# 神华新疆能源有限责任公司

# 乌东煤矿采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1060 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:1102420250202064358

| | |
|---|---|
| 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: | 神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权评估报告 |
| 报告内部编号: | 中企华矿评报字[2025]第1060号 |
| 评　估　值: | 0.00(万元) |
| 报告签字人: | 王军好（矿业权评估师）<br>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。

# 神华新疆能源有限责任公司
# 乌东煤矿采矿权评估报告

## 目 录

附表五 神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权评估资产折旧摊销费用估算表

附表六 神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七 神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权评估税费估算表

**十九、神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权评估报告附件(另册装订)**

# 神华新疆能源有限责任公司
# 乌东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：神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权。

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。为此需对涉及的神华新疆能源有限责任公司乌东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：。

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：截止评估基准日，矿井保有资源储量 117185.07 万吨，评估利用资源储量 111816.21 万吨，评估利用可采储量 61461.63 万吨。评估用生产能力 400.00 万吨/年，评估计算年限 110.65 年。产品方案选煤。商品煤不含税价格 368.00 元/吨，年销售收入 147200.00 万元。评估用固定资产已投资原值 269,507.53 万元，净值 181,599.20 万元，后续投资 21,318.49 万元。单位总成本费用为 282.72 元/吨、单位经营成本 248.13 元/吨；年总成本费用 113,088.31 万元、年经营成本 99,250.92 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“神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权”于累计净现金流量现值为 -144,622.54 万元，本项目采矿权评估价值为零。

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:

神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿许可证有效期截止2031年11月30日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期。另外，评估对象目前采矿许可证证载权利人为神华新疆能源有限责任公司，采矿权人已于2024年8月更名为国家能源集团新疆能源化工有限公司，目前尚未办理采矿许可证采矿权人名称就更。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、变更登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

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

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

重要提示:

以上内容摘自《神华新疆能源有限责任公司乌东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。

（此下无正文，仅为评估报告签字页）

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):

矿业权评估师 王军好 222008000073

矿业权评估师 王桂玲 222002000067

北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日

# 神华新疆能源有限责任公司
# 乌东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，对神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权进行了评估。本公司评估人员按照必要的评估程序对委托评估的神华新疆能源有限责任公司乌东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：国家能源集团新疆能源化工有限公司；

(曾用名：新疆乌鲁木齐矿业(集团)有限责任公司、神华新疆能源有限责任公司、国家能源集团新疆能源有限责任公司)

统一社会信用代码：91650000228860955P；

类　　型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)；

住　　所：新疆乌鲁木齐市米东区米东中路518号；

法定代表人：杨栓；

注册资本：912,488.199万元；

成立日期：2000年12月29日；

营业期限：2000年12月29日至无固定期限；

经营范围：煤炭开采及销售；发电；餐饮服务；住宿(上述经营范围限所属分支机构经营)化工产品的生产、销售；一般货物与技术的进出口经营；矿山工程施工总承包；机械制造与维修；农业、林业开发；矿产品、五金交电、建筑材料的销售；机票销售代理；房屋、场地及设备租赁，劳务派遣；矿业咨询服务；装卸搬运；运输代理；普通货物道路运输(不含危险货物)；道路货物经营站；铁路货物运输；其他铁路运输辅助活动；普通货物仓储；石油及制成品批发；非金属矿及制品批发；钢铁及有色金属销售；建筑工程总承包；物业服务；职工培训；疗养；供暖；(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)

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

## 三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权。

根据 2012 年 5 月 9 日中华人民共和国国土资部颁发的采矿许可证(证号：C1000002012051120124915)，采矿权人：神华新疆能源有限责任公司(现更名为国家能源集团新疆能源化工有限公司)；矿山名称：神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿(以下简称“乌东煤矿”)；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：600 万吨/年；矿区面积：19.9357 平方公里；有效期限：拾玖年零陆月，自 2012 年 5 月 9 日至 2031 年 11 月 30 日；矿区拐点坐标详见下表。

**矿区拐点坐标表**

| 点号 | 1980 西安坐标系 | |
|---|---|---|
| | X 坐标 | Y 坐标 |
| 1 | 4865355.19 | 29558137.81 |
| 2 | 4866007.36 | 29559703.08 |
| 3 | 4866275.08 | 29559592.19 |
| 4 | 4866315.64 | 29559690.12 |
| 5 | 4866048.13 | 29559800.93 |
| 6 | 4867657.15 | 29563662.71 |
| 7 | 4866761.16 | 29564063.71 |
| 8 | 4866239.17 | 29562856.73 |
| 9 | 4865635.18 | 29563192.72 |
| 10 | 4865438.19 | 29562844.73 |
| 11 | 4865058.19 | 29563065.72 |
| 12 | 4863377.22 | 29560202.77 |
| 13 | 4863777.22 | 29559896.78 |
| 14 | 4863267.23 | 29559032.79 |
| 15 | 4862891.23 | 29559330.79 |
| 16 | 4861672.25 | 29557602.82 |
| 17 | 4861332.26 | 29557232.83 |
| 18 | 4859977.28 | 29555912.85 |
| 19 | 4861507.26 | 29554632.87 |
| 20 | 4864247.21 | 29558252.81 |
| 21 | 4864379.21 | 29558556.80 |
| 扣除区块一 | | |
| 1 | 4860442.31 | 29555523.81 |
| 2 | 4860873.23 | 29555997.81 |
| 3 | 4860611.23 | 29556247.81 |
| 4 | 4860164.87 | 29555755.91 |
| 标高：800 米至 200 米 | | |
| 扣除区块二 | | |
| 1 | 4861725.61 | 29555864.92 |
| 2 | 4861757.91 | 29556043.21 |
| 3 | 4861542.32 | 29556089.71 |
| 4 | 4861509.12 | 29555822.12 |
| 标高：800 米至 200 米 | | |

| 点号 | 1980 西安坐标系 | |
|---|---|---|
| | X 坐标 | Y 坐标 |
| 扣除区块三 | | |
| 1 | 4865355.19 | 29558137.81 |
| 2 | 4865433.54 | 29558325.86 |
| 3 | 4865377.19 | 29558402.81 |
| 4 | 4865282.05 | 29558370.08 |
| 5 | 4861672.25 | 29557602.82 |
| 6 | 4865072.19 | 29558586.50 |
| 7 | 4864973.20 | 29558357.81 |
| 8 | 4865066.19 | 29558295.81 |
| 9 | 4865086.20 | 29558253.29 |
| 标高：800 米至 200 米 | | |
| 开采深度：由 800 米至 200 米标高，共有 38 个拐点圈定 | | |

(二)采矿权历史沿革

乌东煤矿采矿权由四宗采矿权整合而来，四宗采矿权的采矿权人均为神华新疆能源有限责任公司。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 | 矿山名称 | 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 整合前 | 神华新疆能源有限责任公司 | 铁厂沟煤矿 | 1000000720097 | 煤 | 150 | 6.1232 | 780 米至550 米 | 2007 年 9 月 21 日至 2031 年 11 月 30 日 |
| | 神华新疆能源有限责任公司 | 碱沟煤矿 | 6500000731746 | 煤 | 30 | 7.95 | 780 米至300 米 | 2007 年 8 月至2008 年 6 月 |
| | 神华新疆能源有限责任公司 | 小红沟煤矿 | 6500000721720 | 煤 | 30 | 4.337 | 804 米至300 米 | 2007 年 7 月至2010 年 9 月 |
| | 神华新疆能源有限责任公司 | 大洪沟煤矿 | 6500000731729 | 煤 | 15 | 1.869 | 842 米至300 米 | 2007 年 8 月至2008 年 6 月 |
| 整合后 | 神华新疆能源有限责任公司 | 乌东煤矿 | C10000020120511 20124915 | 煤 | 600 | 19.9357 | 800 米至200 米 | 2012 年 5 月 9 日至 2031 年 11 月 30 日 |

(三)矿业权价款(出让收益)处置情况

铁厂沟煤矿：2004 年 7 月 27 日，国土资源部出具“采矿权评估结果确认书(国土资矿认字(2004)第 290 号)”，铁厂沟煤矿矿山服务年限约 144 年，对前 30 年进行评估，拟动用可采储量 2520 万吨，确认采矿权价值 2337.50 万元。根据企业提供的缴款凭证，该采矿权价款已缴纳。

碱沟煤矿：2004 年 7 月 27 日，国土资源部出具“采矿权评估结果确认书(国土资矿认字(2004)第 289 号)”，碱沟煤矿矿山服务年限约 157 年，对前 30 年进行评估，拟动用可采储量 2520 万吨，确认采矿权价值 2413.17 万元。根据企业提供的缴款凭证，该采矿权价款已缴纳。

小红沟煤矿：2004 年 7 月 27 日，国土资源部出具“采矿权评估结果确认书(国土资矿认字(2004)第 287 号)”，小红沟煤矿矿山服务年限约 116 年，对前 30 年进行评估，拟动用可采储量 2520 万吨，确认采矿权价值 2247.17 万元。根据企业提供的缴款凭证，该采矿权价款已缴纳。

大洪沟煤矿：2004 年 7 月 27 日，国土资源部出具“采矿权评估结果确认书(国土资矿认字(2004)第 289 号)”，大洪沟煤矿矿山服务年限约 56 年，对前 30 年进行评估，拟动用可采储量 2520 万吨，确认采矿权价值 1910.90 万元。根据企业提供的缴款凭证，该采矿权价款已缴纳。

(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，乌东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。为此需对涉及的神华新疆能源有限责任公司乌东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。

## 六、评估依据

(一)法规依据

1.《中华人民共和国矿产资源法》(2024 年 11 月 8 日修订后颁布);

2. 《矿产资源开采登记管理办法》(国务院令第 241 号);

3. 《探矿权采矿权转让管理办法》(国务院令第 242 号);

4.《国务院关于修改部分行政法规的决定》(国务院令第 653 号);

5. 《矿业权评估管理办法(试行)》(国土资发〔2008〕174 号);

6. 《中国矿业权评估准则》;

7. 《中国矿业权评估准则》(二);

8. 《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800－2008);

9. 《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T 13908－2020);

10. 《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T 0215－2020);

11. 《固体矿产资源储量分类》(GB/T 17766－2020);

12. 中国矿业权评估师协会 2007 年第 1 号公告发布的《中国矿业权评估师协会矿业权评估准则—指导意见(CMV 13051－2007)固体矿产资源储量类型的确定》;

13. 《中华人民共和国资产评估法》(2016 年 7 月 2 日第十二届全国人大常委会第二十一次会议通过);

14. 《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》(国务院令第 691 号);

15.《财政部 税务总局关于调整增值税税率的通知》(财税〔2018〕32 号);

16.《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);

17. 《中华人民共和国增值税法》(2024 年 12 月 25 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十三次会议通过);

18. 《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);

19. 《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. 资产评估委托合同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：C1000002012051120124915);

4. 关于《新疆准南煤田乌鲁木齐矿区乌东煤矿资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明(国土资储备字〔2009〕29 号)、《新疆准南煤田乌鲁木齐矿区乌东煤矿资源储量核实报告》矿产资源储量评审意见书(国土资矿评储字〔2009〕7 号);

5.《新疆准南煤田乌鲁木齐矿区乌东煤矿资源储量核实报告》(新疆地矿局第九地质大队，2008 年 1 月);

6. 《新疆乌鲁木齐市乌东煤矿 2024 年储量年度报告》(河南宏程矿业勘察设计有限公司，2025 年 1 月)及其批复(乌自然资函〔2025〕261 号);

7. 《神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿初步设计》(中煤科工集团北京华宇工程有限公司，2016 年 8 月)及其批复文件(新煤规发〔2016〕217 号);

8. 《国家能源集团新疆能源有限责任公司乌东煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》(新疆天盾安全工程咨询有限公司，2025 年 1 月)及评审表;

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

乌东煤矿位于乌鲁木齐市北东 45° 方位，直距约 15km 处，行政区划属乌鲁木齐市米东区管辖。矿区范围：东经 87°40'53"—87°47'57"；北纬 43°53'06"—43°56'30"，面积 19.9357 平方公里；中心点地理坐标：东经 87°44'30"；北纬 43°54'48"。

矿区位于准噶尔盆地南缘，地处准南煤田东南段。紧邻峡门子—林场公路（S111）、米泉—红沟煤矿公路、芦草沟镇—石人子沟水库公路，交通非常方便。

### (二)自然地理

井田地处天山中段以北的山间谷地，北依约喀坑艾代山，南临末日洛克山、黑山。东西较开阔，地势北高南低，西高东低。最低海拔 2365 米，最高海拔 3023 米。区内冲沟较发育，沟谷常年干涸，只有降暴雨时才出现短暂洪流。区内最低海拔 2365 米，为井田的最低侵蚀基准面。

该区属大陆性干旱及高寒气候，冬季少雪，但受地形垂直分带的制约，夏季多阵雨。近三年，日最大降水量为 17mm，月最大降水量

为 70.4mm，年最大降水量 160.3mm。降水多集中于每年的 4～10 月，约占全年降水量的 90%以上，每年 11 月至次年 3 月以冬季降雪为主。

该区气温变化大，冬寒夏凉，昼热夜凉。近三年，年平均最高气温 11.83℃，年平均最低气温-8.56℃，日最高气温 36℃，最低气温-25℃。冻结期一般在每年 11 月至翌年的 3 月，最大冻土深度约 1690mm，最大积雪厚度 340mm，年平均相对湿度 59%。矿区内春季多风，最大风速 13 米/秒，风向主要为西北风及东南风。

该区抗震设防烈度Ⅶ度，地震动峰值加速度 0.1g。

托克逊县东与吐鲁番市相邻，南与尉犁县相连，西与和静县、和硕县相依，北与乌鲁木齐市相接。托克逊县管辖 3 镇、4 乡，全县面积 16126 平方公里，总人口 11 万人。托克逊县是国家级贫困县，除煤炭采掘业及其相关联产业外无其它工业，煤炭主要供给吐鲁番地区及库尔勒市等地，作为发电用煤、动力用煤和居民生活用煤。

(三)地质勘查工作概况

1957—1960 年，新疆地质局昌吉大队，在芦草沟、铁厂沟之间进行精查勘探，62 年复审后降为普查勘探。

1979—1983 年，新疆煤田地质局 161 队进行乌鲁木齐河—柏杨沟范围普查勘探时，在大小洪沟井田自西向东有 17 线、21 线、25 线三条勘探线，线距 2 千米。

1985—1989 年新疆煤田地质局 156 队在上述范围内进行了详查，在大小洪沟井田范围内增加了 19 线、23 线，二线距离 1 公里，由于采动影响关系只布孔于 19 线，对 B1-2 、B3-6 两组厚煤层进行了两个孔的深部控制。

1995 年—1996 年乌鲁木齐矿务局、依据上述资料结合井巷开采情况汇编了小洪沟和大洪沟煤矿生产地质报告，报告较全面地总结了地质、构造、煤层、煤质、水文地质情况。两报告提交 A＋B＋C 级储量 22533 万吨。

2004 年 2 月，新疆乌鲁木齐矿业集团有限责任公司编制了小洪沟煤矿矿产资源储量核实报告。报告论述了矿区地质，煤层煤质、水文地质和其它开采技术条件，通过资源储量核实、截止到 2003 年 12

月底，小洪沟矿区保有 A+B+C+D 煤炭资源量 17994.48 万吨，其中 A+B 级 10106.89 万吨，C 级 3749.43 万吨，D 级 4138.16 万吨。

2005 年 7 月新疆煤田地质勘探公司 161 队在碱沟进行了煤矿生产地质勘探工作，并提交了《新疆乌鲁木齐市碱沟煤矿生产地质勘探报告》。该报告通过了国土资源部矿产资源储量评审中心审批通过，批准文号：国土资储备字[2006]39 号文，批准资源量为 23592.18 万吨，其中探明的（可研）经济基础储量（111b）5730.92 万吨，控制的经济基础储量（122b）13795.8 万吨，推断的内蕴经济资源量（333）4065.46 万吨。

2006 年 8 月新疆煤田地质勘探公司 156 队在铁厂沟进行了煤矿资源储量核实工作，并提交了《新疆维吾尔自治区米泉市铁厂沟煤矿资源量核实报告》。该报告通过了国土资源部矿产资源储量评审中心审批通过，批准文号：国土资储备字[2006]310 号文，批准资源量为 20636.83 万吨，其中探明的（可研）经济基础储量（111b）15186.66 万吨，控制的经济基础储量（122b）4935.65 万吨，推断的内蕴经济资源量（333）514.52 万吨。另有（St.d>3%）高硫煤 496.74 万吨，其中探明的（可研）经济基础储量（111b）362.52 万吨，控制的经济基础储量（122b）117.27 万吨，推断的内蕴经济资源量（333）16.95 万吨。

2006 年铁厂沟煤矿进行了矿产资源储量动态监测工作，提交了《新疆米泉市铁厂沟煤矿 2006 年度矿产资源储量动态监测年度报告》。该报告通过了新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心的审批通过，批准文号：新国土资储核备字[2007]050 号，核查基准日为 2007 年 1 月 29 日。评审批准截止 2006 年 10 月 31 日煤矿界内限采 550 米标高以上保有煤炭资源储量 20404.82 万吨（长焰煤 10882.29 万吨、弱粘煤 9522.53 万吨），其中：探明的（可研）经济基础储量（111b）15030.16 万吨（长焰煤 8631.93 万吨、弱粘煤 6398.23 万吨），控制的经济基础储量（122b）4860.14 万吨（长焰煤 1976.70 万吨、弱粘煤 2883.44 万吨），推断的内蕴经济资源量（333）514.52 万吨（长焰煤 273.66 万吨、弱粘煤 240.86 万吨）。另有高硫煤（长焰煤）496.74 万吨，其中：探明的（可研）经济基础储量（111b）362.52 万吨，控制

的经济基础储量（122b）117.27 万吨，推断的内蕴经济资源量（333）16.95 万吨。

2006 年碱沟煤矿进行了矿产资源储量动态监测工作，提交了《新疆乌鲁木齐市碱沟煤矿 2006 年度矿产资源储量动态监测年度报告》。该报告通过了新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心的审批通过，批准文号：新国土资储核备字[2007]056 号，核查基准日为 2006 年 12 月 31 日。评审批准截止 2006 年 12 月 31 日煤矿界内限采 300 米标高以上保有煤炭资源储量 23592.18 万吨，其中：探明的（可研）经济基础储量（111b）5730.92 万吨（长焰煤 942.10 万吨、弱粘煤 4788.82 万吨），控制的经济基础储量（122b）13795.80 万吨（长焰煤 8862.10 万吨、弱粘煤 4933.70 万吨），推断的内蕴经济资源量（333）4065.46 万吨（长焰煤 3491.84 万吨、弱粘煤 573.62 万吨）。截止 2006 年 12 月 31 日煤矿界内限采 300 米标高以下至 0 米标高保有煤炭资源储量 20367.36 万吨，其中：控制的经济基础储量（122b）2367.29 万吨（长焰煤 30.57 万吨、弱粘煤 2336.72 万吨），推断的内蕴经济资源量（333）18000.07 万吨（长焰煤 10698.86 万吨、弱粘煤 301.21 万吨）。

2006 年小红沟煤矿进行了矿产资源储量动态监测工作，提交了《新疆乌鲁木齐市小红沟煤矿 2006 年矿产资源储量动态监测年度报告》。该报告通过了新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心的审批通过，批准文号：新国土资储核备字[2007]240 号，核查基准日为 2006 年 12 月 31 日。评审批准截止 2006 年 12 月 31 日煤矿界内限采 300 米标高以上保有煤炭资源储量 16343.6 万吨，其中：探明的（可研）经济基础储量（111b）12072.1 万吨，推断的内蕴经济资源量（333）4271.5 万吨。

2006 年大洪沟煤矿进行了矿产资源储量动态监测工作，提交了《新疆乌鲁木齐大洪沟煤矿 2006 年矿产资源储量动态监测年度报告》。该报告通过了新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心的审批通过，批准文号：新国土资储核备字[2007]239 号，核查基准日为 2006 年 12 月 31 日。评审批准截止 2006 年 12 月 31 日煤矿界内限采 300 米标高以上保有煤炭资源储量 10400.6 万吨，其中：探明的（可研）

经济基础储量(111b)7232.7 万吨，推断的内蕴经济资源量(333)2316.1 万吨。控制的次边际经济资源量（2S22）851.8 万吨。

(四)矿区地质概况

1. 地层

井田内出露地层分布于八道湾向斜的南北两翼，铁厂沟煤矿位于八道湾向斜北翼(七道湾背斜南翼)，碱沟、小红沟、大洪沟位于八道湾向斜南翼。井田内出露地层由老至新有：侏罗系下统三工河组、侏罗系中统西山窑组、头屯河组和第四系。

(1)侏罗系

下统三工河组：呈北东一南西向带状分布于井田北部及南部，由一套河流、湖泊相沉积物组成。岩性以灰绿色细砂岩、粉砂岩为主，含灰色及灰绿色泥岩夹炭质泥岩。底部以一层绿色致密的中砂岩与下伏地层整合接触，与第四系地层不整合接触，地层总厚 400 米。

中统西山窑组：呈北东一南西向带状分布于井田中部偏南及中部偏北，偏南区外有零星地层出露。为湖相及泥炭沼泽相沉积，岩性一般多由灰色、深灰色粉砂岩、细砂岩、泥岩、炭质泥岩及煤组成，夹不太稳定的灰、灰白色中粒砂岩、粗砂岩。该组地层厚度 818.07 米，含煤 54 层，煤层总厚 169.8 米，含煤系数达 20.7%，其中可采煤层 22 层，可采平均总厚为 135.48 米。底部以一层石英长石中砂岩与下伏三工河组地层呈整合接触。该组地层根据煤层赋存、层间距、岩层含煤程度和岩相旋迴特征，分两个含煤段，上段：岩性以灰色粉砂岩(顶部呈浅灰绿色)为主，局部为粉细砂岩层，夹泥岩和炭质泥岩，含煤 48 层。下段：本段岩性为灰色、深灰色粉砂岩、细砂岩、泥岩、黑色炭质泥岩，具水平层理、波状层理各斜层理，含银杏和蕨类化石，含煤 6 层，主要为两层特厚煤层。

中统头屯河组：分布于井田中部，被第四系地层掩盖，主要为河湖相沉积，区内钻孔控制头屯河组下部地层，其可见厚度为 29.42 米，地层总厚 307～456 米。岩性由兰灰色、灰绿色(东部有紫红色)粉砂岩为主，岩性均一，夹泥岩和灰白色细砂岩，具斜层理、水平层理，底部为一薄层灰色中砂岩，西部为含砾细砂岩，东部相变为粉砂岩，与

下伏西山窑组为整合接触。

(2)第四系

第四系松散层遍布全区，主要为黄土层和砾石层，西部黄土较东部黄土层厚，下部为黄色粉纱质亚粘土层，沉积厚度 0～30 米，含煤地层基岩部分为土黄色粉砂质亚粘土层，其层位自下而上是砾石层，黄土、亚砂土层，冲沟内的冲洪积层。除河谷地带冲刷出露外，几乎全为第四系黄土及砾石覆盖，盖层不整合覆盖在各地层之上。

2. 构造

井田位于准南煤田东南段、八道湾向斜南北两翼，八道湾向斜在井田中部通过，轴向 30～65°，轴面南倾。向斜南翼为一向北北东倾斜的陡倾斜单斜，倾角 83～89°，东部倾角略缓于西部。向斜北翼为一向南东倾斜的单斜构造，倾角东缓西陡，倾角 43～51°。

沿八道湾向斜轴一线发育一组北西向具右旋扭动的平推断层，以及与之配套的北东向走向逆断层(编号 $F_3$-1、$F_3$-2、$F_3$-3、$F_3$-4、$F_3$-5、$F_3$-6、$F_3$-8)。对井田有直接影响的断层有三条($F_3$-4、$F_3$-5、$F_3$-6)，其余断层对井田影响不大。平推断层以 400～800 米间距呈北东东向雁行排列，走向长 150～300 米，个别长达 1 公里左右。

(1)$F_3$-1：位于 14 线与 15 线南端向斜轴北侧，为走向逆断层。地表有槽探控制，走向北东，走向长 100 米以上，倾向 155°，倾角 60°。两盘均为头屯河组，南盘上升，断距 60 米左右。

(2)$F_3$-2：位于 17 线南端向斜轴部，地表有槽探控制，走向北西，倾向 245°，倾角 61°，走向长 300 米左右，明显将头屯河组中、下段组成的向斜轴呈右旋扭动错动 15 米。

(3)$F_3$-3：位于 L18 线南端向斜轴部，地表有槽探控制，见头屯河组上段构成的向斜轴以右旋扭动错动 30 米。走向北东，倾向 310°，倾角 65°，走向长 150 米。

(4)$F_3$-4：位于 19 线至 20 线间向斜轴以北，属 $F_3$-5 派生的走向逆断层，东起 20 线以东，西与 $F_3$-5 相交，走向北东，走向长 500 米左右，倾向与原露天南边坡面基本一致，倾向 323°，倾角 52～69°，地表有槽探控制，明显将头屯河组中段底界线以右旋扭动错动 50 米。

深部 20-07 钻孔，20-18 钻孔也控制到此断层，41 号及其以上煤层均被切割，垂直断距 42 米，向深部逐渐消失。该断层对露天边坡的稳定性也具有一定影响。

(5)$F_3$-5：属平推断层，位于 19 线处，走向北西，东南起自八道湾向斜南翼，向北西切断向斜轴跨入北翼，延伸到原露天坑以内于 18 号煤层露头处消失，走向长约 1 公里多，倾向 235°，倾角 81°。地表有槽探控制，明显将向斜轴以右旋扭动错动 60 米。深部 19-07 钻孔、19-08 钻孔也见到此断层，切割了 18 号及其以上煤层，剖面上地层也缺失 35 米。

(6)$F_3$-6：为平推断层，位于 22-23 线南端，走向北西，倾向 220～235°，倾角 67°。断层东南起自向斜南翼向北西切断向斜轴进北翼延至露天坑，于 15-16 号煤层露头处消失。走向长 1 公里左右。地表有槽探控制，见头屯河组构成的向斜轴以右旋扭动错动 40 余米，深部 22-09、22-12、22-04 和 L22-16 钻孔均已控制，20-22 号及其以上煤层均受切割，剖面上地层缺失 26 米。

(7)$F_3$-8：位于 L24-25 线之间向斜轴以南，地表有槽探控制，走向北西，倾向 230～235°，倾角 52～58°，走向长约 300 米左右，切向斜南翼的小煤槽段，平推断距 1～20 米，对井田煤层无影响。

井田内未发现较大的断层构造，在各煤矿开采过程中只发现几条断距 1～3 米、走向北东—南西向的小断层，对煤层破坏不大。因此井田构造类型属中等构造。

3. 岩浆岩

井田内未见岩浆岩分布。

(五)煤层

1. 含煤性

(1)八道湾向斜北翼

八道湾向斜北翼的含煤地层是中侏罗统的西山窑组，地层总厚度 762.65 米。含煤层数众多，经对比归纳为 47 个层(号)计 50 层(组)，煤层总厚 164.29 米，含煤系数 21.54%，按煤层有益厚度 132.15 米计，则含煤系数为 17.33%。可采煤层有 $B_{39}$、$B_{37}$、$B_{36}$、$B_{32-33}$、$B_{31}$、$B_{30-1}$、$B_{28-29}$、

$B_{24-27}$、$B_{20}$、$B_{19}$、$B_{18}$、$B_{17}$、$B_{16}$、$B_{15}$、$B_{14-2}$、$B_{14-1}$、$B_{14}$、$B_{13}$、$B_{12}$、$B_9$、$B_8$、$B_{6-1}$、$B_{5-6}$、$B_{3-4}$、$B_{1-2}$等计 25 个层(组)。煤层总厚 141.73 米，有益厚度 115.41 米，其中：主要可采煤层有 $B_{32-33}$、$B_{31}$、$B_{24-27}$、$B_{20}$、$B_{19}$、$B_{18}$、$B_{17}$、$B_{16}$、$B_{15}$、$B_{14-1}$、$B_9$、$B_8$、$B_{6-1}$、$B_{5-6}$、$B_{3-4}$、$B_{1-2}$等计 16 个层(组)，煤层总厚 122.60 米，有益厚度 102.56 米，可采厚度 100.18 米，主要可采煤层总厚占全区煤层总厚的 74.62%。次要可采煤层有 $B_{39}$、$B_{37}$、$B_{36}$、$B_{30-1}$、$B_{28-29}$、$B_{14-2}$、$B_{14}$、$B_{13}$、$B_{12}$等计 9 个层(组)，煤层总厚 19.13 米，有益厚度 12.85 米，煤层一般均较薄，除 $B_{13}$号煤层在东部发育成可采层外，其余煤层均在西部 14-20 线间发育，形成可采层，在可采区段内的平均可采总厚 13.97 米。不可采煤层有 $B_{44}$、$B_{43}$、$B_{42}$、$B_{41}$、$B_{40}$、$B_{38}$、$B_{35}$、$B_{34}$、$B_{30-2}$、$B_{23}$、$B_{22}$、$B_{17-1}$、$B_{17-2}$、$B_{13-1}$、$B_{13-2}$、$B_{12-1}$、$B_{11}$、$B_7$、$B_{4-1}$、$B_{0-1}$、$B_0$等计 21 个层，煤层总厚 21.30 米，有益厚度 15.48 米。煤层总厚占全区煤层总厚的 12.96%。$B_{44-1}$至 $B_{47}$号煤层仅在西部的 14～15 线间出露，总厚 1.26 米，单层多为煤线，层位也不稳定。此外，还有 23 层煤，均属不稳定的薄煤层或煤线，平均总厚 19.76 米。

(2)八道湾向斜南翼

八道湾向斜南翼的含煤地层是中侏罗统的西山窑组，西山窑组地层呈北东—南西向带状展布，地层总厚度 818.07 米。含煤 54 层，煤层总厚度 169.81 米，含煤系数 20.76%，经编号的煤层 46 层，自上而下编号为 $B_0$至 $B_{46}$号煤层，平均总厚度 166.63 米，含煤系数 20.37%。其中可采、大部可采煤层 25 层，为 $B_{34}$、$B_{33}$、$B_{32}$、$B_{30}$、$B_{28-29}$、$B_{27}$、$B_{25-26}$、$B_{21-24}$、$B_{20}$、$B_{19}$、$B_{18}$、$B_{17}$、$B_{16}$、$B_{15}$、$B_{14}$、$B_{13}$、$B_{12}$、$B_{11}$、$B_{10}$、$B_9$、$B_8$、$B_7$、$B_{4-6}$、$B_{3-4}$、$B_{1-2}$号煤层，平均可采总厚度 135.48 米。含煤系数 16.56%，其余煤层不可采或零星可采。

2. 可采煤层

(1)八道湾向斜北翼

井田内有主要可采及次要可采煤层 25 层，各煤层基本特征如下。

①主要可采煤层

八道湾向斜北翼主要可采煤层计 16 层，其中除了 $B_{32-33}$、$B_{31}$、$B_8$三层煤是大部可采外，其余均为全区可采。

$B_{1-2}$号煤层：俗称南大槽，上距$B_{3-4}$号煤48.59～85.67米，平均75.09米，层间距西大东小，但变化不大。在穿过此煤层的84个钻孔中，17个孔未见顶板，全部可采，为较稳定的巨厚煤层。煤层总厚12.02～52.31米，平均总厚28.47米，有益厚度11.79～39.26米，平均27.14米，可采厚度27.06米，煤层厚度由西向东增厚，规律明显。煤层结构从简单到复杂，含夹矸0～17层，西部结构较简单，含夹矸1～5层，东部复杂，含夹矸7～10层。单层矸石厚度一般较小，在0.50米以内，夹矸的总厚一般1～3米，个别较大的有12米。该煤层有煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型巨厚煤层。

$B_{3-6}$号煤层：俗称北大槽，为巨厚煤层，煤层厚度大，结构复杂，层位厚度均稳定，总厚27.88米，有益厚度19.43米，向东部厚度增大，规律明显。煤层组合独具特征，是区内良好的标志层。$B_{3-6}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型巨厚煤层。

$B_{3-4}$号煤层，上距$B_{5-6}$号煤层0.35～21.45米，平均5.00米，层间距是西大东小。在穿过此煤层的72个钻孔中，L20-04孔为采空区，23-16孔未见顶板，红2孔厚度0.97米，不可采，西界的14线不可采，14-02孔尖灭。煤层总厚0～7.63米，平均厚度3.76米，有益厚度0～7.06米，平均3.50米。如果除西部不可采区段则可采厚度3.76米，煤层厚度是东厚西薄直到不可采、尖灭，煤层结构简单到复杂，最多夹矸5层，单层厚度在0.30米以内。

$B_{5-6}$号煤层：上距$B_{6-1}$号煤层0.49～44.60米，平均12.65米，层间距由西向东逐渐缩小，至23线时，则与42号煤层的间距多在1.00米以内，进而组合在一起，规律性明显。在穿过此煤层的68个钻孔中，全部可采，为稳定的巨厚煤层。煤层总厚度13.10～26.10米，平均19.63米，有益厚度9.79～21.78米，平均16.20米，可采厚度15.94米。煤层稳定，层位连续性好，厚度由西而东增厚，煤层结构从简单到复杂，含夹矸2～15层，一般5～8层，单层夹矸厚度偏小，一般在0.30米以内。$B_{5-6}$与$B_{3-4}$号煤之间为灰色、灰黑色泥岩、粉砂岩，厚度0.26～8.20米，平均2.00米，20-24线两层间距多在2.00～6.00米，分层清楚，西部两层间距均在1.00米以内，15-06孔仅为0.26米，L18-03孔则不

能分层。

$B_{6-1}$号煤层：上距$B_7$号煤层18.72～96.09米，平均43.20米，层间距由西向东逐渐加大，很有规律。在穿过此煤层的70个钻孔中，其中3个孔未见顶板，全部可采，是厚度、层位很稳定的中厚—厚煤层，煤层厚度2.22～8.79米，平均6.10米，有益厚度1.57～8.43米，平均5.51米，可采厚度5.33米，由西向东逐渐增厚。煤层结构西部较简单，东部趋复杂，最多夹矸5层，一般1～3层，总厚在1.00米以内。$B_{6-1}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的稳定型中厚—厚煤层。

$B_8$号煤层：上距$B_9$号煤层0.20～6.79米，平均2.42米，层间距变化是由西向东逐渐加大，规律明显。在穿过此煤层的73个钻孔中，有18-04、24-14、L24-07及25线钻孔不可采。煤层总厚0.87～3.74米，平均2.43米，有益厚度0.87～3.07米，平均2.14米，可采厚度1.95米，煤层厚度由西向东逐渐变薄，直到不可采，煤层较稳定，应属薄—中厚煤层。煤层结构较简单，最多夹矸3层，单层厚度在0.30米以下，个别孔有1.00米左右。$B_8$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区大部可采的较稳定型薄—中厚煤层。

$B_9$号煤层：上距$B_{10-11}$号煤层18.50～32.71米，平均23.75米，层间距由西向东逐渐变小。在穿过此煤层的69个钻孔中，在西部18线附近有16-04、17-34、18-03、L18-04共4个孔不可采。煤层总厚度0.31～4.41米，平均2.43米，有益厚度0.31～3.90米，平均2.27米，可采厚度2.24米，煤层厚度是由西向东逐渐变厚，是较稳定的薄—厚煤层。煤层结构西部简单，东部较复杂，含矸0～3层，单层厚度多在0.30米以内。$B_9$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型薄—厚煤层。

$B_{14-1}$号煤层：上距$B_{14-2}$号煤层3.01～12.90米，平均9.51米，层间距稳定。在穿过此煤层的66个钻孔中均可采，煤层总厚度1.02～3.17米，平均2.19米，有益厚度0.58～2.47米，平均2.03米，可采厚度1.99米，煤层结构简单—较简单，夹矸0～2层，个别3层，单层夹矸较薄，一般在0.20米以内。$B_{14-1}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的稳定型薄—中厚煤层。

$B_{15}$号煤层：上距$B_{16}$号煤层9.25～17.20米，平均12.09米，以中部较大，两头略小。在穿过此煤层的68个钻孔中，有17-32、19-07、L24-11共3个孔不可采，为较稳定的薄—中厚煤层，煤层总厚度0.39～3.57米，平均2.27米，有益厚度0.39～2.94米，平均2.00米，可采厚度1.96米，煤层厚度由西而东增厚，规律明显。煤层结构简单，含矸0～2层，最多4层，单层厚度一般在0.30米以内，个别的为0.60米。$B_{15}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区大部可采的较稳定型薄—中厚煤层。

$B_{16}$号煤层：上距$B_{17\text{-}2}$号煤层1.79～23.01米，平均7.06米，层间距变化较大，无甚规律，主要原因B17-2号煤层不稳定。在穿过此煤层的73个钻孔中，一个孔未见顶板，全部可采，总厚度1.54～9.77米，平均5.35米，有益厚度1.30～6.51米，平均4.19米，可采厚度4.01米，是稳定的中厚—厚煤层。结构较简单—复杂，含夹矸1～5层，单层厚度偏小，大者19-07孔竟达2.50米，该煤层位置居中，厚度、层位均稳定，在煤层对比中被选作基线。$B_{16}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型中厚—厚煤层。

$B_{17}$号煤层：上距$B_{18}$号煤层0.85～10.08米，西大东小。在穿过此煤层的70个钻孔中，仅有L21-11孔不可采，属较稳定的中厚—厚煤层，总厚度2.52～9.23米，平均6.04米，有益厚度0.84～6.75米，平均4.77米，可采厚度4.62米。煤层结构复杂，含夹矸1～12层，一般3～5层，单层夹矸厚度偏小，最大厚度0.84米。$B_{17}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型中厚—厚煤层。

$B_{18}$号煤层：上距$B_{19}$号煤层0.15～16.37米，平均4.45米，层间距是西大东小，至23线以东，间距均在1米以内，L24-12孔内间距仅0.15米，与$B_{19}$号煤层难以分开。在穿过此煤层的72个钻孔中，有2个孔未见顶板，L21-05孔不可采，是中厚—厚煤层，总厚度1.80～6.70米，平均4.08米，有益厚度1.80～5.00米，平均3.31米，可采厚度3.21米，厚度变化不大。煤层结构较复杂，含夹矸一般1～3层，多则6层。$B_{18}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型中厚—厚煤层。

$B_{19}$号煤层：上距$B_{20}$号煤层1.04～9.37米，平均4.76米，西大东小。在穿过此煤层的73个钻孔中，全部可采，其中四个孔未见顶板，是层位、厚度均较稳定的中厚—厚煤层，总厚度1.40～7.12米，平均4.63米，有益厚度1.40～6.31米，平均3.97米，可采层3.90米。煤层结构西部简单东部复杂，夹矸层数0～10层，一般3层，单层厚度偏小，一般0.30米，也有大者，西部19-05孔可达1.53米。$B_{19}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型中厚—厚煤层。

$B_{20}$号煤层：上距$B_{22}$号煤层0.55～14.67米，平均3.95米，层间距是西部小，东部大，距$B_{24\text{-}27}$号煤层20.53米。在穿过此煤层的70个钻孔中，L19-12孔未见顶板，属较稳定的中厚—厚煤层，总厚度1.38～8.30米，平均5.00米，有益厚度1.21～6.68米，平均厚度4.11米，可采厚度3.96米，煤层厚度变化不大。煤层结构西部简单，东部复杂，最多夹矸9层，一般3～5层，单层夹矸厚度一般偏小，向东部夹矸厚度增大至1.00米以上，岩性多为灰黑色粉砂岩，还有泥岩。B20号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型中厚—厚煤层。

$B_{24\text{-}27}$号煤层：位于剖面中部，上距$B_{28\text{-}29}$号煤层0.47～15.54米，平均4.69米，层间距变化是中间小，两头大。在穿过此煤层的68个钻孔中，有9个孔未见顶板，是厚度稳定，全区可采的巨厚煤层，煤层总厚11.83～52.70米，平均22.15米，有益厚度24.99～7.90米，平均15.37米，可采厚度14.72米，煤层总厚度东厚西薄，有益厚度是中间厚达24米，两头薄东部15米，西部7.90米。煤层结构复杂，含夹矸1～39层，一般在10层以上。愈向东部结构愈复杂，夹矸厚度多数偏小，一般单层厚0.30米左右，向东部单层夹矸增大至2～4米，致使东部煤层扩散，呈多煤层，煤层总厚增大，而有益厚度变薄。$B_{24\text{-}27}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区可采的较稳定型巨厚煤层。

$B_{31}$号煤层：上距$B_{32\text{-}33}$号煤层0.60～7.73米，平均1.93米，比较稳定。在穿过此煤层的60个钻孔中，有15个钻孔不可采，其中3个钻孔尖灭。煤层总厚0～8.41米，平均2.34米，有益厚度0～7.93米，平均1.97米，可采厚度1.95米，煤层厚度是中间厚两头薄，东部有几处孤立的不可采区段，层位稳定，但厚度变化大。结构简单—复杂、

最多夹矸 7 层，单层夹矸厚度偏小，一般在 0.20 米以内。$B_{31}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区大部可采的较稳定型薄—厚煤层。

$B_{32-33}$号煤层：位于剖面的中上部，上距 $B_{34}$号煤层有 2.54～32.35 米，平均 9.86 米，间距是东部小西部大，在穿过此煤层的 59 个钻孔中，L21-11、23-15、24-15、铁 9 等孔不可采，23-06 孔尖灭，煤层总厚 0～12.09 米，平均 5.73 米，有益厚度 0～10.92 米，平均 4.08 米，可采厚度 3.80 米，以中部为最厚，向东逐渐变薄。煤层结构复杂，一般含夹矸 3～5 层，夹矸厚度一般较薄，其中有一层厚夹矸将 $B_{33}$与 $B_{32}$煤层分开，但该夹矸不稳定，向东归入一层，难以分开。$B_{32-33}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区大部可采的较稳定型薄—厚煤层。

②次要可采煤层

八道湾向斜北翼中有 9 层次要可采煤层，其中除了 $B_{13}$号煤是全区可采外，其余均为大部可采。

$B_{12}$号煤层：上距 $B_{13-2}$号煤层 5.33～12.70 米，平均 8.02 米，层间距由东而西逐渐变小，规律性明显。在穿过该煤层的 58 个钻孔中，有 35 个孔不可采，主要位于东部，煤层总厚度 0～2.72 米，平均 0.94 米，有益厚度 0～2.39 米，平均 0.83 米，西部 14～L20 线间大部分可采，平均可采厚度 1.10 米。煤层结构简单，仅局部含夹矸 1～3 层，总厚度在 0.60 米以下。$B_{12}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，14～L20 线间大部可采的较稳定型薄—中厚煤层。

$B_{13}$号煤层：上距 $B_{14}$号煤层 0.98～7.76 米，平均 4.39 米，层间距由西而东逐渐缩小，规律性明显。在穿过该煤层的 66 个钻孔中，有 31 个钻孔厚度不可采，主要集中在西部，煤层总厚度由 0～1.88 米，平均 1.11 米，有益厚度平均 1.05 米，层位较稳定，连续性好，厚度由东而西变薄，14～19 线间不可采，20～25 线为可采区段，平均可采厚度 1.29 米。煤层结构简单，仅局部含夹矸 1～2 层，厚度不大。$B_{13}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，20 线以东大部可采的较稳定型薄煤层。

$B_{14}$号煤层：上距 $B_{14-1}$号煤层 0.50～9.33 米，平均 4.39 米，层间距由东而西增大，规律性明显。在穿过该煤层的 65 个钻孔中，有 31 个

孔见煤厚度不可采，主要位于东部，煤层总厚度 0.43～2.12 米，平均 1.04 米，有益厚度 0.43～2.12 米，平均 0.95 米，层位稳定，连续性好，煤层厚度由西而东变薄，以 L22 线为界煤层厚度东部不可采，西部可采，平均可采厚度 1.07 米。煤层结构较简单，含夹矸 0～2 层，总厚多在 0.30 米以内，夹矸岩性为泥岩、粉砂岩等。$B_{14}$ 号煤层煤类单一，煤质变化简单，22 线以西可采的较稳定型薄—中厚煤层。

$B_{14-2}$ 号煤层：上距 $B_{15}$ 号煤层 2.64～8.88 米，平均 4.90 米，层间距变化不大，多在 4～6 米。在穿过该煤层的 69 个钻孔中，有 26 个钻孔不可采，煤层总厚度 0.24～1.70 米，平均 1.06 米，有益厚度 0.24～1.32 米，平均 1.04 米，厚度多在临界可采左右，比较稳定，层位连续性好，14～L21 线为可采区间，平均可采厚度 1.04 米。煤层结构简单，仅局部含夹矸 1 层，厚度不大。$B_{14-2}$ 号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区大部可采的较稳定型薄煤层。

$B_{28-29}$ 号煤层：上距 $B_{30-1}$ 号煤层 0.35～4.95 米，平均 4.69 米，层间距是东、西两头大，中间小，甚无规律。在穿过该煤层的 57 个钻孔中，有 26 个钻孔煤层不可采，煤层总厚 0.24～5.10 米，平均 1.28 米，有益厚度 0.10～2.99 米，平均 1.11 米。煤层不稳定，但连续性尚好，自 L21 线以东煤层厚度变薄多为不可采，14～L21 线为煤层的可采区间，平均可采厚度 1.32 米。煤层结构简单到较简单，在东部含夹矸 1～3 层，夹矸最大厚度 1.40 米，总厚 1～2 米。夹矸岩性为粉砂岩、炭质泥岩、泥岩等。$B_{28-29}$ 号煤层煤类单一，煤质变化简单，属 21 线以西可采的较稳定型薄—中厚煤层。

$B_{30-1}$ 号煤层：上距 $B_{30-2}$ 号煤层 0.66～6.90 米，平均 5.05 米，层间距多在 4～6 米之间，向东部变薄。在穿过该煤层的 56 个钻孔中，有 30 个孔不可采。煤层总厚 0～4.03 米，平均 1.10 米，有益厚度 0～4.03 米，平均 0.99 米，煤层厚度自 21 线以东不可采或尖灭，14～L20 线为可采区间，平均可采厚度 1.63 米。煤层结构简单为单层煤，仅个别部位含夹矸 1～3 层。夹矸厚度较薄，一般在 0.20 米以内。$B_{30-1}$ 号煤层煤类单一，煤质变化简单，属 20 线以东可采的较稳定型薄—厚煤层。

$B_{36}$ 号煤层：上距 $B_{37}$ 号煤层 3.22～18.13 米，平均 6.12 米，层间距

变化不大。在穿过该煤层的49个钻孔中，有27个钻孔厚度可采，煤层总厚度0～5.18米，平均2.14米，有益厚度0—4.36米，平均1.48米，厚度自西而东变薄，至L20线不可采，以东多相变为炭质泥岩或尖灭，在14～L20线为煤层可采区段，共施工33个钻孔，其中6个孔不可采，平均可采厚度1.50米。煤层结构多较简单，夹矸层数0～5层，单层厚度最大者2.09米，总厚多在1.00米以内，夹矸岩性多为泥岩、粉砂岩。$B_{36}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属L20线以西大部可采的较稳定型中厚—厚煤层。

$B_{37}$号煤层：上距$B_{38}$号煤层2.40～24.85米，平均5.89米，间距是西小东大，自21线向东间距由4米逐渐增至15米以上。在穿过此煤层的43个钻孔中，13个钻孔的厚度不可采，煤层总厚0.16～13.38米，平均5.53米，有益厚度0.16～5.84米，平均3.06米，以18～20线最厚，14～L20线煤层可采，自21线以东煤层变薄呈不可采层，24线以东尖灭，在可采范围内的煤层平均可采厚度为3.01米。煤层结构多数复杂，东部简单，含夹矸0～11层，单层夹矸厚度多数在1米以上，最大可达3.55米，夹矸总厚多在2～3米，18～20线厚度可达6～9米。$B_{37}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区大部可采的较稳定型薄—厚煤层。

$B_{39}$号煤层：位于剖面上部，上距$B_{40}$号煤层1.49～14.46米，平均8.13米，层间距是西部小，东部大。在穿过此煤层的36个钻孔中，有13个钻孔见煤厚度不可采，多位于19线以东。煤层总厚0～12.21米，平均4.93米，有益厚度0～4.10米，平均2.34米。煤层厚度自西而东变薄，19线以东不可采，21线以东尖灭，在14～19线为可采区段，平均可采厚度2.02米。煤层结构多较复杂，少则1层，多则9层，一般2～3层，单层夹矸厚度一般偏小，夹矸总厚多在1米以内，最大也可达5～9米。夹矸岩性为粉砂岩、泥岩、炭质泥岩。$B_{39}$号煤层煤类单一，煤质变化简单，属全区大部可采的较稳定型薄—厚煤层。

(2)八道湾向斜南翼

井田范围内可采与局部可采的煤层共25层。

$B_{1-2}$煤层：位于$J_2x$的底部，煤层最大厚度39.45米，最小厚度31.83

米，煤层平均厚度 37.45 米，含夹矸 4～11 层，夹矸单层厚 0.06～2.43 米，结构复杂，为全区可采的较稳定煤层。直接顶为粉砂岩及砂质泥岩，直接底为粉砂岩。

$B_{3-6}$煤层：位于$B_{1-2}$煤层北部，与$B_{1-2}$煤层相距 53～110 米，煤层最大厚度 52.3 米，最小厚度 39.85 米，平均厚度 48.87 米。内含夹矸 4～20 层，夹矸总厚 0.08～4.40 米，结构较简单，为全区可采的稳定煤层。直接顶为粉砂岩，直接底亦为粉砂岩。

$B_7$煤层：位于第三组煤的底部，与$B_6$煤层相距 69.6～119 米。煤层最大厚度 1.80 米，最小厚度 0.68 米，由浅及深，由东向西逐渐变厚。含炭质泥岩或泥岩夹矸 1～2 层，结构较简单，为大部可采的较稳定煤层。伪顶细砂岩，厚度 0.3～1.5 米，直接顶砂质页岩，厚度 0.5～1.6 米。

$B_8$煤层：与$B_7$煤层相距 9.45～19.81 米。可见煤层最大厚度 2.30 米，最小厚度 0.50 米。煤层中不含夹矸，结构简单，为大部可采的较稳定煤层。伪顶炭质泥岩，厚度 0.35～2.80 米；直接顶砂质页岩，厚度 0.5～3.5 米，煤层结构简单，厚度变化不大，属较稳定煤层。

$B_9$煤层：与$B_8$煤层相距 2.7～6 米。煤层最大厚度 4.63 米，最小厚度 0.8 米。含 0.42 米夹矸一层，结构简单，为全区可采的较稳定煤层。伪顶炭质泥岩，厚度 0.5～2.5 米。

$B_{10}$煤层：与$B_9$煤层相距 3.25～14 米。煤层最大厚度 6.18 米，最小厚度 2.13 米。含夹矸 0～4 层，厚度 0.1～0.5 米，结构简单，为全区可采的稳定煤层。伪底粉砂岩，厚度 0.55 米；直接底粉砂岩，厚度 0.55 米；伪顶粉砂岩，厚度 3.85 米以上；直接顶炭质泥岩，厚度 0.2 米。

$B_{11}$煤层：与$B_{10}$层相距 5.35～12.2 米。煤层最大厚度 3.35 米，最小厚度 1.55 米。含夹矸 1～6 层，厚度 0.06～1.57 米，煤层结构复杂，为全区可采的较稳定煤层。伪顶细砂岩，厚度 3.95 米；直接顶粉砂岩，厚度 1.20 米；直接底炭质泥岩，厚度 1 米；伪底中砂岩及粉砂岩，厚度 0.55 米。

$B_{12}$煤层：与$B_{11}$煤层相距 2.4～16 米。煤层最大厚度 5.73 米，最

小厚度 0.6 米。含 3～5 层夹矸，结构复杂，为大部可采的稳定煤层。直接底粉砂岩，厚度 2.55 米，伪底粉细砂岩，厚度 7.85 米；伪顶砂质泥岩，厚度 0.15 米；直接顶炭质泥岩，厚度 0.25 米。

$B_{13}$煤层：与 $B_{12}$煤层相距 5.7～19 米。煤层最大厚度 8.65 米，最小厚度 2.81 米。含夹矸 1～4 层，厚度 0.07～3.24 米，结构较复杂，为全区可采的较稳定煤层。伪底细砂岩，厚度 3.75 米；直接底粉砂岩，厚度 0.55 米；伪顶砂质泥岩，厚度 2.05 米；直接顶粉砂岩，厚度 1.6 米。

$B_{14}$煤层：与 $B_{13}$煤层相距 2～4.4 米。煤层最大厚度 4.8 米，最小厚度 1.21 米。含夹矸 0～4 层，厚度 0.12～0.75 米，结构较复杂，为全区可采的较稳定煤层。直接底炭质泥岩，厚度 1.00 米；伪顶粉砂岩，厚度 2.5 米；直接顶粉砂岩，厚度 2.05 米。

$B_{15}$煤层：与 $B_{14}$煤层相距 1～13.7 米。煤层最大厚度 6.11 米，最小厚度 1.60 米。含夹矸 0～3 层，厚度 0.00～3.56 米，结构复杂，为全区可采的稳定煤层。直接底砂质泥岩，厚度 0.4 米；伪底粉砂岩，厚度 3.87 米；直接顶泥岩，厚度 1.00 米，伪顶泥岩，厚度 2.2 米。

$B_{16}$煤层：与 $B_{15}$煤层相距 4～14 米。煤层最大厚度 7.02 米，最小厚度 2.08 米。含夹矸 1～5 层，厚度 0.0～3.97 米，结构较复杂，为全区可采的较稳定煤层。直接底砂质泥岩，厚度 0.8 米，伪底粉砂岩，厚度 0.3 米；伪顶粉砂岩，厚度 1.5 米；直接顶粉砂岩，厚度 1.5 米。

$B_{17}$煤层：与 $B_{16}$煤层相距 1.8～13.15 米。煤层最大厚度 12.12 米，最小厚度 1.3 米。含夹矸 4～11 层，厚度 0.05～1.22 米，结构复杂，为全区可采的较稳定煤层。直接底粉砂岩，厚度 0.5 米；伪底泥岩，厚度 0.5 米；伪顶粉砂岩，厚度 1.25 米；直接顶泥岩，厚度 0.4 米。

$B_{18}$煤层：与 $B_{17}$煤层相距 2～6 米。煤层最大厚度 6.96 米，最小厚度 1.80 米。含夹矸 1～4 层，厚度 0.05～0.89 米，结构复杂，为大部可采的较稳定煤层。直接底细砂岩，厚度 0.6 米；伪底砂质泥岩，厚度 0.5 米；直接顶炭质泥岩，厚度 0.35 米。

$B_{19}$煤层：与 $B_{18}$煤层相距 1.5～3 米，煤层最大厚度 10.22 米，最小厚度 4.30 米。含夹矸 1～7 层，厚度 0.06～1.90 米，结构复杂，为

大部可采的较稳定煤层。直接底泥岩，厚度 0.35 米；伪底细砂岩，厚度 3.4 米；伪顶粉砂岩，厚度 0.57 米；直接顶粉砂岩，厚度 0.5 米。

$B_{20}$煤层：与 $B_{19}$煤层相距 1～25 米，煤层最大厚度 13.15 米，最小厚度 6.64 米，含夹矸 2～9 层，厚度 0.05～5.3 米，结构复杂，为大部可采的较稳定煤层。直接底粉砂岩，厚度 0.5 米；伪底粉砂岩，厚度 0.65 米；伪顶细砂岩，厚度 2.2 米；直接顶炭质泥岩，厚度 1.1 米。

$B_{21\text{-}25}$煤层：与 $B_{20}$煤层相距 5.2～15.5 米，煤层最大厚度 37.29 米，最小厚度 24.75 米。含夹矸 5～26 层，厚度 0.05～6.14 米，结构复杂，为大部可采的较稳定煤层。直接底粉砂岩，厚度 1.4 米；伪底细砂岩，厚度 12 米；伪顶粉砂岩，厚度 1.95 米；直接顶粉砂岩，厚度 0.75 米。

$B_{26\text{-}29}$煤层：与 $B_{21\text{-}25}$煤层相距 7～16 米，煤层最大厚度 21.29 米，最小厚度 9.33 米。含夹矸 4～12 层，厚度 0.08～4.17 米，结构复杂，为大部可采的较稳定煤层。直接底粉砂岩，厚度 2 米；伪底砂质泥岩，厚度 0.9 米；伪顶泥岩，厚度 1.45 米；直接顶泥岩，厚度 0.4 米。

$B_{30\text{-}31}$煤层：与 $B_{26\text{-}29}$煤层相距 2.5 米，煤层厚度 9.93 米。含夹矸 4～7 层，厚度 0.07～0.62 米，结构复杂，为大部可采的较稳定煤层。直接底泥岩，厚度 1.45 米；伪底泥岩，厚度 0.4 米。

$B_{32}$煤层：与 $B_{31}$煤层相距 2.3 米，煤层最大厚度 10.29 米，最小厚度 1.25 米。含夹矸 0～4 层，厚度 1.37 米，结构复杂，为大部可采的较稳定煤层。直接底砂质泥岩，厚度 1.56 米，伪底泥岩，厚度 0.45 米。

$B_{33}$煤层：与 $B_{32}$煤层相距 2.45 米，可见煤层厚度 2.59 米。含夹矸 2 层，结构复杂，为全区可采的较稳定煤层。伪顶炭质泥岩；直接顶细砂岩；直接底粉砂质泥岩。

(六)煤质

1. 物理性质及煤岩特征

物理性质：八道湾向斜北翼各可采煤层变质程度较低，可分为长焰煤($B_{39}$、$B_{37}$、$B_{36}$、$B_{32\text{-}33}$、$B_{31}$、$B_{30\text{-}1}$、$B_{28\text{-}29}$、$B_{24\text{-}27}$、$B_{20}$、$B_{19}$、$B_{18}$、$B_{17}$、$B_{16}$、$B_{15}$、$B_{14\text{-}2}$、$B_{14\text{-}1}$、$B_{14}$、$B_{13}$、$B_{9}$、$B_{8}$号煤层)和弱粘煤($B_{12}$、$B_{6\text{-}1}$、$B_{5\text{-}6}$、$B_{3\text{-}4}$、$B_{1\text{-}2}$号煤层)。其两种煤类的物理性质基本相同。煤的颜色为黑色，

条痕色为深棕色及棕黑色，光泽为沥青光泽，油脂光泽及弱玻璃光泽，参差状、平坦状断口，结构：条带状结构，条带宽 1～5mm，亮煤条带，裂隙发育，裂隙内有钙质薄膜；线理状及叶片状结构，具有这两种结构的煤，易碎，破碎后多呈粉末状，光泽暗淡，遇水后手捻成泥状，质轻，煤质较差。一般呈现这两种结构者为上部煤层；透镜状结构，肉眼可见煤中丝炭，多为透镜状，在 $B_{3-6}$、$B_{1-2}$ 号煤层中比较明显，局部厚度达 10mm。煤的硬度较小，比重较轻，且易燃，烟浓，焰长。

八道湾向斜南翼各煤层其物理性质基本相同。煤的肉眼观察颜色一般为黑色～黑褐色棕色。煤岩类型以亮煤及半亮型煤为主，暗煤次之，镜煤和丝炭少量。光泽一般为沥青光泽，多呈带状结构，质硬性脆，比重较小，硬度中等。解理裂隙较发育，可见方解石沿裂隙充填。具贝壳状，参差状，阶梯状断口，易燃，燃烧时，焰长，烟浓，冒黑色黑红色烟，个别样品燃烧时发泡膨胀，含有少量焦油。

煤岩煤型：八道湾向斜北翼各煤层的宏观煤岩组成以亮煤为主，丝炭及暗煤次之，宏观煤岩类型则以光亮型、半亮型为主，半暗型次之，暗淡型少见。长焰煤：有机质中凝胶化组分平均含量为 79.8%，半凝胶化组分平均含量为 3.1%，丝炭化组分平均含量为 3.4%，稳定组分平均含量为 1.6%，无机质中粘土类矿物平均含量为 9.2%，硫化物类平均含量为 0.9%，碳酸盐类平均含量为 1.4%，氧化硅类平均含量为 0.7%，镜煤最大反射率为 0.535～0.68，变质阶段为Ⅰ～Ⅱ阶段。弱粘煤：有机质中凝胶化组分平均含量为 48.9%，半凝胶化组分平均含量为 10.6%，丝炭化组分平均含量为 31.6%，稳定组分平均含量为 1.2%；无机质中粘土类矿物平均含量为 5.6%，硫化物类平均含量为 0.7%，碳酸盐类平均含量为 1.2%，氧化硅类平均含量为 0.4%。镜煤最大反射率为 0.57～0.722。变质阶段为Ⅰ～Ⅱ阶段。

八道湾向斜南翼各煤层凝胶化物质一般在 75%以上，主要为胶化基质体，镜煤、木煤、木质镜煤为少量。半丝炭化物质一般在 10～15%，半丝炭化木煤为主，半丝炭化木质镜煤及半丝炭化基质次之。煤中稳定组分一般小于 5%。矿物质在 5%左右。丝炭物质，以丝炭为主，多呈透镜状，丝炭化基质碎片和木质镜煤丝炭较少量，角质化物质，以

小孢子体为主，角质层、大孢子和树脂体次之。矿物质，可见浸染状小结核状黄铁矿，方解石及粘土类物质呈孢腔充填，还有少量石英和菱铁矿。最大反射率在0.26～0.95%之间，属0～II级变质程度。

2. 化学性质

(1)煤的工业分析

八道湾向斜北翼：长焰煤原煤水分($M_{ad}$)含量一般为3.50～5.14%，灰分($A_d$)产率一般为 11.97～24.56%，挥发分($V_{daf}$)产率一般为 39.48～47.12%；浮煤挥发分($V_{daf}$)产率一般为38.40～42.77%。弱粘煤原煤水分($M_{ad}$)含量一般为2.73～4.01%，灰分($A_d$)产率一般为8.38～19.65%，挥发分($V_{daf}$)产率一般为33.68～36.97%；浮煤挥发分($V_{daf}$)产率一般为32.37～35.44%。全区各煤层的原煤灰分产率，主要以中灰为主，低灰～特低灰次之。

八道湾向斜南翼：$B_{1-2}$～$B_{44}$号煤平均灰分值为 12～26%，挥发分由上而下有明显减少，$B_{10}$～$B_{44}$号煤挥发分平均值为 39.78～46.15%，$B_{1-2}$～$B_9$号煤挥发分平均值为35.00～38.98%。

(2)煤的元素分析

八道湾向斜北翼：两大煤类中主要元素组成为碳、氢、氮、氧和硫。其中长焰煤的碳含量平均为78.41%，氢含量平均为5.19%，氮含量平均为1.73%，氧和硫含量平均为14.67%；弱粘煤的碳含量平均为82.29%，氢含量平均为4.94%，氮含量平均为1.27%，氧和硫含量平均为11.49%。

(3)煤的有害组份

八道湾向斜北翼：各煤层全硫含量一般为0.58～3.81%，其中$B_8$、$B_{6-1}$、$B_{5-6}$、$B_{3-4}$、$B_{1-2}$号煤为低硫；$B_{15}$、$B_{14-2}$、$B_9$号煤为中硫；$B_{16}$、$B_{14-1}$、$B_{14}$、$B_{13}$、$B_{12}$、$B_{39}$、$B_{32-33}$、$B_{31}$、$B_{30-1}$、$B_{28-29}$、$B_{24-27}$、$B_{20}$、$B_{19}$、$B_{18}$、$B_{17}$号煤为中高硫，$B_{37}$和 $B_{36}$号煤层的全硫平均含量为 3.04%和3.81%，属高硫。在$B_{37}$号煤层中除个别点如L17-13号孔，全硫含量为1.76%，L14-15号孔全硫为2.57%，15-15孔全硫为2.12%外，其余大多数见煤点上的全硫含量均大于或接近3.00%。$B_{36}$号煤层的所有见煤点全硫含量均大于3.00%。各煤层中的各种硫的有两种类型出现，其一

是以硫化铁硫为主，有机硫次之，硫酸盐硫最少，这种类型的煤层是 $B_{39}$、$B_{37}$、$B_{36}$、$B_{32-33}$、$B_{30}$、$B_{28-29}$、$B_{24-27}$、$B_{20}$、$B_{19}$、$B_{18}$、$B_{17}$、$B_{16}$、$B_{14-1}$、$B_{12}$、$B_{3-4}$ 号煤层；其二是以有机硫为主，硫化铁硫次之，硫酸盐硫最小的，这种类型的煤层有 $B_{15}$、$B_{14-2}$、$B_{13}$、$B_{9}$、$B_{8}$、$B_{6-1}$、$B_{5-6}$ 和 $B_{1-2}$ 号煤层。另外部分煤层的个别见煤点的全硫含量较高，最大值竟高达 5.45%。

八道湾向斜南翼：全硫含量自上而下也有明显减少。$B_{1-2}$～$B_{44}$ 号为 0.77～1.99%，磷的含量 $B_{1-2}$～$B_{44}$ 号煤层为 0.007～0.159%。发热量较稳定，均在 30MJ/kg 左右。

3. 煤的工艺性能

(1)煤的发热量($Q_{gr,d}$)

八道湾向斜北翼：长焰煤干燥基发热量一般为 22.57～28.53MJ/kg，干燥无灰基发热量一般为 29.84～32.62MJ/kg；弱粘煤干燥基发热量一般为 25.70～30.53MJ/kg，干燥无灰基发热量一般为 31.88～33.30MJ/kg。其中长焰煤属中～高热值煤，弱粘煤属高～特高热值煤。

八道湾向斜南翼：各煤层原煤、浮煤发热量热值有一定变化，但变化不大，相对稳定，浮煤发热量热值较高。

(2)煤的可磨性

八道湾向斜北翼哈氏可磨系数介于 52～67，只有 $B_{24-27}$ 号煤层的全层煤样为 79。八道湾向斜南翼煤层机械强度抗磨性属二级中等强度煤层。

(3)煤的低温干馏

八道湾向斜北翼井田各煤层焦油产率一般为 6.77～11.11%，属富油煤。八道湾向斜南翼上部煤层焦油产率在 9.10～10.90%，属富油煤层，$B_{3-6}$ 号煤层焦油产率为 13.0%，属高油煤层，$B_{1-2}$ 号煤层焦油产率为 10.80 属富油煤层。

(4)煤灰熔融性

八道湾向斜北翼各煤层的灰熔融性可分为较低软化温度灰、中等软化温度灰和较高软化温度灰，其中属较低软化温度灰的煤层有 $B_{39}$、$B_{37}$、$B_{36}$、$B_{30-1}$、$B_{24-27}$、$B_{20}$、$B_{19}$、$B_{18}$、$B_{9}$、$B_{6-1}$ 号煤；属中等软化温度

灰的煤层有 $B_{32-33}$、$B_{31}$、$B_{28-29}$、$B_{17}$、$B_{16}$、$B_{14-2}$、$B_{14-1}$、$B_{14}$、$B_{13}$、$B_{12}$、$B_{5-6}$、$B_{3-4}$、$B_{1-2}$ 号煤；属较高软化温度灰的煤层有 $B_{15}$、$B_8$ 号煤。八道湾向斜南翼煤层煤灰的熔融温度均在 1135～1360℃之间，属较低软化温度灰～中等软化温度灰，$B_{1-2}$ 号煤层稍有偏高为 1360℃，属较高软化温度灰。

(5)煤的可选性

八道湾向斜北翼：$B_{1-2}$ 号煤层各级别中煤含量均为易选煤，浮煤产率均为优等。$B_{3-6}$ 号煤层自然级中煤含量为中等可选煤，浮煤产率为优等。破碎级中煤含量为易选煤，浮煤产率为优等。自然破碎级中煤含量为中等可选性煤，浮煤产率为优等。$B_{24-27}$ 号煤层自然级中煤含量为难选煤，浮煤产率为中等。破碎级中煤含量为中等可选煤，浮煤产率为低等。自然破碎级中煤含量为难选煤，浮煤产率为中等。$B_{32-33}$、$B_{31}$、$B_{30-1}$、$B_{24-27}$ 号煤层中煤含量介于 20.38～28.33%，为难选煤，浮煤产率介于 22.6～38.82%，为低等。$B_{20}$、$B_{19}$、$B_{18}$、$B_{8-9}$ 号煤层中煤含量介于 20.03～29.72%为难选煤，浮煤产率介于 42.59～49.5%，为中等。$B_{17}$、$B_{16}$ 号煤层中煤含量介于 19.26～19.6%，为中等可选煤，浮煤产率介于 27.75～31.5%，为低等。$B_{6-1}$、$B_{3-6}$ 号煤层中煤含量介于 11～13.8%，为中等可选煤，浮煤产率介于 65.9～68.1%，为良等。$B_{1-2}$ 号煤层中煤含量 11.2%，为中等可选煤，浮煤产率 84.2%，为优等。

八道湾向斜南翼煤层在加工工艺不断的提高后区内煤层可选性程度将在中等可选程度以上，可选性属较好的可选性煤层。

4. 煤类及工业用途

向斜北翼各煤层内 $B_{39}$～$B_{13}$、$B_9$、$B_8$ 号煤层的浮煤挥发分产率一般为 38.40～42.77%，胶质层(Y)为 0～5mm，煤类属长焰煤；$B_{12}$、$B_{6-1}$、$B_{5-6}$、$B_{3-4}$、$B_{1-2}$ 号煤层的浮煤挥发分一般为 32.37～35.44%，胶质层(Y)为 0～1mm，煤类属弱粘煤。八道湾向斜北翼各煤层属低变质烟煤，煤类为长焰煤、弱粘煤。煤质特征属特低灰～中灰、低硫～中高硫、特低磷～中磷，富油，较低软化温度灰～较高软化温度灰，中～特高热值的煤，可用于火力发电和工业动力用煤，也可做为低温干馏炼油、气化及民用燃料。

八道湾向斜南翼上部以长焰煤为主，个别可达气煤，下部以弱结煤为主。主要可采煤层 $B_{1-2}$、$B_{3-6}$ 号煤属特低～低灰、特低硫、低磷、中高发热量富油煤层，是良好的动力炼油用煤和民用煤；$B_7$～$B_{40}$ 号煤层属低～中灰、低～中硫、低磷、中高发热量煤，这些煤层也是较好的动力、民用煤。

(七)开采技术条件

1. 水文地质条件

井田在东西走向是界于西界外的八道湾河和芦草沟河、铁厂沟河之间的河间地块，其间基岩裸露少，第四系覆盖较多。井田含煤岩系含水层富水性弱，钻孔抽水试验单位涌水量均小于 0.1 升/秒·米；而孔隙潜水富水性较强，单位涌水量介于 0.1～1.0 升/秒·米之间。导水断层不发育，以裂隙含水层为主的裂隙充水矿床。据此而论，井田属顶底板直接进水，水文地质条件简单～中等的矿床，水文地质勘探类型为二类二型。

2. 工程地质条件

八道湾向斜北翼煤层顶底板以粉砂岩为主，细粒岩石在浅部增多，深部减少，粗粒岩石深部增多，浅部减少，但总的说来是以粉砂岩为主。煤层顶底板岩石天然状态抗压强度在 19.6～29.4MPa 及其以上者属多数，大者达 68.6～98.0MPa，小于 19.6MPa 者较少，而饱和抗压强度要减少 1/3～1/2，大部分为软岩类，仅个别煤层的顶底板岩石为细砂岩及中砂岩时，为坚硬岩石。单项抗剪强度一般在 2.94～4.9MPa，大者为 6.86～9.8MPa，最小者为 1.37～1.47MPa，岩石强度有随深度增加而增强的趋势。各煤层顶底板岩石物理力学试验成果显示，其煤层顶底板工程地质特征为不稳定顶底板。未来矿井开采中，应加强煤层顶底板管理，以保证安全生产。

八道湾向斜南翼各煤层均有伪顶，其岩性一般为泥岩、炭质泥岩，厚度 0.3～3.5 米，大部分随回采垮落。直接顶大部分为粉砂岩，次为砂质泥岩，厚度 0.6～4 米，现开采条件下也易垮落。老顶大部分为粉砂岩、细砂岩、中砂岩，厚度大，较坚硬。大部分煤层的直接底岩性为炭质泥岩、泥岩，厚度 0.4～2.5 米，由于煤层陡立，易随煤层的垮

落而垮落。老底为泥质细砂岩、中砂岩或砂质泥岩组成，坚硬，厚度1～6 米，不易垮落。各煤层顶底板岩石饱和状态时抗压强度多小于30MPa，为软岩或极软岩。软化系数多小于 0.75，易软化。抗拉、抗剪断能力偏低。

通过对井田内各煤层顶底板岩石物理力学样的综合对比分析，可知井田内各煤层的顶底板岩石天然及饱和状态下抗压强度及其它力学指标均较差，总体上说明井田内各煤层的顶底板岩石稳固性属差的类别，其工程地质勘探类型属三类二型(中等)。

3. 环境地质条件

乌东煤矿未发现陷落柱、地热等地质危害；在河流地段存在地表水或河床潜水补给“天窗”，西区、南区河水充水约占矿井总涌水量的 60％，在采空裂隙或坍陷裂缝导通的情况下，河流充水影响将更大，但其影响可采用截流工程加以控制；$B_{1-2}$、$B_{3-6}$煤层及其顶底板存在弱以上冲击倾向性。其他特殊地质因素划分为复杂类型。

4. 其他开采技术条件

瓦斯：八道湾向斜北翼井田内各煤层瓦斯含量为 2.77～10.69 毫升/克可燃质。瓦斯涌出量一般为 3.49～14.04 立方米/吨。八道湾向斜南翼由瓦斯等级鉴定结果可知向斜南翼矿井中瓦斯涌出量由东向西有增大的趋势。

煤层自燃倾向性：煤层均属自燃煤层，自燃发火期 2～3 个月。

煤尘爆炸性：井田内各煤层煤尘都具有爆炸性。

地温：地温平均变化梯度为 1.3℃/100 米，地热增值为 1℃/77 米，地温变化不大，属温度正常区，无热害威胁。

(八)矿山开发利用概况

乌东煤矿是一个联合技术改造及产业升级项目，是对神华新疆能源公司乌东矿区内的原大洪沟煤矿、小红沟煤矿、铁厂沟煤矿、碱沟煤矿四个生产矿井进行统筹规划，整合深部煤炭资源、实行深部联合开拓，实现了矿井集中生产、集中运输、集中排水、集中管理的目标。2008 年 1 月，新疆地矿局第九地质大队对矿区进行了储量核实并提交《新疆准南煤田乌鲁木齐矿区乌东煤矿资源储量核实报告》，国土资

源厅于 2009 年 2 月以国土资储备字〔2009〕29 号文对该报告予以备案。2009 年 4 月，中煤国际工程集团北京华宇工程有限公司编制《神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿矿产资源开发利用方案》，中国煤炭工业协会于 2010 年 3 月以中煤协会咨询〔2010〕36 号文对该方案予以评审通过。2010 年，矿区按开发利用方案进行了矿区整合，开采系统调整改建，在原铁厂沟选煤厂东南侧布置主工业场地。采用斜—立井综合开拓，对原小红沟煤矿、碱沟煤矿部分井筒进行改造，将原小红沟煤矿回风立井、副斜井、主立井分别改造成进风立井、进风斜井和回风立井；将原碱沟煤矿主斜井、副斜井改造成副斜井、进风斜井，并在碱沟工业场地内新建一条回风立井。矿山采用多水平开拓，共划分两个水平，一水平标高+400 米，二水平标高+200 米；矿区被分为三个采区：北区(原铁厂沟煤矿)，南区(原大洪沟煤矿、小红沟煤矿)，西区(原碱沟煤矿)。主、副斜井沿北区煤层底板开拓至+400 米水平后，向南布置+400 米水平辅助运输石门和带式输送机石门至南区，再沿 $B_{21-25}$ 和 $B_{20}$ 煤层向西布置+400 米水平西翼集中辅助运输大巷和胶带输送机大巷至西区。

2016 年 10 月，中煤国际工程集团北京华宇工程有限公司编制《神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿初步设计(修改第六版)》，对《开发利用方案》中的开拓方式和开采方法进行了调整。新疆煤炭工业管理局以新煤规发〔2016〕217 号文同意调整方案。《初步设计(修改第六版)》保留了《开发利用方案》中三个采区的分区方式和矿山 600 万吨/年的建设规模。北区利用新掘并投入使用的主斜井、副斜井和回风立井，井底车场水平为+400 米；南区在原小红沟煤矿工业场地内新建副立井和回风立井；西区新建主斜井、副斜井和回风立井，将原主斜井改为进风井。矿山仍划分两个水平，一水平标高+400 米，二水平标高+200 米；取消南区至西区+400 米集中辅助运输大巷和胶带输送机大巷，布置一条沿南区 $B_2$ 煤层顶板的+400 米水平集中联络大巷，用于将西区的井下水集中排放至北区水仓。北区布置 1 个综放工作面为+575 米水平 $B_{3-6}$ 煤层综放工作面；南区在+425 米水平 $B_{1+2}$ 煤层布置综放工作面；西区在+443 米水平东翼 $B_{1+2}$ 煤层布置综放工作面。同时配

备3个综掘工作面和4个开拓延深普掘工作面。$B_{1-2}$、$B_{3-6}$煤层采用水平分段综采放顶煤采煤法。2020年7月，应急管理部研究中心(中国煤炭工业发展研究中心)对乌东煤矿出具“煤矿生产能力核定表”，核定生产能力为600万吨/年。2025年3月，乌东煤矿取得安全生产许可证，许可范围煤炭开采(井工)，有效期限2025年3月13日至2026年2月6日。目前，乌东煤矿属于正常生产矿山。

## 九、评估方法

乌东煤矿目前正常生产。矿区范围内的矿产资源储量2009年经国土资源部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，矿山近期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“初步设计”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：

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

式中：P—矿业权评估价值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

i—折现率；

t—年序号(t=1，2，3，…，n)；

n—计算年限。

## 十、评估指标和参数

本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《新疆准南煤田乌鲁木齐矿区乌东煤矿资源储量核实报告》(以下简称“资源储量核实报告”)及其矿产资源储量评审意见书(国土资矿评储字〔2009〕7 号)和备案证明(国土资储备字〔2009〕29 号)、2025 年 1 月河南宏程矿业勘察设计有限公司编制的《新疆乌鲁木齐市乌东煤矿 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(乌自然资函〔2025〕261 号)、2016 年 8 月中煤科工集团北京华宇工程有限公司编制的《神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿初步设计》(以下简称“初步设计”)及其评审意见书(新煤规发〔2016〕217 号)，技术参数主要依据“资源储量核实报告”、“2024 年储量年度报告”、“初步设计”及乌东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。其他主要技术经济指标参数的选取参考《中国矿业权评估准则》、其他有关政策法规、技术经济规范和评估人员掌握的资料确定。

各参数的取值说明如下:

(一)保有资源储量

根据“资源储量核实报告”及其评审意见书，截止 2007 年 12 月 31 日，乌东煤矿采矿许可证范围内保有煤炭资源储量 128075.00 万吨。在“资源储量核实报告”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 117375.58 万吨。各煤层情况具体详见下表。

**乌东煤矿保有资源储量统计表**

**单位：万吨**

| 项目名称 | | | 国土资储备字〔2009〕29 号文备案的资源储量(截止 2007 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 | RN/CY | $B_{1-2}$ | 14290.00 | 10472.00 | 1738.00 | 26500.00 | 10346.01 | 10231.46 | 1279.10 | 21856.57 |
| | RN/CY | $B_{3-4}$ | 893.00 | 1106.00 | | 1999.00 | 806.75 | 1106.14 | | 1912.89 |
| | RN/CY | $B_{3-6}$ | 10452.00 | 2683.00 | 3457.00 | 16592.00 | 7198.67 | 2081.33 | 2799.15 | 12079.15 |
| | RN/CY | $B_{5-6}$ | 5426.00 | 4604.00 | 168.00 | 10198.00 | 4770.25 | 4587.16 | 168.22 | 9525.63 |
| | RN/CY | $B_{6-1}$ | 1543.00 | 1639.00 | 66.00 | 3248.00 | 1543.10 | 1637.10 | 66.49 | 3246.69 |
| | RN/CY | $B_7$ | 198.00 | 69.00 | 316.00 | 583.00 | 197.62 | 69.07 | 316.45 | 583.14 |
| | RN/CY | $B_8$ | 613.00 | 579.00 | 583.00 | 1775.00 | 612.60 | 560.47 | 549.58 | 1722.65 |
| | RN/CY | $B_9$ | 964.00 | 1014.00 | 1028.00 | 3006.00 | 963.64 | 982.56 | 970.60 | 2916.80 |
| | RN/CY | $B_{10}$ | 400.00 | 484.00 | 506.00 | 1390.00 | 399.61 | 443.73 | 432.49 | 1275.83 |

| 项目名称 | | 国土资储备字〔2009〕29号文备案的资源储量(截止2007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 |
| RN/CY | $B_{11-12}$ | 235.00 | 359.00 | 1127.00 | 1721.00 | 235.20 | 301.31 | 1021.96 | 1558.47 |
| RN/CY | $B_{12}$ | 71.00 | 119.00 | 11.00 | 201.00 | 70.86 | 119.19 | 11.03 | 201.08 |
| RN/CY | $B_{13}$ | 211.00 | 265.00 | 124.00 | 600.00 | 211.36 | 265.49 | 123.62 | 600.47 |
| RN/CY | $B_{13-14}$ | 318.00 | 527.00 | 1156.00 | 2001.00 | 318.14 | 470.59 | 1052.05 | 1840.78 |
| RN/CY | $B_{14-1}$ | 576.00 | 743.00 | 27.00 | 1346.00 | 575.87 | 743.06 | 27.30 | 1346.23 |
| RN/CY | $B_{14-2}$ | 275.00 | 350.00 | 7.00 | 632.00 | 275.38 | 349.56 | 7.33 | 632.27 |
| RN/CY | $B_{14}$ | 113.00 | 214.00 | 64.00 | 391.00 | 112.68 | 214.15 | 64.45 | 391.28 |
| RN/CY | $B_{15}$ | 1061.00 | 787.00 | 853.00 | 2701.00 | 1061.48 | 775.58 | 831.74 | 2668.80 |
| RN/CY | $B_{16}$ | 1431.00 | 1561.00 | 1070.00 | 4062.00 | 1431.21 | 1558.63 | 1065.54 | 4055.38 |
| RN/CY | $B_{17}$ | 1911.00 | 1840.00 | 1122.00 | 4873.00 | 1910.78 | 1840.15 | 1121.90 | 4872.83 |
| RN/CY | $B_{18}$ | 1414.00 | 770.00 | 1111.00 | 3295.00 | 1343.89 | 674.33 | 1111.47 | 3129.69 |
| RN/CY | $B_{19}$ | 1802.00 | 1478.00 | 1737.00 | 5017.00 | 1801.52 | 1477.89 | 1737.25 | 5016.66 |
| RN/CY | $B_{20}$ | 2463.00 | 2029.00 | 1935.00 | 6427.00 | 2463.43 | 2028.94 | 1934.56 | 6426.93 |
| RN/CY | $B_{21-29}$ | 3607.00 | 2140.00 | 5475.00 | 11222.00 | 3607.04 | 2139.73 | 5475.32 | 11222.09 |
| RN/CY | $B_{24-27}$ | 4095.00 | 3715.00 | 296.00 | 8106.00 | 4095.01 | 3714.95 | 295.95 | 8105.91 |
| RN/CY | $B_{28-29}$ | 211.00 | 162.00 | 37.00 | 410.00 | 211.40 | 162.14 | 37.08 | 410.62 |
| RN/CY | $B_{30-1}$ | 176.00 | 289.00 | 24.00 | 489.00 | 175.92 | 288.84 | 23.61 | 488.37 |
| RN/CY | $B_{30-32}$ | 868.00 | 516.00 | 2410.00 | 3794.00 | 868.08 | 515.53 | 2410.08 | 3793.69 |
| RN/CY | $B_{31}$ | 382.00 | 514.00 | 115.00 | 1011.00 | 381.82 | 513.79 | 114.97 | 1010.58 |
| RN/CY | $B_{33}$ | 242.00 | 227.00 | 968.00 | 1437.00 | 241.81 | 226.93 | 967.66 | 1436.40 |
| RN/CY | $B_{33-32}$ | 823.00 | 794.00 | 171.00 | 1788.00 | 822.66 | 794.09 | 171.34 | 1788.09 |
| RN/CY | $B_{34}$ | 28.00 | 124.00 | 564.00 | 716.00 | 27.94 | 124.21 | 563.54 | 715.69 |
| RN/CY | $B_{39}$ | 171.00 | 281.00 | 92.00 | 544.00 | 170.71 | 280.75 | 92.46 | 543.92 |
| 合计 | | 57263.00 | 42454.00 | 28358.00 | 128075.00 | 49252.44 | 41278.85 | 26844.29 | 117375.58 |

根据乌东煤矿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190.51万吨(全部属探明资源量)，其中：$B_{1-2}$煤层90.19万吨(探明资源量)，$B_{3-6}$煤层100.32万吨(探明资源量)。因此评估用动用量取190.51万吨。

综上，截至本项目评估基准日，保有资源量取117185.07万吨，其中探明资源量49061.93万吨，控制资源量41278.85万吨，推断资源量26844.29万吨。

(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＝∑(参与评估的基础储量＋资源量×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“初步设计”，该井田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 0.8。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 0.8。

综上，评估基准日评估利用资源储量取 111816.21 （=49061.93 + 41278.85 +26844.29 ×0.8）万吨。

(三)采选方案

乌东煤矿目前为生产矿山，划为北区、西区和南区分区开采。

(1)北区

开拓方式：在工业场地广场煤柱内布置主、副斜井各一个，在工业场地以南 760 米工业广场煤柱内布置一个回风立井。在+400 米水平布置有井下中央变电所、主排水泵房、水仓、强排系统、井下消防材料库、候车室等。主斜井井口标高+737 米，井底标高+400 米，井筒垂深 337 米，井筒倾角 16°，主斜井长度 1275 米，断面积 15.6 平方米，主斜井内设置台阶，为矿井第一安全出口。副斜井井口标高+737 米，井底标高+400 米，井筒垂深 337 米，井筒倾角 22°，副斜井长度 898 米，断面 13 平方米。担负矿井运料、排矸，内设台阶及扶手兼作进风井及安全出口。回风立井井口标高+763 米，井底标高+575 米，断面 19.6 平方米，倾角 90°，垂深 163 米。兼做安全出口。

采区布置：北区为一双翼采区，沿采区石门双翼布置工作面。主、副斜井兼做采区上山，西翼走向 1.9 公里，东翼走向约 3.4 公里。采区接续顺序为先采 $B_{3-6}$ 煤层，然后开采 $B_{1-2}$ 煤层；先开采东翼，然后开采西翼。北区已开采完+600 米水平，目前采煤工作面位于+575 米

水平，开采 $B_{3-6}$ 煤层。

采煤方法：采用走向短壁综合机械化采煤法。

回采北区时主、副斜井兼作采区运输及轨道下山。回风上山设计在 $B_6$ 煤层顶板岩石内，联通+575 米水平总回风巷作为采区专用回风上山。

(2)南区

开拓方式：在工业场地广场煤柱内布置一个回风立井和一个副立井。在+400 米水平布置有井底车场、等候硐室、采区变电所、永久避难硐室等。副立井：井筒直径 7.0 米，井口标高+800 米，井底标高+402 米，井筒长度约 428 米，断面积为 38.48 平方米。主要担负南区设备、材料、排矸、人员的提升任务和南区进风任务。回风立井井筒直径 6.5 米，井口标高+801.6 米，井底标高+501 米，井筒长度 305.7 米。断面积为 33.18 平方米，兼作安全出口。

采区布置：南区为一单翼采区，由于各煤层倾角均在 83～89° 间，为减少岩巷工程量，各采区轨道上山(和行人上山)和集中煤仓均布置 $B_{1-2}$ 或 $B_{3-6}$ 煤层中，区段石门仍为穿煤层石门。采区接续顺序为先采 $B_{3-6}$ 煤层，然后开采 $B_{1-2}$ 层。南区+450 米水平以上已开采完毕，目前采煤工作面位于+425 米水平，$B_{1-2}$ 煤层采煤工作面走向长度 2493 米，区段垂高 25 米。

采煤方法：采用走向短壁综合机械化采煤法。

回采南区时辅助运输系统经北区副斜井、+400 米水平轨道石门、+400～+500 米水平轨道上山、+450 米水平分层石门达到采煤工作面；主运输系统经北区主斜井、+400 米水平运输石门、+400～+500 米水平集中煤仓与+450 米水平分层石门与工作面联通；回风上山设计在 $B_6$ 和 $B_2$ 煤层中，联通+500 米水平总回风巷作为采区专用回风上山。

(三)西区

开拓方式：在工业场地广场煤柱内布置主、副斜井各一个和回风立井一个。在+418 米水平布置有井底车场、中央变电所、井下消防材料库、爆炸材料发放硐室。主斜井主要担负煤炭提升任务，兼作进风井。井筒断面为半圆拱形，净宽 5.0 米，墙高 1.5 米，净断面积 17.3

平方米，采用锚喷支护。倾角 25°，至+418 米水平斜长 773 米。副斜井主要担负矿井的矸石、材料、设备等辅助提升任务，兼作进风井。巷道断面为半圆拱形，净宽 4.8 米，墙高 1.5 米，净断面积 16.2 平方米，采用锚喷支护。巷道倾角 25°，至+418 米水平斜长 778 米。回风立井主要承担西区回风任务，井筒为圆形，净直径 6.5 米，净断面积 33.2 平方米，井筒长度 258 米，兼做安全出口。

采区布置：西区为一双翼采区，由于各煤层倾角均在 83～89° 间，为减少岩巷工程量，各采区轨道上山(和行人上山)和集中煤仓均布置 $B_{1-2}$ 或 $B_{3-6}$ 煤层中，区段石门仍为穿煤层石门。采区接续顺序为先采 $B_{3-6}$ 煤层，然后开采 $B_{1-2}$ 煤层；先开采东翼，然后开采西翼。西区 $B_{3-6}$ 煤层+469 米水平以上已全部开采完毕，目前采煤工作面位于+443 米水平，$B_{1+2}$ 煤层采煤+443 米工作面走向长度 1830 米，区段垂高 26 米。

采煤方法：采用走向短壁综合机械化采煤法。

回采西区时辅助运输系统经副斜井、+469 米水平车场、+469 米水平分层石门与采煤工作面联通；主运输系统经主斜井、+418 米水平转载煤仓、+418～+443 米水平皮带上山、+443 米水平 $B_2$ 运输平巷、+443～+469 米水平采区煤仓、+469 米水平分层石门与采煤工作面联通；回风上山设计在 $B_3$ 煤层中，联通+495 米水平总回风巷作为采区专用回风上山。

乌东煤矿通过新疆能源化工有限责任公司洗选中心加工后外销，洗选中心管理乌东选煤厂和乌东西区(碱沟)选煤厂。乌东选煤厂设计采用块煤(200～13(8)mm)重介浅槽分选，末煤(13(8)～0mm)不入洗工艺。乌东西区(碱沟)选煤厂设计生产工艺为矿井原料煤经筛分后，分成＞100mm、100～30mm、＜30mm 三个筛分粒级。

(四)产品方案

根据矿山实际情况确定产品方案为选煤，根据不同客户需求销售块煤、末煤或混煤等商品煤。

(五)采选煤技术指标

1. 采区回采率

根据“初步设计”，薄煤层采区回采率取 85%，中厚煤层采区回采率取 85%，厚煤层采区回采率取 75%。因此评估按上述原则确定采区回采率取值，其中：$B_{1-2}$、$B_{3-4}$、$B_{3-6}$、$B_{5-6}$、$B_{6-1}$、$B_9$、$B_{10}$、$B_{13}$、$B_{16}$、$B_{17}$、$B_{18}$、$B_{19}$、$B_{21-29}$、$B_{24-27}$、$B_{28-29}$、$B_{30-1}$、$B_{30-32}$、$B_{31}$、$B_{33-32}$、$B_{39}$煤层采区回采率取 75%；$B_8$、$B_{11-12}$、$B_{12}$、$B_{14-1}$、$B_{14}$、$B_{15}$、$B_{33}$、$B_{34}$煤层采区回采率取 80%；$B_7$、$B_{13-14}$、$B_{14-2}$、$B_{20}$煤层采区回采率取 85%。

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进行适时调整，原煤产量与商品煤量基本接近。因此评估商品煤按混煤综合产率取 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：

评估利用可采储量＝评估利用矿产资源储量－设计损失量－采矿损失量

＝(评估利用资源储量－设计损失量)×采矿回采率

根据“初步设计说明书”，设计永久煤柱损失为 27889.67 万吨、风井场地和主要井巷煤柱损失为 2834.00 万吨，合计 30723.67 万吨。将有关参数代入上式，则评估基准日可采储量取 61461.63 万吨。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

乌东煤矿采矿许可证载明的生产能力 600 万吨/年。2023 年原煤产量 302.90 万吨，2024 年原煤产量 301.40 万吨，2025 年 1～7 月原煤产量 153.80 万吨，近期产量未达到证载的生产能力。经向企业了解，不达产的主要原因是受到煤层地质条件的影响，实际开采中达不到设计生产能力。根据企业提供的采掘生产接替计划，2025 年产量 310 万吨，2026 年产量 300 万吨，2027 年产量 300 万吨，2028 年产量 300 万吨，2029 年产量 350 万吨，2030 年及以后年度产量稳定在 400 万吨。综上，评估用生产能力取 400 万吨/年，2025 年至 2029 年的产量按照上述生产接替计划确定。

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》，地下开采的煤矿储量备用系数的取值范围为 1.3～1.5。综合矿井地质构造类型情况和各煤层条件，“初步设计”中储量备用系数 1.4，因此评估据此确定储量备用系数取 1.4。

将有关参数代入上述公式，估算矿山服务年限为：

T = (61461.63 －(156.20 + 300 + 300 + 300 + 350) × 1.4) ÷ 1.4 ÷ 400.00 + 4 + (5 ÷ 12)

= 110.65 (年)

综上，评估计算年限取 110.65 年，自 2025 年 8 月至 2136 年 3 月。详见附表二。

(八 )销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = 商品煤销售量 × 商品煤销售价格

2. 各种产品年销售量

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，即正常生产年份商品煤销售量为产品煤产量。

以 2030 年为例，计算如下：

(选煤)商品煤量 = 400.00 × 100%

= 400.00 (万吨)

3. 商品煤销售价格

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，不论采用何种方式确定的矿产品市场价格，其结果均视为对未来矿产品市场价格的判断结

果；矿产品市场价格的确定，应有充分的历史价格信息资料，并分析未来变动趋势，确定与产品方案口径相一致的、评估计算的服务年限内的矿产品市场价格。

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

(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400亿千万时以上。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力提升当地原煤需求，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，本次评估新疆地区原煤价格根据矿山2022年至2025年7月三年一期历史均价进行预测。

根据企业提供的乌东煤矿财务资料，评估基准日前三年一期商品煤（混煤综合价）销售情况详见下表。

**乌东煤矿销售统计表**

| 年份 | 商品煤 | 销售量<br>(万吨) | 销售价格<br>(不含税，元/吨) | 销售收入<br>(万元) |
|---|---|---|---|---|

| 年份 | 商品煤 | 销售量<br>(万吨) | 销售价格<br>(不含税，元/吨) | 销售收入<br>(万元) |
|---|---|---|---|---|
| 2022 年 | 选煤 | 302.40 | 432.86 | 130,897.21 |
| 2023 年 | 选煤 | 303.00 | 418.77 | 126,887.13 |
| 2024 年 | 选煤 | 301.90 | 340.48 | 102,792.25 |
| 2025 年 1-7 月 | 选煤 | 143.60 | 215.77 | 30,985.21 |

经计算，2022 年 1 月至 2025 年 7 月期间商品煤坑口不含税销售价格的加权平均(取整)为(432.86 + 418.77 + 340.48 + 215.77 × 7 ÷ 12) ÷ (3 + 7 ÷ 12) = 368.00 (元/吨)。

综上，本项目评估确定商品煤不含税价格取 368.00 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 216.00 元/吨，2027 年销售价格确定为 267.00 ( = 216.00 + (368.00 − 216.00) ÷ 3) 元/吨，2028 年销售价格确定为 318.00 元/吨，2029 年及以后年度取 368.00 元/吨。

4. 年销售收入计算

以 2030 年为例，计算如下:

年销售收入 = 400.00 × 368.00

= 147200.00 (万元)。

(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。

根据国家能源集团新疆能源化工有限公司的“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，乌东煤矿固定资产评估原值 257,310.47 万元，净值 169,402.14 万元，在建工程 12,197.07 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 | 32,907.07 | 22,843.35 |
| 2 | 固定资产-构筑物及其他辅助设施 | 79,837.69 | 43,837.46 |
| 3 | 固定资产-管道及沟槽 | | |
| 4 | 固定资产-井巷工程(不含原露天开采剥离与复垦) | 73,654.92 | 69,614.10 |
| 5 | 固定资产-机器设备 | 67,906.19 | 31,284.03 |
| 6 | 固定资产-车辆 | 1,978.90 | 1,355.41 |
| 7 | 固定资产-电子设备 | 1,025.70 | 467.78 |
| | 小 计 | 257,310.47 | 169,402.14 |
| 8 | 在建工程—土建工程 | | |
| | 其中：乌东煤矿井巷 | 4,285.24 | 4,285.24 |
| | 乌东煤矿土建 | 7,374.01 | 7,374.01 |
| 9 | 在建工程—设备安装工程 | 537.82 | 537.82 |
| | 小 计 | 12,197.07 | 12,197.07 |

本项目评估将固定资产中井巷工程、在建工程中井巷工程归类为井巷工程，将固定资产中房屋建筑物和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。

综上，本项目评估固定资产(合并在建工程后)已投资原值取 269,507.53 万元(其中：井巷工程 77,940.16 万元，房屋建筑物 120,118.77 万元，机器设备 71,448.61 万元)，净值取 181,599.20 万元(其中：井巷工程 73,899.34 万元，房屋建筑物 74,054.83 万元，机器设备 33,645.04 万元)；在建工程后续投资取 21,318.49 万元(全部为房屋建筑物，不含税)。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，评估将固定资产净值在评估基准日一次性全部投入，后续投资在2025年8月至2026年12月期间均匀投入。

(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。

根据国家能源集团新疆能源化工有限公司的“无形资产评估汇总表”及相应的评估明细表，乌东煤矿(剔除闲置不可用)土地使用权评估原值 40,563.87 万元，评估净值 28,972.35 万元。本项目评估将无形资产—土地使用权作为土地投资。因此，本项目评估无形资产土地原值取 40,563.87 万元，净值取 28,972.35 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，在2061年、2111年分别投入无形资产土地原值作为更新投资，期末回收摊余值。

根据国家能源集团新疆能源化工有限公司的“无形资产评估汇总表”及相应的评估明细表，乌东煤矿软件评估值 108.58 万元。本项目评估将无形资产—软件作为无形资产—软件投资，按照10年摊销。因此，本项目评估无形资产软件取 108.58 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：

147200.00 × 22% = 32384.00 (万元)

流动资金依生产负荷均匀流出，评估计算期末全部回收。

(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。乌东煤矿为正常生产矿山，2024年企业报表统计原煤产量301.40万吨，2025年1～7月企业报表统计原煤产量153.80万吨。经了解，2025年1～7月由于受到综采工作面搬家倒面、春节放假等原因，产量异常。故本项目评估成本费用预测期2025年-2029年参考2024年实际成本费用为基础选取，2030年及其后生产规模提升后参考2024年实际成本费用和《煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知(国能煤炭〔2011〕380号)》调整确定。个别参数依据《矿业权评估参数确定指导意见》及国家财税的有关规定确定，以此测算评估基准日后未来矿山生产年限内的采选成本费用。本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 301.40 万吨，制造成本中材料费单位成本为 15.05 元/吨。根据国家能源局关于印发煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知(国能煤炭〔2011〕380 号)，矿井生产成本中材料费的固定成本比例为 57%，可变成本比例为 43%。评估用生产能力为 400 万吨/年，据此估算的外购材料费单位成本 = 15.05 × 301.40 × 57% ÷ 400 + 15.05 × 43% = 12.94(元/吨)，则本项目评估 400 万吨时，单位外购材料费取 12.94 元/吨；当产量为 300 万吨时，单位外购材料费取 15.05 元/吨。

以 2030 年为例，下同，则：

年外购材料费 = 原煤年产量 × 单位外购材料费

= 5,176.00 (万元)

(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 9.05 元/吨。根据国家能源局关于印发煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知(国能煤炭〔2011〕380 号)，矿井生产成本中燃料及动力费的固定成本比例为 67%，可变成本比例为 33%。评估用生产能力为 400 万吨/年，据此估算的外购燃料及动力费单位成本 = 9.05 × 301.40 × 67% ÷ 400 + 9.05 × 33% = 7.56(元/吨)，则本项目评估产量为 400 万吨时，单位外购燃料及动力费取 7.56 元/吨；当产量为 300 万吨时，单位外购燃料及动力费取 9.05 元/吨。

则：

年外购燃料及动力费 = 原煤年产量 × 单位外购燃料及动力费

= 3,024.00 (万元)

(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 78.89 元/吨。经向企业了解，由于该矿资源赋存的特殊性，煤层倾角较大，分三个工作面开采，产量在 300 万吨至 400 万吨期间的生产人员变化不大。因此本项目评估矿井生产成本中职工薪酬的固定成本比例按 100%考虑。当生产能力为 400 万吨/年，据此估算的职工薪酬单位成本 = 78.89 × 301.40 × 100% ÷ 400 = 59.44(元/吨)。则 2025 年单位职工薪酬取 78.89 元/吨，2026 年至 2029 年单位职工薪酬取 59.44 元/吨(其产量按照 400 万吨)。

据企业介绍，由于 2025 年同一集团公司控制下的宽沟煤矿资源枯竭，矿山人员需要分留，其中分留至乌东煤矿的人员为 194 人，目前主要安排矿山的开拓延深工作，预计到 2030 年转入开采生产。因此本项目评估自 2030 年开始考虑新增 194 人的职工薪酬，人均按照 2024 年平均工资水平 25.22 万元，社保及其他的计提比例按 56.62%。

则：

年职工薪酬 = 原煤年产量 × 单位职工薪酬

= 31,438.92 (万元)

(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:

房屋建筑物年折旧额 = ( 120,118.77 + 21,318.49 ) × (1 − 5%) ÷ 30 = 4,478.85 (万元)

机器设备年折旧额 = 71,448.61 × (1 − 5%) ÷ 12 = 5,656.35 (万元)

年折旧额 = 4,478.85 + 5,656.35 = 10,135.19 (万元)

单位原煤折旧费 = 10,135.19 ÷ 400.00 = 25.34(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 136,568.73 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

= 2400.00(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

= 1000.00(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”。乌东煤矿为井工开采，存在煤(岩)与瓦斯(二氧化碳)的情况，因此，本项目评估单位安

全费用取 50.00 元/吨。则：

年安全费用 = 原煤年产量 × 单位安全费用

= 20000.00(万元)

(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 3.25 元/吨。经向企业了解，2024 年为企业设备的大修期，通常三年左右进行一次大修。因此本项目评估将 2022 年、2023 年和 2024 年三年修理费的平均值确定评估用修理费。根据关于印发煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知(国能煤炭〔2011〕380 号)，矿井生产成本中修理费的固定成本比例为 100%。据此估算的修理费单位成本 = (2.98 × 302.00 + 1.54 × 302.90 + 5.17 × 301.40) ÷ 3 ÷ 400 = 2.44(元/吨)。则本项目评估当产量为 400 万吨时，单位修理费取 2.44 元/吨，不同产量根据固定成本比例 100%原则考虑。

则：

年修理费 = 原煤年产量 × 单位修理费

= 976.00 (万元)

(9)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 0.87 元/吨。根据关于印发煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知(国能煤炭〔2011〕380 号)，矿井生产成本中其他费用的固定成本比例为 60%，可变成本比例为 40%。据此估算的运输费单位成本 = 0.87 × 301.40 × 60% ÷ 400 + 0.87 × 40% = 0.74(元/吨)。则本项目评估当产量为 400 万吨时，单位运输费取 0.74 元/吨，不同产量根据固定成本比例 60%、可变成本比例 40%的原则考虑。

则：

年运输费 = 原煤年产量 × 单位运输费

= 296.00 (万元)

(10)环境治理及土地复垦费

根据《国家能源集团新疆能源有限责任公司乌东煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》，方案适用期(10 年)矿山地质环境灾害保护

工程静态总投资 1336.12 万元，土地复垦工程静态总投资 56476.92 万元，以上费用合计 57813.04 万元(其中基本预备费 2699.53 万元)。据此计算的折合原煤单位环境治理及土地复垦费 = (57813.04 − 2699.53) ÷ 10 ÷ 600 = 9.19 (元/吨)。则本项目评估单位环境治理及土地复垦费取 9.19 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

= 3,676.00 (万元)

(11)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生产车辆费(单位成本 0.28 元/吨)、地面塌陷补偿费(0)、租赁费(单位成本 21.44 元/吨)、水土保持补偿费(单位成本 1.08 元/吨)、洗选加工(单位成本 35.64 元/吨)、劳务费(与生产经营无关，剔除)、生产准备中心(单位成本 6.65 元/吨)、物资供应中心(单位成本 12.65 元/吨)、其他(单位成本 15.38 元/吨)。根据关于印发煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知(国能煤炭〔2011〕380 号)，矿井生产成本中其他费用的固定成本比例为 60%，可变成本比例为 40%。上述费用中水土保持补偿费按单位成本计提，其他费用按照固定成本和可变成本比例调整。据此估算的洗选加工单位成本 = 35.64 × 301.40 × 60% ÷ 400 + 35.64 × 40% = 30.37(元/吨)，据此估算的其他(生产车辆费、租赁费、生产准备中心、物资供应中心、其他)单位成本 = 56.40 × 301.40 × 60% ÷ 400 + 56.40 × 40% = 48.06(元/吨)。则本项目评估当产量为 400 万吨时，单位其他制造费用取 79.51 元/吨，不同产量根据固定成本比例 60%、可变成本比例 40%的原则考虑。

则：

年其他制造费用 = 原煤年产量 × 单位其他制造费用

= 31,804.00 (万元)

2. 管理费用

根据企业提供的财务报表，2024 年管理费用为 0。经向企业了解，

乌东煤矿属于非独立法人核算单位，未单独核算管理费用。评估用无形资产土地投资原值为 40,563.87 万元，按 50 年进行摊销，据此计算的单位无形资产摊销费为 2.03 元/吨。评估用无形资产软件投资原值为 108.58 万元，按 10 年进行摊销，据此计算的单位无形资产摊销费为 0.03 元/吨。则本项目评估当产量为 400 万吨时，单位管理费用取 2.06 元/吨。

则：

年管理费用 = 原煤年产量 × 单位管理费用

= 822.14 (万元)

3. 销售费用

根据企业提供的财务报表，经向企业了解，乌东煤矿属于非独立法人核算单位，未单独核算销售费用，矿山发生的相关销售费用已计入生产成本中。

4. 研发费用

根据企业提供的财务资料，研发费用中根据 2022 年、2023 年和 2024 年平均水平 1659.12 万元取值 1,660.00 万元，据此估算的研发费用中单位其他成本为 4.15 元/吨，则本项目评估单位研发费用取 4.15 元/吨，

则：

年研发费用 = 原煤年产量 × 单位研发费用

= 1,660.00 (万元)

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。

年流动资金贷款利息 = 32384.00 × 70% × 3.00%

= 680.06 (万元)

折合原煤单位财务费用为 1.70(680.06 ÷ 400.00)元/吨。则本项目评估单位财务费用取 1.70 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 282.72 元/吨、单位经营成本 248.13 元/吨；年总成本费用 113,088.31 万元、年经营成本 99,250.92 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、运输费、委外服务费、技术服务费、装卸吊运费、设备租赁费为税基，税率分别取 13%、9%、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。

年销项税额 = 年销售收入 × 13%

= 19,136.00 (万元)

年进项税额 = (年外购材料费 + 年外购动力费 + 修理费+设备租赁费) × 13% + 运输费 × 9%+（委外服务费+技术服务费+装卸吊运费）

×6% = 1,419.69(万元)

年应纳增值税=销项税额－进项税额－不动产进项税额抵扣－机器设备进项税额抵扣

= 8,428.00(万元)

2. 城市维护建设税

城市维护建设税以应纳增值税额为税基计算。《中华人民共和国城市维护建设税法》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7%缴纳，因此本项目评估城市维护建设税税率取7%。则：

年城市维护建设税=年应纳增值税×7%

= 589.96(万元)

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：

年教育费附加=年应纳增值税×3%

= 252.84(万元)

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：

年地方教育附加=年应纳增值税×2%

= 168.56(万元)

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：

年资源税 = 年销售收入 × 资源税税率

= 11,776.00 (万元)

6. 其他税金

此处的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。其他税金按乌东煤矿 2024 年实际应缴税费取值。则，2030 年年其他税金为 1,401.28 万元。

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。

根据采矿权评估结果确认书(国土资矿认字(2004)第 290 号)、采矿权评估结果确认书(国土资矿认字(2004)第 289 号)、采矿权评估结果确认书(国土资矿认字(2004)第 287 号)、采矿权评估结果确认书(国土资矿认字(2004)第 289 号)，乌东煤矿资源整合时已有偿处置的可采储量 10080 万吨( = 2520 × 4)。根据国土资储备字〔2009〕29 号文，乌东煤矿资源整合时保有资源储量 128075.00 万吨。评估基准日保有资源储量 117185.07 万吨。据此估算的累计动用资源储量 10889.93 万吨。评

估利用可采储量 61461.63 万吨，则累计动用可采储量 = 61461.63 ÷ 117185.07 × 10889.93 = 5711.59(万吨)。已有偿处置且未动用可采储量 = 10080 − 5711.59 = 4368.41(万吨)，其剩余服务年限 = (4368.41−(156.20 + 300 + 300 + 300 + 350) × 1.4) ÷ 1.4 ÷ 400.00 + 4 + (5 ÷ 12) = 8.70 (年)。因此尚未有偿处置资源量的剩余年限为 101.96 年，本项目评估对未有偿处置资源量按照年销售收入的 2.4%作为采矿权出让收益。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”，煤的选矿转化为原矿的转换系数 0.89。则本项目评估以上述采矿权出让收益为基础再乘以转换系数 0.89。

综上，年销售税金及附加合计为 14,188.64 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。因此本项目评估企业所得税税率取 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“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)比例为 65.00%，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：

企业所得税 = ( 147,200.00 − 113,088.31 − 14,188.64 - 1,079.00

× 65%) × 25% = 4,711.01 (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:

折现率 = 无风险报酬率 + 风险报酬率

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，无风险报酬率即安全报酬率，通常可以参考政府发行的中长期国债利率或同期银行存款利率来确定。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，本次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。

(2)以设定的生产方式、生产规模、产品结构及开发技术水平为基准且持续经营。

(3)假设未来年度商品煤生产、销售能达到产销平衡。

(4)所遵循的有关政策、法律、制度仍如现状而无重大变化，所遵

循的有关社会、政治、经济环境以及开发技术和条件等仍如现状而无重大变化。

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

(6)无其它不可抗力及不可预见因素造成的重大影响。

## 十二、评估结论

经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿权”累计净现金流量现值为 -144,622.54 万元，本项目采矿权评估价值为零。

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)神华新疆能源有限责任公司乌东煤矿采矿许可证有效期截止 2031 年 11 月 30 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期。另外，评估对象目前采矿许可证证载权利人为神华新疆能源有限责任公司，采矿权人已于 2024 年 8 月更名为国家能源集团新疆能源

化工有限公司，目前尚未办理采矿许可证采矿权人名称就更。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、变更登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

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和设计资料，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对评估对象可实现价格的保证。

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

## 十六、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):

矿业权评估师 王桂玲 222002000075

矿业权评估师 王军好 222008000073

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