

中国天然气按能量计价实施方案研究

李鹭光 周志斌

中国石油西南油气田公司

李鹭光等.中国天然气按能量计价实施方案研究.天然气工业,2011,31(12):110-114.

摘 要 中国实施天然气能量计价已势在必行,计量单位和计价方法的选择就显得十分重要,实施方案应具有可操作性。为此,在分析总结国内外能量计量单位的基础上,提出了符合中国国情的天然气能量计量单位(建议选用千瓦时);参照国外天然气能量计价的方式,结合中国天然气计量和价格情况,提出了2种天然气能量计价方式(“能量计量、能量结算”和“能量计量、体积结算”)和5种计价方法(单位转换、全国统一热值单价、各气田或区域统一热值单价、天然气热值分类计价、天然气热值标准区间计价),通过对比分析,按照简便、实用和平稳过渡的原则,建议采用“能量计量、能量计价”方式,单位能量价格可采取现行体积价格进行计量单位的形式转换。在此基础上,提出了天然气按能量计价的实施方案以及全产业链各个环节如何适应从按量(体积)计价向按质(能量)计价的过渡。最后提出了相应的措施建议。该天然气能量计价实施方案可为国家有关政府部门制定相关政策提供依据,也可为天然气生产供应企业、天然气销售和消费企业、广大天然气用户实施天然气能量计价提供认识指导。

关键词 中国 天然气 能量计量 能量计价 实施方案

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.12.019

在我国实行天然气能量计量不仅是与国际惯例接轨和引进国外天然气资源的必然要求,也利于保护天然气生产商和消费者的利益,提升天然气的市场价值及其与其他能源的竞争力。因此,国家应积极推进天然气按能量计量和计价的交接^[1]。

在我国目前条件下,按照简便、实用和平稳过渡的原则,天然气能量计价实施方案的选择应不改变原有的价格结构和水平,天然气单位能量价格可采取现行体积价格进行计量单位的形式转换,不改变用气价格水平。建议能量单位选用千瓦时(kWh)。

1 天然气能量单位的选择

建议我国国内天然气交接的能量单位选用千瓦时(kWh)。其基本理由如下:

1)千瓦时是我国的法定能量计量单位。按照《中华人民共和国法定计量单位》的规定,焦耳(J)和千瓦时是法定计量单位;而卡(cal)和英热单位(Btu等)是

非法定计量单位。

2)千瓦时易于与替代能源——电进行经济性对比。

3)千瓦时的公众认知程度高,其人民币价格水平处于公众相对容易接受且结算误差较小的范围。

从千瓦时和焦耳两种计量单位的价格水平看,若天然气的热值为 40.0 MJ/m^3 ,天然气价格为1.85元/ m^3 ,则按焦耳计算的能量价格为0.0426元/MJ或42.6元/GJ;按千瓦时计算的能量价格为0.15336元/kWh。若按焦耳计价,每MJ的人民币价格显得过小,定价不准,容易产生较大结算误差;每GJ的人民币价格又偏高,人们可能不易接受。但若按千瓦时计价,每kWh的人民币价格则较为合理。

4)西欧国家多采用千瓦时作为天然气能量单位。

大多数西欧国家,如瑞士、德国、意大利、荷兰、西班牙、比利时、法国、芬兰、英国等均采用kWh作为天然气能量单位。

基金项目 国家发展和改革委员会价格司2009年科研项目“天然气按能量计价有关问题研究”。

作者简介 李鹭光,教授级高级工程师,博士;1983年毕业于原西南石油学院钻井专业,2004年获油气田开发专业博士学位;现任中国石油川渝石油企业协调组组长、中国石油西南油气田公司总经理,担任本刊第七届编委会主任。地址:(610051)四川省成都市府青路一段3号。

2 天然气能量计价的方式与方法选择

参照国外天然气能量计价的方式,结合我国天然气计量和价格情况,实施天然气能量计价大体可有两种方式:一是直接的能量计价方式,制定单位能量价格,根据能量大小进行结算,即“能量计量、能量结算”;二是间接的能量计价方式,根据天然气热值高低调整体积价格,仍以体积进行结算,即“能量计量、体积结算”。

2.1 “能量计量、能量结算”方式

此方式是根据结算期内测定的天然气累积发热量,依据单位能量价格进行结算。单位能量价格制定方法是:

$$P = P_{\text{体}} / H$$

式中 P 为天然气单位能量价格; $P_{\text{体}}$ 为天然气体积价格; H 为平均单位体积发热量。

在此方式下,可有以下 3 种天然气能量计价方法。

2.1.1 方法一:单位转换

将目前各地区、各类型用户分别执行的天然气体积价格转换为能量价格,转换后天然气的计价结算单位为元/kWh。

优点:①真正意义上的能量计量计价;②不改变原有的价格结构和水平,只是计量单位的变化;③价格形式的转换实质上增加了供气方对天然气发热量的保证,增加了供方约束,对用户的影响较小,用户的支出水平并没有变化。

缺点:颠覆了传统的体积计价方式,用户习惯上的改变需要时间。

2.1.2 方法二:全国统一热值单价

统一全国油气田天然气热值单价,然后根据各油气田天然气热值计算天然气的能量价格,天然气的计价单位为元/kWh。假定 2010 年全国天然气平均发热量为 36.20 MJ/m^3 ,天然气出厂价平均为 0.804 元/m^3 ,测算的统一热值单价为 0.080 元/kWh 。

优点:①真正意义上的能量计量计价;②如果按气田或区域分别确定热值单价,则可操作性更强(与方法一类似)。

缺点:①完全改变了传统的体积计价方式;②要改变现有的天然气价格结构和水平,对现有用户影响较大,实行困难;③全国实施统一热值单价,反映不出各气田的资源禀赋、距离市场的远近、各地区经济发展等的差别,有失公平。

2.1.3 方法三:各气田或区域统一热值单价

各油气田统一热值单价,计算方法为将某油气田加权平均出厂价转化为能量价格(与方法一类似)。

2.2 “能量计量、体积结算”方式

此方式是在结算期内测定天然气累积流量和平均发热量,依据发热量高低确定单位体积价格,按照体积价格进行结算。单位体积价格确定方法是:

$$P_i = P_0 r(H_i)$$

式中 P_i 为第 i 结算期天然气体积价格; P_0 为基期天然气体积价格; H_i 为第 i 结算期平均单位体积发热量; $r(H_i)$ 为第 i 结算期体积价格调整系数。

在此方式下,可有以下 2 种天然气能量计价方法。

2.2.1 方法四:天然气热值分类计价

根据 GB 17820—200x《天然气》(代替 GB 17820—1999),将天然气根据高位发热量等因素分为一类和二类,二类($31.4 \sim 36 \text{ MJ/m}^3$)天然气执行现行天然气价格政策,一类($> 36 \text{ MJ/m}^3$)天然气按现行天然气价格水平加价 10% 执行。计价单位仍为元/ m^3 。

优点:①美国采用过这种方法。1980 年前,美国采用以体积为基准确定天然气“基准价”,发热量作为一项调节价格的次要参数;②不改变现有的体积计价方式和天然气价格管理机制;③配合国家《天然气》标准的实施,在价格上体现一类、二类天然气的差别;④简便,操作性较强。

缺点:①临界点(36 MJ/m^3)附近的天然气价格变化可能达到 10%,有失公平;②并不是真正意义上的天然气能量计量计价;③使用一类天然气的用户支出增加,可能导致这部分用户的反对。

表 1 中,气体体积的标准参比条件是 101.325 kPa , 20°C 。进入长输管道的天然气,在管道最高输送压力下,从 11 月 1 日至次年 4 月 30 日,水露点应满足比最低输送环境温度低 5°C 的要求;从 5 月 1 日至 10 月 31 日,水露点应满足不高于最低输送环境温度的要求(最低输送环境温度是指管道管顶埋地处温度)。

表 1 天然气技术指标表

项 目	一类	二类
高位发热量/ $\text{MJ} \cdot \text{m}^{-3}$	> 36.0	> 31.4
总硫含量(以硫计)/ $\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$	≤ 60	≤ 200
硫化氢含量/ $\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$	≤ 6	≤ 20
二氧化碳含量(体积分数)	$\leq 2.0\%$	$\leq 3.0\%$
在交接压力下的水露点/ $^\circ\text{C}$	≤ 0 (5 月 1 日—10 月 31 日) ≤ -5 (11 月 1 日—4 月 30 日)	

2.2.2 方法五:天然气热值标准区间计价

根据 GB 17820—200x《天然气》(代替 GB 17820—1999)划分一类和二类天然气的发热量标准,

建议定价中 1 m³ 天然气的高位发热量为 36 MJ/m³ ,当实际发热量变化±2.5% 时,天然气价格作相应的调整。计价单位仍为元/m³。

$$\begin{cases} P = P_0 \frac{H_s}{H_0} & 31.4 \leq H_s \leq 35.1 \\ & H_s \geq 36.9 \\ P = P_0 & 35.1 \leq H_s \leq 36.9 \end{cases}$$

式中 P 为结算采用的基准价,按月结算,元/m³; P_0 为国家规定的基准价,元/m³; H_s 为实际高位发热量, MJ/m³; H_0 为规定的高位发热量,36 MJ/m³。

本条件可签入供气合同中,可规定天然气价格调整的高限为 10%。

优点:①中亚管道天然气进口采用的就是该方法,只不过规定的是低位发热量(33 MJ/m³),发热量变化范围±5%;②不改变现有的体积计价方式和天然气价格管理机制;③天然气价格水平与发热量挂钩,公平性较强。

缺点:①并不是真正意义上的天然气能量计量计价;②需要根据天然气实际的发热量变化经常测算天然气价格水平,操作稍显复杂;③对发热量 36 MJ/m³ ±2.5% 范围的用户无影响,超过该范围的用户支出增加,最高上浮 10%,与国家规定天然气价格可以上浮 10% 吻合。低于该范围的支出减少。

2.3 天然气能量计价方式与方法选择

在我国目前条件下,按简便、实用和平稳过渡的原则,天然气能量计价方式和方法的选择应不改变原有的价格结构和水平。为此,通过对比分析上述 2 种方式和 5 种方法,建议采用“能量计量、能量计价”方式,这是真正意义上的能量计价;采用方法一,单位能量价格可采取现行体积价格进行计量单位的形式转换,不改变用气价格水平。

3 天然气能量计价实施方案

当前我国的天然气基本价格体系包括:出厂价、管输费、城市门站价、终端销售价。在此价格体系下,按照“能量计量、能量计价”的方法,进行价格形式的转换。

3.1 常规天然气出厂价

将目前各地区、各类型用户分别执行的天然气体积分价格直接转换为能量价格,转换后天然气的计价结算单位为元/kWh。

由于不改变原有的价格结构和水平,天然气用户的支出水平并没有变化,价格形式的转换实质上增加了供气方对天然气发热量的保证,故只增加了供方约束,对用户没有影响,实施的难度不大。

目前,我国天然气出厂价格实行“政府指导价”,分生产区域制订分用户类型(化肥用气、工业用气和城市燃气)的结构气价。根据国家发展和改革委员会 2010 年 6 月调整 0.23 元/m³ 后的天然气出厂价测算的能量基准价格参见表 2。可以看出,受各气田天然气发热量差异和价格水平差异影响,价格形式转换后,各地区能量价格水平差别较大。

表 2 我国部分气源和管线天然气能量价格测算表

气源	平均热值/ MJ·m ⁻³	用气分类	调后基准价/ 元·(10 ³ m ³) ⁻¹	能量基准价/ 元·(kWh) ⁻¹
川渝 气田	37.24	化肥	920	0.089
		直供工业	1 505	0.145
		城市燃气(工业)	1 550	0.150
		城市燃气(除工业)	1 150	0.111
长庆 油田	37.46	化肥	940	0.090
		直供工业	1 355	0.130
		城市燃气(工业)	1 400	0.135
		城市燃气(除工业)	1 000	0.096
青海 油田	37.07	化肥	890	0.086
		直供工业、城市燃气(工业)	1 290	0.125
		城市燃气(除工业)	890	0.086
新疆 油田	39.83	化肥	790	0.071
		直供工业	1 215	0.110
		城市燃气(工业)	1 190	0.108
		城市燃气(除工业)	790	0.071
西气 东输	37.86	工业	1 610	0.146
		非工业	790	0.075
忠武线	36.50	工业	1 190	0.113
		非工业	1 141	0.113
陕京线	38.16	工业	1 541	0.152
		非工业	1 060	0.100
		工业	1 460	0.138
		非工业		

注:按 2010 年平均热值测算。

3.2 非常规天然气出厂价

对于煤层气、煤制气和页岩气等进入天然气管网销售的气种,根据情况确定能量计价实施方案。在当地利用的根据当地情况由供用气双方协商,进入天然气大管网或跨区管网的按照当地常规气的出厂能量单价实施方案执行。

3.2.1 煤层气能量计价实施方案

根据国家发展和改革委员会《关于煤层气价格管理的通知》精神,民用煤层气出厂价格由供需双方协商确定,现已纳入地方政府管理价格范围的,要积极创造条件尽快放开价格,并且国家目前对煤层气补贴 0.20 元/m³。根据煤层气的价格政策,结算分 2 种情况:①直接供当地的工业、发电和城市燃气的煤层气,由于是供用气双方协商定价,可以仍按体积结算,也可以按

能量计价结算;②进“西气东输”等管网的煤层气,可按常规气进管网的出厂能量单价执行。

3.2.2 煤制气能量计价实施方案

对于新疆、甘肃等地进入“西气东输”一线、二线的煤制气,按照当地常规气的出厂能量单价实施方案执行。对于内蒙古等地主要在当地销售的煤制气,可由供用气双方协商确定。

3.2.3 页岩气能量计价实施方案

页岩气目前还没有具体的价格政策,根据规划,页岩气要进入大管网与常规天然气混输销售给用户,因此,可直接按照常规气的出厂价能量计价实施方案执行。

3.3 管输费

管输费是一种服务性费用,它是对管输公司用管道及其相关设备和人工将天然气输送至城市门站或工业用户接收点的补偿。管道服务的对象是天然气这种气体物质而非它所包含的热能,尽管管道输送的天然气发热量有高有低,但其占用的管道容量和对管道的技术要求基本是一样的,因此管输服务的费用应按体积计取。目前我国的管输费分为两类:一类是老管道按距离收费;一类是“新线新价、一线一价”,在国家没有调整天然气价格形成机制的情况下,如果管输费继续单独收取,则管输费可按目前执行的费率水平来执行,单位仍然为元/ m^3 。

随着国内输气管道的大规模建设和 2010 年土库曼斯坦管道天然气的引进,横跨东西、纵贯南北的全国天然气主干管网基本形成,将逐步形成多管线相互调剂、联合供气的格局;随着进口天然气项目的实施,我国将形成多气源(国产气、进口管道气、进口 LNG)供气格局^[2]。我国目前实行的出厂价、管道首站价格和“一线一价”管输费的价格方式,只适合单气源、单管道的供气方式,不能满足多气源管道联网的要求。

3.4 城市门站价

由于目前天然气销售是按照出厂价和管输费分别结算的,实施能量计量后,按图 1、2 的模式确定城市门站价格。

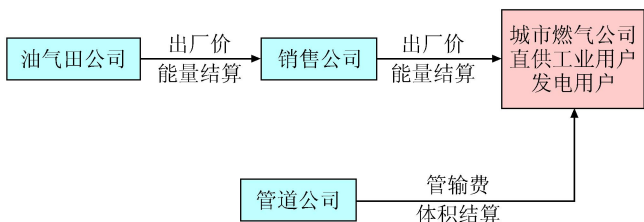


图 1 国内长输管道城市门站能量计价模式示意图

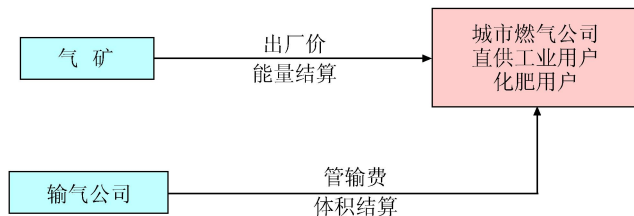


图 2 国内油气田直销的城市门站能量计价模式示意图

3.5 终端销售价

城市燃气公司在向城镇居民用户和工商业用户供气时,由于其用气点多面广,每户的用气量较小,安装能量计量系统花费的成本较高,也没这个必要。为减少改革成本和便于操作,可仍沿用传统的体积计量并按此制定终端消费价格。

随着国内各项政策法规和人们意识的提高,对终端用气可采取体积计量、能量收费的方式,能量的计算可根据燃气公司门站计量点的平均单位发热量确定,平均发热量由具有测定资质的第三方进行测定,政府部门定期向社会公布。

4 措施建议

4.1 积极推进天然气按能量计量与计价的试点工作

在我国实行天然气能量计量不仅是与国际惯例接轨和引进国外天然气资源的必然要求,同时也利于保护天然气生产商和消费者的利益,提升天然气的市场价值及其与其他能源的竞争力。因此,国家应积极推进天然气按能量计量和计价交接^[2]。

选择用气量稳定的大用户,如钢铁厂、发电厂等进行能量计量与计价的试点,取得经验后再扩大试点范围,逐步推广。我国大型输气管线如“西气东输”、陕京输气系统、忠武线等都配备有先进的计量仪表和 SCADA 系统,完全具备开展能量计量和计价的硬件设施,应采取分阶段、分层次、由点到面的方式进行推广,让人们充分感受到能量计量的好处。

随着天然气能量计量的各项配套法规、标准以及技术、设施等基础条件的逐步完善,最终实施能量计量。对于民用户,可采取保留体积计量,逐步实现按能量收费的方式,能量的计算可根据燃气公司计量点的平均单位发热量确定。同时做好进口气的英热单位与国产气公制单位、进口气与国产气标准参比条件的衔接问题。

4.2 积极完善和制定我国天然气能量计量和计价相关的政策法规

天然气实行能量计价是我国天然气计量计价方式

的一项重大变革,也是一项系统工程,涉及国家政策、标准、规范、价格体系的重新制定或修改。因此,首先应在全社会宣传天然气计量计价方式改革的必要性,同时应对国外的相应法律法规进行研究,制定适合我国国情的配套法律法规^[3]。

继续跟踪研究 AGA、ISO、ASTM 和欧洲的天然
气计量标准和溯源体系,对照制定新的、我国缺乏的与
能量计量有关的标准和溯源体系,完善我国与能量计
量不相适应的国家标准或行业标准和溯源体系。结合
国家天然气价格改革方案,组织天然气能量计价实施
方案论证,拟定能量计价实施方案。

参 考 文 献

- [1] 苏荣跃,冉莉,肖康.天然气能量计量及实施方案探讨[J].
中国计量,2003,16(11):19-20.
- [2] 李鹭光.四川盆地天然气勘探开发技术进展与发展方向
[J]. 天然气工业,2011,31(1):1-6.
- [3] 周志斌,周怡沛.中国天然气产业链协调发展的基础、前景
与策略[J].天然气工业,2009,29(2):1-5.

(收稿日期 2011-09-09 编辑 赵 勤)