

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）

采矿权出让收益评估报告

矿通评报字[2022]第 011 号

北京矿通资源开发咨询有限责任公司

2022年3月31日

地址：北京西城区展览馆路甲 26 号华云酒店写字楼 D 座 4 层
电话：(010) 68331878

邮政编码：100037
传真：(010) 68331879

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:1103120220201038212

评估委托方： 鄂尔多斯市自然资源局

评估机构名称： 北京矿通资源开发咨询有限责任公司

评估报告名称： 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评估报告

报告内部编号： 矿通评报字〔2022〕第011号

评 估 值： 30516.51(万元)

报告签字人： 衣宪国（矿业权评估师）
于冰（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。

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源） 采矿权出让收益评估报告

矿通评报字〔2022〕第 011 号

摘 要

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限责任公司。

评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局。

采矿权人：中国神华能源股份有限公司。

评估对象：中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权。

评估目的：内蒙古自治区自然资源厅协议出让中国神华能源股份有限公司上湾煤矿深部煤炭资源采矿权，按照国家现行相关法律法规规定，需缴纳深部煤炭资源采矿权出让收益。本次评估即为实现上述目的而提供中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评估价值参考意见。

评估基准日：2021 年 12 月 31 日。

评估日期：2022 年 2 月 28 日至 2022 年 3 月 31 日。

评估方法：折现现金流量法（DCF 法）。

评估主要参数：

本次评估采用的主要资料为神华地质勘查有限责任公司 2019 年 5 月编制的《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告》和内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司 2022 年 3 月编制的《中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源开发利用方案》，以上资料核实和设计的矿区范围为上湾煤矿采矿权拟调整合并后的矿区范围，矿区面积为 64.2096km²，开采标高 1130m 至 850m。

截止储量核实基准日（2018 年 12 月 31 日），拟调整的矿区范围内保有资源储量 111474 万吨，其中：探明的（可研）经济基础储量（111b）20315.00 万吨；控制的（可研）经济基础储量（122b）49339.00 万吨；探明的内蕴经济资源量（331）138.00 万吨；控制的内蕴经济资源量（332）322.00 万吨；推断的内蕴经济资源量（333）41360.00 万吨。截止评估基准日（2021 年 12 月 31 日）保有资源储量 106357.90 万吨，其中探明资源量（TM）为 18798.00 万吨；控制资源量（KZ）为 46569.70 万吨；推断资源量

(TD) 为 40990.20 万吨。评估利用资源储量（可信度系数调整后）99851.78 万吨；可采储量 73673.38 万吨；矿山生产能力取 1600.00 万吨/年；截止储量核实基准日矿山剩余服务年限 35.42 年，本次评估年限 30 年（30 年动用可采储量 62400.00 万吨）；产品方案为洗选后商品煤；产品不含税销售价格为 305.56 元/吨；评估确定的固定资产投资（现有投资净值+新增投资原值）为 187111.86 万元；单位原煤采、选煤总成本费用 217.17 元/吨，单位原煤采、选煤经营成本 189.83 元/吨；折现率 8%。

根据神华地质勘查有限责任公司 2019 年 5 月编制的《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告》及《评审意见书》，调整后上湾煤矿深部（标高 1005m 至 850m）煤炭资源 6413.00 万吨，现上湾煤矿深部拟划转整合后的补连塔煤矿的深部煤炭资源 712.00 万吨，现上湾煤矿深部煤炭资源合计 7125.00 万吨（6413.00+712.00）。

。根据《矿业权出让收益评估合同书》及《内蒙古自治区采矿权出让合同〔协议出让〕》（合同编号：1500022022C006），本次评估需处置出让收益资源储量为现上湾煤矿深部煤炭资源 **7125.00 万吨**（包含上湾煤矿拟划转补连塔煤矿的深部资源储量 712.00 万吨）。

评估结论：

（1）评估计算年限内（30 年评估期）采矿权评估价值（ P_1 ）

经估算，确定中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权计算年限内（30 年评估期）的评估价值（ P_1 ）为 **385828.01 万元**。

（2）采矿权出让收益评估值（ P ）

评估计算年限内（30 年评估期）评估价值（ P_1 ）为 **385828.01 万元**，评估范围内评估利用资源量 106357.90 万吨，计算可采储量 73673.38 万吨；评估计算年限内（30 年）动用可采储量 62400.00 万吨，动用资源储量 90083.19 万吨（ $106357.90/73673.38 \times 62400.00$ ）；本次评估需缴纳出让收益的深部资源储量 7125.00 万吨，折合单位可采储量 4935.44 万吨（ $73673.38 \div 106357.90 \times 7125.00$ ）。

$$\begin{aligned} \text{计算采矿权出让收益评估值 } (P) &= 385828.01 \div 90083.19 \times 7125.00 \times 1 \\ &= 30516.51 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

折合单位煤炭可采储量评估价值 6.18 元/吨（ $=30516.51/4935.44$ ）。

综上，中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评

估价值为 30516.51 万元，大写人民币叁亿零伍佰壹拾陆万伍仟壹佰元整。

（3）出让收益市场基准价计算

根据内国土资发〔2018〕173 号印发的《内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价》规定，“1/2 中粘煤、弱粘煤、不粘煤、长焰煤按发热量（Qgr.d）范围/（MJ/Kg）制定了出让收益基准价（可采储量）分别为：发热量 > 30.91 为 6.5 元/吨，24.31~30.90 为 6.0 元/吨，16.71~24.30 为 5.5 元/吨，≤16.70 为 5.0 元/吨。”根据储量核实报告及评审意见书，各可采煤层原煤干燥基高位发热量（Qgr.d）为 27.39~30.64MJ/kg 之间，采矿权出让收益基准价为 6.00 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{需缴纳出让收益市场基准价} &= 4935.44 \times 6.00 \\ &= 29612.64 \text{（万元）} \end{aligned}$$

由上，出让收益评估价值 30516.51 万元大于采矿权出让收益市场基准价 29612.64 万元。

（4）出让收益征收建议

根据《财政部 国土资源部关于印发〈矿业权出让收益征收管理暂行办法〉的通知》（财综〔2017〕35 号），通过协议方式出让矿业权的，矿业权出让收益按照评估价值、市场基准价就高确定，故建议中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益按本次评估价值 30516.51 万元（大写人民币叁亿零伍佰壹拾陆万伍仟壹佰元整）征收采矿权出让收益。

评估报告日：2022 年 3 月 31 日。

评估有关事项声明：

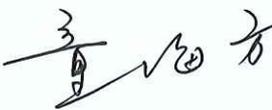
（1）根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，评估结果公开的，自公开之日起有效期一年；评估结果不公开的，自评估基准日起有效期一年。超过有效期，需要重新进行评估。

（2）本评估报告仅供委托人为本报告所列明的评估目的而作。评估报告的使用权归委托人所有。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。

重要提示：

以上内容摘自《中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出

让收益评估报告》，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该报告全文，并提请报告使用者使用本报告时注意报告正文中所载明的评估假设、特别事项说明、报告使用限制等事项。

法定代表人: 

矿业权评估师:  

北京矿通资源开发咨询有限责任公司

2022年3月31日

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源） 采矿权出让收益评估报告

目 录

1. 评估机构.....	7
2. 评估委托人.....	7
3. 采矿权人.....	7
4. 评估目的.....	8
5. 评估对象和范围.....	8
6. 评估基准日.....	14
7. 评估依据.....	14
8. 采矿权概况.....	16
9. 评估实施过程.....	39
10. 评估方法.....	39
11. 评估参数的确定.....	40
12. 评估假设.....	61
13. 评估结论.....	61
14. 评估基准日期后调整事项说明.....	63
15. 特别事项说明.....	63
16. 评估报告使用限制.....	63
17. 评估机构和矿业权评估师.....	64
18. 评估报告日.....	64

19.中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评估报告附表。

附表 1-1 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评估价值估算表；

附表 1 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权（30 年）出让收益评估价值估算表；

附表 2 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估可采储量估算表；

附表 3 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估固定资产及无形资产投资估算表；

附表 4 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估销售收入估算表；

附表 5 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估固定资产折旧估算表；

附表 6 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估单位成本确定依据表；

附表 7 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估经营成本估算表；

附表 8 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估税费估算表。

20. 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评估报告附件。

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源） 采矿权出让收益评估报告

矿通评报字〔2022〕第011号

北京矿通资源开发咨询有限责任公司接受鄂尔多斯市自然资源局的委托，根据国家有关采矿权评估的规定，本着客观、独立、公正的原则，按照适当的采矿权评估方法，对中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）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“中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权”进行了实地调研、收集资料和评定估算。对委托评估的中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权在2021年12月31日的出让收益评估价值做出了公允反映。现将该采矿权的出让收益评估情况及评估结论报告如下：

1. 评估机构

单位名称：北京矿通资源开发咨询有限责任公司；

注册地址：北京市西城区展览路甲26号1号楼4层408室；

法定代表人：童海方；

统一社会信用代码：91110102733458174w；

“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资〔2002〕001号。

2. 评估委托人

单位名称：鄂尔多斯市自然资源局；

地 址：鄂尔多斯市康巴什新区国土大厦。

3. 采矿权人

名 称：中国神华能源股份有限公司；

统一社会信用代码：91110000710933024J；

类 型：其他股份有限公司(上市)；

住 所：北京市东城区安定门西滨河路22号；

法定代表人：王祥喜；

注册资本：1986851.9955 万元；

成立日期：2004 年 11 月 08 日；

营业期限：2004 年 11 月 08 日至无固定期限；

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）。

中国神华能源股份有限公司成立于 2004 年 11 月 8 日，是国家能源投资集团有限责任公司（简称国家能源集团）旗下 A+H 股上市公司，H 股和 A 股股票分别于 2005 年 6 月 15 日、2007 年 10 月 9 日在香港联交所、上海证交所上市。截至 2020 年底，公司资产规模 5584 亿元，总市值 523 亿美元，职工总数 7.6 万人。

神华神东煤炭集团有限责任公司是中国神华能源股份有限公司的控股公司，上湾煤矿是神东煤炭集团管辖的煤矿之一，企业截止 2021 年 12 月末共有员工 912 人。

4. 评估目的

内蒙古自治区自然资源厅协议出让中国神华能源股份有限公司上湾煤矿深部煤炭资源采矿权，按照国家现行相关法律法规规定，需缴纳深部煤炭资源采矿权出让收益。本次评估即为实现上述目的而提供中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评估价值参考意见。

5. 评估对象和范围

5.1 评估对象

本项目评估对象为中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权。

5.2 评估范围

（1）委托评估（需处置出让收益）范围

根据《矿业权出让收益评估合同书》及《内蒙古自治区采矿权出让合同〔协议出让〕》（合同编号：1500022022C006），本次评估需处置出让收益的深部煤炭资源位

于现中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权开采标高深部,面积 25.8701km²,标高为 1005m 至 850m。需处置出让收益矿区范围拐点坐标见下表 1。

表 1 需处置出让收益(上湾煤矿采矿许可证)矿区范围拐点坐标一览表

序号	2000 国家大地坐标系		1980 西安坐标系	
	X	Y	X	Y
1	4354104.5970	37422820.1922	4354098.23	37422705.04
2	4356180.6310	37426835.2259	4356174.45	37426720.46
3	4350488.5830	37429778.2741	4350482.53	37429663.39
4	4350273.5790	37429303.2700	4350267.53	37429188.39
5	4350858.5840	37428978.2649	4350852.53	37428863.38
6	4350108.5720	37427471.2521	4350102.52	37427356.28
7	4350158.5720	37427423.2515	4350152.52	37427308.38
8	4349118.5550	37425433.2348	4349112.51	37425318.37

(2) 现上湾煤矿采矿权

2011 年 02 月 23 日国土资源部(现自然资源部)为中国神华能源股份有限公司换发证号为 C1000002011021110107898 的采矿许可证。采矿权人:中国神华能源股份有限公司;地址:北京市东城区安定门外西滨河路 22 号;矿山名称为:中国神华能源股份有限公司上湾煤矿;经济类型:股份有限公司;开采矿种:煤;开采方式:地下开采;生产规模:1300 万吨/年;矿区面积:25.8701km²;有效期限:自 2007 年 03 月 29 日至 2030 年 07 月 28 日;开采深度:1130m 至 1005m 标高;矿权范围由 8 个拐点圈定,拐点坐标如上表 1。

(3) 资源储量核实报告、开发利用方案及拟变更矿区概况

根据原内蒙古自治区国土资源厅《关于中国神华能源股份有限公司补连塔煤矿和上湾煤矿变更采矿权范围有关事宜的请示》(内国土资发〔2018〕225 号)及自然资源部于 2018 年 12 月 11 日,以《自然资源部办公厅关于补连塔和上湾煤矿煤炭资源核实报告评审备案有关事项的函》(自然资办函〔2018〕1816 号)批复,拟变更的补连塔煤矿采矿权调整方案如下:①原上湾煤矿北部 2.897km²划归补连塔煤矿;②原呼和乌素尔林兔井田南部 41.1826km²划归上湾煤矿;③上湾煤矿的矿业权人、生产规模、矿山名称保持不变,开采标高按包括全部可采煤层

确定。上湾煤矿矿权范围调整后，面积由 25.8701km² 变更为 64.2096km²，开采标高由 1130m 至 1005m 变更为 1130m 至 850m。

拟调整合并矿区范围拐点坐标及开采标高见下表 2。

表 2 拟调整合并矿区范围拐点坐标表（2000 国家大地坐标系）

点号	X	Y	点号	X	Y
1	4355705.9576	37427080.6715	11	4349036.1037	37425280.7980
2	4352799.7854	37422057.6352	12	4349118.5340	37425433.2285
3	4354327.1504	37421175.8115	13	4350158.5484	37427423.2450
4	4351143.4370	37415710.9038	14	4350108.5483	37427471.1451
5	4344618.4658	37419255.1888	15	4350858.5615	37428978.2501
6	4345568.2199	37421222.6553	16	4350273.5596	37429303.2615
7	4347958.4977	37419943.1798	17	4350488.5606	37429778.2630
8	4349908.5254	37422273.1971			
9	4349368.5237	37422593.1985			
10	4350042.5366	37423913.2128			
面积：64.2096km ² ，开采标高：1130m-850m					

2018年10月至2019年5月神华地质勘查有限责任公司对拟变更的上湾煤矿进行了储量核实，2019年5月编制提交了《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告》；2022年3月内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司编制提交了《中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源开发利用方案》。以上资源储量核实报告和开发利用方案是本次评估技术经济参数选取的主要依据

“资源储量核实报告”储量估算范围和“开发利用方案”设计范围一致，均为拟调整合并的矿区范围。

本评估项目为上湾煤矿深部煤炭资源采矿权，经了解该采矿权权属无争议。

5.3 矿权历史沿革

1986年12月25日，华能精煤公司下发《关于上湾矿井设计任务书的批复》（华精煤字〔1986〕第171号），同意矿井为斜井开拓方式，初期规模为60万吨/年，今后发展为180万吨/年。

1990年3月30日，华能精煤公司下发《关于下达补连塔、上湾两矿井初步设计计划任务书的通知》（华精煤开字〔1990年〕第065号），将上湾矿井原设计

生产能力 60 万吨/年调整为 300 万吨/年。

1990 年 6 月 7 日,华能精煤公司下达《关于下达“上湾矿井(选煤厂、小区)设计协调会议纪要”的通知》(华精煤开字(1990)第 121 号),确定了选煤厂、矿井生产系统等项目建设的施工单位及工期。

1991 年 1 月 31 日,华能精煤公司下发《关于上湾矿井初步设计的审批意见》(华精煤开字(1991)第 025 号),同意矿井设计能力 300 万吨/年。

1991 年 3 月,原国家计委下发《关于神府、东胜矿区总体设计的批复》(计基础〔1991〕262 号),批准神府东胜矿区总体规划,其中上湾矿井规模为 300 万吨/年。

1991 年,中华人民共和国地质矿产部颁发东胜煤田上湾煤矿采矿许可证,证号(内蒙采证煤字【1991】第 020 号),生产规模 300 万吨/年,有效期 10 年。

1992 年 2 月,华能精煤公司下发《关于上湾煤矿建设工期及施工组织设计有关问题的批复》(华精煤基字(1992)第 41 号),就上湾矿井建设工期及施工组织设计有关问题进行批复,明确上湾煤矿(300 万吨/年)开工时间为 1991 年 10 月 1 日,竣工时间为 1995 年 12 月 31 日。

1992 年 9 月 10 日,东胜煤田开发公司上报《关于上湾煤矿高产高效设计方案初审意见的报告》(东煤发〔1992〕277 号),井型 400 万吨/年。

1992 年 9 月 22 日,华能精煤公司向邯郸煤炭设计研究院发函《关于上湾矿井修改初步主要技术原则的函》(华能煤基(1992)第 446 号),矿井设计生产能力 300 万吨/a。

1998 年 8 月,神华集团将华能精煤神府公司和华能精煤东胜公司合并,组建神华集团神府东胜煤炭有限责任公司。

1999 年 11 月,进行了采矿权人变更,将原“神华东胜精煤公司上湾煤矿”变更为“神华神府东胜煤炭有限责任公司上湾煤矿”。

2000 年 7 月 28 日,国土资源部颁发神华集团神府东胜煤炭有限责任公司上湾煤矿采矿许可证,证号 1000000020118,采矿权人神华集团神东公司(神华集团神府东胜煤炭有限责任公司),生产规模 300 万吨/年,矿区面积 25.8682 平方公里,有效期 2000 年 7 月至 2030 年 7 月。

2002 年 10 月,神华集团神府东胜煤炭有限责任公司上报了《上湾煤矿修改

初步设计及概算的请示》(神东煤董【2002】347号),矿井产量8.0Mt/a。

2002年12月,神华集团公司下发了《关于上湾煤矿修改初步设计及概算的批复》(神华基字【2002】550号),同意矿井设计生产能力8.0Mt/a。

2002年8月7日,国家环境保护总局依据神华集团公司《关于上报神华集团神东公司技术改造矿井升级技改工程环境影响报告书的请示》(神华基字〔2002〕253号)和内蒙古自治区环境保护局《关于神华集团神东公司技术改造矿井升级技改工程环境影响报告书审查意见的复函》(内环字〔2002〕72号),对上湾煤矿800万吨/年环评予以批复《关于神华集团神东公司技术改造矿井升级技改工程环境影响评价报告书审查意见的复函》(环审〔2002〕215号)。

2003年1月8日,国家经济贸易委员会向国务院上报《关于审批神华集团神东公司矿井技术改造项目可行性研究报告的请示》(国经贸投资〔2003〕27号),请求同意补连塔煤矿、上湾煤矿、乌兰木伦煤矿和保德煤矿技术改造项目可行性研究报告。

2003年3月7日,经国务院同意,国家经济贸易委员会下发《印发〈关于审批神华集团神东公司矿井技术改造项目可行性研究报告的请示〉的通知》(国经贸投资〔2003〕199号),批复了上湾煤矿等四矿技术改造项目可行性研究报告。

2003年10月建成投产,生产规模800万吨。

2004年,神华集团组建上市公司中国神华能源股份有限公司,神华集团神东胜煤炭有限责任公司于2005年将上湾煤矿采矿权转让给中国神华能源股份有限公司(《国土资源部采矿权转让批复》(国土资矿转字〔2005〕第009号))。

2005年3月23日,国土资源部颁发中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿许可证,证号1000000520026,采矿权人中国神华能源股份有限公司,生产规模300万吨/年,矿区面积25.8698平方公里,有效期2005年3月23日至2030年7月28日。

2004年5月20日,国土资源部以《关于〈内蒙古自治区东胜煤田补连塔煤矿资源储量复核报告〉矿产资源储量评审备案证明》(国土资储备字〔2004〕111号)对上湾煤矿资源储量复核报告予以备案。

2006年3月7日,水利部下发《关于神华集团神东煤炭公司上湾煤矿改扩建工程水土保持方案的复函》(水保函〔2006〕69号),对上湾煤矿800万吨/年水

土保持方案予以批复。

2007年2月2日,国家发改委、国家安监总局、国家煤监局联合下发《关于神华、中煤集团2006年煤矿生产能力复核结果的批复》(发改运行〔2007〕471号),核定上湾煤矿生产能力为1300万吨/年。

2007年3月29日,国土资源部颁发中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿许可证,证号1000000720023,采矿权人中国神华能源股份有限公司,生产规模1300万吨/年,矿区面积25.8698平方公里,有效期2007年3月29日至2030年7月28日。

2007年1月18日-19日,国家环保总局组织相关单位对乌兰木伦矿、上湾矿、补连塔矿(改扩建)技术改造工程环境保护开展竣工验收工作。6月6日,出具上湾煤矿1300万吨/年技术改造工程竣工环境保护验收意见(环验〔2007〕094号),验收合格,准予投入正式运行。

2013年6月18日,水利部办公厅下发《关于印发上湾煤矿变更生产规模建设工程水土保持设施验收鉴定书的函》(办水保函〔2013〕458号),同意上湾煤矿变更生产规模建设工程水土保持设施通过竣工验收。

5.4 矿业权价款评估及有偿处置情况

(1) 现上湾煤矿采矿权价款处置情况

2004年10月20日,财政部、国土资源部印发了《财政部 国土资源部关于将神华集团公司大柳塔等29个矿权的采矿权价款转增为国家资本金的批复》(财建〔2004〕362号),同意神府东胜煤炭公司申请办理的上湾矿的采矿权评估价款转增为神华集团公司的国家资本金。2014年12月31日,国土资源部、财政部印发了《国土资源部 财政部关于神华集团公司补缴采矿权价款有关问题的通知》(国土资函〔2014〕694号),同意神华集团公司按已转增国家资本金的数额补缴上湾矿等11个采矿权的价款373779.89万元,其中上湾矿补缴采矿权价款为250227800.00元。另外该文件要求上湾煤矿等涉及扩大产能后企业可动用且属于国家出资探明矿产地但尚未有偿化出资的资源储量进行评估并缴纳价款。根据矿山提供的发票,该采矿权价款250227800.00元已全部缴纳(分三次缴纳,分别为9900.00万元、9900.00万元、5222.78万元)。但经与矿业权人及该价款评估报告编制单位北京海地人矿业评估事务所多次沟通,均未能提供该价款评估报告。

（2 现上湾煤矿采矿权矿区范围内新增储量出让收益处置方式

根据《内蒙古自治区采矿权出让合同〔协议出让〕》（合同编号：1500022022C006）第七条，“受让人在本采矿权矿区范围内，除本次出让的资源储量外，新增储量或新增开采矿种，应按照规定交纳采矿权出让收益，具体缴纳数额和方式双方可另行约定。”

6. 评估基准日

根据《矿业权出让收益评估合同书》，本项目评估基准日为2021年12月31日，符合矿业权评估有关评估基准日确定的要求。

7. 评估依据

评估依据包括法规依据、行为、产权和取价依据等，具体如下：

7.1 法规依据

- （1）《中华人民共和国资产评估法》（2016年7月2日颁布）；
- （2）《中华人民共和国矿产资源法》（1996年8月29日修正后颁布）；
- （3）《矿产资源勘查区块登记管理办法》（国务院1998年第240号令发布、2014年第653号令修改）；
- （4）《矿产资源开采登记管理办法》（国务院1998年第241号令发布、2014年第653号令修改）；
- （5）《探矿权采矿权转让管理办法》（国务院1998年第242号令发布、2014年第653号令修改）；
- （6）《国土资源部关于印发〈矿业权评估管理办法（试行）〉的通知》（国土资发〔2008〕174号）；
- （7）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）；
- （8）《财政部 国土资源部关于印发〈矿业权出让收益征收管理暂行办法〉的通知》（财综〔2017〕35号）；
- （9）《国土资源部关于做好矿业权价款评估备案核准取消后有关工作的通知》（国土资规〔2017〕5号）；
- （10）《国土资源部关于实施矿业权评估准则的公告》（国土资源部公告2008年第6号）；

(11) 《国土资源部关于〈矿业权评估参数确定指导意见〉的公告》（国土资源部公告2008年第7号）；

(12) 《中国矿业权评估准则》（中国矿业权评估师协会公告2008年第5号）；

(13) 《矿业权评估参数确定指导意见》（中国矿业权评估师协会公告2008年第6号）；

(14) 《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》（中国矿业权评估师协会公告2017年第3号）；

(15) (28) 《财政部税务总局关于调整内蒙古自治区煤炭资源税适用税率的批复》（财税〔2019〕73号）；

(16) 内蒙古自治区财政厅内蒙古自治区地方税务局关于印发《内蒙古自治区煤炭资源税从价计征实施办法》的通知（内财税〔2014〕2373号）；

(17) 《内蒙古自治区人民政府关于公布调整全区煤炭资源税适用税率的通告》（内政发〔2019〕14号）；

(18) 《国土资源部关于全面实施〈固体矿产资源/储量分类〉国家标准和勘查规范有关事项的通知》（国土资发〔2007〕68号）；

(19) 《固体矿产资源/储量分类》（国家质量技术监督局，GB/T17766-1999）；

(20) 《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》（中国矿业权评估师协会2007年第1号公告）；

(21) 《固体矿产地质勘查规范总则》（GB/T13908-2002）、《固体矿产地质勘查规范总则》（GB/T 13908-2020）；

(22) 国土资源部2002年12月发布的《煤、泥炭地质勘查规范》（DZ/T0215-2002）、自然资源部2020年4月30日实施的《矿产地质勘查规范 煤》（DZ/T0215-2020）。

7.2行为、产权和取价依据等

(1) 《矿业权出让收益评估委托合同书》；

(2) 《内蒙古自治区采矿权出让合同〔协议出让〕》（合同编号：1500022022C006）；

(3) 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿《矿业权评估承诺函》；

(4) 中国神华能源股份有限公司《营业执照》；

(5) 证号C1000002011021110107898《上湾煤矿采矿许可证》；

(6) 《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告》（神华地质

勘查有限责任公司，2019年5月）；

(7) 关于《〈内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告〉矿产资源储量评审备案证明》（内自然资储备字〔2019〕151号）；

(8) 《〈内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告〉矿产资源储量评审意见书》（内自然资储评字〔2019〕130号）；

(9) 《中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源开发利用方案》（内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司，2022年3月）；

(10) 《〈中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源开发利用方案〉审查意见书》（内矿审字〔2022〕018号）（内蒙古自治区矿产资源开发利用方案审查专家组，2022年3月28日）；

(11) 《中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源储量2019年度检测报告》及专家审查意见、《中国神华能源股份有限公司呼和乌素尔林兔井田矿产资源储量2019年度检测报告》及专家审查意见、《上湾煤矿2020年未动用资源储量的承诺书》、《内蒙古自治区伊金霍洛旗呼和乌素尔林兔井田2020年储量年度报告》及审查意见书、《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿2021年储量年度报告》及审查意见、《内蒙古自治区伊金霍洛旗呼和乌素尔林兔井田2021年储量年度报告》及审查意见书；

(12) 有关采矿权价款处置的资料；

(13) 评估人员调查和收集的其他资料。

8. 采矿权概况

8.1 矿区交通位置、自然地理与经济概况

8.1.1 矿区位置与交通

上湾煤矿位于鄂尔多斯市伊金霍洛旗南部，行政区划隶属伊金霍洛旗乌兰木伦镇。中心点与伊金霍洛旗直距约44km，方位110°。其地理坐标（2000年国家大地坐标系）：东经：110°01′22″—110°11′09″；北纬：39°13′53″—39°19′55″。井田中心点直角坐标 Y: 37421998, X:4351192（2000国家大地坐标系）。

井田距乌兰木伦镇约9km，井田东部的阿（镇）一大（柳塔）公路从乌兰木伦镇通过，沿此公路向北约40km可至包茂高速（G65）阿镇出入口。从包茂高速向北约33km可至鄂尔多斯市东胜区，G109高速、G65高速、包府公路（S213）等均在东胜

区交汇。

包(头)一神(木)铁路从井田东侧、乌兰木伦河西岸经过,距离黑炭沟集装站约3km,包神线经过上湾煤矿路段已经形成与上湾煤矿直接接轨的运煤专线约0.5km。另外,神(木)一朔(州)一黄(骅港)铁路也与上湾煤矿专用铁路接轨。

井田以北约50km的鄂尔多斯机场可供大型飞机起落,并开通直达北京、上海、昆明、深圳等地的航线。

综上所述,上湾煤矿公路交通及铁路交通均十分便利。

8.1.2 矿区自然地理及经济概况

井田位于鄂尔多斯高原东部,地貌特征属黄土高原侵蚀性丘陵地貌。地形起伏变化较大,地形复杂,沟谷纵横,多为向源侵蚀,延展方向基本为NW~SE向。其总的地形特征呈西北高、东南低,最高海拔位于井田西北部边界附近,标高为1338.30m,最低海拔在井田边界东南角b133钻孔附近,标高为1100.64m。高差237.66m,地表呈斜坡状,地表受毛乌素沙漠影响,大部分被风积沙覆盖,风积沙呈波状及新月形沙丘地貌。

矿区内主要地表径流有乌兰木伦河、黑炭沟、石灰沟、尔林兔沟,井田南部边界为活鸡兔沟。

乌兰木伦河自西北向东南从井田边界东侧流过。该河流为常年性河流,其水量受大气降水控制,夏秋季较大,冬春季较小,自北西向东南流过,在陕西境内汇入窟野河后注入黄河。据乌兰木伦河下游的王道恒塔水文站1960-2010年观测数据,乌兰木伦河年平均径流量1.75亿 m^3 ,最大洪水流量为9760 m^3/s (1976年)。

井田边界南侧自西向东方向流动的活鸡兔沟,为常年性河流,目前流量为278 m^3/h 。区内其他均为季节性河流,旱季无水,雨季在暴雨过后可形成短暂的洪流。白家塬~明志梁山脊线构成本区天然分水岭,将井田分成流向明显不同的两部分,北部汇入黑炭沟,南部汇入活鸡兔沟,尔后均汇入乌兰木伦河。

属温带大陆性半干旱气候,冬季严寒,夏季炎热,干旱少雨,昼夜温差大。据神东煤炭集团气象站2008-2017年资料,当地最高气温36.6 $^{\circ}C$,最低气温为-27.9 $^{\circ}C$,年降水量为226.40~824.20mm,平均为417.6mm,且多集中于7、8、9三个月内,年蒸发量为2297.4~2833mm,平均为2534.2mm(年蒸发量数据引自鄂尔多斯市气象局2007-2017年资料),年蒸发量为年降水量的5~10倍。结冰

期一般为10月初至次年4月底,冰冻期长达半年之久,最大冻土深度可达1.71m;区内夏季风小,一般为2~3级,春东风大,常在4级以上,最大可达10级。风向多为西北,最大风速可达24m/s。

煤矿位于伊金霍洛旗境内,依据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)划分:煤矿所处地域地震动峰值加速度为0.05g,对照烈度VI度。据鄂尔多斯地震台地震资料,新街、台格庙一带、达拉特旗、包头市曾发生过2.8~6.4不同级的地震,但对本区均无影响。近年来神府~东胜矿区经常发生塌陷性地震,震级多在3级左右。

据内蒙古地震台网测定,2011年12月26日10时06分24秒,在陕西省榆林市神木县、内蒙古自治区鄂尔多斯市伊金霍洛旗交界(北纬39.31度,东经110.43度)发生2.4级(塌陷)地震。

根据陕西省地震局的检测数据显示:从2009年1月19日至2011年3月22日,榆林市各县先后因塌陷、爆破等原因共发生22次,神木县占到了16次,因塌陷引起的地震次数为全省最高。其中,神木县因塌陷引发的地震有14次、爆破造成地震的1次、不明原因1次,地震级最高为3.3级,最低1.5级,每次地震间隔时间最长5个多月,最短不到1天。

井田内目前没有规模较大的滑坡、泥石流等地质灾害,但是由于井工开采原因,形成采空区范围内已出现局部地段地面变形。随着煤矿不断扩大开采,此类问题会逐渐严重。

伊金霍洛旗地处鄂尔多斯高原东南部,毛乌素沙地东北边缘,东与准格尔旗相邻,西与乌审旗接壤,南与陕西省榆林市神木县交界,北与鄂尔多斯市府所在地康巴什新区隔河相连。总面积5600km²,辖7个镇138个行政村,现有总人口近16万人,其中少数民族人口1.1万人,占全旗总人口的7.46%。

伊金霍洛旗境内自然资源种类多、储量大、品位高,特别是煤炭资源量多、质好、易采,现已探明储量325亿t,以低灰、低硫、低磷、高发热量“三低一高”饮誉海内外。境内天然气、天然碱、石灰岩等矿产资源储量可观,物种类型多样,水资源富集。伊金霍洛旗文化旅游资源丰富,享有“煤海绿洲,天骄圣地”的美誉,境内有全国重点文物保护单位、全国旅游胜地四十佳之一的成吉思汗陵园、有全区保存最完整的王府-郡王府等一大批历史及自然人文景观。

上湾煤矿所处的乌兰木伦镇总面积726km²,辖16个行政村,108个村民小组,

12个居委会。总人口8.6万人，其中农牧业人口1.7万人，镇区人口6.9万人。该镇居民以从事煤炭生产、运输及与煤炭相关的工作为主，农业生产次之。乌兰木伦镇境内矿产资源丰富，素有“太阳石的故乡”之美誉，煤炭探明储量已达百亿吨，全镇境内原煤产量达到1亿吨，煤炭洗选率达65%，且具有低灰、低硫、低磷、高发热量的特质，以“三低一高”饮誉海内外，是神华神东煤炭集团的主采区。近年来，乌兰木伦镇依托资源、区位、交通、高新科技四大优势，调动一切积极因素，在支持服务矿区建设大业和引领群众致富奔小康的道路上阔步前行。全镇共有建成及在建企业294家，其中有神华神东煤炭集团公司、神东天隆公司、神华鄂尔多斯煤制油分公司、鄂尔多斯飞机场、国华电厂等国有独资及股份制企业24家。

8.2 矿区地质工作概况

8.2.1 以往地质勘查及储量核实工作

1982年内蒙古自治区煤田地质局117勘探队在东胜南部及浅部进行了普查工作，但未提交报告。施工的钻孔中有2个位于本区，编号163及168。钻探工程量共计468.77m，均有测井资料验证，可供利用。

1985年内蒙古自治区煤田地质局151勘探队在包含本区在内的补连地区进行了普查工作，共施工钻孔70个，总工作量18609.91m；填绘1:5万地形地质图334km²；1:5万地形地质测量340km²，槽探190m³。1985年12月提交了《内蒙古自治区伊克昭盟东胜煤田补连区普查地质报告》，内蒙古自治区煤炭工业厅以内煤地测字(1985)92号文件审批通过，获得C+D级储量464478万吨。本次核实利用该阶段施工钻孔14个，钻探工作量共计2606.06m。

1985-1987年，内蒙古自治区煤田地质局151勘探队在补连区普查工作基础上进行详查工作，共施工钻孔71个，总工作量20809.99m，航调万分之一地形地质图480km²。1987年12月提交《内蒙古自治区伊克昭盟东胜煤田补连区详查地质报告》，内蒙古自治区煤炭工业厅以内煤地测字(1988)16号文审批通过，批复储量A+B+C+D级489731万吨。本次核实共利用其钻孔20个，钻探工作量共计3268.48m。

1986年，内蒙古自治区煤田地质局151勘探队在核实区南部边界地方煤矿进行勘探工作，施工钻孔54个，总工作量5340.81m。其中水文兼岩样孔3个；1:5000地形地质及水文地质填图15km²，同年提交了《内蒙古自治区伊克昭盟东胜

煤田补连区地方煤矿地质勘探报告》，并由内蒙煤田地质勘探公司以内煤地测字（1986）32号文件审批通过，批复 A+B+C 级储量 85701 万吨。本次核实共利用其钻孔 13 个，钻探工作量共计 1285.75m。

1988 年，内蒙古自治区煤田地质局 151 勘探队在位于核实区南部的武家塔露天煤矿进行勘探工作，施工钻孔 42 个，钻探工作量 4839.67m。同年 12 月提交了《内蒙古自治区伊克昭盟东胜煤田补连区武家塔露天矿区勘探地质报告》，1989 年 5 月，内蒙古自治区矿产储量委员会以内蒙储决字（1989）66 号文件审批通过，批复 A+B+C 级储量 32441 万吨。本次核实共利用其钻孔 15 个，钻探工作量 2164.67m。

1987-1989 年，内蒙古自治区煤田地质局 151 勘探队在尔林兔井田进行勘探工作，施工完成 27 个深孔，22 个浅孔，合计 49 个钻孔，总工作量为 12679.55m，其中水文兼岩样孔 4 个，工程量为 1379.72m，完成 1:1 万地形地质图检测 70km²，实测各种地质点、水文点 75 个，采集各种试验样品 1988 块。1989 年，提交《内蒙古自治区伊克昭盟东胜煤田补连区尔林兔井田勘探（精查）地质报告》，1990 年 8 月 21 日内蒙古自治区矿产储量委员会以内蒙储决字（1990）86 号文件批准，批复 A+B+C+D 级储量 132399 万吨，其中 A+B+C 为 114313 万吨，A 级 14141 万吨、B 级 56212 万吨、C 级 43960 万吨，D 级 18086 万吨。本次核实共利用该工作施工钻孔 25 个，钻探工作量 7885.75m。本次核实原两矿间夹缝占用该报告资源储量，该报告做为探采对比及资源储量对比依据。该报告资源量估算煤层共 9 层，在重叠范围内本次核实共有 5 层煤进行资源储量估算，5 层煤在该报告中资源量共计 118441 万吨，在与本次核实相同范围内该报告资源量共计 38 万吨。

1988-1989 年，受华能精煤公司委托，内蒙古自治区煤田地质局 151 勘探队在原上湾煤矿范围内进行勘探工作。共施工钻孔 32 个，钻探工作量 4347.92m。1989 年 8 月提交了《内蒙古自治区伊克昭盟东胜煤田补连区上湾井田勘探地质报告》。1989 年 12 月 1 日，内蒙古自治区矿产储量委员会以内蒙储决字（1989）77 号文件审批通过，批复 A+B+C 级储量 64655 万吨。本次共利用钻孔 32 个，钻探工作量 4347.92m。该报告是原上湾煤矿范围内（4、5 煤组）内最近一次评审备案报告，做为本次核实工作探采对比及资源储量对比依据。本次核实资源储量估算共有 4 层煤与该报告重叠，4 层煤在该报告中资源量共计 14349 万吨，在与

本次核实相同范围内该报告资源量共计 6001 万吨。

1992 年,内蒙古自治区煤田地质局 151 勘探队在核实区北部的补连塔煤矿进行了补充勘探工作,共施工钻孔 25 个,总工程量 5667.75m。同年 9 月提交了《内蒙古自治区东胜煤田补连塔煤矿补充地质报告》。1992 年 12 月 18 日,内蒙古自治区矿产储量委员会以内蒙储决字(1992)12 号文件审批通过。批复 A+B+C 级储量 70838 万吨。本次利用钻孔 1 个,编号 BK19,工程量 226.78m。

1994 年,内蒙古自治区煤田地质局 151 勘探队在原上湾煤矿范围内对 4 煤层以上煤层(即本次核实 3 煤层以上)进行补充勘探工作,共施工钻孔 22 个,钻探工作量共计 3884.64m。1994 年 6 月提交《内蒙古自治区东胜煤田补连区上湾井田 4 煤以上部分补充勘探报告》,内蒙古自治区矿产储量委员会以内蒙储决字(1994)16 号审批通过。批复 A+B+C+D 级储量 50785 万吨。本次共利用钻孔 21 个,钻探工作量共计 3705.84m。本次核实原两矿间夹缝占用该报告资源储量,该报告做为本次核实工作的探采对比及资源储量对比依据。该报告资源量估算煤层共 5 层,在重叠范围内本次核实共有 4 层煤进行资源储量估算,4 层煤在该报告中资源量共计 49819 万吨,在与本次核实相同范围内该报告资源量共计 81 万吨。

2004 年,神东煤炭公司地质勘探测量分公司对原上湾煤矿进行资源储量复核工作,复核的依据为 1994 年上湾井田部分补充勘探报告,编制完成了《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿资源储量复核报告》。中华人民共和国国土资源部 2004 年 5 月 20 日以“国土资储备字[2004]111 号”文备案。截止 2003 年 12 月 31 日,共获得保有煤炭资源总量 A+B+C+D 级 49058 万吨。该报告为原上湾煤矿范围(1、2、3 煤层)内最近一次评审备案报告,做为本次核实工作的资源储量对比的依据。本次核实估算煤层与该报告一致,在相同范围内该报告资源量共计 44927 万吨。

2004 年,神东煤炭公司地测分公司对原呼和乌素尔林兔井田进行资源储量复核工作,并编制完成了《内蒙古自治区东胜煤田补连矿区呼和乌素尔林兔井田资源储量复核报告》。中华人民共和国国土资源部 2004 年 8 月 7 日以“国土资储备字[2004]249 号”文备案。截止 2003 年 12 月 31 日,共获得资源总量 A+B+C+D 级 247606.7 万吨。该报告为原呼和乌素尔林兔井田范围内最近一次评审备案报告,做为本次核实工作的资源储量对比的依据。该报告资源储量估算煤层共 13 层,本次核实与该报告南部范围重叠,估算煤层 9 层,9 层煤在该报告中资源量

共计 234732 万吨，在与本次核实相同范围内该报告资源量共计 95995 万吨。

2015 年 9 月，为了评价东胜煤田煤层气资源，内蒙古自治区地质勘查基金管理中心下达了《内蒙古自治区东胜煤田煤层气资源评价》项目任务，确定由内蒙古煤炭建设工程（集团）总公司负责具体实施。同年 12 月，内蒙古煤炭建设工程（集团）总公司编制完成了《内蒙古自治区东胜煤田煤层气资源评价报告》，内蒙古自治区地质勘查基金管理中心以内地勘基金评字[2015]MT-19 号文评审通过。该报告中得出东胜煤田煤层气甲烷及重烃体积分数达到 80%时的煤层埋藏深度约为 736m，考虑到评价区内煤变质程度较低及构造相对较简单，以向西倾的单斜构造为主，次级构造基本不发育，最终确定评价区内煤层气的风氧化带的埋藏深度为 750m。本次核实工作依据该报告成果来评价本区的煤层气资源情况。

8.2.2 本次评估依据的资源储量核实工作

2018 年 10 月至 2019 年 5 月，神华地质勘查有限责任公司对拟变更矿区范围的上湾煤矿的资源储量进行了核实工作，并以《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿资源储量复核报告》、《内蒙古自治区东胜煤田补连塔矿区呼合乌素-尔林兔井田资源储量复核报告》、《内蒙古自治区东胜煤田补连区上湾井田 4 煤以上部分补充勘探报告》、《内蒙古自治区伊克昭盟东胜煤田补连区上湾井田勘探地质报告》及《内蒙古自治区伊克昭盟东胜煤田补连区尔林兔井田勘探（精查）地质报告》为依据，在综合研究原有资料的基础上进行对比分析，结合煤矿提供的矿山地质及开采资料进行探采分析对比编写本次储量核实报告。

依据现行规范、标准的要求，在原有资料基础上及本次划定的核实区范围和采掘工程平面图，进行储量核实工作。本次核实重新审定资源储量估算参数，应用计算机成图，重新估算煤炭资源储量，并与原报告进行资源储量对比分析。对未采动块段划分，原则上与原报告一致，对采动块段则重新估算煤炭资源储量。

1. 收集、查阅了相关以往地质报告、煤矿设计及开采资料、煤矿历年来见煤点台账、地质构造台账、涌水量观测资料等，煤矿生产过程中各类其他资料，如瓦斯、煤层自燃、煤尘爆炸性、开采煤层洗选及煤矿生产经济效益等。了解了煤矿建设、开采煤层编号、开采方式、开采范围、深度、生产能力等。

2. 对核实区进行了实地踏勘及现场调查，调查了矿山开采形成的环境地质破坏、地下水含水层破坏、土地和植被占用破坏等及治理情况。

3. 本核实报告共利用以往钻孔 141 个(探煤钻孔 135 个,水文兼工程地质钻孔 6 个), 钻探工程量 31293.04m, 地球物理测井工程量 25118m。其中水文兼工程地质钻孔 6 个, 工程量 1756.51m。

截止 2018 年 12 月 31 日, 共获得煤炭资源储量 149438 万吨, 其中保有的资源储量为 111474 万吨, 消耗的资源储量为 37964 万吨。

通过实地核实了煤矿开采技术条件现状, 对地表变形、塌陷、裂缝进行详细调查, 对耕地、林地、水源的破坏情况进行了调查; 根据煤矿提供的采掘工程平面图及其他资料, 并充分利用以往地质资料, 对整合后煤矿煤炭资源储量进行了核实。2019 年 5 月编制提交了《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告》, 经核实。截至 2018 年 12 月 31 日, 变更矿区范围后共获得煤炭资源储量 149438 万吨, 其中保有的资源储量为 111474 万吨, 消耗的资源储量为 37964 万吨。

该报告通过了内蒙古自治区矿产资源储量评审中心的评审(内自然资储评字〔2019〕130 号)并在内蒙古自治区自然资源厅备案(内自然资储备字〔2019〕151 号)。

8.3 地质概况

8.3.1 区域地层

东胜煤田中、新生代地层区划属陕甘宁地层区(3), 鄂尔多斯地层分区(3₁) (见图 3-1-1)。区域地层由老至新有: 三叠系上统延长组(T_{3y}), 侏罗系下统富县组(J_{1f}), 侏罗系中下统延安组(J_{1-2y})、直罗组(J_{2z})、安定组(J_{2a}), 白垩系下统志丹群(K_{1z})、新近系上新统(N₂)、第四系更新统(Q_p)及全新统(Q_h)。

8.3.2 区域构造

东胜煤田大地构造位于华北地台鄂尔多斯台向斜东胜隆起区的东北部, 总体构造形态为一向南西倾斜的单斜构造, 地层产状平缓, 无明显的褶皱及较大的断层, 仅在局部发育有宽缓的波状起伏, 属构造简单型煤田。

东胜煤田含煤地层未见岩浆岩侵入。

8.3.3 矿区地层

井田范围内大面积被第四系风积沙所覆盖, 仅在沟谷两侧及一些较高的山峰处有基岩出露。地表出露及钻孔揭露的地层有: 三叠系上统延长组(T_{3y}), 侏罗系中下统延安组(J_{1-2y})、侏罗系中统直罗组(J_{2z})、安定组(J_{2a}), 白垩系上统志丹群(K_{1z}), 新近系上新统(N₂), 第四系上更新统~全新统(Q_{p-h})。现由老至新分述如下:

（1）三叠系上统延长组（T_{3y}）

构成煤系地层的基底，井田范围内地表无出露。据钻孔揭露：主要岩性为灰绿色中细粒砂岩，含较多云母及少量的暗色矿物，粘土质胶结，较疏松。顶部往往有2m左右的紫色砂岩，有时相变为紫色砂质泥岩，或呈黄褐色，为明显的古风化壳产物。据邻区资料，在该组地层中上部偶夹煤线或油页岩薄层。井田内钻孔揭露最大厚度33.19m。

（2）侏罗系中下统延安组（J_{1-2y}）

为井田含煤地层，在活鸡兔沟和黑炭沟沟口有零星出露。岩性由灰、灰白色砂岩、深灰色的泥岩和砂质泥岩以及煤层组成，为一套内陆盆地碎屑岩含煤构造，厚度为119.08~229.30m，平均182.17m。与下伏延长组地层呈平行不整合接触。该组地层按其沉积旋回及岩性组合特征，划分为三个岩段。现自下而上分述如下：

第一岩段（J_{1-2y}¹）：从延安组底界到4号煤组顶板砂岩底界，钻孔揭露地层厚度39.27~96.97m，平均厚度为70.68m。岩性主要由灰色、灰白色细砂岩、粉砂岩及灰黑色泥岩、砂质泥岩和煤。底部为具灰白色大型槽状交错层理的中细粒砂岩，局部相变为粗砂岩，主要成分为石英。但总的趋势是泥质岩类占主导地位，垂直层序可大致归纳由下而上逐渐变细序列，岩石多以钙质、粘土质胶结为主，分选中等，磨圆度较好。层理多为水平、交错及斜层理。泥质包裹体和黄铁矿结核在各类岩石中常见。含4、5煤组，该煤组层数多，分叉合并频繁。但就分叉的趋势而言，基本表现为由东向西、由南向北逐渐分开、且间距呈现愈来愈大的规律性。

第二岩段（J_{1-2y}²）：从4煤组顶板砂岩至2煤组顶板砂岩底，含2、3两个煤组，全层段厚度49.68m~73.12m，平均厚度64.09m，岩性主要由灰、深灰色粉砂岩、砂质泥岩、细砂岩和煤组成。底部一般为厚层状的灰白色中细粒砂岩，含较多的炭屑和铁质结核，岩石结构多以砂泥质结构出现。具波状、楔状交错层理和水平层理，该段垂直层序可见两次成煤时期的沉积特征。该段赋存有2⁻²及3⁻¹煤层，厚度大，结构稳定。

第三岩段（J_{1-2y}³）：从2煤组顶板砂岩底界到延安组顶界，含1煤组，全岩段厚度30.13m~59.21m，平均厚度为47.40m，岩性由灰白色中细粒细砂岩、粉砂岩、砂质泥岩、泥岩及1煤组组成。底部为灰白色、黄绿色细粉砂岩及泥岩，局部地段含中粗粒砂岩透镜体，具小型波状和水平层理。1煤组一般由1~3层组成，其分叉合并比

较频繁,在井田的西北部煤层局部自燃。其中 1^2 煤在本井田内为主要可采煤层。

(3) 侏罗系中统直罗组(J_{2z})

该组地层在区内的沟谷两侧,较高的山峰上均有出露,厚度为8.20~146.4m,平均厚度为63.31m。岩性以杂色的细、中粒砂岩为主,颜色多为灰白、灰黄、灰蓝、灰紫色,泥质或粘土质胶结,较疏松,含有铁质结核,局部较富集。局部为厚层状的灰黄色粗粒砂岩,在横向上,常相变为砂质泥岩,含较多的铁质、泥质结核。在该组下部的灰白色砂质泥岩、粉砂岩中,局部赋存有薄煤层,但常常相变为油页岩。该组地层与下伏延安组为平行不整合接触。

(4) 侏罗系中统安定组(J_{2a})

在白家焉一带有零星出露,为一套紫红色、砖红色的中细粒砂岩沉积建造。砂岩的成分以石英为主,圆度差、分选中等,泥质胶结,在其风化面上可见大量的铁、钙质团块,是该组地层的主要特征。该组地层底部为一层紫红色的中粒砂岩,内含大量的钙质结核,此砂岩是区别于其它地层的标志之一。该组地层厚度0~40.06m,平均21.60m,与下伏地层直罗组呈整合接触。

(5) 白垩系下统志丹群(K_{1zh})

该组地层在井田沟谷中有出露。其岩性以具大型板状、楔状交错层理的砖红色砂岩为特征,局部发育槽状交错层理及平行层理,砂岩成分以石英、长石为主。局部地区发育砾岩,砾石成分主要为石英岩、花岗岩、花岗片麻岩等。该组地层厚度0~194.98m,平均115.11m。与下伏地层呈角度不整合接触。

(6) 新近系上新统(N_2)

分布于白家焉、明志梁一带,下部由桔黄色、棕红色、深灰色半胶结状态的砾岩、砂岩组成,砂岩呈透镜状,砾石的成份以花岗岩、花岗片麻岩、石英岩为主;上部为浅红色的砂质粘土,含有大量的钙质结核,地层厚度0~12.52m,平均10.89m,与下伏地层呈不整合接触。

(7) 第四系(Q)

在井田范围内广泛分布,以风积沙(Q_h^{col})为主。风积砂主要以土黄色的细石英砂为主,地表垄状、链状、新月型砂丘分布。在沟掌和沟掌两侧零星分布有更新统马兰组(Q_p),为一套黄色的砂质黄土,该地层的显著特点是柱状节理发育,含有钙质结核。在沟谷地段及河床部位有冲洪积层($Q_h^{pl}+Q_h^{al}$)分布,另外

在一些地方零星分布有残积物(Q_n^{cl})及坡积物(Q_n^{dl})地层。该地层厚度变化较大,厚度0~50m,平均16.21m,覆盖于老地层之上。

8.3.4 矿区构造

井田位于东胜煤田南部,区内 2^2 煤层全区可采。依据 2^2 煤层底板等高线特征,基本构造形态为一单斜构造,由北东向南西逐渐倾斜,岩层走向为 $N25^\circ W$,倾向 $S35^\circ \sim 75^\circ W$,倾角 $1 \sim 3^\circ$,地层有微弱波状起伏,区内褶曲构造不发育,局部地段岩层面发育小型褶曲,一般宽度小于5m,波状起伏的轴向大致为 $NE \sim SW$,波谷、波峰宽缓。煤矿在生产开采中,共揭露落差小于5m断层23条,分别存在于 1^2 煤层和 2^2 煤层中,对生产影响不大。依据《煤、泥炭地质勘查规范》(DZ/T0215-2002)确定本区构造复杂程度属简单类型。

未发现其他大的断裂构造,也未见到岩浆岩侵入体。

8.4 煤层与煤质

8.4.1 煤层

井田内侏罗系中下统延安组($J_{1-2}Y$)为含煤地层。延安组地层厚度平均182.17m。在区内含有1、2、3、4、5五个煤组,煤层累计厚度平均26.99m,含煤系数14.8%。可采煤层累计厚度平均23.61m,可采含煤系数12.9%。该组地层含煤13~24层,有对比意义的煤层15层,分别为 1^1 、 $1^{2上}$ 、 1^2 、 $1^{2下}$ 、 $2^{2上}$ 、 2^2 、 $3^{1上}$ 、 3^1 、 $4^{2上}$ 、 4^2 、 $4^{2下}$ 、 4^3 、 4^4 、 $5^{2上}$ 、 $5^{2下}$ 煤层。核实资源储量估算煤层11层: $1^{2上}$ 、 1^2 、 $1^{2下}$ 、 2^2 、 $3^{1上}$ 、 3^1 、 $4^{2下}$ 、 4^3 、 4^4 、 $5^{2上}$ 、 $5^{2下}$ 煤层。井田内可采煤层8层,其编号为 $1^{2上}$ 、 1^2 、 2^2 、 3^1 、 $4^{2下}$ 、 4^3 、 $5^{2上}$ 及 $5^{2下}$ 煤层,其中 1^2 、 2^2 及 3^1 煤层在井田内全区可采; 4^3 煤层大部可采, $1^{2上}$ 、 $4^{2下}$ 、 $5^{2上}$ 及 $5^{2下}$ 煤层局部可采。最大赋煤面积及最大可采面积为 64.2096km^2 。可采煤层自上而下分述如下:

(1) 可采煤层

$1^{2上}$ 煤层: 位于延安组三岩段($J_{1-2}Y^3$),是 1^2 煤层的上分叉层。井田内及周边外围共有141个钻孔施工过该层位,其中未见煤点68个,见煤点73个。见煤点煤层埋藏深度26.57~289.98m,平均109.34m。见煤点揭露煤层自然厚度为0.18~4.41m,平均1.42m,可采厚度0.85~4.41m,平均1.77m。煤层结构简单,仅个别钻孔含1~3层夹矸,厚度0.05~0.81m,岩性为粉砂质泥岩、泥岩。该煤层做为 1^2

煤层分叉层在井田西部和东部分为两个部分分布,西部分叉合并线位于井田中西部,煤层向西逐渐分叉;东部分叉合并线推断位于井田东部外围并向西逐渐分叉,在井田内逐渐尖灭。最大可采面积约为 18.02km^2 ,面积可采系数为28%,为局部可采的不稳定煤层。煤层顶底板岩性为粉砂质泥岩、泥岩、粉砂岩。该煤层与 1^{-2} 煤层间距 $1.21\sim 35.80\text{m}$,平均 13.71m 。

1^{-2} 号煤层:位于延安组三岩段($J_{1-2}y^3$),井田内及周边外围共有141个钻孔施工过该层位,其中未见煤点9个,见煤点132个。见煤点煤层埋藏深度 $31.63\sim 297.65\text{m}$,平均 126.35m 。见煤点煤层自然厚度为 $0.10\sim 9.68\text{m}$,平均 5.40m ,可采厚度 $0.80\sim 9.68\text{m}$,平均 6.09m 。煤层结构简单,个别钻孔含1~4层夹矸,厚度 $0.05\sim 1.19\text{m}$,岩性为粉砂质泥岩、泥岩。煤层在井田内全区发育。最大可采面积约为 61.36km^2 ,面积可采系数为96%,为全区可采的稳定煤层。顶板岩性为泥质粉砂岩、细砂岩。底板为砂岩、细砂岩及泥质粉砂岩。该煤层与 1^{-2} 煤层间距为 $2.39\sim 18.74\text{m}$,平均 8.19m 。

2^{-2} 号煤层:位于延安组二岩段($J_{1-2}y^2$),井田内及周边外围共有98个钻孔施工过该层位,全部见煤。见煤点埋藏深度 $23.59\sim 340.69\text{m}$,平均 169.82m 。钻孔揭露煤层自然厚度为 $4.32\sim 8.51\text{m}$,平均 6.29m 。可采厚度 $4.32\sim 8.51\text{m}$,平均 6.29m 。煤层结构简单,个别钻孔含1~3层夹矸,厚度 $0.05\sim 0.41\text{m}$,岩性为粉砂质泥岩、泥岩。该煤层全区可采。最大可采面积约为 64.20km^2 ,面积可采系数为100%,为全区可采的稳定煤层。顶板岩性多为泥质粉砂岩、细砂岩。底板岩性主要为砂岩、细砂岩及泥质粉砂岩。该煤层与 3^{-1} 煤层间距为 $25.78\sim 33.18\text{m}$,平均 29.40m 。

3^{-1} 号煤层:位于延安组二岩段($J_{1-2}y^2$),井田内及周边外围共有80个钻孔施工过该层位,全部见煤。煤层埋藏深度 $58.48\sim 366.35\text{m}$,平均 211.37m 。钻孔揭露煤层自然厚度为 $0.65\sim 3.66\text{m}$,平均 2.35m 。可采厚度 $0.89\sim 3.66\text{m}$,平均 2.51m 。煤层结构简单,个别钻孔含1~2层夹矸,厚度 $0.05\sim 0.70\text{m}$,岩性为粉砂质泥岩、泥岩。煤层在井田全区发育。最大可采面积约为 59.54km^2 ,面积可采系数为93%,为全区可采的稳定煤层。煤层顶板岩性多为泥质粉砂岩、细砂岩,底板主要为砂岩、细砂岩及泥质粉砂岩。该煤层与 4^{-2} 煤层间距为 $24.92\sim 47.84\text{m}$,平均 37.28m 。

4^{-2} 号煤层:位于延安组一岩段($J_{1-2}y^1$),井田内及周边外围共有65个钻孔施工过该层位,其中见煤点57个,未见煤点8个。见煤点埋藏深度 $99.64\sim 373.35\text{m}$,平均 241.67m 。钻孔揭露煤层自然厚度为 $0.05\sim 1.75\text{m}$,平均 0.69m 。可采厚度 $0.81\sim 1.75\text{m}$,

平均 1.05m。煤层结构简单,个别钻孔含 1 层夹矸,厚度 0.06~0.47m,岩性以砂岩、细砂岩和泥质粉砂岩为主。该煤层仅在井田东部赋存。最大可采面积约为 10.73km²,面积可采系数为 17%,为局部可采的不稳定煤层。顶板岩性多为泥质粉砂岩、细砂岩,底板主要为砂岩、细砂岩及泥质粉砂岩。该煤层与 4³煤层间距为 8.80~31.30m,平均 13.82m。

4³号煤层: 位于延安组一岩段(J₁₋₂y¹),井田内及周边外围共有 65 个钻孔施工过该层位,其中见煤点 61 个,未见煤点 4 个。埋藏深度 112.93~414.11m,平均 263.36m。钻孔揭露煤层自然厚度为 0.10~1.43m,平均 0.88m。可采厚度 0.80~1.43m,平均 1.13m。煤层结构简单,个别钻孔含 1~2 层夹矸,厚度 0.05~0.54m,岩性多为细粒砂岩、泥质粉砂岩或泥岩。该煤层在井田中部及东部赋存。最大可采面积约为 34.89km²,面积可采系数为 54%,为大部可采的较稳定煤层。煤层顶、底板岩性均为砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩、泥岩。该煤层与 4⁴煤层间距为 1.78~21.24m,平均 15.38m。

5^{2上}号煤层: 位于延安组一岩段(J₁₋₂y¹),井田内及周边外围共有 64 个钻孔施工过该层位,其中见煤点 52 个,未见煤点 12 个。埋藏深度 198.80~448.54m,平均 308.75m。钻孔揭露煤层自然厚度为 0.10~4.95m,平均 0.89m。可采厚度 0.80~4.95m,平均 1.63m。偶含 1 层夹矸,厚度 0.05~0.23m,岩性为粉砂、细砂岩。该煤层在井田西北部赋存。最大可采面积约为 27.82km²,面积可采系数为 43%,为局部可采的不稳定煤层。见图 3-2-8。煤层顶、底板岩性均为泥质粉砂岩、泥岩、粉砂岩和细砂岩。该煤层与 5^{1下}煤层间距为 0.63~5.83m,平均 3.20m。

5^{2下}煤层: 位于延安组一岩段(J₁₋₂y¹),井田内及周边外围共有 64 个钻孔施工过该层位,其中见煤点 44 个,未见煤点 20 个。埋藏深度 148.74~452.68m,平均 277.63m。钻孔揭露煤层自然厚度为 0.03~3.50m,平均 0.88m。可采厚度 0.80~3.50m,平均 1.57m。偶含 1~2 层夹矸,厚度 0.06~1.06m,岩性为粉砂、细砂岩。该煤层是 5-2 上煤层的分叉煤层,从井田中部开始向西南分叉并逐渐尖灭。最大可采面积约为 12.90km²,面积可采系数为 20%,为局部可采的不稳定煤层。煤层顶、底板岩性均为泥质粉砂岩、泥岩、粉砂岩和细砂岩。

8.4.2 煤质特性

(1) 煤类

依据《中国煤炭分类》(GB/T 5751-2009)国家标准,以浮煤干燥无灰基挥发分、

粘结指数和透光率作为依据进行分类。各可采煤层浮煤挥发分(V_{daf})，平均在32.24%~40.24%之间，煤的粘结指数均为0。依据《中国煤炭分类》(GB/T5751—2009)标准， 3^{-1} 煤层为长焰煤(CY41)，其他各煤层均为不黏煤(BN31)。

(2) 煤的物理性质及煤岩特征

煤的物理性质：煤呈黑色、条痕褐黑色，暗淡或沥青光泽，沿层面丝炭富集部位呈丝绢光泽，参差及阶梯状断口，在镜煤中可见贝壳状断口，性脆。由于煤岩组份不同，各煤层一般呈细条带~宽条带状结构，层状构造，在暗煤中可见块状构造。裂隙发育，并充填有黄铁矿与方解石薄膜。各煤层结核含量不同，一般为黄铁矿、粘土质和菱铁矿鲕状结核。煤层致密坚硬。燃点在300℃左右，燃烧试验剧燃，残灰呈灰白色粉状。

宏观煤岩组份：宏观煤岩组份包括亮煤、暗煤、镜煤、丝炭，丝炭含量较高是该区煤层的一个主要特点。其中2、3、4煤组由亮煤、暗煤、丝炭、镜煤组成，1、5煤组由暗煤、亮煤、丝炭、镜煤组成。

宏观煤岩类型：1、5煤组主要为暗淡型和半暗型，2、3、4煤组则以半暗型为主，暗淡型与半亮型煤较少。主要可采煤层中， 1^{-2} 煤以半暗型为主，暗淡型次之； 2^{-2} 、 3^{-1} 煤则以半暗型为主，半亮型次之。

显微煤岩组份及特征：各煤层有机组份(去矿物基)中，惰质组和镜质组(镜质组+半镜质组)含量>95%，根据《显微煤岩类型分类标准》(GB/T15589—2013)，应为微镜惰煤。

煤的变质阶段：依据《镜质体反射率的煤化程度分级》(MT/T1158-2011)，各煤层均为低煤级煤。

(3) 煤的化学性能

水分(M_{ad})

1^{-2} 煤层原煤空气干燥基水分含量2.52~10.88%，平均6.12%；浮煤空气干燥基水分含量1.38~8.50%，平均5.46%。

1-2煤层原煤空气干燥基水分含量为3.30~10.81%，平均6.75%；浮煤空气干燥基水分含量为3.18~10.25%，平均6.34%。

1^{-2} 煤层原煤空气干燥基水分含量为4.97~8.78%，平均7.20%；浮煤空气干燥基水分含量为4.72~9.12%，平均6.73%。

2⁻²煤层原煤空气干燥基水分含量为 3.03~9.72%，平均 6.45%；浮煤空气干燥基水分含量为 1.43~9.65%，平均 5.81%。

3^{-1上}煤层原煤空气干燥基水分含量为 3.75~11.04%，平均 5.46%；浮煤空气干燥基水分含量为 3.59~7.95%，平均 4.80%。

3⁻¹煤层原煤空气干燥基水分含量为 3.24~11.14%，平均 6.36%；浮煤空气干燥基水分含量为 2.70~9.94%，平均 5.67%。

4^{-2下}煤层原煤空气干燥基水分含量为 3.25~10.26%，平均 7.09%；浮煤空气干燥基水分含量为 2.50~9.83%，平均 5.83%。

4⁻³煤层原煤空气干燥基水分含量为 2.76~9.64%，平均 6.25%；浮煤空气干燥基水分含量为 2.90~9.24%，平均 6.04%。

4⁻⁴煤层原煤空气干燥基水分含量为 4.38~9.42%，平均 6.53%；浮煤空气干燥基水分含量为 2.64~7.45%，平均 5.41%。

5^{-2上}煤层原煤空气干燥基水分含量为 3.28~9.24%，平均 5.74%；浮煤空气干燥基水分含量为 0.28~8.14%，平均 5.07%。

5^{-2下}煤层原煤空气干燥基水分含量为 4.42~8.94%，平均 6.18%；浮煤空气干燥基水分含量为 2.66~7.28%，平均 5.70%。

各煤层原煤空气干燥基水分在垂向上没有明显变化规律，洗选后都较原煤有所降低。

灰分(A_d):

依据《煤炭质量分级 第一部分：灰分》(GB/T15224.1—2018)煤炭资源评价灰分分级标准对各煤层进行评价，1^{-2上}煤层及 4⁻³煤层为低灰煤(LA)，其他各煤层均为特低灰煤(ULA)，各煤层垂向上没有明显变化。见表 3-6。各煤层分述如下：

1^{-2上}煤层原煤干燥基灰分 3.21~29.95%，平均 13.04%；浮煤干燥基灰分为 2.30~11.63%，平均 5.27%。

1⁻²煤层原煤干燥基灰分 5.45~34.21%，平均 9.58%；浮煤干燥基灰分为 2.69~12.93%，平均 3.69%。

1^{-2下}煤层原煤干燥基灰分 3.11~14.10%，平均 6.76%；浮煤干燥基灰分为 2.52~3.38%，平均 3.00%。

2⁻²煤层原煤灰分 3.42~19.87%，平均 7.55%；浮煤干燥基灰分为 2.28~4.18%，平均 3.23%。见图 3-17。

3^{-1上}煤层原煤灰分 4.50~12.88%，平均 8.42%；浮煤干燥基灰分为 2.65~4.56%，平均 3.66%。

3⁻¹煤层原煤灰分 2.49~15.57%，平均 7.02%；浮煤干燥基灰分为 2.43~9.58%，平均 3.87%。

4^{-2下}煤层原煤灰分 3.35~10.22%，平均 5.87%；浮煤干燥基灰分为 2.81~4.38%，平均 3.55%。

4⁻³煤层原煤灰分 3.40~36.47%，平均 11.83%；浮煤干燥基灰分为 2.47~5.39%，平均 3.89%。

4⁻⁴煤层原煤灰分 4.39~20.66%，平均 9.70%；浮煤干燥基灰分为 2.96~5.39%，平均 3.89%。

5^{-2上}煤层原煤灰分 3.70~21.48%，平均 8.17%；浮煤干燥基灰分为 2.42~5.39%，平均 3.85%。

5^{-2下}煤层原煤灰分 4.19~22.54%，平均 8.44%；浮煤干燥基灰分为 2.87~5.06%，平均 3.81%。

各煤层经洗选后，灰分明显降低。

挥发份(Vdaf)：

依据煤的干燥无灰基挥发分分级标准(MT/T849-2000)对核实区内各煤层进行评价，1^{-2上}煤层、1⁻²煤层、1^{-2下}煤层、2⁻²煤层、3⁻¹煤层、4^{-2下}煤层、4⁻³煤层、4⁻⁴煤层、5^{-2上}煤层及 5^{-2下}煤层为中高挥发分(MHV)煤，3^{-1上}煤层为高挥发分(HV)煤。分述如下：

1^{-2上}煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 27.25~54.73%，平均 37.61%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 28.16~51.10%，平均 36.78%。

1⁻²煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 27.13~52.87%，平均 33.87%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 29.41~51.64%，平均 32.91%。

1^{-2下}煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 29.18~36.15%，平均 34.32%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 29.39~35.41%，平均 34.10%。

2⁻²煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 34.89~40.28%，平均 37.18%；浮煤干

燥无灰基挥发分产率为 33.31~38.83%，平均 36.28%。

3^{-1上}煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 33.91~45.03%，平均 38.97%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 33.77~44.09%，平均 39.12%。

3⁻¹煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 32.76~40.57%，平均 36.86%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 31.83~40.06%，平均 36.31%。

4^{-2下}煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 33.61~40.96%，平均 36.79%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 27.21~39.03%，平均 35.18%。

4⁻³煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 29.85~39.85%，平均 34.93%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 29.22~35.13%，平均 34.64%。

4⁻⁴煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 32.43~38.19%，平均 34.84%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 31.65~37.80%，平均 34.37%。

5^{-2上}煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 30.79~37.47%，平均 33.56%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 30.78~36.16%，平均 33.48%。

5^{-2下}煤层原煤干燥无灰基挥发分产率为 29.98~37.47%，平均 33.48%；浮煤干燥无灰基挥发分产率为 30.21~35.61%，平均 33.16%。

煤中有害组分：

① 硫分：依据《煤炭质量分级 第二部分：硫分》(GB/T15225.2—2010)煤炭资源评价硫分分级标准对核实区内各主要可采煤层进行评价，1^{-2下}煤层、1⁻²煤层、2⁻²煤层、3⁻¹煤层、4^{-2下}煤层、4⁻³煤层、4⁻⁴煤层、5^{-2上}煤层及 5^{-2下}煤层为特低硫煤(SLS)，1^{-2上}煤层和 3^{-1上}煤层为低硫煤(LS)。各煤层硫分垂向上没有明显变化规律，分述如下：

1^{-2上}煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.12~2.65%，平均 0.75%。浮煤为 0.13~1.51%，平均 0.48%。

1⁻²煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.16~2.17%，平均 0.48%；浮煤为 0.11~0.38%，平均 0.20%。

1^{-2下}煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.25~0.69%，平均 0.36%；浮煤为 0.19~0.28%，平均 0.24%。

2⁻²煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.20~1.25%，平均 0.40%；浮煤为 0.14~0.33%，平均 0.21%。

3⁻¹煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.30~2.66%, 平均 0.95%; 浮煤为 0.23~0.35%, 平均 0.29%。

3⁻¹煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.18~0.92%, 平均 0.43%; 浮煤为 0.15~0.73%, 平均 0.27%。

4⁻²煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.21~0.46%, 平均 0.31%。浮煤为 0.17~0.40%, 平均 0.25%。

4⁻³煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.21~2.16%, 平均 0.39%; 浮煤为 0.15~0.35%, 平均 0.24%。

4⁻⁴煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.24~0.50%, 平均 0.31%。浮煤为 0.21~0.32%, 平均 0.26%。

5⁻²煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.17~1.18%, 平均 0.40%; 浮煤为 0.15~0.61%, 平均 0.26%。

5⁻²煤层原煤干燥基全硫($S_{t,d}$)为 0.16~0.81%, 平均 0.34%; 浮煤为 0.18~0.27%, 平均 0.24%。

②磷: 依据《煤中有害元素含量分级第 1 部分: 磷》(GB/T20475.1-2006) 标准, 5⁻²煤层原煤干燥基磷(P_d)为 0.016%, 为低磷煤(P-2); 其他各煤层原煤干燥基磷(P_d)均小于 0.010%, 为特低磷煤(P-1)。

③砷: 依据《煤中有害元素含量分级第 3 部分: 砷》(GB/T20475.3-2012) 标准, 各煤层砷含量均小于 4 μ g/g, 属特低砷煤(As-1)。

④氟: 1⁻²煤层氟含量平均为 110 μ g/g, 1⁻²煤层氟含量平均为 143 μ g/g, 2⁻²煤层氟含量平均为 129 μ g/g, 3⁻¹煤层氟含量平均为 147 μ g/g, 4⁻³煤层氟含量平均为 159 μ g/g, 5⁻²煤层氟含量平均为 141 μ g/g。依据《煤中氟含量分级》(MT/T966-2005) 标准, 1⁻²和 2⁻²煤层为低氟煤(LF), 其他煤层均为中氟煤(MF)。

⑤氯(CL): 依据《煤中有害元素含量分级第 2 部分: 氯》(GB/T20475.2-2006) 标准, 核实区内各煤层氯含量平均 0.011~0.027%, 均为特低氯煤(C1-1)。

(4) 煤的工艺性能

煤的黏结性和结焦性: 黏结指数(G): 经测试, 核实区内各煤层的焦渣型号为 2, 各煤层粘结指数均为 0, 不具粘结性。

煤的发热量: 各可采煤层原煤干燥基高位发热量 ($Q_{br,d}$) 平均值介于 27.39 ~ 30.64MJ/kg 之间, 均高于 17MJ/kg。依据《煤炭质量分级 第 3 部分: 发热量》(GB/T 15224.3-2010), 按原煤干燥基高位发热量进行分级, 1^{-2} 煤为特高发热量煤 (SHQ), 其他各煤层均为高发热量煤 (HQ)。

煤的气化指标: 各主要可采煤层对 CO_2 的反应性测定结果表明, 当温度达到 850℃ 时, 煤对 CO_2 的还原率平均为 67.82%, 当达到 900℃ 时, 还原率平均达到 80.1%, 温度继续提高 CO_2 的还原率逐渐趋于稳定 (见表 3-10)。测试数据表明, 核实区各主要煤层对 CO_2 的反应性, 随着温度的升高而活性加快。特别是当温度达到 900℃ 以上时, 煤对 CO_2 具有较高的反应性, 煤在气化和燃烧过程中反应速度加快, 效率较高。

煤灰成分、灰熔融性及结渣性: 区内各煤层煤灰成分主要为 SiO_2 和 Al_2O_3 , 其次为 CaO 、 Fe_2O_3 、和 SO_3 等。 SiO_2 含量在 4.30% ~ 64.35% 之间, Al_2O_3 含量在 11.40% ~ 18.83% 之间, CaO 含量在 4.07% ~ 26.21% 之间, Fe_2O_3 含量在 3.34% ~ 17.06% 之间, SO_3 含量在 2.78 ~ 9.55% 之间, MgO 、 TiO_2 含量较低。煤灰熔融性与 Fe_2O_3 、 CaO 等碱性氧化物的含量有着密切的负相关关系。依据《煤灰熔融性 (ST) 分级》(MT/T853.1-2000) 标准, 2-2 煤层及 5-2 上煤层软化温度 (ST) 小于 1250℃, 为较低软化温度灰 (RLST), 4-3 煤层及 4-4 煤层分别为 1361℃ 和 1370℃, 为较高软化稳定灰 (RHST), 其他各煤层均为中等软化温度灰 (MST)。

煤的机械加工性能: 区内主要可采煤层测试了煤的可磨性指数, 可磨性指数 (HGI) 为 60, 依据《煤的哈氏可磨性指数分级》(MT/T852-2000) 标准, 本区煤为中等可磨煤。

煤的可选性: 各煤层可选性效果较好。

(5) 煤的工业用途

各煤层水分较低, 特低灰 ~ 低灰、特低硫 ~ 低硫、特低 ~ 低磷、低氟及中氟, 中高挥发分, 高发热量, 不具粘结性。

动力用煤: 本区为特低灰 ~ 低灰、特低硫 ~ 低硫、高发热量煤, 是良好的动力用煤。适用于民用燃烧、火力发电、工业锅炉、蒸气机车等。

气化用煤: 本区内煤热稳定性好, 当温度达 900℃ 时, 活性较好, 适宜于常压固定床炉、沸腾床炉、气流床炉等气化炉用煤的要求。

8.5 开采技术条件

8.5.1 水文地质条件

井田内断裂不发育,地层倾角平缓,含水层富水性弱,水文地质条件中等,煤层顶板含水层富水性微弱,依据《煤矿床水文地质、工程地质及环境地质勘查评价标准》(MT/T1091-2008),将本区水文地质勘查类型划分为第二类,即以裂隙含水层为主的矿床。

矿井地形相对平缓,地表大部分被第四系风积沙掩盖,地形切割较普遍,第四系含水层储水条件较差,多为透水层,而含水较少。煤系地层各可采煤层顶底板岩石致密坚硬,节理裂隙不发育,补给条件差。煤层露头处直接被第四系覆盖,易接受大气降水、第四系潜水和地表水的补给。局部基岩受风化剥蚀作用,裂隙较发育,地下水容易渗透。随深度增加,裂隙减少,岩石胶结致密,地下水渗透缓慢,富水性较差。 2^{-2} 煤以下地层含承压水,由于岩石致密,裂隙不发育、补给源较远等因素,水量很小。从各水文孔抽水试验看,各直接充水含水层单位涌水量 q 为 $0.0016 \sim 0.0328$ L/s·m。根据井田含水层富水性及补给条件,结合开采后发生的水文地质条件变化,将上湾煤矿矿床划分为水文地质条件中等,即第二型。

故矿井水文地质勘查类型属第二类第二型,即以裂隙充水含水层为主水文地质条件中等的矿床。

矿井采空区积水主要分布在 1^{-2} 煤二、三盘区,周边煤矿采掘范围离井田边界较远,老空水的位置、积水范围及积水量基本清楚,不影响矿井正常生产。矿井及周边老空水分布状况类别为中等。

矿井近3年来正常涌水量约 $349\text{m}^3/\text{h}$,最大涌水量约 $511\text{m}^3/\text{h}$,矿井正常生产,涌水量趋于稳定,预计未来3年不会发生大的变化,矿井涌水量类别为中等。

矿井未发生过较大突水事故,突水类别划分为简单。

矿井采掘过程中主要受地表水、基岩裂隙水及老空水等水害影响,但通过采取各类防治措施,提前消除了水患,保证了矿井安全生产。开采受水害影响程度类别划分为中等。

矿井防治水工作主要是采取水文地质补勘、地表导流、井下疏放水、采空区储水管控等措施,防治水工作较简单,技术成熟,易于进行,成本投资较小。防治水工作难易程度类别划分为中等。

依照 2018 年 6 月 4 日国家煤矿安全监察局颁布执行的《煤矿防治水细则》中关于矿井水文地质类型划分依据, 上湾煤矿水文地质类型划分为中等。

8.5.2 工程地质条件

井田位于鄂尔多斯高原东部, 地表受毛乌素沙漠影响, 大部分被风积沙覆盖, 风积沙呈波状及新月形沙丘地貌, 暂无其他不良工程地质现象发生。

岩石力学性质, 本区主要以半坚硬岩为主, 以软弱岩石次之, 砂质泥岩遇水易软化, 对煤层顶板维护不利。煤矿实际生产中, 工作面顶板仅有零星掉渣现象, 无大面积冒顶和垮落。

井田含煤地层岩性变化较大, 各煤层在大范围内无单一稳定的顶、底板, 因此岩石工程地质特征亦随着地段不同相应有所变化。本井田可采煤层为 1⁻²_上、1⁻²、2⁻²、3⁻¹_上、3⁻¹、4⁻²_下、4⁻³、4⁻⁴、5⁻²_上及 5⁻²_下号煤, 其顶、底板岩石主要为砂质泥岩及泥岩, 局部为粉砂岩、细粒砂岩及粗粒砂岩。根据钻孔岩石力学试验结果, 各可采煤层顶、底板抗压强度在 11.30~66.80MPa 之间。对各可采煤层也做了物理力学试验, 统计结果表明, 其抗压强度在 6.10~44.8MPa 之间, 平均为 15.73MPa, 力学强度较低。

根据统计结果, 各可采煤层顶、底板抗压强度值很不均匀, 由小到大都有, 说明井田内各煤层顶、底板岩石抗压强度在横向上变化较大, 很不稳定。另外各煤层顶、底板岩石软化系数为 0.20~0.82, 属遇水易软化岩石。综合分析, 本井田各可采煤层顶、底板岩石力学强度较低, 煤矿开采过程中, 需要加强煤层顶、底板的维护工作。

井田岩石以碎屑沉积岩为主, 层状构造, 岩体各向异性, 煤层顶底板岩石的力学强度较低, 岩体的稳定性较差。在未来煤矿开采过程中, 一般不会发生较大的工程地质问题, 局部地段可能会发生冒顶及底板变形等矿山工程地质问题。依据《煤矿床水文地质、工程地质及环境地质勘查评价标准》(MT/T1091-2008), 井田工程地质勘查类型为第三类第二型, 即层状岩类工程地质条件中等型。

8.5.3 环境地质条件

井田地处毛乌素沙漠边缘, 原生环境十分脆弱, 建井初期平均植被覆盖率仅 3-11%, 是全国水土流失重点监督区与治理区。上湾煤矿始终坚持开发与治理并重的方针, 经过多年的环境治理, 工业厂区绿化覆盖率达到可绿化区域面积的 100%, 沉陷区治理率达到 73%, 2000 年以来建设了 3km² 的南山常绿林, 形成了“周边常绿圈”, 2008 年以来建设了 10km² 的上湾采煤沉陷区生态经济林, 建成了系统稳定、

功能完善的地表生态环境。

据了解,本区至今无破坏性地震记录,近年来也未发生过较大的有感地震。依据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)划分:井田所处地域地震动峰值加速度为0.05g,地震烈度VI度。

井田地形复杂,冲沟发育,地貌具有侵蚀性丘陵特征。区内沉积岩厚度大,地壳稳定,新构造运动缓慢,井田的整体稳定性较好。

根据环境地质现状及矿床开采引起的变化:井田在自然状态下,没有规模较大的地质灾害和较为严重的环境污染问题,区域稳定性较好。井工开采产生的采空区造成的地面塌陷对环境破坏不大。同时煤矿生态环境、绿色矿山建设成效显著,自然生态环境较以往改善明显。综合分析,环境地质类型应属中等类型。

8.5.4其它开采技术条件

(1)瓦斯:上湾煤矿已有近三十年的开采历史,期间相继开采 1^{-2} 、 1^{-2} 和 2^{-2} 煤层,本矿瓦斯主要来源于煤层中释放出的二氧化碳-氮气气体,上湾煤矿属二氧化碳-氮气带,根据神东煤炭集团有限责任公司《矿井瓦斯等级鉴定报告》(2020年),全矿井绝对瓦斯涌出量为 $5.6\text{m}^3/\text{min}$,相对瓦斯涌出量为 $0.18\text{m}^3/\text{t}$ 。其中回采工作面最大绝对瓦斯涌出量为 $0.91\text{m}^3/\text{min}$,掘进工作面最大绝对瓦斯涌出量为 $0.20\text{m}^3/\text{min}$ 。鉴定结果属低瓦斯矿井。

(2)煤的自燃:

上湾煤矿煤层变质程度低,挥发分产率及丝炭含量较高,且含有黄铁矿结核,给煤层自燃创造了条件,根据内蒙古安科安全生产检测检验有限公司《中国神华能源股份有限公司神东煤炭分公司(上湾煤矿)安全检测检验报告》(2020年)鉴定结果:上湾煤矿 2^{-2} 煤层属于I类容易自燃。

(3)煤尘爆炸的预测和评价

煤尘是煤矿生产过程中所产生的各种矿物细微颗粒物,影响煤尘爆炸的主要因素是煤中挥发分,煤的挥发分越高,煤尘爆炸性危害也越大。根据内蒙古安科安全生产检测检验有限公司《中国神华能源股份有限公司神东煤炭分公司(上湾煤矿)安全检测检验报告》(2020年)鉴定结果:上湾煤矿 2^{-2} 煤层煤尘具有爆炸性。

(4)地温:井田内共有8个钻孔进行了简易地温测量工作,结果显示:该区

地温为 $12.5^{\circ}\text{C} \sim 20.4^{\circ}\text{C}$ ，平均地温梯度为 $1.7^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。一般孔深在 200m 左右地温略有升高，为 $16^{\circ}\text{C} \sim 18^{\circ}\text{C}$ ，地温变化梯度为 $1.9^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ，未发现地温异常带，无地温异常。

8.6 矿产资源开发利用现状

1986年12月20日上湾煤矿矿井设计项目立项，1986年12月25日华能精煤公司作出了批复，同意上湾煤矿矿井按60万t/a立项建设。

1987年8月5日矿井开工建设，设计生产能力60万t/a，后期扩建为180万t/a。

1990年根据原华能精煤公司华能精煤开字(1990)第065号文，将矿井设计生产能力调整为300万t/a。

2001年12月底神东煤炭有限责任公司委托煤炭工业邯郸设计研究院修改《初步设计》，修改后上湾煤矿矿井生产能力为800万t/a。2002年12月开工建设，2003年11月项目建成投产。2005年6月14日，神华集团有限责任公司组织有关部门和单位，对上湾800万t/a扩建工程进行了竣工验收。

2006年、2015年中国神华能源股份有限公司组织了生产能力核定，最终核定上湾煤矿生产能力为1600万t/a。

上湾煤矿自1987年开工建设以来，经过30多年的发展，目前矿井开拓方式为斜-立井综合开拓方式，共有8个井筒，分别为主斜井、1号缓坡斜井、1号副斜井、2号副斜井、2号缓坡斜井、南进风立井、南回风立井、北回风立井。主斜井担负煤炭运输、进风及安全出口任务。1号缓坡斜井担负矿井的辅助运输任务，包括矸石、材料设备等辅助运输任务，兼作矿井进风井及安全出口。2号缓坡斜井担负矿井的重型支架的运输任务，兼作矿井进风井及安全出口。南进风立井担负矿井进风任务，为矿井的专用进风立井。南回风立井及北回风立井担负矿井回风任务，井筒内设封闭梯子间，为矿井的专用回风立井和另一个安全出口。

井田内煤层分为2个水平开采， 2^{-2} 煤层以上为上煤组，划为一水平开采； 3^{-1} 煤层以下为下煤组，划为二水平开采。采用分煤层盘区大巷布置方式，水平内布置集中运输、辅运、回风大巷。煤炭运系统采用带式输送机运输，辅助运输采用无轨胶轮车运输。共划分为15个盘区，采煤方法为长壁一次采全高综合机械化采煤法。现开采煤层为一水平 1^{-2} 煤层四盘区，于 1^{-2} 煤层四盘区布置1个采煤工作面，采用连掘、掘锚

设备进行巷道掘进。

上湾煤矿作为全国安全高效清洁煤炭生产示范矿井，是一座年产量千万吨级特大型现代化矿井，在煤炭资源安全、高效开采技术方面走在世界前列。1⁻²煤层四盘区平均煤厚 9.11m，煤层整体赋存稳定，规划布置工作面 12 个，使用 8.8m 智能超大采高综采成套装备，与之配套的大功率双滚筒电牵引采煤机每小时生产能力 3000t，带式输送机每小时运输能力 4500t，资源回采率提高 8%以上。8.8m 超大一次采全高技术将成为中国煤炭能源资源回采率再提高的新型生产模式与管理典范。

9. 评估实施过程

根据国家现行有关评估的政策和法规规定，北京矿通资源开发咨询有限责任公司组织评估人员，对本次出让收益评估的采矿权实施了如下评估程序：

2022 年 2 月 28 日鄂尔多斯市自然资源局经公开竞争性磋商，确定我公司为中标单位，我公司接受委托方委托，委托方向本评估公司阐明本次评估的目的、要求及有关事宜。

2022 年 3 月 8 日~3 月 11 日，我公司评估人员在中国神华能源股份有限公司相关负责人陪同下搜集评估所用相关资料，按照矿业权评估规定与评估方法对收集的该采矿权相关资料进行整理。

2022 年 3 月 12 日~2022 年 3 月 30 日，依据委托方提供和评估人员现场收集的评估资料，进行归纳整理，确定评估方法，完成评定估算。具体步骤如下：对所评估资料进行归纳、整理，查阅有关法律、法规，调查矿产品销售市场，分析待评估采矿权的特点，确定评估方法、选取合理的评估参数，对委托评估的采矿权价值进行评定估算，完成评估报告初稿，复核评估结论，并对评估结论进行修改和完善。

2022 年 3 月 31 日对报告进行修改完善，经过公司内部审核后，评估小组出具评估报告。

10. 评估方法

根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，适用于该采矿权出让收益评估的方法有基准价因素调整法、交易案例比较调整法和折现现金流量法。

由于基准价因素调整法尚未出台具体方法，无法采用该方法进行评估；现阶段公开市场没有相同或者类似的交易案例可供参照比较，也无法采用交易案例比较法。

本次评估采矿权为拟扩大矿区范围的生产矿山，矿山经过历次勘查和多年实际生产，已基本掌握了矿区的地质构造条件和资源赋存规律，神华地质勘查有限责任公司2019年5月编制的《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告》已经通过评审和自治区自然资源厅的备案。矿山目前生产经营正常，矿山的资源、技术、经营和产品销售等技术经济参数都可以充分获得，同时内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司2022年3月编制的《中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源开发利用方案》已经审查通过，设计的技术经济参数可供参考利用。因此，评估认为该采矿权的地质研究程度较高，资料基本齐全、可靠，有关技术经济参数基本可满足现金流量法评估的要求，根据《中国矿业权评估准则》和《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》的有关规定，确定本次评估采用折现现金流量法（DCF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；

$(CI - CO)_t$ —净现金流量；

t—年序号（ $t = 1, 2, 3, \dots, n$ ）；

n—计算年限。

折现系数 $[1/(1+i)^t]$ 中 t 的计算：当评估基准日为年末时，下一年净现金流量折现到年初。当评估基准日不为年末时，当年净现金流量折现到评估基准日。

11. 评估参数的确定

评估指标和参数选取主要依据神华地质勘查有限责任公司2019年5月编制的《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告》（以下简称《资源储量核实报告》）、内蒙古自治区自然资源厅内自然资储备字〔2019〕151号《关于〈内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告〉矿产资源储量评审备案证明》（以下简称《备案证明》）、内蒙古自治区矿产资源储量评审中心内自然资储评字〔2019〕130号《〈内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿煤炭资源储量核实报告〉评审意见书》（以

下简称《评审意见书》)、内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司2022年3月编制的《中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源开发利用方案》(以下简称《开发利用方案》)及审查意见、内蒙古自治区矿产资源开发利用方案审查专家组内矿审字〔2022〕018号《〈中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源开发利用方案〉审查意见书》等资料以及根据评估人员现场收集的其他资料确定。

11.1 评估依据资料评述

11.1.1 《资源储量核实报告》

根据原国土资源部《关于煤炭国家规划矿区内蒙古东胜矿区准格尔矿区采矿权设置方案的批复》(国土资函〔2005〕626号)和《内蒙古自治区东胜煤田煤炭国家规划矿区矿业权设置方案(修编)》精神,为办理上湾煤矿采矿许可证变更手续,中国神华能源股份有限公司委托神华地质勘查有限责任公司,在利用历次地质勘查报告和其他有关地质资料基础上,2019年5月编制完成了《资源储量核实报告》。

《资源储量核实报告》叙述了区域与矿区地质、构造特征,矿区构造复杂程度确定为简单类型;叙述了各可采煤层的赋存范围、可采性、稳定程度、厚度、结构以及顶底板岩性特征,评价了主要可采煤层稳定程度为稳定类型;叙述了可采煤层的物理性质和煤岩特征、化学性质和工艺性能等煤质特征;各可采煤层为低-中灰、特低-低硫、高热量的不黏煤,主要用作民用及动力用煤。核实区未开展煤层气评价工作,其他有益矿产含量低,不具工业价值;报告通过收集前人资料和实地调查结果,论述了核实区煤矿床主要充水含水层水文地质特征,论述工程地质条件,指出了目前存在的主要地质环境问题,预测了可能发生的环境地质问题,核实矿区开采技术条件勘查类型为以水文地质和工程地质问题为主的中等复合类型,即Ⅱ类4型;报告充分利用了上湾煤矿及其周边以往地质勘查成果和最近一次核实报告资料,对区内可采煤层进行了资源储量估算,资源量估算采用的工业指标符合现行规范一般工业指标要求,估算的各种参数选择合理,估算方法及资源储量类型的确定正确,估算结果可靠;报告的章节齐全,内容较丰富,附图、附表符合有关要求,通过了内蒙古自治区矿产资源储量评审中心的评审(内自然资储评字〔2019〕130号)并在内蒙古自治区自然资源厅备案(内自然资储备字〔2019〕151号)。

综合以上分析认为,《资源储量核实报告》可以作为本次采矿权评估的依据。

11.1.2 开发利用方案

《开发利用方案》根据矿床赋存条件和矿山开采实际，确定了开采方式、开拓系统、采矿方法等；设计了矿山变更后矿区的可采储量；设计了矿山生产能力；设计了采煤技术经济参数。《开发利用方案》符合相关设计规范，2022年3月28日通过了内蒙古自治区矿产资源开发利用方案审查专家组的审查（内矿审字〔2022〕018号）。

综上，本次评估依据的《开发利用方案》符合编制规范的要求，可作为本次评估的参考依据。

11.2 评估利用资源量

11.2.1 评估利用资源储量（保有资源储量）

根据《资源储量核实报告》、《评审意见书》，截止2018年12月31日拟变更矿区范围内保有资源储量111474.00万吨，其中：探明的（可研）经济基础储量（111b）20315.00万吨；控制的（可研）经济基础储量（122b）49339.00万吨；探明的内蕴经济资源量（331）138.00万吨；控制的内蕴经济资源量（332）322.00万吨；推断的内蕴经济资源量（333）41360.00万吨；。

根据《固体矿产资源储量分类》（GB/T 17766—2020）和参考《开发利用方案》，本次评估按照转换因素的确定程度由低到高对《资源储量核实报告》中矿井煤炭资源储量估算的类型代码进行套改：原探明的（可研）经济基础储量（111b）和原探明的内蕴经济资源量（331）套改为探明资源量（TM）、原控制的经济基础储量（122b）和原控制的内蕴经济资源量（332）套改为控制资源量（KZ），原推断的内蕴经济资源量（333）套改为推断资源量（TD）。

调整后上湾煤矿保有煤炭资源储量共计111474万吨，其中：探明资源量（TM）20453.00万吨，控制资源量（KZ）49661.00万吨，推断资源量（TD）41360.00万吨。

2019年1月初至2021年12月末消耗资源量主要包括如下：

（1）2019年度消耗资源量：根据神华神东煤炭集团地质勘探测量公司2020年3月提交的《中国神华能源股份有限公司上湾煤矿矿产资源储量2019年度检测报告》，2019年度上湾煤矿《采矿许可证》范围内动用资源量为零。根据神华神东煤炭集团地质勘探测量公司2020年2月提交的《中国神华能源股份有限公司呼和乌素尔林兔井田矿产资源储量2019年度检测报告》，2019年度尔林兔井田《采矿许可证》范围内累计动用资源量3042.4万吨，3042.4万吨消耗量中调整后的上湾煤矿范围内动用资源

量 1879.3 万吨, 其中: 探明资源量 (TM) 632.8 万吨, 控制资源量 (KZ) 1246.5 万吨; 2019 年度井田内动用范围即回采位于 1² 煤层的 12305 工作面、12306 工作面。则截止 2019 年 12 月 31 日, 调整后上湾煤矿范围内累计动用资源量 1879.3 万吨, 其中: 探明资源量 (TM) 632.8 万吨, 控制资源量 (KZ) 1246.5 万吨。

(2) 2020 年度消耗资源量: 根据上湾煤矿提供的《承诺书》, 2020 年度未在上湾煤矿《采矿许可证》范围内进行生产活动, 不再编制“2020 年度检测报告”, 故 2020 年度上湾煤矿《采矿许可证》范围内动用资源量为零。根据鄂尔多斯市恒坤测绘有限责任公司 2021 年 1 月提交的《内蒙古自治区伊金霍洛旗呼和乌素尔林兔井田 2020 年储量年度报告》, 2020 年度尔林兔井田《采矿许可证》范围内累计动用资源量 2663.2 万吨, 2663.2 万吨消耗量中调整后的上湾煤矿范围内动用资源量 1549.1 万吨, 其中: 探明资源量 (TM) 16.2 万吨, 控制资源量 (KZ) 1468.2 万吨, 推断资源量 (TD) 64.7 万吨; 2019 年度井田内动用范围即回采位于 1² 煤层的 12401 工作面、12402 工作面。则截止 2020 年 12 月 31 日, 调整后上湾煤矿动用资源量 1549.1 万吨, 其中: 探明资源量 (TM) 16.2 万吨, 控制资源量 (KZ) 1468.2 万吨, 推断资源量 (TD) 64.7 万吨。

(3) 2021 年度消耗资源量: 根据内蒙古第五地质矿产勘查开发有限责任公司 2022 年 3 月提交的《内蒙古自治区东胜煤田上湾煤矿 2021 年储量年度报告》, 2021 年度上湾煤矿《采矿许可证》范围内累计动用资源量 1228 万吨, 其中: 探明资源量 (TM) 1006 万吨, 控制资源量 (KZ) 222 万吨; 2021 年度井田内动用范围即回采位于 2² 煤层的 22303 工作面。根据内蒙古巨宇测绘有限公司鄂尔多斯市巨宇分公司 2022 年 1 月提交的《内蒙古自治区伊金霍洛旗呼和乌素尔林兔井田 2021 年储量年度报告》, 2021 年度尔林兔井田《采矿许可证》范围内累计动用资源量 713.7 万吨, 713.7 万吨消耗量中调整后的上湾煤矿范围内动用资源量 459.7 万吨, 其中: 控制资源量 (KZ) 154.6 万吨, 推断资源量 (TD) 305.1 万吨; 2021 年度井田内动用范围即回采位于 1² 煤层的 12306 工作面、12403 工作面。则截止 2021 年 12 月 31 日, 调整后上湾煤矿动用资源量 1687.7 万吨, 其中: 其中: 探明资源量 (TM) 1006 万吨, 控制资源量 (KZ) 376.6 万吨, 推断资源量 (TD) 305.1 万吨;

(4) 近三年累计消耗资源量: 综上所述, 截止 2021 年 12 月 31 日, 调整后上湾煤矿范围内累计动用资源量 5116.1 万吨, 其中: 探明资源量 (TM) 1655 万吨, 控制资源量 (KZ) 3091.3 万吨, 推断资源量 (TD) 369.8 万吨。

扣除 2019 年、2020 年和 2021 年各煤层动用储量后，截至 2021 年 12 月 31 日，调整后井田范围内矿井剩余保有资源量共有 106357.90 万吨，其中探明资源量（TM）为 18798.00 万吨；控制资源量（KZ）为 46569.70 万吨；推断资源量（TD）为 40990.20 万吨。

鉴于本次评估目的，本次评估利用资源储量采用评估基准日（2021 年 12 月 31 日）拟变更矿区范围内保有资源储量。

11.2.2 参与计算的评估利用资源量（调整后）

参与评估计算的评估利用的资源储量指评估采用的保有资源量中，用于作为评估计算可采储量的基础数据参与评估计算的基础储量和资源量折算的基础储量。根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》、《中国矿业权评估准则》及《矿业权评估参数确定指导意见》，可采储量应根据矿山设计文件或设计规范的规定进行确定，计算评估利用的资源储量时，对评估基准日保有资源储量应结合矿产资源开发利用方案或（预）可行性研究或矿山设计进行项目经济合理性分析后分类处理。对于经济基础储量（111b）、（121b）、（122b）、（331）、（332），全部参与评估计算；对于推断的内蕴经济资源量（333），可参考（预）可行性研究、矿山设计、矿产资源开发利用或设计规范取值，（预）可行性研究、矿山设计、矿产资源开发利用或设计规范未作规定的，可采用可信度系数进行调整，可信度系数取值为 0.5~0.8。

根据《开发利用方案》，1⁻²与 2⁻²煤层均已揭露，对煤层的控制程度较高，已基本查明煤层变化及赋存情况，故此两个煤层方案可采资源储量计算过程中推断资源量（TD）计算可信度系数取 0.9；剩余煤层推断资源量（TD）计算可信度系数均取 0.8；对于探明资源量（TM）及控制资源量（KZ）计算可信度系数取 1.0。

则根据公式，本次参与评估计算的评估利用的资源储量（调整后）为：

参与评估计算的评估利用的资源量 = Σ 各可采煤层各级别资源量 × 该级别资源量可信度系数

以 1⁻²煤层为例：

$$\begin{aligned} \text{评估计算的评估利用的资源量} &= 3776.00 + 16322.70 + 4706.20 \times 0.90 \\ &= 24334.28 \text{（万吨）} \end{aligned}$$

按上述公式分别计算各煤层，则评估计算的评估利用的资源量（可信度系数调整后）合计为 99851.78 万吨。

11.3采、选煤方案

11.3.1采煤

根据《开发利用方案》及矿山实际, 矿山采用地下开采方式; 采用斜-立井综合开拓方式; 采用长壁式采煤法, 后退式回采, 全部垮落法管理顶板; 通风方式为分区对角式, 通风方法为机械抽出式; 矿井煤炭运输采用带式输送机连续运输方式, 辅助运输采用无轨胶轮车运输方式。

11.3.2洗选煤

根据《开发利用方案》及矿山实际, 矿山选煤工艺流程为: 原煤准备系统一块煤分选系统—末煤分选系统—煤泥水处理系统—介质回收系统。原煤经过洗选后, 可以得到块精煤、末精煤及混煤。

11.4产品方案

本次评估的采矿权煤炭主要为-低灰、低硫, 低磷、中高发热量的不黏煤, 是良好的民用及动力用煤, 适用于火力发电等。

根据《开发利用方案》及矿山实际, 本次评估确定产品方案为洗选后商品煤。

11.5主要技术参数

11.5.1设计损失量

根据《开发利用方案》设计暂不能利用资源储量 3107.82 万吨(按可信度系数折算后为 2508.26 万吨), 设计永久煤柱损失 4336.62 万吨, 其中井田境界煤柱 2025.80 万吨、盘区边界煤柱 205.67 万吨、采空区煤柱 1181.32 万吨、煤液化场地煤柱 859.10 万吨和火烧区煤柱 64.73 万吨。

本次评估计算该矿需留设永久煤柱(可信度系数折算后) 6677.28 万吨, 其中: 暂不利用资源储量 2508.26 万吨、井田境界煤柱 1917.35 万吨、盘区边界煤柱 204.03 万吨、采空区煤柱 1163.88 万吨、煤液化场地煤柱 825.50 万吨和火烧区煤柱 58.26 万吨, 以上煤柱(TD)资源量均已经按 0.80(或 0.90)可信度系数折算。

因此, 本次评估设计损失量确定为 6677.28 万吨。

11.5.2采矿损失量

(1) 工广煤柱和巷道煤柱

根据《开发利用方案》设计留设安全保护煤柱 5105.47 万吨, 本次评估计算留设安全保护煤柱 4997.94 万吨, 以上煤柱(TD)资源量均已经按 0.80(或 0.90)可信度

系数折算。

根据《建筑物、水体、铁路及主要井巷煤柱留设与压煤开采规程》(安监总煤装〔2017〕66号)等有关规定,对采用条带法开采的,可回收煤柱建议确定采矿回采率30~50%。本次评估保护煤柱(工业场地和主要巷道)采矿回采率取50%,即采矿损失率为50%。

$$\begin{aligned} \text{本次评估的采矿权工广煤柱和巷道煤柱采矿损失量} &= 4997.94 \times 50\% \\ &= 2498.97 \text{ (万吨)} \end{aligned}$$

(2) 正常块段采区采矿损失量

根据《煤炭工业矿井设计规范》(GB50215-2015),根据《煤炭工业矿井设计规范》(GB50215-2015)第2.1.5条规定,采煤工艺为一次采全高的厚煤层盘区采出率不小于80%,中厚煤层盘区采出率不小于80%,薄煤层盘区采出率不小于85%。

本次采用的《开发利用方案》设计:根据各煤层赋存情况,按煤层厚度不同,1^{-2下}、3^{-1上}、4^{-2下}、4⁻³、4⁻⁴、5^{-2上}及5^{-2下}煤层为薄煤层,方案煤层采出率取85%;1^{-2上}、3⁻¹煤层为中厚煤层,方案煤层采出率取80%;1⁻²、2⁻²煤层为厚煤层,均采用一次性采全高采煤工艺,结合已有多年生产实践,方案煤层采出率取80%。

本次评估依据《开发利用方案》设计取值,均符合《煤炭工业矿井设计规范》规定,1⁻²、2⁻²、1^{-2上}、3⁻¹煤层采区回采率取80%,其余各煤层采区回采率均取85%。

采区采矿损失量 = \sum (煤层评估利用资源储量(调整后) - 煤层设计损失量 - 工广及巷道煤柱) × 该煤层采矿损失率

以1⁻²煤层为例:

$$\begin{aligned} \text{正常块段采区采矿损失量} &= (24334.28 - 2241.92 - 1343.17) \times (1 - 80\%) \\ &= 4149.84 \text{ (万吨)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{采矿损失量合计} &= \text{工广煤柱和巷道煤柱采矿损失量} + \text{正常块段采区采矿损失量} \\ &= 671.58 + 4149.84 \\ &= 4821.42 \text{ (万吨)} \end{aligned}$$

按上述公式分别计算各煤层,则本次评估采矿损失量为19501.12万吨。

(3) 原煤入选率、商品煤产率

根据《开发利用方案》及矿山实际,原煤入选率为100%,商品煤产率为93.00%。

11.6 可采储量

根据《开发利用方案》和《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》，计算可采储量如下：

$$\begin{aligned} \text{可采储量} &= \text{评估利用资源量(调整后)} - \text{设计损失量} - \text{采矿损失量} \\ &= 99851.78 - 6677.28 - 19501.12 \\ &= 73673.38 \text{ (万吨)} \end{aligned}$$

本次评估可采储量为 73673.38 万吨。

矿区资源利用率 69.27% (73673.38/106357.90×100%)，符合内国土资发〔2018〕173 号印发的《内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价》中井工矿“可采资源量占保有资源量比重不低于 60%”的要求。

11.6.1 本次需处置出让收益的资源储量

根据《资源储量核实报告》、《评审意见书》，调整后上湾煤矿深部(标高 1005m 至 850m)煤炭资源 6413.00 万吨，现上湾煤矿深部拟划转整合后的补连塔煤矿的深部煤炭资源 712.00 万吨，现上湾煤矿深部煤炭资源合计 7125.00 万吨 (6413.00+712.00)。

根据《矿业权出让收益评估合同书》及《内蒙古自治区采矿权出让合同〔协议出让〕》(合同编号：1500022022C006)，本次评估需处置出让收益资源储量为现上湾煤矿深部煤炭资源 7125.00 万吨。

11.7 生产规模及服务年限

11.7.1 生产能力

根据《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》及《矿业权评估参数确定指导意见》的有关规定，对生产矿山(包括改扩建项目)采矿权评估，生产能力可根据采矿许可证载明的生产规模确定或根据经批准的矿产资源开发利用方案确定。

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿现采矿许可证证载的生产规模为 1300.00 万吨/年，本次评估采用的资料为上湾煤矿采矿权拟扩大矿区范围、变更生产能力的设计方案，审查通过的《开发利用方案》设计的生产能力为 1600.00 万吨/年，本次评估确定矿山生产能力为 1600.00 万吨/年。

11.7.2 服务年限

根据以上确定的可采储量、矿山生产能力，按以下公式确定矿山服务年限，具体计算如下：

$$T=Q/(A \times K)$$

式中：T——矿山服务年限；

Q——可采储量（73673.38万吨）；

A——矿山生产能力（1600.00万吨/年）；

K——储量备用系数。

根据地质构造和开采技术条件，《矿业权评估参数确定指导意见》建议矿井开采储量备用系数的取值为 1.3~1.5。具体取值见表 4。

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿，矿井地质构造发育程度为简单类型；水文地质条件为中等类型、工程地质条件属为中等类型、环境地质类型中等、其它开采技术条件为简单类型等。开发利用方案设计储量备用系数为 1.30，本次评估分析后认为设计合理，因此按照开发利用方案设计储量备用系数取 1.30。

表 3 储量备用系数取值表

地质构造和开采技术条件	地下开采
地质构造和开采技术条件复杂	1.5
地质构造和开采技术条件中等	1.4
地质构造和开采技术条件简单	1.3

计算本次评估开采服务年限：

$$\begin{aligned} T &= 73673.38 / (1600 \times 1.3) \\ &= 35.42 \text{ (年)} \end{aligned}$$

本次出让收益评估的采矿权（截止储量核实基准日）矿山服务年限为 35.42 年。根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》、矿山实际和本次评估目的，本次评估计算年限 30 年，按 30 年评估年限内动用评估利用资源量的单位评估价值计算需缴纳出让收益的评估价值。

根据《开发利用方案》及矿山实际，本次评估矿山为已达到生产能力矿山，因此 2022 年至 2051 年为评估计算年限，评估期内动用可采储量 62400.00 万吨（1600×30×1.30），折合动用资源储量 90083.19 万吨（106357.90/73673.38×62400.00）。

11.8 销售收入

11.8.1 产品产量

本次评估确定产品方案为洗选后商品煤，正常生产年份原煤产量为 1600.00

万吨/年,商品煤产率为93%,则:

$$\text{商品煤产量} = 1600.00 \times 93\% = 1488.00 \text{ (万吨)}。$$

11.8.2 产品价格

根据《中国矿业权评估准则》、《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》及《矿业权评估参数确定指导意见》,矿产品价格确定应根据产品类型、产品质量和销售条件,一般采用当地价格口径确定,可以采用一定时段的历史价格平均值确定。

根据《中国矿业权评估准则》、《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》及《矿业权评估参数确定指导意见》,矿产品价格确定应根据产品类型、产品质量和销售条件,一般采用当地价格口径确定,可以采用一定时段的历史价格平均值确定。

根据中国煤炭市场网(<http://www.cctd.com.cn>)查询,伊金霍洛旗5000大卡动力煤(5000kcal/kg)2017年至2021年坑口不含税价格统计数据见下表4。

表4 伊金霍洛旗5000大卡动力煤坑口不含税价格统计表

年月	价格								
2017年1月	252.14	2018年1月	282.05	2019年1月	275.86	2020年1月	274.34	2021年1月	300.88
2017年2月	243.59	2018年2月	282.05	2019年2月	280.17	2020年2月	274.34	2021年2月	327.43
2017年3月	239.32	2018年3月	282.05	2019年3月	258.62	2020年3月	274.34	2021年3月	327.43
2017年4月	247.86	2018年4月	277.78	2019年4月	278.76	2020年4月	274.34	2021年4月	345.13
2017年5月	239.32	2018年5月	275.86	2019年5月	278.76	2020年5月	274.34	2021年5月	358.41
2017年6月	226.50	2018年6月	280.17	2019年6月	274.34	2020年6月	278.76	2021年6月	358.41
2017年7月	239.32	2018年7月	293.10	2019年7月	274.34	2020年7月	278.76	2021年7月	358.41
2017年8月	264.96	2018年8月	293.10	2019年8月	274.34	2020年8月	278.76	2021年8月	358.41
2017年9月	269.23	2018年9月	293.10	2019年9月	274.34	2020年9月	287.61	2021年9月	358.41
2017年10月	282.05	2018年10月	293.10	2019年10月	274.34	2020年10月	287.61	2021年10月	358.41
2017年11月	290.60	2018年11月	275.86	2019年11月	274.34	2020年11月	287.61	2021年11月	358.41
2017年12月	282.05	2018年12月	271.55	2019年12月	274.34	2020年12月	287.61	2021年12月	358.41
	256.41		283.31		274.38		279.87		347.35

经统计,2017年至2021年坑口不含税价格分别为256.41元/吨、283.31元/吨、274.38元/吨、279.87元/吨和347.35元/吨,五年平均坑口(出厂)含税销售价格为288.26元/吨。

根据现场实际调查,上湾煤矿原煤经洗选后,商品煤发热量在5100~5500大卡,平均为5300大卡左右,本次评估洗选后商品煤按5300大卡考虑。

$$\begin{aligned} \text{计算商品煤含税销售价格} &= 288.26 \times 5300 / 5000 \\ &= 305.56 \text{ (元/吨)} \end{aligned}$$

北京矿通资源开发咨询有限责任公司

综合分析，本次评估商品煤出厂不含税销售价格确定为 305.56 元/吨，折合含税销售价格为 345.28 元/吨（ 305.56×1.13 ）。

11.8.3 销售收入

根据《矿业权评估准则》，假设本矿矿产品全部销售，根据以上该矿年产品产量和评估确定的产品价格，计算本次采矿权的正常年份销售收入如下：

$$\begin{aligned} \text{销售收入} &= \text{年商品煤产量} \times \text{洗选后商品煤销售价格} \\ &= 1488.00 \times 305.56 \\ &= 454673.28 \text{（万元）} \end{aligned}$$

销售收入估算详见附表 4。

11.9 固定资产及无形资产投资及投资安排

11.9.1 固定资产投资

根据《开发利用方案》，矿山固定资产投资包括现有固定资产和新增固定资产投资。

（1）现采矿权保有固定资产

根据《开发利用方案》，截止 2021 年 12 月 31 日，矿山保有固定资产投资原值 468161.14 万元，其中：井巷工程 49079.23 万元，房屋建筑物 70953.51 万元，机器设备 290731.70 万元，矿业权转让收益 57396.70 万元；净值 213567.67 万元，其中：井巷工程 35027.13 万元，房屋建筑物 45297.66 万元，机器设备 100472.72 万元，矿业权转让收益 32770.16 万元。

扣除矿业权转让收益后，截止 2021 年 12 月 31 日，本次评估的采矿权现有固定资产投资原值 410764.44 万元，其中：井巷工程 49079.23 万元，房屋建筑物 70953.51 万元，机器设备 290731.70 万元；净值 180797.51 万元，其中：井巷工程 35027.13 万元，房屋建筑物 45297.66 万元，机器设备 100472.72 万元。

（2）新增固定资产投资

根据《开发利用方案》，采矿权变更后新增投资 135021.24 万元，其中：土建工程 626.27 万元、设备及工器具购置费 4.76 万元、安装工程 2.68 万元、工程建设其他费 5680.64 万元、工程预备费 442.00 万元、矿业权出让收益 126946.89 万元。建设期利息 1318.00 万元。

根据矿业权评估有关规定，矿业权评估固定资产投资需扣除工程预备费、矿业权出让收益、资金占用费和铺底流动资金、建设期利息等，本次评估其他费用投资按土

建工程、设备购置及安装工程投资比例分摊到土建工程、设备购置及安装工程投资中。

新增固定资产投资为 6314.35 万元，其中：土建工程 6240.22 万元，设备购置及安装工程 74.13 万元。

本次评估用固定资产投资：评估用原有固定资产原值 410764.44 万元，其中：井巷工程 49079.23 万元，房屋建筑物 70953.51 万元，机器设备 290731.70 万元；净值 180797.51 万元，其中：井巷工程 35027.13 万元，房屋建筑物 45297.66 万元，机器设备 100472.72 万元。评估用新增固定资产投资为 6314.35 万元，其中：土建工程 6240.22 万元，设备购置及安装工程 74.13 万元。

本次评估现有固定资产按不含税净值在评估基准日投入，即在评估基准日投入 180797.51 万元；在 2022 年投入新增固定资产 6314.35 万元。评估用固定资产合计为 187111.86 万元。

固定资产投资及安排见附表 3、附表 1。

11.9.2 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《开发利用方案》，截止 2021 年 12 月 31 日，矿山土地使用权投资原值 4720.33 万元，净值 3217.53 万元。本次评估土地投资在评估基准日按净值投入 3217.53 万元。

11.10 更新改造资金与残（余）值回收

参照《矿业权评估参数确定指导意见》，按固定资产原值乘以固定资产净残值率估算固定资产净残值。固定资产的残值应在各类固定资产折旧年限结束年回收；以其服务期末固定资产净值作为回收的固定资产余值。根据《中国矿业权评估准则》，固定资产采用不变价原则考虑其更新资金投入，即在其计提完折旧的下一时点（下一年或下一月）投入等额初始投资。则本次评估确定固定资产投资的残（余）值回收及更新改造资金投入情况如下：

（1）现有固定资产

房屋建筑物：本次评估确定房屋建筑物按 30 年折旧期计算折旧，残值率为 5%，在折旧结束时（2040 年 6 月底）回收残值 3547.68 万元，在提完折旧后的下一时点（2040 年 7 月初）投入等额初始含税机器设备投资 77339.33 万元（ 70953.51×1.09 ）。在评估计算期末回收余值 45297.66 万元。

机器设备：机器设备折旧年限为 10 年，残值率为 5%。在折旧结束时（2025 年 1 月底、2035 年 1 月底、2045 年 1 月底）分别回收残值 14536.59 万元，在提完折旧后的下一时点（2025 年 2 月初、2035 年 2 月初、2045 年 2 月初）分别投入等额初始含税机器设备投资 328526.82 万元（ 290731.70×1.13 ）。在评估计算期末回收余值 100472.72 万元。

（2）新增固定资产

土建工程：本次评估确定土建工程按 30 年折旧期计算折旧，残值率为 5%，在评估计算期末回收余值 286.25 万元。

设备购置及安装工程：设备购置及安装工程折旧年限为 10 年，残值率为 5%。在折旧结束时（2031 年 12 月末、2041 年 12 月末）分别回收残值 3.28 万元，在提完折旧后的下一时点（2032 年 1 月初、2042 年 1 月初）分别投入等额初始含税设备购置及安装工程投资 74.13 万元。在评估计算期末回收残值 3.28 万元。

综上，本评估项目固定资产残（余）值回收合计为 193223.90 万元，固定资产更新投资合计 1063068.05 万元。

11.11 抵扣设备及不动产增值税返还

根据国家营业税改征增值税以及实施增值税转型改革和深化增值税改革等有关政策的相关规定，评估计算服务年限内，产品销项增值税抵扣当期材料费、动力费、修理费进项增值税后的余额，抵扣新购置设备及不动产〔设备、房屋和开拓工程〕（包括建设期投入及更新资金投入）的进项增值税（设备增值税率为 13%，不动产增值税率为 9%，2019 年 4 月 1 日起）；当期未抵扣完的设备及不动产进项增值税额结转下期继续抵扣。各期抵扣的设备及不动产进项增值税计入对应的抵扣期间的现金流入中。

本次评估在 2022 年、2025 年、2032 年、2035 年、2040 年、2042 年、2045 年分别回收抵扣设备及不动产进项增值税额 523.78 万元、37795.12 万元、8.53 万元、37795.12 万元、6385.82 万元、8.53 万元和 37795.12 万元。

评估期内回收抵扣设备及不动产投资进项增值税额合计为 120312.01 万元
(=523.78+37795.12+8.53+37795.12+6385.82+8.53+37795.12)。

(见附表 1、附表 8)

11.12 流动资金

流动资金是指为维持生产所占用的全部周转资金。根据《中国矿业权评估准则》，采用扩大指标估算法估算流动资金。

煤矿流动资金估算参考指标为按销售收入的 20%~25%资金率估算流动资金。本评估按年销售收入资金率取 23%估算。

$$\begin{aligned} \text{则正常年份流动资金} &= \text{年销售收入} \times \text{销售收入资金率} \\ &= 454673.28 \times 23\% \\ &= 104574.85 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

流动资金按生产负荷投入，在评估基准日投入全部流动资金 104574.85 万元，在本次评估期末的 2051 年全部回收。

(流动资金投入安排见附表 1)

11.13 总成本费用与经营成本

总成本费用是指项目在一定时期(通常为一年)为生产和销售产品而花费的全部成本和费用。本次评估上湾煤矿提供的“上湾煤矿资源成本估算表”确定，同时按照采矿权评估的有关规定和评估人员掌握的资料确定。

根据《中国矿业权评估准则》、《矿业权评估参数确定指导意见》的规定，本次评估总成本费采用“费用要素法”估算，由材料费、燃料及动力费、职工薪酬费、折旧费、摊销费、维简费、安全费用、修理费、环境恢复治理与土地复垦费用、其它费用和利息支出构成。

本次评估折旧费、摊销费和利息支出根据《中国矿业权评估准则》规定重新进行计算，矿山维简费、安全费用按照国家及内蒙古自治区有关文件规定执行。

生产成本及期间费用确定过程如下：

(1) 材料费

根据《开发利用方案》，设计单位原煤材料费(不含税)33.16 元/吨，本次评估据此确定单位原煤材料费 33.16 元/吨。则：

$$\text{正常生产年份材料费} = \text{年原煤产量} \times \text{单位材料费}$$

$$=1600.00 \times 33.16$$

$$=53056.00 \text{ (万元)}$$

(2) 燃料及动力费

根据《开发利用方案》，设计单位原煤燃料及动力费（不含税）12.54 元/吨，本次评估据此确定单位原煤燃料及动力费 12.54 元/吨。则：

$$\text{正常生产年份燃料及动力费} = \text{年原煤产量} \times \text{单位燃料及动力费}$$

$$=1600.00 \times 12.54$$

$$=20064.00 \text{ (万元)}$$

(3) 职工薪酬费

根据上湾煤矿提供的矿井简介及历史沿革说明中的“矿井简介一节”，截止 2021 年末，上湾煤矿员工总数为 912 人，其中：正式工 603 人，占全矿总人数的 66%；劳务工 309 人，占全矿总人数的 34%。经采矿权人介绍，根据上级指示精神，自 2022 年起，矿山的劳务工需全部转为正式工，将造成职工薪酬会大幅度增加。根据企业财务介绍，2021 年正式工职工薪酬为 51 万元，预计劳务工全部转为正式工后，平均职工薪酬将从现在 51 万元/人·年上升至 55 万元/人·年，本次评估按平均职工薪酬 55 万元/人·年考虑，则折合单位原煤职工薪酬费 31.25 元/吨。

$$\text{正常生产年份职工薪酬费} = \text{年原煤产量} \times \text{单位职工薪酬费}$$

$$=1600.00 \times 31.25$$

$$=50160.00 \text{ (万元)}$$

(4) 折旧费

固定资产折旧根据固定资产类别和财政部等有关部门规定、《矿业权评估参数确定指导意见》，采用直线法计算。

井巷工程：按照《矿业权评估参数确定指导意见》，井巷工程应按国家规定计提标准提取维简费，不再计提折旧。

现有房屋建筑物：按平均折旧年限 30 年计、残值率为 5%计，年折旧费为 2246.86 万元。

现有机器设备：按平均折旧年限 10 年、残值率 5%计，年折旧费 27619.51 万元。

新增土建工程：按平均折旧年限 30 年计、残值率为 5%计，年折旧费为 181.29 万元。

新增设备购置及安装工程：按平均折旧年限10年、残值率5%计，年折旧费6.23万元。

经测算，年折旧费合计为30053.90万元/年，折合单位原煤折旧费为18.78元/吨。

以上计算参见附表5，附表6。

(5) 维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，维简费应按财税制度及国家的有关规定提取，并全额纳入总成本费用中。

根据财政部财建〔2004〕119号《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》，内蒙古自治区煤矿维简费提取标准为吨煤10.50元（含2.5元/吨井巷工程基金），扣除2.5元/吨井巷工程基金后确定维简费为8.00元/吨，折旧性质维简费及更新性质的维简费各占50%，更新性质的维简费4.00（8.00×50%）元/吨列入经营成本，则：

$$\begin{aligned} \text{正常生产年份维简费} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 1600.00 \times 8.00 \\ &= 12800.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

其中折旧性质维简费、更新性质维简费各为6400.00万元。

(6) 井巷工程基金

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，井巷工程基金应按财税制度及国家的有关规定提取，并全额纳入总成本费用中。

根据财政部等财建〔2004〕119号《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》，内蒙古自治区煤矿维简费提取标准为吨煤8.70元（含2.5元/吨井巷工程基金），本次评估确定单位原煤井巷工程基金为2.50元/吨，则：

$$\begin{aligned} \text{正常生产年份井巷工程基金} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 1600.00 \times 2.50 \\ &= 4000.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

(7) 安全费用

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，安全生产费应按财税制度及国家的有关规定提取，并全额纳入总成本费用中。

根据财政部 国家安全生产监督管理总局 财企〔2012〕16号《关于印发〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》，文件规定：煤矿企业安全费用的提取标准为“煤（岩）与瓦斯（二氧化碳）突出矿井、高瓦斯矿井吨煤30元，其他井工矿吨煤15元。”鉴于本次评估的上湾煤矿为低瓦斯矿井，单位原煤安全生产费用标准为15元/吨。因此，本次评估确定单位原煤安全生产费用为15元/吨，则：

$$\begin{aligned} \text{正常生产年份安全生产费用} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位安全生产费用} \\ &= 1600.00 \times 15.00 \\ &= 24000.00 \text{（万元）} \end{aligned}$$

（8）修理费

本次评估现有机器设备固定资产原值 290731.70 万元，新增机器设备固定资产（含税）74.13 万元，本次评估修理费按设备类固定资产的原值和提存率估算，考虑该矿山采用大型综采机械化设备，设备提存率取 5%。

$$\text{计算年修理费} = (290731.70 + 74.13 / 1.13) \times 5\% = 14544.00 \text{（万元）}$$

本次评估年修理费 14544.00 万元，折合单位修理费 9.09 元/吨。

（9）环境恢复治理与土地复垦基金

根据 2019 年 11 月 5 日内蒙古自治区自然资源厅财政厅生态环境厅《关于印发〈内蒙古自治区矿山地质环境治理恢复基金管理办法（试行）〉的通知》，“矿山地质环境治理恢复基金是采矿权人按满足实际需要的原则，将矿山地质环境保护与土地复垦费用按照企业会计准则相关规定预计弃置费用，计入相关资产的入账成本。”

根据《开发利用方案》，设计单位原煤环境恢复治理与土地复垦基金 8.71 元/吨，本次评估据此确定单位原煤环境恢复治理与土地复垦基金 8.71 元/吨。则：

$$\begin{aligned} \text{年环境恢复治理与土地复垦基金} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位环境恢复治理与土地复垦基金} \\ &= 1600.00 \times 8.71 \\ &= 13936.00 \text{（万元）} \end{aligned}$$

（10）摊销费

本次评估无形资产——土地使用权投资（净值）3217.53 万元，根据《矿业权评估参数确定指导意见》，“当土地使用权剩余使用年限大于评估计算年限时，以评估计算年限作为土地使用权摊销年限。”本次评估土地使用权投资按矿山服务年限 30 年摊销，残值率为 0，年摊销费 107.25 万元。

(11) 其他费用

根据《开发利用方案》，单位原煤其他费用 75.98 元/吨（包含洗煤加工费），本次评估据此确定单位原煤其他费用 75.98 元/吨。则：

$$\begin{aligned} \text{年其他费用} &= \text{年原煤产量} \times \text{单位其他费用} \\ &= 1600.00 \times 75.98 \\ &= 121568.00 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

(12) 利息支出

据《矿业权评估参数确定指导意见》，评估时仅考虑流动资金贷款利息；假定流动资金中 30%为自有资金、70%为银行贷款。本次评估按 2015 年 10 月 24 日开始执行的一年期银行贷款利率为 4.35%。则年财务费用为：

$$\begin{aligned} \text{正常生产年份利息支出} &= \text{流动资金} \times 70\% \times \text{贷款利率} \\ &= 104574.85 \times 70\% \times 4.35\% \\ &= 3184.30 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

则本次评估确定的正常生产年份财务费用为 3184.30 万元，折合单位原矿财务费用为 1.99 元/吨（3184.30/1600）。

综上所述，则正常生产年份总成本费用为：

正常生产年份总成本费用 = 材料费 + 燃料及动力费 + 职工薪酬费 + 折旧费 + 维简费 + 井巷工程基金 + 安全生产费 + 修理费 + 环境恢复治理与土地复垦 + 摊销费 + 其他费用 + 利息支出

$$= 347473.45 \text{ (万元)}$$

折合单位矿石总成本费用 217.17 元/吨（347473.45/1600）。

正常生产年份经营成本为：

正常生产年份经营成本 = 总成本费用 - 折旧费 - 折旧性质的维简费 - 井巷工程基金 - 摊销费 - 利息支出

$$= 303728.00 \text{ (万元)}$$

折合单位矿石经营成本 189.83 元/吨（303728.00/1600）。

总成本费用和经营成本估算详见附表 5、附表 6、附表 7。

11.14 税金及附加

税金及附加包括城市维护建设税、教育费附加、资源税。

（1）城市维护建设税、教育费附加

城市维护建设税、教育费附加的计算以应纳增值税为计税基数。应纳增值税计算如下：

应纳增值税额=当期销项税额 - 当期进项税额 - 抵扣设备及不动产进项税额

销项税额以销售收入为税基，进项税额以材料、动力费用和修理费之和为税基。

根据 2019 年 3 月 20 日，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）及 2019 年 3 月 21 日国家税务总局办公厅“关于印发《2019 年深化增值税改革纳税服务工作方案》的通知”税总办发〔2019〕34 号，“增值税一般纳税人（以下称纳税人）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%，同时纳税人取得不动产或者不动产在建工程的进项税额不再分 2 年抵扣”。

本次评估的采矿权产品增值税适用销项税率为 13%，因此，本次评估销项税率按 13% 计算；材料费、燃料及动力费、修理费增值税率按 13%，不动产（井巷工程和房屋建筑物）进项税率 9% 计算。

当期销项税额=销售收入×13%

=454673.28×13%

=59107.53（万元）

当期进项税额=（材料费+燃料及动力+修理费）×13%

=（53056.00+20064.00+14544.00）×13%

=11396.32（万元）

应纳增值税额=当期销项税额 - 当期进项税额 - 抵扣设备及不动产进项税额

=59107.53 - 11396.32 - 0.00

=47711.21（万元）

城市维护建设税以应纳增值税额为税基，根据财政部（1993）财发字第 42 号文规定，城市维护建设税，以纳税人实际缴纳的产品税、增值税、营业税税额为计税依据，分别与产品税、增值税、营业税同时缴纳。城市维护建设税税率为：纳税人所在地在市区的，税率为 7%；纳税人所在地在县城、镇的，税率为 5%；纳税人所在地不在市区、县城或镇的，税率为 1%。本次评估的采矿权适合税率标准为 5%。

教育费附加以应纳增值税额为税基，根据国务院令第 448 号《国务院关于修改

〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》，税率取3%；根据财政部2010年11月18日公布的通知要求，地方教育附加的征收标准调整为2%，教育费附加合计为5%，本次评估教育费附加取5%。

$$\begin{aligned}\text{年城市维护建设税} &= \text{缴纳的增值税} \times \text{城市维护建设税率} \\ &= 47711.21 \times 5\% \\ &= 2385.56 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{年教育费附加} &= \text{达产年份需缴纳的增值税} \times \text{教育费附加税率} \\ &= 47711.21 \times 5\% \\ &= 2385.56 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(其中教育费附加为1431.34万元，地方教育附加为954.22万元)

(2) 资源税

矿产资源税：根据2020年7月23日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过的《关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定》，内蒙古自治区洗煤产品资源税适用税率为9%。

$$\begin{aligned}\text{计算正常年份矿产资源税} &= \text{年销售收入} \times \text{单位资源税税率} \\ &= 454673.28 \times 9\% \\ &= 40920.60 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

水资源税：根据《内蒙古自治区人民政府关于修改〈内蒙古自治区水资源税改革试点实施办法〉有关内容的通知》(内政字〔2019〕90号)，根据开发利用方案设计年水资源税为512万元，本次评估水资源税依据开发利用方案设计取512.00万元。

$$\begin{aligned}\text{年税金及附加合计} &= \text{城市维护建设税} + \text{教育费附加} + \text{水资源税} + \text{资源税} \\ &= 2385.56 + 2385.56 + 512.00 + 40920.60 \\ &= 46203.72 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{利润总额} &= \text{年销售收入} - \text{年总成本费用} - \text{年税金及附加} \\ &= 454673.28 - 347473.45 - 46203.72 \\ &= 60996.11 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

根据十届全国人大五次会议上通过的《中华人民共和国企业所得税法》，所得税税率按25%计算，正常年份具体计算如下：

$$\begin{aligned}\text{达产年份应纳所得税} &= \text{应纳税所得额} \times \text{所得税税率} \\ &= 60996.11 \times 25\%\end{aligned}$$

=15249.03（万元）

以上计算详见附表 8。

11.15折现率

根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，折现率参照《矿业权评估参数确定指导意见》相关方式确定；矿产资源主管部门另有规定的，从其规定。

参考国土资源部公告 2006 年第 18 号《关于实施〈矿业权评估收益途径评估方法修改方案〉的公告》，地质勘查程度为勘探以上的探矿权及（申请）采矿权价款评估折现率取 8%，地质勘查程度为详查及以下的探矿权价款评估折现率取 9%。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，本次评估折现率采用无风险报酬率 + 风险报酬率方式确定，其中包含了社会平均投资收益率。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。风险报酬率是指在风险投资中取得的报酬与其投资额的比率。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、其他个别风险。

矿业权评估实务中，无风险报酬率通常采用中国人民银行发布的五年期存款基准利率确定。根据中国人民银行决定，自 2014 年 11 月 22 日起下调人民币存贷款基准利率后不再公布五年期存款基准利率；自 2014 年 11 月 22 日、2015 年 3 月 1 日、2015 年 5 月 11 日、2015 年 6 月 28 日、2015 年 8 月 26 日、2015 年 10 月 24 日起人民币三年期存款基准利率分别下调 0.25%、0.25%、0.25%、0.25%、0.25%、0.25%合计下调 1.50%。本次评估五年期存款利率按 2014 年 11 月 22 日前的基准利率 4.75%调减（-1.50%）确定为 3.25%。

风险报酬率采用勘查开发阶段风险报酬率 + 行业风险报酬率 + 财务经营风险报酬率 + 其他个别风险报酬率确定。根据本项目的具体情况及对各项风险要素的分析，本次评估风险报酬率取值如下：

勘查开发阶段 ~ 生产矿山阶段风险报酬率：取值区间 0.15 ~ 0.65%。本次评估勘查开发阶段风险报酬率取值 0.50%。

行业风险报酬率：取值区间 1.00 ~ 2.00%，本次评估取值 1.50%；

财务经营风险报酬率：取值区间 1.00 ~ 1.50%，本次评估取值 1.25%；

其他个别风险报酬率：取值区间 0.50 ~ 2.00%，本次评估取值 1.50%。

综上所述,该采矿权评估项目风险报酬率取值为4.75%,折现率按无风险报酬率(3.25%) + 风险报酬率(4.75%)确定为8%。

12. 评估假设

本评估报告所称评估价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) 以产销均衡原则及社会平均生产力水平原则确定评估用技术经济参数;
- (2) 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;
- (3) 以设定的资源储量、生产方式、生产规模、产品结构及开发技术水平以及市场供需水平为基准且持续经营;
- (4) 在矿山开发收益期内有关产品价格、成本费用、税率及利率等因素在正常范围内变动;
- (5) 不考虑将来可能承担的抵押、担保等他项权利或其他对产权的任何限制因素以及特殊交易方可能追加付出的价格等对其评估价值的影响;
- (6) 无其它不可抗力及不可预见因素造成的重大影响。

13. 评估结论

(1) 评估计算年限内(30年评估期)推断以上类型资源量的采矿权评估价值(P_1)
经估算,确定中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权计算年限内(30年评估期)的评估价值(P_1)为**385828.01**万元。

(2) 采矿权出让收益评估值(P)

根据《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》,采用折现现金流量法评估时,应按其评估方法和模型估算评估计算年限内(333)以上类型(含)全部资源储量的评估值;按评估计算年限内出让收益评估利用资源储量〔不含(334)?〕与评估对象范围全部出让收益评估利用资源储量〔含(334)?〕的比例关系〔出让收益评估利用资源储量涉及的(333)与(334)?资源量均不做可信度系数调整〕,以及地质风险调整系数,估算评估对象范围全部资源储量对应的矿业权出让收益评估价值。计算公式如下:

$$P = \frac{P_1}{Q_1} \times Q \times k$$

式中： P ——矿业权出让收益评估价值；

P_1 ——评估计算年限（30年）内（333）以上类型评估利用资源储量的评估值；

Q_1 ——评估计算年限（30年）内出让收益评估利用资源储量〔不含（334）？〕；

Q ——评估对象范围未处置资源出让收益（原采矿证范围和增扩区）评估利用资源储量〔含（334）？〕；

k ——地质风险调整系数〔当（334）？占全部资源储量的比例为0时取1〕。

评估计算年限内（30年评估期）评估价值（ P_1 ）为**385828.01**万元，评估范围内评估利用资源量106357.90万吨，计算可采储量73673.38万吨；评估计算年限内（30年）动用可采储量62400.00万吨，动用资源储量90083.19万吨（ $106357.90/73673.38 \times 62400.00$ ）；本次评估需缴纳出让收益的深部资源储量7125.00万吨，折合单位可采储量4935.44万吨（ $73673.38 \div 106357.90 \times 7125.00$ ）。

$$\begin{aligned} \text{计算采矿权出让收益评估值}(P) &= 385828.01 \div 90083.19 \times 7125.00 \times 1 \\ &= 30516.51 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

折合单位煤炭可采储量评估价值6.18元/吨（ $=30516.51/4935.44$ ）。

综上，中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评估价值为**30516.51**万元，大写人民币**叁亿零伍佰壹拾陆万伍仟壹佰元整**。

（3）出让收益市场基准价计算

根据内国土资发〔2018〕173号印发的《内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价》规定，“1/2中粘煤、弱粘煤、不粘煤、长焰煤按发热量（ $Q_{gr.d}$ ）范围/（MJ/Kg）制定了出让收益基准价（可采储量）分别为：发热量 >30.91 为6.5元/吨，24.31~30.90为6.0元/吨，16.71~24.30为5.5元/吨， ≤ 16.70 为5.0元/吨。”根据储量核实报告及评审意见书，各可采煤层原煤干燥基高位发热量（ $Q_{gr.d}$ ）为27.39~30.64MJ/kg之间，采矿权出让收益基准价为6.00元/吨。

$$\begin{aligned} \text{需缴纳出让收益市场基准价} &= 4935.44 \times 6.00 \\ &= 29612.64 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

由上，出让收益评估价值30516.51万元大于采矿权出让收益市场基准价29612.64万元。

（4）出让收益征收建议

根据《财政部 国土资源部关于印发〈矿业权出让收益征收管理暂行办法〉的通

知》（财综〔2017〕35号），通过协议方式出让矿业权的，矿业权出让收益按照评估价值、市场基准价就高确定，故建议中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益按本次评估价值 **30516.51 万元**（大写人民币**叁亿零伍佰壹拾陆万伍仟壹佰元整**）征收采矿权出让收益。

14. 评估基准日期后调整事项说明

评估报告评估基准日后发生的影响委托评估采矿权价值的期后事项，包括国家和地方的法规和经济政策的出台，利率的变动、矿产品市场价值的巨大波动等。

本次评估在评估基准日后出具评估报告日期（评估报告日）之前未发生其他影响委估采矿权价值的重大事项。在评估报告出具日期之后和本评估结论使用有效期内，如发生其他影响委估采矿权价值的重大事项，不能直接使用本评估结论。若评估基准日后评估结论使用有效期以内资源储量、价格或税费标准等发生变化以及矿山扩大生产规模追加投资等而对采矿权价值产生明显影响时，评估委托人应及时聘请评估机构重新进行评估。

15. 特别事项说明

（1）本次评估结论是在独立、客观、公正的原则下做出的，本评估机构及参加本次评估人员与评估委托人及采矿权申请人之间无任何利害关系。

（2）本次评估工作中评估委托人及采矿权申请人所提供的有关文件材料（包括划定矿区范围、资源/储量核实报告、开发利用方案等）是编制本报告的基础，相关文件材料提供方应对所提供的有关文件材料的真实性、合法性、完整性承担责任。

（3）对存在的可能影响评估结论的瑕疵事项，在评估委托人及采矿权申请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，评估机构和评估人员不承担相关责任。

（4）本评估报告含有若干附件，附件构成本报告的重要组成部分，与本评估报告正文具有同等法律效力。

（5）本评估报告经本评估机构法定代表人、矿业权评估师签名，并加盖评估机构公章后生效。

16. 评估报告使用限制

（1）根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，评估结果公开的，自公开之日起有效期一年；评估结果不公开的，自评估基准日起有效期一年。超过有效期，

需要重新进行评估。如果使用本评估结果的时间超过有效期，本评估公司对应用此评估结论而对有关方面造成的损失不负任何责任。

(2) 本评估报告只能服务于评估报告中载明的评估目的。

(3) 正确理解并合理使用评估报告是评估委托人和相关当事方的责任。

(4) 评估报告的所有权归评估委托人所有，除法律、法规规定以及相关当事方另有约定外，未征得本项目矿业权评估师及本评估机构同意，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。

17. 评估机构和矿业权评估师

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限责任公司

法定代表人：



矿业权评估师：



18. 评估报告日

本项目评估报告日即出具评估报告的日期为 2022 年 3 月 31 日。

附表1-1 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿（深部煤炭资源）采矿权出让收益评估价值估算表

评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局

评估基准日：2022年1月31日

序号	应缴纳采矿权出让收益评估价值						采矿权出让收益基准价			备注										
	单位出让收益评估价值						采矿权出让收益评估价 值(P)	采矿权出让收益基准价	应缴纳出让收益的可采储量											
	30年评估期评估可采储量		单位评估价值		本次处置出让收益资源储量															
1	30年评估期评估可采储量的评估价值(P1)	可采储量	折合资源量	可采储量	资源储量	万元	万元	元/吨	元/吨	万吨	万元	万吨								
		62400.00	90083.19	6.18	4.28	385828.01	30516.51	6.00	6.00	7125.00	30516.51	4935.44	29612.64	4935.44	29612.64	4935.44	29612.64	4935.44	29612.64	4935.44

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限公司

审核：衣宪国

制表：于冰



附表1

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权(30年)出让收益评估价值估算表

评估委托人: 鄂尔多斯市自然资源局

评估基准日: 2021年12月31日

单位: 人民币万元

序号	项目名称	合计	评估基准日	正常生产期																	
				2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年			
一	现金流入	14058309.17		1.00	455197.06	454673.28	454673.28	507004.99	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	507004.99	454673.28
1	销售收入	13640198.40		454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28
2	回收固定资产残(余)值	193223.90					14536.59					3.28								14536.59	
3	回收流动资金	104574.85																			
4	回收抵扣投资进项税额	120312.01		523.78			37795.12													37795.12	
二	现金流出	12304371.35	288589.89	371455.81	365180.75	365180.75	690872.93	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	690872.93	365180.75
1	固定资产投资	187111.86	180797.51	6314.35																	
2	土地使用权投资	3217.53	3217.53																		
3	更新改造资金	1063068.05					328526.82													328526.82	
4	流动资金	104574.85	104574.85																		
5	经营成本	9111840.00		303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00
6	销售税金及附加	1374080.36	46151.34	46203.72	46203.72	46203.72	42424.20	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	42424.20	46203.72
7	企业所得税	460478.69	15262.12	15249.03	15249.03	15249.03	16193.91	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	16193.91	15249.03
三	净现金流量	1753937.82	-288589.89	83741.25	89492.53	89492.53	-183867.95	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	-183867.95	89492.53
四	折现系数(=8%)		1.0000	0.9259	0.8573	0.7938	0.7350	0.6806	0.6302	0.5835	0.5403	0.5002	0.4632	0.4289	0.3971	0.3677	0.3405	0.3152	0.2910	0.2670	0.2435
五	净现金流量现值	385828.01	-288589.89	77538.19	76725.42	71042.06	-135148.43	60907.11	56395.47	52218.03	48350.03	44768.55	41453.88	38353.95	35538.71	32906.22	30372.00	28111.78	26111.78	24111.78	22111.78
六	采矿权出让收益评估价值(30年评估期)		385828.01																		

评估机构: 北京矿通资源开发咨询有限公司

审核: 衣亮国

制表: 于冰

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权(30年)出让收益评估价值估算表(续表)

附表1

评估委托人: 鄂尔多斯市自然资源局

评估基准日: 2021年12月31日

单位: 人民币万元

序号	项目名称	正常生产期														
		2037年	2038年	2039年	2040年	2041年	2042年	2043年	2044年	2045年	2046年	2047年	2048年	2049年	2050年	2051年
一	现金流入	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00	26.00	27.00	28.00	29.00	30.00
1	销售收入	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28
2	回收固定资产残(余)值				3547.68	3.28				14536.59						146059.91
3	回收流动资金															104574.85
4	回收抵扣投资进项税额				6385.82		8.53			37795.12						
二	现金流出	365180.75	365180.75	365180.75	442041.14	365180.75	365254.23	365180.75	365180.75	690872.93	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75	365180.75
1	固定资产投资															
2	土地使用权投资															
3	更新改造资金				77339.33		74.13			328526.82						
4	流动资金															
5	经营成本	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00
6	销售税金及附加	46203.72	46203.72	46203.72	45565.14	46203.72	46202.86	46203.72	46203.72	42424.20	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72
7	企业所得税	15249.03	15249.03	15249.03	15408.67	15249.03	15249.24	15249.03	15249.03	16193.91	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03
三	净现金流量	89492.53	89492.53	89492.53	22565.64	89495.81	89427.58	89492.53	89492.53	-183867.95	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53	89492.53
四	折现系数(i=8%)	0.2919	0.2703	0.2502	0.2317	0.2145	0.1987	0.1839	0.1703	0.1577	0.1460	0.1352	0.1252	0.1159	0.1073	0.0994
五	净现金流量现值	26122.02	24187.05	22395.42	5228.73	19201.17	17765.30	16461.30	15241.95	-28995.85	13067.51	12099.55	11203.29	10373.41	9605.01	33800.94
六	采矿权出让收益评估价值(30年评估期)															

评估机构: 北京矿通资源开发咨询有限公司

审核: 衣亮国

制表: 于冰

附表3 中国神华能源股份有限公司上海煤矿采矿权出让收益评估固定资产及无形资产投资估算表

评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局

评估基准日：2021年12月31日

单位：万元

序号	项目名称	企业现有固定资产		开发利用方案设计增扩区投资		序号	项目名称	评估用投资			已计提折旧年限	折旧年限	残值率(%)	年折旧率(%)	备注
		不含税		投资	扣除工程预备费、矿业权出让收益、利息后分摊其他费用			企业已有投资(不含税)	增扩区投资						
		原值	净值							原值					
一	固定资产投资					一	固定资产投资								
1	井巷工程	49079.23	35027.13		0.00	1	井巷工程	49079.23	35027.13	0.00					
2	房屋建筑物(或土建工程)	70953.51	45297.66	626.27	6240.22	2	房屋建筑物(或土建工程)	70953.51	45297.66	6240.22	11.42	30	5	3.17	
3	机器设备(或设备购置及安装工程)	290731.70	100472.72	7.44	74.13	3	机器设备(或设备购置及安装工程)	290731.70	100472.72	74.13	6.89	10	5	9.50	
4	其它费用			5680.64											
5	工程预备费			442.00											
6	矿业权转让收益	57396.70	32770.16	126946.89											
7	建设期利息			1318.00											
8	铺底流动资金														
9	合计	468161.14	213567.67	135021.24	6314.35	4	合计	410764.44	180797.51	6314.35					
二	土地投资					二	土地投资								
1	土地使用权	4720.33	3217.53			1	土地使用权	4720.33	3217.53		30	0	3.33		

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限公司

审核：衣克国

制表：于冰

附表4

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估销售收入估算表

评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局

评估基准日：2021年12月31日

单位：万元

序号	项目名称	合计	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年
1	生产负荷		1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00
			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2	原煤产量(万吨)	48000.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00
3	商品煤产率	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%
4	商品煤产量(万吨)	44640.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00
5	销售价格(元/吨)		305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56
6	销售收入(万元)	13640198.40	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限责任公司

审核：衣宪国

制表：于冰

附表4 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估销售收入估算表(续表)

评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局
评估基准日：2021年12月31日
单位：万元

序号	项目名称	2037年	2038年	2039年	2040年	2041年	2042年	2043年	2044年	2045年	2046年	2047年	2048年	2049年	2050年	2051年
1	生产负荷	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00	26.00	27.00	28.00	29.00	30.00
		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2	原煤产量(万吨)	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00
3	商品煤产率	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%	93.00%
4	商品煤产量(万吨)	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00	1488.00
5	销售价格(元/吨)	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56	305.56
6	销售收入(万元)	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限责任公司

审核：衣宪国

制表：于冰

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采出权出让收益评估出让收益评估折旧估算表

附表5

评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局 评估基准日：2021年12月31日 单位：万元

序号	项目名称	固定资产		已折 旧年 年限	折旧 年限	合计	残值 率 (%)	折旧 率 (%)	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年		
		原值	净值						1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00		
1	现有井巷工程	49079.23	35027.13																				
2	现有房屋建筑物																						
2.1	非项税额					6385.82																	
2.2	不含税原值	70953.51	45297.66	11.42	3.17	70953.51	5		2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86
2.3	折旧费					1123009.38			43050.80	40803.94	38557.08	36310.22	34063.35	31816.49	29569.63	27322.77	25075.91	22829.05	20582.19	18335.33	16088.47		
2.4	减值					48845.34																	
2.5	减(余)值					77339.33																	
2.6	更新投资(含税)																						
3	现有机器设备																						
3.1	非项税额					113385.36																	
3.2	不含税原值	290731.70	100472.72	10	6.89	872195.10	5		27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51
3.3	折旧费					828686.35			27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51
3.4	净值					4257059.52			72863.21	45233.70	17614.19	266189.79	238570.28	210950.77	183331.25	155711.74	128092.23	100472.72	72863.21	45233.70	17614.19		
3.5	减(余)值					144082.48						14536.59											
3.6	更新投资(含税)					985580.46																	
4	新增井巷工程																						
4.1	非项税额																						
4.2	不含税原值																						
4.3	折旧费																						
4.4	净值																						
4.5	减(余)值																						
5	新增土建设工程																						
5.1	非项税额																						
5.2	不含税原值	5240.22	5240.22			515.25			515.25														
5.3	折旧费					5724.97			181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29
5.4	净值								5543.68	5362.39	5181.10	4995.81	4818.52	4637.23	4455.93	4274.64	4093.35	3912.06	3730.77	3549.48	3368.19		
5.5	减(余)值					286.25																	
5.6	更新投资(含税)																						
6	增设备购置及安装工程																						
6.1	非项税额																						
6.2	不含税原值	74.13	74.13			25.59			8.53														
6.3	折旧费					186.97			6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23
6.4	净值								939.78	53.14	46.91	40.67	34.44	28.21	21.98	15.75	9.51	3.28	59.37	53.14	46.91		
6.5	减(余)值					9.84																	
6.6	更新投资(含税)					148.27																	
7	合计	417078.79	186588.08			901616.87			30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90
7.1	折旧费					193223.90			14536.59														
7.2	减(余)值					328526.82																	
7.3	更新投资(含税)					120312.01			523.78														
7.4	非项税额																						
8	土地使用费																						
8.1	折旧费					3217.53		3.33	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25
8.2	摊余值					46654.18			2786.53	2895.78	2895.78	2786.53	2681.28	2574.02	2466.77	2359.52	2252.27	2145.02	2037.77	1930.52	1823.27		

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限公司 审核：衣苑国 制表：于冰

附表5 中国神华能源股份有限公司补连塔煤矿采权出让收益评估出让收益评估固定资产折旧估算表(续表)

评估委托人: 鄂尔多斯市自然资源局
评估基准日: 2021年12月31日
单位: 万元

序号	项目名称	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年	2041年	2042年	2043年	2044年	2045年	2046年	2047年	2048年	2049年	2050年	2051年		
1	现有井巷工程																			
2	现有房屋建筑物																			
2.1	进项税额						6385.82													
2.2	不含税原值						70953.51													
2.3	折旧费	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	2246.86	
2.4	净值	13841.60	11594.74	9347.88	7101.02	4854.16	70013.13	67766.27	65519.41	63272.55	61025.69	58778.83	56531.97	54285.10	52038.24	49791.38	47544.52	45297.66	43050.80	40803.94
2.5	减(余)值						3547.68													
2.6	更新投资(含税)						77339.33													
3	现有机器设备																			
3.1	进项税额																			
3.2	不含税原值																			
3.3	折旧费	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51	27619.51
3.4	净值	266189.79	238570.28	210950.77	183331.25	155711.74	128092.23	100472.72	72853.21	45233.70	17814.19	266189.79	238570.28	210950.77	183331.25	155711.74	128092.23	100472.72	72853.21	45233.70
3.5	减(余)值																			
3.6	更新投资(含税)																			
4	新增井巷工程																			
4.1	进项税额																			
4.2	不含税原值																			
5	新增土建工程																			
5.1	进项税额																			
5.2	不含税原值																			
5.3	折旧费	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29	181.29
5.4	净值	3186.90	3005.61	2824.32	2643.03	2461.74	2280.45	2099.16	1917.86	1736.57	1555.28	1373.99	1192.70	1011.41	830.12	648.83	467.54	286.25	105.96	24.67
5.5	减(余)值																			
5.6	更新投资(含税)																			
6	增设备购置及安装工程																			
6.1	进项税额								8.53											
6.2	不含税原值								65.60											
6.3	折旧费	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23
6.4	净值	40.67	34.44	28.21	21.98	15.75	9.51	3.28	59.37	53.14	46.91	40.67	34.44	28.21	21.98	15.75	9.51	3.28	3.28	3.28
6.5	减(余)值																			
6.6	更新投资(含税)								74.13											
7	合计																			
7.1	折旧费	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90
7.2	减(余)值	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59	14536.59
7.3	更新投资(含税)	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82	328526.82
7.4	进项税额	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12	37795.12
8	土地使用权																			
8.1	摊销费	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25
8.2	摊余值	1716.02	1608.77	1501.51	1394.26	1287.01	1179.76	1072.51	965.26	858.01	750.76	643.51	536.25	429.00	321.75	214.50	107.25	0.00	0.00	0.00

审核: 衣苑国
制表: 于冰

评估机构: 北京矿通资源开发咨询有限公司

附表6 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估单位成本估算表

单位：元/吨

评估基准日：2021年12月31日

评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局

序号	项目名称	《开发利用方案》 设计采选成本费用 (1600万吨/年)	序号	项目名称	评估取值		正常年成本 (万元)	备注
					采煤单位成本 (1600万吨/年)	原煤产量(万吨)		
	原煤产量(万吨)	1600.00		原煤产量(万吨)	1600.00			
1	材料费	33.16	1	材料费	33.16	53056.00	根据开发利用方案设计取值(设计不含税)	
2	燃料及动力费	12.54	2	燃料及动力费	12.54	20064.00	根据开发利用方案设计取值(设计不含税)	
3	职工薪酬费	21.97	3	职工薪酬费	31.35	50160.00	根据2022年企业实际人数并临时工转正后薪酬计算	
4	折旧费	8.47	4	折旧费	18.78	30053.90	重新计算	
5	提取的维简费	8.00	5	提取的维简费	8.00	12800.00	根据财政部等财建[2004]119号	
5.1	其中：折旧性质的维简费		5.1	其中：折旧性质的维简费	4.00	6400.00	根据评估准则规定	
5.2	更新性质的维简费		5.2	更新性质的维简费	4.00	6400.00	根据评估准则规定	
6	井巷工程基金	2.50	6	井巷工程基金	2.50	4000.00	根据财政部等财建[2004]119号	
7	安全生产费用	15.00	7	安全生产费用	15.00	24000.00	根据财企[2012]16号	
8	修理费	3.06	8	修理费	9.09	14544.00	重新计算并换算为不含税	
9	环境恢复治理基金	8.71	9	矿山地质环境治理恢复及土地复垦基金	8.71	13936.00	根据开发利用方案设计取值	
10	摊销费(无形资产摊销)	3.77	10	摊销费	0.07	107.25	重新计算	
11	其他费用	75.98	11	其他费用	75.98	121568.00	根据开发利用方案设计取值(包含洗煤加工费)	
12	利息支出	1.55	12	利息支出	1.99	3184.30	70%流动资金借款利息,按一年期贷款利率,重新计算	
13	总成本费用	194.71	13	总成本费用	217.17	347473.45		
14	经营成本	155.42	14	经营成本	189.83	303728.00		

制表：于冰

审核：衣荣国

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限公司

附表7

中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估经营成本估算表

序号	项目名称	单位 本 (元/ 吨)	合计	评估基准日：2021年12月31日											单位：万元			
				2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年		2033年	2034年	2035年
	原煤产量(万吨)	1600.00	48000.00	1.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00
1	材料费	33.16	1591680.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00
2	燃料及动力费	12.54	601920.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00
3	职工薪酬费	31.35	1504800.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00
4	折旧费	18.78	901616.87	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90
5	提取的维简费	8.00	384000.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00
5.1	其中：折旧性质的维简费	4.00	192000.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00
5.2	更新性质的维简费	4.00	192000.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00
6	井巷工程基金	2.50	120000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00
7	安全生产费用	15.00	720000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00
8	修理费	9.09	436320.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00
9	矿山地质环境治理恢复及土地复垦费	8.71	418080.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00
10	摊销费	0.07	3217.53	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25
11	其他费用	75.98	3647040.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00
12	利息支出	1.99	95529.13	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30
13	总成本费用	217.17	10424203.53	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45
14	经营成本	189.83	9111840.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限公司

审核：衣亮国

制表：于冰

附表7 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估经营成本估算表（续表）

单位：万元

序号	项目名称	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年	2041年	2042年	2043年	2044年	2045年	2046年	2047年	2048年	2049年	2050年	2051年
	原煤产量(万吨)	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00	26.00	27.00	28.00	29.00	30.00
1	材料费	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00
2	燃料及动力费	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00	53056.00
3	职工薪酬费	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00	20064.00
4	折旧费	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00	50160.00
5	提取的维简费	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90	30053.90
5.1	其中：折旧性质的维简费	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00	12800.00
5.2	更新性质的维简费	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00
6	井巷工程基金	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00	6400.00
7	安全生产费用	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00
8	修理费	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00	24000.00
9	矿山地质环境治理恢复及土地复垦费	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00	14544.00
10	摊销费	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00	13936.00
11	其他费用	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25	107.25
12	利息支出	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00	121568.00
13	总成本费用	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30	3184.30
14	经营成本	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45
		303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00	303728.00

审核：衣英国

审核：于冰

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限公司

附表8 中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采权出让收益评估税费估算表

评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局 评估基准日：2021年12月31日 单位：万元

序号	项目名称	合计	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年
			1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00
1	生产规模(万吨)	48000.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00	1600.00
2	销售收入	13640198.40	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28
3	总成本费用	10424203.53	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45
	增值税	1311024.29	47187.43	47111.21	47111.21	9916.09	47111.21	47111.21	47111.21	47111.21	47111.21	47111.21	47702.68	47711.21	47711.21	9916.09	47711.21	47711.21
4	4.1销项税额(13%)	1773225.90	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53
	4.2成本进项税额(13%)	341889.60	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32
	4.3抵扣投资进项税额(13%/9%)	120312.01	523.78			37795.12							8.53		37795.12			
	销售税金及附加(-)	1374080.36	46151.34	46203.72	46203.72	42424.20	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	42424.20	46203.72	46203.72
5	5.1城市维护建设税(5%)	65551.18	2359.37	2385.56	2385.56	495.80	2385.56	2385.56	2385.56	2385.56	2385.56	2385.56	2385.13	2385.56	2385.56	495.80	2385.56	2385.56
	5.2教育费附加(3%)	39330.80	1415.62	1431.34	1431.34	297.48	1431.34	1431.34	1431.34	1431.34	1431.34	1431.34	1431.08	1431.34	1431.34	297.48	1431.34	1431.34
	5.3地方教育附加(2%)	26220.38	943.75	954.22	954.22	198.32	954.22	954.22	954.22	954.22	954.22	954.22	954.05	954.22	954.22	198.32	954.22	954.22
	5.4水资源税及环保税	15360.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00
	5.5资源税(9%)	1227618.00	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60
6	利润总额	1841914.51	61048.49	60996.11	60996.11	64775.63	60996.11	60996.11	60996.11	60996.11	60996.11	60996.11	60996.97	60996.11	60996.11	64775.63	60996.11	60996.11
7	企业所得税(25%)	460478.69	15262.12	15249.03	15249.03	16193.91	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.24	15249.03	15249.03	16193.91	15249.03	15249.03

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限公司

审核：衣亮国

制表：于冰



中国神华能源股份有限公司上湾煤矿采矿权出让收益评估费估算表（续表）

附表8

评估委托人 评估委托人：鄂尔多斯市自然资源局		评估基准日：2021年12月31日										单位：万元				
序号	项目名称	合计	2038年	2039年	2040年	2041年	2042年	2043年	2044年	2045年	2046年	2047年	2048年	2049年	2050年	2051年
1	生产规模（万吨）	48000.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00	26.00	27.00	28.00	29.00	30.00
2	销售收入	13640198.40	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28	454673.28
3	总成本费用	10424203.53	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45	347473.45
	增值税	1311024.29	47711.21	47711.21	41325.39	47711.21	47702.68	47711.21	47711.21	9916.09	47711.21	47711.21	47711.21	47711.21	47711.21	47711.21
4	4.1 销项税额(13%)	1773225.90	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53	59107.53
	4.2 成本进项税额(13%)	341889.60	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32	11396.32
	4.3 抵扣投资进项税额(13%/9%)	120312.01			6385.82		8.53			37795.12						
	销售税金及附加(-)	1374080.36	46203.72	46203.72	45565.14	46203.72	46202.86	46203.72	46203.72	42424.20	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72	46203.72
5	5.1 城市维护建设税(5%)	65551.18	2385.56	2385.56	2066.27	2385.56	2385.13	2385.56	2385.56	495.80	2385.56	2385.56	2385.56	2385.56	2385.56	2385.56
	5.2 教育费附加(3%)	39330.80	1431.34	1431.34	1239.76	1431.34	1431.08	1431.34	1431.34	297.48	1431.34	1431.34	1431.34	1431.34	1431.34	1431.34
	5.3 地方教育附加(2%)	26220.38	954.22	954.22	826.51	954.22	954.05	954.22	954.22	198.32	954.22	954.22	954.22	954.22	954.22	954.22
	5.4 水资源税及环保税	15360.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00	512.00
	5.5 资源税(9%)	1227618.00	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60	40920.60
6	利润总额	1841914.51	60996.11	60996.11	61634.69	60996.11	60996.97	60996.11	60996.11	64775.63	60996.11	60996.11	60996.11	60996.11	60996.11	60996.11
7	企业所得税(25%)	460478.69	15249.03	15249.03	15408.67	15249.03	15249.24	15249.03	15249.03	16193.91	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03	15249.03

制表：于冰

#REF!

评估机构：北京矿通资源开发咨询有限公司

