（上接D1版）

根据已执行的审计程序获取的证据，核查营业收入的真实性；2025年度公司营业收入210,465.10万元，检查金额184,179.32万元[1]，综合检查比例87.51%；其中：通过发函确认金额42,641.17万元，占比20.26%；通过替代测试确认金额141,538.15万元，占比67.25%，原油出口销售替代测试检查资料主要包括：业务合同、业务订单、原产地证书、销售发票、管道运输结算单、船运提单、出口报关单、期后回款等。对公司第一大客户Vitol Energy Trading SA（以下简称“Vitol”），我们已执行函证程序，且与被函证单位进行邮件沟通，因与Vitol马腾公司、克山公司合作的业务在该客户公司整体业务量中占比不大，且每笔业务已提供相关结算单、发票进行金额确认，Vitol不会再单独提供账户余额及其他活动的相关信息，故未取得回函，我们通过访谈了解业务的真实性，执行替代测试程序进行确认，并检查银行对账单确认了其全部回款情况，相关款项全部通过Vitol公司银行账户转出，可以确认其回款的真实性；石油产品内销业务销售替代测试检查资料主要包括：业务合同、业务订单、销售发票、商品运输随附单据、石油产品交接验收单、运输结算单、期后回款等。对重要客户，我们已执行函证程序，针对未回函客户，执行替代测试程序进行确认，并检查银行对账单确认了其当期及期后回款情况，对交易的真实性和准确性进行确认。

[1]审计程序中重复确认部分已扣除。

根据已执行的审计程序获取的证据，核查应收账款的准确性：截止2025年12月31日，应收账款账面余额4,293.69万元，检查金额3,559.69万元[1]，综合检查比例82.91%。其中：通过发函确认金额301.56万元，占比7.02%；通过替代测试确认金额3,258.13万元，占比75.88%，替代测试检查资料主要包括：业务合同、业务订单、销售发票、商品运输随附单据、石油产品交接验收单、管道运输结算单及船运提单、出口报关单、期后回款等。

根据已执行的审计程序获取的证据，核查合同负债的准确性。截至2025年12月31日，合同负债账面余额9,928.17万元，检查金额9,590.70万元[1]，综合检查比例96.60%。其中：通过发函确认金额1,216.76万元，占比12.26%；通过替代测试确认金额8,373.94万元，占比84.35%，替代测试检查资料主要包括：业务合同、业务订单、期后结算销售发票、管道运输结算单及船运提单、出口报关单等。

2、对成本费用的主要审计程序、核查手段及核查范围如下：

（1）了解、评价和测试与成本费用支出相关内部控制制度的设计及执行有效性；

（2）获取成本及各项期间费用的明细表，复核加计是否正确，并与总账、明细账核对；

（3）对本期发生的成本及各期间费用，选取样本，检查其支持性文件，确定原始凭证是否与公司业务经营活动相关、记账凭证与原始凭证是否相符以及账务处理是否正确；

（4）对运费、资产折旧及折耗、工资、税费等，整体进行测算，检查成本确认的完整性；

（5）对各期间费用中的工资、折旧等与相关的资产、负债科目核对，检查其勾稽关系的合理性；

（6）对成本及各期间费用进行同期及分月比较分析，检查是否存在异常；

（7）抽样检查缴税凭证以及相关支持性文件；

（8）对资产负债表日前后确认的成本及各期间费用执行截止测试，检查相关支持性文件，以评估成本及各期间费用是否在恰当的期间内确认。

审计程序的核查比例以及相关财务报表科目核查覆盖率：

根据已执行的审计程序获取的证据，核查营业成本的完整性：2025年度公司营业成本95,181.13万元，检查金额85,941.81万元[1]，综合检查比例90.29%。其中：通过发函确认金额42,356.64万元，占比44.50%；通过替代测试确认金额6,494.97万元，占比6.82%，替代测试检查资料主要包括：采购合同、采购订单、验收单、采购发票、银行付款单等；通过测算及重新计算检查确认金额37,090.20万元，占比38.97%，测算及重新计算主要涉及折耗摊销、工资及税费项目。

根据已执行的审计程序获取的证据，核查应付账款的准确性：截止2025年12月31日，应付账款账面余额19,019.72万元，检查金额17,006.08万元[1]，综合检查比例89.41%。其中：通过发函确认金额4,516.44万元，占比23.75%；通过替代测试确认金额12,489.65万元，占比65.67%，替代测试检查资料主要包括：采购合同、采购订单、验收单、采购发票、银行付款单等。

根据已执行的审计程序获取的证据，核查预付账款的准确性：截止2025年12月31日，预付账款账面余额37,299.62万元，检查金额36,213.14万元，综合检查比例97.09%，其中：通过发函确认金额33,747.61万元，占比93.19%；通过替代测试确认金额2,465.53万元，占比7.31%，替代测试检查资料主要包括：采购合同、采购订单、银行付款单等。同时，我们对本期新增供应商进行了背景调查，对交易合同、银行付款单进行了检查，以确认预付账款的真实性和准确性。

对于公司在哈萨克斯坦当地的税负情况，2025年与油气销售相关税费较2024年存在大幅下降的税种包括关税、出口收益税、矿产资源税、超额利润税以及企业所得税。我们关注了税负下降的原因并对涉及税种进行了重新计算，税负变动原因分析如下：

（1）关税

税目	2024年度（万元）	2025年度（万元）	下降金额（万元）	下降比例（%）
关税	19,264	17,323	1,940.59	10.07

原油出口关税=原油出口销量*税率，而税率受原油市场价格影响，因此影响公司原油出口关税税负的主要因素为原油出口销量及原油市场价格。

1）原油出口销量影响分析：2025年公司原油出口销量约为34.83万吨，较2024年外销销量33.90万吨上涨2.73%；

2）原油市场价格影响分析：2025年平均国际原油价格约67.86美元/桶，对应年平均关税税率约69.64美元/吨，2024年平均国际原油价格约79.86美元/桶，对应年平均关税税率约76.67美元/吨，2025年较2024年下降9.17%。

除上述两个关键因素外，人民币兑美元汇率贬值也对2025年关税有一定影响。综合上述三点，2025年度关税金额可以确认，下降原因合理。

（2）出口收益税

税目	2024年度（万元）	2025年度（万元）	下降金额（万元）	下降比例（%）
出口收益税	23,927	18,312	5,614.94	23.47

原油出口收益税=原油出口销量*原油市场价格*税率，而税率受原油市场价格影响，因此影响公司原油出口收益税税负的主要因素为原油出口销量及原油市场价格。

1）原油出口销量影响分析：2025年公司原油外销销量约为34.83万吨，根据吨桶换算比约1吨=7桶（理论数平均值），2025年原油外销销量合243.79万桶。2024年公司原油外销销量约为33.90万吨，根据吨桶比换算约为237.27万桶，2025年较2024年外销销量上涨2.73%；

2）原油市场价格影响分析：2025年平均国际原油价格约67.86美元/桶，较2024年79.86美元/桶下降15.03%；

3）全额累进税率影响分析：2025年国际原油价格在58.82美元/桶至82.42美元/桶浮动，适用税率在11%-17%；2024年国际原油价格在69.19美元/桶至91.17美元/桶浮动，适用税率在14%-19%，且2025年整体油价水平低于2024年。

除上述三个关键因素外，人民币兑美元汇率贬值也对2025年出口收益税有一定影响。综合上述四点，2025年度出口收益税金额可以确认，下降原因合理。

（3）矿产资源开采税

税目	2024年度（万元）	2025年度（万元）	下降金额（万元）	下降比例（%）
矿产资源开采税	9,276	7,950	1,325.82	14.29

矿产资源开采税=（内销原油数量*内销原油价格）*适用税率/2+（外销原油数量*外销原油价格）*适用税率，因此影响公司矿产资源开采税税负的主要因素为原油产量、原油内外销数量以及原油价格。

1）原油产量影响分析：

油田	2025年原油产量（吨）	2025年矿产资源开采税适用税率	2024年原油产量（吨）	2024年矿产资源开采税适用税率
卡拉阿尔纳油田	108,299	5%；2.5%	116,334	5%；2.5%
东科阿尔纳油田	21,298	5%；2.5%	21,822	5%；2.5%
马亭油田	102,858	5%；2.5%	109,167	5%；2.5%
莫斯科耶油田	398,902	7%；3.5%	435,458	7%；3.5%
卡拉套油田	3,662	5%；2.5%	1,900	5%；2.5%
沙漠油田	13,912	5%；2.5%		
合计	648,931	—	684,681	—

2025年原油产量较2024年减少35,750吨。

2）原油内外销数量影响分析：

2025年原油销售数量为638,385.56吨，较2024年676,651.14吨下降5.66%。

原油内外销数量情况如下：

项目	2025年度		2024年度	
	数量（吨）	占比	数量（吨）	占比
外销	348,264.56	54.55%	338,951.14	50.09%
内销	290,121.00	45.45%	337,700.00	49.91%
合计	638,385.56	100.00%	676,651.14	100.00%

3）原油市场价格影响分析：

2025年平均国际原油价格约67.86美元/桶，较2024年79.86美元/桶下降15.03%。

除上述三个关键因素外，人民币兑美元汇率贬值也对2025年矿产资源开采税有一定影响。综合上述四点，2025年度矿产资源开采税金额可以确认，下降原因合理。

核查结论：

基于已执行的审计程序，我们认为，公司上述情况属实，公司2025年度收入真实性、成本费用完整性不存在重大错报，符合《企业会计准则》的相关规定。

三、关于主要客户。公司近三年前五大客户销售额合计分别为22.10亿元、18.02亿元、14.55亿元，占比分别为81.05%、70.73%、77.66%。公司近三年均存在向单个客户的销售比例超过总额的50%情形，销售占比分别为64.56%、56.2%、67.22%。此外，公司前期披露关联方GEOJADE RESOURCES PTE.LTD（实控人控制企业持股70%，公司持股30%）主要从事原油贸易业务，于2025年9月23日与公司签署《伊拉克项目原油承销框架协议》，协议约定公司委托该企业作为公司伊拉克原油的独家销售商，实际发生关联交易业务时依规进行审议和信息披露。

请公司说明：（1）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，对第一大客户的销售未来是否具有可持续性，集中度相对较高是否符合行业惯例，是否存在对单一客户的重大依赖；（2）GEOJADE RESOURCES PTE.LTD具体业务模式，与公司在销售区域、销售产品、交易对手方等方面是否存在重合或影响。实控人、控股股东控制的其他企业如存在从事油气产品销售相关类似业务的，请一并说明具体情况、原因及合理性。

公司回复：

（1）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，对第一大客户的销售未来是否具有可持续性，集中度相对较高是否符合行业惯例，是否存在对单一客户的重大依赖。

2025年度，公司前五大客户销售额合计14.55亿元，占年度销售总额的77.66%，其中第一大客户Vitol Energy Trading SA销售额占比为67.22%。公司前五大客户集中度较高主要与公司业务结构、哈萨克斯坦原油出口市场特点及销售模式有关。公司与主要客户保持长期稳定合作关系，并持续推进新客户开发工作，对第一大客户的销售具有可持续性，客户集中度较高符合行业特点，不存在影响公司持续经营能力的重大依赖。

（一）主要客户合作稳定性及第一大客户销售可持续性

公司与第一大客户Vitol自2014年建立合作关系，合作历史已超过十年。Vitol是全球知名的大宗能源贸易企业，在国际原油贸易领域具有较强的市场影响力和渠道资源。报告期内，公司与Vitol按照市场化原则开展业务合作，双方均严格按照合同约定履行权利义务，回款情况良好，未发生重大违约或商业纠纷。

2025年度，公司对Vitol实现销售收入12.60亿元，占年度销售总额的67.22%。从合作历史、履约记录及业务匹配情况看，双方合作关系稳定，具有持续性。同时，公司与Vitol之间不存在排他性合作安排，公司可根据市场情况自主选择销售渠道和交易对手。

除Vitol外，公司前五大客户中的其他客户主要为哈萨克斯坦境内成品油客户，采购产品包括汽油、柴油等成品油。公司与上述客户自2023年以来陆续建立合作关系，合作情况稳定。经核查，上述客户与公司不存在关联关系。

（二）新客户开发情况

近年来，公司积极推进哈萨克斯坦境内成品油销售业务，持续拓展客户资源和销售渠道。经过市场开发和业务积累，公司已建立覆盖加油站零售商、批发商及终端用户的成品油销售网络，客户数量持续增长。2025年度，公司成品油客户已达数十家，客户结构较内销业务开展初期明显优化。

未来，公司将继续加强市场开拓力度，扩大成品油销售规模，不断丰富客户结构，提升客户多元化水平。

（三）前五大客户集中度较高的原因

1、公司业务结构特点导致出口客户集中度较高。

公司销售业务主要包括原油出口销售和成品油境内销售两部分。其中原油出口业务收入占比较高，而国际原油贸易市场通常由少数大型贸易商集中采购，因此出口业务客户相对集中；成品油境内销售客户则相对分散。受收入结构影响，公司整体客户集中度较高。

2、哈萨克斯坦原油出口市场具有客户集中的行业特点。

哈萨克斯坦为内陆国家，原油出口主要依赖管道运输。大型国际能源贸易商凭借成熟的物流体系、市场渠道、资金实力及风险管理能力，在哈萨克斯坦原油出口贸易中占据重要地位。独立油气生产企业通常与大型国际贸易商开展长期合作，客户集中度相对较高具有行业特征。

3、矿税制油田销售模式具有一定特殊性。

公司在哈萨克斯坦运营的马腾油田和克山油田均属于矿税制油田，原油出口销售需按照当地能源监管要求进行。大型国际贸易商具备较强的市场资源整合能力和履约能力，有利于保障原油销售及资金回笼，因此公司选择与其保持长期稳定合作符合当地行业惯例和商业逻辑。

（四）客户集中度较高符合行业惯例

石油天然气行业尤其是独立油气生产企业普遍存在客户集中度较高的情况。相关上市公司公开披露信息显示，部分同行业公司前五大客户销售占比及第一大客户销售占比均处于较高水平。例如，*ST新潮2025年前五名客户销售额占年度销售总额的94.14%，其中第一大客户销售额占比80.37%。

因此，公司客户集中度较高与行业经营特点相符，具有合理性，与同行业可比公司不存在显著差异。

（五）是否存在对单一客户的重大依赖

虽然公司对第一大客户Vitol销售占比较高，但不存在影响持续经营能力的重大依赖，具体原因如下：

1、公司与Vitol之间不存在排他性合作安排，公司具有独立自主的销售决策权；

2、国际原油贸易市场存在多家具有较强实力的贸易商，公司具备开发和选择其他交易对手的能力；

3、公司同时开展原油出口销售和成品油境内销售业务，销售渠道相对多元；

4、公司持续推进客户结构优化和市场开发工作，成品油客户数量不断增加，客户集中风险逐步降低。

综上，公司客户集中度较高主要系业务结构及行业特点所致，具有合理性和行业普遍性。公司与第一大客户合作关系稳定，对其销售具有可持续性，不存在对单一客户影响公司持续经营能力的重大依赖。

（2）GEOJADE RESOURCES PTE.LTD具体业务模式，与公司在销售区域、销售产品、交易对手方等方面是否存在重合或影响。实控人、控股股东控制的其他企业如存在从事油气产品销售相关类似业务的，请一并说明具体情况、原因及合理性。

GEOJADE RESOURCES PTE. LTD.（以下简称“GRL公司”）系依据新加坡法律设立并存续的企业，根据其登记资料，其主营业务为“Wholesale Trade of a Variety of Goods Without a Dominant Product（无主导产品的多种商品批发贸易）”。

GRL公司作为独立市场主体，按照市场化原则开展大宗商品贸易业务，包括实货贸易及期货交易等，其中实货贸易自营主要以国际转口贸易为主。GRL公司根据市场机会、客户需求及风险管理需要自主开展业务，交易商品种类、销售区域及交易对手均不存在特定限制或固定安排。目前已开展原油贸易业务，并积极关注和拓展其他大宗商品贸易机会。交易对手既包括国际大型独立大宗商品贸易商，也包括其他符合商业条件的市场参与者。

GRL公司与上市公司在业务定位、经营模式、销售区域及销售产品方面均存在本质区别。上市公司及其下属企业主要从事油气资源的勘探、开发及生产，并销售自产油气；销售产品主要来源于自身油气资产的生产，销售区域主要受自产油气来源地、终端客户需求及当地物流安排等因素决定，不以市场化采购并转售大宗商品作为主要业务模式。GRL公司则主要从事国际大宗商品贸易业务，不从事油气资源勘探开发及原油生产，其经营范围不限于油气产品，而是根据市场机会自主开展各类大宗商品贸易，目前已开展原油贸易业务，并积极关注和拓展其他大宗商品贸易机会；其采购及销售区域亦根据市场情况自主确定，现阶段以国际转口贸易为主，具有国际化、市场化特点，不存在固定销售区域限制。

虽然GRL公司目前开展的贸易业务中包含原油产品，但其原油来源主要为市场化采购，属于国际贸易业务；上市公司销售的原油主要为自产原油，不存在围绕同一产品资源形成竞争关系。

报告期内，GRL公司与上市公司部分交易对手可能存在重合情形，例如均与国际大型能源贸易商Vitol开展业务合作。但整体而言GRL公司与Vitol开展的原油交易，与上市公司下属企业向Vitol销售自产原油属于不同类型的商业交易，两者在交易主体、交易标的、业务模式、合同性质及定价机制等方面均存在明显区别，不具有直接可比性。

一是交易主体不同。报告期内，具体与GRL公司开展交易的Vitol主体为新加坡公司Vitol Asia Pte Ltd，与上市公司下属企业开展交易的则为瑞士公司Vitol Energy Trading S.A.。即双方交易分别由Vitol集团下的不同主体根据各自业务安排独立开展，交易合同、履约安排及商业条件均分别协商确定。

二是交易标的不同。GRL公司作为国际大宗商品贸易企业，根据市场机会自主采购并销售原油，报告期内与Vitol开展交易的原油主要来源于国际市场采购的中东及东南亚地区原油；上市公司下属企业向Vitol销售的则为其自产的哈萨克斯坦原油。由于不同产地原油在品质指标、市场定位及对应国际市场价格基准等方面均存在差异，两类交易对应的市场价格形成基础并不相同。

三是业务模式及合同性质不同。GRL公司与Vitol之间的原油交易系根据市场机会开展的国际贸易业务，属于偶发性的现货贸易，每笔交易均根据具体市场机会独立协商达成，不存在长期、持续的供货安排。上市公司下属企业与Vitol之间则建立了长期稳定的原油销售合作关系，上市公司生产的哈萨克斯坦原油均按照长期销售合同持续销售给Vitol，不存在GRL公司替代上市公司销售自产原油或承接上市公司商业机会的情形。

四是定价机制不同。GRL公司与Vitol之间的现货贸易按照双方约定的计价公式进行结算，每笔交易均根据具体市场情况独立定价，其中中东原油的计价方式为装货月中东OSP计价，东南亚原油为装货月Platts DTD平均计价。

上市公司下属企业与Vitol之间则按照长期销售合同约定的计价机制进行结算。合同通常以约定期间Brent（Dated）报价作为价格基准，并结合运输物流成本、港口及航道费用、保险费用、运输损耗、检验费用、原油品质调整、买方合理贸易利润以及其他影响交易价格的商业成本因素综合确定最终折扣水平，从而形成最终结算价格。

综上，虽然GRL公司与上市公司下属企业的交易对手均包含Vitol，但双方交易对应的交易主体、原油来源、交易标的、业务模式、合同性质及定价机制均存在明显区别。GRL公司开展的是国际贸易商基于市场机会进行的现货贸易，上市公司开展的是油气生产企业销售自产原油的长期商业安排，两类交易不存在相互替代关系，也不存在客户资源争夺。相关交易均按照市场化原则独立开展，交易价格依据各自适用的定价机制，并结合交易标的、交付条件、合同安排及市场行情等因素独立确定，不存在利用交易价格差异进行利益输送，商业机会转移或损害上市公司利益的情形。

经核实，除GRL公司外，实际控制人控股的苏克公司是进行天然气的生产和销售，但与上市公司存在生产产品不同、销售渠道不同，且目前苏克公司尚未正式达产，因此实际控制人及控股股东控制的其他企业不存在从事与上市公司构成同业竞争的油气产品贸易或销售业务的情形。

四、关于境外资产。年报显示，2025年末，公司境外资产占总资产的比例为96.29%。其中，油气资产期末账面价值为74.02亿元，较期初下降1.82%；期末在建工程8.50亿元，较期初增长298.79%。期末长期股权投资23.07亿元，较期初增长5.12%，其中本期对联营企业苏克公司追加投资1.09亿元。其他权益工具投资期末余额3.31亿元，较期初下降33.00%，其中上海乘祥2.6亿元（本期公允价值未变动），上海泷洲鑫科0.57亿元（本期计入其他综合收益损失1.64亿元，累计损失2.03亿元）。

请公司补充披露：（1）截至2025年末，马腾、克山等公司持有各油田的探明及未探明矿区权益、井及相关设施的具体情况，并结合近两年油气资源的储量报告、开采数据、原油价格波动、减值计提依据及金额、同行业可比公司情况等，补充说明油气资产减值计提政策是否保持一致性，减值计提是否充分，是否与行业趋势一致；（2）报告期内新增在建工程的相关采购情况、采购价格是否公允、项目进展、付款情况、在建工程主要供应商名称，与公司及控股股东、实际控制人是否存在关联关系；（3）苏克公司与公司的关联关系背景，并结合联营企业苏克公司的经营业绩情况，说明本期对其增加股权投资认购的交易背景及商业合理性；（4）将上海泷洲鑫科、上海乘祥作为其他权益工具核算的原因及依据，是否符合会计准则规定；（5）上海泷洲鑫科、上海乘祥近两年经营情况、财务数据、具体投资项目及底层资产情况，并说明本期对上海泷洲鑫科公允价值计量的方法及采用的主要参数，以及对上海泷洲鑫科、上海乘祥的公允价值计量是否符合会计准则规定。请年审机构对问题（4）（5）核查并发表明确意见。

公司回复：

（1）截至2025年末，马腾、克山等公司持有各油田的探明及未探明矿区权益、井及相关设施的具体情况，并结合近两年油气资源的储量报告、开采数据、原油价格波动、减值计提依据及金额、同行业可比公司情况等，补充说明油气资产减值计提政策是否保持一致性，减值计提是否充分，是否与行业趋势一致。

（一）马腾公司

2014年6月，洲际油气通过全资子公司中科荷兰能源完成收购马腾公司95%的股权，初始取得成本为5.04亿美元。购买日马腾公司资产公允价值3,266,399,460.01元与账面价值276,191,373.12元之间的差额2,990,208,086.89元计入油气资产-探明矿区权益和未探明矿区权益。截至2025年12月31日，公司持有马腾公司的股权比例增加至99.069%。

马腾公司拥有哈萨克斯坦卡拉油田、东科油田、马亭油田、沙漠油田100%的开发权益。

卡拉油田矿权面积39 km2,1998年签署开发合同，全部为已探明矿区权益。截至2025年底，卡拉油田共有在产采油井173口，其中螺杆泵生产55口，抽油泵生产118口。油气集输系统由13个计量间和1个联合站组成。注水系统包括2台高压离心注水泵和12口注水井。卡拉油田开发期至2023年4月到期后，2023年已完成矿权延期办理，合同期延至2038年4月。

东科油田矿权面积11km2,1998年签署开发合同，全部为已探明矿区权益。截至2025年底，东科油田共有在产采油井27口，其中螺杆泵生产5口，电潜泵生产21口。油气集输系统由3个计量间和1个中转站组成。东科油田开发期至2028年2月到期。

马亭油田矿权面积25.2km2,1997年签署开发合同，全部为已探明矿区权益。截至2025年底，马亭油田共有在产采油井115口，其中螺杆泵生产80口，抽油泵生产35口。油气集输系统由10个计量间和1个联合站组成。注水系统包括3台高压离心注水泵和15口注水井。与卡拉、东科油田使用电网供电不同，马亭油田主要使用3台天然气发电机自发电，电网供电作为备用。马亭油田开发期至2020年10月到期后，2020年已完成矿权延期办理，合同期延至2043年12月。

沙漠油田矿权面积5.38km2,2023年签署开发合同，合同期至2048年，全部为已探明矿区权益。2025年，沙漠油田正式进入产能建设阶段。截至2025年底，沙漠油田共有在产采油井8口，均为螺杆泵生产。

根据哈萨克斯坦储量评估机构KazRGEOI研究院出具的储量报告，截至2025年12月31日，马腾公司各油田剩余可采储量为：卡拉油田1P-352.62万吨，2P-404.77万吨；东科油田1P-130.42万吨，2P-161.25万吨；马亭油田1P-192.47万吨，2P-243.97万吨。沙漠油田1P-124.93万吨，2P-151.49万吨。

（二）克山公司

2015年8月，洲际油气通过境外控股子公司马腾公司完成收购克山公司100%的股权，收购成本为3.4亿美元。购买日克山公司资产公允价值2,155,539,868.47元与账面价值409,096,206.54之间的差额1,746,443,661.93元计入油气资产-探明矿区权益和未探明矿区权益。

克山公司拥有哈萨克斯坦莫斯科耶油田、卡拉套油田100%的开发权益。

莫斯科耶油田矿权面积38.2km2,卡拉套油田矿权面积1.3km2。两个油田均于2003年签署开发合同，全部为已探明矿区权益，开发期至2034年2月。

截至2025年底，莫斯科耶油田共有在产采油井152口，其中螺杆泵生产115口，电潜泵生产37口。莫斯科耶油田共建有11座生产平台，14个计量站、1个中转站和1个联合站。注水系统包括10口注水井和4台高压注水离心泵。莫斯科耶油田主要由10台天然气发电机自发电，电网供电和柴油发电机为备用电源。

截至2025年底，卡拉套油田共有在产采油井4口，全部为螺杆泵生产，采用单井罐计量。注水井1口。卡拉套油田使用柴油发电机供电。

根据哈萨克斯坦储量评估机构KazRGEOI研究院出具的储量报告，截至2025年12月31日，两个油田的剩余可采储量为：莫斯科耶油田1P-482.05万吨，2P-770.52万吨；卡拉套油田1P-5.44万吨，2P-7.15万吨。

此外，克山公司拥有道勒塔利区块100%的勘探开发权益。

2019年2月勘探期结束后，按照合同规定，已探明的1.57km2开发区域进入开发期。克山公司编制了相应开发方案，考虑新钻6口新井并利用3口老井，以及进行配套地面生产设施建设。由于道勒塔利区块探明储量规模小、建产能规模有限，所处地理位置偏僻造成原油生产和运输单位成本高，经济评价测算，仍不具备商业开采条件，故该开发方案未予以实施。

由于该区块始终未能进入实质性开发，2023年3月14日，克山公司收到能源部函件要求退还开发矿权。克山项目公司在收到能源部信函后，启动开发区的退还工作，于2023年11月17日完成《道勒塔利开发区封存方案》的编制，经政府相关部门（工业安全部、卫生防疫部、国土资源部、西哈州矿委、生态环保部）的审批后，于2023年12月15日上报能源部。区块退还的所有审批工作在2024年9月30日完成。

公司油气资产为马腾公司、克山公司持有的位于哈萨克斯坦境内的油田区块。各油田储量情况按照可开采性将储量分为三个类别，分别为1P（证明储量）、2P（证明储量+概算储量）、3P（证明储量+概算储量+可能储量）。

马腾公司持有卡拉阿尔纳、东科阿尔纳、马亭以及沙漠4个油田。根据哈萨克斯坦储量评估机构Optimum研究院（2024年）和KazRGEOI研究院（2025年）出具的储量报告，马腾公司2024年、2025年各区块年末储量情况如下表所示：

单位：万吨

年度	卡拉阿尔纳油田			东科阿尔纳油田			马亭油田			沙漠油田			合计		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2024年	352.77	435.23	520.77	174.72	213.33	252.08	182.47	263.29	344.79				709.96	911.85	1,117.64
2025年	352.62	404.77	490.62	130.42	161.25	200.97	192.47	243.97	311.37	124.93	151.49	177.31	800.44	961.48	1,180.27

马腾公司各矿区2024年、2025年产量情况如下：

单位：万吨

年度	卡拉油田	东科油田	马亭油田	沙漠油田	合计
2024年	11.63	2.18	10.92		24.73
2025年	10.83	2.13	10.29	1.39	24.64

克山公司持有莫斯科耶、卡拉套2个油田。根据哈萨克斯坦储量评估机构Optimum研究院（2024年）和KazRGEOI研究院（2025年）出具的储量报告，克山公司2024年、2025年各区块年末储量情况如下表所示：

单位：万吨

年度	莫斯科耶油田			卡拉套油田			合计		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2024年	514.71	823.54	1,002.94	3.43	4.72	5.58	518.14	828.26	1,008.52
2025年	482.05	770.52	934.06	5.44	7.15	8.44	487.48	777.67	942.50

克山公司各矿区2024年、2025年产量情况如下：

单位：万吨

年度	莫斯科耶油田	卡拉套油田	合计
2024年	43.55	0.19	43.74
2025年	39.89	0.37	40.26

由于近年公司新井产能建设投入不足，且主要集中在克山的莫斯科耶油田，因此每年新井产量贡献不能弥补老井递减带来的产量下降，马腾、克山的储量、产量规模也不匹配。2024年、2025年马腾、克山新钻井数、新老井产量构成对比如下：

井数单位：口；产量单位：吨

年度	马腾				克山			
	新钻井数	新井产量	老井产量	合计	新钻井数	新井产量	老井产量	合计
2023年	3	1,448	263,538	264,986	8	11,550	478,195	489,745
2024年	2	1,154	246,169	247,323	5	4,609	432,747	437,358
2025年	12	14,853	231,311	246,367	8	4,801	397,764	402,564

未来公司将合理安排和加大新钻井和增产措施工作量投入，以保证剩余可采储量得到均衡有效的动用。哈萨克斯坦储量评估机构KazRGEOI研究院给出的马腾公司未来五年的新钻井和增产措施工作量如下：

年度	卡拉阿尔纳油田			东科阿尔纳油田			马亭油田			沙漠油田		
	1P	2P	1P	1P	2P	3P	1P	1P	3P	1P	2P	3P
新钻井（口）	28	31	34	44	45	44	27	33	38	33	36	38
措施（井次）				15	15	15						

哈萨克斯坦储量评估机构KazRGEOI研究院给出的克山公司未来五年的新钻井和增产措施工作量如下：

年度	莫斯科耶油田			卡拉套油田		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P
新钻井（口）	41	44	50	1	2	3
措施（井次）	50	75	100			

2024年、2025年纳斯达克证券交易所公布的伦敦布伦特原油期货历史平均价格如下：

年度	2023年	2024年	2025年
原油历史年平均价格（美元/桶）	81.90	79.58	67.86

公司采用一贯的计提减值政策，按照中国《企业会计准则第27号——石油天然气开采》和《企业会计准则第8号——资产减值》的规定，对马腾和克山各油田区块的可回收金额进行评估，计算油气资产预计未来现金流量现值。评估方法为现金流折现法，公司结合储量报告中证明储量与概算储量、公司打井计划等计算出的预计未来现金流量现值，并与账面价值对比。其中探明储量及油井相关设施，公司结合储量报告中证明储量（1P）进行计算测试，未探明储量结合储量报告中概算储量（P2）进行计算测试。如预计未来现金流量现值低于账面价值，将其差额计入资产减值准备。

基于上述原则，截止2025年12月31日的油气资产减值测试过程如下：

1、减值测试过程中涉及的具体参数及选取过程如下：

（1）剩余可采储量规模：

公司各油田矿区储量来源于2026年初由独立第三方储量评估机构哈萨克斯坦KazRGEOI研究院出具的储量报告。

马腾公司与克山公司的具体储量数据如下：

单位：万吨

项目	PD	1P	2P	3P
马腾公司	375.11	800.42	961.48	1,180.27
克山公司	373.83	487.48	777.67	942.50

公司储量评估采用的评估标准为国际上通用的油气资源管理系统（PRMS）。各级别的剩余可采储量（1P、2P、3P）均采用在产井的生产动态历史资料的综合研究分析，按照开发方案中部署的钻井计划和历年钻井工作量采用PRMS油气资源管理系统中推荐的产量递减法（DCA）进行各级别可采储量的预测。

（2）产量规划：

充分考虑各区块剩余可采储量和公司投资策略，在油价处于合理趋势下，公司未来产量将会呈现“升-稳-降”的趋势。公司各油田矿区未来产量来源于2026年初独立第三方储量评估机构哈萨克斯坦KazRGEOI研究院出具的储量报告，并计划原油产量实现对外销售时内外销比例为外销占比55%，内销占比45%。

未来5年马腾及克山公司各矿区产量情况预计如下：

单位：万吨

年度	卡拉阿尔纳油田		东科阿尔纳油田		马亭油田		沙漠油田		莫斯科耶油田		卡拉套油田	
	1P	2P	1P	2P	1P	2P	1P	2P	1P	2P	1P	2P
2026年	12.61	13.00	3.74	4.20	11.20	11.86	6.55	6.72	40.82	43.38	0.4204	0.4317
2027年	16.06	18.02	7.02	7.96	12.76	14.77	9.37	10.67	41.83	49.12	0.4422	0.5152
2028年	19.45	22.64	9.94	10.75	13.70	16.62	7.42	10.63	42.24	54.04	0.4130	0.5326
2029年	23.97	27.85	11.25	12.78	13.88	17.19	7.76	10.55	41.37	56.70	0.3846	0.4973
2030年	24.45	28.24	11.10	13.63	13.46	16.83	8.18	10.63	39.78	57.73	0.3594	0.4664
合计	96.54	109.75	43.05	49.32	65.00	77.27	39.28	49.20	206.03	260.98	2.0196	2.4432

（3）原油价格预期：

减值测试采用的外销油价是公司在收集并比较了国际能源署、多家国际投行等机构对未来油价预测结果后，获得10家权威公司预测的未来5年数据，取其平均值作为油价预测基础值，从第6年起使用通货膨胀率2%作为油价增长率进行后续的油价预测。公司未来5年原油价格预测参考数据如下：

年度	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
原油价格预测（美元/桶）	72.34	68.12	71.89	72.07	74.25

减值测试采用的内销油价为外销油价乘以0.35计算得出。

（4）原油的开采成本及税费：

原油开采成本及税费主要包括生产成本、运输费用、矿产资源开采税、出口收益税、出口关税。

公司第1年生产成本及运输费用为结合2026年的经营预算及2025年历史经营数据进行预测，从第2年起使用通货膨胀率2%作为成本及费用增长率进行后续的生产成本及运输费用预测。

相关税费为依据哈国现有政策进行计算。

（5）钻井计划及资本性支出

马腾公司未来5年的钻井计划如下：

单位：口井

年度	卡拉阿尔纳油田			东科阿尔纳油田			马亭油田			沙漠油田		
	最低情况	最佳情况	最高情况	最低情况	最佳情况	最高情况