

## 关于

《关于对上海沃施园艺股份有限公司的重组问询函》的回  
复

信会师函字[2018]第ZA557号

深圳证券交易所创业板公司管理部:

立信会计师事务所(特殊普通合伙)(以下简称“会计师”或“我们”)于2018年9月27日收到贵部《创业板许可类重组问询函【2018】第40号》(以下简称“《问询函》”)。根据问询函要求,我们对反馈意见的下列问题进行了专项核查,具体回复如下:

## 二、关于标的资产评估

1、草案显示,本次交易标的公司100%股权的交易价格为45亿元,截至评估基准日2017年12月31日,标的公司评估值41.6亿元,增值率为269.70%。标的公司预测2018年至2020年产气量分别为7.74亿方、9.23亿方、10.74亿方。此外,本次交易对标的公司与中油煤签署的《合作合同》进行了评估,体现为无形资产——合同权益增值26亿元,该合同权益也是基于未来的产气量进行的评估。请你公司就以下事项进行说明:

(1) 本次收益法评估的具体过程,评估时选取的折现率等参数是否合理;评估期间产气量的预测情况,结合未来生产计划及对应的资本开支说明产气量的预测是否谨慎;结合以销定产的业务模式、在手订单、现有客户的消纳能力,说明预测的产气量能否实现销售;评估期间预测产气量的变动情况是否与预测净利润的变动幅度一致,预测毛利率、期间费用率、净利率是否合理;结合行业发展情况、主要竞争对手或可比公司经营情况、未来生产计划、在手订单等披露营业收入预测的合理性及判断依据;

(2) 同样基于未来天然气销售利润进行评估,本次交易合同权益估值与标的公司估值产生较大差异的原因及合理性;交易完成后合同权益的摊销方式,预计每年对合并报表净利润的影响;在考核业绩承诺的实现情况时,标的公司的业绩是否需要扣除合同权益的摊销,如否,请说明原因及合理性;

(3) 标的公司与中油煤所签订的《合作合同》剩余有效期,《合作合同》是否存在中途终止的风险;你公司在对标的公司评估时是否考虑到上述因素。

请独立财务顾问、评估师、会计师核查并发表意见。

二 1、(1) 本次收益法评估的具体过程,评估时选取的折现率等参数是否合理;评估期间产气量的预测情况,结合未来生产计划及对应的资本开支说明产气量的预测是否谨慎;结合以销定产的业务模式、在手订单、现有客户的消纳能力,说明预测的产气量能否实现销售;评估期间预测产气量的变动情况是否与预测净利润的变动幅度一致,预测毛利率、期间费用率、净利率是否合理;结合行业发展情况、主要竞争对手或可比公司经营情况、未来生产计划、在手订单等披露营业收入预测的合理性及判断依据;

回复:

### 一、本次收益法评估时选取的折现率参数

由于中海沃邦为非上市公司,其折现率不能直接计算获得。因此本次评估采用选取对比公司进行分析计算的方法估算被评估企业期望投资回报率。

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 $\beta$ ;第二步,根据对比公司平均资本结构、对比公司 $\beta$ 以及被评估公司资本结构估算被评估企业的期望投资回报率,并以此作为折现率。

由于本次评估采用股权自由现金流量,为保持现金流量和折现率口径匹配,故采用资本资产定价模型(CAPM)确定折现率,即权益资本报酬率。

通过对同行业并购案例分析和特定风险 $\epsilon$ 分析两方面对收益法的折现率进行了复核:

#### (一) 同行业并购案例分析

近年来,同行业并购案例对比分析具体如下:

序号	上市公司	标的公司	标的主营业务	权益资本成本	加权资本成本
1	ST 煤气	蓝焰煤层气	蓝焰煤层气专业从事煤矿瓦斯治理及煤层气勘探、开发与利用业务。	13.22	11.16
2	新潮能源	鼎亮汇通	鼎亮汇通主要业务为通过控股子公司在美国德克萨斯州地区从事石油与天然气的勘探、开采与销售业务。	10.68	10.60
	平均值			<b>11.95</b>	<b>10.88</b>
	沃施股份	中海沃邦	天然气勘探、开采、销售	9.70	9.40

新潮能源并购标的位于美国,选用的回报率参数为国外参数,评估参数选择不具备可比性。ST 煤气的并购标的为山西蓝焰煤层气集团有限责任公司,其主营业务为煤层气的勘探、

施工、抽采、销售、技术服务等，与中海沃邦存在一定可比性。

从技术成熟度、基础设施配套度、开采工艺复杂度、天然气生产难度上对比，中海沃邦所属的致密砂岩气都小于蓝焰煤层气，因此其特定风险  $\varepsilon$  也低于蓝焰煤层气。

中海沃邦的贝塔系数及企业特定风险都低于蓝焰煤层气，最终导致中海沃邦股东权益资本报酬率低于蓝焰煤层气。

## （二）企业特定风险 $\varepsilon$ 的复核

对企业特定风险进行了筛选，对主要面临的风险进行复核分析，具体如下：

### 1、替代产品的市场竞争风险

在我国一次能源消费市场中，煤炭、石油与天然气互为替代产品，产品功能范围和客户群体范围存在一定的重合，市场竞争较为激烈。尽管天然气与煤炭、石油相比具有清洁高效的优点，但煤炭、石油等替代产品的价格波动、供求关系变化仍将影响我国一次能源市场的竞争格局，天然气产品的市场份额存在被替代产品挤压的风险。与同行业上市公司多元化的产业结构相比，中海沃邦会面临产品被替代的市场竞争风险，但天然气相对煤炭、石油对环境污染程度小，在国家大力推广使用天然气的背景下，中海沃邦面临产品被替代的风险相对较小。

### 2、单一合作方依赖的风险

中海沃邦天然气勘探、开发、生产、销售业务基于与中油煤签订的《合作合同》，且中油煤是中海沃邦唯一的业务合作方，尽管中海沃邦与中油煤建立了长期稳定的合作关系，但无法排除中油煤因产业政策、自身经营业务变化或与中海沃邦合作关系发生重大不利变化，使得合作双方需对合作合同作出重大调整对中海沃邦经营业绩产生重大影响的可能性。因此，对中油煤进行了访谈及函证，通过上述程序了解，中油煤承诺会一如既往的履行双方签署的合作合同及修改协议中的有关约定，依法合规管理石楼西项目。同时在访谈中了解到目前国内对天然气存在巨大的需求量，中油煤积极鼓励中海沃邦在合规的情况下积极提高产量。经过上述程序，判断该类风险发生的可能性相对较小。

### 3、天然气储量勘查及开采具有不确定的风险

石楼西区块天然气资源的勘查面积共计 1,524 平方公里。截至 2017 年 12 月 31 日，石楼西区块已取得国土资源部备案的探明地质储量 1,276 亿方、技术可采储量 610 亿方、经济可采储量 443 亿方（前述含气面积合计 928 平方公里），大部分面积的储量已经探明。对于部分尚未探明储量的区域，中海沃邦在上述区域内获取的新增探明储量具有一定的不确定性。但本次评估仅将永和 45 及永和 18 井区纳入盈利预测范围，纳入盈利预测范围的气田已



探明储量且经过国土资源部备案，永和 18 井区已获得了采矿许可证，永和 45 井区已获得了试采证，且上述两个井区已投产并形成了一定的产气规模，因此上述两个井区面临储量勘查及开采的不确定性的风险相对较低。对于尚未编制具体开发方案的 30 井区及剩余 596 平方公里未探明储量的区域，本次评估并未将其纳入盈利预测范围，无需对其考虑额外的特定风险。

#### 4、探明储量与实际开采量存在差异的风险

石楼西区块永和 18 井区、永和 30 井区、永和 45 井区的储量评估报告已经过国土资源部矿产资源评审中心石油天然气专业办公室审查，并经国土资源部备案。石楼西区块的天然气储量风险可控程度较高，储量的不确定风险较小。

#### 5、取得永和 45-永和 18 井区天然气采矿许可证的风险

根据相关规定，开发方案需经国家能源局备案后，向国土资源部申请采矿许可证。截至本回复出具之日，《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区  $12 \times 10^8 \text{m}^3/\text{年}$  开发方案》已经取得国家能源局的备案，将依法向国土资源部申请永和 45-永和 18 井区的采矿许可证。中介机构就该事项也对中油煤进行了访谈了解，并就后续审核进度进行了了解，认为取得永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米/年的采矿许可证无实质性障碍，风险较低。

根据上述分析，中海沃邦相对同行业收购案例存在一定的特定风险，但总体的特定风险相对较小，因此，本次评估综合特定风险调整系数选取 1.00%，最终计算的股东权益资本报酬率为 9.7%

## 二、产气量的预测

### （一）未来生产计划

由于已投产的油气开发井控制的储量有限，且每口井随着储气量的开采，其日产量会逐渐递减。因此，为了维持产能的扩张，中海沃邦在未来年度需要不断的投资布井来提升及维持年产气量。

在确认经济的布井指标后，根据永和 45-永和 18 井区地址特点，结合周边气田的开发情况，对该井区进行合理的开发部署，并对地质特点将进区开发井划分为 3 类，分别为：富集区水平井（地质情况最好，水平段贯穿的含气土层较厚，含有较高的储量）、次富集区水平井、垂直井。

在确定上述参数后，结合地质情况和历史生产数据，对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。然后结合布井计划和生产需要，以及结合本次评估的假设前提，编制水平井、垂直井布井投产计划。最后，根据年投产井数和不同类别井的

年产量拟合曲线计算确认年产量，预测产气量如下：

预测年	年产量（万立方米）	增长率
2018年	77,381.29	21.74%
2019年	92,334.20	19.32%
2020年	107,388.26	16.30%
2021年	120,446.07	12.16%
2022年	124,430.98	3.31%
2023-2032年	1,535,922.06	-
合计	<b>2,057,902.86</b>	-

2017年至2021年为扩产期，产能随着布井和投产逐年上升，在2021年后由于行政许可的上限为12亿立方米/年的产量限制，未考虑继续的扩产投资，后续维持产气量稳产约12年，随后随着区块开发的基本饱和和产气量逐年下降进入衰退期。最后在合作合同到期年累计开采天然气约218.01亿立方米，在合理的经济可采储量范围内。

## （二）资本性支出

新增性资本性支出主要指企业为了达到产能要求而需新投入的固定资产，根据中海沃邦预测本次新增性资本性支出主要含2个部分，分别为油气资产支出和地面工程支出。

根据上述未来生产计划，并结合不同井型、不同富集程度区域的气井的造价，中海沃邦对预测期内的新增性资本性支出进行了预测。

## 三、产气量最终实现销售的预测

中海沃邦是一家主要从事天然气的勘探、开发和生产的企业，其主要产品为管道天然气，管道天然气主要通过管道输送的方式进行销售，不利于企业进行保存，因此，影响企业销量的主要原因有两点。第一为供需情况，即下游企业需求不够旺盛，会影响上游企业的产气量。第二为管道配套措施情况，如配送的长输管网没有建设完毕，天然气的销售就会局限于局部地区，局部地区的需求存在一定上限，从而影响天然气的产量。

### （一）供需情况

2017年，全国天然气总缺口超过113亿方，2021年缺口超过300亿方，届时，用气高峰时段每天的缺口可能就达到2亿方。天然气价格的上调，一定程度上反映了国内天然气市场资源的供不应求。出现供不应求现状的主要矛盾是天然气上游供应不能够满足快速增长的下游需求。

因此，要维持天然气市场供需平衡和价格稳定，一个重要措施就是增加供给。在天然气

消费需求保持旺盛的情况下，为了市场平衡稳定，增加供应就成了必须面对且需要解决的问题。

目前，不少气田也步入了满负荷生产状态。2017年12月3日，青海油田天然气日产量攀升至1870万立方米。涩北、东坪、马仙三大气田比去年同期提前10天进入满负荷生产状态。

根据上述分析，目前国内天然气需求旺盛，呈现供不应求的状态，只要中海沃邦能提高产能，解决产量问题，其天然气的销量不会受到市场的限制。

## （二）管网配套情况

石楼西区块面积1524.34km<sup>2</sup>，位于鄂尔多斯盆地，处于山西省永和县、石楼县和隰县境内。黎-永高速公路横跨石楼西区块永和45-永和18井区，248、328省道通过永和45-永和18井区，交通条件便捷。临管线、西气东输管线穿过本区，是本区块内最大的长输管线。

2016年，中海沃邦与河北昆仑合作，修建8.5Km联络线，建设增压站，通过87#阀室上载西气东输一线管道，上载能力可满足1000万方/天能力。解决了天然气开采后的集输问题，为区内天然气在省内与出省销售奠定了基础。

综合需求供给和管网配套情况分析，只要中海沃邦能提高产能，解决产量问题，其天然气的销量不会受到市场和配套情况的限制。

从现有客户和在手订单两方面进来看，中海沃邦目前的主要终端客户有三家，分别为山西天然气、山西燃产、河北昆仑，并签订了相应的销售合同。上述三家终端客户为山西省及国家西气东输项目重要的天然气需求方，需求稳定并呈现增长趋势。

四、评估期间预测产气量的变动情况和净利润的变动幅度呈正相关及毛利率、期间费用率、净利率的预测。

### （一）评估期间预测产气量的变动与净利润变动呈正相关

业绩承诺期间内预测产气量的变动情况和净利润的变动幅度统计如下：

单位：万元：

年份	2018	2019	2020	2021	2022
年产气量	77,381.29	92,334.20	107,388.26	120,446.07	124,430.98
与上年变动幅度		19.32%	16.30%	12.16%	3.31%
净利润	36,333.41	45,585.44	55,408.09	64,683.27	67,302.09
与上年变动幅度		25.46%	21.55%	16.74%	4.05%
年份	2023	2024	2025	2026	2027
年产气量	121,847.33	125,431.23	122,379.41	123,750.11	122,296.05
与上年变动幅度	-2.08%	2.94%	-2.43%	1.12%	-1.18%



净利润	52,912.37	53,361.05	49,571.72	46,536.06	44,291.31
与上年变动幅度	-21.38%	0.85%	-7.10%	-6.12%	-4.82%
<b>年份</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>
年产气量	124,942.97	124,787.88	123,521.64	122,281.28	121,518.14
与上年变动幅度	2.16%	-0.12%	-1.01%	-1.00%	-0.62%
净利润	44,119.48	42,993.82	41,734.12	40,655.16	40,604.30
与上年变动幅度	-0.39%	-2.55%	-2.93%	-2.59%	-0.13%
<b>年份</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>
年产气量	102,964.94	73,282.19	54,222.66	40,984.60	31,711.63
与上年变动幅度	-15.27%	-28.83%	-26.01%	-24.41%	-22.63%
净利润	31,834.32	17,301.08	8,699.56	2,726.66	-7,621.57
与上年变动幅度	-21.60%	-45.65%	-49.72%	-68.66%	-379.52%

由上表可知，未来年度内年产气量和净利润之间，随着产气量提高，净利润也显著提高，两者之间是呈正相关的。

## （二）毛利率、期间费用率和净利率的预测

中海沃邦在未来预测期内的毛利率、期间费用率和净利率等各项财务指标的具体情况如下：

年份	2018	2019	2020
毛利率	70.00%	71.04%	72.94%
期间费用率	15.50%	14.31%	13.87%
净利率	35.81%	37.65%	39.35%

### 1、毛利率的预测

中海沃邦在预测期内毛利率如下：

年份	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
毛利率	70.00%	71.04%	72.94%	74.30%	74.97%
年份	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
毛利率	70.84%	69.95%	67.28%	64.90%	63.19%
年份	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>
毛利率	62.10%	61.18%	60.52%	60.00%	60.29%
年份	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>
毛利率	59.24%	54.76%	49.86%	43.84%	20.34%

中海沃邦在预测期内毛利率水平在前15个年度都保持在60%-75%之间，主要原因包括：

（1）中海沃邦对石楼西区块地质研究透彻，开采技术的应用更适宜石楼西区块，单方开采成本较低，因此能维持较高的毛利率。

（2）签订《合作合同》时储量尚未探明，中海沃邦作为合同者承担了较高的勘探、开发风险，符合天然气行业高风险高收入的特征。

(3) 毛利率从70%上升到74.97%的主要原因是中海沃邦已投产气井中部分前期气井造价较高,而随着中海沃邦对石楼西地块地质情况的更加深入了解、工艺的提升及采用的招标投标竞争采购模式,使得相关的勘探支出逐步下降,气井造价有所下降。现有投产井的产能贡献仍能维持1-2年,随着未来成本较低的单井的增多,其单位折耗贡献会有所提高,毛利率在2023年前会略有上升。2023年起由于富集区气井基本布局完毕,转入次富集区,单井贡献相比下降,导致毛利率下降。2033年起由于地块开采基本完毕,逐步转入衰退期,产能开始下滑,导致毛利率萎缩。

## 2、期间费用率的预测

预测期内的期间费用包括了营业费用、管理费用和财务费用,具体分析过程如下:

### (1) 营业费用分析预测

#### 1) 管输费

根据中石油煤层气有限责任公司与各客户签署的销售合同,管输费价格为0.1元/m<sup>3</sup>(含增值税进项税11%),中石油煤层气有限公司与中海沃邦根据各自的分成比例承担当期扣除增值税后的管输费。

#### 2) 销售管理费

由于中海沃邦天然气的销售全部由中石油煤层气有限责任公司对外负责,因此根据中海沃邦与中石油煤层气有限责任公司签署的合作协议15.4约定为补偿煤层气公司在开拓下游销售市场、协调运行等方面所发生的成本和支出,合同者应将其所获得的天然气产品销售收入(税后)的3%作为销售管理费支付给煤层气公司(含增值税进项税6%)。因此,未来预测按合同约定的比例进行计算。

### (2) 管理费用分析预测

主要管理费用类别预测方法如下:

#### 1) 折旧

管理费用中的折旧主要是办公家具及其他电子类固定资产的折旧,该类费用未来无需扩大规模,因此维持历史水平进行预测。

#### 2) 工资福利费

管理费用中的工资主要是中海沃邦各职能部门职工的工资,中介机构对人事部门相关负责人进行了访谈,了解了企业职工薪酬的管理办法,查看企业管理层对职工各职位及级别的基本工资及绩效考核制度。根据了解,中海沃邦现有职工工资分为两部分组成:一部分为岗



位级别工资，根据员工的岗位级别逐级发放工资，考虑到公司管理及人力资源的效率，一般每一个岗位级别的人员数量有上限，如无特殊情不会新增岗位级别；一部分为绩效工资，根据员工当年的表现评级，考核后确定是否上涨绩效工资。根据人事部介绍中海沃邦的平均工资基数较高，截至评估基准日的人均工资水平约为1.73万元左右，已远高于太原当地的平均工资水平，因此后续的岗位级别上涨和绩效工资上涨的比例较低，因此未来如无大规模扩充人员的情况时，其工资的上涨幅度约为5%左右。中介机构与管理层沟通了解，目前的组织架构基本较为满意，该类别的职工人数一般不会有较大的变化，因此未来盈利预测按5%的上涨幅度进行计算，在2023年左右绩效工资级别将逐步达到上限后，未来维持3%的工资上涨幅度。

### 3) 办公场所租赁费

中海沃邦在太原市和北京市租赁了两处办公场所，未来每年预计1%的上涨幅度。

### 4) 土地使用费及补偿费

中海沃邦的永和45-永和18井区占用的当地村民集体用地，因此需按年支付给当地村民一定的土地使用费及补偿费，管理层预计该类费用未来将按1%的幅度上涨。

### (3) 财务费用预测具有合理性

中海沃邦未来需要扩产投资增加其天然气产能，且在天然气产能达到国家批准的上限后为了维持稳产，每年仍需不断的布井来维持规模，因此根据开发方案，中海沃邦未来仍有较大的固定资产投资。

根据中海沃邦于2017年11月经过一次增资，共增加了货币资金4.5亿元，解决了中海沃邦一定程度上的现金流资金问题。因此管理层预测暂时无增加借款的计划，未来逐年偿还1,800.00万元贷款，在经营期末全部还清。

由于中海沃邦属于重资产投资，存在一定的资本化利息。根据了解，未来年度中海沃邦水平井的平均投资为2200万一口，合理完钻时间约为3个月，根据该口径计算的资本化利息约为20万一口；垂直井由于投资额及完钻时间较短，资本化利息忽略不计；集气站工程、管网配套工程、道路工程等根据当年的在建工程平均投资额余额和贷款利率计算资本化利息。除上述资本化利息外的剩余利息支出，按费用化口径计算财务费用-利息支出。

中海沃邦未来年度手续费按历史情况进行预测；未来年度利息收入金额较小忽略不计。

### (三) 净利率

结合上述毛利率与期间费用率的分析，预测期内标的企业的预测净利率平均在 28%左右。

## 五、营业收入预测

通过对行业发展情况、主要竞争对手或同行业公司经营情况、未来生产计划、在手订单等方面对中海沃邦预测营业收入进行了复核分析，具体情况如下：

### （一）行业发展情况

以煤炭为主的能源消费结构对于我国的经济发展具有重要贡献，与此同时，也带来了许多负面效应，诸如环境污染，资源利用率低下等问题。相对于煤炭、石油而言，天然气是一种优质、高效、清洁的能源，加快天然气产业发展，提高天然气在一次能源消费中的比重，已成为我国能源消费结构优化的重要目标。国家陆续出台《天然气发展“十三五”规划》、《加快推进天然气利用的意见》等文件，支持鼓励我国天然气行业的发展。

随着我国经济持续平稳发展，工业化和城镇化进程加快，能源需求将持续增长。我国能源消费以煤炭为主，石油、天然气及水电、核电、风电占据一定比例。据国家统计局数据，2015年，煤炭消费量占据能源消费总量的64%，石油消费量占据能源消费总量的18%，天然气消费量仅占据能源消费总量的6%。目前全球天然气消费比例平均水平为24%，我国能源消费结构中天然气比重远低于世界平均水平。从能源消费结构数据来看，天然气消费比重具有较大提升空间。

### （二）主要竞争对手或同行业公司经营情况

1、同行业上市公司经营情况如下：

证券代码	证券名称	销售毛利率%	销售净利率%	ROE%	ROA%
600028.SH	中国石化	19.90	2.98	7.10	4.54
600256.SH	广汇能源	37.79	6.03	5.76	1.11
600777.SH	新潮能源	51.99	24.07	3.85	2.82
600759.SH	洲际油气	54.49	-3.39	-4.24	-0.57
000968.SZ	蓝焰控股	34.04	24.97	21.59	7.00
601857.SH	中国石油	21.41	1.82	1.91	1.53
	中海沃邦	75.06	40.23	13.40	41.71

注：数据来源：同花顺 iFinD、上市公司选用 2017 年年度报告数据

根据上述数据，中海沃邦的经营情况好于同行业公司，主要系虽然同行业公司属于石油及天然气开采业，但由于上市公司业务结构多元化，其各类业务的毛利率均不相同，而其中开采的毛利率最高，而中海沃邦相对上市公司业务较为单一，只有天然气勘探开发一个版块，因此其财务数据会高于同行业上市公司。

## 2、周边主要竞争对手经营情况

中海沃邦所属的石楼西区块周边主要有数个煤层气区块，分别是石楼北煤层气区块、石楼南煤层气区块、大宁-吉县煤层气区块和三交煤层气合作项目。从周边区块调研了解的产能情况如下：

中油煤临汾分公司是中油煤在山西设立的分公司，在山西有一个区块，大宁-吉县煤层气区块。2016年9月，中油煤临汾分公司提交了煤层气探明储量222.31亿方，叠合面积101.60平方公里。2016年11月，完成了煤层气3亿方开发方案编制（含一体化试采）。目前投产井90口，日产气量100万方。

中油煤忻州分公司是中油煤在山西设立的分公司，在山西省有两个区块，分别为保德区块和石楼北区块。保德区块已建成7.7亿方产能，排采井839口，其中见套压井797口，产气井676口，日产气量155.33万方；石楼北区块已建成排采井12口，产气井6口，日产气量6640方，还处于排水降压阶段，其中4口井历史产量超过1000方。

三交煤层气合作项目：三交项目2017年完成新建产能1.6亿方、产销6500/5000万方。目前，三交区块产能建设区见套压井86口，产气井78口，日产气量由年初20.3万方稳步提升至21.1万方。日产气量大于8000方的井10口，最高单井日产气量为1.4万方。

中海沃邦目前建成产能6亿方，开发井共计79口，其中：水平井39口，垂直井（含定向井）40口，日单井平均产气量约为3万方。与上述区块相比，石楼西区块周边的区块生产规模、市场份额都低于中海沃邦。随着中海沃邦持续的资本投入和勘探生产技术的不断提高，盈利也将持续提高。

## 3、在手订单情况

中海沃邦目前的主要终端客户有三家，分别为山西天然气、山西燃产、河北昆仑，并签订了相应的销售合同。上述三家终端客户为山西省及国家西气东输项目重要的天然气需求方，需求稳定并呈现增长趋势。

## 六、会计师对于上述收益法评估参数的选取及各项预测的复核情况

会计师就评估中各项预测对中海沃邦管理层进行了相关访谈确认，针对合作合同执行情况对中油煤进行了访谈及函证，并对评估报告涉及的出具企业资质、签字估价人员资质、历史执业记录及评估方法等对评估机构进行了相关访谈和了解，对收益法评估参数的选取、各项预测及会计政策的运用进行了复核。经上述核查，会计师未发现评估时选取的各项参数及预测存在重大不合理性。



二 1、(2) 同样基于未来天然气销售利润进行评估，本次交易合同权益估值与标的公司估值产生较大差异的原因及合理性；交易完成后合同权益的摊销方式，预计每年对合并报表净利润的影响；在考核业绩承诺的实现情况时，标的公司的业绩是否需要扣除合同权益的摊销，如否，请说明原因及合理性；

回复：

#### 一、合同权益估值与企业整体估值产生较大差异的原因及合理性

本次评估中，对合同权益单项资产的估值为 260,000.00 万元，而合同权益评估作为资产基础法的一部分，在采用资产基础法评估时，除了该部分合同权益价值外，还应包括企业各分项资产价值和负债。按照资产基础法评估，中海沃邦在基准日市场状况下股东全部权益价值评估值为 372,537.83 万元，增值额 260,015.45 万元，增值率 231.08%。采用收益法评估，中海沃邦在各项假设条件下股东全部权益价值评估值 416,000.00 万元，增值额 303,477.62 万元，增值率 269.70%。二种评估方法的评估结果差异 43,462.17 万元，差异率 10.45%。资产基础法是指在合理评估企业各分项资产价值和负债的基础上确定评估对象价值的评估思路，即将构成企业的各种要素资产的评估值加总减去负债评估值求得企业股东权益价值的方法。而收益法是从企业的未来获利能力角度出发，反映了企业各项资产的综合获利能力。两种方法的估值对企业价值的显化范畴不同，企业拥有的经营资质、服务平台、研发能力、管理团队等不可确指的商誉等无形资产难以在资产基础法中逐一计量和量化反映，而收益法则能够客观、全面的反映中海沃邦的内在价值。因此造成两种方法评估结果存在一定的差异，该部分差异即为不可辨识的无形资产。而不可辨识的无形资产根据目前的通用评估方法，无法在资产基础法中辨识及估算，故形成上述资产基础法评估值与收益法评估值之间的商誉差异。

另一方面，从整体收益法和合同权益单项资产评估时的现金流量和折现率分析，虽然同样以 18-45 井区未来的天然气销售利润作为计算基础，但当《合作合同》作为一项单项资产评估时，两者存在一定的差异。

首先，企业整体收益法的现金流由企业全部资产贡献所提供，而单项无形资产评估时，需要在企业整体现金流量中剔除掉其余资产的贡献部分，包括营运资金贡献、油气资产贡献、固定资产贡献、长期资产贡献、组合劳动力贡献等。在剔除其余资产贡献后，合同权益的现金流贡献会小于企业整体贡献。2018 年-2022 年具体情况如下：

单位：万元

合同权益	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
净利润	36,333.41	45,585.44	55,408.09	64,683.27	67,302.09
所得税	12,190.36	15,275.98	18,551.12	21,643.78	22,517.65
利息支出	1,606.60	1,608.14	1,877.66	1,619.29	1,694.77

合同权益	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年
EBIT	50,130.37	62,469.56	75,836.87	87,946.34	91,514.51
折旧摊销	23,079.40	28,630.13	31,386.85	33,790.56	33,937.91
EBITDA	73,209.77	91,099.69	107,223.72	121,736.90	125,452.42
资本性支出	2,365.69	25,023.84	20,166.51	48,660.85	20,364.18
EBITDA-资本性支出	70,844.08	66,075.85	87,057.21	73,076.05	105,088.24
其他资产贡献	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年
油气资产贡献	26,085.45	28,422.80	25,292.36	21,274.30	16,286.33
固定资产贡献	3,253.98	4,222.10	4,817.77	5,137.19	5,203.99
长期资产贡献	65.20	65.20	65.20	65.20	65.20
营运资金贡献	1,104.15	1,304.83	1,515.20	1,694.89	1,752.59
组合劳动力贡献	287.24	305.77	322.33	337.79	354.02
合同权益贡献	40,048.07	31,755.15	55,044.33	44,566.68	81,426.12
所得税率	25%	25%	25%	25%	25%
税后合同权益贡献	30,036.05	23,816.36	41,283.25	33,425.01	61,069.59

其次企业整体运营的风险是由各个资产组成部分的风险组成，即各项资产的风险合理加权产生的 WACC，而各项资产作为单项资产其各自承担的风险均不同，例如营运资金等流动性较高的资产，其风险一般低于企业整体风险。而合同权益作为一项无形资产，其管理运营的风险一般将显著高于一家运营稳定、团队专业、管理规范的自然气产销企业，即合同权益单项评估时的折现率略高于企业整体价值评估的折现率，本次评估时企业整体收益法的折现率差异如下：

年份	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年
整体收益法 Rd	7.47%	7.47%	7.47%	7.47%	7.47%
整体收益法 Re	9.70%	9.70%	9.70%	9.60%	9.60%
整体收益法 Wd	7.78%	7.41%	7.04%	6.66%	6.29%
整体收益法 We	92.22%	92.59%	92.96%	93.34%	93.71%
整体收益法 WACC	9.38%	9.40%	9.41%	9.33%	9.35%
合同权益个别风险	2%	2%	2%	2%	2%
合同权益折现率	11.38%	11.40%	11.41%	11.33%	11.35%

由于合同权益作为单项资产其现金流贡献和折现率与企业整体收益法存在一定差异，故收益法和资产基础法的评估值产生差异。这部分差异正是中海沃邦所拥有的专业、成熟管理团队带来的商誉价值。商誉价值为不可辨识资产，无法在资产基础法中将其评定估算，而商誉价值又是企业价值不可分割的组成部分。

综上，经核实收益法和资产基础法中合同权益的计算逻辑与过程，整体收益法与资产基础法间的差异率为 10.45%，差异率较小，故本次合同权益估值与企业整体估值具备合理性。

## 二、合同权益的摊销方法及对合并净利润的影响

### 1、合同权益的摊销方式

由于合同权益价值的评估主要以 2018 年至 2037 年预估的天然气开采量为基础计算，因

此本次交易完成后合同权益的摊销将根据后续年度的实际开采量计算确定，即每年合同权益年摊销金额=（合同权益原值-累计摊销金额）\*当年实际开采量/（2018年至2037年预估的天然气开采量-累计已摊销期间实际开采量）。摊销计入当年的营业成本。



2、预计每年对合并报表净利润的影响

单位：万元/万立方米

项目 \ 年份	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年
年度预计开采量	77,554.73	92,262.62	107,350.70	120,424.63	124,417.94	121,838.98	125,425.66	122,375.57	123,747.39	122,294.06
年初剩余预计总产量	2,057,902.86	1,980,348.13	1,888,085.51	1,780,734.81	1,660,310.18	1,535,892.24	1,414,053.26	1,288,627.60	1,166,252.03	1,042,504.64
年初累计摊销金额	-	9,798.44	21,455.10	35,018.02	50,232.74	65,951.98	81,345.38	97,191.94	112,653.14	128,287.66
本年度摊销金额	9,798.44	11,656.66	13,562.92	15,214.71	15,719.24	15,393.41	15,846.56	15,461.20	15,634.52	15,450.90
所得税影响	2,449.61	2,914.17	3,390.73	3,803.68	3,929.81	3,848.35	3,961.64	3,865.30	3,908.63	3,862.73
对净利润的影响	7,348.83	8,742.50	10,172.19	11,411.04	11,789.43	11,545.06	11,884.92	11,595.90	11,725.89	11,588.18

项目 \ 年份	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年
年度预计开采量	124,941.50	124,786.76	123,520.78	122,280.61	121,517.61	102,964.52	73,281.85	54,222.38	40,983.47	31,711.09
年初剩余预计总产量	920,210.58	795,269.08	670,482.31	546,961.53	424,680.93	303,163.31	200,198.79	126,916.94	72,694.56	31,711.09
年初累计摊销金额	143,738.56	159,523.95	175,289.78	190,895.67	206,344.87	221,697.68	234,706.44	243,965.03	250,815.61	255,993.55
本年度摊销金额	15,785.39	15,765.84	15,605.89	15,449.20	15,352.80	13,008.77	9,258.59	6,850.58	5,177.94	4,006.45
所得税影响	3,946.35	3,941.46	3,901.47	3,862.30	3,838.20	3,252.19	2,314.65	1,712.64	1,294.49	1,001.61
对净利润的影响	11,839.04	11,824.38	11,704.42	11,586.90	11,514.60	9,756.57	6,943.94	5,137.93	3,883.46	3,004.84

经交易各方友好协商，在考核业绩承诺的实现情况时，中海沃邦的业绩不扣除合同权益的摊销的影响。

二 1、(3) 标的公司与中油煤所签订的《合作合同》剩余有效期，《合作合同》是否存在中途终止的风险；你公司在对标的公司评估时是否考虑到上述因素。

回复：

#### 一、《合作合同》提前终止情形的可能性较低，合同的执行不存在重大不确定性

2009年8月13日，中海沃邦与中油煤签署了《合作合同》，约定中海沃邦与中油煤合作开发石楼西区块，中油煤拥有在石楼西区块开采天然气资源的许可，由中海沃邦提供合作开采的资金，并作为石楼西区项目的作业方，使用其适用而先进的技术和经营管理经验进行石楼西区块勘探、开发。合同预定合同期限自合同开始执行之日（即2009年8月13日）起，不得超过30个连续合同年。合同期限包括勘探期、开发期和生产期。截至本回复出具日，《合作合同》剩余有效期为19年。

《合作合同》终止条款中第 1 至 5 条为合作区域内没有发现商业气田或商业气田生产期结束的合同自然终止的情形，上述情形除自然终止情形外的其他情形发生可能性较低；第 6 条为有管辖权的法院判定终止的情形，中海沃邦与中油煤的合作关系密切且稳定，不存在任何纠纷、争议及诉讼情况；第 7 至 8 条为由于中海沃邦严重违约，并在规定期限内拒不改正致使合同终止的情形，中海沃邦已与中油煤合作多年且合作关系稳定良好，根据中油煤的访谈记录，中海沃邦与中油煤目前不存在违约或合同终止的情形，未来出现该情况可能性较低。综上，中海沃邦与中油煤发生《合作合同》中约定的提前终止情形的可能性较低。

虽然中海沃邦与中油煤发生《合作合同》中约定的提前终止情形的可能性较低，但不排除由于合作开发天然气的相关政策变化，给《合作合同》的执行带来负面影响，因此，公司已在报告书中对相关合作风险进行了重大风险提示。

目前石楼西项目履行情况正常，后续双方将继续按照《合作合同》、《合作合同修改协议》的有关约定执行合作勘探开发。

中海沃邦与中油煤《合作合同》的签署不属于法定招标的情形，系双方协商、意思自治的结果，《合作合同》、《合作合同修改协议》的签署履行了中油煤的内部审批程序，并获得了矿业权人中国石油的授权认可，《合作合同》、《合作合同修改协议》不存在违反《合同法》第五十二条规定法定无效的情形。

综上，本次评估已在折现率的特定风险中考虑了上述风险，但根据已签署的合同内容

与目前的合同执行情况，该《合作合同》中途终止的可能性较低。

## 五、关于标的公司业务与财务

3、草案显示，截止 2018 年 6 月 30 日，标的公司资产总计 25.22 亿元，其中在建工程与油气资产合计 19.27 亿元。请你公司就以下事项进行说明：

(1) 油气资产与在建工程的确认依据、资本化条件、后续计量方式，油气资产每年折耗金额对净利润的具体影响；

(2) 标的公司钻井勘探支出的资本化、费用化情况；结合标的公司目前的油井数量、单口井开发成本说明油气资产、在建工程计量的准确性。

请独立财务顾问、会计师核查并发表意见。

五 3、(1) 油气资产与在建工程的确认依据、资本化条件、后续计量方式，油气资产每年折耗金额对净利润的具体影响；

回复：

### 一、油气资产、在建工程的确认依据

公司建设部门完成油气井建设，当油气井已经达到可使用状态，将出具油气井可使用投产报告，届时确认油气资产。

中海沃邦根据在建项目投入的材料、设计及施工等达到预定可使用状态前所发生的必要支出涉及的采购、设计、施工合同，采购发票及工程施工单据等确认在建工程。

### 二、资本化的条件

公司对于钻井勘探支出的成本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。

### 三、后续计量

在油气井达到可使用状态之前，相关的建设材料领用，建设工程投入计入会计报表的在建工程科目，达到可使用状态之后，对油气井日常生产经营发生的费用计入营业成本。

关于油气资产每年折耗金额对净利润的具体影响：公司根据油气井储量报告中每口油气井的储量总额和每口井当年的产量计算当年的折耗率，进而计算出每年油气井的折耗金额，油气资产每年折耗金额对净利润的具体影响金额见下表：

项目	2018年1-6月	2017年	2016年
折耗金额对净利润的影响金额	75,627,568.68	131,826,352.76	80,538,325.95
折耗金额对净利润的影响比例	38.02%	42.47%	71.41%

五 3、(1) 标的公司钻井勘探支出的资本化、费用化情况；结合标的公司目前的油井数量、单口井开发成本说明油气资产、在建工程计量的准确性。

#### 一、钻井勘探支出的资本化、费用化的规定

根据《企业会计准则》和中海沃邦会计政策，油气钻井勘探支出包括钻井勘探支出、非钻井勘探支出。

##### 1、非钻井勘探支出于发生时计入当期损益。

2、钻井勘探支出的成本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。

## 二、中海沃邦钻井勘探支出的资本化、费用化金额

井区的经济可采储量在储量报告中确定，而根据《合作合同》的约定，合同区内任一煤层气田的开发期应为煤层气田总体开发方案被批准之日起至总体开发方案（可以延长至开始商业性生产之日后）中所规定的开发作业全部完成之日止的时间。因此，根据谨慎性原因，中海沃邦以较晚的开发方案批准之日作为煤层气田的发现探明经济可采储量时点，即开发方案批准之日前后分别为煤层气田的油气勘探阶段和油气开发阶段。

永和 18 井区储量报告于 2014 年 6 月完成备案，永和 45 井区-18 井区于 2017 年 6 月完成备案，永和 30 井区储量报告于 2016 年 3 月完成备案，在储量报告完成备案时，为确定是否存在经济可采储量的勘探活动已基本结束。报告期内，中海沃邦的勘探活动主要为储量报告备案后至开发方案批准之间进行的勘探活动，是为获取开发方案相关数据及为后续开发生产阶段做准备，因此未有费用化的情况发生。报告期内，中海沃邦钻井勘探支出资本化、费用化情况如下：

单位：万元

类别	2018 年 1-6 月	2017 年	2016 年
资本化金额	13,857.10	19,984.96	29,905.93
费用化金额	0.00	0.00	0.00

## 三、油气资产、在建工程计量的正确性

公司报告期内每年在建的油气井数量、在建油气井总成本单口井开发成本汇总见下表：

单位：万元

类别	2018 年 1-6 月	2017 年	2016 年
在建井总成本	88,443.55	90,210.71	80,091.12
建成井总成本（油气资产原值）	117,184.10	101,488.61	91,574.44
已经建设井总成本	205,627.65	191,699.32	171,665.56
在建井总数量	81	74	54
建成井总数量	42	33	28
平均成本-在建井	1,091.90	1,219.06	1,483.17

类别	2018年1-6月	2017年	2016年
平均成本-建成井	2,790.10	3,075.41	3,270.52

公司的油气井的建设成本在报告期内逐年下降，我们对报告期内的部分井建设主要工段的合同、发票等进行查验，主要建设工段的建设价格在报告期内逐年降低，此外报告期内公司对于开井的工艺流程以及相关地质的了解程度逐渐加深。因此报告期内的每口井的建造成本逐年下降合理，公司对于油气资产、在建工程计量正确。

经核查，会计师认为中海沃邦油气资产和在建工程计量正确，符合企业会计准则的相关规定。

（以下无正文）





中国注册会计师:



张勇

中国注册会计师:



张盈

中国·上海

二〇一八年十月九日



# 营业执照

(副本)

统一社会信用代码 91310101568093764U

证照编号 01000000201808150101

名称 立信会计师事务所(特殊普通合伙)

类型 特殊普通合伙企业

主要经营场所 上海市黄浦区南京路61号四楼

执行事务合伙人 朱建弟

成立日期 2011年1月24日

合伙期限 2011年1月24日至不约定期限

经营范围 审查企业会计报表, 出具审计报告; 验证企业资本, 出具验资报告; 办理企业合并、分立、清算事宜中的审计业务, 出具有关报告; 基本建设年度财务决算审计; 代理记账; 会计咨询、税务咨询、管理咨询、会计培训; 法律、法规规定的其他业务。

【企业经营涉及行政许可的, 凭许可证件经营】



仅供出报告使用, 其他无效



登记机关



证书序号: 0001247

## 说明

- 1、《会计师事务所执业证书》是证明持有人经财政部门依法审批，准予执行注册会计师法定业务的凭证。
- 2、《会计师事务所执业证书》记载事项发生变动的，应当向财政部门申请换发。
- 3、《会计师事务所执业证书》不得伪造、涂改、出租、出借、转让。
- 4、会计师事务所终止或执业许可注销的，应当向财政部门交回《会计师事务所执业证书》。



发证机关:

二〇一八年六月一日

中华人民共和国财政部制

仅供出报告使用,其他无效



# 会计师事务所 执业证书

名称: 立信会计师事务所 (特殊普通合伙)

首席合伙人: 朱建弟

主任会计师:

经营场所: 上海市黄浦区南京东路61号四楼



组织形式: 特殊普通合伙制

执业证书编号: 310000006

批准执业文号: 沪财会〔2000〕26号 (转制批文 沪财会[2010]82号)

批准执业日期: 2000年6月13日 (转制日期 2010年12月31日)





证书序号: 000194

# 会计师事务所 证券、期货相关业务许可证

仅供出报告使用, 其他无效

经财政部、中国证券监督管理委员会审查, 批准  
立信会计师事务所(特殊普通合伙)执行证券、期货相关业务。

首席合伙人: 朱建弟



证书号: 34

发证时间: 二〇一〇年七月十七日

证书有效期至: 二〇一〇年七月十七日





