

**神华集团海勃湾矿业有限责任公司
平沟煤矿采矿权评估报告**

中企华矿评报字[2025]第 1066 号

(共二册，第一册)



**北京中企华资产评估有限责任公司
二〇二五年十二月十六日**

中国矿业权评估师协会
评估报告统一编码回执单



报告编码:1102420250202064419

评估委托方： 国家能源投资集团有限责任公司、中国神
华能源股份有限公司

评估机构名称： 北京中企华资产评估有限责任公司

评估报告名称： 神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤
矿采矿权评估报告

报告内部编号： 中企华矿评报字[2025]第1066号

评 估 值： 15200.88(万元)

报告签字人： 宋益红（矿业权评估师）
胡宏源（矿业权评估师）

说明：

- 1、二维码及报告编码相关信息应与中国矿业权评估师协会评估报告统一编码管理系统内存档资料保持一致；
- 2、本评估报告统一编码回执单仅证明矿业权评估报告已在中国矿业权评估师协会评估报告统一编码管理系统进行了编码及存档，不能作为评估机构和签字评估师免除相关法律责任的依据；
- 3、在出具正式报告时，本评估报告统一编码回执单应列装在报告的封面或扉页位置。

神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿 采矿权评估报告

目录

评估报告摘要.....	4
评估报告正文.....	7
一、评估机构.....	7
二、委托人及矿业权人.....	7
三、评估对象和范围.....	10
(一)评估对象和范围.....	10
(二)采矿权历史沿革.....	10
(三)矿业权价款(出让收益)处置情况.....	11
(四)采矿权评估史.....	11
四、评估目的.....	12
五、评估基准日.....	12
六、评估依据.....	12
(一)法律、法规依据.....	12
(二)行为、产权和取价依据.....	14
七、评估实施过程.....	14
八、矿产资源勘查和开发概况.....	15
(一)矿区位置和交通.....	15
(二)自然地理及经济概况.....	16
(三)地质勘查工作概况.....	17
(四)矿区地质概况.....	19
(五)煤层与煤质.....	22
(六)开采技术条件.....	29
(七)矿山开发利用概况.....	31
九、评估方法.....	32
十、评估指标和参数.....	32
(一)保有资源储量.....	33

(二)评估利用矿产资源储量	33
(三)采矿方案	34
(五)采煤技术指标	34
(六)评估利用可采储量	34
(七)生产能力和服务年限	35
(八)销售收入	36
(九)投资估算	42
(十)成本估算	44
(十一)销售税金及附加	48
(十二)所得税	50
(十三)折现率	51
十一、评估假设	51
十二、评估结论	52
十三、评估基准日期后重大事项	52
十四、特别事项说明	52
十五、评估报告的使用限制	54
十六、矿业权评估报告日	54
十七、评估机构和评估责任人	55
十八、神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估报告附表目录	
附表一神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估价值估算表	
附表二神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表	
附表三神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估销售收入估算表	
附表四神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估资产投资估算表	
附表五神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估资产折旧摊销费用估算表	

附表六神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估
单位成本估算表

附表七神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估
总成本费用估算表

附表八神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估
税费估算表

十九、神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估报
告附件(另册装订)

神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿 采矿权评估报告

摘要

评估机构：北京中企华资产评估有限责任公司。

评估委托人：国家能源投资集团有限责任公司、中国神华能源股份有限公司。

评估对象：神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权。

评估目的：中国神华能源股份有限公司拟发行股份及支付现金购买国家能源投资集团有限责任公司持有的煤炭、坑口煤电等相关资产，为此涉及对神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

评估基准日：2025 年 7 月 31 日

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：截止评估基准日，矿山保有资源储量 12933.00 万吨，评估利用资源储量为 12675.90 万吨，评估利用可采储量为 8903.41 万吨。原煤生产能力 180.00 万吨/年，评估计算年限 39.75 年。产品方案为原煤，2035 年为例，原煤不含税销售价格为 419.00 元，年销售收入合计 75420.00 万元。评估基准日固定资产投资原值 13303.04 万元，净值 7742.64 万元，后续投资 126469.99 万元(含税)。单位总成本费用为 285.77 元/吨、单位经营成本 253.57 元/吨；年总成本费用 51438.05 万元、年经营成本 45643.20 万元。折现率为 8.20%。

评估结论：经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值 15200.88 万元，大写人民币壹亿伍仟贰佰万捌仟捌佰元整。

特殊事项说明：

(一)平沟煤矿为停产矿山，根据企业提供的排产计划，本次评估按 2027 年初开始技改建设，2030 年初投产并达产，如未来实际排产

计划与本次评估不一致，则本次评估结论需做调整。

(二)根据海勃湾区文化旅游体育局《关于国家能源集团乌海能源有限责任公司平沟煤矿改扩建项目范围进行文物核查的回复》([2025]90号)，平沟煤矿与召烧沟岩画保护范围和建设控制地带保护区范围重叠约4.9737平方公里(保护区不在采矿权范围内)。目前企业及海勃湾区政府正在推进保护区范围变更，拟变更后范围与平沟煤矿单位不再重叠。鉴于截至本次评估报告日，该保护区范围最终尚未确定，本次评估暂未考虑该事项对评估影响，如未来企业不能调整该文物保护单位范围，则本次评估结论不成立。

(三)本次评估确定可采储量时，对于(TD)资源量的扣减，是根据资源量的可靠程度，按照评估准则要求的专业判断，并不是评估范围的调整或扣减，也并不是评估结论的遗漏。

提请本报告使用者注意上述事项。

评估有关事项声明：

评估结论使用的有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。超过一年此评估结论无效，需重新进行评估。

本评估报告仅供评估委托人按本次评估目的使用，以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人和法律、行政法规规定的评估报告使用人使用；除此之外，其它任何机构和个人不能成为评估报告使用人；委托人以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人，只能按照本报告披露的评估目的，在披露的时间范围内使用本评估报告，除此之外，不得用于任何其他目的。

评估报告的使用权归评估委托人所有，未经评估委托人同意，我公司不会向他人提供或公开。除依据法律须公开的情形外，报告的全部或部分内容不得发表于任何公开的媒体上。

重要提示：

以上内容摘自《神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估报告》，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该矿业权评估报告全文。

(本页无正文，为《神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权评估报告》签字盖章页)

法定代表人(权忠光): 

项目负责人(胡宏源): 

矿业权评估师(胡宏源、宋益红):  

北京中企华资产评估有限责任公司
二〇二五年十二月十六日



神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿 采矿权评估报告

正文

北京中企华资产评估有限责任公司接受国家能源投资集团有限责任公司、中国神华能源股份有限公司的委托，根据国家有关矿业权评估的规定，本着独立、客观、公正的原则，按照恰当的矿业权评估方法，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权进行了评估。本公司评估人员按照必要的评估程序对委托评估的神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权进行了尽职调查、市场调查与询证，对该矿业权在 2025 年 7 月 31 日所表现出的市场价值进行了估算，现将该矿业权评估的情况及评估结果报告如下：

一、评估机构

机构名称：北京中企华资产评估有限责任公司；

注册地址：北京市东城区青龙胡同 35 号；

法定代表人：权忠光；

营业执照统一社会信用代码：91110101633784423X；

“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资[2000]005 号。

二、委托人及矿业权人

(一)委托人

1.评估委托人一

评估委托人之一为国家能源投资集团有限责任公司，公司简介如下：

名称：国家能源投资集团有限责任公司(以下简称：“国家能源集团”)

住所：北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人：邹磊

注册资本：13,209,466.115 万元

类型：有限责任公司(国有独资)

统一社会信用代码：91110000100018267J

成立日期：1995 年 10 月 23 日

营业期限：1995 年 10 月 23 日至无固定期限

经营范围：国务院授权范围内的国有资产经营；开展煤炭等资源性产品、煤制油、煤化工、电力、热力、港口、各类运输业、金融、国内外贸易及物流、房地产、高科技、信息咨询等行业领域的投资、管理；规划、组织、协调、管理集团所属企业在上述行业领域内的生产经营活动；化工材料及化工产品（不含危险化学品）、纺织品、建筑材料、机械、电子设备、办公设备的销售。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

2.评估委托人二

评估委托人之二为中国神华能源股份有限公司，公司简介如下：

名称：中国神华能源股份有限公司(以下简称：“中国神华”)

住所：北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人：吕志韧

注册资本：1,986,851.9955 万元

类型：其他股份有限公司(上市)

统一社会信用代码：91110000710933024J

成立日期：2004 年 11 月 8 日

营业期限：2004 年 11 月 8 日至无固定期限

股票代码：601088.SH、01088.HK

经营范围：煤矿开采(有效期以各煤矿相关许可证的有效期限为准)；煤炭批发经营；项目投资；煤炭的洗选、加工；矿产品的开发与经营；专有铁路内部运输；电力生产；开展煤炭、铁路、电力经营的配套服务；船舶的维修；能源与环保技术开发与利用、技术转让、技术咨询、技术服务；进出口业务；化工产品、化工材料、建筑材料、机械设备的销售(不含危险化学品)；物业管理。(市场主体依法自主选

择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

(二)采矿权人

本次评估采矿权人均均为神华集团海勃湾矿业有限责任公司(以下简称“海勃湾公司”), 公司简介如下:

名称: 神华集团海勃湾矿业有限责任公司;

类型: 有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资);

住所: 内蒙古自治区乌海市滨河区神华街南创业路西乌海能源公司综合楼 2001 室;

法定代表人: 李振阳;

注册资本: 24,786 万(元);

营业期限: 2001 年 09 月 19 日至 2099 年 12 月 31 日;

经营范围: 煤炭开采、销售(仅限分支机构); 煤炭洗选(仅限分支机构); 冷、热加工; 速凝剂; 销售机电产品、五金交电、水暖配件

(三)采矿权运营方

平沟煤矿实际运营主体为国家能源集团乌海能源有限责任公司平沟煤矿(以下简称“平沟煤矿公司”), 其工商信息如下:

统一社会信用代码: 91150302566901748Q;

名称: 国家能源集团乌海能源有限责任公司平沟煤矿;

类型: 有限责任公司分公司(非自然人投资或控股的法人独资);

住所: 内蒙古自治区渤海湾区卡布其;

负责人: 邵文琦;

成立日期: 2010 年 09 月 17 日;

经营范围: 煤炭生产; 洗精煤; 工矿工程建筑; 煤矿机械设备租赁。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)

海勃湾公司为国家能源集团乌海能源有限责任公司全资子公司; 平沟煤矿公司为国家能源集团乌海能源有限责任公司分公司。

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权。

根据 2024 年 1 月 31 日内蒙古自治区自然资源厅颁发的采矿许可证(证号：C1000002012101140127769)：采矿权人：神华集团海勃湾矿业有限责任公司；矿山名称：神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿(以下简称“平沟煤矿”)；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：180.00 吨/年；矿区面积：15.6452 平方公里；有效期限：柒年壹拾壹月，自 2024 年 1 月 31 日至 2031 年 12 月 1 日；标高：从 1310 米至 750 米。矿区拐点坐标如下(2000 国家大地坐标系)：

点号	2000 国家大地坐标系		点号	2000 国家大地坐标系	
	X	Y		X	Y
1	4388059.98	36403994.56	12	4382309.92	36407034.64
2	4387834.98	36404534.58	13	4382309.93	36407654.66
3	4387559.99	36405639.59	14	4382209.93	36407674.66
4	4386849.97	36405954.6	15	4382209.92	36407434.66
5	4386944.97	36405714.6	16	4381789.92	36407434.66
6	4384804.96	36405914.61	17	4381259.9	36405479.63
7	4384679.95	36406644.62	18	4384479.93	36404019.59
8	4383564.94	36406684.63	19	4385149.94	36403254.58
9	4383624.95	36407474.65	20	4386254.95	36403034.57
10	4383159.94	36407494.65	21	4387229.96	36402584.56
11	4383159.94	36407034.65	22	4387294.98	36404154.57

注：井巷工程标高至地表。

本次评估范围为上述拐点坐标圈定的范围及其范围内的资源储量。

(二)采矿权历史沿革

平沟煤矿于 1958 年建矿，设计生产能力为 45 万吨/年。后经历次技改，最终核定生产能力达到 180 万吨/年。

2001 年 12 月 29 日平沟煤矿取得采矿许可证，证号：1000000140155；采矿权人为内蒙古自治区海勃湾矿务局，矿山名称为北京中企华资产评估有限责任公司

内蒙古自治区海勃湾矿务局平沟煤矿，生产规模为 120 万吨/年，矿区面积为 16.1038 平方公里，标高为 1220 米至 1100 米，有效期限自 2001 年 12 月至 2031 年 12 月。

2012 年 10 月 16 日换发采矿许可证，证号变更为 C1000002012101140127769，采矿权人变更为神华集团海勃湾矿业有限责任公司，矿山名称变更为神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿，矿区面积变更为 15.6451 平方公里，生产规模为 120 万吨/年，标高为 1220 米至 1100 米，有效期限为 2001 年 12 月 1 日至 2031 年 12 月 1 日。

2024 年换发采矿许可证，矿区面积为 15.6452 平方公里，标高变更为从 1310 米至 750 米，有效期限为 2024 年 1 月 31 日至 2031 年 12 月 1 日。

(三)矿业权价款(出让收益)处置情况

根据内蒙古自治区国土资源厅《采矿权评估报告备案证明》(内国土资采矿评备[2008]35 号)，评估利用资源储量 11903.30 万吨(其中证内资源 3888 万吨，证外 10062 万吨)，可采储量 8391.10 万吨(其中证内 2488.35 万吨，证外 5902.75 万吨)，评估结论为 52746.63 万元(证内 15640.08 万元，证外 37106.55 万元)。根据企业提供的价款缴纳凭证，企业原采矿权范围内 15640.08 万元价款已经缴纳完毕。

2021 年平沟煤矿拟变更采矿权标高范围，为此内蒙古科瑞资产评估有限公司出具了《(内蒙古)神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权出让收益评估报告》(内科瑞矿评字[2020]第 283 号)，评估利用新增资源储量 10348 万吨，对应评估结论为 69572.75 万元。根据 2021 年 3 月 31 日神华集团海勃湾矿业有限责任公司与内蒙古自治区自然资源厅签订的《内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)》(合同编号：1500022021C023)，约定采矿权出让收益金额为 69572.75 万元，分十期缴纳(不含首期)，截至本次评估基准日剩余 6 期尚未缴纳。

(四)采矿权评估史

除出让收益评估报告外，本次评估人员未收集到其他矿业权评估

报告。

四、评估目的

中国神华能源股份有限公司拟进行股权收购，为此涉及对神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权进行评估。为上述经济行为提供价值参考。

五、评估基准日

本次采矿权评估基准日确定为 2025 年 7 月 31 日。

六、评估依据

(一)法律、法规依据

1. 《中华人民共和国矿产资源法》(2024 年 11 月 8 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修订);
2. 《中华人民共和国矿产资源法实施细则》(国务院令 第 152 号);
3. 《中华人民共和国资产评估法》(中华人民共和国第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议于 2016 年 7 月 2 日通过);
4. 《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》(国务院 1998 年第 241 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令 第 653 号修正);
5. 《探矿权采矿权转让管理办法(2014 修订)》(国务院 1998 年第 241 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令 第 653 号修正);
6. 《矿业权评估管理办法(试行)》(国土资源部国土资发[2008]174 号);
7. 财政部、自然资源部、税务总局关于印发《矿业权出让收益征收办法》的通知(财综[2023]10 号);
8. 《财政部 国家发展改革委员会 国家煤矿安全监察局关于印发〈煤炭生产安全费用提取和使用管理办法〉和〈关于规范煤矿维简费管理问题的若干规定〉的通知》(财建[2004]119 号);
9. 《财政部 应急管理部 关于印发〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》(财资[2022]136 号);

10. 《中华人民共和国增值税暂行条例》(根据 2017 年 11 月 19 日《国务院关于废止〈中华人民共和国营业税暂行条例〉和修改〈中华人民共和国增值税暂行条例〉的决定》第二次修订);
11. 《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(财政部 国家税务总局第 50 号令);
12. 《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》(财税[2008]170 号);
13. 《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》(财税[2016]36 号文);
14. 《国家税务总局关于深化增值税改革有关事项的公告》(国家税务总局公告 2019 年第 14 号);
15. 《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号);
16. 《中华人民共和国城市维护建设税法》(2020 年 8 月 11 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过);
17. 《关于修改〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》(国务院令 2005 年第 448 号);
18. 《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财综[2010]98 号);
19. 《中华人民共和国企业所得税法》(2007 年 3 月 16 日第十届全国人民代表大会第五次会议通过,根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国电力法〉等四部法律的决定》第二次修正);
20. 《中华人民共和国资源税法》(2019 年 8 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议通过);
21. 《内蒙古自治区人民代表大会常务委员会<关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定>》(2020 年 7 月 23 日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过);
22. 《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会, 2008 年 8

月);

23. 《中国矿业权评估准则》(二)(中国矿业权评估师协会, 2010年9月);

24. 《矿业权评估参数确定指导意见》(中国矿业权评估师协会, 2008年10月);

25. 国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会发布的《固体矿产地质勘查规范总则》(GBT13908-2020);

26. 《矿产地质勘查规范煤》(DZ/T0215-2020);

27. 国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会 2020 年发布的《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766 - 2020);

28. 《自然资源部办公厅关于做好矿产资源储量新老分类标准数据转换工作的通知》(自然资办函[2020]1370 号)。

(二)行为、产权和取价依据

1. 矿业权人承诺函;

2. 评估委托人及矿业权人营业执照;

3. 采矿许可证(证号: C1000002012101140127769);

4. 《内蒙古自治区桌子山煤田平沟煤矿煤炭资源储量核实报告》矿产资源储量评审意见书(内自然资储评字[2019]107 号)及其备案证明(内自然资储备字[2019]137 号);

5. 《内蒙古自治区桌子山煤田平沟煤矿煤炭资源储量核实报告》(神华地质勘查有限责任公司, 2019 年 1 月);

6. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司平沟煤矿技术改造可行性研究报告》(内蒙古煤矿设计研究院有限责任公司, 2024 年 11 月)及其评审意见;

7. 矿业权价款相关资料;

8. 评估人员收集的其他资料。

七、评估实施过程

根据国家现行有关矿业权评估的政策和法规规定,按照评估委托人的要求,北京中企华资产评估有限责任公司组织评估人员,于 2025 年

8月中旬到2025年12月16日，在委托方及被评估单位的配合下，对评估对象实施了如下评估程序：

(一)接受委托阶段

2025年8月中旬评估委托人确定了北京中企华资产评估有限责任公司为本项目的评估机构，并初步介绍拟评估的对象的有关情况。

(二)评估准备阶段

根据本次评估矿业权的特点，我公司向评估委托人提交了评估所需的资料清单，组建了本项目的评估团队，并拟定了相应的评估计划。

(三)现场尽职调查阶段

2025年8月18日至10月25日，评估人员赴乌海市对评估对象的现状、地质、储量等有关情况进行了了解，并查阅及收集了评估所需的有关资料，包括储量核实报告、采矿许可证、可研报告等，同时对资料存在的问题交换了意见。

(四)评定估算阶段

2025年10月26日至11月8日，对收集的资料进行整理、分析，确定评估方案，选取评估参数，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权进行评定估算，并完成评估报告初稿。

(五)提交报告阶段

2025年11月9日至2025年12月6日，对评估报告初稿进行公司内部审核，根据提出的审核意见进行修改。将修改后的评估结果与评估委托人交换意见，认真听取评估委托人意见，经分析判断后作出必要的修改，形成正式的评估报告，2025年12月16日将正式的评估报告提交给评估委托人。

八、矿产资源勘查和开发概况

(一)矿区位置和交通

平沟煤矿井田位于桌子山煤田卡布其勘查区中部，行政区划隶属于乌海市海勃湾区管辖。地理坐标(2000 国家大地坐标系)为东经：106°51'56" - 106°55'32"；北纬：39°33'36" - 39°37'16"。

平沟煤矿井田南距海南区约15km，北距海勃湾区约10km，G6京

藏高速公路、S215 新西线、城际快速通道从井田西部南北向通过，包头(头)~兰(州)铁路的海(勃湾)~拉(僧庙)铁路支线从井田西部南北向通过，交通便利。

(二)自然地理及经济概况

井田位于桌子山煤田中部，海拔标高在+1215m~+1410m 之间，东侧为桌子山，西侧为岗德尔山，中部为一狭长的低地，多以残丘、孤山阶地、洼地组成。地形总体趋势东西两侧高、中部低，南部相对较高，西北部较低，一般相对高差 140m。区内植被稀少，河谷发育，地形较复杂。

井田内沟谷发育，以东西向为主，发源于桌子山西坡经井田转向西北，最终注入黄河，这些河谷只在丰雨季节形成的洪流具有历时短、流量大的特点，区内无常年水系。

矿区属半沙漠干旱大陆性气候，降水量少、蒸发量大，一年四季干燥多风。据乌海市气象站近 30 年资料统计，最高气温 39.4℃，最低气温-32.6℃，多年平均气温 9.70℃；降水量 47.1~357.6mm，平均 158.1mm，其中 7、8、9 三个月占全年总降水量的 58.49%；常以降水突发形成间歇性洪流排出区外，大气降水及地表对地下水补给贫乏；年蒸发量 3132.1mm~3919.3mm，平均 3481.1mm，蒸发量是降水量的 21.4 倍。冬春季节多刮西北风，夏秋季多刮东南风，最大风速 5.4m/s，平均风速 2.2~3.9m/s，每年 1 月初封冻，至次年 5 月初解冻，最大冻土深度 1.50m。无霜期为无霜期 120~180 天。

矿区处于构造活动区，是易发多发中强地震的地区。根据中华人民共和国国家标准《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，区域地震动峰值加速度值 0.20g，对照烈度为Ⅷ度，属强震预测区。

乌海市是 1976 年由原乌达市和海勃湾市合并成立的，现在已是 53.3 万人口的中小型企业城市。居民以汉族居多，另有蒙古、回、满、朝鲜、达斡尔等 26 个少数民族。其工业生产主要有能源工业(主要产品有煤炭、焦炭和发电)、化学工业(主要产品有电石、烧碱、聚氯乙烯、金属钠等 50 多种)、建材工业(主要产品有水泥和平板玻璃)和特色冶金(主要产品有铁合金、特种钢和镁合金)。农业方面有蔬菜、葡萄种

植等。

(三)地质勘查工作概况

1954年地质部前华北地质局205队在桌子山地区进行过比较详细的地质勘探工作。

1959年至1960年内蒙古自治区煤田地质勘探公司117队在卡布其矿区进行补充勘探。

1963年5月27日至1964年1月17日，内蒙古煤炭工业管理局147煤田地质勘探队在平沟及旧洞沟井田进行补充勘探，并提交《内蒙古自治区伊克昭盟桌子山煤田卡布其矿区(平沟、旧洞沟井田)补充勘探最终报告(精查)》。该报告勘查面积11.57km²。由全国储量委员会以第304号决议书批准，批准煤炭工业储量为A+B级20102千吨，A+B+C级为41281千吨，D级为3385千吨，A+B+C+D级44666千吨。

1974年12月，内蒙古自治区煤田地质勘探公司117队(现内蒙古煤田地质局117勘探队)进行了桌子山煤田卡布其矿区详查勘探，提交了《桌子山煤田卡布其矿区详查勘探(深部)报告》，全区共获得A+B+C₁+C₂级储量18719.1万吨，其中A级储量562.4万吨，B级储量6779.8万吨。C₁级储量9595.9万吨，C₂级储量1781.2万吨。1974年，内蒙古自治区革命委员会燃料化学工业局以内蒙革(74)燃煤开字第57号文予以批准。

1954年地质部前华北地质局205队进行详查，包括钻探及硃探。

1959至1960年原117队分别对骆驼山及滴沥帮乌素一、二区(骆驼山矿区南部)进行了精查勘探。

1971至1972年，内蒙古自治区煤田地质勘探公司117队(现内蒙古煤田地质局117勘探队)对“骆驼山”F68——F64和“滴沥帮乌素一、二区”F64——F39两个矿区重新进行精查勘探，一次提出《内蒙古自治区伊克昭盟桌子山煤田骆驼山矿区精查地质报告》，内蒙古自治区革命委员会燃料化学工业局组织了包头、乌达、海勃湾矿务局、海勃湾煤矿、内蒙煤矿设计院、内蒙炭窑口硫铁矿、内蒙建井工程处、煤田地质公司一一七地质队等单位，于1974年12月10日至16日，在海勃湾市以三结合形式于现场审查了该报告。最终以内蒙革(74)燃

煤开字第 56 号文件批复，认为 1100m 水平以上 13km² 内达到精查(浅部区)，获得工业储量 13944.2 万吨，1100m 水平以下 43km² 内达到了详查，批准详查储量 23455.0 万吨。

1979 年至 1984 年，内蒙古自治区煤田地质勘探公司 117 队(现内蒙古煤田地质局 117 勘探队)对骆驼山深部进行精查。1984 年 11 月，提交了《内蒙古自治区桌子山煤田骆驼山井田深部区精查地质报告》，全区共获得地质储量 50202.0 万吨，其中工业储量(A+B+C)28676.5 万吨，A 级储量 6287.2 万吨，A+B 级储量 12871.9 万吨。该报告于 1986 年 5 月 15 日被内蒙古自治区矿产储量委员会批准，批准文号为“内蒙储决字(1986)30 号文”。

2001 年 5 月 1 日海勃湾矿务局平沟煤矿编制了《内蒙古自治区乌海市平沟煤矿煤炭资源储量核实报告》，该报告于 2001 年 12 月 15 日通过了内蒙古自治区国土资源厅储量处评审，内蒙古自治区国土资源厅以“内国土资准字[2001]16 号”文批准；批准平沟煤矿累计探明资源储量 16434.1 万吨、建矿 2000 年底开采和损失资源储量 1713.0 万吨、截止 2000 年底保有资源储量 14721.1 万吨。

2007 年 9 月由乌海市天元地质勘查有限公司编制的《内蒙古自治区桌子山煤田卡布其-骆驼山矿区平沟煤矿煤炭资源储量核实报告》，于 2008 年 4 月 30 日由北京中矿联咨询中心，以“中矿蒙储评字[2008]131 号”通过评审，内蒙古自治区国土资源厅以“内国土资储备字[2008]162 号”备案。共核实资源储量 16164 万吨，其中消耗的资源储量 2214 万吨，保有的资源储量 13950 万吨。

2010 年 5 月至 2012 年 1 月，中煤科工集团西安研究院进行了平沟煤矿一盘区水文地质补充勘探，提交了《神华乌海能源有限责任公司平沟煤矿 I 盘区下组煤水文地质补充勘探报告》。

2010 年至 2011 年，神华地质勘查有限责任公司在平沟煤矿及卡布其深部井田范围内进行了补充勘探工作，采用地震、钻探、地球物理测井、地质及水文地质填图、抽水、采样测试等多种手段进行综合勘探，2012 年 1 月提交了《内蒙古自治区乌海市平沟煤矿扩大勘探地质报告》，该报告以“国土资矿评资[2014]8 号”通过国土资源部矿产

资源储量评审中心，未备案。

2019 年，神华地质勘查有限责任公司对平沟煤矿进行了储量核实，并编制了《内蒙古自治区桌子上煤田平沟煤矿煤炭资源储量核实报告》，截至 2018 年底，矿区查明资源储量 16276 万吨，消耗资源储量 3343 万吨，保有资源储量 12933 万吨，其中：探明的经济基础储量(121b)为 2690 万吨；控制的经济基础储量(122b)为 8529 万吨；推断的内蕴经济资源量(333)。2019 年该报告经内蒙古自治区资源储量评审中心以“内自然资储评字[2019]107 号”文评审通过，并经内蒙古自治区自然资源厅以“内自然资储备字[2019]137 号”文备案。

(四)矿区地质概况

1. 地层

根据地层出露及钻孔揭露成果，矿区地层由老至新有：

(1)奥陶系下统(O_1)

为煤系地层基底，区内无出露，钻孔揭露的最大厚度 188.89m(揭露厚度不全)，岩性为深灰、褐灰色厚层石灰岩、泥质条带灰岩、鲕状灰岩、夹灰黑色泥岩。区外桌子山发育厚层石灰岩，致密质地，含有直角石等头足类化石。

(2)石炭系(C)

石炭系上统太原组下岩段($C_{2t}^{\text{下}}$)：矿区东部地表有出露，钻孔揭露最大厚度为 42.93m，平均 15.74m，岩性为灰白色石英砂岩夹薄层灰黑色泥岩组成，局部夹 18 煤、19 煤，一般不可采。与下伏奥陶系呈平行不整合接触。

石炭系上统太原组上岩段($C_{2t}^{\text{上}}$)：为矿区主要含煤地层之一，最大厚度为 116.31m，平均厚度 68.50m。岩性由砂质泥岩、中、细粒砂岩、煤、少量钙质泥岩及泥灰岩组成。根据岩性组合及煤层发育情况自下而上划分为两段：第一亚段($C_{2t}^{\text{上}1}$)：自 17 煤底板至 14 煤顶板，岩性底部为灰白色中细粒石英砂岩及薄层深灰色砂质泥岩组成，局部地段见褐铁矿，中上部以灰黑色砂质泥岩、泥岩为主，夹粘土岩、细粒砂岩或粗砂岩透镜体，含 14、15-1、15-2、16-1、16-2、17 号煤层，称为“丙煤组”，其中 16-1、16-2 煤层为矿区可采煤层。全段厚度 19.25 ~

63.80m, 平均 37.76m; 第二亚段(C_{2t}^{+2}): 自 14 煤层顶板至山西组底界, 岩性主要为灰黑色砂质泥岩与褐色泥岩互层, 夹浅灰色细、粉砂岩, 含动物化石及黄铁矿结核, 含 11、12 和 13 号不可采煤层, 底部常见腕足类动物化石。全组厚度 17.38 ~ 52.51m, 平均 30.74m。

(3) 二叠系(P)

二叠系下统山西组(P_{1s}): 亦为区内主要含煤地层, 东部零星出露, 钻孔揭露全组厚度为 51.27 ~ 113.40m, 平均 74.56m。岩性组合中上部以灰白、灰黑色砂岩, 砂质泥岩、泥岩及煤层组成, 下部为灰~灰黑色粘土岩、砂质泥岩及煤层, 富含动物化石, 含 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10 号煤层, 依据岩性组合及沉积旋回特征, 将该组自下而上划分为四个岩段。其中第三岩段含 2、3 号煤层, 在桌子山煤田称“甲煤组”, 第一岩段含 8、9、10 号等煤层, 称为“乙煤组”。该组地层与下伏太原组地层整合接触。第一岩段(P_{1s}^1): 本岩段从山西组底界至 7 号煤层顶板砂岩底界, 厚度 10.47 ~ 20.76m, 平均 17.16m, 岩性为灰色、深灰色砂质泥岩、泥岩、粘土岩夹煤层。本段共含煤四层, 自下而上编号为 10、9、8、7。其中 9 煤层厚度常达 5m 左右, 结构复杂, 为本组之标志层, 10 煤层位稳定, 厚度均在 1.00 左右, 而 8、7 煤层极不稳定, 经常分叉或尖灭; 第二岩段(P_{1s}^2): 本岩段从 7 号煤层顶板砂岩底界至 5 号煤层上部粗粒砂岩底界, 厚度 35.09 ~ 61.20m, 平均 48.51m, 岩性为灰白色中粗粒砂岩夹深灰色砂质泥岩, 含 6、5、4 煤层, 均不可采; 第三岩段(P_{1s}^3): 本岩段从 5 号煤层上部粗粒砂岩底界至 2 号煤层顶板砂岩底界, 厚度 2.08 ~ 11.54m, 平均 4.54m, 本组岩层一般由北向南渐次增厚。主要岩性是黄绿色含多量云母片的砂质页岩及灰黑或黑色泥页岩夹煤层。本段含 2、3 号煤层, 2 煤层全区发育但不稳定, 厚度可达 1.00m 左右, 属零星可采煤层, 煤层含夹矸较多, 结构复杂, 页岩中常含丰富的化石, 3 号煤不发育; 第四岩段(P_{1s}^4): 本岩段从 2 号煤层顶板砂岩底界至山西组顶界, 厚度 0 ~ 29.20m, 平均 4.35m, 含 1 号煤层, 岩性为黄绿色砂质泥岩、泥岩及灰色中、粗粒砂岩。本岩段含 1 号煤层, 矿区内不可采。

二叠系中统石盒子组: 石盒子组下岩段(P_{2s}^1)在矿区东部出露, 钻

孔揭露地层厚度 34.05 ~ 273.40m, 平均 94.17m, 上部岩性为厚层状粗粒石英砂岩, 含长石, 底部含石英砾, 发育大型交错层理。中部岩性为灰绿、灰褐色薄层状砂质泥岩及粉砂岩, 中夹厚层状中、粗粒砂岩。下部岩性为灰白色中、粗粒砂岩为主, 夹灰绿、深灰色砂质泥岩。该组地层不含煤, 与下伏山西组呈整合接触。石盒子组上岩段(P_2s^2)在区内及东侧边缘有出露, 岩性以杂色粉砂岩、泥岩夹中、粗砂岩为主, 据钻孔揭露最大厚度为 346.38m, 平均厚度 238.24m, 与下伏地层整合接触。

(4)第四系(Q)

矿区大面积分布, 钻孔揭露最大厚度为 28.20m, 平均厚度 9.98m, 岩性主要为风积沙残坡积物、冲洪积及黄土等, 覆盖于老地层之上。

2. 构造

矿区大地构造位于桌子山背斜西翼, 西来峰—岗德尔逆断层及其牵引形成的向斜的东翼, 总体为一向西倾斜的单斜构造, 岩层走向近南北, 倾角 $6 \sim 10^\circ$ 。区内断层较发育, 构造复杂程度应属中等。

区内断层按照走向分, 均为近东西向的断层 10 条; 按落差划分: 落差 $\geq 100m$ 的断层有 1 条, $50m \leq \text{落差} < 100m$ 的断层有 2 条, $30m \leq \text{落差} < 50m$ 的断层有 3 条, $20m \leq \text{落差} < 30m$ 的断层有 3 条, 小于 20m 的 1 条。按构造类型分: 均为正断层。矿区断层主要特征如下:

名称	位置	性质	产状			落差(m)	延展长度(m)	查明程度
			走向	倾向	倾角($^\circ$)			
F66'	矿区西北部	正	近EW	S	69	0~15	800	查明
F7	矿区西北部边界	正	近EW	S	70	30	600	基本查明
F8	矿区北部	正	近EW	S	75	26.5	3500	基本查明
F68	矿区中部	正	EW	S	85	50 ~ 100	2600	查明
F68'	矿区中东部	正	EW	S	75	0 ~ 40	1500	查明
LF71	矿区中西部	正	EW	S	80	20	1000	基本查明
LF70	矿区南部	正	EW	S	80	20	2000	查明
F67	矿区南部	正	近EW	S	75	20 ~ 80	2200	基本查明
F69	矿区南部	正	近EW	N	80	18 ~ 30	1700	基本查明
F64	矿区南部边界外	正	S70°W	S	75	40 ~ 60	/	基本查明

3. 岩浆岩

井田内未发现有岩浆侵入活动。

(五)煤层与煤质

1. 含煤地层

矿区内主要含煤地层为石炭系上统太原组(C₂t)和二叠系下统山西组(P₁s)，岩性为碎屑岩，最大厚度为 229.71m，平均厚度为 143.06m。其中石炭系上统太原组(C₂t)最大厚度 116.31m，平均 68.50m，二叠系下统山西组(P₁s)最大厚度为 113.40m，平均 74.56m。区内含煤 24 层，煤层平均总厚度为 15.26m，含煤系数为 10.66%。其中太原组平均总厚度为 6.01m，含煤系数 8.77%，山西组平均总厚度为 9.25m，含煤系数 12.24%。全区有对比意义的煤层有 9 层，自上而下编号为 2、8、9、10、14、15-1、15-2、16-1 和 16-2 煤层。其中可采煤层共有 5 层，分别为 9、10、14、16-1 和 16-2 煤层，平均厚度为 1.05~2.78m，平均总厚度为 8.79m，可采含煤系数 6.14%。其中太原组平均总厚度为 4.85m，可采含煤系数 7.08%，山西组平均总厚度为 3.94，可采含煤系数 5.28%。9 煤层、16-2 煤层为全区可采的较稳定煤层，10、16-1 煤层为大部分可采的较稳定煤层，14 煤层分布范围较小，为局部可采的不稳定煤层。不可采煤层有 4 层，分别为 2、8、15-1、15-2 煤层，见煤点大部分不可采，可采点也不能连接成片。

2. 可采煤层

各可采煤层特征如下：

9 号煤：该煤层位于山西组第一岩段中下部，是主要可采煤层之一，在矿区东北部边界出露地表，除在 125、904 钻孔不可采外，其余均可采。最大赋存面积 15.64km²，可采面积为 14.78km²，面积可采系数为 94.50%。埋深为 16.19~538.50m，平均为 225.97m。煤层自然厚度 0.45~8.61m，平均 3.81m；可采厚度 0.70~6.62m，平均 2.78m，属中厚煤层。从空间分布来看，中南部煤层相对较厚，局部集中发育厚煤层，北部、西南部煤层相对较薄，局部发育薄煤层。含夹矸 0-10 层，一般为 4-6 层，结构复杂，夹矸岩性多为薄层炭质泥岩或薄层泥岩。煤层顶板岩性多为炭质泥岩、泥岩及粘土岩，出现少量粉砂岩，厚度为 0.13~6.62m；煤层底板岩性一般为炭质泥岩、泥岩及粘土岩，

很少出现粉砂岩，厚度为 0.13~6.47m。综上所述：9 煤层层位稳定，全区可采，煤层厚度有一定的变化，但变化规律不明显，结构复杂，煤类以 1/3 焦煤为主，焦煤、肥煤次之，均为炼焦用煤，对比可靠，属较稳定的中厚煤层。

10 号煤：该煤层位于山西组第一岩段下部，上距 9 煤层 0.37~12.83m，平均为 2.72m。在矿区东部出露地表，除在 125、910、水 32 钻孔不可采外，其余均可采。最大赋存面积 15.64km²，可采面积 14.60km²，面积可采系数为 93.35%。赋存标高为 710m~1307m，平均为 1046m；埋深为 19.30m~542.00m，平均为 227.31m。煤层自然厚度 0~3.45m，平均 1.13m；可采厚度 0.70~2.33m，平均 1.16m。10 煤层属薄煤层。煤层厚度变化较小，煤层厚度均在 1.00m 左右，层位较稳定。从平面上看，中部、北部相对较厚，南部相对较薄。该煤层结构简单，一般不含夹矸，个别点含 1-2 层夹矸；煤层顶板岩性多为泥岩、粉砂质泥岩，零星部位可见少量粘土岩及粉砂岩，厚度为 0.13~7.48m；底板岩性多为粉砂岩、细砂岩，部分钻孔中可见粉砂质泥岩或泥岩，厚度为 0.24m~23.95m。综上所述：10 煤层，层位稳定，厚度变化很小，结构简单，煤类以肥煤为主，1/3 焦煤次之，均为炼焦用煤，属大部可采较稳定型的薄煤层。

14 号煤：该煤层位于石炭系上统太原组上岩段第一亚段上部，上距 10 煤层间距 18.80~44.79m，平均为 34.92m。在矿区东部出露地表，除东部部分地区可采，其他地区不可采。最大赋存面积约 15.64km²，可采面积 3.25km²，面积可采系数为 20.78%。赋存标高为 678m~1283m，平均为 1021.50m；埋深为 14.30m~537.60m，平均为 253.40m。煤层自然厚度 0~4.32m，平均 0.55m；可采厚度 0.70~1.30m，平均 1.05m。14 煤层可采煤层属薄煤层。煤层厚度变化较大，层位不稳定。从平面上看，东部相对较厚，西部相对较薄。

16-1 煤层：位于太原组上岩段第一亚段中部，在矿区的东北部外有出露。除在东南部小范围缺失外，其余全区分布。该煤层除南部及中部零星不可采区外，其余均可采。最大赋存面积 15.64km²，16-1 煤层可采面积为 13.85km²，面积可采系数为 88.55%。赋存标高为

658m~1277m, 平均为 995.80m; 埋深为 15.52m~594.00m, 平均为 276.06m。煤层自然厚度 0~4.55m, 平均 2.05m; 可采厚度 0.72~4.05m, 平均 1.93m, 大部分为中厚层煤, 部分为中层煤。从平面上看, 煤层厚度北部煤层相对较厚, 向南有明显变薄的趋势。煤层结构简单-较简单, 含夹矸 0~5 层, 一般 2-3 层, 夹矸岩性多为炭质泥岩、粘土岩和泥岩。顶板岩性多为砂质泥岩及泥岩, 少数钻孔可见粉砂岩和细砂岩, 厚度为 0.2-10.1m。底板岩性以泥岩为主, 有少量的炭质泥岩及粘土岩, 厚度为 0.17-5.44m。综上所述: 16-1 煤层, 层位稳定, 厚度变化规律较明显, 结构较简单, 煤类以肥煤为主, 焦煤、1/3 焦煤次之, 均为炼焦用煤, 对比可靠, 属大部可采较稳定的中厚煤层。

16-2 煤层: 位于太原组上岩段第一亚段中部, 上距 16-1 煤层间距 0.05~4.27m, 在矿区东北部有出露, 全区分布。最大赋存面积 15.64km², 可采面积为 15.38km², 面积可采系数为 98.34%。赋存标高为 655m~1272m, 平均为 1002.70m; 埋深为 19.92m~596.80m, 平均为 272.80m。煤层自然厚度 0.37~4.13m, 平均 2.41m; 可采厚度 0.73~4.02m, 平均 1.87m, 大部分为中厚层煤, 局部为中层煤, 全区可采。从平面上看, 煤层厚度变化不大, 北部煤层相对较厚, 向南有微弱变薄的趋势。该煤层结构较复杂, 含夹矸 0-5 层, 多为 2~4 层。顶板为 16-1 煤层的底板, 底板岩性多为细粒砂岩, 部分为泥岩和砂质泥岩, 厚度为 0.12~7.22m。综上所述: 16-2 煤层, 层位稳定, 煤层厚度有一定的变化, 但变化规律不明显, 结构复杂, 煤类以 1/3 焦煤为主, 焦煤、肥煤次之, 均为炼焦用煤, 对比可靠, 属全区可采的较稳定中厚煤层。

3. 物理性质及煤岩特征

平沟煤矿各可采煤层均呈黑色, 9 煤、14 煤条痕呈灰黑色, 10 煤、16 煤条痕呈棕黑色, 弱玻璃光泽, 线理状、条带状、块状结构均有, 层状构造, 内生裂隙发育, 参差状及平坦状断口, 裂隙中充填有方解石薄膜及片状的黄铁矿, 层面上有黄铁矿, 各煤层真密度平均 1.50-1.66g/cm³, 视密度平均 1.44-1.59g/cm³。其中 14 煤视密度值本次矿区只有 2 个钻孔数据点可利用, 且不在可采区, 不具有代表性, 故资源储量估算视密度采用最近一次备案报告的数据 1.45g/cm³。

平沟煤矿各可采煤层宏观煤岩组分均以暗煤为主，亮煤、镜煤次之，含丝炭；宏观煤岩类型均为半暗型煤。

平沟煤矿可采煤层(含矿物基)有机显微组分在 78.1-81.3%之间，其中镜质组分含量在 43-53.1%之间，惰质组分含量在 26.8-35.9%之间，壳质组分含量在 1.2-1.4%之间。各主要煤层有机显微煤岩组分以镜质组为主，次为惰质组，壳质组微量，镜质组以均质镜质体为主，基质镜质体次之，含少量碎屑镜质体，结构镜质体及胶质镜质体；惰质组以碎屑惰质体为主，丝质体次之，含少量粗粒体及微粒体。壳质组以小孢子为主，角质体次之，含少量树脂体。

无机显微组分含量为 18.7-21.9%，以粘土类为主，次为硫化铁类及碳酸盐岩类，氧化硅类则少量。粘土类以分散状粘土矿物为主，细胞充填状粘土矿物次之，含少量块状粘土矿物。硫酸盐类为方解石呈脉状、带状、块状分布。硫化铁类黄铁矿以分散粒体为主，大小不一，分布不均，含少量裂隙充填状黄铁矿。氧化硅类：石英呈粒状，大小不一，分布不均。

矿区内可采煤层有机显微组分中，镜质组+惰质组占有有机显微组分(去矿物基)的 98.2%-98.3%，镜质组分高于惰质组分，依据《显微煤岩类型分类》(GB/T15589-2013)标准分级，各主要煤层的显微煤岩类型均为微惰镜煤。

4. 化学性质

各煤层特征如下：

煤层	工业分析(%) 最小-最大 平均(点数)				Std(%) 最小-最大 平均(点数)				发热量(MJ/kg) 最小-最大 平均(点数)			
	水分Mad(%)		灰分Ad(%)		挥发分Vdaf(%)		Qgr,.d		Qnet,d			
	原煤	浮煤	原煤	浮煤	原煤	浮煤	原煤	浮煤	原煤	浮煤		
9	<u>0.64~1.21</u> 0.88(54)	<u>0.58~1.67</u> 1.00(50)	<u>13.32~39.90</u> 30.49(50)	<u>5.25~16.30</u> 8.22(50)	<u>17.47~36.85</u> 30.38(32)	<u>21.80~39.38</u> 27.98(50)	<u>0.04~3.02</u> 0.69(38)	<u>0.41~2.91</u> 0.74(35)	<u>17.23~30.68</u> 22.45(24)	<u>31.49~33.66</u> 32.77(8)	<u>16.65~29.81</u> 21.37(14)	<u>30.50~32.61</u> 31.76(8)
10	<u>0.15~1.49</u> 0.82(54)	<u>0.31~1.53</u> 0.91(44)	<u>14.15~36.72</u> 22.37(53)	<u>4.32~13.33</u> 6.78(44)	<u>25.37~34.20</u> 30.15(30)	<u>25.59~31.94</u> 28.30(44)	<u>0.37~4.25</u> 1.65(37)	<u>0.48~1.83</u> 0.84(30)	<u>19.20~29.81</u> 26.28(19)	<u>26.43~34.12</u> 31.94(8)	<u>18.57~28.16</u> 25.23(16)	<u>25.65~33.02</u> 30.67(8)
14	<u>0.29~1.89</u> 0.82(9)	<u>0.56~1.32</u> 0.83(6)	<u>14.65~39.01</u> 22.88(9)	<u>7.40~11.66</u> 9.03(6)	<u>27.26~34.04</u> 30.27(7)	<u>25.34~30.47</u> 28.88(6)	<u>1.63~6.00</u> 3.08(7)	<u>1.24~1.83</u> 1.46(5)	<u>25.59~29.08</u> 27.34(2)	<u>31.98~33.03</u> 32.51(2)	<u>24.83~28.23</u> 26.53(2)	<u>31.14~32.01</u> 31.58(2)
16-1	<u>0.46~2.52</u> 0.81(51)	<u>0.34~1.54</u> 0.79(47)	<u>14.70~39.64</u> 25.77(51)	<u>4.02~12.92</u> 8.37(47)	<u>25.78~33.63</u> 29.35(30)	<u>23.32~32.30</u> 27.81(47)	<u>0.62~5.54</u> 2.08(37)	<u>0.63~2.05</u> 1.20(36)	<u>19.47~28.96</u> 25.03(23)	<u>27.92~33.36</u> 32.09(9)	<u>18.84~28.08</u> 23.64(14)	<u>26.98~32.30</u> 31.12(9)
16-2	<u>0.13~1.55</u> 0.74(56)	<u>0.23~1.37</u> 0.82(49)	<u>15.24~36.53</u> 28.35(53)	<u>4.32~12.39</u> 8.84(49)	<u>24.60~33.70</u> 29.12(31)	<u>23.62~31.52</u> 27.75(48)	<u>0.46~4.33</u> 1.59(38)	<u>0.54~2.67</u> 0.92(35)	<u>19.41~29.77</u> 24.59(24)	<u>28.85~33.95</u> 32.39(8)	<u>18.78~28.89</u> 23.92(15)	<u>27.89~32.94</u> 31.40(8)

5. 煤的工艺性能及可选性

(1) 工艺性能

发热量：矿区 9 煤原煤干燥基高位发热量($Q_{gr.d}$)平均 22.45MJ/kg，依照《煤炭质量分级第三部分：发热量》(GB/T15224.3-2010)标准，为中发热量煤；10 煤、16-1 煤及 16-2 煤原煤干燥基高位发热量($Q_{gr.d}$)分别为 26.28MJ/kg、25.03MJ/kg 和 24.59MJ/kg，均为中高发热量煤，14 煤原煤干燥基高位发热量($Q_{gr.d}$)27.34MJ/kg，为高发热量煤。在垂向上未见明显的变化规律。各煤层浮煤干燥基高位发热量($Q_{gr.d}$)平均值在 31.94-32.77MJ/kg 之间，比原煤高的多，各煤层差异很小，各煤层原煤干燥基低位发热量($Q_{net.d}$)平均值在 21.37-26.53MJ/kg 之间，浮煤干燥基低位发热量($Q_{net.d}$)平均值在 30.67-31.76MJ/kg 之间。

粘结性和结焦性：平沟煤矿可采煤层胶质层厚度值较大，平均值在 21mm-29mm 之间，粘结性指数平均值 89-93 之间，按照《烟煤黏结指数分级》(MT/T596-2008)标准，各可采煤层均为强黏结煤，也是强结焦煤。10 煤、14 煤、16-1 煤及 16-2 煤层的奥亚膨胀度($b\%$)在 70 ~ 80% 之间，也从另一个方面反应了煤的黏结性好，详见表 3-10。

煤的活性：矿区可采煤层煤的活性，即煤对 CO_2 的化学反应性。试验结果表明，当温度达到 950° C 时， CO_2 的还原率 a 仅有 9.10-12.50%，其平均值为 11.1%，表明区内煤的活性都很差。

煤的地温干馏及焦油产率：核实区可采煤层，经低温干馏后，9 煤、10 煤、16-1 煤及 16-2 煤干燥基的焦油产率平均在 4.1-6.7%之间，均为含油煤

煤灰成分：矿区可采煤层 9 煤、10 煤、16-1 煤及 16-2 煤 SiO_2 含量平均值在 46.91-50.55%之间； Al_2O_3 含量平均值 35.26-39.18%之间，各煤层都比较高； TiO_2 平均含量在 1.46-2.20%之间； Fe_2O_3 平均含量在 4.28-7.71%之间； CaO 平均含量在 1.43-3.28%之间； MgO 平均含量在 0.30-0.52%之间； K_2O 平均含量在 0.36-0.82%之间； Na_2O 平均含量在 0.27-0.34%之间， SO_3 平均含量在 0.92-1.10%之间。

煤灰熔融性：9 煤、10 煤、16-1 煤及 16-2 煤，煤灰平均软化温度(ST)在 $>1414^{\circ}C \rightarrow 1500^{\circ}C$ ，对照《煤灰熔融性分级》(MT/T853-2000)标准，9

煤、10 煤、16-1 煤应为较高软化温度灰，16-2 煤为高软化温度灰。若从煤灰的流动温度(FT)来看，9 煤，煤灰流动温度 1294℃,为中等流动温度灰，16-1 煤，煤灰流动温度 1195℃为较低流动温度灰。

煤灰粘度：在弱还原环境中，在 1700℃时，灰粘度 Pa.s>62-100，甚至未熔融，只有极个别的点流动较好，例 BK1702 孔的 9 煤在 1450℃时，灰粘度 Pa.s 为 20；10 煤在 1500℃时，灰粘度 Pa.s 为 18。BK1403 孔 16-1 煤在 1550℃时，灰粘度 Pa.s 为 19；16-2 煤在 1600℃时，灰粘度 Pa.s 为 28。

煤灰的结渣性：煤灰的结渣性是反应煤灰在汽化或燃烧过程中成渣的特性，比灰熔融性能更好地反应煤灰的结渣特性。平沟煤矿可采煤层只做了 9 及 16-2 两层煤。试验结果表明：在炉栅截面流速 0.1m/s、0.2m/s、0.3m/s 时，按照《煤的结渣性测定方法》(GB/T1572-2018)标准，均为弱结渣性煤。

煤的机械特征：平沟煤矿可采煤层 9 煤及 16-1 煤层，抗碎强度分别为 39%及 34.5%，为低强度煤，10 煤及 16-2 两煤层抗碎强度分别为 20%及 27%，为特低强度煤；可采煤层可磨性指数在 87-90 之间，均为易磨煤。

(2)可选性

依照中国《煤炭可选性评定方法》(GB/T16417-2011)，选用分选密度 ± 0.1 含量法进行评定。在 200*200mm 格网上，绘出 β 、 θ 、 δ 、 ϵ 及入 5 条可选性曲线，拟定选后灰分，确定理论分选密度值，求出 $\delta \pm 0.1$ 含量的初始值，在分选密度<1.70 的情况下，扣除沉矸，分选密度 ≥ 1.70 时扣除低密度物，继而换算出 $\delta \pm 0.1$ 含量的最终值，以此，确定煤的可选性等级。平沟煤矿主要可采煤层可选性等级如下：

9 煤：拟定选后灰分 12%时，分选密度 1.48kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 39%，属难选；拟定选后灰分 15%时，分选密度 1.62kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 19.4%，属易选。

10 煤：拟定选后灰分 12.3%时，分选密度 1.54kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 30%，属中等可选；拟定选后灰分 18.6%时，分选密度 1.75kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 20%，属易选。

16-1 煤：拟定选后灰分 11.4%时，分选密度 1.49kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 30%，属难选；拟定选后灰分 12.6%时，分选密度 1.56kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 20%，属易选。

16-2 煤：拟定选后灰分 9.75%时，分选密度 1.53kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 23.3%，属中等难选；拟定选后灰分 14.2%时，分选密度 1.72kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 20%，属易选，见表 3-24。总之，《可选性等级划分标准》平沟煤矿可采煤层可选性较好。

6. 煤类

可采煤层煤类如下表：

煤层	V _{daf} (洗煤)%	G _{R.I}	Y _{mm}	b(%)	煤类
9	<u>21.80~39.38</u> 27.98(50)	<u>83~96</u> 89(14)	<u>8~45</u> 21(38)	/	以1/3JM为主，JM、FM次之。
10	<u>25.59~31.94</u> 28.30(44)	<u>80~97</u> 89(12)	<u>13~34</u> 24(38)	<u>60~85</u> 74(5)	以FM为主，JM、1/3JM次之。
14	<u>25.34~30.47</u> 28.88(6)	<u>91~95</u> 93(3)	<u>22~35</u> 27(6)	80(1)	FM
16-1	<u>23.32~32.30</u> 27.81(47)	<u>86~101</u> 92(12)	<u>17~43</u> 26(39)	<u>60~80</u> 72(3)	以FM为主，JM、1/3JM次之。
16-2	<u>23.62~31.52</u> 27.75(48)	<u>80~99</u> 92(12)	<u>15~40</u> 26(41)	<u>60~80</u> 70(5)	以1/3JM为主，JM、FM次之。

7. 煤的工业用途

各煤层煤类以 1/3 焦煤、肥煤为主，焦煤次之，煤质有以下特点为：水分较低、中灰~高灰、低硫~中高硫(14 煤高硫)、低磷，中等挥发分，中~高发热量、强粘结性；煤灰成分中硅铝氧化物所占比例相对较大，煤灰为较高软化温度灰，易磨煤，抗碎强度低，煤对二氧化碳的反应性差，弱结渣性。焦油产率低；煤的可选性较好。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿区含水岩组依据岩性组合、水力联系划分为三类，即第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组、二叠-石炭系碎屑岩类孔隙裂隙含水岩组、奥陶系碳酸盐岩岩溶裂隙含水岩组。区内碎屑岩类含水岩组可划分为 5 个含水层段，3 个隔水层。根据勘探资料和矿井资料，矿井开采过程中，受采掘破坏或影响的主要是岩溶含水层、采空区水和碎屑岩类含水层。煤层直接充水含水层为顶底板第 V、IV、III 含水层段、第 II 含水层段下部砂岩孔隙裂隙含水层，钻孔单位涌水量 0.000019~

0.0198L/s.m, 富水性弱, 补给源为贫乏的大气降水; 采空区水主要接受大气降水和碎屑岩类含水层的补给, 2013~2018年老空水平均涌水量 37.83m³/h, 对矿井生产未发生过重大影响; 奥灰岩溶水为底板间接充水含水层, 主要含水层下奥统灰岩厚度大于 240m, 钻孔单位涌水量 0.000006~0.0864L/s.m, 富水性极不均, 补给水源有限, 静储量大。9煤、10煤距奥灰顶平均间距分别为 91.27m、87.51m, 大部分地块突水系数 0~0.03MPa/m、相对安全, 断层部位突水系数 0~0.04MPa/m, 具有突水危险性; 16煤至奥灰顶平均间距 30.74m, 没有稳定的泥质隔水岩层, 正常地块突水系数 0~0.09MPa/m, 西边界和断层部位突水系数 0~0.18MPa/m, 大部分地块具有突水危险性。本矿正常涌水量 114.75m³/h, 最大涌水量 271.70m³/h; 平沟井下发生三次奥灰突水, 最大突水量为 123m³/h, 邻近骆驼山矿发生过三次奥灰突水, 最大突水量 67000m³/h。平沟煤矿水文地质勘探类型属复杂型, 即第三类第一亚类第三类型。

2. 工程地质条件

矿区自下向上依次为奥陶系碳酸盐岩、石炭系-二叠系碎屑岩夹煤层、第四系松散层, 松散层较薄, 碎屑岩和碳酸盐岩厚度较大, 应属第三类层状岩类。区内主采煤层直接顶底一般以泥岩、砂质泥岩为主, 抗压强度低, 强度半坚硬, 顶板易冒落, 顶板维护较为困难和复杂。加之 9、16-1、16-2 号煤层夹矸多, 开采中要采取相应的措施, 防止顶板垮落, 造成人员伤亡事故。区内东西向正断层较发育, 构造复杂程度中等, 地层产状平缓, 风化作用强, 岩溶裂隙发育极不均, 岩溶作用中等; 可采煤层顶底板多属于半坚硬层状砂泥质岩类, 抗压强度较低, 煤层顶底板属软弱类顶底板; 岩体中等完整-较完整, 岩体质量中等Ⅲ级; 在采空区、断裂破碎带易发生矿山工程问题。矿区工程地质勘探类型为第三类中等型, 即层状岩类中等型矿床。

3. 环境地质条件

区域地震动峰加速度值 0.20g, 对照裂度为Ⅷ度, 属强震预测区, 区域地壳稳定性一般。核实区地下水类型包括第四系松散层潜水、石炭-二叠系孔隙裂隙水、奥灰岩深水。地下水中 SO₄²⁻含量 389.37~

1285.00mg/l; Cl-含量 195.94 ~ 560.85mg/l。按《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)评价,第四系潜水为III-V类,石炭-二叠系孔隙裂隙水为III-V类,属劣质水,硫酸根离子和氯离子含量超出标准。按标准中第V类水的要求,矿坑水不宜直接排放到地面,避免造成对草场及农业灌溉等用水区的环境污染。核实区未发现地层有放射性异常存在。据矿井资料,在本区中部和西存在地面塌陷,面积 0.32km²,表现为整体的塌陷、沉陷,地裂缝长度一般在 20~70m 之间,宽约 0.2~0.5m,矿方已对塌陷的地表进行了填埋。在 I 盘区东部地表(石炭-二叠系粗砂岩裸露区)分布密集的采空裂缝,面积约 1.72km²。矿区地质环境现状一般,生态环境比较脆弱,煤矿开采后可能产生局部地表变形,可能产生新的荒漠土地。本区地质环境质量为第三类,即质量不良。矿井位于太行山大背斜的西翼、沁水盆地的东部,地貌形态属中低山地貌,地表经长期风化侵蚀,冲沟发育,纵横交错,地形较复杂。矿区基岩与黄土相接分布,在山坡及山梁出露有二叠系上、下石盒子组地层,偶有山西组、太原组地层出露,沟梁处有黄土覆盖。该区基本构造形态总体为一走向 NE、倾向 NW 的单斜构造,地层倾角平缓,一般 4°~12°,井田内共发现 5 条断层和 11 个陷落柱,无明显的软弱层,岩石硬度较高,稳定性好。

4. 其他开采技术条件

瓦斯:矿井瓦斯等级评定为煤与瓦斯突出矿井,属高瓦斯矿井;煤尘爆炸性:各煤层煤尘均有爆炸危险性;煤层自燃倾向性:属 II 类自燃煤层;地温:未发现地温异常区,对矿井无地热危害;放射性:划定矿区范围内勘探阶段未进行相关专项工作。

综上所述,矿床开采技术条件勘探类型为水文地质条件复杂,工程地质条件中等,地质环境质量不良的问题复杂矿床,即 III-4 型。

(七)矿山开发利用概况

平沟煤矿为整合矿井,经过数次局部系统改造,于 2010 年 1 月通过生产能力核定,核定矿井生产能力为 1.80Mt/a。2015 年 8 月由于开采标高问题,矿山一直停产至今。2024 年企业取得标高变更后的采矿许可证,根据规划,预计 2027 年初开始建设,2030 年投产并达产

180 万吨。

九、评估方法

平沟煤矿为停产矿山。矿区范围内的资源储量已经评审、备案，之后每年编制有资源储量年度报告，储量管理基本规范；企业亦委托第三方编制了“可研报告”等资料。根据本次评估目的和采矿权的具体特点，委托评估的采矿权具有一定规模、具有独立获利能力并能被测算，其未来的收益及承担的风险能用货币计量，地质研究程度较高，资料基本齐全、可靠，这些报告和有关数据基本达到采用折现现金流量法评估的要求。根据《矿业权评估技术基本准则(CMVS00001 - 2008)》和《收益途径评估方法规范(CMVS12100 - 2008)》确定本次评估采用折现现金流量法。其计算公式为：

$$P = \sum_{t=1}^n (CI - CO)_t \cdot \frac{1}{(1+i)^t}$$

式中：P——矿业权评估价值；

CI——年现金流入量；

CO——年现金流出量；

$(CI - CO)_t$ ——年净现金流量；

i——折现率；

t——年序号(i = 1, 2, 3, ..., n)；

n——评估计算年限。

十、评估指标和参数

本次评估利用的资源储量和可采储量主要依据 2019 年 1 月神华地质勘查有限责任公司编制的《内蒙古自治区桌子山煤田平沟煤矿煤炭资源储量核实报告》(以下简称“储量核实报告”)及其矿产资源储量评审意见书(以下简称“评审意见书”)和备案证明、2024 年 11 月内蒙古煤矿设计研究院有限责任公司编制的《国家能源集团乌海能源有限责任公司平沟煤矿技术改造可行性研究报告》(以下简称“可研报

告”)，技术参数、经济参数主要依据“可研报告”确定。其他主要技术经济指标参数的选取参考《中国矿业权评估准则》、其他有关政策法规、技术经济规范和评估人员掌握的资料确定。

各参数的取值说明如下：

(一)保有资源储量

根据“储量核实报告”及其评审意见书，截止 2018 年 12 月 31 日，平沟煤矿采矿许可证范围内各煤层累计查明煤炭资源储量 16276.00 万吨，保有资源储量 12933.00 万吨。

由于平沟煤矿为停产矿山，储量核实基准日至本次评估基准日一直为停产状况，故截至本次评估基准日平沟煤矿采矿权范围内保有资源储量 12933.00 万吨，详见下表：

开采范围	煤层号	评估基准日保有资源储量			
		121b	122b	333	合计
+1310m~750m	9	954.00	2614.00	488.00	4056.00
	10	188.00	1261.00	270.00	1719.00
	16-1	638.00	1726.00	617.00	2981.00
	16-2	910.00	2928.00	339.00	4177.00
合计		2690.00	8529.00	1714.00	12933.00

(二)评估利用矿产资源储量

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，评估利用矿产资源储量 = $\sum(\text{参与评估的基础储量} + \text{资源量} \times \text{相应类型可信度系数})$ 。

参与评估的保有资源储量中的基础储量可直接作为评估利用资源储量；内蕴经济资源量，通过矿山设计文件等认为该项目属技术经济可行的，分别按以下原则处理：探明的或控制的内蕴经济资源量(331)和(332)，可信度系数取 1.0；推断的内蕴经济资源量(333)可参考矿山设计文件或设计规范的规定确定可信度系数。

根据“可研报告”，各煤层探明资源量(对应原 121b 资源量)和控制资源量(对应 122b 资源量)全部设计利用，推断资源量(对应原 333 资源量)可信度系数取 0.85。本项目评估 TM 和 KZ 资源量全部利用，TD

资源量可信度系数依据“可研报告”确定为 0.85。

综上，评估基准日评估利用的资源储量为 12675.90 (=2690.00 +8529.00+1714.00 × 0.85)万吨。

(三)采矿方案

“可研报告”设计采用井工开采，开拓方式为斜-立井单水平开拓，矿井首采Ⅲ盘区。故此次设计利用矿井已有井筒的基础上，保留Ⅱ盘区副斜井及Ⅱ盘区回风斜井。并新建主斜井，于平沟煤矿Ⅱ盘区工业场地新建缓坡斜井，于主斜井东北侧新建Ⅲ盘区回风立井。

矿井由主斜井、缓坡斜井、Ⅱ盘区副斜井 3 个井筒进风；Ⅱ盘区回风斜井及Ⅲ盘区回风立井回风。

(四)产品方案

根据“可研报告”，平沟煤矿产出原煤送至骆驼山洗煤厂进行洗选，但根据企业提供的计划，未来可能送至几个选厂进行选矿，鉴于未来年度洗选方案无法确定，且对应各选煤厂洗选回收率无法确定，故本次评估确定产品方案为原矿。

(五)采煤技术指标

依据“储量核实报告”，9 号煤、16-1 煤层和 16-2 煤层属中厚煤层，10 号煤层属薄煤层。根据《煤炭工业矿井设计规范》，薄煤层不应小于 85%，中厚煤层不应小于 80%，厚煤层不应小于 75%。

9 号煤层和 16-2 号煤层为 1/3JM；10 号煤层和 16-1 煤层为 FM。根据中华人民共和国国家发展和改革委员会 2012 年第 16 号令《特殊和稀缺煤类开发利用管理暂行规定》，并结合“可研报告”，本次评估确定 9 号煤层采区回采率为 86.00%，10 号煤层采区回采率为 90.00%，16-1 煤层和 16-2 煤层采区回采率为 85.00%。

(六)评估利用可采储量

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》(CMVS30300 ~ 2010)，评估利用可采储量计算公式如下：

$$\begin{aligned}\text{评估利用可采储量} &= \text{评估利用矿产资源储量} - \text{设计损失量} - \text{采矿损失量} \\ &= (\text{评估利用资源储量} - \text{设计损失量}) \times \text{采矿回采率}\end{aligned}$$

根据“可研报告”，设计永久煤柱损失 1459.00 万吨，保护煤柱损失 860.00 万吨。将有关参数代入上式，则评估基准日可采储量为 8903.41 万吨。各煤层可采储量如下：

9 号煤可采储量 $= (3982.80 - 480.00 - 326.00) \times 86.00\% = 2732.05$ 万吨；

10 号煤可采储量 $= (1678.50 - 185.00 - 128.00) \times 90.00\% = 1228.95$ 万吨；

16-1 号煤可采储量 $= (2888.45 - 338.00 - 207.00) \times 85.00\% = 1991.93$ 万吨；

16-2 号煤可采储量 $= (4126.15 - 456.00 - 199.00) \times 85.00\% = 2950.48$ 万吨；

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

平沟煤矿证载生产能力为 180 万吨/年，“可研报告”设计生产能力亦为 180 万吨/年。综上，本次评估确定平沟煤矿未来年度正常生产能力为 180.00 万吨/年。

2. 矿井服务年限

依据以上分析确定矿井服务年限，具体计算如下：

$$T = \frac{Q}{A \times k}$$

式中：T—矿井服务年限；

Q—可采储量；

A—矿井生产能力；

K—储量备用系数。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，井工开采的煤矿储量备用系数的取值范围为 1.3~1.5。综合矿井地质构造类型情况和各煤层条件，“可研报告”中储量备用系数 1.4，本次评估据此确定储量备用系数取 1.40。

将有关参数代入上述公式，估算矿山服务年限为：

$$T = (8903.41 \div 1.40) \div 180.00 \approx 35.33 \text{ 年}$$

综上，则本次评估矿山计算年限为 35.33 年。考虑平沟煤矿为技改煤矿，本次评估按 2025 年 8 月-2026 年底为准备期，2027 年初~2029

年底为建设期，2030 年投产并达产 180 万吨。则本次评估确定评估计算服务年限为 39.75 年。

详见附表三。

(八)销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = 原煤销售量 × 原煤销售价格

2. 各种产品年销售量

根据前述确定有关技术参数，评估中假设原煤当期全部销售，即正常生产年份原煤销售量为原煤产量。

3. 原煤销售价格

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，不论采用何种方式确定的矿产品市场价格，其结果均视为对未来矿产品市场价格的判断结果；矿产品市场价格的确定，应有充分的历史价格信息资料，并分析未来变动趋势，确定与产品方案口径相一致的、评估计算的服务年限内的矿产品市场价格。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，建议使用定性分析法和定量分析法确定矿产品市场价格。可在对获取充分市场价格信息的基础上利用时间序列平滑法，对矿产品市场价格作出数量的判断，一般采用历史监测数据的简单平均或加权移动平均的方法进行预测。

炼焦煤是钢铁工业的基础能源和主要原料，炼焦煤的高质量、稳定持续供应是钢铁工业蓬勃发展的基础。我国内炼焦煤资源相当稀缺，数据显示，2022 年我国已探明的炼焦煤储量为 2758 亿吨，仅占煤炭总储量的 20-25%，且主要分布在山西、河北、贵州、河南、黑龙江、安徽等地，整体呈现“北富南贫，西多东少”的分布格局。其中，山西是我国的煤炭大省，煤类齐全，储量巨大，是我国重要的焦煤生产和储备基地，炼焦煤查明资源储量最大，占比达到 47%。其次是山东省，2022 年约占全国总产量的 8%。同时，新疆、云南、黑龙江的产量增速较快。

在全球范围内，炼焦煤也相对稀缺，仅占全球煤炭资源总量的 10%。根据 CCTD 统计，目前世界可采储量炼焦煤资源的 80%集中在

俄罗斯(41%)、中国(23%)和美国(17%)三个国家，其余国家占比较小，英国约占 7%，澳大利亚、波兰、南非和印度分别约占 2%，加拿大约占 1%，其他国家约占 3%。

除了储量少，我国的炼焦煤优质资源也相对稀缺。“骨架煤”焦煤和肥煤仅占 47%左右，低于焦化工所要求的 60%的水平，其余均为炼焦配煤，我国炼焦精煤产量结构存在一定的失衡。这主要是因为：按照我国现行煤炭资源管理体制机制，虽然 2012 年主焦煤(含 1/3 焦煤)、肥煤(含气肥煤)、瘦煤被划入特殊和稀缺煤种，但在实际开发实践中并未充分受到保护性开发。在“十二五”“十三五”煤炭行业全面亏损和供给侧改革期间，由于焦原煤与动力煤比价长期低于 1.0，导致焦煤转为动力煤销售，造成具备稀缺属性的炼焦煤资源被大量浪费。此外，地方上的不合理利用以及“采肥丢瘦”、开发秩序混乱等现象也是造成炼焦煤优质资源稀缺的重要原因，例如，在山西离柳、乡宁等优质炼焦煤生产基地，诸多小煤矿开采，导致那里的优质焦煤资源未能得到有效保护。

由于炼焦煤资源稀缺，加之国内需求旺盛、地区供需不均以及进口炼焦煤的价格优势等多重因素，促使我国炼焦煤进口需求持续增长。

从进口来源国来看，蒙古、俄罗斯、澳大利亚、美国和加拿大是我国炼焦煤的主要进口国。在 2021 年澳大利亚煤炭禁止通关之前，我国对澳大利亚炼焦煤的进口依赖度最高，常年占比高达 40%。然而，2020 年底，由于中澳关系紧张，我国禁止从澳大利亚进口煤炭，导致澳煤进口量迅速下滑，到 2022 年仅占 3.4%。澳煤禁运后，蒙古和俄罗斯迅速成为我国炼焦煤的主要进口地区，这两个地区的进口量占比总体保持稳定。值得注意的是，蒙古在 2021 年后迅速取代澳大利亚，成为我国炼焦煤的主要进口国。美国和加拿大的进口量相对较小，但在澳煤禁运后，其进口量占比也有所增加。然而，与澳大利亚相比，这些地区的煤炭资源较少，煤质相对较差，且持续受到疫情对生产和运力的冲击，因而无法完全填补澳煤禁运所造成的缺口。

炼焦煤的供应受到多方因素的综合影响。在生产方面，国内煤炭

企业正不断加强技术投入和安全管理，旨在提高生产效率和安全性。供应端在安全监管的严格要求下，产地的供应量难以出现明显的增加，在排除露天煤矿和长期停产煤矿等外围因素后，产地端的供应仍然维持偏紧态势，预计未来的煤炭增产空间将较为有限，炼焦煤的产量将保持稳定。

从国内看，2014 年~2024 年，前七大产区中，山西的焦煤产量从 2.05 亿吨提升至 2.15 亿吨，累计增幅 4.8%，占比由 40.9%提升至 45.5%，增加 4.6%；山东、内蒙古、贵州、安徽、河南、新疆焦煤产量累计增幅分别为-8.7%、37.5%、-1.5%、8.6%、-18.4%和 125.5%，其他区域累计增幅为-41.3%。据煤炭资源网统计，截至 2024 年，全国在产焦煤产能 14 亿吨，2025-2028 年预计将累计新增焦煤产能 6600 万吨，累计退出焦煤产能 3700 万吨，累计净新增 2900 万吨，占在产产能比重为 2.1%，平均每年净新增 725 万吨，占比 0.52%。

进口角度，2024 年 1 月，焦煤进口关税恢复，最惠国进口税率为 3%。2025 年上半年，全国进口焦煤 5282 万吨，同比下滑 8.0%，蒙俄占 74.9%。今年以来，蒙焦煤通关减量明显，1-6 月蒙煤进口量 2475 万吨，同比下滑 16.2%/-479 万吨。2025 年以来，煤焦市场延续下行，下游拉运蒙煤积极性不足，口岸煤炭库存高企。与此同时，山西安监恢复常态后显著增产，一定程度上替代了进口蒙煤需求。从成本来看，蒙古焦煤位于全球焦煤成本曲线左侧区域，生产具备明显优势，但蒙焦煤出口与中国需求高度相关，且几乎全部出口量流入中国，产量及出口量受中国需求影响较大。全年来看，随着焦煤需求改善，预计蒙古焦煤年内进口延续高位，总量或有小幅下滑。

纵观 2012 年至 2025 年，焦煤价格大致可分为 4 个阶段。

第一阶段(2012 年~2015 年): 产能过剩与需求下降共致煤价大幅下行。国际方面，欧债危机的持续发酵严重抑制了全球大宗商品需求；国内方面，经济增速明显放缓，GDP 增速从 2011 年的 9.5%回落至 2015 年的 7.0%。在此背景下，焦煤出现供需失衡，价格跌破现金流成本。供应端，国内煤炭产能持续释放，叠加澳大利亚、蒙古进口煤的冲击，市场供应严重过剩；需求端，房地产行业进入调整期，黑色产业链需

求整体萎缩，钢厂减产生铁产量下滑，焦煤价格回落至 600 元以下，显著低于煤矿现金成本。煤炭行业陷入全行业亏损泥潭，全国煤矿亏损面超过 80%，全行业负债率攀升至 70.2%，市场陷入“越产越亏、越亏越产”的囚徒困境，市场自发调节难以出清无效产能。

第二阶段(2016 年~2020 年): 供给侧改革成为市场主导力量。2016 年启动的供给侧改革通过行政手段强力重塑市场格局，276 个工作日制度的严格执行硬性削减了供应。2016-2020 年全国累计退出煤炭产能 10 亿吨以上，同时需求端铁水产量连续正增长，推动焦煤价格从 590 元涨至 1730 元，涨幅 193%，行业盈利及现金流有所改善，板块资产负债率从高位回落 4.7 个百分点。

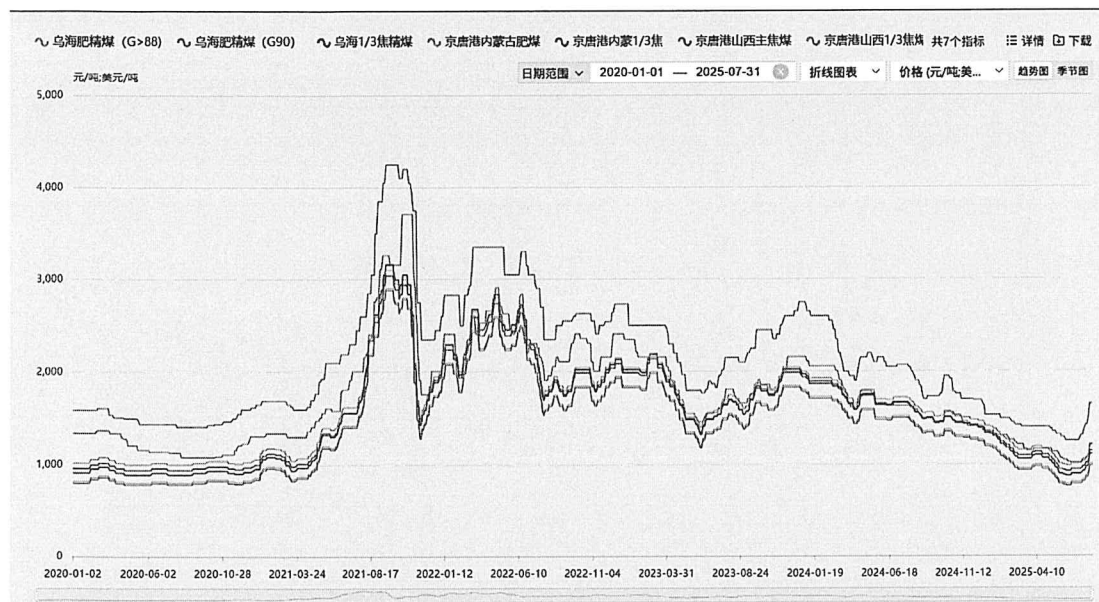
第三阶段(2021 年~2022 年): “能耗双控”与能源危机。2021 年，供应端经历了结构性危机。2020 年 10 月，焦煤主力进口来源国之一的澳洲被中国非正式限制进口。2021 年，发改委印发《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，地方面临“能耗双控”考核压力，煤矿安监趋严，主产地产能释放受限。而需求端，公共卫生事件后，海外产能尚未恢复，中国出口向好，发电量及钢铁产量均同比高增，供需矛盾逐步凸显，煤价出现极端上涨，期间主产地坑口焦煤价格同比增幅 197%。随着煤炭产能逐步释放，煤价高位回落。2022 年年初，国际冲突致全球能源出现阶段性紧缺，煤炭等能源价格再度上涨。

第四阶段(2023 年~2025 年 6 月): 供需宽松下的价值回归。自 2021 年 10 月开始，政策端强调保供增产，煤炭产能应放尽放。供应端在经过两年的释放后，产量有明显恢复。需求方面，由于 2021 年下半年开始房地产销售逐步走弱，钢材利润逐步走低，原料维持偏低库存策略，压力逐步向上游传导。焦煤供需格局逐渐转为宽松，价格持续下行，山西低硫主焦煤产地价跌至 1200 元/吨以下。

未来四年(2025-2028 年)，焦煤新增产能极少，预计年均仅新增 725 万吨，占国产供应比为 0.52%。据煤炭资源网统计，截至 2024 年，全国在产焦煤产能 14 亿吨，2025-2028 年预计将累计新增焦煤产能 6600 万吨，累计退出焦煤产能 3700 万吨，累计净新增 2900 万吨，占在产产能比重为 2.1%，平均每年净新增 725 万吨，占比 0.52%。

2025 年 7 月 1 日，中央财经委员会提出“依法依规治理企业低价无序竞争，引导企业提升产品品质，推动落后产能有序退出”。经过 2016 年供给侧改革，多数煤炭低效产能已退出，产能结构明显优化。通过并购重组、严查超产的方式收缩宽松产能，有望成为焦煤供应转折点。经查询中国煤炭资源网，自 7 月初以来亦出现焦煤价格上涨。

评估人员查询乌海地区、京唐港近五年肥精煤、1/3 焦精煤价格走势如下图：



从上图可以看出，肥精煤、焦煤与 1/3 焦精煤价格走势一致；乌海地区与京唐港焦煤、1/3 焦煤及焦煤价格走势亦高度相关。自 2020 年以来一路上涨，至 2021 年 8 月达到最高，之后迅速下跌，2022 年 1 月达到阶段低点，至 2022 年中旬价格有所上涨，之后便一直波动下降，至 2025 年 7 月底价格开始上涨。

综上，结合当前国家政策要求、炼焦煤的稀缺性及近几年煤炭价格趋势，本次评估未来年度长期价采用评估基准日前三年一期的历史均价预测未来年度煤炭价格。

平沟煤矿停产时间较长，无近期销售数据，本次评估参照其周边骆驼山煤矿 9 号煤层销售价格。骆驼山煤矿与平沟煤矿相邻，其 9 号煤煤质 (Ad30.13%; Vdaf30.80%; St,d0.6%; Y21; G90) 与平沟煤矿 9 号煤煤质 (Ad30.49%; Vdaf30.38%; St,d0.69%; Y21; G89) 基本类似，故本次评估可以参照骆驼山 9 号煤煤炭价格。根据统计，骆驼山煤矿 2025

年 2-7 月底外销 9#煤原矿不含税坑口价为 220.80 元/吨, 由于原煤价格数据较短, 本次评估参照 2022 年~2025 年 7 月乌海能源苏海图煤矿原煤对外销售价格趋势推断未来年度 9#煤层三年一期均价。骆驼山煤矿当期价格与苏海图煤矿近三年均价如下:

时期	苏海图不含税销售价格
2022 年	1,053.55
2023 年	812.81
2024 年	746.18
2025 年 1~7 月	441.37
2025 年 2~7 月	438.66
三年一期	800.93

参照乌苏海图原煤外销价格, 经计算, 骆驼山煤矿 9#煤三年一期未来不含税均价为 403.15 元/吨。

如上述, 根据“储量核实报告”显示, 骆驼山煤矿的煤质与平沟煤矿煤质较为接近, 故本次评估参照骆驼山与平沟煤矿煤质差异调整其销售价格。

根据“关于印发煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知”(国家能源局国能煤炭[2011]380 号), 可以选择某一煤炭的销售价格作为参照煤价, 根据项目煤质与所参照煤价的质量差异估算比价系数, 计算目标项目的煤价。故本次评估参照骆驼山 9 煤层实际销售价格, 利用煤炭质量比价系数调整各煤层销售价格, 各煤层比价系数如下:

名称	骆驼山煤矿		平沟煤矿							
	9 煤层	比价系数	9 煤层	比价系数	10 煤层	比价系数	16-1 煤层	比价系数	16-2 煤层	比价系数
灰分比价	30.68	83.2	30.49	83.2	22.37	103.00	25.77	95.20	28.35	88.00
煤种比价	JM、1/3JM	124.02	1/3JM	118	FM	120.00	FM	120.00	1/3JM	118.00
品种比较	原煤	108	原煤	108	原煤	108.00	原煤	108.00	原煤	108.00
比价系数		111.44		106.03		133.49		123.38		112.15
参照价格		403.15		403.15		403.15		403.15		403.15
比价调整后价格				383.57		482.90		446.33		405.70

注: 骆驼山煤种比价根据 JM 与 1/3JM 资源量占比结合各煤种比价系数综合确定;

根据“可研报告”, 设计开采顺序为先开采二盘区、三盘区 9 号

和 10 号煤，后开采二盘区和三盘区 16-1 号和 16-2 号煤层，后续开采一盘区。但未提供具体各煤层生产计划，故本次评估按各煤层可采储量比例，计算未来年度矿井综合煤价。经计算，考虑各煤层可采储量后，综合煤价为 419.00 (取整)。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2035 年为例：

年销售收入 = 180.00 × 419.00

= 75420.00 (万元)。

(九)投资估算

1. 固定资产投资

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，该项目固定资产投资主要依据本公司出具的同一评估基准日及相同评估目的资产评估明细表中的“非流动资产评估汇总表”、“固定资产评估汇总表”、“长期待摊费用评估汇总表”及相应的评估明细表中的评估价值为基础，剔除报废资产后估算本次评估用固定资产投资。

(1)基准日固定资产投资

截至本次评估基准日，经剔除闲置、报废资产后，矿山固定资产投资原值 13303.04 万元，其中：井巷工程 1322.20 万元；房屋建筑物 7858.13 万元；机器设备 4122.71 万元；固定资产投资净值 7742.64 万元，其中：井巷工程 964.49 万元；房屋建筑物 4120.53 万元；机器设备 2657.61 万元。

(2)后续投资

根据“可研报告”，平沟煤矿设计新增投资 128756.59 万元(含税，下同)，其中：井巷工程投资 54260.01 万元；房屋建筑物 10758.94 万元，机器设备 39157.51 万元，工程建设其他费用 24580.13 万元(其中土地使用权投资 2286.60 万元)，则扣除土地使用权投资，并将工程建设其他费用分摊至三项工程(井巷、房屋建筑、机器设备后)，新增投资为 126469.99 万元，其中：井巷工程 65871.53 万元；房屋建筑物 13061.33 万元；机器设备 47537.13 万元。

综上，本次评估用固定投资原值 13303.04 万元，净值 7742.64 万元，

后续投资126469.99 万元，详见下表：

序号	项目名称	评估基准日已有投资		后续投资
		原值	净值	
一	固定资产	13303.04	7742.64	126469.99
1	井巷工程	1322.20	964.49	65871.53
2	建筑工程	7858.13	4120.53	13061.33
3	机器设备	4122.71	2657.61	47537.13

本次评估将原有固定资产净值于评估基准日一次性全部投入，后续投资于 2027 年初-2029 年底期间均匀投入。

(详见附表四和附表一)

2. 无形资产投资

此处无形资产投资指土地使用权资产和排污权投资。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，任何企业收益均为各资本要素投入的报酬，矿山企业，投入资本要素主要包括固定资产及其他长期资产、土地、矿业权。当估算某种资本要素的收益、并将其收益折现作为资产价值时，需将其他要素的投入成本及其报酬扣除或者通过收益分成、折现率等方式考虑。因此，收益途径评估矿业权时，需扣除土地的投入成本及其报酬。土地作为企业资本要素之一，视利用方式不同分为土地使用权(资产)、土地租赁(费用)、土地补偿(费用、资产)三种方式考虑。

本次评估以土地使用权(资产)形式考虑土地要素的贡献，根据资产评估结果，本次评估取土地使用权为 142.40 万元。

如上述，根据“可研报告”，本次评估确定土地使用权后续投资为 2286.60 万元，在 2026 年投入。

3. 流动资金投资

流动资金是指企业生产运营需要的周转资金。是企业进行生产和经营活动的必要条件。一般用于购买辅助材料、燃料、动力、备品备件、低值易耗品、产品(半成品)等，形成生产储备，然后投入生产，通过销售产品回收货币。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，流动资金可采用扩大指标法估算，煤矿的销售收入资金率为 20%~25%。本项目流动资金按北京中企华资产评估有限责任公司

销售收入的 22.00%计。

则本项目所需流动资金为：

$$75420.00 \times 22.00\% = 16592.40 \text{ (万元)}$$

流动资金依生产负荷均匀流出，评估计算期末全部回收。

(十)成本估算

1. 关于成本估算的原则与方法的说明

平沟煤矿为停产矿山，无近期财务数据，故本次评估成本费用主要参考“可研报告”确定，个别参数依据《矿业权评估参数确定指导意见》及国家财税的有关规定确定，以此测算评估基准日后未来矿山生产年限内的采选成本费用。本次评估成本归集采用“费用要素法”，各参数的取值说明如下：

2. 外购材料费

根据“可研报告”，设计采矿单位外购材料费为 13.17 元/吨(不含税，下同)，则本次评估据此确定未来年度单位外购材料费为 13.17 元/吨，以 2035 年为例(下同)，则：

$$\begin{aligned} \text{年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 2370.60 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

3. 外购燃料及动力费

同“2. 外购材料费”，则本次评估未来正常生产年份单位外购燃料及动力费为 39.44 元/吨。则：

$$\begin{aligned} \text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 7099.20 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

4. 职工薪酬

根据“可研报告”，设计人员定额为 373 人，其中：生产人员 292 人；管理人员 81 人。根据企业提供的预测数据，2035 年生产人员平均职工薪酬水平为 40.33 万元/年·人，管理人员平均职工薪酬为 61.04 万元/年·人，按该水平计算，则正常生产年度年职工薪酬为 16719.27 万元，折合单位职工薪酬为 92.88 元/吨。

5. 折旧费、固定资产更新和回收固定资产残(余)值

(1)折旧费、固定资产更新

根据 2008 年 1 月 1 日实施的《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第 60 条的规定，除国务院财政、税务主管部门另有规定外，固定资产计算折旧的最低年限如下：

房屋、建筑物：20 年；

飞机、火车、轮船、机器、机械和其他生产设备：10 年；

与生产经营活动有关的器具、工具、家具等：5 年；

飞机、火车、轮船以外的运输工具：4 年；

电子设备：3 年。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿业权评估固定资产折旧建议采用年限平均法，确定折旧年限应遵循上述规定，采用的折旧年限不应低于上述最低折旧年限，可按房屋建筑物、机器设备分类确定折旧年限。

依据《矿业权评估参数确定指导意见》，结合本项目的服务年限，本次评估房屋建筑物按 30 年折旧，机器设备按 12 年折旧，房屋建筑物及机器设备固定资产残值率取 5%。

根据财政部税务总局海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部税务总局海关总署公告 2019 年第 39 号)，增值税一般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%。自 2019 年 4 月 1 日开始执行。以 2035 年为例：

房屋建筑物年折旧额 = $(7858.13 + 13061.33 / 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 = 628.30$ (万元)

机器设备年折旧额 = $(4122.71 + 47537.13 / 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 = 3656.78$ (万元)

年折旧额 = $628.30 + 3656.78 = 4285.08$ (万元)

单位原煤折旧费 = $4285.08 \div 180.00 = 23.81$ (元/吨)

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，房屋建筑物和设备采用不变价原则考虑更新资金投入，即设备、房屋建筑物在其计提完折旧后的下一时点(下一年或下一月)投入等额初始投资。因此，本项目评估在 2044 年更新原有房屋建筑物(含进项税)8565.36

万元，在 2060 年更新新增房屋建筑物 13061.33 万元；在 2037 年、2049 年、2061 年更新原有机器设备 4658.66 万元；在 2042 年、2054 年更新新增机器设备 47537.13 万元。

(2)回收固定资产残(余)值

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，在回收固定资产残(余)值时不考虑固定资产的清理变现费用。

本项目在 2044 年回收原有房屋建筑物残值 392.91 万元，在 2059 年回收新增房屋建筑物残值 599.14 万元，在 2037 年、2049 年、2061 年回收原有机器设备残值 206.14 万元，在 2041 年、2053 年回收新增机器设备残值 2103.41 万元。在服务期末回收余值 19961.43 万元。

6. 安全费用

根据 2022 年 11 月 21 日财政部应急部发布的关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知(财资〔2022〕136 号)，“煤炭生产企业依据当月开采的原煤产量，于月末提取企业安全费用，提取标准如下：(一)煤(岩)与瓦斯(二氧化碳)突出矿井、冲击地压矿井吨煤 50 元；(二)高瓦斯矿井，水文地质类型复杂、极复杂矿井，容易自燃煤层矿井吨煤 30 元；(三)其他井工矿吨煤 15 元；(四)露天矿吨煤 5 元”。平沟煤矿为煤与瓦斯突出矿井，适用安全费用为 50.00 元/吨，则本次评估取未来年度单位安全费用为 50.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 9000.00(\text{万元})\end{aligned}$$

7. 维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，维简费一般包含两个部分：一是已形成的采矿系统固定资产基本折旧(折旧性质的维简费)，二是维持简单再生产所需资金支出(更新性质的维简费)。

根据财政部国家发展改革委国家煤矿安全监察局关于印发《关于规范煤矿维简费管理问题的若干规定》的通知(财建[2004]119 号)，内蒙古地区根据原煤实际产量，按吨煤 9.50 元的标准每月在成本中提取煤矿维简费(含井巷费用 2.50 元)提取，本次评估按上述文件标准提取。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008), 煤矿维简费(不含井巷工程基金)的 50%作为更新性质的维简费, 计入经营成本。则更新性质的维简费为 $3.50[(9.50 - 2.50) \times 50\%]$ 元/吨, 折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则:

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 1260.00(\text{万元})\end{aligned}$$

8. 井巷工程基金

由上所述, 本项目评估取吨原煤井巷工程基金为 2.50 元。则:

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 450.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9. 修理费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》, 通常按固定资产原值的一定比例确定固定资产修理费用。修理费一般取机器设备的 2.5%~5%。本次评估修理费按机器设备原值的 3.00%重新估算。则正常年份修理费为 1385.73 万元, 折合单位修理费为 7.70 元/吨。

10. 环境治理及土地复垦费

根据 2019 年 1 月煤炭科学技术研究院有限公司编制的《神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》, 设计环境恢复治理静态投资为 6605.83 万元, 土地复垦费用静态投资为 5013.28 万元, 合计 11619.11 万元, 该投资对应可采矿量为 1260.00 万吨, 折合单位环境恢复治理及土地复垦费为 9.22 元/吨。则:

$$\begin{aligned}\text{年环境恢复治理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位环境恢复治理费} \\ &= 1659.60(\text{万元})\end{aligned}$$

11. 租赁费

平沟煤矿综采工作面、采掘工作面、井下运输车辆部分设备采用租赁形式, 根据“可研报告”, 设计单位租赁费为 27.66 元/吨, 本次评估据此确定未来年度单位租赁费亦为 27.66 元/吨, 则:

$$\begin{aligned}\text{年租赁费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位租赁费} \\ &= 4978.80(\text{万元})\end{aligned}$$

12. 摊销费

摊销费核算内容为土地使用权摊销。

如上述，本次评估基准日已有土地使用权投资为 142.40 万元，鉴于其剩余年限为 8.57 年，低于评估计算服务年限，本次评估将其在 8.57 年摊销；如上述，本次评估土地使用权后续投资为 2286.60 万元，本次评估将其在矿山剩余年限内摊销，则年摊销费为 $81.33 (=142.40 \div 8.57 + 2286.60 \div 35.33)$ 万元，折合单位摊销费为 0.45 元/吨。

13. 其他支出

其他支出为除上述费用外的其他费用，同“2. 外购材料费”，本次评估取单位其他制造费用为 10.00 元/吨，则：

$$\begin{aligned}\text{年其他制造费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他制造费用} \\ &= 1800.00(\text{万元})\end{aligned}$$

14. 利息支出

根据《中国矿业权评估准则》，利息支出按有关规定重新计算。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿业权评估时利息支出根据流动资金的贷款利息计算。假定未来生产年份评估对象流动资金的 70% 为银行贷款，贷款利率参考中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率(LPR)3.00%，单利计息。

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 16592.40 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 348.44(\text{万元})\end{aligned}$$

折合吨原煤财务费用为 1.94($348.44 \div 180.00$)元。

15. 总成本费用及经营成本

总成本费用是指各项成本费用之和。经营成本是指总成本费用扣除折旧费、折旧性质的维简费、井巷工程基金、摊销费和财务费用后的全部费用。

以 2035 年为例，评估对象的单位总成本费用为 285.77 元/吨、单位经营成本 253.57 元/吨；年总成本费用 51438.05 万元、年经营成本 45643.20 万元。

(十一)销售税金及附加

产品销售税金及附加指矿山企业销售产品应负担的城市维护建

设税、资源税及教育费附加。城市维护建设税和教育费附加以纳税人实际缴纳的增值税为计税依据。

1. 应纳增值税

年应纳增值税额 = 当期销项税额 - 当期进项税额 - 不动产进项税额抵扣 - 机器设备进项税额抵扣

根据财政部税务总局海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部税务总局海关总署公告 2019 年第 39 号), 增值税一般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%。自 2019 年 4 月 1 日开始执行。

故 2019 年 4 月 1 日后, 销项税税率取 13%。简化计算, 本项目中进项税额以外购材料费、外购动力费、修理费和租赁费为税基, 税率取 13%。机器设备进项税税率取 13%, 房屋建筑物进项税税率取 9%。

进项税额抵扣的顺序为先抵扣外购材料费、外购动力费、修理费、掘进费的进项税, 后抵扣井巷工程、房屋建筑物等不动产的进项税, 再抵扣机器设备的进项税, 当年未抵扣完的, 延至下一年抵扣, 直至将进项税额抵扣完毕。

$$\begin{aligned}\text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 9804.60 (\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购动力费} + \text{修理费} + \text{租赁费用}) \times 13\% \\ &= 2058.46 (\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年应纳增值税} &= \text{销项税额} - \text{进项税额} - \text{不动产进项税额抵扣} - \text{机器设备进项税额抵扣} \\ &= 7746.14 (\text{万元})\end{aligned}$$

2. 城市维护建设税

城市维护建设税以应纳增值税额为税基计算。《中华人民共和国城市维护建设税法》规定的税率以纳税人所在地不同而实行三种不同税率。纳税义务人所在地为城市, 税率 7%; 县城、镇的, 税率 5%; 不在市区、县城或镇的, 税率 1%。矿业权人及经营方注册地均为市,

故本次评估城建税率按 7% 确定。则：

$$\begin{aligned}\text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 7\% \\ &= 542.23 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

3. 教育费附加

依据《中华人民共和国城市征收教育费附加的暂行规定》(国务院令[1990]第 60 号)和《国务院关于修改〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》(国务院令[2005]第 448 号)，教育费附加以应纳增值税额为税基，国家教育费附加率为 3%。根据《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财政部财综[2010]98 号)，2011 年及以后地方教育附加征收标准统一为单位和个人(包括外商投资企业、外国企业及外籍个人)实际缴纳的增值税、营业税和消费税税额的 2%。则：

$$\begin{aligned}\text{年教育费附加及地方教育附加} &= \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%) \\ &= 387.31 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

4. 资源税

根据内蒙古自治区人民代表大会常务委员会《关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定》(2020 年 7 月 23 日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过)，内蒙古自治区煤炭原煤的资源税适用税率为 10%、选矿的资源税适用税率为 9%。则：

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 7542.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

综上，年销售税金及附加合计为 8471.54 万元。

(十二)所得税

根据 2007 年 3 月 16 日颁布的《中华人民共和国企业所得税法》，企业所得税税率为 25%，自 2008 年 1 月 1 日起施行。故本次评估企业所得税税率取 25%。以 2030 年为例：

$$\begin{aligned}\text{企业所得税} &= (75420.00 - 51438.05 - 8471.54) \times 25\% \\ &= 3877.60 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(十三)折现率

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，折现率是指将预期收益折算成现值的比率，折现率的基本构成为：

折现率 = 无风险报酬率 + 风险报酬率

无风险报酬率即安全报酬率，可选取政府发行的、评估基准日前5年发行的、截至评估基准日未到期的、与评估计算的服务年限相匹配的中长期国债，以票面利率的算术平均值作为无风险报酬率。本次评估无风险报酬率参考基准日十年期国债收益率 1.70%确定。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，风险报酬率 = 勘查开发阶段风险报酬率 + 行业风险报酬率 + 财务经营风险报酬率。

平沟为技改停产矿山，原有资产仅部分利用，大部分为新建，综合考虑本次勘查开发阶段风险报酬率取值为 1.00%。行业风险报酬率取值范围 1.00 ~ 2.00%，本次评估行业风险报酬率取 2.00%。财务经营风险报酬率取值范围 1.00% ~ 1.50%，本次评估财务经营风险报酬率取 1.50%，本次评估取其他风险取 2.00%。

综上所述，本次评估折现率取值计算如下：

$$\begin{aligned}\text{折现率} &= 1.70\% + 2.00\% + 1.00\% + 1.50\% + 2.00\% \\ &= 8.20\%.\end{aligned}$$

十一、评估假设

本报告所称采矿权评估值是基于所列评估目的、评估基准日及下列基本假设而提出的公允价值意见：

- (1)以采矿许可证内经评审备案的矿产资源储量为基础。
- (2)以设定的生产方式、生产规模、产品结构及开发技术水平为标准且持续经营。
- (3)假设未来年度原煤生产、销售能达到产销平衡。
- (4)所遵循的有关政策、法律、制度仍如现状而无重大变化，所遵循的有关社会、政治、经济环境以及开发技术和条件等仍如现状而无重大变化。
- (5)不考虑现有或将来可能承担的抵押、担保等他项权利或其他对

产权的任何限制因素以及特殊交易方可能追加付出的价格等对其评估价值的影响。

(6)无其它不可抗力及不可预见因素造成的重大影响。

(7)采矿许可证到期能正常办理延续。

十二、评估结论

经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析,按照矿业权评估的原则和程序,选取恰当的评估方法和评估参数,经估算得“神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值 15200.88 万元,大写人民币壹亿伍仟贰佰万捌仟捌佰元整。

评估结论使用的有效期为一年,即从评估基准日起一年内有效。超过一年使用此评估结论无效,需重新进行评估。

十三、评估基准日期后重大事项

评估报告评估基准日后发生的影响委托评估对象价值的期后事项,包括国家和地方的法规和经济政策的出台,利率的变动、矿产品市场价值的巨大波动等。本次评估在评估基准日后出具评估报告日期之前,未发生重大事项。若评估基准日后评估结论使用有效期以内储量等数量发生变化,在实际作价时应根据原评估方法对评估对象价值进行相应调整;当生产规模和价格标准发生重大变化而对评估结果产生明显影响时,评估委托人应及时聘请评估机构重新确定评估对象评估价值。

十四、特别事项说明

(一)平沟煤矿为停产矿山,根据企业提供的排产计划,本次评估按 2027 年初开始技改建设,2030 年初投产并达产,如未来实际排产计划与本次评估不一致,则本次评估结论需做调整。

(二)根据海勃湾区文化旅游体育局《关于国家能源集团乌海能源有限责任公司平沟煤矿改扩建项目范围进行文物核查的回复》([2025]90 号),平沟煤矿与召烧沟岩画保护范围和建设控制地带保护区

范围重叠约 4.9737 平方公里(保护区不在采矿权范围内)。目前企业及海勃湾区政府正在推进保护区范围变更,拟变更后范围与平沟煤矿单位不再重叠。鉴于截至本次评估报告日,该保护区范围最终尚未确定,本次评估暂未考虑该事项对评估影响,如未来企业不能调整该文物保护单位范围,则本次评估结论不成立。

(三)平沟煤矿采矿权人为神华集团海勃湾矿业有限责任公司,但目前经营方为国家能源集团乌海能源有限责任公司平沟煤矿,采矿权人与经营方不一致,海勃湾公司为乌海能源全资子公司,平沟煤矿公司为乌海能源分公司,本次评估税费暂按采矿权人选取,如未来实际运营期间与本次评估选取不一致,则本次评估结论需做调整。

(四)本次评估确定可采储量时,对于(TD)资源量的扣减,是根据资源量的可靠程度,按照评估准则要求的专业判断,并不是评估范围的调整或扣减,也并不是评估结论的遗漏。

(五)本次评估利用的资源储量和可采储量主要依据了矿业权人提供的 2019 年 1 月神华地质勘查有限责任公司编制的《内蒙古自治区桌子山煤田平沟煤矿煤炭资源储量核实报告》、2024 年 11 月内蒙古煤矿设计研究院有限责任公司编制的《国家能源集团乌海能源有限责任公司平沟煤矿技术改造可行性研究报告》。在本评估报告提交后的评估报告有效期内,如矿山提交新的储量核实报告、提交新的设计资料,委托方应及时委托我公司对评估结论进行修正。

(六)本次评估结果是在独立、客观、公正的原则下做出的,本公司及参加本次评估的工作人员与评估委托人及采矿权之间无任何利害关系。

(七)本评估报告含有附表、附件,附表及附件构成本报告的重要组成部分,与本报告正文具有同等法律效力。

(八)本次评估结果依据了采矿权人提供的地质资料、设计资料及现有财税政策等作出。除此外,委托人及相关当事人未提供其他类似专业报告,本评估机构和执行本项目的评估人员,也未获得、并依据其他类似专业报告,也不知悉存在其他专业报告。如果存在其他类似专业报告,并依据其得出其他不同于本评估报告的评估结论,本机构不承担相应责任。对存在的可能影响评估结论的瑕疵事项,在评估委托人及矿业权人未做特殊说明而评估人员已履行评估程序仍无法获

知的情况下，评估机构和矿业权评估师不承担相关责任。

(九)评估工作中评估委托人及采矿权人所提供的有关文件材料(包括产权证明、地质报告、设计资料等)，相关文件材料提供方对其真实性、完整性和合法性负责并承担相关的法律责任。

(十)评估报告使用者应根据国家法律法规的有关规定，正确理解并合理使用矿业权评估报告，否则，评估机构和矿业权评估师不承担相应的法律责任。

提请本报告使用者注意上述事项。

十五、评估报告的使用限制

(一)评估报告的使用人为：委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和国家法律、行政法规规定的资产评估报告使用人。其他任何机构和个人不能成为资产评估报告的使用人。

(二)委托人以及资产评估委托合同中约定的其他评估报告使用人，只能按照本报告披露的评估目的，在披露的时间范围内使用本评估报告，除此之外，不得用于任何其他目的；

(三)评估报告使用人应当正确理解和使用评估结论，评估结论不等于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是对评估对象可实现价格的保证。

(四)除法律法规规定以及相关当事方另有约定外，未征得本评估机构同意，评估报告的全部或部分内容不得提供给其他任何单位和个人，也不得被摘抄、引用或披露于公开媒体。

十六、矿业权评估报告日

本矿业权评估报告日为 2025 年 12 月 16 日。

十七、评估机构和评估责任人

法定代表人(权忠光): 

项目负责人(胡宏源): 


矿业权评估师(胡宏源、宋益红): 


北京中企华资产评估有限责任公司
二〇一五年十二月十六日
