证券代码:600759 证券简称:ST洲际 公告编号:2024-027号

# 洲际油气股份有限公司关于上海证券交易所对公司2023年年度报告的信息披露问询函的回复公告

本公司董事会及全体董事保证本公告内容不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏,并对其内容的真实性、准确性和完整性承担个别及连带责任。

重要提示:

1、公司完成重整后,营业收入及利润贡献将依托油气销售板块,公司业绩将受国际油价变动、原油产销量、资源国法律法规变动等因素影响具有不确定性,国际原油价格又受制于受全球及地区政治经济的变化、原油供需状况及具有国际影响的地缘政治事件等多方面因素的影响。

2、根据行业特点及国际惯例,公司聘请第三方储量评估机构对公司油气储量进行定期评估,主要基于国际通用准则石油资源管理系统(Petroleum Resources Management System,PRMS)的储量评估方法。PRMS储量体系综合考虑了储量的已发现、剩余、经济、可采四个属性,以及项目成熟度,这些因素共同影响储量评估结果。

2024年5月17日,洲际油气股份有限公司(以下简称"洲际油气"或"公司")收到上海证券交易所发来的《关于洲际油气股份有限公司2023年年度报告的信息披露问询函》(上证公函[2024]0584号)(以下简称"《问询函》"),现就函件中有关问题回复如下:

一、年报显示,2023年度公司实现营业收入27.26亿元,同比下降3.87%,扣非前后的净利润分别为12.70亿元、2.19亿元,均同比由负转正。其中,油气销售业务均为海外收入,运营区块主要集中在哈萨克斯坦,主力在产项目为马腾油田和克山油田,报告期内实现营收26.92亿元,毛利率为61.96%,同比下降5.78个百分点;公司归母净利润季度波动较大,一季度至四季度分别实现净利润为-0.25亿元、0.094亿元、0.75亿元、12.11亿元。报告期内,公司原油生产量75.47万吨,销售量75.28万吨,分别同比下降9.95%、8.80%。此外,报告期内公司前五大客户销售额占比81.05%。

请公司:(1)结合油田所处地理区位详细披露油气销售业务的开展情况,包括油气开采、储存、运输、销售模式,收入确认方式、时点等,以及公司油气业务在哈萨克斯坦地区所处行业位置、上下游产业情况、主要竞争对手以及公司竞争优劣势;(2)结合公司原油生产量、销售量波动、价格变动及同行业对比情况,补充说明报告期内营收下滑但扣非后净利润转正的具体原因及合理性,以及公司净利润季度波动大的原因,是否与行业趋势一致,相关业绩增长是否具备可持续性;(3)补充披露油气业务前五大客户及供应商的名称、所在地、业务往来内容、交易金额、回款情况、收入确认金额、合作期限,说明是否存在关联关系,以及公司是否存在对单一客户较大依赖的情形,是否符合行业惯例;(4)结合行业发展趋势、同行业可比公司情况、原油价格波动等影响因素,补充说明油气业务毛利率下滑的具体原因,是否与行业趋势相符并提示相关风险;(5)请公司结合哈萨克斯坦当地的税收政策及公司近三年纳税情况补充说明对公司收入利润的影响。

请年审会计师对上述问题发表意见,并进一步结合公司海外收入占比高、客户集中度高等情况,说明针对公司营业收入执行的审计程序,对其收入真实性、成本费用完整性的核查手段、核查范围、核查比例及相关财务报表科目的核查覆盖率。

公司回复:

(1)结合油田所处地理区位详细披露油气销售业务的开展情况,包括油气开采、储存、运输、销售模式,收入确认方式、时点等,以及公司油气业务在哈萨克斯坦地区所处行业位置、上下游产业情况、主要竞争对手以及公司竞争优劣势。

目前公司的运营区块主要集中在哈萨克斯坦,马腾、克山项目油田均位于哈萨克斯坦滨里海盆地,是国际公认的油气富集而勘探开发程度较低的区域之一。

马腾公司卡拉油田位于哈萨克斯坦阿特劳州Zhylyoi区,卡拉油田矿权边界拐点坐标为:

| 卡拉油田拐点 | 经度 | 纬度 |
|---|---|---|
| 1 | 53°23′26.3702″ | 46°17′34.4528″ |
| 2 | 53°25′06.0497″ | 46°14′32.8680″ |
| 3 | 53°25′00.4776″ | 46°13′04.7774″ |
| 4 | 53°24′20.3608″ | 46°12′19.3963″ |
| 5 | 53°21′06.5010″ | 46°12′28.3075″ |
| 6 | 53°20′53.7756″ | 46°15′23.9820″ |
| 7 | 53°22′00.1970″ | 46°16′15.7699″ |
| 8 | 53°22′28.7729″ | 46°17′36.4101″ |

马腾公司东科油田位于哈萨克斯坦阿特劳州Zhylyoi区,东科油田矿权边界拐点坐标为:

| 东科油田拐点 | 经度 | 纬度 |
|---|---|---|
| 1 | 53°16′48″ | 46°12′08″ |
| 2 | 53°15′46″ | 46°13′05″ |
| 3 | 53°16′16″ | 46°14′21″ |
| 4 | 53°17′42″ | 46°14′39″ |
| 5 | 53°18′41″ | 46°13′40″ |
| 6 | 53°18′07″ | 46°12′51″ |

马腾公司马亭油田位于哈萨克斯坦阿特劳州Kyzylkoga区,马亭油田矿权边界拐点坐标为:

| 马亭油田拐点 | 经度 | 纬度 |
|---|---|---|
| 1 | 53°36′30″ | 47°51′15″ |
| 2 | 53°35′35″ | 47°52′45″ |
| 3 | 53°36′05″ | 47°53′20″ |
| 4 | 53°38′10″ | 47°53′30″ |
| 5 | 53°40′00″ | 47°53′10″ |
| 6 | 53°40′40″ | 47°53′15″ |

克山公司莫斯科耶油田位于哈萨克斯坦阿特劳州Zhylyoi区,莫斯科耶油田矿权边界拐点坐标为:

| 莫斯科耶油田拐点 | 经度 | 纬度 |
|---|---|---|
| 1 | 53°07′00″ | 45°58′52″ |
| 2 | 53°08′49″ | 46°00′46″ |
| 3 | 53°11′05″ | 46°00′57″ |
| 4 | 53°12′29″ | 46°00′00″ |
| 5 | 53°13′47″ | 46°00′38″ |
| 6 | 53°14′15″ | 46°00′28″ |
| 7 | 53°12′43″ | 45°58′58″ |
| 8 | 53°11′28″ | 45°58′05″ |
| 9 | 53°07′32″ | 45°57′20″ |
| 10 | 53°06′00″ | 45°57′15″ |
| 11 | 53°07′20″ | 45°58′46″ |
| 12 | 53°07′24″ | 45°58′19″ |
| 13 | 53°07′51″ | 45°58′46″ |

克山公司卡拉套油田位于哈萨克斯坦阿特劳州Makhambet区,莫斯科耶油田矿权边界拐点坐标为:

| 卡拉套拐点 | 经度 | 纬度 |
|---|---|---|
| 1 | 52°22′13″ | 47°40′04″ |
| 2 | 52°22′00″ | 47°40′13″ |
| 3 | 52°23′28″ | 47°40′09″ |
| 4 | 52°23′14″ | 47°39′51″ |
| 5 | 52°22′40″ | 47°39′37″ |
| 6 | 52°22′08″ | 47°39′41″ |

2023年,马腾、克山共计产油75.47万吨。马腾项目以完善注采井网并配合三次采油方法,降低综合递减为工作方向,坚持贯彻执行降本增效的经营理念,全年在钻井、生产作业、地面工程等各项工作顺利实施的保障下,超额完成原油产量计划任务,全年完成原油产量26.4986万吨,圆满完成年度各项计划生产经营指标。克山项目坚持提升产能建设质量,以控制含水上升速度,减缓油田综合递减为工作方向,坚持贯彻执行降本增效的经营理念,全年完成原油产量48.9746万吨,全面达成本年度各项生产经营任务指标。

马腾、克山项目油田建立了完善的地面配套系统,形成了以联合站、注水站、集油干线、注水干线为中心的油气集输系统和注水系统。油田联合站和交油点配套有1000m3原油储罐12个,2000m3原油储罐5个,5000m3原油储罐3个,完全满足油田日常生产和存储需求。

马腾、克山项目油田均位于哈国国家石油运输公司(KTO)输油管道附近,公司采用有效的原油集输和处理方式将合格的原油输送至客户约定的指定地点。油田生产的原油,通过油田内部自有输油管道密闭输送,集输至油田联合站进行处理,经处理后的商品油通过自有管道或租赁油罐车运输至哈萨克国家石油运输公司(KTO)的交油点交油,进一步经KTO管道系统输送至出口装船港口或哈国境内炼厂。

公司销售业务分为出口和国内销,销售模式为自主销售。2023年全年原油销售量共计75.28万吨,其中出口原油量占比55%,内销原油量占比45%。2023年公司出口原油全部通过CPC里海石油管道过境俄罗斯后进入国际市场,出口的交货方式为FOB俄罗斯新罗西斯克港口,原油在目的港完成装船后,控制权由卖方转移至买方。CPC管道全称Caspian Pipeline Consortium(里海管道财团),连接哈萨克斯坦西部油田和俄罗斯里海沿岸油田直至黑海港口新罗西斯克,管道全长1511公里。通过CPC管道在黑海装船出口的原油品种为CPC Blend,主要来自哈萨克斯坦,亦混有俄罗斯轻质油与凝析油。CPC Blend是典型的轻质低硫原油。CPC Blend原油出口目的地主要集中在欧洲国家,其中意大利22%、荷兰10%、法国8%、土耳其8%,西班牙7%,亚洲市场客户主要为韩国8%、中国6%、印度4%。

马腾公司和克山公司原油通过CPC管道出口到欧洲为CPC Blend品种原油,按照国际惯例CPC Blend品种原油以即期布伦特原油价格(Brent Dated)定价。作为世界上最具流动性的原油之一,布伦特原油直接或间接地构成了全球78%以上国际原油的定价基准,包括俄罗斯乌拉尔原油、CPC Blend原油、尼日利亚和安哥拉的西非原油,以及佩克最大产油地的中东原油。

公司原油出口业务定价以《Platt's Crude Oil Marketwire》公布的即期布伦特原油价格(Brent Dated)为计价基准,计价方式为:海运提单日当天的即期布伦特原油价格(Brent Dated)减去折扣(含CPC Blend与Brent Dated价差、船运费、油商利润)。付款条件为装船海运提单日后第30天100%电汇付款(海运提单日为第0天)。装船后约15-20天与买方确认最终定价和折扣组成明细价格,向买方开具销售发票,发票包含出口合同及附件编号、海运提单日期、提单编号、油轮名称、Brent Dated价格($/bbl)、折扣($/bbl)、结算单价($/bbl)、数量(t)、数量(bbl)、总价($)等信息。买方收到发票后在海运提单日第30天按期付款。以海运提单日期为确认收入的时点,基于海运提单、价格折扣支持文件、销售发票等文件确认收入。

由于哈萨克斯坦法律环境改变,2023年1月起哈萨克斯坦内销市场发生结构性改革,马腾、克山开启内销原油加工、成品油销售新业务。内销原油由马腾、克山根据能源部配额办理输油手续至哈国境内炼厂加工,然后销售成品油,主要产品包含汽油、柴油、航煤、重油、石油焦、硫磺、液化气等。成品油客户主要为哈国境内加油站零售商、批发商、贸易商、终端用户等。成品油销售价格参照政府指导价和Argus公布的哈国成品油市场交易价格区间,根据交易时哈国内成品油市场供需情况,通过买卖双方谈判确定。付款方式为签订合同后三个工作日内买方100%预付款。收到预付款以后,根据买方订单发货申请,卖方开始向炼厂申请出库发货。成品油的运输方式为铁路罐车运输或公路汽运罐车运输,根据销售合同,成品油交货方式主要为EXW炼厂交货,油品从炼厂储罐完成铁路罐车或者汽运罐车装车时,实现控制权由卖方转移至买方,此时双方确认电子运单。电子运单包含开票日期、货物品名、数量、单价、总价、增值税等信息。同时由炼厂、卖方、承运人签署货物交接单,作为双方货物交接的凭证,该交接单包含铁路或汽车运单号、罐车编号、罐车类型、油品密度、装运数量、铅封编码等信息。基于以上电子运单和交接单,卖方向买方开具销售发票。销售发票是确认销售收入所必须的凭证,销售发票应详细列明销售商品的名称、数量、单价、金额等信息。电子运单、货物交接单、销售发票三者日期一致,为该批次货物完成装车发运的日期,以该日期为确认收入的时点,基于以上文件确认收入。

2023年哈萨克斯坦原油及凝析油产量8990万吨。根据哈萨克斯坦能源部统计数据,原油开采最多地区的是阿特劳州,占58.6%,其次是曼吉斯套州(18.5%)、西哈州(13.65%)、阿克纠宾州(5.1%)、克孜勒奥尔达州(4.1%),江布尔州和东哈州(0.05%)。2023年马腾原油产量、克山原油产量共计75.47万吨,在哈萨克斯坦石油公司(约100家)原油产量中排名第12位。

上下游产业情况:马腾公司和克山公司上游产业包括在哈多个油气田的勘探和开发权益,公司在此方面投入了大量资源,从而增强其上游竞争力。中游产业涉及油气运输和储存,马腾公司和克山公司自行建设约45km的油田自用输油管道和存储能力约3.5万吨的储油设施,能够有效管理油气的运输和储存,确保供应链的顺畅运行。目前公司下游业务主要为成品油销售,通过委托炼厂加工内销原油后自行销售成品油达到拓展下游业务的目的。

公司主要竞争对手包括:Kaz Munay Gas(哈萨克斯坦国家石油公司)、中石油(CNPC)、雪佛龙(Chevron)等。公司竞争优势主要有以下三点:1、马腾公司和克山公司在哈萨克斯坦有较好的资源布局,能够充分利用当地的油气资源。2、通过与国际公司合作,获得了先进的勘探开发技术,提高了采油效率。3、作为中型企业,能够快速适应市场变化,相对灵活地调整生产和销售策略。公司劣势为:1、相较于国家石油公司和国际石油巨头,马腾公司和克山公司的规模和资本较小,在大型项目和市场拓展中可能处于劣势。2、公司在扩展新项目和投资新领域方面可能面临更多挑战。3、下游产业参与度低,使得公司在油气价格波动时承受较大风险,对下游市场的依赖性较高。

(2)结合公司原油生产量、销售量波动、价格变动及同行业对比情况,补充说明报告期内营收下滑但扣非后净利润转正的具体原因及合理性,以及公司净利润季度波动大的原因,是否与行业趋势一致,相关业绩增长是否具备可持续性;

报告期内公司实现营业收入27.26亿元,较去年减少1.10亿元;实现归属上市公司股东扣除非经常性损益净利润2.19亿元,较去年增长1.23亿元,主要系本年度公司实施重整计划,对重整计划内的债务于2023年9月20日停止计息,利息费用较上年减少0.96亿元所致。

公司完成重整后,境内债务通过重整得以全部清偿,截至2023年12月31日,公司的资产负债率从69.21%降至37.16%,在2024年按照重整方案清偿完毕所有债务后,资产负债率将进一步下降,约为34%,其中有息负债率仅为7%,财务状况和资本结构得到极大的改善和优化,公司的运营更加健康和稳健,降低了财务风险。公司自2014年收购马腾公司、2015年收购克山公司以来,马腾公司(2015年起含克山公司)2014年-2023年实现的净利润分别为25,871.8万元、7,072.02万元、2,952.16万元、27,843.2万元、57,604.24万元、55,800.84万元、5,463.64万元、53,303.52万元、56,381.75万元、51,603.58万元,合计共343,896.75万元(以上数据均为扣除苏克股权公允价值变动后的利润数据),可以看出项目公司自收购以来生产运营一直处于稳定盈利的状态。同时随着公司负债的大幅降低,后续每年的利息费用相较2021年、2022年预计将减少约4.64亿元(其中2021年、2022年平均利息支出约3.64亿元,担保损失利息支出约1亿元),对未来年度公司的盈利水平产生持续的积极影响。

但公司完成重整后,营业收入及利润贡献将依托油气销售板块,公司业绩将受国际油价变动、原油产销量、资源国法律法规变动等因素影响具有不确定性,国际原油价格又受制于受全球及地区政治经济的变化、原油供需状况及具有国际影响的地缘政治事件等多方面因素的影响。

具体分析如下:

<1>报告期内公司原油产量、销售量、价格变动等具体情况及原因分析

| 项目 | 2023年度 | 2022年度 | 变动 | 变动率 |
|---|---|---|---|---|
| 原油生产量(吨) | 754,731.00 | 838,116.00 | -83,385.00 | -9.95% |
| 原油销售量 | 752,801.58 | 825,475.33 | -72,673.75 | -8.80% |
| 国际布伦特原油价 | 81.90 | 98.38 | -16.48 | -16.75% |
| 营业收入 | 2,726,399,499.39 | 2,836,218,400.04 | -109,818,900.65 | -3.87% |
| 营业成本 | 1,041,703,848.87 | 922,279,915.86 | 119,423,933.01 | 12.95% |
| 税金及附加 | 610,460,607.63 | 761,194,663.42 | -150,734,055.79 | -19.80% |
| 管理费用 | 257,925,324.11 | 204,240,072.52 | 53,685,251.59 | 26.29% |
| 利息支出 | 412,443,505.33 | 508,214,109.24 | -95,770,603.91 | -18.84% |
| 油气销售业务所得 | 211,097,301.42 | 411,747,033.71 | -200,649,732.29 | -48.73% |

如上表所示,公司2023年度营业收入27.26亿元,较去年减少1.10亿元;实现归属于上市公司股东扣除非经常性损益净利润2.19亿元,较去年增长1.23亿元,原因如下:

1、收入减少1.1亿元:公司2023年度实现营业收入27.26亿元,较上年减少3.87%,其中油气销售业务收入26.92亿元,包含原油销售收入20.47亿元,成品油销售收入8.71亿元,原油业务与成品油业务内部交易抵消后,油气销售业务收入26.92亿元,较上年减少1.1亿元,减少3.75%。收入减少主要由于原油产销量下降及国际油价下降,2023年产量较上年减少9.95%,导致原油销量减少8.8%;2023年度国际布伦特原油均价较上年下降16.75%,导致公司油气销售业务收入下降。

2、营业成本增长1.2亿元:主要由于原油销售内销部分炼化为成品油销售,成品油加工成本增加;

3、税金及附加减少1.5亿元:由于国际油价下跌,销量下降,导致出口收益税、出口关税等油气业务相关税费减少;

4、管理费用增加0.5亿元:由于人员增加及公司各项业务的开展,职工薪酬、行政性费用等增加;

5、利息支出减少0.96亿元:2023年度公司执行重整计划,重整日9月20日后的纳入重整计划的债务不再计息,利息支出减少;

6、油气业务所得税费用减少2亿元:由于油气销售价格及销量下降,收入下降,油气业务所得税费用及超额利润税减少。

<2>报告期内净利润波动原因及与同行业趋同情况

2023年度,各季度实现收入分别为5.41亿元、7.27亿元、7.77亿元、6.82亿元,收入来源主要为油气开采、销售业务,各季度布伦特平均油价分别为81.55美元/桶、77.96美元/桶、85.49美元/桶和82.28美元/桶。第一季度,由于哈萨克斯坦法律环境改变,2023年1月起哈萨克斯坦内销市场发生结构性改革,马腾、克山开启内销原油加工、成品油销售新业务。第一季度末未完成销售的部分成品油存货约0.55亿元,导致第一季度收入较其他季度较少,除第一季度外,各季度收入变动与国际布伦特油价变动趋势基本相同。

2023年度,公司各季度净利润分别为-2,514.89万元、940.77万元、7,495.62万元和121,081.44万元,各季度利润不均衡,与行业变动趋势不一致的主要原因如下:

1、投资收益-重整收益的确认:2023年12月公司重整计划执行完毕,在第四季度根据企业会计准则相关规定确认重整收益29.77亿元。

2、利息支出全年发生不均衡:利息支出主要为洲际油气总部的利息支出及子公司马腾的贷款利息支出,2023年9月20日海口中级人民法院受理公司重整计划(以下简称"重整受理日"),重整受理日后,纳入重整范围内的债务停止计息,所以公司第一、二季度利息支出较大,第三季度利息支出由于重整债务停息而降低,第四季度仅对未纳入重整计划的债务计息,导致利息支出全年发生不均衡。

3、资产减值损失的计提:第四季度,计提油气资产减值损失0.64亿元。

4、资产处置损失:2023年12月公司重整计划执行完毕,根据重整计划处置资产,产生资产处置损失8.90亿元。

(3)补充披露油气业务前五大客户及供应商的名称、所在地、业务往来内容、交易金额、回款情况、收入确认金额、合作期限,说明是否存在关联关系,以及公司是否存在对单一客户较大依赖的情形,是否符合行业惯例。

<1>前五大客户情况

公司前五大客户均来自公司的原油及成品油销售客户,销售回款均在合同约定的账期内回款或100%预收款,具体情况列示如下表:

| 前五大客户 | | | | 单位:人民币万元 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 名称 | 所在地 | 业务往来内容 | 合作期限 | 交易金额 | 收入确认金额 | 回款情况 |
| Vitol Energy Trading SA | 瑞士 | 原油销售 | 2019年至今 | 176,022.90 | 176,022.90 | 期末应收款项已于2024年2月收到全部回款 |
| Nur Oil Treid TOO | 哈萨克斯坦 | 原油/成品油销售 | 2018年至今 | 24,719.27 | 24,719.27 | 期末应收款项已于2024年2月收到全部回款 |
| Green Power Market TOO | 哈萨克斯坦 | 成品油销售 | 2023年至今 | 9,326.65 | 9,326.65 | 本期收入已于2023年12月收到全部回款 |
| LT-TRADE TOO | 哈萨克斯坦 | 成品油销售 | 2023年至今 | 6,414.24 | 6,414.24 | 期末应收款项已于2024年3月收到全部回款 |
| Petro Munai TOO | 哈萨克斯坦 | 成品油销售 | 2023年至今 | 4,481.72 | 4,481.72 | 期末应收款项已于2024年1月收到全部回款 |

*公司与以上客户均不存在关联关系。

公司销售业务包括出口和内销两个部分。公司目前有多方向的出口销售渠道,通过持续跟踪原油市场动态、对比分析各方向的出口效益,调整和优化出口方向。2023年公司出口业务以欧洲方向为主,客户为Vitol集团,出口销售收入占公司总收入的64.56%,是公司销售业务的重点。内销部分原油经炼厂加工后出售成品油,成品油销售价格大多受哈国政府管控,与布伦特油价变动相关性较小。

公司对第一大客户Vitol的依赖度较高,与行业特性及惯例相关。客观上公司原油出口占收入比重很高,为规避俄乌战争对哈萨克斯坦原油出口价值低估的影响,近几年公司出口业务主要通过CPC管道出口。公司销售这一布局符合国家、地区特点和行业惯例。销售客户较为集中的原因为:哈萨克斯坦作为典型的内陆国家,没有出海口,其原油出口主要过境俄罗斯进入国际市场。由于俄罗斯指定港口用于装船出口哈萨克斯坦石油,和过境运输距离长、过境运输手续复杂、单个生产商存在资源量不足需要拼装油轮等因素,一般贸易商很难有购买实力。从2023年的实际情况来看,马腾公司和克山公司的月出口量在3万吨左右,而原油出口均使用13.5万吨或8万吨装载量的油轮,对于普通的石油生产商并不能在数量上满足装载要求,出口原油通常由两家或三家石油生产商进行拼船运输。Vitol由于具有很强的贸易实力和运输组织能力,深谙欧亚大陆开展石油贸易的规律,长期以来获得了多个资源国政府的认可和支持,作为固定贸易商基本垄断了大部分哈萨克斯坦矿税制石油生产商的出口资源。因此,公司的选择立足于国际原油市场特点和哈萨克斯坦国情,符合石油行业惯例。

<2>公司前五大供应商情况

公司2023年度前五大供应商全部来自于油气业务供应商,主要为公司提供钻井、管输等服务,前五大供应商均与公司无关联关系,具体情况列示如下表:

| 前五大供应商 | | 单位:人民币万元 | | |
|---|---|---|---|---|
| 名称 | 所在地 | 业务往来内容 | 合作期限 | 交易金额 |
| НТиИК Цинлун ТОО | 哈萨克斯坦 | 钻井服务 | 2023年至今 | 11,659.32 |
| КТК-Р ЗАО | 俄罗斯 | 管输服务 | 2014年至今 | 9,802.20 |
| ЕМГ СтройСервис-Атырау ТОО | 哈萨克斯坦 | 油品拉运 | 2014年至今 | 7,133.98 |
| Loong Sapphire International TOO | 哈萨克斯坦 | 物资供应 | 2021年至今 | 4,367.72 |
| Премиум Ойл Транс ТОО | 哈萨克斯坦 | 成品油铁路运输 | 2023年至今 | 3,688.53 |

(4)结合行业发展趋势、同行业可比公司情况、原油价格波动等影响因素,补充说明油气业务毛利率下滑的具体原因,是否与行业趋势相符并提示相关风险。

2023年度公司油气业务毛利率为61.96%,较2022年度下降5.78个百分点,其主要原因有:1.收入受布伦特油价下降及销量下降影响,油气业务收入较上年减少3.75%,其中由于布伦特原油价格较上年减少16.75%,导致公司原油销售价格下降7.11%;由于产量下降9.95%,导致销量下降8.8%;2.由于原油销售内销部分转换为自主炼化为成品油销售,成品油加工成本增加,导致油气业务成本增加。

在销量和价格降低的影响下马腾和克山2023年油气业务收入较2022年降低了约3.02亿人民币。根据哈萨克政府法律规定,马腾和克山公司2023年开启了内销原油加工、成品油销售的新业务的情况下,成本中新增了加工费、成品油运输费、炼化添加剂等费用,致使油气行业成本增加。

与本公司可比的在哈萨克斯坦生产销售石油的公司销售毛利率列示如下:

| 可比公司名称 | 2023年度毛利率 | 2022年度毛利率 | 变动 |
|---|---|---|---|
| TOO ?Жанкмунай? | 33% | 53% | 下降20个百分点 |
| AO ?KMK МУНАЙ? | 47% | 56% | 下降8.86个百分点 |
| AO ?Каражанбасмунай? | 51% | 62% | 下降11.19个百分点 |

由上表可以看出,可比公司毛利率2023年度较2022年度都有所下滑,2023年度行业毛利率同比下滑主要是由于国际原油价格环比下降及国际经济形式放缓导致需求减少所致。

行业情况及风险:

回顾2022年全球能源业呈现出4个方面的显著特点。一是全球能源消费量再创新高。一是能源消费143.66亿吨油当量,同比增长2.2%,基本回归至2020年之前平均增长水平。二是全球能源贸易和供需格局发生深刻变化。国际油气贸易流向由"逆时针"转向"顺时针",亚太与欧洲供应来源转换,欧洲油气"脱俄倚美",俄罗斯油气出口"转东向南"。美国与欧佩克形成两极格局,成为全球新增产量的主要来源。三是国际能源价格体系动荡紊乱。不同能源品种正常比价关系发生改变,煤价、电价、关键矿产资源价格飙涨。四是各国政策加强对能源行业干预。维护能源供应安全成为消费国能源政策的首要目标,从效率优先转变为安全优先,强化对能源产业链的控制。2022年,布伦特原油期货全年均价为98.38美元/桶,同比上涨27.74美元/桶,涨幅39.27%,均价接近2014年水平。

而到了2023年,国际形势波谲云诡,美联储加息导致高利率冲击,以及俄乌冲突、巴以冲突等地缘动荡的影响,需求增速放缓、上游投资减弱,而债务扩大,全球经济风雨飘摇。作为最重要的大宗商品的原油同样经历了来自宏观经济的压力,供应中断的风险和需求下降预期的制约,暴涨暴跌、一波三折。2023上半年,国际原油宽幅震荡走跌。主要受欧美通胀水平下降缓慢,美联储及欧洲央行持续加息对经济产生负反应,全球需求前景渺茫,经济衰退风险概率加大。尤其是3月份,欧美银行业危机爆发,更加剧了油价的跌势。期间石油输出国组织及其盟友(OPEC+)紧急对油价预期管理,大规模减产,对油价起到托底的作用,止住了油价下滑态势。到了下半年,在OPEC+延续减产的背景下,叠加美国进入夏季,夏季是成品油消费旺季,市场在供应紧张和需求旺盛的加持下,油价持续上涨,这波单边上涨行情主要集中在7月到9月中上旬。9月中下旬以后市场进入下跌通道,主因美联储加息预期升温,以及高利率环境对经济带来实质性的压力,需求预期下降。同时OPEC+深化减产的力度并没有得到市场认可,油价展开下半年最大的一波跌势。虽然10月初爆发了巴以冲突,供应中断风险影响下,油价短期上涨,但依然没有挽回颓势。油价从90美元上方跌落到70美元区间。

公司的原油销售价格参照国际原油价格确定,国际原油价格受全球及地区政治经济的变化、原油供需状况及具有国际影响的地缘政治事件等多方面因素的影响。因此,公司的主要产品原油存在一定的价格波动风险。公司将积极关注国内外经济和政治形势,因势利导,以降低市场风险。

(5)请公司结合哈萨克斯坦当地的税收政策及公司近三年纳税情况补充说明对公司收入利润的影响。

<1>公司在哈萨克斯坦开展油气勘探、开发、销售等业务,在哈萨克斯坦主要涉及税种如下:

1. 增值税:公司控股子公司马腾公司、克山公司、马腾贸易公司、克山贸易公司根据哈萨克斯坦共和国税收条例规定,按哈萨克斯坦国内应税销售收入的12%缴纳,出口产品适用零税率。

2. 出口收益税:马腾公司和克山公司原油产品出口适用出口收益税,出口收益税税率随原油出口价格的波动而变动,适用全额累进税率,具体税率如下:

| 级次 | 市场价格 | 税率(%) |
|---|---|---|
| 1 | 小于或等于40美元一桶 | 0 |
| 2 | 40美元到50美元一桶 | 7 |
| 3 | 50美元到60美元一桶 | 11 |
| 4 | 60美元到70美元一桶 | 14 |
| 5 | 70美元到80美元一桶 | 16 |
| 6 | 80美元到90美元一桶 | 17 |
| 7 | 90美元到100美元一桶 | 19 |
| 8 | 100美元到110美元一桶 | 21 |
| 9 | 110美元到120美元一桶 | 22 |
| 10 | 120美元到130美元一桶 | 23 |
| 11 | 130美元到140美元一桶 | 25 |
| 12 | 140美元到150美元一桶 | 26 |
| 13 | 150美元到160美元一桶 | 27 |
| 14 | 160美元到170美元一桶 | 29 |
| 15 | 170美元到180美元一桶 | 30 |
| 16 | 180美元以上 | 32 |

3. 矿产资源开采税

马腾公司和克山公司原油开采适用矿产资源开采税,其中出口部分按以下明细适用全额累进税率,内销部分减半征收:

| 级次 | 原油年度生产量(千吨) | 税率(%) |
|---|---|---|
| 1 | 小于或等于250 | 5 |
| 2 | 250到500 | 7 |
| 3 | 500到1000 | 8 |
| 4 | 1000到2000 | 9 |
| 5 | 2000到3000 | 10 |
| 6 | 3000到4000 | 11 |
| 7 | 4000到5000 | 12 |
| 8 | 5000到7000 | 13 |
| 9 | 7000到10000 | 15 |
| 10 | 10000以上 | 18 |

4. 关税:原油出口关税2016年1月至2月适用40美元/吨的税率,2016年3月1日起根据原油市场价格适用全额累进税率,税率从0到每吨236美元(油价大于每桶185美元时)不等。

5. 消费税,销售成品油征收消费税,汽油:38,134坚戈/吨、柴油:35,726坚戈/吨;公司自2023年加工成品油,开始涉及消费税。

6. 企业所得税和超额利润税:马腾公司、克山公司、马腾贸易公司、克山贸易公司按应纳税所得额的20%缴纳企业所得税;

马腾公司和克山公司矿产资源使用合同取得的净收益(收入减去税法中规定的扣除项目)超过税法中规定的扣除项目25%的部分适用超额利润税,税率适用超额累进税率,具体明细如下:

| 级次 | 超额利润税应税所得超过扣除项目的范围 | 税率(%) |
|---|---|---|
| 1 | 小于或等于25%的部分 | 0 |
| 2 | 超过25%但小于或等于30%的部分 | 10 |
| 3 | 超过30%但小于或等于40%的部分 | 20 |
| 4 | 超过40%但小于或等于50%的部分 | 30 |
| 5 | 超过50%但小于或等于60%的部分 | 40 |
| 6 | 超过60%但小于或等于70%的部分 | 50 |
| 7 | 超过70%的部分 | 60 |

<2>公司近三年在哈萨克斯坦税负情况列示如下 (单位:人民币万元)

| 税目 | 2021年度 | 2022年度 | 2023年度 |
|---|---|---|---|
| 增值税 | -687 | 2,183 | 3,031 |
| 消费税 | | | 10,432 |
| 关税 | 24,173 | 26,568 | 22,431 |
| 出口收益税 | 30,725 | 49,199 | 27,787 |
| 超额利润税 | 2,831 | 17,910 | 4,036 |
| 企业所得税 | 20,903 | 23,265 | 17,074 |
| 矿产资源税 | 14,665 | 14,963 | 10,909 |
| 合计 | 92,610 | 134,088 | 95,700 |
| 占油气销售收入的比重 | 38.61% | 48.35% | 35.55% |

近三年,公司在哈萨克斯坦的税负占油气销售收入的比分别为38.61%、48.35%、35.55%,对公司利润有较为重大的影响。影响公司税负的主要因素为国际原油价格水平、原油产销量、内外销比等。2021年至2023年度,国际布伦特油均价分别为70.64美元/桶,98.38美元/桶和81.90美元/桶,总体呈低高低的趋势;公司产量2021年至2023年分别为93.23万吨,83.81万吨,75.47万吨,呈逐渐下降的趋势。

出口收益税和关税:由前述税种介绍可知,出口收益税和关税的税率根据国际油价不同,适用不同的税率并且采用全额累进税率,油价越高,税率越高,税负越重,公司近三年出口收益税和关税的变动呈现低高低,趋势与国际油价变动一致。2023年度出口收益税和关税较2022年度下降,主要由于国际油价下降、销量下降。

消费税:由于哈萨克法律法规的变动,2023年马腾公司和克山公司在哈萨克斯坦境内销售的原油,要炼化为成品油对外销售,所以自2023年开始公司在哈萨克斯坦有消费税纳税义务,税率为:汽油:38,134坚戈/吨、柴油:35,726坚戈/吨。2023年消费税税负为10,432万元。

矿产资源税:哈萨克斯坦矿产资源开采税出口部分以国际油价计算的销售收入为税基,根据年度开采数量,确定税率,并采用全额累进税率,税率为5%到18%,内销及自用部分税率减半。2022年度矿产资源税与2021年度基本持平,主要由于虽然2022年度产量较2021年度下降,但是国际油价上涨,综合影响2022年度与2021年度矿产资源税持平;2023年度,国际油价较2022年度下降16.75%,产量比2022年度下降9.95%,双重因素导致矿产资源税下降27.09%。

超额利润税和企业所得税:马腾公司、克山公司、马腾贸易公司、克山贸易公司按应纳税所得额的20%缴纳企业所得税;马腾公司和克山公司矿产资源使用合同取得的净收益(收入减去税法中规定的扣除项目)超过税法中规定的扣除项目25%的部分适用超额利润税,税率适用超额累进税率。对其产生影响的因素有原油的产量、销量、销售价格、内外销比例、CAPEX投入、生产成本、管理费用,同样是因为三年的油价和销量的变化导致税负发生变化,另外超额利润税还与当期的资本性投入有关,投入越大,超额利润税越低。

公司持续密切关注哈萨克斯坦税收政策的变化,并制定相应的策略来优化税收措施,降低税务成本,提高盈利水平。

自2022年2月俄乌武装冲突爆发以来,地缘政治形势发生了急剧变化,"西方集体"开始对俄罗斯联邦实施一揽子政治和经济制裁,直接导致波罗的海港口(乌斯特卢加)出口的俄罗斯原油的国际价格贴水上升。公司为了避免损失,及时调整出口路线,改变从PJSC Transneft(阿特劳-萨马拉-乌斯特卢加)到PJSC CPC(阿特劳-新罗西斯克)的主要管道石油出口。从而使公司收入及利润未受到大的影响。

在2021-2023年期间,哈萨克斯坦政府没有对税法进行重大修改,公司的税目没有发生重大的改变。与此同时,哈萨克斯坦共和国2011年7月20日通过的《关于国家调整石油产品生产和流通的国家监管法》于2023年1月12日和3月3日部分生效,后来又对该法进行了修订,以排除炼油厂石油供应系统中的中间商,保证油公司的利益。2023年对该法进行了修正,要求矿产资源使用者成立贸易公司,加工原油并销售石油产品,销售净收入的部分可列入石油合同外业务,不纳入超额利润税的征收对象,这有助于减轻公司税收负担。

会计师回复:

公司主要资产、主营业务主要集中在境外哈萨克斯坦,我们在审计过程中,对境外公司进行了现场审计,所执行的审计程序包括但不限于管理层访谈、内部控制流程核查、马腾克山公司及苏克公司各油田矿区现场勘查及盘点、查阅审计相关资料等。

同时,针对上述情况,我们执行了如下审计程序:

1. 对营业收入的主要审计程序、核查手段及核查范围如下:

(1) 了解、评价和测试与收入确认相关内部控制制度的设计及执行有效性;

(2) 复核收入确认的会计政策,判断管理层收入确认的会计政策运用的适当性,收入确认的会计政策是否得到有效执行;

(3) 根据销售流程,检查收入确认的相关单据及文件,根据获取的证据综合判断收入是否实现:

a) 对于原油客户:我们获取并检查了重要客户的业务合同、业务订单、管道及船运单、出口报关提单、发票、期后回款等;

b) 对于成品油客户:我们获取并检查了重要及本年新增客户的业务合同、业务订单、预收款银行流水、装车单、发票等;

(4) 根据销售流程,检查重要客户的业务合同、管道及船运单、出口报关单、发票、期后回款等,根据获取的证据综合判断收入是否实现;

(5) 结合应收账款、合同负债及收入的函证、对重要客户的访谈、对出口配额、管道运输文件的检查以及销售的期后回款测试等程序进一步确认收入的实现;

(6) 对收入情况实施同期对比及月度分析程序,判断收入金额是否出现异常波动的情况;

(7) 执行营业收入截止性测试,以评价营业收入是否被记录于恰当的会计期间。

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,核查营业收入的真实性;2023年度公司营业收入272,639.95万元,检查金额238,466.97万元[1],综合检查比例87.46%;其中:通过发函确认金额61,299.80万元,占比22.48%;通过替代测试确认金额177,167.17万元,占比64.98%,替代测试检查资料主要包括:业务合同、业务订单、销售发票、管道及船运单、出口报关提单、期后回款等。对公司第一大客户Vitol Energy Trading SA,我们通过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 Energy Trading SA公司银行账号转出,可以确认其回款的真实性。同时,我们于2024年3月26日对公司主要客户Vitol Energy Trading SA执行了访谈程序,进一步对收入的真实性进行了确认,访谈对象为Vitol集团英国办事处负责CIS独联体国家商业运营及业务发展的人员以及Vitol集团莫斯科办事处负责CIS独联体国家财务管理的人员。

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2023年12月31日,应收账款账面余额10,221.00万元,检查金额7,672.77万元[1],综合检查比例75.07%。其中:通过发函确认金额1,115.38万元,占比10.91%;通过替代测试确认金额6,557.39万元,占比64.16%,替代测试检查资料主要包括:业务合同、业务订单、销售发票、管道及船运单、出口报关提单、期后回款、质量银行费用单等。

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。截止2023年12月31日,合同负债账面余额22,056.74万元,检查金额21,607.05万元[1],综合检查比例97.96%。其中:通过发函确认金额1,288.65万元,占比5.84%;通过替代测试确认金额20,318.40万元,占比92.12%,替代测试检查资料主要包括:业务合同、业务订单、期后确认收入的销售发票、管道及船运单、装车单、出口报关提单等。

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) 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;

(2) 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,确定原始凭证是否齐全、记账凭证与原始凭证是否相符以及账务处理是否正确;

(3) 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;

(4) 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;

(5) 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;

(6) 抽样检查缴税凭证以及相关支持性文件;

(7) 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;2023年度公司营业成本104,170.38万元,检查金额83,283.70万元[1],综合检查比例79.95%。其中:通过发函确认金额10,893.60万元,占比10.46%;通过细节测试确认金额9,521.90万元,占比9.14%;通过替代测试确认金额10,693.59万元,占比10.26%,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52,174.61万元,占比50.09%,测算及重新计算主要涉及运费、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2023年12月31日,应付账款账面余额6,164.96万元,检查金额4,966.45万元[1],综合检查比例80.56%。其中:通过发函确认金额3,958.37万元,占比64.21%;通过替代测试确认金额1,008.08万元,占比16.35%,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2023年12月31日,预付账款账面余额43,056.07万元,检查金额38,881.68万元[1],综合检查比例90.03%,全部通过发函确认。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;另外,我们对公司新增供应商执行了访谈程序,进一步对采购及预付款的真实性进行了确认。

[1]审计程序重复确认部分已扣除

根据已执行的审计程序获取的证据,核查税金及期间费用的完整性。账面金额、检查手段、检查范围及比例详见下表:

| 科目 | 账面金额(万元) | 检查金额(万元) | 检查比例(%) | 细节测试检查比例(%) | 测算及重新计算比例(%) |
|---|---|---|---|---|---|
| 税金及附加 | 61,046.06 | 55,587.32 | 91.06 | 0.08 | 90.33 |
| 销售及管理费用 | 26,684.40 | 21,262.75 | 79.68 | 24.43 | 55.25 |
| 财务费用 | 42,401.22 | 41,948.52 | 98.93 | 1.66 | 97.27 |

注1:测算及重新计算包括税金及附加测算检查、销售及管理费用中工资、折旧测算检查以及财务费用中利息支出测算检查。

注2:审计程序中重复确认部分表内已扣除。

对于公司在哈萨克斯坦当地的税负情况,2023年与油气销售相关税费较2022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 | 2022年度(万元) | 2023年度(万元) | 下降金额(万元) | 下降比例(%) |
|---|---|---|---|---|
| 关税 | 26,568 | 22,431 | 4,137.23 | 15.57 |

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。

a) 原油出口销量影响分析:2023年公司原油出口销量约为41.40万吨,较2022年外销销量47.15万吨下降12.19%;

b) 原油市场价格影响分析:2023年平均国际原油价格约81.90美元/桶,对应年平均关税税率约73.75美元/吨,2022年平均国际原油价格约98.38美元/桶,对应年平均关税税率约85美元/吨,2023年较2022年下降13.24%。

除上述两个关键因素外,人民币兑美元汇率贬值也对2023年关税有一定影响。综合上述三点,2023年度关税金额可以确认,下降原因合理。

(2) 出口收益税

| 税目 | 2022年度(万元) | 2023年度(万元) | 下降金额(万元) | 下降比例(%) |
|---|---|---|---|---|
| 出口收益税 | 49,199 | 27,787 | 21,412.70 | 43.52 |

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:2023年公司原油外销销量约为41.40万吨,根据吨桶换算比约1吨=7桶,2023年原油外销销量合289.80万桶。2022年公司原油外销销量约为47.15万吨,根据吨桶比换算约为330.05万桶,2023年较2022年外销销量下降12.19%;

② 原油市场价格影响分析:2023年平均国际原油价格约81.90美元/桶,较2022年98.38美元/桶下降16.75%;

③ 全额累进税率影响分析:2023年国际原油价格在72.10美元/桶至94.42美元/桶浮动,适用税率在16%~19%;2022年国际原油价格在76.45美元/桶至129.18美元/桶浮动,适用税率在16%~23%,且2023年整体油价水平低于2022年。

除上述三个关键因素外,人民币兑美元汇率贬值也对2023年出口收益税有一定影响。综合上述四点,2023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 | 2022年度(万元) | 2023年度(万元) | 下降金额(万元) | 下降比例(%) |
|---|---|---|---|---|
| 矿产资源开采税 | 14,963 | 10,909 | 4,053.55 | 27.09 |

矿产资源开采税=(内销原油数量*内销原油价格)*适用税率/2+(外销原有数量*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 | 2023年原油产量(吨) | 2023年矿产资源开采税适用税率 | 2022年原油产量(吨) | 2022年矿产资源开采税适用税率 |
|---|---|---|---|---|
| 卡拉阿尔纳油田 | 130,283 | 5%;2.5% | 143,484 | 5%;2.5% |
| 东科阿尔纳油田 | 23,527 | 5%;2.5% | 27,447 | 5%;2.5% |
| 马亭油田 | 111,176 | 5%;2.5% | 112,745 | 5%;2.5% |
| 莫斯科耶油田 | 487,539 | 7%;3.5% | 552,202 | 8%;4.0% |
| 卡拉套油田 | 2,206 | 5%;2.5% | 2,238 | 5%;2.5% |
| 合计 | 754,731 | — | 838,116 | — |

2023年原油产量较2022年减少83,385吨,莫斯科耶油田矿产资源开采税适用税率由8%下降至7%。

② 原油内外销数量影响分析:

2023年原油销售数量为752,801.58吨,较2022年825,475.33吨下降8.80%。

原油内外销数量情况如下:

| 项目 | 2023年度 | | 2022年度 | |
|---|---|---|---|---|
| | 数量(吨) | 占比 | 数量(吨) | 占比 |
| 外销 | 414,001.58 | 54.99% | 471,475 | 57.12% |
| 内销 | 338,800.00 | 45.01% | 354,000 | 42.88% |
| 合计 | 752,801.58 | 100.00% | 825,475.33 | 100.00% |

③ 原油市场价格影响分析:2023年平均国际原油价格约81.90美元/桶,较2022年98.38美元/桶下降16.75%。

除上述三个关键因素外,人民币兑美元汇率贬值也对2023年矿产资源开采税有一定影响。综合上述四点,2023年度矿产资源开采税金额可以确认,下降原因合理。

(4) 超额利润税

| 税目 | 2022年度(万元) | 2023年度(万元) | 下降金额(万元) | 下降比例(%) |
|---|---|---|---|---|
| 超额利润税 | 17,910 | 4,036 | 13,873.94 | 77.47 |

2023年马腾公司超额利润税较2022年下降70.75%,克山公司超额利润税较2022年下降78.85%,2023年马腾及克山公司整体超额利润税较2022年下降76.94%;考虑人民币兑美元汇率贬值的影响,整体下降比例为77.47%。

公司超额利润税的征税对象为超额利润税计税净收入超出超额利润税扣款总额25%的部分。超额利润税计税净收入为矿产资源使用合同取得的收入-税法中规定扣除项目-矿权合同范围内的企业所得税。因此影响公司超额利润税的因素主要包括原油产销量、原油销售价格、生产成本费用、当年CAPEX支出等。

① 马腾公司

马腾公司2023年收入较2022年下降42.78%,可抵扣成本下降37.49%,企业所得税下降54.73%,超额利润税计税净收入下降50.34%,征税金额下降62.88%;与此同时,2023年较2022年税率范围下降,适用超额累进税率范围从10%~40%将至10%~30%。综合上述,马腾公司2023年度超额利润税金额可以确认,下降原因合理。

② 克山公司

克山公司2023年收入较2022年基本持平,可抵扣成本增加20.88%,主要为2023年CAPEX支出增加78%导致,企业所得税下降12.16%,超额利润税计税净收入下降26.76%,征税金额下降54.17%;与此同时,2023年较2022年税率范围下降,适用超额累进税率范围从10%~50%将至10%~30%。综合上述,克山公司2023年度超额利润税金额可以确认,下降原因合理。

(5) 企业所得税

| 税目 | 2022年度(万元) | 2023年度(万元) | 下降金额(万元) | 下降比例(%) |
|---|---|---|---|---|
| 企业所得税 | 23,265 | 17,074 | 6,191.25 | 26.61 |

企业所得税=应纳税所得额*20%,因此影响公司企业所得税税负的主要因素为应纳税所得额。

2023年马腾及克山公司应纳税所得额变动情况如下:

| 公司 | 2022年度(万元) | 2023年度(万元) | 下降金额(万元) | 下降比例(%) |
|---|---|---|---|---|
| 马腾公司 | 44,967.47 | 13,736.29 | 31,231.18 | 69.45 |
| 克山公司 | 89,873.04 | 59,879.86 | 29,993.18 | 33.37 |

除上述关键影响因素外,2023年新增马腾、克山贸易公司也对2023年企业所得税有一定影响。综上所述,2023年度企业所得税金额可以确认,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2023年度营业收入、成本费用的确认及计量合理,恰当,记录期间准确,符合《企业会计准则》的相关规定。

二、年报显示,报告期末油气资产账面价值76.45亿元,本期计提资产减值7265.43万元,去年同期未计提;其他非流动金融资产账面价值19.89亿元,主要系持有苏克石油天然气股份公司(以下简称苏克公司)15.66%股权,本期确认公允价值变动损益2444.59万元和其他变动3288.89万元;其他应收款账面价值1.62亿元,同比增长107.04%,计提坏账准备3637.14万元;存货账面价值1.32亿元,同比增长83.86%,本期未计提跌价准备;在建工程账面价值1.33亿元,同比增长216.55%,本期未计提减值准备。

请公司:(1)补充披露探明矿区权益、未探明矿区权益、井及相关设施的具体情况,包括但不限于矿区权益取得时间、取得成本、资质证明、可采储量、租约安排、续租成本等重要信息及相应文件,并报本所备查;(2)结合近三年来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,补充说明对油气资产采用的减值计提政策及是否保持一致性,是否充分计提减值,是否与行业趋势一致;(3)补充说明其他非流动金融资产中的其他变动的具体情况,近三年苏克公司股权评估的主要方法和评估参数是否一致;(4)结合其他应收款余额前五名对象的形成背景、主体、所在地、金额及账龄结构、计提政策、是否为关联方等,补充说明本期其他应收款大幅增长的原因,减值计提金额是否准确,减值计提政策是否保持一致性;(5)结合公司近三年存货及在建工程变动的具体原因、存货跌价准备及在建工程减值计提金额、计提政策及同行业可比公司情况,说明相关减值计提是否充分。

请年审会计师对上述问题发表意见,并进一步结合公司油气资产规模大等情况,说明针对公司油气资产真实性执行的审计程序,相关核查手段、核查范围、核查比例及取得的主要审计证据。

公司回复:

(1)补充披露探明矿区权益、未探明矿区权益、井及相关设施的具体情况,包括但不限于矿区权益取得时间、取得成本、资质证明、可采储量、租约安排、续租成本等重要信息及相应文件,并报本所备查;

1、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2023年12月31日,公司持有马腾公司的股权比例增加至98.341%。

马腾公司拥有哈萨克斯坦卡拉油田、东科油田、马亭油田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2023年底,卡拉油田共有在产采油井170口,其中螺杆泵生产50口,抽油泵生产120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。办理合同延期的主要具体过程包括:(1)2022年2月将有关方案提交有关政府部门审批,6月获得环保、卫生、国土资源、工业安全、西哈萨克斯坦矿委等所有部门批文;(2)2022年5月卡拉油田后续开发方案及其环评报告通过环保部审批;(3)2022年7月开发方案通过能源部勘探开发委员会(CCED)会议答辩,8月12日收到会议纪要;(4)2022年8月18日向能源部提交矿权合同延期的正式申请;(5)2023年4月14日签署矿权合同第15号补充协议,延期正式生效。办理矿权延期不产生新增的矿区权益取得成本。

东科油田矿权面积11 km²,1998年签署开发合同,全部为已探明矿区权益。截至2023年底,东科油田共有在产采油井27口,其中螺杆泵生产9口,电潜泵生产18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25.2 km2,1997年签署开发合同,全部为已探明矿区权益。截至2023年底,马亭油田共有在产采油井109口,其中螺杆泵生产69口,抽油泵生产39口,自喷生产1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2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。办理合同延期的主要具体过程包括:(1)2019年6月将有关方案提交有关政府部门审批,10月获得环保、卫生、国土资源、工业安全、西哈萨克斯坦矿委等所有部门批文;(2)2019年6月马亭油田后续开发方案及其环评报告通过环保部审批;(3)2019年8月开发方案通过能源部勘探开发委员会(CCED)会议答辩,9月13日收到会议纪要;(4)2019年10月31日向能源部提交矿权合同延期的正式申请;(5)2020年9月16日签署矿权合同第12号补充协议,延期正式生效。办理矿权延期不产生新增的矿区权益取得成本。

根据哈萨克斯坦储量评估机构Optimum研究院出具的储量报告,截至2023年12月31日,马腾公司各油田剩余可采储量为:卡拉油田1P-378.52万吨,2P-459.54万吨;东科油田1P-176.08万吨,2P-227.01万吨;马亭油田1P-198.26万吨,2P-279.85万吨。

2、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38.2 km2,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2023年底,莫斯科耶油田共有在产采油井142口,其中螺杆泵生产106口,电潜泵生产36口。莫斯科耶油田共建有9座生产平台,12个计量站,1个中转站和1个联合站。注水系统包括7口注水井和2台高压注水离心泵。莫斯科耶油田主要由8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2023年底,卡拉套油田共有在产采油井3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Optimum研究院出具的储量报告,截至2023年12月31日,两个油田的剩余可采储量为:莫斯科耶油田1P-556.66万吨,2P-867.02万吨;卡拉套油田1P-6.45万吨,2P-6.45万吨。

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预计在2024年内完成。

(2)结合近三年来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,补充说明对油气资产采用的减值计提政策及是否保持一致性,是否充分计提减值,是否与行业趋势一致;

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、东科阿尔纳以及马亭3个油田。根据哈萨克斯坦储量评估机构Optimum研究院出具的储量报告,马腾公司2021年至2023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 | | | 合计 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1P | 2P | 3P | 1P | 2P | 3P | 1P | 2P | 3P | 1P | 2P | 3P |
| 2021年 | 419.35 | 538.27 | 637.91 | 206.49 | 262.66 | 321.08 | 229.70 | 287.44 | 356.50 | 855.54 | 1088.37 | 1315.49 |
| 2022年 | 394.97 | 516.52 | 608.75 | 205.00 | 243.13 | 299.65 | 223.25 | 274.87 | 330.14 | 823.22 | 1034.52 | 1238.54 |
| 2023年 | 378.52 | 459.54 | 530.30 | 176.08 | 227.01 | 266.52 | 198.26 | 279.85 | 337.64 | 752.86 | 966.4 | 1134.46 |

马腾公司各矿区2021年至2023年产量情况如下(单位:吨):

| 年度 | 卡拉油田 | 东科油田 | 马亭油田 | 合计 |
|---|---|---|---|---|
| 2021年 | 158,438 | 32,605 | 117,158 | 308,201 |
| 2022年 | 143,484 | 27,447 | 112,745 | 283,676 |
| 2023年 | 130,283 | 23,527 | 111,176 | 264,986 |

克山公司持有莫斯科耶、卡拉套以及道勒塔利3个油田。根据哈萨克斯坦储量评估机构Optimum研究院出具的储量报告,克山公司2021年至2023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 |
| 2021年 | 611.00 | 1,011.50 | 1,340.63 | 0.22 | 0.47 | 0.71 | 611.22 | 1011.97 | 1341.34 |
| 2022年 | 566.35 | 923.18 | 1,245.74 | 2.61 | 5.98 | 11.33 | 568.96 | 929.16 | 1257.07 |
| 2023年 | 556.66 | 867.02 | 1,150.86 | 6.45 | 6.45 | 7.97 | 563.11 | 873.47 | 1158.83 |

克山公司各矿区2021年至2023年产量情况如下(单位:吨):

| 年度 | 莫斯科耶油田 | 卡拉套油田 | 合计 |
|---|---|---|---|
| 2021年 | 622,060 | 2,005 | 624,065 |
| 2022年 | 552,202 | 2,238 | 554,440 |
| 2023年 | 487,539 | 2,206 | 489,745 |

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。2021年至2023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 |
| 2021年 | 2 | 1,052 | 307,149 | 308,201 | 17 | 79,988 | 544,077 | 624,065 |
| 2022年 | 2 | 1,244 | 282,432 | 283,676 | 5 | 5,422 | 549,018 | 554,440 |
| 2023年 | 3 | 1,448 | 263,538 | 264,986 | 8 | 11,550 | 478,195 | 489,745 |

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Optimum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 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1P | 2P | 3P | 1P | 2P | 3P | 1P | 2P | 3P |
| 新钻井(口) | 30 | 32 | 34 | 22 | 22 | 22 | 29 | 36 | 40 |
| 措施(井次) | 30 | 40 | 45 | 10 | 15 | 15 | 40 | 50 | 60 |

哈萨克斯坦储量评估机构Optimum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) | 46 | 50 | 52 | 3 | 4 | 4 |
| 措施(井次) | 65 | 70 | 70 | - | - | - |

克山公司拥有的道勒塔利区块100%的勘探开发权益,由于根据该区块获得的勘探成果研究表明该区不具备经济有效开发条件,故未编制可实施的开发方案和相应的储量报告,未能进入实质性开发阶段。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《道雷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预计在2024年内完成。基于此情况,公司对道勒塔利区块对应的油气资产价值10,258,001.62美元全额计提减值准备。

2021年至2023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 | 2021年 | 2022年 | 2023年 |
|---|---|---|---|
| 原油历史年平均价格(美元/桶) | 70.64 | 98.38 | 81.90 |

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2023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2024年初由独立第三方储量评估机构哈萨克斯坦Optimum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 | 402.93 | 752.86 | 966.40 | 1,134.46 |
| 克山公司 | 379.91 | 563.11 | 873.47 | 1,158.83 |

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"的趋势。公司各油田矿区未来产量来源于2024年初独立第三方储量评估机构哈萨克斯坦Optimum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 | | 莫斯科耶油田 | | 卡拉套油田 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1P | 2P | 1P | 2P | 1P | 2P | 1P | 2P | 1P | 2P |
| 2024年 | 14.81 | 15.50 | 5.55 | 6.12 | 11.79 | 12.82 | 47.59 | 53.97 | 0.33 | 0.33 |
| 2025年 | 18.60 | 21.01 | 10.42 | 11.82 | 13.11 | 15.96 | 49.92 | 60.05 | 0.46 | 0.46 |
| 2026年 | 21.34 | 25.51 | 15.65 | 17.66 | 13.75 | 17.79 | 51.45 | 67.02 | 0.47 | 0.47 |
| 2027年 | 23.85 | 29.19 | 17.25 | 20.06 | 13.73 | 18.42 | 48.14 | 66.83 | 0.43 | 0.43 |
| 2028年 | 25.24 | 30.95 | 16.28 | 19.25 | 13.27 | 18.15 | 44.98 | 66.12 | 0.40 | 0.40 |
| 合计 | 103.85 | 122.16 | 65.15 | 74.92 | 65.64 | 83.15 | 242.08 | 313.99 | 2.09 | 2.09 |

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 | 2024年 | 2025年 | 2026年 | 2027年 | 2028年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 原油价格预测(美元/桶) | 81.00 | 80.00 | 77.00 | 79.33 | 79.33 |

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2024年的经营预算及2023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 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 最低情况 | 最佳情况 | 最高情况 | 最低情况 | 最佳情况 | 最高情况 | 最低情况 | 最佳情况 | 最高情况 |
| 2024年 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 11 | 13 | 13 |
| 2025年 | 7 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 12 | 12 |
| 2026年 | 6 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 5 | 6 | 6 |
| 2027年 | 6 | 6 | 7 | | | | 4 | 5 | 5 |
| 2028年 | 3 | 3 | 4 | | | | | | 4 |
| 合计 | 30 | 32 | 34 | 22 | 22 | 22 | 29 | 36 | 40 |

根据历史钻井成本数据,卡拉阿尔纳油田每口井钻井成本约为110万美元,东科阿尔纳油田每口井钻井成本约为203万美元,马亭油田每口井钻井成本约为79万美元。

克山公司未来5年的钻井计划如下(单位:口井):

| 年度 | 莫斯科耶油田 | | | 卡拉套油田 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 最低情况 | 最佳情况 | 最高情况 | 最低情况 | 最佳情况 | 最高情况 |
| 2024年 | 9 | 10 | 11 | 2 | 2 | 2 |
| 2025年 | 9 | 11 | 11 | 1 | 1 | 1 |
| 2026年 | 5 | 14 | 7 | | 1 | 1 |
| 2027年 | 5 | 9 | 4 | | | |
| 2028年 | 5 | 6 | 3 | | | |
| 合计 | 33 | 50 | 36 | 3 | 4 | 4 |

根据历史钻井成本数据,莫斯科耶油田每口井钻井成本约为203万美元,卡拉套油田每口井钻井成本约为203万美元。

⑥ 折现率:

根据上市公司行业信息披露指引第八号——石油和天然气开采的规定,公司采用10%作为折现率。

⑦ 折现期:

公司减值测试折现期为22年,自2024年至2045年。与2024年初由独立第三方储量评估机构哈萨克斯坦Optimum研究院出具的储量报告预测期保持一致。

2)油气资产减值测试结果:

根据上述计算方法,各年末油气资产的预计未来现金流量现值及期末账面价值的明细如下(单位:万美元):

| 项目 | 2021/12/31 | 2022/12/31 | 2023/12/31 |
|---|---|---|---|
| 2P(P1+P2)未来现金流量现值 | 200,218.92 | 191,595.97 | 166,016.20 |
| 油气资产账面价值 | 117,738.87 | 111,826.96 | 107,945.22 |

若考虑人民币兑美元汇率变动影响,各年末油气资产的预计未来现金流量现值及期末账面价值的明细如下(单位:元):

| 项目 | 2021/12/31 | 2022/12/31 | 2023/12/31 |
|---|---|---|---|
| 2P(P1+P2)未来现金流量现值 | 12,765,357,475.21 | 13,343,892,743.19 | 11,758,429,571.06 |
| 油气资产账面价值 | 7,506,676,827.11 | 7,788,300,588.36 | 7,645,435,827.86 |

各年末油气资产的预计未来现金流量现值均大于账面价值,由此判断油气资产不存在减值迹象。

根据同花顺行业分类,公司所属同花顺行业为石油石化-油气开采及服务,同行业公司共19家。剔除掉不存在油气资产的公司后,还剩余7家同行业公司,包括广汇能源、新潮能源、中国海油、新天然气、中曼石油、潜能恒信、首华燃气。其中广汇能源、新天然气、首华燃气主要产品为天然气或煤炭,与公司主要产品不一致;潜能恒信主要收入类别为石油勘探技术服务收入,与公司主要收入类别油气销售收入不一致,故不将前述公司考虑为可比公司。中国海油油气相关资产及收入与公司相差较大,相比于新潮能源以及中曼石油与公司的规模可比性较弱,所以我们选取中曼石油以及新潮能源作为同行业可比公司进行对比分析。

同行业可比公司近三年油气资产减值情况列示如下(单位:元):

| 公司名称 | 2021/12/31 | | | 2022/12/31 | | | 2023/12/31 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 账面净值 | 减值准备 | 账面价值 | 账面净值 | 减值准备 | 账面价值 | 账面净值 | 减值准备 | 账面价值 |
| 中曼石油 | 1,250,338,587.29 | | 1,250,338,587.29 | 2,406,505,231.83 | | 2,406,505,231.83 | 3,035,181,761.98 | | 3,035,181,761.98 |
| 新潮能源 | 25,573,835,599.27 | 2,683,928,804.82 | 22,889,906,794.45 | 29,850,414,875.04 | 2,931,833,454.22 | 26,918,581,420.82 | 31,464,972,117.68 | 3,045,247,438.04 | 28,419,724,679.64 |

中曼石油2021年至2023年未计提油气资产减值准备。新潮能源2021年、2022年未计提油气资产减值,2023年因Hoople油气资产可收回金额低于账面价值计提减值准备。公司与可比公司采用了相同的油气资产减值计提政策。除2023年道勒塔利区块因区块退还计提减值外,公司2021年至2023年油气资产减值情况与同行业可比公司相符。

综上所述,公司对油气资产采用的减值计提政策保持了一致性,对已存在减值迹象的油气资产已充分计提减值,与行业趋势一致。

(3)补充说明其他非流动金融资产中的其他变动的具体情况,近三年苏克公司股权评估的主要方法和评估参数是否一致;

其他非流动金融资产主要系持有苏克石油天然气股份公司(以下简称苏克公司)15.66%股权,该股权登记在以美元为记账本位币的子公司名下,其他非流动金融资产中其他变动为外币报表折算差。

公司持有的苏克股权列报于其他非流动金融资产,采用公允价值计量。近三年,公司聘请北京中企华资产评估有限责任公司(以下简称"评估公司")对苏克公司股权进行评估,出具了中企华评报字[2024]第1302号、中企华评报字[2023]第1222号以及中企华评报字[2022]第1085号《洲际油气股份有限公司财务报告目的涉及的苏克石油天然气股份公司100%股权公允价值资产评估报告》,并以评估值作为公允价值的依据。

(1)近三年评估方法一致

2021至2023年,评估公司对苏克公司100%股权采用收益法评估,具体采用收益法中的现金流量折现法对企业整体价值评估,从而间接获得100%股权的公允价值。

企业整体价值由正常经营活动中产生的经营性资产价值和与正常经营活动无关的非经营性资产价值构成,企业整体价值的计算如下:

对于未来的计算模型如下:

股权的公允价值=企业整体价值-付息债务价值

①企业整体价值

企业整体价值是指股东全部权益价值和付息债务价值之和。根据被评估单位的资产配置和使用情况,企业整体价值的计算公式如下:

企业整体价值=经营性资产价值+溢余资产价值+非经营性资产价值-非经营性负债价值

A经营性资产价值

经营性资产是指与被评估单位生产经营相关的,评估基准日后企业自由现金流量预测所涉及的资产与负债。经营性资产价值的计算公式如下:

$$P = \sum_{i=1}^{n} \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

其中:P:评估基准日的企业经营性资产价值;

Fi:预测期第i年预期的企业自由现金流量;

ri:预测期第i年的折现率(此处为加权平均资本成本WACC);

n:预测期;

i:预测期第i年。

其中,企业自由现金流量计算公式如下:

企业自由现金流量=现金流入-现金流出

现金流入=营业现金流入+营运资金回收

现金流出=操作成本(Opex)+销售费用+资本性支出(Capex)+税金+其他费用+营运资金追加

其中,Opex和Capex主要依据储量报告中进行预测;税金依据哈国税法进行预测,依据哈国税法,本项目涉及主要税种包括:天然气矿产资源开采税、所得税、财产税以及超额利润税。

折现率计算公式如下:

$$WACC = K_e \times \frac{E}{E+D} + K_d \times (1-t) \times \frac{D}{E+D}$$

其中:ke:权益资本成本;

kd:付息债务资本成本;

E:权益的市场价值;

D:付息债务的市场价值;

t:所得税率。

其中,权益资本成本采用资本资产定价模型(CAPM)计算。计算公式如下:

$$K_e = r_f + MRP \times \beta + r_c$$

其中:rf:无风险利率;

MRP:市场风险溢价;

β:权益的系统风险系数;

rc:企业特定风险调整系数。

B溢余资产价值

溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需,评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产。本次以评估基准日账面价值确定评估值。

C非经营性资产、非经营性负债价值

非经营性资产、非经营性负债是指与被评估单位生产经营无关的,评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产与负债,被评估单位的非经营性资产包括货币资金、向关联方提供的短期借款、待抵扣增值税等其他资产,非经营性负债为应付款项、合同负债(预收账款)、罚款准备金、合同履行准备金以及员工未使用假期准备金等其他负债。本次以评估基准日账面价值确定评估值。

此外处于勘探中的气田,所发生的成本为项目的前期勘探费用,无法有效计量未来资金的流入,因此以核实后的账面价值计入非经营资产中。

②付息债务价值

付息债务是指评估基准日被评估单位需要支付利息的负债。评估基准日,被评估单位的付息债务为长期借款与短期借款。本次以评估基准日核实后的账面价值确定评估值。

(2)近三年,评估主要参数基本保持一致:

评估假设

各报告评估假设基本一致,以2023年报告为例,分析估算采用的假设条件如下:

一般假设

①假设评估基准日后评估对象所处国家和地区的政治、经济和社会环境无重大变化;

②针对评估基准日资产的实际状况,假设企业在资源有效期内持续经营;

③假设和评估对象相关的利率、汇率、赋税基准及税率、政策性征收费用以及所在国家或地区相关法律等评估基准日后不发生重大变化;

④假设评估基准日后被评估单位的管理层是负责的、稳定的,且有能力担当其职务;

⑤除非另有说明,假设公司完全遵守所有有关的法律法规;

⑥假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对评估对象造成重大不利影响。

特殊假设

①假设评估基准日后被评估单位采用的会计政策和编写本资产评估报告时所采用的会计政策在重要方面保持一致;

②假设评估基准日后被评估单位在现有管理方式和管理水平的基础上,经营范围、方式与目前保持一致;

③假设评估基准日后被评估单位的现金流入为平均流入,现金流出为平均流出;

④假定未来的生产及投资计划等与《Reserves and Resources Assessment of Sozak Gas Fields in Kazakhstan as of 31 December 2022》中的数据不会出现较大差异;

⑤假设评估对象涉及的相关税赋标准、成本支付标准等在基准日后不发生重大变化;

⑥假设本次将于2026年建成自苏克气田天然气处理站到哈南线接入点,共计220公里的输气管线,输送能力为60×108m3。

投产时间

| 评估基准日 | 2021年12月31日 | 2022年12月31日 | 2023年12月31日 |
|---|---|---|---|
| 投产时间 | 2025年投产 | 2026年投产 | 2026年投产 |

2022年初由于哈萨克斯坦疫情的影响,专业设备及人员无法在既定时间抵达作业现场,相应地钻井、试气改造、地面工程等现场工作未能按照原有计划开展,致使预计投产时间延后。

天然气预测期总销量

单位:10^8立方米

| 评估基准日 | 2021年12月31日 | 2022年12月31日 | 2023年12月31日 |
|---|---|---|---|
| 预测总销量 | 956.00 | 948.00 | 948.00 |

预测总销量是根据最新的储量报告披露的2P对应储量,结合预测期限确定。总销量的变动是根据储量报告储量变动。

天然气售价

苏克公司计划通过外输天然气管道将苏克气田天然气运输到与中亚管线的接入口,然后再通过中亚天然气管线运输到霍尔果斯口岸出口销售给中国。2021-2022年每年会重新分析,新增当年布伦特油价与霍尔果斯口岸管道气价格,确定新的天然气价格计算公式,因2022年以后国家统计局不再公开来自中亚天然气的价格及销售量,因此2023年沿用2022年布伦特油价预测和天然气价格公式,经多年验证,此公式已相对可靠。

未来各年天然气售价如下:

| 评估基准日 | 2022年 | 2023年 | 2024年 | 2025年 | 2026年 | 2027年 | 2028年 | 2029年 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2021年12月31日 | 266.14 | 263.08 | 262.78 | 266.36 | 276.53 | 276.53 | | |
| 2022年12月31日 | | 320.73 | 310.22 | 299.21 | 288.74 | 277.22 | 275.65 | |
| 2023年12月31日 | | | 292.99 | 289.88 | 288.73 | 277.93 | 264.17 | 263.16 |

布伦特油价

布伦特油价的预测主要根据通过彭博软件查询到的评估基准日附近国际咨询机构对油价近期及远期价格的判断,确定未来5年的油价水平,5年以后价格保持不变。

未来各年油价预测如下:

单位:美元/桶

| 评估基准日 | 2022年 | 2023年 | 2024年 | 2025年 | 2026年 | 2027年 | 2028年 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2021年12月31日 | 73.79 | 72.55 | 72.43 | 73.88 | 78.00 | | |
| 2022年12月31日 | | 93.43 | 86.70 | 86.38 | 80.00 | 79.00 | |
| 2023年12月31日 | | | 84.55 | 82.56 | 83.81 | 75.65 | 75.00 |

Capex资本性支出

主要包括地面设施费用、钻井费用和勘探评价投资费用,主要根据储量报告确定,2023年因沿用2022年储量报告,考虑到资产价格变动,在2022年Capex基础上考虑一定物价增长。

(下转D50版)