

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探 探矿权出让收益评估报告

内兴鼎矿评字[2020]第 049 号

内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司

二〇二〇年十二月十日

地址：内蒙古呼和浩特市新城区兴安北路润宇国际公寓 1408 室

邮编：010051

电话：0471—2356799/18004715110

传真：0471—2356799

<http://www.xycpa.com>

E-mail:18004715110@163.com

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权 出让收益评估报告

摘 要

内兴鼎矿评字[2020]第 049 号

提示：“以下内容摘自评估报告，欲了解本项目的全面情况，应认真阅读评估报告全文。”

一、评估委托人：内蒙古自治区自然资源厅（原内蒙古自治区国土资源厅）

二、评估机构：内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司

三、矿业权人：内蒙古吉煤矿业有限公司

四、评估对象：内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权。

五、评估目的：内蒙古自治区自然资源厅（原内蒙古自治区国土资源厅）拟处置内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权，按照内政发<2018>22 号规定，评估井田除配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益底价，根据国家现行相关法律法规规定，需要对该矿业权出让收益进行评估。本次评估目的即为为内蒙古自治区自然资源厅确定“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”除配置资源量后剩余资源量的出让收益底价提供参考意见。

六、评估基准日：2020 年 11 月 30 日。

七、评估方法：折现现金流量法（DCF 法）。

八、评估范围：根据矿业权出让收益评估合同书，评估矿区范围由 17 个拐点组成，矿区范围面积为 35.79 平方公里。

九、评估主要参数：

① 技术参数

本次评估拟出让矿区面积为 35.79km²，截止储量估算基准日 2016 年 1 月 31 日，矿区范围内煤炭保有资源量 204122.00 万吨，其中：探明的内蕴经济资源量（331）68904.00 万吨；控制的内蕴经济资源量（332）66409.00 万吨；推断的内蕴经济资源量（333）68809.00 万吨。

根据中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月出具的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井

部分)》，(333)可信度系数取 0.8；《可行性研究报告》设计经(333)可信度系数调整后的永久煤柱损失 14076.00 万吨，经(333)可信度系数调整后的可回收煤柱损失 31653.00 万吨，采矿回采率根据煤层厚度不同分别取 75%、80%，可回收煤柱回采率为 40%，计算可采储量为 123964.53 万吨，储量备用系数为 1.4，生产规模 600.00 万吨/年，矿井服务年限为 147.58 年；评估计算服务年限内(30 年)拟动用可采储量 25200.00 万吨；评估计算服务年限为 32.67 年(含建设工期 32 个月)。

② 经济参数

固定资产投资为 248977.86 万元，无形资产土地投资 10644.73 万元，原煤单位总成本费用 113.92 元/吨，单位经营成本 84.45 元/吨；原煤坑口不含税销售价格为 202.66 元/吨；折现率为 8.00%。

十、评估结论：根据《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源市场化出让的意见》(内政发〔2018〕22 号)，本评估机构在充分调查、了解和综合分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取合理的评估方法和评估参数，经过评定估算：内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权除按要求落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益评估价值为 587214.36 万元，大写人民币伍拾捌亿柒仟贰佰壹拾肆万叁仟陆佰元整。

计算过程说明：

1. 内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权全部评估利用资源储量出让收益评估值

根据《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》、内蒙古自治区财政厅 国土资源厅关于印发《内蒙古自治区矿业权出让收益征收管理实施办法(试行)》的通知(内财非税规〔2017〕24 号)、内蒙古自治区国土资源厅公布的《内蒙古自治区国土资源厅关于印发内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价的通知》(内国土资发〔2018〕173 号)的相关规定，经过评定估算：“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”在评估计算年限内(333)以上类型 30 年拟动用可采储量 25200.00 万吨的评估值为 137624.97 万元，大写人民币壹拾叁亿柒仟陆佰贰拾肆万玖仟柒佰元整，单位可采储量 5.46 元/吨。

根据经国土资储备字〔2016〕147 号备案的内蒙古自治区煤田地质局 472 勘

探队 2016 年 2 月提交的《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》，截止储量估算基准日 2016 年 1 月 31 日，矿区范围内煤炭保有资源储量 204122.00 万吨，按煤类分为：褐煤资源储量为 34905.00 万吨；长焰煤资源储量为 169217.00 万吨。干燥基高位发热量 ($Q_{gr,d}$)：褐煤平均值在 20.44~23.18MJ/kg 之间、长焰煤平均值在 20.66~24.75MJ/kg 之间。经计算，内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权原煤加权平均基准价为 5.17 元/吨。计算过程如下表：

矿种	分类标准	单位 (可采储量)	基准价 (元)	评估利用资源储量 (万吨)	加权平均 基准价 (元)
长焰煤	发热量 ($Q_{gr,d}$) 范围 /(MJ/Kg)	24.31~30.90	元/吨	6.0	39542.00
		16.71~24.30	元/吨	5.5	129675.00
褐煤	发热量 ($Q_{gr,d}$) 范围 /(MJ/Kg)	16.71~24.30	元/吨	3.0	34905.00
合计				204122.00	

综上，评估结果单位可采储量高于《内蒙古自治区国土资源厅关于印发〈内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价〉的通知》（内国土资发[2018]173 号）中的基准价。

“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”在评估基准日 2020 年 11 月 30 日的全部评估利用资源储量 204122.00 万吨出让收益评估值为 677008.48 万元，大写人民币陆拾柒亿柒仟零捌万肆仟捌佰元整。

2. 内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值

内蒙古自治区自然资源厅矿业权处 2019 年 2 月 20 日出具的《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》，霍林河煤田 2 号井配置煤炭资源量合计 30000.00 万吨，其中通辽金煤化工有限公司年产 20 万吨煤制乙二醇项目配置煤炭资源量 12000.00 万吨，吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目配置煤炭资源量 18000.00 万吨（预留）。

吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目（预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨）已进行投资，但由于资金问题目前处于停建状态，目前属于尚

未落实的转化项目。

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井全部资源量 204122.00 万吨，根据《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》霍林河煤田 2 号井配置煤炭资源量合计 30000.00 万吨，则内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井未配置资源量 174122.00 万吨（204122.00-30000.00）。

综上，配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量合计 192122.00 万吨（18000.00+174122.00）。

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值=内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权全部评估利用资源储量出让收益评估值 $P \div$ 内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权全部评估利用资源储量 $\times$ 配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值 = $677008.48 \div 204122.00 \times 192122.00 = 637208.25$ （万元）

3. 配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款

经内蒙古自治区国土资源厅以内国土探评核[2015]065 号文核收的《探矿权评估报告核收证明》，“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”评估结论：30 年拟动用可采储量 25200.00 万吨，价款 70334.02 万元，内蒙古吉煤矿业有限公司已经缴纳完毕上述探矿权价款，30 年拟动用可采储量对应的评估利用资源储量为 41494.73 万吨，其中未配置资源量为 11494.73 万吨（41494.73-30000.00）。

预留配置资源量（配置资源量中未落实转化项目对应的资源量）对应的已缴价款 = $70334.02 \div 41494.73 \times 18000.00 = 30510.20$ （万元）

已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款 = $70334.02 \div 41494.73 \times 11494.73 = 19483.69$ （万元）

综上，配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款为 49993.89 万元（30510.20+19483.69）。

4. 内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权除按要求落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益评估价值=配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值-配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权除按要求落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益评估价值=637208.25-49993.89=587214.36（万元）

十一、评估报告日：2020 年 12 月 10 日

十二、评估有关事项声明

截止本次评估基准日，根据探矿权人提供的《关于霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置落实转化项目情况说明》、内自然资函[2019]492 号《关于做好煤炭资源清理意见落实工作的函》、探矿权人提供的内环验[2011]13 号《内蒙古自治区环境保护厅关于通辽金煤化工有限公司新建 200kt/a 乙二醇项目竣工环境保护验收的意见》、通辽金煤化工有限公司的《安全生产许可证》（编号：（蒙）WH 安许证字[2017]000867 号）等资料，通辽金煤化工有限公司年产 20 万吨煤制乙二醇项目（配置煤炭资源量 12000.00 万吨）已通过了环境保护验收，且取得了安全生产许可证，为已落实的转化项目；根据《关于霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置落实转化项目情况说明》吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目（预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨）计划投资 58.5 亿元，现已完成投资 46 亿元，但由于资金问题目前处于停建状态，通辽市政府和扎旗政府及有关部门正在积极落实自治区煤炭资源清理政策。根据内政发[2018]22 号《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源市场化出让的意见》，按照要求落实了转化项目对应的配置资源量 12000.00 万吨，不再新缴纳矿业权出让收益；除按要求落实转化项目的配置资源量后剩余的资源量（包含预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨、未配置的资源量）全部新缴纳矿业权出让收益；目前由于无法确定吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目是否为己落实的转化项目，本次评估将预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨归为配置资源量中未落实转化项目进行估算，在此提醒报告使用者注意。

若吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目（预留配置煤炭资源量

18000.00 万吨) 有相关资料证明其为已落实的转化项目, 则委托方可在评估结论有效期内且符合内蒙古自治区政府的相关规定经委托方同意后, 参照该报告中的价值分割方式进行计算, 在此提醒报告使用者注意。

本次评估根据内政发[2018]22 号《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源市场化出让的意见》进行估算, 该文件规定“井田内未配置的资源量(含自治区确定由国有独资企业代持的资源量和清理收回的资源量), 由资源所在地盟行政公署、市人民政府提出意见, 报自治区人民政府批准后, 以公开竞价的方式确定剩余资源量的矿业权出让收益和持有企业, 同等条件下该井田主体企业优先获得。”, 在此提醒委托方注意。

本评估报告结论是建立在合理的假设前提及特定的评估目的之上。

评估结论公开的, 自公开之日起有效期一年; 评估结论不公开的, 自评估基准日起有效期一年。超过使用有效期本报告评估结论无效, 需重新进行评估。

评估机构只对评估结论是否符合职业规范负责, 不对矿业权的定价决策负责。

本评估报告仅供委托方在本报告列明的评估目的以及报送相关主管部门审查使用。评估报告所有权属于评估委托人; 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; 除法律法规规定以及相关当事方另有约定外, 未征得矿业权评估机构同意, 矿业权评估报告的全部或部分内容不得被摘抄、引用或披露于公开媒体。

内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司



二〇二〇年十二月十日

矿业权评估师:

张晖



矿业权评估师:

邵菲



目 录

第一部分 评估报告正文

1、评估机构.....	1
2、评估委托方.....	2
3、评估目的.....	2
4、评估对象及评估范围.....	2
5、评估基准日.....	6
6、评估主要依据.....	7
7、评估原则.....	10
8、矿产资源勘查和开发概况.....	10
9、评估实施过程.....	35
10、评估方法.....	36
11、主要技术经济参数选取.....	37
12、评估假设前提.....	60
13、评估结论.....	61
14、评估基准日后事项说明.....	66
15、特别事项说明.....	66
16、评估报告日.....	68
17、评估人员.....	68
18、评估机构及评估人员签字盖章.....	68

第二部分 评估报告附表

第三部分 评估报告附件

附表目录

附表 01、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权出让收益评估值计算表；

附表 02、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权评估值计算表；

附表 03、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权评估销售收入计算表；

附表 04、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权评估经营成本费用计算表；

附表 05、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权评估单位成本计算表；

附表 06、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权评估所得税计算表；

附表 07、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权评估固定资产折旧计算表；

附表 08、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权评估固定资产投资估算表；

附表 09、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权评估储量计算表。

附件目录

附件 01、内蒙古自治区国土资源厅委托评估矿业权项目基本信息表.....	001
附件 02、内国土资矿评合字[2018]第 098 号《矿业权出让收益评估合同书》...	003
附件 03、内蒙古自治区自然资源厅出具的《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》	013
附件 04、《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源市场化出让的意见》（内政发[2018]22 号）.....	015
附件 05、《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区煤炭资源清理处置实施方案的通知》（内政发[2018]52 号）.....	021
附件 06、内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司营业执照及资质证书	025
附件 07、矿业权评估师资格证书及简历.....	027
附件 08、矿业权评估机构及矿业权评估师承诺书	031
附件 09、内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探(保留)矿产资源勘查许可证.....	033
附件 10、中华人民共和国国土资源部出具的《关于〈内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告〉矿产资源评审备案证明》（国土资储备字[2016]147 号）.....	039
附件 11、国土资源部矿产资源储量评审中心 2016 年 6 月 16 日出具的《〈内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告〉矿产资源储量评审意见书》（国土资储评字[2016]28 号）.....	041
附件 12、内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队 2016 年 2 月提交的《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》.....	075
附件 13、中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》（部分）.....	457
附件 14、中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月出具的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告投资估算书》.....	687
附件 15、内国土探评核[2015]065 号《探矿权评估报告核收证明》	695

附件 16、内蒙古自治区探矿权价款专用收据及矿业权价款银行转账回单.....	697
附件 17、动用储量《证明》.....	704
附件 18、《关于霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置落实转化项目情况说明》.....	705
附件 19、内自然资函[2019]492 号《关于做好煤炭资源清理意见落实工作的函》..	706
附件 20、内环验[2011]13 号《内蒙古自治区环境保护厅关于通辽金煤化工有限公司 新建 200kt/a 乙二醇项目竣工环境保护验收的意见》.....	732
附件 21、通辽金煤化工有限公司的《安全生产许可证》（编号：（蒙）WH 安许证字 [2017]000867）.....	736

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权 出让收益评估报告

内兴鼎矿评字[2020]第 049 号

内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司接受内蒙古自治区自然资源厅（原内蒙古自治区国土资源厅）的委托，根据国家有关出让探矿权的规定，本着独立、客观、公正原则，按照公认的评估方法，对内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权除配置资源量后剩余资源量的出让收益进行了评估。现将探矿权评估情况及评估结论报告如下：

1、评估机构

评估机构名称：内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司

统一社会信用代码：9115082668004214XK

探矿权采矿权评估资格证书编号：矿权评资[2012]003 号

公司类型：有限责任公司(自然人投资或控股)(1130)

法定代表人：任亭

注册地址：内蒙古自治区呼和浩特市新城区兴安北路润宇国际公寓 1408 号

营业期限：自 2008 年 11 月 20 日至 2058 年 11 月 19 日

经营范围：探矿权采矿权评估；各类资产评估、企业整体资产评估以及市场所需的其他资产评估或者项目评估；价格评估及当事人委托的涉诉讼财务价格评估业务；社会服务价格评估业务；咨询服务；国有土地使用权评估；土地分等定级；集体建设用地使用权评估；征地区片和统一年产值测算；基准地价、标定地价、地价动态监测；节地评价；农用地分等定级；农用地产值核算；地上附属物和附着物评估；土地使用权处置方案编制；土地供地方案编制；企业改制土地资产处置；法院执行不动产评估；企业作价入股评估；为不动产课税评估；资产证券化；机动车鉴定评估；鉴定评估服务；绩效评价管理（以上凭资质经营）。

“内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司营业执照”、“内蒙古兴鼎资产评估

有限责任公司探矿权探矿权评估资格证书”详见附件 06。

机构简介：内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司，是根据主管部门的要求从内蒙古兴益联合会计师事务所分离出来，专门从事采矿权探矿权评估、企业整体资产评估及其他各类资产评估的综合性中介服务机构，是我国较早从事矿业权评估的专业机构之一。

2、评估委托方

评估委托方：内蒙古自治区自然资源厅（原内蒙古自治区国土资源厅）

法定代表人：隋维钧

通讯地址：呼和浩特市赛罕区南二环路 11 号

3、评估目的

内蒙古自治区自然资源厅（原内蒙古自治区国土资源厅）拟处置内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权，按照内政发<2018>22 号规定，评估井田除配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益底价，根据国家现行相关法律法规规定，需要对该矿业权出让收益进行评估。本次评估目的即为内蒙古自治区自然资源厅确定“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”除配置资源量后剩余资源量的出让收益底价提供参考意见。

4、评估对象及评估范围

4.1 评估对象：内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权。

4.2 内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权证信息：

4.2.1 证号：T01520150601052120

4.2.2 探矿权人：内蒙古吉煤矿业有限公司

4.2.3 探矿权人地址：内蒙古自治区通辽市霍林郭勒市创业路西侧 C4 号楼

4.2.4 勘查项目名称：内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探（保留）

4.2.5 地理位置：内蒙古自治区通辽市通郑公路 8 号

4.2.6 图幅号：L50E016022，L50E016023

4.2.7 勘查面积：32.93 平方公里

4.2.8 有效期限：2019年1月6日至2021年1月6日

4.2.9 勘查单位地址：内蒙古自治区通辽市通郑公路8号

4.3 探矿权登记信息查验

根据中华人民共和国自然资源部网站查询探矿权信息如下：

请输入勘查许可证号：T01520150601052120

请输入校验码：p689 775

查询

查询结果

许可证号	T01520150601052120
项目名称	内蒙古自治区霍林河煤田2号井勘探（保留）
项目类型	保留
探矿权人	内蒙古吉煤矿业有限公司
勘查单位	内蒙古自治区煤田地质局472勘探队
勘查矿种	煤
有效期	2019-01-06 至 2021-01-06
极值坐标	119° 25′ 38″ ~ 119° 31′ 33″ 45° 22′ 57″ ~ 45° 27′ 30″
面积	32.93(平方公里)
地理位置	内蒙古自治区通辽市通郑公路8号
发证机关	自然资源部

提示：由于信息采集、数据更新存在延迟，查询结果仅供参考。如有疑问，请以探矿权登记机关颁发的勘查许可证信息为准。

今日查询 295 次

上述中华人民共和国自然资源部网站查询探矿权信息与探矿权证登记信息一致。

4.4 评估范围：依据《矿业权出让收益评估合同书》（合同编号：内国土资矿评合字[2018]第098号），矿区面积：35.79平方公里，评估范围由17个拐点圈定，各拐点坐标依次为：

拐点	1980 坐标		拐点	2000 坐标	
	东经	北纬		东经	北纬
1	119.2733	45.2300	1	119.2738	45.2260
2	119.2713	45.2335	2	119.2718	45.2335
3	119.2745	44.2344	3	119.2750	45.2344
4	119.2802	45.2342	4	119.2807	45.2342
5	119.2802	45.2347	5	119.2807	45.2347
6	119.2839	45.2343	6	119.2844	45.2343
7	119.2912	45.2345	7	119.2917	45.2345
8	119.2917	45.2340	8	119.2922	45.2340

9	119.2936	45.2340	9	119.2941	45.2340
10	119.3128	45.2420	10	119.3133	45.2420
11	119.2859	45.2743	11	119.2904	45.2743
12	119.2846	45.2720	12	119.2851	45.2720
13	119.2815	45.2732	13	119.2820	45.2732
14	119.2734	45.2643	14	119.2739	45.2643
15	119.2555	45.2559	15	119.2600	45.2559
16	119.2513	45.2550	16	119.2518	45.2550
17	119.2718	45.2257	17	119.2753	45.2257

注：地理坐标与直角坐标的转换详见《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》

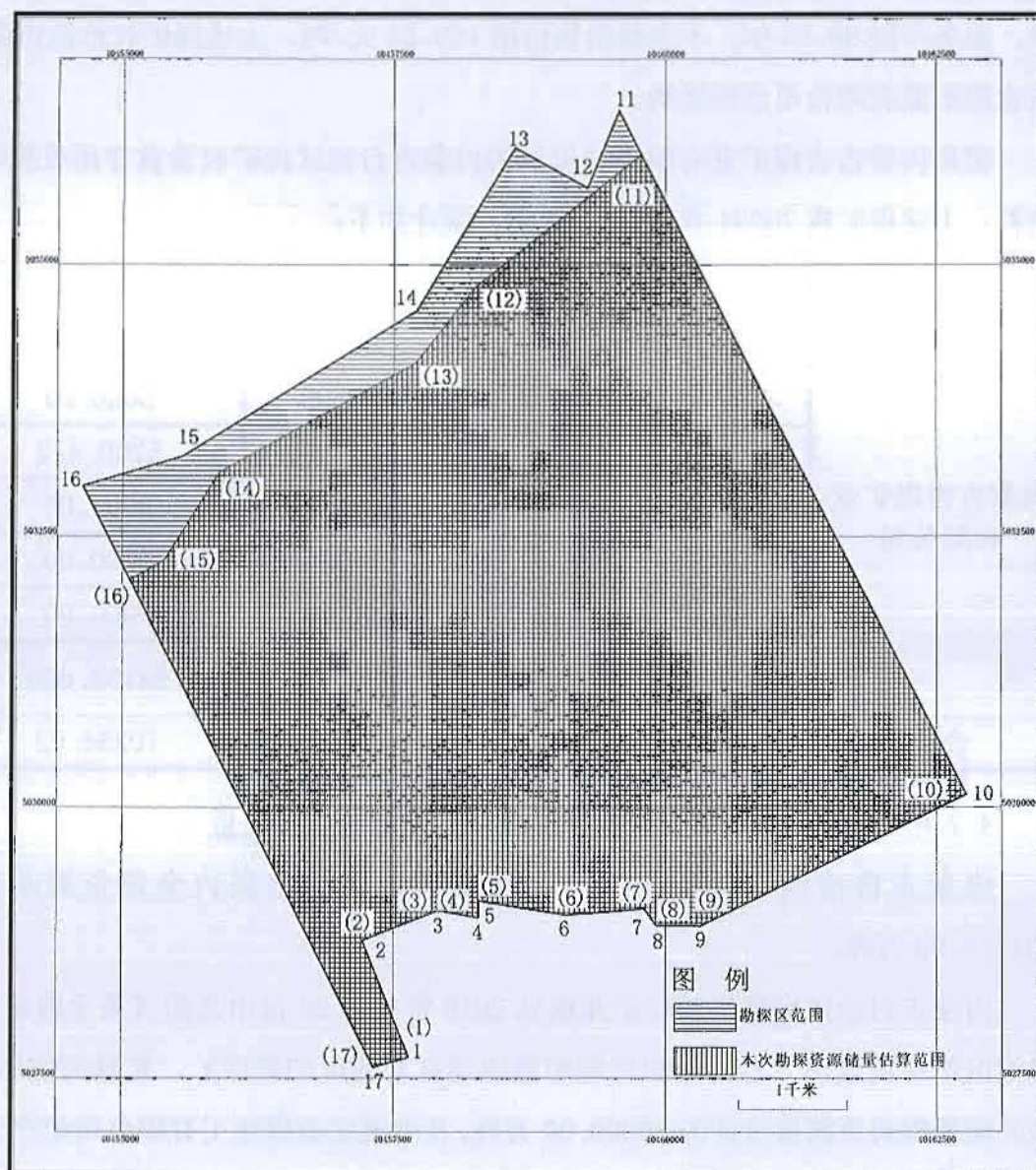
4.5 本次评估范围与资源储量估算范围的关系：

根据经中华人民共和国国土资源部以国土资储备字[2016]147 号备案的内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队 2016 年 2 月提交的《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》，资源储量估算范围共由 17 个拐点组成，资源量估算面积为 33.20km²，标高 970 米至-280 米，资源储量估算范围在本次评估范围内。

资源储量估算范围拐点坐标如下：

拐点编号	1980 年西安坐标系	
	东经	北纬
1	5027690.98	40457642.29
2	5028774.44	40457214.52
3	5029047.60	40457912.43
4	5028983.40	40458281.78
5	5029137.76	40458282.80
6	5029008.99	40459086.76
7	5029066.12	40459804.93
8	5028911.07	40459912.70
9	5028908.45	40460325.98
10	5030128.47	40462769.40
11	5036011.83	40459774.87
12	5034793.98	40458252.56
13	5034090.57	40457700.87
14	5033089.48	40455893.02
15	5032276.83	40455386.58
16	5032093.66	40455067.92
17	5027600.57	40457315.33

本次评估范围（勘查区范围）与资源储量估算范围如下图：



4.6 以往价款（出让收益）

2015 年，广实会计师事务所有限公司对“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”价值进行评估，评估范围与本次评估范围一致，评估结论：30 年拟动用可采储量 25200.00 万吨，价款 70334.02 万元，内蒙古自治区国土资源厅以内国土探评核[2015]065 号出具核收证明，《探矿权评估报告核收证明》中记录截止 2014 年 2 月 28 日保有资源量 137483 万吨，依据当时评估使用的《开

发利用方案》IIIA1、IIIB1、IVC2 三层煤为不可采煤层，未纳入评估范围，评估利用资源储量 117794.70 万吨，可采储量 82526.63 万吨，生产规模 600 万吨/年，服务年限 98.25 年，不含税销售价格 169.53 元/吨。上述探矿权价款内蒙古吉煤矿业有限公司已经缴纳。

根据内蒙古吉煤矿业有限公司提供的内蒙古自治区探矿权价款专用收据等资料：上述探矿权 70334.02 万元已缴清，统计如下：

企业名称	日期	票号	探矿权价款（万元）
内蒙古吉煤矿业有限公司	2013 年 12 月 31 日	00000302	5000.00
	2013 年 12 月 31 日	00000303	5000.00
	2016 年 1 月 4 日	00000297	5200.412
	2016 年 1 月 4 日	00000293	9000.00
	2016 年 1 月 4 日	00000295	9000.00
	2016 年 1 月 4 日	00000294	9000.00
	2017 年 1 月 16 日	矿业权价款银行转账回单	28133.608
合计			70334.02

4.7 井田内除落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权范围内全部资源量为 204122.00 万吨。

内蒙古自治区自然资源厅矿业权处 2019 年 2 月 20 日出具的《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》，霍林河煤田 2 号井配置煤炭资源量合计为 30000.00 万吨，其中通辽金煤化工有限公司年产 20 万吨煤制乙二醇项目配置煤炭资源量 12000.00 万吨，吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目配置煤炭资源量 18000.00 万吨（预留）。

根据企业提供的《关于霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置落实转化项目情况说明》及相关资料，通辽金煤化工有限公司年产 20 万吨煤制乙二醇项目已通过了环境保护验收，且取得了安全生产许可证，为已落实的转化项目。

综上，内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权除落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量为 192122.00 万吨（204122.00—12000.00）。

5、评估基准日

依据《矿业权出让收益评估合同书》（合同编号：内国土资矿评合字[2018]第 098 号）及委托方要求，本评估项目的评估基准日确定为 2020 年 11 月 30 日。

6、评估主要依据

评估主要依据包括政策法规依据、评估技术依据、产权证明依据和评估参数依据。

6.1 法律法规及行业标准依据

- (1) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年修正）；
- (2) 《中华人民共和国资产评估法》（2016 年发布）；
- (3) 《矿产资源开采登记管理办法》（2014 年修订）；
- (4) 《探矿权转让管理办法》（2014 年修订）；
- (5) 国务院国发〔2017〕29 号文印发的《矿产资源权益金制度改革方案》；
- (6) 财政部、国土资源部财综〔2017〕35 号《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》；
- (7) 内蒙古自治区财政厅 国土资源厅关于印发 内财非税规〔2017〕24 号《内蒙古自治区矿业权出让收益征收管理实施办法（试行）》的通知；
- (8) 内蒙古自治区国土资源厅公布的内国土资发〔2018〕173 号《内蒙古自治区国土资源厅关于印发内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价的通知》；
- (9) 国土资源部国土资发〔2008〕174 号文印发的《矿业权评估管理办法（试行）》；
- (10) 国土资源部国土资规〔2017〕5 号《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》；
- (11) 国土资源部公告 2008 年第 6 号《国土资源部关于实施矿业权评估准则的公告》；
- (12) 国土资源部公告 2008 年第 7 号《国土资源部关于〈矿业权评估参数确定指导意见〉的公告》；

(13) 中国矿业权评估师协会公告2008年第5号发布的《矿业权评估技术基本准则(CMVS00001-2008)》、《矿业权评估程序规范(CMVS 11000-2008)》、《矿业权评估业务约定书规范(CMVS 11100-2008)》、《矿业权评估报告编制规范(CMVS 11400-2008)》、《收益途径评估方法规范(CMVS 12100-2008)》、《确定评估基准日指导意见(CMVS 30200-2008)》；

(14) 中国矿业权评估师协会公告2008年第6号发布的《矿业权评估参数确定指导意见(CMVS 30800-2008)》；

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

(16) 国家市场监督管理总局 国家标准化管理委员会 2020 年发布的《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766-2020)；

(17) 国家质量监督检验检疫总局 2002 年 8 月发布的《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908-2002)；

(18) 国土资源部 2002 年 12 月发布的《煤、泥炭地质勘查规范》(DZ/T0215-2002)；

(19) 国土资发[2007] 40 号关于印发《〈煤、泥炭地质勘查规范〉实施指导意见》的通知及《煤、泥炭地质勘查规范》实施指导意见；

(20) 财企〔2012〕16 号“财政部、国家安全生产监督管理总局关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知”；

(21) 内政发〔2014〕56 号“内蒙古自治区人民政府关于印发自治区煤矿维持简单再生产费用管理规定的通知”(2014 年 5 月 20 日)；

(22) 财税[2014]74 号“关于全面清理涉及煤炭原油天然气收费基金有关问题的通知”；

(23) 《内蒙古自治区人民代表大会常务委员会关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定》(2020 年 7 月 23 日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过)；

(24) 《中华人民共和国城市维护建设税法》(2020 年 8 月 11 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过)；

(25) 内政发[2018]22 号《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源

市场出让的意见》；

(26) 内政发[2018]52 号《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区煤炭资源清理处置实施方案的通知》；

(27) 内财综[2019]989 号《内蒙古自治区财政厅 自然资源厅关于修订〈内蒙古自治区矿业权出让收益管理实施办法（试行）〉的通知》；

(28) 内自然资函[2019]492 号《关于做好煤炭资源清理意见落实工作的函》。

6.2 经济行为及评估参数选取依据等

(1) 《内蒙古国土资源厅委托评估矿业权项目基本信息表》；

(2) 《矿业权出让收益评估合同书》（合同编号：内国土资矿评合字[2018]第 098 号）；

(3) 内蒙古自治区自然资源厅出具的《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》；

(4) 《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权证》；

(5) 中华人民共和国国土资源部出具的《关于〈内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告〉矿产资源评审备案证明》（国土资储备字[2016]147 号）；

(6) 国土资源部矿产资源储量评审中心 2016 年 6 月 16 日出具的《〈内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告〉矿产资源储量评审意见书》（国土资储评字[2016]28 号）；

(7) 内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队 2016 年 2 月提交的《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》（以下简称《勘探报告》）；

(8) 中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公可达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》（以下简称《可行性研究报告》）；

(9) 中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月出具的《内蒙古吉煤矿业有限公可达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告投资估算书》；

(10) 《关于霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置落实转化项目情况说明》；

(11) 委托方提供的其它有关资料。

7、评估原则

7.1 工作原则

工作原则包括独立性原则、客观性原则、科学性原则。

7.2 经济原则

经济原则包括预期收益原则、替代原则、效用原则和贡献原则。

7.3 其他原则

遵循矿业权与矿产资源相互依存原则；尊重地质规律及资源经济规律原则；遵守矿产资源勘查开发规范和会计准则原则。

8、矿产资源勘查和开发概况

8.1 位置及交通

勘探区行政区划属内蒙古自治区霍林郭勒市达来胡硕镇，位于通辽市北西方向，直线距离约为 308km，运距约为 352km，位于霍林郭勒市南西方向，直线距离约为 24.8km，运距约为 40km。具体范围：霍林河煤田中部（一、二号露天矿中间），《内蒙古自治区哲里木盟和锡林郭勒盟霍林河煤田详查总体地质报告》中的 A6 勘探线~7 勘探线之间。

勘探区范围极值地理坐标（1980 西安坐标系）：

东经：119° 25′ 13″ ~119° 31′ 28″

北纬：45° 22′ 57″ ~45° 27′ 43″

目前勘探区对外通道主要是通霍公路和通霍铁路。通霍公路在勘探区北东 22km 处通过，由霍林郭勒市至通辽市，全长 324km，每日有多次班车对行；通霍铁路在勘探区北东 33km 处通过，由霍林郭勒市珠斯花车站至通辽市，全长 417km。勘探区距通霍铁路珠斯花火车站约为 28.8km，距北西向 S20 公路直线距离 5.4km。交通较为方便。

8.2 自然地理与经济概况

（1）自然地理

霍林河煤田地处大兴安岭南段西坡，为一山间断陷盆地，煤田总体呈北东—南西向狭长形展布，盆地内海拔 850~995m，高差 145m，盆地内相对高差一

般小于 50m。勘探区位于煤田中部，地势平坦，海拔为 929~989m，相对高差 60m，总体地势西北部较高，东南部较低。

霍林河是霍林河煤田东南端的主要水系，距离本勘探区东南部直线距离约为 3.0km，其发源于霍林河煤田南部约 30km 的罕山北麓，流经煤田东南缘和北东端，其支流有查布格达与热木特等季节小河汇入。霍林河在煤田北东端折向东流出煤田，在高力板一带潜入地下。全长 250km，河宽不足 6m，水深一般 0.2~0.4m，在盆地内尚有因暴雨形成的暂时地表水流，沿沟谷流出，到沟口一带即渗入第四系砂砾层中，地表局部形成沼泽湿地。勘探区西侧呈东西方向分布着三个咸水湖，其分别为辉特扎哈诺尔、敦德诺尔、扎哈诺尔。其中扎哈诺尔距勘探区西界最近距离约为 500m。2007 年 10 月实测面积：辉特扎哈诺尔 1.95km²、敦德诺尔 0.73km²、扎哈诺尔 0.58km²，平均水深分别为 1.10m、0.90m、0.50m。

勘探区气候属中温带半干旱大陆性季风气候区气候，气温变化大，年最低气温-37℃，年最高气温 35.4℃，年均气温 0.32℃。年平均降水量 324.6mm，降水多集中在 6~9 月份。年平均蒸发量 1732.7mm，约是降水量 4~6 倍。春季干旱多风，冬季寒冷多雪，多为西北风，一般 4~9 级。每年 10 月至翌年 5 月为霜冻期，最大冻土层 1.90m 左右。

该区地震动峰值加速度为 0.05g，对照地震烈度为 VI 度。

（2）经济状况

随着西部大开发战略的实施，地方经济发展迅速。霍林河煤田是我国重要的煤产地之一，目前已形成煤、电、铝一体化的发展格局，大规模的现代化矿区已形成规模。煤炭工业的发展带动了机械制造、修理、建材、食品加工及服务行业的发展。

8.3 以往地质工作概况

（1）1958 年牧民在打井时见煤，开始发现此煤田，系统地质工作开始于 1966 年，先后有吉煤 203 队、河北 116 队、吉林省煤田地质勘探公司会战指挥部、吉林省煤田地质勘探公司吉煤 472 勘探队（后称东煤公司煤田地质局 472 勘探队、东北煤田地质局第六勘探公司，现为内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队）等单位进行地质工作，提交各类地质报告数十件。简要将霍林河煤田中比较重要以及和本区相关的报告列举如下：

报告名称	工程量/钻孔数 (m/个)	储量 (万吨)	勘查时间及单位	审批时间及单位
《霍林河小窑勘探区地质报告》	922.86/5	223	1966 年~1967 年 吉煤 203 队	吉煤地勘公司 1968 年 5 月
《霍林河煤田第一勘探区普查报告》	4468.10/11	112281	1972 年~1972 年 吉煤 472 勘探队	吉煤地勘公司 1972 年 12 月
《霍林河煤田沙尔呼热露天区精查勘探地质报告》	101475.46/478	195495	1972 年~1973 年 吉林省煤田地质勘探公司	吉林省煤炭工业局 1973 年 12 月
《吉林省哲里木盟扎鲁特旗霍林河煤田西南部普查区地质勘探报告》	66375.51/118	1050127	1972 年~1974 年 吉煤 472 勘探队	吉煤地勘公司 1974 年 12 月
《霍林河煤田北部普查找矿区报告》	5116.38/19	6245	1976 年~1977 年 吉煤 472 勘探队	吉煤地勘公司 1977 年 10 月
《霍林河煤田沙尔呼热露天区精查地质补充报告》	142468.55/673	258671	1974 年~1977 年 吉林省煤田地质勘探公司	吉林省煤炭工业局 1977 年 12 月
《内蒙古扎鲁特旗霍林河煤田沙尔呼热区西露天(10 号层)精查地质报告》	21984.63/200	13111	1981 年~1982 年 472 勘探队	煤炭部地质局 1983 年 7 月
《内蒙古自治区哲里木盟霍林郭勒市霍林河煤田二区露天勘探地质报告》	175099.55/880	170155	1975 年~1990 年 472 勘探队	1991 年国家储委
《内蒙古自治区哲里木盟和锡林郭勒盟霍林河煤田详查总体地质报告》	486889.96/2166	757121	1974 年~1994 年 东北煤田第六勘探公司	东北煤田地质局 《东煤地地字(1994)第 218 号文》1994 年
《内蒙古自治区霍林河煤田六、七、九井田详查报告》	99524.47/126	403920	2007 年~2008 年 6 月 472 勘探队	内蒙古自治区地质勘查项目招标文员会办公室《项目办评字[2009]012 号文》 2009 年 3 月 27 日
《内蒙古自治区霍林河煤田翁能花煤炭详查报告》	16662.81/17	140356	2009 年~2011 年 4 月 472 勘探队	内蒙古自治区地质勘查项目基金管理中心 《基金中心评字[2011]003-011 号文》 2011 年 4 月 25 日
《霍林河煤田 2 号井井筒检查钻孔竣工报告》	971.92/3		2012 年 472 勘探队	未经审批
《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源储量核实报告》		137483	2014 年 472 勘探队	国土资源部 《国土资储备字[2014]268 号》2014 年

(2) 2014 年, 内蒙古吉煤矿业有限公司委托 472 勘探队为本区编制了《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源储量核实报告》。核实报告未施工新的工作量, 利用以往施工的钻孔(详查总体报告)进行资源储量核实。勘查类型为一类二型, 钻孔工程间距为 $2000 \times 2000\text{m}$, 勘查阶段为普查阶段。勘查面积为 35.79km^2 。2014 年 8 月 27 日, 中华人民共和国国土资源部以“国土资储备字[2014]268 号《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明”文件同意报告提交的煤炭资源储量备案。

(3) 2015 年 3 月, 内蒙古吉煤矿业有限公司分两次委托内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队对霍林河煤田 2 号井进行地质勘探和补充勘探工作, 并编制《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》, 2016 年 2 月提交了《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》, 提交资源储量 204122.00 万吨, 该报告以国土资储备字[2016]147 号文评审备案。

8.4 地质概况

8.4.1 勘查区地质特征

(1) 地层

霍林河盆地周围出露的地层有古生界石炭二叠系低级变质岩及侏罗系上统梅勒图组火山岩系, 盆地内沉积了侏罗系上统梅勒图组火山岩系、白垩系下统陆相碎屑岩及新生界第四系冲积层。

勘探区地层由白垩纪下统大磨拐河组含煤岩系和新生界第四系组成。大磨拐河组以不整合或假整合接触上覆于侏罗系上统梅勒图组火山岩系之上, 自下而上为: 砂砾岩段(K_1d)、下泥岩段(K_1d')、下含煤段(K_1d'')、上泥岩段(K_1d''')、上含煤段($K_1d^{(4)}$)、顶泥岩段($K_1d^{(5)}$)。本勘探区内顶泥岩段($K_1d^{(5)}$)并不发育。

(2) 构造

本勘探区位于翁能花向斜内, 为一宽缓的不对称向斜, 轴向 $NE \sim NE80^\circ$, 轴呈向南东向凸出的弧形, 核部地层为上含煤段, 翼部为上泥岩段、下含煤段等地层。南翼北翼略比南翼平缓, 北翼倾角 $0^\circ \sim 8^\circ$, 南翼倾角 $0^\circ \sim 14^\circ$, 一般为 $5^\circ \sim 10^\circ$ 。

(3) 岩浆活动

晚侏罗世火山岩堆积之后，岩浆活动基本结束，在其后漫长的地质时期内是较宁静的。含煤地层沉积过程中及其之后，未见到岩浆活动，因而对煤系地层、煤层没有影响。

8.5 煤层煤质

8.5.1 煤层

(1) 含煤性

勘探区内含煤地层为白垩系下统大磨拐河组。大磨拐河组赋存上、下两个含煤段，即上含煤段 (K_1d^5) 和下含煤段 (K_1d^3)。

本区内上含煤段厚度 4.42~182.86m，平均 97.32m。上含煤段煤层赋存不佳，零星分布并不连续。上含煤段中共有 6 个钻孔见煤，其中 4 个钻孔见可采煤层。6 个钻孔分别为：17-9 号孔见两层煤（10 号煤层厚度为 1.64m，11 号煤层厚度为 0.72m），A3-10 号孔见一层煤（10 号煤层厚度为 1.96m），A4-10 号孔见一层煤（10 号煤层厚度为 1.54m），18-9 号孔见两层煤（10 号煤层厚度为 6.01m，11 号煤层厚度为 2.24m），7-10 号孔（N1 号煤层厚度为 0.44m），7-9 号孔（N1 号煤层厚度为 0.69m）。

下含煤段煤层赋存较好，是霍林河煤田含煤地层主体，厚度 214.50~1164.80m，平均 626.30m。本段内有四个煤组（I—IV），23 个分层，即 IA、IB、IIA、IIB、IIC、IIIA1、IIIA2、IIIA3、IIIA、IIIB1、IIIB、IIIC、IVA1、IVA2、IVA3、IVA、IVA4、IVB、IVB1、IVC1、IVC2、IVC3、IVC 煤层。全区共有 22 个可采煤层，其中大部可采煤层 16 煤层，分别是：IA、IB、IIA、IIB、IIC、IIIA1、IIIA2、IIIA、IIIB、IIIC、IVA1、IVA2、IVA、IVB、IVC1、IVC3 煤层。局部可采煤层 6 层，分别是：IIIA3、IVA3、IVA4、IVB1、IVC2、IVC 煤层。IIIB1 煤层为有少数可采点的不可采煤层，局部连片，可采面积系数 7%。

全区 23 个煤层平均总厚度 56.28m，含煤系数 8.99%，22 个可采煤层平均总厚度 56.18m，可采煤层含煤系数 8.98.00%，煤层向翁能花向斜轴部和北西翼变薄、尖灭规律明显。

(2) 全区共有 23 煤层估算资源量，分别为 IA、IB、IIA、IIB、IIC、IIIA1、IIIA2、IIIA3、IIIA、IIIB1、IIIB、IIIC、IVA1、IVA2、IVA3、IVA、IVA4、IVB1、IVB、IVC1、IVC2、IVC3、IVC 煤层。其中大部可采煤层 17 煤层，分别是：

IA、IB、IIA、IIB、IIC、IIIA1、IIIA2、IIIA、IIIB、IIIC、IVA1、IVA2、IVA、IVB、IVC1、IVC3、IVC 煤层。局部可采煤层 5 层，分别是：IIIA3、IVA3、IVA4、IVB1、IVC2 煤层。不可采煤层 1 层，IIB1 煤层。

各可采煤层赋存发育情况分述如下：

IA 煤层：大部分可采煤层，煤类为褐煤和长焰煤。全区共有 91 个钻孔穿过此煤层层位，其中 75 个钻孔见可采煤层，16 个钻孔见不可采煤层。此煤层煤层赋存面积 34.20km^2 ，可采面积 28.90km^2 ，面积可采系数 81%，褐煤 A6~7 线之间，长焰煤 18~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段顶部，赋存深度 41.66~581.60m，全层厚度 0~7.66m，平均 2.60m，可采厚度 1.09~7.66m，平均 2.90m。此煤层于勘探区中部煤层厚度变化小，东南部露头及西北部煤层厚度变薄，煤质变差，煤层层位较稳定。煤层结构简单，夹矸 0~6 层，一般为 0~2 层，以简单结构煤层为主，属于较稳定煤层。夹矸岩性主要为炭质泥岩和泥岩；顶板岩性为泥岩、炭质泥岩；底板岩性为泥岩、粉砂岩。

IB 煤层：大部可采煤层，煤类为褐煤和长焰煤。全区共有 92 个钻孔穿过此煤层层位，其中 44 个钻孔见可采煤层，44 个钻孔见不可采煤层，4 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积 32.36km^2 ，可采面积 18.79km^2 ，面积可采系数 53%，褐煤 A6~7 线之间，长焰煤 18~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段上部，赋存深度 55.56~602.09m，全层厚度 0~7.55m，平均 1.60m，可采厚度 1.03~7.55m，平均 2.50m。此煤层于勘探区北部向南部煤层逐渐变厚，东西两侧煤层厚度小，煤层厚度变化较大，不可采钻孔偏多，不可采面积较大，且可采面积发育不连续。煤层简单结构为主，夹矸 0~7 层，一般为 0~1 层，属于较稳定煤层。夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩；顶、底板岩性为粉砂岩、泥岩、炭质泥岩。与 IA 煤层间距 0.91~50.80m，平均 19.42m。

IIA 煤层：大部分可采煤层，煤类为褐煤和长焰煤。全区共有 94 个钻孔穿过此煤层层位，其中 53 个钻孔见可采煤层，37 个钻孔见不可采煤层，4 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 30.81km^2 ，可采面积 19.44km^2 ，面积可采系数 54%，褐煤 A6~7 线之间，长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段上部，赋存深度 31.00~701.93m，全层厚度 0~9.09m，平均 2.13m，可采厚度 0.89~9.09m，平均 3.46m。此煤层于勘探区西南部、中部煤层厚度较大，发

育较连续，东南部厚度变薄，煤质变差。煤层结构较简单，夹矸0~7层，一般为0~2层，属于较稳定煤层。夹矸岩性主要为炭质泥岩，次为泥岩；顶板岩性为泥岩、炭质泥岩、粉砂岩；底板岩性为泥岩、粉砂岩。与IB煤层间距18.14~147.11m，平均64.43m。

II B 煤层：大部分可采煤层，煤类为褐煤和长焰煤。全区共有96个钻孔穿过此煤层层位，其中70个钻孔见可采煤层，21个钻孔见不可采煤层，5个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层可采范围A6~7线之间，煤层赋存面积31.31km²，可采面积27.21km²，面积可采系数76%，褐煤、长焰煤均为A6~7线之间。此煤层赋存于下含煤段上部，赋存深度23.45~719.99m，全层厚度0~9.04m，平均3.28m，可采厚度0.85~9.04m，平均4.24m。此煤层于勘探区中部煤层厚度较大且煤层厚度变化小，发育较连续，由西北部向东南部厚度逐渐变薄，煤质逐渐变差。煤层层位较稳定，结构较简单，夹矸0~6层，一般为0~2层，属于较稳定煤层。夹矸岩性以泥岩为主，次为炭质泥岩及粉砂岩；顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主，次为粉砂岩；底板岩性为粉砂岩及泥岩为主，次为炭质泥岩。与II A 煤层间距1.79~50.68m，平均16.99m。

II C 煤层：大部可采煤层，煤类为褐煤和长焰煤。全区共有96个钻孔穿过此煤层层位，其中54个钻孔见可采煤层，36个钻孔见不可采煤层，6个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积30.62km²，可采面积19.97km²，面积可采系数56%，褐煤、长焰煤均为A6~7线之间。此煤层赋存于下含煤段上部，赋存深度48.80~765.46m，全层厚度0~7.30m，平均1.67m，可采厚度0.84~7.30m，平均2.52m。此煤层于勘探区西北部向东南部煤层厚度逐渐变薄，中部厚度最大，发育较连续，煤层厚度变化小。煤层简单结构为主，夹矸0~8层，一般为0~1层，属于较稳定煤层。夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩；顶、底板岩性为粉砂岩、泥岩、炭质泥岩。与II B 煤层间距0.92~47.26m，平均19.80m。

III A1 煤层：大部可采煤层，煤类为褐煤和长焰煤。全区共98个钻孔穿过此煤层层位，其中41个钻孔见可采煤层，34个钻孔见不可采煤层，23个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积25.23km²，可采面积15.65km²，面积可采系数44%，褐煤、长焰煤均为A6~7线之间。此煤层赋存于下含煤段中部，赋存深度41.95~791.53m。全层厚度0~6.83m，平均1.46m。可采厚度0.94~

6.83m, 平均 2.88m。此煤层于勘探区中部、南部厚度较大, 东南部厚度变薄, 厚度变化较小, 发育较连续。煤层结构简单, 夹矸 0~6 层, 一般为 0~1 层, 属较稳定型煤层。夹矸岩性以泥岩为主, 次为炭质泥岩; 顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主, 次为粉砂岩; 底板岩性以粉砂岩及泥岩为主, 次为炭质泥岩, 与 IIC 煤层间距 2.63~48.63m, 平均 23.06m。

IIIA2 煤层:大部可采煤层, 煤类为褐煤和长焰煤。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位, 其中 54 个钻孔见可采煤层, 22 个钻孔见不可采煤层, 22 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积 23.52km², 可采面积 18.55km², 面积可采系数 52%, 褐煤、长焰煤均为 B33~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段中部, 赋存深度 58.05~827.17m。全层厚度 0~7.72m, 平均 1.61m。可采厚度 0.82~7.72m, 平均 2.80m。此煤层于勘探区中部厚度较大, 向东南部逐渐变薄, 变化较小, 发育较连续。煤层结构简单, 夹矸 0~8 层, 一般为 0~1 层, 属较稳定型煤层。夹矸岩性以泥岩为主, 次为炭质泥岩; 顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主, 次为粉砂岩; 底板岩性以粉砂岩及泥岩为主, 次为炭质泥岩, 与 IIIA1 煤层间距 2.28~50.57m, 平均 21.10m。

IIIA3 煤层:局部可采煤层, 煤类为褐煤和长焰煤。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位, 其中 41 个钻孔见可采煤层, 30 个钻孔见不可采煤层, 27 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积 22.62km², 可采面积 11.50km², 面积可采系数 32%。此煤层赋存于下含煤段中部, 赋存深度 67.55~851.16m, 全层厚度 0~9.82m, 平均 1.51m, 可采厚度 0.80~9.82, 平均 3.20m。此煤层于勘探区中部厚度较大且变化较小, 发育较连续。煤层结构简单, 夹矸 0~5 层, 一般为 0~1 层, 属不稳定煤层。夹矸岩性为灰色、浅灰色泥岩和粉砂质泥岩及炭质泥岩。顶板岩性以泥岩、粉砂岩为主; 底板岩性为泥岩、炭质泥岩及粉砂岩。与 IIIA2 煤层间距 1.89~54.28m, 平均 24.37m。

IIIA 煤层:大部可采煤层, 煤类为褐煤和长焰煤。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位, 其中 83 个钻孔见可采煤层, 12 个钻孔见不可采煤层, 3 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积 31.33km², 可采面积 29.02km², 面积可采系数 81%, 褐煤、长焰煤均 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段中部, 赋存深度 96.67~898.97m。全层厚度 0~11.65m, 平均 4.37m。可采厚度 0.98~

11.65m, 平均 5.05m。此煤层于勘探区煤层厚度变化较小, 发育连续, 层位稳定。煤层夹矸 0~5 层, 一般为 0~2 层, 以简单结构煤层为主, 属较稳定煤层。夹矸岩性以炭质泥岩及泥岩为主; 顶板岩性主要为炭质泥岩和粉砂岩; 底板岩性主要以炭质泥岩及泥岩为主, 次为细砂岩。与 IIIA3 煤层间距 1.03~72.77m, 平均 23.93m。

IIIB 煤层: 大部分可采煤层, 煤类为褐煤和长焰煤。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位, 其中 74 个钻孔见可采煤层, 21 个钻孔见不可采煤层, 3 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 31.32km², 可采面积 26.34km², 面积可采系数 74%, 褐煤、长焰煤均 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段中部, 赋存深度 134.37~933.34m, 全层厚度 0~11.60m, 平均 2.67m, 可采厚度 0.88~11.60m, 平均 3.36m。此煤层于勘探区西南部煤层厚度较厚, 向东北部逐渐变薄, 并且变化规律较为明显, 发育较连续, 层位稳定。夹矸 0~6 层, 一般为 0~1 层, 以较简单结构煤层为主, 属于较稳定煤层。夹矸岩性以泥岩为主, 次为炭质泥岩及粉砂岩; 顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主, 次为粉砂岩; 底板岩性为粉砂岩及泥岩为主, 次为炭质泥岩。与 IIIA 煤层间距 5.26~79.77m, 平均 36.62m。

IIIC 煤层: 大部分可采煤层, 分长焰煤和褐煤两个煤类。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位, 其中 85 个钻孔见可采煤层, 8 个钻孔见不可采煤层, 5 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积 30.12km², 可采面积 26.84km², 面积可采系数 75%, 褐煤、长焰煤均 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段中部, 赋存深度 166.44~968.40m, 全层厚度 0~8.26m, 平均 3.71m, 可采厚度 0.84~8.26m, 平均 4.28m。此煤层于勘探区内煤层厚度变化不大, 全区部发育较连续, 西北部逐渐变薄。煤层结构简单, 夹矸 0~7 层, 一般为 0~2 层, 属于较稳定煤层。夹矸岩性为灰色、浅灰色泥岩和粉砂质泥岩及炭质泥岩; 顶板岩性以泥岩、粉砂岩为主; 底板岩性为泥岩、炭质泥岩及粉砂岩。与 IIIB 煤层间距 5.30~90.26m, 平均 31.69m。

以上煤层分为褐煤和长焰煤两个煤类。

IVA1 煤层: 大部分可采煤层, 分长焰煤和褐煤两个煤类。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位, 其中 80 个钻孔见可采煤层, 13 个钻孔见不可采煤层, 5 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 28.70km², 可采面积 25.67km²,

面积可采系数 72%，长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段上部，赋存深度 209.30~1038.05m，全层厚度 0~6.58m，平均 1.73m，可采厚度 0.81~6.58m，平均 2.04m。此煤层于勘探区内西北部发育较好，较连续，西北部向东南部逐渐变薄直至尖灭，煤质变差。煤层结构简单，夹矸 0~3 层，一般为 0~1 层，以简单结构煤层为主，属于较稳定煤层。夹矸岩性以泥岩为主，次为炭质泥岩及粉砂岩；顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主，次为粉砂岩；底板岩性为粉砂岩及泥岩为主，次为炭质泥岩。与 IIIc 煤层间距 24.99~88.77m，平均 51.04m。

IVA2 煤层：大部分可采煤层，分长焰煤和褐煤两个煤类。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位，其中 64 个钻孔见可采煤层，18 个钻孔见不可采煤层，16 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 24.28km²，可采面积 18.85km²，面积可采系数 53%，长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段中部，赋存深度 217.82~1041.00m，全层厚度 0~7.70m，平均 1.73m，可采厚度 0.80~7.70m，平均 2.49m。此煤层于勘探区内西部发育厚度较大向东南部变薄直至尖灭，北部尖灭，层位稳定。煤层结构简单，夹矸 0~7 层，一般为 0~1 层，属于较稳定煤层。夹矸岩性以泥岩为主，次为炭质泥岩及粉砂岩；顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主，次为粉砂岩；底板岩性为粉砂岩及泥岩为主，次为炭质泥岩。与 IV A1 煤层间距 0.55~55.09m，平均 15.81m。

IVA3 煤层：局部可采煤层，煤类为长焰煤。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位，其中 50 个钻孔见可采煤层，23 个钻孔见不可采煤层，25 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积 16.39km²，可采面积 11.02km²，面积可采系数 31%，长焰煤 18~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段中部，赋存深度 252.73~981.20m，全层厚度 0~5.98m，平均 1.12m，可采厚度 0.80~5.98m，平均 2.07m。此煤层于勘探区南部发育较好，东南部不可采，北部尖灭。煤层结构简单，夹矸 0~7 层，一般为 0~1 层，属不稳定煤层。夹矸岩性以泥岩为主，次为炭质泥岩及粉砂岩；顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主，次为粉砂岩；底板岩性为粉砂岩及泥岩为主，次为炭质泥岩。与 IVA2 煤层间距 2.71~52.01m，平均 23.88m。

IVA 煤层：大部可采煤层，分长焰煤和褐煤两个煤类。全区共有 98 个钻孔穿过此煤层层位，其中 77 个钻孔见可采煤层，13 个钻孔见不可采煤层，8 个钻

孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 25.04km²，可采面积 19.01km²，面积可采系数 53%，长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段下部，赋存深度 293.45~1115.95m，全层厚度 0~17.87m，平均 2.23m，可采厚度 0.98~17.87m，平均 2.81m。此煤层于勘探区内西部发育较厚且全区内较连续，西北部逐渐厚度变薄直至尖灭，煤层厚度变化不大。煤层结构简单，夹矸 0~4 层，一般为 0~2 层，属较稳定煤层。夹矸岩性以炭质泥岩及泥岩为主；顶板岩性主要为炭质泥岩和粉砂岩；底板岩性主要以炭质泥岩及泥岩为主，次为细砂岩。与 IVA3 煤层间距 3.40~68.70m，平均 30.88m。

IVA4 煤层：局部可采煤层，煤类为长焰煤。全区共有 94 个钻孔穿过此煤层层位，其中 57 个钻孔见可采煤层，25 个钻孔见不可采煤层，12 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层煤层赋存面积 22.32km²，可采面积 11.44km²，面积可采系数 32%，长焰煤 A6~17 线之间。此煤层赋存于下含煤段中部，赋存深度 304.50~1120.83m，全层厚度 0~6.18m，平均 1.31m，可采厚度 0.83~6.18，平均 2.24m。此煤层于勘探区西南部较发育且厚度变化不大，向东部变薄不可采，北部尖灭，煤层可采范围较小。煤层结构简单，夹矸 0~3 层，一般为 0~1 层，属不稳定煤层。夹矸岩性为灰色、浅灰色泥岩和粉砂质泥岩及炭质泥岩。顶板岩性以泥岩、粉砂岩为主；底板岩性为泥岩、炭质泥岩及粉砂岩。与 IVA 煤层间距 1.39~41.65m，平均 14.46m。

IVB1 煤层：局部可采煤层，煤类为长焰煤。全区共有 94 个钻孔穿过此煤层层位，其中 45 个钻孔见可采煤层，15 个钻孔见不可采煤层，34 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 16.50km²，可采面积 10.76km²，面积可采系数 30%，长焰煤 B33~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段中下部，赋存深度 409.95~1136.21m。全层厚度 0~7.46m，平均 1.16m，可采厚度 0.80~7.46m，平均 2.29m。此煤层于勘探区煤层东北部厚度较大，东南部发育较好，厚度较均匀，变化较小，煤层夹矸 0~5 层，一般为 0~1 层，以简单结构煤层为主，属不稳定煤层。夹矸岩性以炭质泥岩及泥岩为主；顶板岩性主要为炭质泥岩和粉砂岩；底板岩性主要以炭质泥岩及泥岩为主，次为细砂岩。与 IVA4 煤层间距 0.72~60.55m，平均 21.06m。

IVB 煤层：大部可采煤层，全部为长焰煤。全区共有 92 个钻孔穿过此煤层

层位，其中 77 个钻孔见可采煤层，7 个钻孔见不可采煤层，8 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 26.49km^2 ，可采面积 24.31km^2 ，面积可采系数 68.00%，长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段下部，赋存深度 288.80~1147.27m，全层厚度 0~16.76m，平均 5.21m，可采厚度 1.00~16.76m，平均厚度 6.27m。此煤层于勘探区内中部厚度较大并且较为连续，向东南部、西北部逐渐厚度变薄直至尖灭，煤层厚度变化不大。煤层结构简单，夹矸 0~7 层，一般为 0~1 层，属于较稳定煤层。夹矸岩性为泥岩和炭质泥岩；顶板岩性以炭质泥岩为主，其次是泥岩、粉砂岩；底板以泥岩为主，其次细砂岩和粉砂岩。与 IV B1 煤层间距 1.01~60.63m，平均 26.91m。

IVC1 煤层：大部可采煤层，全部为长焰煤。全区共有 89 个钻孔穿过此煤层层位，其中 74 个钻孔见可采煤层，8 个钻孔见不可采煤层，7 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 26.09km^2 ，可采面积 23.71km^2 ，面积可采系数 66%，长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段中部，赋存深度 305.90~1216.09m，全层厚度 0~18.21，平均 3.55m，可采厚度 0.85~18.21m，平均 4.39m。此煤层于勘探区内西部较为发育、厚度较大并连续，厚度较均匀，西北部不发育。煤层发育范围内厚度变化不大，结构简单，夹矸 0~13 层，一般为 0~1 层，属于较稳定煤层。夹矸岩性为浅灰色泥岩和粉砂质泥岩及炭质泥岩；顶板岩性以泥岩、粉砂岩为主；底板岩性为泥岩、炭质泥岩及粉砂岩。与 IV B 煤层间距 1.70~74.66m，平均 28.61m。

IVC2 煤层：局部可采煤层，全部为长焰煤。全区共有 89 个钻孔穿过此煤层层位，其中 44 个钻孔见可采煤层，4 个钻孔见不可采煤层，41 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 9.61km^2 ，可采面积 8.07km^2 ，面积可采系数 23%，长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段下部，赋存深度 357.00~1125.09m，全层厚度 0~17.30m，平均 3.61m，可采厚度 0.82~17.30m，平均厚度 7.45m。此煤层于勘探区内中部和东南部发育较好、厚度较大并较连续，面积较小，西北部逐渐厚度变薄直至尖灭，不发育。全区煤层厚度变化不大。煤层结构简单，夹矸 0~9 层，一般为 0~3 层，以简单结构煤层为主，属于不稳定煤层。夹矸岩性为泥岩和炭质泥岩；顶板岩性以炭质泥岩为主，其次是泥岩、粉砂岩；底板以泥岩为主，其次细砂岩和粉砂岩。与 IVC1 煤层间距 10.48~

99.70m, 平均 47.22m。

IVC3 煤层:大部可采煤层, 全部为长焰煤。全区共有 87 个钻孔穿过此煤层层位, 其中 69 个钻孔见可采煤层, 8 个钻孔见不可采煤层, 10 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 23.58km^2 , 可采面积 22.44km^2 , 面积可采系数 63%, 长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段下部, 赋存深度 393.19~1231.42m, 全层厚度 0~23.13m, 平均 5.25m, 可采厚度 0.80~23.13m, 平均厚度 6.24m。此煤层于勘探区内中部和西北部发育较好并较连续, 西北部直至尖灭, 煤层厚度变化均匀。煤层结构简单, 夹矸 0~14 层, 一般为 0~3 层, 以简单结构煤层为主, 属于较稳定煤层。夹矸岩性为泥岩和炭质泥岩; 顶板岩性以炭质泥岩为主, 其次是泥岩、粉砂岩; 底板以泥岩为主, 其次细砂岩和粉砂岩。与 IVC2 煤层间距 0.33~42.33m, 平均 18.18m。

IVC 煤层:大部可采煤层, 全部为长焰煤。全区共有 76 个钻孔穿过此煤层层位, 其中 59 个钻孔见可采煤层, 10 个钻孔见不可采煤层, 7 个钻孔因沉积缺失未见此煤层。此煤层赋存面积 14.98km^2 , 可采面积 12.63km^2 , 面积可采系数 35%, 长焰煤 A6~7 线之间。此煤层赋存于下含煤段最底部, 赋存深度 394.65~1195.32m, 全层厚度 0~8.54m, 平均 2.67m, 可采厚度 0.86~8.54m, 平均 3.44m。此煤层于勘探区东南部发育, 厚度变化不大, 西北部不发育。煤层结构简单, 夹矸 0~6 层, 一般为 0~2 层, 属较稳定煤层。夹矸岩性以炭质泥岩及泥岩为主; 顶板岩性主要为炭质泥岩和泥岩为主, 其次粉砂岩; 底板岩性主要以粉砂岩、细砂岩为主, 其次为泥岩, 偶见粗砂岩。与 IVC3 煤层间距 1.85~85.32m, 平均 29.82m。

不可采煤层:IIIB1 煤层:不可采煤层, 厚度 0.251m, 平均 0.10m。全区只有五个钻孔见此煤层, 均为可采, 分别为 17-补 8、17-9、A3-8、A3-9、A3-10 钻孔。煤层赋存主要集中在 17 线、A3 线之间, 勘探区北部, 可采面积 2.46km^2 , 面积可采系数 7%, 可采厚度 1.26~2.51m, 平均 1.96m。煤层发育面积较小, 结构较简单, 夹矸 0~2 层, 一般不含夹矸, 顶底板岩性为泥岩、粉砂岩为主, 次为炭质泥岩。

(3) 煤层对比

勘探区含煤地层大磨拐河组是由下白垩统陆相碎屑岩构成, 含河流相、三

角洲相、沼泽相、湖泊相等沉积体系形成的陆相含煤地层。在这种沉积环境下形成的地层岩性组合较复杂，缺乏区域性的对比标志层，岩、煤层对比比较困难。用单一的对比方法不能较好的完成井田岩、煤层对比工作。因此，本次勘探采用岩石地层层段法、煤层组合关系法、煤层自身特征法及测井曲线特征法来对井田的煤层进行综合分析对比。

8.5.2 煤质

8.5.2.1 煤岩特征和煤的物理性质

本区褐煤与长焰煤在宏观煤岩特征上没有明显差异，区内各煤岩类型交替出现。以半暗型为主，次为暗淡型，半亮型煤很少出现。宏观煤岩组分以暗煤为主，次为少量亮煤及丝炭，暗煤多呈厚层状，亮煤与丝炭呈条带状夹于暗煤中。

2、显微煤岩特征

本区对4个钻孔的90件煤岩煤样进行了显微煤岩组分鉴定（见表5-2）并依据《显微煤岩类型分类》（GB/T 15589-2013）、《煤的镜质组含量分级》（MT/T 1160-2011）和《煤的壳质组含量分级》（MT/T 1161-2011）进行评价。

(1) 褐煤

各煤层去矿物基中以腐质组为主，惰质组和壳质组含量较少。平均含量：腐质组在89.70~99.13%之间，惰质组在0.82~9.40%之间，壳质组在0.00~0.95%之间。

各煤层含矿物基中以粘土矿物为主，其它矿物含量较少。平均含量：粘土矿物（CM）在6.37~26.53%之间，硫化物矿物（SM）在0.00~0.20%之间，碳酸盐矿物（CaM）为0，氧化硅矿物（SiM）在0.00~0.60%之间。

各煤层显微煤岩类型属微镜煤或微镜惰煤。

(2) 长焰煤

各煤层去矿物基中以镜质组为主，惰质组和壳质组含量较少。平均含量：镜质组在93.18~99.64%之间，惰质组在0.00~5.46.00%之间，壳质组在0.12~2.04%之间。

各煤层含矿物基中以粘土矿物为主，其它矿物含量较少。平均含量：粘土矿物（CM）在7.75~29.27%之间，硫化物矿物（SM）在0.00~0.35%之间，碳

酸盐矿物 (CaM) 为 0, 氧化硅矿物 (SiM) 在 0.00~1.34% 之间。

各煤层显微煤岩类型属微镜煤或微镜惰煤。

(3) 变质阶段

褐煤: 各煤层镜煤最大反射率 ($R^{\circ}_{\max}$) 平均在 0.3454~0.4173% 之间, 均小于 0.5%, 因此确定各煤层变质阶段为 0 阶段, 属低煤阶煤。

长焰煤: 各煤层镜煤最大反射率 ($R^{\circ}_{\max}$) 平均在 0.3535~0.5705% 之间, 除 IVC 煤层大于 0.5% 外, 其它煤层均小于 0.5%, 因此确定 IVC 煤层变质阶段为 1 阶段, 其它煤层变质阶段为 0 阶段, 属低煤阶煤。

8.5.2.2 煤的化学性质

1、水分 (M_{ad})

(1) 褐煤 (HM)

原煤水分 (M_{ad}) 平均在 7.68~13.52% 之间。一般 I A 煤层平均 9.70%, I B 煤层平均 9.24%, II A 煤层平均 10.56%, II B 煤层平均 9.31%, II C 煤层平均 9.05%, IIIA1 煤层平均 9.86%, IIIA2 煤层平均 9.08.00%, IIIA3 煤层平均 9.04%, IIIA 煤层平均 11.10%, IIIB 煤层平均 7.68.00%, IIIC 煤层平均 13.52%。

各煤层浮煤水分 (M_{ad}) 平均含量在 8.44~11.22% 之间。

(2) 长焰煤 (CY)

原煤水分 (M_{ad}) 平均在 5.50~11.68.00% 之间。一般 I A 煤层平均 11.68.00%, I B 煤层平均 10.01%, II A 煤层平均 9.29%, II B 煤层平均 9.91%, II C 煤层平均 9.48.00%, IIIA1 煤层平均 8.98.00%, IIIA2 煤层平均 8.78.00%, IIIA3 煤层平均 8.22%, IIIA 煤层平均 8.38.00%, IIIB 煤层平均 8.24%, IIIC 煤层平均 7.80%, IV A1 煤层平均 7.61%, IVA2 煤层平均 7.33%, IVA3 煤层平均 7.37%, IVA 煤层平均 6.89%, IVA4 煤层平均 7.02%, IVB1 煤层平均 5.59%, IVB 煤层平均 6.41%, IV C1 煤层平均 5.84%, IVC2 煤层平均 6.23%, IVC3 煤层平均 5.50%, IVC 煤层平均 5.95%。

各煤层浮煤水分 (M_{ad}) 平均在 5.31~8.21% 之间。

2、灰分 (A_d)

依据《煤炭质量分级 第 1 部分: 灰分》(GB/T 15224.1-2010) 进行评价。

(1) 褐煤 (HM)

各煤层原煤灰分 (A_d) 平均在 19.81~29.89%之间。一般 I A 煤层在 6.74~40.48.00%之间, 平均 20.65%。

I B 煤层在 6.95~40.22%之间, 平均 24.1%。

II A 煤层在 8.97~36.96%之间, 平均 19.81%。

II B 煤层在 11.46~40.88.00%之间, 平均 26.22%。

II C 煤层在 14.72~39.68.00%之间, 平均 27.66%。

III A1 煤层在 12.43~41.03%之间, 平均 26.94%。

III A2 煤层在 11.27~39.49%之间, 平均 26.43%。

III A3 煤层在 11.03~44.11%之间, 平均 29.12%。

III A 煤层在 8.26~41.57%之间, 平均 25.43%。

III B 煤层在 22.46~36.51%之间, 平均 29.89%。

III C 煤层在 18.70~37.82%之间, 平均 26.94%。

以上各煤层除 II A 煤层属低灰煤外, 其它煤层均属中灰煤。

各煤层浮煤灰分 (A_d) 均降至原煤灰分 (A_d) 的 1/2 以下, 平均在 8.60~9.48.00%之间, 经洗选后 (浮煤) 均属特低灰煤。

(2) 长焰煤 (CY)

各煤层原煤灰分 (A_d) 平均在 18.12~31.25%之间。一般 I A 煤层在 8.11~38.81%之间, 平均 20.71%。

I B 煤层在 8.80~39.19%之间, 平均 25.89%。

II A 煤层在 11.33~37.97%之间, 平均 25.64%。

II B 煤层在 7.63~35.30%之间, 平均 21.85%。

II C 煤层在 10.07~42.26%之间, 平均 27.53%。

III A1 煤层在 10.72~37.44%之间, 平均 24.42%。

III A2 煤层在 9.61~39.18.00%之间, 平均 22.83%。

III A3 煤层在 8.24~43.24%之间, 平均 25.53%。

III A 煤层在 7.30~30.50%之间, 平均 18.12%。

III B 煤层在 5.30~37.60%之间, 平均 22.69%。

III C 煤层在 10.03~45.89%之间, 平均 25.16%。

IV A1 煤层在 14.63~45.35%之间, 平均 24.13%。

IVA2 煤层在 9.36~44.35%之间, 平均 24.97%。

IVA3 煤层在 11.03~45.27%之间, 平均 31.25%。

IVA 煤层在 9.58~41.57%之间, 平均 23.86%。

IVA4 煤层在 9.47~42.56%之间, 平均 25.76%。

IVB1 煤层在 9.44~42.28.00%之间, 平均 25.09%。

IVB 煤层在 5.33~42.96%之间, 平均 20.37%。

IVC1 煤层在 7.94~44.30%之间, 平均 25.91%。

IVC2 煤层在 12.45~41.72%之间, 平均 23.67%。

IVC3 煤层在 7.76~41.64%之间, 平均 24.02%。

IVC 煤层在 12.63~41.85%之间, 平均 26.75%。

以上各煤层除 IIIA 煤层属低灰煤, IVA3 煤层属中高灰煤外, 其它煤层均属中灰煤。

各煤层浮煤灰分(A_d)均降至原煤灰分(A_d)的 1/2 以下, 平均在 7.63~10.14%之间。经洗选后(浮煤)除 IB、IVC2、IVC 煤层属低灰煤外, 其它煤层均属特低灰煤。

3、挥发分 (V_{daf})

依据《煤的干燥无灰基挥发分产率分级》(MT/T 849-2000)进行评价。

(1) 褐煤 (HM)

各煤层原煤挥发分(V_{daf})平均在 42.56~46.85%之间, 属高挥发分煤; 浮煤挥发分(V_{daf})平均在 39.10~42.42%之间, 均在 37%以上, 属高挥发分煤。

(2) 长焰煤 (CY)

各煤层原煤挥发分(V_{daf})平均在 41.90~45.78.00%之间, 属高挥发分煤; 浮煤挥发分(V_{daf})平均在 39.01~42.15%之间, 均在 37%以上, 属高挥发分煤。

8.5.2.3 煤的有害元素

(1) 全硫 ($S_{t,d}$)

本区硫分测试样品 3953 件, 其中全硫大于 1.00%的样品 84 件, 依据《煤炭质量分级 第 2 部分: 硫分》(GB/T 15224.2-2010)进行评价。

①褐煤 (HM)

各煤层原煤全硫($S_{t,d}$)平均在 0.37~0.52%之间。一般 IA 煤层在 0.09~

0.75%之间，平均 0.37%。

I B 煤层在 0.32~0.74%之间，平均 0.52%。

II A 煤层在 0.28~0.66%之间，平均 0.47%。

II B 煤层在 0.32~0.76%之间，平均 0.50%。

II C 煤层在 0.29~0.79%之间，平均 0.48.00%。

III A1 煤层在 0.34~0.75%之间，平均 0.48.00%。

III A2 煤层在 0.28~0.76%之间，平均 0.46%。

III A3 煤层在 0.27~0.71%之间，平均 0.43%。

III A 煤层在 0.29~0.67%之间，平均 0.47%。

III B 煤层在 0.25~0.69%之间，平均 0.49%。

III C 煤层在 0.44~0.60%之间，平均 0.52%。

以上各煤层除 I B、III C 煤层属低硫煤外，其它煤层均属特低硫煤。

各煤层浮煤全硫 (S_{td}) 平均在 0.47~0.67%之间，除 I A 煤层属特低硫煤外，其它煤层均属低硫煤。

②长焰煤 (CY)

各煤层原煤全硫 (S_{td}) 平均在 0.37~0.66%之间。一般 I A 煤层在 0.15~1.01%之间，平均 0.41%。

I B 煤层在 0.39~0.70%之间，平均 0.51%。

II A 煤层在 0.24~0.68.00%之间，平均 0.48.00%。

II B 煤层在 0.20~0.85%之间，平均 0.41%。

II C 煤层在 0.32~0.82%之间，平均 0.47%。

III A1 煤层在 0.40~0.70%之间，平均 0.51%。

III A2 煤层在 0.22~0.62%之间，平均 0.41%。

III A3 煤层在 0.18~0.65%之间，平均 0.37%。

III A 煤层在 0.10~0.75%之间，平均 0.39%。

III B 煤层在 0.14~0.96%之间，平均 0.40%。

III C 煤层在 0.22~0.99%之间，平均 0.49%。

IV A1 煤层在 0.26~0.83%之间，平均 0.53%。

IV A2 煤层在 0.29~1.11%之间，平均 0.50%。

IVA3 煤层在 0.25~0.92%之间, 平均 0.49%。

IVA 煤层在 0.21~0.76%之间, 平均 0.48.00%。

IVA4 煤层在 0.21~0.79%之间, 平均 0.48.00%。

IVB1 煤层在 0.29~0.93%之间, 平均 0.54%。

IVB 煤层在 0.22~1.00%之间, 平均 0.50%。

IVC1 煤层在 0.33~1.36%之间, 平均 0.61%。

IVC2 煤层在 0.26~0.57%之间, 平均 0.43%。

IVC3 煤层在 0.30~1.71%之间, 平均 0.66%。

IVC 煤层在 0.35~1.69%之间, 平均 0.58.00%。

以上各煤层除 IB、IIIA1、IVA1、IVB1、IVC1、IVC3、IVC 煤层属低硫煤外, 其它煤层均属特低硫煤。

各煤层浮煤全硫 ($S_{t,d}$) 平均在 0.47~0.73%之间, 除 IA、IIIA3、IIIA、IIIB 煤层属特低硫煤外, 其它煤层均属低硫煤。

(2) 各种硫

本区采取了 2081 件煤芯煤样进行了各种硫测试。其组成褐煤与长焰煤均以有机硫为主, 其次为硫化铁硫, 硫酸盐硫含量较少。

褐煤: 原煤有机硫 ($S_{o,d}$) 含量平均在 0.25~0.49%之间, 硫化铁硫 ($S_{p,d}$) 含量平均在 0.07~0.09%之间, 硫酸盐硫 ($S_{s,d}$) 含量平均为 0.01%; 浮煤有机硫 ($S_{o,d}$) 含量平均在 0.36~0.68.00%之间, 硫化铁硫 ($S_{p,d}$) 含量平均在 0.04~0.07%之间, 硫酸盐硫 ($S_{s,d}$) 含量平均为 0.01%。

长焰煤: 原煤有机硫 ($S_{o,d}$) 含量平均在 0.24~0.54%之间, 硫化铁硫 ($S_{p,d}$) 含量平均在 0.02~0.10%之间, 硫酸盐硫 ($S_{s,d}$) 含量平均在 0.00~0.01%之间; 浮煤有机硫 ($S_{o,d}$) 含量平均在 0.37~0.68.00%之间, 硫化铁硫 ($S_{p,d}$) 含量平均在 0.02~0.06%之间, 硫酸盐硫 ($S_{s,d}$) 含量平均在 0.00~0.01%之间。

8.5.2.4 煤的工艺性能

1、发热量

干燥基高位发热量 ($Q_{gr,d}$)

依据《煤炭质量分级 第 3 部分: 发热量》(GB/T 15224.3-2010) 进行评价。

(1) 褐煤 (HM)

各煤层原煤干燥基高位发热量 ($Q_{gr,d}$) 平均在 20.44~23.18MJ/kg 之间。一般 I A 煤层在 16.85~27.34MJ/kg 之间, 平均 22.79MJ/kg;

I B 煤层在 16.26~28.27MJ/kg 之间, 平均 21.76MJ/kg;

II A 煤层在 17.79~27.27MJ/kg 之间, 平均 23.18MJ/kg;

II B 煤层在 16.81~27.30MJ/kg 之间, 平均 21.38MJ/kg;

II C 煤层在 17.20~24.62MJ/kg 之间, 平均 20.89MJ/kg;

IIIA1 煤层在 16.93~26.13MJ/kg 之间, 平均 21.30MJ/kg;

IIIA2 煤层在 16.83~26.80MJ/kg 之间, 平均 21.33MJ/kg;

IIIA3 煤层在 17.21~25.76MJ/kg 之间, 平均 20.60MJ/kg;

IIIA 煤层在 16.65~27.48MJ/kg 之间, 平均 21.68MJ/kg;

IIIB 煤层在 18.26~22.15MJ/kg 之间, 平均 20.44MJ/kg;

IIIC 煤层在 17.70~23.86MJ/kg 之间, 平均 21.55MJ/kg。

以上各煤层除 II C、IIIA1、IIIA3、IIIB 煤层属中低发热量煤外, 其它煤层均属中发热量煤。

经洗选后, 各煤层浮煤干燥基高位发热量 ($Q_{gr,d}$) 略高于原煤干燥基高位发热量 ($Q_{gr,d}$), 平均在 26.45~27.23 MJ/kg 之间。除 IIIA1 煤层属高发热量煤外, 其它煤层均属中高发热量煤。

(2) 长焰煤 (CY)

各煤层原煤干燥基高位发热量 ($Q_{gr,d}$) 平均在 20.66~24.75MJ/kg 之间。一般 I A 煤层在 19.35~27.68MJ/kg 之间, 平均 24.46MJ/kg;

I B 煤层在 17.46~26.50MJ/kg 之间, 平均 21.89MJ/kg;

II A 煤层在 18.58~27.70MJ/kg 之间, 平均 22.24MJ/kg;

II B 煤层在 18.77~27.80MJ/kg 之间, 平均 23.49MJ/kg;

II C 煤层在 16.70~26.68MJ/kg 之间, 平均 21.42MJ/kg;

IIIA1 煤层在 18.24~27.06MJ/kg 之间, 平均 22.30MJ/kg;

IIIA2 煤层在 18.11~27.79MJ/kg 之间, 平均 23.19MJ/kg;

IIIA3 煤层在 16.73~27.99MJ/kg 之间, 平均 22.24MJ/kg;

IIIA 煤层在 20.29~28.71MJ/kg 之间, 平均 24.75MJ/kg;

IIIB 煤层在 18.27~29.40MJ/kg 之间, 平均 23.22MJ/kg;

IIIC 煤层在 16.25~27.86MJ/kg 之间, 平均 22.42MJ/kg;

IVA1 煤层在 16.76~26.18MJ/kg 之间, 平均 22.97MJ/kg;

IVA2 煤层在 16.55~28.82MJ/kg 之间, 平均 22.80MJ/kg;

IVA3 煤层在 16.42~27.58MJ/kg 之间, 平均 20.66MJ/kg;

IVA 煤层在 17.86~28.62MJ/kg 之间, 平均 23.39MJ/kg;

IVA4 煤层在 16.87~28.15MJ/kg 之间, 平均 22.62MJ/kg;

IVB1 煤层在 16.98~29.90MJ/kg 之间, 平均 22.99MJ/kg;

IVB 煤层在 17.21~30.12MJ/kg 之间, 平均 24.68MJ/kg;

IVC1 煤层在 16.94~29.43MJ/kg 之间, 平均 22.97MJ/kg;

IVC2 煤层在 17.45~27.51MJ/kg 之间, 平均 22.61MJ/kg;

IVC3 煤层在 17.75~29.91MJ/kg 之间, 平均 23.83MJ/kg;

IVC 煤层在 17.10~27.30MJ/kg 之间, 平均 22.91MJ/kg。

以上各煤层除 I A、IIIA、IVB 煤层属中高发热量煤, IVA3 煤层属中低发热量煤外, 其它煤层均属中发热量煤。

经洗选后, 各煤层浮煤干燥基高位发热量 ($Q_{gr,d}$) 略高于原煤干燥基高位发热量 ($Q_{gr,d}$), 平均在 27.14~28.65MJ/kg 之间, 除 I B 煤层属中高发热量煤外, 其它煤层均属高发热量煤。

2、煤灰成分、灰熔融性

依据《煤灰软化温度分级》(MT/T 853.1-2000) 进行评价。

(1) 褐煤 (HM)

各煤层煤灰成分组成复杂, 且变化较大。煤灰成分以 SiO_2 和 Al_2O_3 为主。平均含量: SiO_2 在 53.94~76.79% 之间; Al_2O_3 在 15.21~22.05% 之间; Fe_2O_3 在 1.72~7.73% 之间; CaO 在 0.89~5.81% 之间; MgO 在 0.37~0.88.00% 之间; TiO_2 在 0.69~1.13% 之间; SO_3 在 0.55~3.63% 之间。其特征为偏酸性。

各煤层灰熔融性其软化温度 (ST) 平均在 1248~1455℃ 之间, 除 I A 煤层属较低软化温度灰, IIIA1、IIIA2、IIIC 煤层属较高软化温度灰外, 其它煤层均属中等软化温度灰。

(2) 长焰煤 (CY)

各煤层煤灰成分以 SiO_2 和 Al_2O_3 为主。平均含量: SiO_2 在 57.27~70.51% 之

间; Al_2O_3 在 14.52~24.47% 之间; Fe_2O_3 在 1.92~6.05% 之间; CaO 在 0.55~5.74% 之间; MgO 在 0.36~0.90% 之间; TiO_2 在 0.59~1.13% 之间; SO_3 在 0.27~3.92% 之间。其特征为偏酸性。

各煤层灰熔融性其软化温度 (ST) 平均在 1223~>1473℃ 之间, 除 I A、I B、II A 煤层为较低软化温度灰, III A2、III A3、III A、III B、III C、IV A、IV A4、IV B、IV C3 煤层为中等软化温度灰外, 其它煤层均为较高软化温度灰。

3、粘结性

依据《烟煤黏结指数分级》(MT/T 596-2008) 进行评价。

褐煤各煤层浮煤黏结指数 ($G_{R,1}$) 平均为 0; 长焰煤各煤层浮煤黏结指数 ($G_{R,1}$) 平均在 0~1 之间, 属无黏结煤。

4、煤的气化

该矿在部分钻孔煤芯煤样中测试了煤对 CO_2 反应性、热稳定性、煤的结渣率及抗碎强度, 其试验结果如下:

(1) 褐煤 (HM)

煤对 CO_2 反应性: 当温度在 950℃ 时, 各煤层煤对二氧化碳还原率 (α) 平均在 41.5~44.3% 之间, 反应性较差。

热稳定性: 各煤层热稳定性 (TS_{80}) 平均在 41.00~73.03% 之间, 属低热稳定性煤~高热稳定性煤。

结渣率: 当炉栅截面流速为 0.1m/s 时, 结渣率 (Cl_{in}) 平均在 0.0~12.9% 之间, 属难结渣煤~中等结渣煤。

抗碎强度: 各煤层抗碎强度 (SS) 平均在 33.8~78.3% 之间, 属低强度煤~高强度煤。

(2) 长焰煤 (CY)

煤对 CO_2 反应性: 当温度在 950℃ 时, 各煤层煤对二氧化碳还原率 (α) 在 41.6~43.9% 之间, 反应性较差。

热稳定性: 各煤层热稳定性 (TS_{80}) 平均在 57.42~79.67% 之间, 属低热稳定性煤~高热稳定性煤。

结渣率: 当炉栅截面流速为 0.1m/s 时, 结渣率 (Cl_{in}) 在 0.0~16.8.00% 之间, 属难结渣煤~中等结渣煤。

抗碎强度：各煤层抗碎强度 (SS) 平均在 37.1~69.1% 之间，属低强度煤~高强度煤。

5、可磨性 (HGI)

本区在 8 个钻孔中采取了煤芯煤样测试了煤的可磨性 (HGI) 指数。测试结果：褐煤各煤层可磨性 (HGI) 指数平均在 42~46 之间，属较难磨煤；长焰煤各煤层可磨性 (HGI) 指数在 40~78 之间，属难磨煤~中等可磨煤。

6、低温干馏

本区在 18 个钻孔中采取煤芯煤样进行了低温干馏试验。褐煤：各煤层焦油产率 ($T_{ar,d}$) 平均在 5.91~8.49% 之间，属含油煤~富油煤；长焰煤：各煤层焦油产率 ($T_{ar,d}$) 平均在 7.15~11.56% 之间，属富油煤。

7、透光率 (Pm)

褐煤各煤层透光率 (Pm) 平均在 42~47% 之间；长焰煤各煤层透光率 (Pm) 平均在 52~66% 之间。

从垂向上看，随着深度的增加透光率有逐渐增大的趋势，反映出本区煤的煤化程度随着深度的增加而逐渐增高。

8.5.2.5 煤类及工业用途

根据《中国煤炭分类》(GB/T 5751-2009) 国家标准，用表征煤化程度的参数和表征煤工艺性能的参数作为分类指标，即：浮煤挥发分 (V_{daf})、黏结指数 (G_{RI})、透光率 (Pm) 以及透光率 (Pm) 在大于 30~50% 的恒湿无灰基高位发热量 ($Q_{gr,maf}$)。

区内各煤层浮煤挥发分 (V_{daf}) 产率均在 37% 以上，浮煤黏结指数 (G_{RI}) 平均在 0~1 之间，透光率 (Pm) 平均在 42~66% 之间，恒湿无灰基高位发热量 ($Q_{gr,maf}$) 平均在 21.82~31.63 MJ/kg 之间，因此确定本区煤类为低变质阶段的褐煤 (HM) 及长焰煤 (CY)。

煤类界线划分依据：以透光率 (Pm) 为指标，将透光率大于 50% 的见煤点划分为长焰煤，将透光率小于或等于 30% 的见煤点划分为褐煤一号，再将透光率在大于 30~50% 之间的见煤点用恒湿无灰基高位发热量 ($Q_{gr,maf}$) 进一步确定，若恒湿无灰基高位发热量 ($Q_{gr,maf}$) 大于 24 MJ/kg，则划分为长焰煤；若恒湿无灰基高位发热量 ($Q_{gr,maf}$) 小于 24 MJ/kg，则划分为褐煤二号。

褐煤区内各煤层均有零星、分布不均的长焰煤点，长焰煤区内也有零星、分布不均的褐煤点（其中ⅢA1、ⅢA3 煤层各有 1 个不黏煤点），但分布范围较小，经对比连不成片。因此确定本区ⅠA、ⅠB、ⅡA、ⅡB、ⅡC、ⅢA1、ⅢA2、ⅢA3、ⅢA、ⅢB、ⅢC 共 11 个煤层为褐煤（HM）、长焰煤（CY）两个煤类；ⅣA1、ⅣA2、ⅣA3、ⅣA、ⅣA4、ⅣB1、ⅣB、ⅣC1、ⅣC2、ⅣC3、ⅣC 共 11 个煤层为长焰煤（CY）。

8.6 开采技术条件

（1）水文地质

未来井工开采无直接充水含水层，第四系孔隙潜水含水层属弱含水层，煤系风化裂隙承压含水层属弱含水层。按水文地质勘探类型划分，本区第四系潜水为水文地质条件弱的含水层（ $q < 0.1 \text{ L/s.m}$ ），煤系风化带裂隙承压含水层（ $q < 0.1 \text{ L/s.m}$ ）为弱含水岩组，综合分析二个含水层（岩组）的分布，富水性及补给条件，将井田区水文地质勘查类型定为二类一型。

（2）工程地质

依据矿区《水文地质工程地质勘探规范》（GB12719-91）附录表 E2 及 E3 确定，岩体质量分级属差（Ⅳ级）。岩体质量等级属坏，600m 以下，岩石质量等级属中等～好的（Ⅱ级），岩体完整性评价属中等完整～较完整，岩体质量等级属好的，岩体质量分级属中等（Ⅲ级），岩性在失水状态下不破碎，巷道适合长期暴露，但回采工作面不易塌落，控顶距加大，对顶板管理不利，因此本区工程地质条件依据《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 标准划分为层状岩类中等型，即三类二型。

（3）环境地质

勘探区位于盆地北部边缘。地势平坦，草植被破坏较少、多为人工植被，区内没有旅游区及文物保护区。本次勘探没有发现滑坡、泥石流遗迹、及放射性异常等自然地质灾害。水文地质测绘调查中勘探区没有发生洪水淹没史，区内 10 年最长结冰天数 227 天，最深冻土 1.90m。雨季多集中于 6、7、8 月份，10 年平均降水量 317.40mm，雨水对地表侵蚀作用较小。第四系孔隙潜埋深 29.92m，水化学类型 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型水为主，水质与 70 年相比 NO_3 有所增加主要人类活动造有关，PH 值 7.51（B37-Q1）水质较好，区内无重大污染源。勘探区自

然地理环境破坏较少，基本保持原始状态，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，勘探区地质环境类型属第二类。

（4）瓦斯、煤尘和煤的自燃

①瓦斯：由于区内个别钻孔瓦斯测试甲烷含量较高，具有瓦斯集中富集的隐患，因此建议在设计和生产时要高度重视，防患于未然。建议业主在生产建设时，对瓦斯加以综合利用，如建立小型瓦斯发电站或者供给职工宿舍供暖使用。

②煤尘：由于区内个别钻孔瓦斯测试甲烷含量较高，具有瓦斯集中富集的隐患，因此建议在设计和生产时要高度重视，防患于未然。建议业主在生产建设时，对瓦斯加以综合利用，如建立小型瓦斯发电站或者供给职工宿舍供暖使用。

③煤的自燃：本区在 8 个钻孔中采取 199 件煤的自燃趋势试验样。试验结果：褐煤各煤层煤的吸氧量平均在 $0.80\sim 1.04\text{cm}^3/\text{g}$ 之间，自燃等级为 I 级（容易自燃）～II 级（自燃）；长焰煤各煤层煤的吸氧量平均在 $0.63\sim 0.99\text{cm}^3/\text{g}$ 之间，自燃等级为 I 级（容易自燃）～II 级（自燃）。

综上所述，井田水文地质条件简单，工程地质条件中等，环境地质条件中等，开采技术条件属以复合问题为主中等型井田（II—4 型）。

8.7 周边煤矿

勘查区位于霍林河煤田中部，紧临一号井勘探区，在一、二号露天矿中间，周边煤矿开发较早，南部相邻的是亿城露天煤矿，南西部相邻的是霍林河煤田二露天矿，东北部约 4.5km 邻霍林河煤田一号露天矿。

8.8 开采方案

根据中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》，井田内地形平坦开阔，海拔一般为 929～989m，相对高差 60m，地面绝大区域变化不大；地面多为草场。根据地形地貌及周边环境的特点，排土场应尽量靠近东南位置。

井田开拓方式采用斜井开拓，共设 4 条井筒，即主斜井、副斜井、进风立井和回风立井。井下主运输采用胶带输送机运输，辅助运输初期采用无极绳连

续牵引车，对于北部区域沿倾向 2.2km、走向 6.0km、煤层倾角 0~6° 区域采用无轨胶轮车，矿井通风系统采用并列式。设计采用长壁式采煤方法，综合机械化采煤工艺。

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，按照评估委托人、探矿权人的要求，我公司组织评估人员，对委托评估的探矿权实施了如下评估程序：

9.1 接受委托阶段：2018 年 11 月 5 日，本公司经内蒙古自治区国土资源厅公开摇号方式选择我公司为承担本项目评估机构；项目接洽，与评估委托人明确此次评估业务基本事项。2018 年 11 月 6 日拟定评估计划（评估方案和方法等），收集与评估有关的资料。2018 年 12 月 24 日，签订《矿业权出让收益评估合同书》（合同编号：内国土资矿评合字[2018]第 098 号）。

9.2 资料收集审查阶段：2018 年 11 月 5 日~12 月 7 日，2018 年 11 月 5 日，委托方提供了勘查区范围内的《勘探报告》及 2016 年 10 月编制的《初步开发利用方案》；12 月 4 日，委托方提供了中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》，因《可行性研究报告》报告相关参数描述不明确，12 月 7 日委托方补充了中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月出具的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告投资估算书》。

9.3 评定估算阶段：2018 年 11 月 6 日~12 月 21 日，评估人员依据收集的评估资料，进行归纳整理，确定评估方法，完成评定估算，具体步骤如下：根据所收集的资料进行归纳、整理，查阅有关法律、法规，调查有关矿产开发及销售市场，按照既定的评估程序和方法，对委托评估的探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。

9.4 提交报告阶段：2018 年 12 月 22 日~12 月 25 日，根据评估工作情况，起草评估报告书，在遵守评估规范、指南和职业道德原则下，经三级审核后提交正式评估报告书。

9.5 修改报告阶段：2019 年 3 月 14 日，内蒙古自治区自然资源厅补充了《关

于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》，接到通知后我公司根据补充的资料对已提交的报告进行了修改，并于 2019 年 3 月 25 日向内蒙古自治区自然资源厅提交了修改后的评估报告。

2019 年 4 月 8 日，根据委托方提出的修改意见及补充的资料对该报告进行了修改，并于 2019 年 4 月 26 日，向委托方提交修改后的评估报告。

2019 年 9 月 2 日，根据委托方提出的修改意见及补充的《材料接收单》、《补充修改材料告知书》等资料对该报告进行了修改，并于 2019 年 9 月 17 日，向委托方提交修改后的评估报告。

9.6 提交报告阶段：2020 年 1 月 17 日，探矿权人提供了在有效期内的《矿产资源勘查许可证》，自 2020 年春节起受新型冠状病毒肺炎疫情影响，委托方及探矿权人一致未提供落实转化项目的相关资料，2020 年 11 月 23 日至 2020 年 12 月 9 日探矿权人先后提供了动用储量《证明》、内自然资函[2019]492 号《关于做好煤炭资源清理意见落实工作的函》附件、内环验[2011]13 号《内蒙古自治区环境保护厅关于通辽金煤化工有限公司新建 200kt/a 乙二醇项目竣工环境保护验收的意见》、通辽金煤化工有限公司《安全生产许可证》编号：（蒙）WH 安许证字[2017]000867 号。评估机构根据补充的资料，对该报告进行了修改，并于 2020 年 12 月 10 日，向委托方提交修改后的评估报告。

10、评估方法

《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》要求，“对于具备评估资料条件且适合采用不同评估方法进行评估的，应当采用两种以上评估方法进行评估，通过比较分析合理形成评估结论。因方法适用性、操作限制等无法采用两种以上评估方法进行评估，可以采用一种方法进行评估，并在评估报告中披露只能采用一种方法的理由”。

根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，采矿权评估方法有基准价因素调整法、交易案例比较调整法、收入权益法及折现现金流量法。本次评估对象为霍林河煤田 2 号井勘探探矿权，该矿资源勘探报告已评审通过并核准备案，已委托有资格的设计单位编制了可行性研究报告，因缺乏类似可比参照物（相同或相似性的矿业权交易案例），采用基准价因素调整法、交易案例比

较调整法等市场途径评估方法所需评估资料不具备。因本次评估探矿权资源储量规模和生产规模均属于大型，收入权益法也不适用。根据本次评估目的和评估对象的具体特点，评估对象矿山具有一定规模、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，其矿产资源开发利用主要技术经济参数可参考可行性研究报告及其投资估算书等数据确定。

综合以上资料，评估人员通过分析认为本矿山具有独立获利能力，并能被测算，本次评估所需评估参数基本齐全、可靠，具备了折现现金流量法的使用前提和适用要求。根据《中国矿业权评估准则》及《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，本项目评估确定采用收益途径中的折现现金流量法进行评估。

矿业权评估中的折现现金流量法是将矿业权所对应的矿产资源勘查、开发作为现金流量系统，将评估计算年限内各年的净现金流量，以与净现金流量口径相匹配的折现率，折现到评估基准日的现值之和，作为矿业权评估值。

计算公式为：

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

其中：P—探矿权评估值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

(CI-CO)_t 一年净现金流量

i—折现率；

t—年序号（t =1, 2, 3, ..., n）；

n—计算年限。

11、主要技术经济参数选取

本项目评估所需主要技术参数的选取，主要参考中华人民共和国国土资源部出具的《关于〈内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告〉矿产资源评审备案证明》（国土资储备字[2016]147 号）、国土资源部矿产资源储量评审中心

2016 年 6 月 16 日出具的《〈内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告〉矿产资源储量评审意见书》（国土资储评字[2016]28 号）、内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队 2016 年 2 月提交的《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》、中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》、中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月出具的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告投资估算书》及委托方和矿权人提供的相关资料以及评估人员掌握的其它资料确定。

11.1 评估所依据资料的评述

11.1.1 储量估算资料

本次评估依据的《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》是由具有地质勘查资质的内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队于 2016 年 2 月出具的，依据以往勘查资料，叙述了区域与矿区地质、构造特征。评价矿区构造复杂程度为简单类型，可采煤层较稳定。报告叙述了可采煤层的赋存范围、可采程度、煤层结构及顶底板岩性特征；通过对样品的地质鉴定，叙述了核实区煤层的物理性质、化学性质、工艺性能和可选性，评价了煤的主要工业用途。依据浮煤挥发分和透光率划分了煤类，确定了可采煤层为长焰煤、褐煤；报告核实的煤矿的水文地质、工程地质、环境地质和其他开采技术条件，指出了应该注意的问题，确定矿床开采技术条件为以复合问题为主中等型井田（Ⅱ—4 型）。

勘探区构造简单，均为宽缓的褶曲构造，煤产状平缓，煤层倾角 10° 左右，煤层较稳定。资源量估算采用地质块段法，以可采边界线、资源量类型边界线、勘探线、构造线、煤层露头线作为块段界线。报告已经国土资源部矿产资源储量评审中心评审通过，并经中华人民共和国国土资源部备案，可以作为本次探矿权评估的依据。

11.1.2 可行性研究报告及其投资估算书

《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》、《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告投资估算书》是由具有煤矿行业专业甲级资质的中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司于 2017 年 6 月编制的，中煤科工集团沈

阳设计研究院有限公司依据上述经评审备案的资源储量并根据现行法律法规编制。

综上,《可行性研究报告》是由具有工程设计专业资质的单位编制,根据矿体赋存具体特点及矿山开采技术条件,以当地矿山行业平均生产力水平为基本尺度以及当前经济技术条件下合理有效利用资源为原则编制的,报告编制方法合理、内容基本完整,设计的技术和经济指标基本反映了该矿技术经济条件及当地平均生产力水平,参数选取基本合理,项目经济可行,可作为本次评估技术和经济参数选取的依据或基础。

11.2 可采储量

11.2.1 评审备案的保有资源量

依据经中华人民共和国国土资源部以国土资储备字[2016]147 号予以备案的内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队 2016 年 2 月提交的《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》:截止储量估算基准日 2016 年 1 月 31 日,矿区范围内煤炭保有资源量 204122.00 万吨(褐煤 34905.00 万吨、长焰煤 169217.00 万吨),其中:探明的内蕴经济资源量(331) 68904.00 万吨(褐煤 14500.00 万吨、长焰煤 54404.00 万吨);控制的内蕴经济资源量(332) 66409.00 万吨(褐煤 8282.00 万吨、长焰煤 58127.00 万吨);推断的内蕴经济资源量(333) 68809.00 万吨(褐煤 12123.00 万吨、长焰煤 56686.00 万吨)。

11.2.2 可采储量

根据《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》,可采储量依据矿山设计文件或设计规范进行确定。可采储量计算过程如下:

●不可采煤层

根据中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕(霍林河二号)矿井及选煤厂可行性研究报告(矿井部分)》IIIB1 煤层为不可采煤层,不可采煤层保有资源储量为 541.00 万吨,全部为推断的内蕴经济资源量(333)。

●可信度系数

本次评估依据《可行性研究报告》,(333)可信度系数取 0.8。

● 设计损失量:

根据《可行性研究报告》，本次评估矿山永久煤柱（井田边界、外环路、铁路）损失 14076.00 万吨，可回收煤柱（工业场地、风井场地、北部场地、盘区境界、井筒、主要巷道）损失 31653.00 万吨。

● 开采损失量:

根据《国土资源部关于煤炭资源合理开发利用“三率”指标要求（试行）的公告》，井工煤矿采矿回采率薄煤层（ <1.3 米）不低于 85%，中厚煤层（ $1.3\sim 3.5$ 米）不低于 80%，厚煤层（ >3.5 米）不低于 75%。

根据《勘探报告》，本次评估各煤层厚度及采矿回采率如下:

煤层编号	煤层平均厚度	采矿回采率
I A	2.9 米	80%
I B	2.5 米	80%
II A	3.46 米	80%
II B	4.24 米	75%
II C	2.52 米	80%
III A1	2.88 米	80%
III A2	2.8 米	80%
III A3	3.2 米	80%
III A	5.05 米	75%
III B	3.36 米	80%
III C	4.28 米	75%
IV A1	2.04 米	80%
IV A2	2.49 米	80%
IV A3	2.07 米	80%
IV A	2.81 米	80%
IV A4	2.24 米	80%
IV B1	2.29 米	80%
IV B	6.27 米	75%
IV C1	4.39 米	75%
IV C2	7.45 米	75%
IV C3	6.24 米	75%
IV C	3.44 米	80%

● 可回收煤柱回采率:

《可行性研究报告》未设计可回收煤柱（主要井巷煤柱）回采率，根据《矿

业权评估参数确定指导意见》，参照《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）等有关技术规程规范规定，对于采用条带法开采的，推荐采矿回采率 30%~50%。

根据《勘探报告》，本次评估矿山开采技术条件为复合问题为主的中等类型，本次评估可回收煤柱回采率取 40%。

● 可采储量

$$\begin{aligned} \text{可采储量} &= \Sigma (\text{参与评估的基础储量} + \text{资源量} \times \text{相应类型可信度系数}) - \text{设计损失量} - \text{采矿损失量} + (\text{可回收煤柱损失} \times \text{可回收煤柱采矿回采率}) \\ &= 123964.53 \text{ 万吨} \end{aligned}$$

经计算，可采储量为 123964.53 万吨。详见下表：

煤层 编号	参与评估的保有资源量（评估利用资源储量）							(333) 可信度 系数	《可行性研 究报告》设计 经（333） 可信度系数 调整后的永 久煤柱损失	《可行性研 究报告》设计 经（333） 可信度系数 调整后的保 护煤柱损失	采矿回 采率	可回 收煤 柱回 收率	可采储量
	（331）		（332）		（333）		合计						
	褐煤	长焰煤	褐煤	长焰煤	褐煤	长焰煤							
I A	3118	568	865	3026	1180	1521	10278	0.80	969.00	1202.00	80%	40%	6534.24
I B	0	0	0	0	2468	2218	4686		108.00	193.00	80%		2835.13
II A	1595	964	1928	1611	475	1533	8106		151.00	988.00	80%		5647.52
II B	2917	774	960	4170	2393	2785	13999		842.00	1334.00	75%		8624.15
II C	643	325	181	1977	1655	825	5606		210.00	767.00	80%		3613.20
IIIA1	1685	394	148	668	794	789	4478		515.00	383.00	80%		2763.92
IIIA2	1349	1202	75	2534	553	555	6268		619.00	762.00	80%		4037.12
IIIA3	0	0	0	0	1316	2608	3924		151.00	348.00	80%		2251.36
IIIA	3013	3506	2403	6752	190	2339	18203		1490.00	2204.00	75%		11384.00
IIIB1	0	0	0	0	0	541	541						0.00
IIIB	0	3281	0	4445	1087	1971	10784		593.00	1205.00	80%		7181.52
IIIC	180	7319	1722	3281	12	1740	14254		1089.00	2119.00	75%		8869.30
IVA1	0	2430	0	2791	0	2258	7479		672.00	891.00	80%		4727.92
IVA2	0	2936	0	2223	0	1024	6183		542.00	941.00	80%		3972.56
IVA3	0	0	0	0	0	3065	3065		320.00	193.00	80%		1628.40
IVA	0	4149	0	1634	0	1886	7669		1087.00	1243.00	80%		4466.64
IVA4	0	0	0	0	0	3232	3232		38.00	383.00	80%		1884.88
IVB1	0	0	0	0	0	2996	2996		304.00	448.00	80%		1495.04
IVB	0	8552	0	9851	0	3427	21830		704.00	2804.00	75%		14349.05
IVC1	0	5294	0	4528	0	4652	14474		815.00	2484.00	75%		8677.05
IVC2	0	0	0	0	0	8676	8676		480.00	3790.00	75%		3519.10

IVC3	0	9080	0	7947	0	4772	21799	1566.00	4209.00	75%	12985.80
IVC	0	3630	0	689	0	1273	5592	811.00	2762.00	80%	2516.32
Σ	14500.00	54404.00	8282.00	58127.00	12123.00	56686.00					
合计	68904.00		66409.00		68268.00		204122.00	14076.00	31653.00		123964.53

经计算，可采储量为 123964.53 万吨，可采储量占评估利用资源储量的比例为 60.73%。符合《内蒙古自治区国土资源厅关于印发〈内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价〉通知》（内国土资发[2018]173 号）中“可采资源量占保有资源量比重不低于 60%”的要求。

11.3 生产规模

根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，参考《矿业权评估参数确定指导意见》，本次评估依据中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》设计矿产生产规模为 600 万吨/年。

11.4 评估计算年限

11.4.1 基建期

根据中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》，设计矿山基建期为 32 个月（2.67 年），即基建期自 2020 年 12 月至 2023 年 7 月，矿山建成即达产。

11.4.2 矿山服务年限的确定

根据矿山可采储量和年生产能力确定矿山服务年限计算如下：

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

其中：T —— 矿山服务年限

Q —— 可采储量

A —— 矿山生产能力

K —— 储量备用系数

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，地下开采煤矿储量备用系数的取值范围为 1.3~1.5。依据《可行性研究报告》，本次评估储量备用系数取 1.4。

$$\text{矿山服务年限} = 123964.53 \div (600 \times 1.4) = 147.58 \text{ 年}$$

根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》办法，计算单位资源储量价值时，矿山服务年限超过 30 年的，评估计算服务年限按 30 年计算。

综上，该矿井服务年限为 147.58 年，评估计算服务年限为 30 年，基建期为 32 个月；拟动用可采储量 25200.00 万吨。

11.4.3 评估计算年限

根据上述基建期 32 个月，评估计算服务年限为 30 年，本次评估计算年限为 32.67 年，基建期自 2020 年 12 月至 2023 年 7 月，生产期自 2023 年 8 月至 2053 年 8 月。

11.5 产品方案

根据《可行性研究报告》产品方案设定为长焰煤、褐煤原煤。

《勘探报告》中各煤层煤质指标根据原煤资源储量加权平均如下：

长焰煤煤质指标

煤层编号	水分%	灰分%	挥发分%	全硫%	干燥基高位发热量 MJ/kg
I A	11.68	20.71	42.15	0.41	24.46
I B	10.01	25.89	41.66	0.51	21.89
II A	9.29	25.64	41.77	0.48	22.24
II B	9.91	21.85	40.81	0.41	23.49
II C	9.48	27.53	39.96	0.47	21.42
III A1	8.98	24.42	39.01	0.51	22.30
III A2	8.78	22.83	39.66	0.41	23.19
III A3	8.22	25.53	39.95	0.37	22.24
III A	8.38	18.12	40.71	0.39	24.75
III B	8.24	22.69	40.83	0.40	23.22
III C	7.80	25.16	39.68	0.49	22.42
IV A1	7.61	24.15	40.31	0.53	22.98
IV A2	7.33	24.97	40.18	0.50	22.80
IV A3	7.37	31.25	39.65	0.49	20.66
IV A	6.89	23.86	40.22	0.48	23.39
IV A4	7.02	25.76	40.18	0.48	22.62
IV B1	5.59	25.09	39.51	0.54	22.99
IV B	6.41	20.37	40.48	0.50	24.68

IVC1	5.84	25.91	40.47	0.61	22.97
IVC2	6.23	23.67	41.70	0.43	23.61
IVC3	5.50	24.02	40.70	0.66	23.83
IVC	5.95	26.75	40.44	0.58	22.91
加权平均	7.31	23.49	40.54	0.50	23.40

褐煤煤质指标

煤层编号	水分%	灰分%	挥发分%	全硫%	干燥基高位发热量 MJ/kg
I A	9.70	20.65	42.42	0.37	22.79
I B	9.24	24.18	41.88	0.52	21.76
II A	10.56	19.81	41.91	0.47	23.18
II B	9.31	26.22	39.93	0.50	21.38
II C	9.05	27.66	40.04	0.48	20.89
III A1	9.86	26.94	39.69	0.48	21.30
III A2	9.08	26.43	39.83	0.46	21.33
III A3	9.04	29.12	39.67	0.43	20.60
III A	11.10	25.43	39.66	0.47	21.68
III B	7.68	29.89	39.10	0.49	20.44
III C	13.52	26.94	39.92	0.52	21.55
加权平均	9.97	24.82	40.57	0.47	21.78

井田内各煤类煤层属特低硫煤～中硫煤，低磷煤～中磷煤，特低氯煤，特低砷煤～中砷煤，低氟煤～高氟煤；属特低灰煤～高灰煤，中低发热量煤～高发热量煤，是良好的民用和动力用煤，适用于火力发电和各种工业锅炉。区内煤的主要销路为供给周边电厂、民用、运往吉林省作为工业动力用煤。

11.6 财务指标

根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，本次评估利用的数据主要参考《可行性研究报告》中投资、成本费用以及国家规定的税费，结合评估人员收集的资料，经分析、对比，以较为合理的数据参与评估计算。详细测算

过程如下：

11.6.1 销售收入

根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，参照《矿业权评估参数确定指导意见》，采用一定时段的历史价格平均值确定。

产品销售价格应根据产品类型、产品质量和销售条件，一般采用当地价格口径确定，可以评估基准日前 3 个年度的价格平均值或回归分析后确定评估用的产品价格；对产品价格波动较大、服务年限较长的大中型矿山，可以评估基准日前 5 个年度内价格平均值确定评估用的产品价格；对服务年限短的小型矿山，可以采用评估基准日当年的平均值确定评估用的产品价格。

鉴于本矿山服务年限较长，资源储量规模和生产规模为大型，本次评估采用评估基准日前 5 个年度销售价格平均值设定为评估用的产品销售价格。

评估人员查询中华商务网 (<http://www.chinaccm.com>) 近 5 年平均销售价格如下：



褐煤一年国内价格行情

产品名称：褐煤 省份：内蒙古 城市：霍林郭勒市 产地：霍林郭勒 发热量：Q3200 挥发分：V45 灰分：A12 硫含量：S<1 价格单位：元/吨 价格类型：坑口价 价格说明：含税

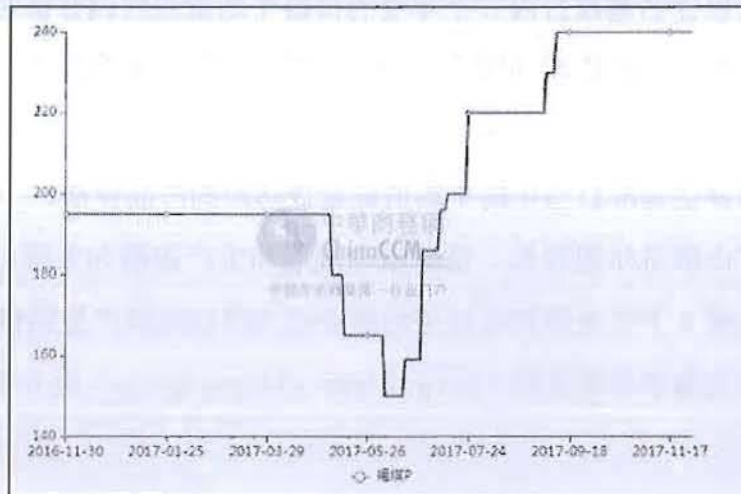
最高价：240 最低价：150 均价：203.81

我定制的数据

时间范围：	当日价格	比前一日	比上周	比上月
涨跌幅度：	240	↑ 240(0.00%)	↑ 240(0.00%)	↑ 240(0.00%)

一周 一月 一季度 年度

定制为新表



注：P 价格

褐煤一年国内价格行情

产品名称：褐煤 省份：内蒙古 城市：霍林郭勒市 产地：霍林郭勒 发热量：Q3200 挥发分：V45 灰分：A12 硫含量：S<1 价格单位：元/吨 价格类型：坑口价 价格说明：含税

最高价：240 最低价：220 均价：228.33

我定制的数据

时间范围：	当日价格	比前一日	比上周	比上月
涨跌幅度：	220	↑ 220(0.00%)	↑ 220(0.00%)	↑ 220(0.00%)

一周 一月 一季度 年度

定制为新表



注：P 价格

褐煤一年国内价格行情

(产品名称: 褐煤 省份: 内蒙古 城市: 霍林郭勒市 产地: 霍林郭勒 发热量: Q3200 挥发分: V45 灰分: A12 硫含量: S<1 价格单位: 元/吨 价格类型: 坑口价 价格说明: 含税)

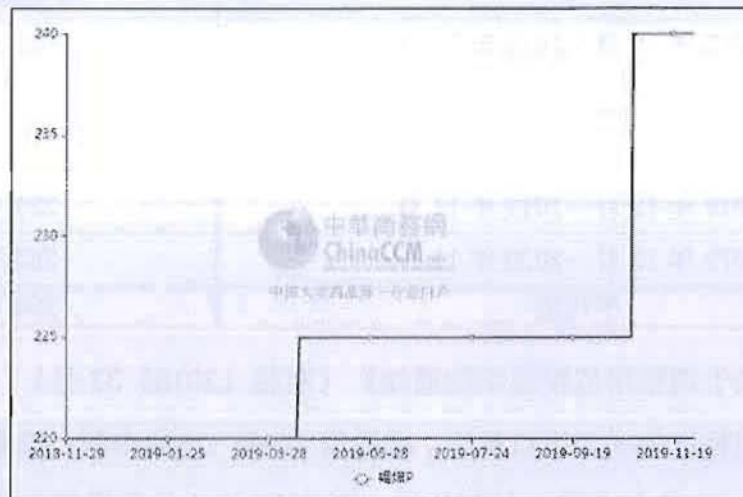
最高价: 240 最低价: 220 均价: 224.66

我定制的数据

时间范围:	当日价格	比前一日	比上周	比上月
涨跌幅度:	240	↑ 240(0.00%)	↑ 240(0.00%)	↑ 228.16(5.19%)

一周 一月 一季度 年度

定制为新表



褐煤一年国内价格行情

(产品名称: 褐煤 省份: 内蒙古 城市: 霍林郭勒市 产地: 霍林郭勒 发热量: Q3200 挥发分: V45 灰分: A12 硫含量: S<1 价格单位: 元/吨 价格类型: 坑口价 价格说明: 含税)

最高价: 315 最低价: 238 均价: 253.21

我定制的数据

时间范围:	当日价格	比前一日	比上周	比上月
涨跌幅度:	315	↑ 315(0.00%)	↑ 312(0.96%)	↑ 296.47(6.25%)

一周 一月 一季度 年度

定制为新表



网上无法查询到霍林郭勒地区长焰煤的销售价格，评估人员查询了霍林郭勒地区褐煤近5年（2015年11月-2020年11月底）的销售价格。

经统计，近5年霍林郭勒地区，发热量3200大卡，挥发分45%，灰分12%，硫含量<1%的褐煤原煤坑口含税价如下：

年度	原煤
	（元/吨）
2015年12月~2016年11月	124.64
2016年12月~2017年11月	203.81
2017年12月~2018年11月	228.33
2018年12月~2019年11月	224.66
2019年12月~2020年11月	253.21
平均值	206.93

根据《关于调整增值税税率的通知》（财税〔2018〕32号），纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用17%和11%税率的，税率分别调整为16%、10%，自2018年5月1日起执行；则2018年4月前原煤含税价增值税税率为17%，2018年5月（含5月）后增值税税率为16%。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），原适用16%、10%税率的，税率分别调整为13%、9%，自2019年4月1日起执行；则2019年4月前原煤含税价增值税税率为16%，2019年4月（含4月）后增值税税率为13%，考虑增值税变化对销售价格的影响，评估人员对查询原煤换算为不含税销售价格如下表：

年度	原煤含税 （元/吨）	税率	不含税销售价格 （元/吨）	
2015年12月~2016年11月	124.64	17%	106.53	106.53
2016年12月~2017年11月	203.81	17%	174.20	174.20
2017年12月~2018年11月	228.33	17%	195.15	195.15
2018年12月~2019年4月	224.66	17%	192.02	192.98
2019年5月~2019年11月		16%	193.67	
2019年12月~2019年3月	253.21	16%	218.28	222.15
2019年4月~2020年11月		13%	224.08	
平均值	206.93			178.20

由于矿山原煤煤质与评估人员查询中华商务网原煤煤质不同，评估人员参考中华人民共和国住房和城乡建设部发布公告（第 366 号）《煤炭建设项目经济评价方法与参数》，分别对长焰煤、褐煤原煤价格进行比价调整如下表：

长焰煤原煤比价调整表

项目	原煤加权平均值	查询原煤	比价系数
发热量	23.40	13.38	117.80%
挥发分	40.54%	45.00%	100.00%
硫分	0.50%	<1.00%	101.46%
灰分	23.49%	12.00%	95.88%
综合比价率			114.60%

则长焰煤原煤综合比价率=发热量比价系数×挥发分比价系数×硫分比价系数×灰分比价系数

$$=117.80\% \times 100.00\% \times 101.46\% \times 95.88\%$$

$$=114.60\%$$

综上，经比价率调整后该矿长焰煤原煤的不含税销售价格为 204.22 元/吨（ $178.20 \times 114.60\%$ ）。

褐煤原煤比价调整表

项目	原煤加权平均值	查询原煤	比价系数
发热量	21.78	13.38	112.53%
挥发分	40.57%	45.00%	100.00%
硫分	0.47%	<1.00%	101.46%
灰分	24.82%	12.00%	95.88%
综合比价率			109.47%

则褐煤原煤综合比价率=发热量比价系数×挥发分比价系数×硫分比价系数×灰分比价系数

$$=112.53\% \times 100.00\% \times 101.46\% \times 95.88\%$$

$$=109.47\%$$

综上，经比价率调整后该矿褐煤原煤的不含税销售价格为 195.08 元/吨（ $178.20 \times 109.47\%$ ）。

参与本次评估的长焰煤、褐煤资源储量合计 204122.00 万吨，其中长焰煤

169217.00 万吨，占比 82.90% ($169217.00 \div 204122.00$)，褐煤 34905.00 万吨，占比 17.10% ($34905.00 \div 204122.00$)，则综合原煤不含税价格为 202.66 元/吨 ($204.22 \times 82.90\% + 195.08 \times 17.10\%$)。

中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》结合矿区近期煤炭销售价格及市场销售情况预测其商品煤折合原煤含税价暂按 260.00 元/吨计，换算为不含税价格为 222.22 元/吨。

经对比，《可行性研究报告》设计原煤销售价格取值区间不符合评估用销售价格取值区间，本次评估不予采用。

本次评估原煤销售价格口径为坑口价，网站查询原煤销售价格口径与评估设定原煤销售价格口径一致，中华商务网查询原煤煤质与本次评估原煤煤质不同，经调整后原煤不含税价格为 202.66 元/吨，本次评估原煤销售价格依据网站查询近 5 个年度原煤平均销售价格进行选取。

假设本矿各年生产的产品全部销售，则：

正常年（以 2026 年为例）产品销售收入为：

正常年销售收入 = 年产量 × 原煤销售价格

$$= 600 \times 202.66$$

$$= 121596.00 \text{ (万元)}$$

11.6.2 无形资产投资、固定资产投资

11.6.2.1 无形资产投资（土地费用）

中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月出具的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告投资估算书》设计工程建设其他费用中建设用地费用为 10644.73 万元。根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》，本次评估无形资产土地费用设定为 10644.73 万元，土地费用于建设期初始一次性投入。

11.6.2.2 固定资产投资

根据中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》，设计矿山生产规模为 600 万吨/年，产品方案为原煤，本次评估矿山

固定资产投资参考《可行性研究报告》（剔除选煤厂投资）选取。

《可行性研究报告》中矿山达到设计生产能力矿井总投资为 344921.31 万元，其中：井巷工程为 53228.23 万元、土建工程 36399.33 万元、机器设备购置、工器具购置及安装工程为 89168.88 万元、其他费用 43922.82 万元、工程预备费 27452.39 万元，建设期利息 19341.96 万元，铺底流动资金 11634.97 万元，铁路购地费用 12128.00 万元，采矿权价款 41000.00 万元，其他费用中另计的建设用地费用 10644.73 万元。

根据《矿业权评估参数确定指导意见（CMVS 30800-2008）》，工程建设可按具体项目（井巷工程或矿建工程、设备及安装、房屋建筑物）分类，其他工程费用按其投资金额分配到上述具体项目中，合理剔除征地费用、工程预备费、建设期贷款利息、铺底流动资金、铁路购地费用、采矿权价款等后确定评估用固定资产。将其他费用分摊入相应的固定资产项目，分摊其他费用后固定资产投资为 222719.26 万元，其中：井巷工程 66304.18 万元、土建工程 45341.13 万元、机器设备购置及安装工程 111073.95 万元。

《可行性研究报告》编制时间为 2017 年 6 年，考虑到物价变动因素的影响，本次评估依据中华人民共和国统计局网站（<http://www.stats.gov.cn/>）查询到的建筑材料及非金属矿类购进价格指数（上年同月）对上述分摊其他费用后的固定资产投资进行调整。

2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
100.00%	109.30%	102.90%	99.40%

经计算，2017 年至 2020 年的建筑材料及非金属矿类购进价格指数为 111.79%（ $100.00\% \times 109.30\% \times 102.90\% \times 99.40\%$ ）。

则本次评估固定资产投资经价格指数调整后为 248977.86 万元（ $222719.26 \times 111.79\%$ ），其中：井巷工程 74121.45 万元（ $66304.18 \times 111.79\%$ ）、土建工程 50686.84 万元（ $45341.13 \times 111.79\%$ ）、机器设备购置及安装工程 124169.57 万元（ $111073.95 \times 111.79\%$ ）。

固定资产投资于建设期（2020 年 12 月至 2023 年 7 月）均匀投入。根据中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月出具的《内蒙古吉煤矿业有限

公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》，项目投资为含税价。

11.6.3 回收固定资产残余值、更新改造资金、回收机器设备进项税

参照《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008）回收的固定资产残值应按固定资产残值率计算。土建工程、机器设备等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）投入等额的初始投资。采矿系统资产（坑采的井巷工程或露采的剥离工程）更新资金不以固定资产投资方式考虑，而以更新性质的维简费方式直接列入经营成本。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008）、《中华人民共和国企业所得税法实施条例》、《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》（财税〔2016〕36号）、《关于调整增值税税率的通知》（财税〔2018〕32号）、《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）的有关规定：

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日起执行。则：

井巷工程：按财务制度规定计提维简费、不再采用年限法计提固定资产折旧，不留残值。井巷工程增值税税率为9%，井巷工程进项税为6120.12万元（ $74121.45 \div 1.09 \times 9\%$ ）。

土建工程：一般折旧年限不低于20年，一般为20~40年。本次评估设定企业房屋构筑物按30年计算折旧，净残值率均为5%。土建工程增值税税率为9%，土建工程进项税为4185.15万元（ $50686.84 \div 1.09 \times 9\%$ ）。在评估计算期末（2053年8月）回收余值2325.08万元。

井巷工程、土建工程进项税合计为10305.27万元，生产期第一年抵扣5299.82万元、第二年抵扣5005.45万元。

机器设备：按《煤炭工业建设项目经济评价方法与参数（第三版）》，一般综采综掘设备按8年计提折旧，一般采掘设备按10年计提折旧，其他设备按15年计提折旧。结合本矿设备特点、采矿方法，本次评估确定机器设备按10年计

算折旧，净残值率均为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日起执行。新购进设备（包括改扩建期投入和更新资金投入）按13%增值税税率估算可抵扣的进项增值税，新购进设备原值按不含增值税价估算。本次评估在矿山生产期开始，产品销项增值税抵扣当期材料、动力、修理费进项增值税后的余额，抵扣设备进项增值税；当期未抵扣完的设备进项增值税额结转下期继续抵扣。生产期各期抵扣的设备进项增值税计入对应的抵扣期间的现金流入中，回收抵扣的设备进项增值税。

机器设备进项税为14284.99万元（ $124169.57 \div 1.13 \times 13\%$ ）。机器设备于2033、2043年投入124169.57万元，同时回收进项税为14284.99万元、回收残值5494.23万元，评估计算期末（2053年8月）收回机器设备余值5494.23万元。

11.6.4 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《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），按扩大指标估算法估算企业所需的流动资金，煤矿企业的流动资金可以按固定资产资金率15~20%估算流动资金。根据《关于调整部分矿种矿山生产建设规模的通知》（国土资发[2004]208号），地下开采生产规模 ≥ 120 万吨为大型，该矿山开采规模级别达到大型矿山，本次评估固定资产资金率取20%，流动资金计算如下：

流动资金 = 固定资产投资额 $\times$ 固定资产资金率

= 248977.86 $\times$ 20%

= 49795.57 (万元)

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，流动资金于生产期初始一次性投入，评估期末回收全部流动资金。

11.6.5 成本费用

本次评估成本费用取值主要参考中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司2017年6月编制的《内蒙古吉煤矿业有限责任公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》进行选取。

成本参数取值分成三种情况：一种是参照《可行性研究报告》，如材料费、燃料动力费、职工薪酬费、修理费、地面塌陷补偿费、其它支出等；第二种是按国家及地方政府有关法规进行取值的，如维简费、井巷工程基金、安全生产费等；第三种是按《矿业权评估参数确定指导意见》要求来计算的，如折旧、摊销、财务费用。

各项成本费用选取过程如下：

● 材料费

根据《可行性研究报告》，材料费单位成本 32.00 元/吨（含进项增值税），《可行性研究报告》编制时间为 2017 年 6 年，距本次评估基准日已超过 3 年，考虑到物价变动因素的影响，本次评估依据中华人民共和国统计局网站（<http://www.stats.gov.cn/>）查询到的燃料、动力类购进价格指数（上年同月）对材料费进行调整：评估人员查询统计价格指数为 91.58%（ $100.00\% \times 107.90\% \times 94.20\% \times 90.10\%$ ），则本次评估据此设定不含税材料费单位成本取值 25.93 元/吨（ $32.00 \div (1+13\%) \times 91.58\%$ ），正常生产年份材料费总成本 15560.37 万元。

● 燃料动力费

根据《可行性研究报告》，燃料动力费单位成本 11.06 元/吨（含进项增值税），《可行性研究报告》编制时间为 2017 年 6 年，距本次评估基准日已超过 3 年，考虑到物价变动因素的影响，本次评估依据中华人民共和国统计局网站（<http://www.stats.gov.cn/>）查询到的燃料、动力类购进价格指数（上年同月）对燃料动力费进行调整：评估人员查询统计价格指数为 91.58%（ $100.00\% \times 107.90\% \times 94.20\% \times 90.10\%$ ），则本次评估据此设定不含税燃料动力费单位成本取值 8.96 元/吨（ $11.06 \div (1+13\%) \times 91.58\%$ ），则正常生产年份燃料动力费总成本 5378.05 万元。

● 职工薪酬费

《可行性研究报告》设计该矿生产工人 842 人，管理人员 49 人，服务人员 45 人，其他人员 27 人，救护队 30 人，全矿在籍职工总人数 993 人，人均年薪酬 5 万元。职工薪酬包括人员年平均工资、社会保障及福利基金，全矿人员单位职工薪酬费单位成本 13.16 元/吨。根据《企业会计准则第 9 号——职工薪酬》，职工薪

酬包括职工工资、奖金、津贴和补贴；职工福利费；医疗保险费、养老保险费、失业保险费、工伤保险费和生育保险费等社会保险费；住房公积金；工会经费和职工教育经费等。《可行性研究报告》设计的职工薪酬合理，基本反映该矿经济技术条件及当地平均生产力水平指标，本次评估据此设定职工薪酬费单位成本取值13.16元/吨，则正常生产年份职工薪酬费为7896.00万元。

● 安全费用

参照财企〔2012〕16号“财政部、国家安全生产监督管理总局关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》通知的规定，“井工矿吨煤为15元”。故本次评估原煤单位安全费用取15.00元/吨，矿山正常年安全费用为9000.00万元。

● 折旧费

固定资产折旧根据固定资产类别和有关部门的规定以及《矿业权评估参数确定指导意见》，采用直线法重新计算。

依据《矿业权评估参数确定指导意见》，坑采的井巷工程或露采的剥离工程固定资产不再按其服务年限提取折旧，而是按财政部门规定的以原矿产量计提维简费、安全费用和井巷工程基金，直接列入总成本费用（相应地折旧只反映房屋构筑物 and 机器设备的折旧）。

根据《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》（财税〔2016〕36号）、财税〔2008〕170号《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》，固定资产购置从销售方取得的增值税专用发票上注明的增值税额准予从销项税额中抵扣。

本次评估房屋构筑物折旧年限确定为30年，残值率为5%，正常生产年份折旧费为1472.55万元。机器设备折旧年限设定为10年，残值率为5%正常生产年份折旧费为10439.03万元。

正常年份折旧费共计为11911.59万元，单位折旧费19.85元/吨。

● 维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），对煤矿按财政部门规定，维简费提取标准包含井巷工程基金，应扣除2.5元/吨井巷工程基金后的维简费按50%作为折旧性质的维简费，50%作为更新性质的维简费。更新性

质的维简费列入经营成本，作为井巷工程更新资金。根据内政发〔2014〕56 号“内蒙古自治区人民政府关于印发自治区煤矿维持简单再生产费用管理规定的通知”，自治区境内各类煤矿企业根据原煤实际销售量，每月按吨煤 10.5 元/吨标准（不分煤种、品种）提取煤矿维简费，其中井巷工程基金 2.5 元/吨。则原煤单位折旧性质及更新性质的维简费均为 4 元/吨。

正常生产年份折旧性质维简费 2400.00 万元，正常生产年份更新性质维简费 2400.00 万元。

●井巷工程基金

按照财政部[89]财工字第 302 号《关于调整统配煤矿井巷工程基金提取标准的通知》，井巷工程基金的提取标准为 2.50 元/吨原煤，本次评估井巷工程基金按 2.50 元/吨原煤计算，正常年井巷工程基金为 1500.00 万元。

●修理费

根据《可行性研究报告》，修理费单位成本 5.76 元/吨（含进项增值税），《可行性研究报告》编制时间为 2017 年 6 年，距本次评估基准日已超过 3 年，考虑到物价变动因素的影响，本次评估依据中华人民共和国统计局网站（<http://www.stats.gov.cn/>）查询到的燃料、动力类购进价格指数（上年同月）对修理费进行调整：评估人员查询统计价格指数为 91.58%（ $100.00\% \times 107.90\% \times 94.20\% \times 90.10\%$ ），则本次评估据此设定单位修理费取值 4.67 元/吨（ $5.76 \div (1+13\%) \times 91.58\%$ ），则正常生产年份修理费为 2800.87 万元。

●矿山地质环境治理费

《可行性研究报告》中设计环境保护投资的范围按国家《建设项目环境保护设计规定》中的原则确定，主要包括以下内容：烟气、粉尘治理，污、废水处理，噪声治理，固体废物、危险废物处置，生态恢复，绿化和环境管理与监测等。《可行性研究报告》已将环保支出计入投资，本次评估依据《可行性研究报告》将环保支出计入投资，环境治理费不予重复计算。

●地面塌陷补偿费

根据《可行性研究报告》，地面塌陷补偿费单位成本 0.50 元/吨，本次评估据此设定单位地面塌陷补偿费取值 0.50 元/吨，则正常生产年份地面塌陷补偿费为 300.00 万元。

● 摊销费

摊销费为土地投资摊销，土地投资为 10664.73 万元，则单位摊销费为 0.59 元/吨，则年摊销费为 354.82 万元。

● 其他支出

《可行性研究报告》中设计单位其他支出为 12.22 元/吨，本次评估据此设定单位其他支出为 12.22 元/吨，则正常生产年份其他支出为 7332.00 万元。

● 财务费用

依据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008）的要求，利息支出只计算流动资金贷款利息，按流动资金的 70% 需要贷款解决。该煤矿流动资金为 49795.57 万元，按现行有效的一年期贷款利率（基准利率）4.35% 计算，则单位财务费用为：

$$\begin{aligned}\text{单位财务费用} &= 49795.57 \times 70\% \times 4.35\% \div 600 \\ &= 2.53 \text{（元/吨）}\end{aligned}$$

正常生产年份财务费用为 1516.28 万元。

总成本费用及经营成本

综上所述，该矿正常年份总成本费用为 68349.98 万元，单位总成本 113.92 元/吨。

年经营成本 = 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 - 财务费用

$$= 50667.29 \text{ 万元}$$

经计算，单位经营成本为 84.45 元/吨。

每年总成本费用及经营成本估算 详见附表五。

11.7 销售税金及附加

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），税金及附加应根据国家和省级政府财税主管部门发布的有关标准进行计算。

本项目的销售税金及附加包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加和资源税。城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加以应交增值税为税基，根据《中华人民共和国城市维护建设税法》（2020 年 8 月 11 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过）、国务院令 448 号《国

务院关于修改〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》、《内蒙古自治区地方教育附加征收使用管理办法》（内政字[2016]64 号），本矿纳税适用的城市维护建设税适用税率 5%、教育费附加费率 3%、地方教育费附加率 2%。

应交增值税为销项税额减进项税额。销项税以销售收入为税基，根据《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》（财税〔2016〕36 号）、《关于调整增值税税率的通知》（财税〔2018〕32 号）、《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 日起执行。新购进设备（包括建设期投入和更新资金投入）进项增值税，可在矿山生产期产品销项增值税抵扣当期材料、动力、修理费进项增值税后的余额抵扣；当期未抵扣完的设备进项增值税额结转下期继续抵扣。

11.7.1 增值税

煤矿增值税销项税率 13%，外购材料、动力费、修理费增值税进项税率 13%。

增值税计算公式为：

增值税销项税额 = 不含税销售收入 × 增值税销项税率

据此计算：

正常年份（以 2026 年为例）增值税销项税额 = 121596.00 × 13%

= 15807.48 (万元)

正常年份（以 2026 年为例）增值税进项税额 = (15560.37 + 5378.05 + 2800.87) × 13%

= 3086.11 (万元)

正常年份（以 2026 年为例）应纳增值税额 = 15807.48 - 3086.11

= 12721.37 (万元)

11.7.2 城市维护建设税

依据《中华人民共和国城市维护建设税法》（2020 年 8 月 11 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过），勘探区行政区划属内蒙古自治区霍林郭勒市达来胡硕镇，税率为 5%；城市维护建设税按应交增值税的 5% 计算。

$$\begin{aligned}
 \text{年应交城市维护建设税} &= \text{年增值税} \times \text{城市维护建设税率} \\
 &= 12721.37 \times 5\% \\
 &= 636.07 \text{ (万元)}
 \end{aligned}$$

11.7.3 教育费附加

依据《征收教育费附加的暂行规定》，教育费附加以应纳增值税额为税基，征收率为 3%；本次评估教育费附加按应交增值税的 3% 计算。

$$\begin{aligned}
 \text{年应上交教育费附加} &= \text{年增值税} \times \text{教育费附加费率} \\
 &= 12721.37 \times 3\% \\
 &= 381.64 \text{ (万元)}
 \end{aligned}$$

11.7.4 地方教育费附加

依据《内蒙古自治区地方教育附加征收使用管理办法》（内政字[2016]64 号），本次评估地方教育费附加按应交增值税的 2% 计算。

$$\begin{aligned}
 \text{年应上交地方教育费附加} &= \text{年增值税} \times \text{地方教育费附加费率} \\
 &= 12721.37 \times 2\% \\
 &= 254.43 \text{ (万元)}
 \end{aligned}$$

11.7.5 资源税

根据《中华人民共和国资源税法》、《内蒙古自治区人民代表大会常务委员会关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定》（2020 年 7 月 23 日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过），全区煤炭资源税适用税率确定为 10%。

$$\begin{aligned}
 \text{年应交资源税} &= \text{正常年销售收入} \times \text{资源税税率} \\
 &= 121596.00 \times 10\% \\
 &= 12159.60 \text{ (万元)}
 \end{aligned}$$

正常年份（以 2026 年为例）销售税金及附加合计 13431.74 万元。

11.8 所得税

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），企业所得税统一以利润总额为基数，不考虑亏损弥补及企业所得税减免、抵扣等税收优惠。

根据《中华人民共和国企业所得税法》（2018 年修正），所得税税率为 25%，评估确定该矿山所得税税率为 25%，正常生产年（以 2026 年为例）利润总额

39814.29 万元。经计算，年应交所得税 9953.57 万元。（详见附表六 所得税计算表）

11.9 折现率

根据国土资源部公告 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 8.00%，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%。本次评估对象地质勘查程度为勘探以上的探矿权，折现率取 8.00%。

12、评估假设前提

本次评估结论，只在满足以下假设条件的情况成立。

12.1 本次探矿权评估是以经评审备案的内蒙古自治区煤田地质局 472 勘探队 2016 年 2 月提交的《内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭勘探报告》中提交的储量为基础进行评估的，评估假设储量计算准确可靠；

12.2 矿山的采矿技术、经济参数以中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司 2017 年 6 月编制的《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告（矿井部分）》及《内蒙古吉煤矿业有限公司达来胡硕（霍林河二号）矿井及选煤厂可行性研究报告投资估算书》中设定的技术、经济水平为基准，并在尚可服务年限内不变；

12.3 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；

12.4 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；

12.5 以设定的基建期、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；

12.6 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；

12.7 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

根据《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源市场化出让的意见》（内政发〔2018〕22 号），本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取合理的评估方法和评估参数，经评定估算，内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权除按要求落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益评估结论计算过程如下：

●评估计算年限内（333）以上类型 30 年资源量评估值（ P_1 ）的确定

根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》、内蒙古自治区财政厅 国土资源厅关于印发《内蒙古自治区矿业权出让收益征收管理实施办法（试行）》的通知（内财非税规〔2017〕24 号）、内蒙古自治区国土资源厅公布的《内蒙古自治区国土资源厅关于印发内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价的通知》（内国土资发〔2018〕173 号）的相关规定，经过评定估算：“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”在评估计算年限内（333）以上类型 30 年资源量的评估值 P_1 为 137624.97 万元（折单位可采储量评估值为 5.46 元/吨），大写人民币壹拾叁亿柒仟陆佰贰拾肆万玖仟柒佰元整。

该矿煤类为低变质阶段的褐煤（HM）及长焰煤（CY），干燥基高位发热量（ $Q_{gr,d}$ ）：褐煤平均值在 20.44~23.18MJ/kg 之间、长焰煤平均值在 20.66~24.75MJ/kg 之间。根据内国土资发〔2018〕173 号《内蒙古自治区国土厅关于印发内蒙古自治区煤炭矿业权出让收益市场基准价的通知》，按照评估利用资源储量中各煤层不同煤种、不同发热量计算加权平均基准价，计算过程如下：

矿种		分类标准	单位 (可采储量)	基准价 (元)	评估利用资源储量 (万吨)	加权平均 基准价 (元)
长焰煤	发热量 ($Q_{gr,d}$) 范围 /(MJ/Kg)	24.31~30.90	元/吨	6.0	39542.00	5.17
		16.71~24.30	元/吨	5.5	129675.00	
褐煤	发热量 ($Q_{gr,d}$) 范围 /(MJ/Kg)	16.71~24.30	元/吨	3.0	34905.00	
合计					204122.00	

综上，该矿 I A、IIIA、IVB 煤层长焰煤的发热量在 24.31~30.90MJ/Kg 之间，

单位可采储量基准价为6.00元/吨,对应的评估利用资源储量为39542.00万吨;其他煤层长焰煤的发热量在16.71~24.30MJ/Kg之间,单位可采储量基准价为5.50元/吨,对应的评估利用资源储量为129675.00万吨;褐煤的发热量在16.71~24.30MJ/Kg之间,单位可采储量基准价为3.00元/吨,对应的评估利用资源储量为34905.00万吨。经计算,该探矿权原煤出让收益市场基准价(单位可采储量)为5.17元/吨 $[(6.00 \times 39542.00 + 5.50 \times 129675.00 + 3.00 \times 34905.00) \div 204122.00]$,本次评估单位可采储量评估值5.46元/吨高于该矿原煤出让收益市场基准价5.17元/吨。

●全部评估利用资源储量出让收益评估值的确定

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,估算全部资源储量对应的矿业权出让收益评估值。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值

P_1 —估算评估计算年限内333以上类型全部资源储量的评估值

Q_1 —估算评估计算年限内的评估利用资源储量

Q —全部评估利用资源储量,含预测的资源量(334)?

k —地质风险调整系数

本评估计算年限30年内拟动用可采储量25200.00万吨,矿山服务年限内全部可采储量123964.53万吨,30年内拟动用可采储量占全部可采储量的比例为20.33%。参与评估的保有资源量(Q)为204122.00万吨,则本次评估估算30年内的评估利用资源储量(Q_1)为41494.73万吨。

根据《关于进一步规范矿业权出让管理的通知》(国土资发[2006]12号)《矿产勘查开采分类目录》煤炭属第二类矿产。根据《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》(334)?占全部评估利用资源储量的比例为0,地质风险调整系数(K)取1。

经计算： $P=137624.97 \div 41494.73 \times 204122.00 \times 1=677008.48$ （万元）。

综上，“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”在评估基准日 2020 年 11 月 30 日的全部评估利用资源储量矿业权出让收益评估值 P 为 677008.48 万元。

单位：万吨

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井全部资源量		
204122.00		
配置资源量中落实转化项目对应的资源量	配置资源量中未落实转化项目对应的资源量	未配置资源量
12000.00	18000.00	174122.00
已处置价款的资源量		未处置出让收益的资源量
41494.73		162627.27

●内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值

1. 配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量

(1) 配置资源量中未落实转化项目对应的资源量

内蒙古自治区自然资源厅矿业权处 2019 年 2 月 20 日出具的《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》，霍林河煤田 2 号井配置煤炭资源量合计 30000.00 万吨，其中通辽金煤化工有限公司年产 20 万吨煤制乙二醇项目配置煤炭资源量 12000.00 万吨，吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目配置煤炭资源量 18000.00 万吨（预留）。

根据企业提供的《关于霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置落实转化项目情况说明》及相关资料，通辽金煤化工有限公司年产 20 万吨煤制乙二醇项目（配置煤炭资源量 12000.00 万吨）已通过了环境保护验收，且取得了安全生产许可证，为已落实的转化项目；吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目（预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨）已进行投资，但由于资金问题目前处于停建状态，目前属于尚未落实的转化项目。

(2) 未配置资源量

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井全部资源量 204122.00 万吨，根据《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》霍林河煤田 2 号井配置煤炭资源量合计 30000.00 万吨，则内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井未配置资源量 174122.00 万吨（204122.00-30000.00）。

综上，配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量合计 192122.00 万吨（18000.00+174122.00）。

2. 配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值

根据《矿业权出让收益评估应用指南》（试行），按照《矿业权出让收益征收管理暂行办法》的规定，参照增加资源储量矿业权出让收益公式对霍林河煤田 2 号井配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益进行估算。计算公式如下：

$$\text{新增矿业权出让收益评估值} = \frac{\text{评估结果}}{\text{评估结果对应的评估利用资源储量}} \times \text{增加的资源储量}$$

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值 = 内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权全部评估利用资源储量出让收益评估值 $P \div$ 内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权全部评估利用资源储量 $\times$ 配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量

内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值 = $677008.48 \div 204122.00 \times 192122.00 = 637208.25$ （万元）

●配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款

经内蒙古自治区国土资源厅以内国土探评核[2015]065 号文核收的《探矿权评估报告核收证明》，“内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权”评估结论：30 年拟动用可采储量 25200.00 万吨，价款 70334.02 万元，内蒙古吉煤矿

业有限公司已经缴纳完毕上述探矿权价款，即 30 年拟动用可采储量对应的评估利用资源储量为 41494.73 万吨（ $204122.00 \div 123964.53 \times 25200.00$ ）。

根据《矿业权出让收益评估应用指南》（试行），按照《矿业权出让收益征收管理暂行办法》的规定，参照增加资源储量矿业权出让收益公式对配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款进行估算。计算公式如下：

$$\text{新增矿业权出让收益评估值} = \frac{\text{评估结果}}{\text{评估结果对应的评估利用资源储量}} \times \text{增加的资源储量}$$

1. 预留配置资源量（配置资源量中未落实转化项目对应的资源量）对应的已缴价款

预留配置资源量对应的已缴价款 = 已缴纳探矿权价款 $\div$ 已缴纳探矿权价款的资源量 $\times$ 预留配置资源量

预留配置资源量对应的已缴价款 = $70334.02 \div 41494.73 \times 18000.00 = 30510.20$ （万元）

2. 已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款

内蒙古自治区自然资源厅矿业权处 2019 年 2 月 20 日出具的《关于内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置清理有关情况的说明》，霍林河煤田 2 号井配置煤炭资源量合计 30000.00 万吨，已缴纳探矿权价款的资源量为 41494.73 万吨，则已处置价款中未配置资源量 11494.73 万吨（ $41494.73 - 30000.00$ ）。

已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款 = 已缴纳探矿权价款 $\div$ 已缴纳探矿权价款的资源量 $\times$ 未配置资源量

已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款 = $70334.02 \div 41494.73 \times 11494.73 = 19483.69$ （万元）

综上，配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款为 49993.89 万元（ $30510.20 + 19483.69$ ）。

●内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探探矿权除按要求落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益评估价值

内蒙古自治区霍林河煤田2号井勘探探矿权除按要求落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益评估价值=配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及未配置资源量的矿业权出让收益评估价值-配置资源量中未落实转化项目对应的资源量及已处置价款中未配置资源量对应的已缴价款

内蒙古自治区霍林河煤田2号井勘探探矿权除按要求落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益评估价值=637208.25-49993.89=587214.36（万元）

综上，根据本次评估目的，依据内政发[2018]22号《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源市场化出让的意见》估算内蒙古自治区霍林河煤田2号井勘探探矿权除按要求落实了转化项目的配置资源量后剩余资源量矿业权出让收益评估价值为587214.36万元，大写人民币伍拾捌亿柒仟贰佰壹拾肆万叁仟陆佰元整。

注：目前价值分割方式有多种，本次评估采用的价值分割建议仅供报告使用者参考。

14、评估基准日后事项说明

14.1 评估结论的使用有效期

本评估报告结论是建立在合理的假设前提及特定的评估目的之上。评估结论公开的，自公开之日起有效期一年；评估结论不公开的，自评估基准日起有效期一年。超过使用有效期本报告评估结论无效，需重新进行评估。

14.2 评估基准日后的调整事项

评估报告评估基准日后发生的影响委托评估出让收益评估值的期后事项，包括国家和地方的法规和经济政策的出台，利率的变动、矿产品市场价格的巨大波动等，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，未发生影响委估探矿权出让收益的重大事项。

15、特别事项说明

（1）截止本次评估基准日，根据探矿权人提供的《关于霍林河煤田2号井煤炭资源配置落实转化项目情况说明》、内自然资函[2019]492号《关于做好煤炭资源清理意见落实工作的函》、探矿权人提供的内环验[2011]13号《内蒙古

自治区环境保护厅关于通辽金煤化工有限公司新建 200kt/a 乙二醇项目竣工环境保护验收的意见》、通辽金煤化工有限公司的《安全生产许可证》（编号：（蒙）WH 安许证字[2017]000867 号）等资料，通辽金煤化工有限公司年产 20 万吨煤制乙二醇项目（配置煤炭资源量 12000.00 万吨）已通过了环境保护验收，且取得了安全生产许可证，为已落实的转化项目；根据《关于霍林河煤田 2 号井煤炭资源配置落实转化项目情况说明》吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目（预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨）计划投资 58.5 亿元，现已完成投资 46 亿元，但由于资金问题目前处于停建状态，通辽市政府和扎旗政府及有关部门正在积极落实自治区煤炭资源清理政策。

根据内政发[2018]22 号《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源市场化出让的意见》，按照要求落实了转化项目对应的配置资源量 12000.00 万吨，不再新缴纳矿业权出让收益；除按要求落实转化项目的配置资源量后剩余的资源量（包含预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨、未配置的资源量）全部新缴纳矿业权出让收益；目前由于无法确定吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目是否为已落实的转化项目，本次评估将预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨归为配置资源量中未落实转化项目进行估算，在此提醒报告使用者注意。

若吉煤集团康乃尔公司 30 万吨煤制乙二醇项目（预留配置煤炭资源量 18000.00 万吨）有相关资料证明其为已落实的转化项目，则委托方可在评估结论有效期内且符合内蒙古自治区政府的相关规定经委托方同意后，参照该报告中的价值分割方式进行计算，在此提醒报告使用者注意。

（2）本次评估根据内政发[2018]22 号《内蒙古自治区人民政府关于全面实施煤炭资源市场化出让的意见》进行估算，该文件规定“井田内未配置的资源量（含自治区确定由国有独资企业代持的资源量和清理收回的资源量），由资源所在地盟行政公署、市人民政府提出意见，报自治区人民政府批准后，以公开竞价的方式确定剩余资源量的矿业权出让收益和持有企业，同等条件下该井田主体企业优先获得。”，在此提醒委托方注意。

（3）本次评估范围根据与委托方签订的《矿业权出让收益评估合同书》（合同编号：内国土资矿评合字[2018]第 098 号）确定，矿区面积 35.79 平方公里，评估范围由 17 个拐点圈定。内蒙古自治区霍林河煤田 2 号井勘探（保留）的《矿

产资源勘查许可证》（证号：T01520150601052120），勘查面积32.93平方公里，勘查范围由21个拐点圈定，勘查许可证的勘查面积小于本次评估面积（35.79平方公里），在此提醒报告使用者注意。

（4）本评估报告仅供评估委托人本次评估目的使用，不得用于其他目的。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。

（5）评估机构只对评估结论是否符合职业规范负责，不对矿业权的定价决策负责。

（6）本评估报告含有若干附件，附件是构成本评估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。

（7）本评估报告仅供评估委托人了解评估的有关事宜并报送评估管理机关或其授权的单位审查评估报告和检查评估工作之用。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。本评估报告的所有权归评估委托人所有。

（8）本评估报告中涉及的相关产权证明文件、资产状况资料、以及地质矿产勘查项目成果报告等材料由委托方及矿业权申请人提供，委托方对其真实性、合法性、完整性承担法律责任。

16、评估报告日

本项目评估报告日及出具评估报告日期为2020年12月10日

17、评估人员

评估项目负责人：张晖

评估工作人员：张晖、郭菲

18、评估机构及评估人员签字盖章

内蒙古兴鼎资产评估有限责任公司

中国·呼和浩特

二〇二〇年十二月十日

矿业权评估师：



矿业权评估师：

