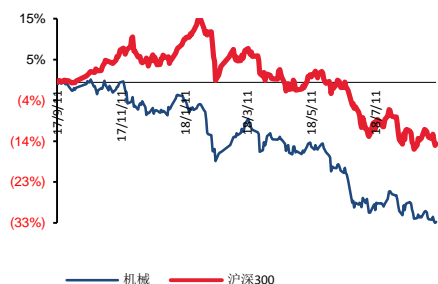


工业 资本货物

高屋建瓴，战略思考：油气产业链系列电话会议纪要

■ 走势比较



相关研究报告：

《工程机械行业跟踪：挖掘机更新需求详细测算》--2018/09/09

《天然气产量力争 2020 年达 2000 亿方，总投资额和设备需求测算》--2018/09/09

《油气产业链将是未来 2-3 年较确定性向上板块》--2018/09/09

证券分析师：刘国清

电话：021-61372597

E-MAIL: liugq@tpyzq.com

执业资格证书编码：S1190517040001

证券分析师：刘瑜

电话：010-88695233

E-MAIL: liuyubj@tpyzq.com

执业资格证书编码：S1190518010001

报告摘要

近日，国内油气资本开支及天然气增产目标受到市场的广泛关注，我们特别邀请行业资深专家对此进行解读，专家主要观点如下：

1、关于天然气 2020 年产量 2000 亿方目标的看法：1) 三桶油作为央企，制定的目标必须努力完成；2) 从自然资源禀赋来说完成目标是有一定压力的，且我国页岩气由于开采难度大成本高，售气价格倒挂，NGL 含量少没有附加产品增厚利润等原因，开采的投资回报一般（目前川西某气体测算投资回报率在 8% 左右），资金方面也有一定压力；3) 达成产量目标的主要希望在南海（发现一个好气理科田大干快上）和页岩气，必要时可能要采取破坏性开采的手段；4) 煤制气是一个重要的灵活变量，产量潜力从 200 亿方有可能到 1000 亿方，值得重视。

2、三桶油对于投资增产、去杠杆、盈利等方面的平衡：1) 内部降本增效，标准化、规模化（目前国内页岩气单井成本 5000 万左右再往下很难了，估计一个区块达到 50 口井才有规模效应，到 200 口井到 250 口井可能才能盈利）；2) 尽量争取政策优惠，例如此前致密气没有享受非常规气补贴，后续可能会有补贴；3) 建立交易服务互联互通机制，建立发达的现货交易中心发达，形成期货，期货价格反过来影响现货价，影响整个市场供需，促进市场化。

3、其他资本开支的重点：1) 与终端消费相关的，比如成品油加油站业务、LNG 业务、远供业务等。2) 基础设施建设，包括管网独立后的管网建设（“十三五”规划新增天然气管网 3.4 万公里；历史上来说，国家建跨省管网长输管道一般一年建规模是 1 万公里，近几年都是低于 1 万公里的，主要受管网独立事宜还没有落地使得中石油中石化投资有顾虑所致）；包括储气设施建设（一个 16 万方的罐，需要四个亿人民币的投资）。

(备注：以下为专家个人观点，并不代表太平洋机械，仅供参考!)

专家演讲

一、供需大背景

1、全球天然气供需情况

2017 年全球天然气需求量增长是 3%，达到 3.67 万亿方；中国消费量增速 14.8%，达 2386 亿立方。中国肯定是全球天然气需求增长的主要动力，占全球需求增长的 30% 多比例。2017 年全球供应量增速是 4%。中国天然气供应增长也是远高于 4% 的水平。

2018 年预测，中国天然气还是快速发展的一年，表观消费量会增长 13.5%，达到 2700、2800 亿方，增速跟 2017 年差不多。增长的主要来源，工业原料用气消费量同比增长会达到 18%-19%，城镇燃气和天然气发电分别会有快速的增长，另外化工用气虽然总体低了，但是还是有所增长。

回顾中国 2000 年以来天然气产量增速。2001 年全国天然气产量 303 亿方，增速超过 10%；2007-2008 年左右，天然气产量 700 亿方-800 亿方，当时天然气产量的增速是超过了 20%；到了 2016-2018 年这段时间增速降到了 10%，比全球的 4% 增速还是高，有可能这个增速会减缓下来，因为毕竟基数大了，而且今年开采难度有些困难。

具体到 2017 年，我国天然气产量是 1487 亿方。相较于美国七八千亿立方米这样一个水平咱们还差得很远。美国的需求也是七八千亿方，中国的需求现在是 2000 多亿方。中石油在 1487 亿方里边占将近 70%，是 1033 亿方。中石化是 257 亿方，占 17.3%。中海油是 143 亿方，占了将近 10% 这样一个比例。当然还有包括其他的。

在 2000 年到 2007 年这一段时间主要是供应和基础设施建设驱动了需求的增长，通过中海油在沿海建立接入站和中石油建进口管线推动了需求和产量的增长。到了后来就是政策，比如国家鼓励清洁能源，包括现在的煤改气，进一步推动了需求的上涨。

2、主要油公司天然气产量情况

埃克森美孚 2017 年比 2016 年天然气产量增长 1%，2016 年比 2015 年降了 4%。壳牌 2016 年比 2015 年增长 27%，主要是收购 DG；2017 年比 2016 年基本没有增长。雪弗龙的天然气产量增 15%，道达尔是 3%。中石油天然气的增长是 5%，中石化天然气增长是 19%。中海油天然气产量增长是 3%。这是天然气增长。但是油气当量的增长，总体来说中石油 2016 年比 2015 年油气当量下降 2%，2017 年比 2016 年下降 1%。中石化 2016 比 2015 下降 9%，2017 年比 2016 年油气当量增长 4%。中海油 2016 年比 2015

年下降 4%，2017 年比 2016 年下降 1%。

3、重视消费端和基建端

我想给大家重点提的就是从投资机会来说，凡是跟终端消费者相关的石油行业业务基本上都是有增长的、有机会的。比如说大的成品油加油站业务，包括润滑油业务、航油业务，还有行业认证的 LNG 液化天然气业务、远供业务，都是有增长、有投资机会。此外国家现在特别推的就是基础设施建设，包括储气设施建设。

4、我国未来几年供需结构分析

需求端，从政策来看，未来一段时间，我们国家将形成国产常规气、非常规气、煤质气、进口 LNG、进口管道气等多元化天然气供应的格局。预计 2020 年天然气需求量达到 3100 亿立方米，2030 年需求量在 5200 以上这样一个水平。最终大家估计天然气的需求量有可能峰值是在 7000 亿方到 8000 亿方。

供给端，2020 年 2000 亿方产量构成中，常规气达到 1200 亿方，致密气达到 400 亿方，页岩气理论上希望达到 300 亿方，煤层气达到 100 亿方。产量到 2030 年，大家希望能够达到 3000 亿方，常规气是 1300 亿方，致密气是 1000 亿方，页岩气是 500 亿方，煤层气 200 亿方。

二、成本及 Capex

1、成本

油气现金操作成本：2012 年到 2017 年桶油成本，中石化是从 2012 年 17.51，上升到了 2014 年的 18.42，到了 2017 年的 15.43。中石油是从 2012 年的 11.74，上升到 2014 年的 13.75，现在是 2017 年的 11.53。中海油是 2012 年的 10.44，上升到 2013 年的 12.25，降到 2016 年的 7.62，但是 2017 年略有反弹到 7.93。

天然气的实现价格：2012 年中石化是 5.63 美元千立方英尺，除以 5.4、5.5 换算，基本上是 1+块钱人民币每方；中石化到了 2017 年天然气实现价格是 5.44 美元千立方英尺。中石油 2012 年的 5.04 美元千立方英尺到 2017 年的 5.26 美元千立方英尺。中海油从 2012 年的 5.77 美元千立方英尺，上升到了 2017 年的 5.84 美元千立方英尺。也就是说，2017 年中石化天然气实现价格是 5.44，相对于中石油的 5.26，相对于中海油的 5.84。

2、Capex

具体数其实大家都有，比例大家应该更关注一下。

以中石油为例，上游勘探开发在整个资本支出的占比，2008年是68%，一直到后来是维持在70%这样一个水平，但近期，包括2018年是在74%这样一个比例。此外，中石油天然气这一块投资也是个大头，其中有个“全球管道业务”值得注意，这一项主要与天然气进口、销售相关。2009年，这一项的Capex占比26%，后来降到了10%，2015年10%，2016年10%，2017年11%，2018年9%。这说明，因为国家政策改革，管网要独立，极大的影响了他投资管网的积极性。管网迟早是会要独立出来的，独立的方式有可能是一家管网，有可能是多家管网，不管是怎么个形式，这个独立应该是差不多。独立出来之后，估计基础设施建设就会上升。也就是说从原来高位26%，降到了2018年的9%，后面应该会重新恢复。

中石化这块，Capex情况跟中石油的占比有很大不一样。比如说从上下游的占比来说，按照2018年指引数上游占比41%，炼油是25%，营销占了16%，化工15%，其他的是3%。这个41%，在历史上也不算最高位，历史最高位突破了50%-55%这样一个水平。另外终端消费这块也有很多的投资，营销这一块如果看Capex，2016年是24%占比，2017年是22%，2018年的指引是16%。另外化工波动比较大，化工2015年16%，2016年12%，2017年23%，2018年15%，这种波动会影响整个上游业务，也体现了上游业务在中海油里边的占比贡献相对比较小。

2、三桶油上市公司油气资产占集团比例

给大家说明一下上游业务。上市公司，中石化股份旗下的油气资产和产量占到了中石化集团产量的比例是60%。为什么呢，因为它海外的很多资产，除了安哥拉十八区块这样比较好的资产是在上市公司里，很多效益比较差的油气资产都不在上市公司里。聚焦到中石化海外的权益产量中，上市公司权益产量只占到了集团产量的不到20%，而且很多资产不好、经营不好的都不在上市公司里头，这样就显得中石化的业绩比较不错。但相对应来说中石油的上市公司，它的油气产量在全球占到了集团全球油气产量的78%。中海油上市公司全球的产量占了整个集团产量93%，而海外市场中海油这个上市公司的产量占了整个集团还外产量97%。比如说刚刚我讲的这些例子大家会发现，在中海油基本上是以上市公司来做全球业务，包括海外并购；而中石化如果是海外做一个业务，有可能就是由集团先收购，如果资产好的话，会后期注入到上市公司里来；中石油基本上是海外资产一半一半在上市公司，情况也不一样。

3、分红对 Capex 的影响

2017 年中石油营业额突破 2 万亿，一般营业额也是 2 万亿，2017 年净利润是 227 亿，2017 年全年分红是 237 亿，派息率是 104%。中石化营业额是 2.3 万亿，净利润 512 亿，分红 605 亿，派息率 118%。中海油营业额 1863 亿（上市公司），净利润 246 亿，分红 164 亿，派息率也是 73%。由于分红的压力大，对上市公司 Capex 在上涨还是有一些挑战，这个大家需要关注一下。但随着油价的上涨，业绩的变好，如果中石油回到过去正常的 1200 亿、1400 亿这样的盈利水平，中石化和中海油都达到七八百亿的盈利水平，分红就能够保证，分红比例也会下降，分红的压力也会减少。国资委 2008 年的时候就要求央企每年至少 30% 的分红，所以对三桶油来说分红是个硬指标。如果大家看国际石油公司，比如 XX 在 2016 年的时候即使亏了 5 亿美元，也还是要拿出七八十个亿来分红，因为股东会用脚投票。所以 Capex 在石油公司里来看，跟现金流的关系是自由现金流等于经营现金流减于 Capex，减去分红，是这么来算的。

问答环节

1、2020 年完成 2000 亿方天然气产量是否有难度，如果有，有什么办法可以解决？

钻井采油为达到目标，可以通过破坏性开采加快产量进度。所以说如果说作为一个必须要完成的任务，破坏性加快的开采达标还是有可能性的。但是总体来说，如果更理性的看，自然资源的禀赋、技术的情况、开发周期性等决定了达标还是有挑战的。在这种条件下，其实整个油公司的压力是非常大的。

油公司，包括像中石油在四川页岩气，有 2000 口井甚至大规模，毫无疑问都是会推动油服设置装备行业受益，但主要还是体系内企业。

2、国内煤层气产量弹性大吗？油公司对于国内页岩气的开采回报如何？

我觉得投资不会加大。现在煤层气的本质特性是一个叫零敲碎打，这种方式开采做起来是很困难的，造成了煤层气整个产量上产有些挑战。恐怕大家并没有把希望放在煤层气上。

很多人把希望放在了 1) 南海，南海有大发现才是真正意义上的突飞猛进；2) 页岩气，页岩气现在效果是可以的，但是后续成本再往下降会比较难了。

举个例子，算投资回报率。最新的一个川西南页岩气单井评价方案，评价期 22 年，包括 2 年的建厂期，20 年的生产期（但是包括中石油内部都说生产期 20 年也有点乐观）。

递减率，第一年递减 60%，第二年 40%，之后 25%、15%、10%，最后是 7%。初始产量定义为 1.136 亿方。单井投资不含税从原来的一口井 1 个多亿，降到了 6000 万、5000 万的水平（现在业内人士普遍认为，5000、6000 万再下降是有难度了，全球也好，中国也好，油服成本继续下降幅度是有限的）。页岩气的价格，在四川之前是 1.261 元/方，补贴假设有 1 毛钱。算操作成本，每方是 2.2 元；管理费是每方 0.6 元；固定资产折旧是按照产量来折旧；资源税按照 2018 年 4 月 1 号到 2021 年 3 月 31 号资源税减征这块，资源税目前是 5.32，按照 5.32 这个比率，企业所得税 25%。把所有的税输入到模型里，得出的基本收益率在 8% 左右。这个 8% 左右是可以接受，但是对很多投资人觉得还是有相对低的。在这种情况下，就可以回到为什么要加快建厂。现在来说 2 年回报率 8%，咱们通过各种方式把建厂的时间变成 1 年，回报率有可能达到 9% 点多。所以低成本、开发周期短的油田服务方式越来越受到油公司的重视。而什么叫短开发周期呢，比如说正常页岩气建成 2 年，缩短 1 年，整体对油公司效益就能提高很多。全球来说，美国页岩气开发周期从 3 个月到 9 个月（从 FID 到达产）。

页岩气开采的成本构成，钻机占到 15%-20%，其他的钻井服务是 15%-20%，支撑器可能 15% 上下，就是压裂总体是 25%-30% 或者更高，完井 10% 左右，而其他就是 10%-20% 之间。

3、美国那边很多做页岩气开发一些企业，即使在之前油价比较好的时候自由现金流都不是太好，还需要不断去融资，是不是说页岩气的开发，从整个生命周期来说，并不是一个效益非常好的投资？那对于我们国家，成本、深度要比美国开采难度要大很多，“三桶油”是否能够有动力去大规模加速做这种页岩气的开发？

首先你的观察非常对。美国油价低，总体来说他天然气的价格也非常低。比如说埃克森美孚在美国做非常规特别多，它在 2017 年天然气的实现价格是 3.51 美元/千立方英尺，除以 4.5 得出不到 8 毛人民币/方（而现在四川出厂成本是 1.2 元/方）。**为什么美国还在开发页岩气？** 1) 美国天然气井也会出很多的 NGL（天然气本身的甲烷，在美国叫干气，指的是甲烷含量达到 95% 以上，定义为可销售气量），天然气井里出来的 25% 是原油，或者是 NGL。天然气油这些也都是。2017 年埃克森美孚 NGL 的价格是 29.70 美元（这是美国的价格）。也就是说在美国做天然气业务上游开采是不赚钱的，但是 NGL 卖的价格还是相对高的，完全可以补贴回天然气价格。所以造成了全球天然气产量不断出来，而且是在相对的高位。2) 美国油公司天然气公司绝大多数都是中小型公司，他们的融资渠道有上市、再融资、银行贷款、发债、私募、股权、融资租赁、

对冲。美国的气价还是要跟油价挂钩，当美国的中小公司把未来的四个季度、八个季度拿出来对冲，对冲双方谈好的价格往往就是油价的上限，在这种情况下也会影响气价。反过来说，由于融资成本相对低，融资周期相对短，使得他这个企业还能够接着发展。但是如果是没有自然资源禀赋的贡献，恐怕他们的境遇就差很多。

说回中石油、中石化，因为中石油、中石化是国企，国企是有任务的，虽然经济效益有些挑战，但还是要去做勘探开发。尤其中央特别重视产量，他们肯定会加大力度做这个事。换句话说，由于常规这一块确实是发展潜力也不是很大，所以非常规还是要不断的去尝试，但是他们确实有很多犹豫。最近有一个好消息，中石油有致密气，鄂尔多斯、陕西、内蒙，那一块有很多的致密气。致密气原来是按照常规气来对待，所以没有享受任何补贴。最近国家为了鼓励总体产量增长，就会对致密气进行一定的政策优惠支持，也会加大中石油的勘探开发力度。总体来说，1) 中国的自然资源禀赋决定了天然气的成本相对高；2) 我国天然气里边干气缺乙烷、丙烷这些东西，卖气只能卖甲烷赚钱，很难靠油来倒回补贴；3) 中国的整体基础设施建设成本摆在那儿，资源税方方面面都是挺高的，会影响总体的开发。

4、天然气管网建设规划“十三五”期间要增加3.4万公里，这个目标能否完成，有没有可能超额完成（中石化新粤浙管线进度就一直低于预期）？这方面的政策，包括未来的发展，能不能简单给我们介绍一下？

历史上来说，国家建跨省管网长输管道，一般一年建规模是1万公里，近期都是低于1万公里的，主要受管网独立事宜还没有落地使得中石油中石化投资有顾虑所致。如果理论上来说，咱们要每年建1万公里，3万多万公里的目标是可以随随便便达到的。一旦管网独立，估计会加快速度。但是这个钱从哪儿出，恐怕就需要社会资本参与。

新粤浙管线是原来中石化想把煤制气从新疆运到东部。建设为什么当时有问题呢？煤制气对环保、对水都有非常大的影响。国家关注环保、水的时候，就会减缓煤制气项目审批支持。当国家觉得煤安全有挑战了、气荒了，国家又会大力的支持煤制气项目开发。所以煤制气是个严重的摇摆的因素。煤制气本身未来产量弹性也很大，可以是200亿方，高也可以达到800亿方甚至1000亿方。这么大的一个摇摆因素影响国家的规划，影响价格的走势。所以煤制气是非常值得关注，但是取决于煤安全在整个国家和中央的看法。

另外，天然气有一个特别明显的季节性，需要保供，就是为了极端天气（冬天极寒、夏天极热）来做工作。保供第一个就是建储气设施，国家也非常明确，城市燃气、

用户、管网公司、长输、中石油、中石化、管网公司都要建储气设施、配套设施，这一块肯定是几千亿的投资下去，而且国家是有硬指标，希望3-5年内都要建完。储气当然有一些挑战，因为咱们还是自然资源禀赋不大好，没有那么多天然的基础设施供咱们去建，就会影响一些速度，也会导致成本相对比较高。实际上现在这个工作还没动起来，目前钱从哪来都没有着落，而且很多的政策补贴都不明确，具体的细节、成本归属都没有落实。但是储气是要快速发展的一个方向。

管网的互联互通，也是造成气荒的原因。总体来说气荒还是因为中国的地域性的问题，中国华东地区、华北地区特别需要在冬天用气。全国来说，供需基本上是平衡跑偏。正是因为地域性、季节性，包括基础设施的问题，造成了气荒比较突出。但是互联互通我会越来越多随着基础设施建设，随着管网的独立，连到一起，总体供需进一步改善。

5、储气罐成本多少？如果采用调峰机制波峰、波谷成本价差有多大？我国对于价格机制理顺的思路？

咱们的LNG进口接收站，比如说一个进口接收站300万吨，比如说有4个罐，每个罐16万方，大的有20万方。这个罐主要作用是中转，像唐山站在去年的时候可以达到五六百万吨的中转力。一般一个罐16万方，需要四个亿人民币的投资，投资单位成本是2500元/方。

价格方面，现在国家所谓的定价权，发改委定价，应该差不多80%已经是市场化了。如果气（比如进口的LNG）不进到中石油、中石化的管网里，就不受国家发改委的价格约束，可以随便卖，但还是要跟管道气竞争，所以管道气会把这个价格拉住。此外，非常规气，页岩气、煤层气也是不受国家价格约束的。所以总体80%这样一个比例已经是放开的价格了。国家最近把门站，居民价格和非居民价格实现并轨之后，放开会进一步的往下走。

储气库的费用，之前是大概五六毛钱每方，对于中石油这样的储气库，操作费用大概也差不多五六毛钱。光是这些就要1.2元的成本，所以储气的卖价估计是要高于1块多的水平。

6、三桶油对于投资增产、去杠杆、盈利等问题之间的平衡？

作为企业经营分几个层次。1) 内部降本增效。降低成本，降低油服成本，标准化、规模化，包括融资成本方方面面，这是三桶油要做的第一个事。2) 尽量争取政策优惠。

中国天然气市场是一个严重受政策影响，上中下游每个环节都是这样的。比如致密气技术上叫非常规气，但是财政补贴角度认为它是常规气。现在中石油通过多年的争取，基本上能够争取到致密气的补贴。不管是增量补贴，还是存量补贴，总是有帮助。3) **互联互通**。中国的天然气行业从供应驱动，到后来的政策和新能源环保驱动，到现在的需求驱动，下一步市场的方向就是基础设施一定要互联互通起来。美国有二三十个实体运营和交易中心，中国需要在比如四川、重庆、上海等需求地，在生产地新疆，在枢纽地比如宁夏的中卫，还有华北，天津等地方，建10到15个交易枢纽，把上中下游全部给互联互通关联起来，同时提供实体的运营服务（包括储气服务，管容、调峰的服务）。同时也提供区域性的交易服务，价格的展示、价格指数最终形成。各个现货交易中心有了这个价格指数，如果哪一个地方发展非常好，就可以作为未来期货。如果有这样的现货交易中心发达，能够成为期货的参考，形成了东北亚甚至整个亚太的期货价格，期货价格反过来会影响现货价格指数，影响整个市场供需，就会有利于促进市场的互通有无，有利于促进整个天气市场更价格市场化，整个市场的供需进一步的就能协调好。

7、中国现在油服企业设备公司就目前来讲在国际市场竞争力情况，能不能介绍一下？

第一，我一直有个基本观念，如果一个服务商没有自身独有的技术、独有的专长的时候很难发展，光是靠规模效益是不行的。中国的油气公司，民企像专科医院，国企的油服像全科医院，但是某些方面可能没有民企做的更好。所以我觉得一定是往专业方向走。国内油服由于上市压力，往上下游发展，我一直持否定的态度。

第二，就是稳定投研一定要有。国际油服公司投研都是上百亿美元这样去投，而咱们国内油服企业规模也小，净利润里头拿出三五亿去投确实有挑战，但是你不去做投研的投入是不行的，这肯定是一个方向。

第三，绑定战略。就是跟着中石油、中石化等终端客户搞好关系。油服和海工的特点是一个大项目对业绩波动影响特别大。

8、非常规气对应的平均产量、设备等需求？

每个区域的自然资源情况非常不一样，油区的品种肯定也不一样，因为有很多的组分，比如含硫、含酸、高压、高温、耐要求的设备装备，包括流程是不一样的。在新疆随便打一口井，都可以打到将近1万米。在四川现在我们的挑战有一个门槛，3500米这是一个槛，3500米以上能用是比较成熟的，3500米以下的井是没成熟的。

页岩气，目前一口井气的成本 1.4 元/方，而现在出厂价才 1.2 元/方，井是亏着的，所以说要把成本压到 1.2 元，才能够盈亏平衡。一般一个区块需要达到 50 口井才到规模效应，恐怕需要到 200 口井到 250 口井可能才能盈利，单井盈亏平衡产量要到 20 万方。像很多在两三千平方公里作业，往往一打都是一两千口井。

煤层致密气，井的深度比较浅，几百万、1000 万打一口井就可以了。相对成本在陕西、内蒙七八毛钱，新疆很多四五毛钱就可以了。

9、页岩气是否一定需要大水马力的压裂设备？

压裂本身在常规、海上也是用的。压裂马力完全是取决于岩石的空隙度这些来决定用什么。包括深度，包括本身要求产气量的多少，速度快慢。

中国偏向于往大马力走，很大原因也是因为山区，好不容易过去，希望尽量产量高点才划算。美国整个压裂当时规模增长速度也是非常快的，美国 2014 年的时候，普遍马力 9918，到了 2017 年变成 21428，简单来说翻了有 1 倍多。在美国是这样的，国内肯定也是往这个方向走。

以上，供参考！

投资评级说明

1、行业评级

看好：我们预计未来6个月内，行业整体回报高于市场整体水平5%以上；

中性：我们预计未来6个月内，行业整体回报介于市场整体水平-5%与5%之间；

看淡：我们预计未来6个月内，行业整体回报低于市场整体水平5%以下。

2、公司评级

买入：我们预计未来6个月内，个股相对大盘涨幅在15%以上；

增持：我们预计未来6个月内，个股相对大盘涨幅介于5%与15%之间；

持有：我们预计未来6个月内，个股相对大盘涨幅介于-5%与5%之间；

减持：我们预计未来6个月内，个股相对大盘涨幅介于-5%与-15%之间；

销售团队

职务	姓名	手机	邮箱
销售负责人	王方群	13810908467	wangfq@tpyzq.com
北京销售总监	王均丽	13910596682	wangjl@tpyzq.com
北京销售	袁进	15715268999	yuanjin@tpyzq.com
北京销售	成小勇	18519233712	chengxy@tpyzq.com
北京销售	李英文	18910735258	liyew@tpyzq.com
北京销售	孟超	13581759033	mengchao@tpyzq.com
北京销售	付禹璇	18515222902	fuyux@tpyzq.com
上海销售副总监	陈辉弥	13564966111	chenhm@tpyzq.com
上海销售	洪绚	13916720672	hongxuan@tpyzq.com
上海销售	李洋洋	18616341722	liyangyang@tpyzq.com
上海销售	宋悦	13764661684	songyue@tpyzq.com
上海销售	张梦莹	18605881577	zhangmy@tpyzq.com
上海销售	黄小芳	15221694319	huangxf@tpyzq.com
上海销售	梁金萍	15999569845	liangjp@tpyzq.com
上海销售	杨海萍	17717461796	yanghp@tpyzq.com
广深销售总监	张茜萍	13923766888	zhangqp@tpyzq.com
广深销售	王佳美	18271801566	wangjm@tpyzq.com
广深销售	胡博涵	18566223256	hubh@tpyzq.com

广深销售	查方龙	18520786811	zhaf1@tpyzq.com
广深销售	张卓粤	13554982912	zhangzy@tpyzq.com
广深销售	杨帆	13925264660	yangf@tpyzq.com
广深销售	陈婷婷	18566247668	chentt@tpyzq.com



研究院

中国北京 100044

北京市西城区北展北街九号

华远·企业号 D 座

电话： (8610) 88321761

传真： (8610) 88321566

重要声明

太平洋证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号 13480000。

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。负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。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。本报告版权归太平洋证券股份有限公司所有，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。任何人使用本报告，视为同意以上声明。