

# 中国天然气上游市场化改革的潜在影响与路径

龚承柱 吴德胜 龚年姣\*

**摘要:** 中国政府在促进天然气市场化方面虽取得了重大进展,但上游市场的市场准入和不同来源的天然气定价方面仍受监管和规制。为探索天然气产业上游市场多源互补、进口价格放松管制等深化改革政策对天然气市场均衡和社会福利的潜在影响,本文采用自底而上的多主体建模方法,建立了包括天然气供应商、管输商、储气商和消费者在内的中国天然气市场多主体混合互补模型,并通过反事实情景设计,模拟分析了天然气上游市场市场化改革的潜在影响。研究表明:天然气上游市场在现有的古诺竞争格局下,供应商可以发挥其市场力,减少天然气供应总量,提升平均零售价格,但随着新的供应主体加入和管网储气等基础设施的改善,现有供应商的市场力将被削弱,具体弱化程度主要取决于新增供应主体的供应成本。此外,本研究还探讨了现阶段最合适的进口补贴比例。基于这些结论,本文为中国的天然气上游市场提供了一条渐进性改革路径,即优先保障供应市场的多主体、多渠道供应,逐步完善管道、储气等基础设施,适当降低进口补贴水平。

**关键词:** 天然气产业;市场化改革;多主体系统;混合互补问题

## 一、引言

天然气作为一种清洁低碳的能源,在世界低碳能源转型中发挥着重要作用。许多国家将其视为首选燃料,并计划逐步增加其能源供应份额。与此同时,新一轮的自由化改革也在全球兴起,市场定价已成为天然气市场改革的趋势(IEA, 2019)。对中国而言,正在进行的天然气市场自由化改革引起了全球的关注,改革的成功不仅有利于中国天然气产业的发展,也有

---

\*龚承柱,中国地质大学(武汉)经济管理学院,邮政编码:430074,电子信箱:chengzhu.gong@cug.edu.cn;吴德胜,中国地质大学(武汉)经济管理学院,邮政编码:430074,电子信箱:desheng@cug.edu.cn;龚年姣,中国地质大学(武汉)经济管理学院,邮政编码:430074,电子信箱:jiaokkw@163.com。

本文系国家自然科学基金青年项目“天然气产业价格扭曲测度与市场均衡仿真研究”(71804167)和教育部人文社科基金青年项目“基于需求分析的天然气阶梯定价影响机制与效果评价”(17YJC630028)的阶段性成果。感谢匿名审稿专家的修改建议,文责自负。

利于全球天然气市场的发展。

在需求驱动下,中国天然气市场正在发生深刻变化。天然气进口增长迅速,2018年达到1214亿立方米,超过日本成为世界第一大进口国(BP, 2019)。为了适应天然气产业特征,天然气市场化改革稳步推进,上游勘探开发逐步实施准入机制,下游销售环节引入竞争,“管住中间,放开两端”的价格改革已初见成效(Hu & Dong, 2015; Lin, 2017)。但在市场化改革的过程中,仍然存在许多挑战。首先,天然气上游市场虽然开放,但多元化竞争仍然有限,大部分天然气勘探许可证被中石油、中石化和中海油三大巨头垄断。三大国有石油公司向中国市场提供了95%以上的天然气(IEA, 2019),由于实施纵向一体化战略,三大国有企业仍控制着开采、销售、运输、存储等关键环节(IEA, 2015)。为鼓励使用天然气,提高油气企业进口天然气的积极性,政府对进口天然气实施了补贴政策,但是随着进口天然气总量的上升,国内天然气与进口天然气的定价冲突进一步加剧(Liu & Lin, 2018)。截至2018年底,天然气有效储气量为40亿立方米,仅占天然气消费量的2.2%,现有管网之间的互联水平较低,基础设施建设落后于天然气市场的发展。这些挑战直接导致天然气上下游价格传导路径扭曲,终端价格不能真实反映稀缺资源成本,使得资源配置效率低下和社会福利受损。为建立更具竞争力的市场价格机制,《天然气发展“十三五”规划》提出天然气市场深化改革的系列要求,这些政策的出台,意味着我国天然气市场化改革迈出了关键一步。

天然气市场是一个环节众多、利益相关者众多且交互关系复杂的适应性系统。多主体均衡建模与仿真是研究这种自下而上系统的有效方法(Farmer & Foley, 2009; Guo & Hawkes, 2018)。对于北美天然气市场, Gabriel等(2005)创造性地提出混合互补问题(Mixed Complementary Problem, MCP)并将其应用于放松管制的天然气市场。Egging等(2010)建立WGM模型预测不同政策条件下液化天然气的价格和产量,考察供应商市场力对均衡的影响,然后利用该模型分析天然气市场卡特尔化的可能性和影响。全球天然气市场的供应冲击可能会对各国产生不同的影响, Growitsch等(2014)模拟霍尔木兹海峡的供应中断,得出净进口国更容易受到市场力的影响,而 Richter 和 Holz(2015)分析俄罗斯向欧洲的天然气出口的中断,他们发现东欧由于基础设施的瓶颈而容易受到俄罗斯供应中断的影响。与大多数“静态”供应侧模型(基于平均成本资源)不同, Crow等(2018)通过模拟上游天然气行业的投资和运营决策,创造出系列动态产出,这些投资和运营决策基于投资者对未来天然气价格的预期。Zhang等(2016)运用优化模型分析了中国天然气供应成本对区域间天然气流量和天然气基础设施配置的影响,得出进口价格对我国基础设施发展和区域间流量具有重要影响的结论,但他忽略了价格监管和第三方准入的影响。其他研究使用CGE模型来分析能源税,取消或减少补贴对经济、产业结构以及社会福利的影响(Li et al., 2014; He & Lin, 2017; Zhang et al., 2017)。

现有的研究为我们对天然气市场建模与分析提供了理论依据,但这些研究主要集中在成

熟市场。随着全球天然气消费增长中心向亚洲市场转移(IEA, 2019),对发展中的市场尤其是中国天然气市场,进行建模和分析显得尤为重要。为探讨中国政府深化改革政策对天然气市场的潜在影响和效益,本文建立了多主体混合互补模型。考虑到中国天然气消费快速增长,保障供应是短期内改革的重点方向。因此,本文侧重分析放开上游多元化竞争、放松进口天然气价格管制、改善基础设施等政策对天然气市场均衡和社会福利的潜在影响。本文的主要贡献如下:首先,系统地构建了符合中国天然气产业发展的多主体混合互补模型。其次,多情景设计和定量分析了深化改革政策对天然气市场均衡和社会福利的潜在影响。最后,明确指出中国天然气上游市场当前的改革路径,即优先保障供应市场的多主体、多来源供应,逐步完善管道、储气库等基础设施,适当降低进口补贴。

本文的其余部分安排如下:第二部分,介绍中国天然气市场的主要参与者及其相互作用关系,并根据各主体的优化问题及其市场出清条件建立互补模型;第三部分,根据上游市场多源互补、进口天然气补贴水平和基础设施状况,设计七种反事实情景;第四部分模拟分析了不同情景下的市场均衡结果,讨论了数值结果的政策意义;第五部分,总结主要结论并提出相关建议。

## 二、模型的构建

天然气产业结构涉及多个环节、多个主体,各主体之间的相互作用十分复杂。多主体混合互补问题建模和仿真是研究这种自底向上系统的有效方法(Böhringer & Rutherford, 2008),通过KKT条件(Karush-Kuhn-Tucker conditions)和市场出清条件来解决市场均衡问题。该模型适用于大型的复杂网络建模,也适用于竞争、规制与垄断共存的多种类型市场结构(Egging & Gabriel, 2006; Zhuang & Gabriel, 2008)。基于对欧洲和北美天然气市场的研究,本研究建立了针对中国天然气多主体MCP模型,以分析深化天然气上游市场化改革的潜在影响和效益。

### (一)变量

各主体在约束条件下进行决策来实现优化的目标。表1总结了建模所需的参数、内生变量和对偶变量的符号解释。

		集合	
$N$	网络中节点的集合, $n, m \in N$	$s \in S \in N$	储气商的集合
$A$	管道的集合, $a \in A$	$c \in C \in N$	消费者的集合
$w \in W \in N$	供应商的集合	$t \in T$	季节的集合。 $T = \{t_1, t_2\}$ , 其中, $t_1$ 代表消

续表 1

模型变量解释

原始变量			
$TRADE_{wt}^{w \rightarrow c}$	供应商销售给消费者的天然气数量	$TRADE_{wt_2}^{w \rightarrow s}$	供应商销售给储气商的数量
$FLOW_{nmt}$	节点之间的流量	$EXT_{st_1}^{S \rightarrow C}$	储气商在消费旺季向消费者销售的天然气数量
$PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W}$	储气商在消费淡季向供应商购买的天然气数量	$PURCH_{ct}^{C \leftarrow W}$	消费者从供应商处购买的天然气数量
$\pi_{wt}^W$	供应商和消费者之间的市场出清价格	$\pi_{wt}^S$	供应商和储气商之间的市场出清价格
$\Pi_i^*$	古诺情景下供应商的销售价格	$\tau_{nmt}^A$	管道弧段上的拥堵费
对偶变量			
$\phi_{wt}^W$	日产能约束的对偶变量	$\sigma_{nmt}^A$	管道容量约束的对偶变量
$\delta_{wt}^W$	年产能约束的对偶变量	$\phi^S$	注气/提气流量守恒约束的对偶变量
$\mu^S$	注气容量约束的对偶变量		
参数			
$\overline{PR}_i^W$	供应商 $w$ 的日产能上限	$\overline{PROD}^W$	供应商 $w$ 的年产能上限
$\overline{FLOW}_{nmt}^A$	节点 $n$ 和 $m$ 之间的管输约束	$\overline{INJ}^S$	消费淡季注气容量约束
$\pi_{nmt}^{Areg}$	节点 $n$ 和 $m$ 之间的规制运输费用	$\gamma^S$	注/提气作业中的气体损失率(%)
$d_0^r$	参考消耗量	$p_0^r$	参考价格
$\eta^W$	市场力参数	$\varepsilon$	需求弹性
$\alpha_w$	供应商成本函数的系数	$\beta_w$	供应商成本函数的二次系数
$slop_p$	管道运输成本函数的二次系数	$days_t$	季节 $t$ 的天数

(二)模型概述

与欧洲和北美成熟天然气市场相比,中国天然气市场仍处于改革发展阶段。目前,天然气市场主要参与者有四类:供应商、管输商、储气商和消费者。图1显示了中国天然气市场的网络结构以及各主体之间的交互关系。

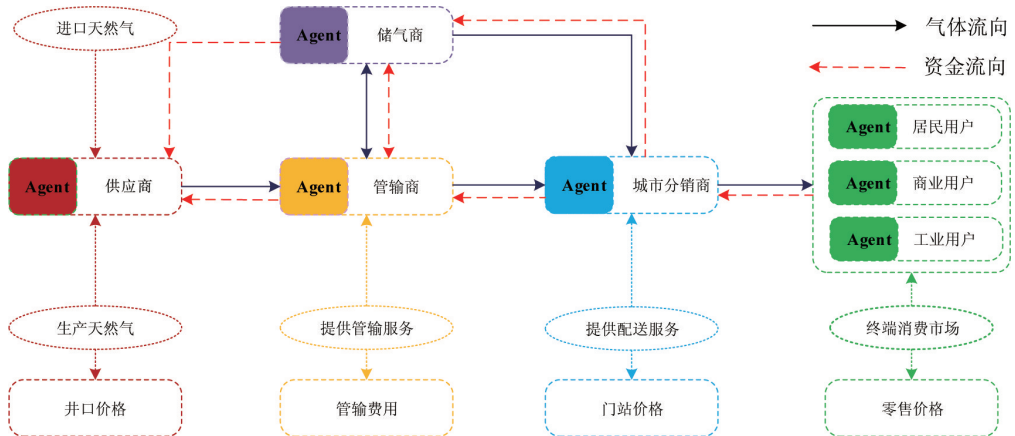


图1 中国天然气市场多主体系统结构

天然气供应链主要包括上游供应市场,下游消费市场和连接它们的基础设施。天然气供应商负责天然气的勘探、生产和进口,并通过管输商给下游消费者销售天然气(可能也包括储气商<sup>①</sup>)。然而在成熟的天然气市场中,生产和销售是独立的,并由不同主体负责经营。管输商负责省际干线管道和省内中短途管道的建设和运营,并为有需要的主体提供管输服务。由于供应商实施一体化战略,大部分管输商隶属于三大国有油气公司。同质化的竞争导致各公司之间管道互联水平较低,但随着基础设施第三方接入后,这种情况将得到改善<sup>②</sup>。储气商在需求淡季向供应商购买天然气,并在需求旺季直接向市场供应天然气。消费者主要包括三类用户(工业部门、居民部门和商业部门),其中居民部门的消费具有明显的季节性特征,分为需求旺季(10月至2月)和需求淡季(3月至9月)。城市分销商收集三个部门的天然气需求,然后将最终需求传输到上游部门。

### (三)模型构建

#### 1. 供应商

天然气供应商被建模为在不同季节通过选择天然气生产率以实现净利润最大化。净利润是季节性收入和季节性成本之间的差额,其中收入来自销售所得,成本包括生产成本和运输成本。由于较高的生产率需要更多的资源比如机器、人员等,因此可以合理地假设生产成本函数是非递减的凸函数(Boots et al., 2004),表示为:

$$pc_t^w = \alpha_w \cdot x_t + \beta_w \cdot x_t^2 \quad \alpha_w, \beta_w > 0 \quad (1)$$

其中,  $pc_t^w(\cdot)$  表示供应商的生产成本,  $x_t$  代表  $t$  季节产量。不同权属的管道运营商对运输费用的核算存在差异(Gabriel et al., 2012)。通常有两种情况:边际成本或平均成本。当供应市场处于垄断市场时,供应商实施一体化战略,管输商成为其下属部门或公司,运输成本为边际成本。第三方进入基础设施环节后,天然气的运输和销售分离,管输商独立于供应商,运输成本为行业平均运输成本。供应商的市场力量将极大地影响市场均衡(Helgesen & Tomasgard, 2018)。供应商可以通过减少对下游客户的供应来发挥市场力。本文通过引入市场行为参数  $\eta^w$ , 分析供应商对消费点施加的市场力水平。当  $\eta^w = 0$ , 供应商市场呈现出完全竞争,此时它的价格( $\Pi^*$ )由市场清算条件外生决定。当  $\eta^w = 1$ , 供应商则表现出战略性行为,因为它可以通过改变产量来操纵价格,此时价格由逆需求函数决定。在给定的分析场景中,这两种方案中只有一种是有效的。供应商优化问题受到工程约束和经济行为假设的制约。具体来说,日生产(销售)率受产能约束  $\overline{PR}_t^w$ 。由于资源和设备有限,总产量受年产能限制  $\overline{PROD}^w$ , 公式(3)、公式(4)括号内的希腊字母表示稀缺容量的对偶变量(拉格朗日乘数)。

<sup>①</sup>为推进天然气市场化改革,我国出台了推进基础设施建设的新政策,独立储气运营商的出现是基础设施改善的重要信号。

<sup>②</sup>资料来源:国家发展和改革委员会关于印发《油气管网设施公平开放监管办法》的通知(发改能源规[2019]916号)。

消费者和储气公司之间满足流量守恒条件,且供应商销售具有非负约束。因此,供应商  $w$  的完整优化问题是:

$$\max_{\substack{TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} \\ TRADE_{wt}^{W \rightarrow S}}} \left\{ \begin{aligned} & \sum_{w \in W} \sum_{t \in T} days_t [(1 - \eta^W) \Pi_t^* + \eta^W \pi_{wt}^W] TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} + days_{t_2} \pi_{wt}^S TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} - \\ & \sum_{t \in T} days_t [pc_t^W (TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} + TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S}) + tc(FLOW_{nmt})] \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

$$s.t. \sum_{t \in T} TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} + TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} \leq \overline{PR}_t^W \quad \forall w, s, c, t (\alpha_{wt}^W) \quad (3)$$

$$\sum_{w \in W} \sum_{t \in T} days_t TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} + days_{t_2} \sum_{w \in W} TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} \leq \overline{PROD}^W \quad \forall w, s, c, t (\beta_{wt}^W) \quad (4)$$

$$TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} \geq 0 \quad \forall w, c, t \quad (5)$$

$$TRADE_{wt}^{W \rightarrow S} \geq 0 \quad \forall w, s, t \quad (6)$$

另外,还必须考虑市场出清条件,即供应商出售给储气商的量等于储气商从供应商处的购买量( $PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W}$ )。出清条件的对偶变量是储气商购买天然气的价格( $\pi_{wt}^S$ )。由于等式约束,该对偶变量为自由变量。

$$0 = \sum_{w \in W} TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} - \sum_{w \in W} PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W}, \pi_{wt}^S (free) \quad \forall w, s, t \quad (7)$$

## 2. 管输商

中国政府正计划成立一家全国性的管道公司(Xu et al., 2017),在建模中将管输商作为受管制的参与者是合理的。管道运营商的总收入包括两部分:固定价格  $\pi_{nmt}^{Areg}$  和拥堵费用  $\tau_{nmt}^A$ 。由于固定价格由国家发展和改革委员会监管,管输商无法确定价格并操纵流量<sup>①</sup>。文章关注可变收入部分:拥堵收入,它反映了管道容量的稀缺性,并且与管道容量约束下的影子价格有关。管输商的约束条件包括管道流量不能超过设计流量且为非负。管输商的优化问题为:

$$\max_{FLOW_{nmt}} \sum_{t \in T} days_t \sum_{n \in N} \sum_{m \in M} (\tau_{nmt}^A + \pi_{nmt}^{Areg}) FLOW_{nmt} \quad (8)$$

$$s.t. FLOW_{nmt}^A \leq \overline{FLOW}_{FLOW_{nmt}}^A \quad \forall n, m, t (\sigma_{nmt}^A) \quad (9)$$

$$FLOW_{nmt}^A \geq 0 \quad \forall n, m, t \quad (10)$$

此外,每条管道流量还受到以下市场出清条件的限制。

$$\begin{aligned} & \sum_{w \in W} \sum_{t \in T} days_t TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} + days_{t_2} \sum_{w \in W} TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} + days_{t_1} \sum_{s \in S} EXT_{st_1}^{S \rightarrow C} \\ & = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} \sum_{m \in M} FLOW_{nmt}^A, \tau_{nmt} (free) \quad \forall n, m, t \end{aligned} \quad (11)$$

## 3. 储气商

储存天然气的原因有多种,本文关注季节性套利。在需求淡季,储气商以较低的价格从

①NDRC. 国家发展改革委关于核定天然气跨省管道运输价格的通知(发改价格规[2017]1581号)[R]. 2017.

供应商购买天然气并将其存储起来。在需求旺季,储气商抽取天然气并将其以更高的价格出售给最终用户。假设每年年初和年末库存为空,这是天然气存储建模的标准假设(Huppmann, 2013)。需要注意的是,存储设施的所有者/运营商可能与拥有天然气的所有者不一致。目前,我国储气库建设进展缓慢,大部分属于供应商。然而随着基础设施的准入放开,将会出现许多独立的储气商<sup>①</sup>。储气商的利润经国家发改委批准,因此他们也被视为价格接受者。每个季节,储气商都追求利润的最大化,利润等于收入总和减去总成本。储气商的收入来源于买卖天然气之间的价格差,而其成本分为三部分:购买天然气的成本,存储设施的运营成本(假定为凸函数)以及将天然气运输给最终用户的成本。储气商的约束条件包括注入速率的上限,总注入量必须与总提取量保持平衡,决策变量非负。储气商的优化问题如下:

$$\max_{\substack{PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W} \\ EXT_{st_1}^{S \rightarrow C}}} \left\{ days_{t_1} \sum_{s \in S} \pi_{wt_1}^W EXT_{st_1}^{S \rightarrow C} - days_{t_2} \sum_{s \in S} \left[ \pi_{wt}^S PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W} + sc_t^S (PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W}) \right] + tc(EXT_{st_1}^{S \rightarrow C}) \right\} \quad (12)$$

$$s.t. PURCH_{t_2}^{S \leftarrow W} \leq \overline{INJ}^S \quad \forall w, s, t (\mu^S) \quad (13)$$

$$EXT_{st_1}^{S \rightarrow C} = (1 - \gamma^S) PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W}, \phi^S(\text{free}) \quad \forall w, s, c, t \quad (14)$$

$$PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W} \geq 0 \quad \forall w, s, t \quad (15)$$

$$EXT_{st_1}^{S \rightarrow C} \geq 0 \quad \forall c, s, t \quad (16)$$

#### 4. 消费者

消费者主要包工业、住宅和商业三类行业,储气商在需求淡季被视为特殊的消费主体,而在需求旺季被视为特殊的供应商(Egging & Gabriel, 2006)。为快速响应消费者的需求,储气商大多分布在高需求点附近,这使得储气商相对于气源具有明显的成本优势,消费者将更愿意购买储气商的天然气。简单的线性需求函数和指数需求函数在天然气市场建模中具有各自的优点(Gong et al., 2016)。简单的线性需求函数要求截距值和斜率值具有较高的精度,一些研究者根据调整参数来分配国家或部门的年消耗量(Huppmann & Egging, 2014)。但当调整参数设置不合理时,将导致均衡消费与实际消费量之间存在较大差距。指数需求函数考虑了参考消费量和参考价格,并且外生参数仅包括需求价格弹性,而目前对于弹性的研究是非常全面和系统的(Sun & Ouyang, 2016; Zhang et al., 2018)。此外,指数需求函数允许价格和需求都是非负的,这符合天然气市场的模型。因此,本文考虑使用非线性指数消费函数,如下所示:

$$D_t = d_0^r \times (\pi_t / p_0^r)^{\epsilon} \quad (17)$$

<sup>①</sup>资料来源:国家发展和改革委员会关于印发《油气管网设施公平开放监管办法》的通知(发改能源规[2019]916号)。

逆需求函数为  $\pi_t = p_0^r (D_t / d_0^r)^{1/\varepsilon}$ , 其中  $d_0^r$  和  $p_0^r$  分别代表基准年消费者的参考需求和参考价格。此外, 最终用户、供应商和储气商必须满足以下市场出清条件:

$$0 = \pi_{wt}^W - p_0^r \times [(EXT_{st_1}^{C \leftarrow S} + PURCH_{ct}^{C \leftarrow W}) / d_0^r]^{1/\varepsilon}, \pi_{wt}^W (free) \quad \forall w, s, c, t \quad (18)$$

### 5. 天然气市场均衡条件

本文利用利润最大化原则由各决策变量的一阶条件推导出KKT条件, 并将其与市场出清条件相结合, 建立中国天然气市场多主体混合互补模型。在GAMS中使用PATH求解器对生成的MCP模型进行编程得出均衡解(Dirkse & Ferris, 1995)。由于各主体的优化问题严格遵从递减的凸函数, 因此均衡解是唯一的, 可以模拟不同情况下的天然气市场均衡。各主体的KKT条件和市场出清条件如下:

供应商利润最大化的一阶KKT条件:

$$0 \leq -[(1 - \eta^W)\Pi_t^* + \eta^W \pi_{wt}^W] + \frac{\partial pc_t^W (TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} + TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S})}{\partial (TRADE_{wt}^{W \rightarrow C})} + \alpha_{wt}^W + \beta_{wt}^W \perp TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} \geq 0 \quad \forall w, s, c, t \quad (19)$$

$$0 \leq -\pi_{wt_2}^W + \frac{\partial pc_t^W (TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} + TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S})}{\partial (TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S})} + \alpha_{wt}^W + \beta_{wt}^W \perp TRADE_{wt}^{W \rightarrow S} \geq 0 \quad \forall w, s, c, t \quad (20)$$

$$0 \leq \overline{PR}_t - \sum_{t \in T} TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} - TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} \perp \alpha_{wt}^W \geq 0 \quad \forall w, s, c, t \quad (21)$$

$$0 \leq \overline{PROD}^W - \sum_{w \in W} \sum_{t \in T} days_t TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} - days_{t_2} \sum_{w \in W} TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} \perp \beta_{wt}^W \geq 0 \quad \forall w, s, c, t \quad (22)$$

管输商利润最大化的一阶KKT条件:

$$0 \leq -(\tau_{nmt}^A + \pi_{nmt}^{Areg}) + \sigma_{nmt}^A \perp FLOW_{nmt}^A \geq 0 \quad \forall n, m, t \quad (23)$$

$$0 \leq \overline{FLOW}_{nmt}^A - FLOW_{nmt}^A \perp \sigma_{nmt}^A \geq 0 \quad \forall n, m, t \quad (24)$$

储气商利润最大化的一阶KKT条件:

$$0 \leq \pi_{wt}^S + \frac{\partial sc_t^S (PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W})}{\partial (PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W})} + \mu^S + \phi^S (1 - \gamma^S) \perp PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W} \geq 0 \quad \forall w, s, t \quad (25)$$

$$0 \leq -\pi_{wt}^W - \phi^S + \frac{\partial tc_{st_1} (EXT_{st_1}^{S \rightarrow C})}{\partial (EXT_{st_1}^{S \rightarrow C})} \perp EXT_{st_1}^{S \rightarrow C} \geq 0 \quad \forall w, s, c, t \quad (26)$$

$$0 \leq \overline{INJ}^S - PURCH_{t_2}^{S \leftarrow W} \perp \mu^S \geq 0 \quad \forall w, s, t \quad (27)$$

$$0 = (1 - \gamma^S) PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W} - EXT_{st_1}^{S \rightarrow C}, \phi^S (free) \quad \forall w, s, c, t \quad (28)$$

市场出清条件:

$$0 = \sum_{w \in W} TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} - \sum_{w \in W} PURCH_{st_2}^{S \leftarrow W}, \pi_{wt}^S (free) \quad \forall w, s, c, t \quad (29)$$

$$\begin{aligned} \sum_{w \in W} \sum_{t \in T} days_t TRADE_{wt}^{W \rightarrow C} + days_{t_2} \sum_{w \in W} TRADE_{wt_2}^{W \rightarrow S} + days_{t_1} \sum_{s \in S} EXT_{st_1}^{S \rightarrow C} \\ = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} \sum_{m \in M} FLOW_{nmt}^A, \tau_{nmt} (free) \quad \forall n, m, t \end{aligned} \quad (30)$$

$$0 = \pi_{wt}^W - p_0^r \times [(EXT_{st_1}^{C \leftarrow S} + PURCH_{ct}^{C \leftarrow W}) / d_0^r]^{1/\varepsilon}, \pi_{wt}^W (free) \quad \forall w, s, c, t \quad (31)$$



### 三、情景设计

#### (一)输入数据描述

在本节中,利用构建的中国天然气市场多主体混合互补模型来模拟上游市场进一步开放,改变进口天然气补贴水平,完善基础设施,并评估这些深化改革政策对中国天然气市场均衡和社会福利的潜在影响。为了更详细地探讨中国天然气市场自由化的潜在影响,我们特别关注中国中部湖北省的区域天然气市场。我们选择湖北省作为研究区域是基于以下考虑:首先,作为中部核心区域,湖北省天然气市场一直以来是市场化改革的重点区域;其次,该地区天然气产量极低,超过96%的天然气需要由四川盆地的国内天然气和中亚土库曼斯坦和哈萨克斯坦的进口管道气补给,目前关于LNG已实现市场化定价,而PNG则在市场化的探索中;再次,国家“两纵两横”的核心输气管道在该地区汇集,管网结构复杂;最后,关于中国天然气市场各个市场改革进展不一,宏观层面的市场数据信息难以获得。因此,从地区代表性、天然气供应结构多样性以及天然气管道复杂性来看,使用湖北省天然气市场数据进行的数值模拟具有极强的代表性,对其他区域的改革具有借鉴意义,同时能较好地反映深化改革政策对中国天然气市场演变的影响。

本文考虑到整个天然气供需体系,基于湖北省目前的天然气市场绘制了相应的网络拓扑图(见图2),不同公司的管道由不同颜色标识。其中,中石化和中石油的管道实施排他性经营。

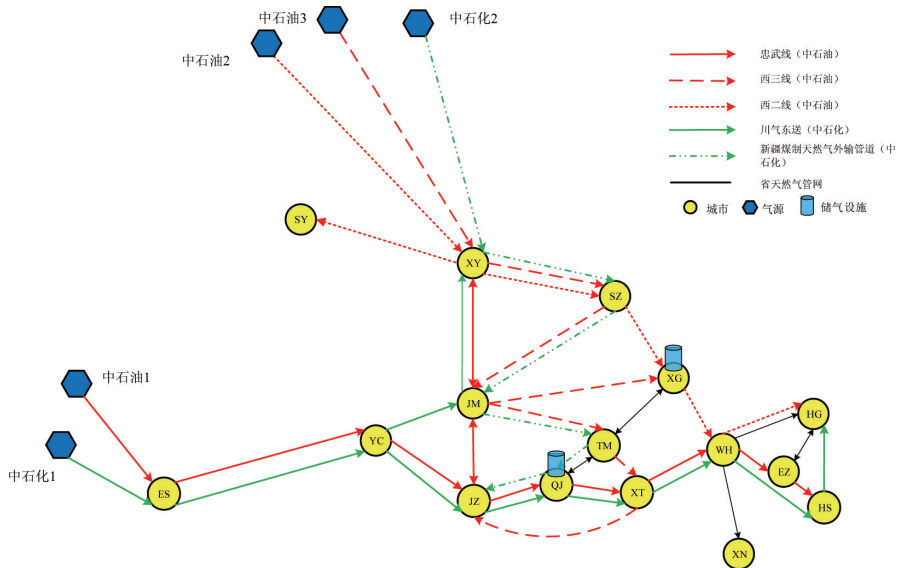


图2 湖北省天然气市场供需系统拓扑图

模拟的天然气网络由16个需求节点,5个生产节点和2个储气节点组成,其中有37条弧线连接各主体。输入数据如表2和表3所示。关于输入数据有几点需要注意:我们关注的是

整个天然气市场的均衡,参考价格是反映湖北省天然气市场总体价格趋势的三个行业的消费加权平均价格;需求价格弹性是参考(Zhang et al., 2018)对中国天然气需求价格弹性的研究确定的;完全补贴进口天然气的补贴标准参考(Liu & Lin, 2018),无补贴进口天然气的成本按照海关总署公布的完税价格执行;成本函数的系数,是根据2018年中国天然气市场公开可用的统计数据经过广泛的校准确定的。基础设施根据其建设状况可分为两种类型:不完善和完善的。当基础设施处于“不完善状态”时,市场上没有储气商,管输商隶属于三大国有油气公司,管道间互联水平较低。当基础设施处于“完善状态”时,市场上有独立的储气商和管输商,管道间可以互联,表2、表3给出了关键的输入数据<sup>①</sup>。为探索深化改革的最新效果,本文各主体的输入数据均采用2018年天然气市场经济数据。

表2 需求函数的参数值

地区	缩写	需求	价格	弹性	地区	缩写	需求	价格	弹性
恩施	ES	225.8	2.47	-0.45	潜江	QJ	105.4	2.97	-0.55
宜昌	YC	466.6	2.72	-0.20	仙桃	XT	90.3	2.75	-0.60
荆州	JZ	255.9	2.68	-0.40	武汉	WH	2709.1	2.97	-0.10
荆门	JM	210.7	2.78	-0.42	黄冈	HG	520.7	2.80	-0.15
襄阳	XY	346.2	2.77	-0.35	鄂州	EZ	60.2	2.66	-0.60
随州	SZ	150.5	2.87	-0.50	咸宁	XN	195.7	2.65	-0.50
孝感	XG	391.3	3.03	-0.30	黄石	HS	406.4	2.72	-0.26
天门	TM	45.2	3.25	-0.60	十堰	SY	90.3	3.05	-0.60

注:需求单位为百万/立方米,价格单位为元/立方米。

表3 生产函数的参数值

供应商	来源	公司	管道	容量	截距	斜率
中石油1	四川盆地	中石油	忠武线	3000	1.166	0.01
中石化1	普光气田	中石化	川气东送	1000	1.313	0.01
中石油2	中亚	中石油	西气东输2	2000	1.217	0.04
中石油3	中亚	中石油	西气东输3	2000	1.217	0.05
中石化2*	新疆煤制气	中石化	新粤浙线	3000	0.6-1.89	0.06

注:中石化2被认为是潜在的供应商,容量单位为百万立方米。

## (二)情景设计

目前中国上游市场多元化竞争有限,基础设施建设滞后,进口天然气补贴仍然存在,为建立更加市场化的定价机制,《天然气发展“十三五”规划》提出天然气市场深化改革的系列要求,为探讨深化改革政策对中国天然气市场的潜在影响,并评估改革带来的经济效益,本文构建了七个市场情景,分别与供应商的市场行为、进口天然气补贴水平、基础设施状况有关。供应商的市场行为包括纳什古诺行为和完全竞争行为,古诺策略缩写为“NC”,完全竞争策略缩写为“PC”。考虑

<sup>①</sup>数据来源:湖北省统计局. Statistics.http://tjj.hubei.gov.cn/info/iIndex.jsp?cat\_id=10055.

到目前我国非常规天然气储量丰富,具有良好的勘探潜力,但发展速度受到技术、财政和支持性政策的影响,随着非常规天然气的大规模开发利用,将对上游市场产生重要影响,而情景7则考虑了这一要素。在分析过程中,本文以湖北省天然气市场现状为基础案例,利用2017年湖北省统计年鉴、国家发展改革委公布的价格准信息<sup>①</sup>、中石化及中石油最新公布的年报<sup>②</sup>对基础案例进行校准。门站价格直接反映了各种政策对消费者的影响。但是目前中国政府对门站价格进行了严格的监管,严重阻碍了各城市真实价格的出现,进而扭曲了政策的执行效果。为衡量深化改革政策对市场的实际影响,除基本情况外,其余七种情况均不考虑终端市场的价格管制。基准情景和七种情景的基本特征如表4所示。

表4 各种情景的特征描述

情景	供应商行为	基础设施状况	补贴幅度
基准情景	NC	不完善	完全补贴
情景1	NC	不完善	完全补贴
情景2	PC	不完善	完全补贴
情景3	NC	完善	不补贴
情景4	NC	完善	完全补贴
情景5	PC	完善	完全补贴
情景6	NC	不完善	部分补贴
情景7	NC	不完善	完全补贴

注:情景7根据基本情况考虑了进入上游市场的潜在竞争对手。

我们可以通过比较情景1和情景2来分析供应商的战略行为,进一步通过对比情景4和情景5分析市场力与基础设施状况之间的关系;比较基准情景和情景7分析潜在竞争对手对供应市场的影响;通过情景3和情景4可以分析进口天然气补贴的影响;比较基准情景和情景4可以分析基础设施改善的影响。此外,比较基准情景和情景3能够研究进口天然气补贴和基础设施改善对供应市场的联动效应。下面将详细讨论这七个情景。

## 四、结果与讨论

### (一) 供应商市场力量的影响

除供应商外,所有建模主体在所有情景中被视为价格接受者。首先,比较基准情景和情景1、情景2,分析市场力如何影响市场参与者、消费和平均价格。可以发现,情景1和情景2的总产量较基准情景均下降10.63%~12.58%。这是因为在基准情景下,政府对消费价格有严格调控,并将其控制在较低水平,而情景1和情景2中消费价格已完全放开,价格大幅上涨,各消费者的加权价格如表5所示。为减少价格管制干扰真实价格的涌现,进一步比较情景1和

<sup>①</sup>数据来源:国家发展改革委关于核定天然气跨省管道运输价格的通知(发改价格规[2017])。

<sup>②</sup>天然气管道运输价格表:[http://www.sinopec.com/listco/about\\_sinopec/our\\_business/ywgf\\_yqgw/kstrqList.shtml](http://www.sinopec.com/listco/about_sinopec/our_business/ywgf_yqgw/kstrqList.shtml)。

情景2。结果显示:当供应商发挥市场力时,产量下降2.18%,平均消费价格从4.76元/立方米上涨至5.08元/立方米,增长6.72%。结果与经济理论一致,当供应商允许发挥市场力时,价格就会上涨。需要注意的是,国内和进口供应商之间的市场力强度存在差异。在不同市场结构下,以中石油1和中石化1为代表的国内生产商的总产值差异为4.51%,而以中石油2和中石油3为代表的进口生产商的生产总值差异为4.11%。

表5 不同情景下不同供应商的产量和消费者的平均价格

情景	中石油1	中石化1	中石油2	中石油3	总产量	平均价格
基准情景	2332	1409	1312	1325	6377	2.92
情景1	2075	1245	1126	1130	5575	5.08
情景2	2121	1275	1149	1154	5699	4.76
情景4	2066	1196	1312	1375	5949 (6.71%)	3.77 (-25.79%)
情景5	2138	1245	1349	1415	6146 (7.84%)	3.42 (-28.15%)

注:产量单位为百万立方米,价格单位为元/立方米。情景4和情景5中括号中的百分比表示随着基础设施的改善,供应和价格的变化,它们的比较基准分别是情景1和情景2。

从供应商成本的角度来看,进口天然气完全补贴后的到岸价远低于国内天然气井口价格。考虑到消费场所处的区域,国产天然气具有明显的距离优势,综合生产成本和运输成本来看,国产天然气在湖北省天然气市场具有明显的优势。“ES”和“XY”的消费者价格“ES”是国内天然气进入湖北省的第一个消费节点,“XY”是进口天然气进入湖北省的第一个消费节点。因此两地的价格可以代表不同来源的天然气进入湖北省的参考价格。

不同气源的产量比例也可以验证这一结论,因此可以合理假设具有成本优势的供应商具有较强的市场势力。通过比较情景1和情景4可以发现,如表5所示,基础设施的完善将增加供应商产量以及降低终端零售价格,并进一步比较情景2和情景5可以发现供应市场完全竞争的情景下,增产降价得更加明显。这表明基础设施的改善将削减供应商的市场力,且供应市场的垄断将限制基础设施改善带来的福利增进的效果。但我们仍然要注意的是,供应商的总产量差异在不同市场结构下表现得并不明显,这表明尽管中国上游天然气市场已经部分放开,但受技术和资金限制,进入门槛仍然很高。因此,在短期内培养一定数量的寡头竞争对手也能达到完全竞争效果。

本研究还得到了一些有趣的结果,消费者在产业链中的地位、价格承受能力和偏好会影响供应商的消费者市场力量反应。例如,“WH”消费量占2018年全省天然气消费量的45%<sup>①</sup>。受消费者偏好影响,供应商在发挥市场力时,价格涨幅高达22.67%,而消费仅下降2.02%,受市场力影响较小。而消费较少的节点,如“TM”,其价格承受能力较低,价格微小变

①数据来源:湖北省统计局 [http://tjj.hubei.gov.cn/info/iIndex.jsp?cat\\_id=10055](http://tjj.hubei.gov.cn/info/iIndex.jsp?cat_id=10055)。

化会导致消费的剧烈变化,受市场力的影响较大。另外,位于产业链上游的消费节点受市场力的影响较大。通过比较不同市场结构下各消费节点的消费差异,可以发现位于产业链上游的消费节点受市场力量影响较大,如图3所示。这是由于上游替代气源之间竞争激烈,管网之间互联水平高,天然气价格较低。

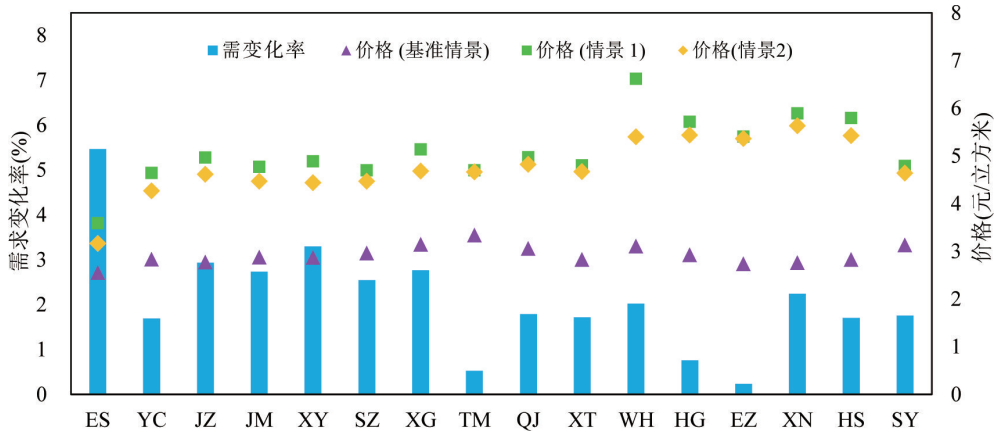


图3 不同市场力下的价格和和需求变化率

基于以上分析,我们可以得出以下重要结论:供应商的市场力受生产成本和基础设施条件的影响,当允许供应商发挥市场力量时,价格就会随之提高。消费者在产业链中的地位、价格承受能力和偏好都会影响他们对供应商市场力的反应程度,位于产业链上游的消费者更容易受到市场力的影响。受益于基础设施的改善,供应商的市场力增强,但总产量差异并不明显,短期内培养一定数量的寡头也可以达到完全竞争的效果。

### (二)进口天然气补贴的影响

进口天然气补贴政策在弥补国内天然气产能不足方面发挥了重要作用。然而随着天然气消费的快速增长,不同来源天然气之间的价格冲突加剧,严重阻碍了中国天然气市场供给端的市场化改革。

表6 不同场景下各供应商的生产、负荷率和外部供应商依赖性

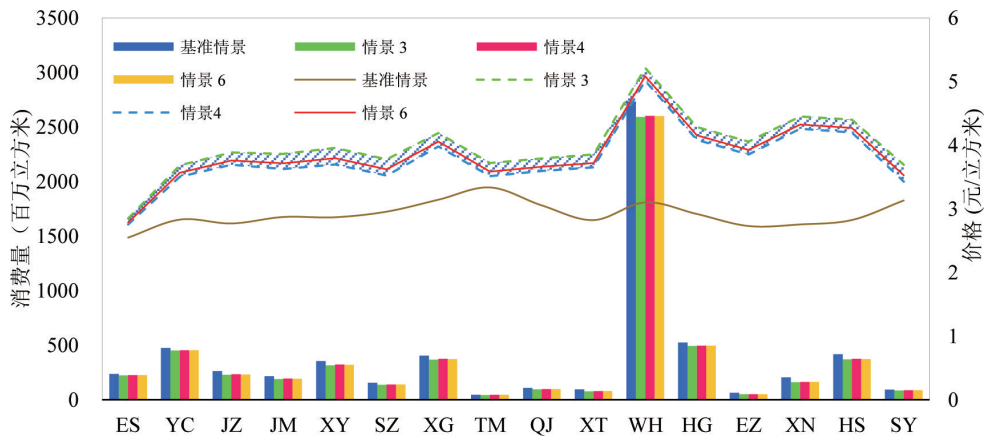
情景	类型	供应商	产量	负荷率	总产量	平均价格	对外依存度
基准情景	国产气	中石油1	23.32	93.27%	3741	2.92	41.35%
		中石化1	14.09	93.92%			
	进口气	中石油2	13.12	84.64%	2637		
		中石油3	13.25	82.81%			
情景2	国产气	中石油1	20.75	83.00%	332	4.76	40.41%
		中石化1	12.45	83.00%			
	进口气	中石油2	11.26	70.38%	2256		
		中石油3	11.30	70.63%			
情景3	国产气	中石油1	22.66	90.64%	3558	3.98	39.48%
		中石化1	12.92	86.13%			
	进口气	中石油2	11.72	73.25%	2321		
		中石油3	11.49	71.81%			

续表6 不同场景下各供应商的生产、负荷率和外部供应商依赖性

情景	类型	供应商	产量	负荷率	总产量	平均价格	对外依存度
情景4	国产气	中石油1	20.66	82.64%	3262	3.77	45.17%
		中石化1	11.96	79.73%			
	进口气	中石油2	13.12	82.00%	2687		
		中石油3	13.75	85.94%			
情景6	国产气	中石油1	21.29	85.16%	3368	3.85	43.15%
		中石化1	12.39	82.60%			
	进口气	中石油2	12.52	80.77%	2556		
		中石油3	13.04	81.50%			

通过比较表6所示的不同情景下的总产量,可以发现由于严格的价格管制,基准情景的产量最大,且对外部供应商的依赖性为41.35%。当价格放松管制时,各消费点的实际价格浮动并且都高于基准情景(参见图4)。进一步比较情景3和情景4可知,在完全取消进口气补贴的情况下,进口量显著下降13.62%,对外依存度也从45.17%下降到39.48%,平均价格上涨5.57%,然而总产量仅减少了1.19%。这是因为减少进口天然气所造成的产能缺口由国产气弥补,但国产气的约束性生产使缺失产能难以持续补给。

通过以上分析,我们可以得出实施进口完全取消补贴政策的前提是国内生产能力的持续保障。但我国非常规天然气勘探开发仍处于起步阶段,常规天然气的经济产能已接近上限,短期内国内产能无法释放。因此完全取消进口天然气补贴政策不可能一蹴而就,需要逐步推进。



注:柱形图表示消费量,折线图表示消费价格。

图4 不同补贴率下的消费价格和消费量

结合天然气的总供应量、供应多样性、消费平均价格以及供应商的经济负荷率,可以确定适当的补贴率。比较情景3、情景4和情景6能够发现,当进口天然气补贴接近6%时,总产量接近情景4和基准情景,平均价格接近全额补贴情景下的价格,各供应商的负荷率在经济负荷率附近均匀分布(参见表6)。短期来看,为缓解不同来源之间的定价冲突,保障天然气供气安

全,进口天然气补贴率为6%较为合适。最后,将基准情景和情景1、情景2、情景3进行比较,发现补贴策略对进口依赖度的影响大于其对供应商市场力的影响,这是因为补贴能直接影响进口供应商的生产成本。通过以上分析,可以得出以下重要结论:全面取消进口天然气补贴将导致平均价格上涨5.57%;全面取消进口天然气补贴政策可实施的前提是国产气产能充足;为缓解不同气源的价格冲突,保障天然气供气安全,短期内进口气补贴在6%左右较为合适。

### (三)潜在竞争对手的影响

为保证天然气供应,国家发改委批准了新粤浙管道项目。该项目将把中石化的非常规天然气(新疆煤层气)输送到广东等消费密集地区。新粤浙管道的建设将改变中石油在管道天然气领域的绝对优势,它反映了潜在竞争者加入(尤其是非常规天然气)对供应市场的影响。由于新粤浙管道项目仍处于施工期,无法精确获得生产成本。基于现有生产者成本,假定潜在竞争对手以三种不同的成本进入上游市场,即最高成本(1.89元/m<sup>3</sup>)、平均成本(1.14元/m<sup>3</sup>)和最低成本(0.60元/m<sup>3</sup>)。

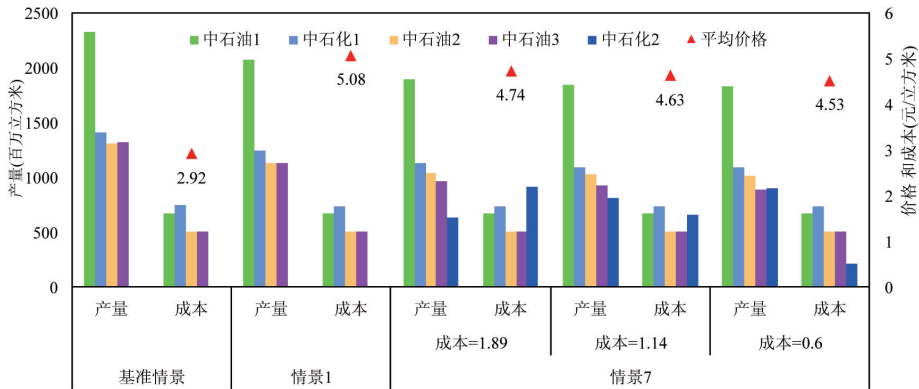


图5 以不同成本进入市场的潜在竞争对手的产量和平均价格

首先,我们考虑潜在竞争对手以最高成本进入市场。为消除消费者价格控制的影响,我们与情景1进行比较。潜在竞争对手对现有供应市场产生重大影响,平均价格将从5.08元/立方米降至4.74元/立方米,价格下降了6.69%,并且随着成本的向下调整,价格将继续下降,以本文给出的最低成本为例,平均价格下降了10.83%。尽管价格急剧下降,但全年总消费量仅增加了2.55%。这是因为,新粤浙管道的湖北省消费城市较少,这些城市的参考消费量很小。需要注意的一点是,在情景7中,对外依存度在33.24%到35.43%之间,与情景1相比最大下降了7.21%。比较基准情景、情景1以及情景7,我们发现,放松价格控制后的平均价格相对于基准情景将增加,但是潜在竞争对手进入市场后的价格涨幅小于情景1。这表明增加对潜在非常规天然气的勘探和开发是稳定天然气价格、确保天然气供应和改善供应安全的有效途径。基于以上分析,我们可以得出以下重要结论:潜在竞争对手的加入会增加供应商之间的竞争,使消费价格下降约10.83%,并进一步减少对外部供应商的依赖。潜在竞争者以不同成本进市场,对市场均衡的影响存在差异,具有成本优势的竞争者对市场的影响最明显。

#### (四)基础设施改善的影响

天然气产业的可持续发展离不开基础设施的支持,但当前中国基础设施建设的滞后严重制约了天然气市场的运营效率。随着天然气市场改革的深入,中国政府推行了一系列改革政策,包括准许第三方进入基础设施建设和投资主体多元化等,这为模拟基础设施对天然气市场的影响提供了现实基础。对比情景1和情景4可以发现,基础设施的改善对消费价格具有显著影响。平均价格从5.08元/每立方米下降到3.77元/每立方米,下降幅度为25.79%,总消费量增长了6.69%(见表7)。但外部依赖性增加到45.17%。主要是因为基础设施的改善将优化天然气网络结构,进口天然气的运输成本能够实现大幅度降低。

表7 不同基础设施状态下的生产、价格和外部供应商依赖性

情景	基准情景	情景1	情景3	情景4
总消费量(百万立方米)	6378	5576	5879	5949
平均价格(元)	2.92	5.08	3.98	3.77
对外依存度(%)	41.35	40.45	39.48	45.17

最后,通过比较情景1和情景4能够发现:与基准情景相比,其他两种情景下的价格都有所上升,但基础设施改善后的价格涨幅较小,说明基础设施改善对降低消费价格具有显著作用。综合以上分析,我们可以得出以下结论:在放开消费价格管制的前提下,基础设施的改善将使消费价格降低25.79%,使总消费增加约6.69%。完善的基础设施将扩大供应商的成本优势,因为它总会优先配置成本较低的天然气,进而提高资源配置效率。

#### (五)综合分析比较

对比7个情景与基准情景的福利变化,可以发现7个情景的整体社会福利有不同程度的增加,如表8所示。

表8 八种情况下每个主体的福利汇总

情景	供应商福利	消费者福利	运营商福利	储气商福利	平均价格	总福利
基准情景	21.593	314.523	36.381	-	2.917	372.497
情景1	65.579 (203.70%)	285.055 (-9.37%)	31.660 (-12.98%)	-	5.084	382.294 (2.63%)
情景2	52.260 (142.02%)	299.985 (-4.62%)	32.309 (-11.19%)	-	4.755	384.554 (3.24%)
情景3	35.449 (64.17%)	313.361 (-0.37%)	34.568 (-4.98%)	4.073	3.981	391.524 (5.11%)
情景4	35.433 (64.10%)	316.271 (0.56%)	36.405 (0.07%)	4.452	3.773	397.013 (6.58%)
情景5	16.581 (-23.21%)	336.463 (6.98%)	37.830 (3.98%)	3.712	3.418	398.298 (6.93%)
情景6	38.072 (76.31%)	315.68 (0.37%)	31.379 (-13.75%)	-	3.848	385.131 (3.39%)
情景7	38.160 (76.72%)	330.251 (5.00%)	35.422 (-2.63%)	-	4.532	403.833 (8.41%)

注:括号中的值是与基准情景进行比较后的变化率。



通过对基准情景和情景1的进一步比较可知:在放松价格管制后,总体社会福利增加2.63%,其中供应商福利增加203.75%,消费者福利减少9.37%。这是由于消费价格放松管制后,价格上涨73.97%,从2.92元/立方米上涨到5.08元/立方米,供应商充分享受价格上涨的好处。这说明低价管制策略增加消费者福利,但不利于社会整体福利的提高。在天然气市场初期,尽管低价管制策略可以提高消费者的福利,但长期会损害供应商的生产积极性,从而导致社会总福利受损(Moghaddam & Wirl, 2018)。通过对情景1和情景2分析发现:供应商的市场力将增加25.49%的生产者福利,但会使消费者福利减少4.98%,从而使社会福利总额减少0.59%。进一步对比情景4和情景5可知,在不考虑潜在竞争者进入市场的情况下,供应商的市场力将增加113.7%的生产者剩余,这说明基础设施的改善将显著提升供应商的市场力。因为基础设施是连接天然气供需的中心环节,基础设施的建设直接决定了供应商市场力的影响,这也证实了前面的结论。通过比较基准情景、情景1和情景7,可以发现潜在竞争者的加入,尤其是具有经济优势的竞争对手加入,将增加2.55%天然气供应,最终使社会总福利增加8.41%,消费者福利增加5%。这说明短期内开发具有经济优势的天然气将显著提高社会整体福利,使天然气供应得到保证。

通过比较情景3和情景4能发现:完全取消进口天然气补贴将使消费者福利减少0.93%,从而使社会总福利减少1.38%。进一步对比情景4和情景6可知,部分补贴使消费者福利仅减少0.19%,总产量仅减少0.42%。这说明短期内对进口天然气实施部分补贴是可行的。通过比较情景1和情景4可知:基础设施的改善将使社会总福利增加3.85%,平均价格急剧下降至3.773元/立方米,生产者福利下降45.97%,消费者福利增加10.95%,总产量增加6.70%。这表明管网互联以及第三方准入、储气库等基础设施的扩张能刺激潜在的天然气生产能力并稳定天然气价格。

分析以上7种情景可以发现:短期内天然气市场改革的重点主要体现在保障供应、稳定价格、提高社会整体福利、加强基础设施建设,以及开发利用具有经济优势的天然气。如果上游不引入充分竞争,中游基础设施不实行第三方准入,那么终端市场改革只会导致价格快速上涨,这将消耗价格改革的红利。天然气市场稳定发展的根本途径是促进天然气市场整个产业链的改革,以及提高天然气资源的利用效率。

## 五、结论与建议

本文建立包括供应商、储气商、管输商和消费者在内的中国天然气市场多主体均衡互补模型,并设计了与供应商市场行为、进口天然气补贴水平以及基础设施状况有关的7种情景,分析中国政府深化改革政策对天然气市场和社会福利的潜在影响。得出以下主要结论:

(1)当允许生产者发挥市场力时,价格会随之上涨。具有成本优势的供应商具有较强的

市场力,但随着基础设施的改善,供应商的市场力将被弱化。另外,不同市场结构下总产量差异不明显,短期内培育一定数量的寡头供应商也可以发挥竞争效应。消费者所处的产业链位置、价格承受能力以及偏好会影响它对供应商市场力的响应,上游消费者节点更容易受到市场力的影响。

(2)进口天然气价格补贴可以在短期内弥补国内天然气产能的不足,但从长远来看,将严重阻碍供应市场的公平竞争,不利于天然气价格的市场化。为了缓解不同来源之间的价格冲突,6%的短期进口补贴率较为合适。

(3)潜在竞争者进入上游市场可以使价格降低约10.83%,其参与对增加总消费、减少对外依存、增加社会福利有最直接的影响。多元市场参与者不仅是有效市场的重要指标,也是影响流动性的重要因素。考虑到中国的天然气市场长期以来一直是供应驱动型市场,因此,上游市场进一步放开第三方的公平准入是短期内天然气市场改革的重点。

(4)基础设施的改善将消费价格降低25.79%,增加约6.69%的消费量。完善的基础设施有助于扩大供应商的成本优势,使具有经济优势的天然气总是能被优先配置,这是天然气市场改革的目的之一。

总体来说,中国天然气市场改革需要全产业链设计、统筹兼顾。目前,中国天然气市场改革不协调,上游改革缓慢,下游市场改革过于分散,导致终端用户面临更高的价格,无法实现价格改革红利。因此,当前中国天然气上游市场改革的路径应为:优先保障供应市场的多主体、多来源供应,逐步完善管道、储气库等基础设施建设,逐渐降低进口天然气补贴力度。

## 参考文献:

- [1] Böhringer, C. and T. F. Rutherford. Combining Bottom-up and Top-down[J]. *Energy Economics*, 2008, 30(2): 574-596.
- [2] Boots, M. G., F. Rijkers, and B. F. Hobbs. Trading in the Downstream European Gas Market: A Successive Oligopoly Approach[J]. *Energy Journal*, 2004, 25(3): 73-102.
- [3] BP. BP Statistical Review of World Energy[R]. 2019.
- [4] Crow, D. J. G., S. Giarola, and A. D. Hawkes. A Dynamic Model of Global Natural Gas Supply[J]. *Applied Energy*, 2018, 218: 452-469.
- [5] Dirkse, S. P. and M. C. Ferris. The Path Solver: A Nonmonotone Stabilization Scheme for Mixed Complementarity Problems[J]. *Optimization Methods and Software*, 1995, 5(2): 123-156.
- [6] Egging, R. G. and S. A. Gabriel. Examining Market Power in the European Natural Gas Market[J]. *Energy Policy*, 2006, 34(17): 2762-2778.
- [7] Egging, R., F. Holz, and S. A. Gabriel. The World Gas Model: A Multi-period Mixed Complementarity Model for the Global Natural Gas Market[J]. *Energy*, 2010, 35(10): 4016-4029.
- [8] Farmer, J. D. and D. Foley. The Economy Needs Agent-based Modelling[J]. *Nature*, 2009, 460(7256): 685-686.

- [9] Gabriel, S. A., A. J. Conejo, J. D. Fuller, et al. *Complementarity Modeling in Energy Markets*[M]. Germany : Springer Science & Business Media, 2012.
- [10] Gabriel, S. A., J. Zhuang, and S. Kiet. A Large-scale Linear Complementarity Model of the North American Natural Gas Market[J]. *Energy Economics*, 2005, 27(4): 639–665.
- [11] Gong, C., S. Yu, K. Zhu, et al. Evaluating the Influence of Increasing Block Tariffs in Residential Gas Sector Using Agent-based Computational Economics[J]. *Energy Policy*, 2016, 92: 334–347.
- [12] Growitsch, C., H. Hecking, and T. Panke. Supply Disruptions and Regional Price Effects in a Spatial Oligopoly: An Application to the Global Gas Market[J]. *Review of International Economics*, 2014, 22(5): 944–975.
- [13] Guo, Y. and A. Hawkes. Simulating the Game-theoretic Market Equilibrium and Contract-driven Investment in Global Gas Trade Using An Agent-based Method[J]. *Energy*, 2018, 160: 820–834.
- [14] He, Y. and B. Lin. The Impact of Natural Gas Price Control in China: A Computable General Equilibrium Approach[J]. *Energy Policy*, 2017, 107: 524–531.
- [15] Helgesen, P. I. and A. Tomsgard. An Equilibrium Market Power Model for Power Markets and Tradable Green Certificates, Including Kirchhoff's Laws and Nash-Cournot Competition[J]. *Energy Economics*, 2018, 70: 270–288.
- [16] Hu, A. and Q. Dong. On Natural Gas Pricing Reform in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 2(4): 374–382.
- [17] Huppmann, D. Endogenous Production Capacity Investment in Natural Gas Market Equilibrium Models[J]. *European Journal of Operational Research*, 2013, 231(2): 503–506.
- [18] Huppmann, D. and R. Egging. Market Power, Fuel Substitution and Infrastructure: A Large-scale Equilibrium Model of Global Energy Markets[J]. *Energy*, 2014, 75: 483–500.
- [19] IEA. *Gas Pricing and Regulation: China's Challenges and IEA Experience*[R]. 2015.
- [20] IEA. *Gas Market Liberalisation Reform—Key Insights from International Experiences and the Implications for China*[R]. 2019.
- [21] Li, J. F., X. Wang, Y. X. Zhang, and Q. Kou. The Economic Impact of Carbon Pricing with Regulated Electricity Prices in China: An Application of A Computable General Equilibrium Approach[J]. *Energy Policy*, 2014, 75: 46–56.
- [22] Lin, B. *China's Energy Price Reform*[R]. 2017.
- [23] Liu, C. and B. Lin. Analysis of the Changes in the Scale of Natural Gas Subsidy in China and Its Decomposition Factors[J]. *Energy Economics*, 2018, 70: 37–44.
- [24] Moghaddam, H. and F. Wirl. Determinants of Oil Price Subsidies in Oil and Gas Exporting Countries[J]. *Energy Policy*, 2018, 122: 409–420.
- [25] Richter, P. M. and F. Holz. All Quiet on the Eastern Front? Disruption Scenarios of Russian Natural Gas Supply to Europe[J]. *Energy Policy*, 2015, 80: 177–189.
- [26] Sun, C. and X. Ouyang. Price and Expenditure Elasticities of Residential Energy Demand during Urbanization: An Empirical Analysis Based on the Household-level Survey Data in China[J]. *Energy Policy*, 2016, 88: 56–63.
- [27] Xu, D., Y. Cui, and X. He. China's Natural Gas Pipeline Reform Implementation Path Based upon such a Process in the US and Britain[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(9): 119–126.
- [28] Zhang, Q., Z. Li, and G. Wang, and H. Li. Study on the Impacts of Natural Gas Supply Cost on Gas Flow and Infrastructure Deployment in China[J]. *Applied Energy*, 2016, 162: 1385–1398.
- [29] Zhang, W., J. Yang, Z. Zhang, and J. D. Shackman. Natural Gas Price Effects in China Based on the CGE Model[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 147: 497–505.
- [30] Zhang, Y., Q. Ji, and Y. Fan. The Price and Income Elasticity of China's Natural Gas Demand: A Multi-se-

toral Perspective[J]. Energy Policy, 2018, 113: 332–341.

[31] Zhuang, J. and S. A. Gabriel. A Complementarity Model for Solving Stochastic Natural Gas Market Equilibria[J]. Energy Economics, 2008, 30(1): 113–147.

## The Potential Impact and Path of Natural Gas Upstream Marketization Reform in China

Gong Chengzhu, Wu Desheng and Gong Nianjiao

(School of Economics and Management, China University of Geosciences(Wuhan))

**Abstract:** Although the Chinese government has made significant progress in promoting the marketization of natural gas, market access in the upstream market and pricing between different sources of natural gas are still regulated by the government. Exploring the potential impact of deepening reform policies on the natural gas market equilibrium and social welfare, these policies include upstream market multi-source complementarity, imported gas price deregulation. This paper uses the bottom-up multi-subject modeling method to develop a multi-agent mixed complementary model of China's natural gas market, which includes gas suppliers, pipeline operators, storage operators and consumers. Moreover, we designed different degree of liberalization scenarios to simulate the performance of the regional natural gas market. The results show that the Cournot competitive perspective of the supply market will lead suppliers to exert market power, thereby reducing the total supply of natural gas and raising the average retail price, but the market power of existing suppliers will be weakened as infrastructure improves and suppliers with cost advantages enter. In addition, the study also explores the most suitable import subsidy ratio at this stage. Based on these conclusions, this paper provides a progressive reform path for China's upstream natural gas market, that is, giving priority to ensuring the supply market's multi-subject, multi-channel supply, gradually improving the pipeline, gas storage and other infrastructure, appropriately reduce the level of import subsidies.

**Keywords:** Natural Gas Industry; Market-oriented Reform; Multi-agent System; Mixed Complementarity Problem

**JEL Classification:** P28

(责任编辑: 卢玲)