2026年6月22日 星期一 证券日报
制作：曹秉琛 电话：010-83251716 E-mail:zqrb9@zqrb.sina.net

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年未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，说明本期未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独立的小地块，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
Moss Creek	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
	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
Hoople	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天内提交宣告封堵记录报告。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，说明本期未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

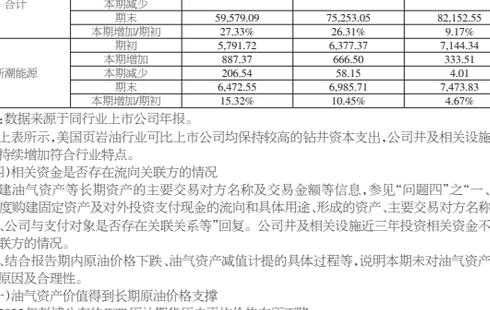
月份	布伦特原油	WTI原油
2026年1月	63.10	60.04
2026年2月	66.80	64.51
2026年3月	94.50	91.38
2026年4月	117.00	100.32
2026年5月	106.00	98.50

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+ε1

式中：WACC为企业加权平均资本成本；

ε1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（万桶）	天然气储量（千万立方英尺）	桶油当量（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，对以储量为基础的未来收益测算影响极小。

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	均值
2025年10月31日	WTI	78.29	85.54	78.07	74.07	
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