

空混气作为中国天然气调峰储备气源的必要性和可行性

安 旭

锦州北燃燃气有限公司

摘 要 近年来,中国北方冬季采暖季时常爆发大面积供气紧张,由于我国能源结构中富煤、贫油、少气的资源禀赋,再加上近年“煤改气”项目的大范围落地实施,加剧了天然气供应的紧张形势。为了提高国内天然气供应的保障度,在分析近年频发天然气供气紧张危机成因和目前常见天然气储备方案特点的基础上,提出了气态液化石油气掺混空气(以下简称空混气)作为调峰储备气源的方案,并对其必要性和可行性进行了讨论。研究结果表明:①储气能力不足已成为制约我国天然气产业可持续发展的瓶颈,国内大量进口 LNG 的做法形成了天然气对外依存度过高的危机;②空混气可作为适合的天然气替代产品和调峰储备气源;③空混气具有建设投入少、维护简单,安全性好、不需要额外的燃气系统、地下管网与调压设施等可与天然气通用、可避免重复投资浪费,点供更加便捷灵活,可以实时启动”等优势和价值。结论认为:①空混气是切实可行的天然气调峰储备气源,管输气用户可以根据自身特点和实际需求,合理考虑选择压缩天然气、液化天然气、空混气或者其组合作为储气气源;②未来能源发展应注重品种、渠道多元化,应从国家能源战略储备安全的角度,最大限度地满足地方燃气调峰储备要求,实现多气源、多气种的融合发展。

关键词 中国 天然气供应 空混气 调峰储备气源 实时性 非同源性 点供 液化天然气 多气种

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.09.018

Necessity and feasibility of using air mixture gas (AMG) as a gas source for China's peak-shaving reserves in China

An Xu

(Jinzhou Beiran Gas Co., Ltd., Jinzhou, Liaoning 121000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 9, pp.139-144, 9/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: In recent years, widespread gas supply shortage happens frequently in North China especially in winter heating seasons. The primary energy structure in China is characterized by rich coal, lean oil and less gas, and the coal-to-gas projects have been implemented extensively in recent years. And consequently, such tense situation of gas supply is aggravated. For the sake of increasing the guarantee degree of domestic natural gas supply, the causes of frequent natural gas shortage crisis in recent years and the features of currently common natural gas reserve schemes were analyzed in this paper. Then, it was proposed that the gaseous LNG blended with air, also called air/fuel mixture (AMG for short hereinafter), be used as an important gas source for peak-shaving reserves. In addition, the necessity and feasibility of this scheme was discussed. And the following research results were obtained. First, insufficient gas supply capacity is the bottleneck restricting the sustainable development of domestic natural gas industry, and the practice of abundant LNG imports leads to a crisis of high dependence on foreign natural gas. Second, air mixture gas can be used as a suitable substitute for natural gas and a gas source for peak-shaving reserves. Third, AMG is advantageous with less construction investment, convenient maintenance and strong safety. Besides, no extra gas system is needed, its underground pipeline networks and pressure control facilities can be also used for natural gas to avoid repeated investment, point supply is more convenient and flexible, and real-time startup can be realized. It is concluded that AMG is the practical reserve gas source for natural gas peak shaving, and piped gas consumers shall select rationally compressed natural gas, LNG, AMG or their combinations as the gas source for reserves according to their own characteristics and actual demands. It is recommended that the energy development in the future shall focus on diversification of types and channels and satisfy the reserve demand of local gas peak shaving to the uttermost from the viewpoint of national energy strategic reserve security, so as to realize the integrated development of multiple gas sources and multiple gas types.

Keywords: China; Gas supply; Air mixture gas (AMG); Reserve gas source for peak shaving; Real-time; Non-homology; Point supply; LNG; Multiple gas types

作者简介: 安旭, 1975 年生, 高级工程师; 1997 年毕业于上海理工大学, 主要从事天然气规划、设计工作。地址: (121000) 辽宁省锦州市凌河区解放东路旭东花园 1 号。ORCID: 0000-0003-2395-7596。E-mail: anxu1975@sina.com

1 供气紧张危机及其应对措施

1.1 供气紧张危机及潜在安全危机

天然气是目前世界是应用最广泛的主要燃气资源,全球经济扩张和燃气供暖面积的扩大不断增加对天然气的需求,冬季用气高峰的来临,特别是近年“煤改气”项目的大范围落地实施,更加剧了天然气供应的紧张形势。

2017 年中国北方爆发了大面积供气紧张,这是继 2009 年、2013 年供气紧张之后,又一次波及全国的供气紧张。其中,既有巨大终端需求与落后气源供应量的供销矛盾,也有天然气利用率高速增长与落后的气源输送方式的配给矛盾,还有宏观政策与实施单位的博弈矛盾。我国天然气需求在未来一段时间内仍将处于高速增长阶段,而由于我国能源结构中富煤、贫油、少气的资源禀赋,这种不平衡状态势必将在一定阶段内长期存在。

鉴于供气紧张危机的预期,国家也在不断拓宽天然气来源渠道。目前,我国正在积极打造由国产天然气、进口液化天然气、进口中亚天然气、进口俄罗斯天然气、进口缅甸天然气五大来源组成的多元化气源格局,但发展并不均衡,国产天然气产能长期滞后,其增长率远低于进口天然气,形成了国内天然气供应安全越来越依赖于进口天然气的局面。国际能源署(IEA)联合上海石油天然气交易中心在上海发布《2018 世界天然气市场报告》,报告指出,2017 年世界天然气消费快速增长,中国以年 15% 的增长率成为最大贡献国,其增量占全球增量的 37%。这一惊人的增长主要在于中国在居民和工业领域的煤改气措施以及能源结构的持续清洁化,清洁空气计划和经济增长驱动中国天然气中长期的需求^[1]。2017 年中国天然气供给中 $1\,470 \times 10^8 \text{ m}^3$ 为自产气, $940 \times 10^8 \text{ m}^3$ 为进口气^[1]。据该报告预测,中国在 2019 年将成为世界上最大的天然气进口国,其中大部分进口增量将是 LNG,从欧亚大陆进口的管道气量也将因新建、扩建管道而显著增加。2017—2023 年中国预计会增加 80% 的天然气进口量,从 $510 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 增加至 $900 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,至 2023 年中国天然气年进口量将达到 $1\,710 \times 10^8 \text{ m}^3$,届时,天然气进口依存度将由 39% 增加到 46%^[1]。这就引发了另一个潜在供应危机,即进口天然气依存度过高的问题。

从表 1 可知,中、美两国同样作为经济大国,同时也是天然气生产、消费的大国,在我国天然气

表 1 中美天然气对外依存度对比表^[2] 10^8 m^3

年 份	中国			美国		
	生产 气量	消费 气量	对外 依存度	生产 气量	消费 气量	对外 依存度
2013	1 222	1 719	28.9%	6 854	7 406	7.5%
2014	1 316	1 884	30.1%	7 331	7 530	2.6%
2015	1 361	1 948	30.1%	7 662	7 732	0.9%
2016	1 384	2 103	34.2%	7 492	7 786	3.8%
2017	1 470	2 410	39.0%	7 749	7 406	-4.6%

对外依存度不断攀升时,美国已在 2017 年转变为天然气的净出口国,中美两国形成强烈反差。

这里无意夸大天然气对外依存度过高带来的危险,毕竟日本、韩国在缺少管道气输入的情况下,通过国际 LNG 进口也实现了天然气供应。但需要强调的是,由于意识形态、地缘政治、经济利益以及其他因素的综合作用下,我国进口气源保障的可靠程度并不高,2017 年中亚管道天然气的无故减产就曾导致西北大片地区用气告急、甚至停供断气。

根据国际天然气联盟(IGU)的经验,天然气进口依存度在 30% 以上的国家应该拥有消耗量 12% 以上的地下储气库容量,目前,全球地下储气库调峰量与天然气消费量的比值为 10.3%。而我国天然气进口依存度早在 2014 年就超过了 30%,但截至 2017 年,我国累计建成投产的 25 座地下储气库总设计工作气量仅 $178.6 \times 10^8 \text{ m}^3$,只占 2017 年天然气消费量的 7.42%。

1.2 危机应对措施

为保证天然气供应,必须尽快建立起相对完善的燃气应急保障系统,以保证危机来临时,能把对用户的不利影响压到最低程度。就目前而言,非常规天然气的开发尚处于进行中,虽有部分项目取得了一定的进展,但煤制气、页岩气、煤层气的开发仍存在各自的难题,距离成为常规天然气的有效补充尚有不少差距。除了调整用气结构、利用价格杠杆缓解高峰供气压力等措施外,加强气源保障建设,提高储气能力自然也是必须采取的应对措施。

国家一方面鼓励煤层气等非常规天然气的加快开发,另一方面鼓励省市县自建调峰设施、加强储气调峰能力建设。国务院颁布《城镇燃气管理条例》^[3]要求城镇燃气公司要自建燃气调峰设施,2018 年 4 月国家发改委又提出了《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》^[4](以下

简称《意见》),进一步细化要求,明确了储气指标要求,其中,地方政府到2020年至少形成不低于保障本行政区域日均3天需求量的储气能力;城镇燃气企业到2020年形成不低于年用气量5%的储气能力。且各方的储气指标不得重复计算。要求由供气企业、地方政府、城镇燃气企业各方分别实现各自的储气能力指标,补足储气调峰短板。

《意见》要求建设的储气系统存量,地方政府加上城镇燃气企业合计可满足本地区21.25天的用气需求,单从数字上看似乎不少,但由于各地冬夏峰谷差巨大,而气源紧张均发生在冬季。因此,这部分储气量大体上只能保障冬季10天左右的用量。即便是这个最基本的要求,各地也很难保证在2020年落实到位。

由于各地普遍不具备地下储气库(含枯竭油气藏、含水层、盐穴)和沿海LNG接收站的建设条件,也缺少巨大的建设资金投入,储气系统的建设难度就很大。特别是中小城市,由于长期缺少大规模的储气设施,规划的应急调峰设施普遍已经成为保障城市用气的常用设施,甚至不具备日均3天用气量的储气能力,储气能力不足已成为制约我国天然气产业可持续发展的瓶颈。

2 储气方案的选择

2.1 液化天然气(LNG)方案

由于储气系统要求所备气源必须与现有天然气系统兼容,且具有立即响应的实时性,可供选择的方案并不多。目前,常见的方案是建设LNG或压缩天然气(CNG)储气库。其中,CNG储气井群由于规模偏小,单位储气量成本偏高等问题,通常不被接受,最常用的解决方案就是LNG储气模式。

尽管LNG储气工艺技术成熟,但由于系统自身特点,对冬季气源保障的能力并不强,其缺点如下。

2.1.1 前期投入较多,日常损耗较高

LNG调峰储备工程投资规模较大,占地较大,建设周期较长,但利用率偏低、经济效益较差,因此企业主动储备的积极性普遍不高。

更主要的是LNG储气系统存在BOG的处理、利用和安全问题。为了能够实现低价进气,冬季调峰,一般需要在夏季开始储气,LNG储罐正常日蒸发量在3%左右,从夏到冬至少在100天左右,这就意味着如果没有对BOG进行冷凝处理,所储LNG将有

30%不得不加压转入输配系统甚至放空,企业必须定期购入LNG进行补充。

2.1.2 价格较高,燃气企业购气意愿不强

LNG的经济运输半径在300 km以内,超过部分每百千米就要增加成本60~80元/t,即便按照LNG低价期,夏季出厂价每吨3000元购入储气计算,经过运输、储存、气化后输配价格也接近3.5元/m³,已经超过许多地区的天然气居民销售价格,而实际上2017年冬季北方地区LNG的市场价格每吨已破万元,如此高昂的气价,燃气企业应急保供还可以接受,作为储存用气而投入大量资金,仅是价格倒挂一项企业就很难承受。

2.1.3 储气能力有限,持续保供稳定性较差

由于我国天然气生产能力有限,国内液厂气源主要依靠进口,一是接收境外管道气,二是接收进口LNG。这两者都存在风险。

首先是进口管道气。目前中亚管道天然气进口总量占据中国进口管道天然气总量的90%左右,这种情形将一直维持到中俄东西伯利亚管道正式投产的2020年。然而,中亚管线的多次限供、停供行为,不管是出于供给国天然气产能不足的客观反映,还是出于待价而沽的商业考虑,抑或是契约精神的缺失,总之很难要求中亚国家主动履行对中国的天然气出口义务,我国只能被动承受损失。

其次是进口LNG。截至2017年年底,我国沿海地区(不含香港特别行政区和台湾省)已有18个LNG接收站在运营,接受能力接近6000×10⁴t。但岸基LNG接收站一方面分布不均,受接收站与主干管网无法连通以及槽车装车撬不足等因素的制约,存在转运问题;另一方面受岸线资源限制,新建接收站投资巨大,审批困难。今后即使采取浮式LNG接收利用终端可以扩大接收能力,但由于不具备储气能力,同进口管道气一样都将面临LNG市场化供应导致的供应中断风险。

正是由于上游液厂气源不稳定,补充困难,因此在全国性的气源紧张时,LNG储气供应模式难以持续保供,气源可靠性较差。

2.2 空混气(SNG)方案

空混气即气态的液化石油气掺混空气(LPG-AIR),是合成天然气(Synthetic Natural Gas, SNG)的一种。SNG狭义指煤制天然气(煤制SNG),广义则包括所有非天然气而具有可与天然气互换使用性能的气体燃料,其中就包含空混气。

空混气供气模式是指在天然气管网压力不足时,将储存的液态液化石油气(LPG)经气化减压再与一定比例的空气混合后及时补充到管网中,使供气管网保持足够的运行压力,是确保正常供气的一种有效应急措施。该技术具有向天然气过渡方便、运行压力高、供气方式灵活、供气范围较广等特点。

空混气方案的主要优势是前期显著的低投入,便捷的燃料存储以及不高的维护成本。其优点如下。

2.2.1 建设投入少,维护简单,损失少

LPG空混工艺较其他任何制气设备工艺流程都要简单,投资少,建设周期短,且易搬迁,无环保污染等问题。由于LPG最高设计压力为1.77 MPa,远低于CNG储气的压力,也不需要考虑LNG储气模式中的BOG回收排放问题,日常损失很少。

通常空混站的主要设备包括LPG储备设施、装卸台、烃泵、压缩机、气化器、混气机、流量计和热值仪,与各地常规的灌装站、储配站设备构成基本相同。且由于技术成熟,空混设备基本都可以集成撬,最大程度上减少占地,降低投资。

2.2.2 安全性好,可与天然气通用,避免重复投资浪费

根据标准要求,液化石油气与空气的混合气做主气源时,液化石油气的体积分数应高于其爆炸上限的2倍,即爆炸极限介于1.847%~8.792%。而实际空混气中LPG的体积分数远远高于其爆炸上限的2倍要求。因此,安全性较好。

空混气的互换性较好,饶能等^[5]用燃具进行了专门的燃烧试验。试验结果证明,当液化石油气与空气按体积比48:52混合时,可用与12T天然气互换使用,其华白指数、燃烧势和黄焰指数均符合要求。

因此,空混气并不需要额外的燃气系统,如地下管网、调压设施等,可以被简单地连接在天然气管网中,接入位置一般在计量站或减压站后,用气设施之前。空混气不但可以根据管道内天然气压力的降低而直接介入供气,还可以进行人工控制。

2.2.3 点供更加便捷灵活

LPG液态贮存体积小。1 t LPG体积约为2 m³,可产出空混气1 200 m³(热值为35.7 MJ),体积贮存相差近600倍。由于贮存体积甚微,不但节约了占地投资,而且有利于移动、转运,有利于车载输送到管道气尚未覆盖的地方。

更主要的是空混气不仅供气规模可大可小,热值也可以人为控制,能够满足各种用户的不同需要,

其热值经济性与使用便捷程度均较天然气更高。

2.2.4 可以实时启动

以往为了应对突发情况,许多地区采取了“压非保民”举措,这一做法不仅不可能从根本上解决问题,而且由于燃料中断供应导致企业大规模的停产,给工业用户带来无法估量的损伤。空混气作为备用系统,可以有效规避天然气中断的风险,在任何需要的时候都具备实时启动备用气源的能力。实时启动的空混气系统可以在管道气中断时立即开机,保证工业企业燃气供应的稳定与连续,进而确保企业生产流程运转的连贯性。

3 空混气方案

3.1 发展现状

空混气作为天然气替代气源的一种,1964年在锦州市首次实验成功,由于其较煤制气具有投资省、见效快、运行经济效益好等优点,曾一度在各地作为城市管道的独立气源或天然气的调峰气源,与天然气混合或直接供应用户。其物理参数如表2所示。

表2 LPG、LPG-AIR、天然气物理参数对比表

项目	LPG (锦州石化)	LPG-AIR	天然气 (辽河油田)
甲烷(摩尔百分比)			92.93
乙烷(摩尔百分比)	0.18		3.36
丙烷(摩尔百分比)	33.65	15.88	0.82
正丁烷(摩尔百分比)	46.38	37.12	0.69
异丁烷(摩尔百分比)	19.79		
氧气(摩尔百分比)		9.88	0.10
氮气(摩尔百分比)		37.12	2.10
气相密度/(kg·m ⁻³)	2.32	1.80	0.78
低热值/(MJ·m ⁻³)	102.33	54.23	34.79
华白指数/(MJ·m ⁻³)	89.08	52.75	49.59

在空混气与天然气互换方面,常用的是美国燃气协会(AGA)指数判定法,以华白指数、燃烧势、黄焰指数为主要判定指数^[6]。各地科研院所、燃气企业通过大量的实用对比试验证明^[7-10],空混气技术成熟,运行安全可靠。

在规模化生产方面,上海石洞口煤气制气有限公司于2002年建成的日产80×10⁴ m³的空混气生产

线是近年影响较大的工程实例^[11], 成功输出了符合 12T 天然气标准的空混气。

由于各地条件不同, 北方多数城市民用燃气系统采用了合成天然气 (SNG) 系统供应空混气, 而工业用户及华南地区的许多城镇供气则更多地采用了纯液化石油气供气方式。进入 21 世纪以后, 随着我国西气东输、海气登陆等工程的建设, 各地不断引入并推广使用天然气, 空混气作为过渡性气源, 被视为陈旧落后, 没有发展前景, 再加上价格方面明显处于劣势, 逐渐退出了城市燃气市场。

在天然气大发展的今天, 天然气的经济性优势被削弱, 部分地区的天然气价格甚至已高于 LPG。特别是 2017 年冬季严重的供气紧张来临以后, 燃气供应的充足、稳定问题日益引起人们的重视。空混气作为适合的天然气替代产品和天然气调峰储备气源, 其独特的优势和潜在的价值也日渐凸现。

3.2 空混气方案的独特优势

与 LNG 储气方式相比, 空混气不仅是用气高峰来临时可实时开展的替代气源方案, 更具有以下有利条件:

3.2.1 非同源性更有利于抗击进口气源风险

LNG 和 CNG 只是区别于储存状态不同, 二者都受国际天然气市场供应的直接影响, 2017 年冬季供气紧张时, CNG、LNG 整体供应告急, 一车难求, 也从侧面折射出气源结构单一的弊端。

而空混气 (SNG) 则源于 LPG, 属于石油衍生品, 相比天然气, 其供应紧张程度不高。LPG 作为石油天然气开采和石油加工的副产品, 具有良好的可及性。只要有石油工业就有 LPG 资源, 各地可以从炼油化工企业就近取得。LPG 作为目前国内市场化、国际化程度最高的能源产品, 国内外来源丰富, 上下游储运设施发达, 竞争主体多元, 市场价格透明。近 5 年来, 由于全球 LPG 供应年均增速达到 3.5%, 快于年均 2.8% 的需求增速, LPG 国际市场价格与国际油价的关联度下降, 油气价差拉大, 买方具有更多的市场话语权, 不像天然气主要依靠长约合同保供, 不用担心 LPG 资源保障问题。

从远期看, 全球的原油产量未见减产趋势, 国际投行和研究机构普遍预测世界油价 3 ~ 5 年内仍将保持较低位运行, 热值率较高的 LPG 商品价格很有可能因此长期处于较低位运行, 这对与油价走势正相关的 LPG 来说十分有利, 也意味着空混气对比天然气将继续保持性价比优势。

国内 LPG 产量保持稳定增长。2017 年我国 LPG 产量 $3\,677.3 \times 10^4 \text{ t}$ ^[12] (图 1), 同比增长 4.95%, 近 10 年年均增长率为 7.2%。

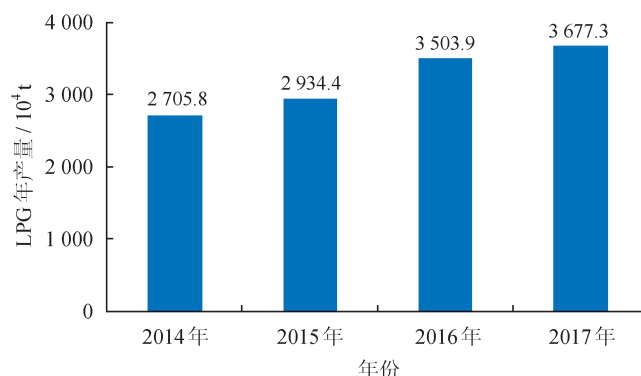


图 1 近年国内 LPG 产量图

在外部资源接收方面, 国内除中石油、中石化等央企外, 各大燃气企业也都在大力拓展 LPG 资源, 最大的 LPG 运营商中国燃气集团正在加速构建由辽宁、天津、山东、江苏、上海、浙江、福建、广东、广西等省区市 14 个 $5 \times 10^4 \text{ t}$ 级码头组成的沿海珍珠链布局, 将形成超过年 $3\,000 \times 10^4 \text{ t}$ 的码头吞吐能力, 超过 $250 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的库区罐容, 同时, 还要组建 VLGC 远洋船队, 打通 LPG 进口资源采购物流渠道, 开展远洋运输业务。

3.2.2 可以利用国内分布广泛的现有供应体系

LPG 上世纪末在国内发展最为迅速, 成为当时主要气源之一, 国内许多大中城市, 特别是工业用户均建设有 LPG 储存气化系统。从生产企业来看, 由于炼厂较为集中, 华东、中南和东北地区是国内 LPG 的主要产区, LPG 生产企业基本完成整合, 供应体系也应对完整。

进入新世纪以后, 城市的能源消费格局发生变化, LPG 供应区域已经逐渐由城市向山区、农村乡镇以及管道气尚未到达的区域下移、集聚。由于 LPG 瓶装运输基本不受距离远近影响, 因其灵活、便利, 三级站点和供应站点已经覆盖全国大部分偏远地区, 现有瓶装 LPG 营销网络十分发达, LPG 资源在全国范围内都可以方便地获得。

由于空混气技术成熟, 工艺设备相对简单, 完全可以依托国内发达的 LPG 钢瓶供应网络, 利用数量庞大的瓶装 LPG 终端, 在适当的地区建设空混站, 便捷地实现空混气直供用户, 这也意味着只要有了 LPG 空混装置这个转换工具, 各地分散储存的 LPG 资源就可以成为天然气的储备气源。

4 讨论与建议

随着我国实体经济回暖、能源结构调整以及大气污染带动的“煤改气”工程推进,根据预测,2018年天然气市场需求量将有望同比增长超过18%。实际上,从当年4月份开始,国内LNG的出厂价格已经明显上涨,近期天然气供应形势不容乐观。不管市场的格局如何变动,中国始终是一个天然气进口国,这决定了中国在天然气市场中始终不会有定价权,寄希望于天然气价格下行难以实现,而天然气价格上升并逐步接近液化石油气价格则是未来发展趋势。

能源战略储备服务于国家能源安全,是一项长期而艰巨的任务。作为一个系统工程,能源储备不仅包括天然气,也包括其他能源品种,如何确保能源供应安全,品种、渠道多元化是大国不可或缺的战略选择。中国的能源战略储备起步晚,储备规模距离国际通行标准还有较大的差距。只有持之以恒地开展储备工作,才能不受其他国家钳制。纵观国际发达城市,天然气以及其他能源与LPG作为燃料都在市场上共同存在,共同发展。因此,未来除了天然气,还要大力扩展能源储备的品种,增强能源储备的规模,尤其是涉及到能源长远发展的战略稀缺能源资源和新材料,一定要提早着手,提早储备。

空混气(SNG)方案未必是最合理、最优秀的模式,但却是切实可行的天然气替代能源,管输气用户可以根据自身特点和实际需求,合理考虑选择CNG、LNG和SNG或组合建设作为储气气源。空混气模式对于天然气时代的现实意义就在于,其在LPG和天然气(PNG、CNG、LNG)之间搭建了一座便捷的联通桥梁,可以把天然气和石油这两种资源的保障供应能力最大限度地利用好,LPG将与天然气形成有效补充,实现多气源、多气种的融合发展。

参 考 文 献

- [1] 中国新闻网. 国际能源署报告称2019年中国将成为世界最大天然气进口国[EB/OL]. (2018-07-19)[2018-07-25]. http://www.sohu.com/a/242156764_123753.
China News Service. The International Energy Agency reports that China will become the world's largest importer of natural gas in 2019[EB/OL]. (2018-07-19)[2018-07-25]. http://www.sohu.com/a/242156764_123753.
- [2] 刘劲松, 刘书秀. 中美能源安全态势比较及中国的对策[J]. 煤炭经济研究, 2017, 37(1): 34-40.
Liu Jinsong & Liu Shuxiu. Comparison and China's countermeasures on China and USA energy security situation[J]. Coal Economic Research, 2017, 37(1): 34-40.
- [3] 国务院法制办公室, 住房和城乡建设部. 城镇燃气管理条例释义[M]. 北京: 知识产权出版社, 2011.
Legislative Affairs Office of the State Council of the PRC & Ministry of Housing and Urban-Rural Development. Interpretation of urban gas management regulations[M]. Beijing: Intellectual Property Publishing House, 2011.
- [4] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见[EB/OL]. (2018-04-26)[2018-07-25]. <http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/gfxwj/201804/W020180427570525954987.pdf>.
National Development and Reform Commission & National Energy Administration. Opinions on speeding up the construction of gas storage facilities and improving the market mechanism of gas storage and peak shaving auxiliary services[EB/OL]. (2018-04-26)[2018-07-25]. <http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/gfxwj/201804/W020180427570525954987.pdf>.
- [5] 饶能, 应援农. LPG混空气作为天然气紧急备用气源的可行性[J]. 煤气与热力, 2007, 27(4): 29-32.
Rao Neng & Ying Yuannong. Feasibility of using LPG-air mixture as urgent stand-by gas source of natural gas[J]. Gas & Heat, 2007, 27(4): 29-32.
- [6] 姜正侯. 燃气工程技术手册[M]. 上海: 同济大学出版社, 1993.
Jiang Zhenghou. Gas engineering technical manual[M]. Shanghai: Tongji University Press, 1993.
- [7] 孔庆芳. 上海地区燃烧火焰稳定性与燃气互换性研究[J]. 煤气与热力, 1999, 19(6): 39-43.
Kong Qingfang. Research about flame stability and gas interchangeability of Shanghai town gas[J]. Gas & Heat, 1999, 19(6): 39-43.
- [8] 王晟, 杨庆泉, 杨涌泉. 燃气互换性判定指数的计算[J]. 煤气与热力, 2000, 20(2): 142-144.
Wang Sheng, Yang Qingquan & Yang Yongquan. Computerizing exchangeability of gas[J]. Gas & Heat, 2000, 20(2): 142-144.
- [9] 刘涛, 刘万勇, 李阿妮. 液化石油气掺混技术在城市气的应用[J]. 煤气与热力, 2002, 22(4): 329-330.
Liu Tao, Liu Wanyong & Li Ani. Application of mixing of LPG in city gas[J]. Gas & Heat, 2002, 22(4): 329-330.
- [10] 盛胜庆, 李海涛, 季健. 掺混式代用天然气的试生产[J]. 上海煤气, 2003, 23(2): 4-7.
Sheng Shengqing, Li Haitao & Ji Jian. Trial production of mixed SNG[J]. Shanghai Gas, 2003, 23(2): 4-7.
- [11] 贾雁群, 王贵武, 张健, 杨富军. 液化石油气混空气工程技术问题的探讨[J]. 煤气与热力, 2006, 26(7): 11-13.
Jia Yanqun, Wang Guiwu, Zhang Jian & Yang Fujun. Discussion on technique problems in LPG-air mixing engineering[J]. Gas & Heat, 2006, 26(7): 11-13.
- [12] 石宝明. 我国LPG供求分析及展望[J]. 当代石油石化, 2017, 25(5): 13-19.
Shi Baoming. China's LPG market and outlook[J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2017, 25(5): 13-19.

(修改回稿日期 2018-07-24 编辑 罗冬梅)