

自治区第八批地质勘查基金项目

宁夏固原市炭山地区 油页岩地质调查报告

宁夏回族自治区矿产地质调查院

二〇一九年十一月

宁夏固原市炭山地区 油页岩地质调查报告

编制单位：宁夏回族自治区矿产地质调查院

法人代表：王金敏

总工程师：李春生

项目负责：陈长虹

技术负责：王 磊、马治军

编制人员：马治军、许 成、王 磊、海连富、梅 超、
陈长虹、强 泰、华 霖、刘向东、王福永、
徐清海、马一平、韩 卉、田建华、张 康

编制日期：二〇一九年十一月

文字摘要

调查区位于宁夏回族自治区固原市东北部约 85km，行政区划属固原市原州区炭山乡管辖。调查区极值地理坐标：东经 $106^{\circ}17'49''$ — $106^{\circ}23'48''$ ；北纬 $36^{\circ}19'02''$ — $36^{\circ}26'05''$ ，调查区东西宽 1.6~9km，南北长 4.8~14km，面积 84.44km²。

本项目为自治区第八批地勘基金项目。项目周期自 2017 年 10 月 11 日至 2018 年 12 月 30 日。完成主要工作量：工程点测量 8 点；1:10000 野外地质填图（修测）16.12km²；机械岩心钻探 4 孔/ 2903.69m；地球物理测井 4 孔/ 2846m；气测录井 572m；油页岩（煤）样品采集测试 215 件。共投入勘查经费 368.53 万元。

调查区大部被第四系沉积物覆盖。总体形态为一系列的向背斜组成，并伴有多条沿走向的平行断裂，构造复杂程度为中等构造类型。侏罗系中统延安组共发现油页岩 15 层，油页岩主要集中在延安组一段、二段，见油页岩 8 层，累积厚度为 6.44m，含油率为 5.37%，全硫含量为 0.6%，属特低硫、中品质油页岩矿层；见十四、十九两层含油煤，厚度分别为 2.34m、2.86m，含油率分别为 10.43%、8.72%。经预测，调查区油页岩预测的资源量(334)？约 44592 万吨，含油煤预测资源量约 24928 万吨，换算成页岩油预测资源量约 4769 万吨，可提交油页岩中型矿产地一处。

目 录

第一章 绪论	1
第一节 项目概况	1
第二节 位置及交通	3
第三节 自然地理及经济状况	5
第四节 矿业权登记情况	7
第六节 本次工作情况	13
第二章 区域地质	17
第一节 地层	17
第二节 构造	18
第三节 岩浆岩	21
第四节 矿产	21
第三章 调查区地质	23
第一节 地层	23
第二节 构造	29
第三节 岩浆岩和陷落柱	32
第四章 矿床地质	33
第一节 油页岩（煤）矿层特征	33
第二节 油页岩品质特征	48
第三节 油页岩无机地球化学特征	53
第四节 油页岩有机地球化学特征	58
第五节 沉积环境及矿床成因	63
第六节 其它伴生有益矿产	66
第五章 矿床开采技术条件	67
第一节 水文地质	67
第二节 工程地质	71
第三节 环境地质	74
第六章 勘查工作及其质量评述	78
第一节 勘查方法及工程布置	78
第二节 测量工作	79

第三节 1/1 万野外地质填图（修测）	80
第四节 钻探工作	83
第五节 采样测试工作	89
第六节 综合测井工作	91
第七节 气测录井工作	93
第八节 资料收集及综合整理	94
第九节 绿色勘查工作	96
第七章 油页岩资源预测.....	101
第一节 资源预测的工业指标	101
第二节 资源预测的方法	102
第三节 资源预测参数的确定	103
第四节 矿层圈定的原则	104
第五节 资源量类别	104
第六节 资源量预测结果	104
第七节 可供普查的油页岩资源靶区	105
第八章 结论.....	107

附 图 目 录

顺序号	图 号	图 名	比例尺
1	1	宁夏固原市炭山地区区域地质图	1 : 200000
2	2	宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查区地形地质图	1 : 10000
3	3	宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查区实际材料图	1 : 10000
4	4	炭山地区油页岩地质调查岩矿层对比图	1 : 500
5	5-1	炭山地区油页岩地质调查 KP10 勘查线剖面图	1 : 5000
6	5-2	炭山地区油页岩地质调查 KP13 勘查线剖面图	1 : 5000
7	6	炭山地区油页岩地质调查油 6 底板等高线及油页岩资源量估算图	1 : 25000
8	7-1	炭山地区油页岩地质调查固油 1 钻孔柱状图	1 : 200
9	7-2	炭山地区油页岩地质调查固油 2 钻孔柱状图	1 : 200
10	7-3	炭山地区油页岩地质调查固油 3 钻孔柱状图	1 : 200
11	7-4	炭山地区油页岩地质调查固油 4 钻孔柱状图	1 : 200

附 表 目 录

表一	工程测量成果表
表二	钻探工程质量一览表
表三	采样及样品低温干馏分析结果表
表四	可采矿(煤)层分析结果汇总表
表五	稀土、微量元素分析结果表
表六	内部检查分析结果及误差率统计表
表七	外部检查分析结果及误差率统计表
表八	单工程平均品质计算表
表九	剖面平均品质计算表
表十	矿层、矿床平均品质计算表
表十一	矿层视密度平均计算表
表十二	资源量估算结果表

附件：

1. 《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查》项目中标通知书；
2. 《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查设计》（宁国土资发【2017】511号）批复及评审意见书；
3. 《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查阶段性工作总结及优化设计》（宁国土资发【2018】328号）评审意见书；
4. 《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查》项目野外验收意见书。

第一章 绪论

第一节 项目概况

一、项目来源

油页岩属于非常规油气资源，以资源丰富和开发利用的可行性而被列为 21 世纪非常重要的接替能源之一，它与石油、天然气、煤一样都是不可再生的化石能源。我国能源结构为富煤、贫油、少气，而油页岩储量仅次于煤炭，其热解可得到类似原油的油页岩油和可替代天然气的煤气，作为常规能源的补充之一，对改变我国能源结构具有非常重要的战略意义。

为顺应国家对于油页岩等非常规能源的需求形势，紧紧围绕自治区第十二次党代会提出的“三大战略”，进一步落实对西海固国家级贫困地区脱贫致富的战略，力争能在我区实现油页岩新突破，宁夏回族自治区矿产地质调查院根据炭山地区以往煤炭勘查工作成果，经初步梳理和综合研究，论证了在该区开展油页岩地质调查的可行性，于 2017 年 5 月向宁夏回族自治区地质勘查基金管理办公室提交了《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查立项申请书》，经宁夏回族自治区地质勘查基金管理办公室组织专家论证后同意立项。2017 年 9 月，通过公开招标，宁夏回族自治区矿产地质调查院中标自治区第八批地勘基金项目第四标段“宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查”项目，监理方为宁夏煤炭勘察工程有限公司。项目周期为 2017 年 10 月至 2019 年 12 月，总经费 369 万元。2017 年 10 月，宁夏矿产地质调查院编制提交了《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查设计》，并通过专家评审。2017 年 10 月 22 日，自治区原国土资源厅下发了《关于第八批自治区地质勘查基金项目设计的批复》（宁国土资发【2017】511 号）。

二、目的任务

本次工作目的是力争在我区实现油页岩矿产勘查新的突破。项目以系统的野外地质调查为基础，以钻探、测井为主要调查手段，开展油页岩调查工作。结合系统的测试分析和室内综合研究，分析炭山地区油页岩特征，总结油页岩评价参数，建立测井资料识别油页岩相关技术和方法，揭示炭山地区油页岩展布特征、富集规律及成矿条件，为炭山地区寻找可供开发利用的油页岩资源做准备。本次工作具体任务如下：

1. 系统收集调查区及邻区以往各类地质工作成果，并通过文献资料查阅、信息检索等技术手段了解国内油页岩勘查开发现状，综合研究各类成果并对资料进行二次开发利用；

2. 根据以往地质勘查工作成果，结合本次工作，确定调查区内地层层序，了解区内构造形态，初步评价调查区构造复杂程度；

3. 大致了解油页岩的赋存层位、分布范围、矿层层数、矿层厚度和埋藏深度，分析油页岩和区内煤层之间的相互关系；

4. 系统采集油页岩样品，开展焦油产率、发热量、工业分析、成熟度等系列测试工作，确定油页岩评价指标参数，并估算调查区内油页岩以及油页岩油资源量；

5. 大致了解其他有益矿产情况；

6. 对调查区内油页岩资源是否有进一步开展勘查工作的价值做出评价。

三、报告编制依据

《固体矿产地质勘查规范总则》（GB/T 13908-2002）；

《固体矿产勘查工作规范》（GB/T33444-2016）；

《固体矿产资源/储量分类》（GB/T 17766-1999）；

《固体矿产勘查原始地质编录规范》（DZ/T0078-2015）；

《煤、泥炭地质勘查规范》（DZ/T0215-2002）；

- 《煤炭地质勘查钻孔质量标准》(MT1042—2007);
- 《地质岩心钻探规程》(DZ/T0227-2010);
- 《油页岩含油率的测定—格金法》(NB/T51011-2014);
- 《煤的格金低温干馏试验方法》(GB/T 1341-2007);
- 《沉积岩中总有机碳的测定》(GB/T19145—2003);
- 《岩石热解分析方法》(GB/T18602—2001);
- 《热解气相色谱分析方法》(SY/T6118-1996);
- 《煤的工业分析方法》(GB/T212-2001);
- 《全球定位系统(GPS)测量规范》(GBT18314--2001);
- 《煤炭地球物理测井规范》(DZ/T0080-2010);
- 《油气探井气测录井规范》(SY/T 5788-2008);
- 《中国油页岩》(石油工业出版社, 刘招君等著);
- 《矿产资源工业要求手册》(地质出版社, 2014 年修订本)。

第二节 位置及交通

一、位置

固原市炭山地区油页岩地质调查区位于宁夏回族自治区固原市东北部约 85km (公路里程, 下同), 行政区划属固原市原州区炭山乡管辖。调查区西部以 F4 断层为界, 东以原炭山外围煤炭资源详查区 (以下简称“详查区”) 及 F1 断层为界, 北部以详查区北界及其向西延伸段为界, 南至详查区 KP1 勘查线附近。

调查区极值地理坐标: 东经 106°17'49"—106°23'48"; 北纬 36°19'02"—36°26'05", 调查区东西宽 1.6~9km, 南北长 4.8~14km, 面积 84.44km²。由 24 个拐点坐标构成, 调查区拐点坐标见表 1-1。

表 1-1 调查区范围拐点坐标表

拐点 编号	大地坐标		直角坐标					
	1980 年西安坐标系		1980 年西安坐标系		1954 年北京坐标系		2000 国家坐标系	
	北纬	东经	X	Y	X	Y	X	Y
1	36° 26′ 03″	106° 17′ 42″	4034515	18616130	4034571	18616213	4034531	18616243
2	36° 26′ 01″	106° 19′ 57″	4034469	18619481	4034525	18619564	4034485	18619594
3	36° 26′ 01″	106° 23′ 42″	4034549	18625087	4034605	18625170	4034565	18625200
4	36° 22′ 52″	106° 23′ 42″	4028721	18625169	4028777	18625252	4028737	18625282
5	36° 22′ 25″	106° 23′ 32″	4027906	18624924	4027962	18625007	4027922	18625037
6	36° 22′ 11″	106° 23′ 23″	4027461	18624709	4027517	18624792	4027477	18624822
7	36° 21′ 45″	106° 23′ 02″	4026643	18624220	4026699	18624303	4026659	18624333
8	36° 21′ 14″	106° 22′ 38″	4025710	18623620	4025766	18623703	4025726	18623733
9	36° 20′ 46″	106° 22′ 13″	4024829	18623015	4024885	18623098	4024845	18623128
10	36° 20′ 21″	106° 21′ 50″	4024062	18622444	4024118	18622527	4024078	18622557
11	36° 20′ 02″	106° 21′ 30″	4023463	18621960	4023519	18622043	4023479	18622073
12	36° 19′ 34″	106° 20′ 58″	4022578	18621174	4022634	18621257	4022594	18621287
13	36° 19′ 12″	106° 20′ 32″	4021902	18620524	4021958	18620607	4021918	18620637
14	36° 19′ 00″	106° 20′ 16″	4021518	18620145	4021574	18620228	4021534	18620258
15	36° 19′ 00″	106° 19′ 12″	4021503	18618537	4021559	18618620	4021519	18618650
16	36° 20′ 46″	106° 19′ 12″	4024744	18618494	4024800	18618577	4024760	18618607
17	36° 21′ 14″	106° 19′ 06″	4025636	18618331	4025692	18618414	4025652	18618444
18	36° 21′ 40″	106° 18′ 55″	4026400	18618059	4026456	18618142	4026416	18618172
19	36° 22′ 08″	106° 18′ 39″	4027281	18617650	4027337	18617733	4027297	18617763
20	36° 22′ 40″	106° 18′ 23″	4028251	18617229	4028307	18617312	4028267	18617342
21	36° 23′ 24″	106° 18′ 07″	4029600	18616808	4029656	18616891	4029616	18616921
22	36° 24′ 01″	106° 18′ 05″	4030747	18616750	4030803	18616833	4030763	18616863
23	36° 24′ 51″	106° 18′ 02″	4032293	18616646	4032349	18616729	4032309	18616759
24	36° 25′ 34″	106° 17′ 49″	4033609	18616312	4033665	18616395	4033625	18616425

二、交通

调查区目前交通主要依靠公路运输。宝（鸡）—中（卫）铁路，银（川）—平（凉）S101 省道（公路），银（川）—武（汉）高速公路在调查区西侧通过，S203 省道（公路）从调查区东侧通过，海兴开发区—甘肃环县 G301 国道从炭山乡通过。除此之外，各村与炭山乡之间皆有公路或简易公路相通。调查区西距三营镇约 35km，南距固原市约 85km，部分沟谷中有简易路可通行小型汽车。从施工角度考虑，调查区交通条件较差。见交通位置图 1-1。

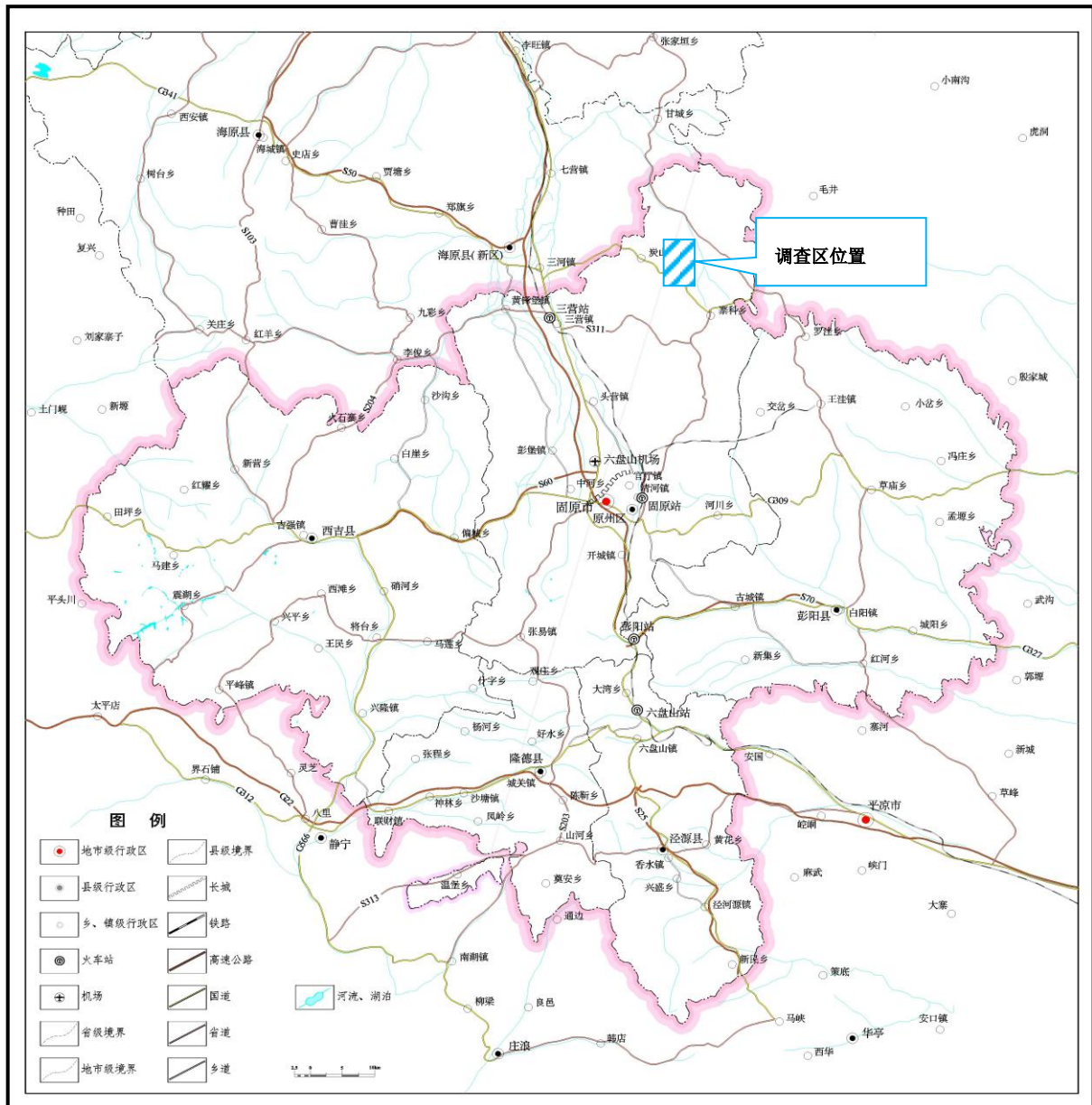


图 1-1 调查区交通位置图

第三节 自然地理及经济状况

一、自然地理

1. 地貌

调查区属中山区和黄土丘陵区，地形复杂，具黄土高原地貌特征。最高处位于调查区中部的站沟，海拔高程为 2062m，最低处位于调查区东北部的高台水库附近，海拔高程为 1570m。最大高差为 492m。黄土丘陵地区经流水侵蚀，

沟壑纵横，梁峁相间。

2. 气候

调查区属典型的温带大陆型气候，其特征是春暖迟，夏热短，秋凉早，冬寒长。春夏干旱少雨，冬季严寒多风，无霜期短。据固原市气象局资料年平均气温 7°C ，1 月份平均气温 -6.9°C ，7 月份平均气温 19.6°C ，无霜期 146 天。年平均降雨量 200-500mm，蒸发量大于 2000mm，雨季常有大雨和暴雨及冰雹。冰冻期为当年 11 月到来年 4 月解冻，冻土深度 0.8-1.0m。

3. 水系

调查区内无大的常年性地表水系发育，中部仅有个别沟谷由泉水汇集形成微小水流，由南向北流出本区，旱季则更微。

4. 地震

固原市是地震多发区。据史料记载，共发生破坏性地震 (≥ 4 级) 51 次，邻区及同一地震带发生破坏性地震 34 次，这些地震均属内动力型，震源浅 ($< 30\text{km}$)，释放的能量大，尤其是 1920 年海原大地震，震中裂度大于八度区的面积覆盖整个调查区。自 1219 年 6 月记载的固原地区 6.5 级地震至今，固原地区共发生破坏性地震 (≥ 4 级) 27 次，宏观裂度六度以上的有 13 次，集中分布于固原—海原一带弧形断裂带及山前地带。

依据《建筑抗震设计规范》(GB-50011/2010) 中划分结果，调查区所在固原地区抗震设防烈度为Ⅷ度，参照《中国地震动参数区划图》(GB18306—2015)，该地区地震动峰值加速度 (g) 值为 0.20。

二、经济状况

区内经济以农业为主。由于水土流失严重，生态环境恶劣，土地贫脊。生活条件艰苦，加之干旱缺水，结构不合理，生产技术落后，农业发展速度缓慢。

主要农作物有小麦、豆类、莜麦、荞麦和玉米。经济作物有枸杞、胡麻、马铃薯等。工业基础薄弱。生活物资基本自给，生产资料需从外地购进或调入。

第四节 矿业权登记情况

调查区内仅设置有炭山煤矿的采矿权，此外未登记其它矿业权。炭山煤矿采矿权人为宁夏博江炭山煤业有限公司，采矿许可证号：C6400002010081120073553，有效期限：2013年12月31日至2016年12月31日（发证时间为2014年7月1日），到期后未再做延续，目前处于停产状态。设计矿山（核定）规模30万吨/年。矿区面积2.9075km²：批准采煤标高：从+1971m至+1600m。炭山煤矿采矿权具体范围由六个拐点构成，其坐标见表1-2，与调查区位置关系见图1-2。

表 1-2 炭山煤矿采矿权范围拐点一览表

序号	X	Y	序号	X	Y
1	4032628.94	18617482.37	4	4029961.92	18616941.36
2	4032418.94	18616817.36	5	4029971.92	18618322.37
3	4030763.92	18616752.36	6	4030516.92	18618192.37

注：1954 北京坐标系

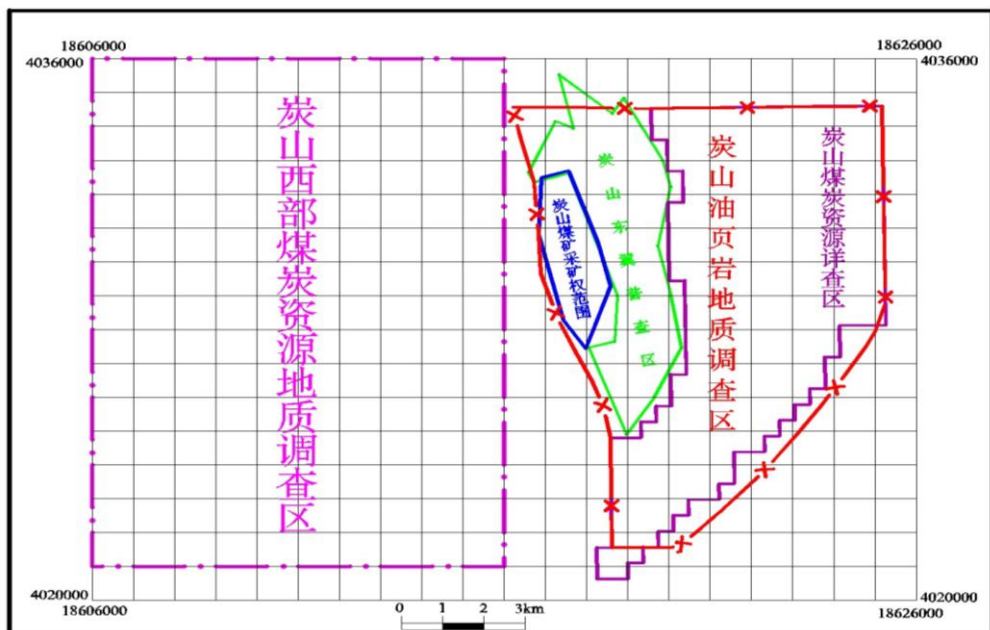


图 1-2 调查区与周边调查区关系图

第五节 以往地质工作情况

一、以往区域地质调查和科研工作情况

调查区及邻区主要开展的区域地质调查、区域物探、区域水工环地质调查以及科研工作主要有：

1. 1961~1964 年甘肃区调队完成了《固原幅》1:20 万区域地质调查工作，较全面的总结了区内地层、构造、岩浆活动，矿产分布及成矿条件。采集了大量的古生物化石，对区内地层进行了划分对比，对区内岩浆岩的侵入时代及成因进行了对比研究，对区内的地质构造进行了系统阐述。基本确立了区域地层层序及构造格架特征，并提交了 1:20 万《固原幅区域地质调查报告》。该报告是后期调查区及周边开展各类地质工作的主要参考资料。

2. 1980 年，宁夏地矿局第二水文地质队进行了 1:10 万《固原县人畜饮用、农田灌溉供水水文地质勘察地面测绘报告》，对区域地质、水文地质及工程地质条件有了初步认识，基本查明了调查区新生界分布情况。

3. 1989 年，宁夏地球物理地球化学勘查院开展了包括本次调查区在内的 1:20 万重力调查工作，并对其成果进行了综合研究和推断解释。

4. 2004~2005 年，宁夏回族自治区地质调查院完成了《1:25 万固原市幅区域地质调查报告》，对地层层序及时代重新进行了厘定，同时对区域内活动断裂带的几何学、运动学、动力学和活动时代及该地区地壳稳定性等进行了初步分析，认为海原活动断裂带具左旋走滑性质，其形成机制与印度板块向欧亚板块俯冲有关。本次工作地层划分、定名和构造特征参考了该项成果。

二、以往矿产勘查工作

调查区及邻区以往矿产勘查工作均围绕煤炭资源开展，主要包括：

1. 1956 年甘肃省工业厅勘探队曾在炭山煤矿区四周施工浅孔 7 个，钻探工作量 1478.21m，于 1958 年提交详细普查报告，共获二、四、六、七煤储量

469 万吨。该报告因质量问题未获批准，仅部分煤层资料尚可利用。

2. 1959 年 10 月～1961 年 12 月，宁夏地质局宁南地质队在煤矿区及周边 40km² 的范围内进行详细普查勘探工作，共施工 37 个钻孔，计 13557.11m。于 1962 年 2 月提交《炭山煤矿区详细普查报告》，共获 C2 级储量 2956.3 万吨，其中炼油煤 1821.60 万吨，民用煤 1143.7 万吨。因该次工作中存在岩煤芯采取率较低、采样不净、分析方法有误、测井资料不全且质量不高等诸多问题，经宁夏综合地质队审查，将该报告降为煤田初步普查，将 C2 级储量降为地质储量。

3. 宁夏煤炭地质工业勘探队于 1971 年 3 月～1972 年 12 月在秦家窑背斜轴以西、F₄ 断层以东、F₅ 断层以南、F₈ 断层以北的面积为 7.5km² 区域开展煤炭精查工作，完成钻探工作量 8704.10m（21 个孔），提交了《固原东部煤田炭山勘探区地质勘探精查报告》，共估算了 +1200m 水平标高以上二、四、六、七、八、十、十四、十六、十九煤共九层煤的煤炭资源储量，获得 A+B+C₁ 级储量共 6918.40 万吨，工业用途为小型电厂动力用煤及炼油用煤。该次工作中存在煤芯采取率较低且孔斜大多超限、煤层露头控制不足等问题，但是对赋煤地层基本确定，对各可采煤层可采性以及可采煤层煤质情况基本查清。该报告中关于煤层含油情况的分析为本次工作提供了参考。

4. 1973 年，宁夏煤炭地质工业勘探队为对炭山煤矿建设的远景规划提供必要的资源依据，在炭山煤矿精查区东侧进行了面积为 16.95 km² 的普查勘探。共完成钻探工作量 3051.35m（7 个孔），分析利用原宁南地质队钻探工作量 6889.20m，提交了《宁夏回族自治区固原东部煤田炭山普查勘探地质报告》，获得 C₁+C₂ 级储量共 13403.80 万吨。该报告中关于可采煤层特别是十九煤含油情况的分析为本次工作部署提供了依据。

5. 2006 年 11 月，受原州区炭山煤矿委托，宁夏矿产地质调查院完成了《固原市原州区炭山煤矿煤炭资源储量核实报告》，采矿权范围（面积为 5.3786Km²）内二～十九共计九层煤进行了资源储量核算，截止 2006 年 10 月

31 日，估算出该煤矿登记平面范围内保有的二～十六煤层资源储量合计为 3517 万吨，全部为长焰煤。该报告 2007 年 1 月经宁夏回族自治区矿产资源储量评审中心评审通过，评审文号：宁储审发[2007]01 号；估算的资源储量经宁夏回族自治区国土资源厅备案，备案文号：宁国土资储备字[2007]01 号。

6. 2006～2008 年，宁夏矿产地质调查院在炭山煤矿外围开展了“宁夏固原市炭山煤矿外围煤炭地质普查”工作，共施工钻孔 21 个，总进尺 11501.93m；完成二维地震测线 14 条，总物理点 6125 个。通过普查工作初步查明了炭山煤矿东侧赋煤区的范围，确定了该区的地层层序，详细划分了含煤地层，大致确定了可采煤层的煤类和煤质特征，估算了主要可采煤层十四、十五、十六、十七、十八、十九、二十一、二十三煤层共计八层煤资源/储量，获得煤炭资源/储量 $37922 \times 10^4 \text{t}$ 。其中推断的内蕴经济资源量（333）为 $12744 \times 10^4 \text{t}$ ，预测的资源量（334）？ $25178 \times 10^4 \text{t}$ 。该报告 2008 年 4 月 23 日通过宁夏矿产资源评审中心评审（宁储审发[2008]35），经宁夏国土资源厅储量与矿产开发管理处备案（宁国土资储备字[2008]24 号）。普查阶段钻孔间距大，控制程度较差，煤层对比尚存在一定的问题。

7. 2010 年 6 月～7 月，宁夏矿产地质调查院对原炭山东部 19.18 km^2 范围内煤炭资源储量进行核查，提交了《宁夏回族自治区固原市原州区炭山矿区东翼井田资源储量核查报告》。该次核查共估算各类资源储量 124786.19 千吨。

8. 宁夏矿产地质调查院 2011 年完成了《宁夏固原市炭山外围煤炭资源详查报告》，共获得煤炭资源储量 43202 万吨。其中：控制的内蕴经济资源量（332）为 13970 万吨；推断的内蕴经济资源量（333）为 18541 万吨；预测的资源量（334）？为 10691 万吨。该报告 2012 年 1 月 30 日通过宁夏矿产资源储量评审中心评审（宁矿储评字[2012]07 号），经宁夏国土资源厅备案（宁国土资储备字[2012]17 号）。通过详查工作，进一步查明了该区的煤炭资源赋存情况，为本次工作提供了参考和依据。

9. 2013~2015 年,宁夏矿产地质调查院在本次调查区外围西部开展了“宁夏固原市炭山西部煤炭资源地质调查工作”,仅在 ZK2 钻孔 959.23m-960.56m 见到 1.33m 厚煤层。在该区域推断的赋煤范围严格受边界断层 DF3 和清水河大断裂控制,具有一定的资源前景,但赋煤构造石峁子向斜南部仰起端构造比较复杂、东翼地层陡倾、其他地段煤炭资源埋藏较深等均为不利因素,在当前经济技术条件下不具有勘查开发价值。本次调查区范围未包含原炭山西部煤炭资源地质调查区。

三、邻近省区油页岩勘查开发现状

我区周边的陕西、内蒙、甘肃等地近年来开展了不同程度的油页岩勘查工作。其中,陕西省油页岩勘查工作主要集中在铜川市印台区与宜君县等地,已探获油页岩资源量约 221.69 亿吨,主要赋存于三叠系延长组,含油率 0.2%~9.4%。陕西省区域地质矿产研究院 2015 年实施了“陕西省彬县—旬邑地区三叠纪延长组油页岩资源普查”项目,共完成钻探进尺 5500 米,地球物理测井 5300 米,油页岩矿层厚 5.70 米~44.70 米,品质较好。该项目为陕西省整装勘查项目,经过前期勘查,累计提交可供进一步普查的大型矿产地 3 处,提交油页岩资源量 189.52 亿吨,油页岩油 11.51 亿吨。

陕西省煤田地质局 194 队于 2016 年完成了“宜君县马泉油页岩详查项目”,共完成 1:10000 地质及水文地质填图 13.31 平方千米、1:2000 地形测量 3.94 平方千米,施工钻孔 28 个,总进尺达 2857.34 米,获得的油页岩资源总量达 1.3 亿吨。

与我区相邻的甘肃省陇东地区已发现有大面积油页岩出露,厚度一般为 4~36 m,含油率一般为 1.5%~13.7%。经中石化股份公司科技开发部预测,陇东地区埋藏 2000m 以浅的页岩油资源量达 2000×10^8 t 以上。此外,甘肃窑街地区在采煤过程中兼采油页岩,开采成本较低,并且通过炼制油页岩油获得了较高的利润。

四、调查区及邻区油页岩勘查工作现状

我区油页岩勘查研究程度较低，目前基本处于空白状态。仅在上世纪 80 年代以前，在调查区周边、泾源县山南地区、中卫市油井山、中卫市上下河沿等地实施煤炭勘查工作的同时开展过煤层焦油产率测试工作，但针对油页岩质量的相关测试分析数据较少，预测的油页岩资源量可信度较低。

本次调查区内及邻区并未开展过针对油页岩的专项开展工作，仅在部分勘查报告中对煤层含油情况进行了采样测试和初步分析工作，主要有以下内容：

1. 宁夏煤炭地质工业勘探队于 1972 年所提交的《固原东部煤田炭山勘探区地质勘探精查报告》提到：各煤层平均焦油产率均大于 7%，十六煤最低为 7.28%，十四煤最高达 12.90%，仅在七煤和十六煤中各有一个点未达到 7%，即炭 15 孔七煤 6.63%，炭 9 孔十六煤仅 4.33%。其中，十九煤灰分产率大于 40% 小于 50%，但焦油产率普遍大于 7%。

2. 1973 年，宁夏煤炭地质工业勘探队提交的《宁夏回族自治区固原东部煤田炭山普查勘探地质报告》中对煤质的一般特征表述中提到：各煤层平均焦油产率均大于 7%，十四煤最高，达 11.31%；次为十六煤，为 9.40%；最低为十九煤，7.24%，仅炭 31 孔十九煤小于 7%（6.28%）。十九煤灰分产率为 34.35～52.19%，平均为 45.42%。

除此以外，2006～2008 年，中石油西北分院、中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院先后开展了“西北地区油页岩资源调查与评价”、“鄂尔多斯地区油页岩资源初步评价”和“陇西地区油页岩资源调查与评价”项目，其中对炭山地区与煤伴生的油页岩资源开展了少量采样测试和初步评价工作，估算油页岩矿石和页岩油查明的边际经济的资源量分别为 40301 万吨、3718.3 万吨，

达中型规模，油页岩具有含油率高、品质好的特点，有较好的开发利用经济价值。该成果经相关研究人员总结分析，发表于有关专业学术期刊中。

第六节 本次工作情况

一、立项及设计情况

本次实施的“宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查”项目，被自治区地勘基金管理办公室列为“第八批自治区地勘基金项目”，2017年5月，宁夏回族自治区矿产地质调查院向自治区地勘基金管理办公室提交了立项建议书并审议通过。2017年9月，经公开招标，中标单位为宁夏回族自治区矿产地质调查院。随后，宁夏回族自治区矿产地质调查院以投标文件为基础，组织技术人员实地踏勘，编制提交了《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查设计》，自治区地勘基金管理办公室组织专家对其进行评审后，下达了“设计评审意见书”，要求按照设计书和评审意见认真组织勘查施工。

设计批复的主要工作量为：工程点测量8点；1:10000地质填图（修测）15.88km²；机械岩心钻探4孔/2800m；地球物理测井4孔/2800m；油页岩（煤）样品采集测试180件。

二、阶段工作总结及设计优化情况

2017年10月11日项目人员进驻施工现场，与当地进行协调，组织设备修建入场道路，按照设计要求逐步展开工作。固油1钻孔于2017年11月7日开始施工，固油2钻孔于2018年5月25日开始施工。野外地质填图工作于2018年4月开始。于2018年7月底施工完成固油1和固油2两个钻孔的野外工作。

按照设计批复要求，完成以上两个钻孔后需进行阶段工作总结，待优化设计后方可开展下一步工作。随后，宁夏矿产地质调查院组织项目人员编写提交

了《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查阶段性工作总结及优化设计》（以下简称《优化设计》）。8月19日，自治区自然资源厅（原国土资源厅）组织专家对《优化设计》进行评审并通过，并下达了《优化设计》评审意见。

1. 阶段完成的工作量：工程点测量 4 点；1:10000 地质填图（修测）16.12km²；钻探 993.93m/2 孔（固油 1 孔 317.28m，固油 2 孔 676.65m）；地球物理测井 985m/2 孔；气测录井 300m；油页岩（煤）样品采集测试 125 件。

2. 阶段性主要成果与认识：调查区内大部被第四系黄土覆盖，仅在冲沟有中生界延安组地层出露。油页岩赋存于延安组，一般位于煤层的顶部或底部。固油 1 钻孔揭露含油率 $\geq 3.5\%$ 油页岩矿层 5 层（不包括含油率 $\geq 3.5\%$ 的煤层），累计厚度 6.77 米，埋深在 130~200m；固油 2 钻孔揭露含油率 $\geq 3.5\%$ 油页岩矿层 8 层（不包括含油率 $\geq 3.5\%$ 的煤层），累计厚度 12.87 米，埋深在 200~650m。

3. 优化后拟完成的工作量：工程点测量 4 点；钻探 1900m/2 孔（固油 3 孔和固油 4 孔），固油 3 孔（设计 800m）不作调整，孔深和位置与原设计一致，对固油 4 孔进行优化调整，调整后固油 4 孔设计孔深 1100m（坐标 X:4033501，Y:18621646）；地球物理测井 1900m/2 孔；气测录井 300m；油页岩（煤）样品采集测试 150 件。

4. 优化设计后，先施工固油 3 孔，后施工固油 4 孔，经费预算不再增加，工作周期不变。

三、本次工作完成情况

本次调查野外地质工作时间为：2017 年 10 月 11 日—2018 年 12 月 30 日，历时 14 个月。2019 年 7 月 3 日，自治区自然资源厅组织专家对野外工作进行

验收，评为优秀级。

表 1-3 本次调查工作设计与完成的主要实物工作量对照表

序号	项 目	技术条件	计量单位	设计工作量	优化设计工作量	实际完成工作量	完成优化设计比例
1	工程点测量		点	8	8	8	100%
2	1:10000 地质填图（修测）	II	km ²	15.88	16.12	16.12	100%
3	钻探工程	V	孔/m	4/2800	4/2893.93	4/2903.69	100.3%
4	地球物理测井		孔/m	4/2800	4/2885	4/2846	99%
5	气测录井		m	600	600	572	95%
7	化 验 测 试	制油页岩样	件	130	221	159	71%
8		制煤样	件	50	49	56	114%
9		工业分析	件	230	115	127	110%
10		固定碳	件	230	63	127	201%
11		全硫	件	230	85	127	149%
12		各种形态硫	件	230	85	74	87%
13		发热量	件	180	115	122	106%
14		元素分析	件	180	85	100	117%
15		灰成分	件	180	115	74	64%
16		灰熔融性	件	180	63	57	90%
17		有害元素	件	180	85	70	82%
18		稀散元素	件	150	76	70	92%
19		稀土、微量元素	件	150	84	52	62%
20		真密度	件	20	31	32	103%
21		视密度	件	20	31	32	103%
22		低温干馏（含内、外检）	件	180	270	215	80%
23		总有机碳含量测定	件	130	77	38	49%
24		全岩热解气相色谱分析	件	130	77	38	49%
25		全分析（常量元素）	件	20	41	0	0%
26		有机岩石学分析	件	20	20	26	130%
27		反射率测定	件	20	20	26	130%
28		岩矿鉴定与试验	件	10	13	10	77%
29		样品内检分析	件	30	30	30	100%
30		样品外检分析	件	30	30	30	100%

说明：①工业分析、固定碳、全硫、发热量比例增加的原因：钻孔实际见到煤层较优化设计增多。②钻孔中含油率大于 3.5%的油页岩矿层较优化设计减少，导致灰熔融性、低温干馏、总有机碳含量测定、全岩热解气相色谱分析、全分析项目减少。③全分析（常量元素）数据在本区以往资料中已收集到，故本次未作测试。④实际完成的其它工作量较优化设计变化不大。

确认完成的主要实物工作量有：工程点测量 8 点；1:10000 地质填图（修测）16.12km²；机械岩心钻探 4 孔/ 2903.69m；地球物理测井 4 孔/ 2846m；油

页岩（煤）样品采集测试 215 件。具体实物工作量见表 1-3，资金使用情况见表 1-4。

表 1-4 项目资金使用情况汇总表

项目名称	炭山地区油页岩地质调查			主要矿种	油页岩		
工作单位	宁夏矿产地质调查院			工作阶段	调查		
工作手段	设计工作量			预算		完成工作量	
	技术条件	计量单位	总工作量	预算标准（元/单位工作量）	总预算（万元）	实物	货币（万元）
甲	丙	1	2	3	4=2×3	5	6
一、地形测绘	II				0.85		0.87
二、地质测量	II	km ²	15.88		4.13	16.12	4.19
三、地质钻探	V	m	2800		203.32	2903.69	225.58
四、测井		m	2800		18.20	2846.00	18.50
五、化验测试		件	180		90.72	215.00	47.11
六、气测录井		m	600		6.00	572.00	5.72
七、其他地质工作					20.57		19.95
八、青苗补偿及植被恢复、三通一平费					35.67		38.84
九、安全生产费					7.13		7.77
总计					386.6		368.53
				95.4%	369.00		

野外验收通过后，项目人员依据验收资料编写了《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查报告》。2019 年 9 月 20 日，宁夏回族自治区矿产地质调查院组织单位内部相关专家对报告进行初步审核，建议对提出的意见修改完善后报送自然资源厅组织专家审查。

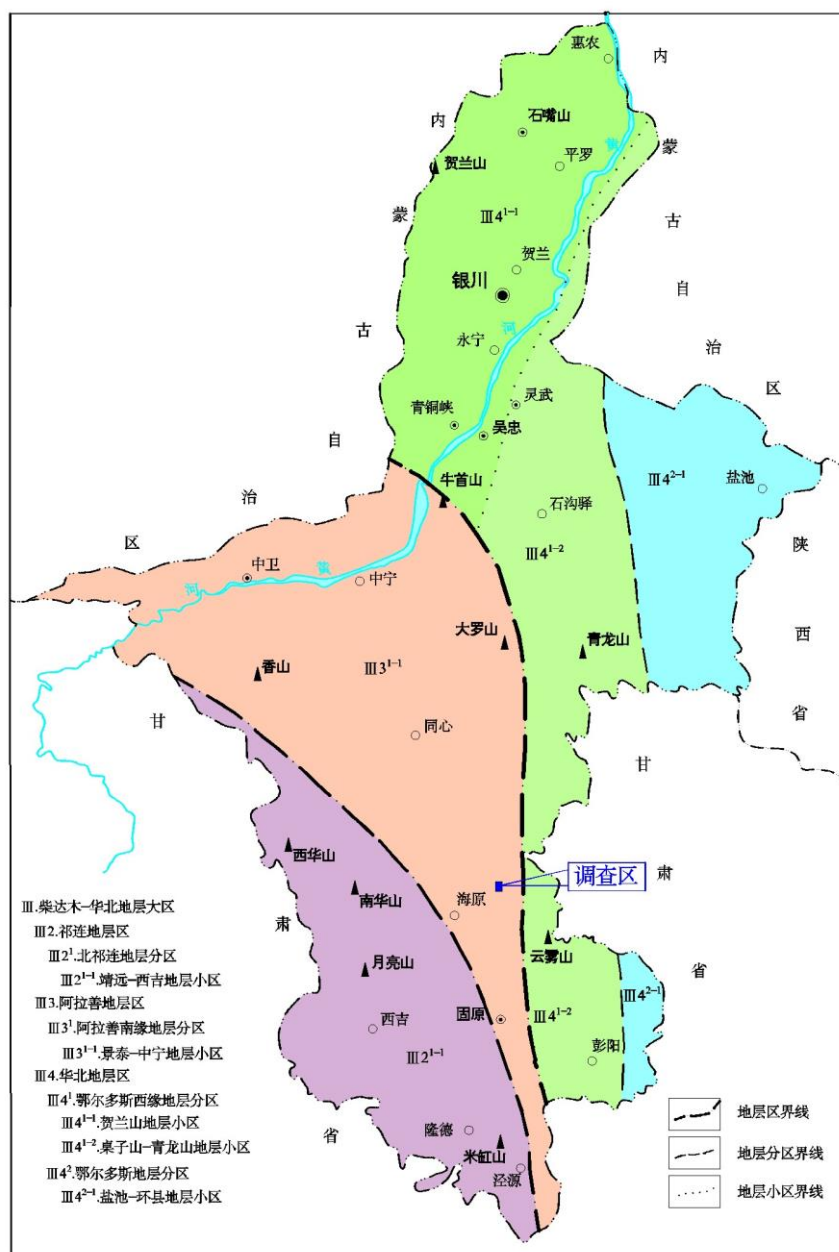


图 2-2 宁夏综合地层区划图

第二节 构造

区域上,固原炭山地区处于晚古生代后形成的宁南弧形构造带外带构造区域。区域性构造以深大断裂为主:西部为清水河大断裂,东部有牛首山—罗山—固原大断裂,均为近南北向展布。几大断裂之间发育有一系列中小型断裂及褶皱构造,多隐伏于新生界及白垩系之下,仅在局部地段有露头显示(见附图 1)。

1. 清水河大断裂

该断裂由香山北麓沿清水河一线至固原附近与西华山—六盘山断裂复合。在香山北麓该断裂露头清晰，它将寒武系、奥陶系及石炭系地层逆冲到古近系地层之上。在本区域内表现为隐伏右行走滑断裂性质。从同心至固原头营有一个不太明显的重力梯度带，可能就是这条断层的反映。该断裂可能构成了炭山侏罗纪成煤盆地的西边界。

2. 牛首山—罗山—固原大断裂

该断裂属龙首—六盘区域性深大断裂的一部分，是祁连褶皱带与中朝准地台的分界线。沿罗山—云雾山—固原一线呈近南北向展布。西侧为—埋藏深约1600m、由下古生界组成的槽型谷地（盆地），其上沉积了侏罗系含煤岩系；东侧为古生界台地（即南北古脊梁）。断裂大部分被新生代地层覆盖，只在罗山、云雾山可见古生界基岩与断裂露头，断面西倾，倾角40~80°左右。在炭山、黑石山、官亭一带沿断裂可见数处辉绿岩脉侵入。

表 2-1 炭山地区区域地层系统表

时代				厚度（m）	岩 性	备注
界	系	统	组			
新生界	第四系			0-107	黄土、亚砂土、亚粘土组成，夹砾石层及薄砂层，沟谷中见洪积、冲积薄层。	
	新近系	中新统	干河沟组 N _{1g}	84—633	以橙黄、土黄色含泥质、钙质粉砂岩为主（其中粉砂岩发育交错层理）夹砾岩、含砾砂岩（常呈透镜体）、砂岩等，近底部见薄层石膏岩等。	
			红柳沟组 N _{1h}	280—963	主要为紫红色厚层状粉砂质泥岩与橙黄色中—厚层状粉砂岩互层夹灰绿色中—厚层状石膏质砂岩，底部为一层1—2.5m的灰白色含砾砂岩，与清水营组为平行不整合接触。	
	古近系	渐新统	清水营组 E _{3q}	678.3~971	上呈现紫红、褐红、桔红夹灰绿、灰白色条带状色调。底部含灰白色钙质假结核，下部为砖红色块状细砂岩，上部为紫红色泥岩夹蓝灰、灰绿色泥岩、石膏质砂岩、石膏质泥岩及厚层石膏，越往上部，石膏层减少，而且变薄。	

时代				厚度 (m)	岩 性	备注
界	系	统	组			
	E	始新统	寺口子组 E _{2s}	69.3~293.8	主要为桔红、砖红色厚—巨厚层含泥质中—细粒长石石英砂岩及砾岩。与下伏地层呈不整合接触	
中生界	白垩系 K	下统 K ₁	乃家河组 K _{1n}	302.84	为蓝灰、灰色中层状泥岩、薄层泥灰岩（具少量盐溶孔洞）、灰岩互层夹少量页岩，顶部为紫红色薄层砂岩，与下伏地层为连续沉积。	
			马东山组 K _{1m}	401.6	以蓝灰、灰、灰绿色薄层状泥岩、中—厚层状泥灰岩为主，夹少量灰岩；上部以蓝灰、灰色钙质泥岩、泥灰岩、页岩为主，夹薄层泥灰岩、鲕状灰岩，顶部夹纤维状石膏，与下伏地层为连续沉积。	
			李洼峡组 K _{1l}	85.5~138	为一套浅红、灰黄色中层石英长石砂岩（具大型交错层理）夹粉砂岩及泥岩，底部为砂砾岩、砾岩与砂岩，与下伏地层为连续沉积。	
			和尚铺组 K _{1h}	234	岩性为紫红、砖红色厚—巨厚层状含砾砂岩、含砾粗粒长石砂岩、粗—细粒长石砂岩，长石石英砂岩夹少量泥质粉砂岩、砂质泥岩等，局部夹含铜砂岩。与下伏地层为连续沉积。	
			三桥组 K _{1s}	28~70	主要为浅紫红色厚层块状砾岩、角砾岩夹少量砂岩，顶部略含砂岩。与下伏地层呈不整合接触	
中生界	侏罗系 J	上统 J ₃	安定组 J _{3a}	142.9	岩性主要为紫红色厚层中—细粒含泥质砂岩夹同色薄层细砂岩，底部为含砾砂岩。与下伏地层为连续沉积。	
		中统 J ₂	直罗组 J _{2z}	600~650	岩性以灰白色块状砾岩夹粗粒砂岩和不等粒石英砂岩为主，夹砂砾岩，顶部为蓝灰色、紫红色泥岩及石英粗砂岩等，含植物化石。与下伏地层为连续沉积。	
			延安组 J _{2y}	381.3	上部以深灰—灰黑色页岩、灰黄—灰白色厚层石英粗砂岩为主，夹炭质页岩和煤层；下部以灰白色中—厚层块状石英砂岩为主，底部为砂砾岩及砾岩。与下伏地层呈不整合接触	
	三叠系 T		上田组 T _s	>24.06	灰绿色粉砂岩、中粗粒砂岩夹少量粗砂岩组成。与下伏地层呈不整合接触。	
下古生界	奥陶系 O	下统 O ₁	马家沟组 O _{1m}	239~694.3	上部以灰色中厚层夹薄层、厚层状含白云质泥晶灰岩、泥质网纹（条带）白云质灰岩为主，夹含燧石结核灰岩。下部主要为灰色、深灰色厚—中层状含白云质灰岩、薄层灰岩；底部为薄层泥质灰岩。与下伏地层呈不整合接触。	
	寒武、奥陶系		阿不切亥组 Є ₂ -O _{1a}	70.88	上部为薄—中厚层灰岩、泥质条带灰岩，鲕状灰岩夹少量页岩；中—下部为灰色薄层灰岩与钙质页岩互层。	
	寒武系 Є	中统	胡鲁斯台组 Є _{2h}	144.4	岩性主要为薄—中层鲕状灰岩与紫红色钙质页岩、页岩不等厚互层。与下伏地层为连续沉积。	
			陶斯沟组 Є _{2t}	109.5	上部以薄层灰岩、中厚层鲕状灰岩为主，夹白云岩、白云质灰岩；底部为石英砂岩。与下伏地层呈不整合接触。	

时代				厚度 (m)	岩 性	备注
界	系	统	组			
新 元 古 界	青 白 口 系		王全口 组 Qbw	>228.4	上部为浅灰色、灰白色厚层硅质灰岩、白云质灰岩和白云岩（含假鲕粒、不具交错层理），之下为石英砂岩。下部岩性为灰色、褐灰色厚层夹少量薄层硅质灰岩、灰质白云岩，多含灰黑色、灰白色的燧石条带和结核，近底部有少量石英岩、粉砂岩、钙质板岩，底部为一层不连续的底砾岩	
			黄旗口 组 Qbh	>32	岩性主要为褐红、紫红色石英砂岩、砂岩夹硅质板岩等。	

第三节 岩浆岩

区域上岩浆活动甚微，仅在罗山-固原大断裂西侧的炭山地段见小规模灰绿岩脉沿断裂带近南北向出露。其它地段未见岩浆岩。

第四节 矿产

区域内有燃料矿产及非金属矿产两种。

一、燃料矿产（煤）

区域内有炭山煤矿、王洼煤矿及多个见煤点。炭山煤矿区呈南北向展布，南北长 10km，东西宽 2~4km。王洼煤矿区也呈南北向展布，长 22km，东西宽 2~3km，面积约 50km²。含煤地层均为中侏罗统延安组，煤层赋存于该组上部炭质泥（页）岩及碎屑岩中。共含煤 28~32 层，厚 0.28~9.77m 不等，一般厚 1~2m，煤层厚度有一定变化，煤种为长焰煤—弱粘结煤。目前，炭山煤矿已停产，王洼煤矿正被地方开采利用。

二、非金属矿产

1. 岩盐：分布于原州区硝口—上店子一带，资源量在 26 亿吨以上，是固原盐化工的原料基地。

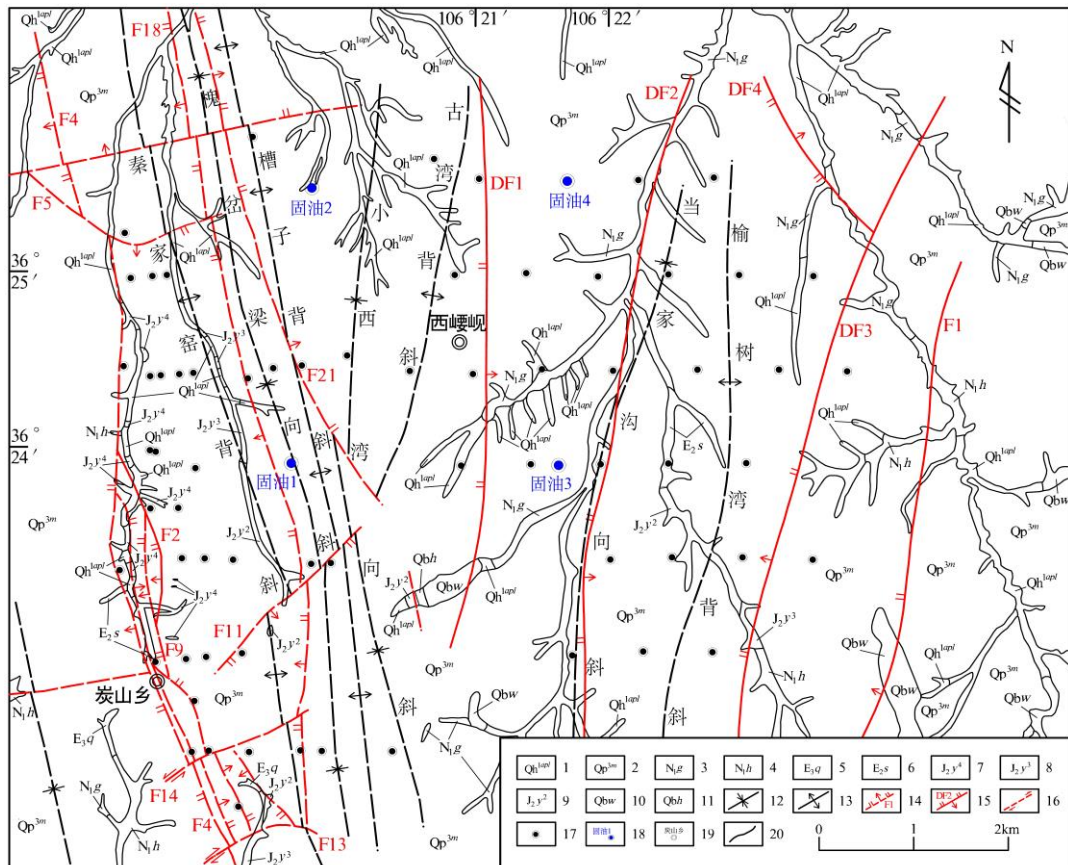
2. 石灰岩：主要分布于彭阳县新集地区，资源量约 1.4 亿吨，但矿区内覆盖层厚度较大，矿体分布规律、连续性差，当前不适合开发利用。

3. 白云岩：主要分布于黑山子—云雾山地区，可以作为冶镁原料及一般冶金、化工、陶瓷辅助原料。
4. 砖瓦用粘土：分布于固原市原州区南侧小黄茆山。目前正被开发利用。

第三章 调查区地质

第一节 地层

调查区大部分被第四系黄土所覆盖，只在南部、中东部及切割较深的沟谷中，有基岩的零星露头（见图 3-1）。根据以往和本次施工钻孔的揭露及地质图修测情况，调查区主要有以下地层单元：青白口系王全口组（Qbw），三叠系上田组（Ts），侏罗系延安组（J_{2y}）、直罗组（J_{2z}），古近系寺口子组（E_{2s}）、清水营组（E_{3q}），新近系红柳沟组（N_{1h}）、干河沟组（N_{1g}），第四系冲洪积层（Qp^{3al}）、风积层（Qp^{3eol}）。现由老到新叙述如下：



1. 第四系全新统冲洪积层；2. 第四系上更新统马兰组；3. 新近系中新统干河沟组；4. 新近系中新统红柳沟组；5. 古近系渐新统清水营组；6. 古近系始新统寺口子组；7-9. 侏罗系中统延安组第四至第二岩段；10. 青白口系王全口组；11. 青白口系黄旗口组；12. 向斜轴；13. 背斜轴；14. 隐伏正断层及编号；15. 二维地震解释逆断层及编号；16. 平移走滑断层；17. 见煤钻孔；18. 油页岩钻孔及编号；19. 地名；20. 地质界线

图 3-1 炭山油页岩调查区地质简图

（一）青白口系王全口组（Qbw）

该组地层为一套台地相以硅镁质—镁质碳酸盐岩为主的沉积（图 3-2）。其岩性以浅红灰、浅灰色厚—巨厚层含燧石条带粉晶-微晶白云岩为主，夹少量浅灰、浅黄灰、浅红灰色薄层含粉砂质微晶灰岩及紫红、黄灰色板岩，偶夹浅红色中层石英岩状砂岩。



图 3-2 青白口系王全口组（拍摄于黑山子北）

（二）三叠系上田组（T₃^s）

该组地层地表未见出露，据钻孔资料揭露，为深灰、灰绿色中薄层长石石英砂岩、石英砂岩，与黑色泥质粉砂岩、粉砂质页岩、泥岩互层，钻孔揭露厚度最小为 3m，最大为 123.49m（ZK905 钻孔）。

（三）侏罗系

1. 中统延安组（J_{2y}）

该组是调查区的含油页岩、煤地层。由于第四系覆盖严重，在调查区内仅在石洼沟、瓦窑沟（炭山煤矿）、野猪沟（煤矿）、杏儿沟、海子泉、大泉湾沟、石炭沟等有零星露头。为一套河流、湖泊相沉积。钻孔揭露最大厚度 582.67m（ZK1304 孔），平均厚度为 395.62m。岩性以灰白、灰、浅灰绿、褐灰色（含铁）粗砂岩、含砾粗砂岩、灰白、灰色粉、细砂岩、灰-灰黑色泥（页）岩碳质泥岩、油页岩及煤层（线）等。从施工的钻孔的岩性资料看，该组与下伏的

王全口组（或三叠系）呈角度不整合接触。按岩性组合特征及含煤性，该组可划分为四个岩性段（ $J_2y^1 \sim J_2y^4$ ），由于后期的剥蚀，仅少数钻孔中见到第四岩性段。

第一岩性段（ J_2y^1 ）：该段以滨湖相细碎屑岩为主，岩性为浅灰色薄层细砂岩与粉砂岩、泥岩频繁交互，岩层组合特征较为明显，整个层段显示灰、黑相间的条带。发育水平波状、斜波状、小型交错层理。该岩性段见有编号煤层 6 层，其中十九煤层为较稳定的大部可采煤层；二十一煤层局部可采煤层；其余为不可采的不稳定煤层。该段产油页岩 4 层（油 6、油 6-1、油 7、油 8），油 6、油 7 分别位于原十六煤、十七煤的位置，其中油 6 分布稳定，平均厚度 1.99m。该岩性段最小厚度 39.17m（ZK1108 孔），最大厚度 289.73m（ZK1005 孔）。

第二岩性段（ J_2y^2 ）：该段下部为褐红色巨厚层粗粒长石石英砂岩；中上部以湖相细碎屑岩为主，岩性为薄层粉砂岩、泥岩、细砂岩互层。发育波状、斜波状及小型交错层理（见图 3-3）。该岩性段见有编号煤层 2 层，其中十四煤层煤较稳定且大部可采；十五煤层不稳定局部可采。该段产油页岩 4 层（油 4、油 4-1、油 4-2、油 5），油 4、油 5 分别位于原十四煤、十五煤位置，其中油 4 分布广泛稳定，平均厚度 2.32m。该岩性段最小厚度 42.36m（ZK1001 孔），最大厚度 166.97m（ZK1305 钻孔孔）。

第三岩性段（ J_2y^3 ）：该段以粗碎屑岩为主，岩性为灰白色厚层长石或长石石英砂岩层与煤层形成紧密的韵律交替（见图 3-4）。底部为灰白微带黄绿色粗中粒砂岩；中部为滨湖相砂岩层；上部为河床相粗砂岩层，发育大型直线式斜层理。该段见有编号煤层 5 层，其中十、十一、十二煤层均为不稳定的局部可采煤层，其余为不稳定的不可采煤层。该段产油页岩 6 层（油 2、油 2-1、

油 3、油 3-1、油 3-2、油 3-3)，但均不稳定。该岩性段最小厚度 48.37m (ZK1003 钻孔)，最大厚度 241.74m (固油 4 钻孔)。



图 3-3 侏罗系延安组第二岩性段（拍摄于石洼沟）



图 3-4 侏罗系延安组第三岩性段（拍摄于石洼沟）

第四岩性段 (J_2y^4): 该段岩性以灰红色厚层状中粗粒含铁质长石石英砂岩为主，间夹浅灰、灰红色中粒长石石英砂岩与青灰色粉砂岩、泥岩互层，含煤线夹薄层细砂岩。该岩性段见有编号的二煤层，为极不稳定的偶见可采点煤层。该岩性段最小厚度 19.20m (ZK1107 钻孔)，最大厚度 63.58m (固油 4 钻孔)。

2. 中统直罗组 (J_2z)

该组地层为一套河流相粗碎屑岩为主的沉积。岩性为浅灰、灰白、灰黄色中-厚层、块状-巨厚层状含细砾中-粗粒长石石英杂砂岩夹灰白色中-厚层中-细砾岩、中-粗砾岩及少量黄绿、蓝灰、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩。发育平行层理，大型板状斜层、交错层理及槽状交错层理。由于后期的剥蚀，地表未见出露，钻孔内只有部分残留。钻孔揭露最小厚度 23.66m，最大厚度 170.30m。

(四) 古近系 (E)

1. 寺口子组 (E_{2s})

该组地层主要出露于调查区西嘴沟一带。下部岩性为浅紫红、褐红及灰色厚层状钙质粗—细砾岩，偶夹少量砂质泥岩（含钙质结核）；上部为浅灰红色中厚层细粒长石石英砂岩。砂岩发育大型板状斜层理、平行层理。厚度 38.02m。

2. 清水营组 (E_{3q})

该组地层主要出露于调查区南部石炭沟西端。下部岩性为浅黄灰、紫红色（含膏）泥岩、粉砂质泥岩与灰白、浅灰、紫红色中—厚层（含泥）石膏岩不等厚互层；上部为紫红色泥岩、粉砂质泥岩夹少量黄绿、蓝灰色含膏泥岩。厚度 27.56m。

(五) 新近系 (N_1)

1. 红柳沟组 (N_{1h})

该组地层主要出露于调查区南部和北部。下部为浅黄灰—灰白色厚—巨厚层砂砾岩、砾岩、含砾中粒石膏质长石石英砂岩与浅黄、浅红色泥岩、粉砂岩、泥岩夹中—薄层含砾粗—中粒砂岩、砂砾岩及蓝灰色泥岩条带（见图 3-5）。厚度 40.94m。



图 3-5 新近系红柳沟组（拍摄于教朋沟）

2. 干河沟组 (N_{1g})

该组地层主要出露于调查区中部和北部。岩性为浅红、浅黄、土黄色粉砂质泥岩、泥岩、泥质粉砂岩夹灰、浅红灰色中厚层—块状含砾砂岩、砂砾岩、砾岩，自下而上含砾砂岩、砂砾岩、砾岩逐渐增多，具有总体向上变粗的层序特征。干河沟组以发育细碎屑岩和粗碎屑岩为特征。最小厚度 21.82m，最大厚度 124.41m。

（六）第四系（Q）

1. 冲洪积层 (Q_h^{lapl})

广泛分布于调查区沟谷中，主要有杂色砂、砾石、泥质与粘质砂土组成（见图 3-6）。厚约 0~10m。

2. 风积层即马兰黄土 (Q_p^{3m})

大面积分布于调查区，下部为褐黄色、浅褐黄色砂质黄土，上部为灰黄色黄土（见图 3-7）。厚度变化大，钻孔揭露最小厚度 3.34m，最大厚度 256.45m（固油 4 钻孔）。



图 3-6 第四系冲洪积物（拍摄于野猪沟）



图 3-7 第四系马兰黄土（拍摄于野猪沟）

第二节 构造

调查区位于清水河大断裂与罗山—固原大断裂之间的凹陷沉降区。多期次构造叠加造成区内构造较为复杂，主要由秦家窑复背斜、古湾背斜、当家沟向

斜、榆树湾背斜四个主体构造组成，其间存在多个次一级小断裂，构造复杂程度总体为中等构造。

现分述如下（见图 3-1）：

（一）褶皱构造

根据前人资料和地震勘探成果，褶皱构造主要发育在调查区中部，较具规模的有：

1. 秦家窑复式倾伏背斜：发育于调查区中部，由侏罗系延安组组成。轴向近南北，南端翘起，向北倾伏，且两翼不对称，东翼较缓，西翼稍陡。由于第四系严重覆盖，地表无法观察到褶皱轴的具体位置。其延伸在 12km 以上。该背斜由槐岔梁向斜、槽子背斜及小西湾向斜三个较紧密的次一级褶皱组成。仅 KP11 线以南略呈“S”型。地层倾角 $20\sim 25^\circ$ 。

2. 古湾背斜：发育于调查区中北部，DF₁ 断层以西，属秦家窑复式背斜的次级褶皱。由侏罗系延安组组成。走向北东向转近南北，总体向北北东倾伏，两翼倾角基本一致约 10° 左右。

3. 榆树湾背斜：发育于调查区中东部，总体走向近南北，由侏罗系延安组地层组成。区内延伸长度大于 6.5km。背斜南部有一个隆起，向北部两翼倾角逐渐变缓。

4. 当家沟向斜：发育于调查区中部古湾背斜与榆树湾背斜之间，轴向北北东—南南西，由侏罗系延安组地层组成；西翼稍陡，东翼较缓。区内延伸长度近 7km，向北遭 DF₂ 破坏不太明显。

（二）断裂构造

调查区覆盖严重，根据以往二维地震勘探成果，调查内区较具规模，且对

煤系地层有较大影响的断裂构造主要有：

1. F_1 正断层：位于调查区东部，走向由北部的近南北向到南部的南西向，倾向西—北西，倾角 $40^{\circ}\sim 60^{\circ}$ ，断距 $>500\text{m}$ ，本次调查区区内延展长度 $>18\text{km}$ 。根据区域构造及基岩出露规律，以往工作推断该断裂为含煤区的东边界断层，因此本次调查工作已将此断层作为调查区的东南边界。

2. F_4 正断层：发育于调查区西部，为一高角度正断层，走向近南北，倾向东，倾角 80° ，断距大于 200m ，延伸长度 15km 左右。

3. DF_1 逆断层：发育于调查区北西部，走向南西—南北，倾向南东—东，倾角 $55^{\circ}\sim 65^{\circ}$ ，断距 $50\sim 250\text{m}$ ，延展长度 $>6\text{km}$ ，地震资料控制程度较可靠。

4. DF_2 逆断层：发育于调查区中部，走向近南北， KP_9 勘查线以北和 KP_6 勘查线以南走向分别向东、西稍微发生偏转，总体倾向南东，倾角 $60^{\circ}\sim 65^{\circ}$ ，断距 $150\sim 500\text{m}$ ，南端交于 F_1 ，区内延展长度约 11.7km 。紧邻当家沟向斜轴部，该断层在 $ZK1204$ 孔得到了验证，地震勘探成果与地质钻探吻合。地震资料控制程度较可靠。

5. DF_4 正断层：位于调查区东北部，走向北西—南东，倾向北东，倾角 $55^{\circ}\sim 60^{\circ}$ ，断距 $200\sim 300\text{m}$ ，区内延展长度约 1.5km 。地震资料控制程度可靠。

6. DF_5 逆断层：位于调查区南部，走向由北东—南西渐变为北西—南东，中部向西凸出；倾向北西-南西，倾角 $45^{\circ}\sim 55^{\circ}$ ，断距 $0\sim 70\text{m}$ ，区内延展长度约 2.4km ，地震资料控制程度较可靠。

其他断层要素特征详见表 3-1。

表 3-1 调查区断层要素特征一览表

断层 编号	性质	产状要素				延 伸 情 况
		走 向	倾 向	倾 角	断 距	
F ₂	高角度走向 正断层	近南北～ 北西 25°	近西～南西 65°	73° ～79°	22～32m	1875m
F ₅	倾向正断层	北东 73°	南东 17°	约 35°	35m	2500m
F ₈	倾向平移断层	北东 60° ～70°	南东 30° ～20°		水平位移约 100m	
F ₉	高角度走向 正断层	北北东～近南北 ～南东 15°	北西西～近西～ 南西 75°	75° ～77°	30～33m	1750m
F ₁₀	高角度走向 正断层	北西 7° ～25°	北东 83° ～65°	71° ～82°	30～125m	3750m
F ₁₁	斜交正断层	北东 45°	南东 45°	约 60°	20m	2100m
F ₁₂	斜交逆断层	北东 45°	南东 45°	约 60°	25m	1300m
F ₁₃	高角度走向 正断层	北西 15° ～45°	北东 75° ～45°	73° ～75°	37～40m	1000m
F ₁₄	倾向平移断层	北东 75° ～65°	南东 15° ～25°	约 85°	水平位移约 70m 垂直断距约 45m	1625m
F ₁₅	斜交平移断层	北西 35° ～45°	南西 55° ～45°	约 75°	水平位移约 150m 垂直断距约 70m	1050m
F ₁₈	高角度走向 正断层	北北西～近南北	近西	80°	98～200m 以上	8670m
F ₂₁	高角度走向～ 斜交正断层	北北西～北西	北北东～北东	80°	100～163m	5670m

第三节 岩浆岩和陷落柱

调查区岩浆活动极微弱。根据以往煤炭勘查资料分析，仅在 KP5 勘查线的 ZK501、ZK502 孔和 KP3 勘查线的 ZK302 孔中，见有辉绿岩脉沿断裂侵入于青白口系地层之中。未见陷落柱。

第四章 矿床地质

第一节 油页岩（煤）矿层特征

一、油页岩矿层的形态规模

调查区油页岩、煤赋存于中侏罗统延安组中，地层产状较缓，倾角在 $10^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 之间。该组大部分区域被新生界沉积物所覆盖，钻孔揭露该组最大厚度 582.67m (ZK1304 孔)，平均厚度为 395.62m。按岩性组合特征及含煤性，该组可划分为四个岩性段 ($J_2y^1 \sim J_2y^4$)，受后期剥蚀影响，第四岩性段仅在少数钻孔中见到。第一、第二岩性段为调查区内主要含油页岩层段，矿层埋深在 130m~920m 之间，赋矿面积为 37.15km²。通过相关测试指标，初步确定调查区内延安组共含油页岩 15 层，自上而下对油页岩矿层进行编号，其中前人识别的十四煤层的直接底板为油 4 矿层，十六煤层位置为油 6 矿层，具体矿层编号见表 4-1。

表 4-1 矿层厚度及含油率一览表

序号	勘探线号		KP10				KP13				平 均 厚 度 (m)	平均含 油 率 (%)
	钻孔编号		固油 1		固油 3		固油 2		固油 4			
	含矿 层位	矿层 编号	厚度 (m)	含油率 (%)	厚度 (m)	含油率 (%)	厚度 (m)	含油率 (%)	厚度 (m)	含油率 (%)		
1	J ₂ y ⁴	油 1	/	/	/	/	/	/	1.10	4.50	1.10	4.50
2	J ₂ y ³	油 2-1	/	/	/	/	0.69	5.00	1.02	3.50	0.86	4.11
3		油 2	/	/	/	/	1.52	4.40	/	/	1.52	4.40
4		油 3-1	/	/	1.16	3.80	1.42	4.40	/	/	1.29	4.13
5		油 3	/	/	0.72	7.75	1.99	6.70	/	/	1.36	6.98
6		油 3-2	/	/	0.93	3.88	/	/	/	/	0.93	3.88
7		油 3-3	/	/	1.55	4.50	/	/	/	/	1.55	4.50
8	J ₂ y ²	油 4-1	/	/	/	/	/	/	0.70	5.30	0.70	5.30
9		油 4	1.86	4.80	3.18	5.24	3.37	5.56	0.88	5.70	2.32	5.31
10		油 4-2	0.77	4.40	/	/	/	/	/	/	0.77	4.40
11		油 5	/	/	/	/	1.51	8.00	1.61	4.21	1.56	6.04
12	J ₂ y ¹	油 6-1	/	/	/	/	/	/	0.89	4.30	0.89	4.30
13		油 6	2.20	3.60	2.37	6.73	1.98	6.25	1.39	4.10	1.99	5.28
14		油 7	1.37	5.20	0.90	6.70	/	/	/	/	1.14	5.79
15		油 8	/	/	/	/	0.78	5.20	/	/	0.78	5.20

通过本次调查工作发现，延安组油页岩矿层含矿系数 4.08%（见表 4-2）。全区可采矿层平均厚 4.31m，可采含矿系数 0.94%。油 4、油 6 为调查区较稳定的油页岩矿层，倾角 $10^{\circ} \sim 30^{\circ}$ ，属缓倾斜矿层，除在详查区与炭山煤矿东部普查区中间的隆起带没有分布以外，大部分区域均有分布。

表 4-2 侏罗系含油页岩地层各岩性段含矿系数表

含煤段	地层平均厚度(m)	含矿平均厚度(m)	全区含可采矿层平均厚度(m)	含矿系数	全区可采含矿系数	含编号矿层
第Ⅳ岩性段	63.58	1.10	—	1.73%	—	油 1
第Ⅲ岩性段	170.31	7.52	—	4.42%	—	油 2-1、油 2、油 3-1、油 3、油 3-2、油 3-3、
第Ⅱ岩性段	84.52	5.35	2.32	6.33%	2.74%	油 4-1、油 4、油 4-2、油 5
第Ⅰ岩性段	141.57	4.80	1.99	3.39%	1.41%	油 6-1、油 6、油 7、油 8
合计	459.98	18.77	4.31	4.08%	0.94%	

（一）油 4、油 6 矿层特征分述：

油 4 矿层赋存于延安组第二岩性段，其顶板为延安组二段的煤层或深灰色砂岩，底板为延安组二段深灰色砂岩，油页岩矿层埋深在 130m~870m，由南向北深度逐渐增加；油 4 矿层最大厚度为 3.37m（固油 2 孔），最小厚度为 0.88m（固油 4 孔），平均厚度 2.32m（见表 4-1）；平均含油率 5.31%，平均灰分含量 59.55%，平均全硫含量 0.48%，平均发热量 12.05 MJ/kg（见表 4-3）；该矿层属于中品质、特低硫油页岩矿层。

表 4-3 油 4 矿层油页岩品质特征表

钻孔编号	样品编号	厚度 (m)	含油率 (%)	灰分 (%)	全硫 (%)	发热量 (MJ/kg)
固油 1	H8	1.86	4.80	60.04	0.44	11.98
固油 2	H58	1.01	5.70	73.75	0.17	6.54
	H59	2.36	5.50	52.74	0.46	14.12
固油 3	H17	0.88	5.68	56.69	0.57	13.12
	H18	1.24	5.18	62.24	0.73	11.76
	H19	1.06	4.95	65.11	0.53	10.18
固油 4	H37	0.88	5.70	52.84	0.43	14.53
厚度加权平均			5.31	59.55	0.48	12.05

油 6 矿层赋存于延安组第一岩性段，顶板为延安组一段煤层或灰黑色泥

岩、深灰色砂岩，底板为延安组一段灰黑色泥岩或深灰色砂岩，矿层埋深在 190m~920m，由南向北深度逐渐增加；油 6 矿层最大厚度为 2.37m（固油 3 孔）；最小厚度为 1.39m（固油 4 孔），平均厚度 1.99m（见表 4-1）；平均含油率 5.28%，平均灰分含量 59.66%，平均全硫含量 0.49%，平均发热量 12.25 MJ/kg（见表 4-4）；该矿层属于中品质、特低硫油页岩矿层。

表 4-4 油 6 矿层油页岩品质特征表

钻孔编号	样品编号	厚度 (m)	含油率 (%)	灰分 (%)	全硫 (%)	发热量 (MJ/kg)
固油 1	H18	2.20	3.60	67.37	0.51	9.16
固油 2	H66	0.99	5.90	54.52	0.89	13.99
	H67	0.99	6.60	60.93	0.46	11.69
固油 3	H28	0.89	6.45	54.65	0.32	14.01
	H29	1.48	6.90	50.13	0.44	16.10
固油 4	H47	1.39	4.10	63.55	0.38	11.08
厚度加权平均			5.28	59.66	0.49	12.25

（二）其余矿层特征分述：

油 1 矿层：赋存于延安组四段，分布在调查区东北部，仅在 KP13 线固油 4 钻孔中见到，厚度为 1.10m，含油率为 4.5%。

油 2-1 矿层：赋存于延安组三段，分布在调查区北部，在 KP13 线上布设的固油 2 和固油 4 两个钻孔中均可见到，厚度分别为 0.69m、1.02m，含油率分别为 5%、3.5%；平均厚度 0.86m，平均含油率 4.11%。

油 2 矿层：赋存于延安组三段，仅在调查区北部固油 2 钻孔中见到，厚度为 1.52m，含油率为 4.4%。

油 3-1 矿层：赋存于延安组三段，在固油 2 和固油 3 钻孔中见到，厚度分别为 1.42m、1.16m，含油率分别为 4.4%、3.8%；平均厚度为 1.29m，平均含油率为 4.13%。

油 3 矿层：赋存于延安组三段，见于固油 2 和固油 3 钻孔，厚度分别为 1.99m、0.72m，含油率分别为 6.7%、7.75%；平均厚度为 1.36m，平均含油率为 6.98%。

油 3-2 矿层：赋存于延安组三段，仅在调查区的固油 3 钻孔中见到，厚度为 0.93m，含油率为 3.88%。

油 3-3 矿层：赋存于延安组三段，仅在调查区的固油 3 钻孔中见到，厚度为 1.55m，含油率为 4.5%。

油 4-1 矿层：赋存于延安组二段，分布在调查区东北部，仅在 KP13 线固油 4 钻孔中见到，厚度为 0.7m，含油率为 5.3%。

油 4-2 矿层：赋存于延安组二段，仅在调查区的固油 1 钻孔中见到，厚度为 0.77m，含油率为 4.4%。

油 5 矿层：赋存于延安组二段，分布在调查区东部，在固油 2 和固油 4 钻孔中均可见到，厚度分别为 1.51m、1.61m，含油率分别为 8%、4.21%；平均厚度为 1.56m，平均含油率为 6.04%。

油 6-1 矿层：赋存于延安组一段，仅在 KP13 线固油 4 钻孔中见到，厚度为 0.89m，含油率为 4.3%。

油 7 矿层：赋存于延安组一段，在固油 1 和固油 3 钻孔中均可见到，厚度分别为 1.37m、0.9m，含油率分别为 5.2%、6.7%；平均厚度为 1.14m，平均含油率为 5.79%。

油 8 矿层：赋存于延安组一段，仅在 KP13 线固油 2 钻孔中见到，厚度为 0.78m，含油率为 5.2%。

（三）第一、第二岩性段油页岩累积厚度和含油率

调查区油页岩主要集中在中侏罗统延安组第一、第二岩性段，第一岩性段的油页岩矿层为油 4-1、油 4、油 4-2、油 5，第二岩性段的油页岩矿层为油 6-1、油 6、油 7、油 8。固油 1 钻孔油页岩累积厚度为 6.2m，含油率为 4.41%；固油 2 钻孔油页岩累积厚度为 7.64m，含油率为 6.18%；固油 3 钻孔油页岩累积厚度为 6.45m，含油率为 5.99%；固油 4 钻孔油页岩累积厚度为 5.47m，含油率为 4.58%；在 4 个钻孔中油页岩累积平均厚度为 6.44m，平均含油率为 5.37%。详见表 4-5。

表 4-5 第一、第二岩性段油页岩累积厚度和含油率

勘探线号		KP10				KP13				平均厚度 (m)	平均含油率(%)
钻孔编号		固油 1		固油 3		固油 2		固油 4			
含矿层位	矿层编号	厚度 (m)	含油率 (%)	厚度 (m)	含油率 (%)	厚度 (m)	含 油率 (%)	厚度 (m)	含油率 (%)		
J ₂ y ²	油 4-1	/	/	/	/	/	/	0.7	5.3	0.7	5.3
	油 4	1.86	4.8	3.18	5.24	3.37	5.56	0.88	5.7	2.32	5.31
	油 4-2	0.77	4.4	/	/	/	/	/	/	0.77	4.4
	油 5	/	/	/	/	1.51	8	1.61	4.21	1.56	6.04
J ₂ y ¹	油 6-1	/	/	/	/	/	/	0.89	4.3	0.89	4.3
	油 6	2.2	3.6	2.37	6.73	1.98	6.25	1.39	4.1	1.99	5.28
	油 7	1.37	5.2	0.9	6.7	/	/	/	/	1.14	5.79
	油 8	/	/	/	/	0.78	5.2	/	/	0.78	5.2
累积厚度及含油率		6.2	4.41	6.45	5.99	7.64	6.18	5.47	4.58	6.44	5.37

二、油 4、油 6 矿层厚度变化

调查区内主要的矿层为延伸范围较大的油 4、油 6 矿层，矿层基本连续。

厚度变化系数由下列公式计算：

$$V_m = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (m_i - \bar{m})^2}{(n-1)\bar{m}^2}} \times 100\%, \text{ 式中: } V_m \text{--厚度变化系数; } \bar{m} \text{--样品平均厚度;}$$

m_i —单个样品的厚度； n —样品总数。

表 4-6 矿层厚度变化计算

矿层编号	勘查线号	钻孔编号	样品编号	厚度 (m)	变化系数	稳定程度
油 4 矿层	KP10	固油 1	H8	1.86	42%	较稳定
	KP13	固油 2	H58	1.01		
			H59	2.36		
	KP10	固油 3	H17	0.88		
			H18	1.24		
			H19	1.06		
	KP13	固油 4	H37	0.88		
油 6 矿层	KP10	固油 1	H18	2.2	37%	稳定
	KP13	固油 2	H66	0.99		
			H67	0.99		
	KP10	固油 3	H28	0.89		
			H29	1.48		
	KP13	固油 4	H47	1.39		

参照规范确定矿层厚度稳定程度标准为：变化系数 $\leq 40\%$ 为稳定矿层；变化系数 $40\% \sim 70\%$ 者为较稳定；变化系数 $\geq 70\%$ 为不稳定矿层。

经统计计算：油 4 矿层的厚度变化系数为 42%，均为较稳定矿层；油 6 矿层的厚度变化系数为 37%，为稳定矿层（见表 4-6）。

三、煤层的形态规模及特征

通过对以往煤炭勘查资料的对比分析，调查区内煤层的分布规模、形态及其特征叙述如下：

（一）含煤性

调查区含煤地层为侏罗系延安组（ J_2Y ）。地层平均厚度为 395.62m，共含煤（包括煤线）30 余层，编号煤层 16 层，即：二、六、八、十、十一、十二、十四、十五、十六、十七、十八、十九、二十一、二十二、二十三、二十四煤层。其中十四、十六、十七、十九煤层为较稳定的大部可采煤层；十、十一、十二、十五、二十一煤层为局部可采的不稳定煤层；其余的二、六、八、十八、二十二、二十三、二十四煤层为偶见可采点的极不稳定煤层。该组含煤平均厚

度 26.68m，含煤系数 6.74%。可采煤层平均厚 17.83m，可采含煤系数 4.51%。该组分为四个岩性段，各段均含有可采煤层，从空间分布特点看，煤层主要集中在下部的一、二岩段。各岩性段含煤情况详见表 4-7；煤层发育情况见表 4-8。

表 4-7 侏罗系含煤地层各岩性段含煤系数表

含煤段	地层平均厚度(m)	含煤平均厚度(m)	含可采煤层平均厚度(m)	含煤系数	可采含煤系数	含编号煤号
第Ⅳ岩性段	31.75	1.81	—	5.70%	—	二煤层
第Ⅲ岩性段	117.78	8.14	5.47	6.91%	4.64%	六、八、十、十一、十二煤层
第Ⅱ岩性段	85.30	3.66	3.84	4.29%	4.50%	十四、十五煤层
第Ⅰ岩性段	160.79	13.07	8.52	8.51%	5.30%	十六、十七、十八、十九、二十一、二十二、二十三、二十四煤层

（二）可采煤层

调查区内共有可采煤层九层。即十、十一、十二、十四、十五、十六、十七、十九、二十一煤层。大部可采煤层和局部可采煤层特征如下（表 4-9）：

（1）十煤层：位于延安组第Ⅲ岩性段，主要赋存于 KP9 勘查线以北，以 KP12 勘查线发育较好，煤厚总的变化趋势为西厚东薄，北厚南薄。下距十一煤层 5.53—21.45m，平均间距 13.09m。见煤点 14 个，可采点 12 个。煤层厚度 0—2.96m，平均厚度 1.71m；最大可采厚度 2.70m。煤层结构简单。可采面积 10.83km²，为不稳定的局部可采煤层。

（2）十一煤层：位于延安组第Ⅲ岩性段，主要赋存于 KP10 勘查线以北，以 KP12 勘查线发育较好，下距十二煤层 5.45—61.15m，平均间距 19.31m。10 个见煤点均达可采厚度。煤层厚度 0—4.35m，平均厚度 1.91m；最大可采厚度 3.67m。煤层结构简单。可采面积 9.38km²，为不稳定的局部可采煤层。

表 4-8 调查区煤层发育一览表

含煤层位		煤层 编号	见 煤 点 数	煤层厚度 (m)			可采煤层厚度 (m)			到下层煤的间距 (m)			结构情况		稳定程度	可采程度	煤类
				最大 厚度	最小 厚度	平均值 (点数)	最大 厚度	最小 厚度	平均值 (点数)	最大	最小	平均 值 (点	夹矸 层数	煤层 结构			
侏 罗 系 延 安 组	第Ⅳ岩性段	二	6	3.48	0	1.81(7)				42.94	18.83	32.94(6)	0-3	简单	极不稳定	不可采	长焰煤
	第Ⅲ岩性段	六	8	2.36	0	1.58(9)				77.51	28.50	41.07(8)	0-1	简单	极不稳定	不可采	长焰煤
		八	10	3.19	0	1.33(11)				59.94	24.96	48.43(7)	0-2	简单	极不稳定	不可采	长焰煤
		十	14	2.96	0	1.71(15)	2.70	0.93	1.88(12)	21.45	5.53	13.09(10)	0-3	简单	不稳定	局部可采	长焰煤
		十一	10	4.35	0	1.91(11)	3.67	0.82	1.98(10)	61.15	5.45	19.31(11)	0-2	简单	不稳定	局部可采	长焰煤
		十二	17	4.31	0	1.61(18)	3.65	0.86	1.61(14)	101.04	34.63	68.81(14)	0-2	简单	不稳定	局部可采	长焰煤
	第Ⅱ岩性段	十四	27	6.81	0	2.33(28)	6.06	0.80	2.45(23)	17.58	3.61	9.33(19)	0-3	简单	较稳定	大部可采	长焰煤
		十五	20	4.61	0	1.33(21)	3.17	0.80	1.39(16)	67.99	22.07	46.92(18)	0-3	简单	不稳定	局部可采	长焰煤
	第Ⅰ岩性段	十六	31	4.62	0	2.22(32)	3.78	0.83	2.35(26)	56.61	2.81	10.51(28)	0-2	简单	较稳定	大部可采	长焰煤
		十七	32	3.63	0	1.23(33)	2.99	0.80	1.26(25)	89.17	17.68	38.17(29)	0-3	简单	较稳定	大部可采	长焰煤
		十八	11	3.29	0	1.18(12)				11.45	1.30	4.75(8)	0-2	简单	极不稳定	不可采	长焰煤
		十九	31	8.13	0	3.24(32)	6.76	0.81	2.81(30)	58.68	9.49	27.00(27)	0-4	较简单	较稳定	大部可采	长焰煤
		二十一	22	5.74	0	1.87(23)	4.83	0.80	2.10(17)	47.04	18.17	25.43(19)	0-2	简单	不稳定	局部可采	长焰煤
		二十二	9	2.84	0	1.13(10)				42.76	19.78	30.09(6)	0-3	简单	极不稳定	不可采	长焰煤
		二十三	5	3.52	0	0.97(6)				88.76	52.89	70.83(2)	0-2	简单	极不稳定	不可采	长焰煤
		二十四	6	2.67	0	1.23(7)							0-2	简单	极不稳定	不可采	长焰煤

表 4-9 可采煤层特征表

含煤层位		煤层 编号	见 煤 点 数	煤层厚度(m)			可采煤层厚度(m)			到下层煤的间距(m)			结构情况		稳定 程度	可采面积 (km ²)	可采面积 占调查区 面积的比 例（%）	对比可 靠程度
				最大 厚度	最小 厚度	平均值 (点数)	最大 厚度	最小 厚度	平均值 (点数)	最大	最小	平均 值 (点	夹矸层 数	煤层 结构				
侏罗系 延安组	第Ⅲ 岩性段	十	14	2.96	0	1.83(14)	2.70	0.93	1.88(12)	21.45	5.53	13.09(10)	0-3	简单	不稳定	10.83	20.28	可靠
		十一	10	4.35	0	2.09(10)	3.67	0.82	1.98(10)	61.15	5.45	19.31(11)	0-2	简单	不稳定	9.38	17.57	可靠
		十二	17	4.31	0	1.70(17)	3.65	0.86	1.61(14)	101.04	34.63	68.81(14)	0-2	简单	不稳定	12.64	23.67	可靠
	第Ⅱ 岩性段	十四	27	6.81	0	2.41(27)	6.06	0.80	2.45(23)	17.58	3.61	9.33(19)	0-3	简单	较稳定	19.12	35.81	可靠
		十五	20	4.61	0	1.42(20)	3.17	0.80	1.39(16)	67.99	22.07	46.92(18)	0-3	简单	不稳定	10.36	19.40	可靠
	第Ⅰ 岩性段	十六	31	4.62	0	2.29(31)	3.78	0.83	2.35(26)	56.61	2.81	10.51(28)	0-2	简单	较稳定	25.35	47.47	可靠
		十七	32	3.63	0	1.27(32)	2.99	0.80	1.26(25)	100.62	18.98	42.92(29)	0-3	简单	较稳定	21.24	39.78	可靠
		十九	31	8.13	0	3.34(31)	6.76	6.76	2.81(30)	58.68	9.49	27.00(27)	0-4	较简单	较稳定	30.27	56.69	可靠
		二十一	22	5.74	0	1.95(22)	4.83	4.83	2.10(17)				0-2	简单	不稳定	13.05	24.44	可靠

(3) 十二煤层：位于延安组第Ⅲ岩性段，主要赋存于 KP9 勘查线以北，以 KP12 勘查线发育较好。下距十四煤层 34.63—101.04m，平均间距 68.81m。见煤点 17 个，可采点 14 个，不可采点主要出现在含煤区的边部。煤层厚度 0—4.31m，平均厚度 1.61m；最大可采厚度 3.65m。PK11 勘查线西部有厚煤层赋存地段，煤层结构简单，可采面积 12.64km²，为不稳定的局部可采煤层。

(4) 十四煤层：位于延安组第Ⅱ岩性段，主要赋存于 KP6 勘查线以北，南部 PK3 勘查线有零星见煤点。下距十五煤层 3.61—17.58m，平均间距 9.33m。见煤点 27 个，可采点 23 个。煤层厚度 0—6.81m，平均厚度 2.33m；最大可采厚度 6.06m。PK12、PK11 勘查线西部和 PK10、PK9 勘查线中部有厚煤层赋存地段，煤层结构简单，可采面积 19.12km²，为较稳定的大部可采煤层。

(5) 十五煤层：位于延安组第Ⅱ岩性段，主要赋存于 KP7 勘查线以北。下距十六煤层 22.07—67.99m，平均间距 46.92m。见煤点 20 个，可采点 16 个。煤层厚度 0—4.61m，平均厚度 1.33m；最大可采厚度 3.17m。PK12 勘查线中部有厚煤层赋存地段，煤层结构简单，可采面积 10.36km²，为不稳定的局部可采煤层。

(6) 十六煤层：位于延安组第Ⅰ岩性段上部，主要赋存于 KP8 勘查线以北，以南只有零星开采点。下距十七煤层 2.81—56.61m，平均间距 10.51m。见煤点 31 个，可采点 26 个。煤层厚度 0—4.62m，平均厚度 2.22m；最大可采厚度 3.78m。该煤层大部分为中厚煤层，只在 PK11 勘查线西部和 KP13 勘查线中部有厚煤层赋存地段，煤层结构简单，可采面积 25.35km²，为较稳定的大部可采煤层。

(7) 十七煤层：位于延安组第Ⅰ岩性段，主要赋存于 KP8 勘查线以北，向南只有零星见煤点分布。下距十九煤层 18.98—100.62m，平均间距 42.92m。见煤点 32 个，可采点 24 个。煤层厚度 0—3.63m，平均厚度 1.23m；

最大可采厚度 2.99m。煤层结构简单，可采面积 21.24km²，为较稳定的大部可采煤层。

(8) 十九煤层：位于延安组第 I 岩性段中下部，KP5 勘查线以北均有赋存，以南只有小面积分布。下距二十一煤层 9.49—58.68m，平均间距 27.00m。见煤点 31 个，可采点 30 个。煤层厚度 0—8.13m，平均厚度 3.24m；最大可采厚度 6.76m。是调查区内赋煤面积最大的一层煤，在 PK12、PK11、PK9、PK8 和 PK6 勘查线均由厚煤层赋存地段，煤层结构较简单，多数见煤点为 0—2 层夹矸，只有个别点见有 4 层夹矸，可采面积 30.27km²，为较稳定的大部可采煤层。

(9) 二十一煤层：位于延安组第 I 岩性段中下部，KP7 勘查线以北均有赋存，以南有少数见煤点。上距十九煤层 9.49—58.68m，平均间距 27.00m。见煤点 22 个，可采点 17 个。煤层厚度 0—5.74m，平均厚度 1.87m；最大有可采度 4.83m。在 PK10 和 PK9 勘查线由厚煤层赋存地段，煤层结构简单，可采面积 13.05km²，为不稳定的局部可采煤层。

(三) 可采煤层的煤质特征

依据以往煤炭勘查资料，参照灰分、硫分、磷分及发热量等指标，按照《煤炭灰分质量分级》(GB/T 15224.1—2010)、《煤炭硫分质量分级》(GB/T 15224.2—2010)、《煤发热量分级》(GB/T 15224.3—2010)、《煤中磷分分级》(MT/T 562—1996) 等标准，对调查区内主要可采煤层煤质作如下评价：

十煤层为低灰分、中硫、低磷、高发热量煤；十一煤层为低灰分、中硫、低磷、中高发热量煤；十二煤层为低灰分、中硫、低磷、中高发热量煤；十四煤层为低灰分、中硫、低磷、中高发热量煤；十五煤层为低灰分、中硫、低磷、中高发热量煤；十六煤层为低灰分、中硫、低磷、中高发热量煤；十七煤层为低灰分、中硫、低磷、中高发热量煤；十九煤层为低灰分、低硫、低磷、中高发热量煤；二十一煤层为低灰分、中硫、低磷、中

高发热量煤。

（四）煤层瓦斯

调查区内煤层瓦斯含量较低，十二、十四、十五、十六、十七、十九煤可燃质总量为 0.54~2.46ml/g，平均为 1.38ml/g。各煤层瓦斯成分以氮气（N₂）为主，含量为 0.53~2.37ml/g，占可燃质总量的 87.13~99.49%；少量二氧化碳（CO₂），含量为 0.01~0.14ml/g，占可燃质总量的 0.54~14.00%；甲烷（CH₄）和重烃（C₂₋₄）含量基本为零。氮气（N₂）含量均在 80% 以上，瓦斯分带均属氮气带。

四、矿层对比

本次油页岩地质调查工作的油页岩（煤层）对比是在以往煤炭普查、详查工作煤层对比的基础上，采用辅助标志层、油页岩层（煤层）间距、岩煤层组合关系、物探测井曲线等进行综合油页岩层（煤层）对比的。

（一）辅助标志层法：延安组第四岩段底部有一厚层至巨厚层状中粗粒含铁长石石英砂岩，调查区内发育较稳定，即 K1 辅助标志层，它位于四、六煤之间，是确定四、六煤层的标志；第三岩段底部与第二岩段顶部有一层灰白、微带黄绿色的粗中粒砂岩，层位稳定，普遍发育，即 K2 辅助标志层，是确定油 4 矿层（十四煤层）的标志；第二岩段底部与第一岩段顶部有一层浅灰绿色巨厚层中粗粒砂岩，层位稳定，普遍发育，即 K3 辅助标志层，是确定油 6 矿层（十六煤层）的标志；第一岩段上部有一层灰白、微带灰绿色的含砾粗中粒砂岩，层位稳定，普遍发育，即 K4 辅助标志层，十九煤层位于其下，油 6 矿层位于其上。

（二）油页岩层（煤层）间距法：通过对所施工钻孔岩性柱状的分析，发现各可采煤层之间由于沉积环境的改变，间距虽有一定的变化，但大体而言，还是较稳定的，利用这一规律，可以确定油页岩层（煤层）的相对位置。因此，利用煤层层间距逐孔进行油页岩层对比，方法简便、直观、可靠。

(三) 岩煤层组合关系：根据岩石成因标志和宏观沉积旋回特征，以较稳定煤层的顶界面作为分界面，延安组可划分成四个含煤岩段。各含煤岩段的厚度、沉积结构和煤层及煤层组合在垂向上的沉积位置等，都有各自比较明显的特征。每一个含煤段的底部不同程度地具有粗碎屑岩沉积，上部或顶部往往发育有较厚的煤层，而其下则形成一层或多层薄煤层及煤线，这种与主要煤层所形成的组合关系特征，在一定范围内比较稳定。利用这种岩煤层组合关系特征，对主要可采煤层进行对比是一种行之有效的方法。

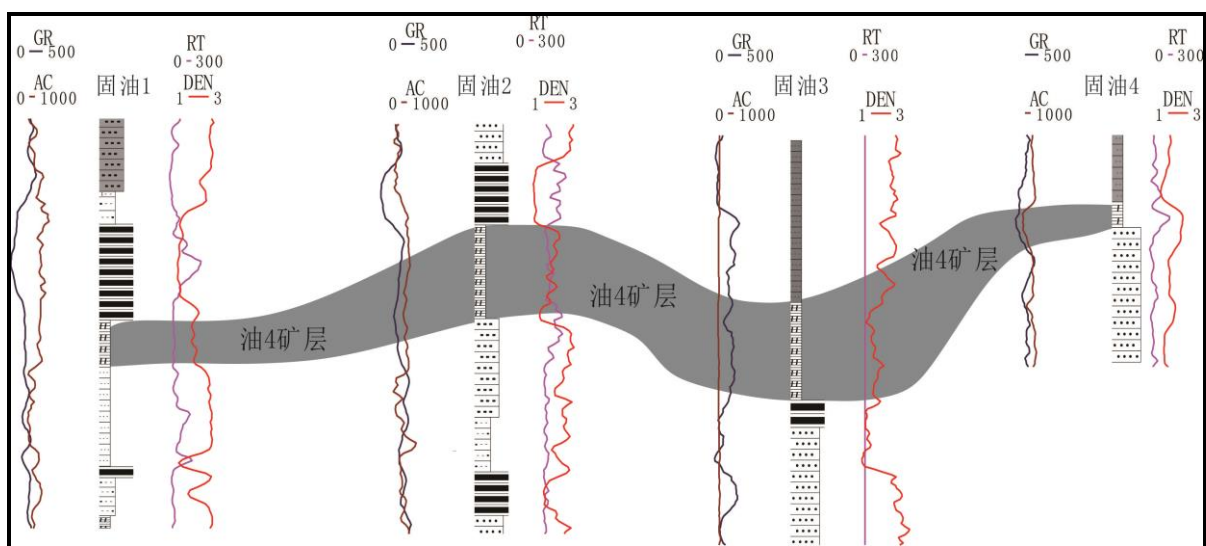


图 4-1 油 4 矿层测井曲线特征及钻孔对比图

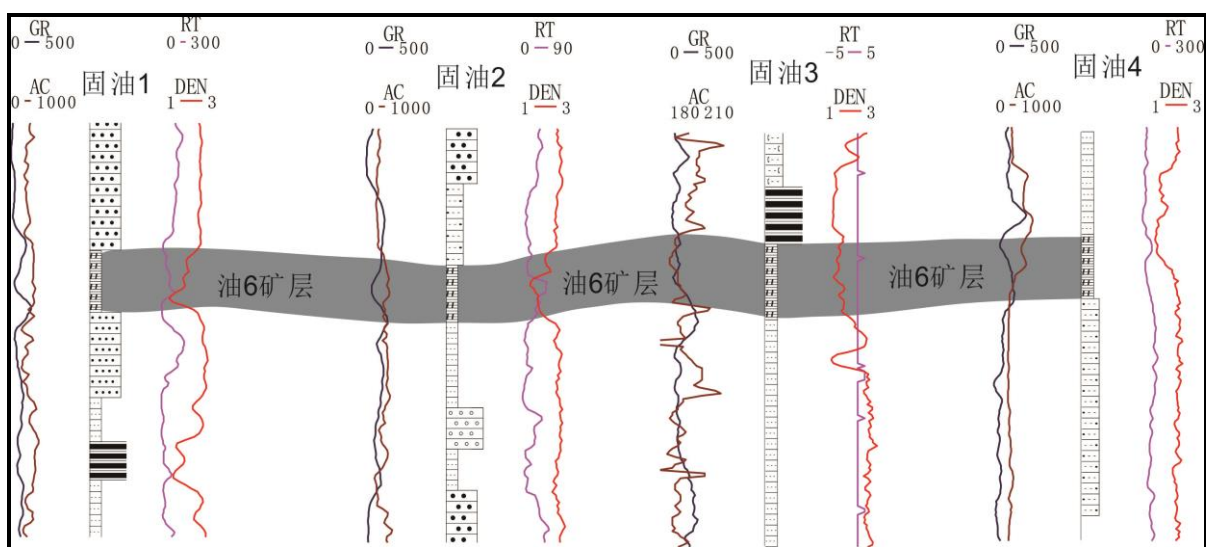


图 4-2 油 6 矿层测井曲线特征及钻孔对比图

(四) 物探测井曲线(即物性): 调查区油页岩富含有机质, 而有机质含量与地层中放射性元素(铀、钾等)含量有一定正相关性, 因此在伽马测井曲线上表现为高异常。油页岩中干酪根的存在是其高电阻率的主要原因, 泥岩通常具有较低电阻率, 据此可区分泥岩与油页岩(见附图 4)。炭山地区油页岩与煤层伴生, 或油页岩与煤层、碳质泥岩交替出现, 通过以往煤炭勘查和本次调查钻孔的测井曲线特征可以明显看出, 伽马测井、声波时差测井中, 煤层>油页岩>泥岩, 电阻率测井中, 煤层>泥岩>油页岩, 而密度测井中, 泥岩>油页岩>煤层, 因此通过测井分析可以较好的识别油页岩(见图 4-1、4-2)。

通过本次调查及以往煤炭勘查测井资料的二次分析, 调查区含矿地层含矿层数多, 岩、矿层沉积厚度有一定的变化, 但钻孔中各含矿地层的矿组组合物性特征曲线反映较好。矿层及各矿组在各种参数曲线上异常幅值反映明显, 界面清楚。各矿层随岩性、岩相及沉积环境的变化, 在各种参数曲线上的物性反映, 有着较强的相似性和可比性。如油 6 矿层: 长源距伽玛伽玛曲线中高异常, 4000~8500CPS, 形态为“门型或双峰顶”; 电阻率曲线中高异常, 50~130 $\Omega \cdot m$, 形态为不规则“锯齿顶或双峰顶”; 自然伽玛曲线中低异常, 23~50CPS 之间, 形态为“平谷底或双谷底”(见图 4-3)。

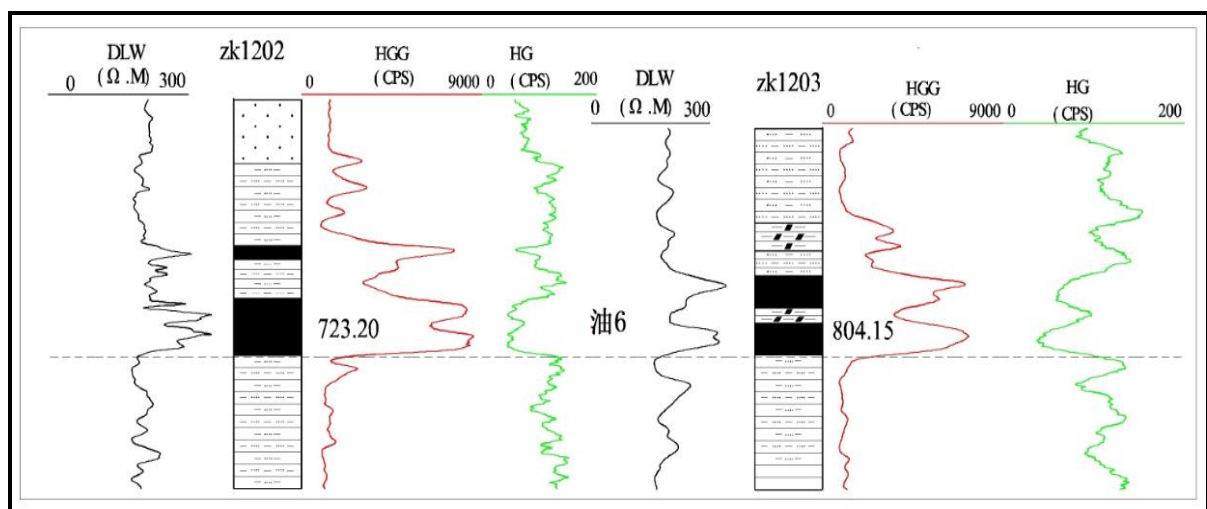


图4-3 油6测井曲线形态特征图

五、油页岩与主要煤层之间的相互关系

本次调查工作对油页岩样品和煤样品均进行了工业分析和焦油产率的测试分析,结果显示十四煤层的含油率在 6.90%~13.00%之间,平均含油率 10.43%,平均全硫含量 0.81%,平均发热量 26.26 MJ/kg;十九煤层的含油率在 8.20%~9.20%之间,平均含油率 8.72%,平均全硫含量 0.89%,平均发热量 23.56 MJ/kg。十四、十九煤层的含油率普遍较高,均为特低硫分的含油煤层,可作为动力用煤,还可以用作煤化工原料。

表 4-10 调查区十四煤、十九煤工业分析表

煤层 编号	样品 编号	厚度 (m)	含油率(%)	灰分 (%)	挥发分(%)	全硫 (%)	发热量 (MJ/kg)
十四煤	GY1-H6	1.36	7.10	30.65	44.76	0.68	22.34
	GY1-H7	2.07	11.00	13.73	44.38	0.69	28.35
	GY2-H56	1.45	11.90	11.84	42.01	0.88	29.16
	GY2-H57	0.74	13.00	9.17	43.48	0.85	30.02
	GY3-H20	0.88	6.90	30.01	46.26	1.24	22.55
	GY3-H21	1.24	9.30	35.92	45.52	0.87	20.32
	GY4-H34	2.19	12.20	12.88	43.68	0.75	28.39
	平均		10.43	19.46	44.17	0.81	26.26
十九煤	GY2-H79	1.39	8.60	27.78	41.28	0.76	23.95
	GY2-H80	1.75	8.20	22.37	40.13	0.94	25.47
	GY2-H81	1.12	8.80	27.21	39.42	0.90	23.61
	GY2-H82	0.88	8.70	32.72	44.63	1.25	21.37
	GY3-H33	2.02	9.20	30.09	41.52	0.76	22.56
	平均		8.72	27.63	41.19	0.89	23.56

通过对以往煤炭勘查资料分析,并结合本次调查工作,调查区内油页岩主要赋存于中侏罗统延安组第一、第二岩性段内,与调查区内煤层赋存地层完全一致。同时,调查区内油页岩主要与煤交互出现,或作为煤层顶板或底板出现,如油 4-1、油 6-1 分别为十四煤和十六煤的顶板,油 4、油 5 和油 6 等分别为十四煤、十五煤和十六煤的位置。此外,部分煤层如十四煤和十九煤,含油率非常高,已成为含油煤,与油页岩的区别在于煤灰分

较低。根据油页岩与煤这种分布关系及沉积环境特点，推测调查区油页岩与煤应属同一大沉积环境，为共伴生关系，均符合各自相应的工业指标并能达标成矿，可在今后综合开发利用的阶段，同时有效合理地进行开采。

表 4-11 调查区十四、十九煤层厚度统计

煤层号	孔号	厚度 (m)	孔号	厚度 (m)	孔号	厚度 (m)	孔号	厚度 (m)	平均厚度 (m)
十四煤	ZK905	1.54	ZK1101	6.06	ZK1202	4.06	ZK1304	2.07	2.34
	ZK907	3.75	ZK1102	1.05	ZK1203	3.01	ZK1305	2.46	
	ZK1001	0.51	ZK1104	0.80	ZK1204	1.30	ZK1306	0.77	
	ZK1002	1.68	ZK1105	3.57	ZK1205	0.87	固油 1	3.43	
	ZK1003	2.47	ZK1106	1.94	ZK1206	1.84	固油 2	2.19	
	ZK1004	4.10	ZK1107	2.18	ZK1302	1.69	固油 3	2.12	
	ZK1005	2.61	ZK1201	3.75	ZK1303	1.39	固油 4	2.19	
十九煤	ZK904	3.50	ZK1005	3.25	ZK1201	4.32	ZK1306	1.65	2.86
	ZK905	3.68	ZK1101	2.12	ZK1202	0.81	固油 2	5.14	
	ZK907	6.10	ZK1102	0.29	ZK1203	6.76	固油 3	2.02	
	ZK1002	1.48	ZK1105	2.90	ZK1204	1.64			
	ZK1003	2.65	ZK1106	3.67	ZK1304	1.64			
	ZK1004	1.82	ZK1107	2.22	ZK1305	2.39			

第二节 油页岩品质特征

调查区油页岩多呈灰黑色～黑色，风化面为灰色，泥质结构，层状、



图 4-4 调查区延安组第二岩性段油页岩岩心特征

块状构造，轻微污手，硬度小，可以用指甲或小刀刻划，参差状、贝壳状断口（图 4-4）。肉眼观察，主要由黏土矿物组成。

油页岩品质质量评价关键参数包括含油率（ ω ）、灰分（ A^g ）、发热量（ Q_{DW}^g ）、全硫含量（ S_Q^g ）等。

一、含油率

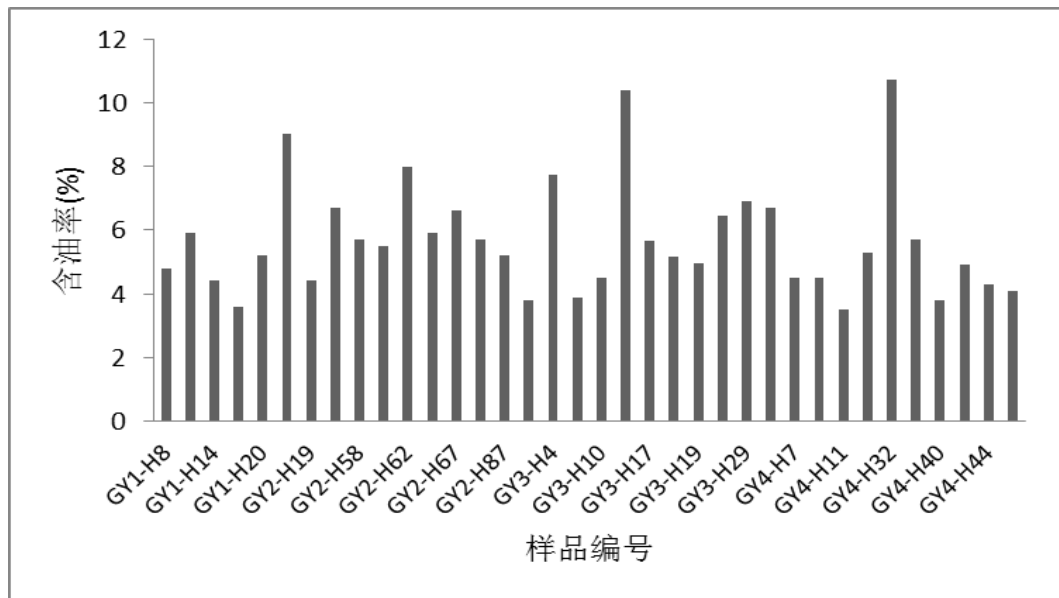


图 4-5 炭山地区油页岩含油率柱状图

含油率是油页岩品质评价的最重要指标，同时也是区别油页岩与炭质泥岩的重要指标。通常油页岩的含油率大于 3.5%，而炭质页岩的含油率 <3.5%。对炭山地区四个钻孔岩芯 36 个不同深度的油页岩样品进行测试分析（表 4-12），结果显示调查区油页岩含油率为 3.6%-9.0%（见图 4-5），平均含油率为 5.8%。根据油页岩品质分类含油率 $3.5\% < \omega < 5\%$ 为低品质油页岩， $5\% < \omega < 10\%$ 为中品质油页岩， $\omega > 10\%$ 为高品质油页岩，炭山地区油页岩属于中品质油页岩。

表 4-12 炭山地区油页岩样品工业分析数据

样品 编号	含油率(%)	灰分 (%)	挥发分(%)	水分 (%)	全硫 (%)	发热量 (MJ/kg)	固定碳 FCad
GY1-H8	4.80	60.04	49.57	1.16	0.44	11.98	19.92
GY1-H11	5.90	52.48	47.30	1.33	1.01	14.57	24.71
GY1-H14	4.40	60.73	46.52	1.81	0.94	11.86	20.62
GY1-H18	3.60	67.37	48.99	1.05	0.51	9.48	16.47
GY1-H20	5.20	56.17	44.54	1.76	0.64	13.22	23.88
GY2-H11	9.00	51.92	52.24	2.57	0.46	16.99	22.37
GY2-H19	4.40	61.35	46.18	3.53	0.24	10.81	20.07
GY2-H38	6.70	49.29	48.02	2.77	0.68	7.14	25.63
GY2-H58	5.70	73.75	53.33	3.34	0.17	6.54	11.84
GY2-H59	5.50	52.74	52.95	2.37	0.46	14.12	21.71
GY2-H62	8.00	42.50	47.05	2.67	1.37	18.02	29.63
GY2-H66	5.90	54.52	47.02	2.55	0.89	13.99	23.48
GY2-H67	6.60	60.93	51.06	2.45	0.46	11.69	18.65
GY2-H83	5.70	51.61	42.28	2.40	0.93	14.74	27.26
GY2-H87	5.20	54.15	45.19	1.87	0.46	13.81	24.66
GY3-H2	3.80	75.58	60.46	7.84	0.31	5.94	8.90
GY3-H4	7.75	81.17	56.92	8.27	0.17	4.47	7.44
GY3-H8	3.88	62.55	49.72	5.85	0.42	10.66	17.73
GY3-H10	4.50	68.67	52.52	3.86	0.79	8.93	14.30
GY3-H11	10.40	28.78	44.24	3.76	0.69	22.80	38.22
GY3-H17	5.68	56.69	46.39	5.97	0.57	13.12	21.83
GY3-H18	5.18	62.24	49.56	4.08	0.73	11.76	18.27
GY3-H19	4.95	65.11	50.20	5.67	0.53	10.18	16.39
GY3-H28	6.45	54.65	47.60	5.45	0.32	14.01	22.47
GY3-H29	6.90	50.13	46.51	3.58	0.44	16.10	25.72
GY3-H31	6.70	44.81	43.47	3.50	0.79	17.51	30.11
GY4-H7	4.50	42.28	43.55	5.44	0.41	17.77	30.81
GY4-H9	4.50	73.11	54.48	3.62	0.66	6.87	11.80
GY4-H11	3.50	69.92	53.24	4.09	0.23	8.16	13.49
GY4-H31	5.30	62.40	48.91	2.44	0.42	11.07	18.74
GY4-H32	10.70	20.14	46.06	2.08	1.28	25.76	42.18
GY4-H37	5.70	52.84	47.48	3.84	0.43	14.53	23.82
GY4-H40	3.80	65.67	53.33	2.54	0.39	9.31	15.62
GY4-H42	4.90	66.22	50.27	2.23	0.50	9.65	16.43
GY4-H44	4.30	59.69	49.11	2.10	1.60	11.22	20.08
GY4-H47	4.10	63.55	48.00	1.97	0.38	11.08	18.58

二、灰分

灰分是指单位质量油页岩分析样品在 800 (± 10) $^{\circ}\text{C}$ 条件下完全燃烧后剩余的残渣重量。灰分也是衡量油页岩品质的重要参数，灰分含量越低，有机质含量越高，油页岩品质越好；同时灰分也是区别煤与油页岩的重要参数，煤的灰分含量小于 40%。

对调查区固油 1 钻孔 5 个样品、固油 2 钻孔 10 个样品、固油 3 钻孔 11 个样品、固油 4 钻孔 10 个样品进行灰分测试（见图 4-6），结果显示炭山地

区油页岩灰分含量介于 42.5%-81.17%，平均为 57.7%。炭山地区油页岩灰分含量与含油率呈明显的负相关关系，相关系数达 0.45，表明炭山地区含油率较高的油页岩发育区，灰分含量通常较低（图 4-7）。

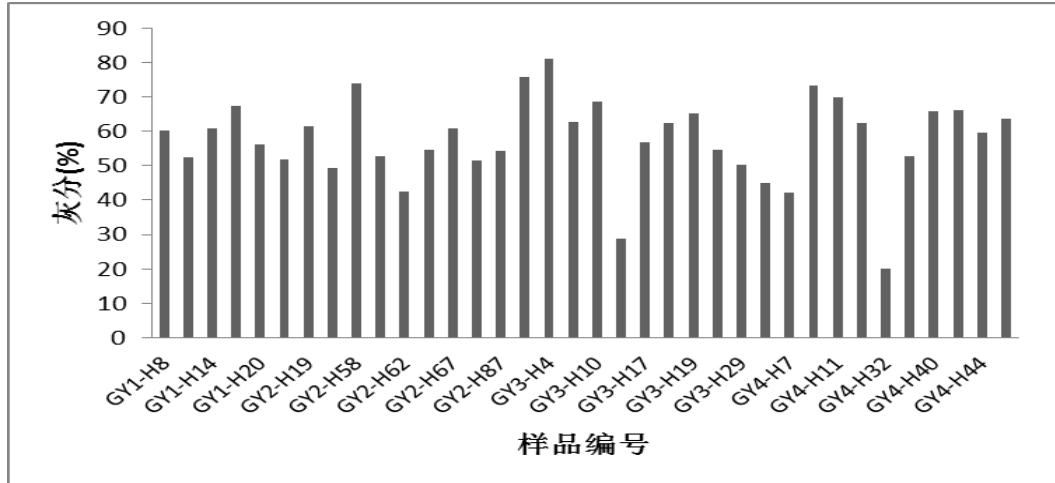


图 4-6 炭山地区油页岩灰分柱状图

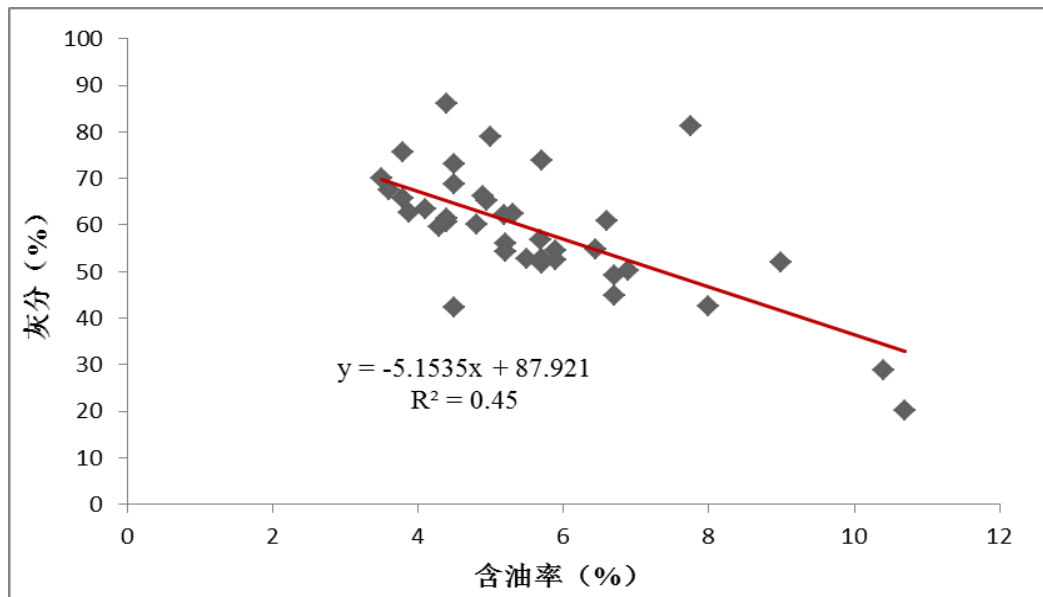


图 4-7 炭山地区油页岩含油率与灰分含量关系图

三、发热量

发热量是评价油页岩是否具有作为工业燃料价值的重要评价参数，炭山地区油页岩发热量除 GY3-H2 样品为 5.94KJ/g 和 GY3-H4 样品为 4.47KJ/g 外，其余样品发热量均大 6KJ/g（图 4-8），平均发热量为 12.5KJ/g，与抚顺（8.69KJ/g）、桦甸（12.85KJ/g）地区油页岩发热量相当。另外炭山地区油

页岩发热量与含油率呈现较好的正相关性，相关系数达 0.4511（图 4-9）。

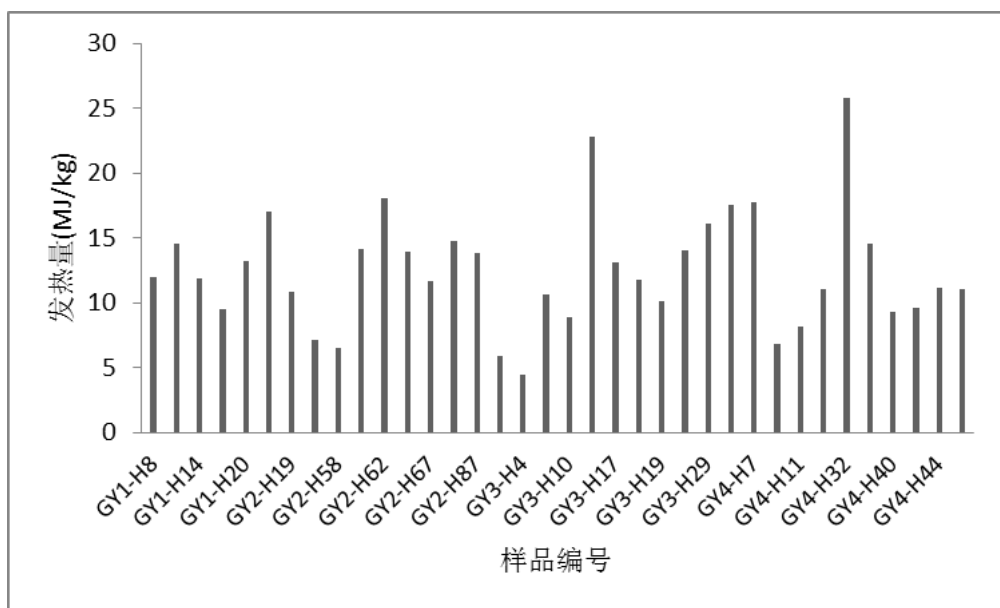


图 4-8 炭山地区油页岩发热量柱状图

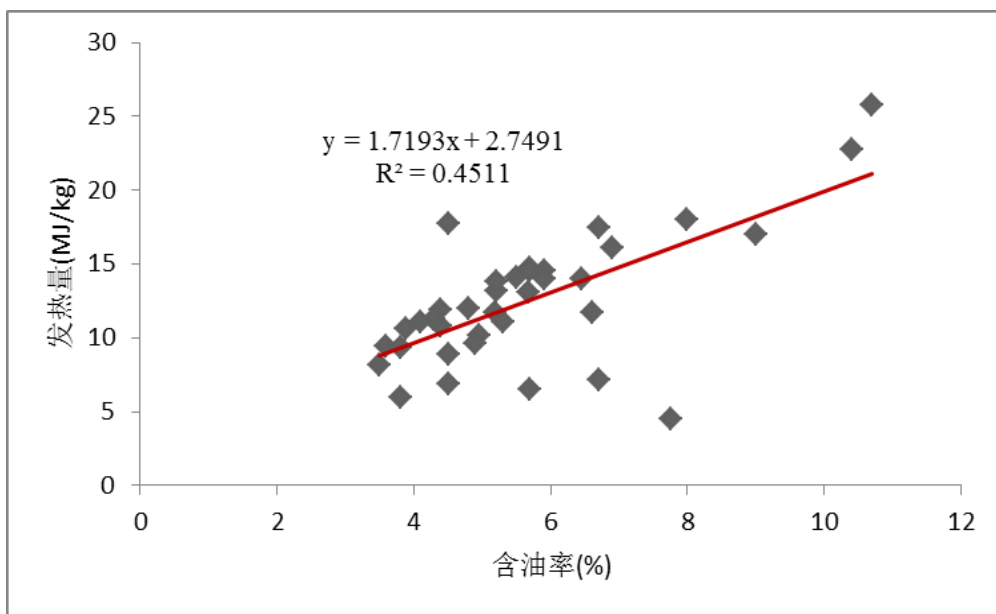


图 4-9 炭山地区油页岩含油率与发热量关系图

四、全硫

全硫含量是评价油页岩利用时潜在污染程度的重要指标。炭山地区 36 个油页岩样品中，仅有 4 个样品全硫含量超过 1%（GY1-H11 为 1.01%, GY2-H62 为 1.37%, GY4-H32 为 1.28%, GY4-H44 为 1.6%），全硫含量介于 0.17%-1.6%，平均为 0.60%（图 4-10）。根据全硫含量对油页岩分类

标准（表 4-13），炭山地区油页岩数据特低硫—低硫油页岩。

表 4-13 全硫含量油页岩分类

全硫含量	$S \leq 1\%$	$1\% < S \leq 1.5\%$	$1.5\% < S \leq 2.5\%$	$2.5\% < S \leq 4\%$	$S > 4\%$
油页岩等级	特低硫油页岩	低硫油页岩	中硫油页岩	富硫油页岩	高硫油页岩

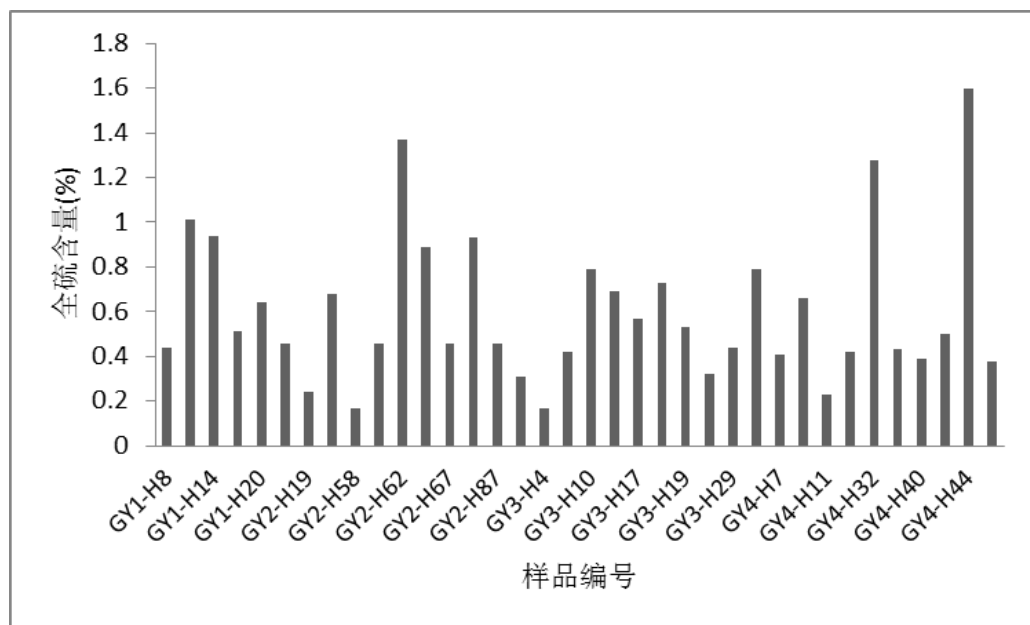


图 4-10 炭山地区油页岩全硫含量柱状图

第三节 油页岩无机地球化学特征

通过对炭山地区油页岩进行元素地球化学分析测试，结果表明，炭山地区油页岩富含大量的稀土元素和微量元素。

一、主量元素特征

油页岩主量元素主要是灰分的成分，成分不同影响灰熔点的高低，因此灰分成分选择干馏和燃烧炉型的重要参数。炭山地区油页岩中主要元素含量如表 4-14 所示。其中 SiO_2 含量变化范围较大，为 20.78%–71.82%，平均值为 58.25%； Al_2O_3 含量 5.48%–29.05%，平均 19.5%；根据赵隆业（1991）划分方案属于硅质灰分。 K_2O 含量明显高于 Na_2O ，表明炭山地区油页岩中含有较多的含钾矿物，另外 $\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{MgO}$ 含量为 3.6%–22.64%，平均为 9.66%，

表明炭山地区油页岩中含有镁铁成分。样品中 $Al_2O_3/(CaO+Na_2O)$ 的值为 0.7-17.32, 平均值为 5.58, 揭示炭山地区油页岩稳定组分含量较高。

表 4-14 炭山地区油页岩主量元素含量(%)

样品编号	灰 成 份 结 果 (%)									
	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	SiO ₂	TiO ₂	SO ₃	K ₂ O	Na ₂ O	MnO
GY1-H2	5.87	19.04	1.62	2.44	65.43	1.12	0.28	4.28	0.59	0.03
GY1-H6	8.56	18.71	5.66	2.12	56.85	0.67	2.98	2.75	0.58	0.14
GY1-H7	9.90	15.67	11.87	2.76	46.13	0.78	6.95	2.01	0.78	0.21
GY1-H8	7.22	20.31	2.43	2.12	61.91	1.07	1.20	3.64	0.47	0.09
GY1-H11	5.97	20.05	2.95	2.43	62.67	1.05	1.08	3.46	0.41	0.06
GY1-H14	4.95	18.80	2.04	2.20	65.44	0.99	0.70	3.79	0.43	0.04
GY1-H18	6.14	18.75	1.82	2.57	65.29	1.07	0.35	4.20	0.31	0.05
GY1-H20	4.78	18.13	3.18	2.52	63.38	0.84	0.95	2.86	0.35	0.07
GY1-H29	6.48	20.29	2.27	3.10	60.00	1.07	0.40	4.94	0.39	0.05
GY2-H1	4.65	23.29	5.16	8.70	57.11	0.84	0.32	3.56	0.71	0.26
GY2-H11	11.10	17.45	4.48	10.88	53.89	0.65	4.18	2.45	0.94	0.44
GY2-H17	5.25	22.00	1.57	9.08	60.98	0.83	0.78	3.13	0.54	0.16
GY2-H19	4.68	23.02	1.35	0.63	63.82	0.95	4.18	1.09	0.12	—
GY2-H24	6.30	22.13	6.50	10.46	50.55	0.64	3.45	2.50	0.59	0.23
GY2-H31	9.83	17.52	8.30	12.28	46.50	0.56	7.10	2.36	0.64	0.28
GY2-H35	7.47	19.87	3.48	2.24	58.91	0.86	0.82	3.06	0.07	—
GY2-H38	4.88	22.81	3.14	9.82	58.35	0.79	1.82	3.27	0.48	0.20
GY2-H40	5.03	23.23	0.67	8.56	62.85	0.94	0.30	3.62	0.43	0.08
GY2-H56	8.18	20.91	12.11	10.48	40.91	0.52	7.62	1.69	0.55	0.24
GY2-H57	10.28	11.71	25.11	12.36	25.05	0.33	11.20	1.24	0.62	0.33
GY2-H58	5.09	21.78	1.80	—	67.35	1.02	0.68	—	—	—
GY2-H59	8.85	19.70	5.16	9.92	55.58	0.79	1.82	2.93	0.42	0.39
GY2-H62	6.75	20.08	3.81	9.08	57.79	0.80	1.78	3.18	0.46	0.17
GY2-H66	5.55	17.91	4.26	9.14	61.61	0.75	1.50	3.09	0.75	0.21
GY2-H67	3.30	17.78	4.71	9.44	65.55	0.54	0.65	4.01	1.04	0.25
GY2-H79	3.55	18.12	7.85	2.82	57.04	0.26	2.32	2.78	1.71	0.11
GY2-H80	6.11	14.75	18.38	3.71	46.43	2.84	5.32	1.95	1.21	0.17
GY2-H81	4.79	14.74	9.53	3.56	58.16	0.37	3.12	2.19	1.05	0.17
GY2-H82	15.53	16.06	7.62	3.58	47.96	0.58	4.78	2.31	0.38	0.32
GY2-H83	4.18	23.92	1.57	1.23	61.80	1.22	1.52	2.11	0.59	—
GY2-H85	2.81	20.62	1.57	2.09	67.47	0.91	0.25	2.68	0.45	0.07
GY2-H87	3.47	22.79	3.03	3.26	61.20	0.83	0.92	2.03	0.37	0.07
GY3-H2	5.37	23.67	0.90	1.89	60.19	0.98	0.40	3.36	0.25	0.13
GY3-H3	5.09	13.92	6.96	1.75	66.64	0.41	1.25	1.03	0.36	0.09
GY3-H4	4.40	20.49	1.24	2.03	65.10	0.95	0.25	3.01	0.26	0.04
GY3-H5	11.41	15.15	8.19	2.47	54.04	0.75	4.12	2.25	0.66	0.24
GY3-H8	4.89	19.92	3.50	2.28	60.26	1.01	0.80	3.37	0.54	0.08
GY3-H10	5.91	20.75	2.13	2.33	63.52	0.91	0.58	3.51	0.50	0.05
GY3-H11	6.15	20.72	6.62	2.25	57.86	0.96	1.05	3.23	0.38	0.05
GY3-H17	5.94	20.52	1.81	2.12	63.64	1.12	0.55	3.27	0.17	0.05
GY3-H18	5.94	20.26	1.47	1.87	62.85	1.10	0.48	3.23	0.28	0.04
GY3-H19	5.46	21.21	1.69	2.06	62.21	1.07	0.62	3.44	0.14	0.04
GY3-H20	7.71	20.29	6.40	2.38	57.82	1.01	2.00	3.22	0.33	0.06

样品编号	灰 成 份 结 果 (%)									
	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	SiO ₂	TiO ₂	SO ₃	K ₂ O	Na ₂ O	MnO
GY3-H21	5.99	18.20	6.40	2.36	60.82	0.95	1.65	2.90	0.34	0.05
GY3-H27	5.17	19.99	5.05	2.32	60.94	0.87	0.75	2.68	0.46	0.03
GY3-H28	3.09	17.65	4.40	1.84	66.79	0.79	0.75	2.42	0.92	0.04
GY3-H29	2.05	15.29	8.87	1.55	69.19	0.54	0.45	2.24	1.38	0.05
GY3-H31	6.32	20.41	3.59	2.31	64.27	1.03	0.42	3.41	0.42	0.02
GY3-H33	5.58	20.50	4.49	2.41	63.26	0.67	1.02	2.74	0.48	0.05
GY3-H34	5.09	20.96	4.26	1.93	64.57	0.79	0.75	2.42	0.36	0.05
GY3-H37	7.63	16.10	8.98	3.14	58.09	0.72	1.88	2.01	0.73	0.12
GY3-H38	4.68	21.68	8.98	2.60	58.72	0.49	0.35	2.27	0.47	0.07
GY4-H4	5.21	18.54	3.26	1.80	64.88	0.65	1.30	2.55	0.26	0.09
GY4-H7	5.05	21.05	3.77	1.73	61.50	0.90	0.60	2.72	0.18	0.05
GY4-H8	5.18	21.00	1.30	2.02	64.27	0.87	0.35	3.08	0.11	0.01
GY4-H9	5.59	21.61	1.69	2.30	61.67	0.87	0.41	3.80	0.14	0.03
GY4-H10	6.51	22.02	3.77	1.99	55.01	0.84	2.20	3.00	0.24	0.08
GY4-H11	5.27	21.75	1.52	2.16	63.69	0.85	0.29	2.76	0.10	0.03
GY4-H14	47.55	5.48	8.45	1.73	20.78	0.41	4.12	0.75	0.04	0.84
GY4-H21	5.37	22.53	3.77	1.87	57.30	0.88	1.52	2.94	0.22	0.04
GY4-H22	5.46	29.05	8.56	1.65	43.73	0.71	3.45	1.11	0.33	0.03
GY4-H24	3.75	23.07	11.81	1.61	40.99	0.67	5.08	1.78	0.37	0.04
GY4-H27	13.11	15.73	14.56	2.47	38.40	0.67	9.35	1.64	0.56	0.16
GY4-H31	4.69	22.39	2.37	1.77	64.66	0.79	0.52	2.69	0.16	0.01
GY4-H32	5.13	16.02	13.34	1.57	50.66	0.63	5.45	2.26	0.40	0.15
GY4-H34	7.08	14.28	16.50	2.45	44.29	0.64	6.15	1.53	0.50	0.12
GY4-H37	4.64	20.65	3.46	1.89	61.73	0.90	1.00	3.09	0.38	0.05
GY4-H40	6.62	21.65	2.82	2.39	60.85	0.69	1.02	2.75	0.24	0.06
GY4-H42	5.22	21.64	1.69	2.21	64.25	0.82	0.65	3.18	0.32	0.02
GY4-H44	8.35	19.59	4.63	2.65	58.88	0.88	1.60	2.39	0.07	0.07
GY4-H46	3.41	17.77	2.20	2.40	71.82	0.28	0.29	1.10	0.20	0.01
GY4-H47	3.83	19.59	2.44	1.87	65.29	0.90	0.48	3.83	0.23	0.04
GY4-H49	6.43	20.66	4.28	1.85	58.58	0.88	2.62	3.01	0.25	0.05
GY4-H50	5.54	17.03	3.56	2.47	62.51	0.72	0.50	3.88	0.58	0.07

二、微量元素特征

对 4 个钻孔 33 个样品进行微量元素进行测试,调查区油页岩及泥岩中主要的微量元素为 Ba 和 Sr, 其次为 V、Ni、B、Th, 其它微量元素含量较低(见表 4-15)。微量元素含量与沉积环境具有密切的相关性,通常利用 Sr/Ba 的值来判断沉积时期古盐度 (Sr/Ba>1 为海相咸水沉积环境; Sr/Ba<1 为陆相淡水环境)。炭山地区 Sr/Ba 值为 0.33-0.83, 平均为 0.61, 揭示油页岩沉积环境为陆相淡水环境。Th/U 比值介于 1-3.5, 表明油页岩沉积环境为缺氧、贫氧环境。另外, 炭山地区油页岩与煤和块状炭质泥岩共生。

三、稀土元素特征

表 4-15 炭山地区油页岩微量元素含量 ($\times 10^{-6}$)

样号	Tl	In	Ge	Ga	Cd	V	Ni	Sr	Ba	Th	U	B	Se
GY1-H8	0.820	0.060	1.00	17.00	0.080	86.00	26.4	320	597	14	4	47.3	0.470
GY1-H11	1.095	0.041	2	14	0.122	79	24.9	226	455	12	4	24.9	0.450
GY1-H14	1.192	0.041	2	16	0.153	82	26.6	631	463	13	4	59.4	0.252
GY1-H18	1.253	0.051	2	17	0.141	88	27.0	265	601	15	4	44.5	0.228
GY1-H20	0.651	0.041	2	13	0.102	49	13.4	423	1328	15	4	29.6	0.214
GY2-H19	0.810	0.060	1.35	18.10		97.70	18.6	218	461	14.10	3.50	68.8	
GY2-H38	0.690	0.050	1.04	14.60		70.70	19.8	733	510	12.10	4.90	120	
GY2-H58	1.080	0.070	1.36	21.10		112.10	30.0	367	391	16.90	3.80	69.9	
GY2-H59	0.710	0.040	1.22	14.30		73.50	21.6	265	286	11.30	5.10	91.9	
GY2-H62	1.580	0.040	1.22	11.70		62.20	23.7	776	944	10.40	4.40	101	
GY2-H66	0.970	0.030	0.83	13.00		45.30	13.1	828	1327	13.90	4.80	91.3	
GY2-H67	0.700	0.040	0.91	14.70		38.60	10.9	744	1876	13.90	3.50	40.9	
GY2-H83	1.340	0.070	2.66	19.00		77.30	10.9	122	221	29.10	6.30	53.0	
GY2-H87	0.400	0.050	1.77	16.30		83.50	19.8	116	190	9.10	2.90	48.4	
GY3-H2	1.130	0.070	3	26	0.140	88	28.7	147	275	37	8		
GY3-H4	0.950	0.060	2	24	0.150	108	31.2	165	350	24	10		
GY3-H8	0.870	0.050	2	17	0.160	80	19.0	207	459	14	4		
GY3-H10	1.400	0.060			0.280		28.2	172	497				
GY3-H17	0.900	0.050	1	16	0.150	84	18.8	201	305	13	4		
GY3-H18	1.010	0.060	1	17	0.550	92	24.8	189	361	14	4		
GY3-H19	1.080	0.060	2	20	1.310	103	30.4	223	412	16	6		
GY3-H28	0.480	0.030	1	15	0.090	41	9.30	442	1409	14	5		
GY3-H29	0.260	0.020			0.080		5.50	580	1422				
GY3-H31	1.170	0.040			0.360		13.8	138	393				
GY4-H7	0.530	0.040	1.00	11.80	0.110	64.60	13.8	135	214	8.10	3.90		
GY4-H9	1.400	0.070	3	24	0.500	128	45.0	181	344	17	5	100	1.310
GY4-H11	0.860	0.060	1	23	0.500	106	25.0	174	360	16	4	103	0.460
GY4-H31	0.910	0.060	1	21	0.500	89	26.5	670	393	17	4	106	0.490
GY4-H37	0.640	0.050	1.10	14.40	0.120	72.50	21.0	153	317	11.00	3.80		
GY4-H40	0.870	0.060	1.00	22	0.500	88	21.0	322	428	18	5	133	0.370
GY4-H42	1.230	0.060	2	22	0.500	113	26.5	445	490	16	6	201	0.340
GY4-H44	0.840	0.050	2	17	0.500	82	23.5	384	361	13	3	92.0	0.340
GY4-H47	0.990	0.060	1.50	16.40	0.110	74.50	13.8	239	363	12.70	3.20		

稀土元素在判断沉积岩的形成环境、示踪沉积岩碎屑来源和说明其成因等方面有着重要的指示意义，被广泛应用于地质事件、地壳演化、沉积矿床成矿作用、煤系高岭土岩、硅质岩成因等诸多方面的研究。本项目对 La、Ce、Pr、Nd 等 15 种稀土元素进行分析测试（表 4-16）。稀土元素总量为 $\Sigma \text{REE} (94.52-231.36) \times 10^{-6}$ ，平均为 159.55×10^{-6} 。

表 4-16 炭山地区油页岩稀土元素含量 ($\times 10^{-6}$)

样品号	La	Ce	Pr	Nd	Sm	Eu	Gd	Tb	Dy	Ho	Er	Tm	Yb	Lu	Y
GY1-H8	36.73	68.52	7.61	28.62	5.25	1.25	4.90	0.66	3.63	0.75	2.23	0.31	2.11	0.32	19.50
GY1-H11	28.03	57.02	6.32	22.84	4.21	1.07	3.69	0.54	2.99	0.60	1.77	0.24	1.74	0.26	16.34
GY1-H14	30.85	62.48	6.87	25.07	4.56	1.15	3.97	0.57	3.13	0.62	1.87	0.26	1.87	0.27	16.45
GY1-H18	38.96	73.91	8.45	30.94	5.67	1.44	5.00	0.71	3.86	0.77	2.27	0.31	2.29	0.33	19.46
GY1-H20	33.20	62.72	7.18	25.95	4.65	1.52	4.24	0.60	3.37	0.68	2.03	0.29	2.02	0.30	17.95
GY2-H19	35.70	66.50	7.50	28.70	5.20	1.14	5.10	0.69	3.90	0.71	2.30	0.32	2.30	0.35	18.40
GY2-H38	31.50	57.60	6.60	25.60	4.70	1.06	4.70	0.65	6.36	0.73	2.00	0.28	1.90	0.29	18.30
GY2-H58	43.60	81.50	9.30	35.30	6.50	1.36	6.40	0.82	4.30	0.8	2.50	0.36	2.60	0.39	21.70
GY2-H59	29.60	54.60	6.20	23.90	4.30	0.93	4.20	0.57	3.30	0.59	1.90	0.26	1.80	0.28	15.90
GY2-H62	25.90	47.80	5.40	20.50	3.80	1.01	3.70	0.52	2.80	0.53	1.60	0.24	1.80	0.60	14.80
GY2-H66	36.80	64.40	7.20	26.70	4.70	1.32	4.50	0.57	3.00	0.54	1.80	0.23	1.60	0.24	14.60
GY2-H67	35.70	66.00	7.30	27.00	4.60	1.46	4.40	0.55	2.80	0.5	1.60	0.22	1.60	0.23	13.60
GY2-H83	35.90	73.80	7.90	28.50	5.60	0.77	5.20	0.78	4.40	0.85	2.60	0.4	2.80	0.44	22.70
GY2-H87	29.40	58.10	6.80	27.30	5.20	1.23	5.20	0.71	3.90	0.74	2.20	0.32	2.30	0.35	19.70
GY3-H2	57.30	84.56	13.00	45.40	7.90	1.41	7.80	1.03	5.20	1.15	2.70	0.44	3.00	0.47	24.30
GY3-H4	46.30	85.60	9.80	33.60	5.90	1.27	6.00	0.77	3.80	0.84	1.90	0.30	2.10	0.32	17.60
GY3-H8	33.90	66.90	7.60	28.40	5.20	1.21	5.30	0.67	3.30	0.70	1.60	0.25	1.60	0.24	15.40
GY3-H10	42.50	80.20	9.10	32.90	5.80	1.31	5.70	0.72	3.40	0.75	1.70	0.27	1.80	0.27	15.80
GY3-H17	33.90	64.50	7.30	27.10	5.00	1.11	4.90	0.66	3.20	0.71	1.70	0.26	1.80	0.27	15.70
GY3-H18	35.80	69.60	7.90	28.90	5.20	1.16	5.30	0.67	3.30	0.73	1.70	0.26	1.80	0.27	16.00
GY3-H19	41.20	78.60	9.10	32.50	5.80	1.28	5.70	0.73	3.60	0.78	1.80	0.28	1.90	0.29	16.80
GY3-H28	37.50	68.00	7.70	26.80	4.50	1.33	4.40	0.53	2.40	0.49	1.10	0.17	1.10	0.17	11.10
GY3-H29	27.30	49.60	5.60	19.10	3.30	1.17	3.40	0.42	2.00	0.44	1.00	0.16	1.10	0.17	10.10
GY3-H31	29.10	54.50	6.20	22.20	3.90	0.92	3.90	0.50	2.50	0.55	1.30	0.20	1.30	0.21	11.50
GY4-H7	19.70	41.10	4.70	17.10	3.10	0.67	3.00	0.39	2.00	0.45	1.00	0.15	1.00	0.16	8.90
GY4-H9	40.80	85.10	9.60	36.20	6.80	1.50	6.60	0.84	3.90	0.76	2.10	0.32	2.04	0.32	16.70
GY4-H11	40.20	81.40	9.20	34.20	6.40	1.40	6.40	0.79	3.60	0.70	2.00	0.31	2.00	0.30	17.20
GY4-H31	37.60	75.00	8.30	30.70	5.70	1.20	5.60	0.71	3.40	0.63	1.80	0.28	1.79	0.28	15.20
GY4-H37	30.60	58.10	6.70	24.80	4.40	1.00	4.50	0.57	3.00	0.66	1.50	0.22	1.50	0.23	13.70
GY4-H40	37.70	78.00	8.40	30.70	5.80	1.20	5.90	0.72	3.30	0.64	1.80	0.28	1.75	0.26	15.40
GY4-H42	37.90	76.20	8.50	30.80	5.60	1.20	5.60	0.68	3.20	0.62	1.80	0.26	1.74	0.26	15.20
GY4-H44	33.40	66.60	7.60	27.90	5.20	1.20	5.40	0.68	3.20	0.61	1.80	0.26	1.72	0.26	15.80
GY4-H47	37.80	71.70	8.10	28.70	5.10	1.10	5.00	0.65	3.30	0.73	1.70	0.26	1.70	0.26	15.80

沉积岩的稀土元素分布特征在一定程度上可以反映沉积时古水体的氧化还原条件。在一定的 pH 值条件下,若水体为氧化环境, Ce^{3+} 的浓度会因为被氧化为 Ce^{4+} 而降低;相反,若水体缺氧, Ce^{3+} 浓度就会大大增加。Elderfield 把 Ce 与邻近的 La 和 Nd 元素相关的变化称为 Ce 异常,认为沉积体系中的 Ce 异常值可以反映水体氧化还原条件的变化,提出了 Ce 异常值指标 Ceanom 的计算方法: $\text{Ceanom} = \lg [3\text{Ce}_N / (2\text{La}_N + \text{Nd}_N)]$, Ceanom 值

大于-0.1 表示 Ce 正异常,反映水体为缺氧环境;小于-0.1 表示 Ce 负异常,反映水体为氧化环境。对炭山 4 个钻孔样品进行测试数据进行计算,油页岩样品中 Ce_{anom} 均大于-0.1,表明油页岩沉积时期水体为稳定的还原环境。

第四节 油页岩有机地球化学特征

对油页岩开展有机化学特征的研究,可以从多方面入手,主要为有机元素的组成与含量、有机显微组分的种类、有机质类型划分和油页岩成熟度等方面,不同的研究方面可以为我们研究油页岩提供不同的信息。

一、有机质类型

调查区油页岩的有机质类型也可以根据有机组分特征来分析。其中,干酪根是油页岩有机质的主体。沉积岩在搬运和沉积的过程中,有机质经过一系列生物化学作用,最终形成了干酪根。沉积岩母岩环境中,水生生物和陆源生物的发育程度不同,这就导致沉积岩有机质不同,也就是影响干酪根的类型。因此,对于干酪根的研究,我们可以确定调查区油页岩的有机质类型。干酪根是来自于不同沉积环境下的有机质,因此有机质的不同,将来生成的干酪根类型和生油气能力都有所差别。根据沉积环境,可以将干酪根分为三类: I 型干酪根形成于深水湖相环境,这种干酪根是来自于水生浮游生物和藻类形成的有机质经生物化学作用形成的。III型干酪根的有机质来源则是高等植物的木质素、纤维素等,这种干酪根代表沼泽沉积环境。II 型干酪根是 I 型干酪根和III型干酪根的中间混合类型,是两种类型干酪根之间的过渡类型,代表的是由深水湖相环境到沼泽沉积环境中间过度的近岸浅水沉积环境。对于 II 型干酪根两种类型干酪根所占比重大小,还可以进一步可分为腐殖腐泥型 (II₁型) 和腐泥腐殖型 (II₂型)。

从元素含量看,碳(C)、氢(H)、氧(O)三种元素是油页岩有机质的主要元素。对调查区固油 1 钻孔中的 5 个油页岩样品开展分析实验,有机元素

分析结果表明（见表 4-17），油页岩碳（C）元素最高，含量介于 68.87%—80.82%，平均为 75.96%；氢（H）元素含量介于 4.74%—5.22%，平均为 5.02%；氧（O）元素含量介于 9.77%—11.90%，平均为 11.08%。油页岩 H/C 比介于 0.75—0.83，O/C 比介于 0.10—0.12，根据氢碳比和氧碳比图解（见图 4-11），调查区油页岩机质类型以腐泥腐殖型为主（II₂）。

表 4-17 炭山地区油页岩干酪根有机元素检测结果表

样品编号	C (%)	H (%)	O (%)	H/C	O/C
GY1-H11	76.51	5.22	11.78	0.82	0.12
GY1-H14	76.17	5.06	11.90	0.80	0.12
GY1-H18	77.42	5.02	11.33	0.78	0.11
GY1-H20	80.82	5.07	10.63	0.75	0.10
GY1-H29	68.87	4.74	9.77	0.83	0.11

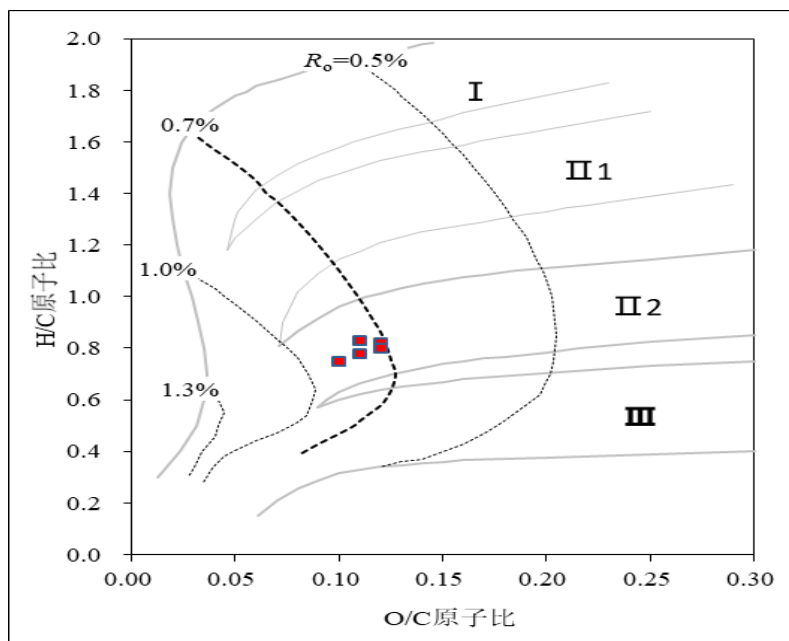


图 4-11 炭山地区油页岩有机质类型分布图

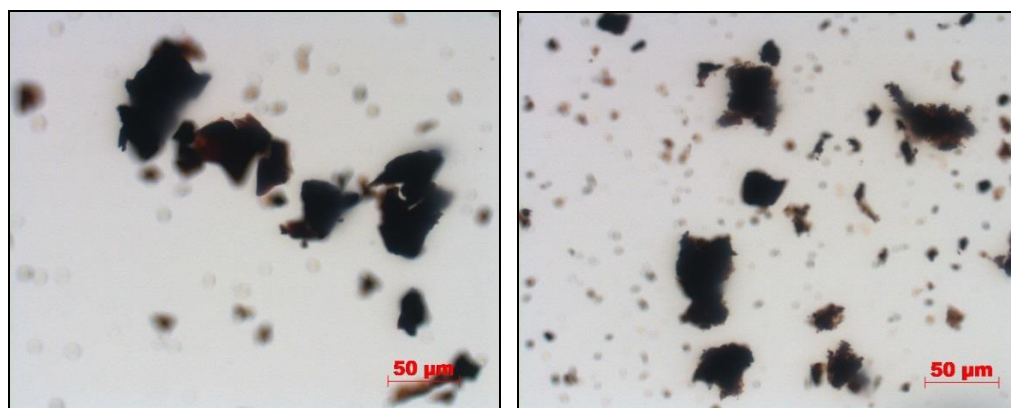


图 4-12 炭山地区油页岩干酪根显微组分特征

有机质类型也可通过干酪根有机显微组分分析法进行分析。选取调查区油页岩样品进行光片磨制，用反射光显微镜进行观察，记录观察结果并分析，15个样本中可明显见到腐殖无定形体质体和正常镜质体（图4-12），其中正常镜质体含量最高，介于20%—72%，平均44.4%；壳质组含量为19%—75%，平均为47.07%；丝质体含量介于4%—17%，平均为8.53%，主要显微组分表明有机质类型主要III型（表4-18）。

表 4-18 干酪根显微组分鉴定及类型划分

试验编号	来样编号	腐泥组%			壳质组%									镜质组%			惰质组%	类型	
		浮游藻类体	腐泥组无定形体	小计	树脂体	木栓质体	角质体	孢粉体	菌胞体	腐殖无定形体	底栖藻无定形体	小计	富氢镜质体	正常镜质体	小计	丝质体	类型指数	类型	
Q1803152	油1-H6-TH6	/	/	0	/	/	/	/	/	19	/	19	/	72	72	9	-53.5	III	
Q1803153	油1-H6-TH7	/	/	0	/	/	/	/	/	14	/	14	/	75	75	11	-60.25	III	
Q1803154	油1-H6-TH8	/	/	0	/	/	/	/	/	31	/	31	/	52	52	17	-40.5	III	
Q1803155	油1-H6-TH9	/	/	0	/	/	/	/	/	26	/	26	/	63	63	11	-45.25	III	
Q1803156	油1-H6-TH10	/	/	0	/	/	/	/	/	31	/	31	/	56	56	13	-39.5	III	
Q1901785	2018MT0165-2	/	/	0	/	/	5	2	/	59	/	66	/	26	26	8	5.5	II ₂	
Q1901786	2018MT0165-3	/	/	0	/	/	6	1	/	68	/	75	/	20	20	5	17.5	II ₂	
Q1901787	2018MT0165-6	/	/	0	/	/	10	3	/	48	/	61	/	32	32	7	-0.5	III	
Q1901788	2018MT0165-13	/	/	0	/	/	5	2	/	59	/	66	/	30	30	4	6.5	II ₂	
Q1901789	2018MT0165-14	/	/	0	/	/	6	1	/	52	/	59	/	34	34	7	-3.0	III	
Q1901790	2018MT0165-15	/	/	0	/	/	5	2	/	48	/	55	/	39	39	6	-7.8	III	
Q1901791	2018MT0165-21	/	/	0	/	/	3	1	/	43	/	47	/	46	46	7	-18.0	III	
Q1901792	2018MT0165-26	/	/	0	/	/	6	1	/	47	/	54	/	40	40	6	-9.0	III	
Q1901793	2018MT0165-31	/	/	0	/	/	5	2	/	45	/	52	/	39	39	9	-12.3	III	
Q1901794	2018MT0165-32	/	/	0	/	/	4	2	/	44	/	50	/	42	42	8	-14.5	III	

二、有机质丰度

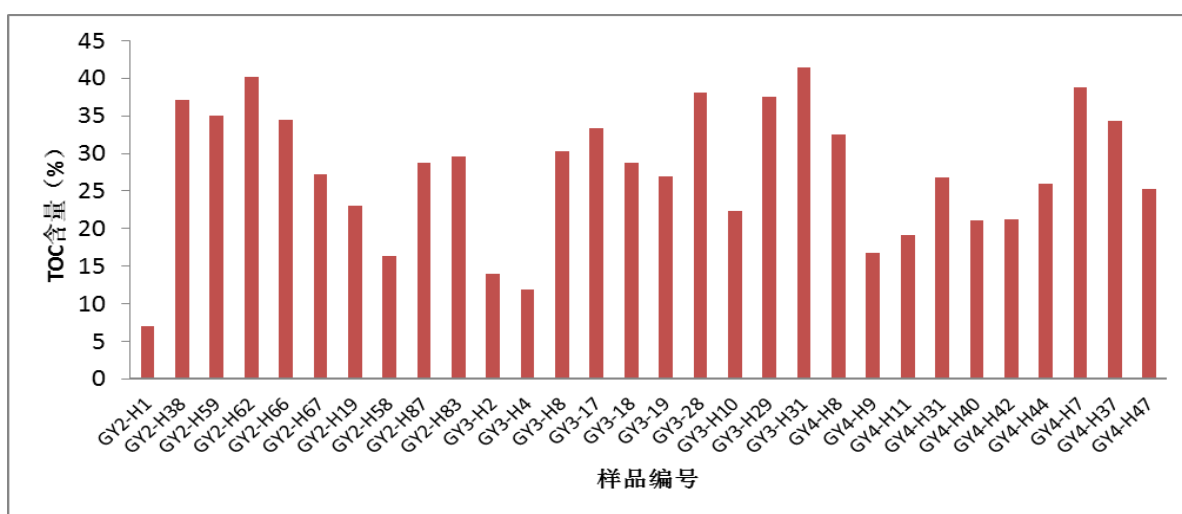


图 4-13 炭山地区油页岩有机碳含量分布图

有机质丰度指标主要有有机碳含量、岩石热解参数、氯仿沥青“A”及总

烃含量。对调查区固油 2、固油 3、固油 4 钻孔中 30 个样品进行有机碳(TOC)测试, 有机碳含量介于 7.05%—41.38%, 平均为 27.49% (图 4-13)。与鄂尔多斯盆地南部延长组油页岩 (TOC 含量介于 3.7%—22.5%) 和松辽盆地嫩江组油页岩 (TOC 含量介于 2.03%—9.44%) 相比具有较高的有机碳含量。

氯仿沥青“A”含量是指岩石中可抽取的有机质含量, 对 4 个钻孔中 26 个油页岩样品进行测试, 氯仿沥青“A”含量介于 0.06%—0.61%, 平均为 0.26% (表 4-19)。通过 TOC 与氯仿沥青 “A” 含量分析, 调查区油页岩具有较高的有机质丰度。

表 4-19 岩石氯仿沥青及族组分检测结果表

样品编号	氯仿沥青 (%)	族组分含量			
		饱和烃(%)	芳 烃(%)	非 烃(%)	沥青质 (%)
GY1-H11	0.3302	16.84	18.92	53.01	11.23
GY1-H14	0.1973	19.28	22.66	48.31	9.75
GY1-H18	0.0956	25.16	25.15	37.63	12.06
GY1-H20	0.2727	21.47	24.25	45.13	9.15
GY1-H29	0.1213	22.24	26.85	35.07	15.84
GY3-H2	0.159	24.87	29.65	25.63	13.57
GY3-H4	0.068	32.00	38.67	17.33	10.00
GY3-H8	0.136	37.50	28.13	26.56	10.94
GY3-17	0.387	23.05	28.76	14.10	27.24
GY3-18	0.191	26.63	32.88	15.76	16.85
GY3-19	0.235	22.77	42.57	14.11	11.88
GY3-28	0.613	18.10	35.73	24.59	11.60
GB3-H10	0.195	25.99	45.72	15.46	4.28
GY3-H29	0.565	24.94	30.70	31.89	5.28
GY3-H31	0.408	36.22	28.11	16.22	18.38
GY4-H8	0.227	33.64	0.45	29.09	26.82
GY4-H9	0.150	20.54	23.02	16.34	32.67
GY4-H11	0.142	21.14	25.14	21.43	29.43
GY4-H31	0.211	11.70	19.15	50.00	13.83
GY4-H40	0.315	24.25	36.23	9.58	25.15
GY4-H42	0.302	16.67	31.25	28.47	15.97
GY4-H44	0.485	17.21	27.87	29.51	17.21
GY4-H46	0.057	17.92	27.75	13.87	32.95
GY4-H7	0.254	21.89	29.88	22.78	17.16
GY4-H37	0.398	19.23	28.85	24.36	18.27
GY4-H47	0.291	18.29	31.71	24.39	19.51

三、有机质成熟度分析

有机质在演化的过程中是经历不同阶段的, 每个阶段对应不同的生油

生气方式。对于有机质的热演化阶段和热演化的程度我们用有机质成熟度来表示。按照不同的生油气方式，将成熟度划分为未成熟、低成熟、高成熟和过成熟四个阶段，每阶段都有各自的阶段指标。有机质在演化未成熟时，不会开始大量生烃，演化到一定成熟的阶段才开始大量生烃。演化过成熟时，有机质的演化受到影响，产油能力也将大大降低。因此，去评价油页岩的产油能力一个重要指标就是该油页岩的有机质成熟度。

表 4-20 油页岩反射率检测结果表

试验编号	样品编号	反射率 R_o (%)			标准离差	测点数
		最小值	最大值	均值		
Q1803152	油 1-H6-TH6	0.55	0.79	0.68	0.06	30
Q1803153	油 1-H6-TH7	0.59	0.80	0.70	0.09	30
Q1803154	油 1-H6-TH8	0.56	0.82	0.71	0.08	30
Q1803155	油 1-H6-TH9	0.57	0.85	0.72	0.09	30
Q1803156	油 1-H6-TH10	0.58	0.84	0.75	0.08	30
Q1901785	2018MT0165-2	0.51	0.62	0.56	0.02	30
Q1901786	2018MT0165-3	0.49	0.67	0.58	0.04	30
Q1901787	2018MT0165-6	0.52	0.69	0.59	0.02	30
Q1901788	2018MT0165-13	0.53	0.69	0.60	0.02	30
Q1901789	2018MT0165-14	0.50	0.67	0.58	0.02	30
Q1901790	2018MT0165-15	0.53	0.70	0.61	0.06	30
Q1901791	2018MT0165-21	0.52	0.71	0.59	0.05	30
Q1901792	2018MT0165-26	0.50	0.75	0.64	0.05	30
Q1901793	2018MT0165-31	0.49	0.74	0.64	0.09	30
Q1901794	2018MT0165-32	0.47	0.79	0.65	0.09	30

有机质成熟度可以通过镜质体反射率的大小来表征（表 4-20），镜质体反射率是指通过精密光学仪器显微光度计测定有机质中镜质组反射率值。对钻孔内的 15 个油页岩样品，每个样品进行 30 个测点进行测试，结果显示油页岩 R_o 值介于 0.47—0.85，平均 0.64，为低成熟阶段（表 4-21）。从一方面也反映该区目前仍有较高的生油潜力。

表 4-21 油页岩成熟度划分

成熟度阶段	未成熟	低成熟	高成熟	过成熟
镜质体反射率 (%)	<0.5	0.5-1.3	1.0-2.0	>2.0

第五节 沉积环境及矿床成因

一、国内外代表性油页岩沉积环境

油页岩从海相到陆相沉积环境中都有产出，但国外以海相为主。油页岩形成的时代也很广泛，从寒武纪、奥陶纪、泥盆纪、石炭纪、二叠纪、三叠纪、侏罗纪、白垩纪到古近纪都有分布（表4-22）。归纳起来，油页岩沉积的主要地质环境为：

表 4-22 国内外主要油页岩分布时代及其特征

	时代	油页岩分布	形成环境及特征
国外	新生代	晚古近纪	美国加利福尼亚南部、意大利西西里岛、俄罗斯高加索
		早古近纪	美国(绿河、皮申斯盆地)
		巴西南部、捷克、俄罗斯南部、澳大利亚昆士兰中部	湖相
	中生代	白垩纪	海相地台型、浅海沉积型
		侏罗纪	以色列、约旦、叙利亚和阿拉伯半岛南部、澳大利亚昆士兰西部
		三叠纪	美国阿拉斯加州、法国北部巴黎盆地、东欧、南欧、亚洲东部
	古生代	扎伊尔的斯坦利维亚盆地、东欧、南欧、美国阿拉斯加州	海相、陆相湖泊沉积，与煤共生
		二叠纪	海相
		澳大利亚(昆士兰东部)	浅海
		澳大利亚(南威尔士的悉尼盆地、昆士兰东部)	陆相，与煤共生
		美国(蒙大拿州)	湖相
		巴西巴拉那盆地、南非卡罗盆地	海相
		法国(奥顿、圣希拉尔、特洛特、苏尔莫林)	陆相，与煤共生
		石炭纪	美国:犹他、堪萨斯等
		泥盆纪	海相
		美国(中部和东部各州)	湖相沉积
		俄罗斯(伏尔加-乌拉尔地区)	海相
		波罗的海盆地(爱沙尼亚中奥陶世)	海相
		奥陶纪	海相
		美国(阿巴拉契亚盆地)	海相
		加拿大	海相
		寒武纪	俄罗斯(西伯利亚地台东北部安纳巴尔河和勒拿河的奥列尼尧克盆地)
	元古宙美	前寒武纪	富含于海相钙质、泥质、硅质沉积物中
国内	新生代	新近纪	美国(密执安、威斯康星州)
		古近纪	海相
		广东茂名	湖
	中生代	晚白垩世	吉林桦甸
		早白垩世	吉林汪清
		中侏罗世	辽宁抚顺
		晚三叠世	山东黄县
		早二叠世	吉林农安
		晚二叠世	吉林汪清
	晚古生代	早二叠世	甘肃炭山岭
		早二叠世	青海小峡
		早二叠世	宁夏炭山地区(调查区)
	晚古生代	早二叠世	陕西彬县
		早二叠世	新疆妖魔山
	晚古生代	早二叠世	新疆阜康

资料来源：《中国油页岩》（刘招君著）

（1）大型湖盆，特别是在造山运动期间，由于构造原因而形成的大型

湖盆。从矿物学来看，这类油页岩乃是泥灰岩或者甚至是泥质石灰岩。伴生的沉积物可能包括火山凝灰岩和盐类矿物。在这种环境中沉积的主要油页岩有美国科罗拉多、犹他和怀俄明三州的古近纪绿河页岩（厚达 600 米）、扎伊尔斯坦利维尔盆地的三叠纪地层，以及加拿大新布伦瑞维克的密西西比系阿尔伯达页岩。

（2）浅海环境，特别在大面积稳定台地，薄层油页岩有时其范围可超出几十万平方公里，而稳定分布。矿物相大都为氧化硅和粘土矿物，但也可能有碳酸盐。如西伯利亚北部和北欧的寒武系，北非的志留系，巴西南部、乌拉圭和阿根廷的二叠系，西欧的侏罗系（托尔统和启莫里统）等。

（3）小型湖盆、沼泽和伴随有沼泽的泻湖环境，形成与煤伴生的油页岩沉积。这一情况出现在西欧（法国圣希莱尔）二叠纪和中国抚顺古近纪地层中，油页岩都沉积在煤层之上。

二、炭山地区油页岩沉积环境

（一）气候条件

化学蚀变指数（CIA）常被用来判断物源区不同气候条件下的化学风化程度： $CIA = [Al_2O_3 / (Al_2O_3 + CaO^* + Na_2O + K_2O)] \times 100$ 。通过计算，炭山地区油页岩化学蚀变指数介于 74.87~84.35 之间，反映了当时为温暖、湿润的气候条件。

（二）古盐度特征

微量元素含量与沉积环境具有密切相关性，通常利用 Sr/Ba 的值来判断沉积时期古盐度（Sr/Ba>1 为海相咸水沉积环境；Sr/Ba<1 为陆相淡水环境）。炭山地区 Sr/Ba 值为 0.33~0.83，平均为 0.61（表 4-23），揭示油页岩沉积环境为陆相淡水环境。Th/U 比值介于 1~3.5，平均为 2.84，表明油页岩沉积环境为缺氧、贫氧环境。另外，炭山地区油页岩与煤和块状炭质泥岩共生。

表 4-23 炭山地区油页岩微量元素含量($\times 10^{-6}$)

样品编号	Ni	Sr	Ba	U	Th	V	Sr/Ba	Th/U
GY1-H11	24.93	226.01	455.05	8.97	8.96	79.84	0.50	1.00
GY1-H14	26.58	385.26	463.39	4.12	13.26	82.51	0.83	3.22
GY1-H18	26.98	365.44	502.83	4.23	14.26	88.26	0.73	3.37
GY1-H20	13.44	423.45	1289.25	4.34	15.21	49.49	0.33	3.50
GY1-H29	30.63	323.49	501.42	5.25	16.24	119.49	0.65	3.09

(三) 沉积相特征

炭山地区与六盘山盆地相连，为鄂尔多斯盆地的次级凹陷，前人研究表明在延安组沉积时期主要发育为湖泊相和河湖—沼泽相。另据以往和本次施工钻孔揭示，炭山地区延安组发育多套煤线及煤层，指示沉积相为沼泽或浅湖相，砂岩以粗砂岩、中砂岩和深灰色粉砂岩为主，最厚可达二十多米，指示沉积环境为河流三角洲相。

炭山地区油页岩与煤层共生，综合分析认为炭山地区油页岩沉积环境为缺氧、贫氧的陆相淡水湖泊环境和沼泽环境。

三、矿床成因

炭山地区属于鄂尔多斯盆地西缘部分，它的形成伴随鄂尔多斯盆地的演化与形成，于青龙山—云雾山南北一线（青云台拱或“南北古脊梁”）以东地区，于三叠纪已形成大型内陆盆地，形成一套河流、湖泊三角洲碎屑岩系，晚三叠世晚期局部地区有含矿沉积。晚三叠世末，受印支运动影响，地壳抬升，遭受剥蚀。至早侏罗世富县组沉积时，局部地段低洼处具残坡堆积，呈现富县组与下伏中—上三叠统延长组平行不整合接触。进入中侏罗世早期（即延安世），地壳缓慢下降，基本上继承了晚三叠世晚期古构造、古地理格局，形成延安组沉积，为主要聚矿成矿期。延安组于盆地内与富县组连续沉积，有的地区与下伏延长组呈平行不整合接触。至中侏罗世晚期（即直罗期），盆地内连续沉积直罗组，为不含煤河湖相碎屑岩系。至晚侏罗世，盆地内连续沉积了一套红色碎屑岩系，即安定组。

鄂尔多斯盆地于青龙山—云雾山一线以西的盆缘地区，于三叠纪为古陆区，直至中侏罗世延安期初时后，大型盆地由东向西扩展，形成延安组河湖相含煤碎屑岩建造。该盆缘区延安组与下伏前中生代地层表现为角度不整合接触，呈现盆地由东向西超覆沉积。

第六节 其它伴生有益矿产

调查区内暂未发现其它有益伴生矿产。

第五章 矿床开采技术条件

本次对调查区水文、工程及环境地质方面的工作比较薄弱，主要利用以往炭山地区煤炭勘查工作的资料进行分析。

第一节 水文地质

一、地下水赋存条件与分布规律

调查区风成黄土广布、厚度大，但受基底影响，厚度分布不均，经钻探得知：厚度在 3—245m，平均厚度 78.64m，其垂直节理裂隙较发育，持水能力差，大部地段透水不含水，仅在大型沟脑洼地和梁间洼地的有利地段接受降水垂直入渗补给，在风成黄土中储存和运移，形成孔隙潜水（上层滞水），分布不连续。

在较大的沟谷中，局部地段堆积有薄层冲洪积物质，不具有赋存地下水条件。

风成黄土下伏地层为新近系、古近系碎屑岩，在大型沟谷内有裸露。据钻孔揭露，主要岩性为粉砂质泥岩夹泥岩，成岩度差，半固结状，裂隙不发育，具隔水性。古近系底部发育有细砂岩、砂砾岩，受南北向展布的复式背向斜构造的影响，新近系、古近系碎屑岩分布不连续，呈南薄北厚趋势，补给条件差，地下水贫乏。

侏罗系直罗组、延安组伏于新近系、古近系之下，分部广、厚度大，受构造影响，南部分布不连续，北部分布较稳定，且厚度增大，直罗组分布于详查区西北角地段，岩性为中—厚层状细、中、粗砂岩及粉砂质泥岩。延安组全区分布，岩性为泥岩、粉砂岩、细、中、粗砂岩互层夹煤层。受构造影响，直罗组和延安组形成统一含水体，故直罗组和延安组直接或间接接受降水补给。在粗、中砂岩和构造破碎带中储存和运移，形成基岩孔

隙裂隙层间承压水。

三叠系上田组分布于调查区东北角，据 ZK1203 钻孔揭露，岩性以粉砂质泥岩、砂岩为主，裂隙不发育，且具阻水作用。

青白口系王全口组分布隆起带，呈北北西—南南东向展布为主，主要岩性为中—厚层状白云质灰岩、白云岩，致密坚硬，溶洞裂隙不发育，透水性富水性差，地下水贫乏。

二、地下水类型及含水岩组划分

依据调查区地下水赋存条件、岩性组合及含水层水力性质、埋藏条件等，将调查区含水岩组划分为第四系松散岩类潜水含水岩组（I）、新近系及古近系孔隙承压含水岩组（II）、侏罗系基岩孔隙裂隙承压水（含构造裂隙水）含水岩组（III）。

（一）第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组（I）

该类地下水在调查区大型沟谷沟脑掌型洼地和梁间洼地的有利地段赋存。含水层为风成黄土，黄土孔隙率大，垂直节理较发育，且持水能力差，一般为透水不含水，仅在沟脑掌形洼地、梁间洼地和残塬低洼处汇水条件较好，并有相对的隔水底板时，赋存有孔隙潜水（即上层滞水），含水介质为黄土状粉砂土，其厚度和水位埋深不稳定，沟谷切割越深，含水介质越薄，水位埋深越大，当沟谷切穿含水介质时，沿隔水层与含水介质接触面有下降泉水渗出，一般流量小于 0.014L/s，局部 0.079–0.168L/s，泉群流量达 0.506L/s，水温 10–12℃。

（二）新近系及古近系孔隙承压含水岩组（II）

地表未出露，主要在调查区内个别深大沟谷中有裸露，岩性以紫红色砂质泥岩、泥岩为主，夹厚度不等的石膏层，局部地段夹有半胶结的砂岩，成岩度较差，裂隙不发育，具有隔水作用。古近系底部为半胶结含砂砾岩，分布不连续，埋藏深度不等，目前揭露埋藏深度为 709.69m，厚度为 1.55

—69.81m，泥质、钙质胶结，裂隙不发育，透水性富水性较差，由于埋藏深，补给条件差，为贫水区。

（三）侏罗系基岩孔隙裂隙承压水（含构造裂隙水）含水岩组（III）

该含水岩组包括侏罗系直罗组、延安组碎屑岩。分布较稳定，后期受构造和新构造运动的影响，III含水岩组直罗组碎屑岩分布于调查区内西北角，厚度 50—60m。含水层岩性由不同粒级砂岩和构造破碎带组成，受构造影响，直罗组含水层与下伏延安组含水层形成统一含水体系。含水层厚度基本呈现由南向北逐渐变厚的趋势。据钻孔揭露，累计厚度 3.00—344.81m，平均厚度为 146.63m。

三、断裂带及其赋水条件

调查区构造断裂带相对较发育，以逆断层为主，正断层次之，褶皱构造有背斜和向斜，断裂带及背、向斜呈近南北向展布，严格控制着调查区内地下水的形成与分布。据二维地震资料，古湾背斜分布于调查区北段西部边沿地带，榆树湾背斜分布于调查区中段偏东，二者形成地下水分水岭。古湾背斜形成调查区北部西侧的水文地质边界。

在调查区东侧边部发育的 F_1 、 DF_3 正断层，由近南北向逐渐变为南西向展布，主动盘裂隙发育，具导水性和富水性， F_1 正断层被动盘裂隙不发育，具阻水性，视为调查区东部和南部的水文地质边界。 DF_1 、 DF_2 、 DF_4 、 DF_5 为逆断层，多呈近南北向展布，为调查区内的主要断层，属阻水断层。但断的主动盘和断层的交汇处裂隙较发育，具导水性。调查区内补给条件差，破碎带富水性差。

四、含水岩组水力联系分析

调查区侏罗系直罗组和延安组含水层在原始状态下，受隔水层的制约，各含水层通过地下水承压性能产生越流或顶托补给方式产生水力联系，在构造作用下各含水层通过局部断裂破碎带导水方式产生水力联系，达到地

下水动力平衡状态。

五、调查区地下水的补给、径流及排泄条件

（一）松散岩类地下水补给、径流与排泄条件

松散层潜水主要接受降水补给，沿地表向低洼处径流，以蒸发和下降泉的形式排泄地下水。

（二）基岩孔隙裂隙地下水补给、径流与排泄条件

基岩地下水直接或间接接受降水和上覆松散岩类地下水渗流补给，沿层间裂隙和断裂破碎带渗流。其运移速度与含水层岩性、地质构造形态、岩层倾角大小及水力坡度有关，在地势相对平缓处地下水运移速度相对较缓，地下水流向总体表现为由南向北渗流，以补给临区地下水方式排泄地下水。

六、调查区充水水源

（一）降水

区域区年平均降雨量 200-427.20mm，蒸发量大于 2000mm，降雨集中于 7、8、9 月雨季常有大雨和暴雨及冰雹。为松散岩孔隙潜水 I 含水层的直接补给水源。

（二）地下水

I 含水岩组：该层属孔隙充水，主要接受降水的补给。由于新近系、古近系紫红色砂质泥岩隔水层的隔水条件较好，减弱了其与下伏岩层的水力联系，而成为煤系地层的间接充水来源。在调查区南部煤系露头部分地段，则成为煤系地层的直接充水水源。

III 含水岩组：该层属孔隙裂隙充水，是巷道直接充水水源，III 含水岩组地下水主要是直接或间接接受降水补给。含水层富水性弱，涌水量普遍较小，与充水围岩之间有隔水层，其隔水条件较好，不会对矿井造成威胁。

（三）充水强度分析

根据钻探及抽水试验资料，矿井的直接充水含水层富水性弱～极弱，间接充水含水层富水性弱～极弱。由于新近系红柳沟组泥岩地层的广泛分布，阻隔了其上的第四系松散层潜水向下伏岩层的补给。但由于调查区内南部个别沟谷中有煤层露头，在煤矿开采过程中，必须采取有效措施，防止造成涌水事故。

七、调查区水文地质类型评述

调查区内第四系松散层厚度总体较薄，仅北部个别钻孔较厚，孔隙潜水地下水资源贫乏，其下部有连续分布的新近系与古近系泥质岩类隔水层。第四系潜水质属可采煤层顶板间接充水含水层，直接充水含水层为各主要可采煤层顶板碎屑岩裂隙含水层。开采煤层虽位于当地侵蚀基准面以下，附近无地表水系，主要充水含水岩组和构造破碎带富水性总体较弱，地下水补给条件较差。根据以往水文地质资料以及本次详查抽水试验资料，II含水层由于埋藏深，补给条件差，为贫水区。III含水岩组标准单位涌水量为 $q < 0.1 \text{ L/s} \cdot \text{m}$ ，属弱富水性。

根据《矿区水文地质工程地质勘探规范》(GB12719—91)有关规定，调查区水文地质勘查类型应划为二类一型，即以裂隙含水层充水为主的水文地质条件简单的矿床。

第二节 工程地质

一、岩（土）体分类

依据调查区岩土特征，将岩（土）体划分为三大岩类六个岩（层）组（表 5-1）。

（一）土层组

上部为第四系黄土，以褐黄色亚沙土、粉土为主，亚粘土次之，土质不均匀，多含钙质结核，局部含沙砾石，下部为新近系与古近系砂质泥岩，

主要由紫红色砂质粘土、亚粘土夹亚砂土构成。黄土胶结疏松、孔隙度大，粘结性差，在水的潜蚀作用下，易发生沉陷坍塌。新近系、古近系砂质泥岩上软下硬，随着深度加大，粘土的天然含水量、孔隙度有所降低，由可塑、软塑状变为硬塑状，压缩性增大，稳定性增强。

表 5-1 岩（土）体工程地质分类表

工程地质分类	岩 层 组	空 间 分 布	岩体结构
松 散 岩 类	土层组	局部分布，包括黄土、红土	散体结构
	砾石半胶结砂岩组	古近系底部局部分布	
软 弱 岩 类	风化岩组	侏罗系地层，基岩顶部 50m 左右。	碎裂结构
	煤层组	可采煤层	层状结构
中 硬 岩 类	泥岩薄层粉砂岩互层岩组	煤层顶板和底板	
	砂岩组	直罗组、延安组砂岩	块状结构

（二）砾石半胶结砂岩组

位于古近系底部，空间分布不连续，主要由砂砾石构成，局部有卵砾石层，多呈半胶结状，稳定性差。

（三）风化岩组

位于基岩顶部，风化裂隙带厚度 30m 左右。该岩组岩石长期遭受强烈的风化剥蚀作用，岩石物理、化学、水理性质都发生明显变化，表现为颜色变浅，疏松、破碎，孔隙率增大，裂隙发育，含水率增高，泥质含量增高，密度降低，岩体力学强度降低等。岩石力学强度降低幅度随岩性而异，硬脆性的砂岩抗压强度减小的幅度比粘塑性泥岩要大得多。

（四）煤、泥岩、薄层粉砂岩互层岩组

本岩组是含煤地层的主要岩组，属软弱类岩石。含有较高的粘土矿物和有机质，粉砂岩为泥质、铝土质胶结，局部钙质胶结。岩石具层状结构，具有水平层理、缓波状层理、小型斜层理，局部岩石段的节理、裂隙和滑动面较发育。岩石遇水多易发生泥化、崩解、碎裂。泥岩类岩石因粘土矿物含量高、亲水性强，水稳定性较差；粉砂岩类则水稳定性较强。经测试

该组泥岩 RQD 值 40%~60%，平均 47.97%。岩石质量等级为Ⅲ、Ⅳ级，岩体完整性属中等、差

（五）砂岩组

本岩组以中粒、细粒砂岩为主，次为粗粒砂岩，也包括厚度大于 3m 的厚层粉砂岩。岩石物质成份主要为碎屑、杂基、胶结物三部分，其含量分别在 75%、15%以及 10%左右。碎屑中的矿物成份主要为石英、长石；杂基成份主要为高岭石、水云母、炭质岩屑及云母碎屑；胶结物主要为钙质、铁质、绿泥石及自生石英质。单层厚度大，一般为块状结构，多具斜层理、槽状及交错层理，裂隙、构造结构面不发育。该类岩石性脆，在外力作用下易碎裂、崩塌。经测试该组 RQD 值 50%~75%，平均 67.41%。岩石质量等级为Ⅲ级，岩体属中等完整。

二、煤层顶底板岩性特征

对调查区内主要可采煤层的顶底板岩性及分布状况分述如下：

十四煤：顶板多为中粒砂岩、粉砂质泥岩，局部为粗粒砂岩、细粒砂岩，厚度变化较大，为 1.54~24.63m，，平均厚度为 11.43m，粉砂质泥岩为煤层的伪顶；底板多为粉砂质泥岩，局部为粉砂岩，厚度变化大，为 2.17~11.10m，平均厚度为 4.81m。伪底不发育，岩性以粉砂质泥岩、炭质泥岩。

十六煤：顶板多为粉砂质泥岩、中粒砂岩，局部为粗粒砂岩、细粒砂岩，厚度变化较大，为 1.40~42.15 m，平均厚度为 19.01m，煤层的伪顶主要为粉砂质泥岩、炭质泥岩；底板多为粉砂质泥岩，局部为中粒砂岩、细粒砂岩，厚度变化大，为 1.95~8.94m，平均厚度为 5.22m。

十九煤：顶板主要为粉砂质泥岩、细粒砂岩，局部为中粒砂岩、粉砂岩，厚度变化大，为 1.25~12.15m，平均厚度为 8.60m，粉砂质泥岩、炭质泥岩为煤层的伪顶，煤层的底板主要为粉砂质泥岩、粉砂岩组成，局部为中粒砂岩、泥岩，厚度变化较大，为 2.00~12.45m，平均厚度为 4.67m。

局部伪底发育，岩性以粉砂质泥岩、炭质泥岩为主。

三、岩石的强度特征

岩石的抗拉强度在天然状态条件下：十四煤层顶、底板的平均抗压强度分别为 0.97、2.39MPa；十六煤层顶、底板的平均抗压强度分别为 1.60、1.81MPa；十九煤层顶、底板的抗压强度分别为 1.08、0.85MPa。

根据《矿区水文地质工程地质勘探规范》(GB 12328-1990)，按岩石单轴极限抗压强度(R)将岩石强度分为：坚硬的 $R \geq 60 \text{ MPa}$ ；半坚硬的 $60 \text{ MPa} \geq R > 30 \text{ MPa}$ ，软弱的 $R \leq 30 \text{ MPa}$ 。结合上述测试结果，调查区内可采煤层顶底板岩石的抗压和抗拉强度较低，属软弱岩类，煤层顶底板的岩石工程地质条件差。

四、工程地质勘查类型

调查区地形地貌较单一，地质构造中等，地层岩性变化大，岩体结构多为厚层状。煤层顶底板岩性多以砂岩、砂质泥岩为主，属软弱类顶底板，局部地段可能易发生矿山工程地质问题。按《矿区水文地质、工程地质勘探规范》规定，本区工程地质类型属于第三类中等型，即层状岩类中等复杂型矿床。

第三节 环境地质

一、环境地质现状

调查区属黄土高原北部地带，黄土分布广，厚度大，且分布不均。下伏新近系、古近系红色砂质泥岩、碎屑岩及厚度较大的煤系地层，地貌为陡鼻梁，深切沟谷及低中山、残山丘陵地形。调查区表部为粘砂土、疏松、湿陷性和水蚀敏感性强，多发育有深切冲沟，平面上呈树枝状延伸，地表洪流的底蚀作用及向源侵蚀强烈，侵蚀岸陡立，均被掏空失衡而坍塌，并形成“V”字型沟谷，导致本区水土流失严重。面蚀作用多发生在丘陵表面，

丘陵区雨水稀少，植被不发育，暴雨时常形成表流对表土冲蚀，水土流失较强；本区一个主要的环境地质问题是水土流失。

总的看来，调查区气候干燥、少雨、多风，自然条件恶劣，生态环境脆弱，地表植被不发育，由于干旱少雨，植被不发育，风大沙多，黄土、粉砂土土质地疏松，是造成风沙大的主要原因。当地前期退草还田、退林还田盛行，偷牧现象严重，加剧了水土流失，生态环境受到严重破坏，退耕还草使该区生态环境有所改善。

调查区地处宁夏中南部干旱地带，降水量小，水资源匮乏，水质差，依据《地下水质量标准》（GB/T 14848-9），地下水属Ⅳ、Ⅴ类。

二、环境地质问题

（一）水土流失

调查区水土流失以冲蚀（沟蚀）为主，面蚀次之。区内黄土状粉砂土分布广，厚度大，新构造活动强烈，地壳仍处于缓慢上升期。在流水作用下，沟壑纵横，形成陡崩梁深切沟谷地形、切割深度 50-150m，沟坡陡峻，在汛期黄土湿陷重力失衡，沟谷崩塌现象严重，是水土流失的主因。面蚀现象主要是人为垦植，本来不发育的植被遭到破坏，表土变得疏松，特别是在春季，植被还没有复苏，且风大，表土被吹扬，引发沙尘暴天气，暴雨期，地表流水的冲刷作用导致表部水土流失。

（二）滑坡与崩塌灾害

在丘陵区深切沟谷发育，由于暂时性流水冲刷，下部被掏空，重力失衡，引发滑坡或崩塌，特别是与红色泥岩接触面有地下水作用，使黄土湿陷，沿层面滑移塌方，堵塞沟道，影响泄洪，导致其上游积水，引发黄土湿陷崩塌和滑坡方严重。

（三）泥石流灾害

在石峁子地段和矿井区，采石场等，大量的剥离物，废石和尾矿堆积

区，在大暴雨时易引发泥石流灾害。

（四）地面变形

随着未来矿井的开采，不可避免的产生地面变形、崩塌及塌陷，导致地下水位下降、植被破坏、加速水土流失。地下煤层采空后常常会发生地面塌陷，采矿塌陷是矿区地面不稳定的重要因素。它通常造成上覆岩层发生弯曲、变形、破裂、冒落，引起地表不均匀沉降和地面塌陷。矿井生产过程中，产生的废水、废渣、废气，会对周围环境造成污染。矸石的风化产物便对矿区的大气、土壤、河流和地下水造成污染。另外，堆积过高、坡度过大的矸石山，容易产生滑坡，当矸石含水达到饱和状态时，在雨水冲刷下，还可形成矸石质泥石流，直接危及矸石山周围的安全。

三、环境地质评价

调查区地质环境脆弱，水化学环境差，矿井建设面对的重要环境地质问题是环境污染、地面沉降和水土流失的加剧，造成地质环境的进一步恶化。因此在矿井建设开发过程中，矿山建设与环境保护必须实行统筹兼顾、协调发展、同步建设的原则。可从以下方面考虑：制定矿井总体规划伊始，贯彻节能减排和循环经济方针，从指导思想重视环境保护，以绿色矿山作为建设目标；研究和开发采矿的新技术和新工艺，推行采矿的清洁生产，把矿产资源开发对环境的污染和破坏降低到最低程度。具体方法有：采用新的开采方法减少土地的塌陷，对破坏的土地资源进行土地复垦和生态重建；矸石的综合利用，提高矿山固体废弃物的利用率；降低用水总量，矿井外排水的资源化、提高水循环利用率、实现选矿井厂用水的闭路循环利用；矸石山的综合治理、预防矸石山的自燃；提高矿井瓦斯的利用率、减轻矿区的大气污染；积极植树种草、防止矿区的环境污染和水土流失等。

依据 GB12719-91《矿区水文地质工程地质勘探规范》，调查区地质环境质量为中等类型。即采矿可产生局部地表变形，但对地质环境破坏不大；

区内无重大污染源、无热害，矿坑排水对附近水体有一定污染；矿石和废石化学成分基本稳定，无其它环境地质隐患，总体地质环境可评为中等。

第六章 勘查工作及其质量评述

第一节 勘查方法及工程布置

一、勘查手段的选择

本次工作以工程点测量、1/1 万野外地质填图（修测）、钻探、测井、采样测试等为调查手段，在以往煤炭资源勘查的基础上，根据“中国油页岩资源评价新体系”和《固体矿产地质勘查规范总则》（GB/T 13908-2002）、《固体矿产资源/储量分类》（GB/T 17766-1999），并参照《煤、泥炭地质勘查规范》（DZ/T0215-2002），针对本区油页岩的赋存状况开展调查工作。

二、勘查类型的确定

1. 构造复杂程度

从调查区范围内以往煤炭勘查成果资料分析，区内构造主要为缓倾斜的向背斜和走向断层，含矿地层虽遭受断裂切割破坏，地层产状也有一定的变化，但并不剧烈，地层产状在 $10^{\circ}\sim 30^{\circ}$ 之间。参照现行固体矿产和煤、泥炭地质勘查规范，调查区构造复杂程度属中等构造类型。

2. 油页岩稳定程度

调查区含油页岩地层为侏罗系延安组陆相地层，根据以往煤田地质勘查和本次调查工作来看，赋存于延安组第一岩性段的油 6 矿层、第二岩性段的油 4 矿层较为稳定，分布范围较大，油页岩层结构简单，厚度有一定变化，油 4 矿层变化系数为 42%，油 6 矿层变化系数为 37%。所以调查区范围内油页岩层稳定性属稳定～较稳定类型。

参考现行《固体矿产地质勘查规范总则》和《煤、泥炭地质勘查规范》，综合考虑油页岩层稳定程度及构造复杂程度，确定调查区为构造中等、油页岩层较稳定勘查类型。

第二节 测量工作

一、作业依据

1. 《全球定位系统（GPS）测量规范》（GB/T18314--2001）；
2. 《地质矿产勘查测量规范》（GB/T18341--2001）。

二、野外投入工作的主要仪器设备

1. 采用广州中海达 V30 CORS RTK 双频动态 GPS 接收机 1 台套，经宁夏测绘产品质量监督检验站于 2017 年 12 月 13 日检测评定合格，有效期至 2018 年 12 月 12 日。静态处理后平面精度为 $2.5\text{mm}+1\text{ppm}$ ，高程精度为 $5.0\text{mm}+1\text{ppm}$ 。覆盖范围：单基准站覆盖半径 30 公里，基准站间距 50—60 公里。RTK 定位精度：平面 $\pm 1\text{cm}+1\text{ppm}$ ，高程 $\pm 2\text{cm}+1\text{ppm}$ 。

2. 笔记本电脑 1 台

3. 车辆 1 辆。

三、采用的坐标、高程系统

坐标系统为 1954 年北京坐标系，中央子午线采用 105 度，6 度带。

高程系统为 1956 年黄海高程系。

四、已知资料的收集

从宁夏回族自治区矿产地质调查院资料室收集到，B 级 GPS 控制点“B048”、II 等国家三角点“石峁子”，经过实地踏勘以上各控制点保存完好，标石稳固可以使用。

五、工程点的联测及质量评述

利用宁夏 CORS 基站作为调查区的参考站，将我院地质工作人员提供的钻孔坐标输入手簿中，应用手簿中的点放样功能放样到实地，并打入木桩作为标志。待钻孔施工完成后测量钻孔的三维坐标（见图 6-1），测量时工程点的编号按照实地工程点的编号进行编号，标高测至工程点地面（每个工程点均埋设了标志，工程点联测成果见表 6-1）。

表 6-1 炭山地区油页岩地质调查项目钻孔联测成果表

孔号	X	Y	H	备注
1954 北京坐标系				
固油 1	4030514.36	18618809.65	1829.29	联测
固油 2	4033417.04	18619027.83	1674.86	联测
固油 3	4030493.07	18621636.87	1808.46	联测
固油 4	4033488.34	18621728.85	1829.62	联测
1980 西安坐标系				
孔号	X	Y	H	
固油 1	4030458.51	18618726.94	1829.29	联测
固油 2	4033361.21	18618945.11	1674.86	联测
固油 3	4030437.22	18621554.18	1808.46	联测
固油 4	4033432.52	18621646.15	1829.62	联测
2000 国家坐标系				
孔号	X	Y	H	备注
固油 1	4030470.37	18618839.45	1829.29	联测
固油 2	4033373.08	18619057.61	1674.86	联测
固油 3	4030449.08	18621666.70	1808.46	联测
固油 4	4033444.40	18621758.67	1829.62	联测

测量时的工作照片如下：



图 6-1 现场进行工程点联测

第三节 1/1 万野外地质填图（修测）

一、作业依据

1. 《固体矿产勘查原始地质编录规程》（DZ/T 0078—2015）；
2. 《固体矿产勘查工作规范》（GB/T33444-2016）；
3. 《区域地质图图例》（GB 958—1989）；

二、地形图来源

本次地质填图以宁夏国土资源厅（测绘地理信息局）测制的 1/1 万标准地形图为底图，该图于 2011 年 6 月完成调绘，采用 1980 西安坐标系统，1985 国家高程基准，等高距为 5m，图面上地形地物、地貌清晰易读，符号运用正确，注记均匀，经展点验证，精度良好，符合现行规范要求，作为本次填图用图，质量可靠。

三、作业方法

（一）填图范围及工作原则

本次 1/1 万野外地质填图（修测）工作主要在调查区西部，即炭山煤矿区及煤矿东部普查区，工作主要针对延安组出露区域开展，重点调查了延安组岩性层序特征和含油页岩特征，确定了地表油页岩样品采集位置及采样方法。地质观测点按照含矿地层和构造附近较密，非含矿地层（第四系）较稀的原则进行，填图面积 16.12 km²。



图 6-2 填图区大部被黄土覆盖

（二）填图工作方法

本次野外地质调查填图以“追索法”为主，辅以“穿越法”，观测点内容为点号、点位、点性、点意描述及沿途描述，每点地质要素记录齐全。路线

观察点采用手持 GPS-76 定位。图示方法依照了国标 1/5 万地质图图式图例标绘。



图 6-3 沟谷中出露的基岩

四、工作量及质量评述

本次 1/1 万野外地质填图（修测）工作自 3 月 26 日开始，到 6 月 30 日结束，历时三个多月。在实际填图过程中，地表大部分被第四系黄土层所覆盖（图 6-2），植被生长较好，基岩仅在沟谷中出露（图 6-3），地表没有发现断层痕迹。共完成地质观测点 582 点，其中在基岩出露区较密为（35～45 个）/km²，黄土覆盖区较稀为（15-25 个）/km²，符合设计和规范要求。实际完成填图面积 16.12km²（图 6-4、图 6-5）。完成工作量见表 6-2。

表 6-2 1/1 万野外地质填图（修测）完成工作量统计表

序号	项目名称	单位	工作量	备注
1	1/1 万地质填图（修测）	km ²	16.12	
2	地质观测点	点	587	其中老硐点 1 个，控制点 300 个，界线点 286 个

针对每天野外工作，当天晚上均进行了个人工作补充检查，编制当天填图实际材料。在野外工作结束后，对野外记录、实地测量数据及地质实际材料图进行了检查。野外地质填图完全符合《原始地质编录规范》

(DD2006-01)的要求，所填绘地段界线基本可靠，岩土成图类型划分准确，依据充分，内容齐全，所用规范、标准合适，工程质量达到了可靠。

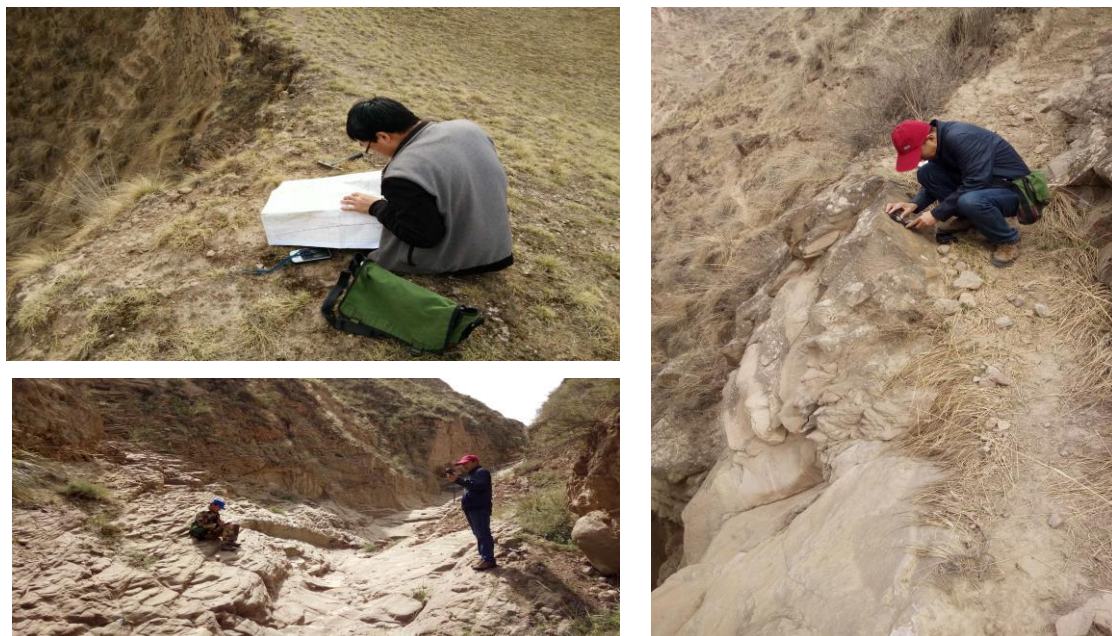


图 6-4 野外填图工作照片



图 6-5 野外采样工作照片

第四节 钻探工作

一、作业依据

- 1、《煤炭地质勘查钻孔质量标准》(MT1042—2007)
- 2、《固体矿产勘查原始地质编录规范（试行）》(DD2006-01);

- 3、《固体矿产勘查原始地质编录规范》(DZ/T0078-2015);
- 4、《矿区水文地质工程地质勘探规范》(GB 12719-91);
- 5、《地质岩心钻探规程》(DZ/T0227-2010);

二、主要设备及钻探工艺



图 6-6 XY-6B 绳索取芯钻机现场施工

为保证钻探施工质量达标，按时完成工期，因此钻探设备采用 XY-6B 型绳索取芯钻机(见图 6-6)；钻井液采用以聚乙烯醇为主的无固相聚合物，其具有良好的抑制性、护壁性、流变性、润滑性，并且该钻井液在内管不结泥皮、对岩心无污染。

三、作业方法

本次钻探工作是严格按照“设计”中关于钻探工作的技术要求进行的。钻机开孔前，由地质技术人员进行“三级安全教育、技术文明交底工作”，对钻探过程中可能要发生的各种现行进行预测，并作出相应的解决办法，检查钻机安装的每个环节，确保钻探工作安全有序开展。

本次施工钻孔均为直孔，现场用罗盘测量钻机立轴，并用水平尺测量基座；开孔采用 $\Phi 110\text{mm}$ 复合片钻头施工，同时配稠泥浆护壁；穿过覆盖层后，下入 $\Phi 108\text{mm}$ 套管作为孔口管；用 $\Phi 95\text{mm}$ 孔径钻至终孔，全孔取芯（除

第四系外); 进入矿层后单回次进尺均小于 3 米, 岩心(矿心)采取率均在 90%以上; 所有钻孔终孔后均测量顶角和方位角。钻机每钻进 50 米及终孔后均进行孔深校正和孔深确认, 最大允许误差为 1/1000, 超过时及时进行了修正; 在钻进过程中及时进行简易水文观测, 并要求钻机每回次观测孔内水位, 钻机钻进时每小时观测泥浆消耗量一次。钻机取出岩矿心后, 冲洗干净并用红漆编号, 整齐有序地装入岩心箱内, 没有颠倒、混淆、随意拉长或丢弃现象; 及时填写岩心牌, 按位置放入岩心箱内, 进行影像记录。及时准确记录原始报表, 力求详细、整洁。地质技术人员严格按有关规范及时进行编录和采样工作。

表 6-3 钻孔结构统计表

钻孔编号 孔深(m)		固油 1	固油 2	固油 3	固油 4
孔径 (mm)	168		0-98.80		
	146		98.80-143.60	0-189.40	0-262.00
	117	0-68.07			
	108		143.60-198.60	189.40-328.50	262.00-535.55
	98	68.07-317.28			
	96		198.60-676.65		
	95			328.50-826.88	535.55-1082.88

四、工作量及质量评述

由于目前国内还未制定油页岩矿勘查规范, 本次项目质量验收标准根据“中国油页岩”和《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T 13908-2002), 并参照《煤、泥炭地质勘查规范》(DZ/T0215-2002)。其工业指标只能根据国内外开发油页岩的现状而自行确定, 主要指标为含油率、矿层厚度。

考虑到经济技术的发展, 全国第三次油气资源评价时, 将油页岩边界产油率定为 3.5%。本项目结合国内外油页岩矿一般工业要求, 选择并使用的相关参数指标为: 焦油产率 $\geq 3.5\%$, 最小可采厚度 $\geq 0.7\text{m}$ 。

本次调查共施工钻孔 4 个, 始于 2017 年 10 月 11 日, 至于 2018 年 12 月 30 日, 钻探总进尺共计 2903.69m; 采用绳索取芯钻探工艺, 单孔岩心采取率均在 90%以上。所施工钻孔均严格按照相关规范要求进行评级。经项目

部和监理现场验收，所施钻孔中有 3 个达到甲级，1 个为乙级。圆满完成了设计要求的各项任务。

表 6-8 钻探工程量及质量汇总表

序号	钻孔 编号	钻孔坐标 (2000 国家坐标系)		终孔孔深 (m)	见矿 层数	岩心采 取 (%)	终孔 层位	孔斜 (°)	封孔 质量	钻孔 评级
		X	Y							
1	固油 1	4030470.37	18618839.45	317.28	5	99.48	青白口系王全口组	1.8	合格	甲级
2	固油 2	4033373.08	18619057.61	676.65	8	95.01	青白口系王全口组	6.01	合格	甲级
3	固油 3	4030449.08	18621666.70	826.88	7	97.52	延安组第一岩段 21 煤下	2.8	合格	乙级
4	固油 4	4033444.40	18621758.67	1082.88	7	93.86	青白口系王全口组	6	合格	甲级
合计				2903.69						

表 6-9 钻孔完成情况一览表

勘 查 线	钻孔 编号	设计 孔深 (m)	终孔 孔深 (m)	开孔及 终孔日期	孔口坐标	地 层	见油页岩矿 情况		备注
					1954 北京坐标系, 1985 国家高程系		见矿 层 数	见矿 厚度 (m)	
KP10	固油 1	350	317.28	2017.11.07 — 2017.12.11	X=4030514.36 Y=18618809.65 H=1829.29	Q: 0~48.07m; J ₂ y: 48.07~317.28m	5	6.77	
	固油 3	800	826.88	2018.08.20 — 2018.09.30	X=4030493.07 Y=18621636.87 H=1808.46	Q: 0~148.30m; N+E: 148.30~439.79m; J ₂ y: 439.79~826.88m	7	13.14	
KP13	固油 2	850	676.55	2018.05.25 — 2018.07.17	X=4033417.04 Y=18619027.83 H=1674.86	Q: 0~143.24m; N+E: 143.24~148.48m; J ₂ y: 148.48~649.30m; Qbw: 649.30~676.65m	8	12.87	
	固油 4	1100	1082.88	2018.11.01 — 2018.12.20	X=4033488.34 Y=18621728.85 H=1829.62	Q: 0~256.45m; N+E: 256.45~504.62m; J ₂ z: 504.62~533.58m; J ₂ y: 533.58~1061.40m; Qbw: 1061.40~1082.88m	7	9.0	工程 调整

五、钻探工程的各项指标

(1) 岩心采取率要求：油页岩层（煤层）及顶底板各 5 米范围内达 85% 以上，并做到不污染，不燃烧变质、能满足采样测试的要求；非含矿地层岩心采取率大于 70%，含矿地层岩心采取率大于 85%，满足设计和规范要求。

(2) 终孔层位：本次施工的 4 个钻孔按照钻孔设计要求，均打穿了延安组底部，完成了地质设计要求。

(3) 钻孔弯曲度的测量：钻孔弯曲度测量和物探测井同时进行，每 50m

测量一次。本次施工的 4 个钻孔孔斜均达到设计和规范要求，见表 6-11。

表 6-10 钻孔岩心采取情况表

钻孔编号	取心起止深度 (m)	进尺 (m)	采长 (m)	采取率 (%)
固油 1	Q: 47.39~48.07	0.68	0.40	58.82
	J ₂ y: 48.07~317.28	269.21	267.80	99.48
固油 2	N+E: 143.24~148.48	5.24	3.95	75.38
	J ₂ y: 148.48~649.30	500.82	475.85	95.01
	Qbw: 649.30~676.65	27.35	27.35	100
固油 3	N+E: 189.40~439.79	250.39	247.20	98.73
	J ₂ y: 439.79~826.88	387.09	377.50	97.52
固油 4	N+E: 265.45~504.62	239.17	231.05	96.60
	J ₂ z: 504.62~533.58	28.96	27.80	95.99
	J ₂ y: 533.58~1061.40	527.82	497.05	94.17
	Qbw: 1061.40~1082.88	21.48	17.90	83.33

表 6-11 钻孔弯曲度统计表

井深 (m)	固油 1		井深 (m)	固油 2		井深 (m)	固油 3		井深 (m)	固油 4	
	天顶角 (度)	方位角 (度)		天顶角 (度)	方位角 (度)		天顶角 (度)	方位角 (度)		天顶角 (度)	方位角 (度)
0	0		0	0		0	0		0	0	
50	0.2	234	50	0.2	104	50	1.2	117	50	0.5	322
100	1.3	244	100	1.1	246	100	1.4	181	100	1.1	301
150	1.1	278	150	2.3	182	150	1.8	114	150	1.5	116
200	2	267	200	2.2	200	200	1.8	185	200	1.8	170
250	2.3	259	250	3.2	170	250	1.7	145	250	2.3	322
300	1.8	308	300	3.1	190	300	1.4	170	300	2.5	121
312	1.8	293	350	3.9	187	350	0.5	171	350	3.1	197
			400	3.6	188	400	1.0	237	400	3.6	267
			450	4.9	194	450	1.0	305	450	3.5	246
			500	4.6	195	500	0.3	287	500	3.5	327
			550	5.4	197	550	0.3	139	550	3.6	198
			600	6.0	196	600	1.0	113	600	3.2	200
			650	6.0	195	650	1.6	127	650	3.5	197
			673	6.1	183	700	2.0	304	700	3.4	200
						750	2.8	215	750	3.4	209
						785	2.8	220	800	3.4	204
									850	3.1	197
									900	3.5	217
									950	4.1	223
									1000	4.9	221
									1050	5.8	227
									1075	6.0	231

(4) 孔深误差的测量与校正：每钻进 100m、进出含矿层、终孔后均进行钻具丈量，丈量值与记录孔深误差小于 1.5/%；钻具丈量使用经过校正

的钢尺（误差结果见表 6-12）；丈量钻具时，尽量选择了无风天气进行，地质编录员在现场监测。

表 6-12 钻孔孔深测量误差结果表

固油 1		固油 2		固油 3		固油 4	
记录孔深	误差值	记录孔深	误差值	记录孔深	误差值	记录孔深	误差值
52.08	0.00	49.96	-0.02	52.30	0.03	49.55	0.01
100.28	0.00	99.66	-0.04	100.30	0.05	106.35	0.01
136.68	0.00	149.98	-0.05	151.30	0.06	154.55	0.02
174.48	0.00	160.96	-0.06	199.60	0.09	202.55	0.02
201.48	0.00	200	-0.06	250.70	0.09	265.45	0.04
265.78	0.00	221.03	-0.04	301.50	0.12	301.45	0.04
317.28	0.00	274.32	-0.05	349.24	0.13	349.15	0.03
		290.23	-0.08	400.21	0.06	400.15	0.04
		350.12	-0.09	450.80	0.09	451.55	0.06
		400.94	-0.02	501.52	0.11	502.55	0.08
		451.65	-0.03	529.73	0.13	549.75	0.08
		500.15	-0.03	550.23	0.16	600.35	0.13
		549.85	-0.05	600.13	0.23	652.35	0.15
		599.95	-0.1	619.53	0.23	698.85	0.13
		650.15	-0.12	649.83	0.25	751.35	0.18
		676.65	-0.15	700.68	0.26	799.35	0.14
				749.67	0.26	849.45	0.13
				801.34	0.20	898.15	0.19
				826.88	0.18	951.75	0.26
						1000.35	0.24
						1049.35	0.22
						1082.88	0.26

(5) 原始记录（包括班报表与简易水文观测记录）：在现场及时填写，真实准确；交接班班长和机长亲笔签字；原始记录保持干净整洁，终孔后装订成册。

(6) 地质编录及钻孔评级：地质编录严格按规范执行；终孔后项目部和监理进行现场验收，对钻孔进行质量评级，达到质量要求的钻孔在进行下一步工作。

(7) 钻孔封闭：4 个竣工钻孔按封孔通知书、封孔设计要求和钻探规程规定进行封闭，并做好封孔记录。施工完成后采用 32.5R 水泥全孔封闭。施工结束后恢复场地原貌，于孔口部位埋设水泥标桩，并保证其质量。

需要说明的情况：固油 3 钻孔在提钻准备测井的过程中出现孔内卡钻，

提出 3 根 $\Phi 89\text{mm}$ 钻杆 36.6m，随后采用反丝打捞出钻孔内 $\Phi 89\text{mm}$ 钻杆 417.18m。现孔内套管遗留情况为： $\Phi 146\text{mm}$ 套管从孔口下至 170m； $\Phi 108\text{mm}$ 套管从孔口下至 328.50m。孔内遗留钻具为： $\Phi 89\text{mm}$ 钻杆 373m， $\Phi 95\text{mm}$ 钻头 0.10m，共计遗留钻具 373.10m，遗留位置在 417.18m~790.28m。

(8) 生态环境保护：本次调查工作主要采用钻探工程，钻探施工过程中，尽量利用了原有道路，对土地及植被的破坏程度很小。钻孔施工完成后对现场三废进行了处理，在工地低矮处修建废液池，将工地机械废液、生活废水、淘汰泥浆等经引水沟渠流入废池，进行了固化处理。终孔后对泥浆坑进行回填，钻机平台进行清理，尽量恢复原始地貌。

第五节 采样测试工作

本项目为宁夏区内首次开展的油页岩地质调查工作，区内并无同类矿床的勘查经验，对油页岩的认识也有一定的局限性。因此，本次对施工的固油 1、固油 2、固油 3、固油 4 钻孔，发现疑似油页岩的煤层、炭质泥岩、泥岩、粉砂质泥岩均按照设计要求进行了系统的采样工作。

表 6-13 各钻孔岩心样及地表样采集情况一览表

序号	钻孔编号	样品件数 (件)	单样品长度 (m)	单样品厚度 (m)	采样长度 (m)	样品厚度 (m)	备注
1	固油 1	30	0.50—3.70	0.48—3.54	45.63	44.20	
2	固油 2	90	0.40—2.69	0.38—2.53	112.16	105.63	
3	固油 3	40	0.60—2.25	0.53—2.02	53.39	47.79	
4	固油 4	50	0.42—2.33	0.41—2.19	57.46	54.46	

1. 煤心煤样：对于煤心煤样按照采样要求，采用 1/2 劈心法进行采样送检，实验室留存副样。煤样按设计要求采集含油率、工业分析、固定碳、全硫、各种硫、发热量、元素分析、灰成分、灰熔融性、有害元素、稀散元素、微量元素等参数。本次采集煤心样品 56 件。

2. 油页岩样：油页岩样品采用 1/2 劈心法进行采样，实验室留存副样。按照油页岩评价相关参数，首先测试含油率，若含油率大于 3.5%，则继续

测试其余项目，油页岩主要测试含油率、工业分析、灰分、挥发分、全硫、发热量、元素分析、有害元素、稀散元素、微量元素、总有机碳含量、全岩热解气相色谱分析、有机岩石学分析等项目。若含油率小于 3.5%，其余参数不再进行测试。本次共采集油页岩样品 159 件，其中在钻孔内采集 154 件，地表采集 5 件。

表 6-14 采样测试工作量表

分析项目		单位	数量
1. 制分析样	油页岩样	件	159
	原煤样	件	56
	浮煤样	件	56
2. 工业分析		件	127
3. 固定碳		件	127
4. 全硫		件	127
5. 各种形态硫		件	74
6. 发热量		件	122
7. 元素分析		件	100
8. 灰成分		件	74
9. 灰熔融性		件	57
10. 有害元素		件	70
11. 稀散元素		件	70
12. 稀土、微量元素		件	52
13. 真密度		件	32
14. 视密度		件	32
15. 低温干馏		件	215
16. 总有机碳含量测定		件	38
17. 全岩热解气相色谱分析		件	38
18. 全分析（常量元素）		件	0
19. 有机岩石学分析		件	26
20. 反射率测定		件	26
21. 岩矿鉴定与试验		件	10
22. 内检分析样		件	30
23. 外检分析样		件	30

3. 岩矿鉴定样：为了解矿石和围岩的矿物成分、结构和构造，本次调查在钻孔内共采集岩矿鉴定样 10 件。

4. 内检分析样：为保证基本分析样品的测试质量，检查是否存在偶然误差，内检样品共检查 30 件。内检结果见附表六，内检合格率达到 96.3%。

5. 外检分析样：为确保基本分析样品试验结果准确可靠，检查试验结

果是否存在系统误差，外检样品共计检查 30 件。外检结果见附表七，外检合格率达到 95.8%，

本次调查所取样品的测试工作，均由陕西煤田地质化验测试有限公司完成，该单位取得了质量技术监督局颁发的《质量认证合格证书》，具备计量检定测试能力和可靠性的要求。严格按照国家或部颁标准进行化验测试。样品指标综合统计时，根据资料数据审查和极差比法 (Grubbs 检验法) 取舍，可疑值 and 不合格样品点不参与综合指标统计及评价，需重新化验所取样品。部分化验项目还在检测中。各类样品测试分析均根据国家相关规范要求或行业标准进行。样品的外检工作由东北煤田地质局沈阳测试研究中心完成。本次化验测试结果可靠，能够满足规程、规范要求。

第六节 综合测井工作

一、作业依据

1. 《水文测井工作规范》(DZ/T0181-1997)
2. 《煤炭地球物理测井规范》(DZ/T0080-2010);

二、使用的测井仪器及设备

本次测井所使用的仪器和设备为北京中地英捷物探仪器研究所生产的车载 PSJ-2 型数字测井仪系列；测井解释及处理软件为河北省邯郸市工业自动化研究所的 CLogDraw 测井资料处理软件，设备配置见表 6-15。

表 6-15 测井仪器设备配置一览表

仪 器 名 称	型 号	仪 器 名 称	型 号
数字测井仪	PSJ-2	密度探管	PSMD-1
软件	CLogDraw	声速井斜井温探管	PS2517
计 算 机	Dell600	绞 车	PSJC-2500
打 印 机	EPSON-LQ-1600K	测井仪器车	南京依维柯

各种仪器设备每年均按《煤炭地球物理测井规范》第 10.3 款《仪器的调校、测试与刻度》所列各条逐一进行调校、测试与刻度，并将合格结果

记录于磁介质和纸介质保存。

三、作业方法

本次测井工作以《地质设计》和《煤炭地球物理测井规范》为依据，结合以往测井工作经验，确定测井以三侧向电阻率（LL3）、自然伽玛（GR）、自然电位（SP）、声波（TTA）及井径（CAL）井斜测量（AD、DA）为本次有效参数方法。以 LL3、GR、CAL 确定划分全孔地质剖面，以及判断地层含水层和破碎带；利用声速（TTA）曲线进行地层岩石力学性质的计算。

本钻孔均按照《煤炭地球物理测井规范》要求进行系统测斜，选取测点间距一般为 50 米、对顶角超出井斜要求的均按《煤炭地球物理测井规范》要求进行加密测量。并按设计要求进行系统井温测量，选取测点间距一般为 20 米，有异常地温段进行加密测量。

四、工作量及质量评述

本次测井完成 4 个钻孔（GY1、GY2、GY3、GY4）的测井工作，测井实测米 2846.00 米，声速实测米 2846.00 米，有效测斜点 61 个，有效测温点 128 个，施测的钻孔，达到了甲乙级标准，甲级率 75%。

表 6-16 钻孔测井工作量及质量统计表

序号	孔 号	常规测井 (实测米)	声速测井 (实测米)	井 斜 (选取点)	井 温 (选取点)	测井质量	测井日期
1	GY1	312	312	8	0	甲	2017. 12. 10
2	GY2	673	673	15	34	甲	2018. 07. 18
3	GY3	786	786	16	40	乙	2018. 10. 10
4	GY4	1075	1075	22	54	甲	2018. 12. 20
合计		2846. 00	2846. 00	61	128		

此次钻孔测井资料齐全可靠，测井仪器性能良好，仪器校验刻度完全符合《煤炭地球物理测井规范》要求，测井参数、方法选择合理，可靠准确，对各地层及地质时代界面的划分比较合理。各孔测井工作量及质量情况见表 6-16。

第七节 气测录井工作

一、执行标准

《油气探井气测录井规范》(SY/T 5788-2008);

二、气测录井方法的特点

泥浆气测录井是一种有效的煤层气及其它含气层的检测技术,具有随钻连续测量,具有连续作业,自动记录,连续分析岩层所含气体组分的特点。该方法不受电性、岩性、物性及井温诸多因素的影响。泥浆气测录井是通过钻进过程中的泥浆循环液将钻头破碎层段的岩石中的气体带到井口,经泥浆脱气器脱气、干燥、净化后由样品泵分别送入全烃分析仪进行分析,经分析,测定烃、非烃组分含量。各组分气体送入计算机进行处理,同时在记录仪上实时记录。整个过程有计算机控制执行,分析成果准确可靠。

三、野外工作量及质量

本次录井作业采用 ZSY2006 全烃录井仪,仪器于 2018 年 6 月 30 日上井安装调试,仪器性能稳定,运转正常,于 2018 年 7 月 1 日开始对固油 2 钻孔录井作业,9 月 14 日对固油 3 钻孔录井作业,并采集相关数据。

按照设计要求在固油 2、固油 3 钻孔的实施过程中,对延安组开展气测录井工作。其主要目标是探查延安组油页岩层、煤层及与其相邻的砂岩、泥岩层的含气性,并进行含气层识别、分类,初步评价调查区内页岩气、煤层气赋存特征。

表 6-17 本次录井工作量统计表

钻孔号	层位	井段	深度	全烃含量 (%)	H ₂ S (%)
固油 2	延安组	395.00~655.00m	260.00m	0	0
固油 3	延安组	514.00~826.00m	312.00m	0	0

录井地层为侏罗系延安组,固油 2 钻孔录井井段为 395.00~655.00m,

固油 3 钻孔 514.00~826.00m，共 572.00m。采用电动泥浆搅拌脱气，各项资料齐全、真实可靠，未发生影响录井质量的重大钻井事故。

固油 2、固油 3 钻孔录井含气显示情况较差，钻达目的层后未见良好含气显示，录井段未发现具有工业价值的含气层。

第八节 资料收集及综合整理

在全面收集调查区及周边已有工作成果基础上，并参考国内油页岩勘查开发现状，综合分析了调查区各种资料所反映的油页岩信息，并对资料进行了二次开发和利用。

表 6-18 资料的收集与评价

序号	资料及来源	评价
1	宁夏固原市炭山煤矿外围煤炭地质普查报告，宁夏矿产地质调查院，2006~2008	<p>1. 在固原东部煤田炭山普查勘探区以东前人认为的无煤区，找到了新的含煤区域。</p> <p>2. 重新厘定勘查区的地层层序，通过综合地质填图查明该区有侏罗系安定组的存在。</p> <p>3. 勘查区内断裂和褶皱构造走向多呈近南北向，少数为北东-南西向或近东西向。断裂构造多为高角度正断层，褶皱构造多呈两翼不对称状。煤系地层的赋存受构造控制，东部的 DF1 断层控制了赋煤区的东、南边界。</p> <p>4. 区内含煤地层为侏罗系下统延安组，属陆相含煤碎屑沉积。十四、十六、十九、二十一、二十三煤层较稳定且大部可采，十五、十七、十八煤层不稳定局部可采。</p> <p>5. 初步查明了勘查区内多为低中灰分-中灰分、特低硫-低硫、中高热值-高热值的长焰煤和不粘煤。</p> <p>6. 估算了八层煤的资源量，共计 37922 万吨。</p> <p>7. 对测井资料进行二次梳理，大致推测油页岩赋存范围。</p>

序号	资料及来源	评价
2	宁夏固原市炭山外围煤炭资源详查报告, 宁夏矿产地质调查院, 2011	<p>1. 确定了勘查区内地层层序。由老至新详细划分为: 青白口系王全口组 (Qbw); 三叠系上田组 ($T_3^{\hat{s}}$); 侏罗系中统延安组 (J2y)、直罗组 ($J_2^{\hat{z}}$); 古近系寺口子组 (E2s)、清水营组 (E3q); 新近系红柳沟组 (N1h)、干河沟组 (N1g) 和第四系。</p> <p>2. 勘查区内断裂和褶皱构造走向多呈近南北向。为中等构造。</p> <p>3. 勘查区内含煤地层为侏罗系中统延安组, 属陆相含煤碎屑沉积。区内共有可采煤层九层。</p> <p>5. 估算煤的资源/储量, 共计 43202 万吨。</p> <p>6. 二次利用测井资料大致推测油页岩赋存范围。</p>
3	刘招君, 杨虎林, 董清水, 等. 中国油页岩 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.	<p>1. 通过收集油页岩相关资料, 分析研究了国内外油页岩资源与开发利用现状。</p> <p>2. 通过油页岩岩石学、物理性质、有机组分、油页岩品质及地球化学等方面入手, 分析探讨油页岩的基本特征。</p> <p>3. 分析研究国内油页岩形成条件、分布特征、成矿规律、资源评价方法、资源勘查靶区优选、油页岩综合利用与环境保护。</p> <p>4. 从含矿区地质概况、油页岩矿床特征、油页岩矿床成因及油页岩资源状况四个方面, 对国内典型的油页岩矿床进行分析研究。</p>
4	王红岩, 赵群, 刘洪林, 等. 中国油页岩资源、分布及技术进展 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.	
5	徐川, 孟庆涛, 刘招君, 等. 柴北缘鱼卡地区中侏罗统石门沟组油页岩品质特征及开发利用前景[J]. 世界地质. 2017.	
6	刘招君, 董清水, 叶松青, 等. 中国油页岩资源现状 [J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2006.	
7	丁敏. 鄂尔多斯盆地志丹地区三叠系延长组长7油页岩资源评价: 硕士学位论文 [D]. 西安: 西安石油大学, 2012.	
8	刘招君, 柳蓉. 中国油页岩特征及开发利用前景分析 [J]. 地学前缘, 2005.	
9	陈应泰, 刘文彬. 国外油页岩综合利用的进展 [J]. 地球科学进展, 1992.	
10	杨平, 谢宗奎, 袁秀君, 等. 柴达木盆地北缘侏罗纪古生态特征及其古地理意义[J]. 古地理学报, 2006.	
11	钱家麟, 王剑秋, 李术元. 世界油页岩综述[J]. 中国能源, 2006.	

在项目实施过程中，按照院的质量三体系运行开展工作。为保证项目工作质量，实行院、项目部、专业组三级质量管理体系，开展经常性检查、阶段性总结、最终资料综合整理工作，从组织结构和管理制度上保证工作质量。

日常性综合整理研究工作：实行项目负责制及岗位质量责任制，项目负责对整个项目质量负责，组长对本组工作质量负责，技术人员对自己的工作质量负责，按规定实行自检、互检抽查制度，技术人员对自己的资料进行 100%自检，组内进行 100%互检，组长 100%检查。

阶段性综合整理研究：项目根据工作进展情况分阶段开展的综合研究工作。由于项目采用地质手段开展工作，各种方法、不同程度的工作环环相扣、紧密联系，上一阶段的工作成果及综合研究程度直接影响着下一阶段工作的部署及找矿效果，因此阶段性的综合研究工作显得尤为重要。

阶段性综合整理研究工作要求在每一项工作完成后及时开展，通过此项工作一方面总结和分析阶段性的工作成果，研究、制定下步工作计划和工作部署；另一方面总结和分析阶段性工作存在的问题和不足，对发现的问题及时加以补救。

最终资料的综合整理研究工作：在全面分析、总结项目各阶段所取得的地质成果的基础上，编制各类综合性图件、表格及地质工作小结，并做好图式、图例统一工作。应用计算机及 MAPGIS 软件进行数字化制图。

第九节 绿色勘查工作

为了深入贯彻落实党的十八大、十九大关于生态文明建设的总体要求和自治区十二次党代会确定的“生态立区”战略，对接中共中央、国务院《生态环境损害赔偿制度改革方案》要求，牢固树立并践行绿水青山就是金山银山的理念，尊重自然、顺应自然、保护自然，坚守生态保护红线，像对待生命一样对待生态环境，找准地质工作在政府企业公众共治的绿色行动体系中的位置，切

实做好地质调查、矿产勘查、基础施工等各项地质工作中的生态环境保护，全面实施绿色勘查，促进生态保护、资源保障、经济发展有机结合，实现地质工作持续健康发展，本项目严格按照“自治区地质勘查基金管理办公室关于全面推行绿色勘查工作的通知”要求执行。

一、勘查工作环境影响分析

调查区生态环境系统具有原始性，对生态环境的影响主要为自然因素和人为因素。

1. 自然因素：调查区属温带大陆性气候，为中山区和黄土丘陵区，具黄土高原地貌特征，经常年流水侵蚀，沟壑纵横，梁峁相间，土壤干旱，植被稀疏，政府继续加大力度实施“退耕还林”政策，对水土流失有一定程度的遏制。

2. 人为因素：调查区内人为因素对环境影响较大的是当地居民的活动。就矿产勘查活动而言，目前矿产勘查程度低，对生态环境造成的影响程度极为有限。本次油页岩地质调查对生态环境影响的主要因素主要有交通运输、钻探施工、人类活动等因素的影响。主要工作手段为开展 1/1 万野外地质填图（修测）、钻探工作，工作开展对植被、原有景观有一定程度的破坏；工程施工中主要有交通运输道路、钻探工程场地对植被及原有地貌的破坏；人类活动包括项目人员生产走动、生活垃圾等。

二、绿色勘查制度及监管措施

1. 绿色勘查制度的建立

为了更好的贯彻落实生态环境保护的基本国策，积极响应生态立区的方针战略，在地勘工作中坚持绿色勘查，坚持预防为主、防治结合、谁勘查谁负责、谁破坏谁恢复、谁污染谁治理以及管行业必须管绿色勘查、管业务必须管绿色勘查、管生产必须管绿色勘查的原则。自治区地质局印发关于《自治区地质局绿色勘查实施（暂行）办法》（宁地发【2018】31 号）

的通知，我院成立了绿色勘查委员会，建立健全了绿色勘查责任制、规章制度和操作规程，明确了各职能部门及各级负责人绿色勘查职责。项目组根据调查区实际情况，制定相应的环境保护制度，对勘查工作中各个环境提出环境保护具体要求和措施，将环境保护工作具体化、实际化。

2. 绿色勘查监管机制的建立

为了深入贯彻党的十九大以来生态文明建设要求，响应国家及我省绿色勘查的总体要求，我院建立了以院主要负责人为第一责任人的绿色勘查责任制，并逐步分解地勘工作中的绿色勘查责任，成立了以院长为主任的绿色勘查委员会，严格规定了各职能部门的绿色勘查职责，对各项目绿色勘查工作进行督促。

项目组成立以项目负责人为第一责任人的绿色勘查执行小组，执行并完成项目实施过程中的绿色勘查。

项目组成立绿色勘查管理执行小组，以项目负责为组长，绿色勘查专职管理人员为副组长，对绿色勘查措施的落实情况进行监管，项目组其余成员及施工单位全体成员为组员，对绿色勘查措施进行落实。

三、绿色勘查实施情况

1. 整体思路

(1) 明确责任、科学作业、文明施工，使地勘工作对生态环境影响降到最低程度。

(2) 科学部署地质勘查工作，避免在植被发育区开展工作。

(3) 坚持绿色勘查，积极争取当地政府的支持，主动接受当地政府的监督指导。

(4) 尊重当地民族习惯，加强民族团结，树立“施工一地、便民一方”的理念，按规定兑现草原补偿费，并正面解释宣传地质勘查工作生态保护的兼容性、互补性及国家战略资源储备的重要性。

2. 勘查工程实施中绿色勘查具体情况

本项目合理安排施工计划和作业时间，合理进行施工布置，精心组织施工管理。

（1）车辆行驶道路

调查区内有多条村村通水泥道路和原有的砂石路，车辆通行方便，不会出现随意开辟新道路的情况。开辟新道势必会或多或少碾压植被，项目组严格规定行车路线，要求驾驶员行车路线为原有的老路，不随意碾压、开辟新便道、拓宽便道，破坏草场。

（2）项目驻地选择

本项目租用炭山乡民房为驻地。

（3）钻探工程

钻探施工的过程中，尽量利用了原有道路，对土地及植被的破坏程度很小。钻孔施工前，在工地低洼处修建废液池，施工期间将钻探机械废液、生活废水、淘汰泥浆等经引水沟渠流入废池，进行了固化处理。终孔后对现场三废进行了处理，对泥浆坑进行回填，钻机平台进行清理，尽量恢复原始地貌。

（4）生产生活物资

为保证野外勘查工作需要，项目组配备了必须的物资设备，均存放于指定库房，燃油在指定加油站进行加注，涉及储存的油料和泥浆材料，分别归整到单独的区域，并配套相应数量的灭火器。物资设备中使用及运行过程中有可能对环境造成负面影响的物资主要为车辆、发电机。车辆管理如上，发电机为应急用品，仅在供电中断时使用，使用时由专人负责，防止燃油、机油泄露。

（5）生产生活垃圾处置

生产生活中固体垃圾种类繁多，由项目组进行统一分类处理，坚决禁止人为随意丢弃。项目组制定人人参与的轮流值班制度，加强日常监管，

增强生态环境保护意识。

对生活垃圾进行分类处理：将无害、难以回收的生活垃圾及时投放至炭山乡定点垃圾箱，由炭山乡环卫工人统一处理；将能回收的生活垃圾，如纸板、饮料瓶、废铁、玻璃瓶等送至回收站进行回收处理；将对环境可能产生影响的电池、电瓶，由专人负责保管，及时送至标识有“电池回收”的垃圾箱回收处理。

日常生活废水对环境污染甚微，可就地泼洒，自然蒸发，杜绝人为改变自然水体实质。每日剩菜剩饭交至房东，用于喂养牲畜，杜绝浪费情况发生。

（6）加强野外防火措施，组织从业人员学习相关防火知识，增强野外防火意识，建立防火应急预案。严禁在调查地区违规动用明火，爱护调查区的一草一木。

（7）严禁猎捕山鸡、野兔、狐狸等野生动物，严禁砍伐树木、柠条等，严禁采挖中药材，严禁触犯风俗习惯禁忌。

第七章 油页岩资源预测

第一节 资源预测的工业指标

一、参加油页岩资源预测的矿层

本次调查工作中在中侏罗统延安组第一、第二、第三、第四段共发现油页岩矿层 15 层，其中主要油页岩集中在第一、第二岩性段，分别为油 4-1、油 4、油 4-2、油 5、油 6-1、油 6、油 7、油 8，共计 8 层，累积平均厚度 6.44m，平均含油率为 5.37%；十四、十九两层主要含油煤层的厚度分别为 2.34m、2.86m，含油率分别为 10.43%、8.72%。故本次参与资源预测的矿层为延安组第一、第二段的 8 层油页岩和十四、十九两层含油煤。

二、油页岩资源预测范围

通过对以往煤炭勘查和测井资料对比分析（见附图 4），结合本次调查工作，大致推断出油页岩矿层延伸情况和范围，赋存面积为 37.15km²。油页岩资源预测范围为：西以 F18 以东和 F5 以北为界，北以调查区北部边界为界，东以调查区东部边界和可采边界线为界，南以 KP9 与 KP8 勘查线线距南推 1/2 为界。

三、工业指标的确定

由于目前国内还未制定油页岩矿勘查规范，本项目质量验收标准根据“中国油页岩”和《固体矿产地质勘查规范总则》（GB/T 13908-2002），并参照《煤、泥炭地质勘查规范》（DZ/T0215-2002）。其工业指标只能根据国内外开发油页岩的现状而自行确定，主要指标为含油率、矿层厚度、发热量和全硫含量。

一般地，国际上常以每吨油页岩能产出 0.25 桶（即 0.034 吨）以上页岩油的油页岩称为“油页岩矿”，或者将产油率高于 4%的油页岩称为矿，

美国地调局以产油率 40l/t (3.6%) 作为油页岩的边界品位, 有些甚至建议采用产油率 25l/t 作为边界品位。过去, 我国将含油率在 5% 以上的油页岩定为富矿, 并计算资源量; 含油率在 5% 以下的油页岩定为贫矿, 不计算资源量; 也有将油页岩产油率低于 6% 者定为贫矿, 高于 10% 者定为富矿。考虑到经济技术的发展, 全国第三次油气资源评价时, 将油页岩边界产油率定为 3.5%。

《矿产资源工业要求手册》(2014 年修订本) 中提出: 最低含油率 (相当边界品位) $\geq 5\%$, 平均含油率 (相当最低工业品位) $> 6\%$ 。

而我国油页岩矿的最新建议的边界品位为含油率 3.5%, 又以 5.0% 和 10.0% 为界将其分为四个等级 (表 7-1)。

表 7-1 油页岩品位规范表

含油率%	<3.5	3.5-5	5-10	10>
品位规范	非油页岩	差质油页岩	中质油页岩	优质油页岩

本项目按照设计并结合国内其它省份油页岩矿的一般工业要求, 选择并使用了以下工业指标, 作为评价矿床、预测油页岩资源的依据。

- (1) 最小可采厚度为 0.70m;
- (2) 最低含油率 $\geq 3.5\%$;
- (3) 最低发热量 $\geq 4.18\text{MJ/kg}$;
- (4) 最高硫份 $< 3\%$ 。

第二节 资源预测的方法

由于调查区油页岩矿层倾角在 $10\sim 30^\circ$, 所以本次资源量估算采用水平投影法。资源量估算公式为: $Q=S \times \text{Sec } \alpha \times M \times d$, 其中:

Q: 资源量(万吨); S: 矿层水平投影面积(10^4m^2);

M: 矿层平均厚度(m); d: 平均视密度(t/m^3);

α : 矿层平均倾角($^\circ$)。

第三节 资源预测参数的确定

一、厚度的确定

采用本次和以往煤炭勘查钻孔的可采点的矿层真厚度的算术平均值，确定油页岩矿层的厚度为 6.44m。十四含油煤层的厚度为 2.34m、十四含油煤层的厚度为 2.86m。

二、倾角的确定

根据油页岩矿层底板等高线的高差与水平距离比值的反正切函数，计算油页岩矿层的倾角。

三、视密度值的确定

表 7-1 炭山地区油页岩样品视密度

样品编号	视密度测定值 $d(t/m^3)$	平均值 $d(t/m^3)$
H58	1.76	1.74
H59	1.67	
H62	1.65	
H66	1.61	
H67	1.66	
H83	1.68	
H87	1.7	
GY3-H17	1.73	
GY3-H18	1.85	
GY3-H19	1.78	
GY3-H28	1.64	
GY3-H29	1.75	
GY3-H31	1.71	
GY4-H8	1.75	
GY4-H9	1.90	
GY4-H31	1.86	
GY4-H40	1.82	
GY4-H42	1.79	
GY4-H44	1.77	
GY4-H37	1.82	
GY4-H47	1.69	

根据本次调查工作中所采集油页岩样品测定的视密度值，用算术平均法求得延安组一段、二段 8 层油页岩矿层的平均视密度值 $1.74t/m^3$ ，确定

为油页岩资源预测的视密度值，见表 7-1。十四、十九含油煤层的视密度沿用以往煤炭详查测算的结果，分别为 1.44 t/m^3 、 1.42 t/m^3 。

四、面积的确定

在计算机上，使用 CGIS 软件在矿层底板等高线图上直接求出。

第四节 矿层圈定的原则

圈定矿层的界线有：由煤层推断的赋矿边界线、可采边界线、露头线和调查区边界线。

第五节 资源量类别

本次油页岩调查工作的工程网度大于 $2000\text{m} \times 2000\text{m}$ ，估算油页岩资源量的类别为预测的资源量（334）？。

第六节 资源量预测结果

资源预测基准日为 2019 年 11 月 12 日。

经预测，调查区油页岩预测资源量约 44592 万吨，依据含油率计算得出页岩油预测资源量约 2395 万吨；含油煤预测资源量约 24928 万吨，依据含油率计算得出页岩油预测资源量约 2374 万吨，见表 7-2。

总计，调查区页岩油预测资源总量约 4769 万吨。

表 7-2 调查区资源预测结果表

矿层 编号	面积 (km ²)	倾角 (°)	平均厚 度(m)	视密度 (t/m ³)	资源量(万吨)		含油率 (%)	页岩油资源 量(万吨)
油页岩	37.15	21	6.44	1.74	44592		5.37	2395
十四含油煤	32.81	19	2.34	1.44	11692	24928	10.43	1220
十九含油煤	31.48	15	2.86	1.42	13236		8.72	1154
合计								4769

第七节 可供普查的油页岩资源靶区

在分析以往煤炭勘查和测井资料基础上，结合本次调查成果，以油页岩与煤赋存状况、厚度、含油率等为规划依据，参考国内及邻区油页岩勘查开发现状，划定炭山地区油页岩资源靶区。具体划定方案为：

1.调查区主要油页岩与含油煤层均赋存在中侏罗统延安组一段、二段，油页岩一般位于煤层顶板或底板，与煤层呈共生关系。在 KP8 线以北延安组一段、二段广泛发育；而 KP8 线以南延安组地层零星发育，大部被剥蚀。

2. F18 断层以西，延安组地层普遍发育，但扣除“炭山煤矿采矿权”范围后，剩余边角范围较小，构造较复杂，发育多条断层，且相互交错，开采技术难度大。故划定普查范围时可以舍弃 F18 断层以西区域。

3.在 KP8 线以北、F18 断层以东，油页岩单层最大厚度可达 3.37m（固油 2 孔），累积平均厚度为 6.44m，平均含油率 5.37；十四、十九含油煤层厚度分别为 2.34m、2.86m，含油率分别达 10.43%、8.72%，资源潜力可观，有进一步开展普查工作的价值。

综上所述，可供普查靶区的大致范围为：西以 F18 断层为界，东以调查区东边界为界，北以调查区北边界为界，南以 KP8 与 KP9 勘查线线距的 1/2 为界划定油页岩靶区范围（坐标详见表 7-3），靶区面积约 39.14km²。

表 7-3 调查区油页岩资源靶区坐标范围

拐点 编号	1980 年西安坐标系		1954 年北京坐标系		2000 国家坐标系	
	X	Y	X	Y	X	Y
1	4034497.57	18617445.50	4034553.57	18617528.50	4034513.57	18617558.50
2	4034548.77	18625086.87	4034604.77	18625169.87	4034564.77	18625199.87
3	4028944.00	18625165.47	4029000.00	18625248.47	4028960.00	18625278.47
4	4028944.00	18618861.01	4029000.00	18618944.01	4028960.00	18618974.01
5	4029128.22	18618876.65	4029184.22	18618959.65	4029144.22	18618989.65
6	4031934.35	18617984.00	4031990.35	18618067.00	4031950.35	18618097.00

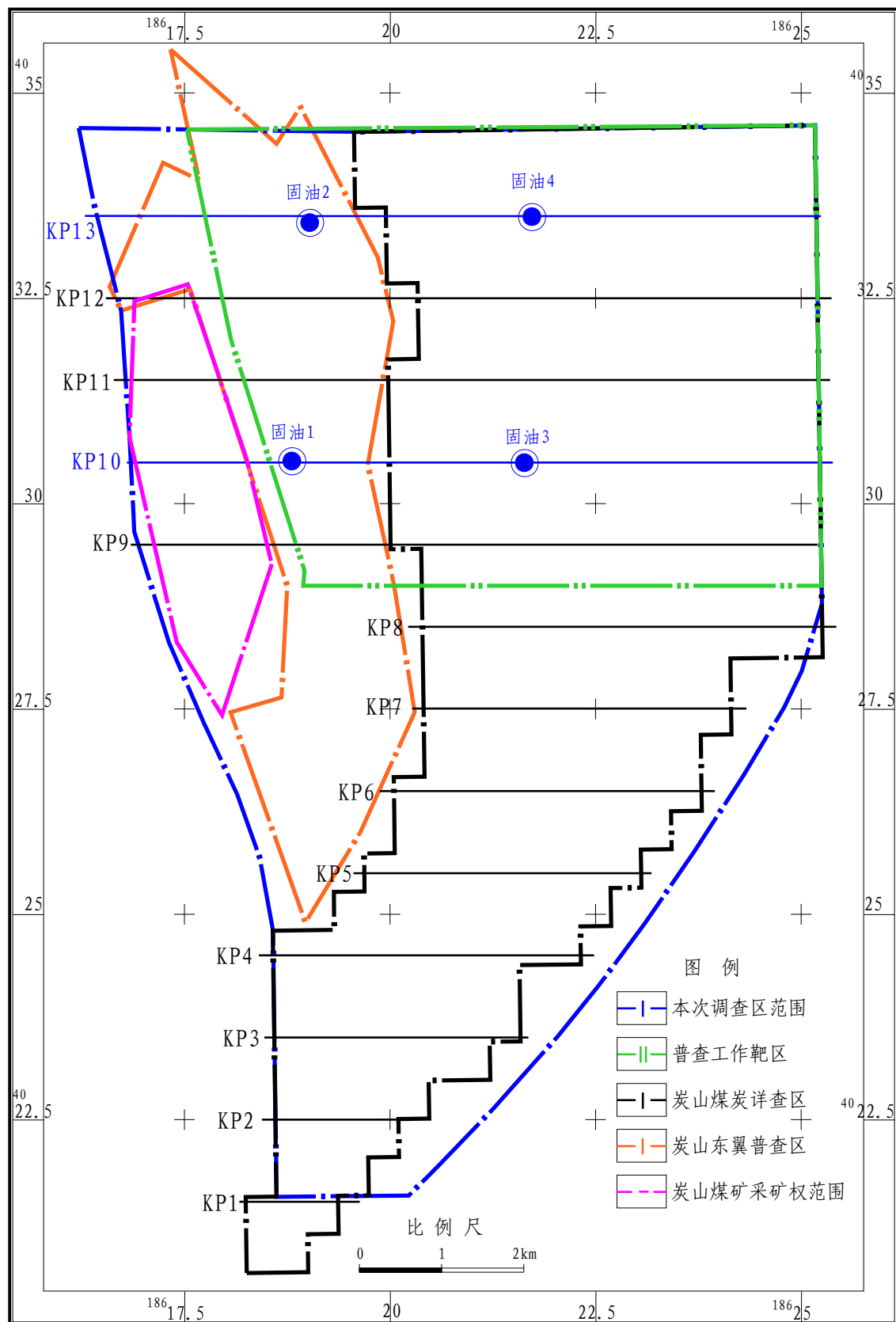


图 7-1 调查区油页岩资源靶区示意图

第八章 结论

一、对调查程度、工程质量的评述

《宁夏固原市炭山地区油页岩地质调查》项目是自治区第八批地勘基金项目，根据项目《设计书》和自治区自然资源厅（原国土资源厅）对工作量的批复意见，我院自 2017 年 10 月至 2018 年 12 月实施了项目的野外调查工作。在充分利用以往地质成果基础上，通过工程点测量、1:10000 地质填图（修测）、地质钻探（主要）、地球物理测井及化验测试等手段进行了综合地质调查，较好的完成了项目工作任务，达到了预期目标，为今后在该区进一步开展工作提供了较可靠地质依据。现将各项调查工作简要评述如下：

1. 测量工作严格按照《地质矿产勘查测量规范》（GB/T18341--2001）和《全球定位系统（GPS）测量规范》（GB/T18314--2001）进行施测，完成工程点测量 4 个，精度符合规范及规程要求。

2. 完成 1:10000 地质图修测 16.12km²，地质观测点 587 个，符合《固体矿产勘查工作规范》GB/T33444—2016 和《设计书》中的工作要求。

3. 完成地质钻孔 4 个，总进尺 2903.69m，根据《固体矿产勘查原始地质编录规范》（DZ/T0078-2015）验收评定，4 个钻孔均达到甲级标准。

4. 气测录井依据《油气探井气测录井规范》（SY/T5788—2008）和《设计书》，对固油 2、固油 3 钻孔延安组地层进行了录井作业和数据采集，录井工作量为 572m。气测录井整个过程采用电脑控制执行，分析成果准确可靠。

5. 地球物理测井依据《煤炭地球物理测井规范》（DZ/T0080—2010）和《设计书》，对调查区施工的 4 个钻孔全部进行了施测，总工作量达 2846.00m，测井质量为 3 个钻孔达到甲级，1 个钻孔（固油 3）为乙级。

6. 化验测试工作依据相关规范对 215 件（其中：油页岩样品 159 件、煤样 56 件）样品进行了测试分析，提供了准确的测试结果资料。

综上所述，本次调查工作均按相关规范和设计书要求进行实施，所取得成果真实、可靠，为调查报告的编写提供了准确的第一手资料。

二、本次勘查取得的成果

1. 在全面收集调查区及周边已有工作成果基础上，并参考国内油页岩勘查开发现状，综合分析了调查区各种资料所反映的油页岩信息，并对资料进行了二次开发和利用。

2. 根据以往地质勘查工作成果，并结合本次工作，查明了调查区内地层层序。结果表明，调查区地层由老至新可详细划分为：青白口系王全口组 (Qbw)；三叠系上田组 (T_3s)；侏罗系中统延安组 (J_2y)、直罗组 (J_2z)；古近系寺口子组 (E_2s)、清水营组 (E_3q)；新近系红柳沟组 (N_1h)、干河沟组 (N_1g) 和第四系。

3. 在调查工作基础上，对调查区内构造进行了详细分析。结果表明：调查区位于清水河大断裂与罗山-固原大断裂之间的沉降凹陷区内，是一个多期次构造复合区。区内主要由秦家窑复背斜、古湾背斜、当家沟向斜和榆树湾背斜四个主体构造组成，在其之间又发育一系列次一级小断裂，构造复杂程度为中等。

4. 调查区延安组可划分为四个岩性段（第一、第二、第三、第四岩性段），四个岩性段均含有油页岩，见油页岩 15 层，埋藏深度介于 130m~920m 之间。主要油页岩和煤层赋存在延安组一段、二段，均呈层状展布，倾角 $10^{\circ} \sim 30^{\circ}$ ，延安组一段、二段的油页岩累积平均厚度为 6.44m，平均含油率 5.37%；其中油 4、油 6 分布最广泛，平均厚度分别为 2.32m、1.99m，平均含油率为 5.31%、5.28%；十四、十九煤层为含油煤，厚度分别为 2.34m、2.86m，含油率分别为 10.43%、8.72%。油页岩与煤系共伴生关系，与煤既有交互出现，或作为煤层

的顶板或底板出现。

5. 根据以往煤炭勘查资料，结合本次调查工作取得的资料综合分析，调查区延安组一段、二段油页岩赋存面积 37.15km^2 ，累积平均厚度 6.44m ；十四、十九含油煤层赋存面积 32.81km^2 ， 31.48km^2 ，经初步预测，调查区内油页岩预测资源量约 44592 万吨，含油煤约 24928 万吨，计算成页岩油约 4769 万吨。

6. 本次实施的宁夏固原炭山地区油页岩地质调查项目，仅为调查阶段，初步发现油页岩矿层 15 层，本次只对延安组一段、二段的油页岩进行了资源量预测，其余油页岩矿层只在单个钻孔中见到，对其资源量没有进行预测。若适当再投入相应的钻探工程，对油页岩矿层进行加密控制，参与资源量估算的油页岩矿层会增加，油页岩资源量也会相应增加，由此说明调查区油页岩资源潜力存在较大的上升空间。同时，调查区的煤层含油率普遍较高，适合油页岩与煤综合开发利用，这样将会有力助推固原地区的经济发展，与国家、自治区提出的脱贫致富战略遥相呼应。因此，在调查区有必要再投入适当的工作，继续开展下一步普查工作。

三、存在的主要问题及建议

1. 由于勘查区第四系黄土覆盖严重，基岩露头较少，无法测制详细的地层剖面，各时代地层厚度均以施工钻孔所见而定，由于孔内岩层倾角的不稳定，使得地层厚度的准确性尚有欠缺。

2. 调查区内以往煤炭勘查工作中的十六煤层、十七煤层，在本次调查施工的钻孔中显示为灰分 $>40\%$ 、含油率 $>3.5\%$ 的油页岩层，造成这种不同结果的原因可能是：一方面，本次对孔内所有的样品均采用 $1/2$ 劈心法，对 $<5\text{cm}$ 的夹石没有进行剔除；另一方面，以往煤炭勘查时采用机械钻探岩心，采取率普遍偏低，而本次调查采用绳索取心，岩心采取率均在 95% 以上。

3. 固油 3 钻孔中 21 煤层以下位置测井数据不完善，对 21 煤层的评价有影响，但不影响对油 4 和 油 6 矿层的评价。

4. 油页岩目前没有统一的工业指标,《矿产资源工业手册》(2014 年修订本)中提出最低含油率为 5%,而国内当前多数油页岩矿在勘查时,最低含油率均选择使用 3.5%。故本次调查阶段在油页岩资源预测时,按照设计并结合国内其它省份油页岩矿的一般工业要求,最低含油率选择使用 3.5%。

5. 国家“十一五”规划纲要提出,将重点开展煤层气、油页岩、油砂等非常规油气资源勘查,推进油气勘查开发主体多元化。而新一轮的国家重大专项已经把油页岩单独立项,将油页岩的勘查与开发工作已提上日程,而炭山地区油页岩勘查程度低,仅为调查阶段,投入的工作量较少,建议在炭山地区继续开展下一步油页岩普查工作。