

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿 采矿权出让收益评估报告

宁恒正（2019）[估 K-N]字第 038 号

宁夏恒正不动产评估咨询有限公司

二〇一九年十月十四日



地址：银川市金凤区新昌西路 71 号紫荆花商务中心 B 座 7 楼
电话：（0951）7695865，7695890

邮政编码：750002
传真：（0951）7695890

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿 采矿权出让收益评估报告

摘 要

宁恒正（2019）[估 K-N]字第 038 号

评估对象：国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权

评估委托人：宁夏回族自治区自然资源厅

评估机构：宁夏恒正不动产评估咨询有限公司

评估目的：宁夏回族自治区自然资源厅拟出让国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权，收取该采矿权出让收益，按照国家现行相关法律法规规定，需对该煤矿采矿权进行评估，本次评估即是为了实现上述目的而为宁夏回族自治区自然资源厅出让国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权提供出让价值参考意见。

评估基准日：2019 年 8 月 31 日

评估方法：折现现金流量法

评估日期：2018 年 9 月 3 日至 2019 年 10 月 14 日

评估主要参数：国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿面积约 31.0589 平方公里，由 40 个拐点圈定（拐点坐标详见下页）。矿产资源储量估算截止日（2018 年 12 月 31 日），即全矿区保有资源储量为 219390 万吨，评估利用资源储量为 195987.2 万吨，可采储量为 122357.66 万吨；综合回采率 55.77%。根据宁夏回族自治区自然资源厅关于公布《宁夏回族自治区矿业权出让收益市场基准价（第一批）的公告》，第二类矿产可采储量占资源储量的比例不低于 60%，

本次评估可采储量占资源储量的比例按 60% 计算，则，可采储量为 131634.0 万吨。30 年期动用评估利用资源储量为 50026.36 万吨，可采储量为 33600 万吨。矿山服务计算年期为 117.53 年，矿山评估服务年期为 30 年，生产规模 800.0 万吨/年，原矿不含税销售价格 192.10 元/吨，单位总成本费用 116.52 元/吨，单位经营成本 100.13 元/吨，折现率 8%。

评估结果：经评估人员现场查勘和当地市场调查与分析，按照采矿权评估的原则和程序，选取适当的评估方法和经济技术参数，确定评估基准日(2019 年 8 月 31 日)，国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权出让收益为 862870.32 万元，大写人民币捌拾陆亿贰仟捌佰柒拾万叁仟贰佰元整。

评估有关事项声明：

本评估报告需经宁夏回族自治区自然资源厅公示，无异议予以公开后方可使用。评估结论使用有效期自评估报告公开之日起一年。超过有效期，需要重新进行评估。超过有效期使用本评估结论而对有关方面造成损失的，本公司对此不负任何责任。

根据“财政部、国土资源部关于印发《矿业权出让收益管理暂行办法》的通知（财综[2017]35 号）”的有关规定，矿业权出让收益应在评估价值与基准价之间就高收取。提请报告使用人予以特别关注。

本报告仅供委托方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方所有，未经委托方同意，不得向他人提供或公开。除依据法律须公开的情形外，报告的全部或部分内容不得发表于任何公开的媒体上。

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿矿区范围拐点坐标一览表

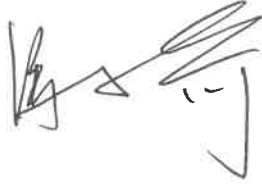
拐点 编号	国家大地 2000 坐标系		1954 北京坐标系 (3° 带)	
	X	Y	X	Y

1	4202614.38	36389182.01	4202657.22	36389146.92
2	4202300.66	36388732.48	4202343.51	36388697.39
3	4202072.07	36388583.92	4202114.93	36388548.83
4	4201282.29	36387731.43	4201325.17	36387696.35
5	4201016.97	36387385.20	4201059.85	36387350.12
6	4200638.96	36387503.20	4200681.83	36387468.12
7	4200468.19	36387154.13	4200511.07	36387119.05
8	4200278.08	36386877.57	4200320.96	36386842.49
9	4199554.62	36386660.36	4199597.52	36386625.28
10	4198227.79	36385182.18	4198270.70	36385147.11
11	4196244.44	36386452.62	4196287.37	36386417.53
12	4193657.84	36388169.08	4193700.80	36388133.95
13	4192258.12	36388765.18	4192301.09	36388730.04
14	4190867.52	36389281.70	4190910.51	36389246.55
15	4189346.45	36389993.83	4189389.45	36389958.66
16	4188062.75	36390913.64	4188105.76	36390878.46
17	4187491.13	36391316.38	4187534.14	36391281.19
18	4187009.45	36391823.00	4187052.48	36391787.80
19	4186480.74	36392158.79	4186523.76	36392123.58
20	4185707.55	36392343.24	4185750.53	36392308.08
21	4188083.88	36395870.21	4188126.79	36395835.08
22	4188322.93	36396204.59	4188365.84	36396169.46
23	4188408.37	36396218.34	4188451.28	36396183.21
24	4188824.25	36395633.32	4188867.24	36395598.08
25	4189163.38	36395371.87	4189206.36	36395336.64
26	4190178.31	36394773.29	4190221.28	36394738.07
27	4191303.64	36394218.73	4191346.60	36394183.53
28	4191575.32	36394057.44	4191618.23	36394022.31
29	4192505.25	36393702.77	4192548.16	36393667.64
30	4193183.62	36393600.97	4193226.57	36393565.78
31	4194262.65	36393535.16	4194305.58	36393499.98
32	4194874.91	36393352.90	4194917.85	36393317.74
33	4195433.63	36393184.13	4195476.57	36393148.97
34	4196175.97	36393093.79	4196218.90	36393058.63
35	4196892.62	36392962.45	4196935.52	36392927.28
36	4198987.78	36391811.93	4199030.65	36391776.79
37	4200832.42	36390313.04	4200875.33	36390277.91
38	4200835.18	36390107.12	4200878.09	36390071.99
39	4201114.22	36390110.87	4201157.13	36390075.74
40	4201810.31	36389630.28	4201853.17	36389595.18
标高：1325 米至 200 米				

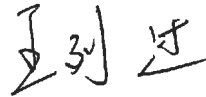
重要提示：

以上内容摘自国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权出让收益评估报告，欲了解本评估项目的全面情况，请认真阅读该采矿权评估报告全文。

法定代表人：



项目负责人：



注册矿业权评估师：



宁夏恒正不动产评估咨询有限公司

二〇一九年十月十四日



目 录

1. 评估机构.....	8
2. 委托方概况.....	8
3. 采矿权人概况.....	8
4. 评估目的.....	9
5. 评估对象和范围.....	9
6. 评估基准日.....	10
7. 评估依据.....	10
8. 矿产资源勘查和开发概况.....	13
8.1 矿区位置和交通.....	13
8.2 矿区自然地理状况及气候特征.....	14
8.3 矿业权设置情况.....	14
8.4 以往地质工作概况.....	15
8.5 矿区开采现状.....	17
8.6 矿区地质概况.....	18
8.7 煤质及煤类.....	33
8.8 开采技术条件.....	错误！未定义书签。
9. 评估实施过程.....	36
10. 评估方法.....	37
11. 评估参数的确定.....	40

11.1 主要技术经济指标与参数选取的依据.....	40
11.2 对有关资料的评述.....	41
11.3 评估利用可采储量的确定.....	42
11.4 生产规模.....	46
11.5 产品方案.....	46
11.6 矿山服务年限的确定.....	46
11.7 主要经济指标参数的确定与计算.....	47
11.8 折现率.....	58
12. 假设提交.....	58
13. 评估结果.....	58
13.1 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权出让收益.....	58
13.2 单位可采储量出让收益.....	59
14 特别事项说明.....	59
14.1 引用专业报告的说明.....	59
14.2 其他说明.....	60
15. 矿业权评估报告使用限制.....	61
15.1 评估结果有效期.....	61
15.2 评估基准日后的调整事项.....	61
15.3 评估结果有效的其它条件.....	62
15.4 评估报告的使用范围.....	62
16. 评估机构相关责任人员.....	62
17. 矿业权评估报告日.....	62

附表目录

附表一 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权
出让收益评估价值估算表

附表二 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权
出让收益评估储量估算表

附表三 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权
出让收益评估固定资产投资估算表

附表四 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权
出让收益评估固定资产折旧估算表

附表五 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权
出让收益评估单位成本费用估算表

附表六 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权
出让收益评估总成本费用估算表

附表七 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权
出让收益评估销售收入及税费估算表

附件目录（详见附表七后）

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿 采矿权出让收益评估报告

宁夏恒正不动产评估咨询有限公司接受宁夏回族自治区自然资源厅委托，根据国家有关采矿权评估的规定，本着客观、独立、公正、科学的原则，按照必要的评估程序对委托评估的“国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权”进行了实地查勘、市场调查与询证，按照公认的采矿权评估方法，对该矿采矿权在 2019 年 8 月 31 日的出让收益作出了公允反映。现将采矿权评估情况及评估结果报告如下。

1. 评估机构

名 称：宁夏恒正不动产评估咨询有限公司

地 址：银川市金凤区新昌西路 71 号紫荆花商务中心 B 座
7 楼

法定代表人：马子奇

统一社会信用代码：9164110071501158XU

探矿权采矿权评估资格证书编号：矿权评资〔2002〕032 号

2. 委托方概况

评估委托方：宁夏回族自治区自然资源厅

委托方地址：宁夏回族自治区银川市尹家渠北街 25 号

3. 采矿权人概况

该矿为拟出让采矿权，暂无合法采矿权人

4. 评估目的

宁夏回族自治区自然资源厅拟出让国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权，收取该采矿权出让收益，按照国家现行相关法律法规规定，需对该煤矿采矿权进行评估，本次评估即是为了实现上述目的而为宁夏回族自治区自然资源厅出让国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权提供出让价值参考意见。

5. 评估对象和范围

本次评估对象为国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权。

根据《采矿权出让收益评估委托合同书》、《神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿资源储量核实报告》，自然资源部于2019年1月7日划定的矿区范围批复（自然资矿划字[2019]007号），国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿范围和坐标由以下40个拐点圈定，范围坐标见表5-1。

5-1 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿矿区范围拐点坐标一览表

拐点 编号	国家大地 2000 坐标系		1954 北京坐标系 (3° 带)	
	X	Y	X	Y
1	4202614.38	36389182.01	4202657.22	36389146.92
2	4202300.66	36388732.48	4202343.51	36388697.39
3	4202072.07	36388583.92	4202114.93	36388548.83
4	4201282.29	36387731.43	4201325.17	36387696.35
5	4201016.97	36387385.20	4201059.85	36387350.12
6	4200638.96	36387503.20	4200681.83	36387468.12
7	4200468.19	36387154.13	4200511.07	36387119.05
8	4200278.08	36386877.57	4200320.96	36386842.49
9	4199554.62	36386660.36	4199597.52	36386625.28
10	4198227.79	36385182.18	4198270.70	36385147.11
11	4196244.44	36386452.62	4196287.37	36386417.53
12	4193657.84	36388169.08	4193700.80	36388133.95
13	4192258.12	36388765.18	4192301.09	36388730.04
14	4190867.52	36389281.70	4190910.51	36389246.55
15	4189346.45	36389993.83	4189389.45	36389958.66
16	4188062.75	36390913.64	4188105.76	36390878.46

17	4187491.13	36391316.38	4187534.14	36391281.19
18	4187009.45	36391823.00	4187052.48	36391787.80
19	4186480.74	36392158.79	4186523.76	36392123.58
20	4185707.55	36392343.24	4185750.53	36392308.08
21	4188083.88	36395870.21	4188126.79	36395835.08
22	4188322.93	36396204.59	4188365.84	36396169.46
23	4188408.37	36396218.34	4188451.28	36396183.21
24	4188824.25	36395633.32	4188867.24	36395598.08
25	4189163.38	36395371.87	4189206.36	36395336.64
26	4190178.31	36394773.29	4190221.28	36394738.07
27	4191303.64	36394218.73	4191346.60	36394183.53
28	4191575.32	36394057.44	4191618.23	36394022.31
29	4192505.25	36393702.77	4192548.16	36393667.64
30	4193183.62	36393600.97	4193226.57	36393565.78
31	4194262.65	36393535.16	4194305.58	36393499.98
32	4194874.91	36393352.90	4194917.85	36393317.74
33	4195433.63	36393184.13	4195476.57	36393148.97
34	4196175.97	36393093.79	4196218.90	36393058.63
35	4196892.62	36392962.45	4196935.52	36392927.28
36	4198987.78	36391811.93	4199030.65	36391776.79
37	4200832.42	36390313.04	4200875.33	36390277.91
38	4200835.18	36390107.12	4200878.09	36390071.99
39	4201114.22	36390110.87	4201157.13	36390075.74
40	4201810.31	36389630.28	4201853.17	36389595.18
标高：1325 米至 200 米				

6. 评估基准日

根据《采矿权出让收益评估委托合同书》，本次采矿权的评估基准日确定为 2019 年 8 月 31 日。

7. 评估依据

7.1 1996年8月29日修订的《中华人民共和国矿产资源法》；

7.2 2016年7月2日发布2016年12月1日实施的《中华人民共和国资产评估法》；

7.3 2007年3月16日发布实施的《中华人民共和国物权法》

7.4 （中华人民共和国国务院令 第241号）《矿产资源开采登记管理办法》；

7.5 国土资源部文件（国土资发[2008]174号）《矿业权评估管理暂行办法》；

7.6 国土资源部文件（国土资发[2000]309号）《矿产储量登记统计管理暂行办法》；

7.7 国土资源部文件《矿业权出让转让管理暂行规定》；

7.8 《国务院关于印发矿产资源权益金制度改革方案的通知》（国发[2017]29号）；

7.9 《财政部国土部关于印发〈矿业权出让收益征收管理暂行办法〉的通知》（财综[2017]35号）

7.10 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》；

7.11 中国矿业权评估师协会公告2008年第5号发布的《中国矿业权评估准则》（2008年8月）；

7.12 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》；

7.13 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》（CMVS30800-2008）；

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

7.15 《宁夏回族自治区自然资源厅关于公布〈宁夏回族自治区矿业权出让收益市场基准价（第一批）〉的公告》；

7.16 《采矿权出让收益评估委托合同书》；

7.17 《自然资源部划定矿区范围批复》（自然资矿划字[2019]007号）；

7.18 《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭勘探报告》；

7.19 宁夏回族自治区矿产资源储量评审中心（宁矿储评字【2011】57号）《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭勘探报告评审意见书》；

7.20 宁夏国土资源厅（宁国土资储备字[2011]75号）《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭勘探报告矿产资源储量评审备案证明》；

7.21 《神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿资源储量核实报告》（宁夏煤炭勘察工程公司 2019年3月）；

7.22 宁夏回族自治区矿产资源储量评审中心（宁矿储评字【2019】10号）《神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿资源储量核实报告评审意见书》；

7.23 宁夏国土资源厅（宁国土资储备字[2019]9号）《神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿资源储量核实报告矿产资源储量评审备案证明》；

7.24 《神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿矿产资源开发利用方案说明书》（中煤西安设计工程有限责任公司 2019年8月）；

7.25 《〈神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿矿产资源开发利用方案〉专家审查意见》；

7.26 《2015-2019年8月份价格情况明细表》；

7.27 矿业权评估师实地勘查、调查收集到的其它资料。

8. 矿产资源勘查和开发概况

8.1 矿区位置和交通

矿区位于宁夏回族自治区中东部地区，行政区划隶属灵武市宁东镇和马家滩镇管辖。核实区范围由 40 个拐点圈定，南北长约 15km，东西宽约 6km，面积 79.204km²。北西距银川市约 80km，在灵武市东南约 45km 处，地理极值坐标位于东经 106° 41′ 38″ 至 106° 49′ 18″，北纬 37° 47′ 49″ 至 37° 56′ 56″ 之间。

矿区公路交通方便，经过多年建设已形成较为完善的公路网。北边有国道主干线银（川）～青（岛）高速公路（GZ25）及国道 307 线东西向通过，距核实区约 20km；核实区西边有磁窑堡～马家滩三级公路南北向通过，从马家滩向南接于盐兴一级公路，向西与 211 国道相接；鸳（鸯湖）～冯（记沟）一级公路可直接通往矿区。核实区内公路网南北交错，向西经灵武市、吴忠市可接于国道 109 线和包兰铁路，向东经盐池县可达延安、太原等地。

包（头）～兰（州）国铁干线于矿区西边约 85km 处南北向通过，与包兰铁路接轨于大坝车站的大（坝）～古（窑子）铁路专用线已延伸至古窑子车站，从古窑子车站通往灵新煤矿和羊场湾煤矿的铁路支线已建成通车。另外，太（原）～中（卫）～银（川）铁路从矿区北边约 15km 处东西向通过。本区铁路网完善，煤炭外运有充分保障。

矿区直距银川河东机场约 40km，可从银（川）～青（岛）高速公路（GZ25）直达机场，目前银川河东机场共有 8 家航空公司开通直达全国 15 个城市的 17 条航线，可起降大型客机，航空运输快捷

方便。

8.2 矿区自然地理状况及气候特征

矿区位于毛乌素沙漠西缘，呈西北高东南低的低缓丘陵地貌，最高高程点位于 H1407 孔西边的山丘上，海拔高度为+1490.00m，最低高程点位于 H3005 孔附近，海拔高度为+1360.00m，区内无基岩出露，矿区内最大相对高差 130m，一般标高在+1400m 左右。矿区内大部分地区为沙丘掩盖，多系风成垄状及新月形流动沙丘，间有被植被固定、半固定沙丘，地形低缓平坦，

本区地处西北内陆，为典型的半干旱半沙漠大陆性气候。气候特点是冬季寒冷、夏季炎热，昼夜温差较大。根据灵武市气象站 1990~2017 年气象资料，季风从当年 10 月至来年 5 月，长达 7 个月，多集中于春秋两季，风向多正北或西北，风力最大可达 8 级，一般为 4~5 级，平均风速为 3.1m/s；春秋两季有时有沙尘暴；年平均气温为 9.4℃，年最高气温为 36.6℃(1997 年)，年最低气温为-25.0℃(2002 年)；降水多集中在 7、8、9 三个月，年最大降水量为 322.4mm(1992 年)，年最小降水量仅为 116.9mm(1997 年)，而年最大蒸发量高达 1922.5mm(1999 年)，为年最大降水量的 6 倍及最小降水量的 16 倍，年最小蒸发量 1601.1mm(1990 年)；最大冻土深度为 0.72m(1993 年)，最小冻土深度为 0.42m，相对湿度为 7.6~8.8%。全年无霜期短，冰冻期自每年 10 月至翌年 3 月。

8.3 矿业权设置情况

原宁夏回族自治区国土资源厅 2017 年 7 月 10 日颁发的《宁夏灵武市鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭资源勘探》矿产资源勘查许可证

号为：T64120170701054231，探矿权人为神宁集团，有效期两年，自 2017 年 7 月 10 日至 2019 年 7 月 10 日，勘查面积及范围拐点坐标均与《勘探报告》备案范围一致，由 33 个拐点圈定，面积 79.39km²。

矿区北部与石槽村井田相邻，西部与麦垛山煤矿接壤，南止马家滩镇驻地，与双马一井田接壤，东与神宁集团侯家河勘查区接壤。

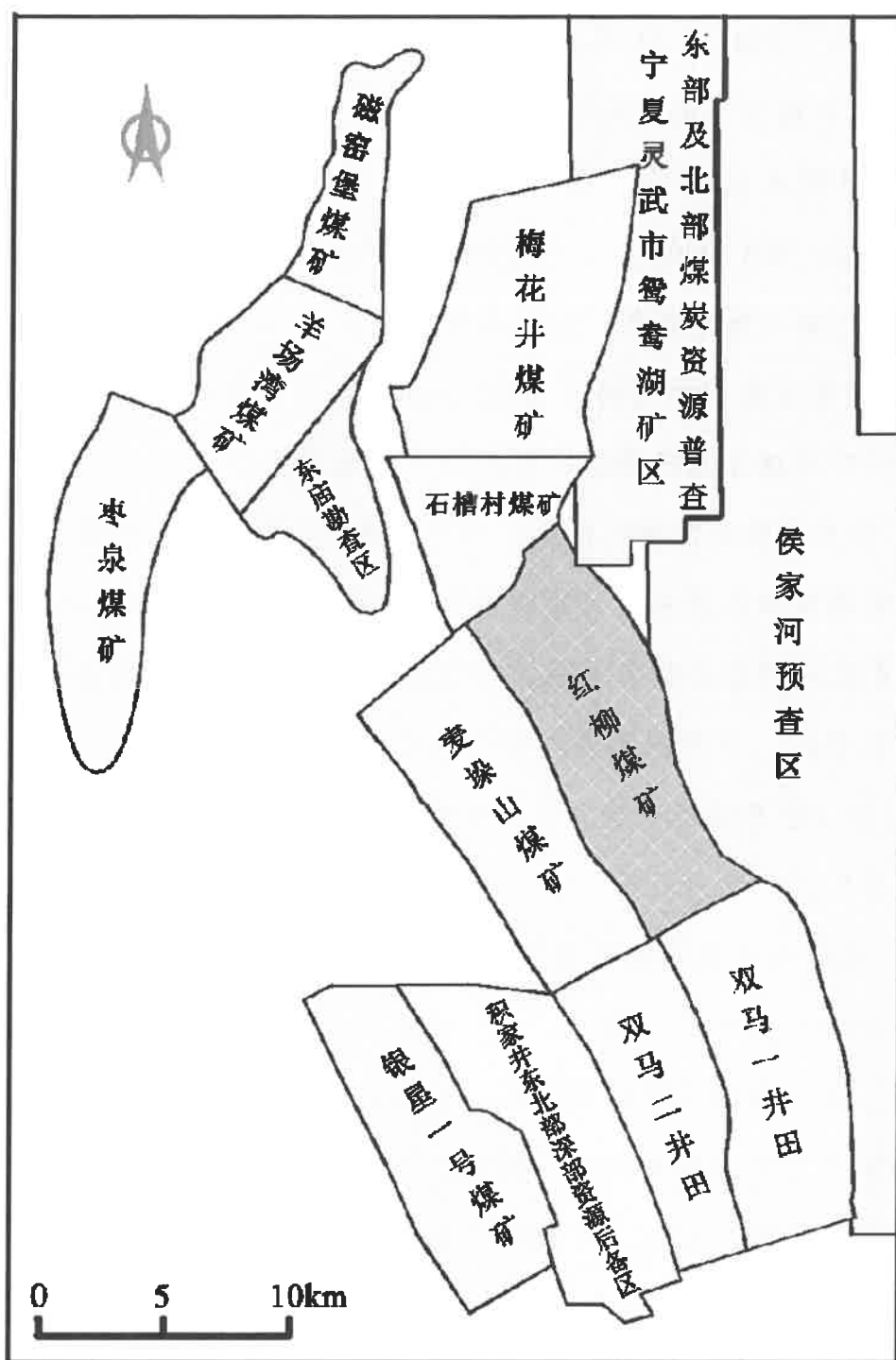
由于红柳探矿权范围与宁夏灵武市鸳鸯湖矿区东部及北部煤炭资源普查区、侯家河预查区、麦垛山煤矿存在重叠区，自然资源部对部分边界进行了调整，并于 2019 年 1 月 7 日下发了红柳煤矿划定矿区范围批复（自然资矿划字[2019]007 号），矿区范围由 40 个拐点圈定，标高+1325 米至+200 米，面积 79.204km²。本次批复矿区范围预留期至采矿登记申请批准并领取采矿许可证之日。红柳矿区范围内再无其他矿业权设置。本次核实报告资源储量估算范围与划定矿区范围一致。

（矿业权设置见下页图）。

8.4 以往地质工作概况

1、石油系统从 1953 年开始，先后利用重磁、地震、电法等地球物理勘探方法对陕甘宁盆地的“灵盐定”地区进行了石油普查工作。编制了马家滩断褶带侏罗系地震构造图（1：5 万），为大致了解井田的构造轮廓、含煤地层埋藏深度、煤系地层厚度及顶底界面提供了详实的资料。

2、找煤阶段，1958 年至 1980 年煤炭系统先后在鸳鸯湖～萌城地区施工了 108 个钻孔，进尺 32177.78m。但在井田范围内找煤阶段未施工钻孔，在井田南部边界外施工 1003 钻孔一个，进尺 635.31m。



3、2004年5月，宁夏煤田地质局按照设计组织中国煤炭地质总局物测队于2004年11月23日完成马家滩北部普查区1.5km×3km线距14条地震普查测线的野外数据采集工作，测线总长180.06公里，完成物理点9362个，其中甲级5220点，乙级3881点，甲乙级率99.93%。并于2005年1月编制了《宁夏回族自治区宁东煤田马家滩矿区北部二维地震第一阶段总结报告》。

4、宁夏区煤田地质局于2005~2006年完成并提交了《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭勘探报告》。

5、补充勘探：根据红柳煤矿的开采方式，为满足红柳煤矿矿井建设对提高煤炭资源地质可靠程度的需求和采掘设计要求，2010年7月宁夏煤炭勘察工程公司受神华宁夏煤业集团有限公司红柳煤矿筹建处的委托，对井田西翼进行了煤炭补充勘探。于2011年12月31日提交《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭补充勘探报告》。

6、红柳煤矿资源储量核实报告工作自2019年1月开始。矿区为未采动的整装井田，因此，本次核实工作的主要工作量是收集补充勘探工程及其他工程地质资料，在最近一次批准备案的《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭勘探报告》的基础上进行综合分析研究，编制了《神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿资源储量核实报告》。估算了截止2018年12月31日煤炭资源储量，该报告已经有关部门评审并出具评审意见。

8.5 矿区开采现状

据《神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿资源储量核实报告》的披露，煤矿范围内无矿井及小窑，为未采动整装矿区煤矿。

但根据矿业权评估师实地勘查得知，神华宁夏煤业集团有限责任公司已在矿区内建井，矿井于 2008 年 12 月开工建设，2013 年 8 月自治区发改委批复联合试运转，矿井采用采用斜立井综合开拓方式，采用走向长壁综合机械化自然垮落采煤方法。矿井为低瓦斯矿井，采用分区式通风，抽出式通风方式进行通风。运输系统采用带式输送机连续运输方式，矿井辅助运输采用防爆低污染无轨胶轮车。

8.6 矿区地质概况

8.6.1 地层

井田内大部分地区被第四系(Q)风积砂所覆盖仅在井田西南部有零星基岩出露。经钻孔揭露井田内地层由老至新依次有：三叠系上统上田组(T_3s)；侏罗系中统延安组(J_2y)、直罗组(J_2z)；侏罗系上统安定组(J_3a)；古近系渐新统清水营组(E_3q)和第四系(Q)。其中侏罗系中统延安组(J_2y)为主要含煤地层，现将含煤地层简述如下：

侏罗系中统延安组(J_2y)：为一套内陆湖泊三角洲沉积，是井田内主要含煤地层，在井田内没有出露，钻孔揭露厚度 261.21~377.28m，平均 338.41m。岩性由灰、灰白色长石石英砂岩，深灰色、灰黑色粉砂岩、泥岩、煤和少量含铝质泥岩组成，底部以一套浅白或黄色带红斑的粗粒砂岩、含砾粗粒砂岩与下伏三叠系上统上田组(T_3s)呈平行不整合接触。

根据沉积旋回、标志层及煤层、测井曲线的物性特征、成因标志、垂向层序组合类型、沉积特点，将延安组划分为五个沉积旋回，即五个成因地层单位，这五个成因地层单位即五个含煤段，为同一地层沉积。受古地理、古环境的影响，造成湖水的进退，进一步又

可划分为九个次一级的沉积旋回，每个成因地层单位含 1-2 个次一级的沉积旋回。该组含煤地层，总体上是第一段、第三段、第五段粒度较粗，其它两个含煤段粒度相对较细。

延安组层自下而上依次编为一～五段，煤层自上而下进行编号。

(1) 延安组第一段 (J_2y^1)

起于延安组底部鲕状铝土岩或 18 煤组下伏的中、粗粒砂岩，止于 16 煤顶板。第一含煤段煤组沉积稳定，层位划分清楚。“松树型”的物性参数曲线特征明显。自含煤地层的底界至 16 煤层顶板，段厚 33.89~111.08m，平均 59.47m，厚度呈现为井田南北两端较厚、中部较薄，沿第 5 勘探线向东有增厚趋势。

岩性特征：下部以灰白色砂岩为主（宝塔山砂岩），夹粉砂、泥岩，具大型槽状、板状交错层理；上部为细粒砂岩、粉砂岩、泥岩，具小型交错层理、波状及水平层理。

沉积环境：主要为河流体系的冲积平原相，向上渐变为堤泛沉积，整体呈现下粗上细的沉积特点。煤层的发育程度主要受古河道的控制，在冲积平原泥炭沼泽相中，发育有 16、17-1、17（17-2）、18-1、18-2 煤层。

(2) 延安组第二段 (J_2y^2)

自 16 层煤顶板至 12 煤层顶板，段厚 29.22~91.93m，平均 63.26m，在井田中北部较厚，向南、北方向逐渐变薄。该含煤段煤组组合沉积基本稳定，易于区别划分，层位划分清楚。

岩性特征：以灰～灰白色粉砂岩、细粒砂岩为主，夹薄层泥岩和煤层。以小型交错层理、沙纹层理、水平层理最为发育。除含丰富的植物化石及化石碎片外，动物化石及动物活动遗迹化石也高于

第一段。

沉积环境：由浅湖～三角洲体系的三角洲前缘相和三角洲平原相组成。该段含煤层数多，多数较薄，其稳定性总体向上变好，煤层位于每个层序的顶部，含 12、13、14、15 煤层。

（3）延安组第三段（ J_2y^3 ）

自 12 煤层顶板至 6 煤层顶板，段厚 40.97～86.25m，平均 66.97m，厚度在井田南北两端较厚、中部较薄，由西向东逐渐变厚。

该含煤段层位划分清楚，煤组组合沉积稳定。物性参数曲线组合呈“工字型”反映，特征明显，易于区别划分，因此 10、6 煤层对比可靠。

岩性特征：下部以灰～灰黑色泥岩、粉砂岩、细粒砂岩为主，砂岩一般多位于旋回的中下部，具水平层理；上部以灰～灰白色粉砂岩、细粒砂岩夹煤层为主。

沉积环境：由两个典型的向上变粗的三角洲平原相组成。该段沉积稳定，聚煤作用强，在每个旋回的顶部发育有厚煤层，主要含 6、10 煤。

（4）延安组第四段（ J_2y^4 ）

自 6 煤层顶板至 4-1 煤层顶板，段厚 49.61～136.92m，平均 83.67m，在井田南部较厚，向北逐渐变薄。该含煤段，层位划分清楚，煤组组合沉积基本稳定，其物性参数曲线组合呈“塔林状”反映，特征明显，易于区别划分。

岩性特征：旋回 6 下部岩性为灰白色中～粗粒砂岩，底部常含砾石，向上岩性为灰黑色粉砂岩、泥岩与灰色细粒砂岩互层，夹薄层炭质泥岩及煤层，具大型板状、槽状交错层理；旋回 7 下部岩性

为灰、灰白色细~中粒砂岩，横向上常过渡为粉砂岩、泥岩。上部岩性以灰、灰黑色泥岩为主，夹1~2层分布较广局部可采煤层。具小型交错层理、沙纹层理、水平层理。

沉积环境：由两个三角洲平原相组成。煤层多位于各旋回的上部和顶部，砂岩多集中各旋回的中~下部，本段含4-1、4-2、4-3、5煤。

(5) 延安组第五段 (J_2y^5)

起于4-1煤顶板，止于2煤顶板。该含煤段，层位划分清楚，煤组组合沉积稳定，其物性参数曲线组合特征明显，易于区别划分，煤层对比可靠。自4-1煤层顶板至2煤层顶板，段厚48.73~88.59m，平均60.11m，厚度在井田的中部较厚，向东南方向逐渐变薄。

岩性特征：旋回8全区发育。下部以灰白色砂岩为主，上部以灰、灰黑色泥岩、粉砂岩为主，顶部普遍发育有一层厚煤层，具大型板状、槽状交错层理；旋回9在区内大部分地段不发育。下部为灰、灰白色中~细粒砂岩，上部为灰、灰黑色粉砂岩、泥岩，顶部常受到直罗组底部砂岩（七里镇砂岩）的冲刷，具小型交错层理，波状层理、沙纹层理、水平层理。

沉积环境：由三角洲平原相和河流体系的冲积平原组成，均具正粒序特征，本段含2、3-1、3-2、3下煤层。

8.6.2 构造

红柳井田地处华北地台鄂尔多斯盆地西缘褶皱冲断带的南北向逆冲构造带，是烟墩山逆冲席的前缘带。井田内构造线总体为NNW向，断裂、褶皱构造非常发育，规模较大。根据地震解释成果和钻孔揭露显示，区内煤层的赋存形态以长梁山向斜、鸳鸯湖背斜和马

家滩复式背斜（张家庙背斜、大羊其向斜和马家滩背斜）为主体构造的背向斜相间的构造形态，受张家庙逆断层的影响，发育有次一级的褶曲张家庙向斜。大的断裂有马柳断层、张家庙逆断层、李新庄西侧断层、HF7 断层、HF8 断层等，共发育断层 41 条。

井田构造总体为 NNW 向的线性构造。受其影响，含煤地层沿走向产状变化不大；沿倾向有一定的变化，背向斜褶曲的两翼不对称，地层倾角在 $10^{\circ} \sim 25^{\circ}$ 之间变化，在断层带附近、煤层露头处局部倾角较大。井田发育有 6 个褶曲，由西向东有长梁山向斜、鸳鸯湖背斜、张家庙向斜、张家庙背斜、大羊其向斜、马家滩背斜；发育断层有 41 条，逆断层 19 条，正断层 22 条，其中落差大于 100m 的断层 10 条，落差在 100~50m 的断层 2 条，落差在 50~20m 的断层 13 条，落差在 20~5m 的断层 16 条。没有受到岩浆岩的影响。

因此，红柳井田的构造复杂程度为中等构造。

8.6.3 煤层特征

（1）含煤性

井田内延安组含煤地层平均总厚 338.41m，含煤层 27 层，平均总厚 30.55m，含煤系数为 9.03%。其中：编号煤层 18 层，自上而下编号为：2、3-1、3-2、3 下、4-1、4-2、4-3、6、10、12、13、14、15、16、17-1、17 及 17-2、18-1、18-2 煤层。井田可采煤层 14 层，其中，全区可采煤层 5 层（3-2、6、10、12、17 及 17-2 煤层）、大部可采煤层 6 层（2、3-1、4-1、4-3、17-1、18-1）、局部可采煤层 3 层（4-2、15、16 煤层）、不可采煤层 4 层（3 下、13、14、18-2）。可采煤层平均总厚 28.28m，可采含煤系数 8.35%。

根据钻孔揭露情况，煤层在平面上的赋存状况呈现为：以 H702

号钻孔为中心的煤层富集区，在其平面上呈 NW 向展布，向井田北部和南部逐渐变薄；在垂向上呈现为：延安组第一段、第三段和第五段含煤性较好，第二段和第四段含煤性较差。

(2) 可采煤层

通过详细的煤层对比、统计，井田内共含编号煤层 18 层，其中可采煤层 14 层（2、3-1、3-2、4-1、4-2、4-3、6、10、12、15、16、17-1、17 及 17-2、18-1），主要开采煤层 7 层（2、3-2、4-3、6、10、17 及 17-2、18-1 煤层），各可采煤层的厚度、层间距、结构、发育情况表（见表 8-1）。

表 8-1 红柳井田可采煤层发育情况一览表

煤号	煤层间距 两极值 均值	煤层厚度 两极值 均值（点数）	可采厚度 两极值 均值（点数）	煤层结构		煤类	可采程度	稳定程度
				层数	类型			
2	0.00~23.69 4.93	0.39~10.62 4.61(152)	0.82~10.62 4.72(148)	0~2	简单	BN	大部	较稳定
	4.96~24.85 13.25							
3-1	0.36~18.79 5.63	0.15~2.82 1.03(135)	0.83~2.82 1.35(83)	0~1	简单	BN	大部	较稳定
	20.80~59.30 33.60							
3-2	0.24~12.18 4.21	0.20~6.47 1.99(158)	0.86~6.47 2.05(151)	0~1	简单	BN	全区	较稳定
	0.47~20.73 8.18							
4-1	0.25~2.38 0.83(145)	0.10~5.91 2.42(163)	0.81~2.38 1.03(81)		简单	BN	局部	不稳定
	0.47~20.73 8.18							
4-2	0.10~5.91 2.42(163)	0.82~5.91 2.57(151)	0.82~5.91 2.57(151)	0~1	简单	BN	大部	较稳定
	57.29~79.45 66.70							
4-3	0.61~5.63 2.97(157)	1.02~5.63 2.98(156)	1.02~5.63 2.98(156)	0~1	简单	BN	全区	稳定
	13.44~48.60 31.62							
6	1.07~9.45 3.57(157)	1.07~9.45 3.57(157)	1.07~9.45 3.57(157)	0~1	简单	BN	全区	稳定
	11.57~36.45 28.81							
10	0.36~2.41 1.48(160)	0.81~2.41 1.64(158)	0.81~2.41 1.64(158)	0~1	简单	BN	全区	稳定
	34.60~52.84 40.30							
12	0.20~4.68 1.44(148)	0.80~4.68 1.75(110)	0.80~4.68 1.75(110)	0~2	较简单	BN	局部	不稳定
	15.80~30.92 20.04							
15	0.13~2.72 0.88(104)	0.80~2.72 1.16(64)	0.80~2.72 1.16(64)	0~1	简单	BN	局部	不稳定
	0.14~26.37 3.62							
16	0.20~4.33 1.50(68)	0.82~4.33 1.79(53)	0.82~4.33 1.79(53)	0~1	简单	BN	大部	较稳定
	0.58~16.73 5.02							
17-1		0.20~2.06	0.83~2.06	0~1	简单	BN	大部	较稳定
17-2								

		1.44(67)	1.47(65)					定
17	$\frac{0.94 \sim 18.58}{7.14}$	$\frac{1.04 \sim 5.75}{3.12(89)}$	$\frac{1.04 \sim 5.75}{3.12(89)}$	0~3	较简单	BN	全区	较稳定
18-1	$\frac{26.89 \sim 89.01}{37.08}$	$\frac{0.26 \sim 8.69}{2.79(142)}$	$\frac{0.86 \sim 8.69}{2.93(134)}$	0~3	较简单	BN	大部	较稳定

8.6.4 煤层描述

2 煤层

位于延安组第五段 8 小旋回的顶部，是含煤地层最上部的可采煤层。全区发育，层位稳定，仅在井田的西北角出现小范围无煤区，为冲刷造成；在井田的 1405 孔附近有一冲刷变薄带。煤层分布面积 58.07km²，可采面积 51.08km²，可采系数 87.96%，大部可采。煤层露头分布在井田的南部边缘。

上距直罗组与延安组分界线 0~23.69m，平均 4.93m，大部分地段与 J₂z/J₂y 分界线直接接触。井田内见煤点 152 个，煤层厚度 0.39~10.62m，平均厚度 4.61m；可采点 148 个，可采厚度 0.82~10.62m，平均可采厚度 4.72m；煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，属中厚~厚煤层。煤层厚度自井田中、东南部向西北部逐渐变薄，最厚点位于 H702 号钻孔，最薄点位于北部的 H205 号钻孔。

含夹矸 0~2 层（30 个孔见到），厚度为 0.09~0.40m，夹矸岩性以泥岩、炭质泥岩和粉砂岩为主，多位于煤层的中下部，层位较为稳定，为简单结构煤层。

顶板岩性为直罗组底部含砾粗粒砂岩、粉砂岩及泥岩。井田内大部分地区直罗组底部砂岩与煤层直接接触，在 H8 线以北地区顶板岩性多为粗粒砂岩及细粒砂岩；底板岩性以粉砂岩为主，泥岩次之。

综上所述：2 煤为中厚~厚煤层，煤层厚度有一定的变化，规律

明显，结构简单，煤类为不粘煤，大部可采，属较稳定煤层，是主要可采煤层。

3-1 煤层

位于第五含煤段层序 8 的中上部，层位稳定；大部可采，可采范围集中在井田的中、西北部地带。煤层全井田分布，分布面积 50.64km²，可采面积 34.43km²，可采系数 67.99%。

上距 2 煤层底板 4.96~24.85m，平均 13.25m。井田内见煤点 135 个，煤层厚度 0.15~2.82m，平均厚度 1.03m；可采点 83 个，可采厚度 0.83~2.82m，平均可采厚度 1.35m；煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，属薄煤层，煤层厚度由西北向东南逐渐变薄。

含夹矸 0~1 层（31 个孔见到），厚度为 0.10~0.67m。夹矸岩性以泥岩、炭质泥岩和粉砂岩为主，为简单结构煤层。

煤层顶板多为粉砂岩，次为细粒砂岩及中、粗粒砂岩；底板岩性以粉砂岩为主，次为细粒砂岩及少量泥岩。

综上所述：3-1 煤为薄煤层，煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，结构简单，煤类单一，为不粘煤，大部可采，属较稳定煤层。

3-2 煤层

位于第五含煤段层序 8 的中部，层位稳定，全区可采，在井田的西北部和东南部沉积较厚，仅在井田的中上部东北向出现 3 个不可采点。分布面积 64.43km²，可采面积 58.59km²，可采系数 90.94%。

上距 3-1 煤层底板 0.36~18.79m，平均 5.63m。井田内见煤点 158 个，煤层厚度 0.20~6.47m，平均厚度 1.99m；可采点 151 个，可采厚度 0.86~6.47m，平均可采厚度 2.05m；煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，属中厚煤层，煤层厚度由西北向东南逐渐变厚（见

图 3-2-3)，含夹矸 0~1 层（32 个孔见到），厚度为 0.10~0.77m。夹矸岩性以泥岩、炭质泥岩和粉砂岩为主，为简单结构煤层。

煤层顶板多为粉砂岩，次为细粒砂岩及中、粗粒砂岩；底板岩性以粉砂岩为主，次为细粒砂岩及少量泥岩。

综上所述：3-2 煤为中厚煤层，煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，结构简单，煤类单一，为不粘煤，全区可采，属较稳定煤层，是主要可采煤层。

4-1 煤层

位于第四含煤段层序 7 的顶部，层位稳定；大部可采，可采范围集中在井田的中部地带。煤层全井田分布，分布面积 57.78km²，可采面积 45.73km²，可采系数 79.15%。

上距 3-2 煤层底板 20.80~59.30m，平均 33.60m。井田内见煤点 144 个，煤层厚度 0.10~2.68m，平均厚度 1.33m；可采点 122 个，可采厚度 0.81~2.68m，平均可采厚度 1.49m；煤层厚度有一定变化，且变化规律不明显，属薄~中厚煤层（见图 3-2-4）。

含夹矸 0~1 层（9 个孔见到），厚度为 0.11~0.47m。夹矸岩性以泥岩、炭质泥岩为主，为简单结构煤层。

顶板岩性多为粗粒砂岩、细粒砂岩；底板岩性多为粉砂岩、泥岩。

综上所述：4-1 煤为薄~中厚煤层，煤层厚度有一定变化，但无明显规律，分布范围内有 10 个不可采区，结构简单，煤类单一，为不粘煤，大部可采，属不稳定煤层。

4-2 煤层

位于第四含煤段层序 7 的上部，层位稳定；局部可采，可采范

围集中在井田的北部地带。煤层全井田分布，分布面积 60.31km^2 ，可采面积 33.91km^2 ，可采系数 56.23%。

上距 4-1 煤层底板 $0.24\sim 12.18\text{m}$ ，平均 4.21m 。井田内见煤点 145 个，煤层厚度 $0.25\sim 2.38\text{m}$ ，平均厚度 0.83m ；可采点 81 个，可采厚度 $0.81\sim 2.38\text{m}$ ，平均可采厚度 1.03m ；煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，属薄煤层，煤层厚度总体变化趋势为北厚向南逐渐变厚，不含夹矸，为简单结构煤层。

顶板岩性多为细粒砂岩和粉砂岩；底板岩性多为粉砂岩、泥岩。

综上所述：4-2 煤为薄煤层，煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，结构简单，煤类单一，为不粘煤，局部可采，属不稳定煤层。

4-3 煤层

位于第四含煤段层序 7 的上部，层位稳定；大部可采，可采范围集中在井田的中、南部地带，仅在井田的东北角出现不可采点。煤层全井田分布，分布面积 64.47km^2 ，可采面积 56.88km^2 ，可采系数 88.23%。

4-3 煤上距 4-2 煤 $0.47\sim 20.73\text{m}$ ，平均 8.18m ，井田内见煤点 163 个，煤层厚度 $0.10\sim 5.91\text{m}$ ，平均厚度 2.42m ；可采点 151 个，可采厚度 $0.82\sim 5.91\text{m}$ ，平均可采厚度 2.57m ；煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，属中厚煤层，煤层厚度变化总体呈现为中部较厚向南北逐渐变薄，含夹矸 0~1 层（4 个孔见到），厚度为 $0.11\sim 0.46\text{m}$ 。夹矸岩性以炭质泥岩为主，为简单结构煤层。

顶板岩性多为细粒砂岩和粉砂岩；底板岩性多为粉砂岩。

综上所述：4-3 煤为中厚煤层，煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，结构简单，煤类单一，为不粘煤，大部可采，属较稳定煤

层，是主要可采煤层。

6 煤层

位于延安组第三段 5 小旋回的顶部。层位稳定，全区可采，煤层分布面积 65.78km^2 。可采面积 65.35km^2 ，可采系数 99.35%。煤层露头分布在井田的南部边缘。

上距 4-3 煤 57.29~79.45m，平均 66.70m。见煤点 157 个，煤层厚度 0.61~5.63m，平均厚度 2.97m；可采点 156 个，可采厚度 1.02~5.63m，平均可采厚度 2.98m，属中厚~厚煤层。煤层厚度变化小，变化规律明显，厚度变化总体呈现为自北向南逐渐变薄。最厚点位于 H201 号钻孔，最薄点位于 H2001 号钻孔。

含夹矸 0~1 层（37 个孔见到），厚度为 0.06~0.62。夹矸岩性以泥岩、炭质泥岩为主，少量粉砂岩，结构简单。顶板岩性多为粉砂岩、泥岩；底板岩性以粉砂岩为主。

综上所述：6 煤为中厚~厚煤层，厚度变化很小，规律明显，结构简单，煤类为不粘煤，全区可采，属稳定煤层，是主要可采煤层。

10 煤层

位于延安组第三段 4 小旋回的顶部。层位稳定，全区可采，煤层分布面积 66.23km^2 ，可采面积 66.23km^2 ，可采系数 100%。煤层露头分布在井田的南部边缘。

上距 6 煤 13.44~48.60m，平均 31.62m，与 6 煤的层间距较为稳定。见煤点 157 个，煤层厚度 1.07~9.45m，平均厚度 3.57m；可采点 157 个，可采厚度 1.07~9.45m，平均可采厚度 3.57m，属中厚~厚煤层，厚度变化总体呈现为自北向南逐渐变薄，煤层厚度变化小，变化规律明显，最厚点位于 H1206 号钻孔，最薄点位于 H2603 号钻

孔。

含夹矸 0~1 层（22 个孔见到），厚度为 0.08~0.27m。夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩，结构简单。

顶板岩性以粉砂岩和细粒砂岩为主中粒砂岩次之；底板岩性以粉砂岩为主、泥岩次之。

综上所述：10 煤为中厚~厚煤层，厚度变化小，变化规律明显，结构简单，煤类为不粘煤，全区可采，属稳定煤层，是主要可采煤层。

12 煤层

位于延安组第二段 3 小旋回的顶部。层位稳定，煤层分布面积 67.33km²，可采面积 64.98km²，可采系数 96.51%，全区可采，仅在井田的南部有 2 个不可采点。煤层露头分布在井田的南部边缘。

上距 10 煤 11.57~36.45m，平均 28.81m，与 10 煤的层间距较为稳定。见煤点 160 个，煤层厚度 0.36~2.41m，平均厚度 1.48m；可采点 158 个，可采厚度，0.81~2.41m，平均可采厚度 1.64m，属中厚煤层。厚度变化总体呈现为北部、西部和南部边界较厚，大部区域厚度较为稳定，厚度变化小，变化规律明显。最厚点位于 H3003 号钻孔，最薄点位于 H2603 号钻孔。

含夹矸 0~1 层（11 个孔见到），厚度为 0.08~1.50m。夹矸岩性为炭质泥岩、粉砂岩，为简单结构煤层。

顶板岩性以粉砂岩、泥岩为主，细粒砂岩次之；底板岩性为粉砂岩、泥岩。

综上所述：12 煤为中厚煤层，厚度变化小，规律明显，结构简单，煤类为不粘煤，全区可采，属稳定煤层。

15 煤层

位于延安组第二段 2 小旋回的顶部，层位稳定；局部可采，可采范围集中在井田的中部的南北向条带。煤层全井田分布，分布面积 53.05km²，可采面积 34.36km²，可采系数 64.77%。

上距 12 煤层底板 34.60~52.84m，平均 40.30m。井田内见煤点 148 个，煤层厚度 0.20~4.68m，平均厚度 1.44m；可采点 110 个，可采厚度 0.80~4.68m，平均可采厚度 1.75m；煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，属薄~中厚煤层，煤层厚度总体变化趋势为中部南北向条带厚，向东、西两侧逐渐变薄。

含夹矸 0~2 层（63 个孔见到），厚度为 0.05~0.70m。夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩及粉砂岩，为较简单结构煤层。

顶板岩性以粉砂岩为主；底板岩性为粉砂岩、泥岩。

综上所述：15 煤为薄~中厚煤层，煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，结构较简单，煤类单一，为不粘煤，局部可采，属不稳定煤层。

16 煤层

位于延安组第一段 1 小旋回的顶部，层位稳定；局部可采，可采范围集中在井田的中、西北部地带。分布面积 42.84km²，可采面积 27.89km²，可采系数 65.10%。

上距 15 煤层底板 15.80~30.92m，平均 20.04m。井田内见煤点 104 个，煤层厚度 0.13~2.72m，平均厚度 0.88m；可采点 64 个，可采厚度 0.80~2.72m，平均可采厚度 1.16m；煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，属薄煤层，分布范围内煤层厚度总体变化趋势为北部薄，向南逐渐变厚。

含夹矸 0~1 层（24 个孔见到），厚度为 0.05~0.37m。夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩及粉砂岩，为简单结构煤层。

顶板岩性以粉砂岩为主；底板岩性为粉砂岩、泥岩。

综上所述：16 煤为薄煤层，煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，结构简单，煤类单一，为不粘煤，局部可采，属不稳定煤层。

17-1 煤层

是 17 煤层分叉区的上分层。分布范围内大部可采，可采范围在井田的东南部，煤层露头分布在井田的南部边缘；分布面积 34.11km²，可采面积 27.86km²，可采系数 81.68%。

17-1 煤上距 16 煤 0.14~26.37m，平均 3.62m，与 16 煤的层间距自北向南逐渐加大。井田内见煤点 68 个，煤层厚度 0.20~4.33m，平均 1.50m；可采点 53 个，可采厚度 0.82~4.33m，平均 1.79m，属薄~中厚煤层。煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，煤层厚度总体变化趋势为西北部厚，向东南逐渐变薄。

含夹矸 0~1 层（11 个孔见到），厚度为 0.07~0.90m。夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩，结构简单。顶板岩性以粉砂岩为主、细粒砂岩次之；底板岩性为粉砂岩、泥岩。

综上所述：17-1 煤为薄~中厚煤层，煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，结构简单，煤类为不粘煤，大部可采，属较稳定煤层。

17-2 煤层

17-2 煤层是 17 煤层分叉区的下分层。分布范围内大部可采，可采范围在井田的东南部，煤层露头分布在井田的南部边缘；分布面积 34.11km²，可采面积 32.94km²，可采系数 96.57%。

17-2 煤上距 17-1 煤 0.58~16.73m, 平均 5.02m。井田内见煤点 67 个, 煤层厚度 0.20~2.06m, 平均 1.44m; 可采点 65 个, 可采厚度 0.83~2.06m, 平均 1.47m, 属薄~中厚煤层。煤层厚度有一定变化, 但规律性较明显, 煤层厚度总体变化趋势为西北部厚, 向东南逐渐变薄。

含夹矸 0~1 层 (14 个孔见到), 厚度为 0.14~0.56m。夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩及粉砂岩, 为简单结构煤层。顶板岩性以粉砂岩为主, 细粒砂岩次之; 底板岩性为粉砂岩、泥岩。

17 煤层

合并区为 17 煤层。合并范围位于井田的西北部, 范围内全区可采, 煤层露头分布在井田的南部边缘; 分布、可采面积 35.79km², 可采系数 100%。

井田内见煤点 89 个, 全部可采, 煤层厚度 1.04~5.75m, 平均 3.12m; 属中厚煤层。煤层厚度有一定变化, 但规律性较明显, 煤层厚度总体变化趋势为西北部厚, 向东南逐渐变薄。

含夹矸 0~3 层 (55 个孔见到), 厚度为 0.10~0.80m。夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩及粉砂岩, 为较简单结构煤层。顶板岩性以粉砂岩为主, 细粒砂岩次之; 底板岩性为粉砂岩、泥岩。

综上所述: 17 煤为中厚煤层, 煤层厚度有一定变化, 但规律性较明显, 结构较简单, 煤类为不粘煤, 全区可采, 属较稳定煤层。

17 煤组主煤层 17 和 17-2 煤层, 综合分析结果为较稳定煤层。

18-1 煤组

位于延安组第一段 1 小旋回的中下部。层位较为稳定, 大部可采, 在井田的中部偏西南有小范围的无煤区; 煤层分布面积

66.35km²，可采面积 60.61km²，可采系数 91.35%，煤层露头分布在井田的南部边缘。

上距 17 煤 0.94~18.58m，平均 7.14m；井田内见煤点 142 个，煤层厚度 0.26~8.69m，平均 2.79m；可采点 134 个，可采厚度 0.86~8.69m，平均 2.93m，属中厚~厚煤层。煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，厚度变化总体呈现为在井田西部和北部较厚，南部较薄并出现不可采点。最厚点位于井田西北部的 H812 号钻孔，最薄点位于 H1804 号钻孔。

含夹矸 0~3 层（50 个孔见到），厚度为 0.05~0.79m。夹矸岩性以炭质泥岩、粉砂岩为主，少量泥岩，为较简单结构煤层。

顶板岩性以粉砂岩为主，粗粒砂岩及细粒砂岩次之；底板岩性以粉砂岩、泥岩为主。

综上所述：18-1 煤为中厚~厚煤层，煤层厚度有一定变化，但规律性较明显，结构较简单，煤类为不粘煤，大部可采，属较稳定煤层。

8.7 煤质及煤类

各可采煤层原煤焦油产率分别平均为 3.3%-4.1%，属含油煤。

各煤层当精煤灰分确定为 10.00%，精煤产率达到 95%左右， $\delta \pm 0.1$ 含量 10.00%，可选等级为易选。

各可采煤层的煤类均属不黏煤。

各可采煤层煤质主要特征见表 8-2

8.8 开采技术条件

8.8.1 水文地质条件

①含水层有第四系孔隙潜水含水层（I）、侏罗系中统直罗组~

表 8-2 各可采煤层煤质主要特征一览表

煤层号	水分 M _{ad} (%)	灰分 A _d (%)	全硫 S _{t,d} (%)	磷分 P _d (%)	发热量 Q _{gr,d} (MJ/kg)	灰熔 融性 ST(°C)	可磨性 HGI	抗碎 强度 > 25mm (%)	焦油 产率 Tar(%)	热稳 定性 TS(%)	煤对 CO ₂ 反 应性 α(%)	结渣性
2	6.69	11.26	1.01	0.012	27.24	1185	82	86.5	3.3	71.7	81.3	弱
3-1	6.74	9.70	0.93	0.022	27.97	1191	72	84.3	3.8	76.9	77.2	
3-2	6.65	9.98	0.87	0.015	27.94	1181	76	87.4	3.4	73.0	77.9	
4-1	6.38	9.78	0.83	0.014	28.06	1184	77	87.3	3.7	72.0	81.7	弱~中等
4-2	6.25	9.76	0.85	0.014	28.24	1209	73	78.9	3.6	72.3	72.1	
4-3	6.32	9.44	0.72	0.012	28.22	1183	76	87.3	3.6	73.7	76.9	弱
6	6.17	9.96	0.78	0.013	28.14	1184	77	88.4	4.0	72.6	78.9	弱
10	6.08	9.36	0.67	0.016	28.47	1182	72	86.8	3.8	70.3	78.2	弱
12	6.15	9.02	0.70	0.017	28.60	1191	76	83.2	3.8	69.4	75.6	
15	5.86	10.25	0.61	0.022	28.10	1198	74	88.9	3.9	68.4	61.2	
16	5.82	10.7	0.61	0.015	28.03	1213	78	82.5	4.1	70.2	68.0	
17	5.91	10.02	0.60	0.020	28.39	1198	74	83.5	4.1	75.3	73.6	
17-1	5.80	10.72	0.69	0.017	27.94	1203	87	84.26	3.7	71.2	76.3	
17-2	5.86	10.43	0.69	0.016	27.94	1202	81	82	3.5	70.0	74.4	
18-1	5.41	10.83	0.57	0.022	27.95	1191	77	88.4	3.9	74.4	77.7	

延安组 2 煤以上砂岩裂隙~孔隙承压水含水层(II)、延安组 2 煤~6 煤间砂岩裂隙~孔隙承压含水层(III)、延安组 6 煤~18 煤间砂岩裂隙~孔隙承压含水层(IV)、延安组 18 煤以下~三叠系砂岩裂隙~孔隙承压含水层(V)，含水层弱富水性，局部中等。

隔水层有直罗组底部砂岩含水层上覆粉砂岩、泥岩隔水层。III 含水层各煤层顶板泥岩、粉砂岩隔水层。IV 含水层各煤层顶板泥岩、粉砂岩夹炭质泥岩和细粒砂岩隔水层。V 含水层顶板粉砂岩、泥岩、细粒砂岩互层隔水层。

②矿坑充水因素：大气降水、含水层地下水为矿坑充水水源，冲水途径有岩层裂隙、构造裂隙、冒落裂隙和封闭不良钻孔。

③水文地质类型：各含水层属弱-中等富水性，补给条件差，隔水层稳定性好。因此，煤矿水文地质勘探类型为二类二型，即以裂隙充水含水层为主的水文地质条件中等的矿床。

④矿井涌水量：报告采用大井法、狭长水平巷道地下水动力学法、比拟法计算量矿井涌水量。推荐采用矿井最大涌水量为1358.90m³/h。

⑤供水水源：红柳煤矿生产用水水源为矿井排水，生活及备用水源为鸭子荡水库的黄河水。

8.7.2 工程地质条件

可采煤层顶板多属于半坚硬、坚硬的层状岩类，稳定性中等，但多数煤层顶板抗压强度较低，煤层底板属极~松软类底板，局部地段易发生矿山工程地质问题。煤矿工程地质勘查类型划分为 III 类 II 型，即层状岩类中等复杂型矿床。

8.7.3 其他开采条件

瓦斯：甲烷含量为 0.00~0.08mL/g，自然瓦斯成分中甲烷占 0.00%~2.16%，瓦斯分带均为二氧化碳-氮气带。

煤尘：煤尘有爆炸性危险。

煤的自燃：自燃等级为 II，属自燃煤层。

地温：红柳煤矿恒温带的深度为 60m，温度为 14.55℃，平均地温梯度 3.05℃/100m，31℃、37℃ 范围相应的埋深约为 600m 和 800m。煤矿属地温梯度异常区，深部大部分地段有热害存在。

8.7.4 环境地质条件

本区生态环境比较脆弱，煤矿开采后可能产生局部地表变形，可能产生新的荒漠土地。井田地质环境类型为第三类，质量不良。

9. 评估实施过程

9.1 2019年9月3日，我公司通过抽签方式获得了本次评估工作，委托方介绍了国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿有关情况 & 本次评估范围。

9.2 2019年9月3日-9月23日，委托方在国家能源集团宁夏煤业有限责任公司配合下提供了评估相关资料，主要有：储量核实报告及附图；储量核实报告评审意见、备案证明；开发利用方案。

9.3 2019年9月26日，委托方宁夏回族自治区自然资源厅与本公司签订了《采矿权出让收益评估委托合同书》，明确了评估目的、对象、范围，确定了评估基准日。

9.4 2019年9月29日，本评估机构矿业权评估师王列过、赵学宁等，在国家能源集团神华宁夏煤业集团有限公司红柳煤矿工程科副科长何建军、财务科副科长张剑凯、地测科副科长赵军政的陪同下，对该矿进行了实地调查，明确了以下事项：（1）国家发改委2008年12月核准批复红柳煤矿项目建设，2011年3月该矿开始试生产，采矿许可证尚未颁发，现已由自然资源部划定矿区范围，采矿权出让工作正在进行。（2）财务科提供了固定资产投资、开采成本等相关财务资料，评估人员通过对核算情况询问及查看财务报表后得知，该财务核算资料完整、真实，但因地质原因，一直未达产，单位采煤成本不能与设计生产能力相匹配，固定资产投资因尚未竣工决算，采煤投资与洗煤投资无法分离。（3）地测科介绍了采煤情况及储量核实情况，了解到储量核实报告为新编制的报告，储量计算截止日虽为2018年12月31日，但该储量与地质勘探报告储量对应，说明该储量为未采动资源前资源储量，该储量即为本次评估资

源储量。(4)煤炭销售情况由集团公司负责,红柳煤矿仅为生产单位,财务报表关于售价情况报表由集团财务提供,评估人员联系了集团计划发展部相关人员,该联系人在财务人员协助下,提供了原煤售价报表。

9.5 2019年9月29日—2019年10月10日,矿业权评估师对收集的其他相关资料进行分析、归纳,确定评估方法,选取评估参数,对该采矿权价值初步估算。

9.6 2019年10月11日—10月14日,评估报告经内部三级审核后按审核意见修改、整理、印制,形成评估报告提交委托方。

10. 评估方法

本次评估对象为国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权,根据《矿业权评估管理办法》、《中国矿业权评估准则》和《矿业权评估参数确定指导意见》(2008年10月22日发布并执行)以及《矿业权出让收益评估应用指南》(试行)的要求,评估对象为采矿权的,适合采用的评估方法有基准价因素调整法、交易案例比较调整法、收入权益法和折现现金流量法。因宁夏回族自治区公布的矿业权收益基准价成果中没有相应的调整因素,基准价因素调整法不具备条件;近几年没有和评估对象具有可比的交易案例,因此交易案例比较调整法也无法使用;国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿储量规模和矿山生产规模均为大型,评估计算的服务年限也较长,收入权益法不适用;根据委托评估的煤矿采矿权特点,因该矿范围内矿产资源储量已经核准备案,资源储量可靠。该煤矿具有独立获利能力并能被测算,未来收益及承担的风险能用货币计量,满足折现现金流量法评估的要求,本项目评估适宜选取

折现现金流量法。

根据《矿业权出让收益评估应用指南》（试行）的要求，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。因方法的适用性、操作限制等无法采用两种以上评估方法进行评估的，可以采用一种方法进行评估，经过分析可知，本次评估不具备两种以上评估方法进行评估，只能采用一种方法评估，因此本项目评估方法确定为折现现金流量法。

折现现金流量法计算公式为：

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

式中：P — 矿业权评估价值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

i—折现率；

t — 年序号（t=1,2,3,⋯,n）；

n—评估计算年限。

根据“宁夏回族自治区自然资源厅关于公布《宁夏回族自治区矿业权出让收益市场基准价（第一批）》的公告”和《矿业权出让收益评估应用指南》（试行），采用折现现金流量法时，矿业权出让收益评估值按以下方式处理。

（1）按照相应的评估方法和模型，估算评估计算年限内 333 以上类型全部资源储量的评估值，并计算其单位资源储量价值，根据“宁夏回族自治区自然资源厅关于公布《宁夏回族自治区矿业权出

让收益市场基准价（第一批）》的公告”，其中推断的内蕴经济资源量 333 可信度系数取值 0.8。计算单位资源储量价值时，矿山服务年限超过 30 年的，评估计算的服务年限按 30 年计算。

（2）根据矿业权范围内全部评估利用资源储量（含预测的资源量）及地质风险调整系数，估算出资源储量对应的矿业权出让收益评估值。

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

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

（3）地质风险调整系数（k）取值应考虑矿种、矿床类型、矿床地质工作程度、矿床勘查类型以及矿业权范围内预测的资源量与全部资源储量的比例关系等因素综合确定，具体参照表 10-1。

表 10-1 k 取值范围参考表

按（334）？占全部评估利用资源储量的比例	大于 40%	小于 40% 大于等于 30%	小于 30% 大于等于 20%	小于 20% 大于等于 10%	小于 10% 大于 0	0
一类矿产	0.8	0.801-0.850	0.849-0.900	0.901-0.950	0.951-0.980	1
二类矿产	0.9	0.901-0.925	0.926-0.950	0.951-0.975	0.976-0.990	1
三类矿产	1	1	1	1	1	1

注：k 取值按照（334）？占比均等对应。

即：（1）矿山服务年限不超过 30 年的

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

式中：P — 矿业权评估价值；

CI—一年现金流入量；

CO—一年现金流出量；

i—折现率；

t — 一年序号（t=1, 2, 3, …, n）；

n—评估计算年限。

（2）矿山服务年限超过 30 年的

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

$$P_1 = \sum_{t=1}^n (CI - CO)_t \cdot \frac{1}{(1+i)^t}$$

式中：P₁ — 30 年期矿业权评估价值；

CI—一年现金流入量；

CO—一年现金流出量；

i—折现率；

t — 一年序号（t=1, 2, 3, …, n）；

n—为 30。

11. 评估参数的确定

11.1 主要技术经济指标与参数选取的依据

折现现金流量法涉及的主要参数为：资源储量、可采储量、生产能力、矿山服务年限和评估计算年限、固定资产投资、流动资金、总成本费用和经营成本、采矿技术指标、产品销售收入、销售税金

及附加、企业所得税、折现率等。

本次评估技术经济参数依据委托方和国家能源集团宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿提供的资源储量资料、设计资料、原煤售价资料、其他相关资料、评估公司掌握的相关资料和《矿业权评估参数确定指导意见》确定，储量参数选取主要依据“储量核实报告”、“评审意见”及“备案证明”等资料。

11.2 对有关资料的评述

11.2.1 “储量核实报告”评述

评估利用的资源储量依据之一为“储量核实报告”，“储量核实报告”编制单位—宁夏煤炭勘察工程公司具有固体矿产勘查甲级资质。该单位对国家能源集团宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿矿产资源储量进行储量核实时，详细收集了该矿范围内以往地质勘查等相关资料，在分析、汇总煤矿多年探采资料的基础上，以《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭勘探报告》为主要依据，（《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭勘探报告》编制单位也是宁夏煤炭勘察工程公司，储量估算截止日为2010年12月31日），储量编制单位派出专业技术人员进入矿区进行采空区的测量与勘定、井下煤层厚度测量并在不同深度原风氧化带范围内取样煤质化验，编制完成了《神华宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿资源储量核实报告》，估算了截止2018年12月31日该矿保有资源储量；宁夏回族自治区矿产资源储量评审中心对进行了“储量核实报告”评审，并最终通过了该报告，下发了评审意见书，2019年6月13日宁夏自然资源厅对该报告进行了备案，可以作为本次采

矿权评估的储量依据。

11.2.2 “开发利用方案”评述

评估利用的依据之一为“开发利用方案”，该“开发利用方案”编制单位具有相关资质。该“开发利用方案”是具体的、经专业考察后写出的反映矿区采煤计划的问题解决支撑性文件，“方案”中的正常建井工期、煤柱留设、生产能力、固定资产投资和单位成本等可以作为本次采矿权评估的依据。

11.2.3 国家能源集团宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿提供的“红柳煤矿相关资料”评述

本次国家能源集团宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿提供的资料主要有红柳煤矿固定资产投资、开采成本、原煤售价资料等主等有关资料，该矿管理完善，相关资料完整、真实，但因近几年矿井的实际生产能力从未达到过矿井设计生产能力，且差距较大，因此其近几年开采成本不能代表设计生产能力时的生产成本，本次评估不予采用；而且当前矿井的固定资产投资尚未竣工决算，采煤投资和洗煤投资无法分离，投资不完整，故本次评估不采用矿业权人提供的固定资产资料；原煤售价可以作为本次评估的依据。

11.3 评估利用可采储量的确定

11.3.1 储量估算截止日（2018年12月31日）保有资源储量

依据“储量核实报告”、“评审意见”、“备案证明”，截至2018年12月31日，煤炭（不粘煤）总的资源储量（111b+122b+333）：219390万吨；其中：探明的经济基础储量（111b）：74324万吨；控制的经济基础储量（122b）：28052万吨；推断的内蕴经济资源量（333）：117014万吨。根据“储量核实报告”，储量评审计算截止日虽然是2018

年12月31日，但并没有考虑2011年至2018年12月31日的开采动用情况，而是以《宁夏回族自治区宁东煤田鸳鸯湖矿区红柳井田煤炭勘探报告》储量估算截止日2010年12月31日为依据，估算矿区范围内的资源储量，因此，“储量核实报告”对应的资源储量即是未开采动用的原始储量。资源储量情况详见表11-1。

表11-1 2018年12月31日按煤层资源量估算汇总表

煤组	煤层	资源储量（万吨）			
		111b	122b	333	合计
2	2	16055	4169	9277	29501
3	3-1	1780	682	4045	6507
	3-2	6075	1850	7846	15771
4	4-1			8209	8209
	4-2			5192	5192
	4-3	7824	2047	9244	19115
6	6	9985	4083	12479	26547
10	10	12077	5001	14177	31255
12	12	5195	2538	6611	14344
15	15			6272	6272
16	16			4922	4922
17	17-1	1181	542	3039	4762
	17-2	1748	885	3864	6497
	17	5793	2857	7233	15883
18	18-1	6611	3398	14604	24613
合计		74324	28052	117014	219390

11.3.2 评估基准日（2019年8月31日）对应的保有资源储量

根据《采矿权出让收益评估委托合同书》，评估基准日（2019年8月31日）对应的保有资源储量依据储量核实报告，则，不考虑储量评审基准日至评估基准日矿产资源储量动用情况。本次评估基准日（2019年8月31日）对应的保有资源量为219390万吨；其中：探明的经济基础储量（111b）：74324万吨；控制的经济基础储量（122b）：28052万吨；推断的内蕴经济资源量（333）：117014万吨，详见表11-1。

11.3.3 评估基准日（2019年8月31日）评估利用的资源储量

根据《矿业权出让收益评估应用指南》（试行）和“宁夏回族自治区自然资源厅关于公布《宁夏回族自治区矿业权出让收益市场基准价（第一批）》的公告”，采用折现现金流量法时，估算评估计算年限内 333 以上类型全部资源储量的评估值，并计算其单位资源储量价值，其中推断的内蕴经济资源量 333 可信度系数取值 0.8。则：

$$\begin{aligned}
 \text{评估利用的资源储量} &= 111b + 122b + \text{内蕴经济资源量 (333)} \times k \\
 &= 74324 + 28052 + 117014 \times 0.8 \\
 &= 74324 + 28052 + 93611.2 \\
 &= 195987.2 \text{ (万吨)}
 \end{aligned}$$

评估基准日（2019年8月31日）评估利用的资源储量计算，详见表11-2。

表11-2 评估基准日2019年8月31日评估利用资源储量

煤组	煤层	评估利用资源储量（万吨）			
		111b	122b	333K	合计
2	2	16055	4169	7421.6	27645.6
3	3-1	1780	682	3236	5698
	3-2	6075	1850	6276.8	14201.8
4	4-1			6567.2	6567.2
	4-2			4153.6	4153.6
	4-3	7824	2047	7395.2	17266.2
6	6	9985	4083	9983.2	24051.2
10	10	12077	5001	11341.6	28419.6
12	12	5195	2538	5288.8	13021.8
15	15			5017.6	5017.6
16	16			3937.6	3937.6
17	17-1	1181	542	2431.2	4154.2
	17-2	1748	885	3091.2	5724.2
	17	5793	2857	5786.4	14436.4
18	18-1	6611	3398	11683.2	21692.2
合计		74324	28052	93611.2	195987.2

11.3.5 评估基准日（2019年8月31日）可采储量

评估利用的可采储量是指评估利用的资源储量扣除各种损失后可采出的资源储量。

$$\text{评估基准日可采储量} = (\text{评估基准日评估利用资源储量} - \text{设计损失}) \times \text{采区回采率}$$

设计损失根据“开发利用方案”确定，采区回采率根据《煤炭工业矿井设计规范》GB50215—94和《煤矿安全规程》及《矿业权评估参数确定指导意见》有关规定，采区回采率如下：

厚煤层（大于3.5米）采区回采率不应小于75%；

中厚煤层（1.3米—3.5米）采区回采率不应小于80%；

薄煤层（小于1.3米）不应小于85%。

红柳煤矿可采储量计算详见表11-3

表11-3 评估基准日2019年8月31日可采储量计算表

煤层	设计损失						采区 回采 率	可采储量
	永久煤柱损失量（万吨）			保护煤柱损失量				
	断层煤 柱	边界 煤柱	小计	井筒及 工业场 地煤柱	大巷煤 柱	小计		
2	3344	720	4064.0	0	2501	2501.0	75%	15810.45
3	679	162	841.00	10	453	463.0	85%	3734.9
	1492	328	1820.0	48	1096	1144.0	80%	8990.24
4	941	192	1133.0	128	490	618.0	80%	3852.96
	544	102	646.00	84	202	286.0	85%	2738.36
	2138	420	2558.0	268	911	1179.0	80%	10823.36
6	2530	138	2668.0	672	1392	2064.0	80%	15455.36
10	2760	126	2886.0	580	1849	2429.0	75%	17328.45
12	1367	58	1425.0	494	651	1145.0	80%	8361.44
15	380	28	408.00	290	436	726.0	80%	3106.88
16	274	64	338.00	268	316	584.0	85%	2563.26
17	312	90	402.00	312	445	757.0	80%	2396.16
	384	44	428.00	248	327	575.0	80%	3776.96
	1433	76	1509.0	392	577	969.0	80%	9566.72
18	2167	182	2349.0	488	1540	2028.0	80%	13852.16
合计	20745	2730	23475	4282	13186	17468		122357.66

评估基准日可采储量计算结果详见表 11-3，评估基准日可采储量为 122357.66 万吨、保有储量为 219390 万吨，则可采储量占保有储量的比例为 55.77%（ $122357.66 \div 219390 \times 100\% = 55.77\%$ ）。根据“宁夏回族自治区自然资源厅关于公布《宁夏回族自治区矿业权出让收益市场基准价（第一批）》的公告”，对于煤矿，可采储量占资源储量的比例井工开采不低于 60%，红柳煤矿可采储量占保有储量的比例低于 60%，本次评估按 60% 计算，则可采储量为 131634 万吨（ $219390 \times 60\% = 131634$ ）。

11.4 生产规模

根据《采矿权出让收益评估委托合同书》和“开发利用方案”，该矿生产能力为 800 万吨/年，本次评估的生产规模按 800 万吨/年取值。

11.5 产品方案

本次评估产品方案确定为原煤。

11.6 矿山服务年限的确定

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），由下列公式计算矿山服务年限：

$$T = \frac{Q}{(A \times K)}$$

式中：T—矿山服务年限；

Q—可采储量；

A—矿山生产规模；

K—储量备用系数；

依据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），

储量备用系数的取值范围为 1.3~1.5，该矿构造复杂程度属中等构造类型，本次评估储量备用系数取 1.4。由此计算得国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿的开采年限为：

$$T = \frac{Q}{(A \times K)}$$

$$= \frac{131634}{(800 \times 1.4)}$$

$$= 117.53(\text{年})$$

计算出的矿山服务年限为 117.53 年，长于 30 年，依据《矿业权评估准则》和《矿业权出让收益评估应用指南》（试行），预期收益年限长于 30 年的，预期收益年限按 30 年计算，本次预期收益年限按 30 年计算。根据“开发利用方案”，建设工期为 36 个月，本次评估建设期确定为 36 个月，建成即达产，则：评估计算期 2019 年 9 月 1 日—2052 年 8 月 31 日，其中生产期为 2022 年 9 月 1 日—2052 年 8 月 31 日。

30 年动用的可采储量为 33600 万吨（ $800 \times 30 \times 1.4 = 33600$ ），30 年动用的评估利用储量为 50026.36 万吨（ $33600 \times 195987.2 \div 131634 = 50026.36$ ）。

11.7 主要经济指标参数的确定与计算

根据《采矿权出让收益评估委托合同书》，国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿按未采动资源储量评估，本次评估设定该煤矿为拟建煤矿，评估主要技术经济指标依据国家能源集团宁夏煤业集团有限责任公司红柳煤矿“开发利用方案”和相关部门的具体规定确定。

11.7.1 固定资产投资

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），

固定资产投资是指矿山建设中建造和购置固定资产的经济活动。本次评估固定资产投资根据“开发利用方案”确定。

因产品方案为原煤，故固定资产投资不考虑洗煤厂投资，根据“开发利用方案”，总投资为 267283.06 万元，其中：井巷工程 77368.21 万元、土建工程 28926.69 万元、设备购置 75426.87 万元、安装工程 34249.95 万元、工程建设其他费用 20561.96 万元、工程预备费 30749.38 万元。采矿权出让收益评估不考虑工程预备费，固定资产投资按井巷工程、房屋建筑物、机器设备、其他建设工程四类归集，总投资为 236533.68 万元。将其他建设工程分摊给井巷工程、房屋建筑物、机器设备后，其中：井巷工程 84734.18 万元，房屋建筑物 31680.71 万元，机器设备 120118.79 万元。假设固定资产投资在建设期内均匀投入，则 2019 年固定资产投资为 26281.52 万元，2020、2021 年固定资产投资均为 78844.56 万元，2022 年固定资产投资为 52563.04 万元。

根据财税[2008]170 号《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》，机器设备按 17%的进项税率计算其含可抵扣进项增值税。根据财税[2016]36 号《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》，不动产（房屋构筑物）按 11%的进项税率计算其含可抵扣进项增值税。2018 年实行减税政策，原 17%增值税执行 16%税率，原 11%增值税率执行 10%税率。根据财政部、税务总局、海关总署公告（2019 年第 39 号）《关于深化增值税改革有关政策的公告》，增值税税率自 2019 年 4 月 1 日起调整为 13%，9%。设备折旧应按不含增值税的原值估算。

固定资产投资表见附表三。

11.7.2 更新改造资金投入及固定资产残（余）值回收

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），结合本项目评估的特点，对机器设备按 15 年折旧期计算折旧，残值按其原值的 5% 计算，对房屋建筑物按 30 年折旧期计算折旧，残值按其原值的 5% 计算，在折旧期末加以回收。本次评估井巷工程不提折旧。即：

2037 年 8 月底回收机器设备残值 5314.99 万元；

2052 年 8 月底回收机器设备残值 5314.99 万元；

2052 年 8 月底回收房屋建筑物残值 1453.24 万元；

2052 年 8 月底回收房屋建筑物和机器设备残值共计 6768.23 万元。

房屋建筑物、机器设备和井巷工程的残（余）值回收情况详见附表四。

11.7.3 无形资产土地使用权投资

根据《开发利用方案》，红柳煤矿建设用地面积 118.8hm^2 ，包括洗煤厂占地，经咨询有关人员，采煤占地约占总建设用地的 60%，则，采煤占地 71.28hm^2 ，经查询，相邻地段工业用地 50 年期挂牌出让地为 4.85 万元/亩，经计算，土地使用权投资为 5185.62 万元（ $71.28 \times 15 \times 4.85 = 5182.62$ ）。土地使用权投资在评估基准日年均匀投入。

11.7.4 销售收入

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿已生产多年，有原煤售价资料，根据国家能源集团宁夏煤业有限责任公司提供的《2015-2019 年 8 月份价格情况明细表》，2015 年-2019 年 8 月份原煤不

含税售价平均为192.10元/吨。评估师经分析后认为：宁夏煤业有限责任公司作为自治区优势骨干企业，同时也是最大的煤炭生产企业，财务资料核算真实、完整，其价格具有主导性，可信度高，可以作为本次评估原煤销售价格依据，本次评估不含税售价确定为192.10元/吨。

则正常年份销售收入为：

正常年份销售收入（以2025年为例）

=年原矿产量×原矿销售单价（不含税）

=800万吨×192.10元/吨

=153680.00万元

11.7.5 流动资金

流动资金是指为维持正常生产所占用的全部周转资金。本次评估流动资金依据“开发利用方案”取值，根据“开发利用方案”，流动资金为15581.07万元。

11.7.6 更新改造资金

依据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008）的要求，房屋建筑物和设备采用不变价原则考虑其更新资金投入，即机器设备、房屋建筑物在其计提完折旧后的下一时点（下一年或下一月）投入等额初始投资，本次评估设备需在2037年以不变价投入更新改造资金120118.79万元。

11.7.7 总成本费用及经营成本

总成本费用采用“费用要素法”计算，包括材料费、动力费、工资及福利费、折旧费用、修理费、维简费、安全费、财务费用及其它费用等。经营成本采用总成本费用扣除折旧费和财务费用确定。

其中，吨材料费、动力费、工资及福利费、折旧费用、修理费、维简费、安全费和其他费用根据“开发利用方案”取值并按规定进行适当调整后采用，本次评估，重新计算了无形资产摊销费及矿山地质环境治理和生产恢复治理费用，最终取值见附表五。

(1) 外购原材料及辅料费

根据“开发利用方案”，外购原材料及辅料费为 18.50 元/吨，，本次评估取该值，则：

$$\begin{aligned}\text{正常生产年份外购材料费及辅料费} &= \text{年原矿产量} \times \text{吨材料费} \\ &= 800.0 \times 18.5 \\ &= 14800.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(2) 外购燃料及动力费

根据“开发利用方案”，外购燃料及动力费为 12.12 元/吨，本次评估取该值，则：

$$\begin{aligned}\text{正常生产年份外购燃料及动力费} &= \text{年原矿产量} \times \text{吨动力费} \\ &= 800.0 \times 12.12 \\ &= 9696.00 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

(3) 工资及福利费

根据“开发利用方案”，工资及福利费为 17.65 元/吨，劳动保险费用归入其他费用，本次评估取该值，则：

$$\begin{aligned}\text{正常生产年份工资及福利费} &= \text{年原矿产量} \times \text{吨工资及福利费} \\ &= 800.0 \times 17.65 \\ &= 14120.00 \text{ 万元)}\end{aligned}$$

(4) 折旧费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），固

定资产投资中房屋构筑物、机器设备应计提折旧,井巷工程不提折旧。

采用年限平均法连续折旧,按固定资产原值及各类固定资产年综合折旧率计算,其计算公式为:

$$\text{年折旧率} = (1 - \text{预计净残值率}) \div \text{折旧年限} \times 100\%$$

$$\text{年折旧额} = \text{固定资产原值} \times \text{年折旧率}$$

本次评估对机器设备折旧年限取 15 年,房屋建筑物折旧年限 30 年,预计净残值率取 5%;

$$\text{房屋建筑物年折旧额} = \text{房屋建筑物原值} \times (1 - 5\%) \div 30$$

$$= 29064.87 \times (1 - 5\%) \div 30$$

$$= 920.39 \text{ (万元)}$$

$$\text{机器设备年折旧额} = \text{机器设备原值} \times (1 - 5\%) \div 15$$

$$= 106299.81 \times (1 - 5\%) \div 15$$

$$= 6732.32 \text{ (万元)}$$

$$\text{年总折旧} = 920.39 + 6732.32 = 7652.71 \text{ (万元)}$$

$$\text{吨折旧费} = \text{年折旧费} / \text{年采出量}$$

$$= 7652.71 \div 800$$

$$= 9.57 \text{ (元/吨)}$$

故单位折旧费为 9.57 元/吨,详见附表四。

(5) 维简费及井巷工程基金

依据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)有关规定,维简费及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》,煤

矿维简费提取标准为 8.5 元/吨，其中维简费 6.0 元/吨，井巷工程基金 2.50 元/吨，其中维简费的 50%（即 3.0 元/吨）作为更新性质的维简费进入经营成本中，其余 50%（即 3.0 元/吨）作为井巷工程更新资金，计入折旧性质的维简费中。本次评估取其值。

正常生产年份维简费=年原煤产量×单位维简费

$$=800.0 \times 6.0$$

$$=4800.0 (\text{万元})$$

其中正常生产年份折旧性质的维简费和更新性质的维简费分别为 2400 万元。

正常生产年份井巷工程基金=年原煤产量×单位井巷工程基金

$$=800.00 \times 2.50$$

$$=2000.0 (\text{万元})$$

（6）安全费用

根据财企[2012]168 号文“关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知”的有关规定，该矿属其他井工矿，安全费提取标准为 15 元/吨，本次评估按 15 元/吨取值，则：

正常生产年份安全费用=年原煤产量×单位安全费用

$$=800.00 \times 15.0$$

$$=12000.0 (\text{万元})$$

（7）修理费用

根据“开发利用方案”，原煤开采单位修理费为 6.25 元，本次评估取其值，则：

正常生产年份修理费用=年产量×单位修理费用

$$=800.00 \times 6.25$$

$$=5000.00 \text{ (万元)}$$

(8) 摊销费

根据“开发利用方案”，摊销费为 0.6 元/吨，土地使用权投资 5185.62 万元，本次评估土地按土地使用权年限 50 年分摊，则，土地摊销费为 0.13 元（ $5185.62 \div 50 \div 800 = 0.13$ 元），本次评估取其值，则摊销费为 0.73 元/吨（ $0.6 + 0.13 = 0.73$ ）。则：

正常生产年份摊销费 = 年产量 \times 单位摊销费

$$=800.0 \times 0.73$$

$$=584.0 \text{ (万元)}$$

(9) 其他费用

其他费用是指除上述各项成本费用之外的企业实际已支出而且应计入生产成本的各项支出。根据“开发利用方案”，其他费用为 19.32 元/吨，工资中劳动保险费为 6.97 元/吨、地面塌陷赔偿费为 1.0 元/吨。

红柳煤矿矿山环境恢复治理方案尚未编制完成，根据矿山地质环境治理和生态恢复治理标准，本次矿山地质环境治理和生态恢复治理费用为 29701.5 万元（ $79.204 \times 1000000 \times 2.5 \times 1.5 = 29701.5$ 万元），该矿采出量为 94024 万吨（ $117.53 \times 800 = 94024$ 万吨），则，单位矿山地质环境治理和生态恢复费用为 0.32 元（ $29701.5 / 94024 = 0.32$ ），矿山地质环境治理费、劳动保险费和地面塌陷赔偿费也归入其他费用，其他费用合计为 27.61 元/吨（ $19.32 + 6.97 + 1 + 0.32 = 27.61$ ），本次评估取其值，则：

正常生产年份其他费用 = 年产量 \times 单位其他费用

$$=800.0 \times 27.61$$

$$=22088.0 \text{ (万元)}$$

(10) 财务费用

采矿权评估仅考虑流动资金贷款利息。该矿开发所需流动资金为 15581.07 万元，其中 70%来源于银行短期贷款，借款期分布于整个生产期。根据中国人民银行 2015 年 10 月 24 日公布的金融机构贷款利率，短期贷款利率按评估基准日执行的六个月至一年贷款年利率 4.35% 计算。则：

$$\text{正常生产年份财务费用} = \text{流动资金} \times 70\% \times \text{贷款年利率}$$

$$= 15581.07 \times 70\% \times 4.35\%$$

$$= 474.44 \text{ (万元)}$$

$$\text{正常生产年份吨矿财务费用} = 474.44 \div 800.0$$

$$= 0.59 \text{ (元/吨)}$$

故本次评估单位财务费用取 0.59 元/吨。

各项单位成本估算见附表五，总成本费用及经营成本估算详见附表六。

11.7.7 销售税金及附加

(1) 增值税

销项税额以销售收入为税基，税率按 13% 计算；为简化计算，进项税额以外购原材料和燃料动力费用及修理费为税基，税率按 13% 计算。

根据当前财税政策，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，抵扣新购进设备、不动产进项增值税；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

扣的进项增值税。根据上述规定：2022 年应纳增值税额为销项税额 6659.55 万元（ $51227.31 \times 13\% = 6659.55$ ）减去进项税额 1278.18 万元【 $(4933.40 + 3232.04 + 1666.69) \times 13\% = 1278.18$ 】和可以抵扣的进项税额 5381.37 万元，应纳增值税额为 0 万元，本年抵扣不完的，次年抵扣；2023 年应纳增值税额为销项税额 19978.40 万元（ $153680.00 \times 13\% = 19978.40$ ）减去进项税额 3834.48 万元【 $(14800.00 + 9696.00 + 5000.00) \times 13\% = 3834.48$ 】和可以抵扣的进项税额 16143.92 万元，应纳增值税额为 0 万元，本年抵扣不完的，次年抵扣；2024 年应纳增值税额为销项税额 19978.40 万元（ $153680.00 \times 13\% = 19978.40$ ）减去进项税额 3834.48 万元【 $(14800.00 + 9696.00 + 5000.00) \times 13\% = 3834.48$ 】和可以抵扣的进项税额 1905.93 万元，应纳增值税额为 14237.99 万元；2037 年应纳增值税额为销项税额 19978.40 万元（ $153680.00 \times 13\% = 19978.40$ ）减去减去进项税额 3834.48 万元【 $(14800.00 + 9696.00 + 5000.00) \times 13\% = 3834.48$ 】和可以抵扣的进项税额 13818.98 万元，应纳增值税额为 2324.94 万元；

正常年份年应纳增值税额=当期销项税额-当期进项税额

正常年份销项税额= $153680.00 \times 13\%$

=19978.40（万元）

正常年份进项税额= $(14800.00 + 9696.00 + 5000.00) \times 13\%$

=3834.48（万元）

正常年份应交增值税

= $19978.40 - 3834.48$

=16143.92（万元）

(2) 城市维护建设税

红柳煤矿地处宁夏灵武市宁东镇和马家滩镇管辖，城市维护建设税以应纳增值税额为税基，税率取 5%。

正常年份年应缴城市维护建设税

$$\begin{aligned} &= \text{年应缴增值税额} \times \text{城市维护建设税率} \\ &= 16143.92 \times 5\% \\ &= 807.20 (\text{万元}) \end{aligned}$$

(3) 教育费附加

教育费附加以应纳增值税额为税基，税率取 5%（包含 2% 地方教育税）。

正常年份年应缴教育费附加 = 年增值税额 × 教育费附加率

$$\begin{aligned} &= 16143.92 \times 5\% \\ &= 807.20 (\text{万元}) \end{aligned}$$

(4) 资源税

根据自治区财政厅、自治区国税局、自治区地税局（宁财（税）发[2014]1049 号）文件《关于我区煤炭资源税改革有关事项的通知》，煤矿资源税实施从价计征，税率为销售收入的 6.5%，。则：

年应缴资源税 = 年销售收入 × 资源税率

$$\begin{aligned} &= 153680.00 \times 6.5\% \\ &= 9989.20 (\text{万元}) \end{aligned}$$

11.7.8 企业所得税

企业所得税率按 25% 计算。计算基础为年销售收入总额减去准予扣除项目后的应纳税所得额，准予扣除项目包括总成本费用、城市

维护建设费、教育费附加及资源税。

$$\begin{aligned}\text{年应缴企业所得税} &= (\text{年销售收入} - \text{总成本费用} - \text{销售税金及附加}) \\ &\quad \times \text{所得税税率} \\ &= (153680.00 - 93216.00 - 11603.59) \times 25\% \\ &= 12215.10 \text{ (万元)}\end{aligned}$$

详见附表七。

11.8 折现率

根据《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），评估目的为收取价款提供依据的，地质勘查程度为勘探以上的探矿权及（申请）采矿权评估折现率取 8%，地质勘查程度为详查及以下的探矿权评估折现率取 9%，因出让收益折现率并未发布，本次评估参照以上折现率取值规定，本次评估折现率取 8%。

12. 假设提交

（1）假定的未来矿山生产方式、生产规模、产品结构保持不变，且持续经营；

（2）国家产业、金融、财税政策在预测期内无重大变化；

（3）以现有开采技术水平为基准；

（4）市场供需水平基本保持不变。

13. 评估结果

13.1 国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权出让收益

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿 30 年动用储量采

矿权出让收益为 220250.41 万元，对应的 30 年评估利用资源储量为 50026.36 万吨，国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿评估利用资源储量总计为 195987.2 万吨，根据《矿业权出让收益评估应用指南》（试行），则

$$\begin{aligned} P &= \frac{P_1}{Q_1} \times Q \times k \\ &= \frac{220250.41}{50026.36} \times 195987.2 \times 1.0 \\ &= 862870.32 \end{aligned}$$

经评估人员现场查勘和当地市场调查与分析，按照采矿权评估的原则和程序，选取适当的评估方法和经济技术参数，确定评估基准日（2019 年 8 月 31 日），国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权出让收益为 862870.32 万元，大写人民币捌拾陆亿贰仟捌佰柒拾万叁仟贰佰元整。

13.2 单位可采储量出让收益

经评估人员现场查勘和当地市场调查与分析，按照采矿权评估的原则和程序，选取适当的评估方法和经济技术参数，确定评估基准日（2019 年 8 月 31 日），国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿采矿权出让收益为 862870.32 万元，可采储量 131634.0 万吨，单位可采储量出让收益为 6.56 元/吨（ $862870.32 \div 131634.0 = 6.56$ ）。

14 特别事项说明

14.1 引用专业报告的说明

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），本次评估中资源储量直接或经恰当分析后引用自委托方及国家能源集团宁夏煤业有限责任公司红柳煤矿提供的“储量核实报告”、“开发利用方案”及煤炭价格资料等专业报告。所引用专业报告的真实性、合法性、完整性由专业报告出具单位及提供者负责。

14.2 其他说明

（1）本评估报告是我们根据委托人及国家能源集团宁夏煤业有限责任公司提供的资料和评估目的，履行了一定的工作程序编制的。本评估报告陈述的内容是客观的，但由于受委托人及国家能源集团宁夏煤业有限责任公司提供资料的真实性、合法性、完整性和工作程序履行情况的制约，我们仅对评估结论的相对合理性承担相应责任。

（2）根据委托方要求，评估对象按未采动资源进行评估，因此未考虑矿区内已建矿井和多年动用量对本次评估结论的影响，提请有关方特别注意。

（3）本评估报告仅供委托人和评估报告中披露的其他报告使用者用于载明的评估目的。矿业权评估师及其所在评估机构不承担因报告使用不当所造成的一切后果。

（4）未征得评估报告出具机构的同意，评估报告的内容不得被摘抄、引用或披露于公开媒体，法律、法规规定以及相关当事方另有约定的除外。

（5）评估结论不应被认为是对评估对象可实现价格的保证。

（6）评估对象所涉及的资料由委托人及国家能源集团宁夏煤业

有限责任公司申报并经其签章确认，并对其所提供资料的真实性、合法性、完整性承担法律责任。

(7) 我们出具的评估报告中的分析、判断和结论受评估报告中假设和限定条件的限制，评估报告使用者应当充分考虑评估报告中载明的假设、限定条件、特别事项说明及其对评估结论的影响。

(8) 本报告书仅提供评估性参考意见，不能用于其他目的，对相应的经济行为不具有强制约束力。

(9) 根据财政部、国土资源部以“财政部、国土资源部关于印发”《矿业权出让收益管理暂行办法》的通知（财综[2017]35号）有关规定，矿业权出让收益应在评估价值与基准价之间就高收取，提请报告使用人予以特别关注。

15. 矿业权评估报告使用限制

15.1 评估结果有效期

按现行法规规定，本评估项目的评估结果有效期为壹年，即自报告公开之日起壹年。如果超越评估结果有效期使用本评估报告，本机构对使用后果不承担任何责任。

15.2 评估基准日后的调整事项

在评估结果有效期内，如果采矿权所依附的矿产资源发生明显变化，或者由于扩大生产规模追加投资后随之造成采矿权价值发生明显变化，委托方可以委托本机构对原评估结果进行相应的调整；如果本次评估所采用的资产价格标准或税费标准发生不可抗逆的变化，并对评估结果产生明显影响时，委托方可及时委托本公司重新确定采矿权价值。

15.3 评估结果有效的其它条件

本评估结果是在特定的评估目的为前提下，根据未来矿山持续经营原则来确定采矿权的价值，评估中没有考虑国家宏观经济政策发生变化或其它不可抗力可能对其造成的影响。如果上述前提条件和持续经营原则发生变化，本评估结果将随之发生变化而失去效力。

15.4 评估报告的使用范围

本评估报告仅供此次特定的评估目的和递交有关部门审查使用。未经委托方许可，我公司不会随意向任何单位、个人提供或公开。

本评估报告书的使用权属于委托方。

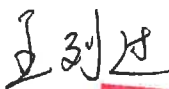
本评估报告的复印件不具有法律效力。

16. 评估机构相关责任人员

法定代表人（签名）：



项目负责人（签名）：



执业矿业权评估师（签名）：




17. 矿业权评估报告日

出具评估报告日期：2019年10月14日

宁夏恒正不动产评估咨询有限公司

二〇一九年十月十四日



