

分析师：齐求实  
 执业证书编号：S0050511070001  
 Tel: 010-59355977  
 Email: qiqs@chinans.com.cn  
 地址：北京市金融大街5号新  
 盛大厦7层(100033)

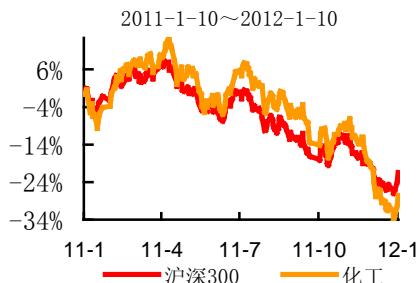
## 化工 投资评级

本次评级：看好  
 跟踪评级：维持

## 市场数据

化工行业指数	1755.61
沪深300指数	2447.35
上证指数	2285.74
深证成指	9281.25
中小板指数	4950.75

## 行业指数相对沪深300表现



## 相关研究

## 行业研究小组

# “十二五”将迎来煤层气行业快速发展时期

——煤层气开发利用专题报告

## 投资要点

- **“十二五”煤层气规划目标产量300亿立方。**根据发改委公布的煤层气“十二五”规划，到2015年煤层气（煤矿瓦斯）产量达到300亿立方米，其中地面开发160亿立方米，基本全部利用，煤矿瓦斯抽采140亿立方米，利用率60%以上；瓦斯发电装机容量超过285万千瓦，民用超过320万户。“十二五”期间还有新增煤层气探明地质储量1万亿立方米，建成沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业化基地。
- **我国当前煤层气利用率偏低但前景广阔。**1990年以来，全国已有30多个含煤区进行了煤层气勘探钻井，已钻成勘探和生产试验井400多口，我国煤层气探明地质储量只有2734亿立方米，仅为预测资源总量的0.74%。但是在“煤层气十二五规划”的政策扶持下，煤层气投资力度与需求力度都将达到前所未有的高度，我国煤层气发展空间巨大，未来20年左右的时间是煤层气高速发展的黄金时期。
- **天然气价格上涨和供给不足将弥补煤层气成本劣势。**一般来讲煤层气的开发成本比常规天然气要高，然而煤层气在售价上却一直比照天然气价格，由于国内天然气价格长期较低，也使煤层气开发的经济效益较低。我国天然气定价机制已经在广西、广东两省进行试点，今后将逐步放开煤层气等非常规天然气出厂价格，实行市场调节。我国天然气需求仍保持每年近20%的增长速度，国内气源明显不足，进口气源价格越来越高，气价总体趋势是向上的，所以当前市场给煤层气的发展预留的时间与空间。
- **煤层气开发现阶段存在的难点有望逐步解决。**1、煤层气民用燃气与瓦斯发电补贴有上调预期；2、煤层气开发关键技术如：空气钻进、平衡钻进、泡沫压裂、氮气和二氧化碳注入和储层模拟技术将是相关公司大力投入的项目；3、“先气后煤”开采顺序的执行力度会加强，气、煤所属权关系更加明确；4、我国具有较好煤层气地质条件的区块主要分布于华北西部鄂尔多斯盆地、沁水盆地等，管网建设不发达。我们认为当煤层气产量达到上百亿的规模，天然气价格有一定上涨的情况下，不论是从政府主导、还是来自市场的赚钱效应都会使对应煤层气的管网建设规模达到平衡。
- **煤层气产业链中相关上市公司。**国内目前直接从事煤层气开发的央企主要有中石油和中联煤层气两家，上市公司主要集中在管输、利用、设备提供、技术服务等产业链的中下游领域。看好通源石油（300164）、准油股份（002207）、杰瑞股份（002353）。

## 正文目录

一、“十二五”煤层气规划目标产量 300 亿立方 .....	3
二、我国当前煤层气利用率偏低但前景广阔 .....	3
三、天然气价格上涨和供给不足将弥补煤层气成本劣势 .....	4
四、煤层气开发现阶段存在的难点有望逐步解决 .....	5
1、政策扶持力度加大.....	5
2、开采技术有待提高.....	6
3、“先气后煤”的开采顺序严格执行.....	7
4、需突破勘探与管网建设瓶颈.....	7
五、煤层气相关上市公司 .....	7

## 图表目录

图 1：中石油对我国煤层气产量的预测 .....	4
图 2：沁水煤层气田樊庄区块开发经济评价 .....	4
图 3：我国天然气产量与消费量比较（亿立方米） .....	5
附录：估值评级表 .....	9

## 一、“十二五”煤层气规划目标产量 300 亿立方

根据发改委公布的煤层气“十二五”规划，到 2015 年，煤矿瓦斯事故起数和死亡人数比 2010 年下降 40%以上；煤层气（煤矿瓦斯）产量达到 300 亿立方米，其中地面开发 160 亿立方米，基本全部利用，煤矿瓦斯抽采 140 亿立方米，利用率 60%以上；瓦斯发电装机容量超过 285 万千瓦，民用超过 320 万户。“十二五”期间还有新增煤层气探明地质储量 1 万亿立方米，建成沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业化基地。

其中：沁水盆地项目总投资 378 亿元，到 2015 年形成产能 130 亿立方米，产量 104 亿立方米；鄂尔多斯盆地项目总投资 203 亿元，到 2015 年形成产能 57 亿立方米，产量 50 亿立方米。还需在沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘及豫北地区建设 13 条输气管道，总长度 2054 千米，设计年输气能力 120 亿立方米。

在煤层气井下抽采方面，2015 年在山西、辽宁、安徽、河南、贵州、四川等 33 个煤矿企业、8 个产煤市区，开展煤矿瓦斯规模化抽采利用重点矿区建设，重点落实区域瓦斯防突措施，新建、改扩建抽采系统，增加抽采管道、专用抽采巷道和钻孔工程量。建成 36 个年抽采量超过 1 亿立方米的煤矿瓦斯抽采利用规模化矿区，工程总投资 562 亿元。

十二五末期将会有煤矿瓦斯用户超过 189 万户，煤层气燃料汽车 6000 余辆，瓦斯发电装机容量超过 75 万千瓦，实施煤矿瓦斯回收利用 CDM 项目 60 余项；低浓度瓦斯发电开始推广，风排瓦斯利用示范项目已经启动。累计利用煤层气（煤矿瓦斯）95 亿立方米，相对于“十一五”期间节约标准煤 1150 万吨，减排二氧化碳 14250 万吨。

我们认为煤层气产业的发展，还将有效带动运输、钢铁、水泥、化工、电力、生活服务等相关产业的发展，特别是钻机、瓦斯抽采、瓦斯发电机组、监测监控等设备制造业。

## 二、我国当前煤层气利用率偏低但前景广阔

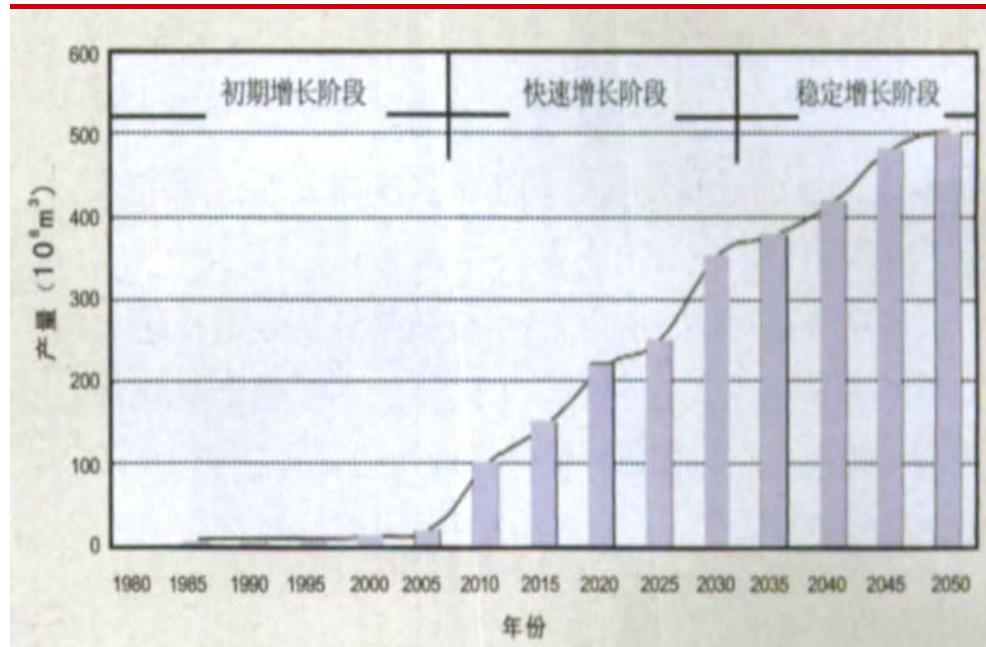
我国对煤层气的开发利用时间较晚，大致可以分为三个阶段：

第一阶段(20 世纪 50 年代~70 年代末)：为减少煤矿矿井瓦斯灾害的井下抽放与利用阶段，这一阶段所抽放的瓦斯基本上都排放到大气中，很少进行利用。

第二阶段(20 世纪 70 年代末~90 年代初)：为煤层气勘探开发试验初期和煤层气井下抽放利用阶段。我国先后在抚顺龙凤矿、阳泉矿、焦作中马村矿、湖南里王庙矿等矿区地面钻孔 40 余个，并且进行了水力压裂试验和研究。同时大量的井下抽放和利用项目进一步展开，部分地区已开始将其用于工业和民用取暖。

第三阶段(20 世纪 90 年代初开始至今)：为煤层气勘探开采试验全面展开和井下规模抽放利用阶段。这一阶段开始引进国外煤层气开发技术，开展了煤层气的勘探试验，取得了实质性突破。煤炭、地矿、石油系统和部分地方政府积极参与此项工作，许多国外公司如美国 Texaco、Arco、Phillips、Greka 石油公司及澳大利亚的 Lowell 石油公司等也积极投资在中国进行煤层气勘探试验。

1990 年以来，全国已有 30 多个含煤区进行了煤层气勘探钻井，已钻成勘探和生产试验井 400 多口，取得了一大批储层测试参数和生产参数。在柳林、晋城、大城、铁法等含煤区获得了工业气流。但是我国煤层气探明地质储量只有 2734 亿立方米，仅为预测资源总量的 0.74%，所以在“煤层气十二五规划”的政策扶持下，我国煤层气发展空间巨大。

**图 1：中石油对我国煤层气产量的预测**


数据来源：民族证券、《我国煤层气勘探开发现状、前景及产业化发展建议》-天然气技术期刊

中国石油勘探开发科学研究院曾在国家 973 煤层气项目报告中预测煤层气在未来 50 年的产量增长趋势，刘洪林等人利用翁氏旋回法、龚珀兹法和历史趋势预测法等三种方法进行了中长期预测，虽然这一预测较“十二五”规划的目标偏低，但是可以看出未来 20 年左右是煤层气高速发展的黄金时期。

### 三、天然气价格上涨和供给不足将弥补煤层气成本劣势

国外开展煤层气勘探开发的主要有美国、澳大利亚、加拿大、俄罗斯、英国、法国、印度、南非等国家，其中美国已在多个盆地投入大规模开发，并形成工业产能。美国的成功经验证实，煤层气勘探开发可获得明显的经济效益。美国黑勇士盆地煤层气勘探开发的经济效益为：勘探费用 1000 万美元获得 10 亿美元的煤层气储量，平均产 1000 立方米煤层气可获利 89 美元，年纯利润达 820 万美元。美国黑勇士盆地和圣胡安盆地每口煤层气井的勘探、开发生产的平均费用分别为 32 万~38 万美元和 62 万~72 万美元，煤层气征税成本为 4 美分/立方米。

**图 2：沁水煤层气田樊庄区块开发经济评价**

单井 日产气 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	试验区 累计 年产量 (10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	试验区 累计 产气 (10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	税后 内部 收益率 (%)	投资 回收期 (年)	净现值 (亿元)
2.3	2.12	31.88	18.58	7.5	0.92
3.2	2.96	35.52	23.5	6.5	1.52
5.5	5.08	40.64	38.6	5.0	3.08

数据来源：民族证券、《沁水煤层气田樊庄区块煤层气开发经济评价》-天然气技术期刊

我国沁水盆地投入开发每口煤层气井的勘探、开发、生产平均费用为 230 万元人民币，煤层气生产成本仅为 0.25 元/m<sup>3</sup>。国内外煤层气勘探实践表明，达到工业化开发的煤层气井产量一般在 2000~8000m<sup>3</sup>/d，在一定地质条件下，煤层气井还可形成较高的产能，而较高的产能意味着成本有可能会更低。

当然，沁水盆地煤层气是国内地质条件较好的区块，要应用更为高端的开采方式，国外应用较高的定向羽状水平井钻井费用预计每口 620 万元，投入开发的资金将会大幅增加。一般来讲煤层气的开发成本比常规天然气要高许多，以千万元投资为例，开发一口天然气井日产量能达到数百万立方米，而一口煤层气井产量最差仅不到 10 万立方米。然而煤层气在售价上却一直比照天然气价格，由于国内天然气价格长期较低，也使煤层气开发的经济效益较低。

我国天然气定价机制已经在广西、广东两省进行试点，改革试点的总体思路是将现行以成本加成为主的定价方法改为按“市场净回值”方法定价，选取计价基准点和可替代能源品种，建立天然气与可替代能源价格挂钩调整的机制，以计价基准点价格为基础，综合考虑天然气主体流向和管输费用，确定各省（区、市）天然气门站价格，还有就是要逐步放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气出厂价格，实行市场调节。我国天然气需求仍保持每年近 20% 的增长速度，国内气源明显不足，进口气源价格越来越高，气价总体趋势是向上的，所以当前市场给煤层气的发展预留的时间与空间。

**图 3：我国天然气产量与消费量比较（亿立方米）**



数据来源：民族证券、wind

## 四、煤层气开发现阶段存在的难点有望逐步解决

### 1、政策扶持力度加大

目前煤层气开发利用仍面临投资不足、投资渠道不畅等问题。现有煤矿瓦斯防治和煤层气开发利用政策没有落实到位，煤层气法律法规和标准规范不健全，煤炭与煤层气协调开发机制不完善，煤层气开发利用补贴标准偏低。

全球埋深浅于 2000 米煤层气资源总量可达 260 万亿立方米，是常规天然气探明储量的两倍多。我国煤层气资源丰富，仅次于俄罗斯、加拿大，列全球第三，未开发储量逾 31 万亿立

方米，从投资力度上看，每年国家财政却只有 2000-3000 万元投入勘探费补偿。截至 2010 年 10 月，全国煤层气探明可采储量仅为 938 亿立方米，“十一五”末，我国煤层气开采总量仅 86 亿立方米，利用总量更低至 34.06 亿立方米，国家也曾先后出台一些鼓励煤层气行业发展的政策。

现有优惠政策包括：

- 1) 增值税实行先征后退的征收方式；
- 2) 中外合作开采煤层气的企业的所得税实行二免三减半的政策；
- 3) 企业进口规定的设备可免征进口关税和进口环节的增值税；
- 4) 不征资源税；
- 5) 煤层气民用燃气每立方米补贴 0.2 人民币，瓦斯发电每千瓦时补贴 0.25 人民币。

但是相对于煤层气前期勘探开发的巨大投入，现有补贴可谓杯水车薪，国内煤层气利用可获得 0.2 元/立方米的补贴，仅是美国补贴水平的一半。煤层气发电方面，也一直未有政策层面的实质利好出台，发电的标杆上网电价始终没有确定，而真正可用于发电的煤层气，也仅是那些不便于长距离输送的低浓度井下瓦斯，高纯度的、地面开采出来的煤层气成本非常高，完全不适宜发电。

目前市场预期民用煤层气补贴有可能提到 0.4 元/立方米，煤层气发电补贴提至 0.35 元/度，从而调动全社会开发煤层气的积极性。另外通过国有石油、煤炭企业把更多的国家财政投入到勘探领域，引导下游企业跟进开发环节、促进需求的增长，把煤层气利用发展到良性循环的轨道上来。

## 2、开采技术有待提高

煤层气的开采一般有两种方式：一是地面钻井开采；二是井下瓦斯抽放系统抽出。地面钻井开采方式，国外已经使用，我国有些煤层透气性较差，地面开采有一定困难，但若积极开发每年至少可采出 50 亿立方米。

现有的煤层气抽排技术包括矿井内部侧边密集短井眼抽排，地面密集钻直井抽排；地面钻井开采借用石油行业技术中的水平井、分支井技术、压裂增产措施等等。煤矿自身在钻井完井方面的装备水平和技术水平都很差，目前处于技术的起步阶段。从国内外总体来看，气体/泡沫钻井、裸眼洞穴完井、波动压力压裂和羽状分支水平技术是高效高产开采煤层气的有效技术，制约这项技术应用的关键是煤炭行业钻探定额与石油行业差别太大。

国外煤层气开发的三大主要关键技术是：钻井技术(包括空气钻进、平衡钻进、水平钻进)；煤层气增产技术(水力加砂压裂、泡沫压裂、造洞穴、氮气和二氧化碳注入、高压水射流切割)和储层模拟技术。在煤层气增产技术方面，我国曾先后尝试了造洞穴和水力加砂压裂两种技术，经过比较确定了水力加砂压裂技术较适合我国低渗煤储层增产的特点，实际上国外已把氮气和二氧化碳注入、高压水射流切割技术作为煤层气增产的几种重要措施，但在我国尚属空白。

由于我国煤层气储层温度低、渗透率低、必须选用低温破胶、携砂能力强的压裂液。一般采用清水压裂液并实施大排量作业比较经济，但泡沫压裂液的效果可能更好。中阶煤和高阶煤是目前我国煤层气勘探和开发的主要煤阶，其具有非常强烈的非均质性，导致井网的井间干扰效应降低。

目前仅有中石油、中石化、中联煤、晋城煤业集团、阜新利用生产试验井组进行科研的

同时开始探索性地生产煤层气，其产量受试验要求限制和用户安全系数的影响，还不能反映生产能力，但从中可以看出发展的潜力。煤层气开发利用的一些关键技术还需与外方合作分成，欠平衡钻井、U型井钻井、水平井、注氮二氧化碳增产国内技术还有待提高。当下开展构造煤煤层气勘探、低阶煤测试、空气雾化钻进、煤层气模块化专用钻机、多分支水平井钻完井、水平井随钻测量与地质导向、连续油管成套装备、清洁压裂液、氮气泡沫压裂、水平井压裂、高效低耗排采、低压集输等地面开发技术将是相关公司大力投入的项目。

### 3、“先气后煤”的开采顺序严格执行

由于煤层气的开采权属于国土资源部，而煤炭的矿权属于地方政府管理，这两大开采权的不统一也是煤层气发展缓慢的原因。国土资源部把煤炭和煤层气分成了两个矿种，因此各自的采矿权、探矿权和生产权也可能分属不同的企业，气与煤炭矿权重叠 1.2 万平方公里。但实际上煤层气和煤矿是一体的，要想采煤，必须先抽气，上游开采企业真正采气的动力并不大，更多是先圈资源等待扶持政策，因此会和急于采煤的地方企业产生很多摩擦。

“煤层气十二五规划”明确了煤矿瓦斯先抽后采、抽采达标的硬性指标，建立煤矿企业瓦斯防治能力评估制度，落实煤矿瓦斯先抽后采等指标纳入煤矿生产能力的核定标准当中，保证“先气后煤”的执行力度会加强。

### 4、需突破勘探与管网建设瓶颈

影响煤层气开发利用还有我国地质条件复杂，煤层气地面勘探开发没有形成适用的系列技术工艺，在当前技术经济条件下，煤层气的开采深度通常较浅(埋深 1000 m 左右)。我国具有较好煤层气地质条件的区块主要分布于华北西部鄂尔多斯盆地、沁水盆地等；华北东部大多石炭系和二叠系残留区尽管有较高的煤层气资源丰度，但煤层气勘探的地质条件较差，如豫西、淮南构造煤发育的地区等，在目前的勘探技术条件下不宜进行煤层气的勘探和开发。就全国范围来讲，真正具备煤层气勘探和开发条件的地区并不是很多。

部分地区地质构造复杂，围岩透气性差，煤层气藏的渗透率低、吸附强、开采浅层煤层气的原始压力不高，解吸速度慢，使煤层气解吸及在煤层中的运移十分困难，打钻时容易顶钻、卡钻，抽放效率低，煤层赋存的瓦斯不易抽采，从而影响其利用。由于钻井液对煤层气储层有伤害，选择的钻井液与煤层气储层具有很好的配伍性，以泡沫或空气为钻井液的煤层气钻井技术目前还没有完全掌握。同时煤层气抽采量不稳定致使矿区储备气源不稳定，会造成系统设备运转失调。

管网建设不发达也是造成中国煤层气产业落后的一大因素，但是我们认为这一情况是当前我国煤层气总体量不大造成的，当煤层气产量达到上百亿的规模，天然气价格有一定上涨的情况下，不论是从政府主导、还是来自市场的赚钱效应都会使对应煤层气的管网建设规模达到平衡。

## 五、煤层气相关上市公司

国内目前直接从事煤层气开发的央企主要有中石油和中联煤层气两家，中石化也有收购煤层气权益的动作，而上市公司主要集中在管输、利用、设备提供、技术服务等产业链的中

下游领域。

煤层气行业与其他化石能源行业相同，上游开采业的利润最为丰厚，也主导着中下游环节的利润分配。因此具有专业开采能力的中石油、中联煤层气以及晋煤集团下属煤气化（000968）、兰花集团下属兰花科创（000968）等本身处于煤炭行业的大型国企占据优势。

以产业链自上而下的顺序，相关公司有：

- 1) 煤层气资源企业：中国神华（601088）、中国石油（601587）、兰花科创（600123）、通宝能源（600780）、西山煤电（000983）；
- 2) 煤层气开采企业：准油股份（002207）、恒泰艾普（300157）、煤气化（000968）；
- 3) 技术服务公司：天科股份（600378）、通源石油（300164）、准油股份（002207）；
- 4) 开采设备公司：杰瑞股份（002353）、石油济柴（000617）。
- 5) 管网配套公司：陕天然气（002267）、中国石油（601587）。

天科股份（600378）：拥有煤层气综合利用的关键技术变压吸附技术。

石油济柴（000617）：利用煤层气的气体机及气体发电机组等产品。

通宝能源（600780）：拥有国兴煤层气公司40%股权。

恒泰艾普（300157）：上半年公司的投资重点是对中裕煤层气的股权投资。

准油股份（002207）、杰瑞股份（002353）：煤层气压裂服务增长较快。

陕天然气（002267）：争取韩城煤层气开发项目部分配套管道。

中国石油（601587）：煤层气资源与管道运营。

石油石化行业所覆盖上市公司的盈利预测和投资评级见附录。

**附录：估值评级表**

股票 代码	股票 简称	每股收益(EPS)			市盈率(PE)		2012-1-10 收盘价	目标 价位	投资 评级
		2010	2011	2012	2011	2012			
002207	准油股份	-0.02	0.13	0.42	112	34.7	14.6	17	增持
300164	通源石油	1.25	1.1	1.68	23.95	15.68	27.35	32	买入
002353	杰瑞股份	2.46	1.85	2.57	37.84	27.24	65.9	80	买入
601857	中国石油	0.76	0.68	0.81	14.88	12.5	10.12	13.5	增持
002267	陕天然气	0.79	0.88	1.0	18.1	16	15.96	20	买入

数据来源：民族证券

## 分析师简介

齐求实，毕业于中国石油大学，工学硕士。08年12月进入中国民族证券，从事石油石化行业研究分析工作。

## 分析师承诺

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师，在此申明：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告清晰、准确地反映了分析师本人的研究观点；本人不曾因、不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接受到任何形式的报酬。

## 投资评级说明

类别	级别	
行业投资评级	看 好	未来6个月内行业指数强于沪深300指数5%以上
	中 性	未来6个月内行业指数相对沪深300指数在±5%之间波动
	看 淡	未来6个月内行业指数弱于沪深300指数5%以上
股票投资评级	买 入	未来6个月内股价相对沪深300指数涨幅在20%以上
	增 持	未来6个月内股价相对沪深300指数涨幅介于10%——20%之间
	中 性	未来6个月内股价相对沪深300指数波动幅度介于±10%之间
	减 持	未来6个月内股价相对弱于沪深300指数10%以上

## 免责声明

中国民族证券有限责任公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格（业务许可证编号：Z10011000）。

本报告仅供中国民族证券有限责任公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的客户。若本报告的接收人非本公司客户或为本公司普通个人投资者，应在基于本报告作出任何投资决定前请求注册证券投资顾问对报告内容进行充分解读，并提供相关投资建议服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或征价。本公司及其雇员对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权归中国民族证券有限责任公司所有。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或转载，或以任何侵犯本公司版权的其它方式使用。

## 特别说明

本公司在知晓范围内履行披露义务，客户可登录本公司网站 [www.e5618.com](http://www.e5618.com) 信息披露栏查询公司静默期安排。