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

中企华矿评报字[2025]第 1078 号

(共二册，第一册)

北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日

中国矿业权评估师协会

评估报告统一编码回执单

报告编码: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

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津、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):

矿业权评估师 王军好 22008000073

矿业权评估师 王桂玲 222002000067

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：91152591783048 43XA；

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271.62km²，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111.16km²，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27.54km²和35.92 km²，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 km²,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 27.2312km²，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。

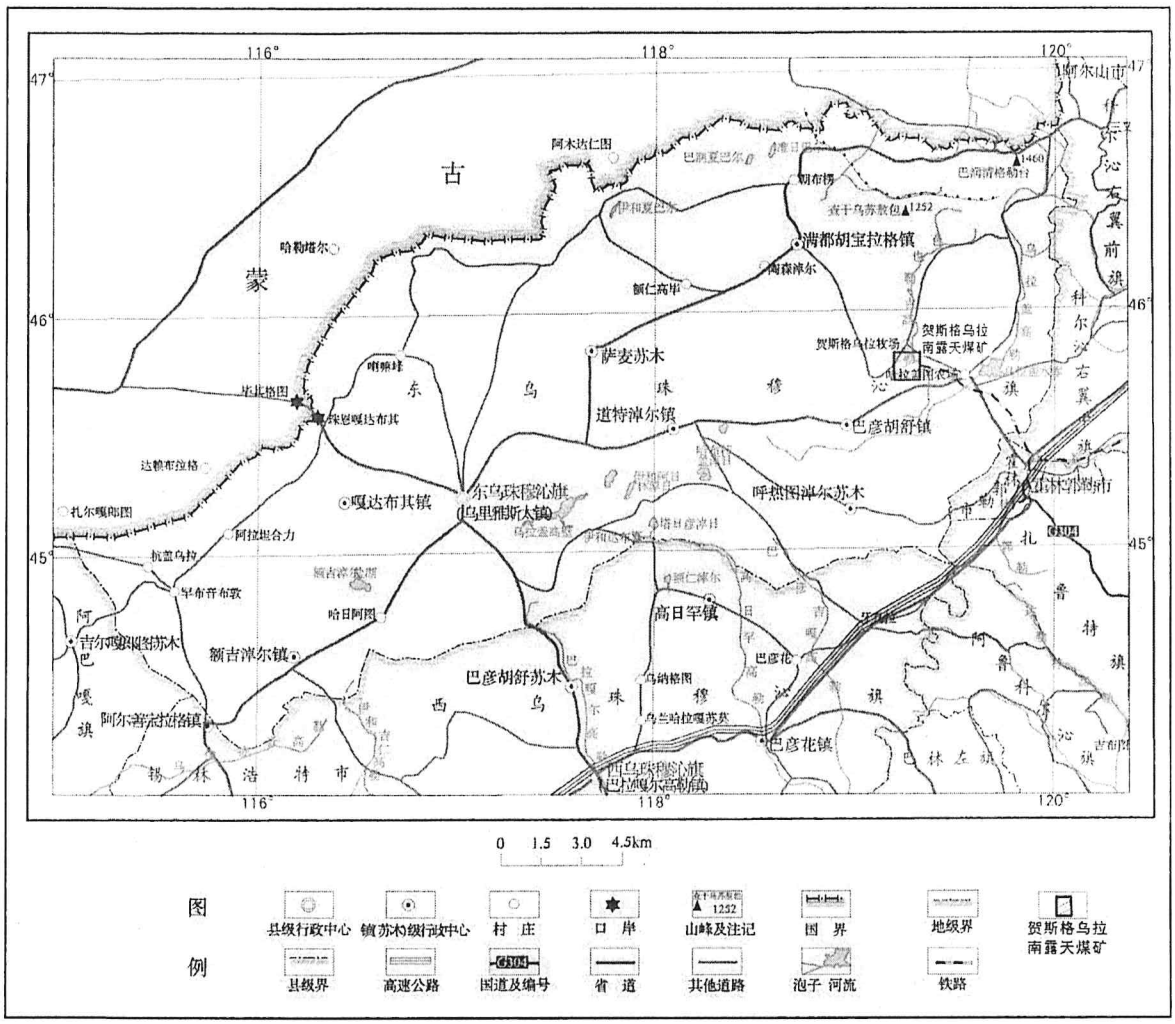
八、矿产资源勘查和开发概况

(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′，向西南流至贺斯格尔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，在左岸有贺斯格尔淖尔、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^2，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^3，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^3/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_3mk)、侏罗系上统白音高老组(J_3b)、白垩系下统大磨拐河组(K_1d)及新生界第四系(Q)。

(1)侏罗系上统满克头鄂博组(J_3mk)

该区外西北角出露，为满克头鄂博组第一岩段(J_3mk^1)，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_3b)

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_1d)

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^{al+l})、风积沼泽堆积(Qh^{eol+h})、风成砂(Qh^{cal})。厚度 14.20～63.63m。

冲积、湖积(Qh^{al+l})：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^{eol+h})：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^{cal})：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，处于盆内同沉积坳陷部位，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_5、F_6 两条斜交正断层，F_5 发生在先，被 F_6 所切。

F_5：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_6：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_1d)，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，处于盆内同沉积坳陷部位，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/m³	视密度(ARD) t/m³	煤层号	真密度(TRD) t/m³	视密度(ARD) t/m³
1-1	1.37－1.46 / 1.42(3)	1.25－1.33 / 1.28(3)	3-5	1.52(1)	1.30－1.34 / 1.32(2)
2-1	1.37－1.46 / 1.42(3)	1.25－1.33 / 1.28(3)	3-7	1.51(1)	1.30－1.34 / 1.32(2)
2-2	1.51－1.58 / 1.55(2)	1.25－1.31 / 1.28(3)	3-8	1.42－1.62 / 1.52(2)	1.28－1.35 / 1.31(3)
2-3	1.52－1.57 / 1.55(2)	1.30－1.51 / 1.40(2)	4-1	1.52－1.60 / 1.56(4)	1.24－1.50 / 1.32(7)
3-1	1.45－1.64 / 1.52(4)	1.23－1.45 / 1.32(6)	4-2	1.48(1)	1.31(1)
3-3	1.52(1)	1.25－1.35 / 1.30(3)	4-6	1.53－1.57 / 1.55(2)	1.26－1.45 / 1.36(4)
3-4	1.40－1.49 / 1.45(3)	1.25－1.41 / 1.32(7)	4-7	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(Vdaf)：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($S_{t,d}$)：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1.07～10μg/g之间，一般1-1煤层平均3.72μg/g；2-1煤层平均2.38μg/g；2-2煤层平均2.03μg/g；2-3煤层平均1.88μg/g；3-1煤层平均3.12μg/g；3-3煤层平均1.07μg/g；34煤层平均2.42μg/g；3-5煤层平均4.38μg/g；3-7煤层平均2.14μg/g；3-8煤层平均10μg/g；4-1煤层平均2.45μg/g；4-2煤层平均1.98μg/g；4-6煤层平均1.98μg/g；4-7煤层平均1.70μg/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_d)：各煤层原煤氟含量平均在38.21～75.17μg/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36.67～80.00μg/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(Cdaf)平均在64.77%～72.66%之间，氢含量(Hdaf)平均在4.25%～5.71%之间，氧含量(Odaf)平均在20.63%～25.36%之间，氮含量(Ndaf)平均在0.82%～1.89之间。

各煤层浮煤碳含量(Cdaf)平均在68.49%～72.38%之间，氢含量(Hdaf)平均在4.25%～5.18%之间，氧含量(Odaf)平均在21.45%～26.05%之间，氮含量(Ndaf)平均在0.82%～1.52之间。

④微量元素

煤中锗(Ge)平均含量在1.16～5.57×10-6之间，钒(V)平均含量在38.21～75.17×10-6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($Q_{net,d}$)：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($Q_{gr,d}$)：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($Q_{gr,maf}$)：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 SiO_2，其平均含量在 45.83%～71.71%之间，Al_2O_3 在 13.41%～18.51%之间，Fe_2O_3 在 2.15%～4.38%之间，CaO 在 2.15%～12.42%之间，SO_3 在 1.67%～6.02%之间，MgO 在 0.68%～3.47%之间，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(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±0.1 含量法"进行评定。

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

3-1 煤层：洗选后的灰分(Ad)在 9%、10%、11%时属极难选。

4-1 煤层：洗选后的灰分(Ad)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(Pm)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，是良好的动力用煤，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°。

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、植草地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_4、重烃含量均为 0，自然瓦斯成分中 CH_4 为 0，CO_2 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 5～7m³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 12m³电铲、2 台 7m³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 174.65Mm³，其中已排弃 168.95Mm³，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 5.70Mm³。南排土场占地面积 8.25km²，剩余排弃量 30Mm³。

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：

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

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 = ∑(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:

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

＝(评估利用资源储量－设计损失量)×采矿回采率

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 ÷ 1.1 ÷ 1500.00 ≈ 31.96(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:

年销售收入 = 1500.00 × 218.00

= 327000.00 (万元)。

(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—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 × 22.00% = 71940.00(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：

年外购材料费 = 原煤产量 × 单位外购材料费

= 11235.00 (万元)

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：

年外购燃料及动力费 = 原煤产量 × 单位外购燃料及动力费

= 3735.00 (万元)

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：

年职工薪酬 = 原煤产量 × 单位职工薪酬

= 26070.00 (万元)

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 × (1 − 5%) ÷ 30 = 2018.10(万元)

新增房屋建筑物年折旧额 = (18886.93 + 4358.91 ÷ 1.09 + 13952.20 ÷ 1.09) × (1 − 5%) ÷ 30 = 1130.06(万元)

机器设备年折旧额 = 105593.79 × (1 − 5%) ÷ 12 = 8359.51(万元)

新增机器设备年折旧额 = (2300.39 + 480.37 ÷ 1.13 + 16828.24 ÷ 1.13) × (1 − 5%) ÷ 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 ÷ 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：

年安全费用＝原煤年产量×单位安全费用

＝7500.00(万元)

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 元的标准提取维简费。

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[＝7.00×50%]元/吨，折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则：

年维简费＝原煤年产量×单位维简费

＝10500.00(万元)

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：

年井巷工程基金＝原煤年产量×单位井巷工程基金

＝3750.00(万元)

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：

年修理费＝原煤年产量×单位修理费

＝3300.00(万元)

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^3，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：

年其他制造费用 = 原煤年产量 × 单位其他制造费用

= 3900.00(万元)

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：

年职工薪酬 = 原煤年产量 × 单位职工薪酬

= 6975.00 (万元)

(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。

年土地使用权摊销费 = 267903.35 ÷ 46 + 41032.80 ÷ 50 = 6644.64 (万元)

年其他无形资产摊销费 = 2913.76 ÷ 31.96 = 91.18 (万元)

年长期待摊费用摊销费 = 5584.76 ÷ 31.96 = 174.77 (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

年水土保持补偿费 = 原煤年产量 × 单位水土保持费

= 1500.00(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：

年其他管理费用 = 原煤年产量 × 单位其他管理费用

= 1515.00(万元)

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：

年研发费用 = 原煤产量 × 单位研发费用

= 585.00(万元)

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：

年销售费用 = 原煤产量 × 单位销售费用

= 4815.00(万元)

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：

年流动资金贷款利息 = 71940.00 × 70% × 3.00%

= 1510.74(万元)

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

1.应纳增值税

年应纳增值税额 = 当期销项税额 - 当期进项税额 - 不动产进项税额抵扣 - 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：

年销项税额 = 年销售收入 × 13%

= 42510.00 (万元)

年进项税额 = (年外购材料费 + 年外购燃料及动力费 + 年修理费) × 13% + (剥离费 + 穿爆费 + 零星工程) × 9% + (运营维护费 + 销售服务费) × 6%

= 7691.67(万元)

年应纳增值税 = 销项税额 − 进项税额 − 不动产进项税额抵扣 − 机器设备进项税额抵扣

= 34818.33(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：

年城市维护建设税 = 年应纳增值税 × 1%

= 348.18(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:

年教育费附加及地方教育附加 = 年应纳增值税 × (3% + 2%)

= 1740.92(万元)

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

年资源税 = 年商品煤销售收入 × 资源税税率

= 32700.00(万元)

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:

折现率 = 无风险报酬率 + 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津、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):

矿业权评估师 王军好 22200800073

矿业权评估师 王桂玲 22200200067

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