

# 基于博弈分析的我国天然气储气库开发策略及运营模式研究

陈思源, 张奇\*, 王歌, 李彦

中国石油大学(北京)中国能源战略研究院, 北京 102249

\* 通信作者, zhangqi@cup.edu.cn; zhangqi56@tsinghua.org.cn

收稿日期: 2016-04-05

**摘要** 天然气在不同季节的需求量差距很大, 为保障天然气供应系统的安全稳定运行, 需依靠储气库进行天然气供应量的调节。此外, 随着天然气定价机制改革的推进, 储气库的开发策略和运营模式成为了理论和政策研究的热点。本研究在中国天然气定价机制改革的大背景下, 根据我国天然气市场的具体情况, 提出了天然气市场非合作博弈模型, 定量分析天然气储气库的最优开发策略与运营模式, 解决了原有天然气储气库开发和运营研究以定性分析为主、缺乏模型支持的问题。分析结果显示, 当储气库非独立运营时, 第三方准入会促使垂直一体化经营的生产商修建更多的储气设施, 储气库最优容量将扩大为原来的 1.2 倍, 同时消费者剩余增加了 25%, 社会总福利增加 9%。当储气库独立运营时, 储气库最优容量增加至一体化经营时的 1.6 倍, 社会总福利增加 44%。由此可见, 储气库完全独立运营能有效刺激天然气下游市场需求, 并且能有效缓解冬季用气紧张。

**关键词** 天然气; 储气库; 运营模式; 博弈分析

## 1 国内外储气库运营模式的理论和政策研究

地下储气库(以下简称储气库)是将从气田采出的天然气重新注入地下而形成的一种人工气田或气藏, 主要建设在下游天然气用户所在城市的附近。目前世界上的地下储气库主要包括 4 种, 即枯竭油气藏储气库、含水层储气库、盐穴储气库和废弃矿坑储气库。欧美是最早发展储气库的地区。美国建有 385 座储气库, 有效容量 1 040 亿  $m^3$ , 储气量约占消费量的 16%。欧盟储气库有 150 座, 有效容量 970 亿  $m^3$ , 储气量占消费量的 20.8%。而我国仅建有储气库 25 座(见表 1), 2014 年调峰量为 30 亿  $m^3$ , 占天然气年消费量的 1.7%, 远低于世界平均水平(10%)。国内储气库运营商只有中石油和中石化 2 家, 中石油建有 24 座地下储气库, 中石化建成 1 座。李伟等<sup>[1]</sup>通过分析学习美国地下储气

库建设的历史经验, 提出我国加大地下储气库建设力度, 优化储气库建设布局是发展的必要趋势。此外, 魏欢等<sup>[2]</sup>和郑得文等<sup>[3]</sup>参照我国 2014 年出台的《能源发展战略行动计划(2014-2020 年)》<sup>[4]</sup>和《天然气基础设施建设与运营管理办法》<sup>[5]</sup>, 提出到 2020 年中国天然气消费量将达到 4 000 亿  $m^3$ , 储气量需求将近 400 亿  $m^3$ 。而我国现有储气库以及 LNG 接收站调峰能力远远低于目标值, 加快储气库建设与扩容迫在眉睫。

我国储气业务一直以来都与管输绑定, 不进行独立运营, 也不允许第三方准入, 这种垄断经营方式限制了我国天然气市场的发展以及基础设施的建设。如何通过转换储气库运营模式来有效促进储气库基础设施的开发建设一直是国内学者们的研究热点。本研究基于非合作博弈分析, 研究了储气库非独立和独立 2 种运营模式下的最优储气库开发策略, 其中非独立

引用格式: 陈思源, 张奇, 王歌, 李彦. 基于博弈分析的我国天然气储气库开发策略及运营模式研究. 石油科学通报, 2016, 01: 175-182

CHEN Siyuan, ZHANG Qi, WANG Ge, LI Yan. Development strategy and operation mode of gas storage in China based on game analysis. Petroleum Science Bulletin, 2016, 01: 175-182. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.01.013

表1 中国地下储气库基本组成情况

Table 1 The distribution of underground gas storage facilities in China

地区	储气库/群	类型	数量/座	运营商
环渤海	大港	油气藏	6	中石油
	京 58	油气藏	3	中石油
	板南	油气藏	3	中石油
	苏桥	油气藏	5	中石油
长三角	金坛	盐穴	1	中石油
	刘庄	油气藏	1	中石油
西南	相国寺	油气藏	1	中石油
西北	呼图壁	油气藏	1	中石油
东北	喇嘛甸	油气藏	1	中石油
	双 6	油气藏	1	中石油
中西部	陕 224	油气藏	1	中石油
中南	中原文 96	油气藏	1	中石化
合计			25	

资料来源：中国石油勘探开发研究院廊坊分院。

运营又分为第三方准入和非准入 2 种模式。研究提出并应用天然气市场博弈分析模型，定量分析了储气库的最优开发策略和运营模式，解决了原来天然气储气库开发和运营研究以定性分析为主、缺乏模型支持的问题。

为解决我国天然气供需的季节性短缺及应急调峰等问题，天然气储气库的运营模式及其对下游传导机制影响的理论和政策研究一直是能源经济领域的热点问题，在早已实施天然气价格改革的欧美国家，相关著作十分丰富。例如 Cavalier 等<sup>[6]</sup>通过分析欧洲天然气市场当时采用的储气容量分配规则，讨论了当天然气下游消费市场为不完全竞争时能使储气价值最大化的最有效配给制度。在此框架下，比较分析了分别实施税收、集中配给和拍卖等 3 种常用分配制度的社会总福利，发现在相对自由的天然气市场中，将储气库容量优先分配给市场新进入者是最优的分配制度。随着第三方准入在欧美天然气市场的发展与实施，越来越多的学者开始将天然气储备作为影响市场势力的战略性手段。一般认为，即使允许第三方准入，如果天然气供应商是垂直一体化经营，那么供应商就有可能通过优先使用储备的权利，阻扰第三方使用储气库，反而不利于市场的开放。Esnault<sup>[7]</sup>的研究表明对于储备资源稀缺的天然气进口国，如法国，允许第三方准入必须配合一定的规章制度才能达到有效竞争的目的，否则其效果远低于期望值。Ejarque<sup>[8]</sup>通过分析丹麦和意大利的天然气数据，发现当政府给第三方储气商施加战略储备约束时，储气商的成本会提高，不利于储

气库的投资与建设，原因是战略储备的增加占用了储气库容量，削弱了储气商的套利能力。

Breton 和 Kbarbach<sup>[9]</sup>发现如果一家垂直一体化厂商经营的储气库，允许竞争对手准入使用，相对于 2 家厂商分别经营储备，会达到更高的社会收益。Baranes 等<sup>[10]</sup>通过建立双寡头垄断模型，发现当储气商完全独立时，生产商双方是否拥有储备优先权对社会收益没有影响。如果储备经营权被一家纵向一体化的厂商所拥有，规制部门仅规定准入价格，情况又有所不同。当准入价格较高，一体化公司通过增加自己的储备水平来阻碍对手的进入，储备气量的投放为第 2 期的即期市场提供了较低的价格。从这一角度来说，这将有利于增进社会收益，所以规制者需要在储备设施公平使用和较低的即期市场价格之间做出权衡。Durand-Vie<sup>[11]</sup>研究发现尽管允许第三方使用储气库会提高天然气市场的竞争性，但已有石油企业会阻碍新企业的进入。Baranes 等<sup>[12]</sup>发现：在双寡头垄断竞争下，可以优先使用储气库的生产商会通过增加自己的储备量来提高竞争对手的成本，储备量甚至远远超过其在现货市场的供给量；因此政府应该优先把储气能力提供给小型生产商，有利于增加社会总福利。

但我国的情况具有特殊性。首先，近期未来我国是世界上天然气消费增长最快的国家，2020 年天然气在一次能源的比重将由 2015 年的 5.6% 增加到 10%。其次，我国天然气产业仍然是上中下游一体化的运营模式。天然气生产、运输、储存及销售主要是由中国石油、中国石化等国有大型石油公司运营管理，储气

库的运营模式与欧美国家的早期一样，作为管道的辅助设施，与管道捆绑在一起，没有成为天然气产业链中的独立环节。最后，我国正在进行天然气价格改革，存在储气库建设需求巨大和未来运营模式不确定等问题。胡奥林等<sup>[13]</sup>参照欧美天然气市场发展变化的历史过程，根据当前我国储气设施稀缺、企业投资建设储气库的积极性不高的事实，提出我国储气库的管理应该由国家主导，采用“成本加成法”制定合理的储气价格。实行“天然气季节价差”，将储气库价格加入出厂价或管输费中，在每年的用气高峰季节对用户收取。随着对天然气市场认识度的提高，越来越多的学者发现我国储气库运营方式应该朝着独立化管理的方向发展，一体式经营已不能满足我国基本国情。其中，较为典型的研究有徐博等<sup>[14]</sup>认为：我国天然气市场还远不及欧美国家成熟，竞争主体不多，需求规模不够大，因此我国急需在天然气市场化改革进程中实现储气库的独立运营，组建天然气储备公司，实现“经营权”独立。洪波等<sup>[15]</sup>通过借鉴欧美储气库独立运营模式的相关经验，建议政府应该逐步放开储气价格管制，建成储气服务交易一级市场，使管输费和储气费分离，让储气容量成为独立的商品供应市场。丛威等<sup>[16]</sup>认为储气库独立运营是市场效率最高的一种运营方式。以上的研究结论都是基于对我国当前天然气市场的定性分析，缺乏定量的实证支持。为此，本文通过GAMS建模，比较分析在不同运营模式和定价机制下，储气库建设的最优容量，以推动天然气储气库设施的建设，为已有的理论分析提供数据支持。

## 2 储气库模型的建立

Amundsen<sup>[17]</sup>和Chaton等<sup>[18]</sup>在建立天然气储存模型时，考虑了天然气需求的季节性波动。为了反映这种季节性差异，本研究根据中国天然气月需求量，设置了天然气消费低谷期和高峰期，其中，每年4-9月为消费低谷期，10月至翌年3月则为天然气消费高峰期(见图1)。用户在不同时期对应不同的需求曲线，假设天然气的消费曲线用下式表示：

$$P_i = -a_i \left( \sum_{j=1}^n Q_{ji} \right) + b_i, \quad i = 1, 2 \quad (1)$$

其中： $Q_{ji}$ 为生产商 $j$ 在时期 $i$ 的销售量，单位为 $m^3$ ；“1”代表低谷期，“2”代表高峰期， $P_i$ 为天然气在时期 $i$ 的销售价格，元/ $m^3$ ； $a_i$ 、 $b_i$ 分别代表反需求曲线的斜率和截距。在消费高峰期，天然气需求具有刚性，因此认为高峰期时的天然气需求价格弹性低于低谷期，即高峰期反需求曲线比低谷期更平缓， $a_1 > a_2$ 。当天然气的价格相同时，高峰期的天然气需求必然高于低谷期，所以高峰期反需求曲线的横截距应大于低谷期， $b_1 < b_2$ （见图2）。

本研究假设A和B 2个天然气供应商和1个用户。其中，生产商A代表中石油等可自建储气库的一体化经营厂商，而厂商B则为不具备足够资金建设储气库的中小型天然气厂商。模型考虑了天然气厂商的变动成本和储存成本，将生产者 $j$ 的边际生产成本设定为常数。由于生产者受到产能的限制，高峰期的需求往

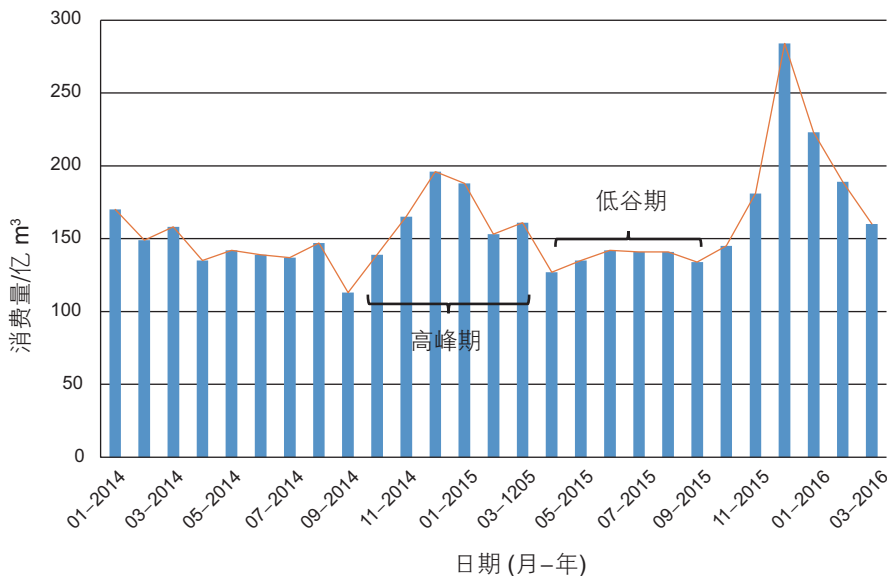
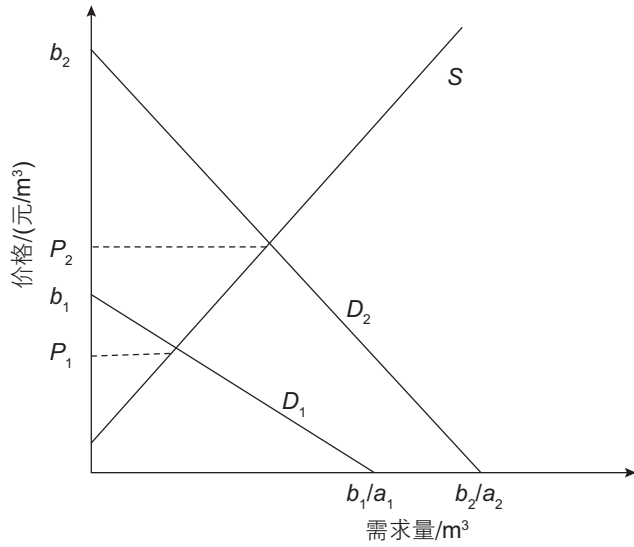


图1 天然气表观消费量趋势图

Fig. 1 Natural gas apparent consumption trends in China



注:  $D_1$ ,  $D_2$  分别代表天然气消费低谷期和高峰期的需求量  
图2 不同时期天然气需求曲线示意图

Fig. 2 Natural gas inverse demand curve in peak and valley

往无法通过当期的产量满足, 只能将低谷期多余的天然气存入地下储气库以满足高峰期需求, 从而赚取更高利润。而储存又会给生产者带来储存成本, 过高储存可能会使利润反而减少, 因此生产者需要决策自己的生产量和储存量, 以获得最大利润。假设生产者  $j$  在低谷期的生产量为  $y_{j1}$ , 在高峰期的生产量为  $y_{j2}$ , 平均储气量为  $S_j$ , 而生产者在低谷期的实际销售量只有  $(y_{j1} - S_j)$ , 在高峰期的实际销售量则为  $(y_{j2} - S_j)$ 。国内的文献往往采用“服务成本法”或者“成本加成法”来计算储气费, 而国外学者在模型里常将储气费设为外生变量。本研究认为“服务成本法”不能正确反映储存的真实价值, 忽略了其特殊的战略价值。由于随着储气费的减少, 生产者会更多的通过储存来转移自己的生产能力, 因此储气费与储存量呈负相关。而储气库容量的增加无疑提高了建设成本, 为了在使用期内回收全部投资成本, 储气费也会增加, 因此储气价格与储气库容量呈正相关。因此, 本研究建立的模型将储气费设为储气量和储气库总容量的函数

$$Z(S, C) = -r \cdot S + \rho \cdot C + d \quad (2)$$

其中,  $r$ ,  $\rho$  为参数, 分别表示储气费对储气量和容量的敏感系数。厂商 A 既经营生产业务, 又自建储气库自用, 这类生产者的利润函数可表示为:

$$\begin{aligned} \text{Max } \pi_A = & [-a_1 \cdot (y_{A1} - S_A + y_{B1} - \beta \cdot S_B) + b_1] \cdot \\ & (y_{A1} - S_A) + \\ & [-a_2 \cdot (y_{A2} + S_A + y_{B2} + \beta \cdot S_B) + b_2] \cdot \\ & (y_{A2} + S_A) - m_A \cdot (y_{A1} + y_{A2}) - \\ & \alpha \cdot S_A \cdot (-r \cdot S_A + \rho \cdot C + d) - (1 - \alpha) \cdot \end{aligned} \quad (3)$$

$$[v \cdot (S_A + \beta \cdot S_B)] - (1 - \alpha) \cdot n \cdot C$$

s.t.

$$S_A \leq y_{A1} \quad (\varphi_{A1}) \quad (4)$$

$$0 \leq S_A \leq C \quad (\varphi_{A2}) \quad (5)$$

$$0 \leq y_{Ai} \leq K_{Ai} \quad (\lambda_{Ai}) \quad (6)$$

其中,  $v$  为储气变动成本参数,  $n$  为储气库单位建设成本参数, 两者单位为元/ $\text{m}^3$ 。

而对于没有储气库的中小型天然气生产商 B, 只能通过使用中石油等修建的储气库储存, 因此他们的利润函数可表示为:

$$\begin{aligned} \text{Max } \pi_B = & [-a_1 \cdot (y_{A1} - S_A + y_{B1} - \beta \cdot S_B) + b_1] \cdot \\ & (y_{B1} - \beta \cdot S_B) + \\ & [-a_2 \cdot (y_{A2} + S_A + y_{B2} + \beta \cdot S_B) + b_2] \cdot \\ & (y_{B2} + \beta \cdot S_B) - m_B \cdot (y_{B1} + y_{B2}) - \\ & \beta \cdot [S_B \cdot (-r \cdot S_B + \rho \cdot C + d)]. \end{aligned} \quad (7)$$

s.t.

$$S_B \leq y_{B1} \quad (\varphi_{B1}) \quad (8)$$

$$0 \leq S_B \leq C \quad (\varphi_{B2}) \quad (9)$$

$$0 \leq y_{Bi} \leq K_{Bi} \quad (\lambda_{Bi}) \quad (10)$$

其中,  $\alpha$  和  $\beta$  是二维参数,  $\varphi_{ji}$  和  $\lambda_{ji}$  表示拉格朗日乘数。当储气库独立运营时  $\alpha=1$ , 否则等于 0; 当允许第三方准入时  $\beta=1$ , 否则等于 0。

当储气库独立运营时, 储气商也可根据利润最大化原则决定储气库的容量, 其中, 储气商的成本包括前期建设成本和后期运营成本。假设建设成本与储气库容量呈正比, 运营成本与储存量呈正比, 那么储气商的优化模型如下:

$$\begin{aligned} \text{Max } \pi_S = & \sum \{S_j \cdot [(-r \cdot S_j + \rho \cdot C + d) - v]\} \\ & - n \cdot C \end{aligned} \quad (11)$$

s.t.

$$C \geq S_A + S_B \quad (\varphi_S) \quad (12)$$

将以上模型的 Karush-Kuhn-Tucker 条件 (KKT) 总结如下:

$$0 \leq -[-a_1 \cdot (y_{A1} - S_A + y_{B1} - \beta \cdot S_B) + b_1] + a_1 \cdot (y_{A1} - S_A) + m_A - \varphi_{A1} + \lambda_{A1} \perp y_{A1} \geq 0, \quad (13)$$

$$0 \leq -[-a_2 \cdot (y_{A2} - S_A + y_{B2} - \beta \cdot S_B) + b_2] + a_2 \cdot (y_{A2} + S_B) - m_A + \lambda_{A2} \perp y_{A2} \geq 0, \quad (14)$$

$$0 \leq -[a_1 \cdot (y_{A1} - S_A + y_{B1} - \beta \cdot S_B) - b_1] - a_1 \cdot (y_{A1} - S_A) - [-a_2 \cdot (y_{A2} + S_A + y_{B2} + \beta \cdot S_B) + b_2] - a_2 \cdot (y_{A2} + S_A) + \alpha \cdot (-r \cdot S_A + \rho \cdot C + d) - \alpha \cdot r \cdot S_A + (1 - \alpha) \cdot v + \varphi_{A1} + \varphi_{A2} \perp S_A \geq 0, \quad (15)$$

$$0 \leq -[-a_1 \cdot (y_{A1} - S_A + y_{B1} - \beta \cdot S_B) + b_1] + a_1 \cdot (y_{B1} - S_B) + m_B - \varphi_{B1} + \lambda_{B1} \perp y_{B1} \geq 0, \quad (16)$$

$$0 \leq -[-a_2 \cdot (y_{A2} - S_A + y_{B2} - \beta \cdot S_B) + b_2] + a_2 \cdot (y_{B2} - S_B) - m_B + \lambda_{B2} \perp y_{B2} \geq 0, \quad (17)$$



$$0 \leq -[a_1 \cdot (y_{A1} - S_A + y_{B1} - \beta \cdot S_B) - b_1] - a_1 \cdot (y_{B1} - S_B) - [-a_2 \cdot (y_{A2} + S_A + y_{B2} + \beta \cdot S_B) + b_2] - a_2 \cdot (y_{B2} + S_B) - \beta \cdot (-r \cdot S_B + \rho \cdot C + d) - \beta \cdot r \cdot S_B + \varphi_{B1} + \varphi_{B2} \perp S_B \geq 0, \quad (18)$$

$$0 \leq n - \varphi_S \perp C \geq 0 \quad (19)$$

最终该数学模型由 GAMS 开发成可运算工具。

### 3 情景分析

#### 3.1 情景设置

国内学者吴健雄等<sup>[19]</sup>根据欧美天然气市场的历史发展经验,将其天然气产业发展趋势总结为去垄断和去一体化 2 个方向。在这一发展过程中,储气库的运营模式也随之改变。其中,最具革命性的变化有 2 点:一是储气库由不允许第三方准入到引入第三方准入原则;二是储气库由一体化经营发展到独立经营。

当前我国绝大部分储气库归中石油所有,暂未对

第三方开放;但未来我国储气库也必将效仿欧美国家逐渐去一体化和市场化,见图 3,储气库的独立运营和财务独立是必然趋势。国家发改委在《油气管网设施公平开放监管办法(试行)》<sup>[20]</sup>中已明文要求储气设施向市场第三方提供无歧视公开准入,这是促使我国天然气产业市场化以及储气库运营模式转型的一大重要举措。

本研究参照欧美储气库发展历程,结合我国储气库当前运营模式以及相关政策的 3 种情景:(1)储气库为生产商 A 所有且不对第三方开放。该情景以我国中石油储气库的运营模式为参照。(2)储气库仍属于生产商 A,但在政府的政策要求下,生产商 A 必须放开储气库,向第三方提供服务。该情景参考了国家发改委提出的第三方准入政策。(3)储气库脱离生产商完全独立运营。该情景参考了欧美天然气储气库独立运营的模式。这 3 种情景分别对应 3 种不同运营模式,见图 4。

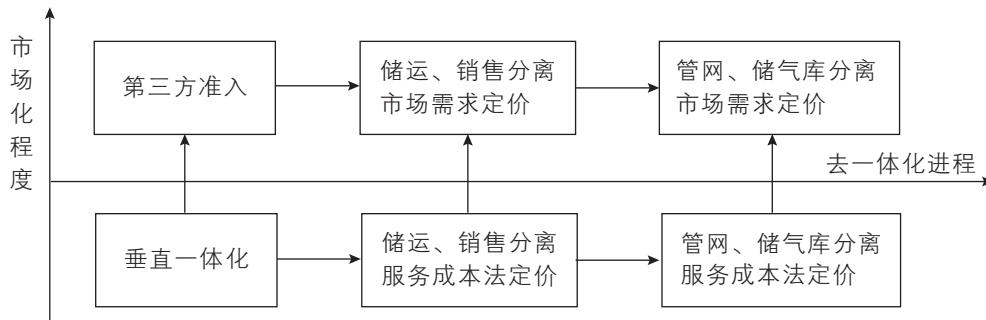


图 3 欧美天然气市场运营模式及定价机制演进历程

Fig. 3 The evolution of the gas market operation mode and pricing mechanism in Europe and America

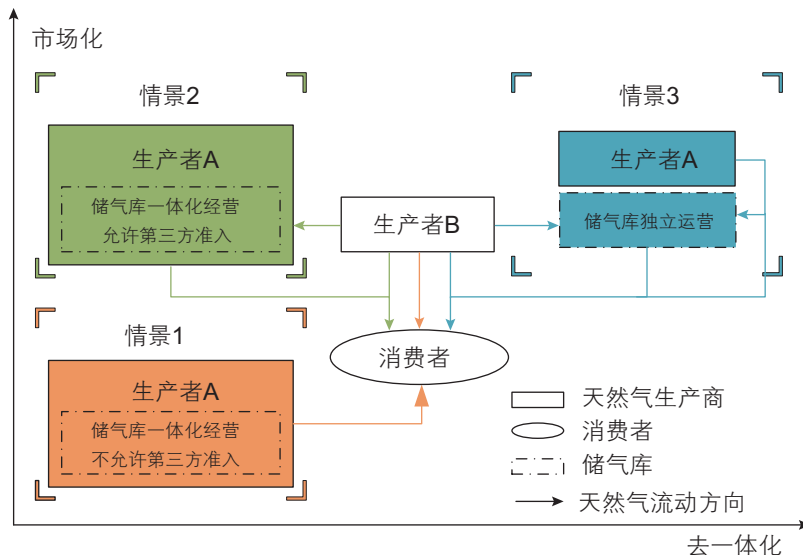


图 4 各情景下储气库运营模式以及天然气流动

Fig. 4 Operation mode of gas storage facilities and gas flow in different scenario

### 3.2 模拟结果

根据GAMS计算的结果(见图5~7), 储气库完全独立运营可以有效促进储气库开发建设和天然气市场的供需平稳。情景(1)中, 生产商A在低峰期的产量达到其最大产能, 其将绝大部分的产能通过储气库转移到下期, 获得高额垄断利润; 但小型生产商B由于无法使用储气库, 不能完全利用自己的产能, 高峰期无法与A竞争, 使得高峰期天然气价格远远高于低峰期

价格, 这种运营模式不利于小型生产商B的发展, 也会阻碍新企业进入上游产业。储气库向第三方开放之后, 小型生产商B的产量大大提高, 储气库的最优建设容量也有所扩增, 增加为原来的1.2倍, 天然气的价格无论是低峰期还是高峰期皆有所下降, 消费数量增加。而原本一体化经营的生产商A在改革之后, 市场势力有所减弱。情景(2)中, 尽管厂商A的利润会大幅下降, 但消费者剩余相比于情景(1)增加了25%, 社会总福利增加了9%。储气库独立之后, 天然气市场

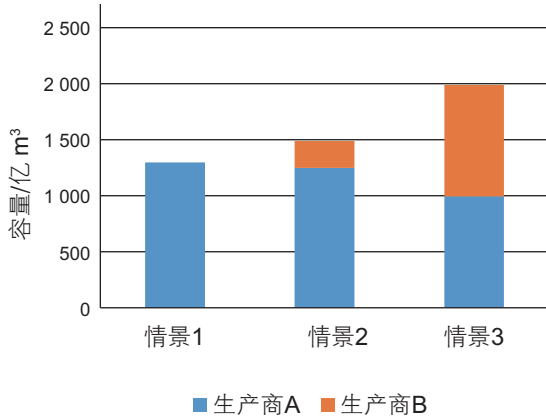


图5 储气库容量及其分配  
Fig. 5 The storage capacity distribution

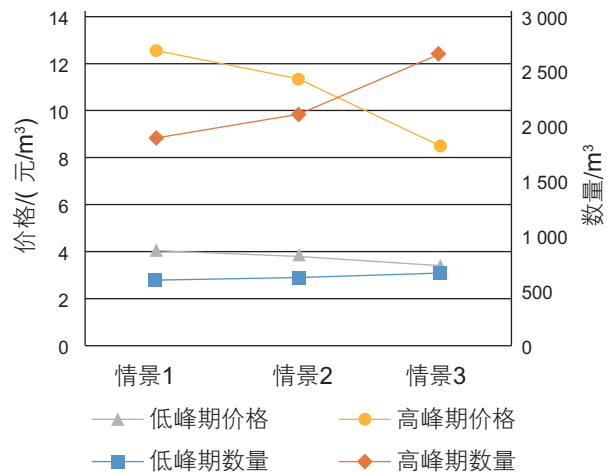


图6 不同期天然气均衡数量和价格  
Fig. 6 The natural gas equilibrium quantity and price in different periods

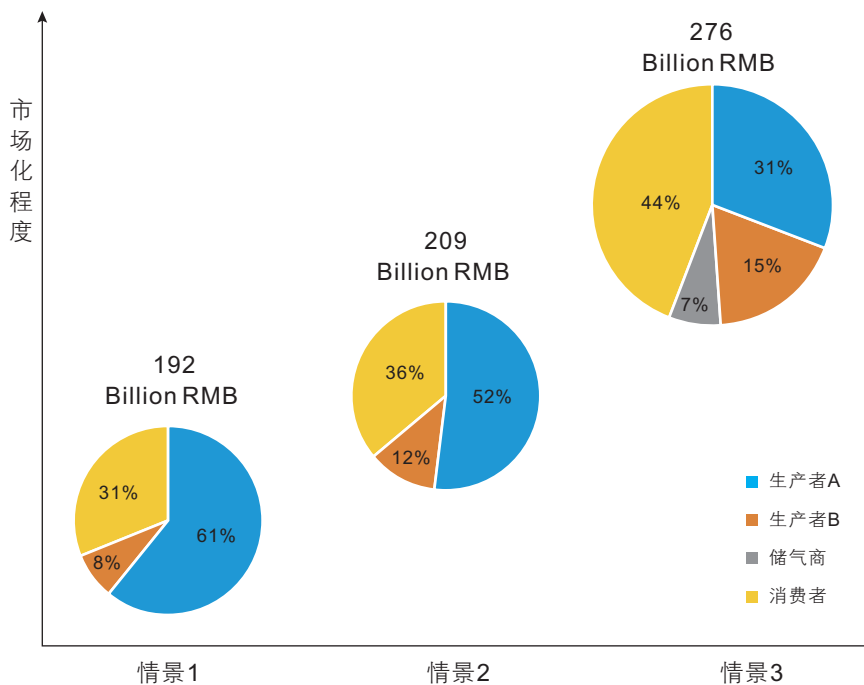


图7 不同情景下社会总福利结构  
Fig. 7 Total social welfare structure in different scenario

的去一体化程度大大提高, 储气库最优容量增加至一体化经营时的 1.6 倍, 社会总福利增加 44%, 高峰期天然气消费量能达到 2 000 亿  $\text{m}^3$ 。由此可见, 储气库完全独立运营能有效刺激天然气下游市场需求, 并且能有效缓解冬季用气紧张。

## 4 结论

基于非合作博弈理论, 根据中国储气库现状, 通过 GAMS 模拟计算, 本文首次定量分析了储气库运营模式转变对储气库容量和天然气下游传导机制的影响。根据 GAMS 模型的结果, 储气库完全独立运营不仅可以促进市场的供需平稳, 还可以推动下游天然气市场的发展。随着第三方准入的引进, 储气库的最优建设容量也有所扩增, 增加为原来的 1.2 倍, 同时消费者剩余增加了 25%, 社会总福利增加 9%。而当储气库独立运营后, 储气库最优容量增加至一体化经营时的 1.6 倍, 社会总福利增加 44%, 高峰期天然气消费量

能达到 2 000 亿  $\text{m}^3$ 。由此可见, 第三方准入和储气库的独立运营能有效刺激天然气下游市场需求, 并能缓解冬季用气紧张的问题。

但不能忽视的是, 当前我国储气库仍属于一体化经营, 天然气产业仍由政府管制和调配。由此可见, 我国储气库要实施独立经营不可能一蹴而就, 需要一个漫长的转变过程, 我们应分步进行, 逐级递进。此外, 储气库建设投资成本高, 回收周期长, 导致一部分投资者无法承担如此大的风险。储气库的独立运营在实施过程中还存在许多现实问题, 如融资、储气费的确定等; 因此, 国家在施以政策法规加以引导的同时, 应鼓励储气库投资主体多元化, 正确引导中小型企业投资储气库建设, 建立有效的风险规避体系。应大力鼓励企业的技术创新, 使储气技术得到质的突破, 降低储气库的运营和维护成本。鉴于目前储气库独立运营存在的种种问题, 如何高效推进储气库的独立化还需进一步研究。

## 参考文献

- [1] 李伟, 杨宇, 徐正斌, 等. 美国地下储气库建设及其思考[J]. 天然气技术, 2010, 4(6): 3-5. [LI W, YANG Y, XU Z B, et al. Underground gas storage construction and operation in USA and its enlightenment[J]. Natural Gas Technology, 2010, 4(6): 3-5.]
- [2] 魏欢, 田静, 李建中, 等. 中国天然气地下储气库现状及发展趋势[J]. 国际石油经济, 2015, 23(6): 57-62. [WEI H, TIAN J, LI J Z, et al. Underground gas storage-status and development in China[J]. International Petroleum Economics, 2015, 6: 57-62.]
- [3] 郑得文, 赵堂玉, 张刚熊, 等. 欧美地下储气库运营管理模式的启示[J]. 天然气工业, 2015, 35(11): 97-101. [ZHENG D W, ZHAO T Y, ZHANG G X, et al. Enlightenment from European and American UGS operation management modes[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35 (11): 97-101.]
- [4] 国务院. 能源发展战略行动计划: 2014—2020 年[EB/OL]. [2016-03-25]. [http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content\\_9222.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content_9222.htm). [Chinese State Council. Energy development strategic plan of action(2014-2020)[EB/OL]. [2016-03-25]. [http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content\\_9222.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content_9222.htm).]
- [5] 国家发改委. 天然气基础设施建设与运营管理办法[EB/OL]. [2016-03-26]. [http://fgs.ndrc.gov.cn/flgz/201507/t20150701\\_710400.htm](http://fgs.ndrc.gov.cn/flgz/201507/t20150701_710400.htm). [National Development and Reform Commission. Natural gas infrastructure construction and operation management approach[EB/OL]. [2016-03-26]. [http://fgs.ndrc.gov.cn/flgz/201507/t20150701\\_710400.html](http://fgs.ndrc.gov.cn/flgz/201507/t20150701_710400.html).]
- [6] CAVALIERE A, GIUSTI V, MAGGI M. Efficient mechanisms for access to storage with imperfect competition in gas markets[J]. Energy Economics, 2013, 36: 481-490.
- [7] ESNAULT B. The need for regulation of gas storage: the case of France[J]. Energy Policy, 2003, 31(2): 167-174.
- [8] EJARQUE J M. Evaluating the economic cost of natural gas strategic storage restrictions[J]. Energy Economics, 2011, 33: 44-55.
- [9] BRETON M, KHARBACH M. The welfare effects of unbundling gas storage and distribution[J]. Energy Economics, 2008, 30(3): 732-747.
- [10] BARANES E, MIRABEL F, POUDOU J C. Natural gas storage and market power. In: The Economics of Gas Storage: A European Perspective[M]. Berlin: Springer, 2009.
- [11] DURAND-VIEL L. Strategic storage and market power in the natural gas market[C]. Conference on Energy and Environmental Modeling, Moscow, 2007.
- [12] BARANES E, MIRABEL F, POUDOU J C. Access to natural gas storage facilities: Strategic and regulation issues[J]. Energy Economics, 2014, 41: 19-32.
- [13] 胡奥林, 何春蕾, 史宇峰, 等. 我国地下储气库价格机制研究[J]. 天然气工业, 2010(9): 91-96. [HU A L, HE C L, SHI Y F, et al. A discussion on the pricing mechanism of underground gas storage in China[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(9): 91-96.]

- [14] 徐博, 张刚雄, 张愉, 等. 我国地下储气库市场化运作模式的基本构想[J]. 天然气工业, 2015, 35(11): 102-106. [XU B, ZHANG G X, ZHANG Y, et al. The basic conception of UGS market driven operative modes in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35 (11): 102-106.]
- [15] 洪波, 丛威, 付定华. 欧美储气库的运营管理及定价对我国的借鉴[J]. 国际石油经济, 2014, 4: 23-29. [HONG P, CONG W, FU D H. A study on reference to gas storage operation and pricing of Europe and America[J]. International Petroleum Economics, 2014, 4: 23-29.]
- [16] 丛威, 赵龙祥, 赵鲁阳. 基于市场效率的我国储气库运营制度设计研究[J]. 中国能源, 2015, 37(2): 29-33. [CONG W, ZHAO L X, ZHAO L Y. A Study on gas storage operation system design based on market efficiency[J]. Energy of China, 2015, 37(2): 29-33.]
- [17] AMUNDSEN E S. Seasonal fluctuations of demand and optimal inventories of a non-renewable resource such as natural gas[J]. Resources and Energy, 1991, 13: 285-306.
- [18] CHATON C, CRETI A, VILLENEUVE B. Some economics of seasonal gas storage[J]. Energy Policy, 2008, 36(11): 4235-4246.
- [19] 吴建雄, 吴力波, 徐婧, 等. 天然气市场结构演化的国际路径比较[J]. 国际石油经济, 2013, 7: 27-32. [WU J X, WU L P, XU J, et al. Comparison between the international routines of natural gas market structure evolution[J]. International Petroleum Economics, 2013, 7: 27-32.]
- [20] 中国能源局. 油气管网实施公平开放监管办法(试行)[EB/OL]. [2016-03-26]. [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201402/t20140224\\_1768.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201402/t20140224_1768.htm). [National Energy Administration of China. Oil and gas pipe network facilities regulation[EB/OL]. [2016-03-26]. [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201402/t20140224\\_1768.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201402/t20140224_1768.htm).]

## Development strategy and operation mode of gas storage in China based on game analysis

CHEN Siyuan, ZHANG Qi, WANG Ge, LI Yan

*Academy of Chinese Energy Strategy, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249*

**Abstract** Due to the serious gas consumption fluctuations in different seasons, gas storage facilities are necessary to secure a reliable gas supply. Currently gas storage capacity is very small in China, due to a lack of economic incentive for storage facility construction under the current pricing mechanism. In this study, the impacts of the operation mode and pricing mechanisms of possible gas storage facilities are analyzed based on game theory. It is suggested that the storage capacity can be increased through market reform in China. A game theoretic model is proposed in this study, which can be used to analyze the operation modes of natural gas storage quantitatively. The most similar current studies are based on qualitative analysis without supporting mathematic models. Our results show that by allowing third party involvement, the storage capacity of gas storage raises to 1.2 times of the original. Meanwhile, consumer surplus increases by 25%. Total social welfare grows by 9%. When the storage operates independently, the optimal capacity becomes 1.6 times of that of integrated operation and the total social welfare is raised by 44%. This means independent operation is most effective for the gas storage.

**Keywords** natural gas; underground gas storage facilities; operation mode; game theoretic analysis

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.01.013

(编辑 马桂霞)