

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2011.03.010

中国天然气及煤化工产业发展

□ 科尔尼企业咨询有限公司(200120)程鹏 陈书豪 班德

关键词: 天然气 煤层气 页岩气 煤化工 煤制气 成功要素

1 前言

能源是一个国家安全与发展的命脉所在。失去了能源的保障,国家就岌岌可危,发展更是无从谈起。进入21世纪后,随着全球能源消耗的增长及存量的萎缩,各个国家都将能源战略视为国家发展战略极为重要的组成部分,我国也不例外。

放眼全球,世界能源发展目前正处在第三次能源变革中,可再生能源和新能源发展势头迅猛,在整个能源当中占据主导地位。新增能源需求逐步转向新兴经济体,如中国和印度。2009年,国务院颁布了《促进产业结构调整暂行规定》及《石化产业调整和振兴规划》。规定中鼓励了石油替代资源和清洁能源的开发利用,并指出淘汰落后的煤炭工艺,积极引导煤化工行业健康发展。从政策中不难看出,相关中央政府部门已经明确了未来20年我国能源发展的主要政策导向。总结来说,即清洁性、独立性、科学性和多元性。清洁,即注重能源对于生态环境的影响。中国过去20年的增长模式主要是粗放式、以牺牲环境为代价的,这种模式是不可持续的。因此,坚持能源的节约发展、清洁发展、安全发展,从而实现能源的可持续发展就显得尤为重要;独立,即着力降低持续高企的能源对外依存度。截至2010年上半年,中国石油对外依存度已经高达55.1%,同比增长4.2%。如此高的对外依赖程度是中国石油安全供给的巨大隐忧。因此,坚定不移地实施石油替代战略,努力缓解石油供求矛盾将是中国未来能源战略中的重要课题。科学,即提高

项目的准入门槛,提升项目运营的规范程度,从而使能源的发展更符合国人生活和经济发展需求;多元,即多样化能源供给构成,有保有压,做好天然气及煤化工等项目的示范工程,最终达到多种能源有效结合使用的目的。综上所述,未来天然气,特别是非常规的天然气及煤化工产业在中国将取得长足的发展。

2 天然气的的产业发展

2.1 天然气产业发展概况

天然气已经成为广泛采用的清洁能源,价值日益凸显。从其在一次能源利用的占比来看,天然气利用自2004年以来年均增长0.3%左右,到2009年占总体能源消耗的比例约3.9%,若保持增长,5年后天然气可占整体一次能源消耗的6%-7%;从消费结构来看,天然气的消费将集中在高附加值领域,如城市燃气、调峰发电、工业燃料及化工等;从消费区域来看,2009年中国除西藏以外共30个省份,210个地级以上城市开始使用天然气;据推测未来5年,天然气的覆盖将扩大到95%的地级市,(约为322个);从燃气价格来看,原先的低气价的状况已经初步改变,并逐渐向进口管道气和进口LNG的价格靠拢,10年后门站价甚至可承受3元/m³。

根据科尔尼的预测,中国未来10年天然气的需求将快速增长,从2009年的93亿m³增长到2020年的3 000亿m³,由于国内气供应能力的限制,我国必须加大LNG和管道天然气的进口力度。未来中国的天然

气主要用于城市燃气,约占整体消耗的32%,其次是直接供给的工业用户及发电,约占整体消耗的31%和21%。

虽然天然气需求增长强劲,但我国天然气的资源储备较为有限且分布不均,常规天然气仅占所有探明气储(287万亿 m^3)的12.2%,其余均为非常规天然气。其中煤层气占总量的8%,页岩气占21.8%,致密气占2.2%,可燃冰占55.8%。可见,我国非常规天然气资源要比常规天然气丰富得多。然而,气储的存量并不代表天然气的可开采性及开采价值,我国的非常规天然气存在使用难度较大的致命缺陷。首先,开采的技术难度大,我国能源公司尚未完全掌握煤层气、页岩气等开采技术;其次,可燃冰虽然存量较大,但其开采可能引发环境问题,因甲烷的温室效应将是二氧化碳的20倍以上;最后,非常规天然气的经济可行性尚难得到充分论证,高昂的生产成本尚难得到气价及法规政策的有效支撑。

在十二五期间,我国天然气供应格局也将初步形成“西气东输、北气南下、海气登陆、就近供应”的格局。其中,西气东输主要指将新疆塔里木气田为主气源的气通过长距离的管道输送到长三角的目标消费市场;北气南下主要指将气输送到珠三角的目标消费市场;海气登陆,就是指通过船运进口LNG满足一部分的沿海城市天然气需求;而就近供应则是指四川、新疆等处的气田将开采的天然气销往周边300km以内地区的消费市场。

根据中石油规划总院的预测(图1),中国到2015年的天然气需求总量约为2 000亿 m^3 –2 400亿 m^3 ,供应保障以国产气为主进口气为必要补充。其中,国

2015年需求量预测:

需求量	2 000亿 m^3 –2 400亿 m^3
-----	----------------------------

2015年供应量预测:

	类别	气量(亿 m^3)
国产天然气	常规天然气	1 300
	非常规天然气	100
	煤制天然气	100
进口气	进口LNG	320–400
	进口管道气	400–500
总计		2 220–2 400

图1 2015年中国天然气供需预测

产天然气仍将主要依靠常规天然气,气量约为1 300亿 m^3 ,其次为非常规天然气和煤制气,各约100亿 m^3 ;进口天然气为进口LNG和进口PNG,各为320亿 m^3 –400亿 m^3 和400亿 m^3 –500亿 m^3 ,两者相加总供应量约为2 220亿 m^3 –2 400亿 m^3 ,可以满足届时的天然气需求。由于石油央企以天然气的生产和进口为主,对于煤层气、页岩气尤其是煤制气既不具备垄断,涉足程度也较浅,因而中石油规划院对于未来非常规天然气的产量可以有所低估。

2.2 非常规天然气–煤层气的产业发展

目前,煤层气作为主要的非常规气源,利用水平及利用量已经有了大幅提高。2009年地面煤层气开发产能已经达到27亿 m^3/a ,产量在10.17亿 m^3 左右,而未来产能和产量仍将以40%–50%的幅度增长;另外,2009年煤矿瓦斯抽采也达到61.72亿 m^3 ,年均增幅达到28%;与此同时,煤层气的利用水平也有了显著提高,2009年地面煤层气利用率达到67%,中联煤更是高达83%;关键技术如瓦斯分离液化制备LNG技术、低浓度瓦斯浓缩技术及低浓度瓦斯发电技术也取得关键性突破及应用。

国家的政策性支持对煤层气利用水平及利用量的提高起到了积极作用。为了有效鼓励煤层气的开采及应用,发改委已经颁布了多项财税政策,比如煤层气增值税先征后退、利用煤层气每 m^3 补贴0.2元及煤层气发电上网补贴0.25元/kWh等。除了政策性支持,发改委也同时明确了煤层气未来的发展原则,即:1)扩大规模,加快发展;2)从三大盆地等重点区域突破;3)产业链配套,加快管道建设;4)多种经济体参与竞争开发;5)瓦斯利用兼顾煤矿安全要求。

然而,煤层气的开发也受一些因素的制约。首先,煤层气主要集中于山西沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘、阳泉矿区及铁法矿区等距离发达目标市场较远的地区,增加了利用的难度;受到管输的制约,目前管道资产被三大石油央企垄断,同时我国也没有管道开放准入的法律保障,煤层气的输送能力和输送距离将在很大程度上取决于三大央企的意愿;第三,发电上网的限制,目前煤层气发电上网仍有不少困难,影响了煤层气的消纳,以上制约因素使目前煤层气的目标市场仍局限于山西、河南、湖北和湖南等中部地区。

对于非三大石油公司的其它能源公司来说,煤层气的开发虽有难度但发展前景广阔,需要做好“市场聚焦”和“强强联手”两件事。“聚焦市场”,顾名思义,就是将注意力集中在湖南、湖北、河南等中部市场,原因有二。其一,这些省份距离富产煤层气的山西较近,且具备较大的市场规模;其二,这些省份目前的气化率仍较低,对于企业来说存在较大的商业机会。“强强联手”则代表“政企合作”和“企业联盟”这两种煤层气开发方式。“政企联盟”即政府和企业合作,比较成功的案例包括2010年中华煤气属下的易高环保投资有限公司与綦江县人民政府签订合作协议,在綦江松藻矿区采用中科院“催化脱氧”技术富化煤层气并制备LNG,项目投产后可实现1亿 m^3 的产量;“企业联盟”即企业与企业合作,一方提供资源,另一方则提供市场渠道。比如中华煤气与晋煤集团的合作就是其中典范。双方合作项目于2008年建成,2009年即生产出1亿 m^3 的LNG。

另外,还需谈到煤层气开发技术的进展。煤层气开发还面临一些技术瓶颈,比如脱氧。煤层气脱氧一般可以采用物理方法,或化学方法。物理方法包括低温深冷、分子栅、变压吸附、膜分离、溶剂吸收等,但这些方法都难以避免煤层气脱氧时跨越安全限的问题。化学方法包含焦炭燃烧和催化脱氧两种方法,其中焦炭燃烧消耗大、污染高,而催化脱氧则在安全、能耗及环境各方面都具有优势,正成为煤层气脱氧的首选方法。

2.3 非常规天然气-页岩气的产业发展

页岩气的早期应用可以追溯到19世纪30年代的美国,但直到上世纪80年代得益于政策方面的扶持页岩气才在美国得到广泛开采和应用。美国的非常规天然气储量较为丰富,总量达到16.4万亿 m^3 ,其中页岩气占22%,其资源分布范围较广,较为接近市场,且成藏条件较好,埋藏深度适中,基质渗透率高,页岩脆性好,适于开发。其次,美国的非常规天然气是开放市场,企业只要有资金及技术实力都可以进入市场公平竞争,美国已经铺就了完善的天然气运输管网,可以为全国48个州的任何地区输送天然气;即便如此直到80年代优惠的财税补贴政策才使成本高昂的页岩气开采变得有利可图。1980年美国颁布的《能源意外获利法》第29条规定,1980年-1992年钻探的非常

规天然气可享受税收政策优惠,包括页岩气在内的非常规天然气田实行税收豁免(3.5美分/ m^3),而许多州政府也推出了鼓励页岩气开采的政策,比如德州政府对页岩气的开发就免征生产税。

当然,光靠政府补贴是无法吸引利润导向的能源大鳄的。美国近年的气价提升对页岩气开采的经济性也起到了关键性的提升作用。美国天然气价格从1998年的1.96美元/千立方尺逐步上涨到了2008年的最高点7.97美元/千立方尺,平均年复合增长率达到15%。与此同时,页岩气的开采成本也随着技术的进步而大幅下降,水平钻井(horizontal drilling)及水力压裂技术(hydraulic fracturing technologies)改善了原先垂直钻井采气的弊端,使水平钻井采气成为现实,极大程度地提高了采气的效率,从而降低了采气成本。同期国际原油价格从1998年的2.16美元/MM Btu上涨到2008年的高位16.76美元/MM Btu,间接提升了页岩气的经济价值。在油价、气价提升及开采成本下降三重作用力的推动下,美国页岩气开采蓬勃发展,连居高不下的能源对外依存度也因为页岩气供应对进口LNG的替代而有所下降。

基于美国的成功经验,国务院国土资源部及发改委等部委在“十二五”能源规划中对页岩气的开发给予了高度重视,并明确了一系列的政策扶持页岩气未来在国内的开发和应用。比如,国务院要求相关部门制定页岩气资源战略调查和勘探开发规划,制定鼓励页岩气资源战略调查和勘探开发政策,完善和创新页岩气矿业权管理制度,加强页岩气国际合作与交流并加快制定页岩气技术标准等,这些相关的政策将推动页岩气在国内的勘探开发。然而,起到关键作用的财税补贴政策却迟迟没有出台,因此,国内页岩气项目的经济性仍存疑这将制约页岩气的快速发展。

除了财税政策不明朗可能影响页岩气的发展外,资源及技术装备条件、政策体制、运输管道 and 环境保护等都是制约页岩气规模发展的不利因素。不同于美国,中国的页岩资源多分布于偏远地区,远离消费市场,长距离运输势必降低其竞争力;政策体制上,虽然国务院已经明确页岩气的战略意义,与美国的开放市场不同,我国常规天然气基本由三大石油央企垄断,而这种垄断优势可能负面影响非常规天然气的开采,我国管道资源不但垄断于三大石油央企手中,

其管网建设也相对滞后，同时油气管道运输高度区域分割，页岩气如何入网也将成为一大难点。从环境风险角度评估，美国人口密度低，其环境保护的意识较强，环境的承载能力远高于国内。相对而言，中国人口密度高，环境承载能力弱等现实状况也对页岩气的开采形成了挑战。

目前，页岩气虽然在我国尚处于初期的勘探开发阶段，但具备预期的商业价值。经过初步估算，中国南方古生界、华北地区下古生界、塔里木盆地寒武-奥陶系广泛发育有海相页岩，准格尔盆地的中下侏罗统、吐哈盆地的中下侏罗统、鄂尔多斯盆地的上三叠统等发育有大量的陆相页岩，总量可达30.7万亿 m^3 。虽然，我国尚未开始商业化使用页岩气，但部分政府单位及能源公司已在积极准备勘探开发工作。2009年11月，国土部在重庆市彭水县莲湖镇钻探了第一口页岩战略调查井；紧接着12月中石油在四川盆地上部署了第一台页岩气评价井。目前，中石油已经布署开展选区评价和地质勘探工作，完成了长宁和昭通区页岩产业示范区的建设方案并已启动建设，预计2015年可建成。

2.4 天然气定价

天然气定价是消费者、企业和政府都关注的问题，也必然反映国家的行业和能源政策。目前国际上比较通行的有以下几种定价方式：1. 市场定价，即把天然气作为商品使上游天然气生产和下游销售完全市场化，而中游的输气和下游的配气由于自然垄断仍然受政府的管制；2. 替代能源定价，即将天然气价格与其它能源，如石油挂钩，价格浮动在一定的区间之内。欧洲众多政府在管制配气价格时也一定程度上考虑了加入配气价格后的天然气总价格与替代能源的市场价格相当；3. 最高限价法，即由政府规定天然气价格的上限，定价时适当考虑企业利润及零售价格指数变化；4. 成本加成定价法，是世界各国在价格管制时应用非常普遍的方法，具体执行中又有边际成本加补贴，平均成本定价和“两部制”定价等几种方法。

目前，我国采用的天然气定价方法即为成本加成定价，天然气价格=井口价+管输价+输配价，其中井口价与管输价之和是门站价。2010年中，发改委取消了双轨制定价，并明确未来逐渐向市场化定价过渡，

同时响应了业界呼声，将出厂价提高了230元/ m^3 ，一定程度上缓解了天然气价格偏低的矛盾。目前，长输管道的管输价由发改委制定，而省内的管输价通常由各地政府物价部门核定，由各地物价部门执行。

从定价方式来看，目前国内的天然气价格仍难以反映天然气资源短缺的现状。当前我国天然气出厂价虽然已经有所调整，但仍低于石油能源的价格，天然气与原油的价格比，远低于成熟市场的0.84-1.21的区间。同时，气价偏低也时而诱发上游企业为了赢利目的而“占而不采”的现象，从环保和能源安全考虑，未来中国天然气价格改革势在必行。最近已有消息称国家正在考虑未来的气源定价逐步采用净值回推法，使天然气定价更好地反映其实际价值。

3 煤化工在能源应用上的产业选择

3.1 煤化工产业发展概况

2010年8月，北京国际会议中心举办了声势浩大的“2010中国国际煤化工展览会暨中国国际煤化工发展论坛”，不仅有神华集团、兖矿集团、陕西煤化工集团等大企业积极参与，还受到众多证券公司和机构投资者们的热切关注。这反映了高企的油价、攀升的气价已经使煤化工产业成为了众多能源企业的“蓝海”，其现状可以用“资金多”、“产能剩”和“需求足”来概括。

资金多，2009年5月，新型煤化工等五类示范工程被列入《石化产业调整和振兴规划》后，煤化工产业呈现迅猛发展势头；业内龙头企业如神华、中煤等纷纷圈地，石油、电力企业也争相入场；甚至联想也宣布将投资180亿元在山东枣庄建百万吨烯烃及精细化工基地，整个行业资金充盈，呈现“跑马圈地”之势。

产能剩，电石、焦炭等传统煤化工产品产能过剩，过去两年产能已达到当年实际产量的2倍，不符合环保要求生产的小电石，小焦炭产品充斥市场；煤制甲醇和二甲醚产能增长迅速，盲目发展势头凸现，预计到2010年底全国甲醇产量可达5 000万t以上，而国内市场的消费量却仅有产能的1/5强。

需求足，在当前国际油价居高不下，我国原油资源短缺、煤资源相对丰富的情况下，发展煤化工产

业，对发挥煤炭资源优势，补充国内油、气资源不足和满足化工产品的市场需求有着重要的战略意义；目前，我国正在推进城镇化和工业化，社会发展和工业进步对煤化工提供的能源和原料产品的需求量不断增加，各种煤化工产品具有广泛的市场需求。

煤化工之所以能成为当前炙手可热的香饽饽，原因有三：第一，2010年中国经济持续向好，人均GDP达4 200美元，按照经济规律进入了经济持续快速增长期，消费结构升级，各类物资需求增长；第二，作为世界工厂，2009年中国生产的车辆和船只总数为当今各国之首，微机、空调、冰箱、微波炉、手机等占全球产量的50%以上，持续的生产增长需要能源投入作为后盾；第三，中国“多煤、少气、缺油”，2009年产油2亿t，仅占全球产量5%；产天然气800亿m³，仅占全球2%；而产煤30亿t，占全球总产量的50%。因此，煤化工生产油、气替代能源成为经济发展的必然选择。

然而，目前国内的煤化工项目发展缺乏系统规划，有一哄而上的现象。众所周知，煤化工产业有其自身的特点，资金需求高，规模经济效益大，是技术密集产业，技术成熟度仍有待考验；安全运行及水资源的需求都相对较高。然而国内众多企业难耐冷静思考的寂寞争先恐后地上马项目，力求速度为先，使得煤化工在发展初期就出现了单产规模小、总体产能过剩、行业集中度低、工艺装备落后、技术水平低、管理粗放、环境承载度低等乱象。

为了解决上述矛盾，国家制定了一系列政策引导行业的健康发展。国务院首先出台了《促进产业结构调整暂行规定》和《石化产业调整和振兴规划》，紧接着发改委也出台了《煤炭产业政策》，主要目标很明确，希望通过政策引导，实现煤化工产业的稳步发展，最终实现部分替代石油的目标。

根据煤化工终端产品的不同，其重要性及配套政策也各不相同的。比如焦炭、电石及甲醇，因为它们都只是初级的煤化工产品，技术要求不高，产能已经严重过剩，因此，合理控制新增产能，淘汰落后工艺就显得尤为重要；而对于煤制气，国家就采用了鼓励政策，要求在资源丰富、煤价低的地区鼓励发展；对于煤制油，因为其投资需求巨大，技术风险相对较高，国家采取了严格监管摸索前进的方针（图2）。

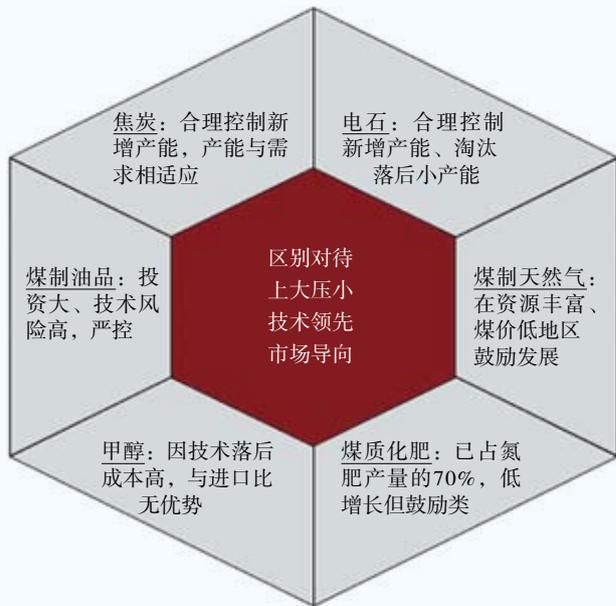


图2 煤化工产业政策

3.2 煤化工产品在能源方面的应用

煤化工产品的用途较为广泛，可以用于能源、化工及工业用途等，在此，我们重点探讨煤基二甲醚及煤制气等煤化工产品在能源方面的应用。

煤基二甲醚的产能近年来有了突破性增长，从2006年的45万t，到2008年增长到436万t，再到2010年增长到1 484万t，复合年均增长率达到140%。虽然二甲醚因其清洁性，未来具有一定的成长空间，但经过过去几年的爆炸式增长，产能已经严重过剩，工厂的开工率也严重不足，有些甚至在40%以下。目前来看，二甲醚的主要用途包括：1) 二甲醚掺混LPG：二甲醚是一种无色、无毒、无致癌性的产品，燃烧性能好，热效率高，燃烧过程中无残渣、无黑烟，CO、NO排量低，因此，可被掺入LPG、煤气或天然气混烧。从价格来看，二甲醚掺混LPG是有利可图的。在二甲醚进入市场之初，液化石油气的价格正处于历史高位，二甲醚以其经济效益上的优越性受到市场的追捧。再加上掺混流程简单、易操作，这使得二甲醚掺混成为行业通用的行销方式。调查显示，广东省是液化石油气掺混二甲醚的主要地区，同时也是湖北、四川、贵州、湖南等地二甲醚企业销售的重点市场。虽然二甲醚替代液化石油气作为民用燃料已成为其主要市场，但一直以来，由于对二甲醚的“腐蚀”性造成的安全隐患的担忧使得国家始终没有认可二甲醚

掺混LPG的商业用途,掺混标准也未能出台。2)车用燃料:这是二甲醚比较被看好的用途。由于二甲醚的十六烷值高于柴油,可以作为柴油的替代燃料。目前日本以及国内的上海交大、西安交大已完成以二甲醚作为汽车燃料的试验。结果显示,二甲醚用作汽车燃料具有高效率、低排放和低噪声的优点。然而,二甲醚汽车毕竟仍处于起步实验阶段,其技术本身尚未成熟,且受到加气站设施的限制,近期的使用仅局限于部分公交、出租车等公共车辆,而无法广泛渗透到民用车市场。未来的实际应用仍需要企业与政府的大力合作推进。3)工业燃料:二甲醚也可用作工业燃料。但目前二甲醚适用的工业用户较为有限,因为工业用户的置换成本仍高,而且就目前情况看,二甲醚的价格和天然气价相比也没有经济优势,因此,仅用于一些新装置和天然气管道不能普及的偏远地区。

总之,二甲醚未来的市场需要政府积极的政策引导,同时也需要企业的大力创新及有序发展。令人振奋的是,中国城市燃气协会已经在起草二甲醚专用钢瓶标准,该标准对钢瓶角阀、密封圈的材质及钢瓶的使用年限等都会做出相应的规定,从而一定程度上缓解对于二甲醚使用中安全隐患的担忧。至于国家何时出台二甲醚掺混LPG的标准,仍需拭目以待。

中国资源禀赋的特点决定了煤炭资源在未来很长一段时间内继续作为主要能源被开发和利用。我国煤炭资源丰富,尤其是利用褐煤等劣质煤炭发展煤制天然气,不仅能改善我国能源消费结构,而且能促进煤炭的高效、清洁利用。煤制气虽然目前产能仍较为有限,但未来2年,随着新增项目的上马投产,煤制气的总体产能将有较大的提升。一些乐观的估计甚至预测其产能将从2010年的56亿 m^3 增长到2012年的约200亿 m^3 ,年均复合增长率达到53%。2010年前,各地规划上马的14个煤制气项目中,正式通过国家审批的只有3个,分别是大唐国际投资近百亿元在内蒙古克什克腾和辽宁阜新建设的两个40亿 m^3/a 煤制天然气项目以及内蒙古汇能煤化工有限公司16亿 m^3/a 煤制天然气项目。但各地方仍有项目擅自开展,发改委于2010年中收回了煤制气项目审批权,旨在规范煤制气产业的稳定有序发展。

从煤制气的产品特性来看,煤制气相较于其它煤化工产品具备一定的比较优势。第一,煤制气的工

艺相对简单,技术难度相对较小。其它煤制能源技术产品如煤制油和煤制烯烃等目前均尚未完全通过工业化验证,存在较大技术风险;第二,煤制气项目投资相对较低,资源消耗也相对较少。甲烷的合成可以在煤气化压力下等压合成,与煤制油相比,省去了许多工艺装置,使其单位热值投资成本低,可以有效降低投资风险;第三,能量效率相对较高。在发电、煤制油、煤制甲醇和二甲醚等项目中,煤制气的能量利用效率最高,可达52%左右,而单位热值的水耗却相对最低;第四,对环境损害较小。煤制气的废水废物相对较少,产生的废物也较易于处理。

虽然煤制气具备非常突出的比较优势,但它也存在一些较大的发展瓶颈。首先,煤炭和合成天然气的价格是影响煤制气项目经济性的重要因素,一旦未来煤炭和天然气价格出现较大波动,可能影响煤制气产品的盈亏平衡;其次,管道输送仍是煤制天然气大规模发展的障碍。煤制气项目的产品借助三大石油央企的管道输送几乎没有可能。虽然理论上企业可以自建管道,但其庞大的建设投资和运维费用则可能危及整个项目的经济性;最后,煤制气项目对于水资源的巨大需求也对项目周边的环境承载力提出了很高的要求。根据测算,每生产1 000 m^3 煤制气需耗水6t-7t,考虑到煤制气的项目多位于内蒙古和新疆等缺水的生态环境脆弱地区,高水价导致的煤制气成本压力不容小觑。

4 结论

可持续发展对清洁能源的使用提出了更高要求。这就要求天然气等清洁能源在一次能源消耗中占据更高的比例。而中国经济近年的高速发展和资源禀赋之间的矛盾造成了对能源进口的依赖逐年提高,同时也为煤化工以煤代气,以煤代油提供了发展的空间。

未来,我国的天然气供应仍以国内常规气、进口LNG和进口管道气作为主要保障。并形成“西气东输、北气南下、海气登陆、就近供应、价格上升”的供应格局。

非常规的天然气只能成为必要的补充,但发展规模尚存在不确定性。由于三大石油公司不提供管道的开放准入,使得煤层气等非常规气源的目标市场被局

限于山西、河南、湖北、湖南等中部地区以及其他靠近资源地的区域。从国家能源战略安全和能源替代考虑中国需要煤化工，但是必须谨慎应对煤化工热。我国缺油、少气、多煤的资源禀赋为煤化工提供了丰富的煤炭资源，但是煤化工的发展必然面对水资源、物流和环境难题，而且目前的一哄而上，已出现单产小而总产能过剩，工艺技术落后，管理粗放，污染严重的乱象。国家有关部委介入，明确行业政策，规范地方和企业的行为并提供指导显得十分重要。

从目前情况来看，能源企业要开发非常规天然气从事煤化工业务均需要消除以下障碍（图3）。第一，物流：中国的煤炭资源多分布在山西、陕西，尤其是新疆及内蒙等省区，距离发达的工业及消费市场较远。物流成本及运输安全隐患将会对企业运营产生直接影响。与此同时，煤产区整体经济欠发达，公路状况欠佳，对天然气及煤化工产品便利的运输也造成

一定影响；第二，水资源：中国主要煤炭产地人均水资源占有量和单位国土面积水资源保有量仅为全国平均水平的1/10，而大型煤化工项目通常年用水量高达数千万m³，吨产品耗水量在10t左右，供求关系的严重失衡，造成煤炭产地水价高企，如新疆某煤化工园区的水价预测可达6元/m³，对项目经济性产生较大影响；第三，环境：煤化工的行业是高污染，高安全要求的行业。每个生产环节均有有毒有害污染物产生，如若处置不当就可能酿成环境事故。目前煤化工项目多在煤产区，环境负荷已经很重，环境容量有限，若一哄而上以产能、产量为目标，则可能对环境造成无法挽回的影响。

我们认为，非三大石油央企如果要在天然气和煤化工产业中分得一杯羹，就必须在涉及开发、融资、生产基地建设、研发、运营及销售市场这6大环节的价值链上的某些环节具备一些成功要素（图4）。

能源公司共同面临的主要问题

1.物流	<ul style="list-style-type: none"> · 中国的煤炭资源多分布在山西、陕西、新疆及内蒙等省区，距离发达的工业及消费市场较远 · 如能源企业致力于开发沿海终端市场，则由距离而产生的物流成本及安全隐患将会对其整体产品吸引力产生直接影响 · 煤产区整体经济欠发达，导致公路状况欠佳，对天然气及煤化工产品的运输形成一定影响 · 煤产区整体物流能力较弱，若天然气及煤化工项目产能持续提升，可能出现运力不足的现象
2.水资源	<ul style="list-style-type: none"> · 中国主要煤炭产地人均水资源占有量和单位国土面积水资源保有量仅为全国水平的1/10 · 大型煤化工项目通常年用水量高达数千万m³，吨产品耗水量在10t以上 · 煤炭产地由于水资源的稀缺导致水价高企，如新疆准东地区预计可达6元/m³
3.环境	<ul style="list-style-type: none"> · 煤化工的行业特性注定其是一个高污染，高安全要求的行业 · 其每个生产环节均有有毒有害污染产生，虽可以回收，但若处置不当则可能酿成环境事故 · 目前煤化工项目多在煤产区，环境负荷已经很重，容量极为有限

图3 企业主要业务障碍

非三大石油公司的能源公司开发天然气、煤化工产品的产功要素

价值链	成功要素
开发	<ul style="list-style-type: none"> · 优质的煤炭及天然气资源是立项之本，重要性不言而喻，因此能源公司需要与煤矿产地政府建立良好关系，争取拿到优质资源
融资	NA
生产基地建设	
研发	<ul style="list-style-type: none"> · 做好流程装置设备的改造与准备，确保经济、高效、安全生产 · 不断完善生产技术，提升产品的能量转换效率
运营	<ul style="list-style-type: none"> · 具备一支高素质的专业化工生产队伍，熟悉高新化工技术，能够承受高温高压且高度连续性的生产工作
销售&市场	<ul style="list-style-type: none"> · 确定目标产品，选好终端市场 · 做好产品投放市场的营销和物流规划

图4 沿价值链成功要素分析