（上接B19版）

颁布时间	部门	政策名称	主要内容
2014年4月14日	国务院	《关于建立保障天然气稳定供应长效机制的若干意见》（国办发〔2014〕16号）	做好天然气与其他能源的统筹平衡，优先保障天然气生产。增加天然气供应，到2020年，天然气供应能力达到4,000亿立方米，力争达到4,200亿立方米；保障民生用气，基本满足新型城镇化发展过程中居民用气、集中供热用气，以及公交车、出租车用气等民生用气需求。支持推进"煤改气"工程。到2020年累计满足"煤改气"工程用气需求1120亿立方米。支持各类市场主体依法平等参与储气设施投资、建设和运营，研究制定鼓励储气设施建设的政策措施。
2014年6月7日	国务院办公厅	《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》（国办发〔2014〕31号）	着力优化能源结构，把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向。坚持发展非化石能源与化石能源高效清洁利用并举，逐步降低煤炭消费比重，提高天然气消费比重，到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%，天然气比重达到10%以上，煤炭消费比重控制在62%以内。 大力发展天然气。按照陆地与海域并举、常规与非常规并重的原则，加快常规天然气增储上产，尽快突破非常规天然气发展瓶颈，促进天然气储量产量快速增长。到2020年，累计新增常规天然气探明地质储量5.5万亿立方米，年产常规天然气1,850亿立方米。坚持增加供应与提高能效相结合，加强供气设施建设，扩大天然气进口，有序拓展天然气城镇燃气应用。 加快天然气管网和储气设施建设。按照西气东输、北气南下、海气登陆的供气格局，加快天然气管道及储气设施建设，形成进口通道、主要生产区和消费区相连接的全国天然气主干管网。到2020年，天然气主干管道里程达到12万公里以上。
2013年9月10日	国务院	《大气污染防治行动计划》（国发[2013]37号）	各地政府将进一步加快推进工业企业"煤改气"、"煤改电"工程建设，通过增加天然气供应、加大非化石能源利用强度等措施替代燃煤，以减少大气污染。
2013年1月1日	国务院	《能源发展十二五规划》（国发〔2013〕2号）	加快建设天然气输配管网和储气设施，扩大天然气供应覆盖面。加强供能基础设施建设，为新能源汽车产业化发展提供必要的条件和支撑，促进交通燃料清洁化替代，降低温室气体和大气污染物排放。结合充电式混合动力、纯电动、天然气（CNG/LNG）等新能源汽车发展。
2012年8月6日	国务院	《节能减排"十二五"规划》（国发〔2012〕40号）	促进天然气产量快速增长。加强油气战略进口通道、国内主干管网、城市配网和储备库建设。推进大气中细颗粒污染物（PM2.5）治理。推广使用天然气、煤制气、生物质成型燃料等清洁能源。开展交通运输节油技术改造，鼓励以洁净煤、石油焦、天然气替代燃料油。在有条件的城市公交客车、出租车、城际客货运输车辆等推广使用天然气和煤层气。
2012年7月9日	国务院	《节能与新能源汽车产业发展规划（2012-2020年）》（国发〔2012〕22号）	积极开展车用替代燃料制造技术的研发和应用，鼓励天然气（包括液化天然气）、生物燃料等资源丰富的地区发展替代燃料汽车。
2012年10月22日	国家发改委	《天然气发展"十二五"规划》（发改能源[2012]3383号）	增加资源供应、加快管网和LNG接收站建设、抓紧储气设施建设、实施节约替代等。
2012年10月14日	国家发改委	《天然气利用政策》（发改委令2012年第15号）	国家鼓励加大天然气资源勘探开发力度，进口天然气，提高天然气供应能力，尽可能满足市场需求，缓解供需矛盾。建材、机电、轻纺、石化、冶金等工业领域中以天然气代油、液化石油气项目，环境效益和经济效益较好的以天然气代煤气项目以及可中断供气的用户属于天然气利用的允许类用户。
2014年2月20日	国家能源局	《2014年能源工作指导意见》	提高天然气供气保障能力。结合各省市天然气需求情况，制订天然气中长期供应计划。增加常规天然气生产供应，加快开发煤层气、页岩气等非常规天然气，推进煤制气产业科学有序发展。加快推进输气管道、储气设施和LNG接收站项目建设。完善天然气利用政策，加强需求侧管理，制订有序用气方案和应急预案。
2012年6月27日	国家住房和城乡建设部	《全国城镇燃气发展"十二五"规划》（建城[2012]100号）	推进天然气在交通运输业和分布式能源领域的应用。加快推动燃气汽车研发、应用示范和产业化等方面的工作，重点加强液化天然气汽车的自主研发、产业化生产和规模化应用。重点开展液化天然气加气站、城市中压管网加气等技术研发与应用示范。各地可灵活采用高压管网、液化天然气储气、发展可中断用户等多种方式，削峰填谷，增强调峰应急能力，确保燃气供应。

4. 行业基本情况

（1）天然气的基本概念及特点

天然气是指以甲烷为主的复杂烃类混合物（甲烷的摩尔分数大于0.7），通常也含有乙烷、丙烷和很少量更重的烃类，以及若干不可燃气体，如氮气和二氧化碳等（国家标准《天然气词汇》（GB/T 20604-2006））。

天然气属于一次能源。"一次能源"指自然界中以原有形式存在的、未经加工转换的能量资源，包括煤、石油、天然气、太阳能、风能、水力和核能等。由一次能源直接或间接加工转换而成的其他种类和形式的能源称为"二次能源"，包括电能、柴油、汽油等。

天然气按运输和存储方式可分为：管道天然气、压缩天然气（CNG）和液化天然气（LNG）。

① 管道天然气：通过天然气管道进行运输的天然气资源，为气态。

② 压缩天然气（CNG）：把天然气加压（超过3,500磅/平方英寸）并以气态储存在容器中，与管道天然气组分相同，可作为车辆燃料使用，一立方米压缩天然气约为200标准立方米天然气；LNG也可用来制CNG。

③ 液化天然气（LNG）：天然气经过预处理，脱除重烃、硫化物、二氧化碳和水等杂质后，常压下深冷至-162℃，可使其由气态转变为液态，即液化天然气（LNG）；其具有无色、无味、无毒且无腐蚀性等特点，并且体积约为同量气态天然气的1/600，重量仅为同体积水45%左右。天然气液化后可以大大节约储运空间和成本。

天然气具有以下特点：

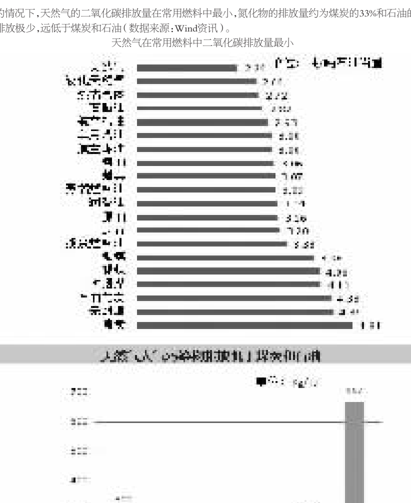
①高效

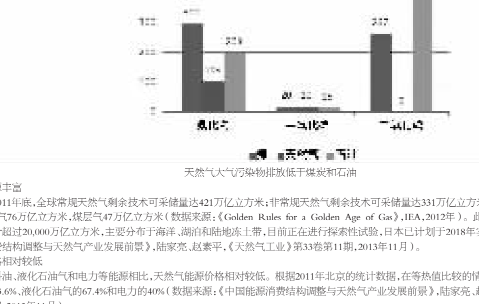
以甲烷为主的天然气，是天然生物和化石燃料中热值较高的能源。每立方米天然气燃烧后产生的热量是同体积的人工煤气（如焦炉煤气）的两倍多，即35.6-41.9兆焦/立方米（约合8,500-10,000千卡/立方米）。

②清洁

在燃烧产生相同能量的情况下，天然气的二氧化碳排放量在常用燃料中最小，氮化物的排放量约为煤炭的33%和石油的50%。此外，天然气燃烧时的二氧化硫和粉尘颗粒排放极少，远低于煤炭和石油（数据来源：Wind资讯）。

天然气在常用燃料中二氧化碳排放量最小





天然气大气污染物排放低于煤炭和石油

③资源丰富

截至2011年底，全球常规天然气剩余技术可采储量达421万亿立方米；非常规天然气剩余技术可采储量达331万亿立方米，其中页岩气208万亿立方米，致密气76万亿立方米，煤层气47万亿立方米（数据来源：《Golden Rules for a Golden Age of Gas》，IEA，2012年）。此外，全球天然气水合物的资源量估计超过20,000万亿立方米，主要分布于海洋、湖泊和陆地冻土带，目前正在进行探索性试验，日本已计划于2018年实现开采（数据来源：《中国能源消费结构调整与天然气产业发展前景》，陆家亮、赵素平，《天然气工业》第33卷第11期，2013年11月）。

④价格相对较低

与燃料油、液化石油气和电力等能源相比，天然气能源价格相对较低。根据2011年北京的统计数据，在等热值比较的情况下，天然气价格分别为燃料油的73.6%、液化石油气的67.4%和电力的40%（数据来源：《中国能源消费结构调整与天然气产业发展前景》，陆家亮、赵素平，《天然气工业》第33卷第11期，2013年11月）。

（2）天然气产业链

天然气产业链按照上下游可以分为上游资源的勘探和开发，中游运输、存储等环节，下游输配、分销及天然气利用环节。

上游天然气勘探包括区域勘探、预探、详探三个不同阶段，天然气开发包括气藏工程、钻井工程、采气工程、地面工程等。我国天然气的勘探开采领域，外资和私营受到限制，目前仅有中石油、中石化和中海油享有天然气资源以及勘探开发资质，并且以中石油占据主导优势。

中游生产过程即天然气储运、输配，包括天然气的干线、中长线管道输送、储存与调峰，以及液化天然气的运输、接收、储存和气化等；可分为长输管线运输和LNG运输两类。

长输管线运输：将气田开采的天然气依次经过首站加压、分输站、压力站、清管站等输送至城市输配站，向消费地区供气。长输管网也主要由中石油、中石化和中海油三大央企拥有（其中，中石油占到全国管道建设的70%以上）。

LNG运输：主要包括LNG液化生产、LNG液化运输和LNG接收和存储。① 液化生产：天然气经过预处理后在液化天然气工厂进行液化；② 液化运输：LNG液化运输一般分为海运和公路运输两种，海运一般采用LNG专用船，公路运输一般采用LNG槽车；③ 接收和存储：LNG接收站是LNG气源与用户管网的连接点，主要功能是LNG的接收、再气化和输送。

下游天然气输配和分销，主要是中低压管线输配，是经过城市输配站的调压送至中压用户网络（居民、商业等）或者次高压用户（大型工业企业）。下游经营企业目前是国有和民营公司共存，主要由各城市燃气公司运营。

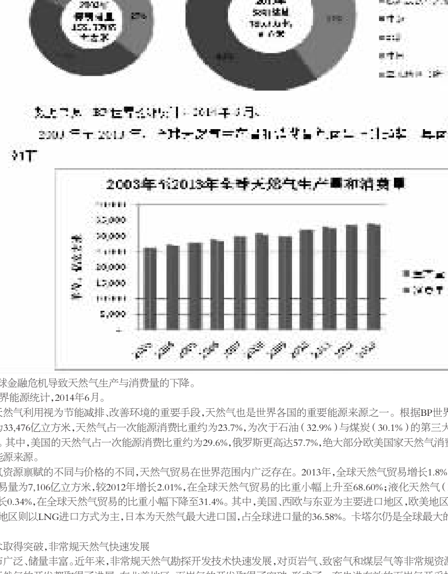
天然气储运及天然气利用环节市场化程度较高，主要公司除中石油（主要是昆仑能源及其子公司，包括华油天然气）、中石化、中海油外，还有新疆广汇实业股份有限公司、新奥能源控股有限公司、华润燃气控股有限公司及各大燃气管网经营公司等。

（3）国际天然气产业发展状况

① 天然气市场快速发展，天然气已成为世界主流能源

天然气与煤炭、石油等传统能源相比具有优质、高效、清洁等优势，因此受到世界各国政府重视。如美国，其天然气发展已有100多年历史，目前是世界上最大的天然气消费国。

高效、清洁、低碳已经成为世界能源发展的主流方向，非化石能源和天然气在能源结构中的比重越来越大，世界能源将逐步跨入石油、天然气、煤炭、可再生能源和核能并驾齐驱的新时代。根据2014年6月的BP世界能源统计报告（BP Statistical Review of World Energy, June 2014），截至2013年底，全球天然气探明储量为185.7万亿立方米，储量分布呈现不均衡性，主要集中在中东、非洲、欧洲及欧亚大陆地区。2013年全球天然气产量为33,699亿立方米，储采比为55.1，国际资源供应较为丰富，天然气行业有较大发展潜力。2003年至2013年间，世界天然气探明储量由2003年的155.7万亿立方米增长到2013年的185.7万亿立方米，实际生产量由2003年的26,213亿立方米增长到2013年的33,699亿立方米。同时，美国页岩气开发也取得突破性进展，未来世界天然气资源完全可以满足经济发展的需要。



注：2009年因全球金融危机导致天然气生产与消费量的下降。

数据来源：BP世界能源统计，2014年6月。

世界各国都将天然气利用视为节能减排、改善环境的重要手段，天然气也是世界各国的重要能源来源之一。根据BP世界能源统计报告，2013年全球天然气消费量为33,476亿立方米，天然气占一次能源消费比重约为23.7%，为次于石油（32.9%）与煤炭（30.1%）的第三大能源，该消费比重远高于我国水平（5.1%）。其中，美国的天然气占一次能源消费比重约为29.6%，俄罗斯更高达57.7%，绝大部分欧美国家天然气消费量均已超过煤炭，成为各国第一或第二大能源来源。

由于各国天然气资源禀赋的不同与价格的不同，天然气贸易在世界范围内广泛存在。2013年，全球天然气贸易增长1.8%，总贸易量为10,359亿立方米，其中管道气贸易量为7,106亿立方米，较2012年增长2.01%，在全球天然气贸易的比重小幅上升至68.60%；液化天然气（LNG）贸易量为3,253亿立方米，较2012年增长0.34%，在全球天然气贸易的比重小幅下降至31.4%。其中，美国、西欧与东亚为主要进口地区，欧美地区天然气贸易多以管道天然气方式为主，东亚地区则以LNG进口方式为主，日本为天然气最大进口国，占全球进口量的36.58%。卡塔尔仍是全球最大的LNG出口国，占全球出口总量的32.46%。

②勘探开发技术取得突破，非常规天然气快速发展

非常规资源分布广泛、储量丰富。近年来，非常规天然气勘探开发快速发展，对页岩气、致密气和煤层气等非常规资源，以及更加前沿的超深离岸天然气和含硫天然气的开发都取得了进展。在北美地区，页岩气的开发取得了突破，形成了一套先进有效的页岩气开采技术。先进技术的大规模应用，降低了开采成本，提高了单井产量，实现了页岩气的低成本高效开发。2011年，全世界非常规天然气产量约为5,500亿立方米，其中约有2,800亿立方米来自北美，该地区页岩气产量达2,000亿立方米（数据来源：《天然气定价与监管：中国面临的挑战与国际经验借鉴》，IEA，2012年9月）。

③多中心的格局已形成，亚太地区成为天然气重要产销地

全球天然气消费以北美、欧洲和亚太三大市场为主，2013年三个地区的天然气消费量分别达到9,235亿立方米、10,647亿立方米和6,392亿立方米，合计占全球天然气消费量的78.48%。其中，以中国、印度等为代表的新兴经济体将面临越来越大的环境和能源安全压力，而天然气能量密度大、环境附加值高的优势，恰好契合这些新兴经济体快速增长的能源需求，这使得天然气需求在这些地区快速增长。

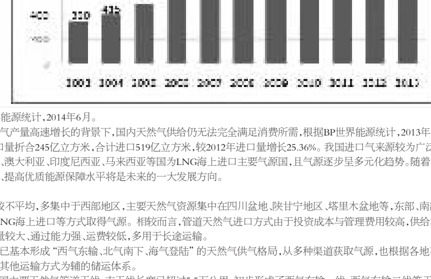
在生产方面，全球天然气产量最大的分别是欧洲、北美和中东地区，2013年产量分别为10,329亿立方米、8,991亿立方米和5,682亿立方米，合计占全球天然气产量的74.19%。2013年，亚太地区天然气产量已达4,890亿立方米，占全球天然气产量的14.51%，其中，中国、印度尼西亚和马来西亚的产量较大，分别为1,171亿立方米、704亿立方米和691亿立方米。亚太地区已经成为全球天然气市场消费和生产的重要区域（数据来源：BP世界能源统计，2014年6月）。

（4）国内天然气产业发展状况

①天然气勘探开采

我国常规天然气资源丰富，发展潜力较大。根据国土资源部新一轮油气资源评价和全国油气资源动态评价（2013年），我国气体清洁能源地质资源量为335.72万亿立方米，可采资源量91.71万亿立方米。而根据BP世界能源统计，截至2013年末，我国天然气探明储量为3.3万亿立方米，占全球天然气探明储量的1.8%；2013年我国天然气产量约为1,171亿立方米，储采比约为28，未来开采空间巨大。随着我国天然气发展潜力提升、管网建设的加快、价格关系的理顺，预计天然气市场将呈现快速发展态势。

我国天然气主要由中石油、中石化和中海油三家公司提供。根据BP世界能源统计，我国天然气产量从2003年的350亿立方米逐步增长到2013年的1,171亿立方米，年均复合增长率为12.83%，保持高速增长态势。



数据来源：BP世界能源统计，2014年6月。

然而，在我国天然气产量高速增长的背景下，国内天然气供给仍无法完全满足消费所需，根据BP世界能源统计，2013年我国管道天然气进口量为274亿立方米，LNG进口量折合245亿立方米，合计进口519亿立方米，较2012年进口量增长25.36%。我国进口气来源较为广泛，土库曼斯坦为管道天然气主要气源国，卡塔尔、澳大利亚、印度尼西亚、马来西亚等为LNG海上进口主要气源国，且气源逐步呈多元化趋势。随着我国天然气对外依存度逐渐增加，加强国际合作、提高优质能源保障水平将是未来的一大发展方向。

②天然气储运

我国天然气资源较不平均，多集中于西部地区，主要天然气资源集中在四川盆地、陕甘宁地区、塔里木盆地等，东部、南部等地区需通过管道天然气进口与液化天然气LNG海上进口等方式取得气源。相较而言，管道天然气进口方式由于投资成本与管理费用较高，供给稳定，多用于中短途运输；LNG海运方式则运输量较大、通过能力强，运费较低，多用于长途运输。

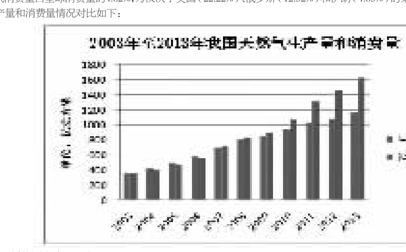
针对该情况，我国已基本形成"西气东输、北气南下、海气登陆"的天然气供气格局，从多种渠道获取气源，也根据各地不同情况建立了以天然气管道运输为主，槽车等其他运输方式为辅的储运体系。

截至2012年底，我国主要天然气管道干线、支干线长度已超过5.5万公里，初步形成了西气东输一线、西气东输二线等天然气管道为主干线，辅以长三角、环渤海等区域管网的天然气管网格局。除天然气管网外，还有天然气槽车运输等其他运输方式。天然气管道建设周期较长、所需资金较多，输气量较稳定，天然气槽车等运输方式则可因地制宜，提供更为灵活的天然气供气方案。我国天然气管道建设逐步呈现以国有企业为主、民营和外资企业为辅多种市场主体共存的局面，促进了多种所有制经济共同发展。

作为天然气进口的两种主要方式之一，近年来LNG海上进口业务发展迅猛，而LNG海上进口则必须通过建设LNG接收站进行接收、储存、转运。我国LNG接收站主要由中海油、中石油和中石化所建设，截至2014年末，已有广东大鹏、福建莆田、上海洋山、江苏如东、辽宁大连、浙江宁波、珠海金湾、河北曹妃甸等11座LNG接收站正式投产，合计接转能力达3,970万吨/年，另外上海五号沟、广东九丰和海南中油深南3座LNG中转站已正式投产。随着各港口大型LNG接收站陆续投入运营，天然气供给量逐年上升，在一定程度上缓解了华东、华南等沿海地区的天然气用气紧张的局面。

③天然气利用

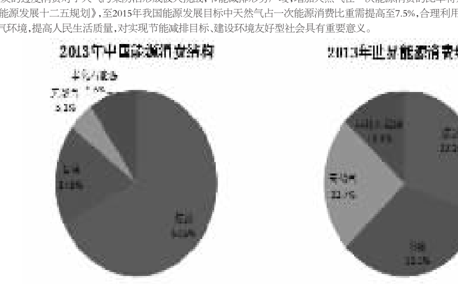
随着全社会节能减排和环境保护意识的提高，清洁高效的天然气能源日益受到重视，我国天然气总体消费量呈快速增长趋势。根据BP世界能源统计，2003年至2013年，我国天然气消费量从339亿立方米增加到1,616亿立方米，年均复合增长率达16.90%，高于同期天然气产量增长水平12.83%。2013年我国天然气消费量占全球消费量的4.82%，为仅次于美国（22.22%）、俄罗斯（12.32%）和伊朗（4.83%）的第四大天然气消费国。2003年至2013年我国天然气生产量和消费量情况对比如下：



数据来源：BP世界能源统计，2014年6月。

如上图所示，近年来我国天然气生产量与消费量的缺口逐年扩大。根据国家发改委规划预计，到2015年我国天然气消费量将达到2,600亿立方米左右，而产量仅为1,600亿立方米左右，缺口1,000亿立方米；到2020年达到4,000亿立方米，并力争达到4,200亿立方米，按照国内天然气生产情况，预计到2020年自产气能力有望达到2,000-2,500亿立方米，缺口1,500-2,200亿立方米（数据来源：国家发改委《关于建立保障天然气稳定供应长效机制的若干意见》）。我国天然气供需缺口将持续扩大。

我国虽为天然气消费大国，但天然气占一次能源消费比重仍较低（2013年仅为5.1%），而煤炭消费占比仍高达67.5%，远高于世界平均水平（30.1%）。煤炭的过度消费对于大气污染防治形成极大挑战，节能减排形势严峻，增加天然气在一次能源消费的比率将是我国实现节能减排的重要措施。根据《能源发展十二五规划》，至2015年我国能源发展目标中天然气占一次能源消费比重需提高至7.5%，合理利用天然气，可以优化能源消费结构，改善大气环境，提高人民生活质量，对实现节能减排目标、建设环境友好型社会具有重要意义。



数据来源：BP世界能源统计，2014年6月。

④天然气定价

根据国家发改委《关于调整天然气价格的通知》（发改价格[2013]1246号），自2013年7月10日起，我国国产陆上天然气、进口管道天然气的门站价格为政府指导价，实行最高上限价格管理，供需双方可在国家规定的最高上限价格范围内协商确定具体价格；页岩气、煤层气、煤制气出厂价格及液化天然气（LNG）气源价格放开，由供需双方协商确定。此外，国家发改委还决定调整非居民用天然气门站价格，区分存量气和增量气（存量气是2012年实际使用的天然气数量，增量气是新增加的天然气数量），增量气门站价格按照广东、广西试点方案中的计价办法，一步调整到2012年下半年以来可替代能源价格85%的水平，并不再按用途进行分类。广东、广西增量气实际门站价格暂按试点方案执行；存量气门站价格适当提高。

该定价方案执行前，我国天然气价格系由国家发改委在出厂环节根据成本加成为主的定价方法进行指导定价，该方法没有反应天然气资源的供需关系与可替代能源之间的关系。按照市场化取向，我国将逐步建立起反映市场供求和资源稀缺程度的与可替代能源价格挂钩的动态调整机制，理顺天然气与可替代能源比价关系，将成本加成定价模式改为"市场净回值"方法定价，为最终实现天然气价格完全市场化奠定基础。"市场净回值定价方法"能反映天然气真实市场价格，通过上游供气价格与下游市场联动，把市场信号传递给生产商和消费者，有利于促进生产商降低成本，充分地发挥市场机制的作用。目前，该项价格调整尚未全部完成。

（5）市场发展前景分析

人口和收入增长是能源需求增长的关键性驱动因素。随着我国城市化进程的加快和环境保护力度的提高，特别是长输管线等大型基础设施的建设和完善，我国天然气消费结构逐渐由化工和工业燃料为主向多元化消费结构转变，其中城市燃气、天然气发电、天然气汽车等消费将得到快速发展。此外，天然气消费区域越来越广，天然气用户越来越多，利用方向也越来越多元化，消费结构得到不断优化。同时，由于各国对环境污染和温室气体排放越来越重视，各国的能源政策支持天然气市场持续发展，而下游应用领域的发展是天然气市场发展的直接驱动因素。天然气主要应用于以下领域：

①天然气发电领域

天然气发电厂的建设周期短于煤炭和核能发电厂，加之天然气发电设备维护要求低、污染和二氧化碳排放低，天然气输送便捷并且价格相对较低，以及许多国家对天然气发电行业的价格和税收政策支持，使得天然气发电行业取得了快速发展。

②住宅和商业领域

在住宅和商业领域，天然气消费量取决于人口、家庭户数和商业建筑的数量，以及生活方式的改进和舒适水平的提高。在发达国家，人口大致稳定，但由于户均人数下降使得住宅数量增加，将导致天然气的输配网点数量的增加。在发展中国家，特别是在新兴天然气市场，天然气输配网络的快速建设将天然气输送到更为广泛的地区，很多以前依靠高污染燃料的地区也开始使用清洁的天然气。

③工业领域

天然气相关基础设施在不断发展，天然气优良的燃烧性能和较低的二氧化碳排放使得天然气在工业领域不断地替代石油产品，其市场份额不断扩大。

④化工原料领域

在非能源消费领域，天然气最重要的应用是作为化学和石油化学行业中的原料。天然气中的甲烷是化学行业多种工艺流程所用碳和氢的重要来源，最常见的是制造生产农业肥料所需的氨，也可用于制造甲醇和炭黑。

⑤交通运输领域

传统重型公路运输和航运工业存在大量的有害污染物和二氧化碳排放，采用液化天然气燃料将产生显著的环境效益。采用LNG燃料的汽车、火车、船舶均已取得发展，目前最常见的是用于轻型客车、小型载货卡车、中型载货卡车、公交车和学校班车。LNG作为燃料可以有效增加燃料装载量，使得交通工具补充燃料前的最大行驶里程有效增加，可更侧重于在重型场合的应用。LNG作为重型交通运输燃料在中国、英国等国得到发展，LNG燃料船舶也在挪威得到应用，目前较多的用于公交车、列车机车、重型卡车以及长途运输车辆等。未来20年，汽车领域将是天然气需求增长最快的领域。根据国际天然气汽车协会（IANGV）预测，到2020年，若天然气汽车的年增长率保持在相对保守的18%左右，届时天然气汽车的保有量将达到6500万辆，约为世界汽车保有量的9%；天然气汽车的天然气消费量到2020年将达到每年4000亿立方米，约占当年全球天然气总消费量的8.2%。

（6）我国天然气汽车发展状况

天然气汽车根据天然气燃料状态的不同，可以分为CNG汽车、LNG汽车两种形式。CNG汽车应用较早，技术成熟，已在世界范围内普遍应用，是目前使用最多的天然气汽车。国外20世纪80年代开始以LNG为汽车燃料进行研究开发，进入21世纪，美国和日本已成功研发与应用LNG作为燃料的车用供气系统及LNG汽车充装技术，目前在美国、日本、德国等LNG汽车应用已进入技术成熟阶段，由于LNG汽车在应用方面比CNG更为广阔，不仅可用于短途运行，也可用于大型客车、重卡的长途运营，具有较明显的优势，是未来天然气汽车的发展方向。

近年来，在环保、经济性和政策三大因素驱动下，我国天然气汽车行业正处于高速增长之中，车用天然气行业也将因天然气汽车行业发展收益。在国家发改委发布的《天然气利用政策》中，天然气汽车（尤其是双燃料汽车）被列为优先类用气项目，天然气汽车凭借其良好的社会、经济效益成为天然气利用的重要发展方向之一。

随着国家推广天然气汽车的鼓励政策不断出台，我国天然气汽车发展突飞猛进。2013年，我国天然气汽车保有量达到336.5万辆，居世界第二位；当年新增120万辆，增幅55%，其中CNGV（压缩天然气汽车）保有量323.5万辆，比上年增长55%，LNGV（液化天然气汽车）保有量13万辆，比上年增长63%。预计2014年，我国天然气汽车保有量将达到417万辆，同比增长24%，2015年，我国天然气汽车保有量将达到520万辆，同比增长25%，2020年我国天然气汽车保有量将达到1050万辆，车用天然气作为第一车用替代燃料的地位将无可动摇。特别是在我国面临较为严重的大气污染压力下，作为清洁能源的天然气汽车存在很大的发展潜力，为CNG、LNG在交通运输领域的应用带来了巨大的市场空间（数据来源：节能与新能源汽车网，2014年10月）。

（三）主要产品的用途及经营模式

1. 压缩天然气（CNG）

标的公司CNG业务的经营模式主要为：购入天然气，生产出CNG后通过公司经营的CNG加气站销售给车辆用户；部分距离较远地区用户通过CNG运输槽车运输并充装至当地车辆。CNG适用于短程输送天然气，一般在500公里以内，该方式一般将天然气压缩至20~25MPa，用装载大容积无缝钢瓶的半挂车（国外一般称长管拖车）运送。CNG进入我国已经20余年，与汽油和柴油相比，其经济型和节能型得到了社会普遍认可，社会需求量每年大幅增加。

（1）采购情况

CNG业务的主要原料为天然气，主要从中石油下属的西南油气田分公司和长庆油田分公司采购。由于CNG加气站所处地理位置原因，标的公司同时也向地方天然气公司及其他单位母站购入少部分气源。

标的公司与西南油气田分公司和长庆油田分公司建立了长期稳定的密切合作关系。中石油作为国内具有垄断地位的天然气供应商，在全国尤其是西南地区和陕北地区具有丰富的储量保障，并且具有足够的产能。标的公司的气源地亦是西气东输的气源地，气源供应较为稳定可靠。

华油天然气自成立以来，上游气源主要从中石油下属企业采购，定价机制严格遵循国家发改委所公布的天然气工业气价及进口气价，上游气源采购价格较为稳定。

最近两年及一期，标的公司CNG业务采购情况如下：

项目	2014年1-10月	2013年	2012年
采购额（万元）	70,943.44	78,001.00	62,036.40
采购量（万立方米）	31,520.06	34,856.95	30,410.00
采购价格（元/立方米）	2.25	2.24	2.04

注：采购价格=采购额/采购量。

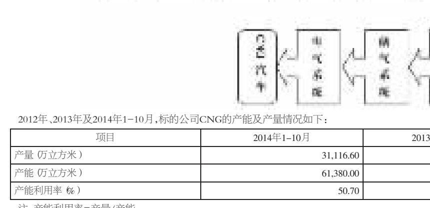
2010年以来，标的公司加大了加气站建设，以成都为中心，扩大了CNG销售范围，使得业务发展更为迅速，从而带动天然气采购数量也逐年增加。

标的公司向西南油气田分公司和长庆油田分公司采购天然气，按双方签订的合同，实行预付款制度，并按"先款后货"方式定期结算。

（2）生产情况

CNG生产过程是以符合现行国家标准《天然气》GB17820之Ⅱ类的天然气作为气源，经脱硫、脱水净化、脱水等工艺，进入压缩机压缩，压缩升压至不大于25MPa之后生产出CNG产品。

标的公司CNG生产流程如下图：



2012年、2013年及2014年1-10月，标的公司CNG的产能及产量情况如下：

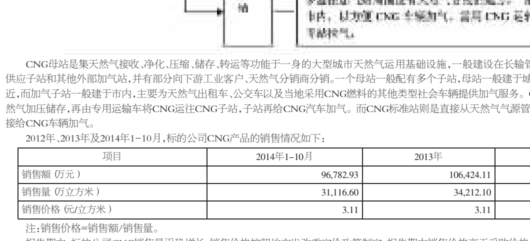
项目	2014年1-10月	2013年	2012年
产量（万立方米）	31,116.60	34,212.10	29,814.60
产能（万立方米）	61,380.00	73,656.00	73,656.00
产能利用率（%）	50.70	46.45	40.48

注：产能利用率=产量/产能。

2012年、2013年及2014年1-10月，标的公司CNG的产能利用率分别为40.48%、46.45%和50.70%，主要原因为目前以CNG为能源的乘用车数量相对较少，而我国加气站建设速度较快，导致标的公司产能利用率近年来相对较低。未来，随着国家倡导清洁能源的使用，以及国家"节能减排"的要求进一步加强，CNG乘用车数量将有所增长，标的公司产能利用率将进一步提升。

（3）销售情况

标的公司CNG的销售主要通过天然气加气站实现对外销售。加气站又分为标准站、母站和子站三种形式，标的公司在四川省内的加气站主要是标准站，四川省外的加气站多采用母子站形式。



CNG母站是集天然气接收、净化、压缩、储存、转运等功能于一身的大型城市天然气运用基础设施，一般建设在长输管线经过的沿线城市，主要供应子站和其他外部加气站，并有部分向下游工业客户、天然气分销商分销。一个母站一般配有多个子站，母站一般建于城市外围天然气气源管线附近，而加气子站一般建于市内，主要为天然气出租车、公交车以及当地采用CNG燃料的其他类型社会车辆提供加气服务。CNG母站利用压缩机将天然气加压储存，再由专用运输车将CNG运往CNG子站，子站再给CNG汽车加气。而CNG标准站则是直接从天然气气源管线取气，经净化、压缩后直接给CNG车辆加气。

2012年、2013年及2014年1-10月，标的公司CNG产品的销售情况如下：

项目	2014年1-10月	2013年	2012年
销售额（万元）	96,782.93	106,424.11	93,247.91
销售量（万立方米）	31,116.60	34,212.10	29,814.60
销售价格（元/立方米）	3.11	3.11	3.13

注：销售价格=销售额/销售量。

报告期内，标的公司CNG销售量平稳增长，销售价格按照地方发改委定价政策制定，报告期内销售价格高于采购价格，盈利能力有所保障。

截至2014年10月31日，华油天然气已建成60座CNG加气站，其中包括标准站10座、母站9座和子站41座，具体分布如下：

区域	CNG加气站数量
四川省	
成都	CNG站8座
内江	CNG站1座
自贡	CNG站1座
陕西省	
西安	CNG站6座
内蒙古自治区	
包头	CNG站7座
鄂尔多斯	CNG站2座
山东省	
淄博	CNG站6座
泰安	CNG站5座
章丘	CNG 站1座
河北省	
石家庄	CNG站11座
邯郸	CNG站4座
保定	CNG站6座
张家口	CNG站1座
辛集	CNG站1座
合计	CNG站60座

2. 液化天然气（LNG）

标的公司销售LNG，主要用于能源驱动为LNG的乘用车，主要包括城际客车、公交车和重卡运输车。相对于CNG汽车，LNG汽车能源密度更高，单个气瓶携带的天然气更多，有效功率更大。在众多的替代能源中，LNG具备与柴油、汽油相近的热值；但从环保角度看，LNG有害气体的排放量著低于柴油，是公认的清洁能源之一；而从成本角度来看，LNG的单位热值价格约为柴油的55%，LNG价格和环保优势明显。

近年来，标的公司不断扩大LNG工厂和加气站的投资建设规模，已经建成7座LNG工厂，具体情况如下：

名称	设计产能（万立方米/天）	运营状态	生产模式
安塞华油天然气有限公司	200	已投产	以天然气为原料
华油天然气广安有限公司	100	已投产	以天然气为原料
华油天然气广元有限公司	100	已投产	以天然气为原料
河北华气天然气有限公司	100	已投产	以天然气为原料
巴彦淖尔华油天然气有限公司	30	已投产	以天然气为原料
乌海华油天然气有限责任公司西来峰LNG液化工厂	100	已投产	以焦炉煤气为原料
乌海华油天然气有限责任公司千里山LNG液化工厂	100	未投产	以焦炉煤气为原料

（1）采购模式

标的公司LNG生产模式可以分为以天然气为原料生产方式和以焦炉煤气为原料生产方式。

①天然气采购

标的公司LNG工厂天然气气源为长庆油田分公司和西南油气田分公司生产的天然气，通过长（长庆）-乌（乌海）-临（临河）管道、长庆油田采气一厂管网和广安北内环线管网输送至各工厂。

标的公司向西南油气田分公司和长庆油田分公司采购天然气，按双方签订的合同，实行预付款制度，并按"先款后货"方式定期结算。

②焦炉煤气采购

焦炉煤气是炼焦的副产品，其主要成分为氢气、甲烷、一氧化碳、二氧化碳，是一种良好的化工原料和高热值燃料。由于其所含杂质（如各种形态硫、焦油、苯、萘、氨和氰化氢）种类繁多，成分复杂，严重影响了使用范围。以焦炉煤气为原料生产LNG，将充分利用焦炉煤气中的有效成分，将一氧化碳和二氧化碳甲烷化获得更多甲烷，液化成LNG，剩余的富氢气可作为合成氨或焦油厂加氢的原料，提高焦炉煤气的附加值，经济效益非常可观。

标的公司以焦炉煤气为原料生产LNG的2家工厂均位于内蒙古乌海市。以焦炉煤气作为原料生产LNG，是标的公司自主研发的技术流程，也是国内第一家将这一技术产业化，这一项目的实施将彻底解决焦化企业污染严重的难题，也符合我国"节能减排，建设节约型、环境友好型社会，变废为宝"的发展思路。

2012年、2013年及2014年1-10月，标的公司LNG业务采购情况如下：

项目	2014年1-10月	2013年	2012年
采购额（万元）	163,003.80	180,198.74	42,630.45
采购量（万立方米）	65,295.55	81,676.51	24,970.02
采购价格（元/立方米）	2.50	2.21	1.71

注：采购价格=采购额/采购量。

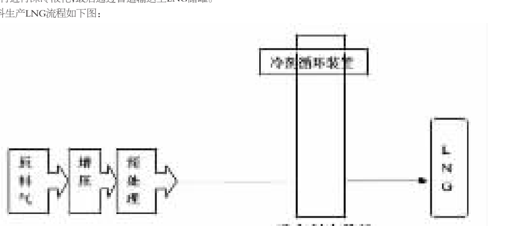
报告期内，标的公司LNG产能的不断扩大导致LNG气源采购量逐年增加；与此同时，由于国家发改委对LNG气源区分存量气和增量气，且设置了政府指导价，报告期内标的公司LNG气源采购价格逐年上升。

（2）生产模式

①以天然气为原料生产LNG

以天然气为原料生产LNG的工艺流程：天然气经过预处理脱除原料气中所含的固体杂质、酸性气体（CO_2、H_2S）、水和重烃、汞等物质，和冷剂通过冷箱进行换热，再进行深冷液化，最后通过管道输送至LNG储罐。

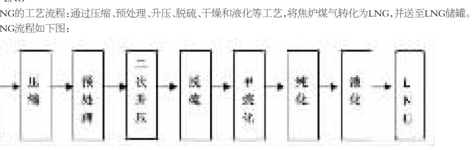
以天然气为原料生产LNG流程如下图：



②以焦炉煤气为原料生产LNG

以焦炉煤气为原料生产LNG的工艺流程：通过压缩、预处理、升压、脱硫、干燥和液化等工艺，将焦炉煤气转化为LNG，并送至LNG储罐。

以焦炉煤气为原料生产LNG流程如下图：



标的公司在天然气开发利用方面的经验和相关科研院所多年的技术合作，形成了一整套系统的技术流程，是我国大规模以焦炉煤气为原料生产LNG的公司之一。

2012年、2013年及2014年1-10月，标的公司LNG的产能及产量情况如下：

项目	2014年1-10月	2013年	2012年
产量（万立方米）	58,267.00	74,784.00	22,642.81
产能（万立方米）	168,000.00	145,800.00	58,800.00
产能利用率（%）	34.68	51.29	38.51

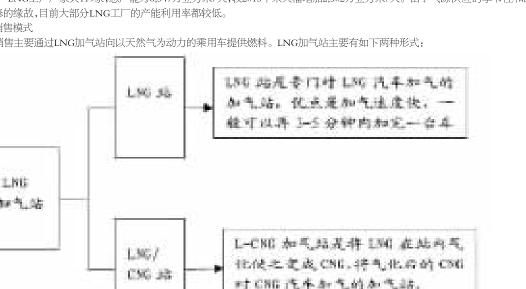
注：产能利用率=产量/产能。

2012年、2013年及2014年1-10月，标的公司LNG工厂的产能利用率分别为38.51%、51.29%和34.68%，主要是由于标的公司新工厂投产、停工检修、冬季限气导致气源供应不足，以及夏季LNG价格倒挂导致部分工厂间歇性停产等原因导致。

近年来，LNG液化工厂及配套LNG储藏设备作为常用的调峰工具及LNG气源供给端大批投运，产能高速增长。根据卓创资讯统计，截至2014年末，全国投产LNG生产厂家共119家，总产能为6,347万立方米/天，较2013年末大幅增加2,502万立方米/天。由于气源供应的季节性和区域性，以及工厂停工检修的缘故，目前大部分LNG工厂的产能利用率都较低。

（3）销售模式

LNG销售主要通过LNG加气站向以天然气为动力的乘用车提供燃料。LNG加气站主要有如下两种形式：



2012年、2013年及2014年1-10月，标的公司LNG产品的销售情况如下：

项目	2014年1-10月	2013年	2012年
销售额（万元）	181,767.46	192,593.80	48,493.05
销售量（万立方米）	56,094.00	63,577.00	20,691.00
销售价格（元/立方米）	3.24	3.03	2.34

注：销售价格=销售额/销售量。

标的公司2011年开始销售LNG，最近两年及一期LNG销售量和销售额均快速增长。由于近年来LNG下游市场开发力度加大，LNG汽车数量快速增长，LNG销售定价按照市场机制确定，最近两年及一期，标的公司LNG的销售价格也呈上升趋势。

截至2014年10月31日，标的公司已建成并运行的LNG加气站共114座，具体分布如下：

区域	LNG加气站数量
四川省	LNG站17座
陕西省	LNG站19座
内蒙古自治区	LNG站20座
山西省	LNG站15座
宁夏自治区	LNG站5座
贵州省	LNG站12座
云南省	LNG站6座
重庆市	LNG站2座
河北省	LNG站16座
天津市	LNG站1座
山东省	LNG站1座
合计	LNG站114座

3. 浅层气开发

浅层气勘探开发属于天然气产业链的上游，即天然气生产环节。标的公司利用自有技术和资金同西南油气田分公司合作，开发大塔场区及白马庙-松华两块浅层气开发区块。合作方式为：西南油气田分公司除了提供矿井资源及必要的技术资料等方面的配合外，不进行任何投入，开采矿所需的场地建设、设备购买、组织开采、日常管理均由标的公司进行投资和管理。标的公司将所得天然气全部出售给西南油气田分公司，所得收入即浅层气收入。

标的公司和西南油气田分公司采用此模式开发天然气，是中石油内部重组的结果，因此该项合作模式是稳定的。

标的公司开发的浅层气矿权和储量情况如下表：

单位：万立方米

项目	矿权所属	探明储量	可开采量	产能（万立方米/年）	剩余可采量	剩余可采年限（年）
白马庙-松华	西南油气田分公司	115,000	46,167	1,100	12,688	11.53
大塔场	西南油气田分公司	390,600	183,600	9,500	114,791	12.08

天然气开采一般包括天然气的净化分离、化学加工过程。净化分离包括从地下采出天然气，在气井现场，经脱水、脱砂于分离凝析油后，根据气体组成情况进行进一步净化分离加工。富含硫化物的天然气，必须经过脱硫处理后才能达到输送要求。

标的公司浅层气开采成本分为前期建设成本及日常成本，其中建设成本为主要成本支出。前期建设成本包括建设及购买设备，日常成本为人员工资与折旧损耗。销售定价方面，浅层气销售定价执行国家发改委天然气销售定价措施。结算方式方面，标的公司将开采出的浅层气全部销售给西南油气田分公司，当月销售价款于下月结算。

2012年、2013年及2014年1-10月，标的公司浅层气产量及销售量如下：

项目	2014年1-10月	2013年	2012年
产量（万立方米）	9,195.15	10,848.07	10,728.96
销售量（万立方米）	9,195.15	10,848.07	10,728.96
销售额（万元）	16,949.14	20,729.19	19,069.31
销售价格（元/立方米）	1.84	1.91	1.78

注：销售价格=销售额/销售量。

标的公司开采浅层气是中石油内部重组的结果，开采的气井保持稳定，报告期内该板块的销售收入较为稳定。随着标的公司LNG业务收入的增加，浅层气开发的收入占比将逐步下降，对于标的公司和西南油气田分公司来说，收入占比均较小。

4. 管道气销售

2011年标的公司开始建设LNG工厂，因LNG气源来自中石油天然气管网，在供气管道铺设过程中，山东章丘、河北保定和四川广安地方政府与标的公司协商，要求标的公司为当地供应LNG外，利用气源优势适当供应部分城市燃气，以缓解当地城市燃气紧张的局面。出于支持地方的需要，经双方协商，标的公司三级子公司章丘华气天然气有限公司为当地工业园提供部分城市燃气；标的公司三级子公司保定市中茂能源有限公司为保定提供部分城市燃气；标的公司二级子公司中油广安天然气有限公司为四川广安是提供部分城市燃气。

管道气气源采购与CNG和LNG气源采购一样，均来自中石油下属的长庆油田分公司和西南油气田分公司，且管网由标的公司自行建设；定价方面，标的公司管道气销售定价均依据地方发改委定价机制确定。

标的公司采购气源后，经过储配、运输、气化、调压、输送等环节使产品达到最终的销售状态。LNG通过高压管道进入当地城市燃气总站，经调压后输送给电厂及工业客户；或经过高中压调压站进一步降压后输送给商业及居民用户。

标的公司为当地所提供的管道气，在当地城市燃气供应中所占份额较低，只能在一定程度上缓解当地城市燃气紧张的局面。管道气和城市燃气并非标的公司未来重点发展的项目，且管道气和城市燃气供气规模也已基本固定，预计不会再有较大规模的增加。标的公司未来的发展方向仍是稳定CNG和浅层气销售，重点发展LNG销售，随着7个LNG工厂的陆续试生产或投产，LNG的销售收入占比将会继续上升，而管道气和城市燃气的销售收入占比将会下降。

（四）主营业务成本构成情况

最近两年及一期，华油天然气的主营业务成本主要包括原材料（外购天然气等）、能源（电力等）、人工成本和制造费用，其明细情况如下：

项目	2014年1-10月		2013年度		2012年度	
	金额（万元）	占比（%）	金额（万元）	占比（%）	金额（万元）	占比（%）
原材料	231,436.54	84.48	253,479.65	83.36	103,739.85	80.09
能源	19,664.60	7.18	24,488.39	8.05	9,620.36	7.43
人工成本	4,285.61	1.56	4,232.83	1.39	2,200.26	1.70
制造费用	18,561.29	6.78	21,863.26	7.19	13,975.75	10.79
主营业务成本	273,948.04	100.00	304,064.13	100.00	129,536.22	100.00

最近两年及一期，华油天然气的主营业务成本中原材料占比分别为80.09%、83.36%和84.48%；能源占比分别为7.43%、8.05%和7.18%，保持相对稳定。

（五）前五名供应商及采购额情况

最近两年及一期，标的公司向前五名供应商采购情况如下：

年度	序号	供应商	采购内容	采购额（万元）	占营业成本的比例
2014年1-10月	1	西南油气田分公司	天然气	83,148.00	30.00%
	2	长庆油田分公司	天然气	71,896.47	25.94%
	3	华北天然气销售分公司	天然气	53,230.41	19.21%
	4	泰安市泰山燃气集团有限公司道朗输配经营分公司	天然气	9,475.54	3.42%
	5	江苏中油昆仑能源投资有限公司	天然气	7,778.33	2.81%
	合计		--	225,528.74	81.38%
2013年度	1	西南油气田分公司	天然气	70,486.59	22.86%
	2	长庆油田分公司	天然气	68,683.69	22.28%
	3	华北天然气销售分公司	天然气	73,146.87	23.72%
	4	泰安市泰山燃气集团有限公司道朗输配经营分公司	天然气	11,967.85	3.88%
	5	中国天辰工程有限公司	设备及服务	10,699.84	3.47%
	合计		--	234,984.84	76.21%
2012年度	1	西南油气田分公司	天然气	38,207.21	28.97%
	2	新地能源工程技术有限公司	设备及服务	10,080.95	7.64%
	3	内蒙古西部天然气股份有限公司	天然气	16,198.59	12.28%
	4	东华工程科技股份有限公司	设备及服务	13,242.11	10.04%
	5	康泰斯国际有限公司	设备	11,625.25	8.81%
	合计		--	89,354.11	67.74%

2012年、2013年和2014年1-10月，标的公司向前五名供应商合计采购额占当期营业成本的比例分别为67.74%、76.21%和81.38%。最近两年及一期，华油天然气的上游气源主要来自于中石油及其附属企业，2014年1-10月采购额占营业成本的比例合计超过75%，华油天然气存在上游气源采购依赖中石油及其附属企业的情形。由于华油天然气系中石油下属企业，与上游气源供应商同受中石油控制。除此之外，华油天然气不存在董事、监事、高级管理人员、核心技术人员或持有5%以上股份的股东在前五名供应商中拥有权益的情况。

（六）前五名客户及销售额情况

最近两年及一期，标的公司向前五名客户销售情况如下：

年度	序号	客户	销售额（万元）	占营业收入的比例
2014年1-10月	1	广安诚信化工有限责任公司	20,022.03	5.81%
	2	中国石油西南油气田分公司蜀南气矿	16,949.14	4.92%
	3	新奥能源贸易有限公司	12,028.58	3.49%
	4	延安开胜工贸有限责任公司	8,583.08	2.49%
	5	东莞市东力燃气有限公司	7,624.72	2.21%
	合计		65,207.55	18.91%
2013年度	1	广安诚信化工有限责任公司	22,368.89	5.60%
	2	中国石油西南油气田分公司蜀南气矿	20,729.19	5.19%
	3	新奥能源贸易有限公司	9,335.87	2.34%
	4	延安开胜工贸有限责任公司	9,189.12	2.30%
	5	贵州广汇天然气有限公司	6,288.35	1.57%
	合计		67,911.42	17.00%
2012年度	1	中国石油西南油气田分公司蜀南气矿	19,069.31	9.99%
	2	广安诚信化工有限责任公司	9,016.78	4.72%
	3	新奥能源贸易有限公司	5,085.72	2.66%
	4	成都公交集团东星巴士有限公司	4,077.36	2.14%
	5	广州市东力燃气有限公司	3,906.13	2.05%
	合计		41,155.30	21.55%

2012年、2013年和2014年1-10月，标的公司向前五名客户合计销售额占当期营业收入的比例分别为21.55%、17.00%和18.91%。

最近两年及一期，华油天然气不存在向单个客户的销售比例超过50%的情况或严重依赖于少数客户的情况。上述客户中，除中国石油西南油气田分公司蜀南气矿与华油天然气及其控股股东昆仑能源均受中石油控制外，不存在华油天然气董事、监事、高级管理人员、核心技术人员及其他主要关联方或持有华油天然气5%以上股份的股东在前五名客户中拥有权益的情况。

（七）安全生产、环境保护及质量控制情况

1. 安全生产情况

天然气虽较其他燃料具有无毒、易扩散，比重轻于空气不易积聚成爆炸性气体、爆炸浓度范围较窄等特点，是一种较为安全的燃气，但其仍有一定的危险性，一旦发生泄漏，仍有可能导致火灾、爆炸等安全事故。

标的公司一直高度重视企业的安全生产工作，建立了严格的安全生产管理制度和管理流程，制定了《华油天然气股份有限公司防火、防爆、防泄漏应急预案》。

报告期内，标的公司未发生重大安全生产事故，也未受到过安全生产监管部门的重大处罚。

2. 环境保护情况

报告期内，标的公司的生产经营符合环境保护法规，未发生过重大环境污染事故，也未受到环保监管部门的重大处罚。

3. 质量控制情况

报告期内，标的公司不存在重大的质量纠纷和质量事故等情况，也未受到质量监管部门的重大处罚。

三、标的公司债权债务转移情况

本次交易不涉及债权或债务转移的情况，标的公司的债权和债务在本次交易完成后，继续由其享有和承担。

四、报告期内标的公司的会计政策及相关会计处理

（一）收入的确认原则和计量方法

收入是标的公司在日常活动中形成的、会导致所有者权益增加且与所有者投入资本无关的经济利益的总流入。收入在其金额及相关成本能够可靠计量、相关的经济利益很可能流入标的公司，并且同时满足以下不同类型收入的其他确认条件时，予以确认。

1. 销售商品收入

天然气的销售收入在商品通过交货装车或通过加气枪时确认为所有权上的主要风险和报酬已转移给购货方，标的公司既没有保留通常与所有权相联系的继续管理权，也没有对售出的商品实施有效控制时予以确认。

2. 提供劳务收入

标的公司对外提供运输服务和天然气技术咨询服务，于完成时确认收入。

3. 利息收入

利息收入是按借出货币资金的时间和实际利率计算确定。

（二）标的公司重大会计政策或会计估计变更或将要变更的情况

根据财政部2014年修订的《企业会计准则第 2 号-长期股权投资》、《企业会计准则第 9 号-职工薪酬》、《企业会计准则第 33号-合并财务报表》等具体准则要求，标的公司已于2014 年7月1日起执行上述企业会计准则，且未对标的公司产生具体的重大影响。

除上述变更情况外，报告期内，标的公司的重大会计政策或会计估计未发生其他变更情况，且在可预见的期间内也无需变更。

（三）标的公司会计政策和会计估计与同行业公司之间的差异

根据利安达出具的《审计报告》及华油天然气的说明，并与标的公司同行业上市公司的会计政策和会计估计进行比较，标的公司所采用的会计政策和会计估计与同行业公司之间不存在重大差异。

（四）标的公司重大会计政策或会计估计与上市公司的差异情况

根据利安达出具的《审计报告》，并与公司的相关会计政策或会计估计进行比较，标的公司的重大会计政策或会计估计与上市公司不存在较大差异。

（五）报告期内的资产转移或剥离情况

报告期内，标的公司未发生资产转移或剥离的情况。

第四节 标的公司的评估情况

一、标的公司评估情况

（一）评估基本情况

本次评估基准日为2014年10月31日，中企华对华油天然气股东全部权益在评估基准日的市场价值进行了评估，并出具了"中企华评报字（2015）第3025号"《评估报告》。中企华根据有关法律、法规和资产评估准则，遵循独立、客观、公正的原则，按照必要的评估程序，结合华油天然气的资产、经营状况等因素及企业价值评估方法的适用性，采用收益法和市场法进行了评估，最终采用收益法的结果作为本次交易标的公司股东全部权益价值的评估结论。

1. 收益法评估结果

截至2014年10月31日，标的公司合并口径总资产账面价值为1,267,942.46万元，总负债账面价值为872,709.76万元；净资产（所有者权益）账面价值395,232.70万元，其中归属于母公司所有者权益337,558.11万元。

收益法评估后的股东全部权益价值为465,958.17万元，评估增值128,400.06万元，增值率为38.04%。

2. 市场法评估结果

截至2014年10月31日，标的公司合并口径总资产账面价值为1,267,942.46万元，总负债账面价值为872,709.76万元；净资产（所有者权益）账面价值395,232.70万元，其中归属于母公司所有者权益337,558.11万元。

市场法评估后的股东全部权益价值为480,197.81万元，评估增值142,639.70万元，增值率为42.26%。

3. 评估结论

收益法评估后的股东全部权益价值为465,958.17万元，市场法评估后的股东全部权益价值为480,197.81万元，两者相差14,239.64万元，差异率为3.06%。

中企华认为，市场法评估的主要评估参数是以可比上市公司评估基准日的价格进行必要调整后，按市场法的计算公式计算得出的评估结果。市场法评估涉及到评估基准日市场对可比上市公司的评价，随着股票价格波动，价值比率这一重要评估参数也将相应波动，该方法估值结果则会受到市场可能出现的错误评价的影响。

收益法是根据被评估企业历史经营财务数据，在对企业未来收益预测的基础上，按收益法评估模型经计算得出的评估结果。收益法的主要评估参数，不仅考虑了被评估企业历史经营财务数据变化趋势对未来预测数据的影响，而且在一定程度上考虑了被估企业的主要经营性资产或组合在一起的这些资产在其未来经营过程中能否得到合理、充分利用，是否发挥应有的盈利贡献等因素对企业股东全部权益价值的影响，而且也考虑了企业享受的各项优惠政策、运营资质及既有行业竞争力、公司管理水平等因素对股东权益价值的影响。

综合以上原因，本次评估采用收益法评估结果作为评估结论，即标的公司的股东全部权益价值评估结果为465,958.17万元。

本次评估没有考虑由于具有控制权或者缺乏控制权可能产生的溢价或者折价（没有考虑流动性）对评估对象价值的影响。

（二）评估假设

1. 一般假设

（1）假设评估基准日后被评估企业持续经营，无重大安全事故发生；

（2）假设评估基准日后被评估企业及涉及业务所处国家和地区的政治、经济和社会环境无重大变化；

（3）假设评估基准日后国家宏观经济政策、产业政策和区域发展政策无重大变化；

（4）假设和被评估企业相关的利率、汇率、赋税基准及税率、政策性征收费用等评估基准日后不发生重大变化；

（5）假设评估基准日后被评估企业的管理层是负责的、稳定的，且有能力担当其职务；

（6）假设被评估企业完全遵守所有相关的法律法规，不会出现影响公司发展和收益实现的重大违规事项；

（7）假设评估基准日后无不可抗力对被评估企业造成重大不利影响。

2. 特殊假设

（1）假设评估基准日后被评估企业采用的会计政策和编写本报告时采用的会计政策在重要方面保持一致；

（2）假设评估基准日后被评估企业在现有管理方式和管理水平的基础上，经营范围、运营方式、合作分成比例等与目前保持一致；

（3）假设评估基准日后被评估企业的产品或服务保持目前的市场竞争态势；

（4）假设被评估企业签订的各种协议能有效执行；

（5）假设评估基准日后被评估企业持续享有目前的所得税优惠政策，既有的各种运营资质到期后能顺利通过审批并继续持有；

（6）假设被评估企业天然气气源、价格稳定，能满足生产销售的需要；

（7）假设被评估企业的经营现金流基本满足平均流入流出状态；

（8）假设被评估企业及下属子公司在建工程项目能如期实施并按照预计计划投产；

（9）假设未纳入本次盈利预测范围的LNG生产企业目前所面临的经营困难是暂时的，随着国家提倡使用清洁能源而对能源结构改革力度的加大和调整，其已形成和将形成的LNG生产线有望为企业未来持续经营和公司盈利作出项目投资时所预计的贡献；

（10）假设被评估企业不会因目前尚未取得房产证、土地证或还属于划拨土地的这类生产经营性资产权属瑕疵影响其未来正常持续经营；

（11）假设被评估企业对现有子公司投资的股权结构保持稳定，并长期保持对子公司经营决策的影响；

（12）假设被评估企业及其下属子公司的重要经营性资产权属无影响其持续经营的重大瑕疵。

（三）本次评估主要参数取值的说明

1. 收益法

本次收益法评估以华油天然气合并财务报表口径下的盈利预测数据及对应的其他有关评估参数为依据，选用企业自由现金流折现模型进行分析测算。考虑到受目前国际原油价格持续下跌态势影响，国内LNG生产企业未来盈利预测不确定性因素增大的实际情况，本次收益法评估中的盈利预测合并财务报表范围，仅限于华油天然气及其子公司的天然气、CNG和LNG销售业务板块的上、下游相关企业，所属华油天然气的LNG生产企业，不在收益法盈利预测的并表范围。对于从事LNG生产业务的子公司，本次通过资产基础法对其单独评估后以其相应的长期股权投资价值并入收益法的评估结果。为便于描述和理解，以下所述企业及对应参数的内涵，均为界定纳入收益法盈利预测并表范围口径下的所指企业及对应参数。

收益法评估的基本计算公式为：

股东全部权益价值=企业整体价值-企业付息债务价值

（1）企业整体价值

企业整体价值=企业经营性资产价值+企业溢余资产价值+企业非经营性资产负债价值+未纳入并表范围的长期股权投资价值

1）企业经营性资产价值

经营性资产是指与企业生产经营相关的、评估基准日后企业自由现金流量预测所涉及的资产与负债。

经营性资产价值的计算公式为：

其中：P：评估基准日的企业经营性资产价值；

Fi：评估基准日后第i年预期的企业自由现金流量；

Fn+1：预测期末年预期的企业自由现金流量；

r：折现率(采用加权平均资本成本WACC)；

n：预测期；

i：预测期第i年。

其中，企业自由现金流量计算公式为：

企业自由现金流量=息前税后净利润+折旧与摊销-资本性支出-营运资金增加额

其中，折现率(WACC)计算公式为：

$$WACC=K_e\times\frac{E}{E+D}+K_d\times(1-t)\times\frac{D}{E+D}$$

其中：K_e：权益资本成本；

K_d：付息债务资本成本；

E：权益的市场价值；

D：付息债务的市场价值；

t：所得税率；

其中，权益资本成本采用资本资产定价模型(CAPM)计算，计算公式为：

$$K_e=r_f+MRP\times\beta+r_c$$

其中：r_f：无风险利率；

MRP：市场风险溢价；

β：权益的系统风险系数；

r_c：企业特定风险调整系数；

2）企业溢余资产价值

溢余资产是指在评估基准日超过企业生产经营所需的、企业自由现金流量预测不涉及的资产。对溢余资产单独进行分析和评估。

3）企业非经营性资产、负债价值

非经营性资产、负债是指与企业生产经营无关的、评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产与负债。对非经营性资产、负债单独分析、评估后，以二者代数和的结果加回。

4）未纳入合并范围的长期股权投资价值

未纳入收益法盈利预测并表范围的长期股权投资，主要为所属华油天然气从事LNG生产业务的控股子公司及非控股长期股权投资。对从事LNG生产业务的控股子公司，本次采用资产基础法单独评估后确定其相应的长期股权投资的价值加回；对于非控股长期股权投资的价值，本次以被投资企业在评估基准日审计后的净资产数额乘以相应长期股权投资比例确定。

（2）企业付息债务价值

企业付息债务是指评估基准日企业需要支付利息的负债，以核实后的账面值作为评估值。

2. 市场法

本次市场法评估选用上市公司比较法。在市场法评估中，以下所述企业及对应的有关参数，均指与本报告收益法评估中盈利预测合并报表范围口径一致的企业及对应的有关参数。

市场法评估的基本计算公式为：

股东全部权益价值=[企业息税折旧摊销前利润×企业价值倍数(EV)-(企业付息债务价值+企业少数股东权益)]×(1-缺乏流动性折扣率)+企业溢余资产价值+企业非经营性资产负债价值+未纳入合并报表范围的长期股权投资价值

上式中的有关企业折旧摊销前利润、少数股东权益、溢余资产价值、非经营性资产负债价值，根据华油天然气评估基准日审计后的财务合并报表通过分析确定（以上有关参数的内涵、口径与收益法评估一致）。

上式中的未纳入合并报表范围的长期股权投资的构成及相应的评估价值与收益法评估的口径一致。

上式中的企业价值倍数（EV），采用上市公司比较法，经对比分析后合理确定。EV基本计算公式为：

EV={[(同行业可比上市公司基准日的股权市值+可比上市公司基准日的有息负债)-(可比上市公司基准日的少数股东权益+可比上市公司基准日的溢余资产价值+非经营性资产与负债的代数和)]/可比上市公司基准日的息税折旧摊销前利润}×调整系数

上市公司比较法确定以上主要评估参数的基本步骤为：

（1）选择可比企业

在资本市场中，通过反复分析、对比，选用与被估企业的行业相同、主营业务内容及规模相近的上市公司作为可比企业。

（2）对企业价值倍数（EV）的调整

通过被评估企业与可比企业在评估基准日的资产负债结构、财务报表数据进行对比分析，考虑有关市场价格信息中的非正常因素及被评估企业的个别因素等，对"EV"作适当调整。

（3）企业价值倍数的运用

由于调整后的企业价值倍数仍然是在股权具有充分流动性的前提下得出的，而华油天然气为非上市公司，因此，需考虑被评估股权缺少流动性对其交易价格的影响。本次通过查询同行业类似系列上市公司初次上市交易股价与交易一定期限后的股价变化情况，经分析计算确定适当的非流动性折扣率。

（四）本次评估的特殊处理事项

本次交易的资产评估无特殊处理事项。

（五）本次评估基准日至重组报告书签署日的重要变化事项及其对评估结果的影响

本次评估基准日至本报告书签署日之间，中国人民银行决定自2014年11月22日起下调存、贷款基准利率，该事项对得出的评估基准日评估结论有一定影响，但影响很小，评估结论对有关产权交易方仍具有参考意义。

除上述下调存、贷款基准利率外，标的公司在本次评估基准日至本报告书签署日之间不存在其他影响评估结果的重要变化事项。

二、董事会对本次交易标的的资产评估的合理性及定价的公允性分析

（一）评估机构的胜任能力和独立性

中企华在本次交易中担任标的公司的评估机构，其拥有评估资格证书和证券业务资格证书，具备胜任本次评估工作的能力。接受委托后，中企华组织项目团队执行了现场工作，取得了出具《评估报告》所需的资料和证据。

中企华及其项目人员在评估过程中根据国家有关资产评估的法律、法规，本着独立、客观、公正的原则完成评估工作，除正常业务关系外，中企华及其项目人员与上市公司、标的公司以及交易对方均没有现实的及预期的利益或冲突，具有充分的独立性，其出具的评估报告符合独立、客观、公正、科学的原则。

（二）评估假设前提的合理性

评估机构及其经办人员对标的公司进行评估所设定的评估假设前提和限制条件按照国家有关法律、法规和规范性文件的规定执行，遵循了市场通用的惯例或准则，其假设符合评估对象的实际情况，评估假设前提具有合理性。

（三）评估方法与评估目的的相关性

依据现行的资产评估准则的规定，企业价值评估的基本方法有资产基础法、市场法和收益法。资产基础法，也称成本法，是指以被评估企业评估基准日的资产负债表为基础，合理评估企业表内及表外各项资产、负债价值，以确定评估对象价值的评估方法；市场法是指将评估对象与可比上市公司或者可比交易案例进行比较，以确定评估对象价值的评估方法；收益法是指通过将被评估企业预期收益资本化或折现以确定评估对象价值的评估思路。

根据中企华出具的"中企华评报字（2015）第3025号"《评估报告》，根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集情况等相关条件，本次评估采用收益法和市场法进行，并最终以收益法的评估结论作为评估结论，为本次交易定价提供价值参考。

综上，本次评估方法的选取充分考虑了被评估资产的具体情况，评估方法与评估目的具备相关性，评估方法的选取适当、合理。

（四）评估依据的合理性

结合华油天然气的具体情况，收益法评估结果更具有确定性和审慎性，基本反映了企业资产的现行市场价值，具有较高的可靠性。因此，根据本次评估目的的实际情况，本次评估结论采用收益法的评估结果。

华油天然气2012年度、2013年度、2014年1-10月实现营业收入190,958.04万元、399,469.51万元、344,760.17万元，实现净利润18,236.66万元、27,056.91万元、-1,963.42万元。未来以中国、印度等为代表的新兴经济体将面临越来越大的环境和能源安全压力，而天然气能量密度大、环境附加值高的优势，恰好契合这些新兴经济体快速增长的能源需求，使得天然气需求在这些地区快速增长。另外，随着全社会节能减排和环境保护意识的提高，清洁高效的天然气能源日益受到重视，我国天然气总体消费量呈快速增长趋势。预计未来经营业绩将保持良好的发展势头。

综上，本次评估结合了标的公司现有行业地位、财务状况和盈利能力以及标的公司所处行业特点，本次评估依据适当、合理。

（五）后续经营的变化趋势及董事会应对措施对评估的影响

华油天然气主营天然气（包括CNG和LNG）的生产和销售业务，主营业务分为四大板块：压缩天然气（CNG）生产和销售、液化天然气（LNG）生产和销售、浅层气开发和管道气销售及其他。截至本报告书签署日，华油天然气在经营中所需遵循的国家和地方的现行法律、法规、制度及社会政治和经济政策、行业和技术预计不会发生重大不利变化。

根据《财政部、海关总署、国家税务总局关于深入实施西部大开发战略有关税收政策问题的通知》（财税[2011]58）及《2011年国家产业结构调整指导目录》（国家发改委第9号令）的规定，符合相关条件的公司在2011年至2020年期间，减按15%的税率征收企业所得税。报告期内，华油天然气母公司及部分子公司属于西部大开发企业，所得税按优惠税率15%执行，其余子公司所得税率为25%，预计未来税率不会发生重大不利变化。

综上，根据截至本报告书签署日的情况分析，预计华油天然气后续经营过程中政策、宏观环境、技术、行业、税收优惠等方面的不会发生对评估结果产生重大影响的不利变化。

（六）标的公司经营模式对评估的影响及相关敏感性分析

1. 对收入变动的敏感性分析

单位：万元

项 目	标的公司全部股东权益收益法评估结果	变动额	变动率
收入增加2%	525,166.71	59,208.53	13%
收入增加1%	495,562.43	29,604.26	6%
评估报告采用收入	465,958.17	–	–
收入降低1%	436,353.91	-29,604.26	-6%
收入降低2%	406,749.63	-59,208.54	-13%

2. 对成本变动的敏感性分析

单位：万元

项 目	标的公司全部股东权益收益法评估结果	变动额	变动率
成本增加2%	415,045.76	-50,912.41	-11%
成本增加1%	440,501.97	-25,456.21	-5%
评估报告采用成本	465,958.17	–	–
成本降低1%	491,414.39	25,456.22	5%
成本降低2%	516,870.58	50,912.41	11%

3. 对毛利率变动的敏感性分析

单位：万元

项 目	标的公司全部股东权益收益法评估结果	变动额	变动率
毛利率增加2%	483,476.14	17,517.96	4%
毛利率增加1%	474,717.15	8,758.98	2%
评估报告毛利率	465,958.17	–	–
毛利率降低1%	457,199.21	-8,758.96	-2%
毛利率降低2%	448,440.23	-17,517.94	-4%

（七）是否存在协同效应的说明

本次交易是华信国际实施既定发展战略，进军天然气领域的重要一步。本次交易完成后，华信国际计划构建与华油天然气及昆仑能源的长期战略合作，争取在天然气开采、液化、物流和消费终端等方面形成良好的协同效应。

（八）从交易标的的相对估值角度分析定价的公允性

1. 本次交易作价相对估值水平

本次交易标的公司截至评估基准日的股东全部权益的评估值为465,958.17万元，而标的公司2013年度、2014年1-10月归属于母公司所有者净利润分别为23,541.13万元、-2,629.64万元，因此标的公司股东全部权益的相对估值水平如下：

项目	2013年度/2013年末	2014年1-10月/2014年10月末
归属于母公司股东净利润（万元）	23,541.13	-2,629.64
归属于母公司股东净资产（万元）	335,422.12	337,558.11
评估基准日评估值（收益法，万元）	465,958.17	
市盈率（PE）	19.79	-177.19
市净率（PB）	1.39	1.38

2. 与可比同行业上市公司相对估值情况对比分析

华油天然气主营天然气的生产和销售业务，目前国内经营业务较为相似的上市公司主要包括深圳燃气集团股份有限公司、中油金鸿能源投资股份有限公司、陕西省天然气股份有限公司等，2013年12月31日和2014年10月31日，同行业上市公司的相对估值情况如下：

证券代码	证券简称	市盈率（PE）	市净率（PB）	
		2013年12月31日	2013年12月31日	2014年10月31日
601139.SH	深圳燃气	24.44	3.45	2.94
000669.SZ	金鸿能源	16.52	4.18	3.98
002267.SZ	陕天然气	33.09	3.43	2.99
02688.HK	新奥能源	33.22	6.51	5.26
01193.HK	华润燃气	30.62	4.23	3.31
01600.HK	天伦燃气	32.57	6.62	7.18
00956.HK	新天绿色能源	14.47	1.58	1.06
00603.HK	中油燃气	19.32	2.02	1.75
03633.HK	中裕燃气	22.73	3.27	3.07
行业平均		25.22	3.92	3.50
华油天然气		19.79	1.39	1.38

注1：可比上市公司数据来源于Wind，剔除负值和市盈率大于100的可比公司；

（下转B21版）