窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿

采矿权评估报告

恩地矿评字〔2012〕第20429号

北京恩地科技发展有限责任公司

BEIJING SD SCIENCE & TECHNOLOGY DEVELOPMENT CO.,LTD

二零一三年二月

地址：北京市朝阳区安华西里一区13号楼附楼四层　　邮政编码：100011

电话：(010)64251139，64227145　　传真：(010)64254513

网址：http://www.chinaSD.com　　E—mail：mining@chinaSD.com

窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿

采矿权评估报告

恩地矿评字〔2012〕第 20429 号

摘　要

1、评估对象

窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权

2、评估委托人及采矿权申请人

评估委托人：甘肃省国土资源交易中心

采矿权申请人：窑街煤电集团有限公司

3、评估机构

北京恩地科技发展有限责任公司

4、评估目的

窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿拟向甘肃省国土资源厅申请办理采矿权延续手续，因该采矿权属国家出资勘查形成矿产地，按照国家现行法律法规及甘肃省有关规定，需对该采矿权价值进行评估并处置采矿权价款。本次评估即是为了实现上述目的，而为委托人提供“窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权”在评估基准日时点上公平、合理的价值参考意见。

5、评估基准日

2012 年 5 月 31 日

6、评估方法

折现现金流量法

7、评估主要参数

截至 2009 年 12 月 31 日，矿区范围内核实保有资源储量（111b+122b+121b+2s22+333）22928.25 万吨；参与评估的保有资源储量（截至 2006 年 9 月底）23028.18 万吨；评估利用的资源储量 20679.39 万吨；评估利用的可采储量 13683.59 万吨；生产规模 150 万吨/年；采区回采率 75%；储量备用系数 1.4；评估计算服务年限为 65.16 年，本次评估计算年限为 30 年；产品方案原煤，为腐泥煤、

不粘煤～弱粘煤；原煤平均不含税销售价格 312 元/吨（含税价 365 元/吨）；评估利用矿井固定资产投资原值 87812 万元；单位总成本费用 244.22 元/吨；单位经营成本 218.74 元/吨；折现率 8%。

8、评估结论

经评估人员调查、收集资料及对当地市场进行分析，按照采矿权评估的原则和程序，选取适当的评估方法和评估参数，经过估算，确定“窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权”评估价款为 17597.44 万元，大写人民币壹亿柒仟伍佰玖拾柒万肆仟肆佰元整。

本次评估“窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权”矿山生产服务期间（30 年）动用资源储量为 10602.30 万吨，尚未参与评估的资源储量为 12425.88 万吨。

9、评估有关事项声明

评估结论的有效期为一年，即从本次评估基准日起一年内有效。超过一年使用本报告需重新进行评估。

10、重要提示

以上内容摘自《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估报告》，欲了解本评估项目全面情况，请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：

北京恩地科技发展有限责任公司

二〇二三年二月十八日

目　录

第一部分：报告正文

1．评估机构.....1
2．评估委托人及采矿权申请人.....1
3．评估目的.....1
4．评估对象、范围及评估史.....1
5．评估基准日.....5
6．评估依据.....6
7．评估原则.....7
8．评估过程.....7
9．矿区概况.....7
10．矿产资源储量.....20
11．建设规模、开采方式及产品方案.....21
12．评估方法.....22
13．技术参数的选取和计算.....23
14．经济参数的选取和计算.....26
15．评估结论.....35
16．评估有关问题说明.....35
17．评估报告日.....37
18．评估责任人.....37

第二部分：报告附表

附表一　窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估价值估算表
附表二　窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估可采储量估算表
附表三　窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估销售收入估算表
附表四　窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估固定资产投资估算表
附表五　窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估固定资产折旧估算表

附表六　窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估单位成本确定依据表

附表七　窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估经营成本估算表

附表八　窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估税费估算表

第三部分：报告附件

附件一　矿业权评估机构法人营业执照

附件二　矿业权评估机构资格证书

附件三　矿业权评估师执业资格证书及自述表

附件四　矿业权评估机构及矿业权评估师承诺函

附件五　窑街煤电有限责任公司海石湾矿有限责任公司采矿权评估咨询合同（合同编号：甘国土资交评合咨字[2012]第 11 号）

附件六　采矿许可证（C1000002011061140113395，有效期 2006 年 12 月 18 日～2036 年 12 月 18 日）

附件七　矿产资源储量评审意见书（甘国土资储评字［2010］134 号）及备案证明（甘国土资储备字［2010］130 号）

附件八　《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告》（甘肃煤田地质局一四九队 2010 年 6 月提交）

附件九　《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿矿产资源开发利用方案》（兰州煤矿设计研究院 2012 年 2 月提交）及专家审查意见书

附件十　《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估报告》修改意见（2012 年 8 月 29 日）

附件十一　《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤一层资源储量利用方案》（2012 年 12 月 27 日）

附件十二　评估有关的资料

窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿

采矿权评估报告

恩地矿评字〔2012〕第 20429 号

受甘肃省国土资源交易中心委托，北京恩地科技发展有限责任公司根据国家有关采矿权评估相关规定，按照《中国矿业权评估准则》（2008 年版）的要求，对办理采矿权延续的“窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权”进行了必要的调查与询证，并对该采矿权在 2012 年 5 月 31 日表现出的公允价值作以客观反映。

现将该采矿权评估情况及评估结论报告如下：

1．评估机构

机构名称：北京恩地科技发展有限责任公司

注册地址：北京市朝阳区安华西里一区 13 号楼附楼四层

法定代表人：唐长钟

企业法人营业执照号：110105002533993

探矿权采矿权评估资格证书编号：矿权评资[2003]011 号

2．评估委托人及采矿权申请人

评估委托人：甘肃省国土资源交易中心

采矿权申请人：窑街煤电集团有限公司

3. 评估目的

窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿拟向甘肃省国土资源厅申请办理采矿权延续手续，因该采矿权属国家出资勘查形成矿产地，按照国家现行法律法规及甘肃省有关规定，需对该采矿权价值进行评估并处置采矿权价款。本次评估即是为了实现上述目的，而为委托人提供“窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权”在评估基准日时点上公平、合理的价值参考意见。

4．评估对象、范围及评估史

4.1 评估对象：窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权

4.2 评估范围：评估矿区地理坐标：东经 102° 53′ 10″～102° 55′ 01″，北纬 36° 21′ 16″～36° 24′ 37″。

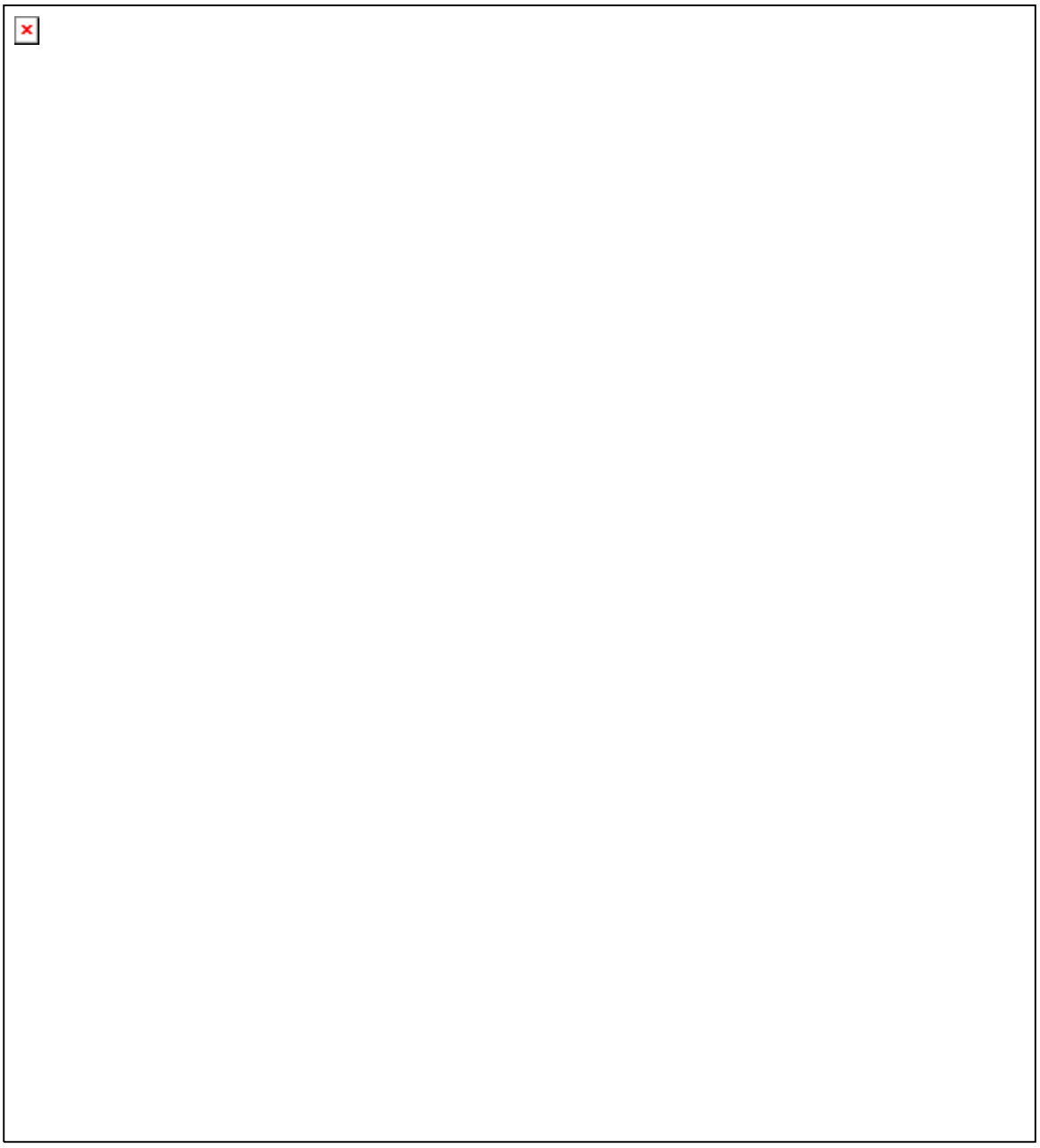
采矿证（证号 C1000002011061140113395）矿区面积由 11 个拐点圈定，矿区面积为 6.4526 km^2，可采标高 1780m～950m。详见矿区范围拐点坐标表。

矿区范围拐点坐标表

拐点编号	西安 80 坐标	
	X	Y
1	4025551.44	34581812.18
2	4027268.94	34582106.17
3	4028496.44	34581658.66
4	4029178.98	34581704.66
5	4028881.41	34580508.84
6	4028643.28	34580381.02
7	4028723.93	34580202.44
8	4028183.43	34579893.66
9	4027621.43	34580066.16
10	4026841.43	34579867.17
11	4025883.42	34579586.17
开采标高	1780m～950m	
矿区面积	6.4527km^2	

窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿矿区范围内矿权无重叠，无矿权争议，其矿界关系详见下图。

矿区矿界关系示意图



4.3 矿权历史沿革及以往评估史

海石湾煤矿于 1988 年，由原中国统配煤矿总公司以中煤总计字（88）第 431 号文《关于窑街海石湾矿井计划任务书的批复》批准本项目立项。同年 10 月，原煤炭工业部技术咨询委员会提交了《关于海石湾矿井可行性研究报告的评估意见》。1989 年中国统配煤矿总公司以中煤总基字（89）第 277 号文《关于甘肃省窑街矿务局海石湾矿井初步设计的批复》，批准由甘肃省兰州市煤矿设计院提交的初步设计。1990 年国家计委批准列为预备项目，1993 年年底正式开工建设。

1994 年根据原煤炭部和国家开发银行的有关文件精神进行了设计审查修改和项目评估。1996 年根据原煤炭部煤基字（1996）202 号文《关于对预备在建矿井项目进行设计优化的通知》精神，兰州煤矿设计研究院于同年 7 月对原初步设计进行优化，并对原概算进行了调整。1996 年原煤炭工业部以煤基字（1996）第 632 号文“关于《窑街矿务局海石湾矿井（含选矿车间及供水工程）优化初步设计》的批复”批准了优化设计。矿井设计生产能力 150 万吨，采用竖井—平硐综合式开拓方式，即：以位于捷路沟西坡 1982 米标高的竖井口（主、副、风井）为上工业广场，以位于下海石宗家台旁 1785 米标高的平硐口为下工业广场。通风方式为中央并列抽出式，采煤方法采用走向或倾斜长臂综采放顶采煤法。

2003 年 1 月 17 日，首采区 6121（Ⅰ）—1 工作面回风上山成功揭煤。从此，首采工作面煤巷掘进正式开始。2004 年 8 月 17 日，随着开切眼的顺利贯通，首采面回采巷道圈定工作圆满完成。

6121（Ⅰ）-1 工作面走向长约 502 米，倾斜宽约 110 米，平面积 5.52㎡，回采煤量 15.0 万吨。该工作面于 2004 年 8 月 30 日开始试生产，标志着海石湾矿井开始进入由基建矿井向生产矿井的转型。

矿井自 1993 年 12 月开工建井，2004 年 8 月 30 日联合试运转，2007 年 5 月 30 日正式投产，历时 14 年。

矿权人为窑街煤电集团有限公司，采矿许可证证号为：C1000002011061140113395，矿区面积 6.4527 平方公里，开采标高为 1780m～950mm，有效期 2006 年 12 月 18 日～2036 年 12 月 18 日。

窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿于 2006 年 12 月 18 日取得采矿许可证（证号：C1000000630145），开采标高 1450 米～950 米，矿区拐点坐标如下：

拐点编号	X	Y
1	4025610.00	34581901.00
2	4027327.50	34582195.00
3	4028555.00	34581747.50
4	4029237.54	34581793.50
5	4028939.98	34580597.68
6	4028701.85	34580469.86
7	4028782.50	34580291.28
8	4028242.00	34579982.50
9	4027680.00	34580155.00
10	4026900.00	34579956.00
11	40213.1042.00	34579675.00

该公司于2011年6月6日重新换发了采矿许可证（证号：C1000002011061140113395），开采标高1780米～950米，矿区拐点坐标如下：

拐点编号	西安80坐标	
	X	Y
1	4025551.44	34581812.18
2	4027268.94	34582106.17
3	4028496.44	34581658.66
4	4029178.98	34581704.66
5	4028881.41	34580508.84
6	4028643.28	34580381.02
7	4028723.93	34580202.44
8	4028183.43	34579893.66
9	4027621.43	34580066.16
10	4026841.43	34579867.17
11	4025883.42	34579586.17

两次核发的采矿许可证矿区范围相差0.0001平方公里，但保有资源储量一致。

该矿以往未进行过矿业权评估。

5．评估基准日

本次采矿权评估基准日确定为2012年5月31日。主要基于：评估基准日选取应在月底或年底、评估结论应与评估目的实现日相接近等要求。

6．评估依据

6.1 《中华人民共和国矿产资源法》（1996 年 8 月 29 日修改后颁布）；

6.2 《矿产资源开采登记管理办法》（国务院第 241 号令）；

6.3 《矿业权出让转让管理暂行规定》（国土资[2000]309 号）；

6.4 《探矿权采矿权评估管理暂行办法》（国土资[1999]75 号）；

6.5 《矿业权评估指南》（2004 年修订版）及“关于实施《矿业权评估收益途径评估方法修改方案》的公告”（国土资源部公告 2006 年第 18 号）；

6.6 《中国矿业权评估准则》（2008 年 8 月）；

6.7 《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS 30800—2008）；

6.8《财政部 国土资源部关于深化探矿权采矿权有偿取得制度改革有关问题的通知》财建﹝2006ﴞ694 号；

6.9《财政部 国土资源部关于探矿权采矿权有偿取得制度改革有关问题的补充通知》财建〔2008〕22 号；

6.10 矿业权评估合同书；

6.11 《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告》（甘肃煤田地质局一四九队 2010 年 6 月提交）；

6.12《<窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告>矿产资源储量评审意见书》（甘国土资储评字[2010]134 号）及备案证明（甘国土资储备字[2010]130 号）；

6.13《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿矿产资源开发利用方案》（兰州煤矿设计研究院，2012 年 02 月）；

6.14《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿矿产资源开发利用方案》专家审查意见书；

6.15 采矿许可证（C1000002011061140113395），有效期 2006 年 12 月 18 日～2036 年 12 月 18 日）；

6.16 《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估报告》修改意见（2012 年 8 月 29 日）；

6.17 《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤一层资源储量利用方案》（2012 年 12 月 27 日）

6.18 评估人员核实、收集的相关资料。

7．评估原则

7.1 独立性、客观性和科学性原则；

7.2 采矿权价值与矿产资源相依性及持续经营原则；

7.3 遵守矿产资源开采技术规范原则。

8．评估过程

8.1 2012 年 3 月 30 日参加甘肃省国土资源厅组织的公开摇号活动,中签承担窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权价款评估项目，因该项目前期资料不完整等原因，项目一直未启动；

8.2 2012 年 5 月 6 日组成评估小组，由评估师段玉梅、张晶等人在窑街煤电集团相关工作人员的陪同下于 5 月 7 日赴矿山现场收集资料；

8.3 2012 年 5 月 9 日至 5 月 19 日评估人员对更新补充的资料进行分析、拟定评估方案、评估测算，撰写采矿权评估报告初稿；

8.4 2012 年 8 月 29 日甘肃省国土资源厅组织专家对《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估报告》进行审查，确定煤一层纳入评估范围；

8.5 2012 年 8 月 30 日至 2013 年 2 月 16 日我公司评估人员根据甘肃省国土资源厅聘请专家对《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估报告》的修改意见，要求企业补充资料，2013 年 1 月 30 日资料补充完整，根据专家评审意见及补充资料评估人员对报告进行了全面修改；

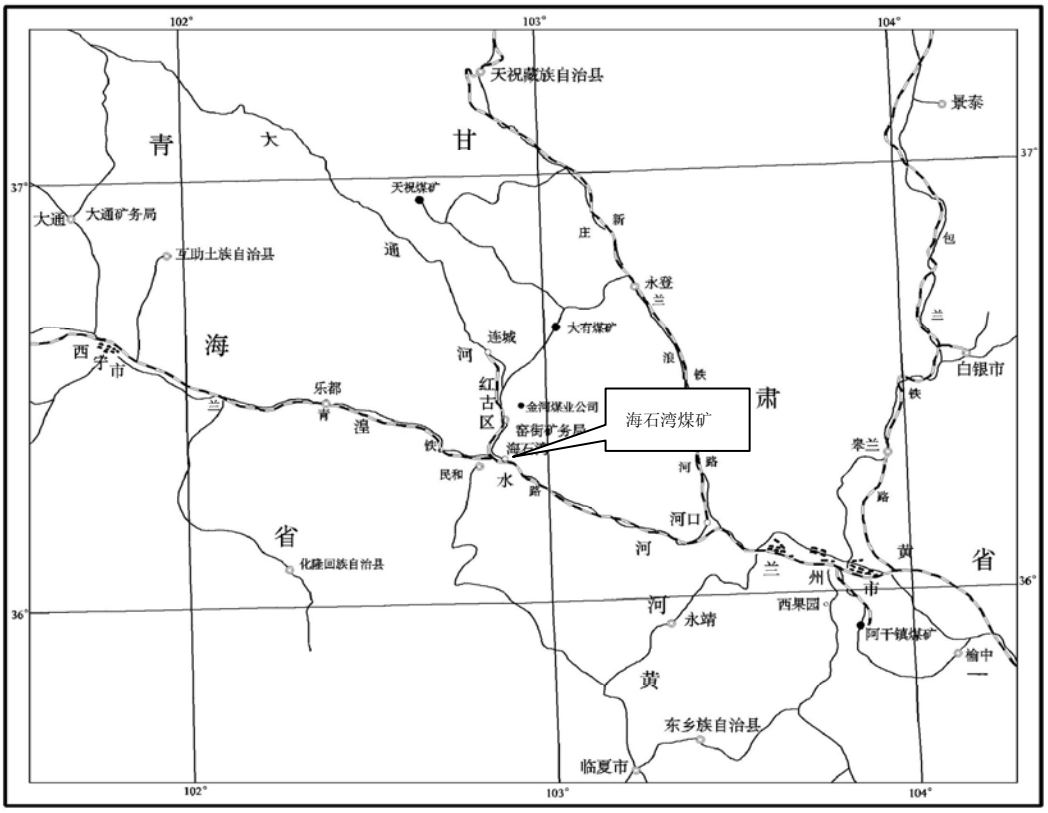
8.6 2013 年 2 月 16 日至 18 日评估报告通过公司三级审核；

8.7 2013 年 2 月 18 日提交正式采矿权评估报告。

9. 矿区概况

9.1 矿区位置交通

海石湾煤矿位于兰州市红古区海石湾镇，矿井位于兰州市西北甘、青两省交界甘肃侧，地理坐标为：东经 102° 53′ 10″～102° 55′ 01″,北纬 36° 21′ 16″～36° 24′ 37″。矿区距兰青铁路海石湾火车站仅 3km 路程，由海石湾火车站往东至兰州市 106km，西去西宁市 110km，国道 109 线和甘青高速公路也通过该区，交通极为方便，详见交通位置图。



矿区交通位置图

9.2 矿区地质工作简述

1954 年，西北地质局 603 队在窑街～炭山岭间进行了 1/5 万路线地质普查，提交了《甘肃省永登窑街煤田外围普查报告》。

1957～1960 年，玉门石油管理局地调处 132 综研队，在海石湾北施工了带“海”字号的钻孔 19 个，少数钻孔见煤层。

1956～1958 年，一三四勘探队提交了窑街煤田露天勘探区、一号竖井区、平硐勘探区、露天扩大区、II 号竖井区煤炭精查地质报告。

1981 年一四九队提交了 II 号竖井区补充地质报告;同年一四九队友提交了深部扩大区普查勘探地质报告。

1981 年 9 月～1983 年 3 月，一四九队在海石湾地区开展了找煤工作，第一个钻孔 y31 号孔，见到了真厚 19.29 米的煤二层，从而发现了海石湾井田。

1985 年 3 月该队提交了《甘肃省兰州市窑街煤田窑街～湟水普查勘探地质报告》，获得 C+D 级储量 21143.04 万吨，其中 C 级储量 8897.70 万吨，并获暂不能利用储量 4076.8 万吨。1985 年 9 月 3 日，由甘肃省煤田地质勘探公司以“（85）甘煤地地字第

114 号”文件批准该普查报告，为井田煤炭勘探奠定了地质基础。

1988 年 6 月，甘肃省煤田地质勘探公司一四九队提交了《甘肃省兰州市窑街矿区海石湾井田煤炭勘探报告》。同年 10 月 7 日，全国矿产储量委员会以“全储决字[1988]178 号”文件审查批准该报告。

海石湾井田从普查到精查共施工勘探钻孔 63 个（包括三个井筒检查孔），钻探工程量 46507.59 米。其中普查勘探钻孔 19 个，钻探工程量 14664.49 米；精查勘探钻孔 41 个，钻探工程量 31843.10 米。

井田勘探类型为二类二型。

批准提交煤炭资源储量煤一层:B 级—1603 万吨、C 级—3592 万吨（包括断层带储量 206.9 万吨）、B+C 级—5195 万吨。

煤二层：A 级—5851 万吨、B 级—4677 万吨、C 级—13775 万吨（包括断层带储量 1596.4 万吨）、A+B+C 级储量—24303 万吨

1997 年 4 月至 11 月，甘肃煤田地质局综合普查队对海石湾井田首采区进行了地震补充勘探，提交了《甘肃省窑街矿区海石湾井田首采区地震补充勘探报告》，该报告由中国煤田地质总局于 1998 年 3 月 6 日以“煤地准字（1998）003 号批准书”批准。

2010 年 6 月由甘肃煤田地质局一四九队编制了《甘肃省窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告》并经过甘肃省国土资源厅评审备案。

9.3 自然地理及经济概况

9.3.1 自然地理

9.3.1.1 地貌特征

海石湾矿所处的自然地理区划为陇中黄土地区的黄土塬梁北部、荒漠草原灰钙土地带西北端的“河湟谷地”。

矿区内地形复杂，沟壑发育，几乎全为黄土层所覆盖，形成大小不等的坪、塬、梁、峁的地貌景观。这些具有切割程度不等而侵蚀剧烈的黄土塬梁，与近代洪积物所充填的山间盆地和多级阶地的狭长河谷，代表着海石湾地区的地貌特征，山高、谷深、土多、石少的特点，地形北部高而南部低，海拔多在 1827～2380 米之间，相对高度 200～550 米，具有陇中黄土高原的形态。区内黄土为棕黄、灰黄，性疏松，孔隙度大，毛细管作用强，易于透水、漏水。

9.3.1.2 河流及水系特征

矿区西部的大通河和南部的湟水河，均系外流区河流，属黄河水系，雪水和雨水

是主要补给来源，为长年性河流，其流量随季节变化。大通河年平均流量为 49.96 立方米/秒，自北向南注入湟水河；湟水河年平均流量为 89.96 立方米/秒，自西向东汇入黄河。矿区内沟谷纵横，坡度大，雨季有暂时性流水，且都流入湟水河，无常年性河流。

9.3.1.3 气候特征

矿区属大陆性季风气候，昼夜温差大，年最高气温 34.7℃，年最低气温-22.2℃，年降雨量最小为 198.6 毫米，最大为 520.2 毫米。年平均降雨量为 348.16 毫米；年均蒸发量为 1682.0 毫米。属半干旱区；每年 3～9 月份多东风，常以春季风速为最大，最大风速 20.0 米/秒（1961 年 7 月），年均最小风速 13.14 米/秒，年平均风速 2.1 米/秒。平均无霜期 146 天，土壤冻结深度 1.01 米。

9.3.1.4 地震

矿区位于祁连山褶皱系地震带内，祁连山褶皱带内的地震活动性总的来看并不很高，但在某些地段则相当强烈。值得提及的是 1927 年的古浪地震区内，有刘家峡～古浪 NNW 向断裂带通过，1440 年 10 月 26 日兰州地区的 5 级地震的等震线与 NNW 向的断裂带非常一致，为沿庄浪河伸长的椭圆形，此次地震的产生可能与该断层有关。这样，刘家峡～古浪 NNW 向断裂构造带向西可能直接波及海石湾地区。1995 年 7 月 22 日发生在永登七山的 5.8 级地震，窑街、海石湾一带震感强烈。国内外大量的统计表明，每年的三月份前后与八月份前后，是地震活动最频繁的时期。有些煤矿坑道内氧气的活动，每年有从 3～8 月份增强的规律，还有些煤矿突水、突瓦斯的频率在 3～8 月份增高。煤矿应引起充分的重视。依据《建筑抗震设计规范》GB50011—2001，该区抗震设防烈度为 8 度，设计基本地震加速度值为 0.20g，分布于第二组。

9.3.2 经济概况

是以农业为主的县区，因受大通河、湟水河灌溉之利，区内农业发达，农产品极为丰富，川区以经济作物为主，山区以粮食为主。经济作物为蔬菜、油料及瓜果，是兰州市主要蔬菜基地之一；粮食以小麦、玉米、洋芋、豆类等居多。

经济区以能源、金属及金属冶炼企业为主，大中型企业有：窑街煤电公司（总设计能力 240 万吨）、连城电厂、连城铝厂、西北铁合金厂、兰州炭素厂、兰州大通河水泥厂、獐儿沟煤矿、炭洞沟煤矿等。小型及个体企业密集，是兰州市富有活力的经济发展区之一。

9.4 矿区地质

9.4.1 地层

窑街煤盆地靠近哈拉古窿起区，基底由哈拉古窿起区演化而来，所以中生代以前没有沉积，只是在震旦系之上沉积了侏罗系以上地层。

窑街煤田民和盆地是一个中新生代的山间盆地，位于祁连褶皱带东端，盆地划分为北部凹陷带、中央隆起带和南部拗陷带三个二级构造单元。

海石湾井田位于民和盆地中央隆起带的西端。基底由元古界变质岩系组成。海石湾井田是在此基底上发生、发展的中、新生代盆地，而侏罗系又是井田拗陷发育的第一个盖层，其沉积特征必然受基底构造及其古地形起伏的控制。

本区主要为中、新生代沉积，普遍缺失古生代及中生代三叠纪沉积，元古界变质岩常作为沉积基底。

现将井田地层由新到老分述如下：

9.4.1.1 第四系（Q）

第四系地层遍及全井田，不整合覆盖于较老地层之上。一般厚 0～260.41 米，平均厚 91.43 米。

下部为中更新统离石组（Q_2l）：为洪积-风积老黄土，分布在井田南部，形成Ⅳ—Ⅴ级阶地。底部有石英岩、火成岩、变质岩等砾石形成的磨圆度好、未胶结的卵石层。厚 0～24.07 米，平均厚 9.96 米。

上部为上更新统马兰组（Q_3m）：为风积浅积黄色黄土层。厚 0～236.34 米，平均厚 81.47 米。

9.4.1.2 白垩系上统民和组（K_2mh）：为一套红色粗碎屑岩建造。下部以紫红色、浅红色砂砾岩、砾岩为主，夹细砂岩岩层；上部为砖红色砂岩、砂质泥岩互层，局部夹灰绿色粗砂岩、砂质泥岩薄层。井田内民和组一般厚度 28.18～369.20 米，平均厚 266.18 米。与下伏河口群不整合接触。

9.4.1.3 白垩系下统河口群（K_1hk）：为紫红色、褐棕色、浅灰褐色、灰绿色、灰黑色砂质粘土、细砂岩、砂砾岩中夹杂色泥岩及粉砂岩条带。厚度变化大，一般厚 246.12～1340.87 米，平均厚 772.05 米。河口群地层与下伏享堂群地层为不整合接触。

9.4.1.4 侏罗系上统享堂群（J_3xt）：下部以草绿色砾岩、砾状砂岩及砂岩为主，向上变细为砂质泥岩。中部为蓝灰色、暗棕色泥岩与浅灰绿色中细砂岩互层，有时变粗为砾状砂岩、砾岩。上部为红棕及暗棕色泥岩、泥质粉砂岩与紫灰色、绿灰色粉细砂岩互层。享堂群地层具有下绿、中杂、上红的特点。与下伏窑街群假整合接触。

9.4.1.5 侏罗系中统窑街群（J_2yj）以泥岩、页岩、油页岩、泥灰岩为其主体。岩石水平层理非常发育，动植物化石很丰富，代表一个广阔湖盆的沉积环境。泥炭沼泽相主要发育在本群下部，形成特厚煤层。该地层厚度 57.90～224.53 米，平均厚 163.08 米。自上而下划分为五个岩性组，即：

第五岩组（J_2yj^5）：砂泥岩段，由灰白色砂岩和灰绿、浅棕色泥岩组成。下部以泥岩、砂质泥岩为主；中部泥、砂岩互层；上部以砂岩为主。厚度较稳定，一般厚 12.09～73.79 米，平均厚 40.41 米。

第四岩组（J_2yj^4）：油页岩、油砂岩段。下部为灰、灰白色石英细砂岩、粉砂岩、油页岩互层；中部为灰、灰白色长石石英砂岩及粉砂岩。含油、具油斑及油浸状，含油砂岩在井田内总厚度最大可达 47.03 米，平均厚 25.55 米；上部为黑色及黑褐色巨厚油页岩层，夹菱铁矿条带及薄层鲕状菱铁矿泥岩。本组地层总体上西薄东厚，北薄南厚，厚 6.71～94.2 米，平均厚 67.25 米

第三岩组（J_2yj^3）：泥灰岩段，为黑色、黑褐色、暗绿、墨绿色泥灰岩，普遍含菱铁质，有时夹薄层细砂岩或粉砂岩。是煤一层的直接顶板，厚度稳定，厚 0.32～14.73 米，平均厚 5.84 米。

第二岩组（J_2yj^2）：含煤段，岩性由炭质泥岩、中细砂岩、粉砂岩夹煤层组成，以煤层为本段的主体。下部为黑色炭质泥岩、中细砂岩、含砾细砂岩夹薄煤层（煤 3），中部为特厚及厚煤层（煤二），上部为粉砂岩、炭质泥岩及薄层油页岩互层，顶部为高灰腐泥煤（煤一）与第三岩组分界。泥岩中富含植物的根、茎、叶化石，砂岩具微细层理及微细交错层里。

含 6 层煤，除煤一、煤二在井田稳定，为主要可采煤层外，其余的煤 B1 煤 B2 煤 B3、煤 3 均不可采，在井田内极不稳定，东厚西薄，最厚达 110.3 米，平均厚 41.08 米。

第一岩组（J_2yj^1）：砂砾岩段，下部灰白色石英砾岩及砾状砂岩往上渐变为深灰色中、细砂岩、粉砂岩、砂质泥岩等，厚 0～22.38 米，平均 8.5 米。

窑街群与下伏炭洞沟群假整合接触。

9.4.1.6 侏罗系下统炭洞沟群（J_1td）该层属填平补齐沉积，为煤系垫层。岩性主要为暗绿色、深灰色粗碎屑岩，底部多为角砾岩、砾岩成分杂，以变质岩块砾、碎屑为主；下部为猪肝色、紫红色、暗绿色含砾砂质泥岩、粉砂岩、砾岩及砂砾岩等；上部为暗红色、灰绿色及杂色粗砂岩、砂岩、粉砂岩等。

井田内大部分勘探钻孔钻遇，该地层井下见于 1250 中巷延长段、1280 中巷、6121 工作面二号回风上山等巷道。地层厚度 0～310.34 米，平均厚 36.52 米。井田内基本上呈西南薄而东北厚，具横向迅速变薄尖灭的特点。炭洞沟群与下伏元古界地层角度不整合接触。

9.4.1.7 元古界变质岩（Pt）是盆地沉积基底，为一套巨厚低变质的碎屑岩、碳酸岩及中基性火山岩。在井田钻孔中所见岩性主要为墨绿色片岩、灰绿色和青灰色硅质灰岩。

该套地层在井田内呈隐伏状态存在，厚度不详，在井田区以外的连城、享堂峡及窑街一带，广泛出露，中、新生代地层直接不整合超覆其上。

9.4.2 构造

9.4.2.1 褶皱

海石湾井田总体构造为一向南倾伏的簸箕形或箱状向斜，向斜在井田东部，由于受 F_{h-4} 的影响，局部可直立倒转，中部广大区域，煤层倾角较平缓，一般 5～15°，东西两翼倾角变陡。

9.4.2.2 断层

（1）F_{h-3} 逆断层：位于 14 线 Y33 与 Y49 两孔之间。断层走向 N30° E，倾向 NW，倾角 45°，延伸长度约 320 米，为一逆断层，地表全部裸露，断层两盘均为 K_1hk_4 岩组，据实测短距小于 20 米，该断层对井田内煤层无影响。

（2）F_{h-4} 正性逆断层：为井田东部边缘的大断层，长度大约 6km，断距大于 300m。断层走向近南北，倾向东，倾角 24～37°，该断层为先逆后正，多期活动的断层。该断层就是区域构造中煤田东部断陷边界 F19 断层在煤田南部的延伸部分。F_{h-4} 切割了井田内的煤层，是海石湾井田的天然边界，它是煤层结构严重破坏，是煤与 CO_2(含 CH_4 等)突出的重要影响因素。

9.5 矿区煤层、煤质

井田内含煤地层为中侏罗统窑街群，平均地层总厚度 163.08m，共含煤 1～6 层，含煤总厚度平均 25.73m，含煤系数 15.8％，自上而下分别编号为煤一（油页岩）、煤 B1、煤 B2、煤 B3、煤二及煤 3。主要可采煤层为煤二，厚度大、较稳定，结构较复杂煤层倾角大部分在 4-25° 之间，煤一层厚度较稳定，但灰分超限，开采困难。其余各煤层分布不稳定或极不稳定，为不可采煤层。

9.5.1 可采煤层

煤一层

煤一层位于窑街群第二岩组顶部。原精查报告定为高灰高油低热值腐泥煤(或称油页岩)。井田内 43 个见煤点，全部达到可采厚度，厚度变化不大 0～11.79 米，平均厚 4.14 米。煤层向井田西部超覆尖灭，井田东部被 F_{h-4} 断层切割。平均埋深 666 米。

煤一层结构简单，一般不含夹矸。直接顶板多为泥灰岩、含铝泥岩，少数为油页岩和粉砂岩,平均厚 5.84 米，较稳定；底板多数为油页岩，局部为炭质泥岩。

煤二层

煤二层位于窑街群第二岩组中下部，为井田主要可采煤层。厚度在 0～59.28 米，平均厚 19.61 米。全井田 48 个见煤点，其中有 47 个点达可采厚度，属于较稳定煤层。煤层具有东厚西薄，南北呈条带状的分布规律，西部超覆尖灭，东部被 F_{h-4} 断层切割，平均埋深 685 米。

煤二层结构复杂，内含夹矸多层，最多者 13 层，平均 5 层，主要为泥岩或炭质泥岩。煤层顶板岩性多为粉砂岩或细砂岩，均为薄层状，底板多为含砾粉砂岩或鲕状细砂岩。

9.5.2 煤质

9.5.2.1 物理性质及煤岩特征

煤一层为深灰黑色，条痕褐色、层面暗淡无光泽，属暗淡型煤。质坚硬、比重 1.71，容重 1.63 吨/立方米，空隙率 5.4％，断口平整略带棱角，块状或板状构造横断面可见隐细线理结构；燃烧时焰长、烟浓、有沥青味，属易燃煤。煤岩显微组分中腐泥组很高（77.1％），矿物杂质也较（22.1％）高，镜质体反射率很低（0.5％）（表 2.3）。反射率低，一般认为是腐泥组、氢含量高的抑制作用造成。

煤二层为黑色，条痕深棕、褐黑色，暗淡、玻璃或油脂光泽,；结构复杂，呈层状，局部呈条带状；质脆，一般为棱角状断口。比重 1.38～1.60、平均 1.45，容重 1.27～1.40、平均 1.33，空隙率 2.8～16.88％、平均 8.03％.燃烧时有较长火焰、烟浓，带有黑色絮状物，常见到熔融膨胀现象（其膨胀的强弱程度一般是自北向南逐渐减弱），基本属易燃性煤。煤岩显微组分中，以丝质组占优（48％），镜质体反射率 0.93％。

9.5.2.2 煤的化学性质、煤类及可选性

9.5.2.2.1 化学性质

（1）水分（Mad）

煤一层分析基水分原煤为 0.63～1.46%，平均 1.06%；浮煤为 0.76～1.39%，平均 0.99%。

煤二层分析基水分原煤为 0.92～2.92%，平均 1.55%；浮煤为 0.99～3.45%，平均 1.68%。

（2）灰分(Ag)

煤一层原煤灰分为 44.55～61.76%，平均 51.81%；

浮煤灰分为 35.24～48.14%，平均 40.54%，脱灰率 21.7%，浮煤回收率 15%。

煤二层原煤灰分为 7.61～33.47%，平均 13.28%；浮煤灰分为 3.64～9.00%，平均 5.65%，脱灰率达 57.7%，浮煤回收率平均为 61%。

（3）挥发分(Vdaf)

煤一层原煤干燥无回基挥发分为 55.04～69.39%，平均 61.99%，精煤挥发分为 53.95～69.54%，平均 62.81%，挥发分高是煤中腐泥组高引起的

煤二层原煤挥发分为 27.67～37.65%，平均 31.39%，浮煤挥发分为 23.30～37.67%，平均 30.09%。

（4）全硫(St.d)和形态硫

煤一层原煤全硫含量为 0.53～1.69%，平均为 1.17%；浮煤为 0.87～1.27%，平均为 1.07%，脱硫率为 8.54%，硫酸盐硫含量为 0.015%。

煤二层原煤全硫 0.06～1.03%,平均为 0.23%；浮煤 0.07～0.79%,平均为 0.21 %，脱硫率为 8.70%。属特低硫煤。硫酸盐硫含量为 0.02%。

（5）发热量

煤一层原煤发热量集中在 16.66～19.20 MJ/kg。

煤二层原煤发热量多数集中在 29.31～31.40 MJ/kg，发热量变化规律一般是南部稍高于北部，西部低于东部。属高热值煤。

9.5.2.2.2 煤类的确定

煤二层浮煤挥发分为 27.67～37.65%，平均为 30.09%，焦渣特征在 2—5 条之间，多集中在 3—4 条，为弱粘结～不熔融粘结～不膨胀熔融粘结。粘结指数 0.4～63.6％，弱粘煤占 76％，不粘煤占 20％，气煤占 4％；因此，煤二层的煤类为不粘煤～弱粘煤，以弱粘煤为主。

煤一层煤质较特殊，依据成因，可归于高灰腐泥煤。按照现有煤炭分类难以确定

具体煤类。

9.5.2.2.3 可选性

煤二层为易选～中等可选煤。

9.6 开采技术条件

9.6.1 矿井水文地质条件

9.6.1.1 不含水及隔水岩层

（1）第四系：黄土层在井田内广泛分布，由于水蚀及风化作用，常形成暗洞及“天生桥”。厚度 0～236.34 米，平均厚 81.47 米，钻探施工中常出现漏水现象，尤其底界面，漏水更为严重。本层不含水。

在井田的西南角，黄土层之下分布着一层冲积、洪积砾石层，形成Ⅳ—Ⅴ级阶地，一般厚 0～24.07 米，平均厚度 9.96 米。由于分布标高在当地侵蚀基准面（1708～1777 米）以上，故不具备储水条件。

（2）侏罗系中统窑街群第四岩组上部油页岩隔水层：本层在井田内分布稳定，厚 3.40～47.03 米，平均厚度 25.55 米，岩性致密，隔水性良好。

（3）侏罗系中统窑街群第三岩组泥灰岩隔水层：岩性为灰黑、黑绿色泥灰岩，致密坚硬，厚 0.32～14.73 米，平均厚 5.84 米。为煤一层直接顶板，岩性致密，隔水性良好，为煤层上部的主要隔水层。

9.6.1.2 承压极弱含水层

（1）白垩系砂砾岩承压孔隙—裂隙极弱含水层

该含水层组包括白垩系下统河口群和上统民和组。上部由紫红色砂砾岩、砾岩夹细砂岩组成，分布在井田东北角。下部岩性以紫红色砂质泥岩及粉砂岩为主，夹多达 20 余层厚度不等的细砂岩及砂砾岩。

（2）侏罗系上统享堂群承压孔隙—裂隙含水层：主要由砂质泥岩、泥岩、粉砂岩及砂岩组成，平均厚 276.97 米，其中砂岩 2～30 层，平均厚度 106.95 米，占全层厚度的 39%，裂隙不发育。单位涌水量小于 0.0009 升/秒·米，承压水头超过 100 米，属承压水头很高的孔隙—裂隙极弱含水组。抽水后水位恢复很慢，说明补给条件差。

（3）侏罗系中统窑街群第五岩组承压孔隙-裂隙极弱含水层：由细砂岩、细砾岩、粗砂岩及泥岩、砂质泥岩、粉砂岩组成，平均厚 40.41 米，其中砂砾岩 1—5 层，平均厚度 14.46 米，占全层厚度的 36%。属含水性极弱的承压孔隙—裂隙水，该层也可视为隔水层。

（4）侏罗系中统窑街群第四岩组承压孔隙—裂隙极弱含水组层：由砂质泥岩、粉砂岩、砂岩、含油砂岩及油页岩组成，厚度 6.71～71.81 米，平均厚 42.38 米，其中砂岩 1—6 层，平均厚 20.25 米，占全层厚的 48%。单位涌水量小于 0.00004 升/秒·米，为含水性极弱的承压孔隙—裂隙水。

（5）侏罗系中统窑街群第一岩组及侏罗系下统炭洞沟群承压孔隙-裂隙极弱含水层：以砾岩、砂砾岩、粗砂岩及含砾粉砂岩为主，厚 0～＞310.34 米，平均厚＞45 米。其中砂岩、砾岩平均厚＞22.70 米。单位涌水量 0.000624 升/秒·米，为含水性极弱的孔隙—裂隙承压含水组，是煤二层底部的直接充水含水组。

（6）元古界变质岩承压裂隙极弱含水层：零星出露于井田西部，为煤系沉积基底。岩性为片岩、千枚岩及石英岩。致密坚硬，裂隙发育，常被石英或方解石脉充填，为含水性极弱的承压裂隙含水层。

9.6.1.3 承压弱含水岩层

侏罗系中统窑街群第二岩组承压孔隙—裂隙弱含水组：该组为井田含煤组。上部为煤一层、油页岩、炭质泥岩夹粉砂岩薄层及煤 B 层，岩性致密，不含水或基本不含水；中部为细砂岩、粉砂岩、中粗粒砂岩，含孔隙承压水；下部为煤二层，不含水。总厚度 0.76～110.03 米，平均厚 41.08 米。中部弱含水砂岩有 0～8 层，厚 0～39.91 米，平均厚 6.13 米，占全层厚度的 15%，单位涌水量为 0.021 升/秒米，为煤二层顶部的主要含水层。

9.6.1.4 地下水的补给与排泄

井田内既无地表水体，又无地下水露头，所有沟谷均无常年水流，只有在雨季才有暂时性的流水，其流量大小与降水量成正比。井田内地表绝大部分被第四系黄土层

所覆盖，在喇嘛沟、捷路沟及哈拉沟内，有河口群、享堂群和窑街群第四、五组及元古界变质岩零星出露，大气降水通过这些有限的露头补给地下水，其它含水层靠越流补给。地下水由北向南径流，由于地下水径流缓慢，排泄条件很差，致使地下水质变得很坏。

9.6.1.5 断层的导水性

F_{h-4}断层是井田东部边界断层，也是井田中落差最大的断层。有 22 个钻孔钻遇，据钻孔简易水文地质观测资料，在穿过断层前后以及断层带时，冲洗液消耗量无明显变化，况且断层是以压扭性为主，故断层的含水及导水性较弱。

另外，永登县哈拉沟煤矿在井田东北部边界附近开采煤二层。该矿井现已被该矿公司接管，井下暂时未进行任何生产活动。但从已封闭的采空区内仍有少量积水涌出。涌水地点有两处：一处是从 1687 水平采空区密闭墙的预留洞中涌出，涌出量约 5m^3/h；另一处是从下山 1652 水平正前采空区密闭墙预留洞中涌出，涌出量约 7m^3/h。矿井涌水总计 12m^3/h，平均每天排出水量 280 m^3，如果排水不及时，也会使该矿井井下巷道被淹。故在该区域生产时，要注意探防小窑巷道及采空区，杜绝小窑老空积水给矿井生产造成危害的可能性。

9.6.1.6 矿井涌水量

依据海矿公司近期矿井涌水量观测资料，矿井实测涌水量 37.08 m^3/h，全部由 1250 中央水泵房水泵（PJ150×12 型三台，排水能力 270 m^3/h 台）通过副井排水管排至地表。

总之，海石湾矿地层含水性弱，地下水以孔隙-裂隙弱含水层为主且补给条件差。采掘工程一般不受水害影响，防治工程简单。依据规范，矿井水文地质类型定为一类一型，即水文地质条件简单。

9.6.2 工程地质

9.6.2.1 可采煤层顶、底板岩石稳定性分析

煤一层直接顶板为泥灰岩或铝质泥岩，颜色暗，结构致密，稳定性、坚固性较好，

属低透气性顶板，平均厚 5.84m；底板多为薄层油页岩（油四），致密完整，坚固性较好，平均厚 3.95m。

煤二层一般有 0-0.4m 厚的炭质泥岩伪顶，其直接顶板多为粉砂岩、细砂岩、夹炭质泥岩及煤线，坚固性稳定性较差，平均厚 20m，老顶为煤一层及其顶板泥灰岩、油页岩等，所以煤二层顶板总体上仍属低透气性顶板；底板为含砾粉砂岩或粉砂岩、细砂岩，坚固性、稳定性较差，厚 2.0m。

各煤层顶、底板物理力学性质，除对主要煤层煤二层的顶、底板岩石进行抗压强度试验外，其它煤层的顶、底板均未进行过专门的岩石物理力学性质试验。煤二层顶板天然状态下的单向抗压强度 58.9～92.2Mpa，底板泥岩的单向抗压强度为 27.8Mpa。

9.6.2.2 滑坡、崩塌、泥石流及地面塌陷等地质灾害

井田地表具有山高沟深、土多石少的特征。地表大量覆盖的黄土层，性疏松，孔隙度大，毛细管作用强，易于透水、漏水，属自重湿陷性黄土，湿陷迅速、剧烈，易于引发潜蚀、滑坡等地质灾害。

总之，滑坡是造成损失的地质灾害，未造成损失的小规模滑坡几乎每年都会发生。井田内存在多处滑坡隐患，尤其是在雨季更要对此引起足够的重视。治理滑坡、预防地质灾害的发生将是本矿井长期的重要任务。

9.6.3 环境地质

9.6.3.1 地质灾害

区内无风景名胜古迹、游览休养场所等需要采取特殊保护措施的地方。矿区范围内未发生过泥石流、滑坡、崩塌等自然环境地质灾害。

9.6.3.2 瓦斯

该矿井属瓦斯突出矿井。

9.6.3.3 煤层自燃

该矿煤属容易自燃煤。

9.6.3.4 煤尘爆炸

有煤尘爆炸性。

9.6.3.5 地温

海石湾井田属高温异常区，可采煤层（煤一及煤二）大部分在高温区范围内地温问题是生产建设中的一个重要问题。在建设施工过程中，井巷温度普遍较高，井底车场达 37℃～39℃（渗水温度），1250 瓦斯抽放巷 430 米处的渗水点水温达 42℃，岩温 45℃。当采矿向深处发展时，温度会越来越高，矿井气象条件越来越差，预计井内气温高达 31℃～48℃，将会影响到工人健康和生产率的提高，必须采取综合降温措施，消除热害影响。

9.6.3.6 石油与天然气突出

海石湾井田煤、油、气共存，据勘探资料，井田地层中 6 个岩组有含油砂岩，主要的含油砂岩组是侏罗系中统窑街群第四岩组（J_2yj^4），曾发生过油气燃烧 2 次，喷出 50 次，油气突出。含煤地层中的油气，虽然不具备开采价值，但对煤炭开采的危害很大。首先是在含油砂岩层中掘进巷道时，会发生油气涌出、喷出、燃烧和突出等危害矿井安全的瓦斯地质异常动力现象。其次是煤层顶板的油砂层，尤其是油浸区含油砂岩层，在采掘活动中，随顶板冒落，油砂层破裂，渗漏下来的原油和涌出来的天然气会严重污染环境，使工作面环境恶化，天然气和原油挥发成分使风流中的燃爆性气体浓度增加，容易引起火灾、爆炸事故，还会使生产人员吸入含有油气的空气，对人体产生各种危害。故应采取必要的防范措施，以确保人员及矿井安全。

10．矿产资源储量

根据甘肃省国土资源厅关于《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明(甘国土资储备字[2010]130 号)及评审意见书(甘国土资储评字［2010］134 号)，截止 2009 年 12 月 31 日核实资源储量估算的范围：矿区面积 6.4526 km^2，估算标高 1780～950m，包括二个煤层。

截止 2009 年 12 月 31 日，矿区范围内保有资源储量 111b+122b+121b+2s22+333 类 22928.25 万吨。其中：111b 类 5474.44 万吨，122b 类 4072.12 万吨，121b 类 60.07 万吨，2s22 类 1577.68 万吨，333 类 11743.94 万吨，其中：煤一层 4392.75 万吨（2s22 类 1577.68 万吨，333 类 2815.07 万吨），煤二层 18535.50 万吨（111b 类 5474.44 万吨，122b 类 4072.12 万吨，121b 类 60.07，333 类 8928.87 万吨）

海石湾煤矿核实资源储量结果表

资源储量截止日期：2009 年 12 月 31 日　　（单位：万吨）

煤层	保有资源储量					
	111b	122b	121b	2s22	333	合计
煤一层				1577.68	2815.07	4392.75
煤二层	5474.44	4072.12	60.07		8928.87	18535.50
合计	5474.44	4072.12	60.07	1577.68	11743.94	22928.25

11．建设规模、开采方式及产品方案

11.1 建设规模

海石湾煤矿为大型煤矿，生产规模为 150 万吨/年。截止 2009 年 12 月底，保有资源储量（111b+122b+121b+2s22+333 类）22928.25 万吨，其中：111b 类 5474.44 万吨，122b 类 4072.12 万吨，121b 类 60.07 万吨，2s22 类 1577.68 万吨，333 类 11743.94 万吨，其中煤二层 121b 资源量 60.07 万吨，因该部分资源量为原哈拉沟煤矿采矿权范围内动用区煤炭残留资源量，在开采时存在诸多的不安全因素，该部分资源量目前不考虑利用。开发利用方案设计的生产规模为 150 万吨/年。

11.2 开采方式

海石湾矿井为生产矿井，矿井开拓方式为平硐——立井开拓方式，平硐布置在山下工业场地中。主立井、副立井、立风井布置在山上工业场地中。主平硐标高在 1785m，在 1785m 水平设车场将主平硐与立井井筒连通。

根据矿井的开拓方式，矿井布置四条井筒，以下是各井筒的参数及担负的任务介绍：

主平硐：净宽 4.6m，净断面积为 13.3m^2，长度为 3443m，主平硐装备蓄电池电机车，铺设整体道床和 30kg/m 标准钢轨，担负主提升任务，并作为矿井行人安全出口。

主立井：井筒倾角为 90°，井筒净直径为 6.5m，井筒净断面积为 33.2m^2，长度为 732m。担负矿井主运输及进风任务。

立风井：井筒倾角为 90°，井筒净直径为 5.5m，井筒净断面积为 23.8m^2，长度为 702m。担负回风任务。

副立井：井筒倾角为 90°，井筒净直径为 7.0m，井筒净断面积为 38.5m^2，长度为 732m。井筒装备一对双层加宽罐笼，担负全矿井矸石、人员、设备等辅助提升任务，

并作为矿井主要进风井。

利用原有的+1250m 车场及井下中央变电所、水泵房及水仓。

井底水平设在+1250m 标高，采用上山及盘区方式进行煤炭资源的回采。

11.3 运输方式

11.3.1 煤炭外运方式

矿井属大型矿井，矿井周边有多家高耗能企业，所产煤炭大部销往周边高耗能企业，小部民用。

11.3.2 井下煤炭运输

煤炭运输路线为：工作面→运输顺槽→溜煤眼→运输下山→皮带上仓斜巷→井底煤仓→主立井→1785 煤仓→1785 平硐→地面生产系统。

11.3.3 井下辅助运输

辅助运输采用蓄电池机车牵引矿车运输，共选用 5t 蓄电池电机车三台，其中一台运输，二台充电。

回风顺槽内设置无极绳绞车。

11.4 产品方案

海石湾煤矿目前设计开采煤层为两层，其中煤一层为高灰、高油腐泥煤；煤二层属低灰、特低硫、低熔灰分、中高热值的弱粘煤，煤质牌号为不粘煤～弱粘煤，以弱粘煤为主。海石湾煤矿主要产品为原煤，用于劣质煤炼油厂、电厂、水泥厂和铝厂等。

12．评估方法

窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿属生产型矿山，设计生产规模为 150 万吨/年。该矿资源储量核实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开发利用方案，开发利用方案已评审通过。根据本次评估目的和采矿权的具体特点，委托评估的采矿权具有一定规模、具有独立获利能力并能被测算，其未来的收益及承担的风险能用货币计量，其资源开发利用主要技术经济参数可参考开企业历史数据等确定。因此，评估认为本采矿权的地质研究程度较高，资料基本齐全、可靠，这些报告和有关数据基本达到采用折现现金流量法评估的要求。根据国土资源部公告 2008 年第 6 号《国土资源部关于实施矿业权评估准则的公告》、《矿业权评估技术基本准则(CMVS00001-2008)》、《收益途径评估方法规范(CMVS187812-2008)》以及《矿业权价款评估应用指南(CMVS20100-2008)》，确定本次评估采用折现现金流量法。

折现现金流量法基本原理是，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，作为矿业权评估价值。

计算净现金流量现值采用的折现率中包含了矿产开发投资的合理报酬，以此折现率计算的项目净现金流量现值即为项目超出矿产开发投资合理回报水平的“超额收益”，也即矿业权评估价值。

折现现金流量法计算公式为：

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

式中：P ——矿业权评估价值；

CI ——年现金流入量；

CO ——年现金流出量；

$(CI-CO)_t$ ——年净现金流量；

i ——折现率；

t ——年序号（$t=1, 2, \cdots, n$）；

n——评估计算年限。

13．技术参数的选取和计算

本次评估主要技术经济参数指标的选取，依据《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告》及其矿产资源储量评审备案证明(甘国土资储备字[2010]130 号)、《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿矿产资源开发利用方案》及其评审意见书、《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估报告》修改意见（2012 年 8 月 29 日)、《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤一层资源储量利用方案》(2012 年 12 月 27 日)、窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿财务报表以及评估人员核实收集的其它相关资料。

《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告》由甘肃煤田地质局一四九队提交，其资源储量估算采用的工业指标为《煤、泥炭地质勘查规范》(DZ/T0215-2002)推荐的一般性工业指标；资源储量归类编码符合《固体矿产资源/储量分类》（GB/T17766-1999）标准；资源储量估算采用煤层底板等高线地质块段法估算。该报告符合有关规范要求，所提交的资源储量通过甘肃省国土资源厅矿产资源储

量评审中心的评审，并在甘肃省国土资源厅备案（甘国土资储备字［2010］130 号）。

《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿矿产资源开发利用方案》由兰州煤矿设计研究院编制，其根据国土资源部颁发的《矿产资源开发利用方案编写内容要求》和《煤矿安全规程》等规范、规定以及评审通过的《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告》进行设计，经甘肃省国土厅组织专家评审通过。

《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估报告》修改意见由甘肃省国土资源厅召开的专家评审会议形成。

《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤一层资源储量利用方案》(2012 年 12 月 27 日）由窑街煤电集团甘肃工程设计（咨询）有限责任公司设计，窑街煤电集团甘肃工程设计（咨询）有限责任公司具备煤矿设计乙级资质。

综上所述，以上资料符合各自编制规范的要求，可以作为本次评估的依据或基础。

13.1 保有资源储量

根据《储量核实报告》及其《储量核实报告评审意见书》、《储量评审备案证明》、企业提供的《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤一层资源储量利用方案》，窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿矿区范围（1780-950 米标高）截止 2009 年 12 月底核实提交保有资源储量 22928.25 万吨（其中：111b 类 5474.44 万吨，122b 类 4072.12 万吨，121b 类 60.07 万吨，2s22 类 1577.68 万吨，333 类 11743.94 万吨）。

根据财建(2008)22 号文件《国土资源部关于探矿权采矿权有偿取得制度改革有关问题补充通知》及相关规定对于无偿取得且尚未进行有偿处置的采矿权，剩余（保有）资源储量估算的基准日以 2006 年 9 月 30 日为准；矿业权评估基准日与资源储量评审备案基准日不一致时，按如下处理：自 2006 年 10 月 1 日至储量核实评估基准日的动用资源储量，在经国土资源行政主管部门评审备案通过的矿产资源储量报告中单列（或明确）的，以此为依据；否则，按采矿许可证上所规定的生产规模进行换算。此次评估处理为前者。

针对此次海石湾煤矿的评估，依据《矿业权评估参数确定指导意见》厚煤层采矿回采率取 75%，以 2006 年 9 月 30 日为保有储量基准日，同时选取满足矿权评估基准日的各类经济参数。

海石湾煤矿 2006 年 9 月 30 日至 2009 年 12 月底资源消耗量依据如下：

依据《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤炭资源储量核实报告》及其评审意见书 2006 年 9 月 30 日煤二层保有资源储量 18695.5 万吨。[其中 111b 类 5634.44 万吨,

122b 类 4072.12 万吨，121b 类 60.07 万吨，333 类 8928.87 万吨（断层带 383.45 万吨）]（附件十二 P59），2009 年 12 月底核实提交煤二层保有资源储量 18535.5 万吨，则 2006 年 9 月 30 日至 2009 年 12 月底消耗资源量（111b）160 万吨。

煤二层 121b 类 60.07 万吨，因该部分资源量为原哈拉沟煤矿采矿权范围内动用区煤炭残留资源量，在开采时存在诸多的不安全因素，设计对该部分资源量不考虑回采利用。

截止 2006 年 9 月 30 日参与评估资源储量为 23028.18 万吨(其中：111b 类 5634.44 万吨，122b 类 4072.12 万吨， 2s22 类 1577.68 万吨，333 类 11743.94 万吨)，详见附表二。

13.2 评估利用资源储量

根据《开发利用方案》及其审查意见和《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤一层资源储量利用方案》，（111b+122b+2s22）全部参与设计利用，（333）取可信度系数 0.8 折算工业资源储量参与设计利用。根据《矿业权价款评估应用指南》及《开发利用方案》，本次评估确定（111b+122b+2s22）全部参与评估计算，（333）资源量取可信度系数 0.8 折算参与评估计算。则：

评估利用的资源储量＝Σ（基础储量＋资源量×该类型资源量的可信度系数）

＝5634.44+4072.12＋1577.68+11743.94×0.8＝20679.39（万吨）

详见附表二。

13.3 评估用可采储量

采矿损失量：《开发利用方案》和《窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿煤一层资源储量利用方案》设计海石湾煤矿范围内矿井井田边界保护煤柱、采空区隔离煤柱及断层保护煤柱为煤一层 250.70 万吨，煤二层 524.38 万吨，工业场地及井巷煤柱损失煤一层 444.79 万吨，煤二层 1214.73 万吨。采矿损失量煤一层 783.56 万吨〔（ 3829.74-250.7-444.79 ） × （ 1-75% ）〕，煤二层 3777.64 万吨〔(16849.66-524.38-1214.73）×（1-75%)〕。详见附表二。

综上所述，本次评估利用的可采储量计算如下：

可采储量＝评估利用的资源储量－井田边界损失量－断层煤柱损失量－保护煤柱损失量－采矿损失量＝20679.39－775.08－1659.52－4561.20

＝13683.59（万吨）

详见附表二。

13.4 产品方案

根据《开发利用方案》，海石湾煤矿目前设计开采煤层为两层，其中煤一层为高灰、高油腐泥煤；煤二层属低灰、特低硫、低熔灰分、中高热值的弱粘煤，产品为原煤销售，作炼油及动力用煤。

13.5 矿山生产规模和服务年限

《采矿许可证》及审批的《开发利用方案》设计矿区整合后生产规模为 150 万吨/年，根据《矿业权价款评估应用指南》，本次评估生产规模按设计生产能力 150 万吨/年取值。

据以上分析确定煤矿的矿山服务年限，具体计算如下：

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

式中：T—— 矿山服务年限；

Q —— 可采储量，13683.59 万吨；

A —— 矿山设计生产规模，150 万吨/年；

k—— 储量备用系数。

《开发利用方案》设计该矿矿井储量备用系数为 1.4。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿井开采储量备用系数取值范围为 1.3～1.5，矿区地质构造复杂程度属中等偏复杂类型，根据《煤炭工业矿井设计规范》，评估认为《开发利用方案》设计合理，本次评估根据《开发利用方案》设计确定储量备用系数取值 1.4。

T＝13683.59÷150÷1.4

＝65.16（年）

该矿属生产矿山。生产能力 150 万吨/年，根据《开发利用方案》该矿属生产型矿井无基建期，生产负荷 100%，矿山服务年限 65.16 年，本次评估计算服务年限取值 30 年。

14. 经济参数的选取和计算

14.1 产品销售收入

根据《矿业权价款评估应用指南》，矿业权价款评估确定评估用的产品价格，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价格的平均值确定评估用的产品价格。

年度	煤一层		煤二层	
	销量（吨）	售价（元/吨）	销量（吨）	售价（元/吨）
2007	612552	68.83	44912	224.69
2008	236539	106.58	431604	315.64
2009	403905	52.49	478565	336.39
2010	656106	70.21	738646	444.76
2011	728663	106.51	886409	588.82
算数平均价格（不含税）		81		382
评估利用可采储量中各煤层占比%		19		81
平均价格（不含税）	324.84			

评估人员根据企业提供的 2007 年至 2011 年销售报表，该矿井 2007 年至 2011 年原煤不含税算数平均价格为 324.84 元/吨，2009 年至 2011 年煤炭市场比较火，导致企业煤二层部分煤炭按配焦煤进行销售，企业煤二层为弱粘煤，按配焦煤进行销售不是常态，剔出以上因素，评估师认为原煤含税价格 365 元/吨可以反映该矿资源禀赋条件（煤质条件）评估基准日近一年来当地原煤市场销售价格平均水平。折合不含税价格 312 元/吨〔即 365÷(1＋17%)〕。

假设该矿生产的原煤产品全部销售，则：

正常年销售收入＝年原煤产量×原煤销售价格

＝150 万吨×312 元/吨＝46800 万元。

14.2 固定资产投资

该矿是生产矿井，目前已达产，固定资产投资为利用原有固定资产。

2012 年 5 月 31 日企业矿井固定资产原值 87812 万元，固定资产净值 73241.22 万元。评估师参照《矿业权评估参数确定指导意见》，该矿井单位固定资产投资折合吨煤 585 元/吨，因为海石湾煤矿是年产 150 万吨的大型煤矿，是国家重点监控的双突煤矿企业，固定资产投资比较高，但在合理范围内，因此本次评估采纳了企业的投资数据。故本次评估固定资产投资取 87812 万元，其中井巷工程原值为 44168.48 万元，净值 42782 万元；房屋建筑物原值为 23563.17 万元，净值 22157.21 万元；机器设备原值为 20080.35 万元，净值 8302.01 万元。

根据国家实施增值税转型改革有关规定，自 2009 年 1 月 1 日起，评估确定新购进设备（包括建设期投入和更新资金投入）按 17%增值税税率估算可抵扣进项增值税。

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。

回收房屋建筑物、设备的残值按其固定资产原值乘以固定资产净残值率计算。

根据《矿业权价款评估应用指南》及《矿业权评估参数确定指导意见》，井巷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及安全费用方式直接列入经营成本；房屋建筑物和设备采用不变价原则考虑其更新资金投入，即房屋建筑物、设备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。

房屋建筑物：按照《矿业权评估参数确定指导意见》及有关部门的规定，结合该矿房屋建筑物特点及矿井服务年限，本次评估确定房屋建筑物按 30 年折旧年限计算折旧，净残值率 5%。

设备：按照《矿业权评估参数确定指导意见》及有关部门的规定，结合该矿设备特点及矿井服务年限，本次评估确定设备按 10 年折旧年限计算折旧，净残值率 5%。详见附表五。

根据国家实施增值税转型改革有关规定,2009 年 1 月 1 日起产品销项增值税抵扣当期材料、动力进项增值税后的余额，抵扣 2008 年底之后新购进设备进项增值税；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。详见附表八、附表五。

14.3 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。本次评估采用扩大指标估算法估算。根据《矿业权评估参数确定指导意见》,煤矿的流动资金可以按销售收入的 20%～25%的资金率估算流动资金。考虑该项目产品销售价格等是按公开市场确定，且考虑该项目未来生产销售环节等的特性以及对未来市场供求关系的预测，本着公平市场原则，参考类似企业平均水平，本评估项目确定销售收入资金率为 24%，本项目正常年销售收入为 46800 万元，则流动资金为 11232 万元（即 46800×24%）。

流动资金在生产期初投入。评估期末回收全部流动资金。

14.4 经营成本

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，本次评估的成本费用依据企业历史成本资料及采矿权评估有关规定估算确定（参见附表五、附表六、附表七）。

本次评估评估师对企业 2007 年至 2012 年 3 月成本费用资料进行了分析整理，认

为 2007 年至 2011 年度成本费用资料比较完整适用。

2007—2011 年企业实际成本表

	2007 年		2008 年		2009 年		2010 年		2011 年	
企业年产量	61.69 万吨		89.62 万吨		101.52 万吨		119.45 万吨		144.81 万吨	
材料	54.1	3337.429	40.46	3626.025	43.26	4,391.76	41.23	4,926.77	42.71	1,783.61
职工薪酬	56.09	3460.1921	82.31	7376.622	85.22	8,651.53	91.07	10,878.92	96.91	7,760.99
电力	16.62	1025.2878	16.29	1459.91	17.46	1,772.54	16.51	1,971.85	15.65	288.26
折旧	39.4	2430.586	28	2509.36	25.42	2,580.64	22.35	2,669.72	20.68	568.14
安全费用	25	1542.25	25	2240.5	25	2,538.00	25	2,986.24	25	625.00
维简费及井巷费	10.5	647.745	10.5	941.01	10.5	1,065.96	10.5	1,254.22	10.5	110.25
修理费	3.57	220.2333	7.53	674.8386	10.6	1,076.11	13.7	1,636.99	17.56	145.22
地面塌陷费						-		-		-
其他支出	23.85	1471.3065	16.99	1522.644	14.94	1,516.71	13.09	1,564.06	11.82	195.56
劳动保险费	11.04	681.0576	0.03	2.6886	0.05	5.08	0.08	9.60	0.09	0.00
合计	240.17	14816.087	227.11	20353.6	232.5	23,598.32	233.53	27,898.37	240.92	11,477.04

2007 年—2011 年企业实际单位开采成本在 227 元/吨——241 元/吨之间,单位成本变化不大，经过分析企业单位成本变化主要是随着设备使用年限增加，维修费用增加，另外职工薪酬也逐年增加，这种单位成本略微上涨规律符合客观规律，随着生产的继续，企业在管理上、成本控制上都日趋完善，本次评估单位成本的以 2011 年单位成本作为基准，对特殊情况进行修正（见附表六)。

经营成本采用总成本费用扣除折旧费、折旧性质的维简费、井巷工程基金和利息支出确定。总成本费用采用“费用要素法”计算，由材料费、动力费、职工薪酬费、折旧费、维简费、井巷工程基金、安全费用、修理费、地面塌陷赔偿费、其他支出、利息支出（财务费用）构成。

各项成本费用确定过程如下：

14.4.1 材料费

根据企业历史成本该矿单位原煤材料费为 42.71 元/吨（不含进项增值税)，本次评估据此确定单位原煤材料费为 42.71 元/吨（不含进项增值税)。则：

正常生产年份材料费＝年原煤产量×单位原煤材料费

＝150 万吨×42.71 元/吨＝6406.5 万元。

14.4.2 动力费

根据企业历史成本该矿单位原煤动力费为 15.65 元/吨（不含进项增值税)，本次评估据此确定单位原煤动力费为 15.65 元/吨（不含进项增值税)，则：

正常生产年份动力费＝年原煤产量×单位原煤动力费

＝150 万吨×15.65 元/吨＝2347.5 万元。

14.4.3 职工薪酬费

根据企业历史成本该矿单位原煤职工薪酬费为 96.91 元/吨，根据当地工资水平及必要人数，评估师认为企业历史职工薪酬基本可以反映当地的实际水平，则：

正常生产年份职工薪酬费＝年原煤产量×单位原煤职工薪酬费

＝96.91 万吨×150 元/吨＝14536.5 万元。

14.4.4 折旧费

根据固定资产类别和财税等有关部门规定、《矿业权评估参数确定指导意见》，除井巷工程计提维简费外，其他固定资产采用年限法计算折旧，折旧费计算参见附表五。

根据财政部、原煤炭部的相关规定，煤炭采掘企业对井上固定资产和井下机器设备应计提折旧，对井巷工程（矿井井筒、井巷工程和有关地下设施等）应按产量标准提取维简费。

房屋建筑物：按平均折旧年限 30 年、净残值率 5%计，正常生产年份折旧费 746.17 万元。

设备：按平均折旧年限 10 年、净残值率 5%计，正常生产年份折旧费 1630.46 万元。

经测算，正常生产年份折旧费合计为 2376.62 万元，单位原煤折旧费为 15.84 元/吨。

14.4.5 维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，维简费应按财税制度及国家和省级政府财税主管部门有关规定提取，并全额纳入总成本费用中。

根据财政部、国家发展改革委、国家煤矿安全监察局财建[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》，甘肃省煤矿维简费为 10.5 元/吨（含井巷费用）。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，本次评估扣除 2.50 元/吨井巷工程基金（井巷费用）后确定维简费为 8.00 元/吨，折旧性质的维简费 4 元/吨，即更新性质的维简费 4 元/吨（8.00-4.00）列入经营成本，作为井巷工程更新资金，则：

正常生产年份维简费＝年原煤产量×单位原煤维简费

＝150 万吨×8.00 元/吨＝1200 万元。

其中折旧性质的维简费 600 万元，更新性质的维简费为 600 万元。

14.4.6 井巷工程基金

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，井巷工程基金应按财税制度及国家和省级政府财税主管部门有关规定提取，并全额纳入总成本费用中。

同上所述，甘肃省煤矿维简费提取标准为吨煤 10.50 元（含井巷费用），根据财政部（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》，井巷工程基金提取标准为 2.50 元/吨，本次评估据此确定单位原煤井巷工程基金为 2.50 元/吨，则：

正常生产年份井巷工程基金＝年原煤产量×单位原煤井巷工程基金

＝150 万吨×2.50 元/吨＝375 万元。

14.4.7 安全费用

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，安全费用应按财税制度及有关部门规定提取，并全额纳入经营成本中。

企业实际的单位原煤安全费用（煤炭生产安全费用）为 25 元/吨。根据财企[2012]16 号《企业安全生产费用提取和使用管理办法》高瓦斯矿井吨煤安全费用 30 元，其他矿井吨煤 15 元，露天开采吨煤 5 元。该矿井属瓦斯突出矿井。本次评估按文件规定确定单位原煤安全费用为 30.00 元/吨，则：

正常生产年份安全费用＝年原煤产量×单位原煤安全费用

＝150 万吨×30.00 元/吨＝4500.00 万元。

14.4.8 修理费

根据企业历史成本该矿单位原煤修理费为 17.56 元/吨，本次评估据此确定单位修理费为 17.56 元/吨，则：

正常生产年份修理费＝年原煤产量×单位原煤修理费

＝150 万吨×17.56 元/吨＝2634 万元。

14.4.9 环境治理费

根据企业历史成本单位原煤环境治理费为 8 元/吨。本次评估据此确定单位原煤环境治理费为 8 元/吨，则：

正常生产年份环境治理费＝年原煤产量×单位原煤环境治理费

＝150 万吨×8 元/吨＝1200 万元。

14.4.10 其他支出

其他支出包括办公费、差旅费、水资源费、采矿权使用费、矿产资源补偿费、劳

动保险、住房公积金、职工教育经费、销售费用及其他等。根据企业历史成本单位原煤其他支出为 3.91 元/吨（根据周边矿山实际情况综合考虑），其中矿产资源补偿费 3.12 元/吨〔按年销售收入 1%计算〕。

正常生产年份原煤其他支出＝年原煤产量×单位原煤其他支出

＝150 万吨×3.91 元/吨＝586.50 万元

14.4.11 财务费用（利息支出）

根据《矿业权价款评估应用指南》、《矿业权评估参数确定指导意见》，矿业权价款评估中，财务费用只计算流动资金贷款利息（固定资产投资全部按自有资金处理、不考虑固定资产借款利息），设定流动资金中 70%为银行贷款，在生产期初借入使用，贷款利率按出具本次评估报告日前 2012 年 7 月 6 日起执行的一年期贷款基准利率 6%计算，按期初借入、年末还款、全时间段或全年计息。则：

正常生产年份流动资金贷款利息＝11232.00×70%×6%＝471.00（万元）

折合单位原煤财务费用 3.14 元/吨。

综上所述，正常生产年份总成本费用及经营成本为：

年总成本费用＝材料费+动力费+职工薪酬费+折旧费+维简费+井巷工程基金

+安全费用+修理费+地面塌陷赔偿费+其他支出+财务费用

＝36910.80（万元）

折合单位原煤总成本费用为 244.22 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－财务费用

＝32811.00（万元）

折合单位原煤经营成本为 218.74 元/吨。

14.5 税金及附加

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，税金及附加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。税金及附加估算参见附表八。

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、地方教育附加和资源税。城市维护建设税、教育费附加和地方教育附加以应交增值税为税基，根据国务院国发[1985]19 号《中华人民共和国城市维护建设税暂行条例》、国务院令第 448 号《国务院关于修改〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》及甘肃省规定，则本项目

适用的城市维护建设税税率为 7%、教育费附加率为 3%，地方教育附加率为 2%。

应交增值税为销项税额减进项税额，本次评估中，增值税统一按一般纳税人适用税率计算。销项税以销售收入为税基，根据财政部、国家税务总局财税[2008]171 号《关于金属矿、非金属矿采选产品增值税税率的通知》，自 2009 年 1 月 1 日起，适用的产品销项税率为 17%；产品进项税率为 17%（以材料费、动力费为税基）。根据国家实施增值税转型改革有关规定，自 2009 年 1 月 1 日起，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。

抵扣完设备进项增值税后的正常生产年份（以 2017 年为例）计算如下：

年产品增值税销项税额＝年销售收入×销项税率

＝46800×17%

＝7956.00（万元）

年产品增值税进项税额＝（年材料费＋年动力费）×进项税率

＝（6406.5＋2347.5 ）×17%

＝1488.18（万元）

年抵扣设备进项增值税额 0 万元

年应交增值税额＝年产品销项税额－年产品进项税额－年抵扣设备进项增值税额

＝7956.00－1488.18－0.00＝6467.82（万元）

根据企业实际缴纳各种税金税率如下：

城市维护建设税 7%

教育费附加　　3%

地方教育费附加 2%

资源税　　3 元/吨

企业所得税　　25%

增值税　　17%

年城市维护建设税＝年增值税额×城市维护建设税率

＝6467.82×7%

＝452.75（万元）

年教育费附加＝年增值税额×教育费附加费率

＝×3%

＝194.03（万元）

年地方教育附加＝年增值税额×地方教育附加费率

＝6467.82×2%

＝129.36（万元）

根据中华人民共和国国务院令第 605 号关于《国务院关于修改〈中华人民共和国资源税暂行条例〉的决定》，经咨询当地税务部门 2009 年 12 月资源税调整后除焦煤以外其他煤种按 3.00 元/吨收取，本次评估适用的资源税额为 3.00 元/吨。则：

年资源税＝年原煤产量×单位原煤资源税税额

＝150 万吨×3.00 元/吨

＝450 万元

年销售税金及附加＝年城市维护建设税＋年教育费附加＋地方教育附加＋年资源税

＝1226.14（万元）

根据《矿业权价款评估应用指南》，矿业权价款评估中，企业所得税统一以利润总额为基数，按企业所得税税率 25%计算，不考虑亏损弥补及企业所得税减免、抵扣等税收优惠。

正常生产年份（以 2017 年为例）企业所得税计算如下：

年利润总额＝年销售收入－年总成本费用－年销售税金及附加

＝8663.06（万元）

年企业所得税＝年利润总额×企业所得税税率

＝8663.06×25%

＝2165.77（万元）

14.6 折现率

根据《矿业权价款评估应用指南》，矿业权价款评估中，折现率按国土资源部的相关规定直接选取。

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》，折现率取值范围为 8%～10%。对矿业权出让评估和国家出资勘查形成矿产地且矿业权价款未处置的矿业权转让评估，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%。根据国土资源部公告 2008 年第 6 号《国土资源部关于实施矿业权评估准则的公告》，矿业权评估准则尚未规定的，矿业权价款评

估仍应遵循《矿业权评估收益途径评估方法修改方案》和《矿业权评估指南》。本项目为采矿权价款评估，因此，本评估项目折现率取 8%。

15．评估假设

本评估报告所称评估价值是基于所列评估目的、评估基准日及下列基本假设而提出的公允价值意见：

15. 1 以产销均衡原则及社会平均生产力水平原则确定评估用技术经济参数；

15.2 所遵循的有关政策、法律、制度仍如现状而无重大变化，所遵循的有关社会、政治、经济环境以及开发技术和条件等仍如现状而无重大变化；

15.3 以设定的资源储量、生产方式、生产规模、产品结构及开发技术水平以及市场供需水平为基准且持续经营；

15.4 在矿井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；

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

15.6 采矿许可证为 2011 年 6 月 6 日颁发；

15.7 无其它不可抗力及不可预见因素造成的重大影响。

15．评估结论

本评估机构在充分调查了解和分析评估对象的基础上，选取合理的评估方法和评估参数，经过估算，确定“窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权”评估价款为 17597.44 万元，大写人民币壹亿柒仟伍佰玖拾柒万肆仟肆佰元整。

见附表一，窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权评估价值计算表。

本次评估“窑街煤电集团有限公司海石湾煤矿采矿权”矿山生产服务期间（30 年）动用资源储量为 10602.30 万吨，尚未参与评估的资源储量为 12425.88 万吨。

16．评估有关问题说明

16.1 评估结论有效期

按现行法规及管理规定，本次评估结论的有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。超过一年使用本报告，需重新进行评估。

16.2 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采矿权价值的期后事项，包括国家和

地方的法规和经济政策的出台，利率的变动、矿产品市场价值的巨大波动等。评估基准日至评估报告的出具日期间，未发生其它影响评估结论的调整事项。在评估报告出具日期之后和本评估结论使用有效期内，如发生影响委估采矿权价值的重大事项，不能直接使用本评估结论。若评估基准日后评估结论使用有效期以内储量等数量发生变化，在实际作价时应根据原评估方法对采矿权价值进行相应调整；当价格标准发生重大变化而对采矿权价值产生明显影响时，评估委托人应及时聘请评估机构重新确定采矿权评估价值。

16.3 评估结论有效的其他条件

本项目评估结论是以特定的评估目的为前提，根据国家的法律、法规管理规定和有关技术经济资料，并在特定的假设条件下确定的采矿权价值，评估中没有考虑将该采矿权用于其他目的可能对其价值所带来的影响，也未考虑其他不可抗力可能对其造成的影响。如果上述条件发生变化，本评估结论将随之发生变化而失去效力。

16.4 评估报告的使用范围

16.4.1、本评估报告需向国土资源主管部门报送备案后使用。

16.4.2、本评估报告只能服务于评估报告中载明的评估目的。

16.4.3、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。

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

16.5 特殊事项说明

16.5.1 本公司只对本项目评估结论是否符合执业规范要求负责，不对资产定价决策负责，本项目评估结论是根据本次特定的评估目的而得出的非市场价格，不得用于其他目的。

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

16.5.3 本次评估工作中评估委托人及采矿权人所提供的有关文件材料（包括产权证明、储量核实报告、开发利用方案、财务会计资料及原煤销售发票等）是编制本评估报告的基础，相关文件材料提供方应对所提供的有关文件材料的真实性、合法性、完整性承担责任。

16.5.4 对存在的可能影响评估结论的瑕疵事项，在评估委托人及采矿权人未做特

殊说明而评估人员已履行评估程序仍无法获知的情况下，评估机构和评估人员不承担相关责任。

16.5.5 本评估报告含有若干附件（含附图），附件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。

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

17. 评估报告日

评估报告日：2013 年 2 月 18 日。

18. 评估责任人

法定代表人：

项目负责人：

注册矿业权评估师：

北京恩地科技发展有限责任公司

二〇一三年二月十八日