

上海东洲资产评估有限公司

关于中国证券监督管理委员会《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》回复

中国证券监督管理委员会：

贵会下发《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（第 191206）号，就上海沃施园艺股份有限公司提交的《上海沃施园艺股份有限公司上市公司发行股份购买资产核准》行政许可申请材料进行了审查，并提出了反馈意见。现将本次重组申请文件需要由评估师说明的有关问题回复如下：

问题 9：申请文件显示，截至评估基准日 2018 年 12 月 31 日，中海沃邦 100% 股权的评估值为 462,800 万元，增值率 209.51%。由于《评估报告》的收益法评估中对于评估基准日未取得开发方案备案的永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域未纳入收益测算。考虑到永和 30 井区项目的价值、595.26 平方公里储量待备案区域的潜在储量情况，以及天然气行业未来发展的趋势，经本次交易各方协商，本次交易中海沃邦 100% 股权的交易价格 547,000 万元。请你公司：

1) 对比 2018 年 12 月上市公司收购中海沃邦时收益法的主要预测数据，截至目前经营业绩实际实现情况，两次评估基准日之间主要运营业务及主要井块探明开采量变动情况、主要产品售价及预测变动情况、分成比例变动等情况。补充披露本次评估中收益法评估中的主要预测数据与前次差异情况，本次交易中海沃邦评估值较前次评估大幅增长的原因及合理性。2) 结合两次评估基准日之间，永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域的开发备案进展等，补充披露本次交易中永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域估值远高于前次交易估值的原因及合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

9-1) 对比 2018 年 12 月上市公司收购中海沃邦时收益法的主要预测数据，截至目前经营业绩实际实现情况，两次评估基准日之间主要运营业务及主要井块探明开采量变动情况、主要产品售价及预测变动情况、分成比例变动等情况。补充披露本次评估中收益法评估中的主要预测数据与前次差异情况，本次交易中海沃邦评估值较前次评估大幅增长的原因及合理性。

回复：

一、中海沃邦 100%股权价格变化原因概述

本次交易中中海沃邦 100%股权的价格较前次交易提高 9.70 亿元，主要系以下原因：

1、中海沃邦于 2018 年 9 月取得高新技术企业证书，自 2018 年起所得税率由 25%下降至 15%，该因素影响评估结论约 5.5 亿元。

2、前次交易，永和 30 井区未取得开发方案备案，未对项目价值进行评价；2019 年 3 月，永和 30 井区完成 8 亿方开发方案备案，标志着永和 30 井区的开发具有了相对明确的投资规模、开发方式、动用气层、技术路线、布井计划等，项目所处阶段由勘探向开发、生产过渡，对于 30 井区天然气的开采具有重要的里程碑意义。根据本次评估机构出具的价值咨询报告，永和 30 井区的项目价值为 17.13 亿元。

3、前次重组后，中海沃邦在石楼西区块新增探明地质储量 283.20 亿立方米。

综合以上因素，并考虑到永和 30 井区仍处于开发期的相对早期阶段、30 井区采矿许可证取得时间的不确定性，经交易各方协商，中海沃邦 100%股权的价格为 54.70 亿元，较前次交易提高 9.70 亿元。

前次交易与本次交易的变化对比情况如下表：

影响因素	前次交易	本次交易	本次较前次变化
《评估报告》（仅预测 45-18 井区）	41.60 亿元	46.28 亿元	提高 4.68 亿元
永和 30 井区	未取得开发方案备案，未对项目价值进行评价	2019 年 3 月取得 8 亿方开发方案，东洲评估出具价值咨询报告，项目价值 17.13 亿元	提高 5.02 亿
储量未备案区域（595.26km ² ）	储量情况不详	2018 年 10 月提交探明地质储量 283.20 亿立方米	
天然气行业发展	2017 年、2018 年国内天然气供需缺口分别 893 亿立方米、1,200 亿立方米；逐步扩大；国家鼓励并要求加快天然气的开发利用；国家推进自然资源资产产权制度改革，加强探矿权、采矿权的衔接；山西省能源改革试点，扩大能源对外合作。		
中海沃邦 100%股权价格	45.00 亿	54.70 亿	提高 9.70 亿

注：评估结论变动对价格影响之外因素的分析，详见本回复“9-2)”中的相关内容。

二、本次交易《评估报告》的评估结果较前次交易所有提高的具体原因

前次评估的评估基准日为 2017 年 12 月 31 日，预测期为 2018 年-2037 年；本次评估的评估基准日为 2018 年 12 月 31 日，预测期为 2019 年-2037 年。本次

评估与前次评估，各现金流项目折现后的差异对比如下：

单位：万元

项目	前次评估折现合计	本次评估折现合计	本次较前次变化
一、营业总收入	1,187,558.12	1,209,993.10	22,434.98
二、营业总成本	632,413.39	665,869.41	33,456.02
其中：营业成本	383,894.34	431,655.37	47,761.03
税金及附加	67,022.12	63,199.12	-3,823.00
营业费用	102,943.63	101,149.59	-1,794.04
管理费用	58,785.04	54,839.50	-3,945.54
财务费用	10,680.68	6,889.45	-3,791.23
资产减值损失	9,087.58	8,136.38	-951.19
三、营业利润	555,144.73	544,123.69	-11,021.05
四、利润总额	555,144.73	544,123.69	-11,021.05
五、净利润	415,442.86	460,100.24	44,657.38
六、归属于母公司损益	415,442.86	460,100.24	44,657.38
加：折旧和摊销	316,011.51	350,470.08	34,458.57
减：资本性支出	285,339.45	308,782.78	23,443.33
减：营运资本增加	93,996.07	69,962.19	-24,033.88
加：新增贷款	-	-	-
减：贷款偿还	16,469.82	11,399.17	-5,070.65
加：期末营运资金回收	756.03	1,309.70	553.67
七、股权自由现金流	336,405.04	421,735.88	85,330.82
经营性资产	336,405.04	421,735.88	85,330.82
非经营性资产及溢余资产	79,352.24	41,024.77	-38,327.47
评估结果（取整）	416,000.00	462,800.00	46,800.00

从上表可以看出，本次评估较前次评估变动的主要影响因素为净利润的提高、折旧与摊销的提高、资本性支出的提高、营运资本增加的减少、贷款偿还额的减少，具体分析如下：

（一）中海沃邦目前经营情况

2018 年中海沃邦实际完成净利润 41,716.50 万元（已经审计）；2019 年第一季度实现营业收入 30,414.28 万元（未经审计），净利润 15,545.74 万元（未经审计），销气量为 22,339.69 万立方米。

前一次评估预测 2018 年的净利润 36,333.41 万元，2019 年预计净利润 45,585.44 万元。

本次评估预计 2019 年全年实现收入 119,492.87 万元，净利润 49,876.36 万元。

（二）两次评估基准日之间主要变动情况分析

1、主要井块探明开采量变动情况、主要产品售价及预测变动情况、分成比例变动

本次评估纳入收益法收益预测范围的井区为永和 45-永和 18 井区，其探明开采量变动情况、主要产品售价及预测变动情况、分成比例变动情况如下：

评估基准日	2017.12.31	2018.12.31	备注
2019年—2037年预测期预计总销气量（亿方）	198.05	198.26	基本一致
预测期销气单价（不含税：元/立方）	1.51	1.51	无变化
与中油煤分成比例R的计算方式			无变化
2019年—2037年预测期预计总收入（亿元）	232.30	232.97	基本一致

2、所得税税率下降导致净利润的提高

①前一次以 2017 年 12 月 31 为基准日进行评估时，中海沃邦企业所得税税率为 25%，故在对未来所得税费用进行测算时所使用的所得税税率均为 25%。

②本次以 2018 年 12 月 31 日为基准日进行评估时，中海沃邦于 2018 年 9 月取得有效期为三年的《高新技术企业证书》，证书编号为 GR201811003459，证书有效期 3 年，减按 15%税率缴纳企业所得税。

在本次的评估中评估师对企业目前的主营业务构成类型、未来研发投入（主要为勘探支出）占主营收入比例等指标分析后，基于对未来的合理推断，假设被评估单位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。

前次评估、本次评估中海沃邦利润总额、净利润折现后合计情况如下：

项目	前次评估	本次评估	本次较前次变化
折现后利润总额合计（亿元）	55.51	54.41	-1.10
折现后净利润合计（亿元）	41.54	46.01	4.47
折现后所得税合计（亿元）	13.97	8.40	5.57

根据上表，所得税率变化对折现后净利润的影响金额为 5.57 亿元。综合考虑净利润其他影响因素的变动，净利润变动对评估值的影响金额为 4.47 亿元。

3、资本性支出

项目/年份(本次评估)	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
资本性支出		29,547.46	36,035.39	56,933.25	30,834.11	36,850.02	22,253.00
项目/年份(本次评估)	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
资本性支出	44,493.38	27,259.77	47,276.15	37,066.54	61,996.17	36,784.70	55,968.76
项目/年份(本次评估)	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	-
资本性支出	39,558.15	563.24	591.36	591.36	591.36	591.36	

项目/年份(前次评估)	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
资本性支出	2,365.69	25,023.84	20,166.51	48,660.85	20,364.18	48,064.49	35,113.04
项目/年份(前次评估)	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
资本性支出	62,754.59	42,638.40	53,500.06	51,149.83	47,494.37	44,354.33	44,241.75
项目/年份(前次评估)	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	-
资本性支出	44,001.63	496.61	509.32	509.32	509.32	509.32	

本次评估资本性支出较前一次评估有所增加,主要为根据阿派斯在 2019 年 3 月出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》,其未来年度的单井成本较其 2018 年 1 月所出具的储量评估报告有所上升,具体变动如下:

①钻井及完井成本发生变化

A. 前一次评估时根据阿派斯油藏技术(北京)有限公司(以下简称“阿派斯”)2018 年 1 月出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》披露:直井单井总成本为 734 万元/口,定向井单井总成本为 766 万元/口,水平井单井总成本为 2200 万元/口(不含税)。

B. 本次评估时,根据阿派斯 2019 年 3 月出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》披露:

直井/评价井综合井单井总成本为 833 万元/口;受作业成熟度、施工队伍稳定性、新技术应用、新材料使用等方面影响,钻完井费用会随着时间的推移有所降低,预测未来水平井单井钻井及完井费用变化趋势为 2019-2020 年 2517 万元(不含税),2021 年为 2391 万元(不含税),2022 年为 2296 万元(不含税),2023 年之后均为 2204 万元(不含税)。

故本次预测中单井成本有所上升,从而增加了单井的折耗,降低了毛利率水平。

折现后,资本性支出的增加对估值的影响约为-2.34 亿元。

4、折旧和摊销

项目/年份(本次评估)	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
折旧和摊销		29,253.89	34,543.91	39,309.48	41,679.73	41,605.79	40,962.86
项目/年份(本次评估)	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
折旧和摊销	40,930.91	41,836.73	42,899.64	43,997.89	45,411.49	46,337.08	47,466.26
项目/年份(本次评估)	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	-
折旧和摊销	48,647.77	40,976.39	31,610.72	25,374.90	21,214.44	18,228.78	

项目/年份(前次评估)	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
折旧和摊销	23,079.40	28,630.13	31,386.85	33,790.56	33,937.91	33,471.35	35,391.90
项目/年份(前次评估)	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
折旧和摊销	37,724.60	40,884.62	42,295.58	44,851.54	46,076.80	46,391.37	46,447.15

项目/年份(前次评估)	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	-
折旧和摊销	46,561.76	40,852.19	31,449.91	25,182.11	20,852.55	17,744.03	

本次评估资本性支出较前一次评估有所增加，主要为单井成本上升导致未来年度的折旧摊销上升。折现后，折旧与摊销的增加对估值的影响约为 3.45 亿元。

5、营运资金增加

项目/年份(本次评估)	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
营运资金变化		22,860.42	28,950.71	37,618.84	763.26	-3,918.66	-92.78
项目/年份(本次评估)	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
营运资金变化	-168.61	-466.85	-40.37	-200.38	276.58	-396.30	48.68
项目/年份(本次评估)	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	-
营运资金变化	23.82	-5,875.41	-5,628.42	-3,513.33	-2,338.79	-1,795.25	

项目/年份(前次评估)	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
营运资金变化	47,964.53	33,368.38	30,058.09	3,288.85	1,149.52	-5,148.36	530.16
项目/年份(前次评估)	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
营运资金变化	-1,248.78	-637.90	-655.77	199.16	-247.14	-366.45	-322.53
项目/年份(前次评估)	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	-
营运资金变化	-121.34	-3,371.46	-5,548.29	-3,549.28	-2,463.02	-2,119.20	

前次评估，将评估基准日中海沃邦账面货币资金中的 2.05 亿元作为溢余资金考虑。本次评估将评估基准日中海沃邦账面的货币资金全部计入营运资金中予以考虑，不再另外考虑溢余资金的影响。

因此，折现后营运资本增加的减少对估值的影响约为 2.40 亿元。

6、贷款的偿还

前次评估基准日，中海沃邦付息负债金额为 3.6 亿元；本次评估基准日，中海沃邦付息负债金额为 2.39 亿元。较前一次评估付息负债金额有所下降，由此减少了未来现金的支出。折现后，贷款偿还对估值的影响金额约为 0.51 亿元。

综上，结合净利润影响因素以及其他现金流影响因素，股权自由现金流变化后折现对评估值的影响金额为 8.53 亿元。

7、折现率

①前一次以 2017 年 12 月 31 为基准日进行评估时所使用的折现率如下：

无风险报酬率 R_f	3.57%	市场风险溢价 MRP	6.96%
行业按照市值剔除财务杠杆的 β_t	0.6921	债务资本成本 R_d	7.47%
标的公司个别风险 ε	1.00%		

年份	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
股东权益资本报酬率 R_e	9.7%	9.7%	9.7%	9.6%	9.6%	9.6%	9.6%

年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
股东权益资本报酬率 R_e	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%
年份	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	
股东权益资本报酬率 R_e	9.5%	9.5%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	

②本次以 2018 年 12 月 31 为基准日进行评估时所使用的折现率如下：

无风险报酬率 R_f	3.40%	市场风险溢价 MRP	7.12%
行业按照市值剔除财务杠杆的 β_t	0.6929	债务资本成本 R_d	7.28%
标的公司个别风险 ε	1.00%		

年份		2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
股东权益资本报酬率 R_e		9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%
年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
股东权益资本报酬率 R_e	9.5%	9.5%	9.5%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%
年份	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	
股东权益资本报酬率 R_e	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.3%	9.3%	

前后两次所使用的折现率基本一致。

8、非经营性资产及溢余资产变化的影响

前一次评估非经营资产及溢余资产如下：

单位：万元

评估基准日	2017.12.31	2018.12.31	差异
非经营性资产	64,116.12	48,955.39	15,160.73
非经营性负债	5,267.97	7,930.62	-2,662.65
非经营性资产净值	58,848.15	41,024.77	17,823.39
溢余资产	20,504.09	-	20,504.09
合计	79,352.24	41,024.77	38,327.47

非经营性资产差异主要为前次评估中其他应收款中对外借款为 2.1 亿元，本次评估上述款项已全部收回。

非经营负债差异主要为本次评估中中海沃邦计提了约 3600 万的应付股权，而前次评估中没有该款项。

本次评估中评估人员对测算的溢余资金进行了分析，中海沃邦维持日常的生产经营所需的营运现金并不多，其主要现金流出为其为了扩大产能而进行的资本性投资。同时公司开出银行承兑汇票的同时需在银行存放一定金额的保证金，因此本次评估不考虑溢余资金。

因此，本次评估非经营性资产较前次评估下降 3.82 亿元。

三、中介机构核查意见

评估师认为，本次评估与前次评估主要评估参数的选取谨慎、合理，变动具有合理性；本次评估的结果较前次评估有所提高，系根据中海沃邦经营情况的变化对评估参数进行合理选取及调整后的结果，具有合理性。

9-2) 结合两次评估基准日之间，永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域的开发备案进展等，补充披露本次交易中永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域估值远高于前次交易估值的原因及合理性。

回复：

一、交易定价较评估结论溢价的变动情况

本次交易与前次重组，中海沃邦 100%股权价格较评估结论的溢价变动情况如下：

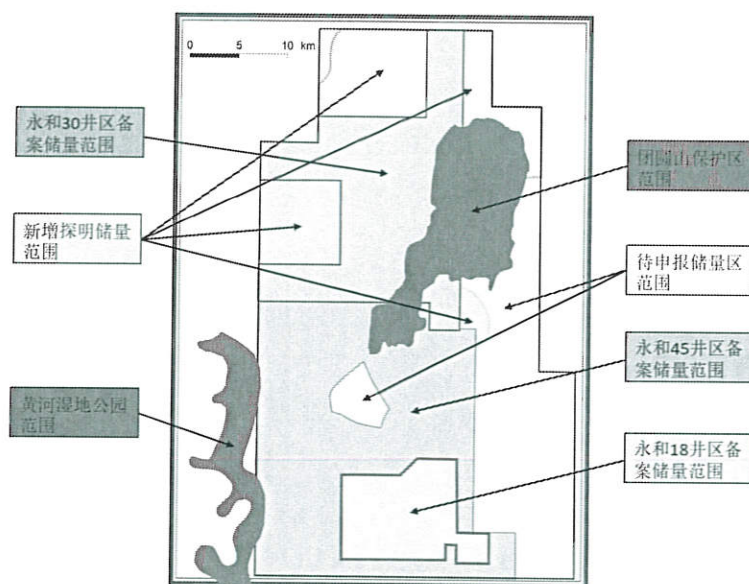
影响因素	前次交易	本次交易	变化情况
中海沃邦 100%股权价格	45.00 亿元	54.70 亿元	提高 9.70 亿元
《评估报告》结论	41.60 亿元	46.28 亿元	提高 4.68 亿元
较评估结论溢价	3.40 亿元	8.42 亿元	提高 5.02 亿

在评估结论的基础上，交易各方在确定中海沃邦 100%股权价格时，综合考虑永和 30 井区项目的价值、595.26 平方公里储量待备案区域的潜在储量情况，以及天然气行业未来发展的趋势。前次交易与本次交易相关因素的主要变化情况如下：

影响因素	前次交易	本次交易
永和 30 井区	未取得开发方案备案，未对项目价值进行评价	2019 年 3 月取得 8 亿方开发方案，东洲评估出具价值咨询报告，项目价值 17.13 亿元
储量未备案区域	储量情况不详	2018 年 10 月提交探明地质储量 283.20 亿立方米
天然气行业发展	2016 年、2017 年、2018 年国内天然气供需缺口分别为 689 亿立方米、893 亿立方米、1,200 亿立方米，逐步扩大；国家探索探采制度改革，加快勘探到开采的过渡；山西能源改革试点。	

二、永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域的开发备案进展

石楼西区储量分布情况如下：



1、永和 30 井区

2016 年 3 月 31 日，国土资源部矿产资源储量评审中心石油天然气专业办公室下发了“国土资储备字[2016]67 号”《关于<鄂东气田石楼西区块永和 30 井区二叠系山西组山 2 段及下石盒子组盒 8 段致密气藏新增天然气探明储量报告>矿产资源储量评审备案证明》，对永和 30 井区项目的资源储量予以备案。具体如下：

子项目	开发区面积 (平方公里)	地质储量 (亿立方米)	技术可采储量 (亿立方米)	经济可采储量 (亿立方米)
永和 30 井区	346.45	483.57	230.63	186.34

该地块油气勘探始于 2005 年，于 2016 年探明 30 井区储量。截止评估基准日已完钻 27 口井，并在进行 30 井区的先导试验方案。

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 $8.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 开发项目》在国家能源局案备案；2019 年 4 月 1 日，中海沃邦收到中油煤发出的《关于石楼西区永和 30 井区 8 亿方开发项目获得国家能源局备案的函》，鄂尔多斯盆地石楼西区块永和 30 井区致密气 8 亿方开发项目备案已完成，准备开展《采矿许可证》的申请工作。

2019 年 3 月 19 日《鄂尔多斯盆地石楼西区块永和 30 井区致密气 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 开发方案》通过中海沃邦公司审查；2019 年 6 月 6 日《鄂尔多斯盆地石楼西区块永和 30 井区致密气 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 开发方案》通过煤层气公司审查；计划 2019 年 7 月提交中石油股份公司审查。

2、595.26 平方公里储量待备案区域

根据图示，595.26 平方公里储量待备案区域包括新增储量探明储量区域以及待申报储量区域。

2018 年 10 月，中国石油对此前未探明储量区域（即 2018 年 3 月《合作合同第二次修改协议》中约定的合同区未获得探明储量的区域面积 595.26 平方千米）部分区域的新增储量情况进行了专家评审并获得了通过。新增储量区域地质储量 283.20 亿立方米，技术可采储量 127.44 亿立方米，经济可采储量 84.01 亿立方米。后续，中国石油将向自然资源部申请相关区域的储量备案。除上述情况外，石楼西区块剩余未探明储量区域面积为 343.34 平方千米。中海沃邦将根据发展规划及中油煤的要求，对上述区域的储量情况作进一步的勘探。

中油煤及中海沃邦于 2019 年 6 月 25 日再次申报了部分预测储量，并计划于 2020-2021 年转为探明储量。2019 年计划对该区域内 2018 年完成的 3 口探井开展压裂试气工作，预计累计完成 3 口井 9 层次压裂试气工作。

三、永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域估值

两次评估基准日，在评估报告中对于永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域均是以非经营性资产的方式按其在在建工程中的账面值作为评估值并在最终的评估结论中予以考虑的。

本次评估中，评估师未将上述区域的收益纳入《评估报告》的预测范围，而是根据现有条件，对永和 30 井区单独出具了《价值咨询报告》，具体原因如下：

相较于永和 45-永和 18 井区，永和 30 井区的开发阶段相对较晚。截至本次评估基准日 2018 年 12 月 31 日，永和 30 井区已完钻 27 口，目前尚未进入开发期。2019 年 4 月 1 日，中海沃邦收到中油煤发出的《关于石楼西区永和 30 井区 8 亿方开发项目获得国家能源局备案的函》，鄂尔多斯盆地石楼西区块永和 30 井区致密气 8 亿方开发项目备案已完成，准备开展《采矿许可证》的申请工作，永和 30 井区的《采矿许可证》取得时间尚存在一定的不确定性。

595.26 平方公里储量待备案区域由于目前仍处于勘探阶段，尚未完成储量在自然资源部的备案并取得相关开发方案，故本次评估师未对该区域进行估值。

综上，在现有条件下对永和 30 井区出具《价值咨询报告》供交易各方了解该项目价值具有合理性。

四、天然气行业发展趋势

（一）天然气供需缺口不断扩大

根据国家统计局、国家发改委统计数据，2016 年、2017 年、2018 年我国天然气生产量分别为 1,369 亿立方米、1,480 亿立方米、1,603 亿立方米，表观消费量分别为 2,058 亿立方米、2,373 亿立方米、2,803 亿立方米，供需缺口分别为 689 亿立方米、893 亿立方米、1,200 亿立方米，供需缺口持续扩大。从产销量数据来看，国内天然气生产量满足不了国内天然气消费需求，处于供不应求的状态。

在供不应求的供求状态下，天然气价格未来将朝着更加市场化的方向发展，对中海沃邦盈利水平的提高有着积极的作用。

（二）国家鼓励并要求加快天然气的开发利用

2018 年 9 月，国务院发布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》（国发〔2018〕31 号）（以下简称“《意见》”），明确天然气是优质高效、绿色清洁的低碳能源。加快天然气开发利用，促进协调稳定发展，是我国推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系的重要路径。《意见》要求，建立已探明未动用储量加快动用机制，综合利用区块企业内部流转、参照产品分成等模式与各类主体合资合作开发、矿业权企业间流转和竞争性出让等手段，多措并举盘活储量存量。

在上述政策的支持与推动下，中海沃邦能够利用现有产量分成合同的经验，参与到更多的天然气勘探开发区块中，能够进一步提高中海沃邦的盈利能力，提高中海沃邦的价值。

（三）国家推进自然资源资产产权制度改革，加强探矿权、采矿权的衔接

2019 年 4 月，中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于统筹推进自然资源资产产权制度改革的指导意见》（以下简称“《意见》”），明确到 2020 年，基本建立归属清晰、权责明确、保护严格、流转顺畅、监管有效的自然资源资产产权制度。《意见》提出探索研究油气探采合一权利制度，加强探矿权、采矿权授予与相关规划的衔接；依据不同矿种、不同勘查阶段地质工作规律，合理延长探矿权有效期及延续、保留期限。探矿权和采矿权联系密切，权益关系相互延伸，探采合一便于矿权人统筹规划勘探开发、合理安排生产建设。

在上述政策的支持与推动下，中油煤、中海沃邦能够进一步完善石楼西探矿

权与采矿权的衔接，进一步优化勘探开发、生产建设的安排与进度，有利于中海沃邦对石楼西区块天然气资源的开发。

（四）山西省能源改革试点，扩大能源对外合作

2019年5月，中央全面深化改革委员会审议通过《关于在山西开展能源革命综合改革试点的意见》，强调推动能源生产和消费革命是保障能源安全、促进人与自然和谐共生的治本之策。山西省要通过综合改革试点，扩大能源对外合作等方面取得突破，争当全国能源革命排头兵。

在上述政策的支持与推动下，中海沃邦一方面能够不断加深、加速对石楼西区块天然气资源的勘探开发，另一方面能够有机会取得新的区块，以进一步增强持续盈利能力。

综上所述，本次交易较前次交易，永和30井区及595.26平方公里储量待备案区域的均取得了显著的有利变化，天然气行业发展趋势亦朝着有利于中海沃邦盈利能力提升的方向发展，本次交易中海沃邦100%股权价格较评估结论的溢价水平较前次交易有所提高，具有合理性。

五、中介机构核查意见

经核查，评估师认为，本次交易较前次交易，永和30井区及595.26平方公里储量待备案区域均取得了显著的有利变化，天然气行业发展趋势亦朝着有利于中海沃邦盈利能力提升的方向发展，本次交易中海沃邦100%股权价格较评估结论的溢价水平较前次交易有所提高，具有合理性。

问题 10：申请文件显示，中海沃邦在未来三年（2019-2021 年）的主营业务收入分别为 137,348.12 万元、163,151.70 万元、181,677.36 万元，分成比例 R 为 87%，年产量分别为 90,959.02 万立方米、108,047.48 万立方米、120,316.13 万立方米。请你公司：1）结合行业发展情况、主要竞争对手或可比公司经营情况、主要产品市场规模及份额变动情况、中海沃邦主要井区探明储量及开采计划、在手订单、所处行业的发展现状、市场容量、供需情况、未来年度发展趋势及市场供需变动、中海沃邦所处的市场地位等，补充披露中海沃邦 2019 至 2021 年销售数量及销售价格的预测依据以及合理性。2）补充披露分成比例 R 在 2023

年前为 87%的判断依据。3) 分成比例 R 在永续期的变动情况、判断依据、并量化分析对中海沃邦收益法估值的影响。请独立财务顾问、评估师核查并发表明确意见。

10-1) 结合行业发展情况、主要竞争对手或可比公司经营情况、主要产品市场规模及份额变动情况、中海沃邦主要井区探明储量及开采计划、在手订单、所处行业的发展现状、市场容量、供需情况、未来年度发展趋势及市场供需变动、中海沃邦所处的市场地位等，补充披露中海沃邦 2019 至 2021 年销售数量及销售价格的预测依据以及合理性。

回复：

一、行业发展情况

1、发展现状

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。

我国天然气的生产可以划分为三个阶段。第一阶段为起步阶段，从 1949 年到 1995 年天然气产量由 0.112 亿立方米增至 174 亿立方米，年均增长 3.8 亿立方米，产量增长缓慢。第二阶段从 1995 年 2009 年，为快速增长阶段，产量从 174 亿立方米增加到 2009 年的 841 亿立方米，年均增长率达到 12%。第三阶段从 2010 年至今，我国天然气产量继续快速增长，但是产量已经无法满足国内需求，天然气进口量逐年上升。

据国家统计局数据，2018 年，煤炭消费量占据能源消费总量的 59%，石油消费量占据能源消费总量的 19%，天然气消费量仅占据能源消费总量的 8%。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。

2、主要产品市场规模及份额变动情况

中海沃邦的主要产品为天然气，我国天然气生产量与消费量逐年递增，且消

费量增速高于生产量增速，供需缺口逐渐扩大。2000-2018 年，我国天然气消费量快速提升，18 年间消费量复合增长率达 14.45%，2007 年达到增速峰值 23.84%。。根据国家统计局统计资料显示，2015 年我国天然气生产量为 1,346 亿立方米，消费量为 1,932 亿立方米；2016 年天然气生产量为 1,369 亿立方米，消费量约为 2,058 亿立方米。根据国家发改委数据显示，2017 年全国天然气消费量同比增长 15.31%，受“大气污染防治”+“煤改气”驱动，2018 年天然气消费量达到 2,877 亿立方米，增长高达 18%。然而，2018 年全国天然气消费量在一次能源中占比仅约 8%，如果到 2020 年要提高至 10%，则意味着届时天然气的消费量达 4,000 亿立方米，占比若要达到 15%，对应的消费量将到 7,000 亿立方米，未来天然气发展空间巨大。

3、市场容量及供需情况

据《天然气发展“十三五”规划》，至 2020 年天然气产量达到 2070 亿立方米，综合保供能力要求达到 3600 亿方以上，供需缺口约为 1,530 亿立方米。今年来环保高压之下，“煤改气”政策将继续推广加速。其中工业锅炉改造和城市燃气取代烧煤供暖将带来天然气需求的主要增量。

行业经过多年的发展，已经形成了较大的规模，每年消费量和产量都在千亿立方的级别，2018 年国内天然气市场规模达到 4057 亿元，同比上涨 10.1%。随着我国天然气消费量的不断提升，行业的市场规模将持续保持增长，预计未来仍会延续不断增长的趋势，预计到 2025 年市场规模将达到 6898.14 亿元。需求量方面，2040 年前我国天然气需求将处于高速增长阶段，新增需求主要集中在民用、工业、电力等领域。到 2040-2050 年，我国天然气需求将进入稳步增长阶段。据预测，2019 年我国天然气需求或将增长 10%左右。

2018 年，为推进大气污染防治防护工作，加强重点地区的民用、采暖、工业等煤改气措施，国家出台了多项措施，使得各行业天然气消费量显著增加。全年天然气消费量为 2877 亿立方米，增速达到 18%，且中东部消费量增长较快，西部地区缓慢增长。2018 年国内天然气产量为 1610.2 亿立方米，同比增长 9.2%，且天然气进口量持续增加，全年天然气进口量达到 1266 亿立方米，同比增长 31.9%，对外依存度超过 40%，其中 LNG 进口量占比 59%，较上年提高 4 个百分点，管道气占比 41%。此外，国家出台多项政策保障天然气国内价格市场

化进展，并快速推进天然气储运基础设施建设。未来我国天然气供需格局将持续偏紧，并维持“淡季不淡、旺季更旺”的格局。

4、未来年度发展趋势

2019年4月28日，国家发改委公布数据显示，我国一季度天然气表观消费量同比增长11.6%至770亿立方米。我国天然气需求继续保持两位数的增长。在我国城镇化率逐渐提升、天然气管网布局日趋完善，以及环境治理等多重因素推动下，我国天然气需求仍将处于黄金发展期，需求将继续保持强劲增长。

二、主要竞争对手或同行业公司经营情况

（一）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	16.95	2.78	8.73	6.19
600256.SH	广汇能源	36.30	12.60	13.02	7.03
600777.SH	新潮能源	55.33	12.57	4.23	6.18
600759.SH	洲际油气	67.22	6.21	1.34	6.03
000968.SZ	蓝焰控股	38.31	28.60	19.39	12.37
601857.SH	中国石油	22.49	3.08	4.37	5.53
	中海沃邦	72.58	49.04	31.84	15.24

注：数据来源：同花顺 iFinD、上市公司选用2018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。

（二）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，在山西拥有大宁-吉县煤层气区块。2016年，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，中油煤临汾分公司提交了天然气探明地质储量578.06亿方，叠合面积591.28 km²。目前区块总产量140万方：天然气井投产井120口，日产气量130万方；煤层气投产井169口，日产气量10万方。

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 157.56 万方；石楼北区块总井数 21 口，产气井 13 口，日产气 0.55 万方，还处于排水降压阶段。

中联煤与奥瑞安能源国际有限公司合作开发的三交煤层气项目，三交煤层气区块的面积共 383.2 km²，在行政区划上位于山西省吕梁市的临县、柳林县和房山县，部分位于陕西省吴堡县。整体 5 亿方/年开发方案于 2015 年 10 月已获国家发改委正式备案，探明地质储量 435.43 亿方，探明储量面积 282.9 km²。目前，共有 113 口井排采生产，包括多分支水平井 54 口、U 型井 5 口、直井/定向井 54 口，区块日产气量 27 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。

三、中海沃邦销售数量及销售价格的预测

1、中海沃邦主要井区探明储量

截止评估基准日石楼西地块已探明储量情况汇总如下：

子项目	开发区面积 (平方公里)	地质储量 (亿立方米)	技术可采储量 (亿立方米)	经济可采储量 (亿立方米)
永和 18 井区	114.37	156.88	77.26	45.65
永和 45 井区	468.26	635.26	301.81	210.64
合计	582.63	792.14	379.07	256.29

根据阿派斯出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》（以下简称“储量报告”），截至评估基准日，中华人民共和国国土资源部审查备案石楼西区块 45-18 井区探明储量含气面积 583.9km²，按照 PRMS 标准进行储量评估，评估最终可采储量 310.61×10⁸m³，2P 剩余经济可采储量 291.44×10⁸m³，累积产气量 19.17×10⁸m³。

2、产能情况分析

2017 年 5 月 4 日，中华人民共和国国土资源部向中国石油天然气股份有限公司核发了《采矿许可证》，根据该许可证，山西鄂尔多斯盆地石楼西永和 18 井区天然气生产规模为 5 亿立方米/年，开采年限自 2017 年 5 月至 2037 年 5 月。于此，永和 18 井区正式投产。

截止评估基准日，永和 18 井区、永和 45 井区已建成中心集气一座（共 3 期工程），主要输气管网已布置完毕，累计投产开发井共计 51 口，其中：水平井

40 口、垂直井（含定向井）11 口，已累计产气约 19 亿立方米。

中海沃邦近三年的产量及销量情况如下：

项目 \ 年份	2016	2017	2018
年销量（10 ⁴ m ³ ）	28,012.96	62,981.57	69,521.20
年产量（10 ⁴ m ³ ）	27,864.08	63,565.06	69,567.20

（备注：因天然气管道输送中温度、湿度、管道压力等其他自然因素影响以及计量系统仪表准确度的限制，天然气产量与销量数据存在产销差是行业内普遍存在的现象。根据中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局和中国国家标准化管理委员会发布的《GB/T 18603-2014 天然气计量系统技术要求》，中海沃邦生产部门与销售部门应使用 A 级计量系统配套仪表，计量结果最大允许误差为 1%。

永和 45 井区作为永和 18 井区的外扩区域，二者的储层是一个完整的主力气藏，其间没有地质分界线，因此中石油煤层气有限责任公司与中海沃邦将永和 45 井区与永和 18 井区作为一个整体井区即永和 45-永和 18 井区进行了开发方案的申报，该整体开发方案已经国家能源局备案。根据开发方案，永和 45-永和 18 井区的开采量为每年 12 亿立方米。

中海沃邦已投产井的储量及产能数据如下：

单位：万立方米

数量（口）	累计总产量	剩余经济可采储量	总储量
51	191,736.27	299,039.66	490,775.93

根据《储量报告》及相关开发方案的相关数据，管理层盈利预测时将产能分为 2 种模式，分别为已投产模式和未来拟投产模式。

（1）已投产模式

首先根据其在产的生产数据为依据，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，直至该些井的经济可采储量基本开采完毕。综合上述情况，中海沃邦目前已投产井预计未来预测年度总开采量为 289,364.27 万立方米。

（2）未来投产计划

由于已投产的油气开发井控制的储量有限，且随着储气量的开采，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量。

在确认经济的布井指标后，根据永和 45-永和 18 井区地址地质特点，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水平井和垂直井 2 类，其中水平井又可分为：I 类区（石楼西区块山 2 储层）、II 类区（石楼西区块山 2 段）和 III 类区（石楼西区块山 1+盒 8 段）。

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，具体如下：

年份/项目	石楼西区块山 2 储层	石楼西区块山 2 段	石楼西区块山 1+盒 8 段	直井	合计
2019 年	13	4	0	4	21
2020 年	8	3	1	5	17
2021 年	6	13	1	5	25
2022 年-2037 年	18	49	107	21	195
合计	45	69	109	35	258

（3）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
2019 年	90,959.02	30.75%
2020 年	108,047.48	18.79%
2021 年	120,316.13	11.35%
2022 年-2037 年	1,663,316.19	

2017 年至 2021 年为建产期，产能随着布井和投产逐年上升，在 2021 年后由于开发方案的上限为 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 217.39 亿立方米，在合理的经济可采储量范围内。因此，评估人员复核认为上述年产计划基本符合经济可行性，具有一定的合理性。

3、在手订单

中海沃邦目前的客户包括山西天然气有限公司、河北中石油昆仑能源有限公司永和分公司、石楼县新石能源有限责任公司、山西新天能源股份有限公司和临

汾中石油昆仑燃气有限公司。

近年来中海沃邦的下游客户逐渐增加，销售结构也出现了变化，本次对于未来年度销售价格的确思路如下：

A. 以 2017 年—2018 年冬季和夏季的平均销售比重确定未来年度的销气比重。

B. 根据最新合同及调价单来确定未来年度各公司的销气单价。

C. 以 2018 年 12 月—2019 年 3 月各客户的销量比重来确定未来年度的销售结构。

按照上述思路确定的含税价格为 1.559 元/立方米，前述价格加上 0.1 元/立方米的管输费，则含税价为 1.659 元/立方米，折算为不含税价为 1.51 元/立方米。

四、中介机构核查意见

综上，评估师认为，中海沃邦 2019 至 2021 年销售数量及销售价格的预测依据具有合理性。

10-2) 补充披露分成比例 R 在 2023 年前为 87%的判断依据。

回复：R 值及分成比例的计算依据及变动情况详见本回复“10-3)”中内容。

10-3) 分成比例 R 在永续期的变动情况、判断依据、并量化分析对中海沃邦收益法估值的影响。

回复：

一、分成比例的判断依据

根据《合作合同修改协议》第六条约定，双方的分成比例根据中海沃邦回收的勘探费用及开发费用情况确定，以 R 值表示中海沃邦回收与投入的比值，即：

$$R = \frac{\text{中海沃邦累计所获得的收入（不含回收的生产作业费）}}{\text{全部勘探费用和开发费用}}$$

当 R 值 < 1 时，中海沃邦的分成比例为 87.00%；

当 $1 \leq R$ 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%。

根据开发方案和未来投资计划测算的永和 45 及永和 18 总投资规模为 801,085.21 万元。

二、分成比例 R 在预测期的变动情况

根据中海沃邦与《山西省石楼西地区煤层气资源开采合作合同》第四条中关于生产期的约定：合同区内任一煤层气田的生产期应为自该煤层气田开始商业性生产之日起至被批准的总体开发方案中所规定的生产期终止之日止，但是生产期不应超过自开始商业性生产之日起的 20 个连续生产年。

中海沃邦目前已进行商业化开采的永和 45-永和 18 井区于 2017 年正式投产，按此计算开采年限到 2037 年度截止，故本次收益法的预测期限为 2019 年—2037 年，共计 19 年，为有限年期的预测。

根据分成比例的计算公式，本次评估预测期内 R 值及分成比例的变动具体如下：

单位：万元

项目\年份	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
累计分成收入	221,856.06	341,348.93	483,290.91	641,350.21	805,038.95	948,906.68	1,092,452.61
投入的全部勘探费用和开发费用	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21
R 值	0.28	0.43	0.60	0.80	1.00	1.18	1.36
分成比例	87.00%	87.00%	87.00%	87.00%	76.00%	76.00%	76.00%
项目\年份	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
累计分成收入	1,234,281.27	1,374,780.06	1,514,723.52	1,654,536.81	1,795,323.66	1,935,428.56	2,075,281.55
投入的全部勘探费用和开发费用	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21
R 值	1.54	1.72	1.89	2.07	2.24	2.42	2.59
分成比例	74.90%	74.90%	74.90%	74.90%	74.90%	74.90%	74.90%
项目\年份	2033	2034	2035	2036	2037	-	-
累计分成收入	2,216,292.19	2,330,128.45	2,410,577.80	2,470,157.28	2,515,832.04	-	-
投入的全部勘探费用和开发费用	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21	801,085.21	-	-
R 值	2.77	2.91	3.01	3.08	3.14	-	-
分成比例 R	74.90%	74.90%	74.90%	74.90%	74.90%	-	-

根据 R 值的计算方法，R 值与中海沃邦的年产能、销量及销售单价相关。如年产能提高，虽会导致回收期提前，R 值提前达到临界值，但在合作期内的开采量也会随之上升，导致总开采量上升，获取的总利润增加，导致评估值上升；如销售单价提高，虽会导致回收期提前，R 值提前达到临界值，但在合作期内毛利率同比上升，获取的总利润增加，导致评估值上升。因此，R 值实际是反应其静态回收期，如静态回收期提前，则从侧面体现其项目效益更好。

三、中介机构核查意见

经核查，评估师认为，分成比例的变动依据合理，测算准确。

问题 11：申请文件显示，1) 目前，石楼西项目永和 18 井区 5 亿立方米/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 $12 \times 10^8 \text{m}^3$ /年开发方案》已完成在国家能源局的备案，中国石油正在向自然资源部申请取得永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米事年的采矿许可证。2) 2017 年及 2018 年中海沃邦在石楼西区块天然气的开采量分别为 63,579.02 万立方米和 69,567.20 万立方米。3) 预测数据显示，2019 年至 2021 年，中海沃邦天然气年产量分别为 90,959.02 万 m^3 、108,047.48 万 m^3 和 120316,13 万 m^3

请你公司：1) 结合中海沃邦目前已取得的采矿许可证的取得时间、载明的许可开采量，并对比报告期内实际开采情况，补充披露中海沃邦是否存在超规定开采情况，是否存在违规处罚风险；如是，补充披露对中海沃邦及上市公司的影响。2) 结合石楼西项目探明储量及经济可采量情况、目前已取得采矿许可证的许可开采量、永和 45-永和 18 井区采矿许可证的申请进展、预计办毕时间、是否存在不能办理障碍等因素，补充披露 2019-2021 年中海沃邦天然气预测年产量的预测依据及合理性，并量化分析对中海沃邦评估作价的影响。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

11-1) 结合中海沃邦目前已取得的采矿许可证的取得时间、载明的许可开采量，并对比报告期内实际开采情况，补充披露中海沃邦是否存在超规定开采情况，是否存在违规处罚风险；如是，补充披露对中海沃邦及上市公司的影响。

回复：

一、已取得的采矿许可证

2017 年 5 月 4 日，中国石油取得了国土资源局核发的《采矿许可证》(编号：0200001710016)，许可证载明矿山名称：山西鄂尔多斯盆地石楼西永和 18 井区天然气开采；开采矿种：天然气；开采方式：地下开采；生产规模：5 亿立方米/年；矿区面积 154.161 平方千米；有效期：2017 年 5 月至 2037 年 5 月。

二、历史年度实际开采情况

永和 45-永和 18 井区历史年度内实际开采情况如下：

项目 \ 年份	2015	2016	2017	2018
---------	------	------	------	------

年销量 (10 ⁴ m ³)	15,514.56	28,012.96	62,981.57	69,521.20
年产量 (10 ⁴ m ³)	15,438.95	27,864.08	63,565.06	69,567.20

三、天然气作为清洁能源，现阶段鼓励开发的资源种类

天然气作为清洁能源，现阶段鼓励开发的资源种类。天然气亦不属于国家规定实行保护性开采的特定矿种。《矿产资源法》、《矿产资源法实施细则》中未对天然气的开采实施强制性总量控制的规定。

四、天然气开发方案由具有开采权的企业自行决定，进行备案管理

《政府核准的投资项目目录（2016 年本）》规定，原油、天然气（含煤层气）开发项目由具有开采权的企业自行决定，并报国务院行业管理部门备案，明确了具有开采权的企业自行决定开发项目、开发方案，进行备案管理。

五、预测期内各年度的产量与永和 45-永和 18 井区开发方案相匹配

永和 45 井区作为永和 18 井区的外扩区域，二者的储层是一个完整的主力气藏，其间没有地质分界线，因此中油煤与中海沃邦将永和 45 井区与永和 18 井区即永和 45-永和 18 井区作为一个整体井区进行了开发方案的申报。经国家能源局备案，永和 45 井区与永和 18 井区整体申报后的开发方案为 12 亿立方米/年。

《评估报告》的预测期内，产量最高的年份为 2023 年，年产量 12.54 亿立方米，与经国家能源局备案的永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米的开发方案匹配。

六、永和 45-永和 18 井区采矿许可证的办理进展对中海沃邦的生产经营不存在重大影响

（一）石楼西项目探矿权延续申请的进展情况

中油煤已按规定向自然资源部提交了探矿权延期的申请，并于 2018 年 8 月 3 日取得了自然资源部核发的材料接收单。2019 年 1 月 9 日，自然资源部向中油煤出具了《受理通知书》。

2019 年 4 月 4 日，自然资源部向中油煤出具了《补充说明告知书》，载明：“我部受理了你单位山西鄂尔多斯盆地石楼西区块油气勘查事项，依法进行审查后，存在如下问题：1. 该探矿权申请范围与团圆山省级自然保护区，永和黄河蛇曲国家地质公园重叠。请你单位妥善处理与禁止开采区关系，重新调整申请区范围避开与开采区重叠部分。2. 因该项目申请范围有石油探明储量，根据自然资源办函[2019]99 号文规定，探矿权中已获得探明储量的区域，不再申请试采，应尽快准备材料办理采矿权；已生产却长期未申请转为采矿权的，应抓紧组织编

制相关要件材料，申请转为采矿权。对暂时不能转为采矿权的，请就有关情况作出说明，并依法做好勘查开采登记工作。”

根据《补充说明告知书》的要求，中油煤已向自然资源部提交了关于探矿权勘查范围变更的申请。截至本回复出具之日，自然资源部尚未向中油煤提出进一步的审查意见，探矿权勘查范围的变更申请正在审核中。

（二）永和 45 井区采矿许可证最新办理进展

永和 45 井区作为永和 18 井区的外扩区域，二者的储层是一个完整的主力气藏，其间没有地质分界线，因此中油煤与中海沃邦将永和 45 井区与永和 18 井区即永和 45-永和 18 井区作为一个整体井区进行了开发方案的申报；最终将对永和 18 井区的采矿许可证范围进行变更扩大，申请取得永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米/年的采矿许可证。

截至本回复出具之日，《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区天然气 $12 \times 10^8 \text{m}^3$ /年开发方案》已经国家能源局备案，中国石油将依法向自然资源部申请永和 45-永和 18 井区的采矿许可证，中国石油提交永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米/年的采矿许可证申请的前置审批程序包括：矿山地质环境保护与土地复垦方案审批、项目环境影响评价报告书审批。具体办理进展如下：

（1）聘请了具有土地规划资质的北京海地人资源咨询有限公司编制《矿山地质环境保护与土地复垦方案》，并于 2018 年 8 月 16 日向自然资源部提交审核申请，于 2018 年 9 月 16 日通过了自然资源部组织的专家评审。2019 年 1 月 14 日，自然资源部发布《自然资源部关于山西潞安集团余吾煤业有限公司等 12 个矿山地质环境保护与土地复垦方案通过审查的公告》（2019 年第 3 号）公告了审查结果。

（2）聘请了具有建设项目环境影响评价资质的山西晋环科源环境资源科技有限公司编制《项目环境影响评价报告书》。截至本回复出具之日，《项目环境影响评价报告书》正在编制当中。另一方面，根据山西省生态环境厅的要求，申请办理永和 45-永和 18 井区天然气 12 亿立方米/年开发项目的环境影响评价报告书审批需提交相应的探矿权证，由于包含永和 45 井区范围的探矿权证正在申请办理中，因此暂无法向山西省生态环境厅提交永和 45-永和 18 井区天然气 12 亿立方米/年开发项目的环境影响评价报告书的审批。

(三)石楼西区块探矿权证、永和 45 井区采矿许可证的办理无实质性障碍，对石楼西项目的持续经营不构成重大不利影响。

1、探矿权证

《矿产资源勘查区块登记管理办法》第十条规定，“……探矿权人逾期不办理延续登记手续的，勘查许可证自行废止。……”

根据上述规定，中油煤已经提交了办理探矿权延续登记手续的申请，根据《矿产资源勘查区块登记管理办法》第十条的规定，石楼西项目的探矿权证不存在自行废止的情形。

《中华人民共和国矿产资源法》第六条规定，探矿权人有权优先取得勘查作业区内矿产资源的采矿权。永和 45 井区已经探明储量。永和 45 井区作为永和 18 井区的外扩区域，中国石油正在办理向自然资源部申请永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米/年的采矿许可证的手续，根据《中华人民共和国矿产资源法》第六条的规定，中国石油有权优先取得永和 45-永和 18 井区采矿权的权利。

2019 年 6 月，国金证券、国浩律师、东洲评估作为本次交易的中介机构，对中油煤进行了走访，相关负责人确认石楼西项目探矿权延续申请的行政许可正在审核过程中，已根据自然资源部补充材料的要求，提交了相关材料；石楼西项目探矿权延续申请获得批准不存在实质性障碍；目前处于政策调整的过渡期，并非仅石楼西区块存在探矿权延期的情况；最近两年，中油煤未因探矿权证延期而收到处罚。

综上，石楼西项目的探矿权证不存在自行废止的情形，探矿权延期申请工作正常进行，中油煤能够按照自然资源部出具的补充材料要求进行材料补充，不存在无法补充的情形，根据自然资源部补充材料的要求，石楼西项目探矿权延续申请获得批准不存在实质性障碍，不会对石楼西项目的持续经营造成重大不利影响。

2、永和 45 井区采矿许可证

中海沃邦为石楼西区块的作业者，按照矿业权人批准的开发方案进行开采、试采，按照《合作合同》及补充协议的约定进行销售。根据《合作合同》的约定，中海沃邦作为石楼西区块的作业者，应按照经联管会批准的工作计划以及中国石油批准的开发方案进行试采、开采。

根据自然资源部 2019 年 4 月出具的《补充说明告知书》，“探矿权中已获得

探明储量的区域，不再申请试采，应尽快准备材料办理采矿权；已生产却长期未申请转为采矿权的，应抓紧组织编制相关要件材料，申请转为采矿权。”

永和 45 井区已经探明储量，根据《中华人民共和国矿产资源法》第六条的规定，中国石油有权优先取得采矿权。

2019 年 6 月，国金证券、国浩律师、东洲评估作为本次交易的中介机构，对中油煤进行了走访，相关负责人确认由于探矿权证未取得，永和 45-永和 18 井区 12 亿方天然气开发项目的环境影响评价报告书审批材料无法提交，审批通过后即可提交采矿许可证的申请材料，不存在实质性障碍；永和 45-永和 18 井区采矿许可证的前置审批程序大部分已办理完毕，对石楼西项目的生产经营没有重大不利影响。

此外，永和县自然资源局（原永和县国土资源局）出具了证明，确认中海沃邦永和分公司于自 2017 年 1 月 1 日至证明出具之日期间，遵守《中华人民共和国矿产资源法》等法律、法规、规章和规范性文件的规定，不存在违反《中华人民共和国矿产资源法》等法律、法规、规章和规范性文件规定的重大违法行为，也没有因违反国家土地资源管理法律、法规、规章和规范性文件规定的行为而受到行政处罚的记录。

石楼县自然资源局（原石楼县国土资源局）出具了证明，确认中海沃邦石楼分公司自 2017 年 1 月 1 日至证明出具之日，在石楼县境内作业期间能够遵守国家土地资源管理法律、法规、规章和规范性文件的规定合法作业，不存在违反国家土地资源管理法律、法规和规范性文件规定的重大违法行为，也没有因违反国家土地资源管理法律、法规、规章和规范性文件规定的行为而受到行政处罚的记录。

综上，中国石油正在按照相关部门的要求办理申请石楼西区块相关的探矿权证、采矿许可证，不存在编制申请要件材料的实质性障碍，且相关自然资源主管部门均出具了无行政处罚记录的证明，因此，石楼西区块采矿许可证的办理进展不会对中海沃邦的持续经营产生重大不利影响。

（四）中海沃邦不存在未取得相关资质批复而生产经营的情况

石楼西区块项目的矿权人系中国石油。中油煤系中国石油的全资子公司。在访谈中油煤负责石楼西项目主管人员时，其确认中油煤系中国石油独资设立的从

事煤层气、天然气业务的子公司，经中国石油授权，负责管理石楼西区块的天然气勘探开发等工作，与中海沃邦签署相关协议并办理石楼西区块项目的探矿证、采矿许可证等行政许可。

中油煤办理探矿证、采矿证的进展如前所述。根据《合作合同》的约定，中海沃邦作为石楼西区块的作业者，中海沃邦应按照矿业权人批准的开发方案、开发计划进行勘探、开发、生产，按照《合作合同》及补充协议的约定进行销售。

中海沃邦作为作业者，已经办理了《安全生产许可证》和《排污许可证》，未有应办理相关业务资质而未办理的情形。

因此，中海沃邦已经取得了其生产经营所需的《安全生产许可证》和《排污许可证》，根据《合作合同》的约定，中海沃邦作为石楼西区块的作业者，中海沃邦应按照矿业权人批准的开发方案、开发计划进行勘探、开发、生产，按照《合作合同》及补充协议的约定进行销售。

七、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：永和 45-永和 18 井区报告期内的开采量、预测期内各年度的产量均与经备案的开发方案相匹配。

11-2）结合石楼西项目探明储量及经济可采量情况、目前已取得采矿许可证的许可开采量、永和 45-永和 18 井区采矿许可证的申请进展、预计办毕时间、是否存在不能办理障碍等因素，补充披露 2019-2021 年中海沃邦天然气预测年产量的预测依据及合理性，并量化分析对中海沃邦评估作价的影响。

回复：

一、石楼西区块永和 45-永和 18 井区的储量情况能够满足预测期内的开采

截至 2018 年 12 月 31 日，石楼西区块永和 45-永和 18 井区经国土资源部（现自然资源部）备案的已探明天然气地质储量 792 亿方、技术可采储量 379 亿方、经济可采储量 256 亿方，具体如下：

项目	备案批复时间	含气面积(平方公里)	地质储量(亿立方米)	技术可采储量(亿立方米)	经济可采储量(亿立方米)
永和 18 井区	2014 年 6 月	114	157	77	46
永和 45 井区	2017 年 6 月	468	635	302	211

项目	备案批复时间	含气面积(平方公里)	地质储量(亿立方米)	技术可采储量(亿立方米)	经济可采储量(亿立方米)
合计	-	583	792	379	256

根据阿派斯出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》，结合产能曲线对已投产井未来的开采量进行模拟计算。截至评估基准日，永和 45-永和 18 井区累计产量为 19.17 亿立方米，占探明地质储量比例较小。同时，在预测期内《合作合同》到期年累计开采天然气约 217.39 亿立方米，在合理的经济可采储量范围内。

二、永和 45 井区-永和 18 井区采矿许可证的办理进展及对中海沃邦生产经营的影响

详见本回复“11-1）六、永和 45 永和 18 井区采矿许可证的办理进展及对中海沃邦生产经营不存在重大影响”中的相关内容。

三、2019-2021 年中海沃邦天然气预测年产量的预测依据

2019-2021 年中海沃邦天然气预测年产量的预测具有合理性，详见本回复“10-1)”中的相关内容。

四、对天然气产量的敏感性分析

评估师对预测期产量的变化进行了敏感性测试，测试结果如下：

	开采量的敏感性分析		
开采量变动率	-5.00%	-3.00%	0.00%
评估值（万元）	440,700.00	449,200.00	462,800.00
估值变动率	-4.78%	-2.94%	0.00%

五、中介机构核查意见

经核查，评估师认为，石楼西区块永和 45-永和 18 井区天然气 12 亿方/年采矿许可证的取得不存在实质性障碍，办理进展对中海沃邦的生产经营无重大不利影响。2019-2021 年中海沃邦天然气预测年产量的预测依据具有合理性。

问题 12：申请文件显示，本次评估对中海沃邦主要预测了 2019 年至 2021 年的企业股权现金流情况。预测期中海沃邦股权自由现金流分别为 25,464.47 万元、29,828.28 万元和 12,215.88 万元。根据预测股权现金流量，并以计算出的折现率进行折现，得出中海沃邦经营性资产价值为 421,735.88 万元。请你公司补充披露 2021 年后中海沃邦的预测股权现金流量预测过程，主要预测参数的取值

依据及合理性，是否与前次收购时主要预测数据存在差异；如是，补充披露存在差异的原因及合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、股权自由现金流预测过程

本次预测中，各年度股权自由现金流数据如下：

单位：万元

项目/年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
股权自由现金流	25,464.47	29,828.28	12,215.88	78,828.80	63,366.07	73,353.26
项目/年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
股权自由现金流	50,137.81	66,489.23	45,894.14	56,136.51	31,744.21	56,800.63
项目/年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年
股权自由现金流	36,928.18	53,926.25	76,852.07	53,156.52	36,454.01	25,585.34
项目/年份	2037 年					
股权自由现金流	20,284.02					

1、营业收入的预测

关于销量及销售单价的预测详见本回复“10-1)”的相关内容。

预测期收入预测情况如下：

单位：万元

项目 \ 年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
①销售单价（不含税）	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
②年产量	90,959.02	108,047.48	120,316.13	124,601.30	125,364.01	125,083.59
③年销量	90,959.02	108,047.48	120,316.13	124,601.30	125,364.01	125,083.59
④天然气销售总收入	137,348.12	163,151.70	181,677.36	188,147.97	189,299.65	188,876.23
⑤分成后收入	119,492.87	141,941.98	158,059.31	163,688.73	143,867.73	143,545.93
主营业务收入小计	119,492.87	141,941.98	158,059.31	163,688.73	143,867.73	143,545.93
增长率	40.47%	18.79%	11.35%	3.56%	-12.11%	-0.22%
项目 \ 年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
①销售单价（不含税）	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
②年产量	123,587.19	124,226.38	123,735.36	123,620.27	124,481.08	123,878.11
③年销量	123,587.19	124,226.38	123,735.36	123,620.27	124,481.08	123,878.11
④天然气销售总收入	186,616.65	187,581.84	186,840.39	186,666.61	187,966.42	187,055.94
⑤分成后收入	141,828.65	140,498.80	139,943.45	139,813.29	140,786.85	140,104.90
主营业务收入小计	141,828.65	140,498.80	139,943.45	139,813.29	140,786.85	140,104.90

增长率	-1.20%	-0.94%	-0.40%	-0.09%	0.70%	-0.48%
项目 \ 年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年
①销售单价（不含税）	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
②年产量	123,655.38	124,678.94	100,651.87	71,131.80	52,679.05	40,384.76
③年销量	123,655.38	124,678.94	100,651.87	71,131.80	52,679.05	40,384.76
④天然气销售总收入	186,719.62	188,265.21	151,984.32	107,409.02	79,545.37	60,980.99
⑤分成后收入	139,852.99	141,010.64	113,836.25	80,449.36	59,579.48	45,674.76
主营业务收入小计	139,852.99	141,010.64	113,836.25	80,449.36	59,579.48	45,674.76
增长率	-0.18%	0.83%	-19.27%	-29.33%	-25.94%	-23.34%
项目 \ 年份	2037 年					
①销售单价（不含税）	1.51					
②年产量	31,557.10					
③年销量	31,557.10					
④天然气销售总收入	47,651.22					
⑤分成后收入	35,690.77					
主营业务收入小计	35,690.77					
增长率	-21.86%					

2、营业成本的预测

中海沃邦主营业务成本分为料工费，其中费用科目主要为固定资产折旧、油气资产折耗、维护及修理、生产运营费、安全生产费、勘探费用及其他费用，根据管理层提供盈利预测，复核后企业未来年度主营业务成本预测情况如下：

单位：万元

项目 \ 年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
制造费用	36,526.28	41,758.62	47,267.59	49,937.08	49,249.82	48,625.22
其中：固定资产折 旧及油气资产折耗费	28,748.63	34,038.65	38,804.22	41,174.47	41,100.53	40,457.60
职工薪酬	754.72	781.95	810.38	840.07	866.20	893.27
材料费	576.86	685.24	763.04	790.22	795.06	793.28
合计	37,857.86	43,225.80	48,841.01	51,567.36	50,911.07	50,311.77
项目 \ 年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
制造费用	48,596.77	49,548.86	50,690.19	51,883.99	53,441.00	54,431.97
其中：固定资产折 旧及油气资产折耗费	40,425.65	41,331.47	42,394.38	43,492.63	44,906.23	45,831.82

职工薪酬	921.31	950.37	980.48	1,011.68	1,044.00	1,077.51
材料费	783.79	787.84	784.73	784.00	789.46	785.63
合计	50,301.88	51,287.08	52,455.40	53,679.66	55,274.47	56,295.11
项目 \ 年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年
制造费用	55,638.65	56,954.41	45,217.20	35,294.97	28,660.38	24,167.63
其中：固定资产折 旧及油气资产折耗费	46,961.00	48,142.51	40,471.13	31,105.46	24,869.64	20,709.19
职工薪酬	1,112.23	1,148.22	1,178.31	1,209.26	1,241.10	1,273.85
材料费	784.22	790.71	638.33	451.12	334.09	256.12
合计	57,535.10	58,893.35	47,033.85	36,955.35	30,235.57	25,697.60
项目 \ 年份	2037 年					
制造费用	25,680.09					
其中：固定资产折 旧及油气资产折耗费	17,723.52					
职工薪酬	1,307.53					
材料费	200.14					
合计	27,187.75					

(1) 原材料

原材料主要为一些固定资产及油气资产生产时机械物料的消耗，与主营业务收入及年产量一般维持比较稳定的比例关系，未来年度按历史年度占年产量比例进行预测。

(2) 工资薪酬

工资薪酬主要为一线人员的工资，评估人员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。同时评估人员对被评估单位工资涨幅情况进行了了解，由于井区位于永和县，所以中海沃邦的一线员工都在永和县生活，永和县属于国家贫困县城，当地消费能力较低，工资成本及上涨幅度都小于一线城市，因此管理层按 4-5% 预测未来工资上涨幅度。评估人员查询了山西省人社厅公布的 2018 年山西省平均工资指导线，货币工资增长基准线为 8.5%，增长上限为 12.5%，增长下限为 4%。故管理层预测的工资涨幅属于合理范围内。

（3）制造费用

A. 固定资产折旧

被评估单位主营业务成本中的固定资产折旧主要为永和 45-永和 18 井区的集气站工程、管网工程、道路工程等的折旧，评估人员根据企业未来地面工程的投资规划及会计折旧年限计算确认未来的折旧金额。

B. 油气资产折耗

被评估单位主营业务成本中的油气资产折耗主要为永和 45-永和 18 井区的气井折耗，油气资产的资本化成本按产量法以产量和对应的探明已开发经济可采储量为基础进行摊销，即：

当期折耗=油气资产账面净值×油气资产当期产量÷油气资产当期期初预计的剩余储量

对截止评估基准日已投产的油气资产，根据阿派斯出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》显示的所开采井预测的剩余储量及每年预测的产量计算当期折耗。

对评估基准日后计划投产的油气资产，根据阿派斯出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》预测的各类气井平均单井储量，及各类气井当期预测的产量计算当期折耗。

预测各类气井平均单井储量如下：

井型	区域	首年气井产量（10 ⁴ m ³ /d）	累计产气量（10 ⁸ m ³ ）
水平井	石楼西区块山 2 储层 I 类区	11.6	1.04
水平井	石楼西区块山 2（II 类）	8.00	0.798
水平井	石楼西区块山 1+盒 8（II 类）	6.50	0.652
垂直井	叠合区	0.86	0.137

C. 其他各项费用包括办公场所租赁费用、安全生产费、集气站日常运营费、维护及修理、弃置费、勘探费用及各项零星支出。每项费用预测方式各不相同，分别按照如维持历史年度水平、预计一定幅度上涨或相关合同规定等不同预测逻辑估算。

3、营业税金及附加预测

预测期中，中海沃邦营业税金及附加情况具体如下：

单位：万元

项目 \ 年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

城建税	41.13	77.64	69.00	100.63	77.84	92.78	
教育费附加	205.67	388.18	345.01	503.16	389.21	463.90	
资源税	5,867.10	6,969.35	7,760.71	8,037.12	7,063.91	7,048.11	
合计	6,113.91	7,435.17	8,174.73	8,640.91	7,530.96	7,604.78	
项目 \ 年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	
城建税	68.23	85.00	63.68	74.15	48.92	74.44	
教育费附加	341.13	425.00	318.41	370.74	244.58	372.20	
资源税	6,963.79	6,898.49	6,871.22	6,864.83	6,912.63	6,879.15	
合计	7,373.14	7,408.49	7,253.31	7,309.73	7,206.13	7,325.79	
项目 \ 年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年
城建税	54.18	72.13	90.44	63.18	46.15	34.81	26.66
教育费附加	270.91	360.65	452.18	315.89	230.77	174.05	133.30
资源税	6,866.78	6,923.62	5,589.36	3,950.06	2,925.35	2,242.63	1,752.42
合计	7,191.88	7,356.41	6,131.98	4,329.13	3,202.28	2,451.49	1,912.38

中海沃邦的税项主要有增值税、资源税、城建税及教育税附加、企业所得税等。根据财政部、税务总局和海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》（公告 2019 年第 39 号）的规定，自 2019 年 4 月 1 日起，增值税一般纳税人（以下称纳税人）发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16% 税率的，税率调整为 13%；原适用 10% 税率的，税率调整为 9%。

则本次预测中对于 2019 年 1-3 月份按原税率测算，自 2019 年 4 月 1 日起，天然气销售税率 9% 进行测算。

城建税、教育附加费分别为流转税额的 1%（18-45 井区属于中海沃邦永和分公司）、5%，资源税税率为应税销售额的 4.91%。

根据永和县地方税务局城区税务所税务事项通知书，石楼西地块天然气资源税优惠由原来财税【2014】73 号文件第二条第四款“对低丰度气田资源税减征 20%”变更为财税【2014】73 号文件第三条“关于原油、天然气资源税优惠政策实施”附表中的“综合减征率 1.09%，实际征收率 4.91%。”

4、营业费用预测

预测期中，中海沃邦销售费用情况具体如下：

单位：万元

项目 \ 年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
管输费	7,244.80	8,623.97	9,603.21	9,945.24	8,740.98	8,721.42

销售管理费	3,215.82	3,183.32	3,544.78	3,671.03	3,226.51	3,219.29	
合计	10,460.62	11,807.29	13,147.99	13,616.27	11,967.48	11,940.71	
项目 \ 年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	
管输费	8,617.09	8,536.29	8,502.55	8,494.64	8,553.79	8,512.36	
销售管理费	3,180.78	3,150.95	3,138.50	3,135.58	3,157.41	3,142.12	
合计	11,797.86	11,687.24	11,641.04	11,630.22	11,711.20	11,654.47	
项目 \ 年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年
管输费	8,497.05	8,567.39	6,916.35	4,887.86	3,619.87	2,775.06	2,168.47
销售管理费	3,136.47	3,162.43	2,552.99	1,804.23	1,336.18	1,024.34	800.43
合计	11,633.52	11,729.82	9,469.35	6,692.09	4,956.05	3,799.41	2,968.90

(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/m³（含税），中石油煤层气有限责任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%）。

根据双方于 2019 年签订的《山西省石楼西地区煤层气资源开采合作合同》第三次修改协议（永和 45-永和 18 井区开发补充协议）约定：如永和 45-永和 18 井区年产气量不超过 8 亿方，销售费用按照天然气产品销售收入（税后）的 3% 支付给煤层气公司；如永和 45-永和 18 井区年产量超过 8 亿方，当年销售费用按照天然气销售收入（税后）的 2.5% 支付给煤层气公司。

因此，未来预测中按合同约定的比例进行计算。

5、管理费用预测

预测期中，中海沃邦管理费用情况具体如下：

单位：万元

项目 \ 年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

管理费用	4,632.62	4,909.89	5,189.47	5,477.58	5,634.48	5,801.47	
占营业收入比重	3.88%	3.46%	3.28%	3.35%	3.92%	4.04%	
项目 \ 年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	
管理费用	5,969.36	6,143.41	6,324.93	6,513.12	6,763.73	7,064.68	
占营业收入比重	4.21%	4.37%	4.52%	4.66%	4.80%	5.04%	
项目 \ 年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年
管理费用	7,343.10	7,600.99	7,733.65	7,773.81	7,853.56	7,957.25	8,076.34
占营业收入比重	5.25%	5.39%	6.79%	9.66%	13.18%	17.42%	22.63%

管理费用主要由办公设备折旧、工资福利费、办公场所租赁费、中方人员协调费和维护及修理等费用构成，每项费用预测方式各不相同，分别按照如维持历史年度水平、预计一定幅度上涨或相关合同规定等不同预测逻辑估算，故预测期管理费用占收入比例每年各不相同，但每年整体管理费用金额呈逐年递增趋势，且递增幅度较小。同时，随着营业收入规模的扩大，则管理费用占收入比例降低；随着营业收入规模的缩小，则管理费用占收入比例增大。

6、财务费用预测

预测期中，中海沃邦财务费用情况具体如下：

单位：万元

项目 \ 年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	
财务费用	934.59	1,210.77	787.45	913.92	1,017.91	1,248.40	
项目 \ 年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	
财务费用	956.82	1,005.25	733.67	587.07	200.00	200.00	
项目 \ 年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年
财务费用	200.00	200.00	225.46	420.51	328.94	237.36	145.79

中海沃邦属于重资产企业，存在一定的资本化利息。根据《评估报告》披露：受作业成熟度、施工队伍稳定性、新技术应用、新材料使用等方面影响，钻完井费用会随着时间的推移有所降低，预测未来水平井单井钻井及完井费用变化趋势为 2019-2020 年 2517 万元（不含税），2021 年为 2391 万元（不含税），2022 年为 2296 万元（不含税），2023 年之后均为 2204 万元（不含税）。水平井合理完钻时间约为 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。

7、资产减值损失预测

对于资产减值损失按未来预测的期末应收款项的 3%计提。

8、所得税预测

中海沃邦于 2018 年 10 月 9 日取得了高新技术企业证书，证书有效期三年，所得税税率为 15%。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，评估师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，假设被评估单位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。

9、折旧和摊销

折旧和摊销的预测，除根据企业原有的各类固定资产和其它长期资产，并且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。

类别	折旧年限	预计净残值率	年折旧率
油气集输设施	14 年	0%	7.14%
道路	20 年	0%	5.00%
机器设备	3-10 年	0%-5%	9.50%至 33.33%
运输车辆	5-10 年	0%-5%	9.50%至 20.00%
计算机及电子设备	3-6 年	0%-5%	15.83%至 33.33%
办公设备	3-6 年	0%-5%	15.83%至 33.33%
油气资产		产量法	

(1) 固定资产折旧

中海沃邦主营业务成本中的固定资产折旧主要为永和 45-永和 18 井区的集气站工程、管网工程、道路工程等的折旧，评估人员根据企业未来地面工程的投资规划及会计折旧年限计算确认未来的折旧金额。

(2) 油气资产折耗

中海沃邦主营业务成本中的油气资产折耗主要为永和 45-永和 18 井区的气井折耗，油气资产的资本化成本按产量法以产量和对应的探明已开发经济可采储量为基础进行摊销，即：

当期折耗=油气资产账面净值×油气资产当期产量÷油气资产当期起初预计的剩余储量

对截止评估基准日已投产的油气资产，根据《储量报告》显示的该些井预测

的剩余储量及每年预测的产量计算当期折耗。

对评估基准日后计划投产的油气资产，根据《储量报告》预测的各类气井平均单井储量，及各类气井当期预测的产量计算当期折耗。

10、资本性支出

未来年度，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。为了维持产能的扩张，中海沃邦在预测年度需要不断投资布井扩大公司规模，来提升及维持年产量。

本次主要考虑了油气资产支出和地面工程支出。

该类支出主要参考《储量报告》中未来年度的单井投资成本、布井计划以及地面工程投入计算得出。

11、营运资本预测

营运资本=安全现金保有量+应收账款+预付账款+存货-应付账款-预收账款-应付职工薪酬-应交税费

本次根据中海沃邦的经营情况，参考了企业历史年度的周转率水平来计算相关资产及负债在未来预测期的期末余额，以此来确定营运资本的变化。

12、新增贷款和贷款偿还预测

根据企业的资本投入和企业运营现金流的情况，以及企业的融资计划，新增贷款和贷款进行分析预测。

13、期末营运资本及长期资产回收预测

由于本次评估采用有限年预测模型，因此在企业合作协议到期后企业将回收相关资产的期末余额，具体包括营运资本和长期资产残值。

14、折现率

无风险报酬率 R_f =	3.40%	市场风险溢价 MRP =	7.12%
行业按照市值剔除财务杠杆的 β_t	0.6929	债务资本成本 R_d =	7.28%
标的公司个别风险 ε	1.00%		

年份		2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
股东权益资本报酬率 R_e		9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%
年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
股东权益资本报酬率 R_e	9.5%	9.5%	9.5%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%

年份	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	
股东权益资本报酬率 Re	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.3%	9.3%	

二、与前次收购时主要预测数据差异

与前次收购时主要预测数据的差异主要为净利润、折旧与摊销、资本性支出、营运资本增加、贷款偿还额等方面的变化，具体详见本回复“9-1)”的相关内容。

三、中介机构核查意见

经核查，评估师认为主要预测参数的取值以及其与前次收购时主要预测数据所存在的差异是合理的。

问题 13：请你公司：1) 结合中海沃邦石楼西项目各区域勘察进展、未来开采计划、预计产能扩展情况等，补充披露预测期内资本性支出各项目的预测依据及充分性。2) 补充披露 2021 年后中海沃邦资本性支出的预测数据及预测依据。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、石楼西区块的勘探、开发进展

(一) 石楼西区块的勘探进展

截至 2018 年 12 月 31 日，石楼西区块永和 18 井区、永和 30 井区、永和 45 井区（叠合含气面积共计 928 平方公里）的储量报告已经国土资源部（现自然资源部）备案，探明地质储量合计 1,276 亿方，具体如下：

项目	备案批复时间	叠合含气面积 (平方公里)	地质储量 (亿立方米)	技术可采储量 (亿立方米)	经济可采储量 (亿立方米)
永和 18 井区	2014 年 6 月	114	157	77	46
永和 30 井区	2016 年 3 月	346	484	231	186
永和 45 井区	2017 年 6 月	468	635	302	211
合 计	-	928	1,276	610	443

2018 年 10 月，中国石油对此前未探明储量区域（即 2018 年 3 月《合作合同第二次修改协议》中约定的合同区未获得探明储量的区域面积 595.26 平方千米）部分区域的新增储量情况进行了专家评审并获得了通过。新增储量区域地质储量 283.20 亿立方米，技术可采储量 127.44 亿立方米，经济可采储量 84.01 亿立方米。后续，中国石油将向自然资源部申请相关区域的储量备案。除上述情况外，石楼西区块剩余未探明储量区域面积为 343.34 平方千米。中海沃邦将根据发展规划

及中油煤的要求，对上述区域的储量情况作进一步的勘探。

（二）石楼西区块开发进展

永和 18 井区已取得国土资源部（现自然资源部）核发的采矿许可证，进入商业性生产阶段；永和 45-永和 18 井区的 12 亿方/年度的采矿许可证正在办理之中。

截止评估基准日，永和 18 井区、永和 45 井区已建成中心集气站 1 座（共 3 期工程），主要输气管网已布置完毕，并完钻开发井共计 92 口，其中水平井 51 口，垂直井（含定向井）41 口；正式投产开发井共计 51 口，其中水平井 40 口、垂直井（含定向井）11 口；已累计产气 19 亿余立方米。

二、预计产能

永和 45 井区作为永和 18 井区的外扩区域，二者的储层是一个完整的主力气藏，其间没有地质分界线，因此中石油煤层气有限责任公司与中海沃邦将永和 45 井区与永和 18 井区作为一个整体井区即永和 45-永和 18 井区进行了开发方案的申报，该整体开发方案已经国家能源局备案。

三、未来开采计划

由于已投产的油气开发井控制的储量有限，且随着储气量的开采，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水平井和垂直井 2 类，其中水平井又可分为：I 类区（石楼西区块山 2 储层）、II 类区（石楼西区块山 2 段）和 III 类区（石楼西区块山 1+盒 8 段）。

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，具体如下：

单位：口

投产计划表	石楼西区块山 2 储层	石楼西区块山 2 段	石楼西区块山 1+盒 8 段	垂直井
2019 年	13	4	0	4
2020 年	8	3	1	5

2021 年	6	13	1	5
2022 年	4	5	1	7
2023 年	9	7	0	5
2024 年	4	5	0	4
2025 年	0	19	0	3
2026 年	1	6	5	2
2027 年	0	6	15	0
2028 年	0	1	13	0
2029 年	0	0	23	0
2030 年	0	0	13	0
2031 年	0	0	23	0
2032 年	0	0	14	0

四、预测期内资本性支出预测数据及预测依据

结合前述分析，本次评估资本性支出的预测主要考虑了油气资产支出和地面工程支出。

1、油气资产资本性支出

根据《储量报告》披露，2019 年单井直井/评价井综合钻井成本 573 万元/口（不含税），完井成本 260 万元/口（不含税）；已钻未投产探井完井投资 80 万元/口（不含税）；单井水平井 2019 年综合钻井成本 1,121 万元/口（不含税），2019 年完井成本 1,396 万元/口（不含税）。

受作业成熟度、施工队伍稳定性、新技术应用、新材料使用等方面影响，钻完井费用会随着时间的推移有所降低，预测未来水平井单井钻井及完井费用变化趋势为 2019-2020 年 2,517 万元（不含税），2021 年为 2,391 万元（不含税），2022 年为 2,296 万元（不含税），2023 年之后均为 2,204 万元（不含税）。

2、固定资产资本性支出

该类支出主要参考《储量报告》中未来年度的单井投资成本、布井计划以及地面工程投入计算得出。

预测内中海沃邦各年度资本性支出预测如下：

单位：万元

项目 \ 年份	2019	2020	2021	2022	2023
因产能扩张新增的油气资产类资本投入	35,559.37	30,051.01	47,762.62	25,310.96	36,297.27
因保持持续经营而维护资金投入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
油气资产类资本性支出小计	35,559.37	30,051.01	47,762.62	25,310.96	36,297.27
因产能扩张需新增的设备类投入	4,058.93	5,605.50	8,777.25	5,109.75	108.00

因保持永续经营而维护资金投入	121.70	167.99	182.49	202.51	233.86
设备类的资本性支出小计	4,180.63	5,773.49	8,959.74	5,312.26	341.86
固定资产资本性支出合计	39,740.00	35,824.50	56,722.36	30,623.22	36,639.13
其他长期资产的资本支出小计	210.89	210.89	210.89	210.89	210.89
工程物资+其他非流动资产转入	10,403.43				
企业资本性支出总计	29,547.46	36,035.39	56,933.25	30,834.11	36,850.02
项目 \ 年份	2024	2025	2026	2027	2028
因产能扩张新增的油气资产类资本投入	21,682.00	43,922.00	26,688.00	46,704.00	31,136.00
因保持持续经营而维护资金投入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
油气资产类资本性支出小计	21,682.00	43,922.00	26,688.00	46,704.00	31,136.00
因产能扩张需新增的设备类投入	108.00	108.00	108.00	108.00	5,466.00
因保持永续经营而维护资金投入	252.11	252.49	252.88	253.26	253.65
设备类的资本性支出小计	360.11	360.49	360.88	361.26	5,719.65
固定资产资本性支出合计	22,042.11	44,282.49	27,048.88	47,065.26	36,855.65
其他长期资产的资本支出小计	210.89	210.89	210.89	210.89	210.89
工程物资+其他非流动资产转入					
企业资本性支出总计	22,253.00	44,493.38	27,259.77	47,276.15	37,066.54
项目 \ 年份	2029	2030	2031	2032	2033
因产能扩张新增的油气资产类资本投入	51,152.00	28,912.00	51,152.00	31,136.00	0.00
因保持持续经营而维护资金投入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
油气资产类资本性支出小计	51,152.00	28,912.00	51,152.00	31,136.00	0.00
因产能扩张需新增的设备类投入	10,379.25	7,388.25	4,295.25	7,874.25	0.00
因保持永续经营而维护资金投入	254.03	273.56	310.62	337.01	352.35
设备类的资本性支出小计	10,633.28	7,661.81	4,605.87	8,211.26	352.35
固定资产资本性支出合计	61,785.28	36,573.81	55,757.87	39,347.26	352.35
其他长期资产的资本支出小计	210.89	210.89	210.89	210.89	210.89
工程物资+其他非流动资产转入					
企业资本性支出总计	61,996.17	36,784.70	55,968.76	39,558.15	563.24
项目 \ 年份	2034	2035	2036	2037	
因产能扩张新增的油气资产类资本投入	0.00	0.00			
因保持持续经营而维护资金投入	0.00	0.00	0.00	0.00	
油气资产类资本性支出小计	0.00	0.00	0.00	0.00	
因产能扩张需新增的设备类投入	0.00	0.00	0.00	0.00	
因保持永续经营而维护资金投入	380.47	380.47	380.47	380.47	
设备类的资本性支出小计	380.47	380.47	380.47	380.47	
固定资产资本性支出合计	380.47	380.47	380.47	380.47	
其他长期资产的资本支出小计	210.89	210.89	210.89	210.89	
工程物资+其他非流动资产转入					
企业资本性支出总计	591.36	591.36	591.36	591.36	

五、中介机构核查意见

经核查，评估师认为预测期内各项资本性支出预测依据是充分、合理的。

问题 14：请你公司补充披露：1）中海沃邦 2019 年至 2021 年营运资金需求量的测算过程，及相关数据的取值依据及合理性。2）中海沃邦 2021 年以后营运资金需求量的预测过程及预测依据。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、营运资金需求的预测过程

本次根据中海沃邦的经营情况，参考了企业历史年度的周转率水平来计算相关资产及负债在未来预测期的期末余额，以此来确定营运资本的变化。

营运资本增加额=当期营运资本-上期营运资本

其中，营运资本=安全现金保有量+应收账款及应收票据+预付账款+存货-应付账款-预收账款-应付职工薪酬-应交税费

安全现金保有量：企业要维持正常运营，需要一定数量的现金保有量。结合分析企业以前年度营运资金的现金持有量与付现成本情况，确定安全现金保有量的月数，根据该月数计算完全付现成本费用。

月完全付现成本=（销售成本+应交税金+三项费用-折旧与摊销）/12

应收账款及应收票据=营业收入总额/应收款项周转率

预付账款=营业成本总额/预付账款周转率

存货=营业成本总额/存货周转率

应付账款=营业成本总额/应付账款周转率

预收账款=营业收入总额/预收账款周转率

应付职工薪酬=营业成本总额/应付职工薪酬率

应交税费=当年的企业所得税/4+当年的流转税/12

被评估单位截止评估基准日其他应付款存在应付工程款 69,596.67 万元，该款项主要是气井工程、集气站工程、管网配套工程的未付工程款，上述工程由于存在尚未工程审价完毕的情况，因此并不需要当即付款。根据管理层对各个工程完工情况分析，被评估单位预计于 2019 年末偿还约 1 亿的工程款、2020 年度偿还 2.5 亿工程款、2021 年度偿还最后剩余的 3.5 亿工程款。上述债务对应的资产也在这几年内陆续投产运营。

被评估单位截止评估基准日应付票据中存在 35,194.94 万元应付票据，本次评估根据应付票据约定的付款日期在 2019 年偿还。

未来年度营运资金需求预测如下：

单位：万元

项目 \ 年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	
营运资金增加	22,860.42	28,950.71	37,618.84	763.26	-3,918.66	-92.78	
项目 \ 年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	
营运资金增加	-168.61	-466.85	-40.37	-200.38	276.58	-396.30	
项目 \ 年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年
营运资金增加	48.68	23.82	-5,875.41	-5,628.42	-3,513.33	-2,338.79	-1,795.25

二、中介机构核查意见

经核查，评估师认为预测期内营运资金需求的预测依据是充分、合理的。

问题 15：申请文件显示，1）由于《评估报告》的收益法评估中对于评估基准日未取得开发方案备案的永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域未纳入收益测算，仅按资产基础法进行评估，上市公司聘请了东洲评估对永和 30 井区项目出具了《价值咨询报告》。于价值咨询基准日 2018 年 12 月 31 日，鄂东气田石楼西区块永和 30 井区项目价值为 171,300.00 万元。2）永和 30 井区项目未来三年现金流自由现金流分别为-6,184.36 万元、-18,054.17 万元和-2,608.42 万元。3）估值报告未预测石楼西区块永和 30 井区项目 2021 年以后的盈利情况及自由现金流情况。

请你公司补充披露：1）永和 30 井区及 596 平方公里未探明储量的区域的详细情况。2）永和 30 井区项目 2021 年以后的盈利预测及自由现金流量情况，并补充披露石楼西区块永和 30 井区项目价值的评估过程。3）结合该项目的开采进展、预计投入、已探明储量等情况，补充披露该项目评估中主要评估参数的取值依据及合理性，是否符合谨慎性原则。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

15-1）永和 30 井区及 596 平方公里未探明储量的区域的详细情况。

回复：

永和 30 井区、储量待备案区域的详细情况详见本回复“9-2）”中的相关内容。

15-2) 永和 30 井区项目 2021 年以后的盈利预测及自由现金流量情况，并补充披露石楼西区块永和 30 井区项目价值的评估过程。

回复：本题目的回复详见本回复“15-3)”中的相关内容。

15-3) 结合该项目的开采进展、预计投入、已探明储量等情况，补充披露该项目评估中主要评估参数的取值依据及合理性，是否符合谨慎性原则。

回复：

一、永和 30 井区项目盈利预测及自由现金流量情况

单位：万元

项目 \ 年份	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
一、营业总收入	4,808.01	21,634.99	68,031.71	87,526.64	123,046.92	123,595.20	123,610.97
二、营业总成本	4,278.68	14,207.99	30,479.50	40,975.47	51,593.92	55,445.21	57,541.48
其中：营业成本	3,307.95	9,961.20	18,188.42	25,498.17	31,845.45	35,385.71	37,229.29
营业税金及附加	236.07	1,062.28	3,333.25	4,646.81	6,549.91	6,712.42	6,657.29
管理费用及操作费	734.65	3,184.51	8,957.83	10,830.48	13,198.56	13,347.08	13,654.90
三、营业利润	529.33	7,427.00	37,552.21	46,551.17	71,453.00	68,149.99	66,069.49
四、利润总额	529.33	7,427.00	37,552.21	46,551.17	71,453.00	68,149.99	66,069.49
五、净利润	449.93	6,312.95	31,919.38	39,568.49	60,735.05	57,927.49	56,159.07
加：折旧和摊销	3,307.95	9,961.20	18,188.42	25,498.17	31,845.45	35,385.71	37,229.29
减：资本性支出	6,212.12	33,149.50	42,631.83	41,201.64	56,903.84	44,056.96	49,641.71
减：营运资金	3,730.12	1,178.82	10,084.39	3,991.58	7,370.89	104.34	127.77
减：处置费用							
加：运营资产期末收回							
六、自由现金流	-6,184.36	-18,054.17	-2,608.42	19,873.45	28,305.77	49,151.89	43,618.88
折现率	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.4%
折现期（月）	6.0	18.00	30.00	42.00	54.00	66.00	78.00
折现系数	0.9522	0.8633	0.7827	0.7096	0.6433	0.5832	0.5285
七、收益现值	-5,888.74	-15,586.17	-2,041.61	14,102.20	18,209.10	28,665.38	23,052.58
项目 \ 年份	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
一、营业总收入	123,598.03	108,014.84	108,064.38	108,550.62	106,606.03	106,742.59	106,875.76
二、营业总成本	59,390.29	60,177.76	61,257.73	61,361.99	61,097.81	60,771.55	60,853.45
其中：营业成本	38,431.03	39,809.47	40,208.92	39,728.83	39,168.28	38,351.90	37,895.33
营业税金及附加	6,733.81	5,828.21	5,886.79	5,961.79	5,872.82	5,880.74	5,879.79
管理费用及操作费	14,225.45	14,540.08	15,162.02	15,671.37	16,056.71	16,538.91	17,078.32

三、营业利润	64,207.74	47,837.09	46,806.64	47,188.63	45,508.22	45,971.04	46,022.31
四、利润总额	64,207.74	47,837.09	46,806.64	47,188.63	45,508.22	45,971.04	46,022.31
五、净利润	54,576.58	40,661.52	39,785.65	40,110.33	38,681.99	39,075.39	39,118.97
加：折旧和摊销	38,431.03	39,809.47	40,208.92	39,728.83	39,168.28	38,351.90	37,895.33
减：资本性支出	41,941.26	42,226.77	36,734.59	32,049.00	29,745.00	29,745.00	30,578.00
减：营运资金	26.90	-2,925.84	41.85	98.83	-365.37	58.09	79.64
减：处置费用							
加：运营资产期末收回							
六、自由现金流	51,039.45	41,170.07	43,218.13	47,691.33	48,470.64	47,624.20	46,356.66
折现率	10.4%	10.4%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%
折现期（月）	90.00	102.00	114.00	126.00	138.00	150.00	162.00
折现系数	0.4787	0.4336	0.3929	0.3562	0.3229	0.2927	0.2654
七、收益现值	24,432.58	17,851.34	16,980.40	16,987.65	15,651.17	13,939.60	12,303.06
项目 \ 年份	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
一、营业总收入	106,730.87	89,296.18	61,622.80	44,604.18	33,384.32	25,463.93	19,593.08
二、营业总成本	60,299.51	52,771.28	41,451.67	34,441.69	27,987.89	23,798.85	19,507.90
其中：营业成本	37,159.41	31,888.77	24,025.35	18,926.20	14,551.76	11,574.01	8,785.61
营业税金及附加	5,838.30	5,117.59	3,515.91	2,584.30	1,934.24	1,475.34	1,135.19
管理费用及操作费	17,301.79	15,764.93	13,910.40	12,931.19	11,501.89	10,749.50	9,587.10
三、营业利润	46,431.36	36,524.89	20,171.13	10,162.49	5,396.43	1,665.08	85.18
四、利润总额	46,431.36	36,524.89	20,171.13	10,162.49	5,396.43	1,665.08	85.18
五、净利润	34,823.52	27,393.67	15,128.35	7,621.86	4,047.32	1,248.81	63.88
加：折旧和摊销	37,159.41	31,888.77	24,025.35	18,926.20	14,551.76	11,574.01	8,785.61
减：资本性支出	33,936.47	5,829.75	5,423.48	0.00	0.00	0.00	0.00
减：营运资金	-769.16	-3,719.75	-5,447.81	-3,383.37	-2,342.32	-1,616.83	-1,298.26

二、价值评估过程

（一）盈利预测主要编制假设

（1）北京中海沃邦能源投资有限公司（以下简称“中海沃邦”）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。

（2）中海沃邦的单位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）中海沃邦的《高新技术企业证书》取得日期为 2018 年 9 月 10 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，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。

（4）本报告所进行的预测是基于中海沃邦在对鄂东气田石楼西区块永和 30 井区的开采过程中各项手续均合法合规的基础上所做出的。

（5）本报告中所采用的未来产气量、操作费、布井计划、投资成本等数据均引用自阿派斯于 2019 年 3 月出具的《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区储量评估报告》（以下简称“30 井区储量报告”）。

（6）本次收入测算中，分成比例 R 参照永和 18 井区开发补充协议约定，即：

$$R = \text{中海沃邦累计所获得的收入（不含回收的生产作业费）} \div \text{全部勘探费用和开发费用}$$

当 R 值 < 1 时，中海沃邦的分成比例为 87.00%；

当 $1 \leq R$ 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%。

（7）中海沃邦 2016 年、2017 年和 2018 产销差异率分别为：-0.53%、0.92% 和 0.07%，符合相关标准的要求，在合理范围之内。故本次未来盈利预测时，不考虑计量误差，年销量等于年产量。

（8）本次测算中对于中海沃邦 30 井区的前期投入 49,130.76 万元，视同在基准日的一次性投入，在价值中予以了扣除。

（二）价值评估过程

1、营业收入的预测

产量根据《30 井区储量报告》中未来年度的产气量确定，销售单价参考永和 45 井区和永和 18 井区未来年度不含管输费销售单价确定。收入分成率的计算方式与永和 45 井区和永和 18 井区一致。

2、营业成本的预测

永和 30 井区营业成本仅考虑折旧及折耗，其他费用均在操作费中予以考虑。

(1) 固定资产折旧的预测

固定资产折旧主要为永和 30 井区的集气站工程、管网工程、道路工程等的折旧，根据未来地面工程的投资规划及会计折旧年限计算确认未来的折旧金额。

(2) 油气资产折耗的预测

油气资产折耗主要为永和 30 井区的气井折耗，油气资产的资本化成本按产量法以产量和对应的探明已开发经济可采储量为基础进行摊销，即：

根据阿派斯出具的《30 井区储量报告》预测的各类气井平均单井储量，及各类气井当期预测的产量计算当期折耗。

预测各类气井平均单井储量如下：

井型	区域	首年气井产量 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	累计产气量 (10^8m^3)
水平井	石楼西区块山 2 储层 I 类区	11.6	1.04
水平井	石楼西区块山 2 (II 类)	8.00	0.798
水平井	石楼西区块山 1+盒 8 (II 类)	6.50	0.652
垂直井	叠合区	0.86	0.137

3、税金及附加的预测

30 井区处于石楼地区，其城建税、教育附加费分别为流转税额的 5%、5%；资源税税率为应税销售额的 4.91%。

根据永和县地方税务局城区税务所税务事项通知书，石楼西地块天然气资源税优惠由原来财税【2014】73 号文件第二条第四款“对低丰度气田资源税减征 20%”变更为财税【2014】73 号文件第三条“关于原油、天然气资源税优惠政策实施”附表中的“综合减征率 1.09%，实际征收率 4.91%。”

4、管理费、安全生产费及操作费的预测

(1) 管理费

根据双方于 2019 年签订的《山西省石楼西地区煤层气资源开采合作合同》第三次修改协议（永和 45-永和 18 井区开发补充协议）约定：如永和 45-永和 18 井区年产气量不超过 8 亿方，销售费用按照天然气产品销售收入（税后）的 3%

支付给煤层气公司；如永和 45-永和 18 井区年产量超过 8 亿方，当年销售费用按照天然气销售收入（税后）的 2.5% 支付给煤层气公司。

因此，未来预测中该项费用参照永和 45-永和 18 井区约定的比例进行计算。

（2）安全生产费

根据《30 井区储量报告》的测算，永和 30 井区该项费用为 5 元/千方。

（3）操作费

根据《30 井区储量报告》的测算，永和 30 井区整个评价期内总成本费用为 217,591.3 万元，平均单位操作成本为 144 元/千方。

5、所得税的预测

与永和 45-永和 18 井区保持一致。

6、资本性支出的预测

根据《30 井区储量报告》中未来开发部署井的时间进度、单井成本、地面投资情况并考虑一定的资本化利息确定。

（1）开发井部署计划

根据《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区储量评估报告》的预计，30 井区未来的开发部署井情况如下：

年度	未来计划投产井		已完钻探井
	水平井（口）	直井（口）	直井（口）
2019	5	0	0
2020	11	0	0
2021	16	0	2
2022	17	0	2
2023	19	0	2
2024	16	0	2
2025	15	2	2
2026	15	2	2
2027	14	2	4
2028	12	4	4
2029	14	1	1
2030	13	1	0
2031	13	1	0
2032	13	2	0
2033	13	0	0
2034	0	0	0

2035	0	0	0
合计	206	15	21

（2）部署井支出

根据《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区储量评估报告》的预计，30 井区未来的开发部署井投资估算如下：

2019 年单井直井/评价井综合钻井成本 573 万元/口（不含税），完井成本 260 万元/口（不含税）；已钻未投产探井完井投资 80 万元/口（不含税）；单井水平井 2019 年综合钻井成本 1,121 万元/口（不含税），2019 年完井成本 1,396 万元/口（不含税）。

受作业成熟度、施工队伍稳定性、新技术应用、新材料使用等方面影响，钻完井费用会随着时间的推移有所降低，预测未来水平井单井钻井及完井费用变化趋势为 2019-2020 年 2,517 万元（不含税），2021 年为 2,391 万元（不含税），2022 年为 2,296 万元（不含税），2023 年之后均为 2,204 万元（不含税）。

（3）地面投资

2019~2035 年永和 30 井区地面工程规划建设估算总投资（不含增值税）为 87,937.00 万元，其中工程费用为 63,422.00 万元，其他费用为 22,365.00 万元，预备费为 9,863.00 万元。

（4）资本化利息支出

由于 30 井区属于重资产投资，存在一定的资本化利息。水平井的合理完钻时间约为 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。

7、营运资金的预测

营运资本增加额=当期营运资本—上期营运资本

由于 30 井区尚未投产，本次对其营运资本的预测考虑安全现金保有量、应收账款和应交税费。

营运资本=安全现金保有量+应收账款—应交税费

8、处置费用的预测

按每口井 20 万元计算。

9、运营资产期末收回的预测

由于本次评估采用有限年预测模型，因此在企业合作协议到期后企业将回收相关资产的期末余额，具体包括营运资本和长期资产残值。

10、折现率的确定

本次采用资本资产加权平均成本模型（WACC）确定折现率

无风险报酬率 R_f =	3.40%	市场风险溢价 MRP =	7.12%
行业按照市值剔除财务杠杆的 β_t	0.6929	债务资本成本 R_d =	7.28%
标的公司个别风险 ϵ	2.00%		

本次资本结构参考中海沃邦自身资本结构来确定，与《评估报告》中所使用的资本结构保持一致。

年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
企业的资本结构 D/E（保持不变）	5.0%	4.8%	4.5%	4.2%	3.9%	3.7%	3.4%
委估企业贝塔系数	0.723	0.721	0.719	0.718	0.716	0.715	0.713
股东权益资本报酬率 R_e	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%
Wd: 债务资本百分比	4.8%	4.5%	4.3%	4.0%	3.8%	3.5%	3.3%
We: 权益资本百分比	95.2%	95.5%	95.7%	96.0%	96.2%	96.5%	96.7%
加权平均资本成本（WACC）	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.4%
年份	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
企业的资本结构 D/E（保持不变）	3.1%	2.9%	2.6%	2.3%	2.0%	1.8%	1.5%
委估企业贝塔系数	0.711	0.710	0.708	0.707	0.705	0.703	0.702
股东权益资本报酬率 R_e	10.5%	10.5%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%
Wd: 债务资本百分比	3.0%	2.8%	2.5%	2.3%	2.0%	1.7%	1.5%
We: 权益资本百分比	97.0%	97.2%	97.5%	97.7%	98.0%	98.3%	98.5%
加权平均资本成本（WACC）	10.4%	10.4%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%
年份	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年
企业的资本结构 D/E（保持不变）	1.2%	1.0%	0.7%	0.4%	0.1%	0.0%	0.0%
委估企业贝塔系数	0.699	0.698	0.696	0.695	0.694	0.693	0.693
股东权益资本报酬率 R_e	10.4%	10.4%	10.4%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%
Wd: 债务资本百分比	1.2%	0.9%	0.7%	0.4%	0.1%	0.0%	0.0%
We: 权益资本百分比	98.8%	99.1%	99.3%	99.6%	99.9%	100.0%	100.0%
加权平均资本成本（WACC）	10.3%	10.4%	10.4%	10.3%	10.3%	10.3%	10.3%

三、中介机构核查意见

经复核，评估师认为，永和 30 井区项目评估中各项参数的取值具有合理性，较为谨慎。

问题 16：本次交易中，中海沃邦全部股东权益价值为 462,800 万元，考虑到永和 30 井区项目的价值、595.26 平方公里储量待备案区域的潜在储量情况，以

及天然气行业未来发展的趋势，经本次交易各方协商，本次交易中海沃邦 100% 股权的交易价格 547,000 万元。请你公司结合永和 30 井区项目的估值情况，595.26 平方公里储量待备案区域的天然气储量及预计可开采量情况，未来年度预计投入情况及盈利预测情况，补充披露本次交易中海沃邦 100% 股权交易作价较其全部股东权益价值高 84,200 万元的原因及合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、《评估报告》结论与本次交易作价的关系

根据评估师出具的《评估报告》，在评估基准日 2018 年 12 月 31 日，中海沃邦全部股东权益价值为 462,800 万元。《评估报告》的收益法评估中对于评估基准日未取得开发方案备案的永和 30 井区及 595.26 平方公里储量待备案区域未纳入收益测算，仅按资产基础法进行评估。由于永和 30 井区、储量待备案区域存在着丰富的天然气储量，具备一定的开发价值，上市公司聘请了本评估公司对永和 30 井区出具了《价值咨询报告》。根据《价值咨询报告》，永和 30 井区项目的价值为 171,300 万元。

考虑到永和 30 井区项目的价值、595.26 平方公里储量待备案区域的潜在储量情况，以及天然气行业未来发展的趋势，经本次交易各方协商，本次交易中海沃邦 100% 股权价格 547,000 万元。

二、交易作价在《评估报告》的基础上，由交易各方协商确定，具有合理性，有利于保障上市公司及中小投资者的利益

永和 30 井区、储量待备案区域的详细情况详见本回复“9-2)”中的相关内容。

永和 30 井区未来年度预计投入情况、永和 30 井区盈利预测情况详见本回复“15-3)”中的相关内容。

2019 年计划对储量待备案区域内 2018 年完成的 3 口探井开展压裂试气工作，预计累计完成 3 口井 9 层次压裂试气工作，预计投入资金约 1,080 万元。储量待备案区域仍处于勘探阶段，尚未完成储量报告在自然资源部的备案，亦未编制开发方案并完成在国家能源局的备案，因此本次交易未对该区域进行收益预测。

永和 30 井区经自然资源部（原国土资源部）备案的地质储量 484 亿立方米、技术可采数量 231 亿立方米、经济可采储量 186 亿立方米，相对于纳入本次收益

测算范围的永和 18、45 井区的比例分别为 61%、61%、72%，存在较大的开发潜力，具有一定的价值。根据东洲评估出具的《价值咨询报告》，永和 30 井区项目的价值为 171,300 万元。

交易各方在协商确定本次交易中中海沃邦 100%股权价格时，并未将《评估报告》、《价值咨询报告》的结果简单相加，而是综合考虑了天然气行业的发展方向、永和 30 井区的开发阶段、待申报储量区域的潜在储量等多方面因素。

因此，本次交易中中海沃邦 100%股权价格的确定依据合理、谨慎，价格合理公允，有利于保障上市公司及中小投资者的利益。

三、中海沃邦对石楼西区块的地质认识、开发技术能够支持 30 井区及储量待备案区域天然气的勘探、开采

中海沃邦已在石楼西区块内深耕 10 年，对区块内的地质构造、气藏分布有着独到深刻的认识，能够做到较为准确的布井选址、适用技术选择及优化、合理配产。在永和 18 井区、永和 45 井区的勘探开发过程中，中海沃邦积累并优化了多种适用于石楼西区块的技术，如非纵地震勘探技术、大位移水平井工厂化钻井技术、水平井多级压裂技术、低成本生产井积液技术处理技术、生产井采气官网冰堵处理技术等，能够有效支持永和 30 井区天然气的开采工作，以及储量待备案区域的勘探工作。

四、中介机构核查意见

经核查，评估师认为，本次交易中中海沃邦 100%股权的价格较评估结论高 84,200 万元，系交易各方在《评估报告》的基础上，综合考虑永和 30 井区项目的价值、595.26 平方公里储量待备案区域的潜在储量情况，以及天然气行业未来发展的趋势等各方面因素，协商谈判确定的，具有商业合理性。

问题 17：申请文件显示，资产基础法评估中海沃邦主要增减变动项目为无形资产；于评估基准日，中海沃邦无形资产账面净值 224.29 万元，评估值 273,729.58 万元，增值 273,505.29 万元，主要原因系中海沃邦与中油煤签署的《合作合同》及相关补充合同，但中海沃邦账面未反映；本次评估将其作为合同权益纳入本次评估范围，经计算在无形资产科目中体现其价值。

请你公司补充披露上述合同权益的评估值的具体评估过程，主要参数的确定

依据及合理性，是否与前次收购时确认的评估值存在差异；如是，补充披露差异原因及合理性，上市公司未将上述合同价值确认无形资产并体现在财务报表的原因，是否符合企业会计准则的规定。请独立财务顾问、会计师和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、合同权益的评估过程、方法

本次评估采用多期超额收益折现法（MEEM），确定无形资产“合同权益”评估值。根据 MEEM 模型操作步骤：

1、未来业绩预测

本次评估现金流口径采用 EBITDA 指标计算，由于被评估单位属于天然气开采企业，天然气采集井会随着储量的开采，井下气压的下降，导致产量衰退。且每口气井可控制的储量范围有限，故被评估单位为了维持未来产量的稳定，需在后续年限内不断地布井来维持产能需求。因此，被评估单位未来年度需要根据开发计划投入一定规模的资本性支出，故未来的 EBITDA 中还需扣除每年的建设支出。

2、确定有形资产的贡献

资产组现金流的贡献来自企业各个资产组成部分提供，并非只有合同权益产生，根据评估人员分析，本次评估的贡献资产具体包括长期资产回报、经营性流动资产回报以及人力资源回报。在合同权益价值的评估中要把这部分资产的贡献剔除。

（1）长期资产的贡献：被评估单位的长期资产主要包括固定资产、油气资产、其他长期资产，由于上述资产在经营过程中自身价值发生损耗，因此投资者期望收益应该包括回收该类资产自身价值折耗的补偿和期望的必要报酬回报两部分：

—长期资产折旧损耗的补偿（Return Of）；

—长期资产投资的回报（Return On）。

长期资产折旧损耗的补偿（Return Of）主要分为 3 类，具体如下：

a.基准日前已投资的油气资产及在建工程中未来拟转油气资产的部分，根据每年产量法计算的折耗确认为其 Return Of 的回报；

b.基准日前已投资的固定资产及在建工程中未来拟转固定资产的部分，根据年限法计算的折旧确认为其 Return Of 的回报。

c.基准日前已投资的其他长期资产—外购软件及长期待摊费用由于金额较小，本次 Return Of 忽略不计。

未来年度拟投资的油气资产及固定资产，由于基准日尚未投资，现金流尚未流出，故不再考虑其自身价值的补偿（Return Of）。

长期资产投资的回报（Return On）主要分为油气资产、固定资产、长期资产的期望必要报酬回报。

—油气资产、固定资产、其他长期资产—外购软件及长期待摊费用期望必要报酬的计算基数以每年该资产的净值为依据。

—油气资产、固定资产、其他长期资产—外购软件及长期待摊费用期望必要报酬率选取被评估单位自身贷款利率 7.28%。

—其他长期资产—知识产权期望必要报酬率选取 16.6%。

（2）经营性流动资产的贡献：由于营运资金在经营业务过程中，价值一般不发生变化，其投资者可以在经营结束后回收，因此营运资金的投资者仅需要投资回报（Return On）即可，本次评估营运资金已收益法营运资本计算表中的每年营运资金期末余额为基准，投资回报率选取 1 年期银行贷款利率 4.35%。

（3）人力资源的贡献（即组合劳动力）：人力资源的贡献为组合劳动力投资的回报（Return On）。回报率采用税前的 WACC。

3、合同权益的贡献

从资产组贡献中减去全部其他资产的贡献得到合同权益的贡献。

4、折现率的估算

折现率，又称期望投资回报率，是确定被评估对象市场价值的重要参数。

由于合同权益的超额收益现金流从企业自由现金流量口径计算，故折现率选取资本资产加权平均成本模型（WACC），再额外考虑合同权益的个别风险后确定折现率。

WACC 的计算过程引用本次收益法 CAPM 数据和被评估单位自身资本结构 D/E 换算。

由于单独无形资产相较企业整体存在额外的管理风险、故本次评估考虑 2%

的额外风险。

5、评估值的计算

经上述过程，对合同权益贡献现金流进行折现后，合同权益评估值为 271,000.00 万元。

二、与前次评估差异分析

前一次评估合同权益评估值为 260,000.00 万元；本次评估合同权益评估值为 271,000.00 万元。

前后两次评估主要差异分析：（单位：万元）

1、EBITDA—资本性支出

项目/年份		2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
EBITDA-资本性支出	2017.12.31	70,844.08	66,075.85	87,057.21	73,076.05	105,088.24	57,382.57	72,893.75
	2018.12.31	-	59,130.49	71,918.07	63,820.01	93,932.16	71,412.31	85,432.01
项目/年份		2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
EBITDA-资本性支出	2017.12.31	42,139.36	61,389.58	48,725.52	53,282.03	56,549.34	58,192.98	56,798.56
	2018.12.31	61,670.42	77,404.92	56,751.36	66,471.90	42,100.10	66,175.25	46,506.61
项目/年份		2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	
EBITDA-资本性支出	2017.12.31	56,966.22	83,437.24	54,648.34	36,815.63	24,415.02	9,750.35	
	2018.12.31	63,371.66	83,014.70	55,076.26	37,613.38	25,983.13	12,840.77	

EBITDA 差异分析详见本回复“9-1)”中的相关内容。

上述差异折现后累计对估值的影响约为-1 亿元。

2、油气资产贡献

项目/年份		2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
油气资产贡献	2017.12.31	26,085.45	28,422.80	25,292.36	21,274.30	16,286.33	14,775.55	12,845.92
	2018.12.31	-	28,345.92	24,225.41	23,230.75	21,596.83	20,884.37	18,951.90
项目/年份		2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
油气资产贡献	2017.12.31	13,343.86	12,513.64	12,689.33	12,670.28	12,435.39	12,070.36	11,754.00
	2018.12.31	18,226.18	16,695.77	16,510.69	15,038.74	15,119.68	13,705.60	13,995.90
项目/年份		2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	
油气资产贡献	2017.12.31	11,461.44	8,641.33	6,592.75	5,084.12	3,886.46	2,976.48	
	2018.12.31	12,874.02	10,122.79	8,112.06	6,531.12	5,310.53	4,313.46	

A. 前一次评估时根据阿派斯 2018 年 1 月出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》披露：直井单井总成本为 734 万元/口，定向井单井总成本为 766 万元/口，水平井单井总成本为 2200 万元/口（不含税）。

B. 本次评估时，根据阿派斯 2019 年 3 月出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》披露：

直井/评价井综合井单井总成本为 833 万元/口；受作业成熟度、施工队伍稳定性、新技术应用、新材料使用等方面影响，钻完井费用会随着时间的推移有所降低，预测未来水平井单井钻井及完井费用变化趋势为 2019-2020 年 2517 万元（不含税），2021 年为 2391 万元（不含税），2022 年为 2296 万元（不含税），2023 年之后均为 2204 万元（不含税）。

由此造成前一次评估油气资产对收益的贡献小于本次评估。

上述差异折现后累计对估值的影响约为-1 亿万元。

3、固定资产贡献

项目/年份		2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
固定资产贡献	2017.12.31	3,253.98	4,222.10	4,817.77	5,137.19	5,203.99	5,339.85	5,358.73
	2018.12.31	-	6,219.06	6,282.18	6,437.84	6,796.72	6,845.24	6,504.39
项目/年份		2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
固定资产贡献	2017.12.31	5,379.90	5,396.88	5,384.11	5,330.35	5,249.02	4,648.36	3,889.60
	2018.12.31	6,163.01	5,821.09	5,478.64	5,135.66	5,182.20	5,559.43	4,160.37
项目/年份		2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	
固定资产贡献	2017.12.31	3,733.77	2,853.38	2,088.17	1,322.96	845.05	367.13	
	2018.12.31	3,374.52	2,534.57	2,008.30	1,482.03	955.76	429.49	

阿派斯对永和 45-永和 18 井区前后两次储量报告中的地面工程投入进行了调整，由此造成前一次评估固定资产对收益的贡献小于本次评估。

上述差异折现后累计对估值的影响约为-0.8 亿元。

4、所得税

①前一次以 2017 年 12 月 31 为基准日进行评估时，中海沃邦企业所得税税率为 25%，故在对未来所得税费用进行测算时所使用的所得税税率均为 25%。

②本次以 2018 年 12 月 31 日为基准日进行评估时，中海沃邦于 2018 年 9 月取得有效期为三年的《高新技术企业证书》，证书编号为 GR201811003459，证书有效期 3 年，减按 15%税率缴纳企业所得税。

在本次的评估中评估师对企业目前的主营业务构成类型、未来研发投入（主要为勘探支出）占主营收入比例等指标分析后，基于对未来的合理推断，假设被评估单位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。

项目/年份		2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
所得税	2017.12.31	10,012.02	7,938.79	13,761.08	11,141.67	20,356.53	8,833.72	13,174.82
	2018.12.31	-	3,455.13	5,955.60	4,846.63	9,549.32	6,296.16	8,801.88

项目/年份		2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年
所得 税	2017.12.31	5,363.11	10,377.17	7,171.40	8,317.49	9,210.18	9,862.31	9,781.97
	2018.12.31	5,398.43	8,042.12	5,023.08	6,754.48	3,077.36	6,846.30	4,061.54
项目/年份		2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	
所得 税	2017.12.31	9,934.57	17,530.69	11,122.01	7,287.19	4,643.83	1,344.95	
	2018.12.31	6,876.60	17,330.06	11,040.17	7,238.70	4,792.73	1,906.70	

上述差异折现后累计对估值的影响约为 3.5 亿元。

三、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：本次评估中合同权益的预测过程及参数的选取，以及前后两次评估之间差异所存在的差异具有合理性。

（本页无正文，为上海东洲资产评估有限公司关于中国证券监督管理委员会《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》回复之签字页）

签字资产评估师：

潘婉怡



王盈芳



上海东洲资产评估有限公司

2019年7月17日

