

证券代码：600777 证券简称：*ST 新潮 公告编号：2026-044

山东新潮能源股份有限公司

关于 2025 年年度报告的信息披露监管问询函的回复公告

本公司第十三届董事会及第十三届董事会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法律责任。

山东新潮能源股份有限公司（以下简称“公司”）于近日收到上海证券交易所上市公司管理二部出具的《关于山东新潮能源股份有限公司 2025 年年度报告的信息披露监管问询函》（上证公函【2026】0848 号）（以下简称“《问询函》”）。

公司收到《问询函》后高度重视，积极组织相关部门及中介机构对《问询函》所涉及的问题进行了逐项核查落实，就相关内容回复如下：

问题一、关于油气资产。

公司 2024 年度被出具无法表示意见的审计报告，涉及事项包括未能提供有关油气资产账面原值的完整资料等，年审会计师认为前述事项的影响目前已消除。年报显示，截至报告期末，公司油气资产账面价值 284.75 亿元，其中，井及相关设施 2025 年度投资增加 31.76 亿元。公司 2025 年末对油气资产计提资产减值，油田弃置义务期末余额 5.03 亿元。

请公司补充披露：（1）油气资产基本情况，包括但不限于租约安排、实际运营油井数量、油气产量、可采储量等，公司实际运营油井数量与得州铁路委员会（RRC）官方渠道数据存在差异的原因及合理性；（2）油田弃置义务涉及油井情况，弃置义务的具体计提依据和过程；（3）公司前期合并报表层面调减油气资产原值的原因及合理性；（4）井及相关设施近三年投资持续增加的原因及合理性，相关资金是否存在流向关联方的情况；（5）结合报告期内原油价格下跌、油气资产减值计提的具体过程等，说明本期末对油气资产计提减值的原因及合理性。

请年审会计师对上述问题发表意见，并说明：（1）针对前期无法表示意见涉及事项所提出未能取得油气资产相关支持性文件，履行的具体审计程序及取得的

审计证据，是否已取得完整资料，认定相关事项影响已消除是否合理、审慎；（2）针对公司油田钻井开发等资本支出已采取的核查手段；（3）针对油气资产账面价值可回收性所采取的审计程序，公司关于油气资产储量以及相关参数选取是否与行业标准一致。

公司回复：

一、油气资产基本情况，包括但不限于租约安排、实际运营油井数量、油气产量、可采储量等，公司实际运营油井数量与得州铁路委员会（RRC）官方渠道数据存在差异的原因及合理性

（一）油气资产相关的租约安排

公司油气资产位于美国得克萨斯州二叠纪盆地。得州实行土地私有制，允许地表权与地下矿产权分离。在得州，地下矿产（特别是石油和天然气）的产权呈现出高度分散的特征。由于长期的土地私有制及代际传承，大面积的连片矿区往往被分割成无数个小地块，分别归属于不同的私人地主（即矿产所有人，下同）、家族信托或企业。油气开发商需要与地主签订租约取得地下矿产的开采权益。在这一经营模式下，地主作为出租方保留无费用分担的提成费权益（特许权使用费），获取签约奖金及产出分成；而油气开发商作为承租方则承担全部勘探开发成本与运营风险，实现了土地资源与资本技术的高效市场化结合。

美国油气租约通常采用“首期+二期”的双阶段结构，两阶段在存续条件和法律性质上具有本质区别。

1、首期（Primary Term）为固定年限的初始租赁期间，双方在合同中明确约定起止日期。首期届满时，若租赁土地上未实现油气生产或承租方未开展钻井等持续性作业活动，租约即告终止，出租方无需另行通知。公司美国子公司签署的油气租赁合同，首期一般为 1-6 年。

2、二期（Secondary Term）为首期届满后的延长期，其存续不以固定期限为依据，而是以租赁土地上是否持续存在符合商业价值产量的油气生产、或承租方是否持续开展修井作业，以及其他用于复产、增产的工程作业为条件。所谓“商业价值产量”，是指油气产出对应的可分配收入超过全部运营费用，且在相同或类似情形下，一个审慎经营者会继续运营该井的生产状态。只要满足上述条件，二期即可无限期延续；反之，若连续一段时间（一般租约会规定具体时间）未能

实现具商业价值产量且租约未因其他条款维持效力，则该配产单元对应的租约部分自动终止。

公司作为油气开发商，通过向既有油气开发商收购现存租约，或与地主直接签订新租约的方式获取开发所需租约。截至 2025 年 12 月 31 日，公司持有租约的基本情况如下：

单位：面积/英亩

油田	所在县	首期阶段		二期阶段		合计	
		面积	租约份数	面积	租约份数	面积	租约份数
Mos s	Howard	510.08	32.00	66,975.62	1,706.00	67,485.70	1,738.00
	Borden	64,650.31	138.00	41,679.42	738.00	106,329.73	876.00
Cree k	Dawson	977.95	63.00	1,436.21	93.00	2,414.16	156.00
	Gaines	295.25	36.00	1,203.71	10.00	1,498.97	46.00
Hoo ple	Crosby			5,109.29	37.00	5,109.29	37.00
合计		66,433.59	269.00	116,404.25	2,584.00	182,837.85	2,853.00

注：公司租约均处于美国二叠纪盆地的米德兰子盆地。

公司向既有油气开发商收购现存租约支付的收购价款、向地主支付的签约奖金支出计入油气资产账面价值。根据公司持有的租约安排，地主享有一定比例油气产出分成，该部分油气产出分成由公司向客户代收后向地主支付，不计入公司营业收入。

（二）实际运营油井数量

公司在美国得克萨斯州（包含 Hoople 地区及 Moss Creek 地区）的井位资产总计 1,958 口（其中公司作为作业者的油井 1,655 口，作为非作业者的油井 303 口），包括①产油井（含暂时关停井）共 1,368 口、辅助生产油井（注入井和盐水处置井）共 86 口、在建设中油井与储备资源井或井位共 219 口、封堵废弃井（包括永久和暂时封堵）共 285 口。

（三）油气产量

2025 年度公司油井油气产量数据（不包括联合开发模式下属于矿产所有人和非作业者的油气产量）如下：

单位：万元、人民币

项目	产量	销售收入
原油：	14,892,377.39	680,213.79
①公司作为作业者	14,025,479.92	639,550.50
②公司作为非作业者	866,897.47	40,663.29
天然气：	51,688,660.99	24,383.34
①公司作为作业者	47,006,239.24	20,084.08
②公司作为非作业者	4,682,421.75	4,299.26
合计		704,597.12

注 1：原油产量为桶；天然气产量为千立方英尺。

注 2：上表数据不含套期结算损益及其他损益。

（四）可采储量

根据 RYDER SCOTT COMPANY, L.P. 于 2026 年 1 月 21 日出具的公司 2025 年末储量评估报告，截至 2025 年 12 月 31 日公司的油气储量情况（不包括联合开发模式下属于矿产所有人和非作业者的油气储量）如下：

项目	原油/凝析油 (千桶)	天然气 (百万立方英尺)	油气当量 (千桶油当量)
证实储量合计 (P1)	139,178	610,954	241,004
其中：证实已开发 (PD)	91,096	464,160	168,456
证实未开发 (PUD)	48,082	146,794	72,548

注：本报告中油气当量按国际通用热值标准进行折算。天然气折算为油当量的系数为：6,000 立方英尺=1 桶油当量。

（五）公司实际运营油井数量与得州铁路委员会（RRC）官方渠道数据存在差异的原因及合理性

依据《得克萨斯州行政法规》和得州铁路委员会相关规定，油气作业者须在油井完井后 90 天内（或钻井工程结束之日起 150 天内，以较早者为准）向 RRC 正式提交完井报告及测井数据，并在油井永久封堵后 30 天内提交官方封堵记录报告。RRC 官方公众数据库的数据公示并非在企业网络申报提交时立即同步公示，而是以 RRC 官方对上述法定表单的正式收悉、行政审核、数据校验及最终批准后再对外公示，在实际操作中该业务审核与数据发布流程通常存在数周至数月的系统处理时滞。

经比对，公司油井清单与得州铁路委员会（RRC）公示数据（完井数据库）比对差异如下：

类型	公司油井清单数据	RRC 公示数据	差异	差异原因	状态属性分类
生产油井	1368	1368	33	注 1	生产资产(含暂时关停井)
盐水处置井/驱油注入井	86	85	1	注 2	辅助生产设施
在钻油井	12	0	12	注 3	建设中资产
已获许可证井位	11	0	11	注 4	储备资源
库存井位/规划井位/拟建井位	196	0	196	注 5	储备资源
暂时废弃井/暂堵井	82	82	0	注 6	待处置/保留资产
永久封堵废弃井	203	190	13		已封堵油井
合计	1958	1725			

注：公司油井清单数据共计 1,958 口，其中公司作为作业者的油井 1,655 口，作为非作业者的油井 303 口。

经分析，差异原因为：

注 1：生产油井存在 33 口差异，主要原因系①完井报告已提交但通常需要数周时间获批才会公告；②已完井但完井报告尚未提交；③完井报告补充数据而延迟。上述差异在许可证申请数据库模块（Drilling Permit (W-1) Query）能够查到相关许可申请记录。此外，其中 27 口井在后续 2026 年 2-4 月 RRC 数据更新后能够查询到相关油井的完井数据库公示信息。

注 2：盐水处置井/驱油注入井存在 1 口差异，系完井报告已提交但尚未获

批。这 1 口井在许可证申请数据库模块（Drilling Permit (W-1) Query）能够查到相关许可申请记录。

注 3：在钻油井因尚未完井、未向 RRC 提交完井报告，故无法匹配到完井公示数据。12 口井在钻油井在许可证申请数据库模块（Drilling Permit (W-1) Query）能够查到相关许可申请记录。

注 4：已获许可证井位，尚未开钻，但获得钻井许可。11 口已获许可证井位在许可证申请数据库模块（Drilling Permit (W-1) Query）能够查到相关许可申请记录。

注 5：库存井位/规划井位/拟建井位属于远期储备资源，尚未申请钻井许可。

注 6：永久封堵废弃井存在 13 口差异，主要系①部分油井为 1980 年-1985 年之间的钻探油井，因历史久远，其电子结构化文本数据已从 RRC 常规活动数据库中移出/未完全数字化，导致常规 API 匹配失败。公司通过 RRC 官方的 Public GIS Viewer 模块，可确认物理井眼历史上存在；②部分油井因公司 2020 年收购这些油井所在区块之前，已被前运营方于 2019 年封堵弃置。

综上所述，公司实际运营油井数量与得州铁路委员会（RRC）官方渠道完井公示数据之间存在的差异，主要受到 RRC 法定表单审批的系统性时滞、历史老旧井数据未完全数字化以及资产收购前历史遗留封堵等客观因素的影响。相关差异均有合理、可追溯的原因，整体数据真实反映了公司的资产现状，与实际情况相符。

二、油田弃置义务涉及油井情况，弃置义务的具体计提依据和过程

（一）油田弃置义务涉及油井情况

（1）按照区域列示

单位：万元、美元

项目	Hoople	Moss creek	合计
油井	1,525.35	5,143.98	6,669.33
附属设备设施	74.82	702.61	777.42
合计	1,600.17	5,846.59	7,446.76

（2）按照油井数量列示

单位：口/个

项目	Hoople	Moss creek	合计
油井	372	1,201	1,573
附属设备设施	8	115	123
合计	380	1316	1696

注：油井数量单位为口井；附属设备设施按照公司的弃置义务计提表的项目数量统计。

（二）弃置义务的具体计提依据和过程

公司境外子公司严格按照美国财务会计准则《ASC 410-20（资产弃置和环境义务）》以及中国《企业会计准则第 13 号——或有事项》、《企业会计准则第 27 号——石油天然气开采》相关规定，对油气资产的永久封堵与废弃义务进行评估并计提资产弃置义务。

1、具体计提依据

公司油田弃置义务的计提依据主要包括：

（1）法律监管要求：根据美国得克萨斯州法律及得州铁路委员会监管规定，油气井在停产废弃时必须履行封堵与废弃作业，包括井筒封堵、地面设施拆除及场地恢复等，构成公司不可撤销的法定义务。

（2）会计准则规定：公司美国子公司遵循美国公认会计准则 ASC 410-20 和中国企业会计准则的规定，在油气资产达到预定可使用状态时，以公允价值确认弃置义务负债，并将等额资本化计入相关油气资产成本。后续期间，按信用风险调整无风险利率，调整账面弃置义务。

2、关键参数设定

（1）基础弃置成本（单井及地面设施废弃投入）

公司根据各区块的实际地质条件、井眼深度及地面配套集油站和设施的规模，分别测定基础废弃成本。公司估算弃置成本按照得州铁路委员会（RRC）监管要求，涵盖弃置作业全流程，主要包括：①井口封堵作业：固井注浆服务、钻井液/化学剂、运输费用、套管及油管、电缆测井服务等；②环境与安全：地表清理及环保处置；③设施拆除：地面设备拆除；④运输及场地恢复；⑤预留应急费用。估算成本数据由公司专业工程人员基于市场询价、历史作业经验及当前市场价格确定，井口封堵成本由生产/完井工程经理根据市场行情和井深参数测算，并定期

更新；设施拆除成本由施工领班经理根据实际作业经验估算。相关成本参数每年进行审核更新，确保与当前市场价格一致。估算结果经公司内部专业部门审核确认，包括工程技术部门、生产运营部门及财务部门的交叉复核，并在历次更新时保留完整的审批记录和修改说明。

由于未来实际履行封堵义务时存在第三方工程造价波动的风险，根据 ASC 410-20 的审慎性指引，公司在所有基础废弃成本之上考虑一定的价格波动因素，以合理反映基础废弃成本的价格波动风险。此外公司会考虑通货膨胀率的影响，公司以美国劳工统计局（BLS）城市消费者价格指数（CPI-U）为数据源，按油气井典型经济开采寿命（25-30 年）取 30 年移动平均通胀率 2.5%。

完成单井基础废弃成本估算后，公司结合自身在对应单井中实际持有的作业权益份额，计算本公司应当承担的资产弃置义务金额。

（2）折现率

公司计算弃置义务的折现率由“无风险利率基准”和“企业自身信用风险调整项”两部分相加构成，确保了折现率与资产履约风险的严密匹配。无风险利率为参考美国财政部官方网站公布的截至 2025 年 12 月 31 日的 30 年期美国国债收益率 2.62%。选用 30 年期长期国债利率，旨在与页岩油井及地面设施长生命周期的现金流流出特征保持期限匹配。为客观反映公司自身的信用状况及融资风险对价，公司根据与花旗银行签署的循环贷款信用协议，取借款适用利差的中位数水平 3.00%作为风险补偿。因此，2025 年 12 月 31 日，公司计算弃置义务采用的折现率为 5.62%。

（3）油井寿命

油井寿命来源于公司独立储量评估系统。每年末通过对比当前年度与上一年度的储量衰减曲线，重新评估各区块的剩余经济极限年限，作为现金流流出时点的预测依据。

为确保弃置义务会计估计的准确性，公司美国子公司实施了严格的“业务线复核、管理层批准”的内控流程，如各区块的废弃基础成本、设施清算方案，均需由专业油藏及完井工程师根据近一年内实际发生的第三方封堵工程外包报价进行测算与联动复核。关键估值参数须由美国子公司高管进行批准后，方能导入精算软件计算弃置义务。

3、弃置义务的具体计算过程

(1) 单井弃置义务初始计提

对每口新增油井或设施，按以下公式计算初始弃置义务负债：单井弃置义务初始负债=基础弃置成本×公司作业权益比例/(1+折现率)ⁿ

其中：

弃置成本：按油田及资产类型分别确定，考虑合理价格波动风险和通货膨胀率。

作业权益比例：公司持有该井/设施的作业权益百分比。

折现率：由“无风险利率基准”和“企业自身信用风险调整项”两部分相加构成。

(2) 后续计量

当弃置成本、通胀率或预计弃置时点发生变化时，按规定重新计算弃置义务，并调整弃置义务账面价值和相应油气资产账面价值。

(3) 弃置义务实际执行时的会计处理

油井实际执行封堵废弃时，将已计提的弃置义务预计负债与实际弃置成本支出进行对冲，差额确认为主营业务成本。部分封堵的支出在发生时冲减该井弃置义务负债，剩余负债继续增值至全部封堵完成。

4、2025 年度弃置义务余额变动情况

单位：万元、美元

项目	金额
期初弃置义务负债余额（2024 年 12 月 31 日）（含一年内到期部分）	7,757.94
本期新增—钻井新钻及收购新增	615.56
估计变更调整	-480.22
实际弃置义务清偿	-892.72
弃置义务的时间价值摊销计入财务费用	446.20
期末弃置义务负债总额（2025 年 12 月 31 日）	7,446.76
长期负债一年内到期部分重分类至流动负债	-296.64
期末弃置义务负债余额（2025 年 12 月 31 日）	7,150.12

三、公司前期合并报表层面调减油气资产原值的原因及合理性

（一）合并报表层面调减油气资产原值 2.08 亿的形成过程

2017 年公司发行股份及支付现金购买宁波鼎亮企业管理合伙企业（有限合伙）（曾用名：宁波鼎亮汇通股权投资中心（有限合伙），以下简称：宁波鼎亮）的 100% 股权，购买总价款为 8,166,375,000.00 元。中联资产评估集团有限公司于 2017 年 2 月 3 日出具了中联评报字[2016]第 2373 号资产评估报告，评估基准日为 2016 年 6 月 30 日，评估结论为：宁波鼎亮汇通股权投资中心（有限合伙）合伙人全部财产份额价值区间为人民币 817,137.73 万元至 1,058,082.14 万元，较其账面价值 770,150.80 万元，增值 46,986.93 万元至 287,931.34 万元，增值率为 6.10% 至 37.39%。

2017 年 7 月 7 日，公司完成非公开发行股份购买宁波鼎亮 100% 股权过户手续及相关工商变更登记工作。合并日为 2017 年 7 月 31 日。众华会计师事务所于 2017 年 11 月 20 日出具了宁波鼎亮 2017 年 1-7 月财务报表专项审计报告（众会字(2017)第 6353 号），2017 年 7 月 31 日宁波鼎亮经审计的净资产为 8,374,581,771.84 元。

公司收购对价和宁波鼎亮 2017 年 7 月 31 日审计报告净资产的差异如下：

单位：万元、人民币

项目	金额
收购对价	816,637.50
2017 年 7 月 31 日账面净资产	837,458.18
差异	-20,820.68

（二）调减油气资产原值的原因及合理性

中联资产评估集团有限公司于 2017 年 2 月 3 日以 2016 年 6 月 30 日为评估基准日，宁波鼎亮 100% 财产份额收益法评估价值为 817,137.73 万元至 1,058,082.14 万元。报告评估结果使用有效期一年，即自 2016 年 6 月 30 日起至 2017 年 6 月 29 日止。截至 2017 年 7 月 31 日评估报告有效期过期 1 个月，但宁波鼎亮的生产经营未发生重大变化。参照评估价值的区间，公司管理层将收购对价 816,637.50 万元作为宁波鼎亮 100% 财产份额的公允价值具有合理性。2017 年 7 月 31 日，宁波鼎亮油气资产账面价值占资产总额的比例为 95.67%，据此，宁波鼎亮公允价值 816,637.50 万元与 2017 年 7 月 31 日账面净资产 837,458.18 万

元之间 20,820.68 万元的差异，主要来自油气资产价值的影响，公司已在合并日（2017 年 7 月 31 日）根据本次收购交易对价 816,637.50 万元分摊重新确认油气资产在合并报表中的初始入账价值，该入账价值与宁波鼎亮单体报表中确认的油气资产账面价值存在 20,820.68 万元的差异具有合理性。

四、井及相关设施近三年投资持续增加的原因及合理性，相关资金是否存在流向关联方的情况

（一）近三年井及相关设施投资情况

单位：亿元、人民币

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度
井及相关设施增加金额	46.27	42.98	31.76

（二）投资持续增加的原因及合理性

公司井及相关设施近三年投资持续增加，主要由美国页岩油开发模式的固有物理特性及商业运营规律所决定，具有显著的行业普遍性和商业合理性。具体分析如下：

1、页岩油井产量递减曲线陡峭，持续的钻井投资系维持既有生产平台的必要投入

美国页岩油主要采用“水平井+水力压裂”技术进行开采，其产量递减曲线与常规油气井存在本质差异。根据 Rystad Energy、美国石油学会（API）及美国能源信息署（EIA）等机构的行业统一数据，页岩油水平井具有典型的“前高后低、急速衰减”特征：

（1）初期峰值高，首年递减剧烈。以公司主要资产所在的 Permian 盆地 Midland 区块为例，典型新井在投产后 1-3 个月内即达到产量峰值，随后由于人工压裂裂缝的自然闭合及地层压力释放，产量快速滑坡。

（2）经济生命周期短，长尾产量低。页岩油井投产前 2 年的累计产量即占其全生命周期总采出量约 50%-80%，至第 3 年末（第 36 个月）的月产量通常仅为峰值时期的 10%~12%左右。这一物理特性决定了其高效经济出油期通常仅为 3-5 年，后续则进入漫长的低产长尾期。

（3）与常规油气资产存在数量级差异。相比之下，传统常规油井的年自然递

减率仅为 5%~8%，生产寿命长达 30~50 年。两者在产量生命周期上的本质不同，决定了其开发策略的差异。

上述陡峭的递减特征决定了，页岩油企业必须保持持续的钻探投资以“滚动式”弥补老井产量的自然衰减，否则总产量将面临断崖式下滑。根据 Rystad 数据模拟显示，若 Permian 盆地完全停止新井钻探，第一年末盆地总产量将直接下降约 37%，至第三年末产量累计降幅将高达约 60%。因此，公司近三年的钻井投资并非盲目扩张产能的扩张性资本支出，而是为了对冲老井衰减、维持既有产能以及确保公司持续经营所必须的维持性资本支出。

2.页岩油“短频快”的滚动开发模式决定了资本支出的高频性与内生持续性

与常规油田长达数年的勘探建设周期不同，页岩油开发表现出显著的资本密集型和“快节奏”特征：

(1) 单井建设与投产周期短：页岩油井从钻井、完井、压裂到最终投产，通常仅需 3-6 个月，远短于常规油田 2-5 年的建设期。这意味着公司在年度内表现为大量新井密集投产、老井高频进入递减期，投资向产量的转化极其迅速。

(2) “跑步机效应”约束：尽管页岩油井具有前期回款快、投资回报早的商业优势，但为了在老井大比例递减的同时保持公司营收和现金流的稳定，石油公司必须将前期回笼的资金迅速重新投入到新井的开钻中。这种业务模式在国际上被称为“跑步机效应”——停止投资即意味着产量基数和现金流规模的快速萎缩，资产的内生可持续发展高度依赖资本支出的连续性。

(3) 同行业公司均遵循相同的资本配置规律：持续、稳定的资本支出是美国页岩油上市公司的共同财务特征。以 Permian 盆地的主要同行业上市公司为例，如 Diamondback Energy、EOG Resources、Devon Energy、Matador Resources、Permian Resources、SM Energy，均长期保持每年大额钻井资本支出。公司的资本支出趋势与海外同行相关，符合全球页岩油行业的普遍经营规律，具备充分的商业合理性。

(三) 与同行业公司的对比

经查询，与公司规模相对接近的美国页岩油行业可比上市公司近三年井及相关设施投资支出如下：

单位：百万、美元

公司	项目	2023 年	2024 年	2025 年
Permian Resources	期初	10,293.92	17,438.00	20,586.22
	本期增加	7,144.09	3,148.22	2,832.09
	本期减少			
	期末	17,438.00	20,586.22	23,418.31
	本期增加/期初	69.40%	18.05%	13.76%
Devon	期初	16,567.00	17,825.00	23,198.00
	本期增加	1,258.00	5,373.00	533
	本期减少			
	期末	17,825.00	23,198.00	23,731.00
	本期增加/期初	7.59%	30.14%	2.30%
Matador Resources Company	期初	8,897.63	12,145.03	15,919.83
	本期增加	3,247.40	3,774.80	2,153.41
	本期减少			
	期末	12,145.03	15,919.83	18,073.24
	本期增加/期初	36.50%	31.08%	13.53%
SM Energy Company	期初	11,032.83	12,171.06	15,549.00
	本期增加	1,138.23	3,377.94	1,381.00
	本期减少			
	期末	12,171.06	15,549.00	16,930.00
	本期增加/期初	10.32%	27.75%	8.88%
合计	期初	46,791.38	59,579.09	75,253.05
	本期增加	12,787.72	15,673.96	6,899.50
	本期减少			
	期末	59,579.09	75,253.05	82,152.55
	本期增加/期初	27.33%	26.31%	9.17%
新潮能源	期初	5,791.72	6,377.37	7,144.34
	本期增加	887.37	666.50	333.51
	本期减少	206.54	58.15	4.01
	期末	6,472.55	6,985.71	7,473.83
	本期增加/期初	15.32%	10.45%	4.67%

注：数据来源于同行业上市公司年报。

如上表所示，美国页岩油行业可比上市公司均保持较高的钻井资本支出，公司井及相关设施近三年投资持续增加符合行业特点。

（四）相关资金是否存在流向关联方的情况

构建油气资产等长期资产的主要交易对方名称及交易金额等信息，参见“问题四”之“一、公司 2025 年度购建固定资产及对外投资支付现金的流向和具体用途、形成的资产、主要交易对方名称及交易金额、公司与支付对象是否存在关联关系等”回复。公司井及相关设施近三年投资相关资金不存在流向关联方的情况。

五、结合报告期内原油价格下跌、油气资产减值计提的具体过程等，说明本期末对油气资产计提减值的原因及合理性。

（一）油气资产价值得到长期原油价格支撑

1、2025 年彭博公布的 WTI 原油期货历史平均价格有所下降

单位：美元/桶油

每桶	2024 年	2025 年
WTI 交易均价	76.61	65.00

由上表可以看出，2025 年国际石油市场供需整体宽松，使得原油价格动荡下跌。据公开数据，2025 年原油 WTI 年均结算价为 65 美元/桶，较 2024 年同比下降 11.6 美元/桶。原油价格下跌主要源于全球石油供应过剩、需求增长乏力，叠加库存累积等因素影响，最终导致全年均价同比回落。

2、2026 年起全球原油产量同比收缩、OPEC 供给调控能力弱化

相较 2025 年全球原油供需相对宽松格局，2026 年受霍尔木兹海峡封锁、中东大规模停产及阿联酋退出 OPEC 多重因素影响，全球原油产量同比明显回落。依据美国能源署 EIA2026 年 5 月短期能源展望数据，2025 年全球液体燃料总产量为 10,635 万桶/日，2026 年降至 10,160 万桶/日，同比显著下滑。海湾沙特、伊拉克、科威特等六国 4 月停产规模达 1,050 万桶/日，5 月峰值升至 1,075 万桶/日，成为产量收缩核心因素。阿联酋自 2026 年 5 月正式退出 OPEC，不再受产量配额约束，OPEC 整体闲置产能由往年 380 万桶/日大幅降至 50 万桶/日，对全球产量的调节与托底能力大幅弱化。非 OPEC 中美国产量维持平稳，2025 年 1,360

万桶/日、2026年1,365万桶/日，增量有限，难以弥补中东停产缺口。整体来看，2026年原油供给较2025年明显偏紧，为油价同比上行奠定基本面支撑。

3、2026年油价同比大幅上行

相较2025年WTI均价65美元/桶、布伦特均价68.19美元/桶的低位运行水平，2026年国际油价整体同比大幅上涨，呈现高位震荡特征，2026年1-5月份，WTI及布伦特原油价格如下表：

单位：美元/桶油

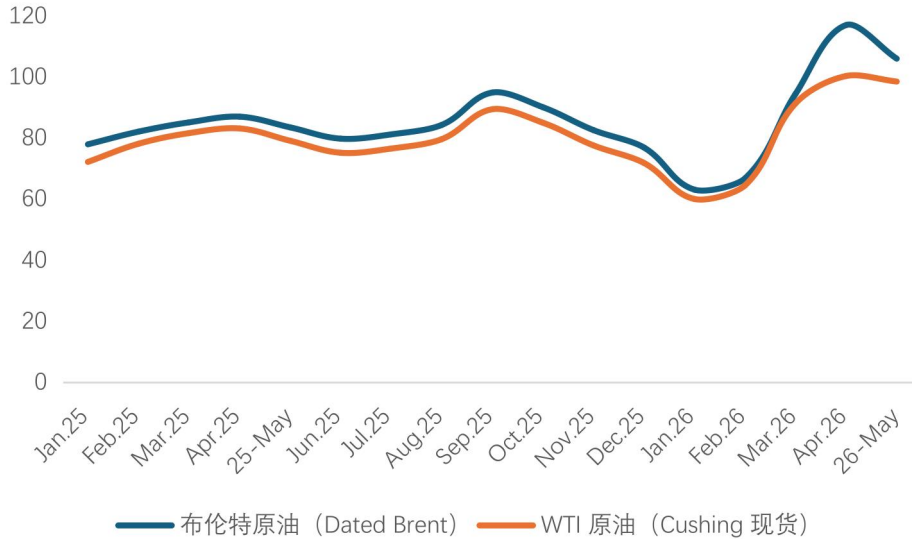
月份	布伦特原油	WTI原油
2026年1月	63.10	60.04
2026年2月	66.80	64.51
2026年3月	94.50	91.38
2026年4月	117.00	100.32
2026年5月	106.00	98.50

资料来源：美联储经济数据库 FRED（官方月度统计）、美国 EIA2026年5月短期能源展望报告等。2026年5月数据为截至月中均值口径。

此外，EIA官方测算，2026年WTI全年均价85.68美元/桶，布伦特均价95美元/桶，较2025年显著抬升。二季度受海峡封锁、库存大幅去库影响，布伦特现货价格一度冲高至138美元/桶，5—6月中枢维持106美元/桶。高盛、中信建投、国贸期货等机构一致预判2026年WTI运行区间88—105美元/桶，均较2025年出现明显涨幅。支撑油价同比上涨的核心逻辑为霍尔木兹海峡阻断全球关键海运通道，形成千万桶级供应缺口，以及中东产能停产周期拉长，全球原油库存日均大幅降低，同时叠加地缘风险溢价持续抬升，即便下半年产能逐步复产，全年油价仍较2025年形成确定性上涨行情。

4、2027年及中长期油价回落但仍具备长期上涨支撑

2027年全球原油产能逐步修复、供需趋向宽松，油价较2026年有所回落，但仍高于2025年年末水平，EIA数据显示，2027年WTI预计均价74.39美元/桶、布伦特79美元/桶，明显高于2025年年末价格水平。2025年1月至2026年5月份价格趋势图如下：



中长期维度看，油价并非单边下行，仍具备持续性上涨驱动因素。第一是 OPEC 影响力持续弱化，产油国自主增产意愿增强，但新增产能投放周期长，供给弹性有限。第二是全球经济温和复苏、化工及航空领域原油需求刚性仍存，能源转型难以快速替代化石原油。第三是中东地缘博弈、航运通道风险长期存在，地缘溢价将常态化支撑油价底部。第四是上游油气勘探投资持续不足，长期产能增量受限，形成刚性成本支撑。因此中长期油价虽有波动，但底部中枢价格持续高于 2025 年历史年度，具备结构性上涨基础。

综合全球原油供给格局、地缘环境及中长期基本面来看，2026 年受霍尔木兹海峡封锁、中东产能大规模关停、阿联酋退出 OPEC 削弱供给调控能力影响，原油供给较 2025 年明显收缩，直接推动油价同比大幅走高。2027 年虽产能逐步修复、油价自高位小幅回落，但价格水平仍显著高于 2025 年水平。从长期发展来看，中东地缘冲突常态化、全球原油上游勘探投资不足、新增产能释放节奏偏慢，叠加化工、航空等领域原油需求具备刚性支撑，能源转型替代难以快速落地，多重因素共同构成油价稳固底部支撑，未来油价整体维持上行趋势具备确定供需基础与现实可行性。

(二) 交割日时点油气资产价值高于账面价值

2025 年 4 月 18 日，内蒙古伊泰煤炭股份有限公司对新潮能源发起要约收购，最终收购新潮能源 50.1% 的股权，并以 2025 年 10 月 31 日作为交割日对新潮能源的可辨认净资产公允价值进行了确定。2025 年 10 月 31 日时点，油气资产账面价值为 289.12 亿元，公允价值为 296.94 亿元，公允价值高于账面价值。

交割日的油气资产公允价值测算采用的方法为现金流折现法，关键参数及测算过程概述如下：

①剩余可采储量规模及销量规模

公司油田矿区储量来源于 2025 年 10 月 31 日时点的储量报告，依据储量报告确定剩余可采储量。

②原油价格预期

本次测算采用的销售油价是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，以各家 2026 年油价预测结果为基础作为起始预测油价，从 2027 年逐年考虑油价降低，以此进行后续的油价预测，预测油价高于历史油价。

③成本、费用

测算过程中的成本主要包括油气资产折耗、固定资产折旧费用、勘探费用、弃置费用、租赁运营费用等。

A. 折耗及固定资产折旧

折旧包括存量固定资产折旧、更新或新增固定资产折旧。

存量资产折旧是以测算时点固定资产账面原值,按合理的折旧政策进行测算。

新增油气资产折耗是在维持现有经营规模的前提下，未来各年度需要新增的油气资产的折耗。

存量及新增资产折旧以未来期内将资本性支出依现有折旧政策按资产类别分别进行测算。

B. 勘探费用、弃置费用、租赁运营费用

本次测算结合公司历史期弃置费用、租赁运营费用支出水平，以此为基础，并结合储量报告中披露的弃置费用、租赁运营费用预计情况，对未来年度弃置费用进行测算。

C.管理费用

管理费用主要为工资、房屋租金、技术服务费、中介服务费和其他费用等。本次测算参照历史期管理费用情况对预测期管理费用进行测算。

④所得税及相关税金预测

税金及附加和所得税中所涉及税项及税率见下表：

税种	计税依据	税率
采掘税	按原油、天然气收入为税基计缴	4.6%、7.5%
财产税	以不动产和有形动产（如油井设备、管道等矿产财产）的评估价值为计税基础	区（县）税率，一般为1.5%-3%。
特许经营税	按税法规定以应税实体的边际额为税基计缴	0.75%
企业所得税	按税法规定应纳税所得额为税基计缴	21%

本次测算结合历史年度相关税金的构成以及各税项的法定税率对预测未来年度相关税金进行计算。

⑤折现率

本次测算在确定折现率时，首先考虑以该资产的市场利率为依据，该资产的利率无法从市场获得的，使用替代利率估计。在估计替代利率时，本次测算确定油气资产折现率 r 则是在测算企业加权平均资本成本的基础上考虑一定的风险溢价，即：

$$r=WACC+\varepsilon_1$$

式中：WACC为企业加权平均资本成本；

ε_1 为油气资产特性风险调整系数。

⑥折现期

测算的折现期即为油气资产的收益期，收益期主要受限于油田资源和生产规划，折现期为2025年10月31日至2083年，与储量报告中披露的年限一致。

根据以上方法及过程测算出的油气资产在2025年10月31日时点的公允价值高于油气资产账面价值，交割日时点不存在减值。

（三）交割日至年报日油气资产公允价值相比账面价值未发生反方向变动

①储量变动幅度较小

两次时点下储量对比如下表：

类别		原油储量	天然气储量	桶油当量
		（万桶）	（千万立方英尺）	（万桶）
2025年10月31日	证实储量（P1）	141,715.80	619,468.30	244,960.52
2025年12月31日	证实储量（P1）	139,178.00	610,954.00	241,004.00

由上表可以看出，两次时点下，证实储量因为两个月的时间差异而有所变化。两次时点下，证实储量基本一致，无重大变化。总体来看，2025年12月31日

的 P1 储量相较 2025 年 10 月 31 日的 P1 储量，储量变动下降率仅为 1.6%，储量整体水平差异不大，对以储量为未来的收益测算影响极小。

②预计油价涨幅高于储量降幅

交割日及年报日，同口径油价来源即 WTI 报价对比如下表：

单位：美元/桶油

时点	来源	2026Q1	2026Q2	2026Q3	2026Q4	
2025 年 10 月 31 日	WTI	78.29	85.54	78.07	74.07	均值
2025 年 12 月 31 日	WTI	95.74	92.9	83.46	76.64	
增长率		22.29%	8.60%	6.90%	3.47%	10.32%

注：2026 年各季度报价增长率=（当季度报价-上季度报价）/上季度报价×100%。

由上表可以看出，相比交割日，WTI 国际油价报价处于持续走高态势，2025 年 12 月 31 日时点下，2026 年各个季度的油价也明显高于 2025 年 10 月 31 日时点，油价具有明显上涨趋势，2026 年四个季度平均涨幅为 10.32%，即使按照 2026 年第四季度的报价来看，油价涨幅也超过 3%。

③油气资产账面价值进一步下降

单位：万元、美元

时点	来源	金额
2025 年 10 月 31 日	油气资产账面价值	407,905.98
2025 年 12 月 31 日	油气资产账面价值	405,116.71

由上表可以看出，相比交割日，油气资产账面价值随着折耗计提等因素的影响，账面价值下降 2,789.27 万美元，账面价值进一步降低。

综上，2025 年 12 月 31 日相比 2025 年 10 月 31 日，油价上涨的正向影响会覆盖储量下降的负向影响，油气资产价值变动方向为上涨。同期间内，账面价值变动方向为下降。因此，可分析得出 2025 年 12 月 31 日时点下，油气资产价值不低于账面价值。

（四）2025 年末公司评估油气资产不存在减值迹象因而未进行减值测试

按照《企业会计准则第 8 号——资产减值》、《企业会计准则第 27 号——石油天然气开采》规定：企业应当在资产负债表日判断资产是否存在可能发生减值的迹象；资产存在减值迹象的，应当估计其可收回金额。

经评估 2025 年 12 月 31 日油气资产不存在减值迹象，具体如下：

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的下跌。

按照前述分析，自 2025 年 12 月 31 日之后，全球原油产量同比收缩、原油价格持续上涨，原油市场需求增长，该条件不存在减值迹象。

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。

按照前述分析，自 2025 年 12 月 31 日之后，全球原油供应市场处于供不应求的状态，原油需求及原油价格持续上涨，企业所处市场未发生重大变化，也未对企业产生不利影响，该条件不存在减值迹象。

3.市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从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。

自 2025 年 12 月 31 日之后，市场利率或者其他市场投资报酬率不存在重大变化，该条件不存在减值迹象。

4.有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏。

根据当前经营情况，油气资产并未出现陈旧或者实体损坏的情况，持续正常经营，该条件不存在减值迹象。

5.资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置。

结合公司当前经营情况，油气资产仍是企业核心资产，持续正常经营，该条件不存在减值迹象。

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。

根据交割时点（2025 年 10 月 31 日）的评估结果，油气资产公允价值高于其账面值，不存在减值。交割时点之后，原油价格涨幅明显，对油气资产价值起到正向影响，同时油气资产账面值在减少，综合作用下，油气资产价值不低于账面值。该条件不存在减值迹象。

7.其他表明资产可能已经发生减值的迹象。

根据企业经营来看，不存在其他减值迹象。

综上所述，2025 年 10 月 31 日（交割时点），公司油气资产经评估的公允价

值高于账面价值，不存在减值。2025年12月31日之后，长期原油价格大幅增长，进一步提升了油气资产的价值。经审慎判断，公司认为截至2025年12月31日，油气资产不存在任何减值迹象，因此未进行减值测试，该会计处理符合企业会计准则的相关规定。

会计师回复：

一、针对前期无法表示意见涉及事项所提出未能取得油气资产相关支持性文件，履行的具体审计程序及取得的审计证据，是否已取得完整资料，认定相关事项影响已消除是否合理、审慎；

针对以上事项，我们执行了如下核查程序：

- 1、了解公司油气资产相关内部控制，评价其设计和运行的有效性；
- 2、我们获取了公司提供的 AFE、油井口径的油气资产原值资产清单；选取了 190 口油井的重要成本构成项目，检查相关供应商发票、银行付款账单、审批单等资料；另外选取了 142 口井检查相关 AFE 审批表和钻井报告，以核查公司无形钻井支出和有形钻井支出的真实性和入账依据。
- 3、从得州铁路委员会（RRC）网站下载了公司油井公开数据，以及获取了公司提供的油井清单，核对了两者的差异。针对上述差异，我们获取了公司的差异解释说明，差异主要原因为：公司提交完井报告并已获批，但是得州铁路委员网站录入、公告需要一定周期，存在时间差，尚未查询到；公司已提交完井报告，目前尚处于审批阶段，故得州铁路委员网站暂无法查询到；已获取钻井许可证但尚未完井，即尚未完成完井备案，得州铁路委员会网站暂无法查询到。公司提供了差异解释相关支撑性文件，经核查我们认为差异解释是合理的。
- 4、对于五项重大收购，获取了五项油气资产收购的项目提案、董事会书面同意书或者 AFE 等核心决策文件，核查确认各项目收购决策审批流程是否完整、合规；获取了五项油气资产收购的交易协议和收购支付对价的支付记录，并核查相关入账会计记录，核实入账成本与实际支付对价是否相符；获取了五项油气资产收购的内部评估报告、第三方收购价值分摊报告等，核实资产价值入账价值是否准确。
- 5、了解了公司油气资产弃置义务的计提过程和内部控制；获取了油气资产弃置义务计算表，比对弃置义务计算表和油井清单的油井数量是否相符；评价弃

置义务相关关键参数的合理性及支撑材料是否充分，如弃置成本、折现率等关键参数。

6、经访谈公司管理层及时任资产评估师，查阅相关公开资料，了解公司合并层面调整的 2.08 亿元的形成过程；评价其会计处理的合理性；

经执行以上程序，对于油气资产的入账价值相关依据，弃置义务计提的准确性和油井数量和官方机构公开数据的一致性，我们获取了充分、适当的审计证据；对于合并报表层面调减油气资产原值 2.08 亿事项，具有合理性。

二、针对公司油田钻井开发等资本支出已采取的核查手段；

截至 2025 年 12 月 31 日，公司油气资产的重要构成项目包括：

单位：亿元、人民币

项 目	探明矿区权益	未探明矿区权益	井及相关设施	合 计
账面原值年末余额	129.42	2.31	393.59	525.32
累计折旧年末余额	42.14		167.91	210.04
减值准备年末余额	19.30		11.23	30.53
账面价值年末余额	67.99	2.31	214.45	284.75

(1) 探明矿区权益、未探明矿区权益，即租约（LHC）。公司获取租约的方式包括：①向既有油气开发商收购现存租约；②向地主支付的签约奖金取得租约。上述租约获取成本计入油气资产账面原值。

(2) 井及相关设施，主要为无形钻井成本（IDC）、有形钻井成本（TDC）。其中，无形钻井成本（IDC）主要系油气井钻凿及准备过程中发生的、不具备实物形态且无残值的支出（如钻机租赁费、劳务费、钻井泥浆等消耗品支出），在发生时予以资本化并计入油气资产原值；有形钻井成本（TDC）主要系具备物理实体、可折旧且具备回收利用价值的井口及相关地面设施、套管等硬件资产投资。

针对上述租约（LHC）、无形钻井成本（IDC）和有形钻井成本（TDC），我们执行了如下主要核查程序：

1、租约（LHC）

公司油气资产账面原值中租约，其主要构成为向既有油气开发商收购现存租约的收购成本。我们选取了其中五项金额重大收购项目，核查了收购相关证明文

件（具体核查方法参见本部分会计师回复之一、4），以合适公司账面租约的真实性、准确性。

租约核查比例占公司油气资产探明矿区权益和未探明矿区权益的比例如下：

单位：亿元、美元

收购标的	收购时间	初始收购成本	2025年12月31日 账面原值
Moss creek	2017年	10.47	9.37
Cordero	2019年	0.52	0.28
Grenadier	2021年	4.02	4.02
Apache	2021年	0.35	0.35
EOG	2022年	0.10	0.04
合计		15.46	14.06
折合人民币（亿元）			98.81
油气资产探明矿区权益和未探明矿区权益的账面原值合计			131.73
检查占比			75.00%

注：上述五项收购的租约成本，2025年12月31日其账面原值较初始收购时点的成本下降，主要为：公司对租约资产实施动态地质评估，对不具商业开发可行性的租约，会主动放弃相关租约，财务上做核销处理并下账。

此外，为核查公司油气资产租约的存在和完整性，获取并核查了土地经纪人出具的租约核查报告，并由律师对土地经纪人出具的核查报告的准确性和有效性发表了鉴证意见。

2、无形钻井成本（IDC）、有形钻井成本（TDC）

如会计师回复第一点所述，我们选取了190口油井的重要成本构成项目，检查相关的供应商发票、银行付款账单、审批单等资料（简称方案一）；另外选取了142口井检查相关AFE打井审批表和钻井报告（简称方案二），以核查公司无形钻井支出和有形钻井支出的真实性和入账依据。具体情况如下：

单位：数量、口井；金额：亿元、美元

期间	方案一		方案二		合计	
	数量	金额	数量	金额	数量	金额
2024、2025	48.00	2.51			48.00	2.51
2024 年以前抽 样	142.00	7.42	142.00	7.09	284.00	14.51
合计	190.00	9.93	142.00	7.09	332.00	17.02
折合人民币（亿元）						119.60
油气资产探明井及相关设施账面原值 合计						393.59
检查占比						30.39%

综上，我们对租约 LHC、无形钻井成本（IDC）、有形钻井成本（TDC）检查合计金额为 218.41 亿元，占油气资产账面原值 2025 年末金额 525.32 亿元的比例为 41.58%。

三、针对油气资产账面价值可回收性所采取的审计程序，公司关于油气资产储量以及相关参数选取是否与行业标准一致。

（一）针对油气资产账面价值可回收性即油气资产减值，我们执行了如下主要程序：

- 1、了解并测试与油气资产减值测试相关的关键内部控制的设计和运行有效性。
- 2、评价资产组划分的合理性，复核资产组与业务单元/储量单元的匹配性。
- 3、获取外部独立储量评估机构 Ryder Scott 出具的储量评估报告，评价 Ryder Scott 储量专家的胜任能力、专业素质和客观性。
- 4、独立聘请外部行业专家（李某某、徐某某）对 Ryder Scott 出具储量评估报告进行复核，评价储量评估报告在评估方法、关键假设及重要参数等方面的合理性，是否符合非常规油气资产储量评估的行业通行惯例。
- 5、将 2025 年 12 月 31 日与 2024 年 12 月 31 日的油气储量进行比较，并就储量的重大变化向管理层进行支持性询问。
- 6、选取油井样本，对储量评估过程中所采用的历史生产数据进行对比验证。
- 7、获取中联资产评估咨询（上海）有限公司出具的相关资产评估和估值分析报告，评价估值专家的胜任能力、专业素质和客观性。评价管理层在减值测试

中采用的估值方法、关键假设及重要参数的合理性，复核管理层在减值测试中使用数据及计算的准确性。

(二) 针对油气资产储量以及相关参数选取是否与行业标准一致，我们执行了如下主要程序：

- 1、了解 Ryder Scott 的执业资质、行业声誉及排名，评估其专业胜任能力；
- 2、了解 Ryder Scott 与新潮能源及其关联方之间是否存在商业关系、财务利益或其他可能损害客观性的关系；
- 3、评价 Ryder Scott 是否具备 SEC 储量评估的合规经验和油气行业（特别是二叠纪盆地）的项目经验；
- 4、获取并阅读 Ryder Scott 储量评估报告全文，了解其评估范围、评估方法及储量分类；
- 5、将 Ryder Scott 报告中的油井清单与公司油气资产台账进行核对，关注是否存在遗漏或重复；
- 6、项目组独立聘请了行业专家对 Ryder Scott 出具的储量评估报告进行了独立复核，复核的范围包括：储量评估结论是否恰当；储量评估方法与模型的合理性；审查关键假设条件的审慎性；分析影响储量评估结果的重要参数选取是否合理，是否符合 SEC 相关规定及行业通行惯例；评价 Ryder Scott 及报告签署相关人员的专业胜任能力。
- 7、评估行业专家的专业胜任能力和从业经验，了解如下：2 位行业专家均拥有美国顶尖高校石油工程方向博士学位，分别专注于油藏工程与 EOR、AI 在岩石物理与储层表征领域；其中 1 位为国际主流油藏数值模拟器核心模块开发者，另 1 位具有 15 年以上国际油服及石油公司从业经历；2 位专家均在二叠纪盆地等北美核心油气区具有丰富 SEC 标准储量评估经验，具备独立复核本次评估报告所需的专业胜任能力与客观性，且与本所及被审计单位不存在可能损害独立性的利益安排。
- 8、抽取样本检查 2025 年末和 2024 年末储量变动情况，对储量大幅变动的项目追查原因，检查变动的合理性。

经核查，公司上述回复与我们执行上述审计程序所了解的信息不存在重大不一致。公司油气资产减值测试中采用的估值方法、关键假设及重要参数具有合理

性；储量评估由独立第三方机构 Ryder Scott 出具，经项目组独立聘请的行业专家复核，其评估方法、关键假设及重要参数选取符合 SEC 相关规定及油气行业通行惯例；公司 2025 年度未对油气资产计提减值具有合理性。

问题二、关于营业收入及联合开采。

公司 2024 年度被出具无法表示意见的审计报告，涉及事项包括未能提供从收入中扣减矿产特许权使用费和小权益主开采利益的完整资料等，年审会计师认为前述事项的影响目前已消除。年报显示，公司报告期末代收油气销售收入款 12.52 亿元，同比下降 24.58%。

请公司补充披露：（1）报告期内联合开发的具体情况，包括但不限于联合开发方基本情况、相关收入分配比例、结算约定等；（2）报告期内矿产特许权使用费支付情况；（3）代收油气销售收入对应油气销售的主要销售对象及交易金额、交易背景、期后结算情况，是否存在关联关系；（4）通过第三方服务机构向矿产特许权所有人和小权益主付款的原因、金额及比例、确定依据及合理性等；（5）结合前述问题回复，说明 2025 年度收入扣减情况及合理性。

请年审会计师对上述问题发表意见，并说明：（1）针对前期无法表示意见涉及事项所提出未能取得相关收入扣减项完整资料，履行的具体审计程序及取得的审计证据，认定相关事项影响已消除是否合理、审慎；（2）2025 年度主要客户收入及应收账款的函证情况，针对未回函以及回函不符的情况，是否已充分履行替代程序。

公司回复：

一、报告期内联合开发的具体情况，包括但不限于联合开发方基本情况、相关收入分配比例、结算约定等

报告期内按照油气销售收入分成金额前五的联合开发方（即矿产所有人和非作业者）情况如下：

单位：万元、人民币

名称	基本情况	合作背景	权益类型	报告期分配金额	油气井项下权益比例区间	结算周期
IDA MAE OLDHAM TRUST	该主体为信托组织，持有相关油气资产的矿产所有人权益（特许权使用费），不参与日常作业，按其持有权益及对应比例参与油气收入分配。	公司与其合作始于 2021 年 1 月，主要系通过前次油气资产及租约收购承接相关租赁关系。公司依据租约开展油气勘探、开发及生产，并按约定向其结算相关款项。	矿产所有人权益（特许权使用费）	12,478.45	0.0027%~18.75%	月度结算
RODEO MIDLAND BASIN LLC	该主体主要从事原油、天然气及天然气凝液的勘探、开发、生产和销售，业务覆盖美国主要油气产区，并通过持有相关油井、井组或租约的非作业者工作权益参与油气开发及收入分配。	公司与其合作始于 2023 年 12 月，主要系双方在部分油气资产中存在共同开发或共同权益安排，并受联合经营协议约束，按协议承担开发、作业及运营成本，并按权益比例分享油气生产收益。	非作业者工作权益	11,537.17	0.000062%~32.7312%	月度结算

名称	基本情况	合作背景	权益类型	报告期分配金额	油气井项下权益比例区间	结算周期
OVINTIV USA INC	该主体主要从事原油、天然气及天然气凝液的勘探、开发、生产和销售，业务覆盖美国主要油气产区，并通过持有相关油井、井组或租约的非作业者工作权益参与油气开发及收入分配。	公司与其合作始于 2024 年 4 月，主要系双方在部分油气资产中存在共同开发或共同权益安排，并受联合经营协议约束，合作内容包括油气井作业、成本分摊、产量及收入分配等事项。	非作业者工作权益	6,229.39	0.0557%~13.1143%	月度结算
CHEVRON ADVANTAGE INC	该主体为 Chevron Corporation 子公司，主要持有相关油气资产矿产所有人权益（特许权使用费），不参与日常作业运营，按其持有权益及适用比例参与油气收入分配。	公司与其合作始于 2021 年 1 月。该主体不参与日常作业及成本分摊，按其权益及适用比例参与油气销售收入分配。	矿产所有人权益（特许权使用费）	4,722.29	12.5277%、12.5412%	月度结算

名称	基本情况	合作背景	权益类型	报告期分配金额	油气井项下权益比例区间	结算周期
DORA ROBERTS REHABILITATION CENTER	该主体为持有相关油气资产矿产所有人权益（特许权使用费）的机构，不参与日常作业运营，按其持有权益及适用比例参与油气收入分配。	公司与其合作始于 2021 年 1 月。该主体作为相关油气租约出租方或矿权权益方，不参与日常作业，按相关租约及权益比例参与油气销售收入分配。	矿产所有人权益（特许权使用费）	4,214.42	0.9133%~11.1937%	月度结算

注：“油气井项下权益比例区间”系指相关参与主体在其参与的具体油气井项下享有的权益比例范围。由于同一参与主体可能涉及多口油气井，且不同油气井对应的矿产所有人权益（特许权使用费）及非作业者工作权益比例之间存在差异，因此未按单一固定比例列示，而是按照该主体在报告期内相关油气井项下享有权益比例的最小值和最大值列示区间。

注：根据公司 2025 年对外支付油气销售分成款统计，联合开发模式下，公司的联合开发合作方（即矿产所有人和非作业者）的数量为 4384 个。

二、报告期内矿产特许权使用费支付情况

特许权使用费即公司支付给矿产所有人的油气销售收入分成款。报告期内，公司支付特许权使用费如下：

单位：万元、人民币

项目	2025 年度
2025 年度特许权使用费应付总额	191,715.79
2025 年度特许权使用费已付总额	175,254.94
支付比例	91.41%

三、代收油气销售收入对应油气销售的主要销售对象及交易金额、交易背景、期后结算情况，是否存在关联关系；

联合开发模式下的油井，相关权益方包括公司（作为作业者）、矿产所有人和非作业者。公司作为作业者向油气销售客户收取油气销售收入全款，然后根据各方的权益比例，将收入分成款支付给矿产所有人和非作业者。报告期内，公司的主要客户基本情况如下：

单位：亿元、人民币

客户名称	客户基本情况	销售产品	合作背景	归属于公司的销售收入	归属于矿产所有人及非作业者的销售收入	占代收矿产所有人及非作业者收入比例	期后回款比例	是否存在关联方关系
DK Trading & Supply LLC	该客户所属集团 Delek US Holdings, Inc. 为美国下游能源企业，业务涵盖炼油、沥青、可再生燃料及物流等。DK Trading & Supply LLC 为其体系内贸易及供应主体，负责相关能源产品采购、销售及结算，具备较强业务承接能力。	原油	公司与该客户合作始于 2016 年 3 月 30 日，主要围绕原油销售业务开展。相关销售合同系配合公司取得或承接油气资产而签署。报告期内，公司按合同约定向其销售原油，并执行相应计价、交付、质量及结算条款。	56.63	21.06	78.49%	100.00%	否

客户名称	客户基本情况	销售产品	合作背景	归属于公司的销售收入	归属于矿产所有人及非作业者的销售收入	占代收矿产所有人及非作业者收入比例	期后回款比例	是否存在关联方关系
MEDALLION PIPELINE COMPANY	该客户为美国油气中游企业，主要从事原油集输、管道运输及储存业务。其管道系统位于二叠纪盆地 Midland 区域，具备较强区域原油集输、运输及下游连接能力。	原油	公司与该客户合作始于 2024 年 12 月，主要基于原油销售及管道外输需求。相关协议涵盖原油销售、交付、运输及结算安排，该客户及其关联主体负责 Medallion 管道运输能力及商业安排。公司通过该合作实现原油外输及销售。	4.43	2.33	8.68%	100.00%	否

客户名称	客户基本情况	销售产品	合作背景	归属于公司的销售收入	归属于矿产所有人及非作业者的销售收入	占代收矿产所有人及非作业者收入比例	期后回款比例	是否存在关联方关系
ENERGY TRANSFER LP	该客户为美国大型上市中游能源企业，拥有并运营覆盖美国主要油气产区的能源基础设施。其主要从事天然气集输、处理、运输和储存，原油、天然气液体及成品油运输和终端服务等，在美国油气中游领域具备较强规模和市场覆盖能力。	原油 / 天然气	公司与该客户合作自 2021 年 8 月起，系承接相关油气租约或资产时形成的长期销售安排，主要涉及原油销售、集输、运输及结算，符合公司油气销售及外输需求。	2.74	1.70	6.34%	100.00%	否

客户名称	客户基本情况	销售产品	合作背景	归属于公司的销售收入	归属于矿产所有人及非作业者的销售收入	占代收矿产所有人及非作业者收入比例	期后回款比例	是否存在关联方关系
ENTERPRISE NAVITAS HOLDINGS LLC	该客户为北美大型中游能源服务商，主要为天然气、天然气液体、原油、成品油及石化产品提供集输、处理、加工、运输、储存、分馏及码头等中游服务，在北美油气中游领域具备较强基础设施和市场连接能力。	天然气	公司与该客户合作始于 2024 年 1 月，系其承接公司原与 Navitas Midstream Midland Basin,LLC 于 2018 年 11 月 16 日签署的合同安排形成。合作主要围绕多个油气租约项下天然气集输、处理、运输、供气及结算需求开展，公司通过其中游基础设施实现天然气外输、处理及销售结算。	0.69	0.38	1.42%	100.00%	否

客户名称	客户基本情况	销售产品	合作背景	归属于公司的销售收入	归属于矿产所有人及非作业者的销售收入	占代收矿产所有人及非作业者收入比例	期后回款比例	是否存在关联方关系
PLAINS MARKETING LP	主要从事原油采购、营销、运输安排及相关结算业务。其所属集团 Plains All American Pipeline, L.P. 为美国上市能源中游企业，主要拥有并运营原油、天然气液及天然气相关的中游基础设施，资产涵盖管道运输、集输、码头、储存等环节。	石油	公司与该客户主要围绕原油销售业务开展合作。Plains Marketing, L.P. 作为原油采购及营销结算方，根据双方销售合同接收公司销售的原油。	0.11	0.10	0.37%	100.00%	否
合计				64.60	25.57	95.30%		

注：报告期内，公司上述主要销售对象对应的代收矿产所有人及非作业者油气销售收入为 25.57 亿元，占全年代收矿产所有人及非作业者油气销售收入分成金额 26.83 亿元的比例为 95.30%。截至 2025 年 12 月 31 日，尚未支付给矿产所有人及非作业者的代收油气销售收入款余额为 12.52 亿元。

综上，公司代收油气销售收入对应的主要销售对象均为美国油气行业内具有实际经营背景和业务承接能力的市场主体，主要包括

原油采购商、中游管输企业及天然气处理企业等。相关交易系公司作为作业者，基于油气产品销售合同、月度结算单及后续收款情况形成，交易链条完整，商业背景清晰，符合美国油气行业惯常的销售、集输、处理、运输及结算模式。

报告期内，公司与上述客户发生的交易金额与公司油气产品产量、销售规模及实际生产经营情况相匹配；截至本回复出具日，期末未收金额均已收回。上述主要销售客户与公司不存在关联关系，相关交易不存在通过关联方或其他利益安排调节收入、代收款项或形成异常资金往来的情形。

四、通过第三方服务机构向矿产特许权所有人和小权益主付款的原因、金额及比例、确定依据及合理性等；

(一) 通过第三方服务机构向矿产特许权所有人和小权益主付款的原因、确定依据及合理性

Mineral Answers 是美国油气行业使用的第三方业主服务及支付平台之一，主要为油气作业者提供权益款项支付、结算单托管、业主关系管理、身份验证及业主自助门户等服务，并支持支票、ACH、电汇等多种付款方式。公司通过该平台向矿产所有人及非作业者支付相关款项，符合美国油气行业权益主体数量较多、分布分散及付款信息管理复杂的业务特点。

1、符合美国油气行业权益分配复杂、付款对象分散的业务特点

美国油气行业中，作业者向矿产所有人及非作业者分配和支付款项时，通常需处理大量分散权益主体、不同权益类别、差异化付款方式及结算单据管理等事项。采用第三方业主服务及支付平台进行权益人付款和结算信息管理，是行业内较为常见的管理方式之一。

公司经营的油气资产涉及多类权益主体，不同主体对应的权益类型、权益比例及付款方式存在差异。公司采用 Mineral Answers 平台进行相关付款，有助于提高付款效率，降低分散付款的人工管理成本，并提升结算及付款管理的准确性。

2、有利于保障权益人收款信息安全

根据公司实际付款流程，矿产所有人及非作业者的银行账号、路由号码等敏感财务信息，均由权益持有人本人登录 Mineral Answers 平台自行录入和维护。Mineral Answers 客服人员、公司会计及管理人员无法在后台代为录入或修改相关收款账户信息。该流程有助于减少公司内部人员误操作、未经授权变更收款账户信息或接触敏感财务信息的风险，提升付款信息管理的安全性。

(二) 通过第三方服务机构向矿产特许权所有人和小权益主付款的金额及占比

单位：万元、人民币

项目	金额
通过 Mineral Answers 向矿产所有人及非作业者支付金额	297,174.22
向矿产所有人及非作业者支付总额	297,174.22

项目	金额
占比	100.00%

注：上述 29.72 亿系收付实现制口径。

报告期内，公司向矿产所有人及非作业者支付的款项均通过 Mineral Answers 平台完成，通过该平台支付金额占向矿产所有人及非作业者支付总金额的比例为 100.00%。

综上，公司均通过 Mineral Answers 向矿产所有人及非作业者支付相关款项，该结算方式符合美国油气行业权益人分散、分配关系复杂及收款信息安全管理要求较高的业务特点，具有合理性。

五、2025年度收入扣减情况及合理性

公司 2025 年度收入及扣减情况：

单位：万元、人民币

项目	2025 年度
一、公司作为作业者的油气销售收入总额	927,942.92
减：代矿产所有人及非作业者收取的油气销售收入	268,312.85
归属于公司的油气销售收入	659,630.07
二、公司作为非作业者取得的油气销售收入	44,967.05
三、套期结算损益【注】	22,033.89
四、处置投资性房地产及水处理等其他收入	784.08
公司营业收入总额	727,415.09

注：公司美国子公司套期工具（NYMEX WTI SWAP 和 Collar）与被套期项目（未来原油销售合同）均直接挂钩 WTI 原油市场价格，标的变量一致，套期工具与被套期项目的价值变动方向相反（套期比率 1:1），符合《企业会计准则第 24 号——套期会计》第二十二条“高度有效”的认定条件，套期有效部分占 100%，根据套期会计规定，公允价值变动中有效部分（100%）计入其他综合收益，套期合同平仓实现时累计利得/损失从其他综合收益转出至主营业务收入，并与实物原油销售收入的损益期间匹配。

综上，2025 年度公司收入扣减项主要系公司作为油气资产作业者，在油气销售结算过程中代矿产所有人及非作业者收取的、不归属于公司的油气销售收入。报告期内，公司实现油气销售结算金额 9,279,429,233.30 元，扣除代矿产所有人

及非作业者收取的油气销售收入 2,683,128,518.12 元后，归属于公司的油气销售收入为 6,596,300,715.18 元。

相关扣减金额主要依据油气租约和联合开发协议确定，系美国油气行业按照权益比例进行收入分配和成本分摊的正常业务安排。公司上述收入扣减项目具有明确的合同和结算依据，扣减对象及金额与公司实际业务模式相匹配，具有合理性。

会计师回复：

一、针对前期无法表示意见涉及事项所提出未能取得相关收入扣减项完整资料，履行的具体审计程序及取得的审计证据，认定相关事项影响已消除是否合理、审慎；

针对前期无法表示意见涉及的未能取得相关收入扣减项完整资料事项，我们执行了以下核查程序：

- 1、了解并测试收入循环相关关键内部控制的设计和运行有效性。
- 2、获取公司报告期内矿产所有人及非作业者收入明细表，核查相关分成对象、权益比例、分成金额及计算基础。
- 3、选取样本查阅相关协议，核实矿产所有人及非作业者的权益比例、收入分配条款及适用期间。
- 4、利用 IT 审计人员的工作，对相关信息系统及分成计算规则进行测试，核查收入分成计算及相关账务处理的准确性。
- 5、选取样本检查相关联合开发协议、法律权益意见书、权益确认函和权益计算表等文件，与公司录入系统的权益比例进行核算，核实系统设置的公司和其他方的权益比例是否准确；
- 6、对 2024 年度应收账款及收入，执行函证程序；
- 7、检查结算单据、付款凭证及其他支持性资料，核实相关扣减金额及账务处理是否准确，评价其会计处理是否符合企业会计准则的规定。

公司已就前期无法表示意见涉及的收入扣减事项补充提供相关支持性资料，我们已取得与收入扣减项目相关的合同、权益比例、结算单据、付款凭证及系统数据等审计证据，能够支持相关收入扣减金额的真实性、准确性及完整性。前期

无法表示意见涉及相关事项已消除。

二、2025年度主要客户收入及应收账款的函证情况，针对未回函以及回函不符的情况，是否已充分履行替代程序。

2025年度公司的销售收入及应收账款函证情况如下：

1、应收账款的函证情况

单位：万元、人民币

项目	2025 年度
应收账款期末余额	66,215.53
应收账款发函比例	100.00%
应收账款发函金额	66,215.53
1、回函应收账款	57,209.52
回函占发函比例	86.40%
其中：回函相符应收账款	3,057.02
回函相符占发函比例	4.62%
其中：经核对后回函实际为相符的应收账款金额	54,152.50
经核对后回函相符的比例	81.78%
2、未回函应收账款	9,006.01
未回函应收账款占发函比例	13.60%
其中：执行替代程序应收账款金额	9,006.01

2、收入函证情况

单位：万元、人民币

项目	2025 年度
本期营业收入	727,415.09
发函收入	704,597.12
发函占收入比例	96.86%
1、回函收入	620,941.25
回函占发函比例	88.13%
其中：客户回函相符的销售收入	28,956.19
回函相符占发函比例	4.11%
其中：经核对后回函实际为相符的销售收入金额	591,985.06
经核对后回函相符的比例	84.02%

项目	2025 年度
2、未回函收入	83,655.87
未回函收入占发函比例	11.87%
其中：执行替代程序收入	83,655.87

报告期内，客户收入及应收账款函证中存在部分回函不符及未回函情形。回函不符的原因如下。

①应收账款函证不符，主要系公司根据当月油气产量、基于 WTI 的测算价格暂估确认应收账款，我们按照暂估应收账款金额发函。客户通常依据后续实际结算金额进行回函。由于暂估金额与实际结算金额、确认时点存在差异，导致应收账款回函金额与发函金额存在差异。公司暂估金额和期后金额不存在重大差异，无需进行调整。

②收入函证不符，主要系我们按照生产月份列示销售收入发函，而部分客户按月统计付款结算金额进行回函。部分月份的付款结算金额包括当月和以前月份的销售收入，因口径不一致，导致客户回函不符。

针对回函差异，我们已结合销售合同、客户结算明细及应收账款回款记录等资料进行核实。经核查，差异原因具有合理性，未发现重大异常。

对于未回函客户，我们已实施替代测试，检查相关销售合同、结算明细、银行回款记录等支持性资料，并与账面收入及应收账款记录进行核对，以验证相关交易的真实性、准确性。

问题三、关于内部控制。

公司 2024 年内部控制被出具无法表示意见的审计报告。年审会计师认为公司已于 2025 年 10 月重新修订《子公司管理制度》，内部控制重大缺陷事项已经消除。

请公司：（1）结合公司内控制度相关修订情况，说明境外子公司董事任命、年度预算审批、生产运营审批等重要事项的决策程序，结合当前股权架构和境外子公司管理层构成情况，说明公司对境外子公司具体的管控情况，子公司管理相关的内部控制是否已经运行有效；（2）认定内部控制缺陷完成整改的依据是否充分。请年审会计师发表意见。

公司回复：

一、境外子公司重要事项决策程序

（一）境外子公司董事的任命

公司于 2025 年 10 月 9 日召开第十三届董事会第四次会议，全体董事一致通过决议，决定了美国子企业董事更换事宜。

公司已于 2025 年 10 月 16 重新修订《子公司管理制度》，根据最新修订的《子公司管理制度》第六条，母公司通过子公司股东会行使股东权利制定子公司章程，并在符合子公司所在地区有关法律法规的前提下，依据子公司章程或其他制度文件的规定，向子公司提名、委派或推荐子公司的董事、监事、高级管理人员（包括财务负责人）或其他重要人员（“派出人员”），派出人员由母公司董事长根据母公司非独立董事专门会议决策后确定。必要时，可征求独立董事的意见。

（二）境外子公司年度预算审批

根据《子公司管理制度》第四十二条的规定，境外子公司年度资金预算应上报母公司总经理办公会审批后方可执行。公司财务管理部负责审核境外子公司年度资金预算。公司财务管理部审核时应充分考虑外汇汇率、利率变动的影响，在预算中相应制定降低外汇汇率、利率风险的措施。母公司审计委员会成员有权对此进行监督，如发现异常情况的，有权要求子公司总经理、财务负责人等高级管理人员接受质询。

2025 年 12 月 22 日及 2026 年 4 月 18 日，公司召开了总经理办公会，审议了境外子公司的年度资金预算方案。为确保预算科学、合理、审慎，深度贴合公司当前经营实际、行业形势及整体战略，会议一致决定：暂不通过本次子公司 2026 年度预算方案。

要求经营层及子公司根据公司实际经营状况、国际地缘政治情况，外部市场变化、国际油气价格走势、现金流安全及风险控制等要求，完成 2026 年度预算全面且审慎的调整工作后，充分听取公司董事会审计委员会相关意见，再将调整后的预算方案重新提交总经理办公会进行审议。

（三）境外子公司生产运营审批

关于境外子公司的生产运营，在符合子公司所在地区有关法律法规的前提下，一方面，上市公司通过对境外子公司的年度预算审批从整体进行管控；另一方面，

在母公司批准的权限内，通过上市公司向子公司委任董事形成子公司董事会、并由子公司董事会聘请其管理层的基础上，由子公司的董事会和管理层根据子公司章程，对子公司生产运营进行审批和实施具体运行。

（四）境外子公司的财务审批

根据《子公司管理制度》第十六条的规定，子公司发生日常经营活动之外的下列类型的事项：购买或者出售资产、对外投资（含委托理财、对子公司投资等）、提供财务资助（含有息或者无息借款、委托贷款等）、提供担保（含对控股子公司担保等）、租入或者租出资产、委托或者受托管理资产和业务、赠与或者受赠资产、债权或债务重组、签订许可协议、转让或者受让研发项目、放弃权利（含放弃有限购买权、优先认缴出资权等）等交易事项，依据法律法规、部门规章、自律性规则及《公司章程》和其他管理制度的规定，应当提交母公司董事会审议的，提交母公司董事会审议；应当提交母公司股东会审议的，提交母公司股东会审议。未达到母公司董事会、股东会审议标准的，由母公司总经理办公会批准。总经理办公会亦可以根据需要，授权子公司在一定范围内自行决策。

就境外子公司套期保值事项，公司如往年一样，于 2026 年 4 月 23 日召开十三届董事会第十一次会议进行了审议，通过了《关于开展原油及天然气套期保值业务的议案》。

就境外子公司开展委托理财事宜，公司于 2026 年 4 月 23 日召开十三届董事会第十一次会议进行了审议，通过了《关于使用闲置自有资金进行委托理财的议案》。

二、公司对境外子公司具体的管控情况

（一）公司及境外子公司的股权架构

境外子公司的 100% 股东权益均归属于公司，不存在公司体系内实体以外的其他股东，从而保证了母公司对境外子公司在包括董事任命、经营管理等方面的决策不会遭受其他股东的挑战，母公司的决策意志能够得到有效传导和落实，公司治理和管理体系可控。

公司于 2025 年 10 月 15 日召开第十三届董事会第五次会议，审议通过了《关于变更宁波鼎亮执行事务合伙人的议案》。为切实加强对境外子公司的有效控制及管理，完善公司治理水平，公司于 2025 年 10 月 16 日将宁波鼎亮企业管理合

伙企业（有限合伙）（以下简称“宁波鼎亮”）的普通合伙人暨执行事务合伙人（“GP”）由 Seewave Energy Holdings Company 恢复为公司的全资子公司烟台扬帆投资有限公司（以下简称“烟台扬帆”），从根本上理顺了公司治理结构和内部控制体系，推动公司经营和管理全面回到正轨。

2025 年 10 月 16 日，宁波鼎亮已完成上述事宜的工商变更登记手续，领取了新的营业执照。同时，公司已向美国子公司重新委派董事，并参与重大经营决策。

2025 年 10 月，公司将宁波鼎亮的普通合伙人暨执行事务合伙人（“GP”）恢复为全资子公司烟台扬帆，理顺了公司治理架构，恢复了公司正常治理秩序。

（二）境外子公司的管理层构成情况

境外子公司的高管中均由上市公司总经理张钧昱担任总裁或 CEO；另外核心境外子公司管理层由总裁、CEO 和 CFO 三名组成的，其中上市公司总经理张钧昱担任总裁，上市公司职工董事 Linhua Guan 担任 CEO，亦体现了上市公司对境外子公司管理团队的管控。

（三）其他

1、公司定期报告及 2025 年度审计工作的配合

根据《子公司管理制度》第三十六条，子公司董事、监事、高级管理人员应配合对相应的审计或检查工作，全面提供母公司审计人员或检查人员所需资料，不得敷衍和阻挠。第二十四条的规定；半年报和年报于报告期结束后，子公司应及时向母公司财务管理部报送会计报表，并及时报送母公司所属证券交易所要求的报告格式内容的全部财务资料。

公司 2025 半年报以及 2025 年年度报告的编制过程中，境外子公司一方面及时报送母公司所属证券交易所要求的报告格式内容的全部财务资料；另一方面，全面配合审计工作，通过接受访谈、提供相关资料等方式，最终促成公司按期公告定期报告，圆满地完成了 2025 年的审计工作，为公司提交撤销风险警示申请打下基础。

2、募投资金永久补充流动资金的配合

针对募集资金迟迟未能归还的历史问题，公司新一届董事会选聘的管理层高度重视，立即向公司相关部门人员进行了通报、传达，及时召集相关部门对此涉

及的问题进行全面梳理、深入排查，依据有关法律、法规及规范性文件的规定，并结合公司实际情况，制定整改方案，明确责任、落实整改措施。

2018年3月9日，经公司第十届董事会第十九次会议和第九届监事会第十次会议审议通过，公司使用募集资金65,000.00万元人民币暂时补充公司流动资金，使用期限自公司董事会审议通过之日起不超过12个月。使用期限届满后，上述募集资金尚未归还。具体内容详见公司于2018年3月10日披露的《山东新潮能源股份有限公司关于募集资金临时补充流动资金公告》（公告编号：2018-019）、于2019年3月12日披露的《山东新潮能源股份有限公司关于无法按期归还6.5亿元募集资金的公告》（公告编号：2019-023）。

2026年3月，公司已将前述用于临时补充流动资金的募集资金6.50亿元人民币的等值美元全部归还至公司募集资金账户，具体内容详见公司于2026年3月14日于上海证券交易所网站（www.sse.com.cn）披露的《山东新潮能源股份有限公司关于归还用于临时补充流动资金的募集资金的公告》（公告编号：2026-013）。

公司于2026年3月13日召开了第十三届董事会第九次会议，审议通过了《关于募投项目结项并将节余募集资金永久性补充流动资金的议案》，同意公司对发行股份购买资产并募集配套资金之募集资金投资项目进行结项，并就节余的募集资金6.56亿元永久性补充流动资金，用于公司主营业务日常经营支出。公司于2026年3月30日进一步召开2026年第一次临时股东会，审议通过了前述议案。

截至2026年4月16日，公司已完成对上述募集资金专户的注销。具体内容详见公司于2026年4月18日于上海证券交易所网站（www.sse.com.cn）披露的《山东新潮能源股份有限公司关于募集资金专用账户注销的公告》（公告编号：2026-027）。

三、子公司管理相关的内部控制是否已经运行有效以及内部控制缺陷完成整改的依据是否充分

基于上述公司制度修订、股权架构理顺、治理机制重构、管控权限明确、重大事项闭环审批、境外团队管控穿透、历史问题闭环解决等一系列系统性整改动

作，结合《子公司管理制度》修订落地、境外治理架构恢复、决策程序规范执行、日常管控有效实施、以及审计监督到位等实际运行情况，公司认为子公司管理相关内部控制已实现有效运行，此前被出具无法表示意见的内部控制重大缺陷已完成实质性整改，整改依据充分、合规、可验证，具体说明如下：

（一）制度体系已健全合规可落地

公司已于 2025 年 10 月完成《子公司管理制度》全面修订并正式生效，明确境外子公司董事任命、预算审批、生产运营、财务决策、重大交易、资金管理、审计监督等全链条管控规则，覆盖从治理、决策、执行到监督的完整内控闭环，制度条款与境外司法管辖、油气行业监管要求高度适配，具备强实操性，为内控有效运行提供根本制度保障。

（二）境外治理架构全面理顺、恢复正常秩序

2025 年 10 月，公司完成宁波鼎亮执行事务合伙人变更，由原境外主体恢复为公司全资子公司烟台扬帆，100%收回境外平台投票权与管控权，彻底消除历史上公司治理混乱、循环控制的问题；同步完成美国子公司董事重新委派、管理层调整，形成“母公司-境外子公司治理层-境外子公司管理层”三级穿透式管控架构，治理链条清晰、权责边界明确，从组织层面确保内控指令有效传导、执行到位。

（三）重大事项决策程序规范、闭环执行

1、董事任命：严格执行《子公司管理制度》，境外子公司董事由母公司非独立董事专门会议审议、董事长决策、董事会正式决议（如需），2025 年 10 月董事更换事项已履行完整审议程序，决策合规、程序严谨；

2、预算审批：境外子公司年度预算需经子公司编制，到母公司财务管理部审核（汇率/利率风险管控），到向审计委员会汇报，再到总经理办公会审议，严格执行“根据公司实际经营情况和外部环境变化，全面且审慎的调整预算”的原则，将预算管控刚性落地；

3、生产运营：母公司通过预算总额管控和合规边界约束，在符合子公司所在地区有关法律法规的前提下，实现生产计划、产能安排、成本管控的合规可控；

4、财务与重大交易：资产处置、对外投资、担保、套期保值等重大事项，严格按金额分级提交母公司总经理办公会/董事会/股东会审议，2026 年套期保值、

委托理财等事项均履行完整审批流程，无越权决策、无违规操作，决策链条闭环、合规可追溯。

（四）境外管理层穿透管控、权责高度绑定

境外子公司董事会成员由母公司委派人员担任，境外各主体核心高管均由上市公司总经理张钧昱担任总裁/CEO，境外子公司需按照公司治理层级决策执行，重大经营、财务、人事事项需按《子公司管理办法》形成“母公司决策、境外治理层管理层执行、权责统一、风险共担”的管控模式，彻底杜绝了境外自主决策及管控失控风险，内控执行穿透到底。

（五）日常管控与审计监督常态化、穿透化

1、境外子公司定期报送财务报表、经营数据、资金台账，母公司财务管理部实时监控资金流向、成本费用、现金流安全；

2、母公司审计委员会定期开展境外专项审计（如需）、内控检查，对预算执行、资金使用、合规风控进行全程听取汇报并监督，2025年新一届董事会上任至今未发现内控漏洞或违规事项；

3、境外子公司全面配合母公司审计、定期报告编制，按时提供资料、接受访谈，2025年半年报、年报均按期完成，内控执行、审计配合均合规到位。

综上，从制度、组织、决策、执行、监督五大维度来看，子公司管理相关内控已形成健全体系、清晰架构、规范程序、穿透执行、有效监督的完整闭环，已实现持续、稳定、有效的运行。

会计师回复：

针对上述事项，我们执行了以下主要程序：

1、获取并审阅公司修订后的《子公司管理制度》，逐条核对修订条款与2024年度内部控制审计报告所指出的重大缺陷的对应关系，评估修订后的制度是否针对每一项重大缺陷建立了有效的管控措施；

2、审阅公司第十三届董事会第四次会议、第五次会议的会议通知、议案等决议文件，核实境外子公司董事更换、宁波鼎亮执行事务合伙人变更等重大治理事项的审议程序；

3、获取宁波鼎亮执行事务合伙人变更的工商变更登记资料及新的营业执照，

核实普通合伙人暨执行事务合伙人已由 Seewave Energy Holdings Company 恢复为全资子公司烟台扬帆投资有限公司，循环控股结构已拆除；

4、获取境外子公司管理层构成资料，核实上市公司总经理张钧昱在核心境外子公司担任总裁/CEO、职工董事 Linhua Guan 担任 CEO 的任职依据；

5、获取并审阅公司总经理办公会审议境外子公司年度资金预算方案的会议纪要及决议，核实预算审批程序是否按照《子公司管理制度》第四十二条的规定执行；获取并审阅公司第十三届董事会第十一次会议关于套期保值、委托理财等议案的会议资料及决议文件，核实境外子公司重大财务事项的分层审批执行情况；

6、获取并审阅境外子公司 2025 年度财务报表报送记录，核实境外子公司是否按照《子公司管理制度》第二十四条的规定及时报送会计报表和财务资料；

7、获取并审阅公司关于募投项目结项及节余募集资金永久补充流动资金的董事会决议、股东会决议及募集资金归还的银行回单，核实美国子公司 Moss Creek Resources, LLC 按照上市公司决议将 9,400 万美元转入募集资金账户的情况；

8、查阅公司 2025 年度内部控制评价报告，评估公司内部控制整改效果和对境外子公司管控相关的内部控制设计与运行有效性及得出的结论；

经核查，公司上述回复与我们执行上述程序所了解的信息不存在重大不一致。公司已针对 2024 年度内部控制审计报告指出的重大缺陷全面修订《子公司管理制度》，完成宁波鼎亮执行事务合伙人变更、境外子公司董事重新委派等实质性整改动作，相关整改事项均有董事会决议、工商变更登记、银行回单等客观证据支持。本所已对公司 2025 年度财务报表出具无保留意见的审计报告（众环审字（2026）0102098 号），对公司 2025 年度内部控制出具无保留意见的审计报告（众环审字（2026）0102099 号），2024 年度导致内部控制无法表示意见的重大缺陷事项在本期已全部消除，相关情况已在《关于 2024 年度内部控制和财务报表审计报告无法表示意见涉及事项影响已消除的专项说明》（众环专字（2026）0100983 号）中予以说明。公司认定内部控制缺陷完成整改的依据充分，子公司管理相关的内部控制已实现有效运行。

问题四、关于对外投资。

年报显示，公司 2025 年度机器设备购置增加 1.21 亿元，期末账面价值 9.76 亿元。公司 2025 年度购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金 37.96 亿元，投资支付的现金 6.47 亿元。最近三年，购建固定资产及对外投资支付现金合计分别为 45.76 亿元、55.65 亿元和 44.43 亿元，对外投资建设规模较大。

请公司补充披露：公司 2025 年度购建固定资产及对外投资支付现金的流向和具体用途、形成的资产、主要交易对方名称及交易金额、公司与支付对象是否存在关联关系等，并进一步说明公司最近三年持续对外投资建设的原因及合理性。请年审会计师发表意见。

公司回复：

一、公司2025年度购建固定资产及对外投资支付现金的流向和具体用途、形成的资产、主要交易对方名称及交易金额、公司与支付对象是否存在关联关系等

(一) 购建固定资产等长期资产相关

1、购建长期资产支付的现金 37.96 亿元的具体构成

单位：万元、人民币

科目	性质	金额
固定资产	固定资产 2025 年增加-购置	13,367.58
油气资产	油气资产 2025 年增加-购置	348,744.13
	预计负债弃置义务 2025 年本期增加	-965.63
	利息资本化本期计入油气资产	-5,004.88
	钻井现场钻井员工薪酬资本化计入油气资产	-4,544.89
无形资产	无形资产 2025 年增加-购置	272.33
长期待摊费用	长期待摊费用 2025 年装修费-增加	85.24
预付/应付账款	款项性质为长期资产采购类的预付/应付账款余额期初期末变动	27,602.32
合计		379,556.20

2、流向和具体用途、形成的资产情况

如上表所示，购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金形成了公司的固定资产、油气资产、无形资产、长期待摊费用。

3、主要交易对方名称及交易金额、公司与支付对象是否存在关联关系

公司报告期交易金额前十的供应商基本情况如下：

单位：万元、人民币

供应商	采购金额	占比	提供服务/物资	公司简介	合作起始时间	是否存在关联方关系
NEXTIER COMPLETION SOLUTIONS INC	42,500.80	8.36	电缆、套管井和 固井服务	作为 Patterson-UTI Energy (纳斯达克股票代码: PTEN) 的间接子公司运营, 后者于 2023 年通过全股票合并收购了该业务。	2016/7/22	否
SOONER PIPE LLC	29,337.45	5.77	石油专用管材	作为美国丸红伊藤忠钢管公司 (Marubeni-Itochu Tubulars America Inc.) 的子公司运营。	2019/12/26	否
LATSHAW DRILLING COMPANY, LLC	18,390.03	3.62	钻机供应商	Latshaw Drilling 是一家私营公司。该公司成立于 1981 年, 总部位于俄克拉荷马州塔尔萨, 是美国一家私营的陆上钻井公司。	2016/2/24	否
TXU ENERGY	13,573.74	2.67	能源供应商	TXU Energy 是 Vistra Corp 的子公司, 该公司是在纽约证券交易所上市的公众公司, 股票代码为 VST。	2017/1/24	否
BAKER HUGHES OILFIELD OPERATIONS	10,366.97	2.04	盐水处置(SWD) 与卡车运输	贝克休斯 (Baker Hughes) 是一家上市公司。它在纳斯达克全球精选市场交易, 股票代码为 BKR。	2017/3/7	否

供应商	采购金额	占比	提供服务/物资	公司简介	合作起始时间	是否存在关联方关系
EXPLORE LOGISTICS LLC	9,751.18	1.92	储层改造、油井压裂作业	Explore Logistics LLC 是一家私营公司。它是一家总部位于得克萨斯州休斯敦的货运代理和运输公司，专注于能源、油田和工业领域。	2023/11/16	否
INDEPENDENCE OILFIELD CHEMICALS	9,267.38	1.82	化学品	Independence Oilfield Chemicals (IOC) 是一家私营子公司。它于 2014 年被 Innospec Inc. 收购，后者是一家在纳斯达克上市的公众公司，股票代码为 IOSP。	2021/12/10	否
BELL SUPPLY COMPANY LLC	8,762.56	1.72	阀门、法兰	Bell Supply Company LLC 是一家私营公司。它由私募股权 (B29 Investments) 支持，未在任何证券交易所上市。	2016/2/1	否
PERMIAN EQUIPMENT RENTALS, LLC	7,251.26	1.43	通用设备租赁	该专业设备租赁公司总部位于得克萨斯州米德兰，于 2011 年 8 月被 The Butch's Family of Companies 收购。	2016/2/1	否
SELECT ENERGY	7,229.91	1.42	水务管理	Select Water Solutions 是一家上市公司。它在纽约证券交易所上市，股票代码为 WTTR。	2017/2/15	否
合计	156,431.28	30.76				

本公司所有供应商均具有独立、合法的商业运营背景，与公司保持着正常且稳定的业务合作关系。公司向各供应商的采购交易均基于实际生产经营需求开展，严格执行公司内部采购审批与比价机制，交易定价公允，具有充分的真实性与合理性。本公司及主要股

东、董事、监事、高级管理人员与所有供应商之间均不存在任何关联方关系或利益输送情形。

(二) 对外投资支付现金的流向和具体用途、形成的资产情况

1、2025 年投资支付现金的具体构成

公司 2025 年交易性金融资产的期初期末及发生额情况如下：

单位：万元

项目	基金投资 (USD)	基金投资 (RMB)
2025 年 1 月 1 日余额	30,304.27	217,839.18
2025 年度追加投资本金	12,500.00	89,187.50
2025 年赎回投资本金	5,000.00	35,675.00
2025 年基金投资收益再投资	1,566.87	11,179.60
折算为人民币汇率影响金额		-5,799.46
2025 年 12 月 31 日余额	39,371.13	276,731.81

截至 2025 年 12 月 31 日，公司的交易性金融资产账面余额为 27.67 亿元，为美国子公司所持有的境外货币市场基金，具体包括：State Street Government Premium Portfolio（道富银行旗下，机构级美国政府短期债务型货币市场基金）、RBC US Government Money Market Fund,Inst R1（加拿大皇家银行旗下，机构级美国政府货币市场基金）、Federated Hermes Government Obligations Fund,Premier（富达赫姆斯旗下，系列化机构级美国政府货币市场基金）、BlackRock FedFund, Institutional Class（贝莱德旗下，机构级美国联邦政府货币市场基金）、Dreyfus Treasury Securities Cash Management Fund,Inst（德雷福斯旗下，机构级美国国库券专项政府货币市场基金）。这些都是美国市场上典型的政府货币市场基金，属于公募基金中的货币基金类别，主要投资于美国国债、机构债等高流动性短期政府债务工具。

上述货币市场基金收益以“红利再投资”方式进行分配，由基金公司每日确认并完成分配；分配红利进行再投资，基金份额净值稳定维持在\$1.0000。投资支付的现金 6.47 亿元具体构成为：

单位：万元、人民币

项目	基金投资
2025 年度追加投资本金	89,187.50
2025 年基金投资收益再投资	11,179.60
2025 年赎回投资本金	35,675.00
投资支付的现金（净额法列示）	64,692.10

2、流向和具体用途、形成的资产情况

如上部分回复所示，投资支付的现金具体流向为 State Street Government Premium Portfolio（道富银行旗下，机构级美国政府短期债务型货币市场基金）、RBC US Government Money Market Fund,Inst R1（加拿大皇家银行旗下，机构级美国政府货币市场基金）、Federated Hermes Government Obligations Fund,Premier（富达赫姆斯旗下，系列化机构级美国政府货币市场基金）、BlackRock FedFund, Institutional Class（贝莱德旗下，机构级美国联邦政府货币市场基金）、Dreyfus Treasury Securities Cash Management Fund,Inst（德雷福斯旗下，机构级美国国库券专项政府货币市场基金）。上述基金投资，基于公司投资理财之目的，形成公司账面“交易性金融资产”。

3、主要交易对方名称及交易金额、公司与支付对象是否存在关联关系等

单位：万元、美元

基金名称	2025 年度发生额		年末金额
	投资金额	收益再投资金额	
State Street Government Premium Portfolio	7,000.00	494.42	14,431.37
RBC US Government Money Market Fund,Inst R1		406.06	9,873.58
Federated Hermes Government Obligations Fund,Premier	3,500.00	397.81	11,278.40
BlackRock FedFund, Institutional Class	2,000.00	55.93	2,373.14
Dreyfus Treasury Securities Cash Management Fund,Inst	-5,000.00	212.65	1,414.65
合计	7,500.00	1,566.87	39,371.13

注：投资金额，正数为追加投资，负数为赎回投资。

公司投资的以上基金均为公募货币基金，与公司不存在关联方关系。

二、最近三年持续对外投资建设的原因及合理性

关于最近三年持续对外投资建设的原因及合理性，参见“问题一”之“四、井及相关设施近三年投资持续增加的原因及合理性，相关资金是否存在流向关联

方的情况”。

会计师回复：

针对上述事项，我们执行了以下主要程序：

1、了解公司购建长期资产及对外投资的相关内部控制，评价其设计和运行的有效性；

2、获取公司 2025 年度购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金 37.96 亿元的构成明细，复核各项目金额与固定资产、油气资产、无形资产、长期待摊费用等科目增减变动的勾稽关系；

3、获取公司 2025 年度投资支付的现金 6.47 亿元的构成明细，复核交易性金融资产（货币市场基金）的期初期末余额、追加投资、赎回及收益再投资金额，验证投资支付的现金计算过程；

4、检查上述长期资产购置及基金投资的结算单、发票、审批记录及银行流水，确认现金流量的真实性；

5、获取主要交易对方清单，通过公开信息查询交易对方的基本信息，核查其与公司、控股股东、实际控制人、董监高之间是否存在关联关系；

6、访谈公司管理层，了解公司最近三年持续对外投资建设的背景和原因，结合行业特征及公司经营数据评价其商业合理性；

7、查阅同行业美国页岩油上市公司年报信息，对比同行业公司油气资产是否持续投资建设。

经核查，公司上述回复与我们执行上述程序所了解的信息不存在重大不一致。公司 2025 年度购建固定资产及对外投资支付现金的流向和用途与公司披露一致；主要交易对方与公司不存在关联关系；公司最近三年持续对外投资建设符合页岩油行业开发特征，具有商业合理性。

问题五、非经常性损益。

年报显示，公司 2025 年度非经常性损益 4.32 亿元，主要包括交易性金融资产投资收益 1.12 亿元、其他营业外收入和支出 3.45 亿元。此外，公司 2025 年末交易性金融资产账面余额由 21.78 亿元增长至 27.67 亿元，主要为计入权益的累

计公允价值变动。

请公司补充披露：（1）公司 2025 年度交易性金融资产投资收益的具体情况，将交易性金融资产公允价值变动全部计入权益的原因及合理性，并说明相关会计处理是否符合《企业会计准则》的规定；（2）其他营业外收入和支出的具体情况，包括具体事项、对应交易背景及交易对方、款项支付情况等，当期确认营业外收入和支出是否准确，是否符合《企业会计准则》相关规定。请年审会计师发表意见。

公司回复：

一、公司2025年度交易性金融资产投资收益的具体情况，将交易性金融资产公允价值变动全部计入权益的原因及合理性，并说明相关会计处理是否符合《企业会计准则》的规定

（一）2025年度交易性金融资产投资收益的具体情况及相关会计处理符合《企业会计准则》的规定的说明

截至 2025 年末，新潮能源交易性金融资产账面余额为 27.67 亿元，为美国子公司所持有的境外货币市场基金，具体包括：State Street Government Premium Portfolio（道富银行旗下，机构级美国政府短期债务型货币市场基金）、RBC US Government Money Market Fund,Inst R1（加拿大皇家银行旗下，机构级美国政府货币市场基金）、Federated Hermes Government Obligations Fund,Premier（富达赫姆斯旗下，系列化机构级美国政府货币市场基金）、BlackRock FedFund, Institutional Class（贝莱德旗下，机构级美国联邦政府货币市场基金）、Dreyfus Treasury Securities Cash Management Fund,Inst（德雷福斯旗下，机构级美国国库券专项政府货币市场基金）。

公司持有的上述货币市场基金的收益取决于基金净值浮动，无固定本金利息承诺，依据公司持有该类基金的业务模式及金融工具相关准则，该投资属于“以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产”。同时根据公司所持有的货币市场共同基金的产品属性，基金收益以“红利（Dividends）再投资”方式进行分配，由基金公司每日确认并完成分配；分配红利进行再投资后，持有人所持基金份额相应增加。该部分收益属于已实现收益于每日分配完成之后计入投资收益科目，不属于未实现的公允价值变动；同时分配后该类基金份额净值稳定维持在

\$1.0000，不存在因市场价格波动产生的公允价值变动。公司将上述货币市场基金投资列报为交易性金融资产以及将基金红利计入投资收益的会计处理方式，符合《企业会计准则第 22 号——金融工具确认和计量》的相关规定。

2025 年度新潮能源交易性金融资产变动情况如下：

单位：万元

项目	基金投资 (USD)	基金投资 (RMB)
2025 年 1 月 1 日余额	30,304.27	217,839.18
2025 年度追加投资本金	12,500.00	89,187.50
2025 年赎回投资本金	5,000.00	35,675.00
2025 年基金投资收益再投资	1,566.87	11,179.60
折算为人民币汇率影响金额		-5,799.46
2025 年 12 月 31 日余额	39,371.13	276,731.81

注：年初余额按照上年末汇率折算，年末余额按照年末汇率折算，发生额按照月均平均汇率折算。

如上表所示，交易性金融资产年末较年初增长 5.89 亿元，主要系本年追加投资本金 8.92 亿元（1.25 亿美元）、赎回投资本金 3.57 亿元（0.5 亿美元）、实现投资收益再投资 1.12 亿元（0.16 亿美元）、汇率折算影响-0.58 亿元，上述二项投资收益再投资与汇率折算影响的合计为 0.54 亿元。本年实现投资收益 1.12 亿元计入“投资收益”科目。

公司资产负债表、利润表中交易性金融资产相关项目列报真实、准确，数据无误。交易性金融资产全年变动明细，与上述所载内容完全一致。

年报中关于“以公允价值计量的金融资产”中的交易性金融资产本期变动更加精准的列报如下：

单位：元 币种：人民币

资产类别	期初数	本期公允价值变动损益	计入权益的累计公允价值变动	本期计提的减值	本期购买金额	本期出售/赎回金额	其他变动	期末数
交易性金融资产	2,178,391,793.17				891,875,000.00	356,750,000.00	53,801,343.60	2,767,318,136.77

二、其他营业外收入和支出的具体情况，包括具体事项、对应交易背景及交易对方、款项支付情况等，当期确认营业外收入和支出是否准确，是否符合《企业会计准则》相关规定

(一) 其他营业外收入和支出的具体情况，包括具体事项、对应交易背景及交易对方、款项支付情况等

1、具体事项

单位：万元

项目	金额
1、营业外收入	
(1) 预计负债转回	35,426.72
(2) 其他	202.05
小计	35,628.77
2、营业外支出	
(1) 罚款、罚金、滞纳金支出	302.69
(2) 计提诉讼赔偿支出	806.55
(3) 其他	13.72
小计	1,122.96
合计	34,505.82

2、对应交易背景及交易对方、款项支付情况等

(1) 营业外收入-预计负债转回 3.54 亿元

2020年11月，广州农商行因信托违约，向广州市中院对新潮能源等共11家

公司和7名自然人提起诉讼。2022年1月30日，广州市中院判决新潮能源、中捷资源及德奥通用在158,566,666.67元范围内对华翔公司不能清偿债务的二分之一部分承担赔偿责任，并承担相应诉讼费用。根据一审判决结果，新潮能源于2022年报中计提了预计负债5.31亿元。

新潮能源不服一审判决结果，向广东省高院提起上诉。2023年1月30日，广东省高院判决新潮能源在9.51亿元范围内对被告华翔公司不能清偿判决第一项债务的部分承担赔偿责任。根据二审判决结果，新潮能源于2023年报中补提预计负债4.20亿元，补提后预计负债余额为9.51亿元。

新潮能源不服二审判决，向最高人民法院申请再审。2023年11月10日，最高人民法院驳回再审申请。

2024年6月，新潮能源收到《广东省人民检察院通知书》粤检民监(2024)119号，关于公司不服广东高院二审判决申请监督，广东省人民检察院于2024年5月29日决定受理的申请，目前尚未收到审查监督结果。该案件在执行阶段，已经执行扣划的款项为5,570,124元。

2025年12月22日，广州农商行持有的该笔债权在中拍平台公开拍卖，由赛蒙特尔以5.82亿元竞得。2025年12月26日，新潮能源与赛蒙特尔、伊泰集团签署了《债权债务和解意向书》。三方达成共识，以拍卖成交价为基础协商确定和解金额，并由伊泰集团提供连带责任保证。2026年4月21日，三方正式签署《债权债务和解三方协议》，确定最终和解金额为新潮能源5.9156亿元。2025年度，新潮能源依据和解意向书以及最终的和解金额冲回预计负债3.54亿元。

上述诉讼事项预计负债计提及变动情况：

单位：万元

期间	预计负债金额	备注
2022年	53,121.51	一审判决
2023年	42,018.49	二审判决
小计	95,140.00	
2024年	-557.01	执行扣划的款项
2024年末余额	94,582.99	
2025年	-35,426.72	签署《债权债务和解意向书》

期间	预计负债金额	备注
2025 年末余额	59,156.27	

(2) 营业外支出-计提诉讼赔偿支出

营业外支出-计提诉讼赔偿支出 8,065,454.78 元，系公司 2017 年担保事项证券虚假陈述相关诉讼案件补提预计负债。具体情况如下：

①2025 年 7 月 16 日，北京金融法院作出(2025)京 74 民初 718 号《民事判决书》，新潮能源应赔偿各原告投资差额损失、佣金、印花税损失等合计为人民币 8,740,386.20 元，公司此前已针对此案计提预计负债 10,696,068.85 元，应冲减预计负债 1,789,853.50 元；

②2026 年 3 月，公司接到北京金融法院通知与案件材料，系 198 名投资者因公司 2017 年担保事项虚假陈述起诉索赔，合计索赔金额约 9,855,308.28 元，故应计提预计负债 9,855,308.28 元；

上述诉讼事项预计负债计提及变动情况：

单位：万元

期间	预计负债金额	备注
2023 年	688.29	法律意见
2024 年	279.09	法律意见
2024 年	102.22	法律意见
小计	1,069.61	
2025 年	-255.92	执行扣划的款项
小计	813.69	
2025 年	-178.99	基于一审判决冲回预计负债
2025 年	985.53	其他股民提起诉讼索赔金额
小计	806.55	
2025 年期末余额	1,620.23	

综上，虚假陈述案件补提预计负债 8,065,454.78 元。

(3) 营业外支出-罚款、罚金、滞纳金支出

营业外支出-罚款、罚金、滞纳金支出 3,026,920.16 元，包括：①2025 年 10 月 23 日，中国证券监督管理委员会山东监管局出具行政处罚决定书[2025]36 号，对新潮能源未在法定期限内披露 2024 年年度报告行为处以 3,000,000.00 元罚款，该款项已支付；②其他为租赁合同解约违约金和税款滞纳金。

(二) 当期确认营业外收入和支出是否准确，是否符合《企业会计准则》相关规定

1、预计负债转回 3.54 亿元

《企业会计准则第 13 号——或有事项》第十二条规定：企业应当在资产负债表日对预计负债的账面价值进行复核。有确凿证据表明该账面价值不能真实反映当前最佳估计数的，应当按照当前最佳估计数对该账面价值进行调整。《企业会计准则第 29 号——资产负债表日后事项》规定：资产负债表日后事项分为调整事项与非调整事项。调整事项，是指对资产负债表日已经存在的情况提供了新的或进一步证据的事项。

本案先后历经一审、二审及再审法律程序，广东省人民检察院于 2024 年 5 月受理针对本案二审判决的监督申请。截至 2025 年末，新潮能源尚未收到广东省人民检察院的审查监督结论，案件仍处于审查过程中，为未决状态。

截至 2025 年末，因案涉债权完成拍卖且新潮能源已与新债权人达成和解意向，新潮能源已取得确凿证据表明，其实际需支付的金额将显著低于原判决认定的 9.51 亿元。本次和解意向书签署于 2025 年 12 月 26 日，即资产负债表日之前，而正式和解协议签署于 2026 年 4 月 21 日，即资产负债表日之后。依据企业会计准则相关规定，资产负债表日后获取的证据若对资产负债表日已存在的事项状态产生影响，应当作为资产负债表日后调整事项进行会计处理。

综上，新潮能源以资产负债表日后签署的正式和解协议约定金额为基础，于 2025 年度冲回 3.54 亿元预计负债的处理，符合企业会计准则的相关规定。

2、其他事项

公司 2025 年度营业外支出主要包括罚款及滞纳金 3,026,920.16 元、计提诉讼赔偿支出 8,065,454.78 元。根据《企业会计准则应用指南》，罚款支出、滞纳金等属于与企业日常生产经营活动无直接关系的支出，应计入营业外支出。根据《企业会计准则第 13 号——或有事项》，与或有事项相关的义务同时满足现时义务、很可能导致经济利益流出企业且金额能够可靠计量的，应当确认为预计负债。公司因证券虚假陈述诉讼承担的赔偿义务符合预计负债确认条件，相应确认的支出与公司日常生产经营活动无直接关系，计入营业外支出符合规定。

综上，公司上述营业外支出的确认和列报准确，符合《企业会计准则》的相关规定。

会计师回复：

针对上述事项，我们执行了以下主要程序：

1、获取公司交易性金融资产明细及基金对账单，复核投资收益 1.12 亿元的计算过程，了解基金收益分配方式及净值变动情况，评价将基金收益计入投资收益的会计处理是否符合《企业会计准则第 22 号——金融工具确认和计量》的规定；

2、获取公司营业外收入和支出明细，了解各项目的具体事项、交易背景及交易对方，复核相关合同、判决书、行政处罚决定书等支持性文件；

3、针对预计负债转回 3.54 亿元，查询广州农商行债权拍卖成交公告、公司与赛蒙特尔及伊泰集团签署的《债权债务和解意向书》及正式和解协议，复核预计负债各年计提及转回金额，评价转回时点及金额是否符合《企业会计准则第 13 号——或有事项》及《企业会计准则第 29 号——资产负债表日后事项》的规定；

4、针对罚款及滞纳金 302.69 万元、计提诉讼赔偿支出 806.55 万元，检查行政处罚决定书、法院判决书及诉讼材料，复核预计负债计提金额的计算过程，评价相关支出计入营业外支出是否符合《企业会计准则》的规定；

经核查，公司上述回复与我们执行上述程序所了解的信息不存在重大不一致。公司交易性金融资产投资收益的会计处理符合《企业会计准则》的规定；预计负债转回 3.54 亿元基于资产负债表日前的和解协议，并在 2026 年 4 月正式签署《债权债务和解三方协议》，公司在 2025 年度转回预计负债符合《企业会计准则第 13 号——或有事项》及《企业会计准则第 29 号——资产负债表日后事项》的规定；罚款及滞纳金、诉讼赔偿支出计入营业外支出准确，符合《企业会计准则》的相关规定。

问题六、关于经营活动现金流。

年报显示，公司 2025 年度其他与经营活动有关的现金中收回代非作业者垫付的打井或运营款 0.98 亿元，向油田矿产所有人和非作业者支付代收的销售款

3.04 亿元，期间费用为 2.08 亿元，上期发生额均为 0。此外，2025 年度非贸易往来款发生额为 0，上期发生额为 14.74 亿元；利息收入由 1.8 亿元下降至 0.5 亿元。

请公司补充披露：（1）2025 年度收回代非作业者垫付的打井或运营款、向油田矿产所有人和非作业者支付代收的销售款、期间费用、非贸易往来款变动的原因，相关列报是否准确，是否符合《企业会计准则》相关规定；（2）将利息收入列报在收到的其他与经营活动有关的现金中的原因和合理性，报告期内大幅下滑的原因。请年审会计师发表意见。

公司回复：

一、2025年度收回代非作业者垫付的打井或运营款、向油田矿产所有人和非作业者支付代收的销售款、期间费用、非贸易往来款变动的原因，相关列报是否准确，是否符合《企业会计准则》相关规定

（一）业务模式

如问题一回复所述，美国实行土地私有制，允许地表权与地下矿产权分离，油气开发商需与地主（即矿产所有人）签订租约，方可取得地下矿产的开采权益。在该经营模式下，地主作为出租方保留无需分担费用的提成费权益（即特许权使用费），同时获取签约奖金及产出分成；油气开发商作为承租方承担全部勘探开发成本与运营风险，由此实现土地资源与资本技术的市场化高效配置。

由于美国长期实行土地私有制且存在代际传承，大面积连片矿区被分割为大量独立小块，不同油气开发商通过与土地所有权人签订租约取得的地下矿产开采权益也较为分散，部分区域不具备独立开展经济性规模化开发的条件；同时结合单井投资风险分担、资本支出要求等因素，不同油气开发主体需签署联合开发协议开展合作开发。协议明确约定，由一方油气开发商担任作业者，负责油气资源的开发与运营工作，其余开发商作为非作业方，按照工作权益比例分担开发运营成本，在扣除地主享有的油气分成后，按照工作权益比例分配剩余油气收益。

结合前述租约与联合开发协议，实际运营过程中各主体权责如下：

1、作业者：负责油井开发、日常运营及财务报告等相关工作，包含对外统一收取油气销售款，按照租约与联合开发协议约定的权益比例，向地主及非作业者支付代收的油气销售款；统一对外支付油井开发与日常运营成本，按照联合开

发协议约定的工作权益比例，向非作业者收取其应当承担的油井开发及日常运营成本。

2、非作业者：不参与油井开发与日常运营，按照联合开发协议约定的工作权益比例承担油井开发与日常运营成本，并向作业者支付相应款项；按照联合开发协议约定的工作权益比例享有对应份额的油气销售款，并向作业者收取该款项。

3、地主：作为矿产权所有人，不参与油井开发与日常运营。按照租约约定的权益比例享有油气销售款（即特许权使用费），并向作业者收取该款项；不承担油井开发与日常运营成本。

基于前述三类参与主体及业务架构，公司作为作业者，在日常运营过程中形成两类与外部主体相关的资金往来：

1、油气销售款的代收代付：涉及矿产所有人与非作业者

油气销售合同由作业者统一与原油购买方签订，石油销售价格以每月 WTI 日均价为基础确定。作业者全额收取销售款后，依照租约约定，先向矿产所有人支付特许权使用费，再按照工作权益比例向非作业者支付其对应应得份额，剩余部分留存为自身所得。

2025 年度，公司将代收代付油气销售款列报于“向油田矿产所有人及非作业者支付代收的销售款”项目，按净额法列示金额为 30,421.53 万元，计入“支付的其他与经营活动有关的现金”科目列示。

2、代垫油井开发运营款及后续款项收回：涉及非作业者

作业者统一对外支付联合油井发生的勘探、开发、作业、运营及维护成本费用，涵盖钻完井、压裂、采油设备、地面设施维护、操作人工及运营性税费等项目。非作业者需按照工作权益比例承担对应份额的成本，因此由作业者先行垫付全额成本，作业者于每月最后一日或之前，就上月发生的费用通过联合权益账单向各非作业者出具账单，各非作业者需在收到账单后 15/30 日内，向作业者支付其应承担的份额。

2025 年度，公司将代垫油井开发运营款及收回的垫付款列报于“收回代非作业者垫付的打井或运营款”项目，按净额法列示金额为 9,761.28 万元，计入“收到的其他与经营活动有关的现金”科目列示。

（二）现流列示口径变动原因

2024 年度，公司按参与主体身份（地主（即矿产所有人）和小权益方（即非作业者））区分现金流类型并反映于“非贸易往来款”、“小权益方的油气资产份额”。

2025 年度，公司改按业务性质区分现金流类型，将"代收代付油气销售款"与"代垫油井开发运营款及收回的垫付款"作为两类独立业务分别按净额列示，使财务信息能够更清晰展示不同经营活动的现金流特征，亦有助于财务报告使用者更好地理解公司的经营实质。

2025 年度和 2024 年度现金流列示科目名称变动主要系公司根据业务实际情况，对现金流量表列报口径进行审慎调整所致。

2025 年度期间费用 2.08 亿元，主要系公司对部分费用性质支出在现金流分类时做出细化调整，使财务信息更能反映公司实际经营支出情况。上述调整系依据业务实质进行的合理分类调整。

（三）相关列报是否准确，是否符合《企业会计准则》相关规定

公司对上述两类代收代付款项的现金流按净额法列报，分别计入"收到的其他与经营活动有关的现金"和"支付的其他与经营活动有关的现金"科目。依据如下：

1、油气销售款的代收代付

公司参考《企业会计准则第 14 号——收入》关于"主要责任人/代理人"的判断原则，对该类业务的现金流按净额法列报：

（1）公司代地主和非作业者收取的油气销售款部分，不承担商品（原油）的主要风险和报酬、不拥有定价主导权（销售价格以 WTI 日均价为基础按协议分成），仅作为代理人代为收取并按约定比例转付；

（2）该类代收代付业务按月结算（销售→次月客户付款→再次月转付），结算周期短、周转快，符合按净额法列报的条件。

2、代垫油井开发运营款及收回

根据《企业会计准则第 31 号——现金流量表》第五条规定，现金流量应当分别按照现金流入和现金流出总额列报，但"周转快、金额大、期限短项目的现

金流入和现金流出"可以按照净额列报。

公司代垫联合油井开发运营款后,于次月通过 JIB 账单向非作业者收回款项,结算周期短(账单出具到付款 15/30 天)、单笔金额较大、年度周转频繁,符合"周转快、金额大、期限短"项目的特征。因此,公司按净额法列报该类业务的现金流,仅反映期末应收应付净额变动,符合《企业会计准则第 31 号——现金流量表》的规定。

综上,两类代收代付业务均按业务性质分类、按净额法列报,计入"收到的其他与经营活动有关的现金"和"支付的其他与经营活动有关的现金"科目,更能反映公司真实经营活动的现金收支,符合《企业会计准则第 31 号——现金流量表》的相关规定,列报准确。

二、将利息收入列报在收到的其他与经营活动有关的现金中的原因和合理性,报告期内大幅下滑的原因。

(一)利息收入列报在收到的其他与经营活动有关的现金中的原因和合理性

公司 2025 年度利息收入 5,025.80 万元,系日常经营活动中银行存款产生的利息收益。

根据《企业会计准则第 31 号——现金流量表》第八条,经营活动是指企业投资活动和筹资活动以外的所有交易和事项。公司为非金融企业,银行存款系日常经营周转所需流动资金的存放,相应产生的利息收入不属于对外权益工具或债务工具投资分回的收益(不属于投资活动),亦不属于筹资活动相关的现金流量,因此应当归类为经营活动产生的现金流量。根据《企业会计准则第 31 号——现金流量表》应用指南,现金流量表补充资料中"财务费用"项目反映企业本期发生的应属于投资活动或筹资活动的财务费用,意味着属于经营活动的利息收入和银行手续费等无需在补充资料中作调整,即日常经营中银行存款的利息收入属于经营活动现金流量的分类。

综上,公司将利息收入列报于"收到的其他与经营活动有关的现金"项目,符合《企业会计准则第 31 号——现金流量表》的规定,具有合理性。

(二)报告期内大幅下滑的原因

2024 年交易性金融资产的投资收益为 120,927,561.43 元，列报科目为财务费用-利息收入。2025 年根据交易性金融资产的投资属性，将相关投资收益重分类列报在投资收益科目。故利息收入本期较上期下滑。

会计师回复：

针对上述事项，我们执行了以下程序：

- 1、了解公司现金流量表的编制过程，评价编制方法的准确性；
- 2、获取公司现金流量表编制工作底稿，复核相关项目的来源、计算过程及与资产负债表、利润表科目的勾稽关系；
- 3、获取联合开发协议（JOA），了解代非作业者垫付款项及代收销售款的业务背景和结算安排，复核其他应收款、其他应付款、应收账款中相关明细的期初期末余额，验证与现金流量表列报金额的一致性；
- 4、检查代垫款项回收及代收代付款项支付的银行回单等凭证，确认现金流量的真实性；
- 5、获取管理费用及财务费用明细账，复核列报其他与经营活动有关的现金中期间费用 2.08 亿元的构成，核对扣减项与相关资产及负债科目的勾稽关系；
- 6、评价公司对代收代付款项由 2024 年度总额法变更为 2025 年度净额法的会计处理是否符合《企业会计准则》的相关规定；
- 7、获取公司利息收入明细，复核列报其他与经营活动有关的现金中利息收入的计算过程，了解银行存款的性质和用途，评价将利息收入列报于“收到的其他与经营活动有关的现金”的分类是否恰当；
- 8、获取公司 2025 年度利息收入构成明细，检查交易性金融资产投资收益由“财务费用-利息收入”重分类至“投资收益”的会计处理，复核其合理性。

经核查，公司上述回复与我们执行上述程序所了解的信息不存在重大不一致。公司 2024 年度代收代付款项采用总额法列报、2025 年度变更为净额法列报，符合《企业会计准则第 31 号——现金流量表》第五条关于净额列报的规定；利息收入列报于经营活动现金流量，符合企业会计准则的规定；利息收入大幅下滑主要系交易性金融资产投资收益重分类至投资收益科目所致，原因合理。

公司特别提醒广大投资者，公司指定信息披露媒体为《中国证券报》《上海证券报》《证券时报》《证券日报》及上海证券交易所网站（www.sse.com.cn），有关公司信息均以公司在上述指定媒体披露信息为准，敬请广大投资者关注公司公告并注意投资风险。

特此公告。

山东新潮能源股份有限公司董事会

2026年6月19日