (万元)
	混烃	550.90	85.87	550.90	88.85	-	2.98
	合计	1,792.54	442.56	1,792.54	451.42	-	8.86

报告期内，沙雅瑞凯按照净额法确认的收入分别为 8.86 万元、72.98 万元、169.62 万元和 46.88 万元，占公司当期营业收入的比例分别为 0.04%、0.24%、0.33% 和 0.16%，对公司财务报表影响极小。

(1) 沙雅瑞凯向博瑞能源采购量、采购时点与公司跃满 801 项目产出量是否具有匹配性

沙雅瑞凯根据下游客户的实际需求向博瑞能源购买 LNG 及副产品（主要为跃满 801 项目产出）后出售给下游客户，其销售 LNG 的量主要与跃满 801 项目的加工处理量相关。报告期内，沙雅瑞凯 LNG 的销售量与跃满 801 项目 LNG 的加工量的关系如下表所示：

单位：吨

时间	沙雅瑞凯销售量	跃满 801 加工处理量	沙雅瑞凯销售量占跃满 801 加工处理量比例
2023 年 1-6 月	11,316.14	12,647.40	89.47%
2022 年度	21,348.53	20,935.22	101.97%
2021 年度	6,660.96	8,651.46	76.99%
2020 年度	1,241.64	1,264.64	98.18%

注：跃满 801 项目加工处理 LNG 时会产生少量副产品混烃，不针对混烃收取加工处理费。

由上表可知，沙雅瑞凯对外销售 LNG 的量在报告期内呈快速增长趋势，主要原因是随着跃满 801 项目的加工处理量的变动而变动。2020 年度，沙雅瑞凯销售量占跃满 801 加工处理量比例略低于 100%，主要原因系年末部分未完全销售；2021 年度，该比例为 76.99%，主要原因系当年度博瑞能源根据其长期合作客户的需求，自主销售了部分 LNG；2022 年度，该比例为 101.97%，主要原因系应博瑞能源的内部的安排，沙雅瑞凯销售了博瑞能源其他场站的少量 LNG；2023 年 1-6 月，该比例为 89.47%，主要原因系博瑞能源根据其长期合作客户的需求，自主销售了部分 LNG。

综上，沙雅瑞凯向博瑞能源采购量、采购时点与公司跃满 801 项目产出量具有匹配性。

(2) 沙雅瑞凯相关下游客户的基本情况、主营业务、合作历史、销售价格公允性、回款情况

沙雅瑞凯相关下游的主要客户为独立获取，非博瑞能源介绍或指定。

报告期内，沙雅瑞凯的主要客户变动较大，主要原因系：①LNG 销售具备高度市场化、客户流动性大的特点，新疆区域生产 LNG 的厂商较多，因各自的地理位置、生产能力、储存量等不同，销售定价也不同，可供客户选择的供应商较多，导致客户变化较大；②从沙雅瑞凯自身来看，其主要销售的是跃满 801 项目生产的 LNG，因该回收项目的储备能力有限，需要每天进行 LNG 销售，否则库存超过储备能力，将会导致跃满 801 回收站停产，沙雅瑞凯需要根据当时的市场情况选择多家客户及时销售；③报告期内，跃满 801 项目的生产量增长较快，从 2020 年的 1,264.64 吨增长至 2022 年的 20,935.22 吨，销售量能够满足的客户群体也有所不同。综上，报告期期间，沙雅瑞凯的主要客户变动较大的原因具备合理性。

1) 2023 年 1-6 月主要客户基本情况、主营业务、合作历史、销售价格公允性

序号	客户名称	成立时间	注册资本 (万元)	控股股东及 实际控制人	是否存在关联 关系
1	新疆冠泰能源科技有限公司	2021 年 11 月 9 日	850.00	任吉元	否
2	新疆众合鑫能源有限公司	2021 年 10 月 18 日	200.00	梁华英	否
3	哈密华晟能源有限公司	2020 年 11 月 18 日	500.00	陈俊涛	否
4	新疆耀辉石油化工有限责任公司	2022 年 9 月 20 日	2,000.00	王明林	否
5	新疆洪通燃气股份有限公司 巴州销售分公司	2017 年 11 月 22 日	28,288.00	刘洪兵	否
序号	客户名称	开始合作时间	销售金额 (万元)	平均单价 (元/吨)	主营业务
1	新疆冠泰能源科技有限公司	2022 年	691.12	3,734.77	燃气经营
2	新疆众合鑫能源有限公司	2021 年	669.08	3,448.20	运输、燃气销售
3	哈密华晟能源有限公司	2023 年	603.39	3,468.01	柴油、煤焦油、天然气
4	新疆耀辉石油化工有限责任公司	2022 年	528.94	3,698.89	运输、燃气经营

序号	客户名称	成立时间	注册资本 (万元)	控股股东及 实际控制人	是否存在关联 关系
5	新疆洪通燃气股份有限公司 巴州销售分公司	2020年	432.38	3,524.16	天然气销售

由上表所示，沙雅瑞凯的部分客户成立时间较短即成为公司客户，主要原因系上述客户为贸易类客户，其本身拥有终端客户的销售资源和组织运输的能力，在设立公司时就已经存在采购的计划，LNG 区域市场供应商情况信息透明，在销售价格和地理位置等因素合适的情况下，客户自主选择沙雅瑞凯作为供应商，天然气作为一种特殊的商品，普通贸易类客户也不具备储存条件，因此也不会囤货，采购后直接销售给终端客户。

从沙雅瑞凯来说，自身不具备运输能力，难以满足终端客户（主要为加气站）的需求，选择贸易商作为客户销售较为灵活；沙雅瑞凯的销售模式均为先款后货，不存在收款风险，因此，沙雅瑞凯对于客户的设立时间不做限制。

综上，2023年1-6月沙雅瑞凯主要客户中部分成立时间较短即与发行人大额交易的原因具备合理性。

2023年1-6月主要客户各月平均销售单价的具体情况如下表所示：

单位：元/吨

客户名称	1月	2月	3月	4月	5月	6月
新疆冠泰能源科技有限公司	3,191.35	4,144.40	3,782.87	3,230.67	3,787.68	-
新疆众合鑫能源有限公司	2,975.40	4,107.03	3,700.31	3,335.52	3,461.54	3,470.95
哈密华晟能源有限公司	-	-	3,285.11	3,519.00	3,489.52	3,463.30
新疆耀辉石油化工有限责任公司	3,486.24	4,243.12	3,658.26	3,328.96	3,479.69	-
新疆洪通燃气股份有限公司 巴州销售分公司	3,403.67	4,672.35	3,360.70	3,119.27	-	3,211.01

由上表可知，沙雅瑞凯向客户销售 LNG 价格存在一定差异，主要原因系 LNG 市场价格变化较大，客户购买时间不同导致的价格差异。沙雅瑞凯向主要客户在同一时间销售的价格基本一致，具备公允性。

2) 2022 年度主要客户基本情况、主营业务、合作历史、销售价格公允性

序号	客户名称	成立时间	注册资本 (万元)	控股股东及 实际控制人	是否存在关联 关系
1	新疆众合鑫能源有限公司	2021 年 10 月 18 日	200.00	梁华英	否
2	新疆昌元百川能源科技发展 有限公司	2021 年 9 月 28 日	1,000.00	庞岩	否
3	哈密成运商贸有限公司	2015 年 10 月 28 日	150.00	程贵清	否
4	山东茂德石油能源有限公司	2020 年 11 月 9 日	5,000.00	李武鹏	否
5	新疆能化新能源有限公司	2022 年 5 月 7 日	100.00	郑齐胜	否
序号	客户名称	开始合作时间	销售金额 (万元)	平均单价 (元/吨)	主营业务
1	新疆众合鑫能源有限公司	2021 年	1,737.94	4,622.79	运输、燃气销售
2	新疆昌元百川能源科技发展 有限公司	2022 年	1,407.07	5,594.20	技术服务、燃 气销售
3	哈密成运商贸有限公司	2020 年	1,385.48	5,402.01	销售天然气、 运输
4	山东茂德石油能源有限公司	2022 年	1,170.57	4,738.59	石油制品销 售、燃气销售
5	新疆能化新能源有限公司	2022 年	681.47	4,779.42	太阳能技术、 燃气销售

由上表所示，沙雅瑞凯的部分客户成立时间较短即成为公司客户，主要原因系上述客户为贸易类客户，其本身拥有终端客户的销售资源和组织运输的能力，在设立公司时就已经存在采购的计划，LNG 区域市场供应商情况信息透明，在销售价格和地理位置等因素合适的情况下，客户自主选择沙雅瑞凯作为供应商，天然气作为一种特殊的商品，普通贸易类客户也不具备储存条件，因此也不会囤货，采购后直接销售给终端客户。

从沙雅瑞凯来说，自身不具备运输能力，难以满足终端客户（主要为加气站）的需求，选择贸易商作为客户销售较为灵活；沙雅瑞凯的销售模式均为先款后货，不存在收款风险，因此，沙雅瑞凯对于客户的设立时间不做限制。

综上，2022 年沙雅瑞凯主要客户中部分成立时间较短即与发行人大额交易的原因具备合理性。

2022年度主要客户各月平均销售单价的具体情况如下表所示：

单位：元/吨

客户名称	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
新疆众合鑫能源有限公司	3,204	3,861	5,692	5,943	5,756	5,064	-	5,161	4,261	4,159	2,615	4,387
新疆昌元百川能源科技发展有限公司	-	-	-	6,376	5,926	5,254	-	5,275	4,231	-	-	4,817
哈密成运商贸有限公司	3,761	4,519	5,694	5,695	5,792	5,047	-	-	-	-	-	-
山东茂德石油能源有限公司	-	-	-	-	-	5,356	4,847	5,431	4,348	3,782	2,580	4,354
新疆能化新能源有限公司	-	-	-	-	-	-	-	5,133	4,324	-	-	-

由上表可知，沙雅瑞凯向客户销售 LNG 价格存在一定差异，主要原因系 LNG 市场价格变化较大，客户购买时间不同导致的价格差异。沙雅瑞凯向主要客户在同一时间销售的价格基本一致，具备公允性。

3) 2021年度主要客户基本情况、主营业务、合作历史、销售价格公允性

序号	客户名称	成立时间	注册资本（万元）	控股股东及实际控制人	是否存在关联关系
1	新疆蓝创优辰能源科技有限公司	2017年2月4日	500.00	孙兴光	否
2	哈密市安途永顺物流有限公司	2018年5月30日	1,905.00	九洲恒昌物流股份有限公司；王云章	否
3	新疆海航石油化工有限公司	2016年10月14日	1,000.00	胡品海	否
4	库车中原石油化工有限公司	2011年5月31日	3,750.00	无	否
5	巴州佰亿源石油化工有限公司	2019年1月22日	500.00	康晋疆	否
序号	客户名称	开始合作时间	销售金额（万元）	平均单价（元/吨）	主营业务
1	新疆蓝创优辰能源科技有限公司	2020年	400.70	4,374.50	节能技术推广、批发LNG、CNG
2	哈密市安途永顺物流有限公司	2020年	295.59	4,197.21	金属矿石销售、运输、危险化学品

					品经营
3	新疆海航石油化工有限公司	2020年	288.13	4,929.30	天然气（CNG LNG）销售
4	库车中原石油化工有限公司	2020年	250.46	2,419.49	液化石油气、稳定轻烃生产
5	巴州佰亿源石油化工有限公司	2020年	202.94	4,328.10	无仓储经营轻烃、混烃、天然气

注：向库车中原石油化工有限公司销售的为副产品混烃。

2021年度主要客户各月平均销售单价的具体情况如下表所示：

单位：元/吨

客户名称	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
新疆蓝创优辰能源科技有限公司	2,237	-	2,523	3,257	-	-	-	-	-	5,550	5,803	3,799
哈密市安途永顺物流有限公司	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,967	3,209
新疆海航石油化工有限公司	-	-	-	2,982	3,569	-	-	-	-	5,442	5,322	4,070
巴州佰亿源石油化工有限公司	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,916	4,268

注：跃满 801 项目因客户要求，2021 年 5 月起进行改造，10 月达到预定可使用状态并投入使用，6 月至 9 月未产出 LNG。

由上表可知，2021 年，沙雅瑞凯向主要客户在同一期间销售价格基本一致，具备公允性。

4) 2020 年度主要客户基本情况、主营业务、合作历史

序号	客户名称	成立时间	注册资本（万元）	控股股东及实际控制人	是否存在关联关系
1	新疆华新永洁能源科技有限责任公司	2015 年 3 月 25 日	1,000.00	董煜	否
2	库车中原石油化工有限公司	2011 年 5 月 31 日	3,750.00	无	否
3	新疆海航石油化工有限公司	2016 年 10 月 14 日	1,000.00	胡品海	否
4	哈密市安途永顺物流有限公司	2018 年 5 月 30 日	1,905.00	九洲恒昌物流股份有限公司；王	否

				云章	
5	新疆思瑞安运输有限公司	2017年5月16日	850.00	邵思敏	否
序号	客户名称	开始合作时间	销售金额 (万元)	平均单价(元/ 吨)	主营业务
1	新疆华新永洁能源科技有限责任公司	2020年	83.68	3,153.66	燃气经营
2	库车中原石油化工有限公司	2020年	70.21	1,612.73	液化石油气、 稳定轻烃生产
3	新疆海航石油化工有限公司	2020年	58.18	2,687.14	天然气(CNG LNG)销售
4	哈密市安途永顺物流有限公司	2020年	54.36	2,991.70	金属矿石销售、 运输、危险化学品经营
5	新疆思瑞安运输有限公司	2020年	49.36	2,841.59	运输、液化天 然气、天然气 批发

2020年度主要为试生产阶段，销售金额较小。

报告期内，沙雅瑞凯针对下游客户销售 LNG 均采用预收款的形式，即先款后货。

LNG 销售行业的特点是市场化程度高，客户流动较大。新疆地区 LNG 工厂较多，各工厂地理位置、生产能力、储能、原料气来源、建设成本等因素会影响 LNG 的销售价格。客户在选择 LNG 供应商时，会综合考虑其报价、供应稳定性等因素后，提出采购需求量。

沙雅瑞凯作为 LNG 的供应商，根据市场销售情况，在同一时期内，对客户销售价格基本保持一致，客户提出计划采购量，预付气款后，按计划提货，因此，沙雅瑞凯 LNG 销售行为均基于市场价格销售，价格具备公允性。

(3) 公司开展该购销业务的商业合理性

公司开展该购销业务主要原因系跃满 801 项目地处新疆沙雅县，沙雅县政府鼓励企业发展商贸，销售属地化，但博瑞能源由于自身企业性质和内部管理的问题，无成立销售公司的计划，博瑞能源存在与已合作的服务商进行销售合作的需求，因此，经双方谈判后，公司决定在沙雅成立子公司，承接该购销业务。

综上，经双方谈判后，跃满 801 项目处理后的气源按照市场价格销售给沙雅瑞凯，再由沙雅瑞凯向市场销售，获取一定利润，该种模式是基于项目的特殊性，经过谈判的结果，具备商业合理性。

4、报告期内是否存在发行人向客户承诺产品销售、负责联系下游客户、以产品销售为条件获取业务等情形

报告期内，根据公司与客户、供应商签订的合同约定，以及实际经营情况，均不存在公司向客户承诺产品销售、负责联系下游客户、以产品销售为条件获取业务的情形。

(五) 边远井、零散井与试采井在项目运营周期上是否存在显著差异，报告期各期放空天然气净化回收项目中，按边远井、零散井与试采井的数量和收入构成情况；列表说明报告期内主要放空天然气净化回收项目的名称、地区、油井类型、建设和投产日期、预计或实际运营时间、投资规模（区分固定资产和长期待摊费用）、产品类型（CNG、LNG等）、设计产能及业务模式（服务费与原料气买断等），以及各期间各主要项目的处理量、销售金额、毛利率情况

1、边远井、零散井与试采井在项目运营周期上是否存在显著差异

从地理位置角度划分，零散井和试采井若地理位置偏远，均可归属为边远井；从井的气量大小划分，边远井和试采井若气量不大（通常小于100万方/天），也可归属为零散井，因此，边远井、零散井与试采井从不同划分标准可能所有重叠。

目前公司服务的类型为新疆区域的边远井、零散井的伴生气回收，以及四川区域试采气井的天然气回收，根据伴生气和试采气井的特点，在项目运行周期上存在着一定差异，两类项目运营周期对比情况如下：

经营区域	项目类别	特点	运营周期
新疆	边远井、零散井的伴生气	边远井、零散井伴生气的气量特征： 伴生气是与石油开采共生的天然气，伴随原油开采整个周期，出气周期较长，气量呈波动特征。 项目周期内气量变化特征： 客户原油开采计划变动或地下油气藏情况变化时，出气量会出现波动。	一般3年以上
四川	试采气井的天然气	试采气井的气量特征： 通常在项目前期阶段，根据实际试采期的	一般2年-3年以上

经营区域	项目类别	特点	运营周期
		需要，相对时间较短，气量呈波动特征。 项目周期内气量变化特征： 客户试采天然气开采计划变动或地下气藏情况变化时，出气量会出现波动。	

由上表对比分析，通常情况下，边远井、零散井的伴生气的项目周期，比试采气井的项目周期长，但气量均具备波动性特征，同时受到客户油气开采计划和油气田实际操作过程中产油/产气具体情况的影响。

综上，公司服务的新疆地区的边远井、零散井运营周期基本一致，但与四川区域的试采井运营周期存在一定差异。

2、报告期各期放空天然气净化回收项目中，按边远井、零散井与试采井的数量和收入构成情况

报告期内，公司放空天然气净化回收业务，按边远井、零散井与试采井的数量和收入构成的具体情况如下表所示：

单位：个、万元

项目		2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
		项目数量	收入	项目数量	收入	项目数量	收入	项目数量	收入
边远井、零散井	CNG	4	4,376.52	6	5,992.83	4	3,421.66	2	5,316.39
	LNG	2	4,831.17	2	7,264.02	2	1,671.97	1	535.45
试采井	CNG ^注	2	4,646.20	2	8,470.68	1	3,075.10	-	-
	LNG	4	4,545.89	4	8,702.09	6	4,292.37	3	2,011.63
其他		-	160.57	-	623.63	-	284.37	-	8.86
合计		12	18,560.35	14	31,053.25	13	12,745.46	6	7,872.33

注：试采井CNG项目为合深4一期、二期项目，其实际提供LNG服务，以CNG的形式结算。

3、列表说明报告期内主要放空天然气净化回收项目的名称、地区、油井类型、建设和投产日期、预计或实际运营时间、投资规模（区分固定资产和长期待摊费用）、产品类型（CNG、LNG等）、设计产能及业务模式（服务费与原料气买断等）

报告期内，公司主要放空天然气净化回收项目的具体情况如下表所示：

项目	地区	油气井类型	开建时间	投产时间	预计或实际运营时间
哈一联项目	新疆	边远井、零散井	2019年4月	2019年6月	3年1个月
宜202项目	四川	试采井	2019年3月	2020年3月	1年5个月
宁211项目	四川	试采井	2020年6月	2020年8月	1年3个月
秋林10项目	四川	试采井	2020年7月	2020年9月	3年
吉庆项目	新疆	边远井、零散井	2020年4月	2020年11月	3年以上
顺北1-1项目	新疆	边远井、零散井	2019年11月	2021年3月	1年
合深4一期项目	四川	试采井	2020年11月	2021年4月	3年以上
金浅3项目	四川	试采井	2021年4月	2021年8月	2年以上
金浅5H项目	四川	试采井	2021年6月	2021年10月	2年以上
跃满801项目	新疆	边远井、零散井	2019年11月	2021年1月	3年以上
吐东2一期项目	新疆	边远井、零散井	2021年4月	2021年11月	3年以上
富源3项目	新疆	边远井、零散井	2021年9月	2021年12月	3年以上
宜203项目	四川	试采井	2021年2月	2022年1月	2年以上
合深4二期项目	四川	试采井	2021年7月	2022年1月	3年以上
火烧山项目	新疆	边远井、零散井	2022年4月	2022年10月	3年以上
哈得项目	新疆	边远井、零散井	2022年6月	2022年12月	3年以上

注：跃满801项目2021年1月投产后，运行一段时间后应客户需求进行改造，2021年5月至9月升级改造，2021年10月再次投产。

放空天然气净化回收业务项目的建设期从订购设备（4至6个月）、土建施工到设备安装调试完成通常需要6至12个月，不同的项目，规模、工艺流程、地理环境、基础设施等多种因素均会影响项目的建设期。

上表中各项目建设周期不同的具体原因详见本问询函回复“16.关于在建工程、固定资产和长期待摊费用”之“（三）报告期内在建项目建设期差异的原因及合理性……”之“1、报告期内在建项目建设期差异的原因及合理性”。

续上表：

单位：万元

项目	固定资产投资规模	长期待摊费用投资规模	产品类型	设计产能	业务模式
哈一联项目	1,848.28	1,212.97	CNG	35万方/天	服务费
宜202项目	1,633.23	156.45	LNG	5万方/天	服务费

项目	固定资产投资规模	长期待摊费用投资规模	产品类型	设计产能	业务模式
宁 211 项目	1,592.92	8.52	LNG	6 万方/天	服务费
秋林 10 项目	2,885.05	430.73	LNG	10 万方/天	服务费
吉庆项目	125.34	240.87	CNG	2 万方/天	原料气买断
顺北 1-1 项目	1,634.48	1,212.19	CNG	10 万方/天	原料气买断
合深 4 一期项目	6,596.15	788.50	LNG	20 万方/天	服务费
金浅 3 项目	2,455.75	662.21	LNG	10 万方/天	服务费
金浅 5H 项目	4,865.49	1,060.15	LNG	20 万方/天	服务费
跃满 801 项目	9,891.10	6,227.90	CNG、LNG	30 万方/天或 20 万方/天	服务费
吐东 2 一期项目	4,527.38	2,524.88	LNG	12 万方/天	服务费
富源 3 项目	2,210.98	1,593.96	CNG	30 万方/天	服务费
宜 203 项目	2,965.22	330.44	LNG	10 万方/天	服务费
合深 4 二期项目	3,942.07	2,760.17	LNG	10 万方/天	服务费
火烧山项目	233.24	660.09	CNG	2 万方/天	原料气买断
哈得项目	4,533.53	2,538.48	CNG	45 万方/天	服务费

公司放空天然气净化回收业务项目建站初始投资主要分为两部分，一部分是固定资产，主要是机器设备的投资，投资金额的影响因素主要包括：（1）加工处理产成品类型，LNG 设备较 CNG 设备价格高；（2）产能，日处理量越大价格越高；（3）处理工艺复杂程度，原料气气质组分越复杂设备配置越多，投资越大。

另一部分是建站相关的设计、土建、基建材料及设备安装等费用，计入长期待摊费用，该部分投资金额的影响因素主要包括：（1）建站规模、建站位置、基础设施条件；（2）产能；（3）处理工艺复杂程度；（4）客户是否提供基础建设等多种因素。

上表中各项目存在差异的具体原因详见本问询函回复“16.关于在建工程、固定资产和长期待摊费用”之“（七）……以及各项目单位产量机器设备和长期待摊费用投资规模情况，项目间存在重大差异的请说明具体原因”之“2、各项目单位产量机器设备和长期待摊费用投资规模情况，项目间存在重大差异的请说明具体原因”。

4、各期间各主要项目的处理量、销售金额、毛利率情况

报告期内，公司主要放空天然气净化回收项目处理量、销售金额、毛利率具体如下表所示：

单位：万 m³、吨、万元

项目	结算产品	2023年1-6月			2022年度			2021年度			2020年度		
		处理量	销售金额	毛利率	处理量	销售金额	毛利率	处理量	销售金额	毛利率	处理量	销售金额	毛利率
哈一联项目	CNG	-	-	-	3,495.55	1,346.26	***	5,730.33	2,099.86	***	9,573.13	5,545.68	***
宜202项目	LNG	-	-	-	-	-	-	2,570.35	333.89	***	5,928.56	770.12	***
宁211项目	LNG	-	-	-	-	-	-	5,102.27	662.78	***	4,097.05	532.21	***
秋林10项目	LNG	7,226.98	903.37	***	14,503.36	1,811.66	***	12,368.96	1,606.73	***	5,460.36	709.30	***
吉庆项目	CNG	213.89	441.04	***	383.95	686.44	***	473.45	757.54	***	30.45	46.55	***
顺北1-1项目	CNG	-	-	-	363.67	628.67	***	192.19	409.08	***	-	-	-
合深4一期项目	CNG	2,640.99	2,773.04	***	5,145.31	5,402.57	***	2,928.66	3,075.10	***	-	-	-
金浅3项目	LNG	6,887.44	833.38	***	11,803.34	1,428.20	***	5,966.13	771.81	***	-	-	-
金浅5H项目	LNG	15,346.15	1,856.88	***	31,819.49	3,850.16	***	6,718.61	863.66	***	-	-	-
跃满801项目	LNG	12,647.40	2,964.80	***	20,935.22	4,427.12	***	8,651.46	1,526.52	***	1,264.64	259.62	***
吐东2一期项目	LNG	12,334.42	1,968.51	***	17,190.94	2,833.58	***	1,167.40	154.63	***	-	-	-
富源3项目	CNG	5,205.49	1,781.38	***	9,047.60	3,097.74	***	370.56	146.00	***	-	-	-
宜203项目	LNG	7,869.82	952.25	***	13,322.88	1,612.07	***	424.78	53.49	***	-	-	-
合深4二期项目	CNG	1,783.97	1,873.16	***	2,922.00	3,068.10	***	-	-	-	-	-	-
火烧山项目	CNG	267.78	567.02	***	60.40	127.95	***	-	-	-	-	-	-
哈得项目	CNG	4,314.08	1,393.32	***	320.86	109.09	***	-	-	-	-	-	-

注：上表中CNG结算的单位为万m³，LNG结算的单位为吨。

放空天然气净化回收项目的处理量和销售金额，主要取决于两方面的因素的影响：一方面，项目投产初期，净化回收量一般都会经历一个爬坡过程，项目初期的处理量会比较少，相应产能利用率也偏低；另一方面，净化处理量取决于油气井出气量，而出气量并不是稳定输出的，在油气井不同的作业情况下或地下油气藏情况变化时，出气量会出现波动，进而影响到发行人净化回收量变化，报告期各期处理量和销售金额相应呈波动趋势。该类业务的成本中折旧摊销、职工薪酬等固定成本占比约70%，经营杠杆较高，因此，在处理量上升时毛利率提升较快，反之亦然。上表中项目毛利率为负数的主要原因为：（1）项目投产第一年初期，处理气量较小，相应收入较少；（2）项目提前结束或中止，当年将长期待摊费用一次性转入生产成本所致。

上表中各项目存在差异的具体原因详见本问询函回复“12.关于毛利率及净利润”之“（一）结合相关项目影响、产能利用率情况等，量化分析报告期内放空天然气净化回收业务单位成本和毛利率变动的原因”。

（六）实际服务量中CNG与LNG的折算关系；放空天然气净化回收项目产量的主要影响因素，报告期内产量变动较大和产量利用率较低的项目请说明具体原因；报告期内是否存在项目中止运营或提前终止运营的情形，若存在，请逐一说明具体原因；发行人报告期后该类业务的建设与开拓情况，相关业务是否具备可持续性，现有项目运营期限届满后是否存在相关收入大幅下滑的风险

1、实际服务量中CNG与LNG的折算关系

放空天然气净化回收所使用的CNG和LNG相关设备，以每天能处理的气态天然气量代表设备理论产能，通常情况下1吨LNG可气化为1,400-1,500立方米天然气。

报告期内，公司合深4项目为LNG加工项目，按照1吨LNG折算为1,490立方米天然气进行结算，参照上述标准，公司在计算产能利用率时，实际服务量按照1吨LNG折算为1,490立方米CNG的统一标准折算。

2、放空天然气净化回收项目产量的主要影响因素，报告期内产量变动较大和产量利用率较低的项目请说明具体原因

放空天然气净化回收项目产量的主要影响因素包括：（1）原料气量的变化，公司处理的油气井的伴生气或试采阶段的天然气，气量具有波动变化的特征；（2）业主方调整临时生产计划，如全面安全检查停产等；（3）天气等环境的变化，如四川地区项目主要在偏远山区，遇到暴雨冲断道路等情形，甲方无法外运LNG，回收站无储运条件时，需暂停生产。

报告期内，各回收项目产量变动较大主要受上述因素的影响；部分项目的产能利用率较低，主要原因系放空天然气净化回收站的设计产能，需要根据客户的需求，为避免产能不足导致天然气放空燃烧，须按照该井的气量峰值来设计建设，但多数项目的出气量不可能持续在峰值附近，因此，造成产能利用率数据上较低，但属于该领域的正常情况。

报告期各期，放空天然气净化回收主要项目的产能、产量及产能利用率情况如下表：

单位：万 m³

项目名称	2023年1-6月			2022年			2021年			2020年			项目周期
	产能	产量	产能利用率	产能	产量	产能利用率	产能	产量	产能利用率	产能	产量	产能利用率	
哈一联项目	-	-	-	4,375	3,495.55	79.90%	10,500	5,730.33	54.57%	10,500	9,573.13	91.17%	3年1个月
宜202项目	-	-	-	-	-	-	750	382.98	51.06%	1,125	883.36	78.52%	1年5个月
宁211项目	-	-	-	-	-	-	1,350	760.24	56.31%	600	610.46	101.74%	1年3个月
秋林10项目	1,500	1,076.82	71.79%	3,000	2,161.00	72.03%	3,000	1,842.98	61.43%	750	813.59	108.48%	3年
吉庆项目	300	213.89	71.30%	600	383.95	63.99%	600	473.45	78.91%	50	30.45	60.90%	预计3年以上
顺北1-1项目	-	-	-	250	177.36	70.94%	2,250	752.43	33.44%	-	-	-	1年
合深4一期项目	3,000	2,640.99	88.03%	6,000	5,145.31	85.76%	4,000	2,928.66	73.22%	-	-	-	预计3年以上
金浅3项目	1,500	1,026.23	68.42%	3,000	1,758.70	58.62%	1,000	888.95	88.90%	-	-	-	预计2年以上
金浅5H项目	3,000	2,286.58	76.22%	6,000	4,741.10	79.02%	1,000	1,001.07	100.11%	-	-	-	预计2年以上
跃满801项目	3,000	2,088.75	69.62%	6,000	3,240.40	54.01%	3,000	1,307.24	43.57%	-	253.29	-	预计3年以上
吐东2一期项目	1,800	1,837.83	102.10%	3,600	2,561.45	71.15%	300	173.94	57.98%	-	-	-	预计3年以上
富源3项目	4,500	5,205.49	115.68%	9,000	9,047.60	100.53%	-	370.56	-	-	-	-	预计3年以上
宜203项目	1,500	1,172.60	78.17%	2,750	1,985.11	72.19%	-	63.29	-	-	-	-	预计2年以上
合深4二期项目	1,500	1,783.97	118.93%	2,750	2,922.00	106.25%	-	-	-	-	-	-	预计3年以上
火烧山项目	300	267.78	89.26%	100	60.40	60.40%	-	-	-	-	-	-	预计3年以上
哈得项目	6,750	4,314.08	63.91%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	预计3年以上

注：上表中产能计算按照各项目固定资产达到可使用状态转固后次月折旧时间开始计算，但产量从试运行阶段即转固之前就已经产生，因此，部分项目投产当年产能利用率超过100%或无产能；顺北1-1项目计算产能利用率时，产量按照处理原料气量计算，购买管道气直接加气部分不计入产量；跃满801项目、富源3项目和宜203项目均为年末12月试生产，未计算当年产能。

报告期内，哈一联项目2021年产能利用率较2020年下降36.60个百分点，主要原因系客户调整生产计划，减少了原料气供应所致；因2022年6月该项目结束，2022年产量较2021年下降39.00%。宜202和宁211项目2021年出现产量或产能利用率下降，主要原因系公司有新项目需要投建、缺少设备，经公司与客户协商后，于2021年7月、10月分别终止了上述两个气量较小的回收项目。顺北1-1项目于2021年3月投产后，原料气供应量较少，产量相对较小，因该项目主要为南疆区域天然气发电及主动力服务提供气源，随着2022年公司天然气发电及主动力服务退出南疆市场，顺北1-1项目也随之中止。其他放空天然气回收项目的产量和产能利用率的变化基本处于合理范围，主要是受到原料气量波动等因素的影响。

3、报告期内是否存在项目中止运营或提前终止运营的情形，若存在，请逐一说明具体原因

报告期内，放空天然气净化回收业务存在提前中止运营或终止运营的情形，所涉及的项目具体情况如下表所示：

项目名称	预计运营期	投产时间	中止/终止时间	具体原因
宜202项目	2年	2020年3月	2021年7月	有盈利能力更好的项目投建，该井气量较小，经客户同意后提前终止，相关设备和人员调配至合深4二期项目使用
宁211项目	2年	2020年8月	2021年10月	有盈利能力更好的项目投建，该井气量较小，经客户同意后提前终止，相关设备和人员调配至合深4二期项目使用
顺北1-1项目	3年	2021年3月	2022年2月	顺北1-1项目为原料气买断模式，投运后主要为公司南疆区域天然气发电及主动力服务，提供天然气供应保障。因2022年上半年天然气发电及主动力服务完全退出南疆市场，决定中止项目。

报告期内，放空天然气净化回收项目中止或终止运营的项目共3个，宜202和宁211年提前终止的原因相同，因气量规模较小，经公司与客户协商后终止；顺北1-1项目为南疆区域保运项目，天然气发电及主动力服务退出南疆市场后，公司主动中止，后续视市场销售情况调整生产计划。

该类业务若出现项目中止或者提前终止运营的情况，公司会将该项目剩余的长期待摊费用一次性转入当期成本核算。

4、发行人报告期后该类业务的建设与开拓情况，相关业务是否具备可持续性，现有项目运营期限届满后是否存在相关收入大幅下滑的风险

报告期内，放空天然气净化回收项目结束后均有新项目续接，不存在到期后无项目的情形；截至报告期末，放空天然气净化回收在投运项目12个，整体运营情况稳定，项目持续时间预计到2024-2025年。

报告期后，公司在建项目和正在开拓的业务情况如下表：

类型	区域	客户名称/ 供应商名称 ^注	项目名称	项目规模	经营模式	备注
在建项目	新疆	中石油新疆油田分公司	车89项目	5万方	原料气买断模式	该项目可为公司北疆区域的天然气发电及主动力服务提供天然气，具备良好的业务协同性
正在开拓项目	四川	成都天然气化工总厂	-	预计2023-2024最低新增产能需求40万方/天； 已确定2023年下半年新增20万方/天	服务费模式	已签订《成都天然气化工总厂2022年-2024年试采气天然气撬装LNG回收利用承揽合同》，可根据客户的任务书签定具体项目合同；已收到新项目文4井（20万方/天）试采气回收任务委托函
	重庆	中石油浙江油田分公司	重庆区域零散气框架销售（2023.01.30-2025.01.29）	暂未确定	原料气买断模式	公司2023年1月已中标，暂无设备投建，待定项目
	新疆	新疆博源石油天然气开发有限公司	博源1井试采天然气撬装LNG回收利用项目	10万方/天	服务费模式	已签署合同，服务周期为2年，建设中
		博瑞能源	吐东2二期	预计30万方/天	服务费模式	双方已达成合作意向

注：原料气买断模式下，公司的服务对象为公司的原料气供应商。

公司在建项目和正在开拓项目不多的原因是因为目前自身资金实力有限，无法采购更多的设备开拓和运营新项目，但是与现有客户均保持了良好的长期合作关系，存在持续的市场需求，若公司设备数量可以满足更多的项目，则现有客户均会与公进行持续合作。报告期后，公司持续开发新项目，该类业务具备较好的可持续性，现有项目运营期限届满后不存在相关收入大幅下滑的风险。

(七) 不同业务模式下，放空天然气净化回收项目的价格确定过程、具体定价方式和主要影响因素；中石油、中石化对该类业务的内部定价标准及其变动情况，对公司服务单价的影响，公司的自主定价空间情况；CNG与LNG价格间的内在联系，报告期内两者价格的匹配性；区分CNG和LNG，说明报告期内服务单价与公开市场价格的比较情况，并结合具体影响因素分析不同客户、合同间的单价差异的合理性；四川地区合深4一期及二期项目LNG转换为CNG结算的具体比例，将其还原为LNG服务后，分别分析报告期内CNG、LNG净化回收服务价格变动的合理性

1、不同业务模式下，放空天然气净化回收项目的价格确定过程、具体定价方式和主要影响因素

放空天然气净化回收业务分为服务费模式和原料气买断模式，其价格确定过程、具体定价方式和主要影响因素，具体如下：

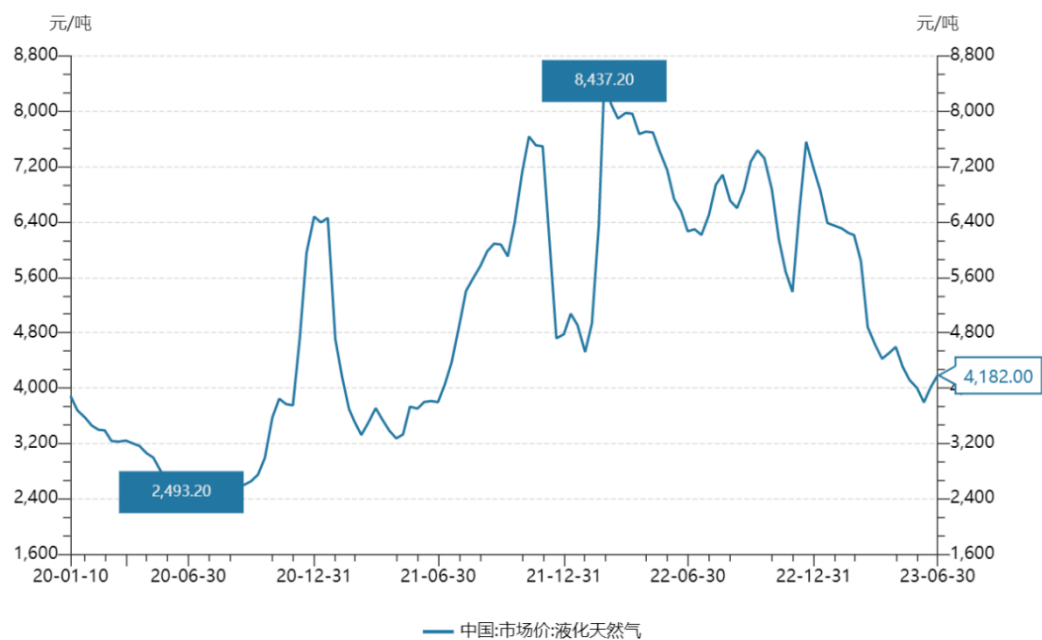
业务模式	价格确定过程	具体定价方式	主要影响因素
服务费模式	<p>投标模式：经公司测算项目成本后，在甲方给出的招标限价范围内报价投标，甲方按照评标标准确定中标单位；</p> <p>竞争性谈判：经公司测算项目成本后，结合对市场竞争情况的判断直接出价，甲方综合各供应商的报价、历史业绩、设备储备情况等方面，确定供应商。</p>	中标价/竞争性谈判价	<p>(1) 整体作业难度</p> <p>(2) 气质组分、处理量</p> <p>(3) 项目投资规模</p> <p>(4) 市场竞争程度</p>
原料气买断模式	双方协商确定	谈判	市场供需关系

注：表格内为销售价格确定过程、方式及影响因素；原料气买断模式下采购端价格确定过程及主要影响因素与服务费模式销售端价格确定过程及主要影响因素基本一致。

2、中石油、中石化对该类业务的内部定价标准及其变动情况，对公司服务单价的影响，公司的自主定价空间情况

放空天然气净化回收业务对于中石油、中石化来说属于增量业务，将原本放空燃烧的天然气进行回收，可以获取额外的经济效益，同时还降低了碳排放量，有利于生态环境，其内部定价是基于市场调研确定，近年来其服务价格定价标准基本稳定，对公司经营暂无重大不利影响。

报告期内，公司该类业务以服务费模式下的LNG产品为主，其LNG市场价格走势如下图所示：



数据来源：Wind

由上图所示，2020年初，因国际公共卫生突发事件导致价格下跌至2,493元/吨，随后整体呈上涨趋势，最高价格为8,437元/吨，平均价格约为5,000元/吨。而公司LNG的服务价格基本在1,200-1,800元/吨区间，明显低于终端产品的销售价格。因此，客户目前采购该项服务的价格，具备较高的经济效益，对服务费价格敏感度相对较低，更为关注供应商提供服务的质量，如净化效果、确保油气井作业的连续性和安全性。

报告期内，公司该类业务的三大客户定价变动情况：（1）成都天然气化工总厂，2022年服务平均单价较2020年下降约7%，主要系2020年单井项目处理量多为10万方以内，后期单井规模10万方以上增多，整体业务量也逐年增加，因此，适当调降了服务单价。（2）昆仑泰客（其合同后续由大庆油田龙丰实业有限公司承接），服务单价无变化。（3）博瑞能源，因项目之间的投资规模、处理难度存在较大差异，不同项目定价存在相应的差异，与其他客户相比，整体定价处于合理区间。

在处理天然气气质组分杂质较少的项目中，公司自主定价空间较小，只能在甲方招标价格范围内投标；但公司在处理高含硫的回收项目竞争中，具备一定的自主定价权，由于市场上具备处理高含硫经验的供应商相对较少，通常公司给客户

历史服务类似项目的服务单价作为参考，再结合拟承接项目实际情况，经双方谈判协商后确定。

综上，公司客户中石油、中石化对该类业务的定价标准基于市场调研确定，目前客户采购该项服务的价格，其具备较高的经济效益，报告期内，客户的采购价格基本保持稳定，对公司服务单价无重大影响；公司在处理天然气气质组分杂质较少的项目中，公司自主定价空间较小，但在处理高含硫的回收项目时，具备一定的自主定价空间。

3、CNG与LNG价格间的内在联系，报告期内两者价格的匹配性

CNG和LNG服务价格取决于具体回收项目的情况，各项目投资成本差异大，服务价格明显不同，故关联性较低，两者价格基本无匹配关系。主要原因如下：（1）不同项目的原料气气质组分差异较大，故处理工艺和难度均存在较大差异，需配置不同的净化处理设备和人员，投资成本差异大；（2）不同项目土建投资规模差异较大，客户提供可直接进行安装调试设备场地的回收站，基本无土建成本，而在沙漠戈壁等建设的回收站，则需大量土建工程，投资成本较高；（3）生产LNG的设备成本更高。将原料气经过脱水、脱碳、脱硫等净化工艺后，即可处理为CNG，而生产LNG需先行将原料气进行上述净化处理，后经LNG液化设备处理为成品LNG，工艺流程长，且后端LNG液化设备投资成本高，服务成本存在明显差异。

报告期内，合深4项目一期、二期为LNG加工服务项目，由于客户统计数据口径等方面的需求，按照固定的气化率、固定的服务单价转化为CNG结算，实际代表的是LNG的服务价格，并非反映CNG与LNG服务价格的匹配关系。

综上，CNG和LNG服务成本均存在较大差异，服务价格明显不同，因此，CNG和LNG的服务价格关联性低，报告期内两者价格基本无匹配关系。

4、区分CNG和LNG，说明报告期内服务单价与公开市场价格的比较情况，并结合具体影响因素分析不同客户、合同间的单价差异的合理性

放空天然气净化回收业务因项目间存在较大的差异，无可比的公开市场价格，影响定价因素主要包括：（1）项目整体作业难度；（2）气质组分，处理量；（3）项目投资规模；（4）市场竞争情况。

报告期内，公司不同客户、不同合同（项目）间服务单价差异均受上述因素的影响，具体情况如下：

（1）报告期内 CNG 服务单价

单位：元/m³

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
哈一联项目	-	0.39	0.37	0.48
跃满 801 项目 ^注	0.50	0.50	0.50	0.50
富源 3 项目	0.34	0.34	0.39	-
哈得项目	0.32	0.34	-	-

注：2020年度和2021年度，跃满801项目和富源3项目收入很小，对当年平均服务单价几乎无影响；上表中计算哈一联项目的服务单价时未包含副产品混烃处理费和辅助增压费；跃满801项目以LNG为主，处理少量的CNG。

由上表可知，跃满 801 项目的 CNG 价格服务单价明显高于其他项目，主要原因系该项目的气质组分中硫化氢含量超过 2,000mg/m³，哈一联项目、哈得项目及富源 3 项目含量相对较低，定价相对较低。

（2）报告期内 LNG 服务单价

单位：元/吨

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
宜 202 项目	-	-	1,299.00	1,299.00
宁 211 项目	-	-	1,299.00	1,299.00
秋林 10 项目	1,250.00	1,249.13	1,299.00	1,299.00
金浅 3 项目	1,210.00	1,210.00	1,293.66	-
金浅 5H 项目	1,210.00	1,210.00	1,285.48	-
宜 203 项目	1,210.00	1,210.00	1,259.26	-
合深 4 一期项目	1,564.50	1,564.50	1,564.50	-
合深 4 二期项目	1,564.50	1,564.50	-	-
跃满 801 项目	1,796.46	1,732.97	1,696.40	1,796.46
吐东 2 一期项目	1,595.95	1,648.30	1,324.57	-

注：合深 4 一期及二期项目实际提供 LNG 服务，在结算时转化为 CNG 结算，为了更好地比较，本表列示的单价为其按固定比例转换为 LNG 的服务单价；801 项目 LNG 单价未包含管输等辅助费。

由上表可知，宜 202、宁 211、秋林 10、金浅 3、金浅 5H 和宜 203 项目服务单价基本一致，且变化较小，上述项目的客户均为成都天然气化工总厂，服务单价由投标价格确定，而同属四川区域的合深 4 一期、二期项目定价较高，主要原因系该

项目属于高含硫项目，硫化氢含量超过 10,000mg/m³。新疆区域的跃满 801 项目和吐东 2 项目定价较高，主要因土建投资较大，其中跃满 801 项目土建投资超过 5,000 万元，吐东 2 土建投资超过 2,000 万元，吐东 2 项目 2022 年服务价格有所提升，主要因气量长时间未到达后续扩产能的预期，但投资成本过大，经双方谈判提升了服务单价，而成都天然气化工总厂的项目主要由客户提供满足项目建设的场地，基本无土建投资。

综上，放空天然气净化回收业务因项目间存在较大的差异，无可比的公开市场价格，不同客户、合同间的单价差异存在合理性。

5、四川地区合深4一期及二期项目LNG转换为CNG结算的具体比例，将其还原为LNG服务后，分别分析报告期内CNG、LNG净化回收服务价格变动的合理性

报告期内，公司放空天然气净化回收业务四川地区合深 4 一期及二期项目实际为客户提供加工处理 LNG 的服务，根据双方约定，将 LNG 结算量按照一定比例转换为 CNG 结算量进行结算。报告期内，按照气化率 1,490m³CNG 转换为 1 吨 LNG。按还原为 LNG 服务后，报告期内 CNG、LNG 净化回收服务价格的具体情况如下表所示：

(1) CNG 净化回收处理服务

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
CNG 净化回收处理收入 (万元)	3,256.16	-	4,549.77	101.76%	2,255.04	-51.64%	4,662.68
CNG 净化回收结算量 (万 m ³)	9,723.86	-	12,985.07	112.21%	6,119.06	-36.51%	9,637.98
平均单价 (元/m ³)	0.33	-4.43%	0.35	-4.92%	0.37	-23.82%	0.48

将合深 4 一期及二期还原至 LNG 服务后，报告期内，CNG 净化回收处理服务平均单价分别为 0.48 元/m³、0.37 元/m³、0.35 元/m³ 和 0.33 元/m³；2021 年和 2022 年 CNG 净化回收服务的单价基本保持稳定，主要收入均来自于哈一联项目。2020 年度平均单价较高，主要原因系哈一联项目 2019 年投运时预判供气量偏低，因此定价偏高，因实际运营时客户供气量较大，2020 年下半年服务价格开始有所下调，价格变动具备合理性。2023 年 1-6 月，服务单价进一步下降，主要系定价相对较高的哈一联项目于 2022 年结束。综上，报告期内 CNG 价格变化具备合理性。

(2) LNG 净化回收处理服务

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
LNG 净化回收处理收入 (万元)	13,432.65	-	23,634.36	162.90%	8,989.72	301.54%	2,238.81
LNG 净化回收结算量 (吨)	92,009.89	-	163,718.25	161.42%	62,625.41	273.87%	16,750.61
平均单价 (元/吨)	1,459.91	1.13%	1,443.60	0.57%	1,435.48	7.40%	1,336.56

将合深 4 一期及二期还原至 LNG 服务后，报告期内，LNG 净化回收处理服务平均单价分别为 1,336.56 元/吨、1,435.48 元/吨、1,443.60 元/吨和 1,459.91 元/吨。2021 年度、2022 年度及 2023 年 1-6 月的平均单价较为接近，高于 2020 年度，主要原因系 2020 年四川区域的三个项目前期土建投入小，处理难度相对较低，服务价格相对较低，而 2021 年、2022 年跃满 801 项目、合深 4 项目陆续投产，上述项目因含硫量较高、土建投资大，其服务单价相对较高。综上，报告期内 LNG 价格变化具备合理性。

(八) 原料气买断模式与服务费模式在业务模式、定价方式、合同期限、项目运营周期、双方权利义务以及相关会计处理方式等方面的差异情况，报告期内原料气买断模式的处理量、收入和毛利率情况，该模式的主要客户、项目基本情况，所产出产品的销售、耗用情况和主要销售对象

1、原料气买断模式与服务费模式在业务模式、定价方式、合同期限、项目运营周期、双方权利义务以及相关会计处理方式等方面的差异情况

报告期内，原料气买断模式与服务费模式在业务模式和双方权利义务方面的差异，详见本题前述“(二) 1、放空天然气净化回收业务客户开拓、订单获取、合同签订和业务开展执行的具体流程，其中业务流程请结合项目设计、建设、投产、终止等环节说明完整项目周期的具体过程，以及公司和客户在各环节中的主要职责，不同客户、合同间存在差异的请分别说明”；在定价方式方面的差异情况详见本题前述“(七) 1、不同业务模式下，放空天然气净化回收项目的价格确定过程、具体定价方式和主要影响因素”。

两种经营模式在合同期限、项目运营周期以及相关会计处理方式等方面的差异如下表所示：

经营模式	经营区域	合同期限	项目运营周期	相关会计处理
服务费模式	新疆、四川	新疆1年 四川2-3年	新疆一般3年以上 四川一般2-3年	根据公司与客户共同确认的净化加工处理为CNG、LNG或副产品混烃的量及合同价格确认放空天然气净化回收收入
原料气买断模式	新疆	1年	一般3年以上	为商品买卖合同，于客户提货时确认收入，根据销售量及合同单价确认放空天然气净化回收收入

2、报告期内原料气买断模式的处理量、收入和毛利率情况，该模式的主要客户、项目基本情况，所产出产品的销售、耗用情况和主要销售对象

(1) 报告期内原料气买断模式的处理量、收入和毛利率情况

报告期内，公司原料气买断模式的放空天然气净化回收业务均为 CNG 项目，各项目的处理量、收入和毛利率具体情况如下表所示：

单位：万 m³、万元

项目	2023年1-6月			2022年度			2021年度			2020年度		
	处理量	收入	毛利率	处理量	收入	毛利率	处理量	收入	毛利率	处理量	收入	毛利率
吉庆项目	213.89	441.04	***	383.95	686.44	***	473.45	757.54	***	30.45	46.55	***
顺北 1-1 项目	-	-	-	363.67	628.67	***	192.19	409.08	***	-	-	-
火烧山项目	267.78	567.02	***	60.40	127.95	***	-	-	-	-	-	-
合计	481.67	1,008.06	***	808.02	1,443.06	***	665.64	1,166.62	***	30.45	46.55	***

由上表所示，吉庆项目、顺北 1-1 项目和火烧山项目在投产第一年毛利率均为负数，主要原因系各项目投产初期，处于产量逐步提升阶段，处理量相对较小所致。2022 年顺北 1-1 项目毛利率仍然为-115.94%，该项目主要作为公司南疆地区天然气发电及主动力服务供应的保障项目，随着公司逐渐退出南疆地区天然气发电及主动力服务市场，顺北 1-1 项目中止，剩余长期待摊费用余额一次性转入当期损益，导致当年毛利率为负。

(2) 原料气买断模式的原料气供应商、项目基本情况

项目	地区	油气井类型	规模类型	投产时间	原料气供应商
吉庆项目	新疆	边远井、零散井	2 万方/天、CNG	2020 年 11 月	中石油新疆油田分公司
顺北 1-1 项目	新疆	边远井、零散井	10 万方/天、CNG	2021 年 3 月	中石化西北油田分公司
火烧山项目	新疆	边远井、零散井	2 万方/天、CNG	2022 年 10 月	中石油新疆油田分公司

由上表所示，报告期内，原料气买断模式项目均处于新疆地区，处理的为边远井、零散井的放空伴生气，项目规模较小，总体对公司经营情况影响较小。

(3) 所产出产品的销售、耗用情况和主要销售对象

报告期内，公司原料气买断模式的放空天然气净化回收业务各项目销售、耗用的具体情况如下表所示：

单位：万 m³、吨、万元

年份	项目	原料气采购		产品 CNG 销售		副产品混烃销售	
		数量	金额	数量	金额	数量	金额
2023 年 1-6 月	吉庆项目	217.00	29.86	213.89	441.04	-	-
	顺北 1-1 项目注	-	-	-	-	-	-
	火烧山项目	282.00	219.68	267.78	497.68	256.70	69.35
	合计	499.00	249.54	481.67	938.72	256.70	69.35
2022 年度	吉庆项目	389.40	50.02	383.95	686.44	-	-
	顺北 1-1 项目 ^注	177.36	105.76	363.67	565.33	196.38	63.34
	火烧山项目	44.00	34.28	60.40	116.37	43.62	11.58
	合计	610.76	190.06	808.02	1,368.14	240.00	74.92
2021 年度	吉庆项目	477.94	61.39	473.45	757.54	-	-
	顺北 1-1 项目	752.43	372.87	192.19	229.11	643.10	179.96
	合计	1,230.37	434.26	665.64	986.66	643.10	179.96
2020 年度	吉庆项目	30.75	3.95	30.45	46.55	-	-
	合计	30.75	3.95	30.45	46.55	-	-

注：顺北 1-1 项目除采购原料气加工处理外，还采购管道天然气压缩后天然气发电及主动力服务业务自用或对外出售。

报告期内，吉庆项目净化处理的原料气基本无杂质，仅需脱除少量的水后即可销售，因此，原料气采购量和产品 CNG 的销售量基本一致；顺北 1-1 项目，2021 年

原料气采购量远大于产品 CNG 销售量，主要原因系产出的 CNG 大部分用于自身天然气发电及主动力服务，对外销售部分相对较少，2022 年因原料气供应不足，顺北 1-1 项目采购了管道天然气，经回收站压缩后自用或对外销售，导致当年销售量高于原料气采购量；火烧山项目 2022 年 10 月投产，因投产初期供应商提供的原料气杂质超出约定标准，2022 年 10 月-11 月供应商未收取原料气费用，导致投产初期产品 CNG 的销售量略大于原料气采购量。

报告期内，公司原料气买断模式的放空天然气净化回收业务的主要销售对象如下表所示：

单位：万元

年份	序号	客户	收入	占比
2023 年 1- 6 月	1	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	430.71	39.17%
	2	昌吉准东经济技术开发区泰业燃气有限责任公司	405.19	36.85%
	3	新疆晋源能源有限公司	76.46	6.95%
	4	新疆鼎基宏亚能源科技有限公司	62.76	5.71%
	5	沙雅鑫源燃气有限公司	52.77	4.80%
	合计			1,027.89
2022 年度	1	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	594.41	41.19%
	2	巴州九远恒泽商贸有限公司	372.84	25.84%
	3	昌吉准东经济技术开发区泰业燃气有限责任公司	208.40	14.44%
	4	新疆福满仓贸易有限责任公司	183.77	12.73%
	5	库车中原石油化工有限公司	63.34	4.39%
	合计			1,422.76
2021 年度	1	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	757.54	64.93%
	2	库车中原石油化工有限公司	177.69	15.23%
	3	巴州九远恒泽商贸有限公司	97.86	8.39%
	4	新疆福满仓贸易有限责任公司	47.37	4.06%
	5	巴州峰俊能源技术服务有限公司	44.56	3.82%
	合计			1,125.02
2020 年度	1	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	46.55	100.00%
	合计			46.55

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、查阅放空天然气净化回收领域的相关国家产业政策，并通过查询世界银行、中石油、中石化官网新闻报道，以及该领域的学术论文，了解国内外该领域的发展情况；走访发行人客户或获取客户出具的说明，了解客户该类业务的供应商数量；

2、访谈发行人相关部门，了解业务客户开拓方面的流程，合作时间及背景，查阅报告期内的业务合同，以及报告期后的合同及中标情况，了解业务流程以及发行人与客户在业务各环节中的职责；

3、对比分析放空天然气净化回收业务前五大客户的经营情况，进一步取得前五大客户中昆仑泰客出具的相关控制权的说明性文件；

4、收集分析发行人报告期前的业务合同、发票等，梳理公司三类业务的开展时间，分析报告期前公司的主营业务是否发生变化；

5、了解放空天然气净化回收业务的经营模式的差异，以及该业务中跃满801项目，博瑞能源与沙雅瑞凯合作的商业合理性，对沙雅瑞凯的主要客户进行访谈、执行函证程序，分析不同年份毛利率变化的原因以及客户之间的销售价格差异的合理性；

6、查阅公开信息及客户提供的行业数据，对比分析边远井、零散井的伴生气和试采井的特点；

7、查阅报告期内放空天然气净化回收项目的项目资料，分析各个项目投资规模不同的原因以及处理量、销售金额、毛利率变化的原因；

8、访谈发行人管理层了解影响各项目定价的主要因素，以及报告期内项目提前中止和终止的原因；

9、对比分析原料气买断模式和服务费模式的合同条款、业务流程、盈利模式以及相应的会计处理，走访主要客户，了解合作背景、定价情况等。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、国内未公开披露过边远井、零散井和试采井的数量，发行人无法获取全国市场相关井口气的年产量，通过测算区域市场的容量并进行推算，市场空间较大；国内该领域发展的历程较短，目前进入了行业成熟期；发行人中石油、中石化等主要客户及其下属公司均通过外部供应商从事边远井、零散井和试采井天然气净化回收业务，自身作为项目管理方对相关技术从事理论研究，但不直接从事该类业务和设备生产，且未来全部由中石油、中石化自身投资运营的可能性较低；目前发行人该业务主要客户的供应商数量相对较少，集中度较高，具有合理性；报告期内，公司放空天然气净化回收业务主要客户稳定，未出现过在项目周期内，不予续签合同的情形，且发行人后续具有项目储备，2020年-2022年期末，在投产项目数量持续增加，2023年6月末，虽然暂无项目增加，但已有在手新增项目订单，该类业务和规模具备良好的持续性；发行人进一步拓展该业务的方式主要为投标、竞争性谈判，向其他客户、区域拓展不存在实质性障碍，不存在对发行人持续经营能力有重大不利影响的情形；

2、放空天然气净化回收的服务流程明确，目前以服务 fee 模式为主，公司仅提供加工处理服务，产品所有权归属于客户，少量原料气买断模式，公司在加工处理完后，需进行产品销售；四川区域的合同与项目周期匹配，不存在项目周期中合同续约的不确定性，新疆区域，博瑞能源的合同虽然为一年一签，续约通过谈判形式较为简单，报告期内未出现过在项目周期内合同不予续约的情形，因此，该业务在项目周期内合同不续约的风险较小；该业务重要销售合同中，个别项目存在设备租赁、劳务外包合同原因是甲方处于内部管理或核算的需求，将合同拆分为两部分，业务实质未发生变化，管输等合同是项目的组成部分，主要业务模式的披露完整；

3、报告期内前五大客户的业务模式以服务 fee 模式为主，影响销售金额变化的主要原因是项目数量和处理量的变化；公司无法获取昆仑泰客公司章程，查询了中石油、昆仑能源公开披露的年报，也未查询到将其作为控股公司披露，最终按照其持股比例作为合营公司，在招股说明书中将其单独披露，经公司多次沟通，昆仑泰客出具了控制权说明，发行人已将昆仑泰客调整为中石油控制公司披露；报

告期内公司的主要客户博瑞能源和中石化西北油田分公司，均从报告期前建立业务合作关系，随着业务的拓展，该类业务的客户不断增加，主要客户未发生过重大变化；报告期前，发行人一直从事天然气发电及主动力服务及放空天然气净化回收业务，因此，主营业务未发生过重大变化；

4、放空天然气净化回收两种业务模式中，发行人均不承担运输费用；报告期内，发行人处理后产品直接交付给客户，不存在向第三方交付的情形；沙雅瑞凯向博瑞能源采购量和时点基本与跃满801项目的产出量匹配；发行人开展此类业务具备商业合理性；报告期内不存在发行人向客户承诺产品销售、负责联系下游客户、以产品销售为条件获取业务等情形；

5、通常情况下，边远井和零散井的伴生气项目运营周期比试采井的周期长，报告期内，各类型项目的经营数据符合实际情况；

6、发行人在计算实际服务量中CNG与LNG的折算关系时，参照了设备的处理能力标识产能单位，按照与现有客户的结算转换比例，统一单位进行产能利用率计算；报告期内产量变动较大和产能利用率较低项目、以及提前中止和终止的项目原因具备合理性；报告期后，发行人具备良好的项目储备，相关业务具备可持续性，收入大幅下滑的风险较低；

7、放空天然气净化回收两种业务模式的定价方式主要包括投标、竞争性谈判和谈判等，主要影响因素为项目整体业务难度、气质组分、处理量、投资规模和市场情况；报告期内，中石油、中石化其内部定价是基于市场调研确定的，近年来其服务价格定价标准基本稳定，对公司经营暂无重大不利影响；在处理天然气气质组分杂质较少的项目中，公司自主定价空间较小，只能在甲方招标价格范围内投标。但公司在处理高含硫的回收项目竞争中，具备一定的自主定价权；CNG和LNG的服务价格关联性低，报告期内两者价格基本无匹配关系；报告期内，因该类业务项目之间差异较大，无法获取市场公开价格，公司获取该类业务以投标和竞争性谈判为主，通过比较不同客户间的价格差异，均有合理原因，价格具备公允性；将四川地区合深4一期及二期项目LNG转换为CNG结算的具体比例为结算比例，将其还原为LNG服务后，报告期内CNG、LNG净化回收服务价格的变动具备合理性；

8、原料气买断模式与服务费模式在业务模式等方面存在差异，报告期内原料气买断模式的处理量、收入和毛利率情况、该模式的主要客户、项目基本情况，所产出产品的销售、耗用情况和主要销售对象的披露符合实际情况。

9.2 关于注气业务

根据申报材料，（1）报告期内注气业务客户数量较少，2020年、2021年为3家客户，2022年终止与新疆科瑞石油工程技术服务有限公司的合作；（2）注气业务为公司2018年与控股股东尤龙公司重组取得，公司与中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司开始合作时间分别为2018年、2020年；（3）报告期内，公司注气业务单价分别为0.54元/m³、0.54元/m³和0.39元/m³，服务价格主要参照客户内部定价标准，通过投标、竞争性谈判等方式确定。公开资料显示，2020年西北油田采油一厂注气覆盖率达60%以上，随着注气轮次的增加，增油效果逐年下降。

请发行人说明：（1）注气工艺在油田开采中的适用范围，是否仅适用于特定油藏类型、开采阶段等，报告期内注气业务客户数量较少的原因，进一步市场开拓是否存在实质性障碍，向新疆科瑞石油工程技术服务有限公司销售金额下降并终止合作的原因；（2）公司及其控股股东与中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司的业务合作关系建立过程和背景；报告期各期中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司注气业务量，由公司提供服务的注气量及占比情况，两家客户注气业务其他主要供应商情况，公司在其同类供应商中的排名情况；（3）前述两家主要客户近年来注气业务量变动趋势，未来需求是否稳定、是否存在下滑风险，影响其注气业务量和向发行人采购注气服务量的主要因素；注气服务的订单获取方式和合同签订周期，公司与两家客户的业务关系是否稳定；（4）公司注气业务定价方式和定价策略，影响报价的主要因素，2022年注气业务单价大幅下降的原因；报告期内注气业务单价与公开市场价格的比较情况，不同客户、不同合同间服务单价的差异及合理性，结合前述情况说明公司服务单价是否公允；主要客户注气业务内部定价标准情况及对公司服务定价的影响。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人说明

(一) 注气工艺在油田开采中的适用范围，是否仅适用于特定油藏类型、开采阶段等，报告期内注气业务客户数量较少的原因，进一步市场开拓是否存在实质性障碍，向新疆科瑞石油工程技术服务有限公司销售金额下降并终止合作的原因

1、注气工艺在油田开采中的适用范围，是否仅适用于特定油藏类型、开采阶段等

注气工艺指自地面向油层中注入气体驱油从而增加原油产量的油田开发技术，主要适用于原油开采的中后期，即二次、三次采油阶段。注气在国内外均属于一种成熟的提高采收率的措施，世界EOR（Enhanced oil recovery）年产量构成中，注气技术占比超过30%²。

注气提高采收率技术驱油机理明确，能够有效扩大波及体积和提高驱油效率，具备大幅提高采收率的理论基础，适宜的气源多样，包括注氮气、天然气、二氧化碳和空气等。对于不同类型的油藏适应性广泛，潜力巨大，尤其对我国大量低渗透和致密油等难采储量油藏具有广阔的推广应用前景。我国油气低渗透储量主要分布在大庆、吉林、辽河、大港、新疆、长庆、吐哈、胜利、中原等9个油区，主要含油气盆地低渗透石油资源占剩余石油资源总量的60%，低渗透天然气资源占剩余天然气资源总量的51%，可见低渗透油气资源在剩余油气资源总量中占有绝对的主导地位³。

综上，注气工艺在油田开采中主要适用于二次、三次采油阶段，注气工艺具有良好的驱油效果，适用于多种类型的油藏开采，特别是对于我国分布广泛、储量巨大的低渗透油藏而言，具有较为显著的提高采收率的效果，因此未来我国油气开采过程中，注气工艺将得到越来越多的应用，该项业务的市场前景广阔。

2、报告期内注气业务客户数量较少的原因，进一步市场开拓是否存在实质性障碍

我国石油行业由中石油、中石化、中海油三大集团占据了绝大部分市场份额，新疆地区油气产量当量全国第一，产量主要来源于四大油田，包括西北油田、吐

² 注气提高采收率技术进展及前景展望[J].石油学报

³ 中国低渗透油气藏开发理论与技术进展[J].石油勘探与开发

哈油田、塔里木油田和新疆油田，分别对应中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司、中石油塔里木油田分公司和中石油新疆油田分公司，因此，新疆区域油服企业的业务来源也集中在上述四家油田公司。公司注气业务集中在新疆区域，服务于中石化西北油田分公司和中石油吐哈油田分公司，符合下游客户集中度高的特征。

报告期内，公司注气业务设备利用率平均约85%，考虑到设备的定期检修维护等时间，当前设备和人员已处于工作量满负荷状态，存量设备已无法支撑向其他油田区域或客户进行拓展。近年来，现有客户注气提高采收率的需求持续增加，2022年公司新购置了注气设备以满足客户需求。

公司可提供注氮气、注天然气等注气增产技术服务，目前还在研发注二氧化碳增产工艺，公司已通过技术实践，率先采用PSA（变压吸附）制氮技术用于油田注气增产业务，将传统注氮气增产业务中的氮气纯度由95%提升至99%以上，有效降低井下管柱腐蚀程度，不仅实现了油田稳量增产提高采收率，降低了开采成本，还降低了井下设备故障风险及安全隐患。此外，公司还可以根据客户的需求提供增强注气效果的其他辅助服务，如注水、注泡沫等。因此，公司注气工艺技术能够适用于不同客户的需求，不存在进一步市场开拓的障碍。

综上，报告期内公司客户较少的原因主要系下游客户集中度较高所致，且公司自身设备利用率较高，已新购置设备满足现有客户持续增长的需求。如果公司能够在资金允许的情况下继续增加注气设备采购，将可以进一步开发新的油气田区块客户，进一步开拓市场不存在实质性障碍。

3、向新疆科瑞石油工程技术有限公司销售金额下降并终止合作的原因

新疆科瑞是公司注气业务的竞争对手，公司与其合作，主要系新疆科瑞的设备调配不开，无法满足客户的需求，公司临时性为其提供服务。2020年，受国际公共卫生事件的影响，设备购置和调配在跨区域运输时受到限制，公司在其业务区域有设备和人员，临时性为新疆科瑞服务。报告期内，公司来源于新疆科瑞的收入金额较小，2020年和2021年，收入金额分别为847.03万元和220.53万元，分别占当年营业收入的3.47%和0.72%，双方终止合作对公司营业收入和经营业绩均不存在重大影响。

综上，公司向新疆科瑞销售属于提供临时性服务，随着交通运输等限制因素的消除，双方不再合作，销售金额下降并终止合作具备合理性。

（二）公司及其控股股东与中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司的业务合作关系建立过程和背景；报告期各期中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司注气业务量，由公司提供服务的注气量及占比情况，两家客户注气业务其他主要供应商情况，公司在其同类供应商中的排名情况

1、公司及其控股股东与中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司的业务合作关联建立过程和背景

注气业务原在控股股东尤龙公司开展，考虑到公司会给注气业务阶段性提供天然气发电服务，同时注气服务可能对于放空天然气净化回收业务具有潜在帮助，因此，为优化公司的业务体系，减少持续性的关联交易，发挥业务协同效应，2018年公司收购了控股股东注气业务的相关资产。因此，注气业务与客户合作关系的建立从尤龙公司开始，2018年公司收购注气业务后承接相应客户资源，之后公司独立与注气业务客户进行持续合作。

2012年，中石化西北油田分公司在新疆塔河油田开展了第一次注氮气提高采收率技术的现场试验，2013年，进一步扩大试验范围，取得明显降低单位采油成本的效果。公司的实际控制人曾强具有丰富的油气行业经验，对国内外提高采收率的技术发展具有一定的研究，认为国内注气技术未来也存在较大的市场需求，因此，尤龙公司在2014年即通过投标的形式获取了中石化西北油田分公司的业务。

2015年，中石油吐哈油田分公司也在鄯善区域开展注气试验，尤龙公司也参与了注气试验过程，并与其签署了《鄯善油田西二区氮气驱先导试验技术服务合同》，取得了良好的试验结果。在提供注气服务过程中，在原本客户对氮气含量不低于95%的标准上，逐步提高至99%，有效降低井下管柱腐蚀程度，不仅实现了油田稳量增产提高采收率，降低了开采成本，还减少了井下设备故障和安全隐患。

因此，公司注气业务从控股股东开始与客户合作开始时间计算，与中石化西北油田分公司已建立业务合作关系近10年，与中石油吐哈油田分公司已建立业务合作关系近9年，双方自业务合作关系建立以来，一直保持稳定的合作关系。

2、报告期各期中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司注气业务量，由公司提供服务的注气量及占比情况，两家客户注气业务其他主要供应商情况，公司在其同类供应商中的排名情况

(1) 报告期各期中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司注气业务量，由公司提供服务的注气量及占比情况

根据公司客户中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司提供的资料，报告期内，注气业务量及公司提供服务的注气量占比情况如下：

单位：万m³

公司	2023年1-6月		2022年		2021年		2020年	
	业务量	占比	业务量	占比	业务量	占比	业务量	占比
中石化西北油田分公司	65,150	-	86,302	-	47,565	-	38,000	-
本公司	20,634	31.67%	29,024	33.63%	13,413	28.20%	9,831	25.87%
中石油吐哈油田分公司	4,183	-	6,973	-	6,658	-	5,626	-
本公司	2,350	56.18%	4,720	67.69%	3,233	48.55%	2,308	41.02%
两家客户合计	69,333	100%	93,275	100.00%	54,223	100.00%	43,626	100.00%
本公司占合计比例	22,984	33.15%	33,744	36.18%	16,645	30.70%	12,139	27.83%

注：上表业务量系客户内部统计数据。

由上表可知，报告期内，公司的注气业务量持续上升，同时，在上述两家客户中，市场份额总体也呈持续上升的趋势，经营情况较为稳定。

(2) 两家客户注气业务其他主要供应商情况，公司在其同类供应商中的排名情况

报告期各期，公司客户中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司其他同类主要供应商情况及公司业务量排名如下：

2023年1-6月		2022年		2021年		2020年	
供应商名称	排名	供应商名称	排名	供应商名称	排名	供应商名称	排名
中石化西北油田分公司							
山东瑞恒兴域石油技术开发有限公司新疆分公司	1	山东瑞恒兴域石油技术开发有限公司新疆分公司	1	新疆科瑞石油工程技术服务有限公司	1	新疆科瑞石油工程技术服务有限公司	1
新疆凯龙清洁能源股份有限公司	2	新疆凯龙清洁能源股份有限公司	2	中石化西南石油工程有限公司巴州分公司	2	中石化西南石油工程有限公司巴州分公司	2
中石化西南石油工程有限公司巴州分公司	3	中石化西南石油工程有限公司巴州分公司	3	新疆凯龙清洁能源股份有限公司	3	新疆凯龙清洁能源股份有限公司	3
北京德美高科科技股份有限公司	4	北京德美高科科技股份有限公司	4	北京德美高科科技股份有限公司	4	北京德美高科科技股份有限公司	4
中石油吐哈油田分公司							
新疆凯龙清洁能源股份有限公司	1	新疆凯龙清洁能源股份有限公司	1	新疆科瑞石油工程技术服务有限公司	1	新疆科瑞石油工程技术服务有限公司	1
山东瑞恒兴域石油技术开发有限公司新疆分公司	2	新疆科瑞石油工程技术服务有限公司	2	新疆凯龙清洁能源股份有限公司	2	新疆凯龙清洁能源股份有限公司	2
中国石油股份有限公司辽河油田分公司	3	中国石油股份有限公司辽河油田分公司	3	中国石油股份有限公司辽河油田分公司	3	-	-

由上表可知，公司在同类竞争对手中，业务量排名逐年呈上升趋势，公司业务量主要受设备和人员数量的限制，2022年公司增加注气设备和人员后，在客户的业务量排名有所提升，2022年，按照业务量在中石化西北油田分公司排名第二，在中石油吐哈油田分公司排名第一。公司在注气业务拓展时，不会单纯追求业务规模，首先考虑注气业务的服务质量和盈利水平，其次才是业务规模，而设备利用率是影响盈利水平的关键因素，公司为保证较高的设备利用率，新增设备和人员较为谨慎。

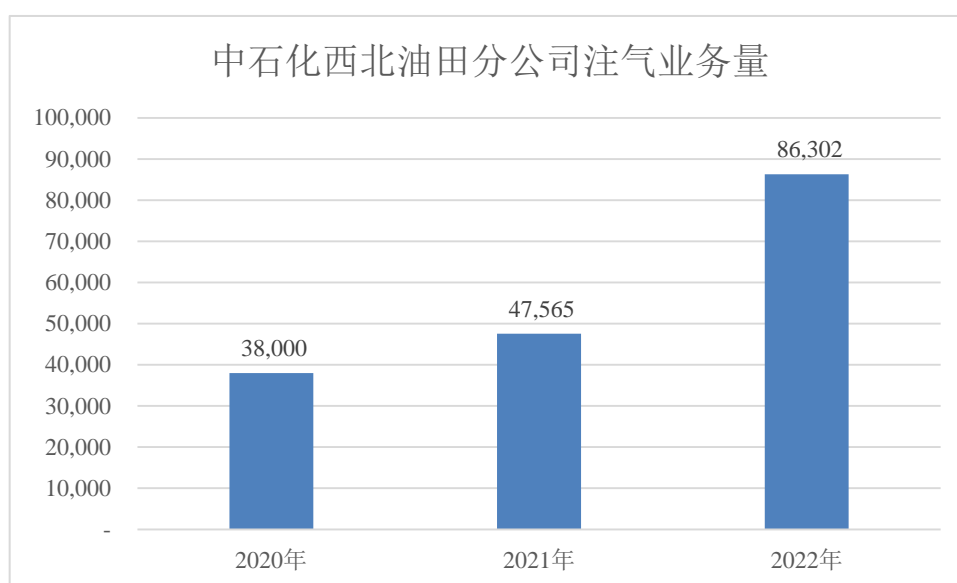
此外，在公司主要客户中石化西北油田分公司2022年度承包商业绩考核中，公司在所有供应商中排名第一，且被评为注气业务唯一的“优秀作业队”。

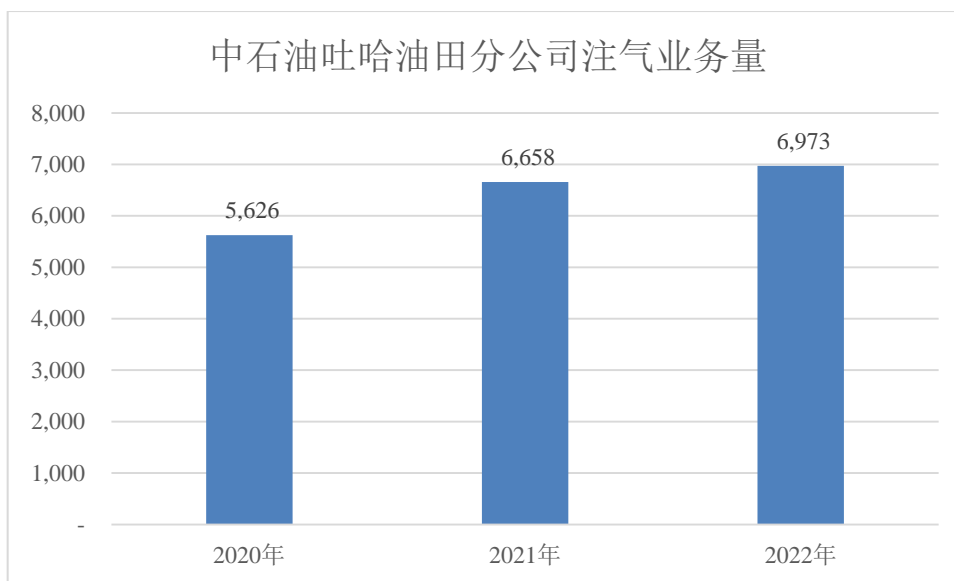
（三）前述两家主要客户近年来注气业务量变动趋势，未来需求是否稳定、是否存在下滑风险，影响其注气业务量和向发行人采购注气服务量的主要因素；注气服务的订单获取方式和合同签订周期，公司与两家客户的业务关系是否稳定

1、前述两家主要客户近年来注气业务量变动趋势，未来需求是否稳定、是否存在下滑风险，影响其注气业务量和向发行人采购注气服务量的主要因素

（1）报告期内公司两家客户注气业务量变动趋势

单位：万m³





注：上图业务量系客户内部统计数据。

由上图可知，报告期内，公司注气业务两家客户业务需求量稳步上升。

（2）未来需求是否稳定、是否存在下滑风险，影响其注气业务量和向发行人采购注气服务量的主要因素

① 目标客户石油产量增长目标决定了其未来对注气业务的需求将稳定上升

公司与中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司建立合作关系以来，业务量逐年上升，注气业务未出现过业务量下滑的情形。

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出的实施能源资源安全战略，未来将夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产。由于我国原油对外依存度持续较高，“三桶油”在此之前已制定了“七年行动计划”（即2019-2025年），国内油气企业共同研究、形成了未来七年的战略行动计划，如中石油《2019-2025年国内勘探与生产加快发展规划方案》等，明确要提高原油天然气储量，以及要把原油、天然气的对外依存度保持在一个合理范围。

新疆作为我国油气主要产区，西气东输源地，各大区域油田公司落实国家能源发展战略，在“十四五”期间纷纷制定了明确的增产计划，保障国家能源安全，公司客户中石化西北油田分公司确定建设1,000万吨级大油气田的目标，到2025年原油产量达到700至800万吨，相比2022年最高增长约20%；中石油吐哈油田分公司确定力争用5至8年时间使油气产量当量从目前不到200万吨重新迈

上300万吨，在上述目标的驱动下，作为提高采收率的重要手段之一的注气业务将会具有更大的市场需求，油气田企业在油气开采的上产压力下将不断增大注气作业。而发行人的注气业务能够满足各个油气田区块的注气工艺要求，能够有效提高原油采收率，有助于油气田客户实现上述增产的目标。

② 影响油气田企业注气业务量和客户向发行人采购注气服务量的主要因素

注气是一项成熟有效的提高采收率的增产措施，在油气田二次、三次采油阶段，随着油气田开采开发的不断深入，注气业务量是不断扩大的。油气田单位对注气业务量的需求主要取决于油气开采量，只要开采量不断上升，甚至是部分三次采油阶段的油田区块为了维持开采量不下降，每年的注气量都会不断攀升。

而客户对发行人采购注气服务量除了客户自身对注气服务的需求是否增加以外，主要看发行人的注气服务能否满足客户的工艺需求，以及发行人的设备及作业队伍规模是否能够满足不断增长的业务需要。

发行人可提供注氮气、注天然气等注气增产技术服务，并率先采用PSA（变压吸附）制氮技术用于油田注气增产业务，将传统注氮气增产业务中的氮气纯度由95%提升至99%以上，有效降低井下管柱腐蚀程度，不仅实现了油田稳量增产提高采收率，降低了开采成本，还降低了井下设备故障风险及安全隐患。此外，公司还可以根据客户的需求提供增强注气效果的其他辅助服务，如注水、注泡沫等。因此，公司注气工艺技术能够适用于不同客户的需求。

发行人2022年增加了一批注气设备后，作业规模、能力进一步得到了增强，已经成为目标市场最主要的注气供应商之一，注气业务在目标市场的占有率不断快速上升。未来，公司将根据市场发展具体状况，进一步增加注气设备、作业队伍的规模，以适应不断增长的市场需求。

综上，在我国原油稳产增产的背景下，预计公司注气业务未来市场需求将保持稳定，下滑风险较低，客户原油的开采量是直接影响注气业务量和向公司采购注气服务的主要因素，同时，发行人的注气业务能力、技术工艺水平、设备及作业规模等都使得客户未来向公司采购的注气服务量将持续增长。

2、注气服务的订单获取方式和合同签订周期，公司与两家客户的业务关系是否稳定

公司注气业务与两家客户的订单获取方式、签订周期及合作时间如下表所示：

客户名称	订单获取方式	签订周期	合作时间 ^注
中石化西北油田分公司	投标	1年	近10年
中石油吐哈油田分公司	投标	2-3年	近9年

注：注气业务系2018年从控股股东收购，上表合作时间自控股股东建立业务关系开始计算

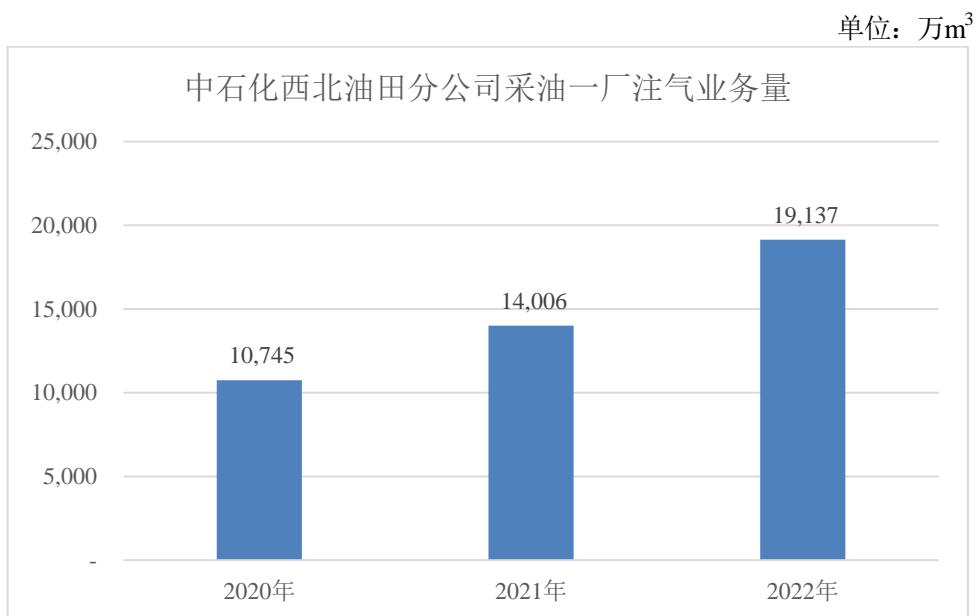
如上表所示，公司注气业务获取订单的方式均为投标，合同签订周期在1-3年不等，自控股股东与上述两家客户建立业务关系开始计算，合作时间长达近10年，公司与两家客户的业务关系稳定。

3、关于“公开资料显示，2020年西北油田采油一厂注气覆盖率达60%以上，随着注气轮次的增加，增油效果逐年下降。”的说明

中石化西北油田分公司采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂及雅克拉采气厂等均为公司注气业务的客户。公开资料所提及的西北油田采油一厂即为公司的客户之一，采油一厂的部分年限较长的油井随着注气轮次的增加，单纯采取注气方式的增油效果逐年下降，因此在注气作业过程中可利用注水等辅助措施，以达到持续提高注气增产的效果。公司为其注气服务时，也提供注水、注泡沫等少量辅助性工作，公司具备提供综合注气技术服务的能力。总体来看，注气增产效果良好，近年来中石化西北油田分公司的注气业务需求量保持稳定增长（详见本题回复之“（三）1、前述两家主要客户近年来注气业务量变动趋势……”之“（1）报告期内公司两家客户注气业务量变动趋势”）。

报告期内，中石化西北油田分公司采油一厂的注气业务需求量逐年上升，且单井注气业务周期较长，不存在注气业务需求下降的趋势，具体情况如下：

(1) 报告期内中石化西北油田分公司采油一厂业务量的变动趋势



注：上图业务量系客户内部统计数据。

由上图可知，报告期内，中石化西北油田分公司采油一厂业务需求量呈持续上升趋势。

(2) 单井注气需求的生命周期较长

注气业务具有单井注气需求生命周期长的特征，如采油一厂部分单个油井从2005年完钻后开始产油，从2020年开始进行注气增产措施，已完成5轮注气作业，经客户评估增产效果较好，目前仍然具备继续注气挖潜井间剩余油的潜力，拟开展第6轮次的注气作业，单井计划注气需求多达15轮次，每轮次需要注气200万方。因此，从单井的注气需要来看，具备良好的业务持续性，且随着油田区域逐年开发，油井数量持续增长，注气需求总量也将会随之增加。

综上，公开资料所提及的西北油田采油一厂注气效果逐年下降，是指单纯采取注气方式的增油效果逐年下降，目前采取以注气为主，配合注水等辅助措施，仍然具备良好的增产效果；报告期内，采油一厂的注气业务需求量持续上升，且单井的注气需求具备良好的持续性，相关注气业务需求不存在下降的趋势。

(四) 公司注气业务定价方式和定价策略，影响报价的主要因素，2022年注气业务单价大幅下降的原因；报告期内注气业务单价与公开市场价格的比较情况，

不同客户、不同合同间服务单价的差异及合理性，结合前述情况说明公司服务单价是否公允；主要客户注气业务内部定价标准情况及对公司服务定价的影响

1、公司注气业务定价方式和定价策略，影响报价的主要因素，2022年注气业务单价大幅下降的原因；报告期内注气业务单价与公开市场价格的比较情况，不同客户、不同合同间服务单价的差异及合理性，结合前述情况说明公司服务单价是否公允

公司注气业务主要获取方式为投标，因此定价取决于客户的招标价格，客户在同一区域内各家供应商的服务单价是一致的。报告期内，客户业务需求量持续增长，公司直接按照客户制定的标准投标。

报告期内，公司注气业务平均单价分别为 0.54 元/m³、0.54 元/m³、0.39 元/m³ 和 0.35 元/m³。2022 年度，公司注气业务平均单价较低，主要原因系本期存在部分注天然气和集中注氮气（客户集中供氮）的业务，与原有注氮气业务相比，注天然气和集中注氮气业务无需发行人配置设备分离氮气，服务成本较低，相应服务定价较低。报告期内，公司注气业务按区域、业务类型列示的具体情况如下表所示：

单位：万元、元/m³

项目		2023年1-6月			2022年度			2021年度			2020年度		
		收入	占比	单价	收入	占比	单价	收入	占比	单价	收入	占比	单价
塔河区域	注氮气	4,262.90	53.74%	0.50	8,041.87	61.60%	0.57	8,027.05	88.64%	0.60	5,767.10	88.04%	0.59
	注氮气 (集中)	897.94	11.32%	0.24	1,043.43	7.99%	0.24						
	注天然气	2,080.80	26.23%	0.25	2,563.39	19.64%	0.25						
吐哈区域	注氮气	690.62	8.71%	0.29	1,405.48	10.77%	0.30	1,028.99	11.36%	0.32	783.09	11.96%	0.34
合计		7,932.26	100.00%	0.35	13,054.18	100.00%	0.39	9,056.04	100.00%	0.54	6,550.20	100.00%	0.54

由上表所示，中石化西北油田分公司（塔河区域）的注氮气服务单价高于中石油吐哈油田分公司（吐哈区域）的单价，主要原因系两家客户对氮气纯度要求标准不同所致，中石化西北油田分公司要求纯度为99%以上，而中石油吐哈油田分公司标准为95%以上，纯度越高对供应商的设备、工时等要求相应提高，此外，中石化西北油田分公司的注气业务辅助工作量相对较多，如注气注水交替作业，因此，服务单价相对较高具备合理性。

从客户不同年度的合同服务单价来看，两家客户的服务单价略有下降，主要原因系客户的业务需求量近年来持续增长，公司相应的业务量也相应增长。在业务量持续增大的背景下，客户相应降低服务单价具备合理性。

中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司均按照招投标的结果，对同区域的供应商执行一致的采购价格，即公开市场价格，因此，公司注气业务单价与公开市场价格一致。

综上，报告期内，公司注气业务定价方式取决于客户的招标价格，2022年注气业务单价大幅下降系业务结构的变化所致，随着业务量的持续增长，两家客户合同服务价格略有下降，具备合理性；不同客户间服务价格的差异主要是由于注氮气纯度的标准不同所致，公司服务单价具备公允性。

2、主要客户注气业务内部定价标准情况及对公司服务定价的影响

公司客户分别为中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司，属于大型国有企业，其定价是按照其内部规定，基于市场调研的基础上，制定的价格标准，如中石化西北油田分公司制定的《西北油田分公司注氮气施工作业价格表》，对所有供应商执行相同的价格标准。根据客户的定价标准，公司会测算相应的经济效益，在具备良好收益的情况下，公司直接按照客户定价标准投标。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、查阅注气工艺在油田开采过程中应用领域的相关文献，分析注气工艺的适用范围；

2、访谈发行人管理层，了解注气业务发展的历程，以及新疆区域市场的客户情况，了解注气业务进一步拓展市场是否存在障碍；

3、获取报告期各期客户的注气业务业务量和供应商资料，分析发行人公司注气量的占比情况以及在供应商排名情况；

4、查阅了国家能源行业相关政策，中石油、中石化的油气开采“七年行动计划”（即2019-2025年），以及公司直接客户新疆区域的发展规划；

5、查阅发行人与客户合作历史资料、招投标文件及客户价格制定标准文件，分析不同客户、不同合同中的服务单价以及差异的合理性。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、注气工艺在油田开采中主要适用于二次、三次采油阶段，以及低渗透油藏提高采收率的需求，由于我国低渗透油藏分布较广，适用范围较大；报告期内公司客户较少的原因主要系下游客户集中度较高所致，进一步市场开拓不存在实质性障碍；向新疆科瑞销售属于提供临时性服务，随着交通运输等限制因素的消除，双方不再合作，销售金额下降并终止合作具备合理性；

2、发行人注气业务从控股股东开始与客户合作开始时间计算，与中石化西北油田分公司已建立业务合作关系近10年，与中石油吐哈油田分公司已建立业务合作关系近9年，双方自业务合作关系建立以来，一直保持稳定的合作关系；报告期各期中石化西北油田分公司、中石油吐哈油田分公司注气业务量持续上升，由公司提供服务的注气量及占比持续上升，公司在其同类供应商中的排名前列；

3、发行人两家主要客户近年来注气业务量持续上升，预计未来需求量稳定、下滑风险较低，原油的开采量是直接影响注气业务量和向公司采购注气服务量的主要因素，除上述因素外，注气业务市场竞争程度和公司设备及人员储备情况，也会影响客户向公司采购的服务量；注气服务的订单获取方式为投标，合同签订周期为1-3年，公司与两家客户建立业务合作关系近10年，业务关系稳定；

4、发行人注气业务获取方式均为投标，因此定价主要取决于客户的招标价格，报告期内，客户业务需求量持续增长，公司直接按照客户制定价格标准投标；注气业务单价均为中标价格，因业务量持续增长，两家客户服务价格略有下降，不同客户间服务价格的差异主要是由于注氮气纯度的标准不同所致，公司服

务单价具备公允性；客户按照其内部规定，基于市场调研的基础上，制定的价格标准，公司直接按照客户定价标准投标。

9.3 关于天然气发电及主动力服务

根据申报材料，（1）报告期内，天然气发电及主动力服务业务的收入规模呈下降趋势，主要原因系发行人调整整体战略布局，将部分天然气发电设备用于自身放空天然气净化回收及注气业务，收缩了该业务的开拓；（2）2022年度，公司天然气发电及主动力服务的主要业务区域为中石油的新疆油田，根据客户披露数据，其当年新钻探开发井数为485口，公司占目标市场空间比例约为12%；报告期内该业务重要合同中包含中石化等客户；（3）报告期内该业务主要客户中，中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司销售收入显著增长，中石化相关客户收入显著下降或终止合作，主要原因系公司逐渐退出南疆地区市场。

请发行人说明：（1）公司收缩天然气发电及主动力服务业务开拓、退出南疆地区市场的具体原因，相关客户业务关系是否发生重大不利变化；报告期内该业务客户集中度不断提高的原因，公司对该业务的战略安排，未来其业务规模、客户数量是否会进一步收缩；（2）新疆地区包含的主要油田，报告期各期其新钻探开发井数，公司服务的井口数量占比情况；油田其他业务领域是否存在外采天然气发电及主动力服务的情形，若存在，请说明相关市场空间情况；结合公司报告期内服务中石化顺北油田项目和太阳集气增压站、云山坝集气增压脱水站项目等情况，说明招股说明书中关于“公司天然气发电及主动力服务的主要业务区域为中石油的新疆油田”，并依据新疆油田新钻探井数计算目标市场占有率的有关披露是否准确；（3）报告期内天然气发电及主动力服务合同通常的服务期限，是否以特定项目、时间、服务对象或固定服务量、金额等为单位；该业务的合同获取方式，影响公司业务量的主要因素；中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司该类业务收入逐年增长的原因，与客户自身相关业务量是否匹配；（4）报告期各期天然气发电和主动力服务分别的收入金额及变动原因；（5）天然气发电及主动力服务的定价方式和价格影响因素，与天然气市场价、公司采购价等是否存在联系；报告期内电量、气量结算价的变动原因及公允性。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

一、发行人说明

(一) 公司收缩天然气发电及主动力服务业务开拓、退出南疆地区市场的具体原因，相关客户业务关系是否发生重大不利变化；报告期内该业务客户集中度不断提高的原因，公司对该业务的战略安排，未来其业务规模、客户数量是否会进一步收缩

1、公司收缩天然气发电及主动力服务业务开拓、退出南疆地区市场的具体原因，相关客户业务关系是否发生重大不利变化

公司天然气发电及主动力服务主要为油气勘探开发的钻井环节提供动力服务，因此，受下游客户勘探开发支出的影响程度较大。中石油、中石化在国际油价大幅下降的情况下，2020年下半年开始，不同程度的逐步降低了采购天然气发电及主动力服务的价格，公司主要客户采购服务单价降幅超过10%，天然气发电及主动力服务的盈利能力也相应下降。上述客户经营情况周期性的不利变化，促使了公司调整业务结构，主动收缩天然气发电及主动力服务。

公司该类业务退出南疆地区市场的具体原因分析如下：

(1) 天然气发电及主动力服务受到下游行业周期波动的影响

① 天然气发电及主动力服务受下游客户勘探开发支出的周期性影响相对最大，在下游客户减少勘探开发支出时，可能会降低采购服务价格和采购量，从而影响该类业务的盈利水平。2020年，受到国际公共卫生突发事件的影响，国际油价暴跌，导致客户调低了天然气发电及主动力服务的服务价格，从而影响到该项业务的盈利性。

② 公司天然气发电及主动力业务主要在新疆区域经营，新疆幅员辽阔，面积166.49万平方千米，约占国土面积的六分之一，其中南疆占地面积最大，约为108万平方千米。天然气发电及主动力服务覆盖南疆、北疆区域，公司提供服务的钻井作业面多处于沙漠戈壁偏远地区，尤其是南疆区域各个钻井作业面距离远，对采购天然气的运输调度能力要求较高，相应运营成本较高。因此，公司在对天然气发电及主动力服务调整过程中，将该项业务主要放在新疆的北疆地区，减小了业务覆盖区域面积，有效降低了运营成本。

综上，受到下游行业波动的影响，公司天然气发电及主动力服务的服务单价较低；加之业务覆盖区域较广，远距离转场导致成本较高。因此公司该项业务盈利能力偏弱。在此背景下，公司将部分设备转用于自身放空天然气净化回收和注气业务的配套发电，客观上适当收缩了天然气发电及主动力服务，以降低行业周期性的影响；同时公司减少了该业务的经营区域，有利于提高管理效率，降低运营成本。

(2) 国际公共卫生突发事件的影响客观上限制了天然气发电及主动力服务的开展

报告期内，国际公共卫生突发事件多次在一定时间内影响了新疆地区的物流。而公司三类业务中，放空天然气净化回收一旦投产后生产经营场所固定，基本不受物流的影响；注气业务需要在不同井口甚至不同区块之间转场，但由于公司注气业务基本都集中在中石化西北油田分公司的各个井区，在突发事件中物流受限相对较轻；而天然气发电及主动力服务是随着钻井单位在多个油田公司的多个作业区之间转场，在遇到突发事件时候物流受到的限制比较大。因此，报告期内突发事件对天然气发电及主动力服务的影响较大，客观上也限制了该项业务的开展。

(3) 改善现金流，提高公司盈利质量

公司三类业务中，放空天然气净化回收业务销售回款以银行汇款为主，注气业务以银行汇款和票据结合，而天然气发电及主动力服务的销售回款主要以票据为主，且回款周期相对较长，该业务生产经营所需采购的天然气以预付款模式为主，对公司的资金产生较大的压力。

公司天然气发电及主动力服务在南疆地区市场的客户包括中石油、中石化的多家下属公司，如中国石油集团西部钻探工程有限公司巴州分公司、中石化华北石油工程有限公司西部分公司、中石化江汉石油工程有限公司钻井西部分公司、中石化华北石油工程有限公司等，上述客户均为独立经营管理，公司与上述客户合作期间关系良好。本次公司天然气发电及主动力服务主动退出南疆区域，是对经营区域调整的统一经营管理决策，不涉及与客户关系发生重大不利变化的情况。

2、报告期内该业务客户集中度不断提高的原因，公司对该业务的战略安排，未来其业务规模、客户数量是否会进一步收缩

报告期内，天然气发电及主动力服务客户集中度不断提高，主要原因系该业务逐步退出了南疆区域市场，如前所述，退出南疆市场主要是2020年开始受到下游行业波动的影响，公司考虑到新疆地域过于广阔，如果南北疆转场作业，成本较高，为降低运营成本，提高管理效率，2022年上半年，完全退出南疆地区市场，相应结束了与该区域的客户合作。

公司对三类业务的战略发展统筹考虑，公司将加大对放空天然气净化回收服务的设备和人员投入，扩大其业务规模，提高公司在该业务领域的市场份额和竞争力；保持注气业务的稳定增长，在保证其盈利能力的前提下，适时新增设备和人员投入。

对天然气发电及主动力业务，短期内，因该业务当前整体盈利能力相对较弱，公司将保持现有的客户和业务规模，着力提高管理效率，优化服务流程等，以改善盈利能力。公司目前将着力维护和开发北疆市场，进行精耕细作，努力提高利润水平，考虑到公司在天然气发电及主动力服务领域积累了十多年的经验，已形成的良好市场声誉，未来公司资本实力增强，若外部市场环境发生有利变化，公司将适时重新进入南疆市场，在短期内，公司仍将集中资源开发北疆市场。

此外，公司放空天然气净化回收服务和天然气发电及主动力服务存在协同效应，在天然气净化回收站距天然气发电作业面距离较近，天然气发电服务使用自身回收的天然气具备一定的成本优势。未来随着公司放空天然气净化回收业务范围的扩大，在具备经济效率的情况下，天然气发电业务将围绕其开展。

综上，公司天然气发电及主动力服务逐步退出南疆市场是客户集中度不断提高的原因，在短期内，公司将保持该业务现有的客户和业务规模，未来根据市场情况和自身业务的协同情况，适时重新进入南疆市场。位于北疆的中石油新疆油田分公司油气产量稳步上升，2022年油气产量当量达1,700万吨，每年新增钻井工作量基本稳定，公司短期内积极开发北疆市场，将能够保证天然气发电及主动力服务业务规模不再下降，客户数量不会进一步下降。

(二) 新疆地区包含的主要油田，报告期各期其新钻探开发井数，公司服务的井口数量占比情况；油田其他业务领域是否存在外采天然气发电及主动力服务的情形，若存在，请说明相关市场空间情况；结合公司报告期内服务中石化顺北油田项目和太阳集气增压站、云山坝集气增压脱水站项目等情况，说明招股说明书中关于“公司天然气发电及主动力服务的主要业务区域为中石油的新疆油田”，并依据新疆油田新钻探井数计算目标市场占有率的有关披露是否准确

1、新疆地区包含的主要油田，报告期各期其新钻探开发井数，公司服务的井口数量占比情况；油田其他业务领域是否存在外采天然气发电及主动力服务的情形，若存在，请说明相关市场空间情况

新疆地区主要包括四大油田公司：中石油新疆油田分公司、中石油塔里木油田分公司、中石油吐哈油田分公司和中石化西北油田分公司，仅中石油披露了新疆油田的新钻探开发井数，中石油、中石化未披露其他油田区域的相关数据。

报告期各期，新疆油田各期新钻探开发井数及公司该类服务的井口数量占比，具体情况如下：

项目	2023年1-6月	2022年	2021年	2020年
新钻探开发井数（口）	-	485	736	1,048
公司服务井口数（口）	35	60	79	101
公司服务井口数占比	-	12.37%	10.73%	9.64%

由上表所示，2022年-2022年，公司服务的井口数量占比分别为9.64%、10.73%、12.37%。新疆油田的新钻探开发井数呈逐年下降状态，一方面受钻井工作计划的影响，另一方面受钻井深度的影响，若当年钻井单井进尺数较深（钻井工作量），则钻井数量可能会减少。如公司服务客户中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司2020年-2022年钻井数量大幅下降，但是钻井进尺数基本稳定，具体情况如下：

年份	井口数（口）	进尺数（米） ^年	平均进尺数（米）
2020年	610	1,208,018	1,980
2021年	362	1,297,787	3,585
2022年	364	1,165,322	3,201

年份	井口数（口）	进尺数（米） ^注	平均进尺数（米）
2023年1-6月	141	542,574	3,848

注：钻探或钻井工程专业术语，是利用钻机对地层钻进深度的数值。

公司天然气发电及主动力服务主要是为油田钻井队的钻机提供动力服务，油田其他业务领域也存在外采天然气发电业务的需求，油气田的各项作业均需要动力，因此油气田各项作业过程中对外采购供电是较为普遍的现象，如当公司注气业务作业现场无网电或者网电供电不足时，天然气发电业务会给注气作业提供发电服务，但其市场需求相对分散，目前无相关市场空间数据统计。

2、结合公司报告期内服务中石化顺北油田项目和太阳集气增压站、云山坝集气增压脱水站项目等情况，说明招股说明书中关于“公司天然气发电及主动力服务的主要业务区域为中石油的新疆油田”，并依据新疆油田新钻探井数计算目标市场占有率的有关披露是否准确

报告期内，公司天然气发电及主动力服务收入，按照油田区域分类情况如下表：

单位：万元

油田区域	2023年1-6月		2022年		2021年		2020年	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
新疆区域								
其中：新疆油田	3,157.32	93.03%	5,796.52	76.46%	4,095.36	48.76%	3,962.73	40.51%
南疆区域 ^{注1}	-	-	769.66	10.15%	3,727.31	44.38%	5,755.62	58.83%
四川区域 ^{注2}	236.72	6.97%	981.60	12.95%	575.98	6.86%	64.84	0.66%
其他	-	-	33.22	0.44%	-	-	-	-
合计	3,394.05	100.00%	7,581.01	100.00%	8,398.65	100.00%	9,783.19	100.00%

注1：南疆区域主要是中石化顺北油田项目；

注2：四川区域是太阳集气增压站、云山坝集气增压脱水站项目（叙永分布式能源项目）。

由上表可知，报告期内，公司天然气发电及主动力服务收入来自新疆油田的收入逐年提高，主要原因系在公司主动收缩该业务战略安排下，2022年上半年公司该业务完全退出了南疆区域市场。

招股说明书中相关披露内容为：

“2022年度，公司天然气发电及主动力服务的主要业务区域为中石油的新疆油田，根据中石油披露的新疆油田数据，其当年新钻探开发井数为485口，公司同期服务的井口为60个，占目标市场空间比例约为12%。”

公司在招股说明书中按照上述口径披露，主要是基于公司天然气发电及主动力服务已完全退出南疆区域市场后，公司经营区域主要为北疆地区的新疆油田，2022年，公司该业务来自新疆油田的收入占比为76.46%，预计未来该业务的经营区域和收入均以新疆油田为主。因此，公司按照当前最新的经营情况，依据新疆油田的相关数据测算目标市场的占有率，有关披露合理。

（三）报告期内天然气发电及主动力服务合同通常的服务期限，是否以特定项目、时间、服务对象或固定服务量、金额等为单位的；该业务的合同获取方式，影响公司业务量的主要因素；中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司该类业务收入逐年增长的原因，与客户自身相关业务量是否匹配

1、报告期内天然气发电及主动力服务合同通常的服务期限，是否以特定项目、时间、服务对象或固定服务量、金额等为单位的

报告期内各期，公司天然气发电及主动力服务收入前五大客户的主要天然气发电及主动力服务合同和通常服务周期如下：

序号	客户名称	签约方	合同标的	合同期限	通常服务周期
1	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	凯龙洁能	玛18区域燃气电驱项目	2019.12.25-2020.12.31	合同服务周期通常为一年，存在零星合同以钻井周期为合同服务周期
			玛18区域钻机天然气发电服务项目	2019.12.02-2020.02.29	
			2020年克钻钻机油改气项目	2020.01.01-2020.12.31	
			2021年克钻钻机油改气项目	2021.01.01-2021.12.31	
			2021年克钻钻机油改气项目2	2021.10.25-2022.03.31	
			2022年克钻钻机油改气项目	2022.05.17-2023.03.31	
			2023年克钻钻机油改气项目	2023.03.17-2024.03.31	
2	中国石油集团西部钻探工程	凯龙洁能	2020年西部钻探钻机油改气服务	2020.06.19-2021.01.31	合同服务周期通常为一年，存在因甲方钻

序号	客户名称	签约方	合同标的	合同期限	通常服务周期
	有限公司巴州分公司		2021年巴州钻机油改气服务项目合同	2021.05.09-2022.05.10	探计划调整, 年度合同有效期为半年的情况
			2022年巴州钻机油改气服务	2022.05.25-2023.03.31	
3	中石化华北石油工程有限公司西部分公司	凯龙洁能	顺北 52A 井燃气动力服务	2020.02.26-顺北 52A 井服务结束	合同服务周期通常根据甲方钻井周期确定, 半年至一年不等
			顺北 55X 井燃气动力服务	2020.02.26-顺北 55X 井服务结束	
			新疆工区 TH12572X 井燃电力服务	2021.01.07-2021.12.31	
			顺北 4-1 井燃电服务	2021.01.07-顺北 4-1 服务结束	
			2021 年度燃电力服务	2021.06.28-2021.12.31	
			顺北 46X 井燃电力服务	2021.08.05-顺北 46X 井服务结束	
4	中石化江汉石油工程有限公司钻井西部分公司	凯龙洁能	顺北 4-3H 井能源供应服务	2021.07.13-2022.07.12	合同服务周期通常根据甲方钻井周期确定, 合同签署时长为一年框架合同
5	中石化华北石油工程有限公司	凯龙洁能	新疆钻井队油改气服务	2019.11.08-2020.05.31	合同服务周期通常根据甲方钻井周期确定, 半年至一年不等
			2020 年新疆钻井项目部 50757 队燃气服务	2020.04.25-2020.12.31	
			2020 年新疆钻井项目部 70187 队燃气服务	2020.04.25-2020.12.31	
			2020 年新疆钻井项目部 70760 队燃气服务	2020.04.25-2020.12.31	
			2020 年新疆钻井项目部 70828 队燃气服务	2020.04.25-2020.12.31	
			2020 年新疆钻井项目部 70830 队燃气服务	2020.04.25-2020.12.31	
6	中石化华东石油工程有限公司	凯龙洁能	新疆项目部能源管理服务	2020.01.16-2020.12.31	合同服务周期通常根据甲方钻井周期确定, 合同签署时长为一年框架合同
			顺北钻井项目燃气动力服务	2020.06.25-2021.06.30	
7	中石化中原石油工程有限公司塔里木分公	凯龙洁能	HA602-2X 井燃气发电项目	2019.11.10-2020.11.09	合同服务周期通常根据甲方钻井周期确定, 合同签署时长为
			TH12459H 井燃气发电项目	2019.10.06-	

序号	客户名称	签约方	合同标的	合同期限	通常服务周期
	司			2020.10.05	一年框架合同
			顺北 71X 井燃气发电项目	2019.10.06-2020.10.05	
			90115 队满深 1 井燃气项目	2019.08.28-2020.07.15	
			玉科 401H 井燃气发电项目	2020.06.24-2021.06.23	
			果勒 303H 井燃气发电项目	2020.04.29-2021.04.28	
8	陕西新源	叙永凯龙	叙永太阳、云山坝集气增压脱水站燃气发电供电服务	签订日期为 2020.06.17, 自下发服务通知之日起 36 个月	合同服务周期为三年
9	中石油浙江油田分公司	叙永凯龙	叙永太阳、云山坝集气增压脱水站燃气发电供电服务	2023.04.04-2026.04.03 (或购电费用达到 4,800 万元为止, 以先到者为准)	合同服务周期为三年

由上表可知, 除叙永凯龙签署的《叙永太阳、云山坝集气增压脱水站燃气发电供电服务》(叙永分布式能源项目)约定的服务期限为三年外, 公司天然气发电及主动力服务主要客户的合同通常服务期限在一年以内。

该业务的合同通常不约定固定服务量, 合同金额为暂估金额, 实际执行的合同金额以实际业务的服务量为依据进行结算。合同具体可分为三种类型: 第一类, 不以特定项目、服务对象为单位的合同, 该类合同履行时, 公司可按照客户的需求, 在合同期限内服务于不同的钻井队和钻井项目, 此类合同也是公司天然气发电及主动力服务的主要收入来源。第二类, 以特定服务对象为单位, 该类合同约定具体服务的钻井队, 公司可按照钻井队的实际工作需求服务不同的钻井项目, 目前正在履行的合同中, 已不存在该种类型服务。第三类, 以特定项目为单位, 该类合同直接确定具体服务的项目, 如叙永凯龙的分布式能源项目。

2、该业务的合同获取方式, 影响公司业务量的主要因素

该业务合同获取方式主要为投标, 报告期内该业务仅有两个合同取得方式为议标, 一个合同取得方式为商务谈判, 其他合同取得方式均为投标, 具体占比如下:

单位：万元

业务取得方式	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
投标	3,157.32	6,566.18	7,596.76	8,808.08
议标	236.72	981.60	801.89	975.10
商务谈判	-	33.22	-	-
合计	3,394.05	7,581.01	8,398.65	9,783.19

公司在获取业务签订合同后，影响业务量的主要因素为客户实际执行钻井工作量，此外，也会受到原油价格影响，原油价格大幅下降时，天然气发电则没有成本优势，可能会导致工作量减少。

报告期内，天然气发电及主动力业务量持续下滑，主要原因系受下游客户行业周期性波动的影响，公司考虑到新疆地域过于广阔，如果南北疆转场作业，成本较高，为降低运营成本，提高管理效率，2022年上半年，完全退出南疆地区市场，结束了与该区域的客户合作，工作量相应下降。

3、中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司该类业务收入逐年增长的原因，与客户自身相关业务量是否匹配

报告期内，中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司是北疆区域的客户，公司来自该客户收入分别为3,962.73万元、4,095.36万元、5,796.52万元和3,157.32万元，2022年增长幅度较大。该业务收入逐年增长的原因为：（1）报告期内，公司逐步收缩了南疆区域市场，2022年上半年完全退出南疆区域，公司将相关设备和人员转移至北疆区域，以提高给客户提供服务效率和质量，而在招投标中，投标人的人员储备和设备配置是评标考核的重要指标，公司集中资源投入北疆提高了业务量。（2）该客户近年来钻井工作量较为稳定，从而给公司的业务量带来保障。（3）2022年，由于天然气市场价格上涨幅度较大，中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司相应提高了单位服务价格，导致收入有所上升。

根据中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司提供的资料，报告期内，其钻井工作量具体如下表所示：

年份	井口数（口）	进尺数（米） ^注	平均进尺数（米）
2020年	610	1,208,018	1,980

年份	井口数（口）	进尺数（米） ^注	平均进尺数（米）
2021年	362	1,297,787	3,585
2022年	364	1,165,322	3,201
2023年1-6月	141	542,574	3,848

注：钻探或钻井工程专业术语，是利用钻机对地层钻进深度的数值。

由上表可知，报告期内，中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司钻井口数2021年和2022年下滑幅度较大，但衡量钻井工作量的进尺数基本保持稳定。

综上，在公司客户自身工作量保持基本稳定的情况下，公司集中业务资源投入该客户的经营区域，报告期内，来自该客户的业务收入增长具备合理性，与其业务量基本匹配。

（四）报告期各期天然气发电和主动力服务分别的收入金额及变动原因

报告期内，公司天然气发电及主动力服务收入金额分别为 9,783.19 万元、8,398.65 万元、7,581.01 万元和 3,394.05 万元，收入规模略有下降。

公司天然气发电及主动力服务是指用天然气替代柴油对钻井施工过程中使用的电动钻机、机械钻机直接提供电能、机械能的服务。天然气发电是提供电能的服务，主动力服务是提供机械能的服务。天然气发电及主动力服务还包括叙永分布式能源项目，该项目与一般的天然气发电及主动力服务项目不同，为固定天然气发电项目，周期相对较长。报告期内，公司天然气发电及主动力服务收入按实际提供服务的类型列示的变动具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
天然气发电	2,200.26	-	5,105.44	-13.87%	5,927.63	-0.76%	5,973.09
主动力服务	957.07	-	1,493.97	-21.16%	1,895.03	-49.40%	3,745.26
叙永分布式能源项目	236.72	-	981.60	70.42%	575.98	788.31%	64.84
合计	3,394.05	-	7,581.01	-9.74%	8,398.65	-14.15%	9,783.19

1、天然气发电

报告期内，公司天然气发电业务收入金额分别为 5,973.09 万元、5,927.63 万元、5,105.44 万元和 2,200.26 万元，占天然气发电及主动力服务业务收入的比例分别为 61.05%、70.58%、67.35%和 64.83%，是该项业务的主要收入来源，按区域划分的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
北疆地区	2,200.26	-	4,302.55	61.85%	2,658.32	26.06%	2,108.81
南疆地区	-	-	769.66	-76.46%	3,269.32	-15.40%	3,864.28
其他	-	-	33.22	-	-	-	-
合计	2,200.26		5,105.44	-13.87%	5,927.63	-0.76%	5,973.09

(1) 北疆地区

报告期内，公司北疆地区天然气发电业务收入金额分别为 2,108.81 万元、2,658.32 万元、4,302.55 万元和 2,200.26 万元，呈上升趋势。天然气发电业务服务单价和服务数量对收入变动的情况如下表所示：

年度	服务单价 (元/度)	服务数量 (万度)	天然气发电收入 (万元)	对天然气发电收入变动的影响(万元)		
				价格变动影响	数量变动影响	影响数合计
2023 年 1-6 月	1.44	1,529.70	2,200.26	-	-	-
2022 年度	1.36	3,168.62	4,302.55	1,081.44	562.79	1,644.23
2021 年度	1.02	2,615.00	2,658.32	-233.90	783.41	549.51
2020 年度	1.11	1,906.68	2,108.81	-	-	-

注：价格变动影响=(本年单价-上年单价)×本年数量；数量变动影响=(本年数量-上年数量)×上年单价。

2021 年度，北疆地区天然气发电业务收入较 2020 年度增加 549.51 万元，其中，服务单价变化对收入变化的影响为-233.90 万元，服务数量对收入变化的影响为 783.41 万元，2021 年度收入增加的主要原因系服务数量的增加。2020 年度，公司天然气发电业务服务数量较低，主要原因系受国际公共卫生突发事件的影响，区块间的交通受到限制，导致公司一口井的发电作业完成后，无法及

时搬迁至下一口井，导致 2020 年度服务数量较低，2021 年度随着限制的好转，服务数量维持正常水平。

2022 年度，北疆地区天然气发电业务收入较 2021 年度增加 1,644.23 万元，其中，服务单价变化对收入变化的影响为 1,081.44 万元，服务数量对收入变化的影响为 562.79 万元，2021 年度收入增加的主要原因系服务单价的提高。2022 年度，公司北疆地区天然气发电业务主要动力来源天然气的平均采购价格为 1.77 元/m³，较 2021 年度平均采购价格 1.24 元/m³ 增长幅度较大，客户相应调高了服务价格。

(2) 南疆地区

报告期内，公司南疆地区天然气发电业务收入金额分别为 3,864.28 万元、3,269.32 万元、769.66 万元和 0.00 万元，呈下降趋势。天然气发电业务服务单价和服务数量对收入变动的情况如下表所示：

年度	服务单价 (元/度)	服务数量 (万度)	天然气发电收入 (万元)	对天然气发电收入变动的情况		
				价格变动影响	数量变动影响	影响数合计
2023 年 1-6 月	-	-	-	-	-	-
2022 年度	1.19	647.95	769.66	-34.14	-2,465.52	-2,499.66
2021 年度	1.24	2,635.42	3,269.32	-64.11	-530.85	-594.96
2020 年度	1.26	3,055.11	3,864.28	-	-	-

报告期内，公司南疆地区天然气发电业务收入呈下降趋势，主要为数量变动带来的影响。公司综合各方面因素，适当调整了整体战略布局，一方面将部分天然气发电设备用于自身放空天然气净化回收及注气业务，另一方面也一定程度上收缩了天然气发电及主动力服务业务的开拓，逐渐退出南疆地区市场。

2、主动力服务

报告期内，公司主动力服务业务收入金额分别为 3,745.26 万元、1,895.03 万元、1,493.97 万元和 957.07 万元，占天然气发电及主动力服务业务收入的比例分别为 38.28%、22.56%、19.71%和 28.20%，按区域划分的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
北疆地区	957.07	-	1,493.97	3.96%	1,437.04	-22.49%	1,853.92
南疆地区	-	-	-	-	458.00	-75.78%	1,891.34
合计	957.07	-	1,493.97	-21.16%	1,895.03	-49.40%	3,745.26

报告期内，公司主动力服务收入呈逐年下降的趋势。从天然气发电及主动力服务业务整体层面，公司优先退出主动力服务市场，主要原因系随着石油开发的不断深入，新的钻井井深较深、地质结构相对复杂，相较主动力服务的机械钻机，公司下游客户钻井公司更倾向于使用天然气发电的电动钻机，电动钻机对井深的承受能力相对较高，更能适应复杂的地质结构，钻井公司新购置设备时，也会优先考虑电动钻机，因此，公司逐渐退出了南疆地区的主动力服务市场。

3、叙永分布式能源项目

报告期内，公司叙永分布式能源项目收入金额分别为 64.84 万元、575.98 万元、981.60 万元和 236.72 万元，占天然气发电及主动力服务业务收入的比例分别为 0.66%、6.86%、12.95%和 6.97%，呈上升趋势。叙永分布式能源项目为固定电站项目，在固定位置为客户提供电能，收入变化主要原因系客户用电的需求变化。2020 年度收入较低，主要原因系 2020 年叙永分布式能源项目主要为试运行阶段。

（五）天然气发电及主动力服务的定价方式和价格影响因素，与天然气市场价、公司采购价等是否存在联系；报告期内电量、气量结算价的变动原因及公允性

1、天然气发电及主动力服务的定价方式和价格影响因素，与天然气市场价、公司采购价等是否存在联系

公司天然气发电及主动力服务的主要客户为中石油、中石化的下属公司，属于大型国有企业，其定价按照其内部规定，基于市场调研的基础上，制定的价格标准，影响其制定价格的市场因素为天然气市场价格，此外，客户也可能

因为其自身经营情况的周期性，调整采购服务价格，如2020年初，国际原油价格大幅下降，部分客户不同程度的逐步下调供应商的服务价格。

2、报告期内电量、气量结算价的变动原因及公允性

报告期内，天然气发电及主动力服务的电量、气量结算价主要按照公开招标的中标价格执行，平均价格变动情况如下：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额	变动率	金额
电量结算（元/度）	1.33	12.71%	1.18	12.38%	1.05	-11.76%	1.19
气量结算（元/m ³ ）	-	-	-	-	3.29	8.22%	3.04

报告期内，公司采购天然气的平均价格变化如下：

单位：元/m³

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额	变动率	金额
天然气	1.77	9.94%	1.61	27.78%	1.26	-8.70%	1.38

由上表对比分析可知，公司天然气发电电量结算的单价变动趋势与采购天然气的价格变动趋势整体一致。

2021年气量结算服务价格上涨8.22%，而天然气价格下跌8.70%，主要受南北疆定价差异所致，按照南北疆区域拆分后，气量结算的单价变动情况如下：

单位：元/m³

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额	变动率	金额
气量结算（南疆）	-	-	-	-	3.29	-1.55%	3.34
气量结算（北疆）	-	-	-	-	-	-	2.79

由上表可知，按照经营区域拆分后，气量结算服务价格变动趋势与采购天然气的价格变动趋势整体一致。

综上，报告期内，公司电量、气量结算价的变动主要是受中标价格的影响，整体变动趋势和采购天然气价格变动趋势基本一致，价格变动具备公允性。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、访谈发行人管理层，了解公司天然气发电及主动力服务业务开拓、退出南疆地区市场的具体原因，访谈了主要客户，了解客户关系是否发生重大不利变化；

2、查阅中石油、中石化及其他公开资料，了解新疆地区各大油田的新井钻探开发情况；

3、查阅发行人天然气发电及主动力服务的合同，了解服务周期、定价标准、双方权利义务等；

4、获取客户的业务量相关信息，分析和发行人业务量增长的匹配关系，以及收入金额变动的原因；

5、查阅发行人天然气采购合同及明细，对比分析报告期内采购价格变动是否与该类业务服务价格变动一致。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、发行人天然气发电及主动力服务主动退出南疆区域，是对经营区域调整的统一经营管理决策，不涉及与南疆区域整体客户关系发生重大不利变化；退出南疆市场导致了客户集中度上升；发行人将保持该业务现有的客户和业务规模，未来根据市场情况和自身业务的协同情况，适时重新进入南疆市场，未来该业务规模、客户数量不会进一步收缩；

2、中石油、中石化中仅中石油披露了新疆地区新疆油田的新钻探开发井数，油田其他业务领域也存在外采天然气发电业务的需求，但无法获取其市场空间，发行人主要服务于钻井环节的动力需求；基于公司天然气发电及主动力服务已完全退出南疆区域市场后，主要经营区域和收入新疆油田区域占比较高，2022年，公司该业务来自新疆油田的收入占比为76.46%，且预计在中短期该业务的经营

区域和收入均以新疆油田为主，因此，发行按照当前最新的经营情况并结合未来发展，依据新疆油田的相关数据测算目标市场的占有率，有关披露合理准确；

3、报告期内天然气发电及主动力服务合同期限通常为一年，该业务的合同通常不约定固定服务量，合同金额为暂估金额，实际执行的合同金额以实际业务的服务量为依据进行结算；业务合同获取方式主要为投标，影响该类业务量主要因素为客户执行执行钻井工作量；在发行人客户自身工作量保持基本稳定的情况下，公司集中业务资源投入该客户的经营区域，报告期内，来自该客户的业务收入增长具备合理性，与其业务量基本匹配；

4、报告期内各期天然气发电和主动力服务收入略有下降，主要原因系发行人逐步退出南疆区域市场，变动原因具备合理性；

5、天然气发电及主动力业务的获取方式主要是投标，主要是接受客户的内部定价，与天然气市场价存在一定联系；报告期内电量、气量结算价的变动主要是受中标价格的影响，整体变动趋势和采购天然气价格变动趋势基本一致，变动原因合理，价格公允。

9.4 关于销售的其他问题

根据申报材料，（1）报告期内，放空天然气净化回收业务收入占比大幅上升，天然气发电及主动力服务收入占比大幅下降；（2）沙雅瑞凯购买LNG及副产品向下游客户销售采用净额法核算；（3）报告期各期，公司前五大客户收入占比分别为99.97%、98.15%和98.65%，其中2022年中石油及其关联方昆仑泰客合计销售收入占比71.37%，客户集中度较高。

请发行人说明：（1）报告期内业务结构变动的的原因，结合业务重心演变过程说明公司的发展战略及变动情况；（2）各类型业务、不同业务模式下，收入确认的具体流程、所需取得的凭证、收入确认的具体时点，收入确认是否存在跨期情形；（3）沙雅瑞凯购买LNG及副产品向下游客户销售业务的具体情况，以净额法核算的依据合理性。

请保荐机构、申报会计师：（1）说明核查依据、过程，并发表明确核查意见；（2）按照《监管规则适用指引——发行类第5号》5-17客户集中的要

求进行核查，出具专项核查报告、对照核查要求逐项说明核查依据，并就发行人是否具备持续经营能力审慎发表核查意见。

回复：

一、发行人说明

（一）报告期内业务结构变动的原因，结合业务重心演变过程说明公司的发展战略及变动情况

报告期内，公司三类业务的结构变化，具体如下：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
放空天然气净化回收	18,560.35	62.10%	31,053.25	60.08%	12,745.46	42.20%	7,872.33	32.52%
注气业务	7,932.26	26.54%	13,054.18	25.26%	9,056.04	29.99%	6,550.20	27.06%
天然气发电及主动力服务	3,394.05	11.36%	7,581.01	14.67%	8,398.65	27.81%	9,783.19	40.42%
合计	29,886.65	100.00%	51,688.43	100.00%	30,200.15	100.00%	24,205.72	100.00%

由上表可知，报告期内发行人三类业务中，注气业务收入保持稳定的增长趋势，2021年和2022年分别较上一年增长了38.26%和44.15%，占公司营业收入的比重也基本保持稳定；天然气发电及主动力服务业务虽然出现收入下降的情形，但2021年和2022年分别较上一年度下降幅度为14.15%和9.74%，下降幅度较小；报告期内发行人业务结构发生变化的最主要因素是放空天然气净化回收业务收入迅速攀升。在经历了多年的探索实践后，随着行业、政策环境利好的不断加强以及下游客户需求的快速扩大，使得该项业务在报告期内呈现高速增长的态势，2021年和2022年该项业务收入分别较上一年度增长了61.90%和143.64%，从而使得该业务的收入占比从32.52%提升至60.08%。

发行人的三类业务均需要不同程度的资本性支出，其中放空天然气净化回收业务的设备及相应资本性支出规模较大。公司目前自身资本实力有限，因此公司将有限的资金向市场需求迅速放大且利润率高、回款好的放空天然气净化回收业务进行倾斜，包括将原本对外服务的天然气发电设备转而为自身放空天然气净化回收业务提供电力配套。同时，报告期内受到国际公共卫生突发事件的影响，公

司天然气发电及主动力服务的业务在不同油气田区块的转场多次受到限制，因此发行人也因势利导，在一定程度上收缩了天然气发电及主动力服务业务的规模。

公司业务发展历程如下图所示：

时间	发展阶段	业务发展情况
2011年-2012年	公司初创期，天然气发电及主动力服务发展期	2011年公司设立时，即看好节能减排领域的长期发展机会，战略目标以放空天然气净化回收及其综合利用为核心开展业务，由于天然气净化回收业务设备所需资金量相对较大，公司资金积累不足，结合当时的外部市场环境，公司优先在新疆区域向钻井队推广天然气发电及主动力服务。
2013年	天然气发电及主动力服务模式成熟	该业务得到客户广泛认可，在南疆区域塔河油田全面推广。
2013年-2016年	放空天然气净化回收发展期	经过几年的试验及经验积累，先后在新疆区域YL-4井、756-1井、顺南4井等，开展了小规模放空天然气净化回收处理业务。
2017年	放空天然气净化回收业务模式成熟	放空天然气净化回收以服务费模式和买断模式的两种经营模式成熟，同时，在新疆及青海地区规模化推广放空天然气净化回收业务。
2018年	延伸至注气业务，三类业务模式成熟	注气业务是控股股东自2014年开展的业务，属于成熟业务。考虑到注气业务和天然气发电业务的协同性，避免持续性关联交易，2018年公司从控股股东收购相关资产，拓展至注气业务。
2019年-2020年	放空天然气净化回收和注气业务规模持续扩大	放空天然气净化回收、天然气发电业务拓展至四川区域，注气业务持续稳定增长。
2021年-2023年	稳定增长期	从三类业务的盈利能力和盈利质量考虑，公司目前阶段优先拓展放空天然气净化回收业务规模，稳步发展注气业务；适当收缩天然气发电及主动力服务的业务经营区域，提高管理效率，改善盈利能力。
2023-	未来发展	未来将围绕清洁能源，继续以放空天然气净化回收为核心，适时拓展业务区域或延伸相关业务。

由上表所示，公司自2011年成立以来，始终坚持以放空天然气净化回收和综合利用为长期的发展战略。在公司十多年发展过程中，根据天然气发电服务和控股股东注气业务协同性的需求，以及避免关联交易的考虑，2018年收购了控股股东的注气业务。报告期内，公司根据外部市场环境的变化，适时调整三类业务的发展重心，优先发展外部政策环境较好且盈利能力较强的放空天然气净化回收业务。公司从2019年的哈一联项目到2022年遍及新疆、四川的十多个净化回收项目，不仅项目数量成倍增加，而且年净化回收量也从2020年的1.2亿立方米增长到2022年的3.7亿立方米，从而使得该项业务收入高速增长，也由此客观上带动该项业务的收入占比大幅提升；报告期内注气业务持续稳定增长；受下游客户周期性波动性等

因素，公司2020年开始主动收缩了天然气发电及主动力业务的经营区域，以降低运行成本，提高管理效率。

综上，公司根据外部市场环境变化和自身情况，适时调整三类业务的发展重心，报告期内公司业务结构变动的的原因合理，公司以放空天然气净化回收和综合利用为核心的长期发展战略未发生变化。

（二）各类型业务、不同业务模式下，收入确认的具体流程、所需取得的凭证、收入确认的具体时点，收入确认是否存在跨期情形

1、收入确认的具体流程、所需取得的凭证、收入确认的具体时点

（1）放空天然气净化回收业务

放空天然气净化回收业务包括服务费模式和原料气买断模式。

放空天然气净化回收业务收入确认的具体流程为：服务费模式下，公司根据合同约定为客户指定的边远井、零散井以及试采井提供净化回收服务，公司与客户按月确认当月加工处理量，根据确认的加工处理量及合同单价确认收入；买断模式下，公司将买断的原料气加工处理后销售给客户，每月根据与客户确认的销售量及合同单价确认收入。

收入确认所需取得的凭证为经客户确认的签证单或结算单。

服务费模式下的放空天然气净化回收业务属于某一时段内履行的履约义务，应在提供服务的期间内按月根据实际作业量确认收入，公司在按照合同约定提供相关服务后，取得当月经客户确认的签证单或结算单，并据此确认当月收入；买断模式下的放空天然气净化回收业务属于某一时点履行的履约义务，确认收入的具体方法为在客户取得相关商品控制权时点确认收入，公司在按照合同约定转让相关商品后，取得经客户确认的结算单，并据此确认收入。

（2）注气业务

注气业务收入确认的具体流程为：公司根据合同约定为客户指定的油井提供注气服务，公司与客户按月根据实际注气量、注水时间等按照合同单价确认当月收入。

收入确认所需取得的凭证为经客户确认的签证单或结算单。

注气业务属于某一时段内履行的履约义务，应在提供服务的期间内按月根据实际作业量确认收入，公司在按照合同约定提供相关服务后，取得当月经客户确认的签证单或结算单，并据此确认当月收入。

（3）天然气发电及主动力服务

天然气发电及主动力服务包括电量结算模式和天然气消耗量结算模式。

收入确认的具体流程为：公司根据合同约定为客户指定的钻井提供发电及主动力服务，公司与客户按月确认当月电量或消耗的天然气量，根据确认的电量或天然气消耗量及合同单价确认收入。

收入确认所需取得的凭证为经客户确认的结算单或签证单。

天然气发电及主动力服务属于某一时段内履行的履约义务，应在提供服务的期间内按月根据实际作业量确认收入，公司在按照合同约定提供相关服务后，取得当月经客户确认的签证单或结算单，并据此确认当月收入。

2、收入确认是否存在跨期情形

对于某一时段内履行的履约义务，包括放空天然气净化回收、注气业务及天然气发电及主动力服务，公司每月按与客户确认的结算单或签证单确认收入，结算单或签证单载明服务期间、天然气流量计方量或过磅重量、注气数量、电表计量的电量、减压撬气量表计量的天然气消耗方量等，收入的期间和业务量明确，不涉及跨期。

对于某一时点履行的履约义务，即向客户销售 LNG、CNG 及副产品混烃等，于客户提货时在结算单上确认销售时间、销售天然气或混烃的过磅重量或流量计方量，双方对本月销售结算单汇总对账（含开票及未开票），并在对账单上盖章确认，公司根据对账单确认当月销售收入。

报告期内，公司按照一贯的会计政策确认收入，不存在收入跨期情形。

（三）沙雅瑞凯购买LNG及副产品向下游客户销售业务的具体情况，以净额法核算的依据合理性

沙雅瑞凯购买LNG及副产品向下游客户销售业务主要涉及跃满 801 项目回收及净化的LNG和副产品混烃。跃满 801 项目业主方为博瑞能源，公司向博瑞能源提供天然气回收及净化服务，收取服务费，原料气以及净化加工产出的LNG和副产品所有权均属于博瑞能源。另外，沙雅瑞凯通过寻找下游客户代博瑞能源销售部分跃满 801 项目产出的LNG和副产品，赚取一定差价。

1、沙雅瑞凯购买LNG及副产品向下游客户销售业务的具体情况

（1）沙雅瑞凯向下游客户销售LNG及副产品的情况如下：

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
收入总额（万元）	4,049.32	10,357.12	3,023.89	451.42
销量（吨）	11,354.48	21,348.53	8,096.08	1,792.54
平均单位售价（元/吨）	3,566.27	4,851.44	3,735.01	2,518.33
收入变动率	-	242.51%	569.86%	-
按净额法确认的收入（万元）	46.88	169.62	72.98	8.86
占营业收入的比例	0.16%	0.33%	0.24%	0.04%
占利润总额的比例	0.57%	1.48%	1.75%	0.18%

（2）报告期内，沙雅瑞凯销售的LNG及副产品全部从博瑞能源购买，具体情况如下：

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
采购成本（万元）	4,002.43	10,187.50	2,950.91	442.56
采购量（吨）	11,354.48	21,348.53	8,096.08	1,792.54
平均采购单价（元/吨）	3,524.98	4,771.99	3,644.85	2,468.88
单位毛利（元/吨）	41.29	79.45	90.16	49.45
单位毛利率	1.16%	1.64%	2.41%	1.96%

报告期内，沙雅瑞凯采购与销售规模匹配，毛利率整体较低，销售及采购平均单价由于市场因素影响波动较大。该业务以上特性主要受以下因素影响：

①沙雅瑞凯向客户销售价格以博瑞能源当日现场公示的挂牌销售价格为基准每吨上浮 40 元至 100 元，获取 LNG 购销差价，因此毛利率较低。

②新疆地区 LNG 工厂较多，各工厂地理位置、生产能力、储能、原料气来源、建设成本，市场供需关系等因素会影响 LNG 的销售价格，沙雅瑞凯向博瑞能源采购价格于报告期内波动较大，向客户销售价格波动较大。

(3) 沙雅瑞凯向博瑞能源采购 LNG 及副产品并向下游客户销售的业务流程具体如下：

沙雅瑞凯根据客户提供的计划购气量每周向博瑞能源提供采购计划，博瑞能源根据包括沙雅瑞凯在内的客户采购计划，考虑其 LNG 及副产品产出量和储量，制定销售计划。

博瑞能源以其当日现场公示的挂牌销售价格为基准确定沙雅瑞凯本次采购需向其预付 LNG 及副产品采购款。沙雅瑞凯根据博瑞能源反馈的销售计划，以其采购价为基准每吨上浮 40 元至 100 元作为销售价格，客户以预付款方式向沙雅瑞凯结算 LNG 及副产品采购款。

客户根据销售计划，按约定的时间自行到跃满 801 回收站自提 LNG 及副产品，商品的所有权及风险自双方确认过磅单时转移给客户。

2、沙雅瑞凯购买LNG及副产品以净额法核算的依据合理性

沙雅瑞凯购买并销售 LNG 及副产品采用净额法确认收入符合《企业会计准则》。

(1) 准则依据

《企业会计准则第 14 号——收入（2017 年修订）》第三十四条规定：企业应当根据其在向客户转让商品前是否拥有对该商品的控制权，来判断其从事交易时的身份是主要责任人还是代理人。企业在向客户转让商品前能够控制该商品的，该企业为主要责任人，应当按照已收或应收对价总额确认收入；否则，该企业为代理人，应当按照预期有权收取的佣金或手续费的金额确认收入，该金额应当按照已收或应收对价总额扣除应支付给其他相关方的价款后的净额，或者按照既定的佣金金额或比例等确定。

企业向客户转让商品前能够控制该商品的情形包括：

①企业自第三方取得商品或其他资产控制权后，再转让给客户；②企业能够主导第三方代表本企业向客户提供服务；③企业自第三方取得商品控制权后，通过提供重大的服务将该商品与其他商品整合成某组合产出转让给客户。

在具体判断向客户转让商品前是否拥有对该商品的控制权时，企业不应仅局限于合同的法律形式，而应当综合考虑所有相关事实和情况，这些事实和情况包括：

①企业承担向客户转让商品的主要责任；②企业在转让商品之前或之后承担了该商品的存货风险；③企业有权自主决定所交易商品的价格；④其他相关事实和情况。

（2）具体分析

考虑沙雅瑞凯向博瑞能源购买并对外销售 LNG 及副产品的商业背景以及业务模式，沙雅瑞凯在转让该商品前不具有控制权，主要考虑以下情况：

①沙雅瑞凯在该销售业务中仅担任代理人：相关业务人员在 LNG 及副产品采购和销售过程中，仅作为该购销业务的组织者，组织其客户按照博瑞能源制定的销售计划到跃满 801 回收站自提 LNG 及副产品，商品的所有权在提货前属于博瑞能源，沙雅瑞凯未实际控制 LNG 及副产品。

②沙雅瑞凯在转让商品之前或之后并未承担存货风险：根据沙雅瑞凯与博瑞能源签订的合同，双方于跃满 801 回收站交付商品，交付前风险由博瑞能源承担，交付后风险由沙雅瑞凯承担；沙雅瑞凯与下游客户签订的合同也有类似条款，因此 LNG 及副产品的实物及风险从博瑞能源直接转移至下游客户。另外，沙雅瑞凯在该业务模式下，购销业务量均处于购销平衡的状态，不存在存货余额。

③沙雅瑞凯无完全自主定价权：沙雅瑞凯销售价格均以博瑞能源当日现场公示的挂牌销售价格为准，由于 LNG 市场的供需关系、价格透明度，沙雅瑞凯以博瑞能源当日现场公示的挂牌价为基准每吨上浮 40 元-100 元的价格向下游客户销售，获取价差，沙雅瑞凯实际无完全自主定价权。

④沙雅瑞凯无需承担销售产生款项的信用风险：根据合同约定，沙雅瑞凯与客户的结算模式为先款后货，不承担信用风险。

综上，沙雅瑞凯在向客户转让商品前不能够实质控制该商品，在交易中仅作为代理人，该销售收入应当按照已收或应收对价总额扣除应支付给其他相关方的价款后的净额确定。沙雅瑞凯购买并销售 LNG 及副产品采用净额法确认收入符合《企业会计准则》的规定。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、访谈发行人管理层，了解公司三类业务的发展历程、发展规划及市场竞争情况，了解发行人各类型业务特点、业务流程、收入确认的具体流程、收入确认取得的凭证、客户类型及主要客户的基本情况、合作历史、结算主要条款、报告期内的收入增减变动趋势、毛利率变化情况等信息；

2、对所有客户的交易记录进行细节测试，检查客户的销售订单、生产报表、签证单或结算单、发票、回款单据等与收入确认相关的凭证，核查收入确认是否真实；

3、查阅企业会计准则、同行业公司的收入确认方式，并结合发行人的业务模式对比分析收入确认时点是否准确；检查报告期各期最后一个月及次月的收入明细账及相关收入确认单据，检查是否存在临近期末发生的大额异常交易，检查收入是否被记录在恰当的会计期间；

4、对主要客户执行函证程序，检查函证差异原因并取得相关证据，未回函的执行替代程序等。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、发行人自 2011 年成立以来，始终坚持以放空天然气净化回收和综合利用为长期的发展战略；报告期内，公司根据外部市场环境的变化，适时调整三类业务

的发展重心，优先发展外部政策环境较好且盈利能力较强的放空天然气净化回收业务，主动收缩了天然气发电及主动力业务的经营区域，有利于提高公司的盈利能力；

2、发行人各类型业务、不同业务模式下收入确认时点，系结合公司不同类型履约义务确定，均取得相应的结算凭证，发行人收入确认不存在跨期情形，收入确认时点符合《企业会计准则》规定；

3、沙雅瑞凯购买 LNG 及副产品向下游客户销售业务以净额法核算符合《企业会计准则》规定。

10.关于采购与供应商

根据申报材料，（1）报告期内，公司的主要原材料为天然气和原料气，招股说明书中披露了其各期采购金额，但未披露公司总采购金额及天然气、原料气的采购占比；（2）报告期内主要原材料的采购价格存在显著波动；（3）天然气采购量呈下降趋势，与整体业务规模变动趋势不一致；（4）公司存在部分业务以净额法核算，从采购金额来看，其相关采购未包含在披露的采购金额中。

请发行人说明：（1）公司报告期各期采购总金额，天然气、原材料采购金额占比情况，其他采购的主要内容及相关供应商整体基本情况；（2）天然气、原料气的具体运输、输送方式，与采购量相关的内部控制措施及报告期内执行情况，存在不同运输方式请说明原因和具体数量、金额构成情况；（3）天然气、原料气的定价方式和主要价格影响因素，报告期内价格波动原因，采购金额与公开市场价格或第三方交易价格的对比情况；（4）报告期内各类主要原材料采购量与对应业务量的匹配性；（5）报告期各期按净额法核算的主要采购内容、数量、单价、金额及其主要供应商情况，采购金额的公允性，采购量和采购金额与销售、耗用、结存量和金额的勾稽关系。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

一、发行人说明

（一）公司报告期各期采购总金额，天然气、原材料采购金额占比情况，其他采购的主要内容及相关供应商整体基本情况

1、公司报告期各期采购总金额，天然气、原材料采购金额占比情况

报告期各期，公司采购的具体情况如下表所示：

单位：万元

采购类型	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度		
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比	
天然气	1,681.51	35.97%	3,815.35	39.94%	3,579.75	43.29%	4,546.87	58.11%	
原料气	249.54	5.34%	190.06	1.99%	434.26	5.25%	3.95	0.05%	
其他采购	配件材料	2,480.47	53.06%	4,938.60	51.70%	3,511.27	42.46%	2,496.63	31.91%
	吊装搬运	259.15	5.54%	405.85	4.25%	306.74	3.71%	356.81	4.56%

采购类型	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
运输	4.26	0.09%	202.32	2.12%	437.07	5.29%	419.86	5.37%
合计	4,674.93	100.00%	9,552.19	100.00%	8,269.09	100.00%	7,824.12	100.00%

注：上表中配件材料的采购金额中包括与在建工程相关的材料，报告期内，公司采购与在建工程相关的材料金额分别为 1,330.88 万元、1,759.56 万元、1,674.96 万元和 279.96 万元。

报告期内，公司三大业务主要采购内容的具体情况如下表所示：

项目	主要采购内容	
放空天然气净化回收	服务费模式	配件材料
	原料气买断模式	原料气、管道天然气、配件材料
注气业务	-	配件材料、吊装搬运
天然气发电及主动力服务	-	天然气、配件材料、吊装搬运、运输

注：2020 年度与 2021 年度，公司注气业务有部分井是自主发电，采购了少量天然气。

（1）天然气

公司三类业务中，天然气发电及主动力服务的变动成本比例最高，天然气占其成本的比例约为 40%，公司采购的天然气 90%以上用于该业务，因此，天然气的采购金额和该业务的规模相关度较高。

（2）原料气

公司放空天然气净化回收业务以服务费模式为主，该模式下，公司为客户提供加工处理服务，无需采购原料气；原料气买断模式下，公司需要采购原料气，净化处理后用于公司天然气发电及主动力服务业务或对外销售，因原料气买断模式业务量占比很小，所以原料气的采购量与该类业务整体规模的增长关联度很低。

（3）配件材料

公司三类业务均需采购配件材料，主要为机器设备运行损耗不定期更换的零配件，其采购量总体上与业务规模变动趋势一致。

（4）吊装搬运、运输

公司采购吊装搬运服务主要满足公司注气业务和天然气发电及主动力服务业务机器设备转场时的需求，采购运输服务以满足公司天然气发电及主动力服务原材料天然气采购时的运输需求。

2、其他采购的主要内容及相关供应商整体基本情况

(1) 其他采购的主要内容

除采购天然气、原料气外，公司其他采购的内容包括配件材料、吊装搬运和运输，按类别构成的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
配件材料	2,480.47	90.40%	4,938.60	89.04%	3,511.27	82.52%	2,496.63	76.27%
其中：机器配件	1,875.50	68.35%	3,523.84	63.53%	2,632.92	61.88%	1,968.28	60.13%
化学药剂	89.52	3.26%	564.73	10.18%	369.41	8.68%	69.14	2.11%
油品	284.89	10.38%	558.77	10.07%	278.43	6.54%	263.77	8.06%
其他	230.57	8.40%	291.25	5.25%	230.51	5.42%	195.45	5.98%
吊装搬运	259.15	9.44%	405.85	7.32%	306.74	7.21%	356.81	10.90%
运输	4.26	0.16%	202.32	3.65%	437.07	10.27%	419.86	12.83%
合计	2,743.88	100.00%	5,546.77	100.00%	4,255.08	100.00%	3,273.30	100.00%

注：上表的配件材料采购金额包括用于生产成本和用于在建工程的采购。

报告期内，公司其他采购以配件材料为主，配件材料中，采购三大业务机器设备所用配件占比最高，机器配件种类繁多，型号不一，各期采购金额占其他采购的比例分别为60.13%、61.88%、63.53%和68.35%。

(2) 其他采购各年前五大供应商整体基本情况

1) 报告期内，公司其他采购前五大供应商的采购情况

报告期内，公司向前五大其他采购供应商的采购金额及其占比情况如下：

单位：万元

年份	序号	供应商名称	采购金额	占其他采购总额比例	主要采购内容
2023年1-6月	1	成都添益能源装备制造有限公司	257.41	9.38%	机器配件
	2	成都爱信智能技术有限责任公司	190.05	6.93%	机器配件
	3	巴州徽商商贸有限公司	183.56	6.69%	机器配件
	4	特变电工股份有限公司	163.78	5.97%	机器配件
	5	新疆海斯泰机电设备有限公司	127.16	4.63%	机器配件
			合计	921.96	33.60%

年份	序号	供应商名称	采购金额	占其他采购总额比例	主要采购内容
2022年度	1	巴州韵辰商贸有限公司	401.09	7.23%	机器配件
	2	巴州徽商商贸有限公司	357.57	6.45%	机器配件
	3	石家庄杰克化工有限公司	332.57	6.00%	化学药剂
	4	四川科地亚石油制品有限公司	296.51	5.35%	油品
	5	成都爱信智能技术有限责任公司	280.02	5.05%	机器配件
	合计			1,667.76	30.07%
2021年度	1	巴州徽商商贸有限公司	331.96	7.80%	机器配件
	2	新疆海洋钢材有限公司（原：巴州鑫欣海扬钢材有限公司）	275.80	6.48%	机器配件
	3	新疆泰合祥物流有限公司	242.39	5.70%	运输
	4	四川繁控电气设备有限公司	156.56	3.68%	机器配件
	5	巴州黔玲商贸有限责任公司	155.80	3.66%	油品
	合计			1,162.51	27.32%
2020年度	1	巴州徽商商贸有限公司	812.88	24.83%	机器配件
	2	新疆泰合祥物流有限公司	300.47	9.18%	运输
	3	库尔勒纽旭商贸有限公司	223.08	6.82%	机器配件
	4	轮台县浩洋石油技术服务有限责任公司	180.05	5.50%	吊装搬运
	5	巴州黔玲商贸有限责任公司	154.28	4.71%	油品
	合计			1,670.76	51.04%

如上表所示，报告期内，公司向前五大其他采购供应商的采购金额及其占比整体呈下降趋势，占比分别为 51.04%、27.32%、30.07% 和 33.60%。前五大其他采购供应商主要为配件材料供应商，公司在选择配件材料供应商时，会综合考虑价格、货品齐全性、供货及时性和给予公司信用期的长短等因素，因此，报告期内前五大其他采购供应商有所变化。

2) 报告期内，公司其他采购前五大供应商的基本情况

报告期内，公司各年度前五大其他采购供应商的基本情况如下表所示：

序号	供应商名称	法定代表人	成立时间	注册资本（万元）	经营范围	合作历史
1	成都添益能源装备	孙伟	2001年6月	5,150.00	气体压缩机械制造, 泵及真空设备制造, 汽轮机及辅机制造, 内燃机及配件制造, 金属压力容器制造,	2015年开

序号	供应商名称	法定代表人	成立时间	注册资本(万元)	经营范围	合作历史
	制造有限公司		月 5 日		液压动力机械及元件制造,液力动力机械及元件制造,其他传动部件制造,风机、风扇制造,气体、液体分离及纯净设备制造,机械零部件加工,其他通用零部件制造,其他未列明通用设备制造,石油钻采专用设备制造,深海石油钻探设备制造,炼油、化工生产专用设备制造,通用设备维修,专用设备维修,工矿工程,管道工程,管道和设备安装,工业设计服务,石油和天然气开采专业及辅助性活动,销售机械设备及电子产品,经营进出口业务(具体经营范围与商品目录口权益证证书为准)(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)。	始合作
2	成都爱信智能技术有限责任公司	吕贵军	2017年5月25日	2,000.00	燃气发电机组产品、燃气热泵产品、燃气发动机产品、能源管理系统设计、研发、设计、生产、销售、技术咨询和技术服务(不含许可经营项目及国家专项规定等项目);合同能源管理;货物进出口(以上经营项目涉及工业行业另设分支机构生产或经营)(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)。	2017年开始合作
3	巴州徽商商贸有限公司	吕万广	2007年11月28日	500.00	批发:日用杂品、针纺织品、五金交电、洗涤用品、服装、鞋帽、文具体育用品、钢材、建材、家用电器、润滑油、有色金属材料、汽车配件、计算机软件及辅助设备、其他机械设备及电子产品、其他化工产品。(管控要素除外)(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	2018年开始合作
4	特变电工股份有限公司	张新	1993年2月26日	388,546.57	变压器、电抗器、互感器、电线电缆及其他电气机械器材的制造、销售、检修、安装及回收;机械设备、电子产品的生产销售;五金交电的销售;硅及相关产品的制造、研发及相关技术咨询;矿产品的加工;新能源技术、建筑环保技术、水资源利用技术及相关工程项目的研发及咨询;太阳能系统组配件、环保设备的制造、安装及相关技术咨询;太阳能光伏离网和并网及风光互补系统、柴油机光互补系统及其他新能源系列工程的设计、建设、安装及维护;太阳能集中供热工程的设计、安装;太阳能光热产品的设计、制造;承包境外机电行业输变电、水电、火电站工程和国内、国际招标工程,上述境外工程所属的设备、材料出口,对外派遣实施上述境外工程所需的劳务人员;进口钢材经营;一般货物和技术的进出口;电力工程施工总承包特级资质、电力行业甲级资质,可承接电力各等级工程施工总承包、工程总承包和项目管理业务;可从事资质证书许可范围内相应的建设工程总承包业务以及项目管理和相关的技术与管理服务;房屋出租;水的生产和供应(限下属分支机构经营);电力供应;热力生产和供应;货物运输代理服	2014年开始合作

序号	供应商名称	法定代表人	成立时间	注册资本(万元)	经营范围	合作历史
					务及相关咨询;花草培育、销售。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	
5	新疆海斯泰机电设备有限公司	张海林	2008年6月4日	300.00	一般项目:气体压缩机械销售;润滑油销售;普通机械设备安装服务;机械设备销售;电子、机械设备维护(不含特种设备);技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广;电子产品销售;五金产品零售;五金产品批发;化工产品销售(不含许可类化工产品);建筑材料销售;建筑装饰材料销售;金属材料销售;消防器材销售;安防设备销售;劳动保护用品销售;电子元器件与机电组件设备销售;专用设备修理;通用设备修理;电子测量仪器销售;轴承销售;电子元器件批发;电力电子元器件销售;阀门和旋塞销售;电气设备销售;非金属矿及制品销售;电工仪器仪表销售;仪器仪表销售;玻璃仪器销售;日用化学产品销售;光学仪器销售;实验分析仪器销售;风机、风扇销售。(除依法须经批准的项目外,凭营业执照依法自主开展经营活动)	2018年开始合作
6	巴州韵辰商贸有限公司	肖鹏	2016年11月22日	200.00	批发零售:其他机械设备及电子产品、五金交电(磨砂机、切割机、电焊机、电钻机、发电机、粉碎机、机床除外)、计算机、软件及辅助设备、通讯终端设备(二手手机除外)、其他日用品、其他化工产品、文具、体育用品、针纺织品、服装、鞋帽、其他农畜产品、石油钻采专用设备及配件、家用电器、厨房、卫生间用具、汽车配件,窗帘加工及批发零售(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	2018年开始合作
7	石家庄杰克化工有限公司	智群申	2001年8月17日	1,048.9422	苯胺基乙腈、苯胺基乙酸钾、乙二胺四乙酸、乙二胺四乙酸二钠、乙二胺四乙酸四钠、乙二胺四乙酸铁钠、乙二胺四乙酸锌二钠盐、乙二胺四乙酸锰二钠、乙二胺四乙酸钙二钠、乙二胺四乙酸铜钠、乙二胺四乙酸二钠镁盐、乙二胺-N,N,N',N'-四乙酸三钠盐三水、氮川三乙酸、氮川三乙酸三钠、乙二胺四乙酸二钾、硫氰酸钠、1,3-丙二胺四乙酸、巴比妥酸、乙氧甲叉、4,6-二羟基嘧啶、二乙烯三胺五乙酸、二烯三胺五乙酸五钠、N-羟乙基乙二胺三乙酸、N-(羟乙基)乙二胺三乙酸三钠、乙二胺四乙酸铁铵、硫酸钠生产、销售;化工产品、氯化钠销售(以上范围危险化学品除外);甲醇、乙醇、甲醛、氨水(20%)生产(有效期至2023年11月29日);货物或技术进出口(危险化学品除外、国家禁止或涉及行政审批的货物和技术进出口除外)。(国家法律、法规限制或禁止的除外、需办理审批手续的办理后方可经营)(依法须经批	2017年开始合作

序号	供应商名称	法定代表人	成立时间	注册资本(万元)	经营范围	合作历史
					准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	
8	四川科地亚石油制品有限公司	闫鹏	2010年8月31日	6,000.00	润滑油、润滑脂(不含危险品)、防冻液、制动液、清洗液、车用尿素、玻璃水、石油添加剂的开发、生产、销售及技术服务;节能环保技术的研发与服务;销售:石油制品、化工产品、食品添加剂、燃料油、重油、道路沥青、石蜡(以上均不含危险品)、汽车配件、五金交电、机械设备、金属包装、塑料包装、钢材、建材、仪器仪表、粗白油、橡胶增塑剂、润滑油添加剂;货物与技术的进出口业务;普通货运。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	2022年开始合作
9	新疆海洋钢材有限公司(原:巴州鑫欣海扬钢材有限公司)	周晓林	2019年5月17日	2,200.00	一般项目:金属材料销售;石油钻采专用设备销售;建筑材料销售;有色金属合金销售;化工产品销售(不含许可类化工产品);电子元器件与机电组件设备销售;机械零件、零部件销售;金属工具销售;建筑用金属配件销售;五金产品批发;日用品销售;电子产品销售;网络设备销售;家用电器销售;计算机软硬件及辅助设备零售;办公用品销售;体育用品及器材零售;金属表面处理及热处理加工;金属切削加工服务。(除依法须经批准的项目外,凭营业执照依法自主开展经营活动)	2019年开始合作
10	新疆泰合祥物流有限公司	黄亚军	2017年9月29日	500.00	道路普通货物运输,货物专用运输(罐式),大型物件运输,经营性道路危险货物运输(2类1项,2类2项,3类,8类,9类,危险废物)(剧毒化学品除外),货运信息咨询服务,仓储服务,机动车代理登记业务,批发零售:汽车配件、工艺品、家用电器、针纺织品、其他机械设备及电子产品、五金产品、其他日用品、其他化工产品、其他农畜产品、建材、钢材、润滑油、汽车。(管控要素除外)(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	2019年开始合作
11	四川繁控电气设备有限公司	宋礼材	2021年1月28日	500.00	一般项目:电气设备销售;配电开关控制设备制造;输配电及控制设备制造;机械电气设备制造;五金产品制造;配电开关控制设备研发;配电开关控制设备销售;机械设备销售;五金产品批发;仪器仪表销售;计算机软硬件及辅助设备批发;建筑装饰材料销售;建筑材料销售;电线、电缆经营;消防器材销售;金属制品销售;电池销售;工程和技术研究和试验发展;塑料制品销售;橡胶制品销售;化工产品销售(不含许可类化工产品);电气设备修理;普通机械设备安装服务;电器辅件销售;电子元器件与机电组件设备销售;电子产品销售。(除依法须经批准的项目外,凭营业执照依法自主开展经营活动)	2021年开始合作

序号	供应商名称	法定代表人	成立时间	注册资本(万元)	经营范围	合作历史
12	巴州黔玲商贸有限公司	李颖	2010年4月28日	100.00	批发：轮胎、润滑油、建筑工程机械设备及配件、石油钻采专用设备、五金交电（磨砂机、切割机、电焊机、电钻机、发电机、粉碎机、机床除外）、其他化工产品、其他日用品、其他农畜产品、家用电器、钢材、建材。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	2014年开始合作
13	库尔勒纽旭商贸有限公司	代欣欣	2017年3月22日	200.00	批发零售：其他机械设备及电子产品、五金交电（磨砂机、切割机、电焊机、电钻机、发电机、粉碎机、机床除外）、钢材、建材、汽车配件、有色金属材料、石油钻采专用设备及配件、计算机软件及辅助设备、文具体育用品、服装鞋帽、其他日用品，机械设备租赁。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	2019年开始合作
14	轮台县浩洋石油技术服务有限责任公司	李朋利	2014年7月2日	1,158.00	吊装服务；油田技术服务；井厂维护服务；机械设备和车辆租赁；钻井钻前钻后服务；管道维护、园林绿化、道路维护、工程准备；水果、蔬菜销售；道路普通货物运输；野营房制作及销售。（管控要素除外）（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	2017年开始合作

（二）天然气、原料气的具体运输、输送方式，与采购量相关的内部控制措施及报告期内执行情况，存在不同运输方式请说明原因和具体数量、金额构成情况

1、天然气、原料气的具体运输、输送方式

报告期内，公司采购天然气的运输方式分为压缩天然气槽车运输和管道运输；原料气的运输方式只有管道运输，具体情况如下表所示：

项目		采购内容	运输、输送方式
放空天然气净化回收	原料气买断模式	原料气	管道
		管道天然气	管道
	服务费模式	-	-
天然气发电及主动力服务	新疆地区	天然气	槽车
	四川地区叙永分布式能源项目	天然气	管道

（1）压缩天然气槽车运输

采用压缩天然气槽车运输采购天然气分两种类型：自提与供应商送货。

1) 自提

供应商不提供运输服务，天然气价款以离岸价结算。公司在气站加装天然气后，运输至天然气发电及主动力服务业务、注气作业地点，该种运输模式下，公司优先采用自有运输车队进行运输，运输能力不足时，采购外部天然气运输服务并支付相应运输费用。

2) 供应商送货

供应商提供运输服务，天然气结款以到岸价结算，不单独收取运输费用。

(2) 管道运输

通过管道运输的原料气、天然气不产生运输费用。

2、与采购量相关的内部控制措施及报告期内执行情况

(1) 通过槽车运输方式采购天然气的采购量相关的内部控制措施

与计划采购量相关的内部控制措施：公司天然气发电业务部每月结合上月天然气消耗情况及当月预计天然气消耗情况制定天然气采购计划，该计划经公司相关领导逐级审批后，确定当月天然气计划采购量。

与实际供气量相关的内部控制措施：①自提，各作业队每天根据生产需求安排自有车辆或第三方运输队向周边加气站采购天然气，司机使用槽车至气站加装天然气，天然气加气量以双方签字盖章确认的加气单为准；②供应商送货，各作业队每天根据生产需求通知供应商向作业队供气，天然气的卸气量以双方签字盖章确认的加气单为准。供应商根据每车加气单形成月度天然气拉运明细表，并经双方盖章确认。

与结算量相关的内部控制措施：每月供应商根据双方确认的拉运明细表形成月度结算单，经双方签字盖章后进行结算。

(2) 通过管道运输方式采购原料气的采购量相关的内部控制措施

与计划采购量相关的内部控制措施：在放空天然气净化回收业务中，公司存在少量原料气买断模式，在该模式下，公司回收的放空天然气即为原料气，视作向油气田公司采购该等原料气，并由公司自行净化处理后自用或对外销售，

原料气通过管道输送至公司回收站，在公司各项目产能范围内，来料即加工处理，该类业务采购不适用制定计划采购量。

与实际供气量相关的内部控制措施：供应商通过管道将原料气输送到公司放空天然气净化回收站内，采购量为以流量计为准。公司取得和供应商共同签字并盖章确认的当月天然气结算签认单后，确认当月采购量。

与结算量相关的内部控制措施：公司与供应商对月度用气量签字盖章确认生效后按照合同单价进行结算。

（3）通过管道运输方式采购天然气的采购量相关的内部控制措施

与计划采购量相关的内部控制措施：公司放空天然气净化回收业务的顺北1-1项目报告期内少量以管道运输的方式采购天然气（管道天然气），压缩后自用或对外出售；天然气发电及主动力服务业务的叙永分布式能源项目为固定电站项目，以管道运输的方式采购天然气。针对通过管道运输方式采购天然气，公司每月25日前根据次月预计用气量或发电量，制定采购计划，确定次月天然气计划采购量。

与实际供气量相关的内部控制措施：供应商通过管道将天然气输送到公司放空天然气净化回收站或固定电站内，采购量为以流量计为准。公司和供应商共同签字并盖章确认当月天然气结算签认单，据此确认当月采购量。

与结算量相关的内部控制措施：公司与供应商对月度用气量签字盖章确认生效后按照合同单价进行结算。

（4）与天然气、原料气采购量相关的内部控制措施在报告期内执行情况

报告期内，公司按照上述天然气、原料气采购流程进行采购并确认采购量，内部控制措施执行有效。

3、存在不同运输方式请说明原因和具体数量、金额构成情况

（1）存在不同运输方式的原因

1) 天然气的运输方式主要为压缩天然气槽车运输

在天然气发电及主动力服务业务中，天然气是该业务的动力燃料，该项业务是用天然气替代柴油对钻井施工过程中使用的电动钻机、机械钻机直接提供电能、机械能的服务，而钻井作业地点较多，分布较为分散且偏远，服务周期较短（通常为3个月左右），公司完成一口钻井发电工作后，会搬迁至下一口作业井，单井用气量少，因此，公司通常会就近采购天然气。相比天然气槽车运输，铺设天然气运输管道成本高、周期长，无法满足钻井现场作业的及时性、高效性和灵活性。因此，采用天然气槽车运输的方式符合相关业务特点。

2) 叙永分布式能源项目所需天然气的运输方式为管道运输

天然气发电及主动力服务业务中的叙永分布式能源项目为固定电站项目，项目周期长（超过3年），且该电站附近有管道天然气气源，使用管道天然气具有良好的经济性和稳定性。因此，采用管道运输的方式符合该业务特点。

3) 原料气的运输方式为管道运输

在放空天然气净化回收业务中，公司存在原料气买断模式，该种业务模式下，原料气供气地点和公司放空天然气净化回收站均为固定位置，每天的供气量相对稳定，距离较近，公司采用管道运输方式输送原料气，保障了原料气输送及生产运行稳定性。因此，采用管道运输原料气的方式符合相关业务特点。

(2) 不同运输方式下，采购天然气、原料气的数量和金额

报告期内，不同运输方式下，公司采购天然气、原料气的数量和金额的具体情况如下表所示：

1) 2023年1-6月

采购内容	运输方式	数量（万方）	数量占比	金额（万元）	金额占比
天然气	槽车	806.27	55.66%	1,468.56	76.05%
	管道	143.26	9.89%	212.95	11.03%
原料气	管道	499.00	34.45%	249.54	12.92%
合计	-	1,448.52	100.00%	1,931.05	100.00%

2) 2022年度

采购内容	运输方式	数量（万方）	数量占比	金额（万元）	金额占比
天然气	槽车	1,547.79	52.05%	2,739.45	68.39%

采购内容	运输方式	数量（万方）	数量占比	金额（万元）	金额占比
	管道	814.83	27.40%	1,075.90	26.86%
原料气	管道	610.76	20.54%	190.06	4.75%
合计	-	2,973.38	100.00%	4,005.41	100.00%

3) 2021 年度

采购内容	运输方式	数量（万方）	数量占比	金额（万元）	金额占比
天然气	槽车	2,373.94	58.30%	2,984.82	74.36%
	管道	467.42	11.48%	594.93	14.82%
原料气	管道	1,230.37	30.22%	434.26	10.82%
合计	-	4,071.74	100.00%	4,014.01	100.00%

4) 2020 年度

采购内容	运输方式	数量（万方）	数量占比	金额（万元）	金额占比
天然气	槽车	3,261.95	98.14%	4,504.98	98.99%
	管道	31.06	0.93%	41.89	0.92%
原料气	管道	30.75	0.93%	3.95	0.09%
合计	-	3,323.76	100.00%	4,550.82	100.00%

报告期内，通过压缩天然气槽车运输的天然气采购量呈逐年下降趋势，主要原因系采用压缩天然气槽车运输的天然气绝大多数用于天然气发电及主动力服务业务，该项业务的业务量在报告期内呈一定的下降趋势。

使用通过管道运输的天然气包括放空天然气净化回收业务的顺北 1-1 项目和天然气发电及主动力服务业务的叙永分布式能源项目。2021 年度和 2022 年度，通过管道运输天然气的数量较 2020 年度大幅增加，主要原因包括：①顺北 1-1 项目 2021 年 3 月投产，通过管道采购天然气，压缩后自用或对外出售；②叙永分布式能源项目 2020 年度主要为试运行阶段，且客户用电量较少，2021 年开始，叙永分布式能源项目发电量较 2020 年度有大幅增加，相应采购天然气的数量也大幅增加。

（三）天然气、原料气的定价方式和主要价格影响因素，报告期内价格波动原因，采购金额与公开市场价格或第三方交易价格的对比情况

1、天然气、原料气的定价方式和主要价格影响因素，报告期内价格波动原因

报告期内，天然气和原料气的采购价格变动的具体情况如下表所示：

单位：元/m³

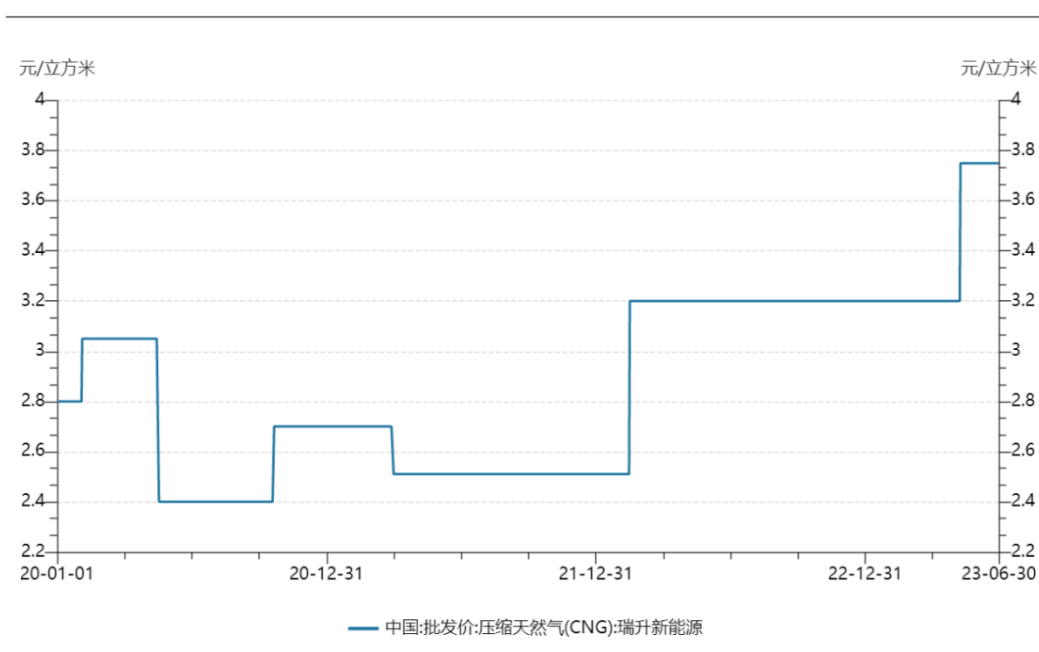
项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
天然气	1.77	1.61	1.26	1.38
原料气	0.50	0.31	0.35	0.13

(1) 天然气

报告期内，公司天然气采购价格有所波动，主要原因系市场价格波动所致。

公司天然气采购价格的定价方式主要为双方协商确定，价格影响因素主要包括：①市场供求关系；②日用气数量大小；③用气量的稳定性；④到岸价结算时气源点距用气点的远近（采购天然气分两种模式，分别为天然气供应商提供运输服务，以到岸价结算；天然气供应商不提供运输服务，由公司自有车辆或第三方车辆前往气站自提，以离岸价结算）。

公司采购的天然气均为 CNG，其价格具有较强的地域性，不同区域的价格相差较大，新疆属于天然气价格较低的地区，但与全国价格的变化趋势具有关联性。由于无法获取新疆地区 CNG 价格变动数据，可获取的全国 CNG 价格变动情况如下：



数据来源：Wind

由上图可知，报告期内，2021年全国 CNG 平均价格最低，2022年高于2020年

价格，公司采购天然气价格整体低于全国 CNG 价格，主要由于新疆地区的天然气价格较低，变动趋势与全国价格变动趋势一致。

(2) 原料气

报告期内，公司原料气采购价格有所波动，主要原因系各期原料气买断模式下的放空天然气净化回收项目不同所致，具体情况如下表所示：

单位：万元，元/m³

项目	2023年1-6月			2022年度			2021年度			2020年度		
	采购金额	采购金额占比	单价	采购金额	采购金额占比	单价	采购金额	采购金额占比	单价	采购金额	采购金额占比	单价
吉庆项目	29.86	11.97%	0.14	50.02	26.32%	0.13	61.39	14.14%	0.13	3.95	100.00%	0.13
顺北 1-1 项目	-	-	-	105.76	55.65%	0.60	372.87	85.86%	0.50	-	-	-
火烧山项目	219.68	88.03%	0.78	34.28	18.04%	0.78	-	-	-	-	-	-
合计	249.54	100.00%	0.50	190.06	100.00%	0.31	434.26	100.00%	0.35	3.95	100.00%	0.13

公司原料气采购价格的定价方式主要为谈判或竞拍，价格影响因素主要包括：①市场竞争情况；②原料气日供应量大小；③原料气气质组分，加工处理难度大小；④项目地理位置，加工处理为 CNG 后的销售市场情况。

吉庆项目的原料气供应商为中石油新疆油田分公司（吉庆油田作业区），该“服务对象”为了满足当地环保政策的要求，避免放空伴生天然气，达到节能减排的目的，2020 年急需外部供应商处理其放空天然气，由于其气量很小，承诺日供气区间仅为 12,000 至 18,000m³/天，且气量不保证稳定性，规模越小进行回收的经济性相对较差，综合上述因素，为保证公司自身项目盈利性，经双方谈判后原料气采购价格定为 0.13 元/m³，相对其他项目较低，具备合理性。

顺北 1-1 项目的原料气供应商为中石化西北油田分公司，公司与该“服务对象”自 2013 年开始建立合作关系，报告期内，原料气价格根据每年市场情况谈判确定，2022 年价格较 2021 年上升，符合下游天然气销售价格的趋势，具备合理性。

火烧山项目的原料气供应商为中石油新疆油田油气储运分公司，该项目的原料气价格系 2022 年公司通过竞拍方式确定，价格相对较高，但仍处于合理范围。

综上所述，影响公司各项目的原料气价格因素各不相同，报告期内，原料气价格波动系双方根据市场情况的谈判结果。

2、采购金额与公开市场价格或第三方交易价格的对比情况

(1) 原料气价格情况

报告期内，公司放空天然气净化回收业务以服务费模式为主，因此原料气采购金额较低，不同项目间原料气的采购价格差异较大。原料气价格无法获取市场公开价格，供应商与第三方交易价格没有可比性，主要原因系原料气价格差异较大，与市场竞争情况、日供应量大小、原料气气质组分和项目地理位置等因素有关，一事一议，主要为双方谈判或拍卖结果。

(2) 天然气价格情况

公司天然气采购价格与公开市场对比情况详见本题“（三）1、天然气、原料气的定价方式和主要价格影响因素，报告期内价格波动原因”之“（1）天然气”。

报告期内，与主要天然气供应商销售给第三方交易价格的对比情况如下：

1) 2023年1-6月

2023年1-6月，公司主要天然气供应商采购价格与其向第三方交易价格的比较情况如下表所示：

单位：万元，元/m³

供应商	采购金额	平均单价	第三方交易价格
新捷燃气	795.99	2.02	2.02
克拉玛依市富城油气销售有限公司	468.76	1.55	1.67
新疆翼茂翔商贸有限公司	194.72	1.84	2.00
浙江油田（泸州）油气开发有限公司	134.93	1.40	-
中国石油化工股份有限公司天然气分公司西北天然气销售中心	78.02	1.66	-

注：第三方交易价格取自供应商提供的销售给其他客户的调价函/发票平均数。

①新捷燃气

2023年1-6月，公司主要天然气供应商中，新捷燃气为公司北疆地区的天

然气供应商，公司采购平均单价与其第三方交易价格接近。

②克拉玛依市富城油气销售有限公司

2023 年 1-6 月，公司主要天然气供应商中，克拉玛依市富城油气销售有限公司为公司北疆地区的天然气供应商，公司采购平均单价略低于其第三方交易价格，主要原因系其设置阶梯气价，公司日均用气量较高，因此单价较低。克拉玛依市富城油气销售有限公司售气价格相对较低，主要原因系其为克拉玛依市所属大型国有企业，与油田公司合作关系较为紧密，因此获取天然气的成本相对较低。

③新疆翼茂翔商贸有限公司

2023 年 1-6 月，公司主要天然气供应商中，新疆翼茂翔商贸有限公司为公司北疆地区的天然气供应商，公司采购平均单价略低于其第三方交易价格，主要原因系公司的采购量较大。

④浙江油田（泸州）油气开发有限公司

浙江油田（泸州）油气开发有限公司系中石油集团下属公司，负责四川叙永地区的油气田开发业务，向公司叙永分布式能源项目提供天然气，周边客户只有叙永凯龙，未取得第三方交易价格。

⑤中国石油化工股份有限公司天然气分公司西北天然气销售中心

中国石油化工股份有限公司天然气分公司西北天然气销售中心系中石化集团在西北地区设立的天然气销售中心，向公司子公司雅龙洁能提供管道天然气，通过管道运输至放空天然气净化回收的顺北 1-1 项目，压缩后自用或对外出售，周边客户只有雅龙洁能，未取得第三方交易价格。

2) 2022 年度

2022 年度，公司主要天然气供应商采购价格与其向第三方交易价格的比较情况如下表所示：

单位：万元，元/m³

供应商	采购金额	平均单价	第三方交易价格
新捷燃气	1,221.09	1.90	1.87
克拉玛依市富城油气销售有限公司	665.40	1.50	1.54
中国石油化工股份有限公司天然气分公司西北天然气销售中心	588.28	1.29	-
新疆翼茂翔商贸有限公司	527.02	1.85	1.83
陕西新源	487.62	1.36	1.40

注：第三方交易价格取自供应商提供的销售给其他客户的调价函平均数，陕西新源第三方交易价格为合同约定的四川省合格页岩气销售门站价。

①新捷燃气

2022 年度，公司主要天然气供应商中，新捷燃气为公司北疆地区的天然气供应商，公司采购平均单价与其第三方交易价格接近。

②克拉玛依市富城油气销售有限公司

2022 年度，公司主要天然气供应商中，克拉玛依市富城油气销售有限公司为公司北疆地区的天然气供应商，公司采购平均单价略低于其第三方交易价格，主要原因系其设置阶梯气价，公司日均用气量较高，因此单价较低。克拉玛依市富城油气销售有限公司售气价格相对较低，主要原因系其为克拉玛依市所属大型国有企业，与油田公司合作关系较为紧密，因此获取天然气的成本相对较低。

③中国石油化工股份有限公司天然气分公司西北天然气销售中心

中国石油化工股份有限公司天然气分公司西北天然气销售中心系中石化集团在西北地区设立的天然气销售中心，向公司子公司雅龙洁能提供管道天然气，通过管道运输至放空天然气净化回收的顺北 1-1 项目，压缩后自用或对外出售，周边客户只有雅龙洁能，未取得第三方交易价格。

④新疆翼茂翔商贸有限公司

2022 年度，公司主要天然气供应商中，新疆翼茂翔商贸有限公司为公司北疆地区的天然气供应商，公司采购平均单价与其第三方交易价格接近。

⑤陕西新源

陕西新源系中石化集团下属公司，向公司叙永分布式能源项目提供天然气，根据合同约定，价格参考四川省合格页岩气销售门站价适当下浮 0.06 元/m³，每年 11 月至次年 3 月，需要按合同约定依据川渝地区冬春季天然气价格结算管理办法文件确定上浮比例计算单价，2022 年度，叙永分布式能源项目发电时间主要在 4 月至 9 月，因此，相对 2021 年采购单价较低。

3) 2021 年度

2021 年度，公司主要天然气供应商采购价格与其向第三方交易价格的比较情况如下表所示：

单位：万元，元/m³

供应商	采购金额	平均单价	第三方交易价格
哈密众合运输有限公司	1,412.09	1.25	1.90
轮台县四运加气站	392.33	1.32	1.34
克拉玛依市富城油气销售有限公司	371.07	1.17	1.24
陕西新源	361.81	1.61	1.40
江苏油田矿业开发有限公司	270.62	1.28	1.29

①哈密众合运输有限公司

2021 年度，公司主要天然气供应商中，哈密众合运输有限公司平均单价与第三方交易价格差异较大，主要原因系取得的哈密众合运输有限公司第三方交易价格为到岸价（含运输服务），且运距较远（大于 160KM），而公司采购哈密众合运输有限公司的包括部分自提天然气（不含运输服务），具体情况如下表所示：

单位：万元，元/m³

供应商——哈密众合运输有限公司	采购金额	采购数量	平均单价
公司（自提）	864.46	778.65	1.11
公司（到岸）	547.63	346.57	1.58
第三方交易价格（到岸）	-	-	1.90

比较公司与哈密众合运输有限公司到岸价销售部分的合同条款，与哈密众合运输有限公司第三方销售合同条款的差异情况如下表所示：

单位：元/m³

采购方	运距	单价
公司（到岸）	80 公里	1.56
	80-150 公里	1.65
客户 A（到岸）	160 公里	1.83
客户 B（到岸）	210 公里	1.97

如上表所示，哈密众合运输有限公司的售气价格，均考虑了运输的距离，运输距离越远，单价越高，公司向哈密众合运输有限公司采购天然气时，考虑了作业井口距离气源的远近，以控制成本，获取较高收益。

综上所述，公司向哈密众合运输有限公司采购天然气的价格公允。

②轮台县四运加气站

2021 年度，公司主要天然气供应商中，轮台县四运加气站为公司南疆地区的天然气供应商，公司采购平均单价与其第三方交易价格接近。

③克拉玛依市富城油气销售有限公司

2021 年度，公司主要天然气供应商中，克拉玛依市富城油气销售有限公司为公司北疆地区的天然气供应商，公司向克拉玛依市富城油气销售有限公司采购单价较其第三方交易价格低，主要原因系其设置阶梯气价，公司日均用气量较高，因此单价较低。

④陕西新源

2021 年度，叙永分布式能源项目向陕西新源采购天然气平均单价较高，主要原因系本年度发电时间主要在 11 月至 12 月，需要按合同约定依据川渝地区冬春季天然气价格结算管理办法文件确定上浮比例计算单价。

⑤江苏油田矿业开发有限公司

2021 年度，公司主要天然气供应商中，江苏油田矿业开发有限公司为公司南疆地区的天然气供应商，公司采购平均单价与其第三方交易价格接近。

4) 2020 年度

2020 年度，公司主要天然气供应商采购价格与其向第三方交易价格的比较

情况如下表所示：

单位：万元，元/m³

供应商	采购金额	平均单价	第三方交易价格
哈密众合运输有限公司	916.35	1.69	1.90
阿克苏峰海石油机械制造有限公司	812.09	1.24	-
克拉玛依市富城油气销售有限公司	752.61	1.13	1.15
沙雅赛普能源有限公司	482.08	1.38	-
巴州长岭燃气有限公司	299.50	1.33	-
轮台县四运加气站	227.48	1.32	1.37

①哈密众合运输有限公司

2020 年度，公司主要天然气供应商中，哈密众合运输有限公司平均单价与第三方交易价格差异较大，主要原因系哈密众合运输有限公司到岸价售气价格与运距直接相关，公司为控制成本，选择天然气供应商时，优先考虑供气点与用气点的距离，而第三方采购哈密众合运输有限公司天然气的运距较远（大于 160KM），具体情况如下表所示：

单位：元/m³

采购方	运距	单价
公司（到岸）	80 公里	1.65
	80-150 公里	1.74
	150-200 公里	1.83
客户 A（到岸）	160 公里	1.83
客户 B（到岸）	210 公里	1.97

如上表所示，哈密众合运输有限公司的售气价格，均考虑了运输的距离，运输距离越远，单价越高，公司向哈密众合运输有限公司采购天然气时，考虑了作业井口距离气源的远近，以控制成本，获取较高收益。

综上所述，公司向哈密众合运输有限公司采购天然气的价格公允。

②克拉玛依市富城油气销售有限公司

2020 年度，公司主要天然气供应商中，克拉玛依市富城油气销售有限公司为公司北疆地区的天然气供应商，公司采购平均单价与其第三方交易价格接近。

③阿克苏峰海石油机械制造有限公司、沙雅赛普能源有限公司、巴州长岭燃气有限公司、轮台县四运加气站

因公司退出南疆地区天然气发电及主动力服务业务市场，不再与阿克苏峰海石油机械制造有限公司、沙雅赛普能源有限公司、巴州长岭燃气有限公司合作，未取得前述三家供应商的第三方交易价格。公司向轮台四运加气站采购平均单价与第三方交易价格较为接近，轮台四运加气站、阿克苏峰海石油机械制造有限公司、沙雅赛普能源有限公司和巴州长岭燃气有限公司同为公司南疆地区天然气发电及主动力服务业务天然气供应商，平均采购单价在 1.24 元/m³ 至 1.38 元/m³ 之间，价格差异较小。

综上，报告期内，公司采购的天然气价格与公开市场的价格变动趋势一致，与第三方交易价格比较，价格差异均在合理区间。

（四）报告期内各类主要原材料采购量与对应业务量的匹配性

报告期内，公司的主营业务为放空天然气净化回收、注气业务、天然气发电及主动力服务。放空天然气净化回收业务主要针对原油开采过程中的伴生气以及气井试采阶段放空的天然气进行回收处理，分为两种模式，分别为“服务费模式”和“原料气买断模式”，其中，“原料气买断模式”涉及对外采购原料气。注气业务主要是将氮气等物质注入油气田的地层内，从而维持甚至增加地层内压力，提高油气田采收率，主要原材料氮气是从空气中分离获取，不涉及氮气的采购。天然气发电及主动力服务是以天然气作为动力燃料，为油气田钻井公司提供钻井所需动力，主要原材料是天然气。公司购买的原材料中，除上述三大业务生产所需要的天然气、原料气外，其他主要为三大业务机器设备耗用的配件材料。

1、天然气采购量与对应业务量的匹配性

报告期内，公司采购天然气主要为公司天然气发电及主动力服务所需动力燃料。天然气发电及主动力服务是指用天然气替代柴油对钻井施工过程中使用的电动钻机、机械钻机直接提供电能、机械能的服务。天然气发电是提供电能的服务，以客户用电量为依据，按照用电量结算；主动力服务是提供机械能的服务，以消耗的天然气气量为依据，按照用气量或用电量结算。能效比（代表

1m³天然气产生的电量)会随着工况、负荷、钻井作业进度等因素不同而产生波动。报告期内,天然气采购量与发电量的匹配关系如下表所示:

单位:万m³、万度

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
外购天然气量(1)	949.52	2,362.62	2,841.37	3,293.01
外购天然气量中未用于天然气发电及主动力服务业务的气量(2)	47.13	455.27	462.12	95.94
顺北1-1项目产出天然气后用于天然气发电及主动力服务业务的气量(3)	-	224.09	535.90	-
天然气发电及主动力服务以天然气结算的气量(4)	-	-	139.21	1,230.92
天然气发电及主动力服务以电费结算的电量(5)	2,545.43	6,411.19	7,564.39	5,057.15
以电费结算的能效比 (5) ÷ ((1) - (2) + (3) - (4))	2.82	3.01	2.72	2.57

注:外购天然气量中未用于天然气发电及主动力服务业务的气量包括顺北1-1项目采购管道天然气压缩后自用或对外销售;2020年度和2021年度,部分注气业务使用天然气发电机自主发电,采购了天然气。

报告期内,以电费结算的能效比分别为2.57、2.72、3.01和2.82,呈波动趋势,主要原因系不同区域的能效比不同,不同区域的业务量变化导致该项业务整体能效比发生变化。报告期内,按区域划分的以电费结算的能效比如下表所示:

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	电量占比	能效比	电量占比	能效比	电量占比	能效比	电量占比	能效比
北疆地区	86.38%	2.73	60.18%	2.72	42.63%	2.95	37.71%	2.99
南疆地区	-	-	12.31%	2.41	42.96%	2.38	60.41%	2.35
四川地区	13.62%	3.61	27.51%	4.03	14.41%	3.92	1.89%	3.07
合计	100.00%	2.82	100.00%	3.01	100.00%	2.72	100.00%	2.57

如上表所示,公司2022年度整体能效比较高,主要原因系随着公司逐渐退出南疆地区该项业务市场,能效比较高的北疆地区和四川地区占比较高。

2022年度北疆地区发电业务的能效比,略低于以前年度,主要原因系北疆地区2020年度和2021年度采购天然气的数量按照外部运输车辆的卸气量结算,2022年起,该类业务退出南疆市场后,公司将自有天然气运输车辆调配至北疆运输天然气,承担了车辆自身所需用气及相关损耗,实际用于天然气发电及主动力服务的天然气量略低于采购量,因此能效比有所降低。

南疆地区能效比波动较小，整体低于北疆地区，主要原因包括：①南疆地区以公司自有天然气运输车辆运输为主，承担了车辆自身所需用气及相关损耗，实际用于天然气发电及主动力服务的天然气量略低于采购量；②南疆地区钻井工况更复杂，钻机负荷突加突减，导致发电效率降低。

四川地区的叙永分布式能源项目为固定电站项目，其设备与一般的天然气发电及主动力服务业务不同，发电效率整体较高，2020年度能效比较后两年低，主要原因系2020年度主要系试生产期，当年度发电量仅为95.35万度。

综上所述，公司天然气的采购量与对应业务量具备匹配性。

2、原料气采购量与对应业务量的匹配性

报告期内，公司采购原料气主要是“原料气买断”模式的放空天然气净化回收业务使用。放空天然气净化回收业务大多数项目采用“服务费”模式，按照处理量收取相应费用，不涉及采购原料气，因此公司采购原料气数量较少。报告期内，“原料气买断”模式的项目主要涉及顺北 1-1 项目、吉庆项目和火烧山项目，采购原料气的具体情况如下表所示：

单位：万 m³、万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	数量	金额	数量	金额	数量	金额	数量	金额
顺北 1-1 项目 ^注	-	-	177.36	105.76	752.43	372.87	-	-
吉庆项目	217.00	29.86	389.40	50.02	477.94	61.39	30.75	3.95
火烧山项目	282.00	219.68	44.00	34.28	-	-	-	-
合计	499.00	249.54	610.76	190.06	1,230.37	434.26	30.75	3.95

注：顺北 1-1 项目已于 2022 年中止。

(1) 顺北 1-1 项目

顺北 1-1 项目于 2021 年 3 月投产，报告期内，顺北 1-1 项目采购的原料气与产出天然气气量的匹配关系如下表所示：

单位：万 m³

项目	2022年度	2021年度
采购原料气（1）	177.36	752.43
采购管道天然气（2）	455.27	242.01
对外销售天然气（3）	363.67	192.19

项目	2022 年度	2021 年度
天然气发电及主动力服务业务自用 (4)	224.09	535.90
顺北 1-1 回收站自用 (5)	26.86	128.87
原料气与天然气的比例 ((3) + (4) + (5) - (2)) / (1)	89.85%	81.73%

顺北 1-1 项目的原料气与天然气的比例在 2021 年度和 2022 年度分别为 81.73%和 89.85%，2021 年度低于 2022 年度，主要原因是 2021 年 3 月顺北气站达到预定可使用状态并转为固定资产，但项目初期运营不稳定，原料气加工处理为天然气的转换率较低。

(2) 吉庆项目

吉庆项目于 2020 年 11 月投产，报告期内，吉庆项目采购的原料气与产出天然气气量的匹配关系如下表所示：

单位：万 m³

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
采购原料气 (1)	217.00	389.40	477.94	30.75
对外销售天然气 (2)	213.89	383.95	473.45	30.45
原料气与天然气的比例 (2) / (1)	98.57%	98.60%	99.06%	99.02%

吉庆项目的原料气与天然气的比例在报告期内分别为 99.02%、99.06%、98.60%和 98.57%，报告期内波动较小。吉庆项目原料气的气质纯度较高，基本不含杂质，因此，原料气与产出天然气的比例较高。

(3) 火烧山项目

火烧山项目于 2022 年 10 月投产，报告期内，火烧山项目采购的原料气与产出天然气气量的匹配关系如下表所示：

单位：万 m³

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度
采购原料气 (1)	282.00	44.00
对外销售天然气 (2)	267.78	60.40
原料气与天然气的比例 (2) / (1)	94.96%	137.27%

火烧山项目 2022 年度主要为试生产，采购原料气 44.00 万方，产出并销售天然气 60.40 万方，原料气与天然气的比例为 137.27%，该比例超过 100%，主

要原因系投产初期供应商气质不达标，供应商未收取部分原料气款。

综上所述，公司原料气采购量与对应业务量具备匹配性。

3、配件材料采购金额与业务量的匹配性

报告期内，公司采购配件材料主要为生产经营中维护设备的耗材，根据设备使用情况进行更换，部分配件使用具有一定的偶发性，以及用于在建工程的基建材料，其中用于生产经营中的配件材料采购金额与营业收入匹配关系如下表所示：

单位：万元

项目	2023年 1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
配件材料采购金额	2,480.47	4,938.60	3,511.27	2,496.63
其中：与生产成本相关的配件材料采购金额（1）	2,200.51	3,263.64	1,751.71	1,165.75
与在建工程相关的基建材料采购金额	279.96	1,674.96	1,759.56	1,330.88
营业收入（2）	29,977.95	51,975.26	30,462.69	24,440.25
与生产成本相关配件材料与营业收入的比例（1）/（2）	7.34%	6.28%	5.75%	4.77%

由上表所示，公司配件材料的采购金额与营业收入整体变动趋势一致。配件材料主要由机器配件构成，其用途为三类业务的设备运行时，结合损耗情况不定期更换的零配件，其使用量与业务量不完全成比例关系。

报告期内，公司采购配件材料中与生产成本相关的采购金额占营业收入的比例分别为 4.77%、5.75%、6.28%和 7.34%，占比整体呈上升趋势，主要与公司的业务结构变化有关，放空天然气净化回收业务和注气业务配件材料占成本的比例相对天然气发电及主动力服务较高，报告期内，前述两类业务收入占公司主营业务收入的的比例分别为 59.58%、72.19%、85.34%和 88.64%，随着业务结构的变化，公司配件材料采购金额占比也随之相应提升。

综上所述，报告期内，公司配件材料的采购金额增加与营业收入变动趋势一致，占营业收入比例的上升与业务结构的变化相关，因此，配件材料的采购金额与业务量具备匹配性。

(五) 报告期各期按净额法核算的主要采购内容、数量、单价、金额及其主要供应商情况，采购金额的公允性，采购量和采购金额与销售、耗用、结存量和金额的勾稽关系

1、报告期各期按净额法核算的主要采购内容、数量、单价、金额及其主要供应商情况

(1) 报告期各期按净额法核算的主要采购内容、数量、单价、金额

报告期内，公司按净额法核算的业务为沙雅瑞凯向博瑞能源购买 LNG 及副产品（主要为跃满 801 项目产出）后出售给下游客户，采购内容、数量、单价和金额的具体情况如下表所示：

年度	内容	数量（吨）	金额（万元）	单价（元/吨）
2023年1-6月	LNG	11,316.14	3,990.46	3,526.34
	混烃	38.34	11.98	3,123.89
	合计	11,354.48	4,002.43	3,524.98
2022年度	LNG	21,348.53	10,187.50	4,771.99
	合计	21,348.53	10,187.50	4,771.99
2021年度	LNG	6,660.96	2,621.27	3,935.27
	混烃	1,435.12	329.64	2,296.87
	合计	8,096.08	2,950.91	3,644.85
2020年度	LNG	1,241.64	356.69	2,872.75
	混烃	550.90	85.87	1,558.65
	合计	1,792.54	442.56	2,468.88

(2) 净额法核算的主要供应商情况

报告期内，公司按净额法核算的 LNG 及副产品销售业务涉及产品均从博瑞能源采购，博瑞能源的基本情况如下表所示：

名称	新疆博瑞能源有限公司	
注册时间	2009年7月20日	
注册资本	25,000.00 万元	
注册地	新疆巴音郭楞蒙古自治州新疆轮台县轮南小区西气东输首站东侧新疆博瑞能源有限公司 1 栋 1 至 3 层 1 号	
股权结构	股东姓名	持股比例

	昆仑能源有限公司	94.00%
	海南海然高新能源有限公司	6.00%
公司性质	中石油下属公司	

2、采购金额的公允性

如本问询函回复之“9.关于销售与客户”之“9.1 关于放空天然气净化回收业务”之“一、发行人说明”之“（四）天然气及其他产品向客户交付的具体过程……”之“3、沙雅瑞凯向博瑞能源采购量……”所述，沙雅瑞凯根据市场销售情况，在同一时期内，对客户销售价格基本保持一致，客户上报计划采购量，预付气款后，按计划提货，因此，沙雅瑞凯 LNG 销售行为均基于市场公允价格进行销售。

根据沙雅瑞凯与博瑞能源签订的合同，公司向博瑞能源采购的天然气单价按照博瑞能源当日现场公示的挂牌销售价格确定，结合本问询函回复之“9.关于销售与客户”之“9.4 关于销售的其他问题”之“一、发行人说明”之“（三）沙雅瑞凯购买 LNG 及副产品向下游客户销售业务的具体情况，以净额法核算的依据合理性”之“1、沙雅瑞凯购买 LNG 及副产品向下游客户销售业务的具体情况”所述，沙雅瑞凯向下游客户销售的价格与沙雅瑞凯向博瑞能源按其当日现场公示的挂牌的采购价格，报告期内各期的平均价差分别为 49.45 元/吨、90.16 元/吨、79.45 元/吨及 41.29 元/吨，毛利率分别为 1.96%、2.41%、1.64%及 1.16%，博瑞能源作为 LNG 及副产品的所有权人，其决定该购销业务的销量、售价，沙雅瑞凯作为代理人的身份仅赚取较少的购销差价。

综上所述，沙雅瑞凯作为该业务的代理人，其仅通过寻找下游客户代博瑞能源销售部分跃满 801 项目产出的 LNG 及副产品，赚取一定差价。无论从采购 LNG 及副产品采购定价还是向下游客户销售价格来讲，均由市场销售情况决定，因此，公司向博瑞能源采购 LNG 及副产品的价格是公允的。

3、采购量和采购金额与销售、耗用、结存量和金额的勾稽关系

年度	内容	采购		销售（耗用）		结存	
		数量（吨）	金额（万元）	数量（吨）	金额（万元）	数量（吨）	金额（万元）
2023年	LNG	11,316.14	3,990.46	11,316.14	4,033.20	-	-

年度	内容	采购		销售（耗用）		结存	
		数量（吨）	金额（万元）	数量（吨）	金额（万元）	数量（吨）	金额（万元）
1-6月	混烃	38.34	11.98	38.34	16.11	-	-
	合计	11,354.48	4,002.43	11,354.48	4,049.32	-	-
2022年度	LNG	21,348.53	10,187.50	21,348.53	10,357.12	-	-
	合计	21,348.53	10,187.50	21,348.53	10,357.12	-	-
2021年度	LNG	6,660.96	2,621.27	6,660.96	2,688.17	-	-
	混烃	1,435.12	329.64	1,435.12	335.72	-	-
	合计	8,096.08	2,950.91	8,096.08	3,023.89	-	-
2020年度	LNG	1,241.64	356.69	1,241.64	362.57	-	-
	混烃	550.90	85.87	550.90	88.85	-	-
	合计	1,792.54	442.56	1,792.54	451.42	-	-

如上表所示，公司报告期各期按净额法核算相关业务的采购数量与销售数量一致，各期末均无库存。报告期内，公司按照净额法确认的收入分别为 8.86 万元、72.98 万元、169.62 万元和 46.88 万元。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、获取发行人的采购明细表，检查天然气、原材料采购数量、采购金额及占比情况，检查其他采购的主要内容；

2、检查主要供应商工商资料、官方网站等公开披露信息，了解供应商基本信息、股权结构、经营情况等信息；访谈发行人相关负责人，了解与主要供应商的合作历史；

3、访谈发行人业务部负责人，了解天然气、原料气的具体运输、输送方式以及存在不同运输方式的原因，并结合发行人业务模式及经营情况分析存在不同运输方式的合理性，获取不同运输方式下天然气、原料气的采购明细表；

4、通过访谈及穿行测试了解发行人采购与付款内部控制流程，对各关键控制点执行控制测试，确认与采购付款流程相关的内部控制是否有效执行；

5、访谈发行人财务负责人，了解天然气、原料气的定价方式和主要价格影响因素，分析报告期波动原因，查询公开市场价格并与发行人采购价格比较，获取报告期内主要供应商向第三方供货的价格，并与发行人采购价格进行对比分析；

6、分析报告期内各类主要原材料包括天然气、配件材料的采购金额与业务量的匹配性，访谈管理层了解放空天然气净化回收业务原料气买断模式下，原料气与天然气的匹配关系，以电费结算的能效比各期变动的的原因；

7、获取按照净额法核算的采购合同和销售合同，分析该交易是否具有商业实质，核算方法是否符合企业会计准则的规定；

8、获取按净额法核算的采购明细表及销售明细表，核查采购量和采购金额与销售、耗用、结存量和金额是否存在勾稽关系；

9、获取沙雅瑞凯向第三方客户销售的价格与沙雅瑞凯向博瑞能源按其当日现场公示的挂牌的采购价格于报告期内的价差，并对比沙雅瑞凯每月向第三方客户的销售价格，分析发行人的采购价格是否公允。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、发行人报告期各期采购总金额，天然气、原材料采购金额、占比披露准确，其他采购的主要内容及相关供应商整体基本情况与实际情况相符；

2、天然气、原料气存在不同运输方式具有合理性；与采购量相关的内部控制措施设计合理且在报告期内得到一贯执行；不同运输方式采购天然气、原料气数量、金额符合发行人实际情况；

3、发行人天然气采购价格的定价方式主要为双方协商确定，影响因素主要包括：①市场供求关系；②日用气数量大小；③用气量的稳定性；④到岸价结算时气源点距用气点的远近等；发行人原料气采购价格的定价方式主要为谈判或竞拍确定，价格影响因素主要包括：①市场竞争情况；②原料气日供应量大小；③原料气气质组分，加工处理难度大小；④项目位置，加工处理后 CNG 的销售市场情况等，报告期内价格波动具有合理性，采购金额与公开市场价格或第三方交易价格不存在明显异常；

4、报告期内各类主要原材料采购量与对应业务量具有匹配性；

5、报告期各期按净额法核算的主要采购内容、数量、单价、金额及其主要供应商符合实际情况，采购金额公允，采购量和采购金额与销售、耗用、结存量和金额勾稽相符。

11.关于营业成本

根据申报材料，（1）报告期内，各类业务的主营业务成本主要由摊销费、职工薪酬、折旧和配件材料等构成，其中职工薪酬金额大幅增长；（2）放空天然气净化回收业务成本中包含租赁费，主要为合深4一期项目设备租赁成本。

请发行人说明：（1）公司报告期内生产人员数量及变动情况，与各类业务的项目数量、业务量的匹配关系；报告期内生产人员平均薪酬及变动情况；主营业务成本中职工薪酬的变动原因，与生产人员数量、平均薪酬的匹配性；不同业务、项目间生产人员是否存在交叉，相关成本的分摊方式；（2）各类业务成本中配件材料成本的主要内容，与业务量的匹配性，各期金额变动原因；（3）放空天然气净化回收业务中，合深4一期项目租赁设备的出租方、资产类型、期限、租金及其定价方式等情况，未使用自有资产的原因；若资产出租方为放空空气净化回收业务客户或其指定的第三方，请进一步说明租金与服务费是否存在联系，业务实质是否为受托加工。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

一、发行人说明

（一）公司报告期内生产人员数量及变动情况，与各类业务的项目数量、业务量的匹配关系；报告期内生产人员平均薪酬及变动情况；主营业务成本中职工薪酬的变动原因，与生产人员数量、平均薪酬的匹配性；不同业务、项目间生产人员是否存在交叉，相关成本的分摊方式

1、公司报告期内生产人员数量及变动情况，与各类业务的项目数量、业务量的匹配关系

（1）公司报告期内生产人员数量及变动情况

报告期内，随着公司业务规模的不断扩大，公司生产人员数量逐年上升，具体情况如下表所示：

单位：人

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
期末生产人员数量：				

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
放空天然气净化回收	363	350	246	108
注气业务	192	183	122	107
天然气发电及主动力服务	100	97	124	164
辅助生产人员	11	14	17	16
期末生产人员数量合计	666	644	509	395
期末生产人员数量较上年末变动率	3.42%	26.52%	28.86%	-
平均生产人员数量：				
放空天然气净化回收	370	318	193	80
注气业务	211	163	116	120
天然气发电及主动力服务	95	113	137	180
平均生产人员数量合计	676	594	446	380
平均生产人员数量较上年度变动率	13.80%	33.18%	17.37%	-

注：各业务平均生产人员数量为各业务全年按月人数的平均数取整。

（2）生产人员数量与各类业务的项目数量与业务量的匹配关系

1) 放空天然气净化回收

报告期内，公司放空天然气净化回收业务生产人员数量及变动情况与项目数量、业务量的匹配关系如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	数量	变动率	数量	变动率	数量	变动率	数量
期末生产人员数量（人）	363	3.71%	350	42.28%	246	127.78%	108
平均生产人员数量（人）	370	16.35%	318	64.77%	193	141.25%	80
项目数量 ^{注1} （个）	12	-14.29%	14	7.69%	13	116.67%	6
项目平均人员数量 ^{注2} （人）	30.83	35.74%	22.71	53.00%	14.85	11.35%	13.33
实际业务量 ^{注3} （万 m ³ ）	23,433	-	37,379	141.92%	15,451	27.34%	12,134

注1：项目数量计算当年有生产运营，产生业务收入的放空天然气净化回收业务主项目。

注2：项目平均人员数量=平均生产人员数量/项目数量。

注3：放空天然气净化回收的业务量，统一按转化为CNG处理量计算。

公司业务结构中，放空天然气净化回收在报告期内是增长最快的主营业务，也是公司业务未来主要发展方向。报告期内，该项业务项目数量呈上升趋势，投入的生产人员数量也在逐年上涨。

2021 年度较 2020 年度，实际业务量增加幅度小于生产人员数量、项目数量增加幅度，主要原因系金浅 5H、跃满 801、吐东 2 一期和富源 3 项目 2021 年四季度才陆续投产，投产当年实际业务量较小。

2022 年度较 2021 年度，实际业务量增长幅度较大，主要原因系 2021 年四季度投运的金浅 5H、跃满 801、吐东 2 一期和富源 3 项目，2022 年一季度投运的宜 203 和合深 4 二期项目生产运营稳定，加工处理量较大。平均生产人员数量增长幅度较大，主要原因系 2021 年四季度投产的项目和 2022 年度新增项目影响。

从项目平均人员数量来看，2021 年度与 2020 年度较为接近，2022 年度项目平均人员数量有所增长，主要原因包括：①2021 四季度和 2022 年度，公司陆续投运的项目规模均较大；②2022 年度，金浅 3 和宜 203 项目逐渐稳产，公司相应增加了员工；③富源 3、吐东 2 一期和宜 203 项目等 2021 年四季度投产的项目，在 2021 年度是随着试运行的进度，逐渐增加人员，因此 2021 年度平均人数相对较低，2022 年度进入稳定运行阶段，需要人员数量随之增加。2023 年 1-6 月项目平均人员数量持续上涨，主要原因系随着 2022 年末投运的哈得等项目产量的增长，公司根据业务实际需要进一步补充了各场站人员配备。

报告期各期末，公司放空天然气净化回收业务生产人员按项目列示的具体情况如下表所示：

单位：人

项目	2023 年 6 月 30 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日
跃满 801 项目	49	53	41	5
金浅 5H 项目	33	36	30	-
合深 4 二期项目	32	35	-	-
宜 203 项目	33	33	16	-
吐东 2 一期项目	34	32	28	-
金浅 3 项目	30	30	14	-
秋林 10 项目	30	26	22	17
合深 4 一期项目	22	26	25	-
哈得项目	39	20	-	-
富源 3 项目	22	16	6	-

项目	2023年6月30日	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
吉庆项目	8	12	12	16
火烧山项目	11	7	-	-
顺北 1-1 项目	-	4	7	-
沙雅瑞凯 LNG 销售	3	4	1	-
哈一联项目	-	-	27	37
宜 202 项目	-	-	1	16
宁 211 项目	-	-	-	17
放空天然气净化回收业务综合部	13	13	12	-
九集增压站	4	3	4	-
合计	363	350	246	108

注：九集增压站是为客户单独提供增压的服务，报告期内，产生了零星收入。

2021 年末较 2020 年末，生产人员增加 138 人，增加的主要原因包括：①新增金浅 5H、宜 203、吐东 2 一期、金浅 3、合深 4 一期、富源 3 和顺北 1-1 项目，新投产的项目人员共 126 人；②跃满 801 项目 2020 年主要为试生产，配备人员数量较少，2021 年增加 36 人，以满足日常生产运营的需要；③随着公司放空天然气净化回收业务规模的不断扩大，2021 年度设立放空天然气净化回收业务综合部，负责该项业务的运维等综合性事务。

2022 年末较 2021 年末，生产人员增加 104 人，增加的主要原因包括：①新增合深 4 二期、哈得和火烧山项目，新投产的项目人员共 62 人；②金浅 3 和宜 203 项目逐渐稳产，公司增加生产人员 33 人，以满足日常生产运营的需要；③富源 3 项目在 2021 年末处于试生产，配备人员数量较少，2022 年增加 10 人，以满足日常生产运营的需要；④跃满 801 项目，2021 年 10 月投产后，公司根据实际需要，陆续补充生产人员 12 人。

2023 年 6 月末较 2022 年末，生产人员增加 13 人，增加的主要原因系哈得项目在 2022 年末处于试生产，配备人员数量较少，2023 年 1-6 月增加 19 人。

综上所述，放空天然气净化回收业务的生产人员数量变动情况与该类业务的项目数量和业务量的增长相匹配。

2) 注气业务

报告期内，公司注气业务生产人员数量及变动情况与设备数量、业务量的匹配关系如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	数量	变动率	数量	变动率	数量	变动率	数量
期末生产人员数量（人）	192	4.92%	183	50.00%	122	14.02%	107
平均生产人员数量（人）	211	29.45%	163	40.52%	116	-3.33%	120
注气平均设备套数（套）	34	30.77%	26	44.44%	18	-	18
每套设备人数（人/套）	6.21	-0.96%	6.27	-2.64%	6.44	-3.45%	6.67
实际业务量（万 m ³ ）	22,984	-	33,744	102.72%	16,645	37.12%	12,139

注气业务生产人员人数主要与作业队伍数量有关，一个作业队伍配备一套注气设备，配置 4 至 7 名生产人员，报告期内，公司注气业务每套设备人数分别为 6.67 人/套、6.44 人/套、6.27 人/套和 6.21 人/套，人员与设备相匹配。

2021 年度较 2020 年度，注气业务实际业务量增长幅度较大，主要原因系 2020 年度受国际公共卫生突发事件影响，区域交通通行限制导致完成一口井的作业后搬迁困难，故 2020 年业务量减少，2021 年度的产能利用率从 2020 年度的 79.31% 提高到 89.33%，使得注气业务量增长幅度较大。

2022 年度，公司根据市场需求陆续新增了 11 个注气作业队伍，增加配套作业人员 47 人。较 2021 年度，实际业务量增长幅度大于生产人员数量、设备套数增长幅度，主要原因系本年新增注天然气和集中注氮气（客户集中供氮）的业务，与原有注氮气业务相比，单井注气时间较长，注气量较大。

2023 年 1-6 月，公司根据市场需求陆续新增了 6 个注气作业队伍，增加配套作业人员 48 人，实际业务量相应有所增长。

综上所述，注气业务的生产人员数量变动情况与该类业务的设备数量和业务量的增长相匹配。

3) 天然气发电及主动力服务

报告期内，公司天然气发电及主动力服务业务生产人员数量及变动情况与设备数量、业务量的匹配关系如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	数量	变动率	数量	变动率	数量	变动率	数量
期末生产人员数量（人）	100	3.09%	97	-21.77%	124	-24.39%	164
平均生产人员数量（人）	95	-15.93%	113	-17.52%	137	-23.89%	180
天然气发电及主动力服务平均设备套数（套）	18	-14.29%	21	-34.38%	32	-17.95%	39
每套设备人数（人/套）	5.28	-1.92%	5.38	25.69%	4.28	-7.24%	4.62
实际业务量（万度）	2,545	-	6,411	-19.03%	7,918	-3.39%	8,196

注：2020年度和2021年度，部分主动力服务以天然气消耗量结算，已将其气量转换为电量，气电转换比=2020年度气量结算单价÷2020年度电量结算单价=2.55

报告期内，公司天然气发电及主动力服务实际业务量整体呈下降趋势，主要原因系公司综合各方面因素，适当调整了自身战略布局，一方面将部分天然气发电设备用于自身放空天然气净化回收及注气业务，另一方面也一定程度上收缩了天然气发电及主动力服务业务的开拓。公司天然气发电及主动力服务业务生产人员、设备套数整体也呈下降趋势。该业务一个作业队伍配备一套发电或主动力设备，配置4至6名生产人员，报告期内，公司该业务每套设备人数分别为4.62人/套、4.28人/套、5.38人/套和5.28人/套，人员与设备相匹配。

综上所述，天然气发电及主动力服务的生产人员数量变动情况与该类业务的设备数量和业务量的减少相匹配。

2、报告期内生产人员平均薪酬及变动情况

报告期内，公司生产人员平均薪酬及变动的具体情况如下表所示：

单位：元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额	变动率	金额
月平均薪酬	11,990.11	0.29%	11,955.47	14.43%	10,447.44	31.27%	7,958.77

如上表所示，报告期内，公司生产人员的月平均薪酬分别为7,958.77元、10,447.44元、11,955.47元和11,990.11元，生产人员平均薪酬呈逐年上升趋势，主要原因包括：（1）公司放空天然气净化回收业务因技术水平要求较高，平均薪酬较高，报告期内，该项业务人数占公司全部生产人员的比例分别为21.05%、43.27%、53.54%和54.73%，该项业务人数及占比的上升，使得公司平均薪酬有

所增加；（2）公司根据业务发展需要，保持具有竞争力的薪酬水平，稳定人员队伍，适当提高了业务人员的平均薪酬。

3、主营业务成本中职工薪酬的变动原因，与生产人员数量、平均薪酬的匹配性

报告期内，公司主营业务成本中职工薪酬、生产人员数量和平均薪酬变动的具体情况如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额	变动率	金额
主营业务成本中的职工薪酬（万元）	4,863.19	-	8,521.86	52.41%	5,591.47	54.07%	3,629.20
平均生产人员数量（人）	676	13.80%	594	33.18%	446	17.37%	380
月平均薪酬（元/人）	11,990.11	0.29%	11,955.47	14.43%	10,447.44	31.27%	7,958.77
主营业务成本中的奖金（万元）	490.41	-	1,105.91	99.80%	553.51	-	-
主营业务成本剔除奖金后的职工薪酬（万元）	4,372.78	-	7,415.95	47.20%	5,037.96	38.82%	3,629.20
剔除奖金后的月平均薪酬（元/人）	10,781.02	3.62%	10,403.97	10.52%	9,413.23	18.27%	7,958.77

2021年度，主营业务成本中职工薪酬较2020年度增加54.07%，其中，2021年度注气业务业绩较好，发放了相应的奖金，剔除奖金的影响后增加38.82%，增加的主要原因包括：（1）公司整体业务规模的扩大，生产人员总数增长17.37%，其中，放空天然气净化回收业务生产人员增加113人，其平均薪酬水平较高；（2）2021年度，公司根据业务发展情况，适当提高了生产人员薪酬；（3）2020年受国际公共卫生突发事件的影响，政府给予企业社保缓交、免交及减半征缴等优惠政策。

2022年度，主营业务成本中职工薪酬较2021年度增加52.41%，因2022年度经营业绩较好，奖金金额较高，剔除奖金的影响后增加47.20%，增加的主要原因包括：（1）放空天然气净化回收业务规模的扩大，注气业务作业队伍的扩充，使得生产人员总数增加33.18%；（2）2022年度，公司根据业务发展需要，保持具有竞争力的薪酬水平，稳定人员队伍，适当提高了业务人员的平均薪酬；（3）公司放空天然气净化回收业务因技术水平要求较高，平均薪酬较高，该项

业务人数占公司全部生产人员的比例从 43.27%提高至 2022 年度的 53.54%，该项业务人数及占比的上升，使得主营业务成本中职工薪酬有所增加。

综上所述，报告期内，主营业务成本中职工薪酬的变动原因主要受生产人员增加、平均薪酬待遇提升和奖金的影响，与生产人员数量、平均薪酬相匹配。

4、不同业务、项目间生产人员是否存在交叉，相关成本的分摊方式

公司三大业务按独立业务板块进行管理，不同业务对生产人员技能要求不同，同一期间，生产人员只从事一类业务。公司放空天然气净化回收业务各项目独立建站，并在固定位置生产作业，项目间不存在生产人员交叉使用的情况。公司注气业务和天然气发电及主动力服务，由于单个项目（井口）作业周期较短，一口井的作业工作完成后，生产人员随设备一起到下一口井作业，公司按照区域管理生产人员，不同区域间不存在生产人员交叉使用情况。

综上所述，公司不同业务之间不存在生产人员交叉使用的情况。放空天然气净化回收业务生产人员成本按照项目进行归集核算，不涉及项目间分摊；注气业务和天然气发电及主动力服务业务生产人员成本按照业务区域进行归集核算。

（二）各类业务成本中配件材料成本的主要内容，与业务量的匹配性，各期金额变动原因

报告期内，公司业务三类业务成本中配件材料占比较小，在放空天然气净化回收业务中配件材料占比平均约为 8%，注气业务中平均占比约为 13%，天然气发电及主动力服务中平均占比约为 3%。配件材料主要内容为三类业务机器设备运转所需不定期更换的机器配件和油品，其使用量与业务量整体相关，但因设备耗损具有一定偶发性，更换零配件和油品频率与业务量不完全成正比例关系。具体分析如下：

1、放空天然气净化回收

报告期内，公司放空天然气净化回收业务成本中配件材料的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
配件材料：				
机器配件	810.34	840.53	619.43	144.95
化学药剂	208.43	289.98	157.52	23.96
油品	158.08	209.77	94.64	30.58
其他	38.24	18.68	14.17	11.79
合计	1,215.09	1,358.96	885.76	211.28
配件材料变动率	-	53.42%	319.24%	-
业务量（万方）	23,433.49	37,378.68	15,450.53	12,133.90
业务量变动率	-	141.92%	27.33%	-

报告期内，公司放空天然气净化回收业务配件材料成本与业务量变动趋势一致，具体分析如下：

（1）机器配件

机器配件成本主要为机器设备运行一定时间后，结合损耗情况不定期更换的零配件，其发生与业务量不成正比例关系，随该项业务整体规模扩张，设备使用数量逐年增加，机器配件成本也呈逐年上升趋势。2023年1-6月，机器配件成本发生金额较大，主要原因系跃满801等项目检修领用机器配件支出金额较大。

（2）化学药剂

放空天然气净化回收业务消耗的化学药剂主要是针对含硫量或含碳量较高的项目，需要对原料气进行脱硫、脱碳净化处理，不同的项目，原料气气质组分不同，且气质组分在不同时间也存在差异，因此，化学药剂成本差异较大。报告期内，公司放空天然气净化回收业务化学药剂成本按项目列示的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	投产时间	是否需要脱硫、脱碳	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
跃满801项目	2021年1月	脱硫、脱碳	56.63	135.89	73.43	-
合深4一期项目	2021年4月	脱硫、脱碳	25.59	74.65	22.91	-
合深4二期项目	2022年1月	脱硫、脱碳	20.08	51.48	-	-

项目	投产时间	是否需要脱硫、脱碳	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
哈一联项目	2019年6月	脱硫	-	21.19	56.65	23.96
哈得项目	2022年12月	脱硫	90.06	4.23	-	-
吐东2一期项目	2021年11月	脱碳	4.18	2.09	-	-
顺北1-1项目	2021年3月	脱硫	-	0.45	4.53	-
宜203项目	2022年1月	脱碳	11.89	-	-	-
合计			208.43	289.98	157.52	23.96

注：跃满801项目2021年1月投产后，运行一段时间后应客户需求进行改造，2021年5月至9月升级改造，2021年10月再次投产。

由上表所示，公司所使用的化学药剂成本与放空天然气净化回收项目数量及处理工艺相关。2021年度，化学药剂使用量大幅增长，主要系需要脱硫、脱碳净化处理的跃满801项目和合深4一期项目陆续投产；2022年度，随着需要使用化学药剂的项目数量增长，使用化学药剂的金额相应增；2023年1-6月，2022年末投产的哈得项目化学药剂使用量较大。

（3）油品

油品为机器设备消耗品，报告期内随该项业务整体规模扩张，设备使用数量逐年增加，日常消耗的油品及定期更换的油品相应增长，油品成本与业务量基本匹配。

综上所述，公司放空天然气净化回收业务成本中配件材料成本与业务量相匹配，各期金额变动具备合理性。

2、注气业务

报告期内，公司注气业务成本中配件材料的具体情况如下表所示：

单位：万元

配件材料类别	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
机器配件	313.46	793.28	288.24	257.28
油品	153.57	168.76	87.21	86.87
化学药剂	-	71.68	59.73	-
其他	4.04	7.63	6.49	0.72
合计	471.07	1,041.35	441.67	344.87
变动率	-	135.78%	28.07%	-

配件材料类别	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
业务量（万方）	22,983.99	33,743.67	16,645.39	12,138.97
变动率	-	102.72%	37.12%	-

报告期内，公司注气业务配件材料成本与业务量变动趋势一致，具体分析如下：

（1）机器配件

2022年度，注气业务机器配件成本较2021年度有较大幅度的增加，主要原因系公司2022年度根据市场需求，陆续增加了注气业务机器设备，购置新设备前期需要投入的配件材料较多，导致2022年度机器配件成本增幅较大。

（2）油品

油品成本指注气业务设备运行所需机油等，与设备套数有关，公司2020年度与2021年度注气业务设备平均为18套，因此油品成本接近。2022年、2023年1-6月陆续新增17个作业队伍和配套设备，油品成本相应增加。

（3）化学药剂

化学药剂成本主要是注泡沫业务耗用的起泡剂，2021年和2022年，有零星注泡沫业务，该业务是注氮气的辅助工作，根据客户需求配合注氮气使用，与注气业务量不直接相关。

综上所述，公司注气业务成本中配件材料成本与业务量相匹配，各期金额变动原因具备合理性。

3、天然气发电及主动力服务

报告期内，公司天然气发电及主动力服务业务成本中配件材料的具体情况如下表所示：

单位：万元

配件材料类别	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
机器配件	114.71	202.72	116.08	328.82
油品	24.88	39.51	41.72	60.71
其他	0.91	4.55	0.10	0.98
合计	140.50	246.78	157.90	390.51

配件材料类别	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
配件材料变动率	-	56.29%	-59.57%	-
业务量（万度）	2,545.43	6,411.00	7,918.00	8,196.00
业务量变动率	-	-19.03%	-3.39%	-

报告期内，公司天然气发电及主动力服务配件材料成本、业务量变动原因具体分析如下：

（1）机器配件

2020年度，公司根据天然气发电及主动力服务业务设备损耗情况，批量更换价值较高的电缆及其他相关材料，因此，当年机器配件成本相对较高。

2021年度，随着公司收缩天然气发电及主动力服务中的主动力服务，业务量下降超过40%，而主动力服务设备购置年限相对较早，设备维护、保养成本比天然气发电业务高，随该类业务的业务量大幅下降，使得机器配件成本相对减少。

2022年度，公司陆续退出南疆地区该项业务市场，对设备进行统一维护后调至北疆地区使用，机器配件成本支出有所增加。

（2）油品

报告期内，油品成本与业务量基本匹配。

综上所述，公司天然气发电及主动力服务成本中配件材料成本与业务量相匹配，各期变动原因具备合理性。

（三）放空天然气净化回收业务中，合深4一期项目租赁设备的出租方、资产类型、期限、租金及其定价方式等情况，未使用自有资产的原因；若资产出租方为放空气净化回收业务客户或其指定的第三方，请进一步说明租金与服务费是否存在联系，业务实质是否为受托加工

1、放空天然气净化回收业务中，合深4一期项目租赁设备的出租方、资产类型、期限、租金及其定价方式等情况，未使用自有资产的原因

报告期内，公司放空天然气净化回收业务的合深4一期项目，是为昆仑泰客和大庆油田龙丰实业有限公司（2023年3月起，大庆油田龙丰实业有限公司

为中石油指定新的项目管理公司，替代昆仑泰客作为合深 4 项目的管理方）提供 LNG 净化加工处理服务，由公司子公司武胜瑞凯运营，其主体设备从江苏富瑞能源服务有限公司（以下简称“江苏富瑞”）租入，具体情况如下表所示：

出租人	江苏富瑞
资产类型	机器设备
资产标的	一套日处理能力为 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{天}$ ，且正常运行天数高于 330 天/年的小型液化回收装置
合作期限	3+2，即合作 3 年届满前，若标的气源条件满足且武胜瑞凯与业主达成不少于 2 年的气源供应合同，自动续期 2 年。若不满足前述条件，江苏富瑞可选择：（1）若武胜瑞凯能安排可以稳定供应至少 2 年的其他气源，可以按本合同内容续期 2 年；（2）终止合作，武胜瑞凯对设备进行回购，回购价格为 2,120.00 万元。
回购条款	除上述满 3 年的回购条款外，双方约定，装置运行满 5 年时，江苏富瑞的设备按 500.00 万元价格出售给武胜瑞凯。
租金及其定价方式	经双方友好协商，武胜瑞凯按 0.45 元/ Nm^3 （包括 0.34 元/ Nm^3 设备费、0.04 元/ Nm^3 耗材费、0.07 元/ Nm^3 技术服务费）的天然气量向江苏富瑞支付费用。

合深 4 一期项目未使用自有设备的主要原因系当时公司无闲置合适的设备，新购买设备的制造周期不符合客户要求投产的时间。2021 年 1 月 26 日，武胜瑞凯与昆仑泰客签署《合深 4 井零散气回收加工服务合同》后，客户要求尽快投产。但一般而言，放空天然气净化回收的主体设备制造周期在 4 至 6 个月，公司即使在第一时间选定供应商并签署设备购买合同，也无法满足客户的要求。江苏富瑞持有待售一套符合公司需求的基本全新的设备，且其具备运维能力，经过双方充分友好的协商，达成合作。2021 年 4 月，合深 4 一期项目投产。

2、若资产出租方为放空气净化回收业务客户或其指定的第三方，请进一步说明租金与服务费是否存在联系，业务实质是否为受托加工

报告期内，公司放空天然气净化回收业务的合深 4 一期项目，客户为昆仑泰客，资产出租方为江苏富瑞，基本情况如下：

（1）昆仑泰客

名称	昆仑泰客（大庆）技术有限公司
注册时间	2020 年 1 月 14 日
注册资本	400.00 万元
注册地址	黑龙江省大庆市让胡路区开元大街 2 号 806 房间

股权结构	股东姓名	持股比例
	昆仑能源控股有限公司	50.00%
	北京阿什卡技术开发有限公司	50.00%
公司性质	中石油下属公司	

(2) 大庆油田龙丰实业有限公司

名称	大庆油田龙丰实业有限公司	
注册时间	1992年12月28日	
注册资本	3,000.00万元	
注册地址	黑龙江省大庆市红岗区西街6号	
股权结构	股东姓名	持股比例
	大庆昆仑投资运营有限公司	100.00%
公司性质	大庆市让胡路区国有资产管理办公室下属公司	

(3) 江苏富瑞

名称	江苏富瑞能源服务有限公司	
注册时间	2020年9月29日	
注册资本	5,000.00万元	
注册地址	张家港市杨舍镇福新（晨新）路19号-9	
股权结构	股东姓名	持股比例
	张家港富瑞特种装备股份有限公司	70.00%
	张家港瑞气能源科技中心（有限合伙）	30.00%
公司性质	民营企业	

合深4一期项目的客户是昆仑泰客，系中石油下属公司，2023年3月起，大庆油田龙丰实业有限公司为中石油指定新的项目管理公司，替代昆仑泰客作为合深4项目的管理方，大庆油田龙丰实业有限公司系大庆市让胡路区国有资产管理办公室下属公司，设备出租方江苏富瑞系上市公司富瑞特装的控股子公司，客户与设备出租方无关联关系，江苏富瑞不是昆仑泰客、大庆油田龙丰实业有限公司或其指定的第三方，为保障双方利益，经公司与江苏富瑞协商，租金按照加工处理量计算。虽然租金与服务费的计算依据均是加工处理量，但两者无实际联系，不属于受托加工。公司上述租入的设备，在合深4一期项目结束后，可用于其他项目。公司与客户签订的放空天然气净化回收业务合同，未约定设备提供方，公司可自主决定使用合适的旧设备或购置新设备。公司从江

苏富瑞租入设备，主要原因系当时公司无闲置合适的设备，新购买设备的制造周期不符合客户要求投产的时间。2022年1月，同样为昆仑泰客提供加工处理服务的合深4二期项目投产，其主体设备使用的是宜202项目和宁211项目的旧设备，并未新租入设备。

综上所述，合深4一期项目设备未使用自有资产具有合理性，资产出租方不是放空天然气净化回收业务客户或其指定的第三方，业务实质不是受托加工。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

- 1、获取报告期内各月工资表了解生产人员人数、职工薪酬等信息，复核平均人员数量计算过程，并计算平均薪酬；
- 2、获取报告期内各业务项目数量与业务量，并分析与人员数量变动的匹配性；
- 3、分析报告期内生产人员平均薪酬的变动原因；
- 4、访谈发行人管理层，了解不同业务、项目间生产人员是否存在交叉，确认相关成本的分摊方式是否符合企业会计准则的要求；
- 5、获取报告期内各业务配件材料的主要内容，按业务类型分析配件材料成本与业务量的匹配关系，并分析各期金额变动原因；
- 6、访谈发行人相关负责人，了解合深4一期项目设备租赁的合理性，了解租金与服务费是否存在联系，获取服务合同并查询工商信息，核查合深4一期的客户与设备出租方是否存在关联关系，是否为其指定的第三方，业务实质是否为受托加工。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

- 1、发行人生产人员数量增加与项目数量和业务量增加相匹配；报告期内平均薪酬及变动情况符合发行人实际经营情况；主营业务成本中职工薪酬的增加与生产人员数量和平均薪酬增加具有匹配性；发行人不同业务之间不存在生产人员交

又使用，放空天然气净化回收业务生产人员成本按照项目进行归集核算，不涉及项目间分摊，注气业务和天然气发电及主动力服务业务生产人员成本按照业务区域进行归集核算；

2、发行人各类业务成本中配件材料耗用合理，与业务量具有匹配性，各期金额变动原因合理；

3、发行人放空天然气净化回收业务中，合深 4 一期项目设备租赁，主要原因系当时发行人无闲置合适的设备，新购买设备的制造周期不符合客户要求投产的时间，未使用自有资产的原因合理；资产出租方不是放空空气净化回收业务客户或其指定的第三方，业务实质不是受托加工。

12.关于毛利率及净利润

根据申报材料，（1）报告期内，服务费模式下，放空天然气净化回收业务的毛利率分别为 64.97%、28.50%和 38.48%，波动较大主要受部分项目处理量的影响；（2）注气业务成本构成中，设备折旧、职工薪酬等部分成本相对较为固定，2022 年度服务单价下降主要受新增业务无需配置氮气分离设备影响；报告期各期，注气业务量分别为 12,139 万 m³、16,645 万 m³、33,744 万 m³，注气业务职工薪酬成本分别为 1,105.31 万元、1,480.73 万元和 2,453.28 万元；（3）公司报告期内毛利率高于可比公司平均值，剔除经营状态异常的准油股份和从事钻井业务的贝肯能源后，与其他可比公司相对较为接近；（4）报告期内，公司扣除非经常性损益后归属于公司普通股股东的净利润分别为 4,083.25 万元、3,176.73 万元和 8,761.71 万元，合计 16,021.69 万元。

请发行人：（1）结合相关项目影响、产能利用率情况等，量化分析报告期内放空天然气净化回收业务单位成本和毛利率变动的原因；（2）说明该业务职工薪酬相对固定，但报告期内相关职工薪酬呈快速增长趋势的合理性，量化分析 2022 年注气人员增长和计提奖金对该业务职工薪酬成本的影响；量化分析是否配置氮气分离设备对 2022 年度注气业务服务单价、单位成本和毛利率的影响；说明 2022 年注气业务量大幅增长，但毛利率未相应提升的合理性；（3）说明公司业务与通源石油、海默科技、潜能恒信的可比性，毛利率变动趋势与前述公司不一致的合理性；（4）报告期内扣非归母净利润波动的原因。

请保荐机构、申报会计师：（1）说明核查依据、过程，并发表明确核查意见；（2）说明对发行人报告期内财务信息核查的重要性水平设定情况，是否能够合理保证不存在影响上市条件的错报。

一、发行人说明

（一）结合相关项目影响、产能利用率情况等，量化分析报告期内放空天然气净化回收业务单位成本和毛利率变动的原因

报告期内，公司放空天然气净化回收业务毛利率分别为 64.28%、26.67%、35.22%和 36.56%，毛利率变动较大，主要原因包括：（1）各回收项目在投资规模、工艺流程、服务价格等方面均有所不同，项目间的毛利率本身存在一定差

异，而报告期内该类业务项目的数量逐年增加，不同项目的差异导致毛利率有所波动；（2）该类业务经营杠杆较高，从成本构成看，推销费、职工薪酬及折旧等固定成本基本不会随着业务量的增加而增加，当项目产能利用率较高时，净化回收处理量显著上升后，其单位成本会大幅下降，从而引起毛利率的快速上升。

各项目净化回收处理量的波动主要受两方面因素的影响：一方面，项目投产初期，净化回收量一般都会经历一个爬坡过程，项目初期的处理量会比较少，相应产能利用率也偏低；另一方面，净化处理量取决于油气井出气量，而出气量并不是稳定输出的，在油气井不同的作业情况下或地下油气藏情况变化时，出气量会出现波动，进而影响到公司净化处理量发生变化。

报告期内，公司放空天然气净化回收业务毛利率变化及产能利用率变化情况具体如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	毛利率/产能利用率	变化量(百分点)	毛利率/产能利用率	变化量(百分点)	毛利率/产能利用率	变化量(百分点)	毛利率/产能利用率
服务费模式	37.57%	-0.91%	38.48%	9.99%	28.50%	-36.48%	64.97%
原料气买断模式	20.41%	52.03%	-31.62%	-40.22%	8.60%	60.90%	-52.30%
放空天然气净化回收业务	36.56%	1.33%	35.22%	8.55%	26.67%	-37.61%	64.28%
产能利用率	81.79%	2.97%	78.82%	18.82%	60.00%	-34.98%	94.98%

由上表可知，放空天然气净化回收业务的毛利率变化与产能利用率的变化趋势一致，其中服务费模式下的毛利率接近该类业务整体的毛利率水平，主要原因系公司该类业务的经营模式以提供加工处理服务，收取服务费的模式为主。

该类业务服务费模式和原料气买断模式的收入构成情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
服务费模式	17,460.67	94.08%	29,610.18	95.35%	11,578.84	90.85%	7,825.78	99.41%
原料气买断模式	1,099.68	5.92%	1,443.06	4.65%	1,166.62	9.15%	46.55	0.59%
合计	18,560.35	100.00%	31,053.25	100.00%	12,745.46	100.00%	7,872.33	100.00%

注：服务费模式中包含放空天然气净化回收业务相关的零星的管输费、增压服务等收入。

报告期内，公司服务费模式的放空天然气净化回收业务收入占比分别为 99.41%、90.85%、95.35%和 94.08%，因此，服务费模式项目毛利率的变化是影响放空天然气净化回收业务毛利率变化的主要因素。

按照两类业务模式对单位成本和毛利率变动的原因分析如下：

1、服务费模式

报告期内，公司服务费模式下，放空天然气净化回收业务服务单价和单位成本对毛利率变动的影响情况如下表所示：

年度	服务单价 (元/m ³)	单位成本 (元/m ³)	毛利率	对毛利率变动的影响（百分点）		
				价格变动 影响	成本变动 影响	影响数 合计
2023 年 1-6 月	0.75	0.47	37.57%	-3.88%	2.97%	-0.91%
2022 年度	0.79	0.49	38.48%	3.86%	6.13%	9.99%
2021 年度	0.75	0.54	28.50%	4.88%	-41.36%	-36.48%
2020 年度	0.64	0.23	64.97%	-	-	-

注：价格变动影响=（当年服务单价-上年单位成本）/当年服务单价-（上年服务单价-上年单位成本）/上年服务单价；成本变动影响=（当年服务单价-当年单位成本）/当年服务单价-（当年服务单价-上年单位成本）/当年服务单价；LNG 的结算量统一按固定比例转化为 CNG 后，计算服务单价和单位成本。

（1）2021 年服务费模式下毛利率变化原因

2021 年度，服务费模式下的放空天然气净化回收业务毛利率较 2020 年度下降 36.48 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为 4.88 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为-41.36 个百分点。

服务单价较 2020 年度有所增加，主要原因系服务费模式下，LNG 加工处理平均单价比 CNG 加工处理平均单价高，2021 年度服务费模式中，LNG 加工处理收入占比从 2020 年度的 28.72%提高至 2021 年度的 78.70%，使得整体平均单价有所提升。

2021 年度毛利率下降的主要原因系单位成本的变化：①2021 年度哈一联项目因油气田公司作业情况的调整，使得哈一联项目年加工处理量从 2020 年度的 9,573.13 万 m³ 下降至 5,730.33 万 m³，导致单位成本上升；②2021 年 LNG 净化回收处理量大幅上升，LNG 的单位成本较 CNG 高；③跃满 801 项目毛利率较

低，主要原因系 2021 年主要处于项目投产初期，且年中进行了升级改造，处理量相对较小；④宜 203 项目和吐东 2 一期项目等 4 季度开始投产，当年处理量较小，导致单位成本较高。

（2）2022 年服务费模式下毛利率变化原因

2022 年度，服务费模式下的放空天然气净化回收业务毛利率较 2021 年度上升 9.99 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为 3.86 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 6.13 个百分点。

服务单价较 2021 年度有所增加，主要原因系 2022 年度，LNG 加工处理收入占比进一步提高至 82.89%，服务单价较高的合深 4 一期及二期、跃满 801 和吐东 2 一期等项目处理量较大，使得整体平均单价有所提升。

2022 年度毛利率上升的主要原因系随着回收项目数量的增加，如金浅 5H 项目、吐东 2 一期项目和富源 3 项目在 2021 年 4 季度陆续投运，2022 年产能逐步释放，且整体上产能利用率基本达到预期，使得单位成本有所降低。

（3）2023 年 1-6 月服务费模式下毛利率变化原因

2023 年 1-6 月，服务费模式下的放空天然气净化回收业务毛利率较 2022 年度下降 0.91 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-3.88 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 2.97 个百分点。

2023 年 1-6 月服务费模式下的放空天然气净化回收业务毛利率较 2022 年度略有下降，主要原因系服务单价较 2022 年度有所降低，LNG 加工处理收入占比从 2022 年度的 82.89%下降至 2023 年 1-6 月的 80.58%，2023 年 1-6 月，CNG 项目中的哈得项目加工处理量较大，收入较高。

放空天然气净化回收各项目在投资规模、工艺流程等方面均存在差异，毛利率水平也有所不同，服务费模式下主要项目的毛利率情况和分析如下：

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率
合深 4 一期项目	15.88%	***	18.25%	***	26.56%	***	-	-
跃满 801 项目	16.98%	***	14.95%	***	13.18%	***	3.32%	***

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率
金浅5H项目	10.63%	***	13.00%	***	7.46%	***	-	-
富源3项目	10.20%	***	10.46%	***	1.26%	***	-	-
合深4二期项目	10.73%	***	10.36%	***	-	-	-	-
吐东2一期项目	11.27%	***	9.57%	***	1.34%	***	-	-
秋林10项目	5.17%	***	6.12%	***	13.88%	***	9.06%	***
宜203项目	5.45%	***	5.44%	***	0.46%	***	-	-
金浅3项目	4.77%	***	4.82%	***	6.67%	***	-	-
哈一联项目	-	-	4.55%	***	18.14%	***	70.86%	***
哈得项目	7.98%	***	0.37%	***	-	-	-	-
合计	99.08%	-	97.89%	-	88.94%	-	83.25%	-

(1) 合深4一期项目

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入(万元)	2,773.04	-	5,402.57	75.69%	3,075.10	-	-
营业成本(万元)	***	-	***	89.32%	***	-	-
毛利(万元)	***	-	***	64.43%	***	-	-
毛利率	***	-3.06%	***	-3.51%	***	-	-
CNG结算量(万m ³)	2,640.99	-	5,145.31	75.69%	2,928.66	-	-
产能(万m ³)	3,000.00	-	6,000.00	50.00%	4,000.00	-	-
产能利用率	88.03%	2.28%	85.76%	12.54%	73.22%	-	-
单位价格(元/m ³)	1.05	-	1.05	-	1.05	-	-
单位成本(元/m ³)	***	6.27%	***	7.76%	***	-	-

注：毛利率、产能利用率的增长率列示与上年的变化量。合深4一期项目实际提供LNG加工处理服务，但根据双方约定，将LNG结算量按照一定比例转换为CNG结算量进行结算。合深4一期项目产能按全年运营300天，日处理量20万m³计算，2021年4月投产，2021年度产能按8个月计算。

合深4一期项目2021年度至2023年1-6月的毛利率分别为54.76%、51.25%和48.19%，变化较小。报告期内，合深4一期项目单位价格未发生变化，单位成本略有上升主要系合深4一期项目采用不同于其他项目的运营模式所致。

公司其他服务费模式的放空天然气净化回收项目均使用公司自有设备，由公司生产人员直接运营，营业成本主要包括折旧及摊销、职工薪酬及配件材料。

而合深 4 一期项目采用与设备供应商合作运营的模式，场站所需天然气净化回收主体设备采用融资租赁方式，日常生产由设备出租方提供部分人员及配件材料，在合同期内，公司按照每月天然气处理量向设备供应商结算设备租赁费。公司与设备供应商签订的合作合同中包含主体设备租赁的部分，按照《企业会计准则第 21 号——租赁》的要求，将相关天然气净化回收设备确认为公司的使用权资产，并在剩余使用寿命内计提折旧，同时将按照增量借款利率计算租赁负债在租赁期内各期间的利息费用计入财务费用。按照上述运行模式及会计处理结果，合深 4 一期项目成本主要包括租赁费、折旧及摊销、职工薪酬。由于租赁负债折现对应期间产生的利息费用不计入营业成本，若将财务费用计入营业成本，调整后的合深 4 一期项目各期毛利率及单位成本较为接近，具体调节过程如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入（万元）	2,773.04	-	5,402.57	75.69%	3,075.10
营业成本（万元）	***	-	***	89.32%	***
计入财务费用的租赁负债利息费用（万元）	80.51	-	220.17	-0.39%	221.04
调整后的营业成本（万元）	***	-	***	77.02%	***
调整后的毛利率	***	-1.88%	***	-0.40%	***
CNG结算量（万m ³ ）	2,640.99	-	5,145.31	75.69%	2,928.66
调整后的单位成本（元/m ³ ）	***	3.57%	***	-	***

2023 年 1-6 月，调整后的单位成本略高于以前年度，主要原因包括：① 2023 年 1-6 月该项目完成的业务量超出了公司制定的业绩指标，生产人员奖金金额较高；②2023 年 1-6 月根据 2022 年度收入计提的安全生产费金额较高。

综上所述，合深 4 一期项目因运营模式不同导致与其他项目的成本核算内容和方法有所不同，还原利息费用后，该项目 2021 年度至 2023 年 1-6 月的毛利率和单位成本较为接近。

（2）跃满 801 项目

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入（万元）	2,964.80	-	4,427.12	190.01%	1,526.52	487.99%	259.62
营业成本（万元）	***	-	***	126.14%	***	955.66%	***
毛利（万元）	***	-	***	144.12%	***	-546.34%	***
毛利率	***	8.23%	***	27.23%	***	-54.77%	***
LNG处理量（吨）	12,647.40	-	20,935.22	141.98%	8,651.46	584.10%	1,264.64
转换为CNG的处理量（万m ³ ）	1,884.46	-	3,119.35	141.98%	1,289.07	584.10%	188.43
CNG处理量（万m ³ ）	204.28	-	121.05	566.10%	18.17	-71.98%	64.86
产能（万m ³ ）	3,000.00	-	6,000.00	100.00%	3,000.00	-	-
产能利用率	69.62%	15.62%	54.01%	10.43%	43.57%	-	-
单位价格（元/吨）	2,114.93	3.89%	2,035.68	17.00%	1,739.94	13.93%	1,527.22
单位成本（元/吨）	***	-4.98%	***	-8.77%	***	104.54%	***

注：跃满 801 项目按全年运营 300 天，日处理量 20 万 m³ 计算。2020 年度为试生产阶段，不具有可比性。2021 年度按客户需求进行改造，产能按 6 个月计算。跃满 801 项目收入除 LNG、CNG 加工处理收入外，还包括该项目相关的管输费、增压费，计算单位价格、单位成本时的处理量为 LNG、CNG 的加工处理量。

跃满 801 项目 2021 年度至 2023 年 1-6 月的毛利率分别为-23.64%、3.60% 和 11.83%，波动较大，服务单价和单位成本对毛利率变动的影响情况如下表所示：

年度	服务单价（元/吨）	单位成本（元/吨）	毛利率	对毛利率变动的影响（百分点）		
				价格变动影响	成本变动影响	影响数合计
2023年1-6月	2,114.93	***	***	3.61%	4.62%	8.23%
2022年度	2,035.68	***	***	17.96%	9.27%	27.23%
2021年度	1,739.94	***	***	-	-	-

2021 年度，跃满 801 项目毛利率为负数，主要原因系 2021 年主要处于项目投产初期，且年中进行了升级改造，处理量相对较小，因此，2021 年度该项目毛利率较低。2022 年度，跃满 801 项目毛利率较 2021 年度上升 27.23 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为 17.96 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 9.27 个百分点；2023 年 1-6 月，跃满 801 项目毛利率较 2022 年度上升 8.23 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为 3.61 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 4.62 个百分点。

2021 年度至 2023 年 1-6 月，跃满 801 项目服务单价的具体情况如下表所

示：

单位：万元、元/吨、元/m³

项目	2023 年 1-6 月			2022 年度			2021 年度		
	收入	收入占比	服务单价	收入	收入占比	服务单价	收入	收入占比	服务单价
跃满 801 项目 LNG 加工处理	2,272.05	76.63%	1,796.46	3,364.13	75.99%	1,796.46	1,295.96	84.90%	1,796.32
跃满 801 项目 CNG 加工处理	102.14	3.45%	0.50	60.52	1.37%	0.50	9.19	0.60%	0.50
跃满 21 井 LNG 加工处理 ^{注 1}	-	-	-	263.88	5.96%	1,194.69	171.67	11.25%	1,194.69
跃满 801 管输费 ^{注 2}	203.83	6.87%	0.07	272.43	6.15%	0.07	-	-	-
跃满 21 管输费 ^{注 2}	14.30	0.48%	0.07	38.04	0.86%	0.07	19.08	1.25%	0.07
跃满增压站服务 ^{注 2}	372.48	12.56%	0.13	428.11	9.67%	0.11	30.63	2.01%	0.20
合计	2,964.80	100.00%	-	4,427.12	100.00%	-	1,526.52	100.00%	-

注 1：跃满 801 项目的一部分原料气气源来自跃满 21 井，该气源气质组分含杂质少，服务单价相对较低，客户对跃满 21 井的加工处理量单独计价。

注 2：管输和增压站是跃满 801 项目的组成部分，由公司投资建设短距离管线将原料气输送至回收站，并使用压缩机增压使原料气到达回收站，按照输送量收取相关费用。

如上表所示，跃满 801 项目 LNG 和 CNG 的加工处理费服务单价未发生变化，2022 年度和 2023 年 1-6 月服务单价变化的主要原因与管输费、增压费增加收入金额变化有关，此外，2023 年 1-6 月，无单价相对较低的跃满 21 井的加工处理收入，一定程度提升了项目整体的服务单价。

跃满 801 项目产能利用率从 2021 年度的 43.57%提高至 2022 年度的 54.01%，上升了 10.43 个百分点，2022 年度的 LNG 和 CNG 处理量分别较 2021 年度增长 141.98%和 566.10%，在处理量大幅度增加的情况下，单位成本有所下降，毛利率上升。2023 年 1-6 月，跃满 801 项目产能利用率提高至 69.62%，上升了 15.62 个百分点，单位成本进一步下降，毛利率上升了 8.23 个百分点。

(3) 金浅 5H 项目

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入（万元）	1,856.88	-	3,850.16	345.79%	863.66	-	-
营业成本（万元）	***	-	***	379.88%	***	-	-

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
毛利（万元）	***	-	***	324.06%	***	-	-
毛利率	***	-4.57%	***	-2.98%	***	-	-
LNG处理量（吨）	15,346.15	-	31,819.49	373.60%	6,718.61	-	-
转换为CNG的处理量（万m ³ ）	2,286.58	-	4,741.10	373.60%	1,001.07	-	-
产能（万m ³ ）	3,000.00	-	6,000.00	500.00%	1,000.00	-	-
产能利用率	76.22%	-2.80%	79.02%	-21.09%	100.11%	-	-
单位价格（元/吨）	1,210.00	-	1,210.00	-5.87%	1,285.48	-	-
单位成本（元/吨）	***	10.89%	***	1.33%	***	-	-

注：金浅5H项目按全年运营300天，日处理量20万m³计算。2021年10月投产，2021年度产能按2个月计算。

金浅5H项目2021年度至2023年1-6月的毛利率分别为61.06%、58.08%和53.52%，波动较小，毛利率的波动与产能利用率变动趋势一致，服务单价和单位成本对毛利率变动的影响情况如下表所示：

年度	服务单价（元/吨）	单位成本（元/吨）	毛利率	对毛利率变动的影响（百分点）		
				价格变动影响	成本变动影响	影响数合计
2023年1-6月	1,210.00	***	***	-	-4.57%	-4.57%
2022年度	1,210.00	***	***	-2.43%	-0.55%	-2.98%
2021年度	1,285.48	***	***	-	-	-

2022年度，金浅5H项目毛利率较2021年度下降2.98个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-2.43个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为-0.55个百分点，2022年度金浅5H项目毛利率下降的主要原因系服务单价的影响。服务单价较2021年度略有降低，主要原因系成都天然气化工总厂整体业务量逐年增加，该客户适当调降了服务单价。2023年1-6月，金浅5H项目毛利率较2022年度下降4.57个百分点，其中，服务价格没有变化，均为单位成本变化对毛利率的影响，2023年1-6月，金浅5H项目产能利用率较2022年度下降了2.80个百分点，单位成本有所增加。2021年10月中旬，金浅5H项目投产后，加工处理量较大，产能利用率一直保持在较高水平，因此，毛利率较高。

(4) 富源 3 项目

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入 (万元)	1,781.38	-	3,097.74	2,021.71%	146.00	-	-
营业成本 (万元)	***	-	***	2,270.80%	***	-	-
毛利 (万元)	***	-	***	1,890.23%	***	-	-
毛利率	***	-7.24%	***	-4.06%	***	-	-
CNG 处理量 (万 m ³)	5,205.49	-	9,047.60	2,341.58%	370.56	-	-
产能 (万 m ³)	4,500.00	-	9,000.00	-	-	-	-
产能利用率	115.68%	15.15%	100.53%	-	-	-	-
单位价格 (元/m ³)	0.34	-0.05%	0.34	-13.10%	0.39	-	-
单位成本 (元/m ³)	***	18.70%	***	-2.90%	***	-	-

注：富源 3 项目按全年运营 300 天，日处理量 30 万 m³ 计算。2021 年 12 月投产，当年主要为试运行阶段，2021 年度未计算产能。富源 3 项目相关的收入除 CNG 加工处理收入外，还包括管输费，计算单位价格、单位成本时的处理量为 CNG 的加工处理量。

富源 3 项目 2021 年度至 2023 年 1-6 月的毛利率分别为 65.45%、61.39%和 54.15%，有所波动，服务单价和单位成本对毛利率变动的情况如下表所示：

年度	服务单价 (元/m ³)	单位成本 (元/m ³)	毛利率	对毛利率变动的的影响 (百分点)		
				价格变动 影响	成本变动 影响	影响数 合计
2023 年 1-6 月	0.34	***	***	-0.02%	-7.22%	-7.24%
2022 年度	0.34	***	***	-5.21%	1.15%	-4.06%
2021 年度	0.39	***	***	-	-	-

2022 年度，富源 3 项目毛利率较 2021 年度下降 4.06 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-5.21 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为-1.15 个百分点。2022 年度富源 3 项目毛利率下降的主要原因系服务单价的影响。2021 年 12 月，富源 3 项目投产后，当月平均日处理量小于 20 万 m³，按双方合同约定的阶梯价格 0.394 元/m³ 进行结算。2022 年度，富源 3 项目各月平均日处理量大于 20 万 m³，按双方合同约定的阶梯价格 0.34 元/m³ 进行结算。2023 年 1-6 月，富源 3 项目毛利率较 2022 年度下降 7.24 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-0.02 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为-7.22 个百分点，本期富源 3 检修材料支出金额较大，导致成本较高，单位成本较高。

2021年12月，富源3项目投产后，加工处理量较大，产能利用率一直保持在较高水平，因此，毛利率较高。

(5) 合深4二期项目

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入(万元)	1,873.16	-	3,068.10	-	-	-	-
营业成本(万元)	***	-	***	-	-	-	-
毛利(万元)	***	-	***	-	-	-	-
毛利率	***	12.59%	***	-	-	-	-
CNG处理量(万m ³)	1,783.97	-	2,922.00	-	-	-	-
产能(万m ³)	1,500.00	-	2,750.00	-	-	-	-
产能利用率	118.93%	12.68%	106.25%	-	-	-	-
单位价格(元/m ³)	1.05	-	1.05	-	-	-	-
单位成本(元/m ³)	***	-16.57%	***	-	-	-	-

注：合深4二期项目实际提供LNG加工处理服务，但根据双方约定，将LNG结算量按照一定比例转换为CNG结算量进行结算。合深4二期项目产能按全年运营300天，日处理量10万m³计算，2022年1月投产，2022年度产能按11个月计算。

合深4二期项目2022年度的毛利率为24.01%，在产能利用率较高的情况下，毛利率较低。与合深4一期项目相比，二期的结算单价与一期保持一致，二期的毛利率低于一期，主要原因系单位成本较高所致。

2022年度，合深4一期项目单位成本0.51元/m³，二期项目单位成本0.80元/m³，二期单位成本较高的主要原因系单位摊销费较高所致。合深4二期项目前期建站投入的施工费、基建材料等成本金额较大，导致长期待摊费用摊销金额较大，主要原因包括：①合深4一期项目在建设时，客户已完成部分土建、场地平整等工作，公司在客户的基础上继续施工，发生的土建、场地平整等工作量较小，合深4二期项目实施地的地形复杂，土建的土石方处理量很大，土建、场地平整等费用发生额较大；②合深4一期项目主体设备以租赁的形式租入，出租方附送部分为使机器设备达到预定可使用状态需要的安装材料，合深4二期项目是公司使用了宜202项目和宁211项目的两套机器设备，公司需对两套设备进行组合安装，设备安装及调试的支出相对较多。

2023 年 1-6 月，合深 4 二期项目毛利率较 2022 年度上升 12.59 个百分点，其中，服务价格没有变化，均为单位成本变化对毛利率的影响，2023 年 1-6 月，合深 4 二期项目产能利用率较 2022 年度上升了 12.68 个百分点，单位成本有所降低。

(6) 吐东 2 一期项目

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入（万元）	1,968.51	-	2,833.58	1,732.48%	154.63	-	-
营业成本（万元）	***	-	***	489.69%	***	-	-
毛利（万元）	***	-	***	536.61%	***	-	-
毛利率	***	17.97%	***	149.95%	***	-	-
LNG 处理量（吨）	12,334.42	-	17,190.94	1,372.58%	1,167.40	-	-
转换为 CNG 的处理量（万 m ³ ）	1,837.83	-	2,561.45	1,372.58%	173.94	-	-
产能（万 m ³ ）	1,800.00	-	3,600.00	1,100.00%	300.00	-	-
产能利用率	102.10%	30.95%	71.15%	13.17%	57.98%	-	-
单位价格（元/吨）	1,595.95	-3.18%	1,648.30	24.44%	1,324.57	-	-
单位成本（元/吨）	***	-27.63%	***	-59.96%	***	-	-

注：吐东 2 一期项目按全年运营 300 天，日处理量 12 万 m³ 计算，2021 年 11 月投产，2021 年度产能按 1 个月计算。

吐东 2 一期项目 2021 年度至 2023 年 1-6 月的毛利率分别为-121.10%、28.85%和 46.82%，波动较大，毛利率的波动与产能利用率变动趋势一致，服务单价和单位成本对毛利率变动的情况如下表所示：

年度	服务单价（元/吨）	单位成本（元/吨）	毛利率	对毛利率变动的的影响（百分点）		
				价格变动影响	成本变动影响	影响数合计
2023 年 1-6 月	1,595.95	***	***	-2.33%	20.31%	17.97%
2022 年度	1,648.30	***	***	43.42%	106.52%	149.95%
2021 年度	1,324.57	***	***	-	-	-

2021 年度，吐东 2 一期项目主要为试生产阶段，处理量较少，单位成本较高，导致毛利率为负数。2022 年度，吐东 2 一期项目毛利率较 2021 年度上升 149.95 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为 43.42 个百分点，单

位成本变化对毛利率的影响为 106.52 个百分点。

吐东 2 一期项目 2022 年服务单价较 2021 年度有所提升，主要原因系气量长时间未到达后续扩产能的预期，但投资成本过大，经双方谈判，2022 年 5 月起，双方协商提高了服务价格。

2022 年度，吐东 2 一期项目毛利率上升的主要原因系单位成本的影响，吐东 2 一期项目产能利用率从 2021 年度的 57.98%提高至 2022 年度的 71.15%，上升了 13.17 个百分点，处理量大幅度增加的情况下，单位成本有所下降，毛利率上升。

2023 年 1-6 月，吐东 2 一期项目毛利率较 2022 年度上升 17.97 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-2.33 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 20.31 个百分点，毛利率上升的主要原因系单位成本下降。吐东 2 一期项目的产能利用率从 2022 年度的 71.15%提高至 2023 年 1-6 月的 102.10%，产能利用率的提升，使得单位成本有所下降。

(7) 秋林 10 项目

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入 (万元)	903.37	-	1,811.66	12.75%	1,606.73	126.52%	709.30
营业成本 (万元)	***	-	***	-4.84%	***	295.33%	***
毛利 (万元)	***	-	***	39.41%	***	37.54%	***
毛利率	***	5.86%	***	9.40%	***	-25.72%	***
LNG 处理量 (吨)	7,226.98	-	14,503.36	17.26%	12,368.96	126.52%	5,460.36
转换为 CNG 的处理量 (万 m ³)	1,076.82	-	2,161.00	17.26%	1,842.98	126.52%	813.59
产能 (万 m ³)	1,500.00	-	3,000.00	-	3,000.00	300.00%	750.00
产能利用率	71.79%	-0.25%	72.03%	10.60%	61.43%	-47.05%	108.48%
单位价格 (元/吨)	1,250.00	0.07%	1,249.13	-3.84%	1,299.00	-	1,299.00
单位成本 (元/吨)	***	-11.46%	***	-18.84%	***	74.52%	***

注：秋林 10 项目按全年运营 300 天，日处理量 10 万 m³ 计算，2020 年 9 月投产，2020 年度产能按 3 个月计算。

报告期内，秋林 10 项目的毛利率分别为 65.48%、39.76%、49.16%和 55.02%，波动较大，毛利率的波动与产能利用率变动趋势一致，服务单价和单位成本对毛利率变动的影响情况如下表所示：

年度	服务单价 (元/吨)	单位成本 (元/吨)	毛利率	对毛利率变动的影响（百分点）		
				价格变动 影响	成本变动 影响	影响数 合计
2023 年 1-6 月	1,250.00	***	***	0.04%	5.82%	5.86%
2022 年度	1,249.13	***	***	-2.41%	11.80%	9.40%
2021 年度	1,299.00	***	***	-	-25.72%	-25.72%
2020 年度	1,299.00	***	***	-	-	-

2022 年度，秋林 10 项目服务单价较以前年度略有降低，主要原因系成都天然气化工总厂整体业务量逐年增加，该客户适当调降了服务单价。2021 年度与 2022 年度，秋林 10 项目毛利率变化主要原因为产能利用率的变动导致的单位成本变化的影响。2021 年度，受客户生产作业情况的影响，秋林 10 项目处理量在 2021 年相对有所减少，使得该项目产能利用率从 2020 年度的 108.48% 降低至 2021 年度的 61.43%，下降了 47.05 个百分点，月平均处理量从 2020 年度的 1,365.09 吨下降至 2021 年度的 1,030.75 吨，月处理量下降的情况下，单位成本有所上升，导致毛利率降低。2022 年度产能利用率为 72.03%，较 2021 年度上升了 10.60 个百分点，处理量大幅度增加的情况下，单位成本有所下降，毛利率上升。

2023 年 1-6 月，秋林 10 项目毛利率较 2022 年度上升 5.86 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为 0.04 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 5.82 个百分点，毛利率上升的主要原因系单位成本下降。秋林 10 项目 2020 年 9 月投产，长期待摊费用摊销至 2022 年 8 月结束，2023 年 1-6 月，该项目持续运营，无长期待摊费用摊销成本，因此单位成本有所下降。

(8) 宜 203 项目

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入（万元）	952.25	-	1,612.07	2,913.72%	53.49	-	-
营业成本（万元）	***	-	***	854.16%	***	-	-

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
毛利（万元）	***	-	***	989.09%	***	-	-
毛利率	***	9.42%	***	144.70%	***	-	-
LNG处理量（吨）	7,869.82	-	13,322.88	3,036.42%	424.78	-	-
转换为CNG的处理量（万m ³ ）	1,172.60	-	1,985.11	3,036.42%	63.29	-	-
产能（万m ³ ）	1,500.00	-	2,750.00	-	-	-	-
产能利用率	78.17%	5.99%	72.19%	-	-	-	-
单位价格（元/吨）	1,210.00	-	1,210.00	-3.91%	1,259.26	-	-
单位成本（元/吨）	***	-14.05%	***	-69.58%	***	-	-

注：宜 203 项目按全年运营 300 天，日处理量 10 万 m³ 计算，2022 年 1 月投产，2022 年度产能按 11 个月计算。

宜 203 项目 2021 年度至 2023 年 1-6 月的毛利率分别为-111.74%、32.96%和 42.38%，波动较大，服务单价和单位成本对毛利率变动的影响情况如下表所示：

年度	服务单价（元/吨）	单位成本（元/吨）	毛利率	对毛利率变动的影响（百分点）		
				价格变动影响	成本变动影响	影响数合计
2023年1-6月	1,210.00	***	***	-	9.42%	9.42%
2022年度	1,210.00	***	***	-8.62%	153.32%	144.70%
2021年度	1,259.26	***	***	-	-	-

2021 年度，宜 203 项目主要为试生产阶段，处理量较少，使得单位成本较高，造成毛利率为负数。2022 年度，宜 203 项目毛利率较 2021 年度上升 144.70 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-8.62 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 153.32 个百分点。

2022 年度，服务单价较 2021 年度略有降低，主要原因系成都天然气化工总厂整体业务量逐年增加，该客户适当调降了服务单价。

2022 年度宜 203 项目毛利率上升的主要原因系单位成本的影响，2022 年度宜 203 项目的产能利用率为 72.19%，处理量较大，单位成本大幅度下降，毛利率上升。

2023年1-6月，宜203项目毛利率较2022年度上升9.42个百分点，其中，服务价格没有变化，均为单位成本变化对毛利率的影响，2023年1-6月，宜203项目产能利用率较2022年度上升了5.99个百分点，单位成本有所降低。

(9) 金浅3项目

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入(万元)	833.38	-	1,428.20	85.05%	771.81	-	-
营业成本(万元)	***	-	***	145.00%	***	-	-
毛利(万元)	***	-	***	1.68%	***	-	-
毛利率	***	11.32%	***	-18.85%	***	-	-
LNG处理量(吨)	6,887.44	-	11,803.34	97.84%	5,966.13	-	-
转换为CNG的处理量(万m ³)	1,026.23	-	1,758.70	97.84%	888.95	-	-
产能(万m ³)	1,500.00	-	3,000.00	200.00%	1,000.00	-	-
产能利用率	68.42%	9.79%	58.62%	-30.27%	88.90%	-	-
单位价格(元/吨)	1,210.00	-	1,210.00	-6.47%	1,293.66	-	-
单位成本(元/吨)	***	-14.70%	***	23.84%	***	-	-

注：金浅3项目按全年运营300天，日处理量10万m³计算，2021年8月投产，2021年度产能按4个月计算。

金浅3项目2021年度至2023年1-6月的毛利率分别为41.83%、22.99%和34.31%，波动较大，毛利率的波动与产能利用率变动趋势一致，服务单价和单位成本对毛利率变动的影响情况如下表所示：

年度	服务单价(元/吨)	单位成本(元/吨)	毛利率	对毛利率变动的影响(百分点)		
				价格变动影响	成本变动影响	影响数合计
2023年1-6月	1,210.00	***	***	-	11.32%	11.32%
2022年度	1,210.00	***	***	-4.02%	-14.83%	-18.85%
2021年度	1,293.66	***	***	-	-	-

2022年度，金浅3项目毛利率较2021年度下降18.85个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-4.02个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为-14.83个百分点。

2022 年度，服务单价较 2021 年度略有降低，主要原因系成都天然气化工总厂整体业务量逐年增加，该客户适当调降了服务单价。

2022 年度金浅 3 项目毛利率下降的主要原因系单位成本的影响。2022 年度，受客户生产作业情况的影响，金浅 3 项目处理量有所下降，该项目产能利用率从 2021 年度的 88.90%下降至 2022 年度的 58.62%，下降了 30.27 个百分点，月平均处理量从 2021 年度的 1,193.23 吨下降至 2022 年度的 983.61 吨，月处理量下降的情况下，单位成本有所上升，导致毛利率降低。

2023 年 1-6 月，金浅 3 项目毛利率较 2022 年度上升 11.32 个百分点，其中，服务价格没有变化，均为单位成本变化对毛利率的影响，2023 年 1-6 月，金浅 3 项目产能利用率较 2022 年度上升了 9.79 个百分点，单位成本有所降低。

(10) 哈一联项目

项目	2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入（万元）	1,346.26	-35.89%	2,099.86	-62.14%	5,545.68
营业成本（万元）	***	-58.39%	***	4.54%	***
毛利（万元）	***	103.72%	***	-92.36%	***
毛利率	***	30.22%	***	-54.93%	***
CNG 处理量（万 m ³ ）	3,495.55	-39.00%	5,730.33	-40.14%	9,573.13
产能（万 m ³ ）	4,375.00	-58.33%	10,500.00	-	10,500.00
产能利用率	79.90%	25.32%	54.57%	-36.60%	91.17%
单位价格（元/m ³ ）	0.39	5.10%	0.37	-36.74%	0.58
单位成本（元/m ³ ）	***	-31.78%	***	74.64%	***

注：哈一联项目按全年运营 300 天，日处理量 35 万 m³ 计算，2022 年 6 月项目结束，2022 年度产能按 5 个月计算。哈一联项目相关的收入除 CNG 加工处理收入外，还包括混烃处理费，计算单位价格、单位成本时的处理量为 CNG 的加工处理量。

哈一联项目报告期内的毛利率分别为 68.81%、13.88%和 44.10%，波动较大，毛利率的波动与产能利用率变动趋势一致，服务单价和单位成本对毛利率变动的影响情况如下表所示：

年度	服务单价 (元/m ³)	单位成本 (元/m ³)	毛利率	对毛利率变动的影响 (百分点)		
				价格变动 影响	成本变动 影响	影响数 合计
2022 年度	0.39	***	***	4.18%	26.04%	30.22%
2021 年度	0.37	***	***	-18.12%	-36.81%	-54.93%
2020 年度	0.58	***	***	-	-	-

2022 年度，哈一联项目毛利率较 2021 年度上升 30.22 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为 4.18 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 26.04 个百分点。2021 年度，哈一联项目毛利率较 2020 年度下降 54.93 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-18.12 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为-36.81 个百分点。

2021 年度和 2022 年度，哈一联项目服务单价较 2020 年度下降幅度较大，主要原因系 2019 年项目开始投运时预判供气量偏低，因此定价偏高，实际运营时客户供气量较大，2020 年下半年服务价格开始有所下调。

2021 年度与 2022 年度，哈一联项目毛利率变化主要原因为产能利用率的变动导致的单位成本变化的影响。2021 年度，受客户生产作业情况的影响，哈一联项目产能利用率从 2020 年度的 91.17%降低至 2021 年度的 54.57%，下降了 36.60 个百分点，处理量大幅度下降的情况下，单位成本有所上升，导致毛利率降低。2022 年度，产能利用率为 79.90%，较 2021 年度上升了 25.32 个百分点，处理量大幅度增加的情况下，单位成本有所下降，毛利率上升。

(11) 哈得项目

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入 (万元)	1,393.32	-	109.09	-	-	-	-
营业成本 (万元)	***	-	***	-	-	-	-
毛利 (万元)	***	-	***	-	-	-	-
毛利率	***	48.60%	***	-	-	-	-
CNG 处理量 (万 m ³)	4,314.08	-	320.86	-	-	-	-
产能 (万 m ³)	6,750.00	-	-	-	-	-	-
产能利用率	63.91%	-	-	-	-	-	-

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
单位价格 (元/m ³)	0.32	-5.01%	0.34	-	-	-	-
单位成本 (元/m ³)	***	-36.87%	***	-	-	-	-

哈得项目 2022 年度和 2023 年 1-6 月的毛利率分别为-44.89%和 3.71%，波动较大，服务单价和单位成本对毛利率变动的情况如下表所示：

年度	服务单价 (元/m ³)	单位成本 (元/m ³)	毛利率	对毛利率变动的的影响 (百分点)		
				价格变动 影响	成本变动 影响	影响数 合计
2023年1-6月	0.32	***	***	-7.64%	56.24%	48.60%
2022年度	0.34	***	***	-	-	-

2022 年度，哈得项目主要为试生产阶段，处理量较少，使得单位成本较高，造成毛利率为负数。2023 年 1-6 月，哈得项目毛利率较 2022 年度上升 48.60 个百分点，其中，服务单价变化对毛利率的影响为-7.64 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 56.24 个百分点。

2023 年 1-6 月，哈得项目服务单价较 2022 年度略有降低，主要原因系合同约定服务价格与日处理量相关，处理量越大，单价越低，2023 年 1-6 月，哈得项目日处理量有所上升，单价略有下降。

2023 年 1-6 月哈得项目毛利率上升的主要原因系单位成本的影响，2023 年 1-6 月，哈得项目的产能利用率为 63.91%，处理量较大，单位成本大幅度下降，毛利率上升。

2、原料气买断模式

报告期内，原料气买断模式的收入占比很低，平均占比不到 5%，对公司经营业绩影响较小。与服务费模式相同，影响项目毛利率变化的主要因素是业务量变化导致的单位成本变动。

公司原料气买断模式的放空天然气净化回收业务各项目的毛利率具体情况如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率
吉庆项目	43.75%	***	47.57%	***	64.93%	***	100.00%	***
顺北 1-1 项目	-	-	43.57%	***	35.07%	***	-	-
火烧山项目	56.25%	***	8.87%	***	-	-	-	-
合计	100.00%	***	100.00%	***	100.00%	***	100.00%	***

(1) 吉庆项目

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入(万元)	441.04	-	686.44	-9.39%	757.54	1,527.38%	46.55
营业成本(万元)	***	-	***	-2.04%	***	491.86%	***
毛利(万元)	***	-	***	-18.51%	***	-1,488.19%	***
毛利率	***	12.49%	***	-4.49%	***	96.91%	***
CNG销售量(万m ³)	213.89	-	383.95	-18.90%	473.45	1,454.84%	30.45
产能(万m ³)	300.00	-	600.00	-	600.00	1,100.00%	50.00
产能利用率	71.30%	7.31%	63.99%	-14.92%	78.91%	18.01%	60.90%
单位价格(元/m ³)	2.06	15.33%	1.79	11.74%	1.60	4.67%	1.53
单位成本(元/m ³)	***	-8.72%	***	20.80%	***	-61.93%	***

注：吉庆项目按全年运营 300 天，日处理量 2 万 m³ 计算，2020 年 11 月投产，2020 年度产能按 1 个月计算。

报告期内，吉庆项目的毛利率分别为-52.30%、44.61%、40.12%和 52.61%，波动较大，毛利率的波动与产能利用率变动趋势一致，销售单价和单位成本对毛利率变动的情况如下表所示：

年度	销售单价 (元/m ³)	单位成本 (元/m ³)	毛利率	对毛利率变动的的影响(百分点)		
				价格变动 影响	成本变动 影响	影响数 合计
2023年1-6月	2.06	***	***	7.96%	4.53%	12.49%
2022年度	1.79	***	***	5.82%	-10.31%	-4.49%
2021年度	1.60	***	***	6.79%	90.12%	96.91%
2020年度	1.53	***	***	-	-	-

2022 年度，吉庆项目毛利率较 2021 年度下降 4.49 个百分点，其中，销售单价变化对毛利率的影响为 5.82 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为-10.31 个百分点。2021 年度，吉庆项目毛利率较 2020 年度上升 96.91 个百分点，

其中，销售单价变化对毛利率的影响为 6.79 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 90.12 个百分点。2023 年 1-6 月，吉庆项目毛利率较 2022 年度上升 12.49 个百分点，其中，销售单价变化对毛利率的影响为 7.96 个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为 4.53 个百分点。

报告期内，根据市场价格情况，公司与下游客户协商适当提高了销售价格，与天然气市场价格变动趋势一致。

2020 年度，吉庆项目主要为试生产阶段，处理量很少，单位成本较高，因此毛利率为负数。2021 年度吉庆项目毛利率上升，2022 年度下降的主要原因系单位成本的影响，吉庆项目产能利用率从 2020 年度的 60.90%提高至 2021 年度的 78.91%，上升了 18.01 个百分点，处理量提升的情况下，单位成本有所下降，导致毛利率提高。2022 年度，产能利用率下降到 63.99%，下降了 14.92 个百分点，处理量减少的情况下，单位成本有所上升，毛利率下降。2023 年 1-6 月，产能利用率提高至 71.30%，上升了 7.31 个百分点，处理量增加的情况下，单位成本有所下降，毛利率上升。

(2) 顺北 1-1 项目

顺北 1-1 项目 2021 年 3 月正式投入运营。2021 年度和 2022 年度，顺北 1-1 项目毛利率分别为-58.08%和-115.94%。顺北 1-1 项目投入运营后，气量一直处于不稳定的状态，导致顺北 1-1 项目 2021 年度出现亏损。2022 年，顺北 1-1 项目净化回收业务量较小，大部分直接购买管道天然气，压缩处理后，一部分用于保障公司自身南疆地区天然气发电及主动力服务业务所需天然气供应的连续性和稳定性；另一部分用以对外销售 CNG，外销 CNG 与采购管道天然气的价差较小，利润较低。2022 年，随着公司逐渐退出南疆地区天然气发电及主动力服务业务市场，顺北 1-1 项目中止，将该项目的长期待摊费用一次性转入当期成本。因此，顺北 1-1 项目整体盈利能力较弱，报告期内毛利率为负数。

(3) 火烧山项目

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入（万元）	567.02	-	127.95	-	-	-	-

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业成本（万元）	***	-	***	-	-	-	-
毛利（万元）	***	-	***	-	-	-	-
毛利率	***	9.88%	***	-	-	-	-
CNG销售量（万m ³ ）	267.78	-	60.40	-	-	-	-
产能（万m ³ ）	300.00	-	100.00	-	-	-	-
产能利用率	89.26%	28.86%	60.40%	-	-	-	-
单位价格（元/m ³ ）	2.12	-0.04%	2.12	-	-	-	-
单位成本（元/m ³ ）	***	-9.70%	***	-	-	-	-

注：火烧山项目按全年运营300天，日处理量2万m³计算，2022年10月投产，2022年度产能按2个月计算。

2022年度和2023年1-6月，火烧山项目的毛利率分别为-2.19%和7.69%，波动较大，毛利率的波动与产能利用率变动趋势一致，销售单价和单位成本对毛利率变动的情况如下表所示：

年度	销售单价 (元/m ³)	单位成本 (元/m ³)	毛利率	对毛利率变动的影响（百分点）		
				价格变动 影响	成本变动 影响	影响数 合计
2023年1-6月	2.12	***	***	-0.04%	9.92%	9.88%
2022年度	2.12	***	***	-	-	-

火烧山项目2022年10月投产，投产初期气源不稳定，加工处理量较低，毛利率为负数。

2023年1-6月，火烧山项目毛利率较2022年度上升9.88个百分点，其中，销售单价变化对毛利率的影响为-0.04个百分点，单位成本变化对毛利率的影响为9.92个百分点。

2023年1-6月，火烧山项目毛利率上升的主要因素系单位成本的影响。火烧山项目产能利用率从2022年度的60.40%提高至2023年1-6月的89.26%，上升了28.86个百分点，处理量增加的情况下，单位成本有所下降，毛利率上升。

综上所述，公司放空天然气净化回收在两种业务模式下，影响单位成本和毛利率的因素基本一致，不同的项目因投资成本、工艺流程和服务价格不同导致毛利率存在一定差异；同一项目的毛利率也存在波动，当项目产能利用率较

高时，净化回收处理量显著上升后，其单位成本会大幅下降，从而引起毛利率的快速上升，反之亦然。

(二) 说明该业务职工薪酬相对固定，但报告期内相关职工薪酬呈快速增长趋势的合理性，量化分析 2022 年注气人员增长和计提奖金对该业务职工薪酬成本的影响；量化分析是否配置氮气分离设备对 2022 年度注气业务服务单价、单位成本和毛利率的影响；说明 2022 年注气业务量大幅增长，但毛利率未相应提升的合理性

1、说明该业务职工薪酬相对固定，但报告期内相关职工薪酬呈快速增长趋势的合理性，量化分析 2022 年注气人员增长和计提奖金对该业务职工薪酬成本的影响

(1) 说明该业务职工薪酬相对固定，但报告期内相关职工薪酬呈快速增长趋势的合理性

报告期内，公司注气业务职工薪酬、人员、设备等具体情况如下表所示：

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额	变动率	金额
职工薪酬（万元）	1,532.27	-	2,453.28	65.68%	1,480.73	33.97%	1,105.31
职工薪酬占主营业务成本的比例	43.96%	-	38.97%	-	36.92%	-	34.25%
奖金（万元）	269.56	-	517.79	90.12%	272.35	-	-
职工薪酬（不含奖金）（万元）	1,262.71	-	1,935.49	60.17%	1,208.38	9.32%	1,105.31
平均生产人员数量（人）	211	29.45%	163	40.52%	116	-3.33%	120
注气平均设备套数（套）	34	30.77%	26	44.44%	18	-	18
每套设备人数（人/套）	6.21	-0.96%	6.27	-2.64%	6.44	-3.45%	6.67
业务量（万 m ³ ）	22,984	-	33,744	102.72%	16,645	37.12%	12,139
注气业务收入（万元）	7,932.26	-	13,054.18	44.15%	9,056.04	38.26%	6,550.20
注气业务成本（万元）	3,485.97	-	6,295.08	56.96%	4,010.65	24.27%	3,227.49

2021 年度，公司注气业务成本中的职工薪酬，较 2020 年度增加 375.42 万元，增长比例为 33.97%，增长的主要原因系当年根据绩效考核管理办法计提了 272.35 万元奖金，在人数未发生明显变化的情况下，剔除奖金后，职工薪酬较

2020 年度增长比例为 9.32%，主要原因系公司根据业务发展情况，适当提高了业务人员薪酬。

2022 年度，公司注气业务成本中的职工薪酬，较 2021 年度增加 972.55 万元，增长比例为 65.68%，增长的主要原因包括：①2022 年度，公司根据市场需求，陆续增加了注气业务机器设备，组建了新的作业队伍，一个作业队伍配备一套注气设备，配置 4 至 7 名生产人员，注气业务人员较 2021 年度增加 40.52%；②2022 年度注气业务业绩较好，根据绩效考核管理办法计提了 517.79 万元奖金。

2023 年 1-6 月，公司注气业务成本中的职工薪酬金额较大，主要原因系前期根据市场需求增加了设备，陆续配备了相应的生产人员。

该业务职工薪酬相对固定，指注气业务均是以作业队为单位进行独立注气作业工作，每个作业队的人数相对固定，每个作业队配备相应的机器设备，因此，每个作业队的职工薪酬相对固定，不随业务量的变化而变化，服务井次越多，业务量越大，注气业务产能利用率越高，反之亦然，与注气作业量不完全成正比例关系。报告期内，公司注气业务成本中的职工薪酬增加，主要原因系员工人数增加及奖金的影响因素。

(2) 量化分析 2022 年注气人员增长和计提奖金对该业务职工薪酬成本的影响

2022 年度，公司注气业务成本中的职工薪酬，较 2021 年度增加 972.55 万元，其中，注气业务奖金较 2021 年度增加 245.44 万元，剩余 727.11 万元为员工人数及平均薪酬的影响，具体情况如下表所示：

单位：人、万元

年度	平均薪酬	人数	职工薪酬 (不含奖金)	对职工薪酬变动的的影响（金额）		
				平均薪酬 变动影响	人数变动 影响	影响数 合计
2023 年 1-6 月	5.98	211	1,262.71	-	-	-
2022 年度	11.87	163	1,935.49	237.51	489.60	727.11
2021 年度	10.42	116	1,208.38	-	-	-

注：平均薪酬引起的职工薪酬变化=（本年度平均薪酬-上年度平均薪酬）*本年度人数；人数引起的职工薪酬变化=（本年度人数-上年度人数）*上平均薪酬；2023年1-6月平均薪酬未年化处理，若2023年度按照上半年2倍年化，则平均薪酬略高于2022年度。

如上表所示，公司注气业务职工薪酬成本中，除奖金的影响外，主要影响因素是员工人数的增加，2022年度，公司根据市场需求，陆续增加了注气业务机器设备，组建了新的作业队伍，一个作业队伍配备一套注气设备，配置4至7名生产人员，注气业务人员较2021年度增加40.52%，同时，根据业务发展需要，保持具有竞争力的薪酬水平，稳定人员队伍，适当提高了业务人员的平均薪酬。

2023年1-6月，公司注气业务成本中的职工薪酬为1,532.27万元，其中，奖金269.56万元，剔除奖金后为1,262.71万元，金额较高，主要原因系人数的增加，公司注气业务2022年起根据市场需求陆续增加了设备，并相应配备了生产人员。

2、量化分析是否配置氮气分离设备对2022年度注气业务服务单价、单位成本和毛利率的影响

（1）是否配置氮气分离设备对2022年度注气业务服务单价的影响

报告期内，公司注气业务平均单价分别为0.54元/m³、0.54元/m³、0.39元/m³和0.35元/m³。2022年度和2023年1-6月，公司注气业务平均单价较低，主要原因系存在部分注天然气和集中注氮气（客户集中供氮）的业务，与原有注氮气业务相比，注天然气和集中注氮气业务无需公司配置设备分离氮气，服务成本较低，相应服务定价较低。

1) 2022年度

2022年度，公司注气业务按客户、业务类型列示单价的具体情况如下表所示：

项目	是否需要配置设备分离氮气	收入（万元）	收入占比	数量（万 m ³ ）	服务单价（元/m ³ ）
中石化西北油田分公司	注氮气	8,041.87	61.60%	14,191.50	0.57
	注氮气（集中）	1,043.43	7.99%	4,415.52	0.24
	注天然气	2,563.39	19.64%	10,416.60	0.25

项目		是否需要配置 设备分离氮气	收入（万元）	收入占比	数量（万 m ³ ）	服务单价 （元/m ³ ）
中石油吐哈 油田分公司	注氮气	是	1,405.48	10.77%	4,720.05	0.30
合计		-	13,054.18	100.00%	33,743.67	0.39
剔除注氮气（集中）与注天 然气业务后		-	9,447.35	72.37%	18,911.55	0.50

2022 年度，公司注气业务新增集中注氮气和注天然气的服务，服务单价较低，分别为 0.24 元/m³ 和 0.25 元/m³，剔除集中注氮气与注天然气业务后，公司注氮气业务服务单价为 0.50 元/m³。2020 年度与 2021 年度，公司注气业务平均服务单价分别为 0.54 元/m³ 和 0.54 元/m³，2022 年度剔除前述两项业务后的平均服务单价低于前两年，主要原因系客户的业务需求量近年来持续增长，公司的业务量也相应增长，在业务量持续增长的背景下，客户相应降低服务单价具备合理性。

2) 2023 年 1-6 月

项目		是否需要配置 设备分离氮气	收入（万元）	收入占比	数量（万 m ³ ）	服务单价 （元/m ³ ）
中石化西北 油田分公司	注氮气	是	4,262.90	53.74%	8,549.18	0.50
	注氮气（集中）	否	897.94	11.32%	3,668.50	0.24
	注天然气	否	2,080.80	26.23%	8,416.30	0.25
中石油吐哈 油田分公司	注氮气	是	690.62	8.71%	2,350.01	0.29
合计		-	7,932.26	100.00%	22,983.99	0.35
剔除注氮气（集中）与注天 然气业务后		-	4,953.52	62.45%	10,899.19	0.45

2023 年 1-6 月，公司注气业务集中注氮气和注天然气的服务单价较低，分别为 0.24 元/m³ 和 0.25 元/m³，剔除集中注氮气与注天然气业务后，公司注氮气业务服务单价为 0.45 元/m³。剔除前述两项业务后的平均服务单价低于前期，主要原因系客户的业务需求量近年来持续增长，公司的业务量也相应增长，在业务量持续增长的背景下，客户相应降低服务单价具备合理性。

综上所述，如果剔除不需要配置设备分离氮气的集中注氮气、注天然气业务，公司 2022 年度注气业务平均服务单价为 0.50 元/m³，新增前述两项业务后，公司 2022 年度注气业务平均服务单价为 0.39 元/m³。

(2) 是否配置氮气分离设备对 2022 年度注气业务单位成本的影响

报告期内，公司注气业务单位成本分别为 0.27 元/m³、0.24 元/m³、0.19 元/m³ 和 0.15 元/m³。

1) 2022 年度

2022 年度，公司注气业务按客户、业务类型列示单位成本的具体情况如下表所示：

项目		是否需要配置设备分离氮气	成本（万元）	成本占比	数量（万 m ³ ）	单位成本（元/m ³ ）
中石化西北油田分公司	注氮气	是	4,143.97	65.83%	14,191.50	0.29
	注氮气（集中）	否	439.52	6.98%	4,415.52	0.10
	注天然气	否	983.49	15.62%	10,416.60	0.09
中石油吐哈油田分公司	注氮气	是	728.10	11.57%	4,720.05	0.15
合计		-	6,295.08	100.00%	33,743.67	0.19
剔除注氮气（集中）与注天然气业务后		-	4,872.08	77.39%	18,911.55	0.26

2022 年度，公司注气业务新增集中注氮气和注天然气的服务，单位成本较低，分别为 0.10 元/m³ 和 0.09 元/m³，剔除集中注氮气与注天然气业务后，公司注氮气业务单位成本为 0.26 元/m³。2020 年度与 2021 年度，公司注气业务单位成本分别为 0.27 元/m³ 和 0.24 元/m³，2022 年度剔除前述两项业务后的单位成本与 2020 年度接近，高于 2021 年度，主要原因系公司 2022 年度根据市场需求，陆续增加了注气业务机器设备，相应配件材料支出金额增幅较大。

2) 2023 年 1-6 月

2023 年 1-6 月，公司注气业务按客户、业务类型列示单位成本的具体情况如下表所示：

项目		是否需要配置设备分离氮气	成本（万元）	成本占比	数量（万 m ³ ）	单位成本（元/m ³ ）
中石化西北油田分公司	注氮气	是	2,066.93	59.29%	8,549.18	0.24
	注氮气（集中）	否	365.43	10.48%	3,668.50	0.10
	注天然气	否	665.43	19.09%	8,416.30	0.08
中石油吐哈油田分公司	注氮气	是	388.18	11.14%	2,350.01	0.17
合计		-	3,485.97	100.00%	22,983.99	0.15
剔除注氮气（集中）与注天然气业务后		-	2,455.11	70.43%	10,899.19	0.23

2023 年 1-6 月，公司注气业务集中注氮气和注天然气的服务单位成本较低，分别为 0.10 元/m³和 0.08 元/m³，剔除集中注氮气与注天然气业务后，公司注氮气业务单位成本为 0.23 元/m³。2023 年 1-6 月剔除前述两项业务后的单位成本较 2022 年度有所降低，主要原因系公司 2022 年度根据市场需求，陆续增加了注气业务机器设备，相应配件材料支出金额增幅较大，前述设备在 2023 年 1-6 月运行时消耗的配件材料较少。

集中注氮气和注天然气业务的单位成本较低，主要原因包括：①无需配置设备分离氮气，使得折旧成本减少约 35%左右；②集中注氮气和注天然气业务不需要频繁搬迁，连续作业时间长，单井注气量大。

综上所述，如果剔除不需要配置设备分离氮气的集中注氮气、注天然气业务，公司 2022 年度注气业务单位成本为 0.26 元/m³，新增前述两项业务后，公司 2022 年度注气业务单位成本为 0.19 元/m³。

（3）是否配置氮气分离设备对 2022 年度注气业务毛利率的影响

报告期内，公司注气业务毛利率分别为 50.73%、55.71%、51.78%和 56.05%。

1) 2022 年度

2022 年度，公司注气业务按客户、业务类型列示毛利率的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目		是否需要配置设备分离氮气	收入	收入占比	毛利率
中石化西北油田分公司	注氮气	是	8,041.87	61.60%	48.47%
	注氮气（集中）	否	1,043.43	7.99%	57.88%
	注天然气	否	2,563.39	19.64%	61.63%
中石油吐哈油田分公司	注氮气	是	1,405.48	10.77%	48.20%
合计		-	13,054.18	100.00%	51.78%
剔除注氮气（集中）与注天然气业务后		-	9,447.35	72.37%	48.43%

2022 年度，公司注气业务新增集中注氮气和注天然气的服务，毛利率相比普通注氮气业务高，分别为 57.88%和 61.63%，剔除集中注氮气与注天然气业务后，公司注氮气业务毛利率为 48.43%。2020 年度与 2021 年度，公司注气业务毛利率分别为 50.73%、55.71%，2022 年度剔除前述两项业务后的毛利率低于前两年，主要原因包括：①整体产能利用率降低，报告期内，公司注气业务产能利用率分别为 79.31%、89.33%和 86.11%，与毛利率变动趋势一致；②2022 年度平均服务单价略有下降，为报告期内最低水平，但单位成本较 2021 年度有所上升，主要系公司 2022 年度根据市场需求，陆续增加了注气业务机器设备，相应配件材料支出金额增幅较大。

2) 2023 年 1-6 月

2023 年 1-6 月，公司注气业务按客户、业务类型列示毛利率的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目		是否需要配置设备分离氮气	收入	收入占比	毛利率
中石化西北油田分公司	注氮气	是	4,262.90	53.74%	51.51%
	注氮气（集中）	否	897.94	11.32%	59.30%
	注天然气	否	2,080.80	26.23%	68.02%
中石油吐哈油田分公司	注氮气	是	690.62	8.71%	43.79%
合计		-	7,932.26	100.00%	56.05%
剔除注氮气（集中）与注天然气		-	4,953.52	62.45%	50.44%

项目	是否需要配置设备分离氮气	收入	收入占比	毛利率
业务后				

2023年1-6月，公司注气业务集中注氮气和注天然气的服务，毛利率相比普通注氮气业务高，分别为59.30%和68.02%，剔除集中注氮气与注天然气业务后，公司注氮气业务毛利率为50.44%，略高于2022年度，与2021年度接近。

综上所述，如果剔除不需要配置设备分离氮气的集中注氮气、注天然气业务，公司2022年度注气业务毛利率为48.43%，新增前述两项业务后，公司2022年度注气业务毛利率为51.78%。

3、说明2022年注气业务量大幅增长，但毛利率未相应提升的合理性

报告期内，注气业务毛利率、注气量与产能利用率等的具体情况如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额	变动率	金额
注气业务收入（万元）	7,932.26	-	13,054.18	44.15%	9,056.04	38.26%	6,550.20
注气业务成本（万元）	3,485.97	-	6,295.08	56.96%	4,010.65	24.27%	3,227.49
毛利率	56.05%	4.28%	51.78%	-3.93%	55.71%	4.98%	50.73%
注气量（万 m ³ ）	22,984	-	33,744	102.72%	16,645	37.12%	12,139
注气设备套数（套）	34.00	30.77%	26.00	44.44%	18.00	-	18.00
服务能力（天）	5,640	-	8,663.00	45.84%	5,940.00	-	5,940.00
实际服务量（天）	5,197	-	7,460.00	40.60%	5,306.00	12.63%	4,711.00
产能利用率	92.15%	6.04%	86.11%	-3.22%	89.33%	10.02%	79.31%

注：毛利率、产能利用率的变动率为变化量。

2022年度，注气业务量大幅增长，但毛利率未相应提升的主要原因系随着增加注气作业队伍，大幅度提升了服务能力，注气业务量大幅度增加。新增作业队伍使得职工薪酬、设备折旧、材料消耗等也在增加。因此，虽然注气业务量大幅度增加，但毛利率较2021年度降低了3.93个百分点。毛利率较低的主要原因包括：①整体产能利用率降低，2020年-2022年，公司注气业务产能利用率分别为79.31%、89.33%和86.11%，与毛利率变动趋势一致，其中，2022年度产能利用率较2021年度降低了3.22个百分点；②2022年度平均服务单价略有下降，为报告期内最低水平，但单位成本较2021年度有所上升，主要系公

司 2022 年度根据市场需求，陆续增加了注气业务机器设备，相应配件材料支出金额增幅较大。

2023 年 1-6 月，公司注气业务设备套数与产能利用率较 2022 年度均有提高，且毛利率较高的集中注氮气业务和注天然气业务收入占比从 2022 年度的 27.63%提高至 2023 年 1-6 月的 37.55%；2022 年新增了部分设备，使得注气业务总量显著上升，但新设备需要一定磨合期，因此 2022 年的设备利用率反而有所下滑，但新设备经过磨合期后，整体使用效率不断提高，使得公司 2023 年 1-6 月的产能利用率较 2022 年明显提升。因此，虽然注气业务整体单价较 2022 年度下降，但毛利率较 2022 年度提高了 4.28 个百分点。

（三）说明公司业务与通源石油、海默科技、潜能恒信的可比性，毛利率变动趋势与前述公司不一致的合理性

1、公司业务与通源石油、海默科技、潜能恒信的可比性

公司业务与通源石油、海默科技、潜能恒信的业务对比情况如下：

公司名称	主要业务内容	主要客户
通源石油	为油田公司提供一揽子技术服务，包括定向钻井、测井、射孔、完井、压裂等一系列工作	中石油、中石化
海默科技	从事油田高端装备制造、油气田技术服务和油气田数字化业务	大型石油公司（未披露具体客户）
潜能恒信	主要石油公司提供勘探过程中的找油技术服务	中石油
本公司	为油气田公司提供放空天然气净化回收、注气业务、天然气发电及主动力服务	中石油、中石化

由上表可知，公司业务与上述三家公司的服务对象虽然均为中石油、中石化等大型石油公司，但从具体业务内容来看，服务于油气勘探开发、生产过程中的不同环节，服务的目的有所差异，因此，业务内容不具有可比性。目前 A 股上市公司中，没有与公司从事相同或类似业务的油田技术服务公司，无实际可比的上市公司。

2、毛利率变动趋势与前述公司不一致的合理性

报告期内，公司与上述三家公司综合毛利率对比情况如下表所示：

公司名称	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
通源石油	36.88%	33.57%	34.45%	10.24%

公司名称	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
海默科技	32.66%	38.92%	40.12%	26.55%
潜能恒信	35.26%	52.22%	44.15%	35.06%
平均值	34.93%	41.57%	39.57%	23.95%
本公司	37.89%	34.78%	29.26%	37.42%

注：可比公司数据引自其定期报告。

由上表可知，报告期内，通源石油、海默科技和潜能恒信毛利率的平均值呈上升趋势，而公司毛利率呈波动趋势。毛利率变动趋势不一致的主要原因系：（1）各家公司提供的技术服务的具体内容不同。油气技术服务领域细分行业众多，包括物探、钻井、测井、录井、固井、完井、井下作业、工程和环保服务、开采油气、修井和增产等一系列技术服务，上述不同服务的技术难度、定价方式、市场竞争情况等方面均存在差异，各类细分业务的毛利率本身就存在差异。（2）公司自身业务结构的影响。2021年，公司放空天然气净化回收业务收入快速上升，该项业务占主营业务收入的比重也从2020年的32.52%上升到2021年的42.20%，但是由于放空天然气净化回收存量项目——哈一联项目因油田公司作业情况调整，2021年加工处理量下滑，同时，2020年受国际公共卫生突发事件的影响，新增项目的工程进度滞后，2021年下半年才逐步投产，在投产初期产量较低，公司放空天然气净化回收业务2021年的毛利率大幅下降，从而使得发行人2021年整体综合毛利率下滑。

综上，公司与通源石油、海默科技、潜能恒信的具体细分业务不同，不具有可比性，由于各家公司业务具体内容和结构也不同，影响毛利率的因素各不相同，因此，毛利率变动趋势不一致具备合理性。

（四）报告期内扣非归母净利润波动的原因

报告期内，公司扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润分别为4,083.25万元、3,176.73万元、8,761.71万元和6,709.22万元，呈先降后升的趋势，主要受到当期营业收入、毛利率、期间费用和资产减值等事项影响。

公司主要财务数据及指标的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入	29,977.95	51,975.26	30,462.69	24,440.25
营业成本	18,618.59	33,895.77	21,549.35	15,293.99
营业毛利	11,359.36	18,079.49	8,913.33	9,146.25
毛利率	37.89%	34.78%	29.26%	37.42%
税金及附加	282.55	347.29	95.98	113.54
期间费用	2,972.22	6,145.33	4,516.56	3,962.43
其中：销售费用	47.54	94.29	80.40	70.88
管理费用	2,385.25	4,393.23	3,058.80	3,032.05
研发费用	73.06	330.63	447.40	58.22
财务费用	466.36	1,327.18	929.96	801.28
其他收益	17.28	79.05	21.22	21.70
投资收益	0.41	2.57	-297.74	-136.50
信用减值损失	-166.79	-290.25	113.49	68.24
资产减值损失	-10.44	-618.39	-215.07	-
资产处置收益	135.01	122.70	94.38	16.53
营业利润	8,080.06	10,882.57	4,017.07	5,040.25
利润总额	8,181.71	11,436.43	4,171.10	5,040.02
净利润	6,875.60	9,379.47	3,404.64	3,989.72
扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润	6,709.22	8,761.71	3,176.73	4,083.25

注：投资收益、信用减值损失、资产减值损失和资产处置收益的损失以“-”填列。

具体分析如下：

1、2021年度相比2020年度

2021年度，公司扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润较2020年度减少了906.52万元，减少的主要原因包括营业毛利减少232.92万元、期间费用中的研发费用和财务费用增加517.86万元和资产减值损失增加215.07万元所致。

(1) 营业收入、营业毛利和毛利率

2020 年度和 2021 年度，公司营业收入、营业毛利和毛利率的变动情况如下表所示：

单位：万元

项目	2021年度			2020年度
	金额	变动金额	变动率	金额
营业收入	30,462.69	6,022.44	24.64%	24,440.25
毛利率	29.26%	-8.16%	-	37.42%
营业毛利	8,913.33	-232.92	-2.55%	9,146.25

如上表所示，2021 年度相较 2020 年度，虽然营业收入增长了 24.64%，但毛利率从 2020 年度的 37.42% 下降至 2021 年度的 29.26%，因此，营业毛利下降了 232.92 万元。2021 年度，公司综合毛利率较 2020 年度有所下降，主要原因系放空天然气净化回收业务毛利率下降。该业务毛利率下降主要系产能利用率从 2020 年度的 94.98% 下降至 2021 年度的 60.00%，导致单位成本上升，毛利率下降。

(2) 研发费用和财务费用

2020 年度和 2021 年度，公司研发费用、财务费用的变动情况如下表所示：

单位：万元

项目	2021年度		2020年度
	金额	变动金额	金额
研发费用	447.40	389.18	58.22
财务费用	929.96	128.68	801.28
合计	1,377.36	517.86	859.50

1) 研发费用

2021 年度，研发费用较 2020 年度增加了 389.18 万元，增加的主要原因系随着公司放空天然气净化回收业务规模的不断扩大，公司对该项业务的研发投入逐渐增大，以不断提升技术水平，增强市场影响力。

2) 财务费用

2021 年度，财务费用较 2020 年度增加了 128.68 万元，增加的主要原因系 2021 年新增因租赁设备产生的融资费用，利息支出金额较大。

(3) 资产减值损失

2021 年 12 月 31 日，公司计提资产减值损失 215.07 万元，主要包括：①公司对账面价值 282.03 万元的闲置固定资产进行评估，评估价值 180.82 万元，减值 101.21 万元；②公司 2021 年 3 月非同一控制下收购雅龙洁能时形成 101.07 万元的商誉，公司结合与商誉相关的资产组进行商誉减值测试，以持续经营假设，采用收益法以确定资产组预计未来现金流量的现值预计资产组的可收回金额，经测算可收回金额低于包括全体股东商誉的资产组的账面价值，因此，2021 年末对商誉全额计提减值准备。

2、2022 年度相比 2021 年度

2022 年度，公司扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润较 2021 年度增加了 5,584.98 万元。虽然管理费用和财务费用增加了 1,731.65 万元、信用减值损失增加了 403.74 万元、资产减值损失增加了 403.32 万元，但公司整体业务规模迅速扩大，产能利用率较高，营业毛利较 2021 年度增加了 9,166.15 万元，使得公司实现了较为可观的业绩增长。

(1) 营业收入、营业毛利和毛利率

2021 年度和 2022 年度，公司营业收入、营业毛利和毛利率的变动情况如下表所示：

单位：万元

项目	2022年度			2021年度
	金额	变动金额	变动率	金额
营业收入	51,975.26	21,512.57	70.62%	30,462.69
毛利率	34.78%	5.52%	-	29.26%
营业毛利	18,079.49	9,166.15	102.84%	8,913.33

如上表所示，2022 年度相较 2021 年度，公司业务规模迅速扩大，营业收入增长了 70.62%，随着放空天然气净化回收业务毛利率上升，公司综合毛利率

从 2021 年度的 29.26% 上升至 2022 年度的 34.78%，营业毛利较 2021 年度增加了 9,166.15 万元。

2021 年度和 2022 年度，公司各业务毛利构成及毛利率的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2022 年度			2021 年度		
	毛利	毛利占比	毛利率	毛利	毛利占比	毛利率
放空天然气净化回收	10,937.92	60.50%	35.22%	3,399.81	38.14%	26.67%
注气业务	6,759.10	37.39%	51.78%	5,045.39	56.60%	55.71%
天然气发电及主动力服务	285.55	1.58%	3.77%	360.79	4.05%	4.30%
主营业务	17,982.57	99.46%	34.79%	8,805.98	98.80%	29.16%
其他业务	96.92	0.54%	33.79%	107.35	1.20%	40.89%
合计	18,079.49	100.00%	34.78%	8,913.33	100.00%	29.26%

2021 年度和 2022 年度，公司的毛利分别为 8,913.33 万元和 18,079.49 万元，其中，放空天然气净化回收业务和注气业务是毛利的主要来源，上述两项业务实现的毛利，占公司毛利总额的比重分别为 94.74% 和 97.89%。

1) 放空天然气净化回收

2021 年度和 2022 年度，公司放空天然气净化回收业务毛利率分别为 26.67% 和 35.22%，主要系 2022 年回收项目的数量增加，且项目整体运营稳定，产能利用率从 2021 年度的 60.00% 提高至 2022 年度的 78.82%，处理量显著上升，使得该项业务整体单位成本有所下降，毛利率有所提升。

2) 注气业务

2021 年度和 2022 年度，公司注气业务毛利率分别为 55.71% 和 51.78%，主要系该类业务的产能利用率从 2021 年度的 89.33% 下降至 2022 年度的 86.11%，使得该项业务毛利率略有所下降。

(2) 管理费用和财务费用

2021 年度和 2022 年度，公司管理费用、财务费用的变动情况如下表所示：

单位：万元

项目	2021年度		2020年度
	金额	变动金额	金额
管理费用	4,393.23	1,334.43	3,058.80
财务费用	1,327.18	397.22	929.96
合计	5,720.41	1,731.65	3,988.76

1) 管理费用

2022 年度，管理费用较 2021 年度增加了 1,334.43 万元，增加的主要原因包括：①职工薪酬较 2021 年度增加的金额为 654.86 万元，公司 2022 年度经营业绩情况较好，根据绩效考核管理办法，计提的奖金金额增幅较大；②项目前期费用较 2021 年度增加的金额为 350.32 万元，主要原因系为建成放空天然气净化回收项目前期投入的费用，因公司整体战略发展，不再继续投入并经营，将不符合资本化的前期费用计入管理费用。

2) 财务费用

2022 年度，财务费用较 2021 年度增加了 397.22 万元，增加的主要原因系 2022 年新增售后回租产生的融资费用，利息支出金额较大。

(3) 资产减值损失

2022 年 12 月 31 日，公司计提资产减值损失 618.39 万元，主要为公司对闲置且未来不会使用的设备计提了 597.93 万元的减值准备。

(4) 信用减值损失

2022 年 12 月 31 日，公司按坏账政策计提了应收账款、应收票据和其他应收款坏账准备共 290.25 万元，但公司应收账款期后回款情况较好，实际发生坏账损失的可能性较低。

3、2023 年 1-6 月

2023 年 1-6 月，公司扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润 6,709.22 万元，已经达到 2022 年全年水平的 76.57%，主要原因包括：（1）2023 年 1-6 月，公司营业收入已经接近 2022 年全年收入水平的 60%；（2）放空天然气

净化回收和注气业务的产能利用率均有所提高，使得毛利率上升；（3）财务费用有所下降。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、获取发行人报告期内销售收入、成本明细表，分析比较各业务的毛利率及单位成本的变动情况；

2、访谈发行人管理层，了解各类业务的定价政策、成本构成和上下游行业情况，分析毛利率影响因素及变动原因；

3、查阅选取的同行业上市公司定期报告，对同行业可比公司的业务、毛利率进行对比分析；

4、访谈发行人管理层，了解报告期内注气业务职工薪酬快速增长的合理性，对比分析 2022 年度平均薪酬变化原因；

5、分析是否配置氮气分离设备对发行人 2022 年度注气业务服务单价、单位成本和毛利率的影响；

6、分析报告期内发行人的收入、成本、期间费用等项目的变动原因。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、结合相关项目影响、产能利用率情况等，发行人报告期内放空天然气净化回收业务单位成本和毛利率变动的的原因具备合理性；

2、注气业务职工薪酬相对固定，但报告期内相关职工薪酬呈快速增长趋势的原因具备合理性；发行人 2022 年注气人员增长和计提奖金对该业务职工薪酬成本的影响合理；发行人是否配置氮气分离设备对 2022 年度注气业务服务单价、单位成本和毛利率的影响合理；2022 年注气业务量大幅增长，但毛利率未相应提升具备合理性；

3、发行人与通源石油、海默科技、潜能恒信的具体细分业务不同，不具有可比性，由于各家公司业务具体内容和结构也不同，影响毛利率的因素各不相同，因此，毛利率变动趋势不一致具备合理性；

4、发行人扣非后净利润波动主要受当期营业收入、毛利率、期间费用和资产减值等事项影响，各项指标变动与发行人业务情况相一致。

三、说明对发行人报告期内财务信息核查的重要性水平设定情况，是否能够合理保证不存在影响上市条件的错报。

（一）重要性水平确定

报告期内，根据《〈中国注册会计师审计准则第 1221 号-计划和执行审计工作时的的重要性〉应用指南》，要求注册会计师站在财务报表使用者的角度，充分考虑被审计单位的性质、所处的生命周期阶段以及所处行业和经济环境，选用如资产、负债、所有者权益、收入和费用等财务报表要素，或报表使用者特别关注的项目作为适当的基准。考虑到发行人为拟上市公司，报表使用者对利润指标较为关注，根据公司经营状况，采用利润总额的 5%作为财务报表整体重要性水平，实际执行的重要性水平通常为财务报表整体重要性的 50%-75%，经审慎评估，以财务报表整体重要性水平的 50%作为实际执行的重要性水平，以财务报表整体重要性水平的 5%作为明显微小错报临界值。

（二）报告期内公司财务信息核查的重要性水平

1、财务报表审计整体重要性水平

考虑到发行人为拟上市公司，盈利能力为首要判断指标，选择税前利润作为设定财务报表审计整体重要性水平的基准，报告期内重要性水平、执行重要性水平及明显微小错报临界值的设定情况如下：

单位：万元

期间	利润总额	按5%计算的重要性水平（取整）	按50%计算的 实际执行重要性水平（取整）	按5%计算的 明显微小错报的 临界值（取整）
2023年1-6月	8,181.71	409.09	204.54	20.45
2022年度	11,436.43	572.00	286.00	29.00
2021年度	4,171.10	209.00	105.00	10.00

期间	利润总额	按5%计算的重要性水平（取整）	按50%计算的实际执行重要性水平（取整）	按5%计算的明显微小错报的临界值（取整）
2020年度	5,040.02	252.00	126.00	13.00

2、针对上述核查程序的重要性水平

对于本问题涉及的核查程序，综合考虑财务报表审计重要性水平、发行人经营模式以及内部控制的有效性等因素，分别确定的核查金额重要性水平如下：

财务信息核查程序	重要性水平	备注
收入真实性、截止性核查	三类业务单笔结算单/签证单金额大于或等于5万元	该重要性水平与公司经营情况匹配，且低于报告期内年均明显微小错报的临界值；在该重要性水平下，对报告期内收入相关结算单/签证单的核查比例超过95%。
成本真实性、完整性、截止性核查	天然气、运输费、吊装费主要成本：单笔结算单金额大于或等于5万元	该重要性水平与公司经营情况匹配，且低于报告期内年均明显微小错报的临界值；在该重要性水平下，对报告期内主要成本发生金额的核查比例超过95%。
	职工薪酬、折旧摊销：在应付职工薪酬、固定资产及长期待摊费用科目进行检查和测算，对高于5万元的测算差异均已调整。	该重要性水平与公司经营情况匹配，且低于报告期内年均明显微小错报的临界值。
	租赁费、服务费：按照合同全部检查，不设定重要性水平。	-
	其他成本项目：单笔结算单/发票金额大于或等于5万元	该重要性水平与公司经营情况匹配，且低于报告期内年均明显微小错报的临界值；在该重要性水平下，对报告期内其他成本项目发生金额的核查比例超过70%。
费用真实性、完整性、截止性核查	职工薪酬、折旧摊销：在应付职工薪酬、固定资产及长期待摊费用科目进行检查和测算，对高于5万元的测算差异均已调整。	该重要性水平与公司经营情况匹配，且低于报告期内年均明显微小错报的临界值。
	租赁费、服务费、残保金：按照合同全部检查并测算，不设定重要性水平。	-
	其他期间费用：报告期内，单笔结算单/发票金额	重要性水平与公司经营情况匹配，且低于报告期内年均明显微小错报

财务信息核查程序	重要性水平	备注
	大于或等于 1 万元。	的临界值；在该重要性水平下，对报告期内其他费用项目发生金额的核查超过 70%。

3、是否能够合理保证不存在影响上市条件的错报

如上表所示，申报会计师基于审慎性原则，在审计过程中对重要财务信息核查程序设定远低于明显微小错报临界值的金额作为重要性水平，核查过程中对出现的差错均进行了审计调整，影响利润的未调整审计差异各期间分别为 2.89 万元、4.66 万元、16.61 万元及 0.25 万元。因此，能够合理保证不存在影响上市条件的错报。

13.关于期间费用

根据申报材料，（1）报告期内，公司四项期间费用合计金额分别为 3,962.43 万元、4,516.56 万元和 6,145.33 万元；（2）报告期内，公司销售费用占同期营业收入的比例分别为 0.29%、0.26%和 0.18%，大幅低于同行业可比公司。

请发行人说明：（1）公司市场开拓和主要客户关系建立的具体方式，销售人员数量与业务规模是否匹配，报告期内销售费用较低的合理性；（2）报告期内管理人员、研发人员数量和人均薪酬变化情况，与相同地区工资水平的比较情况；（3）管理费用中项目前期费用涉及项目的具体情况，相关投入的具体内容，不再继续投入并经营的原因；公司报告期内是否存在销售合同签订前先行投入建设的情形，若存在，请结合业务流程说明具体情况；（4）管理费用中折旧及摊销的具体构成，各期金额波动的原因，与相关资产项目的勾稽关系；（5）匡算利息支出与相关负债的匹配性。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

一、发行人说明

（一）公司市场开拓和主要客户关系建立的具体方式，销售人员数量与业务规模是否匹配，报告期内销售费用较低的合理性

公司三类业务市场开拓方式包括关注行业市场信息，与目标客户进行技术服务交流，展示公司技术实力以及服务能力情况，了解客户需求，尽可能到现场踏勘，调研客户目标项目井场条件，提供较为细致的技术方案，主要通过投标、竞争性谈判等方式获取业务订单。公司销售活动的经营特点分析如下：

1、客户集中度高，销售活动针对性强

公司所从事的业务均面向油气田公司以及钻探公司。受我国石油天然气行业体制所限，公司的客户绝大多数都是中石油、中石化下属公司。报告期内，公司各期的客户集中度如下表所示：

主要业务类型	主要客户	2023年 1-6月	2022年	2021年	2020年
放空天然气净化回收	博瑞能源	27.05%	22.73%	12.89%	23.75%
	成都天然气化工总厂	15.16%	16.74%	14.09%	8.23%

主要业务类型	主要客户	2023年 1-6月	2022年	2021年	2020年
	昆仑泰客	4.56%	16.30%	10.09%	-
	大庆油田龙丰实业有限公司	10.94%	-	-	-
注气业务	中石化西北油田分公司 (含下属5家公司):	24.54%	23.29%	26.41%	20.28%
	其中:采油一厂				
	采油二厂				
	采油三厂				
	采油四厂				
	雅克拉采气厂				
	中石油吐哈油田分公司	2.30%	2.70%	3.38%	3.20%
天然气发电及 主动力服务	中国石油集团西部钻探 工程有限公司克拉玛依 钻井公司	10.53%	11.15%	13.44%	16.21%
	中国石油集团西部钻探 工程有限公司巴州分公 司	-	0.92%	5.62%	5.06%
合计		95.08%	93.83%	85.92%	76.73%

客户集中度高，使得公司的销售活动存在较强的针对性，无须像其他行业需要走访、联系、维系大量的客户。公司只需要同有限的客户保持良好的沟通和交流，而且获取业务的方式通常为投标和竞争性谈判，除技术交流、投标、谈判等必要的支出外，无需其他销售活动，因此，公司的销售费用相对较低。

2、客户所在区域较为集中、合作时间较长

公司业务区域覆盖了新疆和四川区域，从销售活动来看，客户具体的办公所在地相对较为集中，报告期内，公司三类业务的主要客户如下表所示：

主要业务类型	主要客户	具体办公场所	合作时间
放空天然气净化回收	博瑞能源	新疆巴州地区	2013-2014、 2019年至今
	成都天然气化工总厂	四川成都市	2020年至今
	昆仑泰客	四川广安市	2021年-2023年 2月
注气业务	中石化西北油田分公司	新疆巴州地区	2013年至今 ^注
	中石油吐哈油田分公司	新疆吐鲁番、鄯善	2018年至今

主要业务类型	主要客户	具体办公场所	合作时间
天然气发电及主动力服务	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	新疆克拉玛依市	2016年至今
	中国石油集团西部钻探工程有限公司巴州分公司	新疆巴州地区	2018年-2022年

注：中石化西北油田分公司作为公司放空天然气净化回收业务的服务对象，相关合作从2013年开始，2018年公司收购注气业务后，成为公司注气业务的客户。

由上表可知，公司客户具体办公所在地主要集中在新疆巴州地区、克拉玛依市和四川的成都市等周边城市，因此公司的销售活动主要就集中在上述几个地区，销售活动区域相对比较集中，所需支出较小。

公司与主要客户合作时间较长，公司凭借优良的技术、工艺、服务，长期以来受到了各主要客户的充分认可，也赢得了客户的信任，因此在各主要客户处获得的业务量也不断提升。这种长期信任、合作关系能够有效降低公司的销售费用，使得公司无需像开发新客户那样耗费大量的人力财力。

3、公司报告期内收入大幅增长主要来自于原有客户的业务量迅速增加

报告期内公司业务规模大幅上升，主要原因系原有客户业务量增长所致，而不是依靠开发大量新客户来实现的。

公司2021年营业收入较2020年增加6,022.44万元，同比增长24.64%，主要来自于放空天然气净化回收业务原有客户——成都天然气化工总厂以及注气业务原有客户——中石化西北油田分公司；公司2022年营业收入较2021年大幅增加21,512.57万元，同比增长70.62%，主要来自于放空天然气净化回收业务原有客户——博瑞能源、成都天然气化工总厂以及注气业务原有客户——中石化西北油田分公司。

公司报告期内收入来自原有客户增长的具体情况如下表所示：

单位：万元

主要业务类型	主要客户	2022年新增收入	2021年新增收入
放空天然气净化回收	博瑞能源	7,886.77	-
	成都天然气化工总厂	4,409.72	2,280.74
注气业务	中石化西北油田分公司	4,056.11	3,090.50

主要业务类型	主要客户	2022 年新增收入	2021 年新增收入
天然气发电及主动 力服务	中国石油集团西部钻探 工程有限公司克拉玛依 钻井公司	1,701.16	132.63
合计		18,053.76	5,503.87

由上表所示，博瑞能源、中石化西北油田分公司及中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司均是公司报告期前持续下来的长期合作的客户，报告期内合作程度不断加深；对于成都天然气化工总厂，虽然自 2020 年公司才开始形成收入，但公司与成都天然气化工总厂自 2019 年开始接触和洽谈，经过技术、工艺方面的交流探讨，以及在项目上的不断实践成功，逐步取得了成都天然气化工总厂的认可，报告期内来自成都天然气化工总厂的净化回收项目数量也快速增加，相应业务收入也成倍增长。

由于报告期内，公司的营业收入持续、快速增长，基本都来自于原有客户的业务量持续增加，因此，该等业务收入的增长所需的销售费用较小。

4、公司专职销售人员较少

报告期内，公司专职的销售人员为 3 人，公司专职销售人员较少的原因是：公司主要为油气田公司或钻探企业提供技术服务，业务拓展过程中主要依靠公司为客户提供符合其诉求的技术方案，能够高效、高质量地完成技术服务内容。因而在开发业务的过程中，公司更多需要生产、技术等方面的员工一起配合，单纯需要专职销售人员进行的工作并不多。

公司专职销售人员较少，也使得公司的销售费用较低。

5、销售费用率低符合行业特点

报告期内，公司销售费用率与同行业可比公司比较情况如下表所示：

公司名称	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
贝肯能源	0.73%	0.70%	0.12%	0.39%
准油股份	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
通源石油	9.40%	11.98%	17.94%	27.04%
海默科技	16.95%	7.96%	9.77%	11.87%
潜能恒信	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

公司名称	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
平均值	5.41%	4.13%	5.57%	7.86%
剔除通源石油、海默科技平均值	0.24%	0.23%	0.04%	0.13%
本公司	0.16%	0.18%	0.26%	0.29%

注：可比公司数据引自其定期报告。

由上表所示，油服行业上市公司销售费用率较低的情况较为普遍，公司的销售费用率低于同行业可比公司平均水平，但与新疆地区的上市公司贝肯能源和准油股份较为接近。通源石油与海默科技销售费用率较高，主要原因系经营区域和客户性质不同所致，通源石油的主要客户是国际客户，2022 年度境外收入占比为 63.57%；海默科技近三年境外收入占比逐年增高，2022 年度境外收入占比为 33.07%。剔除通源石油与海默科技后的平均值为 0.13%、0.04%、0.23% 和 0.24%，与公司的销售费用率接近。

综上所述，公司销售费用较低与公司市场拓展和客户关系建立的方式相匹配，公司销售人员数量较少与业务规模相匹配，报告期内销售费用较低具备合理性。

（二）报告期内管理人员、研发人员数量和人均薪酬变化情况，与相同地区工资水平的比较情况

1、公司管理人员、研发人员的数量及平均薪酬情况

报告期内，公司管理人员、研发人员的数量和平均薪酬情况如下表所示：

人员类型	项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
管理人员	职工薪酬（万元）	1,013.78	2,152.24	1,497.38	1,304.83
	平均人数（人）	113.50	103.25	79.75	79.58
	人均薪酬（万元/年）	8.93	20.84	18.78	16.40
研发人员	职工薪酬（万元）	49.39	137.77	48.90	57.57
	平均人数（人）	5.67	4.50	3.50	4.25
	人均薪酬（万元/年）	8.71	30.62	13.97	13.55

注：年度平均人数=各月人数之和/12；半年度平均人数=各月人数之和/6；研发人员职工薪酬已剔除产研共线部分人工费用；管理人员和研发人员薪酬包含的年终奖是根据全年考核情况来确定，因此，2023 年半年度无法准确预估及预提年终奖。

报告期内，公司管理人员平均人数分别为 79.58 人、79.75 人、103.25 人和

113.50 人，管理人员年平均薪酬分别为 16.40 万元、18.78 万元、20.84 万元和 8.93 万元。随着公司经营规模的不断扩大，经营区域不断分散，管理人员数量和人均薪酬整体呈上升趋势。

报告期内，公司研发人员平均人数分别为 4.25 人、3.50 人、4.50 人和 5.67 人，研发人员年平均薪酬分别为 13.55 万元、13.97 万元、30.62 万元和 8.71 万元。2022 年度，研发人员平均薪酬较 2021 年度有较大幅度的增长，主要原因包括：（1）2022 年度研发项目形成成果显著，公司按薪酬管理办法对研发人员发放的奖金金额较高；（2）公司重视研发团队建设，增强薪酬水平的竞争力，提高了研发人员平均薪酬水平。

2、与相同地区工资水平的比较情况

公司管理人员主要办公地位于新疆，研发人员主要办公地位于四川省成都市，公司工资水平与相同地区工资水平比较，具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2022 年度	2021 年度	2020 年度
新疆城镇私营单位就业人员年平均工资	5.81	5.61	5.26
成都市城镇私营单位就业人员年平均工资	6.51	6.28	5.80
新疆区域油服行业上市公司的薪酬水平：			
贝肯能源人均薪酬	12.75	13.69	14.23
管理人员人均薪酬	22.02	19.77	26.87
研发人员人均薪酬	10.70	13.90	8.75
准油股份人均薪酬 ^注	13.04	12.23	9.71
公司的薪酬水平：			
公司人均薪酬	16.80	14.28	11.01
管理人员人均薪酬	20.84	18.78	16.40
研发人员人均薪酬	30.62	13.97	13.55

注：新疆、成都市城镇私营单位就业人员年平均工资引自新疆、成都市统计局网站。上表中上市公司薪酬水平，人数按照其披露的年初年末数平均计算，薪酬总额按照当年应付职工薪酬的增加额计算。其中准油股份无研发人员，按其年报披露的口径计算管理人员薪酬水平低于整体人员薪酬水平，故未作比较。

由上表可知，公司整体人员薪酬水平高于当地城镇私营单位就业人员平均工资；与公司所在地新疆区域同行业上市公司相比，公司整体人员和研发人员

的工资水平较高，管理员工工资水平略低于贝肯能源。

(三) 管理费用中项目前期费用涉及项目的具体情况，相关投入的具体内容，不再继续投入并经营的原因；公司报告期内是否存在销售合同签订前先行投入建设的情形，若存在，请结合业务流程说明具体情况

1、管理费用中项目前期费用涉及项目的具体情况，相关投入的具体内容，不再继续投入并经营的原因

报告期内，公司发生的管理费用中的项目前期费用包括为建成放空天然气净化回收项目前期投入的费用及项目运营前违约金，项目前期费用的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
终止项目的前期投入	-	-	202.62	57.84%	-	-	-	-
其中：合深6项目	-	-	123.90	35.37%	-	-	-	-
黑油山二东项目	-	-	78.71	22.47%	-	-	-	-
项目运营前违约金	133.02	100.00%	147.71	42.16%	-	-	-	-
其中：火烧山项目	-	-	88.73	25.33%	-	-	-	-
车89项目	133.02	100.00%	18.44	5.26%	-	-	-	-
车302项目 ^注	-	-	40.54	11.57%	-	-	-	-
合计	133.02	100.00%	350.32	100.00%	-	-	-	-

注：公司将该项目与火烧山项目和车89项目经济效益比对分析后，决定将有限的资源投入经济效益相对较好的两个项目，放弃该项目。

(1) 为建成放空天然气净化回收项目前期投入的费用

2022年度，项目前期费用中的终止项目的前期投入系为建成放空天然气净化回收项目前期投入的费用，因公司综合考虑各种影响项目经济性的因素后，决定调整项目开展计划，不再继续投入并经营，将不符合资本化的前期费用计入管理费用。

1) 合深 6 项目

合深 6 项目前期投入的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	金额	占比
服务费	105.77	85.37%
工程费	5.70	4.60%
其他	12.43	10.03%
合计	123.90	100.00%

合深 6 项目前期发生建站费用 123.90 万元，主要系服务费支出，服务费的具体情况如下表所示：

单位：万元

服务公司名称	服务内容	金额	占比
重庆宸泽文物保护有限公司	文物影响评估服务	29.32	27.72%
重庆耐世环保科技有限公司	环评报告等	20.79	19.66%
陕西宇阳石油科技工程有限公司	可研、初设、施工图等设计	18.87	17.84%
重庆市文物考古研究院（重庆文化遗产保护中心）	文物调查勘探工作报告	13.88	13.13%
陕西良泰安全技术有限公司	安全评价	9.91	9.36%
四川坤域测绘服务有限公司	测绘	6.50	6.15%
重庆市长江地质工程研究院有限公司	地质灾害危险性评估等	6.50	6.15%
合计	-	105.77	100.00%

合深 6 项目前期发生的服务费主要包括文物影响评估、环评、可研等。

2022 年 4 月，经公司对项目详细评估后，公司与客户进行合同商务条款谈判，最终未达成一致意见，公司决定终止合深 6 项目。

②黑油山二东项目

黑油山二东项目前期投入的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	金额	占比
职工薪酬	49.32	62.66%
基建材料	14.23	18.07%
折旧	7.48	9.50%

项目	金额	占比
吊装费	3.17	4.03%
其他	4.51	5.74%
合计	78.71	100.00%

黑油山二东项目前期发生建站费用 78.71 万元，主要包括职工薪酬、基建材料、折旧和吊装费。职工薪酬为公司负责该项目建站的职工相关的薪酬，基建材料为投入的材料支出，折旧与吊装费为该项目使用的旧设备产生的相关费用。

2022 年 3 月，因公司与原料气供应商无法就最终原料气采购价格达成一致意见，公司决定终止黑油山二东项目。

(2) 项目运营前违约金

2022 年度和 2023 年 1-6 月，项目前期费用中的项目运营前违约金系 2022 年度下半年受国际公共卫生突发事件的影响，尤其是新疆地区严格执行相关政策，区域交通受限，导致公司在建的放空天然气净化回收项目无法按要求时间完工，给客户的未按期投产违约金，该情况导致发行人个别项目建设期严重滞后，2023 年上半年也未能如期建成投产，致使 2023 年上半年也支付了相应的违约金。

综上所述，管理费用中项目前期费用核算的具体内容符合公司实际经营情况，不再继续投入并经营的原因具备合理性。

2、公司报告期内是否存在销售合同签订前先行投入建设的情形，若存在，请结合业务流程说明具体情况

公司注气业务和天然气发电及主动力服务均不存在签订销售合同前投入建设的情形。在放空天然气净化回收业务中，存在部分项目在签订销售合同前先行投入建设的情形，主要原因系：（1）该类业务通常在签订正式的销售合同前，需要进行工程设计，提供给客户初步的技术方案，会先行投入项目勘察、可研等相关费用；（2）由于部分销售合同会约定投产时间，公司为缩短项目建设周期，存在先行调配人员进行项目设备吊装、搬运工作，若公司无足够的设备储备，还需提前订购设备，以满足客户对工期时间的要求。

综上所述，公司放空天然气净化回收业务存在销售合同签订前先行投入的情形，主要是基于该类业务的流程特点所进行的必要支出，具备合理性。

（四）管理费用中折旧及摊销的具体构成，各期金额波动的原因，与相关资产项目的勾稽关系

1、管理费用中折旧及摊销的具体构成，各期金额波动的原因

报告期内，管理费用中折旧及摊销的金额分别为 726.86 万元、658.23 万元、857.71 万元和 348.98 万元，占管理费用总额的比例分别为 23.97%、21.52%、19.52%和 14.63%。管理费用中折旧及摊销的金额主要为闲置生产用固定资产折旧，具体构成情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
管理用固定资产折旧	34.46	59.66	48.22	38.78
闲置生产用固定资产折旧	246.78	716.17	473.40	491.66
其中：放空天然气净化回收	91.10	73.70	145.45	262.44
天然气发电及主动力服务	155.68	642.47	327.95	229.22
无形资产摊销	3.49	6.92	6.26	5.94
闲置项目长期待摊费用摊销	64.25	74.96	130.36	190.48
合计	348.98	857.71	658.23	726.86

（1）管理用固定资产折旧

管理用固定资产主要为房屋及建筑物、电子设备、办公家具和办公用运输设备，不考虑已提足折旧的固定资产，报告期内各期末管理用固定资产折旧金额与原值的比例关系如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
管理用固定资产原值	575.66	561.10	425.39	343.59
管理用固定资产折旧	34.46	59.66	48.22	38.78
折旧/原值	5.99%	10.63%	11.34%	11.29%

报告期内，随着公司规模不断扩大及业务区域增多，管理用固定资产原值及折旧金额呈上升趋势，报告期内各期折旧与原值基本匹配。

（2）闲置生产用固定资产折旧

公司将 6 个月以上无运营且无使用计划的资产确认为闲置资产，并将折旧结转至管理费用，报告期各期末，公司闲置资产账面价值分别为 609.11 万元、626.84 万元、2,072.96 万元和 1,403.25 万元，占固定资产账面价值的比例分别为 2.19%、1.37%、4.24% 和 2.98%，比例较低。

报告期内，闲置生产用固定资产折旧金额与原值的比例关系如下表所示：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
闲置生产用固定资产加权平均原值	5,006.33	7,340.08	5,022.51	5,126.78
闲置生产用固定资产折旧	246.78	716.17	473.40	491.66
折旧/原值	4.93%	9.76%	9.43%	9.59%

注：闲置生产用固定资产加权平均原值为各月末闲置资产原值平均数。

报告期内，公司闲置生产用固定资产购买时间普遍较长，账面价值较低。2022 年末，天然气发电及主动力服务闲置资产账面价值较大，主要为公司适当调整了自身战略布局，收缩了该业务，其中，部分闲置设备无使用计划，已全额计提了减值准备，闲置的部分发电设备，公司计划用于未来投建的放空天然气净化回收项目发电使用或对外出售。2022 年末，放空天然气净化回收闲置资产账面价值较大，主要为顺北 1-1 项目资产，该批资产保养情况较好，如果未来顺北 1-1 没有使用计划，将转移至火烧山或新项目继续使用，因此未计提减值准备。2023 年 6 月末，部分前期闲置设备已使用或处置，使得闲置生产用固定资产原值较 2022 年末有所减少。

（3）无形资产摊销

管理费用中无形资产摊销主要为公司软件等无形资产的摊销金额。

（4）闲置项目长期待摊费用摊销

管理费用中闲置项目长期待摊费用摊销主要为天然气发电业务的叙永分布式能源项目闲置期间的长期待摊费用摊销，该项目每年投入运营时间应客户要求确定，导致相关长期待摊费用摊销各年计入管理费用的期间不同。该项目自 2023 年 5 月起在合同条款中约定最低年用电量，预计未来运营将相对稳定。

综上所述，公司管理费用中折旧及摊销的具体构成符合公司的实际经营情况，各期金额波动的原因合理。

2、与相关资产项目的勾稽关系

(1) 固定资产

报告期内，公司固定资产折旧计提金额与对方核算的报表项目的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
主营业务成本	3,287.47	5,858.32	4,266.45	3,196.50
其他业务成本	18.22	75.85	47.73	60.38
管理费用	281.24	783.31	521.61	530.44
其中：折旧及摊销	281.24	775.83	521.61	530.44
项目前期费用	-	7.48	-	-
研发费用	3.76	84.30	75.29	-
销售费用	0.30	2.27	-	-
在建工程	-	168.63	164.55	64.91
对方核算科目合计	3,590.99	6,972.68	5,075.63	3,852.23
固定资产折旧计提金额	3,590.99	6,972.68	5,075.63	3,852.23
差异	-	-	-	-

(2) 长期待摊费用

报告期内，公司长期待摊费用摊销金额与对方核算的报表项目的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
主营业务成本	3,443.90	6,962.02	2,486.20	615.97
其他业务成本	-	-	89.46	69.04
管理费用	64.59	83.43	136.91	197.89
其中：折旧及摊销	64.25	74.96	130.36	190.48
办公费	0.34	8.47	6.55	7.41
在建工程	-	-	5.35	32.10
对方核算科目合计	3,508.49	7,045.45	2,717.93	915.00
长期待摊费用摊销金额	3,508.49	7,045.45	2,717.93	915.00
差异	-	-	-	-

注：管理费用“折旧及摊销”中的摊销部分，与长期待摊费用摊销金额的差异为办公室装修费摊销计入管理费用“办公费”。

(3) 无形资产

报告期内，公司无形资产摊销金额与对方核算的报表项目的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
管理费用	3.49	6.92	6.26	5.94
对方核算科目合计	3.49	6.92	6.26	5.94
无形资产摊销金额	3.49	6.92	6.26	5.94
差异	-	-	-	-

报告期内，公司固定资产折旧、长期待摊费用 and 无形资产摊销，在成本、费用等项目间的分摊，主要依据资产项目性质和实际使用部门，并于各报告期末对生产用资产的使用情况和使用计划进行核查，将闲置资产折旧、摊销结转至管理费用，分摊方法合理。

综上所述，管理费用中的折旧及摊销与相关资产项目勾稽一致。

(五) 匡算利息支出与相关负债的匹配性

1、利息支出具体构成

报告期内，公司财务费用中利息支出构成的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
银行借款利息	215.87	751.00	647.14	718.80
长期应付款融资费用	177.28	308.75	-	-
租赁融资费用	81.94	222.74	223.28	-
应收票据贴息	-	45.27	50.13	90.24
股东资金拆借利息	-	3.37	2.62	0.10
合计	475.09	1,331.14	923.16	809.14

如上表所示，报告期内，公司财务费用利息支出主要包括银行借款利息、长期应付款融资费用和租赁融资费用。

2、利息支出与相关负债的匹配性

(1) 银行借款利息支出与相关负债的匹配性

报告期内，公司利息支出中银行借款利息支出与相关借款的匹配情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
短期借款（A）	-	3,004.58	3,016.55	3,864.28
其中：不符合终止确认条件的票据（B）	-	-	1,664.94	1,861.10
计提的未到支付时间的利息（C）	-	4.58	1.61	3.18
长期借款（D）	449.41	2,209.41	5,409.41	5,599.41
一年内到期的长期借款（E）	5,668.60	5,214.67	4,970.51	3,612.58
其中：计提的未到支付时间的利息（F）	10.81	14.67	20.51	12.58
银行借款合计（G=A-B-C+D+E-F）	6,107.20	10,409.41	11,709.41	11,199.41
加权平均借款本金 ^注 （H）	3,373.55	12,427.46	13,643.69	11,729.29
银行借款利息支出（I）	215.87	751.00	647.14	718.80
财政贴息（J）	-	-	216.30	-
银行借款实际利息支出（K=I+J）	215.87	751.00	863.44	718.80
测算银行借款加权年化利率（L=K/H）	6.40%	6.04%	6.33%	6.13%

注：加权平均借款本金系按照借款实际占用时间占全年比例的权重乘以实际本金得出的加权平均数，实际本金包含本期已归还本金。

如上表所示，报告期内，各期银行借款加权年化利率波动较小，考虑财政贴息后，利息支出中的银行借款利息支出与相关借款相匹配。

(2) 长期应付款融资费用与相关负债的匹配性

报告期内，公司长期应付款主要系与中集融资租赁有限公司、远东国际融资租赁有限公司开展售后回租业务进行融资。利息支出中长期应付款融资费用与相关借款的匹配情况如下表所示：

1) 中集融资租赁有限公司

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度
长期应付款余额（A）	1,187.97	1,991.58
一年内到期的长期应付款（B）	1,540.91	1,442.87

项目	2023年1-6月	2022年度
未确认融资费用 (C)	215.33	350.96
长期应付款合计 (D=A+B+C)	2,944.21	3,785.41
加权平均长期应付款本金 ^注 (E)	1,524.85	3,471.15
长期应付款融资费用 (F)	135.63	308.75
测算长期应付款加权利率 (G=F/E)	8.89%	8.89%
内含报酬率	8.89%	8.89%

注：加权平均长期应付款本金系按照长期应付款实际占用天数占全年比例的权重乘以实际占用的长期应付款本金得出的加权平均数，实际本金包含本期已归还本金。

如上表所示，2022年度和2023年1-6月，公司与中集融资租赁有限公司长期应付款加权利率为8.89%，与内含报酬率一致，利息支出中的长期应付款融资费用与相关借款相匹配。

2) 远东国际融资租赁有限公司

单位：万元

项目	2023年1-6月
长期应付款余额 (A)	2,874.18
一年内到期的长期应付款 (B)	2,667.46
未确认融资费用 (C)	434.46
长期应付款合计 (D=A+B+C)	5,976.10
加权平均长期应付款本金 (E)	552.99
长期应付款融资费用 (F)	41.64
测算长期应付款加权利率 (G=F/E)	7.53%
内含报酬率	7.53%

注：加权平均长期应付款本金系按照长期应付款实际占用天数占全年比例的权重乘以实际占用的长期应付款本金得出的加权平均数，实际本金包含本期已归还本金。

如上表所示，2023年1-6月，公司与远东国际融资租赁有限公司长期应付款加权利率为7.53%，与内含报酬率一致，利息支出中的长期应付款融资费用与相关借款相匹配。

(3) 租赁融资费用与相关负债的匹配性

报告期内，公司租赁融资主要系因生产需要所租赁的机器设备。利息支出中租赁融资费用与相关负债的匹配情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度
租赁负债（A）	-	2,020.97	2,791.42
一年内到期的非流动负债（B）	2,430.05	823.96	717.88
未确认融资费用（C）	99.23	181.18	399.25
租赁负债合计（D=A+B+C）	2,529.28	3,026.11	3,908.55
加权平均租赁负债本金 ^注 （E）	1,208.55	3,284.76	3,290.95
租赁融资费用（F）	81.94	222.74	223.28
测算租赁融资加权利率（G=F/E）	6.78%	6.78%	6.78%

注：加权平均租赁负债本金系租赁本金占用天数或月数占全年比例的权重乘以每期租赁负债本金得出的加权平均数。

如上表所示，2021年度至2023年1-6月，公司测算租赁融资加权利率均为6.78%，与测算的银行借款加权年化利率接近，利息支出中的租赁融资费用与相关租赁负债相匹配。

（4）应收票据贴息与相关负债的匹配性

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
加权平均贴现应收票据面值 ^注	-	1,170.02	1,281.55	2,085.53
应收票据贴息	-	45.27	50.13	90.24
测算票据加权贴现率	-	3.87%	3.91%	4.33%

注：加权平均贴现应收票据面值系每期贴现票据贴现计息天数占全年比例的权重乘以贴现应收票据面值得出的加权平均数。

报告期内，公司应收票据贴息为票据贴现业务产生，2020年度至2022年度，公司测算贴现率分别为4.33%、3.91%和3.87%，差异较小，利息支出中的应收票据贴息费用与相关贴现票据金额相匹配。

（5）股东资金拆借利息与相关负债的匹配性

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
加权平均借款本金 ^注	-	51.92	40.28	1.56
股东资金拆借利息	-	3.37	2.62	0.10
测算股东资金拆借加权利率	-	6.50%	6.50%	6.50%

注：加权平均借款本金系资金拆借占用天数占全年比例的权重乘以资金拆借本金得出的加权平均数。

报告期内，公司股东资金拆借利息为公司子公司叙永凯龙向少数股东拆借资金产生，借款利率 6.50%，测算股东资金拆借加权利率与借款利率一致，利息支出中的股东资金拆借利息费用与相关资金拆借金额相匹配。2023 年起，公司不存在股东资金拆借。

综上所述，报告期内，公司财务费用中的利息支出主要包括银行借款利息支出、长期应付款融资费用和租赁负债融资费用，利息支出与相关负债相匹配。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、访谈发行人市场负责人，了解发行人市场开拓和主要客户关系建立的具体方式，销售费用较低的原因；

2、获取发行人员工花名册，检查管理人员及研发人员分类是否准确；

3、获取报告期内发行人各月工资表，计算平均薪酬，查询相同地区的薪酬水平，查询同地区可比公司薪酬水平，与发行人管理人员、研发人员薪酬进行比较，访谈发行人相关负责人，了解发行人管理人员、研发人员职工薪酬变动的主要原因；

4、获取管理费用中前期费用相关资料，检查其核算内容；

5、通过访谈发行人管理层，了解发行人报告期内是否存在销售合同签订前先行投入建设的情形及原因；

6、了解各报告期末设备使用情况和场站运行状况，并结合实地盘点程序，检查发行人闲置和减值资产清单是否准确，确认闲置资产折旧的会计处理是否正确；

7、分析报告期内管理费用中折旧及摊销金额波动的原因；

8、获取固定资产、长期待摊费用、无形资产结转勾稽表，确定其按照企业会计准则在财务报表中进行恰当列报和披露；

9、获取银行借款合同、融资租赁合同、售后回租合同、房屋租赁合同、股东资金拆借协议、票据贴现协议，重新计算利息费用，并与账面数据核对一致；

10、分析利息支出中银行借款利息、长期应付款融资费用、租赁融资费用、应收票据贴息和股东资金拆借利息与相关负债的匹配性。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、发行人销售费用较低与其市场拓展和客户关系建立的方式相匹配，发行人销售人员数量较少与业务规模相匹配，报告期内销售费用较低具备合理性；

2、报告期内管理人员、研发人员数量和人均薪酬变化合理；发行人管理人员、研发人员人均薪酬高于当地城镇私营单位就业人员平均工资；与发行人所在地新疆区域同行业上市公司相比，发行人整体人员和研发人员的工资水平较高，管理人员工资水平略低于贝肯能源；

3、管理费用中项目前期费用涉及项目的具体情况符合实际，不再继续投入并经营的原因合理；发行人放空天然气净化回收业务存在销售合同签订前先行投入情形，主要是基于该类业务的流程特点，所进行的必要支出，具备合理性；

4、管理费用中折旧及摊销会计处理合理，各期金额波动具有合理性，与业务具有匹配性；

5、发行人的利息支出包括银行借款利息、售后回租融资费用、租赁融资费用、票据贴现利息和少数股东资金拆借利息，利息支出与相关负债相匹配。

14.关于应收票据与应收账款

根据申报材料，（1）报告期各期末，公司应收票据净额分别为 8,378.07 万元、8,253.74 万元和 5,568.14 万元，其中商业承兑汇票占比较高；

请发行人说明：（1）公司接受商业承兑汇票支付方式的具体政策及报告期内执行情况，报告期末各类应收票据报告期后的到期兑付情况；报告期内是否存在替换应收票据、与应收账款相互转换等方式延长票据兑付期限的情况；（2）应收票据的载体（纸质、电子），报告期内背书手续是否完整，是否与前后交易对手相匹配；报告期内是否存在无真实交易背景的票据行为；（3）结合业务流程说明应收票据、应收账款账龄起算的具体时间，账龄计算是否准确；报告期各期末应收账款逾期情况及期后回收情况，坏账准备计提是否充分。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

一、发行人说明

（一）公司接受商业承兑汇票支付方式的具体政策及报告期内执行情况，报告期末各类应收票据报告期后的到期兑付情况；报告期内是否存在替换应收票据、与应收账款相互转换等方式延长票据兑付期限的情况

1、公司接受商业承兑汇票支付方式的具体政策及报告期内执行情况，报告期末各类应收票据报告期后的到期兑付情况

（1）公司接受商业承兑汇票支付方式的具体政策及报告期内执行情况

为了避免财务风险，公司对票据结算方式设置了严格的内部控制制度。报告期内，公司对于大型国有企业客户以及规模较大的民营企业客户，经综合评估承兑风险后，可接收商业承兑汇票。财务部在接受应收票据时，出纳人员按照《票据法》和《支付结算办法》等规定，仔细审核票据的准确性、真实性、合法性，避免应收票据的兑付风险。出纳人员设置票据备查簿，逐笔登记承兑汇票的种类、票号、出票日、到期日、票面金额、付款人、承兑人等资料。

报告期内，公司接受的商业承兑汇票按前手客户性质列示的具体情况如下表所示：

单位：万元

年度	客户	金额	占比
2023年1-6月	中石油下属公司	2,336.00	98.73%
	内蒙古九方能源科技有限公司	30.00	1.27%
合计		2,366.00	100.00%
2022年度	中石油下属公司	5,593.05	95.72%
	中石化下属公司	200.00	3.42%
	新疆科瑞	50.00	0.86%
合计		5,843.05	100.00%
2021年度	中石油下属公司	5,742.40	92.29%
	中石化下属公司	395.00	6.35%
	新疆科瑞	85.00	1.37%
合计		6,222.40	100.00%
2020年度	中石油下属公司	5,768.85	78.93%
	中石化下属公司	1,540.00	21.07%
合计		7,308.85	100.00%

报告期内，公司接受商业承兑汇票结算的客户除内蒙古九方能源科技有限公司和新疆科瑞以外，均为中石油、中石化下属公司。内蒙古九方能源科技有限公司和新疆科瑞所支付的商业承兑汇票，承兑人均为中石油下属公司，在综合考虑合作历史经验和评估承兑风险后，公司决定接收其背书转让的商业承兑汇票。公司接受商业承兑汇票支付方式的具体政策在报告期内一贯执行。

(2) 报告期末各类应收票据报告期后的到期兑付情况

报告期末，公司应收票据余额为 5,420.86 万元（包括重分类至应收款项融资的银行承兑汇票 1,288.57 万元），截至 2023 年 9 月 30 日，上述票据期后到期兑付情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日余额	到期应兑付金额	到期已兑付金额	未到期金额
银行承兑汇票	3,054.87	824.45	824.45	2,230.42
其中：持有	2,654.87	624.45	624.45	2,030.42

项目	2023年6月30日余额	到期应兑付金额	到期已兑付金额	未到期金额
已背书未到期	400.00	200.00	200.00	200.00
商业承兑汇票	2,366.00	1,481.30	1,481.30	884.70
其中：持有	722.70	268.00	268.00	454.70
已背书未到期	1,643.30	1,213.30	1,213.30	430.00
合计	5,420.86	2,305.75	2,305.75	3,115.12

截至 2023 年 6 月 30 日，公司应收票据（包括重分类至应收款项融资）余额为 5,420.86 万元，截至 2023 年 9 月 30 日，上述票据已到期部分均已到期并兑付。报告期内，公司未出现应收票据到期不能兑付的情况。银行承兑汇票的承兑人是商业银行或财务公司，具有较高的信誉，银行承兑汇票到期不获支付的可能性较低。商业承兑汇票出票单位主要为中石油、中石化下属公司，过往信誉较高，兑付能力强。截至本回复出具之日，尚未出现到期无法承兑的情况。

2、报告期内是否存在替换应收票据、与应收账款相互转换等方式延长票据兑付期限的情况

报告期内，公司不存在将应收票据背书给客户，重新取得客户背书票据等替换应收票据的情形；公司不存在将接收后的承兑汇票退回给客户或转回应收账款的情形。报告期内，公司取得承兑汇票后，使用用途均为背书、贴现或持有至到期。

综上所述，公司接受商业承兑汇票支付方式的具体政策符合公司实际情况，报告期内一贯执行，报告期末各类应收票据报告期后均到期并兑付；报告期内不存在替换应收票据、与应收账款相互转换等方式延长票据兑付期限的情况。

（二）应收票据的载体（纸质、电子），报告期内背书手续是否完整，是否与前后交易对手相匹配；报告期内是否存在无真实交易背景的票据行为；

1、应收票据的载体（纸质、电子），报告期内背书手续是否完整，是否与前后交易对手相匹配

报告期各期末，公司应收票据净额分别为 8,378.07 万元、8,253.74 万元、5,568.14 万元和 4,004.26 万元。报告期内，公司收到的应收票据载体均为电子银行承兑汇票和电子商业承兑汇票，背书手续完整。

(1) 票据前手与客户的匹配情况

1) 2023年1-6月

2023年1-6月，公司取得票据前五名与营业收入的匹配情况如下表所示：

单位：万元

序号	票据背书人/出票人	取得票据金额	营业收入	取得票据占营业收入的比例	占取得票据的比例	交易背景
1	远东国际融资租赁有限公司	3,000.00	-	-	42.62%	售后回租
2	中国石油集团西部钻探工程有限公司	1,750.00	3,157.32	55.43%	24.86%	天然气发电及主动力服务
3	中石化西北油田分公司	1,334.75	7,355.32	18.15%	18.96%	注气业务
4	中石油吐哈油田分公司	281.30	690.62	40.73%	4.00%	注气业务
5	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司	200.00	4,545.89	4.40%	2.84%	放空天然气净化回收业务
	合计	6,566.05	15,749.15	41.69%	93.28%	-

注：报告期内，公司客户中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司对应的票据背书人/出票人为中国石油集团西部钻探工程有限公司，系集团内统一付款所致；公司客户成都天然气化工总厂对应的票据背书人/出票人为中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司，系集团内统一付款所致。

2023年1-6月，公司取得远东国际融资租赁有限公司承兑汇票3,000.00万元，系公司作为承租方，以融资为目的，将自有资产出售给远东国际融资租赁有限公司后取得的票据。

2) 2022年度

2022年度，公司取得票据前五名与营业收入的匹配情况如下表所示：

单位：万元

序号	票据背书人/出票人	取得票据金额	营业收入	取得票据占营业收入的比例	占取得票据的比例	交易背景
1	中国石油集团西部钻探工程有限公司	3,845.05	5,796.52	66.33%	31.04%	天然气发电及主动力服务
2	中石化西北油田分公司	2,906.75	12,102.71	24.02%	23.47%	注气业务
3	中集融资租赁有限公司	2,250.00	-	-	18.16%	售后回租
4	中国石油集团西部钻探工程有限公司巴州分公司	1,100.00	479.69	229.31%	8.88%	天然气发电及主动力服务
5	中石化华北石油工程有限公司	553.38	98.24	563.29%	4.47%	天然气发电及主动力服务

序号	票据背书人/出票人	取得票据金额	营业收入	取得票据占营业收入的比例	占取得票据的比例	交易背景
	合计	10,655.18	18,477.16	57.67%	86.02%	-

注：报告期内，公司客户中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司对应的票据背书人/出票人为中国石油集团西部钻探工程有限公司，系集团内统一付款所致；2022 年度，公司客户中石化华北石油工程有限公司西部分公司对应的票据背书人/出票人为中石化华北石油工程有限公司，系集团内统一付款所致。

2022 年度，公司取得中集融资租赁有限公司承兑汇票 2,250.00 万元，为公司作为承租方以融资为目的，将自有资产出售给中集融资租赁有限公司后取得的票据。公司客户中国石油集团西部钻探工程有限公司巴州分公司取得票据占营业收入的比例为 229.31%，主要原因系该票据支付款项包括 2021 年末公司对该客户应收账款余额 1,500.38 万元。公司客户中石化华北石油工程有限公司西部分公司取得票据占营业收入的比例为 563.29%，主要原因系该票据支付款项包括 2021 年末公司对该客户应收账款余额 468.20 万元。

3) 2021 年度

2021 年度，公司取得票据前五名与营业收入的匹配情况如下表所示：

单位：万元

序号	票据背书人/出票人	取得票据金额	营业收入	取得票据占营业收入的比例	占取得票据的比例	交易背景
1	中石化西北油田分公司	5,035.30	8,046.60	62.58%	35.40%	注气业务
2	中国石油集团西部钻探工程有限公司	4,945.00	4,095.36	120.75%	34.77%	天然气发电及主动力服务
3	中石化华北石油工程有限公司	1,398.37	334.67	417.84%	9.83%	天然气发电及主动力服务
4	中石化中原石油工程有限公司	845.00	225.91	374.04%	5.94%	天然气发电及主动力服务
5	中国石油集团西部钻探工程有限公司巴州分公司	400.00	1,712.69	23.36%	2.81%	天然气发电及主动力服务
	合计	12,623.67	14,415.23	87.57%	88.76%	-

注：报告期内，公司客户中石化中原石油工程有限公司塔里木分公司对应的票据背书人/出票人为中石化中原石油工程有限公司，系集团内统一付款。

2021 年度，公司客户中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司取得票据占营业收入的比例为 120.75%，主要原因系该票据支付款项包括 2020 年末公司对该客户的应收账款余额 720.52 万元及当年收入对应的增值税。

公司客户中石化华北石油工程有限公司取得票据占营业收入的比例为 417.84%，主要原因系该票据支付款项包括 2020 年末公司对该客户的应收账款余额 1,466.68 万元。公司客户中石化中原石油工程有限公司塔里木分公司取得票据占营业收入的比例为 374.04%，主要原因系该票据支付款项包括 2020 年末公司对该客户的应收账款余额 942.19 万元。

4) 2020 年度

2020 年度，公司取得票据前五名与营业收入的匹配情况如下表所示：

单位：万元

序号	票据背书人/出票人	取得票据金额	营业收入	取得票据占营业收入的比例	占取得票据的比例	交易背景
1	中国石油集团西部钻探工程有限公司	4,150.00	3,962.73	104.73%	26.60%	天然气发电及主动力服务
2	中石化西北油田分公司	3,064.13	4,956.10	61.83%	19.64%	注气业务
3	中石化华东石油工程有限公司	2,430.19	1,339.59	181.41%	15.58%	天然气发电及主动力服务
4	中石化华北石油工程有限公司	1,746.11	1,798.71	97.08%	11.19%	天然气发电及主动力服务
5	中国石油集团西部钻探工程有限公司巴州分公司	1,336.40	1,236.53	108.08%	8.57%	天然气发电及主动力服务
合计		12,726.83	13,293.66	95.74%	81.59%	-

2020 年度，公司客户中石化华东石油工程有限公司取得票据占营业收入的比例为 181.41%，主要原因系该票据支付款项包括 2019 年末公司对该客户应收账款余额 1,076.93 万元。

(2) 票据后手与供应商的匹配情况

1) 2023 年 1-6 月

2023 年 1-6 月，公司背书转让票据前五名与采购金额的匹配情况如下表所示：

单位：万元

序号	票据被背书人	背书票据金额	采购金额	背书票据占采购金额的比例	占背书票据的比例	交易背景
1	四川蜀道装备科技股份有限公司	2,037.22	-	-	44.83%	采购设备

序号	票据被背书人	背书票据金额	采购金额	背书票据占采购金额的比例	占背书票据的比例	交易背景
2	成都添益能源装备制造有限公司	1,233.77	814.93	151.40%	27.15%	采购设备、材料
3	新疆世都建设工程有限公司	173.30	555.43	31.20%	3.81%	采购工程服务
4	中集安瑞科深冷科技（成都）有限公司	150.00	-	-	3.30%	采购设备
5	陕西泰博流体科技有限公司	150.00	40.06	374.44%	3.30%	采购设备、材料
合计		3,744.29	1,410.42	265.47%	82.40%	-

注：报告期内，公司供应商辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司对应的票据被背书人为中集安瑞科深冷科技（成都）有限公司，系集团内指定收票。

2023年1-6月，公司向设备供应商四川蜀道装备科技股份有限公司背书票据支付的金额为2,037.22万元，同期没有采购金额，主要原因系该票据支付款项包括2022年末公司对该供应商应付账款2,117.22万元。公司向设备、配件材料供应商成都添益能源装备制造有限公司背书票据占采购金额的比例为151.40%，主要原因系该票据支付款项包括2022年末公司对该供应商应付账款1,989.55万元。公司向设备供应商辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司背书票据支付的金额为150.00万元，同期没有采购金额，主要原因系该票据支付款项包括2022年末公司对该供应商应付账款862.77万元。公司向设备、配件材料供应商陕西泰博流体科技有限公司背书票据占采购金额的比例为374.44%，主要原因系该票据支付款项包括2022年末公司对该供应商应付账款329.91万元。

2) 2022年度

2022年度，公司背书转让票据前五名与采购金额的匹配情况如下表所示：

单位：万元

序号	票据被背书人	背书票据金额	采购金额	背书票据占采购金额的比例	占背书票据的比例	交易背景
1	中科瑞奥能源科技股份有限公司	835.00	-	-	10.23%	采购设备
2	陕西泰博流体科技有限公司	743.65	792.00	93.90%	9.11%	采购设备、材料
3	成都市鑫三叶科技有限公司	730.00	1,148.70	63.55%	8.94%	采购设备、材料
4	新疆世都建设工程有限公司	700.00	-	-	8.57%	采购工程服务
5	新疆巴州永昌机电设备有限责	500.00	751.68	66.52%	6.12%	采购设备

序号	票据被背书人	背书票据金额	采购金额	背书票据占采购金额的比例	占背书票据的比例	交易背景
	任公司					
	合计	3,508.65	2,692.38	130.32%	42.97%	-

2022 年度，公司向设备供应商中科瑞奥能源科技股份有限公司背书票据支付的金额为 835.00 万元，同期没有采购金额，主要原因系该票据支付款项包括 2021 年末公司对该供应商应付账款 581.35 万元和增值税，2020 年度向该供应商采购设备，未全部付款，未收到全部发票。公司向工程供应商新疆世都建设工程有限公司背书票据支付的金额为 700.00 万元，同期没有采购金额，主要原因系该票据支付款项包括 2021 年末公司对该供应商应付账款 1,176.81 万元，未全部付款。

3) 2021 年度

2021 年度，公司背书转让票据前五名与采购金额的匹配情况如下

单位：万元

序号	票据被背书人	背书票据金额	采购金额	背书票据占采购金额的比例	占背书票据的比例	交易背景
1	中科瑞奥能源科技股份有限公司	1,441.56	-	-	16.09%	采购设备
2	哈密众合运输有限公司	1,200.00	1,451.64	82.67%	13.39%	采购天然气、运输服务
3	四川哈深冷天然气工程有限公司	837.20	3,522.12	23.77%	9.34%	采购设备
4	新疆世都建设工程有限公司	600.00	2,048.83	29.29%	6.70%	采购工程服务
5	巴州徽商商贸有限公司	523.00	331.96	157.55%	5.84%	采购配件材料
	合计	4,601.76	7,354.55	62.57%	51.35%	-

注：报告期内，公司供应商辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司对应的票据被背书人为四川哈深冷天然气工程有限公司，系集团内统一收票。

2021 年度，公司向设备供应商中科瑞奥能源科技股份有限公司背书票据支付的金额为 1,441.56 万元，同期没有采购金额，主要原因系该票据支付款项包括 2020 年末公司对该供应商应付账款 2,503.88 万元，未全部付款。公司向配件材料供应商巴州徽商商贸有限公司背书票据占采购金额的比例为 157.55%，主要原因系该票据支付款项包括 2020 年末公司对该供应商应付账款 563.50 万元。

4) 2020 年度

2020 年度，公司背书转让票据前五名与采购金额的匹配情况如下表所示：

单位：万元

序号	票据被背书人	背书票据金额	采购金额	背书票据占采购金额的比例	占背书票据的比例	交易背景
1	成都爱信智能技术有限责任公司	1,218.85	494.68	246.39%	12.66%	采购设备、材料
2	成都添益能源装备制造有限公司	979.02	618.36	158.33%	10.17%	采购设备、材料
3	阿克苏峰海石油机械制造有限公司	842.11	812.09	103.70%	8.75%	采购天然气
4	四川哈深冷天然气工程有限公司	733.13	1,592.92	46.02%	7.62%	采购设备
5	天津绿州能源装备有限公司	600.00	2.74	21,897.81%	6.23%	采购设备
	合计	4,373.11	3,520.79	124.21%	45.43%	-

2020 年度，公司向设备及材料供应商成都爱信智能技术有限责任公司背书票据占采购金额的比例为 246.39%，主要原因系 2020 年度公司向该供应商预付购置天然气发电机设备款金额较大，期末设备暂未到货。公司向设备及材料供应商成都添益能源装备制造有限公司背书票据占采购金额的比例为 158.33%，主要原因系该支付款项包括 2019 年末公司对该供应商应付账款 1,799.15 万元。公司向设备供应商天津绿州能源装备有限公司背书票据占采购金额的比例为 21,897.81%，主要原因系该支付款项主要为预付放空天然气净化回收设备款，期末设备暂未到货。

综上所述，报告期内，公司票据背书手续完整，与前后交易对手相匹配。

2、报告期内是否存在无真实交易背景的票据行为

(1) 票据找零

报告期内，公司存在供应商进行票据找零的情形。票据找零系公司以较大面额票据支付供应商货款，支付的票据票面金额超过当时应结算金额，供应商以自身小额票据或银行存款进行差额找回所形成。该等票据找零的行为均为公司与供应商在采购业务中发生的交易所导致。报告期内，供应商找回票据的金额分别为 0.00 万元、5.00 万元、5.00 万元和 0.00 万元，找回银行存款的金额分

别为 192.79 万元、179.89 万元、16.40 万元和 0.00 万元，合计占营业收入的比例分别为 0.79%、0.61%、0.04%和 0.00%，占比较低。报告期内，收到供应商找回票据的具体情况如下表所示：

单位：万元

序号	票号	收票日	到期日	前手	金额
1	13168210000 67202206172 65917838	2022 年 6 月 29 日	2022 年 12 月 17 日	上海瑞气气体科技有限公司	5.00
2	13136242070 44202106289 59596011	2021 年 7 月 9 日	2021 年 12 月 28 日	上海瑞气气体科技有限公司	5.00

报告期内，公司不存在自开票据进行找零的情形，不存在将票据背书给客户进行找零的情形，公司与涉及票据找零的供应商具备真实的交易背景和债权债务关系，上述票据在到期时全部解付，公司与供应商不存在因票据找零发生纠纷的情形。

(2) 无真实交易背景的票据背书转让

报告期内，公司存在将承兑汇票在无真实交易背景下，背书给子公司的情况，并由子公司背书或持有至到期承兑。报告期内，公司在无真实交易背景下将承兑汇票背书转让给子公司的具体情况如下表所示：

单位：万元

序号	票号	收票日	前手	背书日	后手	到期日	金额
1	1308452025 3922021061 6949503085	2021 年 6 月 23 日	中石化西北油田分公司	2021 年 8 月 20 日	叙永凯龙	2021 年 12 月 16 日	100.00
2	1309362008 0402020101 4744043632	2020 年 11 月 24 日	中石化西北油田分公司	2020 年 12 月 24 日	武胜瑞凯	2021 年 4 月 14 日	50.00
3	1309362008 0402020101 4744043704	2020 年 11 月 24 日	中石化西北油田分公司	2020 年 12 月 24 日	武胜瑞凯	2021 年 4 月 14 日	50.00
4	1308301006 0962020061 5658219020	2020 年 9 月 15 日	中石化西北油田分公司	2020 年 10 月 30 日	吉木萨尔公司	2020 年 12 月 15 日	41.00

上述票据背书均为公司向子公司以票据背书转让形式拆借资金，该无真实交易背景的票据融资行为不符合《中华人民共和国票据法》第 10 条“票据的签发、取得和转让，应当遵循诚实信用的原则，具有真实的交易关系和债权债务

关系”的规定。上述票据在到期时全部解付，没有产生争议或纠纷。此外，经对照票据违法行为法律责任的相关规定，该行为不属于按照相关法律法规应当追究刑事责任或应当给予行政处罚的情形，不构成重大违法。

公司已整改报告期内相关不规范行为，2022年起不存在无真实交易背景票据转让情况。

（三）结合业务流程说明应收票据、应收账款账龄起算的具体时间，账龄计算是否准确；报告期各期末应收账款逾期情况及期后回收情况，坏账准备计提是否充分

1、结合业务流程说明应收票据、应收账款账龄起算的具体时间，账龄计算是否准确

公司各类业务中对于某一时段内履行的履约义务在取得客户确认的当月工作量签证单或结算单时确认收入及相应的应收账款，对于某一时点履行的履约义务在转移商品控制权并取得经客户确认的结算单时确认收入及相应的应收账款，收入确认的具体流程和具体时点详见本问询函回复之“9.关于销售与客户”之“9.4 关于销售的其他问题”之“一、发行人说明”之“（二）各类型业务、不同业务模式下，收入确认的具体流程、所需取得的凭证、收入确认的具体时点，收入确认是否存在跨期情形”。

报告期内，公司应收账款账龄起算时点与收入确认时点一致，由收入初始确认时开始起算应收账款账龄。对于在收入确认时对应收账款进行初始确认，若客户以背书转让承兑汇票的形式付款，公司按照账龄连续计算的原则对应收票据计提坏账准备。

除销售收入应收账款产生的应收票据外，公司售后回租业务也存在用承兑汇票结算的情况，应收票据的账龄从固定资产转让时点开始起算。

报告期各期末，公司应收票据按账龄列示的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日		2022年12月31日		2021年12月31日		2020年12月31日	
	账面余额	占比	账面余额	占比	账面余额	占比	账面余额	占比
1年以内	3,689.44	89.28%	5,066.60	86.98%	5,868.24	68.04%	6,275.26	71.90%

项目	2023年6月30日		2022年12月31日		2021年12月31日		2020年12月31日	
	账面余额	占比	账面余额	占比	账面余额	占比	账面余额	占比
1-2年	104.70	2.53%	758.62	13.02%	2,756.71	31.96%	2,452.69	28.10%
2-3年	338.16	8.18%	-	-	-	-	-	-
合计	4,132.30	100.00%	5,825.22	100.00%	8,624.95	100.00%	8,727.96	100.00%

报告期内，公司对银行承兑汇票不计提坏账准备，对商业承兑汇票的坏账计提政策参照应收账款坏账准备计提政策，应收商业承兑汇票的账龄起算点追溯至对应的应收账款账龄起始日，公司按照账龄连续计算的原则对应收票据计提了坏账准备，坏账准备计提充分。

报告期各期末，公司应收商业承兑汇票坏账准备计提的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日			
	账面余额	占比	坏账准备	整个存续期预期信用损失率
1年以内	2,231.30	94.31%	111.57	5.00%
1-2年	104.70	4.42%	10.47	10.00%
2-3年	30.00	1.27%	6.00	20.00%
合计	2,366.00	100.00%	128.03	-
项目	2022年12月31日			
	账面余额	占比	坏账准备	整个存续期预期信用损失率
1年以内	4,326.94	91.40%	216.35	5.00%
1-2年	407.34	8.60%	40.73	10.00%
合计	4,734.28	100.00%	257.08	-
项目	2021年12月31日			
	账面余额	占比	坏账准备	整个存续期预期信用损失率
1年以内	4,794.30	78.48%	239.72	5.00%
1-2年	1,314.90	21.52%	131.49	10.00%
合计	6,109.20	100.00%	371.20	-
项目	2020年12月31日			
	账面余额	占比	坏账准备	整个存续期预期

				信用损失率
1年以内	4,660.00	79.95%	233.00	5.00%
1-2年	1,168.85	20.05%	116.88	10.00%
合计	5,828.85	100.00%	349.88	-

综上所述，报告期内，公司应收票据、应收账款账龄起算的具体时间合理，账龄计算准确。

2、报告期各期末应收账款逾期情况及期后回收情况，坏账准备计提是否充分

(1) 报告期各期末应收账款逾期情况及期后回收情况

1) 应收账款逾期情况

公司逾期应收账款指客户超过合同约定付款时点未付款，报告期内各期末，公司应收账款逾期的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日		2022年12月31日		2021年12月31日		2020年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应收账款余额	21,206.87	100.00%	15,202.80	100.00%	9,774.45	100.00%	12,744.48	100.00%
未逾期应收账款金额	20,328.13	95.86%	14,872.33	97.83%	9,473.74	96.92%	12,320.91	96.68%
逾期应收账款金额	878.74	4.14%	330.47	2.17%	300.70	3.08%	423.57	3.32%

报告期各期末，公司逾期应收账款占应收账款余额的比例分别为 3.32%、3.08%、2.17%和 4.14%，比例较低。报告期内，公司客户基本能够按照约定的支付期限付款，逾期应收账款主要形成原因系客户内部资金安排导致付款延迟。

2) 逾期应收账款期后回款情况

报告期各期末，公司逾期应收账款期后回款情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
逾期应收账款期末余额	878.74	330.47	300.70	423.57
期后回款金额	820.05	326.26	296.50	325.40
逾期应收账款期后回款率	93.32%	98.73%	98.60%	76.82%

注：逾期应收账款期后回款金额统计截至 2023 年 9 月 30 日。2021 年，公司将以前年度已经全额计提坏账准备的应收账款 94.66 万元，因对方经营困难，无法偿还，已核销该笔应收账款，因此，2021 年末逾期应收账款期末余额中不包括前述逾期款项。

报告期各期末，公司逾期应收账款期后回款比例分别为 76.82%、98.60%、98.73% 和 93.32%，逾期应收账款期后回款比例较高。

3) 全部应收账款期后回款情况

报告期各期末，公司全部应收账款期后回款情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
应收账款期末账面余额	21,206.87	15,202.80	9,774.45	12,744.48
期后回款金额	14,747.83	15,126.97	9,739.82	12,618.72
应收账款期后回款率	69.54%	99.50%	99.65%	99.01%

注：应收账款期后回款金额统计截至 2023 年 9 月 30 日。

公司报告期内应收账款期后回款金额占应收账款余额的比例分别为 99.01%、99.65%、99.50% 和 69.54%，公司应收账款期后回款情况良好。

(2) 报告期各期末应收账款坏账准备计提情况

1) 应收账款坏账准备计提情况

报告期各期末，公司应收账款余额、应收账款坏账准备及逾期应收账款的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日		2022年12月31日		2021年12月31日		2020年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应收账款余额	21,206.87	-	15,202.80	-	9,774.45	-	12,744.48	-
应收账款坏账准备	1,082.70	5.11%	791.10	5.20%	512.03	5.24%	732.61	5.75%
逾期应收账款	878.74	4.14%	330.47	2.17%	300.70	3.08%	423.57	3.32%

报告期各期末，公司计提的坏账准备金额均大于逾期应收账款金额，坏账准备计提比例均大于逾期应收账款占全部应收账款的比例，坏账准备计提充分。

报告期各期末，公司无单项计提坏账准备的情况，均为按信用风险特征组合计提坏账准备。报告期各期末，按信用风险特征组合计提坏账准备中，按账龄组合计提坏账的账面余额占各期末应收账款账面余额的比例均为100.00%。

报告期各期末，账龄组合中，按预期信用损失率及账龄分析法计提坏账准备的应收账款的具体情况如下表所示：

单位：万元

账龄	2023年6月30日				
	账面余额	占比	坏账准备	账面价值	整个存续期预期信用损失率
1年以内	21,039.19	99.21%	1,051.96	19,987.23	5.00%
1-2年	55.97	0.26%	5.60	50.38	10.00%
2-3年	108.20	0.51%	21.64	86.56	20.00%
3-4年	-	-	-	-	-
4-5年	-	-	-	-	-
5年以上	3.51	0.02%	3.51	-	100.00%
合计	21,206.87	100.00%	1,082.70	20,124.16	-
账龄	2022年12月31日				
	账面余额	占比	坏账准备	账面价值	整个存续期预期信用损失率
1年以内	14,647.88	96.35%	732.39	13,915.48	5.00%
1-2年	550.80	3.62%	55.08	495.72	10.00%
2-3年	0.61	0.00%	0.12	0.49	20.00%
3-4年	-	-	-	-	-
4-5年	-	-	-	-	-
5年以上	3.51	0.02%	3.51	-	100.00%
合计	15,202.80	100.00%	791.10	14,411.69	-
账龄	2021年12月31日				
	账面余额	占比	坏账准备	账面价值	整个存续期预期信用损失率
1年以内	9,431.75	96.49%	471.59	8,960.17	5.00%
1-2年	315.99	3.23%	31.60	284.39	10.00%
2-3年	21.45	0.22%	4.29	17.16	20.00%
3-4年	-	-	-	-	-
4-5年	3.51	0.04%	2.81	0.70	80.00%
5年以上	1.75	0.02%	1.75	-	100.00%
合计	9,774.45	100.00%	512.03	9,262.42	-

账龄	2020年12月31日				
	账面余额	占比	坏账准备	账面价值	整个存续期预期信用损失率
1年以内	12,600.23	98.87%	630.01	11,970.22	5.00%
1-2年	44.34	0.35%	4.43	39.91	10.00%
2-3年	-	-	-	-	-
3-4年	3.51	0.03%	1.75	1.75	50.00%
4-5年	-	-	-	-	-
5年以上	96.41	0.76%	96.41	-	100.00%
合计	12,744.48	100.00%	732.61	12,011.88	-

报告期各期末，公司应收账款账龄组合在 1 年以内的应收账款余额占应收账款账面余额的比例分别为 98.87%、96.49%、96.35%和 99.21%，账龄组合在 1 年以上的应收账款余额占应收账款账面余额的比例分别为 1.13%、3.51%、3.65%和 0.79%，报告期各期末 1 年以上的应收账款余额均占比较低，应收账款在次年基本能够收回，公司应收账款总体质量较高。公司的客户多为中石油、中石化下属公司，客户信誉度较高，无法收回的风险较小。截至 2023 年 6 月末，公司已按应收账款坏账准备政策足额计提坏账准备 1,082.70 万元，坏账准备计提充分。

2) 公司应收账款坏账准备计提比例与同行业可比公司比较情况

公司按账龄与整个存续期预期信用损失率计提坏账准备的比例，与同行业可比公司比较无显著差异，具体比较如下表所示：

公司名称	1 年以内	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年	5 年以上
贝肯能源	5.00%	10.00%	30.00%	50.00%	80.00%	100.00%
准油股份	5.00%	10.00%	20.00%	80.00%	100.00%	
通源石油	1.00%	5.00%	15.00%	50.00%	80.00%	100.00%
海默科技	2.00%	6.00%	16.00%	26.00%	48.00%	100.00%
潜能恒信	5.88%	16.35%	30.00%	50.00%	-	-
本公司	5.00%	10.00%	20.00%	50.00%	80.00%	100.00%

注：可比公司数据引自其定期报告。

报告期各期末，公司应收账款账龄组合在 1 年以内和 1-2 年的应收账款余额占应收账款账面余额的比例分别为 99.22%、99.72%、99.97%和 99.47%。公

司对于账龄在 1 年以内和 1-2 年的应收账款坏账准备的计提比例分别为 5%和 10%，均在同行业可比公司范围之内。公司应收账款的坏账准备计提政策较谨慎，坏账准备计提充分。

综上所述，公司报告期各期末应收账款逾期情况及期后回收情况良好，坏账准备计提充分。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、访谈发行人财务负责人，了解发行人接受商业承兑汇票支付方式的具体政策；

2、获取票据备查簿，抽样检查发行人接受商业承兑汇票政策在报告期内执行情况；

3、检查发行人期后应收票据到期承兑情况，了解是否存在无法兑付的应收票据情形；

4、获取应收账款、应收票据明细账，检查是否存在替换应收票据、与应收票据相互转换等方式延长票据兑付期限的情况；

5、通过检查票据备查簿核对票据前手、后手情况，确认是否与交易匹配，是否存在无真实交易背景的票据行为；

6、抽样检查票据背书手续是否完整；

7、获取发行人报告期内应收账款、应收票据明细表及账龄分析表，并结合收入确认时点及收入确认单据检查账龄起算时点以及账龄划分是否准确；

8、获取应收账款逾期情况分析表，并根据合同条款抽样检查是否分类正确；

9、结合发行人对客户的信用政策，通过银行回单及收到票据检查应收账款在期后回收情况；

10、对发行人应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司进行比较，分析是否存在重大差异。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、发行人接受商业承兑汇票支付方式的具体政策符合发行人实际经营情况，与报告期内执行情况相符，报告期末各类应收票据报告期后均到期兑付；报告期内不存在替换应收票据、与应收账款相互转换等方式延长票据兑付期限的情况；

2、报告期内，发行人应收票据均为电子承兑汇票，报告期内背书手续完整，与前后交易对手相匹配；报告期内存在无真实交易背景的票据行为，主要包括票据找零及向子公司以票据背书转让形式拆借资金，金额较小且相关票据到期时全部解付，无争议纠纷，发行人已整改报告期内相关不规范行为，2022年起不存在无真实交易背景票据转让行为；

3、发行人应收账款账龄起算时点与收入确认时点一致，应收票据的账龄起算点追溯至对应的应收账款账龄起始日，发行人按照账龄连续计算的原则对应收票据计提了坏账准备，账龄计算准确；发行人报告期各期末应收账款存在少量逾期情况，期后回收情况良好；报告期各期末坏账准备计提比例与同行业可比公司不存在显著差异，坏账准备计提充分。

15.关于存货和其他流动资产

根据申报材料，（1）公司报告期末存货中均为原材料，包括配件、化学药剂、油品等，其中部分配件库龄较长、跌价准备计提金额较小；（2）其他流动资产中包含 IPO 相关中介服务费用。

请发行人说明：（1）报告期末配件存货的主要内容和用途，存在长库龄配件的原因，是否存在呆滞存货，相关跌价准备计提是否充分；（2）IPO 相关中介服务费用计入其他流动资产的合理性。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

一、发行人说明

（一）报告期末配件存货的主要内容和用途，存在长库龄配件的原因，是否存在呆滞存货，相关跌价准备计提是否充分

1、报告期末配件存货的主要内容和用途

报告期末，公司存货均为原材料，包括配件、化学药剂、油品等，其中配件存货期末账面余额为 1,458.12 万元，占公司存货账面余额的比例为 78.57%，是公司除天然气外（天然气即购即用，不会形成期末余额）的主要原材料。配件主要包括装配机械的零件或部件，相关安装、维修用具。

截至 2023 年 6 月 30 日，公司配件存货主要内容和用途如下表所示：

单位：万元

类别	金额	占比	用途
控制阀	226.84	15.56%	控制气流压力、流量和流动方向，并保证气动执行元件或机构正常工作的各类气动元件和对液流压力进行控制和调节的元件，主要有进气阀、排气阀、调节阀和球阀等
电缆线	82.52	5.66%	传输电力
过滤装置	83.20	5.71%	压缩机、空压机、冰机用油气、油液、气体分离的过滤装置，主要有油分芯、玻璃纤维滤芯、空滤芯、精滤芯等
吸附用料	93.81	6.43%	在气体反应中用于吸附和催化，主要为分子筛和净化剂
制冷剂	34.21	2.35%	LNG 冷却剂

类别	金额	占比	用途
密封环	69.31	4.75%	用于压缩机密封、控油、导热、导向，以及减轻活塞和缸体磨损的零件
活塞环	32.89	2.26%	
支撑环	9.67	0.66%	
刮油环	6.45	0.44%	
导向环	4.26	0.29%	
火花塞	29.21	2.00%	发电机点火用零件
阀片、膜片、垫片	54.02	3.70%	一般用于夹持在两个独立连接件之间的零件
电控单元	14.55	1.00%	控制电压模块
调压板	13.16	0.90%	发电机电压调控零件
轴承	13.68	0.94%	设备中用于减轻设备摩擦和支撑的配件
调压器	6.17	0.42%	调节发电机燃气压力
四配套	32.33	2.22%	发电机运动组件，包括气缸筒、活塞、活塞杆和活塞销
气缸盖件	5.88	0.40%	用于发电机封闭气缸上部，包括气缸盖总成、气缸盖衬垫等
轴封	23.27	1.60%	用于设备密封的零件
气门	19.61	1.34%	发动机内部的零件
护套	10.15	0.70%	发动机内部的零件
断路器	19.02	1.30%	用于应急保护作用的零件
控制器	18.99	1.30%	发电机控制柜的零配件，用于控制发电机正常工作、运行参数显示，包括控制器、控制屏、控制模块、电子控制单元
变频器	16.41	1.13%	空压机的变频柜中的配件
变送器	9.15	0.63%	用于收集、传输压力、温度及液位等生产数据的配件
填料维修包	14.19	0.97%	用于气体压缩机内部填料损坏时更换的一种维修配件
控制阀维修包	12.82	0.88%	用于气体压缩机内部阀门内漏或损坏时的维修配件
小计	955.77	65.55%	-
其他配件	502.35	34.45%	主要包括 94 项零配件、维修工具等
合计	1,458.12	100.00%	-

2、存在长库龄配件的原因，是否存在呆滞存货，相关跌价准备计提是否充分

报告期各期末，公司 1 年以上库龄存货余额分别为 189.40 万元、166.44 万元、304.28 万元和 464.75 万元，占各期末存货余额的比例分别为 24.94%、16.03%、18.19%和 25.04%。

公司业务特性决定了原材料主要为外采天然气和配件材料，天然气即购即用，不会形成期末存货，公司期末原材料余额主要为配件材料。公司长库龄的配件材料主要为机械设备更换用的金属配件材料，如控制阀、轴承、变频器等，前述配件材料不易损坏，可使用时间较长，而且均属于通用性的配件，可应用于公司多种业务所使用的机械设备上；同时，公司一直以来对该等配件进行较好的储藏和保养，保证了其良好的性能。

由于部分规格型号配件材料更换周期较长，更换频率较低。对于这部分比较耐用、更换频率不高，且不存在迭代实效的配件材料，公司会根据供应商的报价情况，某些时候成批采购，以有效降低采购价格（零星采购的价格较高），存在长库龄配件材料符合公司业务实际情况。

报告期各期末，公司结合长库龄配件的用途、保质期、保存状况等因素单项考虑是否存在跌价迹象，对于不适用于正常使用的机器设备的原材料计提跌价准备，报告期各期末，跌价准备分别为 0.00 万元、12.79 万元、30.71 万元和 35.59 万元。

综上所述，公司报告期末配件存货的主要内容和用途符合公司实际业务需要，存在长库龄配件是因保障机器设备正常运行维修保养之需要，具有合理性，不存在呆滞存货，存货相关跌价准备计提充分。

（二）IPO 相关中介服务费用计入其他流动资产的合理性

报告期各期末，公司计入其他流动资产的 IPO 相关中介服务费用的具体情况如下表所示：

单位：万元

中介机构	2023 年 6 月 30 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日
保荐机构——东兴证券	18.87	18.87	18.87	-

中介机构	2023年6月30日	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
会计师——信永中和	183.96	66.04	-	-
律师——中伦律所	84.91	84.91	47.17	47.17
合计	287.74	169.81	66.04	47.17

根据《企业会计准则》的相关规定，并参照中国证监会会计部于2010年6月23日印发的《上市公司执行企业会计准则监管问题解答（2010年第一期、总第四期）》规定，上市公司为发行权益性证券发生的承销费、保荐费、上网发行费、招股说明书印刷费、申报会计师费、律师费、评估费等与发行权益性证券直接相关的新增外部费用，应自所发行权益性证券的发行收入中扣减，在权益性证券发行有溢价的情况下，自溢价收入中扣除，在权益性证券发行无溢价或溢价金额不足以扣减的情况下，应当冲减盈余公积和未分配利润；发行权益性证券过程中的广告费、路演及财经公关费、上市酒会费等其他费用应在发生时计入当期损益。

截至2023年6月30日，公司向上市相关中介机构支付的费用是否与发行权益性证券相关的具体情况如下表所示：

中介机构	协议相关条款约定	其他流动资产金额 (含税)	是否与发行权益性 证券相关
保荐机构——东兴证券	向当地证券监管部门报送辅导备案文件后支付20.00万元	20.00万元	是
会计师——信永中和	三年一期申报财务报表审计150.00万元；加期每次50.00万元；审阅20.00万元	195.00万元	是
律师——中伦律所	首期服务费30.00万元；每延长1年支付补充律师费用20.00万元	90.00万元	是

公司筹备上市过程中，向东兴证券、信永中和及中伦律所支付的款项是为公司首次公开发行股票并在主板上市所支付的辅导费、审计费和法律顾问费，属于与发行权益性证券直接相关的外部费用。公司根据所处的上市进程暂将该部分款项计入其他流动资产，待股票发行时从发行溢价所形成的资本公积中扣减。同时，公司在期末检查上述款项是否存在减值迹象，若公司在可预见的未来很可能无法发行，公司将其立即转入当期损益处理。公司的会计处理符合会计准则的要求。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

- 1、访谈发行人存货管理人员了解配件材料用途、使用状况及库龄较长的原因；
- 2、获取发行人的存货库龄表，检查编制方法和过程，检查是否存在重大过时存货或长库龄的存货；
- 3、检查发行人上市相关的中介机构的服务合同，结合企业会计准则及相关文件要求分析其他流动资产中核算的中介机构费用会计处理是否准确。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

- 1、发行人配件存货用途与业务性质具有匹配性，存在长库龄配件是因保障机器设备正常运行维修保养之需要，具有合理性，不存在呆滞存货，存货跌价准备计提充分、合理；
- 2、IPO 相关中介服务费用计入其他流动资产的均为发行人聘请首次公开发行股票并上市的服务中介机构发生的费用，均与首次公开发行股票并上市直接相关，计入其他流动资产具有合理性。

16.关于在建工程、固定资产和长期待摊费用

根据申报材料，（1）报告期各期末，公司在建工程账面价值分别为13,654.82万元、6,917.53万元和1,179.80万元，在建工程数量较多、新增金额较大；（2）报告期各期末，公司长期待摊费用账面余额分别为1,888.34万元、10,597.95万元和10,811.88万元，主要为分摊期限在一年以上的放空天然气净化回收项目及固定电站项目相关的设计、土建、基建材料及设备安装等；（3）报告期各期末，公司固定资产账面价值分别为27,780.70万元、45,921.57万元和48,857.21万元，固定资产和长期待摊费用的折旧摊销为主营业务成本的主要构成之一；（4）公司的机器设备与工具器具均为撬装设备，可以移动，可以使用在其他项目上，不随某一项目的终止而终止；（5）报告期内，公司存在闲置固定资产，公司根据评估报告等对其计提了减值；同时，公司存在部分设备用于备用设备替换或新的回收项目使用。

请发行人说明：（1）报告期各期各项目的在建工程期初、新增、转固和期末金额，成本发生与项目建设进度是否匹配；若存在资本化借款利息，请说明利息资本化的计算方式、分摊方法及各年资本化金额，利息资本化相关借款的具体流向；（2）报告期内各在建工程项目核算的对方会计科目及对应金额，是否将无关成本费用计入在建工程；相关支出资金的付款对象和时间是否与合同约定、工程进度一致；报告期末在建工程是否存在停滞状况，是否存在因战略调整等原因可能放弃继续投入和运营的项目；（3）报告期内在建项目建设期差异的原因及合理性，在建工程达到预订可使用状态的具体标准，在建项目转固的具体依据，项目转固与实际开始运营、产生相关收入时间的匹配性，报告期内是否存在推迟转固的情形；（4）设计、土建、基建材料及设备安装等费用在项目转固前后的归集和结转方式，相关会计政策与可比公司是否存在重大差异，以5年和运营期孰短作为摊销期限的合理性；列表说明各类业务主要项目长期待摊费用的原值、报告期内摊销金额、期末账面价值、摊销期间及依据；结合具体构成分析项目间长期待摊费用原值差异情况及合理性；报告期内长期待摊费用是否存在减值迹象，相关减值准备计提是否充分；（5）报告期各期采购设备的主要类型、数量和金额，与报告期内产能变动的匹配性；各期前五大设备供应商及其采购金额变动的原因；报告期内主要设备供应商的成立时间、注册资本、经营范围、股权结构、

与发行人合作年限、业务往来的背景、建立业务关系的方式、主要采购产品、采购金额及占其同类产品的采购比重、结算方式，主要供应商与发行人及其关联方、关键岗位人员是否存在关联关系或其他资金交易往来、利益安排；（6）公司机器设备的主要类别、数量和账面金额情况，各类设备的主要用途，项目间是否通用，当前项目结束运营后用于其他项目是否经济；报告期内是否存在机器设备变更运行项目或地点的情形，相关搬运、拆装等成本的金额及会计处理方式合理性；（7）列表说明报告期各期各类业务主要项目（未归属具体项目的请以“其他”列示）的机器设备原值、折旧摊销、减值和账面价值、成新率情况，长期待摊费用原值、摊销金额和账面金额，以及各项目单位产量机器设备和长期待摊费用投资规模情况，项目间存在重大差异的请说明具体原因；（8）分析各期长期待摊费用和机器设备的折旧摊销与主营业务成本中对应项目的勾稽关系；（9）列表说明报告期内闲置固定资产的具体类别、所属项目、闲置原因、账面原值、折旧和减值金额、报告期末账面价值，以及减值测试中相关评估的具体方法和重要参数假设情况，评估是否合理、相关减值计提是否充分；报告期内其他固定资产是否存在减值迹象；（10）报告期内备用设备的主要类别、数量、账面金额、所在位置、具体使用情况；保留备用设备的必要性，是否实际属于闲置设备，减值计提是否充分；报告期内备用设备折旧计提情况及对方科目情况，是否存在少计折旧的情形。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

一、发行人说明

（一）报告期各期各项目的在建工程期初、新增、转固和期末金额，成本发生与项目建设进度是否匹配；若存在资本化借款利息，请说明利息资本化的计算方式、分摊方法及各年资本化金额，利息资本化相关借款的具体流向

1、报告期各期各项目的在建工程期初、新增、转固和期末金额，成本发生与项目建设进度是否匹配

（1）报告期各期各项目的在建工程期初、新增、转固和期末金额

1) 2023年1-6月在建工程期初、新增、转固和期末金额

单位：万元

项目名称	2022年12月31日余额	本期增加	本期减少		2023年6月30日余额
			转入固定资产	转入长期待摊费用	
车89项目	87.59	718.11	-	-	805.70
哈得项目	-	368.37	-	368.37	-
跃满801——道路	-	275.40	-	275.40	-
哈得项目——低压气管道	-	218.16	-	218.16	-
火烧山——技改项目	-	161.58	92.92	68.66	-
吐东2一期项目——道路	26.42	119.97	-	146.39	-
跃满801——生活区	251.43	105.18	-	356.62	-
哈得项目——生活区	-	91.14	-	91.14	-
跃满801——增压站技改项目	-	67.17	-	67.17	-
火烧山项目	-	35.14	-	35.14	-
跃满801项目	-	19.27	-	19.27	-
吐东2一期项目	-	-4.72	-	-4.72	-
合计	365.44	2,174.77	92.92	1,641.60	805.70

2) 2022年度在建工程期初、新增、转固和期末金额

单位：万元

项目名称	2021年12月31日余额	本年增加	本年减少		2022年12月31日余额
			转入固定资产	转入长期待摊费用	
跃满801——生活区	-	251.43	-	-	251.43
车89项目	-	87.59	-	-	87.59
吐东2一期项目——道路	-	26.42	-	-	26.42
哈得项目	-	2,961.13	1,100.32	1,860.81	-
合深4二期项目	2,730.93	758.09	728.85	2,760.17	-
火烧山项目	-	696.60	140.32	556.29	-
富源3——技改项目	-	687.65	559.29	128.35	-
跃满801——增压站改造	-	382.81	-	382.81	-
富源3——管道安装	-	260.80	-	260.80	-
富源3项目	-	165.65	-	165.65	-

项目名称	2021年12月31日余额	本年增加	本年减少		2022年12月31日余额
			转入固定资产	转入长期待摊费用	
跃满 801——仪表间改造	-	159.36	-	159.36	-
跃满 801——增压站管道建设	248.73	145.04	-	393.77	-
金浅 5H 项目	-	84.17	-	84.17	-
合深 4 一期项目	-	54.89	-	54.89	-
金浅 3 项目	-	54.41	-	54.41	-
吐东 2 一期项目	-	33.94	-	33.94	-
跃满 801 项目	-	27.56	-	27.56	-
宜 203 项目	3,287.11	8.55	2,965.22	330.44	-
合计	6,266.78	6,846.10	5,494.00	7,253.43	365.44

3) 2021 年度在建工程期初、新增、转固和期末金额

单位：万元

项目名称	2020年12月31日余额	本年增加	本年减少		2021年12月31日余额
			转入固定资产	转入长期待摊费用	
宜 203 项目	-	3,287.11	-	-	3,287.11
合深 4 二期项目	-	2,730.93	-	-	2,730.93
跃满 801——增压站管道建设	-	248.73	-	-	248.73
吐东 2 一期项目	-	6,272.06	3,922.78	2,349.28	-
金浅 5H 项目	-	5,841.47	4,865.49	975.98	-
金浅 3 项目	-	3,063.55	2,455.75	607.79	-
富源 3 项目	-	1,593.80	554.65	1,039.15	-
跃满 801 项目	10,593.34	1,429.36	7,476.76	4,545.95	-
合深 4 一期项目	639.98	1,389.77	1,296.15	733.61	-
叙永分布式能源项目	-	98.36	-	98.36	-
顺北 1-1 项目	2,180.60	-12.81	1,084.01	1,083.78	-
合计	13,413.92	25,942.33	21,655.58	11,433.90	6,266.78

4) 2020 年度在建工程期初、新增、转固和期末金额

单位：万元

项目名称	2020 年 1 月 1 日余额	本年增加	本年减少		2020 年 12 月 31 日余额
			转入固定资产	转入长期待摊费用	
跃满 801 项目	5,596.89	4,996.46	-	-	10,593.34
顺北 1-1 项目	1,790.70	389.90	-	-	2,180.60
合深 4 一期项目	-	639.98	-	-	639.98
秋林 10 项目	-	3,315.77	2,885.05	430.73	-
宁 211 项目	-	1,601.44	1,592.92	8.52	-
宜 202 项目	1,476.31	313.37	1,633.23	156.45	-
吉庆项目	-	247.23	-	247.23	-
叙永分布式能源项目	2,627.30	151.68	2,199.78	579.20	-
合计	11,491.20	11,655.83	8,310.98	1,422.12	13,413.92

(2) 成本发生与项目建设进度是否匹配

1) 在建工程项目成本构成及核算原则

报告期内，公司在建工程主要核算放空天然气净化回收业务和天然气发电及主动力服务业务中的固定电站项目的设计服务、工程费用、设备采购、人工成本、基建材料等建站支出，具体核算内容与核算原则如下表所示：

项目	核算内容	核算原则
设计服务	项目前期设计、勘察等技术服务费用支出	根据合同金额和履约情况核算
工程费用	公司委托第三方进行工程施工的工程款支出	各月末根据工程进度、监理资料等确认该部分金额；零星工程施工根据合同约定或实际进度核算
设备采购	新购入的设备款、运输费用、设备装卸费用以及安装调试费用	该部分金额根据合同金额及到货安装进度确认在建工程的金额
人工成本	在建工程相关的员工成本	根据工资计提表金额确认在建工程的金额
基建材料	项目领用建设材料	根据实际领用情况确认在建工程的金额
其他费用	使在建项目达到预定可使用的必要支出	根据实际支出情况归集

报告期内，公司在建工程各项成本发生均按照《企业会计准则》的相关要求进行归集、核算。

2) 成本发生与项目建设进度是否匹配

①2023年6月30日

2023年6月30日，在建工程成本发生与项目建设进度的匹配情况如下表所示：

单位：万元

项目	累计投入	利旧设备	预算	工程累计投入占预算比例	工程进度
车 89 项目	805.70	-	800.00	100.71%	97.00%
哈得项目	3,329.50	3,433.21	8,218.08	82.29%	100.00%
跃满 801-道路	275.40	-	300.00	91.80%	100.00%
哈得项目-低压气管道	218.16	-	200.00	109.08%	100.00%
火烧山-技改项目	161.58	-	180.00	89.77%	100.00%
吐东 2 一期项目-道路	146.39	-	134.00	109.25%	100.00%
跃满 801—生活区	356.62	-	420.00	84.91%	100.00%
哈得项目-生活区	91.14	-	90.00	101.27%	100.00%
跃满 801-增压站技改项目	67.17	-	81.00	82.93%	100.00%
火烧山项目	731.74	-	743.67	98.40%	100.00%
跃满 801 项目	12,069.53	2,414.34	16,387.00	88.39%	100.00%
吐东 2 一期项目	6,301.28	604.60	7,552.00	91.44%	100.00%

注：工程累计投入占预算的比例=（累计投入+利旧设备）/预算。

②2022年12月31日

2022年12月31日，在建工程成本发生与项目建设进度的匹配情况如下表所示：

单位：万元

项目	累计投入	利旧设备	预算	工程累计投入占预算比例	工程进度
跃满 801——生活区	251.43	-	420.00	59.86%	65.00%
车 89 项目	87.59	-	1,851.00	4.73%	5.00%
吐东 2 一期项目——道路	26.42	-	100.00	26.42%	20.00%
哈得项目	2,961.13	3,433.21	8,218.08	77.81%	90.00%
合深 4 二期项目	3,489.02	3,213.22	7,650.00	87.61%	100.00%
火烧山项目	696.60	121.50	743.67	110.01%	100.00%
富源 3——技改项目	687.65	183.35	962.32	90.51%	100.00%

项目	累计投入	利旧设备	预算	工程累计投入占预算比例	工程进度
跃满 801——增压站改造	382.81	-	460.00	83.22%	100.00%
富源 3——管道安装	260.80	-	290.00	89.93%	100.00%
富源 3 项目	1,759.45	913.69	3,412.87	78.33%	100.00%
跃满 801——仪表间改造	159.36	-	180.00	88.53%	100.00%
跃满 801——增压站管道建设	393.77	-	428.00	92.00%	100.00%
金浅 5H 项目	5,925.64	-	7,750.00	76.46%	100.00%
合深 4 一期项目	7,384.64	-	9,519.00	77.58%	100.00%
金浅 3 项目	3,117.96	-	3,950.00	78.94%	100.00%
吐东 2 一期项目	6,306.00	604.60	7,552.00	91.51%	100.00%
跃满 801 项目	12,050.26	2,414.34	16,387.00	88.27%	100.00%
宜 203 项目	3,295.67	-	3,700.00	89.07%	100.00%

注：工程累计投入占预算的比例=（累计投入+利旧设备）/预算。合深 4 一期项目累计投入含租赁的主体设备原值 5,300.00 万元。

③2021 年 12 月 31 日

2021 年 12 月 31 日，在建工程成本发生与项目建设进度的匹配情况如下表

所示：

单位：万元

项目	累计投入	利旧设备	预算	工程累计投入占预算比例	工程进度
宜 203 项目	3,287.11	-	3,700.00	88.84%	92.00%
合深 4 二期项目	2,730.93	3,213.22	7,650.00	77.70%	95.00%
跃满 801——增压站管道建设	248.73	-	428.00	58.12%	60.00%
吐东 2 一期项目	6,272.06	-	7,552.00	83.05%	100.00%
金浅 5H 项目	5,841.47	-	7,750.00	75.37%	100.00%
金浅 3 项目	3,063.55	-	3,950.00	77.56%	100.00%
富源 3 项目	1,593.80	913.69	3,412.87	73.47%	95.00%
跃满 801 项目	12,022.70	-	16,387.00	73.37%	100.00%
合深 4 一期项目	7,329.75	-	9,519.00	77.00%	100.00%
叙永分布式能源项目	2,877.34	-	3,786.20	76.00%	100.00%
顺北 1-1 项目	2,167.79	550.47	3,035.38	89.55%	100.00%

④2020年12月31日

2020年12月31日，在建工程成本发生与项目建设进度的匹配情况如下表所示：

单位：万元

项目	累计投入	利旧设备	预算	工程累计投入占预算比例	工程进度
跃满 801 项目	10,593.34	-	14,069.12	75.29%	98.00%
顺北 1-1 项目	2,180.60	-	3,035.38	71.84%	99.00%
合深 4 一期项目	639.98	-	9,519.00	6.72%	30.00%
秋林 10 项目	3,315.77	-	4,050.00	81.87%	100.00%
宁 211 项目	1,601.44	-	2,150.00	74.49%	100.00%
宜 202 项目	1,789.68	-	2,200.00	81.35%	100.00%
吉庆项目	247.23	125.34	428.93	86.86%	100.00%
叙永分布式能源项目	2,778.98	-	3,786.20	73.40%	100.00%

报告期内各期末，工程累计投入占预算的比例和工程进度基本一致。考虑项目预算包括增值税额和部分资金等相关费用，工程完工时，累计投入占比为 75%至 95%为合理区间。

报告期内，公司在建工程各项成本发生均按照《企业会计准则》的相关要求进行归集、核算。除 2021 年度转固的富源 3 项目、2022 年度转固的哈得项目外，在建工程项目在达到预定可使用状态，即工程进度达到 100%时转入固定资产及长期待摊费用。富源 3 项目和哈得项目工程进度未达到 100%时转固，主要原因为应客户要求，优先建设生产用场地并进行设备安装等，项目主体部分达到预定可使用状态，部分不影响主要设备运营的配套设施于项目转固后再行补增，并于实际发生时作为补增项目计入在建工程。

综上所述，公司在建工程成本发生与项目建设进度具有匹配性。

2、若存在资本化借款利息，请说明利息资本化的计算方式、分摊方法及各年资本化金额，利息资本化相关借款的具体流向

报告期内，公司不存在资本化借款利息，全部借款利息均计入财务费用。

(二) 报告期内各在建工程项目核算的对方会计科目及对应金额，是否将无关成本费用计入在建工程；相关支出资金的付款对象和时间是否与合同约定、工程进度一致；报告期末在建工程是否存在停滞状况，是否存在因战略调整等原因可能放弃继续投入和运营的项目

1、报告期内各在建工程项目核算的对方会计科目及对应金额，是否将无关成本费用计入在建工程

报告期内，公司在建工程主要核算放空天然气净化回收业务和天然气发电及主动力服务业务中的固定电站项目的设计服务、工程费用、设备采购、人工成本、基建材料等建站支出。

核算的对方科目中，“其他非流动资产”和“应付账款”为设备款及工程款、设计服务费，“工程物资”为材料款，“银行存款”和“其他应付款”为在建工程相关的零星支出，“应付职工薪酬”为人工成本，“固定资产”为使用旧设备于在建期间的折旧费用，“长期待摊费用”为在建期间项目配套生活区的摊销费用，“应交税费”为项目占地缴纳的耕地占用税。具体情况如下：

(1) 2023年1-6月在建工程项目核算的对方会计科目及对应金额

单位：万元

项目	本期增加额	会计核算的对方科目				
		其他非流动资产	工程物资	应付账款	应付职工薪酬	其他应付款
主项目	718.11	233.98	47.91	432.19	4.02	0.01
其中：车89项目	718.11	233.98	47.91	432.19	4.02	0.01
附属项目	1,038.60	-	175.94	862.66	-	-
其中：跃满801-道路	275.40	-		275.40	-	-
跃满801-生活区	105.18	-	16.82	88.36	-	-
跃满801-增压站技改项目	67.17	-	53.41	13.76	-	-
哈得项目-低压气管道	218.16	-	105.71	112.45	-	-
哈得项目-生活区	91.14	-		91.14	-	-
火烧山-技改项目	161.58	-		161.58	-	-
吐东2一期项目-道路	119.97	-		119.97	-	-
补增项目	418.06	-	143.14	274.92	-	-
其中：哈得项目	368.37	-	143.14	225.23	-	-

项目	本期增加额	会计核算的对方科目				
		其他非流动资产	工程物资	应付账款	应付职工薪酬	其他应付款
火烧山项目	35.14	-		35.14	-	-
跃满801项目	19.27	-		19.27	-	-
吐东2一期项目	-4.72 ^注	-		-4.72	-	-
合计	2,174.77	233.98	366.99	1,569.77	4.02	0.01

注：吐东2一期项目本期增加-4.72万元，系期后结算与转固暂估的差异。

(2) 2022年度在建工程项目核算的对方会计科目及对应金额

单位：万元

项目	本年增加额	会计核算的对方科目						
		其他非流动资产	工程物资	应付账款	银行存款	应付职工薪酬	其他应付款	固定资产
主项目	4,511.96	787.66	673.74	2,741.49	3.30	132.73	4.42	168.63
其中：哈得项目	2,961.13	534.51	491.68	1,696.52	3.29	80.91	-	154.22
合深4二期项目	758.09	-	146.11	591.45	0.02	6.93	0.25	13.33
火烧山项目	696.60	253.15	16.25	385.65	-	37.55	2.92	1.08
车89项目	87.59	-	19.30	59.71	-	7.33	1.25	-
宜203项目	8.55	-	0.40	8.16	-	-	-	-
附属项目	1,913.51	-	521.39	1,392.12	-	-	-	-
其中：富源3——技改项目	687.65	-	65.05	622.59	-	-	-	-
跃满801——增压站改造	382.81	-	285.11	97.71	-	-	-	-
富源3——管道安装	260.80	-	170.10	90.70	-	-	-	-
跃满801——生活区	251.43	-	1.14	250.29	-	-	-	-
跃满801——仪表间改造	159.36	-	-	159.36	-	-	-	-
跃满801——增压站管道建设	145.04	-	-	145.04	-	-	-	-
吐东2一期项目——道路	26.42	-	-	26.42	-	-	-	-
补增项目	420.63	-	32.23	388.40	-	-	-	-
富源3项目	165.65	-	32.23	133.42	-	-	-	-
金浅5H项目	84.17	-	-	84.17	-	-	-	-

项目	本年增加额	会计核算的对方科目						
		其他非流动资产	工程物资	应付账款	银行存款	应付职工薪酬	其他应付款	固定资产
合深4一期项目	54.89	-	-	54.89	-	-	-	-
金浅3项目	54.41	-	-	54.41	-	-	-	-
吐东2一期项目	33.94	-	-	33.94	-	-	-	-
跃满801项目	27.56	-	-	27.56	-	-	-	-
合计	6,846.10	787.66	1,227.36	4,521.99	3.30	132.73	4.42	168.63

(3) 2021年度在建工程项目核算的对方会计科目及对应金额

单位：万元

项目	本年增加额	会计核算的对方科目								
		其他非流动资产	工程物资	应付账款	银行存款	应付职工薪酬	其他应付款	应交税费	长期待摊费用	固定资产
主项目	25,595.23	2,299.55	1,453.35	21,089.06	33.94	490.13	23.05	36.25	5.35	164.55
吐东2一期项目	6,272.06	1.37	126.37	6,094.83	-	29.30	3.16	-	-	17.04
金浅5H项目	5,841.47	36.36	10.17	5,735.34	0.69	53.26	4.60	-	-	1.05
宜203项目	3,287.11	1,803.10	21.68	1,371.36	3.86	81.88	3.77	-	-	1.46
金浅3项目	3,063.55	0.91	9.32	2,996.58	3.40	48.40	4.44	-	-	0.50
合深4二期项目	2,730.93	41.68	464.90	2,040.36	20.18	51.08	0.07	36.25	-	76.41
富源3项目	1,593.80	0.09	429.46	1,155.44	-	1.72	0.03	-	-	7.05
跃满801项目	1,429.36	18.00	286.24	850.64	-	209.42	4.20	-	-	60.85
合深4一期项目	1,389.77	398.04	96.56	871.55	5.81	15.07	2.55	-	-	0.19
顺北1-1项目	-12.81	-	8.65	-27.04	-	-	0.23	-	5.35	-
附属项目	248.73	-	248.73	-	-	-	-	-	-	-
跃满801——增压站管道建设	248.73	-	248.73	-	-	-	-	-	-	-
补增项目	98.36	-	7.96	82.89	-	-	-	7.51	-	-
叙永分布式能源项目	98.36	-	7.96	82.89	-	-	-	7.51	-	-
合计	25,942.33	2,299.55	1,710.04	21,171.95	33.94	490.13	23.05	43.76	5.35	164.55

注：2021年度，顺北1-1项目应付账款负数为调整暂估的工程款。

(4) 2020 年度在建工程项目核算的对方会计科目及对应金额

单位：万元

项目	本年增加额	会计核算的对方科目							
		其他非流动资产	工程物资	应付账款	银行存款	应付职工薪酬	其他应付款	长期待摊费用	固定资产
主项目	11,655.83	2,006.61	1,047.67	8,030.60	79.61	368.71	25.62	32.10	64.91
跃满 801 项目	4,996.46	789.50	799.70	3,114.99	-	262.57	0.55	-	29.15
秋林 10 项目	3,315.77	897.79	19.79	2,375.26	9.63	12.36	0.94	-	-
宁 211 项目	1,601.44	-	0.46	1,592.92	-	7.79	0.27	-	-
合深 4 一期项目	639.98	71.51	96.52	455.02	16.93	-	-	-	-
顺北 1-1 项目	389.90	172.48	131.12	4.86	-	19.13	0.02	32.10	30.19
宜 202 项目	313.37	1.22	-	292.30	-	19.58	-	-	0.27
吉庆项目	247.23	20.00	0.08	125.58	25.15	47.28	23.84	-	5.30
叙永分布式能源项目	151.68	54.11	-	69.67	27.90	-	-	-	-
合计	11,655.83	2,006.61	1,047.67	8,030.60	79.61	368.71	25.62	32.10	64.91

报告期内，公司在建工程主项目为新建的放空天然气净化回收项目及天然气发电及主动力服务的固定电站项目，投产后可以直接增加公司业务产能，建设过程包括工程设计、设备采购、工程施工和调试运行等完整流程，并根据试运行完成时间确定转为固定资产或长期待摊费用的时间。

公司在建工程附属项目为主项目的完善、改造或大型补增项目，会发生工程施工、材料或部分设备采购等建设支出，该类项目达到预定可使用状态的时间确定为转固时间，其中，转入长期待摊费用的，按相关主项目剩余预计运营期间摊销。

公司在建工程补增项目属于主项目的零星修补或设计范围内配套设施的增加，工程量小，建设期短，该类项目达到预定可使用状态的时间确定为转固时间，其中，转入长期待摊费用的，按相关主项目剩余预计运营期间摊销。

主项目中，宁 211 项目和宜 202 项目为包工包料项目，由施工方负责购买建站材料并施工，公司只产生了零星材料支出。

叙永分布式能源项目为包工包料项目，由施工方负责购买建站材料，公司未发生材料支出，未发生人工成本支出的主要原因系该项目由公司子公司叙永凯龙负责建站并运营，建站时未招聘专职负责建站的职工，由公司委派职工兼职监督建设进度，因成本较小且难以划分，因此未计入项目建站成本。

中介机构获取了在建工程项目支出明细，核实对方科目的记录情况，了解在建工程的主要构成，查阅在建工程大额支出的合同、发票、付款记录和试运行报告等文件，分析工程进度、支出金额、转固时点及金额的准确性，检查是否存在将无关成本费用计入在建工程的情形。

综上所述，公司报告期内各在建工程项目核算的对方会计科目合理，计入在建工程的支出，是为使项目达到预定可使用状态前所发生的必要支出，主要为设计服务、工程费用、设备采购、人工成本、基建材料等建站支出，不存在将无关成本费用计入在建工程的情形。

2、相关支出资金的付款对象和时间是否与合同约定、工程进度一致

(1) 公司相关结算制度

公司制定了《工程项目管理制度》、《固定资产管理制度》、《物资采购及管理制度》和《会计核算办法》，对项目决策批准、供应商选择、进度款支付批准、竣工决算批准进行了明确规定。

公司计入在建工程的支出，主要包括设备款和工程款。

公司设备款按照相关规定，进行供应商询价比价、招投标程序确定价格；工程款定价依据主要参考国家施工定额标准、工程信息指导价、公司施工定额标准、主要材料设备明细、历史项目质量和预计项目施工进度要求综合判断，最终经双方商定后确定最终价格。

公司设备款依据合同条款并结合公司实际资金情况进行支付，工程款依据合同约定或由双方协商付款进度。具体支付流程为财务部汇总各部门编制的《月度资金计划表》，综合平衡公司整体《月度资金计划表》，报批总经理后下发各部门执行。

(2) 大额合同付款条款与实际支出对比情况

报告期内，公司在建工程项目数量较多，其中，合同金额在 300.00 万元以上的设备款和工程款的对比情况如下：

(1) 设备类采购，相关资金的付款对象和时间，与合同约定、工程进度的匹配情况

单位：台/套、万元

序号	供应商	采购内容	数量	金额 (含税)	合同约定付款节点				付款进度安排是否一致
					预付款	发货款	验收款/进度款	质保金	
1	中科瑞奥能源科技股份有限公司	10 万方天然气液化撬装装置	2	4,826.33	30%	30%	3.33%/月，共 12 个月	-	与合同付款节点一致
2	四川蜀道装备科技股份有限公司	10 万方天然气液化撬装装置	2	4,470.00	20%	30%	10%/次，90 个日历日为一次	10%	与合同付款节点一致
3	辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司	6 万方天然气液化撬装装置	2	3,620.00	40%	20%	10%/次，90 个日历日为一次	-	与合同付款节点一致
4	天津绿州能源装备有限公司	5 万方天然气液化撬装装置	2	3,300.00	20%	40%	10%/次，90 个日历日为一次	-	与合同付款节点一致
5	中科瑞奥能源科技股份有限公司	5 万方天然气液化撬装装置	2	3,260.00	30%	30%	3.33%/月，共 12 个月	-	与合同付款节点一致
6	四川蜀道装备科技股份有限公司	10 万方天然气液化撬装装置	1	2,735.00	20%	30%	10%/次，90 个日历日为一次	10%	与合同付款节点一致
7	四川蜀道装备科技股份有限公司	5 万方天然气液化撬装装置	1	1,877.87	-	75%	20%	5%	与合同付款节点一致
8	辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司	6 万方天然气液化撬装装置	1	1,800.00	40%	20%	10%/次，90 个日历日为一次	-	与合同付款节点一致
9	陕西泰博流体科技有限公司	30 万方轻烃回收撬	2	1,000.00	40%	40%	15%	5%	与合同付款节点一致
1	成都爱信智能技术有	燃气电站/燃气	8	988.00	5%	75%	15%	5%	与合同付款

序号	供应商	采购内容	数量	金额 (含税)	合同约定付款节点				付款进度安排是否一致
					预付款	发货款	验收款/进度款	质保金	
0	限责任公司	发电机组							节点一致
1 1	四川益能康生环保科技有限公司	天然气脱酸净化装置	1	587.21	30%	40%	25%	5%	与合同付款节点一致
1 2	南阳杜尔气体装备有限公司	LNG 真空储罐	6	528.00	30%	55%	10%	5%	与合同付款节点一致
1 3	陕西泰博流体科技有限公司	轻烃回收撬	1	520.00	40%	45%	10%	5%	与合同付款节点一致
1 4	成都五环新锐化工有限公司	天然气脱酸装置	1	520.00	30%	50%	10%	10%	与合同付款节点一致
1 5	陕西泰博流体科技有限公司	轻烃回收撬	1	500.00	40%	40%	15%	5%	与合同付款节点一致
1 6	陕西泰博流体科技有限公司	轻烃回收撬	1	500.00	40%	40%	15%	5%	与合同付款节点一致
1 7	成都市鑫三叶科技有限公司	压缩机	3	414.00	30%	40%	20%	10%	与合同付款节点一致
1 8	辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司	脱重烃装置	2	360.00	30%	20%	40%	10%	与合同付款节点一致
1 9	陕西泰博流体科技有限公司	脱水脱烃撬	1	328.00	40%	40%	15%	5%	与合同付款节点一致
2 0	中科瑞奥能源科技股份有限公司	10 万方脱重烃装置	1	315.00	30%	40%	20%	10%	与合同付款节点一致

序号	供应商	采购内容	数量	金额 (含税)	合同约定付款节点				付款进度安排是否一致
					预付款	发货款	验收款/进度款	质保金	
21	成都市鑫三叶科技有限公司	压缩机	2	305.20	30%	40%	20%	10%	与合同付款节点一致
合计			-	32,754.61	-	-	-	-	-

(2) 工程类采购，相关资金的付款对象和时间，与合同约定、工程进度的匹配情况

单位：万元

序号	供应商	采购内容	合同金额 (含税)	合同付款条款	实际付款情况	付款进度安排是否一致
1	新疆世都建设工程有限公司	吐东 2 项目 土建工程	1,477.33	工程完工 50% 后，付款 30%；	2021 年 7 月至 2022 年 12 月陆续支付 1,280 万元，支付比例 86.64%	与合同付款节点一致
				机械竣工后付款 20%，2021 年 12 月 31 日前付款 20%，2022 年 2 季度末付款 25%		
				5% 保修金，保修期满后支付	未到履约期限	
2	四川亨环科技有限公司	合深 2 二期项目 设备安装工程	1,176.27	依据双方书面确认的结算单等分批支付价款，结算节点根据实际施工进度协商确定，工程竣工结算时一次性扣留 3% 作为质保金，竣工审核后 10 日内支付除扣留的质量保证金外的剩余合同价款；	2021 年 10 月至 2022 年 12 月根据进度支付 1,140 万元，支付比例 96.92%	与合同付款节点一致
				质保期满后 7 日内支付质保金。	未到履约期限	
3	山东省显通安装有限公司	金浅 5H 项目 设备安装工程	700.00	设备具备安装进场条件后支付每套工程安装费的 20% 作为预付款	2021 年 7 月支付 140 万元	与合同付款节点基本一致
				设备安装进场施工 30 日后支付每套工程安装费的 30% 作	2021 年 8 月至 9 月根据实	

序号	供应商	采购内容	合同金额 (含税)	合同付款条款	实际付款情况	付款进度 安排是否 一致
				为进度款	实际进度支付 420 万元	
				设备验收合格, 且具备调试条件, 支付每套工程安装费的 10% 作为进度款, 设备生产出合格液化天然气后, 支付每套工程安装费的 30%。	2022 年 1 月至 4 月支付 105 万元	
				质保金 10%, 于该套合同装置质保期满后按合同约定经核实结算后一次性支付。	2022 年 12 月支付 30 万元, 2023 年 3 月至 5 月支付 5 万元, 累计支付比例 100.00%	
4	沃达建设集团有限公司	哈得项目设备安装工程	578.62	签订后支付 30% 预付款;	2022 年 10 月支付金额 200 万元	与合同付款节点一致
				按当月工程量 80% 支付工程进度款;	2022 年 11 月至 12 月支付 180 万元	
				验收结算后支付 97% 进度款;	2023 年 1 月至 9 月支付 181.24 万元, 累计支付比例 97.00%	
				3% 质保金于期满后支付。	未到履约期限	
5	新疆世都建设工程有限公司	跃满 801 项目土建工程补充	538.61	工程完工 80%, 支付至总造价的 50%;	2021 年 8 月支付 150 万元	与合同付款节点一致
				完工 100%, 支付至总造价的 80%;	2022 年 1 月支付 150 万元, 累计付款比例 55.70%	
				验收合格, 支付至总造价的 97%;	对方暂未履行开票义务	
				3% 质保金于期满后支付。	对方暂未履行开票义务	

序号	供应商	采购内容	合同金额 (含税)	合同付款条款	实际付款情况	付款进度 安排是否 一致
6	四川亨环科技有限公司	合深 4 一期 项目土建工程	443.92	签订后支付 30% 预付款;	2020 年 12 月支付 72.39 万元, 2021 年 1 月支付 30 万元	与合同付款节点一致
				基础完工后, 支付 40% 进度款;	2021 年 1 月至 2 月支付 136.52 万元, 8 月至 9 月支付 96.29 万元	
				验收合格后支付 27% 进度款;	2022 年支付 18.88 万元, 累计付款比例 79.76%	
				3% 质保金于期满后支付。	未到履约期限	
7	山东益通安装有限公司	合深 4 二期 项目设备安装工程	410.00	签约后支付预付款 30%;	2021 年 9 月至 10 月支付 123 万元	与合同付款节点一致
				安装初步完成, 初步验收合格后支付进度款 35%;	2021 年 11 月至 12 月支付 143.5 万元	
				吹扫打压完毕, 电仪竣工后支付进度款 20%;	2022 年 1 月至 2 月支付 82 万元	
				竣工验收后支付验收款 10%;	2022 年 4 月支付 31.24 万元, 12 月支付 9.98 万元, 累计付款比例 95.05%	
				5% 质保金于期满后支付	未到履约期限	
8	新疆世都建设工程有限公司	哈得项目土建工程	408.60	签订后预付款 30%;	2022 年 9 月支付 122.58 万元	与合同付款节点一致

序号	供应商	采购内容	合同金额 (含税)	合同付款条款	实际付款情况	付款进度 安排是否 一致
				完工 80%时支付至 50%进度款；	2022 年 9 月支付 81.72 万元	致
				完工 100%时支付至 80%进度款；	2023 年 5 月支付 122.58 万元，累计付款比例 80.00%	
				验收结算后支付 97%进度款；	未到履约期限	
				3%质保金于期满后支付。	未到履约期限	
9	四川澳瑞石化工程有限责任公司	车 89 项目 设备安装工程	380.37	开工前 7 日支付 30%；	2022 年 8 月支付 114.11 万元预付款	与合同付款节点一致
				工程完工 80%支付至总造价 50%；	2023 年 5 月支付 50 万元；	
				完工 100%支付至总造价 80%；	2023 年 7 月支付 114.11 万元；累计付款比例 73.14%	
				完工验收，资料交接后支付至总造价 97%；	未到履约期限	
				留 3%质保金，保修期满支付。	未到履约期限	
10	沃达建设集团有限公司	跃满 801— 生活区项目 施工合同	369.14	工程完工 80%，支付至总造价的 50%；	2022 年 12 月支付 30 万元；2023 年 1 月至 7 月支付 80.74 万元，累计付款比例 30.00%	与合同付款节点一致
				完工 100%，支付至总造价的 80%；	2023 年 9 月支付 184.57 万元；累计付款比例	

序号	供应商	采购内容	合同金额 (含税)	合同付款条款	实际付款情况	付款进度 安排是否 一致
					80.00%	
				验收合格，支付至总造价的 97%；	2023 年 9 月支付 62.75 万元；累计付款比例 97.00%	
				3%质保金于期满后支付。	未到履约期限	
11	山东省显通安装有限公司	金浅 3 项目 设备安装工程	350.00	设备具备安装进场条件后支付预付款 20%；	2021 年 4 月支付 70 万元	与合同付款节点一致
				设备安装进场施工 30 日后支付进度款 30%；	2021 年 7 月支付 105 万元	
				设备验收合格，且具备调试条件，支付进度款 10%作为进度款，设备生产出合格液化天然气后，支付进度款 30%；	2021 年 9 月支付 110 万元，剩余 30 万元与质保金一并支付	
				质保金 10%，于质保期满后按合同约定经核实结算后一次性支付。	2021 年 10 月支付 65 万元，累计付款比例 100%	
12	沃达建设集团有限公司	火烧山项目	330.83	签订后预付款 45%；	2022 年 6 月至 7 月支付 148.88 万元	与合同付款节点一致
				完工 80%时支付至 50%进度款；	2022 年 9 月支付 16.54 万元	
				完工 100%时支付至 80%进度款；	2023 年 1 月至 3 月支付 99.25 万元，累计付款比例 80.00%	
				验收结算后支付 97%进度款；	未到履约期限	
				3%质保金于期满后支付。	未到履约期限	
13	山东福源建设集团有	跃满 801 设	310.20	工程完工 80%，支付至总造价的 50%；	2021 年 10 月支付 100 万	与合同付

序号	供应商	采购内容	合同金额 (含税)	合同付款条款	实际付款情况	付款进度 安排是否 一致
	限公司新疆分公司	备安装补充 工程		完工 100%，支付至总造价的 80%； 验收合格，支付至总造价的 97%； 3%质保金于期满后支付。	元，剩余款项下期支付 2022 年 1 月支付 200 万 元，累计付款比例 96.71%	款节点一 致
	合计		7,473.89	-	-	-

综上所述，报告期内，公司相关支出资金的付款对象和时间与合同约定、工程进度基本一致。

3、报告期末在建工程是否存在停滞状况，是否存在因战略调整等原因可能放弃继续投入和运营的项目

截至本回复出具之日，公司报告期末在建工程的期后具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日账面价值	期后情况
车 89 项目	805.70	项目正常建设中，预计 2023 年末转入固定资产或长期待摊费用
合计	805.70	-

截至报告期末，公司共有 1 个在建工程项目，其中主项目 1 个，为车 89 项目，截至本回复出具之日，该项目正常建设中，预计 2023 年末达到预定可使用状态。

综上所述，公司报告期末在建工程不存在停滞状况，不存在因战略调整等原因可能放弃继续投入和运营的项目。

（三）报告期内在建项目建设期差异的原因及合理性，在建工程达到预订可使用状态的具体标准，在建项目转固的具体依据，项目转固与实际开始运营、产生相关收入时间的匹配性，报告期内是否存在推迟转固的情形

1、报告期内在建项目建设期差异的原因及合理性

报告期内，公司在建工程主要为放空天然气净化回收业务项目，其中，主项目的建设期从订购设备（4 至 6 个月）、土建施工到设备安装调试完成通常需要 6 至 12 个月，不同的项目，规模、工艺流程、地理环境、基础设施等多种因素均会影响项目的建设期。

报告期内，公司在建工程增加额，按项目类型构成列示的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度	2019 年末	合计
主项目	718.11	4,511.96	25,595.23	11,655.83	11,491.20	53,972.33

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度	2019年末	合计
附属项目	1,038.60	1,913.51	248.73	-	-	3,200.84
补增项目	418.06	420.63	98.36	-	-	937.05
合计	2,174.77	6,846.10	25,942.33	11,655.83	11,491.20	58,110.23

注：主项目中包括叙永分布式能源项目，属于天然气发电及主动力服务业务，报告期内，公司除该项目外，其他主项目、附属项目和补增项目均为放空天然气净化回收业务。

报告期内，公司在建工程项目主项目增加额占在建工程增加额的比例为92.88%。报告期内，公司在建工程主项目的建设期间具体情况如下表所示：

项目名称	建设期间	金额
6个月以内	-	15,416.03
金浅5H项目	2021年6月至2021年10月	5,841.47
秋林10项目	2020年7月至2020年9月	3,315.77
金浅3项目	2021年4月至2021年8月	3,063.55
宁211项目	2020年6月至2020年8月	1,601.44
富源3项目	2021年9月至2021年12月	1,593.80
6个月至1年	-	23,560.11
吐东2一期项目	2021年4月至2021年11月	6,272.06
合深4二期项目	2021年7月至2022年1月	3,489.02
宜203项目	2021年2月至2022年1月	3,295.67
哈得项目	2022年6月至2022年12月	2,961.13
叙永分布式能源项目	2019年7月至2020年4月	2,778.98
合深4一期项目	2020年11月至2021年4月	2,029.75
宜202项目	2019年3月至2020年3月	1,789.68
火烧山项目	2022年4月至2022年10月	696.60
吉庆项目	2020年4月至2020年11月	247.23
超过1年	-	14,996.19
跃满801项目	2019年11月至2021年1月	12,022.70
顺北1-1项目	2019年11月至2021年3月	2,167.79
车89项目	2022年4月起	805.70
合计	-	53,972.33

注：本表金额为主项目在建工程增加金额，不包括附属项目、补增项目。车89项目805.70万元为截至2023年6月末的发生额，该项目截至本回复出具之日尚未投产。

报告期内，公司在建工程主项目共有17个（放空天然气净化回收项目16个，固定电站项目1个），其中，建设期在6个月至1年的有9个，占比

52.94%，建设期超过 1 年为建设期较长项目，建设期 6 个月以内为建设期较短项目，对建设期较长和较短项目具体分析如下表所示：

单位：万元

分类	项目名称	金额	建设期间	周期	偏差原因
建设期较长项目	跃满 801 项目	12,022.70	2019 年 11 月至 2021 年 1 月	1 年 3 个月	受国际公共卫生突发事件影响，2020 年新疆出行和设备调运等方面长期受限，导致公司在建项目停滞 5 个月。该项目 2021 年 1 月投产后，运行一段时间后，应客户需求进行改造，2021 年 5 月至 9 月升级改造，2021 年 10 月再次投产。
	顺北 1-1 项目	2,167.79	2019 年 11 月至 2021 年 3 月	1 年 5 个月	受国际公共卫生突发事件影响，2020 年新疆出行和设备调运等方面长期受限，导致公司在建项目停滞 5 个月。
	车 89 项目	805.70	2022 年 4 月起	1 年 6 个月	受国际公共卫生突发事件影响，2022 年 8-11 月新疆出行和设备调运等方面长期受限，导致公司在建项目停滞 4 个月，2022 年 12 月解除限制后，新疆进入冬季，无法施工，该项目截至本回复出具之日，正常建设中。
	合计	14,996.19	-	-	-
建设期较短项目	金浅 5H 项目	5,841.47	2021 年 6 月至 2021 年 10 月	5 个月	金浅 5H 等四个项目的场地规划、平整等前期土建工程均由客户完成，公司主要负责设备安装及后续调试等工作，因此建设期间较短。
	秋林 10 项目	3,315.77	2020 年 7 月至 2020 年 9 月	3 个月	
	金浅 3 项目	3,063.55	2021 年 4 月至 2021 年 8 月	5 个月	
	宁 211 项目	1,601.44	2020 年 6 月至 2020 年 8 月	3 个月	
	富源 3 项目	1,593.80	2021 年 9 月至 2021 年 12 月	4 个月	每年年末为冬季用天然气高峰期，按照客户对项目投产时间的要求，该项目分为主项目和补增项目，优先于 2021 年底前完成主项目建设并投入运行。2022 年公司继续对配套设施，如库房、道路、生活区等补充建设，历时 5 个月。
	合计	15,416.03	-	-	-

综上所述，报告期内，公司部分项目的建设期较长，主要原因系国际公共卫生突发事件影响和根据客户需求进行改造的影响；公司部分项目的建设期较短，主要原因系由客户完成场地规划、平整等前期土建工程的影响和客户投产时间需求的影响，公司在建工程项目建设期存在差异具有合理性。

2、在建工程达到预定可使用状态的具体标准，在建工程转固的具体依据

公司在建工程达到预定可使用状态的具体标准、转固的具体依据为：项目稳定运行，由业务人员跟踪记录运行数据并形成生产日报，连续 5 日平均产出达设计产能 50%（该类项目的设计产能是根据客户预计的气量峰值来设计和建设的，通常情况下，实际产能并不可能持续达到或接近峰值，但若达不到峰值的 50%，可能会导致大量天然气放空，导致资源浪费和安全隐患），即视为达到预定可使用状态，公司出具试运行报告，作为转固的具体依据。

3、项目转固与实际开始运营、产生相关收入时间的匹配性，报告期内是否存在推迟转固的情形

报告期内，公司在建工程共有 17 个主项目，其中，16 个项目已完工并投入运营，其试运行期间、初始收入确认时间及转固时间的具体情况如下表所示：

序号	项目名称	试运行期间	初始收入确认时间	转固时间
1	哈得项目	2022 年 12 月 19 日至 2022 年 12 月 25 日	2022 年 12 月	2022 年 12 月
2	火烧山项目	2022 年 10 月 21 日至 2022 年 10 月 25 日	2022 年 10 月	2022 年 10 月
3	合深 4 二期项目	2022 年 1 月 17 日至 2022 年 1 月 30 日	2022 年 1 月	2022 年 1 月
4	宜 203 项目	2021 年 11 月 16 日至 2022 年 1 月 15 日	2021 年 12 月	2022 年 1 月
5	富源 3 项目	2021 年 12 月 2 日至 2021 年 12 月 31 日	2021 年 12 月	2021 年 12 月
6	吐东 2 一期项目	2021 年 11 月 19 日至 2021 年 11 月 30 日	2021 年 11 月	2021 年 11 月
7	金浅 5H 项目	2021 年 10 月 25 日至 2021 年 10 月 31 日	2021 年 10 月	2021 年 10 月
8	跃满 801 项目	2020 年 10 月 28 日至 2021 年 1 月 8 日	2020 年 11 月	2021 年 1 月

序号	项目名称	试运行期间	初始收入确认时间	转固时间
9	金浅3项目	2021年8月12日至 2021年8月31日	2021年8月	2021年8月
10	合深4一期项目	2021年2月27日至 2021年4月30日	2021年3月	2021年4月
11	顺北1-1项目	2021年1月23日至 2021年2月28日	2021年2月	2021年3月
12	吉庆项目	2020年10月21日至 2020年11月28日	2020年10月	2020年11月
13	秋林10项目	2020年9月7日至 2020年9月30日	2020年9月	2020年9月
14	宁211项目	2020年7月18日至 2020年8月25日	2020年7月	2020年8月
15	宜202项目	2020年1月1日至 2020年3月31日	2020年2月	2020年3月
16	叙永分布式能源项目	-	2020年9月	2020年4月

注：初始确认收入的时点为最初试运行并有少许净化回收气量产生的时点。跃满801项目2021年1月投产后，运行一段时间后应客户需求进行改造，2021年5月至9月升级改造，2021年10月再次投产。

2021年12月31日，财政部发布了《关于印发〈企业会计准则解释第15号〉的通知》（财会〔2021〕35号），企业将固定资产达到预定可使用状态前产出的产品或副产品对外销售的，应当按照《企业会计准则第14号——收入》、《企业会计准则第1号——存货》等规定，对试运行销售相关的收入和成本分别进行会计处理，计入当期损益。公司根据试运行的结果来判断相关资产是否达到预定可使用状态，因此，转固时间略晚于初始收入确认时间具有合理性。

如上表所示，叙永分布式能源项目2020年4月已达到预定可使用状态，但因该项目当时作为客户的备用电源，完工后客户无使用需求，因此，产生收入的时间晚于转固时间。除叙永分布式能源项目外，公司已投产的在建工程项目转固时间与实际开始运营、产生相关收入时间相匹配，报告期内不存在推迟转固的情形。

（四）设计、土建、基建材料及设备安装等费用在项目转固前后的归集和结转方式，相关会计政策与可比公司是否存在重大差异，以5年和运营期孰短作为摊销期限的合理性；列表说明各类业务主要项目长期待摊费用的原值、报告期内摊销金额、期末账面价值、摊销期间及依据；结合具体构成分析项目间长期待摊

费用原值差异情况及合理性；报告期内长期待摊费用是否存在减值迹象，相关减值准备计提是否充分

1、设计、土建、基建材料及设备安装等费用在项目转固前后的归集和结转方式，相关会计政策与可比公司是否存在重大差异，以 5 年和运营期孰短作为摊销期限的合理性

(1) 设计、土建、基建材料及设备安装等费用在项目转固前后的归集和结转方式

报告期内，公司通过在建工程归集放空天然气净化回收业务各项目和固定电站项目的建站支出，各项目单独核算，在各项目达到预定可使用状态时，除机器设备、工具器具等转为固定资产，按固定资产折旧年限进行折旧外，设计、土建、基建材料及设备安装等费用转为长期待摊费用，按 5 年或预计运营时间孰短进行摊销。

(2) 相关会计政策与可比公司是否存在重大差异

公司在建工程与长期待摊费用的会计政策与同行业可比公司的会计政策对比情况如下表所示：

项目/公司名称	贝肯能源	准油股份	通源石油	海默科技	潜能恒信	本公司
在建工程	<p>在建工程达到预定可使用状态时，按工程实际成本转入固定资产。已达到预定可使用状态但尚未办理竣工决算的，先按估计价值转入固定资产，待办理竣工决算后再按实际成本调整原暂估价值，但不再调整原已计提的折旧；资产负债表日，有迹象表明在建工程发生减值的，按照账面价值与可收回金额的差额计提相应的减值准备。</p>	<p>在建工程按实际发生的成本计量。实际成本包括建筑成本、安装成本、符合资本化条件的借款费用以及其他为使在建工程达到预定可使用状态前所发生的必要支出。在建工程在达到预定可使用状态时，转入固定资产并自次月起开始计提折旧。</p>	<p>在建工程在达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或工程实际成本等，按估计的价值结转固定资产，次月起开始计提折旧，待办理了竣工决算手续后再对固定资产原值差异进行调整。钻井勘探支出确定该井发现了探明经济可采储量的，将钻探该井的支出结转为井及相关设施成本，确定该井未发现探明经济可采储量的，将钻探该井的支出扣除净残值后计入当期损益。如未能确定是否存在经济可采储量，在一年内可将钻井勘探支出暂时予以资本化。</p>	<p>本公司自行建造的在建工程按实际成本计价，实际成本由建造该项资产达到预定可使用状态前所发生的必要支出构成，包括工程用物资成本、人工成本、交纳的相关税费、以及应分摊的间接费用等。在建工程项目按建造该项资产达到预定可使用状态前所发生的全部支出，作为固定资产的入账价值。所建造的在建工程已达到预定可使用状态，但尚未办理竣工决算的，自达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或者工程实际成本等，按估计的价值转入固定资产，并按本公司固定资产折旧政策计提固定资产的折旧，待办理竣工决算后，再按实际成本调整原来的暂估价值，但不调整原已计提的折旧额。</p>	<p>在建工程成本按实际工程支出确定，包括在建期间发生的各项工程支出、工程达到预定可使用状态前的资本化的借款费用以及其他相关费用等。在建工程在达到预定可使用状态后结转为固定资产。</p>	<p>在建工程在达到预定可使用状态之日起，根据工程预算或工程实际成本等，按估计的价值结转固定资产或者长期待摊费用。其中，固定资产主要包含机器设备及工具器具，于转固次月起开始计提折旧；长期待摊费用主要包括在建项目期间发生的前期设计费、施工费、安装费、基建材料等成本，于转固的当月起开始摊销。</p>
长期待摊费用	<p>长期待摊费用按实际发生额入账，在受益期或规定的期限内分期平均摊销。如果长期待摊的费用项目不能使以后会计期间受益则将尚未摊销的该项目的摊余价值全部转入当期损益。</p>	<p>长期待摊费用为已经发生但应由本期和以后各期负担的分摊期限在一年以上的各项费用。</p>	<p>未披露</p>	<p>长期待摊费用，是指本公司已经发生但应由本期和以后各期负担的分摊期限在1年以上的各项费用。长期待摊费用在受益期内按直线法分期摊销。</p>	<p>长期待摊费用为已经发生但应由报告期和以后各期负担的分摊期限在一年以上的各项费用。长期待摊费用在预计受益期间按直线法摊销。</p>	<p>本公司的长期待摊费用包括放空天然气净化回收项目及固定电站项目相关的设计、土建、基建材料及设备安装等费用。该等费用在受益期内平均摊销，如果长期待摊费用项目不能使以后会计期间受益，则将尚未摊销的该项目的摊余价值全部转入当期损益。该等费用的摊销年限为相关项目的预计运营时间或5年孰短。</p>

同行业可比公司中，不存在从事放空天然气净化回收业务的公司，公司根据企业会计准则的相关规定，结合自身业务活动实质、经营模式特点，制定了相关会计政策。

1) 《企业会计准则——应用指南》的相关规定

根据《企业会计准则——应用指南》之“附录-会计科目和主要账务处理”之“1801 长期待摊费用”中的规定“本科目核算企业已经发生但应由本期和以后各期负担的分摊期限在 1 年以上的各项费用，如以经营租赁方式租入的固定资产发生的改良支出等。”

2) 公司长期待摊费用具体情况

报告期内，公司长期待摊费用核算的内容主要包括以下类别：

①放空天然气净化回收项目相关的设计、土建、基建材料及设备安装等费用

放空天然气净化回收按项目进行运营管理，放空天然气净化回收站根据实际情况会有一定时间的建设期，公司将建设期发生的必要支出计入在建工程，放空天然气净化回收站的初始投入主要包括机器设备、工具器具和设计、土建等相关费用，在放空天然气净化回收站达到预定可使用状态时，将其中符合固定资产定义的结转为固定资产，按月计提折旧，包括机器设备和工具器具；将其中已经发生的但不符合固定资产定义的费用性支出，应由本期和以后各期分摊的分摊期限在 1 年以上的费用，结转至长期待摊费用，进行摊销。

②天然气发电及主动力服务中固定电站相关的土建等费用

天然气发电及主动力服务业务中，叙永分布式能源项目为固定电站项目。与一般的天然气发电及主动力服务业务采用撬装设备、不需要有较长的建设期不同，叙永分布式能源项目是在固定位置发电，业务持续期较长，需要土建等施工步骤，因此有一定时间的建设期，公司将建设期发生的各项支出计入在建工程，该项目的初始投入主要包括机器设备和土建等相关费用。在该项目达到预定可使用状态后，将其中符合固定资产定义的机器设备结转为固定资产，按月计提折旧；将其中已经发生的但不符合固定资产定义的费用性支出，应由本期和以后各期分摊的分摊期限在 1 年以上的费用，结转至长期待摊费用，进行摊销。

同行业可比公司会计政策中，均有类似“长期待摊费用为已经发生但应由本期和以后各期负担的分摊期限在 1 年以上的各项费用。”的相关表述。公司放空天然气净化回收业务的主要项目及叙永分布式能源项目的预计运营年限至少为 2 至 3 年，在项目结束后，建站支出中的机器设备和工具器具可移动至下一个项目重复使用，但建站支出中的其他费用，如设计、土建、基建材料及设备安装等费用支出将不能继续给公司带来收益，下一个项目会支出新的费用，因此，公司将建站支出中的设计、土建、基建材料及设备安装等费用作为长期待摊费用核算，在受益期内摊销，符合企业会计准则的相关规定。

(3) 以 5 年和运营期孰短作为摊销期限的合理性

公司对摊销期限的确定，遵循谨慎性原则进行确定。放空天然气净化回收项目和叙永分布式能源项目建设期间的设计、土建等费用，可以产生 1 年以上的受益期，公司将其作为长期待摊费用，符合企业会计准则的相关规定。

报告期内，公司摊销期限为 5 年的项目只有 1 个，为南翼山项目，该项目在 2021 年末已摊销完毕，实际运营期（后期改为租赁设备）已经超过 5 年。

报告期内，公司摊销期限为 4 年的项目只有 1 个，为顺北改建项目生活区，该项目为顺北 1-1 项目配套的生活区，建成时间早于顺北 1-1 项目，按顺北 1-1 项目的结束时间预计生活区的使用时间，2022 年 2 月顺北 1-1 项目中止，已将顺北改建生活区长期待摊费用剩余金额一次性转入当期损益。

报告期内，公司主要项目的摊销期限参考历史项目经验并结合各项目具体情况，以预计运营期 2 至 3 年作为摊销期限，若预计的运营期大于 5 年，基于谨慎性原则，则以 5 年作为摊销期限。

综上所述，以 5 年和运营期孰短作为摊销期限的具有合理性。

2、列表说明各类业务主要项目长期待摊费用的原值、报告期内摊销金额、期末账面价值、摊销期间及依据

(1) 公司主要项目长期待摊费用的原值、报告期内摊销金额、期末账面价值

报告期内，公司长期待摊费用主要包括：①放空天然气净化回收业务建站支出；②天然气发电及主动力服务业务中的叙永分布式能源项目。公司注气业务和

一般的天然气发电及主动力服务业务单井服务周期较短，不涉及长期待摊费用。

报告期内，公司主要项目长期待摊费用的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	投产时间	长期待摊费用原值	2020年度摊销金额	2021年度摊销金额	2022年度摊销金额	2023年1-6月摊销金额	2023年6月30日余额
哈一联项目	2019年6月	1,212.97	417.98	417.98	174.16	-	-
宜202项目	2020年3月	156.45	65.19	91.26	-	-	-
宁211项目	2020年8月	8.52	1.78	6.75	-	-	-
秋林10项目	2020年9月	430.73	71.79	215.36	143.58	-	-
吉庆项目	2020年11月	240.87	13.73	81.88	80.29	40.14	24.82
跃满801项目	2021年1月	4,592.77	-	691.42	1,399.99	712.38	1,788.98
顺北1-1项目	2021年3月	1,083.78	-	301.05	782.73	-	-
合深4一期项目	2021年4月	788.50	-	183.31	267.23	136.98	200.98
金浅3项目	2021年8月	662.21	-	126.62	336.14	170.95	28.49
金浅5H项目	2021年10月	1,060.15	-	122.00	535.46	268.46	134.23
吐东2一期项目	2021年11月	2,378.50	-	130.52	792.62	397.93	1,057.44
富源3项目	2021年12月	1,204.80	-	28.87	401.58	202.01	572.35
宜203项目	2022年1月	330.44	-	-	165.22	82.61	82.61
合深4二期项目	2022年1月	2,760.17	-	-	1,219.51	616.26	924.39
火烧山项目	2022年10月	591.42	-	-	40.02	100.26	451.15
哈得项目	2022年12月	2,229.18	-	-	51.60	347.90	1,829.68
叙永分布式能源项目	2020年4月	677.56	144.80	211.50	257.01	64.25	-

注：本表列示的长期待摊费用原值及摊销金额为主项目及补增项目的金额。

(2) 报告期内主要项目长期待摊费用的摊销期间及依据

报告期内，公司主要项目长期待摊费用的摊销期限及依据如下表所示：

项目	开始摊销时间	摊销期限确定依据	摊销期限	项目状态	项目实际已运营时间	是否达到或超过摊销期限
哈一联项目	2019年6月	预计运营时间	3年	结束	3年1个月	是
宜202项目	2020年3月	预计运营时间	2年	提前终止	1年5个月	否
宁211项目	2020年8月	预计运营时间	2年	提前终止	1年3个月	否
秋林10项目	2020年9月	预计运营时间	2年	结束	3年	是
吉庆项目	2020年11月	预计运营时间	3年	正在运营	2年11个月	预计可达到

项目	开始摊销时间	摊销期限确定依据	摊销期限	项目状态	项目实际已运营时间	是否达到或超过摊销期限
跃满 801 项目	2021 年 10 月	预计运营时间	3 年	正在运营	2 年	预计可达到
顺北 1-1 项目	2021 年 3 月	预计运营时间	3 年	中止	1 年	否
合深 4 一期项目	2021 年 4 月	预计运营时间	3 年	正在运营	2 年 6 个月	预计可达到
金浅 3 项目	2021 年 8 月	预计运营时间	2 年	正在运营	2 年 2 个月	是
金浅 5H 项目	2021 年 10 月	预计运营时间	2 年	正在运营	2 年	是
吐东 2 一期项目	2021 年 11 月	预计运营时间	3 年	正在运营	1 年 11 个月	预计可达到
富源 3 项目	2021 年 12 月	预计运营时间	3 年	正在运营	1 年 10 个月	预计可达到
宜 203 项目	2022 年 1 月	预计运营时间	2 年	正在运营	1 年 9 个月	预计可达到
合深 4 二期项目	2022 年 1 月	预计运营时间	2 年 3 个月	正在运营	1 年 9 个月	预计可达到
火烧山项目	2022 年 10 月	预计运营时间	3 年	正在运营	1 年	预计可达到
哈得项目	2022 年 12 月	预计运营时间	3 年	正在运营	10 个月	预计可达到
叙永分布式能源项目	2020 年 4 月	预计运营时间	3 年	正在运营	3 年 6 个月	是

注：项目实际运营时间截至 2023 年 9 月末；跃满 801 项目 2021 年 1 月投产后，运行一段时间后应客户需求进行改造，2021 年 5 月至 9 月升级改造，2021 年 10 月再次投产。

报告期内，公司主要的放空天然气净化回收项目和固定电站项目，均以预计运营时间确认摊销期限。根据谨慎性原则，公司放空天然气净化回收项目确定摊销期限的具体原则为新疆地区边远井、零散井的摊销期限为 3 年，四川地区试采井的摊销期限为 2 年，四川地区的合深 4 项目为深层井，一期项目预计运营时间为 3 年，二期项目投产时间晚于一期，因气源相同，按投产时一期剩余预计运营时间确定摊销期限。

1) 新疆地区

报告期内，公司新疆地区的放空天然气净化回收项目中，哈一联项目实际运营时间略超过预计；顺北 1-1 项目因供应商供气不足，且顺北 1-1 项目定位主要作为公司南疆地区天然气发电及主动力服务业务的天然气气源保障，有业务协同需求，随着公司适当调整自身战略布局，公司南疆地区天然气发电及主动力服务业务逐渐无用气需求，中止运营，剩余长期待摊费用一次性计入当期损益。截至 2023 年 9 月末，吉庆项目已运营近 3 年，跃满 801 项目、吐东 2 一期

项目和富源 3 项目均已运营近 2 年，气量保持稳定，预计都将运营 3 年以上。

2) 四川地区

报告期内，公司四川地区的放空天然气净化回收项目中，秋林 10 项目实际运营时间 3 年，宜 203 项目已运营近 2 年，宜 202 项目与宁 211 项目运营时间不足 2 年，均为公司主动提前终止，主要原因系合深 4 项目气源更丰富且稳定，公司为了更好的经济效益，将上述两个项目的旧设备运至合深 4 二期项目使用，剩余长期待摊费用一次性计入当期损益。合深 4 一期项目已运营 2 年半，预计将运营 3 年以上。

3、结合具体构成分析项目间长期待摊费用原值差异情况及合理性

报告期内，公司主要项目的长期待摊费用原值构成的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目名称	设计服务		工程		材料		其他		合计
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比	
哈一联项目	42.72	3.52%	389.97	32.15%	648.72	53.48%	131.56	10.85%	1,212.97
宜202项目	18.87	12.06%	116.50	74.47%	-	-	21.08	13.47%	156.45
宁211项目	-	-	-	-	0.46	5.35%	8.07	94.65%	8.52
秋林10项目	14.07	3.27%	375.93	87.28%	19.79	4.59%	20.94	4.86%	430.73
吉庆项目	28.93	12.01%	135.60	56.30%	9.21	3.82%	67.12	27.87%	240.87
跃满801项目	117.86	2.57%	2,378.11	51.78%	1,342.94	29.24%	753.87	16.41%	4,592.77
顺北1-1项目	56.60	5.22%	429.25	39.61%	362.96	33.49%	234.97	21.68%	1,083.78
合深4一期项目	16.87	2.14%	412.37	52.30%	196.98	24.98%	162.28	20.58%	788.50
金浅3项目	14.15	2.14%	526.68	79.53%	12.14	1.83%	109.23	16.50%	662.21
金浅5H项目	28.30	2.67%	951.01	89.71%	7.61	0.72%	73.23	6.91%	1,060.15
吐东2一期项目	39.61	1.67%	2,098.47	88.23%	126.37	5.31%	114.04	4.79%	2,378.50
富源3项目	124.13	10.30%	517.56	42.96%	461.32	38.29%	101.79	8.45%	1,204.80
宜203项目	5.66	1.71%	136.82	41.40%	22.51	6.81%	165.46	50.07%	330.44
合深4二期项目	87.66	3.18%	1,640.37	59.43%	611.01	22.14%	421.12	15.26%	2,760.17
火烧山项目	54.82	9.27%	447.98	75.75%	17.23	2.91%	71.39	12.07%	591.42
哈得项目	96.78	4.34%	1,061.37	47.61%	630.67	28.29%	440.36	19.75%	2,229.18
叙永分布式能源项目	75.81	11.19%	547.73	80.84%	7.96	1.17%	46.06	6.80%	677.56

注：本表列示的长期待摊费用原值构成的金额为主项目及补增项目的金额。

报告期内，公司放空天然气净化回收业务项目建站初始投资主要分为两部分，一部分是固定资产，主要是机器设备的投资，投资金额的影响因素主要包括：（1）加工处理产成品类型，LNG 设备较 CNG 设备价格高；（2）产能，日处理量越大价格越高；（3）处理工艺复杂程度，原料气气质组分越复杂设备配置越多，投资越大。另一部分是建站相关的设计、土建、基建材料及设备安装等费用，计入长期待摊费用，该部分投资金额的影响因素主要包括：（1）建站规模、建站位置、基础设施条件；（2）产能；（3）处理工艺复杂程度；（4）客户是否提供基础设施建设等多种因素。

长期待摊费用对应的是上述建站相关的设计、土建、基建材料及设备安装等费用。由于不同的净化回收项目不仅规划的处理量有显著差异，而且不同项目面对的油井、气井的油气藏情况、天然气的含硫量等杂质含量各不相同，导致净化回收的处理工艺复杂程度有较大差别；此外，不同项目所处的地理位置不同使得建站的基础条件也具有较大差异，进而使得项目的土建以及所需材料可能出现较大差异。这些因素都容易导致不同的净化回收项目的建站相关的设计、土建、基建材料及设备安装等费用有显著差异，从而使得不同项目的长期待摊费用原值有较大差异。

宜 202、宁 211、秋林 10、金浅 3、金浅 5H 和宜 203 项目材料支出发生额较小，主要原因系与工程施工方约定包工包料。

吉庆项目和火烧山项目材料支出发生额较小，主要原因包括：（1）项目规模小，设计产能均为日产 2 万 m^3 CNG；（2）原料气成分含杂质较少，吉庆项目和火烧山项目主要对原料气进行脱水处理，处理工艺简单。

跃满 801 项目整体投资较大，主要原因包括：（1）跃满 801 项目工艺流程长，设计产能可日处理 20 万 m^3 原料气生产 LNG，也可日处理 30 万 m^3 原料气生产 CNG，净化处理环节包括脱硫、脱烃、脱碳、脱水等模块，导致设备投资金额较大、基建材料（如管材、电缆等）金额较大；（2）跃满 801 项目建站在沙漠，场地平整等土建工程量大，且新疆区域 LNG 场站建设执行的安全标准较高，相关土建安装成本高。

吐东 2 一期项目整体投资较大，主要原因包括：（1）吐东 2 一期项目建站位置偏僻，地理环境较差，场地平整费用较高，且新疆区域 LNG 场站建设执行的安全标准较高，相关土建安装成本高；（2）吐东 2 项目洽谈时，客户预计增加处理量的可能性很大，因此，公司建设一期土建、中控房、场地平整等设施时考虑了增加处理量的情况，支出金额较大。

合深 4 二期项目整体投资较大，主要原因包括：（1）合深 4 二期项目实施地的地形复杂，土建的土石方处理量很大，土建、场地平整等费用发生额较大；（2）合深 4 二期项目是公司使用了宜 202 项目和宁 211 项目的两套旧设备，公司需对两套设备进行组合安装，设备安装及调试的支出相对较多。

4、报告期内长期待摊费用是否存在减值迹象，相关减值准备计提是否充分

报告期各期末，公司长期待摊费用主要为放空天然气净化回收业务建站费用支出，长期待摊费用与相关项目的固定资产组成资产组，各项目能单独为公司带来现金流入，主要项目的长期待摊费用余额与毛利率的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年6月30日 /2023年1-6月		2022年12月31日 /2022年度		2021年12月31日 /2021年度		2020年12月31日 /2020年度	
	长期待摊费用 余额	毛利率	长期待摊费用 余额	毛利率	长期待摊费用 余额	毛利率	长期待摊费用 余额	毛利率
跃满801项目	1,788.98	***	2,482.10	***	3,854.53	***	-	***
哈得项目	1,829.68	***	1,809.21	***	-	-	-	-
合深4二期项目	924.39	***	1,540.66	***	-	-	-	-
吐东2一期项目	1,057.44	***	1,460.08	***	2,218.76	***	-	-
富源3项目	572.35	***	774.35	***	1,010.28	***	-	-
火烧山项目	451.15	***	516.27	***	-	-	-	-
金浅5H项目	134.23	***	402.69	***	853.98	***	-	-
合深4一期项目	200.98	***	337.95	***	550.30	***	-	-
金浅3项目	28.49	***	199.45	***	481.17	***	-	-
宜203项目	82.61	***	165.22	***	-	***	-	-
吉庆项目	24.82	***	64.96	***	145.25	***	233.49	***
顺北1-1项目	-	-	-	***	782.73	***	-	-
哈一联项目	-	-	-	***	174.16	***	592.14	***

项目	2023年6月30日 /2023年1-6月		2022年12月31日 /2022年度		2021年12月31日 /2021年度		2020年12月31日 /2020年度	
	长期待摊费用 余额	毛利率	长期待摊费用 余额	毛利率	长期待摊费用 余额	毛利率	长期待摊费用 余额	毛利率
秋林10项目	-	***	-	***	143.58	***	358.94	***
宜202项目	-	-	-	-	-	***	91.26	***
宁211项目	-	-	-	-	-	***	6.75	***

注：当年度有毛利率，但年末没有长期待摊费用的，为当年试生产尚未转固的项目，或截至年末已结束、中止或提前终止的项目。本表列示的长期待摊费用余额为主项目及补增项目的余额。

报告期内，公司放空天然气净化回收业务绝大多数都呈现良好的盈利状态，由固定资产和长期待摊费用构成的资产组运行状态良好，不存在减值迹象。报告期内，也有少部分项目因为投产初期加工处理量较小等原因导致的亏损，具体情况如下表所示：

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	毛利率	实际运行月	毛利率	实际运行月	毛利率	实际运行月	毛利率	实际运行月
跃满 801 项目	***	6个月	***	12个月	***	6个月	***	试运行2个月
哈得项目	***	6个月	***	试运行1个月	-	-	-	-
吐东 2 一期项目	***	6个月	***	12个月	***	试运行1个月	-	-
火烧山项目	***	6个月	***	试运行1个月	-	-	-	-
宜 203 项目	***	6个月	***	12个月	***	试运行2个月	-	-
吉庆项目	***	6个月	***	12个月	***	12个月	***	试运行2个月
顺北 1-1 项目	-	-	***	2个月	***	10个月	-	-
宜 202 项目	-	-	-	-	***	7个月	***	11个月

(1) 当年度投产时间较短，加工处理量较少

2020年度的吉庆项目、2021年度的吐东 2 一期项目和宜 203 项目、2022年度的哈得项目和火烧山项目，毛利率为负数，主要原因系上述项目在投产当年实际运行时间均小于 3 个月，基本处于试运行阶段，运营不稳定，加工处理量较少，出

现亏损属于正常现象，上述项目处理量处于正常增长状态，期后的毛利率水平较高，不存在减值迹象。

（2）其他项目

1) 跃满 801 项目

跃满 801 项目 2021 年 1 月第一次投产，运行一段时间后应客户需求进行改造，2021 年 5 月至 9 月改造期间无收入，2021 年 10 月再次投产，投产后加工处理量较少，出现亏损。

2) 顺北 1-1 项目

报告期内，顺北 1-1 项目毛利率较低，主要原因系顺北 1-1 项目投入运营后，气量一直处于不稳定的状态，导致顺北 1-1 项目 2021 年度出现亏损。2022 年 2 月，顺北 1-1 项目放空天然气净化回收业务基本暂停，该项目仅加气环节正常经营，直接购买管道天然气压缩后对外销售，毛利率较低。公司在南疆地区以原料气买断的模式运营顺北 1-1 项目，主要目的是保障公司南疆地区天然气发电及主动力服务用气的连续性，保障气源供应，因此，顺北 1-1 项目产出的天然气优先用于公司自身天然气发电及主动力服务业务，剩余对外销售。2022 年，随着公司逐渐退出南疆地区天然气发电及主动力服务业务市场，顺北 1-1 项目中止，剩余长期待摊费用余额一次性转入当期损益。

3) 宜 202 项目

2021 年度，宜 202 项目气量较小，较 2020 年度有所下滑，经客户同意后终止，相关设备和人员调配至合深 4 二期使用，宜 202 项目提前终止，剩余长期待摊费用余额一次性转入当期损益。

除上述项目外，公司放空天然气净化回收业务在稳定运营后，毛利率保持较高水平，预计未来现金流量高于长期待摊费用余额，所处环境、技术或者法律等环境均未发生重大变化，正常运行项目均具有良好的发展前景，未出现减值迹象；若出现提前终止或中止情形的项目，其剩余长期待摊费用已全部于终止或中止时一次性转入当期损益。因此，报告期内，长期待摊费用未计提减值准备。

(五) 报告期各期采购设备的主要类型、数量和金额，与报告期内产能变动的匹配性；各期前五大设备供应商及其采购金额变动的原因；报告期内主要设备供应商的成立时间、注册资本、经营范围、股权结构、与发行人合作年限、业务往来的背景、建立业务关系的方式、主要采购产品、采购金额及占其同类产品的采购比重、结算方式，主要供应商与发行人及其关联方、关键岗位人员是否存在关联关系或其他资金交易往来、利益安排

1、报告期各期采购设备的主要类型、数量和金额，与报告期内产能变动的匹配性

(1) 报告期各期采购设备的主要类型、数量和金额

公司采购设备主要包括机器设备和运输设备。将报告期内年采购额超过100万元的机器设备、运输设备按业务分类列示的具体情况如下表所示：

单位：台/套、万元

类别	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	数量	金额	数量	金额	数量	金额	数量	金额
放空天然气净化回收								
压缩机	2	185.84	9	996.11	1	69.03	5	670.80
轻烃回收撬	-	-	2	732.74	1	442.48	-	-
天然气发电机组	-	-	1	137.15	16	1,771.16	4	407.08
脱硫塔	2	16.28	2	81.90	6	159.29	-	-
天然气液化撬装装置	1	23.85	-	-	8	12,487.07	5	5,567.08
天然气撬装设备	-	-	-	-	8	1,534.93	22	750.89
LNG真空储罐	-	-	-	-	2	136.28	4	311.50
罐撬	-	-	-	-	5	128.04	-	-
小计	-	225.97	-	1,947.90	-	16,728.28	-	7,707.35
当期该业务设备采购金额	-	500.04	-	2,214.00	-	17,297.25	-	8,086.18
占当期该业务设备采购的比例	-	45.19%	-	87.98%	-	96.71%	-	95.32%
注气业务								
压缩机	3	557.52	11	2,159.29	-	-	1	132.48
箱式变电站	2	123.81	13	678.76	-	-	-	-
注水泵	6	140.71	20	458.41	3	67.17	-	-

类别	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	数量	金额	数量	金额	数量	金额	数量	金额
制氮机	-	-	2	141.59	4	373.45	-	-
空压机	-	-	2	120.35	2	115.93	-	-
调压计量撬	-	-	12	102.80	-	-	-	-
小计	-	822.04	-	3,661.20	-	556.55	-	132.48
当期该业务设备采购金额	-	893.83	-	3,811.59	-	568.02	-	146.78
占当期该业务设备采购的比例	-	91.97%	-	96.05%	-	97.98%	-	90.26%
天然气发电及主动力服务								
运输挂车	8	89.20	-	-	22	335.36	-	-
运输牵引车	3	134.34	-	-	-	-	-	-
CNG集装管束	8	385.84	-	-	4	135.22	-	-
小计	-	609.38	-	-	-	470.58	-	-
当期该业务设备采购金额	-	620.36	-	42.20	-	556.19	-	81.30
占当期该业务设备采购的比例	-	98.23%	-	-	-	84.61%	-	-
合计	-	1,657.39	-	5,609.10	-	17,755.40	-	7,839.83
当期设备采购金额	-	2,014.23	-	6,067.80	-	18,421.46	-	8,314.26
占当年设备采购的比例	-	82.28%	-	92.44%	-	96.38%	-	94.29%

(2) 设备采购与报告期内产能变动的匹配性

报告期内，公司分业务采购设备金额与产能变动的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度		2021年度		2020年度
	金额	金额	变动率	金额	变动率	金额
放空天然气净化回收业务设备采购金额	500.04	2,214.00	-	17,297.25	-	8,086.18
放空天然气净化回收服务能力（万m ³ ）	28,650	47,425	84.17%	25,750	101.57%	12,775
注气业务设备采购金额	893.83	3,811.59	-	568.02	-	146.78
注气业务服务能力（天）	5,640	8,663	45.84%	5,940	-	5,940
天然气发电及主动力服务设备采购金额	620.36	42.20	-	556.19	-	81.30
天然气发电及主动力服务能力（天）	2,970	7,080	-32.95%	10,560	-17.95%	12,870

注：2023年1-6月数据未年化处理。

报告期内，公司分业务采购设备金额与产能变动除天然气发电及主动力服务业务外，基本匹配。

放空天然气净化回收业务，2022 年度采购金额较少，服务能力增长幅度较大，主要原因系放空天然气净化回收业务从采购设备到产能释放，有较长时间的安装调试期，2021 年度公司采购机器设备金额较大，2021 年四季度，金浅 5H、跃满 801、吐东 2 一期和富源 3 项目陆续投产，产能在 2022 年度释放。2022 年末投产的年产能 13,500 万 m³ 的哈得项目，产能在 2023 年 1-6 月释放。

注气业务 2021 年度为零星采购，未影响产能，2022 年度和 2023 年 1-6 月公司根据不断扩大的市场需求，新增了设备及相应的作业人员，从而使产能有所提升。

天然气发电及主动力服务报告期内均为零星采购，产能下降的主要原因系根据公司自身战略调整，逐步退出了南疆地区该业务市场，将部分天然气发电设备用于自身放空天然气净化回收及注气业务。2023 年 1-6 月，采购的主要设备为原材料天然气所需的运输车辆，未实质性增加产能。

综上所述，报告期各期采购设备符合公司实际经营情况，与报告期内产能变动具有匹配性。

2、各期前五大设备供应商及其采购金额变动的原因

(1) 前五大设备供应商采购金额情况

报告期内，公司向前五大设备供应商采购金额的具体情况如下表所示：

单位：万元

序号	供应商名称	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
1	成都添益能源装备制造有限公司	557.52	2,159.29	-	607.52
2	成都市鑫三叶科技有限公司	185.84	1,054.65	69.03	69.03
3	陕西泰博流体科技有限公司	6.96	761.82	712.48	104.25
4	新疆巴州永昌机电设备有限责任公司	142.04	751.68	-	-
5	东营盛昶石油机械有限公司	140.71	458.41	67.17	-
6	四川蜀道装备科技股份有限公司（原：成都深冷液化设备股份有限公司）	-	-	6,376.11	245.69
7	辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司	-	-	3,522.12	1,592.92
8	天津绿州能源装备有限公司	-	-	2,920.35	2.74

序号	供应商名称	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
9	成都爱信智能技术有限责任公司	-	99.12	1,674.34	407.08
10	中科瑞奥能源科技股份有限公司	-	-	-	4,553.81
11	南阳杜尔气体装备有限公司	-	-	140.13	314.16
12	石家庄安瑞科气体机械有限公司	470.80	-	69.03	-
合计		1,503.87	5,284.97	15,550.76	7,897.20
占设备供应商采购金额的比例		64.12%	76.07%	81.96%	90.19%

(2) 采购金额变动原因

报告期内，公司向前五大设备供应商采购金额的变动原因如下表所示：

序号	供应商名称	变动原因
1	成都添益能源装备制造有限公司	主要向该公司采购天然气压缩机，公司放空天然气净化回收业务中的 CNG 场站和注气业务都需要天然气压缩机，2020 年为跃满 801 项目和顺北 1-1 项目 CNG 环节采购 4 台压缩机 601.77 万元；2022 年为新增 11 个注气队采购 11 台压缩机 2,159.29 万元；2023 年 1-6 月为注气业务采购 3 台压缩机 557.52 万元。报告期内新增吉庆项目、富源 3 项目、火烧山项目和哈得项目 CNG 场站均使用利旧压缩机，因此未进行采购。
2	成都市鑫三叶科技有限公司	主要向该公司采购低功率或特定功能压缩机以及调压计量撬，2020 年和 2021 年为零星采购，分别为吉庆项目和哈一联项目采购 1 台变频压缩机和 BOG 压缩机，均为 69.03 万元；2022 年为 4 个天然气回收项目采购 8 台抗硫、低功率和往复活塞式压缩机，另外为满足注气业务新增需求采购 12 个调压计量撬，2023 年 1-6 月为火烧山项目和车 89 项目采购 2 台压缩机，合计 185.84 万元，因此该供应商采购金额增加。
3	陕西泰博流体科技有限公司	主要向该公司采购轻烃回收撬及配套设备，2020 年放空天然气净化回收业务需要，采购配套设备，金额较小；2021 年和 2022 年主要为富源 3 项目、哈得项目采购成套轻烃回收撬 442.48 万元和 732.74 万元以及按需采购其他配套设备，因此采购金额增加，总采购金额 712.48 万元和 761.82 万元。2023 年 1-6 月为车 89 项目采购仪表风撬 1 套，采购金额 6.96 万元。
4	新疆巴州永昌机电设备有限公司	主要向该公司采购箱式变电站和变压器，用于注气业务。2022 年金额较大，主要原因系公司为新增 11 个注气作业队伍采购箱式变电站金额较大。2023 年 1-6 月为注气业务采购 2 台箱式变电站和台干式变压器，合计 142.04 万元。
5	东营盛昶石油机械有限公司	主要向该公司采购注水泵，用于注气业务。2022 年金额较大，主要原因为公司为新增 11 个注气作业队伍采购注水泵金额较大。2023 年 1-6 月为注气业务采购 6

序号	供应商名称	变动原因
		台注水泵，金额为 140.71 万元。
6	四川蜀道装备科技股份有限公司	主要向该公司采购天然气液化撬装装置，用于放空天然气净化回收业务。2021 年金额较大，主要系为金浅 3 项目和金浅 5H 项目采购 3 套天然气液化撬装装置，涉及金额 6,376.11 万元。
7	辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司	主要向该公司采购天然气液化撬装装置及天然气撬装设备，用于放空天然气净化回收业务。2020 年为宁 211 项目采购 1 套天然气液化撬装装置 1,592.92 万元，2021 年为吐东 2 一期项目采购 2 套天然气液化撬装装置及 2 套天然气撬装设备，合计采购金额 3,522.12 万元。
8	天津绿州能源装备有限公司	主要向该公司采购天然气液化撬装装置，用于放空天然气净化回收业务。2021 年为宜 203 项目采购 2 套天然气液化撬装装置 2,920.35 万元。
9	成都爱信智能技术有限责任公司	主要向该公司采购天然气发电机组，用于放空天然气净化回收业务。2020 年为秋林 10 项目采购 4 组发电机 407.08 万元，2021 年为金浅 5H 项目采购 8 组、合深 4 一期项目采购 8 组发电机，合计金额 1,674.34 万元，2022 年为合深 4 二期项目采购 1 组发电机 99.12 万元。
10	中科瑞奥能源科技股份有限公司	主要向该公司采购天然气液化撬装装置，用于放空天然气净化回收业务。2020 年为跃满 801 项目和秋林 10 项目采购 2 套天然气液化撬装装置和 1 套天然气撬装设备 4,553.81 万元。
11	南阳杜尔气体装备有限公司	主要向该公司采购辅助设备。2020 年为跃满 801 项目采购 4 个 LNG 真空储罐和增压撬合计 314.16 万元，2021 年为吐东 2 一期项目采购 2 个 LNG 真空储罐及加热器合计 140.13 万元。
12	石家庄安瑞科气体机械有限公司	主要向该公司采购天然气储蓄罐、CNG 集装管束及运输挂车。2021 年为跃满 801 项目、哈得项目和顺北 1-1 项目采购 3 台天然气储蓄罐合计 69.03 万元；2023 年 1-6 月为天然气发电及主动力服务业务采购 CNG 集装管束 8 台和运输挂车 8 辆，合计金额 470.80 万元。

报告期内，放空天然气净化回收业务是增长最快的主营业务，也是公司业务未来主要发展方向。报告期内，公司新投产运营的放空天然气净化回收项目分别为 4 个、7 个、4 个和 0 个，围绕该业务，公司采购的设备金额较大，公司在选取主要设备供应商时，会综合考虑市场口碑、产品质量、价格和订货周期等因素，因此，报告期内主要设备供应商发生了变动。

2022 年，公司注气业务根据不断扩大的市场需求，新增了 11 个注气作业队伍，

压缩机、箱式变电站等设备采购大幅提高，引起供应商排名变动。2023年1-6月，公司天然气发电及主动力服务业务，因部分运输车辆将于2024年强制报废及满足用气量增大并减少运输费用的需求，集中管束由中压罐改为高压罐，运输工具采购大幅提高，引起供应商排名变动。

综上所述，报告期各期前五大设备供应商及其采购金额变动的原因具有合理性。

3、报告期内主要设备供应商的成立时间、注册资本、经营范围、股权结构、与发行人合作年限、业务往来的背景、建立业务关系的方式、主要采购产品、采购金额及占其同类产品的采购比重、结算方式，主要供应商与发行人及其关联方、关键岗位人员是否存在关联关系或其他资金交易往来、利益安排

(1) 成都添益能源装备制造有限公司

客户全称	成都添益能源装备制造有限公司	
注册时间	2001年6月5日	
注册资本	5,150.00万元	
经营范围	气体压缩机械制造，泵及真空设备制造，汽轮机及辅机制造，内燃机及配件制造，金属压力容器制造，液压动力机械及元件制造，液力动力机械及元件制造，其他传动部件制造，风机、风扇制造，气体、液体分离及纯净设备制造，机械零部件加工，其他通用零部件制造，其他未列明通用设备制造，石油钻采专用设备制造，深海石油钻探设备制造，炼油、化工生产专用设备制造，通用设备维修，专用设备维修，工矿工程，管道工程，管道和设备安装，工业设计服务，石油和天然气开采专业及辅助性活动，销售机械设备及电子产品，经营进出口业务（具体经营范围与商品目录口权益证证书为准）（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可展开经营活动）。	
股权结构	股东姓名	持股比例
	成都佳益气体压缩机制造有限公司	38.45%
	孙照西	35.03%
	孙伟	26.24%
	赵有兰	0.29%
合作历史	2015年开始有合作	
业务往来背景	公司注气业务及放空天然气净化回收业务需要采购压缩机，该供应商具有知名度	
建立业务关系的方式	询比价选取	
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否	

设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额 (万元)	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2023年1-6月	注气业务	压缩机	557.52	3	75.00%	电汇/承兑
2022年度	注气业务	压缩机	2,159.29	11	68.43%	电汇/承兑
2020年度	放空天然气净化回收业务	压缩机	601.77	4	74.91%	电汇/承兑
2020年度	放空天然气净化回收业务	其他	5.75	2	0.08%	电汇

注：压缩机/发电机组采购占同类产品的采购比：当期向该供应商采购压缩机/发电机组金额÷当期压缩机/发电机组总采购额

其他设备采购占同类产品的采购比：该业务当期向该供应商设备采购金额/（该业务当期设备总采购额-该业务压缩机总采购额-该业务发电机组总采购额）

(2) 成都市鑫三叶科技有限公司

客户全称	成都市鑫三叶科技有限公司					
注册时间	2015年12月2日					
注册资本	1,050.00万元					
经营范围	软件开发及设计；油气田和天然气加气站用气体压缩机设备及零件（国家有专项规定的除外）的销售、设计、制造、安装、调试、改造、维修、技术咨询、技术服务；油气田和天然气加气站用撬装设备及零部件（国家有专项规定的除外）的销售、制造、安装、调试、改造、维修、技术咨询、技术服务；压力容器、加气机配件、泵、阀门、仪表、五金产品、建材（不含危险化学品）的销售；设备租赁；货物进出口（以上经营项目涉及工业行业另设分支机构生产或经营）（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。					
股权结构	股东姓名					持股比例
	张阳娟					60.00%
	成都中机创未科技有限公司					40.00%
合作历史	2017年开始有合作					
业务往来背景	公司需要采购压缩机及相关配件					
建立业务关系的方式	询比价选取					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额 (万元)	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2023年1-6月	放空天然气净化回收业务	压缩机	185.84	2	25.00%	电汇/承兑

2022 年度	放空天然气净化回收业务	压缩机	951.86	8	30.17%	电汇/承兑
2022 年度	注气业务	调压计量撬	102.80	12	6.22%	电汇/承兑
2021 年度	放空天然气净化回收业务	压缩机	69.03	1	100.00%	电汇/承兑
2020 年度	放空天然气净化回收业务	压缩机	69.03	1	8.59%	电汇

(3) 陕西泰博流体科技有限公司

客户全称	陕西泰博流体科技有限公司					
注册时间	2010 年 12 月 9 日					
注册资本	1,800.00 万元					
经营范围	压缩机、膨胀机、泵、换热设备、LNF 加注撬、阀门、电子产品、仪器仪表、电控系统设备、石油化工产品（易制毒、危险、监控化学品除外）的销售；过滤干燥装置及轻烃回收利用设备的制造及技术服务；油气站设备的运行维护与技术咨询服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）					
股权结构	股东姓名			持股比例		
	刘永磊			100.00%		
合作历史	2017 年开始有合作					
业务往来背景	放空天然气净化回收业务需要采购轻烃回收撬及配套设备，供应商主动联系公司销售					
建立业务关系的方式	询比价选取					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额（万元）	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2023年1-6月	放空天然气净化回收业务	仪表风撬	6.96	1	2.22%	电汇
2022年度	放空天然气净化回收业务	轻烃回收撬等	761.82	5	70.49%	电汇/承兑
2021年度	放空天然气净化回收业务	轻烃回收撬、油罐撬等	712.48	13	4.61%	电汇/承兑
2020年度	放空天然气净化回收业务	分离撬、过滤器等	104.25	3	1.49%	电汇/承兑

(4) 新疆巴州永昌机电设备有限责任公司

客户全称	新疆巴州永昌机电设备有限责任公司					
注册时间	2000年1月19日					
注册资本	30.00万元					
经营范围	零售：石油钻采设备及配件、五金交电、其他化工产品、炊事用具、花卉、服装鞋帽、针纺织品、空调、制冷设备及配件、净水设备、家用电器、通讯设备、其他机械设备及电子产品、建筑材料、计算机软件及辅助设备、电力设备，建筑安装，建筑装饰，电力设备的研发、维修及技术推广服务，石油钻采设备维修，机械设备加工、租赁及修理，制冷设备安装及维修，场地租赁，装卸服务，电力工程技术咨询服务。（管控要素除外）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）					
股权结构	股东姓名			持股比例		
	马晓朝			80.00%		
	马书旺			20.00%		
合作历史	2021年开始有合作					
业务往来背景	2022年注气业务新增11个作业队伍，向其采购配套设备。					
建立业务关系的方式	询比价选取					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额 (万元)	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2023年1-6月	注气业务	箱式变电站、 变压器	142.04	3	42.23%	电汇/承兑
2022年度	注气业务	箱式变电站、 变压器	751.68	17	45.49%	电汇/承兑

(5) 东营盛昶石油机械有限公司

客户全称	东营盛昶石油机械有限公司					
注册时间	2003年9月9日					
注册资本	12,610.00万元					
经营范围	一般项目：石油钻采专用设备制造；机械电气设备制造；泵及真空设备制造；通用零部件制造；泵及真空设备销售；通用设备制造（不含特种设备制造）；机械设备销售；机械零件、零部件加工；机械零件、零部件销售；石油钻采专用设备销售；机械电气设备销售；通用设备修理；机械设备租赁；石油天然气技术服务；工程技术服务（规划管理、勘察、设计、监理除外）；机械设备研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）许可项目：特种设备制造；特种设备安装改造修理。（依法须经批准的项目，					

	经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准)					
股权结构	股东姓名			持股比例		
	东营冠博科技咨询有限公司			47.58%		
	袁海萍			41.40%		
	杨元哲			11.02%		
合作历史	2015年开始有合作					
业务往来背景	2022年注气业务新增11个作业队伍，向其采购配套设备，该供应商具有行业知名度					
建立业务关系的方式	询比价选取					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额 (万元)	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2023年1-6月	注气业务	注水泵	140.71	6	41.84%	电汇/承兑
2022年度	注气业务	注水泵	458.41	20	27.74%	电汇/承兑
2021年度	注气业务	注水泵	67.17	3	11.83%	电汇/承兑

(6) 四川蜀道装备科技股份有限公司

客户全称	四川蜀道装备科技股份有限公司					
注册时间	2008年4月28日					
注册资本	16,069.1993万元					
经营范围	一般项目：气体、液体分离及纯净设备制造；气体、液体分离及纯净设备销售；特种设备销售；气体压缩机械制造；气体压缩机械销售；站用加氢及储氢设施销售；输配电及控制设备制造；充电桩销售；发电机及发电机组制造；发电机及发电机组销售；交通安全、管制专用设备制造；环境保护专用设备制造；环境保护专用设备销售（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。许可项目：特种设备设计；特种设备制造；货物进出口（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）。					
股权结构 (上市公司， 仅列示持股5% 以上股东)	股东姓名			持股比例		
	蜀道交通服务集团有限责任公司			29.95%		
	谢乐敏			7.50%		
	四川简阳港通经济技术开发区有限公司			6.08%		
合作历史	2017年开始有合作					
业务往来背景	行业知名供应商，放空天然气净化回收业务发展需要采购天然气液化撬装装置					

建立业务关系的方式	招投标					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额 (万元)	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2021年度	放空天然气净化回收业务	天然气液化撬装装置	6,376.11	3	41.25%	电汇/承兑
2020年度	放空天然气净化回收业务	天然气液化撬装装置	245.69	1	3.51%	电汇/承兑

(7) 辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司

客户全称	辽宁中集哈深冷气体液化设备有限公司					
注册时间	2010年1月26日					
注册资本	5,000.00万元					
经营范围	天然气液化装置、煤层气液化设备、焦炉气液化设备、生物质能设备、制氧、氮、氩低温设备及辅助设备的设计、生产、销售、安装调试、技术咨询、技术服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动。）					
股权结构	股东姓名			持股比例		
	中集安瑞科投资控股（深圳）有限公司			85.00%		
	赵德泉			15.00%		
合作历史	2020年开始有合作					
业务往来背景	行业知名供应商，放空天然气净化回收业务发展需要采购天然气液化撬装装置。					
建立业务关系的方式	经考察和洽谈后，与该供应商建立业务合作。					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额 (万元)	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2021年度	放空天然气净化回收业务	天然气液化撬装装置、天然气撬装设备	3,522.12	4	22.79%	电汇/承兑
2020年度	放空天然气净化回收业务	天然气液化撬装装置	1,592.92	1	22.73%	电汇/承兑

(8) 天津绿州能源装备有限公司

客户全称	天津绿州能源装备有限公司					
注册时间	2019年2月22日					
注册资本	5,000.00万元					
经营范围	批发和零售业；科学研究和技术服务业；信息传输、软件和信息技术服务业；商务服务业；建筑业；货物或技术进出口（国家禁止或涉及行政审批的货物和技术进出口除外）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）					
股权结构	股东姓名			持股比例		
	天津鑫星奕业石油科技有限公司			98.00%		
	陈亚明			2.00%		
合作历史	2020年开始有合作					
业务往来背景	放空天然气净化回收业务发展需要采购天然气液化撬装装置。					
建立业务关系的方式	经考察和洽谈后，与该供应商建立业务合作。					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额（万元）	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2021年度	放空天然气净化回收业务	天然气液化撬装装置	2,920.35	2	18.89%	电汇/承兑
2020年度	放空天然气净化回收业务	露点仪	2.74	1	0.04%	电汇

(9) 成都爱信智能技术有限责任公司

客户全称	成都爱信智能技术有限责任公司					
注册时间	2017年5月25日					
注册资本	2,000.00万元					
经营范围	燃气发电机组产品、燃气热泵产品、燃气发动机产品、能源管理系统设计、研发、设计、生产、销售、技术咨询和技术服务（不含许可经营项目及国家专项规定等项目）；合同能源管理；货物进出口（以上经营项目涉及工业行业另设分支机构生产或经营）（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。					
股权结构	股东姓名			持股比例		
	成都同道中和企业管理中心（普通合伙）			77.50%		
	王刚			9.50%		
	吕贵军			6.00%		

	黄林	3.00%				
	陈松	2.00%				
	卞韬略	2.00%				
合作历史	2017年开始有合作					
业务往来背景	天然气发电需要采购发电机，与设备供应商交流后建立业务合作					
建立业务关系的方式	经考察和洽谈后，与该供应商建立业务合作。					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额（万元）	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2022年度	放空天然气净化回收业务	天然气发电机组	99.12	1	55.27%	电汇/承兑
2021年度	放空天然气净化回收业务	天然气发电机组	1,674.34	16	91.00%	电汇/承兑
2020年度	放空天然气净化回收业务	天然气发电机组	407.08	4	100.00%	电汇/承兑

(10) 中科瑞奥能源科技股份有限公司

客户全称	中科瑞奥能源科技股份有限公司	
注册时间	2015年7月8日	
注册资本	4,360.00万元	
经营范围	技术开发、技术服务、技术转让、技术咨询；销售机械设备、电子产品、计算机、软件及辅助设备；货物进出口；委托加工机械设备。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）	
股权结构	股东姓名	持股比例
	无锡瑞奥众成技术有限公司	61.93%
	中科先行（北京）资产管理有限公司	15.60%
	无锡创盛达环保科技中心（有限合伙）	6.88%
	张武	5.20%
	史红兵	4.16%
	陆文军	3.12%
	王文川	3.12%
合作历史	2018年开始有合作	

业务往来背景	行业知名供应商，放空天然气净化回收业务发展需要采购天然气液化撬装装置					
建立业务关系的方式	经考察和洽谈后，与该供应商建立业务合作。					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额 (万元)	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2020 年度	放空天然气净化回收业务	天然气撬装装置、天然气撬装设备	4,553.81	3	64.98%	电汇/承兑

(11) 南阳杜尔气体装备有限公司

客户全称	南阳杜尔气体装备有限公司					
注册时间	2013 年 12 月 18 日					
注册资本	6,800.00 万元					
经营范围	许可项目：特种设备设计；特种设备制造；特种设备安装改造修理；石油、天然气管道储运；各类工程建设活动；货物进出口；技术进出口（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：气体、液体分离及纯净设备制造；气体、液体分离及纯净设备销售；特种设备销售；新兴能源技术研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；环境保护专用设备制造；环境保护专用设备销售；工程和技术研究和试验发展；海洋工程关键配套系统开发；海洋工程装备研发；海洋工程装备制造；海洋工程装备销售（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）					
股权结构	股东姓名			持股比例		
	苏州杜尔气体化工装备有限公司			100.00%		
合作历史	2019 年开始有合作					
业务往来背景	放空天然气净化回收业务发展需要采购 LNG 储罐					
建立业务关系的方式	询比价选取					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额 (万元)	采购数量	占同类产品采购比	结算方式
2021 年度	放空天然气净化回收业务	LNG 真空储罐等	140.13	5	0.91%	电汇/承兑

2020 年度	放空天然气净化回收业务	LNG 真空储罐等	314.16	5	4.48%	电汇/承兑
---------	-------------	-----------	--------	---	-------	-------

(12) 石家庄安瑞科气体机械有限公司

客户全称	石家庄安瑞科气体机械有限公司					
注册时间	2003 年 9 月 30 日					
注册资本	5,200.00 万美元					
经营范围	炼油、化工生产专用设备制造。生产化工机械及设备、燃气机械及设备（国家有专项规定的除外）、压力容器、压力管道元件、车载压缩气设备改装、压力管道设计安装；销售和安装自产产品及相关产品；节能环保技术开发、转让及其相关产品的生产、销售；上述产品的检修、改造，技术咨询服务、技术检测服务、租赁；售后维修及服务；专用汽车制造（含车载金属罐体）及配件销售、机械加工。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）					
股权结构	股东姓名			持股比例		
	CIMC Hydrogen Energy Technology Ltd（中集氢能科技有限公司）			100.00%		
合作历史	2021 年开始合作					
业务往来背景	行业知名供应商，天然气发电及主动力服务业务发展需要采购天然气储蓄罐、CNG 集装管束及运输挂车					
建立业务关系的方式	考察和洽谈后，与该供应商建立业务合作					
是否存在关联关系或其他资金往来、利益安排	否					
设备采购情况						
时间	业务类型	采购项目	采购金额（万元）	采购数量	占同类产品的采购比	结算方式
2023年1-6月	天然气发电及主动力服务业务	集装管束、运输挂车	470.80	16	75.89%	电汇
2021年度	天然气发电及主动力服务业务	天然气储罐	69.03	3	12.41%	电汇

(六) 公司机器设备的主要类别、数量和账面金额情况，各类设备的主要用途，项目间是否通用，当前项目结束运营后用于其他项目是否经济；报告期内是否存在机器设备变更运行项目或地点的情形，相关搬运、拆装等成本的金额及会计处理方式合理性

1、公司机器设备的主要类别、数量和账面金额情况，各类设备的主要用途，项目间是否通用，当前项目结束运营后用于其他项目是否经济

(1) 公司机器设备的主要类别、数量和账面金额情况，各类设备的主要用途

项目	设备类别	数量 (台/套)	2023年6月 末固定资产 账面价值	占该业 务比例	用途
放空天然气净化 回收业务	天然气液化撬装装置	13	18,500.24	59.74%	LNG 液化设备
	天然气发电机组	69	3,389.23	10.94%	燃气发电，提供动力
	压缩机	46	3,234.33	10.44%	天然气压缩设备
	轻烃回收撬、脱水装置	17	2,330.47	7.53%	天然气脱水脱烃设备
	压滤机、脱硫装置、 贫液泵	73	1,249.76	4.04%	天然气脱硫设备
	小计	-	28,704.03	92.69%	-
注气业务	压缩机	35	3,857.64	45.33%	氮气增压设备
	制氮机	35	1,620.12	19.04%	空气制氮设备
	空压机	38	1,012.82	11.90%	空气增压设备
	变压器	39	1,109.44	13.04%	电压调节
	注水泵及泵撬	44	754.49	8.87%	地层注入水装置
	小计	-	8,354.51	98.18%	-
天然气发电及主 动力服务业务	天然气发电机组	83	4,109.28	93.06%	燃气发电，提供动力
三大业务主要机器设备合计			41,167.82	-	-
固定资产-机器设备账面价值			43,894.02	-	-
占比			93.79%	-	-

(2) 机器设备在项目间是否通用，当前项目结束运营后用于其他项目是否经济

1) 公司三类业务的机器设备在项目间均具有通用性

①注气业务和天然气发电及主动力服务

对于注气业务和天然气发电及主动力服务，机器设备可以在本业务不同项目间通用，按作业队组成资产组进行搬迁作业，上一作业井工作完成之后，根据客户需求搬迁到下一作业井，不涉及复杂的拆装流程，作业周期较短。

②放空天然气净化回收

对于放空天然气净化回收业务，机器设备在项目间也具有通用性，但是受各场站的处理规模、气质组分等影响，需要在实际使用过程中根据项目情况调配组装。该类业务撬装化设备易于在项目间搬迁，公司新项目使用了旧项目设备的情况如下表所示：

原项目使用	新项目使用
宁 211 项目、宜 202 项目	合深 4 二期项目
哈一联项目	哈得项目
青海平台项目、哈六联项目	吉庆项目、合深 4 一期项目、火烧山项目
顺北项目	顺北 1-1 项目、跃满 801 项目

2) 当前项目结束运营后用于其他项目具有经济性

从采购金额角度，使用旧设备可以降低项目投资成本，设备搬迁和吊装费用远低于新设备的采购价格。

从采购时间角度，油气田公司一旦与包括公司在内的放空天然气净化回收供应商谈定具体项目的合同，就会要求供应商在较短时间内开始项目建设。如果供应商设备不足，而订购新设备需要较长的订购、生产、交付时间周期，不能满足新项目的投产时间要求，就会影响到供应商承接新项目。因此，如果原有项目结束或提前终止，其设备就可以立刻投入新项目使用，大大提高公司承接新项目的能力。报告期内，公司在四川地区原先承接的宁 211 项目和宜 202 项目因气量低于之前预期，收益相对不高；2021 年经与客户协商一致，发行人主动提前终止了宁 211 项目和宜 202 项目，将其使用的设备投入合深 4 二期项目，不仅在短时间内顺利承接了新的项目，还大大提高了设备的利用率，增强了公司的盈利能力。

综上所述，公司三类业务的机器设备在项目间均具有通用性，机器设备在当前项目结束运营后用于其他项目具有经济性。

2、报告期内是否存在机器设备变更运行项目或地点的情形，相关搬运、拆装等成本的金额及会计处理方式合理性

(1) 注气业务和天然气发电及主动力服务

对于注气业务和天然气发电及主动力服务，每口作业井的工作周期约为半个月至 6 个月，因此，机器设备变更项目或地点的情形频繁发生。项目结束后进行搬迁转场，由第三方提供吊装搬运服务，费用计入当期主营业务成本“吊装搬运”核算，会计处理方式合理。相关搬运、拆装等成本支出金额的具体情况如下表所示：

业务	项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
注气业务	服务井次（口）	83	125	115	100
	吊装搬运费（万元）	130.57	221.62	167.04	150.14
天然气发电及主动力服务	服务井次（口）	35	60	79	101
	吊装搬运费（万元）	65.86	99.18	101.46	148.86

如上表所示，报告期内，注气业务、天然气发电及主动力服务的吊装搬运费，与服务井次的变动趋势一致，因每口井与每口井之间的路况、距离等因素不同，因此，服务井次与吊装搬运费不完全成正比例关系。

（2）放空天然气净化回收

对于放空天然气净化回收业务，项目运营周期较长，预计运营年限通常为 2 至 3 年以上，因此，报告期内，通常情况不涉及机器设备变更项目或位置。公司将旧设备用于新项目，发生的费用主要为新项目设备安装费。机器设备从旧项目拆除的费用，计入当期营业成本，机器设备转移到新项目的搬运、安装费属于新项目达到可使用状态的必要支出，先通过“在建工程”科目归集，待新项目整体达到预定可使用状态时，转入“长期待摊费用”，按项目预计运营时间进行摊销，摊销金额计入当期营业成本。

报告期内，2020 年度哈六联项目（报告期前的项目，报告期内结束，当期未产生收入）设备拆除费用 5.79 万元，计入当期营业成本；2022 年哈一联设备拆除费用 12.01 万元，计入当期营业成本。2021 年度宜 202 项目和宁 211 项目结束后将设备整体搬迁至合深 4 二期项目，相关搬运、安装费金额为 398.06 万元，计入合深 4 二期项目在建工程成本；2022 年度哈一联项目结束后将设备搬运至哈得项目，相关搬运、安装费金额为 527.42 万元，计入哈得项目在建工程成本，达到预定可使用状态时转入长期待摊费用。放空天然气净化回收相关搬运、拆装等成本的金额及会计处理方式合理。

综上所述，报告期内，公司机器设备均与公司主营业务相关；公司三类业务的机器设备在同一类业务项目间均具有通用性，机器设备在当前项目结束运营后用于其他项目具有经济性；注气业务和天然气发电及主动力服务的机器设备变更运行项目或地点的吊装费用计入当期主营业务成本“吊装搬运”核算，其会计处理方式合理；放空天然气净化回收业务机器设备在旧项目的拆除费用计入当期“营业成本”核算，转移到新项目的搬运、安装费先通过“在建工程”科目归集，后转入“长期待摊费用”摊销，其会计处理方式合理。

（七）列表说明报告期各期各类业务主要项目（未归属具体项目的请以“其他”列示）的机器设备原值、折旧摊销、减值和账面价值、成新率情况，长期待摊费用原值、摊销金额和账面金额，以及各项目单位产量机器设备和长期待摊费用投资规模情况，项目间存在重大差异的请说明具体原因

1、报告期各期各类业务主要项目（未归属具体项目的请以“其他”列示）的机器设备原值、折旧摊销、减值和账面价值、成新率情况，长期待摊费用原值、摊销金额和账面金额

(1) 2023年6月30日

2023年6月30日，公司各类业务主要项目的机器设备和长期待摊费用的具体情况如下表所示：

单位：万元

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
放空天然气净化回收业务	跃满801项目	9,779.29	2,953.34	5.54	6,820.41	69.74%	6,227.90	3,299.54	2,928.36
	金浅5H项目	4,832.73	765.19	-	4,067.54	84.17%	1,060.15	925.92	134.23
	吐东2一期项目	4,450.55	947.29	-	3,503.26	78.72%	2,524.88	1,344.17	1,180.71
	哈得项目	3,920.11	1,245.01	-	2,675.10	68.24%	2,538.48	409.81	2,128.67
	合深4二期项目	4,001.26	1,031.02	-	2,970.24	74.23%	2,760.17	1,835.78	924.39
	宜203项目	2,922.99	393.38	-	2,529.61	86.54%	330.44	247.83	82.61
	秋林10项目	2,903.32	763.41	-	2,139.91	73.71%	430.73	430.73	-
	富源3项目	2,727.15	1,076.87	-	1,650.28	60.51%	1,593.96	800.36	793.60
	金浅3项目	2,422.99	422.00	-	2,000.99	82.58%	662.21	633.72	28.49
	合深4一期项目	1,423.49	294.82	-	1,128.67	79.29%	788.50	587.52	200.98
	顺北1-1项目	1,521.26	698.58	64.31	758.37	49.85%	1,212.19	1,212.19	-
	火烧山项目	221.37	114.44	2.89	104.04	47.00%	660.09	142.73	517.36
	九集增压站项目	163.42	98.17	-	65.25	39.93%	-	-	-
	南翼山项目	329.91	195.26	-	134.65	40.81%	345.18	345.18	-

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
	吉庆项目	200.43	35.86	-	164.57	82.11%	240.87	216.05	24.82
	其他	1,401.76	983.50	162.55	255.72	18.24%	-	-	-
注气业务	注气	14,979.96	6,462.63	7.79	8,509.54	56.81%	-	-	-
天然气发电及主动力服务业务	天然气发电及主动力服务	10,308.59	7,122.27	322.66	2,863.66	27.78%	-	-	-
	叙永分布式能源项目	2,215.60	663.39	-	1,552.21	70.06%	677.56	677.56	-
其他	装修费用	-	-	-	-	-	56.85	33.22	23.63
合计		70,726.18	26,266.43	565.74	43,894.02	62.06%	22,110.16	13,142.31	8,967.87

注：本表列示的长期待摊费用金额为将附属项目汇入主项目的金额。

(2) 2022年12月31日

2022年12月31日，公司各类业务主要项目的机器设备和长期待摊费用的具体情况如下表所示：

单位：万元

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
放空天然气净化回收	跃满 801 项目	9,388.77	2,395.11	-	6,993.66	74.49%	5,509.45	2,335.98	3,173.47
	金浅 5H 项目	4,832.73	535.63	-	4,297.10	88.92%	1,060.15	657.46	402.69
	吐东 2 一期项目	4,450.55	733.97	-	3,716.59	83.51%	2,383.21	923.13	1,460.08
	哈得项目	4,363.59	1,286.34	5.54	3,071.71	70.39%	1,860.81	51.60	1,809.21

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
	合深 4 二期项目	4,011.53	842.24	-	3,169.29	79.00%	2,760.17	1,219.51	1,540.66
	宜 203 项目	2,922.99	254.54	-	2,668.45	91.29%	330.44	165.22	165.22
	秋林 10 项目	2,901.92	627.24	-	2,274.68	78.39%	430.73	430.73	-
	富源 3 项目	2,707.49	925.73	-	1,781.76	65.81%	1,593.96	520.26	1,073.70
	金浅 3 项目	2,422.99	306.91	-	2,116.08	87.33%	662.21	462.76	199.45
	合深 4 一期项目	1,423.26	227.20	-	1,196.06	84.04%	788.50	450.54	337.95
	顺北 1-1 项目	1,325.80	498.62	-	827.18	62.39%	1,212.19	1,212.19	-
	火烧山项目	202.61	113.81	2.89	85.91	42.40%	556.29	40.02	516.27
	九集增压站项目	160.02	32.44	-	127.58	79.73%	-	-	-
	南翼山项目	329.91	179.59	-	150.32	45.56%	345.18	345.18	-
	吉庆项目	143.75	48.88	-	94.87	66.00%	240.87	175.90	64.96
	其他	1,286.54	926.03	226.86	133.65	10.39%	-	-	-
	小计	42,874.45	9,934.28	235.29	32,704.89	76.28%	19,734.16	8,990.48	10,743.66
注气业务	注气	14,553.37	6,064.00	7.79	8,481.58	58.28%	-	-	-
天然气发电及主动力服务	天然气发电及主动力服务	10,550.86	6,824.49	372.65	3,353.72	31.79%	-	-	-
	叙永分布式能源项目	2,218.44	561.19	-	1,657.25	74.70%	677.56	613.31	64.25
	其他	460.67	437.61	-	23.04	5.01%	-	-	-

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
	小计	13,229.98	7,823.29	372.65	5,034.01	38.05%	677.56	613.31	64.25
其他	装修费用	-	-	-	-	-	33.97	30.00	3.97
合计		70,657.79	23,821.58	615.72	46,220.49	65.41%	20,445.69	9,633.79	10,811.88

注：本表列示时将放空天然气净化回收业务的附属项目并入主项目。

(3) 2021年12月31日

2021年12月31日，公司各类业务主要项目的机器设备和长期待摊费用的具体情况如下表所示：

单位：万元

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
放空天然气净化回收	跃满 801 项目	8,435.99	1,286.56	-	7,149.43	84.75%	4,545.95	691.42	3,854.53
	金浅 5H 项目	4,832.73	76.52	-	4,756.21	98.42%	975.98	122.00	853.98
	吐东 2 一期项目	4,453.44	307.24	-	4,146.19	93.10%	2,349.28	130.52	2,218.76
	哈一联项目	3,524.87	1,127.00	-	2,397.87	68.03%	1,212.97	1,038.81	174.16
	合深 4 二期项目	3,240.38	473.23	-	2,767.15	85.40%	-	-	-
	秋林 10 项目	2,901.92	351.13	-	2,550.79	87.90%	430.73	287.15	143.58
	金浅 3 项目	2,422.99	76.73	-	2,346.26	96.83%	607.79	126.62	481.17
	顺北 1-1 项目	1,519.03	472.22	-	1,046.80	68.91%	1,212.19	375.96	836.24

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
	富源 3 项目	1,458.82	321.39	-	1,137.43	77.97%	1,039.15	28.87	1,010.28
	合深 4 一期项目	1,373.45	100.59	-	1,272.86	92.68%	733.61	183.31	550.30
	南翼山项目	329.91	148.25	-	181.66	55.06%	345.18	345.18	-
	九集增压站项目	310.46	30.45	-	280.01	90.19%	-	-	-
	跃满增压站项目	300.88	59.89	-	241.00	80.10%	-	-	-
	吉庆项目	143.75	36.48	-	107.26	74.62%	240.87	95.61	145.25
	宜 202 项目	-	-	-	-	-	156.45	156.45	-
	宁 211 项目	-	-	-	-	-	8.52	8.52	-
	其他	1,122.50	794.38	101.21	226.91	20.21%	-	-	-
	小计	36,371.12	5,662.07	101.21	30,607.82	84.15%	13,858.67	3,590.42	10,268.24
注气业务	注气	10,705.52	4,908.70	-	5,796.82	54.15%	-	-	-
天然气发电及主动力服务	天然气发电及主动力服务	12,336.44	6,953.79	-	5,382.65	43.63%	-	-	-
	叙永分布式能源项目	2,205.17	348.76	-	1,856.41	84.18%	677.56	356.29	321.26
	小计	14,541.61	7,302.55	-	7,239.06	49.78%	677.56	356.29	321.26
其他	装修费用	-	-	-	-	-	28.01	19.57	8.44
合计		61,618.25	17,873.33	101.21	43,643.71	70.83%	14,564.24	3,966.29	10,597.95

(4) 2020年12月31日

2020年12月31日，公司各类业务主要项目的机器设备和长期待摊费用的具体情况如下表所示：

单位：万元

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
放空天然气净化回收	哈一联项目	3,534.36	717.30	-	2,817.06	79.70%	1,212.97	620.83	592.14
	秋林 10 项目	2,863.89	68.00	-	2,795.89	97.63%	430.73	71.79	358.94
	跃满 801 项目	1,725.52	795.10	-	930.42	53.92%	-	-	-
	宜 202 项目	1,633.23	116.37	-	1,516.86	92.88%	156.45	65.19	91.26
	宁 211 项目	1,592.92	49.55	-	1,543.37	96.89%	8.52	1.78	6.75
	顺北 1-1 项目	546.13	217.48	-	328.65	60.18%	128.41	42.80	85.61
	南翼山项目	498.50	174.30	-	324.20	65.04%	345.18	276.15	69.04
	吉庆项目	143.75	22.83	-	120.92	84.12%	247.23	13.73	233.49
	合深 4 一期项目	13.27	-	-	13.27	100.00%	-	-	-
	其他	1,260.19	808.60	-	451.59	35.84%	-	-	-
	小计	13,811.76	2,969.53	-	10,842.23	78.50%	2,529.49	1,092.27	1,437.23
注气业务	注气	10,876.42	4,364.02	-	6,512.39	59.88%	-	-	-
天然气发电及主动力服务	天然气发电及主动力服务	13,613.58	6,746.65	-	6,866.93	50.44%	-	-	-
	叙永分布式能源项目	2,201.37	139.46	-	2,061.92	93.67%	579.20	144.80	434.40
	其他	42.74	37.86	-	4.88	11.42%	-	-	-

业务类型	项目类型	机器设备					长期待摊费用		
		原值	折旧	减值	账面价值	成新率	原值	摊销	账面价值
	小计	15,857.69	6,923.97	-	8,933.73	56.34%	579.20	144.80	434.40
其他	装修费用	-	-	-	-	-	28.01	11.29	16.72
合计		40,545.88	14,257.52	-	26,288.36	64.84%	3,136.70	1,248.36	1,888.34

2、各项目单位产量机器设备和长期待摊费用投资规模情况，项目间存在重大差异的请说明具体原因

报告期内，公司放空天然气净化回收业务项目建站初始投资主要分为两部分，一部分是固定资产，主要是机器设备的投资，投资金额的影响因素主要包括：（1）加工处理产成品类型，LNG 设备较 CNG 设备价格高；（2）产能，日处理量越大价格越高；（3）处理工艺复杂程度，原料气气质组分越复杂设备配置越多，投资越大。

另一部分是建站相关的设计、土建、基建材料及设备安装等费用，计入长期待摊费用，该部分投资金额的影响因素主要包括：（1）建站规模、建站位置、基础设施条件；（2）产能；（3）处理工艺复杂程度；（4）客户是否提供基础建设等多种因素。

因此，不同项目的初始投资差异会很大，即便是相同的设计产能，依然会因为不同项目的净化回收处理工艺复杂程度不同、建站位置地理状况及条件不同而呈现出较明显的投资需求差异。

报告期内，公司放空天然气净化回收业务主要项目的投资规模、产能和单位产能投资成本的具体情况如下表所示：

项目	投资规模（万元）			产能（万方/日）	单位产能的投资成本（元）
	固定资产原值	长期待摊费用原值	合计		
跃满 801 项目	9,891.10	6,227.90	16,119.00	20.00	805.95
金浅 5H 项目	4,865.49	1,060.15	5,925.64	20.00	296.28
合深 4 一期项目	6,596.15	788.50	7,384.64	20.00	369.23
吐东 2 一期项目	4,527.38	2,524.88	7,052.26	12.00	587.69
合深 4 二期项目	3,942.07	2,760.17	6,702.24	10.00	670.22
秋林 10 项目	2,885.05	430.73	3,315.77	10.00	331.58
宜 203 项目	2,965.22	330.44	3,295.67	10.00	329.57
金浅 3 项目	2,455.75	662.21	3,117.96	10.00	311.80
宁 211 项目	1,592.92	8.52	1,601.44	6.00	266.91
宜 202 项目	1,633.23	156.45	1,789.68	5.00	357.94
哈得项目	4,533.53	2,538.48	7,072.01	45.00	157.16

项目	投资规模（万元）			产能（万方/日）	单位产能的投资成本（元）
	固定资产原值	长期待摊费用原值	合计		
哈一联项目	1,848.28	1,212.97	3,061.25	35.00	87.46
富源 3 项目	2,210.98	1,593.96	3,804.94	30.00	126.83
顺北 1-1 项目	1,634.48	1,212.19	2,846.67	10.00	284.67
火烧山项目	233.24	660.09	893.33	2.00	446.67
吉庆项目	125.34	240.87	366.21	2.00	183.11

注：本表列示时将放空天然气净化回收业务的附属项目并入主项目。

（1）LNG 项目

1) 设计产能 20 万方/日的 LNG 项目

公司设计产能 20 万方/日 LNG 项目有跃满 801 项目、金浅 5H 项目、合深 4 一期项目。

跃满 801 项目单位产能投资成本高，主要原因包括：（1）跃满 801 项目工艺流程长，设计产能可日处理 20 万方原料气生产 LNG，也可日处理 30 万 m³ 原料气生产 CNG，净化处理环节包括脱硫、脱烃、脱碳、脱水等模块，导致设备投资金额较大、基建材料（如管材、电缆等）金额较大；（2）跃满 801 项目建站在沙漠，场地平整等土建工程量大，且新疆区域 LNG 场站建设执行的安全标准较高，相关土建安装成本高。

金浅 5H 项目前期土地平整等工程由客户完成，公司工程量较小。

合深 4 一期项目 LNG 设备采用租赁模式，该设备市场价为 5,300.00 万元，与金浅 5H 项目相比设备价值高，其安装工程由出租方承担，工程量较小。

2) 设计产能 10 至 12 万方/日的 LNG 项目

公司设计产能 10 至 12 万方/日 LNG 项目有吐东 2 一期项目、合深 4 二期项目、秋林 10 项目、宜 203 项目和金浅 3 项目。

吐东 2 一期项目单位产能的投资成本较高，主要原因包括：（1）吐东 2 一期项目包括 2 套 6 万方的 LNG 设备，且气体组份含烃量高，增加了脱重烃装置，导致设备投资增大；（2）吐东 2 一期项目建站位置偏僻，地理环境较差，场地平整费用较高，且新疆区域 LNG 场站建设执行的安全标准较高，相关土建安装成

本高；（3）吐东 2 一期项目洽谈时，客户预计增加处理量的可能性很大，因此，公司建设一期土建、中控房、场地平整等设施时考虑了增加处理量的情况，支出金额较大。

合深 4 二期项目单位产能的投资成本较高，主要原因包括：（1）合深 4 二期项目实施地的地形复杂，土建的土石方处理量很大，土建、场地平整等费用发生额较大；（2）合深 4 二期项目较四川地区其他项目，气体组份含有硫化氢，增加脱硫装置；（3）合深 4 二期项目是公司使用了宜 202 项目和宁 211 项目的两套旧设备，公司需对两套设备进行组合安装，设备安装及调试的支出相对较多。

3) 设计产能 5 至 6 万方/日的 LNG 项目

宜 202 项目单位产能的投资成本较宁 211 项目高，主要原因系宁 211 项目设备较宜 202 项目采购时间晚，购买天然气撬装装置设备时，其市场价格略有降低。

（2）CNG 项目

1) 设计产能 2 万方/日 CNG 项目

设计产能 2 万方/日 CNG 项目有火烧山项目和吉庆项目，投资规模存在差异，主要原因包括：①火烧山项目工艺处理包括脱烃工艺，配置设备较吉庆站多，发生的安装费用高，②吉庆项目场地基础建设由客户完成，发生的工程费较少，而火烧山项目发生的土地平整等工程较多。

2) 其他 CNG 项目

其他 CNG 项目产能差异较大，投资规模不具有可比性，整体而言，CNG 项目固定资产投资额，与产能成正比例关系，长期待摊费用投资额，受项目建站规模、建站位置、基础设施条件、处理工艺复杂程度、客户是否提供基础建设等多种因素影响。

综上所述，各项目单位产量机器设备和长期待摊费用投资规模情况符合公司实际情况，项目间存在差异的原因具有合理性。

(八) 分析各期长期待摊费用和机器设备的折旧摊销与主营业务成本中对应项目的勾稽关系

1、各期长期待摊费用摊销与主营业务成本中对应项目的勾稽关系

(1) 长期待摊费用摊销额的具体情况

报告期内，公司长期待摊费用摊销金额结转对方科目的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
主营业务成本	3,443.90	6,962.02	2,486.20	615.97
其他业务成本	-	-	89.46	69.04
管理费用	64.59	83.43	136.91	197.89
在建工程	-	-	5.35	32.10
对方核算科目合计	3,508.49	7,045.45	2,717.93	915.00
长期待摊费用摊销金额	3,508.49	7,045.45	2,717.93	915.00
差异	-	-	-	-

(2) 主营业务成本中的“摊销费”的具体情况

报告期内，公司各期主营业务成本中“摊销费”的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
放空天然气净化回收	3,443.90	6,727.02	2,220.09	599.88
注气业务	-	-	-	-
天然气发电及主动力服务	-	235.00	266.11	16.09
合计	3,443.90	6,962.02	2,486.20	615.97

注：天然气发电及主动力服务中仅有叙永分布式能源项目存在摊销费，该项目运营已超过3年，摊销费已摊销完毕。

(3) 各期长期待摊费用摊销与主营业务成本中对应项目的勾稽关系

报告期内，公司长期待摊费用摊销计入主营业务成本的金额，与主营业务成本中“摊销费”的勾稽关系如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
主营业务成本中“摊销费”	3,443.90	6,962.02	2,486.20	615.97

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
长期待摊费用摊销金额	3,443.90	6,962.02	2,486.20	615.97
差异	-	-	-	-

如上表所示，报告期内，公司长期待摊费用摊销金额与主营业务成本中“摊销费”的金额勾稽一致。

2、各期固定资产折旧与主营业务成本中对应项目的勾稽关系

(1) 固定资产折旧的具体情况

报告期内，公司各期固定资产折旧结转对方科目的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
主营业务成本	3,287.47	5,858.32	4,266.45	3,196.50
其他业务成本	18.22	75.85	47.73	60.38
管理费用	281.24	783.31	521.61	530.44
研发费用	3.76	84.30	75.29	-
销售费用	0.30	2.27	-	-
在建工程	-	168.63	164.55	64.91
对方核算科目合计	3,590.99	6,972.68	5,075.63	3,852.23
固定资产折旧计提金额	3,590.99	6,972.68	5,075.63	3,852.23
差异	-	-	-	-

报告期各期末，公司固定资产主要为机器设备，占固定资产账面价值的比例分别为 94.63%、95.04%、94.60%和 93.14%。报告期内，公司各期固定资产折旧计入主营业务成本的部分，按固定资产分类列示的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
机器设备	2,935.00	5,259.45	3,803.31	2,889.06
工具器具	145.89	218.20	105.93	50.44
运输设备	188.01	334.95	337.84	255.93
电子设备	18.57	45.73	19.37	1.06
固定资产折旧合计	3,287.47	5,858.32	4,266.45	3,196.50

(2) 主营业务成本中“折旧”的具体情况

报告期内，公司各期主营业务成本中“折旧”的具体情况如下表所示：

单位：万元

年度	项目	放空天然气净化回收	注气业务	天然气发电及主动力服务	合计
2023年1-6月	折旧	2,220.24	743.18	495.22	3,458.64
	其中：使用权资产折旧	193.32	-	-	193.32
	固定资产折旧	2,026.92	743.18	495.22	3,265.32
2022年度	折旧	4,096.02	1,203.36	912.40	6,211.78
	其中：使用权资产折旧	386.65	-	-	386.65
	固定资产折旧	3,709.37	1,203.36	912.40	5,825.13
2021年度	折旧	1,900.93	1,077.92	1,513.52	4,492.37
	其中：使用权资产折旧	257.76	-	-	257.76
	固定资产折旧	1,643.17	1,077.92	1,513.52	4,234.61
2020年度	折旧	640.32	1,007.28	1,503.33	3,150.93
	其中：固定资产折旧	640.32	1,007.28	1,503.33	3,150.93

(3) 各期固定资产折旧与主营业务成本中对应项目的勾稽关系

报告期内，公司固定资产折旧计入主营业务成本的金额，与主营业务成本中“折旧”、“制造费用”的勾稽关系如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
主营业务成本中“折旧”	3,265.32	5,825.13	4,234.61	3,150.93
主营业务成本中“制造费用”	22.15	33.19	31.85	45.57
固定资产折旧	3,287.47	5,858.32	4,266.45	3,196.50
差异	-	-	-	-

如上表所示，报告期内，公司固定资产折旧计提与主营业务成本中“折旧”的差异为“制造费用”中需分摊的南疆地区生产运行部共用办公用轿车等固定资产的折旧费用，勾稽一致。

(九) 列表说明报告期内闲置固定资产的具体类别、所属项目、闲置原因、账面原值、折旧和减值金额、报告期末账面价值，以及减值测试中相关评估的具体方法和重要参数假设情况，评估是否合理、相关减值计提是否充分；报告期内其他固定资产是否存在减值迹象

1、列表说明报告期内闲置固定资产的具体类别、所属项目、闲置原因、账面原值、折旧和减值金额、报告期末账面价值

报告期各期末，公司闲置固定资产的具体情况如下表所示：

单位：万元

业务/项目	类别	2023年6月30日				2022年12月31日				2021年12月31日				2020年12月31日			
		账面原值	折旧	减值	账面价值	账面原值	折旧	减值	账面价值	账面原值	折旧	减值	账面价值	账面原值	折旧	减值	账面价值
天然气发电及主动力服务	机器设备	2,752.69	2,185.33	225.56	341.80	5,430.49	3,826.28	372.65	1,231.56	1,545.45	1,139.33	-	406.12	1,087.18	935.48	-	151.70
放空天然气净化回收—一顺北 1-1 项目	机器设备	1,056.20	368.53	-	687.67	853.97	191.32	-	662.65	-	-	-	-	-	-	-	-
	工具器具	120.59	50.82	-	69.77	120.59	39.37	-	81.22	-	-	-	-	-	-	-	-
	电子设备	15.93	11.35	-	4.58	15.93	8.83	-	7.10	-	-	-	-	-	-	-	-
	小计	1,192.72	430.70	-	762.02	990.49	239.52	-	750.97	-	-	-	-	-	-	-	-
其他	机器设备	1,433.13	925.50	208.20	299.43	977.03	684.98	201.83	90.22	1,027.80	705.85	101.21	220.74	1,294.08	836.67	-	457.41
	工具器具	-	-	-	-	142.16	58.54	83.41	0.21	-	-	-	-	-	-	-	-
	小计	1,433.13	925.50	208.20	299.43	1,119.19	743.52	285.24	90.43	1,027.80	705.85	101.21	220.74	1,294.08	836.67	-	457.41
合计		5,378.54	3,541.53	433.76	1,403.25	7,540.17	4,809.33	657.89	2,072.96	2,573.26	1,845.19	101.21	626.86	2,381.26	1,772.15	-	609.11

（1）天然气发电及主动力服务

天然气发电及主动力服务相关设备闲置原因主要系报告期内，公司综合各方面因素，适当调整了自身战略布局，一定程度上收缩了天然气发电及主动力服务业务的开拓，逐步退出南疆地区该项业务市场，将部分天然气发电设备用于自身放空天然气净化回收及注气业务，陆续处置了部分闲置设备，剩余设备暂无使用计划。

2020 年末，公司对天然气发电及主动力服务闲置资产全部进行评估，被评估设备账面价值 151.70 万元，评估价值 153.46 万元。

2021 年末，公司对该业务账面价值 383.03 万元的设备进行评估，评估价值 500.21 万元，剩余账面价值 23.09 万元的 6 台机器设备未评估，主要原因系该批设备净值较小且大部分将于 2022 年 7 月提足折旧。

2022 年末，该业务闲置设备账面净值 1,604.21 万元，其中，账面净值 372.65 万元设备预计未来无使用价值，全额计提减值准备，对该业务账面价值 1,179.40 万元的闲置设备进行评估，评估价值 1,524.20 万元，剩余 3 台发电机配套用发动机和调压装置合计账面净值 52.16 万元设备未评估，主要原因系该批设备价值较小，且可作为替换用配件。

2023 年 6 月 30 日，该业务闲置设备账面净值 567.36 万元，其中，账面净值 225.56 万元的设备预计未来无使用价值，于 2022 年全额计提减值准备；账面净值 156.78 万元设备于 2022 年末已进行评估，评估价值大于账面价值，无需计提减值准备；账面净值 163.22 万元的发电机拟用于新的放空天然气净化回收项目使用，无需计提减值准备；剩余 2 套天然气配套机组合计账面净值 21.79 万元设备未评估主要原因系该批设备价值较小，且可作为替换用设备。

2021 年度至 2023 年 1-6 月，公司处置了部分天然气发电及主动力服务设备，销售价格均高于账面价值，说明公司该等闲置的天然气发电及主动力服务设备的可变现价值也超过其账面价值，故不存在减值迹象。闲置的天然气发电设备，公司计划用于未来投建的放空天然气净化回收项目发电使用。

（2）放空天然气净化回收业务——顺北 1-1 项目

公司在南疆地区以原料气买断的模式运营顺北 1-1 项目，主要作用保障了公司南疆地区天然气发电及主动力服务业务用气的连续性，保障气源供应，因此，顺北 1-1 项目产出的天然气优先用于公司自身天然气发电及主动力服务业务，剩余对外销售。2022 年，随着公司逐渐退出南疆地区天然气发电及主动力服务市场，顺北 1-1 项目中止。因此，2022 年末作为闲置资产，对该业务账面价值 744.92 万元的资产进行评估，评估价值 801.00 万元，未发生减值。剩余 2 台流浆泵价值 6.05 万元未评估，主要原因系其为配套设备且价值较小，且可以作为替换设备使用。2023 年 6 月 30 日，整个顺北 1-1 项目设备作为闲置资产，合计账面价值 762.02 万元。顺北 1-1 项目相关固定资产保养情况较好，如果未来顺北 1-1 没有使用计划，将转移至火烧山（火烧山项目计划将扩产）或新项目继续使用，因此未计提减值准备。

（3）其他

报告期内，公司其他闲置资产主要为以前年度放空天然气净化回收业务项目结束或终止后撤回的设备，部分陆续用于新建的放空天然气净化回收项目，剩余设备短期内暂无使用计划。

2020 年末，该批设备预计陆续用于新项目，不存在减值迹象，未进行评估。

2021 年末，公司对仍未利用以及新增闲置设备账面价值 282.03 万元进行评估，评估价值 180.82 万元，减值 101.21 万元，剩余 5 台压滤机等设备账面价值 39.91 万元金额较小未参与评估，且可以作为替换设备使用。

2022 年末，该批账面净值 375.67 万元的资产闲置，其中，账面净值 285.24 万元的设备预计未来无使用价值，全额计提减值准备；同时，对其余账面价值 90.43 万元的 5 台设备进行评估，评估价值 102.70 万元，未发生减值，该等设备可用于后续博源 1 井等新项目使用。

2023 年 6 月 30 日，该批账面净值 507.63 万元的资产闲置，其中，账面净值 200.41 万元的设备预计未来无使用价值，于 2022 年全额计提减值准备；账面价值 96.60 万元的设备于 2022 年末进行评估，评估价值大于账面价值，无需计提减值准备；账面净值 22.77 万元的设备于 2021 年部分计提减值准备 7.79 万

元；未评估闲置设备账面净值 187.85 万元，其中 1 台天然气脱烃装置账面净值 166.76 万元拟用于火烧山项目的扩产，剩余未评估闲置资产合计账面净值 21.08 万元，金额较小未参与评估，且可以作为替换设备使用。

综上所述，公司闲置资产符合公司实际经营情况，闲置原因合理。

2、减值测试中相关评估的具体方法和重要参数假设情况，评估是否合理、相关减值计提是否充分

(1) 报告期内为闲置固定资产减值测试目的进行的资产评估

单位：万元

评估报告号	评估机构	评估基准日	评估方法	业务/项目/资产名称	资产账面价值	评估价值	是否减值	减值金额
万隆评报字（2023）第 10130 号	万隆（上海）资产评估有限公司	2022 年 12 月 31 日	成本法、市场法（选取孰低）	天然气发电及主动力服务业务/发电机组及配套设备等	1,179.40	1,524.20	否	-
				天然气发电及主动力服务业务/发电机组及配套设备等	69.30	170.10	否	-
				放空天然气净化回收业务/顺北 1-1 项目/发电机组及配套设备等	744.92	801.00	否	-
				其他	90.43	102.70	否	-
				合计	2,084.05	2,598.00	-	-
万隆评报字（2022）第 10359 号	万隆（上海）资产评估有限公司	2021 年 12 月 31 日	成本法、市场法（选取孰低）	发电机组及配套设备	383.03	500.21	否	-
				其他/发电机组及配套设备	282.03	180.82	是	101.21
				合计	665.06	681.03	-	101.21
万隆评报字（2021）第 10021 号	万隆（上海）资产评估有限公司	2020 年 12 月 31 日	成本法、市场法（选取孰低）	发电机组及配套设备	151.70	153.46	否	-

注：2022 年 12 月 31 日，评估资产账面价值与作为闲置列示的资产账面价值相差 69.30 万元（评估价值 170.10 万元），为公司将两套（以标准作业面计算）因轮休导致闲置时间不满 6 个月但与备用量不匹配的发电机组进行了评估，但未作为闲置资产。2021 年 12 月 31 日，根据万隆评报字（2022）第 10359 号评估报告，虽然评估整体未减值，但其中部分资产存在评估减值，公司根据评估报告，对部分评估减值的资产计提了减值准备。

(2) 减值测试中相关评估的具体方法和重要参数假设情况

1) 评估方法

根据中国资产评估协会《以财务报告为目的的评估指南》（中评协〔2017〕45号），执行以财务报告为目的的评估业务，应当根据评估对象、价值类型、资料收集情况和资料来源等相关条件，参照会计准则关于评估对象和计量方法的有关规定，选择评估方法。

评估对象为公司于评估基准日申报的部分资产可回收价值，可回收价值等于资产预计未来现金流量的现值或者公允价值减去处置费用的净额孰高者。资产预计未来现金流量的现值通常采用收益法；被评估资产的市场价值（公允价值）通常可采用收益法、市场法和成本法三种资产评估基本方法加以计算。因此根据评估对象的特点、价值类型、资料收集情况、数据来源等相关条件，参照会计准则关于评估对象和计量方法的有关规定，固定资产选择评估方法过程如下：

评估资产为公司部分机器设备，主要为发电机组、配套设备以及部分回收设备，由于该部分资产处于闲置状况，且该部分资产不能独立产生现金流，无法通过测算各单项资产预计未来现金流量的现值来确定其可回收价值，故以资产的公允价值减去处置费用后的净额作为可收回价值。公允价值分别采用成本法和市场法确定，并基于谨慎性考虑选择两者中较低者作为评估资产的公允价值。

2) 重要参数的选择

①成本法中的重要参数

成本法的计算公式为：公允价值=重置价值×综合成新率

重置价值为评估资产的不含税市场价格确定。

设备综合成新率通过年限法成新率和勘察成新率综合确定，计算公式如下：

综合成新率=年限法成新率×40%+勘察成新率×60%

②市场法中的重要参数

市场法是指通过将评估对象与可比参照物进行比较，以可比参照物的市场价格为基础确定评估对象价值的评估方法的总称。

在市场法下，评估资产的公允价值为 3 个可比交易实例的交易价格平均值。

③机器设备处置费用

由于评估机器设备无需进行拆除，处置费用根据当地的税收政策考虑交易的相关税费，包括增值税附加税，印花税。

(3) 闲置资产评估是否合理、相关减值计提是否充分

报告期内，公司及中介机构对闲置固定资产可收回价值评估的具体方法、假设及参数适当性进行了复核，经复核后认为评估选取的方法及参数是合理的。对于少量未评估的闲置资产，公司执行了期末减值测试，因此，各报告期末公司闲置资产期末减值计计提是充分的。

3、报告期内其他固定资产是否存在减值迹象

报告期内，公司根据准则以及相关规定的要求，于资产负债表日严格排查各项资产状态，除上述已经闲置的资产出现减值迹象外，天然气发电及主动力服务业务中的叙永分布式能源项目作为中石油浙江油田分公司云山坝集气增压脱水站的备用发电站，于 2021 年投产，因客户需求不足，2022 年度处于临时停产状态，截至 2022 年末，叙永分布式能源项目资产账面价值 1,725.03 万元，存在减值迹象。

2023 年 4 月，叙永凯龙与中石油浙江油田分公司签订《浙江油田公司叙永太阳、云山坝集气增压脱水站燃气发电供电服务项目合同》，根据合同约定，为提高集气增压站的供电可靠性，计划对集气站采用双电源供电方式，即公司已建成的叙永分布式能源站作为云山坝集气增压站的主供电源。合同履行期限为自合同生效之日起 36 个月或购电费用达到 4,800 万元为止。合同期满后，经客户评估认为公司能够保障生产用电平稳且具备延续燃气发电供电服务能力后，公司有优先续约权。合同签订之日起第一年采购电量不低于 3,000 万度，后续采购电量根据客户生产实际需求尽发尽用，原则上客户年用电量保证不低于 3,000 万度，电价（含税）为 0.769 元/度。

叙永凯龙自 2023 年 5 月 15 日起执行上述合同，2023 年 5 月至 9 月营业收入为 730.80 万元，结算电量 1,070.89 万度，8 月，公司取得中石油浙江油田分公司制定的分布式能源站发电负荷计划表，全年综合用电量将不低于 3,000 万度。

公司委托万隆（上海）资产评估有限公司对叙永分布式能源项目相关资产于 2022 年末和 2023 年 6 月末的可回收价值进行评估，评估时根据上述新合同中约定的年用电量，合同履行期限、电价等预测该项目未来收益，确认资产的可回收金额，根据收益法的评估结果，相关资产不存在减值。

综上所述，公司闲置资产符合公司实际经营情况，减值测试中相关评估的具体方法和重要参数假设情况合理，相关减值计提充分，报告期内，除闲置资产外，叙永分布式能源项目作为客户备用电源业务量较少，盈利性较弱，可能存在减值迹象，但根据与新客户签订的合同预测该项目未来收益，经评估该项资产不存在减值，除闲置资产和叙永分布式能源项目外，其他固定资产不存在减值迹象。

（十）报告期内备用设备的主要类别、数量、账面金额、所在位置、具体使用情况；保留备用设备的必要性，是否实际属于闲置设备，减值计提是否充分；报告期内备用设备折旧计提情况及对方科目情况，是否存在少计折旧的情形

1、报告期内备用设备的主要类别、数量、账面金额、所在位置、具体使用情况

公司备用设备为正常经营所需的备用设备。公司放空天然气净化回收业务的主体设备每年预留约 30 天的设备停产检修时间，无需备用设备；除主体设备外，仅需零星辅助设备作为备用设备。公司注气业务保留少量的制氮机、注水泵作为备用设备。公司天然气发电及主动力服务业务一般情况下保留 1 至 2 套（一般 3 至 4 台为 1 套）发电机组作为备用设备。

(1) 2023年6月末

2023年6月末，公司备用设备的具体情况如下表所示：

单位：台、万元

业务	类别	内容	数量	账面价值	资产位置
天然气发电及主动力服务	机器设备	天然气配套机组	4	180.78	北疆办公基地
注气业务	机器设备	空压机、注水泵等	2	29.32	北疆注气基地
合计	-	-	-	210.10	-

(2) 2022年末

2022年末，公司备用设备的具体情况如下表所示：

单位：台、万元

业务	类别	内容	数量	账面价值	资产位置
放空天然气净化回收	机器设备	脱硫泵	2	7.26	南疆办公基地
注气业务	机器设备	制氮机、注水泵等	4	117.73	南疆办公基地
注气业务	工具器具	搅拌罐等	2	4.51	南疆办公基地
天然气发电及主动力服务	机器设备	发电机组及配套设备	7	76.35	北疆办公基地
合计	-	-	-	205.85	-

(3) 2021年末

2021年末，公司备用设备的具体情况如下表所示：

单位：台、万元

业务	类别	内容	数量	账面价值	资产位置
放空天然气净化回收	机器设备	发电机组及配套设备	4	91.96	南疆办公基地
天然气发电及主动力服务	机器设备	发电机组及配套设备	5	126.71	南疆办公基地
天然气发电及主动力服务	机器设备	发电机组及配套设备	4	56.42	北疆办公基地
合计	-	-	-	275.09	-

(4) 2020 年末

2020 年末，公司备用设备的具体情况如下表所示：

单位：台、万元

业务	类别	内容	数量	账面价值	资产位置
天然气发电及主动力服务	机器设备	发电机组及配套设备	7	348.55	南疆办公基地
天然气发电及主动力服务	机器设备	发电机组及配套设备	3	53.89	北疆办公基地
合计	-	-	-	402.44	-

注气业务 2020 年度和 2021 年度生产稳定且设备利用率较高，不存在备用设备；2022 年度因增加注气作业队伍采购一批新设备用于新队伍使用并替换部分旧设备，富余少量设备作为备用以满足临时扩队或检修时替换需要。

天然气发电及主动力服务业务，报告期内，随着公司逐渐退出南疆地区业务市场，备用设备保有量逐年减少，分别保留 7 台、5 台、3 台发电机组及配套设备，一般 3 至 4 台为一套。

2、保留备用设备的必要性，是否实际属于闲置设备，减值计提是否充分

公司保留备用设备的主要原因系新疆地处偏远，交通不便，项目运行期间如果发生设备突发故障或临时检修，保留备用设备有利于保障生产工作的正常进行。

上述备用设备不属于闲置资产，是正常经营所需的资产，不存在减值迹象。报告期末无需对正常经营所需的备用设备计提减值准备。

3、报告期内备用设备折旧计提情况及对方科目情况，是否存在少计折旧的情形

报告期内，公司备用设备折旧计提情况及对方科目情况如下表所示：

单位：万元

年度	资产原值	资产账面价值	折旧计提金额	会计核算的对方科目-主营业务成本
2023 年 1-6 月	502.28	210.10	25.45	25.45
2022 年度	446.33	205.85	43.39	43.39
2021 年度	644.72	275.09	63.96	63.96

年度	资产原值	资产账面价值	折旧计提金额	会计核算的对方科目-主营业务成本
2020 年度	704.92	402.44	66.96	66.96

报告期内，公司备用设备均正常折旧，将折旧计入主营业务成本中，不存在少计折旧的情形。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

1、获取发行人各报告期末在建工程明细表，了解在建工程的主要构成，检查在建工程大额支出的合同、发票、付款记录和试运行报告等文件，分析工程进度、支出金额、转固时点及金额的准确性；

2、报告期内各期末，对在建项目进行监盘，实地观察在建工程进度情况，确认是否存在停滞或延迟转固项目；

3、结合发行人借款合同及会计政策分析不存在资本化借款利息的合理性；

4、分析在建工程项目核算的对方会计科目和对应金额情况，判断是否存在将无关成本费用计入在建工程的情形；

5、通过访谈和穿行测试了解发行人工程项目管理及工程结算的内控流程；

6、获取并检查在建工程相关的大额合同，对比合同付款条款及实际付款情况，分析是否存在未按合同要求进度付款的情况；

7、访谈发行人管理层了解放空天然气净化回收站建设项目的一般建设期间，了解不同回收站存在建设期差异的原因；

8、检查试运行报告、天然气处理服务合同、生产日报等判断工程项目达到预定可使用状态的具体标准的合理性及执行情况；

9、检查在建项目初始运行的生产日报和收入确认单据，结合发行人提供的转固资料检查是否存在延迟转固情况；

10、对比同行业公司的在建工程及长期待摊费用会计政策，分析是否存在偏离情况，结合企业会计准则判断发行人摊销年限的合理性；

11、结合在运行项目的毛利率和运营情况分析相关长期待摊费用是否存在减值迹象，对存在减值迹象的项目复核减值测试过程；

12、获取设备采购明细表，按三大业务分析报告期设备采购与产能变动的匹配性；

13、检查主要供应商工商资料、官方网站等公开披露信息，了解供应商基本信息、股权结构、经营情况等信息，访谈发行人管理层了解与主要供应商的合作历史及选取供应商的依据，分析各期采购金额变动的原因；

14、访谈发行人管理层了解主要机器设备的用途，分析其与业务类型的匹配性及是否能够在项目间通用；

15、检查财务管理系统中固定资产卡片信息，分析报告期内机器设备变更运行项目或地点的情况，获取机器设备变更地点相关的搬运、拆装等费用明细及合同，判断相关费用会计处理的准确性；

16、获取各业务项目资产投资明细，结合业务量进行分析，检查是否存在异常投资项目；

17、了解发行人备用资产和闲置资产使用状况，检查其是否存在减值迹象，对存在减值迹象的资产复核减值测试过程；

18、获取发行人报告期内各年度与资产减值相关的评估报告，复核评估方法是否合理、参数假设是否准确、评估结果是否合理。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

1、报告期各期各项目在建工程成本发生与项目建设进度相匹配，发行人不存在资本化利息费用；

2、发行人在建项目成本支出合理，核算准确，不存在将无关成本费用计入在建工程的情况，资金支出的付款对象与合同约定一致，支付进度与合同约定、

工程进度基本一致，报告期末在建工程部分项目期后已使用，部分项目预计2023年下半年将转固运营，不存在停滞项目，不存在因战略调整等原因可能放弃继续投入和运营的项目；

3、发行人在建项目建设期存在差异，但差异具有合理性，在建工程达到预定可使用状态的具体标准和具体依据合理，符合公司业务实际情况，项目转固与实际开始运营、产生相关收入时间匹配，不存在延迟转固的情形；

4、发行人设计、土建、基建材料及设备安装等费用在项目转固前后的归集和结转方式符合公司实际业务情况，相关会计政策与可比公司不存在重大差异，以5年和运营期孰短作为摊销期限合理；各类业务主要项目间长期待摊费用原值存在差异的原因具有合理性；报告期内长期待摊费用不存在减值迹象，未计提减值准备；

5、发行人资产采购符合业务特点和发展需要，投资规模和业务产能具有匹配性，发行人设备采购前五大供应商的采购金额及占比等情况具有合理性，主要设备供应商与发行人及其关联方、关键岗位人员不存在关联关系或其他资金交易往来、利益安排；

6、发行人机器设备用途与业务特点具有匹配性，均与公司主营业务相关，公司三类业务的机器设备在项目间均具有通用性，机器设备在当前项目结束运营后用于其他项目具有经济性；注气业务和天然气发电及主动力服务的机器设备变更运行项目或地点的吊装费用计入当期营业成本“吊装搬运”核算，其会计处理方式合理；放空天然气净化回收业务机器设备从旧项目拆除的费用计入当期“营业成本”核算，机器设备转移到新项目的搬运、安装费先通过“在建工程”科目归集，后转入“长期待摊费用”摊销，其会计处理方式合理；

7、发行人固定资产折旧和长期待摊费用核算准确，会计处理合理，单位投资规模根据各项目特点具有差异性，但符合各项目特点，原因合理；

8、发行人各期长期待摊费用摊销和机器设备的折旧摊销与主营业务成本中对应项目勾稽一致；

9、发行人各报告期末均对闲置资产进行评估并将根据战略规划和业务需要将无使用计划或技术过时的设备计提减值准备，评估的具体方法和重要参数合

理，减值准备计提充分，除闲置资产外，叙永分布式能源项目处于临时停产状态，根据与新客户签订的合同预测该项目未来收益，经评估该项资产不存在减值，除闲置资产和叙永分布式能源项目外，报告期内其他固定资产不存在减值迹象；

10、发行人各报告期末均根据业务规模留存备用设备以满足临时需要，与闲置资产相区分，属于正常业务需要，未计提减值准备，折旧根据停用时间结转入主营业务成本，不存在少记折旧的情形。

17.关于现金流量

根据申报材料，报告期内，公司净利润分别为 3,989.72 万元、3,404.64 万元和 9,379.47 万元；公司经营活动产生的现金流量净额分别为-1,884.48 万元、9,203.46 万元和 18,281.38 万元。

请发行人说明：（1）经营活动现金流量各项目与资产负债表、利润表中相关项目的勾稽关系是否相符；间接法调整表中各折旧摊销项目、经营性应收项目的变动与资产负债表对应等科目的勾稽关系；（2）2020 年经营活动产生的现金流量为负的原因，报告期各期活动产生的现金流量净额大幅增长的原因；（3）量化说明报告期内各期销售商品、提供劳务收到的现金与营业收入、购买商品、接受劳务支付的现金与营业成本之间的匹配性；（4）说明支付给职工以及为职工支付的现金，是否与期间费用、营业成本中职工薪酬变动是否匹配；（5）说明各期“购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金”、相关非流动资产科目变动的金额、其他应付款科目的勾稽关系，具体说明上述购建长期资产支出的资金来源。

请保荐机构、申报会计师说明核查依据、过程，并发表明确核查意见。

一、发行人说明

（一）经营活动现金流量各项目与资产负债表、利润表中相关项目的勾稽关系是否相符；间接法调整表中各折旧摊销项目、经营性应收项目的变动与资产负债表对应等科目的勾稽关系

1、经营活动现金流量各项目与资产负债表、利润表中相关项目的勾稽关系是否相符

报告期内，公司经营活动现金流量的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	序号	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
销售商品、提供劳务收到的现金	(1)	29,440.78	56,972.15	27,847.51	12,346.94
收到的税费返还	(2)	19.11	123.93	284.70	1.21
收到其他与经营活动有关的现金	(3)	283.50	875.76	618.98	57.53
经营活动现金流入小计	-	29,743.40	57,971.83	28,751.19	12,405.68

项目	序号	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
购买商品、接受劳务支付的现金	(4)	10,573.59	24,488.58	9,982.90	5,818.41
支付给职工以及为职工支付的现金	(5)	7,165.42	10,252.04	7,508.91	5,585.30
支付的各项税费	(6)	3,544.45	3,333.73	671.00	1,834.89
支付其他与经营活动有关的现金	(7)	1,113.57	1,616.10	1,384.93	1,051.56
经营活动现金流出小计	-	22,397.03	39,690.45	19,547.73	14,290.16
经营活动产生的现金流量净额	-	7,346.36	18,281.38	9,203.46	-1,884.48

(1) 销售商品、提供劳务收到的现金

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入	29,977.95	51,975.26	30,462.69	24,440.25
加：净额法确认收入还原至总额	4,002.43	10,187.50	2,950.91	442.56
增值税销项税（与销售商品、提供劳务相关）	4,004.16	7,098.86	3,796.30	2,823.95
应收票据原值减少（负数为增加）	1,692.92	2,799.73	103.01	336.59
应收票据中处置固定资产收到的票据	3,060.00	2,250.00	30.00	-
应收票据的背书及不满足终止确认条件的应收票据贴现	-6,234.29	-11,605.24	-12,781.25	-15,456.79
应收款项融资原值减少（负数为增加）	-1,061.48	-147.09	220.00	-100.00
应收账款原值减少（负数为增加）	-6,004.07	-5,428.35	2,970.04	-24.81
合同负债增加（负数为减少）	3.79	-102.95	140.64	66.11
其他流动负债中代转销项税的变动	-0.65	-10.49	14.88	6.30
应收账款核销	-	-	-94.66	-141.23
不产生现金流的应收账款变动（抵款）	-	-45.09	34.96	-46.00
合计	29,440.78	56,972.15	27,847.51	12,346.94
销售商品、提供劳务收到的现金	29,440.78	56,972.15	27,847.51	12,346.94
勾稽差异	-	-	-	-

报告期内，公司“销售商品、提供劳务收到的现金”与营业收入、应收票据、应收账款、应收款项融资、应交税费、合同负债、其他流动负债等项目勾稽一致。

(2) 收到的税费返还

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
应交税费-各项税费返还 ^注	15.88	122.07	284.20	-
其他收益-个税手续费返还	3.23	1.85	0.50	1.21
合计	19.11	123.93	284.70	1.21
收到的税费返还	19.11	123.93	284.70	1.21
勾稽差异	-	-	-	-

注：应交税费-各项税费返还包括退回的留抵增值税、企业所得税及印花税等。

报告期内，公司“收到的税费返还”与应交税费的税费返还、其他收益等项目勾稽一致。

(3) 收到其他与经营活动有关的现金

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
财务费用-利息收入	12.64	8.21	6.87	10.31
冲减财务费用的贷款贴息	-	-	216.30	-
其他收益	17.28	79.05	21.22	21.70
扣除其他收益中的税费返还	-3.23	-1.85	-0.50	-1.21
营业外收入	258.55	627.90	245.82	16.77
与经营活动有关的其他应收款减少（负数为增加）	-226.43	122.71	9.37	-12.03
与经营活动有关的其他应付款增加	217.97	11.80	113.62	21.99
增值税销项税（与其他收益/营业外收入相关）	19.79	46.69	17.89	-
扣除其他收益/财务费用/营业外收入中非收现部分	-13.06	-18.75	-11.61	-
合计	283.50	875.76	618.98	57.53
收到其他与经营活动有关的现金	283.50	875.76	618.98	57.53
勾稽差异	-	-	-	-

报告期内，公司“收到其他与经营活动有关的现金”与财务费用、其他收益、营业外收入、其他应收款、其他应付款等项目勾稽一致。

(4) 购买商品、接受劳务支付的现金

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业成本	18,618.59	33,895.77	21,549.35	15,293.99
加：净额法确认成本还原至总额法	4,002.43	10,187.50	2,950.91	442.56
扣除营业成本的职工薪酬	-4,965.72	-8,829.49	-5,837.52	-3,827.87
扣除营业成本的折旧及摊销	-6,942.91	13,282.84	-7,147.61	-3,941.89
增值税进项税（与购买商品、接受劳务相关）	958.17	2,497.43	1,511.26	854.21
存货原值增加	182.95	634.48	279.17	219.09
预付账款增加（负数为减少）	44.54	116.92	329.97	-127.95
应付票据减少（负数为增加）	1,690.00	242.00	-1,207.00	-725.00
扣除应付票据中与购建固定资产和其他长期资产相关的变动	-930.00	-767.00	1,247.00	615.00
应付账款减少（负数为增加）	1,949.91	3,239.73	-8,848.56	2,362.70
扣除应付账款中与购建固定资产和其他长期资产相关的变动	-2,418.27	-3,617.62	7,350.19	-2,396.94
使用应收票据背书结算的与购买商品、接受劳务相关的应付账款	-1,230.00	-840.00	-2,056.70	-3,536.72
其他流动负债的减少（负数为增加）	-178.82	1,539.49	-41.99	1,767.98
扣除其他流动负债（已背书未终止确认的应收票据背书）与购建固定资产和其他长期资产的变动	99.47	-430.99	-110.89	-834.28
扣除其他流动负债中的代转销项税的变动	-0.65	-10.49	14.88	6.30
扣除专项储备的变动	-219.14	-177.73	-42.74	-144.96
关联方抵账（负数为减少）	-	-	-	-204.88
应付账款中IPO相关中介服务费用变动（筹资活动）	-88.87			
不产生现金流的应付账款变动（抵款）	1.91	91.41	43.18	-2.93
合计	10,573.59	24,488.58	9,982.90	5,818.41
购买商品、接受劳务支付的现金	10,573.59	24,488.58	9,982.90	5,818.41
勾稽差异	-	-	-	-

报告期内，公司“购买商品、接受劳务支付的现金”与营业成本、存货、预付账款、应付票据、应付账款、其他流动负债、专项储备等项目勾稽一致。

(5) 支付给职工以及为职工支付的现金

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业成本中的职工薪酬	4,965.72	8,829.49	5,837.52	3,827.87
销售费用-职工薪酬	29.05	63.74	63.75	65.24
管理费用-职工薪酬	1,013.78	2,201.56	1,497.38	1,304.83
研发费用-职工薪酬	62.48	212.85	311.89	57.57
在建工程-职工薪酬	4.02	132.73	490.13	368.71
应付职工薪酬的减少（负数为增加）	1,090.38	-1,188.34	-691.75	-38.92
合计	7,165.42	10,252.04	7,508.91	5,585.30
支付给职工以及为职工支付的现金	7,165.42	10,252.04	7,508.91	5,585.30
勾稽差异	-	-	-	-

注：营业成本中的职工薪酬包括生产成本中的职工薪酬和制造费用中的职工薪酬。管理费用中的职工薪酬还包括“项目前期费用”中的职工薪酬。

报告期内，公司“支付给职工以及为职工支付的现金”与应付职工薪酬、营业成本、销售费用、管理费用、研发费用、在建工程等项目勾稽一致。

(6) 支付的各项税费

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
当期所得税费用	1,446.91	932.93	46.08	472.44
税金及附加	282.55	347.29	95.98	113.54
车辆购置税、耕地占用税等	1.19	14.27	75.46	2.22
增值税销项税	4,349.74	7,792.06	4,266.99	2,877.42
增值税进项税	-1,940.14	-4,969.89	-3,631.57	-2,770.52
应交税费的减少（负数为增加）	-513.52	-717.79	-250.52	517.18
扣除应交税费中的各项税费返还	15.88	122.07	284.20	-
扣除应交税费中的增值税减免	-9.23	-18.38	-11.63	-
其他流动资产中与税项相关的增加（负数为减少）	-88.93	-168.84	-203.99	622.61
合计	3,544.45	3,333.73	671.00	1,834.89
支付的各项税费	3,544.45	3,333.73	671.00	1,834.89
勾稽差异	-	-	-	-

报告期内，公司“支付的各项税费”与所得税费用、税金及附加、应交税费等项目勾稽一致。

(7) 支付其他与经营活动有关的现金

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
销售费用	47.54	94.29	80.40	70.88
管理费用	2,385.25	4,393.23	3,058.80	3,032.05
研发费用	73.06	330.63	447.40	58.22
财务费用-其他	3.91	4.24	13.66	2.44
营业外支出	156.90	74.04	91.80	17.01
扣除营业外支出中非流动资产报废损失	-82.66	-12.87	-1.25	-
扣除期间费用中的职工薪酬	-1,105.30	-2,478.16	-1,873.02	-1,427.63
扣除期间费用中的折旧及摊销	-380.02	-1,014.72	-796.27	-734.27
与经营活动有关的其他应收款增加	-5.15	174.60	191.67	95.90
与经营活动有关的其他应付款减少	20.04	50.83	197.59	7.71
管理费用中非付现部分	-	-	-25.85	-70.75
合计	1,113.57	1,616.10	1,384.93	1,051.56
支付其他与经营活动有关的现金	1,113.57	1,616.10	1,384.93	1,051.56
勾稽差异	-	-	-	-

报告期内，公司“支付的其他与经营活动有关的现金”与期间费用、营业外支出、其他应收款、其他应付款等项目勾稽一致。

综上所述，公司经营活动现金流量各项目与资产负债表、利润表中相关项目勾稽一致。

2、间接法调整表中各折旧摊销项目、经营性应收项目的变动与资产负债表对应等科目的勾稽关系

(1) 间接法调整表中各折旧摊销项目与资产负债表对应科目的勾稽

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
固定资产折旧、油气资产折耗、生产性生物资产折旧	3,590.99	6,972.68	5,075.63	3,852.23
固定资产-当期折旧	3,590.99	6,972.68	5,075.63	3,852.23
勾稽差异	-	-	-	-

项目	2023年 1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
使用权资产折旧	219.96	441.14	313.96	-
使用权资产-当期折旧	219.96	441.14	313.96	-
勾稽差异	-	-	-	-
无形资产摊销	3.49	6.92	6.26	5.94
无形资产-当期摊销	3.49	6.92	6.26	5.94
勾稽差异	-	-	-	-
长期待摊费用摊销	3,508.49	7,045.45	2,717.93	915.00
长期待摊费用-当期摊销	3,508.49	7,045.45	2,717.93	915.00
勾稽差异	-	-	-	-

报告期内，公司间接法调整表中各折旧摊销项目与固定资产、使用权资产、无形资产和长期待摊费用当期折旧摊销勾稽一致。

(2) 间接法调整表中经营性应收项目的变动与资产负债表对应项目的勾稽

单位：万元

项目	2023年 1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
应收票据原值减少（负数为增加）	1,692.92	2,799.73	103.01	336.59
应收票据中处置固定资产收到的票据	3,060.00	2,250.00	30.00	-
应收账款原值减少（负数为增加）	-6,004.07	-5,428.35	2,970.04	-24.81
应收款项融资原值减少（负数为增加）	-1,061.48	-147.09	220.00	-100.00
预付账款减少（负数为增加）	-44.54	-116.92	-329.97	127.95
与经营活动有关的其他应收款变动	-221.25	-96.41	-50.37	-108.20
其他流动资产中经营性减少（负数为增加）	-	-	-25.86	-70.75
质押受限及不满足终止确认条件的应收票据贴现	-	-1,710.21	-3,241.93	-4,484.52
使用应收票据背书结算的与购建固定资产和其他长期资产相关的应付账款	-5,004.29	-9,055.02	-7,482.62	-7,294.54
应收账款坏账核销	-	-	-94.66	-141.23
其他	-	1.17	9.04	0.28
合计	-7,582.70	-11,503.11	-7,893.33	-11,759.23
经营性应收项目的减少	-7,582.70	-11,503.11	-7,893.33	-11,759.23
勾稽差异	-	-	-	-

报告期内，公司间接法调整表中经营性应收项目的变动与资产负债表对应项目勾稽一致。

（二）2020 年经营活动产生的现金流量为负的原因，报告期各期活动产生的现金流量净额大幅增长的原因

1、2020 年经营活动产生的现金流量为负的原因

公司 2020 年经营活动产生的现金流量净额为-1,884.48 万元，主要原因包括：

（1）2020 年度，公司营业收入为 24,440.25 万元，以承兑汇票结算方式收款 15,598.76 万元，占营业收入的比例为 63.82%，收现比较低。

（2）公司在编制现金流量表时，仅将到期承兑的票据 454.55 万元、满足终止确认条件的贴现票据 50.00 万元，共 504.55 万元，分类列示为经营活动现金流入，对于贴现不满足终止确认条件取得的现金 2,700.00 万元，根据相关规定分类至筹资活动现金流入。

2、报告期各期活动产生的现金流量净额大幅增长的原因

报告期各期，经营活动产生的现金流量净额大幅增长，主要原因系“销售商品、提供劳务收到的现金”增长幅度大于“购买商品、接受劳务支付的现金”增长幅度，具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
经营活动产生的现金流量净额	7,346.36	18,281.38	9,203.46	-1,884.48
变动额	-	9,077.92	11,087.94	-
销售商品、提供劳务收到的现金	29,440.78	56,972.15	27,847.51	12,346.94
变动额	-	29,124.64	15,500.57	-
购买商品、接受劳务支付的现金	10,573.59	24,488.58	9,982.90	5,818.41
变动额	-	14,505.68	4,164.49	-

（1）公司销售商品、提供劳务收到的现金受以承兑汇票结算的影响

报告期内，公司收到承兑汇票占营业收入的比例和收到承兑汇票产生的现金流入的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年 1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入（A）	29,977.95	51,975.26	30,462.69	24,440.25
收到承兑汇票（B）	3,978.90	10,137.37	14,192.12	15,598.76
收到承兑汇票/营业收入 C=(B/A)	13.27%	19.50%	46.59%	63.82%
满足终止确认条件的应收票据贴现收到的现金（D）	-	-	200.00	50.00
到期承兑收到的现金（E）	1,605.53	2,872.77	1,566.72	454.55
收到承兑汇票产生的现金流入（F=D+E）	1,605.53	2,872.77	1,766.72	504.55

报告期内，公司销售商品、提供劳务收到的现金逐年增加，主要原因包括：

1) 收入增长、收到承兑汇票占营业收入的比例下降

公司服务回款分两种形式，分别为收到银行转账和收取承兑汇票，收取承兑汇票只有在满足终止确认条件的应收票据贴现和到期承兑时才计入经营活动产生的现金流入中，报告期内，收到承兑汇票产生的现金流入分别为 504.55 万元、1,766.72 万元、2,872.77 万元和 1,605.53 万元，呈波动趋势。

报告期内，虽然公司营业收入的不断增长，但公司收取承兑汇票的金额逐年下降，使得收到承兑汇票占营业收入的比例逐年下降，收到银行转账逐年增加。

2) 公司三类业务结构变化的影响

报告期内，公司主营业务涉及放空天然气净化回收、注气业务、天然气发电及主动力服务。报告期内，公司主营业务收入按业务类别构成的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
放空天然气净化回收	18,560.35	62.10%	31,053.25	60.08%	12,745.46	42.20%	7,872.33	32.52%
注气业务	7,932.26	26.54%	13,054.18	25.26%	9,056.04	29.99%	6,550.20	27.06%
天然气发电及主动力服务	3,394.05	11.36%	7,581.01	14.67%	8,398.65	27.81%	9,783.19	40.42%
合计	29,886.65	100.00%	51,688.43	100.00%	30,200.15	100.00%	24,205.72	100.00%

公司放空天然气净化回收业务回款大多数为银行转账，其业务规模及占比逐年上升，从 2020 年度的 32.52% 上升至 2023 年 1-6 月的 62.10%，而天然气发电及主动力服务业务回款大多数为承兑汇票，其业务规模及占比持续下降。业务结构的变化，使得公司服务回款中，银行转账方式回款的比例逐年上升。

(2) 公司购买商品、接受劳务支付的现金受营业成本中非付现折旧摊销的影响

报告期内，公司营业成本中非付现的折旧摊销成本占营业成本的比例的具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
营业成本 (A)	18,618.59	33,895.77	21,549.35	15,293.99
营业成本中的折旧摊销 (不包含使用权资产折旧) (B)	6,749.59	12,896.19	6,889.85	3,941.89
营业成本中的折旧摊销/营业成本 (C=B/A)	36.25%	38.05%	31.97%	25.77%

如上表所示，报告期内，公司营业成本中非付现的折旧摊销金额占比较大，分别为 25.77%、31.97%、38.05% 和 36.25%，且逐年增长，使得公司购买商品、接受劳务支付的现金增长幅度小于销售商品、提供劳务收到的现金增长幅度。

综上所述，公司报告期各期经营活动产生的现金流量净额大幅增长的原因主要系收入规模大幅增长，其中，主要以银行转账方式回款的放空天然气净化回收业务占营业收入的比例逐年增加，营业成本中非付现的折旧摊销金额占比逐年增加，购买商品、接受劳务支付的现金增长幅度小于销售商品、提供劳务收到的现金增长幅度。

(三) 量化说明报告期内各期销售商品、提供劳务收到的现金与营业收入、购买商品、接受劳务支付的现金与营业成本之间的匹配性

1、报告期内各期销售商品、提供劳务收到的现金与营业收入之间的匹配性

报告期内，公司销售商品、提供劳务收到的现金随着经营规模的扩大而持续增长，具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
销售商品、提供劳务收到的现金	29,440.78	56,972.15	27,847.51	12,346.94
营业收入	29,977.95	51,975.26	30,462.69	24,440.25
收现比	98.21%	109.61%	91.42%	50.52%

注：收现比=销售商品、提供劳务收到的现金÷营业收入

报告期内，公司销售商品、提供劳务收到的现金占营业收入的比例分别为50.52%、91.42%、109.61%和98.21%，呈波动趋势，主要原因系受净额法核算、回款方式中承兑票据回款的影响，具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入（A）	29,977.95	51,975.26	30,462.69	24,440.25
净额法结算营业收入（B）	4,002.43	10,187.50	2,950.91	442.56
调整后的营业收入（C=A+B）	33,980.38	62,162.76	33,413.60	24,882.81
销售商品、提供劳务收到的现金（D）	29,440.78	56,972.15	27,847.51	12,346.94
回款中承兑汇票结算未体现在销售商品、提供劳务收到的现金（E）	2,373.37	7,264.60	12,425.40	15,094.21
调整后销售商品、提供劳务收到的现金（F=D+E）	31,814.15	64,236.75	40,272.91	27,441.15
调整后销售商品、提供劳务收到的现金/营业收入（G=F/C）	93.63%	103.34%	120.53%	110.28%

报告期内，公司销售商品、提供劳务收到的现金占营业收入的比例逐年上升，主要原因包括：

（1）公司子公司沙雅瑞凯销售 LNG 及副产品采用净额法核算，营业收入以净额法列示，报告期内，抵消营业成本的金额分别为 442.56 万元、2,950.91 万元、10,187.50 万元和 4,002.43 万元；

（2）公司部分客户以承兑汇票的方式付款，但公司只有在满足终止确认条件的应收票据贴现和到期承兑时才计入经营活动产生的现金流入中，假设收到票据结算即视为现金流入，公司销售商品、提供劳务收到的现金将分别增加 15,094.21 万元、12,425.40 万元、7,264.60 万元和 2,373.37 万元。

报告期内，公司销售商品、接受劳务收到的现金占营业收入的比例分别为 110.28%、120.53%、103.34% 和 93.63%，2021 年度该比例略高，主要原因系

2020 年受国际公共卫生突发事件的影响，公司客户博瑞能源未及时付款，导致该客户 2020 年末应收账款 4,733.02 万元，该款项在 2021 年度收入，使得 2021 年度收现比较高；2023 年 1-6 月该比例略低，主要原因系中石油、中石化下属公司通常集中在下半年甚至到四季度向供应商支付款项。

综上所述，考虑上述影响后，报告期内各期销售商品、提供劳务收到的现金与营业收入之间相匹配。

2、报告期内各期购买商品、接受劳务支付的现金与营业成本之间的匹配性

报告期内，公司购买商品、接受劳务支付的现金随着经营规模的扩大相应的持续增长，具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
购买商品、接受劳务支付的现金	10,573.59	24,488.58	9,982.90	5,818.41
营业成本	18,618.59	33,895.77	21,549.35	15,293.99
付现比	56.79%	72.25%	46.33%	38.04%

注：付现比=购买商品、接受劳务支付的现金÷营业成本

报告期内，公司购买商品、接受劳务支付的现金占营业成本的比例分别为 38.04%、46.33%、72.25%和 56.79%。公司付现比整体较低，主要原因系受净额法核算、营业成本中非付现成本、票据背书付款的影响，具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业成本（A）	18,618.59	33,895.77	21,549.35	15,293.99
净额法结算营业成本（B）	4,002.43	10,187.50	2,950.91	442.56
总额法还原后的营业成本（C=A+B）	22,621.02	44,083.27	24,500.26	15,736.55
营业成本中非付现的折旧摊销影响（不包含使用权资产折旧）（D）	6,749.59	12,896.19	6,889.85	3,941.89
营业成本中的职工薪酬分类至支付给职工以及为职工支付的现金影响（E）	4,965.72	8,829.49	5,837.52	3,827.87
调整后的营业成本（F=C-D-E）	10,905.71	22,357.59	11,772.89	7,966.79
购买商品、接受劳务支付的现金（G）	10,573.59	24,488.58	9,982.90	5,818.41
以票据结算购买商品、接受劳务的应付账款影响（H）	549.35	256.51	2,169.58	2,713.02
调整后的购买商品、接受劳务支付的现金（I=G+H）	11,122.94	24,745.09	12,152.48	8,531.43

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
调整后购买商品、接受劳务支付的现金/ 营业成本 (J=I/F)	101.99%	110.68%	103.22%	107.09%

报告期内，公司购买商品、接受劳务支付的现金占营业成本的比例较低，主要原因包括：

(1) 公司子公司沙雅瑞凯销售 LNG 及副产品采用净额法核算，营业成本中不包含采购金额，报告期内，净额法结算的营业成本分别为 442.56 万元、2,950.91 万元、10,187.50 万元和 4,002.43 万元；

(2) 公司营业成本中非付现的折旧摊销分别为 3,941.89 万元、6,889.85 万元、12,896.19 万元和 6,749.59 万元，金额较大，未产生现金流出；

(3) 公司营业成本中的职工薪酬分别为 3,827.87 万元、5,837.52 万元、8,829.49 万元和 4,965.72 万元，公司在编制现金流量表时划分为“支付给职工以及为职工支付的现金”中；

(4) 报告期内，公司以票据背书方式购买商品、接受劳务的金额分别为 2,713.02 万元、2,169.58 万元、256.51 万元和 549.35 万元，金额较大，未产生现金流出。

综上所述，考虑上述影响后，报告期内，公司购买商品、接受劳务支付的现金占营业成本的比例分别为 107.09%、103.22%、110.68% 和 101.99%，报告期内各期购买商品、接受劳务支付的现金与营业成本之间相匹配。

(四) 说明支付给职工以及为职工支付的现金，是否与期间费用、营业成本中职工薪酬变动是否匹配

报告期内，公司支付给职工以及为职工支付的现金，与期间费用、营业成本中职工薪酬的匹配情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度	2022年较2021年变动率	2021年较2020年变动率
营业成本中的职工薪酬	4,965.72	8,829.49	5,837.52	3,827.87	51.25%	52.50%
销售费用-职工薪酬	29.05	63.74	63.75	65.24	-0.02%	-2.28%

项目	2023年 1-6月	2022年度	2021年度	2020年度	2022年较 2021年变 动率	2021年较 2020年变 动率
管理费用-职工薪酬	1,013.78	2,201.56	1,497.38	1,304.83	47.03%	14.76%
研发费用-职工薪酬	62.48	212.85	311.89	57.57	-31.75%	441.76%
合计	6,071.03	11,307.64	7,710.54	5,255.51	46.65%	46.71%
支付给职工以及为职工支付的现金	7,165.42	10,252.04	7,508.91	5,585.30	36.53%	34.44%
支付给职工以及为职工支付的现金占营业成本与期间费用的比例	118.03%	90.66%	97.39%	106.28%	-	-

报告期内，公司支付给职工以及为职工支付的现金占期间费用、营业成本的比例分别为 106.28%、97.39%、90.66%和 118.03%，2023 年 1-6 月，该比例较高，主要原因系本期支付上年末计提奖金金额较大所致，支付给职工以及为职工支付的现金与期间费用、营业成本中职工薪酬变动相匹配。

（五）说明各期“购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金”、相关非流动资产科目变动的金额、其他应付款科目的勾稽关系，具体说明上述购建长期资产支出的资金来源。

1、各期“购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金”、相关非流动资产科目变动的金额、其他应付款科目的勾稽关系

单位：万元

项目	2023年 1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
固定资产原值本期增加	2,063.79	10,641.75	23,543.70	9,034.85
无形资产原值本期增加	-	16.81	9.71	-
长期待摊费用本期增加	1,664.47	7,259.38	11,427.54	1,439.50
在建工程增加（负数为减少）	354.99	-5,737.73	-6,737.30	2,085.73
增值税进项税（与购建固定资产和其他长期资产相关）	631.72	1,854.35	1,822.41	1,823.38
其他非流动资产增加（负数为减少）	21.01	898.49	-3,112.31	2,609.41
应付票据中与购建固定资产和其他长期资产相关的变动额	930.00	-403.00	-1,247.00	-615.00
应付账款中与购建固定资产和其他长期资产相关的变动额	2,418.27	3,617.62	-7,350.19	2,396.94

项目	2023年 1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
其他流动负债（已背书未终止确认的应收票据背书）与购建固定资产和其他长期资产的减少（负数为增加）	-99.47	430.99	110.89	834.28
以应收票据背书结算的购建固定资产和其他长期资产款项	-5,004.29	-9,055.02	-7,482.62	-7,294.54
扣除在建工程中的职工薪酬	-4.02	-132.73	-490.13	-368.71
扣除在建工程中的折旧摊销	-	-168.63	-169.90	-97.02
扣除固定资产和在建工程中的车辆购置税和耕地占用税	-1.19	-14.27	-75.46	-2.22
合计	2,975.28	9,208.01	10,249.35	11,846.59
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	2,975.28	9,208.01	10,249.35	11,846.59
勾稽差异	-	-	-	-

报告期内，公司“购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金”与资产负债表固定资产、在建工程等非流动资产相关项目勾稽一致。

2、购建长期资产支出的资金来源

报告期内，公司购建长期资产支出的资金来源主要为借款和生产经营产生的自有资金，具体情况如下表所示：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	2,975.28	100.00%	9,208.01	100.00%	10,249.35	100.00%	11,846.59	100.00%
其中：借款 ^{注1}	1,400.44	47.07%	1,681.10	18.26%	2,100.00	20.49%	7,386.44	62.35%
自有资金 ^{注2}	1,574.84	52.93%	7,526.91	81.74%	8,149.35	79.51%	4,460.15	37.65%

注 1：借款包括银行借款和售后回租融资。

注 2：自有资金包含 2020 年 3 月公司增资款 4,290.00 万元。

如上表所示，2020 年度，公司购建长期资产支出的资金来源主要为借款，占购建长期资产支出的 62.35%；2021 年度至 2023 年 1-6 月，公司购建长期资产支出的资金来源主要为自有资金，分别占购建长期资产支出的 79.51%、81.74% 和 52.93%。

二、中介机构核查程序及意见

（一）核查程序

申报会计师执行了如下核查程序：

- 1、复核并重新计算发行人编制的现金流量表及补充资料，检查重要交易的现金流量分类是否准确，核对相关数据是否准确；
- 2、分析现金流量表各项目与资产负债表、利润表中相关项目的勾稽关系；
- 3、结合发行人所处行业情况、销售政策、采购政策、业务结算方式等，分析报告期内经营活动产生的现金流量净额变动及其原因；
- 4、分析报告期内销售商品、提供劳务收到的现金与营业收入之间的匹配性，以及购买商品、接受劳务支付的现金与营业成本之间的匹配性；
- 5、获取购建长期资产支出的资金来源明细表，抽样检查银行借款合同及资金流水；
- 6、获取发行人银行账户交易流水，按现金流量表各项目对银行账户大额交易流水的资金来源及去向进行分类，并将分类结果汇总与现金流量表各项目核对。

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

- 1、发行人经营活动现金流量各项目与资产负债表、利润表中相关项目勾稽相符；间接法调整表中各折旧摊销项目、经营性应收项目的变动与资产负债表对应等科目的勾稽相符；
- 2、2020年经营活动产生的现金流量为负的主要原因系回款以承兑汇票结算比例较大，银行转账收现较低；报告期各期经营活动产生的现金流量净额大幅增长的原因主要系收入规模大幅增长，其中，主要以银行转账方式回款的放空天然气净化回收业务占营业收入的比例逐年增加，营业成本中非付现的折旧摊销金额占比逐年增加，购买商品、接受劳务支付的现金增长幅度小于销售商品、提供劳务收到的现金增长幅度；

3、报告期内各期销售商品、提供劳务收到的现金与营业收入、购买商品、接受劳务支付的现金与营业成本之间相匹配；

4、支付给职工以及为职工支付的现金，与期间费用、营业成本中职工薪酬变动相匹配；

5、各期“购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金”与资产负债表固定资产、在建工程等非流动资产相关项目勾稽一致；购建长期资产支出的资金来源主要为借款和生产经营产生的自有资金。

（本页无正文，为信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）《关于新疆凯龙清洁能源股份有限公司首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件的审核问询函的回复》的盖章页）

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）



中国注册会计师：

张增艳



中国注册会计师：

张增艳



中国 北京

二〇二三年十一月九日