

国能新疆准东能源有限责任公司

准东露天煤矿采矿权

评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1062 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:1102420250202064353

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: 国能新疆准东能源有限责任公司准东露天
煤矿采矿权评估报告

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1062号

评 估 值: 136007.55(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。

国能新疆准东能源有限责任公司

准东露天煤矿采矿权

评估报告

目录

评估报告书摘要.....	4
评估报告书正文.....	8
一、评估机构.....	8
二、委托人及采矿权人.....	8
三、评估对象和范围.....	10
(一)评估对象和范围.....	10
(二)矿业权历史沿革和矿业权价款处置情况.....	11
四、评估目的.....	13
五、评估基准日.....	13
六、评估依据.....	13
(一)法规、规范依据.....	13
(二)行为、产权和取价依据.....	15
七、评估实施过程.....	16
八、矿产资源勘查和开发概况.....	17
(一)矿区位置和交通.....	17
(二)自然地理.....	17
(三)地质勘查工作概况及取得成果.....	18
(四)矿区地质概况.....	19
(五)煤层与煤质.....	22
(六)开采技术条件.....	32
(七)矿山开发利用现状.....	33
九、评估方法.....	34
十、评估指标和参数.....	34
(一)保有资源储量.....	35

(二)评估利用矿产资源储量	35
(三)采煤方案	36
(四)产品方案	37
(五)采煤技术指标	37
(六)评估利用可采储量	37
(七)生产能力和服务年限	37
(八)销售收入	38
(九)投资估算	43
(十)成本估算	45
(十一)销售税金及附加	52
(十二)所得税	55
(十三)折现率	56
十一、评估假设	57
十二、评估结论	57
十三、评估基准日期后重大事项	58
十四、特别事项说明	58
十五、评估报告的使用限制	60
十六、评估报告日	60
十七、评估机构和评估责任人	60
十八、国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评估	
报告附表目录	
附表一国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评	
估价值估算表	
附表二国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评	
估可采储量和矿井服务年限估算表	
附表三国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评	
估销售收入估算表	
附表四国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评	
估资产投资估算表	
附表五国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评	

估资产折旧摊销费用估算表

附表六国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权评估税费估算表

国能新疆准东能源有限责任公司

准东露天煤矿采矿权

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：国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权。

评估目的：因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，为此需要对评估基准日所涉及的国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权进行价值评估，本次评估即为该经济行为提供采矿权价值参考意见。

评估基准日：2025年7月31日

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：截止评估基准日，准东露天矿保有资源储量共237294.79万吨，评估利用资源储量228514.64万吨，露天矿区保有可采储量为161269.04万吨。生产能力3500万吨/年，储量备用系数1.1，评估计算年限42.96年。商品煤综合不含税价格为130.00元/吨，正常年度年销售收入455000.00万元。固定资产投资原值为448062.45万元(包括在建工程)，净值为324307.14万元，后续固定资产投资69479.48万元(含税)。正常生产年原煤单位总成本费用为73.87元/吨、单位经营成本62.43元/吨；年总成本费用258529.26万元、年经营成本218491.55万元。折现率为7.8%。

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，“国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权”于评估基准日

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 136007.55 万元，采矿权评估价值 136007.55 万元。大写人民币壹拾叁亿陆仟零柒万伍仟伍佰元整。

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。

特别事项披露:

国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权采矿许可证有效期截止 2036 年 10 月 11 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。

根据“《国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权出让收益评估报告》告知函”(新地学采告函[2022]036 号)，北京中同华矿业咨询有限公司对准东煤矿进行了矿业权出让收益评估，“评估方法为折现现金流量法，评估基准日为 2022 年 3 月 31 日，评估计算年限为 30 年，拟动用资源量为 93799.15 万吨，2022 年 4 月-2025 年 7 月累计动用资源量 10888.70 万吨，已缴纳出让收益剩余资源量为 82910.45 万吨，根据评估基准日保有资源量和可采储量占比计算，已缴纳出让收益剩余可采储量 56347.16 万吨，未处置出让收益可采储量为 104921.87 万吨。本次评估中已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)煤的征收率为原煤矿产品收入的 2.4%和《新疆维吾尔自治区矿产品销售收入转换系数》规定的选煤收入转换系数 0.89 计算了相关矿业权出让收益税费。

准东露天煤矿目前存在需要购置 1500 万吨产能指标，企业规划待矿区总规修改完成后，通过改扩建方式从生产能力 2000 万吨/的扩大到 4500 万吨/年，同时申请产能储备矿山方式解决产能指标置换问题，如改扩建申请被核准且列入产能储备（新增产能的 30%），根据

《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤炭产能储备制度的实施意见发改能源规〔2024〕413号》文件规定，如被列入产能储备矿山，新增 2500 万吨/年产能可免于全部产能指标置换。本次评估假设矿山能够顺利取得产能储备矿山资格，免于产能置换指标，未考虑指标购置支出。考虑到此事项尚未获批且具有的不确定性，建议交易双方对未来产能置换指标和相应支出及是否被豁免进行约定。

准东露天煤矿开采至三采区后，由剥采比较高，自 2059 年开始在现有技术经济指标下开采不经济，每年净利润和净现金流量均为负值，本次采矿权价值评估计算期为 2025 年 8 月至 2058 年。

特别提请本报告使用者注意。

本评估报告仅供评估委托人用于本报告所列明之评估目的，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；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：

以上内容摘自国能新疆准东能源有限责任公司准东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。

（此下无正文，仅为准东煤矿采矿权评估报告签字页）

法定代表人(权忠光):



项目负责人(王军好):



矿业权评估师(王军好、王桂玲):



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



国能新疆准东能源有限责任公司

准东露天煤矿采矿权

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，根据国家有关采矿权评估的规定，本着独立、客观、公正的原则，按照恰当的采矿权评估方法，对国能新疆准东能源有限责任公司准东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国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权进行了尽职调查、市场调查与询证，对上述采矿权在 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、委托人及采矿权人

(一)委托人之一

名称：国家能源投资集团有限责任公司(以下简称：“国家能源集团”)

住所：北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人：邹磊

注册资本：13,209,466.115 万元

类型：有限责任公司(国有独资)

统一社会信用代码：91110000100018267J

成立日期：1995 年 10 月 23 日

营业期限：1995 年 10 月 23 日至无固定期限

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

(二)委托人之二

名称：中国神华能源股份有限公司(以下简称：“中国神华”)

住所：北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人：吕志韧

注册资本：1,986,851.9955 万元

类型：其他股份有限公司(上市)

统一社会信用代码：91110000710933024J

成立日期：2004 年 11 月 8 日

营业期限：2004 年 11 月 8 日至无固定期限

股票代码：601088.SH、01088.HK

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

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

(三)采矿权人

采矿权人名称：国能新疆准东能源有限责任公司；

类型：有限责任公司(自然人投资或控股的法人独资)；

住所：新疆昌吉州吉木萨尔县准东经济技术开发区五彩湾综合服务区展览中心东侧；

法定代表人：徐全耀；

注册资本：贰拾亿叁仟万整(人民币)；

成立日期：2012年08月07日；

营业期限：2012年08月07日至2062年08月06日；

经营范围：道路货物运输(不含危险货物)；旅游业务；住宿业务；自来水生产与供应；道路货物运输站经营；城市配送运输服务(不含危险货物)；铁路运输辅助活动；装卸搬运；国内贸易代理；矿业投资、正餐服务、高岭土生产与销售、电力供应、煤炭开采与销售；普通货物仓储服务(不含危险化学品等需许可审批的项目)；有色金属合金销售；石油制品销售(不含危险化学品)；非金属矿及制品销售；高品质特种钢铁材料销售(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)。

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象为国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权。

根据2025年2月13日新疆自然资源厅颁发的采矿许可证(证号：C6500002018011110145785)，采矿权人国能新疆准东能源有限责任公司(以下简称“准东能源”)；矿山名称：国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿(以下简称“准东煤矿”)；开采矿种：煤；开采方式：露天开采；生产规模：3500.00万吨/年；矿区面积：40.0785平方公里；

有效期限：壹拾壹年零捌月，自 2025 年 02 月 13 日至 2036 年 10 月 11 日；发证机关：新疆维吾尔自治区自然资源厅；矿区范围由 8 个拐点确定，各拐点坐标如下：

拐点 编号	1980 西安坐标系		拐点 编号	2000 国家大地坐标系	
	X	Y		X	Y
1	4970092.89	30433735.84	5	4961672.69	30429885.49
2	4964984.85	30432552.78	6	4967235.9	30427177.74
3	4963474.85	30431743.76	7	4970607.95	30425549.74
4	4962341.84	30430679.74	8	4970105.91	30429508.78
开采深度：由 636 米至-60 米					

评估范围为准东露天煤矿采矿许可证拐点坐标范围及其范围内保有资源量。

(二)矿业权历史沿革和矿业权价款处置情况

1.矿业权历史沿革

准东露天煤矿采矿权系 2018 年 1 月 29 日首次取得，证号：C6500002018011110145785；采矿权人：神华新疆吉木萨尔能源有限责任公司；地址：新疆吉木萨尔县准东经济技术开发区；矿山名称：神华新疆吉木萨尔能源有限责任公司准东露天煤矿；经济类型：国有企业；开采矿种：煤；开采方式：露天开采。生产规模：800 万吨/年；矿区面积为 40.0785 平方千米，开采深度由+636 米至+238 米标高。

后经 2018 年 11 月、2019 年 11 月延续后，于 2021 年 10 月进行变更，采矿权人由神华新疆吉木萨尔能源有限责任公司变更为国能新疆准东能源有限责任公司，矿山名称由神华新疆吉木萨尔能源有限责任公司准东露天煤矿变更为国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿，有效期自 2021 年 10 月 11 日至 2036 年 10 月 11 日；其他未变更。

2022 年 9 月进行生产能力变更，生产能力变更为 2000 万吨/年，矿证有效期自 2022 年 9 月 6 日至 2036 年 10 月 11 日；

2023 年 12 月，生产能力变更为 2600 万吨/年，有效期自 2023 年 12 月 22 日至 2036 年 10 月 11 日；

2025 年 2 月，生产能力变更为 3500 万吨/年，开采深度由+636 米

至+238 米标高变更为+636 米至-60 米标高，有效期自 2025 年 2 月 13 日至 2036 年 10 月 11 日，其他未变更。

2.矿业权出让收益情况

根据“《国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权出让收益评估报告》告知函”(新地学采告函[2022]036 号)，北京中同华矿业咨询有限公司对准东煤矿进行了矿业权出让收益评估，“评估方法为折现现金流量法，评估基准日为 2022 年 3 月 31 日，截止储量评审基准日 2014 年 12 月 31 日，全矿田保有资源量为 260553 万吨；截止 2014 年 12 月 31 日动用资源量 5125 万吨；截止评估基准日累计动用资源量 17412.06 万吨；截止评估基准日保有资源量 248265.94 万吨。生产规模为 2000 万吨/年，矿山服务年限为 85.71 年；评估计算年限为 30 年，拟动用资源量为 93799.15 万吨。评估结论：服务年限 30 年评估价值为 346369.73 万元；评估基准日保有资源量 248265.94 万吨采矿权出让收益评估价值为 916765.31 万元，其中一期采区(截至 2022 年 3 月 31 日保有资源量 82308.94 万吨)采矿权出让收益评估价值为 303940.12 万元。应补缴截止评估基准日累计动用资源量 17412.06 万吨采矿权出让收益评估价值 64297.07 万元。”。

根据“采矿权出让合同”(合同编号：新自然资源采 2023(11)号)：“第二条本合同出让采矿权的名称为国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿，开采矿种为煤矿，矿区范围面积为 40.0785 平方千米，开采深度为 636 米标高至 238 米标高，本次出让 30 年拟动用资源储量为 93799.15 万吨，已动用未处置资源储量 17412.06 万吨。第四条依据经公示通过的采矿权出让收益评估结果和协议出让的探矿权成交价，本合同应缴 30 年拟动用资源量采矿权出让收益为人民币叁拾肆亿陆仟叁佰陆拾玖万柒仟叁佰元整(346369.73 万元)，已动用 17412.06 万吨资源量采矿权出让收益为人民币陆亿肆仟贰佰玖拾柒万零柒佰元整(64297.07 万元)，共计人民币肆拾壹亿零陆佰陆拾陆万捌佰元整(410666.8 万元)。”，“受让人按下列时间和金额分 15 期向出让人交纳采矿权出让收益：第一期：自本合同签订之日起 30 日内交纳人民币壹拾叁亿叁仟玖佰捌拾玖万柒仟零叁拾元整(133989.703 万元)，占

本合同第四条约定交纳采矿权出让收益的 32.6%。第二期至第十五期每期缴纳 19762 万元”。矿山目前按期缴纳矿业权出让收益，2025 年第四期已于 2025 年 2 月 26 日缴纳完毕。

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，为此需要对评估基准日所涉及的国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权进行价值评估，本次评估即为该经济行为提供采矿权价值参考意见。

五、评估基准日

本次采矿权评估基准日为 2025 年 7 月 31 日。

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);
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.《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会,2008年8月);

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

25.《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);

26.《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908-2020);

27.《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766-2020);

28.《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T0215-2020);

29.《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);

30.《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》(2020年9月19日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过,2024年5月30日修正)。

(二)行为、产权和取价依据

1.矿业权评估委托书及承诺函;

2.评估委托人和采矿权人企业法人营业执照;

3.采矿许可证(证号:C6500002018011110145785)及安全生产许可证;

4.《新疆准东煤田吉木萨尔县五彩湾矿区三号露天矿田资源储量核实报告》评审意见书〔新国土资储评[2015]095号〕和备案证明〔新国土资储备字[2015]095号〕;

5.《新疆准东(国能新疆准东能源有限责任公司)露天煤矿2023年储量年度报告》(昌吉市地质矿产监测服务中心,2023年12月)及其审查意见;《国能新疆准东能源有限责任公司露天煤矿2024年储量年度

报告》(昌吉市国土资源和城乡规划服务中心, 2024 年 12 月)及其审查意见;

6.《国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿初步设计(35.0Mt/a)说明书》(内蒙古煤矿设计研究院有限责任公司, 2024 年 5 月);

7.企业财务报表资料;

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 8 月 23 日至 2025 年 12 月 16 日,在评估委托人的配合下,对评估对象实施了如下评估程序:

(一)接受委托阶段

2025 年 8 月评估委托人确定了北京中企华资产评估有限责任公司为本项目的评估机构,并初步介绍拟评估的采矿权有关情况。

(二)评估准备阶段

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

(三)现场尽职调查阶段

2025 年 8 月 23 日至 8 月 30 日评估人员赴准东煤矿对矿山现状、地质、煤层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,包括采矿许可证、核实报告、储量年报、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 1 日至 9 月 28 日,对收集的资料进行整理、分析,确定评估方案,选取评估参数,对准东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9月29日至12月6日，对评估报告初稿进行公司内部审核，对提出的审核意见进行修改。将修改后的评估结果与评估委托人交换意见，认真听取评估委托人意见，经分析判断后作出必要的修改，形成正式的评估报告。2025年12月16日将正式的采矿权评估报告书提交给评估委托人。

八、矿产资源勘查和开发概况

(一)矿区位置和交通

准东露天矿位于吉木萨尔县城350°直距90km处，行政区划属吉木萨尔县。矿田54地理坐标为东经89°03'29"~89°09'43"，北纬44°47'34"~44°52'00"，中心地理坐标东经89°06'40"，北纬44°50'20"。

露天矿田交通便利，从吐乌大高速公路终点的幸福路口，沿216国道北行90千米到达五彩湾，由五彩湾向东沿准东公路行8千米可达矿田。矿田内地形平缓，除局部盐渍化地段外，汽车均可通行。

(二)自然地理

露天矿田位于克拉麦里山南麓，地势总趋势呈北东高南西低的缓倾斜坡。地貌形态为残丘状的剥蚀平原，海拔506-636米，相对高差20-30米。

露天矿田属大陆干旱荒漠气候，年温差和昼夜温差变化很大，5~8月为夏季，高温炎热，白天气温常在40℃以上，绝对最高气温41.2℃。11月—次年2月为冬季，气候严寒，绝对最低气温-49.8℃(1969年1月26日)。年平均降水量106毫米，年蒸发量1202~2382毫米，5~8月偶有雷阵雨，冬季积雪稀少。区内常年多风，风力一般4~5级，经常有7~8级大风，最大可达10级，多以西北风为主。冰冻期5个半月，冻土最大深度1.3米。

露天矿田内地表无常年水流，夏季降雨形成的暂时性水流多向南排泄于沙漠中。东疆石油开发生产基地位于露天矿西北部，有一深层地下水供水站为火烧山石油基地生活区近3千人提供清洁的地下水，该水站保障了本次勘查施工生产、生活用水。216国道上的五彩湾一带的因地下水水位较高，但水质差，只能作为一般生产、生活用水。

五彩湾再向南东 25 千米处还有另一处石油部门的深层地下水供水站，也可作为生产用水的来源。

根据 1: 400 万《中国地震动参数区划图》(GB18306—2001)中的《新疆地震动峰值加速度区划图》，露天矿处于 0.05g 地震动峰值加速度分区内，区内的设防地震烈度为 VI 度。以露天矿田为中心的近百千米范围内 1600—1980 年间发生的震级(Ms)≥4.7 的中强震。

露天矿田是荒漠区，无常驻人口，露天矿以西的火烧山采油厂及其西南的五彩湾有东准石油开发基地，主要为石油生产服务。露天矿南的神华新疆能源公司 90 万吨/年露天煤矿已经开采生产，该矿有简易的生产、生活服务设施。

露天矿田及其邻近区处于卡拉麦里国家野生有蹄类动物自然保护区边缘，主要野生动物有野驴、旱獭、狼、黄羊等，另外还有人工饲养放生的普氏野马。地表植被稀疏，只有耐旱的红柳、骆驼刺等低矮灌木可以成活。矿山开发建设时要增强对野生动植物的保护意识，维护自然生态平衡。

露天矿田一带没有农业、畜牧业，今后矿山开发所需的生产、生活物资都需从 190 余千米外的阜康市、120 余千米外的吉木萨尔县或三台镇一带供应。

(三)地质勘查工作概况及取得成果

2007 年 10 月至 2008 年 12 月，新疆地矿局第九地质大队在火烧山勘查区完成了详查工作，提交了《新疆准东煤田吉木萨尔县火烧山勘查区详查报告》，报告提交 A、B 二煤组煤炭资源总量 469551.12 万吨。报告经国土资源部矿产资源储量评审中心和新疆矿产资源储量评审中心联合评审并通过备案文号为新国土资储备字〔2009〕B10 号。

2006 年 10 月~2007 年 2 月，新疆地矿局第九地质大队，完成实物工作量：1: 2000 地形测量 1.4 平方千米，1: 1000 勘查线地质剖面 5.73 千米，施工 25 孔 4032.88 米，测井 25 孔 3936 米，各类样品 331 件。提交不粘煤和长焰煤(331)+(332)资源/储量 2878.96 万吨，风化煤(332)+(333)资源/储量 273.21 万吨。新疆国土资源厅以新国土资储备字[2007]091 号文对该《新疆准东煤田吉木萨尔县五彩湾露天煤矿首采区

勘探报告》进行了备案。

2007年5~2008年1月,新疆地矿局第九地质大队在五彩湾(神华)勘查区进行了煤田地质勘探工作,提交煤炭资源储量(不粘煤、长焰煤)158550万吨。另有风化煤预测的资源量(334?)914.85万吨。其中探明的内蕴经济资源量(331)102618万吨,控制的内蕴经济资源量(332)50127万吨,推断的内蕴经济资源量(333)5805万吨。另有预测的资源量(334)? 6743.47万吨。

2010年,新疆地矿局第九地质大队在北侧五彩湾(天隆)勘查区完成了勘探工作,提交探明的内蕴经济资源量(331)88857.07万吨,控制的内蕴经济资源量(332)56279.9万吨,推断的内蕴经济资源量(333)35593.82万吨。另有预测的资源量(334)? 6409.92万吨。《新疆准东煤田吉木萨尔县五彩湾(天隆)井田勘探报告》经国土资源部矿产资源储量评审中心和新疆矿产资源储量评审中心联合评审并通过备案文号为新国土资储备字〔2008〕077号。

2014年4月,新疆地矿局第九地质大队对新疆准东煤田吉木萨尔县准东露天矿进行了储量核实,并提交了《新疆准东煤田吉木萨尔县五彩湾矿区三号露天矿田资源储量核实报告》通过核实工作,截止2014年12月31日,三号露天矿田内的B₂、B₂、B₁、B₀煤层查明的煤炭资源量(331+332+333)总计260553万吨。其中:探明的经济资源量(331)118878万吨,控制的经济资源量(332)100547万吨,推断的内蕴经济资源量(333)41128万吨。先期开采地段内估算煤炭资源量(331+332+333)总计84049万吨。其中:探明的经济资源量(331)76006万吨,控制的经济资源量(332)4807万吨,推断的内蕴经济资源量(333)3236万吨。

上述储量核实报告经新疆国土资源厅组织专家进行了评审(新国土资储评[2015]095号)并予以备案(新国土资储备字[2015]095号)。

(四)矿区地质概况

1.地层

露天矿田位于准东煤田西段,即帐篷沟东断裂以西地区。分布在五彩湾矿区内东部。

五彩湾矿区位于准噶尔盆地东部北缘，克拉麦里山南麓山前一带，呈北西向展布。地层区划属北疆—兴安地层大区(I)，北疆地层区(I 1)，南准噶尔—北天山地层分区(I 13)，将军庙地层小区(I 13—4)。露天矿及周边所见地层有：古生界的石炭系、二叠系，中生界的三叠系、侏罗系、白垩系，新生界的新近系、第四系。古生界构成了准东煤田中新生界的沉积基底。现由老至新介绍如下：

(1)石炭系(C)

下统巴塔玛依内山组(C_{1b})：分布于矿区北部帐篷沟背斜核的根部，是含煤盆地的周边基底地层之一，岩性为灰绿色安山玢岩、辉石安山玢岩、杏仁状安山玢岩夹橄榄玄武玢岩、英安斑岩、凝灰角砾岩、凝灰砂岩薄层，厚 2368 米。

(2)二叠系(P)

下统下茆茆槽群(P_{1jja})：分布于矿区北部，是含煤盆地的周边基底地层之一，岩性为紫红色、紫色、灰绿色、黄色砾岩、砂岩、泥岩，厚 906.30 米，与下伏地层石炭系下统巴塔玛依内山组呈不整合接触。

上统下仓房沟群(P_{2cha})：分布于矿区北部，是含煤盆地的周边基底地层之一，岩性为黄绿色、姜黄色的砾岩、细砂岩、粉砂岩的互层，厚 351.8—517.4 米。与下伏地层下统下茆茆槽群呈不整合接触。

(3)三叠系(T)

下统上仓房沟群(T_{1chb})：分布于矿区北部，是帐篷沟背斜的翼部地层之一，为紫红色的砾岩与泥岩的不均匀互层，夹少量粉砂岩，地层厚 274.9-436 米。不整合在下仓房沟群及石炭系地层之上。

(4)侏罗系(J)

下统八道湾组(J_{1b})：分布在矿区东、西部，是帐篷沟背斜的翼部地层之一，为灰绿色、灰色、灰白色砂岩、泥岩为主夹砾岩、煤线的河流湖泊相沉积。矿区附近未见可采煤层。厚 294.85 米，与下伏地层三叠系下统上仓房群呈不整合接触。

下统三工河组(J_{1s})：分布在矿区东、西部，是帐篷沟背斜的翼部地层之一，地表沿八道湾组外侧分布，为灰色、黄灰色、灰绿色泥质粉砂岩、泥岩为主夹细砂岩、迭锥灰岩的湖泊相不含煤沉积，底部以

一层含玛瑙的砾岩与下伏八道湾组地层分开，厚190.67米。与伏地层八道湾组为平行不整合接触。

中统西山窑组(J_{2x}): 分布在矿区东、西部，紧靠三工河组地层出露在帐篷沟背斜翼部。为灰白色、浅灰色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩夹砂岩、细砂岩和煤层组成的含煤岩组，是勘查工作的主要对象，厚度199.68米。与下伏地层三工河组呈整合接触。该组地层为本次露天矿勘探主要控制的煤系地层。

中上统石树沟群(J_{2-3sh}): 在矿区内大面积分布。为一套以灰色、灰绿色为主体夹灰褐色、紫红色、紫褐色的杂色河湖相沉积，岩性有砂岩、泥岩、砾岩，中含硅化木。底部以一层褐红色的砾岩、砂砾岩与西山窑组地层分界，厚度超过568.41米。该组与下伏西山窑组呈平行不整合或低角度的不整合接触。

(5)白垩系(K)

下统吐谷鲁群(K_{1tg}): 分布在矿区的西、东南部。底部为成分复杂的砾岩，向上为褐红色、砖红色、灰绿色泥质粉砂岩、细砂岩的互层，矿区厚度大于366.89米。与下伏地层石树沟群组呈不整合接触。

新近系上新统独山子组(N_{2d}): 在矿区南部呈零星出露，呈近水平状态产出，是以褐色、灰褐色、紫红色、红黄色为基本色调的红色岩层的杂色河湖相沉积，岩石类型以粘土岩、粉砂质粘土岩、粉砂岩、粘土质粉砂岩为主夹细砂岩，底部为紫红色、砖红色的底砾岩，厚度108.71—172.82米。不整合在石炭系、侏罗系各组之上。

(6)第四系(Q₄)

主要分布在低洼地带，按成因可分为冲洪积砂砾岩层、季节性洪水滞留形成的淤积粘土层(俗称白板地)以及盐渍化的砂土层，前者厚度变化较大，厚0.5-51.71米。后两者厚度一般不大，多在5米以内。

2.构造

露天矿位于准东煤田的西段，五彩湾矿区内自西向东依次有：沙丘河背斜、芦草沟向斜、火烧山背斜、西大沟向斜、帐篷沟背斜。露天矿位于帐篷沟背斜的西翼，矿区主要断裂位于沙丘隆起的东西边界上，西有沙丘河西断裂，东为帐篷沟东断裂，两条断裂属长期活动的

基底断裂,受其影响,侏罗系地层在断层两侧常形成变化较大的台阶,局部褶断呈断层。

沙丘河背斜:位于矿区西部,轴向呈南北—北东向,长约 13 千米,背斜向南西方向平缓倾伏,倾伏角约 4° - 7° ,两翼产状较陡,倾角 20° - 40° ,顶部产状平缓,倾角 5° - 10° ,在宽缓的顶部尚见次一级小褶曲。枢纽呈波状起伏。背斜核部地层为八道湾之底砾岩,两翼为侏罗系三工河组、西山窑组、石树沟群。

芦草沟向斜:向斜轴北东-南西走向,平面上呈“S”形,向北翘起。向斜核部出露大面积下白垩统吐谷鲁群,两翼由下侏罗统八道湾组和三工河组,中侏罗统西山窑组,中-上侏罗统石树沟群构成。两翼地层产状平缓,倾角 2° ~ 6° 。

火烧山背斜:位于矿区中部,呈近南北向展布,长约 15 千米,向南倾伏。背斜核部地层为八道湾组,两翼由三工河组和西山窑组构成,西翼倾角 9° - 13° ,东翼倾角 18° - 24° 。西山窑组因浅部煤层火烧地表多呈烧变岩,其上覆石树沟群底部也出现烘烤现象。

西大沟向斜:位于矿区中部,向斜呈近南北向,南段向西偏转,呈弧形形态展布,轴向大致成南向北走向,方位 350° - 38° ,勘查区内延展长度 17.07Km,为一宽缓不对称褶皱,西翼倾角较陡 3.5° - 26° ,倾向 275° - 313° ,东翼较缓, 3° - 13° ,倾向 280° - 300° ,两翼跨度 2-5Km,幅度南小北大,最大可达 220m,枢纽由北向南倾伏。白垩系吐谷鲁群为核部,两翼为西山窑组、三工河组等地层组成。

帐篷沟背斜:位于矿区东部,背斜总体呈近南北向展布,长约 22 千米,南端向南西倾伏。西翼产状较缓, 10° - 15° ,东翼产状较陡, 10° - 30° ,个别地段达 60° 。核部由北向南为石炭系、二叠系、三叠系,两翼由中、下侏罗系组。

矿区内未发现明显的断裂。

3.岩浆岩

矿区内未发现岩浆岩分布和及其相关的热液活动

(五)煤层与煤质

露天矿田内煤层分为 A、B、C 三个煤组,分别赋存于八道湾组、

西山窑组、石树沟群下亚群中。西山窑组地层赋存的 B 煤组煤层厚度巨大，是矿田主要煤组。八道湾组中的 A 煤组由于厚度较小、埋藏较深，只做了了解性的工作，石树沟群下亚群中的 C 煤组在勘查 B 煤组时同时控制。

1.含煤性

西山窑组含煤性：B 煤层赋存于中侏罗统(J₂x)地层中，全区分布，地表无露头，西山窑组在露天矿田内共含 6 层煤，煤层平均总厚 72.58 米，按西山窑组地层平均厚 126.96 米计，含煤系数为 57.16%。其中可采、局部可采煤层 1-5 层，平均可采总厚 65.83 米。可采煤层自上而下编号依次为 B₂、B₂'、B₁、B₀。

八道湾组含煤性：A 煤层赋存于中下侏罗统八道湾(J₁b)地层中分布面积较广，属延伸较稳定的煤层，含 2 层可采煤层，即 A₁、A₂，煤层平均总厚 4.74 米，按控制地层平均厚度 152.88 米计，含煤系数 3.52%，煤层没有分叉合并现象。

石树沟群下亚群含煤性：C 煤组赋存于中 - 上侏罗统石树沟群下亚群(J₂-3sh^a)上部地层中。露天矿内该组地层地表无露头，见有 2 层煤，自下而上编号为 C₁、C₂，煤层总厚 1.30 米。石树沟群下亚群(J₂-3sh^a)在钻孔中控制厚 24.53-168.13 米，平均 101.88 米，含煤系数为 1.27%。

2.可采煤层

B₂煤层：为区内西山窑组顶部煤层，是区内西山窑组第一厚的可采煤层。控煤点 147 个，见煤点 147 个，可采点 147 个，可采性指数 100%。

全层厚 4.89-78.45 米，平均厚度 55.09 米，可采厚度 4.89-76.44 米，平均可采厚度 54.38 米，其厚度标准差 15.74 米，变异系数为 28.57%，面积可采系数 99.9%。

残余煤层区 B₂煤层：25 个控煤点中 25 个见煤点，见煤率为 100%，25 点全可采，可采系数为 100%，可采厚度(含风氧化煤)5.49-57.55 米，平均可采厚度 28.47 米。标准差 17.13 米，变异系数为 59%，属稳定的巨厚煤层。

顶板以粉砂岩、细砂岩、泥岩为主、次为泥质粉砂岩，偶见有中粗砂岩。底板主要以粉砂岩、泥岩为主，次为中细砂岩，偶见有高炭泥岩、含炭泥岩。普遍含有夹矸 1-5 层，偶含有 9 层，厚度 0.14-1.28 米，以炭质泥岩、高炭泥岩为主、次为泥岩，偶见有粉砂岩、含炭泥岩、中细砂岩。由南向北、由东向西厚度变薄趋势，属简单—较简单结构的全区可采稳定的巨厚煤层。

B₂¹ 煤层：为区内西山窑组上部煤层，是区内西山窑组第四厚的可采煤层。区内 147 个控煤点中 17 个见煤点，见煤率为 14%，11 可采，可采系数为 65%，可采面积占其赋存范围的 7%。

全层厚 0.34-4.71 米，平均厚 2.25 米，可采厚度 2.37-3.29 米，平均可采厚度 2.79 米。厚度标准差 1.28 米，变异系数为 56.89%。

顶板以泥岩为主，次为粉砂岩，偶见有含炭泥岩；夹矸 1-2 层，厚 0.39-6.33 米以泥岩为主，次为粉砂岩、炭质泥岩；底板以泥岩为主，偶见有粉砂岩、高炭泥岩。控制最深为 439.28 米，最低水平 118.60 米。与上层 B₂ 煤层在东部合并，中西部分叉，分叉区分层层间 0.39-6.33 米。平均层间距 1.54 米。属简单结构的局部可采不稳定的薄煤层。

B₁ 煤层：为西山窑组中部可采煤层，是西山窑组第二厚可采煤层，区内控煤点 68 个，见煤点 66 个，可采点 64 个，可采指数 97%。

全层厚 0.95-39.88 米，平均 18.35 米，可采厚度 5.30—39.39 米，平均可采厚度 18.15 米。其厚度标准差为 6.73 米，变异系数为 36.67%，面积可采系数 89%。

该煤层在西大沟向斜附近煤层变薄或缺失，总体由向斜轴部向东、西煤层厚度增加趋势，顶板以泥岩、细砂岩为主、次为中粗砂岩、粉砂岩，偶见有含炭泥岩、炭质泥岩；夹矸 1-5 层，厚 0.15-3.60 米，以泥岩、炭质泥岩为主，次为高炭泥岩、细砂岩，偶见有含炭泥岩、粉砂岩；底板以泥岩、炭质泥岩为主、次为高炭泥岩、粉砂质泥岩，偶见有中砂岩。

与上层 B₂ 煤层在东部合并，中西部分叉，分叉区分层层间 0.48-45.48 米。平均层间距 6.85 米。属简单-较简单结构的大部可采较稳定的巨厚煤层。

B₀煤层：为西山窑组底部可采煤层，是区内第三厚煤层，区内控煤点 34 个，见煤点 34 个，可采点 29 个，可采系数 85%。

全层厚 0.53-19.27 米，平均厚 5.42 米，可采厚度 1.24-17.57 米，平均可采厚度 4.17 米。厚度准差 3.75 米，变异系数为 71.50%，面积可采系数 99%。含 1-4 层夹矸，厚 0.25-3.32 米，以炭质泥岩、高炭泥岩为主，次为泥岩、粉砂岩、偶见有细砂岩；总体由南向北、由东向西煤层厚度变薄趋势。属简单-较简单结构的全区可采较稳定的薄-中厚煤层。

A₂煤层：为八道湾组上部可采煤层，是区内八道湾组第二厚煤层，区内控煤点 6 个，见煤点 6 个，可采点 5 个，可采系数 83%。全层厚 0.33-4.15 米，平均厚 2.20 米，可采纯煤厚度 1.79-3.20 米，

平均可采厚度 2.91 米。厚度准差 1.66 米，变异系数为 75.45%，面积可采系数 100%。含 1 层夹矸，厚 0.26 米，为炭质泥岩；总体由南向北变厚的趋势，综合评价应属结构简单的较稳定的薄-中厚煤层。

与上部西山窑组最下部额 B 组煤层层间距 198.04 米-221.37 米，平均 210.64 米。

A₁煤层：为八道湾组下部可采煤层，是区内八道湾组第一厚煤层，区内控煤点 4 个，见煤点 4 个，可采点 4 个，可采系数 100%。

全层厚 1.77-3.14 米，平均厚 2.54 米，可采纯煤厚度 1.77-2.53 米，平均可采厚度 2.48 米。厚度准差 0.59 米，变异系数为 23.23%，面积可采系数 100%。

与上部 A₂煤层层间距 105.92-152.33 米，平均层间距 133.41 米。含 1 层夹矸，厚 0.27 米，为泥岩；总体由南向北变薄的趋势，综合评价应属结构简单的较稳定的薄-中厚煤层。

3.物理性质及煤岩特征

露天矿田 B 煤组煤层各钻孔中煤的物理性质基本相同，煤呈灰黑-黑色，条痕灰黑-黑，暗淡光泽-沥青光泽，断口呈阶梯-参差状，节理不发育，局部夹有亮煤条带，含有少量丝炭，有点染手，煤层呈条带状-均一状结构，层状构造，煤较硬。风氧化后呈现粉末状，黑褐色，易污手。

B 煤组各煤层宏观煤岩类型基本相同，组分以暗煤为主，丝炭次之局部夹有亮煤薄层及条带，宏观煤岩类型为半暗型煤、暗淡型煤。

A 煤组宏观煤岩类型为光亮型煤。

镜下显微组分中，有机质占总组分的比例最大。有机煤岩组分主要以镜质组分、惰质组分和壳质组分组成。B 煤组各煤层显微煤岩组分中无机质含量占总组分很少，而 B 煤组各煤层的无机质组分中几乎全为粘土类矿物，其中粘土矿物呈细粒状、浸染状或充填状分布，多见于细胞腔中和裂隙中。硫化物类中黄铁矿多呈粒状、充填状，少见集合状分布。碳酸盐类、氧化物类少见。煤的显微煤岩类型为微镜惰煤。

4.化学性质及工艺性能

原煤水分 (Mad):

B₂煤层原煤水分(Mad)含量测试 138 点，含量在 2.59-24.23%，平均 13.19%，标准差 3.59，变异系数 27%；浮煤水分(Mad)含量共测试 130 点，含量在 3.88-18.86%，平均 10.91%，标准差 3.60，变异系数 33%，总体属中水分煤。

B₁煤层原煤水分(Mad)含量共测试63点，含量在4.49-19.88%，平均 13.81%，标准差3.02，变异系数22%；浮煤水分(Mad)含量共测试63点，含量在5.08-20.20%，平均11.45%，标准差3.36，变异系数29%，属中水分煤。

首采区内 B₁ 煤层原煤水分 (Mad) 含量测试 24 点，含量在 10.94-18.32%，平均 14.73%，标准差 2.06，变异系数 14%；浮煤水分(Mad) 含量共测试 24 点，含量在 8.38-18.88%，平均 11.75%，标准差 2.19，变异系数 19%，总体属中水分煤。

B₀煤层原煤水分(Mad)含量测试 30 点，含量在 2.02-18.45%，平均 12.35%，标准差 4.24，变异系数 34%；浮煤水分(Mad)含量共测试 29 点，含量在 4.97-18.86%，平均 11.48%，标准差 3.29，变异系数 29%，属中水分煤。

B 煤组原煤水分在一般变化在 2.02%-19.88%之间，其中因近风氧化带在 ZKL1102 孔中最高达 24.23%。总体水分(Mad)含量变化不大，属中水分煤。

A₂煤层水分(Mad)原煤水分含量为5.70-11.96%，平均9.16%，属中水

分煤；浮煤水分含量为4.5-14.92%，平均为9.63%。

A₁煤层水分(Mad)原煤水分含量为5.55-12.26%；平均9.79%，属中水分煤；浮煤水分含量为4.94-7.12%，平均为5.89%。

灰分产率(Ad):

B₂原煤灰分产率(Ad)测试138点，灰分产率(Ad)在4.31-21.82%，平均6.62%，标准差1.77，变异系数27%；浮煤灰分产率(Ad)共测试130点，灰分产率(Ad)在3.69-8.51%，平均5.08%，标准差0.64，变异系数13%，总体以特低灰煤(SLA)为主，低灰煤、中灰煤零星分布，根据(GB/T15224.1—2010)国家标准划分，属特低灰煤(SLA)。

B₁原煤灰分产率(Ad)测试63点，煤灰分产率(Ad)在5.33-11.87%，平均8.02%，标准差1.48，变异系数18%；浮煤灰分产率(Ad)测试63点，灰分产率(Ad)在3.35-7.50%，平均5.27%，标准差0.69，变异系数13%，总体以特低灰煤(SLA)为主，小面积低灰煤(LA)分布矿田西南部。根据(GB/T15224.1-2010)国家标准划分，属特低灰煤。

B₀原煤灰分产率(Ad)测试29点，灰分产率(Ad)在6.97-26.78%，平均14.45%，标准差4.19，变异系数35%；浮煤灰分产率(Ad)测试29点，灰分产率(Ad)在4.23-26.32%，平均7.34%，标准差3.93，变异系数54%，总体以低灰煤(LA)为主，特低灰煤(SLA)分布矿田北部，中灰煤零星分布。根据(GB/T15224.1-2010)国家标准划分，属低灰煤(LA)。

根据 GB/T15224.1-2010 国家标准划分，B 煤组煤层的灰分平均产率在 6.72-14.45%之间，属特低-低灰煤(SLA-LA)。

A₂煤层原煤灰分(Ad)产率为 5.41-16.76%，平均值 11.95%，属低灰煤；浮煤灰分含量为 4.61-11.02%，平均为 7.69%。

A₁煤层原煤灰分(Ad)产率为 6.48-28.06%，平均值 14.35%，属低灰煤；浮煤灰分含量为 4.25-10.78%，平均为 7.33%。

挥发分(Vdaf):

B₂ 原煤挥发分产率(Vdaf)测试 138 点，挥发分产率(Vdaf)在 28.23-39.88%，平均 32.85%，标准差 1.26，变异系数 4%；浮煤挥发分产率(Vdaf)测试 130 点，挥发分产率(Vdaf)在 29.41-38.57%，平均 33.76%，标准差 1.59，变异系数 5%，总体以中高等挥发分煤(MHV)为主，高挥

发分煤(MV)零星分布。根据国家煤炭行业标准(MT/T849-2000)划分,属中高挥发分煤(MHV)。

B₁原煤挥发分产率(Vdaf)测试 63 点,挥发分产率(Vdaf)在 30.61-38.14%,平均 33.09%,标准差 1.15,变异系数 3%;浮煤挥发分产率测试 63 点,挥发分产率在 29.96-37.96%,平均 33.72%,标准差 1.52,变异系数 5%,总体以中高等挥发分煤(MHV)为主,高挥发分煤(MV)零星分布。根据国家煤炭行业标准(MT/T849-2000)划分,属中高挥发分煤(MHV)。

B₀原煤挥发分产率(Vdaf)在 19.04-43.77%,平均 35.98%,变异系数 12%;浮煤挥发分产率在 29.90-43.57%,平均 37.09%,变异系数 3%,中高等挥发分煤(MHV)分布于矿田西北部,高挥发分煤(MV)分布于矿田东南部。根据国家煤炭行业标准(MT/T849-2000)划分,属高挥发分煤(MHV)。

A₂煤层浮煤挥发分(Vdaf)为 33.55%-52.57%,平均 46.23%,属高挥发分煤。

A₁煤层浮煤挥发分(Vdaf)为 44.95%-49.73%,平均 47.90%,属高挥发分煤。

硫(S):

B₂煤层原煤全硫(St.d)含量测试138点,全硫(St.d)含量在0.40-1.06%,平均0.64%,标准差0.23,变异系数49%;浮煤全硫(St.d)。含量测试125点,全硫(St.d)含量在0.12-0.59%,平均0.30%,总体以低硫煤(LS)为主,特低硫煤(SLS)零星分布,中硫煤(MS)主要分布在东部风氧化带附近。根据(GB/T15224.2-2010)国家标准划分,属低硫煤(LS)。

B₁煤层原煤全硫(St.d)含量测试63点,全硫(St.d)含量在0.23-0.93%,平均0.68%,标准差0.13,变异系数19%;浮煤全硫(St.d)含量测试61点,全硫(St.d)含量在0.04-0.40%,平均0.15%,总体以低硫煤(LS)为主,特低硫煤(SLS)零星分布,由西向东全硫含量增高趋势。根据(GB/T15224.2-2010)国家标准划分,属低硫煤(LS)。

B₀煤层原煤全硫(St.d)含量测试30点,全硫(St.d)含量在0.11-1.36%,平均0.58%,标准差0.30,变异系数51%;浮煤全硫(St.d)含量测试28点,

全硫(St.d)含量在0.10-0.43%，平均0.21%，总体以低硫煤(LS)为主，特低硫煤(SLS)，中硫煤(ML)零星分布，由北向南全硫含量增高趋势。根据(GB/T15224.2-2010)国家标准划分，属低硫煤(LS)。

B煤组原煤全硫(St.d)中，以硫化铁硫(Sp.d)为主，一般占全硫74-83%；有机硫(So.d)次之，一般占分别占14-22%；硫酸盐硫(Ss.d)少量，一般占4-5%。

A₂原煤硫含量0.24-0.63%，平均值0.41%，A₁原煤硫含量0.13-0.64%，平均值0.34%，属特低硫煤(SLS)。

煤的发热量(Qgr·d)：

B₂ 原煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 138 点，一般在 22.05-28.59MJ/kg 之间，平均 27.43MJ/kg；浮煤干燥基高位发热量测试 47 点，一般在 26.81-28.57MJ/kg 之间，平均 27.81MJ/kg。根据 GB/T15224.3-2010 标准划分，总体属高发热量煤(HQ)，中高发热量煤(MHQ)及中发热量煤(MQ)点分布于东部，由南向北发热量增高趋势。

B₁ 原煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 63 点，一般在 25.53-28.16MJ/kg 之间，平均 27.12MJ/kg；浮煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 14 点，一般在 24.77-27.03MJ/kg 之间，平均 27.74MJ/kg。根据 GB/T15224.3-2010 标准划分，总体属高发热量煤(HQ)，由南向北发热量增高趋势。

B₀ 原煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 28 点，一般在 20.58-27.92MJ/kg 之间，平均 25.50MJ/kg；浮煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 7 点，一般在 26.59-28.38MJ/kg 之间，平均 27.46MJ/kg。根据 GB/T15224.3-2010 标准划分，总体以中高发热量煤为主(MQ)，高发热量煤及中发热量煤零星分布。

A₂ 原煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 5 点，在 25.79-29.00MJ/kg 之间，平均 26.95MJ/kg；浮煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 5 点，在 27.33-29.36MJ/kg 之间，平均 28.26MJ/kg。根据 GB/T15224.3-2010 标准划分，总体以中高发热量煤为主(HQ)。A₁ 原煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 4 点，在 26.00-29.57MJ/kg 之间，平均 27.34MJ/kg；浮煤干燥基高位发热量(Qgr·d)测试 4 点，在 27.54-30.48MJ/kg 之间，平均 28.44MJ/kg。

根据 GB/T15224.3—2010 标准划分，总体以中高发热量煤为主(HQ)。

煤的粘结性：B 煤组各煤层的粘结指数均为 0，按国家煤炭行业标准 MT/T596-1996 划分，露天矿内的煤为不粘结煤(BNM)。煤层焦渣特征指数为 1-2，为极微弱熔融粘结，区内的煤无粘结性。A 煤组煤层的粘结指数均为 0，为不粘结煤，煤层焦渣特征指数为 1-2，为极微弱熔融粘结，无粘结性。

煤的低温干馏：B 煤组各煤层原煤的焦油产率(Tar, ad)一般在 1.40-5.50%。B₂煤层原煤焦油产率(Tar, ad)在 1.40-4.30%之间，平均 2.39%；B₁煤层原煤焦油产率(Tar, ad)在 1.60-4.10%之间，平均 2.56%；B₀煤层原煤焦油产率(Tar, ad)在 3.00-5.50%，平均 4.01%。B 煤组煤层焦油产率在 1.50-5.20%之间，低于 7%的标准，属含油煤。

煤的灰成分：B 煤组各分区内的 B₂、B₁、B₀煤层的煤灰成分平均含量：SiO₂: 21.82%、26.28%、40.65%；Al₂O₃: 9.26%、9.99%、19.78%；Fe₂O₃:9.68%、13.73%、8.39%；CaO:21.89%、18.59%、10.91%；MgO:6.89%、5.83%、4.24%。其他 SO₃、TiO₂、KO、Na₂O、P₂O₅ 的含量。由此可以判定 B₂、B₁煤层属钙质灰分，B₀煤层属硅质灰分。

灰熔融性：B 煤组煤层的灰熔融性，变形温度(DT)一般在 1020-1571° 之间，软化温度(ST)一般在 1060-1616° 之间，半球温度(HT)一般在 1080-1643° 之间，流动温度(FT)一般在 1090-1670° 之间。B 煤组各分区内的 B₂、B₁、B₀煤层变形温度(DT)平均值分别为 1176°、1123°、1123°；软化温度(ST)平均值分别为 1213°、1153°、1162°；半球温度(HT)平均值分别为 1236°、1171°、1180°；流动温度(FT)平均值分别为 1258°、1190°、1204°。根据国家煤炭行业标准 MT/T853-2000、MT/T853.1 划分，B 煤组各煤层煤灰软化温度(St)属较低软化温度灰(RLST)、流动温度(FT)属较低流动温度灰。

煤的热稳定性：B 煤组煤层测试热稳定性(TS+6)在 27.42-85.00%之间。B₂热稳定性(TS+6)在 27.42-85.00%之间，平均 46.57%；B₁热稳定性(TS+6)在 37.71-49.90%之间，平均 44.71%；B₀热稳定性(TS+6)测试一件样品为 43.42%。B 煤组煤层按国家煤炭行业标准 MT/T853.1-2 划分，B 煤组煤层的热稳定性(TS+6)测试值为 43.42-46.57%，在 40-50%之间，属

于较低热稳定性煤。

煤的结渣性：B煤组对B₂、B₁两煤层做了大于6毫米级的残焦率，分别给出了鼓风强度为0.1、0.2、0.3m/s三种条件下的测试结果，大于6毫米级的灰渣占有率在鼓风强度在0.1m/s条件下平均为5.51-9.08%之间；在0.2m/s条件下为9.25-12.72%之间；在0.3m/s条件下为7.45-15.76%之间，说明煤的结渣性与鼓风强度有关。因此，B₂、B₁两煤层煤层按国家煤炭行业标准GB/T1572-2001划分，以鼓风强度为0.2m/s条件下测试结果评价，平均结渣率为8.37%，属弱结渣性煤。

A煤组对A₂、A₁两煤层做了大于6毫米级的残焦率，分别给出了鼓风强度为0.1、0.2、0.3m/s三种条件下的测试结果，大于6毫米级的灰渣占有率在鼓风强度在0.1m/s条件下平均为0-1.10%之间；在0.2m/s条件下为4.60-5.90%之间；在0.3m/s条件下为0-7.70%之间，说明煤的结渣性与鼓风强度有关。因此，A₂、A₁两煤层煤层按国家煤炭行业标准GB/T1572-2001划分，属弱结渣性煤。

5.煤的可选性

区内各煤层浮煤回收率测试，B₂、B₀煤层浮煤回收率为中等，B₁煤层浮煤回收率为良等。A₂煤层浮煤回收率为良等，A₁煤层浮煤回收率为优等。

6.煤类

B煤组各煤层煤化程度较低，按照中国煤炭分类标准(GB5751—86)，主要的煤分类指标为：浮煤的挥发分和粘结指数。经分析露天矿B煤组各煤层粘结指数均为0，浮煤挥发分B₂在29.41-38.57%间，平均33.76%；B₁在29.96-37.96%，平均33.72%；B₀29.90-43.57%，平均37.09%，据此确定露天矿内B₂、B₁两煤层煤类为31号不粘煤，B₀煤层以41号长焰煤为主，在北部为31号不粘煤。A₂、A₁煤层为长焰煤(41CY)。

B煤组各煤层煤质为中-高水分、特低-中灰、低硫、中高-高挥发分、特低-低磷、特低-低氯、较低软化温度灰、含油、高热量的不粘煤(局部为长焰煤)。其气化指标具有：无粘结性、弱结渣、强化学反应性、较低热稳定性、极易磨、易选—中等可选的特点。可作为优

质的火力发电、气化用煤、工业锅炉用煤及民用煤。B煤组风氧化煤属中腐植酸煤，达到腐植酸利用的工业品位。

A煤组煤层具有中水分、低灰分、高挥发分、特低硫、特低磷、特低氯、特低氟、高发热量、较低软化温度灰、无粘结性的特点，可作为动力用煤、气化用煤和民用煤。

(六)开采技术条件

1.水文地质条件

矿田地貌形态为残丘状的剥蚀平原，基岩露头较少，第四系覆盖较多，地势总体北高南低，地形有利于自然排水。区内无常年流动的地表水流，气候干燥，蒸发强于降水。

煤矿床位于当地侵蚀基准面以下。矿田水文地质条件简单，地下水易于疏干。赋煤地层以裂隙含水层为主，地下水补给量少，透水性差。经本次核实后，矿田水文地质勘探类型仍为第一型，与原报告一致。

2.工程地质条件

通过钻孔控制情况，矿田地层由老至新主要有第四系松散岩类、白垩系吐谷鲁群及侏罗系碎屑岩类。

矿田所在的区域地势总的呈向南缓倾斜的斜坡，地貌形态为残丘状的剥蚀平原，区内构造简单。岩石结构面较发育，且多被不连续面分割成块状、楔状，岩层不连续面结合力一般偏差。岩石中等完整—岩体破碎，岩体质量等级差、坏，少数岩体质量一般。矿田工程地质条件中等，工程地质勘探类型为三类二型(层状岩类中等型)。

3.环境地质条件

矿田位于区域性褶曲构造—帐篷沟背斜的西翼，区内的侏罗系地层呈向西北倾的单斜构造，构造属简单类型，区域稳定性属相对稳定区。崩塌、滑坡灾害不发育，可能发生洪水。未来开采方式为露采，不易产生地表变形，但需防范暂时性地表水流入采场、边坡失稳及排土场坍塌。矿坑水水质较差，岩矿石化学成分基本稳定，局部存在放射性异常，无热害。确定矿山地质环境质量中等(第二类)。

4.其他开采条件

瓦斯：矿田内 B 煤组各煤层瓦斯平均含量不高，换算出的瓦斯量为 0.00-0.27 立方米/吨煤，平均 0.04 立方米/吨煤。B₂ 煤层瓦斯含量介于 0-0.27m³/t，平均为 0.045m³/t；B₁ 煤层瓦斯含量介于 0-0.044m³/t，平均为 0.016m³/t；B₀ 煤层瓦斯含量约 0.021m³/t。B 煤组各煤瓦斯分带均处于二氧化碳—氮气带。

煤尘：各煤层经煤尘爆炸性测试，B 煤层的煤尘煤样，试验火焰长度 13.75-710 毫米，平均 269.27 毫米，扑灭火焰所需的岩粉量 40.00-113.48%，平均 70.88%，煤尘爆炸指数 30.68-43.77%，平均 33.95%，由此可以看出 B 煤组各煤层煤尘具有爆炸性危险。A 煤组 A₂、A₁ 各煤层的煤芯样中做了 3 个孔的 5 个煤尘爆炸性煤样，试验火焰长度 500-710 毫米，平均 700 毫米，扑灭火焰所需的岩粉量 80-90%，平均 84%，煤尘爆炸指数 46.87-51.16%，平均 48.39%，由此可以看出 A 煤组各煤层煤尘也具有爆炸性危险。

煤的自燃：露天矿内对 B 煤组煤层煤芯样做了 4 个孔共 8 件的自燃倾向测试，对 A 煤组煤层煤芯样做了 1 个孔共 2 件的自燃倾向测试。测试结果显示，B₂、B₁、B₀、B₂、A₂、A₁ 均为 I 级易自燃的煤。

地温：从井温测量结果及地温变化规律看，露天矿田属地温正常区。

(七)矿山开发利用现状

准东露天煤矿为正常生产矿山，采煤开采工艺为单斗—汽车—坑内半固定破碎站—胶带输送机的半连续开采工艺，剥离采用单斗—汽车开采工艺。工作线沿煤层倾向布置，沿走向推进。顶板露煤方式，工作平面装车，台阶高度 16 米，采掘带宽 30 米。

目前煤矿开采范围内开采的煤层有 B₀、B₁、B₂和 B₂煤层。目前露天采场地表沿煤层走向已形成南北长约 4700 米，沿煤层倾向东西宽约 3100 米，开采面积约 1070 公顷的地表境界，开采垂深已达 252 米，采场底部原煤开采水平已降至+334 米水平。采场北部已进行内排作业，内排面积 422.7 公顷，内排台阶 10 个，台阶高度≤32 米，台阶宽度 70-120 米，台阶坡度 33°，内排高度 302 米。矿山目前剥离工程采用外包方式，采煤逐步向全自营过渡，采煤自营设备已基本到位，2026

年基本实现采煤全部自营。

九、评估方法

准东露天煤矿为生产矿山，评估所需的矿山财务资料齐全、财务核算较为健全，根据本次评估目的和采矿权的具体特点及资料情况，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，具备收益途径评估方法—折现现金流量法所要求的技术经济参数。因此，评估人员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

本次评估资源储量依据《新疆准东煤田吉木萨尔县五彩湾矿区三号露天矿田资源储量核实报告》评审意见书〔新国土资储评[2015]095号〕和《新疆准东(国能新疆准东能源有限责任公司)露天煤矿2023年储量年度报告》及其审查意见(以下简称“2023年储量年报”)确定，可采储量依据《国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿初步设计(35.0Mt/a)说明书》(以下简称“初步设计”)确定。经济参数主要依据矿山财务资料确定。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。

(一)保有资源储量

根据 2015 年“储量核实报告”及其评审意见书和备案证明，截止 2014 年 12 月底，矿山累计查明资源量为 260553 万吨；此后，以“储量核实报告”为基础，历年编制年度“储量年报”。根据 2023 年度“储量年报”，矿山 2023 年底累计查明资源量同为 260553 万吨，累计查明资源量无变化。因此，本次评估保有资源量依据“储量年度”选取。考虑到矿山最新的“初步设计”依据“2023 年度储量年报”估算资源量编制，与之保持一致，则本评估保有资源量依据“2023 年度储量年报”估算资源量确定。

根据“2023 年储量年报”及其审查意见，截止 2023 年 12 月 31 日，矿山保有资源储量总计 242012.57 万吨。其中：探明资源量 100841.89 万吨；控制资源量 100547.00 万吨；推断资源量 40623.68 万吨。

各煤层保有资源如下表：

煤层编号	探明资源量	控制资源量	推断资源量	合计
B ₂	80680.89	79797.00	17728.68	178206.57
B ₂ '			1010.00	1010.00
B ₁	12282.00	15333.00	13501.00	41116.00
B ₀	7879.00	5417.00	8384.00	21680.00
合计	100841.89	100547.00	40623.68	242012.57

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。

根据“初步设计”，推断资源量可信度系数设计为 0.9，本次评估推断资源量可信度系数根据设计确定为 0.9。

则根据“初步设计”，推断资源量经可信度系数调整后，评估利用资源量合计 237950.20 ($=100841.89 + 100547.00 + 40623.68 \times 0.90$)万吨。

详见附表二。

(三)采煤方案

准东露天煤矿煤层赋存条件及生产情况确定采煤为单斗—卡车—坑内半移动破碎机—带式输送机半连续开采工艺。后续随着开采深度的增加需进一步研究单斗-自移式破碎机-胶带输送机-排土机或单斗-卡车-半移动破碎机-胶带输送机-排土机与单斗-卡车间断开采工艺的可行性和适用性。

矿田沿煤层倾向划分采区，首采区位于矿田东南部。露天矿沿 B₂ 煤露头走向拉沟，沿倾向推进，然后向南转向，沿走向推进。在首采区确定之后，矿田中部及东北部煤层露头区域确定为二采区，剩余西部区域划分为三采区。

露天采场地表沿煤层走向已形成南北长约 4700 米，沿煤层倾向东西宽约 3100 米，开采面积约 1070 公顷的地表境界，开采垂深已达 252 米，采场底部原煤开采水平已降至+334 米水平。采场北部已进行内排作业，内排面积 422.7 公顷，内排台阶 10 个，台阶高度 ≤ 32 米，台阶宽度 70-120 米，台阶坡度 33°，内排高度 302 米，内排量 35000 万立方米。现有排土场位于露天矿的东侧境界外的无煤地带，目前已经形成长约 4390 米，宽约 2160 米的外排土场，外排土场面积 820.795 公顷，排土台阶为 6 个，排土高度为 120 米。

地面生产系统现状包括地面生产一系统、二系统一期、块煤加工系统一期、二期，和第二套原煤破碎提升系统。煤经坑下第二套原煤破碎后，由第二套原煤提升系统，初破原煤由带式输送机提升至地表，通过地面转运带式输送机进入地面生产一系统和块煤加工系统，实现原煤生产完整的半连续工艺。

(四)产品方案

根据“初步设计”和目前生产情况：准东露天煤矿原煤加工工艺主要是筛分和破碎，并根据不同客户需求适时调整产品规格的商品煤，本次评估按综合产品确定为混煤。

(五)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)，露天开采煤回采率不应小于 95%，根据“初步设计”，设计回采率为 96.68%，回采率水平符合该规定。故本次评估采煤回采率确定为 96.68%。设计露天开采剩余全服务期内平均剥采比 5.45(对应可采储量)，生产剥采比平均为 5.995。根据生产持续计划 2026 年至 2030 年剥采比分别为 2.57、2.85、3.01、3.39、3.42。

(六)评估利用可采储量

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

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“初步设计”，设计境界外资源量 13137.32 万吨，压帮资源量 54073.48 万吨，推断资源量经可信度系数调整后，设计损失合计 66404.44 万吨。将前述采区回采率(96.68%)和设计损失代入上式，则，评估利用可采储量为 165849.70 $(=(237950.20 - 66404.44) \times 96.68\%)$ 万吨。

根据 2024 年度储量年报和 2025 年 7 月回采率计算表，2024 年(2024 年动用可采储量 3195.19 万吨，回采率 97.1%)至 2025 年 7 月(2025 年动用可采储量 1522.59 万吨，回采率 97.08%)累计动用 4717.78 万吨，则评估基准日可采储量 161269.04 $(=165849.70 - 3195.19 \times 97.1\% - 1522.59 \times 97.08\%)$ 万吨。

(七)生产能力和服务年限

1.生产能力

准东露天煤矿采矿许可证证载生产能力为 3500 万吨/年，核定生产能力为 3500 万吨/年，2023 年实际生产能力为 3511.03 万吨，2024 年 2941.11 万吨，2025 年按 2550 万吨组织原煤生产，本次评估生产能力确定为 3500 万吨/年。考虑市场原因和矿山采煤自营的实施，矿山生产计划自 2026 年-2031 年原煤产量由 2600 万吨逐渐至 3500 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 1.1~1.2。“初步设计”设计储量备用系数 1.1，故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：

$$T = (161269.04 - 15162.5 \times 1.1) \div (3500 \times 1.1) + 5.42 = 42.96 \text{ (年)}$$

故本次评估矿井服务年限为 42.96 年，根据企业排产计划，2026 年-2031 年由 2600 万吨过渡到 3500 万吨/年。

经测算，自 2059 年开采至三采区时由于剥采比高，目前技术经济指标下开采不经济，故本次评估计算期为 2025 年 8 月至 2058 年。

(八) 销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = 年产品的销售量 × 销售价格

2. 各种产品年销售量

评估中假设采出原煤全部对外销售，则年生产量即为销售量；

3. 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。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。本次评估参照历史年度矿山产品平均销售价格确定销售预测价格。

(1)行业分析

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。

(2)新疆近期煤炭市场

供应端，新疆原煤产量增速放缓。2025年1~8月，新疆原煤产量呈现“前高后低”的总体态势，累计产量达35700.4万吨，同比增长5.6%。这一增长主要得益于上半年特别是3月、5月和6月的强劲表现，其同

比增幅均超过18%，然而，进入下半年，生产节奏明显放缓，7月与8月产量分别回落至3685.2万吨和4220万吨，同比下跌13.8%和10.5%。这一转变主要受两方面因素影响：一是“反内卷”政策导向下的政策性减产效应显现，超产核查等监管措施使煤矿生产趋于谨慎；二是7月起铁路运费调整增加了外运成本，而成本向价格的传导不畅，挤压利润空间，直接抑制了生产积极性。

需求端，火电虽受清洁能源一定的挤压，但煤化工需求逐步提高趋于良好，疆煤外运保持温和增长。

煤电方面：新疆作为“丝绸之路经济带”核心区和国家重要能源基地，近年来加快实施能源优势转化战略，电力行业得到快速发展。2010年11月第一条“疆电外送”通道正式投运，之后随着一批“疆电外送” ± 750 、 ± 800 kV特高压直流输电工程及配套电源工程的建成投运，“疆电外送”规模逐年增长，截止目前新疆已经建成四条外送电通道，2022年下半年疆电外送第五条大通道、第三条直流通道的哈密北-重庆 ± 800 kV特高压直流输电工程正式开工建设。工程建成后，预计将每年增加外送电量400亿千瓦时以上。2025年1~8月，新疆电力系统运行呈现“总量稳增、结构优化”的总体特征。全区累计发电量3697.42亿千瓦时，同比增长2.3%。

疆煤外运方面：随着新疆铁路的不断建设和完善，已经形成以兰新铁路为主通道、临河至哈密铁路为北通道、格尔木至库尔勒铁路为南通道的“一主两翼”进出疆三大铁路通道。其中北翼环天山北坡临哈线及向西延伸至将军庙，即临河线-哈密-将军庙线。近年来，新疆铁路疆煤外运量逐年增加，去年达9061万吨、同比增长50.2%，增长势头强劲。今年前8月，外运量为6181万吨，同比增长7.4%。新疆疆煤外运仍保持增长态势，但受运力限制与市场环境双重影响，增速已逐步趋于平稳。

煤化工方面：“十三五”期间，国家《现代煤化工产业创新发展布局方案》中将新疆准东列为全国4个现代煤化工产业示范区。经过几年的发展，新疆现代煤化工产业已度过起步阶段。尽管当前煤炭市场面临新能源替代冲击与需求放缓压力，但规划中的现代煤化工项目

将大幅提升煤炭就地转化能力。新疆目前已初步构建以准东、吐哈、伊犁等为主的煤化工产业发展集聚区，以煤制天然气、煤制烯烃、煤炭分级分质利用等为主的现代煤化工产业发展格局。据不完全统计，目前新疆在建及拟建煤化工项目投资规模超8000亿元，其中，规划煤制烯烃项目共9个，合计1195万吨，投资规模2575亿；煤制天然气项目11个，合计400亿方，投资规模3109亿；煤制油项目3个，合计700万吨，投资规模1043亿。2024年以来，新疆有多个现代煤化工项目陆续开工建设，新疆煤化工有望保持高速增长，接下来5年投资额或超5000亿元，新疆煤化工预计迎来投资建设高峰时期。

新疆地区原煤价格由于受制于原产业布局、疆煤外运动力和产能较大所限，历史期煤炭价格水平较低，形成了当地煤炭价格小气候，同质煤炭明显低于疆外价格。随着新疆政府近几年对该地区能源基地定位的逐步清晰，下游煤化和煤电项目布局的推进和未来产能释放会有效提升当地原煤需求，另外，未来临河及哈密内蒙古段将进行扩能改造，项目建成后，临哈铁路运输能力将提升45%左右，对当地煤炭外运起到积极作用。

新疆煤炭资源丰富，“十三五”前期由于新疆本身经济发展相对滞后，加之与内地距离遥远，疆内煤炭开发只限于自给自足式的小规模生产。“十三五”期间随着自治区坚定不移地推进优质资源转换战略新疆承接内地煤炭产业转移的力度不断增大。尤其是近些年，随着“西煤东运”、“西气东输”和“疆电外送”等国家战略的实施以及煤电、煤化工和煤制气等资源转换工程的落实，新疆煤炭工业正在由产能优势逐步转化为经济优势，未来开发前景广阔。

综上所述，评估人员认为，未来新疆煤炭价格受上述因素积极影响，整体价格表现会相对趋于乐观。因此，本次评估准东煤矿商品煤价格根据矿山2022年至2025年7月三年一期历史均价进行预测。

根据准东煤矿销售情况统计，2022年至2025年1-7月各期商品煤综合不含税价格分别为135.63元/吨、134.39元/吨、130.61元/吨、107.68元/吨，商品煤坑口不含税销售价格的加权平均（不含税，取整）130.00元/吨。另外，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，考虑到 2025 年 8-10 月准东矿区市场价格尚无明显变化，均价为 95-97 元/吨，则本次评估 2025 年 8~12 月销售价格调整为 96.00 元/吨，2026 年采用 2025 年 1~10 月实际价格确定为 104.00 元/吨，2027 年销售价格确定为 115.00 ($=108 + (130-108) \div 3$) 元/吨，2028 年销售价格确定为 123.00 元/吨，2029 年及以后年度确定为 130.00 元/吨。

4. 年销售收入计算

以 2031 年满产年为例：

正常年份年销售收入 = $3500 \times 130.00 = 455000.00$ (万元)。

(九) 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。

根据矿山固定资产明细表，剔除待报废及闲置资产后，评估利用矿山现有固定资产投资原值合计 381975.16 万元，净值合计 258219.85 万元，其中剥离工程原值 104181.12 万元，净值 80219.46 万元，房屋建筑物原值 190235.51 万元，净值 133948.09 万元，机器设备原值 87558.53 万元，净值 44052.29 万元。

评估利用在建工程合计 71290.15 万元，其中房屋建筑物 70724.96 万元(根据评估明细表，土建工程合计 70724.96 万元，其中包括了销售输运及装车系统、地面原煤转运破碎系统、地面生产二系统二期等新增项目，上述项目设计生产规模为 5000 万吨，在建投资合计 52028.60 万元，经规模指数调整后利用投资为 36420.02，在建待摊 565.19 万元。另外，根据在建工程评估明细表，在建项目完工尚需追加房屋类投资 36019.98 万元(含税、其中设计规模 5000 万吨/年的项目后续投资 12540.20 万元，按规模指数进行调整利用 8778.14，根据工程进度，上述后续投资于 2025 年后半年完工投入。

另外，矿山采购了采煤自营设备，正在进行组装并部分投入试运营，

但设备款尚未支付和入账，根据采购合同，设备支出含税合计 33459.50 万元(=22084.05+11375.45)。

现有固定资产投资在基准日时点投入，后续设备支出于 2025 年 8-12 月投入。

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。

根据矿山无形资产-土地使用权明细表，评估基准日矿山土地使用权评估价值为 6496.92 万元，则本次评估土地使用权确定为 6496.92 万元。

3. 长期待摊费用和其他无形资产

根据矿山无形资产-其他无形资产和长期待摊费用明细表，其他无形资产为 492.47 万元；长期待摊费用—采矿权用地及征地费为 27.51 万元。故本次评估基准日长期待摊费用和其他无形资产合计为 519.98 万元，于评估基准日流出。

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%计算。

则本项目满产后所需流动资金为：

$$455000.00 \times 22\% = 100100.00 \text{ (万元)}$$

流动资金根据生产负荷流出，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《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。依据《矿业权评估利用企业财务报告指导意见》(CMVS301200-2010)，如一年期会计报表信息能够总体反映企业未来生产经营情况，或经过适当的调整可以总体反映企业未来生产经营情况，可以基于企业一个完整会计年度的会计报表信息确定矿业权评估用成本费用。

准东露天煤矿属于管理规范、财务报表齐全的矿山，其财务核算资料可以满足成本费用的选取。鉴于该矿处于由采煤外包转自营过渡中，规划 2026 年可实现采煤全部自营，目前自营设备已基本到位，部分已开展测试运营，部分正进行组装，对未来成本影响主要体现在人工成本、燃料动力、修理费、折旧费、外包原煤运输费和设备租赁费等科目。基于此，本次评估在 2024 年实际成本费用基础上，考虑运营模式变化对成本费用影响进行相应的调整。个别参数依据《矿业权评估参数确定指导意见》及国家财税的有关规定确定，以此测算评估基准日后未来矿山生产年限内的采矿成本费用。

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

根据企业财务报表，2024 年原煤外购材料费为 1743.84 万元，单位采煤外购材料费为 0.59 元/吨；故本次评估未来正常生产年份单位外购材料费确定为 0.59 元/吨。

正常生产年份以 2031 年满产年为例，下同。则：

$$\begin{aligned} \text{年外购材料费} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 18621.74 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

3.外购燃料及动力费

同“2.外购材料费”，采煤外委模式下单位燃料及动力费为 0.93 元/吨；采煤自营后新增 39 台自卸车，12 台挖机，4 班两运转，根据工作小时和燃料价格（按不含税 6.6 元/升计算）测算后，新增燃料费用 4.39 元/吨，自营后燃料及动力费合计 5.32 元/吨。本次评估未来正常生产年份单位外购燃料及动力费确定为 5.32 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年外购燃料及动力费} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 18621.74(\text{万元})\end{aligned}$$

4.职工薪酬

同“3.外购燃料及动力费”，采煤外委模式下单位职工薪酬 3.35 元/吨，年职工薪酬 9859.68 万元；采煤自营后新增 51 台采装运车辆，新增操作人员企业按 1: 4 配比需新增 204 人，除此之外，2025 年已正常新增的一般管理人员 52 人，根据矿山各岗位工资标准（25-30 万元/年）和社保比例（56.62%）计算职工薪酬需增加 11621.20 万元，本次评估未来正常生产年份年职工薪酬确定为 21480.88 元/吨，单位职工薪酬 6.14 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年职工薪酬} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位职工薪酬} \\ &= 21480.88(\text{万元})\end{aligned}$$

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，本次评估已有矿建工程不计算折旧，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。因此，本次评估将 2009 年以后发生的机器设备扣除进项税额后计入机器设备资产。

根据财政部、税务总局《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]第 39 号)，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16%和 10%税率的，税率分别调整为 13%、9%。自 2019 年 4 月 1 日开始执行。

以 2031 年为例：

$$\text{房屋建筑物年折旧额} = (256322.80 + 36019.98 \div 109\%) \times (1 - 5\%) \div 30 = 9163.34 \text{ (万元)}$$

$$\text{机器设备年折旧额} = (87558.53 + 33459.50 \div 113\%) \times (1 - 5\%) \div 12 = 9275.86 \text{ (万元)}$$

$$\text{年折旧额} = 9163.34 + 9275.86 = 18439.20 \text{ (万元)}$$

$$\text{单位原煤折旧费} = 18439.20 \div 3500 = 5.27 \text{ (元/吨)}$$

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。

(2)回收固定资产残(余)值

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，在回收固定资产残(余)值时不考虑固定资产的清理变现费用。本项目应在评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备余值，但矿山 2059 年开始开采三采区时由于

剥采比较高矿山净现金流量转为净流出，故本项目房屋建筑物和机器设备余值在 2058 年提前回收，回收金额为 273553.32 万元。

6. 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《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)，新疆地区根据原煤实际产量 8.50 元/吨标准计取，其中井巷工程基金 2.5 元/吨，企业亦根据原煤实际产量按吨煤 8.5 元的标准每月在成本中提取煤矿维简费(含井巷费用 2.5 元)。

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 3.00(= 6 × 50%)元/吨，折旧性质的维简费为 3.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 16200.00(\text{万元})\end{aligned}$$

7. 井巷工程基金

由上所述，本项目评估取吨原煤井巷工程基金为 2.50 元。则：

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 6750.00(\text{万元})\end{aligned}$$

8. 安全费用

根据财政部、国家煤矿安全监察局颁发的《关于印发<煤炭生产安全费用提取和使用管理办法>的通知》(财企[2012]16 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、高瓦斯矿井吨煤 30 元；(二)其他矿井吨煤 15 元；(三)露天矿吨煤 5 元”；“企业在上述标准的基础上，根据安全生产实际需要，可适当提高安全费用提取

标准。”；“如果高于本办法规定的标准，按照原标准执行”。准东露天煤矿为露天矿井，故本次评估取安全费用提取标准确定为 5 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 13500.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9.环境恢复治理费

根据 2024 年 6 月编制的《国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿一期采区 35.00Mt/a 矿产资源开发利用与生态保护修复方案》，设计环境恢复治理和土地复垦总投资支出（扣除预备费）分别为 777.45 万元、2732.46 万元，对应的采出量为 87500.00 (=3500×25) 万吨，折合单位环境恢复治理和土地复垦费为 0.04 元/吨。本次评估假定评估计算期内环境恢复治理和土地复垦费吨可采单位支出相同，则年环境恢复治理和土地复垦费为 0.04 万元。

10.修理费

同“2.外购材料费”，考虑修理费用日常和大修理周期性，根据近 3 年单位修理费平均支出水平 0.86 元/吨选取；本次评估后续有追加机器设备，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%。本次评估追加机器设备的修理费按机器设备原值的 3%选取，后续新增设备修理费经计算为 0.25 元/吨，合计 1.11 元/吨。故本次评估未来正常生产年份单位修理费为 1.11 元/吨。

11.运输费、外委服务费和专业服务费

同“2.外购材料费”，企业目前单位运输费（外委采煤运输）、外委服务费和专业服务费分别为 4.13 元/吨、1.24 元/吨、0.01 元/吨，其中 2026 年采煤自营后，外委运输费不再支出，外委服务项目减少，服务费由年 3638.21 万元下降为 1562.96 万元。故本次评估达产年单位外委服务费和专业服务费确定为 0.45 元/吨、0.01 元/吨。

12.外包剥离费

矿山根据 2025 年 9 月新签订的 2025 年至 2027 年两个标段（一标段基础含税单价 10.6966 元/立方、二标段基础含税单价 10.41 元/立方，税率 9%）外包剥离工程（包括铲运）合同，经运距和高程调整测算，

单位剥离 10.698 元/立方，不含税单价为 9.81 元/立方；另外，目前矿山单位含税钻爆费 3.49 元/立方，不含税为 3.20 元/立方。不含税单位剥离费为 13.01 元/立方。以 2031 年剥采比 2.60 为例，年剥离费用合计为 118195.00 ($=13.01 \times 2.60 \times 3500$) 万元。

13 其它制造费用

其他制造费用为除上述费用外的其他直接成本，根据矿山财务报表，同“2.外购材料费”，扣除自营后不需要的设备租赁费后，单位其他制造费用为 1.42 元/吨，年其他制造费用 3972.18 万元。

14.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)摊销费

根据《收益途径评估方法规范》，无形资产摊销年限参考会计摊销方法确定。当无形资产摊销年限长于评估计算年限时，以评估计算年限作为无形资产摊销年限。当土地使用权剩余使用年限长于评估计算年限时，以评估计算年限作为土地使用权摊销年限。本次评估土地剩余使用年限略长于矿山服务年限，故土地摊销年限以矿山服务年限进行摊销。据前述无形资产投资，土地使用权投资为 6496.92 万元，矿山计算服务年限 33.42 年。经计算年土地摊销额为 194.42 万元。

长期待摊费用（27.51 万元）和其他无形资产（492.47 万元）在 10 年内摊销完毕，经计算，长期待摊费用和其他无形资产年摊销费合计 52.00 万元。

土地使用权、长期待摊费用和其他无形资产单位原煤摊销费合计 0.07 元/吨。

(2)研发费用

根据企业财务报表并结合以往和 2025 年发生水平（2022-2025 年 7 月分别为 282.92 万元、321.3 万元、1112.01 万元和 261 万元），考虑到研发费用支出的不确定性，除 2024 年发生稍高外，其他年度基本保持在 300 万元左右，同时，2025 年预算研发费支出亦为 300 万元，故本次评估研发费确定为 300 万元/年，则本次评估未来正常生产年份

单位研发费用确定为 0.09 元/吨。

(3)其他管理费用

同“2.外购材料费”，管理费用扣除上述费用后，矿山单位其他管理费用为 0.75 万元，本次评估将其视为固定成本，则单位其他管理费用确定为 0.75 元/吨。

经上述计算，以 2031 年为例，年单位管理费用合计 0.90 元/吨。则年管理费用为 3156.82 万元。

14.销售费用

矿山商品煤销售由新疆能源负责代理销售，并按销售不含税价格收取 3%（销售公司向准东煤矿开具含税 6%的增值税发票）的销售代理费，本次评估考虑销售代理费用为 3.68 元/吨（不含税）。其他销售费用同“2.外购材料费”选取原则确定为 1.07 元/吨。则单位销售费用合计为 4.75 元/吨。

15.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。参照《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，贷款利率以评估基准日有效的一年期的贷款市场报价利率 3%进行计算，单利计息，则：

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 100100.00 \times 70\% \times 3\% \\ &= 2102.10(\text{万元})\end{aligned}$$

则吨煤财务费用为 0.60(= 2102.10 ÷ 3500)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、摊销费和财务费用后的全部费用。

以 2031 年为例，评估对象的单位总成本费用为 73.87 元/吨、单位经营成本 62.43 元/吨；年总成本费用 258529.26 万元、年经营成本 218491.55 万元。

(十一)销售税金及附加

产品销售税金及附加指矿山企业销售产品应负担的城市维护建设税、资源税和教育费附加。城市维护建设税、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 - 当期机器设备与不动产进项税额抵扣

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 + 剥离费 + 外委服务费 + 销售代理费 + 运输费) × 进项税税率 + 不动产动产可抵扣进项税额

根据财政部、税务总局《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]第 39 号), 纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物, 原适用 16%和 10%税率的, 税率分别调整为 13%、9%。自 2019 年 4 月 1 日开始执行。

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、剥离费、外委服务费、销售代理费、运输费之和为税基, 其中外委服务费和销售代理费税率为 6%, 剥离费和运输费税率为 9%, 其他税率为 13%。机器设备进项税税率取 13%, 房屋建筑物进项税税率取 9%。

进项税额抵扣的顺序为先抵扣材料费、燃料动力费、修理费和运输费的进项税, 后抵扣采矿工程、房屋建筑物等不动产的进项税, 再抵扣机器设备的进项税, 当年未抵扣完的, 可延至下一年抵扣, 直至将进项税额抵扣完毕。

以 2031 年为例, 计算过程如下:

年销项税额 = 年销售收入 × 13%

= 59150.00(万元)

年进项税额 = (外购材料费 + 外购燃料及动力费 + 修理费 + 专业化服务费) × 13% + 销售代理费 × 6% + (剥离费 + 外委服务费) × 9% + 机器设备可抵扣进项税额 = 14702.85(万元)

年应纳增值税 = 销项税额 - 进项税额 - 当期机器设备与不动产
进项税额抵扣

$$= 33064.54(\text{万元})$$

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暂行条例》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%。企业实际缴纳的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：

$$\text{年城市维护建设税} = \text{年应纳增值税} \times 5\%$$

$$= 1653.23(\text{万元})$$

3.教育费附加

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

$$\text{年教育费附加} = \text{年应纳增值税} \times (3\%+2\%)$$

$$= 1653.23(\text{万元})$$

4.资源税

根据 2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过的《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》，自 2020 年 9 月 19 日起，煤炭资源税实行从价定率计征，新疆维吾尔自治区煤炭资源税率（选煤）确定为 5%。根据 2024 年 5 月 30 日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十一次会议通过的《新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会关于自治区资源税具体适用税率、计征方式及减免税办法的决定》，自 2024 年 7

月 1 日起,《新疆维吾尔自治区资源税税目税率表》中“煤”税目的原矿税率由 6%修改为 9%、选矿税率由 5%修改为 8%。矿山目前实际资源税率按 8%缴纳,故本次评估资源税按销售收入 8%估算。

以 2031 年为例:

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 36400.00(\text{万元})\end{aligned}$$

5.其他税金

其他税金包括房产税、车船使用税、土地使用税、印花税、耕地占用税、水资源税、环境保护税等,本次评估同“2.外购材料费”,根据 2024 年单位其他税金水平选取,2024 年其他税金发生额合计 18539.24 万元(其中水土保持补偿费经税务核定为 5.0697 元/吨),采出原煤 2941.11 万吨,单位其他税金为 6.30 元/吨。

以 2031 年为例:

$$\begin{aligned}\text{年其他税金} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位其他税金} \\ &= 22062.20(\text{万元})\end{aligned}$$

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),煤的征收率为原煤矿产品收入的 2.4%。

根据“《国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权出让收益评估报告》告知函”(新地学采告函[2022]036 号),北京中同华矿业咨询有限公司对准东煤矿进行了矿业权出让收益评估,“评估方法为折现现金流量法,评估基准日为 2022 年 3 月 31 日,评估计算年限为 30 年,拟动用资源量为 93799.15 万吨,2022 年 4 月-2025 年 7 月累计动用资源量 10888.70 万吨,已缴纳出让收益剩余资源量为 82910.45 万吨,根据评估基准日保有资源量 237294.79 万吨和可采储量 161269.04 万吨占比计算,已缴纳出让收益剩余可采储量 56347.16 万吨,未处置出让收益可采储量为 104921.87 万吨。根据煤炭出让收益征收率 2.4%及《新疆维吾尔自治区矿产品销售收入转换系数》规定的选煤收入转换系数 0.89 计算,开采未缴纳矿业权出让收益资源量时,

单位矿业权出让收益为 2.78 ($=130 \times 3500 \times 2.4\% \times 0.89 \div 3500$) 元/吨。

综上，正常年份年销售税金及附加合计为 61768.66 ($=1653.23 + 1653.23 + 36400.00 + 22062.20$) 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。

根据财政部 税务总局 国家发展改革委《关于延续西部大开发企业所得税政策》(公告 2020 年第 23 号)，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15% 的税率征收企业所得税。准东煤矿按西部大开发政策享受 15% 税收优惠。故本次评估确定 2030 年以前所得税税率为 15%，2031 年以后所得税税率为 25%。

根据《财政部税务总局关于进一步完善研发费用税前加计扣除政策的公告》(财政部税务总局公告 2023 年第 7 号)：“一、企业开展研发活动中实际发生的研发费用，未形成无形资产计入当期损益的，在按规定据实扣除的基础上，自 2023 年 1 月 1 日起，再按照实际发生额的 100% 在税前加计扣除；形成无形资产的，自 2023 年 1 月 1 日起，按照无形资产成本的 200% 在税前摊销。

二、企业享受研发费用加计扣除政策的其他政策口径和管理要求，按照《财政部 国家税务总局 科技部关于完善研究开发费用税前加计扣除政策的通知》(财税〔2015〕119 号)、《财政部 税务总局 科技部关于企业委托境外研究开发费用税前加计扣除有关政策问题的通知》(财税〔2018〕64 号)等文件相关规定执行。

根据矿山“2022-2024 年所得税年度纳税申报表”，允许抵扣的研发费用占矿山当年研发费用列支(扣除计入材料费金额)比例平均为 52.16%，可允许税前加计扣除的研发费享受 100% 抵扣。故本次评估研发费用按此获批比例和 100% 加计扣除率计算。

以 2031 年为例：

$$\begin{aligned} \text{企业所得税} &= (455000.00 - 258529.26 - 61768.66 - 300.00 \times 52.16\%) \\ &\times 25\% \end{aligned}$$

$$= 33636.40(\text{万元})$$

(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。本次评估无风险报酬率参考评估基准日 WIND 资讯系统所披露 10 年期国债到期年收益率确定为 1.70%。

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。

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。本矿为生产矿山，勘查开发阶段风险报酬率取值范围 0.15 ~ 0.65%，本项目评估勘查开发阶段风险报酬率取值为 0.60%。行业风险报酬率取值范围 1.00 ~ 2.00%。本项目评估行业风险报酬率取 2.00%。财务经营风险报酬率取值范围 1.00 ~ 1.50%，本项目评估财务经营风险报酬率取值为 1.50%。另外参照《中国矿业权评估准则》，本项目评估考虑其他个别风险，结合矿山实际情况，其他个别风险报酬率取值为 2.00%。

综合上述各风险，本次评估各风险报酬率确定为 6.10%，累加后折现率确定为 7.80%。

十一、评估假设

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

(1)以采矿许可证内经评审备案的矿产资源储量为基础，假设采矿许可证到期可以顺利延续；

(2)假设准东露天煤矿按照规划可以取得产能储备矿山相关资格，免于实施产能置换。

(3)以设定的生产方式、生产规模、产品结构及开发技术水平为基准且持续经营。

(4)假设未来年度商品煤生产、销售能达到产销平衡。

(5)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。

(6)不考虑现有或将来可能承担的抵押、担保等他项权利或其他对产权的任何限制因素以及特殊交易方可能追加付出的价格等对其评估价值的影响。

(7)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，“国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权”于评估基准日 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 136007.55 万元，采矿权评估价值 136007.55 万元，大写人民币壹拾叁亿陆仟零柒万伍仟伍佰元整。

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)国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权采矿许可证有效期截止 2036 年 10 月 11 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。

根据“《国能新疆准东能源有限责任公司准东露天煤矿采矿权出让收益评估报告》告知函”(新地学采告函[2022]036 号)，北京中同华矿业咨询有限公司对准东煤矿进行了矿业权出让收益评估，“评估方法为折现现金流量法，评估基准日为 2022 年 3 月 31 日，评估计算年限为 30 年，拟动用资源量为 93799.15 万吨，2022 年 4 月-2025 年 7 月累计动用资源量 10888.70 万吨，已缴纳出让收益剩余资源量为 82910.45 万吨，根据评估基准日保有资源量和可采储量占比计算，已缴纳出让收益剩余可采储量 56347.16 万吨，未处置出让收益可采储量为 104921.87 万吨。本次评估中已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)煤的征收率为原煤矿产品收入的 2.4%和《新疆维吾尔自治区矿产品销售收入转换系数》规定的选煤收入转换系数 0.89 计算了相关矿业权出让收益税费。

准东露天煤矿目前存在需要购置 1500 万吨产能指标，企业规划待矿区总规修改完成后，通过改扩建方式从生产能力 2000 万吨/的扩大到 4500 万吨/年，同时申请产能储备矿山方式解决产能指标置换问题，如改扩建申请被核准且列入产能储备（新增产能的 30%），根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤炭产能储备制度的实施意见发改能源规〔2024〕413 号》文件规定，如被列入产能储备矿山，新增 2500 万吨/年产能可免于全部产能指标置换。本次评估假设矿山能够顺利取得产能储备矿山资格，免于产能置换指标，未考虑指标购置支出。考虑到此事项尚未获批且具有的不确定性，建议交易双方对北京中企华资产评估有限责任公司

未来产能置换指标和相应支出及是否被豁免进行约定。

准东露天煤矿开采至三采区后，由剥采比较高，自 2059 年开始在现有技术经济指标下开采不经济，每年净利润和净现金流量均为负值，本次采矿权价值评估计算期为 2025 年 8 月至 2058 年。

特别提请本报告使用者注意。

(二)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。

(三)本次评估结果依据了评估委托人及资产占有人所提供的有关文件材料(包括产权证明、核实报告、储量年报、初步设计、财务资料等)数据所作出。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评估项目的评估人员，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。

(四)本评估报告书含有附表、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。

(五)对存在的可能影响评估结论的瑕疵事项，在评估委托人及探矿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。

(六)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。

十五、评估报告的使用限制

(一)本评估报告只能由在业务约定书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)本评估报告仅供本次评估特定的评估目的使用；

(三)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;

(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(王军好、王桂玲):



北京中企华资产评估有限责任公司
二〇三五年十二月十六日

