

川渝黔綦江南部区块煤层气勘查 探矿权评估报告

渝国能评报字（2022）第 112 号

重庆市国能矿业权资产评估有限公司
二〇二二年十二月十六日

重庆市国能矿业权资产评估有限公司

网址: www.cqnem.com

电话: 023-63723867

传真: 023-63727520

川渝黔綦江南部区块煤层气勘查 探矿权评估报告

渝国能评报字（2022）第 112 号

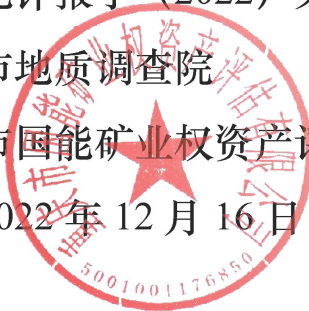
项目名称：川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估

报告编号：渝国能评报字（2022）第 112 号

委托单位：重庆市地质调查院

评估机构：重庆市国能矿业权资产评估有限公司

报告提交日期：2022 年 12 月 16 日



川渝黔綦江南部区块煤层气勘查 探矿权评估报告内审意见

公司组织对《川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估报告》进行了内部审阅，意见如下：

1. 该报告编制符合重庆市矿业权评估要求，章节安排合理，附表、附件齐全。评估目的明确，评估对象与委托内容一致，评估方法、评估参数及评估基准日选择恰当，评估依据充分，现场和市场调查情况陈述清晰，评估结论正确。

2. 矿权概况：勘查区面积740.9489平方公里，由28个拐点圈定；勘查矿种：煤层气。

3. 评估工作：该评估任务由矿业权评估师担任项目负责人并组成评估项目组开展了尽职调查工作。尽职调查中对已收集资料进行了核实，并收集了《探矿权出让技术报告》资料，并对川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权出让收益进行了评定估算，完成了评估报告初稿。

4. 评估资料：评估引用主要基础资料为重庆一三六地质队 2022 年 12 月编制提交的《川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权出让技术报告》。

5. 评估方法：参考《重庆市矿业权出让收益市场基准价（2022 年版）（征求意见稿）》和《重庆市矿业权评估技术要求（2022 年修订）（征求意见稿）》规定，结合本次评估目的和探矿权的具体特点，采用基准价因素调整法进行了评估。

6. 评估参数：

探矿机会成本“价”：探矿机会成本“价”基准为 0.60 万元/平方公里。
地质勘查工作程度调整系数（e）1.01；区域成矿地质条件调整系数（g）1.03；

资源丰度调整系数(a)1.00; 区位条件调整系数(z)1.00。综合调整系数 1.040。

开采收益“率”：开采收益“率”基准为 0.30%。构造复杂程度调整系数(s) 1.00; 煤层赋存开发条件调整系数(λ) 0.91; 资源量调整系数(q) 1.11; 产品销售价格调整系数(p) 1.00。综合调整系数 1.010。

7. 评估结果：经评定估算，川渝黔碁江南部区块煤层气勘查探矿权评估价值为：探矿机会成本“价” 462.35 万元（大写：肆佰陆拾贰万叁仟伍佰元整）、开采收益“率” 0.30%（大写：百分之零点叁）。

8. 内审结论：报告内容齐全，章节安排合理，文字表述清楚，依据充分，同意通过内审。

重庆市国能矿业权资产评估有限公司

二〇二二年十二月十四日



川渝黔綦江南部区块煤层气勘查 探矿权评估报告

渝国能评报字（2022）第 112 号

摘 要

评估委托人：重庆市地质调查院。

评估对象：川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权。

评估范围：勘查区面积 740.9489 平方公里，由 28 个拐点圈定；勘查矿种：煤层气。

评估目的：川渝黔綦江南部区块煤层气勘查项目属在原“川渝黔綦江南部区块石油天然气页岩气勘查”项目的基础上增列煤层气探矿权，根据国家有关规定，需对该探矿权进行评估。本次评估即是为评估委托人确定“川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权”在本评估报告所述各种条件下和评估基准日时点上公平、合理的出让收益提供参考意见。

评估基准日：2022 年 11 月 30 日。

评估方法：基准价因素调整法。

主要评估参数：

探矿机会成本“价”：探矿机会成本“价”基准为 0.60 万元/平方公里。地质勘查工作程度调整系数（ e ）1.01；区域成矿地质条件调整系数（ g ）1.03；资源丰度调整系数（ a ）1.00；区位条件调整系数（ z ）1.00。综合调整系数 1.040。

开采收益“率”：开采收益“率”基准为 0.30%。构造复杂程度调整系数（ s ）1.00；煤层赋存开发条件调整系数（ λ ）0.91；资源量调整系数（ q ）1.11；产品销售价格调整系数（ p ）1.00。综合调整系数 1.010。

评估结论：本公司在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，根据本次评估目的并结合该探矿权的具体特点，按照矿业权评估的原则和程

序，选取适当的评估方法和评估参数，经过认真估算，确定川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估价值为：探矿机会成本“价”462.35万元（大写：肆佰陆拾贰万叁仟伍佰元整），开采收益“率”0.30%（大写：百分之零点叁）。其探矿机会成本“价”单位评估值为0.624万元/平方公里、开采收益“率”为0.30%，高于《重庆市矿业权出让收益市场基准价（2022年版）（征求意见稿）》中对应重庆市煤层气探矿权出让收益市场基准价。

评估有关事项声明：

本评估结论使用的有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。超过一年此评估结果无效，应重新进行评估。

本评估报告仅供评估委托人用于本报告所列明之评估目的。评估报告的使用权归评估委托人所有，未经评估委托人同意，我公司不会向他人提供或公开。除依据法律须公开的情形外，报告的全部或部分内容不得发表于任何公开的媒体上。

重要提示：

以上内容摘自《川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估报告》正文，欲了解评估项目的全面情况，请认真阅读探矿权评估报告全文。

法定代表人：



矿业权评估师：



矿业权评估师：



重庆市国能矿业权资产评估有限公司

二〇二二年十二月十六日

目 录

报告摘要

报告正文

1. 评估机构.....	1
2. 评估委托人.....	1
3. 采矿权人（采矿权申请人）	1
4. 评估目的.....	1
5. 评估对象.....	2
6. 评估范围.....	2
6.1 矿区范围	2
6.2 资源量估算范围	3
7. 矿业权历史沿革、评估及有偿设置情况	3
8. 评估基准日	5
9. 评估原则.....	5
10. 评估依据.....	5
10.1 法律法规和规范依据	5
10.2 行为、产权及取价依据.....	7
11. 评估区勘查和开发概况.....	7
11.1 勘查区位置、交通	7
11.2 勘查区自然地理与经济概况	10
11.3 勘查区煤层气地质工作概况	11
11.4 勘查区地质概况.....	14
12. 评估实施过程.....	42
13. 评估方法.....	43
14. 评估参数选取.....	45
14.1 评估依据的基础资料及评述	45
14.2 基准价因素调整法	46
15. 评估假设.....	52
16. 评估结论.....	52

17. 评估基准日期后重大事项	52
18. 特别事项说明	52
19. 矿业权评估结论使用限制	54
20. 矿业权评估报告日	54
21. 评估责任人员	54

附表

附表 1 川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估探矿机会成本
“价”价值估算表

附表 2 川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估探矿机会成本
“价”基准价因素调整系数确定表

附表 3 川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估开采收益“率”估
算表

附表 4 川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估开采收益“率”基
准价因素调整系数确定表

附件

附件 1 评估机构《营业执照》和《探矿权采矿权评估资格证》

附件 2 矿业权评估师资格证书及自述材料

附件 3 矿业权评估机构及评估师承诺书

附件 4 《项目采购补充合同》

附件 5 《油气探矿权新立申请登记书》和原石油天然气页岩气《探矿
权许可证》

附件 6 《川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权出让技术报告》（重
庆一三六地质队，2022 年 12 月）

附件 7 《探矿权出让技术报告评审意见书》（渝地调矿评审字〔2022〕
3 号）

川渝黔綦江南部区块煤层气勘查 探矿权评估报告

渝国能评报字（2022）第 112 号

重庆市国能矿业权资产评估有限公司受重庆市地质调查院的委托，遵循国家矿业权评估的有关规定，本着客观、独立、公正、科学的原则，按照公认的矿业权评估方法，对川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权在调查、分析与询证基础上进行了认真评估。本次评估对该矿业权在评估基准日 2022 年 11 月 30 日所表现的评估价值进行了估算。现将该矿业权评估过程、评估方法及评估结论报告如下：

1. 评估机构

机构名称：重庆市国能矿业权资产评估有限公司；

住 址：重庆市北部新区金渝大道 89 号 10 幢 1-8-2；

通讯地址：重庆市渝北区金渝大道 89 号线外城市花园 10 幢 8 楼；

法定代表人：李正明；

探矿权采矿权评估资格证书编号：矿权评资[2008]001 号；

统一社会信用代码为：91500103787479595P。

2. 评估委托人

评估委托人：重庆市地质调查院。

3. 采矿权人（采矿权申请人）

采矿权（申请）人：中国石油化工股份有限公司。

4. 评估目的

川渝黔綦江南部区块煤层气勘查项目属在原“川渝黔綦江南部区块石油天然气页岩气勘查”项目的基础上增列煤层气探矿权，根据国家有关规定，需对该探矿权进行评估。本次评估即是评估委托人确定“川渝黔

綦江南部区块煤层气勘查探矿权”在本评估报告所述各种条件下和评估基准日时点上公平、合理的出让收益提供参考意见。

5. 评估对象

评估对象为川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权。

6. 评估范围

6.1 矿区范围

该探矿权是在已有页岩气探矿权基础上新增列的煤层气探矿权，勘查区面积 740.9489 平方公里，由 28 个拐点圈定，其拐点坐标详见表 6-1:

表 6-1 探矿权范围拐点坐标表

序号	经纬度坐标（度分秒）		国家大地 2000 坐标系	
	经度	纬度	X	Y
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				

序号	经纬度坐标（度分秒）		国家大地 2000 坐标系	
	经度	纬度	X	Y
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				

6.2 资源量估算范围

据重庆一三六地质队 2022 年 12 月编制提交的《川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权出让技术报告》，资源量估算范围与矿区范围一致。资源量预测按照区内构造及煤系地层埋深特点，将探矿权预测资源量区分为 2 个块段，估算总资源量 1020.26 亿立方米。

7. 矿业权历史沿革、评估及有偿设置情况

7.1 矿业权历史沿革

增设煤层气探矿权范围及周边已设置有 2 处油气探矿权，分别为川渝黔四川盆地綦江地区石油天然气页岩气勘查和川渝黔綦江南部区块石油天然气页岩气勘查，现分述如下：

(1) 川渝黔四川盆地綦江地区石油天然气页岩气勘查，证号：T100002021021018000234，探矿权人：中国石油化工股份有限公司，地理位置：涉及四川、重庆和贵州，勘查面积：6145.5199km²，由 284 个拐点圈定，有限期限：2022 年 4 月 18 日至 2027 年 4 月 18 日。

(2) 川渝黔綦江南部区块石油天然气页岩气勘查，证号：T1000002021081018000643，探矿权人：中国石油化工股份有限公司，地理位置：涉及四川、重庆和贵州，勘查面积：5049.3024km²，由 324 个拐点圈定，有限期限：2022 年 5 月 7 日至 2026 年 7 月 26 日。

由中国石化勘探分公司和西南石油局提交的綦江页岩气田首期探明地质储量 1459.68 亿立方米，目前正在进行建产。周边无煤层气地面抽采矿权。探矿权叠合情况如图 7-1 所示。

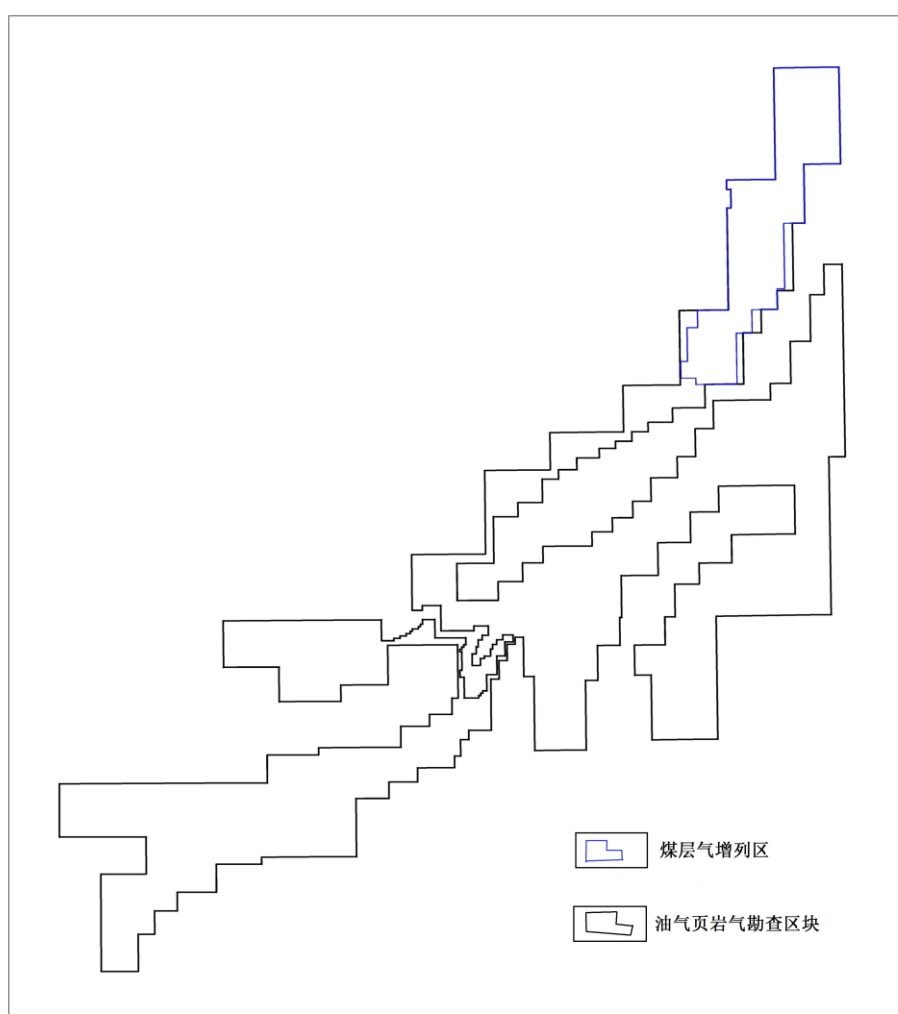


图 7-1 煤层气增列区与川渝黔綦江南部区块石油天然气页岩气勘查区块叠合示意图

煤层气增列区在重庆市行政区划内，位于綦江区和万盛经开区范围

内，勘查区面积 740.9489 平方公里，由 28 个拐点圈定。其范围与重庆綦江南部区块煤层气增列信息一致。

7.2 矿业权评估史

本次煤层气探矿权属增列，未进行过煤层气矿业权评估。

7.3 矿业权有偿处置情况

本次煤层气探矿权属增列勘查矿种，未进行过煤层气的有偿处置。

8. 评估基准日

根据《探矿权出让技术报告》提交的时间，本评估项目的评估基准日确定为 2022 年 11 月 30 日。本次评估报告中所采用的参数指标及估算结果为该评估基准日的时点价。

9. 评估原则

- (1) 遵循独立、客观、公正和科学性、可行性的基本工作原则；
- (2) 遵循地质勘查规范和采矿设计规范原则；
- (3) 遵循矿产资源开发利用最有效利用的原则；
- (4) 遵循采矿权价值与矿产资源及地质勘查资料相依托的原则；
- (5) 遵循地质规律和资源经济规律的原则；
- (6) 遵循矿业权价值与矿产资源相互依存的原则；
- (7) 遵循持续经营、公开市场及谨慎原则；
- (8) 遵循国家有关规范和财务制度的原则；
- (9) 预期收益原则；
- (10) 替代原则；
- (11) 效用原则和贡献原则。

10. 评估依据

10.1 法律法规和规范依据

- (1) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年 8 月 27 日修正后颁布）；

- (2)《中华人民共和国资产评估法》(中华人民共和国主席令第46号);
- (3)《矿产资源开采登记管理办法》(国务院令第241号,根据2014年7月29日《国务院关于修改部分行政法规的决定》修订);
- (4)《矿业权评估管理办法(试行)》(国土资发〔2008〕174号);
- (5)《国务院关于印发矿产资源权益金制度改革方案的通知》(国发〔2017〕29号);
- (6)《财政部 国土资源部关于印发〈矿业权出让收益征收管理暂行办法〉的通知》(财综〔2017〕35号);
- (7)《矿业权出让收益评估应用指南(试行)》(中国矿业权评估师协会);
- (8)《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会编著,2008年8月中国大地出版社出版);
- (9)《中国矿业权评估准则(二)》(中国矿业权评估师协会编著,2010年11月中国大地出版社出版);
- (10)《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS 30800—2008);
- (11)《油气矿产资源储量分类》(GB/T 19492—2020);
- (12)《煤层气资源勘查技术规范》(GB/T 29119—2012);
- (13)《关于转发〈矿业权出让收益征收管理暂行办法〉的通知》(渝财建〔2017〕584号);
- (14)《重庆市规划自然资源局关于印发〈贯彻实施自然资源部推进矿产资源管理改革若干事项的意见(试行)的意见〉的通知》(渝规资规范〔2020〕6号);
- (15)《重庆市矿产资源管理条例》(2020年8月1日第五届重庆市人大常委会第十八次会议通过);
- (16)《重庆市矿业权评估技术要求(2022年修订)(征求意见稿)》;

(17) 《重庆市规划和自然资源局关于印发我市主要矿产资源合理开发利用“三率”最低指标要求的通知》(渝规资规范〔2019〕22号)；

(18) 《重庆市矿业权出让收益市场基准价(2022年版)(征求意见稿)》。

10.2 行为、产权及取价依据

(1) 《项目采购补充合同》；

(2) 《油气探矿权新立申请登记书》和原石油天然气页岩气《探矿权许可证》；

(3) 《川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权出让技术报告》(重庆一三六地质队, 2022年12月)；

(4) 《探矿权出让技术报告评审意见书》(渝地调矿评审字〔2022〕3号)；

(5) 评估人员现场核实收集和调查的其他资料。

11. 评估区勘查和开发概况

11.1 勘查区位置、交通

探矿权位于重庆市綦江区, 行政区划包括万盛街道、东林街道、隆盛镇、金桥镇、永城镇、丛林镇、万东镇、南桐镇、石角镇、青年镇、石林镇、扶欢镇、关坝镇、东溪镇、赶水镇、安稳镇、打通镇、石壕镇, 其中万盛街道、东林街道、金桥镇、丛林镇、万东镇、南桐镇、青年镇、石林镇、关坝镇同时划属万盛经济技术开发区。出让范围位于綦江区 160° 方位, 与綦江区直距32.6km, 中心地理坐标 $106^{\circ} 45' 56.789''$, $28^{\circ} 45' 24.236''$ 。(见图11-1)。

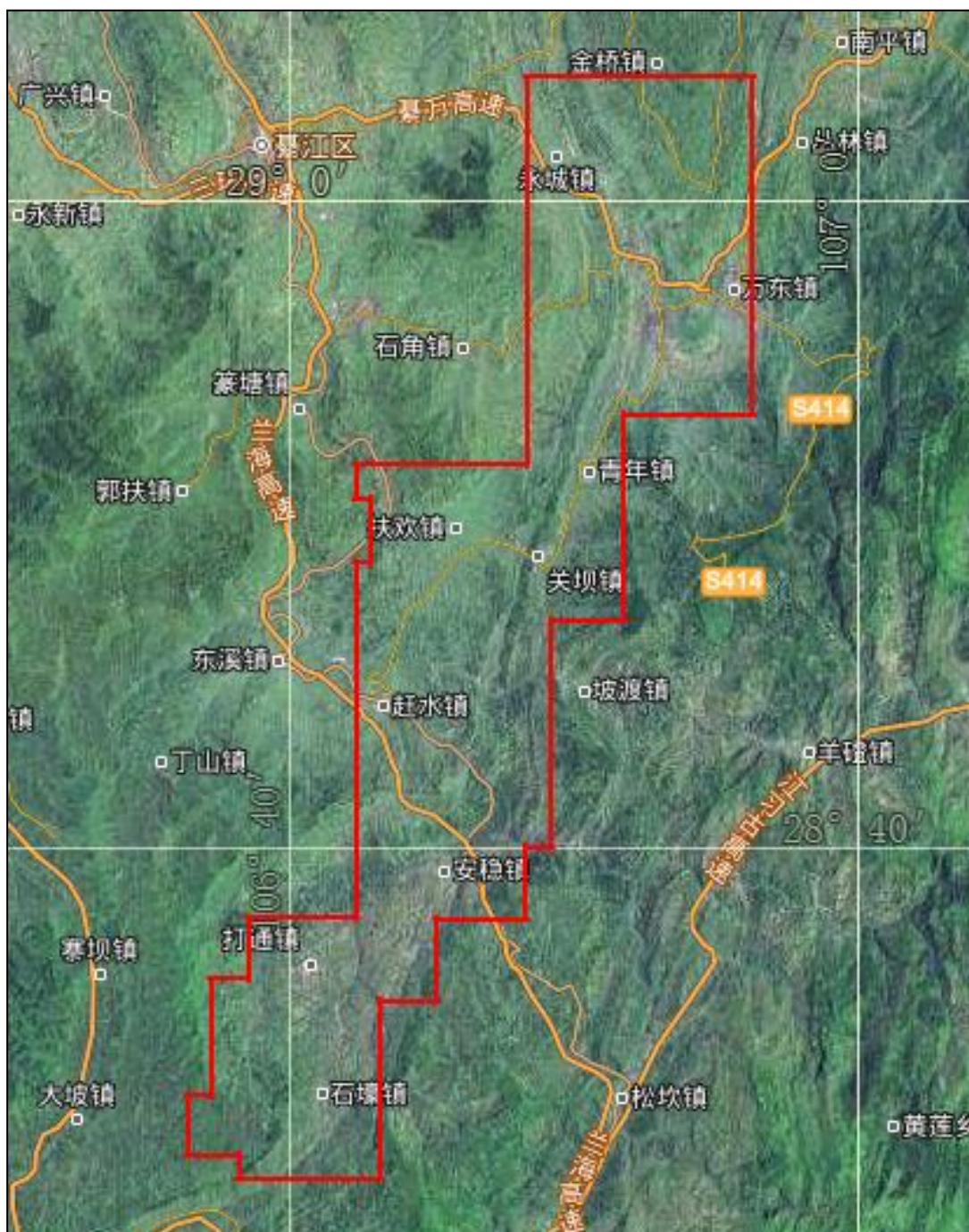


图 11-1 行政区划示意图

区内交通干道主要有渝黔铁路、渝贵铁路、涪三铁路、三万铁路、万南铁路、兰海高速、渝筑高速、三环高速、G353 国道、G210 国道、S104 省道、S535 省道、S534 省道、S207 省道、S104 省道等。探矿权出让范围内无三江（长江、嘉陵江、乌江）经过，最大河流为綦江，綦江为长江一级支流。同时有万盛站、谷口河站、赶水站、岔滩站等铁路站，

还有万盛、赶水镇、安稳镇、打通镇、石壕镇等重要汽车站。范围周边也分布有铁路站、公路站及码头，范围中心点距离矿区外的綦江铁路站 31.2km，距离转关口铁路站 27.6km，距离三江铁路站 22.6km，距离綦江汽车站 33.7km，綦江区暂无大型货运码头。综上所述，探矿权出让范围内及周边铁路、公路运输条件较发达，重要站点分布广泛，交通较便利（见图 11-2）。

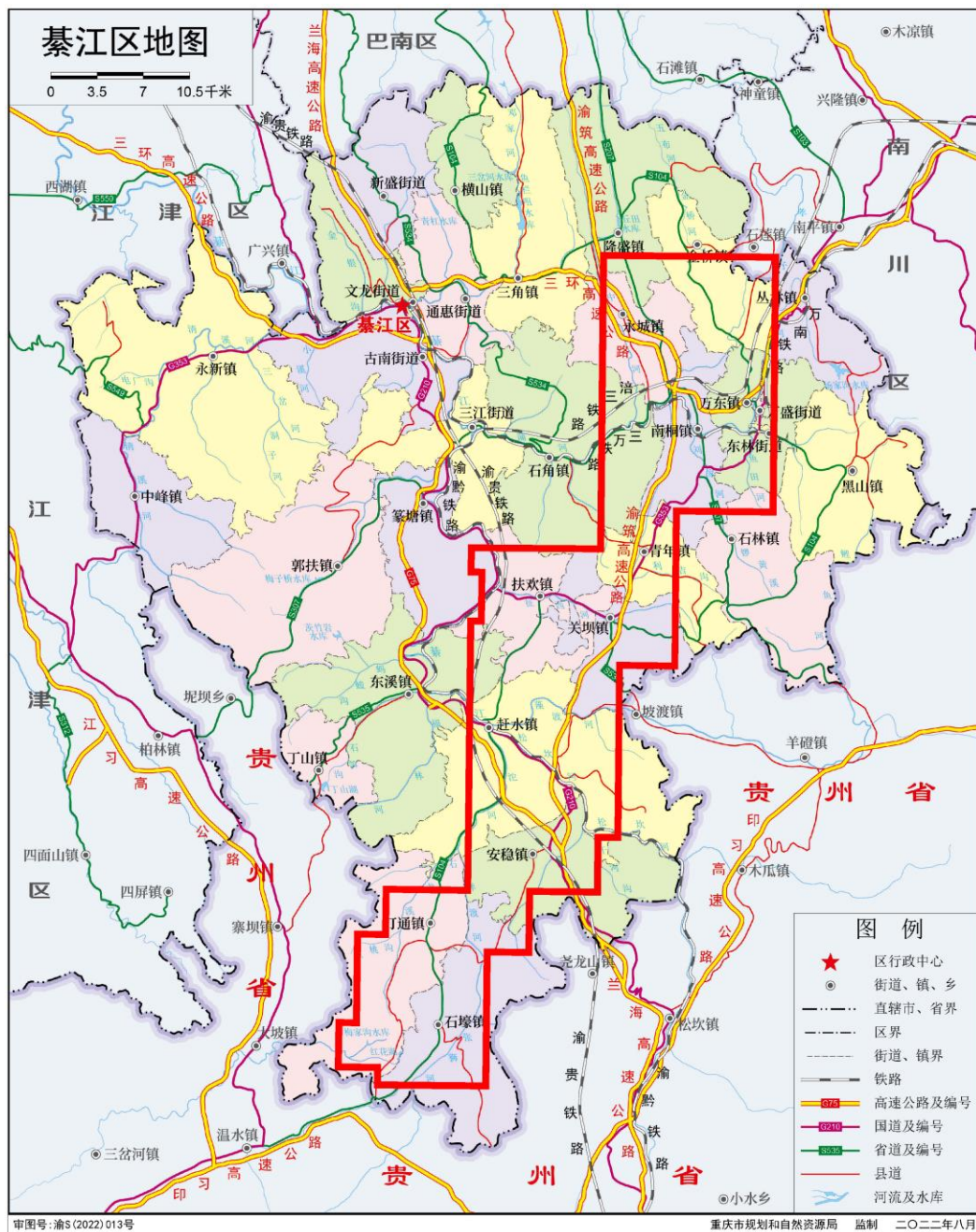


图 11-2 交通位置图

11.2 勘查区自然地理与经济概况

(1) 地形地貌

綦江南地区煤层气勘查项目位于綦江区，地处四川盆地东南边缘，地势南高北低，属喀斯特地貌，山脉南北伸展，切割强烈，高差悬殊，重峦叠嶂，岭谷相间。以低山、低中山为主，兼有岩溶丘陵、台地、平坝、山原。最高点是东部狮子槽东侧山峰，海拔 1973m，最低点是西部温塘孝子河出境处河床，海拔 265m。东部河南部与黔北山区相接，地势高峻，为低中山地貌，地形被水系深切，多悬崖峭壁，深沟峡谷，灰岩地区多见岩溶景观，页岩地带常有滑坡、泥石流发生，海拔 1000~1973m，相对高度 200~1000m；西部和中部为长条形锯齿状低山夹溶蚀槽谷及丘陵、平坝，海拔 300~1000m，相对高度 50~300m；北部地形倒置，为坪状低山地貌，整个地势高出东、南、西三面 200m 以上，岩层近于水平，坡缓谷宽，海拔 500~991m，相对高度 20~200m。

(2) 气象水文

本区属四川盆地亚热带湿润季风气候区，气候温和，降雨丰沛，四季分明，无霜期长，冬暖春早，初夏多雨，夏热伏旱，秋多绵雨，冬季云多日照多，灾害性天气种类多，同时具有地区差异大的山区气候特色。区境地势东高西低，高差悬殊，气温随年际变化，垂直分别差异明显。年平均气温为 18.1℃，极端最高温度为 41.7℃，极端最低温度为-0.9℃。最热的 7 月平均温度为 27.9℃，最冷的 1 月平均气温 7.9℃。区境内垂直地域气温差异大。西部南桐镇温塘村最低点海拔 265m，年平均气温 18.5℃左右，东部黑山镇石门村狮子槽东侧山峰海拔 1973m，年平均气温只有 8.0℃左右，高低相差 1708m，年平均气温相差 10℃。全年无霜期 339.2d。年平均降雨量 1277mm，年日照时数平均为 1101.6h。

探矿权境内溪河纵横，水系发达。属长江水系，地处云贵高原边缘山

区，溪流多为季节性溪流，源短径流小，平时水量不足，一遇暴雨，水流湍急又常淹没农田，造成洪灾。綦江河系境内第一大河流，为长江一级支流，全长 231.3 公里，发源于贵州省桐梓县花坝火盆洞，自南向北于江津区江口注入长江。目前，已建成了板辽、鱼栏咀、等中小型水库、输水干渠，藻渡大型水库和 7 座中型水库建成后，地区供水能力进一步得到提升。区内主要河流有：藻渡河、松坎河、三岔河、麻柳河、羊叉河、两河口河、仙洞河、梨园坝河、孝子河、丛林河、清溪河、小河、刘家河、养生河、金鸡沟河、漆溪河、藻渡河等。

(3) 矿区经济

2019 年，綦江全区实现生产总值 682.73 亿元，比上年增长 17.60%。按常住人口计算，全区人均地区生产总值达到 35055.64 元，同比增长 13.7%。

11.3 勘查区煤层气地质工作概况

区内近年来实施了页岩气钻井及二维、三维地震工作。页岩气钻井均钻遇龙潭组，获取了煤系地层部分参数。钻井及地震工作具体如表 11-1、图 11-1 所示。

表 11-1 工作区已开展油气（页岩气）钻井情况

序号	井名	井深/m	井型/井别	产气量 (10 ⁴ m ³ /d)	概况	实施单位
1	丁页 1 井	3336	水平井/预探井	0.34	钻井、录井、测井、压裂、排采、分析测试及三维地震工作	地研院与中石化合作实施
2	丁页 3 井	4177	水平井/预探井	3.34		中石化实施
3	丁页 3-1 井	4192	水平井/评价井	16.11		
4	丁页 4 井	5685	水平井/预探井	20.56		
5	丁页 5 井	5685	水平井/预探井	16.33		
6	丁页 6-1 井	5182	水平井/预探井	10.18		

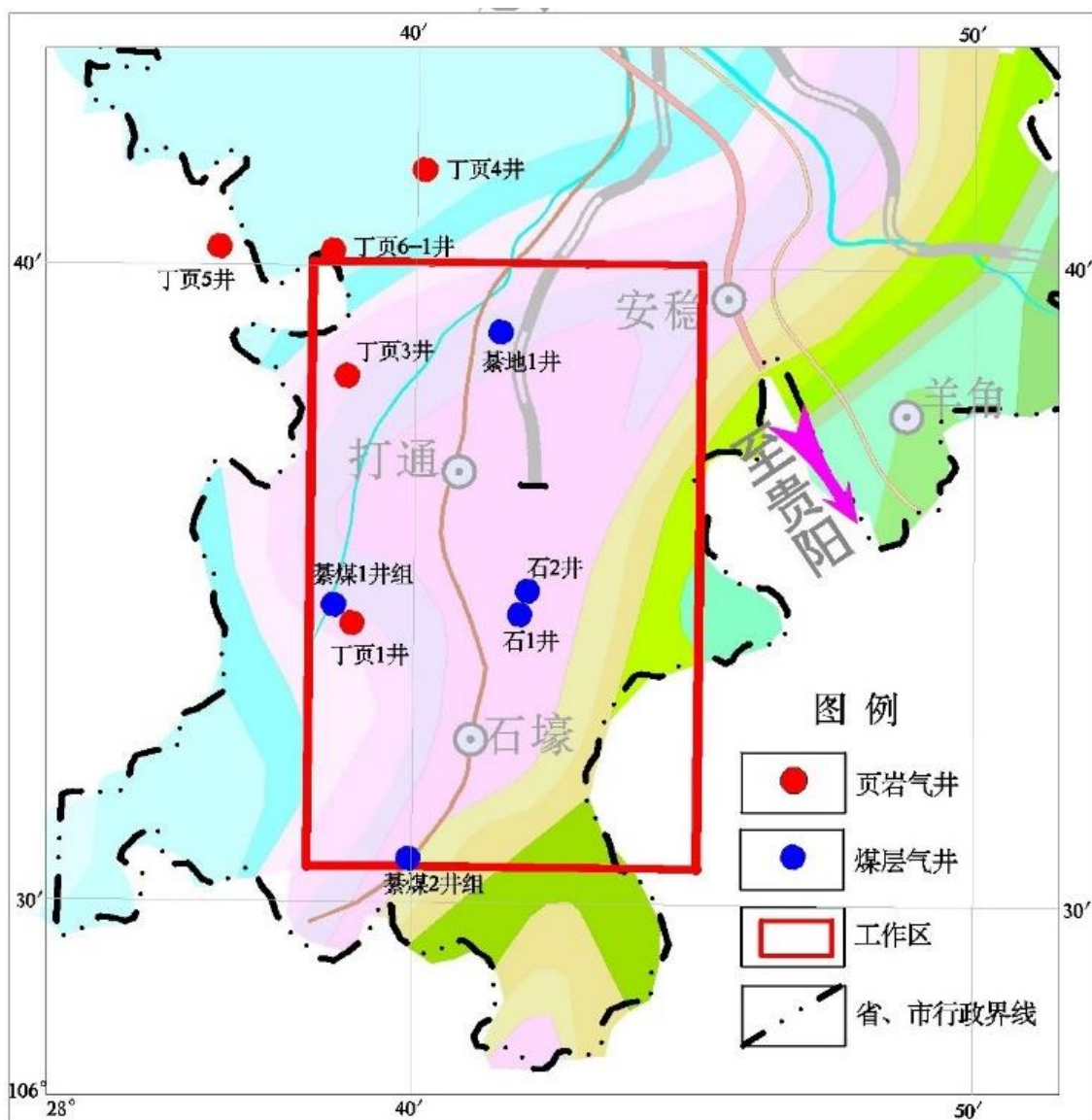


图 11-1 探矿权范围及其周缘已部署实施的油气井及煤层气井分布情况

该探矿权范围内煤层气相关工作始于上世纪 90 年代初期，主要开展的勘查及相关工作如下：

(1) 1991 年 6 月，中国煤科总院抚顺分院对松藻矿区瓦斯资源进行了资料调研和技术论证，提交了《松藻矿区瓦斯资源论证报告》，获得远景资源量 $227 \times 10^8 \text{m}^3$ ，预测可抽瓦斯（煤层气可采资源量） $113 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2) 1996 年 10 月 23 日，四川省煤田地质局一三五队在松藻矿区石壕井田实施了一口煤层气试气孔 MT1，完成钻探进尺 535m，打开煤层 3 层次，并进行了储层改造和排水采气，于 1998 年 1 月 23 日结束排水采

气工作，但未获得明显产气效果。同年4月，提交了《重庆松藻矿区 MT1 号煤层气试气孔完井报告》。

(3) 2010年，重庆地质矿产研究院联合中国矿业大学(北京)申请了重庆市国土资源与房屋管理局科技计划项目《重庆市煤层气赋存分布规律及开采地质条件研究—以中梁山矿区为例》，2013年7月，报告通过市局验收，对松藻、南桐、中梁山、天府矿区开发地质条件进行了系统的研究，并提出了开发建议。

(4) 2012年，重庆地质矿产研究院与河南理工大学联合开展了重庆全市主要煤矿区瓦斯地质研究，编制了《重庆市 1: 50 万煤矿瓦斯地质图说明书》，分矿区、煤田对重庆市内煤炭瓦斯情况进行了系统的研究。

(5) 2014年~2019年，重庆地质矿产研究院联合重庆矿产资源开发利用有限公司在松藻矿区范围内开展《重庆市煤层气地面抽采技术与示范》，在该区内实施了2个煤层气试验井组（綦煤1井组、綦煤2井组），在该区对煤层气地面抽采技术工艺进行了探索示范，綦煤2井稳产了400天，日产气量约1200m³，显示了该地区良好的资源开发潜力。

(6) 2018年~2020年，重庆地质矿产研究院在綦江南部开展了《重庆市綦江南部二叠系煤系地层非常规天然气综合评价》，在该区内实施了1口煤系气井，对区内二叠系上统龙潭组煤系地层中非常规天然气(煤层气、致密砂岩气、页岩气)形成的地质背景、储层物性、储层空间展布规律、沉积相特征、含气性分布及保存条件进行研究，分析了煤系地层非常规天然气成藏的地质控制因素，探索了非常规天然气富集评价预测方法，圈定非常规天然气勘查有利区。工作中实施的煤层气井如下表11-2所示。

表 11-2 区内煤层气井一览表

序号	井名	井深/m	地理位置	工作概况
1	綦煤 1 井	996	綦江打通	钻井、录井、测井、 压裂、排采、分析测 试
2	綦煤 1-X1 井	995		
3	綦煤 1-X2 井	1052		
4	綦煤 2 井	998	綦江石壕	钻井、录井、测井（未 压裂排采）、分析测 试
5	綦煤 2-1 井	1076		
6	綦煤 2-2 井	882		
7	綦煤 2-3 井	925		
8	綦煤 2-4 井	1175		
9	綦煤 2-5 井	1309		
10	綦煤 2-6 井	1303		
11	綦煤 2-7 井	1110		
12	綦煤 2-8 井	1165		
13	綦地 1 井	923.8	綦江安稳	

11.4 勘查区地质概况

11.4.1 地层

探矿权范围南段属于松藻矿区范围，其地层出露状况根据 1: 20 万綦江幅和桐梓幅区域地质图，结合四川省地层表中遵义南川小区所提供的区域地层资料，区内地层除缺失泥盆系、石炭系和第三系外，寒武系至第四系均有不同程度的发育。古生界地层主要出露于本区域的东部和东南部背斜轴部或近轴部；中生界地层分布于西部及东部和东南的向斜部分；新生界只发育有第四系，零星分布于河谷地带及岩溶洼地中，如表 11-3 所示。

表 11-3 区域地层表

地层时代				厚度	岩性描述
系	统	组	代号	(m)	
三叠系	上统	须家河组	T _{3xj}	236~481	浅灰、灰白色中厚~厚层状长石石英砂岩，夹灰黑色砂质泥岩及粉砂岩，底部夹泥岩和透镜状煤层。与下覆地层假整合接触。
	中统	雷口坡组	T _{2l}	103~295	该组在本区内保存两段，岩性厚度均较稳定： 二段(T _{2l} ²)：灰绿、黄灰色薄层，叶片状白云质泥岩，夹泥质白云岩、白云质灰岩，厚 150m 左右； 一段(T _{2l} ¹)：浅灰至深灰色厚层块状白云质灰岩，生物碎屑灰岩，夹有角砾岩，底部为灰白、黄绿色泥岩（绿豆岩），厚约 50m 左右。
	下统	嘉陵江组	T _{1j}	470~698	该组自上而下可分四段，该组岩性稳定，可逐段对比，由北向南增厚。四段(T _{1j} ⁴)：白云岩、岩溶角砾岩； 三段(T _{1j} ³)：白云质灰岩、灰岩、生物碎屑灰岩； 二段(T _{1j} ²)：白云岩、白云质灰岩、角砾岩、石灰岩； 一段(T _{1j} ¹)：灰岩、泥质灰岩，夹鲕状灰岩。
		飞仙关组	T _{1f}	308~560	该组岩性、厚度均较稳定，生物面貌基本一致，自上而下可分为四段： 四段(T _{1f} ⁴)：紫色、夹黄绿、黄灰色页岩、钙质泥岩、白云质泥岩为主，夹泥质灰岩、泥灰岩； 三段(T _{1f} ³)：灰岩、泥质灰岩，鲕状灰岩，及生物碎屑灰岩； 二段(T _{1f} ²)：紫、紫褐色泥岩，钙质泥岩，夹泥质灰岩； 一段(T _{1f} ¹)：灰色泥质灰岩、顶部为鲕状灰岩，底部为黄绿色、灰绿泥岩，夹泥质灰岩。 煤田地区把一段、二段划分为“玉龙山组”。
二叠系	上统	长兴组	P _{3c}	47~70	灰、深灰色中~厚层，块状致密灰岩、夹泥质灰岩、生物灰岩及钙质泥岩，含少量燧石结核。
		龙潭组	P _{3l}	66~80	上部：灰、灰黑色泥岩，砂质泥岩，灰岩及煤层，含黄铁矿；中部：灰黑色泥岩，砂质泥岩，煤层，含黄铁矿、菱铁矿结核； 下部：泥岩，砂质泥岩，夹石灰岩及煤层，底部为铝质泥岩，富含黄铁矿。与下覆地层假整合接触。
	中统	茅口组	P _{2m}	194~262	浅灰、灰色厚层、块状致密灰岩、生物碎屑灰岩，含燧石结核及泥质条带，底部为灰黑色钙质泥岩夹泥灰岩。岩性厚度较稳定。
		栖霞	P _{2q}	95~96	深灰色厚层块状灰岩，夹少许泥灰岩沥青质泥岩、

地层时代				厚度	岩性描述
系	统	组	代号	(m)	
		组			含燧石结核及条带，局部白云岩化后呈豹皮状。岩性稳定、厚度变化小。
	下统	梁山组	P _{1l}	0~17	上部：灰褐、黑色炭质泥岩；中部：灰、灰白色铁铝质泥岩，致密铝土矿层；下部：浅灰、灰绿色铝质泥岩，含绿泥石粘土岩。该组层位稳定，岩性、厚度变化较大。与下覆地层假整合接触。
	中统	韩家店组	S _{2h}	300~650	灰绿、黄绿色泥岩、粉砂质泥岩为主，夹粉砂岩，下部常夹生物碎屑灰岩透镜体，间夹紫色泥岩薄层。
志留系	下统	小河坝组/石牛栏组	S _{1x/S_{1s}}	180~270	该组岩相变化较大。北部南川一带为小河坝组为绿灰色粉砂岩，微细层理发育，偶夹生物碎屑灰岩条带；南部綦江一带石牛栏组，为泥灰岩，下部夹钙质泥岩。
		龙马溪组	S _{1l}	180~200	灰、灰黑色泥岩，常夹粉砂岩。
奥陶系	上统	五峰组	O _{3w}	1.5~10	灰、灰黑色泥岩，层理发育；有时可见此组上段（观音桥段）含钙质及粉砂质泥岩。
		临湘组	O _{3l}	1.1~1.7	青灰、灰黑色泥质灰岩、灰岩，时具瘤状构造。
	中统	宝塔组	O _{2b}	35~48	龟裂纹灰岩，具多边形龟裂纹。
		十字铺组	O _{2s}	5.7~13.5	上部为瘤状泥质灰岩，钙质泥岩，有时相变为灰岩；中下部为灰岩。
	下统	湄潭组	O _{1m}	170~300	黄灰、黄绿色泥岩、粉砂岩及细砂岩为主，间夹生物碎屑灰岩薄层或透镜体
		红花园组	O _{1h}	36~70	灰、灰黑色灰岩，生物碎屑灰岩。
桐梓组		O _{1t}	100~300	上部为泥岩与灰岩互层；中下部为灰岩、泥质灰岩、白云质灰岩夹泥岩。	
寒武系	上统	毛田组	C _{3m}	118~205	为灰、深灰色中厚层状灰岩、钙质白云岩、白云岩，下部常具鲕状结构，上部常见数层竹叶状灰岩及燧石薄层或团块。与下伏耿家店组整合接触。
		耿家店组	C _{3g}	296~379	为浅灰、灰色厚层~块状白云岩，常具竹叶状、角砾状构造及假鲕状结构。与下伏平井组整合接触。
	中统	平井组	C _{2p}	330~490	灰色、深灰色薄—中厚层状白云质灰岩与钙质白云岩互层，偶夹灰岩、白云岩、角砾状白云岩，常具条带状和窝卷构造。

地层时代				厚度	岩性描述
系	统	组	代号	(m)	
		石冷水组	E _{2s}	188~244	下部岩性为灰、深灰色中厚层状细粒白云岩；上部为浅灰、深灰色薄层叶片状白云岩、泥质白云岩和角砾状白云岩。与下伏高台组整合接触。
		高台组	E _{2g}	54~70	下部为页岩、粉砂岩，有时夹薄层或扁豆状灰岩，南川一带上部为深灰色厚层—块状灰岩；上部为厚层豹皮状白云质灰岩、灰岩。与下伏清虚洞组整合接触。
	下统	清虚洞组	E _{1q}	150~293	为一套碳酸盐岩地层，由中厚层状白云岩、白云质灰岩及灰岩夹薄层泥质白云岩组成，具豹皮状、条带状构造及假鲕状结构。与下伏金顶山组整合接触。
		金顶山组	E _{1j}	111~283	岩性以砂岩、页岩为主，夹少量灰岩；与下伏明心寺组整合接触。
		明心寺组	E _{1m}	148~213	岩性为灰色细砂岩、粉砂岩。与下伏牛蹄塘组整合接触。
		牛蹄塘组	E _{1n}	115~200	灰黑色、黑色炭质页岩为主，夹较多的黄色薄—中厚层状粉砂岩，下部夹 0.3m~1m 厚的含磷层及 20cm~30cm 厚的黑色硅质岩。

探矿权北段属于南桐矿区范围，出露最新地层为三叠系上统须家河组（T_{3xj}），分布于北段东侧，出露最广的地层为三叠系下统嘉陵江组（T_{1j}）；最老地层为志留系中统韩家店组。含煤地层为二叠系上统龙潭组（P_{3l}）。现分别由新至老叙述如下：

（1）第四系（Q₄）

主要分布于河流沿岸，多为河流冲积物、风化作用的残积、坡积物等，厚 0~10m。与下伏地层呈角度不整合接触。

（2）三叠系（T）

①上统（T₃）

须家河组（T_{3xj}）：分布于矿区边缘及乌龟山背斜轴部附近，厚 360~640m，平均 629.70m。以浅灰色褐黄色厚层中粒至细粒岩屑石英砂岩为主。底部为黄、灰黄、灰黑色、水云母胶结粉至细粒石英砂岩及水云母粘土岩。中夹数层薄煤层。最厚可达 0.30m，但均呈透镜状变化，无工业

价值。根据含煤情况，分为上、下亚组 6 个岩性段。与下伏地层呈平行不整合接触。

②中统 (T_2)

雷口坡组 (T_{21})：该组在上覆须家河组沉积前即剥蚀，区内只保存两段，厚约 161.90m。

二段 (T_{21}^2)：灰绿、黄绿色薄层叶片状白云质泥岩，夹泥质白云岩和泥质灰岩，产瓣鳃类化石，厚 116.10m。

一段 (T_{21}^1)：浅灰色至深灰色中厚至厚层状白云质灰岩，中夹岩溶角砾岩。底部有 2m 厚左右的灰绿色含同色豆状硅质结核的硅质泥岩，硅质颗粒直径 2~10mm，放射状分布，俗称“绿豆岩”，以该层为标志与下覆嘉陵江组分界，平均厚 45.80m。与下伏地层呈整合接触。

③下统 (T_1)，厚 933.23m

a. 嘉陵江组 (T_{1j})：为一套碳酸岩沉积建造，其岩性稳定，自上而下分为四段。厚 628.55m。

四段 (T_{1j}^4)：灰色石灰岩，含浅红色、灰白色白云质石灰岩，产瓣鳃类化石，平均厚约 452m。

三段 (T_{1j}^3)：紫红、灰绿色等杂色页岩，间夹 1~2m 薄层石灰岩，厚约 30.31~46.56m，平均 38.89m。

二段 (T_{1j}^2)：下部灰色、黄色钙质页岩，间夹黄色泥灰岩；上部灰色薄层状石灰岩，含泥质，风化后呈蛇纹状，厚 22.94~36.13m，平均 30.48m。

一段 (T_{1j}^1)：中下部灰色厚层状石灰岩；上部灰色鲕状灰岩，底部夹薄片状泥灰岩，厚 94.38~143.89m，平均 107.18m。

b. 飞仙关组 (T_{1f})：自下而上分为七段，总厚 304.68m。

四段 (T_{1f}^4)：下部为灰色薄层状泥质灰岩层间夹少量钙质泥岩，层

厚多在 1~3cm 之间。上部为紫灰色薄层状钙质泥岩夹紫红色粉砂质泥岩，少量灰色透镜状泥质灰岩。

三段 (T_{1f^3})：下部为灰色微晶灰岩，灰岩中潮汐层理发育，层面间夹极薄层黑色钙质泥岩，向上潮汐层理逐渐减弱；中部为灰色厚层状鲕粒灰岩，灰岩中鲕粒含量约 10%~20%，分布不均匀，多为直径 0.5~1.0mm 的单鲕；上部灰色厚层状含生物碎屑灰岩，具粒屑结构。产瓣鳃 *Claraia stachei*, *Cl.aurita*, *Eumorphotis multiformis*；腹足 *Bellerophon sp.* 等。

二段 (T_{1f^2})：底部为紫色钙质页岩与泥岩不等厚互层，页岩页理发育。中部为浅紫色中厚层状泥质灰岩，间夹紫红色页岩。往上岩性为紫色泥岩夹灰色薄~中厚层状泥质灰岩。产 *Claraia stachci* 等化石。该段为灰泥混合坪沉积。其代表性基本层序为泥页岩—泥质灰岩；

一段 (T_{1f^1})：下部为灰色、紫红色薄层状粉砂质泥岩与灰色、土黄色粉砂质页岩互层，泥岩水平层理发育，夹灰岩、灰岩中含少量黄铁矿，与下伏长兴组接触面有一层土黄色粘土岩，厚约 20cm；中上部为灰色厚层状、块状微晶灰岩，灰岩中夹大量极薄层 (0.1~0.2cm) 钙质灰岩，潮汐层理发育，中间夹有一层微细潮汐层理十分发育的含砾石灰岩。产菊石 *Ophiceras sp.* , *Lytrophiceras sakuntala*, *K oninckites tinorensis cf. densilobata*；瓣鳃 *Claraia wangi*, *Cl. Griesbachi*, *Cl. cf. longyanensis* ；腕足 “*Crurith yris*”*muriensis*, *Crurith yris sp.* 。该段为潮坪环境沉积。与下伏地层呈整合接触。

(3) 二叠系 (P)

①上统 (P_3)，总厚 154.69m，分两组：

a.长兴组 (P_{3c}) 共分两段，总厚 62.55m。

二段 (P_{3c^2})：浅灰色厚层状石灰岩，生物碎屑灰岩，镜下鉴定为泥

晶质藻屑灰岩，含较多燧石结核，有沥青气味，厚 26.74~43.80m，平均 31.63m。

一段 (P_3c^1)：深灰、黑褐色中厚层状沥青质石灰岩，层面上常具有极薄黑色沥青质泥岩；有少量燧石结核，非均匀分布于岩石中，镜下鉴定为生物碎屑粉晶灰岩，厚 27.80~36.90m，平均 30.92m。

该组地层富含腕足类化石及 *Permocalculus -tenellus*(pia)等。与下伏地层呈整合接触。

b.龙潭组 (P_3l)

灰、深灰~黑灰色泥岩、页岩、砂质泥岩，生物碎屑灰岩、硅质灰岩、砂岩、钙质泥岩、粘土岩及煤层，底部为铝质泥岩、杂色角砾岩。共含煤 6~8 层，自下而上编为 K1 (6#)、K2 (5#)、K3 (4#)、K4 (3#)、K5 (2#)、K6 (1#) 煤层，其中 K1 (6#)、K3 (4#) 为全区可采煤层，K2 (5#) 煤层大部可采。龙潭组总厚 81.37~111.66m，平均厚 92.14m。该组化石丰富，产 *Gigantopteris*SP, *.Gigantonoclea*

SP, *.Lbatannuearia*, *.Lepidodeaun*SP, *.Sphenophyeum*。与下伏地层呈平行不整合接触。

②中统 (P_2)，总厚 367m，分两组：

a.茅口组 (P_2m)：浅灰、棕灰、深灰色厚层至巨厚层状灰岩、生物碎屑灰岩，含星散状燧石结核及条带状燧石薄层。底部为含灰黑色沥青质钙质页岩夹泥灰岩及眼球状灰岩，含隐石燕化石，层位稳定，以此作为与下伏地层栖霞组的分界标志。产化石：*Chonefinella*SP, *Chusenella*SP, *Schwagerinapsendocmpacta*SP, *Permocalculus*SP, *Gymnocodium*SP, 有孔虫类等。平均厚度 240m。

b.栖霞组 (P_2q)：深灰色厚层至块状沥青质石灰岩，夹少许泥岩、钙质泥岩；含大量燧石结核，有时呈层状夹于石灰岩之中，沥青味极浓。

产珊瑚、腕足类化石，平均厚 110m。

③下统 (P₁)

梁山组 (P_{1l}): 上部为灰褐、黑色炭质页岩; 中部为灰、灰白色铁铝质泥岩, 致密铝土矿层; 下部为浅灰、灰绿色铝土页岩, 含绿泥石粘土岩。该组层位稳定, 岩性厚度变化大, 是地壳长期遭受剥蚀风化后准平原化的产物。因缺失石炭系、泥盆系及志留系上统, 而覆于志留系中统韩家店之上, 厚 1.1~17.30m, 平均 11.00m。与下伏地层呈平行不整合接触。

(4) 志留系

中统韩家店组 (S_{2h}): 黄绿色、灰绿色、深灰色, 底部为紫红色夹灰绿色泥岩, 即“上红层”。下部为黄绿色泥岩, 中部为黄绿色、灰绿色泥岩、粉砂岩, 上部为黄绿色、灰绿色粉砂质泥岩, 顶部为紫红色夹灰绿色粉砂质泥岩。该组总厚 247m。

11.4.2 构造

探矿权范围位于松藻矿区和南桐矿区范围内, 分别对矿区内构造进行分析:

松藻矿区北部为一单斜构造, 地层产状稳定, 岩层走向为 N20°~30°E, 倾角为 20°~45°; 受次级褶皱的影响, 区内构造比较复杂, 出现地层起伏轻微的次一级半圆弧褶曲群, 褶曲宽度在观音桥井田为 450m, 向南逐渐增宽, 至弧顶最宽达 1100m。随次一级褶曲的出现, 断裂亦增多; 松藻矿区南部为正常的单斜构造。

(1) 褶曲

本区由东向西有四个大的褶曲, 其中, 以两河口向斜和羊叉滩背斜为最大。

两河口向斜: 位于矿区中部之东, 北起安稳以北 1000m 左右, 南至

两河口以南约 1000m 处，全长 13km，该向斜结构紧凑，呈条带状，南面翘起，北面低伏。向斜东翼倾角较陡为 $45^{\circ} \sim 70^{\circ}$ ，西翼倾角较缓，为 $30^{\circ} \sim 40^{\circ}$ 。

羊叉滩背斜：位于两河口向斜之西，起止点与两河口向斜相同，与两河口向斜平行延伸，两者相距 1400m 左右，轴向为 $N20^{\circ} \sim 30^{\circ}E$ ，全长 14km，背斜轴部宽阔平坦，两翼倾角相差较大，东翼一般为 $30^{\circ} \sim 40^{\circ}$ ，西翼在 10° 以下，为一不对称背斜构造。

大木树向斜：位于羊叉滩背斜之西，北起铜钱村，南至小寨坝，全长约 6km，向斜两翼地层倾角平缓，北端翘起，南端低伏消失。

鱼跳背斜：位于大木树向斜之西，北部与大木树向斜同时消失，长约 7km，轴部宽缓、近水平，东翼倾角 5° 左右，西翼倾角 10° 左右。

（2）断层

据区内各井田地质资料统计，共查明大小断层近 300 条，但绝大多数断层的落差较小。较大断层主要分布在羊叉滩背斜、两河口向斜附近一带及仙洞河以南。构造纲要如图 11-3 所示。

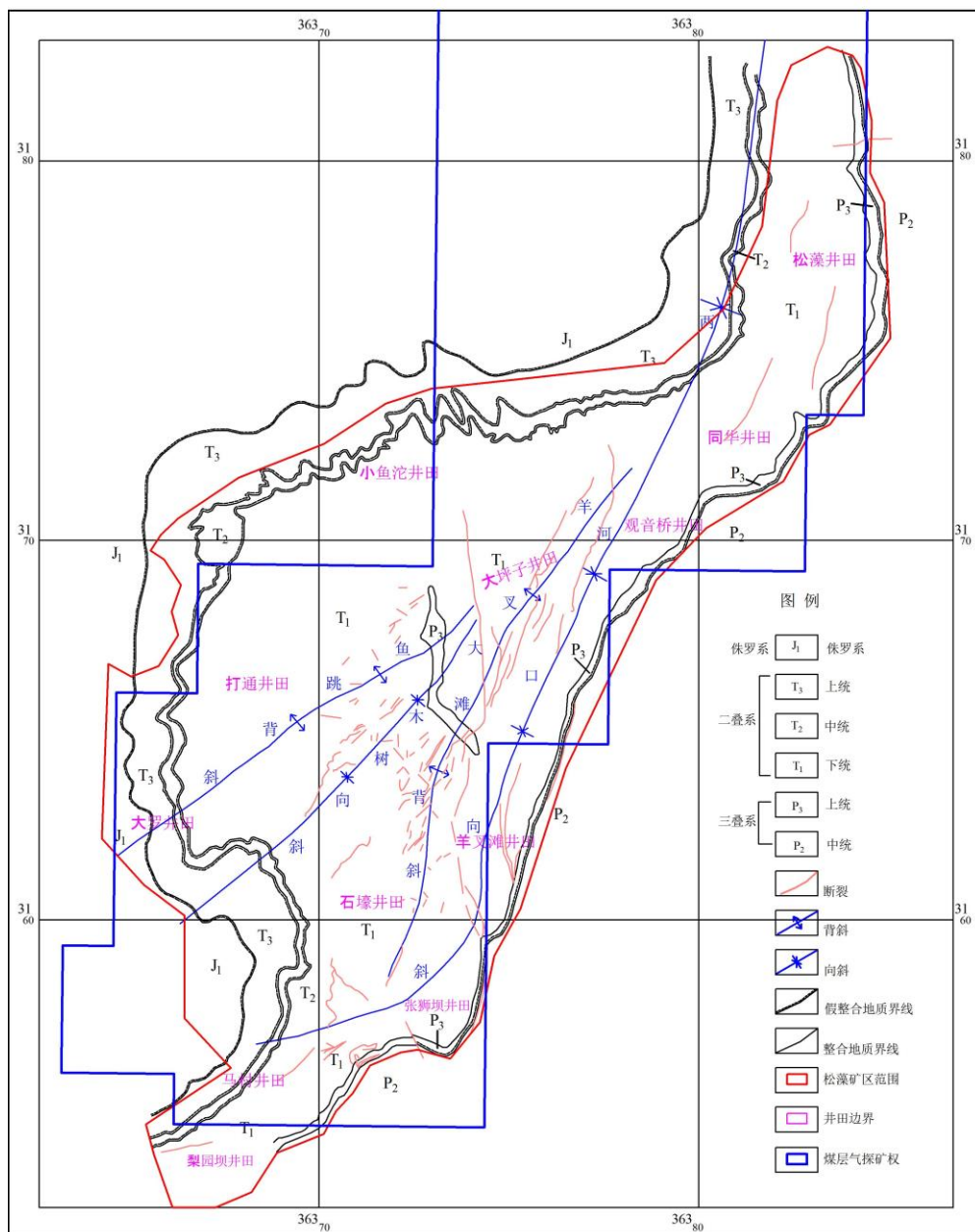


图 11-3 探矿权南段松藻矿区构造纲要图

探矿权北段为南桐矿区，矿区主要由两个一级背斜和两个一级向斜组成，即乌龟山背斜区、鲜家坪背斜区、八面山向斜区及从林沟向斜区，还发育各级次级褶皱。

(1) 褶皱

南桐背斜：为接龙场背斜最南段，轴向近南北向，中间向东弯凸。自北向南，总体走向由近南北先转成 348° ，再转成南北向，后又折为 15° ，

最南端为 $345^{\circ} \sim 350^{\circ}$ 。背斜东翼较缓，倾角 $30^{\circ} \sim 40^{\circ}$ ，两翼陡立，局部倒转，并发育次级褶皱庙顶背斜和平土向斜。主体部分为乌龟山背斜，它又由几个次级背斜组成，自北向南依次为麻板河背斜，打坪坎背斜，水井沟背斜，鸳鸯山背斜和天池背斜，彼此呈雁行状排列。以南桐背斜向东凸出的弧顶部位为界，其北侧呈右行排列，南侧程左排列。背斜轴部和西翼断裂构造发育，大多为切割地表的大型断层。

八面山向斜：为清合场向斜南段，轴向南北向，向斜核部宽展，两翼较陡且不对称。东翼倾角 $58^{\circ} \sim 75^{\circ}$ ，局部直立倒转，西翼 $20^{\circ} \sim 35^{\circ}$ ，局部达 45° ，整体向北倾伏，南狭北阔，在南端仰起部位发育一系列次级褶皱。

鲜家坪背斜：为丰盛场背斜南段，北部轴向 $5^{\circ} \sim 10^{\circ}$ ，矿区南部为近南北向，枢纽向北倾伏，倾伏角 $2^{\circ} \sim 21^{\circ}$ ，东翼较为平缓，倾角 $35^{\circ} \sim 40^{\circ}$ ；西翼陡立，北端倾角 70° ，南端倒转，在东林煤矿发育黑漆岩扭折带。该扭折带以黑漆岩一码碯一线为轴线，南侧地层正常，向西倾斜，倾角 $70^{\circ} \sim 90^{\circ}$ ，浅部缓、深部陡；北侧地层倒转，向东倾斜，倾角 $50^{\circ} \sim 90^{\circ}$ ，浅部陡、深部缓地表分布大量与煤层走向一直伸展正断层和张裂隙。扭折轴方向近南北向，向北倾伏，倾伏角 50° ，在扭折轴附近发育与扭折轴走向一致的顶压，底鼓构造，采掘活动中经常出现应力释放和岩爆现象。

南坪向斜：位于矿区最东部南坪一带，向斜轴在南部近南北，北部转为 $10^{\circ} \sim 20^{\circ}$ ，并以 10° 倾角向北倾伏。东翼倾角 $20^{\circ} \sim 30^{\circ}$ ，西翼倾角 $30^{\circ} \sim 50^{\circ}$ ，核部平缓，发育次级褶皱和南北向逆断层。次级褶皱宽缓，除丛林沟向斜轴向为东北向外，其余均近于南北方向。

（2）断层

①景星断层：为一断层组，由三条近于平行且端点相交的高角度逆断层组成，走向近于南北，破坏了龙骨溪背斜西翼，总长大于 50km。

②半边山-南童关逆断层：位于南坪-猫头岩以西，走向南北，向东倾斜，倾角 40° 左右，北段长约 15km，切割寒武系至志留系地层，破碎带明显，岩层直立或倒转。

③龙泉寺逆断层：位于青羊寺以东，走向南北至 $S25^{\circ}E$ ，倾向北东东，倾角 $50^{\circ} \sim 80^{\circ}$ ，破坏猪行背斜西翼地层，北西端消失于乌龟山背斜轴部，南东端止于羊丁河，全长约 25km。该断层在勘查区内称 F3B 断层。

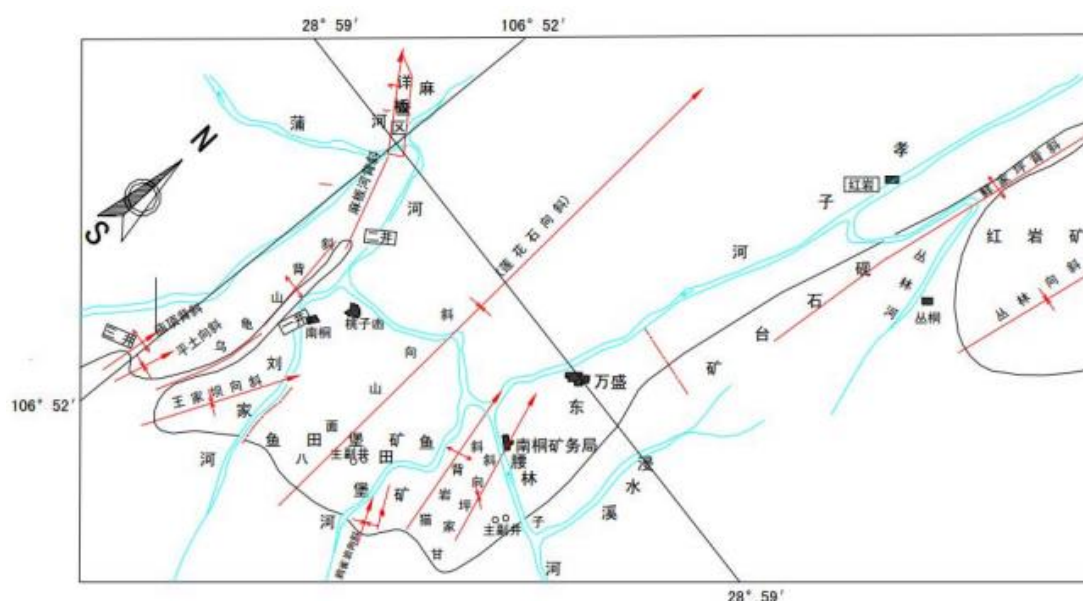


图 11-4 探矿权北段南桐矿区构造纲要图

11.4.3 煤层气地质特征

(1) 探矿权南段松藻矿区煤层气地质特征

区内含煤地层为二叠系上统龙潭组，属海陆过渡相沉积，组厚 66.23 ~ 80.78m，平均厚 74.4m，与上覆长兴组为整合接触，与下伏茅口组假整合接触。煤层群发育，煤层层数多，一般发育 8 ~ 12 套煤层，埋藏适中，埋深一般在 200m ~ 1700m；厚度薄，单层一般 0.1m ~ 4.23m；煤层总厚 4.01 ~ 9.88m，平均 7.58m，可采总厚 5.45m，含煤系数为 5.5 ~ 13%，平均 10.2%；煤层倾角 $1 \sim 15^{\circ}$ 。 M_{6-3} 、 M_7 、 M_{11} 、 M_{12} 煤层为局部可采， M_8 煤层全区可采。 M_{6-3} 、 M_7 、 M_8 煤层位于煤系中部，其层间距分别为 7.1m、6.6m，为近距离煤层群。 M_{11} 、 M_{12} 煤层位于煤系下部，至

M₈煤层层间距约 22.6m。

松藻矿区含煤地层属二叠系龙潭组，含可采煤层 C₁₃ (M₆)、C₁₅₊₁₆ (M₇)、C₁₈₊₁₉ (M₈)、C₂₃ (M₁₀)、C₂₄ (M₁₁)、C₂₅ (M₁₂) 等，其中 C₁₈₊₁₉ (M₈) 煤层全区可采，平均厚度为 2.02 ~ 3.83m，约占矿区总资源量的 60%左右，其余各煤层均为局部可采煤层。根据打通一矿生产中测定资料，C₁₃、C₁₅₊₁₆、C₁₈、C₂₄、C₂₅ 煤层的平均煤层气含量分别为 14.58m³/t、18.59m³/t、17.85m³/t、17.35m³/t、19.70m³/t。煤层倾角较缓，各煤层一般煤层气含量介于 14.50 ~ 30.58m³/t 之间，平均为 24.93m³/t，煤层气压力介于 1.2 ~ 3.25MPa 之间，整个矿区煤层气蕴藏量大，资源丰度为 2.67×10⁸m³/km²。

(2) 探矿权北段南桐矿区煤层气地质特征

区内含煤地层属上二叠统龙潭组，共含煤 6 层，其中 C₂₅ (K₁) 煤层全区可采。煤类属变质程度较高的瘦煤、肥煤或焦煤，煤层倾角 30 ~ 70°。各煤层煤层气压力介于 5 ~ 7MPa 之间，煤层气含量介于 11.60 ~ 24.50m³/t 之间，资源丰度为 1.21×10⁸m³/km²，煤层透气性系数介于 2.9 ~ 3.5×10⁻³m²/MPa²·d 之间，正常工作面绝对瓦斯涌出量介于 3 ~ 5m³/min 之间，有时超过 5m³/min。

综上，探矿权区域面积为 740.9489km²，资源丰度为 1.38×10⁸m³/km²。

11.4.4 煤层分布及煤岩煤质特征

11.4.4.1 煤层分布特征

探矿权南段松藻矿区煤田钻孔资料及煤层气参数井数据分析，可采煤层 M₆₋₃、M₇、M₈、M₁₂ 为区内煤层气勘探开发的主力煤层，分述如下：

M₆₋₃ 煤层：局部可采，位于煤系中上部，煤层总厚 0.1 ~ 1.17m，平均 0.94m，属薄煤层，含夹矸 0 ~ 1 层，局部两层，夹矸总厚 0.03 ~ 0.24m，平均 0.11m，属不稳定型煤层。

M₇煤层: 位于龙潭组中上部, 在羊叉河金鸡岩附近有煤层露头出露, 出露范围甚小。煤层总厚 0.71~1.62m, 平均 1.11m; 属薄煤层, 结构简单, 但在+350m 以上南区西部, 煤层中部夹一层厚 0.01~0.57m 的泥岩夹矸。该煤层厚度较稳定, 除个别钻孔不可采外, 其余基本全区可采, 属较稳定型煤层。

M₈煤层: 为本区内最主要可采煤层, 位于龙潭组中部。煤层总厚 0.83~6.43m, 平均 3.04m, 属中厚煤层。结构为简单~较简单, 夹矸一般位于上部, 厚 0.03~0.58m, 平均 0.24m, 属稳定型煤层。

M₁₂煤层: 位于龙潭组下部, 该煤层在鱼跳背斜倾伏段, 属 M₁₁ 和 M₁₂煤层合并区, 煤层直覆于铝质泥岩之上, 其东侧为 M₁₁ 与 M₁₂煤层独立分层区, M₁₂煤层直覆于铝质泥岩之上, M₁₁煤层位于 M₁₂煤层之上, 其相隔厚度 0.41~3.41m。在煤层可采性上 M₁₁煤层为局部可采煤层, M₁₂煤层一般未达可采厚度, 属不可采煤层。项目一般将 M₁₁和 M₁₂合并, 煤层总厚 0.31~3.33m, 平均 0.86m, 属薄煤层, 一般厚度介于可采和临界可采之间。主要可采煤层特征如表 11-4 所示。

表 11-4 区内主要可采煤层特征一览表

煤层编号	厚度(m)	煤层间距(m)	夹矸厚度	顶底板岩性		稳定性 可采性
	最小~最大		最小~最大	顶板	底板	
	平均		平均(m)			
M ₆₋₃	0.4~1.47	7.1	0.03~0.24	泥岩、粉砂岩~ 砂质泥岩	泥岩、粉砂 岩~砂质泥岩	不稳定 局部可采
	0.94		0.11			
M ₇	0.71~1.62		6.6	0.01~0.57	泥岩、粉砂岩~砂 质泥岩和细砂岩	
	1.11	0.26				
M ₈	0.83~6.43	22.6	0.03~0.58	细砂岩、粉砂 岩~砂质泥岩	泥岩, 粉砂 岩~砂质泥 岩~细砂岩	稳定 全区可采
	3.04		0.24			
M ₁₂	0.31~3.33 0.86			0.01~0.1	粉砂岩~砂质泥 岩	

探矿权北段南桐矿区含煤地层共含煤 6 层，由上而下编号依次为 1 号至 6 号（或由下而上编号依次为 K_1 至 K_6 ），煤层总厚 4.40~7.58m，平均 5.76m，含煤系数 6.25%。其中 1 号（ K_6 ）、2 号（ K_5 ）、3 号（ K_4 ）煤层为不可采煤层，4 号（ K_3 ）、5 号（ K_2 ）、6 号（ K_1 ）煤层为可采或局部可采煤层。可采煤层总厚度 3.66~6.66m，平均 4.98m，可采煤层含煤系数为 5.47%。三个可采煤层情况分述如下：

K_3 煤层：位于煤系地层中部，上距二叠系上统长兴组一段（ P_{3c} ）23.73~57.4m，平均 44.80m。除红岩煤矿、砚石台煤矿不可采外，其余矿井均为主采煤层。最大厚度近 6m 左右（南部兴隆煤矿），最小厚度为 0m（构造压薄），平均 2.62m，下距 K_2 煤层 24m 左右。煤层结构简单，大部分区域不含夹矸，局部地方夹有包裹体，包裹体成分主要为粘土质泥岩和菱铁矿结核。顶板岩性：泥岩、砂质泥岩，局部为钙质泥岩及粉砂岩；底板岩性：底板一般为粘土岩。顶底板较平稳，局部有凸凹不平。

K_2 煤层：位于龙潭组下部，上距 K_3 煤层 17.9~43.24m，平均约 24.96m，下距 K_1 煤层 11.82~19.54m，平均约 14.73m。煤层厚度最大 1.55m，最小 0m（构造压薄），平均约 0.90m。含夹矸 0~2 层，厚度 0.01~0.5m，为复杂结构煤层，局部可采。顶板岩性为泥岩、钙质泥岩，底板为泥岩及粘土岩。属不稳定型煤层。

K_1 煤层：位于龙潭组底部，下距二叠系中统茅口组（ P_{2m} ）0.80~12.20m，平均 4.29m 左右。煤层厚最小为 0.0m（构造压薄），最大为 3.64m，平均 1.46m 左右。该煤层含夹矸 0~2 层，为较复杂结构煤层，全区可采。顶板岩性为泥岩、钙质泥岩，底板为泥岩及粘土岩。

11.4.4.2 煤层顶底板特征

煤层及顶底板岩石力学参数，对煤层压裂改造有重要影响，需要利用测井资料分析煤岩井顶底板杨氏模量、泊松比、弹性模量、抗压强度

等。

据以往资料显示， M_{6-3} 煤层顶板岩性以泥岩、砂质泥岩为主，少数为细砂岩、泥质粉砂岩，局部为炭质泥岩，岩性松软易碎，含大量黄铁矿晶粒和结核及植物化石碎片。抗压强度（垂直）44.1~48.6MPa（平行）37.1~40.9MPa，抗拉强度3.15~3.23MPa，凝聚力10.07~10.09MPa，内摩擦角 $40^{\circ}3'$ ~ $40^{\circ}4'$ ；弹性模数 $E_t 5.28 \times 10^5$ ， $E_{50} 4.76 \times 10^5$ MPa，泊松比0.10。底板岩性以泥岩、砂质泥岩、泥质细砂岩为主，局部为泥质粉砂岩，偶以炭质泥岩、粘土岩为伪底。含大量黄铁矿晶粒、结核及菱铁矿结核，富含植物化石碎片。抗压强度为（垂直）106.9MPa，抗拉强度为（垂直）5.0MPa，（平行）0.8MPa，普氏硬度系数为0.61。

M_{7-3} 煤层顶板岩性以泥岩、砂质泥岩、细砂岩，局部为泥质粉砂岩，偶见炭质泥岩伪顶，岩性松软易碎，抗压强度（垂直）57.7~67.6MPa，（平行）29.8~53.7MPa。抗拉强度（垂直）4.0~4.5MPa，（平行）3.4~3.8MPa。抗剪强度（垂直）18.5~33.8MPa，（平行）16.5MPa。弹性模数 E_t 为 0.28×10^5 ~ 0.35×10^5 MPa， E_{50} 为 0.23×10^5 ~ 0.29×10^5 MPa，泊松比0.24~0.29，普氏硬度系数0.87，摩氏硬度系数为5。

M_8 煤层顶板岩性以砂质泥岩、泥质粉砂岩、细砂岩、钙质细砂岩、中粒砂岩为主，夹透镜状煤层1~2层，含大量黄铁矿、菱铁矿结核及植物化石碎片，岩性比较松软，抗压强度（垂直）37.5~177.9MPa，（平行）34.8~101.9MPa，抗拉强度（垂直）1.0~5.8MPa，（平行）3.5MPa，凝聚力24.8MPa，内摩擦角 $36^{\circ}15'$ ，弹性模数 E_t 为 0.53×10^5 ~ 0.59×10^5 MPa， E_{50} 为 0.50×10^5 ~ 0.64×10^5 MPa，泊松比0.32~0.35，普氏硬度系数0.52~1.30，摩氏硬度系数为4~7。

底板多以砂质泥岩、泥岩为主，次为泥质粉砂岩、细砂岩，富含黄铁矿结核及植物化石碎片。

M₁₂煤层顶板岩性以灰黑、灰色泥岩、细砂岩、粉砂岩为主，砂岩呈透镜状砂体，细砂岩抗压强度 28.6MPa ~ 22.1MPa，弹性模量 E (10⁴MPa) 0.464，泊松比 0.25；砂质泥岩抗压强度 12.4 ~ 16.5MPa，弹性模量 (10⁴MPa) 0.404，泊松比 0.21。

11.4.4.3 煤岩煤质特征

(1) 探矿权南段松藻矿区

1) 宏观煤岩特征

区内煤层宏观煤岩特征基于綦煤 1 井现场取心，结合矿下煤层观察，描述以 M₆₋₃、M₇、M₈、M₁₂ 煤层为主。区内宏观煤岩类型以半暗-半亮型煤为主，黑色，玻璃光泽，见灰黑色条痕，贝壳状断口，内、外生裂隙均较发育，偶见斑块状黄铁矿。

2) 煤岩演化程度

区内煤岩镜质体反射率 2.09% ~ 2.29%，平均 2.16%。其中 M₆₋₂ 煤层 R_o 为 2.13%，M₁₂ 煤层 R_o 为 2.20%。根据各煤层煤岩镜质体反射率指标，按煤阶分类标准，区煤岩为高等变质程度贫煤。

3) 煤岩工业组分特征

M₆₋₃、M₇、M₈、M₁₂ 煤层煤岩样品工业组分分析实验结果显示区内煤岩为中-高灰分、低水分、低挥发分煤。其中，各煤层原煤水分平均一般为 1.16 ~ 2.42%，M₆₋₃ 煤层最大为 2.42%，属于低水分煤；M₆₋₃ 煤层原煤灰分为 37.35%，为高灰分煤，M₇、M₈、M₁₂ 煤层原煤灰分平均为 14.04 ~ 27.65%，以中低灰和中灰煤为主；各煤层原煤挥发分平均为 8.96 ~ 10.44%，平均差别大不，为低挥发分煤。

(2) 探矿权北段南桐矿区

1) 宏观煤岩特征

① 兴隆煤矿

各可采煤层为灰黑至黑色，条痕为深黑色，似金属至金属光泽，均一状及条带状结构，层状及块状构造，参差状及贝壳状断口，内、外生裂隙较发育，K3b 煤层疏松易碎，多呈粉状，其余各煤层硬度较大，韧性强，坚固性系数 0.3~0.9。宏观煤岩类型：K4 煤层为暗淡型煤，K3b 煤层为半亮~光亮型煤，K2 煤层为半暗~暗淡型煤，K1 煤层半亮~半暗型煤。

②南桐煤矿

K1 煤层：深黑色亮煤至暗型煤，亮煤为主，暗煤次之，次为亮煤，条带状结构，层状构造，伪立方体断口，上下部坚硬，呈伪立方体块状，中间层较软，粉煤较多。K2 煤层：深灰黑色半亮半暗型煤，宽条带状结构，层状构造，参差状断口，坚硬，含较多黄铁矿结核。K3 煤层：深黑色亮型煤，玻璃光泽，均一结构，层状构造，贝壳状断口，内外生裂隙发育，硬度较低。

③鱼田堡煤矿

K3 煤层：为深黑色半亮型煤，玻璃光泽，均一结构，层状构造，参差状断口，内外生裂隙发育，硬度较低。f 值为 0~1.5，脆性大，断口呈棱角状及参差状。K2 煤层：为深黑灰色半暗型煤，条带状结构，层状构造，参差状断口。硬度较大，富含黄铁矿结核。K1 煤层：为深黑色半亮型煤，以亮煤为主，暗煤次之。条带状结构，层状构造。

④东林煤矿

K3 煤层：黑色半亮型煤，以亮煤为主，并有少量暗煤及丝炭。金刚光泽及玻璃光泽，均一结构，层状构造，贝壳状断口。该层中下部松软易碎呈粉状，内、外生裂隙较发育，坚固性系数。底部左右质劣，硬度大，初性强。K1 煤层：黑色半亮半暗型煤，以亮煤为主，暗亮次之，镜煤及丝炭少量。金刚光泽及玻璃光泽，条带状结构，层状构造，贝壳状

断口，含黄铁矿结核。该层上、下部较硬，多呈块状，中部质软，内生裂隙较发育，坚固性系数。

3) 工业组分

南部兴隆煤矿 K4、K3 煤层为灰分含量分别为 35.92%、39.67%，为中灰高硫中发热量无烟煤；K2、K1 煤层灰分含量分别为 34.31%、46.12%，为高灰高硫中发热量无烟煤。

南桐煤矿原煤水分 K1 煤层为 0.39 ~ 1.36%，平均 0.82%；K2 煤层为 0.65 ~ 1.60%，平均 1.01%；K3 煤层为 0.58 ~ 1.56%，平均 0.98%。原煤灰分产率 K1 煤层为 9.53 ~ 30.28%，平均 19.39%；K2 煤层为 19.70 ~ 35.55%，平均 26.51%；K3 煤层为 11.94 ~ 23.02%，平均 15.95%。原煤挥发分 K1 煤层为 11.16 ~ 22.34%，平均为 18.49%，K2 煤层为 12.12 ~ 20.37%，平均 16.51%；K3 煤层为 10.26 ~ 21.06%，平均 18.02%。原煤全硫含量 K1 煤层为 1.31 ~ 5.38%，平均 3.10%；K2 煤层为 1.80 ~ 5.58%，平均 3.53%；K3 煤层为 1.19 ~ 4.26%，平均 2.58%。原煤发热量 K1 煤层为 26.75 ~ 32.48%，平均 29.94%；K2 煤层为 18.43 ~ 28.68%，平均 24.75%；K3 煤层为 27.71 ~ 31.84%，平均 30.31%。原煤磷 (P) 含量 K1 煤层为 0.001 ~ 0.008%，平均 0.003%；K2 煤层为 0.002 ~ 0.012%，平均 0.005%；K3 煤层为 0.002 ~ 0.030%，平均 0.007%。原煤固定碳 K1 煤层为 41.47 ~ 76.23%，平均 61.30%；K2 煤层为 40.12 ~ 61.93%，平均 56.14%；K3 煤层为 58.02 ~ 76.84%，平均 66.44%。为中灰、低挥发分、中高硫 ~ 高硫、高热值、中等 ~ 中高固定碳煤。

东林煤矿 K3 煤层原煤灰分 12.10% ~ 33.34%，平均 18.58%，以中灰煤为主，富灰点分布于鸦雀岩向斜至甘家坪向斜间。原煤全硫含量 1.63% ~ 5.53%，平均 3.42%，为富至高硫煤，高硫点零星分布，无规律可循。K1 煤层原煤灰分 11.16% ~ 33.34%，平均 18.58%。除鸦雀岩向斜至甘家坪向

斜间和井田北部有少许富灰点外，其余大部地段为中灰煤。原煤全硫含量 1.56% ~ 6.51%，平均 3.78%。高硫点多分布于猫岩背斜以西地段，其余为中至富硫煤。

4) 煤类

南桐矿区所在的南桐煤田属多煤类区：位于南桐煤田西南部的松藻矿区皆为无烟煤，沿龙骨溪背斜往东北方向煤阶降低，贫煤-瘦煤-焦煤-肥煤交错分布，并出现了多次地层倒转，煤类变化明显。

11.4.4 煤层含气性及物性特征

11.4.4.1 煤层含气性

(1) 煤层封盖条件

煤层气的封盖层包含了区域性盖层和直接盖层-顶底板条件。盖层的封闭能力非常重要，但盖层的封盖能力是相对的，是随地质条件的变化而变化的，更为重要的往往是盖层的封闭时效性，即盖层形成的时间及质量。只有与气藏形成时间完美匹配的良好盖层才是有效盖层。龙潭组自下而上可分为五段，其中一、三、五段为含煤段，二、四段为灰岩段，主要发育海陆过渡相(泻湖—海湾—潮坪)及浅海碳酸盐沉积，聚煤区以障壁海岸沉积环境为主，形成南桐潮坪、綦江海湾、华蓥山潮坪等成煤古地理单元，包括南桐、松藻等矿区，此类沉积环境对烃源岩储层的封盖能力较强。

1) 区域性盖层

研究区煤系地层的区域性盖层主要为长兴组—飞仙关组深灰色和灰色灰岩，岩性致密，分布面积广泛，且累计厚度大，一般在 500 ~ 800m 之间，同时飞仙关组的钙质泥岩层（华蓥山煤田、永荣煤田）、玉龙山组钙质泥岩（仅南桐煤田有）、龙潭组泥岩、砂质泥岩及铝土质泥岩层段均是区域上良好的封盖层。

区域上，下三叠统飞仙关组大面积平坦地覆盖于上二叠统含煤地层之上，地层平均厚度达 300m，岩性主要为紫红色、灰绿色泥岩，局部夹薄层灰色泥质灰岩、泥质白云岩。从钻孔揭露情况来看，飞仙关组钻遇厚度 154m~195m，其中泥岩单层厚度一般 4~40m，约占本段地层总厚度的 96%以上，泥岩致密，成岩性好，裂缝不发育，是很好的区域性盖层。底板为茅口组连续沉积的深灰色灰岩，厚度在 200m 以上，区域分布广泛且稳定，并且茅口组为含水层，水层对气体封隔有利。依据以往煤层气钻探揭露情况，龙潭组上部的长兴组、飞仙关组钙质泥岩和砂质泥岩，是良好的盖层，对煤系地层气起到较好的封闭作用。

2) 直接盖层

煤层的直接盖层为煤岩的围岩。围岩物理性质如孔隙性、渗透性和节理发育程度等特征，直接决定盖层突破压力这一重要物性，从而影响围岩对煤岩储层的封盖性能，决定煤层气的保存和逸散。顶底板是封堵煤层气的第一道屏障，是煤岩储层围岩组合中最重要的岩层。良好的顶底板条件是煤层气在储层内得以封存的重要保障，而影响其好坏的关键因素之一主要取决于上覆及下伏地层的岩性及接触关系。受沉积作用控制，龙潭组烃源岩层顶底板主要为具有封盖能力较强的海湾—潮坪—沼泽/泥炭相泥岩或粉砂质泥岩。细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩和泥岩互层，是常见的烃源岩层顶底板岩石组合类型。按泥岩在互层组合中所占比例可分为非均质围岩和较均质围岩两类，在前者组合中泥岩所占比例小于 50%，在后者组合中泥岩所占比例为 50%~75%。泥质含量通过岩石结构的影响控制着互层类型围岩的孔渗特征。砂泥岩互层组合中泥质含量增加，最大孔隙直径和优势孔径减小，突破压力随着增大。根据松藻矿区以往钻探揭露情况来看，龙潭组煤系地层顶底板岩石类型主要为砂泥岩互层类，属较均质围岩类型，较均值围岩在其他条件

的有利配合下可对煤储层起到一定程度的封盖作用。如沥鼻峡盐井矿区碳酸岩占 20%，泥质岩占 48%，碎屑岩占 23%，地层单元完整，整体封盖能力较强。顶底板作为封盖煤系气的第一道屏障，其封盖能力随碎屑含量减少、颗粒变细和泥质含量增高而增强。如南桐矿区近煤层的泥岩、页岩，以片状、鳞片状粘土矿物为主，结构致密，一般粒径小于 0.005mm，面孔隙率平均 1.4%，孔径以小孔为主，小于 100nm 的平均占 65.3%，孔容为 0.0114 ~ 0.0172cm³/g，平均 0.0146cm³/g，而煤的微孔容为 0.0159 ~ 0.0322cm³/g，平均 0.0239cm³/g，几乎是煤层顶底板孔容的 2 倍，因此透气性极差，是良好的封闭层；次近煤层的细砂岩、粉砂岩，以微晶或细屑颗粒为主，粒径为 0.25 ~ 0.005mm，面孔隙率平均 1.9%，原生及次生孔隙多被粘土矿物充填，也是较好的不透气层；远离煤层的各种灰岩，晶间孔隙、裂隙较发育，面孔隙率平均 3.1%，由于其远离煤层及顶底板，对煤系地层气逸散的影响不大，从而形成了一个良好的封闭体系。因此，龙潭组具有较强封盖能力的围岩条件。

同时，围岩封盖能力与围岩的岩性、韧性、厚度、连续性和埋深有关。从岩性来看，围岩的封盖能力随碎屑含量减少、颗粒变细和泥质含量增高而增强。由此可见，由砂岩、碳酸盐岩、砂泥岩互层组合、泥岩、煤层，其封盖能力依次增强。泥质岩类具有一定的韧性，在构造变形过程中产生较少裂隙，封盖能力较强。此外，致密岩层越厚、连续性越稳定，封盖能力越强。据以往统计资料，凡顶底板岩性为泥岩类，甲烷含量均大于 10m³/t。

綦煤 1 井井区龙潭组发育时期主要为海陆过渡带局限海碳酸盐岩台地潮坪成煤环境，沉积岩石类型为灰、灰黑色泥岩（泥岩、铝土岩）、砂岩（粉砂岩、泥质粉砂岩）、泥质灰岩和煤。綦煤 1 井龙潭组地层厚度 71.0m，其中泥岩累计厚度 32.4m，砂岩累计厚度 19.8m，灰岩累计厚

度 9.0m，煤层累计厚度 7.9m，煤层主要发育在龙潭组下部。主力煤层段顶板盖层由泥岩、砂岩与灰岩互层组成，发育于龙潭组上部，总厚度 20.6m，其中泥岩累计厚度 12.1m，占比 58.7%。煤层段顶板泥岩含量较高，属较均值围岩组合类型，较高的泥岩含量通过对岩石结构的影响，控制着互层围岩的孔渗特征。顶板互层中随着泥质含量增高，最大孔隙直径及优势孔径减小，突破压力随之增大，顶板泥岩以高岭石泥岩为主，吸水膨胀性、可塑性较强。因此，顶板具有较强的封盖能力。

煤层段底板为龙潭组底部浅灰色铝土岩，井区厚度 1.9m，区域上厚度约 0.4~4m。铝土岩成岩性好，致密坚硬，裂缝不发育，是区域分布较好的封隔层，除了阻止煤层气的纵向逸散，还可以很好的封隔茅口组裂隙灰岩水，减少地下水径流造成煤层气散失。

(2) 煤层含气性特征

据以往地质勘探资料，二叠系上统龙潭组（P₃l）可采煤层甲烷含量 >8m³/t，研究区属富气区（表 11-5、图 11-16）。

表 11-5 松藻矿区煤层平均含气量一览表

井田	煤层	平均埋深 (m)	平均含气量 (m ³ /t)	井田	煤层	平均埋深 (m)	平均含气量 (m ³ /t)
小鱼沱	M ₆₋₃	776.98	12.47	打通坪	M ₆₋₃	533.39	11.99
	M ₇	850.29	15.42		M ₇₋₂	485.89	12.68
	M ₈	918.95	21.45		M ₇	640.27	15.92
	M ₁₂	1057.1	18.14		M ₈	690.34	16.98
				石壕	M ₆₋₃	885.48	11.17
大罗	M ₇	1152.59	26.14		M ₇	1025.49	17.42
	M ₈	1549.19	26.25		M ₈	1076.72	17.02
	M ₁₂	1587.06	28.18		M ₁₂	1079.65	11.51

松藻矿区煤层气含量在 17~23m³/t，最高达 28.18m³/t，整个矿区煤层气蕴藏量大，资源丰度约为 1.71 亿 m³/km²。平面上，小鱼沱井田煤层

平均含气量 $12.47 \sim 21.45 \text{m}^3/\text{t}$ ，以 M_8 煤层最高为 $21.45 \text{m}^3/\text{t}$ ；打通垭井田煤层平均含气量 $11.99 \sim 16.98 \text{m}^3/\text{t}$ ；大罗井田煤层平均含气量 $26.14 \sim 28.18 \text{m}^3/\text{t}$ ，为区内含气量最高的区域；而石壕井田煤层平均含气量为 $11.15 \sim 17.42 \text{m}^3/\text{t}$ 。松藻矿区綦煤 1 井组、綦煤 2 井组、綦地 1 井现场解吸煤层含气量为 $8.87 \sim 15.31 \text{m}^3/\text{t}$ 。

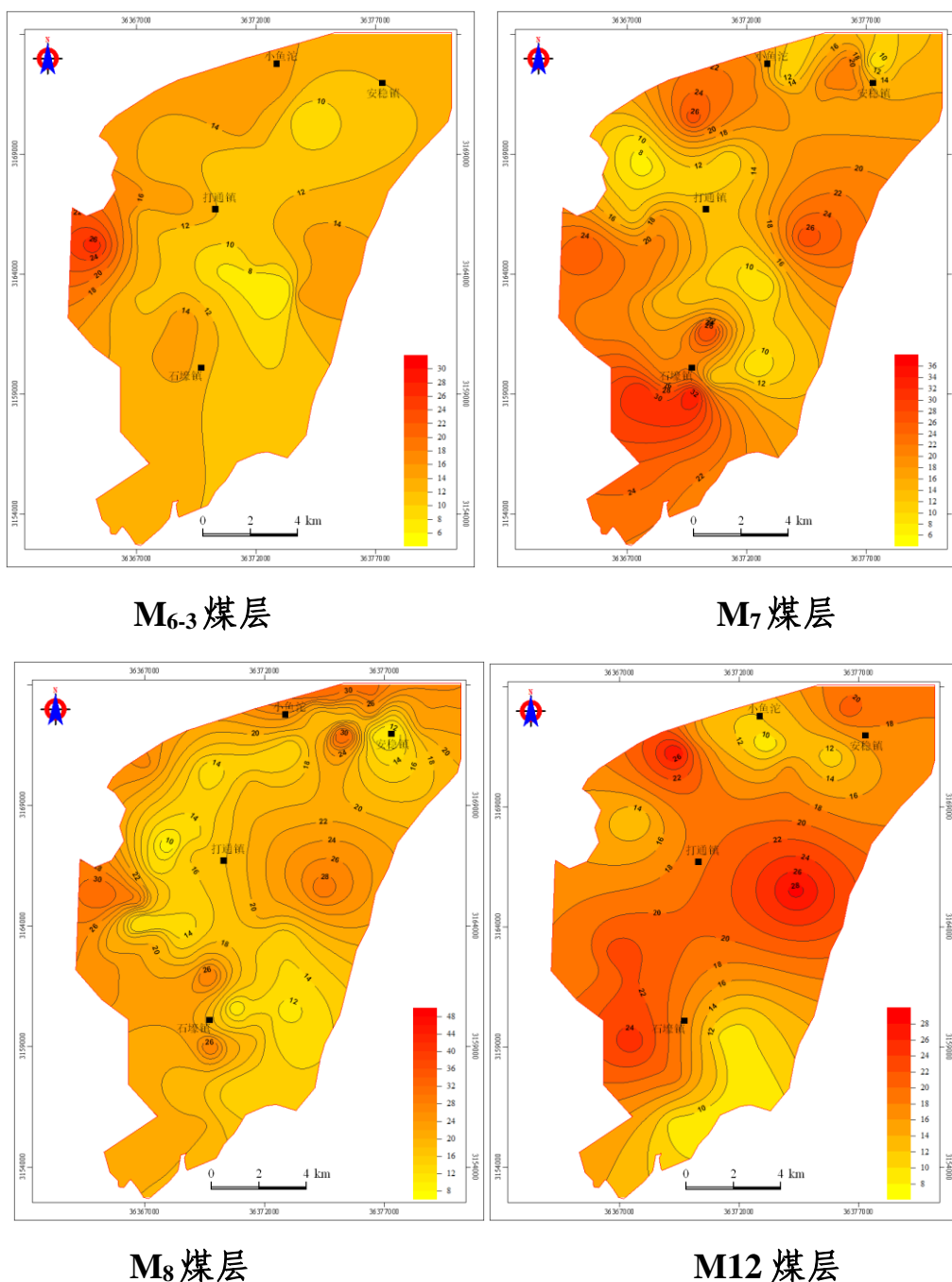


图 4-16 松藻矿区 4 套煤层含气量展布图

南桐矿区同一煤层在同一水平上的瓦斯压力差别较大、倾斜方向上瓦斯压力梯度大部分呈现出无规律的现象。2012年，重庆地质矿产研究院联合河南理工大学对南桐矿区煤层气资源量进行评价，区内主要矿井煤层气资源总储量为 $19.57 \times 10^8 \text{m}^3$ ，煤层气资源量丰度约 $1.27 \text{亿 m}^3/\text{km}^2$ 。其中南桐煤矿为瓦斯突出矿井，煤层相对瓦斯涌出量 $50.55 \text{m}^3/\text{t}$ ，绝对瓦斯涌出量 $60.67 \text{m}^3/\text{min}$ 。煤层含气量 $16 \sim 22 \text{m}^3/\text{t}$ ，资源丰度为 $0.8 \text{亿 m}^3/\text{km}^2$ 。主要煤矿瓦斯含量统计如表 11-6 所示。

表 11-6 勘查区内主要煤矿瓦斯含量统计表

矿名	钻孔及煤层	测点底板标高 (m)	埋深 (m)	瓦斯含量 (m^3/t)	矿名	测点底板标高 (m)	埋深 (m)	瓦斯含量 (m^3/t)
南桐	/	-92.3	429	16	红岩	370	304	2.6
	/	-197	508	16.4		238	362	10.2
	NZK01-K ₁	-761.475	1170.255	17.2		188	462	14
	7-瓦 4	-464.742	775.22	9.42		90	535	17.23
	8-瓦 7	-658.336	955.93	17.15	东林	200	110	2.6
	NZK07-K ₁	-724.87	1046.85	18.33		100	210	9.6
	NZK12-K ₁	279.785	348.285	4.8		50	260	17.1
	NZK13-K ₁	-339.73	907.78	23.01		-50	360	18.4
	NZK14-K ₁	-258.17	839.05	13.81	砚石台	-100	410	17.5
	NZK01-K ₂	-748.565	1157.345	14.7		159	491	9.83
	7-瓦 3	-449.472	759.95	14.62		-60	683	14.11
	8-瓦 6	-643.946	941.54	11.27		-125	735	15.65
	NZK07-K ₂	-707.07	1029.05	24.97	新田湾	-250	620	22.9
	NZK12-K ₂	273.315	354.755	10.7		320	290.66	8.27
	NZK01-K ₃	-721.325	1130.105	18.51		180	427.8	11.25
	7-瓦 1	-422.122	732.6	15.65		40	581.49	12.97
	NZK07-K ₃	-673.07	995.05	28.65	兴隆	-100	731.49	16.67
	NZK13-K ₃	-281.725	849.775	23.79		50	450	24
NZK14-K ₃	-192.985	773.865	25.18	鱼田堡	-145	525	22	
					-207	612	24	

南桐煤矿各煤层瓦斯含量相对较高，一般大于 $10 \text{m}^3/\text{t}$ ，最高可达近 $29 \text{m}^3/\text{t}$ ，具有较好的含气性。同时含气量具有随埋深增加含气量增高的趋势（图 11-7），表现出较好的煤层气保存条件。

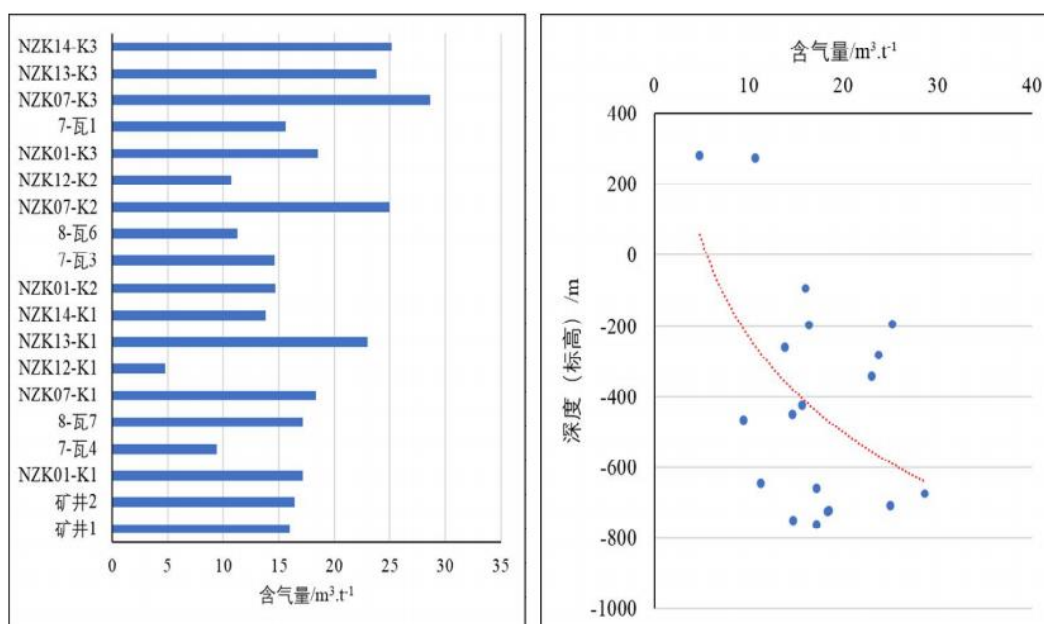


图 11-17 南桐煤矿煤层气含气量

从煤田勘查资料来看，各煤田瓦斯组分甲烷几乎在 85% 以上，占据绝对优势。从煤层气井煤层解吸来看，松藻矿区煤层解吸气甲烷浓度为 84.59 ~ 99.41%，平均 93.66%；C²⁺含量 0.06 ~ 0.13%，无机组分含少量 CO₂ 及 N₂，其中 CO₂ 气体含量一般 0.48 ~ 6.17%，N₂ 气体含量一般小于 9.54%。

11.4.4.2 等温吸附特征

松藻矿区 M₆₋₃、M₈、M₁₂ 煤层煤样 CH₄ 气体的等温吸附实验结果表明，M₆₋₃ 煤层兰氏体积 6.40cm³/g，兰氏压力 1.30MPa；M₈ 煤层兰氏体积 24.88cm³/g，兰氏压力 1.04MPa；M₁₂ 煤层兰氏体积 15.24cm³/g，兰氏压力 0.91MPa，其中 M₈ 煤层的兰氏体积最大。

M₆₋₃、M₈、M₁₂ 煤层中部深度(垂深)分别为 888.1m、904.7m、933.6m，以本地区地层压力系数为 1.0 测算，M₆₋₃ 煤层的地层压力为 8.88MPa，M₈ 煤层的地层压力为 9.05MPa，M₁₂ 煤层的地层压力为 9.34MPa。根据煤样等温吸附曲线及 Langmuir 方程，M₆₋₃ 煤层理论含气量 5.58m³/t，M₈ 煤层理论含气量 22.32m³/t，M₁₂ 煤层理论含气量 13.88m³/t。

从煤田资料来看，南桐矿区等温吸附试验表明煤层兰格缪尔体积为 6.89 ~ 27.63m³/t。

11.4.4.3 煤层渗透性

松藻矿区煤层孔隙度测试试验结果表明，孔隙度分布于 2.36% ~ 5.26%，平均 4.22%；渗透率变化于 0.0029 ~ 0.6517md，大多低于 0.01md，平均 0.0653md，属于特低渗透率煤层。其中除綦煤 1 井外的大罗井田、石壕井田的煤层渗透率极低，最高不超过 0.01md，平均 0.006md，这与测试煤样取自深部煤层（埋深超过 1000m）有关。

表 11-7 松藻矿区煤层孔渗测试结果

序号	煤层	埋深 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 (md)	井号
1	M ₆₋₃	1662	4.25	0.0063	大罗 ZK1
2		1381	4.32	0.0065	大罗 ZK4
3		1445	3.82	0.0077	石壕 SZK10-3
4		912	4.57	0.005	石壕 SZK8-2
5		1074	4.67	0.0063	石壕 SZK10-2
6	M ₇	899	2.36	0.0221	綦煤 1 井
7		1672	5.01	0.0062	大罗 ZK1
8		1393	3.95	0.0054	大罗 ZK4
9		918	5.08	0.0059	石壕 SZK8-2
10		1452	4.68	0.0086	石壕 SZK10-3
11		1081	3.54	0.0072	石壕 SZK10-2
12	M ₈	1685	3.95	0.0043	大罗 ZK1
13		930	5.26	0.0068	石壕 SZK8-2
14		1461	4.16	0.0094	石壕 SZK10-3
15		1091	4.19	0.0031	石壕 SZK10-2
16		1400	3.94	0.005	大罗 ZK4
17		906	3.71	0.6517	綦煤 1 井
18		871.32	1.8	0.0094	綦地 1 井
19	M ₁₂	1704	4.31	0.0075	大罗 ZK1
20		1432	4.21	0.0042	大罗 ZK4
21		1114	5.18	0.0029	石壕 SZK10-2

结合煤田资料，南桐矿区龙潭组煤层渗透率为 0.000045 ~ 0.0222md。

经分析，煤层渗透率主要受埋深的影响，埋深越深，渗透率越小。孔隙度主要受沉积环境以及成煤作用影响。

11.4.4.4 煤层压力及温度

松藻矿区煤层压力 1.2 ~ 3.25MPa，南桐矿区煤层瓦斯压力变化范围 0.3 ~ 7.0MPa。区内煤层瓦斯含量与煤层埋深趋势，埋深百米瓦斯含量梯度为 2.57m³/t。

根据详查、勘探报告资料，恒温带深度在 80 ~ 220m 之间，其上为变温带，其下为增温带，地温随孔深的增加而增高。经计算得出：平均地温梯度为 1.85℃/100m，小于 3℃/100m，属正常增温区。根据矿井实测资料显示目前生产区域地温 26℃。

11.4.4 矿床开采技术条件

(1) 水文地质条件

龙潭组上部飞仙关组一、三、五段为泥质岩，是主要的隔水层。龙潭组下部也具有巨厚层状致密岩封隔，同时龙潭组底部具有铝质粘土将龙潭组与下部地层隔开。龙潭组本身也是由泥岩、泥岩、粉砂岩、细砂岩夹泥质灰岩、灰岩及煤层组成，隔水层与弱含水层互层产出，龙潭组内部具有水动力条件弱的特点，水力联系弱，在无构造沟通或隔水层未破坏的情况下，各含水层之间相互补给条件较差不会与下伏、上覆的含水层发生水力联系。

总体来看，探矿权内地下水主要以径流为主，径流缓慢，排泄区不明显。在断层和陷落柱附近地段会与其他含水层发生水力联系。由大气降水作为水补给的显示不明显。

综上所述，矿区水文地质类型属于以顶板进水为主，水文地质条件中等的岩溶充水矿床。

(2) 工程地质条件

1) 煤层顶底板特性

煤层顶板岩性以泥岩、砂质泥岩、粉砂岩为主，属软~较软岩，完整性中等，稳定性差，易于垮落。底板主要为泥岩，属较软岩，完整性差，岩体质量良，稳定性差。

2) 茅口组石灰岩工程地质特征

岩性为灰色、深灰色，中厚层状灰岩，多为细晶结构，含黄铁矿结核，偶含燧石结核，具沥青味。天然抗压强度为 35MPa 左右，饱和抗压强度 28MPa 左右，抗拉强度 2MPa 左右，抗剪强度 C 值为 8MPa 左右， ϕ 值为 37°，弹性模量 2.4 (10⁴MPa) 左右，变形模量 2.22 (10⁴MPa) 左右，表明其岩性较硬，岩石承受力较强，岩体稳定性好。

综上所述，探矿权区域内工程地质条件复杂程度属于中等类型。

(3) 环境地质条件

探矿区内煤系地层呈简单的褶皱构造，两翼倾角较陡，并有稀疏断层发育。煤层厚度上有一定的变化，平面上呈现增薄加厚的趋势。按照 DZ/T0216-2020 标准，2 类构造较复杂第二型煤层气矿。

11.4.5 矿业权开发利用现状

由中国石化勘探分公司和西南石油局提交的綦江页岩气田首期探明地质储量 1459.68 亿立方米，目前正在进行建产。

12. 评估实施过程

依据国家现行的有关评估政策和法律规定，遵照《矿业权评估程序规范》(CMVS11000-2008)，依据本次评估目的，评估人员对川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权施评估。包括以下五个主要阶段。

(1) 接受评估委托阶段：经重庆市地质调查院以公开方式选择我公司作为承担本项目的评估机构，明确了此次评估业务基本事项。

(2) 资料收集和尽职调查阶段：我公司评估工作人员对该探矿权进

行了尽职调查，了解该煤层气探矿权设立情况，收集、核对了与本次评估有关的地质勘查、技术和经济参数等相关资料、数据和图件等。

(3) 评定估算阶段：在对收集资料系统整理的基础上，结合对评估对象实际情况的分析，制定评估方案，确定评估方法。同时，在市场调查的基础上，选择了合理的评估参数。根据已确定的评估方法，编制估算表格，开展具体的评定计算。最后复核评估结论，按照《矿业权评估报告编制规范》完成评估报告的初稿编写。

(4) 报告评审阶段：经对评估报告进行内部审核、修改后，出具探矿权评估报告送审稿至重庆市地质调查院进行评审。

(5) 出具报告阶段：该评估报告于 2022 年 12 月 14 日经重庆市地质调查院组织专家进行评审后，评估项目组根据评审专家意见对报告进行了修改和补充，于 2022 年 12 月 16 日出具正式的探矿权评估报告。

13. 评估方法

13.1 评估方法的选用

根据《矿业权出让收益评估应用指南》（试行）和《重庆市矿业权评估技术要求（2022 年修订）（征求意见稿）》，探矿权评估方法有基准价因素调整法、折现现金流量法、收入权益法、勘查成本效用法、地质要素评序法等 5 种方法；同一评估项目宜采用两种及以上评估方法进行评估，评估结果差值不超过 30%，并取高值形成评估结论。因方法适用性等原因，只能采用一种方法评估时，评估报告应披露理由。针对本项目适用的评估方法，本次评估分析如下：

(1) 基准价因素调整法：《重庆市矿业权出让收益市场基准价（2022 年版）（征求意见稿）》于 2022 年制定，煤层气基准价实行“价+率”相结合的方式征收，“价”即是取得勘查资格的机会成本，“率”即探矿找到资源后按年度开采销售收入一定比例逐年缴纳出让收益；《重庆

市矿业权评估技术要求（2022年修订）（征求意见稿）》明确了基准价因素调整法的基本原理、评估模型、适用范围、适用条件、操作步骤、注意事项等，制定并细化了各因素调整系数的取值原则和参考范围、确定方法等。因此，本项目具备采用基准价因素调整法评估的条件。

（2）折现现金流量法和收入权益法：根据本次评估目的和探矿权的具体特点，委托评估的探矿权勘查程度低，目前缺少采用收益途径评估方法的前提条件及相应技术经济参数，不适用于折现现金流量法和收入权益法。

（3）勘查成本效用法：根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》、《重庆市矿业权评估技术要求（2022年修订）（征求意见稿）》，勘查成本效用法限于投入少量地表或浅部地质工作或者经一定勘查工作后找矿前景仍不明朗的普查探矿权评估。本次评估对象已预测煤层气总资源量为1020.26亿立方米，因此不适宜采用勘查成本效用法。

（4）地质要素评序法：根据《矿业权出让收益评估应用指南（试行）》、《重庆市矿业权评估技术要求（2022年修订）（征求意见稿）》，地质要素评序法限于估算了资源量的普查探矿权评估。本次评估对象勘查程度介于空白区和普查区之间，因此，地质要素评序法不适合该探矿权的价值评估。

综上，根据《矿业权评估技术基本准则（CMVS 00001—2008）》、《收益途径评估方法规范（CMVS 12100—2008）》等的规定，结合本次评估目的和探矿权的具体特点，确定采用基准价因素调整法进行评估。

13.2 评估模型

（1）探矿机会成本“价”评估模型为：

$$P = P_j \times e \times g \times a \times z$$

式中：

P ——评估对象的探矿权评估价值；

P_j ——探矿机会成本“价”基准；

e ——地质勘查工作程度调整系数；

g ——区域成矿地质条件调整系数；

a ——资源丰度调整系数；

z ——区位条件调整系数。

(2) 开采收益“率”评估模型为：

$$P = P_j \times s \times \lambda \times q \times p$$

式中：

P ——评估对象的采矿权出让收益率；

P_j ——开采收益“率”基准；

s ——构造复杂程度调整系数；

λ ——煤层赋存开发条件调整系数；

q ——资源量调整系数；

p ——产品销售价格调整系数。

14. 评估参数选取

14.1 评估依据的基础资料及评述

本项目评估依据的《川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权出让技术报告》（简称《探矿权出让技术报告》）是由重庆一三六地质队 2022 年 12 月编制提交。报告通过资料收集、现场地质调查、工程测量、探矿权范围确定、资源量预测、勘查开发概略分析等，了解勘查区块煤层气资源赋存状况、大致了解资源量，可满足主管部门出让登记探矿权的需要。该报告经重庆市地质调查院组织专家以《探矿权出让技术报告评审意见书》（渝地调矿评审字〔2022〕3 号）评审通过。

综上，该《探矿权出让技术报告》可作为本次评估的基础或参考依据。

14.2 基准价因素调整法

14.2.1 矿业权市场基准价

参考《重庆市矿业权出让收益市场基准价（2022年版）（征求意见稿）》，重庆市煤层气矿业权出让收益市场基准价为：探矿机会成本“价”0.60万元/平方公里、开采收益“率”0.30%。

14.2.2 探矿机会成本“价”基准价因素调整系数的确定

煤层气探矿权评估的影响因素主要包括：地质勘查工作程度、区域成矿地质条件、资源丰度、区位条件等。

（1）地质勘查工作程度调整系数（ e ）

地质勘查工作程度调整系数（ e ）分为3个档，取值范围0.80~1.20之间，具体取值要求参考下表确定。

地质勘查工作程度调整系数（ e ）取值表

档次	评判标志	取值范围
1	无可利用的地质工作成果	0.80~0.99
2	开展过找矿等地质工作，有可利用的地质成果	1.00~1.10
3	开展过普查等地质勘查工作，有可利用地质成果报告	1.11~1.20

依据《探矿权出让技术报告》，工作区区域地质调查工作起步于上世纪50年代末，1:100万、1:50万和1:20万区域地质调查及1:20万区域水文地质调查已覆盖工作区；涉及工作区的1:5万区域地质调查除跨省交界部分外，在重庆市内的大部分已全部完成；工作区各区（县）已基本完成矿产资源潜力调查评价工作。勘查区煤炭资源勘查程度高，实施了大量的煤田地质勘查工作，同时由于地处煤矿区，煤炭矿井分布较多，在煤炭生产过程中，也进行了大量的煤炭生产补充勘查和矿井地质研究工作。自上世纪50年代起，勘查区及周边开展了各类煤炭勘查和煤层气相关工作，各有关单位在该区域实施了试验井组，对构造单元煤层气资源进行了评价和综合研究等工作。

综上，该探矿权区域开展过找矿（煤层气）等地质工作，有可利用的地质成果，调整系数取 2 档，赋值 1.01。

（2）区域成矿地质条件调整系数（ g ）

区域成矿地质条件调整系数（ g ）分为 3 个档，取值范围 0.50 ~ 1.20 之间，具体取值要求参考下表确定。

区域成矿地质条件调整系数（ g ）取值表

档次	评判标志	取值范围
1	区域成矿地质条件差，勘查区外围无关联矿种的成矿预测区（带）和已知的矿点	0.50 ~ 0.99
2	区域成矿地质条件一般，勘查区外围有关联矿种的成矿预测区（带）和已知的矿点或矿床，但矿床的工业类型一般	1.00
3	区域成矿地质条件好，勘查区外围有关联矿种的成矿预测区（带）和已知的矿点、矿床，且矿床工业类型好	1.01 ~ 1.20

依据《探矿权出让技术报告》，探矿权区域位于重庆地区龙潭组煤系地层发育的主要区域，煤层累计厚度大，分布广泛，且煤储层物性特征好，具有较高的煤层含气量，同时具有良好的保存条件，可见探矿权区域具有较好的煤层气资源成矿条件，煤层气资源潜力大。

综上，该探矿权区域成矿地质条件较好，区域内有多个煤炭矿区，煤层气含量较高，调整系数取 3 档，赋值 1.03。

（3）资源丰度调整系数（ a ）

资源丰度调整系数（ a ）分为 3 个档，取值范围 0.80 ~ 1.20 之间，具体取值要求参考下表确定。

资源丰度调整因素（ a ）取值表

档次	评判标志	取值范围
1	资源丰度低（ $<0.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ）	0.80 ~ 0.99
2	资源丰度中等（ $0.5 \sim 1.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ）	1.00
3	资源丰度高（ $>1.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ）	1.01 ~ 1.20

据《探矿权出让技术报告》，探矿权南段的松藻矿区资源丰度为 $2.67 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ，探矿权北段的南桐矿区资源丰度为 $1.21 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。探矿权资源丰度介于 1.21 ~ 2.67 亿立方米/平方公里，平均资源丰度为 $1.38 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

综上，矿区平均资源丰度高，煤层资源丰度调整系数取 2 档，赋值 1.00。

(4) 区位条件调整系数 (z)

区位条件调整系数 (z) 分为 3 个档，取值范围 0.80 ~ 1.20 之间，具体取值要求参考下表确定。

区位调整因素 (z) 取值表

档次	评判标志	取值范围
1	区位条件差(交通条件差、自然环境差,基础设施条件差,地理位置偏远,开发前景差)	0.80 ~ 0.99
2	区位条件中等(交通条件一般、自然环境一般,基础设施条件一般,地理位置一般,开发前景一般)	1.00
3	区位条件好(交通条件好、自然环境好,基础设施条件好,地理位置优越,开发前景好)	1.01 ~ 1.20

勘查区块交通位于重庆都市圈，铁路有渝黔铁路、渝贵铁路、涪三铁路、三万铁路、万南铁路等多条通道，另有兰海高速、渝筑高速、三环高速、G353 国道、G210 国道、S104 省道、S535 省道、S534 省道、S207 省道、S104 省道等国道和多条省道与勘查区块连通，从外部进入勘查区块交通方便。在勘查区块内部都有县道、乡道、村村通公路联通，交通网络较为完备。勘查区块国家电网已完整布置到各镇村，能为施工提供较多的接入口。勘查区块位于长江流域，区块内水系发育，次级河流、水库和塘较多，能满足生产和生活用水就近取水的原则。勘查区块由中国移动、中国电信、中国联通等通讯公司形成的通讯网络遍布全区域，除极个别山区基站分散外，基本实现全覆盖，通讯方便。

综上，该矿区位条件中等（交通条件一般、自然环境一般，基础设

施条件一般，地理位置一般，开发前景一般），调整系数取 2 档，赋值 1.00。

(5) 探矿机会成本“价”评估值

$$\begin{aligned}
 P &= P_j \times e \times g \times a \times z \\
 &= 0.60 \times 1.01 \times 1.03 \times 1.00 \times 1.00 \\
 &= 0.624 \text{ (万元/平方公里)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{探矿机会成本“价”评估价值} &= \text{探矿权面积} \times \text{单位评估值} (P) \\
 &= 740.9489 \text{ 平方公里} \times 0.624 \text{ 万元/平方公里} \\
 &= 462.35 \text{ 万元}
 \end{aligned}$$

14.3.3 开采收益“率”基准价因素调整系数的确定

煤层气采矿权评估的影响因素主要包括：构造复杂程度、煤层赋存开发条件、资源量、矿产品销售价格等。

(1) 构造复杂程度调整系数 (s)

构造复杂程度调整系数 (s) 分为 3 个档，取值范围 0.90 ~ 1.20 之间，具体取值要求参考下表确定。

构造复杂程度调整系数 (λ) 取值表

档次	评判标志	取值范围
1	构造复杂（煤系地层呈紧密复杂褶皱，并伴有较多断层，产状变化剧烈；褶皱虽不剧烈，但具有密集的断层，煤层遭受较大破坏）	0.90 ~ 0.99
2	构造较复杂（煤系地层产状平缓，但具有波状起伏；煤系地层呈简单的褶皱构造，两翼倾角较陡，并有稀疏断层；煤系地层呈简单的褶皱构造，但具有较多断层，对煤层有相当的破坏作用）	1.00
3	构造简单（煤系产状平缓；简单的单斜构造；宽缓的褶皱构造）	1.01 ~ 1.20

据《探矿权出让技术报告》，探矿权范围位于松藻矿区和南桐矿区范围内，松藻矿区北部为一单斜构造，地层产状稳定，岩层走向为 N20° ~ 30° E，倾角为 20° ~ 45°；受次级褶皱的影响，区内构造比较复杂，

出现地层起伏轻微的次一级半圆弧褶曲群，褶曲宽度在观音桥井田为450m，向南逐渐增宽，至弧顶最宽达1100m。随次一级褶曲的出现，断裂亦增多；松藻矿区南部为正常的单斜构造。探矿权北段为南桐矿区，矿区主要由两个一级背斜和两个一级向斜组成，即乌龟山背斜区、鲜家坪背斜区、八面山向斜区及从林沟向斜区，还发育各级次级褶皱。按照DZ/T 0216-2020标准，属2类构造较复杂第二型煤层气矿。

综上，该矿属构造较复杂类型，调整系数取2档，赋值1.00。

(2) 煤层赋存开发条件调整系数(λ)

煤层赋存开发条件调整系数(λ)分为3个档，取值范围0.90~1.10之间，具体取值要求参考下表确定。

煤层赋存开发条件调整系数(λ)取值表

档次	评判标志	取值范围
1	煤层埋藏深(>1000m)，水工环地质条件复杂(III类)	0.90~0.99
2	煤层埋藏中深(500~1000m)，水工环地质条件中等(II类)	1.00
3	煤层埋藏浅(<500m)，水工环地质条件简单(I类)	1.01~1.10

据《探矿权出让技术报告》，松藻矿区煤层埋深一般在200m~1700m，属于以顶板进水为主、水文地质条件中等的岩溶充水矿床。煤层顶板岩性以泥岩、砂质泥岩、粉砂岩为主，稳定性差，工程地质条件复杂程度属于中等类型。探矿区内煤系地层呈简单的褶皱构造，两翼倾角较陡，并有稀疏断层发育。煤层厚度上有一定的变化，平面上呈现增薄加厚的趋势。按照DZ/T 0216-2020标准，2类构造较复杂第二型煤层气矿。

综上，矿体埋藏深，矿区水文地质条件中等、工程地质条件中等、环境地质条件较复杂，矿体赋存开发条件调整系数取1档，赋值0.91。

(3) 资源量调整系数(q)

资源量调整系数(q)分为4个档，取值范围0.90~1.20之间，具体

取值要求参考下表确定。

资源量调整系数（ q ）取值表

档次	评判标志	取值范围
1	资源量达到小型矿床规模标准上限的1/2以下	0.90 ~ 0.99
2	资源量达到小型矿床规模标准上限的 1/2 以上	1.00
3	资源量达到中型矿床规模标准	1.01 ~ 1.10
4	资源量达到或超过大型矿床规模标准	1.11 ~ 1.20

据《探矿权出让技术报告》，通过收集探矿权区域内的地质资料，并进行对比分析后，区域划分了2个预测资源量块段，估算总资源量1020.26亿立方米。据《矿产资源储量规模划分标准》（DZ/T 0400-2022），该探矿权未来的煤层气地质储量属大型。

综上，该探矿权区域通过前期地质工作，预测未来的煤层气资源量属大型矿床规模标准，调整系数取3档，赋值1.11。

（4）产品销售价格调整系数（ p ）

产品销售价格调整系数（ p ）按下列公式计算：

$$p = p_s \div p_x$$

式中： p ——产品销售价格调整系数；

p_s ——评估基准日当年产品平均销售价格；

p_x ——基准价当年产品平均销售价格。

《重庆市矿业权出让收益市场基准价（2022年版）（征求意见稿）》中煤层气的矿业权出让收益市场基准价于2022年制定，本次评估基准日为2022年11月30日，产品销售价格与基准价制定年销售价格一致。

综上，本项目评估价格因素调整系数取1.00。

（5）开采收益“率”评估值

$$\begin{aligned} P &= P_j \times s \times \lambda \times a \times p \\ &= 0.30\% \times 1.00 \times 0.91 \times 1.11 \times 1.00 \end{aligned}$$

=0.30%

即开采收益“率”评估值为 0.30%。

15. 评估假设

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

- (1) 国家产业、金融、财税政策在预测期内无重大变化；
- (2) 以现有采矿技术水平为基准；
- (3) 市场供需水平基本保持不变；
- (4) 本评估报告所依据的有关资料真实、可靠。

16. 评估结论

本公司在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，经过认真估算，确定川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估价值为：探矿机会成本“价” 462.35 万元（大写：肆佰陆拾贰万叁仟伍佰元整）、开采收益“率” 0.30%（大写：百分之零点叁）。其探矿机会成本“价”单位评估值为 0.624 万元/平方公里、开采收益“率”为 0.30%，高于《重庆市矿业权出让收益市场基准价（2022 年版）（征求意见稿）》中对应重庆市煤层气探矿权出让收益市场基准价。

17. 评估基准日期后重大事项

评估报告评估基准日后发生的影响委托评估探矿权出让收益评估价值的期后事项，包括国家和地方的法规和经济政策的出台，利率的变动、矿产品市场价值的巨大波动等。本次评估在评估基准日后至出具评估报告日期（评估报告日）之前，未发生影响委托评估探矿权出让收益评估价值的重大事项。

18. 特别事项说明

18.1 引用的专业报告

本次探矿权出让收益评估以重庆一三六地质队 2022 年 12 月编制的《川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权出让技术报告》载明的数据为基础。

18.2 评估结论有效的其他条件

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

18.3 责任划分

(1) 本评估结论是在独立、客观、公正的原则下做出的，本评估机构及参加本次评估人员与评估委托方及探矿权人之间无任何利害关系。

(2) 本次评估工作中评估委托人所提供的有关文件材料（包括产权证明、出让技术报告及其相关资料等）是编制本评估报告的基础，相关文件材料提供方应对所提供的有关文件材料的真实性、合法性、完整性承担责任。

(3) 对存在的可能影响评估结论的瑕疵事项，在评估委托方及资料提供方未做特殊说明而评估人员已履行评估程序仍无法获知的情况下，评估机构和评估人员不承担相关责任。

(4) 本评估报告含有若干附表和附件，附表是构成本评估报告的必要组成部分，与本评估报告正文具有同等法律效力；附件是编制本评估报告的重要依据。

(5) 本评估报告经本评估机构法定代表人、矿业权评估师签名，并加盖评估机构评估报告专用章及矿业权评估师专用章后生效。

19. 矿业权评估结论使用限制

(1) 评估结论使用有效期

评估结论使用的有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。超过一年此评估结果无效，需重新进行评估。

(2) 其他责任划分

我们只对本项目评估结论本身是否符合执业规范要求负责，而不对矿业权定价决策负责，本项目评估结论是根据本次特定的评估目的而得出的，不得用于其他目的。

(3) 评估结论的有效使用范围

本次对川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权的评估结论仅用于规划自然资源主管部门有偿处置该探矿权。评估报告的全部或者部分内容，除矿业权评估报告公示等管理使用外，其他单位和个人不得摘抄、引用或者披露于公开媒体。

20. 矿业权评估报告日

评估报告提交日期为 2022 年 12 月 16 日。

21. 评估责任人员

法定代表人：



矿业权评估师：



矿业权评估师：



评估参与人员：张高禅、王静宇、邓海

重庆市国能矿业权资产评估有限公司

二〇二二年十二月十六日



附表1

川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估探矿机会成本“价”价值估算表

评估委托人：重庆市地质调查院

评估基准日：2022年11月30日

单位：人民币万元

出让的探矿权面积 (平方公里)	探矿机会成本“价”基准 (万元/平方公里)	综合调整系数	探矿机会成本“价”评估单价 (万元/平方公里)	探矿机会成本“价” 评估价值 (万元)
1	2	3	4=2×3	5=1×4
740.95	0.60	1.040	0.624	462.35

评估机构：重庆市国能矿业权资产评估有限公司

审核人：王静宇、张高禅

制表人：邓海



附表2

川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估探矿机会成本“价”基准价因素调整系数确定表

评估委托人：重庆市地质调查院

评估基准日：2022年11月30日

调整因素	档次	评判标志	取值范围	评估对象所属档次	取值	综合调整系数
地质勘查工作程度 (e)	1	无可利用的地质工作成果	0.80~0.99	2	1.01	1.040
	2	开展过找矿等地质工作，有可利用的地质成果	1.00~1.10			
	3	开展过普查等地质勘查工作，有可利用地质成果报告	1.11~1.20			
区域成矿地质条件 (g)	1	区域成矿地质条件差，勘查区外围无关联矿种的成矿预测区（带）和已知的矿点	0.50~0.99	3	1.03	
	2	区域成矿地质条件一般，勘查区外围有关联矿种的成矿预测区（带）和已知的矿点或矿床，但矿床的工业类型一般	1.00			
	3	区域成矿地质条件好，勘查区外围有关联矿种的成矿预测区（带）和已知的矿点、矿床，且矿床工业类型好	1.01~1.20			
资源丰度 (a)	1	资源丰度低 ($<0.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)	0.80~0.99	2	1.00	
	2	资源丰度中等 ($0.5 \sim 1.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)	1.00			
	3	资源丰度高 ($>1.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)	1.01~1.20			
区位条件 (z)	1	区位条件差（交通条件差、自然环境差，基础设施条件差，地理位置偏远，开发前景差）	0.80~0.99	2	1.00	
	2	区位条件中等（交通条件一般、自然环境一般，基础设施条件一般，地理位置一般，开发前景一般）	1.00			
	3	区位条件好（交通条件好、自然环境好，基础设施条件好，地理位置优越，开发前景好）	1.01~1.20			

评估机构：重庆市国能矿业权资产评估有限公司

审核人：王静宇、张高禅

制表人：邓海



附表3

川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估开采收益“率”估算表

评估委托人：重庆市地质调查院

评估基准日：2022年11月30日

开采收益“率”基准	综合调整系数	开采收益“率”评估值
1	2	3=1×2
0.30%	1.010	0.30%

评估机构：重庆市国能矿业权资产评估有限公司

审核人：王静宇、张高禅

制表人：邓海



附表4

川渝黔綦江南部区块煤层气勘查探矿权评估开采收益“率”基准价因素调整系数确定表

评估委托人：重庆市地质调查院

评估基准日：2022年11月30日

调整因素	档次	评判标志	取值范围	评估对象所属档次	取值	综合调整系数
构造复杂程度 (s)	1	构造复杂 (煤系地层呈紧密复杂褶皱, 并伴有较多断层, 产状变化剧烈; 褶皱虽不剧烈, 但具有密集的断层, 煤层遭受较大破坏)	0.90 ~ 0.99	2	1.00	1.010
	2	构造较复杂 (煤系地层产状平缓, 但具有波状起伏; 煤系地层呈简单的褶皱构造, 两翼倾角较陡, 并有稀疏断层; 煤系地层呈简单的褶皱构造, 但具有较多断层, 对煤层有相当的破坏作用)	1.00			
	3	构造简单 (煤系产状平缓; 简单的单斜构造; 宽缓的褶皱构造)	1.01 ~ 1.20			
煤层赋存开发条件 (λ)	1	煤层埋藏深 (>1000m), 水工环地质条件复杂 (III类)	0.90 ~ 0.99	1	0.91	1.010
	2	煤层埋藏中深 (500~1000m), 水工环地质条件中等 (II类)	1.00			
	3	煤层埋藏浅 (<500m), 水工环地质条件简单 (I类)	1.01 ~ 1.10			
资源量 (q)	1	资源量达到小型矿床规模标准上限的1/2以下	0.90 ~ 0.99	4	1.11	1.010
	2	资源量达到小型矿床规模标准上限的1/2以上	1.00			
	3	资源量达到中型矿床规模标准	1.01 ~ 1.10			
	4	资源量达到或超过大型矿床规模标准	1.11 ~ 1.20			
产品销售价格 (p)	1				1.00	

评估机构：重庆市国能矿业权资产评估有限公司

审核人：王静宇、张高禅

制表人：邓海

