

证券代码：300483

证券简称：首华燃气

公告编号：2023-044

债券代码：123128

债券简称：首华转债

首华燃气科技（上海）股份有限公司 关于对深圳证券交易所年报问询函的回复公告

本公司及董事会全体成员保证信息披露内容的真实、准确和完整，没有虚假记载、误导性陈述或重大遗漏。

首华燃气科技（上海）股份有限公司（以下简称“公司”）于2023年7月3日收到深圳证券交易所创业板公司管理部下发的《关于对首华燃气科技（上海）股份有限公司的年报问询函》（创业板年报问询函〔2023〕第442号）（以下简称“《问询函》”），公司高度重视，组织相关人员就《问询函》中涉及的问题进行了深入分析，现将《问询函》关注问题的回复公告如下：

1. 公司本期实现营业收入 20.45 亿元，同比增长 12.15%，实现扣除非经常性损益的净利润 0.35 亿元，同比下降 42.01%，净利润连续两年大幅减少。公司天然气开采及销售业务本期实现收入 17.95 亿元，毛利率为 19.30%，同比下降 8.11 个百分点，毛利率连续两年下降。公司存在外购天然气对外销售的模式，本期外购天然气 33,685.43 万立方米，占总销售量的 43.54%，同比增长 21.05%。年报解释业绩下滑受新井施工及老井措施实施进度影响导致天然气产量下降、未获得致密气补贴所致。请你公司：

（1）说明天然气开采及销售业务毛利率持续下降的原因，量化说明天然气销售价格、天然气收入分成比例、营业成本变动、致密气补贴等因素对相应业务毛利率、净利润的影响。

公司回复：

公司 2022 年度天然气开采及销售业务毛利率为 19.30%，较去年同期下降 8.11 个百分点。天然气销售价格、营业成本变动、天然气收入分成比例、致密气补贴等因素对相应业务毛利率、净利润的影响量化分析如下：

一、天然气销售价格上升对毛利率、净利润的影响

2022年度，公司天然气不含税销售价格 2.61 元/m³，较 2021 年度的 1.74 元/m³ 提高 50.4%。以 2021 年度数据为基础，测算销售价格变动对毛利率的影响，测算结果如下：

项目	以 2021 年数据为基础，按 2022 年销售单价测算	2021 年度（实际）	变动比例/金额
营业收入（万元）	227,984.78	151,568.55	增长 50.42%
营业成本（万元）	110,020.00	110,020.00	
毛利额（万元）	117,964.78	41,548.55	增长 183.92%
毛利率	51.74%	27.41%	增长 24.33 个百分点
贡献净利润（万元）	88,473.58	31,161.42	增加 57,312.17 万元

二、营业成本增加对毛利率、净利润的影响

公司 2022 年度天然气开采与销售业务的营业成本 144,898.58 万元，较 2021 年 110,020.00 万元提高 31.70%，主要系外购气量、气价齐升导致天然气外购成本上升 73.10%所致。

公司 2022 年度天然气开采与销售业务的单方营业成本 2.11 元/m³，较 2021 年度的 1.26 元/m³ 提高 67.24%，以 2021 年度数据为基础，测算单方营业成本变动对毛利率的影响，测算结果如下：

项目	以 2021 年数据为基础，按 2022 年销售单价、单方营业成本测算	以 2021 年数据为基础，按 2021 年销售单价测算	变动比例/金额
营业收入（万元）	227,984.78	227,984.78	
营业成本（万元）	183,993.63	110,020.00	增长 67.24%
毛利额（万元）	43,991.14	117,964.78	下降 62.71%
毛利率	19.30%	51.74%	下降 32.45 个百分点
贡献净利润（万元）	32,993.36	88,473.58	减少 55,480.23 万元

三、分成比例下降对毛利率、净利润的影响

根据《合作合同》及其补充合同的约定、联管会会议决议，永和 45-永和 18 井区 R 值自 2021 年 2 月份开始大于 1，即自 2021 年 2 月起该区块累计分成收入大于累计投入，中海沃邦于永和 45-永和 18 井区的收入分成比例自 2021 年 3 月起按照中油煤 24%、中海沃邦 76%的比例计算。

以 2021 年度数据为基础，测算收入分成比例变动对毛利率的影响，测算结果如下：

项目	以 2021 年数据为基础，按 2022 年分成比例测算	2021 年度（实际）	变动比例/金额
营业收入（万元）	149,967.26	151,568.55	下降 1.06%
营业成本（万元）	110,020.00	110,020.00	
毛利额（万元）	39,947.26	41,548.55	下降 3.85%
毛利率	26.64%	27.41%	下降 0.78 个百分点
贡献净利润（万元）	29,960.44	31,161.42	减少 1,200.97 万元

四、致密气补贴下降的影响

公司致密气补贴计入“其他收益”科目，对公司天然气开采及销售业务毛利率无影响。公司 2022 年未收到致密气补贴，未收到致密气补贴导致贡献净利润减少 2,471.04 万元。

项目	2022 年度	2021 年度	变动金额
致密气补贴（万元）	0.00	2,907.10	减少 2,907.10 万元
贡献净利润（万元）	0.00	2,471.04	减少 2,471.04 万元

年审会计师核查情况

年审会计师核查程序包括但不限于：

- 1、获取公司 2022 年度营业收入及营业成本结构表、天然气销售收入成本明细表、天然气销售结算单。
- 2、对公司 2022 年度天然气销售业务毛利率变动因素进行分析性复核。

年审会计师核查意见：

基于上述核查，我们认为，公司回复中关于 2022 年度天然气开采及销售业务毛利率大幅下降主要系天然气销售价格提高及外购天然气成本增加引起营业成本上升所致的说明，以及毛利率下降、当期未取得致密气补贴金额等因素综合影响导致公司整体净利润下降的说明，与我们执行公司 2022 年度财务报表审计过程中了解的相关情况没有重大不一致。

(2)说明公司本期外购天然气毛利率及回款情况,本期外购天然气量大幅增长的原因及合理性,并报备前述业务的主要供应商及客户。

公司回复:

一、公司外购天然气销售金额、毛利率及回款情况

2022年公司外购天然气自主销售业务营业收入107,434.18万元,毛利率17.72%、较2021年下降3.75个百分点,主要系天然气销售价格的上涨幅度小于采购价格的上涨幅度。2022年度外购天然气自主销售收入的应收账款于2022年末已全部收回。

二、本期外购天然气量大幅增长的原因及合理性

2022年度,公司外购天然气量33,685.43万立方米,较2021年27,827.97万立方米增长21.05%,主要因在下游客户需求稳定的条件下,公司气源供应商中石油煤层气有限责任公司临近石楼西区块的大宁-吉县区块北部的大和地区产能有所增加,公司采购量相应增长。

年审会计师核查情况

年审会计师核查程序包括但不限于:

1、获取了公司外购天然气业务的客户及供应商明细、交易合同、主要客户回款情况;

2、对外购天然气的客户和供应商的工商背景进行了调查;

3、查阅了相关采购与销售合同、天然气销售结算单;

年审会计师核查意见:

基于上述核查,我们认为,本期外购天然气增加系临近区块产量增加所致,增长具有合理性,相关交易具备商业实质。

2. 年报显示,公司未对收购北京中海沃邦能源投资有限公司(以下简称中海沃邦)形成的3.96亿元商誉计提商誉减值准备。中海沃邦本期实现净利润0.98亿元,上年度实现净利润2.14亿元。中海沃邦与中石油煤层气有限公司签订相关合作合同形成的合同权益期末账面价值为23.54亿元,本期摊销0.61亿元,未计提减值。请

你公司：

(1) 结合天然气销售价格、收入分成比例变化、成本费用及毛利率变化说明中海沃邦净利润大幅下降的原因及合理性。本期对中海沃邦商誉减值测试的具体过程，包括资产组的划分依据、可收回金额和关键参数（如预测期营业收入、预测期增长率、稳定期增长率、利润率等）及其确定依据、重要假设及其合理性，关键参数及相关假设是否与最近两年的判断、数据存在较大差异，未计提商誉减值准备的原因及合理性，是否存在不当会计调节的情形。

公司回复：

一、中海沃邦净利润下降的原因及合理性

中海沃邦为公司天然气开采及销售业务的主要运营主体，中海沃邦净利润的下降原因详见本回复“问题 1”之“(1)”中关于天然气开采及销售业务毛利率、净利润下降的分析。

二、对中海沃邦商誉减值测试的具体过程及重要参数差异分析

(一) 资产组的划分依据

公司收购中海沃邦所形成的商誉所在的资产组为中海沃邦的全部经营性资产，即固定资产、在建工程、油气资产、无形资产和长期待摊费用等。

中海沃邦的主营业务为：根据中油煤签订的《山西省石楼西区块煤层气资源开采合作合同》（以下称“《合作合同》”），获得鄂东气田石楼西区块 1524 平方公里独家勘探开发和生产经营权，在《合作合同》约定的合作期限内，中海沃邦负责全区勘探、资金筹措、方案编制、工程实施和项目管理。石楼西区块整体地质条件、气藏特征相似，中海沃邦在开发部署井位时，按区块整体情况统一规划部署，开采的天然气均按前述《合作合同》的约定销售、取得天然气销售分成收入，故石楼西区块项目系能够独立产生现金流的最小单位。因此公司将中海沃邦的全部经营性资产认定为收购所形成商誉所在的资产组。

(二) 可收回金额的计算

根据《企业会计准则第 8 号-资产减值》相关规定，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。资产的公允价值减去处置费用的净额应当根据公平交易中销售协议价格减去可

直接归属于该资产处置费用的金额确定。无法可靠估计资产的公允价值减去处置费用后的净额的，应当以该资产预计未来现金流量的现值作为其可收回金额。

公司收购中海沃邦所形成商誉的所在资产组是基于中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》，获得鄂东气田石楼西区块 1524 平方公里独家勘探开发和生产经营权而形成的特定的经营性资产，不存在销售协议和资产活跃市场，也不存在可以参考的同行业类似资产的最近交易价格，因此公司收购中海沃邦所形成商誉的所在资产组的可收回金额根据该资产组预计未来现金流量的现值确定。

通过对资产组所对应的主营业务的业务类型、历史经营状况的变化趋势的分析，预测未来各期间的收入、成本费用以及税金、折旧摊销、资本支出等，从而估算得出未来各期间的资产组现金流量净额，通过折现得到资产组的可收回金额。根据上海东洲资产评估有限公司于 2023 年 04 月 12 日出具的《首华燃气科技(上海)股份有限公司对合并北京中海沃邦能源投资有限公司形成的商誉进行减值测试所涉及的资产组可回收金额资产评估报告》（东洲评报字【2023】第 0752 号），截至 2022 年 12 月 31 日，中海沃邦相关资产组的账面价值（含商誉）为 649,552.32 万元，资产组可回收金额为 656,200.00 万元。

（三）关键参数的选取及重要参数差异分析

1、未来预测、收益期限的确定

根据《合作合同》及其补充合同约定，中海沃邦开采年限到 2037 年度截止，因此明确的预测期期间选择为 15 年，即 2023 年-2037 年，无永续期，相对 2021 年的预测期限 2022 年-2037 年减少 1 年。

2、收入预测

中海沃邦的主营业务收入以单价、产气量、分成比例为基础进行预测。

（1）产气量预测

对于截至评估基准日（2022 年 12 月 31 日）已投产的井，根据其生产数据，结合动态分析法和类比法分析水平井和垂直井的产量递减规律，拟合其以后年度的产量曲线，并确定未来预测期内已投产井的各期产量；对于未来拟投产的井，结合天然气田地质特征、计划井型以及每口井之间的合理井网井距确定未来开发部署计划，

并根据未来开发计划，结合地质情况和历史生产数据，确定各类别开发井的预计平均储量和衰减情况，形成不同类别井的产能拟合曲线，并计算出未来预测期内拟投产井的各期产量。

（2）单价预测

以 2021 年—2022 年天然气销售旺季和淡季的平均销售比重确定未来年度的淡季销气比重。根据最新合同及调价单来确定未来年度各客户的销气单价，以 2022 年各客户的销量比重来确定未来年度的销售结构。通过上述过程，确定预测期内的销售单价。

（3）分成比例预测

根据《合作合同》及其补充合同的约定，以 R 值表示公司回收与投入的比值：

$$R = \frac{\text{合同者累计所获得的收入（不含回收的生产作业费）}}{\text{合同者投入的全部勘探费用和开发费用}}$$

当 R 值 < 1 时，中海沃邦的分成比例为 87.00%；

当 1 ≤ R 值 < 1.5 时，中海沃邦的分成比例为 76.00%；

当 R 值 ≥ 1.5 时，中海沃邦的分成比例为 74.90%。

根据历史及预测期的收入、投入的勘探和开发费用情况，逐年计算 R 值，得到相应年份适用的分成比例。

在 2022 年末对未来预测期各期的分成比例预测中，2023 年起中海沃邦于永和 45-18 井区的收入分成比例为 76%，永和 45-18 井区预计在 2029 年起收入分成比例调整为 74.90%；永和 30 井区预计自 2030 年收入分成比例调整为 76%，预计自 2032 年收入分成比例调整为 74.90%。以 2021 年末评估时使用的分成比例对本次评估进行模拟测算，本次评估预测期营业收入相比测算结果增加 12,868.21 万元，上升幅度仅为 0.36%，影响较小。

（4）营业收入预测

根据上述单价、产气量、分成比例的预测情况，进而确定预测期的营业收入。

本次评估及前次评估中海沃邦预测期营业收入增长率均根据各期产量、分成比例情况而呈现出一定的波动，预测期内营业收入合计数较 2021 年度数据下降 3.73%，差异较小；预测期内平均销售净利率 35.03%，与 2021 年末预测时的 34.83% 差异较小。

2022 年预测期各年营业收入具体情况如下：

单位：万元

2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年
119,243.38	201,733.09	268,157.35	271,162.95	287,130.10	315,242.93
2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年
339,340.79	356,606.89	329,850.96	289,079.07	236,959.88	193,666.79
2035 年	2036 年	2037 年			
160,986.15	135,473.23	115,628.29			

3、成本费用的预测

根据各项成本、费用的特征，结合历史财务数据，确定未来期间各项成本、费用、税金的预测数。本次评估预测期内中海沃邦营业总成本合计数较 2021 年度数据下降 6.20%，差异不大。

4、折旧和摊销的预测

根据公司现有的各类固定资产和其它长期资产，考虑了改良和未来扩产新增的固定资产、油气资产和其它长期资产计算未来期间的折旧和摊销预测。本次评估预测期内中海沃邦的折旧和摊销合计数较 2021 年度数据上升 1.26%，差异较小。

5、资本性支出预测

主要包括油气资产支出和地面工程支出。油气资产资本性支出根据天然气井投产计划确定。地面工程支出根据单井投资成本、布井计划以及地面工程投入确定。本次评估预测期内中海沃邦资本性支出合计数较 2021 年度数据上升 18.51%，上升原因主要系由于结合立体开发的需要，后续预计部署的井型由原水平井为主转为直（定向）井为主，井型和布井数量的变化导致资本性支出较 2021 年上升。

6、折现率

计算资产组未来现金流现值时采用税前折现率，即在算出加权平均资本成本（WACC）后，采用单变量求解的方法转换为税前折现率。具体过程如下：

债权期望报酬率 R_d 的确定：选取中海沃邦的实际债务利率作为债权期望报酬率。

股权期望报酬率 R_e 的确定：由于中海沃邦不是上市公司，其股权期望报酬率 R_e 不能直接计算获得，采用选取对比公司进行分析计算的方法估算中海沃邦股权期望报酬率。第一步，首先在上市公司中选取对比公司，然后估算对比公司的系统性风险系数 β ；第二步，根据对比公司平均资本结构、对比公司 β 以及中海沃邦的资本结构估算中海沃邦的股权期望报酬率。

确定债权期望报酬率 R_d 、股权期望报酬率 R_e 后，根据中海沃邦的资本结构计算 WACC，采用单变量求解的方法转换为税前折现率，并以此作为折现率。本次评估预测期内折现率与 2021 年度数据的计算方式、取值口径均保持一致，预测值无显著差异。

（四）重要假设

1、中海沃邦目前及未来的管理层合法合规、勤勉尽职地履行其经营管理职能，不会出现严重影响企业发展或损害股东利益情形，并继续保持现有的经营管理模式和管理水平。

2、中海沃邦各项业务相关经营资质在有效期届满后能顺利通过有关部门的审批并持续有效。

3、未来预测期内中海沃邦核心管理人员和技术人员队伍相对稳定，不会出现影响企业经营发展和收益实现的重大变动事项。

4、中海沃邦于评估基准日后采用的会计政策和编写评估报告时所采用的会计政策在重要性方面保持一致。

5、假设评估基准日后中海沃邦资产组的现金流入为平均流入，现金流出为平均流出。

6、本次评估引用阿派斯油藏技术（北京）有限公司出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》和《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区储量评估报告》。

7、目前，石楼西项目永和 18 井区 5 亿方/年产能建设已经完成，并获得了 5 亿立方米/年的《采矿许可证》，《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区天然气 12 ×108m³/a 开发项目》已通过国家能源局备案，中国石油已向自然资源部申请永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米/年的《采矿许可证》，目前自然资源部已受理，正在审批中。本次评估假设中海沃邦最终能获得中华人民共和国自然资源部批准的永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米/年的《采矿许可证》。

8、2019 年 3 月 15 日，《鄂尔多斯盆地石楼西区块永和 30 井区致密气 8.0×108 m³/a 开发项目》在国家能源局完成备案。在永和 30 井区勘探开发过程中，该地区天然气储量及地质条件呈现了良好的开发前景。经过与合作方中石油煤层气有限责任公司协商，拟向国家能源局备案 10 亿立方米/年的开发项目。2021 年 5 月 24 日《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区致密气 10 亿方开发项目》通过国家能源局备案，2021 年 12 月 7 日获得自然资源部批准的永和 30 井区 10 亿立方米/年的《采矿许可证》。

9、本次评估假设中海沃邦经营场所的租赁合同到期后，中海沃邦能按租赁合同的约定条件获得续签继续使用，或届时能以市场租金价格水平获取类似条件和规模的经营场所。

10、中海沃邦的《高新技术企业证书》取得日期为 2021 年 10 月 25 日，有效期 3 年。假设现行高新技术企业认定的相关法规政策未来无重大变化，对企业目前的主营业务构成类型、未来研发投入占主营收入比例等指标分析后，基于对未来的合理推断，假设中海沃邦未来具备持续获得高新技术企业认定的条件，能够持续享受所得税优惠政策，直到不再开发新的井为止。

（五）商誉减值测试过程

商誉减值测试具体过程如下：

项目	金额（万元）
商誉账面余额 ①	39,617.83
商誉减值准备余额 ②	-
商誉的账面价值 ③=①-②	39,617.83
未确认归属于少数股东权益的商誉价值 ④	38,833.32
包含未确认归属于少数股东权益的商誉价值 ⑤=③+④	78,451.15

项目	金额（万元）
资产组的账面价值 ⑥	571,101.17
包含整体商誉的资产组的账面价值 ⑦=⑤+⑥	649,552.32
资产组预计未来现金流量的现值（可回收金额）⑧	656,200.00
商誉减值损失 ⑨=⑧-⑦ （⑨>0, ⑨=0）	-

三、未计提商誉减值准备的原因及合理性

基于商誉所在资产组的未来现金流量现值大于包含整体商誉的资产组的账面价值，公司对于收购中海沃邦所形成商誉未计提减值准备具有合理性。

年审会计师核查情况

年审会计师核查程序包括但不限于：

1、获取了中海沃邦与中油煤签署的《合作合同》，中海沃邦 2022 年度及 2021 年度商誉减值测试报告；

2、对公司聘请的商誉评估机构的独立性及胜任能力进行评价。复核了商誉所在资产组的划分是否合理；复核了资产组预计未来现金流量的计算过程，分析 2022 年度评估使用的重要参数与 2021 年度相比是否存在重大差异。

3、独立聘请评估机构对商誉减值测试报告进行复核，包括复核商誉评估报告中涉及到的相关假设、关键参数的合理性等。。

年审会计师核查意见：

基于上述核查程序，我们认为，公司本期对中海沃邦商誉减值测试的结果具有合理性，关键参数及相关假设与 2021 年数据不存在较大差异，基于商誉所在资产组的未来现金流量现值大于包含整体商誉的资产组的账面价值，公司对于收购中海沃邦所形成商誉未计提减值准备具有合理性，未发现存在不当会计调节的情形。

（2）说明合同权益的摊销方法及摊销金额的计算过程，摊销金额计提是否充分；说明合同权益减值测试的关键参数及详细测试过程，是否与最近两年的判断、数据存在较大差异，毛利率变动及收入分成比例变化对确定关键参数的具体影响，本期未计提减值准备的合理性。

公司回复：

一、合同权益的摊销方法及摊销金额的计算过程

公司合同权益来源于中海沃邦与中油煤签署的关于石楼西区块天然气资源开发利用的相关合作协议，系 2018 年 12 月公司合并中海沃邦控制权时，按购买日公允价值确认形成，详见上海东洲资产评估有限公司出具的东洲评报字[2019]第 0462 号评估报告。经评估合同资产价值为 2,710,000 万元，截至 2022 年 12 月 31 日累计摊销 35,571.52 万元。

根据《企业会计准则第 6 号-无形资产》相关规定，企业选择的无形资产摊销方法，应当反映与该项无形资产有关的经济利益的预期实现方式。

考虑到合同权益带来的经济利益（天然气销售收入）是以天然气产量为计量单位，天然气产量构成了该项合同权益的经济使用寿命，且按产量法摊销能更好地与收入及利润配比，因此公司按产量法对合同权益进行摊销。具体计算公式为：

合同权益本期摊销金额=合同权益账面净值×当期天然气产量÷（预计未来天然气总产量+当期天然气产量）。

合同权益本期摊销金额 6,137.56 万元=合同权益账面净值 241,566.04 万元×当期天然气产量 35,913.88 万 m³ ÷（预计未来天然气总产量 1,377,606.91 万 m³ +当期天然气产量 35,913.88 万 m³）。

经计算公司本期合同权益摊销金额为 6,137.56 万元，公司的合同权益已合理、准确的进行了摊销，摊销方法符合会计准则的相关规定。

二、合同权益减值测试的关键参数及详细测试过程，是否与最近两年的判断、数据存在较大差异，毛利率变动及收入分成比例变化对确定关键参数的具体影响

（一）合同权益减值测试的关键参数的确定依据

合同权益系根据未来整体盈利预测数据为计算基础，合理估算合同权益经济寿命期，确定合同权益在未来收益期的超额现金流贡献。影响合同权益价值的关键参数为未来整体盈利预测、合同权益经济寿命期和折现率，上述关键参数与商誉减值测试的预测一致，各关键参数的确定依据详见本回复“问题 2”之“(1)”中“二、

对中海沃邦商誉减值测试的具体过程及重要参数差异分析”中的内容。

（二）毛利率变动及收入分成比例变化对确定关键参数的具体影响

1、毛利率变动对确定关键参数的影响

根据本回复“问题一”中的回复，2022年度公司天然气开采与销售业务毛利率的下降，主要系天然气销售价格提高、营业成本上升以及分成比例变化所致。

天然气价格销售价格变动会对预计销售价格产生影响，进而影响未来现金流量。

营业成本变动对确定关键参数的影响如下：中海沃邦通过签订产量分成合同，作为合作区块的业者开展天然气的勘探、开发、生产、销售业务。营业成本的主要构成为油气资产及固定资产的折旧与摊销，占比70%左右，虽然折旧与摊销上升导致毛利率的下降，但是在计算现金流时，折旧与摊销作为非付现成本，在净利润的基础上被加回，不会对当期现金流产生影响。因此，营业成本上升导致毛利率下降对未来整体盈利预测的影响较小。

分成比例变动对关键参数的影响，详见下文“2、收入分成比例变化对确定关键参数的影响”的描述。

2、收入分成比例变化对确定关键参数的影响

在本次及历次评估的预测中，公司均根据历史及预测期的收入、投入的全部勘探和开发费用的预测情况，逐年计算R值，以确定预测期各期适用的分成比例。

根据2021年10月中海沃邦与中油煤签署的《关于确认石楼西项目永和45-永和18井区R值大于1的时间点及采取固定分成比例的决议》，双方同意：按照当前双方对R值的测算，永和45-永和18井区R值自2021年2月份开始大于1；永和45-永和18井区自2021年3月份R值大于1开始，且在R值大于1.5之前，将采取固定分成比例，即按照中油煤24%，中海沃邦76%的比例进行产品分配。

因此，未来盈利预测中2023年起中海沃邦于永和45-18井区的收入分成比例为76%，同时根据收入及投入勘探和开发费用的预测，永和45-18井区预计在2029年起收入分成比例调整为74.90%；永和30井区预计自2030年收入分成比例调整为76%，预计自2032年收入分成比例调整为74.90%。

三、合同权益减值的详细测试过程

1、根据《企业会计准则第8号-资产减值》中相关规定判断是否存在减值迹象：

《企业会计准则第8号-资产减值》对减值迹象的判断标准	公司合同权益相关情况	是否存在减值迹象
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。	合同权益源于中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》中获得的石楼西区块 1524 平方公里 30 年独家勘探开发和生产经营权, 不存在公开市场报价。	不适用
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。	合同权益价值来源为销售天然气所产生的收益。天然气作为清洁能源具有巨大的市场潜力, 公司天然气销售市场持续稳定增长。	不存在
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。	详见 2、(1) 的测算过程	不存在
④有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏。	合同权益属于无形资产	不适用
⑤资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置。	合同权益源于的《合作合同》的期限为 2009 年至 2037 年,《合作合同》执行情况良好, 未发生提前终止的情形	不存在
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。	详见 2、(2) 的测算过程	不存在

2、减值迹象判断标准的具体测算过程

(1) 市场利率对折现率的影响

近 5 年根据中国证券市场指数计算社会平均收益率及同期的十年期国债到期收益率如下：

期间	社会平均收益率	十年期国债到期收益率
2018 年	10.48%	3.62%
2019 年	9.87%	3.18%
2020 年	9.90%	2.94%
2021 年	9.95%	3.03%
2022 年	9.71%	2.79%

由上表可见近 5 年市场利率总体呈波动下降趋势, 未对计算合同权益预计未来现金流量现值的折现率产生不利影响, 不会导致资产可收回金额大幅度降低。

(2) 合同权益未来现金流现值是否低于账面价值

①计算合同权益未来现金流现值的主要参数

影响合同权益价值的关键参数为未来整体盈利预测、合同权益经济寿命期和折现率。

合同权益的未来盈利来源于中海沃邦与中油煤《合作合同》合作期限内依据天然气资源的经济可采储量而预测的天然气产量所产生的销售收入。合同权益初始确认时预测的合同期总产气量为 215.91 亿立方米，2022 年末预测合同期的总产量为 181.14 亿立方米，2022 年预测较 2018 年预测下降 16.10%，预测的合同期总产量未发生重大变化。

合同权益经济寿命期为中海沃邦与中油煤《合作合同》的合作期限，截止 2022 年末《合作合同》的合作期限为 2009 年至 2037 年，未发生变化。

计算合同权益未来现金流现值使用的折现率为 11.9147%，高于市场平均利率。

②合同权益未来现金流现值的测算过程

资产名称	金额（万元）
资产组未来现金流现值	656,200.00
减：油气资产	172,385.05
固定资产	71,046.56
在建工程	83,171.23
无形资产	1,266.31
其他非流动资产	7,803.54
合同权益及商誉①	320,527.31
商誉（包含少数股东权益）账面价值	78,451.15
合同权益账面价值	235,428.48
小计②	313,879.63

合同权益与商誉系公司非同一控制企业合并中海沃邦形成的资产，合同权益与商誉的价值主要源于《合作合同》中获得的石楼西区块 1524 平方公里 30 年独家勘探开发和生产经营权，该两项资产价值性质相似且均属于非实物资产。

由上表可以看出，经测算的资产组未来现金流现值扣除其他资产合计价值后的金额（表中①）大于商誉与合同权益的账面价值（表中②）。

同时，结合《合作合同》合作期限、石楼西区块探明储量、合同期预测总产气量、折现率等均未发生或未发生较大变化，综合判断合同权益不存在减值迹象。

年审会计师核查情况：

年审会计师核查程序包括但不限于：

- 1、获取了中海沃邦与中油煤签署的《合作合同》
- 2、复核了合同权益减值测试的测试过程
- 3、分析毛利率变动及收入分成比例变化对确定关键参数的具体影响。

年审会计师核查意见：

基于上述核查，我们认为，公司毛利率的变动及收入分成比例变化会对未来整体盈利预测产生影响，公司进行盈利预测时已考虑上述影响调整部分参数；结合《合作合同》合作期限、石楼西区块探明储量、合同期预测总产气量、折现率等均未发生或未发生较大变化，综合判断报告期内合同权益不存在减值迹象，未计提减值准备具有合理性。

3. 年报显示，公司油气资产期初账面价值为 17.64 亿元，主要系井及相关设施，本期自建新增油气资产 1.87 亿元，计提折旧 3.03 亿元，未计提减值准备。请说明：

(1) 本期新增在建工程-气井建设项目的具体内容，公司相关油气勘探支出是否满足资本化的条件，结合相关油气勘探支出及开发支出的主要内容等说明计入在建工程或油气资产的金额是否均符合资本化条件。

公司回复：

一、本期新增“在建工程-气井建设项目”的具体内容

本期新增在建工程-气井建设项目主要包括钻前准备支出、钻井工程支出（包括钻井、固井、录井、测井等作业项目）、完井工程支出（包括压裂、试气等作业项目）、间接费用、利息资本化等各项天然气井建造投入。具体如下：

项目	金额（万元）
钻前准备支出	2,267.86
钻井工程支出	4,386.82
完井工程支出	6,247.66
间接费用	228.39

项目	金额（万元）
利息资本化	1,802.29
计提的弃置费用	74.59
合计	15,007.60

二、公司计入在建工程或油气资产的相关油气勘探支出满足资本化的条件

根据《企业会计准则第 27 号-石油天然气开采》相关规定，油气钻井勘探支出包括钻井勘探支出、非钻井勘探支出。非钻井勘探支出主要系地质调查、地球物理勘探等活动发生的支出，于发生时计入当期损益；钻井勘探支出根据其是否发现探明经济可采储量而决定是否资本化。钻井勘探成本在确定该井是否已发现探明经济可采储量前暂时资本化为在建工程，在确定该井未能发现探明经济可采储量时计入损益；若不能确定该井是否发现了探明经济可采储量，在完井后一年内将钻探该井的支出暂时予以资本化。在完井一年时仍未能确定该探井是否发现探明经济可采储量的，如果该井已发现足够数量的储量，但要确定其是否属于探明经济可采储量，还需要实施进一步的勘探活动，并且进一步的勘探活动已在实施中或已有明确计划并即将实施，则将钻探该井的资本化支出继续暂时资本化，否则计入当期损益。

公司油气资产所在区域均为已探明经济可采储量区域，且计入油气资产的气井已投产，相关气井的油气开发成本、弃置费用等已归集完整，符合资本化的条件。

公司本期新增的在建工程-气井建设项目的具体内容包括各项钻前准备、钻井工程、完井工程支出。这些项目均系准则规定的钻井勘探支出，并且已根据成果法原则，对于未能发现探明经济可采储量的项目直接计入当期损益，对于不能确定该井是否发现了探明经济可采储量，在完井后一年内暂时予以资本化。故公司计入在建工程或油气资产的金额均符合准则规定的资本化条件。

年审会计师核查情况：

年审会计师核查程序包括但不限于：

- 1、获取并复核了公司在建工程-气井建设及相关油气勘探支出的归集情况；
- 2、获取公司关于气井建设的开发计划
- 3、获取公司确认资本化时点的相关依据；

4、获取公司聘请评估专家出具的储量评估报告，对探明经济可采储量进行核对，并利用外部专家对储量评估报告进行复核。

年审会计师核查意见：

基于上述核查，我们认为公司在建工程-气井建设及相关油气勘探支出的归集和资本化的核算在所有重大方面符合企业会计准则的相关规定。

(2) 油气资产计提折耗的依据及准确性，结合相关油气资产在手订单、减值测试关键参数以及具体过程等说明是否存在减值迹象，未计提减值准备的合理性、谨慎性。

公司回复：

一、油气资产按产量法计提折耗

公司油气资产按产量法计提折耗，当期计提的折耗=油气资产账面净值×当期天然气产量÷（油气资产剩余储量+当期天然气产量），该计算公式与准则规定一致。其中油气资产剩余储量数据根据阿派斯油藏技术（北京）有限公司出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》和《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区储量评估报告》所载明的油气储量评估数据确定，油气资产账面价值以及产量数据来自于公司的账面记载，故公司油气资产折耗已根据相关数据准确计算。

“18-45 井区”当期计提折耗=油气资产账面净值 145,262.61 万元×当期天然气产量 35,913.88 万 m³ ÷（油气资产剩余储量 200,369.64 万 m³ +当期天然气产量 35,913.88 万 m³）=22,079.17 万元

“30 井区”当期计提折耗=油气资产账面净值 57,524.48 万元×当期天然气产量 8,143.89 万 m³ ÷（油气资产剩余储量 48,306.03 万 m³ +当期天然气产量 8,143.89 万 m³）=8,298.91 万元

二、油气资产不存在减值迹象，未计提减值准备具有合理性

(一) 公司油气资产不存在减值迹象

报告期末，公司从以下几点出发判断油气资产是否存在减值迹象：①公司天然

气业务所处的经济、技术及法律等环境是否发生重大变化；②天然气生产经营情况是否正常，是否存在损坏、废弃或由于生产计划改变预计不再使用的大额油气资产。具体判断过程如下：

1、公司天然气的销售市场持续稳定

根据国家统计局公布的《中华人民共和国 2022 年国民经济和社会发展统计公报》及国家发改委数据，经初步核算，2022 年全年能源消费总量 54.1 亿吨标准煤，比上年增长 2.9%。煤炭消费量增长 4.3%，原油消费量下降 3.1%，天然气消费量下降 1.2%，电力消费量增长 3.6%。煤炭消费量占能源消费总量的 56.2%，比上年上升 0.3 个百分点；天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量的 25.9%，上升 0.4 个百分点。2022 年全年天然气产量达到 2201 亿立方米，连续 6 年增产超过 100 亿立方米。根据国务院 2021 年 3 月出台《十四五规划和 2035 年远景目标纲要》，明确指出我国未来将“落实 2030 年应对气候变化国家自主贡献目标，制定 2030 年前碳排放达峰行动方案。推动能源清洁低碳安全高效利用，深入推进工业、建筑、交通等领域低碳转型。”另外特别指出碳中和发展理念，要求“壮大节能环保、清洁生产、清洁能源、生态环境、基础设施绿色升级、绿色服务等产业，锚定努力争取 2060 年前实现碳中和，采取更加有力的政策和措施。”根据中国石化 2022 年 12 月发布的《中国能源展望 2060》，我国一次能源消费量预计 2030-2035 年达峰，峰值约 60.3 亿吨标煤，2060 年降至约 56 亿吨标煤，预计我国能源活动相关碳排放量在 2030 年前达峰，剔除原料用能的固碳部分后，峰值约 99 亿吨，2060 年降至 17 亿吨，将通过 CCUS、碳汇等实现碳中和。天然气是清洁低碳的化石能源。“十四五”及未来一段时间，天然气行业要立足“双碳”目标和经济社会新形势，统筹发展和安全，不断完善产供储销体系，满足经济社会发展对清洁能源增量需求。推动天然气对传统高碳化石能源存量替代，构建现代能源体系下天然气与新能源融合发展新格局，实现行业高质量发展。

根据公司子公司中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》，中海沃邦自合同开始执行之日（即 2009 年 8 月 13 日）起，在不超过 30 个合同年内与中油煤合作开发石楼西区块天然气资源。在该合作合同约定的合作期限内，中海沃邦负责全区勘探、资金筹措、方案编制、工程实施和项目管理。开采的天然气由中海沃邦和中油煤共同销售。

截至 2023 年 6 月 30 日，公司已签订的天然气销售协议如下：

(1) 公司子公司中海沃邦作为作业方与中石油煤层气有限责任公司（卖方）、河北中石油昆仑能源有限公司永和分公司（买方）共同签订《石楼西区块上载西气东输一线项目供用气事宜确认书》，约定 2023 年非采暖季（2023 年 4 月 1 日至 2023 年 4 月 20 日）供气量约为 50 万立方米/日，价格按 2.476 元/立方米执行；2023 年非采暖季（2023 年 4 月 21 日至 2023 年 10 月 31 日）供气量约为 50 万立方米/日，价格按 2.326 元/立方米执行。

(2) 公司子公司浙江沃憬能源有限公司与双闵燃气江苏有限公司签订《2023 年天然气购销合同》，约定 2023 年 3 月 31 日至 2024 年 3 月 31 日期间内供气量暂定 5490 万立方米，非采暖季（2023 年 4 月 1 日至 2023 年 5 月 31 日）价格按 3.25 元/立方米执行，非采暖季（2023 年 6 月 1 日至 2023 年 10 月 31 日）价格按 3.12 元/立方米执行，采暖季价格双方另行协商。

由于天然气销售因季节和民生需求分为淡季与旺季，销售价格受淡旺季市场供需影响存在波动性，故中海沃邦销售合同期限一般不超过一年。但天然气行业购销双方合作关系较为稳定，卖方一般会保持客户正常供气，销售关系的确立不仅仅以销售合同或订单为依据。

2、公司天然气生产业务正常运行，且不存在损坏、废弃以及不再使用的油气资产

已投产天然气井目前均正常投产运行，天然气开采和销售业务正常开展；公司已建立相关内控制度，对相关资产进行定期检测和维修保养，未发现损坏、废弃以及不再使用的油气资产情况。

综上所述，由于公司天然气销售市场持续稳定，天然气开采和销售业务正常运行，且不存在损坏、废弃以及不再使用的油气资产，故公司油气资产不存在减值迹象。

（二）油气资产未计提减值准备具有合理性

根据历史销售单价以及阿派斯油藏技术（北京）有限公司对于油气资产剩余储量的评估结果计算，公司油气资产未来现金流量现值预测如下：

内容	金额
油气资产-已投产井待开采储量	248,675.67
预计销售价格（不含税、按本期平均）	2.41
分成比例	76%
资源税率	4.80%
付现成本占收入比率	17.52%
未来现金流量	353,812.48
合同期内平均每年现金流	20,812.50
折现率	4.79%
年金系数	11.45
未来现金流现值	238,365.59
期末账面价值	172,409.01
结论	未发生减值

上述减值测试主要参数及计算过程如下：

1、“油气资产-已投产井待开采储量”系采用阿派斯油藏技术（北京）有限公司对于油气资产（已开发正生产）剩余储量的评估结果。根据评估结果，“18-45 井区”剩余储量 200,369.64 万 m³，“30 井区”剩余储量 48,306.03 万 m³，合计 248,675.67 万 m³。

2、“预计销售价格”采用报告期平均销售价格；

3、“分成比例”按照谨慎性原则，未来年度采用合作合同中约定的 76%为分成比例；

4、“付现成本占收入比率”、“资源税率”根据当期实际情况确定；

5、“未来现金流量” 353,812.48 万元=“油气资产-已投产井待开采储量” 248,675.67 万 m³ × “预计销售价格” 2.41 元/m³ × 分成比例 76% × (1-付现成本占收入的比率-资源税率)；

6、“合同期内平均每年现金流” 20,812.50 万元=“未来现金流量” 353,812.48 万元 ÷ 剩余合同期 17 年；

7、“折现率” 4.79%系根据无风险报酬率 2.79%+个别风险 2%得出。

8、“未来现金流现值”238,365.59万元=“合同期内平均每年现金流”20,812.50万元×折现率4.79%对应的年金现值系数11.45。

综上，公司不存在减值迹象，油气资产未计提减值准备具有合理性和谨慎性。

年审会计师核查情况

年审会计师核查程序包括但不限于：

1、获取并复核了公司2022年度油气资产折耗计算方法及计提过程、油气资产减值测试过程；

2、查阅了公司已签订的天然气销售协议，结合《合作合同》相关内容，评价公司对油气资产不存在减值迹象的判断是否合理。

年审会计师核查意见：

基于上述核查，我们认为管理层采用的油气资产折耗的计提方法及对油气资产不存在减值迹象的判断合理，未计提减值准备具有合理性。

4. 报告期内公司研发费用资本化金额为0.4亿元。请说明研发支出资本化的具体项目、目前所处阶段、相关项目达到资本化条件的判断依据及确认时点，研发支出资本化确认依据的合理性，是否符合《企业会计准则》的规定。请年审会计师发表明确意见。

公司回复：

一、公司研发项目的核算方法

公司研发活动主要包括天然气井开采技术研发以及园艺新产品研发。

天然气井开采技术研发主要分为综合地质研究、方案设计阶段和实际开发应用阶段。综合地质研究、方案设计阶段属于研究阶段，该期间发生的支出予以费用化计入当期损益；实际开发应用阶段属于开发阶段，系将研究阶段的理论成果运用到在建的气井或未来开发区域和气井的开发建设中，该期间发生的支出归集在在建工程-勘探开发支出中，其资本化时点参照在建工程-勘探开发支出的资本化判断标准（详见本回复问题3（1））。

公司资本化研发项目具体情况如下：

项目名称	截至 2022 年末研发进度	累计实际投入金额（万元）	2022 年度费用化金额（万元）	资本化判断依据	资本化开始时点	2022 年度资本化金额（万元）
石楼西区块井位部署优化与随钻调整	进行中	1,521.96		地质研究论证、方案设计已验收，相关技术进入实际开发应用阶段；相关区域和气井已探明经济储量	2021 年 7 月	1,105.80
石楼西区块煤层气资源评价及现场试验	已完成	545.88	94.85		2022 年 10 月	451.03
煤层快速取芯项目试验	已完成	143.72	13.08		2022 年 2 月	130.64
储层保护暂封堵泥浆材料配方运用	已完成	1,097.44	3.89		2022 年 3 月	1,093.55
深八煤钻井工程井试验	已完成	1,265.19	8.44		2022 年 2 月	1,256.76
合计		4,574.19	120.26			4,037.77

二、上述项目资本化的合理性，是否符合企业会计准则的规定。

根据《企业会计准则第 6 号-无形资产》的相关规定，研发项目进入开发阶段的支出可以资本化，同时根据《企业会计准则第 27 号-石油天然气开采》的相关规定已探明经济储量的油气勘探开发支出可以资本化。

公司天然气井开采技术研发属于理论研究、方案设计和开发应用相结合的研究开发活动。理论研究和方案设计阶段处于对需解决的技术问题、技术创新和方案进行资料准备和论证的阶段，该阶段属于研究阶段；当理论研究和技术方案通过验收，开始实际应用到具体气井和区域开发时，项目进入到了开发阶段。进入开发阶段后发生的支出，属于气井和相关区域勘探开发支出计入在建工程-勘探开发支出进行核算，同时相关气井和区域已探明经济储量，符合勘探开发支出可以资本化的条件。

综上，公司关于研发费用资本化时点合理、会计核算符合《企业会计准则》的相关规定。

年审会计师核查情况

年审会计师核查程序包括但不限于：

1、获取了公司 2022 年度研发项目明细、相关合同、研发立项书、阶段报告、验收报告；

2、对研发支出资本化确认依据文件进行查验并复核研发支出资本化确认时点的准确性。

年审会计师核查意见

基于上述核查，我们认为，公司研发支出资本化的项目主要为天然气井开采技术项目进入开发应用阶段的气井和区域的勘探开发支出。在所有重大方面，公司将应用开发阶段的支出予以资本化，资本化确认依据合理，符合企业会计准则的相关规定。

首华燃气科技（上海）股份有限公司

董 事 会

二〇二三年七月八日