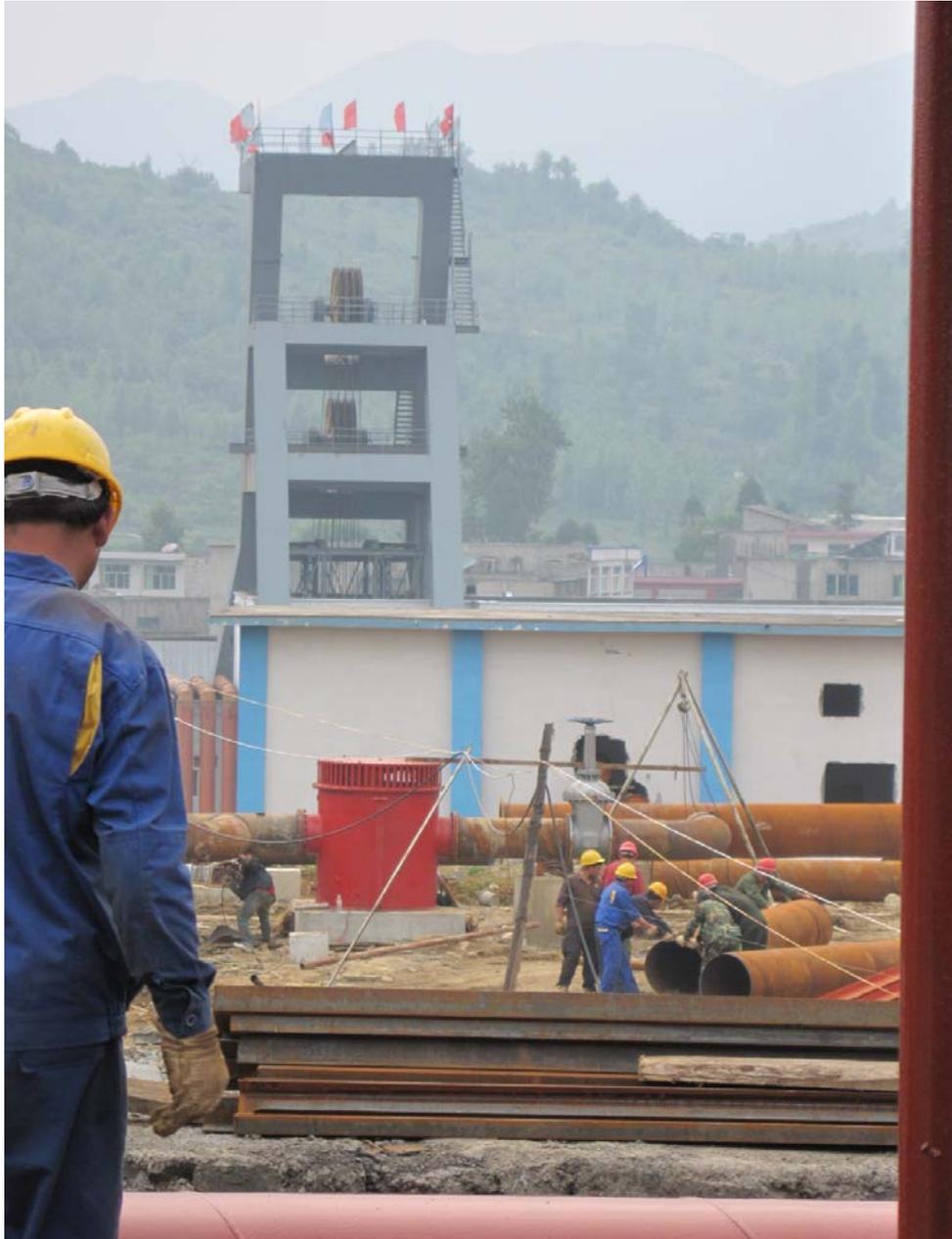


中华人民共和国贵州省贵州能发电力燃料开发有限公司林华煤矿煤层气
开发利用可行性研究



由 Raven Ridge Resources 公司为美国环境保护署准备



合约编号 EP-W-05-063 TO 19

2010 年 12 月 月
EPA 430-R-21-017



鸣谢

这份出版物是在美国环境保护署的要求下进行的。在煤层气拓展计划下，拉文雷治资源公司 (Raven Ridge Resources) 的项目团队成员：Raymond C. Pilcher, James S. Marshall, Candice L. M. Tellio, Charlee A. Boger, Martin Weil 和姜伯尼撰写了这份报告。拉文雷治资源公司要感谢贵州能发电力燃料开发有限公司、林华煤矿以及 Tom Weller 对本报告的编制所提供的帮助。

免责声明

本报告为美国环境保护署 (USEPA) 编制。采用数据来源公开可获得，或是通过直接与矿井人员、设备供应商和项目开发商接触可获得。美国环境保护局 (USEPA)：

- (a) 对本报告所载的资料内容的准确性、完整性或有用性，不论明示或者暗示，不作出任何保证或陈述，或对本报告中披露的所使用的任何设备、方法或过程没有侵害私人拥有权利，不作出任何保证或陈述；
- (b) 不承担任何因使用、损害本报告中资料，仪器，方法而产生的责任，或者
- (c) 不意味着赞同本报告中提及的任何技术供应商，产品，或是过程。

目录

鸣谢.....	ii
免责声明.....	ii
目录.....	ii
缩略语.....	viii
1.0 执行摘要.....	10
1.1 地质背景.....	12
1.2 煤炭市场.....	14
1.3 天然气市场.....	15
1.4 电力市场.....	18
1.5 煤矿瓦斯终端利用方式及分析.....	20
1.6 结论、建议及下一步工作.....	22
2.0 背景.....	24
3.0 引言.....	26
3.1 目标.....	26
3.2 地理位置.....	27
4.0 能发煤矿地质、煤炭和煤层气资源特点.....	29
4.1 地质背景.....	29
4.1.1 地质结构.....	29

4.1.2 褶皱作用	31
4.1.3 断层作用	31
4.1.4 运动学分析	32
4.1.5 林华煤矿开采过程中地质构造走向的影响	33
4.2 地层学	35
4.2.1 下三叠统	35
4.2.2 二叠纪沉积	36
4.3 煤炭资源	38
4.3.1 厚度和分布	38
4.4 煤炭质量	44
4.5 煤炭储量	45
4.6 水文地质	46
4.7 金沙县煤炭资源勘探及开发历史	48
4.8 煤矿瓦斯	49
4.9 林华煤矿	50
4.9.1 矿井通风及瓦斯排放	52
4.9.2 瓦斯抽采	52
5.0 瓦斯抽采、生产及回收方案改善提议	55
5.1 背景	55
5.2 拟议的水平钻探计划的成本分析基础	56
5.2.1 物流和成本假设	57
5.3 拟建的钻井项目的实施问题	59
6.0 煤炭市场	61

6.1 对林华煤矿的煤炭需求	61
7.0 天然气市场.....	63
7.1 中国天然气市场的最新趋势.....	63
7.1.1 国内市场	63
7.1.2 国内传统天然气生产和输送	64
7.1.3 煤层气和煤矿瓦斯.....	65
7.1.4 LNG 和管道天然气进口市场	67
7.2 贵州天然气区域市场	68
7.3 中国天然气价格	69
7.3.1 上游、管道和液化天然气进口价格	69
7.3.2 零售价格	70
7.4 贵州省未来需要和新的供应.....	72
7.5 拟建项目产气的市场	74
7.5.1 注入管道.....	74
7.5.2 销售 LNG 给贵州输配送公司.....	74
7.5.3 销售 LNG 至更远的市场	75
8.0 电力市场	76
8.1 经济增长模式的改变及电力消耗的增加.....	76
8.2 中国南方电网贵州市场	79
8.2.1 贵州省电力市场	81
8.2.2 贵州电力供应：现在和未来	82
8.3 煤矿瓦斯发电的潜能.....	84
8.3.1 林华瓦斯发电厂的预期发电量	86

9.0 瓦斯最终利用方案与经济分析	87
9.1 煤矿瓦斯最终利用方式及分析	87
9.2 适用于所有方案经济评价模型的参数假设	91
9.3 林华煤矿已有的瓦斯发电项目	92
9.4 发电及电力销售方案	93
9.4.1 技术工艺和实施安排.....	93
9.4.2 风险因素及消除.....	94
9.4.3 经济效益分析.....	95
9.4.4 发电方案敏感性分析.....	97
9.5 煤矿瓦斯制液化天然气 (LNG) 销售方案	98
9.5.1 技术工艺和实施安排.....	99
9.5.2 风险因素及消除.....	101
9.5.3 经济分析.....	103
9.5.4 敏感性分析.....	106
9.6 天然气销售方案	108
9.6.1 配置和部署安排.....	108
9.6.2 风险因素及消除.....	108
9.6.3 经济分析.....	109
9.6.4 天然气销售敏感性分析.....	110
9.7 三种方案的经济评价比较	111
10.0 结论、建议及下一步工作	113
10.1 采矿.....	113
10.2 钻探.....	113

10.3 市场	115
11.0 参考文献	116

Maps

Map 1: 地质情况

Map 2: 气体成分

Map 3A: 9 号煤层钻井示意图

Map 3B: 4 号煤层钻井示意图

Map 3C: 5 号煤层钻井示意图

Map 4: 解释应力方向及主要地质结构的卫星图

Exhibits

Exhibit 1: #8 截面图

Exhibit 2: 煤突出等级

Exhibit 3: 瓦斯突出等级

Exhibit 4: 瓦斯抽采钻井遇到的突出

Exhibit 5: 地层柱状图

Appendices

Appendix 1: 能发煤田地质储量分类系统

Appendix 2: 水文概述表

Appendix 3: 各定向钻井群成本概算表及钻井方案

Appendix 4 纵井剖面草图

图表目录

Figure 1: 区域图全貌.....	28
Figure 2: 正、逆断层图，显示顶壁断块和地面断块.....	34
Figure 3: 简单地层柱状图，蓝色部分显示石灰岩形成的岩层.....	36
Figure 4: 4 号煤层厚度图.....	39
Figure 5: 5 号煤层厚度图.....	40
Figure 6: 9 号煤层厚度图.....	42
Figure 7: 13 号煤层厚度图.....	43
Figure 8: 15 号煤层厚度图.....	44
Figure 9: 林华煤矿 2093 工作面抽采系统.....	54
Figure 10: 显示钻孔概念性规划的结构图.....	56
Figure 11: 中国经济和电力消耗增长, 2000-2009.....	77
Figure 12: 中国经济和电力消季度环比增长耗增长, 2008 – 2010.....	78
Figure 13: 中国经济 (GDP) 和电力消耗季度环比增长增长, 2009 Q3 – 2010 Q3.....	79
Figure 14: 图表显示了每日瓦斯抽采量是钻井深度的函数.....	88
Figure 15: 产量模拟所用的双曲下降函数.....	89
Figure 16: 液化天然气生产原理示意图.....	99
Figure 17: J 阀液化器的工作流程图.....	100

缩略语

°C	摄氏度
CAPEX	资本支出
CBM	煤层气
CDM	清洁发展机制
CER	核证减排量
CMM	煤矿瓦斯
CO ₂ e	二氧化碳当量
IRR	内部收益率
Km	千米
kWh	千瓦时
l/s	升每秒
LNG	液化天然气
LWD	随钻测井
M	米
m ³	立方米
Mm	毫米
Mmbtu	百万英式热单位
mmkWh	百万千瓦时
MPa	兆帕斯卡
MW	兆瓦
MWD	随钻测井
MWh	兆瓦时
N/A	不适用/不确定
NDRC	中国国家发展与改革委员会
NPV	净现值

OPEX	运行费用
p10	表明有 10%的可能性预测会低于或等于 p10 的数量
p50	表明有 50%的可能性预测会低于或等于 p50 的数量
p90	表明有 90%的可能性预测会低于或等于 p90 的数量
RMB	人民币，中国流通货币
¥	元，中国货币（人民币）单位
t	公制吨
TWH	亿瓦时
USD	美元
VAM	风排瓦斯
VAT	增值税
VER	自愿减排

1.0 执行摘要

在合同编号 EP-W-05-063 TO 19 的支持下，美国环境保护局（USEPA）授予了拉文雷治资源公司（RRR 公司）一个任务，对位于中国贵州省境内的煤矿开发减少甲烷排放的项目，即对抽采及回收的煤矿瓦斯（CMM）加以利用，做一个预可行性研究和可行性研究。RRR 公司曾与贵州省煤矿安全生产监察局（GMSB）官员会面，就这次可行性研究的候选煤矿进行讨论。挑选是基于贵州省煤矿安全生产监察局列出的一个潜在矿区清单。最终，贵州林华煤矿有限责任公司（林华煤矿）被选为这次可行性研究项目的合作伙伴。林华煤矿于 2003 年 10 月成立，目前为贵州能发燃料电力开发有限责任公司（能发公司）拥有。之所以选择林华煤矿，是因为林华煤矿已经接近生产阶段，并且煤矿相关负责人很愿意参与成为项目的合作伙伴，早前成功实施的煤矿瓦斯回收和利用项目，复制到这个项目中的可能性很高。

能发电力燃料开发利用有限公司是中国第五大电力生产商中电投旗下的子公司。贵州年耗煤量 6 千万吨，预期将会有 2 千万吨出自能发。能发现正运行着一个煤矿，并且在建 5 个煤矿。其中，贝勒煤矿目前年产煤 30 万吨，计划将来扩建到年产煤 60 万吨每年。林华煤矿，被地理分割成两个采煤区域，即林华一矿和林华二矿，设计生产能力 150 万吨每年，计划于 2009 年 9 月生产，由于建设开发过程中遇到了大量的瓦斯突出问题，煤矿的生产一直没有达到设计生产能力。其余 4 个煤矿仍在建设。这 6 对矿井，达到设计生产能力后，总生产能力将超过 500 万吨每年。

林华二矿，也就是本项目调查的煤矿，最早于 2001 年开始建设和运营，年设计生产能力 150 万吨，可采年限 51 年。矿区煤炭总储量达 1.745 亿吨。林华矿区的煤质等级为无烟煤，但是煤炭质量随着埋藏深度而不一样。2001 年到 2006 年，整个开发过程中发生了超过 20 次瓦斯与岩石突出事故，其中的 1 起夺走了 8 位矿工的性命。此后煤矿一直闲置，直到出售给能发，2009 年煤矿重新开始发展和运营。

附属能发的 6 对矿井均为高瓦斯矿井，其中 3 对，包括林华，瓦斯突出可能性极高。林华煤矿每年涌出纯瓦斯 4000 万方。能发公司的管理层和工程师正积极寻找新的方法来回收和利用这些瓦斯。贵州省内瓦斯利用最大的挑战就是需要结合当地的条件，选择合适的钻孔技术，从而能够回收高浓度的瓦斯气体进行利用。

林华煤矿物产位于贵州省金沙县 (**Figure 1**)，该县位于贵州高原北缘。该地区的煤炭开采已经有数十年的历史，最近进行了地质勘探，主要是为了确定煤炭资源的富含程度，并为开采设计收集足够的煤矿地质资料。

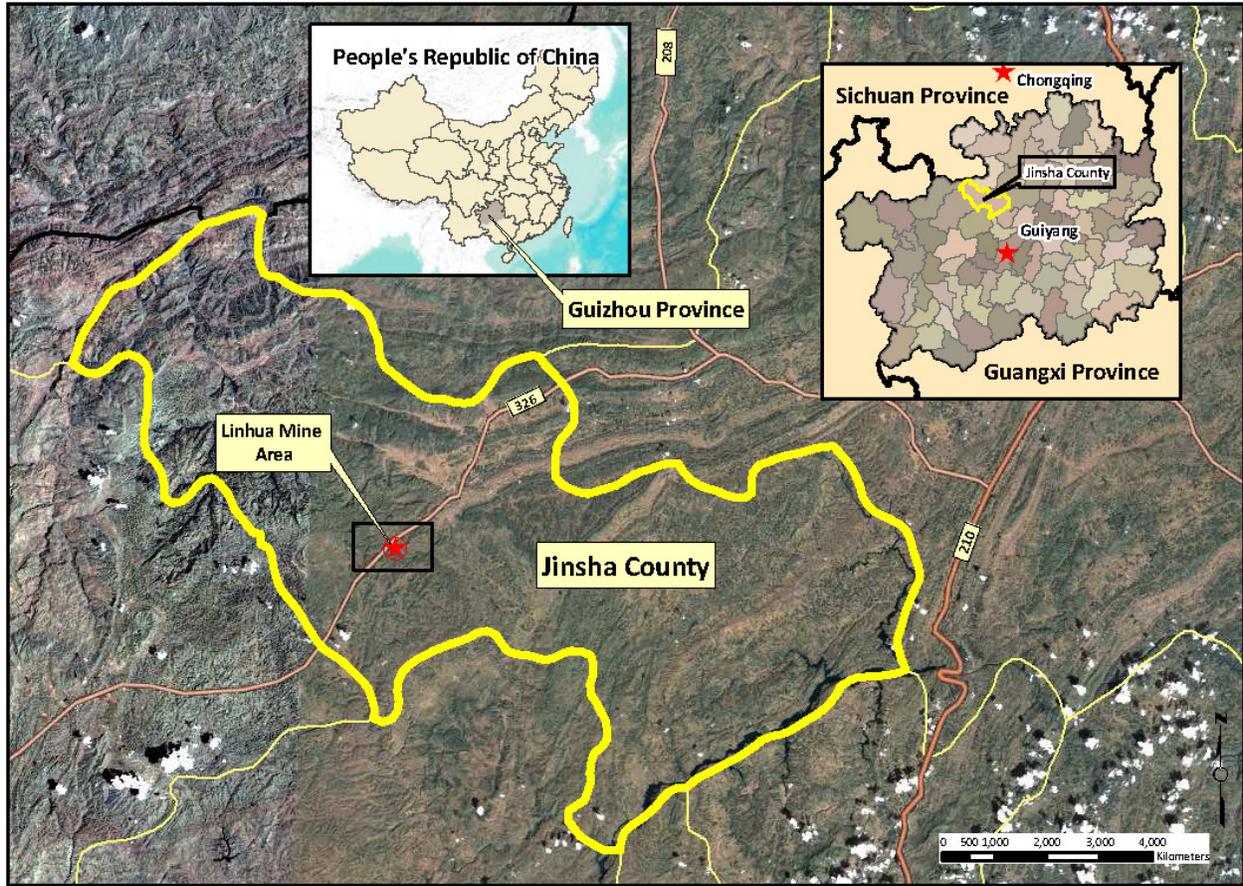


Figure I: 区域地图全貌.

1.1 地质背景

林华煤矿地处贵州高原，地势陡峭，显示出明显的侵蚀特征如窄的山脊和深而窄的山谷，和喀斯特岩溶特征。下三叠统夜郎组地层和茅草铺组地层位于煤矿区域的表层，上二叠统龙潭组地层是主要的含煤层，并且是这个地区主要的煤层开采层。

林华煤矿周围的地区经历了复杂的地质演变。大量的幕式构造产生的地质结构，使得煤矿开采变得更为复杂。林华矿区地质构造的定位的影响非常重要。许多研究表明，突出通常发生在由挤压应力

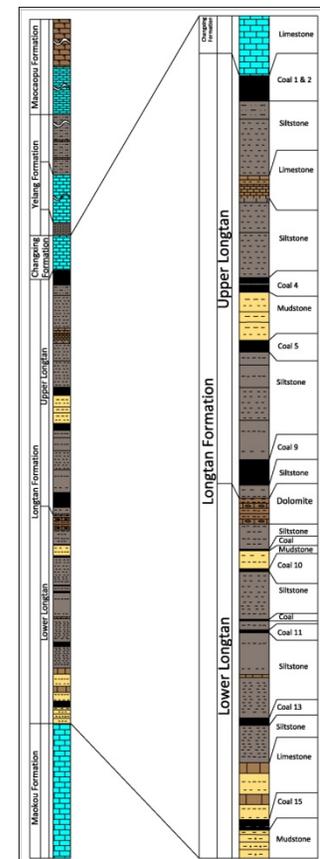
作用下的地质构造处，例如走滑，逆断层和重新活动的正断层等（Shepherd，1995 年）。此外，曹等人（2001）指出，如果从断层的下盘处开采，那么发生的突出是最危险的。

林华煤矿被评定为高突出矿井。林华煤矿已经经历了与断层下降盘有关的若干次突出。曹等人（2001）也指出，中国的煤矿突出往往发生在相对狭窄的区域。这些区域往往是小范围的断裂强烈带和褶皱带。曹描述的这种区域可能存在于林华煤矿。这种地带限于一个跨越采矿区北-东北方向的逆断层地带。目前，煤矿计划是将反推式开采向西北方向进行，即平行于压缩轴的方向。随着开采逐渐逼近某些位于下降盘的断层，在这个方向继续开采会导致高危突出点的持续暴露。目前的钻孔引流模式是有效的，因为它穿过平行于延伸主轴方向的裂缝，主轴从东北或西南方向延伸。

拟议的钻井计划的目的是预抽 9 号煤层（2.5 米厚）、上覆的 5 号和 4 号煤层（每个 1.5 米厚）。在 9 号煤层进行了穿层钻孔，相对比较成功地抽采出来了瓦斯气，然而这种方法受限于钻孔孔径、钻孔间距，

和钻孔能承受的抽采时间的长短。拟议项目预想通过定向钻井，实施贯穿计划的多个长壁采面钻井，钻井包括主干井和定向分支扩展（也称为侧井）。沿着主井，每 60 米（或更少）的间隔，钻探侧井。

这些侧井将增加各主井之间煤层的渗透性。拟议项目包含 8 个井群，每个井群都包含主井和侧井。这些井群，或者称为倾向钻井列（DDWA）将在三个可采煤层实施。如下的块状图表，可以看出拟议的



包含主井和侧井的布局。为了节约钻井平台的建设成本和大量道路的修建成本，钻井平台将采取先钻 4 号煤层，接着 5 号煤层，最后 9 号煤层，逐级钻井以补偿井头。

贵州省煤田地质局拥有并运行一台先进的定位钻机。这个钻机现正被用于一个在这块区域的其他煤矿，和这份可行性研究报告里提供的钻孔方案类似的项目。

Figure II: 简单地层柱状图

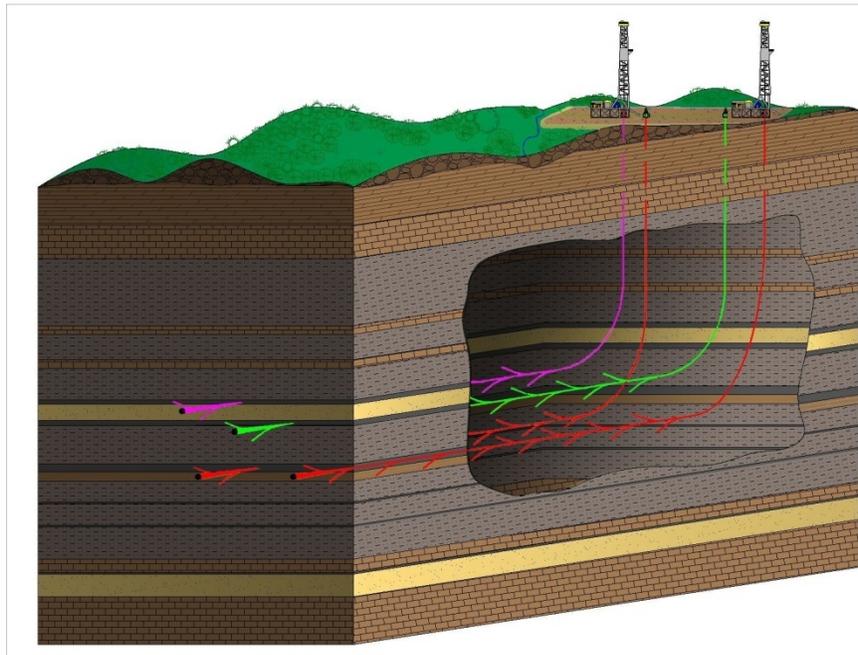


Figure III: 块状图显示钻井概念布局图

1.2 煤炭市场

林华矿井，位于金沙县西南方向 7 公里处，专门设计给黔北火电厂（4 x 300 兆瓦机组）和金沙火电厂（4 x 135 兆瓦机组）提供原料，金沙火电厂隶属于中电投（林华煤矿的母公司）旗下的贵州金元集

团，两个电厂位于县城郊区并彼此相邻。电厂所发的电，部分销售给贵州电网，部分通过南方电网 500KV 的线路送往广州，响应中央政府“西电东送”工程。

广东市场是黔北电厂这些西电东送电厂的市场保障，尤其是在贵州本土市场面临不可预见的冲击的情况下。这篇报告的电力部分提到，2008 年的下半年，贵州本土市场收缩时，中国南方电网当局增加了西电东送电厂，如黔北电厂，将电输往广州的分配量。

金元集团已经对外宣称，将关闭金沙电厂 135MW 的机组，取而代之的是两台高效的 600MW 机组，这步举动不会影响金沙火电厂的煤炭需求。正是为了提供更高质量及更可靠的煤炭供应，林华煤矿开始建设；150 万吨设计能力的整个输出将立即和永久性替换现在的煤炭供应。因而，我们可以确定对林华煤矿的煤产量需求不会有放缓的风险。

1.3 天然气市场

中央政府做出了在 21 世纪初开发长输管线的决议，从中国较为偏远的西北部和华中地区的富气油田，向东部人口密集的工业中心来传送天然气，并引入进口的液化天然气 (LNG) 传送到沿海的省份，这对中国的天然气消费具有重大的历史意义，在 2008 至 2009 年的经济动荡时期，坚持了天然气消费的有增无减，在可预见的将来这种增长趋势会继续保持下去。2000~2009 年，天然气的消耗以年 16% 的速度增长，到 2009 年，年消耗天然气达到 880 亿立方米 (CESY 2008 Table 5-12, NBSC 2010 Table 2, China Daily July 5 2010)。

即使是这样的增长速度，中国的天然气占整个一次能源的供应比例也只是 4%~5%，相比较而言，欧洲和美国这一数字则达到 23%~24%。根据国家发改委能源研究中心的说法，天然气的需求将会以每年新增 200 亿立方米的速度增长，2020 年，需求总量将会达到 3000 亿立方米(People's Daily March 2010)。

天然气需求主要是由下面两个原因驱动：

- 民用和商用：作为清洁燃料，替代煤气、液化石油气和煤块
- 工业用：在可获得的前提下，在石化工厂、玻璃厂、钢厂等行业，天然气正系统逐步地取代液态烃类或煤气，成为生产燃料。

二级终端使用部门包括：

- 发电厂：在中央政府的指导下，2000 年至 2010 年十年间，中国建设了数十个联合循环发电厂，为了确保接收新建的长距离管道输送的天然气和 LNG。
- 汽车：相对于汽油来说，中国天然气低廉的价格在一些城市促进了压缩天然气 (CNG) 输配基础设施的发展与建设。

在 21 世纪初，中央政府就意识到进口天然气将会是天然气供应必不可少的来源，因此坚定地沿着南海岸线建设了大量的 LNG 进口终端。除了进口 LNG，中国政府，中石油正通过以下合约，引进管道天然气：

- 与土库曼斯坦签订的年购买 300 亿立方米天然气的购气合同；
- 中石油与缅甸政府和大宇海上天然气生产财团签署年购买 120 亿立方米天然气的合同。

截至 2010 年初，贵州是一个几乎未开发的天然气市场。全省没有已知的常规石油和天然气矿床。

CMM 是贵州非传统天然气资源的最大潜在来源。不过，目前绝大多数释放的 CMM 都以通风瓦斯 (VAM) 形式排空。据报道，2009 年，全省 6.84 亿立方米的 CMM，仅有 8400 万立方米得以利用，其余全部排到大气中(Xinhuanet Economic News 2010)。所有 CMM 的利用都是在发生在矿区。

省属贵州燃气集团是贵州省内主要城市，如贵阳和遵义，主要的煤气和管道天然气 (数量有限) 输配送公司。其煤气和天然气的销售价格，由贵州省物价局统一规定。贵州燃气集团将会部分负责开发这个市场，而中石油本身，则直接负责贵州境内从缅甸过来的天然气市场开发。

据报道，中石油计划：

- 在全省建设 12 个主要的 CNG 生产基地，并且建设 120~150 个 CNG 加气站，给汽车加气；
- 建设 4 座联合循环发电厂，以满足峰值用电；
- 在一些民众聚居地，开发建设民用输配管网；
- 建立天然气工业园，将天然气直接销售给现有的主要能耗大户，如贵州铝厂和茅台酒厂(Huaxia, 2010)。

总的来说，一旦天然气可以获得，并且，天然气使用的便利性和环境效益得以显现，贵州的天然气市场大小将会超过预期。由于转变的速度很难预计，新的管道天然气供应还是有可能暂时超过全省需求。

拟建的用以输配从缅甸过来的天然气的省级管网，没有延伸到林华矿区。贵州燃气集团计划将管网延伸到仁怀县，距离林华矿区东面大约 30 公里。不过，没有明确管网将于何时建设完工。

在 2013 年缅甸的天然气过来贵州之前，贵州市场能够消化林华项目生产的 LNG。在缅甸的天然气过来贵州市场之后的头两年，即使贵州天然气供应暂时超过需求，贵州燃气集团下属的输配送公司，也有可能是中石油旗下的输配送公司，也仍然会对林华煤矿这个稳定的本地天然气供应源感兴趣。因为保留林华煤矿这个稳定的天然气供应源可以：

- 避免缅甸天然气供应中断的风险；
- 给省内新的天然气管网没有覆盖到的地区供应天然气。

从缅甸过来的天然气门市价在 2.8~3.0 元/立方米，这给林华 LNG 厂出售给输配送公司报价提供了参考值。考虑到中国其他煤层气 (CBM) 生产商的经验值，用槽车输送，每方天然气 0.1 元/100 千米，林华矿区到贵阳接近 300 公里，余下的 2.5 元/立方米的出厂价，就是林华 LNG 厂合理的预期价格。

1.4 电力市场

2000 年至 2007 年，在出口和国内投资的持续推动下(Figure 12)，中国电力消耗以每年 13.5% 的平均速度增长，电力消耗 7 年总增长超过经济 7 年总增长 30%(CESY 2008 Table 1-1)。2008 年下半年到 2009 年上半年，全球金融危机影响下，中国经济增长模式突然转变。2009 年第一季度同比经济增长速度减缓，降到 6.1%。由于新的投资缩减，工厂对钢材及其他能耗密集的产品需求减缓，2008 年第四季度和 2009 年第一季度，总耗电量绝对值有所降低。2009 年下半年开始，政府 4 万亿元 (约合 6000 亿美元) 基础建设投资的刺激计划，逐渐使经济增长恢复，同时，耗电量也开始恢复增长。正如金融危

机时期，耗电量相比于经济总量减速更为剧烈，当刺激计划起作用时，钢材及其他能耗密集产品需求恢复增长时，耗电量增速相比于经济增长也更为迅猛。

贵州电网是相互联系的五个省级电网之一，他们从属于中国南方电网公司 (CPSG)。中国南方电网公司管理跨省输电线路，并协调调配跨省电力，而贵州电网公司 (GPGC) 则负责调配省内电力。因而，对贵州电厂的电力需求，将会放到一个区域的层面上考虑。

贵州的电力消耗，与全国或区域增长趋势一致：2005~2007 年，年均保持两位数的增长，由于全球经济危机，2008 年下半年和 2009 年上半年遭遇短暂的降低，紧接着 2010 年开始反弹。

考虑到这些，假定中期贵州的经济和电力消耗年增长率 8%~10%，与国家一致，是比较合理的。即使以最低 8% 来核算，电力负荷也会从 2010 年的 12,000MW 增长到 2016 年的 20,500MW，电力消耗则从 77,440TWH 增加到 132,800TWH。

全省发电装机容量的将近百分之六十是燃煤发电，余下的百分之四十基本是水力发电，包括大约 2,000MW 的小规模直流式水电 (单个小于 50MW)。但是，由于河流水位波动，水电发电量只占总发电量的约 31-32%。除了 2008 年下半年到 2009 年上半年经济放缓外，贵州主要的煤炭燃煤电厂每年已运作超过 6,000-7,000 小时，中国标准的高使用率反映了省内外强烈的需求。

煤矿瓦斯是贵州省内新的、较低碳排放量中最有前途的能源来源之一。2009 年贵州生产的 1.38 亿吨煤炭中，大部分都伴有高浓度瓦斯的涌出，造成了相当大的安全生产风险。保守估计，如果以每吨

15 立方米的甲烷排放量计算，2009 年贵州瓦斯排放量将达到每年 20 亿立方米（纯甲烷），足以供应在每年 6,000 小时下 40% 能源转换效率时超过 1,300MW 的发电装机容量。

2010 年，贵州已经运行了总装机容量约 52 兆瓦的瓦斯发电机组。盘江，贵州省内最大的煤炭公司，同时也是贵州省内最大的煤矿瓦斯排放源，据报道，它正在其余 8 个不同的地点建立瓦斯电站，将使公司的煤层气发电总装机容量增加到 31MW(Guizhou Daily 2009)。

2007 年 4 月的“关于煤层气（煤矿瓦斯）发电工作的实施意见”，国家发改委要求电网公司，包括南方电网：

- 收购瓦斯发电厂扣除煤矿自用后的富余电量，并及时结算电费。
- 比照生物质电厂的上网电价，按照当地 2005 年脱硫燃煤机组标杆上网电价加上 0.25 元/度的补贴电价结算。

不过，贵州政府还没有采取具体的措施，来实施这些要求。

1.5 煤矿瓦斯终端利用方式及分析

通过与煤矿业主单位进行讨论磋商，Raven Ridge 项目小组确定了对林华煤矿抽采出的瓦斯利用的三种方案，如下：

- **发电和电力销售方案** 该方案要求在煤矿地面抽放站附近安装燃烧 CMM 的燃气内燃机组，发电首先提供给煤矿使用，富余电力出售给电网。
- **LNG 方案** 在这种方案下，所有抽采出来的煤矿瓦斯，除去已经存在的胜动机组消耗，都要转化成 LNG，在市场上出售。LNG 工厂，将建设在煤田北部，离地面抽放设施近的地方。建设将在 2011 年开始，2012 年结束，2015 年，产能将达到峰值。

- **天然气销售方案** 在这种方案下，所有抽采出来的煤矿瓦斯，除去已经存在的胜动机组消耗，将直接销售给贵州燃气集团公司（贵州燃气）。在我们的分析中，销售将在矿上煤矿瓦斯收集中心直接发生，任何额外的运输成本，将由贵州燃气承担。

Table I 显示的是可行性研究中，项目团队对这三种终端利用方式的比较分析。

Table I: 终端利用方式的比较分析

三种终端利用方案的经济评价比较 (基准情景)			
终端利用方案	发电方案	LNG 方案	天然气销售方案
瓦斯气源预测 - P50 (million m ³)	51.5		
总投资 (million USD)	200.1	189.3	175.9
CO ₂ 减排当量 (million)	3.88	3.10	3.48
总投资/吨 CO ₂ 减排当量	51.57	61.06	50.56
净现值/吨 CO ₂ 减排当量	-4.30	-1.11	1.61
净现值 (Million USD)	-16.67	-4.32	6.26
内部收益率 (%)	N/A	N/A	34.55

基于 P50 的气源产量，RRR 团队利用微软 Excel 的 What-If 工具，对这三种方案进行了敏感性分析。在基准情景下，80%的总投资以 5%的利率进行贷款融资，同时，分析考虑项目碳减排的收益。RRR 团队还对另外 4 中情景进行了分析：总投资的 50%进行贷款的情景、碳减排收益不考虑的情景、总投资的 80%以 7.5%的利率进行贷款融资的情景以及总投资以 10%的利率进行贷款融资的情景。只有天然气销售方案的净现值为正值（3460 万美元），另外两种方案的净现值都为负值。所有三种方案中，基准情景拥有最好的经济指标。

煤矿瓦斯终端利用项目的经济效益，能通过通用的指标，如投资回收期、净现值和内部收益率来表明。通过经济及敏感性分析，RRR 团队认为这三种终端利用方案各有优劣。考虑到所有的经济指标，RRR 团队还是认为天然气销售方案经济效益最好，这个方案需要最小的投资、项目过程有最少的瓦斯气源损失，并且，在项目寿命期内，拥有强劲稳定的销售市场。不过，这块区域内已经建立的 LNG 市场，以及北面的松藻正在实施的 CMM 转 LNG 项目，也使得 LNG 方案可行。在选择最终的瓦斯利用方案时，目前的经济效益和长期的市场条件，都需要考虑。

1.6 结论、建议及下一步工作

总的来说，我们建议林华煤矿应实施一项钻探计划，这个计划包括，在地面钻一系列深钻孔，用于预抽煤层中的瓦斯。在设计钻井方案时，应考虑到钻井方案的以下几个方面：

- 煤层的不稳定，确定该井的理想方位。
- 在钻井设计的定位方面，需要一个较高水平的工程。
- 拟议的钻井瓦斯抽采计划所需的钻井设备和配套技术可以在中国得到，因此，必须先对相关人员进行能力建设培训，确保能从商业钻井一开始就获得成功。钻推荐的第一口 DDWA 井时，就可以借此机会实施培训计划。
- 紧随着得到高水平的专家之后，工程设计必须吸取成功案例的经验，避免在相同的地质条件下出现的同样的问题。

总体来说，存在两个可行方案：1) 煤矿瓦斯生产 LNG 后销售，由于正处于天然气供应不足时期，将煤矿瓦斯转化成液化天然气 (LNG)，后运输到市场进行销售；2) 或将产出的煤层气注入到连接中国与缅甸的管道。重要的是要尽早从两种方案中确定切实可行的方案，使得林华煤矿的瓦斯气体

能得到充分的利用。这两种方案都将需要大量的基础设施升级，并且，在有产品出售之前，应该要完成这种升级。

2.0 背景

在合同编号 EP-W-05-063 TO 19 的支持下，美国环境保护局（USEPA）授予了拉文雷治资源公司（RRR 公司）一个任务，对位于中国贵州省境内的煤矿开发减少甲烷排放的项目，即对抽采及回收的煤矿瓦斯（CMM）加以利用，做一个预可行性研究和可行性研究。拉文雷治资源公司（RRR）曾与贵州省煤矿安全生产监察局（GMSB）官员会面，就这次可行性研究的候选煤矿进行讨论。挑选是基于贵州省煤矿安全生产监察局列出的一个潜在矿区清单。最终，贵州林华煤矿有限责任公司（林华煤矿）被选为这次可行性研究项目的合作伙伴。林华煤矿于 2003 年 10 月成立，目前为贵州能发燃料电力开发有限责任公司（能发，控股公司）拥有，林东矿务局是这个公司的股东。之所以选择林华煤矿，是因为林华煤矿已经接近生产阶段，并且煤矿相关负责人很愿意参与成为项目的合作伙伴，早前成功实施的煤矿瓦斯回收和利用项目，复制到这个项目中来的可能性很高。

能发电力燃料开发利用有限公司是中国第五大电力生产商中电投旗下的子公司。贵州年耗煤量 6 千万吨，预期将会有 2 千万吨出自能发。能发正运行着一个煤矿，并且在建 5 个煤矿。其中，贝勒煤矿目前年产煤 30 万吨，计划将来扩建到年产煤 60 万吨每年。林华煤矿，被地理分割成两个采煤区域，即林华一矿和林华二矿，设计生产能力 150 万吨每年，计划于 2009 年 9 月生产，由于建设开发过程中遇到了大量的瓦斯突出问题，煤矿的生产一直没有达到设计生产能力。其余 4 个煤矿仍在建设。这 6 对矿井，达到设计生产能力后，总生产能力将超过 500 万吨每年。

林华二矿，也就是本项目调查的煤矿，最早于 2001 年开始建设和运营，年设计生产能力 150 万吨，可采年限 51 年。矿区煤炭总储量达 1.745 亿吨。林华矿区的煤质等级为无烟煤，但是煤炭质量随着埋藏深度而不一样。2001 年到 2006 年，整个开发过程中发生了超过 20 次瓦斯与岩石突出事故，其中的 1 起夺走了 8 位矿工的性命。此后煤矿一直闲置，直到出售给能发，2009 年煤矿重新开始发展和运营。目前林华煤矿正处于恢复正式采煤前的最后测试阶段。

附属能发的 6 对矿井均为高瓦斯矿井，其中 3 对，包括林华，瓦斯突出可能性极高。林华煤矿每年涌出纯瓦斯 4000 万方。能发公司的管理层和工程师正积极寻找新的方法来回收和利用这些瓦斯。贵州省内瓦斯利用最大的挑战就是需要结合当地的条件，选择合适的钻孔技术，从而能够回收高浓度的瓦斯气体进行利用。

3.0 引言

本煤矿瓦斯回收与利用报告的预可行性研究成果，是美国环保局资助的一个更大计划的一部分。

该研究的初衷是支持美国环保局在全球甲烷促进行动（GMI，前身是甲烷市场合作伙伴项目 M2M）中所作的努力。

这项工作是与中国西南地区贵州省贵州能发电力燃料开发有限公司合作进行的，最终形成一个可融资的可行性研究。

本研究基于如下的调查研究及分析工作：

- 对煤矿、通风竖井、以及瓦斯抽采和储存设施进行实地考察；
- 对国家和地方的天然气和电力市场进行广泛研究；
- 技术文件的翻译和审查；
- 运动学和地质学分析；
- 在煤矿瓦斯（CMM）抽采和通风瓦斯（VAM）的统计分析基础上对生产量进行预测；
- 根据供应商的报价和当前市场的天然气销售价格，进行经济分析。

3.1 目标

能发是中国第五大电力生产商中电投旗下的子公司。贵州年耗煤量 6 千万吨，预期将会有 2 千万吨出自能发。能发很快将会扩大煤炭开采区域，并扩大产能。在林华煤矿开展这个可行性研究的目的是帮助林华开发和设计一个可以实施的煤矿瓦斯抽采和利用方案，并且最终能复制用在能发拥有的其他煤矿，甚至不是能发控股的煤矿。

3.2 地理位置

林华矿区位于贵州高原的山区 (**Figure 1**)。贵州高原最高点是大坡山，其海拔为 1,617 米，最低海拔处是东部的马洛河，海拔为 1,170 米。 两条主要河流，游嘎河和头道河自南向北流经林华矿区 (**Map 1**)。游嘎河全年流动，长为 8.2 千米，位于煤矿区域的南部。头道河也是全年流动，从西南到东北绵延 6.5 千米；然而，在干旱季节，河水供应主要来自矿业和当地为数众多的泉水。

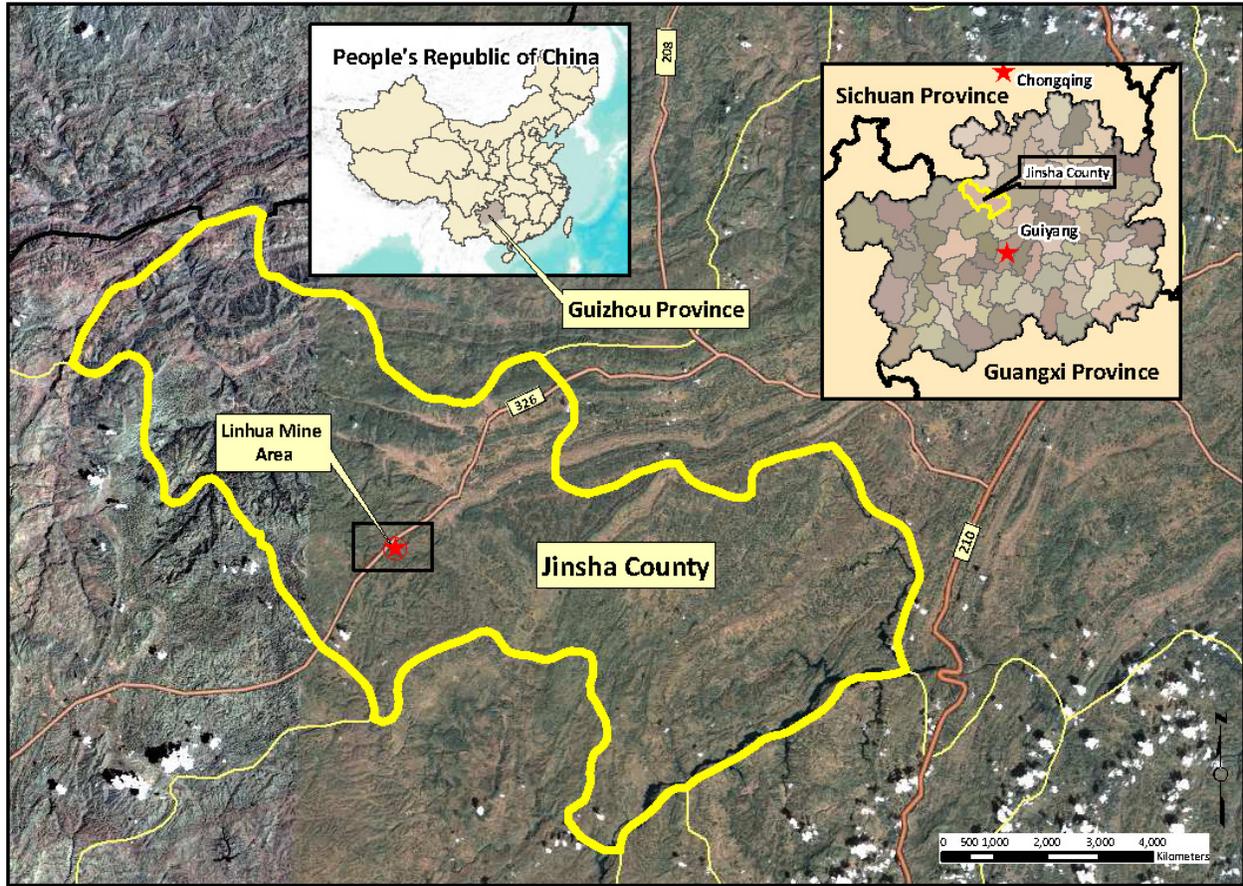


Figure 1: 区域图全貌

这个地区的气候温暖，冬季和夏季的气温温和湿润。从 1990 年到 2001 年每年的最高气温为 37°C，每年最低气温-4.9°C，年平均温度为 15°C。在冬季每年有 5 至 10 天的气温达到了结冰的温度。

雨季从 4 月份持续到 9 月份。从 1990 年到 2001 年的年最大降水量为 1179 毫米，年最低降水量 774.7 毫米。年平均降雨量为 1057 毫米，每日最大降雨量为 115.3 毫米。

4.0 能发煤矿地质、煤炭和煤层气资源特点

林华煤矿物产位于贵州省金沙县，该县分布在贵州高原北缘。该地区的煤炭开采已经有数十年的历史，最近进行的地质勘探项目主要是确定煤炭资源的覆盖范围及富含程度，并为煤矿开采设计收集足够的地质资料。

4.1 地质背景

林华煤矿地处贵州高原，地势陡峭，显示出明显的侵蚀特征如窄的山脊和深而窄的山谷，和喀斯特岩溶特征。下三叠统夜郎组地层和茅草铺组地层位于煤矿区域的表层（见 **Map 1**），上二叠统龙潭组地层是主要的含煤层，并且是这个地区主要的煤层开采层。

4.1.1 地质结构

贵州煤田地质勘探局对这个地区进行的勘探工作在 2002 年已经出版了。林华提供了他们所拥有的整个文本报告以及报告的其他部分，主要是包括四个煤层截面，煤层的厚度以及地质构造图（**Exhibit 1**）。备查数据在贵州煤田地质局的出版物中是列为附录的，因而未能提供。尽管如此，所提供的资料对进行分析来说是足够的，Raven Ridge 项目小组，也根据资料确定，几个系列的地质变形对该地区产生了影响。

林华煤矿周围的地区经历了复杂的地质演变，其中的细节超出了本报告的研究范围；尽管如此，导致地质结构变化的结果却表现为离散和可识别的一系列事件，使得煤矿的开采复杂化。可以作为这些地质构造产生原因的幕式构造事件包括：

- 广泛的大型褶皱，向东北方向延伸数千公里，这是菲律宾地壳板块向欧亚板块东缘的大陆地壳板块运动造成的挤压所造成的；
- 菲欧亚板块相互作用的所形成的沿北走向的低角度逆冲和高角度逆断层；
- 几个沿北走向的正断层，可能是由紧随前述的挤压运动之后的抬升和扩张作用造成的。

拉伸事件可能是由印度板块向北运动进入欧亚板块南缘的活动间接引起的。与印度板块运动并列的菲律宾板块的运动造成了四川省和贵州省大型地块的剪切和旋转。我们也知道的是，构造运动继续由地壳运动速度测量被证实，这一测量是由青藏高原及其边缘建立的精确的全球定位系统（GPS）进行跟踪的（张等人，2004年）。从张的研究中所得到的图件显示包括东部的林华煤矿在内的欧亚地壳板块的拉伸运动。这些较强的拉伸应力与现有的挤压应力产生对抗，并导致了含煤地层的松弛。所有已经得到认可的地质活动事件都发生在后三叠纪时期。基于交叉关系，Raven Ridge 项目小组得出结论认为，地层是在第一次褶皱运动中形成的；随后发生较大规模的断层作用，随后又有更小规模的断层出现。四川省研究人员得出结论认为，四川北部的三个构造离散事件是发生在三叠纪，白垩纪和第三纪时期（曹等人，2001年）。因此，作出合理假设，这些地质事件是在贵州省也是这样发生的。

关于地质构造填图上对于林华煤矿采矿条件的影响，以下各节将会提供更详细的介绍。

4.1.2 褶皱作用

林华矿区位于东北-西南走向的大型的不对称向斜构造的西部翼上。这是一个复向斜地质构造，是由大量的小规模的向斜构造组成的。金沙-黔西复向斜约 20 公里宽，20 公里长，向北倾斜，沿着构造的地层倾角从西北翼的 28 度到东南翼的 10 度不等。这一构造可以很明显地从 Map 4 所用的卫星图像中看出。

组成金沙-黔西复向斜的一个较小规模的次级褶皱构造是林华向斜。林华向斜位于金沙-黔西复向斜的西北翼，沿着北东北-南西南方向绵延 11 公里。这一构造在 Map 4 中也有标注。林华向斜向东北方向倾斜并将林华煤矿地区一分为二。煤层倾角沿着构造的东南翼方向从 7 度到 11 度不等。

4.1.3 断层作用

根据 2002 年的煤矿勘探报告，在该地区的地图上分布着 15 个断层。在这 15 个断层中，有 6 个是通过表层地质绘图识别出的。由于煤田地质局发表了林华矿区的地质报告，在该矿区至少已经发现了另外的 17 个断层。这些断层都是在地下发现的，有的是在矿内向入口处行驶的时候发现的，有的是在矿外的勘探钻井运作时发现的。在这 33 个断层中：

- 这些断层有 1000 米长，沿着断层面在 20 米到 30 米范围的含煤层内分布着，倾角从 30 度到 47 度不等；

- 有四个断层的长度范围在 500 米到 1000 米之间，沿着断层面在 7 米到 15 米范围的含煤层内分布着，倾角从 37 度到 60 度不等；
- 有八个断层的长度范围在 150 米到 500 米之间，沿着断层面在 7 米到 15 米范围的含煤层内分布；而且
- 其余的 20 个在地图上标注的断层都是小规模断层，沿着断距小于五十米的断层面在 0.4 米到 2 米范围的含煤层内分布着，倾角从 25 度到 85 度不等。

迄今为止，绝大多数规模较大的断层都是绘制在了含煤区块的边缘，只有少数几个是位于计划采矿范围之内。勘探钻孔相对广泛的分布在含煤区块的东侧，相邻钻孔的距离长达 1000 米。这种规模的钻孔间距显著降低了最大断层发现的可能性。所有的最小规模的断层都是在巷道掘进时发现的。

4.1.4 运动学分析

Raven Ridge 项目小组利用随着矿区开采时绘制断层和褶皱的数据来进行运动学分析。运动学分析首次被用来解开复杂的地质构造，其开创性论文发表在了构造地质学杂志上 (Marrett 和 Allmendinger , 1990 年) 。运动学分析提供了描述地质构造相对运动的机制基础。这一分析方式无需考虑运动的成因。林华煤矿的运动学分析是利用 GEOrient 软件来进行的 (Holcombe, 2010) 。输入每一地质构造的三维数据，输出不同形式的立体图和统计数据。输入数据包括：能够反应褶皱等空间信息的地层倾向数据 (走向、倾角方向和规模大小) 以及代表断层的空间走向和断层大小的数据。基于

这种形式的运动学分析，Raven Ridge 小组成员总结出早期的挤压运动其主要表现形式为东北部的褶皱作用及更向北方向的逆断层作用，挤压运动之后出现的是一个单独的表现为正断层形式的拉伸作用。

虽然运动学分析是没有考虑到地质运动的起因，但是很明显的是挤压和伸展活动是由上述的大型构造活动幕的相互作用造成的。从大范围的挤压应力状态转变为大范围的伸展应力状态是一个不断变化的构造动力学的反映。挤压应力主要是沿西北方向，其作用是缩短了地球的地壳和闭合性裂缝的长度，然而拉伸应力却是沿东北方向，其作用是延长了地球的地壳和开放性裂缝的长度(如 Map 4 所示)

4.1.5 林华煤矿开采过程中地质构造走向的影响

林华矿区的地质构造走向的影响是巨大的。多研究表明，突出通常发生在由挤压应力作用下的地质构造处，例如走滑，逆断层和重新活动的正断层等（Shepherd，1995 年）。此外，曹等人（2001）指出，如果从断层的下盘处开采，那么发生的突出是最危险的。对于逆断层来说，断层的下盘是下降盘，被上盘覆盖（Figure 2），这就会对下盘造成额外的压力或者负荷。如果是含气层，那么额外的压

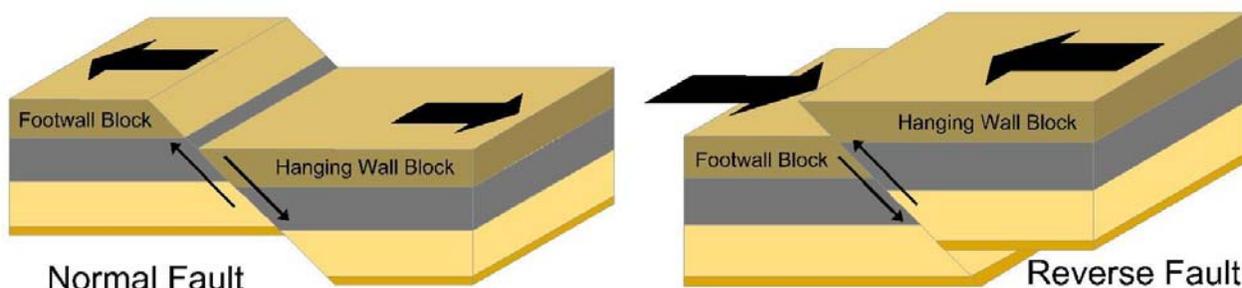


Figure 2: 正、逆断层图，显示顶壁断块和地面断块

力会使孔隙内气体的压力增大。尽管对于突出的机理还存有一些猜想，清楚的是，煤层负荷压力的突然减小会导致气体的瞬时解吸和释放，而这一作用反过来会使得孔隙破裂并破坏煤层内部构造的完整性。突然释放的气体和煤粉碎往往导致对煤与瓦斯的突出。

林华煤矿被评定为高突出矿井，已经经历了与断层下降盘有关的若干次突出。曹等人（2001）也指出，中国的煤矿突出往往发生在相对狭窄的区域。这些区域往往是小范围的断裂强烈带和褶皱带。曹描述的这种区域可能存在于林华煤矿。这种地带限于一个跨越采矿区北-东北方向的逆断层地带。目前，煤矿计划是将反推式开采向西北方向进行，即平行于压缩轴的方向。随着开采逐渐逼近某些位于下降盘的断层，在这个方向继续开采会导致高危突出点的持续暴露。目前的钻孔引流模式是有效的，因为它穿过平行于延伸主轴方向的裂缝，主轴从东北或西南方向延伸。为了尽量减少高危突出

点的持续暴露，建议反推式开采的方向可以改变，以避免逆断层的下降盘同斜断层交叉。开采方向的重新确定也能为有效地抽采设计方案提供其他的选择。

4.2 地层学

下面的简短摘要将概述林华含煤区块内的主要地层单元

(Figure 3 and Exhibit 5) 的特征属性。

4.2.1 下三叠统

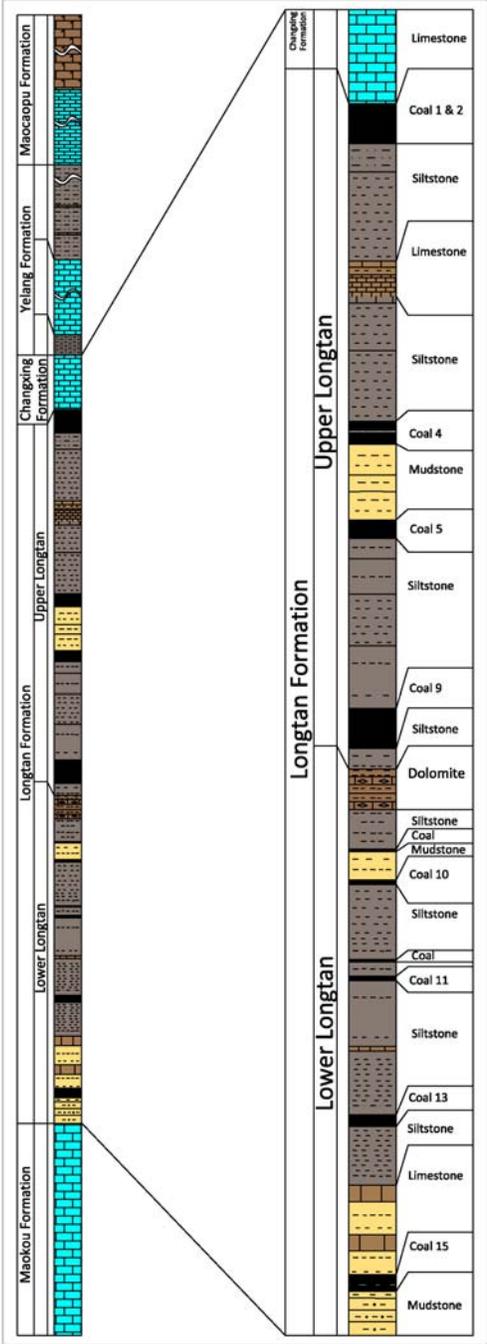
下三叠统的夜郎组和茅草铺组地层暴露于 Map 1 所示的矿区地层表面。这些地层单元包括由溶洞，落水洞和泉水构成的石灰岩水溶地层，以及白云石和不透水的粉砂岩互层。

茅草铺组地层

茅草铺组地层暴露在矿区的东部。上部岩相包括厚达

240 米的白云岩。下茅草铺组岩相是石灰石，白云石薄互层平均厚度为 236 米。它是岩溶相地貌，其含水层产水量大于 100 升/秒。

夜郎组地层



夜郎组地层由三个岩性单位组成，上部岩相主要是厚度达 164 米的粉砂岩；中间相是玉龙山，是一组平均厚度达 217 米的鲕粒灰岩，而下伏的石灰岩是属于沙堡湾层，是一个不透水粉砂岩地层，平均厚度达 15 米。鲕粒灰岩是含水层内重要的含水单元。

Figure 3: 简单地层柱状图，蓝色部分显示石灰岩形成的岩层

4.2.2 二叠纪沉积

下伏的二叠纪沉积物分为上、下两个岩相。煤矿区域的上二叠系平局厚度达 133 米，包括长兴组石灰岩地层和龙潭组含煤地层。长兴组石灰岩地层是含水层，而龙潭组含煤地层被分为上龙潭组地层和下龙潭组地层。这是一个淡水沉积为主的（部分在海洋环境或近海洋环境沉积）粉砂岩与泥岩间层形成的沉积物煤层层系，煤层 1 到 9 位于上龙潭组，而煤层 10 到 15 位于下龙潭组。

长兴组地层

上二叠系长兴组地层主要是由厚度达 39 米的石灰岩组成。这些石灰岩地层是含水层，流量可达 20 升/秒，能够通过裂缝将产生的水流入到下伏的 4 号煤层和 5 号煤层，并且能进入到垂直的矿井和通风口内。在地层钻探的过程中曾出现钻井液循环的缺失和产水量的增加。

龙潭组地层

上二叠系龙潭组地层暴露于矿区的背部和西部边缘，厚度范围在 92 米到 127 米之间，平均厚度达到 106 米，由海相和非海相沉积物组成，包括细粒砂岩，粉砂岩，泥岩，泥灰岩，灰岩和煤（煤层 1 到煤层 15）。它是该地区唯一的含煤地层。

上龙潭组地层

上龙潭组地层的平均厚度达到 58 米，主要是砂岩和泥岩、石灰岩间层形成，包含的煤层为 1 号到 9 号煤层。4 号、5 号和 9 号煤层普遍具有可采厚度和质量。4 号煤层平均厚度达到 1.65 米，4 号煤层平均厚度达到 1.45 米，但是只有局部的厚度达到了可采程度（表 1 所示）。9 号煤层是这三个煤层中最厚的，其平均厚度达到了 2.98 米，在整个采矿区域内的厚度和质量都达到了可采的程度。

表 1：煤层厚度摘要

煤层号	平均厚度 (米)	平均开采 厚度 (米)	镜质组 反射率	分布
4	1.65	1.21	3.280	占矿区的 70%，矿区北部和南部的厚度为 1.5 米
5	1.45	1.17	3.444	分布在煤矿开采区的中部
9	2.98	2.77	3.460	占矿区的 100%，位于煤矿中部的厚度维 3-5 米
13	1.02	1.14	na	矿区的北半部分的厚度为 0.8-2.0 米
15	1.26	1.14	3.254	最后的部分在矿区的北部和南部

来源: GGPBICG (2002)

由于上覆的长兴组灰岩含水层距离附近的 4 号煤层的平均厚度仅仅为 29 米，水能通过采矿活动产生的沉陷裂缝，流经长兴组地层，流入煤矿。

下龙潭组地层

下龙潭组地层的平均厚度达到 48 米，主要是砂岩和泥岩、细砂岩、煤层和一些位于低岩相的粘土石灰岩间层形成。在这一地层内可以找到 10 号到 15 号煤层。

茅口组地层

下伏在下龙潭组地层的是下二叠统茅口组石灰岩地层，有着优良的微晶结晶纹理。有些具有岩溶特征的地方暴露在北部和西北部矿区。地层至少 83 米厚，大部分煤炭勘探钻孔不能够穿透整个茅口组地层的厚度。茅口组地层是含水层，水流量为 0.13~1.75 升/秒。

4.3 煤炭资源

整个井田，龙潭组地层内发现的煤层数量从 9 到 21，这些煤层在质量、厚度以及分布上都是不同的。矿区内发现的主要煤层是 1 号、2 号、4 号、5 号、9 号、10 号、11 号、13 号和 15 号煤层。长壁开采法是用于本地区的采煤方法。

4.3.1 厚度和分布

矿区内发现的主要煤层当中，4 号、5 号、9 号、13 号和 15 号煤层的厚度都达到了可采程度。累积厚度范围从 3.01 至 12.13 米，平均厚度为 6.39 米。其中，9 号煤层最厚，也是矿区内最广泛分布的煤层，所以它是煤层开采的主要目标。

4 号煤层

4 号煤层位于上龙潭组地层，位于长兴组石灰岩地层以下大约 20.1 到 44.6 米处，其平均厚度达到 1.65 米 (**Figure 4**)。经测算，矿区内 4 号煤层的煤炭总储量预计 3458 万吨。

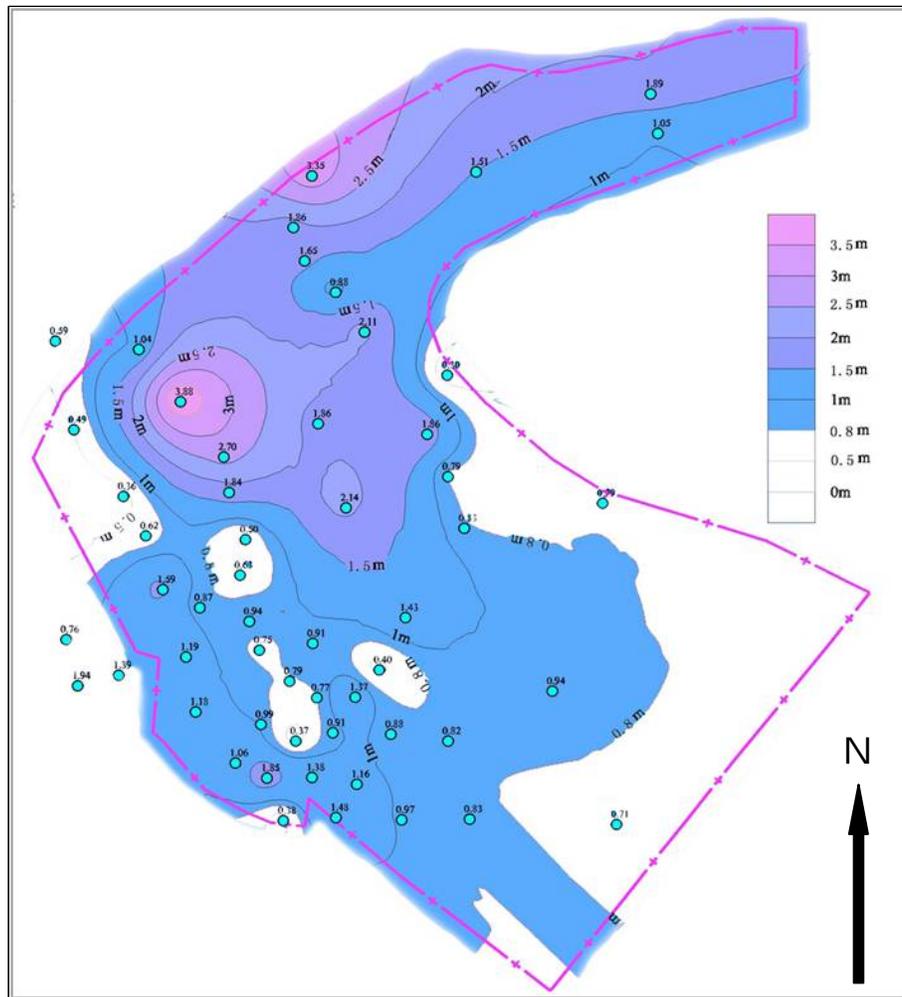


Figure 4 : 4 号煤层厚度图

来源 : GGPBICG (2002)

5 号煤层

5号煤层也是位于上龙潭组地层，位于4号煤层以下大约6米到7米处，其厚度范围从靠近矿区中心处的0.58米到位于北部区域的2.02米，平均厚度达到1.45 m米 (Figure 5)。经测算，矿区内5号煤层的煤炭总储量预计2856万吨。

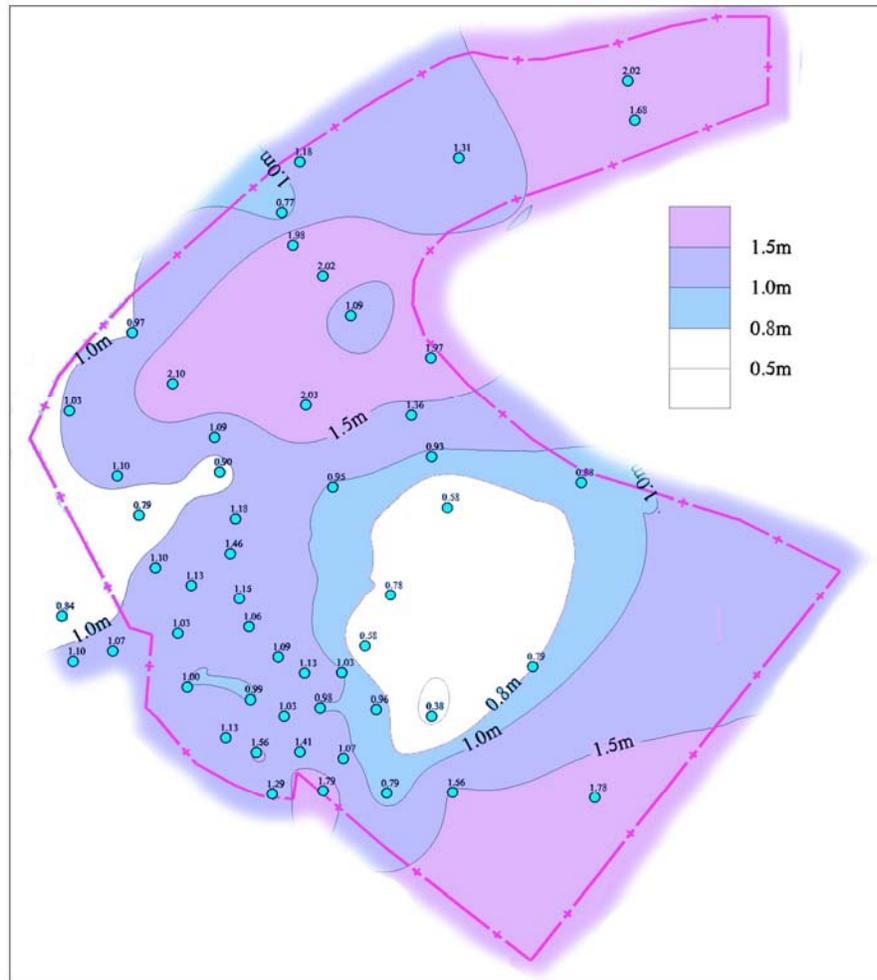


Figure 5 : 5号煤层厚度图

来源：GGPBICG (2002)

9号煤层



9号煤层位于上龙潭组地层的下部区域，厚度范围从0.7米到5.82米，平均厚度达到2.98米。9号煤层是矿区内最厚的，也是分布最广泛的煤层，因而煤层开采比较容易，它是该地区煤层开采的主要目标（**Error! Reference source not found.6**）。经测算，矿区内9号煤层的煤炭总储量预计为8509万吨。

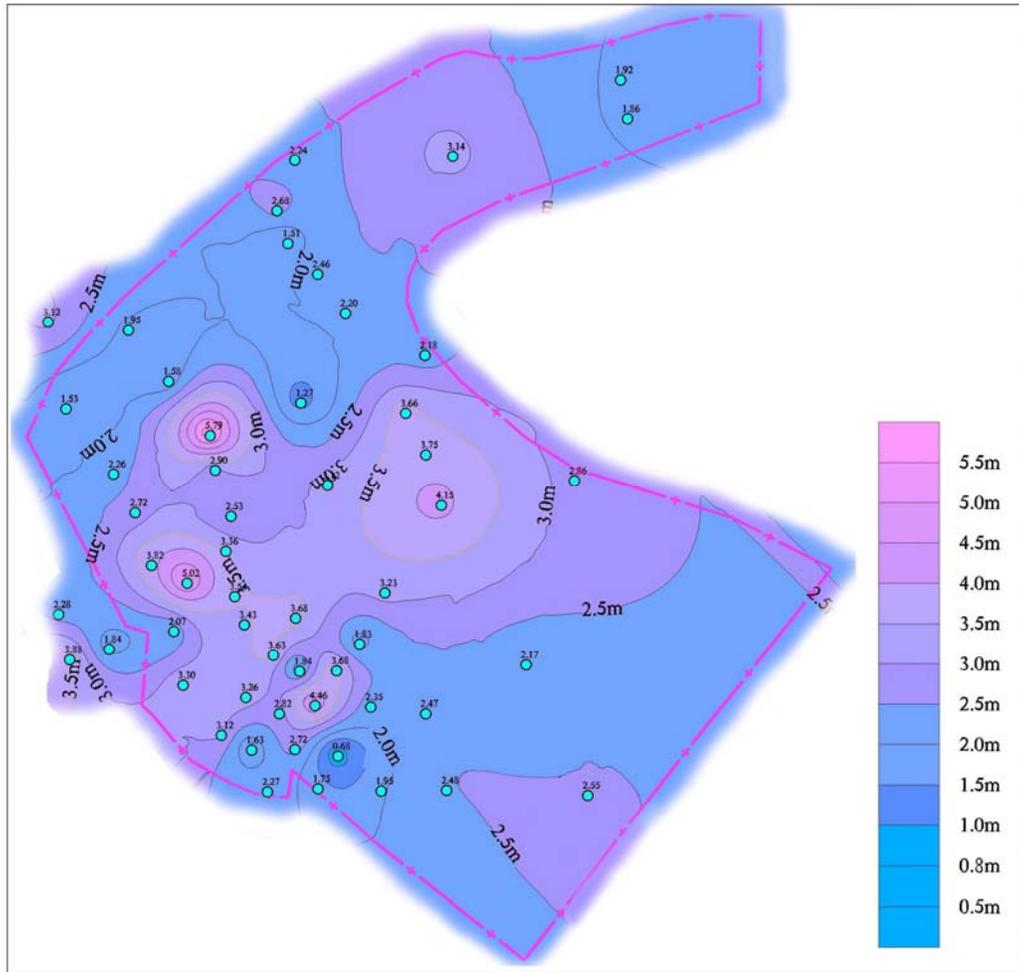


Figure 6 : 9号煤层厚度图

来源: GGPBICG (2002)

13号煤层

13号煤层位于下龙潭组地层的低岩相区域，厚度范围从矿区南部的 0.28 米到矿区中心地区的 2.56 米，平均厚度达到 1.02 米 (Error! Reference source not found.)。经测算，矿区内 13号煤层的煤炭总储量预计为 1419 万吨。

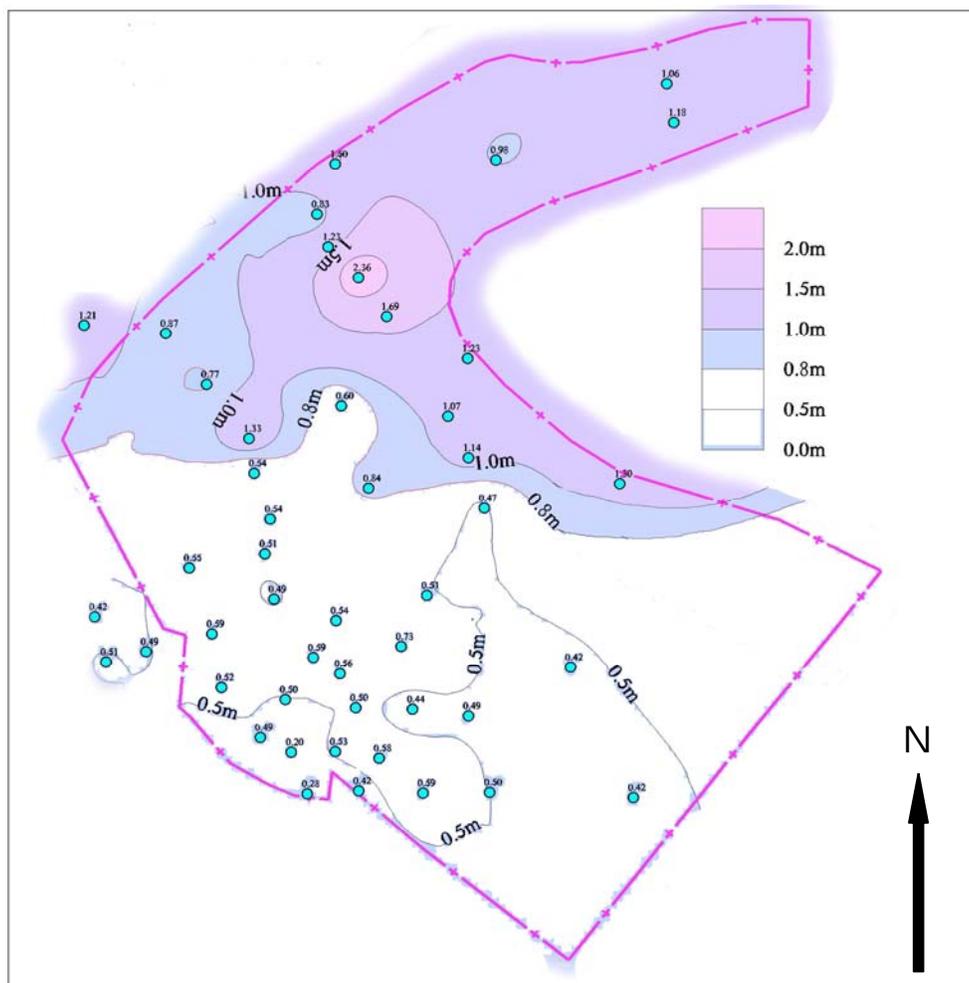


Figure 7 : 13号煤层厚度图

来源: GGPBICG (2002)

15号煤层

15号煤层位于下龙潭组地层的低岩相区域，位于13号煤层以下，茅草组地层顶部3米到4米以上的范围内。其平均厚度达到1.26米，最大厚度出现在远离矿区中心的北部地区，为2.69米 (Reference source not found.)。经测算，矿区内15号煤层的煤炭总储量预计为1205万吨。

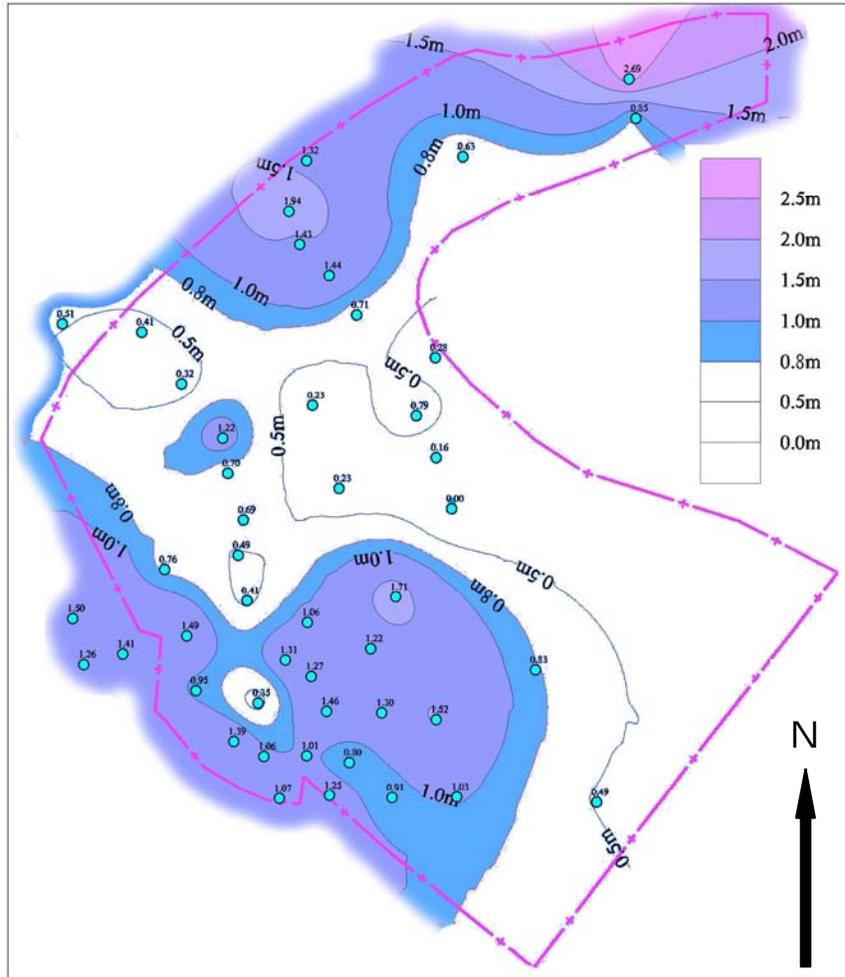


Figure 8 : 15号煤层厚度图

来源: GGPBICG (2002)

4.4 煤炭质量

龙潭组的煤炭的煤阶主要是无烟煤，但是矿区内煤炭的质量 (Table 2) 是相对于深度变化的。矿井煤炭运行分析显示，在潜煤层，4、5 和 9 煤层，灰分和挥发物的含量随深度下降，但是在深煤层，13 和 15 煤层，情况正好相反，其中，9 号煤层的灰分和挥发物的含量整体都较低。测量的最高的灰分含量出现在 4 号煤层，为 38.9%，最高挥发份含量出现在 15 号煤层，为 17.2%。

硫组分的分析表明，煤层 13 和 15 的含硫量较高（平均含量为 2.5%~4.3%），较浅煤层的含硫量较低（平均含量为 0.9%~1.2%），测量的最低硫份含量出现在 9 号煤层，为 0.9%，最高硫份含量出现在 15 号煤层，为 10.2%。

表 2：煤质表

		煤层 4			煤层 5			煤层 9			煤层 13			煤层 15			开采		
		初值	末值	平均	初值	末值	平均												
原煤	水分%	0.64	4.34	1.99	0.39	3.35	1.41	0.48	3.68	1.81	0.78	3.83	2.29	0.44	2.6	1.34	0.44	4.34	1.8
	灰分%	14.57	38.9	23.9	14.02	38.4	20.9	12.08	25.1	16.5	17.96	35.9	27.3	21.49	37.8	30.1	12.08	38.86	23.72
	挥发物质%	5.11	6.72	6.72	4.34	11.3	6.74	4.18	13.3	5.93	4.07	12.2	7.77	6.29	17.2	10.8	4.07	17.22	7.6
	含硫量%	0.38	1.15	1.15	0.32	4.01	1.2	0.34	2.03	0.88	1.24	4.01	2.47	1.19	10.2	4.33	0.34	10.16	2.01
	热值 MJ/kg	18.67	25.4	25.4	19.61	28.7	26.2	25.1	29.7	27.9	20.42	27.7	23.8	16.74	32.8	22.9	16.74	32.79	25.25
清洁煤	水分%	0.43	1.49	1.49	0.22	2.89	1.41	0.61	4.19	1.64	0.71	3.7	2.09	0.35	2.17	1.15	0.22	4.19	1.56
	灰分%	7.19	8.87	8.87	5.49	8.86	7.46	6.12	14.1	7.31	5.93	12.8	8.25	7.04	10.5	8.6	5.49	12.76	8.1
	挥发物质%	4.21	5.53	5.53	4.41	6.97	5.12	3.96	7.73	4.98	3.89	5.64	4.79	4.19	7.09	5.59	3.9	7.73	5.2
	含硫量%	0.37	0.67	0.67	0.37	2.09	0.73	0.33	0.7	0.52	0.6	1.47	1.1	1.00	6.92	2.81	0.33	6.92	1.17
	热值 MJ/kg	30.1	30.8	30.8	30.34	31.9	31	30.58	32	31.1	29.46	32.2	30.7	27.59	34.5	30.5	27.59	34.48	30.81

来源: GGPBICG (2002)

4.5 煤炭储量

矿区煤炭总储量估计为 1.745 亿吨。参照贵州省煤田地质勘探局（GGPBICG）所作的工作，根据勘探过程中每个监测点的延伸距离，将林华矿区的煤炭储量进行分类。关于煤炭储量分类系统的详尽描述，请参考 Appendix 1。

正如我们从表3中看到的，A等级储量仅仅是对于深度低于950米的9号煤层来估计的。由于突出发生的概率较高，这将使得开采的条件更为困难，需要更进一步准确的勘探。

表 3: 深度和等级确定的可采储量

水平	煤层号	可采储量				
		等级 A (百万吨)	等级 B (百万吨)	等级 C (百万吨)	Grade D (百万吨)	Total (百万吨)
700 米以上	4		1.29	3.17	1.83	6.29
	5			7.29	2.09	9.38
	9		4.68	15.47	7.02	27.17
	13			8.45		8.45
	15			1.06		1.06
	总计		5.97	35.44	10.94	52.35
700-950 米	4		4.47	13.65	0.73	18.85
	5		3.56	4.14	1.6	9.3
	9		17.52	17.08		34.6
	13			3.69		3.69
	15			6.17		6.17
	Total		25.55	44.73	2.33	72.61
950 米以下	4		1.39	8.05		9.44
	5		4.14	5.74		9.88
	9	1.51	13.8	8		23.31
	13			2.05		2.05
	15		1.64	3.18		4.82
	Total	1.51	20.97	27.02	0	49.5
总计		1.51	52.49 10	7.19	13.27 17	4.46

来源: GGPBICG (2002)

4.6 水文地质

矿区内主要的三个含水层主要位于玉龙山层段、长兴组地层和茅口组地层。从水文学角度来看，相对于上覆的玉龙山组（217 米厚）和长兴组（39 米厚）的三叠纪灰岩层的组合厚度来说，含煤二叠纪龙潭组（106 米厚）是比较薄的（Table 4：水文地质综述）。

已经知道的是，长兴组含水层通过开采过程中产生的裂缝淹没了 4 号和 5 煤层的开采巷道。4 号和 5 煤层的裂缝逐渐向上增长，达到的高度分别为煤层以上 30.6 米和 35.5 米，然而从 4 号煤层的顶部到长兴组地层底部的距离大约为 29 米，这种情况严重威胁到了煤炭生产安全。

下伏于下龙潭组含煤地层的是二叠系茅口组地层。茅口组地层是一个比较厚的石灰岩。茅口组石灰岩要比 15 号煤层深约 3.7 米，比 13 号煤层大约深 17.5 米。对 15 号煤层底板进行了测试，仅仅能抵御大约 4.6 兆帕的静水压力，这表明，地层的承受能力太弱，不能防止茅口组含水层向上覆煤层内突水。

总的来说，9 号煤层似乎并没有水侵的重大问题。小型连续降雨后产生的涓涓溪流可以在矿井巷道看到。而且，在通过玉龙山组和长兴组灰岩进行公路建设的过程中，可以发现些许的水流流过的证据。矿井内发现的水来自于玉龙山组和长兴组灰岩，流动比率一般小于 5.0 升/秒。林华煤矿内的水流一般在 2.8 升/秒至 13.9 升/秒的范围内，而林华煤矿的水排放速率平均为 125.0 升/秒。在矿区内有 29 口水质监测钻探井，完整的井号以及每口井的深度，请参考 Appendix 2。

从 2001 年 8 月至 2002 年 3 月对信达煤矿进行观测得到的排水速率介于 2.8 升/秒至 19.9 升/秒之间。沉降的水是矿井水资源的主要补给方式，而这些是与降雨量直接相关的，长兴组石灰岩地层的地下水则可全年为矿井提供水资源补给。

表 4: 水文地层综述

年代	地层	厚度	地质和水文特征描述
----	----	----	-----------

		(米)	
三叠系	茅草铺组地层	432-495	上部岩相为白云石，中部和底部岩相包括石灰岩、白云石和角砾石灰岩互层。岩穴、地下河流以及岩穴内裂缝中的水。地下河流的流动速度为 100 升/秒，泉水的流动速率为 20-100 升/秒。水中的化学组分主要为碳酸钙。
	玉龙山地层	372-504	玉龙山组地层 ：上部岩相为泥岩，较低层段的岩相为石灰岩和粘土石灰岩（石灰岩顶部岩穴中的水和地下河流的增长都是平缓的，地下水的流动速率为 100 升/秒）间层，底部岩相为泥岩和泥质石灰岩。 长兴组地层 的岩性为石灰岩， 龙潭组地层 是由砂岩、粘土岩、泥岩和煤层组成，空隙中含水。石灰岩中绝大多数的泉水的流速为 10-20 升/秒，地下水的径流量为 1.61-6 升/秒.平方千米，钻孔中的水流流速为 0.027-0.079 升/秒。水中的化学组分为碳酸钙，矿化度为 0.11-0.26 克/升。
二叠系	长兴组地层	40-74	石灰岩 ：喀斯特地貌、岩穴以及地下河流比较发育，裂缝中含有水分。地下水的流速通常大于 100 升/秒，泉水的流速为 10-20 升/秒，地下水的径流量为 4-10 升/秒.平方千米，流入钻孔中的水流为 0.030-0.175 升/秒.米。水中的化学组分为碳酸钙，矿化度为 0.07-0.39 克/升。
	龙潭组地层	44-110	
	茅口组地层	181-258	

来源：GGPBICG (2002)

4.7 金沙县煤炭资源勘探及开发历史

勘探

从 1967 年年初到 1999 年，在金沙西部地区共实施了 4 次勘探活动。这些勘探活动包括钻井、挖沟勘探和地质绘图活动，以确定林华矿区可采煤层的分布。

煤矿开采

从 1966 年起，金沙县就开始在煤层露头处进行开采。目前，这里已经有了 40 个运营的煤矿，所有的煤矿都是从 9 号、4 号和 15 号煤层进行采煤。煤矿的主平巷主要是斜巷道（下降的），只有几个是水平设计的巷道或者说是入口。开采深度一般在 40~60 米，最大深度的范围从 150 至 200 米。年产煤量大约为 10,000 到 90,000 吨，采矿所用的普遍方法是爆破、拣选和挖掘。

林华一矿，最初设计年生产能力 60 万吨，主要以爆破、拣选和挖掘方式采煤。截至目前，煤矿仍没能运行。

林华二矿，于 2001 年开始进行运营，最初设计生产能力是年产煤 150 万吨，可开采年限为 51 年。在 2001 年至 2006 年这一段时期，采用的是长壁开采法，发生了 24 起瓦斯与岩石突出事故，其中有 23 起是发生在 9 号煤层，1 起是发生在 5 号煤层（**Exhibits 2 and 3**），最后一一起突出事故发生在 2006 年，导致了 8 名矿工的死亡。平均每一次突出会产出 85 吨的煤炭和 12,000 立方米的甲烷。在这些突出事故之后，矿井闲置，并最终出售给贵州能发电力燃料开发有限公司。矿井钻探作业在 2009 年 5 月得到了恢复，并在同年 9 月份开始了煤矿的运营。矿业公司目前正处于正式采矿作业之前测试的最后阶段。

4.8 煤矿瓦斯

这个矿区的瓦斯和二氧化碳含量突出，并且有矿井瓦斯突出和爆炸的历史。林华煤矿产生了巨大的甲烷排放量。在 2001 年至 2006 年这一段时期，采矿过程中发生了 24 起与瓦斯相关的突出事故，其中有 23 起是发生在 9 号煤层，1 起发生在 5 号煤层。瓦斯问题已成为煤矿安全的主要障碍。

林华煤矿与贵州矿山安全研究所签订了技术研究合同以防止林华煤矿的瓦斯气体突出，这份合同还包括一个瓦斯抽排系统的设计。

这项工作的初步勘测结果表明，煤矿瓦斯储量在 59.4 亿立方米，预计的可采储量为 30.3 亿立方米。因此，煤矿瓦斯抽采量应为 122 立方米/分钟，其中在高负压下为 85.4 立方米/分钟（70%），低负压下为 36.6 立方米/分钟（30%）。瓦斯浓度，在高负压系统下应能达到 40%，而在低负压系统下应能达到 20%。

根据煤炭科学研究院重庆分院在 2004 年 5 月的研究结果，9 号煤层被定性为瓦斯突出煤层，而 4 号和 5 号煤层被暂时认为没有任何突出危险的煤层。然而，根据林华煤矿管理部门提供的资料显示，在 2004 年 12 月的煤矿开采过程中，5 号煤层也曾经发生了一次突出事故。

4.9 林华煤矿

林华煤矿煤瓦斯吨煤含量平均为每吨 16.38 立方米，最高瓦斯含量在 4 号煤层观察到，为每吨 33.3 立方米；5 号煤层瓦斯含量为每吨 21.9 立方米；9 号煤层瓦斯含量为每吨 31.0 立方米；15 号煤层瓦斯含量为每吨 20.5 立方米。林华煤矿的 13 号煤层没有进行解吸测试。

表 5: 2 号矿区和“A”矿区的气体含量 (+800 米海拔)

煤层	A 煤矿开采区域的气含量 (立方米/吨)		总量	A 煤矿开采区域的气含量 (立方米/吨)		总量
	气含量 (立 方米/吨)	剩余气含量 (立方米/吨)		气含量 (立 方米/吨)	剩余气含量 (立方米/吨)	
4	22.63	4.14	26.77	15.38	4.07	19.45
5	11.55	4.32	15.87	15.60	4.82	20.42
9	20.22	4.37	24.59	17.00	4.50	21.50
13	16.40	3.54	19.94	16.40	3.76	20.16
15	16.40	2.54	18.94	16.40	2.54	18.94

来源: GCMDI (2002)

表 6 列出了林华煤矿每个可开采煤层的煤和煤层气资源资源, 以及煤层瓦斯的含量和每个煤层的潜在瓦斯产量。(GCMDI, 2002 and MSRIGP, 2006).

表 6: 煤层的天然气 (甲烷) 资源

煤层	煤炭资源 (10,000 tons)	瓦斯含量(m ³ /t)		可能的瓦斯产量 (10,000 m ³)*	瓦斯资源量(10,000 m ³)		抽采效率 (%) ¹	
		2002*	2006**		2002*	2006**	2002*	2006**
4	3,360	22.63	33.3	54,013.6	76,036.8	111,888	71.0%	48.3%
5	2,799	11.55	21.9	30,955.8	32,328.5	61,298.1	95.8%	50.5%
9	8,684	20.22	31.0	152,039.3	175,590.5	269,204	86.6%	56.5%
13	1,347	16.40	20.5	10,811.9	22,090.8	27,613.5	48.9%	39.2%
15	1,217	16.40	20.5	14,380.0	19,958.8	24,948.5	72.0%	57.6%
围岩	N/A	13.08	N/A	N/A	48,900.8	N/A	N/A	N/A
TOTAL	17,407	N/A	N/A	262,200.6	374,906.2	N/A	N/A	N/A

来源: GCMDI (2002)

¹ 抽采效率是通过林华煤矿设计报告 (GCMDI , 2002) 中的 Table5-3-1 的可能的瓦斯产量除以整个瓦斯资源量所得。

4.9.1 矿井通风及瓦斯排放

林华煤矿使用带有两个风扇的分区风排系统。2006 年，煤矿报告了采矿作业过程中两个风扇的气体流量以及甲烷的浓度。第一个风扇中测得的进口处的气体流量为 5,316 立方米/分钟，而回风处的气体流量为 5,673 立方米/分钟。这一风扇测得的甲烷浓度为 0.4%—0.58%，甲烷排放量为 25.6-33.6 立方米/分钟。第二个风扇处测得的气体流量为 540-740 立方米/分钟。回风处的甲烷浓度为 0.46%—0.76%，甲烷排放量为 4.24 立方米/分钟。矿井是针对相对瓦斯涌出量 $40\text{m}^3/\text{t}$ 来进行的设计。

相对瓦斯涌出量是指一定时间段内，采矿过程中释放出来的所有瓦斯量除以煤炭产量，单位是方/吨煤。涌出的瓦斯含量包括从正采煤层释放出来的瓦斯量和因受采煤扰动，从邻近岩层释放出来的瓦斯量。根据中国煤矿安全生产规程，如果煤矿的相对瓦斯涌出量超过 10 方/吨煤，或者绝对瓦斯涌出量超过 40 方/分钟，或者煤层的压力超过 0.74MPa，则这个煤矿就被称为高瓦斯矿井。根据这些标准判断，林华煤矿是高瓦斯突出矿井。

4.9.2 瓦斯抽采

林华煤矿的瓦斯抽采系统包括从回风巷钻探的一系列交叉钻孔和从采区顺槽钻探的本煤层及穿层钻孔，这两种类型的钻探都是对煤矿瓦斯进行预抽（**Figure 9**）。矿井开采的第一阶段，在 2093 工作面，已经钻探了超过 400 个的穿层钻孔和多于 140 个的交叉钻孔。2093 工作面钻探的钻孔的总长度超

过了 22,000 米。交叉钻孔是成套进行钻探的，每一套钻孔包括五个以扇形模式钻探的钻孔，其长度范围在 65 米到 100 米之间，向上的倾角范围在 50 度到 58 度之间，并向上覆的 4 号煤层和 5 号煤层倾斜，为的是在开采 9 号煤层之前能够将气体预抽出。随着开采顺槽的推进，本煤层抽采钻孔以 5 米的间隔，以平行于煤层的角度，布满整个长壁开采面，钻孔深度为 50 到 100 米。一旦这两种类型的钻孔都进行了钻探，那么竖管就要插入到每个钻孔内长达数米并进行灌浆。接下来只有少数的钻孔（4 个到 5 个）要用铅垂校直到一个流形，这些钻孔的间隔沿着采区顺槽均匀分布。每个流形依次连接到地下瓦斯集输系统，该系统与地面抽放泵站相连。地面抽放泵站可以对所有的煤矿钻孔进行抽采。抽采出气体的质量变化取决于周围的竖管密封质量、周围井的压裂程度以及每个钻孔运作时间的长短，其中周围井的压裂程度随着煤层的脱水和脱气而有所增加。瓦斯抽采记录仅仅在应用长壁开采法开采 2093 采面的最近两年中才能看到。这些记录显示已抽采超过 4,000,000 立方米的气体（纯甲烷）。

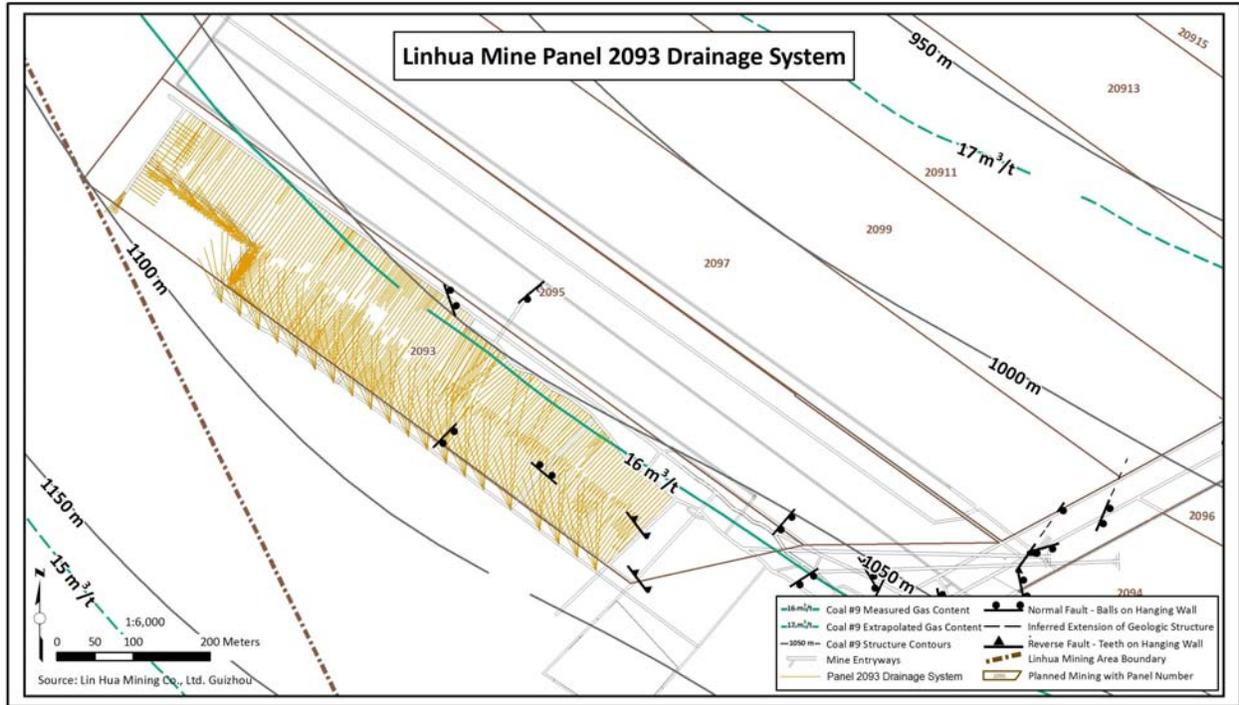


Figure 9 : 林华煤矿 2093 工作面抽采系统

5.0 瓦斯抽采、生产及回收方案改善提议

考虑到抽采一个长壁采面仍需要相当数量的钻井工作和抽采时间，林华煤矿管理层有必要寻找一种可替代的抽采设计。通过与贵州煤矿安全生产局和能发公司以及林华管理部门的讨论，决定对地面抽采钻井方案进行深入调查研究，确定它是否在技术和经济上是一种可行的替代方案。以下部分详细描述了由 Raven Ridge 项目团队提议的方案。

5.1 背景

林华煤矿与中国西南四川盆地这个可以提供油田和钻井服务的地方相对比较隔绝，且距离比较远，而与有中国石化枢纽之称的东北，之间的距离更为遥远，更不能享受到那些服务。不过，贵州省煤田地质局拥有并运作一台先进的定位钻机。这个钻机现正被用于一个和这份可行性研究报告里提供的钻孔方案类似的项目。

拟议的钻井计划的目的是预抽 9 号煤层（2.5 米厚），上覆的 5 号和 4 号煤层（每个 1.5 米厚）。在 9 号煤层进行了穿层钻孔，相对比较成功地抽采出来了瓦斯气，然而这种方法受限于钻孔孔径、钻孔间距，和钻孔能承受的抽采时间的长短。拟议项目预想通过定向钻井，实施贯穿计划的多个长壁采面钻井，钻井包括主干井和定向分支扩展（也成为侧井）。沿着主井，每 60 米（或更少）的间隔，钻探侧井。这些侧井将增加各主井之间煤层的渗透性。拟议项目包含 8 个井群，每个井群都包含

主井和侧井。这些井群，或者称为定向钻井列 (DDWA) 将在三个可采煤层实施。如下的 Figure 10 ，可以看出拟议的包含主井和侧井的布局。为了节约钻井平台的建设成本和大量道路的修建成本，钻井平台将采取先钻 4 号煤层，接着 5 号煤层，最后 9 号煤层，逐级钻井以补偿井头。

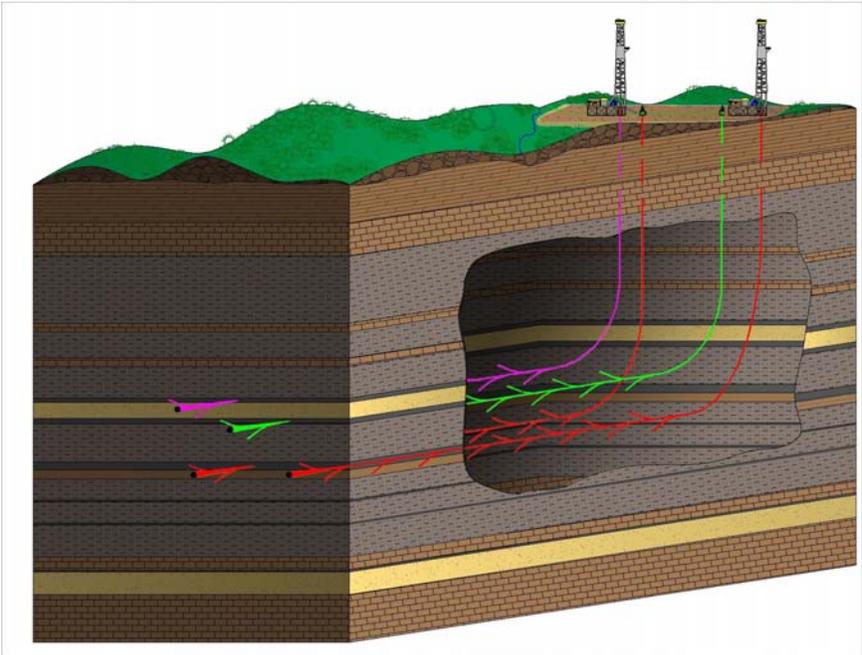


Figure 10 : 显示钻孔概念性规划的结构图

9号煤层的近似真实垂直深度 (TVD) 为 450 米。5号煤层在 9 煤层以上约 20 米处，4号煤层在 9 号煤层以上大约 30 米处，因而，必须很小心的钻成一个巢式钻井，如 Figure 10 所示。虽然钻井无疑将会遇到未知的断层和煤层的起伏，可用的地质数据表示煤层是相当平而且并不复杂。详尽的钻井步骤，请参考 Appendix 3，Appendix 4 包含一个详细的钻井工程分布图，其中图 C 为拟议的第 1 号定向钻井列 (DDWA1)。

5.2 拟议的水平钻探计划的成本分析基础

Raven Ridge 小组聘请了一位在中国有 20 年设计和实施钻井项目经验的工程师，来开发一个适用于林华煤矿情况的钻井计划。基于林华矿区现有可得资料，他分析并开发出了一个钻井计划和一份详细的认可的成本概算 (AFE) 电子表格，这个电子表格可以随着钻井实施所作的调整而调整。认可的成本概算列出了成功实施一个钻井项目所需的设备和服务，对于钻井项目设计和预算来说，这个概算必不可少。详细的成本概算 (AFE) 和一个列出各项工程耗时的图表，作为我们这个项目的一部分，请参考 Appendix 3。这些工具被用作开发一个完整的钻井模型，以及开发出 Raven Ridge 经济分析模型所需的成本概算。这些概算在本文 9.2 节表 13 中列出。这些投资概算很有指导意义，并且，将被用于潜在方案的经济分析比较中。

5.2.1 物流和成本假设

下面这些参数，将作为钻井方案设计的基础和用经济分析模型进行经济分析得投资概算基础。

- 费用以项目的基础。这意味着正在进行，最小 1 台钻机的计划。由于推荐的钻井方案在中国尚属首次，因此费用不基于实际历史钻井工作状况。考虑到实施这类项目的大量不确定性，钻井成本中包括 20% (约 40 万美元) 的不确定成本。待辅助设备和服务确定后，这类不确定性会因此降低。工业研究证明，定向钻井项目可以随着某类钻井过程的推进，为了保持地质和钻井条件的一致，进行合适的调整，而得到优化。假定这个优化能在第一个钻井之后实施，将净节省 10% 的成本。

- 从与采面平行的多管井场平台钻入采面，这样就能实施穿层钻孔，穿过计划的长壁开采面。拟议项目将在每个钻井平台钻入多至 11 个井孔，少至 1 个井孔。9 号煤层的钻孔成本与 4、5 号煤层的钻孔成本基本不会相差很大，因为钻井深度仅为 15~30 米。需要一个顶部驱动钻机来钻井，可以从贵州省煤田地质局得到。它 2000 米或 2 500 米的钻井能力，将足够为此项目的钻井服务。在北美，新一代钻机被用于在钻井一系列定向井时，方便从一个钻孔移动到另外一个钻孔，这类钻机不需要完全拆除杆柱，就能够水平滑动，不幸的是，这类钻机国内没有。气雾钻井可能适用于此项目。如果气雾钻井可以取代传统流体钻井，钻井时间应大大减少。不幸的是，空气雾钻井在中国使用并不普遍而且首次尝试使用此方法会导致巨额成本，因为设备必须是固定的，同时运输费用可能会很高。这个过程的成本可能抵消钻井过程中任何节省的成本，直到钻机操作人员获得气雾钻机使用经验。如果使用空气雾钻，随钻电磁测井则是必需的，而当前我国没有这种技术，我们还需要引进技术。同时由于后勤原因每日随钻电磁测井成本亦会增加。基于这些原因，成本核算将基于传统的水基钻井液。
- 假定使用常规西方随钻测井 (非电磁)设备，能够提供此技术支持服务的最近的地方是重庆或成都。虽然贵州省煤田地质局有这套设备，不过，如果需要额外的服务，将会需要位于蛇口和天津 (由车运输约走五天)的设备和人员，这样会增加随钻测井成本。
- 将使用西方钻头。因为它们可以提供一致的性能，并且能够不需要钻透整个井孔。

- 钻井天数和钻井深度的比值曲线比较保守，表面沉积似乎有一些明显的钻井问题。为了保持钻孔在钻井时在煤层中的形状，钻探钻井水平部分要慢一些，比较耗时。钻井水平部分会经常出现问题。
- 中国钻井操作员通常在多点作业和作业速度上比西方的操作员差一些。在钻浅井，操作钻机的时间比钻机旋转钻井的时间要长的时候，将会受到很大的影响。这也将会大大影响钻井天数与钻井深度的比例，对钻井总成本也有很大的影响。第一个定向钻井群（DDWA），使用西方的钻井监督，需要做一个培训，因此，额外的成本必不可少。
- 这个地方山脊到山谷落差 200 米。钻机将被安置在山脊上，因此，道路建设是整个投资中很重要的一部分。将道路加固，优化道路的使用，使得一条道路可以服务于多个施工点，这点非常重要。

钻场的建设成本和钻机的移动成本是分开核算的。在中国，给钻场和管道买地非常昂贵。项目采用金沙县的价格。对所有完井来说，都应是开放的钻孔，并且自然需要可以安装玻璃钢内衬和人工提升装置。

5.3 拟建的钻井项目的实施问题

水平井的最大抽采通常可以通过对垂直于主夹板系统钻井到达。开采计划将会倾向于指示井位，而不是夹板系统的方向。这可能会导致抽采井不处在是最佳位置，并可能导致额外打井。

理想情况下，多井平台将能够钻入到采面东部和西部。水平井可能不涵盖由于到浅埋深度采面的整个长度。因为目前计划采煤的煤层相对较浅（真正垂直深度 450 米），钻场将被设置在高点，这样能够使水平定位的钻孔得到最大的垂直距离。

另外，在浅石灰石间隔中，存在大量的钻井液循环漏失问题，报告在玉龙山段有丰富的喀斯特结构能导致钻井液循环漏失。这些将使钻孔很难达到足够长度或将开采井定位在煤层中，因此详述的计划是很关键的，并且需要选择经验丰富的钻井人员以增加钻井成功的可能性。

在钻井孔洞的大角度区域时，煤炭可能变得不稳定，甚至在钻进过程中，脱落掉入孔洞，产生问题。作为防备措施，需要在钻生产井之前安装套管。由钻井液引发的对煤层的损坏可能会发反过来影响煤矿瓦斯的产量（不是煤炭产量），这也是一个问题。为了避免这些问题，含有高粘清屑泥浆的水可以作为在生产间隔时间的钻井液。在较浅地层中，需要仔细的检查与钻井循环液漏失相关的偏移钻孔或钻井数据问题。

在自然状态下完成钻孔将是保证钻井能够具有生产效率的合乎逻辑的首要考虑，但是，一个满足林华矿区生产要求的，不造成任何损害的钻井过程是很难做到的。通过钻井经验可以知道煤井机械稳定性和可用于钻井生产部分的钻井液的选择是成功的关键。从经验可知不完全补偿的水钻井液或者气雾钻井的随钻电磁测井是理想的，但还不确定煤层有足够机械强度承受这种方案；此外，目前这种设备国内见不到，可从澳大利亚得到。

6.0 煤炭市场

6.1 对林华煤矿的煤炭需求

林华矿井，位于金沙县政府所在地的西南，设计成为了提供黔北（4 x 300 兆瓦 机组）和金沙（4 x 135 兆瓦机组）提供原料。两个电厂隶属于中国电力投资集团公司（林华煤矿的母公司）旗下的贵州金元集团，均位于县城郊区并彼此相邻。两个电厂发的电，部分销售给贵州电网，部分通过南方电网 500KV 的线路送往广州，响应中央政府“西电东送”工程。如表 7 显示，这些电厂的电力输出绝对和相对于金元集团其他的电厂已相当强劲。

在 2007 年，黔北-金沙 71.8% 地方容量利用率在中国燃煤电厂是顶级的，在 2006 年整体上平均只为 58.8%（最新的公共可用的年统计数据）。虽然在 2008 由于国民经济整体增速放缓而导致了地方容量利用率下降 15.6%，黔北-金沙容量利用率仍然超出了全国平均水平，并且生产随着 2009 年经济整体上的好转一起反弹。

表 7: 贵州燃煤电厂输出, 2007-2009 年

电厂	装机容量 (MW)	电力输出 (million MWH)			生产能力系数(满负载时的等效小时数, 百分比)		
		2007	2008	2009	2007	2008	2009
金元集团总量(集体所有)	6280	36.8	28.8	39.1	5860 (66.9%)	4586 (52.4%)	6226 (71.0%)
黔北-金沙电厂	1740	10.9	9.2	10.5 (est.)	6264 (71.8%)	5287 (60.4%)	NA

贵州省总量	NA	82.5	81.1	NA			
-------	----	------	------	----	--	--	--

来源：中电投，贵州金元集团

广东市场是黔北电厂这些西电东送电厂的市场保障，尤其是在贵州本土市场面临不可预见的冲击的情况下。2008 年的下半年，贵州本土市场收缩时，中国南方电网当局增加了西电东送电厂，如黔北电厂，将电输往广州的分配量。

金元集团已经对外宣称，响应国家关停低效率小火机组的政策，将关闭金沙电厂 135MW 的机组。取而代之的是两台高效的 600MW 机组，这一步举动不会影响金沙火电厂的煤炭需求（CPI 金元集团，2010）。当发电量由于市场条件而下降时，黔北-金沙电厂在 2007 年消耗了 550 万吨煤炭，在 2008 年消耗了 450 万吨煤炭。金元公司领导指出，电厂 90% 的煤炭来自省级单位以下或是私人控制的煤矿，通过短期的合同供应。这些矿的可靠性差，煤炭的质量也不是很好，黔北-金沙以及其它的金元电厂接收到的大部分的煤炭大约是 4000-4500 千卡/千克，灰分显示水平超过了 25%。这些电厂的发电量时不时受煤炭短缺的限制。

正是为了提供更高质量及更可靠的煤炭供应，林华煤矿开始建设；150 万吨设计能力的整个输出将立即和永久性替换现在的煤炭供应。总之，基于贵州煤炭和电力市场的特点，我们可以确定对林华煤矿的煤产量需求不会有放缓的风险。

7.0 天然气市场

7.1 中国天然气市场的最新趋势

7.1.1 国内市场

中央政府做出了在 21 世纪初开发长输管线的决议，该管线从中国的西北部和东北华中地区较为偏远地区的富气油田向东部人口密集的工业中心来传送天然气，并引进进口的液化天然气传送到沿海的省份，这对中国的天然气消费具有重大的历史意义，在 2008 至 2009 年的经济动荡时期，坚持了天然气消费的有增无减，在可预见的将来，似乎能保持继续增长的势头。天然气消耗，由 2000 年的 235 亿立方米增加到 2009 年的将近 880 亿立方米，年增速将近 16%(CESY 2008 Table 5-12, NBSC 2010 Table 2, China Daily July 5 2010)。

即使这样的增长速度，天然气仅占中国的一次能源总供应量的百分之四至五，相比较而言，欧洲和美国为百分之二十三到二十四。中国国家发改委能源研究所半官方的预测，我国天然气需求量可能会每年增长约 200 亿立方米，到 2020 年达到总需求量 3000 亿立方米的水平。

天然气需求主要是由下面两个原因驱动：

- 民用和商用：在东部人口集中的城市，用传统清洁的天然气替代煤气、液化石油气或煤块已经随着民用天然气输送管道的第一批建设完工而逐渐流行起来。尽管如此，截至 2007 年，仅有六分之一的城市居民能使用上城市燃气 (CESY 2008, Table 3-13)。
- 工业用：在可获得的前提下，在石化工厂、玻璃厂、钢厂等行业，天然气正系统逐步地取代液态烃类或煤气，成为生产燃料。

二级终端使用部门包括：

- 发电厂：在中央政府的指导下，2000 年至 2010 年十年间，中国建设了数十个联合循环发电厂，为了确保接收新建的长距离管道输送的天然气和 LNG。考虑到民用需求增幅已经很明显，这种建设速度在未来几年不会再次出现。
- 汽车：相对于汽油来说，中国天然气低廉的价格在一些城市刺激了 CNG 输配基础设施的建设。然而，天然气车用正面临着被其他更优先的项目用途排挤的威胁，如家庭燃料。在中央政府的支持下，地方政府正在采取行政手段，避免这种情况的发生。

7.1.2 国内传统天然气生产和输送

中国国内只拥有少量的传统的天然气资源，并且大多数已探明的矿藏都是位于远离人口和工业中心的偏远地区。最近 10 年消耗的增长，依赖的是开发先前的处女地，遥远的塔里木盆地和鄂尔多斯盆地。这两个，加上一个稍小些的柴达木盆地（位于青海），和已经存在的四川重庆盆地，占整个中国 2009 年传统天然气输出量 851 亿立方米的 90% 以上。

中国石油与天然气公司，中国最大的国有上游石油和天然气生产商（也称为 CNPC 或者中石油），过去十年，建设并拥有一条连接新疆和上海的管网（3900 千米长，运力 170 亿立方米）、一条连接山西和北京的管网（900 千米长，155 亿立方米的输送能力），分别将塔里木盆地和鄂尔多斯盆地的天然气输送到上海和北京，这两个东部最大的市场。另外，还有其他管线，由中石油和中石化（第二大上游天然气生产商）共同建设，将四川/重庆盆地的天然气沿长江输送到上海以及沿线城市。

然而，到 2010 年年中，南方的所有省份，包括中国的经济增长引擎之一的广东、福建、广西、云南和贵州，都没有和基本的国家天然气管网联上。甚至在那些长途管网途径的省份，由当地政府和私营的利益相关方建设的省内输配管网，都没能通往大型城市的所有社区及中小型城市。这种不完整的覆盖，在未来 5 年内，给数十个小型的 LNG 工厂提供了市场，可以通过槽车，将 LNG 运送到中国东部和南部的那些管网没有覆盖的城市。这些 LNG 厂的气源包括小型的陆地、海洋气田和煤层气，很多情况下，由于在天然气管道没有覆盖到的城市天然气价格较高，管道天然气被当地政府公司再次销售。

7.1.3 煤层气和煤矿瓦斯

煤矿瓦斯和煤层气正逐步开始发掘自身的潜力，以履行其在中国作为传统的天然气补充的职责。2009 年，全国 10 亿立方米煤矿瓦斯，以超过 90% 的浓度从地面钻井回收，这些钻井由煤矿实施或者其他获得授权的公司实施，绝大部分都来源于山西省东南部晋城市沁水煤盆地附近(Error! Reference source not found.)，仅约一半左右的抽采出来的瓦斯得以利用，未来几年，待中石油与新疆至上海管线

挂钩的处理中心完工，瓦斯利用率会有很大的提高。7.1.2.1 节中提到的小型 LNG 厂的三个完工后，将能处理 6 亿立方米煤层气，这些煤层气来自晋城煤业集团和其他的煤炭集团(NDRC 2009, World Bank 2009, China LNGNet 2009)。

表 8: 中国煤层气/煤矿瓦斯回收和利用 (百万 m³)

	2005	2006	2007	2008	2009
煤矿瓦斯 (扣除 VAM)					
-- 回收	2,300	3,200	4,700	5,300	6,450
-- 利用	600	1,100	1,400	1,600	1,930
地面抽采煤层气					
-- 回收				490	1,010
-- 利用				370	580
煤矿瓦斯和煤层气					
-- 回收				5,790	7,460
-- 利用				1,970	2,420

来源：国家发改委 2010 年 2 月

中国排放的 CMM，绝大多数都是以低浓度的通风瓦斯 (VAM) 排向大气中。通过抽采，回收 10%~50%浓度的与采煤关联的 CMM，2009 年相比于 2006 年已经翻番，达到 64.5 亿立方米 (100%的甲烷基准，以下同)，而利用量，则增加至 20 亿立方米。

大多数的煤层气/煤矿瓦斯被就近消耗，或者在小型分布式的发电厂中 (见电力市场章节)，或者作为家庭、商业或者工业用燃料。少数煤矿瓦斯回收量大的煤矿，已经建成了集中瓦斯电厂或工业设施用于煤矿瓦斯的利用。

通过低温技术提纯和液化中等浓度的煤矿瓦斯，将 CMM 并入天然气市场，在国外已经得到了证实，并且中国国内的公司也在实验中。重庆市松藻煤电公司的 1 亿立方米的提纯 CMM 做 LNG 的工厂已经进入了前期的计划阶段。

7.1.4 LNG 和管道天然气进口市场

在 21 世纪初，中央政府就意识到进口天然气将会是天然气供应必不可少的来源，因此坚定地沿着南海岸线建设了大量的 LNG 进口终端。未来十年雄心勃勃的天然气供应目标，将很大程度上依赖于天然气进口，甚至超过依赖国内生产。

第一批 LNG 进口终端，在沿海的广东、福建和上海，2009 年接收达到 80 亿立方米当量，占全国消费总量的 10%(China Daily July 5, 2010)。另外，国家发展与改革委员会已经批准一个 1590 万吨 LNG (212 亿立方米当量的) 接收终端的建设项目，目前，三大国有石油巨头正在着手在沿海其他地点建设该项目。三巨头已经稳步推进，锁定与澳大利利益、印度尼西亚、马来西亚和卡塔尔主要的天然气生产商的长期供应合同。

除了进口 LNG,中国政府正通过以下合约，引进管道天然气：

- 中石油与土库曼斯坦方面签订了 300 亿立方米年输送能力的长期合同，建设一条将近 8000 千米长的管道，将天然气从土库曼斯坦输送到中国东部和南部沿海省份，其中包括广东。这条管道预计 2010 到 2011 年动工建设。

- 中石油与缅甸政府和大宇天然气生产财团签署了一系列协议，每年从缅甸两个近海的天然气生产区块购买 120 亿立方米天然气，建设长约 2800 千米长的管道，经由缅甸境内，输送到中国西南省份，包括云南、贵州和广西。据报道称，这条管道已经于 2010 年开始建设，预计 2013 年完工。

7.2 贵州天然气区域市场

截至 2010 年初，贵州是一个几乎未开发的天然气市场。全省没有已知的常规石油和天然气矿床。尽管贵州邻近位于邻省四川省境内的气田，中央政府和国有石油和天然气政府迄今选择将这些油田的产出分配到人口更多、更加发达的省份。因此，贵州没有管道连接这些气田，除了一个短的专用的管道贯穿长江，连接到位于赤水市的氨/尿素化肥厂，赤水市位于四川省的边境，消耗了 2007 年贵州省 5 亿方天然气消耗量的绝大部分(CESY 2008 Table 5-22, Cnlist 2010)。

从中国小型的工厂中加工的液化天然气数量（大约每年 1000-2000 万立方米）从 2006 年开始就被运送到贵州，为少量的住宅用户和很多城市中的车用压缩天然气（CNG）用户提供服务。随着四川达州的小规模液化天然气工厂于 2010 年开始试运行以来，这些发货的数量可能会增长到每年 1-2 亿立方米的数量级。

CMM 是贵州非传统天然气资源的最大潜在来源。不过，目前绝大多数释放的 CMM 都以通风瓦斯（VAM）形式排空。据报道，2009 年，全省 6.84 亿立方米的 CMM，仅有 8400 万立方米得以利用，其余全部排到大气中(Xinhuanet Economic News 2010)。所有 CMM 的利用都是在矿区。

7.3 中国天然气价格

消耗的急速增长，以及对管道天然气和液化天然气进口日益严重的依赖，正在给中国历史性严格控制天然气价格体系造成强大的压力。市场力量已经在全国许多地区推动了零售价格的上涨，随着时间的推移，似乎不可避免地上游和零售价格将越来越多的与国外的价格相一致。

7.3.1 上游、管道和液化天然气进口价格

中国中央政府，通过国家发改委仍控制着由国有公司中石油和中石化经营的主要气田的井口价格。传统上，政府一直努力确保成本回收和生产者的适度收益，同时尽可能的控制面向消费者的成本。现在，中国政府希望向市场定价靠拢，但是，只能逐步实现，以避免市场化冲击。

自从 2010 年 5 月最新一次涨价，天然气井口价格达到 0.8~1.5 元/立方米（折合 3.2~6.1 美元/mmbtu），具体数值取决于井田位置以及终端利用方式，民用和化肥厂用享受最优惠的价格。如果将管道输送成本核算进去，东部主要城市的门市价达到 1.5~1.8 元/立方米(NDRC 2010, NDRC 2003)。

自 2010 年起，国家发改委决定放开对陆地小型 LNG 厂，包括山西省东南部的煤层气生产商所拥有的 LNG 厂(Sections 0 and 0 above)的 LNG 销售价格的管制。这些厂家能够以进口 LNG 主导的价格，销售给国家管网覆盖不到的地区输配送公司。

早在2000年，第一个LNG进口长期合同指出东南沿海城市LNG的门市价为1.65~2.0元/立方米(\$6.75 - 8.15/mmbtu) (Guangdong News Net 2007, Fujian Contract 2007)。最近与卡塔尔和其他供应商的LNG进

口合同上，LNG到岸价高达3元/立方米(\$12 /mmbtu)，这将至少会使城市门市价升高到3.5元/立方米 (\$14/mmbtu)(Trading Markets 2009)。

通过国际管网进口天然气将会大面积影响国内天然气价格。报道称，通过新建管道，从土库曼斯坦进口的天然气边境价格是 2.2 元/立方米，以 68 美元/桶石油来比对核算的。而输配送到城市门市，输配成本为 3~3.2 元/立方米(Chingate 2009)，这也就是说，中国南方的广东和广西门市价至少是 3.5 元/立方米 (\$14 /mmbtu)。

从缅甸海上采气输送到中国西南省份云南、贵州和广西，交货价要比国内市场天然气价格高，但是由于输送距离相对较短，相比于中亚的气源，价格不太可能高于中亚气源。中石油向大宇财团购买的海上天然气价格为基准价格 7.73 美元/mmbtu(1.9 yuan per m³)，这个价格不包括缅甸和中国境内的输配送成本 (BusinessWorld 2010)。根据中石油媒体在一份报告中表达的意思是在云南省省会昆明的交付价格“将不超过每立方米 3.5 元”(Kunming News 2009)。这意味着，在考虑输配送公司的涨价后，昆明天然气的门市价约 2.5~3 元/立方米 (Section 0 below)，贵州的价格，可能在 2.8~3 元/立方米。

对于东部沿海那些依赖于LNG进口基于国际现货市场和国内小型LNG生产商的中型城市来说，拥有最高的天然气价格3.5~4元/立方米(Zhanjiang 2009)。相比之下，拥有小型LNG生产厂的贵州，天然气价格约为2.5元/立方米 (Chemnet 2009, private sources)。

7.3.2 零售价格

地区销售公司，展现出非常不同的所有权性质，从上游石油巨头的分公司，到当地政府所属公司，到全国性和地区性的私人公司。销售公司向客户提供的零售价格一般由省级或市级的地方政府控制。

省属贵州燃气集团是贵州省内主要城市，如贵阳、遵义，主要的煤气和管道天然气（数量有限）输配送公司。其煤气和天然气的销售价格，由贵州省物价局统一规定。

由于政治敏感性，很多地方都以低于成本的价格，将天然气销售给民用客户。尽管如此，为了确保回收全额成本，地方定价者将出售给工业和商业用户的天然气定价较高，国内几乎所有的天然气输配送公司都保持着小额的盈利。

输配送公司的进气价格和其销售给民用客户的价格差价一般在0.5~1.0元/立方米，而进气价格与销售给工业用户的差价则高达1~2元/立方米。总的来说，输配送公司的进气价格上涨，都会转嫁给终端用户，只是偶尔会有时间延迟。

考虑到不同上游气源的成本差异，各个地方的零售价格非常不同。2010年年底，民用天然气的价格大致如下：

- 1.0~2.0 元/立方米，重庆等邻近主要气田的城市；
- 2.5~6.0 元/立方米，国内长距离管道输送的中心城市；
- 3.5~4.0 元/立方米，依赖长期的 LNG 进口合同的城市；
- 4.5~6.0 元/立方米，某些广东等沿海省份的城市，这些城市主要依赖 LNG 现货供应，或者国内小型 LNG 工厂供应。

2009 年经历过一次降价，贵州凯里民用和商业用天然气价格分别在 3.18 元/立方米和 3.49 元/立方米左右。而 2010 年，贵阳煤气输配送价格在经历一次涨价后，达到与凯里天然气价格相当（基于热值核算）（Guizhou Price Bureau 2010.1, 2010.2）。这些价格不可避免地形成了贵州定价部门对新来源的天然气的价格预期。

7.4 贵州省未来需要和新的供应

在 2013 年前后，当中石油的中缅管道完工，将会有大量的天然气涌入贵州市场。贵州政府官员已经初步承诺，到 2020 年，将会从每年 120 亿立方米输送能力的管道购买高达 30 亿立方米的天然气（Guizhou Capital City Newspaper 2008）。刚开始购买的量会相对少些，每年 10~20 亿立方米是可以达到的预期值。

从云南进入贵州的管网主干线，由西向东途径安顺市、贵阳、都匀市、独山县和荔波县，通往广西。贵州燃气集团已经初步计划从管网主管线修建支线管网，包括一条从贵阳北上到遵义的支线。

另外一条由贵州北面的宁夏过来的年输送能力为 150 亿立方米的管线直达贵州省会贵阳，将给贵州提供数量巨大的天然气。在中石油确保气源前，国家发改委不太可能会最后批准管道建设动工。气源最有可能来自土库曼斯坦，经由所谓的第三条“西气东送”管道。目前，一切都在计划和谈判过程中。贵州官员曾表达，希望在 2013 年，这条管道和从缅甸过来的管道同时竣工，但是气源的确定工作滞后，会将管道建设延误好几年（Sichuan News 2010, International Gasnet 2010）。

由于供应能促进潜在的需求，因此，在供应确定之前，确定整个需求比较困难。根据贵州省目前的燃料使用现状以及可用天然气替代的燃料量核算，贵州省的整个需求约在 15 亿立方米左右。如下：

- 大约 10 亿立方米的天然气取代省内现有的 20 亿立方米的煤气消耗；
- 4.7 亿立方米天然气取代省内现有的 40 万吨的燃油消耗；
- 1.75 亿立方米的天然气取代省内 12.5 万吨液化石油气 (LPG) 消耗，如丙烷、丁烷(CESC 2008 Tables 3-14, 3-15, 5-18, GSB 2010 Table 5)。

民用消耗，在其他很多城市都作为天然气消耗的主要动力，在贵州，由于相对较小的人口基数以及较低的城市化水平，对天然气消耗的增长起的促进作用有限。如果贵州省 1140 万城市人口，都以重庆市的人均消耗 70 立方米/年的水平来核算，整个民用需求将达到 8 亿立方米。参考中国其他地区商用和民用的比例，贵州商业设施如宾馆、饭店需求将达到额外的 1 亿立方米。

工业及其他非民用需求的快速发展，对消化吸收 2013 年之后进入贵州市场的大量新天然气供应非常重要。对于贵州大量的重型工业，除了中石化已经在合作的，还包括飞机和其他军用设备生产企业、钢厂、水泥厂和磷厂则给天然气提供了前景广阔的潜在市场。

贵州燃气集团将会部分负责开发这个市场，而中石油本身，则直接负责贵州境内从缅甸过来的天然气市场开发。

据报道，中石油计划：

- 在全省建设 12 个主要的 CNG 生产基地，并且建设 120~150 个 CNG 加气站，给汽车加气；
- 建设 4 座联合循环发电厂，以满足峰值用电；
- 在一些民众聚居地，开发建设民用输配管网；

- 建立天然气工业园，将天然气直接销售给现有的主要能耗大户，如贵州铝厂和茅台酒厂(Huaxia, 2010)。

总的来说，一旦天然气可以获得，并且，天然气使用的便利性和环境效益得以显现，贵州的天然气市场大小将会超过预期。由于转变的速度很难预计，新的管道天然气供应还是有可能暂时超过全省需求。

7.5 拟建项目产气的市场

7.5.1 注入管道

用以输配从缅甸过来的天然气的省级管网，没有延伸到林华矿区。贵州燃气集团计划将管网延伸到仁怀县，距离林华矿区东面大约 30 公里。不过，没有明确管网将于何时建设完工。

7.5.2 销售 LNG 给贵州输配送公司

在 2013 年缅甸的天然气过来贵州之前，贵州市场能够消化林华项目产生的 LNG。缅甸的天然气过来贵州市场之后的头两年，贵州天然气供应会暂时超过需求，贵州燃气集团下属的输配送公司，也有可能是中石油旗下的输配送公司，也会对林华煤矿这个稳定的本地天然气供应源感兴趣。因为保留林华煤矿这个稳定的天然气供应源可以：

- 避免缅甸天然气供应中断的风险；
- 给省内新的天然气管网没有覆盖到的地区供应天然气。

从缅甸过来的天然气门市价在 2.8~3.0 元/立方米，这给林华 LNG 厂出售给输配送公司报价提供了参考值。考虑到中国其他 CBM 生产商的经验值，用槽车输送，每方天然气 0.1 元/100 千米，林华矿区到贵阳接近 300 公里，余下的 2.5 元/立方米的出厂价，就是林华 LNG 厂的合理预期价格。

7.5.3 销售 LNG 至更远的市场

贵州以外，同样给林华煤矿提供了有吸引力的市场。那些相比贵州更大、更发达的省份，如广东，甚至广西，尽管进口的管道天然气和 LNG 供应量增长，都存在天然气供应缺口。这些省份的那些管道天然气或 LNG 供应不到，或者供应不足的中型城市，都给林华 LNG 厂提供了潜在的市场。

从中亚和西北过来的管道天然气和 LNG，到达广东/广西，价格很可能在 3.5~4.0 元/立方米，比贵州的 3.0 元/立方米要贵(Section 7.2.1 above)。这个差价，可以补偿从林华到 1000~1500 千米之外的广东、广西的高运输成本。在这些地方获得许可的私营天然气输配送公司，已经对重庆-贵州区域内生产的，价格在 3.0 元/立方米的天然气表示感兴趣。

8.0 电力市场

8.1 经济增长模式的改变及电力消耗的增加

2000 年至 2007 年，在出口和国内投资的持续推动下(Figure 12)，中国电力消耗以每年 13.5% 的平均速度增长，电力消耗 7 年总增长超过经济 7 年总增长 30%(CESY 2008 Table 1-1)。钢铁产量年增长 21%，有色金属产量年增长 17%，其他在投资建设项目中使用到的能源密集型的原材料生产，是两者差值 30% 的主要原因。正是由于这些产品的生产，使得工业耗电所占百分比从 2000 年的 71.7%，上升到 2007 年的 75.3%。(CESY 2008 Table 5-13)。

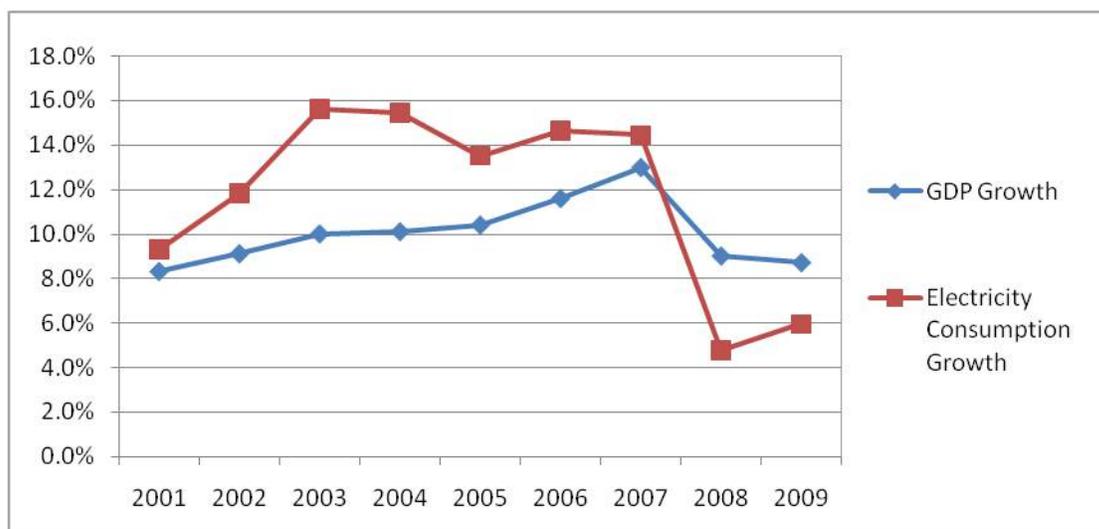


Figure 11 : 中国经济和电力消耗增长, 2000-2009

Sources: CESY 2008 Tables 1-1 and 5-13, NBSC 2009, NBSC 2010, NDRC 2010.1

2008 年下半年到 2009 年上半年，全球金融危机影响下，中国经济增长模式突然转变(Reference source not found.11)。2009 年第一季度同比经济增长速度减缓，降到 6.1%。由于新的投资缩减，工厂对钢材及其他能耗密集的产品需求减缓，2008 年第四季度和 2009 年第一季度，总耗电量绝对值有所降低。

2009 年下半年开始，政府 4 万亿元 (约合 6000 亿美元) 基础建设投资的刺激计划，逐渐使经济增长恢复，同时，耗电量也开始恢复增长。正如金融危机时期，耗电量相比于经济总量减速更为剧烈，当刺激计划起作用时，钢材及其他能耗密集产品需求恢复增长时，耗电量增速相比于经济增长也更为迅猛。

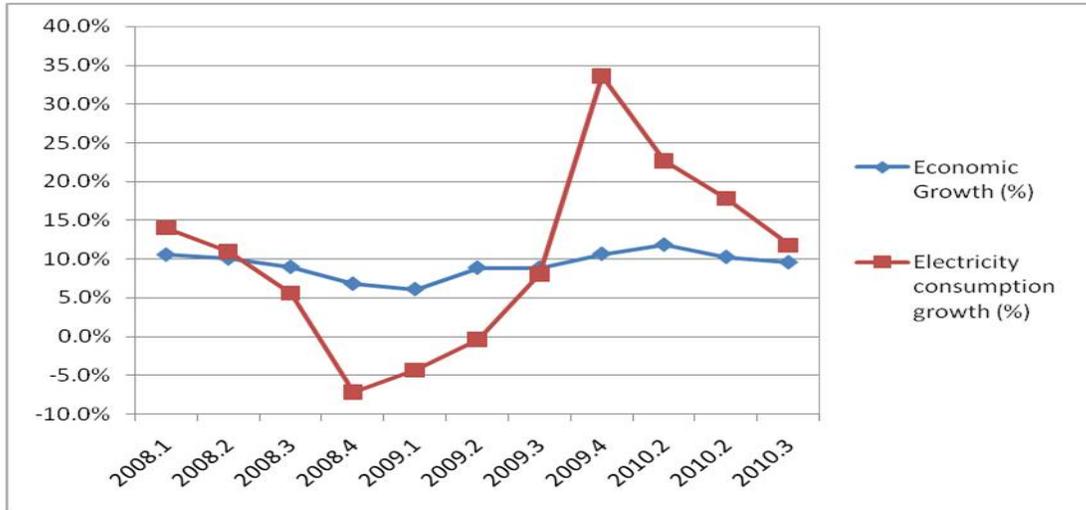


Figure 12: 中国经济和电力消季度环比增长耗增长, 2008 – 2010.

Sources: NBSC 2009 and 2010, NBSC Monthly 2008-2010, NBSC Quarterly 2010

不过，从 2009 年第三季度经济复苏开始，两条曲线却趋于平缓(Figure 13)。事实上，2010 年头三
季度，两个指标增长的平均值几乎一致，分别为 9.1%和 8.83%。

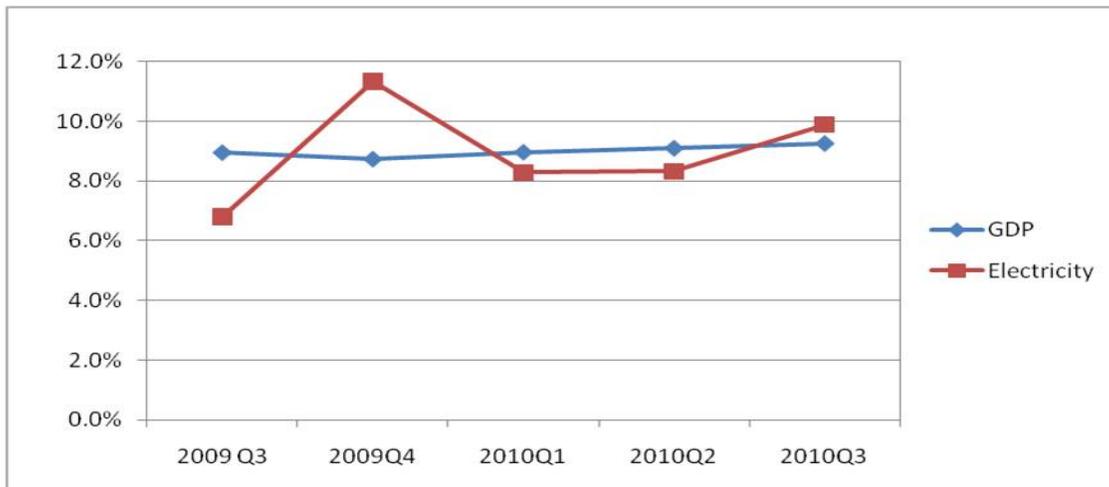


Figure 13: 中国经济 (GDP) 和电力消耗季度环比增长增长, 2009 Q3 – 2010 Q3

Sources: NBSC 2009 and 2010, NBSC Monthly 2008-2010, NBSC Quarterly 2010

随着刺激经济增长计划放缓，拟合指标显示，经济增长在 8%~10%，电力消耗增幅与经济增长幅度 1:1 的比例，这种与 2000 至 2007 年几乎一致的趋势，在中期仍会继续下去。知名的国际组织，如世界银行已经预测，经济增长将会在 2010 年之后放缓，在 8%~10% 的区间（世界银行，2010）。

由于中国政府没有公布十二五（2011~2015 年）经济增长目标，所有外界评论都希望转变国家经济增长轨迹，从依靠投资来带动增长，转向通过扩大内需及提高全国人民生活水平来带动经济增长。这进一步说明，政府有意控制 2009 年下半年反弹的不动产投资。所有这些措施，都会使电力消耗增长趋于缓和。

8.2 中国南方电网贵州市场

贵州的电力传输和分配系统是相互联系的五个省级电网之一，他们从属于中国南方电网公司（CPSG）。中国南方电网公司管理跨省输电线路，并协调调配跨省电力，而贵州电网则负责调配省内电力。因而，对贵州电厂的电力需求，将会放到一个区域的层面上考虑。

2005 至 2009 年，南方电网所覆盖的 5 个省份电力消耗年平均增长 9.5%。2009 年，广东占整个 5 省电力消耗 627TWH 的 57.5%，排第一位。在中国其他省份，2007 至 2007 年，耗电量平均年增速超过 12%，2008 和 2009 年遭遇急剧减少后，2009 年下半年和 2010 年又伴随中国经济强势复苏而出现增长。中期，区域经济增长和区域电力消耗将会出现同期 8%~10% 的增长，与国家的预期一致。

在南方电网覆盖之内，广东是最大的纯电力进口省份，需要从其他南方电网省份进口电力，而贵州则是最大的电力出口省份。总体来说，仅 2009 年，广东就需要从贵州进口 55TWH 电力，约占广东全年电力产量的 21%，占贵州全年电力产量的 40%。

表 9: 中国南方电网的电力平衡 (TW.h)

	2007		2008		2009	
	发电量	用电量	发电量	用电量	发电量	用电量
广东	273,197	339,405	266,288	350,482	266,640	360,940
广西	68,281	68,114	84,800	76,082	92,299	83,637
贵州	116,632	71,409	119,208	67,918	138,002	77,440
云南	90,450	74,552	103,970	82,948	117,382	89,119

Sources: CESY Tables 3-10 and 5-23, GDSB 2009, GSB 2010, Guangxi Economic Net 2010, GXSB 2010, YSB 2010

中央政府对西部贫穷省份包括贵州的直接投资，促进其经济发展，直接促成贵州成为广东最大的电力供应商。从 2000 年开始，国有发电公司，在中央政府贷款的支持下，在贵州已经建成或正在建设 21000MW 电力，包 8 个水电和 12 个火电，签订长期合同，将发电电力供应给广东(Guizhou Daily, 2008; China Energy Net, 2006)。

在可能的前提下，从某种程度上来说，南方电网通过对电厂的电力调度，将贵州的利益最大化。2008 年及 2009 年年初，当贵州本土的电力需求急剧下降时，南方电网牺牲部分广州本土的电厂，增

加了从贵州出口到广东的电力。而 2009 年年底到 2010 年，当贵州本土需求激增时，南方电网又减少从贵州出口到广东的配送电力。

考虑到中央政府对发展贵州的政治承诺，以及不可能在广东省境内安装足够的发电机组来完全满足广东自身使用，不考虑短期的调整，在可以预见的将来，广东将仍然会依赖从贵州及南方电网其他省份进口电力。而且，贵州的电力，由于相对低廉的本地煤炭资源及丰富的水资源，在广东电力市场依然具有很强的价格竞争优势。

南方电网目前支付给广东境内的新电厂约 0.5 元/度的电价，这类新电厂使用从北方或者国外船运过来的煤炭。而贵州利用本地煤炭发电，电价仅需 0.324 元/度，水电甚至更低。（NDRC 2008.1, 2008.2）。

8.2.1 贵州省电力市场

尽管贵州是中国最小的，最穷的并且城市化程度最低的省份之一，她与中国其他省份的关联，在这些年却变得越来越紧密，她的经济增长也几乎已经赶上中国的平均增速。贵州的电力消耗，同样也与全国或区域增长趋势一致：2005~2007 年，年均保持两位数的增长，由于全球经济危机，2008 年下半年和 2009 年上半年遭遇短暂的降低，紧接着 2010 年开始反弹 (Error! Reference source not found.)。

表 10：贵州省电力供应

	2007	2008	2009

装机容量 (MW)	NA	NA	28,000 (est.)
- 接入省级电网	NA	NA	26,190
峰值 (MW)	NA	NA	11,870
消耗 (TWH)	71,409	67,918	77,440
发电量 (TWH)	116,632	119,208	138,002
- 水电发电量 (TWH)	34,062	38,086	NA
- 火电发电量(TWH)	82,571	81,122	NA

Sources: CESY 2008 Tables 3-10, 3-11 and 3-12; GSYB 2009, GSB 2010, GPC 2009

考虑到过去情况，假定中期贵州的经济和电力消耗年增长率 8%~10%，与国家一致，是比较合理的。即使以最低 8%来核算，电力负荷也会从 2010 年的 12000MW 增长到 2016 年的 20500MW，电力消耗则从 77440TWH 增加到 132800TWH。

贵州省的经济增长，严重依赖能源密集型产品如煤、化肥以及与之相关的产品如铝的生产和输出。这带来了电力需求波动潜在的可能性。工业耗电持续占有贵州电力消耗的将近 80%，其中上面提及的几种产品占了约 55%，仅邻近贵阳的一个超大铝厂就占了约 15%(GSYB, GSB 2009)。

即使这类商品的需求增长速度适中，更不用说 2008 年下半年的需求突然降低，就能给贵州电力消耗带来很大的影响。贵州经济发展越快，人民收入和消费增长越快，则贵州的电力消耗模式就与全国的越一致。

8.2.2 贵州电力供应：现在和未来

贵州省电力工业经历了 21 世纪头十年的投资热潮，装机容量比 2000 年增加 4 倍，从 2000 年的 5000 兆瓦至 2008 年 28,000 兆瓦（上面表 10）。这部分新增的装机容量，大部分完全或是部分是在“西电东送”项目中专门用于对广东省的电力供应（请参看上文 8.1.1）。

全省发电装机容量的将近百分之六十是燃煤发电，余下的百分之四十基本是水力发电，包括大约 2000MW 的小规模直流式水电（单个小于 50MW）。但是，由于河流水位波动，水电发电量只占总发电量的约 31-32%。除了 2008 年下半年到 2009 年上半年经济放缓外，贵州主要的煤炭燃煤电厂每年已运作超过 6000-7000 小时，中国标准的高使用率反映了省内外强烈的需求。

2009 年，贵州省长林树森制定了近期新增 1000MW 装机容量的目标，致力于将贵州打造成中国重要的能源生产基地。2010 年，9 个大型电厂共 8000MW 的装机容量（1850MW 水电，其余火电）已经开始建设，预计 2013 年完工。另外有 4 个大型火电共 5720MW 装机容量的电厂正在规划，如果进展顺利，将会在 2015~2016 年完工。这 4 个火电厂，其中就包括中电投旗下贵州金元集团（林华煤矿的母公司）的一个 2*1000MW 的电厂（Guizhou Power Plants）。

即使最终 137,00MW 全部按计划投产，对南方电网来说，供他们调配的也只是新增 9300MW。因为其中一个新建电厂，将所发电量全部出售给北面的重庆。新增 5 个电厂，将代替现有的 3100MW 的小机组的装机容量（单台低于 200MW），这些小容量机组，在国家“关大上小”的政策下，将会逐渐被

关停。其中包括金沙电厂两台 600MW 的机组替换原有的 4 台 125MW 的机组，金沙电厂的电煤由林华煤矿提供。

年 8% 的增长速度，将会使贵州的电力负荷在 2009 年 11,870MW 的基础上增加 8,500MW。也就是说，2015~2016 年，新增 9,300MW 装机容量中，贵州自用占 8,500MW。

广东省，负荷年 8% 的速度增长，2009 年到 2015 年，将新增 35,000MW。其中接近 32,000MW（将近 25% 的核电，其余火电）已经正在建设或正在规划，新上机组的同时，也会有至少 3,000MW 低效率机组将被关停。因此，贵州富余的电力输出，很有可能被广东吸收掉。以上分析一致认为，贵州/南方电网市场将有能力吸收林华煤矿 30~50MW 的瓦斯发电厂装机容量。

8.3 煤矿瓦斯发电的潜能

煤矿瓦斯是贵州省内新的、较低碳排放量中最有前途的能源来源之一。2009 年贵州生产的 1.38 亿吨煤炭中，大部分都伴有高浓度瓦斯的涌出，造成了相当大的安全生产风险。保守估计，如果以每吨 15 立方米的甲烷排放量计算，2009 年贵州瓦斯排放量将达到每年 20 亿立方米（纯甲烷），足以供应在每年 6000 小时下 40% 能源转换效率时超过 1300 兆瓦的发电装机容量。

2010 年，贵州已经运行了总装机容量约 52 兆瓦的瓦斯发电机组，如下：

表 11：贵州煤矿瓦斯发电厂装机容量，2010

矿业公司	装机容量	注释
水城煤炭集团	26 兆瓦	7 个分布式发电站
盘江煤电	13.2 兆瓦	分布在两个煤矿

六枝工矿	3 兆瓦	分布在两个煤矿
红果矿业	5 兆瓦	乡镇煤矿，煤炭产量 45 万吨
黔西能源开发	3.8 兆瓦	青龙煤矿
振兴煤矿	1 兆瓦	

来源：Xinhuanet Economic News 2010, Shuicheng Mining Group Website, China CoalNet2009, Qianxi Qinglong PDD, Shengdong Reference List

盘江，贵州省内最大的煤炭公司，同时也是贵州省内最大的煤矿瓦斯排放源，据报道，它正在其余 8 个不同的地点建立瓦斯电站，将使公司的总煤层气发电装机容量增加到 31 兆瓦(Guizhou Daily 2009).

2007 年 4 月的“关于煤层气（煤矿瓦斯）发电工作的实施意见”，国家发改委要求电网公司，包括南方电网：

- 收购瓦斯发电厂扣除煤矿自用后的富余电量，并及时结算电费。
- 比照生物质电厂的上网电价，按照当地 2005 年脱硫燃煤机组标杆上网电价加上 0.25 元/度的补贴电价结算。

不过，贵州政府还没有采取具体的措施，来实施这些要求。20 个分布式瓦斯电厂中只有 6 个（包括在盘江正在施工的 8 个）和贵州电网公司签订了联网协议。即使是这 6 个瓦斯电厂，与电网的协议条款也指明瓦斯电厂所发电力专供煤矿自用，使得电网免除因接收多余电力而需支付的费用。(Xinhuanet Economic News 2010).

事实上，贵州瓦斯电厂所发电力，基本都通过煤矿公司内部的输配送系统，自身消耗了。部分瓦斯电厂，能发出超出煤矿自用的电力，可是没能和贵州电网公司签订上网销售协议，多余发电能力只能被迫闲置。

需要与电网探讨联网的技术细节，这是煤矿瓦斯电厂业主将电厂联网遇到的困难。同时，商业考虑，也在这类项目中扮演着很重要的角色，尤其在管理部门没能将国家发改委强制的 0.25 元/度的补贴收费，转嫁到终端的电力消费者身上的时候。这让电网接收 CMM 电厂电力变得更为艰难。

8.3.1 林华瓦斯发电厂的预期发电量

正如 8.2.1 节中所说，南方电网和贵州电网有能力，吸收消化林华煤矿瓦斯电厂 30~50MW 所发出的电力。不过，林华煤矿瓦斯电厂的电力销售，取决于促进瓦斯电厂联网的政策实施顺利与否。

总体趋势表明，中国政府的在利用所有低碳排放的能源，包括 CMM，这方面的压力会越来越大。而在 2009 年 12 月，在南方电网“支持新能源，包括可再生能源、核能和清洁煤电力入网，以及消除从小型分布式电厂购买电力的障碍”的未来电网发展规划中，并没有特别提及煤矿瓦斯电厂。

因而，报告假设，拟建的林华煤矿瓦斯电厂，能将多余的电力销售给贵州电网。考虑到贵州电网将拟议的针对煤矿瓦斯电厂的 0.25 元/度的电价补贴回收的复杂性，我们用的基准上网销售电价是，2010 年新建火电厂脱硫电价，0.3244 元/度，不加 0.25 元/度的电价补贴。

9.0 瓦斯最终利用方案与经济分析

9.1 煤矿瓦斯最终利用方式及分析

通过对区域和当地能源市场进行全面评估，并通过与煤矿业单位进行讨论磋商，Raven Ridge 项目小组确定了对林华煤矿抽采出的瓦斯利用的三种方案。林华煤矿的通风系统和抽放系统，是针对瓦斯相对涌出量约 $40\text{m}^3/\text{t}$ 来设计的。林华煤矿的瓦斯抽采始于 2005 年，根据 2007 年 10 月到 2009 年 2 月纪录的瓦斯抽采数据，通过国家职业安全健康协会 (NIOSH) 的瓦斯控制和预测软件 (MCP)，建立起了长壁开采煤炭的瓦斯释放模型。使用这个软件，输入已知的抽采数据，就可以在采前知道当前 9 号煤层的瓦斯含量 $18.27\text{m}^3/\text{t}$ ，与我们在 Map 2 通过测量和内插值法得出的数据基本一致，但比贵州省煤矿安全研究所所取的值小(table 1-3-1, 2006)。然后用这个值建立一个算法，在给定煤炭生产量和通风流量的情况下确定其瓦斯抽采量，或者给定瓦斯抽采量和煤炭生产量，确定其通风流量。但当将未来的煤炭产量估计值输入时，作为输出的对瓦斯抽采量和通风流量的估计值与林华煤矿的工程技术人员的确定值不符。

Raven Ridge 团队采取了另一种方法来预测在煤层表面进行定向钻孔时涌出的瓦斯量，研究小组采取以下步骤来估算在钻井成功以及完成 DDWAs 的每一步计划后不同时间内涌出的瓦斯量：

- **估算从钻孔暴露出来的煤层涌出的瓦斯量。**连续的瓦斯抽放数据由煤矿管理人员采集，并且每间隔十天左右的时间进行一次平均处理，数据显示在这一期间随着煤炭的持续开采瓦斯量同时也在持续稳定的增加。在此之前，瓦斯抽采因煤矿的生产停顿而几乎处于停滞状态，但自 2008 年 3 月 20 日开始至

2009 年 1 月 20 日期间的每 10 天间隔采集期间，瓦斯抽采量一直在持续稳定上升。与此同时，日常的钻孔工作也一直进行，并保有记录。利用这套完整的数据，来分析钻孔深度与产生瓦斯量之间的关系，作为分析的一部分，2008 年 3 月 20 日至 2009 年 1 月 20 日期间的瓦斯抽采量与累计每天钻孔深度之间的关系见 Figure 14。

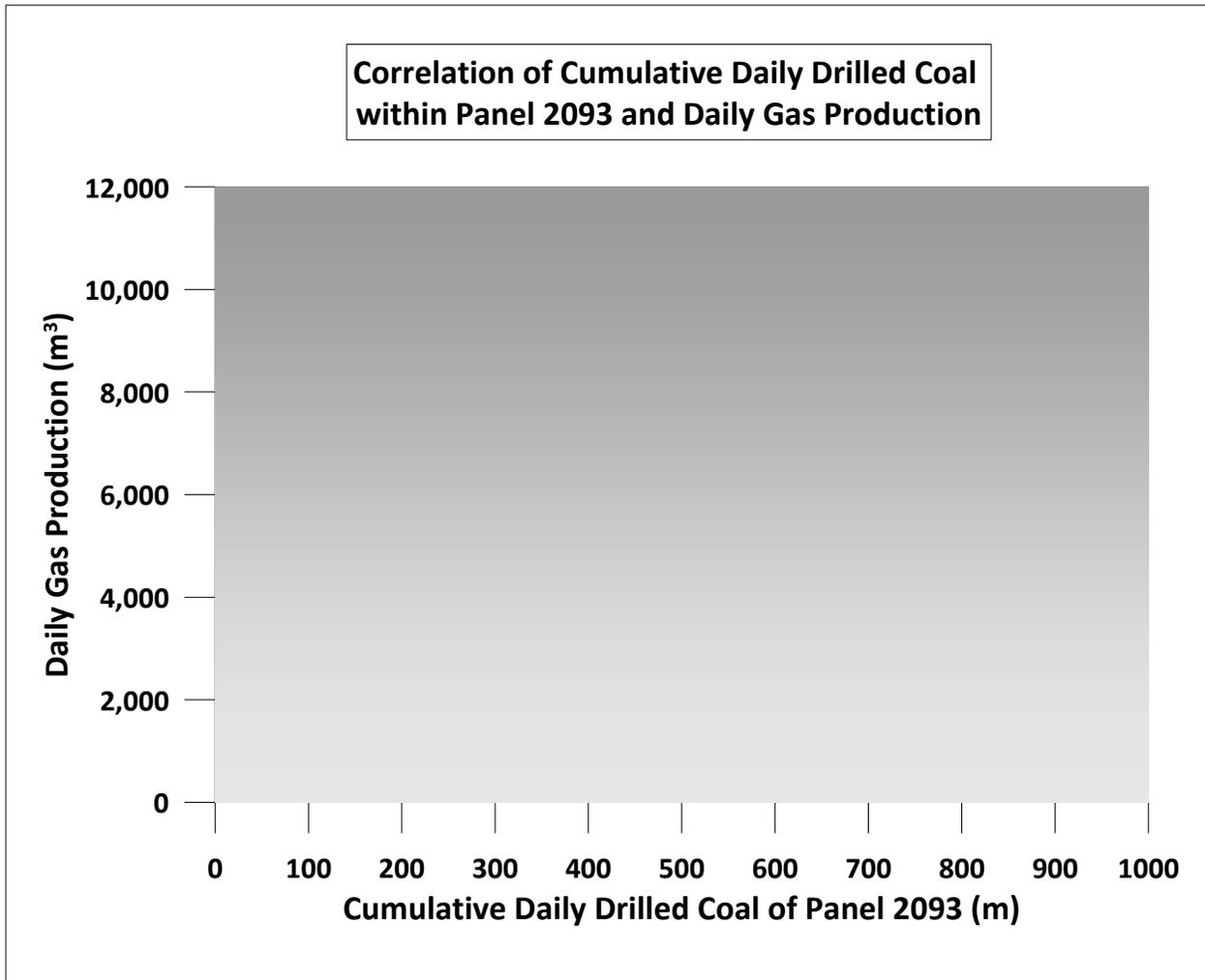


Figure 14: 图表显示了每日瓦斯抽采量是钻井深度的函数

图表中的由数据拟合的线条图清晰地描述了瓦斯抽采量和钻孔深度之间的关系。这一线性方程通常被用来估算在每一次钻孔能够产出的瓦斯数量，并以钻孔每米产生多少立方米瓦斯来表示。此外，拟定计划拟采用标量来解释钻孔直径的增加。

- **基于穿层钻孔的数据，模拟产量下降。**尽管瓦斯抽出数据在 2007 年以前就已经开始收集了，可是，却只有一个钻孔拥有完整的数据，能够用于有意义的分析。#22 穿层钻孔，从 2007 年 9 月 25 日开始生产，最后一次生产记录是在 2009 年 8 月 26 日。根据这个钻孔的数据记录，拟合一条下降的双曲线，如

Figure 15, 这条拟合曲线的准确率高达 99.9%。下图也包含了描述 P90、P50 以及 P10 的曲线, 用以模拟 9 号煤层产气量。由于上覆的 4 号和 5 号煤层没有生产数据, 考虑到 4 号、5 号和 9 号煤层煤质的相似性, 下图的下降曲线同样也适用于 4 号和 5 号煤层。

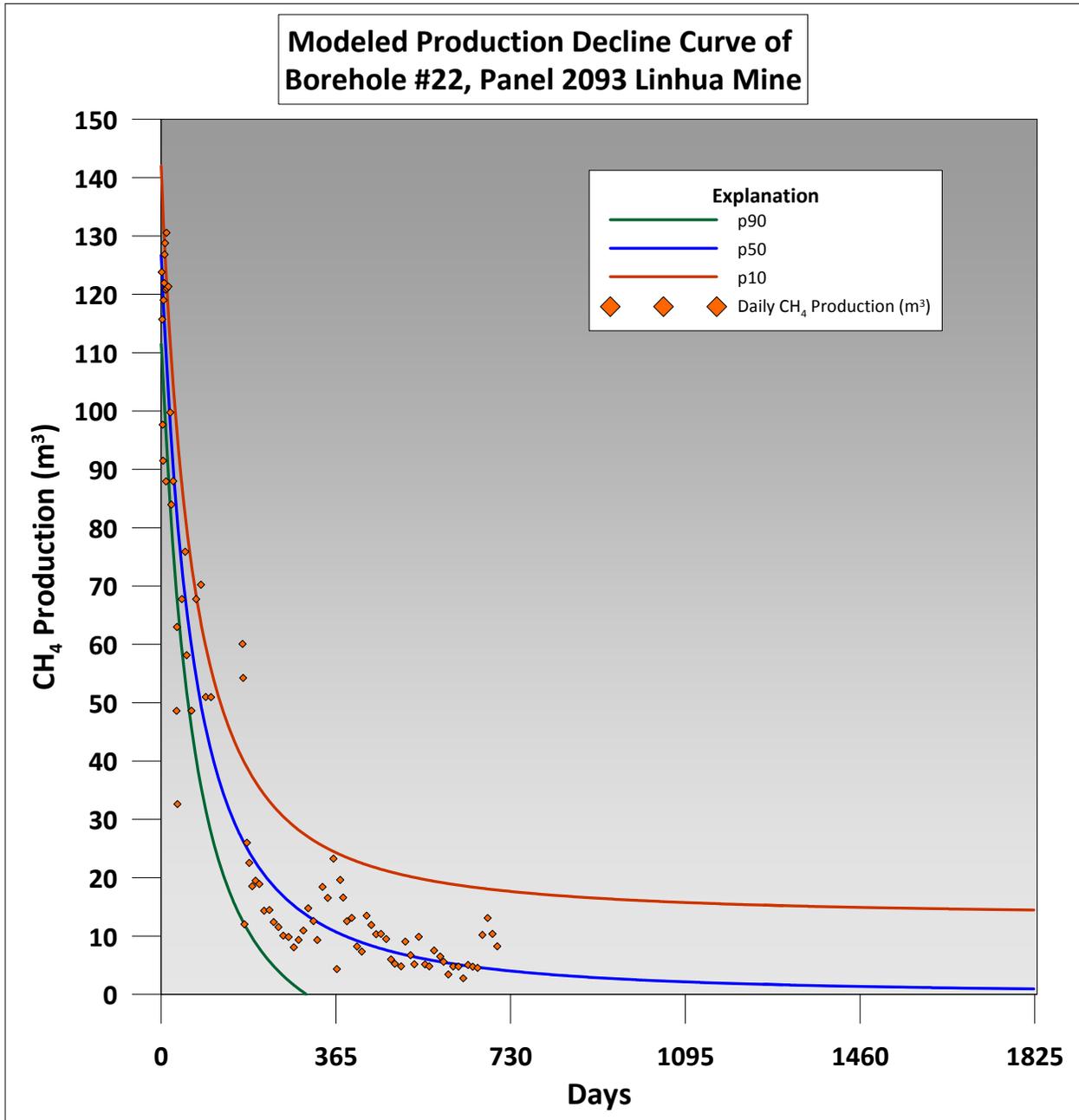


Figure 15: 产量模拟所用的双曲下降函数

- **用数学模型预测三年的瓦斯气产量。**在第 5 节中提到的定向钻井群，用于从计划的长壁采面煤层抽采瓦斯气。每个定向钻井群，都会考虑足够的钻井深度，从煤层中抽采瓦斯，这些煤层在 Map 3a、3b 和 3C 用阴影表示。Step1 中的方程，基于煤层瓦斯含量和钻井长度，将会被用于计算涌向钻孔的瓦斯量。刚开始的瓦斯量，将按照 P10、P50 和 P90 考虑。然后输入 Step2 中的方程，计算 P10、P50 和 P90 在永不下降模式下，三年的产量。由于要与采煤计划一致，不至于延误煤炭生产，并且，还要有足够的时间，使钻孔中绝大多数瓦斯能够生产出来，因此，选择三年的间隔，只适用于 9 号煤层。而 4 号和 5 号煤层，则选择六年。事实上，基于产量下降模型，如果每个定向钻井群生产六年，73%的的瓦斯气在第一年产出，93%的瓦斯气在前三年产出。
- **进行产量预测，确定钻井及建设时间模型。**将前几步的计算结果 (Table 12)，输入电子表格，模拟找出对应的关键时间点，包括何时完成钻井、何时完成管路安装，以及这 8 个定向钻井群中每一个产气的时间。作为产量分析模型，这个电子表格被用于下面的经济评价分析。

表 12：计算瓦斯资源量和根据拟议钻井方案预测瓦斯产量

煤层	煤层中钻孔总长度 (m)	百分比	瓦斯资源总量 (m ³)	抽采 3 年瓦斯量 (m ³)	抽采效率 (%)
4	69,901	P90	199,456,760	88,850,129	43%
		P50	204,019,752	89,837,167	44%
		P10	209,067,443	90,827,295	45%
5	39,310	P90	95,300,711	57,756,485	59%
		P50	97,180,835	58,435,855	60%
		P10	99,354,452	59,101,566	61%
9	160,028	P90	504,081,938	198,277,024	38%
		P50	517,368,805	200,545,170	39%
		P10	531,948,876	202,740,799	40%

三种终端利用方案都是基于，煤矿瓦斯是在采煤前从地面钻井抽采，并输送到一个集中地点，这样一个前提的。这个集中点在林华矿区的北面。对这三种方案的评估，会在以下部分介绍。

- **发电和电力销售方案** 该方案要求在煤矿地面抽放站附近安装燃烧 CMM 的燃气内燃机组，发电首先提供给煤矿使用，富余电力出售给电网。
- **LNG 方案** 在这种方案下，所有抽采出来的煤矿瓦斯，除去已经存在的胜动机组消耗，都要转化成 LNG，在市场上出售。LNG 工厂，将建设在煤田北部，离地面抽放设施近的地方。建设将在 2011 年开始，2012 年结束，2015 年，产能将达到峰值。
- **天然气销售方案** 在这种方案下，所有抽采出来的煤矿瓦斯，除去已经存在的胜动机组消耗，将直接销售给贵州燃气集团公司（贵州燃气）。在我们的分析中，销售将在矿上煤矿瓦斯收集中心直接发生，任何额外的运输成本，将由贵州燃气承担。

对这三种方案的详尽讨论，将在下面的三个分段中展开，包含了背景信息、概念设计和每种方案的经济评价。最后一个分段，则是这三种方案的经济分析比较。

9.2 适用于所有方案经济评价模型的参数假设

下表列出了适用于所有方案的参数假设和经济模型，见表 13：

表 13：经济模型使用的投入和假设

项目持续时间	2011 – 2020	
项目所有权和财务结构	瓦斯电厂和 LNG 工厂是盈利单位，从林华煤矿独立出来	内部收益率的计算方法以整个项目的投资为背景。基准情景假设 80% 的投资，是以 5% 的利率，贷款 10 年进行的融资贷款
项目的瓦斯气源	参照 p50 的可能性阈值	
钻井 & 完井成本	每个定向钻井列的第一口井成本 2,068,473 美元，其余的 1,813,872 美元 除了第一个定向钻井列，其余 7 个定向钻井列考虑节省 10% 的成本。	主要是根据在中国大量的钻井经验确定的
管道和运输用地土地	每个 1 米 x30 米的区域 150 万人	合计 10.11km，共 15,160,350 元

征用成本 (道路使用权)	民币 假设所有管道需要 30 米宽的通行权，因此，用整个管道的长度乘以每米管道需要的成本，则是所有土地成本	(2,213,108 美元)
瓦斯采集成本	主要的运输管线 (40.6 厘米) – 每千米 685,256 人民币 瓦斯采集管线 (10.2 厘米) – 每千米 171,256 元	根据项目条件调整核算– 共 6,872,722 人民币 (1,003,280 美元).
折旧方法	15 年直线折旧	
核证减排量 (CER) 销售价格	每吨 CO ₂ 当量 13.00 美元	每吨 CO ₂ 当量 13.00 美元
自愿核证减排量 (VER) 销售价格	每吨 CO ₂ 当量 6.00 美元	每吨 CO ₂ 当量 6.00 美元
项目的碳排放量	0.1784 吨/兆瓦时	根据液化天然气厂所消耗的电力和瓦斯电厂产生的电力，来确定项目排放。
甲烷转化为等价二氧化碳的转化率	每立方米煤矿瓦斯转化为 0.01428 吨 CO ₂ 当量	
增值税 (VAT) 的激励政策	无	煤矿瓦斯抽采企业增值税全额返还政策不适用于煤矿瓦斯压缩和液化 (财政部，2007 年)。
增值税返还	投入到项目中的购买天然气、电力和水的款项组成的部分退还增值税	根据政府规定的增值税条例
增值税率	煤层气(液化天然气气和天然气销售): 14.04% 发电和销售: 18.36%:	其中包括城建、教育等附加费 8%。 天然气基础增值税率: 13% 电力基础增值税率: 17%
所得税	每年 25%	

9.3 林华煤矿已有的瓦斯发电项目

林华煤矿已经安装 10 台 500KW 的胜动机组(型号：500GFI-3RW)，总电力输出 3.91MW。假设这些机组的年运行小时数为 6000hr，每年将发电 2346 万度。胜动机组的燃烧效率为 0.353 方/度，因此每年将消耗 828 万方纯瓦斯。这个量需要从抽采总量里扣除，得到拟议项目可得的瓦斯总量。

9.4 发电及电力销售方案

9.4.1 技术工艺和实施安排

发电和售电是 Raven Ridge 项目团队评估的第一个方案。该项目设计将林华煤矿抽采出来的可利用的瓦斯用于发电，电力用于煤矿自用和销售给电网。

煤矿的年用电量需求是 43840MWh；因此，如果所有的由胜动机组产生的电能都用于矿上消耗，还需要总共 20380MWh 的电量。针对价格和性能，我们对两个国外的瓦斯发电机组供应商进行了评估，最终选取单位装机容量投资最小的机组进行了如下分析：该设备的瓦斯消耗率是每千瓦时 0.2475 立方米，因此，假定所有抽采出的剩余的煤矿瓦斯将用于发电，运行时间为 6500 小时，那么每年将发电 666300MWh，满足矿上的剩余电力需求后，还净剩 64.6MWh，是可以出售给电网的。这相当于装机 30 兆瓦的热电联产发电容量。

本发电机组的单位装机成本由此西方公司驻中国办事处代表提供。总的建设成本 (CAPEX) 包含设备采购、安装和调试、瓦斯采集、土地购买以及所有钻井和完井成本。内燃机发电机组分期安装，时间从 2012 年到 2014 年。这样做是为了配合瓦斯抽采量随时间的增长。

9.4.2 风险因素及消除

任何成功开发的项目，过去都存在风险。表 14 列出了已经确定的风险，以及风险水平的评估，并确定针对每个可能的风险的减缓和消除风险方案。总的来说，Raven Ridge 项目小组确认，与技术 and 实施相关的风险，等级是低到中等，但与市场相关的风险等级却非常高。高市场风险是拒绝选择该方案的一个强有力的理由。

表 14：风险因素及缓释：发电及电力销售方案

风险	风险评估	风险减缓和消除
市场:		
是否有能力将所有可用电能输送到电网中	高	在当地使用电能，避免卖给国家电网。
是否有能力进入全国电力市场	高	在当地使用电能，避免卖给国家电网。
电能卖给国家电网，是否能得到合理的价格	高	避免卖给国家电网，仅在当地出售。
技术:		
设备的可靠性	低	非常可靠的设备，在当地培训技术人员，以监控、维护和修理机组和相关系统。
气体浓度的波动	低	预抽瓦斯浓度波动不会很大。
安装实施		
设备和服务的价格波动	中等	设备价格的目前趋势是下降的；购买时在合同中锁定最优价格
项目获得政府许可及获得道路使用权	低	制定时间表，加入必要的时间，以确保取得所有必要的许可证和道路使用权，允许延误
设备运输延误	低	制定详细的规划，在订单中加入一定的交付时间
安装延迟	低	制定详细的规划：能发在瓦斯发电机组的

		安装上很有经验
--	--	---------

9.4.3 经济效益分析

该方案为一个模型方案，以确定此方案的经济效益。下面列出了一些建立模型方案的假设和参数，紧接着的一小段给出了经济评估的结果。

参数和假设

如果已经确定，就在模型方案中使用实际成本和定价，否则就使用基于行业标准的合理估计。以下假设用于此方案：

表 15：参数 & 假设: 发电及电力销售方案

项目持续时间	2010 – 2020	
电厂建设	现场施工和安装始于 2012 年，到 2014 年分期完成。	
P50 方案的建设投资（百万人民币）	发电站 & 辅助设备: 165.4（百万人民币）(24.124 百万美元)	单位成本基础上的发电站投资如下（每千瓦/人民币） - 5,440.96 元
年度电能销售	销售给矿上的电能: 20,350 兆瓦时 销售给公共电网的电能: 峰值 177,197 兆瓦时	
公共电网销售的运行时间（小时）	每年 6,500 小时	国外设备供应商提供
国外机组使用说明书:	单台机组产出 10,144 兆瓦时 每千瓦时使用 0.2475 m ³ 5.0% 的机组启动燃料	国外设备供应商代表提供
销售给矿上的电能价格	0.458 人民币/千瓦时	资料来源：2009 年 11 月通过国家发改委公告
销售给公共电网的电能价格	0.324 人民币/千瓦时	资料来源：2008 年 6 月和 8 月对南方电网的批发价格和批发

		价格全面上升的通知
每年的设备维修和保养费用	该设备购买价格的 2.5%	
每年的设备运行成本	机组：81 元/千瓦 涡轮：167 元/千瓦	制造商代表提供的资料
耗水量和成本	每千瓦时使用 0.0038 立方米水，水的价格是每立方米 2.5 元	2007 年重庆煤炭设计研究院的研究结论

概率预测结果

下面的表 16 总结了模型方案运行的结果，确定了发电方案的经济效益。使用 p50 的煤矿瓦斯产量进行预测，安装共计 30.4 兆瓦的瓦斯内燃机，利用一切可用的煤矿瓦斯作为燃料。一部分发电设备用来满足胜利发动机无法满足的矿上的电能需求，剩下的卖给电网。在 p50 瓦斯产率下，该项目的净现值为负值，-16.7 百万美元，而内部收益率没有计算²。

表 16：发电及电力销售方案的预测结果

发电方案	
评价方案	基准情况
建设投资比例 @ 5% 利率	80%
瓦斯气源预测 -p50 (百万立方米)	51.5
总建设投资 (百万美元)	200.1
碳减排量(百万吨)	3.88
装机容量 (兆瓦)	30.40
建设投资/ 碳减排量	51.57
电能销售价格 (元/千瓦时)	0.324
净现值/碳减排量	-4.30
净现值 (百万美元) @ 10%	-16.67
内部收益率(%)	N/A

9.4.4 发电方案敏感性分析

²净现值接近于零，则 Excel 不能计算内部收益率。这意味着，随着收益率的增加，在今后的年度现金流量中越来越多的接近等于 0，或者保持负值负收敛于零。

基于 P50 的气源产量，RRR 团队利用微软 Excel 的 What-If 工具 (Table 12)，对这种方案进行了敏感性分析。在基准情景下，80%的总投资以 5%的利率进行贷款融资，同时，分析考虑项目碳减排的收益。RRR 团队还对另外 4 中情景进行了分析：总投资的 50%进行贷款的情景、碳减排收益不考虑的情景、总投资的 80%以 7.5%的利率进行贷款融资的情景以及总投资以 10%的利率进行贷款融资的情景。这四种情景的净现值都是负值。不过，基准情景拥有最好的经济指标，其余三种情景全面经济指标相对差一些。

表 17：发电方案概况

Power Gen Scenario Summary					
	Base Case Values:	No Carbon Sales	7.5% Interest Rate	10% Interest Rate	% Borrowed
Variables					
Carbon Sales	Yes	No	Yes	Yes	Yes
Interest Rate	5.0%	5.0%	7.5%	10.0%	5.0%
% of CAPEX Financed	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	50.0%
Economic Indicators					
NPV (8%)	(\$17.868)	(\$29.863)	(\$27.482)	(\$37.451)	(\$54.749)
NPV (10%)	(\$16.663)	(\$27.567)	(\$25.270)	(\$34.188)	(\$51.158)
NPV (12%)	(\$15.579)	(\$25.520)	(\$23.315)	(\$31.322)	(\$47.905)
NPV (14%)	(\$14.603)	(\$23.690)	(\$21.580)	(\$28.796)	(\$44.949)
IRR (%)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

9.5 煤矿瓦斯制液化天然气 (LNG) 销售方案

下面的 Figure 16 描述了一个液化天然气生产厂的概念设计，计划在矿上安装建设一个 CMM 提纯液化处理厂。工程建设开始于 2011，将在 2012 年结束，每年的煤层气处理能力是 4520 万立方米。

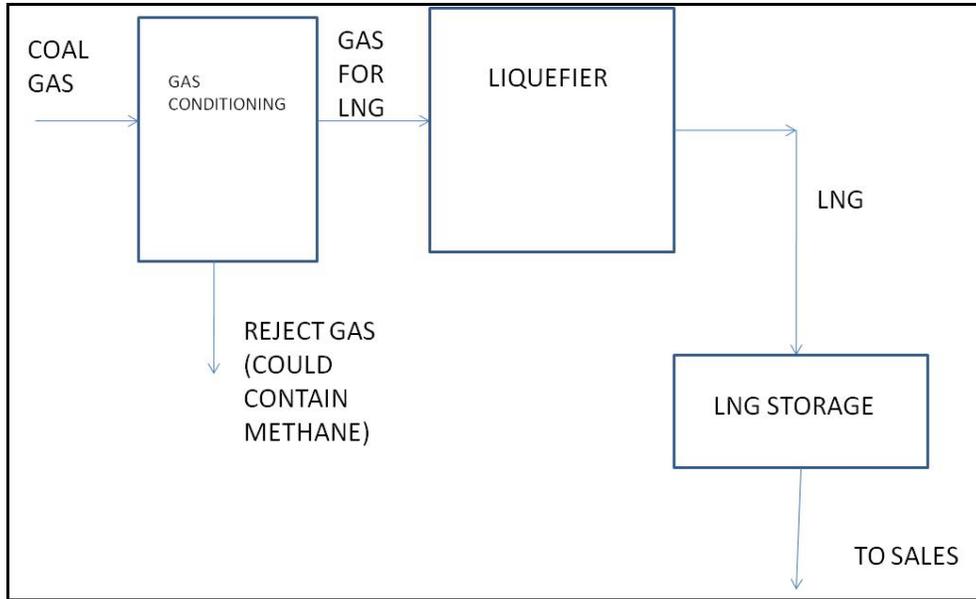


Figure 16: 液化天然气生产原理示意图

(最上面，从左至右是：煤矿瓦斯-气体净化处理-准备液化的天然气-液化装置；左下方是废弃的天然
气(可能含有甲烷)；右侧从上至下：液化天然气-液化天然气存储装置-销售)

9.5.1 技术工艺和实施安排

Raven Ridge 项目小组的第二个煤矿瓦斯利用方案是利用一个国外设计的液化天然气(LNG)工厂来评价的，买方负责将 LNG 运送到市场。

煤矿瓦斯生产液化天然气是一个多步骤的过程，需要一个复杂的系统集成煤矿瓦斯，并将杂质从煤矿瓦斯中清除出去。为便于分析，假设煤矿瓦斯进气，瓦斯含量为 96%，而一个分子筛净化系统将用于提纯并液化瓦斯气体。液化的基本原理是将处理的天然气冷却至约-160 摄氏度。基本的液化模

块可以被描述为含有一个或多个膨胀阀、相分离器 and 换热器的 (Figure 17) 闭式循环冰箱。原料甲烷气被冷却，并在一系列 J 阀中液化，后又离开液化单元模块存储在适当的液化储罐。为液化供应能量的是一个由工作燃料燃烧提供的外部能源，这种工作燃料是一种与 LNG 原料气匹配的混合气体。

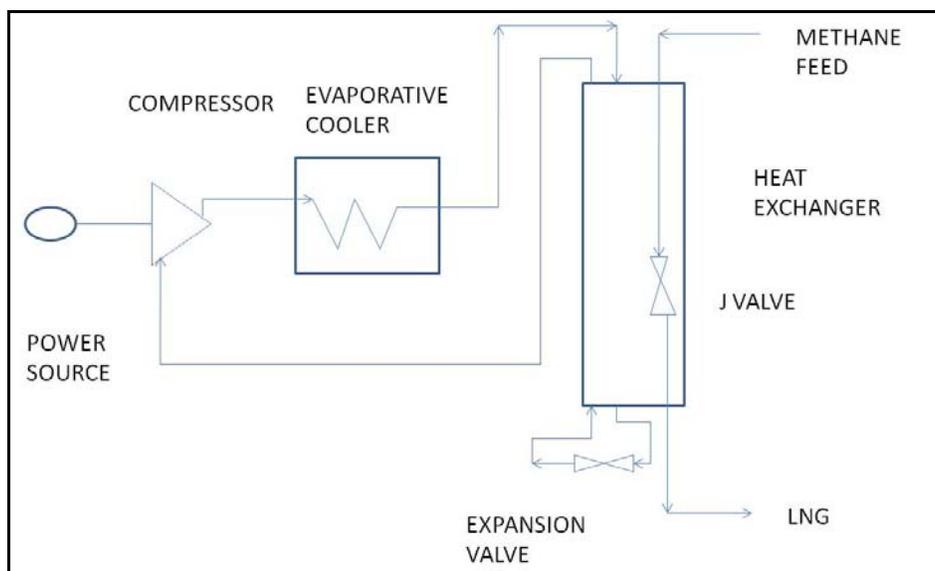


Figure 17: J 阀液化器的工作流程图

(从左往右，从上往下依次是：外部能源-压缩机-蒸发冷却器-膨胀阀-原料甲烷气-热交换器-J 阀-液化天然气)

除了液化设备的购买成本，气体预处理设备的购买成本、建设成本、安装成本、存储成本、规模成本、控制系统以及早期研究的办公软件也被计入了总投资。规模主要是由另一些工程的不同规模的

工厂成本估算来确定的，主要用来确定液化器以及工厂一些其他设备的建设成本³。项目投资还包
括钻井和完井成本，也包括采集和运输天然气到 LNG 生产厂房的成本。

液化天然气厂运行所需要的发电机组安置在液化厂房附近，并且用煤矿瓦斯做燃料。项目年运行
8300 小时，自用电每年 2518.4 万 KW.h，相当于装机容量 6.2MW。一旦工厂满负荷运行，自用电每年
需求的燃料是 620 万立方米。液化天然气工厂可处理的气体总量要从可获得的总量中减去这些作为燃料
的气体量。之前评估发电方案所使用的建设成本和运营支出取值，这个项目自用瓦斯电厂仍然沿用，
自用瓦斯电厂的投资应该包含在此液化天然气方案的经济评价中。

9.5.2 风险因素及消除

³十分之六原则：如果一个不同规模或者容量类似项目的成本是众所周知的，就可以利用此得到该项目的近似成本。如
果结果允许 20% 的误差，概测法，也就是十分之六原则，通常能够给出比较满意的结果。

列出了位于林华煤矿现场的液化天然气处理工程的相关风险。表中包含了每个风险的风险水平评定和可能的风险减缓和消除措施。总的来说，Raven Ridge 项目小组认为，与技术和实施相关的风险，等级为低到中度，但与市场问题相关的风险水平是中度到高。Raven Ridge 项目小组已经假定 LNG 将在产出点出售，即不承担任何运输 LNG 的成本，在这个基础上对项目进行经济评价。由于市场的不确定，LNG 产量可能会短暂的超出市场需求，但即使是这种担忧，也只会给经济带来一个中度的风险评估等级，因为建在现场的储气罐能有效降低这种风险。因此，储气罐的建设也包含在项目建设当中。

然而，对一个液化天然气的购买方在运输液化天然气时使用的油罐卡车，沿着现有的连接林华到省际高速路线的路上行驶，仍然会引起很高的市场风险，可能对该方案的经济效益带来不利影响。幸运的是，如扩阔现有道路，并控制本地的交通状况，或者开发一个保密和安全的替代路线，这些措施落实实现起来都相对简单一些，能有效降低这种风险；但这些费用没有包括在分析中。铁路运输是另外一种可能的运输方案，其他液化天然气生产商正向中央政府请愿，请求政策的改变，允许液化天然气采取这种运输方式。

表 18：风险因素及消除：液化天然气销售方案

风险	风险评估	风险减缓和消除
市场:		
沿着现有的道路使用油罐卡车运输液化天然气到主要的高速路线的能力	高	目前的道路情况不能适应沉重的罐式卡车，必须对其进行改善，或者修建替代路线。
天然气购买方运输液化天然气产品，以避免工厂停工的可靠性	中度	创建长期的合同条款来确保天然气的销售。安装储存罐来处理少量的运输滞留产品。
技术:		
设备的可靠性和可依赖性:	低	在当地培训技术人员，以监控、维护和修理设备。
气体浓度波动	低	煤矿瓦斯的预抽采，浓度波动不会很大
安装启用:		
设备和服务的价格波动	中等	设备价格的目前趋势是下降的;购买时在合同中锁定优惠价格
采购许可证和道路使用权	低	制定时间表，加入必要的时间，以确保取得所有必要的许可证和道路使用权，允许延误
设备产能延误	低	在订单中为可能的延迟做好计划
安装延迟	中等	为可能的延迟设定计划，留出建筑和安装时间

9.5.3 经济分析

建立了煤矿瓦斯利用的第二种方案的模型，并在此基础上进行经济评价。下面列出了一些建立模型方案的参数和假设，紧接着的一小段报告给出了经济评价的结果。

参数和假设

液化天然气销售方案的经济评价是以下面的参数和假设作为基础来进行的。

表 19：投入&假设：液化天然气销售方案

容量	5147.45 万立方米输入 3980 万立方米输出 620 万立方米用于自用瓦斯电厂	全面运作将在 2012 末,峰值生产能力在 2015 年
施工期	液化天然气工厂 气体生产-采集和运输	用两年建造工厂 (2011 – 2012) 2 年修建主要的运输路线, 达到稳定生产, 5 年达到峰值生产, 并且所有的采集设备都要到位。
项目所有权	瓦斯电厂和 LNG 工厂是独立的盈利单位, 从林华煤矿独立出来, 债务和股本结构尚未由项目投资方决定。	内部收益率的计算方法以整个项目的投资为背景, 包括钻井成本。
建设投资: 提纯/液化天然气工厂	1120 万美元	来自第三方工程师
年运行时间	每年 8300 小时	
提纯/液化天然气工厂中的甲烷损失	假设煤矿瓦斯中的甲烷含量是 96% 在处理中将会损失 12% 的甲烷	在处理的总气体量中扣除损失的气体量, 以确定气体总销售量。
电能消耗, 液化天然气工厂	0.45KWh 每处理一公升气体	估计值来自液化天然气方面的顾问
工厂运行购买的电能价格	自己生产-工厂无需成本	
液化天然气工厂的运转 & 维修成本 (包括能源工厂)	占每年总资本投入的 5%	包括所有的运转和维修费用, 包括劳工费用。
包括能源工厂的运转 & 维修成本	机组: 81 元/千瓦时 涡轮: 167 元人民币/ 千瓦	基于制造商的代表提供的资料
耗水量和成本	每千瓦时使用 0.0038 立方米的水, 水的价格是每立方米 2.5 元	2007 年重庆煤炭设计研究院研究的研究结论
液化天然气销售价格	3.0 元 每立方米 (气体相态, 包括附加税)	出厂价格, 顾客负责运输

概率预测结果

下面的表 20 总结了模拟方案的运行结果，以确定液化天然气销售方案的经济效益。使用 p50 的煤矿瓦斯产品进行预测，建造一个处理工厂就可以处理所有的可用煤矿瓦斯，所有 LNG 用于销售。2012 年，一个 LNG 年生产能力 17360 万立方米的液化天然气厂将建成。经济模型估算的净现值是负的\$432 万美元，内部收益率不可计算。

表 20: 液化天然气销售方案的预测结果-基准情况

液化天然气销售方案	
评价方案	基准情景
建设成本所占比例 @ 5% 利率	80%
天然气预测 -p50 (百万立方米)	51.5
合计资本支出 (百万美元)	189.3
CO ₂ 减排量(百万吨)	3.10
工厂规模 (百万立方米/年)	45.20
建设投资/ CO ₂ 减排量(吨)	61.06
液化天然气销售价格(元/立方米)	2.75
净现值/ CO ₂ 减排量(公吨)	-1.39
净现值 (百万美元)	-4.32
内部收益率 (%)	N/A

9.5.4 敏感性分析

基于 P50 的气源产量，RRR 团队对液化天然气销售方案进行了敏感性分析(Error! Reference source not found.)。分析方法与我们上面分析发电方案时一样。跟发电方案的分析结果一样，所有四种情景的 NPV 都是负值，不过，基准情景经济指标最好，其他情景经济指标稍微差一些。

表 21: LNG 销售方案概览

LNG Scenario Summary					
	Base Case Values:	No Carbon Sales	7.5% Interest Rate	10% Interest Rate	% Borrowed
Variables					
Carbon Sales	Yes	No	Yes	Yes	Yes
Interest Rate	5.00%	5.00%	7.50%	10.00%	5.00%
% of CAPEX Financed	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	50.00%
Economic Indicators					
NPV (8%)	(\$4.11)	(\$14.77)	(\$14.11)	(\$24.50)	(\$38.76)
NPV (10%)	(\$4.31)	(\$14.05)	(\$13.28)	(\$22.58)	(\$36.83)
NPV (12%)	(\$4.48)	(\$13.40)	(\$12.56)	(\$20.92)	(\$35.06)
NPV (15%)	(\$4.63)	(\$12.83)	(\$11.93)	(\$19.48)	(\$33.43)
IRR (%)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

9.6 天然气销售方案

第三个方案是，煤层气作为天然气的销售。正如其他两种方案，所有产生的煤矿瓦斯被输送到一个集中地，接近矿井地面设施的北部。

9.6.1 配置和部署安排

在这项研究中，Raven Ridge 项目小组假定产出的煤矿瓦斯没有必要进行进一步处理，完全符合天然气管道的传输标准。在这种情况下，所有可用的煤矿瓦斯将出售给贵州省内获得唯一授权的贵州燃气进行配送。煤矿瓦斯将在矿区的压缩机房出售给贵州燃气，也就是说将由贵州燃气承担配送的运输成本。

9.6.2 风险因素及消除

在天然气的销售情况下，风险确定如下表 36 所示，风险等级为中，而通过采取措施，可以有效消除风险因素对项目经济评价造成的不利影响。需要作的是，就是预先的，或者需要的时候，积极的采取风险消除措施。

表 22：风险因素及缓释：优化方案

风险	评估	缓解及消除措施
市场：		

天然气：价格下跌是由于经济条件	中等	建立长期的合同。
进入市场	中等	目前天然气在该地区的市场正在开发，预计未来数年的市场需求将稳步增长。

9.6.3 经济分析

针对这种终端利用方式建立模型，来进行经济评价。下面列出了模型使用的假设和参数，紧接着，就是项目的经济评价。

参数和假设

下面的参数和假设作为此经济评价模型的基础。

表 23：天然气销售的投入及假设

项目期限	2009 – 2025	
煤层气生产量	根据概率阈值 P50	从煤矿瓦斯生产总额中减去运行胜动机组所需的瓦斯量，来确定市场上出售的净量。
煤层气销售价格	每立方米 2.05 人民币	

概率预测结果

下面的表 24 列出了，煤矿瓦斯销售经济评级的关键指标。利用 P50 煤层气产量预测，所有有用的气体均出售给贵州燃气。经济评价模型显示，项目有 6.26626 百万美元的净现值和 34.553455% 的内部

收益率。这表明，项目具有很好的经济效益，同时，项目在整个生命周期，可以产生 348 万吨以上的二氧化碳减排量。

表 24：天然气销售基准情景结果预测

天然气销售	
评价情景	基准情景
建设成本所占比例 @ 5% 利率	80%
天然气预测 -p50 (百万立方米)	51.5
合计资本支出 (百万美元)	175.9
CO ₂ 减排量(百万吨)	3.48
工厂规模 (百万立方米/年)	50.56
建设投资/ CO ₂ 减排量(吨)	2.50
液化天然气销售价格(元/立方米)	1.93
净现值/ CO ₂ 减排量(公吨)	1.80
净现值 (百万美元)	6.26
内部收益率 (%)	34.55

9.6.4 天然气销售敏感性分析

基于 P50 的气源产量，RRR 团队对液化天然气销售方案进行了敏感性分析。与其他两种方案一样，也对同样的四种情景进行了评估。与前两种方案结果一样，基准情景表现出最好的经济性。对这种方案，RRR 团队进行了另外一个敏感性分析，用以判定销售气价的盈亏平衡点。天然气的销售价格

在 1.93 元/方的时候，达到盈亏平衡点，IRR 趋近于零。

表 25：天然气销售方案概览

Natural Gas Scenario Summary					
	Base Case Values:	No Carbon Sales	7.5% Interest Rate	10% Interest Rate	% Borrowed
Variables					
Carbon Sales	Yes	No	Yes	Yes	Yes
Interest Rate	5%	5%	7.5%	10%	5%
% of CAPEX Financed	80%	80%	80%	80%	50%
Economic Indicators					
NPV (8%)	\$7.33	(\$3.24)	(\$1.01)	(\$9.66)	(\$24.98)
NPV (10%)	\$6.26	(\$3.35)	(\$1.21)	(\$8.94)	(\$23.93)
NPV (12%)	\$5.32	(\$3.44)	(\$1.39)	(\$8.33)	(\$22.94)
NPV (14%)	\$4.49	(\$3.52)	(\$1.56)	(\$7.81)	(\$22.01)
IRR (%)	34.55%	N/A	-2.12%	N/A	N/A

9.7 三种方案的经济评价比较

Raven Ridge 项目小组对三种终端使用方案进行可行性研究对比，得出天然气销售方案经济效益最好。所有的经济指标显示，应该选择该方案。该项目方案的投资最少，在加工处理时损失很少的瓦斯气，而且这个方案，在其生命周期内，显示了很强劲的销售市场潜力。但是，从市场的角度来看，该地区已经形成了液化天然气市场，而且，煤层气液化天然气项目也正在松藻北部进行，这些条件倾向于支持液化天然气销售方案。

表 26：三种终端使用方案的比较

三种终端使用方案的经济性能比较 (基本情况)			
终端使用方案	发电	液化天然气销售	天然气销售
气源预测 - P50 (百万立方米)	51.5		
总投资 (百万美元)	200.1	189.3	175.9
二氧化碳吨数 (百万)	3.88	3.10	3.48
投资/吨 CO _{2e}	51.57	61.06	50.56
净现值/吨 CO _{2e}	-4.30	-1.11	1.61
净现值 (百万美元)	-16.67	-4.32	6.26

内部收益率 (%)	N/A	N/A	34.55
-------------	-----	-----	-------

10.0 结论、建议及下一步工作

10.1 采矿

煤矿业主已经提供了曾经发生的煤与瓦斯突出事件的详细记录，Raven Ridge 团队认为，了解突出发生的可能性、正断层与逆断层俯角的大小和位置，非常关键，能有效降低突出的影响。另外，继续绘制采区内断层数据库也是很有必要的。额外的勘探钻井，更好地确定几何形状和逆断层的北方延伸趋势，这同采矿计划同等重要。为了更好的完成这一点，建议煤矿管理部门考虑对矿山属性的三维地震勘探计划。

10.2 钻探

林华煤矿应实施一项钻探计划，这个计划包括，在地面钻一系列深钻孔，用于预抽煤层中的瓦斯。在设计钻井方案时，应考虑到以下几个方面：

- 煤层的不稳定，确定该井的理想方位。这可以从大量的井下钻井经验和地质调查工作后的建议推断出来。
- 在钻井设计的定位方面，需要一个较高水平的工程。使用定向钻井设备钻井，钻井时使用欠平衡水/雾钻井将是理想的，但不知道对于这种方案来说，煤层的机械强度是否能够承受。

- 虽然已经知道，拟议的钻井瓦斯抽采计划所需的钻井设备和配套技术可以在中国得到，但懂得如何设计并管理好这个项目的专家却不容易找到。在开始商业化建设这个项目之前，必须要先对相关人员进行能力建设培训，确保能从商业钻井一开始就获得成功。钻推荐的第一口 DDWA 井时，就可以借此机会实施培训计划。借助专家的经验，工程设计必须吸取成功案例的经验，避免在相同的地质条件下出现的同样的问题。这一较高水平的工程应该由一名工程师来执行，这名工程师，需要熟悉当地的地质构造，并且，需要具备此类专业设备的使用经验。这样，他才能确定能最大限度回收瓦斯的技术方案。

10.3 市场

基于广泛的市场调查，Raven Ridge 项目小组得出结论认为，煤矿瓦斯发电方案，没有经济吸引力。但是，仍然存在两个可行方案：1) 煤矿瓦斯生产 LNG 后销售，由于正处于天然气供应不足时期，将煤矿瓦斯转化成液化天然气 (LNG)，后运输到市场进行销售；2) 或将产出的煤层气注入到连接中国与缅甸的管道。重要的是要尽早从两种方案中确定切实可行的方案，使得林华煤矿的瓦斯气体能得到充分的利用。这两种方案都将需要大量的基础设施升级，并且，在有产品出售之前，应该要完成这种升级。对于液化天然气方案，需要将罐式卡车开到矿区，这意味着，现有的道路和矿区以外的道路都需要加以改进，或建设单独的运输液化天然气的道路。对于天然气销售方案，从矿山位置到金沙主要传输线需要建设管道，经过金沙的管道线定于 2012 年底完成。另外，确定一个在中国富有经验的项目的开发方或投资伙伴，也能有效推进该项目。合作伙伴需要面对多重挑战，即需要将新的钻井技术引入到当地，也需要实现将 LNG 或者产生的煤矿瓦斯，推向市场。任何一种方案，都需要周密的计划，并且，需要煤矿公司、项目开发者或者投资者的积极参与。

11.0 参考文献

经济界 (2010 年 2 月 18 日报道) : “印度石油天然气公司、印度天然气有限公司获准持有中国天然气管道股份”

http://www.businessworld.in/bw/2010_02_18 ONGC GAIL Allowed To Take China Gas Pipeline Stake.html

曹运兴等人著 (2001 年) : 《逆断层下盘中的煤与瓦斯突出》 作者 : 曹运兴、何定东 大卫 C . 格里克 , 国际煤炭地质学报 48 : 47-63

中国教育服务中心 (2008 年) : 《中国能源统计年鉴 2008》

中国化工网 (2009 年 6 月 29 日报道) : “贵州燃气集团投资 2000 万元改造凯里燃气管道”
<http://news.chemnet.com/item/2009-06-29/1148351.html> 注 : 该报道中作者倒推了零售和批发价格

中国煤炭网 (2009 年 5 月 5 日报道) : “盘江煤电 (集团) 公司 7 家瓦斯发电站顺利完成工程招投标”
<http://www.ccoalnews.com/101773/101788/107067.html>

中国日报网 (2010 年 7 月 5 日报道) : “中石油计划 2015 年前生产 5 亿立方米页岩气”
http://www.chinadaily.com.cn/business/2010-07/05/content_10065057.htm

中国能源网 (2006 年 6 月 7 日报道) : “贵州西电东送首批电源项目全部建成投产”
<http://www.china5e.net/news/power/200606/200606070027.html>

中国能源网 (2009 年 3 月 26 日报道) : “新奥 (中国) 燃气投资有限公司山西晋城 15 万 m³/d LNG 建设项目” <http://www.cnlng.com/bencandy.php?fid=42&id=10517>

中国发展门户网 (2009 年 6 月 16 日报道) : “中国第四大能源进口通道中缅油气管道 9 月全面开工”

http://cn.chinagate.cn/economics/2009-06/16/content_17957324.htm

中国上市公司资讯网 (2010 年 3 月 1 日报道) : “赤天化集团开始了从气头尿素生产向煤化工转型”

中电投贵州金元集团股份有限公司网 (2010 年 7 月 22 日报道) : “金元集团 遵义公司 2010 年年中工

作会议暨上半年经济运行分析会召开”

http://www.gzjyit.cn/news/20100722/201007221752376956_0.html

中海福建燃气发电有限公司 (2007 年 7 月 27 日报道) : “中海福建燃气发电有限公司签署液化天然气

购销合同(修订)”

<http://cdm.unfccc.int/filestorage/9KWVO5C60N1E4XRA7SFJY8TBLZP2G3/LNG%20Purchase%20and%20sales%20contract%20%20PP%20and%20Terminal%202007.pdf?t=Y3I8MTI5MTEzODQyMS45NQ==|Hswg0HZs4m8LFbEg9kVlwFR0uvl=>

贵州煤矿设计研究院 (2002) : 《林华煤矿设计报告》第 402 页 ,

广东统计信息网 (2010 年 2 月 21 日报道) : “2009 年广东国民经济和社会发展统计公报--广东省统

计局” http://www.gdstats.gov.cn/tjgb/t20100225_74438.htm

贵州省煤田地质局地质勘察研究院 (2002) : 《贵州省煤田地质局地质勘察研究》第 94 页

贵州电网公司 (2009 年 10 月 29 日) : “贵州电网统调负荷创历史新高”

国家统计局网 (2010 年 3 月 13 日报道) : “2008 年贵州国民经济和社会发展统计公报----贵州统计局”

http://www.stats.gov.cn/tjgb/ndtjgb/dfndtjgb/t20090317_402548974.htm.

贵州统计信息网 (2010 年 3 月 5 日报道) : “2009 年贵州国民经济和社会发展统计公报----贵州统计

局” http://www.gz.stats.gov.cn/SysHTML/ArticleHTML/40684_1.shtml

贵州省统计年鉴 (2009) 【2009 年中文印刷版 , 封面标识为 2008 年】

网易新闻中心广东新闻网 (2007 年 2 月 6 日报道) : “广州天然气批发价公布 : 1.64 元/m³”

<http://gd.news.163.com/07/0206/10/36L231E40036000Q.html>

广西经济之窗 (2010 年 2 月 21 日报道) : “2009 年广西全社会用电量同比增长 9.93%”

http://www.gxi.gov.cn/jiyx/jiyx_jjfx/jiyx_jjfx_yxzk/jiyx_jjfx_yxzk_gx/201002/t20100221_176059.htm

贵州都市报 (2008 年 2 月 7 日报道) : “贵阳有望用上缅甸天然气”

<http://gzdsb.gog.com.cn/system/2008/02/27/010221333.shtml>

贵州日报 (2008 年 12 月 8 日报道) : “贵州省“西电东送”第二批项目建设全面铺开”

<http://www.gzxw.gov.cn/Szyw/Snyw/200812/56585.shtm>

贵州日报 (2009 年 12 月 11 日) : “盘江矿区大力兴建瓦斯发电站”

http://newzt.gzlps.gov.cn/art/2009/12/11/art_8887_302942.html

贵州发电厂新闻概况

1. 贵州“西电东送”骨干电源项目兴义电厂开工建设

http://www.gov.cn/jrzg/2009-11/28/content_1475420.htm

2. 国电凯里发电厂 4×125MW 机组全部关停退役

<http://news.bjx.com.cn/html/20090603/217993.shtml>

3. “贵州黔桂发电有限责任公司” (原盘县发电厂) : 黔桂公司“上大压小”项目情况

http://www.gzlps.gov.cn/art/2009/8/22/art_4194_267205.html

4. 华电贵州桐梓电厂 2 x 600 MW 工程获核准建设

<http://www.in-en.com/power/html/power-1355135544596035.html>

5. 贵州华电清镇电厂“上大压小”改建工程通过核准

<http://money.163.com/10/0330/15/631KUKTC00253B0H.html>

6. 以劣质煤、煤泥、煤矸石为发电原料盘北煤矸石电厂开工建设

<http://gzrb.gog.com.cn/system/2009/11/25/010687509.shtml>

7. 华电集团乌江沙沱电站实现大江二期截流

<http://finance.ifeng.com/roll/20090422/569076.shtml>

8. 中电投贵州金元集团公司 2009 年工作纪实

<http://www.chinapower.com.cn/article/1166/art1166000.asp>

贵州省物价局 (2010 年 1 月 5 日报道) : “贵州省物价局公布贵阳市非居民用管道煤气价格调整”

<http://www.gz12358.gov.cn/article.asp?id=20433>

贵州省物价局 (2010 年 2 月 15 日报道) : “贵州省物价局公布贵阳市居民用管道煤气价格调整”

<http://www.gz12358.gov.cn/article.asp?id=20638>

广西壮族自治区统计局 (2010 年 3 月 22 日报道) : “广西壮族自治区 2009 年国民经济和社会发展统计公报”

<http://www.tjcn.org/tjgb/201003/10440.html>

霍尔科姆公司 (2010 年) : GEOrient--构造地质学-测绘/地理信息系统软件 (9.x 版) [软件]。

点击链接进入购买页面 : http://www.holcombe.net.au/software/rodh_software_georient.htm

华夏贵州与台湾网 (2010 年 9 月 16 日报告) : “中缅气管道中贵天然气管道贵州汇合”

<http://www.huaxia.com/gz-tw/gzcx/2010/09/2092149.html>

国际燃气网 (2010 年 10 月 22 日报道) : “贵州省 2013 年用上缅甸天然气”

<http://www.in-en.com/gas/html/gas-1311131143784134.html>

昆明信息港 (2009 年 6 月 13 日报道) : “昆明 3 年后要烧缅甸天然气, 每立方米不超 3.5 元”

http://news.kunming.cn/km-news/content/2009-06/13/content_1898881.htm

马雷特和奥门丁格尔 (1990) : 《断层滑动数据的运动学分析》 作者 : 兰德尔·马雷特和理查德·瓦特·

奥门丁格尔。构造地质学杂志 12 (8) : 973-986

贵州省煤矿安全研究院 (2006 年) : 《林华煤矿瓦斯抽采》第 96 页

国家统计局网 (2009 年 1 月 22 日报道) : “2008 年国民经济总体保持平稳较快发展”

http://www.stats.gov.cn/tjfx/jdfx/t20090122_402534140.htm

国家统计局网 (2010 年 2 月 25 日报道) : “2009 年国民经济和社会发展统计公报”

http://www.stats.gov.cn/tjgb/ndtjgb/qgndtjgb/t20100225_402622945.htm

国家统计局月度数据统计 (2008-2010) : “2008-2010 年度工业主要产品每月产量统计”

<http://www.stats.gov.cn/tjsj/>

国家统计局季度数据统计 (2010) : “2010 年前三个季度的国内生产总值”

<http://www.stats.gov.cn/tjsj/jidusi/>

国家发改委 (2003 年 9 月 28 日发布) : “关于西气东输天然气价格有关问题的通知”

http://nyj.ndrc.gov.cn/nyfjb/nyfjb5/nyfjb57/t20070122_112670.htm

国家发改委 (2008 年 6 月 29 日公布) : “关于提高南方电网电价的通知”

<http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2008tongzhi/W020080820400508532209.pdf>

国家发改委 (2008 年 8 月 19 日公布) : “关于火力发电厂售价通知”

http://www.zzdarc.gov.cn/news/zcfg/2008/821/088211156549KG7GDGAAF7DDJJB7D_H4.html

国家发改委 (2009 年 7 月 5 日报道) : “在山西港华煤层气公司煤层气液化项目一期工程投产、二期工程开工奠基仪式和晋城煤业集团寺河矿 120MW 煤层气发电厂投产仪式上的讲话”

http://nyj.ndrc.gov.cn/mtwsfz/zywj/t20090709_290051.htm

国家发改委 (2010 年 1 月 6 日报道) : “2009 年全社会用电量稳定增长，清洁能源快速发展”

http://nyj.ndrc.gov.cn/ggtz/t20100106_323322.htm

国家发改委 (2010 年 5 月 31 日报道) : “国家发展改革委关于提高国产陆上天然气出厂基准价格的通
知”http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2010tz/t20100531_350432.htm

国家发改委 (2010 年 2 月 5 日报道) : “国家能源局副局长、煤矿瓦斯防治部际协调领导小组办公室主任吴吟同志在全国煤矿瓦斯防治 (集中整治) 领导小组办公室主任会议上的讲话”

http://www.ndrc.gov.cn/nyjt/zhd/t20100222_331446.htm

中新网人民日报 (2010 年 3 月) : “2015 年中国天然气需求量将达到 2000 亿立方米”

<http://www.chinanews.com.cn/ny/news/2010/03-29/2194617.shtml>

黔西县青龙煤矿 PDD (2008 年 4 月) : 《黔西县青龙煤矿清洁发展机制项目设计文件》

<http://www.sgsqualitynetwork.com/tradeassurance/ccp/projects/498/Qianxi%20PDD%202008-05-06%20for%20validation%20without%20trackchange.pdf>

胜利油田胜利动力机械集团有限公司销售公司瓦斯发电机组销售业绩清单 :

参考详见链接 <http://www.sdxsgs.com/gsyj.php>

谢泼德 (1995) : 《断层区结构的突出倾向性》, 约翰.谢泼德出席于 1995 年 3 月 20—24 日在澳大利亚新南威尔士州伍伦贡市举办的“国际论坛暨高瓦斯涌出及突出的管理与控制研讨会”演讲搞

水城矿业集团网站 : “水城矿业简介” <http://www.gzskit.com/gysk/>

四川省政府门户网 (2010 年 4 月 22 日报道) : “国家能源局同意中卫——贵阳天然气联络线管道工程开展前期工作”

http://www.sc.gov.cn/scszfxxgkml_2/sbgt_81/gzdt/zwdt/201004/t20100422_940968.shtml

交易市场网 (2009 年 8 月 13 日报道) : “由于从卡塔尔进口的液化天然气价格昂贵, 中国海洋石油总公司下游用户减少。” <http://www.tradingmarkets.com/.site/news/Stock%20News/2478105/>

世界银行 (2009 年 4 月 20 日报道) : “中国山西省煤层气开发利用项目计划贷款项目评估文件”
http://www.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/04/30/000350881_20090430094639/Rendered/PDF/421000PAD0P100101Official0Use0Only1.pdf

世界银行 (2010 年) : “2010 年 11 月中国经济数据季度更新”

http://siteresources.worldbank.org/CHINAEXTN/Resources/3189491268688634523/cqu_Nov_2010.pdf

新华网贵州频道 (2010 年 3 月 6 日报道) : “西部开发坚定了贵州四千万人民共创美好生活的信心 -

- 全国人大代表、贵州省省长林树森谈贵州西部开发十周年”

http://www.gz.xinhuanet.com/2008htm/xwzx/2010-03/06/content_19176722.htm

新华网经济新闻 (2010 年 1 月 28 日报道) : “贵州煤矿瓦斯发电规模仍偏小”

<http://news.hexun.com/2010-01-28/122520741.html>

云南省统计局 (2010 年 3 月 23 日报道) : “云南省 2009 年国民经济和社会发展统计公报”

http://www.stats.yn.gov.cn/TJJMH_Model/newsview.aspx?id=1264826

尼可 (2010 年 7 月) : 与雷·尼可个人通信稿件

《从全球定位系统数据分析青藏高原的连续性变形》 (2004 年) 张培震、沈正康、王敏、甘卫军、博格曼·罗兰、莫尔纳·彼得、王齐、牛之俊、孙建中、吴建春、孙汉荣、游新兆等人著，美国地质学会 32 (9): 809-812

湛江市人民政府网 (2009 年 7 月 6 日报道) : “调价兼顾市民承受能力和企业利益”

<http://www.zhanjiang.gov.cn/show.aspx?id=16750&cid=37>.

注：该报道中作者推算了零售价格和批发价格

Appendix 1:

林华煤田地质储量分类系统

Appendix 1: 林华煤田地质储量分类系统

按照下列标准将储量的分类界定为四个等级：A，B，C 和 D。

对于有近空间探测数据的煤炭储量来说：

1. A 等级的储量是从观察点或测量点向各个方向延伸 500 米的距离即形成一个 500 米半径的圆来划定界限。
2. B 等级的储量是以 A 等级的储量所确定的圆为基础，从观察点或测量点向各个方向延伸 1000 米的距离来划定界限。
3. C 等级的储量是以 B 等级的储量所确定的圆为基础，从观察点或测量点向各个方向延伸 2000 米的距离来划定界限。
4. D 等级的储量是以 C 等级的储量所确定的圆为基础，从观察点或测量点向各个方向延伸 2000 米的距离来划定界限。它提出可以从矿产资源边缘之外更大深度处的观察点或测量点进行划定。

对于那些因宽间隔的勘探数据而造成熟知度不高的煤来说：

1. 没有 A 等级的储量
2. B 等级的储量是从观察点或测量点向各个方向延伸 500 米的距离即形成一个 500 米半径的圆来划定界限。
3. C 等级的储量是以 B 等级的储量所确定的圆为基础，从观察点或测量点向各个方向延伸 1000 米的距离来划定界限。
4. D 等级的储量是以 C 等级的储量所确定的圆为基础，从观察点或测量点向各个方向延伸 1000 米的距离来划定界限。它提出可以从矿产资源边缘之外更大深度处的观察点或测量点进行划定。

Appendix 2:
水文概述表

Appendix 2: 水文概述表

水文井概述

井号	井深 (米)	井号	井深 (米)
1101*	422.9	J1602*	295.5
J1104*	305.1	J1603*	389.0
1105*	467.4	1703*	253.5
1203*	287.6	1705*	230.4
J 1303*	433.3	1708*	701.0
J 1402	291.4	J1702*	263.1
J 1404*	320.7	J1702*	428.9
1505*	326.0	13(1)-3	230.3
J 1501	261.0	13(2)-3	311.1
J 1502	424.2	13(2)-2	285.6
J 1503	364.1	13(2)-1	235.5
1603	398.8	0-1	225.3
1604	421.9	0-2*	423.3
1605*	433.0	NA	361.5
J 1601*	255.9		

来源: GGPBICG (2002)

Appendix 3:
各定向钻井群成本概算表
及钻井方案

Appendix 3: 各定向钻井群成本概算表 及钻井方案

Raven Ridge 项目团队设计了一个水平钻井预抽瓦斯的钻井方案，并根据方案编制了授权开支预算。作为拟议项目的一部分，详细的钻井深度与天数对应图(Figure 1)，和授权开支预算如下。费用和日程表是初步的，以研究为目的。

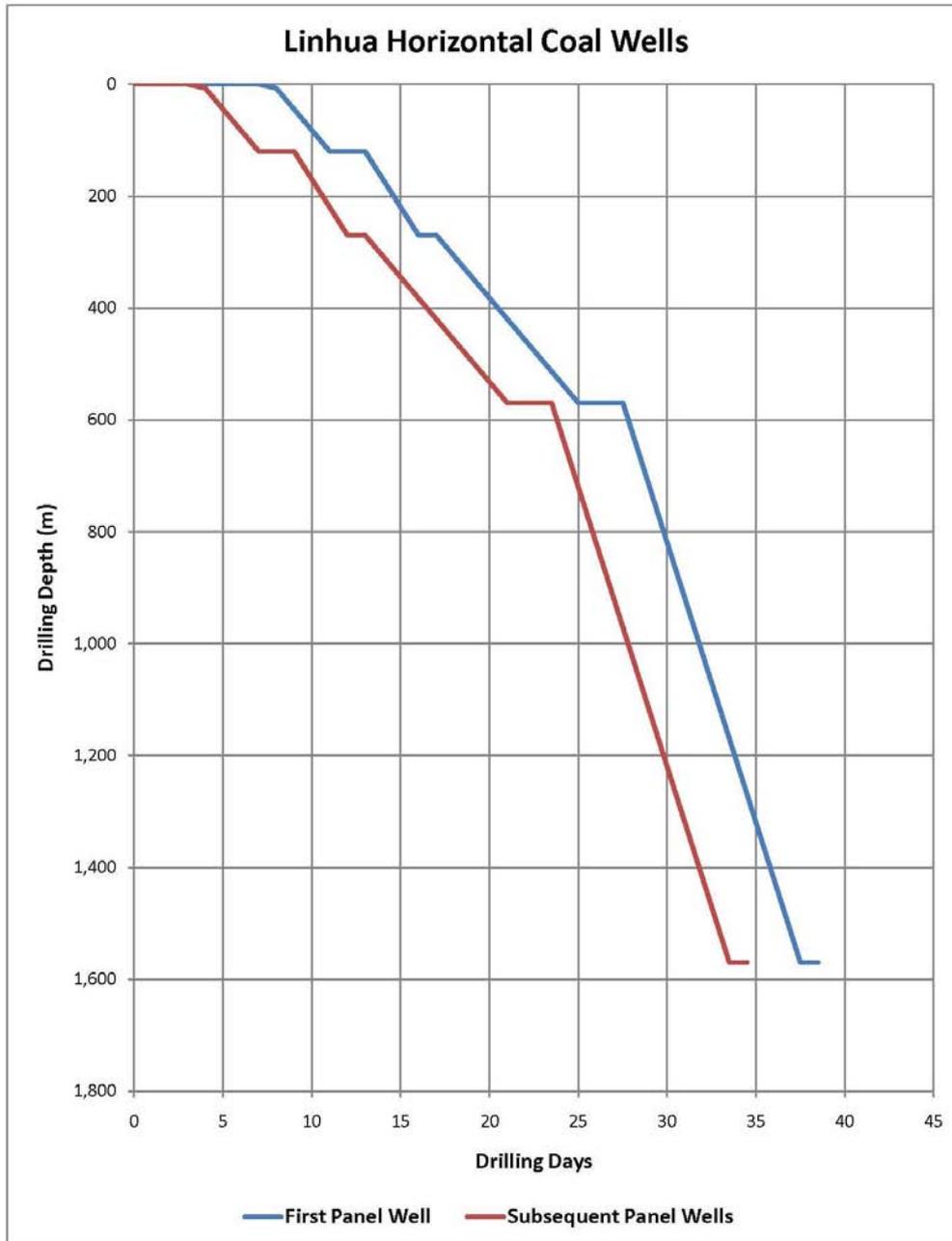


Figure 1 钻井深度与天数对应图

下面将详细讨论这些假设和结论的得出。

在钻井工具安装之前，需要建设一个40米乘85米的钻井基地。储备和切口处置坑将被安装在该地点。估计将在每一个钻井平台区修建一条1千米长5米宽的路。电力和通信(电话和互联网)在每一个地点将被安装。虽然只有极少的人将是常驻在开井点，供水及生活污水排放设施也是必须要建的。在建设之前，必须做一个环境评估并得到地方环保局的批准。

拥有2000-2500米钻井井深能力的驱动钻机确定下来后，将会被运送到钻井地点。暂时地，总共6口井将钻成直线平行于采面边缘，每口井中心之间的距离大约是的2.5m到4.0m。井口将被放置在浅层地下室，直到钻井结束，以防止到钻机侧向打滑。地下室的深度和配置根据选择的驱动钻机而定。套管的导体可以预设在地平面以下约7米，为钻机配备。钻井将会从表层逐渐地钻透所有地层，然后钻机将会被安装在下一个钻口。

使用常规水基的钻井液。表面沉积(下三叠纪的石灰石、泥石和粉砂岩)是相当坚硬的而且渗透率也是相当低的。注意到石灰石有钻井循环液漏失问题(钻井液从孔中慢慢流掉)，这也许是在第一个200-400米钻井过程中将遇到的一个问题。

表层套管计划被安装在120 m，但是如果钻井没有遇到问题，也许表层套管需要被安装到更深处。暂时地，10 3/4英寸套管将会被安装在13 1/2英寸直径的钻孔中，并且会用水泥填充来固井。水泥固井可以由当地水泥固井公司使用地方G类水泥与简单的添加剂来实施。在安装好套管之后，将安装启动器头和封井器(BOP)。

将钻井一个9 7/8英寸的钻孔，孔深近240米，水基的泥浆，这时，泥浆录井器开始工作。计划修造的斜度是每30米偏移8°直至钻孔在9号煤层附近接近90° (Figure 2)。4号和5号煤层将以大角度相遇，但是这可能成为一个好的稳定点。7 5/8英寸套管将被设置通过4号和5号煤层，只是稍高于9号煤层并且用水泥固井至到表面。

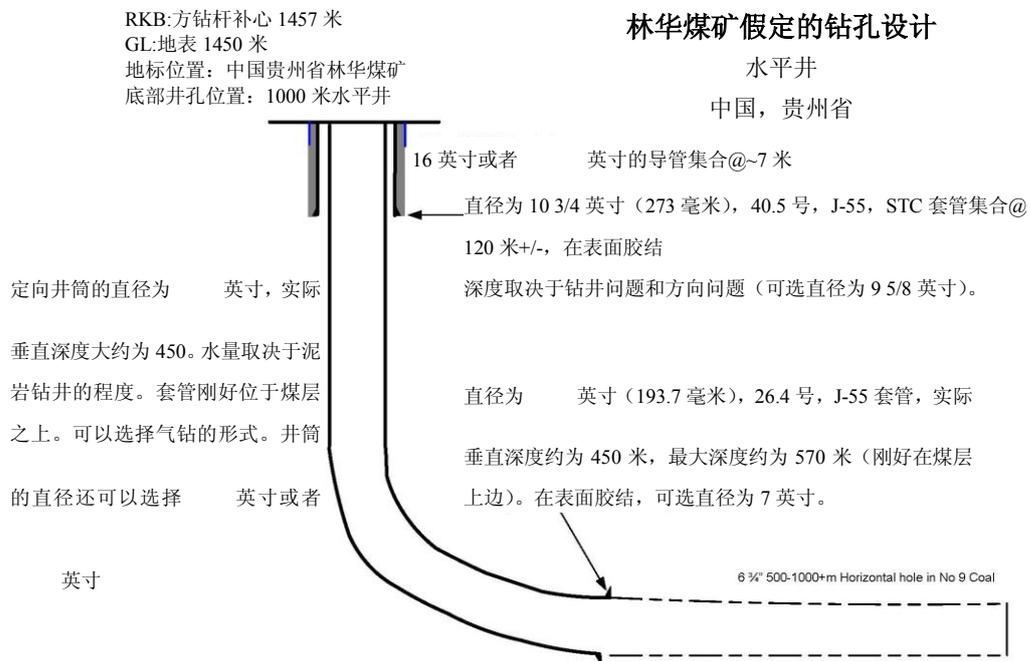


Figure 2 钻孔图

6 ¾英寸钻井将采用水循环钻孔以在煤炭中清除胶凝。LWD/MWD式钻井记录测量仪将在钻孔的这个部分工作，以保证钻孔会100%处在煤层中和保证安置开孔部分有最小的波动。采煤样品将被收集并且释放气体以确定瓦斯气体含量。钻井结束后，井起初被设计好，以便套管不会被插入钻孔(开井结束)。如果钻孔不稳定，可以将4 ½英寸预穿孔的玻璃纤维套管安装在井孔中。一旦钻井完成，钻塔将被滑动到下个槽孔。

在一个采面中所有的孔都钻完之后，钻机会将转移到下一个平台。生产管材和人工电梯可以安装一台起重机。所有的岩屑会由胶凝材料固化和并掩埋。泥和流体将被拖走处理。此时将安装生产设备和管路。

AFE No.: Linhua Horizontal Coal Drilling
 Project: _____
 Well Name: First Panel Well
 Country: Guizhou Province, China

Drilling AFE Days: 61 Days
 Location Constructio 60 days

Account									
(Gen/Sub)	INTANGIBLE DRILLING COSTS								
301	301	Company Labor				\$	-		
	309	Legal/Title Opinions				\$	-		
	310	Permitting/Surveying				\$	-		
	311	Location, Roads, ROW & Pit				\$	419,706		
		Total area disturbed - not counting roads	10	mu					
		Area Flat Location - Well pad	5	mu					
		Build location 40 X 85m (5mu)	\$ 40,000	/mu	\$		200,000		
		Land Acquisition - Rental only - Total disturbed area	\$ 1,471	/mu	\$		14,706		
		Environmental Assesment, Location Design & Survey			\$		40,000		
		Roads - Average 1km of roads & upgrades/pad			\$		30,000		
		1000 * 3.5 = 3500 m2 = 5.2mu @ \$20,000/mu			\$		105,000		
		Power installation			\$		20,000		
		Communications installation			\$		10,000		
		Flowlines & Production equipment - not included							
		Note that wellsite should be able to accommodate a minimum of 3, and up to 10 wells, split costs 6 ways							
	312	Surface Restoration - Not Included							
	313	Testing							
	314	Automobile Expense	120.5	days	\$150.00	\$	18,075		
	315	Telephone Expense	\$120.50	days	\$	50	\$ 6,025		
	320	Mobilization/Demobilization - In overall project costs, charge daywork to skid				\$	150,000		
	321	Drilling - Footage							
	322	Drilling - Daywork	\$ 11,000	/day		\$	665,500		
		100MT rig with top drive, rig may have to be larger (to get top drive). Dayrate includes fuel							
	323	Completion Rig - Not included, but required for production							
	324	Reverse Unit							
	325	Swabbing							
	326	Materials & Supplies - Misc Drilling				\$	10,000		
	327	Acidize & Frac							
	328	Perforating							
	330	Drilling Fluids, 500 bbls/well * \$150/bbls				\$	75,000		
	331	Air Package - Not included - offset by mud and rig time if used.							
	332	Mud Treatment Equipment - with rig							
	333	Fluid Disposal - 500 bbls * \$6/bbl & Cuttings Disposal 100 m ³ X \$50/m ³				\$	8,000		
	334	BOP & Wellhead Rental							
	335	Drill/Work String Rental							
	336	Fishing Tool Rental							
	337	Other Rentals							
	338	Welding & Repairs							
	339	Surface Damages							
	340	Bits, Reamers & Stabilizers				\$	75,250		
			Bits		\$/bit				
		17 1/2" TC	0.25		\$15,000				
		14" - 12 1/4"TC	0.5		\$13,000				
		9 7/8" - 8 3/4" - PDC	1		\$35,000				
		6 3/4"-6 1/8" - PDC	1		\$30,000				
	341	Fuel - In daywork costs							
	350	Casing Cementing				\$	81,500		
		Conductor - 25 sks/1mt			\$	1,000			
		Surface - 10 3/4" or 9 5/8" - 300sks/13MT			\$	23,000			
		Intermediate - 7 5/8" - 7" - 500sks/22MT			\$	57,500			
	351	Squeeze Cementing/Plug Back							
	352	Wireline Logging - none included							
	353	Coring							
	354	Casing Crews & Laydown Service				\$	15,000		
		Surface			\$	5,000			
		Intermediate			\$	10,000			
		Production - Not included							
	355	Coal Desorption Test & Mudlogs				\$	21,250		
		Mud Logging	15		\$	750			
		Desorption & Testing			\$	10,000			
	356	Drillstem Test (<i>Flow Test</i>)							
	360	Transportation - Trucking				\$	50,000		
		Misc. Trucking							
	361	Transportation - Dozer Assist							
	370	Directional Drilling - Day Rate - MWD/LWD/Motors, etc	44.50	Days	\$	15,000	\$ 667,500		
	370	Directional Drilling - Stand By & reconditioning				\$	100,000		
	371	MWD/LWD Services							
	380	Tubular Inspection				\$	10,000		
	381	Tubular Repairs				\$	20,000		
	385	Plug & Abandonment Costs							
	390	Consultants (<i>Wellsite & Engineering</i>)	120.5	Days	\$	2,167	\$ 261,149		
	391	Roustabout & Contract Labor				\$	5,000		
	394	Well Control Insurance							
	395	Contingencies (Budget Only) 20%		20%		\$	531,791		
	398	Miscellaneous IDC							
	399	Overhead							
		TOTAL IDC				\$	3,190,745		
		TANGIBLE COSTS							
	301	401	Casing 16"		\$	192	7	\$	1,344
		401	Casing 10 3/4"		\$	120	120	\$	14,350
		401	Casing 7 5/8"		\$	78	570	\$	44,433
		401	4 1/2" Fiberglass Liner - Not included		\$	20	1000		
		402	Stock						
		403	Conductor Pipe - 20"						
		404	Line Pipe & Battery Fittings - Not included						
		406	Tubing - 2 7/8" - Not included		\$	21	570		
		407	Packer						
		410	Downhole Equip, Pumps & Rods - No Included						
		415	Wellhead Equipment - 10 3/4" X 7 5/8" X 2 7/8" - Larkin & fittings					\$	20,000
		420	Flowlines, Valves, Meters - Not included						
		421	Water Disposal Lines		\$15		100		
		425	Valves - Oxygen Control						
		429	Water Treatment Facility						
		430	Electrical System - Not included						
		440	Pumping Units - Not included						
		445	Buildings						
		450	Wellsite Construction/Installation						
		451	Gas Compressor						
		460	Trucking						
		470	Other Tangible Equipment						
		471	Pipeline Installation						
		475	Heater/Treater & Separator - Not included						
		480	Tanks & Vessels - Not Included						
		490	Consulting - Construction						
		TOTAL TANGIBLE				\$		\$	80,127
		Total Well Drilling Costs - First well & Location							
								\$	3,270,872

AFE No.: Linhua Coal Drilling
 Project: Subsequent Panel Well
 Well Name: _____
 Country: Guizhou Province, China

Drilling AFE Days: 56.5 Days
 Location Constructi 0 days

Account	Drilling AFE Days		Days			
(Gen/Sub)						
INTANGIBLE DRILLING COSTS						
301 301	Company Labor				\$	-
309	Legal/Title Opinions				\$	-
310	Permitting/Surveying				\$	-
311	Location, Roads, ROW & Pit				\$	419,706
	Total area disturbed - not counting roads	10	mu			
	Area Flat Location - Well pad	5	mu			
	Build location 40 X 85m (5mu)	\$ 40,000	/mu		\$	200,000
	Land Acquisition - Rental only - Total disturbed area	\$ 1,471	/mu		\$	14,706
	Environmental Assesment, Location Design & Survey				\$	40,000
	Roads - Average 1km of roads & upgrades/pad				\$	30,000
	1000 * 3.5 = 3500 m2 = 5.2mu @ \$20,000/mu				\$	105,000
	Power installation				\$	20,000
	Communications installation				\$	10,000
	Flowlines & Production equipment - not included					
	Note that wellsite should be able to accommodate a minimum of 3, and up to 10 wells, split costs 6 ways					
312	Surface Restoration - Not Included					
313	Testing					
314	Automobile Expense	56.5 days		\$	150	\$ 8,475
315	Telephone Expense	56.5 days		\$	50	\$ 2,825
320	Mobilization/Demobilization - In overall project costs, charge daywork to skid					\$ 150,000
321	Drilling - Footage					
322	Drilling - Daywork	\$ 11,000	/day		\$	621,500
	100MT rig with top drive, rig may have to be larger (to get top drive). Dayrate includes fuel					
323	Completion Rig - Not included, but required for production					
324	Reverse Unit					
325	Swabbing					
326	Materials & Supplies - Misc Drilling				\$	10,000
327	Acidize & Frac					
328	Perforating					
330	Drilling Fluids, 500 bbls/well * \$150/bbls				\$	75,000
331	Air Package - Not included - offset by mud and rig time if used.					
332	Mud Treatment Equipment - with rig					
333	Fluid Disposal - 500 bbls * \$6/bbl & Cuttings Disposal 100 m ³ X \$50/m ³				\$	8,000
334	BOP & Wellhead Rental					
335	Drill/Work String Rental					
336	Fishing Tool Rental					
337	Other Rentals					
338	Welding & Repairs					
339	Surface Damages					
340	Bits, Reamers & Stabilizers				\$	75,250
		Bits	\$/bit			
	17 1/2" TC	0.25	\$15,000			
	14" - 12 1/4"TC	0.5	\$13,000			
	9 7/8" - 8 3/4" - PDC	1	\$35,000			
	6 3/4"-6 1/8" - PDC	1	\$30,000			
341	Fuel - In daywork costs					
350	Casing Cementing				\$	81,500
	Conductor - 25 sks/1mt \$ 1,000 Surface - 10 3/4" or 9 5/8" - 300sks/13MT \$23,000 Intermediate - 7 5/8" - 7" - 500sks/22MT \$57,500					
351	Squeeze Cementing/Plug Back					
352	Wireline Logging - none included					
353	Coring					
354	Casing Crews & Laydown Service				\$	15,000
	Surface \$ 5,000 Intermediate \$10,000					
	Production - Not included					
355	Coal Desorption Test & Mudlogs				\$	21,250
	Mud Logging 15 \$ 750 \$10,000 Desorption & Testing					
356	Drillstem Test (Flow Test)					
360	Transportation - Trucking				\$	35,000
	Misc. Trucking					
361	Transportation - Dozer Assist					
370	Directional Drilling - Day Rate - MWD/LWD/Motors, etc	44.50	Days	\$	15,000	\$ 667,500
370	Directional Drilling - Stand By & reconditioning				\$	100,000
371	MWD/LWD Services					
380	Tubular Inspection				\$	10,000
381	Tubular Repairs				\$	20,000
385	Plug & Abandonment Costs					
390	Consultants (Wellsite & Engineering)	56.5	Days	\$	2,167	\$ 122,447
391	Roustabout & Contract Labor				\$	5,000
394	Well Control Insurance					
395	Contingencies (Budget Only) 20%		20%		\$	489,691
398	Miscellaneous IDC					
399	Overhead					
	TOTAL IDC					\$2,938,144
TANGIBLE COSTS						
301 401	Casing 16"	\$ 192	7		\$	1,344
401	Casing 10 3/4"	\$ 120	120		\$	14,350
401	Casing 7 5/8"	\$ 78	570		\$	44,433
401	4 1/2" Fiberglass Liner - Not included	\$ 20	1000			
402	Stock					
403	Conductor Pipe - 20"					
404	Line Pipe & Battery Fittings - Not included					
406	Tubing - 2 7/8" - Not included	\$ 21	570			
407	Packer					
410	Downhole Equip, Pumps & Rods - No Included					
415	Wellhead Equipment - 10 3/4" X 7 5/8" X 2 7/8" - Larkin & fittings				\$	20,000
420	Flowlines, Valves, Meters - Not included	\$15	100			
421	Water Disposal Lines					
425	Valves - Oxygen Control					
429	Water Treatment Facility					
430	Electrical System - Not included					
440	Pumping Units - Not included					
445	Buildings					
450	Wellsite Construction/Installation					
451	Gas Compressor					
460	Trucking					
470	Other Tangible Equipment					
471	Pipeline Installation					
475	Heater/Treater & Separator - Not included					
480	Tanks & Vessels - Not Included					
490	Consulting - Construction					
	TOTAL TANGIBLE				\$	80,127

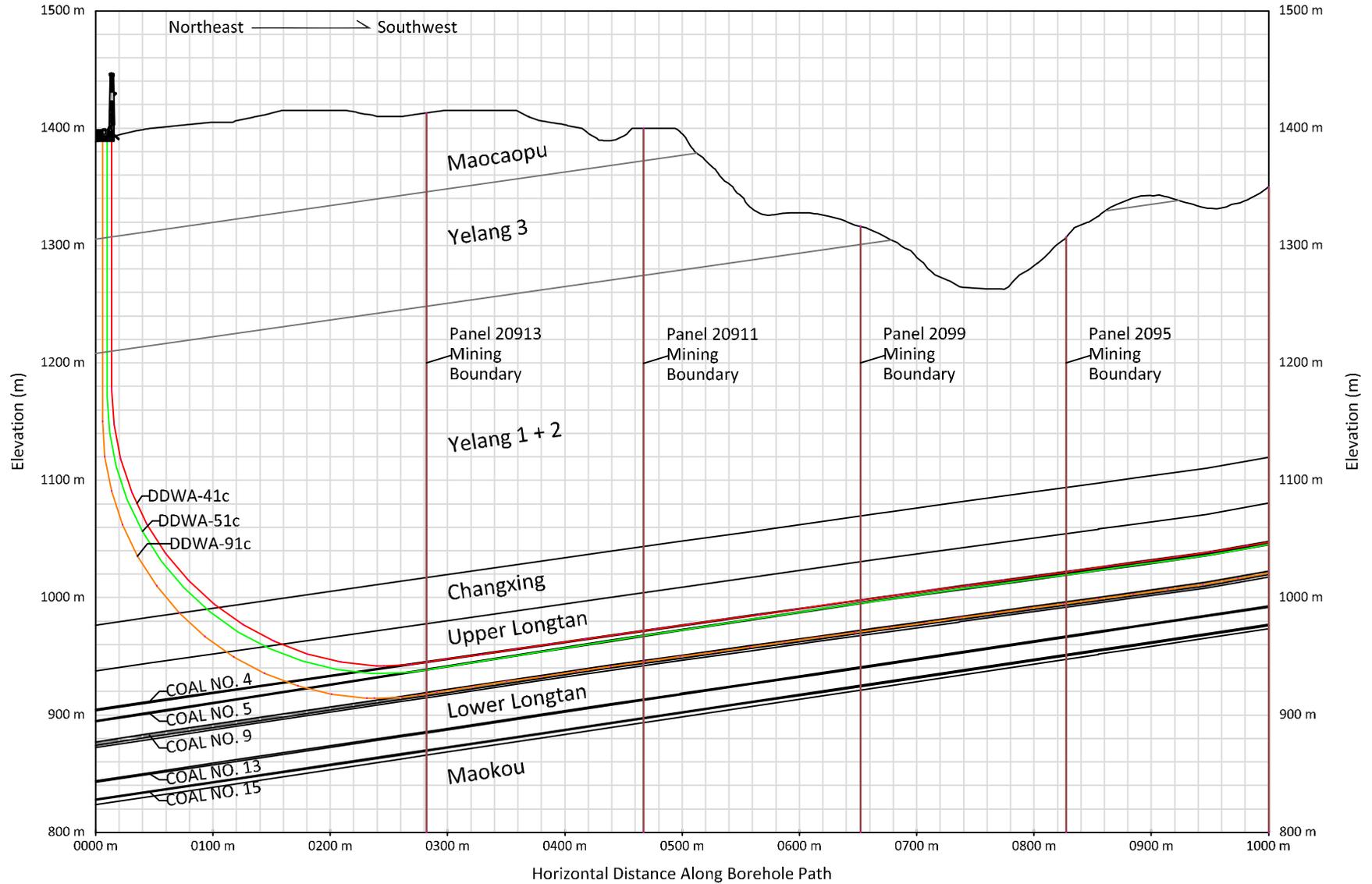
yt

Appendix 4:

纵井剖面草图

Appendix 4: Longitudinal Well Profile

DDWA-1c BOREHOLE PROFILE



DISCLAIMER: This map is designed to be an informational tool for the purpose of displaying design schematics, and is not intended to be used as a surveyed or engineered design plan. The information presented was provided by source(s) listed below and is believed to be accurate and suitable for modeling purposes, and is subject to the limitations stated above.

Drawing No.: GEOLOGIC MODEL	
Paper Space View Name: DDWA 1	
Drawn By: CLMT	Date: 11/11/2010
Approved By: ACP	Date: 12/07/2010
Geology By: Linhua Mining Co., Ltd. Guizhou	Date: 08/2009
Current Revision No.: 1	Date: 11/11/2010
Revised By: CLMT	
Source: Linhua Mining Co., Ltd. Guizhou	

EXPLANATION	
	TOPOGRAPHIC PROFILE
	GEOLOGIC UNIT PROFILE
	COAL SEAM
	MINE PANEL BOUNDARY
	BOREHOLE DDWA-91c
	BOREHOLE DDWA-41c
	BOREHOLE DDWA-51c

U.S. EPA
Coalbed Methane
OUTREACH PROGRAM

RAVEN RIDGE RESOURCES
INCORPORATED
Exploration & Development
Of Natural Resources
584 25 Road • Grand Junction, Colorado 81505
(970) 245-4088 • FAX (970) 245-2514

Global
Methane Initiative

Client Name:	US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY
Project Name:	LINHUA COAL MINE CMM RECOVERY & USE PROJECT
Title:	PROFILE OF DDWA-1C
BOREHOLES SHOWN INTERSECT COALS 4, 5 AND 9	