（上接77版）

式中：Re为股权回报率；Rf为无风险回报率；β为风险系数；ERP为市场风险超额回报率；Rs为公司特有风险超额回报率。

②模型中有关参数的选取过程

A.无风险报酬率 Rf 的确定

选取国债市场上剩余期为10年以上的平均到期收益率2.29%，作为无风险报酬率的近似，即Rf＝2.29%（数据来源：Wind）

B.所得税率 T

所得税取25%所得税税率。

C.对比公司的选取

年代公司主营业务属于天然开采销售行业，因此在本次评估中，我们选取了同类型的上市公司，我们利用Wind数据系统进行筛选，最终选取了以下4家上市公司作为对比公司：

序号	证券简称	证券代码	债权比例	股权比例	含资本结构因素的Beta(LeveredBeta)	剔除资本结构因素的Beta(UnleveredBeta)
1	广汇能源	600256.SH	38.44%	61.56%	0.8015	0.5458
2	中国海油	600938.SH	44.63%	55.37%	0.3980	0.2481
3	中国石油	601857.SH	16.30%	83.70%	0.4484	0.3913
4	中国石化	600028.SH	41.64%	58.36%	0.2840	0.1850
合计			35.25%	64.75%		0.3425

D.企业风险系数 β

计算对比公司Unlevered β和估算被并购方Unlevered β

根据以下公式，我们可以分别计算对比公司的Unlevered β：

Unlevered β＝Levered β /[1+(1－T)×D/E]

式中：D－债权价值；E－股权价值；T－适用所得税率。

将对比公司的Unlevered β计算出来后，求取其平均值。

将已经确定的资本结构比率代入到公式中，计算出资产组企业风险系数β为0.3425（所得税税率为25.00%）。

β系数的Blume调正

估算β系数的目的是估算折现率，该折现率是用来折现未来的预期收益，因此折现率应该是未来预期的折现率，因此要求估算的β系数也应该是未来的预期β系数。

采用的β系数估算方法是采用历史数据，因此我们实际估算的β系数应该是历史的β系数而不是未来预期的β系数。为了估算未来预期的β系数，需要采用布鲁姆调整法(BlumeAdjustment)。

Blume在1975年其在“贝塔及其回归趋势”一文中指出股票β的真实值要比其估计值更趋近于“1”。并提出“趋一性”的两个可能的原因：①公司初建时倾向于选择风险相对高的投资项目，当风险随着时间的推移逐渐释放时，β会出现下降的趋势。②公司在决定新的投资时，作为风险厌恶者的管理层，可能倾向于考虑小风险的投资，这样公司的β系数就趋于“1”。

该调整方法被广泛运用，许多著名的国际投资咨询机构等就采用了与布鲁姆调整相类似的β计算公式。鉴于此，本次评估采用Blume对采用历史数据估算的β系数进行调整。

Blume提出的调整思路及方法如下：

$$\beta_a = 0.35 + 0.65\beta_b$$

其中：β_a为调整后的β值，β_b为历史β值。

根据上述描述，资产组的风险系数β最终为0.5727。

E.市场风险溢价ERP的确定

以沪深300近十年的年度指数作为股票投资收益的指标，计算各年度的收益的几何平均值，再结合各年的无风险报酬率，取近十年平均市场超额收益率6.53%作为市场风险溢价的近似，即：ERP=6.53%。

F.企业特定风险调整系数Rs的确定

采用资本定价模型一般被认为是估算一个投资组合（Portfolio）的组合投资回报率，资本定价模型不能直接估算单个公司的投资回报率，一般认为单个公司的投资风险要高于一个投资组合的投资风险，因此，在考虑一个单个公司或股票的投资收益时应该考虑该公司的针对投资组合所具有的全部特有风险所产生的超额回报率。

特定风险调整系数Rs：特有风险调整系数为根据被并购方在企业阶段、经营管理、抗风险能力等方面的差异进行的调整系数。根据对与商誉相关资产组特有风险的判断，取风险调整系数为1.09%。

G.权益资本成本Re的确定

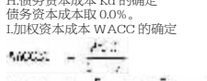
综上所述 Re＝Rf＋β×ERP＋Rs

＝7.12%

H.债务资本成本Kd的确定

债务资本成本取0.0%。

I.加权资本成本WACC的确定



根据上述计算公式代入数据后得到年代公司税前折现率为9.49%。

4）资产组经营性现金流量合计的确定

根据前述公式，资产组可收回金额计算过程如下表所示：

金额单位：万元

项目 / 年份	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年
税前现金流	21,517.19	13,933.54	11,136.53	18,088.14	25,906.13	25,485.86
折现期	0.50	1.50	2.50	3.50	4.50	5.50
折现率	9.49%	9.49%	9.49%	9.49%	9.49%	9.49%
折现系数	0.9557	0.8729	0.7972	0.7281	0.6650	0.6074
折现额	20,563.98	12,162.10	8,878.15	13,170.19	17,227.66	15,479.20
项目 / 年份	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年
税前现金流	24,843.75	28,165.17	27,538.43	26,706.44	25,977.33	25,203.72
折现期	6.50	7.50	8.50	9.50	10.50	11.50
折现率	9.49%	9.49%	9.49%	9.49%	9.49%	9.49%
折现系数	0.5547	0.5066	0.4627	0.4226	0.3860	0.3525
折现额	13,781.36	14,269.63	12,742.81	11,286.71	10,027.01	8,885.20
项目 / 年份	2038年	2039年1-5月	期末回收			
税前现金流	24,169.71	15,500.78	4,133.97			
折现期	12.50	13.21	13.42			
折现率	9.49%	9.49%	9.49%			
折现系数	0.3220	0.2941	0.2886			
折现额	7,782.15	4,558.35	1,192.94			
税前现金流现值						172,007.44

5）长期资产组可收回金额的确定

经测算，资产组的可收回金额（也为含商誉长期资产组的可收回金额）＝税前现金流现值－期初营运资金－预计负债＝172,007.44－8,698.63－2,028.57＝161,300.00（万元，取整至百万位）。其中：因资产组中包含预计负债（弃置费用），而在预测现金流量现值时不包含预计负债（弃置费用），故在计算完现金流量现值后应扣除基准日时点预计负债（弃置费用）。

经对资产组进行减值测试，公司资产组可收回金额共计161,300.00万元（也等于包含商誉的资产组可收回金额），低于资产组账面价值195,950.42万元，公司据此对资产组主要是油气资产计提减值准备34,650.42万元，2025年度减值准备为自2024年7月收购后首次计提减值准备。公司对资产组计提减值准备后，再根据准则要求，对商誉计提减值准备至零。

4、紫金山区块

紫金山区块油气资产金额为83,045.98万元，为2023年度从第三方购买的煤层气和致密气探矿权利，初始入账成本为购买时点矿权评估价值，公司在油气资产－矿业收益权中列示。该区块目前处于勘探阶段，2025年尚未产生收益。公司预计2026年末将提交储量备案约500亿立方米，再结合相关方案的审批进度开展下一步工作。

公司依据《企业会计准则第27号—石油天然气开采》的规定，对勘探阶段的矿区权益每年开展一次减值测试。公司以紫金山矿区作为独立测试单元执行减值评估，通过勘探进度、资源量、储量等数据估算矿区经济效益情况。紫金山区块勘查面积约528平方公里，涉及中深部煤层气、致密气两大非常规天然气资源，公司正全力推进煤层气的勘探和致密气先导试验，预计2026年末将提交储量备案约500亿立方米。由于目前处于勘探阶段，公司结合拟提交的探明储量数据约500亿立方气量判断，紫金山区块勘探结果良好，油气资产不存在减值情形。

5、丹寨区块

丹寨区块油气资产金额为1,311.00万元，为2024年度竞拍购买的页岩气探矿权，公司在油气资产－矿业收益权中核算，初始入账成本全部为探矿权出让金支出。该区块目前处于勘探阶段，勘查有效期5年，2025年尚未产生收益，公司将根据勘探阶段实际结果提交探明储量报告。

公司依据《企业会计准则第27号—石油天然气开采》的规定，对勘探阶段的矿区权益每年开展一次减值测试。公司以单个矿区作为独立测试单元执行减值评估，通过勘探进度、资源量、储量等数据估算矿区经济效益情况。2025年末，丹寨区块包括在两个区域完成的二维地震、选区评价、并位论证以及在丹寨2区域实施一口钻井。根据现有勘查成果，公司保守估算页岩气资源量450亿立方米，公司将根据勘探进度，待储量数据备案后开展进一步开发。同时，公司同步核查是否存在减值迹象，包括勘查许可存续期限、后续勘探投入规划等，综合判断丹寨区块资源的实际回收能力，经判断，丹寨区块油气资产不存在减值情形。

（二）结合大宗商品价格波动趋势及行业政策变化，量化分析油气资产减值迹象出现的时点，并论证减值准备计提的及时性、充分性与合理性

（1）结合大宗商品价格波动趋势及行业政策变化，量化分析油气资产减值迹象出现的时点

在中外合作产品分成合同模式下，公司油气资产所处市场环境未发生重大变化。潘庄区块和马必区块的煤层气销售模式是共同销售，即在中方合作伙伴与客户订立销售合同前，公司可直接与潜在客户接触并磋商，于中方合作伙伴与客户订立销售协议的同时，公司与中方合作伙伴订立煤层气销售合作协议。公司能实现的煤层气销售价格与下游客户价格具有直接关系，若国际国内的天然气大宗产品发生价格波动，会传导至客户使用煤层气产品的定价，与其发生同向变化。在此销售模式下，马必区块2025年销售价格为2.30元/立方米，潘庄为2.09元/立方米，再结合其均达到预测水平的产量表现情况（即2025年潘庄区块总产量10.50亿立方米，马必区块总产量9.51亿立方米），公司油气资产中潘庄区块、马必区块未发生减值情形。

喀什北第一区块的天然气销售模式是根据与中方合作伙伴的天然气销售协议约定天然气销售价格。喀什北第一区块的天然气销售价格自2020年10月1日进入商业生产期后未发生变化，为0.985元/立方米，天然气大宗商品价格波动趋势波动趋势及行业政策变化对其没有重大影响。公司收购中能控股权益后进行合并对价分摊时，对喀什北第一区块的合同权益评估时预测该区块2024年8－12月的产量为1.88亿方，2025年度产量为6.43亿方。2025年度，喀什北项目天然气产量为4.13亿方，实现主营业务收入21,367.62万元，较2024年全年产量5.00亿方，主营业务收入26,427.78万元，分别下降了17.4%和19.15%；较合并对价分摊时预测的2025年产量6.43亿方、营业收入36,760.20万元分别下降了35.77%、41.87%。故公司油气资产中喀什北第一区块油气资产于2025年度出现减值迹象。

（2）论证减值准备计提的及时性、充分性与合理性

公司油气资产减值为喀什北第一区块的减值，其余马必、潘庄、紫金山、丹寨区块经测试不存在减值情形。

喀什北第一区块油气资产具体情况为：2024年7月收购中能控股后，公司根据中铭评报字[2025]第19050号合并对价分摊资产评估报告的评估结果，油气资产构成为喀什北第一区块合同权益、天然气处理厂、并组设施等，总金额202,431.37万元。其中，油气资产－矿业收益权合计金额为156,059.16万元，油气资产－并及相关设施合计金额为46,372.22万元。矿业收益权核算的合同权益共118,941.94万元。造成油气资产所在资产组减值的直接原因是喀什北第一区块资产组2025年产量下滑且不及预期所致。2025年实际产量、营业收入较合并对价分摊时预测的产量、营业收入分别下滑35.77%、41.87%。对比情况如下：

2024年7月合并对价分摊时，油气资产对应的未来产量的假设情况如下：

时间	2024年8-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年
产量（亿立方）	1.88	6.43	7.93	9.43	10.18	10.93	11.68	11.65
商品天然气量（亿立方）	1.63	5.57	6.87	8.17	8.82	9.47	10.12	10.09
合同者年天然气分配量（亿立方）	1.24	3.73	3.36	4.00	4.33	4.56	4.75	4.73
营业收入（万元）	12,260.30	36,760.20	33,125.55	39,428.57	42,605.19	44,917.97	46,769.77	46,627.93
时间	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年1-4月
产量（亿立方）	11.63	11.56	11.50	11.02	10.61	10.26	9.80	3.08
商品天然气量（亿立方）	10.08	10.02	9.96	9.55	9.19	8.89	8.49	2.67
合同者年天然气分配量	4.73	4.70	4.67	4.48	4.31	4.17	3.98	1.25
营业收入（万元）	46,583.61	46,303.87	46,031.02	44,136.87	42,470.25	41,083.37	39,233.54	12,339.10

2025年末资产组减值测试对未来产量及收入的预测情况

时间	2024年8-12月实际	2025年实际	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年
产量（亿立方）	1.89	4.13	4.13	5.93	7.93	10.05	11.10	11.10
商品天然气量（亿立方）	1.63	3.55	3.56	5.11	6.84	8.67	9.57	9.57
合同者年天然气分配量（亿立方）	1.07	2.28	2.82	2.78	3.35	4.25	4.69	4.46
营业收入（万元）	9,988.55	21,367.62	27,814.03	27,343.93	33,013.26	41,845.76	46,189.61	43,974.81
时间	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年1-4月
产量（亿立方）	11.02	10.98	10.64	10.32	10.08	9.75	9.34	3.74
商品天然气量（亿立方）	9.50	9.47	9.17	8.90	8.69	8.41	8.05	3.23
合同者年天然气分配量（亿立方）	4.44	4.42	4.28	4.16	4.06	3.94	3.77	1.47
营业收入（万元）	43,698.87	43,563.23	42,206.87	40,986.14	40,036.68	38,770.74	37,143.10	14,474.73

2025年度产量低于预测主要源于三方面因素：其一，部分生产井出现透水情况，无法正常产气，直接导致产量下滑；其二，为避免破坏性开采、保障气田后期可持续合理开发，本公司下调了产量指标；其三，《阿克莫木气田开发调整方案草案》（阿克莫木气田即为喀什北第一区块，该方案为在现有区块上新增钻井，实现增产）仍在审批过程中，公司未能新钻开发井以增加产量并达到合并对价分摊时油气资产入账的预测。喀什北油气区块属于中外合作项目，合作开发分为勘探、开发、生产三个阶段，均需要合作方审批。若审批效率高，产能释放快，经济效率提升快。公司已在2024年6月24日《关于公司对外投资的公告》（公告编号：2024－026）中披露了阿克莫木气田经批准的ODP设计为产能11.1亿方/年。目前，《阿克莫木气田开发调整方案草案》正在审批中。

公司2024年7月收购中能控股时，基于喀什北第一区块当时的生产状态和可获取的开发方案初步成果对未来产量及营业收入进行预测，考虑了对原有开发井实施增产措施、积极推进对《阿克莫木气田开发调整方案草案》审批等综合因素下作出的产量和盈利预测。根据年代能源2023年2月签订的技术服务合同及当年联管会纪要，上述开发调整方案于2023年2月开始编制，并计划最晚于2024年10月编制完成，公司结合当时的情况判断该方案可于2024年末或2025年初完成审批。故合并对价分摊中相关评估参数（包括产能、产量递减率、气价、成本等）均基于当时可获得的最佳信息合理确定，符合公司实际情况，油气资产公允价值客观反映了合并对价分摊时点的资产状况。

2025年度，随着气田的实际生产状况、井下动态特征及水侵规律等更加清晰，产量有所下滑且《阿克莫木气田开发调整方案草案》审批周期较长、公司未完成新钻井以达到合并对价分摊时对产量的预测。该方案的编制与审批涉及多方主体，受气藏认识的逐步深化、各方意见反复沟通等多重因素影响，该方案目前仍处于审批环节。基于谨慎性原则，公司按照实际情况及预计的开发调整方案审批进度，合理预测2026年及以后的产量，符合公司实际情况。

公司已根据北京中和谊资产评估有限公司出具的评估报告（中和谊评报字[2026]06051号）中资产组的可收回金额对资产组主要是油气资产计提减值准备，减值准备计提及时、充分。

依据《塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发方案》，阿克莫木（喀什北第一区块）气藏地质储量为446.44亿立方米，技术可采储量为267.86亿立方米（基准日2015年12月）。虽该地块仍有较大开采空间，但鉴于2025年度产量下滑及《阿克莫木气田开发调整方案草案》的审批仍在推进中，谨慎起见，公司结合实际情况对2026年度以后的产量进行预测，符合喀什北第一区块目前实际情况。公司油气资产减值准备计提具有合理性。

综上，公司油气资产减值的主要原因是由于喀什北第一区块2025年产量下滑不及预期引起，油气资产发生减值的时点为2025年；公司根据资产组的可收回金额，对于其账面金额高于可收回金额的部分对资产组主要是油气资产计提减值准备，公司对油气资产计提减值准备及时、充分，具有合理性，符合《企业会计准则》的相关规定。

二、补充披露被收购资产组收购以来主要经营数据、财务数据、产能情况、商誉减值测试的具体过程、关键参数取值依据等，对比收购前后相关收益预测报告说明商誉报告期计提至零的原因，是否存在前期减值不及时，当期集中计提减值的情况。请年审会计师对上述问题进行核查并发表明确意见。

（一）被收购资产组收购以来主要经营数据、财务数据、产能情况

公司收购中能控股控制权时商誉的初始形成时间为2024年7月，从经营架构看，中能控股为管理平台，无实际经营业务，除其余少量资产外，其核心业务为喀什北第一区块的天然气开采及销售。故公司商誉分摊至喀什北第一区块相关资产组，为与喀什北第一区块运营相关的经营性长期资产组合。该资产组的会计主体为年代能源，由其境内项目部具体运营。资产组包含喀什北第一区块运营相关的油气资产，其余有少量的在建工程、固定资产及无形资产。

自2024年7月收购以来，资产组的主要经营数据及财务数据如下：

单位：万元

期间	2025年度	2024年8-12月
总产量（亿方）	4.13	1.89
总销量（亿方）	3.55	1.63
主营业务收入	21,367.62	9,988.55
净利润	4,611.80	796.31
销售商品、提供劳务收到的现金	18,942.15	5,955.92

注：上述净利润数据为资产组所在主体账面数据以及合并时务报表中合同权益的摊销金额。

2025年度净利润有所上升，主要原因为①2024年并购后，公司对生产井采取增产措施，包含连续油管等工程作业使得成本上升；②2025年度偿还借款后财务费用减少；③根据《财政部办公厅与自然资源部办公厅关于中外合作油气矿业权出让收益征收有关意见的函》及与合作方沟通，2025年度无需缴纳矿业收益金等多重因素引起。

（二）商誉减值测试的具体过程及关键数据取值依据

公司收购喀什北第一区块权益时，收购对价折合人民币约55,772.88万元，该对价系根据喀什北第一区块权益方中能控股（00228.HK）可换股票据的公开转股价格即每股0.168港元确定，共收购中能控股29.84%的股份。公司收购前，未进行收益法预测，收购价格根据可换股票据的公开换股价格确定。截至目前，剩余未支付的对价为4,772.88万元。对于收购对价大于并购日可辨认净资产公允价值份额的部分，公司确认了商誉3,850.38万元。

根据《企业会计准则第8号——资产减值》及《会计监管风险提示第8号——商誉减值》的相关规定，公司于2024年末及2025年末对商誉进行了减值测试。准则规定：在对包含商誉的相关资产组或者资产组组合进行减值测试时，如与商誉相关的资产组或者资产组组合存在减值迹象的，应当先对不包含商誉的资产组或者资产组组合进行减值测，计算可收回金额，并与相关账面价值相比较，确认相应的减值损失。再对包含商誉的资产组或者资产组组合进行减值测试，比较这些相关资产组或者资产组组合的账面价值（包括所分摊的商誉的账面价值部分）与其可收回金额，如相关资产组或者资产组组合的可收回金额低于其账面价值的，应当确认商誉的减值损失。

2025年度，喀什北第一区块资产组由于产量下滑且低于预期，油气资产所在的资产组存在减值迹象。公司对资产组进行减值测试，在商誉分摊至喀什北第一区块资产组的前提下，包含商誉的资产组可收回金额实际与资产组可收回金额相同。资产组的可收回金额为161,300.00万元，公司根据该金额低于资产组账面价值的部分计提资产组减值损失后，再对商誉计提了减值准备。商誉减值测试预估关键参数及其确定依据、减值测试过程如下：

1、商誉资产组的范围

商誉资产组范围为归属于资产组的油气资产、固定资产、无形资产、在建工程等长期资产。合并报表除商誉外的资产组公允价值为195,950.42万元（该金额为中能控股层面计提减值前的价值），应分摊至资产组100%的商誉金额为12,885.83万元，资产组分摊商誉后的账面金额为208,836.25万元。

单位：万元

序号	项目名称	被并购方报表口径公允价值
1	固定资产	33.43
2	在建工程	5.21
3	无形资产	41.21
4	油气资产	195,870.57
5	长期资产总计	195,950.42

注：上述油气资产公允价值为中能控股层面计提减值前的价值。

2、资产组可收回金额测试的主要假设

（1）一般假设

①交易假设

交易假设是假定合商誉资产组已经处在交易的过程中，评估专业人员根据待评估资产的交易条件等模拟市场进行估价。交易假设是资产评估得以进行的一个最基本的前提假设。

②公开市场假设

公开市场假设是假定在市场上交易的含商誉资产组，或拟在市场上交易的含商誉资产组，资产交易双方彼此地位平等，彼此都有获取足够市场信息的机会和时间，以便于对含商誉资产组的功能、用途及其交易价格等作出理智的判断。公开市场假设以合商誉资产组在市场上可以公开买卖为基础。

③资产持续使用假设

资产持续使用假设是指合商誉资产组资产按目前的用途和使用的方式、规模、频度、环境等情况继续使用，并在可预见的未来不会发生重大改变，相应确定评估方法、参数和依据。

④资产的当前状况假设

资产的当前状况在本报告中是指合商誉资产组采用收益法确定在用价值时，以资产的当前状况为基础，不包括与将来可能会发生的、尚未作出承诺的重组事项有关的预计未来现金流量。

（2）特殊假设

①国家现行的宏观经济、金融以及产业等政策内容，不会发生重大变化；

②合商誉资产组所处的社会经济环境以及所执行的税赋、税率等政策无重大变化；

③合商誉资产组涉及的主要经营管理团队具备管理及经营必要的知识及能力，合法合规经营，勤勉尽责；

④合商誉资产组在未来经营期内涉及的主营业务、收入与成本的构成不发生较大变化。不考虑未来可能由于合商誉资产组涉及的主要经营管理团队的经营管理策略变化以及商业环境变化等导致的主营业务状况的变化所带来的损益；

⑤在未来的经营期内，合商誉资产组所涉及的各项成本不会在现有预算基础上发生大幅的变化，仍将保持其预计的变化趋势持续；

⑥有效执行假设：假设与合商誉资产组相关业务以前年度及当年签订的合同、协议有效，并能得到执行；

⑦现金流稳定假设：假设合商誉资产组现金流在每个预测期间的中期产生，并能获得稳定收益；

⑧数据真实假设：是假定评估人员所依据的对比公司的财务报告、交易数据等均真实可靠。被评估单位和委托人提供的相关基础资料和财务资料真实、准确、完整；

⑨《中华人民共和国塔里木盆地喀什北区块石油勘探、开发和生产合同》及各补充协议持续有效，合同签订的各方按照合同约定履行相关义务，否则合同权益不存在；

⑩产销平衡假设，本次评估假设当年产出的天然气均可当年销售。

⑪评估范围仅以委托人或年代公司加盖公章合商誉资产组评估申报表为准，未考虑委托人及合商誉资产组评估申报表外可能存在的或有资产及或有负债。

3、商誉减值测试方法

根据《企业会计准则第8号－资产减值》第六条之规定“可收回金额应当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。”

因此，我们采用收益途径确定资产组预计未来现金流量现值、公允价值减去处置费用的净额，在依据实际状况充分、全面分析后，最终采用收益途径确定资产组预计未来现金流量现值作为评估报告使用结果。

4、商誉减值测试测算关键参数及其确定依据

公司包含商誉的资产组可收回金额与资产组可收回金额相同。即商誉减值测试关键参数因为资产组减值测试参数，相关营业收入预测（包含未来产量预测、天然气价格预测）、营业成本毛利率预测、折现率确定、经营性现金流量预测详见本题目第一问“一、补充油气资产的具体构成、资源储量评估、实际开采及效益、减值测试的关键参数及测算过程等，结合大宗商品价格趋势及行业政策变化，量化分析油气资产减值迹象出现的时点，并论证减值准备计提的及时性、充分性与合理性”的“喀什北第一区块油气资产减值测试的关键参数及测算过程”的答复。

经测算，公司包含商誉的资产组可收回金额共计16.13亿元，公司据此对商誉和资产组主要是油气资产计提减值准备，计提减值准备后，包含商誉的资产组账面价值合计为16.13亿元。

综上，公司包含商誉的资产组仅为喀什北第一区块运营相关的经营性长期资产组合，资产组可收回金额与包含商誉的资产组可收回金额相同。喀什北第一区块资产组发生减值的主要原因是由于喀什北第一区块2025年产量下滑且不及预期引起；公司根据资产组可收回金额高于资产组账面价值的部分计提油气资产减值损失24,650.42万元，对商誉计提减值准备12,885.83万元，其中，归属本公司合并财务报表层面商誉的减值损失为3,850.38万元，剩余9,035.45万元减值损失对应少数股东权益所持商誉部分。

公司根据包含商誉的资产组可收回金额对资产组主要是油气资产、商誉计提了减值准备，对商誉、油气资产计提减值准备及时、充分，符合《企业会计准则》的相关规定。

（三）对比收购前后相关收益预测报告说明商誉报告期计提至零的原因，是否存在前期减值不及时，当期集中计提减值的情况

1、公司收购前收益预测报告情况

公司收购中能控股时，按照中能控股可换股票据的转股价格每股0.168港币的单价作为中能控股控制权收购价格，该收购价格相对于可换股票据无溢价，转股价格相对当时的市场均价（近20日交易均价）溢价68%，较2023年末中能控股每股净资产0.1811港元较为接近。

收购前公司未对中能控股整体权益进行收益法估值，由于中能控股系港股上市公司，其可转换票据转股价格为公开价格，实际收购价格较每股净资产不存在重大差异。

2、商誉减值计提至零的原因，是否存在前期减值不及时，当期集中计提减值的情况

2024年7月收购中能控股后，公司根据中铭评报字[2025]第19050号资产评估报告的评估结果，将喀什北第一区块合同权益、天然气处理厂、并组设施等计入油气资产科目，其中，油气资产－矿业收益权合计金额为156,059.16万元，油气资产－并及相关设施合计金额为46,372.22万元。矿业收益权核算的合同权益共118,941.94万元。

（1）合并对价分摊时对未来产量的预测情况

时间	2024年8-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年
产量（亿立方）	1.88	6.43	7.93	9.43	10.18	10.93	11.68	11.65
商品天然气量（亿立方）	1.63	5.57	6.87	8.17	8.82	9.47	10.12	10.09
合同者年天然气分配量（亿立方）	1.24	3.73	3.36	4.00	4.33	4.56	4.75	4.73
营业收入（万元）	12,260.30	36,760.20	33,125.55	39,428.57	42,605.19	44,917.97	46,769.77	46,627.93
时间	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年1-4月
产量（亿立方）	11.63	11.56	11.50	11.02	10.61	10.26	9.80	3.08
商品天然气量（亿立方）	10.08	10.02	9.96	9.55	9.19	8.89	8.49	2.67
合同者年天然气分配量	4.73	4.70	4.67	4.48	4.31	4.17	3.98	1.25
营业收入（万元）	46,583.61	46,303.87	46,031.02	44,136.87	42,470.25	41,083.37	39,233.54	12,339.10

（2）2025年末商誉减值测试实际情况

时间	2024年8-12月实际	2025年实际	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年
产量（亿立方）	1.89	4.13	4.13	5.93	7.93	10.05	11.10	11.10
商品天然气量（亿立方）	1.63	3.55	3.56	5.11	6.84	8.67	9.57	9.57
合同者年天然气分配量（亿立方）	1.07	2.28	2.82	2.78	3.35	4.25	4.69	4.46
营业收入（万元）	9,988.55	21,367.62	27,814.03	27,343.93	33,013.26	41,845.76	46,189.61	43,974.81
时间	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年1-4月
产量（亿立方）	11.02	10.98	10.64	10.32	10.08	9.75	9.34	3.74
商品天然气量（亿立方）	9.50	9.47	9.17	8.90	8.69	8.41	8.05	3.23
合同者年天然气分配量（亿立方）	4.44	4.42	4.28	4.16	4.06	3.94	3.77	1.47
营业收入（万元）	43,698.87	43,563.23	42,206.87	40,986.14	40,036.68	38,770.74	37,143.10	14,474.73

由上表数据可知，造成商誉和资产组减值的直接原因是喀什北第一区块资产组2025年产量下滑且不及预期所致。2025年实际产量、营业收入较合并对价分摊时预测的产量、营业收入分别下滑35.77%、41.87%。公司2024年7月收购中能控股时，基于喀什北第一区块当时的生产状态和可获取的开发方案初步成果对未来产量及营业收入进行预测，考虑了对原有开发井实施增产措施、积极推进对《阿克莫木气田开发调整方案草案》审批等综合因素下作出的产量和盈利预测。根据年代能源2023年2月签订的技术服务合同及当年联管会纪要，上述开发调整方案于2023年2月开始编制，并计划最晚于2024年10月编制完成，公司结合当时的情况判断该方案可于2024年末或2025年初完成审批。故合并对价分摊中相关评估参数（包括产能、产量递减率、气价、成本等）均基于当时可获得的最佳信息合理确定，符合公司实际情况，油气资产公允价值客观反映了合并对价分摊时点的资产状况。

2025年度，随着气田的实际生产状况、井下动态特征及水侵规律等更加清晰，产量有所下滑且《阿克莫木气田开发调整方案草案》审批周期较长、公司未完成新钻井以达到合并对价分摊时对产量的预测。该方案的编制与审批涉及多方主体，受气藏认识的逐步深化、各方意见反复沟通等多重因素影响，该方案目前仍处于审批环节。基于谨慎性原则，公司按照实际情况及预计的开发调整方案审批进度，合理预测2026年及以后的产量，符合公司实际情况。

按照最新预测的产量及盈利数据，包含商誉的资产组可收回金额共计16.13亿元，低于资产组账面价值，根据包含商誉的资产组可收回金额对资产组主要是油气资产、商誉计提了减值准备。

综上，公司2025年度对商誉减值准备计提至零系根据包含商誉的资产组可收回金额确定，不存在前期减值不及时，当期集中计提减值的情况，符合公司实际情况及《企业会计准则》的相关规定。

【年审会计师回复】

（一）核查程序

针对上述问题，我们主要履行了以下核查程序：

1、了解与商誉、油气资产减值相关的内部控制，测试关键控制设计和运行的有效性；

2、获取公司油气资产的具体构成，各区块产量、销量及收入情况，分析公司油气资产减值的时点及油气资产减值准备计提的及时性、充分性及合理性；

3、年末对油气资产、在建工程等实体资产进行现场盘点，查看资产状态，检查建设及运转是否正常；

4、大宗商品价格波动趋势及行业政策变化，分析对公司天然气、煤层气销售价格是否存在影响；

5、了解并评价管理层在商誉资产减值测试中使用方法的合理性和一致性、采用的关键假设的合理性；

6、了解并评价管理层对资产组的识别、将商誉分配至资产组的方法、确定可收回金额所采用的方法是否符合企业会计准则的要求；

7、了解并评价管理层聘请的外部估值专家的胜任能力、专业素质和客观性；了解其在商誉减值测试时所采用的评估方法、重要假设、选取的关键参数；

8、复核管理层对预计未来现金流量现值计算的准确性，特别是资产组现金流量预测所用的折现率和现金流量增长率合理性；

9、复核商誉相关信息在财务报表附注中的列报是否符合披露要求。

（二）核查意见

经核查，我们认为：

1、公司油气资产主要为潘庄、马必区块、喀什北第一区块以及处于勘探期的紫金山区块和丹寨区块，喀什北第一区块油气资产减值时点为2025年产量下滑且不及预期引起，公司油气资产减值准备系根据资产组可收回金额的评估值计提，油气资产减值准备计提及时、充分，符合《企业会计准则》的相关规定；

2、公司商誉减值测试过程合理，商誉减值准备计提至零是由于商誉对应资产组产量下滑，公司按照包含商誉的资产组可收回金额对资产组（主要是油气资产）、商誉计提了减值准备，商誉及资产组减值准备计提及时、充分，不存在前期减值不及时，当期集中计提减值的情况。

问题三、关于其他非流动资产。年报及其他公告显示，2025年末公司其他非流动资产账面价值51.12亿元，较期初15.51亿元大幅增长229.55%。其中“探矿权价款及预付款”36.38亿元，较期初10.36亿元增长251.16%；“预付股权投资款”4.08亿元，较期初2.98亿元增长36.91%；“喀什北二区块勘探投资款”2.35亿元，为本期新增；“弃置费用及保函保证金”1.78亿元，较期初1.05亿元增长69.52%。

请公司：（1）补充披露“探矿权价款及预付款”、“预付股权投资款”、“喀什北二区块勘探投资款”的交易背景、取得方式、交易对方及关联关系、定价依据、支付金额、支付时间及结算安排，说明报告期增加投入的原因，是否存在向关联方输送利益的情形；（2）补充披露“探矿权价款及预付款”对应探矿权的矿区名称、具体位置及面积、权属期限、勘查阶段、预测资源储量、探明经济可采储量等，相关投资是否已取得相关政府部门的审批文件及许可证照，并结合《企业会计准则第27号—石油天然气开采》进一步说明探矿权列报在“其他非流动资产”科目的原因及合理性；（3）结合“喀什北油气区块”的地质条件、资源情况、勘探前景、开采难度、盈利预测等，说明“喀什北第一区块”已计提减值的情形下，公司仍大额投入“喀什北第二区块”的原因及合理性；（4）结合油气开采及勘探情况，说明“弃置费用及保函保证金”的具体构成及大幅增长的原因。请年审会计师对上述问题进行核查并发表明确意见。

【公司回复】

一、补充披露“探矿权价款及预付款”、“预付股权投资款”、“喀什北二区块勘探投资款”的交易背景、取得方式、交易对方及关联关系、定价依据、支付金额、支付时间及结算安排，说明报告期增加投入的原因，是否存在向关联方输送利益的情形。

（一）探矿权价款及预付款构成情况

2025年末，公司探矿权价款及预付款系