

关于贝肯能源控股集团股份有限公司
申请向特定对象发行股票的审核问询函中
有关财务事项的回复

公证天业会计师事务所（特殊普通合伙）

二〇二五年十二月十五日



公证天业会计师事务所(特殊普通合伙)

Gongzheng Tianye Certified Public Accountants, SGP

中国 . 江苏 . 无锡

Wuxi . Jiangsu . China

总机: 86 (510) 68798988

Tel: 86 (510) 68798988

传真: 86 (510) 68567788

Fax: 86 (510) 68567788

电子邮箱: mail@gztcpa.cn

E-mail: mail@gztcpa.cn

关于贝肯能源控股集团股份有限公司 申请向特定对象发行股票的审核问询函之回复

深圳证券交易所:

公证天业会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“本所”或“我们”）收到了贵所 2025 年 11 月 9 日出具的《关于贝肯能源控股集团股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函》（审核函[2025]120050 号）（以下简称“审核问询函”），本着勤勉尽责、诚实守信的原则，就审核问询函所提问题逐项进行了认真落实、核查，并完成了《关于贝肯能源控股集团股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函之回复》（以下简称“问询函回复”或“回复”）。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。

字体	含义
黑体、加粗	审核问询函所列问题
宋体	对审核问询函所列问题的回复、会计师核查意见

目 录

目 录	3
问题 1	4
问题 2	101

问题 1

报告期各期，发行人营业收入分别为 66913.51 万元、98102.08 万元、95143.05 万元和 46451.93 万元；扣非后归母净利润波动较大，分别为-20249.22 万元、3960.70 万元、4492.69 万元和 408.81 万元。根据公司近期披露的 2025 年三季报，2025 年 1-9 月收入同比增长 23.38%，扣非后归母净利润同比下滑 17.78%。公司通常以总承包、日费制等方式承揽钻井工程项目，主要按照期末完工比例确认收入。2022 年，受甲方调整投资计划影响，发行人调整以前年度暂估收入 6498.39 万元。

报告期各期，发行人钻井工程业务收入占比分别为 89.47%、89.59%、94.59% 和 99.25%；毛利率分别为-4.22%、18.92%、22.82% 和 21.56%。报告期各期前五大客户收入占比分别为 82.93%、81.20%、85.09% 和 96.42%，其中对中国石油天然气集团有限公司（以下简称中国石油天然气）的销售收入占比较高，各期分别为 48.42%、52.95%、52.53% 和 70.52%，中国石油天然气同时为发行人的第一大供应商。此外，奥本海默能源（成都）集团有限公司（以下简称奥本海默）原为发行人全资子公司，发行人于 2023 年 3 月将其持有的奥本海默股权全部转出，奥本海默持续为发行人主要供应商。

报告期各期末，发行人应收账款账面价值分别为 51521.36 万元、57076.46 万元、63272.97 万元和 72992.10 万元，占营业收入的比例分别为 77.00%、58.18%、66.50% 和 78.57%；应收票据账面价值分别为 34158.72 万元、34045.83 万元、17101.22 万元和 5280.84 万元，占营业收入的比例分别为 51.05%、34.70%、17.97% 和 11.37%。

报告期各期末，发行人员工人数分别为 1181 人、916 人、709 人和 408 人，其中劳务派遣人员数量分别为 139 人、262 人、241 人和 38 人。

2021 年，发行人收购贝肯能源（北京）有限责任公司（以下简称贝肯北京）形成商誉 6052.76 万元。截至 2025 年 6 月 30 日，公司商誉账面价值 4046.20 万元，商誉减值准备为 2006.56 万元。

报告期各期末，发行人固定资产账面价值分别为 61500.32 万元、50709.26

万元、36653.68 万元和 33649.25 万元,占资产总额的比例分别为 30.40%、26.37%、20.30% 和 18.00%。

2025 年 6 月,发行人与深圳市前海狮岭新能源合伙企业、深圳市前海智索能源企业签订《股权转让协议》,转让公司持股 20%的联营公司新疆狮岭能源环保集团有限公司(以下简称新疆狮岭)19%的股权,转让总价为 1300 万元,产生投资收益 604 万元,本次转让完成后发行人仍持有新疆狮岭 1%的股权。2024 年 11 月,发行人通过贝肯能源(成都)有限责任公司设立全资子公司 BK028 与加拿大 EVERGO RESOURCES LIMITED(以下简称 EVERGO)在加拿大阿尔伯塔省卡尔加里市组建合资公司 BENKOIL 共同开展油气资源勘探开发项目。项目投资范围包括 10 个租区共计 40 口多分支水平井和 3 口污水处理井及其相关地面建设,预计总投资额 15606 万加元,后续项目建设所需资金由 BK028 提供 90%,由 EVERGO 提供 10%。

截至 2025 年 6 月 30 日,发行人长期股权投资账面价值 6068.48 万元,为公司对联营企业新星惠尔绿色科技有限公司(以下简称新星惠尔)的股权投资产生,新星惠尔主要从事煤化工产品生产销售,发行人认定该笔投资不属于财务性投资。

请发行人补充说明: (1)结合报告期内所处行业需求波动情况、下游主要客户业绩波动情况、主要合同执行情况及同行业可比公司情况等,量化分析报告期内收入与扣非归母净利润变动趋势不一致的原因及合理性,收入、净利润变动情况是否与行业趋势一致,并结合公司的待执行合同、业务拓展情况及所处行业发展前景等,说明发行人未来经营业绩是否具备稳定性,公司为保障业绩稳定性拟采取的应对措施及有效性。(2)区分钻井工程业务不同承揽方式的收入、毛利率情况,说明以暂估价格确认收入原因及占比情况,暂估收入及完工比例确认依据,最终确认价格与收入暂估价格的差异情况以及价格最终确认时点与收入确认时点的时间周期,以暂估价格确认收入是否符合《企业会计准则第 14 号——收入》的相关规定,报告期内暂估收入调整情况及原因,目前已确认收入是否存在大幅调减的风险。(3)结合公司境外业务主要涉及区域及客户情况等,说明发行人在相关国家或地区业务开展情况,相关国家或地区形势

或贸易政策变动对公司经营的影响，公司已采取的应对措施及其有效性，拟采取的应对措施及其可行性。（4）结合报告期内公司钻井业务主要合同定价及相关成本核算情况等，进一步说明发行人各期毛利率波动原因及合理性，各期毛利率水平及变动趋势与同行业可比公司是否一致，若否，请分析原因。（5）结合公司与主要客户合作稳定性、新客户开发情况等进一步说明报告期内发行人前五大客户集中度较高的原因，对中国石油天然气的销售未来是否具有可持续性，同时向中国石油天然气大额采购的原因及合理性，相关交易定价是否公允。

（6）转让奥本海默背景及原因，转让前后采购内容、采购金额、定价模式、信用政策等是否存在明显差异，采购价格是否公允。（7）结合与主要客户信用政策、结算方式、平均回款周期等的变动情况，说明各期末应收账款及应收票据余额构成情况及占比较高的原因及合理性，是否与同行业可比公司保持一致，并结合应收账款账龄结构、坏账准备的测算过程、预期信用损失的确认方法、应收账款逾期情况及期后回款情况等，说明各期末应收账款坏账准备计提是否充分。（8）报告期各期应收票据中是否存在无真实交易背景的票据，若存在，请详细说明报告期各期发生金额及期末未到期余额并穿透核查票据贴现后资金的最终流向及实际用途，是否构成非经营性资金占用或对外提供财务资助。（9）报告期内员工人数变动的原因，是否与公司经营状况相符，劳务派遣人员比例是否符合法定比例要求，对发行人生产经营的影响及后续拟采取的应对措施。

（10）结合贝肯北京报告期内的经营情况，及报告期各期末对商誉减值的测算过程，说明商誉减值计提是否充分。（11）结合公司各类机器设备中的主要设备类型、放置或使用地点、成新率、闲置情况等，说明报告期各期末发行人固定资产中相关机器设备是否存在减值迹象，相关减值准备计提是否充分、合理。

（12）2025 年 6 月转让联营公司新疆狮岭能源环保集团有限公司 19%的股权的原因，此次转让定价的公允性以及仍保留 1%的股权的原因及合理性。（13）在加拿大的具体投资情况，是否已履行境外投资所需审批程序，预计未来效益情况及对公司经营业绩的影响。（14）结合最近一期末可能涉及财务性投资的会计科目情况，说明相关投资是否属于财务性投资，并进一步说明本次发行相关董事会前六个月至今，公司已实施或拟实施的财务性投资的具体情况，是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》第一条的规定。

请发行人补充披露（1）-（13）相关风险。

请保荐人、会计师核查并发表明确意见，请发行人律师对（8）（9）（12）（13）核查并发表明确意见。

一、结合报告期内所处行业需求波动情况、下游主要客户业绩波动情况、主要合同执行情况及同行业可比公司情况等，量化分析报告期内收入与扣非归母净利润变动趋势不一致的原因及合理性，收入、净利润变动情况是否与行业趋势一致，并结合公司的待执行合同、业务拓展情况及所处行业发展前景等，说明发行人未来经营业绩是否具备稳定性，公司为保障业绩稳定性拟采取的应对措施及有效性

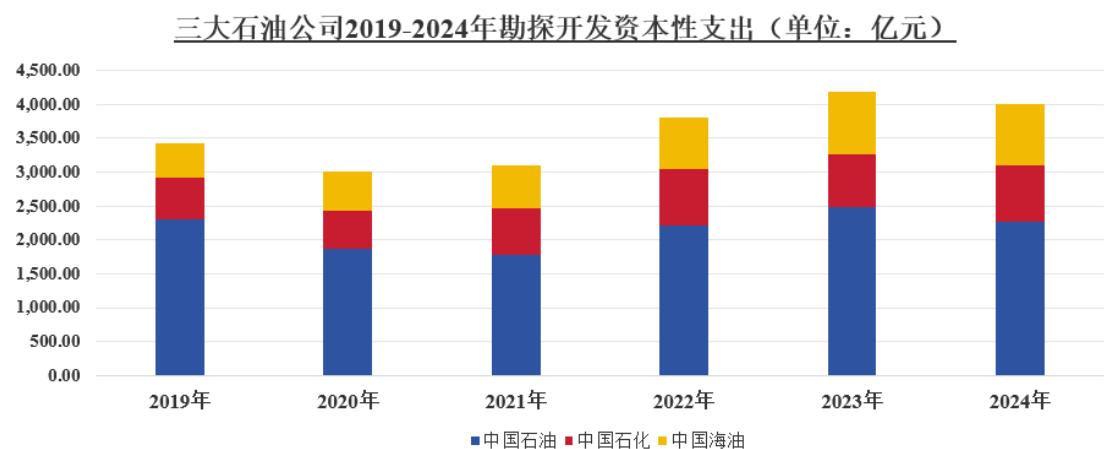
（一）结合报告期内所处行业需求波动情况、下游主要客户业绩波动情况、主要合同执行情况及同行业可比公司情况等，量化分析报告期内收入与扣非归母净利润变动趋势不一致的原因及合理性，收入、净利润变动情况是否与行业趋势一致

1、所处行业需求波动情况

油田技术服务行业（以下简称“油服行业”）伴随着油气资源的勘探和开发环节而形成，是为石油及天然气的勘探与开发提供工程技术支持和解决方案的生产性服务行业。因此，油服行业的需求与上游油气勘探开发投资规模的波动呈正相关。

根据《中国油气勘探开发发展报告 2025》数据，国内油气行业持续保持高强度投入，2019 年至 2024 年，全国油气勘探开发累计投资达 2.24 万亿元，年均投资约 3,740 亿元，较 2018 年增加 48%。国内对油服行业的需求主要由三大石油公司勘探开发投资决定，勘探开发投资规模直接影响油服行业市场需求。根据中国石油、中国石化、中国海油公开披露数据，2019 年至 2021 年，三大石油公司勘探开发板块资本性支出合计分别为 3,425.96 亿元、3,002.36 亿元以及 3,097.07 亿元，呈波动下降趋势，主要原因为受国际突发公共卫生事件和全球宏观经济环境等因素影响，油气价格出现大幅下跌，油气公司采取控制资本支出等措施以缓解经营压力；2022 年至 2024 年，受益于国家能源安全战略的推动和“七年行动

计划”目标，三大石油公司持续推进油气增储上产，加大勘探开发投入，使得勘探开发资本性支出回升至 3,803.11 亿元、4,186.86 亿元和 4,008.28 亿元。总体来看，上游油气勘探开发的资本性支出呈现波动上升趋势，持续驱动对油田技术服务的需求。



数据来源：各公司公告

2、下游主要客户业绩波动情况

报告期内，公司客户集中度较高，其中对中石油集团及其下属企业的收入占比分别为 48.42%、52.95%、52.53% 和 73.46%，中石油集团为公司最主要客户。中国石油经营业绩情况如下：

单位：亿元

项目	2025年1-9月		2024年		2023年		2022年
	金额	同比变动	金额	同比变动	金额	同比变动	金额
营业收入	21,692.56	-3.86%	29,379.81	-2.43%	30,110.12	-7.04%	32,391.67
其中：油气和新能源	-	-	1,548.62	7.00%	1,447.32	-4.43%	1,514.33
扣非归母净利润	1,268.74	-6.17%	1,732.87	-7.40%	1,871.30	9.50%	1,708.97

注：数据来源于中国石油（601857.SH）定期公告。

2022 年至 2025 年 1-9 月，中国石油营业收入分别为 32,391.67 亿元、30,110.12 亿元、29,379.81 亿元和 21,692.56 亿元，扣非归母净利润分别为 1,708.97 亿元、1,871.30 亿元、1,732.87 亿元和 1,268.74 亿元，整体保持较高水平波动。2022 年至 2024 年，中国石油油气和新能源收入分别为 1,514.33 亿元、1,447.32 亿元和

1,548.62 亿元，国内油气当量产量分别为 15.13 亿桶、15.64 亿桶和 16.03 亿桶，保持增长趋势。

根据中国石油公开披露信息，2025 年，中国石油将坚持增储上产目标，国内强化高效勘探、效益开发，继续聚焦国内松辽、鄂尔多斯、准噶尔、塔里木、四川、渤海湾等重点盆地的规模效益勘探开发，加大页岩气、页岩油等非常规资源开发力度。

3、主要合同执行情况

报告期各期，发行人前五大新签已执行合同执行情况具体如下：

单位：万元

年度	序号	客户	合同名称	合作模式	合同金额/定价(含税)	签署时间	营业收入				执行情况
							2022年	2023年	2024年	2025年1-9月	
2025年1-9月	1	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	2024年足203H10、足203H19平台钻试工程一体化施工服务总承包合同	总包模式	34,487.60	2025年2月	/	/	/	8,043.27	执行中
	2	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	2025-2026年自214H1-2、自214H1-3钻井试油工程技术服务总承包合同	总包模式	9,483.00	2025年6月	/	/	/	1,793.03	执行中
	3	智慧石油(克拉玛依)投资有限公司	2025年钻井工程服务(一标段)	米费制	5,151.42	2025年3月	/	/	/	4,211.46	执行中
	4	阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司	2025年钻井工程(三十八)	米费制	3,875.35	2025年4月	/	/	/	2,129.11	执行中
	5	中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司	2025年中浅层钻井工程	米费制	3,838.98	2025年5月	/	/	/	2,576.99	执行中
	合计				56,836.35					18,753.86	
2024年度	1	四川泸州页岩气勘探开发有限责	2024-2026年度钻井试油压裂工程服	总包模式	30,000.00	2024年7月	/	/	-	7,928.40	执行中

		任公司	务框架协议								
	2	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	自213H1平台钻井施工服务合同	总包模式	29,975.00	2024年8月	/	/	5,127.42	注2	执行中
	3	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	足201H21平台钻井、试油一体化施工服务总承包框架协议	总包模式	单井4,857.04万元,共6口井	2024年3月	/	/	10,450.79	13,186.93	执行完毕
	4	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	自214H7、自221H5平台钻井试油工程技术服务合同	总包模式	17,440.00	2024年12月	/	/	-	8,943.42	执行中
	5	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	2024年泸208H3-4/5/6井钻井试油工程技术服务合同	总包模式	15,620.94	2024年1月	/	/	4,661.32	注2	执行中
	合计				122,178.18				20,239.53	30,058.75	
2023年度	1	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	足201H8平台钻井工程施工合同	总包模式	26,312.60	2023年2月	/	12,030.39	5,847.79	-	执行完毕
	2	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	钻井中心-页岩气日费-2023-001/002	日费制	8,150.10	2023年9月	/	2,970.98	4,015.47	-	执行完毕
	3	新疆亚新煤层气勘探开发有限责任公司	阜康市五宫沟、大黄山区域煤层气开发利用项目2023年钻井工程合同	米费制	7,016.73	2023年11月	/	5,259.17	-	-	执行完毕

	4	Naftogazvydobuvannya PrJSC	提供 2000HP 钻机用于日费钻井服务 (AA#2to No.6827-NGD)	日费制	5,989.20	2023 年 8 月	/	2,228.74	3,760.46	-	执行完毕
	5		提供 2000HP 钻机用于日费钻井服务 (AA#2to No.7611-NGD)	日费制	4,688.34	2023 年 10 月	/	776.59	3,911.75	-	执行完毕
	合计				52,156.97			23,265.87	17,535.47		
2022 年度	1	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	自营页岩气钻试一体化工程服务合同	总包模式	50,000.00	2022 年 5 月	10,463.16	24,077.82	4,112.37	3,366.92	执行完毕
	2	中国石油集团西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司	2022 年克钻新疆油田区域浅层区块钻井工程合同	米费制	8,500.00	2022 年 6 月	5,664.44	1,275.68	2,099.92	-	执行完毕
	3	洛克石油(成都)有限公司	川中八角场项目年钻井工程合同	日费制	5,208.69	2022 年 9 月	576.30	3,858.13	774.26	-	执行完毕
	4	中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司	2022 年中浅层钻井工程	米费制	4,915.00	2022 年 6 月	3,268.08	48.81	-	-	执行完毕
	5	杰瑞能源服务有限公司	宁 209H70 平台 1、2、3 井压裂项目施工合同	总包模式	4,905.77	2022 年 11 月	4,870.91	-423.17 【注 3】	-	-	执行完毕
	合计				73,529.46			24,842.90	28,837.27	6,986.55	3,366.92

注 1: 执行完毕为已完工交井项目或已最终结算项目, 执行中为未整体完工项目; 部分日费制合同未约定合同金额, 按照实现的收入金额统计合同金额/定价。

注 2: 该合同钻井工程施工到三开阶段, 受邻近钻井平台压裂施工影响临时停工。

注 3: 2023 年因射孔和试气供应商直接与甲方结算, 发行人与甲方终结算前冲减相关收入。

报告期内, 发行人每年新签前五大已执行合同含税金额分别为 73,529.46 万元、52,156.97 万元、122,178.18 万元和 56,836.35 万元, 当期实现收入分别为 24,842.90 万元、23,265.87 万元、20,239.53 万元和 18,753.86 万元。报告期内, 发行人每年新签前五大已执行合同在各期实现合计收入分别为 24,842.90 万元、52,103.14 万元、44,761.55 万元和 52,179.53 万元, 占各期钻井工程收入的比例分别为 41.50%、59.28%、49.74% 和 71.24%。

公司主要客户为中石油集团下属企业或其他大型油气开发公司, 报告期内公司与主要客户合作良好, 主要新签合同正常执行。

4、量化分析报告期内收入与扣非归母净利润变动趋势不一致的原因及合理性

报告期内，公司营业收入和扣非归母净利润变动情况如下：

单位：万元

项目	2025年1-9月		2024年		2023年		2022年
	金额	同比变动	金额	同比变动	金额	同比变动	金额
营业收入	74,683.76	23.38%	95,143.05	-3.02%	98,102.08	46.61%	66,913.51
营业成本	59,369.56	25.70%	74,138.97	-7.41%	80,075.14	16.72%	68,603.12
营业毛利	15,314.20	15.14%	21,004.08	16.51%	18,026.94	1,166.93%	-1,689.61
期间费用	9,335.86	-4.88%	15,177.13	8.69%	13,964.08	0.76%	13,858.56
投资收益	945.20	324.26%	-3,888.53	-515.64%	-631.62	-192.96%	679.45
资产减值损失	-2,164.50	-16,052.99%	-615.38	-16.91%	-526.39	96.57%	-15,354.68
净利润	2,754.87	13.93%	370.68	-92.21%	4,758.09	114.37%	-33,113.09
归母净利润	2,901.40	19.21%	432.18	-89.99%	4,317.66	113.55%	-31,870.60
扣非归母净利润	1,903.42	-17.78%	4,492.69	13.43%	3,960.70	119.56%	-20,249.22

2023 年，发行人营业收入同比增长 46.61%，扣非归母净利润同比增长 119.56%，扣非归母净利润增长比例大幅高于营业收入增长比例，主要原因为：

①发行人钻井工程收入较 2022 年增加 28,026.99 万元，增长比例为 46.82%，主要系随着地缘政治冲突影响的降低，贝肯乌克兰收入较 2022 年增加 11,114.41 万元和发行人持续加大了西南地区的业务开发，发行人在西南地区钻井收入较 2022 年增加 16,181.74 万元；②2023 年，营业毛利增加 19,716.55 万元，主要系 2023 年钻井工程毛利率较上年上升 23.13%，2023 年钻井工程毛利率上升的原因详见本回复之问题 1/四/（一）结合报告期内公司钻井业务主要合同定价及相关成本核算情况等，进一步说明发行人各期毛利率波动原因及合理性；③2023 年资产减值损失较上年减少 14,828.29 万元，同比下降 96.57%，主要系 2022 年发行人对乌克兰停工项目的机器设备和国内部分闲置房屋建筑物及机器设备进行减值测试，计提固定资产减值损失 12,033.00 万元；2022 年贝肯北京经营情况不及预期，发行人对相关商誉进行减值测试，计提商誉减值 2,006.56 万元。

2024 年，发行人营业收入同比下降 3.02%，扣非归母净利润同比增长 13.43%，变动趋势不一致，营业毛利同比增长 16.51%，与扣非归母净利润同比变动相近，主要原因为：①2024 年，发行人营业收入下降主要系发行人钻井工程技术服务

收入和产品销售收入较上年同期减少 5,104.01 万元；②2024 年钻井工程毛利率较上年上升 3.91%，导致营业毛利增加 2,977.14 万元，2024 年钻井工程毛利率上升的原因详见本回复之问题 1/四/（一）结合报告期内公司钻井业务主要合同定价及相关成本核算情况等，进一步说明发行人各期毛利率波动原因及合理性。

2025 年 1-9 月，发行人营业收入同比增长 23.38%，扣非归母净利润同比下降 17.78%，变动趋势不一致，主要原因：①2025 年 1-9 月，发行人钻井工程收入较上年同期增加 15,119.21 万元，增长比例为 26.01%，主要系发行人持续加大西南地区业务开发，与中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部签署的《自 214H7、自 221H5 平台钻井试油工程技术服务合同》，与重庆页岩气勘探开发有限责任公司签署的《足 201H21 平台钻井、试油工程一体化施工服务总承包合同》等，相关项目陆续施工所致；②2025 年 1-9 月，发行人资产减值损失较上年同期增加 2,151.10 万元，主要系发行人计提中海沃邦项目合同履约成本跌价准备 1,618.62 万元。

5、收入、净利润变动情况是否与行业趋势一致

报告期内，发行人同行业可比上市公司营业收入、净利润和扣非归母净利润具体情况如下：

单位：万元

单位名称	项目	2025 年 1-9 月		2024 年		2023 年		2022 年
		金额	同比变动	金额	同比变动	金额	同比变动	金额
通源石油	营业收入	85,954.78	-0.82%	119,617.21	16.21%	102,929.75	33.88%	76,882.93
	净利润	5,864.35	16.93%	5,829.81	8.48%	5,374.09	145.71%	2,187.19
	扣非归母净利润	3,053.86	-28.94%	4,562.89	12.73%	4,047.48	1,314.61%	286.12
中曼石油	营业收入	298,458.72	-2.18%	413,477.25	10.79%	373,194.77	21.75%	306,515.56
	净利润	47,041.60	-31.47%	74,058.48	-9.81%	82,117.35	63.34%	50,274.39
	扣非归母净利润	43,203.10	-31.78%	69,164.34	-18.23%	84,579.26	67.89%	50,376.84
仁智股份	营业收入	6,853.74	-47.95%	31,930.41	53.33%	20,824.20	23.56%	16,853.17
	净利润	-2,053.76	-99.12%	1,486.19	143.81%	-3,392.01	-341.32%	1,405.59
	扣非归母净利润	-2,075.57	-186.79%	1,206.43	122.45%	-5,373.37	-20.77%	-4,449.28
石化油服	营业收入	5,516,284.00	0.51%	8,109,617.80	1.39%	7,998,093.90	8.42%	7,377,268.80
	净利润	66,917.80	-1.04%	63,160.60	7.19%	58,921.60	27.04%	46,381.40

单位名称	项目	2025年1-9月		2024年		2023年		2022年
		金额	同比变动	金额	同比变动	金额	同比变动	金额
	扣非归母净利润	54,783.80	31.07%	13,348.70	-62.86%	35,945.20	-4.75%	37,736.30
中海油服	营业收入	3,485,371.18	3.54%	4,830,158.12	9.51%	4,410,861.64	23.70%	3,565,889.57
	净利润	339,055.37	28.60%	339,910.33	3.55%	328,262.82	31.67%	249,311.89
	扣非归母净利润	316,890.00	27.98%	322,900.00	11.43%	289,780.00	28.85%	224,890.00
发行人	营业收入	74,683.76	23.38%	95,143.05	-3.02%	98,102.08	46.61%	66,913.51
	净利润	2,754.87	13.93%	370.68	-92.21%	4,758.09	114.37%	-33,113.09
	扣非归母净利润	1,903.42	-17.78%	4,492.69	13.43%	3,960.70	119.56%	-20,249.22

注：数据来源同花顺 iFinD、上市公司公告。

同行业上市公司中，通源石油以射孔作为核心竞争力，形成了涵盖定向井、测井、射孔、压裂增产等一体化业务；中曼石油专注石油勘探开发、油服工程及石油装备制造业务领域，其中 2024 年钻井工程服务营业收入占比为 34.32%；仁智股份主要从事油田环保业务、钻井及井下作业业务及新材料业务等，其中 2024 年钻井工程服务收入占比为 5.35%；石化油服是中国大型综合油气工程与技术服务专业公司，共有五大业务板块，分别为地球物理、钻井工程、测录井、井下特种作业和工程建设，其中 2024 年对中石化集团销售占比为 60.10%，2024 年钻井工程服务收入占比为 49.54%；中海油服主要业务包括物探采集和工程勘察服务、钻井服务、油田技术服务、船舶服务等，其中 2024 年对中海油集团销售占比为 77.40%，2024 年钻井工程服务收入占比为 27.34%。

2022 至 2024 年，发行人与同行业上市公司营业收入总体呈波动增长趋势，受业务结构及经营规模等影响，2025 年 1-9 月营业收入变动存在差异；2022 年至 2024 年，发行人钻井工程业务收入分别为 59,864.52 万元、87,891.51 万元和 89,994.22 万元，三大石油公司勘探开发资本性支出分别为 3,803.11 亿元、4,186.86 亿元和 4,008.28 亿元，呈增长趋势。

报告期内，发行人净利润分别为-33,113.09 万元、4,758.09 万元、370.68 万元和 2,754.87 万元，扣非归母净利润分别为-20,249.22 万元、3,960.70 万元、4,492.69 万元和 1,903.42 万元，波动较大。2024 年，发行人净利润同比下降 92.21%，主要系发行人处置贝肯乌克兰导致投资损失 4,348.78 万元。报告期内，中海油服、

石化油服和通源石油净利润呈波动增长趋势；仁智股份受主营业务结构变动影响，净利润大幅波动。2024年和2025年1-9月，中曼石油净利润同比下降，主要系哈萨克斯坦货币贬值形成大额汇兑损失及受国际原油价格宽幅波动且整体震荡下行影响营业毛利下降所致。

报告期内，公司扣非归母净利润与通源石油波动趋势一致，中曼石油，石化油服呈下降趋势，中海油服呈上升趋势，仁智股份大幅波动，同行业可比公司经营情况波动较大。

综上，2022至2024年，发行人与同行业上市公司营业收入总体呈波动增长趋势，与行业趋势一致；受业务结构及经营规模等影响，2025年1-9月营业收入变动存在差异。受业务结构、业务区域、经营规模等影响，发行人及同行业可比公司净利润、扣非归母净利润波动均存在差异，相关差异具有合理性，符合公司的实际经营情况。

（二）结合公司的待执行合同、业务拓展情况及所处行业发展前景等，说明发行人未来经营业绩是否具备稳定性，公司为保障业绩稳定性拟采取的应对措施及有效性

1、发行人待执行合同

截至2025年9月末，发行人前五大合同中已开工未执行完毕的合同具体情况如下：

单位：万元

序号	地区	客户	合同名称	签署时间	合同金额 (含税)	待执行金额
1	西南	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	2024年泸208H3-4/5/6井钻井试油工程技术服务合同	2024年1月	15,620.94	10,540.10
2			自213H1平台钻井施工服务合同	2024年8月	29,975.00	24,386.11
3			自214H7、自221H5平台钻井试油工程技术服务合同	2024年12月	17,440.00	7,691.67
4	西南	四川泸州页岩气勘探开发有限责	2024-2026年度钻井试油压裂工程服务	2024年7月	30,000.00	21,358.04

		任公司	框架协议			
5	西南	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	2024 年足 203H10、足 203H19 平台钻试工程一体化施工服务总承包合同	2025 年 2 月	34,487.60	25,720.44
6	西南	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	2025-2026 年自 214H1-2、自 214H1-3 钻井试油工程技术服总承包合同	2025 年 6 月	9,483.00	7,528.60
7	新疆	智慧石油（克拉玛依）投资有限公司	2025 年钻井工程服务（一标段）	2025 年 3 月	5,151.42	560.93
8	新疆	阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司	2025 年钻井工程（三十八）	2025 年 4 月	3,875.35	1,554.62
9	新疆	中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司	2025 年中浅层钻井工程	2025 年 5 月	3,838.98	1,030.06
合计					149,872.29	100,370.57

由上表可知,截至 2025 年 9 月末,发行人主要在执行项目集中于西南地区、新疆地区,客户主要为中石油集团下属油气企业及其他大型油气开发公司,符合行业特点。截至 2025 年 9 月末,发行人主要待执行合同金额为 100,370.57 万元,发行人待执行合同金额充足。

2、发行入业务拓展情况

截至本回复签署日,发行人新签金额 5,000 万元以上未执行合同及中标项目的具体情况如下:

单位: 万元

序号	地区	客户/招标人	合同名称/中标项目名称	合同金额/中标金额(含税)	签署时间/中标时间
1	西南	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	2025-2026 年度页岩气评价井钻压试(框架)油田工程合同	11,400.00	2025 年 8 月
2	西南	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	2025-2026 年度页岩气开发井钻井试油总承包服务	17,000.00	2025 年 12 月

			项目(框架)油田 工程合同		
3	西南	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	2025-2026 年度彭山-青神区块钻井试油工程总承包服务项目(框架)	44,600.00 【注】	2025 年 12 月
合计				73,000.00	

注: 本项目为尚未签署合同的中标项目, 中标金额根据招标价格、中标名次、项目分配比例计算。

2022 年以来, 公司持续加大西南地区业务拓展, 实现西南地区业务规模持续增长。截至本回复签署日, 发行人主要新签未执行合同(含中标项目)金额为 73,000.00 万元。

3、行业发展前景

油气自给率关系到国家的能源安全, 能源安全又是关系国家经济社会发展的全局性、战略性问题, 对国家繁荣发展、人民生活改善、社会长治久安至关重要。近年来国际局势复杂多变, 提升油气自给率, 增强能源安全已被纳入国家安全战略。

报告期内, 公司主要经营区域为西南地区和新疆地区, 两个区域的资源储量丰富, 且原油和天然气产量均稳步增长, 为公司稳步发展奠定了良好的基础。

(1) 四川地区相关市场概况

四川盆地天然气资源丰富, 勘探开发潜力大。《四川省矿产资源总体规划(2021—2025 年)》中提出, 要大力支持天然气、页岩气开采, 2035 年建成国家天然气(页岩气)千亿立方米级产能基地, 努力打造全国最大的现代化天然气(页岩气)生产基地。四川盆地是我国天然气勘探开发最具潜力的盆地, 天然气产量稳居全国前列。近三年, 四川天然气产量具体数据如下:

单位: 亿立方米

年度	四川天然气产量	全国天然气产量	四川区域占比
2024 年	657	2,465	26.6%
2023 年	602	2,324	25.9%
2022 年	554	2,202	25.2%

数据来源: 国家统计局

（2）新疆区域市场概况

新疆是全国矿产资源最为丰富的省区之一。截至 2020 年底，新疆石油剩余探明技术可采储量 62,590.4 万吨，居全国第一位；天然气剩余探明技术可采储量 11,237.9 亿立方米，居全国第二位。近三年，新疆油气产量具体数据如下：

单位：万吨、亿立方米

年度	新疆区域油气产量		全国油气产量		新疆区域占比	
	原油	天然气	原油	天然气	原油	天然气
2024 年	3,296	423	21,289	2,465	15.5%	17.2%
2023 年	3,270	417	20,903	2,324	15.6%	18.0%
2022 年	3,213	407	20,472	2,202	15.7%	18.5%

数据来源：国家统计局

为提升国产油气供应能力，国家提出了“大力提升油气勘探开发力度七年行动计划”（以下简称“七年行动计划”），明确了油气增储上产的目标任务。根据《中国油气勘探开发发展报告 2025》数据，2024 年，全国石油新增探明地质储量连续 6 年保持 11 亿吨以上增长规模；天然气新增探明地质储量创“七年行动计划”执行以来新高。2019 年至 2024 年，全国年均新增石油、天然气探明地质储量分别是 2018 年的 1.4 倍、1.5 倍。《“十四五”现代能源体系规划》指出，积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。

油气行业全面贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，进一步加大勘探及开发力度是保证我国能源安全及未来经济发展的必然选择。围绕常规气田稳产上产和非常规天然气加快开发，将带动油服行业需求和市场规模持续健康发展，行业发展前景良好。

4、说明发行人未来经营业绩是否具备稳定性，公司为保障业绩稳定性拟采取的应对措施及有效性

（1）发行人未来经营业绩具备稳定性

截至 2025 年 9 月末，公司形成了以川渝页岩气、致密气开发为主的西南市场，以常规油气、煤层气开发为主的新疆市场和以煤层气、致密气开发为主的山西市场的业务区域布局。报告期内，发行人钻井工程业务收入分别为 59,864.52 万元、87,891.51 万元、89,994.22 万元和 73,245.97 万元，发行人西南地区收入分

别为 30,417.50 万元、46,599.24 万元、52,644.51 万元和 50,693.96 万元，均呈上升趋势。随着公司持续加大西南地区业务拓展，预计西南地区业务规模呈增加趋势，与西南地区非常规油气资源富集相匹配。

随着产业政策的支持和国家能源安全战略的保障，油气勘探开发规模预计保持较高水平，将带动油服行业健康稳健发展，行业发展前景良好。截至 2025 年 9 月末，发行人主要在执行项目集中于西南地区、新疆地区，主要待执行合同金额为 100,370.57 万元，待执行合同金额充足。截至本回复签署日，发行人主要新签未执行合同（含中标项目）金额为 73,000.00 万元，业务拓展情况良好。

综上，受益于产业政策支持和行业发展趋势，公司持续加大西南地区业务拓展，待执行合同金额充足，预计公司未来经营业绩具备稳定性。

（2）公司为保障业绩稳定性拟采取的应对措施及有效性

1) 保持现有市场规模，贡献稳定收入来源

公司业务立足于新疆区域，并紧随国家能源发展战略和趋势，持续推进业务重心从传统石油服务向天然气领域的战略深化，逐步向西南区域加大市场拓展。一方面，公司将继续夯实新疆区域的业务基础，强化公司在传统油气及煤层气相关工程技术服务的市场地位，通过技术驱动，提升服务质量，增强客户黏性，建立品牌优势，稳定市场规模。另一方面，公司持续发力于非常规油气工程技术服务的业务拓展，深化与西南等区域致密气、页岩气开发单位的合作，通过合理规划研发投入，全面提高油服工程一体化技术服务能力。

公司将继续深化与现有客户合作，通过技术、市场、服务多维发力，夯实业务基础，保障现有业务稳定发展。

2) 集中优势资源，强化成本管控

公司聚焦油服工程一体化技术服务，近几年通过处置专业技术子公司等方式，逐步剥离非核心业务，以降低非核心业务给公司经营业绩稳定性带来的不利影响。公司未来将以此为立足点，积极引入高效、节能、环保的新技术，推动降本增效，优化运营流程、提升技术效率以增强市场竞争力。

公司上述措施立足于现在，着眼于未来，系结合公司发展实际情况以及行业发展趋势并进行合理规划的前提下作出，具有可执行性，也具备有效性。

（三）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

- (1) 查阅行业研究报告、主要客户及同行业可比上市公司公开披露信息，了解行业需求波动、行业发展前景及主要客户、可比上市公司经营情况；
- (2) 获取并查阅 2022 年至 2024 年年度报告及 2025 年 1-9 月财务报告，分析收入与扣非归母净利润变动原因及合理性；
- (3) 获取并查阅报告期内主要合同及执行情况、业务拓展新签大额合同等，了解主要合同执行情况、在手订单情况等并分析未来经营业绩的稳定性；
- (4) 通过公开查询发行人及子公司中国执行信息公开网、人民法院公告网等及主要客户工商信息，了解主要客户背景及是否出现重大纠纷情形；
- (5) 访谈发行人相关人员、获取发行人出具的说明等，了解公司收入与扣非归母净利润变动原因、业务拓展情况、业务稳定性采取的措施情况等。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

- (1) 受益于国家能源安全战略的推动和“七年行动计划”目标影响，油气行业勘探开发投资规模保持高位波动，主要客户经营情况良好；报告期内，发行人主要合同执行情况较好，受地缘政治冲突、资产减值等影响，公司营业收入与扣非归母净利润变动趋势存在差异，相关差异具有合理性；
- (2) 2022 年至 2024 年，发行人与同行业上市公司营业收入呈波动增长趋势，与行业趋势一致；受业务结构及经营规模等影响，2025 年 1-9 月营业收入变动存在差异；受业务结构、业务区域、经营规模等影响，发行人及同行业可比公司净利润、扣非归母净利润波动均存在差异，相关差异具有合理性，符合公司的

实际经营情况；

（3）截至 2025 年 9 月末，发行人主要待执行合同金额为 100,370.57 万元，业务拓展情况良好，与主要客户合作未出现重大纠纷。受益于产业政策支持和行业发展趋势，公司持续加大西南地区业务拓展，待执行合同金额充足，且发行人已采取积极措施保障业绩稳定，预计未来经营业绩具备稳定性。

二、区分钻井工程业务不同承揽方式的收入、毛利率情况，说明以暂估价格确认收入原因及占比情况，暂估收入及完工比例确认依据，最终确认价格与收入暂估价格的差异情况以及价格最终确认时点与收入确认时点的时间周期，以暂估价格确认收入是否符合《企业会计准则第 14 号——收入》的相关规定，报告期内暂估收入调整情况及原因，目前已确认收入是否存在大幅调减的风险

【回复】

（一）区分钻井工程业务不同承揽方式的收入、毛利率情况，说明以暂估价格确认收入原因及占比情况，暂估收入及完工比例确认依据，最终确认价格与收入暂估价格的差异情况以及价格最终确认时点与收入确认时点的时间周期

1、钻井工程业务不同承揽方式的收入、毛利率情况

报告期内，发行人钻井工程业务按承揽方式的收入、毛利率情况如下：

单位：万元、%

项目	2025 年 1-9 月			2024 年			2023 年			2022 年		
	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
总包模式	50,693.96	69.21	23.32	47,196.11	52.44	22.47	39,482.27	44.92	21.28	29,608.25	49.46	0.46
米费制	22,552.01	30.79	14.70	30,210.35	33.57	23.36	25,186.63	28.66	19.75	24,400.87	40.76	-5.93
日费制	-	-	-	12,587.76	13.99	22.83	23,222.61	26.42	14.00	5,855.40	9.78	-20.71
合计	73,245.97	100.00	20.67	89,994.22	100.00	22.82	87,891.51	100.00	18.92	59,864.52	100.00	-4.22

公司与油气公司的合作方式通常为总包模式、日费制和米费制。钻井工程总包模式是指公司与甲方签订钻井工程合同或钻试油（气）一体化工程合同，合同计价按标准单井钻井试油工程承包费用计价，公司需要完成合同约定的全部承包内容，并承担总体责任；钻井工程米费制系按单井钻进进尺价计费，每口井按照

甲方设计要求实际完成的进尺进行结算,公司按照米费标准和钻进的进尺收取费用;钻井工程日费制系按照施工天数计费,根据不同作业内容,公司按照合同中约定的日费标准和钻井服务天数收取费用。

具体到发行人的业务区域,公司西南区域项目主要是总包模式,新疆及山西区域项目是米费制,乌克兰区域是日费制。报告期内,发行人钻井工程业务主要以总包模式和米费制承接,合计收入占比分别为 90.22%、73.58%、86.01% 和 100.00%。

2022 年,发行人钻井工程业务毛利率为-4.22%,其中总包模式毛利率为 0.46%、米费制毛利率为-5.93%、日费制毛利率为-20.71%,主要系受乌克兰地缘政治冲突、宏观经济环境及西南地区主要油气开发企业投资井位计划等影响所致,具体详见本回复之问题 1/四/(一)结合报告期内公司钻井业务主要合同定价及相关成本核算情况等,进一步说明发行人各期毛利率波动原因及合理性。

2023 年至 2025 年 1-9 月,发行人总包模式毛利率分别为 21.28%、22.47% 和 23.32%,总包模式毛利率较为稳定,受主要项目实施区域地质因素、实施进展等情况出现波动。

2023 年至 2025 年 1-9 月,发行人米费制毛利率分别为 19.75%、23.36% 和 14.70%,波动较大,2023 年及 2025 年 1-9 月,米费制毛利率较低主要系新疆和山西地区开工率不足,停工损失分别为 1,928.95 万元和 899.74 万元。

2023 年及 2024 年,发行人日费制毛利率分别为 14.00% 和 22.83%,其中 2023 年毛利率较低主要系受地缘政治关系影响贝肯乌克兰部分钻机停工,钻机重新启动时备品配件更新支出增加导致材料成本上升所致。

2、说明以暂估价格确认收入原因及占比情况,暂估收入及完工比例确认依据

报告期各期末,发行人存在部分钻井工程项目未整体完工情况,发行人根据甲方签字或盖章的工作量确认单和合同计费标准暂估收入。根据不同钻井工程服务合同类型,发行人暂估收入及完工比例确认依据包括:①与甲方签署的钻井工程服务合同:合同约定双方具体的计费标准(如日费、米费、总包价格);②工

作量确认单：总包模式项目、米费制项目每年末发行人会获取甲方签字或盖章的工作量确认单（甲方确认平台或单井已完成的进尺数）；日费制项目每日由甲方出具签字的工作量确认单（甲方确认当日工作量及费率标准）。报告期内，发行人钻井工程项目暂估收入情况具体如下：

单位：万元

项目	2025年1-9月		2024年		2023年		2022年	
	金额	比例（%）	金额	比例（%）	金额	比例（%）	金额	比例（%）
暂估收入	56,468.10	77.09	53,861.20	59.85	54,161.63	61.62	47,391.49	79.16
钻井工程收入	73,245.97	100.00	89,994.22	100.00	87,891.51	100.00	59,864.52	100.00

注：暂估收入统计口径为各期末终结算的项目收入。

报告期内，发行人钻井工程业务确认暂估收入的金额分别为 47,391.49 万元、54,161.63 万元、53,861.20 万元和 56,468.10 万元，呈上升趋势，主要系发行人持续加大西南地区业务拓展，该地区业务以总包模式为主，且项目周期、结算周期相对较长所致。

3、最终确认价格与收入暂估价格的差异情况

报告期末，发行人根据不同类型的钻井工程业务合同，按照计费模式和施工进度确认暂估收入。项目整体完工后，公司与甲方办理终结算，在取得与甲方最终确认的结算书后，发行人将结算金额与已暂估确认金额之间的差额，在结算当期调整收入。

报告期内，发行人钻井工程项目终结算调整暂估收入情况具体如下：

单位：万元

项目	2025年1-9月		2024年		2023年		2022年	
	金额	比例（%）	金额	比例（%）	金额	比例（%）	金额	比例（%）
结算追加收入	4,381.30	5.98	2,787.66	3.10	2,432.18	2.77	544.67	0.91
结算调减收入	-258.73	-0.35	-2,620.26	-2.91	-135.65	-0.15	-7,043.06	-11.76
合计	4,122.57	5.63	167.40	0.19	2,296.53	2.61	-6,498.39	-10.86
钻井工程收入	73,245.97	100.00	89,994.22	100.00	87,891.51	100.00	59,864.52	100.00

报告期内，发行人钻井工程项目终结算调整暂估收入金额分别为-6,498.39 万元、2,296.53 万元、167.40 万元和 4,122.57 万元，占钻井工程收入的比例分别为-10.86%、2.61%、0.19% 和 5.63%。

报告期内，公司钻井工程项目结算追加收入主要系：①因实际钻井进尺超设计进尺，如 2025 年 1-9 月因泸 208H2 项目实际钻井超标准井水平段进尺，甲方终结算追加费用 3,920.00 万元；2023 年因足 203H9 项目、阜康西部矿区项目实际钻井进尺超设计进尺，甲方终结算合计追加费用 1,004.78 万元；2022 年因足 203H3 项目实际钻井进尺超设计进尺，甲方终结算追加费用 289.80 万元；②追加处理复杂事故和施工费用，如 2024 年因风南井区两口井和玛湖井区一口井处理地层压力、井漏复杂等追加费用 2,099.92 万元；2023 年阜康西部区块两口井 U 型对穿达到目的地质层结算追加费用 611.75 万元；③节约工期奖励，如 2022 年因足 203H3 项目施工周期小于设计周期终结算追加奖励 224.00 万元。

报告期内，公司钻井工程项目结算调减收入主要系：①地质条件复杂导致项目施工出现事故影响，如 2024 年因旋导落井、进尺调整等调减暂估收入 565.00 万元；2022 年因发行人处理井漏、卡钻等事故损失未全部获得甲方终结算认可而调减暂估收入 2,821.19 万元；②钻井交井出现不合格或未达到设计要求影响，如 2024 年因钻井未达甲方设计要求等调减暂估收入 1,105.39 万元；2022 年因前期项目固井质量导致试压不合格、未达到甲方设计要求等调减暂估收入 2,560.57 万元；③材料或技术服务费用结算要求影响，如 2024 年因使用甲方要求的自悬浮砂压裂材料等原因终结算调减暂估收入 437.79 万元；2022 年因材料结算方式调减暂估收入 499.08 万元。

4、价格最终确认时点与收入确认时点的时间周期

报告期内，发行人已完成终结算的主要钻井工程合同交井与终结算间隔周期具体情况如下：

单位：万元

序号	客户	合同名称	合同定价/金额(含税)	签署时间	区块井号	最后交井时间	终结算时间	间隔周期(月)
1	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	自营页岩气钻试一体化工程服务合同	总包模式，50,000.00	2022年5月	黄 202H7	2023 年 10 月	2024 年 12 月	14
					荣 232	2023 年 2 月	2023 年 10 月	8
					泸 208H2	2025 年 2 月	2025 年 6 月	4
		钻井中心-页岩气日费-2023-001/002	日 费 制，8,150.10	2023年9月	泸 208H4	2024 年 6 月	2025 年 11 月	17
					自 227	2024 年 3 月	2024 年 12 月	9

2	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	足 201H8 平台钻井 工程施工合同	总包模式， 26,312.60	2023 年 2 月	足 201H8A 足 201H8B	2024 年 7 月 2023 年 7 月	2024 年 12 月 2024 年 8 月	5 13
		足 203H9 平台(钻井 工程施工)合同	总包模式， 7,352.14	2021 年 11 月	足 203H9	2022 年 10 月	2023 年 6 月	8
3	四川泸州页岩 气勘探开发有 限责任公司	阳 101H56 平台钻 井工程合同	总包模式， 22,863.20	2020 年 8 月	阳 101H56	2023 年 2 月	2023 年 11 月	9
4	新疆亚新煤层 气勘探开发有 限责任公司	阜康市五宫沟、大 黄山区域煤层气开 发利用项目 2023 年 钻井工程合同	米 费 制， 7,016.73	2023 年 11 月	阜康区块	2024 年 5 月	2025 年 10 月	17
5	智慧石油(克 拉玛依)投资 有限公司	2024 年钻井工程服 务(三标段)	米 费 制， 2,380.00	2024 年 3 月	九 1-九 5 合作区 25 口井	2024 年 7 月	2024 年 12 月	5

注：最后交井时间为发行人暂估收入已确认完毕，项目完工向甲方交井时间；终结算时间为甲方对项目价格最终确认时间。

受甲方对区块平台整体施工进度的安排或结算具体事项等因素影响，结算间隔周期波动较大。中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部的黄 202H7 平台结算周期较长系甲方需等待产气量考核第一个自然年结束再办理终结算；泸 208H4 平台结算周期较长主要系发行人只承包钻井项目，需等压裂项目结束后再办理终结算；重庆页岩气勘探开发有限责任公司的足 201H8 项目的 B 平台共四口井，根据甲方施工计划，发行人先施工 B 平台两口井后搬迁至 A 平台施工，后因甲方开采计划调整，B 平台另两口井不再继续施工导致 B 平台结算周期较长；新疆阜康区块受复杂事故费用结算承担影响导致结算周期较长。报告期内，发行人已完成终结算的主要钻井工程合同交井与终结算间隔周期主要集中在 6-12 个月，结算间隔周期相对较长。

(二) 以暂估价格确认收入是否符合《企业会计准则第 14 号——收入》的相关规定

根据《企业会计准则第 14 号——收入》第十一条相关规定，发行人在合同开始日即对合同进行评估，识别该合同所包含的各单项履约义务，并确定各单项履约义务是在某一时间段内履行，还是某一时点履行。满足下列条件之一的，属于在某一时间段内履行的履约义务，发行人按照履约进度，在一段时间内确认收入：

(1) 客户在企业履约的同时即取得并消耗所带来的经济利益；(2) 客户能够控制企业履约过程中在建的商品；(3) 企业履约过程中所产出的商品具有不可替

代用途，且企业在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。否则，企业在客户取得相关商品或服务控制权的时点确认收入。

按照时段法确认收入的钻井工程业务与《企业会计准则》关于满足时段法的相关规定的对照情况如下：

具体标准	发行人情况	是否符合
(1)客户在企业履约的同时即取得并消耗所带来的经济利益。	发行人提供的钻井工程服务具有一定的施工周期，假设甲方在发行人施工过程中临时更换钻井服务供应商，其他供应商无需重复发行人已施工部分。	是
(2)客户能够控制企业履约过程中在建的商品。	发行人提供钻井工程服务的区块、平台或单井所有权系属于甲方，同时在发行人施工过程中甲方会派驻工程人员对项目进行监督和管理。	是

发行人提供的钻井工程服务属于在某一时段内履行的履约义务，按照履约进度，在合同期内确认收入。发行人采用产出法确定履约进度，即根据已转移给客户的商品或服务对于客户的价值确定履约进度。报告期各期末，根据客户确认的工作量和完井结算单，确认公司当期营业收入。

发行人根据不同类型的钻井工程业务合同确认收入的具体情况如下：

(1)关于日费制钻井项目，发行人每月底统计可靠计量的作业天数及内容，按照单日计费标准汇总，按月确认收入；

(2)关于米费制钻井项目，发行人通过测井数据或甲方监督确认钻井进尺，根据施工合同约定的单价，在完井并取得客户工作量确认单时用完成的进尺*米费单价确认收入；

(3)关于总包项目，发行人根据测量数据或甲方确认实际完成工作量（如进尺米数、施工周期）占设计总工作量的比例每月计算产出比例，按月确认收入，收入确认的具体金额以客户认可的进尺米数、钻井周期为依据，确保收入计量与履约进度相匹配。

同行业可比上市公司钻井工程服务收入确认政策具体情况如下：

名称	收入确认政策
中曼石油	针对境外钻井工程服务，属于提供劳务收入，根据客户确认的工作量，并根据合同约定的计费标准确认收入；当履约进度不能合理确定时，公司已经发生的成本

	预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。针对境内钻井工程服务，属于提供劳务收入，根据客户确认的《结算单》或《完井签收表》等计算工作量，并根据合同约定的计费标准确认收入。
仁智股份	提供劳务收入主要是油田技术服务，包括油田环保业务、钻井技术服务、井下作业技术服务、管具检维修服务等；当期完工的劳务项目，收入成本按照实际发生金额确认在当期；当期未能完工的劳务项目，符合一段时间内履行的，根据商品和劳务的性质，采用产出法确定恰当的履约进度并根据履约进度确认当期收入成本；如预计已经发生的工程成本不能得到补偿，则不确认收入，并将已经发生的成本确认为当期费用。
石化油服	提供石油工程技术服务的相关收入在一段时间内确认。相关劳务收入和利润的确确认取决于本集团对于合同结果和履约进度的估计。根据合同采用期望值法或最有可能发生金额估计合同预计总收入，并根据历史经验及施工方案评估合同预计总成本。鉴于工程服务合同周期有可能跨多个会计期间，会随着合同完成进度定期复核并修订预算中的合同收入及合同成本估计。如果实际发生的总收入和总成本金额高于或低于管理层的估计值，将会影响未来期间收入和利润确认的金额。
中海油服	钻井服务、油田技术服务、物探采集和工程勘察服务、船舶服务主要属于在某一时段内履行的履约义务，按照履约进度，在合同期内确认收入。采用产出法确定履约进度，即根据已转移给客户的商品或服务对于客户的价值确定履约进度。当履约进度不能合理确定时，已经发生的成本预计能够得到补偿的，本集团按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。
通源石油	收入主要为提供射孔、压裂、钻井、测井等油田技术服务业务收入。油田技术服务业务收入在完成了合同约定的油田技术服务工作，其工作成果得到客户验收确认后，作为确认营业收入的时点。

注：上表引用的可比公司收入确认政策来源于上市公司披露的年报

由上表可知，同行业可比公司除通源石油外均采用时段法确认钻井工程业务收入，并按产出法确定履约进度来确认当期的收入成本，与发行人收入确认政策一致。综上，发行人以暂估价格确认收入符合《企业会计准则第 14 号——收入》的相关规定。

（三）报告期内暂估收入调整情况及原因，目前已确认收入是否存在大幅调减的风险

报告期内，发行人暂估收入调整情况及原因详见本回复之问题 1/二/(一)/3、最终确认价格与收入暂估价格的差异情况。

报告期内，受地质条件、项目施工复杂事故或甲方结算要求等影响，发行人终结算调减收入分别为-7,043.06 万元、-135.65 万元、-2,620.26 万元和-258.73 万元，占钻井工程收入的比例分别为-11.76%、-0.15%、-2.91%和-0.35%，2023 年以来，发行人终结算调减收入占比较小，已确认收入大幅调减的风险较小。

（四）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

- (1) 访谈发行人相关人员，了解发行人承揽钻井工程业务主要方式，了解不同承揽方式下项目执行情况、毛利率水平及波动情况；
- (2) 获取并查阅发行人钻井工程业务主要客户合同及收入成本明细表，分析不同承揽模式下钻井工程业务收入、毛利率情况；
- (3) 访谈发行人相关人员，了解公司钻井工程项目终结算情况，获取发行人主要钻井工程合同的交井材料和终结算报告，分析项目终结算时间周期；
- (4) 获取并复核发行人钻井工程暂估收入明细表、核查主要客户暂估收入记账凭证、计算表和甲方签字或盖章的工作量确认单；获取发行人暂估收入项目终结算报告，分析结算金额与暂估收入的差异情况；
- (5) 访谈发行人相关人员，了解公司以暂估价格确认收入的原因及依据，是否符合《企业会计准则第 14 号——收入》的相关规定，目前确认的暂估收入是否有大幅调整的风险，查询并对比同行业可比公司钻井工程业务收入确认政策。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

- (1) 报告期内，发行人不同承揽模式下的钻井工程业务毛利率波动主要受项目实施区域和项目开工率影响，主要客户的钻井工程项目终结算时间周期为 6-12 个月，符合公司业务经营实际情况；
- (2) 报告期各期，发行人根据项目终结算金额调整暂估收入的金额占钻井工程收入的比例分别为-10.86%、2.61%、0.19%和 5.63%，占比较小，对财务报表影响较小，已确认收入大幅调减的风险较小；
- (3) 发行人确认暂估收入符合钻井工程项目施工实际情况，暂估收入确认依据合理，通过对照《企业会计准则第 14 号——收入》的相关规定及与可比公

司收入确认方式比较分析，发行人以暂估价格确认收入符合《企业会计准则第 14 号——收入》的相关规定。

三、结合公司境外业务主要涉及区域及客户情况等，说明发行人在相关国家或地区业务开展情况，相关国家或地区形势或贸易政策变动对公司经营的影响，公司已采取的应对措施及其有效性，拟采取的应对措施及其可行性

（一）结合公司境外业务主要涉及区域及客户情况，说明发行人在相关国家或地区业务开展情况

报告期内，公司境外业务主要涉及区域包括乌克兰地区以及加拿大地区，具体情况如下：

1、乌克兰地区业务开展情况

依托国家“一带一路”战略机遇和地理位置优势，公司贯彻“走出去”战略，积极拓展国际市场业务和新的业务区域，于 2017 年在乌克兰设立子公司贝肯乌克兰，主要在乌克兰境内从事钻井工程业务。2022 年-2024 年，公司在乌克兰地区业务收入为 5,279.10 万元、16,393.50 万元和 7,798.04 万元，占当期营业收入的比例分别为 7.89%、16.71% 和 8.20%。

公司在乌克兰地区客户主要系 Naftogazvydobuvannya PrJSC，2022 年-2024 年，公司对其收入分别为 2,988.31 万元、13,324.62 万元和 7,672.21 万元，占乌克兰地区各年营业收入的比例分别为 56.61%、81.28% 和 98.39%。

2022 年以来，受地缘政治冲突影响，公司在乌克兰地区的业务经营波动较大。为降低经营风险、优化资产业务结构，经公司第五届董事会第二十一次会议和 2024 年第四次临时股东会审议通过，公司于 2024 年 12 月处置贝肯乌克兰。2025 年以来，公司未在乌克兰地区开展业务。

2、加拿大地区业务开展情况

截至 2025 年 9 月末，公司在加拿大主要从事油气勘探开发业务，报告期尚未产生收入，具体情况详见本回复之问题 1/十三、在加拿大的具体投资情况，是否已履行境外投资所需审批程序，预计未来效益情况及对公司经营业绩的影响。

(二) 相关国家或地区形势或贸易政策变动对公司经营的影响, 公司已采取的应对措施及其有效性, 拟采取的应对措施及其可行性

1、相关国家或地区形势或贸易政策变动对公司经营的影响

受地缘政治冲突及业务波动等影响, 公司于 2024 年 12 月处置贝肯乌克兰, 2025 年以来未在乌克兰地区开展业务, 乌克兰地区形势或贸易政策变动不会对公司经营产生影响。

截至 2025 年 9 月末, 公司在加拿大从事油气勘探开发业务, 尚处于建设期, 暂未产生收入。公司在加拿大投资系通过香港子公司进行, 因此加拿大业务的开展情况受中国香港、加拿大两个区域形势或贸易政策的影响, 具体分析如下:

国家/地区	形势或贸易政策变动情况	对公司经营的影响
中国香港	中国香港继续保持自由贸易港地位, 维持零关税政策, 通过参与多边、区域、诸边及双边贸易协定, 保障、维持及改善香港货品和服务进入外地市场的机会。近年来不存在重大变化。	无重大不利影响。
加拿大	2024 年 3 月, 加拿大完成《加拿大投资法》修正案的立法程序, 该修订案在投资审查、信息共享、违规处罚等方面提出了更为严格的要求, 尤其加强了对特定领域外资投资的监管。	公司已完成加拿大投资主体及合资公司的设立, 取得了必要的许可文件, 未受《加拿大投资法》修订影响; 合资公司设立于加拿大, 未来生产、销售均发生在加拿大, 不受中加贸易政策影响。

2、公司已采取的应对措施及其有效性, 拟采取的应对措施及其可行性

(1) 公司已采取的应对措施及其有效性

发行人具有多年的跨国管理经验, 国际化管理水平不断提升, 通过严格落实各类风险管理、预案机制, 对各类风险进行了有效控制, 并已采取了应对措施, 相关措施具备有效性, 具体如下:

A、建立健全了项目管理制度。境外重大项目组建了专业团队, 并设立进度台账及周会制度, 每周周会由项目人员落实项目情况、重大事件及具体进展, 由项目负责人汇总向分管领导汇报并进行决策;

B、积极推进合规建设。为应对不同法域监管及财税政策的差异性与变动风险, 公司组织了专业的境外财务及合规团队, 负责持续追踪重点经营所在地的法

法律法规、行业政策及财税要求动态，确保境外业务从签约、执行到结算的全环节符合境内外相关规定。

（2）拟采取的应对措施及其可行性

未来，为应对公司境外业务所在国家和地区形势、贸易政策不确定性风险，公司拟采取的应对措施及其可行性如下：

A、深化合规管理，提前做好研判。公司将系统性地加强对境外业务所在国家与地区的综合风险监测，不仅关注贸易政策变动，更将政治稳定性、宏观经济指标、外汇波动、行业监管趋势、社会文化环境以及地缘政治动态等多元因素纳入常态化跟踪范围。通过构建风险指标库，提升对各类风险的早期识别与深度分析能力，并据此制定分等级、分情景的应急预案与业务连续性计划，确保在风险显现前即具备应对准备；

B、健全境内外信息沟通机制，主动适应监管动态。公司将持续加强与境外投资主管部门的沟通，及时掌握国内关于境外投资、外汇管理、税务合规等方面的政策导向与最新要求，主动接受业务指导与合规监督，确保公司境外经营活动始终符合国家监管框架；

C、建立重点项目的动态运营调整机制，积极应对多重政策与市场风险。加拿大项目建成并投产后，公司将建立一套动态评估与调整机制，不仅关注贸易政策变动，还将重点监测对项目有直接影响的能源政策走向、国际油价及区域市场需求的联动变化，以审慎规划与灵活调整当地的投资与生产安排。

上述措施已根据公司经营计划逐步落地，具有可行性，能够在一定程度上降低未来境外业务所涉及国家、地区贸易政策波动带来的不利影响。

综上，报告期内，乌克兰地区形势对公司业务经营产生影响，但公司已于2024年12月出售贝肯乌克兰，该地区形势或贸易政策变动不再对公司经营产生不利影响。截至2025年9月末，公司在加拿大主要从事油气勘探开发业务，尚未产生收入，公司已完成加拿大投资主体及合资公司的设立，取得了必要的许可文件。公司已采取措施且相关措施有效、可行，预计相关国家或地区形势或贸易政策变动不会对公司经营产生重大不利影响。

（三）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

- （1）查阅发行人报告期内年度报告、境外主要客户情况等，了解公司境外业务的开展情况；
- （2）通过公开查询中国香港、加拿大投资政策、贸易政策等信息，了解当地形势和相关政策的变动情况；
- （3）查阅加拿大合作项目可行性研究报告并访谈发行人相关人员，了解加拿大业务具体情况及进展情况；
- （4）获取发行人出具的说明并访谈发行人相关人员，了解相关国家或地区形势或贸易政策变动对公司经营的影响，公司已采取的应对措施及其有效性，拟采取的应对措施及其可行性。

2、核查程序

经核查，申报会计师认为：

报告期内，乌克兰地区形势对公司业务经营产生影响，但公司已于 2024 年 12 月出售贝肯乌克兰，该地区形势或贸易政策变动不再对公司经营产生不利影响。截至 2025 年 9 月末，公司在加拿大主要从事油气勘探开发业务，尚未产生收入，公司已完成加拿大投资主体及合资公司的设立，取得了必要的许可文件，相关国家或地区形势或贸易政策变动未对公司经营造成重大不利影响；为防范境外经营的风险，公司已采取及拟采取的应对措施，具备有效性及可执行性。

四、结合报告期内公司钻井业务主要合同定价及相关成本核算情况等，进一步说明发行人各期毛利率波动原因及合理性，各期毛利率水平及变动趋势与同行业可比公司是否一致，若否，请分析原因

【回复】

（一）结合报告期内公司钻井业务主要合同定价及相关成本核算情况等，

进一步说明发行人各期毛利率波动原因及合理性

1、报告期内公司钻井业务主要合同定价

发行人获取业务的主要方式包括单独投标、邀标和竞争性谈判。各区域市场团队获取钻井工程项目公开招标信息、邀标通知书或竞争性谈判通知书，经可行性论证后进行项目投标或谈判。投标工作小组整合施工方案、工程预算及发行人资质等资料，确定投标或竞争性谈判策略及价格，编制投标或竞争性谈判文件，参与投标或竞争性谈判。项目中标后，与甲方签订合同。报告期内公司钻井业务主要合同定价详见本回复之问题1/一/（一）/3、主要合同执行情况。

2、报告期内公司钻井业务相关成本核算情况

公司的钻井工程业务主要以总包模式、日费制和米费制方式签订钻井工程技术服务合同。发行人基于甲方发包给公司的业务范围核算钻井工程成本，业务承包范围与工序一一对应。发行人对项目实施过程中的成本核算项目，包括直接材料、直接人工、机械使用费、专业化服务费、搬迁运输费以及其他直接费用，成本发生按井队、单井/平台进行归集计入工程施工成本。具体核算方法如下：

（1）直接材料

直接材料包括钻井过程使用的钻井液材料、柴油、钻机设备配件、井控设备配件等，压裂过程使用的压裂液体、支撑剂、柴油、液力端总成及配件等。直接材料由平台经理、工程技术人员对材料办理签收入库，库房根据实际收到的材料数量办理入库。

直接材料由井队人员根据公司的生产计划向库房申请领用各类材料，库房审核领用单据后，符合要求的办理材料出库手续，财务管理部根据领料出库单，直接计入各类单井/平台的生产成本。根据当期实际领用的材料归集材料成本，材料成本的计价按月末一次加权平均计量。各单井生产计划按实际耗用材料，直接归集为该单井/平台的材料成本。

（2）直接人工

公司用工包括自有员工、劳务派遣和劳务外包用工。自有员工人工费用构成

包括基本工薪支出、社保公积金和效益工资，核算完毕后在当月按照单井/平台计入工程施工成本。效益工资由财务管理部负责统计，按照公司单井考核办法在单井生产结束后核算单井/平台作业队应享有的效益工资，核算完毕后在当月按照单井/平台计入工程施工成本。

劳务派遣和劳务外包，由作业队现场根据生产进度，公司委托第三方劳务供应商提供专业性辅助人工服务，人工服务提供后，劳务派遣由人力行政部确认实际使用的人数和单位用工成本，劳务外包按合同约定的工作量，财务管理部、人力行政部按照劳务费合同计算当月实际生产的单井/平台消耗的劳务费用，财务管理部按照当月实际作业的单井/平台计入工程施工成本。

(3) 机械使用费

项目交付管理部门负责根据生产运行计划安排生产设备，作业队按照安排的设备组织生产，并负责设备日常维护。月末财务管理部按照分配的生产设备通过金蝶苍穹系统和实物资产系统按照资产原值、使用年限、残值率计提折旧，在当月按照作业的单井/平台计入工程施工成本。

对于需要租赁的机械设备，由项目交付管理部门、平台经理、工程技术人员确认租赁设备的实际使用天数，财务管理部按照租赁协议约定的租赁单价计算租赁费用，按照当月实际作业的单井/平台计入工程施工成本。

(4) 专业化服务费

专业化服务费指钻井、压裂生产过程中发生的第三方专业化技术服务费、修理费等项目，包括测井、录井、固井、清洁化、定向、旋转导向、射孔、连续油管、检测维修费用等。

由作业队现场根据施工设计及实际施工进度，委托第三方服务商提供专业性辅助服务，服务提供后由平台经理、工程技术人员、项目交付管理部门确认实际使用的服务费工作量，财务管理部、采购管理部按照专业化服务费合同计算当月实际生产的单井/平台消耗的专业化服务费金额，出具专业化服务成本计算单，财务管理部按照当月实际作业的单井/平台计入工程施工成本。

(5) 搬迁运输费

项目开工前,由项目交付管理部门提交生产计划,根据生产计划对接车辆供应商组织车辆,项目交付管理部门负责安排车辆供应商实施工程施工前搬迁工作和生产作业过程中的零星用车计划,并由作业队平台经理、成本员、项目交付管理部门出具当月实际的用车情况。月末车辆供应商根据车辆合同、井队现场用车确认单与财务管理部、采购管理部进行车辆结算,财务管理部出具零星运输成本计算单,财务管理部按照当月实际作业的单井/平台计入工程施工成本。

(6) 其他直接费用

其他直接费用主要系作业队日常费用等项目,在相关费用流程审核通过之后,财务管理部根据审批流程据实归集成本,在当月按照作业的单井/平台计入工程施工成本。

西南地区作业的深井项目,根据已发生的工程施工成本按月结转至主营业务成本,整体完工的钻井工程项目在单井/平台完工时已全部完成成本结转。其他地区作业浅井项目,完工交井后将工程施工成本结转至主营业务成本;如果单井/平台当月未完工或未取得甲方交井材料,仍计入工程施工成本,待该单井/平台完井或取得甲方交井材料后结转至主营业务成本。日费制项目根据已发生的工程施工成本按月结转至主营业务成本。

3、发行人各期毛利率波动原因及合理性

(1) 报告期内,公司毛利率情况

报告期内,发行人综合毛利率及主营业务类型毛利率情况如下:

项目	2025年1-9月		2024年		2023年		2022年
	毛利率	毛利率变动	毛利率	毛利率变动	毛利率	毛利率变动	毛利率
钻井工程	20.67%	-2.15%	22.82%	3.91%	18.92%	23.13%	-4.22%
技术服务	3.66%	-0.27%	3.93%	-6.13%	10.06%	3.29%	6.78%
产品销售	39.79%	34.45%	5.34%	-9.56%	14.90%	0.72%	14.17%
主营业务毛利率	20.63%	-1.41%	22.04%	3.74%	18.30%	21.01%	-2.71%
其他业务毛利率	10.19%	-14.61%	24.80%	-0.06%	24.86%	4.32%	20.54%
综合毛利率	20.51%	-1.57%	22.08%	3.70%	18.38%	20.90%	-2.53%

报告期内,发行人综合毛利率分别为-2.53%、18.38%、22.08%和 20.51%,

主营业务毛利率分别为-2.71%、18.30%、22.04%和 20.63%，随着公司业务规模增加及钻井工程业务项目结构等影响，整体呈上升趋势。

2023 年，发行人主营业务毛利率较 2022 年上升 21.01%，主要系发行人钻井工程毛利率较 2022 年上升 23.13% 所致，主要原因为：①受地缘政治冲突影响，公司乌克兰业务于 2022 年 2 月停工，同时由于西南地区开工率不足等影响，公司业务规模降低但固定资产折旧、人工成本等较高，发行人冲减以前年度收入 6,498.39 万元，导致 2022 年钻井工程业务毛利率为-4.22%；②2023 年，随着地缘政治冲突影响的降低，公司乌克兰业务逐步恢复；③随着公司加大西南地区业务开发和项目整体开工率的提升，公司国内业务规模大幅增长，导致毛利率上升。

2024 年，发行人主营业务毛利率较 2023 年上升 3.74%，主要系发行人钻井工程毛利率较 2023 年上升 3.91% 所致，主要原因为：①发行人不断提升在西南地区页岩气钻井市场的业务规模，并在新疆地区进行市场转型和客户结构调整使得钻井工程收入增加；②由于报告期内发行人处置部分钻机及钻井设备已完成折旧计提使得 2024 年折旧摊销成本较 2023 年下降 1,878.47 万元。

2025 年 1-9 月，发行人主营业务毛利率较 2024 年下降 1.41%，变化较小。

（2）报告期内，公司主要客户毛利率情况

报告期内，公司主要施工区域涉及西南区域的泸州区块、自贡区块和渝西区块、山西区域的沁水盆地马必区块及新疆区域阜康区块、克拉玛依九 1-九 5 区块等，系油气资源富集区域。公司钻井工程业务前五大客户毛利率存在波动，具体情况如下：

年份	序号	客户名称	收入		成本		毛利率	毛利率说明
			金额	占比（%）	金额	占比（%）		
2025 年 1-9 月	1	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	21,531.38	29.40	15,361.54	26.44	28.66%	毛利率较高主要系：终结算甲方追加泸 208H2 平台超设计进尺费用
	2	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	21,230.20	28.98	18,036.14	31.04	15.04%	毛利率较低主要系：足 201H21 平台因旋导工具故障导致四开作业钻时进度慢，起钻下钻更换工具导致钻井液成本、能耗成本较高
	3	四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司	7,928.40	10.82	5,065.69	8.72	36.11%	毛利率较高主要系：阳 101H51 平台分段井通过优

							化钻井轨迹、钻具组合与参数实现节约工期所致
	4	新疆亚新油气有限责任公司	5,400.65 【注】	7.37	4,708.16	8.10	12.82% 毛利率较低主要系：阜康七、八区块部分井卡钻处理复杂事故导致成本增加
	5	智慧石油（克拉玛依）投资有限公司	4,211.46	5.75	2,755.28	4.74	34.58% 毛利率较高主要系：九1-九5区为浅井，所用20钻机基本已提完折旧，折旧费用较低导致
	合计		60,302.09	82.33	45,926.81	79.04	23.84%
	钻井工程		73,245.97	100.00	58,107.58	100.00	20.67%
2024年	1	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	17,916.57	19.91	11,677.82	16.81	34.82% 毛利率较高主要系：泸208H3和自213H1平台通过采用大功率螺杆、针对该区块特性的钻头等，有效提高了机械钻速和单只钻头的总进尺数，节约工期所致
	2	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	16,298.59	18.11	14,525.25	20.91	10.88% 毛利率较低主要系：足201H8平台部分井试压不合格，处理复杂事故导致成本增加
	3	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	9,430.00	10.48	7,211.08	10.38	23.53% 与钻井工程业务毛利率相近
	4	新疆亚新油气有限责任公司	9,074.66 【注】	10.08	8,588.52	12.37	5.36% 毛利率较低主要系：阜康四号区块卡钻、复杂事故频发，多次回抽侧钻导致成本增加
	5	四川川庆井下科技有限公司	7,757.35	8.62	6,224.87	8.96	19.76% 与钻井工程业务毛利率相近
	合计		60,477.17	67.20	48,227.54	69.44	20.25%
	钻井工程		89,994.22	100.00	69,454.51	100.00	22.82%
2023年	1	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	27,048.79	30.78	23,505.03	32.98	13.10% 毛利率较低主要系：黄202H7平台压裂项目因租用柴驱压裂车及应甲方要求部分井更换陶粒支撑剂导致成本增加
	2	Naftogazvydobuvannya PrJSC	13,260.94 【注】	15.09	10,771.59	15.11	18.77% 与钻井工程业务毛利率相近
	3	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	12,933.79	14.72	9,631.07	13.51	25.54% 毛利率较高主要系：终结算甲方追加足203H9平台超设计进尺费用及工期奖励所致
	4	亚美大陆煤层气有限公司	5,266.19	5.99	3,358.94	4.71	36.22% 毛利率较高主要系：马必区块以大平台井为主，钻井液可重复利用、浅井施工风险小导致材料成本较低所致
	5	新疆亚新煤层气勘探开发有限责任公司	5,259.17	5.98	4,212.42	5.91	19.90% 与钻井工程业务毛利率相近
	合计		63,768.88	72.55	51,479.05	72.24	19.27%
	钻井工程		87,891.51	100.00	71,266.00	100.00	18.92%

2022年	1	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	10,463.16	17.48	11,257.78	18.04	-7.59%	毛利率为负主要系：黄202H7平台因地质复杂甲方组织等停，同时部分井水平段多次填井侧钻导致成本增加
	2	杰瑞能源服务有限公司	9,365.99	15.65	5,536.88	8.87	40.88%	毛利率较高主要系：宁209H70平台供施工设备承压105MPa, 使用自有管汇和自有电撬，使得该平台压裂施工节约了机械使用费和能源成本
	3	亚美大陆煤层气有限公司	6,311.27	10.54	3,726.47	5.97	40.96%	毛利率较高主要系：马必区块以大平台井为主，钻井液可重复利用、浅井施工风险小导致材料成本较低
	4	四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司	4,969.29	8.30	5,569.98	8.93	-12.09%	毛利率为负主要系：阳101H56平台因甲方组织旋导工具不及时而组织等停，而后深层高温增加起下钻频次导致成本增加
	5	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	4,185.40	6.99	2,618.16	4.20	37.45%	毛利率较高主要系：足203H3平台甲方追加进尺费用和节约工期奖励导致
	合计		35,295.11	58.96	28,709.27	46.02	18.66%	
钻井工程		59,864.52	100.00	62,387.96	100.00	-4.22%		

注：该收入仅为钻井工程业务收入。

2022年，发行人钻井工程业务毛利率为-4.22%，钻井工程业务前五大客户收入整体毛利率为18.66%，主要影响因素为：①乌克兰地区受地缘政治冲突影响，乌克兰柴油、机械使用费等价格大幅上涨，导致贝肯乌克兰当年收入5,279.10万元，实现毛利-1,276.38万元；②受宏观经济环境及西南地区主要油气开发企业投资井位计划影响，发行人在西南地区开工率不足，西南地区当年停工损失1,830.42万元；③除前五大客户外，发行人调减以前年度收入5,381.76万元，具体原因详见本回复之问题1/二/（一）/3、最终确认价格与收入暂估价格的差异情况。2023年至2025年1-9月，发行人钻井工程毛利率相对稳定，前五大客户整体毛利率与钻井工程毛利率相近。

（二）各期毛利率水平及变动趋势与同行业可比公司是否一致，若否，请分析原因

报告期内，发行人与同行业可比上市公司主营业务毛利率对比情况如下：

单位名称	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
------	-----------	-------	-------	-------

单位名称	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
通源石油	/	28.55%	34.21%	33.54%
中曼石油	/	46.01%	45.91%	45.75%
仁智股份	/	13.58%	4.84%	4.19%
石化油服	/	7.47%	6.83%	7.28%
中海油服	/	15.79%	15.99%	12.32%
平均值	/	22.28%	21.56%	20.62%
发行人	20.63%	22.04%	18.30%	-2.71%

注：以上数据根据上市公司公开披露数据整理。

2022年至2024年，公司主营业务毛利率分别为-2.71%、18.30%和22.04%，同行业可比公司平均水平毛利率分别为20.62%、21.56%和22.28%，2023年及2024年均呈小幅上升趋势。

报告期内，发行人与同行业可比上市公司钻井工程业务毛利率对比情况如下：

单位名称	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
通源石油	/	28.55%	34.21%	33.54%
中曼石油	/	8.73%	11.76%	2.89%
仁智股份	/	13.80%	5.73%	7.73%
石化油服	/	6.60%	5.53%	6.08%
中海油服	/	7.46%	9.29%	-2.47%
平均值	/	13.03%	13.30%	9.55%
发行人	20.67%	22.82%	18.92%	-4.22%

注：以上数据根据上市公司公开披露数据整理。

2022年-2024年，发行人钻井工程业务毛利率分别为-4.22%、18.92%和22.82%，同行业可比公司平均水平分别为9.55%、13.30%和13.03%，受业务规模、实施区域及项目结构等差异，毛利率存在差异。

2022年，公司钻井工程业务毛利率较低且低于同行业可比公司，主要系受地缘政治冲突影响，发行人乌克兰业务于2022年2月停工，同时由于西南地区开工率不足等影响，导致钻井工程业务亏损。2023年和2024年，发行人钻井工程业务毛利率低于可比上市公司通源石油，高于其他可比公司，主要系：①通源石油主要从事钻井工程中的射孔服务环节，该环节技术密集程度较高，导致毛利率较高；②仁智股份钻井工程业务规模较小，2024年其钻井工程服务占营业收入的比例为5.35%。为保证业务正常开展及市场开拓，需维持一定规模的业务团

队和相关固定资产，固定成本较高导致毛利率较低且波动较大。

受钻井工程业务项目区域、持续优化用工方式、钻井及配件等主要设备折旧等影响，发行人钻井工程业务毛利率高于可比上市公司中曼石油、石化油服和中海油服。中曼石油为专门从事勘探开发（原油及衍生品销售业务）、钻井工程服务和装备制造勘探开发的企业，其中原油及衍生品销售业务毛利率较高，钻井特种工程服务主要集中在中东、中亚等地区，其毛利率较低主要系人工成本较高。石化油服和中海油服为国有大型油服公司，其凭借资源、资金、技术优势在全球范围内开展油气工程服务业务且从事深海钻井服务，需要储备大量的专用设备、技术人员等，其自有专用设备规模、人员等较多，固定成本支出及比例较高，导致毛利率较低。

（三）会计师核查意见

1、核查程序

（1）获取并查阅报告期发行人主要钻井工程服务合同，了解钻井工程业务定价模式、合作内容等；

（2）获取并查阅主要项目收入、成本核算情况并访谈发行人相关人员等，了解公司钻井工程业务收入、成本核算情况，并抽查钻井工程项目的成本记账凭证及支持单据，检查成本归集的完整性及准确性；

（3）获取并查阅报告期内公司主要客户的收入成本表并访谈发行人相关人员，了解关于公司不同区域钻井工程业务开展情况、项目实施情况，分析发行人毛利率波动的原因及合理性；

（4）通过公开披露资料查询同行业可比上市公司主营业务、钻井工程业务毛利率，分析与发行人钻井工程业务毛利率差异的原因。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

发行人获取钻井工程业务的主要方式包括单独投标、邀标和竞争性谈判，相关合同定价符合行业惯例和业务情况；发行人钻井工程业务收入、成本核算符合

公司实际情况和会计准则规定，报告期各期发行人钻井工程业务毛利率波动符合公司实际业务开展情况；受同行业可比上市公司业务规模和结构差异、经营区域不同等影响发行人与同行业可比公司毛利率的差异具有合理性，符合发行人业务实际经营情况。

五、结合公司与主要客户合作稳定性、新客户开发情况等进一步说明报告期内发行人前五大客户集中度较高的原因，对中国石油天然气的销售未来是否具有可持续性，同时向中国石油天然气大额采购的原因及合理性，相关交易定价是否公允

【回复】

(一) 结合公司与主要客户合作稳定性、新客户开发情况等进一步说明报告期内发行人前五大客户集中度较高的原因

1、公司与主要客户合作稳定性

报告期内，发行人前五大客户情况如下：

单位：万元

年度	序号	客户名称	金额	占比(%)	是否关联方	合作开始时间
2025年1-9月	1	中国石油天然气集团有限公司	54,861.23	73.46	否	
		其中：中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	21,531.38	28.83	否	2013年
		重庆页岩气勘探开发有限责任公司	21,230.20	28.43	否	2018年
		四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司	7,928.40	10.62	否	2020年
	2	新疆亚新煤层气投资开发(集团)有限责任公司	9,834.99	13.17	否	
		其中：新疆亚新油气有限责任公司	6,252.56	8.37	否	2021年
		阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司	3,519.36	4.71	否	2025年
	3	智慧石油(克拉玛依)投资有限公司	4,211.46	5.64	否	2020年
	4	新疆腾源石油天然气开发有限公司	2,021.50	2.71	否	2025年
	5	美中能源有限公司	1,530.19	2.05	否	2019年
合计			72,459.37	97.02		
年度	序号	客户名称	金额	占比(%)	是否关联方	合作开始时间
2024年	1	中国石油天然气集团有限公司	49,981.86	52.53	否	

		其中：中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	17,916.57	18.83	否	2013 年
		重庆页岩气勘探开发有限责任公司	16,298.59	17.13	否	2018 年
		中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	9,430.00	9.91	否	2024 年
	2	新疆亚新煤层气投资开发(集团)有限责任公司	9,644.84	10.14	否	
		其中：新疆亚新油气有限责任公司	9,402.14	9.88	否	2021 年
		新疆亚新煤层气勘探开发有限责任公司	242.70	0.26	否	2023 年
	3	四川川庆井下科技有限公司	7,757.35	8.15	否	2024 年
	4	Naftogazvydobuvannya PrJSC	7,672.21	8.06	否	2021 年
	5	克拉玛依市富城油砂矿资源开发有限责任公司	5,899.30	6.20	否	2021 年
	合计		80,955.56	85.09		
年度	序号	客户名称	金额	占比(%)	是否关联方	合作开始时间
2023 年	1	中国石油天然气集团有限公司	51,948.52	52.95	否	
		其中：中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	27,048.79	27.57	否	2013 年
		重庆页岩气勘探开发有限责任公司	12,933.79	13.18	否	2018 年
		大庆钻探工程公司	4,834.76	4.93	否	2022 年
	2	Naftogazvydobuvannya PrJSC	13,324.62	13.58	否	2021 年
	3	亚美大陆煤层气有限公司	5,266.19	5.37	否	2019 年
	4	新疆亚新煤层气勘探开发有限责任公司	5,259.17	5.36	否	2023 年
	5	洛克石油(成都)有限公司	3,858.13	3.93	否	2022 年
	合计		79,656.64	81.20		
年度	序号	客户名称	金额	占比(%)	是否关联方	合作开始时间
2022 年	1	中国石油天然气集团有限公司	32,401.51	48.42	否	
		其中：中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	10,463.16	15.64	否	2013 年
		四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司	4,969.29	7.43	否	2020 年
		重庆页岩气勘探开发有限责任公司	4,185.40	6.25	否	2018 年
	2	杰瑞能源服务有限公司	9,365.99	14.00	否	2022 年
	3	亚美大陆煤层气有限公司	6,311.27	9.43	否	2019 年
	4	新疆亚新油气有限责任公司	4,068.92	6.08	否	2021 年
	5	智慧石油(克拉玛依)投资有限公司	3,340.89	4.99	否	2020 年
	合计		55,488.57	82.93		

国内对油服行业的需求主要由三大石油公司勘探开发投资决定，勘探开发投资规模直接影响油服行业市场需求。报告期内，发行人主要客户为中石油集团，

实现收入分别为 32,401.51 万元、51,948.52 万元、49,981.86 万元和 54,861.23 万元，占比分别为 48.42%、52.95%、52.53% 和 73.46%，符合行业实际情况。

公司与前五大客户均建立了长期稳定且深度的合作关系，报告期各期，发行人前五大客户重合度较高，上表出现两次及以上单体客户的收入合计金额占当期营业收入比例分别为 49.82%、65.06%、54.16% 和 81.89%，占比较高。

综上，报告期内，发行人与主要客户合作稳定。

2、公司新客户开发情况

报告期内，发行人累计开发 9 家主要新客户，其中包括中石油集团、新疆亚新煤层气投资开发（集团）有限责任公司旗下油气公司等。报告期内，上述新客户当期确认收入金额在 2,000 万元以上的具体情况如下：

单位：万元			
期间	客户	收入金额	占比
2025 年 1-9 月	阿克苏亚新煤层气投资开发有限责任公司	3,519.36	4.71%
	新疆腾源石油天然气开发有限公司	2,021.50	2.71%
	合计	5,540.86	7.42%
2024 年度	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	9,430.00	9.91%
	四川川庆井下科技有限公司	7,757.35	8.15%
	中国煤炭地质总局一一九勘探队	2,226.38	2.34%
	合计	19,413.73	20.40%
2023 年度	新疆亚新煤层气勘探开发有限责任公司	5,259.17	5.36%
	大庆钻探工程公司	4,834.76	4.93%
	洛克石油（成都）有限公司	3,858.13	3.93%
	合计	13,952.06	14.22%
2022 年度	杰瑞能源服务有限公司	9,365.99	14.00%
	合计	9,365.99	14.00%

注：新增客户为报告期内开始合作的客户。

发行人与主要客户合作稳定，新客户开发主要受项目实施区域及油气公司实施区域分工不同所致。报告期内，上述新客户实现收入分别为 9,365.99 万元、13,952.06 万元、19,413.73 万元和 5,540.86 万元，占比分别为 14.00%、14.22%、20.40% 和 7.42%。

报告期内，发行人与新客户均合作情况良好，未发生重大业务纠纷，为公司未来获取该类客户项目以及长期稳定发展奠定了良好的基础。

3、发行人前五大客户集中度较高的原因

报告期内，发行人前五大客户收入合计占比分别为 82.93%、81.20%、85.09% 和 97.02%，其中对中石油集团收入占比分别为 48.42%、52.95%、52.53% 和 73.46%，集中度较高，具体原因如下：

(1) 与行业格局及特性相符

发行人主要从事油气资源勘探和开发过程的钻井工程技术服务，所属行业为油田技术服务行业。油气资源勘探和开发需大量资本投入，主要参与者为国有大型油气企业以及其他具有较强资金实力、区域优势的油气开发企业。中石油、中石化、中海油三大集团勘探开发支出占行业绝大部分份额，是最主要市场参与者，其中 2022 年-2024 年，中石油集团的勘探开发资本性支出占三大石油集团合计支出总额的比例分别为 58.27%、59.32%、56.80%，为行业第一。公司客户集中度与行业属性以及上游油气开发企业的市场格局相符。

(2) 与公司经营策略相符

报告期内，公司立足于新疆、西南资源禀赋的区位优势，深度挖掘客户需求，通过技术驱动，提升服务质量，增强客户黏性，建立品牌优势，稳定市场规模，夯实业务基础，强化市场地位。公司已与中石油集团下属多家油气开发企业建立了长期稳定的合作关系并获得认可，导致部分客户如中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部、重庆页岩气勘探开发有限责任公司销售规模大幅增加，对中石油集团销售占比持续上升。

综上，报告期内发行人对中石油集团收入占比高且前五大客户集中度较高，符合油气勘探开发行业的行业格局和行业特性，与公司经营策略具有匹配性。

(二) 对中国石油天然气的销售未来是否具有可持续性，同时向中国石油天然气大额采购的原因及合理性，相关交易定价是否公允

1、对中国石油天然气销售的未来持续性

根据中国石油公开披露信息，2022 年至 2024 年，中国石油的油气和新能源勘探开发资本性支出分别为 2,215.92 亿元、2,483.78 亿元和 2,276.33 亿元，预计 2025 年资本性支出为 2,100.00 亿元，持续保持较高水平波动。根据中国石油发展规划，中国石油将坚持增储上产目标，国内强化高效勘探、效益开发，继续聚焦国内松辽、鄂尔多斯、准噶尔、塔里木、四川、渤海湾等重点盆地的规模效益勘探开发，加大页岩气、页岩油等非常规资源开发力度。

报告期内，公司持续加大西南地区业务拓展，使得西南地区业务规模呈增加趋势，西南地区收入分别为 30,417.50 万元、46,599.24 万元、52,644.51 万元和 50,693.96 万元。公司在西南地区主要从事非常规油气钻井工程业务，主要客户为中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部、重庆页岩气勘探开发有限责任公司等，均为中石油集团下属油气公司。公司与中石油集团下属油气开发公司合作良好，截至 2025 年 9 月末，对中石油集团待执行合同金额为 98,255.02 万元，主要新签未执行合同（含中标项目）金额为 73,000.00 万元。

公司所处行业发展前景良好，待执行合同充足，且已采取积极措施保障未来经营业绩的稳定，具体详见本回复之问题 1/一/（二）结合公司的待执行合同、业务拓展情况及所处行业发展前景等，说明发行人未来经营业绩是否具备稳定性，公司为保障业绩稳定性拟采取的应对措施及有效性。

随着国家产业政策对非常规油气资源开发的支持、西南地区非常规油气资源富集优势及公司持续加大西南地区业务拓展，预计西南地区业务规模呈增加趋势，公司与中石油集团下属油气公司合作稳定、可持续。

2、向中国石油天然气大额采购的原因及合理性，相关交易定价的公允性

发行人主要从事钻井工程业务，柴油为发行人钻井工程项目主要燃料动力，同时根据实施项目结构及区域的不同，依据项目实际情况采购技术服务或材料，导致公司存在向中石油集团下属企业采购柴油、固井服务等情形。报告期内，发行人向中石油集团的采购具体情况如下：

期间	序号	供应商名称	采购内容	采购金额	采购占比
2025 年 1-9	1	中石油新疆销售有限公司克拉玛依分公司	柴油	917.60	23.56%

月	2	中国石油集团西部钻探工程有限公司固井公司	固井服务	786.46	20.19%
	3	中石油新疆销售有限公司乌鲁木齐分公司	柴油	644.92	16.56%
	4	中国石油集团西部钻探工程有限公司录井工程分公司	录井服务	399.45	10.26%
	5	中石油新疆销售有限公司阿克苏分公司	柴油	179.54	4.61%
	合计			2,927.97	75.18%
	向中石油集团采购总额			3,894.59	
2024年	1	中石油新疆销售有限公司克拉玛依分公司	柴油	1,153.32	24.82%
	2	四川石油管理局资阳油库有限公司	柴油	948.41	20.41%
	3	中石油新疆销售有限公司乌鲁木齐分公司	柴油	563.88	12.14%
	4	中国石油集团西部钻探工程有限公司工程技术研究院	定向服务	439.60	9.46%
	5	中国石油集团西部钻探工程有限公司固井公司	固井服务	407.00	8.76%
	合计			3,512.21	75.60%
向中石油集团采购总额				4,645.87	
2023年	1	四川石油管理局资阳油库有限公司	柴油	2,630.46	50.39%
	2	中石油新疆销售有限公司乌鲁木齐分公司	柴油	1,044.15	20.00%
	3	中石油新疆销售有限公司克拉玛依分公司	柴油	889.73	17.05%
	4	中国石油集团渤海钻探工程有限公司管具与井控技术服务分公司	工具租赁	192.76	3.69%
	5	新疆石油管理局有限公司物资供应公司	钻井液材料	141.75	2.72%
	合计			4,898.85	93.85%
向中石油集团采购总额				5,219.76	
2022年	1	四川石油管理局资阳油库有限公司	柴油	1,887.83	42.52%
	2	中石油新疆销售有限公司克拉玛依分公司	柴油	959.83	21.62%
	3	中石油新疆销售有限公司乌鲁木齐分公司	柴油	751.96	16.94%
	4	新疆石油管理局有限公司物资供应公司	钻井液材料	111.71	2.52%
	5	中国石油集团渤海钻探工程有限公司管具与井控技术服务分公司	工具租赁	105.01	2.37%
	合计			3,816.34	85.97%
向中石油集团采购总额				4,439.89	

根据钻井工程项目所在区域不同,发行人主要从中石油新疆销售有限公司克拉玛依分公司、中石油新疆销售有限公司乌鲁木齐分公司和四川石油管理局资阳油库有限公司采购柴油。报告期内,发行人从中石油集团采购柴油平均价格与市场价格对比如下:

单位: 元/吨

产品名称	2025年1-9月		2024年		2023年		2022年	
	平均采购价格	市场均价	平均采购价格	市场均价	平均采购价格	市场均价	平均采购价格	市场均价
柴油	6,560.22	7,192.90	7,054.03	7,544.08	7,668.11	7,925.23	7,853.77	8,464.48

注: 柴油市场价格为国家统计局公布0#柴油价格, 数据来源同花顺iFinD。

发行人从中石油集团采购柴油平均价格呈下降趋势,与市场价格变动趋势一致,差异为发行人采购价格按照交易当日当地发改委发布的柴油批发价下浮一定幅度执行。

钻井工程是一项系统性工程,从施工方案设计到完井涉及多项技术环节,发行人受设备、人员等条件限制及客户技术要求等因素影响,发行人从事钻井工程业务过程中,需对外采购专业技术服务,如固井等。2024年和2025年1-9月,发行人从中石油集团采购固井服务价格与其他供应商采购价格对比如下:

2025年1-9月		
供应商	业主方	采购价格
中国石油集团西部钻探工程有限公司固井公司	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	足203H19: 165万元/井
中国石油集团西部钻探工程有限公司固井公司	四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司	阳101H51: 161万元/井
山东胜油固井工程技术有限公司	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	足203H10-6: 157.5万元/井
2024年度		
供应商	业主方	采购价格
中国石油集团西部钻探工程有限公司固井公司	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	自205H92: 159万元/井
山东胜油固井工程技术有限公司	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	泸208H4: 163.5万元/井 泸208H3: 163.5万元/井 自213H1: 163.5万元/井

发行人采购专业技术服务通过参考甲方在钻井工程项目招标、承包合同中的

参考费用标准或市场询价，在具有甲方服务资质认定的供应商中，根据施工业绩、服务质量和报价情况等，通过谈判议价，选择供应商并确定服务价格。专业服务费价格受具体项目实施区域，不同井的钻井设计和地质条件等影响，发行人向中石油集团下属公司采购的专业技术服务价格与其他同类供应商的采购价格不存在重大差异。

综上，发行人主要从事钻井工程业务，根据实施项目结构及区域的不同，存在向中石油集团下属企业采购柴油、固井服务等情形，符合公司的业务实际情况。发行人与中石油集团下属公司的业务往来不存在单个客户、供应商重合的情形，相关交易价格与同类供应商或市场价格不存在重大差异，相关交易定价公允。

（三）中介机构核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

1、核查程序

（1）获取并核查主要客户合同、收入明细表，对主要客户执行函证、穿行测试等程序；分析报告期内前五大客户稳定性、新客户开发及主要客户集中度高的原因；

（2）对主要客户实施走访，了解发行人与其合作开始时间、合作模式、项目执行等业务开展情况；

（3）访谈发行人相关人员，了解报告期内发行人承揽钻井工程业务情况主要客户的合作情况、新客户开发情况及主要客户合作的稳定性等；

（4）查询行业研究报告、中国石油公开披露信息，了解其行业发展及中国石油油气和新能源资本支出情况及业务发展规划等；

（5）获取向中石油采购的主要合同并访谈发行人相关人员，了解公司向中石油集团大额采购的内容和原因，；通过公开信息查询报告期柴油市场价格与发行人向中石油集团采购价格对比，获取发行人采购与中石油集团同类的专业技术服务其他采购合同，与发行人向中石油采购价格对比，了解采购的必要性及定价的公允性。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

(1) 国内对油服行业的需求主要由三大石油公司勘探开发投资决定，勘探开发投资规模直接影响油服行业市场需求。报告期内，发行人主要客户为中石油集团，符合行业实际情况。公司与主要客户均建立了长期稳定且深度的合作关系，发行人主要客户重合度较高，合作稳定。新客户开发主要受项目实施区域及油气公司实施区域分工不同所致，发行人与新客户均合作情况良好，未发生业务纠纷，为公司未来获取该类客户项目以及业绩稳定发展奠定了良好的基础；

(2) 报告期内发行人对中石油收入占比较高且主要客户集中度较高，符合油气勘探开发行业的行业格局和行业特性，与公司经营策略具有匹配性；

(3) 发行人主要从事钻井工程业务，柴油为发行人钻井工程项目主要燃料动力，同时根据实施项目结构及区域的不同，依据项目实际情况采购技术服务或材料，导致公司存在向中石油下属企业采购柴油、固井服务等情形。发行人与中石油集团下属公司的业务往来不存在单个客户、供应商重合的情形，相关交易价格与同类供应商或市场价格不存在重大差异，相关交易定价公允。

六、转让奥本海默背景及原因，转让前后采购内容、采购金额、定价模式、信用政策等是否存在明显差异，采购价格是否公允

【回复】

(一) 转让奥本海默背景及原因

公司主要从事油气勘探和开发过程中的钻井工程技术服务，奥本海默主要从事钻井过程中产生的钻井废弃物处置等清洁化服务，系钻井工程业务的辅助技术业务。2020年至2022年，受公共卫生事件、宏观经济波动等影响，公司经营业绩出现较大波动。为应对经营环境的变化，公司主动调整经营策略，逐步剥离从事钻井辅助业务的子公司，集中资源发展钻井工程主体业务，增强核心竞争力与抗风险能力。

2023年3月，公司与杜南骏签订《股权转让协议》，将奥本海默100%股权

转让给杜南骏，转让价格为 830.00 万元，系交易双方基于奥本海默 2022 年末净资产协商确定。杜南骏与公司不存在关联关系。

（二）转让前后采购内容、采购金额、定价模式、信用政策等是否存在明显差异

1、转让前后的采购内容

公司主要从事油气勘探和开发过程中的钻井工程技术服务，在钻井施工过程中，根据使用钻井液的不同会产生水基岩屑或油基岩屑等钻采废弃物。钻采废弃物包含石油类物质、重金属、化学处理剂等多种污染物，需要对其按《钻井废弃物无害化处理技术规范》等相关规范进行专业的不落地清洁化处理。

报告期内，公司向奥本海默采购的服务内容均为清洁化服务。奥本海默根据具体工程项目所需处理的钻采废弃物的性质及甲方的具体要求提供相应服务，其对钻采废弃物的处理主要系通过压滤机、甩干机等专用设备将岩屑固液混合物经过破胶脱稳、中和调配、固液分离等步骤最终产出泥饼与中性压滤液及其他终端产物，实现钻采废弃物清洁化、资源化的目标。

综上，本次转让前后的采购内容均是清洁化服务，具体服务内容因钻井工程项目所需处理的钻采废弃物的性质及甲方的具体要求等存在区别，不存在重大差异。

2、转让前后的采购金额

报告期内，公司向奥本海默的采购情况如下：

单位：万元

期间	采购金额	采购总额	占比	交易时点	
2022 年	3,348.15	50,614.45	6.62%	转让前	
2023 年 1-3 月	463.89	64,690.42	2.12%		
2023 年 4-12 月	907.27				
2024 年	1,674.35	62,586.56	2.68%	转让后	
2025 年 1-9 月	1,522.67	52,773.66	2.89%		

注：2022 年至 2023 年 1-3 月，公司向奥本海默采购的金额为关联采购金额。

报告期内，公司向奥本海默采购金额分别为 3,348.15 万元、1,371.16 万元、1,674.35 万元及 1,522.67 万元，占当期采购总额的比例分别为 6.62%、2.12%、

2.68% 及 2.89%，占比较小。公司向奥本海默清洁化服务的采购金额受甲方对清洁化服务需求变动及处理方式的影响，其中转让前主要通过奥本海默承担清洁化服务，转让后通过奥本海默、四川力净鑫环保科技环保有限责任公司等承担清洁化服务，转让后向奥本海默的采购金额波动较小，不存在重大差异的情形。

3、转让前后定价模式

受钻井区域、钻井深度、地质条件及地层对钻井液空间稳定性要求等因素的影响，不同地区油气田钻井过程使用的钻井液不同。浅层井一般使用水基钻井液；随着钻井施工深度的增加，对钻井液的抗高温、抗高压性能要求提高，需要选用油基钻井液等润滑性能更佳的钻井液。报告期内，公司向奥本海默采购清洁化服务的定价主要根据工作量、钻采废弃物类型及服务内容等确定。其中深层井及定向井工作量较浅层井大，对不同性质的岩屑的处理工艺亦存在差异。

2022 年，公司向奥本海默采购的合同定价主要按钻井废弃物类型及采购内容确定钻井废弃物处理单价，结合工作量确定合同总额。清洁化服务工作量根据各工程项目具体施工情况存在变动，2023 年至 2025 年 9 月末，公司根据项目执行和业务开展情况优化了清洁化服务采购定价模式，根据各钻井工程项目的设计工作量、钻井废弃物类型及具体采购内容确定单井总包单价，结合井数确定合同总额。同时，公司清洁化服务会向多家供应商询价并接受其报价，确定合作供应商和合作价格。

综上，报告期内公司向奥本海默采购的定价模式存在差异，主要系公司基于历史业务开展情况将定价方式由根据钻井废弃物处理数量定价转变为单井总包定价，符合公司的业务开展情况，相关差异具有合理性。

4、转让前后信用政策

报告期内，公司与奥本海默主要采购合同的信用政策情况如下：

期间	信用政策	是否与其他供应商存在重大差异
2022 年	每月初双方书面确认上月工作量并审定金额，奥本海默开具发票，公司收票后 30 个工作日内通过银行转账或承兑汇票方式支付；剩余部分在甲方竣工验收合格后支付	【注】

2023 年	公司与甲方完成最终结算并收到甲方款项后通过银行转账或承兑汇票方式向奥本海默支付	否
2024 年	1、2024 年 1 月，公司收到甲方款项后，30 日内通过银行转账或承兑汇票同比例向奥本海默支付； 2、2024 年 3 月，公司收到甲方款项后，6 个月内通过银行转账或承兑汇票向奥本海默支付； 3、2024 年 4 月-12 月，单井服务完成后，公司与奥本海默确认工作量，在收到奥本海默开具的发票后，公司在 12 个月内通过银行转账或承兑汇票分期支付	否
2025 年 1-9 月	单井服务完成后，公司与奥本海默确认工作量，在收到奥本海默开具的发票后，公司在 12 个月内通过银行转账或承兑汇票分期支付	否

注：2022 年，奥本海默为发行人合并范围内子公司，公司清洁化服务主要系通过奥本海默开展。

转让前后，公司根据业务开展情况及行业情况等，向奥本海默采购的信用政策存在变化，但与公司同时期供应商不存在重大差异，符合公司的业务经营特点。

（三）同类供应商采购价格对比情况

转让后，针对钻井工程清洁化服务，公司向奥本海默主要采购情况与其他同类供应商的采购价格对比情况如下：

单位：万元/井

时间	供应商	井深	钻井区域	采购内容	单价
2023 年	奥本海默	单井设计标准 井深 6,600 米	重庆市大足区	1、水基钻井废弃物的处置； 2、油基钻井废弃物的场内处理	166.50
	四川力净鑫环保科技有限责任公司	单井设计标准 井深 6,050 米	泸州市	1、水基钻井废弃物的处置； 2、油基钻井废弃物的场内处理、场外运输及处理	152.00
2024 年	奥本海默	单井设计标准 井深 6,810-6,853 米	自贡市	1、水基钻井废弃物的处置； 2、油基钻井废弃物的场内处理	105.00
	奥本海默	单井设计标准 井深 6,800 米	重庆市大足区	1、水基钻井废弃物的处置； 2、油基钻井废弃物的场内处理	136.00
2025	奥本海默	单井设计标准	重庆市大	1、水基钻井废弃物的处	140.00

时间	供应商	井深	钻井区域	采购内容	单价
年 1-9 月		井深 6,700 米	足区	置; 2、油基钻井废弃物的场 内处理	
	四川胜威 达工程技 术服务有 限公司	单井设计标准 井深 6,365-6,567 米	自贡市	1、水基钻井废弃物的处 置; 2、油基钻井废弃物的场 内处理	105.00

根据上表数据，受钻井区域、钻井深度、地质条件和钻井过程使用钻井液的不同等影响，公司清洁化服务采购价格存在一定波动，但差异较小。公司与奥本海默的相关采购符合公司业务经营实际情况，采购价格与同类供应商不存在重大差异，采购价格公允。

综上，公司转让奥本海默主要系公司优化资源配置，聚焦核心业务，降低经营风险所致，符合公司业务发展规划。转让前后采购内容未发生重大变化，采购金额波动较小，定价模式及信用政策的变动系根据公司业务开展情况的调整，与其他供应商不存在明显差异。转让后，公司与奥本海默的相关采购符合公司业务经营实际情况，采购价格波动受业务经营影响，但与同类供应商不存在重大差异，采购价格公允。

（四）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

（1）获取转让奥本海默股权的股权转让协议并访谈发行人相关人员，了解本次转让的背景及原因；

（2）查阅公司控股股东、董事、高级管理人员填写的调查表，了解奥本海默与公司控股股东、实际控制人、董事、高级管理人员是否存在关联关系；

（3）访谈奥本海默负责人及发行人相关人员，了解奥本海默服务具体服务流程及内容；

（4）获取并查阅公司报告期内与奥本海默及同类供应商签订的采购合同及对应钻井工程项目与甲方签订的合同，了解采购内容、采购金额、定价模式、信

用政策等变化情况，分析采购价格的公允性。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

（1）转让奥本海默主要系公司优化资源配置，逐步剥离非核心业务，降低经营风险所致，符合公司聚焦主业的发展规划；

（2）转让奥本海默前后采购内容未发生变化，采购金额波动较小，定价模式及信用政策的变动系根据公司业务开展情况的调整，与其他供应商不存在明显差异。转让后，公司与奥本海默的相关采购符合公司业务经营实际情况，采购价格波动受业务经营影响，但与同类供应商不存在重大差异，采购价格公允。

七、结合与主要客户信用政策、结算方式、平均回款周期等的变动情况，说明各期末应收账款及应收票据余额构成情况及占比较高的原因及合理性，是否与同行业可比公司保持一致，并结合应收账款账龄结构、坏账准备的测算过程、预期信用损失的确认方法、应收账款逾期情况及期后回款情况等，说明各期末应收账款坏账准备计提是否充分

【回复】

（一）结合与主要客户信用政策、结算方式、平均回款周期等的变动情况，说明各期末应收账款及应收票据余额构成情况及占比较高的原因及合理性，是否与同行业可比公司保持一致

1、主要客户信用政策、结算方式

报告期内，发行人客户类型为大型石油天然气勘查、开采公司，主要客户为中石油集团下属油气开发企业。以中石油集团下属企业和新疆亚新油气有限责任公司部分重大项目为例，报告期内，发行人与其信用政策、结算方式情况具体如下：

主要客户	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	未变化	自213H1平台：开工后，支付单井总费用的20%；双方每个月确定形象进度，估算工程价值，按双方确认的进度款金额办理结算；进度款结算累计金额原则上不低于标准井单井价款的80%。乙方应在终结算完成后7日内，提交结算证明文件和书面付款要求。甲方45个工作日内银行转账支付。	未变化	单井开工后支付15%，直井段固井后支付15%，试压合格后支付15%，试油加砂压裂开工支付15%，压裂后支付20%，单井验收合格后支付至97%。开票后90个工作日内以银行转账方式支付。
	塔502平台：双方每个月确定形象进度，估算工程价值，按双方确认的进度款金额办理结算；进度款结算累计金额原则上不低于标准井单井价款的80%。乙方应在终结算完成后7日内，提交结算证明文件和书面付款要求。甲方45个工作日内银行转账支付。	泸208H3平台：单井钻井二开后，支付20%；单井钻井三开后，支付30%；单井钻井四开完井支付50%。单井压裂后，支付80%。乙方在终结算办理完成后7日内，提交结算证明文件和书面付款要求，甲方45个工作日内银行转账支付。		
重庆页岩气勘探开发有限责任公司	足203H19平台、足203H10平台：平台所有井开钻后支付15%；平台所有井固井后支付30%；平台所有井试压合格后支付35%。平台所有井压裂开工后支付15%，平台所有井压裂合格后支付65%。平台所有井竣工验收合格后3个月内，支付至结算总额的97%，质保金3%。银行转账支付不低于每次结算金额的50%，余款以商票支付。	足201H21平台：平台所有井二开后支付15%；钻井竣工试压合格后支付25%；压裂完成后支付40%；平台整体完工验收后，甲方自验收后12个月内支付至95%，质保金5%。商票支付比例不低于70%，不高于80%，其余银行转账支付。	增加约定结算方式：银行转账和商业承兑汇票，汇票支付比例不超过80%	足203H9平台：双方每季度完成进度结算后15日内，乙方提出付款申请，甲方20个工作日内支付进度款（单井进度款不超过合同价款80%）。竣工终结算后15日内，乙方开票，30个工作日内甲方支付至终结算金额的97%，质保金3%。通过商业承兑汇票支付。
四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司	未变化	未变化	未变化	单井二开后支付20%，单井三开固井合格后支付30%，单井打完进尺固井合格后支付30%，单井验收合格后12

				个月内支付除3%质保金外余款。开票后通过银行转账或承兑汇票支付。
新疆亚新油气有限责任公司	工程完工验收合格且双方确认结算金额之日起90日之内付款，银行转账及汇票，汇票比例不超过20%。	未变化	单井钻井验收合格，进度款支付至已确认工程量金额的75%，90个工作日内支付，扣留5%为劳务人员工资保证金，三个月内无劳务纠纷后支付；合同项目施工完成且经甲方进行结算审核后90个工作日内支付至结算金额的95%，5%作为工程质保金。电汇及银行承兑汇票，汇票比例不超过20%。	单井完井验收合格后，30个工作日内支付50%。整体完工验收，一审（期限3个月）结算完成后，30个工作日内支付至一审结算款的70%，无需三审项目通过二审（期限3个月）后，支付至二审定案金额的97%，如需三审（期限3个月），二审后支付至二审金额的85%，通过三审后支付审定金额的97%，质保金3%。电汇及银行承兑汇票，汇票比例不超过20%。
中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	未变化	单井工程实际进度超过80%时，可预付不超过单井施工费30%的工程进度款，完工一口井结算一口井。工程完工决算时，扣除进度款、预付款、质保金等一次性转账支付，质保金3%。通过银行转账支付。	未合作	未合作

由上表可知，报告期内，由于发行人西南地区钻井工程项目进尺较深，施工周期相对较长，西南地区客户一般根据工程形象进度或钻井开次进行进度款结算，项目整体完工验收后进行终结算；发行人新疆地区钻井工程项目进尺较浅，施工周期相对较短，客户一般在单井完井验收后付款，项目整体完工验收后进行终结算。发行人与主要客户的结算方式主要为银行转账及票据。

2、应收账款平均回款周期

报告期各期末，发行人应收账款平均回款周期情况如下：

项目	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
应收账款周转率(次)	1.33	1.30	1.45	0.99
应收账款周转天数(天)	270.68	276.92	248.28	363.64

注：1、应收账款周转率=营业收入/应收账款平均余额，2025年1-9月该财务指标已年化处理；2、应收账款周转天数=360/应收账款周转率

报告期内，发行人应收账款回款周期呈波动下降趋势，最近一年及一期应收账款回款周期为9个月左右。

3、各期末应收账款及应收票据余额构成情况及占比较高的原因及合理性，是否与同行业可比公司保持一致

(1) 各期末应收账款及应收票据余额构成情况

报告期各期末，发行人应收账款余额构成情况如下：

单位：万元

客户类别	2025.9.30		2024.12.31		2023.12.31		2022.12.31	
	金额	占比(%)	金额	占比(%)	金额	占比(%)	金额	占比(%)
国企及上市公司客户	63,166.62	85.38	63,219.72	83.40	47,524.25	67.78	46,671.46	71.81
其中：中国石油天然气集团有限公司	40,115.13	54.22	29,943.84	39.50	28,184.11	40.20	23,341.49	35.92
其他客户	10,817.29	14.62	12,584.44	16.60	22,588.91	32.22	18,317.45	28.19
合计	73,983.92	100.00	75,804.16	100.00	70,113.16	100.00	64,988.90	100.00

发行人钻井工程项目客户主要为大型国有及上市公司油气企业，符合行业特点。报告期各期末，国企及上市公司客户应收账款余额占比分别为71.81%、67.78%、83.40%和85.38%，其中中石油集团应收账款余额占比分别为35.92%、40.20%、39.50%和54.22%。2022年和2023年，其他客户应收账款余额占比较大，主要系贝肯乌克兰和贝肯凯什的境外客户应收账款，贝肯凯什的应收账款已全额计提坏账准备，贝肯乌克兰已于2024年底处置。

报告期各期末，发行人应收票据余额构成情况如下：

单位：万元

项目	2025.9.30	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
----	-----------	------------	------------	------------

	金额	占比 (%)						
商业承兑汇票	10,684.24	99.04	16,626.38	97.22	33,972.10	99.78	33,893.72	99.22
银行承兑汇票	103.35	0.96	474.84	2.78	73.73	0.22	265.00	0.78
合计	10,787.59	100.00	17,101.22	100.00	34,045.83	100.00	34,158.72	100.00

发行人应收票据主要为客户用于支付工程款的银行承兑汇票或商业承兑汇票。报告期各期末，应收票据中商业承兑汇票余额占比分别为 99.22%、99.78%、97.22% 和 99.04%，系主要构成部分。

(2) 应收账款及应收票据占比较高的原因及合理性，是否与同行业可比公司保持一致

报告期内，发行人应收款项和应收票据占营业收入的比例与同行业可比公司对比情况如下：

单位名称	2025年1-9月		2024年		2023年		2022年	
	应收款项占营业收入比例	应收票据占营业收入比例	应收款项占营业收入比例	应收票据占营业收入比例	应收款项占营业收入比例	应收票据占营业收入比例	应收款项占营业收入比例	应收票据占营业收入比例
通源石油	43.19%	1.56%	38.49%	1.16%	34.21%	5.39%	49.54%	4.76%
中曼石油	23.50%	0.08%	21.48%	0.61%	23.99%	0.55%	27.03%	3.09%
仁智股份	176.53%	6.14%	82.83%	1.49%	49.68%	2.86%	52.72%	18.51%
石化油服	42.09%	-	37.07%	-	33.51%	-	35.45%	-
中海油服	42.78%	0.02%	29.26%	0.11%	32.15%	0.26%	39.89%	0.06%
平均值	65.62%	1.56%	41.83%	0.67%	34.71%	1.81%	40.93%	5.28%
发行人	74.16%	10.83%	68.20%	17.97%	58.97%	34.70%	77.75%	51.05%

注：以上数据根据上市公司公开披露数据计算，应收款项金额为应收账款与合同资产合计金额

报告期各期末，公司应收款项占比分别为 77.75%、58.97%、68.20% 和 74.16%，占比较高，主要系：①公司下游客户主要为中石油集团下属油田公司等，结算周期相对较长；②随着公司加大西南地区业务开拓和其他地区业务恢复，钻井工程收入规模增加导致应收账款增加；③发行人下半年收入占比较大，导致期末应收款项金额较大。

报告期各期末，应收票据占比分别为 51.05%、34.70%、17.97% 和 10.83%，占比较高但呈下降趋势，主要受客户结构变化、结算方式变化及结算周期影响所

致。如主要客户重庆页岩气勘探开发有限责任公司结算方式由主要系票据支付到不低于 50% 银行转账支付；中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部信用政策由 90 个工作日缩短为 45 个工作日，且通过银行转账支付；中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司通过银行转账支付。

同行业上市公司应收款项占营业收入比例的平均值低于发行人，主要原因为：①石化油服主要承接中石化旗下的业务，中海油服主要承接中海油旗下的业务，回款周期较短；②中曼石油原油及衍生品销售占比较大，该类业务为商品销售，相较于工程服务业务应收账款回款较快；③通源石油主要从事钻井工程中的射孔服务环节，施工工序为钻井工程项目的末端且施工周期较短。

同行业上市公司应收票据占营业收入比例的平均值低于发行人，主要原因为：①石化油服和中海油服主要承接石油石化体系内钻井工程业务，主要通过银行转账方式与体系内油气公司结算工程款；②中曼石油和通源石油主要在境外开展业务，票据结算规模较小；③发行人与部分客户约定付款方式包含票据结算，报告期内，重庆页岩气勘探开发有限责任公司、四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司以票据结算金额较大。

报告期各期末，公司应收账款及应收票据余额占比较高符合公司的业务特点，与可比上市公司因结算方式、业务结构等存在差异，具有合理性。

**（二）结合应收账款账龄结构、坏账准备的测算过程、预期信用损失的确
认方法、应收账款逾期情况及期后回款情况等，说明各期末应收账款坏账准备
计提是否充分**

1、应收账款账龄结构和逾期情况

报告期各期末，发行人应收账款账龄结构和逾期情况如下：

单位：万元

账龄	2025.9.30		2024.12.31		2023.12.31		2022.12.31	
	金额	比例 (%)	金额	比例 (%)	金额	比例 (%)	金额	比例 (%)
1 年以内	62,029.76	83.84	60,260.31	79.49	54,230.35	77.35	45,469.22	69.96
1 至 2 年	3,119.63	4.22	6,500.25	8.58	5,736.60	8.18	9,432.84	14.51

账龄	2025.9.30		2024.12.31		2023.12.31		2022.12.31	
	金额	比例(%)	金额	比例(%)	金额	比例(%)	金额	比例(%)
2至3年	131.74	0.18	250.64	0.33	503.22	0.72	915.86	1.41
3至4年	1.19	-	499.83	0.66	915.56	1.31	505.95	0.78
4至5年	498.63	0.67	-	-	3.30	0.00	1,385.23	2.13
5年以上	8,202.96	11.09	8,293.12	10.94	8,724.12	12.44	7,279.81	11.20
小计	73,983.92	100.00	75,804.16	100.00	70,113.16	100.00	64,988.90	100.00
坏账准备	12,155.16	-	12,531.19	-	13,036.69	-	13,467.55	-
合计	61,828.76	-	63,272.97	-	57,076.46	-	51,521.36	-
应收逾期	11,954.15	16.16	15,543.84	20.51	15,882.80	22.65	19,519.69	30.03

注：2023年末账龄5年以上应收账款余额大于2022年末账龄4年以上应收账款余额，主要系账龄5年以上的应收账款主要是贝肯凯什的应收账款，差异主要为年末外币报表折算差额。

发行人应收账款主要为应收油气公司钻井工程款项，应收账款账龄主要分布在2年以内。报告期各期末，公司应收账款余额分别为64,988.90万元、70,113.16万元、75,804.16万元和73,983.92万元，其中2年以内应收账款分别为54,902.06万元、59,966.95万元、66,760.56万元和65,149.30万元，占比分别为84.47%、85.53%、88.07%和88.06%，应收账款账龄主要在2年以内，且1年以内的应收账款比例持续上升。

发行人账龄5年以上的款项主要系贝肯凯什在伊朗市场的应收账款，受地缘政治冲突等影响发行人退出伊朗市场，应收账款收回可能性较低，发行人已全额计提坏账准备。

由于部分客户未与发行人在合同中约定信用期，发行人应收账款客户主要为中石油集团下属油气公司或者大型油气企业，客户信用状况较好，发行人将账龄一年以上的应收账款划定为逾期应收账款。报告期各期末，发行人应收账款逾期金额分别为19,519.69万元、15,882.80万元、15,543.84万元和11,954.15万元，占比分别为30.03%、22.65%、20.51%和16.16%，金额及占比均呈下降趋势，逾期情况持续改善。

2、应收账款坏账准备的测算过程、预期信用损失的确认方法

自2019年1月1日起，发行人执行新金融工具准则，根据信用风险特征将应收账款划分为若干组合，参考历史信用损失经验，结合当前状况并考虑前瞻性

信息，在组合基础上估计预期信用损失，确定组合的依据如下：

组合类别	确定组合依据	计量预期信用损失的方法
账龄组合	以账龄为信用风险组合确认依据	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄与预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。

根据历史应收账款账龄情况，计算各账龄段的迁徙率，即计算上年末该账龄段余额至年末仍未收回的金额占上年末该账龄段余额的比例。选取本账龄段及后续所有账龄段的平均迁徙率相乘，计算核销前历史损失率。

根据历史应收账款账龄情况，计算各账龄段的迁徙率具体如下：

账龄	2024 年至 2025 年 9 月 末迁徙率	2023 年至 2024 年迁 徙率	2022 年至 2023 年迁 徙率	2021 年至 2022 年迁 徙率	2020 年至 2021 年迁 徙率	平均迁 徙率
1 年以内	5.20%	12.00%	12.60%	15.80%	9.50%	11.02%
1-2 年	2.00%	4.40%	0.10%	19.20%	0.30%	5.20%
2-3 年	0.50%	0.00%	100.00%	6.00%	82.30%	37.76%
3-4 年	0.00%	0.00%	84.40%	87.30%	93.40%	53.02%
4-5 年	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%	54.90%	50.98%
5 年以上	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

以平均迁徙率为基础计算的预期信用损失率具体如下：

账龄	平均迁徙率	历史损失率 (核销前) A	核销导致 的平均历 史损失率 B	综合历史 损失率 C=A+B	前瞻性调 整损失率 D	预期信用损 失率 E=C+D	账龄分 析法坏 账计提 比例
1 年以内	11.02%	0.10%	0.00%	0.10%	2.00%	2.10%	5.00%
1-2 年	5.20%	0.50%	0.00%	0.50%	2.00%	2.50%	10.00%
2-3 年	37.76%	10.20%	0.10%	10.30%	2.00%	12.30%	30.00%
3-4 年	53.02%	27.00%	0.00%	27.00%	2.00%	29.00%	50.00%
4-5 年	50.98%	51.00%	20.00%	71.00%	2.00%	73.00%	80.00%
5 年以上	100.00%	100.00%	-	100.00%	-	100.00%	100.00%

注：公司近 5 年各账龄段平均综合历史损失率为 34.82%，公司谨慎预计未来经济形势波动导致信用损失增长 5%，前瞻性调整损失率=34.82%*5%=1.74%，取整数为 2%。

由上表可知，由迁徙率模型计算得到的各账龄阶段的预期信用损失率小于账龄分析法坏账计提比例，发行人坏账准备计提充分。

3、应收账款期后回款情况

报告期各期末，发行人主要应收账款期后回款情况：

单位：万元

日期	客户名称	应收账款余额	期后回款	期后回款比例
2025年9月末	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	24,413.28	9,218.88	37.76%
	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	8,276.43	6,346.26	76.68%
	四川川庆井下科技有限公司	6,659.84	-	-
	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	5,203.32	-	-
	山西蓝焰煤层气集团有限责任公司勘探分公司	2,468.07	-	-
	合计	47,020.94	15,565.14	33.10%
日期	客户名称	应收账款余额	期后回款	期后回款比例
2024年末	中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司	10,278.70	5,071.78	49.34%
	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	9,182.89	9,182.89	100.00%
	新疆亚新油气有限责任公司	8,793.37	8,793.37	100.00%
	四川川庆井下科技有限公司	8,455.51	2,200.00	26.02%
	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	7,036.45	7,036.45	100.00%
	合计	43,746.92	32,284.49	73.80%
日期	客户名称	应收账款余额	期后回款	期后回款比例
2023年末	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	9,007.46	9,007.46	100.00%
	Naftogazvydobuvannya PrJSC【注1】	6,287.71	6,287.71	100.00%
	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	5,110.51	5,110.51	100.00%
	大庆钻探工程公司	4,817.56	2,835.91	58.87%
	新疆亚新煤层气勘探开发有限责任公司	4,384.86	4,384.86	100.00%
	合计	29,608.10	27,626.45	93.31%
日期	客户名称	应收账款余额	期后回款	期后回款比例
2022年末	杰瑞能源服务有限公司	10,208.93	9,019.55	88.35%
	四川泸州页岩气勘探开发有限责任公司	8,087.50	8,087.50	100.00%
	重庆页岩气勘探开发有限责任公司	3,636.20	3,636.20	100.00%
	智慧石油（克拉玛依）投资有限公司	3,540.36	3,540.36	100.00%
	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司开发事业部	3,483.45	3,483.45	100.00%
	合计	28,956.44	27,767.06	95.89%

注1：2024年末，公司处置贝肯乌克兰，该客户期后回款视同全部回款。

注2：期后回款2022年末及2023年末为下一年回款金额，2024年末及2025年9月末为截至2025年10月末回款金额。

报告期各期末，中石油集团下属油气开发企业回款情况较好，仅中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司 2024 年末及 2025 年 9 月末期后回款金额比例较低，主要系施工项目已交并尚未办理终结算所致。

2025 年 9 月末，公司应收账款客户四川川庆井下科技有限公司期后回款金额比例较低，主要系终结算于 2025 年 6 月办理，客户尚未付款所致；山西蓝焰煤层气集团有限责任公司勘探分公司期后回款金额比例较低，主要系该项目于 2025 年 7 月交井，尚未办理终结算所致。

报告期各期末，发行人主要应收账款余额分别为 28,956.44 万元、29,608.10 万元、43,746.92 万元和 47,020.94 万元，期后回款金额分别为 27,767.06 万元、27,626.45 万元、32,284.49 万元和 15,565.14 万元，期后回款占比分别为 95.89%、93.31%、73.80% 和 33.10%，整体期后回款情况良好。

4、应收账款计提政策与同行业可比公司对比情况

公司与同行业可比公司的应收账款账龄组合计提政策情况如下：

应收账款坏账计提比例	通源石油	中曼石油	仁智股份	石化油服	中海油服	平均值	发行人
1 年以内	1.00%	5.00%	0.50%	0.59%	预期信用损失模型对根据金融工具准则可能发生减值的金融资产进行减值测试	1.77%	5.00%
1-2 年	5.00%	10.00%	5.00%	9.72%		7.43%	10.00%
2-3 年	15.00%	30.00%	20.00%	20.27%		21.32%	30.00%
3-4 年	50.00%	80.00%	50.00%	42.98%		55.75%	50.00%
4-5 年	80.00%	100.00%	80.00%	68.81%		82.20%	80.00%
5 年以上	100.00%	100.00%	100.00%	99.04%		99.76%	100.00%

注：中曼石油计提比例为非境外工程类和非境外石油及其衍生品销售类业务对应的应收账款；石化油服计提比例取自 2024 年年度报告。

如上表所示，发行人账龄 3 年以内应收账款坏账准备计提比例高于同行业可比公司平均值，账龄 3 年以上应收账款坏账准备计提比例与同行业可比公司平均值相近，发行人坏账准备计提比例与同行业可比公司不存在重大差异。

综上，公司主要客户信用情况良好，期后回款比例较高，坏账准备计提比例与同行业可比公司不存在重大差异，且相对更为谨慎，公司应收账款坏账准备计提充分。

（三）会计师核查意见

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

1、核查程序

- (1) 获取并查阅报告期各期主要钻井工程服务合同并访谈发行人相关人员，了解发行人报告期内应收账款信用政策、结算方式和回款周期情况；
- (2) 获取并查阅发行人报告期各期末应收款项明细表、应收票据明细表并访谈发行人相关人员，了解应收账款和应收票据余额构成情况及占比较高的原因；通过公开查询可比上市公司情况，对比分析应收款项和应收票据金额占营业收入比例的合理性；
- (3) 获取发行人报告期各期末应收账款账龄明细表并访谈发行人相关人员，了解发行人账龄结构、坏账准备的测算过程、预期信用损失的确认方法、应收账款逾期情况等，抽查主要客户应收账款期后回款明细银行回单等文件，检查期后回款方式以及应收账款期后回款金额情况；
- (4) 公开查询主要客户信息，了解主要客户的资信情况及与发行人的合作情况，是否存在重大业务纠纷；
- (5) 对比分析应收账款坏账准备计提政策与同行业可比上市公司披露的会计政策是否存在重大差异，坏账准备计提是否充分。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

- (1) 报告期内，发行人与主要客户的结算方式主要为银行转账及票据结算，受客户结构、结算时间及项目结构等影响，公司信用政策、平均回款周期存在变动。报告期各期末，公司应收账款及应收票据余额占比较高符合公司的业务特点，与可比上市公司因结算方式、业务结构等存在差异，具有合理性。
- (2) 报告期各期末，公司应收账款账龄主要在 2 年以内，且 1 年以内的应收账款比例持续上升，公司坏账准备的测算过程、预期信用损失的确认方法合理。由于部分客户未与发行人在合同中约定信用期，发行人应收账款客户主要为中石

油下属油气公司或者大型油气企业，客户信用状况较好，发行人将账龄一年以上的应收账款划定为逾期应收账款。报告期各期末，发行人主要应收账款余额期后回款金额分别为 27,767.06 万元、27,626.45 万元、32,284.49 万元和 15,565.14 万元，期后回款占比分别为 95.89%、93.31%、73.80% 和 33.10%，整体期后回款情况良好。公司主要客户信用情况良好，期后回款比例较高，坏账准备计提比例与同行业公司不存在重大差异，且相对更为谨慎，公司应收账款坏账准备计提充分。

八、报告期各期应收票据中是否存在无真实交易背景的票据，若存在，请详细说明报告期各期发生金额及期末未到期余额并穿透核查票据贴现后资金的最终流向及实际用途，是否构成非经营性资金占用或对外提供财务资助

【回复】

(一) 报告期各期应收票据中是否存在无真实交易背景的票据，若存在，请详细说明报告期各期发生金额及期末未到期余额并穿透核查票据贴现后资金的最终流向及实际用途，是否构成非经营性资金占用或对外提供财务资助

报告期各期末，公司应收票据主要付票方及业务合作情况如下：

单位：万元

期间	客户类别	应收票据余额	占比	应收账款期初余额	销售额(不含税)	销售内容	是否为关联方
2025年1-9月	国企及上市公司客户	10,784.24	99.97%				
	其中：中国石油天然气集团有限公司	8,640.71	80.10%	29,943.84	54,861.23	钻井工程等	否
	四川川庆井下科技有限公司	1,800.00	16.69%	8,455.51	3.97	压裂工程	否
	应收票据余额	10,787.59	-				
2024年	国企及上市公司客户	16,947.36	99.10%				
	其中：中国石油天然气集团有限公司	15,846.65	92.66%	28,184.11	49,981.86	钻井工程等	否
	应收票据余额	17,101.22	-				
2023年	国企及上市公司客户	30,830.32	90.56%				
	其中：中国石油天然气集团有限公司	18,142.48	53.29%	23,341.49	51,948.52	钻井工程等	否
	杰瑞能源服务有限公司	5,387.80	15.83%	10,208.93	-723.00 【注】	压裂工程	否
	智慧石油(克拉玛依)投资有限公司	1,650.00	4.85%	3,540.36	1,044.87	钻井工程	否

	应收票据余额	34,045.83	-				
2022 年	国企及上市公司客户	29,959.72	87.71%				
	其中：中国石油天然气集团有限公司	28,853.10	84.47%	42,739.49	32,401.51	钻井工程等	否
	应收票据余额	34,158.72	-				

注：2023 年因射孔和试气供应商直接与甲方结算，发行人与甲方终结算前冲减相关收入，导致发行人 2023 年对杰瑞能源不含税销售额为-723.00 万元。

报告期内，公司应收票据付票方主要为中石油集团下属油气公司等客户，公司与上述付票方均签订业务合同并提供服务，具备真实交易背景。

报告期内，公司应收票据贴现情况如下：

项目	2025 年 9 月末/ 2025 年 1-9 月	2024 年末/ 2024 年	2023 年末/ 2023 年	单位：万元	
				2022 年末/ 2022 年	
应收票据余额	10,787.59	17,101.22	34,045.83	34,158.72	
应收票据贴现金额	1,200.00	2,000.00	711.94	11,124.63	
贴现票据期末余额	1,200.00	2,000.00	711.94	3,956.74	
贴现资金用途	用于日常经营	用于日常经营	偿还借款	用于偿还借款及日常经营	

上述票据贴现最终用于公司日常经营及偿还借款，公司及子公司上述票据贴现不存在为控股股东、实际控制人及关联方提供财务资助、拆借资金的情形，不存在非经营性资金占用或对外提供财务资助的情形。

综上，报告期内，公司应收票据付票方均与发行人签订经济合同，具备真实交易背景，票据贴现最终用于公司日常经营及偿还银行借款，不存在非经营性资金占用或对外提供财务资助的情形。

（二）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

（1）获取并查阅发行人报告期各期的应收票据明细表，了解应收票据构成情况、贴现及贴现资金流向情况；

（2）获取发行人报告期各期收到的大额应收票据付票方与公司签订的业务合同并访谈发行人相关人员，了解与相关主要客户的合作情况、结算方式等，是

否具备真实交易背景；

（3）查阅发行人销售与收款、采购与付款及票据核算相关的内部管理制度并访谈发行人相关人员，了解发行人票据结算、贴现的内部控制情况；

（4）获取并查阅报告期内发行人内部控制自我评价报告等，检查发行人与关联方往来发生额及余额变动情况，了解是否存在非经营性资金占用的情形。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

报告期内，发行人应收票据付票方均为与发行人签订经济合同、具有真实交易的往来客户，不存在无真实交易背景的票据往来。

九、报告期内员工人数变动的原因，是否与公司经营状况相符，劳务派遣人员比例是否符合法定比例要求，对发行人生产经营的影响及后续拟采取的应对措施

（一）报告期内员工人数变动的原因，是否与公司经营状况相符

报告期各期末，发行人及其子公司员工人数及变动情况如下：

单位：人

员工情况	2025年9月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
员工总数	403	709	916	1,181
其中：自有员工	380	468	654	1,042
劳务派遣	23	241	262	139
当期变动人数	-306	-207	-265	-

报告期内，公司员工由自有员工及劳务派遣员工构成，自 2022 年以来，员工总数呈大幅下降趋势，主要系公司基于业务结构、经营策略调整以及优化用工结构等导致，符合公司的实际经营情况。

1、受益于产业政策支持，公司逐步调整业务结构

受益于产业政策支持，公司把握能源发展趋势，推进业务重心从传统石油服务向天然气领域的战略转型，重点发展页岩气、致密气、煤层气等非常规资源的

工程技术服务。结合西南地区资源富集优势，公司加大了对西南地区油气业务的开发力度。报告期内，公司在西南区域的收入金额及占比逐年升高，占主营业务收入的比例分别为 45.82%、48.04%、56.00% 及 68.67%。相较于公司其他业务区域，西南区域的钻井工程项目具有技术复杂度高、单井价值量大、项目周期长的特点，作业平台相对集中，对基础作业人员的数量较传统石油服务需求减少。

2、主动调整经营策略，聚焦核心业务

报告期内，受公共卫生事件、宏观经济波动、地缘政治冲突等影响，公司经营情况受到较大冲击。为应对经营环境的变化，公司主动调整经营策略，集中资源聚焦核心业务，剥离部分子公司，包括：2023 年，公司转让奥本海默、中能万祺（晋城）；2024 年，公司转让贝肯乌克兰；2025 年，公司转让贝豫能源。上述子公司的剥离导致员工总体规模下降。

3、优化用工模式，提高人力资源配置弹性

公司聚焦油服工程一体化技术服务，以技术创新为驱动，对业务进行动态调整，强化对核心业务环节的控制力，提升了对自有员工的岗位要求，同时也逐步将部分辅助性、阶段性且不涉及核心业务环节的服务内容通过劳务派遣或劳务外包的方式完成，建立了以自有员工为核心、劳务外包与劳务派遣为补充的多元化用工模式。截至 2025 年 9 月末，公司劳务派遣员工 23 名，主要岗位系司机、厨师等后勤保障及辅助性岗位；同时，公司将部分钻井、压裂作业相关的阶段性、非核心劳务工作（如场电工、井架工、钳工等）交由劳务外包单位承担，公司对其工作成果进行验收，并支付相应劳务费用。

上述用工模式一方面通过自有员工保障核心技术与管理团队的稳定性，为公司可持续高质量发展提供优质人力资源；另一方面借助劳务派遣满足辅助性岗位配置需求，依托劳务外包高效承接阶段性、非核心专项作业，从而有效控制用工成本，提高公司人力资源配置弹性。

综上，公司逐步调整业务结构并加大西南地区业务拓展，经营规模随之增长；为适配业务结构、经营策略调整，公司建立了以自有员工为核心、劳务外包与劳务派遣为补充的多元化用工模式，自有员工规模有所降低，符合公司的实际经营

情况，具有合理性。

（二）劳务派遣人员比例是否符合法定比例要求，对发行人生产经营的影响及后续拟采取的应对措施

1、劳务派遣人员比例是否符合法定比例要求，对发行人生产经营的影响

报告期各期末，发行人及其子公司劳务派遣用工比例情况如下：

日期	发行人	贝肯新疆	贝肯成都	贝肯北京	贝肯装备	贝肯化学
2025年9月30日	-	5.37%	8.15%	-	-	-
2024年12月31日	-	2.44%	53.16%	69.00%	-	-
2023年12月31日	40.82%	-	33.33%	81.33%	-	-
2022年12月31日	-	15.64%	22.03%	-	32.35%	14.89%

注 1：除上表所列子公司外，发行人其他子公司未使用劳务派遣用工。

2022年末至2024年末，发行人及其子公司存在劳务派遣用工数量超过其用工总量10%的情形，不符合《劳务派遣暂行规定》等相关法律法规的规定。

2025年以来，发行人及其子公司通过将部分劳务派遣员工转为正式员工及将部分前期通过劳务派遣用工完成的工作任务转为劳务外包的方式对劳务派遣用工瑕疵情形进行了规范整改。截至2025年9月30日，发行人及其子公司的劳务派遣用工占用工总量的比例均已低于10%，符合相关法律法规的要求。

根据发行人及其子公司提供的《市场主体专用信用报告（无违法违规证明版）》，发行人及其子公司在报告期内不存在因劳务派遣用工问题受到行政处罚的情形。

综上，发行人存在劳务派遣用工数量超过法定比例的情况，发行人已完成整改，且不存在因劳务派遣用工问题受到行政处罚的情形，未对发行人生产经营造成重大不利影响。

2、发行人后续拟采取的应对措施

为进一步规范劳务派遣用工，防范后续可能出现的用工瑕疵情形，2025年12月，发行人出具《关于劳务派遣用工规范性的说明》，具体为：“1、严格遵守《劳务派遣暂行规定》等相关规定，仅在临时性、辅助性或者替代性的工作岗位上使用劳务派遣员工；2、严控用工比例，确保派遣员工数量不超过用工总量

的 10%；3、开展新增项目时，派驻更多的正式员工或在项目所在地进行自主招聘，以降低劳务派遣人员需求；4、在符合业务要求的前提下，采用劳务外包的方式，将部分业务外包给具备专业能力的劳务外包单位，严格控制劳务派遣员工比例；5、审慎选择具备合法资质的劳务派遣单位，签订派遣协议，切实承担起用工单位在安全生产、劳动保护、岗位管理等方面的责任，并依法保障劳动者权益。”

综上，公司存在劳务派遣员工超过 10%的情形，但截至 2025 年 9 月末已完成整改，发行人及其子公司不存在因用工瑕疵受到处罚的情形。根据公司出具的说明，发行人已采取措施防范可能出现的用工瑕疵情形，相关劳务派遣用工瑕疵未对发行人的正常生产经营产生重大不利影响。

（三）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

- (1) 获取发行人三年一期末的员工花名册及员工人数变动情况表并访谈相关人员，了解公司用工模式、员工人数变动原因；
- (2) 查阅 2022 年至 2024 年年度报告及 2025 年 1-9 月财务报告并访谈发行人相关人员，了解公司经营规模的波动情况及原因；
- (3) 获取并查阅报告期各期末劳务派遣人员名单、劳务派遣人员比例，并对照《劳务派遣暂行规定》分析是否符合相关规定及对发行人生产经营的影响；
- (4) 通过公开查询并获取发行人及其子公司提供的《市场主体专用信用报告（无违法违规证明版）》，了解报告期内发行人及其子公司的违法违规情况；
- (5) 获取发行人关于劳务派遣整改措施的说明并访谈发行人相关人员，了解发行人关于劳务派遣的整改情况及采取的措施情况。

2、核查结论

经核查，申报会计师认为：

(1) 报告期内,公司员工由自有员工及劳务派遣员工构成,自 2022 年以来,员工总数呈大幅下降趋势,主要系公司基于业务转型、经营策略调整以及优化用工结构等因素进行,符合公司的实际经营情况;

(2) 报告期内,公司存在劳务派遣员工超过 10%的情形,但截至 2025 年 9 月末已完成整改,发行人及其子公司不存在因用工瑕疵受到处罚的情形。根据公司出具的说明,发行人已采取措施防范可能出现的用工瑕疵情形,相关劳务派遣用工瑕疵未对发行人的正常生产经营产生重大不利影响。

十、结合贝肯北京报告期内的经营情况,及报告期各期末对商誉减值的测算过程,说明商誉减值计提是否充分

【回复】

(一) 报告期内贝肯北京经营情况

贝肯北京主要从事钻井工程业务,为油气企业提供钻井施工等专业技术服务,主要经营区域为煤层气、致密气开发为主的山西地区,客户主要包括美中能源有限公司、山西蓝焰煤层气集团有限责任公司勘探分公司等。报告期内,贝肯北京经营情况如下:

单位: 万元

项目	2025 年 1-9 月	2024 年	2023 年	2022 年
营业收入	3,649.82	11,706.12	14,310.95	13,120.48
营业成本	3,726.27	10,110.26	12,219.49	12,767.69
营业利润	-509.23	-26.67	541.50	-1,943.43
利润总额	-494.67	-8.05	548.13	-2,951.64
净利润	-656.44	20.40	1,187.50	-2,842.83
归属于母公司所有者的净利润	-656.44	20.40	1,187.50	-2,835.32

报告期内,贝肯北京营业收入分别为 13,120.48 万元、14,310.95 万元、11,706.12 万元及 3,649.82 万元,净利润分别为-2,842.83 万元、1,187.50 万元、20.40 万元及-656.44 万元,波动较大。2022 年,贝肯北京净利润为-2,842.83 万元,主要受公共卫生事件反复的影响,山西地区生产运输、人员流动等受到较大限制,施工进度缓慢,导致经营亏损;2023 年,贝肯北京营业收入较 2022 年增加 1,190.48 万元,增幅为 9.07%,主要系随着公共卫生事件影响的消除、油气勘探开发投资

增加和贝肯北京加大了山西地区中石油集团客户的开发等,贝肯北京经营规模增长,实现净利润 1,187.50 万元; 2024 年以来,受山西区域部分主力煤层气田进入产量递减期,部分新区块(如马必区块)的地质条件较为复杂,勘探开发风险与成本较高影响,抑制了投资规模及进度,导致贝肯北京经营业绩波动。2024 年及 2025 年 1-9 月,贝肯北京营业收入分别为 11,706.12 万元和 3,649.82 万元,较同期分别减少 2,604.83 万元和 425.84 万元。贝肯北京已采取积极措施提升业务规模,如优化业务结构,区域多元化拓展及提升运营效率等多方面措施降本增效,预计随着公司上述措施的持续推进,贝肯北京业绩情况将得到改善。

(二) 报告期各期末对商誉减值的测算过程,商誉减值计提充分

1、商誉的基本情况

2021 年 6 月,发行人通过非同一控制下的企业合并取得贝肯北京控制权,将合并成本 9,078.00 万元大于合并中取得的贝肯北京可辨认净资产公允价值 3,025.24 万元部分,即差额 6,052.76 万元确认为商誉。

2、商誉减值的测算过程

根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》和《会计风险监管提示第 8 号—商誉减值》的规定,公司对因企业合并所形成的商誉,无论是否存在减值迹象,需在每年年度终了进行减值测试。

2022 年至 2024 年末,公司聘请了评估机构对贝肯北京包含商誉资产组可收回金额进行了评估,并出具评估报告。各年末贝肯北京相关资产组的可收回金额采用收益法评估结果作为评估结论,公司根据资产评估结果确认相关商誉减值情况。2022 年至 2024 年末,贝肯北京资产组的商誉减值测试具体计算过程如下:

单位:万元

项目	2024 年	2023 年	2022 年
资产组净值	1,456.39	1,760.10	2,315.48
100% 股权对应的商誉账面价值	7,933.73	7,933.73	11,868.16
包含商誉资产组账面价值	9,390.11	9,693.83	14,183.64
包含商誉资产组可收回金额	10,824.58	13,720.53	10,249.21
整体商誉减值	-	-	3,934.43
其中:归属于公司的商誉减值损失	-	-	2,006.56

经测试,贝肯北京包含商誉资产组各年末可回收金额分别为 10,249.21 万元、13,720.53 万元及 10,824.58 万元。2022 年末,贝肯北京包含商誉资产组可回收金额低于其包含商誉资产组账面价值 3,934.43 万元,公司持有贝肯北京 51% 股权,计提商誉减值准备 2,006.56 万元;2023 年末及 2024 年末,贝肯北京包含商誉资产组可回收金额均高于其包含商誉资产组账面价值,未发生减值情形,未计提商誉减值准备。

3、商誉减值测试关键参数选取情况

根据《会计监管风险提示第 8 号—商誉减值》的规定,采用预计未来现金净流量的现值估计可收回金额时,公司应正确运用现金流量折现模型,充分考虑减值迹象等不利事项对未来现金净流量、折现率、预测期等关键参数的影响,合理确定可收回金额。

报告期各期末,公司对于商誉资产组采用预计未来现金流量现值的方法进行测算,预测期为 5 年,5 年以后的永续期现金流量按照预测期最后一年的水平确定。报告期各期末,公司商誉减值测试关键参数情况如下:

单位: 万元

项目	所属年度	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年
收入	2022 年末预测		11,223.24	10,856.27	10,856.27	10,856.27	10,856.27		
	2023 年末预测			14,869.65	17,065.90	18,830.52	20,193.84	21,217.67	
	2024 年末预测				12,086.11	12,493.41	12,830.74	13,107.88	13,278.28
	实际值	9,063.39	12,552.69	11,649.97	-	-	-	-	-
收入增长 率	2022 年末预测		23.83%	-3.27%	0.00%	0.00%	0.00%		
	2023 年末预测			18.46%	14.77%	10.34%	7.24%	5.07%	
	2024 年末预测				3.74%	3.37%	2.70%	2.16%	1.30%
	实际值	-30.87%	38.50%	-7.19%					
毛利 率	2022 年末预测		28.97%	29.56%	29.50%	29.44%	29.38%		
	2023 年末预测			16.90%	17.56%	17.98%	18.24%	18.36%	

项目	所属年度	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年
	2024 年末预测				21.11%	21.72%	21.84%	22.38%	22.17%
	实际值	3.76%	15.79%	20.66%					
税后折现率	2022 年末预测		9.41%	9.41%	9.41%	9.41%	9.41%		
	2023 年末预测			8.28%	8.28%	8.28%	8.28%	8.28%	
	2024 年末预测				8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%

（1）收入、收入增长率预测及实际实现情况

2022 年至 2024 年，贝肯北京收入预测系根据历史经营情况，结合在手合同及管理层预算综合预测。

2022 年 12 月 31 日基准日预测时，贝肯北京预测 2023 年收入为 11,223.24 万元，较 2022 年实际实现收入的增长率为 23.83%，主要系 2022 年，贝肯北京经营情况受公共卫生事件反复的影响较大，相关因素的影响于 2022 年末消除。

2020 年至 2022 年，贝肯北京收入实际增长率分别为 33.20%、13.93% 及 -30.87%，公司结合历史期贝肯北京收入增长率及在手订单情况对未来收入进行预测，与历史收入增长率不存在重大差异。贝肯北京预测期第 2-5 年收入增长率分别为 -3.27%、0%、0%、0%，主要系受宏观经济波动影响，对预测收入采用相对保守的预期。

2023 年 12 月 31 日基准日预测时，贝肯北京预测 2024 年收入为 14,869.65 万元，较 2023 年实际实现收入的增长率为 18.46%，主要系 2021 年至 2023 年，贝肯北京收入实际增长率分别为 13.93%、-30.87% 及 38.50%，公司根据历史期收入增长率、贝肯北京 2023 年客户拓展情况，结合油气企业勘探开发投资情况，对未来预期相对乐观，预测期第一年增长率为 18.46%，低于 2023 年贝肯北京收入增长率 38.50%，具备合理性。贝肯北京预测期第 2-5 年收入增长率分别为 14.77%、10.34%、7.24%、5.07%，呈下降趋势，收入增长率谨慎。

2024 年 12 月 31 日基准日预测时，贝肯北京预测 2025 年收入为 12,086.11 万元，较 2024 年实际实现收入的增长率为 3.74%，主要系：①2022 年至 2024 年，贝肯北京收入实际增长率分别为 -30.87%、38.50% 及 -7.19%，2024 年收入增

长率下降主要系受客户投资规模及施工条件等影响所致；②贝肯北京已采取积极措施提升业务规模，如优化业务结构，区域多元化拓展等，预计可保持业务规模小幅增长。贝肯北京预测期第 1-5 年收入增长率分别为 3.74%、3.37%、2.70%、2.16% 和 1.30%，呈下降趋势，收入增长率谨慎。

（2）毛利率预测及实际实现情况

2022 年至 2024 年，贝肯北京毛利率预测主要系根据历史毛利率及在手合同约定情况综合判断预测。2021 年至 2024 年，贝肯北京毛利率分别为 31.19%、3.76%、15.79% 和 20.66%。2022 年，受公共卫生事件反复影响，山西地区生产运输、人员流动等受到较大限制，施工进度缓慢导致贝肯北京毛利率较低。

2022 年 12 月 31 日基准日预测时，贝肯北京预测期毛利率区间为 28.97%-29.56%，高于 2022 年实际实现毛利率 3.76%，主要系：①2022 年，受公共卫生事件反复影响，施工进度缓慢，导致毛利率较低；②随着公共卫生事件不利影响的消除，公司预计贝肯北京业务将逐步恢复，公司参考历史期毛利率及在手订单预测毛利率情况。2020 年及 2021 年，贝肯北京实际实现毛利率为 36.30% 及 31.19%，预测期毛利率低于 2020 年及 2021 年毛利率，具备合理性。

2023 年 12 月 31 日基准日预测时，贝肯北京预测期毛利率区间为 16.90%-18.36%；2024 年 12 月 31 日基准日预测时，贝肯北京预测期毛利率区间为 21.11%-22.38%；预测期毛利率与预测期前一年实际毛利率相近，具有合理性。

（3）折现率

根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》的规定，包含商誉资产组预计未来现金流量现值计算中，“折现率是反映当前市场货币时间价值和资产特定风险的税前利率。该折现率是企业在购置或者投资资产时所要求的必要报酬率”，“如果用于估计折现率的基础是税后的，应当将其调整为税前的折现率”。

2022 年至 2024 年，贝肯北京商誉减值测试折现率均采用加权平均资本成本模型（WACC）计算税后折现率，其中 2022 年按照企业所得税税率转换为税前折现率指标值的方式进行计算，2023 年、2024 年采用迭代方式确定资产组预计未来现金流量的税前折现率，主要参数选取情况如下：

项目	选取依据	各年度是否存在重大差异
无风险收益率	10 年以上国债到期收益率平均值	否
市场风险溢价	2022 年为上证综指+深证成指月收益率几何平均换算年收益率以后减去无风险收益率 2023 年及 2024 年为沪深 300 指数 10 年成分股权重加权几何平均计算后减去无风险收益率	否
贝塔系数	基于同行业可比公司贝塔值及行业平均资本结构计算,选取的同行业可比公司均为贝肯能源、蓝焰控股、中曼石油	否
债务资本成本	均采用 5 年期以上 LPR	否
资本结构	均采用同行业可比公司平均资本结构确定	否

2022 年至 2024 年, 贝肯北京商誉减值测试折现率变动主要受债务资本成本及市场情况影响, 各年主要参数选取依据不存在重大差异, 符合行业惯例。

2022 年末至 2024 年末, 公司每年度末对商誉进行测试, 并聘请评估机构出具评估报告, 根据评估结果计提商誉减值, 主要参数选择符合贝肯北京实际情况、行业惯例, 商誉减值计提充分。

(三) 会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项, 申报会计师履行了如下核查程序:

(1) 获取报告期内贝肯北京财务报表并访谈发行人相关人员, 了解贝肯北京经营波动的原因;

(2) 获取并查阅收购贝肯北京评估报告、审计报告等, 了解商誉形成的过程;

(3) 获取并查阅报告期内贝肯北京商誉减值测算评估报告, 了解公司商誉减值测试相关的关键参数和重要假设, 对比分析各年度关键参数和重要假设;

(4) 对比《企业会计准则第 8 号—资产减值》《会计风险监管提示第 8 号—商誉减值》相关规定并访谈发行人相关人员, 了解发行人商誉减值迹象的判断过程及是否存在商誉减值迹象;

(5) 获取并查阅商誉减值明细表并访谈聘请的评估机构, 了解商誉减值测

试的过程、主要参数的选择依据、商誉减值金额的计提情况及是否充分等。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

报告期内，受公共卫生事件反复、客户投资规模变动及地质条件复杂等因素影响，贝肯北京经营情况波动较大。公司每年年度终了进行减值测试，2022年至2024年末，公司聘请了评估机构对贝肯北京包含商誉资产组可收回金额进行了评估，并出具评估报告。2022年末，贝肯北京包含商誉资产组可回收金额低于其包含商誉资产组账面价值，计提商誉减值准备2,006.56万元；2023年末及2024年末，贝肯北京包含商誉资产组可回收金额均高于其包含商誉资产组账面价值，未发生减值情形。2022年至2024年，贝肯北京商誉减值测试主要参数选择符合贝肯北京实际情况、行业惯例，商誉减值计提充分。

十一、结合公司各类机器设备中的主要设备类型、放置或使用地点、成新率、闲置情况等，说明报告期各期末发行人固定资产中相关机器设备是否存在减值迹象，相关减值准备计提是否充分、合理

【回复】

（一）公司各类机器设备主要设备类型、放置或使用地点、成新率、闲置情况

报告期内，公司主要机器设备类型为不同型号的钻机、压裂设备及相关配套设备等，位于西南地区、新疆地区、山西地区及乌克兰。报告期各期末，公司主要机器设备情况如下：

单位：万元

2025年9月末								
放置地区	设备类型	数量	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值	成新率	原值占比
西南地区	压裂设备及配套	1	15,911.78	7,939.60	-	7,972.18	50.10%	29.12%
	70钻机及配套	6	23,117.94	8,873.82	-	14,244.11	61.61%	42.30%
	50钻机及配套	1	2,025.14	1,833.95	-	191.19	9.44%	3.71%
新疆地区	40钻机及配套	2	2,427.56	1,781.16	-	646.40	26.63%	4.44%
山西地区	40钻机及配套	1	1,306.46	1,140.49	-	165.97	12.70%	2.39%
合计		11	44,788.87	21,569.02	-	23,219.85	51.84%	81.96%

2024 年末								
放置地区	设备类型	数量	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值	成新率	原值占比
西南地区	压裂设备及配套	1	15,984.61	6,679.74	-	9,304.87	58.21%	29.25%
	70 钻机及配套	6	23,098.90	6,609.05	-	16,489.85	71.39%	42.27%
	50 钻机及配套	1	2,025.14	1,817.01	-	208.13	10.28%	3.71%
新疆地区	40 钻机及配套	2	2,427.56	1,653.29	-	774.27	31.90%	4.44%
山西地区	40 钻机及配套	1	1,306.46	1,099.06	-	207.40	15.87%	2.39%
合计		11	44,842.67	17,858.14	-	26,984.52	60.18%	82.05%
2023 年末								
放置地区	设备类型	数量	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值	成新率	原值占比
西南地区	压裂设备及配套	1	15,959.59	5,160.12	-	10,799.47	67.67%	19.98%
	70 钻机及配套	6	22,590.03	3,897.33	-	18,692.70	82.75%	28.28%
新疆地区	40 钻机及配套	3	3,847.38	2,063.57	-	1,783.81	46.36%	4.82%
山西地区	50 钻机及配套	3	6,289.07	5,190.70	395.99	702.38	11.17%	7.87%
	40 钻机及配套	1	1,079.68	985.13	-	94.55	8.76%	1.35%
乌克兰	70 钻机及配套	2	5,865.57	1,357.76	2,916.49	1,591.32	27.13%	7.34%
	50 钻机及配套	2	4,854.38	758.93	3,022.74	1,072.71	22.10%	6.08%
	40 钻机及配套	3	5,268.86	796.91	2,633.48	1,838.47	34.89%	6.60%
合计		21	65,754.56	20,210.45	8,968.69	36,575.42	55.62%	82.33%
2022 年末								
放置地区	设备类型	数量	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值	成新率	原值占比
西南地区	压裂设备及配套	1	15,932.30	3,644.46	-	12,287.85	77.13%	18.58%
	70 钻机及配套	6	22,030.68	1,559.22	-	20,471.45	92.92%	25.69%
新疆地区	70 钻机及配套	1	4,488.29	1,517.04	445.13	2,526.11	56.28%	5.23%
	50 钻机及配套	3	6,289.07	4,962.30	395.99	930.79	14.80%	7.33%
	40 钻机及配套	3	3,847.38	1,757.97	-	2,089.41	54.31%	4.49%
山西地区	40 钻机及配套	1	1,079.68	967.67	-	112.00	10.37%	1.26%
乌克兰	70 钻机及配套	2	5,973.91	1,130.58	2,970.35	1,872.98	31.35%	6.97%
	50 钻机及配套	2	4,944.04	650.92	3,078.57	1,214.55	24.57%	5.77%
	40 钻机及配套	3	5,366.18	588.54	2,682.12	2,095.51	39.05%	6.26%
合计		22	69,951.52	16,778.71	9,572.17	43,600.64	62.33%	81.57%

报告期各期末，公司账面原值在 1,000 万元以上的 主要机器设备系 70 钻机、50 钻机、40 钻机、压裂设备及配套设备，占机器设备原值的比例分别为 81.57%、82.33%、82.05% 及 81.96%。报告期各期末，公司主要机器设备成新率分别为 62.33%、55.62%、60.18% 及 51.84%，总体成新率较高。

截至 2025 年 9 月末，公司主要机器设备中闲置设备系山西地区的一部 40 钻机及配套设备，其账面原值为 1,306.46 万元，账面价值为 165.97 万元，其中

主体设备已完成折旧，该闲置资产占公司机器设备账面原值的比例为 2.39%，占比较低。截至 2025 年 9 月末，公司主要机器设备不存在其他长期闲置情形。

(二) 报告期各期末发行人固定资产中相关机器设备是否存在减值迹象，相关减值准备是否计提充分、合理

公司按照《企业会计准则第 8 号—资产减值》的规定，在资产负债表日判断固定资产是否存在可能发生减值的迹象，在资产负债表日有迹象表明发生减值的，估计其可收回金额。可收回金额低于其账面价值的，按其差额计提减值准备并计入减值损失。报告期各期末，发行人固定资产中相关机器设备减值计提情况如下：

单位：万元

项目		2025 年 9 月末/ 2025 年 1-9 月	2024 年末/ 2024 年	2023 年末/ 2023 年	2022 年末/ 2022 年
机器设备净值	A	26,031.91	30,211.77	49,715.56	58,399.12
机器设备减值计提金额	B	-	-	-	11,030.99
机器设备减值余额	C	2.73	2.73	8,971.42	9,602.29
机器设备账面价值	D=A-C	26,029.18	30,209.04	40,744.13	48,796.83

注：2023 年机器设备减值余额变动包括乌克兰格里夫纳汇率变动影响

1、2022 年末，发行人固定资产中相关机器设备存在减值迹象，相关减值准备计提充分、合理

2022 年末，受地缘政治冲突及公共卫生事件等因素影响，公司部分机器设备存在减值迹象，公司对相关机器设备计提对应减值准备，具体情况如下：

单位：万元

地区	设备类型	数量	账面原值	本期计提 减值准备	减值准备 余额	账面价值
乌克兰	70 钻机及配套	2	5,973.91	3,217.24	2,970.35	1,872.98
	50 钻机及配套	2	4,944.04	3,334.44	3,078.57	1,214.55
	40 钻机及配套	3	5,366.18	2,905.05	2,682.12	2,095.51
新疆地区	70 钻机及配套	1	4,488.29	445.13	445.13	2,526.11
	50 钻机及配套	2	4,302.93	395.99	395.99	641.67
其他设备			52.74	30.13	30.13	-

注：2022 年末减值准备余额小于本期计提减值准备金额主要系汇率变动影响

受地缘政治冲突影响，贝肯乌克兰项目于 2022 年 2 月开始停工；2022 年 3

月，经发行人管理层审慎评估，对贝肯乌克兰停工涉及部分固定资产计提固定资产减值准备 9,456.73 万元。

受公共卫生事件等因素影响，公司在新疆地区存在停工情况。2022 年末，发行人管理层判断部分机器设备存在减值迹象，聘请嘉瑞国际资产评估有限公司对新疆地区闲置资产进行评估并出具资产评估报告（嘉瑞评报字（2023）第 0053 号），公司结合评估结果对新疆地区闲置机器设备可收回金额低于账面价值的部分计提减值准备 1,544.14 万元，其中包括新疆地区一部计提减值准备 703.02 万元的 70 钻机及配套设备，计划处置，于 2022 年末转入持有待售资产核算。

2022 年末，公司结合期末盘点情况，对少量无法继续使用的其他设备全额计提减值准备，共计 30.13 万元。

综上，2022 年末，受公共卫生事件、地缘政治冲突等影响，公司相关机器设备存在减值迹象，公司已参考停工成本、评估结果及盘点情况对存在减值迹象的机器设备计提相应减值准备，相关减值准备计提充分、合理。

2、2023 年末至 2025 年 9 月末，发行人固定资产中相关机器设备不存在减值迹象

2023 年末至 2025 年 9 月末，公司于各资产负债表日结合《企业会计准则第 8 号—资产减值》关于资产减值迹象的规定，判断公司机器设备不存在减值迹象，具体分析如下：

序号	准则规定	公司或市场情况	是否存在减值迹象
1	资产的市价当期大幅度下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计	公司相关机器设备均用于生产经营且正常使用，不存在资产市价大幅度下跌且其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌的情形	否
2	企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响	公司钻井工程业务经营所处经济、技术或法律等环境未发生重大不利变化	否
3	市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从	一年期及五年期 LPR 呈下降趋势，未出现利率水平提高影响公司计算机器设备	否

序号	准则规定	公司或市场情况	是否存在减值迹象
	而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低	预计未来现金流量现值的折现率，导致可收回金额大幅度降低的情形	
4	有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏	公司主要机器设备成新率分别为 62.33%、55.62%、60.18% 及 51.84%，总体成新率较高。公司于各年末对机器设备进行盘点，未发现主要机器设备出现已经陈旧过时或者其实体已经损坏的情形	否
5	资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置	历次期末盘点公司主要机器设备不存在长期闲置、终止使用的情况；部分资产存在处置计划，具体分析详见下文“（1）报告期内主要机器设备处置情况”	否
6	企业内部报告的证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润（或者亏损）远远低于（或者高于）预计金额等	公司整体及各区域经营情况稳健，具体分析详见下文“（2）报告期内公司各区域经营情况”	否
7	其他表明资产可能已经发生减值的迹象	不存在	否

（1）报告期内主要机器设备处置情况

公司根据设备使用情况及业务开展情况，对部分设备进行处置。报告期内，公司主要机器设备处置情况如下：

2022 年，受公共卫生事件影响，新疆地区工作量减少，公司计划处置新疆地区 1 台 70 钻机及配套设施，该资产已于 2022 年计提减值准备，于 2022 年末转入持有待售资产，并于 2023 年出售。

公司基于钻井业务的发展规划，分别于 2023 年处置新疆地区 1 台 70 钻机，于 2024 年处置山西地区及新疆地区的 2 台 50 钻机、1 台 40 钻机及部分配套设施。于计划处置时点，公司结合市场情况及与询价结果等判断上述资产预计处置价值高于其账面价值，不存在减值迹象。

为降低经营风险，公司于 2024 年底处置贝肯乌克兰，导致相关机器设备减

少。

（2）报告期内公司各区域经营情况

报告期内，公司钻井工程业务收入按区域划分的情况如下：

单位：万元

项目	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
西南地区	50,693.96	52,644.51	46,599.24	30,417.50
新疆地区	19,522.97	22,487.63	13,785.15	15,433.92
山西地区	3,649.82	11,706.12	14,310.95	13,120.48
乌克兰	-	7,798.04	16,393.50	5,279.10

注：山西地区钻井工程业务主要由贝肯北京开展，上述山西地区收入为报告期内贝肯北京营业收入

2023年至2025年9月末，公司西南地区、新疆地区经营情况较2022年改善，相关项目正常开展，公司机器设备所属资产组业务经营未出现重大不利变化，不存在减值迹象。

2023年至2025年1-9月，受主要客户勘探开发投资规模、所属项目区域施工条件等影响，山西地区收入规模波动较大，但未出现大幅下滑的情形。贝肯北京机器设备账面价值较小，主体设备已完成折旧，但可以正常使用，未发生市场环境变化、资产陈旧或损坏等情形，不存在减值迹象。

综上，2022年末，受公共卫生事件、地缘政治冲突等影响，公司相关机器设备存在闲置等减值迹象，公司已对存在减值迹象的机器设备计提相应减值准备，相关减值准备计提充分、合理。2023年至2025年9月末，公司经营情况良好，未发生市场环境变化、资产陈旧或损坏等情形，不存在减值迹象。报告期各期末，公司机器设备减值准备计提充分、合理。

（三）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

（1）获取发行人固定资产清单并访谈发行人相关人员，了解固定资产中各类机器设备主要设备类型、放置或使用地点、成新率、闲置情况等；

(2) 获取发行人各年末固定资产盘点表及盘点报告, 对发行人固定资产盘点监盘, 了解主要固定资产使用状态, 分析是否存在明显减值迹象;

(3) 抽取大额固定资产处置相关资料、转让贝肯乌克兰资料等, 了解处置大额固定资产情况及减值情况;

(4) 获取发行人固定资产减值明细表并访谈发行人相关人员, 了解发行人固定资产减值计提政策及测算的具体方法和过程;

(5) 获取报告期内固定资产减值的评估报告, 了解固定资产减值计提情况及计提是否充分、是否符合会计准则的相关规定。

2、核查意见

经核查, 申报会计师认为:

(1) 报告期内, 公司主要机器设备类型为不同型号的钻机、压裂设备及相关配套设备等, 位于西南地区、新疆地区、山西地区及乌克兰。报告期各期末, 公司主要机器设备成新率分别为 62.33%、55.62%、60.18% 及 51.84%, 总体成新率较高。截至 2025 年 9 月末, 公司主要机器设备中闲置设备系山西地区的一部 40 钻机及配套设备, 账面价值为 165.97 万元, 其中主体设备已完成折旧, 公司主要机器设备不存在其他长期闲置情形。

(2) 2022 年, 受地缘政治冲突及公共卫生事件等影响, 发行人机器设备存在减值迹象, 发行人已参考停工成本、评估机构的评估结果及盘点情况对存在减值迹象的机器设备计提相应减值准备, 减值计提充分。2023 年至 2025 年 9 月末, 发行人主要机器设备不存在减值迹象。

十二、2025 年 6 月转让联营公司新疆狮岭能源环保集团有限公司 19%的股权的原因, 此次转让定价的公允性以及仍保留 1%的股权的原因及合理性

【回复】

(一) 本次转让新疆狮岭 19%的股权的原因

报告期内, 新疆狮岭主要从事危险废物经营、道路危险废物运输等业务。公司转让新疆狮岭股权主要系基于聚焦钻井工程核心业务的发展规划, 优化资源配置。

置所致。2025年5月30日，公司第六届董事会第二次会议及2025年7月4日，2025年第二次临时股东会审议通过《关于孙公司转让参股公司股权的议案》。

2025年6月，贝肯化学与深圳市前海狮岭新能源合伙企业（有限合伙）（以下简称“前海狮岭”）及深圳市前海智索能源企业（有限合伙）（以下简称“前海智索”）签订《股权转让协议》，公司将持有的新疆狮岭17%的股权以1,163.16万元转让给前海狮岭，将持有的新疆狮岭2%的股权以136.84万元转让给前海智索。本次交易完成后，贝肯化学持有新疆狮岭1%的股权。

（二）本次转让新疆狮岭股权定价的公允性

本次交易定价系根据新疆狮岭2024年经审计的财务数据，经交易各方通过协商方式定价。根据本所出具的《新疆狮岭能源环保集团有限公司审计报告》（苏公J【2025】A099号），2024年12月31日，新疆狮岭经审计的净资产为4,137.52万元。本次交易的定价情况如下：

单位：万元			
项目	2024.12.31	19%股权交易对价	100%股权对应估值
净资产	4,137.52	1,300.00	6,842.11

本次交易对价对应新疆狮岭估值为6,842.11万元，大于新疆狮岭2024年12月31日经审计的净资产4,137.52万元。本次交易定价遵循公开、公正、公平、合理的原则进行，且本次交易已经公司董事会、股东会审议通过，交易定价公允。

（三）本次转让新疆狮岭仍保留1%的股权的原因及合理性

本次转让后，公司仍持有新疆狮岭1%股权，主要原因系公司为新疆克拉玛依市上市公司，且在油服行业具有一定的行业地位。本次交易协商时，交易对方提出希望公司保留少量新疆狮岭股权，有利于新疆狮岭业务拓展。公司在与受让方进行交易谈判的过程中，为促进交易顺利达成，保留了新疆狮岭1%的股权。

综上，公司仍持有新疆狮岭能源环保集团有限公司1%的股权系公司与交易对手方共同谈判的结果，具备合理性。

（四）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

- (1) 查阅本次交易三会文件及股权转让协议等，了解本次交易的价格、交易对方等；
- (2) 查阅新疆狮岭设立文件、营业执照、报告期内财务报表等并访谈发行人相关人员，了解本次交易的背景、定价依据及保留 1% 股权的原因。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

公司转让新疆狮岭股权主要系基于聚焦钻井工程核心业务的发展规划，优化资源配置所致。本次交易定价遵循公开、公正、公平、合理的原则进行，且本次交易已经公司董事会、股东会审议通过，交易定价公允。公司仍持有新疆狮岭能源环保集团有限公司 1% 的股权系公司与交易对手方共同谈判的结果，具备合理性。

十三、在加拿大的具体投资情况，是否已履行境外投资所需审批程序，预计未来效益情况及对公司经营业绩的影响

(一) 加拿大具体投资情况，是否已履行境外投资所需审批程序

1、加拿大投资具体情况

根据公司的发展战略，公司积极推动向上游油气资源开发转型。2024 年 11 月，公司子公司 BK028 与加拿大合资方 EVERGO RESOURCES LIMITED (以下简称“EVERGO”) 签署《关于加拿大油气资源勘探开发项目之合作协议》 (以下简称“《合作协议》”)，BK028 与 EVERGO 共同出资设立项目公司 BENKOIL，从事加拿大油气资源勘探开发项目。

2024 年 6 月，重庆泰格石油天然气工程有限公司出具了《贝肯能源 (成都) 有限责任公司与加拿大 EVERGO 公司合作开发加拿大重油冷采项目可行性论证报告》 (以下简称“《可行性论证报告》”)。本项目投资具体情况如下：

(1) 项目投资区域

本项目处于加拿大阿尔伯塔省，是加拿大最主要的产油气盆地。本项目具体位于阿尔伯塔省东部和萨斯卡彻温省西部两省交界附近，包括上述区域的 10 个租区，面积约 1,510.04 公顷。上述租区由加拿大投资方 EVERGO 通过竞拍从加拿大政府获得。

（2）项目储量及可开采情况

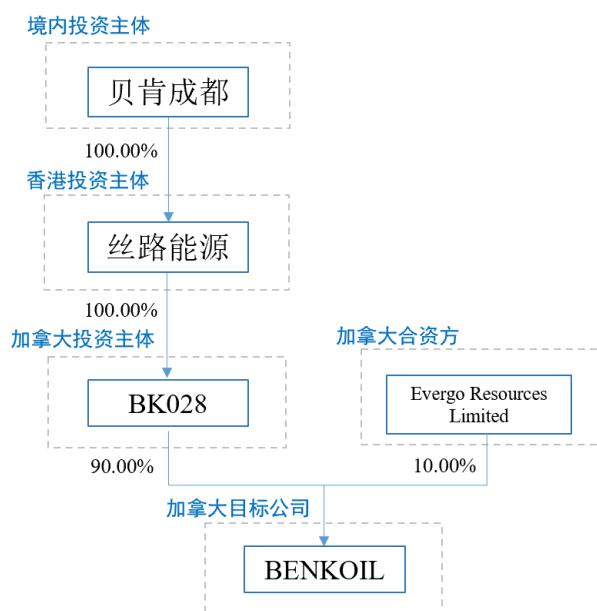
根据各计算单元的含油面积、平均有效厚度、孔隙度、含油饱和度、原油体积压缩系数等储量计算参数，按容积法计算各计算单元原始地质储量，预计储量 10,111 万桶。根据开发规划，本项目预计累产油约 840 万桶。

（3）项目投资规模

根据油藏地质研究结果，本项目可部署 40 口可钻井位。同时，结合稠油冷采的产水量及污水运输和处理成本，在项目区域部署 3 口污水处理井。本项目采用多分支水平井设计，40 口多分支水平开发井建设投资 14,720 万加元，3 口污水处理直井建设投资 681 万加元，铺底流动资金 205 万加元，预计项目总投资 15,606 万加元。

2、已履行境外投资所需审批程序

根据《合作协议》约定，公司在加拿大项目投资的具体投资路径如下：



公司所履行的境外投资审批程序如下：

（1）商务主管部门境外投资备案

根据《境外投资管理办法》，企业境外投资涉及敏感国家和地区、敏感行业的，实行核准管理；企业其他情形的境外投资，实行备案管理，商务部和省级商务主管部门通过“境外投资管理系统”对企业境外投资进行管理，并向获得备案或核准的企业颁发《企业境外投资证书》。

发行人本次投资项目不涉及敏感国家和地区、敏感行业，且不存在《境外投资管理办法》第四条禁止情形。因此，发行人本次投资项目应在省级商务主管部门办理备案。2024年7月15日，发行人取得“境外投资证第N5100202400081号”《企业境外投资证书》，具体内容如下：

境外企业（最终目的地）	本克资源有限公司（加拿大）
设立方式	新设
投资主体	贝肯能源（成都）有限责任公司（中方） EVERGO RESOURCES LIMITED（外方）
中方境内现金出资实际币种和金额	8,200万加元
经营范围	油气资源勘探开发
投资路径（仅限第一层级境外企业）	丝路能源科技有限公司（中国香港）
发证机关	四川省商务厅

（2）发展改革部门境外投资项目备案

根据《企业境外投资管理办法》，投资主体直接或通过其控制的境外企业开展的涉及敏感国家和地区或敏感行业的敏感类项目由国家发展改革委实行核准管理；对于非敏感类项目实行备案管理，中方投资额3亿美元及以上的，由国家发展改革委进行备案，中方投资额3亿美元以下的，由投资主体注册地的省级政府发展改革部门进行备案。

发行人本次投资项目实施地点位于加拿大阿尔伯塔省，所属行业为“石油和天然气开采业（B07）”，中方投资总额6,000万美元，不涉及《企业境外投资管理办法》等规定的敏感国家和地区且不涉及敏感行业，投资主体是地方企业且

中方投资额 3 亿美元以下。因此，发行人本次投资项目应在省级政府发展改革部门办理备案。2024 年 8 月 19 日，发行人取得“川发改境外备[2024]第 63 号”《境外投资项目备案通知书》，具体内容如下：

项目名称	贝肯能源(成都)有限责任公司在加拿大新设合资公司开展油气资源开发项目
投资主体	贝肯成都
投资地点	直接目的地：中国香港
	最终目的地：加拿大阿尔伯塔省
项目总投资	7,141 万美元
中方投资额	按美元计价的金额：6,000 万美元
	实际使用币种和金额：8,200 万加元
备案机关	四川省发展和改革委员会

(3) 外汇部门业务登记

《境内机构境外直接投资外汇管理规定》规定，境内机构境外直接投资获得境外直接投资主管部门核准后，持所要求材料到所在地外汇局办理境外直接投资外汇登记，外汇局审核上述材料无误后，在相关业务系统中登记有关情况，并向境内机构颁发境外直接投资外汇登记证。境内机构应凭其办理境外直接投资项下的外汇收支业务。根据《关于进一步简化和改进直接投资外汇管理政策的通知》（汇发[2015]13 号）的规定，企业境外直接投资项下外汇登记权限下放至银行，企业应直接通过银行办理。

2024 年 10 月 15 日，发行人取得外汇《业务登记凭证》，具体内容如下：

业务类型	ODI 中方股东对外义务出资
业务编号	35510000202410151056
主体名称	贝肯成都
经办外汇局名称	国家外汇管理局四川省分局
境外主体名称	中文名：丝路能源科技有限公司 英文名：SILK ROAD ENERGY TECHNOLOGY LIMITED
经办银行名称	招商银行股份有限公司成都分行

综上，发行人已按照《境外投资管理办法》《企业境外投资管理办法》及《境内机构境外直接投资外汇管理规定》等相关法律法规的规定就投资 BENKOIL 办理完成《企业境外投资证书》、境外投资项目备案、外汇登记证等境外投资所需审批程序，相关程序完备。

（二）预计未来效益情况及对公司经营业绩的影响

根据《可行性论证报告》，项目总投资 15,606 万加元，按销售油价 70 加元/桶，总收入 5.88 亿加元，累计税前净现金流 2.14 亿加元；税前投资回收期为 2.6 年，税前 NPV（折现率 10%）为 11,486 万加元；税后投资回收期为 3.1 年，税后 NPV（折现率 10%）为 8,025 万加元。在折现率 10% 情况下，本项目税前 NPV 盈亏平衡时，销售油价为 41.68 加元/桶；税后 NPV 盈亏平衡时，销售油价为 44.03 加元/桶。

根据上述项目投资开展情况，项目投资所处区域政治法律环境、投资规模及预计储量等未发生重大变化。由于近期国际原油 WTI 现货价格波动较大，根据《可行性论证报告》测算逻辑，按销售油价 60 加元/桶计算，税前投资回收期为 3.1 年，税前 NPV（折现率 10%）为 7,552 万加元；税后投资回收期为 3.8 年，税后 NPV（折现率 10%）为 4,996 万加元。

截至本回复签署日，BENKOIL 已完成 4 口水平井（生产井）完井作业，预计 2025 年末-2026 年初可进行正式投产作业。根据上述效益预测情况，本项目投产后，上市公司的收入水平和利润水平将得到提升，预计对上市公司经营业绩形成有益补充。截至本回复签署日，本项目尚未投产，收入盈利水平亦受国际油价变动、所处区域政治环境、宏观环境、项目产量等影响，若未来产量不及预期或国际油价持续下跌，或加拿大形势、投资政策等发生重大不利变化，可能会导致本项目停滞或亏损，进而对上市公司经营业绩造成不利影响。

（三）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

（1）查阅公司在加拿大投资相关的《企业境外投资证书》《境外投资项目备案通知书》以及外汇《业务登记凭证》，了解发行人加拿大投资所履行的境外投资程序是否完备；

（2）获取并查阅《关于加拿大油气资源勘探开发项目之合作协议》《贝肯能源（成都）有限责任公司与加拿大 EVERGO 公司合作开发加拿大重油冷采项

目可行性论证报告》以及项目进展报告等文件，了解加拿大项目的开展情况以及经济效益预测；

（3）获取发行人出具的说明并访谈发行人相关人员，了解加拿大业务开展情况。

2、核查结论

经核查，申报会计师认为：

（1）发行人已按照境外投资相关法律法规的规定办理完成《企业境外投资证书》、境外投资项目备案、外汇登记证等境外投资所需审批程序，相关程序完备；

（2）截至本回复签署日，加拿大项目预计 2025 年末-2026 年初可进行正式投产作业，本项目投产后，上市公司的收入水平和利润水平将得到提升。截至本回复签署日，本项目尚未投产，收入盈利水平亦受国际油价变动、所处区域政治环境、宏观环境、项目产量及投资规模变动等影响，若未来产量不及预期或国际油价持续下跌，或加拿大形势、投资政策等发生重大不利变化，可能会导致本项目停滞或亏损，进而对上市公司经营业绩造成不利影响。

十四、结合最近一期末可能涉及财务性投资的会计科目情况，说明相关投资是否属于财务性投资，并进一步说明本次发行相关董事会前六个月至今，公司已实施或拟实施的财务性投资的具体情况，是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》第一条的规定

【回复】

（一）关于财务性投资及类金融业务的认定标准

根据《证券期货法律适用意见第18号》及《监管规则适用指引一发行类第7号》的规定，财务性投资及类金融业务认定标准如下：

1、财务性投资

（1）财务性投资包括但不限于：投资类金融业务；非金融企业投资金融业务（不包括投资前后持股比例未增加的对集团财务公司的投资）；与公司主营业务

务无关的股权投资；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；购买收益波动大且风险较高的金融产品等。

（2）围绕产业链上下游以获取技术、原料或者渠道为目的的产业投资，以收购或者整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的拆借资金、委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。

（3）上市公司及其子公司参股类金融公司的，适用本条要求；经营类金融业务的不适用本条，经营类金融业务是指将类金融业务收入纳入合并报表。

（4）基于历史原因，通过发起设立、政策性重组等形成且短期难以清退的财务性投资，不纳入财务性投资计算口径。

（5）金额较大是指，公司已持有和拟持有的财务性投资金额超过公司合并报表归属于母公司净资产的百分之三十（不包括对合并报表范围内的类金融业务的投资金额）。

（6）本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前新投入和拟投入的财务性投资金额应当从本次募集资金总额中扣除。投入是指支付投资资金、披露投资意向或者签订投资协议等。

（7）发行人应当结合前述情况，准确披露截至最近一期末不存在金额较大的财务性投资的基本情况。

2、类金融业务

（1）除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构为金融机构外，其他从事金融活动的机构均为类金融机构。类金融业务包括但不限于：融资租赁、融资担保、商业保理、典当及小额贷款等业务。

（2）发行人应披露募集资金未直接或变相用于类金融业务的情况。

（二）最近一期末财务性投资相关科目具体情况

截至 2025 年 9 月 30 日，公司与财务性投资及类金融业务相关的资产科目及其中具体财务投资金额情况具体如下：

单位：万元

序号	项目	账面价值	主要构成内容	财务性投资金额
1	货币资金-其他货币资金	5,178.90	通知存款、票据保证金及保函保证金	-
2	交易性金融资产	19,199.63	权益工具投资及银行理财产品	389.54
3	其他应收款	3,001.67	股权转让款、保证金及备用金	-
4	其他流动资产	1,119.39	增值税留抵税额及预缴所得税	-
5	长期股权投资	6,052.98	对联营企业的投资	-
6	其他非流动资产	297.23	预付长期资产款	-
财务性投资总额				389.54
归属于母公司的净资产				69,567.43
财务性投资总额/净资产				0.56%

截至 2025 年 9 月 30 日，公司财务性投资金额为 **389.54** 万元，占公司归属于母公司净资产的比例为 **0.56%**，占比较小，公司最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资。具体分析如下：

1、货币资金-其他货币资金

截至 2025 年 9 月 30 日，公司其他货币资金账面价值为 **5,178.90** 万元，主要系通知存款余额 **3,600.00** 万元、票据保证金 **1,409.97** 万元及保函保证金 **100.00** 万元，系公司日常经营活动形成，不属于财务性投资。

2、交易性金融资产

截至 2025 年 9 月 30 日，公司交易性金融资产账面价值为 **19,199.63** 万元，主要包括权益工具投资及货币基金理财产品，具体情况如下：

单位：万元

项目	账面价值
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产	19,199.63
其中：	
权益工具投资	481.65
银行理财产品	18,717.99
合计	19,199.63

(1) 权益工具投资

截至 2025 年 9 月 30 日，公司权益工具投资主要系公司对无法实施控制、共同控制或重大影响的参股公司的权益投资，具体情况如下：

单位：万元

项目	经营范围	账面价值	是否属于财 务性投资
昆仑银行股份有限公司	金融业务	334.78	是
新疆能源森贝油气发展有限公司	成品油零售等	92.10	否
新疆昆仑石油集团有限公司	石油和天然气开采及辅助活动等	13.39	是
新疆狮岭	危险废物经营等	41.38	是
合计		481.65	

截至 2025 年 9 月 30 日，公司持有股权的新疆昆仑石油集团有限公司主营业务均系公司主营业务钻井工程及相关行业，属于围绕产业链上下游以获取技术、原料或者渠道为目的的产业投资，虽不属于《证券期货法律适用意见第 18 号》规定的财务性投资，但基于谨慎性原则，公司将对新疆昆仑石油集团有限公司的投资 13.39 万元确认为财务性投资。公司所持有的昆仑银行股份有限公司股权系公司作为新疆地区石油石化产业链相关企业参与入股重点服务能源产业的商业银行，属于非金融企业投资金融业务，构成财务性投资。新疆狮岭主要从事危险废物经营，属于与公司主营业务无关的股权投资，构成财务性投资。上述权益工具投资的最近一次出资均发生在本次发行董事会决议日前六个月之前。

新疆能源森贝油气发展有限公司（以下简称“森贝油气”）于 2022 年 3 月由新疆能源（集团）石油天然气有限责任公司（以下简称“新能油气”）、森田油气技术（北京）有限公司（以下简称“森田油气”）及贝肯新疆共同出资设立，公司持有其 10% 股权。2025 年 10 月，公司与森田油气签订《新疆能源森贝油气发展有限公司股权转让协议》，约定以 343.47 万元的对价受让森田油气持有的森贝油气 41% 股权。本次股权转让完成后，公司持有森贝油气 51% 股权，森贝油气将由参股公司变更为公司控股子公司。本次股权转让主要系公司基于聚焦钻井工程服务等主营业务的发展战略，与新能油气加强合作，依托新能油气相关资源进一步发展油气相关业务，符合公司主营业务及战略发展方向，不属于财务性投资。

（2）银行理财产品

截至 2025 年 9 月 30 日，公司银行理财产品主要系购买的农银国际证券有限公司的货币基金理财产品，具体情况如下：

单位：万元

机构名称	产品名称	风险等级	账面价值
农银国际证券有限公司	农银国际投资基金—农银国际美元货币市场基金（I类）	低风险	18,717.99

上述货币基金理财产品系风险较低、可随时赎回的理财产品，不属于收益波动大且风险较高的金融产品，不属于财务性投资。

3、其他应收款

截至 2025 年 9 月 30 日，公司其他应收款余额为 **3,559.96** 万元，账面价值 **3,001.67** 万元，具体情况如下：

单位：万元

项目	账面余额	是否属于财务性投资
业绩补偿和股权转让款	1,859.97	否
保证金	1,289.13	否
往来款	410.85	否
小计	3,559.96	-
坏账准备	558.28	-
合计	3,001.67	-

截至 2025 年 9 月 30 日，公司其他应收款中业绩补偿和股权转让款主要系转让贝肯乌克兰股权及债权及新疆狮岭股权尚未收回股权转让款，不属于财务性投资。

截至 2025 年 9 月 30 日，公司其他应收款中保证金主要系公司缴纳的投标保证金及钻井工程履约保证金；公司其他应收款中往来款主要系预付供应商的长期款项及个人备用金等，系公司日常经营活动开展形成，不属于财务性投资。

4、其他流动资产

截至 2025 年 9 月 30 日，公司持有的其他流动资产账面价值为 **1,119.39** 万元，具体情况如下：

单位：万元

项目	账面价值	是否属于财务性投资
增值税留抵税额	1,102.88	否
预交所得税	16.51	否
合计	1,119.39	

截至 2025 年 9 月 30 日, 公司其他流动资产为增值税留抵税额及预交企业所得税, 不属于财务性投资。

5、长期股权投资

截至 2025 年 9 月 30 日, 公司长期股权投资明细如下:

单位: 万元

项目	主要业务	核算方法	持股比例	账面价值	是否属于财务性投资
新星惠尔绿色科技有限公司	资源再生利用技术研发、应用和服务	权益法	15.00%	6,052.98	否
合计				6,052.98	

(1) 新星惠尔基本情况

公司名称	新星惠尔绿色科技有限公司
成立日期	2022 年 3 月 11 日
注册地址	新疆第十三师新星市淖毛湖农场综合楼 3-306 室
法定代表人	李江保
注册资本	10,000 万元
公司类型	其他有限责任公司
经营范围	一般项目: 资源再生利用技术研发; 资源循环利用服务技术咨询; 环保咨询服务; 基础化学原料制造(不含危险化学品等许可类化学品的制造); 化工产品生产(不含许可类化工产品); 新材料技术推广服务; 合成材料制造(不含危险化学品); 塑料制品制造; 化工产品销售(不含许可类化工产品); 合成材料销售; 专用化学产品销售(不含危险化学品); 工程和技术研究和试验发展; 技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广; 新材料技术研发; 工程管理服务; 生物基材料制造; 生物基材料销售; 科技中介服务; 储能技术服务; 生物质能技术服务; 煤炭及制品销售(禁燃区内不得含有原煤、散煤、煤矸石、煤泥、煤粉、水煤浆、型煤、焦炭、兰炭等); 煤炭及制品销售; 炼焦(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)

截至 2025 年 9 月末, 新星惠尔股东情况如下:

序号	股东名称	认缴金额	认缴比例	出资方式
1	新疆恒有能源科技股份有限公司	6,700	67.00%	货币
2	贝肯能源	1,500	15.00%	货币
3	广西金源生物化工实业有限公司	500	5.00%	货币
4	洛阳智达石化工程有限公司	500	5.00%	货币
5	北京清谊厚泽投资有限公司	300	3.00%	货币
6	北京言复管理咨询有限公司	300	3.00%	货币
7	伊吾淖毛湖天东环保技术有限公司	200	2.00%	货币

		10,000	100.00%	
--	--	--------	---------	--

新星惠尔成立于 2022 年 3 月，计划在新疆淖毛湖地区利用兰炭生产企业放空排放的荒煤气，建设年处理 100 亿方荒煤气的废气资源综合化利用项目。2023 年 12 月，该项目获得新疆生产建设兵团十三师《投资项目备案证》(师发改【2022】备 11 号)。该项目一期（年处理 50 亿方）预计总投资 10 亿元，一期建成后预计每年可形成 40 万吨合成氨、20 万吨甲醇、70 万吨复合肥等终端产品，甲醇可以借助关联装置进一步生成聚丙烯。项目建成投产后，预计可减碳 200 万吨，有利于推进区域工业节能降碳，全面提高资源利用效率，推动传统行业绿色低碳发展，符合国家节能与环保的产业政策。

新疆淖毛湖经济技术开发区分布着大量的兰炭企业，兰炭生产过程中会排放大量含有一氧化碳 (CO)、二氧化碳 (CO₂)、氢气 (H₂)、甲烷 (CH₄) 的工业废气（俗称“荒煤气”）。新星惠尔利用政府建设的荒煤气集输管道，将原本放空的荒煤气进行回收，通过转化、变换、低温甲醇洗、PSA 吸附分离等一系列先进技术，将荒煤气中相关组分进行分离提纯，再通过碳化加氢等技术生产甲醇、聚烯烃等高附加值产品。截至本回复签署日，一期项目主要装置调试已基本完成，其他装置调试接近尾声收尾阶段，计划 2026 年一季度开车试运行。

（2）公司本次投资及协同情况

①公司投资情况

2022 年 10 月，公司与新疆恒有能源科技股份有限公司等签订《新星惠尔绿色科技有限公司股权转让及增资协议》，共同对新星惠尔进行投资并由新星惠尔在新疆淖毛湖区域投资建设荒煤气资源化项目。根据上述协议约定，公司需要对新星惠尔投资金额为 6,000.00 万元。截至 2025 年 9 月末，公司已完成投资 6,000.00 万元，其中 2022 年、2023 年合计投资 3,000.00 万元、2024 年 2 月投资 525.00 万元、2025 年 1-6 月投资 2,475.00 万元。截至本回复签署日，公司已完成该项目的投资。

②本次投资协同情况

为了顺应公司所处的能源行业不断向清洁化和低碳化转型的趋势，公司一

一直在积极探索符合区位优势、有一定产业基础的业务方向，并提出了“立足油气技术服务市场，积极进入油气开发上游领域，探索以气体资源利用为主的下游业务机会”的发展方向。公司投资新星惠尔，针对煤炭清洁高效利用过程中所产生的工业废气形成有特色的处理技术和解决方案，有助于公司业务拓展和发展战略实施。截至本回复签署日，公司已在新疆区域从事油田伴生气回收业务，为油气开发企业提供伴生气的回收、处理相关技术服务，2025年1-9月，该业务收入334.19万元。

综上，公司投资新星惠尔顺应低碳形势要求，系拓展气体资源利用业务的重要实践，符合公司战略发展方向，并非以获取短期投资回报为目的。因此，该投资不属于财务性投资。

6、其他非流动资产

截至2025年9月30日，公司其他非流动资产账面价值为297.23万元，主要系预购钻具等长期资产的预付款项，为公司日常经营活动形成，不属于财务性投资。

综上，截至2025年9月30日，公司财务性投资金额为389.54万元，占公司归属于母公司净资产的比例为0.56%，占比较小，公司最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资，符合《证券期货法律适用意见第18号》第一条的相关规定。

（三）本次发行相关董事会前六个月至今，公司已实施或拟实施的财务性投资的具体情况

2025年5月7日，公司第五届董事会第二十五次会议审议通过了本次发行的相关事项。自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复签署日，公司存在实施或拟实施财务性投资及类金融业务的情况如下：

2024年10月，公司子公司贝肯装备与北京本心投资管理有限公司等签署《嘉兴本芯顺辰股权投资合伙企业（有限合伙）合伙协议》，参与设立嘉兴本芯顺辰股权投资合伙企业（有限合伙）私募基金，主要从事股权投资活动，属于投资设立产业基金的情形。2024年11月，贝肯装备已向嘉兴本芯顺辰出资500.00万元，

公司将上述 500.00 万元投资认定为财务性投资，已调减本次发行的募集资金规模。截至本回复签署日，公司已转让嘉兴本芯顺辰的合伙权益并收回 500.00 万元投资款。

本次募集资金扣除发行费用后将全部用于补充流动资金和偿还债务，不会用于财务性投资，不会直接或者间接投资于以买卖有价证券为主要业务的公司。

综上，自本次发行董事会决议日前六个月至今，公司将对嘉兴本芯顺辰的 500.00 万元投资认定为财务性投资，已调减本次发行的募集资金规模，除此之外，公司不存在其他实施或拟实施财务性投资及类金融业务的情形，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》第一条的相关规定。

（四）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

（1）查阅发行人定期报告、临时公告等信息披露公告文件并与访谈发行人相关人员，了解是否存在财务性投资以及相关计划；

（2）获取发行人对外投资的投资协议、支付凭证等文件并访谈发行人相关人员，了解投资背景和投资目的；

（3）查阅最近一期末可能与财务性投资相关的财务科目情况，并对照相关规定分析发行人最近一期末是否存在相关财务性投资以及本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复签署日已实施或拟实施的财务性投资情况。

2、核查意见

经核查，申报会计师认为：

（1）截至 2025 年 9 月 30 日，公司财务性投资金额为 389.54 万元，占公司归属于母公司净资产的比例为 0.56%，占比较小，公司最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关规定；

（2）自本次发行董事会决议日前六个月至今，公司新投入的财务性投资金

额为 500.00 万元，不存在拟实施的财务性投资情况，上述 500.00 万元相关财务性投资已从本次募集资金总额中扣除，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关规定。

问题 2

本次募集资金总额不超过 35316 万元，扣除发行费用后拟全部用于补充流动资金及偿还债务。本次发行对象为陈东，陈东在报告期内曾任公司董事长、总裁等职务，陈东认购公司本次向特定对象发行的股票构成管理层收购。本次发行完成后，陈东将成为公司控股股东、实际控制人。本次定增价格为 6.54 元/股。发行人现控股股东、实际控制人陈平贵于 2025 年 4 月至 7 月合计减持公司股份 6029628 股（占公司总股本的 3%）。2025 年 9 月 15 日，陈平贵与袁遵虎签署《一致行动人协议》。

请发行人补充说明：（1）认购对象陈东与公司现实际控制人陈平贵是否存在关联关系，明确陈东本次认购的下限，说明陈东本次认购的资金来源明细，是否均为自有资金，是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形，本次控制权交易的背景，是否具备商业实质，是否存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。（2）发行对象是否确认定价基准日前六个月未减持其所持发行人股份，并出具“从定价基准日至本次发行完成后六个月内不减持其所持发行人的股份”的承诺并公开披露。（3）本次发行的相关安排是否为管理层收购，是否符合《上市公司收购管理办法》的相关规定，是否已履行相关程序。（4）结合本次发行前后实际控制人持股比例测算情况，说明股份锁定安排是否符合《上市公司收购管理办法》的相关规定。（5）列示未来三年营运资金计算主要参数、假设和具体计算过程，并结合业务发展等情况，说明营运资金计算主要参数选择的谨慎性及合理性，并结合目前资金缺口、公司资产负债结构与同行业可比公司的对比情况，说明本次补充流动资金的必要性及规模的合理性，偿还债务的具体安排，与业务发展的匹配性。（6）陈平贵于 2025 年 4 月至 7 月期间减持发行人股份的原因，与袁遵虎签署一致行动协议的原因及合理性，双方是否存在关

联关系或其他利益安排。（7）本次交易完成后，实际控制权发生变更是否将对发行人日常经营产生不利影响，发行人拟采取或已采取的应对措施。（8）结合认购对象陈东控制的企业经营范围和业务实际开展情况，说明本次发行完成后是否可能新增同业竞争及关联交易，如是，请说明后续应对措施。

请发行人补充披露（1）（7）（8）相关风险。

请保荐人、发行人律师核查并发表明确意见，请会计师对（1）（5）核查并发表明确意见。

【回复】

一、认购对象陈东与公司现实际控制人陈平贵是否存在关联关系，明确陈东本次认购的下限，说明陈东本次认购的资金来源明细，是否均为自有资金，是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形，本次控制权交易的背景，是否具备商业实质，是否存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形

（一）认购对象陈东与公司现实际控制人陈平贵是否存在关联关系

根据陈东、陈平贵出具的关联关系调查表以及相关声明文件，陈东及陈平贵的基本情况如下：

陈东先生，男，1983年11月出生，中国国籍，无境外永久居留权，硕士研究生学历，住所北京市西城区*****，身份证号码 420583198311*****。2008年9月至2011年2月，任中国邮政集团有限公司集团总部人力资源部主管；2011年3月至2018年4月，任昆吾九鼎投资管理有限公司能源/制造投资领域董事总经理（MD）；2018年12月至2022年3月，任宁波贝肯资产管理有限公司董事长；2021年3月至2022年5月，任贝肯能源执行总裁；2021年5月至2022年5月，任贝肯能源董事会秘书；2022年5月至2025年4月任贝肯能源总裁；2022年5月至2025年5月，任贝肯能源董事长；2025年5月至今，任贝肯能源海外市场开发顾问。

陈平贵先生，男，1962年7月出生，中国国籍，有加拿大永久居留权，本

科学学历，住所新疆克拉玛依市白碱滩区*****，身份证号码 650204196207*****。1989 年 6 月至 1995 年 8 月，历任新疆石油管理局钻井公司泥浆技术服务公司化验室副主任、主任、公司经理；1995 年 9 月至 2010 年 2 月，任新疆贝肯工业发展股份有限公司总经理；2009 年 11 月至 2022 年 5 月，任贝肯能源董事长；2013 年 5 月至 2022 年 5 月，任贝肯能源总经理（总裁）；2022 年 5 月至 2025 年 5 月，任贝肯能源名誉董事长；2025 年 6 月至今，任公司专家顾问。

综上，经核查陈东、陈平贵关联关系调查表、从业经历及声明文件等，认购对象陈东与公司现实际控制人陈平贵不存在亲属关系以及其他应披露而未披露的关联关系。

（二）明确陈东本次认购的下限

根据发行对象陈东与发行人于 2025 年 5 月签署的《贝肯能源控股集团股份有限公司向特定对象发行股票之附条件生效的股份认购协议》以及本次发行相关文件，本次发行募集资金规模不超过 35,316.00 万元（含本数），拟发行股份数量不超过 54,000,000 股（含本数）。

为进一步明确本次发行认购的下限，本次发行对象陈东于 2025 年 11 月出具《关于认购数量及认购金额的承诺》，具体如下：

“本人拟以现金方式全额认购贝肯能源控股集团股份有限公司（以下简称“贝肯能源”）2025 年度向特定对象发行的 A 股股票（以下简称“本次发行”），就本次发行的相关事项说明如下：

本人拟全额认购贝肯能源本次发行的股票，认购股份数量为 54,000,000 股，认购金额为 35,316.00 万元，本人认购贝肯能源本次发行股票数量及金额的下限与本次发行股票数量及金额的上限一致。

若在本次发行的定价基准日至发行日期间贝肯能源发生送股、资本公积转增股本、股票回购注销等除权、除息事项，或因中国证监会、深圳证券交易所要求等情况导致本次发行价格、发行金额发生调整，本人认购的贝肯能源股份数量和认购金额将作相应调整。”

综上，本次认购对象陈东已出具承诺，本次认购的股票数量及金额的下限与

本次发行的股票数量及金额的上限一致。

(三) 说明陈东本次认购的资金来源明细，是否均为自有资金，是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形

1、陈东本次认购的资金来源明细，是否均为自有资金

根据本次发行方案及陈东出具的《关于认购数量及认购金额的承诺》，陈东本次认购资金为 35,316.00 万元。根据对发行对象陈东的访谈和确认，其本次认购资金来源于自有资金及自筹资金，具体如下：

资金类型	预计金额（亿元）	具体来源
自有资金	1.74	薪资、投资累积
自筹资金	1.80	自筹资金

本次认购的自有资金部分，主要来源为薪资、投资累积等。根据陈东提供的存款证明等资料，其存款余额约 1.74 亿元。此外，陈东持有房产、股权投资等资产，亦可用于本次认购所需的自有资金安排。本次认购的自筹资金部分，陈东拟通过借款方式筹集款项约 1.80 亿元用于认购本次发行的股票。

2、是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形

根据对发行对象陈东的访谈和确认，其本次认购资金来源于自有资金及自筹资金。针对认购资金来源情况，陈东已出具《关于认购资金来源及认购资格的承诺》，具体如下：

“1、本人用于认购本次发行的资金均来自本人的自有或自筹资金，资金来源合法合规，不存在任何争议及潜在纠纷，不存在因资金来源问题可能导致本人认购的上市公司股票存在权属争议的情形；亦不存在对外公开或以变相公开的方式募集资金的情形；不包含任何杠杆融资、结构化设计产品，也不存在任何分级收益等结构化安排、结构化融资等情形；不存在接受他人委托代为认购、代他人出资受托持股、信托持股或其他代持情形，不存在任何可能导致代持情形的协议安排；不存在直接或间接使用上市公司及其关联方（陈东先生及其控制的上市公司以外的企业除外）、董事、监事、高级管理人员、其他股东的资金的情形，不

存在直接或间接接受上市公司、上市公司持股 5% 股东及其关联方（陈东先生及其控制的上市公司以外的企业除外）或前述主体的利益相关方提供的财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。

2、本人不存在以下情形：（1）法律法规规定禁止持股；（2）本次发行的中介机构或其负责人、高级管理人员、经办人员等违规持股；（3）不当利益输送。

3、本人具备法律、法规规定的股东资格，不存在违规持股、不当利益输送等情形，不属于证监会离职人员，不存在不当入股情况。”

同时，上市公司已出具《关于不存在直接或通过利益相关方向参与认购的投资者提供财务资助或补偿的承诺函》，具体为“本公司不存在向发行对象作出保底保收益或变相保底保收益承诺的情形；不存在直接或通过利益相关方向发行对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。”

综上，陈东本次认购的资金来源于自有资金和自筹资金，其中自有资金约 1.74 亿元，自筹资金约 1.80 亿元，不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形。

（四）本次控制权交易的背景，是否具备商业实质，是否存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形

1、本次控制权交易的背景，具备商业实质

（1）上市公司实际控制人有减持意愿且意向让渡控制权

上市公司成立于 2009 年 11 月，并于 2016 年 12 月在深交所上市。经过多年发展，上市公司业务经营已较为成熟，拥有稳定专业的管理团队，具备较完善的公司治理体系、内部控制等。近年来，在宏观经济波动、地缘政治冲突等背景下，上市公司逐步调整了发展规划，且现实际控制人陈平贵于 2022 年达到法定退休年龄，已于 2022 年 5 月开始不再担任公司总裁、董事长等职务，计划逐步退出公司的经营管理和控制。2022 年以来，陈平贵已发布多次减持计划，直接持股比例从 16.37% 降至 13.16%，减持比例为 3.21%。

陈平贵出具了关于对上市公司控制权安排的声明，“贝肯能源系上市公众公司，本人作为贝肯能源的控股股东、实际控制人，首要目标是保证贝肯能源健康可持续发展，以维护、提升贝肯能源全体股东的利益。本人已处于退休年纪，难以把全部精力投入于上市公司的发展与壮大。为保障上市公司及全体股东利益，选择让渡上市公司控制权，以期新实际控制人为上市公司带来更深远的发展，为股东谋求更大的利益。”

(2) 认购对象具有上市公司及相关行业管理经验，有成为上市公司实际控制人、给上市公司创造更大价值的意愿及能力

本次发行的认购对象陈东，具备能源行业的投资和管理经验，对贝肯能源的发展历程以及公司所处行业等均有很深入的了解。2021年3月以来，陈东先后担任贝肯能源董事会秘书、总裁及董事长等职务，对上市公司的业务经营、行业情况等理解进一步加深。陈东全额认购本次发行的股票，充分展示了对公司业务支持的决心及未来发展的信心。

陈东具备丰富的企业管理、企业投资、金融服务等经验，且对贝肯能源及能源行业有深刻理解，具备经营上市公司的经营管理能力和持续发展上市公司的意愿，有信心给上市公司创造更大的价值。

(3) 本次发行有利于提升公司综合实力

公司专注于提供油气资源勘探和开发过程中的钻井工程技术服务、压裂工程技术服务，已构建起一体化工程技术服务业务体系，业务覆盖西南、新疆、山西等区域，并致力于向“全球化、低碳化、数字化”的方向转型。在现有钻井工程业务发展的基础上，上市公司积极向产业链上游延伸和探索以气体资源综合利用为主的业务机会，已投资加拿大油气勘探开发项目和新星惠尔气体资源综合利用项目。

本次发行可募集资金总额35,316.00万元，首先可满足公司现有业务拓展所需资金，保障钻井工程业务规划的实施；其次公司整体资金实力得以提升，有利于降低财务风险，提高抗风险能力；最后公司可依托资金实力和既有战略规划，探索新的业务机会，以便更好回报广大股东。

综上，陈平贵与认购对象陈东之间无关联关系，公司控股股东陈平贵有减持意向且意愿出让控制权，且陈东具有较强资金实力和经营上市公司的能力。本次发行有利于提升公司综合实力，更好回报广大股东，本次交易背景合理，具备商业实质。

2、不存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形

截至 2025 年 9 月末，除陈平贵及其一致行动人外，上市公司不存在其他持股 5% 以上的股东。本次发行不存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。

上市公司及控股股东、实际控制人陈平贵已出具《关于不存在直接或通过利益相关方向参与认购的投资者提供财务资助或补偿的承诺函》，确认其不存在向发行对象作出保底保收益或变相保底保收益承诺的情形；不存在直接或通过利益相关方等方式间接向发行对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。

综上，本次控制权交易背景合理，具备商业实质，陈东本次认购的资金不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形，不存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。

（五）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

（1）访谈陈东及陈平贵并获取其出具的关联关系调查表以及相关声明文件等，了解陈东、陈平贵是否存在关联关系及本次交易的背景；

（2）获取陈东出具的《关于认购数量及认购金额的承诺》，明确陈东本次认购的下限；

(3) 获取陈东存款证明、自筹资金协议等文件并访谈陈东，了解其资金来源情况及是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形；

(4) 获取陈东出具的《关于认购资金来源及认购资格的承诺》、上市公司出具的《关于不存在直接或通过利益相关方向参与认购的投资者提供财务资助或补偿的承诺函》，结合资金来源情况，分析是否存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。

2、核查结论

经核查，申报会计师认为：

本次发行认购对象陈东与公司现实际控制人陈平贵不存在关联关系；陈东拟全额认购本次发行的股票，本次认购的下限与本次发行的上限一致；陈东本次认购的资金来源自有资金和自筹资金，其中自有资金约 1.74 亿元，不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形；本次发行有利于提升公司综合实力，更好回报广大股东，本次交易背景合理，具备商业实质，不存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。

五、列示未来三年营运资金计算主要参数、假设和具体计算过程，并结合业务发展等情况，说明营运资金计算主要参数选择的谨慎性及合理性，并结合目前资金缺口、公司资产负债结构与同行业可比公司的对比情况，说明本次补充流动资金的必要性及规模的合理性，偿还债务的具体安排，与业务发展的匹配性

(一) 列示未来三年营运资金计算主要参数、假设和具体计算过程，并结合业务发展等情况，说明营运资金计算主要参数选择的谨慎性及合理性

1、列示未来三年营运资金计算主要参数、假设和具体计算过程

(1) 主要参数、假设

发行人流动资金占用金额主要来源于经营过程中产生的经营性流动资产和经营性流动负债。综合考虑各项经营性资产、经营性负债与销售收入的比例关系等因素,利用销售百分比法估算 2025 年至 2027 年公司营业收入增长所导致的相关流动资产及流动负债的变化,进而计算公司未来生产经营对营运资金的需求量。公司新增的流动资金缺口为 2027 年末的流动资金占用额与 2024 年末流动资金占用额的差额。

1) 经营性流动资产和经营性流动负债的测算取值依据

选取应收账款(含应收票据、应收款项融资)、预付款项、合同资产、存货作为经营性流动资产计算数据,选取应付票据、应付账款、合同负债、应付职工薪酬作为经营性流动负债计算数据。

2025 年末至 2027 年末的经营性流动资产、经营性流动负债=当期预测营业收入×各科目占营业收入的百分比(取值 2023-2024 年末各科目占当年度营业收入百分比的平均数,并假定各期保持不变)。

2) 营业收入测算取值依据

2025 年 1-9 月,公司营业收入为 74,683.76 万元。发行人营业收入具备季节性特点,每年的下半年收入占比较高。本次预测 2025 年营业收入,选取 2023 年 1-9 月及 2024 年 1-9 月营业收入占比的平均数 66.04%,即 2025 年营业收入=2025 年 1-9 月营业收入/2023 年及 2024 年前三季度营业收入占比的平均数=113,097.24 万元。

2022 年-2024 年,发行人营业收入复合增长率为 19.24%;以前述预计的 2025 年收入测算,2022 年-2025 年,发行人营业收入复合增长率为 19.12%。2025 年 1-9 月,发行人营业收入较去年同期增长 23.38%。谨慎测算,假设 2026 年-2027 年实现营业收入增长率为 15%。

根据上述假设,2025 年-2027 年的营业收入测算如下:

单位:万元

项目	2024 年	2025 年 E	2026 年 E	2027 年 E
营业收入	95,143.05	113,097.24	130,061.83	149,571.10
增长率	-	18.87%	15.00%	15.00%

(2) 具体计算过程

根据预测期间 2025-2027 年的营业收入，公司未来三年新增营运资金具体测算过程如下：

单位：万元

项目	实际值		预测值		
	2024.12.31	占比	2025.12.31	2026.12.31	2027.12.31
应收票据	17,101.22	26.34%	29,789.08	34,257.44	39,396.06
应收账款余额	75,804.16	75.57%	85,469.55	98,289.98	113,033.48
应收账款融资	313.98	0.31%	345.44	397.25	456.84
预付款项	343.25	0.61%	684.82	787.55	905.68
合同资产余额	1,702.18	1.31%	1,479.38	1,701.29	1,956.48
存货余额	6,767.38	9.02%	10,195.92	11,725.30	13,484.10
经营性流动资产合计	102,032.17	113.15%	127,964.19	147,158.82	169,232.64
应付票据	3,846.53	7.81%	8,834.52	10,159.70	11,683.65
应付账款	44,080.58	44.54%	50,373.90	57,929.98	66,619.48
合同负债	627.74	0.64%	719.98	827.98	952.18
应付职工薪酬	1,778.62	1.81%	2,050.67	2,358.27	2,712.01
经营性流动负债合计	50,333.48	54.80%	61,979.08	71,275.94	81,967.33
营运资金占用额	51,698.69	-	65,985.11	75,882.88	87,265.31
营运资金缺口测算值				35,566.62	

注 1：本预测仅用于测算营运资金缺口，不代表公司对未来几年的盈利预测，亦不构成公司对业绩的承诺；

注 2：上述占比取值为 2023-2024 年末各科目占当年度营业收入百分比的平均数

根据上表测算，发行人预计 2027 年营运资金占用额达到 87,265.31 万元，未来三年新增的营运资金缺口为 35,566.62 万元。同时，截至 2025 年 9 月末，公司短期借款为 53,051.17 万元，处于较高水平。本次募集资金拟投入 35,316.00 万元用于补充流动资金和偿还债务，低于按照销售百分比法预测的公司营运资金缺口和短期借款金额，补充流动资金规模与公司的生产经营规模和业务状况相匹配，本次发行募集资金用于补充流动资金具备必要性和合理性。

2、结合业务发展等情况，说明营运资金计算主要参数选择的谨慎性及合理性

(1) 收入增长率选取谨慎、合理

公司专注于提供油气资源勘探和开发过程中的钻井工程技术服务、压裂工程技术服务，形成了以川渝页岩气、致密气开发为主的西南市场、以常规油气、煤层气开发为主的新疆市场和以煤层气、致密气开发为主的山西市场的业务区域布局。

1) 2025 年营业收入预测谨慎、合理

报告期内，公司营业收入的季节性变动情况如下：

单位：万元、%

季度	2025 年 1-9 月		2024 年		2023 年		2022 年	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
第一季度	14,191.81	-	16,659.80	17.51	12,773.54	13.02	12,034.65	17.99
第二季度	32,260.12	-	20,167.14	21.20	26,741.69	27.26	21,156.53	31.62
第三季度	28,231.83	-	23,704.58	24.91	27,638.53	28.17	24,746.57	36.98
第四季度	-	-	34,611.53	36.38	30,948.32	31.55	8,975.76	13.41
合计	74,683.76	-	95,143.05	100.00	98,102.08	100.00	66,913.51	100.00

发行人钻井工程服务业务的主要客户为中石油集团下属的油田公司，油田公司的生产作业计划性强，实行预算管理制度，一般在第一季度下达油田设备采购和作业施工计划，招标、采购活动逐步增加。受上述因素影响，发行人的营业收入和经营业绩存在明显的季节性波动，营业收入主要集中在每年的下半年，2022 年-2024 年，发行人下半年收入占比分别为 50.39%、59.72% 和 61.29%。2023 年以来，随着发行人持续加大西南地区业务拓展，下半年收入占比逐年增加。

本次测算预测 2025 年营业收入，选取 2023 年 1-9 月及 2024 年 1-9 月营业收入占比的平均数 66.04%，即 2025 年营业收入=2025 年 1-9 月营业收入/2023 年及 2024 年前三季度营业收入占比的平均数=113,097.24 万元，预测 2025 年营业收入较 2024 年增幅为 18.87%，低于 2025 年 1-9 月营业收入增长率 23.38%，相关数据谨慎、合理。

2) 2026 年、2027 年营业收入增长率选取谨慎、合理

2022 年-2024 年，公司业务发展情况如下：

单位：万元

项目	2024 年	2023 年	2022 年
----	--------	--------	--------

	金额	增长率	金额	增长率	金额
营业收入	95,143.05	-3.02%	98,102.08	46.61%	66,913.51
复合增长率	19.24%				
剔除乌克兰地区后营业收入	87,345.01	6.90%	81,708.58	32.57%	61,634.41
剔除乌克兰地区后复合增长率	19.04%				

2022年-2024年,受地缘政治冲突影响,发行人在乌克兰业务受到较大冲击,收入波动较大。经公司董事会、股东会审议通过,发行人于2024年12月处置了贝肯乌克兰。

2022年-2024年,发行人营业收入分别为66,913.51万元、98,102.08万元、95,143.05万元,复合增长率为19.24%;剔除乌克兰地区后营业收入分别为61,634.41万元、81,708.58万元和87,345.01万元,复合增长率为19.04%。受益于产业政策的支持和西南地区资源禀赋条件,发行人持续加大西南地区业务开发,使得公司业务规模保持增长趋势。2025年1-9月,公司实现营业收入为74,683.76万元,增幅为23.38%,预计随着宏观经济的逐步改善和公司持续加大西南地区业务开拓,西南地区业务仍将保持增长趋势。

2022年-2024年,发行人营业收入复合增长率为19.24%;以前述预计的2025年收入测算,2022年-2025年,发行人营业收入复合增长率为19.12%。2025年1-9月,发行人营业收入较去年同期增长23.38%。谨慎测算,本次假设2026年-2027年实现营业收入增长率为15%。

综上,公司2025年营业收入预测及2026年、2027年营业收入增长率选择谨慎、合理。

(2) 经营性流动资产和经营性流动负债科目及占营业收入比重的测算谨慎、合理

采用销售百分比的方法测算营运资金缺口,经营性流动资产、经营性流动负债科目主要选取与业务经营紧密相关的应收应付往来款及存货等科目,符合公司业务经营实际情况和市场惯例。

受地缘政治冲突影响,发行人在乌克兰业务受到较大冲击,收入波动较大。经公司董事会、股东会审议通过,发行人于2024年12月处置了贝肯乌克兰。为

降低贝肯乌克兰出表对公司经营性流动资产、经营性流动负债科目占营业收入比例的影响,选择2023年末、2024年末各科目占当年度营业收入百分比的平均数,符合公司的业务经营实际情况,相关参数的选择谨慎、合理。

综上,公司营运资金计算符合公司业务经营状况,主要参数的选择谨慎、合理。

(二)结合目前资金缺口、公司资产负债结构与同行业可比公司的对比情况,说明本次补充流动资金的必要性及规模的合理性,偿还债务的具体安排,与业务发展的匹配性

1、目前资金缺口

作为主要从事油气勘探和开发过程中的钻井工程技术服务及其他油田技术服务的公司,公司业务经营对流动资金需求较大,随着发行人业务持续发展,需要有一定规模的流动资金以保证业务发展。根据前述测算,发行人预计2025-2027年营运资金缺口为35,566.62万元。

2、公司资产负债结构与同行业可比公司的对比情况

报告期各期末,公司资产负债结构与同行业可比公司的对比情况如下:

单位: %

	单位名称	2025.9.30	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
流动资产占总资产的比例	通源石油	47.67	50.76	49.91	47.74
	中曼石油	37.43	36.75	34.65	36.93
	仁智股份	75.56	85.47	80.16	85.29
	石化油服	60.29	56.03	52.32	51.32
	中海油服	36.39	34.56	36.36	36.42
	平均水平	51.47	52.71	50.68	51.54
	发行人	72.42	71.43	64.59	61.96
	单位名称	2025.9.30	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
流动负债占总负债的比例	通源石油	69.56	88.28	80.30	91.43
	中曼石油	54.97	59.20	64.40	62.33
	仁智股份	89.26	95.96	99.53	98.80
	石化油服	98.06	99.14	98.49	97.92
	中海油服	78.46	76.84	57.00	57.10
	平均水平	78.06	83.89	79.94	81.52
	发行人	99.52	99.49	99.15	95.29
	单位名称	2025.9.30	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
资产负债率	通源石油	27.74	28.62	26.67	36.20

中曼石油	63.51	64.32	68.66	67.88
仁智股份	80.97	80.83	69.65	84.57
石化油服	87.80	88.82	89.33	89.57
中海油服	44.26	46.44	49.24	48.31
平均水平	60.85	61.81	60.71	65.31
发行人	62.46	62.30	68.16	69.47

注：以上数据根据上市公司公开披露数据整理。

报告期各期末，公司流动资产占比分别为 61.96%、64.59%、71.43% 和 72.42%，同行业可比公司平均水平分别为 51.54%、50.68%、52.71% 和 51.47%。报告期各期末，公司流动资产占比高于同行业可比公司平均水平，低于可比公司仁智股份，主要系：①发行人经营策略转变，处置贝肯乌克兰及闲置固定资产，导致流动资产占比增加；②可比公司中曼石油、中海油服持有金额较大的固定资产，导致其流动资产占比较低。

报告期各期末，公司流动负债占比分别为 95.29%、99.15%、99.49% 和 99.52%，同行业可比公司平均水平分别为 81.52%、79.94%、83.89% 和 78.06%，均占比比较高。报告期各期末，公司流动负债占比高于同行业可比公司平均水平，与石化油服、仁智股份相近，主要系：①公司系民营企业，上市以来主要通过银行短期借款融资，导致流动负债占比比较高；②同行业可比公司中曼石油、中海油服拥有金额较大的长期借款，导致流动负债占比相对较低。

报告期各期末，公司资产负债率分别为 69.47%、68.16%、62.30% 和 62.46%，同行业可比公司平均值分别 65.31%、60.71%、61.81% 和 60.85%。报告期各期末，公司资产负债率高于同行业可比公司平均水平，低于可比公司仁智股份、石化油服，主要系：①上市以来，公司主要通过银行借款方式融资，导致资产负债率较高；②可比公司通源石油 2020 年以来通过股权融资规模 5.81 亿元，导致其资产负债率较低。

综上，公司流动资产、流动负债占比较高，符合公司及行业特点。由于公司业务规模的增长和融资渠道单一，导致短期银行借款规模较高，流动负债占比和资产负债率较高。公司通过本次向特定对象发行股票募集资金并用于补充流动资金及偿还贷款，有利于优化资本结构，降低财务风险，增强公司可持续发展能力。

3、本次补充流动资金的必要性及规模的合理性，偿还债务的具体安排，与业务发展的匹配性

根据本次发行预案，本次募集资金总额为 35,316.00 万元，扣除发行费用后的募集资金净额拟全部用于补充流动资金及偿还债务。在募集资金到账后，公司拟按照如下计划使用：

单位：万元			
序号	募集资金用途	金额	占比
1	补充流动资金	19,866.00	56.25%
2	偿还债务	15,450.00	43.75%
合计		35,316.00	100.00%

报告期内，公司营业收入保持增长趋势，对流动资金有较大的需求。发行人当前阶段仅依靠自身积累、新增银行或其他金融机构借款供日常经营使用，面临较大的财务成本压力。本次补充流动资金规模为 19,866.00 万元，低于前述测算的资金缺口。同时，本次补充流动资金有利于缓解因发行人业务规模扩张带来的资金压力，为业务持续发展提供资金支持。因此，本次补充流动资金必要、规模合理。

截至 2025 年 9 月末，公司短期借款为 53,051.17 万元，资产负债率为 62.46%，公司面临较大的偿债压力。本次发行募集资金拟使用 15,450.00 万元用于偿还债务，具体安排如下：

单位：万元					
序号	借款人	贷款银行	金额	借款日	到期日
1	贝肯能源	乌鲁木齐银行金教支行	3,000.00	2025.3.28	2026.3.28
2		乌鲁木齐银行金教支行	2,000.00	2025.4.14	2026.4.14
3		工商银行克拉玛依石油分行	950.00	2025.3.21	2026.3.19
4		工商银行克拉玛依石油分行	500.00	2025.4.7	2026.3.19
5		工商银行克拉玛依石油分行	550.00	2025.5.8	2026.3.19
6		工商银行克拉玛依石油分行	950.00	2025.6.26	2026.6.25

7	贝肯成都	建设银行成都新鸿 支行	5,000.00	2025.5.12	2026.5.12
8		成都银行德盛支行	2,500.00	2025.6.25	2026.6.24

注：公司将在募集资金到位后，按照上述借款到期的情况偿还。如在上述银行借款到期时本次募集资金尚未到位，公司将使用自筹资金偿还。对于本次募集资金到位前已使用自筹资金偿还银行贷款的，公司在相关法律法规许可及股东会决议授权范围内，以募集资金置换自筹资金。

本次募集资金用于偿还银行借款可以降低公司的资产负债率和财务风险，有助于发行人业务发展和战略规划实施。

综上，结合流动资金缺口情况、同行业可比上市公司资产负债结构比较情况，发行人补充流动资金符合公司实际发展需求，本次补充流动资金必要且规模合理，偿还银行借款的安排与公司业务发展相匹配。

（三）会计师核查意见

1、核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了如下核查程序：

（1）查阅发行人 2022 年至 2024 年年度报告，获取关于报告期内营业收入、经营性资产、经营性负债科目数据，了解主要假设、参数选择的谨慎性及合理性，并基于假设条件测算营运资金缺口；

（2）获取发行人拟偿还银行贷款明细、查阅同行业可比公司资产负债结构情况、结合公司业务情况和发行人关于本次募集资金使用的具体安排，了解本次补充流动资金的必要性、规模的合理性，及与业务发展的匹配性。

2、核查结论

经核查，申报会计师认为：

（1）发行人营运资金计算符合公司业务经营状况，主要参数的选择谨慎、合理；

（2）发行人补充流动资金符合公司实际发展需求，本次补充流动资金必要且规模合理，偿还银行借款的安排与公司业务发展相匹配。

本函仅供本所就深圳证券交易所于 2025 年 11 月 9 日发出的《关于贝肯能源控股集团股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函》向深圳证券交易所报送相关文件使用；未经本所书面同意，不作其他用途使用。



中国注册会计师
(项目合伙人)



中国注册会计师



2025 年 12 月 15 日



统一社会信用代码
91320200078269333C (1/1)

营业执 照 (副 本)

编 号 3202000666202506130004

扫描二维码登录“国
家企业信用信息公示
系统”了解更多登记、
备案、许可、监管信息。



名 称 公证天业会计师事务所（特殊普通合伙）
类 型 特殊普通合伙企业
执行事务合伙人 张彩斌
经营范 围 审查企业会计报表、出具审计报告、验证企业的财产、出具分立、清算报告、办理企业的基本建设、设计、年度财务、会计、审计、资产评估、咨询、管理、培训、法律、法规规定的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动。（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）



出 资 额 1195万元整
立 日 期 2013年09月18日
主要经营场所 无锡市太湖新城嘉业财富中心5-1001室

登记机关



2025年06月13日

说 明

会 计 师 事 务 所 执 业 证 书



名 称：
公证天业会计师事务所（特殊普通
合伙）

首席合伙人：
张彩斌
主任会计师：
经营场所：
无锡市太湖新城嘉业财富中心5-1001室

2-119

1. 《会计师事务所执业证书》是证明持有人经财政部门依法审批，准予执行注册会计师法定业务的凭证。
2. 《会计师事务所执业证书》记载事项发生变动的，应当向财政部门申请换发。
3. 《会计师事务所执业证书》不得伪造、涂改、出租、出借、转让。
4. 会计师事务所终止或执业许可注销的，应当向财政部门交回《会计师事务所执业证书》。



发证机关：
江苏省财政厅
二〇一二年三月五日



组织形式：
特殊普通合伙
执业证书编号：
32020028
批准执业文号：
苏财会[2013]36号
批准执业日期：
2013年09月12日

中华人民共和国财政部制

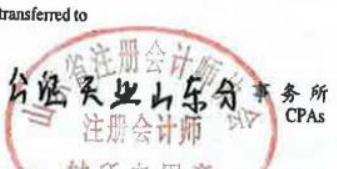
注册会计师工作单位变更事项登记
Registration of the Change of Working Unit by a CPA

同意调出
Agree the holder to be transferred from



Stamp of the transfer-out Institute of CPAs
2019年 7月 9日
/y /m /d

同意调入
Agree the holder to be transferred to



Stamp of the transfer-in Institute of CPAs
2019年 7月 9日
/y /m /d

10

姓 名 Full name	韩同新
性 别 Sex	男
出生日期 Date of birth	1980-11-19
工作单位 Working unit	天职国际会计师事务所(特殊 普通合伙)山东分所
身份证号码 Identity card No.	37091119801119441X



年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after
this renewal.



证书编号:
No. of Certificate 110001700060

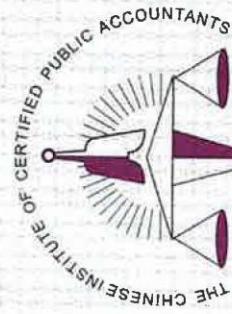
批准注册协会:
Authorized Institute of CPAs 山东省注册会计师协会

发证日期:
Date of Issuance 2009年 08月 17日
/y /m /d

年 月 日
/y /m /d

4

6



中国注册会计师协会

姓 Full name 朱加昌
性 性别 男
出生日期 Date of birth 1988-08-05
工作单位 公证天业会计师事务所 (特
殊普通合伙) 山东分所
身份证号码 Identity card No. 371202198808056811



朱加昌 320200280234

证书编号:
No. of Certificate
320200280234

批准注册协会:
Authorized Institute of CPAs

山东省注册会计师协会
发证日期: 年 月 日
Date of Issuance 2020 09 28

