

国家能源集团新疆矿业有限责任公司 红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1063 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:1102420250202064354

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: 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙
泉一号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1063号

评 估 值: 114345.78(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。

国家能源集团新疆矿业有限责任公司 红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告

目 录

评估报告摘要	4
评估报告正文	8
一、评估机构	8
二、委托人及矿业权人	8
三、评估对象和范围	11
(一)评估对象和范围	11
(二)采矿权历史沿革	12
(三)矿业权价款(出让收益)处置情况	13
(四)采矿权评估史	14
(五)采矿权抵押担保情况	14
四、评估目的	14
五、评估基准日	15
六、评估依据	15
(一)法规依据	15
(二)行为、产权和取价依据	17
七、评估实施过程	18
八、矿产资源勘查和开发概况	18
(一)矿区位置和交通	18
(二)自然地理	19
(三)地质勘查工作概况	19
(四)矿区地质概况	20
(五)煤层	23
(六)煤质	33
(七)开采技术条件	38
(八)矿山开发利用概况	40

九、评估方法	41
十、评估指标和参数	41
(一)保有资源储量	42
(二)评估利用矿产资源储量	43
(三)采选方案	44
(四) 产品方案	45
(五)采选煤技术指标	45
(六)评估利用可采储量	45
(七)生产能力和服务年限	45
(八)销售收入	47
(九)投资估算	51
(十)成本估算	54
(十一)销售税金及附加	62
(十二)企业所得税	64
(十三)折现率	65
十一、评估假设	66
十二、评估结论	67
十三、评估基准日期后重大事项	67
十四、特别事项说明	67
十五、评估报告的使用限制	69
十六、评估报告日	70
十七、评估机构和评估责任人	70
十八、国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿 采矿权评估报告附表目录	
附表一 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤 矿采矿权评估价值估算表	
附表二 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤 矿采矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表	
附表三 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤 矿采矿权评估销售收入估算表	

附表四 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估资产投资估算表

附表五 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估资产折旧摊销费用估算表

附表六 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估税费估算表

十九、国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告附件(另册装订)

国家能源集团新疆矿业有限责任公司 红沙泉一号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：国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权。

评估目的：中国神华能源股份有限公司拟发行股份及支付现金购买国家能源投资集团有限责任公司持有的煤炭、坑口煤电等相关资产。为此需对涉及的国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

评估基准日：2025 年 7 月 31 日。

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：截止评估基准日，矿田保有资源储量 421998.69 万吨，评估利用资源储量 339321.32 万吨，评估利用可采储量 324242.32 万吨。评估用生产能力 3100.00 万吨/年，评估计算年限 55.42 年。产品方案为选后混煤。混煤不含税价格 147.00 元/吨，年销售收入 455700.00 万元。评估用固定资产已投资原值 326,514.56 万元，净值 275,546.52 万元；后续投资 158,318.02 万元。单位总成本费用 115.98 元/吨、单位经营成本 104.12 元/吨；年总成本费用 359,538.56 万元、年经营成本 322,782.34 万元。折现率 7.80%。

评估结论：经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值 114345.78 万元，大写人民币壹拾壹亿肆仟叁佰肆拾伍万柒仟捌佰元整。

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。

特别事项说明

评估对象采矿许可证有效期截止 2038 年 09 月 24 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《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权出让收益评估报告》和《采矿权出让合同》(合同编号: 新自然资源采 2023(4)号)和《采矿权出让合同补充合同》(合同编号: 新自然资源采 2025(05)号), 评估基准日 2021 年 10 月 31 日, 评估矿区面积 74.265 平方公里, 开采深度 760 米至-51 米标高, 生产规模 1000 万吨/年, 评估计算年限 30 年, 已有偿处置资源量: ①已动用资源量 5074.88 万吨; ②30 年拟动用资源量 41337.84 万吨。则红沙泉一号露天煤矿未有偿处置资源量 $393445.28 (= 439858 - 5074.88 - 41337.84)$ 万吨, 本项目评估对未有偿处置资源量根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10 号)规定计算了采矿权出让收益税费。

矿山正在办理 1000 万吨/年改扩建至 4000 万吨项目核准, 并申请列入产能储量矿山(新增产能的 30%), 国家发改委已受理新疆自治区发改委上报的“新疆发展改革委关于申请核准新疆西黑山矿区红沙泉一号露天矿改扩建工程的请示”(项目名称为“项目名称: 新疆准东煤田西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿一期工程 1000 万 t/a”), 目前改扩建可研报告已送至国家矿山监察局进行评审, 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 3000 万吨/年产能可免于全部产能置换指标。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%），可免于新增 2500 万吨/年的全部产能指标置换，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

本次评估根据矿山正在办理的改扩建可研报告和产能储备政策，本次评估生产能力根据正在申报的可研报告设计规划的常规产能确定为 3100 万吨。

红沙泉一号露天煤矿开采至三采区后，由剥采比较高，自 2081 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 2080 年。

提请本报告使用者注意上述事项。

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

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

重要提示：

以上内容摘自《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权评估报告》，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该矿业权评估报告全文。

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



国家能源集团新疆矿业有限责任公司 红沙泉一号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，对国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号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家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号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；

“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资[2000]005 号。

二、委托人及矿业权人

(一)委托人

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

(1)委托人之一简介

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(国有独资)

统一社会信用代码：91110000100018267J

成立日期：1995 年 10 月 23 日

营业期限：1995 年 10 月 23 日至无固定期限

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

(2)委托人之二简介

名 称：中国神华能源股份有限公司(以下简称：“中国神华”)

住 所：北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人：吕志韧

注册资本：1,986,851.9955 万元

类 型：其他股份有限公司(上市)

统一社会信用代码：91110000710933024J

成立日期：2004 年 11 月 8 日

营业期限：2004 年 11 月 8 日至无固定期限

股票代码：601088.SH、01088.HK

经营范围：煤矿开采(有效期以各煤矿相关许可证的有效期限为准)；煤炭批发经营；项目投资；煤炭的洗选、加工；矿产品的开发与经营；专有铁路内部运输；电力生产；开展煤炭、铁路、电力经营的配套服务；船舶的维修；能源与环保技术开发与利用、技术转让、技术咨询、技术服务；进出口业务；化工产品、化工材料、建筑材料、

机械设备的销售(不含危险化学品);物业管理。(市场主体依法自主选择经营项目,开展经营活动;依法须经批准的项目,经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动;不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

(二)采矿权人

名称: 国家能源集团新疆矿业有限责任公司

(曾用名: 新疆神华矿业有限责任公司)

统一社会信用代码: 91650100778970876R;

类型: 有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资);

住所: 新疆乌鲁木齐高新区(新市区)长春路 1011 号新疆能源公司办公楼 17 层 1707 室;

法定代表人: 亚力坤·吐尔逊;

注册资本: 151,423.5 万元;

成立日期: 2005 年 09 月 06 日;

营业期限: 2005 年 09 月 06 日至无固定期限;

经营范围: 矿产资源勘查;矿业开发及相关技术的咨询;建筑工程施工;太阳能发电技术服务;风力发电技术服务;煤制活性炭及其他煤炭加工(限分支机构经营);自然生态系统保护管理;环境保护监测;水资源管理;工程管理服务;土地使用权租赁;技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广。(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)

国家能源集团新疆矿业有限责任公司在评估基准日的股东及持股情况: 国家能源集团新疆能源化工有限公司持股 100%。国家能源集团新疆能源化工有限公司属于国家能源投资集团有限责任公司控股 100%的子公司。

(三)生产运营单位

目前,国能新疆红沙泉能源有限责任公司负责国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权的生产运营。

名称: 国能新疆红沙泉能源有限责任公司;

(曾用名: 神华新疆奇台能源有限责任公司)

统一社会信用代码: 91652325599177784T;

类 型: 有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资);

住 所: 新疆昌吉州准东经济技术开发区西黑山产业园石钱滩路 56 号(芨芨湖产业园);

法定代表人: 孙秉成;

注册资本: 110000 万元;

成立日期: 2012 年 07 月 26 日;

营业期限: 2012 年 07 月 26 日至 2032 年 07 月 25 日;

经营范围: 矿业项目投资与开发; 化工产品(危险化学品除外)、高岭土销售、供电销售。自来水供应; 餐饮服务; 煤炭开采; 煤炭及制品批发; 普通货物道路运输、集装箱道路运输; 铁路、公路运输服务; 装卸服务; 仓储服务; 货运站场服务; 石油及制品销售(危化品除外)、非金属矿及制品销售, 钢铁及有色金属销售; 一般货物的进出口贸易。(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)

国能新疆红沙泉能源有限责任公司在评估基准日的股东及持股情况: 国家能源集团新疆能源化工有限公司持股 100%。

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权。

根据 2025 年 2 月 6 日新疆维吾尔自治区自然资源厅颁发的采矿许可证(证号: C6500002017111110145789): 采矿权人: 国家能源集团新疆矿业有限责任公司(以下简称“国能矿业公司”); 矿山名称: 国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿(以下简称“红沙泉一号露天煤矿”); 开采矿种: 煤; 开采方式: 露天开采; 生产规模: 3000 万吨/年; 矿区面积: 74.1912 平方公里; 有效期限: 壹拾叁年零柒月, 自 2025 年 02 月 06 日至 2038 年 09 月 24 日; 矿区拐点坐标详见下表。

矿区拐点坐标表

点号	2000 国家大地坐标系	
	X 坐标	Y 坐标
1	4931672.18	30525163.15
2	4929614.29	30525279.01
3	4929662.54	30531797.86
4	4929528.52	30531797.80
5	4929520.71	30533268.25
6	4926180.26	30532860.25
7	4924582.60	30532223.00
8	4920850.37	30527554.97
9	4920906.01	30525180.73
10	4930643.48	30521890.84
开采深度：由 760 米至-51 米标高，共有 10 个拐点圈定		

(二)采矿权历史沿革

2016 年 6 月，新疆维吾尔自治区国土资源厅下发“划定矿区范围批复(新国土资采划〔2016〕022 号)”，划定新疆神华矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿矿区面积 74.2631 平方公里，矿区范围由 10 个拐点圈定，开采深度由 753 米至-51 米，批复的矿区范围预留期限为 3 年。此后，该采矿权历史沿革详见下表。

采矿权历史沿革一览表

采矿权人	证号	开采矿种	生产规模 (万吨/年)	矿区面积 (km²)	开采标高	有效期限
新疆神华矿业有限责任公司	C650000 2017111 110145789	煤	800	74.2646	703 米至 456 米	2017 年 11 月 3 日至 2018 年 11 月 3 日
		煤	800	74.2646	703 米至 456 米	2018 年 11 月 3 日至 2019 年 11 月 3 日
		煤	800	74.2646	703 米至 456 米	2019 年 11 月 3 日至 2021 年 11 月 13 日
国家能源集团新疆矿业有限责任公司		煤	1000	74.265	703 米至 456 米	2021 年 9 月 24 日至 2036 年 9 月 24 日
		煤	2000	74.265	760 米至 -51 米	2023 年 12 月 22 日至 2038 年 9 月 24 日
		煤	3000	74.1912	760 米至 -51 米	2025 年 02 月 06 日至 2038 年 09 月 24 日

(三)矿业权价款(出让收益)处置情况

根据“《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权出让收益评估报告》主要参数表(2021年)”,新疆维吾尔自治区自然资源厅为办理采矿权延续变更出让,委托新疆昌鼎信资产评估有限公司出具《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权出让收益评估报告》,评估基准日2021年10月31日,评估矿区面积74.265平方公里,开采深度760米至-51米标高,生产规模1000万吨/年,评估计算年限30年,拟动用原煤资源储量41337.84万吨(其中:2011年至2020年已采动5074.88万吨,拟动用36,262.96万吨),评估年限30年评估价值154,700.92万元(其中:2011年至2020年已采动5074.88万吨对应的采矿权出让收益18,675.56万元,拟动用36,262.96万吨对应的采矿权出让收益136,025.36万元)。

2023年3月10日,新疆维吾尔自治区自然资源厅与国家能源集团新疆矿业有限责任公司签订了《采矿权出让合同》(合同编号:新自然资源采2023(4)号),本合同出让采矿权名称为国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿,矿区面积74.265平方公里,开采深度703米至456米标高,30年拟动用资源储量36,262.96万吨,已动用资源储量5074.88万吨;采矿权出让收益154,700.92万元,其中已动用资源储量对应的采矿权出让收益18,675.56万元,矿区范围内保有资源储量对应的采矿权出让收益136,025.36万元;按照合同约定,受让人分15期向出让人缴纳采矿权出让收益,第一期自合同签订之日起30日内缴纳68,677.282万元,第二期至第十四期分别于2023年至2035年各年11月20日之前缴纳6,144万元,第十五期于2036年11月20日之前缴纳6,151.092万元。

2025年3月26日,新疆维吾尔自治区自然资源厅与国家能源集团新疆矿业有限责任公司签订了《采矿权出让合同补充合同》(合同编号:新自然资源采率2025(05)号),本合同为新自然资源采2023(4)号所指合同的补充合同,矿区范围面积74.1912平方公里,开采深度760米至-51米标高,依据《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告矿产资源储量评审意见书》(新国土资储联评〔2011〕07号),

截止 2009 年 12 月 31 日矿区范围内查明资源量 439858 万吨；依据新自然资源采 2023(4)号所指合同，出让资源量 41337.84 万吨，矿业权出让收益 154,700.92 万元，动用未出让资源量，受让人在采矿权有效期内，每年按照矿产品上年度销售收入的出让收益率缴纳年度矿业权出让收益。

根据企业提供的缴款凭证，截止评估基准日，红沙泉一号露天煤矿已缴纳的采矿权出让收益为 809,658,280.00 元，具体缴款情况如下表。按照合同约定，红沙泉一号露天煤矿还需要缴纳采矿权出让收益 73,735.092 万元。

采矿权出让收益缴款统计表

缴款日期	缴款单位	金额(元)
2018-03-01	新疆神华矿业有限责任公司	185,468,280.00
2018-11-20	新疆神华矿业有限责任公司	92,740,000.00
2019-01-25	新疆神华矿业有限责任公司	36,170,000.00
2019-10-23	新疆神华矿业有限责任公司	36,170,000.00
2019-10-23	新疆神华矿业有限责任公司	99,880,000.00
2020-11-10	新疆神华矿业有限责任公司	79,770,000.00
2021-10-21	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	74,060,000.00
2022-12-12	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	68,770,000.00
2023-02-23	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	13,750,000.00
2023-08-29	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	30,720,000.00
2023-11-17	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	30,720,000.00
2024-11-08	国家能源集团新疆矿业有限责任公司	61,440,000.00

(四)采矿权评估史

采矿权人未提供以往采矿权评估报告。

(五)采矿权抵押担保情况

据采矿权人管理层介绍，红沙泉一号露天煤矿采矿权无抵押担保等情况。

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。为此需对涉及的国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权价值进行评估，为上述经济行为提供采矿权价值参考。

五、评估基准日

本项目采矿权评估基准日确定为 2025 年 7 月 31 日。

六、评估依据

(一)法规依据

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.评估委托书及被评估单位承诺函;
- 2.评估委托人及矿业权人企业法人营业执照;
- 3.采矿许可证(证号: C6500002017111110145789);
- 4.关于《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》矿产资源储量评审备案证明(新国土资储联备字〔2011〕联 007 号)、《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》矿产资源储量评审意见书(新国土资储联评〔2011〕07 号);
- 5.《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》(新疆地矿局第九地质大队, 2010年2月);
- 6.《新疆奇台县红沙泉一号露天煤矿 2024 年储量年度报告》(昌吉市国土资源和城乡规划技术服务中心, 2024年12月)及其评审意见书(昌州审〔2025〕18 号);
- 7.《国能新疆红沙泉能源有限责任公司红沙泉一号露天煤矿 3000 万 t/a 矿产资源开发利用与生态保护修复方案》(新疆煤炭设计研究院有限责任公司, 2024年8月)及其专家意见的认定(新自然资三合一审发〔2024〕105 号);
- 8.《国家能源集团新疆矿业有限责任公司新疆准东西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿改扩建工程可行性研究报告》(中煤科工集团沈阳

设计研究院有限公司，2025 年 9 月)；

9.矿业权出让收益相关资料；

10.历史年度财务报表；

11.评估人员收集的其他资料。

七、评估实施过程

第一阶段：准备阶段

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

第二阶段：现场勘查阶段

本项目评估人员于 2025 年 8 月下旬前往新疆维吾尔自治区奇台县对本项目评估的矿业权进行核实与调查，了解矿山的现状、地质、采矿等有关情况，并查阅及收集了评估所需的有关资料，同时对资料存在的问题与矿业权人交换了意见。

第三阶段：评估测算阶段

对收集的资料进行整理、分析，确定评估方案，选取评估参数，对矿业权价值进行评定估算，并完成评估报告初稿。

第四阶段：报告提交阶段

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，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

红沙泉一号露天煤矿位于奇台县城北东直线距离 78 公里处，行政区划属奇台县管辖。地理坐标为：东经 $90^{\circ}15'21'' \sim 90^{\circ}25'15''$ ，北纬 $44^{\circ}24'29'' \sim 44^{\circ}31'15''$ 。

S228 省道(青土线)、S240 省道(奇井线)从矿田西侧通过，S327 省道(奇北线)从矿田东侧穿过，乌准铁路、准东煤电煤化工产业带公路 Z917 从矿田西北部穿过。经上述线路可以便捷地到达奇台县、吉木萨

尔县、乌鲁木齐市等周边城市，外部交通十分便利。

(二)自然地理

矿田位于准噶尔盆地东南，总体地势东南高、北西低，地貌形态为残丘状剥蚀平原，海拔+657~+753米，最大比高96米，相对高差一般在30米左右。

区内地表无常年水流。在矿田南缘有一著名的红沙泉，是唯一的泉水点。以泉水为源头，形成一径流，流向北，流出约200米后径流下渗或蒸发终结。

该区属大陆干旱荒漠气候，年温差和昼夜温差较大，6~8月为夏季，气候炎热，白天气温常在40℃以上，绝对最高气温达43.2℃。11月~次年2月为冬季，气候严寒，绝对最低气温达-49.8℃。年平均降水量106毫米，年蒸发量1202~2382毫米，全年日照3053小时，8月偶有雷阵雨，冬季积雪稀少。该区常年多风，多以西北风为主，风力一般4~5级，经常有7~8级大风，最大可达10级以上并伴有强大的沙尘暴天气。

暂时性水流主要由夏季偶降暴雨形成，地表水或向北西流出，或向低洼地段汇集、滞留，后一种情况地表水在原地下渗或就地蒸发，最终形成淤积泥板地(俗称白板地)或盐渍化砂土。

矿田所在区域基本地震加速度值为0.10g，抗震设防烈度为Ⅶ度。

(三)地质勘查工作概况

2005年，新疆地矿局第九地质大队在红沙泉勘查区范围内进行煤炭普查(包含芨芨湖勘查区)，投入地形地质测量199.1平方公里、地面磁测13平方公里、二维地震测线123.05公里，计物理点6511个、钻探23孔计9131.86米、各类样品245件，并编制《新疆准东煤田奇台县红沙泉勘查区普查报告》。国土资源部以国土资储备字〔2009〕081号文对该报告予以备案。

2008年2月至2009年4月，新疆地矿局第九地质大队在红沙泉勘查区范围内进行煤炭详查(与普查范围相同)，投入地形地质修测199.1平方公里、二维地震测线16条185.98米，计物理点9250个、

钻探 70 孔 22798.75 米、各类样品 1324 件(组)，并编制《新疆准东煤田奇台县红沙泉勘查区详查报告》。新疆维吾尔自治区国土资源厅以新国土资储备字〔2010〕B02 号文对该报告予以备案。

2008 年 6 月至 2010 年 2 月，新疆地矿局第九地质大队在新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿开展勘探工作，完成钻孔 191 孔 25762.60 米、抽水钻孔 2 个 269.96 米、1/5 千勘探线地质剖面测量 6 条 26.067 公里、地球物理测井 191 孔 24835.8 米、1/1 万地面磁测 6.3 平方公里，并编制《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》。新疆维吾尔自治区国土资源厅以新国土资储联备字〔2011〕联 007 号文对该报告予以备案。

(四)矿区地质概况

1.地层

矿田内地表为大片的第四系分布和大面积的新近系上新统独山子组地层分布，东部、东南部有小面积的侏罗系中～上统石树沟群下亚群、中统西山窑组、下统三工河组、下统八道湾组、石炭系下统巴塔玛依内山组出露。

(1)石炭系

下统巴塔玛依内山组：该地层出露于矿田东部、东南部，是侏罗系地层的沉积基底之一。岩性为灰褐、灰紫色安山玢岩、英安质流纹岩等组成。区域上地层厚 3230～3845 米，矿田内 ZK20-1 涉及最大厚度 51.55 米。

(2)二叠系

上统将军庙组：地表没有出露，在深部钻孔内见到，是侏罗系地层的沉积基底之一。岩性为灰绿色、黄绿色、灰色粉砂质泥岩、泥岩、粉砂岩、中砂岩、砾岩等。矿田内 ZK18-5 涉及最大厚度 52.34 米。与下伏石炭系下统巴塔玛依内山组呈不整合接触。

(3)侏罗系

下统八道湾组：出露于矿田东部，岩性为灰绿色、灰色、灰白色泥岩、粉砂岩、细砂岩、粗砂岩夹煤层、炭质泥岩、砾岩，底部为一巨厚层状含玛瑙砾岩为河流湖泊相沉积。地层厚 52.56～112.64 米，平

均 72.56 米，呈现北西薄南东厚的变化趋势。不整合在古生界二叠系上统将军庙组和石炭系下统巴塔玛依内山组之上。

下统三工河组：出露于矿田东部、东南部，岩性为灰绿色、灰色、黄灰色粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩夹细砂岩、迭锥灰岩，底部为一层砾岩，为湖泊相不含煤沉积。地层厚 79.30 ~ 131.78 米，平均 96.01 米，总体呈现北西薄南东厚的变化趋势。与下伏八道湾组整合接触。

中统西山窑组：出露于矿田东部、东南部，地层出露地表大部分已火烧，多为红色烧变岩，矿田内多数钻孔控制全、或基本控制全了该组地层。岩性为灰色、浅灰色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩夹砂岩、砾岩和煤层，底部为一层砾岩、含砾粗砂岩。控制地层厚 129.69 ~ 304.34 米，平均 226.47 米，总体呈南厚北薄变化趋势。与下伏地层三工河组为整合接触。根据含煤性特征，以 B₃ 煤层底板为界将该组分成上下两个段。下含煤段岩性为灰色、浅灰色泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩夹砂岩、砾岩，含 B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀ 煤层，地层厚 98.88 ~ 202.60 米，平均 139.33 米。上含煤段岩性为灰色、浅灰色泥岩、粉砂质泥岩夹砂岩，底部为一层砾岩、含砾粗砂岩，含 B₄、B₄'、B₃ 煤层，地层厚 41.58 ~ 144.56 米，平均 87.14 米。

中 ~ 上统石树沟群：区域上依颜色特征分为上、下两个亚群。上亚群以灰褐色、紫红色、紫褐色为主体夹灰色、灰绿色的杂色河湖相沉积，岩性有泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩夹砂岩，下亚群以灰色、灰绿色为主体中上部夹灰褐色、紫红色、紫褐色的杂色河湖相沉积，岩性有砂岩、泥岩、粉砂岩夹砾岩，中含硅化木，底部为一层砾岩、砂砾岩。本区只见到下亚群。

中 ~ 上统石树沟群下亚群：出露于矿田东部，岩石以灰色、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、粉砂岩、泥质粉砂岩偶夹砾岩，中含硅化木，底部为一层砾岩、砂砾岩。地层厚 9.26 ~ 355.55 米，平均 95.62 米，地层呈南、北薄，向斜轴部厚。与下伏西山窑组为平行不整合接触。

(4) 新近系

上新统独山子组：在矿田内广泛分布，并多形成残丘地，呈近水

平状态产出覆盖在侏罗系之上，为褐色、紫红色、红黄色为基本色调的红色岩层，岩性以泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩为主夹细砂岩，底部为紫红色、砖红色的底砾岩，地层厚 0.60 ~ 110.93 米，平均 29.69 米。呈中部厚南、北薄的变化趋势。不整合在侏罗系各组之上。

(5)第四系

第四系主要分布在露天矿的低洼地带，按成因可分为洪冲积层、季节性洪水滞留层。在露天矿内大面积分布，为戈壁平原堆积，主要为冲洪积形成的砾石、砂、少量泥土。呈松散堆积，厚度变化较大，地层厚 0.08 ~ 28.40 米，平均 9.20 米。主要零星分布在地形的低洼地带，为季节性洪水滞留沉积，多为松散状淤泥、砂土、亚砂土和砂质粘土等，由于蒸发作用常见盐渍化现象，形成俗称的白板地，厚度一般不大，多在 0.5 ~ 2 米以内。

2.构造

主体构造为北山煤窑向斜，在其两翼发育有 3 个小褶曲，另在南部边缘见规模较大的区域性断裂构造 1 条，即东黑山西断裂，小断层 2 条，受这些构造的影响，露天矿内侏罗系地层在北山煤窑向斜南翼呈向北倾，倾角陡约 20 ~ 30°；北翼侏罗系地层分布面积大，地层呈波状起伏，总体向南倾，倾角缓约 4 ~ 10°。

(1)褶皱

矿田内有区域性褶皱构造一条，即北山煤窑向斜，在其两翼发育有次级小褶曲 2 个。

北山煤窑向斜：为区域性构造北山煤窑向斜的南段，轴线位于露天矿南部和东部，轴线呈波浪状弧形展布，西段呈近东西向，东段转折变为近南北向，贯穿于整个露天煤矿，向斜轴脊呈现波浪状高低起伏，总体向北东端仰起，转折端平缓。组成向斜的地层由核部向两翼依序有侏罗系中 ~ 上统石树沟群，中统西山窑组，下统三工河组、八道湾组。北翼产状：在西段倾向 170 ~ 180°，倾角 5 ~ 15°，东段倾向 90 ~ 130°，倾角 3 ~ 10°；南翼产状：西段倾向 350 ~ 359°，倾角 10 ~ 41°，东段倾向 180 ~ 310°，倾角 15 ~ 30°。

③号向斜、④号背斜、⑥号背斜规模较小，属次级褶曲，除⑥号

背斜地表有出露外，其余为隐蔽状。

(2)断裂

矿田内见一区域性断裂，即东黑山西断裂和次级小断层 2 条。由于地表未出露，均为物探二维地震发现，现由南向北、由西向东进行编号，分别为 F₁、F₅、F₆。

F₁ 断层(东黑山西断裂): 位于露天矿南、东部，为区域性东黑山西断裂的一部分。断裂呈一弧形状，西段呈现北东东—南西西向展布，东段呈现近北东—南西向展布，西端均延出露天矿，露天矿内断裂长 20 公里，从物探二维地震剖面推断断距超过 600 米。断裂面北倾，倾角约 70°，下盘(南盘)为石炭系下统巴塔玛依内山组地层，断裂上盘(北盘)为中生界侏罗系地层，属正断裂。

F₅ 断层: 位于矿田西部，ZK16-6 钻孔控制到该断层，深 120.37 米，破碎带厚度 1.61 米，呈褐黄、褐灰的杂色断层泥。断层呈近南—北向，矿田内断层长 2600 米，断层倾向 60°，倾角约 70°，从物探二维地震剖面推断断距 50 米，属正断层性质。

F₆ 断层: 位于矿田东部，推断断层呈南西—北东向，断层长 300 米，断层倾向 300°，倾角约 45°，从物探二维地震剖面推断断距 25 米，属逆断层性质。

矿田内有区域性北山煤窑向斜在南部经过，区域性断裂东黑山西断裂位于南部边缘，控制了矿田的构造形态，北山煤窑向斜为一不对称向斜，在其南翼、北翼发育有数个次级缓波状褶曲和小断层。使侏罗系地层产状变化较大。

3.岩浆岩

矿田内未见岩浆岩分布。

(五)煤层

1.含煤性

矿田内的含煤岩组有侏罗系中统西山窑组和下统八道湾组。八道湾组地层含煤性相对差，西山窑组是矿田内主要含煤组。

(1)西山窑组含煤性

该组地层中各钻探工程控制该组大于 0.30 米以上的煤层 20 层，

平均全层总厚 69.98 米，平均纯煤总厚 67.65 米，按地层总厚 226.47 米计，含煤系数为 29.87%。其中大于 1.00 米以上的可采编号煤层 11 层，从上至下编号为：B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀；其中 B₄、B₃、B₂'、B₁、B₀ 全区可采或在独立分层矿田内全区可采，B₄'、B₃'、B₂^上、B₂、B₁' 大部可采或在独立分层矿田内大部可采，B₃^下 局部可采。11 层煤平均全层总厚 68.29 米、纯煤总厚 66.03 米、夹矸厚 2.26 米，含矸率 3.31%。

(2) 八道湾组含煤性

八道湾组位于侏罗系地层最底部，地层中含 0.3 米以上的煤层 7 层，平均全层总厚 3.14 米，平均纯煤总厚 3.14 米，按控制地层平均总厚 72.56 米计，含煤系数 4.33%。其中大于 0.80 米以上的可采编号煤层 3 层，从上至下编号为 A₃、A₂、A₁，均为局部可采。3 层煤平均全层总厚 2.54 米，平均纯煤总厚 2.54 米，无夹矸。

2. 西山窑组可采煤层

矿田内控制西山窑组可采煤层 11 层，从上至下编号为 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀。现将各煤层的控制情况、变化特征由上至下分述如下。

(1) B₄ 煤层

B₄ 煤层为矿田内西山窑组上含煤段的顶部、西山窑组的顶部可采煤层，全区控煤水平标高 +686.50 ~ +165 米，控煤垂深 13.5 ~ 532.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层较稳定，厚度变化不大，总体呈北西厚南东薄的变化趋势。在露天矿北西部以特厚煤层为主，在东南部一带为厚煤层。B₄ 煤层与 B₄' 煤层有分岔、合并现象。合并区在西部。该煤层为矿田内第 1 厚煤层，全区全层厚 3.11 ~ 31.37 米，平均 20.13 米，厚度标准差 7.16、变异系数 36%。纯煤厚 2.63 ~ 31.09 米，平均 19.88 米，厚度标准差 7.28、变异系数 37%。煤层全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 100%。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 2.63 ~ 31.09 米，平均 19.74 米，厚度标准差 7.27、变异系数 37%。煤层结构简单 ~ 复杂，半数无夹矸，夹矸岩性泥岩、炭质泥岩、含炭

泥岩，厚度为 0~1.65 米，平均 0.25 米，平均含矸率在 1.24%。顶板以泥岩为主，砾岩、粉砂岩、细砂岩、粉砂质泥岩次之。底板以泥岩、粉砂质泥岩为主，泥质粉砂岩、粉砂岩次之。与下部 B₄'煤层间距 2.12~15.80 米、平均 6.58 米。

(2)B₄'煤层

B₄'煤层位于 B₅ 煤层之下，为矿田内西山窑组上含煤段的上部、西山窑组的上部可采煤层，全区控煤水平标高+670~+223.5 米，控煤垂深 40~490 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿中部即 3 号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化较大，总体呈西厚东薄的变化趋势。在露天矿西部以厚煤为主、东部以中厚煤层为主。B₄'煤层与 B₄ 煤层有分岔、合并现象。合并区在西部。该煤层为矿田内第 5 厚煤层，全层厚 0~9.15 米，平均 2.66 米，厚度标准差 2.68、变异系数 101%。纯煤厚 0~8.75 米，平均 2.55 米，厚度标准差 2.61、变异系数 102%。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 70%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0~8.75 米，平均 3.35 米，厚度标准差 2.48、变异系数 74%。煤层结构简单~较简单，大部无夹矸，夹矸岩性为含炭泥岩，平均含矸率 4.14%。顶板以泥岩为主，炭质泥岩少量，底板以泥岩为主，粉砂岩、细砂岩少量。与上部 B₄ 煤层间距 2.12~15.80 米、平均 6.58 米。与下部 B₃ 煤层间距 3.33~66.37 米、平均 27.20 米。

(3)B₃ 煤层

B₃ 煤层位于 B₄'煤层之下，为矿田内西山窑组上含煤段的底部、西山窑组的中上部煤层，全区控煤水平标高+687.5~+132.5 米。控煤垂深 12.5~567.50 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层较稳定，厚度变化较大，总体呈中西部薄，向东、北、南变厚。全区煤层以特厚为主，在中西部边缘一带变薄为厚或中厚煤层。与上部 B₄'煤层无分叉、合并现象，与下部 B₃ 煤层有分叉、合并现象，合并区在南部区，合并区煤层变厚。该煤层为矿田内第 3 厚煤层，全层厚 2.76~21.67 米，平均 4.17 米。厚度标准差 4.17、变异系数 38%。纯煤厚 2.39~20.05 米，

平均 10.54 米。厚度标准差 3.89、变异系数 37%。煤层全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 100%，可采范围内煤层(可采纯煤)厚 2.39~19.60 米，平均 10.52 米。可采厚度标准差 3.88、变异系数 37%。煤层结构简单~复杂，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩为主，夹矸厚 0~3.04 米，平均 0.47 米，平均含矸率 4.27%。顶板以泥岩为主、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、炭质泥岩、细砂岩、次之，中、粗砂岩少量。底板以泥岩为主、粉砂质泥岩，含炭泥岩少量。与上部 B₄'煤层间距 3.33~66.37 米、平均 27.20 米。与下部 B₃'煤层间距 1.12~60.70 米、平均 16.41 米。

(4)B₃'煤层

B₃'煤层位于 B₃ 煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的顶部、西山窑组的中部煤层，控煤水平标高+684~+425 米，控煤垂深 16~275 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿中部即 3 号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化大。总体呈南厚北薄的变化趋势。南部以特厚或厚煤层为主，北部为中厚煤层。与上部 B₃ 煤层有分叉、合并现象，合并区在北部区，合并区煤层变厚。与下部 B₃^下煤层无分叉、合并现象。该煤层为矿田内第 7 厚煤层，全层厚 0~9.20 米，平均 2.48 米。厚度标准差 2.06、变异系数 83%。纯煤厚 0~8.10 米，平均 2.20 米。厚度标准差 1.88、变异系数 86%。煤层在分布矿田内大部可采(指独立煤层分布区)，可采面积占煤层应分布层位面积的 55%。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0~8.1 米，平均 2.18 米。厚度标准差 1.79、变异系数 82%。煤层结构简单~较简单，少数无夹矸，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩、含炭泥岩，夹矸厚 0~1.34 米，平均 0.28 米。平均含矸率 11.29%。顶板泥岩为主，粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、炭质泥岩、细砂岩次之，中、粗砂岩少量，底板为泥岩为主，粉砂质泥岩、含炭泥岩、细砂岩次之。与上部 B₃ 煤层间距 1.12~60.70 米、平均 16.41 米。与下部 B₃^下煤层间距 1.60~20.81 米、平均 8.14 米。

(5)B₃ 下煤层

该煤层位于 B₃'煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的中上

部、西山窑组的中部煤层，控煤水平标高+630~+482.5米，控煤垂深90~190米。最浅埋深在北部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿中部即3号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化大，总体呈中间厚东、西薄的变化趋势。在中部以中厚煤层为主，向东、西部渐变为薄煤层。与上部B₃'煤层无分叉、合并现象，与下部B₂[±]煤层有分叉、合并现象，合并区在南、北部区，合并区煤层变厚。该煤层为矿田内第10厚煤层，全层厚0~1.55米，平均0.63米。厚度标准差0.63、变异系数90%。纯煤厚0~1.55米，平均0.62米。厚度标准差0.55、变异系数90%。煤层局部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的40%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚1.0~1.55米，平均1.12米。可采厚度标准差16、变异系数14%。煤层结构简单，大部无夹矸。顶板泥岩为主，粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、含炭泥岩次之，另有少量细砂岩，底板泥岩为主，粉砂质泥岩、含炭泥岩次之，另有少量细砂岩，中砂岩。与上部B₃'煤层间距1.60~20.81米、平均8.14米，与下部B₂[±]煤层间距3.19~38.04米、平均17.95米。

(6)B₂[±]煤层

该煤层位于B₃^下煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的中上部、西山窑组的中部煤层，全区控煤水平标高+666~+307.5米。控煤垂深42.5~397.5米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿中部即3号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度有一定变化，呈东、西厚中部薄的变化趋势。北东部、北西部属厚煤层，中部变为薄煤层。与上部B₃^下煤层有分叉、合并现象，与下部B₂煤层有分叉、合并现象。该煤层为矿田内第9厚煤层，全层厚0~6.37米，平均1.42米。厚度标准差1.52、变异系数107%。纯煤厚0~5.94米，平均1.38米。厚度标准差1.48、变异系数107%。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的45%。可采范围内煤层(可采纯煤)厚1.0~5.94米，平均2.58米。厚度标准差1.45、变异系数56%。煤层结构简单，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩、含炭泥岩，厚0~0.94米，平均0.04米，含矸率2.82%。顶板以泥岩为主，粉砂质泥岩、含炭泥岩次之，另有少量细砂岩、粗砂岩，底板以泥岩为主、粉砂质泥岩、

含炭泥岩次之，另有少量细砂岩。与上部 B_3^+ 煤层间距 3.19 ~ 38.04 米、平均 17.95 米。与下部 B_2 煤层间距 3.14 ~ 57.24 米、平均 21.66 米。

(7) B_2 煤层

该煤层位于 B_2^+ 煤层之下，为矿田内西山密组下含煤段的中部、西山密组的中下部煤层，全区控煤水平标高 +680 ~ +72.5 米。控煤垂深 20 ~ 627.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化大，呈南厚北薄的变化趋势。西南部、东部属特厚煤层，中部为中厚煤层，北部边缘一带为薄煤层，甚至不可采。与上部 B_3 煤层有分叉、合并现象，合并区在 ZK16-3 处，合并区煤层变厚，与下部 B_2' 煤层无分叉、合并现象。该煤层为矿田内第 8 厚煤层，全层厚 0 ~ 26.51 米，平均 1.99 米。厚度标准差 2.91、变异系数 146 %。纯煤厚 0 ~ 24.08 米，平均 1.89 米。厚度标准差 2.65、变异系数 141 %。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 93 %。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0 ~ 24.08 米，平均 2.19 米。可采厚度标准差 2.76、变异系数 126 %。煤层结构简单 ~ 复杂，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩、含炭泥岩，厚 0 ~ 2.43 米，平均 0.10 米，含矸率 5.03 %。顶板以泥岩为主、粉砂质泥岩、粉砂岩次之、少量细砂岩、中砂岩、粗砂岩，底板以泥岩为主、粉砂质泥岩、含炭泥岩次之、少量中砂、细砂岩。与上部 B_2^+ 煤层间距 3.14 ~ 57.24 米、平均 21.66 米。与下部 B_2' 煤层间距 11.35 ~ 60.93 米、平均 32.33 米。

(8) B_2' 煤层

该煤层位于 B_2 煤层之下，为矿田内西山密组下含煤段的中部、西山密组的下部煤层，全区控煤水平标高 +682.5 ~ +52.5 米。控煤垂深 17.5 ~ 647.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层稳定，厚度变化较小，总体呈北厚南薄的变化趋势。北部、中部为大片的特厚煤层，南部为厚煤、中厚煤层。与上部 B_2 煤层无分叉、合并现象，与下部 B_1 煤层无分叉、合并现象。该煤层为矿田内第 2 厚煤层，全层厚 2.72 ~ 27.65 米，平均 15.36 米。厚度标准差 3.63、变异系数 24 %。纯煤厚 2.72 ~

24.71 米，平均 14.90 米。厚度标准差 3.37、变异系数 23%。煤层全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 100%。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 2.72 ~ 24.71 米，平均 14.84 米。可采厚度标准差 3.45、变异系数 23%。煤层结构简单~复杂，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩、含炭泥岩，厚 0 ~ 3.22 米，平均 0.46 米，含矸率 2.30%。顶板泥岩为主，粉砂质泥岩、粉砂岩泥质、粉砂岩次之，另有少量细砂岩、中砂岩、粗砂岩、砾岩，底板以泥岩、粉砂质泥岩为主，含炭泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩次之，另有少量中砂、细砂岩。与上部 B₂ 煤层间距 11.35 ~ 60.93 米、平均 32.33 米。与下部 B₁ 煤层间距 3.02 ~ 56.92 米、平均 22.60 米。

(9)B₁ 煤层

B₁ 煤层位于 B₂'煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的底部、西山窑组底部煤层，全区控煤水平标高+675 ~ -22.5 米。控煤垂深 25 ~ 722.5 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿东南部即 1 号向斜轴部一带。煤层较稳定，厚度有一定变化，呈西厚东薄的变化趋势，全矿田内西部、中部属特厚煤层，向北、北东、东部边缘变为中厚至薄煤层。与上部 B₂'煤层没有分叉、合并现象，与下部 B₀ 煤层无分叉、合并现象。煤层为矿田内第 4 厚煤层，全层厚 0 ~ 21.77 米，平均 11.65 米。厚度标准差 4.48、变异系数 48%。纯煤厚 0 ~ 20.96 米，平均 8.96 米。厚度标准差 4.44、变异系数 50%。煤层全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 97% 左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0 ~ 20.96 米，平均 9.03 米。可采厚度标准差 4.30、变异系数 48%。煤层结构简单~复杂，夹矸岩性为、泥炭质泥岩。厚 0 ~ 2.35 米，平均 0.45 米，含矸率 4.78%。顶板以泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、细砂岩为主，中砂岩、粗砂岩次之，砾岩少量，底板以泥岩、粉砂质泥岩为主，含炭泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩次之，少量细砂岩。与上部 B₂ 煤层间距 3.02 ~ 56.92 米、平均 22.60 米，与下部 B₁ 煤层间距 1.05 ~ 9.13 米、平均 3.53 米。

(10)B₁'煤层

B₁'煤层位于 B₁ 煤层之下，为矿田内西山窑组下含煤段的底部、西山窑组底部煤层，全区控煤水平标高+630 ~ +542.5 米。控煤垂深 40 ~ 140 米。最浅埋深在北部隐蔽露头线处，最大埋深在与 B₁ 煤层合并线一带。煤层不稳定，厚度变化大，总体呈南厚北薄的变化趋势。南部为中厚煤层，北部为薄煤层。与上部 B₁ 煤层有分叉、合并现象，合并区在首采区的南部区，合并区煤层变厚。该煤层为矿田内第 11 厚煤层，全层厚 0 ~ 1.87 米，平均 0.57 米。全层厚度标准差 0.68、变异系数 118 %。纯煤厚 0 ~ 1.87 米，平均 0.57 米。厚度标准差 0.68、变异系数 118 %。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 80 % 左右，可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.0 ~ 1.87 米，平均 1.25 米。厚度标准差 0.29、变异系数 23 %。煤层结构简单，无夹矸。顶板以含炭泥岩、泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩为主，细砂岩、粗砂岩少量，底板以含炭泥岩、泥岩为主，粉砂质泥岩、粉砂岩、细砂岩、粗砂岩少量。与上部 B₁ 煤层间距 1.05 ~ 9.13 米、平均 3.53 米。

(11)B₀ 煤层

B₀ 煤层位于 B₁ 煤层之下，为西山窑组最底部煤层。全区控煤水平标高+680 ~ -51.0 米。控煤垂深 20 ~ 749.0 米。最浅埋深在南部隐蔽露头线处，最大埋深在与 B₁ 煤层合并线一带。煤层较稳定，厚度有一定变化，总体呈南厚北薄的变化趋势。南部为厚煤层，北部以中厚为主。与上部 B₁ 煤层有分叉、合并现象，合并区在中部区，合并区煤层变厚。该煤层为矿田内第 6 厚煤层，全层厚 1.54 ~ 4.16 米，平均 2.63 米。厚度标准差 0.94、变异系数 36 %。纯煤厚 1.54 ~ 3.92 米，平均 2.54 米。厚度标准差 0.86、变异系数 34 %。煤层在独立分层矿田内全区可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 100 %，可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.54 ~ 3.92 米，平均 2.54 米。厚度标准差 0.86、变异系数 34 %。煤层结构简单，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩。厚 0 ~ 0.61 米，平均 0.09 米，含矸率 3.35 %。顶板以泥岩为主，少量细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩，底板以泥岩为主，少量细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩。与上部 B₁ 煤层间距 2.24 ~ 27.35 米、平均 7.06 米。

3.八道湾组可采煤层

(1)A₃煤层

为矿田内八道湾组的中下部可采煤层，控煤水平标高+402.503 ~ +101.315 米，控煤垂深 291.87 ~ 608.47 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿南部即北山煤窑向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化较大，总体呈南厚北薄、西厚东薄的变化趋势。为西部为厚煤层，向北东变为薄煤层。该煤层为矿田内八道湾组第 2 厚煤层，全层厚 0 ~ 3.05 米，平均 0.81 米，厚度标准差 1.25、变异系数 153%。纯煤厚 0 ~ 3.05 米，平均 0.81 米，厚度标准差 1.25、变异系数 153%。煤层局部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 40%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 2.84 ~ 3.05 米，平均 2.95 米。煤层结构简单，无夹矸。顶板以泥岩为主，个别为粉砂质泥岩、细砂岩，底板为泥岩、泥质粉砂岩。与上部西山窑组最度部煤层间距 142.70 ~ 216.45 米，平均 179.94 米。与下部 A₂煤层间距 7.23 ~ 7.52 米、平均 7.38 米。

(2)A₂煤层

为矿田内内八道湾组的下部可采煤层，控煤水平标高+255.195 ~ +91.669 米，控煤垂深+447.42 ~ +618.18 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿南部即北山煤窑向斜轴部一带。煤层不稳定，厚度变化较大，总体呈东厚西薄的变化趋势。为中厚煤层。该煤层为矿田内八道湾组第 3 厚煤层，全层厚 0 ~ 2.19 米，平均 0.55 米，厚度标准差 0.88、变异系数 160%。纯煤厚 0 ~ 2.19 米，平均 0.55 米，厚度标准差 0.88、变异系数 160%。煤层局部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 44%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 1.67 ~ 2.19 米，平均 1.93 米。煤层结构简单，无夹矸。顶板为泥质粉砂岩，底板为泥岩、粉砂岩。与上部 A₃煤层间距 7.23 ~ 7.52 米、平均 7.38 米。与下部 A₁煤层间距 2.42 米。

(3)A₁煤层

为矿田内内八道湾组的底部可采煤层，控煤水平标高+366.098 ~ +82.933 米，控煤垂深+334.59 ~ +627.00 米。最浅埋深在北部、南部隐蔽露头线处，最大埋深在露天矿南部即北山煤窑向斜轴部一带。煤

层不稳定，厚度变化较大，总体呈南西厚北东薄的变化趋势。南西部为厚煤层，向北东变为薄煤层。该煤层为矿田内八道湾组第 1 厚煤层，全层厚 0~4.70 米，平均 1.18 米，厚度标准差 1.77、变异系数 150%。纯煤厚 0~4.70 米，平均 1.18 米，厚度标准差 1.77、变异系数 150%。煤层大部可采，可采面积占煤层应分布层位面积的 50%左右。可采范围内煤层(可采纯煤)厚 3.08~4.70 米，平均 3.89 米。煤层结构简单，未见夹矸。顶板为粉砂岩、细砂岩，底板为粉砂质泥岩、粉砂岩、炭质泥岩。与上部 A₂ 煤层间距 2.42 米。

各煤层特征见下表。

煤层主要特征表

煤层编号	面积可采系数	全层厚极值 平均 (点数) (m)	纯煤厚极值 平均 (点数) (m)	夹矸层数	含矸率 (%)	煤层结构 复杂程度	煤类	煤层稳定程度	煤层可采性
B ₄	1.0	<u>3.11 ~ 31.37</u> 20.23(42)	<u>2.63 ~ 31.09</u> 20.03(42)	0~5	0.99	简单 ~ 复杂	31BN	较稳定	全区
B ₄ '	0.7	<u>0 ~ 9.15</u> 2.89(15)	<u>1.0 ~ 8.75</u> 3.54(12)	0~2	4.50	简单 ~ 较复杂	31BN	不稳定	大部
B ₃	1.0	<u>5.11 ~ 21.67</u> 11.60(66)	<u>5.08 ~ 19.60</u> 11.10(66)	0~5	4.14	简单 ~ 复杂	31BN	较稳定	全区
B ₃ '	0.55	<u>0 ~ 9.2</u> 2.06(31)	<u>1.0 ~ 8.1</u> 1.78(33)	0~3	14.07	简单 ~ 较复杂	31BN	不稳定	大部
B ₃ ^下	0.40	<u>0 ~ 1.55</u> 0.62(75)	<u>1.0 ~ 1.55</u> 1.13(49)	0~1	1.61	简单	31BN	不稳定	局部
B ₂ ^上	0.45	<u>0 ~ 4.55</u> 1.44(71)	<u>1 ~ 4.55</u> 2.05(42)	0~2	2.78	简单	31BN	不稳定	大部
B ₂	0.93	<u>0 ~ 26.51</u> 1.83(112)	<u>1.0 ~ 24.08</u> 2.22(95)	0~5	4.37	简单 ~ 复杂	31BN	较稳定	全区
B ₂ '	1.0	<u>2.72 ~ 25.92</u> 15.49(156)	<u>2.72 ~ 24.71</u> 14.98(156)	0~5	3.29	简单 ~ 复杂	31BN	较稳定	全区
B ₁	0.97	<u>0.0 ~ 21.77</u> 8.99(188)	<u>1.0 ~ 20.96</u> 8.61(187)	0~5	5.12	简单 ~ 复杂	31BN	较稳定	全区
B ₁ '	0.8	<u>0 ~ 1.87</u> 0.57(39)	<u>1.0 ~ 1.87</u> 1.25(23)	0	0	简单	31BN	不稳定	大部
B ₀	1.0	<u>1.58 ~ 4.16</u> 2.66(6)	<u>1.58 ~ 3.60</u> 2.51(6)	0~2	5.64	简单 ~ 较复杂	31BN	较稳定	全区
A ₃	0.4	<u>0 ~ 3.05</u> 0.81(8)	<u>2.84 ~ 3.05</u> 2.95(2)	0	0	简单	41CY	不稳定	局部
A ₂	0.44	<u>0 ~ 2.19</u> 0.55(7)	<u>1.67 ~ 2.19</u> 1.93(2)	0	0	简单	31BN	不稳定	大部
A ₁	0.5	<u>0 ~ 4.70</u> 1.18(7)	<u>3.08 ~ 4.70</u> 3.89(2)	0	0	简单	41CY	不稳定	大部

(六)煤质

1.物理性质及煤岩特征

物理性质：呈黑色，块状，条痕灰黑—黑褐，暗淡光泽—沥青光泽，断口呈贝壳状—参差状，节理不发育，煤层呈条带状—均一状结构，层状构造，煤较致密。可采煤层 B_4 、 B_4' 、 B_3 、 B_3' 、 $B_3^{\text{下}}$ 、 $B_2^{\text{上}}$ 、 B_2 、 B_2' 、 B_1 、 B_1' 、 B_0 ，平均视相对密度分别为 1.33、1.41、1.29、1.35、1.34、1.29、1.31、1.30、1.30、1.37、1.30 吨/立方米，变异系数分别为 6%、1%、2%、3%、5%、3%、5%、13%、3%(除 B_3' 、 B_0 外)，全区煤层的平均视相对密度为 1.33 吨/立方米，变异系数 3%。

宏观煤岩煤型：宏观煤岩组份以暗煤为主，丝炭、亮煤少量。宏观煤岩类型为半暗煤—暗淡型煤。

显微煤岩特征：显微煤岩组份中有机质占总组分的 97.5~98.8% 之间，平均 98.1%。有机质组份以惰质体为主，占总组分的 59.1~77.4%，平均 67.7%；镜质体次之，占总组分的 21.6~38.4% 之间，平均 29.5%；壳质体少量，仅占总组分的 1.0~3.8%，平均 2.8%；无焦块。显微煤岩组份中无机质含量占总组分的 1.2~2.5% 之间，平均 1.9%。无机质组份中各类组份含量相差不大，其中粘土类矿物占总组分的 0.3~0.7% 之间，平均 0.5%；碳酸盐矿物占总组分的 0.4~1.5% 之间，平均 0.9%；硫化物占总组分的 0.5~1.1% 之间，平均 0.9%。粘土类矿物多呈浸染状或薄层状分布或充填在细胞腔中；硫化物为黄铁矿呈生物结构状分布；碳酸盐矿物为方解石脉，呈粒状集合体产出。

煤的成因类型及煤的变质阶段：从煤的显微组份看，有机质组份含量很高，肉眼观察煤层时，多见煤层顶底板岩石中含大量的炭化植物碎片，成煤的原始物质为高等植物，矿田内西山窑组煤层的成因类型为腐殖煤类。从鉴定结果看煤的镜质体反射率在 0.42~0.45% 之间，平均 0.43%，其变质程度从测定结果看，煤层变质程度较低，多为 0~1 阶段。

2.化学性质

(1)煤的工业分析

水分(M_{ad})：矿田内 B_4 、 B_4' 、 B_3 、 B_3' 、 $B_3^{\text{下}}$ 、 $B_2^{\text{上}}$ 、 B_2 、 B_2' 、 B_1 、 B_1' 、

B₀各煤层的原煤水分平均值 8.39%，标准差 2.73，变异系数 32%；浮煤水分平均值 7.33%，标准差 1.91，变异系数 26%，全区各煤层之间的水分变化幅度不大，均为中水分煤。

灰分(A_d): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀各煤层的原煤干燥基灰分产率为 2.64 ~ 38.10%，平均 12.18%，标准差 6.86，变异系数 56%；浮煤干燥基灰分产率为 2.30 ~ 10.59%，平均 4.89%，标准差 1.44，变异系数 29%，各煤层的干燥基灰分(Ad)产率变化幅度不大，均属低灰煤。

挥发分(V_{daf}): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀各煤层的原煤干燥无灰基挥发分产率分别为 31.73%、32.62%、32.11%、35.11%、35.19%、35.33%、34.17%、32.96%、33.71%、33.13%、32.35%，变异系数分别为 10%、7%、7%、11%、9%、9%、7%、4%、5%、5%、4%，平均值 33.46%，标准差 2.46，变异系数 7%；浮煤挥发分产率分别为 31.83%、32.42%、30.99%、33.64%、34.05%、34.10%、32.99%、32.54%、33.06%、31.74%、33.45%，变异系数分别为 6%、5%、9%、8%、7%、7%、7%、4%、5%、5%、8%，平均值 32.69%，标准差 2.05，变异系数 6%，表明各煤层的挥发分产率变化幅度不大。均属中高挥发分煤。

(2)煤的元素分析

碳元素(C_{daf}): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀各煤层的原煤干燥无灰基碳元素含量分别为 79.28%、64.34%、79.03%、79.96%、76.72%、74.84%、77.58%、78.93%、79.39%、77.40%、72.36%，变异系数分别为 10%、0、10%、4%、2%、12%、6%、9%、8%、0、10%，平均值 78.52%，标准差 7.07，变异系数 9%；浮煤干燥无灰基碳元素含量分别为 81.60%、77.18%、77.41%、72.43%、79.18%、78.33%、79.95%、65.51%(除 B₄'、B₃^下、B₁'), 变异系数分别为 4%、10%、0、8%、0、8%、6%、0，平均值 78.26%，标准差 6.38，变异系数 8%，煤中碳含量变化幅度小，含量稳定。

氢元素(H_{daf}): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀各煤层的原煤氢元素含量分别为 4.23%、4.33%、4.13%、

4.37%、4.37%、4.29%、4.23%、4.23%、4.34%、4.15%、4.35%，变异系数分别为 14%、18%、14%、14%、11%、13%、11%、10%、9%、3%、16%，平均值 4.27%，标准差 0.47，变异系数 11%；浮煤氢元素含量分别为 4.40%、4.16%、4.06%、4.47%、3.85%、4.34%、4.30%、4.46%、4.44%、3.77%(除 B₄'), 变异系数分别为 9%、15%、5%、3%、11%、7%、12%、9%、0、0，平均值 4.31%，标准差 0.47，变异系数 11%，煤中氢元素含量变化幅度较小，含量较稳定。

氮元素(N_{daf}): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀ 各煤层的原煤氮元素含量分别为 0.84%、0.66%、0.79%、0.88%、1.03%、0.78%、0.94%、0.90%、0.89%、0.83%、1.08%，变异系数分别为 25%、0、22%、17%、27%、7%、29%、25%、19%、0、27%，平均值 0.88%，标准差 0.21，变异系数 24%；浮煤氮元素含量分别为 1.04%、0.80%、0.88%、0.78%、0.83%、0.90%、0.98%、0.87%(除 B₄'、B₃^下、B₁'), 变异系数分别为 23%、11%、0、9%、0、15%、23%、0，平均值 0.91%，标准差 0.18，变异系数 20%，煤层氮元素含量变化幅度较小，含量较稳定。

氧 + 硫元素(O_{daf} + S_{daf}): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀ 各煤层的原煤氧 + 硫元素含量分别为 12.21%、12.58%、12.46%、13.50%、17.73%、13.19%、16.10%、13.40%、13.06%、16.82%、14.08%，变异系数分别为 27%、0、22%、18%、9%、21%、11%、19%、21%、0、6，平均值 13.38%，标准差 2.86，变异系数 21%；煤层的浮煤氧 + 硫元素含量分别为 13.20%、13.87%、17.43%、14.20%、15.81%、13.22%、12.85%、14.39%(B₄'、B₃^下、B₁'), 变异系数分别为 24%、22%、0、7%、0、22%、24%、0，平均值 13.53%，标准差 2.91，变异系数 22%，煤中氧元素含量变化幅度较小，含量较稳定。

(3)煤的有害组份

全硫(S_{t,d}): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀ 各煤层原煤的干燥基全硫含量在 0.003 ~ 1.81%之间，平均 0.34%，属于特低硫煤，标准差 0.22，变异系数 66%；浮煤全硫含量在 0.04 ~

0.45%之间，平均 0.14%，标准差 0.07，变异系数 49%。原煤全硫中，以硫化铁硫为主占 61.14%，其次为有机硫占 35.90%，而硫酸盐硫少量仅占 2.96%。

磷(P_d): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀ 各煤层的原煤磷含量分别为 0.024%、0.035%、0.041%、0.018%、0.024%、0.036%、0.042%、0.027%、0.013%、0.007%、0.011%，变异系数分别为 108%、114%、77%、50%、116%、82%、86%、123%、136%、57%、108%，平均值 0.026%，标准差 0.03，变异系数 117%；浮煤磷含量分别为 0.018%、0.036%、0.030%、0.054%、0.016%、0.006%、0.002%(除 B₄'、B₃'、B₃^下、B₁'), 变异系数分别为 17%、22%、109%、40%、79%、89%、0，平均值 0.021%，标准差 0.021，变异系数 103%，各煤层煤中的磷含量变化幅度大或极大，值忽高忽低，无规律可循，均属低磷分煤。

氯(Cl_d): 矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀ 各煤层的原煤氯含量分别为 0.063%、0.050%、0.080%、0.059%、0.080%、0.053%、0.042%、0.062%、0.065%、0.085%、0.026%，变异系数分别为 55%、60%、110%、43%、71%、43%、64%、72%、67%、75%、68%，11 层煤平均值 0.064%，标准差 0.052，变异系数 81%，各煤层煤中的氯含量变化幅度较大，属特低—低氯煤。

3.煤的工艺性能

(1)煤的发热量(Q_{gr,d})

矿田内 B₄、B₄'、B₃、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂'、B₁、B₁'、B₀ 各煤层的原煤干燥基高位发热量在 17.56 ~ 29.82MJ/kg 间，平均 25.75MJ/kg，标准差 2.25，变异系数 9%，属高热值煤。另外还对煤层煤干燥基低位发热量做了测试，全区各煤层间原煤低位发热量在 18.18 ~ 29.82MJ/kg 间，平均 26.47MJ/kg，均大于煤炭资源量估算指标的最低发热量标准。

(2)煤的粘结性

各煤层的粘结指数均为 0，焦渣特征指数为 1~2，各煤层为无粘结—极微弱熔融粘结。

(3)煤的低温干馏

各煤层煤的焦油产率在 2.7~5.15%之间, 平均 3.94%; 各煤层煤的焦油平均产率均低于 7%标准, 属含油煤,

(4)煤灰熔融性

各煤层煤灰软化温度在 1100~1250° 之间, 属较低软化温度灰。

(5)煤的结渣性

各煤层结渣率在 5~25%, 属中等结渣性煤。

(6)煤的可选性

矿田内共采集煤芯筒选样 13 件。其中 B₄煤层 2 件、B₃煤层 1 件、B₂'煤层 5 件、B₁煤层 4 件、无编号煤层 1 件。

在 ZK17-9、ZK24-6 孔煤芯作了 B₄煤层煤的筛分试验, 筛分粒级分 13~6mm, 6~3mm, 3~0.5mm, 0.5~0mm 共四级。经筛选, 选出 13~6mm 煤占 33.26~43.99%, 平均 38.62%; 6~3mm 煤占 23.76~24.35%, 平均 24.055%; 3~0.5mm 煤占 21.74~23.00%, 平均 22.37%; 0.5~0mm 的煤占 10.51~19.39%, 平均 14.95%, 大极别产率较高, 推断今后开采时的块煤率较高。

在 ZK24-6 孔煤芯作了 B₃煤层煤的筛分试验, 经筛选, 选出 13~6mm 煤占 36.30%; 6~3mm 煤占 21.94%; 3~0.5mm 煤占 22.04%; 0.5~0mm 的煤占 19.72%, 大极别产率较高, 推断今后开采时的块煤率较高。

在 ZK18-15、ZK17-9、ZK20-16、在 ZK24-6 孔煤芯作了 B₂'煤层煤的筛分试验, 经筛选, 选出 13~6mm 煤占 29.15~48.18%, 平均 41.64%; 6~3mm 煤占 21.48~26.33%, 平均 24.85%; 3~0.5mm 煤占 20.40~24.44%, 平均 21.87%; 0.5~0mm 的煤占 7.99~21.73%, 平均 11.64%, 大极别粒度产率较高, 推断今后开采时的块煤率较高。

在 ZK18-15、ZK17-9、ZK20-16、在 ZK26-4 孔煤芯作了 B₁煤层煤的筛分试验, 经筛选, 选出 13~6mm 煤占 35.02~51.32%, 平均 46.43%; 6~3mm 煤占 23.52~26.47%, 平均 24.50%; 3~0.5mm 煤占 18.10~20.12%, 平均 19.08%; 0.5~0mm 的煤占 6.15~19.40%, 平均 9.99%, 大极别粒度产率较高, 推断开采时块煤率较高。

4.煤的风化和氧化

区内地表无煤层出露, 在深部第四系或新近系之下有煤层隐蔽露

头。采集煤层风氧化带样品 145 件，从分析结果看，每个孔内最上部样品较下部煤质呈现原煤水分、灰分产率、挥发分产率略高，而发热量偏低，说明煤层遭受了轻度风氧化，总体上看，煤质在正常范围以内，不影响煤的利用。

5. 煤类及工业用途

B₄'、B₃、B₁、B₁'、B₀ 煤层煤类为 BN31 号不粘煤；B₄、B₃'、B₃^下、B₂^上、B₂、B₂' 煤层煤类以 BN31 号不粘煤为主，CY41 号长焰煤呈零星分布。各煤层的煤以低灰、特低硫、低磷、BN31 号不粘煤为主体的煤类，零星分布有少量 CY41 号长焰煤。具有中、高热值、含油、大多气化指标较好等特点，是良好的工业动力发电、民用煤。

(七) 开采技术条件

1. 水文地质条件

矿田位于区域构造的黑山凸起的北山煤密向斜构造单元内，主体构造为北山煤密向斜，区内气候干燥，蒸发远强于降水。除融雪和暴雨季节外，无地表水补给。区内第四系及新近系大面积覆盖且厚度变化较大。地势表现为东、南高，西、北低，地形有利于自然排水。矿床充水来源为新近系地层(II)、赋煤地层西山窑组地层(IV)及大气降水。按照露天勘探施工的 ZK21-8、ZK18-14 孔抽水试验的成果，单位涌水量 0.00608 ~ 0.006753 升/秒·米，渗透系数 0.02353 ~ 0.03084 米/日。利用大井法进行矿坑涌水量的预算结果修约值为 1830 立方米/日(+520 米水平)；而平均降雨量法的计算结果修约后为 2250 立方米/日。该区水文地质条件简单，赋煤地层以裂隙含水层为主，地下水补给量少，透水性差，直接充水含水层单位涌水量小于 1 升/秒·米，无难于疏干的强持水岩层，水文地质勘探类型为第一型。

2. 工程地质条件

据钻孔揭露情况，区内第四系地层透水不含水，新近系及侏罗系地层富水性极弱。未来露天采场境界内的裂隙水主要接受大气降水及周围汇集的地表水补给，向坑底径流，以裂隙状散流方式排泄到坑底，具微承压性，地下水位埋深 20 ~ 30 米左右。矿田南部及东部煤层浅部均已火烧，地表形成广泛分布的烧变岩，由东向西呈宽条带状展布。

煤层顶底板及围岩经火烧烘烤，改变了原岩的性质，成为坚硬、破碎、裂隙及孔隙发育的烧变岩，烧变岩区具备良好的导水通道和储水空间，破碎的烧变岩稳定性极差，但短期内对未来矿田开采影响不大。第四系地层主要由砂、砾石及少量粘土组成，松散堆积，不含水，其边坡类型为一类一型。

3.环境地质条件

矿田东部及 16 勘探线南部的 2 处火烧区，存在地面塌陷、崩塌灾害隐患。煤层浅部被火烧，岩石较脆、裂隙发育，地震因素、矿山开采均可引发交通沿线及矿山开采区崩塌、地面塌陷，此类灾害在全年都有可能发生，直接危害周围居民及过往行人及车辆的安全。露天采矿需将煤层上部的覆盖物全部剥离，造成土地的挖损，使地表仅有的植被荡然无存，另外由于剥离物的排弃，其堆压占地面积往往和采场破坏的土地面积相当。采矿后，土地全部被扰动，生态彻底被破坏，共同形成一系列污染效应。由于它们直接暴露，因此可发生飞尘和扬尘，其中所含有害的硫、磷及其他有机质可发生自燃或自爆，散发各种碳氧化物、硫氧化物、硫化物等有害气体污染大气。矿田南界外的红沙泉可暂做供水水源。煤层采后露天堆放时可发生飞尘和扬尘，其中所含有害的硫、磷及其他有机质可发生自燃或自爆，散发各种碳氧化物、硫氧化物、硫化物等有害气体污染大气，受雨水淋溶后有害物质还会污染土壤及地下水。矿山环境地质类型为第二类质量中等。

4.其他开采技术条件

瓦斯：矿田内西山窑组主要煤层瓦斯含量不高，最低 0.147 毫升/克，最高 0.792 毫升/克，全区平均为 0.437 毫升/克。

煤层自燃倾向性：新疆通安矿山安全检测中心于 2024 年 7 月出具《煤自燃倾向性鉴定检验报告》，B₁、B₂、B₃煤层煤自燃倾向性均为(II级)自燃发火煤层。

煤尘爆炸性：新疆通安安全检测中心于 2024 年 7 月出具《煤尘爆炸性鉴定报告》，B₁、B₂、B₃煤层火焰长度 $\geq 500\text{mm}$ ，煤尘具有爆炸性。

地温：矿田内在 ZK28-7 钻孔内进行地温测井，378 米以浅地温梯

度小于 3°C，井底地温 19°C，属于地温正常区。

(八)矿山开发利用概况

红沙泉一号露天煤矿是国家能源集团新疆矿业有限责任公司所属的大型现代化露天煤矿，地处新疆大型煤炭基地准东西黑山矿区东部，国家发展和改革委员会于 2010 年 2 月以发改能源〔2010〕282 号文对新疆准东西黑山矿区总体规划予以批复，矿区建设规模 14500 万吨/年，其中红沙泉一号露天煤矿建设规模 2000 万吨/年。

2017 年 11 月，新疆神华矿业有限责任公司取得红沙泉一号露天煤矿采矿许可证，生产规模 800 万吨/年。2024 年 7 月，中煤科工集团武汉设计研究院有限公司编制《国能新疆红沙泉能源有限责任公司红沙泉一号露天煤矿 3000 万吨/年初步设计》，国家能源集团新疆能源有限责任公司以国家能源新〔2024〕349 号文予以批复。2024 年 5 月，国家矿山安全监察局综合司出具“关于核定国能新疆准东能源有限责任公司等 3 处煤矿生产能力的复函(矿安综函〔2024〕79 号)”，同意红沙泉一号露天煤矿生产能力由 2000 万吨/年核增至 3000 万吨/年。2024 年 8 月，新疆煤炭设计研究院有限责任公司编制《国能新疆红沙泉能源有限责任公司红沙泉一号露天煤矿 3000 万 t/a 矿产资源开发利用与生态保护修复方案》，评审专家以新自然资三合一审发〔2024〕105 号文评审通过。2024 年 11 月，国能新疆红沙泉能源有限责任公司取得安全生产许可证，许可范围煤炭开采(露天)，有效期限 2024 年 11 月 13 日至 2027 年 2 月 5 日。2025 年 02 月，国家能源集团新疆矿业有限责任公司取得生产规模变更后的采矿许可证，生产规模变更为 3000 万吨/年。

2025 年 4 月，国家发改委下发“关于新疆西黑山矿区总体规划(修编)的批复(发改能源〔2025〕567 号)”，红沙泉一号露天矿由 3000 万吨/年扩建至 4000 万吨/年。2025 年 9 月，中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司编制《国家能源集团新疆矿业有限责任公司新疆准东西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿改扩建工程可行性研究报告》，设计生产能力 4000 万吨/年，其设计规模由 1000 万吨改扩建至 4000 万吨，用于 4000 万吨核准和建立储备产能矿山(3000 万吨的 30%)，目前已提交

核准申请并被国家能源局受理。

九、评估方法

红沙泉一号露天煤矿为拟改扩建生产矿山。矿区范围内的矿产资源储量 2011 年经国土资源部矿产资源储量评审中心和新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心评审通过,并在新疆维吾尔自治区国土资源厅备案,矿山投产之后每年编制有资源储量年度报告,储量管理基本规范;有历史财务资料和矿山“三合一方案”、“可行性研究报告”等资料。根据本项目评估目的和采矿权的具体特点,委托评估的采矿权具有一定规模、具有独立获利能力并能被测算,其未来的收益及承担的风险能用货币计量,地质研究程度较高,资料基本齐全、可靠,这些报告和有关数据基本达到采用折现现金流量法评估的要求。根据《矿业权评估技术基本准则》和《收益途径评估方法规范》,确定本项目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

本项目评估利用的资源储量和可采储量主要依据 2010 年 2 月新疆地矿局第九地质大队编制的《新疆准东煤田奇台县红沙泉一号露天煤矿勘探报告》(以下简称“勘探报告”)及其矿产资源储量评审意见书(新国土资储联评〔2011〕07 号)和备案证明(新国土资储联评〔2011〕07 号)、2024 年 12 月昌吉市国土资源和城乡规划技术服务中心编制的

《新疆奇台县红沙泉一号露天煤矿 2024 年储量年度报告》(以下简称“2024 年储量年度报告”)及其审查意见(昌州审〔2025〕18 号)、2024 年 8 月新疆煤炭设计研究院有限责任公司编制的《国能新疆红沙泉能源有限责任公司红沙泉一号露天煤矿 3000 万 t/a 矿产资源开发利用与生态保护修复方案》(以下简称“三合一方案”)及其评审意见书(新自然资三合一审发〔2024〕105 号)、2025 年 9 月,中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司编制《国家能源集团新疆矿业有限责任公司新疆准东西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿改扩建工程可行性研究报告》(以下简称“可行性研究报告”),技术参数主要依据“可行性研究报告”及“红沙泉一号露天煤矿”的实际生产经营资料确定,主要经济参数依据企业实际财务资料确定。其他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“勘探报告”及其评审意见书,截止 2009 年 12 月 31 日,红沙泉一号露天煤矿采矿许可证范围内保有煤炭资源储量 439858.00 万吨。在“勘探报告”基础上,矿山投产之后历年编制有矿山储量年报。根据“2024 年储量年度报告”,截至 2024 年 12 月 31 日,保有煤炭资源储量 423590.60 万吨。各煤层情况具体详见下表。

红沙泉一号露天煤矿保有资源储量统计表

单位:万吨

项目名称		新国土资储联备字[2011]联 007 号文备案的资源储量(截止 2009 年 12 月 31 日)				《2024 年储量年度报告》评审通过的保有资源储量(截止 2024 年 12 月 31 日)			
矿种	煤层编号	331	332	333	小计	探明资源量	控制资源量	推断资源量	小计
煤	BN B ₄	8456.00	37486.00	43080.00	89022.00	8456.00	37486.00	43080.00	89022.00
	BN B ₄ '			5262.00	5262.00			5262.00	5262.00
	BN B ₃	10540.00	20611.00	56207.00	87358.00	10137.96	20611.00	55219.33	85968.29
	BN B ₃ '			4392.00	4392.00			4392.00	4392.00
	BN B ₃ ^下			1135.00	1135.00			1135.00	1135.00
	BN B ₂ ^上			3947.00	3947.00			3641.87	3641.87
	BN B ₂	1317.00	3171.00	26569.00	31057.00	682.86	3171.00	26569.00	30422.86
	BN B ₂ '	29608.00	25997.00	60506.00	116111.00	20236.94	25997.00	59630.44	105864.38
	BN B ₁	19723.00	34760.00	43587.00	98070.00	16031.20	34760.00	43587.00	94378.20

项目名称			新国土资储联备字[2011]联 007 号文备案的资源储量(截止 2009 年 12 月 31 日)				《2024 年储量年度报告》评审通过的保有资源储量(截止 2024 年 12 月 31 日)			
矿种	煤层编号		331	332	333	小计	探明资源量	控制资源量	推断资源量	小计
	BN	B ₁ '		27.00	79.00	106.00		27.00	79.00	106.00
	BN	B ₀		167.00	3231.00	3398.00		167.00	3231.00	3398.00
	合计		69644.00	122219.00	247995.00	439858.00	55544.96	122219.00	245826.64	423590.60

根据红沙泉一号露天煤矿 2025 年 1~7 月采动量统计表, 2025 年 1~7 月期间矿山动用资源量 1591.91 万吨(其中: 探明资源量 1587.64 万吨, 推断资源量 4.27 万吨), 其中: B₄煤层 537.03 万吨(探明资源量), B₃煤层 330.39 万吨(探明资源量), B₂⁺煤层 4.27 万吨(推断资源量), B₂'煤层 495.80 万吨(探明资源量), B₁煤层 224.42 万吨(探明资源量)。因此评估用动用量取 1591.91 万吨。

综上, 截至本项目评估基准日, 保有资源量取 421998.69 万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

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

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

根据“可行性研究报告”, 该矿山煤层赋存条件较简单, 控制程度高, 探明的内蕴经济资源量和控制的内蕴经济资源量全部利用, 推断的内蕴经济资源量可信度系数取值 0.9。因此各煤层评估探明资源量和控制资源量全部评估利用, 探明资源量可信度系数取 0.9。

根据“可行性研究报告”, 以 2024 年 12 月采掘场现状图为计算起始点, 通过计算机建立矿床地质模型, 根据露天煤矿开采境界及各帮最终帮坡角, 对露天煤矿开采境界内的资源/储量进行了计算, 确

定开采境界内剩余资源储量 360459.00 万吨。考虑可信度系数和扣除 2025 年 1~7 月动用 1591.91 万吨资源量后,评估基准日评估利用的资源储量为 339321.32 万吨,其中: B₄ 煤层 75644.97 万吨, B₄'煤层 4469.40 万吨、B₃ 煤层 71354.41 万吨、B₃'煤层 3571.20 万吨、B₃ 下煤层 963.90 万吨、B₂ 上煤层 2965.26 万吨、B₂ 煤层 22085.60 万吨、B₂'煤层 81320.50 万吨、B₁ 煤层 75209.28 万吨、B₁'煤层 2.70 万吨、B₀ 煤层 1734.10 万吨。

(三)采选方案

红沙泉一号露天煤矿目前为生产矿山,开采方式为露天开采,开拓方式为公路开拓汽车+带式输送机联合运输方案,采矿方法为露天矿采用山坡—凹陷露天开采方式,自上而下水平+倾斜分层、台阶式采矿方法,采煤采用单斗—卡车+半移动破碎站半连续开采工艺。

采场现状地表东西(走向)平均长 2950 米,南北(倾向)平均宽 1600 米,占地面积为 4.11 平方公里;现已形成 11 个剥离台阶,3 个采煤台阶,最大采深 140 米。外排土场位于采场东北侧,东西平均长 3000 米,南北平均宽 1550 米,占地面积 4.16 平方公里;外排土场已形成 4 个排土台阶,台阶高度 20 米,总排弃高度 80 米。内排土场位于采场的西北角,已形成七个排土台阶,台阶高度 20 米,总排弃高度 120 米。

煤生产系统由已建成的 1#破碎站和 2#破碎站及新增的 3#破碎站组成。1#破碎站位于地面工业场地南侧,露天矿原煤经卡车运至破碎站进行破碎后进入选煤厂 1#生产系统。2#破碎站位于露天坑下采场西帮 620 米水平,露天坑下开采的原煤经自卸卡车运至 2#破碎站进行破碎;破碎后的原煤由带式输送机转载运输后进入地面选煤厂 2#生产系统。3#破碎站位于露天坑边南端,露天坑下开采的原煤由自卸卡车运至 3#破碎站破碎后进由带式输送机运至地面选煤厂 3#生产系统。

1#生产系统及选煤厂洗选 150~13(30)毫米块煤,采用重介浅槽+浓缩+压滤的洗选工艺。2#生产系统及选煤厂分选 350~50 毫米块煤,采用 TDS 智能干选工艺。新增 3#生产系统生产的煤主要供发电用煤,目前只设破碎环节,未来根据市场对块煤需求量的增加适时建设筛分

及块煤分选系统。目前企业的选煤工艺主要为智能干法分选工艺。

(四) 产品方案

根据企业提供的资料,矿山原煤入选后的加工工艺主要为破碎和筛分,并根据市场和客户要求适时调整为不同规格的商品煤,故本次评估根据矿山实际情况确定产品方案为选后混煤。

(五) 采选煤技术指标

1. 采矿损失量

根据“可行性研究报告”,采矿损失量为 15079.00 万吨,各煤层分别为: B₄煤层 2792.00 万吨, B₄'煤层 507.00 万吨、B₃煤层 3210.00 万吨、B₃'煤层 508.00 万吨、B₃^下煤层 179.00 万吨、B₂^上煤层 341.00 万吨、B₂煤层 2433.00 万吨、B₂'煤层 2226.00 万吨、B₁煤层 2731.00 万吨、B₁'煤层 1.00 万吨、B₀煤层 151.00 万吨。因此评估按上述采矿损失量取值。

2. 商品煤(选煤)产率

根据企业提供的资料,入选原煤根据市场和客户要求适时调整,原煤产量与选别后的混煤量基本接近。因此评估混煤产率取 100%。

(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》,评估利用可采储量计算公式如下:

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

根据“可行性研究报告”,将采矿损失量(设计损失边帮压覆量在计算境界内资源量时已扣除)参数代入上式,则评估基准日可采储量取 324242.32 万吨。

(七) 生产能力和服务年限

1. 生产能力

红沙泉一号露天煤矿采矿许可证载明的生产能力 3000 万吨/年。2023 年原煤产量 3564.17 万吨,2024 年原煤产量 3341.04 万吨,2025

年 1~7 月原煤产量 1624.57 万吨，近期产量已达到证载的生产能力。

2025 年 4 月，国家发改委下发“关于新疆西黑山矿区总体规划(修编)的批复(发改能源〔2025〕567 号)”，红沙泉一号露天矿由 3000 万吨/年扩建至 4000 万吨/年。2025 年 9 月，中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司编制《国家能源集团新疆矿业有限责任公司新疆准东西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿改扩建工程可行性研究报告》，设计生产规模由 1000 万吨改扩建至 4000 万吨，用于办理 4000 万吨产能核准和建立储备产能矿山（3000 万吨的 30%），目前已提交核准申请并被国家能源局受理。考虑到储备产能因素，评估用生产能力根据常规产能确定为 3100 万吨/年。

2. 矿山服务年限

依据以上分析确定矿田服务年限，具体计算如下：

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

式中：T—矿田服务年限；

Q—可采储量；

A—矿田生产能力；

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。综合矿田地质构造类型情况和各煤层条件，“可行性研究报告”中储量备用系数 1.1，因此评估据此确定储量备用系数取 1.1。

将有关参数代入上述公式，估算矿山服务年限为：

$$\begin{aligned} T &= (324242.32 \div 1.1) \div 3100.00 \\ &= 95.09 \text{ (年)} \end{aligned}$$

综上，考虑到 2080 年以后开采三采区和四采区时剥离比较大，开采不经济，评估计算经济年限取 55.42 年，自 2025 年 8 月至 2080 年 12 月。

详见附表二。

(八)销售收入

1.计算公式

年销售收入 = 混煤销售量 × 混煤销售价格

2.各种产品年销售量

根据前述确定有关技术参数,评估中假设生产的产品煤当期全部销售,即正常生产年份混煤销售量为产品煤产量。

以 2030 年为例,计算如下:

混煤产量 = $3100.00 \times 100\% = 3100.00$ (万吨)

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。

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。

(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、第三条直流通道哈密北-重庆 ± 800 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，本次评估新疆地区煤炭价格根据矿山2022年至2025年7月三年一期历史均价进行预测。

根据企业提供的红沙泉一号露天煤矿财务资料，评估基准日前三年一期混煤销售情况详见下表。

红沙泉一号露天煤矿销售统计表

年份	混煤	销售量 (万吨)	销售价格 (不含税, 元/吨)	销售收入 (万元)
2022 年	选煤	2,592.70	150.39	389,903.47
2023 年	选煤	3,539.48	152.26	538,931.66
2024 年	选煤	3,352.34	154.13	516,707.93
2025 年 1-7 月	选煤	1,607.41	119.64	192,309.12

注：上述销售收入中已剔除运费。

经计算，2022 年 1 月至 2025 年 7 月期间混煤坑口不含税销售价格的加权平均(取整)为 $(150.39 + 152.26 + 154.13 + 119.64 \times 7 \div 12) \div (3 + 7 \div 12) = 147.00$ (元/吨)。

综上，本项目评估确定混煤不含税价格取 147.00 元/吨(取整取值)。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，即 2025 年 8~12 月和 2026 年采用 2025 年 1~7 月实际价格确定为 120.00 元/吨，2027 年销售价格确定为 $129.00 (= 120 + (147 - 120) \div 3)$ 元/吨，2028 年销售价格确定为 138.00 元/吨，2029 年及以后年度取 147.00 元/吨。

4.年销售收入计算

以 2030 年为例，计算如下：

$$\begin{aligned} \text{年销售收入} &= 3100.00 \times 147.00 \\ &= 455700.00 \text{ (万元)}. \end{aligned}$$

(九)投资估算

根据《中国矿业权评估准则》，对于同时进行资产评估、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。

1. 固定资产投资

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，该项目固定资产投资主要依据本公司出具的同一评估基准日及相同评估目的的“固定资产评估汇总表”及相应的评估明细表中的评估价值。

根据国能新疆红沙泉能源有限责任公司的“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，红沙泉一号固定资产评估原值 262,632.52 万元，净值 211,664.47 万元，在建工程 70,654.70 万元，待摊投资 4,506.07 万元，工程物资 140.97 万元，具体参见下表。

评估基准日资产评估结果统计表

序号	项目名称	资产评估结果(万元)	
		原值	净值
1	固定资产-房屋建筑物	25,425.09	23,447.48
2	固定资产-构筑物及其他辅助设施	165,981.90	141,745.32
	其中：采剥大坑	58,861.90	51,798.47
	矿山地质环境治理和土地复垦	11,076.06	11,076.06
3	固定资产-管道及沟槽	-	-
4	固定资产-井巷工程	-	-
5	固定资产-机器设备	67,997.76	44,184.68
6	固定资产-车辆	2,690.80	1,983.48
7	固定资产-电子设备	536.98	303.51
	小 计	262,632.52	211,664.47
8	在建工程—土建工程	53,587.74	53,587.74
9	在建工程—设备安装工程	17,066.96	17,066.96
10	待摊投资	4,506.07	4,506.07
11	工程物资	140.97	140.97
	小 计	75,301.74	75,301.74

本项目评估将固定资产中采剥大坑归类为剥离工程，将固定资产中房屋建筑物和剔除采剥大坑、矿山地质环境治理和土地复垦后的构

筑物及其他辅助设施、在建工程中土建工程归类为房屋建筑物，将固定资产中机器设备、车辆、电子设备、在建工程中机器设备归类为机器设备。在建工程中土建工程、设备安装工程的后续投资通过各项目的合同概算额扣除已完成的投资额取值。待摊费用和工程物资分摊至在建工程已完成投资中。

根据“可行性研究报告”，涉及扩大生产能力(由目前实际3000万吨/年增扩至4000万吨/年)的后续新增投资为 99,112.85 万元，其中：剥离工程 40,187.47 万元，房屋建筑物 48,026.06 万元，机器设备 10,899.32 万元。

综上，本项目评估固定资产已投资原值取 326,514.56 万元(其中：剥离工程 58,861.90 万元，房屋建筑物 178,085.18 万元，机器设备 89,567.48 万元)，净值取 275,546.52 万元(其中：剥离工程 51,798.47 万元，房屋建筑物 158,934.42 万元，机器设备 64,813.62 万元)，后续投资取 158,318.02 万元(其中：剥离工程 40,187.47 万元，房屋建筑物 88,805.45 万元，机器设备 29,325.10 万元)。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，评估将固定资产已投资净值在评估基准日一次性全部投入，在建工程后续投资在2025年8月至2027年期间投入，扩能新增投资在2026年投入。

(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。

根据国能新疆红沙泉能源有限责任公司的“无形资产评估汇总表”及相应的评估明细表，红沙泉一号露天煤矿土地使用权(剔除与

生产经营无关的奇台县城南新区企业总部基地)评估原值 10,507.54 万元, 评估净值 10,435.23 万元。本项目评估将无形资产—土地使用权作为土地使用权, 按照50年摊销。因此, 本项目评估无形资产土地原值取 10,507.54 万元, 净值取 10,435.23 万元。评估将无形资产土地净值在评估基准日一次性全部投入。土地使用权投资摊销完毕后进行更新投入, 本项目在计算期后期2075年进行土地更新投入1,210.63 万元(由于所剩余年限较少, 更新时按使用年限累计摊余值进行更新), 并在计算期内摊销完毕。

根据国能新疆红沙泉能源有限责任公司的“无形资产评估汇总表”及相应的评估明细表, 红沙泉一号露天矿软件评估值 234.82 万元。本项目评估将无形资产—软件作为无形资产—软件, 按照10年摊销。因此, 本项目评估无形资产软件取 234.82 万元。评估将无形资产软件评估值在评估基准日一次性全部投入。

3.流动资金投资

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

根据《矿业权评估参数确定指导意见》, 流动资金可采用扩大指标法估算, 煤矿的销售收入资金率为 20%~25%。本项目流动资金按销售收入的 22%计。

则本项目所需流动资金为:

$$455700.00 \times 22\% = 100254.00 \text{ (万元)}$$

流动资金依生产负荷均匀流出, 评估计算期末全部回收。

(十)成本估算

1.关于成本估算的原则与方法的说明

根据《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。红沙泉一号露天煤矿为正常生产矿山, 2024年企业报表统计原煤产量

3341.04 万吨，2025年1~7月企业报表统计原煤产量1624.57 万吨。考虑到2024年原煤产量与评估用生产能力基本接近，且2025年1~7月并非一个完整会计核算年度，故本项目评估成本费用主要以2024年发生的成本费用为基础选取。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，以此测算评估基准日后未来矿山生产年限内的采选成本费用。本项目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.生产成本

(1)外购材料费

根据企业提供的财务报表，2024 年原煤产量 3341.04 万吨，制造成本中材料费单位成本为 0.32 元/吨。则本项目评估单位外购材料费取 0.32 元/吨。

以 2030 年为例，下同，则：

$$\begin{aligned}\text{年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 992.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(2)外购燃料及动力费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中电力费单位成本为 0.66 元/吨。根据企业介绍，2025 年公司逐步由外包转为自营，经测算，新增采煤设备燃料及动力费单位成本为 4.77 元/吨。则本项目评估单位外购燃料及动力费取 5.43 元/吨。

则：

$$\begin{aligned}\text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 16,833.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(3)职工薪酬

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中人工成本单位成本为 1.77 元/吨。根据企业介绍，2025 年公司逐步由外包转为部分自营，考虑自营设备增加和改扩建扩能（需增加车辆设备 74 台）以及采掘设备人员配置，红沙泉一矿 2025 年 7 月前已新增生产人员 48 人，其中管理人员 11 人，减少外委人员 31 人，未来尚需新增 259 人（主要为司机）。因此本项目按上述增员变化考虑职工薪酬，其中：司机平

均工资水平按 30 万元，一般管理人员平均工资水平按 25 万元，社保及其他的计提比例按 56.62%；辅助人员(外委)平均职工薪酬按 30.42 万元。则本项目评估单位职工薪酬取 6.09 元/吨。

则：

$$\begin{aligned}\text{年职工薪酬} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位职工薪酬} \\ &= 18,879.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(4)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，本项目评估房屋建筑物按 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 2030 年为例：

$$\begin{aligned}\text{房屋建筑物年折旧额} &= (121,469.03 + 44,060.61 + 56,616.16) \times \\ &(1 - 5\%) \div 30 = 8,219.34 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

机器设备年折旧额 = $(71,225.53 + 9,645.42 + 18,341.94) \times (1 - 5\%) \div 12 = 9,145.25$ (万元)

年折旧额 = $8,219.34 + 9,145.25 = 17,364.58$ (万元)

单位原煤折旧费 = $17,364.58 \div 3100.00 = 5.60$ (元/吨)

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，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。本项目评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备残(余)值 74,592.67 万元。

(5)维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，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“新疆维吾尔自治区财政厅 煤炭工业管理局 发展和改革委员会等关于印发《自治区煤炭生产安全费用提取和使用实施细则》和《自治区规范煤矿维简费管理问题的若干规定》的通知”(新财建〔2005〕280号)，煤矿维简费由自治区煤炭生产企业按原煤实际产量，每月按吨煤 8.5 元标准在成本中提取。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，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。则单位更新性质的维简费取 3.00 元/吨，单位折旧性质的维简费取 3.00 元/吨。则：

年维简费 = 原煤年产量 × 单位维简费
= 18,600.00 (万元)

(6)井巷工程基金

由上所述，本项目评估单位井巷工程基金取 2.50 元。则：

年井巷工程基金 = 原煤年产量 × 单位井巷工程基金
= 7,750.00 (万元)

(7)安全费用

根据财政部 应急部关于印发《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)，“煤炭生产企业依据当月开采的原煤产量，于月末提取企业安全费用，提取标准如下：(一)煤(岩)与瓦斯(二氧化碳)突出矿井、冲击地压矿井吨煤 50 元；(二)高瓦斯矿井，水文地质类型复杂、极复杂矿井，容易自燃煤层矿井吨煤 30 元；(三)其他井工矿吨煤 15 元；(四)露天矿吨煤 5 元”。红一露天煤矿为露天矿，因此本项目评估单位安全费用取 5.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 15,500.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(8)修理费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中修理费单位成本为 0。考虑到机器设备修理支出，本项目评估按照机器设备投资原值与提存率估算，提存率取 3%。据此估算的修理费单位成本 = $(89,567.48 + 25,951.42) \times 3\% \div 3100.00 = 1.12$ (元/吨)。则本项目评估单位修理费取 1.12 元/吨。

则：

$$\begin{aligned}\text{年修理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位修理费} \\ &= 3,472.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(9)剥离费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中剥离费单位成本为 63.25 元/吨，穿爆费单位成本为 1.39 元/吨，2024 年剥采比为 4.35 立方米/吨。根据“可行性研究报告”，在考虑储量备用系数后，首采区平均剥采比为 3.81 立方米/吨、二采区平均剥采比为 4.95 立方米/吨、三采区平均剥采比为 8.47 立方米/吨、四采区平均剥采比为 7.85 立方米/吨。根据企业提供的排产计划，2025 年至 2030 年的剥采比分别为 4.89 立方米/吨、3.65 立方米/吨、4.13 立方米/吨、4.41 立方米/吨、4.99 立方米/吨、4.99 立方米/吨。参照上述实际排产剥采比调整后，首采和二采区剩余经济剥采比平均为 4.07 立方米/吨时，单位剥离费取 60.43 元/吨 $(= (63.25 + 1.39) \div 4.35 \times 4.07)$ ，2025 年至 2030 年期间及以后各年不同剥采比按照上述原则确定年剥离成本费用。

则：

$$\begin{aligned}\text{年剥离费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位剥离费} \\ &= 229,689.79 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(10)运输费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中运输费单位成本为 4.49 元/吨。考虑到自营比例提高（2025 年外委，2026 年外委减半），未来外委产能维持在 1000 万吨左右，则本项目评估单位运输费取 1.50 元/吨。

则：

$$\begin{aligned}\text{年运输费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位运输费} \\ &= 4,650.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(11)煤炭筛分费

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中煤炭筛分费单位成本为 5.50 元/吨，装卸费单位成本为 0.88 元/吨。则本项目评估单位煤炭筛分费取 6.38 元/吨。

则：

$$\begin{aligned}\text{年煤炭筛分费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位煤炭筛分费} \\ &= 19,778.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(12)水土保持补偿费

根据企业提供的财务资料，2024 年制造成本中水土保持补偿费单位成本为 5.27 元/吨。则本项目评估单位水土保持补偿费取 5.27 元/吨。

则：

$$\begin{aligned}\text{年水土保持补偿费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位水土保持补偿费} \\ &= 16,337.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(13)环境治理及土地复垦费

根据“三合一方案”，矿山地质环境治理工程静态总投资 749.50 万元(其中预备费 36.65 万元)，土地复垦工程静态总投资 13691.09 万元(其中预备费 651.96 万元)，本方案设计年限 11.08 年。据此计算的折合原煤单位环境治理及土地复垦费 0.40 ($= (749.50 - 36.65 + 13691.09 -$

651.96) ÷ 11.08 ÷ 3100.00)元/吨。则本项目评估单位环境治理及土地复垦费取 0.40 元/吨。

则：

年环境治理及土地复垦费 = 原煤年产量 × 单位环境治理及土地复垦费

$$= 1,240.00 \text{ (万元)}$$

(14)其他制造费用

根据企业提供的财务报表，2024 年制造成本中其他支出包括外委服务费(劳务费)(单位成本 0.35 元/吨)、生产用车辆费(单位成本 0.05 元/吨)、设备租赁费(单位成本 1.66 元/吨)、其他(单位成本 1.70 元/吨)。考虑到 2025 年红沙泉一号露天煤矿从全外包转为部分自营方式，设备租赁费采用 2025 年的单位成本费用 0.71 元/吨。则本项目单位其他制造费用取 2.81 元/吨。

则：

年其他制造费用 = 原煤年产量 × 单位其他制造费用

$$= 8,711.00 \text{ (万元)}$$

2.管理费用

根据企业提供的财务报表，2024 年管理费用单位成本 2.04 元/吨，其中：折旧及摊销单位成本 0，职工薪酬单位成本 0.89 元/吨，其他管理费用单位成本 1.15 元/吨(含征地及搬迁补偿费单位成本 0.20 元/吨，非持续发生费用，评估剔除此项费用)。

评估用无形资产土地投资原值为 10,507.54 万元，按 50 年进行摊销，据此计算的单位无形资产土地摊销费为 0.07 元/吨。评估用无形资产软件投资原值为 234.82 万元，按 10 年进行摊销，据此计算的单位无形资产软件摊销费为 0.01 元/吨。

则本项目评估单位管理费用取 1.92 元/吨，

年管理费用 = 原煤年产量 × 单位管理费用

$$= 5,937.63 \text{ (万元)}$$

3.销售费用

根据企业提供的财务报表，2024 年销售费用单位成本 5.39 元/吨，

其中：销售代理服务单位成本 5.36 元/吨，其他单位成本 0.03 元/吨。根据国家能源集团新疆能源有限责任公司与国能新疆红沙泉能源有限责任公司签订的煤炭代理销售协议，约定按照红沙泉一号露天煤矿销售收入总额(不含税)的 3%(含税 6%)收取手续费。

则本项目评估单位销售费用取 4.19 元/吨。

则：

$$\begin{aligned}\text{年销售费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位销售费用} \\ &= 12,990.17 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

4.研发费用

根据企业提供的财务资料，近三年单位研发费用平均为 0.34 元/吨。则本项目评估单位研发费用取 0.34 元/吨。

则：

$$\begin{aligned}\text{年研发费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位研发费用} \\ &= 1,054.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

5.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，贷款利率参考中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率(LPR)3.00%，单利计息。

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 100254.00 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 2105.33 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

折合原煤单位财务费用为 0.68 (2105.33 ÷ 3100.00) 元/吨。则本项目评估单位财务费用取 0.68 元/吨。

6.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 2030 年为例，评估对象的单位总成本费用为 129.64 元/吨、单位经营成本 117.78 元/吨；年总成本费用 401,886.18 万元、年经营成

本 365,129.96 万元。

(十一)销售税金及附加

产品销售税金及附加指矿山企业销售产品应负担的城市维护建设税、资源税及教育费附加。城市维护建设税和教育费附加以纳税人实际缴纳的增值税为计税依据。

1.应纳增值税

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

根据财政部 税务总局 海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部 税务总局 海关总署公告 2019 年第 39 号), 增值税一般纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物, 原适用 16% 税率的, 税率调整为 13%; 原适用 10% 税率的, 税率调整为 9%。自 2019 年 4 月 1 日开始执行。故 2019 年 4 月 1 日后, 销项税税率取 13%。简化计算, 本项目中进项税额以外购材料费、外购动力费、修理费、燃气费、服务费为税基, 税率分别取 13%、6%。机器设备进项税税率取 13%, 房屋建筑物进项税税率取 9%。进项税额抵扣的顺序为先抵扣外购材料费、外购动力费、修理费、运输费的进项税, 后抵扣井巷工程、房屋建筑物等不动产的进项税, 再抵扣机器设备的进项税, 当年未抵扣完的, 延至下一年抵扣, 直至将进项税额抵扣完毕。

$$\begin{aligned}\text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 59,241.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购动力费} + \text{修理费} + \text{煤炭筛分费}) \times 13\% + (\text{剥离费} + \text{运输费}) \times 9\% + \text{销售代理费} \times 6\% \\ &= 27,204.16 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年应纳增值税} &= \text{销项税额} - \text{进项税额} - \text{不动产进项税额抵扣} - \text{机器设备进项税额抵扣} \\ &= 32,036.84 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

2.城市维护建设税

城市维护建设税以应纳增值税额为税基计算。《中华人民共和国城市维护建设税法》规定的税率以纳税人所在地不同而实行三种不同

税率。纳税义务人所在地为城市，税率 7%；县城、镇的，税率 5%；不在市区、县城或镇的，税率 1%。目前企业实际按照 5% 缴纳，因此本项目评估城市维护建设税税率取 5%。则：

$$\begin{aligned}\text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 5\% \\ &= 1,601.84 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

3. 教育费附加

根据《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%。因此本项目评估教育费附加费率取 3%。则：

$$\begin{aligned}\text{年教育费附加} &= \text{年应纳增值税} \times 3\% \\ &= 961.11 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

4. 地方教育附加

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%。因此本项目评估地方教育附加费率取 2%。则：

$$\begin{aligned}\text{年地方教育附加} &= \text{年应纳增值税} \times 2\% \\ &= 640.74 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

5. 资源税

根据《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)，新疆选煤资源税适用税率为 8%，矿山实际也按 8% 缴纳资源税。因此本项目评估资源税税率取 8%。则：

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 36,456.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

6. 其他税金

其他税金包括印花税、房产税、车船使用税、土地使用税、环境保护税、水资源税等。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2990.95万元，采出原煤3341.04万吨，单位其他税金为0.90元/吨。

7.矿业权出让收益金

根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10号)，矿业权出让收益征收方式包括按矿业权出让收益率形式征收或按出让金额形式征收；按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种，具体范围为本办法所附《按矿业权出让收益率形式征收矿业权出让收益的矿种目录(试行)》(煤炭属于《矿种目录》所列矿种，矿业权出让收益率为原矿产品销售收入的2.4%)；按协议方式出让探矿权、采矿权的，成交价按起始价确定，在出让时征收；在矿山开采时，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益；已设且进行过有偿处置的采矿权，涉及动用采矿权范围内未有偿处置的资源储量时，比照协议出让方式，按以下原则征收采矿权出让收益：《矿种目录》所列矿种，按矿产品销售时的矿业权出让收益率逐年征收采矿权出让收益。

根据《采矿权出让合同》(合同编号：新自然资源采2023(4)号)和《采矿权出让合同补充合同》(合同编号：新自然资源采2025(05)号)，红沙泉一号露天煤矿矿区范围内查明资源量439858万吨，已有偿处置资源量：①已动用资源量5074.88万吨；②30年拟动用资源量41337.84万吨。则红沙泉一号露天煤矿未有偿处置资源量 = $439858 - 5074.88 - 41337.84 = 393445.28$ (万吨)，按照“可行性研究报告”设计的矿田总回采率估算未有偿处置可采储量 = $324242.32 \div 421998.69 \times 393445.28 = 302303.33$ (万吨)，本项目评估对未有偿处置资源量按照年销售收入的2.4%和根据“关于确定新疆维吾尔自治区矿产品销售收入转换系数的通知”规定的转换系数0.89计算采矿权出让收益。

综上，年销售税金及附加合计为42,434.86万元。

(十二)企业所得税

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《关于延续西部大开发企业所得税政策》(财政部 税务总局 国家发展改革委公告 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。红一露天煤矿按西部大开发政策享受 15% 税收优惠。因此本项目评估 2030 年(含本年)以前企业所得税税率取 15%，2030 年以后企业所得税税率取 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 83.00%，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，则：

$$\begin{aligned} \text{企业所得税} &= (455,700.00 - 401,886.18 - 42,434.86 + 1,054.00 \\ &\quad \times 83.00\%) \times 15\% \\ &= 1,575.62 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

(十三)折现率

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

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

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%。

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，本项目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，本项目折现率确定为 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公允价值意见：

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

(2)假设红沙泉一号露天煤矿按照企业计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

经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析,按照矿业权评估的原则和程序,选取恰当的评估方法和评估参数,经估算得“国家能源集团新疆能源化工有限公司托克逊县黑山露天煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值 114345.78 万元,大写人民币壹拾壹亿肆仟叁佰肆拾伍万柒仟捌佰元整。

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

十三、评估基准日期后重大事项

评估报告评估基准日后发生的影响委托评估对象价值的期后事项,包括国家和地方的法规和经济政策的出台,利率的变动、矿产品市场价值的巨大波动等。本项目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)评估对象采矿许可证有效期截止 2038 年 09 月 24 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《国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿采矿权出让收益评估报告》和《采矿权出让合同》(合同编号:新自然资源采 2023(4)号)和《采矿权出让合同补充合同》(合同编号:新自然资源采率 2025(05)号),评估基准日 2021 年 10 月 31 日,评估矿区面积 74.265 平方公里,开采深度 760 米至-51 米标高,生产规模 1000 万吨/年,评估计算年限 30 年,已有偿处置资源量:①已动用资源量 5074.88 万吨;②30 年拟动用资源量 41337.84 万吨。则红沙泉一号露天煤矿未有偿处置资源量 $393445.28 (= 439858 - 5074.88 - 41337.84)$ 万吨,本项目评估对未有偿处置资源量根据《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综〔2023〕10 号)规定计算了采矿权出让收益税费。

矿山正在办理 1000 万吨/年改扩建至 4000 万吨项目核准,并申请列入产能储备矿山(新增产能的 30%),国家发改委已受理新疆自治区发改委上报的“新疆发展改革委关于申请核准新疆西黑山矿区红沙泉一号露天矿改扩建工程的请示”(项目名称为“项目名称:新疆准东煤田西黑山矿区红沙泉一号露天煤矿一期工程 1000 万 t/a”),目前改扩建可研报告已送至国家矿山监察局进行评审,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 3000 万吨/年产能可免于全部产能置换指标。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。

本次评估根据矿山正在办理的改扩建可研报告和产能储备政策,本次评估生产能力根据正在申报的可研报告设计规划的常规产能确定为 3100 万吨。。

红沙泉一号露天煤矿开采至三采区后,由剥采比较高,自 2081 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 2080 年。

在本评估报告提交后的评估报告有效期内,如矿山提交新的储量

核实报告、提交新的设计资料，委托方应及时委托我公司对评估结论进行修正。

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

(三)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。

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

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

(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。

提请本报告使用者注意上述事项。

十五、评估报告的使用限制

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

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

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

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

十六、评估报告日

本项目评估报告日为 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

二〇二五年十二月十六日

