

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本公告之內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示概不就因本公告全部或任何部份內容而產生或因倚賴該等內容而引致之任何損失承擔任何責任。



# 中国神华能源股份有限公司

## CHINA SHENHUA ENERGY COMPANY LIMITED

(在中華人民共和國註冊成立的股份有限公司)

(股份代碼:01088)

### 海外監管公告

本公告乃根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則第 13.10B 條而做出。

茲載列中國神華能源股份有限公司於 2025 年 12 月 20 日在上海證券交易所網站 ([www.sse.com.cn](http://www.sse.com.cn)) 刊登的「內蒙古自治區准格爾煤田玻璃溝煤礦採礦權評估報告」等文件，僅供參閱。

承董事會命  
中國神華能源股份有限公司  
總會計師、董事會秘書  
宋靜剛

北京，2025 年 12 月 19 日

於本公告日期，董事會成員包括執行董事張長岩先生，非執行董事康鳳偉先生及李新華先生，獨立非執行董事袁國強博士、陳漢文博士及王虹先生，職工董事焦蕾女士。

# 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权 评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1074 号

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:1102420250202064422

评估委托方: 国家能源投资集团有限责任公司和中国神  
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: 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿  
权评估报告

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1074号

评 估 值: 257828.20(万元)

报告签字人: 王军好 (矿业权评估师)  
王桂玲 (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。

# 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权

## 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、评估委托人和采矿权人.....	7
三、评估对象和范围.....	9
(一)评估对象和范围.....	9
(二)矿业权历史沿革.....	10
(三)矿业权价款或出让收益处置情况、评估史 .....	11
四、评估目的 .....	12
五、评估基准日 .....	12
六、评估依据 .....	12
(一)法规、规范依据 .....	12
(二)行为、产权和取价依据.....	14
七、评估实施过程.....	15
八、矿产资源勘查和开发概况.....	16
(一)矿区位置和交通.....	16
(二)自然地理及经济状况.....	18
(三)地质勘查工作概况及取得成果.....	19
(四)矿区地质概况.....	21
(五)矿产资源情况.....	23
(六)开采技术条件 .....	32
(七)矿山开发利用现状 .....	34
九、评估方法 .....	35
十、评估指标和参数.....	35
(一)保有资源储量 .....	36

(二)评估利用矿产资源储量.....	37
(三)开采、选煤方案.....	37
(四)产品方案.....	38
(五)采、选煤技术指标.....	38
(六)评估利用可采储量.....	39
(七)生产能力和服务年限.....	40
(八)销售收入.....	41
(九)投资估算.....	44
(十)成本估算.....	47
(十一)销售税金及附加.....	53
(十二)所得税.....	56
(十三)折现率.....	57
十一、评估假设.....	57
十二、评估结论.....	58
十三、评估基准日期后重大事项.....	58
十四、特别事项说明.....	59
十五、评估报告的使用限制.....	60
十六、评估报告日.....	61
十七、评估机构和评估责任人.....	61
十八、内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估报告附表目录	

附表一 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估价值估算表

附表二 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃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 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估销售收入估算表

附表四 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估资产投资估算表

附表五 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估资产折

旧和摊销费用估算表

附表六 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估税费估算表

十九、内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估报告附件(另册装订)

# 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权 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和中国神华能源股份有限公司。

评估对象：内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权(以下简称“玻璃沟煤矿”)。

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。为此需对涉及的内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权市场价值进行评估，为上述经济行为提供价值参考。

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：评估基准日玻璃沟煤矿保有资源储量为 46908.60 万吨(包含压覆资源储量 10093.40 万吨)；评估利用资源储量为 43603.01 万吨；评估利用可采储量为 23111.64 万吨；评估确定生产能力为 400.00 万吨/年；评估计算年限为 45.22 年(含基建期)；产品方案为经洗选后的精煤、末精混煤；5 煤层精煤销售价格为 459.00 元/吨(取整)，混煤销售价格确定为 378.00 元/吨(取整)；6 煤层精煤销售价格为 482.00 元/吨(取整)，混煤销售价格确定为 403.00 元/吨(取整)；其他煤层精煤销售价格为 471.00 元/吨(取整)，混煤销售价格确定为 391.00 元/吨(取整)。以 2035 年为例正常年份销售收入为 141383.84 万元；评估基准日本次评估矿山固定资产已投资原值为 24938.11 万元，净值为 24884.88 万元，矿山后续投资 246361.47 万元(含税)，无形资产—土地使用权为 11418.17 万元、首采区村庄搬迁费用为 14135.02 万元、其他采区的村庄搬迁费用为 万元，后续勘探费 2226.21 万元、其他无形资产 1.19 万元；以 2035 年为例，单位总成本费用为 145.79 元/吨、单位经营成本 109.19 元/吨；正常年

份总成本费用 58315.70 万元、经营成本 43676.26 万元；折现率为 8.20%。

评估结论：本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现值为 257828.20 万元，采矿权评估价值为 257828.20 万元，大写人民币贰拾伍亿柒仟捌佰贰拾捌万贰仟元整。

特殊事项说明：

(一)内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权的采矿许可证有效期至 2051 年 4 月 27 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期，本次评估假设采矿权人会根据国务院第 241 号令、国务院令第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二)根据“内蒙古自治区采矿权出让合同(探转采)”(合同编号：1500022010C018)，资源储量 45154 万吨探矿权价款已全部缴纳完成，在采矿权矿区范围内，除出让的资源储量外，新增资源储量或新增开采矿种，应按照规定缴纳采矿权收益。本次评估保有资源储量为 46908.60 万吨，其中 1754.60 万吨属于新增资源储量，该部分新增的资源储量应当在何时进行有偿处置、以何种模式进行有偿处置的问题，相关政府部门尚未向玻璃沟口头或书面出具明确意见。本次评估根据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，自 2023 年 5 月 1 日起实施)及所附《按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种目录(试行)》规定的矿业权出让收益率计算矿山生产期应缴纳的矿业权出让收益，并列入税金及附加科目。

(三)本次评估确定可采储量时，对于(333)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以及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：

以上内容摘自内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权评估报告，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该采矿权评估报告全文。

法定代表人(权忠光):

项目负责人(王军好):

矿业权评估师(王桂玲、王军好):

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



# 内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权 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和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，对内蒙古自治区准格尔煤田玻璃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内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权进行了尽职调查、市场调查与询证，对该采矿权在 2025 年 7 月 31 日所表现出的市场价值进行了估算，现将该采矿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；（见附件 1，另册装订）

“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资[2000]005 号。（见附件 2，另册装订）

### 二、评估委托人和采矿权人

#### （一）评估委托人

本次评估的委托人为国家能源投资集团有限责任公司和中国神华能源股份有限公司

委托人之一：

名称：国家能源投资集团有限责任公司

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。)

委托人之二：

名称：中国神华能源股份有限公司

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

名称：内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司；

统一社会信用代码：91150403114863701Q；

类型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)；

住所：内蒙古自治区赤峰市元宝山区平庄镇哈河街中段；

法定代表人：杜善周；

注册资本：435,419.2648 万(元)；

成立日期：2000 年 07 月 10 日；

营业期限：2000 年 07 月 10 日至 2040 年 12 月 31 日；

经营范围：法律、法规禁止的不得经营，应经审批的未获审批前不得经营，法律、法规未规定审批的企业自主选择经营项目，开展经营活动。

截至评估基准日，内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司为国家能源投资集团有限责任公司全资子公司。

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权(以下简称“玻璃沟煤矿”)。

采矿许可证证号：C1500002021041110151849；采矿权人：内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司；矿山名称：内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：400.00 万吨/年；矿区面积：18.1463 平方公里；有效期限：叁拾年，自 2021 年 4 月 27 日至 2051 年 4 月 27 日；矿区共有 23 个拐点圈定。拐点坐标如下(2000 国家大地坐标系)：

拐点	2000 国家大地坐标(m)		拐点	2000 国家大地坐标(m)	
	X	Y		X	Y
一	井田周边拐点		13	4418954	37520710
1	4422199	37522808	14	4420805	37520705
2	4421580	37522808	15	4422165	37521413
3	4421584	37523077	二	扣除：准格尔旗天顺建筑材料厂	
4	4421368	37523220	1	4418809	37523418
5	4421427	37523315	2	4418778	37523561
6	4421584	37523315	3	4418655	37523537
7	4421594	37526401	4	4418655	37523395
8	4419528	37526409	三	扣除：准旗窑沟乡第一砖厂	
9	4419769	37524626	1	4420294	37524957
10	4419799	37524484	2	4420295	37525100
11	4415970	37523451	3	4420264	37525100
12	4418035	37522494	4	4420263	37524957
标高：+960m~+740m。					

故本次评估范围为上述采矿权拐点坐标圈定的范围及范围内的保有资源储量。

## (二)矿业权历史沿革

依据内蒙古自治区地质调查院、内蒙古能源发电投资有限公司和内蒙古自治区地质勘查项目招标委员会办公室三方于 2007 年 12 月 24 日签订《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田探矿权转让合同书》，内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田探矿权属于内蒙古自治区人民政府出资探明、委托内蒙古自治区地质调查院申办的探矿权。经内蒙古自治区人民政府批准，内蒙古自治区地质调查院将玻璃沟井田探矿权一次性整体转让给内蒙古国电能源投资有限公司。2007 年 12 月 26 日变更登记，勘查许可证证号为：1500000723408；探矿权人变更为内蒙古能源发电投资有限公司，勘查项目名称：内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田详查；图幅号：J49E001013,J49E001014；勘查面积：18.35 平方

公里；有效期限：自 2007 年 12 月 26 日至 2010 年 8 月 20 日。发证机关：内蒙古自治区国土资源厅。

矿权人于 2021 年 4 月 27 日取得内蒙古自治区自然资源厅颁发的《采矿许可证》(证号：C1500002021041110151849)，井田由 23 个拐点圈定，面积为 18.1463km<sup>2</sup>，开采标高为+960m~+740m，有效期限：叁拾年，自 2021 年 4 月 27 日至 2051 年 4 月 27 日。

### (三)矿业权价款或出让收益处置情况、评估史

#### 1. 矿业权价款或出让收益处置情况

2008 年 11 月 4 日鄂尔多斯市国土资源局委托北京山连山矿业开发咨询有限责任公司进行价款评估，评估基准日为 2008 年 10 月 31 日。北京山连山矿业开发咨询有限责任公司于 2008 年 12 月 10 日出具了《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田详查探矿权评估报告》(山连山矿权评报字[2008]223 号)，保有资源储量(332+333+334?)48299 万吨，可采储量 21569.07 万吨，生产规模 400 万吨/年，储量备用系数 1.3，矿山理论服务年限 41.48 年，评估计算服务年限 30 年，评估计算年限 33.50 年，动用可采储量 15600 万吨，经计算确定内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田详查探矿权(评估计算服务年限 30 年、动用可采储量 15600 万吨)在评估基准日 2008 年 10 月 31 日所表现的评估价值为 31372.29 万元，评估计算年限后剩余可采储量 5969.07 万吨，根据内蒙古自治区国土资源厅矿业权价款评估有关要求，估算剩余可采储量评估价值为 11997.83 万元(5969.07 万吨×2.01 元/吨)。探矿权评估价值总价为 43370.12 万元(31372.29+11997.83)。2009 年 1 月 19 日内蒙古自治区国土资源厅对该探矿权评估报告进行了备案，探矿权评估报告备案证明文号为内国土探备字[2009]2 号。

根据企业提供的探矿权价款专用收据，内蒙古国电能源投资有限公司已于 2009 年 12 月缴纳探矿权价款 43370.12 万元。

根据“内蒙古自治区采矿权出让合同(探转采)”(合同编号：1500022010C018)，“本合同出让的采矿权，是受让人依据持有的探矿证，探矿证证号：T15520101001042307，向自然资源厅申请转为采矿权，项目名称为：内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田。……依据原

内蒙古自治区国土资源厅 2009 年 3 月审查通过的《关于〈内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田煤炭勘探报告〉矿产资源储量评审备案证明》(内国土资储备字[2009]41 号), 矿区面积 18.1447km<sup>2</sup>, 资源储量 45154 万吨, ... 探矿权价款已全部缴纳完成。受让人在本采矿权矿区范围内, 除出让的资源储量外, 新增资源储量或新增开采矿种, 应按照规定缴纳采矿权收益。”

## 2. 评估史

除上述价款评估报告外, 本次收集到内蒙古能源发电投资有限公司 2013 年委托北京天健兴业资产评估有限公司对“内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田勘探探矿权”进行评估的报告。

根据北京天健兴业资产评估有限公司于 2013 年 11 月 15 日出具了《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田勘探探矿权评估报告书》(天兴评报字[2013]第 53 号), 评估基准日: 2013 年 6 月 30 日, 评估目的: 股权重组, 保有资源储量(121b+122b+333)40301.00 万吨, 可采储量 21712 万吨, 生产规模 400 万吨/年, 矿山理论服务年限 42.13 年, 探矿权价值为 231639.28 万元。

## 四、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。为此需对涉及的内蒙自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权市场价值进行评估, 为上述经济行为提供价值参考。

## 五、评估基准日

本次矿业权评估基准日为 2025 年 7 月 31 日。评估报告中计量和计价标准, 均为该基准日客观有效标准。

## 六、评估依据

### (一) 法规、规范依据

1. 《中华人民共和国矿产资源法》(根据 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. 《矿产资源矿区块登记管理办法》(国务院 1998 年第 240 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
5. 《矿产资源开采登记管理办法》(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. 《探矿权采矿权转让管理办法》(国务院 1998 年第 242 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
7. 《关于印发<矿业权评估管理办法(试行)>的通知》(国土资发[2008]174 号);
8. 《国务院关于印发矿产资源权益金制度改革方案的通知》(国发[2017]29 号);
9. 《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);
10. 《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);
11. 《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);
12. 《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);
13. 《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);
14. 《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);
15. 财政部、国家税务总局财税[2016]36 号文《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》;
16. 《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》;



17. 《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);
18. 《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);
19. 《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);
20. 《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财综[2010]98 号);
21. 《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);
22. 《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);
23. 《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);
24. 《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会, 2008 年 8 月);
25. 《中国矿业权评估准则》(二)(中国矿业权评估师协会, 2010 年 9 月);
26. 《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);
27. 《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908 - 2020);
28. 《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766 - 2020);
29. 《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T0215-2020);
30. 《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. 承诺函;

2. 评估委托人和采矿权人营业执照;
3. 采矿许可证(证号: C1500002021041110151849);
4. 《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟矿井煤炭补充勘探地质报告》(陕西省一八五煤田地质有限公司, 2024年4月);
5. 《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿初步设计修改说明书》(大地工程开发(集团)有限公司, 2025年2月)及其批复;
6. 《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟矿井选煤厂初步设计说明书》(大地工程开发(集团)有限公司, 2023年8月);
7. 《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟矿井及选煤厂可行性研究报告(修改版)说明书》(大地工程开发(集团)有限公司, 2020年7月);
8. 矿业权价款相关资料;
9. 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9月5日至2025年12月16日,在评估委托人的配合下,对内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权实施了如下评估程序:

### (一)接受委托阶段

2025年8月评估委托人经过必要的程序,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矿业权有关情况。

### (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

评估人员于2025年9月5日至9月7日赴内蒙古自治区鄂尔多斯市薛家湾镇对评估对象的现状、地质、储量情况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,包括储量补勘报告、采矿

许可证、初步设计等，同时对资料存在的问题与矿山相关人员交换了意见。

#### (四)评定估算阶段

2025年9月8日至10月27日依据收到的收集，经归纳、整理、分析，确定评估方案，选取评估方法和相关评估参数，对内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权价值进行评定估算，并完成评估报告初稿。

#### (五)提交报告阶段

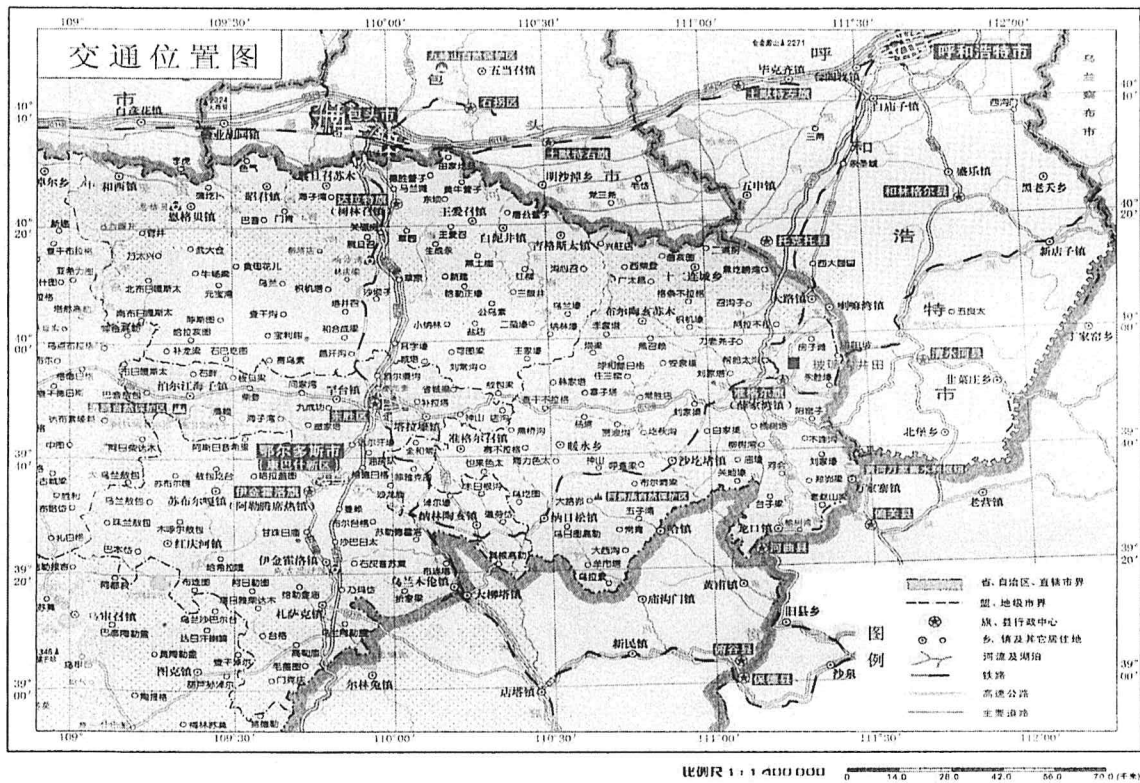
2025年10月28日至12月5日经公司内部审核，对提出的有关审核意见进行了修改。将修改后的评估结果与评估委托人交换意见，认真听取评估委托人意见，经分析判断后作出必要的修改，形成正式的评估报告。经评估委托人确认后，2025年12月16日将正式的采矿权评估报告提交给评估委托人。

### 八、矿产资源勘查和开发概况

#### (一)矿区位置和交通

玻璃沟矿井位于内蒙古自治区准格尔煤田北部，行政区隶属准格尔旗薛家湾镇。地理坐标(2000国家大地坐标系)为：东经：111° 14' 30" ~ 111° 18' 29"；北纬：39° 52' 38" ~ 39° 56' 00"。

薛家湾镇是准格尔旗政治、经济、文化、通信中心和重要的交通枢纽，交通网络四通八达。矿井距薛家湾镇政府所在地约10km，交通条件便利，便于煤炭外运及其它物资的运输。详见下图：



矿井西侧不足 1km 处有 S103 省道通过，往北经喇嘛湾镇、托克托县到呼和对特约 105km，往南至准格尔旗政府所在地薛家湾镇约 10km；城大高速公路经薛家湾镇西侧南北向通过，向北至呼和浩特市约 118km，向西与大东高速公路相接至鄂尔多斯市约 142km；薛家湾以南有横贯准格尔旗东西的 G109 国道通过，经 109 国道向东与 G18 荣乌高速公路相接，向南经薛魏公路至万家寨黄河公路大桥约 49km。G109 国道、薛魏公路等均为平原微丘 II 级公路。公路交通非常便利。本井田西部有建成通车的薛家湾至大路快速通道，该公路主线采用高速公路标准建设(暂不封闭)，设计行车速度 100km/h，路基宽 29m。

矿区是大秦铁路等煤炭集疏运的重要后方基地之一，多条铁路及支线在此交汇，铁路运煤路径畅通。主要既有铁路：京包、包兰铁路、大(同)准(格尔)铁路、准(格尔)东(胜)铁路、呼(和浩特)准(格尔)鄂(尔多斯)铁路、包神铁路等；大准铁路是准格尔能源有限责任公司所属矿区铁路，该线东起大(同)~秦(皇岛)线大同站，西至矿区薛家湾镇，全长 264km，为工企 I 级电气化铁路，至 2020 年运力已达 6 千万吨/年。准(格尔)~东(胜)铁路是地方投资建设的地方铁路，该线东起大~准线薛家湾站，西延至包(头)~神(木)铁路巴图塔站，全长 145km，为工企 II

级铁路，运力可达 8 百万吨/年。

该区主要在建铁路有大(饭铺)马(栅)铁路、呼和浩特至张家口铁路客运专线等铁路。

## (二)自然地理及经济状况

煤矿位于鄂尔多斯黄土高原东北部，矿井地形总体呈西北部高、东南部低趋势。海拔一般在+1246.00m ~ +1300.00m，最高点标高+1351.00m(煤矿西北部)，最低点标高+1155.00m(煤矿南端)，海拔相对高差 201.00m。区内呈典型的黄土丘陵黄土梁峁地貌，地表大部分被黄土覆盖，只在沟谷两侧有基岩出露。因受流水等自然营力作用，水土流失严重，树枝状冲沟十分发育，多为向源性侵蚀，形成沟壑纵横、沟深壁陡、支离破碎的复杂地形。

煤矿位于黄河流域龙王沟水系，沟谷发育，多以向源侵蚀为主，横断面常呈“U”字型，形成陡峻的峡谷，沟源及两侧时有泉水涌出，形成溪流，经不连沟注入黄河。雨季多爆发山洪，其流量大，时间短，水动力强，水土流失严重，旱季沟口截流灌溉农田，但时有干涸。矿井东缘约 10km 的黄河为地表最大的水体。据黄河水利委员会头道拐水文站观测资料，水位标高：最低+984.52m(1978 年 7 月 20 日)，最高+990.33m(1981 年 9 月 26 日)，河水流量最小 55.2m<sup>3</sup>/s(1980 年 6 月 27 日)，最大 5150m<sup>3</sup>/s(1981 年 9 月 26 日)。年平均含沙量为 5.74kg/m<sup>3</sup> ~ 24.30kg/m<sup>3</sup>。

另外煤矿东部哈拉七带沟内分布有两处地表水体，常年积水，一个是较大池塘，面积约为 3.38 万 m<sup>2</sup>，深度 3~7m；另一个是泉水流经处人工拦坝汇集而成的水体，面积约 3613m<sup>2</sup>，深度约为 3m。

煤矿区域气候特征属于大陆性干旱气候，冬季严寒，夏季炎热而短暂，寒暑变化剧烈，昼夜温差大。据准格尔旗气象局近 10 年(2014-2023 年)资料，当地最高气温+36.6℃，最低气温为-36.3℃，年降水量为 231mm ~ 459mm，平均为 408mm，且多集中于 7、8、9 三个月内。年蒸发量为 1824.7mm ~ 2204.6mm，平均为 2034.2mm。区内风多雨少，最大风速为 40m/s，一般风速 16m/s ~ 20m/s，且以西北风为主。冻结期每年

从 10 月份开始至翌年 4 月份，最大冻土深度为 1.50m，最大沙尘暴日为 40 天/年。

煤矿位于鄂尔多斯台向斜东北缘，鄂尔多斯台向斜被认为是中国现存最完整、最稳定的构造单元。根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，煤矿地震动峰值加速度为 0.10g，反应谱特征周期为 0.35/s，对照烈度为 IV，属弱震区。据调查近百年来矿区从未发生过破坏性地震，区内亦无泥石流、滑坡及塌陷等不良地质灾害现象发生。

玻璃沟煤矿所处准格尔旗薛家湾镇位于内蒙古自治区鄂尔多斯市东部晋、陕、蒙三省交界处，地处呼、包、鄂黄金三角地带，是准格尔旗政治、经济、文化的中心。薛家湾镇总面积 1250km<sup>2</sup>，下辖 3 个社区，31 个行政村、268 个合作社，总户数 18118 户，总人口 45043 人。境内自然资源较为丰富，以煤炭资源为主，目前有煤矿 26 座，其中大型露天矿 2 座，小型露天矿 5 座，井田面积 389 平方公里，年设计生产能力 8835 万吨。全镇有驻村企业 51 家，从业人员 2878 人；个体工商户 1615 户，从业人员 2250 人。境内矿产资源富集，探明煤炭储量 544 亿吨，远景储量 1000 亿吨以上，同时有丰富的高岭土、石灰石、铝矾土、白云岩、石英砂、煤层气等资源。

### (三)地质勘查工作概况及取得成果

准格尔煤田从上世纪五十年代起由地矿、煤炭等部门进行了大量的地质勘查及科研工作，为准格尔煤田的研究和后续勘查积累了丰富的经验及大量地质资料。

1976 年~1979 年，内蒙古煤田地质勘探公司 151 队在东孔兑区进行普查工作，提交《内蒙古自治区伊克昭盟准格尔煤田东孔兑勘探区远景勘探报告》，获得 C+D 级储量 572516 万吨，其中 C 级储量 174517 万吨，C 级占 C+D 级储量的 30%。该报告经内蒙古自治区煤田地质勘探公司以(80)蒙煤勘第 057 号文件批准。

2007 年 6 月~2008 年 6 月，内蒙古自治区煤田地质局 153 勘探队进行了内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤炭详查施工，并编制《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤炭详查报告》。内蒙古自治区国土资源厅

于 2008 年 11 月 7 日以“内国土储备字[2008]212 号”(评审基准日为 2008 年 6 月 30 日)文备案,核准保有资源储量 48299 万吨,其中控制的内蕴经济资源量(332)25280 万吨(包括:实际保有资源量为 22031 万吨、呼大公路压覆为 3249 万吨);推断的内蕴经济资源量(333)19487 万吨,(包括:实际保有资源量为 17900 万吨、呼大公路压覆为 1587 万吨);预测的资源量(334)3532 万吨,(包括:实际保有资源量为 3169 万吨、呼大公路压覆为 363 万吨)。

2008 年 3 月~2008 年 8 月,内蒙古自治区煤田地质局 153 队进行了内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田煤炭勘探,于 2008 年 10 月底提交了《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田煤炭勘探报告》。2009 年 2 月 23 日,内蒙古自治区矿产资源评审中心对勘探报告进行了评审,并形成《〈内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田煤炭勘探报告〉矿产资源储量评审意见书》(内国土资储评字〔2009〕004 号)。2009 年 3 月 23 日,内蒙古自治区国土资源厅《关于〈内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田煤炭勘探报告〉矿产资源储量评审备案证明》(内国土资储备字〔2009〕41 号),对勘探报告予以备案。

2010 年 9 月,内蒙古自治区煤田地质局 153 勘探队施工井筒检查孔 3 个,并提交了《内蒙古国电能源投资有限公司玻璃沟矿井井筒检查勘查地质报告》。

2019 年 10 月~2021 年 4 月,中煤地华盛水文地质勘察有限公司进行了玻璃沟矿井水文地质补充勘探野外施工,于 2021 年 5 月,编制提交了《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟矿井水文地质补充勘探报告》。

2021 年 7 月,陕西省煤田物探测绘有限公司在煤矿范围内进行了三维地震勘探,并提交了《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟煤矿三维地震勘探综合成果报告》。

2023 年 3 月~2023 年 12 月,陕西省一八五煤田地质有限公司进行了内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田煤炭补充勘探,于 2024 年 4 月底提交了《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟矿井煤炭补充勘探地质报告》。

#### (四)矿区地质概况

##### 1. 地层

矿井内大部被第四系黄土和风积沙所覆盖，只有局部的梁顶或冲沟中才有基岩出露，但仅为非煤系地层。根据地表出露及钻孔揭露，地层层序自下而上为：奥陶系、石炭系上统太原组、二叠系下统山西组、下石盒子组、二叠系上统上石盒子组、白垩系下统志丹群，新近系上新统，第四系上更新统及全新统的近代沉积，下面由老到新将矿井地层分别叙述：

##### (1)奥陶系(O)

中下统(O<sub>1+2</sub>)为一套浅海相沉积。岩性上部为浅灰、灰白色巨厚层石灰岩、泥质石灰岩，含红褐色褐铁矿，含褐铁矿结核。下部为灰白色石灰岩，夹竹叶状白云岩、黄褐色豹皮灰岩，化石少见。该组地层裂隙较发育，裂隙面见水锈，裂隙面多被方解石充填，局部见少量溶孔。致密性脆，风化后呈黄褐色。

##### (2)石炭系(C)

##### ①上统太原组下部(C<sub>2t</sub><sup>1</sup>)

为一套浅海相~过渡相细碎屑岩沉积。岩性由灰色、灰白色粘土岩、泥岩、砂岩及泥灰岩组成，局部夹一薄层石灰岩，上部夹有不稳定的煤线。底部为较稳定的灰色、灰白色厚层状铝土质泥岩。该地层钻孔揭露地层厚度 6.44m~56.80m，平均 18.99m。与下伏地层奥陶系平行不整合接触，区内无出露。

##### ②上统太原组上部(C<sub>2t</sub><sup>2</sup>)

为海陆交互相沉积，是该区主要含煤地层。由灰黑色泥岩、砂质泥岩、灰白色粗粒砂岩、细粒砂岩、粉砂岩，薄层深灰色粘土岩、灰色泥质灰岩、6<sub>上</sub>#、6#、6<sub>下</sub>#、8#、9#、10#煤层组成。钻孔揭露地层厚度 36.33m~105.95m，平均 62.79m，全区分布。与下伏地层上石炭统太原组下部(C<sub>2t</sub><sup>1</sup>)整合接触，区内无出露。

##### (3)二叠系(P)

##### ①下统山西组(P<sub>1s</sub>)

为内陆碎屑岩沉积，全区分布，是矿井的含煤地层。主要岩性由



灰白色粗砂岩、浅灰及灰黑色砂质泥岩、泥岩、深灰色粘土岩及 3、4、5 煤层组成。下部为灰白色粗砂岩(K<sub>3</sub>)，局部含砾，为山西组与太原组的分界标志层。该组地层揭露厚度 22.17m ~ 175.87m，平均厚度 75.65m。与下伏地层太原组(C<sub>2f</sub>)整合接触。

#### ② 下统下石盒子组(P<sub>1x</sub>)

为内陆盆地砂泥质沉积，全区分布。主要岩性由紫红色、绛紫色砂岩、砂泥岩、泥岩，灰、灰绿色砂质粘土岩，灰白黄色粗砂岩组成。本组地层揭露厚度 39.39m ~ 159.97m，平均厚度 97.85m，与下伏地层山西组(P<sub>1x</sub>)整合接触。

#### ③ 上统上石盒子组(P<sub>2s</sub>)

为内陆盆地砂泥质沉积，全区分布。其岩性主要有紫红色砂质泥岩，灰绿色细、粉砂岩，间夹灰绿色、浅白色中粗粒砂岩。底部为灰绿色砂砾岩，砾石以分选不好，胶结疏松为特征。本组地层揭露厚度 60.40m ~ 257.35m，平均厚度 133.21m，与下伏地层下石盒子组(P<sub>1x</sub>)整合接触。矿井西部沟谷中偶尔零星出露。

#### (4) 白垩系(K)

下统志丹群(K<sub>1zh</sub>): 为内陆开阔盆地河湖砂、泥质沉积。零星出露于区内各沟谷两侧。根据岩性分两段叙述，上段：以浅红色、紫红色粉砂岩、砂质泥岩为主，间夹砂岩、砂砾岩及细砾岩。该段地层在矿井内被剥蚀。下段：以浅红色、暗紫色、灰白色的砂砾岩为主。中夹粗砂岩、砂砾岩及薄层泥岩和砂质泥岩。本组地层残存厚度 0 ~ 147.80m，平均厚度 45.88m。角度不整合于古生界二叠系的上石盒子组(P<sub>2s</sub>)地层之上。

#### (5) 新近系(N)

上新统(N<sub>2</sub>): 岩性主要为红色、砖红色粘土，局部为粉砂质粘土。下部夹钙质结核。个别钻孔底部见薄层砾石层。该地层揭露厚度 0m ~ 110.56m，平均 45.88m。与下伏地层白垩系下统志丹群(K<sub>1zh</sub>)一般呈角度不整合接触，零星出露于各沟谷两侧。

#### (6) 第四系(Q<sub>3+4</sub>)

广布全区，为浅黄色、褐黄色土层，柱状节理发育，含钙质结

核。在区内沟道内赋存有冲洪积砂砾层、淤泥、残坡积物等。钻孔揭露地层厚度 0.85m~90.00m，平均为 23.90m。与下伏地层呈角度不整合接触。

## 2. 构造及岩浆岩

矿井位于准格尔煤田北部窑沟背斜的西翼。为走向 NNE~SSW，向 NW 倾斜的单斜构造，地层产状平缓，倾角一般 5° 左右。在单斜背景上，局部有非常宽缓的波状起伏，波幅小于 20m，起伏角一般小于 5°。三维地震区内共解释了断层 18 条，均为正断层，其中落差小于 5m 的断层 4 条，落差 5~10m 的断层 5 条，落差大于 10m 的断层 9 条，均为可靠断层。三维地震解释 5 煤、6 煤的底板起伏形态，整体呈走向 NE，倾向 NW 的单斜形态，在单斜上发育 B1 背斜、X1 向斜。区内断层较发育，矿井构造复杂程度属中等类型。

根据三维地震勘探成果，判断可能真实存在断层，该断层走向 NE，倾向 SE，倾角 60°~70°，落差 20~35m。

补充勘探工作在白垩系上部砾岩中揭露一层玄武岩，厚度 9.20m，颜色灰黑色、灰绿色细晶~隐晶质玄武岩，岩芯岩质较硬。其形成时代可能与所处地层的形成年代相当，其地下涌道及岩基位置未查清。

## (五)矿产资源情况

### 1. 煤层

#### (1)含煤性

准格尔煤田属华北石炭-二叠系煤田，处于华北聚煤拗陷的北部，成煤古地理环境接近内蒙古陆边缘。晚石炭世沉积环境为海陆交互相三角洲冲积平原，地壳沉降幅度和泥炭沼泽堆积保持长期平衡，泥炭沼泽覆水较深，水动力条件较弱，古气候湿润，成煤环境极佳。故沉积了层位稳定，厚度变化不大的太原组厚煤层。随着时间的推移，早二叠世海退，古气候变干燥，沉积物以陆源补给为主，沉积环境转为陆相山前冲积平原，泥炭沼泽覆水变浅趋于结束，故山西组含煤性较差。

石炭系上统太原组上部(C<sub>2</sub>t<sup>2</sup>)为本区主要含煤地层，含煤六层，即 6<sup>上</sup>、6、6<sup>下</sup>、8、9、10 煤层，可采煤层四层，编号为 6<sup>上</sup>、6、8、9 煤

层；不可采煤层二层，编号为 6<sup>下</sup>、10 煤层。石炭系上统太原组上部 (C<sub>2</sub>t<sup>2</sup>) 煤层自然厚度平均总和为 25.03m，地层平均总厚度为 62.41m，含煤系数为 40%，可采煤层厚度平均总和为 18.55m，可采含煤系数为 30%，含煤性好。

二叠系下统山西组(P<sub>1</sub>s)含煤三层，即 3、4、5 煤层，4、5 为可采煤层；3 煤层不可采。本组煤层自然厚度平均总和为 6.48m，地层平均厚度为 70.57m，含煤系数为 9%，可采煤层厚度平均总和为 4.85m，可采含煤系数为 7%，含煤性较差。

## (2) 可采煤层

### ① 4 号煤层

4 号煤层赋存于山西组中部，煤层自然厚度 0.30~6.18m，平均 1.81m，资源储量利用度 0.30~5.00m，平均 1.49m。该煤层结构简单~复杂，含夹矸 0~3 层，夹矸总厚度 0m~2.73m，夹矸岩性多为泥岩、砂质泥岩。4 煤层顶底板岩性为泥岩、砂岩、砂质泥岩。与 5 煤层间距 6.66~30.37m，平均 16.42m。矿井内只有东北部和西南局部可采，属局部可采的不稳定煤层。

4 号煤层赋存于山西组中部，属局部可采的不稳定煤层。电阻率曲线中高异常，97~401Ω.m，形态燕尾状、山峰状；密度曲线低值大异常，约 1.41g/cm<sup>3</sup>，形态薄箱状、子母箱状；自然伽玛曲线低异常，0.38pA/kg 左右，形态小钟状、子母钟状；自然电位曲线负异常，-438~-290mV，形态锥状、齿状。

### ② 5 号煤层

5 号煤层赋存于山西组下部，煤层自然厚度 0.35~10.49m，平均 2.90m，资源储量利用度 0.14~9.06m，平均 2.60m。该煤层结构简单~复杂，含夹矸 0~7 层，夹矸总厚度 0m~2.73m，夹矸岩性多为泥岩、砂质泥岩。5 煤层顶底板岩性为泥岩、砂岩、砂质泥岩。与 6<sup>上</sup>煤层间距 6.00~31.23m，平均 19.23m。可采面积占煤矿总面积的 78%，属大部可采的较稳定煤层。

5 号煤层赋存于山西组下部，属大部可采的较稳定煤层。电阻率曲线中高异常，142~1073Ω.m，形态多为山峰状、燕尾状；自然伽玛曲线低幅值异常，约 0.21pA/kg，形态多为钟状、子母钟状；密度曲线低

值大异常， $1.48\text{g}/\text{cm}^3$ ，形态箱状、双箱状；自然电位曲线负异常， $-243 \sim -212\text{mV}$ ，形态齿状、犬齿状。

### ③6<sup>上</sup>号煤层

6<sup>上</sup>煤层赋存于太原组上部地层的顶部，为6煤层的上分层，煤层自然厚度 $0.55\text{m} \sim 16.28\text{m}$ ，平均 $2.73\text{m}$ ，资源储量利用厚度 $0.55 \sim 9.60\text{m}$ ，平均 $2.19\text{m}$ 。该煤层结构简单~复杂，含夹矸 $0 \sim 4$ 层，夹矸总厚度 $0 \sim 4.18\text{m}$ ，夹矸的岩性多为泥岩、砂质泥岩、粘土岩、部分为炭质泥岩。6<sup>上</sup>煤层顶底板岩性为砂岩、泥岩、砂质泥岩。与6煤层间距 $15.36 \sim 38.5\text{m}$ ，平均 $26.58\text{m}$ 。在矿井的中部呈条带状分布且可采，属局部可采的不稳定煤层。

6<sup>上</sup>煤层赋存于太原组上部地层的顶部，为6煤层的上分层，属局部可采的不稳定煤层。电阻率曲线中高异常， $83 \sim 581\Omega\cdot\text{m}$ ，形态多为燕尾状；自然伽玛曲线低异常，约 $0.53\text{pA}/\text{kg}$ ，形态子母钟状；密度曲线低值高异常， $1.28\text{g}/\text{cm}^3$ ，形态为锯齿形箱状；自然电位曲线负异常， $-355 \sim -91\text{mV}$ ，形态齿状；声波时差曲线中高异常， $370 \sim 490\mu\text{s}/\text{m}$ 。

### ④6号煤层

6号煤层赋存于太原组上部地层中上部，是本区的主要可采煤层，煤层自然厚度 $1.20 \sim 25.01\text{m}$ ，平均 $14.63\text{m}$ ，资源储量利用度 $0.25 \sim 21.73\text{m}$ ，平均 $12.74\text{m}$ 。该煤层结构复杂，尤以顶部复杂为特征，夹矸最多达11层，夹矸厚度 $0\text{m} \sim 10.37\text{m}$ ，该煤层结构简单~复杂，夹矸岩性多为泥岩、砂质泥岩。6煤层顶板岩性为泥岩、砂质泥岩为主，砂岩次之。底板以砂质泥岩为主。与6下煤层间距 $1.40 \sim 8.10\text{m}$ ，平均 $4.03\text{m}$ ，区内除YB27号钻孔因断层构造影响变薄不可采外均可采，属全区分布大部可采的稳定~较稳定煤层。

6号煤层赋存于太原组上部地层中上部，为本区的主要可采煤层，属全区分布大部可采的较稳定煤层。电阻率曲线高异常， $127 \sim 1096\Omega\cdot\text{m}$ ，形态丛林状、巨峰状；自然伽玛曲线低异常，约 $0.21\text{pA}/\text{kg}$ ，形态为多钟状、；密度曲线低值高异常， $1.28\text{g}/\text{cm}^3$ ，形态为锯齿形巨箱状、巨峰状；自然电位曲线负异常， $-586 \sim -56\text{mV}$ ，形态巨齿状、剑状，声波时差曲线高异常， $410 \sim 590\mu\text{s}/\text{m}$ 。

### ⑤8号煤层

8号煤层赋存于太原组上部地层下部，煤层自然厚度0.25~10.86m，平均2.65m，资源储量利用度0.25~10.37m，平均1.98m，煤层结构简单~复杂，含夹矸0~6层，夹矸总厚度0~2.36m，夹矸的岩性多为泥岩、砂质泥岩。煤层顶板岩性以泥岩和砂质泥岩为主，个别为砂岩，底板为泥岩。可采面积占矿井总面积的85%，属大部可采的较稳定煤层。与9号煤层间距2.60~30.05m，平均8.80m。

8号煤层赋存于太原组上部地层下部，属大部可采的较稳定煤层。电阻率曲线中高异常，76~244 $\Omega$ .m，形巨峰状、丛林状；密度曲线低值高异常，1.42g/cm<sup>3</sup>，形态为多指状、多箱状；自然伽玛曲线低异常，约0.22pA/kg，形态为子母钟状、多钟状；自然电位负异常，-227~-129mV，形态巨齿状。

### ⑥9号煤层

9号煤层位于太原组上段地层的底部，煤层自然厚度0.30~9.01m，平均1.75m，资源储量利用度0.20~7.77m，平均1.48m。该煤层结构简单~复杂。夹矸层数0~3层，夹矸总厚度0m~4.01m。夹矸岩性为泥岩、砂质泥岩、个别为炭质泥岩，煤层顶底板岩性为泥岩、砂质泥岩为主、少数为砂岩。在全区为大部分布局部可采的不稳定煤层。

9号煤层位于太原组上部地层的下部，属局部可采的不稳定煤层。电阻率曲线高异常，106~524 $\Omega$ .m，形态多为峰状；密度曲线低值高异常，1.29g/cm<sup>3</sup>，形态箱状、薄箱状；自然伽玛曲线低异常，约0.56pA/kg，形态钟状、小钟状；自然电位负异常，-190~-131mV，形态锥状、犬齿状。

## 2. 煤质

### (1)煤的物理性质和煤岩特征

各煤层条痕为褐黑色，油脂~沥青光泽，部分暗淡光泽。断口以阶梯状~参差状为主，部分棱角状。节理及裂隙较发育，内充填黄铁矿薄膜及钙质薄膜。条带状结构，层状构造，性较脆。丝炭呈丝绢光泽，纤维状结构，分布于层理面，易裂成碎片状。各煤层的视密度平均值在1.40~1.45g/cm<sup>3</sup>之间。

煤的宏观煤岩组分以亮煤为主，暗煤次之，镜煤少量，偶见丝

炭，垂向裂隙较为发育，多充填黄铁矿薄膜及钙质薄膜、硬度中等、宏观煤岩类型属半亮型煤。

根据《显微煤岩类型分类》GB/T 15589-2013分类，各煤层显微煤岩类型以镜煤为主。

## (2)煤的化学性质

### ①工业分析

水分( $M_{ad}$ ): 4煤层原煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 2.94 ~ 9.47%之间, 平均值为 6.13%; 浮煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.17 ~ 9.08%之间, 平均值为 4.69%。

5煤层原煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 2.10 ~ 9.90%之间, 平均值为 5.85%; 浮煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.18 ~ 10.70%之间, 平均值为 4.88%。

6<sup>上</sup>煤层原煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.73 ~ 8.99%之间, 平均值为 5.86%; 浮煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.64 ~ 11.27%之间, 平均值为 4.89%。

6煤层原煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.27 ~ 11.31%之间, 平均值为 5.87%; 浮煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.16 ~ 12.37%之间, 平均值为 4.99%。

8煤层原煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.60 ~ 11.05%之间, 平均值为 5.83%; 浮煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.22 ~ 9.06%之间, 平均值为 4.36%。

9煤层原煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 1.85 ~ 13.40%之间, 平均值为 5.81%; 浮煤空气干燥基水分( $M_{ad}$ )在 0.80 ~ 8.58%之间, 平均值为 4.36%。

各煤层原煤空气干燥基水分综合平均值变化在 5.81 ~ 6.13%之间, 浮煤空气干燥基水分综合平均值变化为 4.36 ~ 4.99%之间。

灰分( $A_d$ ): 依据 GB/T 15224.1-2018《煤炭质量分级·第1部灰分》, 本区各煤层原煤灰分综合平均值在 21.61 ~ 24.27%之间, 均属中灰分煤层。

4煤层: 原煤灰分在 9.50 ~ 48.71%之间, 平均值为 23.36%, 全层属特低灰 ~ 特高灰分煤, 平均为中灰分煤。浮煤灰分为 4.50 ~ 21.28%, 平

均 9.70%。

5 煤层：原煤灰分在 8.51 ~ 47.03%之间，平均值为 23.09%，全层属特低灰 ~ 特高灰分煤，平均为中灰分煤。浮煤灰分为 3.92 ~ 17.30%，平均 8.39%。

6<sup>±</sup>煤层：原煤灰分在 6.44 ~ 43.96%之间，平均值为 24.27%，全层属特低灰 ~ 特高灰分煤，平均为中灰分煤。浮煤灰分为 3.04 ~ 25.34%，平均 8.69%。

6 煤层：原煤灰分在 6.31 ~ 47.66%之间，平均值为 21.61%，全层属特低灰 ~ 特高灰分煤，平均为中灰分煤。浮煤灰分为 3.13 ~ 19.60%，平均 7.69%。

8 煤层：原煤灰分在 7.19 ~ 45.03%之间，平均值为 23.41%，全层属特低灰 ~ 特高灰分煤，平均为中灰分煤。浮煤灰分为 3.35 ~ 20.76%，平均 8.70%。

9 煤层：原煤灰分在 9.69 ~ 48.49%之间，平均值为 23.91%，全层属特低灰 ~ 特高灰分煤，平均为中灰分煤。浮煤灰分为 3.96 ~ 22.50%，平均 9.78%。

挥发分(Vdaf)：各煤层原煤挥发分综合平均值在 37.49 ~ 38.70%之间。浮煤挥发分综合平均值在 37.81 ~ 39.17%之间，根据 MT/T 849-2000《煤的挥发分产率分级》，各煤层属高挥发分煤。

4 煤层：浮煤挥发分在 36.43 ~ 44.37%之间，平均值为 39.17%，全层属中高 ~ 高挥发分煤。

5 煤层：浮煤挥发分在 30.40 ~ 46.62%之间，平均值为 38.26%，全层属中高 ~ 高挥发分煤。

6<sup>±</sup>煤层：浮煤挥发分在 32.43 ~ 43.05%之间，平均值为 38.05%，全层属中高 ~ 高挥发分煤。

6 煤层：浮煤挥发分在 31.50 ~ 47.14%之间，平均值为 38.39%，全层属中高 ~ 高挥发分煤。

8 煤层：浮煤挥发分在 30.78 ~ 43.58%之间，平均值为 38.01%，全层属中高 ~ 高挥发分煤。

9 煤层：浮煤挥发分在 30.19 ~ 43.01 之间，平均值为 37.81%，全层属中高 ~ 高挥发分煤。

固定碳(FCd)、燃料比: 各煤层原煤固定碳含量综合平均值在46.77~48.12%之间, 属特固定碳煤, 燃料比为1.22~1.26。

## ②元素分析

碳(Cdaf): 各煤层原煤碳含量综合平均值在79.00%~79.52%之间, 是煤中主要的可燃元素。

氢(Hdaf): 各煤层原煤氢含量平均值在4.63%~4.80%之间。煤中氢多以碳氢化和物状态存在, 在受热时易裂解析出着火燃烧。

Cdaf、Hdaf含量变化微小, 其比值亦相接近, 说明本区各煤层成煤原始质料差异小, 各煤层Cdaf、Hdaf有机地化特征比较一致, 表明煤的沉积环境、气候及成煤质料相近, 符合低变质阶段烟煤的基本特征。

## ③有害元素

全硫( $S_{t,d}$ ): 各煤层硫分平均值在0.82~0.88%之间。依据GB/T 15224·2-2021《煤炭质量分级·第2部硫分》, 本区煤层为特低硫煤~高硫煤, 主要以低硫煤为主。4煤层: 原煤硫分在0.16~3.73%, 平均值为0.86%, 以往阶段529钻孔硫分大于3%, 为3.73%。

5煤层: 原煤硫分在0.15~4.52%, 平均值为0.82%, 本次勘探J5-5钻孔及以往阶段6-2钻孔和523钻孔硫分大于3%, 分别为3.61%、4.52%和3.89%。

6上煤层: 原煤硫分在0.20~3.77%, 平均值为0.86%, 以往阶段6-2钻孔和9-4钻孔硫分大于3%, 分别为3.03%和3.77%。

6煤层: 原煤硫分在0.03~4.30%, 平均值为0.84%, 本次勘探J4-7钻孔和以往阶段B9钻孔、4-2钻孔、6-4钻孔硫分大于3%, 分别为3.72、3.01、3.06和4.30%。

8煤层: 原煤硫分在0.28~4.81%, 平均值为0.85%, 本次勘探J4-7钻孔和J8-1钻孔硫分大于3%, 分别为4.81%和3.58%。

9煤层: 原煤硫分在0.07~2.63%, 平均值为0.88%。

从整体看各煤层属硫分变化小的低硫煤。部分地区见少量特低硫煤和中高硫煤零星分布。经浮选后, 各煤层浮煤硫分的综合平均含量在0.53~0.64%之间, 相对于原煤全硫含量变小。由此可见, 各煤层煤中硫分易于洗选剔除。原煤中硫分易于洗选剔除的原因是原煤中的硫分主要以无机硫(硫化铁硫)所致。



磷：各煤层磷含量综合平均值在0.026~0.034%之间，依据标准GB/T 20475.1-2006《煤中有害元素含量分级 第1部分：磷》，各煤层均属低磷煤。

氯：各煤层氯含量综合平均值为0.027~0.039%，依据标准GB/T 20475.2-2006《煤中有害元素含量分级 第2部分：氯》，各煤层属特低~低氯煤。

砷：各煤层砷含量平均值为1~3 μg/g，依据标准GB/T 20475.3-2012《煤中有害元素含量分级 第3部分：砷》，除个别点位以外其他煤层均属特低砷煤。

氟：各煤层氟含量综合平均值在160~176 μg/g之间，依据标准GB/T 20475.5-2020《煤中有害元素含量分级 第5部分：氟》，各煤层均属低氟煤。

### (3)煤的工艺性能

#### ①干燥基高位发热量(Q<sub>gr,d</sub>)

干燥基高位发热量是评价动力用煤的一个很重要的参数，与煤的水分、硫含量密切相关。各煤层原煤干燥基高位发热量(Q<sub>gr,d</sub>)在13.01~31.08MJ/Kg之间，综合平均值在23.62~27.75MJ/Kg之间，依据标准GB/T 15224·3—2022《煤炭质量分级·第3部分发热量》，各煤层属中~高发热量煤。

4煤层：原煤干燥基高位发热量在13.18~28.99%之间，平均值为24.22%，属中发热量煤。

5煤层：原煤干燥基高位发热量在15.38~29.96%之间，平均值为24.00%，属中发热量煤。

6-上煤层：原煤干燥基高位发热量在15.54~29.79%之间，平均值为23.92%，属中发热量煤。

6煤层：原煤干燥基高位发热量在13.01~31.08%之间，平均值为27.75%，属中高发热量煤。

8煤层：原煤干燥基高位发热量在14.80~30.08%之间，平均值为23.78%，属中发热量煤。

9煤层：原煤干燥基高位发热量在13.90~29.49%之间，平均值为23.62%，属中发热量煤。

## ②黏结性

区内各煤层的粘结指数(GR.I)在 0~18 之间, 以  $\leq 5$  为主, 占全样品的 99.6%。依据《烟煤粘结指数分级》MT/T 596-2008 标准, 区内各煤层以无粘结煤为主。

## ③格金低温干馏(600℃)

盘区内各煤层的焦油产率(Tar,d)平均值在 5.5~8.9%之间。各煤层均以中油产率煤为主, 低油产率煤为辅; 各煤层空气干燥基半焦产率均较高, 半焦产率(CRad)综合在 75.6~79.1%之间。

## (4)煤的可选性

依据 GB/T 16417-2011《煤炭可选性评定方法》, 用“分选密度 $\pm 0.1$ 含量法( $\delta \pm 0.1$ 含量法)”评价煤层综合可选性。

5 煤层: 当理论精煤灰分( $A_d$ )为 10%时, 理论分选密度为  $1.37\text{g/cm}^3$ , 小于  $1.70\text{g/cm}^3$ 。扣除沉矸后得出  $\delta \pm 0.1$  含量为 53.3%, 可选性等级为极难选。当理论精煤灰分( $A_d$ )为 20%时, 理论分选密度为  $1.68\text{g/cm}^3$ , 小于  $1.70\text{g/cm}^3$ 。扣除沉矸后得出  $\delta \pm 0.1$  含量为 17.8%, 可选性等级为中等可选。

6<sup>±</sup>煤层: 当理论精煤灰分( $A_d$ )为 10%时, 理论分选密度为  $1.42\text{g/cm}^3$ , 小于  $1.70\text{g/cm}^3$ 。扣除沉矸后得出  $\delta \pm 0.1$  含量为 45.7%, 可选性等级为极难选。当理论精煤灰分( $A_d$ )为 15%时, 理论分选密度为  $1.65\text{g/cm}^3$ , 小于  $1.70\text{g/cm}^3$ 。扣除沉矸后得出  $\delta \pm 0.1$  含量为 16.0%, 可选性等级为中等可选。

6 煤层: 当理论精煤灰分( $A_d$ )为 10%时, 理论分选密度为  $1.41\text{g/cm}^3$ , 小于  $1.70\text{g/cm}^3$ 。扣除沉矸后得出  $\delta \pm 0.1$  含量为 53.8%, 可选性等级为极难选。当理论精煤灰分( $A_d$ )为 20%时, 理论分选密度为  $1.88\text{g/cm}^3$ , 大于  $1.70\text{g/cm}^3$ 。扣除低密度物后得出  $\delta \pm 0.1$  含量为 14.4%, 可选性等级为中等可选。

8 煤层: 当理论精煤灰分( $A_d$ )为 10%时, 理论分选密度为  $1.37\text{g/cm}^3$ , 小于  $1.70\text{g/cm}^3$ 。扣除沉矸后得出  $\delta \pm 0.1$  含量为 36.9%, 可选性等级为难选。当理论精煤灰分( $A_d$ )为 20%时, 理论分选密度为

1.62g/cm<sup>3</sup>，小于 1.70g/cm<sup>3</sup>。扣除沉矸后得出  $\delta\pm 0.1$  含量为 24.4%，可选性等级为较难选。

9 煤层：当理论精煤灰分( $A_d$ )为 10%时，理论分选密度为 1.37g/cm<sup>3</sup>，小于 1.70g/cm<sup>3</sup>。扣除沉矸后得出  $\delta\pm 0.1$  含量为 49.1%，可选性等级为极难选。当理论精煤灰分( $A_d$ )为 20%时，理论分选密度为 1.67g/cm<sup>3</sup>，小于 1.70g/cm<sup>3</sup>。扣除沉矸后得出  $\delta\pm 0.1$  含量为 22.6%，可选性等级为较难选。

#### (5)煤炭分类

煤类的划分以中国煤炭分类(GB/T 5751-2009)为依据。由于烟煤粘结指数 G 小于 85，故采用干燥无灰基挥发分  $V_{daf}$  和粘结指数 G 来划分煤类。各煤层主要以长焰煤为主、不粘煤次之。镜质组最大反射率平均为 0.54 ~ 0.58%，均属中煤级煤 I。原煤的水分( $M_{ad}$ )平均为 5.81 ~ 6.13%，灰分( $A_d$ )平均为 21.61 ~ 24.27%，全硫( $St_{ad}$ )平均为 0.82 ~ 0.88%。发热量( $Q_{gr,d}$ )平均值为 23.62 ~ 27.75MJ/Kg。可选性属中等可选 ~ 极难选煤。化学反应性强、高热稳定性煤、可磨性属中等可磨煤。主要煤层的煤灰熔融性主要以高软化温度灰煤为主。煤中有害元素砷、氯、氟、磷含量特低 ~ 低，非常适宜气化和动力用煤。

#### (六)开采技术条件

##### 1. 水文地质条件

煤层均位于最低侵蚀基准面之下，地形有利于自然排水，煤矿主要可采煤层直接充水含水层为二叠系下统山西组( $P_{1s}$ )及石炭系上统太原组( $C_{2t}$ )裂隙承压含水岩层。主要充水含水层富水性弱，补给条件差，单位涌水量  $q < 0.1L/(s \cdot m)$ ，无老空水分布，根据《矿区水文地质工程地质勘探规范》(GB12719-2021)及《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T 0215-2020)，将煤矿水文地质勘探类型划分为二类一型，即以裂隙含水层为主的水文地质条件简单型矿床。

##### 2. 工程地质条件

井田岩石以碎屑沉积岩为主，层状结构，岩体各向异性；力学强度变化大，煤层顶底板岩石的强度较低，以软弱岩石及半坚硬岩石为主，个别为坚硬岩石，岩体的稳定性较差。井田地质构造中等，地形

地貌条件简单，未来煤矿开采后，局部地段易发生顶板冒落及底板软化变形等矿山工程地质问题。因此，根据《矿区水文地质工程地质勘查规范》(GB12719-2021)井田工程地质勘查类型划分为四类二型层状岩类工程地质条件中等型。

### 3. 环境地质条件

井田在自然状态下没有规模较大的地质灾害和较为严重的环境污染问题，地下水水质较好，达到了《地下水质量标准》(GB/T14848 - 2017)的Ⅲ类标准。区域稳定性好。未来煤矿开采状态下可能引起区域地下水位下降，局部地面变形(主要为地裂缝、地面沉降)、地下水污染等地质灾害和环境污染问题，对地质环境会产生一定的破坏作用，煤和矸石化学成分基本稳定，不易分解出有害组分，无其它环境地质隐患。因受毛乌素沙漠的影响，井田水土流失与土地沙漠化严重，植被稀少，自然生态环境恶劣，并在逐步恶化，井田的生态环境保护和改善的任务十分艰巨。因此，将井田地质环境类型划分为第二类地质环境质量中等的矿床。

### 4. 其它开采技术条件

#### 瓦斯

瓦斯采样测试结果分析表明：煤层瓦斯成分 CH<sub>4</sub> 含量小于 10%。依据煤层瓦斯分带划分标准，瓦斯分带主要属氮气带，极少量的属二氧化碳~氮气带。另外，随着煤层埋藏深度加大，瓦斯气体中甲烷含量亦增大，符合瓦斯变化梯度。已有资料显示瓦斯含量较低，但不排除在一定条件下瓦斯相对聚集的可能性，因此，在以后的采矿工作中仍要加强瓦斯样品的采集、测试和监测工作。

#### 煤尘爆炸性

各煤层煤尘爆炸样品测试结果显示，均有爆炸性危险。因此在矿井设计和煤炭开采时应引起高度的重视。

#### 煤的自燃倾向

根据 GB/T 20104 - 2006《煤自燃倾向性色谱吸氧鉴定法》中第 9.1 条煤自燃倾向性等级及分类指标确定各煤层均有自燃的倾向，因此应在生产、贮运中采取科学阻燃对策。

### 四、地温

以往勘探阶段对 6-2、B11 号钻孔进行了简易测温工作。地温在 10.21°C ~ 21.0°C 之间，地温变化不大，未发现高温异常，本次补勘对 2 个钻孔进行了简易测温，其中 J7-1 钻孔温度最高处为 20.40°C，位于孔底。根据简易测温结果分析：本地温度梯度小于 3°C / 100m，属地温正常区，在煤矿开采中不存在地热危害。

#### 放射性

局部有放射性异常层存在，但不连片分布，建议进行必要的勘探，进一步确定。

#### 冲击地压

矿井地压主要来源于上覆岩层重量的压力，也称静地压。井田地层主要由不同粒度的碎屑岩和泥岩构成，多呈中厚层状，硬度较小，节理发育中等，主要以变形地压为主。由于矿井开采深度一般小于 400m，煤层厚度不大，顶板易冒落，因此发生冲击地压的可能性很小，所以应不存在冲击地压危险区域。周边矿井在开采过程中亦未发生冲击地压现象。

#### 陷落柱、岩浆岩侵入体

陷落柱是发育分布在石灰岩地层中，由流动的地下水进行长期的溶蚀作用而形成的。在地质构造力和上部复盖岩层的重力长期作用下，有些溶洞发生坍塌，这时复盖在上部的煤系地层也随之陷落，于是煤层遭受破坏。补充勘查及煤矿以往勘查阶段均未发现陷落柱。

玻璃沟煤矿各煤层顶底板岩石的力学强度较低，岩石均以软弱岩石及半坚硬岩石为主，个别为坚硬岩石，遇水软化变形，甚至有崩解破坏现象，因此煤层顶底板岩石的稳固性总体较差。类型划分为中等。地层产状要素中煤岩层倾角 1~3°，类型划分为简单。区内暂未发现陷落柱和天窗等地质灾害危险，无冲击地压、无地热危害、无老采空区，类型划分为简单。综上所述，其他开采地质条件类型属中等类型。

#### (七) 矿山开发利用现状

玻璃沟煤矿于 2024 年 5 月正式开工，属于在建煤矿，主斜井工程 2024 年 9 月 15 日明槽段开挖，副立井工程 10 月 22 日临时锁口开挖，

回风立井工程 2025 年 4 月 15 日锁口段开挖。地面建筑工程正逐步开工。预计 2027 年末完成建设，2028 年初投产。

## 九、评估方法

评估对象为在建矿山，尚未进行开采；矿山范围资源储量内已编制补勘报告，且矿山委托具有资质的设计单位编制了设计资料。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，评估认为该采矿权的地质研究程度较高，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；

i—折现率；

t—年序号(t=1, 2, 3, ..., n)；

n—计算年限。

## 十、评估指标和参数

本次评估利用的资源储量依据陕西省一八五煤田地质有限公司 2024 年 4 月编制的《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟矿井煤炭补充勘探地质报告》(以下简称“补勘报告”)。

本次评估技术经济参数主要参照大地工程开发(集团)有限公司 2025 年 2 月编制的《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿初步设计修改说明书》(以下简称“矿井初步设计”)、2023 年 8 月编制的《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟矿井选煤厂初步设计说明书》(以下简

称“选煤厂初步设计”)及其批复(鄂能局审批发[2025]10号),由于“初步设计”中无成本费用参数,大地工程开发(集团)有限公司2020年7月编制的《内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司玻璃沟矿井及选煤厂可行性研究报告(修改版)说明书》(以下简称“可行性研究报告”),开拓方案、采选方法与“初步设计”基本一致,故本次评估成本参数参照“可行性研究报告”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“补勘报告”,截止2023年12月31日,全井田查明资源储量46908.6万吨。其中:探明资源量(TM)为24576.3万吨,控制资源量(KZ)为8269.7万吨,推断资源量(TD)为14062.6万吨。煤矿范围内压覆资源储量共10093.40万吨,其中:

##### (1)呼大公路(S103省道)

煤矿范围内查明呼大公路(S103省道)共压覆资源储量为4922.8万吨,其中:探明资源量(TM)为2009.4万吨,控制资源量(KZ)为1527.1万吨,推断资源量(TD)为1386.3万吨。

##### (2)薛家湾至大路快速道路

煤矿范围内查明薛家湾至大路快速道路共压覆资源储量为1894.3万吨,其中:探明资源量(TM)为942.4万吨,控制资源量(KZ)为59.8万吨,推断资源量(TD)为892.1万吨。

##### (3)呼准铁路二线

煤矿范围内查明呼准铁路增建第二线共压覆资源储量为383.9万吨,其中:探明资源量(TM)为68.2万吨,控制资源量(KZ)为57.5万吨,推断资源量(TD)为258.2万吨。

##### (4)井田境界煤柱

煤矿境界煤柱共查明压覆资源储量为2892.4万吨,其中:探明资源量(TM)为565.3万吨,控制资源量(KZ)为642.2万吨,推断资源量(TD)为1684.9万吨。

截止评估基准日，由于矿山尚在建设中，无动用量，上述资源储量 46908.60 万吨即为评估范围内保有资源储量。

## (二)评估利用矿产资源储量

评估利用矿产资源储量 =  $\sum$ (参与评估的基础储量 + 资源量 × 相应类型可信度系数)

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，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：探明资源量和控制资源量，可信度系数取 1.0；推断资源量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“矿井初步设计”，矿井地质构造简单，5号煤层和6号煤层赋存稳定~较稳定，可信度系数 k 取 0.85，其他煤层取 0.7，则本次评估依据“矿井初步设计”确定 5号煤层和 6号煤层推断资源量(TD)可信度系数 k 取 0.85，其他煤层推断资源量(TD)取 0.7。

根据“矿井初步设计”，4号煤层为局部可采的不稳定煤层，在首采盘区范围内，可采面积约 0.98km<sup>2</sup>，地质资源量(TD)1.97Mt，根据对 4号煤层赋存条件的分析，首采盘区 4号煤层可采面积较小，地质资源量少、煤层赋存不稳定，勘探程度低(均为 TD 资源量)，在当前开采技术条件下开采不经济，将首采盘区 4号煤层划为次边际资源量，设计不利用。

本次评估的储量依据为 2024 年编制的“补勘报告”，“矿井初步设计”的储量依据为 2009 年编制《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田煤炭勘探报告》，故按“补勘报告”与“勘探报告”中 4号煤层的储量变化幅度，折算首采盘区 4号煤层的资源量为 218.78 万吨，故本次评估设计不利用的资源量为 218.78 万吨。

综上，评估基准日评估利用资源储量为 43603.01 万吨。

## (三)开采、选煤方案

### 1. 开采方案

井田地质构造简单、主要可采煤层为中厚~厚缓倾斜煤层、井筒穿



过地层工程地质及水文地质条件较简单，主采 6 号煤层埋藏深度 350m~400m，开拓方式采用主斜井——副立井综合开拓方式。

矿井为近水平多煤层开采，煤层间距较小，采用单水平开拓，经综合技术经济比较，水平标高为+890m，井底车场及主要开拓巷道布置在 6 号煤层中。

由于受到井田中部 220kV 输电线路(其中一回协议搬迁)和呼大公路保护煤柱的切割，井田被分成两个块段——220kV 输电线路和呼大公路保护煤柱以东块段为一盘区；220kV 输电线路和呼大公路保护煤柱以西块段为二盘区。盘区开采顺序本着“先上后下，先近后远，先易后难”的原则进行开采。矿井移交时，开采一盘区，盘区接续为一盘区→二盘区。

根据地质构造、煤层赋存条件、开采技术条件，以及目前技术装备水平，采煤方法推荐采用长壁式(倾斜或走向)采煤法，后退式开采，全部垮落法管理顶板。中厚煤层采用综采(综放)工艺，厚煤层采用综采放顶煤采煤工艺。

井下煤炭运输方式采用带式输送机运输。

矿井通风方式初期采用中央并列式，中后期采用分区式。

## 2. 选煤方法

设计最终推荐采用的选煤方法为：

200 ~ 80(50)mm 块煤采用智能干选(打研工艺)；

80(50) ~ 6mm 块煤采用重介浅槽分选；

6 ~ 0mm 级筛粉煤旁路不入洗；

3.0 ~ 0.25mm 级粗煤泥采用螺旋分选机+煤泥离心机回收；

0.25 ~ 0mm 级细煤泥采用浓缩压滤联合回收。

## (四)产品方案

根据选煤厂产品平衡表，产品方案为精煤及混煤。故本次评估产品方案参考“选煤厂初步设计”确定为精煤及混煤。

## (五)采、选煤技术指标

### 1. 采煤技术指标

依据《矿业权评估参数确定指导意见》和《煤炭工业矿井设计规范》(GB 50215-2015),薄煤层采区回采率不应小于 85%,中厚煤层采区回采率不应小于 80%,厚煤层采区回采率不应小于 75%,其中采用一次采全高的厚煤层不应小于 80%。

矿山设计开采的煤层中 6 煤层为厚煤层,其余煤层为中厚煤层,故本次评估确定 6 煤层采区回采率为 75%,其他煤层采区回采率确定为 80%。

## 2. 选煤技术指标

根据“选煤厂初步设计”,5 煤层精煤产率为 34.35%,混煤产率为 34.68%;6 煤层精煤产率为 47.58%,混煤产率为 30.80%,未设计其余煤层的选煤指标。根据“补勘报告”,其余煤层的原煤、浮煤煤质与 5、6 煤相近,故参照 5、6 煤层指标平均确定。故本次评估产率参照“选煤厂初步设计”确定 5 煤精煤产率为 34.35%,混煤产率为 34.68%;6 煤精煤产率为 47.58%,混煤产率为 30.80%;其余煤层精煤产率 40.97%,混煤产率为 32.74%。

## (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》(CMVS 30300 ~ 2010),评估利用可采储量计算公式如下:

评估利用可采储量 = 评估利用矿产资源储量 - 设计损失量 - 采矿损失量

根据“矿井初步设计”,S103 省道压覆资源量 4853 万吨已在工业储量计算中扣除,设计的永久煤柱包括城镇规划区煤柱、高压线及村庄煤柱、快速道路煤柱、呼准二线煤柱、断层煤柱、井田境界煤柱共 6558 万吨;保护煤柱 683.00 万吨。

本次评估的储量依据为 2024 年编制的“补勘报告”,“矿井初步设计”的储量依据为 2009 年编制《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟井田煤炭勘探报告》,“补勘报告”与“勘探报告”相比,查明资源量增加了 1754.60 万吨,占比较小,故呼大公路(S103 省道)、薛家湾至大路快速道路、呼准铁路二线、井田境界的煤柱参照“补勘报告”里的压覆资源并按可信度系数调整计算,城市规划区、高压线及村庄、断

层煤柱不再调整，参照“矿井初步设计”选取。

故经计算，本次评估确定矿井永久煤柱损失 12679.46 万吨；保护煤柱 683.00 万吨。

故将前述采区回采率及损失指标代入上式，则，评估基准日评估利用可采储量为 23111.64 万吨。

## (七)生产能力和服务年限

### 1. 生产能力

“初步设计”设计生产能力及采矿许可证证载生产能力均为 400.00 万吨/年，故本次评估确定矿山未来生产年限内的生产规模为 400.00 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》，矿井开采储量备用系数根据矿井地质构造和开采技术条件的不同取值范围为 1.30 ~ 1.50，“矿井初步设计”设计储量备用系数为 1.35，故本次评估参考“矿井初步设计”确定储量备用系数为 1.35。

则将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$T = 23111.64 \div 400.00 \div 1.35 = 42.80(\text{年})$$

矿井正常服务年限约为 42.80 年。

根据“矿井初步设计”、企业提供的资料及矿山人员介绍，玻璃沟矿井及选煤厂项目于 2023 年 12 月 19 日取得集团公司开工批复，2024 年 5 月 9 日在准格尔旗能源局进行开工备案公示并开始土建施工，预计 2027 年 12 月建成投产，2028 年生产能力为 400 万吨。则本次评估计算年限为 45.22 年，其中：2025 年 8 月 ~ 2027 年 12 月为基建期，

2028年1月~2070年10月为正常生产期。

### (八)销售收入

#### 1. 计算公式

年销售收入 =  $\Sigma$  年各种产品的销售量  $\times$  各种产品的销售价格

#### 2. 各种产品年销售量

评估中假设各煤层产品全部对外销售，各商品煤的产量即为销售量。根据各商品煤产率，以2035年为例，经计算：

精煤年销售量 =  $400.00 \times 47.58\% = 190.32$ (万吨)

混煤年销售量 =  $400.00 \times 30.80\% = 123.20$ (万吨)

#### 3. 商品煤销售价格

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。

煤炭是中国重要的基础能源，在国民经济中具有重要的战略地位。2024年，全国煤炭产量保持稳定，煤炭进口量快速增加带动市场整体供应增长；下游火电行业对煤炭消费需求稳健，但钢铁及建材行业需求支撑不足，煤炭价格震荡回落，行业整体盈利水平有所下降。

“富煤、贫油、少气”是中国能源资源的基本特点，既有的能源禀赋结构造成煤炭在中国一次能源消费结构中所占的比重约为55.3%，大幅高于26.5%的世界平均水平。“以煤为主”的能源消费结构与欧美国家“石油为主，煤炭、天然气为辅，水电、核电为补充”的情况差别显著。中国煤炭资源分布的基本特点“北富南贫，西多东少”。近年来，随着“供给侧”改革的推行和中东部省份煤炭资源的逐渐枯竭，煤炭产能进一步向晋陕蒙和新疆地区集中。2024年，晋陕蒙和新疆地

区的原煤产量占全国总产量的 81.67%，同比提升 0.40 个百分点。中国原煤供给以国内为主、进口为辅。据国家统计局数据，2024 年全国规模以上煤炭企业原煤产量 47.59 亿吨，同比增长 1.30%。随着 2021 年以来的煤炭增产保供政策带来的新增产能逐步充分释放，全国原煤产量增速较上年明显放缓。进口煤方面，2024 年，受价差及汇率影响，澳大利亚及蒙古煤炭进口量增幅较大。根据海关总署公布的数据，2024 年，全国累计进口煤炭（煤及褐煤）5.43 亿吨，同比增长 14.40%。

需求方面，2024 年，全国动力煤及炼焦煤消费量合计约 47.75 亿吨，同比增长 3.07%。煤炭行业的下游需求主要集中在火电行业、钢铁行业和建材行业，其余主要为民用煤和煤化工等行业。煤炭在中国能源消费中的主要形式是火力发电。2024 年，全国规模以上电厂火力发电量 6.34 万亿千瓦时，同比增长 1.50%，火力发电量同比保持稳定。同期，钢铁和水泥产量仍不高，对煤炭需求支撑不足。煤炭价格表现方面，2024 年，由于海外煤炭供应较为充足，国内经济增速不及预期导致钢铁及建材行业需求不足等因素，国内煤炭市场震荡运行。2024 年 1 月，春节前受下游市场需求疲软影响，各煤种价格全面下跌；2 月以来，受复工复产不及预期影响，市场供应相对偏少，煤价出现小幅上涨，但随着进入动力煤需求淡季，煤炭价格持续走弱，4 月中旬跌至近年低点；随后，在国内大部分地区气温逐渐走高的推动下，国内动力煤消费显著增加，市场预期有所扭转，动力煤价格小幅反弹。2024 年第四季度，随着电厂阶段性补库、非电行业备料结束，以及煤炭产量回升，动力煤价格有所下降。

2024 年 3 月，国家能源局印发《2024 年能源工作指导意见》，要求有序释放煤炭新进产能，推动已核准项目尽快开工建设，在建煤矿项目尽早投产达产，保障煤炭产能接续平稳；建立煤炭产能储备制度，加强煤炭运输通道和产品储备能力建设，提升煤炭供给体系弹性。2024 年 4 月，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》，提出到 2027 年初步建立煤炭产能储备制度，形成一定规模的可调度产能储备，到 2030 年力争形成 3 亿吨/年左右可调度产能储备。产能储备仅为应对极端情形的一种储备措施，日常情况下并不启用。《2024 年能源工作指导意见》确定了“供应保障能力持

续增强”为能源工作的首要目标，煤炭稳产增产。同时，建立煤炭产能储备制度有助于提升煤炭供给弹性，稳定煤炭价格。新能源技术的持续进步以及碳减排趋势带动新能源快速发展，挤压传统能源发展空间。但考虑到中国的资源禀赋、新能源的间歇性特征及煤炭在钢铁生产中的不可替代性等因素，中长期来看，煤炭行业在中国仍有较大发展空间。未来，具有资金、技术、规模、产业链优势的煤炭行业龙头企业将获得更多的政策支持，市场份额有望继续提高，煤炭行业竞争格局将更趋稳定，有利于行业长期稳定发展，降低宏观经济周期波动对行业的影响。

综上所述，根据当前国家经济形势及近几年煤炭价格趋势，本项目评估采用评估基准日前五年一期加权平均价作为评估用煤炭售价。

矿山尚未开采销售，无实际销售价格。故本次评估参考同花顺网站查阅的准格尔旗动力煤 5#: Q4200 五年一期销售价格 415.86 元/吨、动力煤 4#: Q4500 五年一期销售价格 448.06 元/吨、动力煤 3#: Q5000 五年一期销售价格 516.08 元/吨并按发热量进行调整确定评估选取的商品煤销售价格。

根据“选煤厂初步设计”，5 煤层精煤发热量为 5030.17 大卡，混煤为 4308.93 大卡，6 煤层精煤发热量为 5280 大卡，混煤为 4576.34 大卡，其他煤层参考 5 煤层、6 煤层平均确定精煤发热量为 5155.09 大卡，混煤为 4442.64 大卡，则经发热量调整，各煤层销售价格如下：

名称	5 煤		6 煤		其他煤层	
	精煤	混煤	精煤	混煤	精煤	混煤
五年一期销售价格 (元/吨)	519.19	426.64	544.98	455.66	532.09	442.35
折合不含税价格 (元/吨)	459.46	377.56	482.28	403.24	470.87	391.46

故本次评估确定未来年度玻璃沟煤矿 5 煤层精煤销售价格为 459.00 元/吨(取整)，混煤销售价格确定为 378.00 元/吨(取整)；6 煤层精煤销售价格为 482.00 元/吨(取整)，混煤销售价格确定为 403.00 元/吨(取整)；其他煤层精煤销售价格为 471.00 元/吨(取整)，混煤销售价格确定为 391.00 元/吨(取整)。

#### 4. 年销售收入计算

正常年份以 2035 年为例：

$$\begin{aligned} \text{正常年份销售收入} &= 190.32 \times 482.00 + 123.20 \times 403.00 \\ &= 141383.84(\text{万元}) \end{aligned}$$

### (九)投资估算

根据《中国矿业权评估准则》，涉及企业股权转让，同时进行资产评估、土地使用权评估的矿业权评估，评估基准日一致时，可以利用其评估结果作为相应的矿业权评估用固定资产、土地使用权及无形资产和其他长期资产投资额。

玻璃沟煤矿为在建矿山，该项目固定资产投资分为评估基准日已投资及评估基准日后续投资。

#### (1)评估基准日已投资

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“固定资产评估汇总表”及相应的评估明细表中的评估价值、企业提供的在建工程后续投资表作为评估用固定资产投资。根据“固定资产评估汇总表”、“在建工程评估汇总表”及相应的评估明细表，评估基准日固定资产资产评估结果如下表：

根据本公司同一基准日资产评估结果，评估基准日玻璃沟煤矿固定资产如下表(单位：万元)：

序号	项目名称	评估基准日矿山现有资产			
		账面原值	账面净值	评估原值	评估净值
一	固定资产合计	331.63	247.76	314.60	261.37
1	机器设备	331.63	247.76	314.60	261.37
二	在建工程	28853.57	28853.57	29178.20	29178.20
1	井巷工程	6455.47	6455.47	6455.47	6455.47
2	土建工程	1994.65	1994.65	1994.65	1994.65
3	机器设备	10.68	10.68	10.68	10.68
4	待摊投资	20392.78	20392.78	20717.40	20717.40
	其中：建设用地费	4554.68	4554.68	4554.68	4554.68
	利息支出	476.11	476.11	800.73	800.73
	其他	15361.99	15361.99	15361.99	15361.99

上表中待摊投资包含的建设用地费需在无形资产列支，则经归集调整后，本次评估矿山固定资产已投资原值为 24938.11 万元，净值为 24884.88 万元，其中井巷工程原值为 18345.29 万元，净值为 18345.29 万元，房屋建筑物原值为 5668.44 万元，净值为 5668.44 万元，机器设备

原值为 924.38 万元，净值为 871.15 万元。

本次评估将已投固定资产净值在评估基准日一次性全部投入。

## (2) 评估基准日后续投资

根据“矿井初步设计”，设计矿山固定资产投资如下：

序号	生产环节	概 算 价 值(万元)						
		矿建工程	土建工程	设备购置	安装工程	其他费用	工程预备费	合计
1	矿井	55618.01	46173.59	68712.54	23962.27	71150.58	23303.15	288920.14
2	选煤厂		20362.35	9935.28	5514.49	1945.14	2165.84	39923.10

扣除矿山评估基准日现有投资，矿山后续还需投资 290888.15 万元，其中：井巷工程 48581.55 万元、房屋建筑物 64361.77 万元、机器设备 107737.78 万元、其它费用 44738.06 万元(含建设用地费 2696.46 万元、勘探费 2226.21 万元)、工程预备费 25468.99 万元。

注：勘探费按实际未发生的勘探项目估算费用，建设用地费按还未征用的土地计算。

依据《收益途径评估方法规范》及《矿业权评估参数确定指导意见》，固定资产投资按井巷工程、房屋建筑物和机器设备三大类固定资产归集，工程建设其他费用扣除勘探后按比例分摊至井巷工程、房屋建筑物和机器设备三类资产中，不考虑工程预备费。

故经过调整后，固定资产评估基准日后新增投资为 246361.47 万元(含税)，其中：井巷工程 54234.92 万元、房屋建筑物 71851.47 万元、机器设备 120275.08 万元。

本次评估后续投资按投资比例分别在 2025 年 8 月至 2027 年 12 月投入。

(详见附表四和附表一)

## 2. 无形资产投资

### (1) 土地使用权

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。

根据“在建工程—待摊投资清查评估明细表”，玻璃沟煤矿现有建设用地费评估结果为 4554.68 万元；根据“无形资产—土地使用权评估明细表”，土地使用权评估结果为 4167.03 万元。

前述后续建设用地费需 2696.46 万元，则本次评估无形资产—土地使用权为 11418.17 万元，其中评估基准日已投资土地使用权 8721.71 万元，后续土地使用权为 2696.46 万元。

#### (2)村庄搬迁费用

根据“矿井初步设计”，投产前需支出首采区村庄搬迁费用 14135.02 万元，则本次评估村庄搬迁费用为 14135.02 万元，其他采区的村庄搬迁费用参考首采区村庄搬迁费用确定为 13432.04 万元，在二采区开采前支出。

#### (3)后续勘探费用

前述后续勘探费 2226.21 万元。则本次评估无形资产—后续勘探费用为 2226.21 万元。

#### (4)其他无形资产

根据“无形资产—其他无形资产评估明细表”，其他无形资产为 1.19 万元。则本次评估无形资产—其他为 1.19 万元。

综上，本次评估已投入的无形资产—土地使用权及其他无形资产在评估基准日一次性全部投入，后续土地使用权、后续勘探费用及首采区村庄搬迁费用在 2025 年 8 月至 2027 年 12 月均匀投入，其他采区村庄搬迁费用在二采区开采前投入。

### 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%。本项目流动资金按销

售收入的 22.00%计。则：

$$\begin{aligned} \text{本项目所需流动资金} &= 141383.84 \times 22.00\% \\ &= 31104.44(\text{万元}) \end{aligned}$$

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

依据《中国矿业权评估准则》及《矿业权评估参数确定指导意见》，在(拟)建矿山进行评估，可参考接近评估基准日时完成的、由具备相应资质单位编写的矿产资源利用方案、(预)可行性研究报告或矿山设计等类似资料以及现行相关税费政策规定等资料分析估算成本费用，也可参考相关单位公布的价格、定额标准或计费标准信息，类比同类矿山分析确定。

本次评估成本费用参数主要依据“可行性研究报告”，个别参数依据《收益途径评估方法规范》、《矿业权评估参数确定指导意见》、内蒙古自治区相关规定、国家财税有关规定确定，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。

“可行性研究报告”编制时间为2020年7月，距本次评估基准日已近5年，故本次评估对“可行性研究报告”设计的材料费及燃料动力费进行价格指数调整。

评估人员查询国家统计局网站，2020年~2025年7月内蒙古自治区工业生产者购进价格指数统计如下：

日期	工业生产者购进价格指数(%)
2020年	99.50
2021年	127.90
2022年	112.90
2023年	93.10
2024年	96.90
2025年1-7月	93.30

经核实，“可行性研究报告”中设计的成本费用不含增值税，故不作增值税转换。本项目评估采用“费用要素法”估算成本费用，各参数的取值说明如下：

## 2. 外购材料费

根据“可行性研究报告”，采煤单位材料费为 5.10 元/吨，选煤单位材料费为 0.78 元/吨，采选合计单位材料费为 5.88 元/吨；则经价格指数调整，本次评估未来正常生产年份原煤单位外购材料费为 7.11 元/吨。

正常生产年份以 2035 年为例，下同。则：

$$\begin{aligned} \text{年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 2844.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

## 3. 外购燃料及动力费

同“2. 外购材料费”，本次评估未来正常生产年份单位外购材料费为 11.25 元/吨。则：

$$\begin{aligned} \text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 4500.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

## 4. 职工薪酬

同属内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司的老公营子煤矿、六家煤矿及西露天煤矿为井工矿山，职工薪酬平均 34 万元，根据“矿井初步设计”，全矿总职工人数 670 人，经计算，本次评估未来正常生产年份单位职工薪酬合计为 56.95 元/吨。则：

$$\begin{aligned} \text{年职工薪酬} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位职工薪酬} \\ &= 22780.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

## 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《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》(财政部 国家税务总局财税[2008]170 号)，纳税人 2009 年 1 月 1 日以后(含 1 月 1 日)实际发生，并取得 2009 年 1 月 1 日以后开具的增值税扣税凭证上注明的或者依据增值税扣税凭证计算的增值税税额允许抵扣固定资产进项税额。

根据财政部、国家税务总局《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》(财税[2016]36 号)，自 2016 年 5 月 1 日起，在全国范围内全面推开营业税改征增值税试点，建筑业、房地产业、金融业、生活服务业等全部营业税纳税人，纳入试点范围，由缴纳营业税改为缴纳增值税(税率为 11%)，进项税额准予从销项税额中抵扣。

根据财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》(财税[2018]32 号)，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 17%和 11%税率的，税率分别调整为 16%、10%。自 2018 年 5 月 1 日开始执行。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)，自 2019 年 4 月 1 日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%。因此，本次评估将投资中涉及到的房屋建筑物投资额扣除进项税额(税率 9%)后计入房屋建筑物，机器设备投资额扣除进项税额(税率 13%)后计入机器设备。

以 2035 年为例

$$\begin{aligned} \text{房屋建筑物年折旧额} &= (5668.44 + 71851.47 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 \\ &= 2266.93(\text{万元}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{机器设备年折旧额} &= (924.38 + 120275.08 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 \\ &= 8499.53(\text{万元}) \end{aligned}$$

年折旧额 = 2266.93 + 8499.53 = 10766.46(万元)

单位折旧费 = 10766.46 ÷ 400.00 = 26.92(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 2058 年更新投入房屋建筑物(含进项税)78030.07 万元, 在 2037 年、2049 年、2061 年更新投入原有机器设备(含进项税)355.50 万元, 在 2040 年、2052 年、2064 年更新投入后续机器设备(含进项税)120964.13 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。在 2057 年回收房屋建筑物残值 3579.36 万元; 在 2037 年、2049 年、2061 年回收原有机器设备残值 15.73 万元, 在 2039 年、2051 年、2063 年回收后续机器设备残值 5352.40 万元。

该项目在评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备余值为 92089.99 万元。

## 6. 安全费用

根据 2022 年 12 月 13 日财政部办公厅应急部办公厅关于印发《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), 煤炭生产企业依据开采的原煤产量按月提取, 各类煤矿原煤单位产量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, 安全费用标准为吨煤 30 元; (三)其他井工矿吨煤 15 元。根据矿山实际情况, 本次评估确定安全费用为 15.00 元/吨。则:

$$\begin{aligned} \text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 6000.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

## 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)。

按照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 [= 7.00 × 50%]元/吨, 折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则:

$$\begin{aligned} \text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 2800.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 8. 井巷工程基金

由上所述, 本项目评估取单位井巷工程基金为 2.50 元。则:

$$\begin{aligned} \text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 1000.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 9. 修理费

根据“可行性研究报告”, “维修费: 主要是指设备的维修费用, 综采综掘设备按设备投资的 5%计算, 其余设备综合按 2.5%计算。”故本次评估修理费综合考虑按机器设备固定资产原值的 3.00%计算, 则正常年份修理费为 3220.00 万元, 折合单位修理费为 8.05 元/吨。

#### 10. 矿区地质环境治理及土地复垦费用

根据 2023 年 2 月内蒙古质辰测绘有限公司编制的《内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》及其评审表, 方案估算矿山地质环境治理与土地复垦费用总投资 1752.42 万元(扣除基本预备费), 对应服务年限 24.25 年, 则本次评估未来正常生产年份矿区地质环境治理及土地复垦费用 72.26 万元, 折合单位矿区地质环境治理及土地复垦费用 0.18 元/吨。

#### 11. 无形资产摊销

根据《收益途径评估方法规范》及《矿业权评估参数确定指导意见》, 土地使用权摊销年限, 应以土地使用权剩余使用年限确定。当土地使用权剩余使用年限大于评估计算年限时, 以评估计算年限作为

土地使用权摊销年限。其他无形资产可在矿山生产期内按 10 年或矿山受益期(矿山服务年限)或评估计算的服务年限计提摊销费。

工业用地使用年限为 50 年，大于评估计算年限，则土地使用权按照矿山计算年限摊销；村庄搬迁费按评估计算年限进行摊销；后续勘探费用及其他无形资产按 10 年进行摊销。以 2035 年为例，则：

$$\text{年土地使用权摊销费} = 11418.17 \div 42.80 = 266.78(\text{万元})$$

$$\text{年村庄搬迁费摊销费} = 14135.02 \div 42.80 = 330.26(\text{万元})$$

$$\text{年后续勘探费用及其他无形资产摊销费} = (2226.21 + 1.19) \div 10 = 222.74(\text{万元})$$

年摊销费合计为 819.79 万元。

折合单位摊销费用为 2.05 元/吨。

## 12. 地面塌陷补偿费

根据“可行性研究报告”，地面塌陷补偿费为 1.50 元/吨；则本次评估未来正常生产年份原煤单位地面塌陷补偿费为 1.50 元/吨。

正常生产年份以 2035 年为例，下同。则：

$$\begin{aligned} \text{年地面塌陷补偿费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位地面塌陷补偿费} \\ &= 600.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

## 13. 水土保持补偿费

根据内蒙古自治区财政厅发展和改革委员会水利厅中国人民银行呼和浩特中心支行关于印发《内蒙古水土保持补偿费征收使用实施办法》的通知(内财非税规[2015]18号)，开采期间，石油、天然气以外的矿产资源按照开采量计征收费标准为每吨 2 元，其中：褐煤按照每吨 1 元(不足 1 吨的按 1 吨计)；石油、天然气按照生产量计征，原油每吨 20 元，天然气每立方米 0.006 元。故本次评估水土保持补偿费按 2.00 元/吨的标准计算。则

$$\begin{aligned} \text{年水土保持补偿费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位水土保持补偿费} \\ &= 400.00 \times 2.00 \\ &= 800.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

## 14. 其它支出

根据“可行性研究报告”，其他支出包括行政办公费用、差旅费、咨询(顾问)费、中介机构服务费、业务招待费、印花税、植树造林

费 0.15 元/t; 水土流失防治费 0.50 元/t; 环境恢复治理基金 1.44 元/t, 水利建设基金(营业收入的 1‰)等, 其他费用参照类似条件矿井实际成本情况计算。其他支出 4.56 元/t。由于环境恢复治理基金、水利建设基金重新计算, 故扣除上述两项费用后的其他支出为 3.65 元/吨, 本次评估未来正常生产年份单位其他支出确定为 3.65 元/吨,

则以 2035 年为例:

$$\begin{aligned} \text{年其他支出} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他支出} \\ &= 1460.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 15. 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, 贷款利率按评估基准日执行的一年期贷款市场报价利率(LPR)3.00%, 单利计息, 则以 2035 年为例:

$$\begin{aligned} \text{年流动资金贷款利息} &= 31104.44 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 653.19(\text{万元}) \end{aligned}$$

折合单位财务费用为 1.63 元。

#### 16. 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、摊销费和利息支出后的全部费用。

以 2035 年为例, 评估对象的单位总成本费用为 145.79 元/吨、单位经营成本 109.19 元/吨; 年总成本费用 58315.70 万元、年经营成本 43676.26 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承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

$$\text{年应纳增值税额} = \text{当期销项税额} - \text{当期进项税额} - \text{不动产进项税}$$



额抵扣 - 当期机器设备进项税额抵扣

$$\text{销项税额} = \text{销售收入} \times \text{销项税税率}$$

$$\text{进项税额} = (\text{外购材料费} + \text{外购燃料及动力费} + \text{修理费}) \times \text{进项税税率}$$

根据财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》(财税[2018]32号), 纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物, 原适用17%和11%税率的, 税率分别调整为16%、10%。自2018年5月1日开始执行。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), 自2019年4月1日, 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%, 纳税人取得不动产或者不动产在建工程的进项税额不再分2年抵扣。

故2019年4月1日后, 销项税税率取13%。为简化计算, 进项税额以外购材料费、外购燃料及动力费、修理费之和为税基, 税率为13%。机器设备进项税税率为13%, 房屋建筑物进项税税率为9%。

进项税额抵扣的顺序为先抵扣材料费、燃料动力费、修理费的进项税, 后抵扣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, 可延至下一年抵扣, 直至将进项税额抵扣完毕。

正常年份以2035年为例, 计算过程如下:

$$\text{年销项税额} = \text{年销售收入} \times 13\%$$

$$= 18379.90(\text{万元})$$

$$\text{年进项税额} = (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费}) \times 13\%$$

$$= 1373.32(\text{万元})$$

$$\text{年应纳增值税} = \text{销项税额} - \text{进项税额} - \text{不动产进项税额抵扣} - \text{机器设备进项税额抵扣}$$

$$= 17006.58(\text{万元})$$

## 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》。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%。矿山所在地为内蒙古自治区鄂尔多斯市薛家湾镇，该矿山城市维护建设税税率为 5%，因此，本次评估城市维护建设税税率取 5%。则：

$$\begin{aligned} \text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 5\% \\ &= 850.33(\text{万元}) \end{aligned}$$

### 3. 教育费附加及地方教育附加

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：

$$\begin{aligned} \text{年教育费附加及地方教育附加} &= \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%) \\ &= 850.33(\text{万元}) \end{aligned}$$

### 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%，则本次评估资源税按销售价格的 9%估算。

以 2035 年为例

$$\begin{aligned} \text{年资源税} &= \text{年洗选后商品煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 12724.55(\text{万元}) \end{aligned}$$

### 5. 水利建设基金

根据内蒙古自治区财政厅 税务局 水利厅《关于印发自治区水利建设基金筹集和使用管理实施细则的通知》(内财税[2021]第 1055 号)，2022 年 1 月 1 日起，自治区行政区域内以纳税人依法实际缴纳的增值税、消费税税额(以下简称两税税额)为计费依据，乘以具体适用费率计

征地方水利建设基金，与增值税、消费税同时缴纳。其中，2022年具体适用费率为1%；2023年起具体适用费率为0.5%。则本次评估按照增值税的0.5%计算水利建设基金，以2035年为例

$$\begin{aligned} \text{年水利建设基金} &= \text{年正常年份增值税} \times \text{适用费率} \\ &= 85.03(\text{万元}) \end{aligned}$$

## 6. 矿业权出让收益

根据财政部自然资源部 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，自2023年5月1日起实施)，矿业权出让收益征收方式包括按矿业权出让收益率形式征收或按出让金额形式征收。其中按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种，具体范围为本办法所附《按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种目录(试行)》；根据其第八条：按协议方式出让探矿权、采矿权的，成交价按起始价确定，在出让时征收；在矿山开采时，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益。其第十五条：“已设且进行过有偿处置的采矿权，涉及动用采矿权范围内未有偿处置的资源储量时，比照协议出让方式，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益”。

根据“内蒙古自治区采矿权出让合同(探转采)”(合同编号：1500022010C018)，资源储量45154万吨已缴纳探矿权价款，本次评估保有资源储量为46908.60万吨，其中1754.60万吨属于新增资源储量，属于按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种目录范围内，根据该目录规定：煤的征收率为原矿产品收入的2.40%，根据“内蒙古自治区自然资源厅 财政厅 国家税务总局内蒙古自治区税务局关于确定内蒙古自治区矿产品销售收入转换系数和地热、矿泉水矿产品销售收入核定价格的通知”，煤炭由选矿转换为原矿的转换系数为0.9，本次评估依此对未来生产期矿业权出让收益进行估算，矿山于2069年开始征收出让收益，矿业权出让收益合计为4439.38万元。

正常年份年销售税金及附加合计为14510.24万元。

## (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 2035 年为例，企业所得税为 17139.47 万元。

### (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：

$$\text{折现率} = \text{无风险报酬率} + \text{风险报酬率}$$

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，无风险报酬率即安全报酬率，通常可以参考政府发行的中长期国债利率或同期银行存款利率来确定。国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。根据 WIND 资讯系统所披露的信息，10 年期国债在评估基准日的到期年收益率为 1.70%，则本次评估无风险报酬率确定为 1.70%。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，风险报酬率采用“风险累加法”估算。“风险累加法”是将各种风险对风险报酬率的要求加以量化并予以累加。矿产勘查开发行业，面临的主要风险有很多种，其主要风险有：勘查开发阶段风险、行业风险、财务经营风险、社会风险、其他个别风险。玻璃沟煤矿正在建设中，预计 2027 年底建设完毕投产，勘查开发阶段风险确定为 1.00%；煤炭开采行业总体属高危行业，行业风险确定为 2.00%；玻璃沟煤矿矿区面积较大，后期还需支付村庄搬迁费用，具有一定财务经营风险，财务经营风险确定为 1.50%。个别风险取值 2.00%。则本次评估各风险报酬率确定为 6.50%。

综合折现率取值区间和矿山开发程度，本次评估折现率确定为 8.20%。

## 十一、评估假设

本报告所称矿业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市场价值意见：

(1)以采矿许可证内已评审的资源储量为基础，且营业执照、采矿许可证到期可以顺利延续；

(2)以设定的生产方式、建设期、生产规模、产品结构及开发技术

水平为基准且持续经营；

(3)假设未来年度生产、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。

## 十二、评估结论

本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权”于2025年7月31日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现值为257828.20万元，采矿权评估价值为257828.20万元，大写人民币贰拾伍亿柒仟捌佰贰拾捌万贰仟元整。

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)内蒙古自治区准格尔煤田玻璃沟煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2051 年 4 月 27 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期，本次评估假设采矿权人会根据国务院第 241 号令、国务院令第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二)根据“内蒙古自治区采矿权出让合同(探转采)”(合同编号:1500022010C018)，资源储量 45154 万吨探矿权价款已全部缴纳完成，在采矿权矿区范围内，除出让的资源储量外，新增资源储量或新增开采矿种，应按照规定缴纳采矿权收益。本次评估保有资源储量为 46908.60 万吨，其中 1754.60 万吨属于新增资源储量，该部分新增的资源储量应当在何时进行有偿处置、以何种模式进行有偿处置的问题，相关政府部门尚未向玻璃沟口头或书面出具明确意见。本次评估根据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，自 2023 年 5 月 1 日起实施)及所附《按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种目录(试行)》规定的矿业权出让收益率计算矿山生产期应缴纳的矿业权出让收益，并列入税金及附加科目。

(三)本次评估确定可采储量时，对于(333)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。

(四)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人之间无任何利害关系。

(五)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、补勘报告、初步设计等)，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。

本次评估结果依据了矿业权人提供的补勘报告、初步设计及现有财务资料等作出。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。

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

(七)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。

(八)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)本评估报告只能由在委托合同中载明的矿业权评估报告使用者使用或由评估管理机关或其授权的单位审查评估报告和检查评估时使用；

(二)本评估报告仅供评估委托人在评估报告所述评估目的下使用，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；


(三)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；

(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、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(王军好): 

矿业权评估师(王桂玲、王军好):  

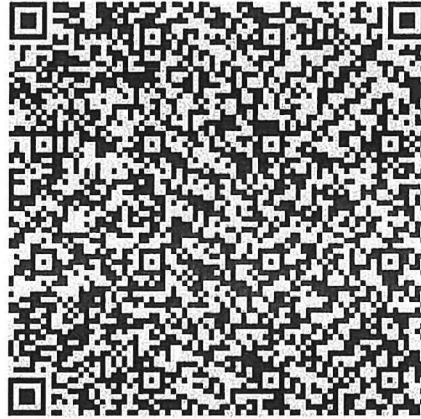
北京中企华资产评估有限责任公司  
二〇二五年十二月十六日







**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:1102420250202064434

评估委托方： 国家能源投资集团有限责任公司和中国神  
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： 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格  
乌拉南露天煤矿采矿权评估报告

报告内部编号： 中企华矿评报字[2025]第1078号

评 估 值： 704777.33(万元)

报告签字人： 王军好 (矿业权评估师)  
王桂玲 (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。

# 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天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、评估委托人和采矿权人 .....	7
三、评估对象和范围 .....	9
(一)评估对象和范围 .....	9
(二)矿业权历史沿革 .....	10
(三)矿业权价款或出让收益处置情况、评估史 .....	11
四、评估目的 .....	12
五、评估基准日 .....	12
六、评估依据 .....	12
(一)法规、规范依据 .....	12
(二)行为、产权和取价依据 .....	14
七、评估实施过程 .....	15
八、矿产资源勘查和开发概况 .....	16
(一)矿区位置和交通 .....	16
(二)自然地理及经济状况 .....	17
(三)地质勘查工作概况及取得成果 .....	19
(四)矿区地质概况 .....	20
(五)矿产资源情况 .....	22
(六)开采技术条件 .....	33
(七)矿山开发利用现状 .....	35
九、评估方法 .....	36
十、评估指标和参数 .....	36
(一)保有资源储量 .....	37

(二)评估利用矿产资源储量.....	38
(三)采选方案、产品方案.....	39
(四)评估利用可采储量.....	39
(五)生产能力和服务年限.....	39
(六)销售收入.....	40
(七)投资估算.....	43
(八)成本估算.....	45
(九)销售税金及附加.....	53
(十)所得税.....	56
(十一)折现率.....	56
十一、评估假设.....	56
十二、评估结论.....	57
十三、评估基准日期后重大事项.....	57
十四、特别事项说明.....	58
十五、评估报告的使用限制.....	59
十六、评估报告日.....	59
十七、评估机构和评估责任人.....	60
十八、内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤 矿采矿权评估报告附表目录	

附表一 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤  
矿采矿权评估价值估算表

附表二 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤  
矿采矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表

附表三 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤  
矿采矿权评估销售收入估算表

附表四 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤  
矿采矿权评估资产投资估算表

附表五 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤  
矿采矿权评估资产折旧和摊销费用估算表

附表六 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤

矿采矿权评估单位成本估算表

附表七 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权评估税费估算表

十九、内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权评估报告附件(另册装订)

# 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南 露天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和中国神华能源股份有限公司。

评估对象：内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权(以下简称“贺斯格乌拉南露天煤矿”)。

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。为此需对涉及的内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权市场价值进行评估，为上述经济行为提供价值参考。

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：评估基准日贺斯格乌拉南露天煤矿保有资源储量为 98181.87 万吨；评估利用资源储量为 70864.28 万吨；评估利用可采储量为 51164.84 万吨；评估确定生产能力为 1500.00 万吨/年；评估计算年限为 31.96 年；产品方案为原煤；评估基准日本次评估矿山固定资产已投资原值为 343640.24 万元，净值为 270597.62 万元，在建工程为 21187.32 万元，2025 年 8-12 月尚有后续投资 4839.28 万元(含税)，2026 年尚有后续投资 30780.44 万元(含税)；无形资产—土地使用权为 267903.35 万元，后续土地支出 41032.80 万元，无形资产—其他无形资产投资为 2913.76 万元，长期待摊费用 5584.76 万元；以 2036 年为例，原煤销售价格(不含税)218.00 元/吨；正常年份销售收入为 327000.00 万元；单位总成本费用为 111.02 元/吨、单位经营成本 90.81 元/吨；年总成本费用 166534.65 万元、年经营成本 136210.92 万元；折现率为 7.80%。

评估结论：本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算

得“内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权”于2025年7月31日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现值为704777.33万元，采矿权评估价值为704777.33万元，大写人民币柒拾亿肆仟柒佰柒拾柒万叁仟叁佰元整。

特殊事项说明：

(一)内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至2050年01月03日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期，本次评估假设采矿权人会根据国务院第241号令、国务院令第653号《矿产资源开采登记管理办法(2014修订)》，在采矿许可证有效期届满30日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二)矿山井工区一直未开采，未动用资源量，保有资源量25854万吨(探明资源量12111万吨，控制资源量364万吨，推断资源量13379万吨)。由于地下开采无相关设计资料，矿山目前亦无开采计划，故本次评估亦未对其进行利用。

(三)根据采矿权人提供的“贺矿征地工作相关情况说明”，贺矿八期用地涉占湿地面积69.373公顷，因现行政策未涉及一般湿地恢复费缴纳标准，待一般湿地恢复费缴纳标准出台后，锡林河公司足额补缴相应费用，目前无法预测缴纳金额，故本次评估亦未预测该费用。

(四)本次评估确定可采储量时，对于(333)/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以及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：

以上内容摘自内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权评估报告，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该采矿权评估报告全文。

法定代表人(权忠光):



项目负责人(王军好):



矿业权评估师(王桂玲、王军好):



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





# 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天 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和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，对内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天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内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权进行了尽职调查、市场调查与询证，对该采矿权在 2025 年 7 月 31 日所表现出的市场价值进行了估算，现将该采矿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；（见附件 1，另册装订）

“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资[2000]005 号。（见附件 2，另册装订）

### 二、评估委托人和采矿权人

#### （一）评估委托人

本次评估的委托人为国家能源投资集团有限责任公司和中国神华能源股份有限公司

委托人之一：

名称：国家能源投资集团有限责任公司

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。)

委托人之二：

名称：中国神华能源股份有限公司

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

机构名称：内蒙古锡林河煤化工有限责任公司；

住 所：内蒙古自治区锡林郭勒盟贺斯格乌拉牧场；

法定代表人：王寿坤；

企业类型：有限责任公司(国有控股)；

统一社会信用代码：9115259178304843XA；

经营范围：许可项目：煤炭开采；建设工程施工。(依法需经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准)

一般项目：煤炭及制品销售；以自有资金从事投资活动；承接总公司工程建设业务；工程管理服务；化工产品销售(不含许可类化工产品)；污水处理及其再生利用；专用设备修理；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；机械设备租赁。(除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动)

## 三、评估对象和范围

### (一)评估对象和范围

本项目评估对象是内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权(以下简称“贺斯格乌拉南露天煤矿”)。

采矿许可证证号：C1000002020011110149419；采矿权人：内蒙古锡林河煤化工有限责任公司；矿山名称：内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿；开采矿种：煤；开采方式：露天开采；生产规模：1500万吨/年；矿区面积：27.2312平方公里；有效期限：叁拾年，自2020年01月03日至2050年01月03日；发证机关：自然资源部，矿区共有10个拐点圈定。拐点坐标如下(2000国家大地坐标系)：

2000 国家大地坐标系			2000 国家大地坐标系		
拐点编号	X	Y	拐点编号	X	Y
1	5087368.44	40430105.16	6	5093998.97	40435399.58
2	5088553.89	40430080.65	7	5093736.15	40435478.21
3	5092104.92	40431755.60	8	5088464.49	40435423.09
4	5093258.94	40432729.58	9	5087325.38	40433948.79
5	5094258.96	40434219.57	开采标高 +925m ~ +300m		

故本次评估范围为上述采矿权拐点坐标圈定的范围及范围内的保有资源储量。

## (二)矿业权历史沿革

2003年7月25日，内蒙古扎鲁特旗兴塔矿业有限公司依法取得了由内蒙古自治区国土资源厅颁发内蒙古自治区东乌珠穆沁旗贺斯格乌拉牧场煤矿点地质普查勘查许可证，勘查面积 271.62km<sup>2</sup>，有效期限 2003年7月25日至2004年7月25日。经延续后，有效期限至2006年7月25日。

2006年3月，内蒙古扎鲁特旗兴塔矿业有限责任公司和河北迁安化工有限责任公司共同成立了内蒙古锡林河煤化工有限责任公司，注册资金为2亿元人民币。2008年4月，探矿权人由内蒙古扎鲁特旗兴塔矿业有限公司变更为内蒙古锡林河煤化工有限责任公司，重新向国土资源部申领勘查许可证，勘查面积 111.16km<sup>2</sup>，有效期限 2008年4月20日至2009年7月25日。经延续后，有效期限至2011年7月25日。

2010年12月，内蒙古锡林河煤化工有限责任公司向国土资源部申请办理探矿权分立，分立为“内蒙古自治区贺斯格乌拉南露天煤矿勘探”和“内蒙古自治区贺斯格乌拉煤矿井田勘探”两探矿权，面积分别为 27.54km<sup>2</sup>和 35.92 km<sup>2</sup>，有效期限均为 2010年12月28日至2011年7月25日。

2011年6月，内蒙古锡林河煤化工有限责任公司取得了内蒙古自治区贺斯格乌拉南露天煤矿勘探(保留)项目的探矿权，国土资源部为其颁发勘查许可证，证号为 T01520080401000392，有效期限为 2011年7月25日~2013年7月25日，勘查面积 27.61 km。经几次延续保留后，有效期限至2019年7月25日

2012年3月，国土资源部对内蒙古锡林河煤化工有限责任公司申

请划定矿区范围予以批复(《国土资源部划定矿区范围批复》(国土资矿划字(2012) 018 号)), 矿区范围由 9 个拐点(1980 年西安坐标系)圈定, 标高从 925 米到 300 米, 矿区面积约 27.2312 km<sup>2</sup>, 资源量约 12.18 亿吨, 拟规划生产能力为 1500 万吨/年。经几次延续后, 预留期延续至 2019 年 3 月 8 日。

自然资源部于 2020 年 1 月 3 日颁发内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权的采矿许可(证号: C1000002020011110149419), 采矿权人: 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司, 矿山名称: 内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿, 开采矿种: 煤, 开采方式: 露天开采, 矿区面积: 27.2312 平方公里, 有效期限: 叁拾年, 自 2020 年 01 月 03 日至 2050 年 01 月 03 日, 开采深度: 由 925 米至 300 米标高。

### (三)矿业权价款或出让收益处置情况、评估史

矿权人依据内蒙古自治区人民政府文件(内政发[2005]210 号)文, 于 2006 年 5 月 25 日向自治区国土资源厅按每平方公里 1 万元价款缴纳探矿权价款 163.31 万元。截止评估基准日, 上述探矿权价款已全部缴纳。

2018 年 10 月, 原内蒙古自治区国土资源厅委托北京海地人资源咨询有限责任公司对“内蒙古自治区贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权”进行出让收益评估, 并于 2018 年 10 月 25 日出具了《内蒙古自治区贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权出让收益评估报告书》(海地人评报字[2018]第 09 号 总第 797 号), 评估基准日 2018 年 9 月 30 日, 评估保有资源量为 121124 万吨, 评估利用资源量为 121124 万吨, 计算单位资源储量价值评估利用的可采储量 48840 万吨, 评估价值为 344783.69 万元。

根据内蒙古自治区财政厅国土资源厅关于印发《内蒙古自治区矿业权出让收益征收管理实施办法(试行)的通知》(内财非税规(2017)24 号)第二章第七条申请在先取得煤炭的探矿权或已转为采矿权的, 属于空白区或预测区未经评估按每平方公里收取 1 万元价款的, 按本办法和《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》评估缴纳采矿权出让收益, 其出让收益中应扣减矿业权人已缴纳的价款。尚未转为采矿权的, 应在

采矿权新立时以协议方式征收采矿权出让收益。

矿权人已于 2006 年 5 月 25 日向自治区国土资源厅按每平方公里 1 万元价款缴纳探矿权价款 163.31 万元，截止到评估基准日评估对象面积为 27.2312km<sup>2</sup>，核减后为 344756.46 (=344783.69 - 27.2312)万元。

内蒙古自然资源厅于 2018 年 12 月出具《矿业权出让收益评估报告公开使用证明》

根据“内蒙古自治区采矿权出让合同(探转采)”(合同编号：C1500012018C013)、“内蒙古自治区采矿权出让合同”(合同编号：C15000022020C010)，采矿权出让收益总额共计 344756.46 万元，首期缴纳 68952 万元，剩余出让收益在 2021 年至 2050 年分 30 年缴纳，每年缴纳 9193.482 万元。采矿权人已于 2019 年 3 月 31 日缴纳了首期矿业权出让收益 68952 万元，于 2020 年 12 月至 2025 年 6 月缴纳首第一期至第五期共 55160.892 万元，剩余 220643.568 万元尚未缴纳。

### 3.评估史

除上述出让收益评估报告外，本次未收集到其他评估报告。

## 四、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。为此需对涉及的内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权市场价值进行评估，为上述经济行为提供价值参考。

## 五、评估基准日

本次矿业权评估基准日为 2025 年 7 月 31 日。评估报告中计量和计价标准，均为该基准日客观有效标准。

## 六、评估依据

### (一)法规、规范依据

1. 《中华人民共和国矿产资源法》(根据 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. 《矿产资源矿区块登记管理办法》(国务院 1998 年第 240 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
5. 《矿产资源开采登记管理办法》(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. 《探矿权采矿权转让管理办法》(国务院 1998 年第 242 号令发布, 2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
7. 《关于印发<矿业权评估管理办法(试行)>的通知》(国土资发[2008]174 号);
8. 《国务院关于印发矿产资源权益金制度改革方案的通知》(国发[2017]29 号);
9. 《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);
10. 《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);
11. 《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);
12. 《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);
13. 《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);
14. 《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);
15. 财政部、国家税务总局财税[2016]36 号文《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》;
16. 《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》;
17. 《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);

18. 《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);

19. 《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);

20. 《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财综[2010]98 号);

21. 《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);

22. 《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);

23. 《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);

24. 《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会, 2008 年 8 月);

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

26. 《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);

27. 《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908 - 2020);

28. 《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766 - 2020);

29. 《矿产地质勘查规范煤》(DZ/T0215-2020);

30. 《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. 承诺函;

2. 评估委托人和采矿权人营业执照;



3. 采矿许可证(证号: C1000002020011110149419);
4. 《内蒙古自治区东乌珠穆沁旗贺斯格乌拉南露天煤矿煤炭资源储量核实报告》评审意见书(国土资矿评储字[2018]51号)及备案证明(自然资储备字[2018]11号);
5. 《内蒙古自治区东乌珠穆沁旗贺斯格乌拉南露天煤矿煤炭资源储量核实报告》(内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队, 2018 年 1 月);
6. 《内蒙古自治区乌拉盖管理区贺斯格乌拉南露天煤矿 2024 年储量年度报告》(中国煤炭地质总局一二九勘探队, 2025 年 1 月)及其评审意见书;
7. 《内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿初步设计修编说明书》(中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司, 2024 年 7 月);
8. 采矿权出让收益资料;
9. 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 31 日至 2025 年 12 月 16 日,在评估委托人的配合下,对内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权实施了如下评估程序:

### (一)接受委托阶段

2025 年 8 月评估委托人经过必要的程序,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矿业权有关情况。

### (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

评估人员于 2025 年 8 月 31 日至 9 月 5 日赴内蒙古自治区锡林郭勒

盟乌拉盖管理区对评估对象的现状、地质、储量情况等有关情况进行了解，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、初步设计等，同时对资料存在的问题与矿山相关人员交换了意见。

#### (四) 评定估算阶段

2025年9月6日至10月27日依据收到的收集，经归纳、整理、分析，确定评估方案，选取评估方法和相关评估参数，对内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权价值进行评定估算，并完成评估报告初稿。

#### (五) 提交报告阶段

2025年10月28日至12月5日经公司内部审核，对提出的有关审核意见进行了修改。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。经评估委托人确认后，2025年12月16日将正式的采矿权评估报告提交给评估委托人。

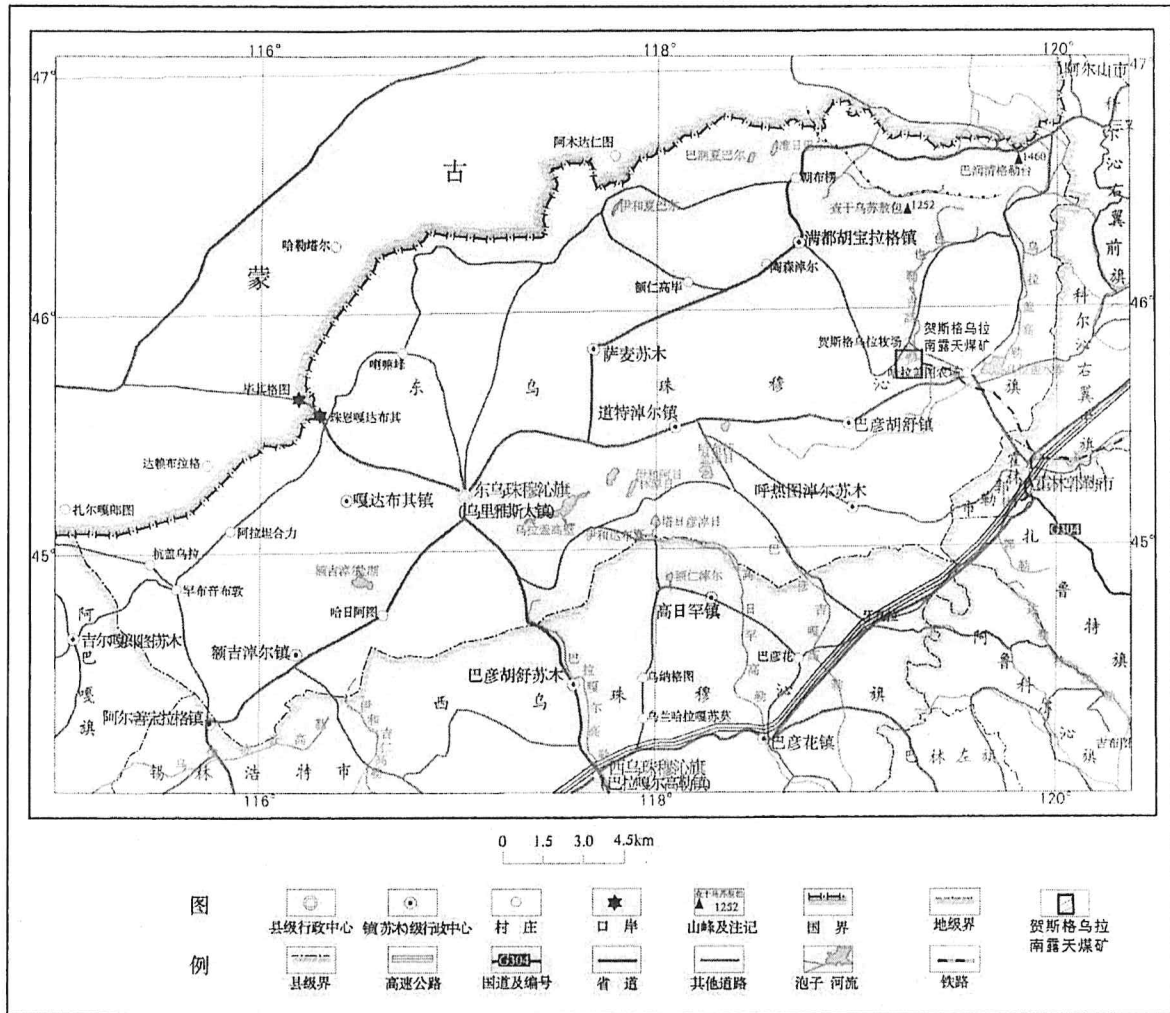
### 八、矿产资源勘查和开发概况

#### (一) 矿区位置和交通

贺斯格乌拉牧场煤田位于内蒙古自治区锡林郭勒盟乌拉盖管理区巴音胡硕镇东北40km，地理坐标为(1980年西安坐标系)：东经：119°05'49"~119°09'57"；北纬：45°55'05"~45°58'49"，矿区中心点坐标：119°08'26"，45°56'44"，行政区划为乌拉盖管理区。

矿区位于东乌珠穆沁旗东北，方位75°，直距约173km。距国家二类陆路口岸珠恩嘎达布其230km，西南距国家十四个大型煤炭基地之一的蒙东基地白音华煤田100km，东南与全国大型露天煤矿—霍林河矿区及霍林郭勒市相连，公路里程78km。东与全国著名旅游疗养城市阿尔山市相距200km，省道S101线经过巴音胡硕镇和两个农牧场场部横穿矿区。霍林郭勒市珠斯花车站至贺斯格乌拉煤矿全长65km的铁路已建成通车，作为本区煤炭外运的主要通道。相距90km的霍林郭勒市民用飞机场已经开通。同哈尔滨、沈阳、长春等东北大城市相距均在

700km 之内，区位优势明显。交通较为便利。矿区交通位置见下图：



## (二)自然地理及经济状况

贺斯格乌拉牧场煤盆地地处大兴安岭南段脊部，呈北北东向展布的山间盆地。盆地长 45km，平均宽约 5km，盆内地势总体北高 (930m)、南低(900m)，高差约 30m。沼泽地形，低洼之处，沼泽密布。周边为低山地形，海拔一般在 1100m 左右。本区位于贺斯格乌拉牧场煤盆地南部，最高点位于本区南部，海拔高程为 921m，最低点位于东南部，海拔高程为 900m。

矿区的东部有色也勒钦高勒老年期季节性河流由北向南蜿蜒通过全区，最后汇入乌拉盖河，境内流长近 50km，水量不大，为季节性河流。

色也勒钦高勒河位于乌拉盖管理区境内，是乌拉盖尔河的一条支流，河谷呈 U 型，河床宽 6~10m，水深 0.5m 左右。该河发源于东乌旗

宝格达山林场分场西北 12km，海拔 1260m，向西南倾斜，东经 119°30′，北纬 46°25′，向西南流至贺斯格乌拉牧场转向正南至孤山东，从右侧汇入乌拉盖尔河，入口海拔为 882m，全河除河源 7km 长为干河，以下均有清水或间歇水，该河两岸为宽窄不一的沼泽地，贺斯格以下连续有 2~6km 宽的沼泽地，在左岸有贺斯格淖尔、布尔德淖尔格都尔淖尔等。小水时独立存在，大水时与该河水连通，互起调节作用。两侧有支流汇入。色也勒钦高勒河集水面积 1980.87km<sup>2</sup>，河长为 140.2km，河道平均比降 0.92‰。色也勒钦高勒河多年平均径流量 2674 万 m<sup>3</sup>，流经深 13.5mm。1998 年遇特大洪水，根据《98.8 乌拉盖河暴雨洪水调查报告》，色也勒钦高勒河洪峰流量为 43.6m<sup>3</sup>/s。

该区属大陆性气候，春季多风少雨，气候干旱，夏季炎热，冬季寒冷而漫长。据乌拉盖气象局资料(1998~2017 年)，年降水量 189.9~492.5mm，年蒸发量为 1996.2~1835.2mm。每年的 6、7、8 三个月为雨季，占全年降水量的 70%，年最低气温-42.1℃(2004 年)，年最低气温平均-35.0℃，年最高气温 41.2℃(2016 年)，年最高气温平均 35.3℃。每年 9 月~翌年 4 月为霜冻期，最大冻土层 3.6m。

历年最大风速 28.0m/s，平均风速 4.0m/s，多年平均汛期最大风速 17.6m/s，多年平均最大风速 21.3m/s，主风向多为西北风。

依据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，该区地震动峰值加速度为 0.05g，对照地震烈度为 VI 度，为弱震区。历史上未发生过破坏性大的地震、滑坡、泥石流、塌陷等地质灾害，地质环境质量中等。

乌拉盖管理区位于内蒙古自治区东北部，因流经全境的内蒙古最大内陆河乌拉盖河而得名，地处锡林郭勒盟、兴安盟、通辽市交界地带，南与霍林郭勒市接壤，东北与阿尔山市毗邻。土地总面积 5031 平方公里，常住人口 2.35 万人，辖巴彦胡硕 1 个建制镇(管委会所在地)和哈拉盖图、乌拉盖、贺斯格乌拉 3 个国有农牧场，是锡林郭勒盟 13 个旗县市区之一。境内自然资源丰富，水资源总量约占锡林郭勒盟总储量的 1/3，煤炭资源已探明储量 25 亿吨，为中灰、低硫、低磷优质动力褐煤，拥有内蒙古最为完好的天然草原 672 万亩，野生植物 850 余种，素有“天边草原”的美誉。

### (三)地质勘查工作概况及取得成果

自贺斯格乌拉煤田开发以来，做了许多地质勘探工作，主要是：

1、1979 年内蒙古地质矿产局区域地质测量队在该区进行了区域地质测量工作，提交了《1: 20 万贺斯格乌拉幅区域地质调查报告》。

2、2004 年兴塔矿业有限责任公司曾委托内蒙古自治区 115 地质队在该区进行勘查工作，共投入 22 个钻孔，4907m。当年 8 月 115 队向委托单位提出难于继续全面完成勘查任务，希望另选地质队伍完成下步工作。兴塔矿业有限责任公司与内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队达成协议，完成该区煤炭资源勘查工作。9 月 24 日内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队派人进入工作区了解情况，接收前阶段已取得的地质资料，经过整理、分析认为之前的钻探工作存在一定问题。

3、2005 年 8 月兴塔矿业有限责任公司提交的《内蒙古自治区锡林郭勒盟贺斯格乌拉露天煤矿勘探报告》，在此基础上进行补充勘探。

4、2006 年 6 月内蒙古扎鲁特旗兴塔矿业有限责任公司委托内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队编制了《内蒙古自治区锡林郭勒盟贺斯格乌拉南部区露天煤矿勘探报告》。2006 年 7 月 11 日中华人民共和国国土资源部以国土资储备字[2006]225 号文《关于〈内蒙古自治区锡林郭勒盟贺斯格乌拉南部区露天煤矿勘探报告〉矿产资源储量评审备案证明》对该报告予以备案。该报告提交全区共获得资源/储量 1208.42Mt。露天采区获得资源/储量共计 949.51Mt。其中：探明的经济的基础储量(121b)591.10Mt；控制的经济的基础储量(122b)169.41Mt；推断的内蕴经济的资源量(333)189.01Mt。井工采区共获资源量 258.91Mt。其中：探明的资源量(331)144.44Mt；控制的资源量(332)17.58Mt；推断的资源量(333)96.89Mt。

5、2011 年 4 月，内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队编制的《内蒙古自治区东乌珠穆沁旗贺斯格乌拉南露天煤矿资源储量核实报告》，中华人民共和国国土资源部出具了〈关于《内蒙古自治区东乌珠穆沁旗贺斯格乌拉南露天煤矿资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明〉(国土资储备字[2011]154 号)。区内共获得资源储量 1217.6825Mt，其中露天采区：获得资源储量共计 950.0052Mt，井工采

区：共获资源量 267.6773Mt。

6、2018年1月31日，内蒙古自治区煤田地质局472勘探队编制的《内蒙古自治区东乌珠穆沁旗贺斯格乌拉南露天煤矿资源储量核实报告》，截至2017年10月31日，矿田内保有资源储量1100.47Mt，动用资源储量110.77Mt，累计查明资源储量1211.54Mt。露天采区保有资源储量841.93Mt。井工采区保有资源量258.54Mt。中华人民共和国国土资源部以“关于《内蒙古自治区东乌珠穆沁旗贺斯格乌拉南露天煤矿资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明”（国土资储备字[2011]154号）予以备案。

#### (四)矿区地质概况

##### 1. 地层

揭露地层主要有侏罗系上统满克头鄂博组(J<sub>3</sub>mk)、侏罗系上统白音高老组(J<sub>3</sub>b)、白垩系下统大磨拐河组(K<sub>1</sub>d)及新生界第四系(Q)。

##### (1)侏罗系上统满克头鄂博组(J<sub>3</sub>mk)

该区外西北角出露，为满克头鄂博组第一岩段(J<sub>3</sub>mk<sup>1</sup>)，岩性为褐黄色至灰黄色火山角砾凝灰岩、晶屑岩屑凝灰岩、层凝灰岩夹灰白色凝灰岩及绿褐色中粒砂岩。

##### (2)侏罗系上统白音高老组(J<sub>3</sub>b)

该区东西两侧出露，岩性为紫褐色含火山角砾凝灰岩、灰色火山角砾熔结凝灰岩，紫色安山质英安岩、灰色安山岩，灰、灰黄色火山角砾岩的陆相火山碎屑岩，为大磨拐河组的基底，接触关系为不整合接触。

##### (3)白垩系下统大磨拐河组(K<sub>1</sub>d)

根据钻探资料得知，岩性主要由灰至深灰色粉砂岩、泥岩、细砂岩、浅灰~灰白色中、粗砂砾岩及煤层组成，为沼泽湖泊相沉积，共含4个煤组，19个分煤层。

##### (4)新生界第四系(Q)

该区内较为发育，由下而上因类型分为冲积、湖积(Qh<sup>al+ll</sup>)、风积沼泽堆积(Qh<sup>col+h</sup>)、风成砂(Qh<sup>cal</sup>)。厚度14.20~63.63m。

冲积、湖积(Qh<sup>al+ll</sup>)：广布河湖、沟谷洼地，主要为砂砾、碎石，钻

孔所见最大砾径 25cm 以上；湖沼地带为灰~灰黑色淤泥，有腥味。

风积沼泽堆积 (Qh<sup>col+h</sup>): 分布较广，主要见于山前的广阔草原，地势平坦，为黑色土，厚 5~50cm 不等。

风成砂(Qh<sup>cal</sup>): 仅见于本区的东侧山脚下。分选性好，岩屑成分以石英长石为主，为半固定~固定型沙丘，盖在混合型草原沙土之上。

## 2. 构造及岩浆岩

### (1) 矿田地质构造

该区位于盆地南端，处于盆内同沉积拗陷部位，向北到第八勘探线以同沉积隆起与北部区分开，为煤层的沉积创造了绝好空间，含煤达 19 层之多，总厚愈百米。其构造形态为一宽缓向斜，两翼倾角一般多在 10°左右，轴位略偏东侧，轴向 30°。

含煤地层的基底为侏罗系上统白音高老组，接触关系为不整合接触，岩性为紫褐色含火山角砾凝灰岩、灰色火山角砾熔结凝灰岩，紫色安山质英安岩、灰色安山岩，灰、灰黄色火山角砾岩等。

经 472 地质队研究分析，勘探报告提到的煤层下部有侵入岩体应是侏罗系上统白音高老组火山岩，为含煤盆地的基底。与大磨拐河组接触关系是不整合接触。

区内断层不发育，只发现 F<sub>5</sub>、F<sub>6</sub> 两条斜交正断层，F<sub>5</sub> 发生在先，被 F<sub>6</sub> 所切。

F<sub>5</sub>: 正断层，出现在 B1 线 1-2 号孔、2 线 8-7 号孔、B2 线 2-3 号孔、A2 线 9-6 号之间，延伸约 2000m，走向 N27°E，倾向 NW、倾角 20°~65°，断层由南向北逐渐加大，落差值 76~126m。2-8 号孔在 192.0m 处见到断点，三煤组全部被断缺，B1、B2、A2 三条剖面煤层连线亦显示出断层的存在，查明程度为可靠。

F<sub>6</sub>: 正断层，分布于 1-3、4，A1-12、13，B1-13、1，2-3、8，B2-3、8，B2-3、4，A2-10、7，B3-1、2，3-4、7，B4-1、2，A3-9、10 号孔之间，2-8 号孔 208m，B2-4 号孔 310m 处分别见到断点，延伸长度 3200m，落差 53~108m，走向 N55°E，倾向 SE，倾角 60°，查明程度为可靠。

### (2) 岩浆活动

该区未发现侵入岩。

侏罗系上统白音高老组火山岩，构成了盆地的基底，白音高老组在本区两侧出露，钻探结果表明大磨拐河组底部也为白音高老组，接触关系为不整合接触，岩性为紫褐色含火山角砾凝灰岩、灰色火山角砾熔结凝灰岩，紫色安山质英安岩、灰色安山岩，灰、灰黄色火山角砾岩等。侏罗系上统火山岩是含煤岩系碎屑物的主要供给源。

通过查证，该区内构造复杂程度为简单类型。

## (五)矿产资源情况

### 1. 煤层

#### (1)含煤性

含煤地层为白垩系下统大磨拐河组(K<sub>1</sub>d)，赋存有四个煤组，即 1、2、3、4 煤组；19 个分煤层，即 1-1、2-1、2-2、2-3、3-1、3-2、3-3、3-4、3-5、3-6、3-7、3-8、4-1、4-2、4-3、4-4、4-5、4-6、4-7 煤层。其中全区可采的有四层：2-1、3-1、3-4、4-1；大部可采的三层：1-1、2-2、2-3；局部可采七层：3-3、3-5、3-7、3-8、4-2、4-6、4-7；另外，3-2、3-6、4-3、4-4、4-5 五个煤层零星分布，不可采。可采及大部可采煤层总厚度 1.79~145.90m，平均 50.53m，含煤地层厚度 29.60~724.80m，平均 208.99m，可采煤层含煤系数为 18%。

#### (2)可采煤层

全区共有 14 个计量层，其中：2-1、3-1、3-4、4-1 煤层全区可采；1-1、2-2、2-3 煤层大部可采；3-3、3-5、3-7、3-8、4-2、4-6、4-7 煤层为局部可采层。各计量层分述如下：

1-1 煤层：主要可采煤层，分布在 B4~B9 线间，处于向斜中部(略偏东)，埋深 23.70~153.85m。全层厚度 0.90~49.95m，由南向北变厚，平均 29.02m，可采厚度 2.05~49.95m，平均 30.55m，可采煤层厚度变异系数 50%。煤层结构复杂，大部分为复杂煤层，一般含夹矸 2~7 层，大部为泥岩或炭质泥岩。底板为泥岩，顶板除 A3-6，A5-5 号孔粉砂岩外，其余全为泥岩。宏观煤岩类型半暗~半亮型，原煤灰分 10.84%~32.94%，标准差 11.71%，原煤硫分 0.4%~3.96%，标准差 0.30%。灰分变化属不稳定，硫分变化稳定。底板为泥岩，顶板除 A3-6，A5-5 号孔粉砂岩外，余者全为泥岩。



2-1 煤层：主要可采煤层，赋存区内全部可采，与 1-1 煤层间距 45.60 ~ 133.89m，平均 105.72m。埋深 29.95 ~ 277.10m，全层厚度 1.04 ~ 57.20m，平均 33.40m，向斜东侧靠露头部位薄，可采厚度 4.35 ~ 57.20m，平均 33.78m，可采煤层厚度变异系数 28%。煤层结构较简单，大部分为单一或简单煤层，一般含夹矸 0~7 层，夹矸多为薄层，个别孔超过 1m(3-2 孔 3.33m、5-4 孔 1.81m、A5-5 孔 2.6m)，夹矸多为泥岩、粉砂岩。顶板以泥岩、粉砂岩为主，有时为炭质泥岩，有两个孔直接顶板为粗砂岩，底板仍以泥岩、粉砂岩为主，有时出现细砂岩。煤质较好，宏观煤岩类型以半亮煤为主，夹亮煤条带，原煤灰分 7.02% ~ 29.26%，标准差 5.90%，原煤硫分 0.19% ~ 2.19%，标准差 0.33%，煤质变化属中等稳定。顶板以泥岩、粉砂岩为主，有时为炭质泥岩，有两个孔直接顶板为粗砂岩，显然煤层遭受冲刷。底板仍以泥岩、粉砂岩为主，有时出现细砂岩。

2-2 煤层：主要可采煤层，分布在 1~A6 线间，在 A3、4 线东侧的浅部出现少量不可采点，与 2-1 煤层层间距 7.75 ~ 89.84m，平均 40.42m。埋深 22.40 ~ 336.35m，全层厚度 0.55 ~ 25.03m，平均 7.79m，可采厚度 1.58 ~ 25.03m，平均 8.43m，可采煤层厚度变异系数 73%。煤层结构较简单，大部分为单一或简单煤层，一般含夹矸 0~6 层，均为薄夹矸(仅 3-3 号孔超过 1m)。夹矸以泥岩、粉砂岩居多，有时为炭质泥岩。底板以泥岩、粉砂岩为主，时而出现细砂岩，顶板多粉砂岩，泥岩次之，少量炭质泥岩、细砂岩、粗砂岩。肉眼煤岩类型，半暗~半亮煤，原煤灰分 12.01% ~ 39.81%，标准差 7.15%，硫分 0.18% ~ 1.78%，标准差 0.28%，灰分变化不稳定，硫分变化稳定。底板以泥岩、粉砂岩为主，时而出现细砂岩，顶板多粉砂岩，泥岩次之，时而为炭质泥岩或细砂岩，有的被粗砂岩代替(冲刷)。

2-3 煤层：分布在 1~B11 线间，与 2-2 煤层间距 7.61 ~ 59.66m，平均 22.90m。埋深 34.85 ~ 342.10m，全层厚度 0.30 ~ 8.32m，平均 2.06m，可采厚度 1.50 ~ 8.32m，平均 2.45m，可采煤层厚度变异系数 42%。煤层结构简单，大部为单一结构，一般含夹矸 0~2 层(仅在 A1-5、2-3、8、B2-2 四个钻孔变为厚夹矸把煤层分开变为几个独立层)。夹矸主要为泥岩、粉砂岩，个别出现粗砂岩。底板为泥岩、粉砂岩，时而出现炭质

泥岩、细砂岩，顶板以泥岩、粉砂岩为主，少数炭质泥岩或细砂岩，有时为粗砂岩。

3-1 煤层：主要可采煤层，分布在 1~7 线间，与 2-3 煤层间距 17.77~110.38m，平均 81.50m。埋深 24.80~431.90m，全层厚度 0.52~26.19m，平均 11.60，全区几乎都属特厚煤层，仅在 A5-4、6-5、A6-3、A6-5 等孔变薄(中厚煤)，另外在 5~6 线靠露头浅部出现不可采点，可采厚度 1.55~26.19m，平均 12.03m，可采煤层厚度变异系数 31%。煤层结构复杂，大部分为复杂煤层，一般含夹矸 1~5 层，多薄夹矸。岩性以泥岩、粉砂岩为主，少数炭质泥岩和菱铁质结核层，时而出现粗砂岩。宏观煤岩类型为半亮~半暗煤。底板主要为泥岩、粉砂岩，有时出现细砂岩，甚至炭质泥岩作为直接底板，顶板以泥岩、粉砂岩为主，有时为炭质泥岩。A1~A3 线间，顶板泥岩、粉砂岩为主，少数炭质泥岩或细砂岩，有时为粗砂岩。宏观煤岩类型为半亮~半暗煤。原煤灰分 9.67%~38.83%，标准差 6.62%。硫分 0.22%~1.29%，标准差 0.25%。煤质变化中等稳定。底板主要为泥岩、粉砂岩，有时出现细砂岩，甚至炭质泥岩作为直接底板，顶板以泥岩、粉砂岩为主，有时为炭质泥岩。A1~A3 线间，顶板常出现粗砂岩，6-3 号孔 3-1 煤全被砂砾岩代替，A6-4 号孔煤层顶板被砂砾岩冲刷，只保留煤层靠下部分。

3-3 煤层：分布在 1~7 线间，与 3-1 煤层间距 3.13~60.53m，平均 15.18m。埋深 36.10~438.40m，全层厚度 0.37~9.33m，平均 2.06m，可采厚度 1.50~9.33m，平均 2.66m，可采煤层厚度变异系数 51%。煤层结构简单，大部分为单一煤层，一般含夹矸 0~2 层，夹矸主要为泥岩、粉砂岩，底板以泥岩为主，粉砂岩次之。顶板主要为泥岩，有时为粗砂岩。

3-4 煤层：主要可采煤层，分布在 1~7 线间，与 3-3 煤层间距 3.12~40.41m，平均 13.35m。埋深 18.30~436.40m，全层厚度 0.37~13.16m，平均 4.64m，可采厚度 1.80~12.16m，平均 4.85m，可采煤层厚度变异系数 31%。煤层结构简单，大部分为单一煤层，一般含夹矸 0~4 层，薄层夹矸，主要为泥岩。底板大部为泥岩、粉砂岩，有时炭质泥岩为直接底板，顶板以泥岩、粉砂岩为主，少量细砂岩，有时出现粗砂岩。肉眼煤岩类型以半暗煤为主，少量半亮煤。原煤灰分 11.97%~

38.39%，标准差 6.8%。硫分 0.2%~2.37%，标准差 0.24%。煤质变化中等稳定。底板大部为泥岩、粉砂岩，有时炭质泥岩为直接底板，顶板以泥岩、粉砂岩为主，少量细砂岩，有时出现粗砂岩。

3-5 煤层：分布在 A1~7 线间，与 3-4 煤层间距 2.07~56.38m，平均 15.71m。埋深 27.80~490.60m。全层厚度 0.39~5.20m，平均 1.77m，可采厚度 1.50~5.20m，平均 2.15m，可采煤层厚度变异系数 31%，可采范围集中在 2~3 线中部、B5~B11 线东部。煤层结构简单，大部分为单一煤层，一般含夹矸 0~1 层，顶底主要为泥岩，粉砂岩。

3-7 煤层：分布在 1~6 线间，与 3-5 煤层间距 0.78~84.00m，平均 16.17m，埋深 77.63~507.05m。全层厚度 0.35~2.85m，平均 1.59m，可采厚度 1.50~2.85m，平均 1.85m，可采煤层厚度变异系数 17%。可采范围始于 A2 线中西部到 3 线占据整个中部，一直延伸到 A5 线。煤层结构简单，大部分为单一煤层，一般含夹矸 0~1 层，薄层夹矸，岩性主要为泥岩，顶、底板主要为泥岩、粉砂岩。

3-8 煤层：分布在 1~7 线间，与 3-7 煤层间距 1.14~14.88m，平均 5.89m。埋深 32.20~518.25m。全层厚度 0.33~4.42m，平均 1.65m，可采厚度 1.50~4.42m，平均 2.05m，可采煤层厚度变异系数 24%。可采范围主要位于 A2~A4 线中西部，从 5 线开始占据整个向斜的中深部，止于 A6 线，另外在 B5-1、4，4-4、9 共 4 个钻孔出现小面积可采点，此次未予以算量。煤层结构简单，大部分为单一煤层，一般含夹矸 0~1 层，均为薄层夹矸，岩性为泥岩，顶、底板为泥岩、粉砂岩，少数为细砂岩。

4-1 煤层：主要可采煤层，分布在 1~7 线间，与 3-8 煤层间距 7.73~67.44m，平均 23.26m。埋深 29.08~540.00m。全层厚度 0.32~17.93m，平均 6.14m，一般多为特厚煤层，可采厚度 1.54~15.70m，平均 6.62m，可采煤层厚度变异系数 47%。煤层结构复杂，大部分为复杂煤层，一般含夹矸 0~8 层，大于 1m 的夹矸时而出现，岩性主要为泥岩、粉砂岩，少数为炭质泥岩和菱铁质结核。底板以泥岩、粉砂岩为主，次为炭质泥岩、细砂岩，顶板为粉砂岩、泥岩，少数炭质泥岩、粗砂岩。宏观煤岩类型主要为半暗煤，夹半亮煤薄层，原煤灰分 10.88%~38.55%，标准差 7.42%，硫分 0.18%~1.26%，标准差 0.16%。煤

质变化灰分不稳定，硫分稳定。底板以泥岩、粉砂岩为主，次为炭质泥岩、细砂岩，顶板为粉砂岩、泥岩，少数炭质泥岩、粗砂岩。

4-2 煤层：分布在 1~7 线间，与 4-1 煤层间距 5.02~47.50m，平均 18.18m，埋深 46.62~570.00m，全层厚度 0.27~10.60m，平均 2.31m，可采厚度 1.50~10.60m，平均 3.89m，可采煤层厚度变异系数 72%。可采范围主要集中在 A3~A6 线间的向斜东侧的中浅部。煤层结构复杂，大部分为复杂结构，一般含夹矸 0~7 层。夹矸主要为泥岩。底板以泥岩、粉砂岩为主，少量炭质泥岩、细砂岩，顶板主要是粉砂岩、泥岩，少量细砂岩和炭质泥岩，粗砂岩有时为砂砾岩多次出现。

4-6 煤层：分布在 A1~7 线间，与上 4-2 煤层间距 91.55~181.82m，平均 134.25m，埋深 52.77~516.35m，全层厚度 0.32~5.95m，平均 2.16m，可采厚度 1.60~5.95m，平均 3.16m，可采煤层厚度变异系数 42%。可采范围主要分布在 A4~7 线间的向斜西侧中浅部。煤层结构简单，大部分为单一煤层，一般含夹矸 0~1 层，均为薄夹矸，有时由几个独立煤层组成，全层跨度达数十米，夹矸主要为泥岩、粉砂岩，底板以泥岩、粉砂岩为主，顶板主要为泥岩，粉砂岩次之，时而出现粗砂岩。

4-7 煤层：分布在 3~7 线间，与上层间距 23.63~66.86m，平均 42.20m。埋深 93.79~465.27m，全层厚度 0.48~6.98m，平均 2.08m，可采厚度 1.60~6.98m，平均 2.82m，可采煤层厚度变异系数 48%。可采范围 A4~A6 线间向斜西侧之中浅部，大部分为单一煤层，一般含夹矸 0~1 层，薄层夹矸，岩性为泥岩。底板主要为粉砂岩、泥岩，少数细砂岩。顶板为泥岩、粉砂岩，偶尔出现粗砂岩。

### (3)煤层结构

矿区位于煤盆地南部，处于盆内同沉积拗陷部位，向北到第八勘探线以同沉积隆起与北部区分开，为煤的聚沉创造了绝好空间，含煤达 19 层之多，总厚愈百米。露天区基本构造形态为 NE 向不对称向斜，倾角 8°~15°。在整个成煤期间，由于盆内基底与盆缘隆起相对运动过程中，基底沿倾向上向东的掀斜运动始终为一种主导运动，向斜东侧下沉幅度相对大于西侧，从而形成向斜两侧的煤层间距西小东大、煤层中的夹矸层数西少东多和夹矸厚度西薄东厚的特点。煤层顶

底板多为泥岩和砂岩，泥岩抗压强度在 1.56 ~ 9.60MPa，砂岩主要有凝灰质胶结的粗砂岩、含砾粗砂岩，胶结较疏松，岩层相对比较稳定，抗压强度平均为 4.8MPa，属较弱层。岩石抗压强度随埋藏深度越大强度越大。

(4)煤层风化

煤层风化影响程度较小，能满足动力用煤要求，故资源/储量估算不单独圈定风化带界线。

(5)其它有益矿物

该区内未发现其它有益矿产。

2. 煤质

(1)煤的物理性质

煤的颜色一般为黑色、黑褐色、褐色；条痕呈浅褐色、棕褐色；光泽多为弱沥青光泽，次为暗淡光泽，风化后无光泽。煤的断口依煤岩类型不同而差异：光亮型煤和半亮型煤常具贝壳状断口及阶梯状断口；半暗型煤多为不平坦状断口；暗淡型煤多具参差状断口。镜煤内生裂隙较发育，有时见有钙质及黄铁矿薄膜充填，敲击易碎成棱角小块，暗煤则具有一定的韧性。煤的吸水性强，易风化，风化后呈碎块状，粉末状及鳞片状，易自燃发火。层理为水平层理及缓波状层理。

煤的真密度(TRD)、视密度(ARD)测试成果见下表：

各煤层真密度及视密度测试成果表

煤层号	真密度(TRD) t/m <sup>3</sup>	视密度(ARD) t/m <sup>3</sup>	煤层号	真密度(TRD) t/m <sup>3</sup>	视密度(ARD) t/m <sup>3</sup>
1-1	$\frac{1.37-1.46}{1.42(3)}$	$\frac{1.25-1.33}{1.28(3)}$	3-5	1.52(1)	$\frac{1.30-1.34}{1.32(2)}$
2-1	$\frac{1.37-1.46}{1.42(3)}$	$\frac{1.25-1.33}{1.28(3)}$	3-7	1.51(1)	$\frac{1.30-1.34}{1.32(2)}$
2-2	$\frac{1.51-1.58}{1.55(2)}$	$\frac{1.25-1.31}{1.28(3)}$	3-8	$\frac{1.42-1.62}{1.52(2)}$	$\frac{1.28-1.35}{1.31(3)}$
2-3	$\frac{1.52-1.57}{1.55(2)}$	$\frac{1.30-1.51}{1.40(2)}$	4-1	$\frac{1.52-1.60}{1.56(4)}$	$\frac{1.24-1.50}{1.32(7)}$
3-1	$\frac{1.45-1.64}{1.52(4)}$	$\frac{1.23-1.45}{1.32(6)}$	4-2	1.48(1)	1.31(1)
3-3	1.52(1)	$\frac{1.25-1.35}{1.30(3)}$	4-6	$\frac{1.53-1.57}{1.55(2)}$	$\frac{1.26-1.45}{1.36(4)}$
3-4	$\frac{1.40-1.49}{1.45(3)}$	$\frac{1.25-1.41}{1.32(7)}$	4-7	$\frac{1.53-1.60}{1.57(2)}$	1.32(1)

煤的抗碎强度通过在2个钻孔中采取5组样进行试验，其机械强度为85.59、87.09、91.57、92.43、92.46，为高强度煤。

## (2)煤的化学性质

### ①工业分析

水分( $M_{ad}$ ): 各煤层原煤水分平均在11.30%~15.49%之间。其中1-1煤层在10.14%~14.73%之间，平均12.32%；2-1煤层在9.32%~22.67%之间，平均15.49%；2-2煤层在6.34%~33.68%之间，平均14.85%；2-3煤层在7.03%~22.18%之间，平均14.02%；3-1煤层在5.90%~21.82%之间，平均14.00%；3-3煤层在6.95%~22.88%之间，平均14.19%；3-4煤层在5.87%~20.56%之间，平均13.31%；3-5煤层在5.22%~19.00%之间，平均12.39%；3-7煤层在7.44%~20.06%之间，平均13.25%；3-8煤层在7.06%~22.23%之间，平均12.90%；4-1煤层在7.28%~19.70%之间，平均13.19%；4-2煤层在5.49%~17.88%之间，平均11.30%；4-6煤层在6.36%~21.54%之间，平均12.78%；4-7煤层在7.94%~19.73%之间，平均12.82%。但浮煤水分除2-1、2-2煤层略低于原煤水分外，其余各煤层均略高于原煤水分。

灰分( $Ad$ ): 各煤层原煤灰分平均在13.68%~37.59%之间。其中1-1煤层在10.84%~32.94%之间，平均23.91%；2-1煤层在7.02%~29.26%之间，平均13.68%；2-2煤层在12.01%~39.81%之间，平均23.19%；2-3煤层在8.17%~39.96%之间，平均27.18%；3-1煤层在9.67%~38.83%之间，平均23.16%；3-3煤层在10.33%~39.79%之间，平均28.27%；3-4煤层在11.97%~38.39%之间，平均27.18%；3-5煤层在9.46%~39.19%之间，平均31.40%；3-7煤层在8.54%~38.93%之间，平均32.53%；3-8煤层在9.02%~38.58%之间，平均27.85%；4-1煤层在10.88%~38.55%之间，平均27.10%；4-2煤层在20.67%~38.50%之间，平均37.59%；4-6煤层在14.97%~38.33%之间，平均27.81%；4-7煤层在21.20%~39.69%之间，平均28.62%。根据《煤炭质量分级 第1部分：灰分》GB/T 15224.1-2018，除2-1煤层属低灰煤，3-5、3-7、4-2煤层属中高灰煤外，其它煤层均属中灰煤。

挥发分( $V_{daf}$ ): 各煤层原煤挥发分平均在46.75%~49.51%之间；浮煤挥发分平均在43.97%~47.00%之间，均在37%以上，根据《煤的挥发分产率分级》MT/T 849-2000，均属高挥发分煤。

## ②有害元素

硫分( $S_{td}$ ): 各煤层原煤全硫平均在0.39%~1.19%之间。根据《煤炭质量分级 第2部分: 硫分》GB/T 15224.2-2021, 一般1-1煤层在0.40%~3.96%之间, 平均1.19%, 特低硫煤、低硫煤各占33%, 中硫煤、高硫煤各占17%; 2-1煤层在0.19%~2.19%之间, 平均0.47%, 以特低硫煤为主, 占69%, 低硫煤次之, 占28%, 中高硫煤占3%; 2-2煤层在0.18%~1.75%之间, 平均0.46%, 以特低硫煤为主, 占73%, 低硫煤次之, 占22%, 中硫煤占5%; 2-3煤层在0.17%~2.47%之间, 平均0.44%, 以特低硫煤为主, 占83%, 低硫煤次之, 占14%, 中高硫煤占3%; 3-1煤层在0.22%~1.29%之间, 平均0.55%, 以特低硫煤为主, 占67%, 低硫煤次之, 占26%, 中硫煤占6%, 高硫煤占1%; 3-3煤层在0.46%~2.67%之间, 平均0.51%, 以特低硫煤为主, 占79%, 低硫煤次之, 占14%, 中高硫煤、高硫煤各占3%; 3-4煤层在0.20%~2.37%之间, 平均0.40%, 以特低硫煤为主, 占90%, 低硫煤次之, 占9%, 中高硫煤占1%; 3-5煤层在0.24%~0.91%之间, 平均0.45%, 以特低硫煤为主, 占75%, 低硫煤次之, 占25%; 3-7煤层在0.16%~0.79%之间, 平均0.39%, 以特低硫煤为主, 占89%, 低硫煤次之, 占11%; 3-8煤层在0.17%~0.89%之间, 平均0.41%, 以特低硫煤为主, 占80%, 低硫煤次之, 占20%。4-1煤层在0.18%~1.26%之间, 平均0.43%, 以特低硫煤为主, 占75%, 低硫煤次之, 占24%, 中硫煤仅占1%; 4-2煤层在0.31%~0.85%之间, 平均0.48%, 以特低硫煤为主, 占72%, 低硫煤次之, 占18%; 4-6煤层在0.21%~0.73%之间, 平均0.43%, 以特低硫煤为主, 占75%, 低硫煤次之, 占25%; 4-7煤层在0.33%~0.67%之间, 平均0.47%, 以特低硫煤为主, 占71%, 低硫煤次之, 占29%。

磷分( $P_d$ ): 各煤层原煤磷含量平均在0.007%~0.026%之间。一般1-1煤层在0.004%~0.021%之间, 平均0.015%; 2-1煤层在0.013%~0.044%之间, 平均0.016%; 2-2煤层在0.001%~0.045%之间, 平均0.012%; 2-3煤层在0.002%~0.041%之间, 平均0.013%; 3-1煤层在0.001%~0.180%之间, 平均0.018%; 3-3煤层在0.002%~0.020%之间, 平均0.007%; 3-4煤层在0.010%~0.730%之间, 平均0.026%; 3-5煤层在0.001%~0.032%之间, 平均0.011%; 3-7煤层在0.003%~0.053%之间, 平均0.020%; 3-8煤层在

0.002% ~ 0.037%之间，平均0.013%；4-1煤层在0.002% ~ 0.031%之间，平均0.013%；4-2煤层在0.002% ~ 0.048%之间，平均0.014%；4-6煤层在0.004% ~ 0.053%之间，平均0.020%；4-7煤层在0.004% ~ 0.046%之间，平均0.016%。根据《煤中有害元素含量分级 第1部分：磷》GB/T 20475.1-2006，除3-3煤层属特低磷煤外，其它煤层均属低磷煤。

砷(As,d)：各煤层原煤砷含量平均在1.07 ~ 10  $\mu\text{g/g}$ 之间，一般1-1煤层平均3.72  $\mu\text{g/g}$ ；2-1煤层平均2.38  $\mu\text{g/g}$ ；2-2煤层平均2.03  $\mu\text{g/g}$ ；2-3煤层平均1.88  $\mu\text{g/g}$ ；3-1煤层平均3.12  $\mu\text{g/g}$ ；3-3煤层平均1.07  $\mu\text{g/g}$ ；3-4煤层平均2.42  $\mu\text{g/g}$ ；3-5煤层平均4.38  $\mu\text{g/g}$ ；3-7煤层平均2.14  $\mu\text{g/g}$ ；3-8煤层平均10  $\mu\text{g/g}$ ；4-1煤层平均2.45  $\mu\text{g/g}$ ；4-2煤层平均1.98  $\mu\text{g/g}$ ；4-6煤层平均1.98  $\mu\text{g/g}$ ；4-7煤层平均1.70  $\mu\text{g/g}$ 。根据《煤中有害元素含量分级 第3部分：砷》GB/T 20475.3-2012，除3-5、3-8煤层属低砷煤外，其它煤层均属特低砷煤。

氟(F<sub>d</sub>)：各煤层原煤氟含量平均在38.21 ~ 75.17  $\mu\text{g/g}$ 之间，根据《煤中氟含量分级》MT/T 966-2005，属特低氟煤；浮煤氟含量平均在36.67 ~ 80.00  $\mu\text{g/g}$ 之间，属特低氟煤 ~ 低氟煤。

#### 氯(Cl)

各煤层原煤氯含量平均为0.018% ~ 0.073%，根据《煤中有害元素含量分级 第2部分：氯》GB/T 20475.2-2006，除3-3煤层属低氯煤外，其它煤层均属特低氯煤。

#### ③ 元素分析

各煤层原煤碳含量(C<sub>daf</sub>)平均在64.77% ~ 72.66%之间，氢含量(H<sub>daf</sub>)平均在4.25% ~ 5.71%之间，氧含量(O<sub>daf</sub>)平均在20.63% ~ 25.36%之间，氮含量(N<sub>daf</sub>)平均在0.82% ~ 1.89%之间。

各煤层浮煤碳含量(C<sub>daf</sub>)平均在68.49% ~ 72.38%之间，氢含量(H<sub>daf</sub>)平均在4.25% ~ 5.18%之间，氧含量(O<sub>daf</sub>)平均在21.45% ~ 26.05%之间，氮含量(N<sub>daf</sub>)平均在0.82% ~ 1.52%之间。

#### ④ 微量元素

煤中锆(Ge)平均含量在1.16 ~ 5.57  $\times 10^{-6}$ 之间，钒(V)平均含量在38.21 ~ 75.17  $\times 10^{-6}$ 之间，均未达到工业品位要求。

#### (3) 煤的工艺性能



### ① 发热量

原煤干燥基低位发热量( $Q_{\text{net,d}}$ ): 全区各煤层原煤干燥基低位发热量平均在 17.08 ~ 22.70MJ/kg 之间, 其中 1-1 煤层在 14.00 ~ 23.42MJ/kg 之间, 平均 19.65MJ/kg; 2-1 煤层在 18.87 ~ 24.88MJ/kg 之间, 平均 22.70MJ/kg; 2-2 煤层在 13.33 ~ 22.61MJ/kg 之间, 平均 20.24MJ/kg; 2-3 煤层在 13.85 ~ 24.15MJ/kg 之间, 平均 19.70MJ/kg; 3-1 煤层在 14.01 ~ 23.80MJ/kg 之间, 平均 20.38MJ/kg; 3-3 煤层在 13.51 ~ 24.05MJ/kg 之间, 平均 19.13MJ/kg; 3-4 煤层在 11.71 ~ 23.49MJ/kg 之间, 平均 20.12MJ/kg; 3-5 煤层在 13.88 ~ 22.38MJ/kg 之间, 平均 18.38MJ/kg; 3-7 煤层在 10.08 ~ 23.24MJ/kg 之间, 平均 18.40MJ/kg; 3-8 煤层在 13.33 ~ 25.80MJ/kg 之间, 平均 19.40MJ/kg; 4-1 煤层在 13.68 ~ 24.06MJ/kg 之间, 平均 19.79MJ/kg; 4-2 煤层在 9.34 ~ 22.16MJ/kg 之间, 平均 17.08MJ/kg; 4-6 煤层在 14.04 ~ 23.27MJ/kg 之间, 平均 19.60MJ/kg; 4-7 煤层在 14.44 ~ 21.45MJ/kg 之间, 平均 19.36MJ/kg。

干燥基高位发热量( $Q_{\text{gr,d}}$ ): 各煤层原煤干燥基高位发热量平均在 18.08 ~ 23.86MJ/kg 之间, 其中 1-1 煤层在 14.95 ~ 24.55MJ/kg 之间, 平均 20.72MJ/kg; 2-1 煤层在 19.97 ~ 26.19MJ/kg 之间, 平均 23.86MJ/kg; 2-2 煤层在 14.38 ~ 25.38MJ/kg 之间, 平均 21.43MJ/kg; 2-3 煤层在 14.92 ~ 25.44MJ/kg 之间, 平均 20.81MJ/kg; 3-1 煤层在 14.96 ~ 25.06MJ/kg 之间, 平均 21.48MJ/kg; 3-3 煤层在 14.43 ~ 25.32MJ/kg 之间, 平均 20.21MJ/kg; 3-4 煤层在 12.73 ~ 25.23MJ/kg 之间, 平均 20.75MJ/kg; 3-5 煤层在 15.05 ~ 23.64MJ/kg 之间, 平均 19.42MJ/kg; 3-7 煤层在 10.89 ~ 24.41MJ/kg 之间, 平均 19.46MJ/kg; 3-8 煤层在 14.12 ~ 26.87MJ/kg 之间, 平均 20.48MJ/kg; 4-1 煤层在 14.52 ~ 25.34MJ/kg 之间, 平均 20.86MJ/kg; 4-2 煤层在 10.22 ~ 23.38MJ/kg 之间, 平均 18.08MJ/kg; 4-6 煤层在 14.94 ~ 24.43MJ/kg 之间, 平均 20.68MJ/kg; 4-7 煤层在 15.26 ~ 22.83MJ/kg 之间, 平均 20.56MJ/kg。根据《煤炭质量分级 第 3 部分: 发热量》GB/T 15224.3-2022, 除 2-1、2-2、3-1 煤层属中发热量煤外, 其它煤层均属中低发热量煤。

恒湿无灰基高位发热量( $Q_{\text{gr,maf}}$ ): 全区各煤层恒湿无灰基高位发热量平均在 20.54 ~ 21.54MJ/kg 之间; 一般 1-1 煤层在 20.76 ~ 21.06MJ/kg 之间, 平均 20.91MJ/kg; 2-1 煤层在 20.48 ~ 21.60MJ/kg 之间, 平均

21.01MJ/kg; 2-2 煤层在 21.54 ~ 22.50MJ/kg 之间, 平均 22.17MJ/kg; 3-1 煤层在 20.25 ~ 21.95MJ/kg 之间, 平均 21.27MJ/kg; 3-3 煤为 21.34MJ/kg; 3-4 煤层在 21.15 ~ 21.69MJ/kg 之间, 平均 21.42MJ/kg; 3-7 煤层为 20.54MJ/kg; 3-8 煤层为 21.24MJ/kg; 4-1 煤层为 21.54MJ/kg; 4-2 煤层 21.05MJ/kg; 4-6 煤层为 20.92MJ/kg; 各煤层恒湿无灰基高位发热量均小于 24MJ/kg。

#### ②灰成分、灰熔融性

该区煤灰成分组成复杂, 且变化较大。主要成分为  $\text{SiO}_2$ , 其平均含量在 45.83% ~ 71.71% 之间,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  在 13.41% ~ 18.51% 之间,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  在 2.15% ~ 4.38% 之间,  $\text{CaO}$  在 2.15% ~ 12.42% 之间,  $\text{SO}_3$  在 1.67% ~ 6.02% 之间,  $\text{MgO}$  在 0.68% ~ 3.47% 之间,  $\text{TiO}_2$  在 0.43% ~ 0.76% 之间。见表 1.3-3。

本区煤层灰熔融性其软化温度(ST)平均在 1220 ~ 1360°C 之间变化, 根据《煤灰软化温度分级》MT/T 853.1-2000, 除 2-1 煤层属较低软化温度灰, 3-5、3-7 煤层属较高软化温度灰外, 其它煤层均属中等软化温度灰, 见表 1.3-3。

#### ③粘结性

试验结果, 区内煤焦渣类型为 1-2, 故区内煤无粘结性。

#### ④煤的气化

该区煤对二氧化碳还原率, 当温度在 950°C 时, 平均在 71.26% ~ 88.7% 之间, 各煤层均 >60%, 反应性较好。热稳定性( $\text{TS}_{+6}$ )平均在 20.11% ~ 50.10% 之间, 均属低热稳定性煤。当炉栅截面流速为 0.1m/s 时, 结渣率(Clin)平均在 4.3% ~ 39.1% 之间, 属难结渣煤 ~ 强结渣煤。抗碎强度(SS)分别平均在 85.59% ~ 92.46% 之间, 属高强度煤, 仅供煤炭生产、运输等部门参考。

#### ⑤低温干馏

经低温干馏试验, 焦油产率( $T_{ar,d}$ )在 6.8% ~ 8.7% 之间变化, 全区除 3-7 煤为含油煤, 其余煤层均为富油煤。

#### ⑥透光率

各煤层透光率在 27.50% ~ 35.00% 之间。

#### (4) 可选性

对 2-2 煤、3-1 煤、4-1 煤进行可选性试验。筛分试验均分 4 级, 即

13 ~ 6mm、6 ~ 3mm、3 ~ 0.5mm、0.5 ~ 0mm 进行，试验结果由 13 ~ 0mm，灰分( $A_d$ )随粒度的减小而增高，小于 0.5mm 的灰分最高，但所占比例极小，故对煤质影响甚微。浮沉试验分 <1.3、1.3 ~ 1.4、1.4 ~ 1.5、1.5 ~ 1.6、1.6 ~ 1.8、>1.8，共 6 个比重液，5 个比重级进行。试验结果为 2-2 煤浮沉各级产率主要集中在 <1.3、1.3 ~ 1.4 两级上，两级产率合计达到 77.68%。其余比重级中浮煤占本级产率总和的 22.32%，影响不大。3-1 煤浮沉各级产率除 1.6 ~ 1.8 级占 8.44% 外，其余各级产率分布较均，在 13.22% ~ 25.92% 之间。4-1 煤浮沉各级产率主要集中在 1.3 ~ 1.4、1.4 ~ 1.5、>1.8，3 个比重级上，3 级产率合计达 70.96%，其余各级产率总和仅为 29.04%。

依据《煤炭可选性评定方法》GB/T16417-2011，采用“分选密度 $\pm 0.1$ 含量法”进行评定。

2-2 煤层：洗选后的灰分( $A_d$ )在 9%、10% 时属极难选；灰分( $A_d$ )为 11% 时属中等可选。

3-1 煤层：洗选后的灰分( $A_d$ )在 9%、10%、11% 时属极难选。

4-1 煤层：洗选后的灰分( $A_d$ )在 9%、10%、11% 时属极难选。

#### (5) 煤类

根据《中国煤炭分类》GB/T 5751-2009，用表征煤化程度的参数和表征煤工艺性能的参数作为分类指标，即：浮煤挥发分( $V_{daf}$ )、粘结指数( $G_{RI}$ )、透光率( $P_m$ )以及恒湿无灰基高位发热量( $Q_{gr, maf}$ )。

区内各煤层浮煤挥发分( $V_{daf}$ )产率均在 37% 以上，不具粘结性，透光率( $P_m$ )平均在 27.50% ~ 35.00% 之间，恒湿无灰基高位发热量( $Q_{gr, maf}$ )均小于 24MJ/kg，因此确定本区煤类为低变质阶段的褐煤。

#### (6) 煤的工业用途

该区各煤层属低灰煤 ~ 中高灰煤，高挥发分煤，特低硫煤 ~ 高硫煤，特低磷煤 ~ 低磷煤，特低砷煤 ~ 低砷煤，特低氟煤 ~ 低氟煤，特低氯煤 ~ 低氯煤，中低发热量煤 ~ 中高发热量煤，良好的动力用煤，近两年，主要用于保供东北地区电热厂用煤。

### (六) 开采技术条件

#### 1. 水文地质条件

区内地表水体不发育，含水层为第四系孔隙潜水含水层，降水渗入径流补给—径流蒸发排泄型，开采前属于中等富水性含水层，开采后第四系基本不含水。煤系地层风化裂隙承压含水岩层裂隙发育，透水性良好，属于中等—强富水含水层。

露天矿先期开拓时，第四系孔隙潜水为露天矿坑直接的充水水源，现已开拓到煤层，风化裂隙承压水沿裂隙直接涌入矿坑，涌水量主要取决于各直接充水含水层的区域补给强度，雨季形成地表径流，瞬时暴雨对矿坑充水影响较大。露天开采裂隙承压水疏于排水较易，在遇大雨或暴雨，短时间内将给露天疏干排水造成较大困难。

井田第四系孔隙潜水含水层水文地质勘探类型为第一类第二型，即以孔隙含水层为主，水文地质条件中等；煤系地层风化裂隙承压含水层为第二类第二型，即以裂隙含水层为主，水文地质条件中等。

## 2. 工程地质条件

露天边坡类型为第一类(松散、软弱岩类)二型—第二类(半坚硬岩类)一型；剥离物为松散岩层及软岩类—中硬岩类；建议最终边坡角为 $20^{\circ}$ 。

深部煤层顶底板稳定性差，属于1类不稳定顶板。煤层底板软岩—中硬岩，软岩易造成井巷围岩变形，断面缩小，顶板冒落等。

工程地质勘探类型为第三类中等型，即以层状岩类为主，工程地质条件中等。地层中软质岩比例较大，工程地质条件差，对边坡稳定不利。

## 3. 环境地质条件

露天矿采坑及排土场易发生滑坡、冲沟灾害。井田2-1煤层局部放射性异常值较高，存在放射性危险，在开采过程中应进行放射性监测，对人员进行保护，以免受到放射性伤害。

露天坑采掘及排土场的堆砌形成了新的人工地貌，伴有滑坡等自然灾害发生的危险。地下水被疏干，形成降落漏斗，地下水的水质水量发生改变。地下水疏于外排、植草面积减少造成土壤沙化，侵蚀加剧。采掘过程产生大量的煤尘、粉尘、利用疏干水进行降尘，降低影响程度。井田地质环境质量中等。

## 4. 其它开采技术条件

瓦斯：根据 9 个钻孔 23 个瓦斯煤样测试，可采煤层煤 CH<sub>4</sub>、重烃含量均为 0，自然瓦斯成分中 CH<sub>4</sub> 为 0，CO<sub>2</sub> 为 0~0.40%，瓦斯分带属二氧化碳-氮气带。井工开采前及开采过程中应加强瓦斯工作，确保煤炭开采安全。

各煤层均有煤层爆炸危险性，各煤层属易自燃煤。

该区属地温正常区，无热害。

### (七)矿山开发利用现状

贺斯格乌拉南露天煤矿为生产矿山生产规模 15.00Mt/a。目前，剥离工程外包，采用单斗—卡车间断开采工艺，剥离物由自卸卡车从采掘工作面运往外排土场排弃。外包作业设备为 5~7m<sup>3</sup>液压铲配 60~80t 宽体车进行作业。采煤工程自营，采用单斗—卡车—半移动式破碎站—带式输送机半连续开采工艺，由采煤工作面至地表半移动破碎站采用载重 100 吨级自卸卡车运输，煤破碎后经带式输送机运至铁路装车系统或汽车装车系统装车外运。采煤工程选用的采运设备为 4 台 12m<sup>3</sup>电铲、2 台 7m<sup>3</sup>液压挖掘机配 31 台 100t 级自卸卡车进行作业，2022 年 9 月采煤工程已实现全部自营。

贺矿已形成 1 个南部采掘场、3 个外排土场(北排土场、东排土场和南排土场)以及 1 个试采区内排土场。自 2006 年开始破土动工开采位于露天矿北部的试采区，从 1-1 煤东北露头位置拉沟，工作线垂直走向布置，由北向南推进，剥离物在北排土场、东排土场排弃。试采区主要开采+780m 水平以上的 1-1 煤和 2-1 煤，采区东西长 2200m，南北宽 2400m，采深 130m，试采区于 2019 年 7 月闭坑，闭坑后作为内排土场使用，目前已经停止排土作业。2010 年开始开采南部的采掘场，从采掘场南部的 2-1 煤西南露头位置拉沟，由南向北、由西向东推进。南部采掘场主要开采 2-1 煤、3-1 煤和 3-4 煤，目前，采场向北推进，采区东西长 2200m，南北宽 2600m，剥离台阶共 11 个，采煤台阶 11 个，剥离工作线 1000m，采煤工作线长度 500m，采场开采深度 180m，采煤台阶高度 12m。

截止 2025 年 7 月 15 日，贺矿北排土场已排满。东排土场总排弃量 174.65Mm<sup>3</sup>，其中已排弃 168.95Mm<sup>3</sup>，局部台阶因历史征地原因未到界，

并且排土边坡已复垦绿化，剩余排弃量 5.70Mm<sup>3</sup>。南排土场占地面积 8.25km<sup>2</sup>，剩余排弃量 30Mm<sup>3</sup>。

地面设施诸如机修车间、专业仓库、供电线路和供水、供暖管网已经建成。办公楼、公寓、食堂、浴室等行政福利设施也已建成。

## 九、评估方法

评估对象为生产矿山，矿区范围内的矿产资源储量 2018 年已经国土资源部矿产资源储量评审中心评审通过，并在自然资源部备案，之后每年编制有资源储量年度报告，储量管理规范；有历史财务资料和矿山初步设计等资料。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，评估认为该采矿权的地质研究程度较高，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；

i—折现率；

t—年序号(t=1, 2, 3, ..., n)；

n—计算年限。

## 十、评估指标和参数

本次评估利用的资源储量依据 2018 年 1 月内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队编制的《内蒙古自治区东乌珠穆沁旗贺斯格乌拉南露天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、2025 年 1 月

中国煤炭地质总局一二九勘探队编制的《内蒙古自治区乌拉盖管理区贺斯格乌拉南露天煤矿 2024 年储量年度报告》(以下简称“2024 年储量年报”)及其评审意见书、其他技术参数主要依据 2024 年 7 月中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司编制的《内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿初步设计修编说明书》(以下简称“初步设计”)及企业实际资料确定,主要经济参数依据企业实际财务资料确定。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 2017 年 10 月 31 日,贺斯格乌拉南露天煤矿保有资源储量共 110047.00 万吨,其中保有探明资源量 78204 万吨,控制资源量 364 万吨,推断资源量 31479 万吨。

在“储量核实报告”基础上,矿山历年编制有矿山储量年报,2017 年 11 月至 2024 年 12 月的动用量为 10964.50 万吨,经计算,截至 2024 年 12 月 31 日,矿区共保有煤炭(TM+KZ+TD)资源量 99082.5 万吨(其中:探明资源量 70703.60 万吨,控制资源量 364 万吨,推断资源量 28014.90 万吨)。其中:

露天区保有煤炭(TM+KZ+TD)资源量 73228.5 万吨,(探明资源量 58592.60 万吨,控制资源量 0 万吨,推断资源量 14635.90 万吨)。

注:本次评估根据“储量核实报告”截止 2017 年 10 月 31 日的保有资源储量扣除 2017 年 11 月至 2024 年 12 月累计动用量计算得出的 2024 年底保有资源储量,与“2024 年储量年报”截至 2024 年 12 月 31 日保有资源总量一致,但各级别的资源量略有差异。

井工区一直未开采,未动用资源量,保有与原核实报告查明煤炭资源量相同,共保有资源量 25854 万吨(探明资源量 12111 万吨,控制资源量 364 万吨,推断资源量 13379 万吨)。详见下表:

开采方式	煤层	2024年底保有资源储量(万吨)			
		TM	KZ	TD	合计
露天开采	1-1	143.00		197.00	340.00
	2-1	21688.70		3580.60	25269.30
	2-2	7906.40		1293.50	9199.90
	2-3	1322.20		739.10	2061.30
	3-1	19672.30		4695.70	24368.00
	3-3			1588.00	1588.00
	3-4	7860.00		2542.00	10402.00
	小计	58592.60		14635.90	73228.50
井工开采	3-5			1435.00	1435.00
	3-7			1379.00	1379.00
	3-8			2049.00	2049.00
	4-1	12111.00	364.00	3519.00	15994.00
	4-2			1735.00	1735.00
	4-6			2009.00	2009.00
	4-7			1253.00	1253.00
	小计	12111.00	364.00	13379.00	25854.00
全区合计	70703.60	364.00	28014.90	99082.50	

根据企业提供的“生产矿井实际采区回采率报表”，矿山2025年1-7月共动用资源储量900.63万吨，全部为露天开采，则截止本次评估确定评估基准日，保有资源储量为98181.87万吨。

详见附表二。

## (二)评估利用矿产资源储量

评估利用矿产资源储量 =  $\sum(\text{参与评估的基础储量} + \text{资源量} \times \text{相应类型可信度系数})$

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，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。

矿山储量分为露天开采及地下开采部分，地下开采无相关设计资料，矿山目前亦无开采计划，故本次评估亦未对其进行利用。



根据“初步设计”，“由于本矿煤层结构简单，所以可靠度系数按 0.9 计算”。则本次评估依据“初步设计”确定推断资源量(TD)的可信度系数为 0.9。

则，评估基准日评估利用资源储量为 70864.28 万吨。

### (三)采选方案、产品方案

本矿埋藏较浅，适宜露天开采。

采煤工艺为单斗—卡车—半移动式破碎站—带式输送机半连续开采工艺；剥离工艺为单斗—卡车间断开采工艺。

煤层台阶采用水平分层。开采方法原则上为各水平从顶帮开切口沿采掘带向底帮推进剥离或采煤。

本矿煤炭采出后简单破碎后即满足客户需求，故本次评估确定产品方案为原煤。

### (四)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》(CMVS 30300 ~ 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“初步设计”露天矿工业资源/储量与设计资源/储量，估算各边帮下煤柱、河道煤柱和矿山排土场压煤合计 16754.00 万吨(经可信度系数调整)，各可采煤层回采率分别为 95%、96%、94%、88%、95%、88%、92%，则评估基准日可采储量为 51164.84 万吨。

根据“初步设计”中各可采煤层可采储量与可采商品煤量，估算各可采煤层矸石混入率分别为 3.48%、1.20%、3.55%、2.06%、4.58%、8.77%、4.39%，则全区可采商品煤量合计为 52726.41 万吨。

### (五)生产能力和服务年限

#### 1. 生产能力

“贺斯格乌拉南露天矿”采矿许可证证载生产能力为 1500.00 万吨/年，“初步设计”生产能力亦为 1500.00 万吨/年，2024 年锡林郭勒盟能

源局公告“贺斯格乌拉南露天煤矿”生产能力为 1500 万吨/年。故本次评估确定矿山未来生产年限内的生产规模为 1500.00 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》，露天开采的煤矿储量备用系数的取值范围为 1.1~1.2。矿山构造条件简单、水文地质中等偏简单，工程地质条件中等，“初步设计”中露采储量备用系数为 1.1，综合矿山地质构造和开采技术条件，本次评估储量备用系数确定为 1.1。

将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$T = 52726.41 \div 1.1 \div 1500.00 \approx 31.96(\text{年})$$

综上，则本次评估计算年限为 31.96 年。自 2025 年 8 月至 2057 年 7 月。

## (六)销售收入

### 1. 计算公式

年销售收入 = 商品煤销售量 × 商品煤销售价格

### 2. 各种产品年销售量

假设本矿未来生产的原煤全部销售，即正常生产年份商品煤销售量为 1500.00 万吨。

### 3. 商品煤销售价格

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。

煤炭是中国重要的基础能源，在国民经济中具有重要的战略地位。2024年，全国煤炭产量保持稳定，煤炭进口量快速增加带动市场整体供应增长；下游火电行业对煤炭消费需求稳健，但钢铁及建材行业需求支撑不足，煤炭价格震荡回落，行业整体盈利水平有所下降。

“富煤、贫油、少气”是中国能源资源的基本特点，既有的能源禀赋结构造成煤炭在中国一次能源消费结构中所占的比重约为 55.3%，大幅高于 26.5%的世界平均水平。“以煤为主”的能源消费结构与欧美国家“石油为主，煤炭、天然气为辅，水电、核电为补充”的情况差别显著。中国煤炭资源分布的基本特点“北富南贫，西多东少”。近年来，随着“供给侧”改革的推行和中东部省份煤炭资源的逐渐枯竭，煤炭产能进一步向晋陕蒙和新疆地区集中。2024年，晋陕蒙和新疆地区的原煤产量占全国总产量的 81.67%，同比提升 0.40 个百分点。中国原煤供给以国内为主、进口为辅。据国家统计局数据，2024年全国规模以上煤炭企业原煤产量 47.59 亿吨，同比增长 1.30%。随着 2021 年以来的煤炭增产保供政策带来的新增产能逐步充分释放，全国原煤产量增速较上年明显放缓。进口煤方面，2024年，受价差及汇率影响，澳大利亚及蒙古煤炭进口量增幅较大。根据海关总署公布的数据，2024年，全国累计进口煤炭（煤及褐煤）5.43 亿吨，同比增长 14.40%。

需求方面，2024年，全国动力煤及炼焦煤消费量合计约 47.75 亿吨，同比增长 3.07%。煤炭行业的下游需求主要集中在火电行业、钢铁行业和建材行业，其余主要为民用煤和煤化工等行业。煤炭在中国能源消费中的主要形式是火力发电。2024年，全国规模以上电厂火力发电量 6.34 万亿千瓦时，同比增长 1.50%，火力发电量同比保持稳定。同期，钢铁和水泥产量仍不高，对煤炭需求支撑不足。煤炭价格表现方面，2024年，由于海外煤炭供应较为充足，国内经济增速不及预期导致钢铁及建材行业需求不足等因素，国内煤炭市场震荡运行。2024年 1 月，春节前受下游市场需求疲软影响，各煤种价格全面下跌；2 月以

来，受复工复产不及预期影响，市场供应相对偏少，煤价出现小幅上涨，但随着进入动力煤需求淡季，煤炭价格持续走弱，4月中旬跌至近年低点；随后，在国内大部分地区气温逐渐走高的推动下，国内动力煤消费显著增加，市场预期有所扭转，动力煤价格小幅反弹。2024年第四季度，随着电厂阶段性补库、非电行业备料结束，以及煤炭产量回升，动力煤价格有所下降。

2024年3月，国家能源局印发《2024年能源工作指导意见》，要求有序释放煤炭新进产能，推动已核准项目尽快开工建设，在建煤矿项目尽早投产达产，保障煤炭产能接续平稳；建立煤炭产能储备制度，加强煤炭运输通道和产品储备能力建设，提升煤炭供给体系弹性。2024年4月，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》，提出到2027年初步建立煤炭产能储备制度，形成一定规模的可调度产能储备，到2030年力争形成3亿吨/年左右可调度产能储备。产能储备仅为应对极端情形的一种储备措施，日常情况下并不启用。《2024年能源工作指导意见》确定了“供应保障能力持续增强”为能源工作的首要目标，煤炭稳产增产。同时，建立煤炭产能储备制度有助于提升煤炭供给弹性，稳定煤炭价格。新能源技术的持续进步以及碳减排趋势带动新能源快速发展，挤压传统能源发展空间。但考虑到中国的资源禀赋、新能源的间歇性特征及煤炭在钢铁生产中的不可替代性等因素，中长期来看，煤炭行业在中国仍有较大发展空间。未来，具有资金、技术、规模、产业链优势的煤炭行业龙头企业将获得更多的政策支持，市场份额有望继续提高，煤炭行业竞争格局将更趋稳定，有利于行业长期稳定发展，降低宏观经济周期波动对行业的影响。

综上所述，根据当前国家经济形势及近几年煤炭价格趋势，本项目评估采用评估基准日前五年一期加权平均价作为评估用煤炭售价。同时，结合目前煤炭市场价格水平与长期价格的差异，本次评估采用目前价格与不变价差价等量变化方式逐步过渡平滑至长期不变价格。

根据矿山历年的“商品煤价格明细表”，近年商品煤的销售价格如下：

年份	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年1-7月
商品煤销售价格 (元/吨, 不含税)	176.20	220.76	249.43	252.00	252.53	249.24

根据上表计算, 五年一期平均不含税销售价格为 232.18 元/吨。

2025年11月18日, 国家发改委下发了《国家发展改革委办公厅关于做好2026年电煤保供中长期合同签订和履约监管工作的通知》(发改办运行[2025]985号)的价格指导文件, 根据该文件价格机制要求, 2026年电煤中长期出矿价采取“基准价+浮动价”机制, 其中基准价由原来采用当地价格合理区间高位值调整为按中值确定, 本次评估的贺斯格乌拉南露天煤矿受该价格政策变化影响。企业根据该文件价格机制对价格进行了测算, 根据企业测算结果, 2026年较2025年销售价格整体下降约6.24%, 预计综合单价含税260.8元/吨。考虑到此文件的切实影响, 本次评估根据企业测算的影响幅度对前述确定的价格进行调整, 2029年价格调整为不含税217.70元/吨。则本次评估确定2025年7-12月不含税销售价格为249.00元/吨(取整), 2026年不含税销售价格为231.00元/吨(取整), 2027年不含税销售价格为226.00元/吨(取整), 2028年不含税销售价格为222.00元/吨(取整), 2029年起维持长期不含税销售价格为218.00元/吨(取整)。

#### 4. 年销售收入计算

正常年份以2036年为例:

$$\begin{aligned} \text{年销售收入} &= 1500.00 \times 218.00 \\ &= 327000.00 \text{ (万元)}. \end{aligned}$$

### (七)投资估算

#### 1. 固定资产投资

根据《中国矿业权评估准则》, 涉及企业股权转让, 同时进行资产评估、土地使用权评估的矿业权评估, 评估基准日一致时, 可以利用其评估结果作为相应的矿业权评估用固定资产、土地使用权及无形资产和其他长期资产投资额。

根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“固定资产评估汇总表”、“在建工程评估汇总表”及相应的评估

明细表，扣除报废、闲置资产及弃置费用，评估基准日固定资产及在建工程资产评估结果如下表：

序号	固定资产类别	资产评估结果(万元)		本次评估确定值(万元)	
		原值	净值	原值	净值
一	固定资产	343640.24	270597.63	343640.24	270597.62
1	剥离工程	174317.11	134224.17	174317.11	134224.17
2	建筑工程	63729.34	54298.33	63729.34	54298.33
3	机器设备	105593.79	82075.12	105593.79	82075.12
二	在建工程	21187.32	21187.32	21187.32	21187.32
1	土建工程	18886.93	18886.93	18886.93	18886.93
2	机器设备	2300.39	2300.39	2300.39	2300.39

则本次评估确定现有固定资产投资原值为 343640.24 万元，净值为 270597.62 万元，在建工程为 21187.32 万元，见上表。

根据“在建工程一后续支出情况表”，矿山 2025 年 8-12 月尚有后续投资 3999.00 万元(不含税)，全部为土建工程；2026 年尚有后续投资 27692.43 万元(不含税)，其中：土建工程 12800.18 万元，机器设备 14892.24 万元。本次评估参考实际情况按含税金额支出，并回收进项税。

根据“初步设计”，生产期投资为 499.58 万元，其中设备及工器具购置 232.28 万元，安装工程 88.98 万元，工程建设其他费用 159.11 万元，工程预备费 19.21 万元。经与矿山人员沟通，该投资预计 2025 年 8-12 月投入，评估中不考虑工程预备费，故该部分后续投资为 480.37 万元，全部为机器设备。

本次评估将固定资产净值与在建工程在评估基准日一次性全部投入，后续投资按计划投入。

(详见附表四和附表一)

## 2. 无形资产投资

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。

根据资产评估明细表，评估基准日贺斯格乌拉南露天煤矿土地使用权评估价值总额为 267903.35 万元。另外根据采矿权人提供的“贺矿征地工作相关情况说明”，2026 年支出 41032.80 万元。则本次评估确定评估基准日土地使用权投资 267903.35 万元，评估基准日后 2026 年支出 41032.80 万元。

根据资产评估明细表，无形资产—其他无形资产评估价值为 2913.76 万元，则本次评估确定评估基准日无形资产—其他无形资产投资为 2913.76 万元。

### 3. 长期待摊费用

根据贺斯格乌拉南露天煤矿“长期待摊费用评估明细表”，长期待摊费用摊销余值 5584.76 万元，则本次评估确定长期待摊费用 5584.76 万元。

### 4. 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%。本项目流动资金按销售收入的 22.00%计。

则本项目所需流动资金为：

$$327000.00 \times 22.00\% = 71940.00(\text{万元})$$

流动资金依生产负荷均匀流出，评估计算期末全部回收。

## (八)成本估算

### 1. 关于成本估算的原则与方法的说明

依据《矿业权评估参数确定指导意见》，对生产矿山采矿权的评估，可参考矿山企业实际成本、费用核算资料，在了解企业会计政策(资产、成本费用确认标准和计量方法等)的基础上，详细分析后确定。

贺斯格乌拉南露天煤矿 2024 年产量 15006065.55 吨，达到核定产能 1500 万吨。对比 2024 年及近几年的成本费用水平，并结合矿山实际生产模式，本次评估未来年度生产成本主要依据 2024 年的费用水平进行选取。

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。本次评估成本归集与矿山实际保持一致采用“制造成本法”，各参数的取值说明如下：

## 2. 外购材料费

根据贺斯格乌拉南露天煤矿原煤成本明细表，2024 年生产原煤 15006065.55 吨，发生材料费为 112403014.07 元，折合单位材料费 7.49 元/吨，故本次评估确定未来年度外购材料费为 7.49 元/吨。以 2036 年为例：

$$\begin{aligned} \text{年外购材料费} &= \text{原煤产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 11235.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

## 3. 外购燃料及动力费

同“2. 外购材料费”，确定本次评估未来正常生产年份单位外购燃料及动力费为 2.49 元/吨，则：

$$\begin{aligned} \text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 3735.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

## 4. 职工薪酬

根据贺斯格乌拉南露天煤矿原煤成本明细表，2024 年职工薪酬 234924890.87 元，折合单位职工薪酬 15.66 元/吨；因 2025 年开始矿山所产商品煤由平能统一销售，原销售人员并入生产部门，职工薪酬计入生产成本—职工薪酬，根据贺斯格乌拉南露天煤矿“成本费用情况表”，2024 年销售费用—职工薪酬 15613855.16 元，折合单位职工薪酬 1.04 元/吨，则职工薪酬合计 16.70 元/吨。企业预测 2025 年全年工资总额相比 2024 年的增长幅度约 1%，并逐年增长至 2028 年，故以 2036 年为例，故本次评估确定未来正常生产年份单位职工薪酬为 17.38 元/吨，则：

$$\begin{aligned} \text{年职工薪酬} &= \text{原煤产量} \times \text{单位职工薪酬} \\ &= 26070.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$



## 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 2036 年为例：

房屋建筑物年折旧额 =  $63729.34 \times (1 - 5\%) \div 30 = 2018.10$ (万元)

新增房屋建筑物年折旧额 =  $(18886.93 + 4358.91 \div 1.09 + 13952.20 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 = 1130.06$ (万元)

机器设备年折旧额 =  $105593.79 \times (1 - 5\%) \div 12 = 8359.51$ (万元)

新增机器设备年折旧额 =  $(2300.39 + 480.37 \div 1.13 + 16828.24 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 = 1394.74$ (万元)

年折旧额 =  $2018.10 + 1130.06 + 8359.51 + 1394.74 = 12902.40$ (万元)

单位原煤折旧费 =  $12902.40 \div 1500.00 = 8.60$ (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,本项目评估应在2050年更新投入房屋建筑物69464.98万元(含税),2034年、2046年更新投入119320.98万元机器设备(含税),2039年、2051年更新投入19908.05万元新增机器设备(含税)。

## (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。该项目在2050年回收房屋建筑物残值3186.47万元,在2034年、2046年回收机器设备残值5279.69万元,在2038年、2050年回收新增机器设备残值880.89万元,评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备余值为76206.26万元。

## 6. 安全费用

根据2022年12月13日财政部办公厅应急部办公厅关于印发《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),煤炭生产企业依据开采的原煤产量按月提取,各类煤矿原煤单位产量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,安全费用标准为吨煤30元;(三)其他井工矿吨煤15元。(四)露天矿吨煤5元;矿山根据“第五十条企业安全生产费用月初结余达到上一年应计提金额三倍及以上的,自当月开始暂停提取企业安全生产费用,直至企业安全生产费用结余低于上一年应计提金额三倍时恢复提取”。自2022年之后未提取安全费用。由于未知矿山未来年度的安全费用结余,本次评估仍依据上述规定确定安全费用为5.00元/吨。则:

$$\begin{aligned} \text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 7500.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

## 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《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),内蒙古自治区维简费吨煤 9.5 元/吨(含井巷费用 2.50 元);根据内蒙古自治区人民政府“关于印发自治区煤矿维持简单再生产费用管理规定的通知”(内政发[2014]56号),内蒙古维简费按照 10.5 元/吨(含井巷费用 2.50 元)提取。矿山实际每年按 7 元/吨提取维简费。综上,本次评估按吨煤 7.00 元标准提取维简费。

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  $3.50 [= 7.00 \times 50\%]$  元/吨,折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则:

$$\begin{aligned} \text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 10500.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 8. 井巷工程基金

由上所述,本项目评估确定吨原煤井巷工程基金为 2.50 元。则:

$$\begin{aligned} \text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 3750.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 9. 修理费

根据矿山财务资料,生产成本及管理费用中均包含修理费,本次评估统一在生产成本中归集,经计算单位已有固定资产修理费为 1.85 元/吨。

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%。本次评估新增固定资产的修理费按评估选取的机器设备原值的 3%重新估算,经计算单位新增固定资产修理费为 0.35 元/吨。

综上,本项目评估确定吨原煤修理费为 2.20 元。则:

$$\begin{aligned} \text{年修理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位修理费} \\ &= 3300.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 10. 外委费

根据矿山 2024 年财务资料，贺斯格乌拉南露天煤矿 2024 年发生外委费 377208977.55 元，其中剥离费 327704323.65 元，穿爆费 21287207.84 元、运营维护费 25962100.00 元、零星工程 2255346.06 元(考虑到抵扣税率不同，单独列示)，折合单位剥离费 21.84 元/吨，单位穿爆费 1.42 元/吨、单位运营维护费 1.73 元/吨、单位零星工程 0.15 元/吨。依据矿业权人的控股股东平庄煤业提供资料，列示了贺斯格乌拉南露天煤矿 2025 年至 2030 年的剥采量及外委剥离单价，评估中据此对剥离费进行调整，2031 年至 2043 年参考“初步设计”中设计的剥采量选取，2043 年之后则参考“初步设计”中的全区剥采量扣除 2043 年及之前的剥采量进行调整，外委剥离单价参考 2028 年至 2030 年的平均单价 7.44 元/吨确定。以 2036 年为例，评估确定剥采量为 7200 万 m<sup>3</sup>，则剥离费重新估算为 53568.00 万元，其他外委费为 4950.00 万元，外委费合计 28758.00 万元，折合单位外委费为 39.01 元/吨。

#### 11. 矿山地质环境治理与土地复垦费用

根据 2022 年 12 月中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司编制的《内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》及其评审意见书，方案估算矿山地质环境治理与土地复垦费用总投资 31194.95 万元(扣除基本预备费)，对应开采年限 23.76 年，则年矿山地质环境治理与土地复垦费用为 1312.92 万元，折合单位矿山地质环境治理与土地复垦费用为 0.88 元/吨。

#### 12. 其他制造费用

其他制造费用为除上述费用外的其他费用，其中包含无形资产摊销。无形资产摊销按照评估选取无形资产投资额重新计算，与长期待摊费用一并计入管理费用，此处将其扣除。则剩余单位其他制造费用为 2.60 元/吨，故本次评估确定未来年度其他制造费用为 2.60 元/吨，则：

$$\begin{aligned} \text{年其他制造费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他制造费用} \\ &= 3900.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 13. 管理费用

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，确定管理费用时，剔除上交上级单位的管理费和非经常性发生的费用。

### (1)职工薪酬

同“4. 职工薪酬”，本次评估确定未来年度单位管理费用—职工薪酬为 4.65 元，则：

$$\begin{aligned} \text{年职工薪酬} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位职工薪酬} \\ &= 6975.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

### (2)无形资产摊销

根据《收益途径评估方法规范》及《矿业权评估参数确定指导意见》，土地使用权摊销年限，应以土地使用权剩余使用年限确定。当土地使用权剩余使用年限大于评估计算年限时，以评估计算年限作为土地使用权摊销年限。其他无形资产可在矿山生产期内按 10 年或矿山受益期(矿山服务年限)或评估计算的服务年限计提摊销费。

工业用地年限为 50 年，矿山现有土地剩余年限约为 46 年，新增土地年限为 50 年，本项目矿山服务年限为 31.96 年，短于工业用地年限，但由于矿山尚有需井工开采的资源储量，故本次评估土地费用按土地剩余服务年限进行摊销；其他无形资产及长期待摊费用亦按矿山实际剩余服务年限进行摊销。

$$\text{年土地使用权摊销费} = 267903.35 \div 46 + 41032.80 \div 50 = 6644.64 \text{ (万元)}$$

$$\text{年其他无形资产摊销费} = 2913.76 \div 31.96 = 91.18 \text{ (万元)}$$

$$\text{年长期待摊费用摊销费} = 5584.76 \div 31.96 = 174.77 \text{ (万元)}$$

年摊销费合计为 6910.59 万元。

折合单位摊销费用为 4.61 元/吨。

### (3)水土保持补偿费

根据内蒙古自治区财政厅 发展和改革委员会 水利厅 中国人民银行呼和浩特中心支行关于印发《内蒙古水土保持补偿费征收使用实施办法》的通知(内财非税规[2015]18 号)，开采期间，石油、天然气以外的矿产资源按照开采量计征收费标准为每吨 2 元，其中：褐煤按照每吨 1 元(不足 1 吨的按 1 吨计)；石油、天然气按照生产量计征，原油每吨 20 元，天然气每立方米 0.006 元。

企业实际缴纳水土保持补偿费按 1 元/吨标准缴纳。故本次评估水土保持补偿费按 1.00 元/吨的标准计算。则

$$\text{年水土保持补偿费} = \text{原煤年产量} \times \text{单位水土保持费}$$

$$= 1500.00(\text{万元})$$

#### (4)其他管理费用

管理费用中折旧费、修理费在生产成本中一并核算，此处不再考虑，无形资产摊销、水土保持费重新计算，则扣除上述费用后的 2024 年其他管理费用为 82083252.15 元，折合吨矿其他管理费用为 1.01 元/吨，故本次评估确定单位其他管理费用为 1.01 元，则：

$$\begin{aligned} \text{年其他管理费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他管理费用} \\ &= 1515.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

综上，本次评估确定年管理费用为 3900.00 万元，折合单位管理费用 11.27 元/吨。

#### 14. 研发费用

同“2. 外购材料费”，确定本次评估未来正常生产年份单位研发费用为 0.39 元/吨，则：

$$\begin{aligned} \text{年研发费用} &= \text{原煤产量} \times \text{单位研发费用} \\ &= 585.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 15. 销售费用

贺斯格乌拉南露天煤矿的商品煤以往年度自行销售，2025 年开始由平能(锡林郭勒)煤炭销售有限责任公司统一销售，根据矿山与平能(锡林郭勒)煤炭销售有限责任公司签订的“代理销售服务补充协议”(锡林河销售〔2024〕54号-01)，代理销售服务费为不含税价格 1.42 元/吨，税率 6%，按实际结算煤炭及煤炭副产品数量计算，故本次评估确定销售服务费为 1.42 元/吨。

根据贺斯格乌拉南露天煤矿 2024 年“成本费用情况表”，扣除重新计算的折旧费用、统一归集到生产成本的职工薪酬后的其他销售费用为 26932211.60 元，折合单位其他销售费用为 1.79 元/吨；故本次评估确定未来年度单位销售费用为 3.21 元/吨。则：

$$\begin{aligned} \text{年销售费用} &= \text{原煤产量} \times \text{单位销售费用} \\ &= 4815.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

#### 16. 财务费用

根据《中国矿业权评估准则》，财务费用按有关规定重新计算。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿业权评估时财务费用根据

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，贷款利率参考评估基准日时执行的一年期贷款利率3.00%，单利计息，则：

$$\begin{aligned} \text{年流动资金贷款利息} &= 71940.00 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 1510.74(\text{万元}) \end{aligned}$$

折合吨原煤财务费用为 1.01 元。

#### 17. 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 2036 年为例，评估对象的单位总成本费用为 111.02 元/吨、单位经营成本 90.81 元/吨；年总成本费用 166534.65 万元、年经营成本 136210.92 万元。

#### (九)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承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 - 当期机器设备进项税额抵扣

销项税额 = 销售收入 × 销项税税率

进项税额 = (外购材料费 + 外购燃料及动力费 + 修理费 + 外委费 + 销售服务费) × 进项税税率

根据财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》(财税[2018]32号)，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用17%和11%税率的，税率分别调整为16%、10%。自2018年5月1日开始执行。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)，自2019年4月1日，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%，纳税人取得不动产或者不动产在建工程的进项税额不再分 2 年抵扣。

故 2019 年 4 月 1 日后，销项税税率取 13%。为简化计算，进项税额以外购材料费、外购燃料及动力费、修理费之和为税基，税率为 13%。机器设备进项税税率为 13%，房屋建筑物进项税税率为 9%。矿山实际发生的外委费—剥离费、穿爆费、零星工程进项税税率为 9%，外委费—运营维护费进项税税率、销售服务费为 6%

进项税额抵扣的顺序为先抵扣材料费、燃料动力费、修理费及外委费的进项税，后抵扣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，可延至下一年抵扣，直至将进项税额抵扣完毕。

正常年份以 2036 年为例，计算过程如下：

$$\begin{aligned} \text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 42510.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费}) \times 13\% + (\text{剥离费} + \text{穿爆费} + \text{零星工程}) \times 9\% + (\text{运营维护费} + \text{销售服务费}) \times 6\% \\ &= 7691.67 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{年应纳增值税} &= \text{销项税额} - \text{进项税额} - \text{不动产进项税额抵扣} - \text{机器设备进项税额抵扣} \\ &= 34818.33 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

## 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》。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%。矿山所在地为内蒙古自治区锡林郭勒盟乌拉盖管理区巴音胡硕镇，矿山实际城市维护建设税税率为 1%，因此，本次评估城市维护建设税税率确定为 1%。则：

$$\text{年城市维护建设税} = \text{年应纳增值税} \times 1\%$$



$$= 348.18(\text{万元})$$

### 3. 教育费附加及地方教育附加

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:

$$\begin{aligned} \text{年教育费附加及地方教育附加} &= \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%) \\ &= 1740.92(\text{万元}) \end{aligned}$$

### 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%,则本次评估资源税按销售价格的 10%估算。

以 2036 年为例

$$\begin{aligned} \text{年资源税} &= \text{年商品煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 32700.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

### 5. 水资源税及环境保护税

根据贺斯格乌拉南露天煤矿 2024 年实际财务资料,发生水资源税及环境保护税 33725146.28 元,折合单位水资源税及环境保护税 2.25 元/吨,本次评估假定水资源税及环境保护税水平保持不变,则本次评估确定未来年度单位水资源税及环境保护税为 2.25 元/吨,年水资源税及环境保护税为 3375.00 万元。

### 6. 其他税金

此处的其他税金包括房产税、土地使用税、车船使用税、印花税等。根据贺斯格乌拉南露天煤矿 2024 年实际财务资料,发生其他税金为 62499492.37 元,本次评估确定未来年度其他税金为 6249.95 万元。

正常年份年销售税金及附加合计为 44414.05 万元。

## (十) 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 2036 年为例，企业所得税为 29012.82 万元。

## (十一) 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：

$$\text{折现率} = \text{无风险报酬率} + \text{风险报酬率}$$

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，无风险报酬率即安全报酬率，通常可以参考政府发行的中长期国债利率或同期银行存款利率来确定。国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。根据 WIND 资讯系统所披露的信息，10 年期国债在评估基准日的到期年收益率为 1.70%，则本次评估无风险报酬率确定为 1.70%。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，风险报酬率采用“风险累加法”估算。“风险累加法”是将各种风险对风险报酬率的要求加以量化并予以累加。矿产勘查开发行业，面临的主要风险有很多种，其主要风险有：勘查开发阶段风险、行业风险、财务经营风险、社会风险、其他个别风险。贺斯格乌拉南露天煤矿为生产矿山，勘查开发阶段风险确定为 0.60%；煤炭开采行业总体属高危行业，行业风险确定为 2.00%；贺斯格乌拉南露天煤矿矿区面积大，后期需支付大笔的土地费用，具有一定财务经营风险，财务经营风险确定为 1.50%。个别风险取值 2.00%。则本次评估各风险报酬率确定为 6.10%。

综合折现率取值区间和矿山开发程度，本次评估折现率确定为 7.80%。

## 十一、评估假设

本报告所称矿业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市场价值意见：

(1) 以采矿许可证内已评审的资源储量为基础，且营业执照、采矿

许可证到期可以顺利延续；

(2)以设定的生产方式、建设期、生产规模、产品结构及开发技术水平为基准且持续经营；

(3)假设未来年度生产、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。

## 十二、评估结论

本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权”于2025年7月31日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现值为704777.33万元，采矿权评估价值为704777.33万元，大写人民币柒拾亿肆仟柒佰柒拾柒万叁仟叁佰元整。

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)内蒙古锡林河煤化工有限责任公司贺斯格乌拉南露天煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2050 年 01 月 03 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期，本次评估假设采矿权人会根据国务院第 241 号令、国务院令第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二)矿山井工区一直未开采，未动用资源量，保有资源量 25854 万吨(探明资源量 12111 万吨，控制资源量 364 万吨，推断资源量 13379 万吨)。由于地下开采无相关设计资料，矿山目前亦无开采计划，故本次评估亦未对其进行利用。

(三)根据采矿权人提供的“贺矿征地工作相关情况说明”，贺矿八期用地涉占湿地面积 69.373 公顷，因现行政策未涉及一般湿地恢复费缴纳标准，待一般湿地恢复费缴纳标准出台后，锡林河公司足额补缴相应费用，目前无法预测缴纳金额，故本次评估亦未预测该费用。

(四)本次评估确定可采储量时，对于(333)/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人之间无任何利害关系。

(六)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、储量核实报告、初步设计等)，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。

本次评估结果依据了矿业权人提供的储量核实报告、初步设计及现有财务资料等作出。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。

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。

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

(八)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)本评估报告只能由在委托合同中载明的矿业权评估报告使用者使用或由评估管理机关或其授权的单位审查评估报告和检查评估时使用；

(二)本评估报告仅供评估委托人在评估报告所述评估目的下使用，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；

(三)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；


(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、评估报告日

本矿业权评估报告日为 2025 年 12 月 16 日。

(以下无正文，仅为评估报告签字盖章页)

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(王军好): 

矿业权评估师(王桂玲、王军好):



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