

深度报告

石油天然气

2010 年石化行业投资策略

推荐

(维持评级)

2009 年 12 月 10 日

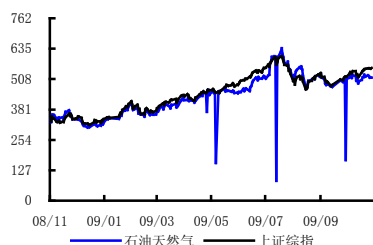
本报告的独到之处

- 原油价格明年温和上涨
- 车用 LNG 将成为天然气的重要下游需求

行业投资策略

原油价格温和上涨 天然气重塑新格局

一年该行业与上证综指走势比较



资料来源：国信证券经济研究所

相关研究报告：

《石化化工周报：关注新疆能源板块，粘胶短纤价格继续上涨》——2009-11-16

《成品油调价报告：调价时间延后 炼油改善明显》——2009-11-10

分析师：李晨

电话：021-60875160

E-mail: lichen@guosen.com.cn

分析师：严蓓娜

电话：021-60933165

E-mail: yanbn@guosen.com.cn

独立性声明：

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，其结论不受其它任何第三方的授意、影响，特此声明。

● 原油价格温和上涨

75-90 美元是原油价格历史的稳定价格区间，预计 2010 年需求逐步恢复下，供给的阀门也会打开，明年上半年油价将温和上升。明年下半年油价受美元升息和升值对包括石油在内的风险资产会产生一定压力，但是需求支撑下油价将持续振荡。石油投资下降导致中期供给不足，石油需求加速回升，以及为实现全球减排目标，油价将在 2011 年前后出现再次大幅攀升。

● 战略看多天然气产业

天然气资源丰富，新技术推升非传统天然气产量，改变了全球的天然气格局：碳价格推升天然气需求；北美天然气供给充足价格持续走低；亚太和欧洲市场的天然气长期合同与原油挂钩，价格随之上升，两者差距扩大。中国更应该充分利用这一时机战略加仓天然气，锁定低价气源；同时推进国内的天然气价格改革，理顺产业链条，为减碳打下基础。

● 车用 LNG 能源新蓝海

车用 LNG 是打破成品油垄断局面，多元化汽车燃料的最适合化石燃料品种，具有能源密度高、定价市场化程度高、经济优越性强、环保节能等特点。现阶段产业链生态已经逐步健全，LNG 车用市场在资源相对丰富的地区先行推广的时机已经成熟。

● 成品油定价机制趋于稳定

成品油定价机制运行一年以来趋于稳定，但油价的剧烈波动和调价的细微差异会导致理论炼油毛利波动。石油公司的实际炼油毛利得益于库存收益抵消了部分理论毛利下降，从全年来看维持稳定。从长期趋势看，虽然面临油价突破 80 美元以上的风险，但明年通胀风险不大，成品油定价机制的威信基本可以确立，炼油盈利将得到保障。

● 一体化石油公司“推荐”评级 关注事件驱动

在温和通胀的情况下，有利于一体化石油公司的维持较高盈利。天然气价格改革推动上游盈利增长；国际油气资源供给的相对充裕为海外扩张资源提供支撑，并推动海外资产注入进程。现阶段两大石油公司估值合理偏低，预计事件将驱动公司盈利和估值上升。

重点公司盈利预测及投资评级

代码	公司	总市值 (百万元)	昨收盘 (元)	EPS		PE 2010E	投资评级
				2009E	2010E		
601857	中国石油	2,421,368	13.23	0.70	0.84	16	推荐
600028	中国石化	1,035,227	11.94	0.78	0.85	14	推荐
000852	江钻股份	4,805	12.00	0.27	0.32	38	谨慎推荐
600583	海油工程	36,917	11.39	0.44	0.64	18	谨慎推荐

资料来源：公司资料和国信证券预测

投资摘要

关键结论与投资建议

全球的油气行业将在经济复苏过程中，重塑新格局。全球石油行业投资不足导致中期供给下降；减排需求将长期缩减长期石油需求，但从国家博弈的角度看，为实现供给回升和低碳能源系统转换，石油价格上涨是一个大概率事件。2010 年需求逐步恢复，在供给较为充分的前提下，油价将温和回升至 80-90 美元/桶；2011 年左右可能重入上升通道。

天然气各个市场的表现各异，北美地区因非传统天然气供给充足，气价将维持低位，亚太和西欧市场将随原油价格温和走高。全球的天然气供给相对充足，是中国战略加仓天然气行业的最佳时机。车用天然气行业将成为天然气下游发展的重要领域将成为天然气下游需求发展的领域之一。

国内外油气格局的新局面下，我们认为今年应该考虑投资的两条主线：第一，具有资源属性的企业，天然气价格改革将推动明年的油气资源仍有升值空间；第二，投资有外延式资产成长空间的企业，如国家石油公司的海外油气资产注入。我们维持石化行业的推荐评级，2010 年通过事件驱动中石油和中石化盈利和估值上升将是大概率事件。

核心假设或逻辑

全球经济复苏加快逐步迈入扩张期，推升化石能源需求回升；2020 年全球碳减排达成协议，并顺利推行。

与市场预期的不同之处

明年全球和中国不会陷入严重通胀，以石油为代表的大宗商品价格出现温和上涨的可能性较大。亚太地区的天然气价格由于定价机制与北美不同，将会跟随原油价格上升，但持续低位的天然气价格将有利于长期合约签订。车用 LNG 将是最为现实也是有效的节能手段，将会在气源充足地区率先推广。

股价变化的催化因素

天然气价格改革落实资源价值，提升天然气上游盈利能力；原油价格上涨以及成品油机制的进一步确立，将消除市场对炼油定价疑虑；中石化海外资产注入增厚业绩。

核心假设或逻辑的主要风险

- 1、经济复苏不如预期，美国或者中国经济陷入二次探底，能源需求增速不如预期
- 2、天然气价格改革推迟到明年年中或者更晚。
- 3、由于地缘政治，特别是伊朗事件，促发油价大幅飙升。

内容目录

原油价格温和升值	6
油价三级跳：80 美元以上寻找新突破	6
75-80 美元仍处于历史平衡价格区间内	6
垄断供给结构决定价格 投资下降反映滞后	8
2009 年新发现数量上升无法改变悲观发现预期	9
勘探活动下降影响长期供给将在未来的几年内反映	10
经济复苏推升需求 低碳模式是长期需求压力	11
低碳能源的发展需要更高的石油价格	14
明年原油价格温和上涨 长期上涨可能超过前期高点	14
战略看多天然气产业	15
技术提升非传统天然气产量	15
高昂的储运成本决定了天然气行业特征	16
天然气需求“两面夹击”到“两面逢源”	16
全球天然气价格出现背离	19
中国天然气产业链重塑的最佳时机	19
车用天然气 能源新蓝海	20
LNG技术臻于成熟	20
车用低碳技术发展：仍以代用燃料为主	21
LNG具有车用燃料的先天优势	21
加工能耗不是LNG的致命伤	22
LNG车用产业生态日趋成熟	23
成品油定价机制趋于稳定	24
理论炼油毛利的波动仍然存在	24
炼油毛利增长部分来自于库存收益	25
差之毫厘 失之千里	26
石油化工大宗原料：需求恢复与成本冲击	27
温和通胀下的石化投资策略	27
温和通胀下关注资源价税体制改革	27
海外油气资产开拓和注入	28
一体化石油公司估值合理偏低	29

图表目录

图 1: 2009 年WTI原油价格变动	6
图 2: 2004-2009 年WTI价格的区间分布	7
图 3: 2004-2009 年WTI原油名义价格分布	7
图 4: 2004-2009 年欧元石油价格分布	7
图 5: 2004-2009 年真实原油价格 (WTI) (2004 年绝对美元)	7
图 6: 石油支出在国民经济中的支出比重	8
图 7: 石油供给和需求的集中度较为相似	8
图 8: 石油净供给集中度更高	8
图 9: 全球石油生产成本 (美元/桶)	9
图 10: 1964 年之后的石油新发现在迅速减少 (十亿桶)	9
图 11: 全球油气上游的资本开支不断下降	10
图 12: 全球削减上游资本开支的比例	10
图 13: 全球上游资本开支的变动与油价存在一定的滞后效应	10
图 14: 美国石油需求持续低迷	11
图 15: 欧洲石油需求依旧低迷	11
图 16: 2004-2009 年中国石油需求持续上升	11
图 17: 全球石油需求恢复到危机前平均水平	11
图 18: 中国原油表观消费量 (百万吨)	12
图 19: 中国成品油表观消费量 (百万吨)	12
图 20: 中国货运周转量增速有限	12
图 21: 中国成品油表观消费量 (百万吨)	12
图 22: 美国乘用车燃料经济性标准大幅提高	13
图 23: 美国轻卡燃料经济性标准大幅提高	13
图 24: 石油的生产和发现	15
图 25: 天然气的生产和发现状况	15
图 26: 全美非传统天然气已占全部产量的一半	15
图 27: 美国Barnett地区页岩气井数量和产量	15
图 28: 天然气产业链价值分布	16
图 29: 石油产业链价值分布	16
表 1: 天然气、石油和电力的不同行业属性特征	16
图 30: 天然气下游需求的差异性很大	17
图 31: 天然气价格大大超过同等热值的煤炭	17
图 32: 美国新增电站装机容量分类增速	18
图 33: 全球天然气价格差异加大	19
图 34: 液化天然气的能耗逐步下降	20
图 35: 液化天然气的规模逐步扩大	20
图 36: 撬装天然气液化装置	20
图 37: 撬装LNG加气站	20
图 38: 汽车节能减排的技术路径	21

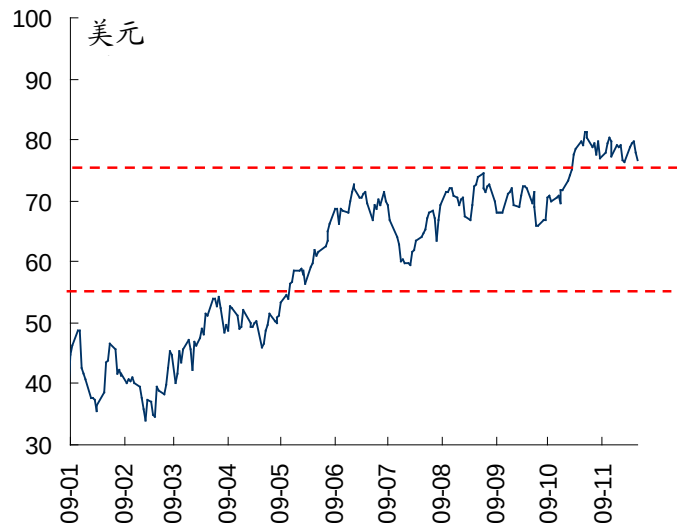
图 39: LNG具有车用燃料的先天优势.....	21
图 40: 天然气管输的经济性	22
表 2: 天然气燃料使用链条和炼油能耗.....	23
图 41: 车用LNG产业生态日趋成熟	23
表 3: LNG重卡的经济性.....	24
图 42: 国家理论炼油毛利阶段性下降终止.....	25
图 43: 原油基准价格与成品油价格差距仍在	25
图 44: 企业实际毛利与国家理论毛利调整步伐有别.....	26
图 45: 炼油企业的库存收益	26
图 46: 中石化总体盈利波动	26
图 47: 中石化的炼油盈利波动巨大.....	26
图 48: 乙烯毛利分解	27
图 49: 丙烯毛利分解	27
图 50: 石脑油裂解的现金毛利.....	27
图 51: 西北欧到岸各地乙烯的成本和相应原料.....	27
表 4: 天然气价格改革对企业盈利的影响.....	28

原油价格温和升值

油价三级跳：80 美元以上寻找新突破

2009 年以来石油价格实现了三级跳，首先突破了 55 美元/桶，然后在下半年突破了 75 美元的压力位，于 75-80 美元小幅区间振荡，然而 10 月以来不断挑战 80 美元的压力位却始终难以突破。我们判断现阶段的石油价格反映了现在的石油需求和供给的预期，随着经济复苏将呈现温和升值。

图 1：2009 年 WTI 原油价格变动



资料来源：Bloomberg，国信证券经济研究所

75-80 美元仍处于历史平衡价格区间内

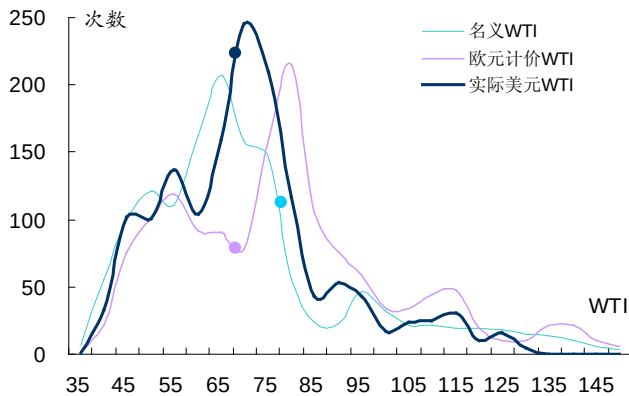
通过回顾历史价格，我们认为过去历史阶段出现频率较高的价格，往往是市场更加认同的价格，也是整个社会和经济体系适应的价格。

WTI 名义价格最主要分布在 60-75 美元之间；而 95-100 美元是另外一个较小的频度较高的价格；以欧元计算的 WTI 价格分布在 65-80 欧元/桶区间；以 2004 年美元计算的 WTI 价格主要分布在 55-70 美元/桶。

现价的 78 美元/桶的原油价格，已经超出了 WTI 名义价格的历史均衡区间；但对应的欧元价格仍是历史的均衡价格区间的下部区间；对 2004 年美元计价则是位于均衡区间的上半部分。

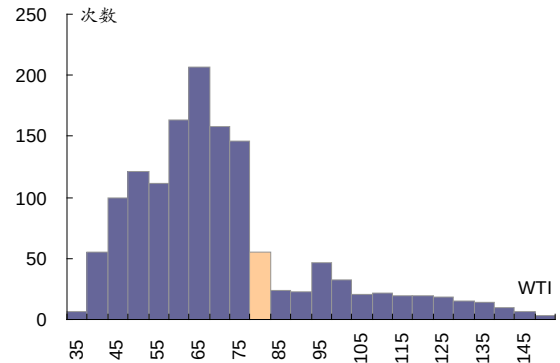
这意味着，如果我们现在处于一个类似于 2004-2008 年的经济扩张期内，那现在的石油价格已经超出了美国消费者所能接受的情况，但在欧洲仍然是一个普遍可以接受的价格；对其他国家而言是稍显昂贵，仍然属于可承受的价格范围。

图 2: 2004-2009 年 WTI 价格的区间分布



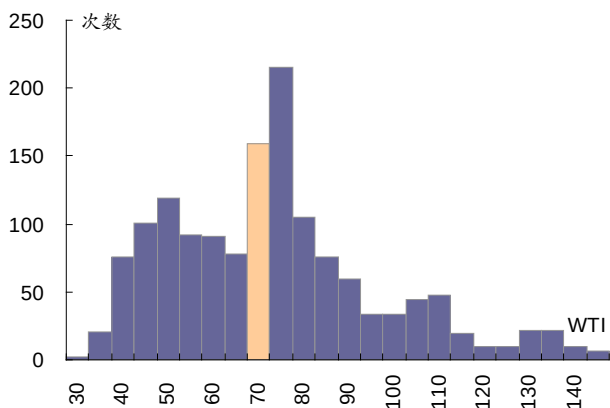
资料来源: Bloomberg, 国信证券经济研究所

图 3: 2004-2009 年 WTI 原油名义价格分布



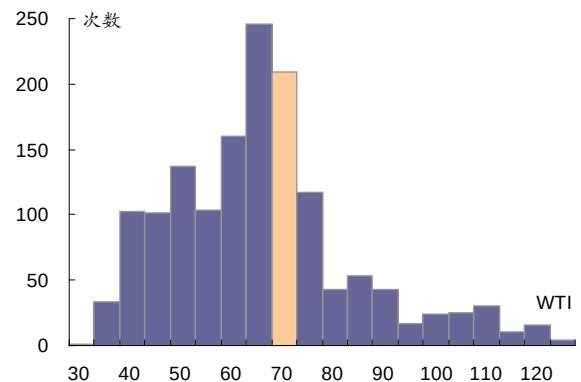
资料来源: Bloomberg, 国信证券经济研究所

图 4: 2004-2009 年欧元石油价格分布



资料来源: Bloomberg, 国信证券经济研究所

图 5: 2004-2009 年真实原油价格 (WTI) (2004 年绝对美元)



资料来源: Bloomberg, 国信证券经济研究所

石油支出尚未构成收入压力

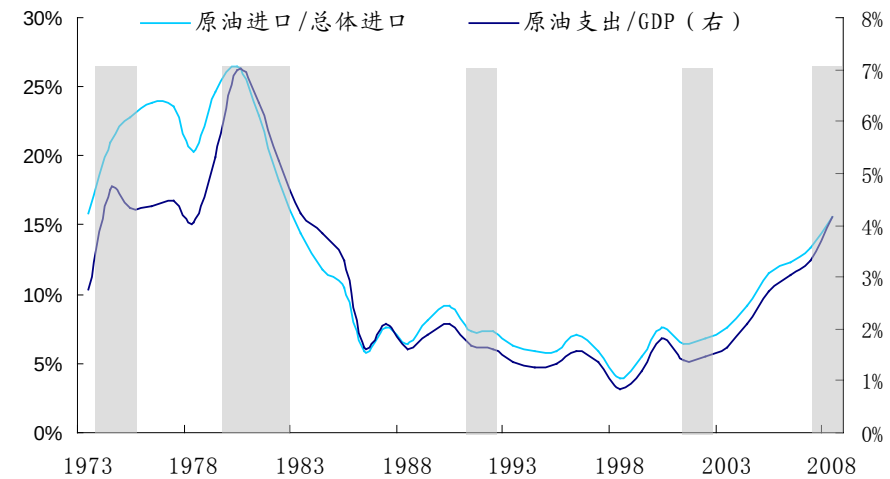
石油大多数的大宗商品具有很强的同质性。石油价格的走高往往成为通胀的前奏。当石油价格剧烈上升, 并且超过国民经济一定比例之时, 就会出现经济衰退。1980-2003 年全球处于整体的低通胀时期, 石油支出在美国经济中支出比例一直维持在 2%, 在总进口中的比例低于 8%。期间的几次经济收缩并不是由于价格上涨造成的, 更多是由于外部冲击造成, 比如 2001 年的 9.11 事件。

此轮经济周期顶峰中, 石油支出在 GDP 的比重高达 4.2%; 在美国的总进口支出中占 16%; 美国面临巨大的支出压力。今年预计美国 GDP 下降 1%, 石油进口均价为 60 美元/桶, 在总 GDP 中的支出接近 2.58%, 回到了危机之前 2005 年的水平。这也为经济的复苏起到了推动作用。

如果明年的石油价格均价仍然维持在 80 美元, 美国经济 2010 年环比增长 3.5%, 石油需求恢复到 2008 年的水平, 石油支出将占据全美 GDP 的 3.54%, 基本恢复到 2006-2007 年的情况, 并没有明显下降。

我们认为这个水平的石油价格这并不影响经济复苏。回顾历史，在两次石油危机之后石油支出占全美支出的20%以上长达10年，而现在石油价格对经济的负担，远远低于70年代，仍然在全球可控的范围之内。石油危机之后价格的崩塌是因为供给上升和煤炭天然气的供给替代效应，如果下一个时代希望能寻找到一个经济增长点，提高实际可支配收入，需要一个新的能源革命，寻找更廉价的替代能源，合理的石油价格将是这场革命最基本的支撑。

图 6：石油支出在美国国民经济中的支出比重

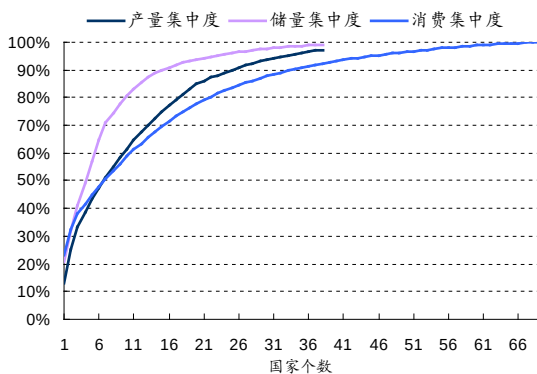


资料来源：Bloomberg, Wind, BP, 国信证券经济研究所

垄断供给结构决定价格 投资下降反映滞后

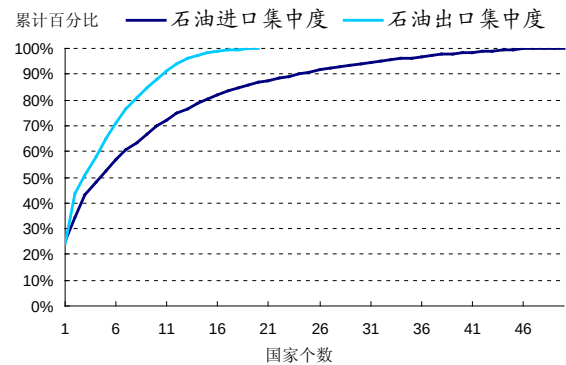
石油的禀赋决定了，供给的垄断性和需求的竞争性。从供给和需求的集中度来看，全球的26个国家生产了超过90%的石油；而36个消费国的总消费量达到了90%。但是决定国家之间供给需求关系的是净供给，即本国出口石油的数量对整个市场更具有意义。全球出口国家的集中度远远高于石油进口的国家集中度，11个国家出口了全球90%的石油；而全球26个国家进口90%的石油；供给方面OPEC在决定产量方面有绝对的优势，而消费国组织如OECD和IEA成员的实际上是非常有限的。

图 7：石油供给和需求的集中度较为相似



资料来源：BP, 国信证券经济研究所

图 8：石油净供给集中度更高

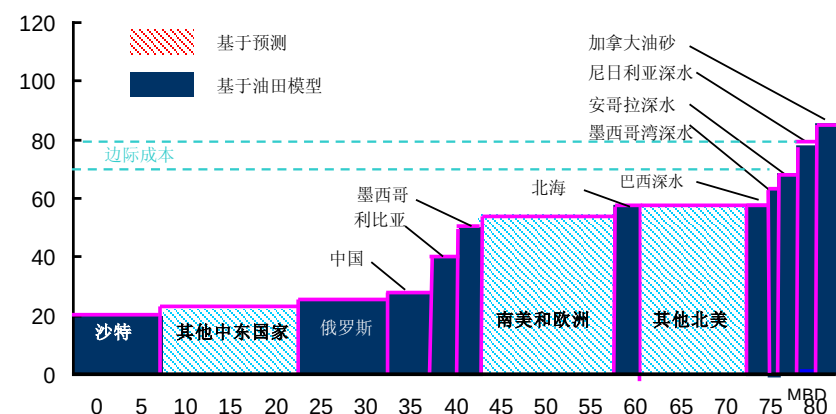


资料来源：BP, 国信证券经济研究所

垄断的供给结构决定了，应对需求下降的具有垄断优势的供应方 OPEC 减少低成本油田，保证边际价格维持在较高水平。全球的石油资源的成本差异巨大，低成本石油特别是中东，俄罗斯的低成本油田仅占全球总产量的 12.5%，而边际产量都为深水石油。低成本油田的所有者又形成了供给者联盟，具有非常强的价格操控空间。

OPEC 国家所需的心理价格，又往往与国民收支的实际收支相关，70 美元/桶是大多数的内心价格平衡点。因此当原油价格超过 70 美元/桶之时，价格的继续上涨更多依靠需求推动。

图 9：全球石油生产成本（美元/桶）



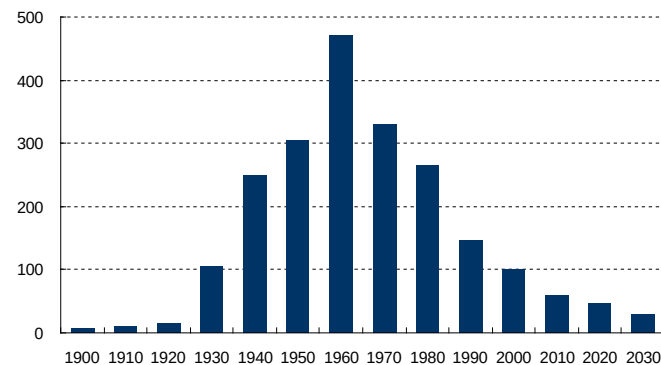
资料来源：CERA，国信证券经济研究所

2009 年新发现数量上升无法改变悲观发现预期

全球每年石油储量仍然在增长，但石油的基础储量增长早在 1960 年代已经见顶 1990 年之后就迅速下降，进入 2000 年之后始终维持低位。2009 年石油新发现超过 100 亿桶，是超过 2000 年来的单个年份的最好水平，但是 1990-2000 年之间全球发现的储量接近 1500 亿桶，于此相比 2000-2010 年的储量大幅下降，更无法与 1960-1970 年代的 4500 亿桶储量发现的历史记录相比较。

虽然技术已经大幅改善，石油价格上升开辟了新的油气源头，但基础资源的储量下降是决定未来供给长期趋势，未来的储量发现预期仍然不容乐观。

图 10：1964 年之后的石油新发现在迅速减少（十亿桶）

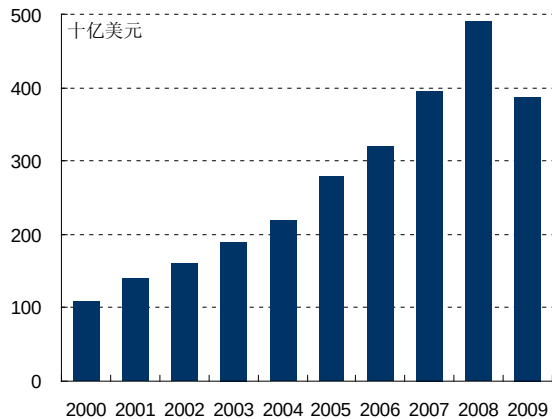


资料来源：ASPO，国信证券经济研究所

勘探活动下降影响长期供给将在未来的几年内反映

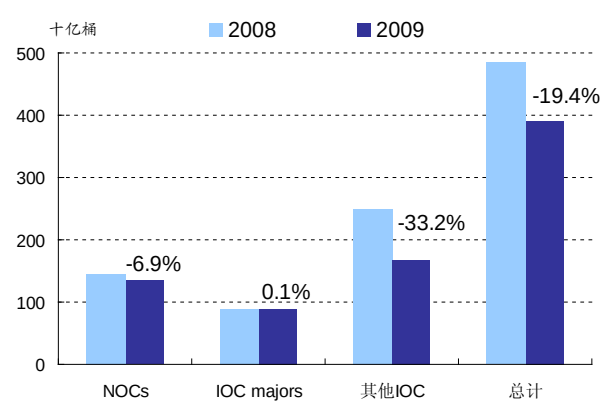
与 2008 年相比, 2009 年全球油气上游投资预计下降了 19%, 仅为 3880 亿美元。其中受冲击最大的是规模较小、杠杆更高的小型国际石油公司, 资本负债率较低的国际石油巨头削减幅度有限, 但是下半年石油巨头也都下调了 2009 年和 2010 年的上游开支紧缩成本, 以降低资产负债率, 提高业绩。国家石油公司的情况则不尽相同, 部分也由于现金流因素调低了资本开支。

图 11: 全球油气上游的资本开支不断下降



资料来源: IEA, 国信证券经济研究所

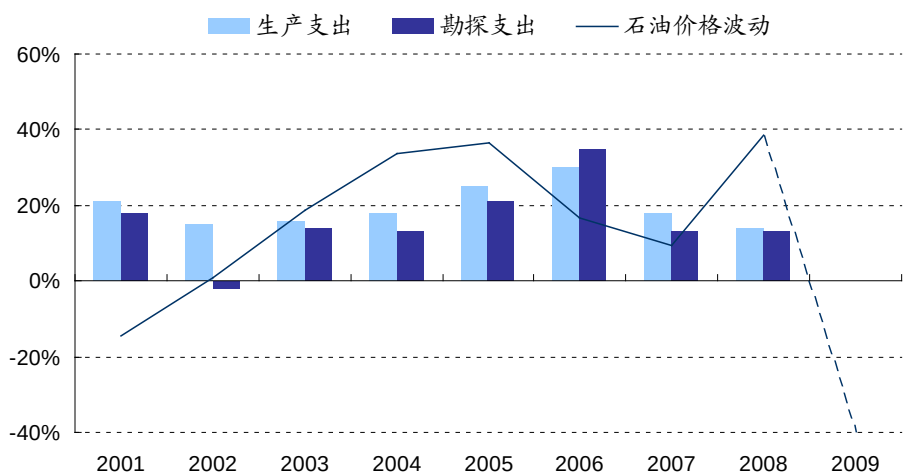
图 12: 全球削减上游资本开支的比例



资料来源: IEA, 国信证券经济研究所

勘探支出受影响程度超过开发支出, 由于开发计划往往在油价下降之前已经展开, 而开发计划的完成意味着石油产量增长, 因此石油公司往往更倾向于减少勘探计划, 特别是难度较低的陆上勘探。勘探活动减少, 直接减少了石油储量增长潜力, 将在 3-4 年后反映为产量下降, 而此时往往经济的扩张的高峰期, 供需矛盾会进一步提升未来的石油价格。

图 13: 全球上游资本开支增速与油价存在一定的滞后效应



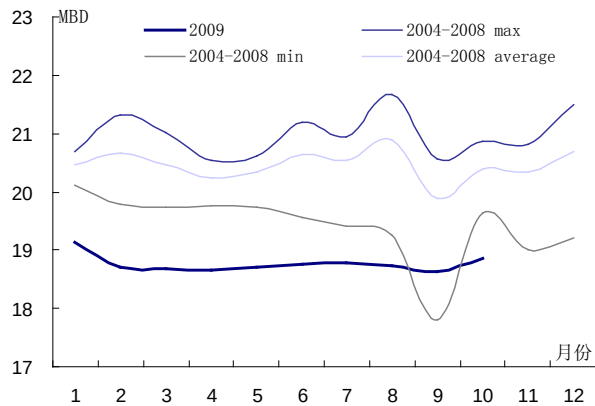
资料来源: IEA, 国信证券经济研究所

经济复苏推升需求 低碳模式是长期需求压力

美欧需求疲弱 发展中国家需求旺盛

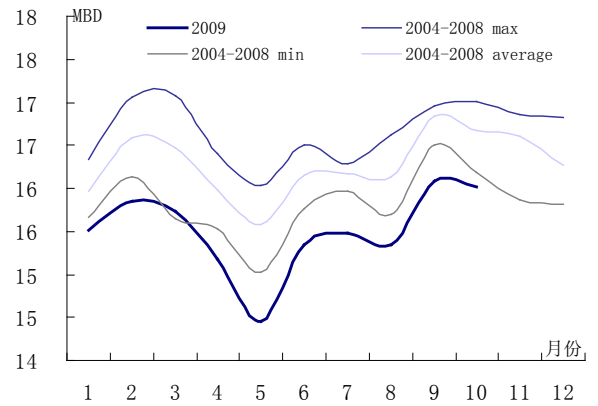
全球石油需求低迷依旧，美国和欧洲的石油需求低迷，2009 美国的石油需求远低于 2004-2008 年间的最低水平；欧洲石油需求弹性低于美国，下滑速度较慢，但是仍然没有快速反弹的迹象。然而全球的整体需求在中国和其他发展中国家的带动下基本回到了危机之前的平均年份的水平。

图 14: 美国石油需求持续低迷



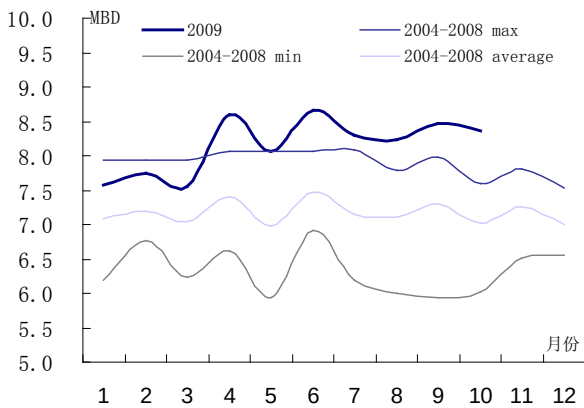
资料来源: EIA, 国信证券经济研究所

图 15: 欧洲石油需求依旧低迷



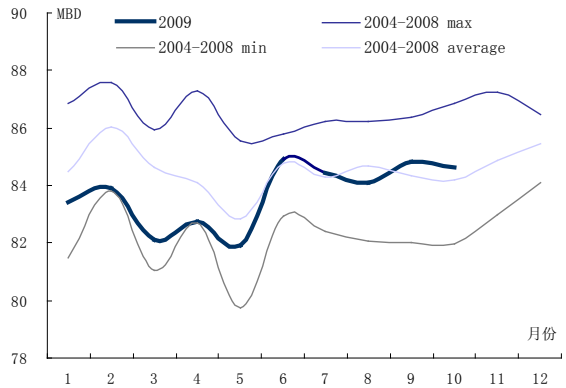
资料来源: EIA, 国信证券经济研究所

图 16: 2004-2009 年中国石油需求持续上升



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所

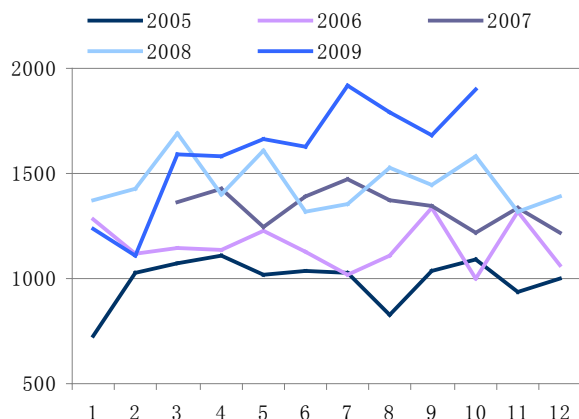
图 17: 全球石油需求恢复到危机前平均水平



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所

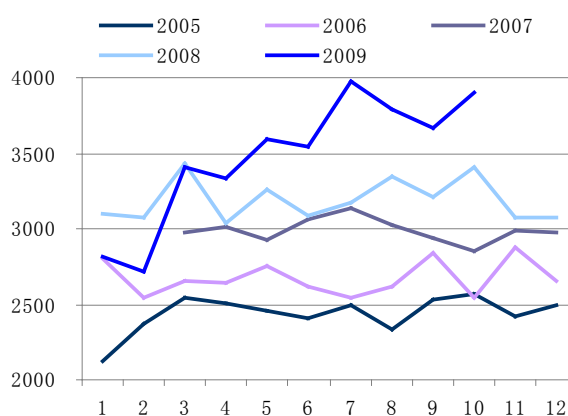
中国的石油需求特别是汽油需求旺盛，虽然柴油需求萎靡不振，炼油产量仍在缓慢恢复中，同时国内的大型炼厂将与 2009-2011 年集中投产，将以进口原油替代进口成品油，中国的石油需求基数扩张的步伐更加坚定。

图 18: 中国原油表观消费量 (百万吨)



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所

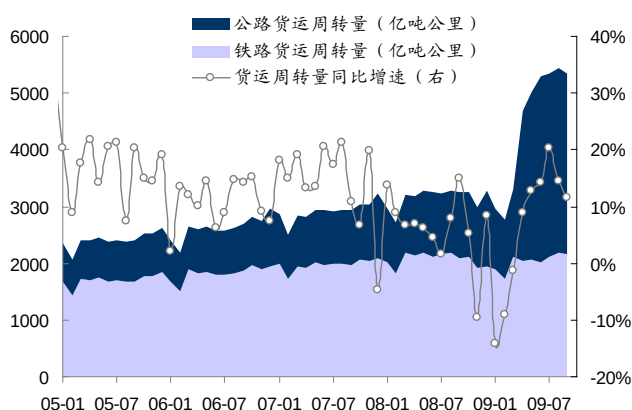
图 19: 中国成品油表观消费量 (百万吨)



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所

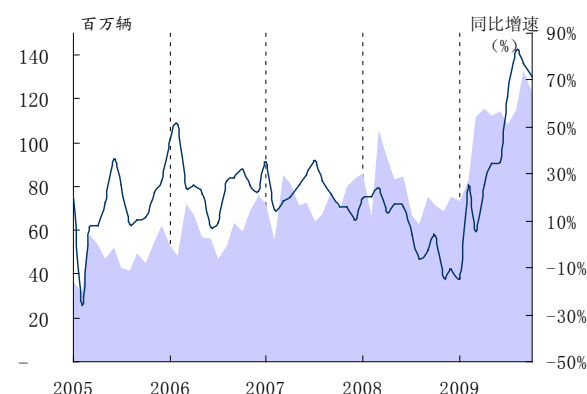
柴油需求相对疲弱, 货运周转量出现了增速下滑, 09 年下半年与 08 年同比增长仅为 12%-20%, 与 2004-2007 年持平。预计未来随着房地产投资的推进和实体经济回暖, 中国的柴油消费将有所回暖。汽车销量的持续上升将增加汽车的保有量, 将把石油需求带上一个新台阶。中国的成品油需求将继续维持较高的增长速度。

图 20: 中国货运周转量增速有限



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所

图 21: 中国汽车销量快速上升



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所

中国的需求增长来自于城市化和全国分工体系日益扩大化。中西部地区土地价格扩大, 西部资源优势更加明显, 大部分的加工型产业将向内地搬移, 而大宗产品生产的基地向西部迁移, 将导致生产产品的单位运距加大, 对于长期刺激石油需求具有决定性意义。私人交通的需求也会快速增加, 预计未来的 10 年内的石油需求增速将至少与 2004-2008 年水平相当。意味着中国的石油需求将到 2016 年为止增长 8.6 亿桶。

其他地区如印度和南亚、中东地区的需求增长速度也将十分惊人, 与中国的增长将抵消欧美的需求下降。经济复苏带来的收入效应将继续推动需求持续回暖, 但是回暖速度还取决于石油价格和低碳新经济的发展。

全球低碳协定对石油需求抑制是长期而且深远的

在哥本哈根会议之前, 全球各国都表明了各自的减排立场。美国表示将在 2020

年实现较 2005 年减排 17%，欧盟表明 2020 年碳排放较 1990 减排 30%，中国到 2020 年碳排放强度将较 2001 年降低 45%。对石油需求最为直接的影响是汽车燃料的变革和燃油效率。

美国总统奥巴马与 5 月 19 日提出了汽车节能减排计划，将重新制定汽车燃油经济标准（CAFÉ，car average fuel economy），2016 年前要求普通汽车的燃油消耗标准要提高到 42MPG（英里/加仑），轻卡要提高到 26MPG（英里/加仑）。

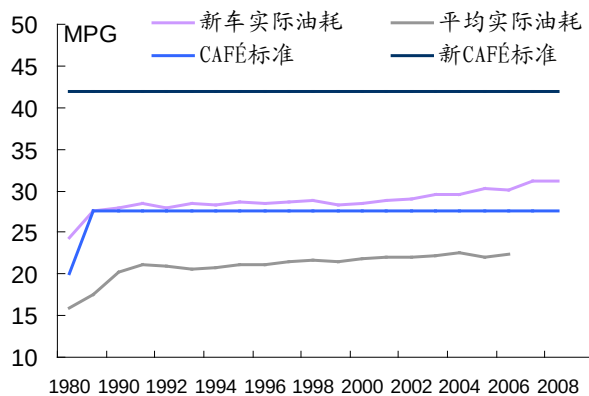
布什政府 2008 年 CAFÉ 标准是轿车 27.5MPG，轻卡 22.2MPG，意味着燃油效率要分别提高 52%和 17%，如果这一标准得以实现，将至少减少 35%的汽车用油，相当于美国 17.5%的石油需求；2004-2008 年美国年均消耗石油 9.34 亿吨，按照 2004-2008 年的年均 0.05%的石油需求增长，相当于减少石油需求 1.2 亿吨（10 亿桶）。如果再加上对重卡的燃料限制，到 2016 年将减少对石油需求的 15 亿桶。

欧盟也提出了类似的要求，要求汽车制造商必须在 2014 年至 2016 年之间，把货车平均每公里碳排放量从眼下平均水平 203 克减少 14%，降至 175 克。2020 年以前，汽车制造商应把这一数字降至 135 克。如果欧盟的汽柴油需求下降 14%，按照 2004-2008 年的平均水平，将减少 5000 万吨（相当于 3.5 亿桶的石油需求）。

如果美国和欧盟的汽车排放标准都能得以实施，到 2016 年欧盟与美国在运输方面由于提高燃油效率而减少的石油需求将达到 18.5 亿桶，相当于 2008 年全球原油需求的 6.5%。

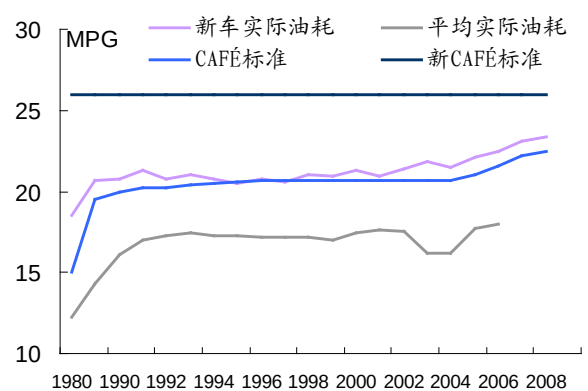
中国 2020 年的减排战略也是雄心勃勃，如果未来十年按照 8%GDP 增速，到 2020 年碳排放强度仅为现在的 50%，不改变能源结构的情况下意味着化石能源仅能增长 8%，但中国的消费机构来看，大规模削减煤炭需求的可能比减少石油需求增速可能更高，因此我们对中国的石油需求仍然比较乐观。

图 22：美国乘用车燃料经济性标准大幅提高



资料来源：美国交通部，国信证券经济研究所

图 23：美国轻卡燃料经济性标准大幅提高



资料来源：美国交通部，国信证券经济研究所

从现有的发展情况看，全球的减碳路径，会呈现一个倒 U 形，即在最近的几年内，化石燃料需求仍然是全球能源主流，随经济发展反弹，并推升化石燃料的需求；同时技术发展将降低低碳能源的相对价格，才能最终实现 2020 年的减排承诺。因此全球达成减排协议，长期对化石能源是利空，但短期却是利好。

低碳能源的发展需要更高的石油价格

美国经济已经走上了调整结构的道路，低碳的道路上改造能源体系和能源产业。而在新技术方面，美国拥有的是理论科学的深厚背景，但是缺少商业化技术的积累，为了在新的经济领域重建美国的领导地位，必须要解决几个问题。

能源新体系的建立，最需要资金的不仅仅是新能源生产技术创新，而是基础设施建设。因此资金来源是成败的关键，由于二氧化碳的大气层是公共品，从道义角度全球各国，特别是排碳更多的国家应该承担资金来源。但任何一个国家都有冲动去逃避这个责任，更希望搭便车。通过建立一个完整的碳交易体系，促使排碳配额供给成为一种稀缺品，进而才能产生价格，才能为低碳付费。

在碳交易的全球体系中，要让所有的要素和物品价格都含有碳价格，从而改变相对价格，快速提升低碳行业的竞争能力。这有两种操作方法：

第一，碳税。不同国家的碳税如果实行了不同税率将会导致全球碳泄露，因此碳税现阶段即使在美国仍然是一个概念性文件，文件表明要等到 2020 年以后生效，未必能在短期内起实际作用，对实现 2020 年前的减碳目标只有威慑意义，而无实际帮助。

第二，提高碳氢化合物的价格是最直接的方式，这对美国和欧盟都是长期战略性策略，也是短期内最快激励低碳发展的方法。

首先，本国的传统能源行业利益受到了致命打击，国内利益集团的反对声音强烈，通过提高化石能源价格作为扶持这些企业转型的补贴，保证经济转型。

其次，石油价格上涨的本质上是石油资源国对所有石油消费国和消费者收取资源税。虽然美国是最大的石油进口国，石油巨头的权益油田数量巨大，因此石油价格上涨的收入相当大的部分是留在美国国内。真正在海外大量进口石油，而且海外权益油田数量稀少的国家，如中国、日本、韩国才是最大的受害者。而且，石油资源国的利益在很大程度上支撑了美国经济和金融，中东的石油美元不仅支撑了欧洲美元，也繁荣了美国的衍生品市场。

从国际战略上看，与美国关系紧张的国家如伊朗和俄罗斯，高价石油短期能缓解这些国家内部矛盾，但是从长期看资源价格高涨如同“糖衣炮弹”，减缓了这些国家发展加工业、改善国内贫富差距的动力，这些资源富有国反而容易陷入“资源的魔咒”，一旦非化石能源技术成熟，将产生更深远的负面影响。

在本国经济尚未恢复元气之时，大规模提高税赋，补贴低碳能源技术发展，对美国显然是一件在政治上难以实现的过程。只有通过碳氢化石能源价格提高，才可以在其中获得更大的利益，实现美国经济的转型。

明年原油价格温和上涨 长期上涨可能超过前期高点

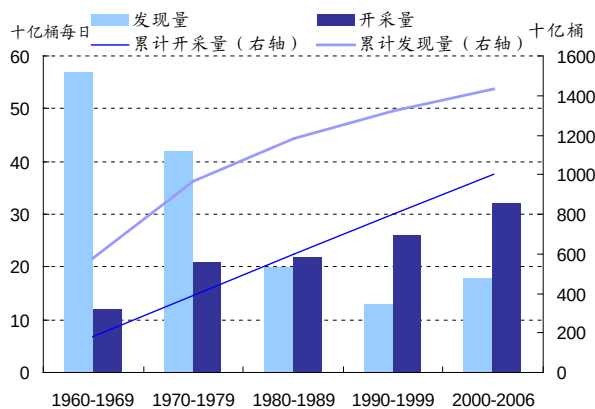
从供需角度看，需求恢复是一个逐步的过程，而供给的阀门会随需求增长而打开，石油价格无法过度冲高，因此明年上半年的石油价格将在 75-90 美元/桶的区间振荡。但值得注意的是明年下半年，美元的升息预期将会逐步成为现实，美元的套息交易将会减弱，将会对所有的风险资产价格构成威胁，需求回升将会支撑油价，油价进入振荡区间。我们预计 2010-2011 年，经济将会进入加速扩张，石油供给不足的问题将会暴露，价格也会进一步上升，真正吹起通胀的号角。

战略看多天然气产业

技术提升非传统天然气产量

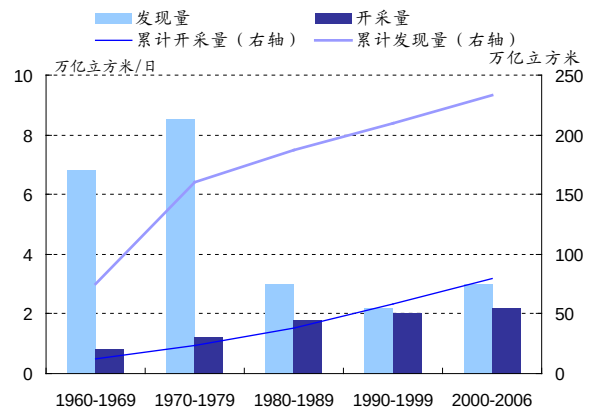
天然气被人们认识的时间尚短，基础资源相较石油供给充足。石油累计发现储量为 1.4 万亿桶，累计生产了 1.1 万亿桶；而天然气的累计发现储量为 250 万亿立方米，累计开采量为 77 万亿立方米，天然气的储采比远优于石油，资源远景较传统石油优越得多。

图 24：石油的生产和发现



资料来源：IEA，国信证券经济研究所

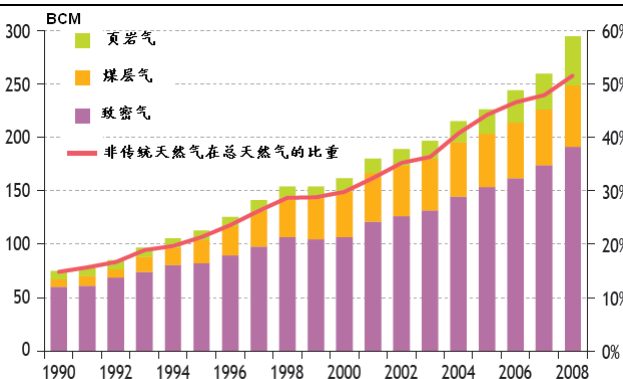
图 25：天然气的生产和发现状况



资料来源：IEA，国信证券经济研究所

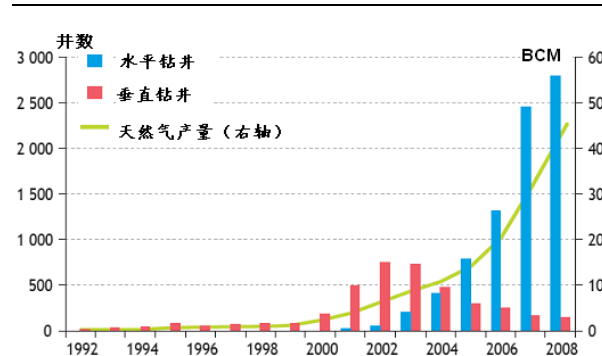
非传统天然气发展迅速。新技术的发展，特别是水平钻井技术的发展，非传统天然气在美国发展迅速。Barnett 地区，页岩气井的数量增长惊人，在 2008 年高峰时期该地区的钻井数量 180 个钻井，相当于全美的 10% 的开工的钻井，全球 5% 的钻井数量。其中大多数的钻井是水平井，没有水平井技术的发展，就无法实现大规模低成本的页岩气生产。当天然气价格高于 4 美元/百万立方英尺，条件较好的页岩气就可以获得 10% 的资本回报率，具有投资价值，在成本上已经具有一定优势。非传统天然气在美国的总天然气产量的占比已经超过 50%，相对低廉的价格和充足的储备决定未来美国天然气可能出现供应富裕的状况；将释放更多的中东和俄罗斯的天然气供应给欧洲和亚太地区。

图 26：全美非传统天然气已占全部产量的一半



资料来源：EIA，国信证券经济研究所

图 27：美国 Barnett 地区页岩气井数量和产量

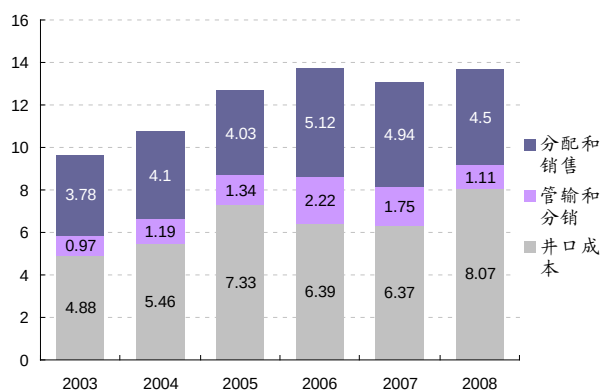


资料来源：IEA，国信证券经济研究所

高昂的储运成本决定了天然气行业特征

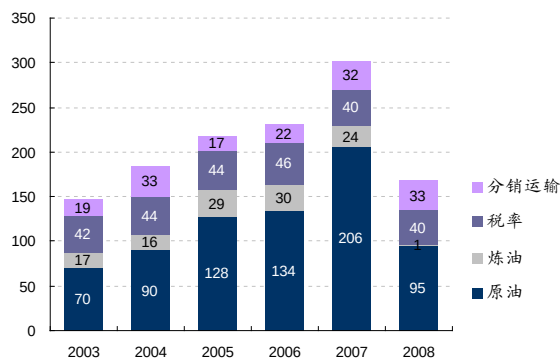
天然气与石油最大的不同是常温常压下的气态状态，其储运成本远高于石油。天然气的井口生产成本和管输分配成本基本接近；而在石油体系中管输成本不到20%。天然气要发挥经济价值，管输价值甚于天然气本身。

图 28：天然气产业链价值分布



资料来源：EIA，国信证券经济研究所

图 29：石油产业链价值分布



资料来源：EIA，国信证券经济研究所

正因为管输费用高昂，天然气行业和石油、电力、煤炭行业呈现完全不同的特征，具有部分的垄断特性，特别在管网建设方面，较类似于电力行业；并且管网限制，造成天然气同时面临煤炭和石油的竞争。跨洋运输 LNG 需要大量的基建投资，因此天然气市场仍然是一个区域市场，尚未融合成一个整体的全球市场。

表 1：天然气、石油和电力的不同行业属性特征

	天然气	石油	电力
物理形态	气态	液态	/
储存成本	高	低	较高
运输成本	较高	低，网络效应不明显	低，网络效应明显
分销系统	灵活性差	灵活性好	灵活性差
市场和定价	区域市场	全球市场	区域市场
投资	在确定需求之前进行	没有特别的要求	没有特别的需求
生产	资源地生产、加工	资源地生产，加工可在任何地点	生产可在任何地点（除水电外）
需求	加温、发电	移动、加温（燃料油）、发电	电力
需求可替代性	可被煤炭、石油、电力替代	移动能源没有替代性	替代性低，加温可被替代

资料来源：国信证券经济研究所

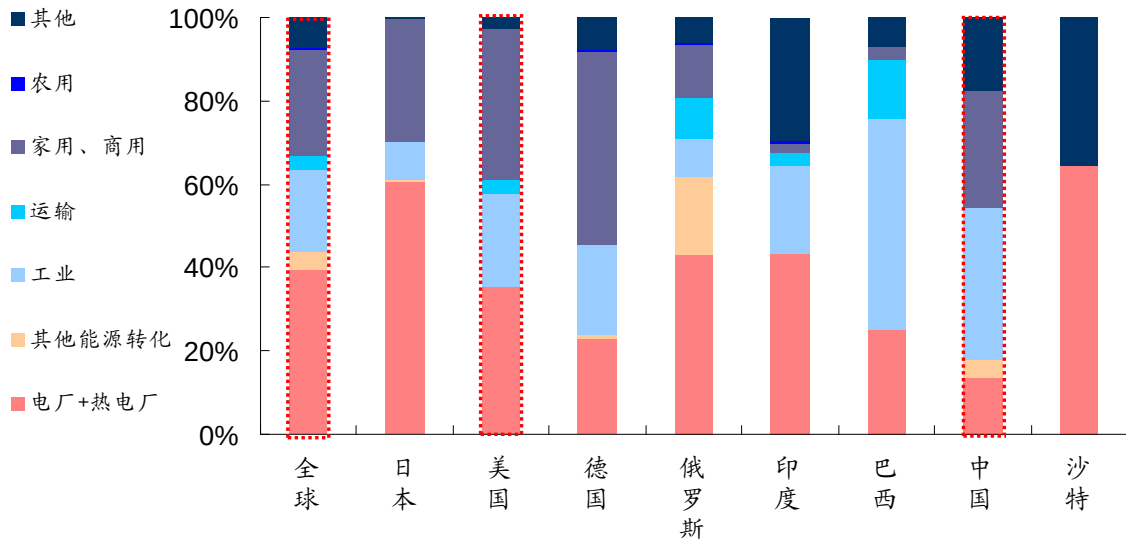
天然气需求“两面夹击”到“两面逢源”

天然气的下游需求中发电和热电联产的消费占全球的天然气需求的 40%。另外的 60%的用于工业、家用（商用）、和其他（主要是化工原料）。这些领域与煤炭、取暖油、燃料油处于竞争关系，因此天然气的需求和价格往往是受到替代能源价格的制约。

不同国家的天然气需求结构相差很大，与本国的资源禀赋关系密切。美国 and 俄罗斯、沙特富有天然气，充裕的天然气供给保证了下游的发电需求；而日本的天然

气资源全部来自国外，煤炭和天然气都来自海外，更清洁效率更高的 LNG 是其主要的发电取暖来源；德国的天然气主要来自于俄罗斯和北海进口，同时国内富有煤炭，因此用于发电取暖的天然气比重低，居民用气比重居高。这也从另外一个角度证明天然气的需求一直处于煤炭和石油的夹缝生存境况。

图 30：天然气下游需求的差异性很大

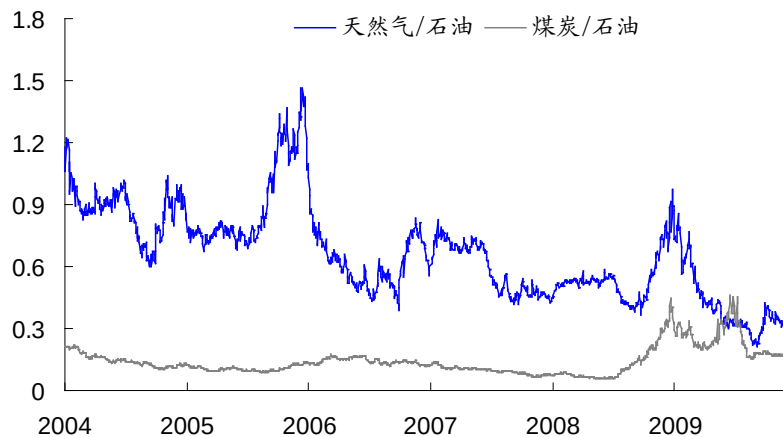


资料来源：IEA，国信证券经济研究所

发电需求得益于碳价格上升

天然气的下游需求开拓历史看，城市燃气的使用在管道普及率到达一定阶段后趋于稳定，发电需求是最主要的推动力。即使 1995 年至 2008 年天然气与煤炭的价格热值比之间的差距正在逐步拉大，这并不妨碍天然气发电的蓬勃发展。

图 31：天然气价格大大超过同等热值的煤炭

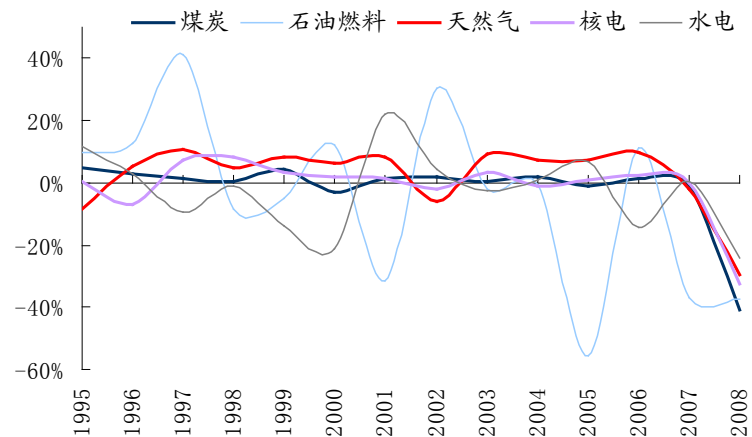


资料来源：Bloomberg，国信证券经济研究所

美国从 1995 至 2008 年，新建电厂天然气为原料的装机容量以每年 4.48% 的复合增长率增长，同期煤炭为原料的新建装机容量复合增长率仅为 1.19%，石油燃料年均下降 5.71%。两者之间的持续差距扩大，原因在于：

1. 发电环保要求更加严格。考虑到煤炭在传统发电中的二氧化硫排放强度远大于天然气，煤炭的价格优势被削弱。
2. 电力市场自由化改革，较小规模的独立发电商为了进入市场，更偏好燃气发电，因为其投资小，建设周期短，效率高。
3. 石油价格上涨，以及二战后建设的核电站逐步老化和关闭，只有以天然气作为主要的新增替代能源。

图 32: 美国新增电站装机容量分类增速



资料来源: IEA, 国信证券经济研究所

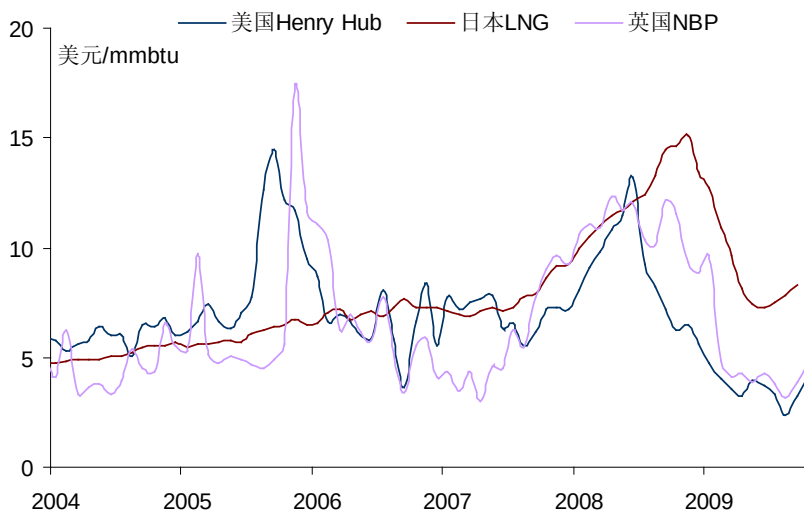
全球的能源供给日益紧张，碳排放的压力加大，天然气作为清洁的传化石能源地位日益加强，天然气的需求从“两面夹击”走向“两面逢源”，在经济上优于石油，在减少碳排放上优于煤炭。最终决定未来全球的天然气发电需求将持续增长，增速取决于碳价格和相对价格。

1. 经济复苏。短期由于经济下滑，导致发电的天然气需求整体下滑；但进入 2010 年后，全球的主要成熟经济体又将重新恢复经济活力，即使经济与电力需求弹性下降将是不可避免的，电力需求的回升是明确的。
2. 相对价格。天然气同等热值的价格高于煤炭，对天然气发电机组建设将产生负面影响。
3. 碳价格的制约。天然气燃烧的二氧化碳排放仅为煤炭的 2/3，但却是风电、太阳能排放的几十倍。清洁煤炭技术的发展仍然缓慢。特别是 IGCC 和 CCS 的技术是中国和美国两大能源消费国最主要攻克的技术问题，已经获得了两国认可，但由于技术不成熟和投资巨大，因此清洁煤炭技术发展仍然需要等待良机。
当碳价格较低的时候，天然气发电的价格优势不如煤炭；碳价格极高的时候，风电和光伏的优势就会更加明确。但从现阶段的减碳的各国计划来看，短期内要减少二氧化碳排放，除了核电以外，天然气取代煤炭的综合减排和价格优势是最强的。
4. 地缘政治影响。天然气的分布与石油比较接近，天然气进口国将无法摆脱对俄罗斯、卡塔尔、伊朗等国的潜在制约，天然气需求的快速增加会增加能源安全隐患。

综合以上因素，天然气的发电需求仍然会在以低碳产业发展为主导的周期中蓬

勃发展；经济复苏初期能源需求上升，在真正的清洁煤和高效可再生能源转换技术成熟之前，即使北美天然气发电的需求仍将快速成长；在欧洲将维持现有发展水平。

图 33：全球天然气价格差异加大



资料来源：Bloomberg, 国信证券经济研究所

全球天然气价格出现背离

全球的天然气市场是一个分割的市场，北美、欧洲和亚太地区的价格形成机制不尽相同。北美市场将受累于非传统天然气的供给增加，价格将持续于低位波动；而欧洲和亚太市场的价格受原油价格的影响更明显。

欧洲从俄罗斯进口的管道天然气价格是与 6-9 个月前的原油价格挂钩；LNG 的长期合同价格是与综合石油进口成本或者石油指数相挂钩，一旦合同签订之后价格 5 年才有一次重新谈判的机会，加权进口的 LNG 价格变化会更加趋于平滑，该地区的天然气价格将随原油价格有所逐步上升。北美市场将会迎来较长时间的底部徘徊，由于缺少足够的 LNG 船和接收站，因此套利空间有限，两者之间的价差将持续扩大。

中国天然气产业链重塑的最佳时机

全球天然气进口模式与替代能源挂钩的模式不改变的情况下，中国的天然气进口合同价格仍然会受到美国非传统天然气供给的影响，可以签订较低的天然气价格。更应利用这个时机，战略性布局天然气格局。

首先，获取更低的进口价格。由于国际的长期合同签订的固定价格，5 年才有一次重新谈判的机会，因此在这个时间内签订的海基 LNG 合同和陆上管道天然气价格都可以获得较好的议价机会。

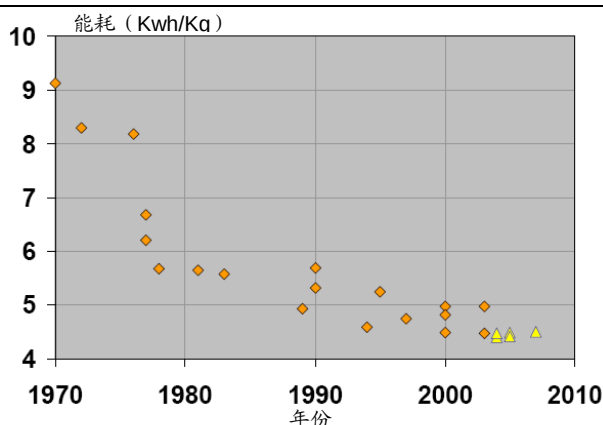
其次，国内天然气的上下游产业链进一步完善，价格改革在明年适当的时机推出，逐步推进价格改革，调整下游需求结构，提高上游供给积极性。

车用天然气 能源新蓝海

LNG 技术臻于成熟

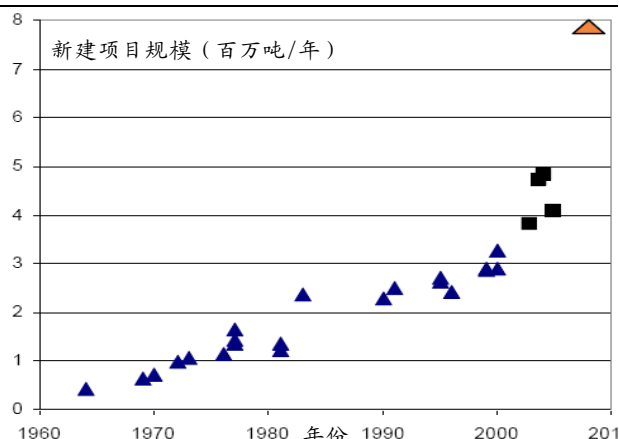
通过深冷技术，将天然气液化的方式始于 1910 年代，全球天然气贸易的兴起，液化天然气的单体规模和能耗快速下降，液化天然气技术趋于成熟，为 LNG 行业发展奠定了基础；新建项目随着规模已经达到 500-600 万吨/年的处理能力之后，单条装置规模上升难度迅速攀升，能耗下降的速度也会放慢，接近 400 千瓦时/千立方米，LNG 技术正在走向成熟。

图 34：液化天然气的能耗逐步下降



资料来源：AP，国信证券经济研究所

图 35：液化天然气的规模逐步扩大



资料来源：AP，国信证券经济研究所

LNG 的技术的另外一方面是走向小型化和撬装化。国外基本负荷型和调峰型天然气液化技术比较成熟，小型 LNG 装置的研发于本世纪初启动，目前已有撬装设备样机出现。2001 年，美国能源部资助美国燃气工艺研究院（GTI）研制生产能力为 4~40m³/d 的小型天然气液化装置（MNGL）。小型撬装 LNG 装置具有体积小、运输灵活、开停方便等优点。国内在中原油田也已经装备了小型撬装 LNG 液化装备，收集和储存边缘气井的天然气，技术已经较为成熟。

图 36：撬装天然气液化装置



资料来源：国信证券经济研究所

图 37：撬装 LNG 加气站



资料来源：国信证券经济研究所

车用低碳技术发展：仍以代用燃料为主

车用燃料替代是汽车节能减排技术最具经济性的、最具有潜力的技术。从远期看，燃料电池和电动汽车的发展是最终的方向，但是由于相关技术的成熟仍需要时间，而代用燃料的技术成熟、成本较低，是从传统石油汽车走向可再生能源的重要阶段。

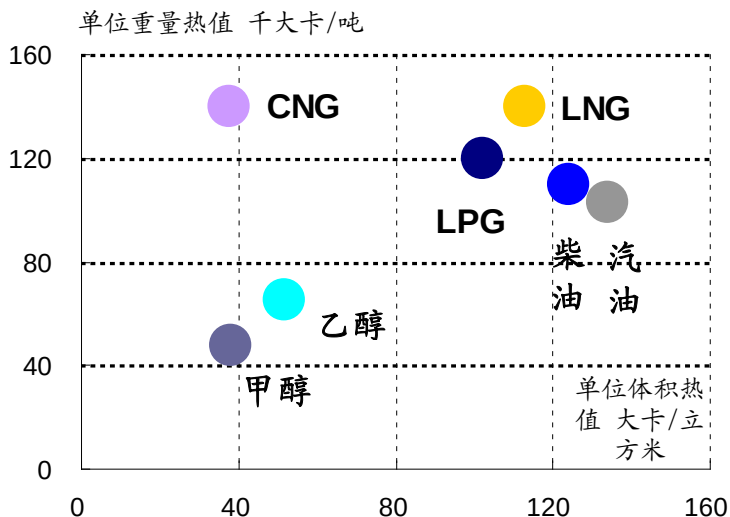
图 38：汽车节能减排的技术路径



资料来源：国信证券经济研究所

LNG 具有车用燃料的先天优势

图 39：LNG 具有车用燃料的先天优势



资料来源：国信证券经济研究所

寻找代用燃料的难度在于，石油常温下的液体特性，并且较高单位体积和单位重量热值。其他的燃料如天然气储运成本高，煤炭的对使用地点空间的要求过高，而由于负荷和体积有限，为了保证车辆的续航能力，车用燃料能源密度要求是最高

的，因此单位体积（质量）热值必须是较佳的，因此代用燃料必须保证

1. 单位体积的热值。移动中的车体空间有限；特别是家用的小型车辆。
2. 单位质量的热量。车载燃料质量过重，会影响车辆的有效负荷。

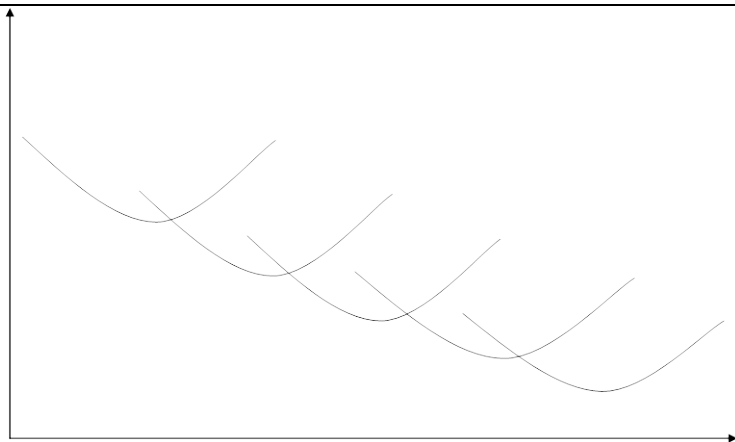
取代传统的柴油和汽油的其他替代燃料，包括甲醇、乙醇、LPG、CNG 等。我们对比这些燃料的能量特征，甲醇和乙醇无论从单位体积或是单位重量的热值都远远低于汽柴油；CNG 的体积压缩率仅为 LNG 的 1/3；在短距离、小排量的车型上尚可以运用，而在大排量、长距离的车辆方面的劣势十分明显。LNG 和 LPG 的能源密度最接近传统的汽柴油。但是 LPG 本身是石油产品，价格受到石油波动影响，更重要的是也无法解决石油供给的问题。

相较而言，LNG 在能源的质量密度和体积密度方面都具有很强的优势，基本和传统的汽柴油接近。

加工能耗不是 LNG 的致命伤

我们必须分清管道天然气和车用天然气的差别。将天然气深冷后转化为液态的低温 LNG，需要消耗大量的能源。国家不鼓励利用大中型天然气气田发展 LNG，并不代表 LNG 不适合作为车用燃料发展。大中型整装气田，适应于铺设管线进行储运；其能耗低于 LNG 的运输方式。因此不鼓励 LNG 作为主流的管道气来源是正确的决策。

图 40：天然气管输的经济性



资料来源：国信证券经济研究所

车用 LNG 的深冷的加工过程仅仅是为了降低储运的成本，与炼油过程中将石油精炼成各类产品，进而优化用途的处理方式类似；LNG 的深冷的耗能实际上低于炼油的能耗，处理（液化或者炼油）同样热值的天然气或石油，液化消耗的能源仅为原料能源的 2.44%；炼油高达 6.5%。因此在纯粹运输上 LNG 不具一定具有优势，但并不否认在车用方面的优势。

表 2: 天然气燃料使用链条和炼油的能耗

	LNG 液化	炼油
耗能比	380 度/吨 LNG	65kg/吨原料
一吨原料的热值 (BOE)	8.97	7.3
一吨原料的热值 (TOE)	1.22	1
生产一吨原料的耗能 (TOE)	0.03	0.065
能耗比	2.44%	6.50%

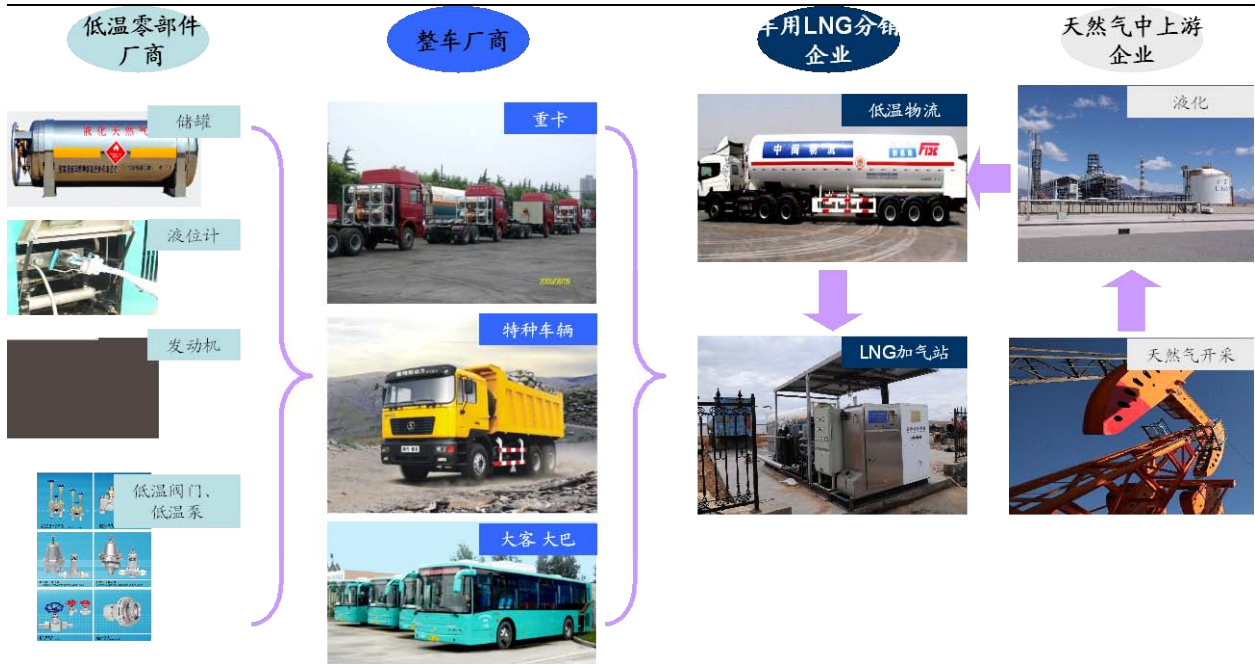
资料来源: 国信证券经济研究所

LNG 车用产业生态日趋成熟

LNG 车用产业, 特别重卡, 生态日趋成熟, 供给容易上量。潍柴、玉柴可提供大功率天然气发动机; 富瑞特装为代表的多家企业生产 LNG 储液瓶; 陕重汽、中国重汽、一汽与二汽, 负责制造整车。LNG 重卡与普通柴油重卡在构造与制造上基本一样, 只有两个部分不同, 一是发动机, LNG 重卡为天然气发动机; 二是油箱, LNG 重卡为 LNG 的储液瓶。陕重汽新基地拥有年产 10 万辆重卡的产能, 因为 LNG 储液瓶与天然气发动机只需外购后进行组装, 并且储液瓶与天然气发动机均可以按需生产, 不存在生产与采购上的瓶颈, 所以陕重汽理论上 LNG 的最大产能可以达到普通重卡的产能。

车用天然气的推广更离不开上游企业的参与, 特别是具有 LNG 资源的企业。由于我国的 LNG 大量引进海基天然气, 以及各类煤层气、煤制气等非常规天然气的逐步投产, 上游企业正在开拓更具购买力的下游需求, 包括中海油在内的天然气上游企业正在积极介入该市场。

图 41: 车用 LNG 产业生态日趋成熟



资料来源: 国信证券经济研究所

打破成品油垄断的唯一的希望是 LNG（液化天然气）。

国内成品油市场长期扭曲，经常性的批零倒挂，相当于政府主导一场旷日持久的“价格战”，基本上把中石化、中石油以外的社会经营者出清。国家石油公司完全垄断着石油上游资源、炼厂以及终端，没有油源的社会经营者，根本无法与之竞争。虽然国家石油公司垄断了国家的石油资源，但是由于中国石油仍有超过 50% 的需求需要进口满足，国产原油成本高、税赋又重，使得国家石油公司虽然垄断，但是并无竞争优势，只能被动接受国际石油市场的价格。石油价格上涨，只能通过终端涨价来转移成本压力。而 LNG 是唯一有可能打破垄断的希望。因为

1、LNG 是市场化定价的清洁替代燃料，连 CNG（压缩天然气）都不是市场定价的，CNG 的供方是国家石油公司，难以想象你可以买垄断方的气来打败他；

2、LNG 不源自石油，它产自天然气田、油田伴生气、煤层气、煤制气、可燃冰甚至沼气等来源，来源多、潜在总量大、开采生产成本一般低于石油；

3、LNG 比成品油具有优越的经济性，1 升柴油 = 1.7 升 LNG（折合 1.1 立方米天然气），按照天然气价格 3 元/立方米计算，1.7 升 LNG 价格仅为 3.3 元（忽略液化成本），比接近 6 元/升的柴油便宜 40%；

天然气重卡有利于降低运输成本。根据 3 元/立方米的车用天然气价格计算，一辆 LNG 重卡的经营费用一年可以减少 12.5 万；而购车费用仅上升 5-7 万元，半年就可以收回成本。

4、LNG 本身非常环保而且还低碳，任何时候都绝对不产生柴油车的黑烟、氮氧化物与颗粒物排放比柴油降低 90% 以上、能有效降低城市灰霾，温室气体二氧化碳排放比柴油低 30%；

5、LNG 是大品种能源，社会已经具有多款成熟的天然气专用发动机与之配套，使之燃料更高效、更清洁。

车用 LNG，打开了天然气下游运用的新方向，也为车用替代燃料的发展提供寻找到另一片蓝海，缓解石油供给风险。

表 3: LNG 重卡的经济性

LNG 重卡		柴油重卡		LNG 与柴油的运行差本差	
百公里能耗	50	立方米	50	升	
燃料单价	3	元/立方米	5.5	元/升	
百公里燃料费用	150	元/百公里	275	元/百公里	-125
年行驶里程	10	万公里	10	万公里	
年燃料费用	15	万元	27.5	万元	-12.5
购车成本	32	万元	25	万元	7
购车当年费用	47	万元	52.5	万元	-5.5

资料来源：国信证券经济研究所

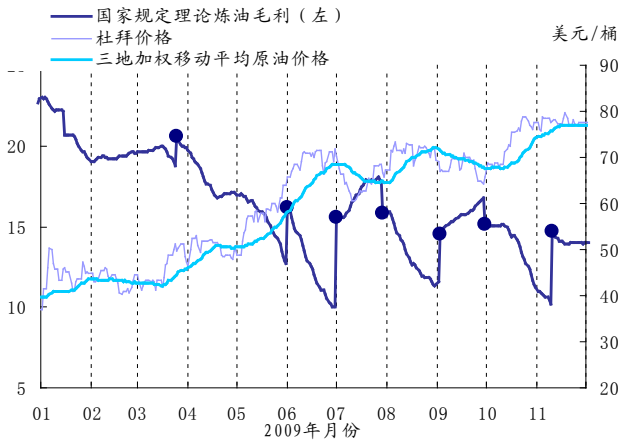
成品油定价机制趋于稳定

理论炼油毛利的波动仍然存在

从去年年底开始执行的成品油定价机制，其维护炼油企业的正常收益和消费者利益的双重政策目标基本得以实现。纵观过去的调价过程，在经历了对通胀预期的

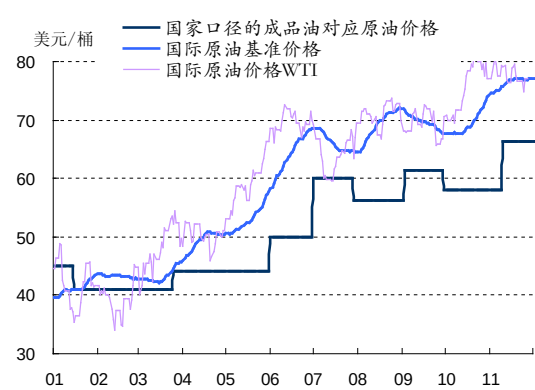
忧虑和国内价格体制改革的坚持之间摇摆之后，理论毛利的波动仍然存在。

图 42：国家理论炼油毛利阶段性下降终止



资料来源：国信证券经济研究所

图 43：原油基准价格与成品油价格差距仍在



资料来源：国信证券经济研究所

在今年的7次油价调整中，出现了上调价格不到位的情况，导致国家理论炼油毛利在4月份之后呈阶梯性下降；

1. 4月底未上调价格大幅下降了炼油理论毛利，炼油毛利大幅降低了4美元。
2. 6-8月期间炼油毛利保持稳定
3. 9-10月营造欢乐和谐的节庆气氛，两次调价都降低了理论炼油毛利1-2美元。
4. 11月调价后理论毛利基本保持与9-10月相同，略有上升。

在11月初的调价后出现了明显的修复，但与国际原油基准价格相比仍有一定差距。

炼油毛利增长部分来自于库存收益

我们用中国炼油毛利（50日延迟）作为炼厂盈利的代理变量：

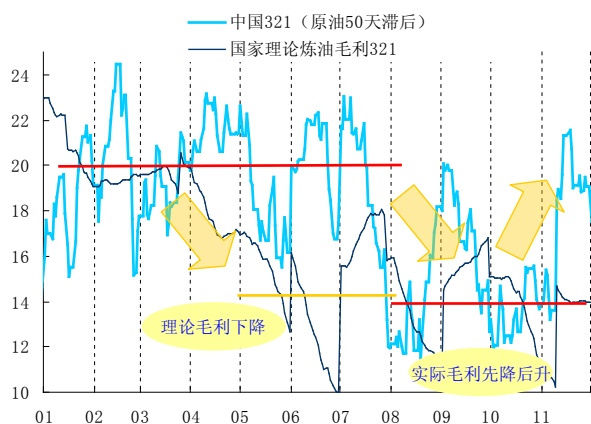
中国炼油毛利(50日延迟)=柴油出厂除税价格*0.4+汽油出厂除税价格*0.2-50日之前的Dubai原油价格*0.6

1-4月实际炼油毛利和理论炼油毛利相差不大，在较高的水平运行；4月份之后国内的理论炼油毛利有所下降，但是公司实际的炼油毛利却保持平稳，其主要贡献的因素在于油价上涨过程中的库存上涨收益。

50日前（公司的进口原油成本）与30日前（国家的原油基准价格，与成品油价格的走势一致）的Dubai原油价格差额代表了企业的库存收益，其变化趋势是与企业炼油毛利超过国家理论毛利的部分一致。

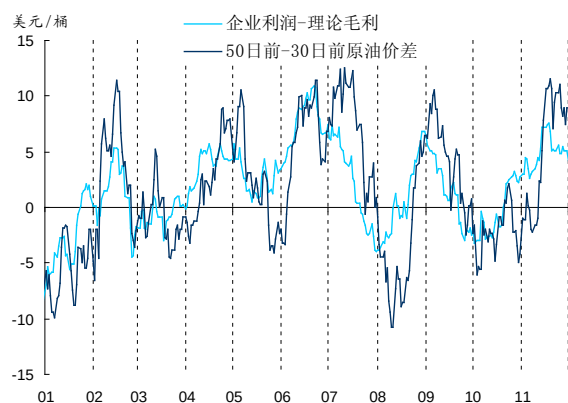
1. 1-4月，库存收益有正有负，企业炼油毛利和国家理论炼油毛利之间差别不大；
2. 5-7月的原油价格上涨使6-7月的公司获得了较大的库存收益，帮助公司的炼油毛利在国家理论毛利大幅下降的情况下仍然能保持前期水平。
3. 8-10月原油价格振荡，没有库存收益。企业炼油毛利与理论毛利接轨快速下降。
4. 11月受益于10月初的原油价格上涨，炼油毛利加速上升。

图 44: 企业实际毛利与国家理论毛利调整步伐有别



资料来源: 国信证券经济研究所

图 45: 炼油企业的库存收益



资料来源: 国信证券经济研究所

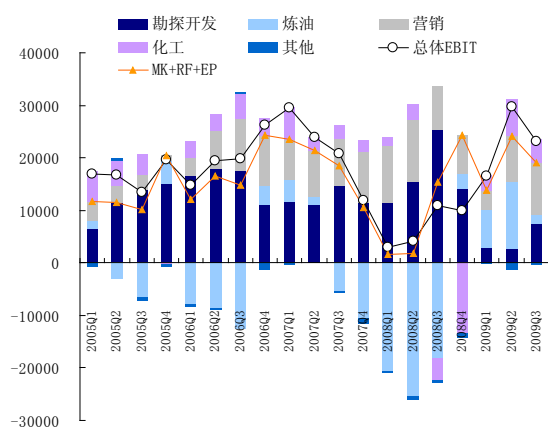
差之毫厘 失之千里

库存收益不可能长期存在。炼油行业作为周期性的中游行业，受到原油价格的周期性波动影响，原油价格上中库存存在收益，而在下跌过程中则表现为减值损失。所以从长期看，库存收益是相互抵消的。11 月的炼油毛利大幅度上升，实际上部分得益于库存收益。只要 12 月份原油价格没有出现下降，并导致成品油价格下调，11-12 两月中石化的炼油表现将优于 3 季度。

而国家执行了成品油定价机制之后，炼油行业从周期性行业变为公用事业。但是由于公用事业之所以能控制价格，是因为成本较为稳定；而石油行业本身的波动很大，因此企业盈利会因为上调幅度的多少，和时间的早晚差别产生巨大的盈利差异，要完全实现炼油的盈利稳定难度很大。

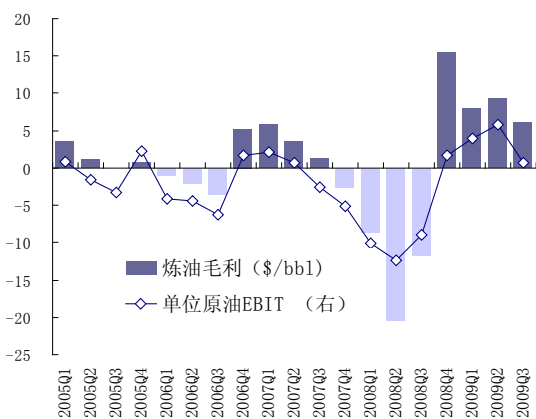
即使在油价剧烈波动的时刻，最终全年的炼油毛利仍然能维持 8 美元/桶，从年度的角度看成品油定价机制的威信仍然是十分坚定的。我们认为 2010 年的炼油毛利仍然能维持在 8 美元/桶。

图 46: 中石化总体盈利波动



资料来源: 国信证券经济研究所

图 47: 中石化的炼油盈利波动巨大

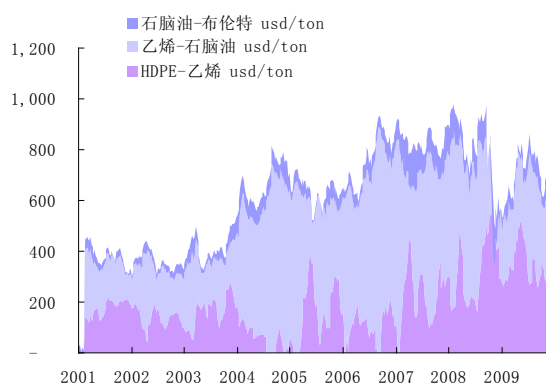


资料来源: 国信证券经济研究所

石油化工大宗原料：需求恢复与成本冲击

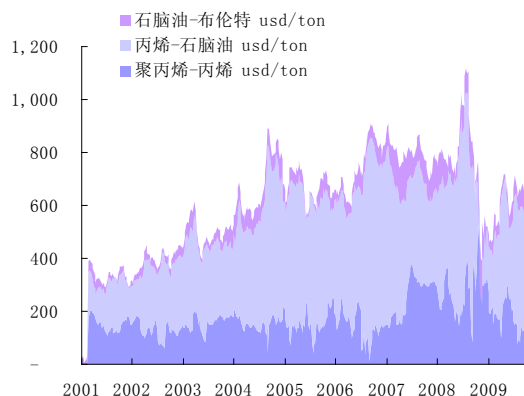
今年年中各类石化大宗产品价格的毛利大幅上涨，之后又出现了下跌，本质上是得益于欧洲需求的高涨和石脑油供给不足，但最终需求不振，毛利出现了快速的下降。未来的几年内大宗石化原料，特别是烯烃的利润受益于需求回升，在阶段性产能扩张的间隙，石化产品的毛利仍会上涨。但是从未来 3-5 年的趋势看，中东的乙烷制造成本仅为西北欧石脑油的成本的 1/3，这部分成本冲击仍然是非常强烈的。我们对石化大宗原料的未来前景仍然比较谨慎。

图 48：乙烯毛利分解



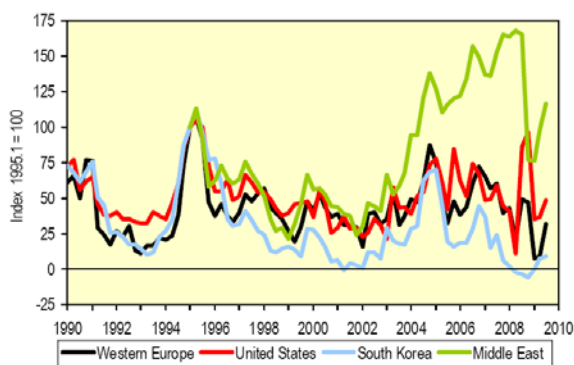
资料来源：Bloomberg，国信证券经济研究所

图 49：丙烯毛利分解



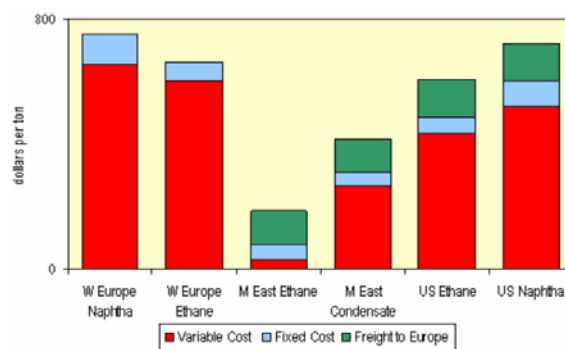
资料来源：Bloomberg，国信证券经济研究所

图 50：石脑油裂解的现金毛利



资料来源：Chemsys，国信证券经济研究所

图 51：西北欧到岸各地乙烯的成本和相应原料



资料来源：Chemsys，国信证券经济研究所

温和通胀下的石化投资策略

温和通胀下关注资源价税体制改革

明年美国经济将会进入真正的复苏期，而中国经济将从复苏走向扩张，在此期间，在没有明显的外部地缘政治的冲击下，不会出现严重的通胀，石油价格将在需求恢复中逐步回暖，但不会明显大幅度快速上升。

表 4: 天然气价格改革对企业盈利的影响

天然气实现均价调整幅度 (元/方)		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
中国石油	天然气产量 (亿立方米)	700	700	700	700	700
	新增收入 (亿元)	70	140	210	280	350
	税后净利润的影响 (亿元)	53	105	158	210	263
	Eps (元/股)	0.03	0.06	0.08	0.11	0.14
中国石化	天然气产量 (亿立方米)	120	120	120	120	120
	新增收入 (亿元)	12	24	36	48	60
	税后净利润的影响 (亿元)	9	18	27	36	45
	Eps (元/股)	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05

资料来源: 国信证券经济研究所

这种宏观背景下, 将有利于天然气的价格改革和资源改革, 一方面落实节能减排的实质性政策, 调整经济结构; 同时也不会引起较强的通胀。

具有更强资源属性的中国石油一方面将得益于天然气价格改革, 另外一方面也会因为资源税改革有所牺牲。但是两者权衡之下, 基本可以抵消正负影响。

中石化由于天然气产量较小, 天然气价格上涨将无法弥补资源税的负面影响, 存在一定政策风险, 但影响幅度综合起来对 EPS 的影响不会超过 0.02 元/股。

但值得注意的是, 由于资源税的出台和天然气改革的出台存在一定的时间差, 两大石油公司可能出现阶段性机会, 值得关注。

表 5: 5%资源税率对企业盈利的影响

油价		50	60	70	80	90	100
中国石油	原油产量 (亿桶)	8.7	8.7	8.7	8.7	9.7	10.7
	新资源税 (亿元)	136	163	190	218	273	335
	新增 (亿元)	100	128	155	182	233	291
	税后净利润的影响 (亿元)	75	96	116	136	175	218
	Eps (元/股)	0.04	0.05	0.06	0.07	0.09	0.12
中国石化	原油产量 (亿桶)	3	3	3	3	3	3
	新资源税 (亿元)	47	56	66	75	84	94
	新增 (亿元)	35	44	53	63	72	82
	税后净利润的影响 (亿元)	26	33	40	47	54	61
	Eps (元/股)	0.03	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07

资料来源: 国信证券经济研究所

海外油气资产开拓和注入

中国的美元资产配置需要重新洗牌, 大宗商品将在较长的时间内成为优先配置的品种之一, 一方面可以通过中投公司和汇金的金融资本购买海外资产; 国企和民营企业在海外获得资源扩张也是重要的渠道。

中国石油和中国石化在 2009 年已经完成了相当数量的海外并购。预计 2010 年前中国石化将会注入集团的海外资产, 预计海外油田位于非洲, 开发成熟, 年产量可达 300-400 万吨。现中石化集团拥有海外油气资产 1000 万吨, 将考虑持续注入海外的优质油气资产, 保证股份公司的持续发展。

一体化石油公司估值合理偏低

2010 年是经济逐步走向扩展，走向正常的一年；在 2009 年中成品油价格改革已经逐步把石油公司带入了正常化企业，享有合理的炼油毛利，并将长期延续下去，至少在 2010 年尚未出现通胀严重压力的情况下。中石油和中石化 2010 年预计 EPS 为 0.83 元/股和 0.85 元/股，中石油 20 倍估值较为合理；而中石化的合理估值区间为 15-20 倍，估值水平偏低。

中国国家石油公司将处在一个天时地利人和的发展阶段，国家利益和流通股股东利益趋于一致，我们认为随着时间的推移，市场对正常化的石油公司将会逐步接受，并趋于给予一个合理估值。因此我们认为明年可能通过一系列政策，如气改、资源税改革等阶段性机会，是中石油和中石化重新提振的催化剂。

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	推荐	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	谨慎推荐	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	回避	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	推荐	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	谨慎推荐	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 5%-10% 之间
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 5\%$ 之间
	回避	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 5%以上

免责声明

本报告信息均来源于公开资料，我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询价。我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。我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。本报告版权归国信证券所有，未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、刊登。

国信证券经济研究所研究团队

宏观		策略		交通运输	
杨建龙		赵 谦	021-60933153	唐建华	0755-82130468
周炳林	0755-82133339	崔 嵘	021-60933159	孙菲菲	0755-82133400
林松立	010-82254212	廖	021-60933162	黄金香	010-82252922
				高 健	0755-82130678
银行		房地产		机械	
邱志承	021-68864597	方 焱	0755-82130648	余爱斌	0755-82133400
黄 飙	0755-82133476	区瑞明	0755-82130678	李筱筠	010-82254205
谈 煊	010- 82254212	黄道立	0755-82130833	黄海培	021-60933150
戴志锋	0755-82133343			陈 玲	0755-82133400
汽车及零配件		钢铁		商业贸易	
李 君	021-60933156	郑 东	010-82254160	胡鸿柯	021-60875166
左 涛	021-60933164	秦 波	010-82252922	吴美玉	010-82252911
基础化工		医药		石油与石化	
邱 伟	0755-82133263	贺平鸽	0755-82133396	李 晨	021-60875160
陆 震	0755-82130532	丁 丹	0755-82130678	严蓓娜	021-60933165
张栋梁	0755-82130532	陈 栋	021-60933147		
电力设备与新能源		传媒		有色金属	
彭继忠	021-60875164	陈财茂	021-60933163	彭 波	0755-82133909
皮家银	021-60933160	廖绪发	021-60875168	李洪冀	010-82252922
电力与公用事业		非银行金融		通信	
徐颖真	021-60875162	武建刚	010-82250828	严 平	021-60875165
谢达成	021-60933161	王一峰	010-82250828	程 峰	021-60933167
造纸		家电		计算机	
李世新	0755-82130565	王念春	0755-82130407	凌 晨	021-60933157
电子元器件		纺织服装		农业	
王俊峰	010-82254205	方军平	021-60933158	张 如	021-60933151
旅游		食品饮料		建材	
廖绪发	021-60875168	黄 茂	0755-82133476	杨 昕	021-60933168
刘智景	021-60933148	谢鸿鹤	0755-82130646	徐蔚昌	021-60933149
煤炭		建筑		中小股票	
李 然	0755-82130681	邱 波	0755-82133390	高芳敏	021-60875163
苏绍许	0755-82133476	李遵庆	0755-82133343	陈爱华	0755-82133397
固定收益		投资基金		量化投资	
李怀定	021-60933152	杨 涛	0755-82133339	葛新元	0755-82133332
张 旭	010-82254210	黄志文	0755-82133928	董艺婷	021-60933155
高 宇	0755-82133528	秦国文	0755-82133528	戴 军	021-60933166
		刘舒宇	0755-82131822	林晓明	021-60933154
指数与产品设计					
焦 健	0755-82131822				
赵学昂	0755-82131822				
王军清	0755-82133297				
阳 瑾	0755-82131822				
周 琦	0755-82131822				

国信证券机构销售团队

华南区			华东区			华北区		
万成水	0755-82133147 13923401205 wancs@guosen.com.cn		盛建平	021-60875169 15821778133 shengjp@guosen.com.cn		王立法	010-82252236 13910524551 wanglf@guosen.com.cn	
刘宇华	0755-82130818 13823380182 liuyh@guosen.com.cn		马小丹	021-60875172 13801832154 maxd@guosen.com.cn		王晓建	010-82252615 13701099132 wangxj@guosen.com.cn	
邵燕芳	0755-82133148 13480668226 shaoyf@guosen.com.cn		郑毅	021-60875171 13795229060 zhengyi@guosen.com.cn		谭春元	010-82254209 13810118116 tancy@guosen.com.cn	
祝彬	0755-82133456 15814403667 zhubin@guosen.com.cn		黄胜蓝	021-60875173 13761873797 huangsl@guosen.com.cn		焦戢	010-82254202 13601094018 jiaojian@guosen.com.cn	
林莉	0755-82133197 13824397011 linli@guosen.com.cn		刘塑	021-60875177 13817906789 liusu@guosen.com.cn		李锐	010-82254212 13691229417 lirui2@guosen.com.cn	
王昊文	0755-82130818 18925287888 wanghaow@guosen.com.cn		叶琳菲	021-60875178 13817758288 yelf@guosen.com.cn		徐文琪	010-82254210 13811271758 xuwq@guosen.com.cn	
			许娅	021-60875176 13482495069				
			江智俊	021-60875175 15221772073				
			孔华强	021-60875170 13681669123				