



关于新疆科力新技术发展股份有限公司
公开发行股票并在北交所上市申请文件的
第三轮审核问询函之回复

保荐机构暨主承销商



二〇二四年六月

北京证券交易所：

贵交易所于 2024 年 3 月 18 日出具的《关于新疆科力新技术发展股份有限公司公开发行股票并在北交所上市申请文件的第三轮审核问询函》（以下简称“第三轮审核问询函”）已收悉。新疆科力新技术发展股份有限公司（以下简称“科力股份”“发行人”“公司”）与东莞证券股份有限公司（以下简称“保荐机构”）、容诚会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”）等相关方对第三轮审核问询函所列问题进行了逐项核查，现回复如下，请予审核。

如无特别说明，本回复使用的简称与《新疆科力新技术发展股份有限公司招股说明书（申报稿）》中的释义相同。

本回复中的字体代表以下含义：

审核问询函所列问题	黑体（加粗）
对问题的回答	宋体
对招股说明书的修改、补充	楷体（加粗）

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。

问题 1. 市场拓展空间是否受限

根据二轮问询回复，（1）发行人在境内的核心技术服务主要为在新疆油田开展的油田水处理业务。自 2022 年开始，新疆油田采出水处理服务集中招标公告中明确了工作量分配比例规则，规定对入围中标人按名次份额分配工作量，其中前三名可获得 85%的份额，前三名中第 1 名可获得 40%（±10%）的份额，第 2 名可获得 30%（±10%）的份额。2020-2024 年，公司排名分别为第 2 名、第 8 名、第 2 名、第 1 名和第 1 名。（2）报告期内，发行人提供常规技术服务的第二大油田作业区为海油发原油脱水（加拿大），但未披露该作业区的订单获取方式及竞争对手具体情况；报告期内，新增中海油集团的合同订单金额分别为 336.73 万元、3,377.95 万元、0、77.14 万元。（3）2023 年度发行人未发生大型联合站维修维护业务，收入下滑-19.73%。2023 年，新疆油田公司改变原油脱水处理方式，由采购技术服务改为采购破乳剂，公司在风城油田作业区的原油脱水业务较少，新疆油田原油脱水业务处理模式的改变不对发行人原油脱水业务产生重大不利影响。（4）发行人主要国内油田客户基本进入开采的中后期阶段，油田公司为保持油田稳产，需要大量采用稳产增产措施。发行人增产增效业务入围招标的排名较水处理业务相对靠后。（5）目前，发行人已进入实质性开拓工作的项目规模合计为 14,330 万元/年，其中加拿大油田水处理项目和原油脱盐项目约为 5,300 万元/年。

请发行人：（1）结合与其他排名靠前的竞争对手的比较情况、打分考量指标等，说明公司油田水处理的入围高顺位排名是否可持续，量化分析若中标排名顺位下滑对经营业绩的具体影响；入围排名第一后，订单获取并未有明显增加的原因，主要客户的需求总量是否明显减少。（2）说明海油发原油脱水（加拿大）作业区的订单获取方式，客户向主要竞争对手采购的情况，新签合同金额较小的原因，分析现有技术服务的销售是否可持续。（3）结合主要客户油田开采中后期稳产增产的主要措施、发行人擅长的技术服务方式等，说明主要客户后续改变水处理、原油脱水等处理模式的可能性，模式变更对发行人经营业绩的不利影响；论证主要油田作业区的后续开采方式是否能给发行人常规业务带来增速发展。（4）说明发行人已进入实质性开拓工作项目的统计口径，相关数据是否具有客观性、可靠性；报告期内发行人实质拓展的业务情况，请谨慎

进行预测。(5) 综合以上情况, 充分说明发行人境内外业务的发展趋势, 市场空间是否受限, 经营业绩的可持续性、成长性方面是否存在较大风险。请发行人结合实际情况充分揭示相关风险。

请保荐机构核查上述事项并发表明确意见。

[回复]

一、结合与其他排名靠前的竞争对手的比较情况、打分考量指标等, 说明公司油田水处理的入围高顺位排名是否可持续, 量化分析若中标排名顺位下滑对经营业绩的具体影响; 入围排名第一后, 订单获取并未有明显增加的原因, 主要客户的需求总量是否明显减少

(一) 结合与其他排名靠前的竞争对手的比较情况、打分考量指标等, 说明公司油田水处理的入围高顺位排名是否可持续, 量化分析若中标排名顺位下滑对经营业绩的具体影响

根据中国石油招标投标网公开招标中标结果公告, 2020-2024 年, 新疆油田公司常规采出水处理服务集中入围招标项目的前三名中标人及排名情况如下:

序号	入围公司	2024 年	2023 年	2022 年	2021 年	2020 年
1	新疆科力新技术发展股份有限公司	1	1	2	8	2
2	克拉玛依市三达新技术股份有限公司	2	2	1	6	1
3	克拉玛依新科澳石油天然气技术股份有限公司	3	3	未中标	1	4
4	克拉玛依市弘智油田技术服务有限公司	5	5	3	5	3

注: 2021 年的第 2 名为辽宁华孚环境工程股份有限公司、第 3 名为克拉玛依市新奥达石油技术服务有限公司, 上述公司在 2022-2024 年的排名均在第 3 名之外。

由上表可见, 2020 年以来, 发行人在新疆油田公司常规采出水处理服务集中入围招标项目中的主要竞争对手为克拉玛依市三达新技术股份有限公司和克拉玛依新科澳石油天然气技术股份有限公司。2021 年发行人排名相对靠后主要系报价得分较低拉低了公司总评分所致, 其他年度发行人排名稳居前两名。

新疆油田公司对常规采出水处理服务集中入围招标项目采用综合评分法(百

分制打分法)的评标方法,评审内容包括价格、商务和技术三部分。评标委员会按评分标准打分,按得分由高到低顺序确定入围单位。2020-2024年,评审内容基本相同,仅得分权重有较小幅度变动,其中价格权重占比为45%-40%,商务权重占比为16%-12%,技术权重占比为39%-48%;总体而言,价格权重、商务权重占比呈下降趋势,技术权重占比呈上升趋势。2023-2024年,价格权重占比稳定为40%,商务权重占比稳定为12%,技术权重占比稳定为48%。以新疆油田公司2024年常规采出水处理服务集中招标项目的评标方法为例,评审内容、评审得分与评分标准如下:

序号	评审内容与得分		评分标准	
1	价格 (40)	投标报价 (40分)	1.投标报价等于最高限价,得基本分35分; 2.投标报价每低于最高限价1%,在基本分基础上加1分,最多加5分。	
2	商务 (12)	标书编制(2分)	投标文件符合招标要求,与评审内容应当正确关联,与评审因素无关联或明显错误,每发现失误一次扣0.5分,最多扣2分。	
3		投标人业绩 (10分)	1.提供近3年有同类项目业绩(合同文本)一份得基础分2分,每多提供一份业绩加1分,最多得5分。 2.年处理水量 ≥ 1500 万方得5分; 1000 万方 \leq 水处理量 < 1500 万方得3分; 500 万方 \leq 水处理量 < 1000 万方得2分;水处理量 < 500 万方得1分。(体积压裂返排液处理、清水处理、达标外排处理不算同类业绩)	
4	技术 (48)	项目方案与技术措施 (11分)	1.项目方案内容完整、全面(应至少包括水质特性、配套工艺、药剂管理、装置运行、指标保证、成本控制、应急保障等内容),说明技术服务能力得基础分5分; 2.项目方案有详细的药剂评价优化、水质跟踪分析、解决问题及技术保障案例等措施的加1-3分; 3.项目方案体现加药浓度低、不增或削减排污量等优势,符合实际且具有可操作性的加1-3分。 无项目方案不得分。	
5			质量管控措施(9分)	1.质量管控措施内容完整、全面(包括药剂质量管理、水质节点质量管控、超标处置措施及违约责任承诺等内容),质量保证体系有效运行得基础分3分; 2.质量管控措施有针对性、合理可行,加1-3分; 3.所用药剂为自产产品,每一种加1分,最多加3分。(附药剂标准(第一起草方)、设备等证明材料,否则不得分)
6			安全、环保及文明施工 (6分)	1.有HSE管理组织机构,HSE体系有效运行,责任划分明确得1分; 2.具备专职安全管理人员加1分;

序号	评审内容与得分		评分标准
			3.有具体的安全目标（包括风险识别、安全环保应急预案、文明服务方案）加 1-2 分；
			4.有 HSE 管理规划书（或 HSE 作业指导书）的加 1 分；
			5.操作规程中 HSE 风险识别到位有相应管控措施的加 1 分。
7	科技攻关能力（4分）		1.拥有科研生产基地，仪器设备齐全得 2 分； 2.提供近 3 年省部级及以上同类采出水处理相关科研成果证书或者国家发明专利一份得 1 分，最多加 2 分；
8	项目管理机构（10分）		1.项目管理机构配置齐全，项目经理、技术主管、安全主管及操作人员职责分工明确，得 3 分；
			2.针对同一采油厂服务项目有专职的技术负责人，不在其他采油厂同类项目中兼职的，加 2 分；
			3.项目技术负责人员：具有 2 名及以上高级技术职称人员加 3 分；具有 1 名高级技术职称人员加 2 分；具有中级技术职称人员加 1 分；初级技术职称人员不得分；（此项取最高分，不重复得分）
			4.安全管理人员具有中级职称得 1 分，具有高级职称或注册安全工程师执业资格证书得 2 分；需提供技术职称证书、员工社保证明等资料，否则不得分。
9	服务保障与承诺（8分）		1.在新疆油田区域范围内常设管理机构的，得 3 分；投标前无常驻管理机构，但承诺中标后设置的，得 1 分；其余不得分；
			2.承诺服务人员现场驻守，现场出现问题立即响应，得 1 分；
			3.承诺到现场解决并在约定时间内解决问题，得 2 分；
			4.承诺水质发生变化后能够提供专家现场咨询、具备适应水质变化的研究能力的，得 2 分。

2020-2024 年，发行人与克拉玛依市三达新技术股份有限公司、克拉玛依新科澳石油天然气技术股份有限公司等主要竞争对手的得分及排名情况如下：

年度	入围单位	技术分	商务分	价格分	评标总分	排名
2024 年	新疆科力新技术发展股份有限公司	47	12	40	99	1
	克拉玛依市三达新技术股份有限公司	46	12	40	98	2
	克拉玛依新科澳石油天然气技术股份有限公司	45	5.5	40	90.5	3
	克拉玛依市弘智油田技术服务有限公司	41.4	7.5	40	88.9	5
2023 年	新疆科力新技术发展股份有限公司	46	12	40	98	1
	克拉玛依市三达新技术股份有限公司	46	11.5	40	97.5	2
	克拉玛依新科澳石油天然气技术股份有限公司	42.2	12	40	94.2	3

年度	入围单位	技术分	商务分	价格分	评标总分	排名
	克拉玛依市弘智油田技术服务有限公司	41	9.5	40	90.5	5
2022 年	克拉玛依市三达新技术股份有限公司	37.42	15	45	97.42	1
	新疆科力新技术发展股份有限公司	37.17	15	45	97.17	2
	克拉玛依市弘智油田技术服务有限公司	34.17	12	45	91.17	3
2021 年	克拉玛依新科澳石油天然气技术股份有限公司	35.8	15	45	95.8	1
	克拉玛依市弘智油田技术服务有限公司	35.8	12	45	92.8	5
	克拉玛依市三达新技术股份有限公司	37.5	15	40	92.5	6
	新疆科力新技术发展股份有限公司	37.1	15	40	92.1	8
2020 年	克拉玛依市三达新技术股份有限公司	37.4	15	45	97.4	1
	新疆科力新技术发展股份有限公司	38	14	45	97	2
	克拉玛依市弘智油田技术服务有限公司	31.8	13	45	89.8	3
	克拉玛依新科澳石油天然气技术股份有限公司	32.8	11	45	88.8	4

注：2020-2022 年，价格权重占比 45%，商务权重占比 15%，技术权重占比 40%；2023-2024 年，价格权重占比 40%，商务权重占比 12%，技术权重占比 48%。

由上表可见，价格得分与技术得分占比较高对评标总分影响较大进而影响评标排名，2021 年，发行人因价格得分较低拉低了评标总分导致排名靠后。2020-2024 年，发行人技术得分较高，技术分排名分别为第 1 名、第 2 名、第 2 名、并列第 1 名和第 1 名。总体而言，2020-2024 年，发行人与克拉玛依市三达新技术股份有限公司、克拉玛依新科澳石油天然气技术股份有限公司等主要竞争对手在技术得分、评标总分的差距逐渐拉升，竞争优势逐渐增强。

自 2022 年开始，新疆油田公司常规采出水处理服务集中招标项目规定了工作量份额分配比例原则，规定对入围中标人按名次份额分配工作量；但若在合同签订阶段排名靠前的入围中标人出现服务能力、质量管控等因素发生变化影响项目实施的情形，将酌情调整服务商工作量。自 2022 年按名次份额分配工作量开始，新疆油田公司 2022-2024 年常规采出水处理服务集中入围招标项目的招标金额分别为 22,000.00 万元、23,236.00 万元和 22,285.00 万元，平均招标金额为 22,507.00 万元，鉴于 2022-2024 年发行人排名稳居前两名且 2023 年、2024 年均排名第一，发行人已基本取得新疆油田常规采出水处理服务业务 50.00% 的市场份额，若发行人中标排名出现下滑，按平均招标金额测算，中标排名顺位下滑对中标金额（即中标后合同签署的服务期至招标当年 12 月 31 日止的金额）的影响

如下：

单位：万元

名次	名次份额比例	名次份额	最大影响金额
第一名①	40%±10%	6,752.10-11,253.50	-
第二名②	30%±10%	4,501.40-9,002.80	6,752.10
第三名③	15%	3,376.05	7,877.45

注：第一名下滑至第二名最大影响中标金额= \max (①-②)；第一名下滑至第三名最大影响中标金额= \max (①-③)。

2020-2024年，发行人中标排名呈上升趋势，2022年排名第二，2023、2024年均排名第一。新疆油田公司自2022年起在招标文件中规定常规油田水处理业务工作量按名次份额比例分配，发行人已基本取得新疆油田常规油田水处理业务50.00%的市场份额。以新疆油田公司2022-2024年常规油田水处理集中入围招标项目的平均招标金额22,507.00万元测算，若发行人中标排名由第一名下滑至第二名，预计影响合同最大金额约6,752.10万元，按常规油田水处理业务过去三年平均毛利率36.58%测算，预计影响毛利约2,470.37万元，占2023年度毛利总额的比例为20.59%；若由第一名下滑至第三名，预计影响合同最大金额约7,877.45万元，预计影响毛利约2,882.10万元，占2023年度毛利总额的比例为24.02%。

发行人已在《招股说明书》“第三节 风险因素”之“一、经营风险”之“(七) 中标排名顺位下滑的风险”中补充披露公司常规油田水处理业务中标排名顺位下滑的风险，具体内容如下：

“(七) 中标排名顺位下滑的风险

报告期内，发行人常规油田水处理业务中标排名呈上升趋势，2022年排名第二，2023、2024年均排名第一。新疆油田公司自2022年起在招标文件中规定常规油田水处理业务工作量按名次份额比例分配，发行人已基本取得新疆油田常规油田水处理业务50.00%的市场份额。以新疆油田公司2022-2024年常规油田水处理集中入围招标项目的平均招标金额22,507.00万元测算，若发行人中标排名由第一名下滑至第二名，预计影响合同最大金额约6,752.10万元，按常规油田水处理业务过去三年平均毛利率测算，预计影响毛利约2,470.37万元，占2023年度毛利总额的比例为20.59%；若由第一名下滑至第三名，预计影响合

同最大金额约 7,877.45 万元，预计影响毛利约 2,882.10 万元，占 2023 年度毛利总额的比例为 24.02%。未来若发行人常规油田水处理业务中标排名出现下滑，将对发行人盈利能力造成不利影响。”

发行人长期从事油田水处理业务技术的研究与推广应用工作，在项目方案与技术措施方面经验丰富，质量管控措施完善，HSE 体系有效运行，具有科研生产基地，具备多项采出水处理相关专利，同时拥有油田现场系统运行的专业技术队伍和工作经验丰富的操作工团队，配有现场驻守服务人员，在主要项目现场配备了水处理装置且所用药剂为自产产品，报告期内年处理水量均在 1,500 万方以上。综上，发行人在价格、商务和技术部分可持续满足评审标准，油田水处理入围高顺位排名具备可持续性。

(二) 入围排名第一后，订单获取并未有明显增加的原因，主要客户的需求总量是否明显减少

2021-2024 年，发行人获取的主要客户订单金额情况如下：

单位：万元

项目	2024 年	2023 年	2022 年	2021 年
招标金额	22,285.00	23,236.00	22,000.00	26,000.00
中标金额	10,963.00	8,245.00	11,128.10	11,930.00
中标金额/招标金额	49.19%	35.48%	50.58%	45.88%
本年签署合同金额	10,913.00	10,735.00	11,143.10	12,401.00

注：中标金额仅为各年中标后合同签署的服务期至招标当年 12 月 31 日止的金额，未包含下一年招标结果未出时签署的延期合同金额；本年签署合同金额除包含中标金额外，还包含本年招标结果未出时上年招标项目在本年签署的延期合同金额。

由上表可见，除 2023 年外，发行人中标金额所占市场份额已基本达到排名第一的市场份额上限，因此在招标金额未明显增加的情况下，发行人订单金额未有明显增加。2023 年由于招标工作于当年 5 月份开展，上表中的中标金额仅为 2023 年 6-12 月的订单金额，而招标金额为全年口径，因此中标金额占比较低，若包含 1-5 月签署的延期合同金额，则 2023 年签署的合同金额为 10,735.00 万元，市场份额占比为 46.20%。

报告期内，发行人主要客户需求总量并未出现明显减少的情形，2021 年招标金额较高的主要原因系 2020 年受外部不利因素影响，部分招标预算推迟至

2021 年进行；2022-2024 年招标金额规模在 2.20 亿元左右，较为稳定。

二、说明海油发原油脱水（加拿大）作业区的订单获取方式，客户向主要竞争对手采购的情况，新签合同金额较小的原因，分析现有技术服务的销售是否可持续

海油发原油脱水服务项目由海油加拿大采用邀请招标方式选商。发行人在该项目的竞争对手为北美地区知名的药剂供应商，如贝克休斯、美国纳尔科化学公司等。2018 年 5 月，海油发原油脱水服务项目进行招标，公司中标，合同签署服务有效期为两年，后续由于受外部不利因素影响采用签署延期合同的方式将合同期限延长至 2023 年 8 月；2023 年 8 月该项目重新招标，公司中标，合同签署服务有效期为两年，即 2023 年 8 月至 2025 年 8 月。发行人是该项目的唯一中标人，海油发不存在向发行人以外的供应商采购同类服务的情况。

2020-2023 年度，发行人新增中海油集团的合同订单金额分别为 336.73 万元、3,377.95 万元、0.00 万元和 77.14 万元，订单金额变动较大，主要系上述新增订单金额仅为明确约定合同金额的项目统计金额，框架合同因合同金额未明确约定而未包含在内。发行人中海油集团的主要客户为海油加拿大，发行人与海油加拿大的海油发原油脱水服务项目签署的合同系框架合同，合同中约定了处理单价，合同金额据处理量而定。2021 年新增订单金额较高主要系本年签署的加拿大长湖油田装置重启项目非框架合同部分的订单金额为 2,893.19 万元所致。

2020-2023 年度，发行人对海油发原油脱水服务项目的收入金额分别为 2,571.29 万元、3,469.71 万元、3,646.79 万元和 7,580.89 万元，呈增长趋势。2023 年 8 月，发行人中标海油发原油脱水服务项目，服务有效期为 2023 年 8 月至 2025 年 8 月，现有技术服务的销售具备可持续性。

三、结合主要客户油田开采中后期稳产增产的主要措施、发行人擅长的技术服务方式等，说明主要客户后续改变水处理、原油脱水等处理模式的可能性，模式变更对发行人经营业绩的不利影响；论证主要油田作业区的后续开采方式是否能给发行人常规业务带来增速发展

（一）结合主要客户油田开采中后期稳产增产的主要措施、发行人擅长的技术服务方式等，说明主要客户后续改变水处理、原油脱水等处理模式的可能性，模式变更对发行人经营业绩的不利影响

1、主要客户油田开采中后期稳产增产的主要措施、发行人擅长的技术服务方式

公司主要客户新疆油田以注水开发为主，基本已进入高含水、高采出的中后期阶段。油田开发进行到中后期，油田综合含水率上升，采收率降低，需要依靠技术进步来进一步提升开发效果，延长油田开发周期。因此，油田公司一方面采取精细注水等措施提高水驱采收率，一方面在有条件的油藏发展三次采油技术，包括化学驱、气相溶剂驱、热力驱等，进一步提高原油采收率。三次采油技术是二次采油之后进一步提高采收率的方法。

新疆油田区域内提供增产增效技术服务的供应商较多，竞争较为激烈且增产增效业务毛利率较低，因此发行人将业务重心聚焦于更为擅长的油田采出水处理、原油脱水处理等采出液处理领域。无论是采用二次采油技术还是三次采油技术开采的含水原油，均需破乳脱水并对产出的油田污水进行处理。报告期内，发行人油田水处理项目、原油脱水项目中标排名均处于前列，具有明显竞争优势。

2、主要客户后续改变水处理、原油脱水等处理模式的可能性，模式变更对发行人经营业绩的不利影响

现代化的石油产业组织主要包括石油开发商和油田服务商。石油开发商即各石油公司，其主要从事油田勘探投资、油田生产管理、原油储运集输、石油炼化和成品油销售等，而将与石油开采有关的工艺装备研发与制造、生产作业环节等外包给油田服务商，专业化合作使整个行业的效率得以不断提高。石油公司和服务公司分离是全球化趋势，国外大型石油公司在石油工业发展初期就完成了分离，标准的国际石油公司通常只包括上游的勘探开发、中游的管道储运及下游的炼油

化工三大板块。我国的石油公司一开始采用大而全的模式，将工程建设、油田服务等业务一并运营。20世纪90年代开始，我国三大石油公司实行主辅分离改革，逐步将装备制造、技术服务、维修服务等从石油开发业务中剥离，形成油田开发和油田服务分工合作的局面，专业化分工既提升了油田技术服务行业的服务能力与技术水平，也大幅提升了石油公司的经济效益与运营效率。

2017年5月，中共中央、国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，强调深化石油天然气体制改革要坚持问题导向和市场化方向，体现能源商品属性。我国石油行业的改革始终沿着市场化方向前进。

国内油田水处理业务以采购技术服务的模式开展，原油脱水业务以采购技术服务和采购化学品模式相结合的方式开展；增产增效业务主要以采购技术服务的模式开展，但发行人增产增效业务开展较少。报告期内，发行人油田水处理业务、原油脱水业务按业务模式开展的收入构成情况如下：

单位：万元

项目	2023年度		2022年度		2021年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
油田水处理业务	11,907.16	100%	12,151.74	100%	10,840.95	100%
其中：技术服务	11,907.16	100%	12,151.74	100%	10,840.95	100%
销售化学品	-	-	-	-	-	-
原油脱水业务	11,759.53	100%	7,456.48	100%	7,073.74	100%
其中：境外技术服务	7,580.89	64.47%	3,646.79	48.91%	3,469.71	49.05%
境外销售化学品	-	-	-	-	-	-
境内技术服务	241.13	2.05%	495.03	6.64%	383.38	5.42%
境内销售化学品	3,937.51	33.48%	3,314.66	44.45%	3,220.65	45.53%
境外技术服务/原油脱水技术服务	-	96.92%	-	88.05%	-	90.05%

报告期内，发行人油田水处理业务全部通过技术服务模式开展，主要客户未出现业务模式变更情形；境外原油脱水业务全部通过技术服务模式开展，境外原油脱水业务占发行人原油脱水技术服务的比重达90.00%左右，未出现业务模式变更情形；境内原油脱水业务采用技术服务模式的项目较少，报告期内境内原油脱水技术服务占发行人原油脱水业务的比重为5.42%、6.64%和2.05%，占比较小；报告期内境内原油脱水技术服务的平均毛利率为38.31%，境内销售化学品

业务的平均毛利率为 35.23%，两种模式下的毛利率水平接近，境内原油脱水业务模式的变更对发行人业绩影响较小。

综上，石油公司和服务公司分离是全球化趋势，我国石油行业的改革始终沿着市场化方向前进，石油工业体系的主辅分离模式将持续进行。随着石油公司越来越专注于主业及专业化分工的优势越来越明显，油田水处理业务模式、境外原油脱水业务模式未来变更的可能性较低；境内原油脱水业务客户主要采用采购化学品的模式开展，仅少量项目采用技术服务模式，境内原油脱水技术服务占发行人原油脱水业务的比重较小且技术服务与销售化学品两种业务模式下的毛利率水平较为接近，境内原油脱水业务模式的变更对发行人业绩不构成重大不利影响。

（二）论证主要油田作业区的后续开采方式是否能给发行人常规业务带来增速发展

根据石油开采及油田开发过程，可将采油分为三个阶段：一次采油、二次采油和三次采油。一次采油是指利用油藏天然能量开采的过程，利用地层能量进行开采；二次采油是指利用外部补充地层能量（如注水、注气），以保持地层能量为目的的提高采收率的采油方法；三次采油是指通过注入其他流体，采用物理、化学、热量、生物等方法改变油藏岩石及流体性质，提高水驱后油藏采收率；通常情况下，三次采油技术可比二次采油技术再提高原油采收率 10%-30%。

目前客户主要油田作业区处于二次采油和三次采油阶段，注水作为提高采收率的二次采油方法，是保持油井高产稳产的一项重要技术措施，上述开采方式从长期来看将直接导致水处理量、原油脱水量的增加。以公司主要客户风城油田作业区为例，风城油田作业区是我国最大的超稠油生产基地，稀油储量达 1.44 亿吨、稠油储量达 1.38 亿吨。2023 年度风城油田作业区生产原油 264 万吨，较 2020 年度的 205 万吨增长 28.78%，2023 年度发行人在风城油田作业区的水处理量为 3,000.18 万方，较 2020 年度的 2,496.86 万方增长 20.16%，增长率略低于作业区增长率，主要原因系风城油田作业区原油开采包含稀油、稠油两部分，而发行人油田水处理业务主要针对稠油。2023 年度与 2020 年度相比，发行人油田水处理量、原油脱水处理量及原油脱水所用破乳剂销售量增长率分别为 15.89%、103.54% 和 41.54%。综上，随着主要油田作业区二次开发、三次开发的深入进行，预计

发行人业务量将呈增长趋势。

2020-2023 年度，发行人常规业务收入金额分别为 22,475.33 万元、26,408.82 万元、28,400.89 万元和 34,245.43 万元，增长幅度分别为 17.50%、7.54%和 20.58%。2023 年度发行人常规业务收入规模超过 3.00 亿元，发行人常规业务具备良好的收入规模基础。

综上，随着主要油田作业区二次开发、三次开发的深入进行，预计主要油田作业区的后续开采方式能够为发行人常规业务带来增速发展。

四、说明发行人已进入实质性开拓工作项目的统计口径，相关数据是否具有客观性、可靠性；报告期内发行人实质拓展的业务情况，请谨慎进行预测

（一）说明发行人已进入实质性开拓工作项目的统计口径，相关数据是否具有客观性、可靠性

公司主要根据四个要素综合判断项目是否进入实质性开拓阶段：（1）项目的阶段和成熟度，即项目是否已经进入了一个具体的、可衡量的实施阶段；（2）资源的投入，即公司是否已经为项目投入了工作时间、人力和物力；（3）客户认可程度，即项目是否已经得到了客户的认可，具备可行性；（4）收入可实现性，项目具备中标或签约的可能性，有望在未来产生收入、增加市场份额或提高公司竞争力。

若项目同时满足以上要素，则判断该项目已进入实质性开拓阶段。公司已进入实质性开拓工作的项目主要处于以下三个阶段：（1）技术方案已通过，进入商业谈判/投产实验阶段的项目；（2）投产实验已通过，进入商业谈判阶段的项目；（3）已中标但尚未签约的项目。

截至 2024 年 5 月 31 日，发行人按照不同项目阶段列示的实质性开拓项目情况如下：

项目阶段	项目名称	预计项目规模	规模估算依据
已中标，尚未签约	海油加拿大技术维修项目	*	根据预计员工人数、工作时长、单位工时测算
	某水处理项目	*	根据项目预计污水处理量与处理单价测

项目阶段	项目名称	预计项目规模	规模估算依据
			算
	某化学品销售项目	*	根据中标规模确认
投产实验已通过，进入商业谈判阶段	加拿大油田水处理项目和原油脱盐项目	*	项目为长湖油田二、三、四区污水处理与脱盐、沥青改质处理，根据预计处理量与单位费率测算
	某化学品项目	*	项目主要为降凝剂销售，根据预计销量与报价单单价测算
技术方案已通过，进入商业谈判/投产实验阶段	某水处理专用设备	*	项目由设备和滤料等构成，根据预计销售数量与单价测算
	某调剖增产项目	*	根据已开展的 U3 层调剖增产项目规模谨慎预计
	某压裂液处理项目	*	根据项目预计污水处理量与处理单价测算
	某原油脱水项目	*	根据预计破乳剂销量与 2024 年破乳剂中标单价测算
	某水处理项目	*	根据项目预计污水处理量与处理单价测算
	某设备销售项目	*	项目由化学脱水撬和药剂销售等构成，根据设备、药剂销量与单价测算
	某水处理项目	*	根据项目预计污水处理量与处理单价测算
某设备销售项目	*	根据设备预计销售数量与单价测算	
合计		13,500 万元	-

注：上述单价系根据同类项目可比单价或采用成本加成定价计算。

综上，发行人已进入实质性开拓工作项目的相关统计数据具备客观性与可靠性。

（二）报告期内发行人实质拓展的业务情况，请谨慎进行预测

报告期内，发行人主要客户为中石油、中海油集团下属公司，发行人参与其招投标的实质拓展项目共计 178 个，最终签约项目 127 个，平均成功率约 70%，具体情况如下：

单位：个

期间	实质拓展项目数量	签约项目数量	签约成功率
2023 年度	49	35	71.43%
2022 年度	50	33	66.00%

2021 年度	79	59	74.68%
合计	178	127	71.35%

截至 2024 年 5 月 31 日，发行人进入实质性开拓工作的项目中，若依据上表过去三年平均签约成功率 70%测算，谨慎预测最终签约的项目金额预计为 9,450.00 万元；若依据最保守签约成功率 50%测算，谨慎预测最终签约的项目金额预计为 6,750.00 万元。

五、综合以上情况，充分说明发行人境内外业务的发展趋势，市场空间是否受限，经营业绩的可持续性、成长性方面是否存在较大风险。请发行人结合实际情况充分揭示相关风险

综上，发行人在业务覆盖区域内市场占有率较高，境内业务随着油田开发的进行，油田综合含水率上升，采出液量相应增加，发行人常规的油田水处理、原油脱水业务量将随之增加。同时，发行人积极开拓境外新市场，截至 2024 年 5 月末，发行人在手订单为 18,300.13 万元；截至 2024 年 5 月末，若依据最保守签约成功率 50%测算，谨慎预测发行人实质性开拓项目预计最终形成订单金额约 6,750.00 万元，发行人市场空间不存在受限情形，经营业绩具备可持续性，成长性方面不存在较大风险。

发行人常规油田水处理业务中标排名顺位下滑对经营业绩的影响已在《招股说明书》“第三节 风险因素”之“一、经营风险”之“（七）中标排名顺位下滑的风险”中补充披露公司常规油田水处理业务中标排名顺位下滑的风险。

六、请保荐机构核查上述事项并发表明确意见

（一）中介机构核查过程

保荐机构对上述事项履行了以下核查程序：

1、查询中国石油招标投标网 2020-2024 年常规油田水处理项目公开招标中标结果公告，根据得分及排名情况分析发行人主要竞争对手；查阅招标公告，了解评标方法及评审细则；访谈发行人业务负责人，了解发行人与竞争对手竞争优

劣势，分析发行人水处理项目入围高顺位排名是否可持续，量化分析中标排名顺位下滑对经营业绩的影响；查阅招标金额，分析主要客户的需求总量是否存在明显减少的情形；访谈发行人业务负责人，了解招标金额变动及发行人订单获取未有明显增加的原因。

2、查阅招投标文件，了解海油发原油脱水服务项目获取方式；访谈海油发负责人，了解原油脱水服务项目选商方式、发行人主要竞争对手及该项目海油发向主要竞争对手的采购情况；查阅合同，分析中海油集团新增订单金额较小的原因；了解海油发原油脱水服务项目的合同签订及履行情况，分析现有技术服务的销售是否可持续。

3、查询法律法规，了解石油行业的改革方向；访谈发行人业务负责人，了解油田水处理业务、原油脱水业务模式变更情况及变更原因；访谈主要客户，了解新疆油田公司原油脱水业务模式变更情况及变更原因，分析原油脱水业务模式变更对发行人经营业绩的影响；查阅公开资料、访谈发行人业务负责人，了解主要油田作业区的后续开采方式，分析对发行人常规业务的影响。

4、访谈发行人业务负责人，了解发行人实质性拓展项目的业务情况、对实质性拓展项目的判断依据以及对实质性拓展项目规模的预估依据；获取拓展项目相关进度资料，分析发行人实质性拓展项目是否客观可靠，预估数据是否严谨；分析报告期内发行人拓展项目的招投标情况，谨慎预测未来项目签约情况。

（二）中介机构核查意见

经核查，保荐机构认为：

1、发行人与主要竞争对手在技术得分、评标总分的差距在逐渐拉升，竞争优势逐渐增强；发行人符合评审标准，油田水处理入围高顺位排名可持续；经测算，若发行人中标排名由第一名下滑至第二名，预计影响合同最大金额约 6,752.10 万元，预计影响毛利约 2,470.37 万元，占 2023 年度毛利总额的比例为 20.59%；若由第一名下滑至第三名，预计影响合同最大金额 7,877.45 万元，预计影响毛利约 2,882.10 万元，占 2023 年度毛利总额的比例为 24.02%；发行人入围排名第一后，订单获取金额未有明显增加的原因系在客户招标金额未明显增加的

情况下发行人中标份额已基本达到排名第一的市场份额上限，主要客户的需求总量不存在明显减少的情况。

2、海油发原油脱水（加拿大）的订单获取方式为招投标，发行人系该项目唯一中标人，海油发不存在向发行人以外的供应商采购同类服务的情况；发行人与中海油集团新签合同金额较小的原因主要系新签合同金额未包含框架合同金额，海油发原油脱水服务项目合同系框架合同；发行人已于 2023 年 8 月与海油发签署为期 2 年的原油脱水服务项目合同，现有技术服务的销售具备可持续性。

3、随着石油公司越来越专注于主业及专业化分工的优势越来越明显，油田水处理业务模式、境外原油脱水业务模式未来变更的可能性较低；境内原油脱水技术服务占发行人原油脱水业务的比重较小且技术服务与销售化学品两种业务模式下的毛利率水平较为接近，境内原油脱水业务模式的变更对发行人业绩不构成重大不利影响；主要油田作业区的后续开采方式能够为发行人常规业务带来增速发展。

4、发行人已进入实质性开拓工作项目的相关数据具备客观性与可靠性；发行人已谨慎预测实质拓展项目的最终签约的项目金额。

5、发行人在业务覆盖区域内市场占有率较高，境内业务随着油田开发的进行，油田综合含水率上升，采出液量相应增加，发行人常规的油田水处理、原油脱水业务量将随之增加；发行人正在积极开拓境外新市场，市场空间不存在受限情形，经营业绩具备可持续性，成长性方面不存在较大风险；发行人常规油田水处理业务中标排名顺位下滑的风险已在《招股说明书》补充披露。

问题 2. 2023 年收入下滑但净利润保持稳定的原因

根据 2023 年度《审阅报告》（容诚专字[2024]100Z0038 号），发行人 2023 年度营业收入 35,854.57 万元，比上年下降 19.73%；扣非归母净利润 4,375.72 万元，比上年增长 0.89%。由于 2021 年度、2022 年度均存在大型联合站维修维护项目收入且该项目毛利率水平较低，导致前述两年公司综合毛利率出现下降，本年度公司营业收入主要为常规业务收入，综合毛利率恢复至 33.48%，超过 2021

年度、2022 年度毛利率，与 2020 年度毛利率基本持平。

请发行人：剔除大型联合站维修维护业务，说明 2023 年收入、毛利率、费用水平较以前年度是否存在较大变动并分析变动原因，发行人与主要客户合作规模、毛利率是否存在较大变动及变动合理性；2023 年收入下滑但净利润保持稳定的具体原因及合理性。

请保荐机构、申报会计师对上述事项进行核查，并发表明确意见。

[回复]

一、剔除大型联合站维修维护业务，说明 2023 年收入、毛利率、费用水平较以前年度是否存在较大变动并分析变动原因，发行人与主要客户合作规模、毛利率是否存在较大变动及变动合理性

(一) 剔除大型联合站维修维护业务，说明 2023 年收入、毛利率、费用水平较以前年度是否存在较大变动并分析变动原因

大型联合站维修维护业务属于发行人技术服务项目，对发行人收入、毛利率变动存在一定程度的影响，报告期内，发行人剔除大型联合站维修维护业务前后的收入、毛利率、费用水平等变动情况如下：

单位：万元

技术服务类型	剔除大型联合站维修维护业务前			剔除大型联合站维修维护业务后		
	2023 年度	2022 年度	2021 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度
营业收入	35,854.57	44,669.00	33,465.63	35,854.57	33,024.34	28,374.45
毛利率	33.46%	23.84%	30.63%	33.46%	27.98%	34.69%
期间费用	5,955.07	5,132.39	5,507.55	5,955.07	5,132.39	5,507.55

注：大型联合站维修维护业务不影响期间费用。

由上表可见，剔除大型联合站维修维护业务后，发行人营业收入呈逐年增长趋势。

2022 年度发行人毛利率较 2021 年度下降 6.71 个百分点，主要原因系：(1) 2022 年度发行人实现高效游离水脱除器、高效聚结热化学脱水器等大型设备销售项目，上述设备销售项目收入较高但毛利率较低，导致当年设备销售业务的毛

利率仅为 9.23%，较上年下降 37.35 个百分点；（2）2022 年度海运费上涨及油田水处理项目投料成本上升，技术服务项目毛利率较上年下降 4.22 个百分点。

2023 年度发行人毛利率较 2022 年度增长 5.48 个百分点，主要原因系：（1）2023 年度发行人实现毛利率较高的大型设备销售，本年设备销售业务毛利率恢复至 37.51%，较上年上涨 28.28 个百分点；（2）随着 2023 年度海运费下降及高密度稠油处理量的增加，原油脱水业务毛利率上涨 8.98 个百分点，同时 2022 年末投产的水处理设备在本期有效运行，使得油田水处理项目投料成本减少，水处理业务毛利率上涨 8.86 个百分点。

报告期内，发行人油田水处理、原油脱水业务毛利率变动及变动原因详见首轮问询回复“问题 8、一、说明与主要客户的定价方式及公允性，油田水处理、原油脱水单位成本构成及变化原因，结合上述情况及细分业务的成本构成，进一步说明上述业务毛利率波动是否合理”之回复内容。

（二）剔除大型联合站维修维护业务，发行人与主要客户合作规模、毛利率是否存在较大变动及变动合理性

发行人大型联合站维修维护业务主要在海油加拿大开展。发行人与其他主要客户未发生大型联合站维修维护业务，剔除大型联合站维修维护业务后，发行人与其他主要客户合作规模、毛利率未发生变动。

大型联合站维修维护业务对发行人与海油加拿大的业务合作规模、毛利率存在一定的影响。报告期内，剔除大型联合站维修维护业务前后，发行人与海油加拿大的合作规模、毛利率等变动情况如下：

单位：万元

技术服务类型	剔除大型联合站维修维护业务前			剔除大型联合站维修维护业务后		
	2023 年度	2022 年度	2021 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度
主营业务收入	7,578.60	14,819.89	8,550.59	7,578.60	3,175.23	3,459.41
毛利率	25.54%	12.73%	13.98%	25.54%	14.70%	22.99%

由上表可见，剔除大型联合站维修维护业务后，发行人对海油加拿大的毛利率有所提高，合作规模呈增长趋势。

2022 年度，发行人对海油加拿大的毛利率较 2022 年度下降 8.29 个百分点，

主要原因系：（1）受外部不利因素影响，2022 年度海运费价格上涨约 30%，运输费大幅上涨，进而导致单位成本上涨；（2）2022 年度客户开启运营部分新油井，由于新油井采油液体成分不稳定，为保证脱水质量，发行人加大了破乳剂投料量，导致直接材料成本上升。

2023 年度，海油加拿大未发生大型联合站维修维护业务，因此剔除前后主营业务收入、毛利率未发生变动。2023 年度毛利率较 2022 年度上涨 10.84 个百分点，主要原因系：（1）2023 年度海运费下降，导致运输费有所降低，单位成本下降；（2）2023 年度高密度稠油处理量增加，由于高密度稠油处理难度大，因此毛利率相对较高，进一步导致毛利率增长。

综上，剔除大型联合站维修维护业务后，发行人 2023 年度收入、毛利率较以前年度存在较大变动，变动原因具有合理性，费用水平未发生较大变动；发行人与海油加拿大的合作规模、毛利率存在较大变动，变动原因具有合理性；发行人与海油加拿大以外的主要客户合作规模、毛利率未发生变动。

二、2023 年收入下滑但净利润保持稳定的具体原因及合理性

2023 年收入下降但净利润保持稳定的主要原因为：（1）大型联合站维修维护项目金额较大，如长湖油田装置重启项目 2022 年度确认收入金额达 9,952.74 万元，2023 年未发生类似业务，导致 2023 年收入出现下降；（2）大型联合站维修维护业务毛利率较低，2022 年度仅为 13.42%，受大型联合站维修维护业务收入较高但毛利率较低的影响，发行人 2022 年度综合毛利率仅为 23.84%，2023 年公司未发生类似业务，本年收入下降 19.73%，但毛利率上升至 33.46%，因此导致 2023 年净利润较 2022 年变动较小。具体情况如下：

（一）2023 年度收入下滑原因

发行人营业收入主要由主营业务收入构成，2020-2023 年度，主营业务收入占营业收入的比重分别为 99.35%、98.39%、98.78%、98.48%。主营业务收入主要由常规业务收入、大型设备销售收入和大型联合站维修维护业务收入组成，其中：（1）常规业务收入主要包括以油田水处理、原油脱水等为主的技术服务收入

和化学品销售收入；（2）大型设备销售业务为单台套价格在 200.00 万元人民币以上的设备销售，报告期内，公司连续开展大型设备销售业务，每年销售金额均在 1,000.00 万元以上，但各年存在一定的波动；（3）大型联合站维修维护业务收入主要包括加拿大长湖油田装置重启项目与海油加拿大技术维修项目，2023 年度收入下降主要系受加拿大长湖油田装置重启项目在 2022 年已结束的影响。长湖油田由于事故停产逾五年，于 2021 年启动修复工作，该项目规模大，仅发行人承担的标段合同金额超过人民币 1 亿元，且工期紧张，具备一定的偶发性。

2020-2023 年度，发行人常规业务收入、大型设备销售业务及大型联合站维修维护业务收入及收入变动情况如下：

单位：万元

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度	2020 年度
常规业务	34,245.43	28,400.89	26,408.82	22,475.33
大型设备销售业务	1,064.85	4,078.69	1,426.65	5,772.70
大型联合站维修维护业务	-	11,644.67	5,091.18	2,766.19
主营业务收入	35,310.28	44,124.25	32,926.65	31,014.22
营业收入	35,854.57	44,669.00	33,465.63	31,216.63

由上表可见，公司常规业务收入保持增长趋势，报告期内增长幅度分别为 17.50%、7.54%和 20.58%，且 2023 年度已超过 3 亿元，公司常规业务具备良好的收入规模基础。公司大型设备销售业务存在一定的波动性，主要与客户设备订购周期、技术服务模式替代传统产品销售模式有关，大型设备销售业务与常规业务相比，销售规模具备一定的波动性。公司大型联合站维修维护业务单项收入高且存在一定的偶发性，导致公司 2022 年度营业收入较高。上述因素共同影响致使 2023 年度营业收入较 2022 年度下降 19.73%。

（二）净利润保持稳定的原因

2020-2023 年度，发行人综合毛利率分别为 33.68%、30.63%、23.84%和 33.46%。2022 年度由于大型联合站维修维护业务单项收入较高但毛利率较低，导致 2022 年度综合毛利率出现下降，2023 年度发行人未发生大型联合站维修维护业务，综合毛利率恢复至 30%以上的正常水平。

2020-2023 年度，发行人利润波动情况如下：

单位：万元

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度	2020 年度
综合毛利率	33.46%	23.84%	30.63%	33.68%
营业利润	6,242.08	5,311.96	4,797.07	5,506.68
利润总额	6,245.69	5,274.25	4,446.69	408.15
归属于母公司所有者的净利润	5,206.61	4,582.68	3,552.47	301.87
归属于母公司所有者的扣除非经常性损益后的净利润	4,358.62	4,336.99	3,549.48	3,641.85

由上表可见，随着发行人常规业务的增长，发行人营业利润呈逐年上涨趋势。2023 年度由于发行人未发生大型联合站维修维护业务，发行人综合毛利率得以恢复，归属于母公司所有者的净利润超过 5,000 万元、归属于母公司所有者的扣除非经常性损益后的净利润超过 4,300 万元，呈稳定增长趋势，发行人具备较强的盈利能力。

综上，发行人 2023 年收入下滑但净利润保持稳定具有合理性。

三、请保荐机构、申报会计师对上述事项进行核查，并发表明确意见

（一）中介机构核查过程

保荐机构、申报会计师对上述事项履行了以下核查程序：

1、剔除大型联合站维修维护业务，测算报告期内发行人收入、毛利率、费用水平等，测算发行人与主要客户合作规模、毛利率变动，分析变动原因的合理性。

2、取得报告期内公司收入、利润波动情况表，分析 2023 年收入下滑但净利润保持稳定的具体原因及合理性。

（二）中介机构核查意见

经核查，保荐机构、申报会计师认为：

1、剔除大型联合站维修维护业务，发行人 2023 年收入、毛利率较以前年度存在较大变动，变动原因具有合理性，费用水平未发生较大变动；发行人与海油

加拿大的合作规模、毛利率存在较大变动，变动原因具有合理性；发行人与海油加拿大以外的主要客户合作规模、毛利率未发生变动。

2、发行人 2023 年收入下滑但净利润保持稳定的主要原因系 2023 年未开展单项收入较高但毛利率较低的大型联合站维修维护业务，2023 年收入下滑但净利润保持稳定的原因具有合理性。

问题 3. 收入确认准确性

根据二轮问询回复，境内主要技术服务项目实际结算进度不同程度存在与合同约定不符的情形，表现为实际结算时间晚于合同约定时间，但不存在跨年度确认收入。产生差异主要原因系：（1）报告期内受外部不利因素影响，在此期间客户或公司由于人员出入限制，结算时间出现向后推迟的情形；（2）中石油集团下属企业通常在每年第四季度制定出第二年的生产和投资预算，第二年初陆续开展相关作业，第四季度组织相关验收和结算工作，受此影响，石油公司存在年底与供应商集中结算的情形。

请发行人说明：（1）报告期内主要技术服务项目实际结算进度时间及结算金额，是否与合同约定相符，如与合同约定不符，具体说明不符的原因及合理性；同一项目各期结算安排是否具有一致性，如不一致，说明原因及合理性。（2）结合上述情况说明发行人是否存在跨期调节收入的情况。

请保荐机构、申报会计师对上述事项进行核查，并发表明确意见。

[回复]

一、报告期内主要技术服务项目实际结算进度时间及结算金额，是否与合同约定相符，如与合同约定不符，具体说明不符的原因及合理性；同一项目各期结算安排是否具有一致性，如不一致，说明原因及合理性

（一）报告期内主要技术服务项目实际结算进度时间及结算金额，是否与合同约定相符，如与合同约定不符，具体说明不符的原因及合理性

报告期内，发行人主要技术服务项目的结算金额系根据客户确认的工作量与合同约定单价确认，结算金额与合同约定相符。部分主要技术服务项目存在实际

结算进度时间与合同约定不一致的情形，具体如下：

1、2023 年度

单位：万元

项目名称	合同约定 结算时间	实际 结算时间	结算 金额	不符原因
风城 1 号稠油联合 处理站稠油污水水 质净化处理	2 月	3 月	62.76	春节影响，客户延迟办理结算
	5 月	8 月	49.05	部分工作量存在争议，双方核 对确认
风城 2 号稠油联合 处理站稠油污水水 质净化处理	1、2 月	3 月	273.42	春节影响，客户延迟办理结算
	5 月	6 月	226.54	部分工作量存在争议，双方核 对确认
陆梁油田作业区采 出水处理技术服务	7 月	9 月	140.48	2023 年 5 月招标，6 月合同重 新签订，应客户要求，6 月份 工作量与三季度一起办理结算
风城油田作业区风 南 4 油藏稀油采出 液处理（含压裂）	1、2 月	3 月	224.98	春节影响，客户延迟办理结算
	5 月	6 月	40.87	部分工作量存在争议，双方核 对确认
	6、7 月	8 月	364.85	部分工作量存在争议，双方核 对确认
	8 月	9 月	129.17	部分工作量存在争议，双方核 对确认
石西油田采出水处 理技术服务	3-5 月	6 月	84.59	部分工作量存在争议，双方核 对确认
风城油田作业区稠 油联合处理站污水 回用锅炉除硅处理	1、2 月	3 月	530.39	春节影响，客户延迟办理结算
	5 月	6 月	376.52	部分工作量存在争议，双方核 对确认
	8 月	9 月	382.51	部分工作量存在争议，双方核 对确认
合计	-	-	2,886.13	-

2023 年度，发行人主要技术服务项目实际结算进度时间与合同约定不一致的情形涉及的金额合计 2,886.13 万元，占本期境内技术服务业务收入的比例为 17.70%。本期不符金额主要系双方对部分工作量存在争议，双方核对确认导致结算办理出现延迟，上述争议主要系对处理量的核对确认，结算时间差异大多在一个月以内。

2、2022 年度

单位：万元

项目名称	合同约定 结算时间	实际 结算时间	结算 金额	不符原因
风城 2 号稠油联合	1、2 月	3 月	354.02	春节影响，客户延迟办理结算

项目名称	合同约定 结算时间	实际 结算时间	结算 金额	不符原因
处理站稠油污水水质净化处理	3-5月	6月	366.54	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
	7月	8月	128.99	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
陆梁油田作业区采出水处理技术服务	10月	11月	450.74	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
风城油田作业区风南4油藏稀油采出液处理（含压裂）	1-9月	10月	1,311.18	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
	10月	11月	160.06	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
石西油田采出水处理技术服务	10月	11月	79.72	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
风城油田作业区稠油联合处理站污水回用锅炉除硅处理	1、2月	3月	730.33	春节影响，客户延迟办理结算
	3-5月	6月	893.48	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
	7月	8月	231.25	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
	9-10月	11月	783.44	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
	11月	12月	271.91	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
陆梁油田作业区压裂返排液达标处理	10月	11月	145.19	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
合计	-	-	5,906.86	-

2022年度，发行人主要技术服务项目实际结算进度时间与合同约定不一致的情形涉及的金额合计5,906.86万元，占本期境内技术服务业务收入的比例为36.59%。本期不符金额及不符比例较高的主要原因系受外部不利因素影响所致。

3、2021年度

单位：万元

项目名称	合同约定 结算时间	实际 结算时间	结算 金额	不符原因
风城1号稠油联合处理站稠油污水水质净化处理	1、2月	3月	94.13	春节影响，客户延迟办理结算
风城2号稠油联合处理站稠油污水水质净化处理	1、2月	3月	295.80	春节影响，客户延迟办理结算
	6月	7月	153.93	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算
	8月	12月	153.97	部分工作量存在争议，双方核对确认
风城油田作业区风南4油藏稀油采出液处理（含压裂）	9-11月	12月	477.26	受外部不利因素影响，客户延迟办理结算

项目名称	合同约定 结算时间	实际 结算时间	结算 金额	不符原因
石西油田采出水处理 技术服务	1、2月	3月	130.24	春节影响，客户延迟办理结算
	4月	6月	70.11	应客户要求，4月份工作量与5月工作量一起办理结算
风城油田作业区稠油 联合处理站污水回用 锅炉除硅处理	1、2月	3月	617.19	春节影响，延迟办理结算
合计	-	-	1,992.64	-

2021 年度，发行人主要技术服务项目实际结算进度时间与合同约定不一致的情形涉及的金额合计 1,992.64 万元，占本期境内技术服务业务收入的比例为 13.31%。本期不符金额主要系受春节影响客户延迟办理结算所致。

综上，报告期内发行人部分主要技术服务项目实际结算进度时间与合同约定不符的原因主要系受外部不利因素影响所致，该期间由于人员出入限制，结算时间出现向后推迟的情形；除此之外，由于节假日、合同重新签订以及部分工作量存在争议双方核对确认等原因，也会导致实际办理结算的时间晚于合同约定时间，不符原因具有合理性。

（二）同一项目各期结算安排是否具有统一性，如不一致，说明原因及合理性

风城油田作业区项目（包括风城 1 号稠油联合处理站稠油污水水质净化处理、风城 2 号稠油联合处理站稠油污水水质净化处理、风城油田作业区风南 4 油藏稀油采出液处理、风城油田作业区稠油联合处理站污水回用锅炉除硅处理共 4 个项目）2021 年度、2022 年度合同约定应于服务当月完成工作量结算，于本年 12 月末前完成当年工作量的结算；2023 年度变更为服务次月完成工作量结算，于本年 12 月末前完成当年工作量的结算。该变更系客户基于自身结算要求提出，经双方协商同意进行的合同条款变更，且变更前后各年均需在本年 12 月末前完成当年工作量结算，变更原因具有合理性。

除上述项目存在结算安排变更外，其他项目各期结算安排一致。

二、结合上述情况说明发行人是否存在跨期调节收入的情况

报告期内，发行人主要技术服务项目结算金额与合同约定一致。部分项目存在结算时间与合同约定不一致的情形，主要系受外部不利因素影响，此外受节假日、合同重新签订以及部分工作量存在差异双方核对确认等因素影响，也会导致实际办理结算的时间晚于合同约定时间，但各年度均在本年 12 月末前完成当年工作量的结算，不存在跨期调节收入的情况。

三、请保荐机构、申报会计师对上述事项进行核查，并发表明确意见

（一）中介机构核查过程

保荐机构、申报会计师对上述事项履行了以下核查程序：

1、查阅报告期内主要技术服务项目合同与工作量确认单，检查合同中约定的结算方法、结算单价、结算时间与工作量确认单上的结算方法、结算单价、结算时间是否一致，复核结算金额是否依据结算单价与处理量计算；对发行人相关业务负责人进行访谈，了解结算时间与合同约定不一致的原因，分析是否合理。

2、了解与收入确认相关的内部控制，评价内部控制的有效性，并测试相关内部控制运行的有效性，确定其是否有效执行。

3、对报告期各期主要技术服务项目执行截止测试。选取资产负债表日前后的技术服务工作量确认单，检查至主营业务收入明细账，确认收入是否计入正确的期间；从主营业务收入明细账出发，抽取主要技术服务项目的记账凭证，检查是否后附工作量确认单，单据是否有效、日期是否支撑入账期间。

4、访谈发行人的主要客户，了解发行人与客户实际办理结算的流程、是否存在提前结算、验收情形，分析发行人是否存在跨期调节收入情形。

（二）中介机构核查意见

经核查，保荐机构、申报会计师认为：

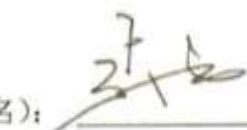
1、发行人主要技术服务项目的结算金额与合同约定相符，部分主要技术服务项目存在实际结算进度时间与合同约定不一致的情形，主要系受外部不利因素

影响所致，除此之外，节假日、合同重新签订以及部分工作量存在争议双方核对确认等因素也会导致实际办理结算的时间晚于合同约定时间，不符原因具有合理性。

2、风城油田作业区项目 2023 年度签署的合同关于结算时间的约定较 2021 年度、2022 年度发生变更，该变更系客户基于自身结算要求，经双方协商同意进行的变更，且变更前后各年均需在本年 12 月末前完成当年工作量结算，变更原因具有合理性。除上述项目存在结算安排变更外，发行人其他项目各期结算安排一致。

3、发行人主要技术服务项目各年度均在本年 12 月末前完成当年工作量的结算，不存在跨期调节收入的情况。

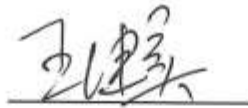
（本页无正文，为新疆科力新技术发展股份有限公司《关于新疆科力新技术发展股份有限公司公开发行股票并在北交所上市申请文件的第三轮审核问询函的回复》之签章页）

法定代表人（签名）：
赵波


新疆科力新技术发展股份有限公司
2024年6月27日

(本页无正文，为东莞证券股份有限公司《关于新疆科力新技术发展股份有限公司公开发行股票并在北交所上市申请文件的第三轮审核问询函的回复》之签章页)

保荐代表人：



王健实



孙海云



2024年6月27日

保荐机构法定代表人、董事长声明

本人已认真阅读《关于新疆科力新技术发展股份有限公司公开发行股票并在北交所上市申请文件的第三轮审核问询函的回复》的全部内容，了解审核问询函回复涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，审核问询函回复不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人、董事长（签名）：


陈照星

