

证券代码： 300483

证券简称：首华燃气

首华燃气科技(上海)股份有限公司

投资者关系活动记录表

编号：20250901

投资者关系活动类别	<input checked="" type="checkbox"/> 特定对象调研 <input type="checkbox"/> 分析师会议 <input type="checkbox"/> 媒体采访 <input type="checkbox"/> 业绩说明会 <input type="checkbox"/> 新闻发布会 <input checked="" type="checkbox"/> 路演活动 <input type="checkbox"/> 现场参观 <input type="checkbox"/> 其他（请文字说明其他活动内容）
参与单位名称及人员姓名	长江证券、浙商证券、信达证券、招商基金、博时基金、首创证券、中泰证券、华创证券、高熵资管、工银理财、合晟资管、中意资产、东方资管、民生加银基金、荣泽石资管、路博迈基金、平安银行、国投证券
时间	2025年8月27-28日、9月1日
地点	上海办公室现场及电话会议
上市公司接待人员姓名	董事会秘书、副总经理张骞
投资者关系活动主要内容介绍	<p>投资者提出的问题及公司回复情况</p> <p>公司就投资者在本次说明会中提出的问题进行了回复：</p> <p>1、公司 2025 半年度报告情况介绍</p> <p>（1）2025 年上半年的业绩情况</p> <p>今年上半年，公司整体财务数据持续改善，各主要财务指标较去年同期均呈现大幅向好态势。具体来看，上半年公司实现营业收入 13.38 亿元，同比增长 117%，这一增长主要得益于天然气产量与销量的持续提升。综合毛利率约为 13.6%，较上年同期提升约 6.8 个百分点；实现净利润 3461 万元，同比扭亏为盈，较上年同期增加约 1.08 亿元；归母净利润为 837 万元，同样实现扭亏，较上年同期增加 7248 万元，整体盈利状况显著改善。</p> <p>在现金流表现方面，公司上半年表现尤为亮眼。经营活动产生的净现金流达 8 亿元，延续了第一季度单季度 4 亿元的良好态</p>

势。需要说明的是，经营性现金流与净利润存在较大差异，主要源于营业成本中包含约 5 亿元的折旧与摊销成本。因此，建议投资者在关注利润表的同时，可结合现金流量表的情况对公司经营状况进行分析。

截至 2025 年 6 月末，公司资金状况稳健，账面现金及理财合计约 19 亿元，可用资金充沛；资产负债率约为 59%，整体财务结构保持健康。2025 年 6 月，公司股价阶段性上涨，推动约 3800 万元面值的可转债完成转股。

分业务板块看，进入二季度后，受天然气消费淡季影响，天然气价格较一季度有所下降，开发板块与销售板块的盈利水平略有回落；而管输板块因气量增长，业绩持续提升。随着四季度进入天然气消费旺季，盈利水平预计将显著改善。

(2) 2025 年上半年的经营情况

今年上半年，公司天然气业务呈现强劲增长态势。天然气产量达 4.2 亿立方米，销量达 6.4 亿立方米，分别较 2024 年同期增长 116%和 109%，这一增幅基本符合预期。同期，天然气代输量完成 4.68 亿立方米，同比增长 85%，代输业务规模持续扩大。天然气销售价格方面，气价较上年同期持平略有提高。

勘探开发板块：

上半年，公司在开发板块取得多项关键进展：完成 31 口煤层气水平井的完钻工作，并投产 11 口；下半年新钻和已完钻井也将按计划陆续投产。值得关注的是，深层煤层气的钻井周期较 2024 年进一步缩短，水平井完井长度也基本完成 1500 米设计长度，较 2024 年也有提高。

上半年部署 2 口致密砂岩气水平井，其中 1 口已完钻并于 7 月投产，按设计完成了 1200 米水平段，砂岩钻遇率 100%，初产 12 万方。

上半年新增煤层气探明地质储量 205 亿立方米，累计备案煤层气探明地质储量达 887 亿立方米，含气面积 300 平方公里。公

司仍在继续开展煤层气外扩勘探工作。

管输板块：

上半年代输量完成 4.68 亿立方米，同比增长 85%，主要得益于去年完成的日输气量 150 万方至 300 万方改扩建工程投产，永西连接线目前基本是满负荷运行。当前，管输管线上游气源为国内最大煤岩气田——煤层气公司大吉气田，年产能超 25 亿立方米，依托其气源优势，公司正规划对永西连接线进行扩建，计划将日输气能力从 300 万方提升至 400 万，并预留额外 400 万方基础设施扩展空间。项目落地后，将进一步提升永西连接线的上载能力，持续提升供气能力，拓展天然气下游业务。

(3) 2025 年下半年发展预期

今年下半年，开发板块仍将严格按照年初制定的目标推进，即年末日产 320 万方、全年 9 亿方的产量计划。从上半年执行情况看，已实现 4.2 亿方的产量，随着下半年气井集中投产，公司将有望提前达成年产 9 亿方的目标。

管输板块方面，去年完成 300 万方/日输气能力的改扩建后，今年预计输气量将突破 9 亿方，并有望超过 10 亿方。

从开发规模与资金状况的匹配来看，公司当前整体财务状况稳健，预计今年不会新增金融负债。下一步工作重点将聚焦于优化资产负债结构及融资成本，相关工作均按计划开展，同时有序推进可转债的转股。

补贴方面，《清洁能源专项发展资金管理办法》涉及的致密气、煤层气奖补资金，预计今年下半年落地，具体金额和时间还是请大家关注公司公告。煤层气抽采企业享受的增值税先征后退政策，因公司近几年产建规模较大，进项大于销项，不需要缴纳增值税，预计 2026 年下半年至 2027 年将逐步享受这一税收优惠政策。

2、根据公司过去几年的产量变化，并结合今年下半年及明年的产量规划，预计该生产补贴政策将对公司的经营业绩产生何

种程度的影响？

回复：基于目前对政策的理解，专项资金政策补贴金额的计算过程较为复杂，根据公司自身的产量增长情况预计，补贴规模尚可。具体金额和时间还是请大家关注公司公告。

3、国家发改委于八月初发布了关于省内天然气管道运输价格机制的指导意见，应如何从整体上评估其对合并报表和业务结构的综合影响？

回复：该政策发布后已有较多投资者关注，在管输业务方面，公司的管输业务不仅包括代输，还包括对天然气的增压除杂服务。从天然气销售业务视角看，政策通过推动管道运输价格市场化与透明化，使上游开发企业能够更高效、更直接地对接下游终端用户，减少交易环节或者降低输气成本，更好地发挥公司全产业链的优势。

4、请问公司近两年产量实现显著突破，单位成本是否随产量提升而下降？若已下降，具体降幅达到何种水平？

回复：产气量上升主要从两方面带动成本下降：一是投资端，目前，单口煤层气井投资成本在年初的基础上进一步下降，不含税大约在 2900 万左右，单井生命期累产（EUR）约 5500 万方，折算新井单方投资成本（折耗）约 0.53 元。按 2024 年油气资产折耗数据计算，2024 年单方折耗约 0.85 元，随着新井的投产，总体单方折耗成本会进一步的降低。同时，水网、电网等基础设施的投运，也会进一步降低投资成本。二是生产运营端，气量增长对生产运营成本摊薄效应更为明显，由于管理成本、销售费用等三费以及人工成本、场站设备等固定资产折旧此类生产成本并不随产气量同比例增长，因此气量快速提升可大幅摊薄单位生产运营成本。从这两个维度看，公司未来方气成本仍具备下降潜力。

5、公司过去两年减值水平较高，且目前报表上仍存在较大规模的无形资产和商誉。请问公司在财务上未来将依据何种规则进行减值计提？展望未来两年，该项计提是否会对业绩产生较大

影响？

回复：截至 2024 年末，账面无形资产价值约 16 亿，已计提无形资产减值准备 6.43 亿元。系合并中海沃邦时根据中海沃邦与中石油煤层气有限责任公司签订的相关合作协议经收益法评估得出的一项可辨认的无形资产，并在整个受益期限内按产量法摊销计入营业成本。随着摊销的逐步计提，无形资产账面价值将持续降低。

6、关于公司上半年经营现金流表现优异（约 8 亿元），且现金流较为充裕的情况，想请问公司未来对这些资金的规划如何？是否将继续用于资本开支，能否介绍一下具体的资本开支计划？此外，除了生产相关投资外，公司此前曾公告考虑布局如铝土矿等新资源方向，后续是否还会推进此类投资计划？

回复：公司的资金使用规划依然集中在天然气的开发及产业链布局方向上。公司目前账面资金约 19 亿元，上半年经营净现金流 8 亿。权责发生制下，2025 年的资本性开支约在 15 亿左右，预计经营净现金基本可以覆盖。在探索其他业务领域方面，今年 6 月，公司参与了两宗矿权拍卖，最终成交价高于公司预期，但也验证了向上游资源领域拓展的方向是正确的。未来公司将继续关注相关资源出让机会，结合资金状况及天然气开发、公司经营需要，审慎做出投资决策。

7、今年上半年公司业绩同比改善明显，尤其是天然气产销量实现翻倍以上增长，但利润规模仍相对较小，仅数千万级别。请问，在气量大幅提升的背景下，当前抑制公司盈利实现爆发性增长的主要原因是什么？是否与当前单方成本仍较高、且财务上尚未充分体现有关？

回复：进入 2025 年，公司业绩已实现同比大幅提升，第一季度实现净利润 4052 万，归母净利润 2093 万。第二季度由于进入天然气消费淡季，比一季度盈利水平有所下降。随着下半年产量进一步提升，并逐步进入四季度天然气消费旺季，盈利水平预

计将会显著改善。

8、到年末时，公司在折旧计提方面会比上半年有较为明显的改善？

回复：公司每年年末会对在产气井做储量评估，根据评估结果对油气资产折耗计算公式中的“油气资产剩余储量”进行确认，预计单方折耗成本会有所下降。

9、从展望来看，这一因素对 2025 年及之后的成本影响如何？是否由于今年煤层气大规模上产，使得今年受该因素影响较为明显，而到 2026 年影响会相对减弱？

回复：该影响实为一个持续过程。正如刚才一位投资者所问及公司未来成本下降空间的问题，其实二者本质一致。目前新投井的单方投资成本约为 0.53 元/方，而根据 2024 年度油气资产折耗金额与产气量计算，单方折耗金额约在 0.85 元，随着新井的不断投产，这一数值将持续向 0.53 元/方的水平逐步趋近。

10、总的来说，公司未来的单方成本预计会持续下降，这一块长期来看还是有比较大的优化空间的。另外关于二季度的收入情况，确实如您所说受到了气价的影响。同时我们也注意到二季度的产量相比一季度略有下降——一季度是 2.1 亿方左右，二季度大概是 2 亿方出头。请问这部分产量下降的主要原因是什么呢？

回复：您的产量数字不太准确，公司两个季度的产量总体差异不大，五月份停产检修影响了约 1000 万方的产量。

11、像这类停工检修的安排，是否对公司后续的长期稳定运行具有较为重要的意义？

回复：本次检修除了例行检修的目的以外，还包括为应对年末大规模上产而进行的系统性准备工作。

12、从全年来看，公司对日产目标和总产量展望都持积极态度，能否介绍一下当前的实际日产水平如何？

回复：目前，公司日产气量总体维持在 270 万方左右。

13、目前公司日产水平约为 270 万方,而设定的年底目标是达到 320 万方,这是否意味着公司在该目标设定上采取了相对保守的策略?

回复:我们旨在为投资者提供一个合理且可靠的预期,当然公司也会全力以赴,力争实现更优的经营表现。

14、关于 13 亿方煤层气开发方案,目前与中方合作的补充协议进展如何?签署后将在销售费用、分成比例等关键条款上产生哪些具体变化?总体来看,新协议条款是否较现有条件更为优化?

回复:目前《煤层气公司临汾大吉煤层气田石楼西区块 YH45-34 井区产能建设项目开发方案》正在审核修订过程中;有关开发补充协议相关条款仍在积极磋商中,随着产量的持续提升,我们始终致力于争取优于现有条件的协议条款。

15、关于致密气产量保持较好的情况,能否详细介绍在老井挖潜和新钻井方面采用了哪些商业模式创新?特别是针对北区,公司是否有新的应对方案?

回复:在致密气老井挖潜和北区开发方面,我们主要推进两方面工作:

一是工艺创新,如压裂工艺优化、机抽排采工艺试验,目前的实验结果还不错,但还需一定时间的验证,若验证成功,成为未来增产的重要方向。

二是继续坚持煤层气兼探致密气的部署思路,最大程度降低致密气的开发风险,又兼顾致密气效益好投产效率高的特点,比如上半年部署 2 口致密砂岩气水平井,其中 1 口已完钻并于 7 月投产,按设计完成了 1200 米水平段,砂岩钻遇率 100%,初产 12 万方。

16、关于管输板块,公司今年计划将输气能力从 300 万方进一步提升,这一较大幅度提升是出于怎样的考虑?相应的资本开支规模预计是多少?扩建完成后,该板块的预期收益和利润水平

如何？

回复：目前永西连接线已处于满负荷运行状态，日均输气量已达到 300 万方。中方今年计划产量约 50 亿方，而永西连接线年输气能力为 10 亿方，未来上游生产规划完全能够支持该管线扩建需求。基于上游充足的气源保障，拟将输气能力从 300 万方/日提升至 400 万方/日，同时预留额外 400 万方的基础设施扩展空间，视气源情况添置压缩机即可。该项目资本性开支预计控制在 1 亿元以内，投资回收期预计 4-5 年。

17、山西省内近期在沁水县等地也有煤层气探矿权出让，鉴于公司在煤层气开发领域的技术能力处于民营企业第一梯队，是否会考虑借此优势向省外及周边区域进行技术输出和业务拓展？

回复：今年上半年，我们已经在和煤矿富集省份的相关煤矿企业进行了交流，这些地区在煤层气尤其深层煤层气开发方面尚未取得显著成果。双方已就开发潜力及合作意向进行了初步探讨，但目前仍处于前期交流阶段，尚未实质性推进。由于各地矿权管理及地质条件等有显著差异，我们仍需深入沟通、调研，才能做出进一步判断。

18、关于黄河引水工程，公司上半年已完成 31 口水平井的钻井工作，远超去年全年的 35 口，进度显著。目前投产环节是否主要受制于压裂用水问题？黄河引水工程的推进是否顺利？此外，由于公司区块与大集区块相邻，中方是否已将其成熟技术引入我司，公司是否正借鉴中方经验推进相关工艺？

回复：黄河引水工程目前按计划推进。与此同时，技术工程团队正在探索通过优化工艺降低压裂用液量的路径，此举具有几方面优势：一是减少压裂用液量，降低液体短时间大规模的供应压力；二是降低液体成本，提升压裂效率；三是由于用液量的减少，能够加快返排速度，缩短从压裂完成到进站的周期，提升气井投产效率。公司目前正在开展相关实验，目前正在收集数据。

	<p>若试验成功，将有效推动开发成本下降和投产效率提升。公司与中方始终保持密切的沟通交流，及时吸收并反馈最新的实验成果及技术思路。</p> <p>19、关于公司目前的股权转让事项，当前进展到哪一阶段了？</p> <p>回复：目前相关工作仍在推进过程中，请关注公司后续公告。</p> <p>20、公司现金流大幅增加的具体原因？同时，本期投资活动现金流转为正值的具体原因是什么？</p> <p>回复：现金流增长主要源于产销量增加带来的营业收入增加，而开发板块营业成本中约 70%为折旧摊销这类非付现成本。投资活动现金流方面，去年为负主要因理财支出较多，而本期为理财净回收，并非构建油气资产、固定资产支出的影响。</p> <p>21、在未来一段时间内，公司经营活动产生的现金流量是否能够覆盖开发板块所需的资本支出？</p> <p>回复：权责发生制下，2025 年的资本性开支约在 15 亿左右，上半年购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金约为 5 亿元，无论从权责制和现金流口径，全年经营净现金流预计能够覆盖全年资本开支所需的现金支出。</p>
附件清单(如有)	无
日期	2025-09-01