



关于新疆凯龙清洁能源股份有限公司
股票公开转让并挂牌申请文件的
第二轮审核问询函的回复

主办券商



东兴证券股份有限公司
DONGXING SECURITIES CO., LTD.

二〇二四年十二月

关于新疆凯龙清洁能源股份有限公司股票公开转让并挂牌
申请文件的第二轮审核问询函的回复

全国中小企业股份转让系统有限责任公司：

贵公司于 2024 年 11 月 28 日下发的《关于新疆凯龙清洁能源股份有限公司股票公开转让并挂牌申请文件的第二轮审核问询函》（以下简称“审核问询函”）已收悉。新疆凯龙清洁能源股份有限公司（以下简称“凯龙洁能”“公司”或“本公司”）会同东兴证券股份有限公司（以下简称“东兴证券”或“主办券商”）、上海市广发律师事务所（以下简称“律师”或“申报律师”）以及信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“会计师”或“申报会计师”）对审核问询函进行了认真讨论与核查，并逐项落实后进行了书面说明。本次回复内容不涉及对《新疆凯龙清洁能源股份有限公司公开转让说明书》（以下简称“公开转让说明书”）的修改或补充披露。

本回复的字体说明如下：

审核问询函所列问题	黑体
对问询函所列问题的回复	宋体

如无特别说明，本回复中所使用的简称或名词的释义与《公开转让说明书》具有相同含义。本回复中若出现总计数尾数与所列数值总和尾数不符的情况，均为四舍五入所致。

目 录

问题1.关于项目投入	3
问题2.关于合作稳定性	23
其他	45

问题1. 关于项目投入

根据前次问询回复：（1）各期末公司固定资产账面价值分别为48,857.21万元、45,043.46万元和43,349.50万元，其中机器设备折旧年限为10年，运输设备折旧年限为5-10年；各期末公司长期待摊费用账面价值分别为10,811.88万元、6,020.75万元和4,441.82万元，其按照预计的项目运营期限内进行摊销；（2）截至2023年末，公司其他非流动资产中“在建工程转入”余额为7,637.94万元，系合作方考虑到融资成本过高，公司将博源1井一期及二期项目和信源区块项目后续建设、投资移交给其他公司；（3）2023年合深4一期项目主体设备租赁方式和租赁价格变化，导致租赁费用较高。

请公司说明：（1）公司主要项目订单签订前所需的投入情况，相关固定资产来自新购、租赁还是原有设备转移；项目订单未获取便进行大额项目投入的合理性，报告期内或者历史上项目终止情况，公司如何控制前期投入的损失风险；（2）梳理博源1井一期及二期项目和信源区块项目情况，后续移交给其他公司的对价，是否存在减值；（3）长期待摊费用的划分依据，以及与固定资产的区别，是否存在调节空间；（4）合深4一期项目主体设备租赁方式和租赁价格变化情况及变化原因，对公司成本费用的具体影响，是否存在利润调节情形；（5）公司主要项目的实施周期及投入回收期，平均实施周期及平均回收期，固定资产折旧年限高于实施周期的合理性，项目到期后固定资产是否可以重复使用以及是否存在大额转换成本，相关折旧年限的会计估计是否准确合理。

【公司回复】

一、公司主要项目订单签订前所需的投入情况，相关固定资产来自新购、租赁还是原有设备转移；项目订单未获取便进行大额项目投入的合理性，报告期内或者历史上项目终止情况，公司如何控制前期投入的损失风险

（一）公司主要项目订单签订前所需的投入情况，相关固定资产来自新购、租赁还是原有设备转移

1、各类业务订单签订前所需投入情况

在公司三大业务中，放空天然气净化回收业务的服务技术难度要求较高，各个项目在规模、处理工艺、投资额等方面均存在较大的差异性，项目周期也较长（通

常为2-3年），因此，公司按照单个项目管理；该类业务在公司获取订单前，公司会根据不同项目的情况，组织人员进行项目现场的前期踏勘，踏勘主要目的在于对项目可行性及运营风险的评估，所发生的费用视项目情况而定，主要包括人员、外部咨询费等，金额通常在几十万元以内，个别复杂项目略高（详见本题回复“报告期内或者历史上项目终止情况”）。

相对而言，公司注气业务和天然气发电及主动力业务相关的服务标准化程度较高，单个项目的服务周期较短（几个月内），一年内需要为同个客户在不同的井口提供多次类似服务，公司按照业务区域进行管理，此类业务在订单签订前基本无需投入。

2、各类业务项目相关固定资产的来源

报告期内，公司主要项目相关固定资产的来源如下：

业务类型	项目（业务区域）	固定资产来源
放空天然气净化回收业务 ^注	合深4一期项目	租赁
	吐东2一期项目	新购（部分原有设备转移）
	跃满801项目	新购（部分原有设备转移）
	金浅5H项目	新购
	哈得项目	原有设备转移（部分新购）
	富源3项目	新购（部分原有设备转移）
	合深4二期项目	原有设备转移
	金浅3	新购
注气业务	北疆	原有设备转移
	南疆	原有设备转移（个别设备新购）
天然气发电及主动力	新疆	原有设备转移
	四川-叙永项目	新购

注：上表中列示的放空天然气净化回收业务的主要项目，报告期内收入占该类业务比例约为80%。

在国家双碳的经济战略背景下，公司预计我国未来在节能减排、降碳领域存在广阔的市场空间，放空天然气净化回收业务具备较为显著的碳减排效应，因此，公司近年来加大了对该业务的投入，购置的固定资产较多；而对注气业务和天然气发电及主动力服务业务的经营策略是提高其原有设备的利用率，以稳步发展注气业务，不断改善天然气发电及主动力服务的盈利能力，因此，设备购置相对较少。

公司三大业务中，放空天然气净化回收业务的发展较快，原有设备难以满足新的业务需求，因此，其固定资产来源多为新购置，其次是原有设备的转移；公司放空天然气净化回收的主体设备按照技术参数通常使用寿命可达15年（公司按照谨慎性原则按照10年折旧），且设备具备模块化，便于运输组装的特征，在旧项目结束后，可以转移至新项目继续使用。

放空天然气净化回收业务中仅合深 4 一期项目主体设备为租赁，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，且公司投产项目较多，也存在一定的资金限制。

2021 年 1 月，公司子公司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，而江苏富瑞能源服务有限公司（以下简称“江苏富瑞”）当时有一套现有闲置设备适用于合深 4 一期项目，双方协商后，公司向江苏富瑞租入该项目的主体设备。

因此，该项目的设备采取了租赁的方式，主要为满足客户的投产时限要求。

（二）项目订单未获取便进行大额项目投入的合理性，报告期内或者历史上项目终止情况，公司如何控制前期投入的损失风险

公司项目在订单未获取前不存在大额项目投入。经过多年的经营积累，公司已经形成了一套较为完善的项目评估机制，在参与各个项目前，业务部、技术部和公司管理层将会开展项目评估会，根据不同项目的特点，进行评估决策，合理规划项目前期必要的支出，以避免出现重大投资决策失误。

报告期内，项目订单未获取订单前，公司项目终止及相关投入的情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-3 月		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
合深 6 项目	-	-	-	-	123.90	61.15%
黑油山二东项目	-	-	-	-	78.71	38.85%
梓潼文 4 井	47.97	100.00%	-	-	-	-
终止项目的前期投入合计	47.97	100.00%	-	-	202.62	100.00%

(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
咨询服务费	105.77	85.37%
人员及其他	18.13	14.63%
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较高，主要原因系该项目处于重庆境内，且处于交通不便利的山区，可能涉及文物保护等方面工作，公司此前未在该区域经营，对项目地质情况和周边环境不熟悉，因此，在项目前期就聘请了多个外部机构协助评估项目风险。2022 年 4 月，经公司对项目详细评估后，公司与客户进行商谈，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
人员	49.32	62.66%
材料	14.23	18.07%
吊装费	3.17	4.03%

项目	金额	占比
其他	11.99	15.24%
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，主要包括人员工资、材料和吊装费。该项目公司计划使用原有设备为该项目服务，在项目前期公司先行调配人员和设备到项目现场，进行设备适配性等前期验证，以确保项目后续进展。2022 年 3 月，经公司充分评估该项目的经济可行性后，决定终止黑油山二东项目。

（3）梓潼文 4 井项目

梓潼文 4 井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
咨询服务费	22.64	47.20%
运输仓储费	8.81	18.37%
人员	4.90	10.21%
材料成本	2.36	4.92%
其他	9.26	19.30%
合计	47.97	100.00%

梓潼文4井项目前期发生费用47.97万元，主要系咨询服务费，根据公司获取的信息，该项目可能存在气量不足的情况，将会影响项目的盈利能力，因此，公司组织人员并聘请外部专业机构对项目进行了前期评估。2024年初，公司认为该项目不再具备可行性，并终止了该项目。

综上所述，公司在放空天然气净化回收业务项目订单获取前，根据不同项目的情况会进行一定的投入，但金额相对较小，主要目的是为了评估项目的可行性和运营风险，具备合理性；报告期内公司终止项目为3个，其前期投入均为针对新项目的特点，而发生的合理性支出，尽管存在一定的损失，但是减少了项目后续经营风险，公司通过项目评估会的形式决定前期支出，能够有效控制前期投入的损失风险。

二、梳理博源1井一期及二期项目和信源区块项目情况，后续移交给其他公司的对价，是否存在减值

（一）博源1井一期及二期项目和信源区块项目合作情况

公司博源1井一期及二期和信源项目从业务获取到终止移交的时间表如下：

项目	获取业务订单时间	项目开始投入时间 (预定设备等投入)	双方协商变更协议 时间	项目完成移交 时间
博源1井一期	2023年8月	2023年8月	2024年1月	2024年8月
博源1井二期	2023年9月	2023年9月		2024年3月
信源项目	2023年9月	2023年9月		

由上表所示，博源1井一期及二期项目和信源项目均为在获取业务订单后，开始进行预购设备等投入，后因甲方认为自身有较为明显的资金成本优势，故而与公司协商变更协议，由自身进行项目投资，并给予公司一定金额补偿，公司本着长远利益考虑，同意变更协议并移交项目。

上述三个项目的合作背景、变更原因和对公司的影响，具体如下：

1、公司投资博源一期、二期及信源项目的背景

（1）近年来我国在油气开采领域对民营企业进行开放，公司下游客户出现了民营企业

近年来，我国在油气开采准入领域一直在不断深化改革，鼓励市场化竞争，对民营企业进行了开放。2020年5月，自然资源部印发的《关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》正式实施，凡在我国境内注册的净资产不低于3亿元人民币的内外资公司，均有资格按规定取得油气矿业权。2023年，自然资源部发布《关于深化矿产资源管理改革若干事项的意见》，提出为贯彻落实党中央、国务院关于矿业权出让制度改革、石油天然气体制改革、加强重要能源矿产资源国内勘探开发和增储上产等决策部署，要全面推进矿业权竞争性出让、开放油气勘查开采市场。

博源一期、二期和信源项目的业务方新疆博源、新疆创源系民营企业信发集团有限公司实际控制人张刚实际控制的企业，信发集团具备较强的资金实力，在2023年山东省百强企业排名第4位，2022年营业收入达到2,680.88亿元，信发集团在能源、铝制品及铝矿开发等领域具备丰富经验。在油气矿业权出让制度深化改革、进一步开放的大背景下，信发集团的实际控制人张刚进军油气开采领域，以其实际控制的新疆互盈企业管理有限公司的名义拍得新疆数个区块的油气勘查探矿权，并按照行业惯例在项目归属地成立了新疆博源、新疆创源两个项目管理公司，以便运营管理。

2021年开始，信发集团通过下属企业逐步取得了柯坪北1区块、尉犁西1区块等10个区块的油气探矿权，总探矿权面积达9,614.844平方千米，并且已经全面开始油气田勘探、建设工作，已完成了9个区块的初步勘查部署方案论证，实际投入已超过40亿元，展现出在该领域发展的潜力。信发集团作为民营企业，对通过放空天然气净化回收增加油气田收益的需求更加强烈。2023年下半年，新疆博源、新疆创源对博源一期、二期及信源项目进行了公开招标。

(2) 公司为把握下游新客户的机会，故而参与投标获取了新项目

公司作为专业从事天然气净化回收服务的公司，一直高度关注国家油气领域的改革动作以及各区块探矿权的竞得情况，主动寻求业务发展和合作机会；同时，公司作为新疆区域乃至全国天然气净化回收领域的规模较大的企业，其服务质量和技术水平得到中石油、中石化的认可，从而也得到拟寻求供应商合作的新疆博源、新疆创源的重点关注。双方通过市场化的正常业务交流后，最终通过公开招投标的方式确立合作关系，公司与主要竞争对手赛普瑞兴同时也中标了相关项目。

2、博源一期、二期和信源项目变更的原因

在公司中标博源一期、二期及信源项目后，双方对项目的建设进行了深入沟通，由于公司需要贷款购置项目相关设备，因此在项目报价中加入了融资成本费用，新疆博源、新疆创源认为公司的融资成本过高，其自身有充足的资金购置设备，为实现项目整体效益的最大化，合作模式拟计划变更为由新疆博源、新疆创源或其关联方购置设备进行项目投资，公司将相关已投入的资产出售给了新的项目主体，截至本回复出具日，相关资金已基本回收（详见本题回复“后续移交给其他公司情况”）。

3、博源一期、二期和信源项目的影响

2023年下半年，公司开始筹建博源一期、二期和信源项目，前述3个项目投资规模约5亿元，公司已逐步投入相关资金约为1亿元，项目规模为170万方/天，占现有项目规模的90%，若能如期投产将会大幅提高公司的盈利能力。考虑到上述项目体量较大，同时又占用的公司大量的资金和人力资源，公司暂不具备同时开拓其他放空天然气净化回收业务的能力。因此，2023年下半年公司有选择性的放弃了其他新项目的跟进与开发，导致公司在原有项目收入下降的情况下，未能有新项目及时弥补收入下降，从而一定程度影响到公司2024年的业绩。

在2024年初，经过双方友好协商，公司决定出售博源一期、二期和信源项目已投入的主要资产，释放部分资金和人员，而后公司就新开发了公司原有客户博瑞能源的天湾项目和大庆龙丰的合深4三期项目，预计前述两个项目投产后，公司的业务收入及经营业绩有所回升。

综上所述，因博源一期、二期和信源项目占用了公司的资源，对短期的业绩造成影响，但在天湾项目和合深4三期投产后，预计经营业绩将有所回升。

（二）后续移交给其他公司的情况

博源1井一期、二期及信源项目的移交方式有所不同，其中博源1井一期项目已建成，其移交方式将整个项目按照前期投入成本，并考虑合理的资金成本等因素出售给接收方；而博源1井二期和信源项目是由公司、接收方以及公司的供应商（项目已投入资产的供应商）签署三方协议，约定供应商将已付款项全部退还给公司，后续由项目接收方支付相关款项。截至本回复出具之日，上述三个项目的款项已基本收回，不存在减值情况。

三个项目移交的相关具体情况如下：

截至2023年12月31日，公司其他非流动资产中“在建工程转入”余额为7,637.94万元，系公司将博源1井一期及二期项目和信源区块项目后续建设、投资移交给其他公司，将前期投入转为该报表项目核算。2023年末和2024年3月末，具体情况如下表所示：

单位：万元

序号	项目	2024年3月31日	2023年12月31日
1	博源1井一期	2,738.85	2,691.78
2	博源1井二期	-	2,581.85
	信源区块项目	-	2,364.31
其他非流动资产——在建工程转入合计		2,738.85	7,637.94

1、博源1井一期项目后续建设、投资移交给其他公司的具体情况

2024年1月，公司与新疆博源、柯坪中谦能源有限公司（以下简称“柯坪中谦”）签署三方框架协议，将博源1井一期项目投资移交给柯坪中谦运营。截至2023年底，博源1井一期已完成主体建设并进入试运行阶段。该项目的移交对价

主要包括整个场站整体投资以及合理资金成本。2024 年 7 月，柯坪中谦与凯龙洁能委托山东鲁煤工程造价咨询有限公司对博源 1 井一期项目投资完成审核，该项目于 2024 年 8 月完成移交，且凯龙洁能不再参与该项目后续运营。

博源 1 井一期项目情况如下表所示：

单位：万元

项目名称	2024 年 3 月 31 日投资金额	移交日投资金额	转移对价	截至 2024 年 11 月 30 日回款金额	回款比例
博源 1 井一期	4,956.51	5,032.90	5,570.87	5,260.92	94.44%

注：2024 年 3 月 31 日投资金额 4,956.51 万元与 2024 年 3 月 31 日其他非流动资产——在建工程转入博源 1 井一期项目 2,738.85 万元的差异为公司该项目使用了 2,217.66 万元的利旧设备，利旧设备未转入在建工程核算，出售时一并出售。

由上表所示，博源 1 井一期项目的移交对价略高于前期投资成本，且期后回款情况良好。

2、博源 1 井二期项目和信源区块项目后续建设、投资移交给其他公司的具体情况

2024 年 1 月，公司与新疆博源、柯坪中谦签署协议，将在建的博源 1 井二期项目移交给柯坪中谦进行后续建设、投资。2024 年 1 月，公司与新疆创源、尉犁中谦能源有限公司（以下简称“尉犁中谦”）签署协议，将信源区块项目移交给尉犁中谦进行后续建设、投资。凯龙洁能博源 1 井二期项目和信源区块项目已开展工作均为第三方供应商提供，柯坪中谦/尉犁中谦、凯龙洁能及各供应商签署三方协议，约定凯龙洁能已支付的供应商款项，由柯坪中谦/尉犁中谦按同样金额支付给对应供应商，再由供应商退还给凯龙洁能，后供应商继续按原协议约定向柯坪中谦/尉犁中谦继续提供服务并获取剩余款项。于 2024 年 3 月完成移交，博源 1 井二期项目和信源区块项目移交后与凯龙洁能不再相关。

博源 1 井二期项目和信源区块项目情况如下表所示：

单位：万元

项目名称	2023 年 12 月 31 日投资金额	移交日投资金额	已付款供应商款项	截至 2024 年 11 月 30 日回款金额	回款比例
博源 1 井二期项目	2,581.85	2,581.85	1,450.76	1,434.49	98.88%

项目名称	2023 年 12 月 31 日投资金额	移交日投资金额	已付款供应商款项	截至 2024 年 11 月 30 日回款金额	回款比例
信源区块项目	2,364.31	2,364.31	3,841.71	3,788.58	98.62%

博源 1 井二期项目投资金额大于已给供应商付款金额，主要原因系土建等工程服务已完成或部分完成，根据实际进度，公司已确认投资，但尚未付款。信源区块项目投资金额小于已给供应商付款金额，主要原因系预付设备款，设备尚未到货，公司未确认在建工程金额。截至本回复出具日，公司已付供应商款项已基本退回，不存在减值情况。

综上所述，公司博源 1 井一期及二期项目和信源区块项目获取、变更等情况符合商业逻辑，项目后续移交给其他公司的对价高于投入成本，截至本回复之日，公司项目移交相关款项，即其他非流动资产——“在建工程转入”期后回款情况较好，不存在减值情况。

三、长期待摊费用的划分依据，以及与固定资产的区别，是否存在调节空间

1、长期待摊费用的划分依据

根据《企业会计准则》附录会计科目和主要账务处理，长期待摊费用是指企业已经支付，但按照权责发生制原则，需要在 1 年以上（不含 1 年）的期限内分期摊销的各项费用。这些费用通常是为了使企业在未来的会计期间受益而发生的，但由于金额较大，一次性计入当期损益会影响当期的财务状况和经营成果，因此需要在受益期内逐步摊销。

长期待摊费用的主要特点包括：

- （1）**未来受益性：**这些费用是为了使企业在未来的会计期间受益而发生的。
- （2）**支付先行性：**企业在费用发生时已经支付了相应的款项。
- （3）**摊销期限：**费用的摊销期限超过 1 年。
- （4）**费用性质：**这些费用通常不是日常经营活动的一部分，而是与企业的长期资产或长期项目相关。
- （5）**会计处理：**在会计处理上，长期待摊费用需要在受益期内按照一定的方法（如直线法）分期摊销，计入相关会计期间的费用。

长期待摊费用的具体项目可能包括固定资产的改良支出、租入固定资产的改良支出、大修理支出、开办费、其他长期待摊费用等。

公司长期待摊费用主要为天然气回收业务建站期间产生，公司将天然气回收站加工处理业务完成后，可以搬迁至其他项目继续使用的机器设备作为“固定资产”科目核算，将不可以随着天然气回收站搬迁的相关支出，例如设计、土建、基建材料及设备安装等费用计入“长期待摊费用”科目核算，在回收站预计运营期内进行摊销。

回收站建站发生的设计、土建、基建材料及设备安装等费用与企业的长期资产或长期项目相关，是回收站构成资产组密不可分的组成部分，公司将相关费用于发生时已经支付，可以使企业在未来多个会计期间受益，生产经营周期一年以上，该部分费用符合“长期待摊费用”核算特点。

2、长期待摊费用与固定资产的区别，是否存在调节空间

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 and 固定电站项目（特指天然气发电业务中的叙永项目，该项目运营周期较长）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，将机器设备、工具器具等转为固定资产，按固定资产折旧年限进行折旧；将设计、土建、基建材料及设备安装等费用转为长期待摊费用，按预计运营时间进行摊销。

报告期内，公司放空天然气净化回收业务各项目 and 固定电站项目的建站支出中，长期待摊费用与固定资产的区别如下表所示：

项目	核算内容	项目结束是否可以继续使用	折旧/摊销期限	确认期限依据
固定资产	机器设备、工具器具等	是	5-10 年	预计使用寿命
长期待摊费用	设计、土建、基建材料及设备安装等费用	否	2-3 年	预计运营期限

报告期内，公司放空天然气净化回收业务各项目 and 固定电站项目的建站支出中，机器设备和工具器具均为撬装化设备，易于搬迁，在上一个项目结束运营后，将根据新项目的实际情况，优先使用已有的机器设备和工具器具，进行调配和组装。根据主要设备的技术参数指标，其设计寿命可达 15 年，公司根据谨慎性原则并参照同

行业情况，主要设备按照 10 年进行折旧，实际情况下，除陆续新购买的设备正常使用外，公司亦有使用超过 10 年的原有机器设备。

长期待摊费用核算的内容为设计、土建、基建材料及设备安装等费用，在一个项目结束后，无法继续用于下一个项目，公司大多数项目实际运营期限超过预计运营期限，长期待摊费用正常摊销完毕；少数项目实际运营期限短于预计运营期限，在项目结束时，将剩余的长期待摊费用一次性转入当期损益。

综上所述，公司长期待摊费用的划分依据充分；长期待摊费用主要核算公司放空天然气净化回收业务各项目 and 固定电站项目的建站支出中的设计、土建、基建材料及设备安装等费用，与固定资产核算的机器设备和工具器具不同，该部分费用无法用于后续项目，在该项目预计运营期限内进行摊销；公司固定资产和长期待摊费用划分清楚、准确，不存在调节空间。

四、合深4一期项目主体设备租赁方式和租赁价格变化情况及变化原因，对公司成本费用的具体影响，是否存在利润调节情形

（一）合深4一期项目主体设备租赁方式和租赁价格变化情况及变化原因

1、合深 4 一期项目主体设备租赁方式和租赁价格变化情况

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龙丰（2023 年 3 月起，大庆龙丰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租入。2021 年 4 月，合深 4 一期项目投产。2023 年 10 月末，公司与江苏富瑞签署合同变更协议，关于租赁价格和租赁方式的具体变更情况如下表所示：

变更前	变更后
武胜瑞凯按 0.45 元/立方米产品天然气向江苏富瑞支付运行合作费用。	自 2023 年 10 月 24 日 8:00 起，武胜瑞凯按 0.60 元/立方米产品天然气向江苏富瑞支付运行合作费用。
租赁期限三年，到期后公司可回购。	租赁期限不确定，原合同中关于设备回购的条款均不再适用。

如上表所示，变化前后主要体现在：（1）租赁单价由 0.45 元/立方米提高至 0.60 元/立方米；（2）变更后的租赁期限不确定（由于该项目已经超出预计的运营期限，未来预计运营时间较短），不再适用设备回购相关条款。

2、变化原因

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，且公司投产项目较多，也存在一定的资金限制。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设备，经过双方充分友好的协商，达成租赁合作。

公司原预计该租赁合同到期后（3 年期），将回购该租赁设备，在项目实际运营时，该套设备显示出技术方面出现了故障，一定程度影响了该项目的正常运营，出租方给公司补偿了 280 万元（从应付租赁费中抵减），因此，公司对该套设备长时间稳定运行存在一定疑虑，遂与江苏富瑞沟通，该套设备租赁期至合深 4 一期项目结束为止，且租赁结束后不再购买该套设备。合深 4 一期项目实际运营时间已经超过原来预计的 36 个月，未来运营期限存在不确定性，因此，经双方协商后，租赁单价相应有一定的涨幅。

（二）对公司成本费用的具体影响，是否存在利润调节情形

租赁合同变更前，公司预计在租赁 3 年后，将购回该套设备，因此，确认了“使用权资产”“租赁负债”等，“租赁负债”与“使用权资产”的差额确认为“租赁负债-未确认融资费用”，每年“使用权资产”参照“固定资产”计提折旧，“租赁负债-未确认融资费用”每年结转一部分为“财务费用-利息支出（使用权资产融资费用）”。

2023 年 10 月，合深 4 一期项目变更了租赁方式和租赁单价，该套设备租赁期至合深 4 一期项目结束为止，且租赁结束后不再购买该套设备。合深 4 一期项目实际运营时间已经超过原来预计的 36 个月，未来运营期限存在不确定性，因此，公司终止确认“使用权资产”“租赁负债”等，将租赁费用直接计入当期成本。

报告期内，公司合深 4 一期项目实际运营情况如下表所示：

单位：万元

项目	2024 年 1-3 月	2023 年度	2022 年度	合计
合深 4 一期项目收入（A）	1,372.90	5,722.38	5,402.57	12,497.86

项目	2024 年 1-3 月	2023 年度	2022 年度	合计
合深 4 一期项目营业成本（B）	986.91	3,968.22	2,633.91	7,589.04
其中：租赁-使用权资产累计折旧	-	322.21	386.65	708.85
租赁费	701.39	2,278.74	1,134.56	4,114.69
财务费用-使用权资产融资费用（C）	-	132.77	220.17	352.94
合深 4 一期项目实际毛利（D=A-B-C）	386.00	1,621.39	2,548.49	4,555.87

若假设公司合深 4 一期项目 2023 年 10 月未变更租赁方式和租赁单价，仍旧按“使用权资产”“租赁负债”等项目核算，模拟计算该项目运营情况如下表所示：

单位：万元

项目	2024 年 1-3 月	2023 年度	2022 年度	合计
合深 4 一期项目营业收入（A）	1,372.90	5,722.38	5,402.57	12,497.86
合深 4 一期项目营业成本（B）	523.42	3,008.47	2,633.91	6,165.80
其中：租赁-使用权资产累计折旧	96.66	386.65	386.65	869.96
租赁费	141.24	1,254.55	1,134.56	2,530.35
财务费用-使用权资产融资费用（C）	22.40	156.68	220.17	399.25
合深 4 一期项目模拟毛利（D=A-B-C）	827.09	2,557.23	2,548.49	5,932.80

由上表对比分析可知，若假设公司合深 4 一期项目 2023 年 10 月未变更租赁方式和租赁单价，模拟后的该项目报告期内模拟毛利累计较该项目实际毛利增加了 1,376.93 万元。

该项目实际毛利低于模拟未变更情形下的项目毛利，公司合深 4 一期项目主体设备租赁方式和租赁价格的变化，主要是出于租赁设备出现故障和公司实际经营考虑，且变更后对公司报告期内毛利造成了一定负面影响，减少了报告期的净利润，在目前的租赁方式下，也会减少报告期后的净利润，因此，不存在利润调节情形。

报告期后，公司已经使用自有设备投建合深 4 三期项目，预计该项目投产后，将会结束合深 4 一期项目，不再存在租赁情况，合深 4 一期项目租赁成本的变化不会对公司未来的经营业绩产生重大影响。

综上所述，公司合深 4 一期项目主体设备租赁方式和租赁价格的变化，主要原因系租赁的设备在运营过程中出现故障，影响了生产经营，因此，公司决定在

原租赁期 3 年到期后，不再按原计划回购该设备，同时因合深 4 一期项目已经超出了原计划的运营期限，预计未来运营期较短，后续租赁合同变更为租赁期不确定的租赁合同，租金有所上升；上述租赁方式和价格变更后，对项目毛利造成了一定负面影响，从而减少了报告期和期后的净利润，但该项目预计未来剩余经营期较短，不会对公司未来的整体经营业绩造成重大影响，不存在利润调节的情形。

五、公司主要项目的实施周期及投入回收期，平均实施周期及平均回收期，固定资产折旧年限高于实施周期的合理性，项目到期后固定资产是否可以重复使用以及是否存在大额转换成本，相关折旧年限的会计估计是否准确合理

(一) 公司主要项目的实施周期及投入回收期，平均实施周期及平均回收期

公司注气业务和天然气发电业务通常服务周期较短，一般在几个月内，不适合按照项目管理，公司上述两类业务按照经营区域管理；放空天然气净化回收业务的服务周期长，通常在 2-3 年，公司按照项目制管理。

报告期内，放空天然气净化回收业务的主要项目的实施周期及投入回收期情况如下表所示：

项目	预计运营期限 (月)	实际运营期限 (月)	项目状态	投入回收期 (月)
合深 4 一期项目	36	44	正在运营	30.31
吐东 2 一期项目	36	37	正在运营	35.63
跃满 801 项目	36	36	正在运营	70.85
金浅 5H 项目	24	38	正在运营	21.04
哈得项目	36	24	正在运营	53.04
富源 3 项目	36	36	正在运营	21.38
合深 4 二期项目	27	35	正在运营	34.53
金浅 3 项目	24	40	正在运营	33.14
平均值	-	36.25	-	37.49

注：项目实际运营期限截至 2024 年 11 月，投入回收期根据项目实际投资额（主要为固定资产与长期待摊费用）及截至 2024 年 3 月末的项目实际经营数据计算。

报告期内，公司主要项目的平均已实施周期为 36.25 个月，项目仍在运营，平均投入回收期为 37.49 个月，大多数项目的实际运营期限已超过预计运营期限，并已超过投入回收期。

跃满 801 项目的投入回收期较长，主要原因包括：（1）整体投资额较大，该项目设计产能可日处理 20 万方原料气生产 LNG，也可日处理 30 万方原料气生产 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；该项目建站在沙漠，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；（2）报告期内，受下游客户的调整生产计划影响，业务量波动较大，业务量有所下滑。

哈得项目的投入回收期较长，主要原因该项目投产后，受下游客户的生产计划影响，业务量始终不多，导致投入回收期较长。

剔除上述两个盈利能力较弱的项目后，公司主要项目平均投入回收期为 29.34 个月，平均已实施周期大于平均投入回收期。

（二）固定资产折旧年限高于实施周期的合理性，项目到期后固定资产是否可以重复使用以及是否存在大额转换成本，相关折旧年限的会计估计是否准确合理

1、固定资产折旧年限高于实施周期的合理性，项目到期后固定资产是否可以重复使用以及是否存在大额转换成本

公司放空天然气净化回收业务回收站初始建站发生的所有支出通过在建工程核算。在各项目项目达到预定可使用状态后，将机器设备和工具器具转为固定资产，按固定资产折旧政策计提折旧，主要原因是转为固定资产的机器设备和工具器具，符合固定资产的定义。

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，可用于下一个项目。

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

原项目使用	新项目使用
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

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。报告期内，哈一联设备拆除费用 12.01 万元；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。

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。

2、相关折旧年限的会计估计是否准确合理

报告期各期末，公司固定资产账面原值分别为76,279.15万元、78,738.30万元和78,831.04万元，其中，机器设备账面原值分别为70,657.80万元、71,130.37万元和71,195.36万元，机器设备账面原值占固定资产账面原值的比例分别为92.63%、90.34%和90.31%，公司固定资产主要由用于主营业务的机器设备构成。

（1）公司机器设备折旧年限情况

报告期内，公司对机器设备计提折旧采用平均年限法，折旧年限为10年，预计净残值率为5%，年折旧率为9.50%。

（2）公司机器设备折旧年限的确定依据及合理性

根据《企业会计准则第 4 号——固定资产》之第十五条规定：“企业应当根据固定资产的性质和使用情况，合理确定固定资产的使用寿命和预计净残值”及第十六条规定：“企业确定固定资产使用寿命，应当考虑下列因素：1、预计生

产能力或实物产量；2、预计有形损耗和无形损耗；3、法律或者类似规定对资产使用的限制”，公司对机器设备折旧年限的确定，严格遵守《企业会计准则》的相关要求，结合公司实际生产运营情况，采用平均年限法对机器设备进行折旧，并综合考虑公司机器设备的预计使用年限（10 至 15 年）、采购合同技术参数关于使用寿命的约定（10 至 15 年）、公司历史设备使用经验及同行业可比公司对机器设备折旧年限的确定情况等，确定公司机器设备的折旧年限为 10 年，符合谨慎性原则，具有合理性。

（3）与同行业可比公司存在差异的原因

报告期内，公司与同行业可比公司机器设备折旧年限的对比情况如下表所示：

公司名称	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
贝肯能源	平均年限法	3-10	5	9.50-36.17
准油股份	平均年限法	5-10	5	9.50-19.00
通源石油	平均年限法	5-12	5	7.92-19.00
海默科技	平均年限法	3-10	3-5	9.50-31.67
潜能恒信	平均年限法	2-8	5	11.88-47.50
本公司	平均年限法	10	5	9.50

如上表所示，公司机器设备折旧年限处于同行业可比公司合理范围内。公司机器设备折旧年限与同行业可比公司存在一定差异，主要原因包括：（1）在同行业上市公司中，不存在与本公司从事相同主营业务的情形，因此，挑选与公司业务性质类似，以及同处于新疆地区的油服类上市公司作为可比公司，但是，油服类上市公司从事的具体服务项目均不相同，由于不同服务项目使用设备不同，使得各上市公司的折旧年限存在一定差异；（2）公司固定资产入账时，严格区分固定资产的类别，将预计使用年限在 10 年以上的中大型设备，划分为机器设备，按 10 年进行折旧；将预计使用年限在 5 至 10 年的小型设备划分为工具器具，按 5 年进行折旧；（3）公司放空天然气净化回收业务机器设备放置于公司回收场站内，生产作业环境相对较好，公司注气业务和天然气发电及主动力服务业务主要机器设备均有撬装装置包裹，保存较好。

综上所述，公司固定资产折旧年限高于实施周期具有合理性，项目到期后固定资产可以重复使用，不存在大额转换成本，相关折旧年限的会计估计准确、合理。

请主办券商及会计师核查上述事项，并发表明确意见。

【主办券商及会计师回复】

（一）核查程序

1、核查公司各业务的成本明细及前期投入的相关合同，了解项目前期投入情况，访谈公司财务相关负责人，了解项目前期支出的流程；

2、查阅博源1井一期及二期项目和信源区块项目中标文件、项目协议、在建工程明细以及项目移交的回款记录等，了解公司获取该业务的背景及原因，分析是否存在移交资产减值的情形；

3、获取长期待摊费用明细表，了解公司长期待摊费用核算的主要内容，与固定资产的区别，分析是否存在调节空间；

4、获取合深4一期项目租赁合同及变更协议，了解合深4一期项目主体设备租赁方式和租赁价格变化情况及变化原因，测算对公司成本费用的具体影响，分析是否存在利润调节情形；

5、获取收入、成本明细表，了解公司主要项目的实施周期，根据财务数据测算投入回收期；分析固定资产折旧年限高于实施周期的合理性；分析项目到期后固定资产是否可以重复使用，核查是否存在大额转换成本；分析相关折旧年限的会计估计是否准确合理，对比分析公司与同行业可比公司在固定资产使用寿命的差异情况。

（二）核查意见

1、报告期内，公司三大业务中，放空天然气净化回收业务的固定资产主要来自新购设备和部分原有设备转移，仅合深4一期项目主体设备为租赁，注气业务和天然气发电业务固定资产主要是原有设备转移；公司在放空天然气净化回收业务项目订单获取前，根据不同项目的情况会进行一定的投入，但金额相对较小，主要目前是为了评估项目的可行性和运营风险，具备合理性；报告期内项目订单未获取订单前，

公司终止项目为3个，其前期投入均为针对新项目的特点，而发生的合理性支出，尽管存在一定的成本，但是减少了项目后续经营风险，公司通过项目评估会的形式决定前期支出，能够有效控制前期投入的损失风险；

2、公司博源1井一期及二期项目和信源区块项目获取、变更等情况符合商业逻辑；项目后续移交给其他公司的对价高于投入成本，截至本回复之日，公司项目移交相关款项，即其他非流动资产——“在建工程转入”期后回款情况较好，不存在减值情况；

3、公司长期待摊费用的划分依据充分；公司长期待摊费用主要核算放空天然气净化回收业务各项目 and 固定电站项目的建站支出中的设计、土建、基建材料及设备安装等费用，与固定资产核算的机器设备和工具器具不同，该部分费用无法用于后续项目，在该项目预计运营期限内进行摊销，公司固定资产和长期待摊费用划分清楚、准确，不存在调节空间；

4、公司合深4一期项目主体设备租赁方式和租赁价格的变化，主要原因系租赁的设备在运营过程中出现故障，影响了生产经营，因此，公司决定在原租赁期3年到期后，不再按原计划回购该设备，同时因合深4一期项目已经超出了原计划的运营期限，预计未来运营期较短，后续租赁合同变更为租赁期不确定的租赁合同，租金有所上升；上述租赁方式和价格变更后，对项目毛利造成了一定负面影响，从而减少了报告期和期后的净利润，但该项目预计未来剩余经营期较短，不会对公司未来的整体经营业绩造成重大影响，不存在利润调节的情形；

5、报告期内，公司放空天然气净化回收业务的主要项目的平均实施周期为36.25个月，平均投入回收期为37.49个月，其中大多数的实际运营期限已超过预计运营期限，并已超过投入回收期；公司固定资产折旧年限高于实施周期具有合理性，项目到期后固定资产可以重复使用，不存在大额转换成本，相关折旧年限的会计估计准确、合理。

问题2. 关于合作稳定性

根据前次问询回复：（1）报告期内公司前五大客户销售占比为99.41%、99.07%和98.14%，且来自中石油的收入占比分别为71.37%、57.07%和49.99%；（2）公司放空天然气净化回收业务服务周期通常为2-3年，到期后需重新获取订单；（3）公司放空天然气净化回收业务模式具体分为服务费模式、买断模式，其中跃满801项目中LNG及副产品销售采用净额法收入确认。

请公司说明：（1）按照主要客户说明对应的业务模式及收入占比；买断模式下总额法确认收入对应的客户是否均为服务费模式客户，与跃满801项目的合作模式、主要合同权利与义务及毛利率差异情况；（2）跃满801项目中LNG及副产品销售收入计入服务费模式还是买断模式收入，对应销售客户情况；（3）主要油田对应的客户情况、业务类别、收入及占比，公司续期相关合同是否存在障碍；（4）结合公司业务核心竞争力及技术优势、合作时长及合同续期情况、后期客户开拓等说明客户合作稳定性。

请主办券商及会计师核查上述事项，并发表明确意见。

【公司回复】

一、按照主要客户说明对应的业务模式及收入占比；买断模式下总额法确认收入对应的客户是否均为服务费模式客户，与跃满801项目的合作模式、主要合同权利与义务及毛利率差异情况

（一）主要客户对应的业务模式及收入占比

公司三大业务中，放空天然气净化回收业务以服务费模式为主，少量的原料气买断模式为辅，注气业务和天然气发电及主动力服务均为服务费模式。

报告内，主要客户对应的业务模式及收入占比情况具体如下：

1、2024年1-3月

单位：万元

序号	客户名称	业务模式	业务类型	金额	占营业收入比例
1	中石油	-	-	6,747.19	49.99%
	博瑞能源	服务费模式	放空天然气净化回收	3,398.65	25.18%

序号	客户名称	业务模式	业务类型	金额	占营业收入比例
	成都天然气化工总厂	服务费模式	放空天然气净化回收	1,538.80	11.40%
	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	服务费模式	天然气发电及主动力服务	1,156.62	8.57%
	中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司西南采气厂	服务费模式	天然气发电及主动力服务	516.50	3.83%
	中石油吐哈油田分公司	服务费模式	注气业务	102.93	0.76%
	其他	-	-	33.70	0.25%
2	中石化西北油田分公司	服务费模式	注气业务	3,921.27	29.05%
3	大庆龙丰	服务费模式	放空天然气净化回收	1,913.42	14.18%
4	昌吉准东经济技术开发区泰业燃气有限责任公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	271.45	2.01%
	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	206.35	1.53%
5	博州中燃能源有限公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	186.82	1.38%
合计		-	-	13,246.50	98.14%

注：新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司和昌吉准东经济技术开发区泰业燃气有限责任公司实际控制人均为芦智荣；大庆龙丰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。

2、2023 年

单位：万元

序号	客户名称	业务模式	业务类型	金额	占营业收入比例
1	中石油	-	-	34,023.44	57.07%
	博瑞能源	服务费模式	放空天然气净化回收	14,245.68	23.90%
	成都天然气化工总厂	服务费模式	放空天然气净化回收	8,961.75	15.03%
	中国石油集团西部钻探工程有限	服务费模式	天然气发电及主动力服务	6,566.96	11.02%

序号	客户名称	业务模式	业务类型	金额	占营业收入比例
	公司克拉玛依钻井公司				
	中石油吐哈油田分公司	服务费模式	注气业务	1,529.27	2.57%
	昆仑泰客	服务费模式	放空天然气净化回收	1,367.39	2.29%
	其他	-	-	1,352.39	2.27%
2	中石化西北油田分公司	服务费模式	注气业务	15,283.86	25.64%
3	大庆龙丰	服务费模式	放空天然气净化回收	7,573.26	12.70%
4	昌吉准东经济技术开发区泰业燃气有限责任公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	1,155.14	1.94%
	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	897.08	1.50%
5	新疆鼎基宏亚能源科技有限公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	125.84	0.21%
合计		-	-	59,058.63	99.07%

3、2022 年度

单位：万元

序号	客户名称	业务模式	业务类型	金额	占营业收入比例
1	中石油	-	-	37,095.97	71.37%
	博瑞能源	服务费模式	放空天然气净化回收	11,813.78	22.73%
	成都天然气化工总厂	服务费模式	放空天然气净化回收	8,702.09	16.74%
	昆仑泰客	服务费模式	放空天然气净化回收	8,470.68	16.30%
	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	服务费模式	天然气发电及主动力服务	5,796.52	11.15%
	中石油吐哈油田分公司	服务费模式	注气业务	1,405.48	2.70%
	其他	-	-	907.41	1.75%
2	中石化	-	-	13,211.16	25.42%

序号	客户名称	业务模式	业务类型	金额	占营业收入比例
	中石化西北油田分公司	服务费模式	注气业务	12,102.71	23.29%
	陕西新源	服务费模式	天然气发电及主动力服务	981.60	1.89%
	中石化华北石油工程有限公司西部分公司	服务费模式	天然气发电及主动力服务	98.24	0.19%
	中石化江汉石油工程有限公司钻井西部分公司	服务费模式	天然气发电及主动力服务	28.61	0.06%
3	新疆泰顺燃气工程开发有限责任公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	594.41	1.14%
	昌吉准东经济技术开发区泰业燃气有限责任公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	208.4	0.40%
4	巴州九远恒泽商贸有限公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	372.84	0.72%
5	新疆福满仓贸易有限责任公司	原料气买断模式	放空天然气净化回收	183.77	0.35%
合计		-	-	51,666.55	99.41%

(二) 买断模式下总额法确认收入对应的客户是否均为服务费模式客户

报告期内，公司放空天然气净化回收业务模式和客户类型等情况如下表：

业务模式类型	业务模式介绍	客户类型	备注
服务费模式	服务费模式是公司放空天然气净化回收业务中最主要的模式。该模式下，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，公司仅赚取服务费，净化处理完毕的天然气和副产品均属于客户所有。	中石油、中石化等下属（参股）公司	服务费模式下仅801项目因客户需求，存在原料气加工和产品代销情况，代销买断销售收入按照净额法核算。
原料气买断模式	原料气买断模式目前在公司放空天然气净化回收业务中所占比重很小。该模式下，	民营企业（包括天	该模式下均为总额法核算

业务模式类型	业务模式介绍	客户类型	备注
	公司对油气田的放空天然气进行回收，视作公司向油气田公司买断原料气，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。原料气买断模式下，公司按照自行对外销售CNG或混烃的销售量及销售价格结算相应收入。	然 气 加 气 站等)	

由上表所示，买断模式下总额法确认收入对应的客户为市场化的天然气使用方，报告期内主要为民营企业，与服务费模式的客户不同。

因此，买断模式下总额法确认收入对应的客户均不是服务费模式客户。

（三）买断模式下总额法与跃满801项目的合作模式、主要合同权利与义务及毛利率差异情况

1、公司与跃满 801 项目的合作模式

公司与跃满801项目合作模式分为两部分：子公司雅龙洁能为客户博瑞能源提供801项目的天然气净化回收加工服务，同时，子公司沙雅瑞凯从博瑞能源采购801项目的成品天然气对外销售。具体情况如下：

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，将原料气加工处理成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，公司按照加工处理量收取服务费。

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（税收等考虑），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，博瑞能源存在与外部供应商进行销售合作的需求，在此背景下，公司在沙雅设立新的子公司沙雅瑞凯，进行购销业务以满足客户需求。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，但根据合同条款和实际销售情况，公司几乎不承担存货变动和价格波动的风险，其实质为代销业务，公司按照净额法核算。

2、买断模式下总额法与跃满 801 项目合作模式、主要合同权利与义务的差异

公司原料气买断模式和 801 项目模式的主要合作模式、合同差异主要体现在公司所提供的服务内容、产品归属权和产品价格有所差异，具体如下表：

类别	原料气买断模式	跃满801项目	
		加工处理服务费	买断销售（代销）
服务内容	公司从服务对象（中石油、中石化等下属公司）采购原料气，加工成天然气后，进行独立的对外销售	公司为博瑞能源提供原料气的净化加工处理服务	公司从博瑞能源采购 801项目的产成品对外销售
产品归属权	原料气和产成品归属权为公司	原料气和产成品的归属权为客户博瑞能源	产成品的归属权从博瑞能源转移至公司
产品价格	原料气的单价在合同期内为固定价格	服务费单价在合同期内为固定价格	采购价格根据当日产成品市场价格变动

由上表所示，原料气买断模式是公司对外以固定的价格采购原料气，进行加工处理后对外进行销售，原料气和产成品的归属权为公司，公司需要承担产成品市场价格波动的风险；而跃满801项目中的买断销售（实质为代销），从客户博瑞能源采购的是跃满801项目的产成品，价格按照买方当日购买的市场价格确定，公司在此过程中承担风险有限，盈利空间较小。因此，原料气买断模式和跃满801项目中的买断销售存在显著差异，跃满801项目的买断销售，其实际上是公司为了满足客户需求，在通常的加工处理服务的基础上延伸的代销服务。

关于跃满801项目买断销售服务采取净额法核算，其合理性具体分析如下：

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。

3、买断模式下总额法与跃满 801 项目毛利率差异

报告期内，放空天然气净化回收业务中，公司主要有 3 个原料气买断模式项目，和 1 个服务费模式中跃满 801 项目下的买断销售（产品代销）业务，其收入和毛利率情况对比如下：

（1）收入情况

单位：万元

项目	2024 年 1-3 月	2023 年度	2022 年度
买断模式总额法 ^注	-	-	-
火烧山项目	389.68	1,384.09	127.95
车89项目	288.61	194.74	-
吉庆项目	209.82	907.42	686.44
小计	888.11	2,486.25	814.39
买断模式总额法收入占营业收入比例	6.58%	4.17%	1.57%
跃满801项目（服务费模式）	-	-	-
跃满801项目（产品代销收入-净额法）	3.14	56.99	169.62
买断模式净额法收入占营业收入比例	0.02%	0.10%	0.33%

注：买断模式总额法还包括顺北 1-1 项目，但该项目已于 2022 年初结束，收入较少未列示。

由上表可知，买断模式下总额法收入与买断模式净额法收入占公司营业收入的比例均较低，对公司经营情况影响较小。

（2）毛利率情况

项目	2024 年 1-3 月	2023 年度	2022 年度
买断模式	-	-	-

项目	2024 年 1-3 月	2023 年度	2022 年度
火烧山项目	14.65%	12.59%	-2.19%
车 89 项目	31.71%	22.98%	-
吉庆项目	58.42%	51.77%	40.12%
跃满801项目（服务费模式）	-	-	-
跃满 801 项目（产品代销-净额法）	-117.84%	37.84%	76.53%
跃满 801 项目（产品代销-模拟全额法）	-0.06%	1.38%	2.84%

由上表可知，买断模式下总额法项目与跃满801项目买断净额法业务（代销）毛利率差异较大，主要系业务的模式不同所致。

跃满801项目产品代销业务收入2024年1-3月毛利率为负，主要系销售收入过低，仅为3.14万元，无法覆盖人工成本导致，2022年和2023年在模拟全额法下，毛利率约在1%-2%区间，说明公司该类业务的盈利能力有限，符合其业务代销的实质特征。

二、跃满801项目中LNG及副产品销售收入计入服务费模式还是买断模式收入，对应销售客户情况

跃满 801 项目的产品买断销售，其实际是公司为了满足客户需求，在通常的加工处理服务的基础上延伸的代销服务，销售的产品也主要是来自公司提供加工处理服务的跃满 801 项目，该部分销售收入计入服务费模式。

报告期内，跃满 801 项目中 LNG 及副产品销售收入概况如下表：

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)
2024年1-3月	LNG	2,714.06	863.59	2,714.06	866.72	-	3.14
	合计	2,714.06	863.59	2,714.06	866.72	-	3.14
2023年度	LNG	15,553.30	5,567.19	15,553.30	5,620.04	-	52.85
	混烃	38.34	11.98	38.34	16.11	-	4.14
	合计	15,591.64	5,579.16	15,591.64	5,636.15	-	56.99
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

报告期内，沙雅瑞凯按照净额法确认的收入分别为 169.62 万元、56.99 万元和 3.14 万元，占公司当期营业收入的比例分别为 0.33%、0.10%和 0.02%，对公司财务报表影响极小。

报告期内，上述销售收入来自于市场化销售客户，具体情况如下：

（一）2024 年 1-3 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	销售金额 (万元)	注册资本 (万元)	控股股东及 实际控制人	是否存在关 联关系	主营业务
1	库车文景油气化工有限公司	2018 年 10 月 11 日	347.14	1,000.00	陶超	否	燃气经营
2	新疆大庄能源有限公司	2021 年 4 月 14 日	288.64	1,000.00	马小昭	否	燃气经营
3	四川三盈联化能源有限责任公司	2022 年 3 月 24 日	93.25	500.00	李静	否	危险化学品经营、化工产品销售
4	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	47.05	-	刘洪兵	否	燃气经营
5	乌鲁木齐齐欣惠城能源科技有限公司	2014 年 12 月 19 日	38.85	100.00	杨斌	否	销售化工产品

（二）2023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	销售金额 (万元)	注册资本 (万元)	控股股东及 实际控制人	是否存在关 联关系	主营业务
1	哈密华晟能源有限公司	2020 年 11 月 18 日	1,066.72	500.00	陈俊涛	否	柴油、煤焦油、天然气
2	新疆冠泰能源科技有限公司	2021 年 11 月 9 日	805.35	850.00	任吉元	否	燃气经营
3	新疆德尚昊玉商贸有限公司	2019 年 7 月 22 日	767.13	500.00	闵杰	否	销售天然气
4	新疆众合鑫能源有限公司	2021 年 10 月 18 日	676.33	200.00	梁华英	否	运输、燃气销售
5	新疆耀辉石油化工有限公司	2022 年 9 月 20 日	600.42	2,000.00	王明林	否	运输、燃气经营

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

由上表所示，报告期内，公司该类业务主要客户存在一定的变化，主要由于公司销售的 LNG 主要为跃满 801 项目回收的天然气，气量存在波动性的特征，相应每天生产的 LNG 量不固定，无法像其他大型 LNG 液化厂一样向固定客户保障供货量，因此难以与大型终端用户签署长期、保量的供货协议，此外，沙雅瑞凯自身不具备运输能力，无法满足部分客户（主要为加气站）的各种运输需求，会选择具备运输能力的作为客户，同时，沙雅瑞凯的销售模式均为先款后货，也不存在收款风险，因此，沙雅瑞凯对销售客户的选择较为灵活。

三、主要油田对应的客户情况、业务类别、收入及占比，公司续期相关合同是否存在障碍

报告期内，公司主营业务占比分别为 99.45%、99.66%和 99.66%，主营业务按照油田区域口径的收入分类如下：

(1) 2024 年 1-3 月

单位：万元

油田区域	客户名称	业务类型	收入	占营业收入比例
西北油田	中石化西北油田分公司	注气业务	3,921.27	29.05%
塔里木油田	博瑞能源	放空天然气净化回收	3,398.65	25.18%
大庆油田西南区块	大庆龙丰	放空天然气净化回收	1,913.42	14.18%

西南油气田	成都天然气化工总厂	放空天然气净化回收	1,538.80	11.40%
新疆油田	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	天然气发电及主动力服务	1,156.62	8.57%
浙江油田西南区块	中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司西南采气厂	天然气发电及主动力服务	516.50	3.83%
吐哈油田	中石油吐哈油田分公司	注气业务	102.93	0.76%
其他 ^注	-	-	903.15	6.71%
合计			13,451.34	99.66%

注：“其他”主要指放空天然气净化回收业务中原料气买断模式下的销售，该类客户为市场化销售对象，不归属于某个油田区域。

（2）2023 年

单位：万元

油田区域	客户名称	业务类型	收入	占营业收入比例
西北油田	中石化西北油田分公司	注气业务	15,283.86	25.64%
塔里木油田	博瑞能源	放空天然气净化回收	14,245.68	23.90%
西南油气田	成都天然气化工总厂	放空天然气净化回收	8,961.75	15.03%
大庆油田西南区块	大庆龙丰	放空天然气净化回收	7,573.26	14.99%
	昆仑泰客		1,367.39	
新疆油田	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	天然气发电及主动力服务	6,566.96	11.38%
	中国石油集团西部钻探工程有限公司准东钻井公司		211.80	
吐哈油田	中石油吐哈油田分公司	注气业务	1,529.27	2.57%
浙江油田西南区块	中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司西南采气厂	天然气发电及主动力服务	1,003.12	1.68%
其他 ^注	-	-	2,666.76	4.47%
合计			59,409.85	99.66%

（3）2022 年

单位：万元

油田区域	客户名称	业务类型	收入	占营业收入比例
西北油田	中石化西北油田分公司	注气业务	12,102.71	23.29%
塔里木油田	博瑞能源	放空天然气净化	11,813.78	22.73%

油田区域	客户名称	业务类型	收入	占营业收入比例
		回收		
西南油气田	成都天然气化工总厂	放空天然气净化回收	8,702.09	16.74%
大庆油田西南区块	昆仑泰客	放空天然气净化回收	8,470.68	16.30%
新疆油田	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	天然气发电及主动力服务	5,796.52	11.15%
吐哈油田	中石油吐哈油田分公司	注气业务	1,405.48	2.70%
浙江油田西南区块	中国石化集团新星陕西新源科技有限公司	天然气发电及主动力服务	981.60	1.89%
其他	-	-	2,415.57	4.65%
合计			51,688.43	99.45%

由上表可知，报告期内，公司前五大客户除昆仑泰客外，均未发生变化，双方合作持续稳定，合同续期不存在障碍。

昆仑泰客为公司原合深4项目的客户，2023年上半年新增客户大庆龙丰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，并且已经和公司进行了续约，项目合作情况未发生实质性变化。

四、结合公司业务核心竞争力及技术优势、合作时长及合同续期情况、后期客户开拓等说明客户合作稳定性

公司经过十多年的发展，在放空天然气净化回收、注气业务、天然气发电及主动力服务三大业务领域形成了独特的竞争优势，核心竞争力不断提升，并与客户已经建立了较为稳定的合作关系。具体情况如下：

（一）公司的核心竞争力

公司的核心竞争力主要体现在三大业务具备市场先发优势、技术优势、市场开拓和规模优势、以及业务协同优势。2010年以来，随着我国对环保问题的不断重视，进而催生了油气田相关环保服务的快速发展，公司的放空天然气净化回收业务和天然气发电及主动力服务，具有较为显著的“碳减排”效应，与当前在碳减排、碳中和形势下客户油气开采过程中的减碳目标相契合，公司在2011年设立时，即专注于前述两项业务，是国内较早从事该类业务的公司之一，具备明显的市场先发优势；公司通过多年的研发和实践探索，将新型的技术工艺成功应用于边远井、零散油气井的小规模

伴生气净化回收，填补了“两桶油”的业务空白，不仅能为客户回收大量宝贵的天然气资源，同时有效提升了油气田的大气污染治理水平，形成了一定技术优势；油气服务行业具备明显的区域性特征，多数公司的服务范围局限于某个区域，但公司服务的油田区域横跨我国重要的油气生产地新疆和四川，且覆盖了主要油气田区域，具备市场开拓和规模优势；此外，公司三大业务还存在协同效应，公司可利用放空天然气净化回收业务回收的天然气，为天然气发电及主动力服务提供能源，而天然气发电服务也能为放空天然气净化回收及注气业务提供动力服务，公司三大业务能够有机结合，也具备良好的协同效应的优势。

（二）公司的技术优势

公司自成立以来，主要围绕着利用天然气这一清洁能源，研究开发放空天然气净化回收等节能减排领域的新技术、新工艺和相关新设备，并形成了相关专利，截至目前公司已获得主营业务相关的发明专利 13 项，尤其是在公司第一大业务放空天然气净化回收业务领域，较为突出。

中石油、中石化等大型国有企业通常在气源规模较大的油气田区域设立天然气净化处理厂，用于进行天然气气井或油井伴生气的集中净化处理；而位置偏远、铺设管网不经济或气量规模较小的边远井、零散井，无法适用大型化、集中化的净化回收。因此，过去中石油、中石化对这类天然气大多直接燃烧排放，一方面造成大量天然气资源的浪费；另一方面由于部分天然气中含硫量较高，直接燃烧排放形成大量的硫化物，造成严重的大气污染。公司经过多年的摸索和实践，可利用小型化、撬装化的回收净化设备及相关生产技术、工艺，适合于边远井、零散井及偏远的、出气量较小的试采井的放空天然气净化回收。公司相关技术工艺突破有效满足了油气田公司在放空天然气净化回收方面的现实需求，受到油气田公司的关注。

公司的天然气湿法脱硫净化技术、天然气脱重烃净化技术、燃气发电机静音降噪技术、撬装设备快速连接安装技术等核心技术从工艺和技术原理上虽为行业成熟技术，但重要的是实践中如何优化上述技术工艺，在多种复杂工况条件下，针对带压作业的高负荷、高含硫及其他杂质等问题，并综合考虑经济效益，来实现放空天然气净化回收的高效、连续、安全生产，公司在上述各项技术的工艺和技术原

理的基础上，针对各种具体工况，进行了大量实践性研发和优化，使得上述技术在具体实践中有别于一般的通用技术，进而形成了公司自身的差异化技术优势。

（三）合作时长及合同续期情况

公司凭借其核心竞争力，与主要客户形成了较为稳固的合作关系，合作历史较长且具备良好的持续性。具体情况如下：

报告期内，公司与主要客户的合作历史、业务获取方式等情况具体如下表：

年份	序号	客户名称	销售额	占总收入比例	主要业务类型	合作历史	业务获取方式和定价依据	合同签订周期及持续履约情况
2024年 1-3月	1	中石化西北油田分公司	3,921.27	29.05%	注气业务	2014年开始 ^{注1}	投标	1年，自合作开始持续续约
	2	博瑞能源	3,398.65	25.18%	放空天然气净化回收	2013年开始 ^{注2}	竞争性谈判	1年，自2019年开始持续续约
	3	大庆龙丰 ^{注3}	1,913.42	14.18%	放空天然气净化回收	2023年开始	竞争性谈判、 投标	3年，延续昆泰泰客的合同期限，自合作开始持续续约
	4	成都天然气化工总厂	1,538.80	11.40%	放空天然气净化回收	2020年开始	投标	未约定明确期限，自项目开始至结束（通常至少在2年以上），自合作开始持续续约
	5	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	1,156.62	8.57%	天然气发电及主动力服务	2016年开始	投标	1年，自合作开始持续续约
	合计		11,928.76	88.38%	--	-	-	
2023年	1	中石化西北油田分公司	15,283.86	25.64%	注气业务	2014年开始 ^{注1}	投标	1年，自合作开始持续续约
	2	博瑞能源	14,245.68	23.90%	放空天然气净化回收	2013年开始 ^{注2}	竞争性谈判	1年，自2019年开始持续续约
	3	成都天然气化工总厂	8,961.75	15.03%	放空天然气净化回收	2020年开始	投标	未约定明确期限，自项目开始至结束（通常至少在2年以上），自合作开始持续续约

年份	序号	客户名称	销售额	占总收入比例	主要业务类型	合作历史	业务获取方式和定价依据	合同签订周期及持续履约情况
	4	大庆龙丰 ^{注3}	7,573.26	12.70%	放空天然气净化回收	2023年开始	竞争性谈判	3年，延续昆泰泰客的合同期限，自合作开始持续续约
	5	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	6,566.96	11.02%	天然气发电及主动力服务	2016年开始	投标	1年，自合作开始持续续约
	合计		52,631.51	88.29%	-	-	-	
2022年	1	中石化西北油田分公司	12,102.71	23.29%	注气业务	2014年开始 ^{注1}	投标	1年，自合作开始持续续约
	2	博瑞能源	11,813.78	22.73%	放空天然气净化回收	2013年开始 ^{注2}	竞争性谈判	1年，自2019年开始持续续约
	3	成都天然气化工总厂	8,702.09	16.74%	放空天然气净化回收	2020年开始	投标	未约定明确期限，自项目开始至结束（通常至少在2年以上），自合作开始持续续约
	4	昆仑泰客	8,470.68	16.30%	放空天然气净化回收	2021年开始	竞争性谈判	3年，延续昆泰泰客的合同期限，因中石油内部调整项目管理公司，2023年开始该客户变更为大庆龙丰
	5	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	5,796.52	11.15%	天然气发电及主动力服务	2016年开始	投标	1年，自合作开始持续续约
	合计		46,885.78	90.21%	-	-	-	

注 1：注气业务原为控股股东尤龙公司的业务，为解决持续性关联交易并提高业务的协同性，2018 年公司收购了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，尤龙公司 2014 年与中石化西北油田分公司开始建立合作关系，按照控股股东的合作时间计算，双方已建立业务合作关系 10

年;

注 2: 公司在 2013 年-2014 年即和博瑞能源开展了小规模放空天然气净化回收业务, 2019 年起开始建立稳定持续的业务合作关系;

注 3: 大庆龙丰为中石油 2023 年指定新的项目管理公司, 从 2023 年 3 月起替代 2021 年的公司客户昆仑泰客作为合深 4 项目的管理方, 合作项目未发生变化。

由上表所示, 报告期内, 公司三大业务的主要客户均未发生重大变化。

公司与博瑞能源(放空天然气净化回收业务的第一大客户)、中石化西北油田分公司(注气业务的第一大客户)已经建立业务合作关系长达 10 年, 与天然气发电及主动力服务的第一大客户也已建立业务合作关系 9 年。由于公司客户主要为中石油、中石化等大型油气田公司, 其需要按照内部规定, 并根据项目特点定期重新履行招投标或竞争性谈判等程序进行合同续约, 因此, 公司与客户的合同期限较短(通常为 1-3 年), 但公司通过不断提升服务水平, 在与客户的业务合作中均表现出良好的持续性, 报告期内未发生过合同到期不予续约的情况。

（四）油气田技术服务行业对安全生产的要求较高

油气田技术服务行业的服务对象主要为中石油、中石化等大型油气企业，其对安全生产重视程度较高，在采购外部服务时，尤为看中外部供应商的历史业务经营情况，对于安全生产状况良好的供应商，通常情况下合作具备良好的持续性。公司历史上从未发生过重大安全事故，因此在与客户正常合作情况下，一般不会发生到期无法续约的情况。

尤其是公司的放空天然气净化回收业务与油气开采紧密衔接，对油气开采的连续、安全运营具有较大影响。因此油气田企业在选择放空天然气净化回收服务商时，会充分关注后者能否确保安全、连续生产作业。公司经过多年的实践，目前在新疆、四川两大重要的油气田产区的多个区块、油气田单位运行了十多个项目，在业内已经树立了良好的安全生产管理的口碑，赢得了油气田单位的信赖。这也经形成了公司的先发优势，在持续的新项目开拓过程中能够获得领先地位；而不断新增的净化回收项目反过来又进一步提高了公司在该领域的安全生产的可信度，从而形成了良性循环，有助于公司不断获取新的净化回收项目。

（五）公司第一大业务放空天然气净化回收业务的特性保障了该项业务不断发展的稳定性

首先，放空天然气净化回收站的建设期较长，而且投产后需要与油气田企业的油气井开采、运营有序衔接，确保油气井的连续、正常运转，同时也保证油井伴生气或气井试采气连续不间断地得以全面净化回收。在净化回收项目的运行期间，除非发生严重安全事故或严重净化回收质量事故，否则油气田单位不会更换服务商。因为更换服务商需要重新进行回收站建设和对接，不仅会影响油气田自身的连续生产，而且也会导致一定时期内需要重新放空天然气，进而对油气田企业造成双重损失。因此，只要加强生产管理和工艺控制，公司现有的放空天然气净化回收项目均能持续稳定地运营下去。

其次，油气伴生的特性以及气井试采模式都能够保障净化回收业务的持续稳定性。一方面，石油开采必然伴随着伴生天然气的产生，因此油井伴生天然气的净化回收是贯穿油井开采整个生命周期的业务需求。所以公司对于油井的边远井、零散井的放空天然气净化回收业务是能够持续、稳定经营较长周期的。另一方

面，新增气井很多都需要经历相对较长时间的试采期，以便油气田企业充分判定该区域是否符合开采要求，是否达到开采经济性水平。因此每年这类新增气井都将带来持续新增的试采气净化回收业务需求，从而确保公司在试采气净化回收领域的业务拓展具有持续、稳定性。

（六）后期客户开拓情况

公司与现有客户一直保持持续的良好合作关系，报告期后，公司已获取了原有客户订单并且开拓了新客户，公司签订的业务合同均为框架协议，按照实际的工作量进行结算，具体情况如下：

客户类别	客户名称	订单内容	备注
原有客户	博瑞能源	天湾壹井石油天然气试采伴生气回收处理项目	已开始投建，项目规模约为70万方/天
	大庆龙丰	合深4三期试采天然气净化项目	已开始投建，项目规模为30-40万方/天
新客户	吉林油田川南天然气勘探开发分公司	吉林油田川南配置区常规气脱硫技术服务框架招标，主要服务于吉林油田川南区域	规模暂不确定，目前公司投标标段排名第一名
	中国石油集团西部钻探工程有限公司试油公司	西部钻探2024-2025年工程与服务天然气回收集采项目，主要服务于新疆油田区域	规模暂不确定，目前公司投标标段排名第一名

如上表所示，公司已确定的新签订单来源于原有客户博瑞能源和大庆龙丰，上述两个项目的总规模约为110万方/天，超过公司现有该类业务规模的50%，预计投产后将会给公司的业绩带来一定提升；此外，公司正在积极开拓了新客户，目前投标结果良好，后续公司将根据具体项目的评估情况，开展新客户业务。

综上所述，公司经过多年发展，在其细分领域形成了一定的核心竞争力和技术优势，与现有主要客户合作的历史较长，均具备良好的持续性，后期客户开拓情况良好，因此，公司与客户合作稳定性较好。

请主办券商及会计师核查上述事项，并发表明确意见。

【主办券商及会计师回复】

（一）核查程序

1、查阅公司三类业务合同中关于服务内容的约定以及收入成本明细，分析业务模式分类的合理性，比对跃满801项目的合同条款与其他项目的异同，分析其业务模式、合同条款及毛利率差异；

2、查阅公司跃满801项目的买断销售的合同，分析其业务实质，以及客户类别，结合其业务特征分析客户构成变化的合理性；

3、根据公司的收入明细账及合同，按照油田区域、业务类别、客户等要素进行收入分类，并分析上述客户合同续期情况；

4、访谈公司管理层，了解公司三类业务的发展历程、发展规划及公司的核心竞争力；

5、查阅公司业务合同及期后获取业务订单的情况，梳理订单来源、规模等情况，分析其客户的稳定性。

（二）核查意见

1、公司三大业务中，放空天然气净化回收业务以服务费模式为主，少量的原料气买断模式为辅，注气业务和天然气发电及主动力服务均为服务费模式；买断模式下总额法确认收入对应的客户为市场化的天然气使用方，报告期内主要为民营企业，与服务费模式的客户不同，买断模式下总额法确认收入对应的客户均不是服务费模式客户；原料气买断模式和跃满801项目中的买断销售存在显著差异，跃满801项目的买断销售，其实际上是公司为了满足客户需求，在通常的加工处理服务的基础上延伸的代销服务，其毛利率存在一定差异具备合理性；

2、跃满801项目的产品买断销售，其实际上是公司为了满足客户需求，在通常的加工处理服务的基础上延伸的代销服务，销售的产品也主要是来自公司提供加工处理服务的跃满801项目，该部分销售收入计入服务费模式；该类业务的销售客户符合其自身业务特点，具备合理性；

3、报告期内，公司前五大客户覆盖新疆和四川区域的多个油田区域，除昆仑泰客外，均未发生变化，双方合作持续稳定，合同续期不存在障碍；

4、公司经过多年发展，在其细分领域形成了一定的核心竞争力和技术优势，与现有主要客户合作的历史较长，均具备良好的持续性，新手订单主要为原客户，公司客户的稳定性较好。

其他

一、除上述问题外，请公司、主办券商、律师、会计师对照《非上市公众公司监督管理办法》《非上市公众公司信息披露内容与格式准则第1号——公开转让说明书》《全国中小企业股份转让系统股票挂牌规则》《全国中小企业股份转让系统股票挂牌审核业务规则适用指引第1号》等及《全国中小企业股份转让系统股票定向发行规则》《全国中小企业股份转让系统定向发行业务规则适用指引第1号》等规定，如存在涉及公开转让条件、挂牌条件、信息披露以及影响投资者判断决策的其他重要事项，请予以补充说明；如财务报告审计截止日至公开转让说明书签署日超过7个月，请按要求补充披露、核查，并更新推荐报告。

【回复】

公司及相关中介机构已在第一轮反馈问询函的回复时落实了上述要求。

公司、主办券商、律师、会计师已对照《非上市公众公司监督管理办法》《非上市公众公司信息披露内容与格式准则第1号——公开转让说明书》《全国中小企业股份转让系统股票挂牌规则》《全国中小企业股份转让系统股票挂牌审核业务规则适用指引第1号》等及《全国中小企业股份转让系统股票定向发行规则》《全国中小企业股份转让系统定向发行业务规则适用指引第1号》等规定，对公开转让并挂牌申请文件进行核查，涉及公开转让条件、挂牌条件、信息披露以及影响投资者判断决策的重要事项均已在公开转让并挂牌申请文件中进行了披露，不存在涉及公开转让条件、挂牌条件、信息披露以及影响投资者判断决策的其他重要事项。

公司本次财务报告审计截止日为2024年3月31日，至本次公开转让说明书签署日已超过7个月，主办券商已在第一轮反馈问询函的回复时相关规定的要求补充核查并更新推荐报告，公司已在公开转让说明书之“第四节 公司财务”之“十、重要事项”之“（一）提请投资者关注的资产负债表日后事项”补充披露。

二、为落实中国证监会《监管规则适用指引——北京证券交易所类第1号：全国股转系统挂牌公司申请在北京证券交易所发行上市辅导监管指引》的工作要求，中介机构应就北交所辅导备案进展情况、申请文件与辅导备案文件一致性出具专项核查报告并与问询回复文件一同上传。

【回复】

公司尚未向新疆证监局申请北交所辅导备案，故不适用《监管规则适用指引——北京证券交易所类第 1 号：全国股转系统挂牌公司申请在北京证券交易所发行上市辅导监管指引》的相关要求。中介机构无需就北交所辅导备案进展情况、申请文件与辅导备案文件一致性出具专项核查报告并与问询回复文件一同上传。

三、请你们在10个交易日内对上述问询意见逐项落实，并通过审核系统上传问询意见回复材料全套电子版（含签字盖章扫描页），涉及更新申请文件的，应将更新后的申请文件上传至对应的文件条目内。若涉及对《公开转让说明书》的修改，请以楷体加粗说明。如不能按期回复的，请及时通过审核系统提交延期回复的申请。如公开转让说明书所引用的财务报表超过6个月有效期，请公司在问询回复时提交财务报表有效期延期的申请，最多不超过3个月。

【回复】

已知悉，已按照要求执行。

四、经签字或签章的电子版材料与书面材料具有同等法律效力，在提交电子版材料之前请审慎、严肃地检查报送材料，避免全套材料的错误、疏漏、不实。

【回复】

已知悉，已按照要求执行。

五、我们收到你们的回复后，将根据情况决定是否再次向你们发出审核问询意见。如发现中介机构未能勤勉尽责开展工作，我们将对其行为纳入执业质量评价，并视情况采取相应的自律监管措施。

【回复】

已知悉。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于新疆凯龙清洁能源股份有限公司股票公开转让并挂牌申请文件的第二轮审核问询函的回复》之签字盖章页）

法定代表人： 曾强

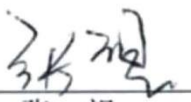
曾 强

新疆凯龙清洁能源股份有限公司



（本页无正文，为东兴证券股份有限公司《关于新疆凯龙清洁能源股份有限公司股票公开转让并挂牌申请文件的第二轮审核问询函的回复》之签字盖章页）

项目负责人：


张 望

项目小组人员：


张 昱


刘 金

