

中国天然气供需形势与展望

张 抗

中国石油化工股份公司石油勘探开发研究院

张抗. 中国天然气供需形势与展望. 天然气工业, 2014, 34(1): 10-17.

摘 要 21 世纪以来, 中国常规天然气和致密气储量、产量的年增长率由两位百分数降至一位百分数, 总体呈降低之势。预计中国天然气产量在 2015 年有达到 $1.340 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的可能, 如其商品率能达 90%, 则供应量有达到 $1.206 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的可能。页岩气开采刚刚起步, 在 2015 年可望有 $6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 商品气投入供应。煤层气开采量, 特别是利用量长期大幅度落后于预定指标, 其生产量和利用量的统计存在缺陷; 按目前的实际利用量增加趋势推算, 2015 年其商品气量有达到 $40 \times 10^8 \text{ Nm}^3$ 的可能。煤制气的开拓已取得许多新成果, 从已建成的生产能力看, 2015 年有供应 $55 \times 10^8 \text{ m}^3$ 燃气的可能性。综上所述, 2015 年国内燃气供应总量可能为 $1.310 \times 10^8 \text{ m}^3$, 如按预测的当年消费量达 $2.310 \times 10^8 \text{ m}^3$ 计算, 则 2015 年需进口天然气 $1.000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。从目前预计的管道气和 LNG 接收站的实际进口量看, 尚有 $270 \times 10^8 \sim 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的缺口, 需及时采取措施提前投产一批 LNG 接收站并增加从中亚进口的天然气数量。建议在“十三五”能源规划的基础性研究中, 完善对实际可供应的燃气商品量的统计。综合分析的结论认为, 经济体制改革进程是影响我国油气产业发展的关键因素。

关键词 中国 天然气 储量 产量 增长率 供需形势 商品气 常规气 非常规气 进口天然气

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2014.01.002

Natural gas supply-demand situation and prospect in China

Zhang Kang

(Sinopec Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 34, ISSUE 1, pp.10-17, 1/25/2014. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Since the 21st century, the reserves of conventional natural gas as well as tight gas in China have been decreasing and their annual production growth rates have been generally reduced from double-digit to one-digit number of percentage. It is predicted that natural gas production will possibly reach up to 134 billion m^3 in 2015; and if the marketable rate is 90%, the gas supply volume will probably be 120.6 billion m^3 in 2015. Since shale gas development just has started currently, about 0.6 billion m^3 of the marketable shale gas will be added to gas supply in 2015. The CBM gas production especially such gas consumption has long been lagged behind the expected targets, and what's more, flaws exist in their statistics; on this basis, it is assumed that the marketable CBM gas will be 4 billion Nm^3 in 2015. With so many achievements made in the coal gas exploitation, it is forecasted that about 5.5 billion m^3 coal gas will be added to gas supply in 2015. In total, the domestic fuel gas supply is roughly estimated to be 131 billion m^3 in 2015; if the gas consumption in the year is presumably 231 billion m^3 , about 100 billion m^3 gas will then be imported in 2015. From the presumable actual imports of pipeline gas and LNG terminals, there is still a gap of 27 - 30 billion m^3 in 2015. Therefore, it is suggested that more LNG receiving terminals be put into production in advance and the increment of import gas be needed from Middle Asia. Also, it is proposed that the statistics be completed on the practical marketable fuel gas quantity in the fundamental study of energy planning in the National 13th Five-Year Plan. In conclusion, the economic system reform process is the key to the further development of oil and gas industry in China.

Keywords: China, natural gas, reserves, production, growth rate, supply-demand situation, marketable gas, conventional natural gas, unconventional natural gas, imported natural gas

作者简介:张抗, 1940 年生, 教授级高级工程师, 硕士; 从事油气勘探开发、油气和能源发展战略研究工作。地址: (100083) 北京市海淀区学院路 31 号。电话: (010) 82312963。E-mail: zhangkang@pepris.com

中国发展国民经济的“十二五”规划已执行过半,迫切需要研究其执行状况、判断届时能否完成相应指标并及早部署对“十三五”规划的相关研究。为此,笔者分析了国内天然气及燃气的近期供需形势,对“十二五”末期可能达到的指标作了框架性预测,并对“十三五”的基础性研究提出了一些建议,供参考。

在对中国天然气的数字指标体系进行研究时,必须注意到其以下特点,这是进行深入探讨的前提:①中国公布的天然气产量包括常规气和属于非常规范畴的致密(砂岩)气,在中国不断向物性变差的储层开拓时已逐步扩大到需要以水平井和压裂才能获得经济效益的致密砂岩油气领域,但致密与否并没有统一明确的界线,也缺乏对其储、产量的系统统计数字,因而其储、产量被并入常规气公布;②目前对煤层气储、产量的管理不到位,其统计数出自多门,互相间有较大差别;③缺乏对商品气量的认真统计,以至于许多人都把井口产量等同于市场供应量,以此思路作规划往往“人为地”留下了供销间的缺口——这在商品率相当低的煤层气上表现更为明显^[1];④目前中国燃气的供应中未涉及煤制气(包括焦炉煤气)、生物制气等非天然的人造气,而在今后它们将规模投产,其市场供应量就不能再被忽略,它们出现在供应方的名录中,这将使我们研究的对象从天然气扩大成燃气(国外常称气体燃料),其构成就变得较为复杂。

表1 2005—2015年中国天然气储量变化表

项目	2005年储量/ 10 ⁸ m ³	2010年储量/ 10 ⁸ m ³	期间年 增长率	2011年储量/ 10 ⁸ m ³	期间年 增长率	2012年储量/ 10 ⁸ m ³	期间年 增长率	2015年储量/ 10 ⁸ m ³	期间年 增长率
地质储量	62 176	91 385	8.00%	98 684	7.99%	108 088	9.53%	136 160	8.00%
剩余可采储量	28 185	27 257	-0.67%	29 061	6.62%	32 154	7.20%	38 165	7.00%

注:原始数据均来自《全国油气矿产储量通报》,仅2015年为以8%、7%年增长率预测,笔者编表计算

1.2 常规天然气和致密气产量

中国天然气产量变化呈现出明显的分期性(图1)。1996年产量超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$,到2003年达 $350 \times 10^8 \text{ m}^3$,其间的年增长率为7.23%~12.73%,平均年增长率为8.71%。2004年产量超过 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、2008年产量超过 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$,此期间以高年增长率(15.97%~18.96%,平均亦达18.07%)为特点。2008年后天然气产量虽持续增长并在2011年越过 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 大关,但年增长率则大减,除2010年达11.23%外,其余皆明显低于10%,平均年增长率为7.37%,甚至比1995—2003年期间的均值都要低1.34%。2005

1 近期中国天然气生产形势的变化

1.1 天然气储量

我国现代天然气工业起步晚于石油,到20世纪的后20年仍处于快速发展的青年期,天然气地质储量的年增长率可达两位百分数,20世纪90年代约为17.3%^[2]。但由于基数增大且新发现趋缓,年增长率到21世纪初就降到一位百分数,2001—2005年间为9.47%;近期的2005—2010年间为8.0%,2011、2012年分别为7.99%和9.53%。更值得关注的是可采储量的变化。新发现和探明的天然气储量中致密砂岩气所占的比重越来越大,储量品级下降。再加上产量逐年攀升,导致剩余可采储量(国外一般性统计表中所指储量即为此)年增长率总体走低,以至于在21世纪初曾出现天然气剩余可采储量下降的局面,2011、2012年剩余可采储量年增长率比地质储量年增长率分别低1.37%、2.33%(表1)。在上述讨论的基础上,笔者设定2014年和2015年中国天然气地质储量年增长率和剩余可采储量年增长率分别为8%和7%,预计2015年中国天然气累计探明地质储量和剩余可采储量分别为 $13.616 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $3.817 \times 10^{12} \text{ m}^3$,即在“十二五”期间增加量依次约为 $4.48 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $1.09 \times 10^{12} \text{ m}^3$,从新探明天然气地质储量的数量上可能超额完成“十二五”规划的指标($3.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$)。

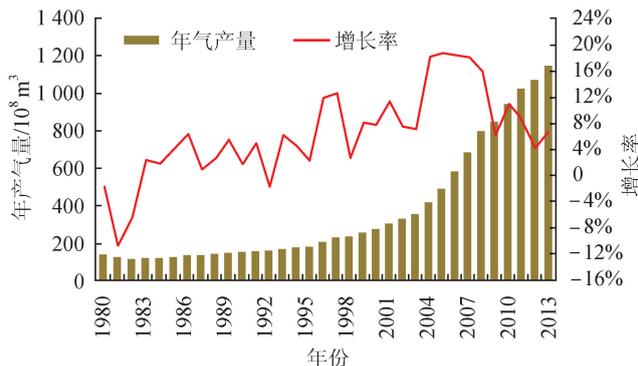


图1 1980—2013年中国天然气产量和年增长率变化图

注:据中国石油经济技术研究院,2013;2013年数据为预测值

年后天然气产量年增长率曲线已经呈现出总体走低趋势。显然这种年增长率的大幅持续下降与其构成中致密气产量所占比例越来越大有关。2010—2012 年的平均年增长率为 6.07%，2013 年初曾预测该年天然气产量为 $1\ 150 \times 10^8\ \text{m}^3$ 、与之相应的年增长率分别为

7.77%。基于以上分析，笔者以 8% 的年增长率预测 2015、2020 年的中国常规气加致密气的总产量分别可能达 $1\ 340 \times 10^8\ \text{m}^3$ 、 $1\ 970 \times 10^8\ \text{m}^3$ (表 2)。若以 2015 年产量 $1\ 340 \times 10^8\ \text{m}^3$ 计，则“十二五”期间的天然气产量年增长率为 7.16%。

表 2 2010—2020 年中国天然气产量变化表

2010 年产量/ $10^8\ \text{m}^3$	2012 年产量/ $10^8\ \text{m}^3$	期间年 增长率	2013 年产量/ $10^8\ \text{m}^3$	期间年 增长率	2015 年产量/ $10^8\ \text{m}^3$	期间年 增长率	2020 年产量/ $10^8\ \text{m}^3$	期间年 增长率
948.5	1 067.1	6.07%	1 150	7.77%	1 340	8.00%	1 970	8.00%

注：2010 和 2012 年原始数据来自国家统计局，2013 年产量据中国石油经济技术研究院预测，2015、2020 年产量为笔者预测；此表内天然气产量包括常规天然气和致密气，详见正文

综合天然气储量、产量的变化趋势可以认为，我国天然气的发展已出现由青年期向壮年期过渡的迹象^[3]，增长速度已趋缓。

我国历来缺乏权威的天然气商品率的统计数据，据未经核实的内部资料，2012 年商品率为 85.4%。近年来世界天然气平均商品率为 85%。以 2015 年将达到更高水平的 90% 计，届时我国常规气加致密气的商品气量应为 $1\ 206 \times 10^8\ \text{m}^3$ 。

1.3 页岩气、煤层气和煤制气

1.3.1 页岩气

美国页岩气革命的成功在中国激起了强烈反响，已进行了第一次全国页岩气资源量评价并召开了多个的研讨会。但投入的实物工作量仍相当少，真正压裂试采的水平井更少，并没有真正形成什么“页岩气热”。2012 年 3 月我国公布了《页岩气发展规划（2011—2015 年）》（以下简称《规划》）。《规划》强调进行资源潜力调查与评价、勘探开发关键技术及装备攻关研究和建立技术标准、产业政策体系等工作，“为‘十三五’页岩气快速发展奠定坚实基础”。《规划》还要求“建成一批页岩气勘探开发区，初步实现规模化生产”并设定 2015 年探明页岩气地质储量 $6\ 000 \times 10^8\ \text{m}^3$ 、可采储量 $2\ 000 \times 10^8\ \text{m}^3$ 、产量 $65 \times 10^8\ \text{m}^3$ 的目标。几年来，中国页岩气开拓迈出了艰难的第一步，在短时间内对全国不同类型（海相、陆相、海相交互相煤系）、不同时代（早古生代、晚古生代、中生代、新生代）的暗色页岩开展了研究，完成了一批探井和水平井压裂试采^[4]。特别应指出的中国接受美国因气价大降而“被动地”从页岩气向页岩油发展的教训，一开始就走上页岩油、页岩气并举的路^[5]。但是，由于投资太少、工作量严重不足，从目前的情况看到 2015 年只能在几个先行的试验井组上实现试采，无法以区块“工厂化”开发井网实现

规模化生产。从目前的动态测算，在 2013 年仅能产页岩气近 $2 \times 10^8\ \text{m}^3$ ，2015 年有可能达到 $6 \times 10^8\ \text{m}^3$ 的商品气贡献量。研究者中有不少人认为目前的《页岩气发展规划》中所拟产量 $65 \times 10^8\ \text{m}^3$ 的目标有可能在 2020 年左右实现。

非常规气，特别是页岩气求取探明储量的要求与常规气不同，它不但要求有较密钻井的有效控制而且还要有一批单井试采（试采期一般 1~2 a）的可靠数据。显然，完成上述《规划》提出的探明页岩气储量的指标是不可能的。能有几个区块完成页岩气储量的试算，从而修订出较为可行的页岩气储量规范草案就算是很理想的了。

1.3.2 煤层气

笔者一开始就指出目前国内煤层气管理不规范，不同单位给出的储产量数字相差较大的问题。按现行法规，煤层气与常规油气一样，其勘探开发区属国家一级登记管理^[6]，也应由国家储量管理委员会审批其储、产量并按年度公布其储、产量平衡表。煤层气的相关数据也确实列入了《全国油气矿产储量公报》，如在其 2012 年公报中给出煤层气的下列数据：累计探明地质储量 $5\ 430 \times 10^8\ \text{m}^3$ 、剩余可采储量 $2\ 191 \times 10^8\ \text{m}^3$ ，当年产量 $10.53 \times 10^8\ \text{m}^3$ 。而按各公司发表产量的汇总，2012 年全国煤层气产量为 $125 \times 10^8\ \text{m}^3$ ，其中地面抽采 $25.7 \times 10^8\ \text{m}^3$ 。按 2013 年 9 月 23 日中国政府网国家能源局答记者问所载，2012 年地面抽采 $27 \times 10^8\ \text{m}^3$ ，其中利用 $20 \times 10^8\ \text{m}^3$ ；煤矿排采 $114 \times 10^8\ \text{m}^3$ ，其中利用 $38 \times 10^8\ \text{m}^3$ 。对比以上 3 组数据可知：①列入国家储委审批储量并记录其年产量的仅只为各公司的部分勘探开发成果，这意味着管理滞后且不规范；②不同部门所报产量、利用量存在着较大差别。

即使按各公司所报产量来计算，我国的煤层气产

量也长期未达到近期各五年计划的要求,特别是地面钻井抽采量和矿山排采气的利用率两个指标差得更远。“十一五”期间煤层气储量增长仅达指标的60%,2010年煤层气产量指标应为 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ (地面抽采和矿山排采各占一半)、利用率为80%,统计数字为产量仅 $86 \times 10^8 \text{ m}^3$ (地面抽采仅 $15.7 \times 10^8 \text{ m}^3$)、利用率仅39.6%,即商品气仅 $34 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。按“十二五”的要求2015年煤层气产量应为 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中地面抽采为 $160 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、利用率应达100%。但2012年地面抽采量远低于该年应达到的指标,更令人关注的是其利用量为 $52 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、利用率仅41.6%,比2011年反而降低了4.6%^[7]。据2013年一季度的统计结果,完成抽采和利用目标的仅有7省,山西、河南、甘肃、山东等产煤大省都在未达标之列,且湖南、云南分别仅为目标值的15%、6.5%,江苏、新疆的利用率为零。由于基础性研究不足,钻井完井和储层改造工艺上存在缺陷,已钻井的产气比例和达到工业产量的比例都明显低于预期,经济效益普遍欠佳。为此,作为主要生产者的中国石油天然气股份有限公司2013年初比原计划投入井数减少了1000口,这使得生产形势更难乐观。如果前面提到的2011年、2012年的利用(商品)量是可信的话,笔者按照两年间的商品煤层气年增长率23.7%推算,2015年商品量应达到 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。但如果考虑到实际利用率增加的困难,并进而把矿山排采气按其实际烷烃含量折合成一般(标准)天然气计(见下述),把2013年实际煤层气供应量定为 $15 \times 10^8 \text{ m}^3$ 并预测2015年实际供应量为 $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 是较合适的。按上述两数字两年间煤层气商品量的平均年增长率达63.3%。

此外,“十二五”规划要求新增煤层气探明地质储量 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$,是《全国油气矿产储量公报》所载2010年累积探明储量 $2734 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的近3.66倍,是2010—2012两年间新增储量 $2696 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的3.71倍。但从上述长期未能完成计划的情况看,两年后达到“十二五”要求的新增探明储量和煤层气商品量指标是很困难的。对我国的煤层气储量来说,更重要的不在于增加量,而在于首先应建立规范的储量计算、申报、审批、管理体系。

1.3.3 煤制气

从相对富煤的资源特点出发,我国一直在进行发展煤化工的探索、试点,以作为油气代用品并作为煤炭清洁化利用途径之一,其中以煤制气项目相对成熟。已建成的内蒙古自治区克什克腾旗年产 $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 煤制气的产能,待配套的管线建成后即可投产,在

2014年向北京供气问题不大;阜新至沈阳(北清)煤制气管线已于2013年9月贯通,其年产(输)气能力为 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。上述两管线可望在2015年达到设计输量 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。国家已批准新疆伊宁、准噶尔东部诸煤田建设煤制气厂和专用东输管线的立项。但完成整个产输系统的配套并规模投产可能要到“十三五”中后期。我国一直有城市煤制气的生产历史,近年焦炉煤气的利用和产业链延伸已取得令人鼓舞的进展,可以将这两种煤制气在2015年的商品供气量估计为 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。这样的话,2015年全国煤制气的总商品量可达 $55 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

我国目前仅有少量生物制气(沼气)发电的试点,但缺乏其商品气量的统计数据,估计其规模生产也只能在“十三五”期间实现。

综上所述,可以预测2015年我国燃气(常规天然气、非常规天然气、煤制气)商品量为 $1307 \times 10^8 \text{ m}^3$,匡算可计为 $1310 \times 10^8 \text{ m}^3$,这可视为国产燃气的总供应量。

2 近期中国燃气消费和进口形势的变化

2.1 天然气消费量

比较历年来国家统计局发布的天然气产量和消费量数据可以发现:2006年及以前天然气产量大于消费量且其差值越来越大,如1995年其差值为 $2.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、2006年为 $27.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,差值是否部分反映了油气产、输中的自用和消耗,目前尚无来自实际数据的解释;2006年后则恰恰相反,而且消费量与产量间的差值迅速增大,如2007年为 $13.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、2012年则达 $378.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。后者反映出天然气进口量日趋增大。

笔者依据国家统计局的数据进行统计的结果表明:1995—2000年间、2000—2005年间、2005—2011年间,我国的天然气消费量年增长率依次为6.67%、13.80%、18.69%,其中2007年达25.61%,2011年仍达21.50%,显然呈快速增加之势。但2011年后情况有所变化,2012年年增长率突降至10.60%,从2013年上半年的统计的实际消费量为 $820 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、同比增加14.6%;以全年消费量同比增加14.8%计、年消费量为 $1660 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。笔者认为,这个变化反映出消费量年增长率曲线可能已出现了拐点,今后以5年计的平均年增长率大于20%的可能性不大。

近年的市场形势是扭曲的低气价使进口者和生产者均处于亏损状态,这成为向成本较高(特别是勘探开发初期)的非常规气投资力度不大的原因之一。如无其他条件配合,高气价对消费方的抑制将会日趋凸显。

但在目前确保不突破通胀率上限的方针下,气价上涨又会受到许多方面的限制。如气价长期不能反映市场供需形势和综合成本,低气价压抑生产和消费增长势头的情况将难以在近期发生改变。在此两难情况下,笔者设定2014、2015两年的年我国天然气消费增长率为18%，“十三五”期间年增长率为16%，则2015、2020年的消费量分别为 $2\ 310 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $4\ 850 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表3)。诚然,任何预测都是有前提条件的,如果改革到位、价格理顺,天然气消费量年增长率有可能稍高,反之亦然。

为18%，“十三五”期间年增长率为16%，则2015、2020年的消费量分别为 $2\ 310 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $4\ 850 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表3)。诚然,任何预测都是有前提条件的,如果改革到位、价格理顺,天然气消费量年增长率有可能稍高,反之亦然。

表3 2011—2020年中国天然气消费量变化表

2011年消费量/ 10^8 m^3	2012年消费量/ 10^8 m^3	期间年 增长率	2013年消费量/ 10^8 m^3	期间年 增长率	2015年消费量/ 10^8 m^3	期间年 增长率	2020年消费量/ 10^8 m^3	期间年 增长率
1 307	1 446	10.60%	1 660	14.8%	2 310	18%	4 850	16%

注:2011和2012年原始数据来自国家统计局,2013、2015、2020年数据为笔者预测,详见正文

2.2 天然气进口量

我国有统计数的天然气进口始于2006年,但直到2008年天然气净进口量仍相当低。2009年天然气产量年增长率剧减至6.19%,促使净进口量出现增速加快的拐点,天然气进口依存度为4.9%。以上趋势的持续发展,使2010—2012年天然气进口量快速增长,2012年的进口依存度达26.2%。2013年的气价调整使上半年的天然气进口量增速降低,但从走势看,下半年的进口量

仍会增加,故预测2013年全年天然气进口量可达 $550 \times 10^8 \text{ m}^3$,进口依存度将达33.1%(表4)。2012、2013年我国天然气进口量的年增长率分别为29.94%和34.80%,按上文对2015年天然气消费量和供应量的预测,其差值为 $1\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$,需要以进口气来加以补充。从表4中还可发现,2010年以来我国天然气出口量持续降低,与迅速增加的进口量相比,似可忽略,故可在2015年及以后的预测中可将进口量视为净进口量。

表4 2005—2013年中国天然气进口量和对外依存度表

年份	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
进口量/ 10^8 m^3	0	10	40	46	76	165	314	408	550
出口量/ 10^8 m^3	30	29	26	32	32	40	32	29	20
净进口量/ 10^8 m^3	-30	-19	14	12	44	125	282	379	530
对外依存度		-3.5%	12.0%	1.7%	4.9%	11.6%	22.0%	26.2%	31.5%

注:原始数据来自国家统计局、海关总署,但2013年数据为据上半年值推算,笔者编表计算

按田春荣的资料,2012年我国进口天然气 $399 \times 10^8 \text{ m}^3$ (这与表4的值不同,但亦在因统计范围有所差异而形成的合理差值之内),其中来自中亚的管道气 $199 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、液化天然气(LNG) $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[8](约合 $1\ 470 \times 10^4 \text{ t}$)。原定该年投产的6座LNG接收站已在2012年秋全部建成,设计年接收能力 $1\ 880 \times 10^4 \text{ t}$ (约合 $260 \times 10^8 \text{ m}^3$),经过磨合其2015年完全可达到设计的年进口量。中缅油气管线2013年已基本建成,2015年亦可达到设计进口量 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。根据2013年9月中国与土库曼斯坦之间达成的协议,到2013年可完成中国—中亚天然气管线C线建设、气田开发工程亦将取得重大新进展,2015年向中国供气 $300 \times 10^8 \sim 350 \times 10^8 \text{ m}^3$ 是有可能的。这样,已投产的LNG接收站和届时可进口的管输天然气就可有 $680 \times 10^8 \sim 730 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的进口能力。这与前述的该年需进口气

$1\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 之间尚有 $270 \times 10^8 \sim 320 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的差距。显然,如需满足2015年预期的消费量,还需再补充新措施以增加进口。这样,原拟在2015年建成的7座LNG接收站必须有一部分的第一期工程提前到2014年底建成并具备接收、输气能力,使LNG年进口量比原定再增加 $150 \times 10^8 \sim 200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。另外从中亚进口的天然气量还要加大,争取达到年输气量 $450 \times 10^8 \sim 500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的规模。为此,就需要立即着手布置并落实相应的工作。

令人担忧的是曾在我国冬季出现的“气荒”近年又有再现并扩大之势。这不仅与年供应量的缺口有关,也与调峰等配套措施严重不足等有关^[9]。2011年“气荒”仅出现在山东、湖南个别地方,2012年已扩大到北京、湖北、浙江、江苏、内蒙古等十余省的部分地区。连续的雾霾迫使不少地方(特别是华北地区)提前部署了

煤改气工作,使该年淡季已出现局部的限气现象,预计今冬明春的气荒可能更为严重,其影响面可更大(可能要包括西气东输的上、中游),一些 LNG 企业也有出现限供、断供的担忧。今后城市化进程加快和环保压力增大,将对燃气供应形成更大的压力。历史经验再次提醒我们,不仅要关注燃气的供应量和进口量,还要注意其中、下游的配套设施建设,特别是要有相应的调峰能力。

3 对“十三五”中国天然气目标研究的建议

中国经济正处于发展转型和结构调整中,经济体制改革也进入了深水区。在此时,深入总结过去,特别是前几年的经验教训并提前开展“十三五”能源规划研究是及时和必要的。这里仅基于本文的讨论,就天然气规划的基础性研究提出一些建议,以期抛砖引玉。

3.1 完善天然气的统计管理

就常规油气来说,我国已形成了一套贯穿上中下游的统计和管理体系,其中大部分已与国际接轨,这为正确认识的取得奠定了基础。但对非常规油气来说却还存在着相当多的问题,甚至连基本数据都不清,那又何谈研究!

3.1.1 必须完善商品气的统计和研究

囿于计划经济体制,我国长期把生产量和实际供应量混为一谈,缺乏产品的商品率概念,正是这一点没与国际惯例接轨。各生产公司所统计的井口产量是所有统计的基础,由此向上游追溯而形成与累积探明地质储量和可采储量、年产量和累积产出量、剩余可采储量间的平衡表。但井中生产的气有部分在出井口后就被分离出凝析油(在统计上已列入石油范畴)、部分气作为油气田内用的动力和燃料、更有相当部分为增产油而回注地下(这在以伴生气为主且更重视采油的中东很普遍,在我国老油区亦有渐增多的趋势),但也有相当部分放空燃烧(俗称点天灯)。即使进入外输管道门站的气也可能因运输而损耗,如作为增压站的动力燃料。在 LNG 生产、运输和再气化的过程中也有类似的损耗。除去以上各种天然气产—销过程中的使用、损耗后,真正可以作为商品供应天然气消费市场的量与井口产量的比称为商品率。在不同条件下其值可差别相当大,天然气勘探开发初期,放空和损耗量可很大,商品率多较低。按法国国际天然气信息中心(CEDIGAZ)多年的统计,世界天然气总产量的商品率在上世纪末期以来多在 80%~85%^[1],例如 2006 年回注、放空、其他损耗依次占总产量的 11.0%、3.3%、

5.7%,则其商品率仅 80%。此外还应注意,如果对某些低产气井(包括初期的非常规气生产)予以补贴也必须以实际销售的商品量计,将内部使用量、放空等计入并要求给予补贴是非常不合理的。

显然,在完善的市场经济中应以商品气量作为研究消费量、进口量关系的平衡条件。建议在今后的规划预测中补上这一被忽视的环节。但从中国的具体实际出发,如何计算商品率才符合客观情况,对“十二五”末期和“十三五”采用 90%的商品率作为商品量预测是否合适,尚需认真研究。

3.1.2 完善对煤层气的统计管理

从以上的论述中可以看出,即使仅计算在国家登记获得的勘探开发权的区块,其煤层气勘探和开发也未被纳入法定部门的全程监管之中。从储量上看,业内人士都知道,各公司已初步审批的常规油气探明储量在被法定的审核部门(国家矿产储量委员会)审核时往往也会有相当幅度的缩减。此外,现行储量规范还规定,在投入开发后按规定期间必须进行储量复算,这对需要以较密集的生产井、以能反映实际产能的单井产量变化曲线来确定探明储量和采收率的非常规油气更加重要。为了从源头上奠定科学管理的基础,总结经验进一步完善符合中国实际的煤层气各项规范、标准,坚持严格的储量管理制度是必要的。

煤层气的两大构成(地面抽采和矿山排采)之间在开发利用上有着相当大的差别。从成分上看,地面打井采得的煤层气几乎为纯甲烷,而井下排采的煤层气中却混有大量空气,有的甲烷浓度为低、极低。在国际天然气研究中强调以标准立方米(Nm³)来加以计量,就是要求对不同浓度烃含量的气体之间按标准进行折算。简单地将地面抽采和矿山排采的产出量相加而得出煤层气产量、简单地以二者的利用量相加得出煤层气的利用量,都是很不合理的,甚至会产生误导。地面钻井抽采煤层气的利用与一般天然气有相似之处,但目前利用率之低已令人痛心,而矿山排采的煤层气利用难度却更大。显然,对后者更应强调被实际利用的商品率。煤矿区的条件使其一般并不缺电更不缺煤,利用煤层气的主要用途是发电。虽然我国已研制出专门使用低、极低浓度煤层气的多种发电设备,但煤矿缺乏另外出资再建立一套煤层气发电用电系统的积极性,而进入外输电网既难实现也不够本(补贴政策亦难以到位)。对今后相当长时间内处于低煤价期的整个煤炭工业,特别是一般中小煤矿,今后要改变现状加大其煤层气利用率将是很困难的,对此应有充分估计和良好对策。

更令人担心的是煤层气管理体制。国务院在2013年9月发布的《关于进一步加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的意见》的93号文,在许多方面都比过去的相关文件有更多促进煤层气发展的规定,这是应充分肯定。但该文在涉及许多影响煤层气发展的关键性问题上仍仅停留在原则、方向和框架上,缺乏明确的可操作性。如对煤层气勘探开发区块审批的数量少、其区块与煤矿、石油企业间存在严重的矛盾上仍没拿出具体办法。对煤层气如何进入已有输气管线亦无明确的规定,至于提高其利用率也未能给出有力、可行的措施。在改革已进入深水区时,如不能从体制上破除影响煤层气发展的根本性障碍,将难以改变长期以来其进展很缓慢的局面^[7]。

3.1.3 建立页岩气的监管体系

我国页岩气仅迈出了试探性的第一步。作为新设定的独立矿种,虽然许多规章和管理办法可借鉴常规天然气、借鉴美国页岩气的经验,但仍需更多的创新。首先就是要完成从地质勘探、储量审批、开发作业的整套规范、标准的制定,这是难以一蹴而就的。目前需要集中力量先编制急需的各类草案或征求意见稿,经过一轮实际操作实践,争取在数年内形成包括管理体制环境监测在内的可作为工作指南和监管依据的规范规章并争取进入国家标准、行业标准系列。这一工作现已开始,如页岩气储量规范已拟出征求意见稿,初步反映是尚需作较大的补充完善。特别是针对不同类型(如海相、陆相、海陆交互相煤系等)的页岩气,对与常规气、致密气、煤层气紧密共/伴生时的页岩气应有不同要求。这之中有的是美国所未涉及的、有的是在常规油气亦无明确标准、规范可借鉴的。

顺便指出,这一类工作对煤层气、致密气等也是不够完善的。上述的国家储量通报中对煤层气覆盖面很窄即是一例。致密气在美国等国家作为独立的非常规气种类,单独统计其储、产量,而在我国却混同于常规气,特别是缺乏对大量运用水平井、压裂等技术体系的新规范系统(包括致密气储量规范),这对致密油气的持续发展也是不利的。

3.2 正视发展中的困难,避免高指标

回顾近年来我国天然气产业的发展,许多研究者都注意到一个现象:对天然气的增长给予很高的期望、形成高指标的强大压力,但某些指标又屡屡不能完成,有的甚至要推迟一个周期(5年左右)才能实现。这说明我们对中国天然气、能源的形势和发展规律认识不够深入。换言之,应加强实事求是、有创新和预见的基础性研究。

笔者认为在分析近期天然气生产形势时必须注意到我国所统计的天然气产量年增长率已由两位百分数下降到一位百分数的事实。其受以下因素的制约。

1)常规气勘探开发技术日趋成熟,部分老气田产量趋稳甚至降低,这甚至涉及投产时间并不长的主力气田。如鄂尔多斯盆地最大的常规气田——靖边气田2011年产气量为 $46.72 \times 10^8 \text{ m}^3$,2012年开始下降,为 $43.98 \times 10^8 \text{ m}^3$;中国石油西南油气田公司在四川盆地最大的大天池气田,2010年产气量为 $33.46 \times 10^8 \text{ m}^3$,2012年就降到 $27.73 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2)常规天然气由气层气和油田伴生气(溶解气)构成,后者的商品率偏低,其井口产量随石油产量变化而起伏且在东部老油区已呈降势^[10]。

3)非常规的致密气产量在我国天然气总产量中的比例日趋增大,这在中国气层气的主要产区鄂尔多斯和四川两盆地表现尤为明显,其增产稳产的影响因素与常规气有所差别。

4)其他非常规气(煤层气、页岩气)的产量增长需要一个逐渐加速的过程,需要以适应中国地质条件的特殊性并形成相应有特色的配套技术体系为前提^[11]。

5)天然气产量基数快速增加,即使年增量有所增大,但年增长率值却仍有可能降低。

从以上分析看,笔者在预测“十三五”期间中国天然气产量增长时采用8%的年增长率数值可能并不是一个低值。

3.3 改革进程是制约油气产业发展的关键因素

以上的分析仅限于影响油气产业发展的一些资源本身的客观因素,而从中国国情出发来分析,影响油气产业发展更重要的是其社会环境,是其经济体制中的问题和市场经济发育程度的不完善。这在煤层气、页岩气上表现尤为突出^[10,12]。

具有合法的勘探开发区块是油气上游运行的前提。按现行法规,常规油气、致密油气、煤层气的区块管理权归国家委托的国土资源部,且唯有大型石油国企才有准入资格。有关法规还要求如未在规定期限内完成约定工作量并上交报告和地质资料就须缩减甚至退出区块,但事实上这些规定却未能认真执行。以至于几乎所有可进行这类油气勘探的有利区块被少数企业垄断,区块进入一退出机制成为“死水一潭”。对于煤层气来说,不仅已登记区块甚少,而且存在与煤矿区块重叠的矛盾。页岩气作为新矿种虽放宽了区块准入条件,但却只能将开放区块局限于未被常规油气、煤层气登记的沉积盆地边角地区。这些边角地区大多地质条件不理想而且交通困难,对刚进入油气行业的公司

更增加了运作难度,不利于页岩油气的起步。区块和上游的垄断仅是一例,在中、下游各环节也存在着不同程度的行政垄断和管理体制上的问题^[13-14]。

油气改革能否在深水区破冰行进成为中国油气产业能否持续发展的关键因素。期待这一轮改革能在“十二五”后半期取得突破性进展,以求在“十三五”中期能在全中国范围内推广实施、在“十三五”后期可收获改革红利。正是由于对打破垄断、深化改革的进程还缺乏明晰的判断,对如何形成“国进民进”充满活力的油气市场、何时明显改变某些不利趋势也难以做出回答,故笔者没有对 2020 年我国的燃气供应量、消费量、进口量做出预测。

从这个角度看,本文的预测值同样也带有相当的不确定性,其只是进展比较顺利时的一种可能。如果体制改革的实施在短期内难获实效、天然气产业链的各环节未能配套,则我国天然气产量、进口量和消费量的预测值也会打折扣。反之,则上述各项指标还有可能稍高。

参 考 文 献

- [1] 张抗,张文长.中国天然气统计预测中的若干问题探讨[J].天然气工业,2012,32(1):6-11.
ZHANG Kang, ZHANG Wenchang. Issues in statistical work and forecast of natural gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(1): 6-11.
- [2] 张抗.调整方向、促进我国天然气工业的持续发展[J].天然气地球科学,2003,14(5):327-336.
ZHANG Kang. Adjusting the direction of natural gas exploration to enhance continuous development[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(5): 327-336.
- [3] 张抗.油气田的生命周期和战术战略接替[M].北京:地质出版社,2001.
ZHANG Kang. Live cycle and strategic replacement of oil and gas field in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2001.
- [4] 张大伟.中国页岩气勘探开发与对外合作现状[J].国际石油经济,2013,21(7):47-52.
ZHANG Dawei. The current state in China of shale gas exploration and development, and external cooperation[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(7): 47-52.
- [5] 张抗.从致密油气到页岩油气——中国非常规油气发展之路探析[J].国际石油经济,2012,20(3):9-15.
ZHANG Kang. From tight oil and gas to shale oil and gas—An approach to developing unconventional oil and gas in

China[J]. International Petroleum Economics, 2012, 20(3): 9-15.

- [6] 廖永远,罗东坤,李婉棣.中国煤层气开发战略[J].石油学报,2012,33(6):1098-1101.
LIAO Yongyuan, LUO Dongkun, LI Wandi. Development strategy analysis of China's CBM[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(6): 1098-1101.
- [7] 张抗.页岩油气发展的中国之鉴——致密油气和煤层气[J].天然气工业,2013,33(4):18-25.
ZHANG Kang. Lessons for shale oil & gas development from that of tight oil & gas and coalbed methane gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 18-25.
- [8] 田春荣.2012年中国石油和天然气进出口状况分析[J].国际石油经济,2013,21(3):44-55.
TIAN Chunrong. China's oil and gas imports and exports [J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(3): 44-55.
- [9] 张抗.“气荒”中的冷思考[J].国际石油经济,2010,18(1):40-44.
ZHANG Kang. Rational reflection on the gas shortage panic [J]. International Petroleum Economics, 2010, 18(1): 40-44.
- [10] 张抗.中国石油溶解气的分布特点和富集控制因素[J].天然气地球科学,2009,20(5):641-650.
ZHANG Kang. Distribution characteristics and enrichment controlling factors of China's dissolved gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 641-650.
- [11] 卢雪梅,张抗.影响中国页岩油气发展的主要因素分析[J].当代石油石化,2012,20(8):13-17.
LU Xuemei, ZHANG Kang. The analysis of main factors influencing China's shale oil-gas development [J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2012, 20(8): 13-17.
- [12] 张抗.开发页岩气 唯有改革[J].财经,2013(12):142.
ZHANG Kang. Development of shale gas rely on reform only [J]. Caijing Magazine, 2013(12): 142.
- [13] 张抗.中国油气产区战略接替形势与展望[J].石油勘探与开发,2012,39(5):513-523.
ZHANG Kang. Strategic replacement situation and outlook of China oil-gas production area [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 513-523.
- [14] 张抗,张璐璐.全方位加速油气生产[J].中外能源,2013,18(9):1-6.
ZHANG Kang, ZHANG Lulu. Speed up production of oil available types of oil and gas [J]. Sino-Global Energy, 2013, 18(9): 1-6.

(收稿日期 2013-10-31 编辑 居维清)