

上海沃施园艺股份有限公司

关于

《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》的回复

信会师函字[2018]第ZA171号

中国证券监督管理委员会：

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3月22日收到贵会180239号《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（以下简称“《反馈意见》”）。根据反馈意见要求，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：

第7题

7、申请文件显示：1）中海沃邦的天然气开采业务基于与中石油煤层气有限责任公司（以下简称中油煤）签订的《合作合同》，若未来国家对石油天然气合作开发进行改革，相关政策发生变化，不排除导致标的资产与中油煤对《合作合同》进行调整的可能性。2）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》。尽管中海沃邦与中煤油建立了长期稳定的合作关系，但由于合作方单一，不排除中煤油因产业政策、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，而中海沃邦在短期内又无法拓展新的合作方，会导致中海沃邦面临业绩大幅波动的风险。请你公司：1）补充披露中海沃邦与中油煤签署《合作合同》的商业背景。2）补充披露国家对石油天然气合作开发的相关政策以及政策动向。3）上述合同执行后续是否存在重大不确定性以及对中海沃邦持续盈利能力的影响。4）结合中海沃邦历史沿革中的股东背景情况，补充披露中海沃邦与中油煤、中国石油是否存在关联关系。请独立财务顾问、律师和会计师核查并发表明确意见。

7-（1）补充披露中海沃邦与中油煤签署《合作合同》的商业背景。

回复：

一、中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》，是基于一定的政策条件、行业发展、公司发展的结果

（一）国务院颁布《中华人民共和国对外合作开采陆上石油资源条例》，鼓励通过石油天然气合作开发促进石油天然气行业经济合作与技术交流

PSC 合同是国际油气田项目开发中所采取的一种惯常合作模式。中海沃邦与中油煤《合作合同》的签署参照了《中华人民共和国对外合作开采陆上石油资源条例》（以下简称“《合作开采条例》”）。《合作开采条例》经 1993 年 10 月 7 日中华人民共和国国务院令 131 号发布，根据《合作开采条例》第一条之规定，其目的在于保障石油工业的发展，促进国际经济合作和技术交流。2007 年 9 月，国务院决定修改《合作开采条例》，增加若干企业试点授予对外合作开采煤层气资源专营权。2007 年 10 月 17 日，商务部、国家发展和改革委员会、国土资源部联合发布《关于进一步扩大煤层气开采对外合作有关事项的通知》，为改善我国煤层气（煤矿瓦斯）治理和利用的现状，充分引进和利用国外先进技术进行煤层气的勘探和开采，实现安全发展、清洁发展和节约发展的目标，就进一步扩大煤层气开采对外合作事项制定了具体的实施措施。

在国家不断通过合作开采以促进石油天然气行业经济合作与技术交流的同时，也在鼓励和引导非公有制经济对石油天然气领域的投资。2005 年 2 月 25 日，国务院发布《关于鼓励支持和引导个体私营等非公有制经济发展的若干意见》（国发〔2005〕3 号），允许非公有资本进入垄断行业和领域，在电力、电信、铁路、民航、石油行业等领域，加快进行改革，引入市场竞争机制。对其中的自然垄断业务，积极推进投资主体多元化，非公有资本可以参股等方式进入；对其他业务，非公有资本可以独资、合资、合作、项目融资等方式进入。2010 年 5 月 7 日，国务院发布《关于鼓励和引导民间投资健康发展的若干意见》（国发〔2010〕13 号），鼓励民间资本参与石油天然气建设。支持民间资本进入油气勘探开发领域，与国有石油企业合作开展油气勘探开发。

在上述政策的支持下，我国石油天然气骨干企业签订了多份 PSC 合同，如中联煤与美中能源有限公司（美国）于 2003 年签订的潘庄区块煤层气合作开发合同、中联煤与亚美大陆煤炭有限公司于 2004 年签订的马必区块煤层气合作开发合同、中联煤与奥瑞安能源国际有限公司于 2006 年签订的三交区块煤层气合作开发合同。

（二）天然气供需缺口逐渐扩大，引入社会资本进行天然气项目合作开发符合政策趋势

自 2000 年以来，我国天然气行业处于快速发展期，天然气消费进入快速增长通道。然而，我国天然气同时期生产量与消费量的增长速度不匹配，国内天然气生产量满足不了国内天然气消费需求，供需缺口逐渐扩大。我国从 2006 年开始进口液化天然气（LNG），2007 年天然气自给率开始降低，当年天然气对外依存度为 5.7%，此后，我国天然气对外依存度逐年增加，2009 年开始通过管道运输进口。

与此同时，受 2008 年全球性金融风暴、中东及北非动荡政局、欧洲主权债务危机等重大事件影响，全球天然气市场遭受沉重打击，天然气供需情况在短期内经历剧烈动荡，区域市场天然气价格差距不断拉大。受全球天然气市场局势影响，我国国内天然气市场价格频繁波动，天然气供需稳定性难以保障，我国天然气行业对外依存度较高的弊端初步显现。加快天然气产业发展，对潜在的天然气资源进行商业性勘探，推动现有的天然气开发项目快速进入商业性生产，提高我国天然气生产量，稳定天然气自给率，是我国一次能源消费市场的市场需求，也是我国能源消费结构优化的重要目标。

天然气作为国家战略资源，与石油、煤炭等一次能源同为我国能源安全的重要组成部分，而当前我国天然气市场自给率低，对外依存度高的产业现状，不利于保障国家能源安全。因此，大力发展天然气产业，加快潜在天然气资源勘探，推动现有天然气项目尽快进入商业性生产将成为现阶段我国能源结构转型的政策重点。同时，开发天然气项目需要同时面对较高的资金门槛与技术壁垒，由公有制企业独立开发可能将经历较长的前期开发阶段与投资回报期。引入社会资本

展开天然气合作可以更好地满足项目的资金需求，并实现公有制企业与非公有制企业技术互补，进而取得兼具效率与质量的开发成果。综上，支持并鼓励社会资本通过合资、合作、项目融资等多种方式进入天然气行业符合我国当前国家能源战略与产业特点，是行业发展的政策趋势。

（三）中油煤与中海沃邦签订《合作合同》是基于各自发展需要的结果

2005 年 8 月，中联煤与东方物探签署了《合作勘探开发山西省石楼西区块煤层气协议》，其中中联煤为探矿权人，东方物探为合作方。

2008 年 2 月 2 日，东方物探与中海沃邦签署了《合作勘探开发山西省石楼西区块煤层气合同》及《项目管理人员服务协议》，约定在中联煤与东方物探签署的《合作勘探开发山西省石楼西区块煤层气协议》协议项下，中海沃邦协助东方物探投入勘探费用、生产费用并进行作业。

中联煤最初由煤炭工业部、地质矿产部和中国石油天然气总公司于 1996 年经国务院批准设立，主要从事煤层气资源的勘探、开发、输送、销售和利用，享有对外合作进行煤层气勘探、开发、生产的专营权。后逐步调整为中国中煤能源集团公司与中国石油各持有 50% 股权。2008 年，根据国家关于对中联煤股权结构进行调整的意见，中国石油从中联煤撤出 50% 的投资，并接管多个对外合作区块。同年 9 月，中国石油成立中油煤，主要负责煤层气的对外合作项目。同年 12 月，中油煤开始着手接管石楼西区块。2009 年 4 月，鄂东气田石楼西区块探矿权划归中国石油。

2009 年 8 月 13 日，中油煤、东方物探与中海沃邦签署《山西省石楼西地区煤层气资源开采三方协议》，约定：鉴于东方物探与中联煤层气签订的《合作勘探开发山西省石楼西区块煤层气协议》现由中油煤接管，中油煤准备与中海沃邦合作勘探、开发山西省石楼西区块的煤层气资源，各方同意在中油煤与中海沃邦签订《山西省石楼西区块煤层气资源开采合作合同》的同时签署该三方协议，就前期费用及资料交接等相关事宜作出约定。同时，东方物探与中联煤层气签订的《合作勘探开发山西省石楼西区块煤层气协议》及东方物探与中海沃邦签署的《合作勘探开发山西省石楼西区块煤层气合同》终止，不再继续履行。同日，中海沃邦与中油煤签署了现时双方正在有效执行的《合作合同》。

7-（2）补充披露国家对石油天然气合作开发的相关政策以及政策动向。

回复：

一、石油天然气合作开发的相关政策

（一）《合作开采条例》的四次修订推动了 PSC 合同合作开发模式在我国石油天然气行业的推广与应用

《合作开采条例》自 1993 年 10 月 7 日发布以来，共经历了 4 次修订。通过 2001 年 9 月 23 日第 1 次与 2007 年 9 月 18 日第 2 次修订，我国增加了若干拥有对外合作开采煤层气资源专营权的企业，扩大了对外合作开采煤层气的试点范围。2011 年 9 月 30 日，国务院对《合作开采条例》进行了第 3 次修订，参照国际上 PSC 合同的通行格式，取消了对外合作开采石油天然气应当缴纳矿区使用费的规定，使我国 PSC 合同的合作开发模式与国际接轨。2013 年 7 月 18 日，《合作开采条例》的第 4 次修订简化了石油天然气对外合作开发的行政审批手续，给予了中方石油公司在签订产品分成合同时更大的自主权，进一步推动了 PSC 合同合作开发模式在我国石油天然气行业的推广与应用。

（二）《天然气发展“十三五”规划》、《加快推进天然气利用的意见》等产业政策鼓励创新天然气开发模式

我国油气体制进入深化改革阶段后，针对处于快速发展期的天然气行业，国家发改委出台了《天然气发展“十三五”规划》、《加快推进天然气利用的意见》等产业政策鼓励加大国内天然气资源勘探开发投入，优化国内外资源配置，创新天然气开发模式。

为理顺行政职能，避免对市场的不当干预，2013 年 5 月 15 日《国务院关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》（国发〔2013〕19 号）取消了石油、天然气、煤层气中外合作合同审批，2014 年 1 月 28 日《国务院关于取消和下放一批行政审批项目的决定》（国发〔2014〕5 号）取消了中外合作勘查、开采矿产资源前置性审查，石油、天然气、煤层气对外合作有关事宜由矿业权人依法自主决定，与外方合作公司的权利义务由合同予以明确。

2016 年 12 月 24 日，国家发改委发布的《天然气发展“十三五”规划》要求“全面深化油气改革”、“鼓励改革试点和模式创新。持续推进新疆油气勘查开采改革试点，总结经验、完善制度并加快向全国推广。加大页岩气矿业权出让，鼓励多元投资主体进入。总结和发展新疆、川渝、鄂尔多斯盆地等地区常规油气、页岩气、致密气勘探开发企地合作、合资混改、引入竞争等创新模式”。上述规划继续鼓励我国现有的包括产品分成合同在内的天然气合作开发创新模式，对包括鄂尔多斯盆地石楼西区块项目在内的天然气企地合作表示肯定。

2017 年 6 月 23 日，国家发改委发布的《加快推进天然气利用的意见》进一步明确“加强对民间投资的金融服务，积极推广政府和社会资本合作（PPP）等方式，吸引社会资本投资、建设、运营天然气基础设施”。这一意见进一步明确了国家政策对引入社会资本合作进行天然气产业合作开发的支持。

（三）山西省作为能源大省，积极推进国家关于天然气的政策的落地

在国家天然气产业政策的背景下，为进一步推进山西省能源供给结构转型，建设安全、绿色、集约、高效的清洁能源供应体系和现代产业体系，2017 年 9 月 11 日国务院发布了《国务院关于支持山西省进一步深化改革促进资源型经济转型发展的意见》，鼓励和支持在山西省开展煤炭消费等量、减量替代行动，扩大包括天然气在内的清洁能源和可再生能源替代试点范围。意见要求“将煤层气对外合作开发项目审批制改为备案制，将煤炭采矿权范围内的地面煤层气开发项目备案下放至山西省管理”，简化了山西省煤层气合作开发的行政审批程序。

2017 年国土资源部委托山西省国土资源厅对山西省 10 个煤层气勘查区块探矿权出让面向社会资本进行了公开招标，鼓励具有天然气或煤层气等气体矿产勘查、开采经验及业绩的公有制或非公有制公司，通过独立开发或与符合条件的企事业单位合作开发，对招标区块内煤层气资源项目的探矿权进行投标。这反映了我国支持和鼓励社会资本通过合作开发等多种模式进入天然气行业的政策导向正从政策层面向更深层次的产业具体实践中一步步推广与落实。

综上，我国油气体制进入深化改革阶段后，国家出台了一系列的天然气行业政策与行业规划，对引入境内外合作企业、引入社会资本，推进天然气合作开发整体上持鼓励态度。山西省作为国家能源供给结构转型的重点试点地区，政府通过简化行政审批程序等措施，为天然气合作开发项目进一步提供了良好的投资环境。

7-（3）上述合同执行后续是否存在重大不确定性以及对中海沃邦持续盈利能力的影响。

回复：

一、《合作合同》的执行不存在重大不确定性

1、《合作合同》的合作期限较长

产品分成合同是国际油气田开发项目中所采取的一种惯常合作模式，为保持经营的连贯性、稳定性，同时保证合同方的利益，一般合同期限均在几十年。中油煤与中海沃邦签订的《合作合同》的期限为 30 年，对合同执行的可持续性提供了契约保证。

2、《合作合同》对中油煤与中海沃邦的具体权利与义务进行了明确约定

中海沃邦与中油煤签署的《合作合同》对合作期间中油煤与中海沃邦的具体权利与义务进行了明确约定，对石楼西区块的勘探、开发阶段的具体工作流程中双方的职责进行了明确划分，保障了合作过程中相关工作的有序开展。

3、《合作合同》约定成立联管会作为石楼西区块项目合作中的管理机构

《合作合同》约定成立联管会作为石楼西区块项目的管理机构，共同管理合作开发中的开采计划、开发方案等重大事项，联管会做出的决定对双方具体有同等约束力，形成了合作中有效的沟通机制，保障了合作期间合作的顺利推进，保证了石楼西项目生产、经营的稳定性。

4、《合作合同》约定了协商机制

在 PSC 合同中，资源方与合同方在签署合同时，通常已经秉持了审慎的态度，对合同期限内合同执行的可行性与可持续性进行了仔细地分析与考量，针对可能遇到的不利情形事先约定了沟通渠道与解决办法。当出现影响双方合作的不利因素时，能够通过友好协商、签署补充协议等方式达成一致意见，以保障双方利益并确保合同继续执行。

中油煤与中海沃邦签订的《合作合同》约定了可以通过友好协商、签署补充协议等方式对合作中出现的《合作合同》中未明确的事项进行补充约定的协商、沟通机制，以保障双方利益并确保合同继续执行。

5、《合作合同》执行以来，与中油煤不存在纠纷

自《合作合同》签署以来，中海沃邦与中油煤在合作开发过程中建立了长期稳定的合作关系，合作关系良好，不存在争议和纠纷。

二、因政策原因对《合作合同》进行调整的可能性较小

我国油气体制进入深化改革阶段后，国家出台了《天然气发展“十三五”规划》、《加快推进天然气利用的意见》等一系列的天然气行业政策与行业规划，对引入社会资本，推进天然气合作开发整体上持鼓励态度。山西省作为国家能源供给结构转型的重点试点地区，政府通过简化行政审批程序等措施，为天然气合作开发项目进一步提供了良好的投资环境。

我国石油天然气合作开发的相关政策正逐步从政策层面进一步推广落实到具体实践，政策环境良好，出现因政策因素导致合作合同终止或者对合作合同进行重大修改的可能性较小。

综上，结合现行天然气合作开发产业政策及政策方向，以及《合作合同》关于双方权利义务、争议解决等方面的约定，《合作合同》的执行不存在重大不确定性，对中海沃邦的持续经营能力不存在不利影响。

7-（4）结合中海沃邦历史沿革中的股东背景情况，补充披露中海沃邦与中油煤、中国石油是否存在关联关系。

回复：

一、中海沃邦历任股东主要背景

根据中海沃邦的工商档案记载，中海沃邦的历任股东包括兄弟姐妹、王国巨、鑫都集团、沃邦能源、再智经贸、山西华谊、海阔实业、大捷山煤业、哲信天贸易、博睿天晟、山西孝东、山西荣圆、山西汇景、山西瑞隆、上海慎逸、宁波众泰等主体。前述各股东之间的关联关系及背景具体如下：

1、兄弟姐妹、再智经贸、沃邦能源是王国巨的关联企业。根据网络检索资料，王国巨曾任中国石油化工股份有限公司管理的胜利油田电视台台长，自 2005 年开始进入能源领域。

2、山西华谊、山西孝东、大捷山煤业为李景虎的关联企业。李景虎主要通过其关联公司从事煤炭的开采及贸易。

3、山西荣圆、山西汇景为刘庆礼实际控制的企业。刘庆礼主要通过其关联公司从事房地产项目、股权投资等。

二、中海沃邦现任及历任股东与中油煤、中国石油不存在关联关系

经查询中海沃邦原股东时任中海沃邦股东时的工商信息，公开查询了其董事、监事、高级管理人员名单，并取得了中海沃邦各阶段实际控制人的确认，确认中海沃邦原股东与中油煤、中国石油不存在关联关系。

查询了山西汇景、山西瑞隆、博睿天晟、耐曲尔的工商信息，取得了其股东、董事、监事及高级管理人员、耐曲尔普通合伙人、有限合伙人出具的《关于不存在关联关系之承诺函》，确认中海沃邦原股东与中油煤、中国石油不存在关联关系。

中油煤出具了《关于石楼西项目合作合同及其相关修改协议签约背景的说明》，确认中油煤与中海沃邦仅就石楼西项目进行合作，其各股东与中油煤无关联关系；同时确认，2014 年中国石油开展清理规范国内石油资源合资合作项目的工作时，中油煤根据内部要求，将石楼西项目合作合同等相关资料上报至中国石油重新审查确认。当前，石楼西项目执行中出现的重大事项，均需由中油煤按照中国石油的要求，将有关情况予以上报。中油煤对合作合同及其相关修改协议的签署、效力不存在疑议，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及相关修改协议的有关约定执行合作勘探开发。

经核查，会计师认为：现行天然气合作开发产业政策及政策动向对《合作合同》的执行不存在重大不确定性，对中海沃邦的持续经营能力不存在不利影响。中油煤、中国石油与中海沃邦历任股东不存在关联关系。

第 8 题

8、申请文件显示，永和 18 井区产品收入分配如下：假定 R =中海沃邦累计获得的收入（不含回收的生产作业费）/中海沃邦投入的全部勘探费用和开发费用。在永和 18 井区的勘探费用和开发费用回收完毕之前，即 $R<1$ 时：（a）支付增值税及其附加和资源税；（b）扣除上述费用后的 13%作为留成气收入支付给中石油煤层气公司；（c）扣除前述两项后剩余的部分作为回收气收入支付给中海沃邦。请你公司：1）补充披露目前 R 的计算过程，具体数值。2）永和井区的勘探费用和开发费用回收完毕的预计时间。3） $1\leq R<1.5$ 、 $R\geq 1.5$ 的预计时间和依据。4）上述利润分配的依据以及商业合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

8-（1）补充披露目前 R 的计算过程，具体数值。

回复：

一、目前 R 值的计算过程

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：

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

其中：

“合同者累计获得的收入”为中海沃邦公司生产销售以来截至 2016 年 12 月 31 日和 2017 年 12 月 31 日的累计收入金额。

“合同者投入全部勘探费用和开发费用”是根据垂直井、水平井、地面工程未来预测投入成本加计已经实际发生的油气资产、固定资产、在建工程的总成本额。

根据 2016 年和 2017 年审定数据计算的 R 值计算过程见下表：

单位：万元

年度	2017 年度	2016 年度
累计获得的收入	136,788.00	59,631.44
投入的全部勘探费用和开发费用	775,315.81	775,315.81
R	0.18	0.08

8-（2）永和井区的勘探费用和开发费用回收完毕的预计时间。

回复：

一、勘探费用和开发费用回收完毕的预计时间

未来累计分成收入是根据预计销售单价、预计的年产量和年销量扣除相关费用的收入金额。

经测算，永和 45-永和 18 井区预计在 2023 年起分成率调整为 76.00%，在 2026 年起分成率调整为 74.90%，具体数据如下表：

单位：万元

年份	2020 年度	2023 年度	2026 年度
累计分成收入	359,330.88	821,245.90	1,244,680.78
总投资额	775,315.81	775,315.81	775,315.81
R 值	0.46	1.06	1.61
分成比例 R	87.00%	76.00%	74.90%
分成后获得的收入	140,815.03	139,573.37	139,701.28

根据上表，截至 2023 年永和井区的累计分成收入为 821,245.90 万元，勘探费用和开发费用总投资额为 775,315.81 万元，回收完毕的预计时间为 2023 年。

8-（3） $1 \leq R < 1.5$ 、 $R \geq 1.5$ 的预计时间和依据。

回复：

一、预计时间和依据

$$R = \frac{\text{合同者累计所获得的收入（不含回收的生产作业费）}}{\text{（探明矿区期末经济可采储量+探明矿区当期产量）}}$$

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%。

对预测年分成比例计算时，每年的分成比例结合累计获得的分成收入及永和 45 井区及永和 18 井区总投资规模进行测算，后续年份按上述办法以此类推，根据相关测算，预计在 2023 年起分成率调整为 76.00%，在 2026 年起分成率调整为 74.90%，具体数据如下表：

单位：万元

年份	2020 年	2023 年	2026 年
累计分成收入	359,330.88	821,245.90	1,244,680.78
总投资额	775,315.81	775,315.81	775,315.81
R 值	0.46	1.06	1.61
分成比例 R	87.00%	76.00%	74.90%
分成后获得的收入	140,815.03	139,573.37	139,701.28

依据上表计算：1 ≤ R 值 < 1.5 预计为 2023 年至 2025 年，R 值 ≥ 1.5 为 2026 年及以后。

8-（4）上述利润分配的依据以及商业合理性。

回复：

2015 年 12 月 31 日，中海沃邦与中油煤签订了《合作合同修改协议》，该协议对勘探费用和开发费用在不同回收阶段下，中海沃邦与中油煤的产品收入分成比例进行了约定。上述分成比例的确定是合同双方在考虑了区块内天然气勘探开发费用的承担、天然气勘探开发风险、合作开发的分配惯例等因素的影响，由商业谈判得到的结果。

一、区块内天然气的勘探开发资金全部由中海沃邦提供

根据《合作合同》的约定，区块内天然气作业的一切勘探费用、开发费用和生产费用由中海沃邦提供。天然气勘探开发行业区别于一般的生产型行业，是一个资本密集型、技术密集型的行业。

石楼西区块位于黄河以东，吕梁山西麓，勘探面积 1,524.34 平方公里，区块内多山地、丘陵地貌，交通条件差，勘探开发面积大，对区块的勘探开发资金需求提出了较高的要求。石楼西区块的地貌特征、开发面积给适用的天然气勘探开发技术亦提出了较高的要求，同时石楼西区块远离城市、生活工作条件较差，大部分技术人员需常驻项目现场，中海沃邦需要提供有竞争力的薪酬以吸引天然气勘探开发领域的专业技术人才。

因此，中海沃邦在履行《合作合同》的过程中，承担了全部的勘探开发资金筹措义务，需要在勘探、开发费用回收之前，取得相对较高的分成比例。

二、中海沃邦承担了较高的投资风险

2009 年，中海沃邦与中油煤签订《合作合同》时，中联煤、东方物探、中油煤等相关单位已在石楼西区块陆续开展了 4 年左右的勘探工作，尚未取得任何经国土资源部门备案的储量报告。因此，在签订《合作合同》时，中海沃邦面临着较大的勘探风险。截至 2015 年 12 月《合作合同修改协议》签订时，经国土资源部备案的储量仅有永和 18 井区，除此之外的其他区域勘探风险亦不可忽视。

除勘探风险外，天然气的开发风险亦是影响天然气投资风险的重要方面。天然气的开采量与诸多因素相关，如科学配产、勘探开发工艺技术、天然气价格、操作成本、增产措施等。在高额资金投入的情况下，可通过合作开发中的收入分配获得一定的风险补偿。

因此，收入分配比例的确定，以及在不同勘探费用和开发费用回收阶段下进行收入分配比例的调整具有合理性。

三、相对于合作开采模式下分配比例的惯例，中海沃邦的分成比例较低

根据公开资料，天然气行业合作开发领域内其他公司的分配情况如下：

相关上市公司	合作区块名称	产量分成合同主要条款基本情况	开发费用承担比例	分成比例
亚美能源控股有限公司 (02686.HK)	潘庄项目	相关合同最早签订年份：2003 年 资源方：中联煤层气有限责任公司 合同方：美中能源有限公司（上市公司的全资子公司） 合同面积：67.4 平方公里。 合同期限：25 年至 2028 年。	资源方： 20% 合同方： 80%	资源方： 20% 合同方： 80%
亚美能源控股有限公司 (02686.HK)	马必项目	相关合同最早签订年份：2004 年 资源方：中国石油天然气股份有限公司 合同方：亚美大陆煤层气有限公司（上市公司的全资子公司） 合同面积：898.2 平方公里。 合同期限：30 年至 2034 年。	资源方： 30% 合同方： 70%	资源方： 30% 合同方： 70%
中国油气控股有限公司 (00702.HK)	三交煤层气区块项目	相关合同最早签订年份：2006 年 资源方：中国石油天然气股份有限公司 合同方：奥瑞安能源国际有限公司（上市公司的全资子公司） 合同面积：461.74 平方公里。 合同期限：30 年至 2036 年。	资源方： 30% 合同方： 70%	资源方： 30% 合同方： 70%

从上表可以看出，根据我国对外合作开发天然气（煤层气）资源的惯例，资源方与合同方一般按照开发费用的承担比例确定产品的分成比例。

根据中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》、《合作合同修改协议》，中海沃邦需要承担石楼西区块天然气勘探、开发的所有费用，且在费用回收完毕前即需要与中油煤进行天然气销售收入的分成。随着费用回收比例的提高，中海沃邦取得分成收入的比例逐渐下降，分别为 87%、76%、74.9%，相对于天然气合作开发的其他区块，中海沃邦取得分成收入的比例较低。

综上，上述比例为合同双方商业谈判的结果，不存在中油煤向中海沃邦利益输送的可能，具有商业合理性。

经核查，会计师认为：《合作合作》及相关补充协议中对分成比例 R 值的约定是综合考虑了区块内天然气勘探开发费用的承担、天然气勘探开发风险、合作开发的分配惯例等因素的影响，进而由商业谈判得到的结果，具有合理性。

第 10 题

10、申请文件显示,中海沃邦报告期内天然气产品毛利率分别为 69%、75.06%,高于同行业上市公司毛利率平均值 22.36%、19.49%。

请你公司结合中海沃邦的核心竞争力、选取上市公司的可比性,补充披露中海沃邦毛利率的合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复:

一、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

在天然气勘探与开采行业,水平井较直井的建造技术更复杂、难度更大、风险更高,但单井可覆盖储量更多,经济效益更显著。中海沃邦深耕石楼西区块已近 10 年的时间,对区块的地质构造、气藏分布有着独到深刻的认识,能够做到较为准确地布井选址、适用技术选择及优化,对使用开发风险程度较高的水平井技术有一定的把握。截至 2017 年 12 月 31 日,中海沃邦已投产气井共 34 口,其中直井 10 口,水平井 24 口,已投产井中直井与水平井的单方折耗(当年折耗/当年产量)如下表所示:

项目	2017 年	2016 年
水平井(元/立方米)	0.20	0.28
直井(元/立方米)	0.44	0.53

由上表可知,从经济效益角度看,水平井要远高于直井。我国天然气行业起步较晚,相关天然气勘探与开采的水平井技术大部分仍处于试验性开发阶段。在地质条件复杂或不充分熟悉地质条件的情况下,建造水平井的技术要求高、失败风险高。而中海沃邦凭借对石楼西区块的充分了解,拥有了一整套适用于石楼西区块地质条件和气藏特征的天然气勘探、开采、生产技术体系,例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、生产井采气管网冰堵处理技术及优秀的管理团队与高水平的技术人员,使得专注于水平井技术开发及石楼西区块的地质研究的中海沃邦获得了更高的投入产出比。

二、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

根据《合作合同》的规定，一切勘探费用、开发费用和生产作业费用由中海沃邦单独提供，中油煤不参与投资。而在储量探明前，中海沃邦与中油煤均无法预知石楼西区块是否存在商业价值。中海沃邦前期需投入巨额勘探费用，面临巨大的勘探风险、开发风险，若最终探明储量不理想或者技术水平达不到经济开采的条件，前期的巨额投入将会付之一炬。因此，中海沃邦获得的分成收入在一定程度上是对前期承担风险的补偿。

三、中油煤取得的分成收入符合其利益需求

对中油煤而言，与中海沃邦合作开发石楼西区块无需投入任何资金，也无需承担任何风险，现阶段即可获得 13%分成收入。根据中国石油 2017 年年报，中国石油净资产收益率仅为 1.90%，对于不需自身资金投入也无任何风险的项目而言，13%的分成收入符合其自身利益需求。

PSC 合同的合作方式让合作双方实现双赢，也使得承担了高风险的中海沃邦获得了高额收益。

四、同行业上市公司的对比分析

中海沃邦与与同行业上市公司业务模式存在较大的不同，同行业上市公司主营业务情况如下：

公司名称	主营业务
中国石油	原油及天然气的勘探、开发、生产和销售；原油及石油产品的炼制，基本及衍生化工产品、其他化工产品的生产和销售；炼油产品的销售以及贸易业务；天然气、原油和成品油的输送及天然气的销售。
中国石化	石油及天然气和化工业务。石油及天然气业务包括勘探、开发及生产原油及天然气；管输原油、天然气；将原油提炼为石油制成品；以及营销原油、天然气和成品油。化工业务包括制造及营销广泛的工业用化工产品。
广汇能源	以煤炭、LNG、醇醚、煤焦油、石油为核心产品，以能源物流为支撑的天然气液化、煤炭开采、煤化工转换、油气勘探开发四大业务板块。
新潮能源	海外石油及天然气的勘探、开采及销售。
洲际油气	石油勘探开发和石油化工项目的投资及相关工程的技术开发、咨询、服务；石油化工产品、管道生产建设所需物资设备、器材的销售；油品贸易和进出口；能源基础产业投资、开发、经营；新能源产品技术研发、生产、销售；股权投资；房屋租赁及物业管理。
蓝焰控股	煤矿瓦斯治理及煤层气勘探、开发与利用业务。

与同行业上市公司不同，根据《合作合同》，中海沃邦作为石楼西区块天然气开采的业者，负责全区天然气勘探开发项目的资金筹措、方案审定、工程实施和项目日常管理等，由中海沃邦提供资金，使用其适用而先进的技术和经营管理经验，与中油煤合作开采石楼西区块的天然气资源。中海沃邦的营业成本主要包括相关生产、配套设施等固定资产的折旧、油气资产的折耗，无矿区权益摊销、输气及配气管道的建设及摊销成本，成本构成相对简单。

从收入的角度看，中海沃邦的收入来源相对于其他同行业上市公司较为集中，仅为天然气销售的分成收入。同行业上市公司的收入来源于多种产品，且天然气相关业务的产业链较长或处于相对下游的阶段，如石油、煤层气、管道天然气、液化天然气、天然管道运输、石油天然气服务等，由于天然气的勘探、开采承担了较大的风险，因此作为天然气产业链上游的天然气开采业务具有较高的盈利水平。报告期内，中海沃邦加大对气井的投入建设，特别是经济效益更显著的水平井，报告期内共投产 15 口水平井，3 口直井，2017 年产气量已达到 6.36 亿方，销售收入达到 7.72 亿，因水平井单方折耗较直井更低，使中海沃邦获得相对较高的利润水平。

从成本的角度看，中海沃邦的营业成本主要为固定资产折旧及油气资产折耗，占营业成本的比重在 70%以上，明显高于石油天然气勘探、开发行业的其他公司，具体情况如下：

对比公司名称	选取折旧及折耗口径	2017 年度	2016 年度
中国石油	天然气与管道		
中国石化	勘探开发及营销分销环节		
广汇能源	天然气	8.83%	13.40%
新潮能源	石油勘探与开发		52.87%
洲际油气	油气行业		
蓝焰控股	石油和天然气开采业		31.32%
平均值		8.83%	32.53%
中海沃邦	天然气勘探、开发、生产及销售	74.93%	80.06%

注 1：中国石油、中国石化、洲际油气 2017 年及 2016 年年报中未披露其成本构成。

注 2：新潮能源、洲际油气、蓝焰控股尚未披露 2017 年年度报告。

由上表可见，2017 年及 2016 年同行业上市公司平均折旧及折耗仅占天然气相关行业总成本的 8.83%及 32.53%，而中海沃邦 2017 年及 2016 年度折旧及折耗占营业成本分别为 74.93%及 80.06%。由此可见同行业上市公司由于天然气相关业务的产业链较长或处于相对下游的阶段，营业成本、运营成本构成较中海沃邦多样。因此，中海沃邦能够取得相对较高的利润水平。

综上，中海沃邦天然气业务的盈利能力是在业务特征、技术应用、风险承担、商业谈判等因素的综合影响下决定的，天然气业务的毛利率水平具有合理性。

经核查，会计师认为：中海沃邦的毛利率水平是石楼西区块内适用技术、承担巨大的勘探开发风险、天然气业务结构等多方面决定的，符合天然气勘探、开采行业高投入、高风险、高收益的行业特征。

第 11 题

11、申请文件显示，通过本次交易，上市公司将进一步取得中海沃邦 21.68%的股权，上市公司控制的中海沃邦的股权将达到 50.36%。该行为属于非同一控制下企业合并，若支付的合并对价高于标的资产可辨认净资产公允价值，则公司合并资产负债表将形成一定金额的商誉。

请你公司补充披露本次交易完成后的商誉金额、计算过程以及依据。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、商誉金额、计算过程以及依据

根据《企业会计准则》的规定，在编制沃施股份 2017 年度备考合并财务报表时，商誉的计算过程如下：

1、基本假设

假设本次收购于 2017 年 1 月 1 日完成，中海沃邦自 2017 年 1 月 1 日起成为沃施股份的全资子公司，并纳入备考合并财务报表的编制范围，沃施股份自 2017 年 1 月 1 日起以合并中海沃邦后的主体持续运营。

2、合并成本的确定方法

根据上海东洲资产评估有限公司出具的东洲评报字[2018]第 0079 号《资产评估报告》，截至评估基准日 2017 年 12 月 31 日，中海沃邦 100%股权的评估值为 416,000.00 万元。经本次交易各方协商，本次交易中中海沃邦 100%股权的交易价格 450,000.00 万元。根据沃施股份分别与山西汇景、山西瑞隆、博睿天晟签订的《股权转让协议》，经交易各方协商，中海沃邦 27.2%股权的交易作价为 122,400.00 万元；根据沃施股份与山西汇景、山西瑞隆、博睿天晟、自然人於彩君、桑康乔、许吉亭签订的《上海沃施园艺股份有限公司发行股份及支付现金购买资产协议》，经交易各方协商，中海沃邦 13.16%股权的交易作价为 59,220.00 万元，耐曲尔持有的中海沃邦 8.52%的股权交易作价为 38,340.00 万元。因此，本次交易的合并成本确认为 226,620.00 万元。

3、被购买方即中海沃邦可辨认净资产公允价值的确定

根据上海东洲资产评估有限公司出具的东洲评报字[2018]第 0079 号《资产评估报告》，截至 2017 年 12 月 31 日，中海沃邦的各项可辨认净资产的评估值为 307,533.93 万元，因此下推得出 2017 年 1 月 1 日中海沃邦可辨认净资产公允价值为 282,356.89 万元。具体推算过程如下：

（1）根据 2017 年 12 月 31 日中海沃邦的评估价值调整得出 2017 年 12 月 31 日中海沃邦的公允价值报表；

（2）根据 2017 年 12 月 31 日公允价值报表与中海沃邦 2017 年 1-12 月账面资产负债的变动情况，调整得出 2017 年 1 月 1 日中海沃邦的公允价值报表。

截至 2017 年 12 月 31 日，中海沃邦的各项可辨认净资产的评估值与账面价值的差异主要系合同权益评估增值 260,000.00 万元。该项合同权益的评估价值系以中海沃邦在《山西省石楼西地区煤层气资源开采合作合同》约定的合作期间内的预计天然气开采量为基础计算得出。因此根据 2017 年度中海沃邦的实际天然气开采量推算出 2017 年 1 月 1 日合同权益的公允价值。具体计算如下：

各项可辨认净资产的评估值与账面价值的主要差异项目	《合作合同》、《合作合同修改协议》合同权益
合同权益评估方法	以剩余合作期限（2018 年至 2037 年）内的预计天然气开采量为基础计算出合同权益的价值。
合同权益评估价值（2017 年 12 月 31 日）A	260,000.00 万元
2018 年至 2037 年预计天然气开采量 B	2,057,903 万立方米
2017 年 1-12 月实际开采量 C	63,565 万立方米
推导 2017 年 1 月 1 日公允价值 $D=A*(1+C/B)$	268,030.95 万元

根据上述方法推算中海沃邦 2017 年 1 月 1 日可辨认净资产公允价值明细如下：

单位：万元

项目	2017 年 12 月 31 日		2017 年 1 月 1 日
	账面价值	公允价值	公允价值
流动资产	61,018.89	61,018.89	77,050.34
非流动资产	198,295.86	458,311.45	440,148.74
其中：			
合同权益		260,000.00	268,030.95
资产总计	259,314.75	519,330.34	517,199.09
流动负债	123,165.03	123,165.03	132,807.16
非流动负债	23,627.48	88,631.38	102,035.03
负债合计	146,792.51	211,796.41	234,842.19
净资产	112,522.24	307,533.93	282,356.89
减：专项储备	349.14	349.14	189.89
股东权益	112,173.10	307,184.79	282,167.00

如上表所示，截至评估基准日 2017 年 12 月 31 日，中海沃邦净资产的账面价值为 112,522.24 万元，公允价值为 307,533.93 万元，2017 年 1 月 1 日可辨认净资产公允价值为 282,356.89 万元。

中海沃邦将预提的安全生产专项储备列示在所有者权益中。由于该项专项储备将全部用于企业的安全生产支出，不得用于向所有者分配，因此在计算商誉时予以扣除。

4、商誉的确定

单位：万元

项目	中海沃邦
被合并方可辨认净资产公允价值 A	282,167.00
取得的可辨认净资产公允价值份额 B=A*50.36%	142,099.30
合并成本 C	226,620.00
商誉 D=C-B	84,520.70

综上所述，沃施股份因本次收购而新增的商誉金额为 84,520.70 万元。

经核查，会计师认为：沃施股份因本次收购而新增的商誉金额为 84,520.70 万元，沃施股份因本次收购而新增的商誉金额、相关可辨认净资产公允价值的确定依据符合《企业会计准则》的规定。

第 12 题

12、申请文件显示：1)中海沃邦报告期末的油气资产分别为 71,861.12 万元、68,592.66 万元，2016 年底、2017 年底累计投产井数分别为 29 口、34 口。油气资产主要为钻井勘探支出，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。2)中海沃邦 2017 年制造费用-固定资产折旧及油气资产折耗费为 14,417.49 万元，同比增长 59.88%，主要系报告期内中海沃邦天然气产量持续提升，按照产量法计提的油气资产折耗相应增加所致。2017 年，中海沃邦在石楼西区块天然气的开采量为 63,579.02 万立方米，同比增长 128%。请你公司：1)补充披露中海沃邦钻井勘探支出的资本化、费用化情况。2)补充披露中海沃邦报告期内制造费用-固定资产折旧及油气资产折耗费的具体计算过程以及合理性。3)补充披露中海沃邦 2017 年制造费用-固定资产折旧及油气资产折耗费增长幅度小于中海沃邦 2017 年天然气开采量增长幅度的原因以及合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

12-（1）补充披露中海沃邦钻井勘探支出的资本化、费用化情况。

回复：

一、中海沃邦钻井勘探支出的资本化、费用化情况

（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

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。中海沃邦以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 井区开发方案已于 2016 年 2 月 2 日取得国家能源局的备案。截止 2017 年 12 月 31 日，永和 30 井区、永和 45 井区尚未完成开发方案国家能源局的备案。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	2017 年	2016 年
资本化金额	5,854.31	7,292.89
费用化金额	0.00	0.00

12-（2）补充披露中海沃邦报告期内制造费用-固定资产折旧及油气资产折耗费的具体计算过程以及合理性。

回复：

一、固定资产折旧过程及合理性

根据中海沃邦制定的财务会计政策，固定资产折旧采用年限平均法分类计提，各类固定资产折旧方法、折旧年限、残值率和年折旧率如下：

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
油气集输设施	年限平均	14		7.14
道路	年限平均	20		5.00
机器设备	年限平均	3-10	0-5	9.50-33.33
运输工具	年限平均	5-10	0-5	9.50-20.00
计算机及电子设备	年限平均	3-6	0-5	15.83-33.33
办公设备	年限平均	3-6	0-5	15.83-33.33

固定资产每年的折旧额的计算过程为：当期折旧金额=固定资产原值×折旧率。

对固定资产进行折旧计算后根据其实际使用情况（生产经营或者是管理职能）进行账务处理，对于生产经营类的固定资产当期发生的折旧金额计入相应制造费用科目，并结转成本；对于管理职能类固定资产当期发生的折旧金额计入费用类科目。具体计算金额见下表：

单位：万元

类别	2017 年末固定资产原值	2017 年当年计提的折旧金额
计入制造费用的固定资产折旧	18,422.88	1,234.85
计入其他费用的固定资产折旧	1,608.73	222.52

（续上表）

类别	2016 年末固定资产原值	2016 年当年计提的折旧金额
计入制造费用的固定资产折旧	16,726.22	963.98
计入其他费用的固定资产折旧	1,356.43	112.35

二、油气资产折耗费的具体计算过程以及合理性

根据中海沃邦制定的财务会计政策及《企业会计准则》，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。具体计算过程如下：

探明矿区权益折耗额 = 探明矿区权益账面价值 × 探明矿区权益折耗率。

$$\begin{aligned}\text{探明矿区权益折耗率} &= \frac{\text{探明矿区当期产量}}{(\text{探明矿区期末经济可采储量} + \text{探明矿区当期产量})} \\ &= \frac{\text{探明矿区当期产量}}{(\text{探明矿区总储量} - \text{以前年度已开采量})}\end{aligned}$$

2017 年度相关油气资产折耗费计算金额如下：

单位：万元、万立方米

年度	矿井账面价值	总储量	以前年度产量	当期产量	当期折耗
2017 年度	81,775.29	354,051.41	56,361.03	63,565.06	13,182.64
2016 年度	79,914.95	315,607.87	28,496.95	27,864.08	8,053.83

2017 年较 2016 年的产量上升 35,700.98 万立方米，增长 128.13%，主要系 2016 年投产的 13 口井中多数于 2016 年 11 月及 12 月投产，故 2016 年产量较小，2017 年产量较大。

综上中海沃邦报告期内制造费用-固定资产折旧及油气资产折耗费计算均按《企业会计准则》和中海沃邦的会计政策计算得出，且计算合理。

12-（3）补充披露中海沃邦 2017 年制造费用-固定资产折旧及油气资产折耗费增长幅度小于中海沃邦 2017 年天然气开采量增长幅度的原因以及合理性。

回复：

一、增长率差异系高储量低单方折耗气井气量权重增幅高于折耗权重增幅所致

中海沃邦 2016 年和 2017 年计入与生产经营相关的固定资产折旧费用分别为 963.98 万元和 1,234.85 万元。计入制造费用的固定资产折旧以年限平均法计算，与天然气开采量无关。

中海沃邦 2017 年天然气产量为 63,565.06 万立方米，油气资产折耗费 13,182.64 万元，2016 年天然气产量为 27,864.08 万立方米，油气资产折耗 8,053.83 万元，总产量增幅为 128.13%，总折耗增幅为 63.68%。影响折耗费与天然气开采量增长幅度差异的主要原因系 4 口高储量低单方折耗的气井产气量权重增幅高于折耗权重增幅，具体增长率数据如下：

上述 4 口井分别为永和 18-27H、永和 18-28H、永和 18-38H 和永和 18-33H，其 2016 年、2017 年的产气量、折耗费及变动率见下表：

单位：万元、万立方米

项目	2016 年	2017 年	变动率
天然气产量	4,142.36	35,704.92	761.95%
占总产量比重	14.87%	56.17%	41.30 个百分点
折耗金额	555.15	4,516.35	713.54%
占总折耗比重	6.89%	34.26%	27.37 个百分点

上述 4 口气井于 2016 年 11 月、12 月投产，2016 年正式运行月份仅为 1-2 个月，2017 年运行全年，单井控制储量及产量均较高，平均控制储量为 2.5 亿立方米，因此其产量增幅高达 761.95%，折耗增幅 713.54%，两者增长幅度基本匹配。

其余气井报告期内的产气量、折耗费及增长率见下表：

单位：万元、万立方米

项目	2016 年	2017 年	变动率
天然气产量	23,721.72	27,860.14	17.45%
占总产量比重	85.13%	43.83%	-41.30 个百分点
折耗金额	7,498.68	8,666.29	15.57%
占总折耗比重	93.11%	65.74%	-27.37 个百分点

由上表可知，其余气井 2017 年较 2016 年产量增幅为 17.45%，折耗增幅为 15.57%，两者增长幅度同样基本匹配。

综上，上述 4 口高储量低单方折耗的气井与其余气井的产量增幅和折耗增幅均基本匹配。而导致总产量与总折耗增幅之间的差异系上述 4 口气井在 2017 年产量占当年总产量比高达 56.17%，较 2016 年增加了 41.30 个百分点，而因其单方折耗较低，2017 折耗占总折耗比为 34.26%，较 2016 年增加了 27.37 个百分点，小于产量的权重增幅。该 4 口井产气量权重增幅高于折耗增幅最终致使了总产量增长率高于总折耗增长率。

经核查，会计师认为：报告期内中海沃邦固定资产折旧、油气资产折耗符合《企业会计准则》的规定，计提金额准确、合理。中海沃邦 2017 年制造费用-固定资产折旧及油气资产折耗费增长幅度小于中海沃邦 2017 年天然气开采量增长幅度的原因合理。

第 13 题

13、申请文件显示，中海沃邦 2017 年底 1-2 年应收账款账面余额为 11,042.57 万元，占比 66.93%。

请你公司结合应收账款应收方情况、期后回款情况、向客户提供的信用政策、同行业可比公司坏账准备计提情况等，补充披露中海沃邦应收账款坏账准备计提的充分性、应收账款可回收性及相应的保障措施。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、应收账款基本情况

截至 2017 年 12 月末，应收账款余额 16,499.11 万元，其中账龄 1-2 年的金额为 11,042.57 万元。2018 年 1 季度，中海沃邦已收回 2017 年末账龄 1-2 年应收款项 1,584.49 万元。

公司应收账款客户为中油煤，中海沃邦向中油煤提供的信用政策为双方结算输气量后 3 至 4 月内付款。截至 2017 年 12 月 31 日，中海沃邦的账龄为 1-2 年的应收款项系 2016 年末中油煤由于资金、结算以及内部审批流程，未及时付款所致。中油煤为中国石油全资子公司，大型国有企业，且已陆续归还相关款项，发生坏账的可能性较小。

二、同行业应收账款会计政策

同行业上市公司的应收账款坏账计提政策如下：

证券代码	证券名称	1 年以内(含 1 年)	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年	5 年以上
600256	广汇能源	5%	10%	15%	60%	60%	60%
600777	新潮能源	3%	10%	20%	30%	50%	100%
600759	洲际油气	5%	10%	30%	50%	50%	50%
000968	蓝焰控股	5%	10%	20%	50%	50%	100%
	中海沃邦	5%	10%	30%	100%	100%	100%

根据中海沃邦制定的会计政策，应收账款的坏账准备计提政策为 1 年以内、1-2 年、2-3 年和 3 年以上坏账计提比例为 5%、10%、30%和 100%，中海沃邦制定的坏账计提政策较同比上市公司更为谨慎。

经核查，会计师认为：中海沃邦应收账款坏账准备计提符合《企业会计准则》与公司应收账款坏账计提政策的规定，与公司生产运营的实际情况相符；中油煤作为中国石油的全资子公司，对其应收账款不可回收的可能性极低，应收账款的回收不存在重大不确定性。

第 14 题

14、申请文件显示，截至 2017 年 12 月 31 日，中海沃邦账龄在 1 年以内的其他应收款余额为 21,017.06 万元，其中借款 21,000 万元。

请你公司补充披露对外借款的背景、借款对象、利率合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、对外借款背景为提高资金利用率

2017 年 12 月中海沃邦现金流良好，中海沃邦短期内无大额支出需求，为了提高资金利用率，企业于 2017 年 12 月在确保资金安全的情况下将 21,000 万元短期拆借给了三家信用良好，经营稳定的企业。对外借款分别为山西易佳易贸易有限公司借款 6,000 万元、佛山市宝千贸易有限公司借款 6,600 万和佛山市诺辉贸易有限公司 8,400 万元，合计 21,000 万元。上述借款方在年底有短期资金需求，故向中海沃邦提请借款需求。中海沃邦为了提高资金利用率，经股东会决议，中海沃邦同意向上述借款方短期出借资金，并经协商确定 7% 借款利率，借款期限一个月。该三笔借款已分别于 2018 年 1 月 4 日、2018 年 1 月 15 日及 2018 年 1 月 15 日在约定时间内偿还。

二、借款对象与中海沃邦无关联关系，除资金拆借外，无其他业务关系

山西易佳易贸易有限公司成立于 2011 年 5 月 4 日，注册资本 30,000 万元，主营业务为水泥、钢材、铁路设备及配件、公路设备及配件、电力设备及配件、煤矿设备及配件、家俱、办公用品、电线电缆、仪器仪表、橡胶制品、机电设备（不含小轿车）、建材、五金交电、化工产品（不含危险品）、电子产品、金属材料（不含贵、稀金属）、煤制品（不含洗选煤）、铁矿粉、球团、铝矾土、洗精煤、铁矿、焦炭、煤炭、粉煤灰的销售。

佛山市宝千贸易有限公司成立于 2016 年 10 月 27 日，注册资本为 100 万元，主营业务为国内商业、物资供销业。

佛山市诺辉贸易有限公司成立于 2017 年 3 月 1 日，注册资本为 100 万元，主营业务为国内商业、物资供销业。

经查阅上述三家公司的工商资料、信用情况及资金流水，其与中海沃邦及其关联方、主要供应商、合作方、终端客户均不存在关联关系，且上述三家公司已出具说明函，说明“本公司及本公司董事、监事、高级管理人员与中海沃邦及其关联方、中海沃邦主要供应商、合作方、终端客户无关联关系。本公司除与中海沃邦存在上述资金拆借外，不存在其他业务关系。”

三、利率参照中海沃邦银行借款拟定，具有合理性

上述借款年利率均为 7%，下表为中海沃邦截至 2017 年底银行借款的利率情况：

借款银行	合同编号	期限	利率
昆仑银行	C7910081170329719	2 年	7.125%
昆仑银行	C7910991160629344	2 年	7.60%

由上表可知，中海沃邦银行借款期限为 2 年，年利率为 7.125%及 7.6%。上述中海沃邦对外资金拆借性质为短期借款，期限为 1 个月，资金占用时间较短，各方协商拟定年利率为 7%，略低于中海沃邦 2 年期银行借款，具有合理性。

经核查，会计师认为，中海沃邦向山西易佳易贸易有限公司、佛山市宝千贸易有限公司、佛山市诺辉贸易有限公司等三家公司进行了资金拆借履行了相应的决策程序，具有合理的商业背景，利率水平合理，能够提高暂时闲置资金的利用效率，不存在损害上市公司利益的情况。

第 15 题

15、申请文件显示：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%）。请你公司补充披露：1）中海沃邦报告期内的销售管理费情况。2）上述销售管理费的定价依据以及合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

15-（1）中海沃邦报告期内的销售管理费情况。

回复：

一、销售管理费情况

中海沃邦与中煤油在《合作合同修改协议》中约定由中油煤进行销售，并约定“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”。报告期内，中海沃邦销售管理费情况如下：

单位：万元

项目	2017 年	2016 年
销售管理费	2,135.98	1,020.66

15-（2）上述销售管理费的定价依据以及合理性。

回复：

一、中油煤承担开拓市场、商业谈判、日常结算、调整售价等销售职能

根据《合作合同修改协议》约定，《合作合同》下产出的全部天然气产品由中油煤负责销售。中油煤负责开拓下游销售市场，会同中海沃邦与买方进行商务谈判。为补偿中油煤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，中海沃邦与中油煤友好谈判协商约定将中海沃邦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中油煤。

在日常销售中，中油煤需承担开拓下游销售市场、商业谈判签订合同、每日气量计量交接、与各方结算气款及根据国家政策变动签订调价单等职责，上述繁杂的日常工作均需中油煤付出一定的人力、物力、财力支出，中海沃邦向其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中油煤具有合理性。

二、销售管理费的定价符合中油煤的合作惯例

中油煤向中海沃邦收取的销售管理费的费率是依据预计的销售成本支出、中国石油内部定价标准，并参考其与其他类似PSC合同项下的销售管理费率拟定。上述定价方式经双方友好谈判，遵循市场化原则，具有合理性。

经核查，会计师认为中油煤与中海沃邦关于销售管理费的约定符合中海沃邦的业务特点，由双方谈判决定，具有合理性。

立信会计师事务所
(特殊普通合伙)

中国注册会计师：张 勇

中国注册会计师：张 盈

中国·上海

二〇一八年四月