

# 天然气市场价格松绑与管网整合的多主体均衡仿真研究

龚年姣<sup>1</sup>, 吴德胜<sup>1</sup>, 龚承柱<sup>1, 2, 3, \*</sup>

(1. 中国地质大学(武汉)经济管理学院, 武汉 430074; 2. 自然资源部自然资源战略研究重点实验室, 武汉 430074; 3. 中国地质大学(武汉)能源环境管理与决策中心, 武汉 430074)

**摘要:** 中国政府在推进天然气价格市场化的改革中虽取得明显进展, 但关键环节的市场准入和定价机制仍受到政府管制, 导致天然气产业价格存在扭曲, 造成社会福利损失。为识别天然气产业价格扭曲的关键因素, 本研究构建了包含供气商、运输商、储气商、终端消费者的天然气市场多主体混合互补(MCP)模型, 模拟不同类型市场结构下, 管制价格松绑和管网整合后的市场出清条件和均衡结果。研究表明: 在不存在价格管制的条件下, 相比管网一体化, 管网分离使得终端消费价格下降了 38.37%, 上下游的价格差控制在 0.57 元至 1.42 元之间, 区域内的价格趋于稳定, 消费者福利和社会总体福利在一定程度上增加, 最终可通过市场调节作用达到政府价格管制的效果; 生产环节的完全竞争并不能实现社会福利的最大化, 短期内保持生产端的古诺竞争并实现管输分离能够最大程度的实现社会总体福利最大化; 储气商的加入有利于降低终端消费价格, 在完全竞争市场和古诺竞争市场中, 平均价格分别下降 3.34% 和 3.71%, 使得终端消费市场需求增加。

**关键词:** 天然气市场; 混合互补问题; 多主体系统; 管网整合

## Multi-agent equilibrium simulation of natural gas market liberalizing with price deregulation and pipeline integration

Nianjiao Gong<sup>a</sup>, DeSheng Wu<sup>a</sup>, Chengzhu Gong<sup>a,b,c,\*</sup>

a. School of Economics and Management, China University of Geosciences(Wuhan), 430074

b. Key Laboratory for the Natural Resources Strategic Studies, Ministry of Natural Resources, Wuhan 430074

c. Center of Energy and Environmental Management and Decision-making, China University of Geosciences(Wuhan), 430074

**Abstract:** Although the Chinese government has made significant progress in promoting the reform of natural gas price marketization, the market access and pricing mechanisms in key links are still regulated by the government, resulting in distortions in the price of the natural gas industry and causing social welfare losses. In order to identify the key factors of price distortion in the natural gas industry, this study constructed a Mixed Complementary Problem (MCP) model for natural gas markets which include gas suppliers, transporters, gas storage companies, and consumers. The market clearing conditions and equilibrium results

---

\* Corresponding author.

E-mail address: chengzhu.gong@cug.edu.cn (C. Gong).

of price deregulation and pipe network integration under different market structures are simulated. The research results show that in the absence of price control, compared with the integration of pipe network, the separation of pipe network makes the terminal consumer price drop by 38.37%, and the price difference between upstream and downstream is controlled between 0.57 yuan and 1.42 yuan. The price region is stable, consumer welfare and overall social welfare increase to a certain extent, and finally achieve the effect of government price regulation through market regulation. The perfect competition in the production process cannot maximize the social welfare. In the short term, maintaining the Cournot competition at the production end and realizing the separation of the pipeline can maximize the overall welfare of the society; the addition of gas storage providers is conducive to reducing the end consumer price. In the perfect competitive market and the Cournot competition market, the average price decline decreased by 3.34% and 3.71%, respectively, which led to an increase in demand in the end consumer market.

**Keywords:** Natural gas market; Multi-agent system; Mixed complementarity problem; Pipeline integration

## 1. 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重要作用。很多国家将其列为首选燃料,并逐步计划提高其在能源供应中所占比例(IEA, 2018)。在中国,2000年天然气消费量为235亿立方米,2018年增加到2803亿立方米,年均增长率为15%,总体呈现快速增长的态势。在巨大的市场需求拉动下,中国天然气市场发生了深刻变化,凸显在以下几方面:第一,天然气对外依存度逐年提高,2017年已接近40%,不同来源的天然气定价机制在中国市场上的冲突加剧(Medlock et al., 2014);第二,新常态下中国经济缓慢复苏,加之“煤改气”的持续推进,天然气消费加快增长,出现了局部性“气荒”困局(舟丹, 2017);第三,天然气市场化改革逐步推进,上游勘探开发逐步推行准入机制,下游销售环节引入竞争,“管住中间,放开两头”的价格改革初见成效(林伯强, 2017; 刘毅军., 2015; 潘岩, 2016; 田立新等, 2017)

由于天然气市场结构和供需格局的变化,原来出于计划分配和供应安全考虑的自上而下的天然气资源配置与管理方式导致天然气价格存在扭曲,这带来明显的社会福利损失(Shi and Sun, 2017; 魏巍贤 et al., 2012),未能反映耗竭资源的成本(Neumayer, 2004; 罗浩, 2007)。而造成天然气价格的扭曲,除本身价值属性和成本构成认识的偏差外,还与其产权制度安排、政府的行政性垄断经营有关,国家对能源价格的控制使内外部能源价格存在扭曲,能源消费与能源价格不挂钩,而这也是价格扭曲的重要表现(Ju et al., 2017)。长期存在的交叉补贴问题,进口价格倒挂,使得天然气市场工业用户和发电用户这一消费主体,成为当前扭曲定价情形下最大的受损者,油价大跌时的逆替代现象则是典型例证;价格扭曲导致天然气价格未能及时传导市场信息,难以充分反映清洁能源的经济性,天然气的价格扭曲已成为制约其产业技术进步、效率提升和发展转型的重要因素。

中国政府从扭曲向减少扭曲以达成效率和公平方面对天然气产业链进行了多维度的探索。在实

施供给侧结构性改革同时，在需求端同样开展了渐进式改革，如市场净回值定价试点、居民阶梯定价、放开直供用户用气门站价、居民用天然气和非居民用气价格的“并轨”等；但是，当前的改革思路主要集中在天然气产业上下游，而中游的运输环节仍处管制状态(Paltsev and Zhang, 2015)，这导致部分天然气产地受制于管输限制，如川气东送线；然而运输环节的放开，能使低成本的天然气被优先配置，终端客户能自主选择不同来源的天然气，这突破了天然气上下游的管输限制，减少天然气价格扭曲，使天然气价格更加市场化；所以运输环节引入竞争因素，对盘活存量天然气的优化配置具有重要意义，而这亦是天然气市场改革的另一重要方向(徐婧, 2015)。

随着天然气市场价格改革的研究不断深化，从天然气全产业链角度进行结构改革，推动价格市场化以降低扭曲程度，越来越受到学者的关注(曾叶丽和董秀成, 2006; 董秀成等, 2010; 刘毅军, 2015)。因此，本研究基于中国天然气市场产业层面的考察，在资源供应安全和配置效率双重目标下，系统分析中国天然气产业发展的具体特征和内在联系，从天然气产业链中价格传递的方向，识别天然气产业中价格扭曲的关键因素，测算天然气产业价格扭曲程度。然后采用自底而上的多主体建模与仿真方法，构建了包含供气商、运输商、储气商、终端消费者的天然气市场多主体混合互补(MCP)模型，模拟不同类型市场结构下，管制价格松绑和管网整合后的市场出清条件和均衡结果。本研究适应中国天然气市场从垄断向可竞争性竞争市场演变的过程，对于丰富现有的自然垄断行业市场结构理论亦具有重要的理论价值，可为中国天然气价格改革困局提供理论支撑，也为中国天然气市场化改革提供实验数据和决策参考。

## 2. 文献综述

天然气在大部分国家的能源消费占比中越来越高，且天然气市场本身结构复杂、规制政策、参与主体众多且目标具有差异性，关于天然气产业与价格的研究越来越受到学者的重视；通过梳理国内外已有相关文献可以发现，关于天然气产业和价格的研究主要分为价格扭曲量化、成因及效应的研究，以及天然气市场建模与政策模拟。

价格扭曲量化、成因及效应方面。林伯强和何晓萍(2008)采用 El-Serafy 的使用者成本法对中国油气资源耗减的估计结果说明，在近几年加快油气资源开发利用的同时，中国油气资源耗减的成本在快速增加，进而从耗减成本的角度量化资源价值的扭曲程度，提出征收资源开采税可以反映资源的耗减成本，纠正目前能源资源价值低估和能源价格扭曲；在价格扭曲的成因方面，杜传忠(2008)认为，我国资源性产品价格存在严重的扭曲现象，造成资源性产品价格扭曲的原因，除了与对该类产品本身价值属性和成本构成认识的偏差有关外，还与其产权制度安排、政府的行政性垄断经营有关；在价格扭曲的效应方面，研究者注意到价格扭曲对宏观经济、投入产出和环境生态有影响。因此，采用 CGE 模型成为分析天然气价格上涨和补贴对宏观经济影响的重要工具。Orlov(2017)采用比较静态的、多行业的 CGE 模型分析了俄罗斯这一价格规制最优的价格水平。还有一些研究运用 CGE 模型分析了取消或者降低天然气补贴对经济及产业结构的影响，以及提高天然气价格带来的冲击效应(He and Lin, 2017; Zhang et al., 2017; 王韬和叶文奇, 2014; 王婷 et al., 2012)。Shi and Sun(2017)

采用两部门增长模型分析能源价格扭曲对经济产出的影响,结果表明价格扭曲在短期和长期层面均对经济有负面影响。[Ju et al. \(2017\)](#) 从绝对、相对和动态的角度估计了能源价格扭曲的程度对经济 and 环境影响,结果表明能源价格扭曲的影响因不同的特点和重点而异。

天然气市场建模与政策模拟方面。天然气市场明显是一个寡头和竞争并存的市场,因而不少研究工作致力于参与者行为的建模以及基于所建模型的市场分析。由于天然气市场涉及多方利益主体,为合理反映市场结构与特点,大多采用自底而上的方法,把各类主体按照作用关系和交互方式集成,构建模型而基于多主体 MCP 均衡建模与仿真是普遍公认的研究和解决这类自底而上系统的一种有效途径([Doyme and Duncan, 2009](#))。根据模型研究问题的范围和功能,主要包括: NATGAS 模型,该模型以天然气市场的寡头垄断为基础,分析上游生产商和下游套利者之间的战略性互动,模拟不同竞争程度、需求情境和 LNG 价格变化,考察均衡价格和进口量的变化([Mulder and Zwart, 2006](#)); GASTALE 模型,该模型增加了对市场实际情景的考虑,如需求的季节变化,储气商的注气和提气行为以及管输能力的约束([Egging et al., 2008](#)); GASMOD 模型,该模型通过混合互补(MCP)的方法来验证市场结构的特征和演变过程,模拟市场在不同竞争类型下,更接近现实,据此判断欧洲天然气上下游的组织特性([Holz et al., 2008](#)); WGM 模型,该模型将全球天然气市场视为一个相互影响的区域市场系统,研究天然气供应商市场力对欧洲市场的影响,模拟主要地区的天然气贸易和流向([Egging et al., 2010; Egging et al., 2010; Growitsch et al., 2014; Shi and Variam, 2017](#))。在国内,关于天然气市场建模的分析多是对发达国家成熟市场做出的模拟([曾鸣, 1993](#))或者对国内市场的理论建模([聂光华, 2013; 彭莹等, 2015; 司江伟等, 2010](#))。

综上可知,各个国家天然气产业体系与价格形成机制并不是千篇一律的,在资源供应安全和配置效率的目标之间存在取舍([林伯强, 2017](#));天然气产业价格扭曲的相关研究来看,研究对象多集中在要素市场([Brandt et al., 2012; Ju et al., 2017; Priyo, 2012](#)),而对产品市场扭曲的研究相对较少,已有的天然气市场建模与政策仿真模型,主体假设都相对固定,只是通过改变竞争假设或者参数设置来进行情景分析([Shi and Variam, 2017](#))。但是对于中国天然气市场情景来说,市场格局快速变化,改革也刚刚起步,因此,在仿真模型构建中需要按照当前天然气市场供需格局和价格改革方向,不仅需要改变参数设置,还需不断调整主体之间的作用关系。

为识别天然气产业价格扭曲的关键因素,本研究构建了包含供气商、运输商、储气商、终端消费者的天然气市场多主体混合互补(MCP)模型,模拟不同类型市场结构下,管制价格松绑和管网整合后的市场出清条件和均衡结果。研究结果表明:在不存在价格管制的条件下,管网分离显著降低终端消费价格,缩小上下游的价格差,保持区域内的价格稳定,同时还能够在一定程度上增加消费者福利和社会总体福利,最终能够通过市场调节作用达到政府价格管制的效果;生产环节的完全竞争并不能实现社会福利的最大化,短期内保持生产端的垄断竞争并实现管输分离能够最大程度的实现社会总体福利最大化;储气商的加入有利于降低终端消费价格,充分满足终端消费市场需求,缩小区域内的价格差距。本研究适应中国天然气市场从垄断向可竞争性竞争市场演变的过程,对于丰富现有的自然垄断行业市场结构理论亦具有重要的理论价值,可为中国天然气价格改革困局提供理论支撑,也为中国天然气市场化改革提供实验数据和决策参考。

### 3. 模型构建

在能源市场均衡建模中,越来越多的研究使用多主体混合互补问题(MCP)模型,并通过 Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件和市场出清条件来解决市场均衡问题,该均衡模型适合于多主体交互且各主体约束众多的网络,同样适合于市场竞争与规制并存、垄断并存的多种类型市场结构(Egging and Gabriel, 2006; Zhuang and Gabriel, 2008; 王晔等, 2004),天然气产业结构涉及交互主体众多且约束条件复杂,对天然气价格扭曲路径的精确识别需对多主体系统内各主体进行数量化建模,在此借鉴 Egging et al. (2008)、(Gabriel et al., 2005)在研究欧洲和北美天然气市场做法,构建中国天然气多主体 MCP 模型,来分析市场结构差异、参与主体变化等对中国天然气市场均衡的影响。

#### 3.1 变量解释

天然气市场不同参与主体通过约束下的决策来实现不同的目标诉求,下表总结各建模主体的集合、内生变量和外生变量、对偶变量的符号解释。

表 1 集合定义

$n \in N$	主体(供气商、储气商、运输商、终端消费者)的节点集合
$t \in T$	时间集合, $T$ 表示年份, $t$ 为季节参数: $t = summer \ OR \ winter$
$i \in I$	生产商持气结构, $i = 0$ (自产气), $i = 1$ (进口气)
$w(s)$	生产商和储气商集合
$c(s)$	消费者和储气商集合
$a \in A$	主体节点之间的连接弧, 如 $a(w,c)$ 表示生产商与消费者之间的连接弧
$w \in W \in N$	供气商集合
$\bar{w} \in \bar{W} \in N$	与 $w$ 对立的其他生产商的集合
$p \in P \in N$	管输商集合
$s \in S \in N$	储气商集合
$c \in C \in N$	终端消费者集合

表 2 内生变量定义

$\pi^{w \rightarrow c(s)}$	生产商 $w$ 销售出售给终端消费者 $C$ 或储气商 $S$ 的价格
$trade_t^{w \rightarrow c(s)}$	$t$ 季节生产商 $w$ 分别销售给终端消费者和储气商的天然气量
$flow_t^{w(s) \rightarrow c}$	$t$ 季节生产商 $w$ 和储气商 $S$ 销售给终端消费者 $S$ 的天然气量
$RC^{w(s) \rightarrow c}$	$t$ 季节生产商 $w$ 和储气商 $S$ 同终端消费者 $S$ 的之间连接弧的拥堵收益
$EXT_{t=winter}^{s \rightarrow c}$	冬季,储气商 $S$ 出售给终端消费者 $C$ 的天然气量
$purch_{t=summer}^{w \rightarrow s}$	夏季,生产商 $w$ 出售给储气商 $S$ 的天然气量



$\pi_{t=summer}^s$	夏季,生产商 $w$ 出售给储气商 $s$ 的天然气价格
$\pi_{t=winter}^c$	冬季,储气商 $s$ 出售给终端消费者 $c$ 的天然气价格
$d_{tc}$	$t$ 季节, 终端消费者 $c$ 的均衡消费量
$p_{tc}$	$t$ 季节, 终端消费者 $c$ 的均衡价格

表 3 外生变量定义

$prolim^w$	生产商 $w$ 的最大产能
$\eta^w$	市场参数, 其中 $\eta^w = 0$ 表示完全竞争市场, $\eta^w = 1$ 表示古诺竞争市场
$AC_t^{w(s) \rightarrow c}$	$t$ 季节生产商 $w$ 和储气商 $s$ 同终端消费者 $c$ 的之间连接弧的运营收益
$\overline{flowlim}^{w(s) \rightarrow c}$	生产商 $w$ 和储气商 $s$ 与终端消费者 $c$ 之间连接弧的天然气最大流量
$\overline{INJ}^s$	储气商 $s$ 的最大储气量
$\varepsilon^s$	储气商 $s$ 提、注作业的天然气损失率
$d_{t0}^c$	终端消费者 $c$ 的均衡消费量
$p_{t0}^c$	终端消费者 $c$ 的均衡价格
$\varepsilon$	终端消费者 $c$ 的需求弹性
$INT_{iw}$	生产商 $w$ 成本函数的一次项系数
$SLOP_{iw}$	生产商 $w$ 成本函数的二次项系数
$SLOP_p$	管输商 $p$ 运输成本函数的二次项系数

表 4 对偶变量定义

$\alpha^w$	产能约束的对偶变量 ( $trade_t^{w \rightarrow p}$ 的影子价格 )
$\sigma_{w(s)c}$	流量约束的对偶变量 (管输约束的影子价格)
$\lambda^m$	管输商 $p$ 与生产商 $w$ , 储气商 $s$ 之间流量守恒的对偶变量
$\mu^s$	储气商 $s$ 储气能力限制的对偶变量
$\phi^s$	储气商提注气能量守恒约束的对偶变量
$\gamma^{cn}$	终端消费者通生产商和储气商之间流量守恒的对偶变量

### 3.2 模型概述

相较于成熟的欧美天然气市场如 [Gabriel et al. \(2005\)](#)、[Egging and Gabriel \(2006\)](#)、([Egging et al., 2008](#))等研究欧美天然气市场的基本框架, 目前我国天然气市场主要参与主体有: 天然气生产商、管道运输商、储气商、终端消费者 (工业用户、居民用户、商业用户), 图 1 是天然气网络和各市场参与者交互关系的示意图。

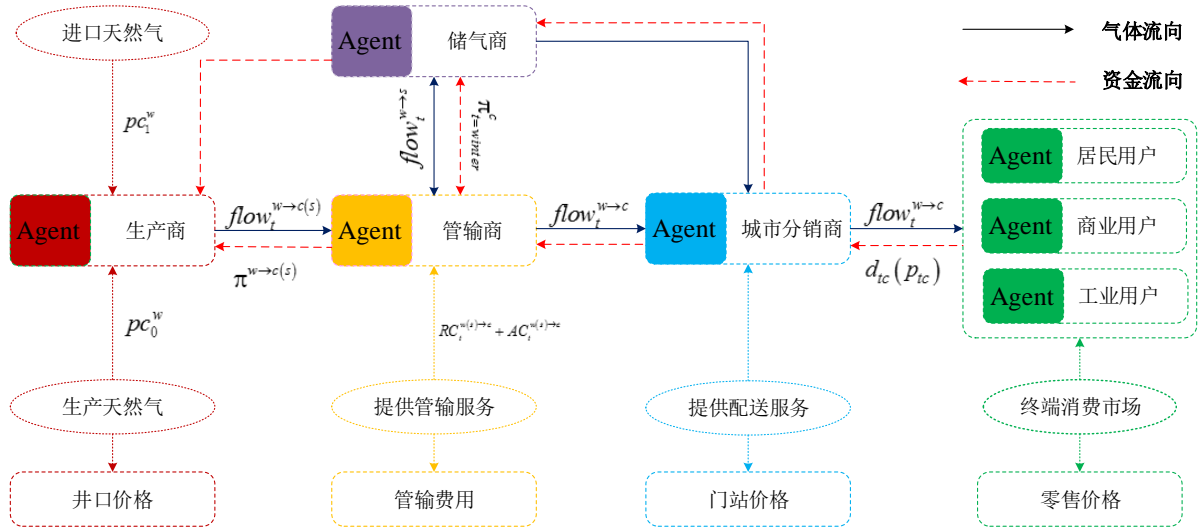


图 1 天然气市场多主体系统结构

天然气供应链主要包含上中下游三个市场，即上游生产商、中游管输商和下游终端消费者，为理顺他们的资金和天然气交互关系，进一步有：

（1） $W(w_1, w_2, \dots, w_n)$  表示天然气供应商的集合，主要负责天然气勘探和生产，持有的天然气包括国内自产气和进口气，然后通过管道运输商向不同的终端消费者输送气体，其中包含特殊的终端消费者-储气商；目前中国天然气主要供应商包括中石油（CNPC）、中石化（Sinopec）、中国海洋石油总公司（CNOOC），由于上游天然气资源的勘探和开采实行国家一级审批登记制度，三家国家石油公司几乎控制了 98% 的天然气供应(邢金艳等, 2018)。

（2） $P(p_1, p_2, \dots, p_n)$  表示天然气管道运输商的集合，主要负责长/短距离天然气管道经营及某条管道运输量的决策，主要承接储气商和生产商的运气需求。天然气运输管道的所有权界定对各主体建模影响较大，目前中国大部分管道归属于生产商，在随后的管输商建模（3.3.2 节）中将详细分析这个问题。

（3） $S(s_1, s_2, \dots, s_n)$  表示天然气储气商的集合，其主要在需求淡季从生产处购买天然气然后注入其储气罐，需求旺盛提取天然气，充当套利者，储气商同样存在权属问题，在随后的储气商建模（3.3.3 节）中同样会详细分析这个问题。

（4） $C(c_1, c_2, \dots, c_n)$  表示天然气终端消费者的集合，在天然气市场中其主要是扮演需求者，在中国天然气市场中其需求可集合在城市门站，由城市门站统一与生产商进行购气谈判。

### 3.3 天然气市场的均衡模型

#### 3.3.1 供气商问题

天然气供应商在运营过程中会根据某段时间内（ $t \in T$ ）天然气需求量的变化及市场结构（ $\eta^w$ ）来调整天然气产量，以实现净利润最大化；净利润由销售天然气收入与产/购天然气和运输天然气的成本之差得到，考虑到我国三大主要天然气供应商的持气结构中不同比例的持有国产天然气和进口天然气，且这两种来源的天然气存在不同的持气成本，在此用  $pc_i^w(trade_t^{w \rightarrow c(s)})$  表示不同气源成本的差异，该成本函数与销售量相关，由于生产较多的产品意味着更多的资源消耗，因此可以合理的假

设该函数为非递减的凸函数 (G. Boots et al., 2004)，具体的有  $pc_i^w(trade_i^{w \rightarrow c(s)}) = INT_{iw} * trade_i^{w \rightarrow c(s)} + SLOP_{iw} * (trade_i^{w \rightarrow c(s)})^2$ ；需要注意的是，运输成本的具体确定还需考虑生产商与管输商之间的权属关系，具体的形式在管输商的建模中讨论。

$$\max_{trade_i^{w \rightarrow c(s)}} \left\{ \sum_{t \in T} \sum_{p \in P} \left[ (1 - \eta^w) \pi^{w \rightarrow c(s)} + \eta^w p(\cdot)^{-1} \right] trade_i^{w \rightarrow c(s)} - \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left[ pc_i^w(trade_i^{w \rightarrow c(s)}) + tc_i^{w \rightarrow c(s)}(flow_i^{w \rightarrow c(s)}) \right] \right\} \quad (1)$$

$$s.t. \quad trade_t^{w \rightarrow c} \leq prolim^w \perp \alpha^w \quad (2)$$

$$trade_t^{w \rightarrow c(s)} \geq 0 \quad (3)$$

约束条件包括：出售给终端消费者的天然气量不能超过其最大产能（ $prolim^w$ ）的限制，其中产能受限于工程作业层面（开采技术、人员数量等）的客观约束及不同市场结构下的垄断或竞争性产能，产能约束的对偶变量为  $\alpha^w$ ，反应稀缺产能的影子价格；此外约束条件包括天然气生产商销售给终端消费者或储气商的量（ $trade_i^{w \rightarrow c(s)}$ ）大于零。

天然气市场生产阶段的市场竞争程度会影响生产商产销天然气量的决策。为模拟不同市场结构对厂商决策的影响，在此借鉴(Egging et al., 2008)的做法，引入市场行为参数  $\eta^w$  来分析市场力量强弱，它表示其他天然气供应商  $\bar{w}$ ，在应对当前生产商  $w$  单边的供气量变化时的推测。

市场行为参数的权重取值范围有  $\eta^w \in [0,1]$ ，其中当  $\eta^w = 1$  时，表示生产商之间属于古诺竞争 (Cournot Competition)， $\eta^w = 0$  时，表示某供气商推测其他供气商的变化是 0，此时参与者不会单方面改变产量，处于纳什均衡中，而此时生产者为完全竞争市场(Egging and Gabriel, 2006)；当  $\eta^w \in (0,1)$  时，关于其市场行为参数的具体取值存在不同的解释(Lise et al., 2008)，总体而言  $\eta^w$  越小则代表市场竞争越充分。不同市场结构下，生产商出售天然气价格存在显著差异，在古诺竞争下，天然气的售价由逆需求函数  $p(\cdot)^{-1}$  决定，在完全竞争市场下，天然气的售价  $\pi^{w \rightarrow c(s)}$  由产商与消费者（终端消费者和储气商）之间的市场出清条件决定。

目前中国天然气供应环节尚处规制，在此假定其市场结构为古诺竞争，并且在随后章节的情景分析中，会考虑不同市场结构下，生产商的均衡产量决策问题。

### 3.3.2 管输商问题

管输商在此建模为扣除与运输量（ $flow_i^{w(s) \rightarrow c}$ ）有关的成本后，最大化其运营利润；天然气的运输具有明显的成本递增特征，关于运输成本函数的设定借鉴(Harker, 1986)，具体的有总成本函数  $C_i^{w(s) \rightarrow c}(flow_i^{w(s) \rightarrow c}) = SLOP_p * (flow_i^{w(s) \rightarrow c})^2$ ；需要注意的是，中国目前天然气市场已铺设的天然气管道中，大多附属于三大天然气油气公司（中石化、中石油、中海油），且各天然气生产商尚处竞争状态，运输管网不能共享，所以不同权属下生产商对其运输环节的成本核定存在差异，在此同样参考(Harker, 1986)的做法，当天然气运输管网隶属生产商时，生产商关于运输环节的成本采用管输边际成本，当存在独立的第三方运营公司时，采用运输平均运输成本，而本节建模时考虑存在独立管输主体的情形。收益部分包含运营收入（ $AC_i^{w(s) \rightarrow c}$ ）及拥堵收入（ $RC_i^{w(s) \rightarrow c}$ ），其中运营收入尚处规制，收益范围



由国家发改委核定，将其设定为一个固定参数；当某条运输管道  $a(n,n)$  的运输量超过其设计容量时则产生拥堵，管输商可对拥堵的管道收取拥堵费，其值为管输约束的对偶变量（影子价格）。管输商通过决策变量（ $flow_t^{w(s) \rightarrow c}$ ）的选择，确定某条运输管道上的天然气流量，其值由管输商与生产商与储气商的市场出清条件决定。

$$\max_{flow_t^{w(s) \rightarrow c}} \left\{ \sum_w \sum_c \sum_t (RC_t^{w(s) \rightarrow c} + AC_t^{w(s) \rightarrow c}) flow_t^{w(s) \rightarrow c} - \sum_t C_t^{w(s) \rightarrow c} (flow_t^{w(s) \rightarrow c}) \right\} \quad (4)$$

$$s.t. \sum_t flow_t^{w(s) \rightarrow c} \leq \overline{flowlim}^{w(s) \rightarrow c} \perp \sigma_{w(s)c} \quad (5)$$

$$\sum_t trade_t^{w \rightarrow c(s)} + INJ_{t=summer}^{w \rightarrow s} = \sum_t flow_t^{w(s) \rightarrow c} \perp \lambda^{pm} \quad (6)$$

$$flow_t^{w(s) \rightarrow c} \geq 0 \quad (7)$$

约束条件包括：管输商出售给终端消费者的天然气量不能超过其管道容量的限制，其对偶变量为  $\sigma_{w(s)c}$ ；管输商所有管道内的流量总和与天然气生产商销售量总和（需求淡季给储气商和终端消费者）或需求旺季下，储气商流通在市场的天然气量之间满足流量守恒定律，其对偶变量为  $\lambda^{pm}$ 。

一直以来，中国天然气市场的改革思路是“管住中间，放开两头”，随着改革的深化，2019 年中央全改革委员会正式审议通过了《石油天然气管网运营机制改革实施意见》，对中石油、中石化、中海油等国有大型油气企业的管道资产将被剥离重组，实现管输和销售分开；同时拟引入社会资本，推进油气管网运营机制改革，这对削减天然气管输成本，提高管道资源利用效率，促进天然气市场价格更加市场化方面具有重大意义。同样的，文章在随后的情景分析中会对设立“独立管输商”进行分析，探讨其对天然气市场价格改革及其均衡带来的影响。

### 3.3.3 储气商问题

储气商在天然气市场中起到平滑终端消费者需求的季节波动，即在需求淡季以较低的价格购买和注入气体，在供应不足的高需求季节时，从储藏库中提气以较高的价格供应给消费者，因此储存业务代表了一种时间套利，这种季节性存储操作是储气商建模的一个标准假设(Mulder and Zwart, 2006)；值得注意的是，不同市场结构下，储存设施所有者和经营者可能不一致(EIA, 2019)。一般有两种权属关系：储气商隶属于管道商或者天然气生产商、独立的储气商。为简单起见，将储气商的建模考虑成一个独立主体，其目标同样是利润最大化，收益源于购入天然气和出售天然气之间的价格差，而成本为淡季期间持有天然气的储气成本，假定其为凸函数，储气商通过决策需求淡季的购入量（ $purch_{t=summer}^{w \rightarrow s}$ ），及需求旺季的卖出量（ $EXT_{t=winter}^{s \rightarrow c}$ ）来实现利润最大化，其值由市场出清条件（式几）决定。

$$\max_{\substack{purch_{t=summer}^{w \rightarrow s} \\ EXT_{t=winter}^{s \rightarrow c}}} \left\{ \sum_s \pi_{t=winter}^c EXT_{t=winter}^{s \rightarrow c} - \sum_s \pi_{t=summer}^s purch_{t=summer}^{w \rightarrow s} - SC_{t=summer}^s (purch_{t=summer}^{w \rightarrow s}) \right\} \quad (8)$$

$$s.t. purch_{t=summer}^{w \rightarrow s} \leq \overline{INJ}^s \perp \mu^s \quad (9)$$

$$EXT_{t=winter}^{s \rightarrow c} = (1 - \varepsilon^s) purch_{t=summer}^{w \rightarrow s} \perp \phi^s \quad (10)$$

$$purch_{t=summer}^{w \rightarrow s} \geq 0 \quad (11)$$

$$EXT_{t=winter}^{s \rightarrow c} \geq 0 \quad (12)$$

约束条件包括：储气商在消费淡季的购气量不能超过其储气罐的有效容量（ $\overline{INJ}^s$ ），其对偶变量为  $\mu^s$ ；当淡季购入天然气时，存在垫气，作业损耗气体等情况，所以提气和注气的流量守恒要考虑天然气损耗率  $\varepsilon^s$ ，该流量守恒约束的对偶变量为  $\phi^s$ ；此外还需满足提气、注气量非零约束。

### 3.3.4 消费者问题

天然气终端消费者主要包括工业用户、居民用户、商业用户，其中居民用户的消费选择具有明显的季节性，一般有需求旺季在每年的 11 月-4 月，而需求淡季在 5-10 月。特别的，储气商的提气、注气行为也具有明显的季节性，在需求淡季将储气商看作一个特殊的消费点，而在需求旺季将其看作特殊的供气商，且储气罐大多修建在高需求城市附近，所以供气更有成本优势（管道运输费较于气源地较少），消费终端会优先选择购买储气罐的气体。终端消费者除储气商外，其目标是在自己能承受的价格之下（消费者价格弹性），选择最大的消费量，使其消费者剩余最大化。

$$\max \sum_t \sum_c \int_0^{q_{tc}} \left( p(d_{tc})^{-1} - \pi_{tc} \right) d(d_{tc}) \quad (13)$$

在天然气市场建模中，关于终端消费者需求函数的设定有简单线性需求函数和指数型需求函数两种，这两种形式在建模中各具优势，其中简单线性需求函数对截距和斜率值的设定要求较高，如在截距值设定，大部分研究者将某国家或某部门全年消费总量按照既定的调整系数进行分配，但是当调整系数的设定不合理时，会导致均衡消费量与真实量差距悬殊；而指数型需求函数综合考虑消费量和价格基准值，只需对需求价格弹性进行设定，为避免需求函数截距设定的偏差，故在此考虑用非线性的指数型消费函数，具体的有：

$$d_{tc}(p_{tc}) = d_{t0}^c * \left( \frac{p_{tc}}{p_{t0}^c} \right)^\varepsilon \quad (14)$$

逆需求函数有  $p(d_{tc})^{-1} = p_{t0}^c * \sqrt[\varepsilon]{d_{t0}^c / d_{tc}^c}$ ，其中  $d_{t0}^c$ 、 $p_{t0}^c$  分别表示某终端消费点 c 的基准需求量和基准价格。此外，终端消费者和天然气供应商和储气商需满足以下市场出清条件：

$$\sum_t \sum_c trade_t^{w \rightarrow c} + \sum_s \sum_t EXT_{t=winter}^{s \rightarrow c} = \sum_t \sum_c d_{t0}^c * \left( \frac{p_{tc}}{p_{t0}^c} \right)^\varepsilon \perp \gamma^{cn} \quad (15)$$

### 3.3.5 KKT 条件

通过对天然气市场生产商、管输商、储气商、终端消费者的建模，在此给出除终端消费者外各主体的决策变量的 KKT 条件及市场出清条件，如下：

供气商利润最大化的一阶 KKT 条件：

$$0 \leq \frac{\partial p(\cdot)^{-1}}{\partial trade_t^{w \rightarrow c(s)}} + \frac{\partial pc_i^w(trade_t^{w \rightarrow c(s)})}{\partial trade_t^{w \rightarrow c(s)}} + \alpha^w \perp trade_t^{w \rightarrow c(s)} \geq 0 \quad (16)$$

管输商利润最大化的一阶 KKT 条件:

$$0 \leq RC_t^{w(s) \rightarrow c} + AC_t^{w(s) \rightarrow c} - \frac{\partial C_t^{w(s) \rightarrow c}(flow_t^{w(s) \rightarrow c})}{\partial flow_t^{w(s) \rightarrow c}} + \sigma_{w(s)c} + \lambda^m \perp flow_t^{w(s) \rightarrow c} \geq 0 \quad (17)$$

储气商利润最大化的一阶 KKT 条件:

$$0 \leq \pi_{t=winter}^c + \phi^s \perp EXT_{t=winter}^{s \rightarrow c} \geq 0 \quad (18)$$

$$0 \leq \pi_{t=summer}^s - \frac{\partial SC_{t=summer}^s(purch_{t=summer}^{w \rightarrow s})}{\partial purch_{t=summer}^{w \rightarrow s}} - (1 + \varepsilon^s) * \phi^s + \mu^s \perp purch_{t=summer}^{w \rightarrow s} \geq 0 \quad (19)$$

结合以上各主体的 KKT 条件公式 (16) - 公式 (19)、各主体的决策变量约束条件, 公式 (2) 公式 (3)、公式 (5)、公式 (7)、公式 (9-12) 市场出清条件公式 (15), 建立中国天然气行业多主体混合互补问题 (MCP) 模型。

## 4. 数值分析

### 4.1 案例背景

考虑到数据的可获得性, 以及天然气管网结构和天然气来源的代表性, 本节利用上述构建的中国天然气市场多主体均衡混合互补模型 (MCP) 来模拟湖北省天然气市场, 考察管网分离对天然气市场均衡的影响。湖北省位于我国中部地区 (如图 2 所示), 区域内的天然气产量很少, 2017 年的产量仅为 1.31 亿立方米, 而消费量达到 41.5 亿立方米, 超过 96% 的天然气需要依靠 “两纵两横” 国家天然气主干道 (中石油西气东输、淮武线、忠武线、川气东送线等管道) 保障供给。目前湖北省总共有 6 条已经建成的天然气主干管道, 这些主干道大都是国家天然气管网中的大动脉。因此从管道的走向、管道的所有者以及各条管道的气源等角度考虑, 使用湖北省的天然气市场数据进行数值模拟具有很强的代表性, 能够较强的反映出我国实行管输分离前后的天然气市场演变规律和特征。

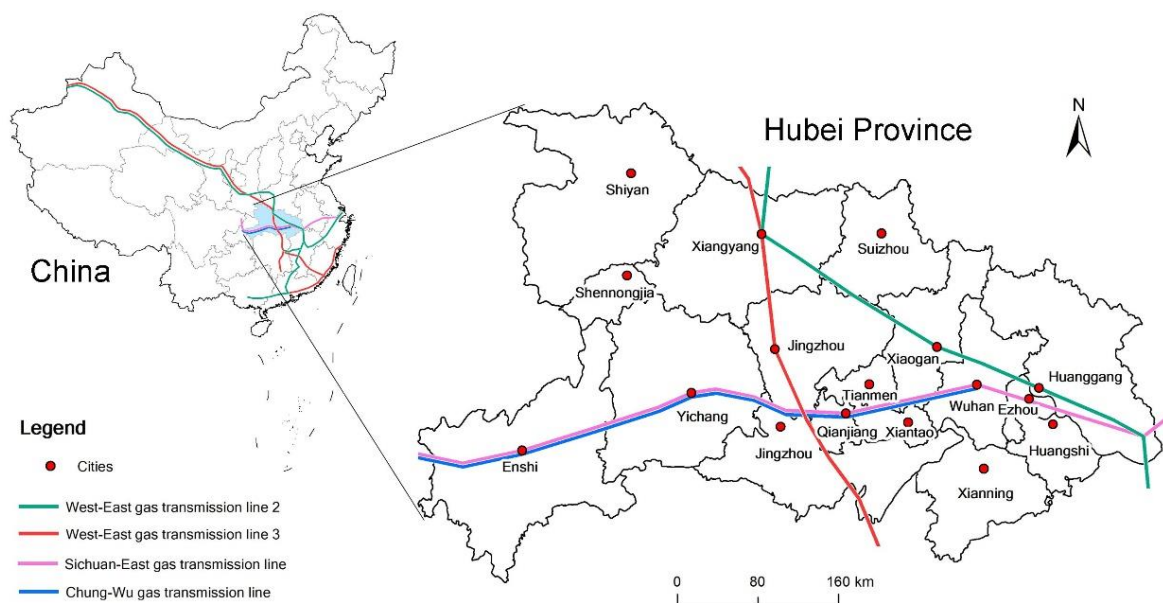


图 2 湖北省区位及天然气主干管网布局图

本文构建的模型用以模拟湖北省天然气市场一年的短期模型，因此数值模拟主要基于 2017 年公开发表的数据。基础案例来自公开发布的数据，其中，湖北省 16 个城市的天然气消费量数据来源于各市发布的 2017 年统计年鉴，天然气价格数据来源于湖北省物价局发布的价格文件。各个气田的基准出厂价格数据来源于国家发改委发布的《国家发展改革委关于提高国产陆上天然气出厂基准价格的通知》（发改电[2010]211 号）。湖北省境内天然气长输管网运输价格来源于国家发改委核定的 13 家跨省管道运输企业的管道运输价格，以及中石油和中石化官网公布的具体管道运输收费价格信息；省内短途管输价格来源于湖北省物价局公布的湖北省天然气发展有限公司管道运输价格和恩施州民生天然气（集团）有限公司天然气输气管道运输价格。管道运输容量数据来源于湖北省发改委发布的《湖北省天然气发展“十三五”规划》和国家发改委发布的《天然气发展“十三五”规划》。

考虑整个天然气供应-传输-需求系统，基于湖北省目前的管网现状，我们给出了如下管网拓扑结构图，如图 3 所示。各油气公司掌管各自的油气管道，实行管网的排他性经营。其中红色线条表示中石油所属公司经营的天然气管道；绿色线条表示中石化所属公司经营的天然气管道；黑色实线为联络线，根据地区的消费需求实线不同管网之间的气体调配，具有双向传输的功能。为了简化模型，本文将省管网线纳入联络线，与长输管道一样，省管网也是由点对点的大管径高压管道及支线组成的区域性输气管道。省管网在本省范围内建设城市分输支线，构建区域输气干线。

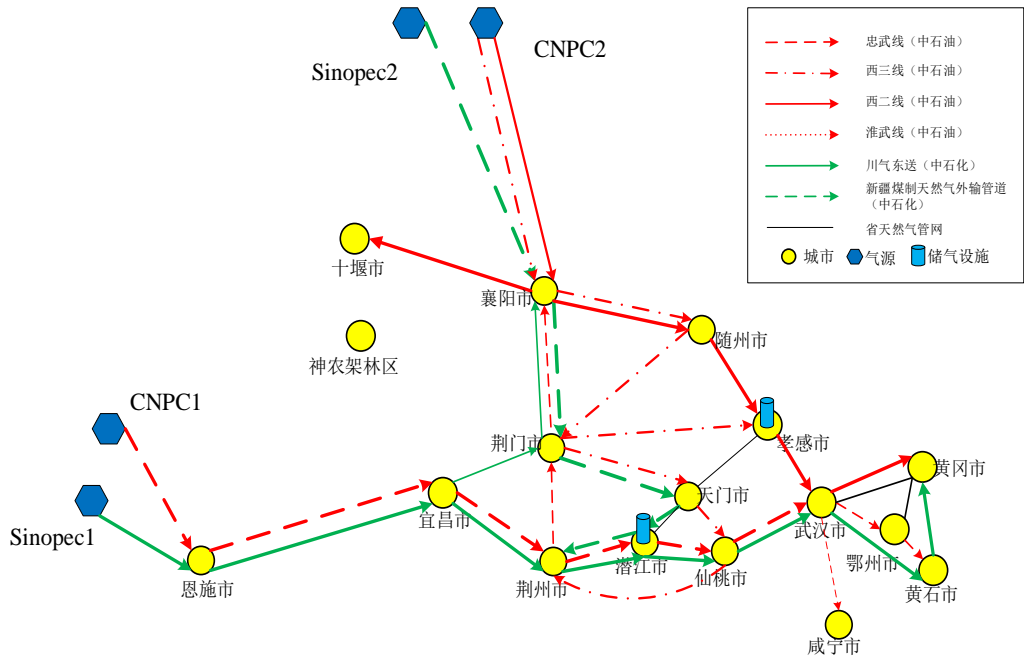


图 3 湖北省天然气管网拓扑结构图

#### 4.2 数据描述

建模的天然气管网包括 16 个需求节点，4 个生产节点和 2 个储气节点。其中需求节点包括武汉市、黄石市、十堰市、荆州市、宜昌市、襄阳市、鄂州市、荆门市、孝感市、黄冈市、咸宁市、随州市、恩施市、仙桃市、天门市和潜江市等 16 个主要城市。神农架林区位置偏僻，海拔较高，地形地质条件复杂，不具备建设天然气管输的条件，而主要使用便于运输的液化天然气作为气源，因此我们在建模过程中不考虑神农架。参考 Zhang et al. (2018), Sun and Ouyang (2016), He et al. (2014)对中国天然气需求价格弹性的研究，本文将湖北省天然气需求价格弹性设定在-0.5 至-0.1 之间。由于存在消费惯性，考虑到需求量越大对价格的变化越不敏感(Gong et al., 2016)，因此需求量越大的城市节点设置的需求弹性的绝对值越小。模型中使用的基础价格  $p_0$ 、基础需求量  $d_0$  以及需求弹性  $\varepsilon$  等相关数据如表 5 所示。其中基础价格数据为居民用气价格、工业用气价格和商业用气价格的平均价，用以体现湖北省天然气市场的整体价格趋势。

表 5 各个用气节点城市的基础价格、消费量和需求弹性

城市	节点	$d_0$	$p_0$	$\varepsilon$
恩施市	ES	1.48	2.47	-0.2
宜昌市	YC	3.09	2.72	-0.1
荆州市	JZ	1.76	2.68	-0.4
荆门市	JM	1.39	2.78	-0.4
襄阳市	XY	2.30	2.77	-0.1
随州市	SZ	0.98	2.87	-0.5
孝感市	XG	2.56	3.03	-0.3
天门市	TM	0.27	3.25	-0.5



潜江市	QJ	0.68	2.97	-0.5
仙桃市	XT	0.57	2.75	-0.5
武汉市	WH	18.00	2.97	-0.1
黄冈市	HG	3.46	2.80	-0.1
鄂州市	EZ	0.40	2.66	-0.5
咸宁市	XN	1.30	2.65	-0.4
黄石市	HS	2.70	2.72	-0.3
十堰市	SY	0.57	3.05	-0.5

湖北省天然气的气源主要为四川盆地、普光气田、中亚进口天然气、塔里木盆地和鄂尔多斯盆地的国产天然气以及新疆煤制天然气（伊犁地区），另外有少量天然气产自恩施建南气田。其中，西气东输二线的主气源为中亚（土库曼斯坦、哈萨克斯坦）进口天然气，补充气源为塔里木盆地和鄂尔多斯盆地的国产天然气；西气东输三线的主气源也是中亚进口天然气，新增乌兹别克斯坦进口天然气，调剂气源为塔里木盆地增产气和新疆伊犁的煤制天然气。

考虑到西二线和西三线的主供气源都为中亚进口天然气，国产天然气作为补充气源占比较小，因此为了简化模型，将西二线和西三线的气源合并为“中亚进口气源”。模型中数值模拟主要考虑四川盆地、中亚进口气（包括西二线和西三线）、新疆伊犁以及普光气田四个主要气源。由于油气公司对各自的气田享有排他性的开采权（气田与油气公司为一体化经营），因此模型中假设四个气源对应四个生产商，四个生产商分别隶属于 CNPC 和 Sinopec 两个油气公司。进口天然气的价格通常高于国内国产天然气价格，通过中亚管道进口天然气的完税价格超过 2 元/立方米(Wang and Lin, 2014)。但长期以来，进口中亚天然气价格按国产天然气供同类用户价格执行，例如西气东输的出厂基准价格为 1.19 元/m<sup>3</sup>，而忠武线的基准出厂价格为 1.541 元/m<sup>3</sup>(国家发展改革委, 2010)。为了鼓励天然气的使用，增强油气公司进口天然气的积极性，政府不得不对进口气价实行补贴政策(Liu and Lin, 2018)。由于本文侧重管输分离与否对市场均衡的影响，考虑到出厂价格的可比性（国家规定的天然气出厂价格），在本模型中西气东输的成本为考虑政府补贴后的成本。表 6 为四个生产节点的供应量和边际生产成本函数相关数据。

表 6 2016 年湖北省气源供应量和边际生产成本函数斜率和截距项

生产节点	气源	所属公司	管线	供应量 (10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)	边际成本函数 截距项	斜率
CNPC1	四川盆地	CNPC	忠武线	30	1.0384	0.06
Sinopec1	普光气田	Sinopec	川气东送	10	1.1685	0.06
CNPC2	中亚进口	CNPC	西气东输	40	0.7665	0.06
Sinopec2	新疆伊犁	Sinopec	新粤浙线	20	0.5665	0.06

目前湖北省有两座储气库，分别是位于孝感的西二线云应盐穴地下储气库，和位于潜江的江汉战略储气库（表 7）。江汉战略储气库于 2018 年开始注气储气，到 2019 年底可基本满足湖北省天然气冬季调峰。由于储气库的具体容量数据无法获得，模型中使用的储气库容量值由湖北省天然气淡季和旺季的消费量差值计算得出。储气库的容量数据和成本数据如表所示。由于不同季节生产成本

不同，因此在考虑储气商的加入时，消费旺季的生产成本在基础情景上浮 20%，消费淡季的生产成本在基准情景的基础上下调 20%。

表 7 储气库成本和容量数据

节点	储气库名称	所属公司	位置	工作气量 (10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)	单位成本 (元/ m <sup>3</sup> )	损失率%
S1	云应盐穴地下储气库	Sinopec	孝感	2	1.5	6.8%
S2	江汉战略储气库	CNPC	潜江	3	1.5	6.5%

管输价格由管输成本、准许收益以及税费组成，其中“准许收益率按管道负荷率（实际输气量除以设计输气能力）不低于 75%取得税后全投资收益率 8%的原则确定”。因此，对于管输成本可以根据国家核定的管输价格间接计算得出。各个节点之间的管输成本数据如图 4 所示。

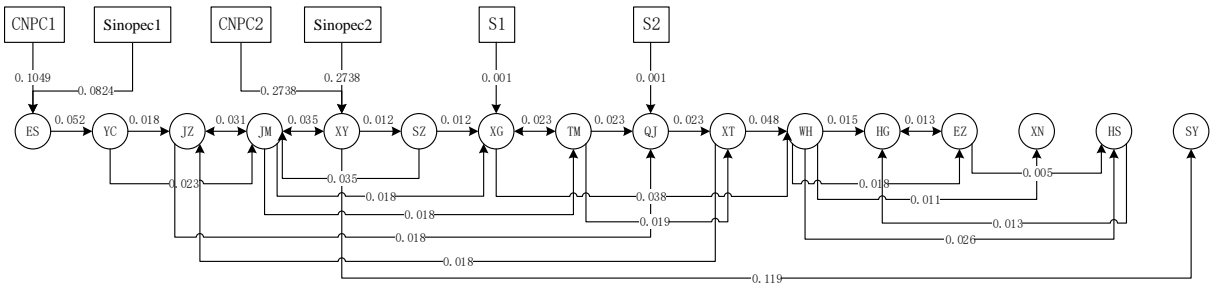


图 4 节点间管输成本（元/m3）

本研究的数据还包括 45 条主要的管道。参考 [Gabriel et al. \(2005\)](#) 的研究，在管网分离情景下，模型只需考虑节点之间的流量而无需考虑路径流，因此区域之间的管道容量可将两个油气公司相同路径的管道值合并计算。节点间的管输能力结果集如图 1 所示。目前我国已形成西气东输、北气南下、海气登陆、纵贯南北、覆盖全国、连通海外的天然气管网格局，国家骨干管网已基本建成，截止 2016 年底，干线管网总输气能力超过 2000×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup> / a([邢金艳等, 2018](#))。而相对而言，终端消费市场对应的区域管网和支线管道建设相对滞后，配套设施不足，省域内支线管网运行存在瓶颈。因此模型中假设主干管网的管容没有约束（模型中设定为 100 亿立方米/年），部分支线管网存在管容约束。具体管输能力数据如图 5 所示。

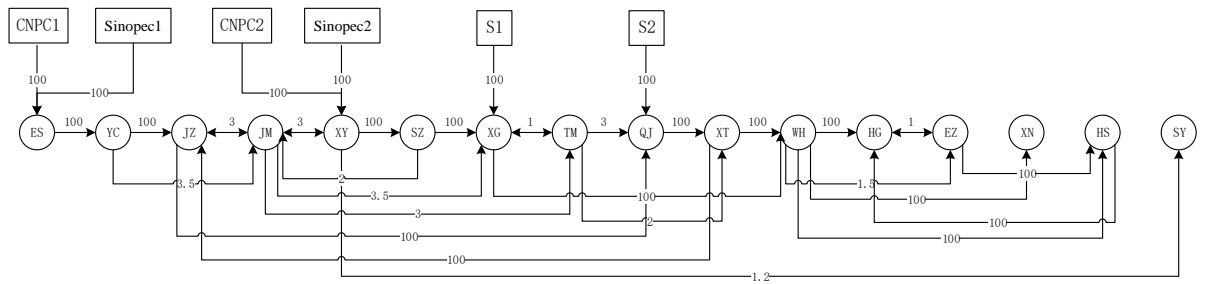


图 5 节点间管道管输能力（108m3/a）

4.3 情景分析

为了更加清晰地比较管网分离前后，以及市场结构变化对天然气市场带来的影响，我们在建模过程中将当前湖北省的天然气市场实际情景作为基础案例（Base case）。根据市场结构、管网是否分离以及是否有储气商的加入等特征，模型模拟出 6 中不同的情景，Base case 和 6 种模拟情景的基本特征如表 8 所示。

表 8 六种情景的特征描述

情景	市场结构	管网结构	有无储气	主要特征
Base case	古诺竞争	管网一体	无	现有的天然气市场，生产商对管输业务实行垂直垄断经营，政府对价格管制
Case 1	完全竞争	管网一体	无	生产商为完全竞争，生产商对管输业务实行垂直垄断经营，即仅能使用本公司的管网运输
Case 2	古诺竞争	管网一体	无	生产商为垄断竞争，生产商对管输业务实行垂直垄断经营，即仅能使用本公司的管网运输
Case 3	完全竞争	管输分离	无	生产商为完全竞争，生产商不再对管网享有专属权，管网归属国家，管输和销售分开，管道实现共享
Case 4	古诺竞争	管输分离	无	生产商为垄断竞争，生产商不再对管网享有专属权，管网归属国家，管输和销售分开，管道实现共享
Case 5	完全竞争	管输分离	有	生产商为完全竞争，生产商不再对管网享有专属权，管网归属国家，管输和销售分开，管道实现共享
Case 6	古诺竞争	管输分离	有	生产商为垄断竞争，生产商不再对管网享有专属权，管网归属国家，管输和销售分开，管道实现共享

其中，Base case 和 Case 2 的区别在于：Base case 是基于湖北省实际天然气市场数据的案例，天然气终端消费市场的价格受政府管制，存在一定的价格扭曲；而 Case 2 中的价格是基于前文构建的模型，不存在政府对价格的管制，终端消费价格为市场均衡价格。对于生产者的市场力量的基本情况假设，Base case，Case 2，Case 4 和 Case 6 为古诺竞争情景。对于是否构建了国家管网公司，模型以“管输一体化”和“管输分离”进行区分，Base case，Case 1 和 Case 2 为成立国家管网公司之前，油气公司对各自的管网实行垄断一体化经营的情景；Case 3，Case 4，Case 5 和 Case 6 均为成立公家管

网公司后运销分离、管网公平开放的情景。Case 4 和 Case 5 是在 Case 4 和 Case 5 的基础上考虑了储气商行为。模型运行的主要数据和 6 种情景的汇总结果如图 6 所示。

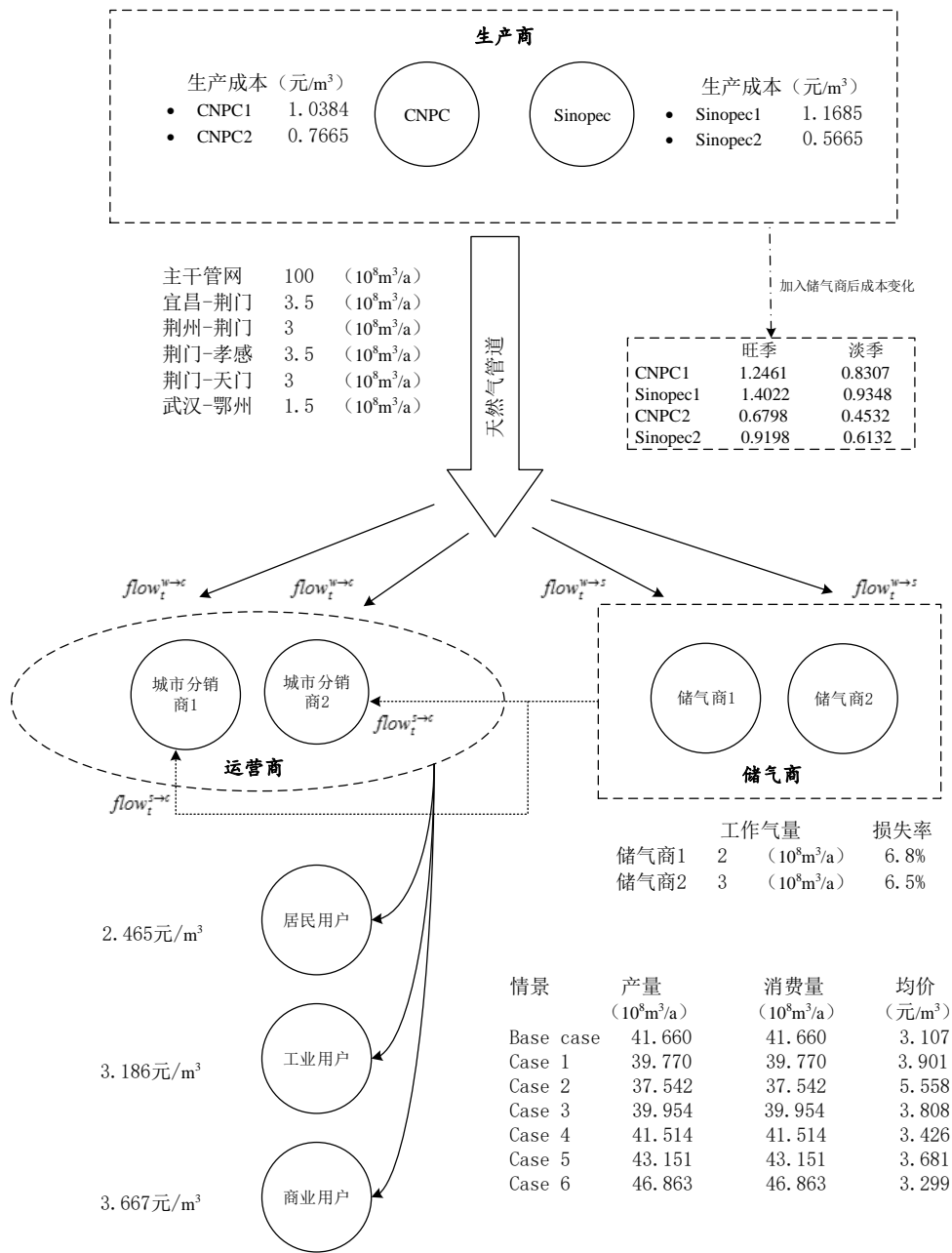


图 6 六种情景下湖北省天然气市场均衡结果汇总图

基于上述 6 种情景，本文将从以下三个不同的角度进行对比分析：

(1) 管网分离前后的比较：尽管国家已经稳步推进“放开两端，管住中间”的政策，但上游生产节点短期内并未实现完全竞争。因此在比较管网分离对市场均衡带来的影响时，假设上游生产环节依然为垄断竞争，因此侧重分析古诺竞争市场结构下管网分离的情景，即 Case 2 和 Case 4 相对于 Base case 的变化情况。

(2) 市场结构的比较：分别在管输一体化和管输分离的条件下，比较分析生产环节分别为古诺

竞争和完全竞争对市场均衡的不同影响，即分析比较 Case1 和 Case2、Case3 和 Case4 这四种情景。

(3) 有无管输商的比较：在实行管输分离后，考虑有无管输商对整个天然气市场均衡的影响，即分别比较 Case2 和 Case4、Case3 和 Case5 两组情景的差异。

#### 4.3.1 管网分离前后比较

对于电力市场而言，更高水平的分拆（电网所有权的分拆）会导致电价下降(Pollitt, 2008)。在天然气市场中所有权的分拆（管输和销售分离）可以有效降低生产成本和消费者价格，从而为消费者带来长期利益(Dong et al., 2018)。在模型中，湖北省天然气市场也被证实如此，由于管网开放准入，低成本气源得到优先配置，城市门站价格竞争充分，终端消费价格显著降低，Case 4 中的平均价格相比 Case 2 下降了 38.37%。在图 7 中，Case 4 中 16 个消费节点的价格均低于 Case 2，并且下游城市节点的价格差更大。靠近四川盆地和普光气田的上游城市如恩施和宜昌，在 Case 2 和 Case 4 中的价格差分别为 0.568 和 1.418 元；西气东输和新粤浙线的进气点襄阳在两种情景下的价格差略高，为 1.93 元；下游城市除潜江之外，绝大部分城市的价格差均高于 2 元，武汉和鄂州在两种情景下的价格差达到了 2.79 元和 2.736 元。因此，管输分离有利于降低下游城市的价格，并且缩小上下游城市的价格差。

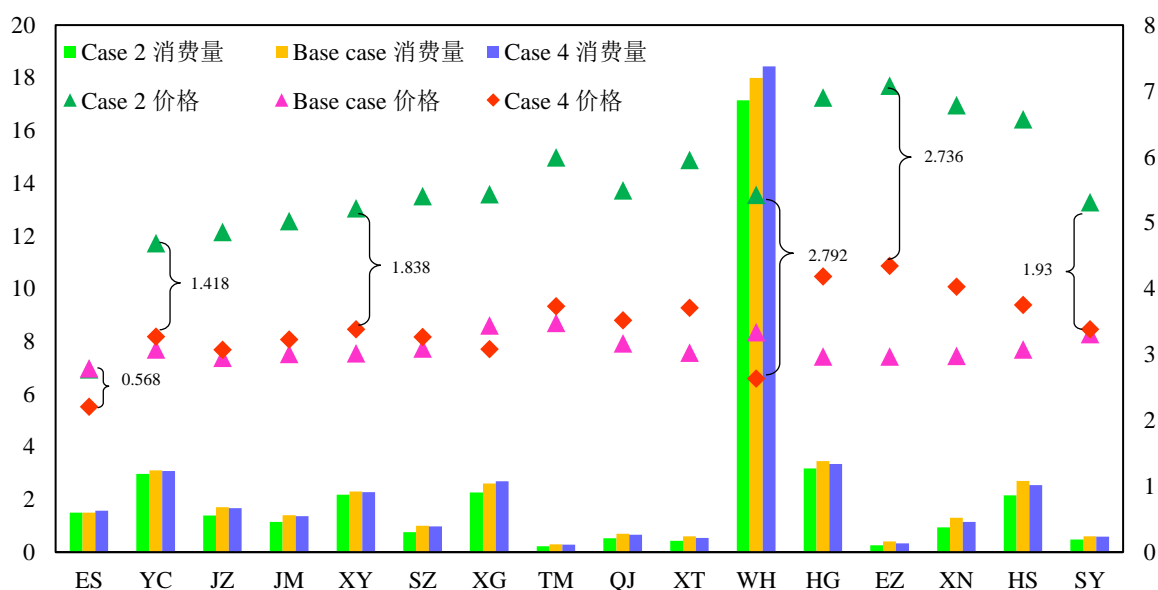


图 7 16 个城市天然气价格比较

下游城市距离气源较远，因此诸如孝感、武汉、黄冈、鄂州、黄石等城市需要承担更高的运输费用，终端消费价格会相应偏高。但 Case 2 中下游城市节点的价格显著高于上游节点（如鄂州的价格达到 7.082，而恩施和襄阳的价格分别为 2.777 和 5.22），一个重要原因在于终端消费者需要承担由管网一体化造成的拥堵费。如图 8 所示，由于宜昌-荆门、荆门-孝感、荆门-天门以及武汉-鄂州这四段支线管网存在管容约束，荆门、孝感、天门以及鄂州分别需要承担 0.332、0.56、0.553 和 0.02 的拥堵费（元/m<sup>3</sup>），会进一步导致下游城市节点的进气成本增加。管输分离之后，各个生产者之间可以



实现管输能力的优势互补，如图 9 所示，由于 CNPC1 可以利用 Sinopec1 的管输能力，CNPC1 的产量增长 14.37%，可以更多地向外输送天然气。而 Sinopec1 具备成本劣势，管输分离后产量仅增长 6.4%。

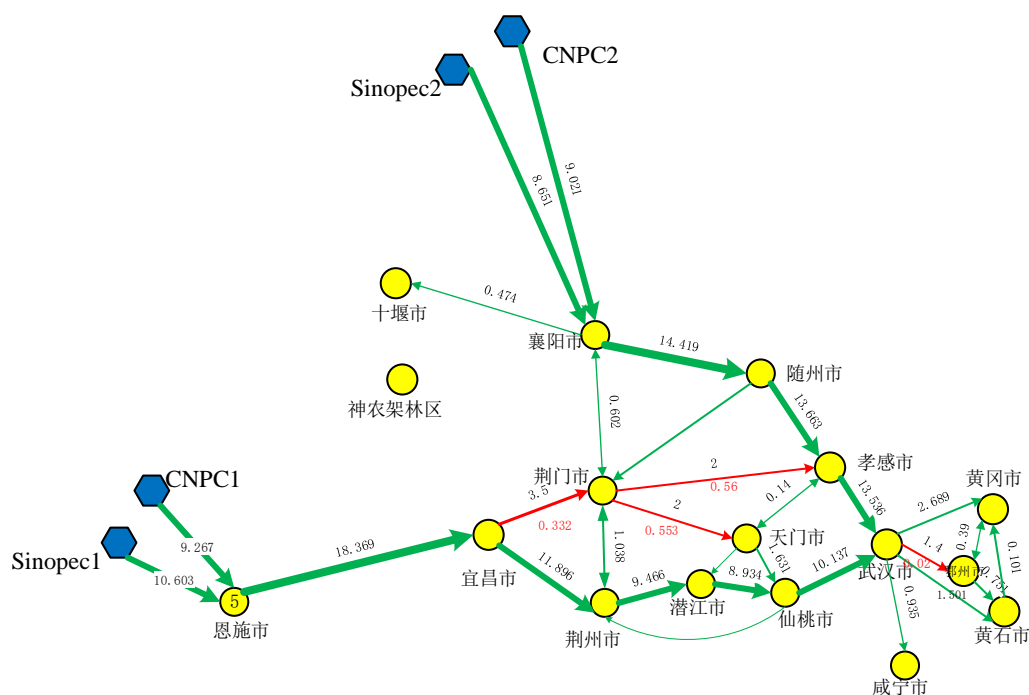


图 8 Case 2 中管网气体流量 (管网一体)

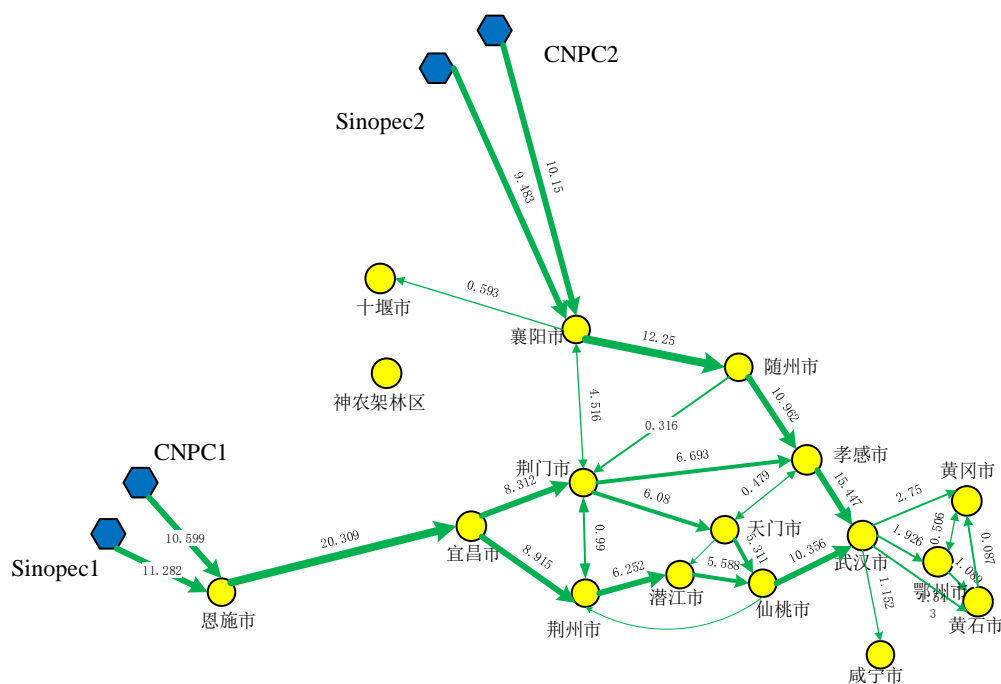


图 9 Case 4 中管网气体流量 (管网分离)

由于没有政府对天然气价格的管制，Case 2 的价格要显著高于 Base case 中的价格，并且下游城市的价格要明显高于上游城市，各个城市节点的价格差距较大。这意味着目前我国政府依旧对天然气市场的价格实行较为严格的管控(Lin and Jiang, 2011; Liu and Lin, 2018; Tian et al., 2017)。但不可否

认政府对价格进行适当的管制能够有效降低整体价格水平，并且缓解各个城市的价格差距，对消费者而言会增加消费者福利。但对生产者而言，这部分损失无疑是由生产者承担的，如图 10 所示，相对于 Base case，Case 2 中生产商的福利增加 23.9 亿元，意味着一旦政府对价格实行管制，那么生产商的福利将会下降 43.66%。

对比 Base case 和 Case 4 可以发现，尽管不存在价格管制，但是 Case 4 的价格与 Base case 的价格差距很小，并且上游节点和下游节点之间的价格差距较小。显然，如果实现管网分离，就算没有政府对价格的严格管控，终端消费市场并不会快速攀高，反而会依托良性的市场竞争和优化的管网结构，最终实现政府价格管制所达到的效果，即将终端消费价格稳定在合理的范围之内。这样的结果得益于市场的自由调节，避免了政府补贴性质较强的价格调节政策。此时，生产者的社会福利也不会明显受损，如图 10 所示，Case 4 中生产商的福利相对于 Base case 仅降低了 4.8 亿元，即生产商的福利仅降低 8.78%。而对消费者而言，消费者福利不仅不会下降，反而会在有价格管制的基础上增加 0.6%。总体来看，Case 4 的社会福利增加值要大于 Case 2，这与 Dong et al. (2018) 的研究一致，所有权分拆（管输分离）将会通过促进上游和下游市场的竞争来增加社会福利。

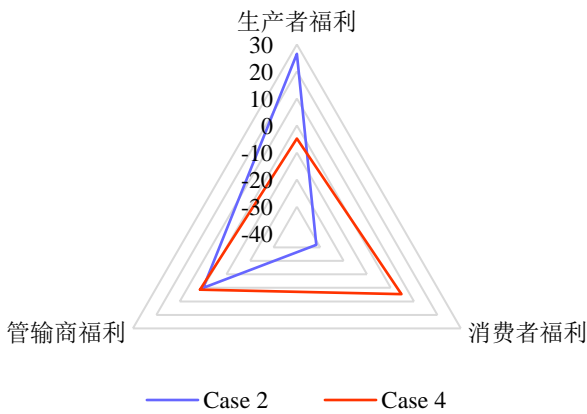


图 10 case 2 和 case 4 相对于 base case 的福利变化

4.3.2 市场结构比较

考虑到生产环节不同的市场结构和管输权属的不同，此处对 Case 1，Case 2，Case 3 和 Case 4 进行比较分析。在管网一体化的情况下，古诺竞争（Case 2）的生产者福利要高于完全竞争市场（Case 1），福利的增加主要来自于生产者通过自有管道对价格的控制，如图所示。若管网运输和销售实现分离，则完全竞争（Case 3）的生产者福利要高于古诺竞争（Case 4），原因在于管输分离实质上实现了管输环节的完全竞争，Case 4 中生产者无法在管输环节对价格进行控制，终端价格优势将不再存在，而 Case 3 生产环节的完全竞争反而会促使生厂商降低生产成本从而获得更高的收益。图 11 为四种情景下四个生产商的生产成本、收益和生产者剩余基本情况。

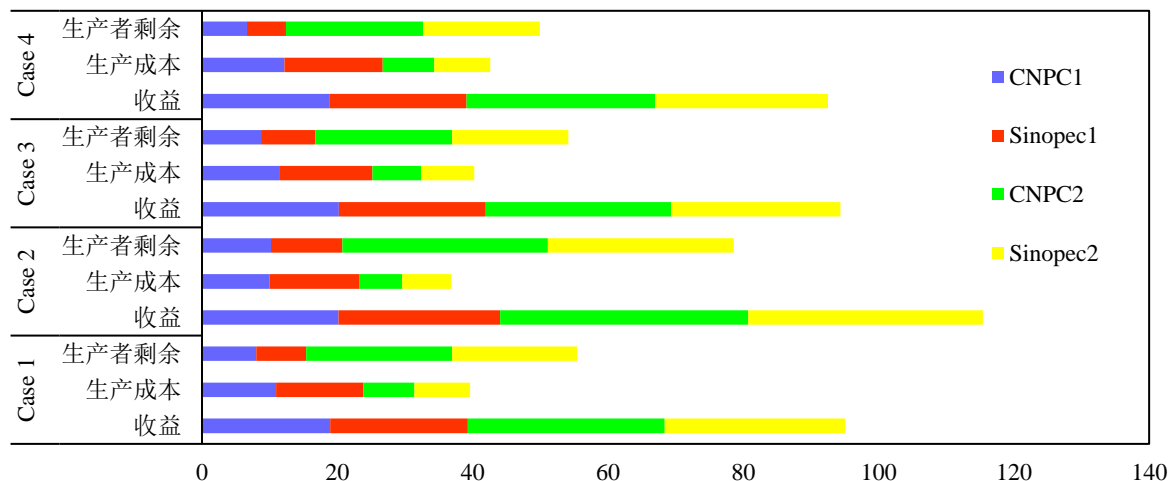


图 11 四种情景下生产者成本、收益和福利情况

Case 2 中生产商拥有自己的管道并且只能用自己的管道运送天然气，因此每个生产商都选择采取“减产提价”政策来提高利润，如图 14。与 Base case 相比，Case 2 的产量明显减少，Case 4 的产量基本保持不变。Case 2 的生产者福利均明显高于 Base case，特别是西气东输和新粤浙线的生产者福利增加值较大，主要原因在于由于政府补贴，中亚进口气的成本相对较低，此外减产使得下游节点城市价格大幅上升，生产者的利润空间增大。尽管 Case 2 的生产者福利最大，但社会总体福利最小，如图 12 和图 13 所示，意味着消费者在垄断竞争且管网一体化的情景下的社会福利损失最大。

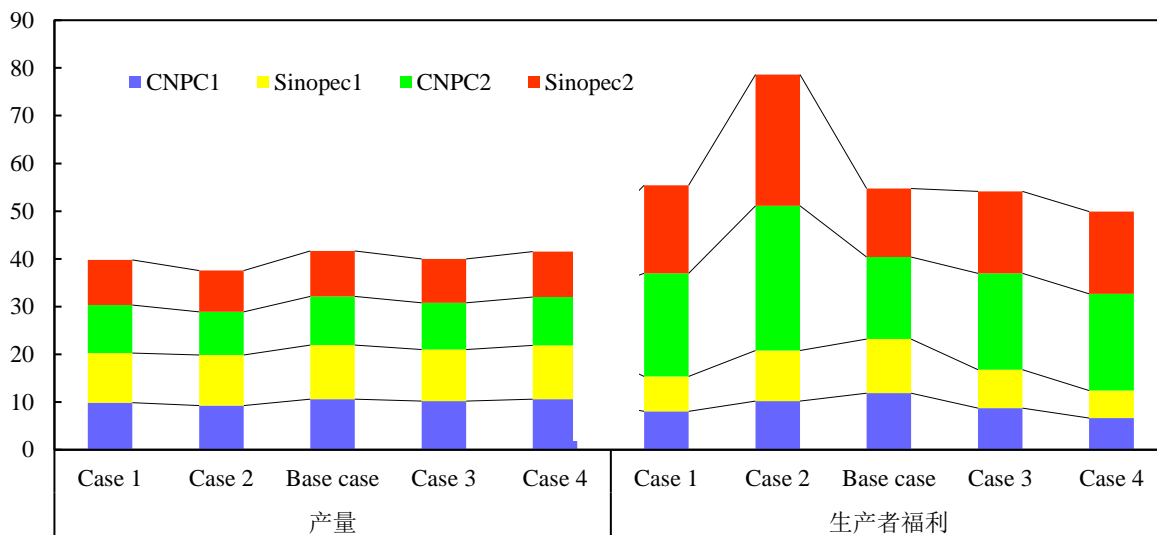


图 12 五种情景下的产量比较

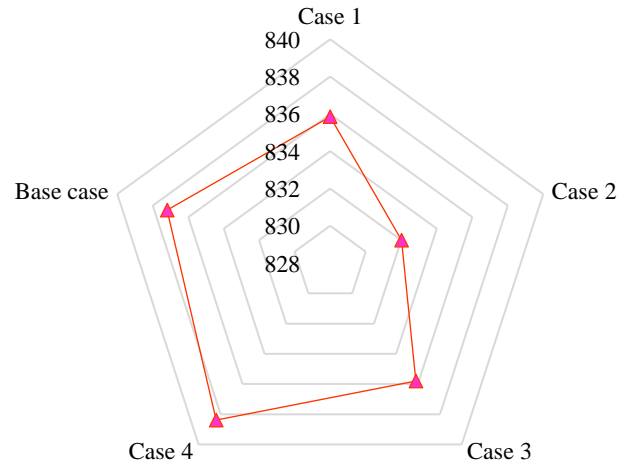


图 13 五种情景下的社会福利比较

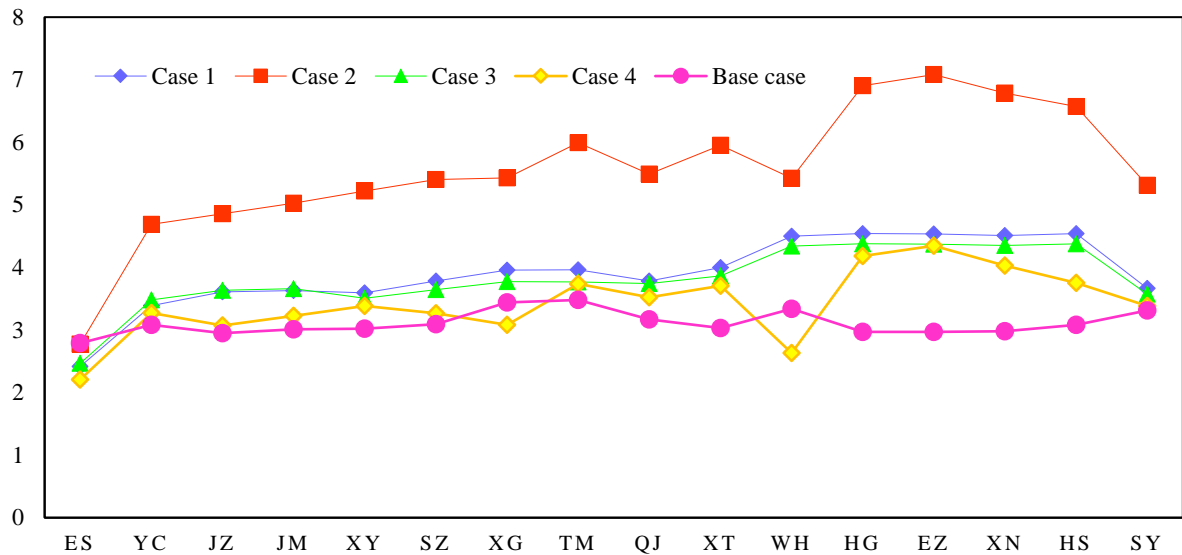


图 14 五种情景下 16 个节点城市的价格比较

#### 4.3.3 有无储气商比较

上述比较均为考虑储气商对整个天然气系统的影响，我们分别在完全竞争市场和古诺竞争情景中考虑储气商的加入对天然气市场均衡的影响。加入储气商之后，无论在何种市场结构中，上游进气点恩施和十堰的价格几乎没有变化，整个消费市场的价格相对趋势保持稳定，但下游的价格普遍下降，上下游的价格差减小。如图 15，在完全竞争市场中，16 个节点城市的平均价格下降 3.34%；在垄断竞争市场中，平均价格下降 3.71%，如图 16 所示。



图 15 有无储气商完全竞争市场结构下的终端价格比较

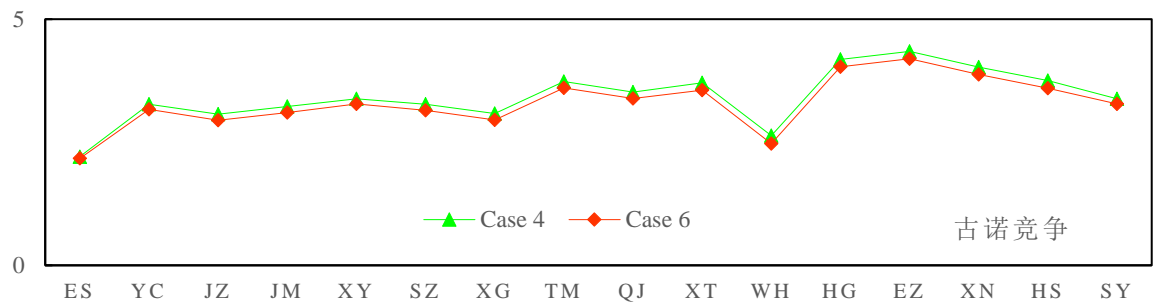


图 16 有无储气商古诺竞争市场结构下的终端价格比较

与 Base case 相比，加入管输商之后，社会福利的增加值在不同的市场结构下有所不同，如图 17 所示。在完全竞争市场中（Case 3 和 Case 5），总体社会福利会有所降低，但由于消费旺季需要从储气库调度更多天然气，管输商的福利增加 0.63。在垄断竞争且实行管输分离的市场情景中（Case 4 和 Case 6），总体社会福利增加，并且各个主体的福利都有不同程度的增长。

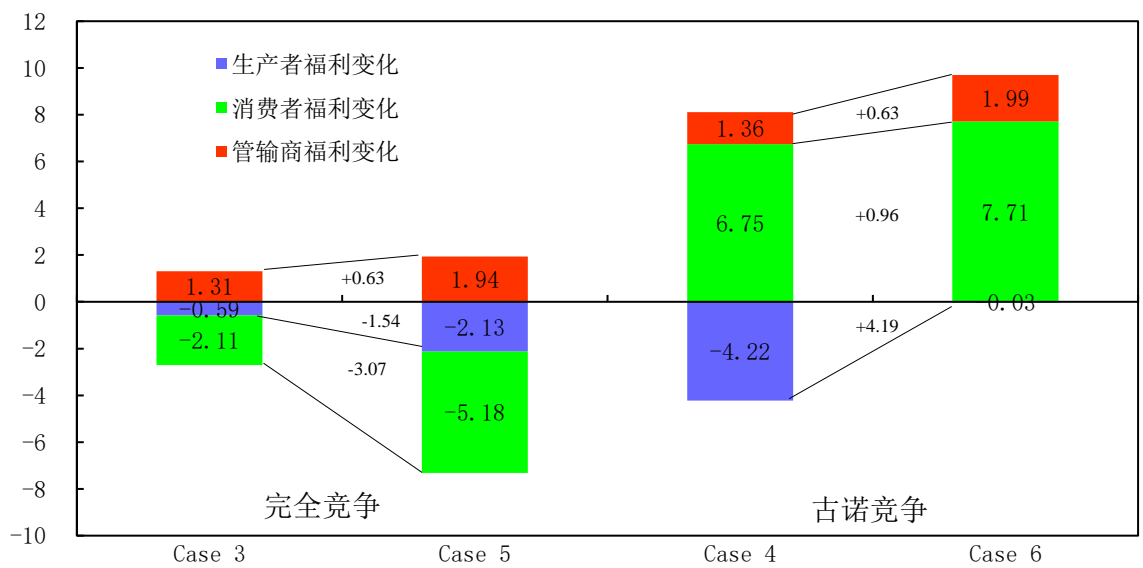


图 17 四种情景下社会福利相对于 Base case 的变化



4.3.4 综合分析比较

综合比较 6 种情景下的社会福利，市场结构为垄断竞争且实现管网分离后（Case 4 和 Case 6）的社会福利相比其他情景要略高，且加入管输商之后（Case 6）的社会福利最大。与 Base case 相比，在垄断竞争、管网一体化的情景中（Case 2），消费者福利损失最大，而生产者的福利增加值最大。可以看出完全竞争且实现管网分离情景下（Case 3 和 Case 5）的社会福利并不是最高的。尽管国家已经开始实行“放开两端，管住中间”的政策，但对上游生产环节而言，油气开采完全实现第三方准入需要大量的资金成本和时间成本。因此短期来看，上游环节的完全竞争依然为少数油气企业的竞争，并不会显著增加社会福利。图 18 显示了 6 种情景的总福利以及相对于 Base case 的福利变化情况。

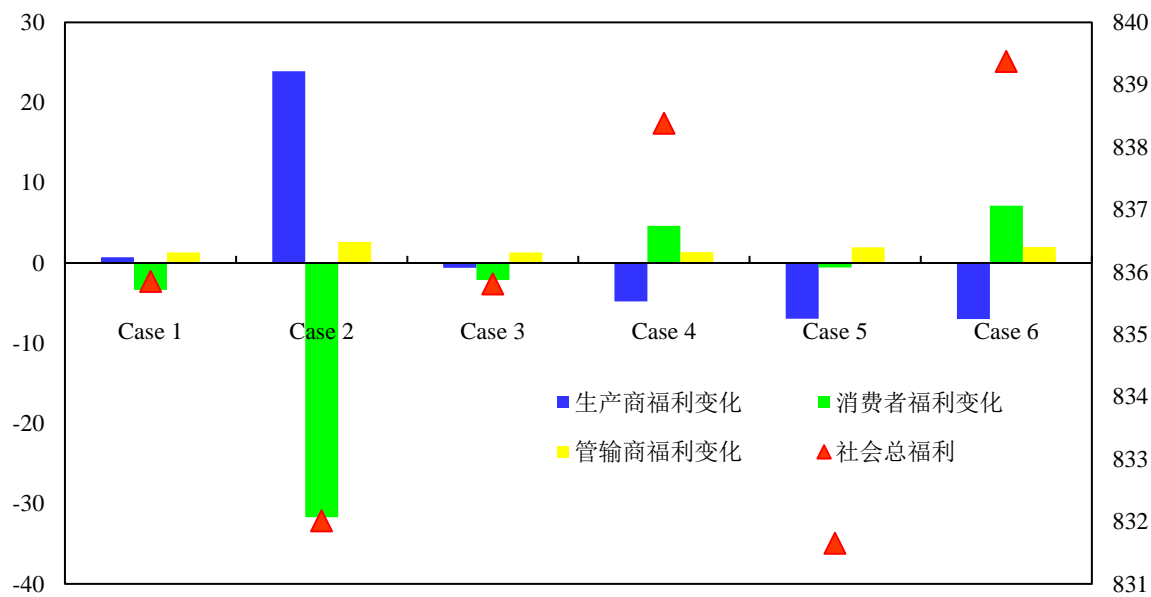


图 18 六种情景的总福利以及相对于 Base case 的福利变化

5. 结论与建议

本文构建中国天然气多主体 MCP 模型，该模型包含供气商、储气商、运输商、终端消费者这四类主体，供应商的市场结构被设定为完全竞争或古诺竞争。在此基础上，文章利用构建的中国天然气市场多主体均衡混合互补模型（MCP）来模拟湖北省天然气市场，并模拟 6 种不同的市场情景，从不同的角度对 6 种情景进行分类比较分析，用以分析管网分离市场结构差异、管网权属变化等对中国天然气市场均衡的影响，得出以下主要结论：

管网分离前后的比较（Base case、Case 2 和 Case 4）分析显示，在去价格管制的条件下，管网分离有利于降低终端消费价格，缩小上下游的价格差，保持区域内的价格稳定，同时还能够在一定程度上增加消费者福利和社会总体福利，最终能够通过市场调节作用达到政府价格管制的效果。此外，管输分离能够使生产者充分发挥自身的成本优势和产能优势，并且充分利用其他生产商的管输能力，形成产能和管输能力的优势互补，有效避免管网垄断经营造成的拥堵，促进上游和下游的市场化发展，有效实现天然气终端消费市场的价格纠偏。管网垄断经营是阻碍价格传导和市场发展的重要制

约因素，因此管网改革是天然气市场化改革的关键环节。

市场结构的分析比较（Case 1、Case 2、Case 3 和 Case 4）显示，垄断竞争且管网一体化时的生产商福利最大，但社会总体福利最小，消费者的福利损失最大。但就目前我国天然气市场而言，就算实现管输分离，但由于技术不可开采等原因的制约，生产环节的完全竞争并不能实现社会福利的最大化。因此短期内保持生产端的垄断竞争并实现管输分离能够最大程度的实现社会总体福利最大化，如 Case 4。

有无储气商的比较分析结果（Case 3、Case 4、Case 5 和 Case 6）显示，储气商的加入有利于降低终端消费价格，充分满足终端消费市场需求，缩小区域内的价格差距。储气商的加入可视为在消费旺季增加了两个生产商，而在消费淡季则可视为增加了两个消费接节点，管输分离后总体上刺激了生产和消费，因此总体的社会福利增大。

推进天然气管网“运销分离”，加快推进管网基础设施向第三方开放有助于统一调配资源，进一步向“管住中间，放开两头”发展模式靠拢。根据《中长期油气管网规划》，预计到 2025 年，我国天然气主干管道将 16.3 万公里。目前我国天然气主干管道里程与这一目标仍有较大差距。未来随着管网规模的逐步扩大，国家应根据我国自有气源、进口气源的规划和下游市场分布情况，统筹规划管网布局，根据实际情况稳妥分步、分段实施，科学合理设计管道路由走向和干支线配比；管输容量设计既要结合当前实际情况，也要考虑长远发展，遵循适度冗余原则。管网公司成立后，必须抛弃目前气源公司利用自己的管道自主调度气源的分散局面，统一调度全国境内所有气田、储气库、LNG 接收站、入境管道气、煤制气等气源。

## 参考文献

- Brandt, L., Tombe, T., Zhu, X., 2012. Factor Market Distortions Across Time, Space and Sectors in China. SSRN Electronic Journal 16.
- Dong, J., Sha, S., Li, X., Xu, J., Dai, W., Duan, H., 2018. Ownership unbundling of natural gas transmission networks in China. *Journal of Cleaner Production* 195, 145-153.
- Egging, R., Gabriel, S.A., Holz, F., Zhuang, J., 2008. A complementarity model for the European natural gas market. *Energy Policy* 36, 2385-2414.
- Egging, R., Holz, F., Gabriel, S.A., 2010. The World Gas Model. *Energy* 35, 4016-4029.
- Egging, R., Holz, F., Gabriel, S.A., 2010. The World Gas Model A multi-period mixed complementarity model for the global natural gas market. *Energy* 35, 4016-4029.
- Egging, R.G., Gabriel, S.A., 2006. Examining market power in the European natural gas market. *Energy Policy* 34, 2762-2778.
- EIA, 2019. U.S. Energy Information Administration (EIA) - Natural Gas.
- G. Boots, M., A. M. Rijkers, F., Hobbs, B., 2004. Trading in the Downstream European Gas Market: A Successive Oligopoly Approach.
- Gabriel, S.A., Zhuang, J., Kiet, S., 2005. A large-scale linear complementarity model of the North American

- natural gas market. *Energy Economics* 27, 639-665.
- Gong, C., Tang, K., Zhu, K., Hailu, A., 2016. An optimal time-of-use pricing for urban gas: A study with a multi-agent evolutionary game-theoretic perspective. *Applied Energy* 163, 283-294.
- Growitsch, C., Hecking, H., Panke, T., 2014. Supply Disruptions and Regional Price Effects in a Spatial Oligopoly—An Application to the Global Gas Market. *Review of International Economics* 22, 944-975.
- Harker, P.T., 1986. Alternative Models of Spatial Competition. *Operations Research* 34, 410-425.
- He, Y., Lin, B., 2017. The impact of natural gas price control in China: A computable general equilibrium approach. *Energy Policy* 107, 524-531.
- He, Y.X., Liu, Y.Y., Xia, T., Zhou, B., 2014. Estimation of demand response to energy price signals in energy consumption behaviour in Beijing, China. *Energy Conversion and Management* 80, 429-435.
- Holz, F., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., 2008. A strategic model of European gas supply (GASMOD). *Energy Economics* 30, 766-788.
- IEA, 2018. IEA webstore. Global Gas Security Review 2018.
- J Doyne, F., Duncan, F., 2009. The economy needs agent-based modelling. *Nature* 460, 685-686.
- Ju, K., Su, B., Zhou, D., Wu, J., 2017. Does energy-price regulation benefit China's economy and environment? Evidence from energy-price distortions. *Energy Policy* 105, 108-119.
- Lin, B., Jiang, Z., 2011. Estimates of energy subsidies in China and impact of energy subsidy reform. *Energy Economics* 33, 273-283.
- Lise, W., Hobbs, B.F., van Oostvoorn, F., 2008. Natural gas corridors between the EU and its main suppliers: Simulation results with the dynamic GASTALE model. *Energy Policy* 36, 1890-1906.
- Liu, C., Lin, B., 2018. Analysis of the changes in the scale of natural gas subsidy in China and its decomposition factors. *Energy Economics* 70, 37-44.
- Medlock, K.B., Jaffe, A.M., O'Sullivan, M., 2014. The global gas market, LNG exports and the shifting US geopolitical presence. *Energy Strategy Reviews* 5, 14-25.
- Mulder, M., Zwart, G., 2006. NATGAS: a model of the European natural gas market.
- Neumayer, E., 2004. Does the “Resource Curse” hold for Growth in Genuine Income as Well? *World Development* 32, 1627-1640.
- Orlov, A., 2017. Distributional effects of higher natural gas prices in Russia. *Energy Policy* 109, 590-600.
- Paltsev, S., Zhang, D., 2015. Natural gas pricing reform in China: Getting closer to a market system? *Energy Policy* 86, 43-56.
- Pollitt, M., 2008. The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *Energy Policy* 36, 704-713.
- Priyo, A., 2012. Sector-Specific Capital, Labor Market Distortions and Cross-Country Income Differences: A Two-Sector General Equilibrium Approach. *B E Journal of Macroeconomics* 12.
- Shi, X., Sun, S., 2017. Energy price, regulatory price distortion and economic growth: A case study of China. *Energy Economics* 63, 261-271.
- Shi, X., Variam, H.M.P., 2017. East Asia's gas-market failure and distinctive economics—A case study of low oil prices. *Applied Energy* 195, 800-809.

- Sun, C., Ouyang, X., 2016. Price and expenditure elasticities of residential energy demand during urbanization: An empirical analysis based on the household-level survey data in China. *Energy Policy* 88, 56-63.
- Tian, R., Zhang, Q., Wang, G., Li, H., Chen, S., Li, Y., Tian, Y., 2017. Study on the promotion of natural gas-fired electricity with energy market reform in China using a dynamic game-theoretic model. *Applied Energy* 185, 1832-1839.
- Wang, T., Lin, B., 2014. China's natural gas consumption and subsidies—From a sector perspective. *Energy Policy* 65, 541-551.
- Zhang, W., Yang, J., Zhang, Z., Shackman, J.D., 2017. Natural gas price effects in China based on the CGE model. *Journal of Cleaner Production* 147, 497-505.
- Zhang, Y., Ji, Q., Fan, Y., 2018. The price and income elasticity of China's natural gas demand: A multi-sectoral perspective. *Energy Policy* 113, 332-341.
- Zhuang, J., Gabriel, S.A., 2008. A complementarity model for solving stochastic natural gas market equilibria. *Energy Economics* 30, 113-147.
- 曾鸣, 1993. 西欧天然气市场分析及建模——Nash-Cournot均衡模型算法研究与实例检验. *数量经济技术经济研究*, 51-57.
- 曾叶丽, 董秀成, 2006. 基于供应链理论构建天然气市场结构优化模型. *天然气工业*, 165-167.
- 董秀成, 周仲兵, 李君臣, 佟金辉, 尹海彤, 2010. 基于库诺特模型的天然气管道一体化研究. *中国石油大学学报(自然科学版)* 34, 168-172.
- 杜传忠, 2008. 我国资源性产品价格扭曲的原因探析及矫正对策. *经济与管理研究*, 60-64.
- 国家发展改革委, 2010. 关于提高国产陆上天然气出厂基准价格的通知(发改电[2010]211号).
- 林伯强, 2017. 中国能源价格改革. 科学出版社.
- 林伯强, 何晓萍, 2008. 中国油气资源耗减成本及政策选择的宏观经济影响. *经济研究*, 94-104.
- 刘毅军, 2015. 中国天然气价格形成机制演变及趋势. *天然气工业* 35.
- 罗浩, 2007. 自然资源与经济增长:资源瓶颈及其解决途径. *经济研究*, 142-153.
- 聂光华, 2013. 基于Stackelberg博弈的天然气定价机制研究. *中国石油大学学报(自然科学版)* 37, 184-188.
- 潘岩, 2016. 新形势下我国天然气定价机制研究与建议. *中国能源* 38, 15-19.
- 彭莹, 肖建忠, 王小林, 戴胜, 2015. 中国天然气市场均衡价格分析——基于变分不等式转换的古诺模型研究. *资源科学* 37.
- 司江伟, 陈月璇, 丁浩, 2010. 天然气管道运输中两阶段动态博弈定价模型. *中国石油大学学报(自然科学版)* 34, 170-174.
- 田立新等, 2017. 能源价格系统分析. 科学出版社.
- 王韬, 叶文奇, 2014. 电力和天然气补贴对经济及产业结构的影响——基于CGE建模的分析. *系统工程* 32, 61-67.
- 王婷, 孙传旺, 李雪慧, 2012. 中国天然气供给预测及价格改革. *金融研究*, 43-56.
- 王晔, 李渝曾, 张少华, 2004. 应用非线性互补方法的电力市场均衡分析. *控制与决策* 19.
- 魏巍贤, 高中元, 彭翔宇, 2012. 能源冲击与中国经济波动——基于动态随机一般均衡模型的分析. *金融研究*, 51-64.
- 邢金艳, 雷怀玉, 王家亮, 孙利, 李遥, 白永锋, 潘赞, 2018. 我国天然气管网存在问题及市场化改革建议.

天然气技术与经济 12, 58-61.

徐婧, 2015. 产能约束、管输约束和天然气管网的第三方准入——基于MCP模型的分析. 产业经济评论(山东大学) 14, 68-83.

舟丹, 2017. 新形势下的中国能源安全观. 中外能源 22, 80.