

京津冀地区天然气产业制约因素分析

张 抗

(中国石化股份公司石油勘探开发研究院)

张抗.京津冀地区天然气产业制约因素分析.天然气工业,2006,26(3):142-145.

摘 要 为促进京津冀地区天然气产业的持续健康发展,文章研究了资源基础、调峰能力、用户构成及价格体系等实际情况,从鄂尔多斯盆地的天然气资源状况和京津冀消费态势出发,分析了京津冀地区天然气产业一体化发展中的主要制约因素,并提出相应的对策建议,为制定相应的能源政策提供依据。

主题词 京津冀地区 天然气产业 一体化发展 制约因素 对策建议

自上个世纪80年代以来,中国天然气进入蓬勃发展的时期,储产量持续高速增长,但是从中国天然气一体化发展的角度来看,还应注意其发展中(特别是在资源上)存在的问题^[1]。笔者试图从鄂尔多斯盆地的天然气资源状况和京津冀消费态势出发,来分析天然气工业一体化发展中的主要制约因素,并提出相应的对策建议,为制定能源政策提供依据。

一、资源基础分析

在天然气产业一体化发展中,资源是整个产业链的基础。不仅要注意探明储量(特别是其剩余可采储量)的数量还要考虑其品质^[1]。从目前及近期可能的发展看,京津冀地区的天然气供应几乎全部来自鄂尔多斯盆地。这就要首先分析一下该盆地的储量及其经济开发的状况。

1. 目前探明储量的数量风险

到2004年为止,我国国家储量委员会审批储量的主要依据仍然是1988年批准执行的天然气储量规范(GBn270-88)。按其规定,探明储量中的未开发探明储量(Ⅱ类)和基本探明储量(Ⅲ类)允许误差分别为20%和30%。由于鄂尔多斯盆地的绝大部分气储量为近年内新探明,工作程度不够高且是用容积法计算,因而剩余可采储量的主体应属Ⅲ类。它们多未经系统试采检验,也未能及时对其进行复核,以已开发气田来验证,不少气田的可采储量值偏大。针对这种情况,我国已颁布了一套新的规范和标准,要求在计算探明储量时不但要达到技术可采储量标准,而且要计算其经济可采储量。新规范实际上取

消了Ⅲ类储量这一级别,对储量的达标也有了更严格的要求。2005年及以后新批准的储量要按新标准执行,并落实经济可采的剩余可采储量。显然,如果仅以2004年及以前公布的储量值去规划天然气未来的发展,其数值可能是偏大的。对于未经试采检验的容积法计算储量的可能误差,已开发气田给出了若干实例,如鄂尔多斯盆地某小气田,容积法计算储量 $7.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,试采后以压降法落实储量仅 $1.7 \times 10^8 \text{ m}^3$,为原值的24.3%^[2],这种现象在非均质性强的低渗透储层气田中是屡见不鲜的。

2. 探明储量的品质

鄂尔多斯盆地已探明的天然气品质不够理想,从2004年底的统计看,主要表现在以下方面。①规模虽大,但丰度低,储量居全国各盆地之首的鄂尔多斯盆地气田总体可采储量丰度仅为 $0.63 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。居其前5名的苏里格、长庆(靖边)、大牛地、榆林和乌审旗气田可采储量丰度分别为0.82、0.40、1.16、0.81和 $0.72 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。按照《石油天然气储量计算规范·2005》的规定,低和特低丰度的范围分别为 $(0.8 \sim 2.5) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 和小于 $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,则鄂尔多斯盆地天然气总体为特低丰度,主要气田或为特低丰度或为低丰度中的较低者。②碎屑岩储层属于低—特低渗,碳酸盐岩储层多属裂缝—一次生溶孔型。它们的储层连通性差,不均质性相当强。③主力气田气层埋深多在3~4 km。以上的诸多因素使气田必须以大量的生产井进行开采且单井成本大、产量低、衰减快、勘探开发难度大、井口气价高^[3]。

作者简介:张抗,1940年生,教授级高级工程师,中国石化勘探开发研究院咨询委员会副主任;主研方向为油气勘探开发和能源发展战略。地址:(100083)北京海淀区学院路31号。电话:(010)82312963。E-mail:zhangkang@pepris.com

3. 储量的可动性

即使按老储量规范看,一些气田的储量标准也失之过宽。它使部分已上表的探明储量相当长时间难以动用,不能实施产能建设。以全国第一大气田的苏里格为例,其可采储量为 $3330.7 \times 10^8 \text{ m}^3$,但2002年以来仅在已知最好的区块以17口井建成 1.7×10^8 产能,2004年仅产气 $1.31 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在2004年底已呈现出明显供不应求的情况下全鄂尔多斯盆地仅建成产能 $80.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ [4]。按2003年制订的规划,中国石油长庆油田分公司到2010年可望动用储量达 $3711 \times 10^8 \text{ m}^3$,依托它累计建成的 $180 \times 10^8 \text{ m}^3$ 年产能,该年可产气 $130 \times 10^8 \text{ m}^3$ [5]。这意味着2004年累计探明的约 $1.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 储量直到2010年也尚有69%的不能被动用。

4. 供气能力低于管输量和已有用户需求量

鄂尔多斯盆地的气田多处在开发初期,管道修建时愁找不到用户的局面就迅速改变为供不应求。该盆地已建成的管线年输气能力为陕京一线 $33 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、陕京二线 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、靖西一线和二线共 $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、长宁线和长呼线皆为 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$,共计 $213 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。前已述及,规划2010年的产量为 $130 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。规划还考虑到内用和损耗,预计该年外输商品气量仅为 $122 \times 10^8 \text{ m}^3$,仅大致相当陕京二线的设计输量。这样,2010年的管线运能与产量间出现 $91 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的巨大缺口。内蒙古的呼包地区和气田所在地的伊盟还正以用气企业已兴建或订购了设备为由,强烈要求兴建长呼二线和专用管线,就近供气。目前除北京市按计划逐步扩大用户外,天津市要在2010年向50万户居民供气,气化率达98.5% [6]。按中国石油与山西省7城市的供气意向书或合同,山西省要达年用气量 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ (其中居民用气 $8 \times 10^8 \text{ m}^3$),其临汾—河津管道已建成点火,长庆油田已宣布2005年底开始向太原供气 [7],冀、鲁等省的城市群也作了相应的计划。雨后春笋般出现的各地燃气公司正争抢地盘,兴建基础设施。许多民用和工业用户往往“先上车后买票”,在没向有关方面落实用气之前就动手实施了用气工程。对此,气的供应部门埋怨下游项目“太急、太快、太多”,无法应付 [8]。从2004年~2005年的冬季看,以民用(包括商业)气为主的城市供气已出现了巨大的缺口,其原因不在于管线的运力,而在于产地供气不足 [9]。以至冬季用气高峰过后,曾被完全停气的若干大型骨干化工企业在夏季也没能保证供气。如沧州大化和中原大化是华北地区的主要化肥厂家,

2005年1~7月供气量一直低于正常需求的70%,甚至要买高价气也没有 [10]。

面对汹涌来潮的需求和不能推卸的“政治责任和社会责任”,气田被迫对已建成的生产井“放压提产”。这无异于“杀鸡取蛋”。据报道,长庆各气田连年处于这种状态,平均提产幅度超过10%,2004年产量占长庆分公司98%的靖边气田提产最多时幅度达24%。其结果只能使气田产量递减加快,稳产期变短,最终采收率降低,对今后增产造成更大压力 [11]。

二、调峰气库建设滞后

1. 调峰能力不足

中、长距离输气管线的安全运行离不开各种类型的气库 [12]。当以民用气为主时,巨大的谷峰差对调峰有效库容量要求很高。长距离输气时更难以用产量调节保障用气,各种气库就必须与管线一同设计,大致同步投产。目前,与鄂尔多斯周围放射状的管线配套的气库配套却相当薄弱,形成天然气上下游链条中最为薄弱的环节。

2. 城市用气峰值限制了管线的年输气量

京津地区天然气终端用户以城市居民和商业为主,一旦出现供气不足首先要保证城市居民用气,而减少、甚至停止对工业用户和一部分公用企业的供气。这里不仅要注意月、季间的峰谷差,还特别要关注并保证高月高日的用量(至于最高小时用量可以用管道的压力和容量在一定程度上缓解)。据陕京二线的预测,其2014年将达到设计输量 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$,届时的高月高日需求量为 $6483 \times 10^4 \text{ m}^3$,与之相应的市场调峰需求量为 $38.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。但考虑到地下气库的选址可能性与相当高的运营成本,2014年能够建成的气库实际有效工作气量仅为 $13.75 \times 10^8 \text{ m}^3$,缺少的 $24.55 \times 10^8 \text{ m}^3$ 调节量只能用减少总用气规模和年度总输气量来保障。这就迫使陕京二线 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 设计输量中有 $24.55 \times 10^8 \text{ m}^3$ 不能配输。该年实际输气量仅能达 $95.55 \times 10^8 \text{ m}^3$,即仅能达设计输气量的79.6% [13]。对本来就按微利设计的管线来说,仅完成设计输量的80%就意味着无盈利或亏损。综上所述,如果用气结构中以城市民用(居民、商业)为主,确保用气安全不仅是城市燃气公司的重负,也使管道(企业)难以应对。

三、用户构成及价格体系

1. 用户构成影响

在世界多数国家,天然气终端用户以工业(发

电、也包括化工)类为主。而在京、津等城市群所在的华北地区城市燃气则占主要份额。以工业类用户为主可使其基荷用气量稳定、峰谷差小,也容易做到安全供气,容易使上中下游得以协调发展。工业用气价格虽偏低,但系统的整体效益却较好。诚然,在总体气价较低或工业对气价的承受能力较强时上述的用气结构容易实现。

我国工业对较高气价的承受能力偏低,在多数地区工业用气的比例亦低,可以承受较高气价的城市燃气也成为乐于被上中游接受的用户。但民用气用户的服务要求亦高,供气成本亦相应提高。此外,它发展缓慢,从起步到达到供应方所要求的最低经济用量所需的时间较长(这对按长期合同批量进口LNG特别不利),城市民用气巨大的峰谷差也带来一系列难题。显然,以工业用户为主还是以居民和商业用气为主所代表的用户构成的不同类型对天然气产业发展有不同的影响。从中国的情况看,天然气资源相对稀缺,未来尚需大量进口,有人主张主要发展城市用户以取得更好的社会和经济效益。

2. 价格体系

在中国天然气价格的纵向构成中,由于勘探开发难度大所造成的井口价格的影响是最大的。2004年中国天然气井口(出厂价)为0.64元/ m^3 (中国石油)~0.80元/ m^3 (中国海油),而中东和俄罗斯大气田的井口价多低于0.2元/ m^3 ,甚至低于0.1元/ m^3 。我国的多数气田与主体用户之间要以1至数千米的管线相连又使其运输费不菲。以上海使用新疆的气为例,城市门站价1.32元/ m^3 ,为井口价的275%;而1997年美国的平均城市门站价为井口价的163%。这与美国的气田离用户区较近有关^[14]。我国处于天然气发展初期,城市和工业用户专用管网等基础设施薄弱,从门站到用户的输气及管理(包括各种储气库)成本亦高。如仅在北京附近建设 $30 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的有效库容就会使气价增加0.2元/ m^3 ^[13],纵向三环节的气价都偏高,造成用户(特别是东部)气价高且下降的空间有限。

在国内不同用户间的气价比,即气价的横向构成对调节用气方向影响甚大。对此有2种不同的模式。发达国家天然气市场拉大了民用气与工业气的差价,一般是2倍左右。如2003年OECD国家民用气价为工业气价的187.5%^①,1997年美国的该比值

为200%,仅以其居民用气与发电用气价格相比则为其247.6%^[14]。这实际上是对城市民用气收了“高价”。另一种模式多出现在发展中国家,民用气价相对低或对其有某种补贴。如上海的民用气价为工业用气价的116.8%,四川为132.6%,长庆为118.6%。仅以居民用气与一般工业(非化肥)用气的出厂价比,四川和长庆分别为105.5%和85.7%。按我国目前规定的天然气出厂价,化肥用气价明显低于民用气价^②。该模式显然对城市居民用气有一定的鼓励作用。从这个角度上笔者认为我国的民用气价格还有调高的余地。

此外,还存在以同样热值对比不同能源价格间的比价问题。即使将环保费用计入价格,在相当长的时间内我国的气价也难以同煤炭(包括清洁化煤炭)价格竞争。但在近年的油价升高,而气价停滞不升的情况下,气价就明显低于油价,这也是下游争相发展“气代油”的原因之一。

显然,中国天然气用户结构和价格体系的发展方向,是一个涉及天然气上中下游协调发展,涉及能源工业系统工程发展的带战略性的问题。如何促进天然气的发展,取得整个系统的最大的效益还需要认真研究。

四、对策建议

以上讨论虽然主要从鄂尔多斯盆地和京津冀地区的情况出发,但对其他地区也有一定的借鉴意义。为促进中国天然气的持续健康发展提出以下建议。

1. 夯实资源基础

资源基础不牢将从根本上影响整个天然气工业系统。在目前的储量套改中应从近中期实际的技术和经济可采性出发落实剩余可采储量。在通过认真的测试和群井试采揭示实际产能、通过开发取得更详尽资料后,要按规定及时复核储量并见诸储量通报。对LNG和需要从国外进口的天然气不仅要核实其资源基础,还要尽力参与其气田开发到LNG生产的系统工程,以取得签订长期合同的优先权^[15]。

2. 与资源基础相应地发展中下游

在管线建设上一定要按落实的经济可采储量去作建设规划和确定管线规模,对进口气以及LNG要首先落实供货的长期合同或供气协议,要使资源保证中下游运作25年以上。在此工作中必须考虑到

①气价据IEA,2004年。

②气价据中国石油股份公司财务部,2003年。

低品位的,特别是非均质性强的低渗储层特点,考虑到其生产过程中相当幅度的自然递减。总之,要认识到我国的天然气资源的局限性和风险性,量入为出地发展中下游,且不可“先上车后买票”盲目发展。

3. 多途径保障用气安全

要认识到天然气安全上的问题比石油还大。从资源上要以国内气田、进口管输气和 LNG 等多源互补,从管网上尽量形成多管线间的互相调节,从储库上发展多种类型的地下气库(包括正生产的和废弃的油、气田,地下岩腔和盐溶腔、地下水层等)和地上气库(包括 LNG 库和压缩气库),以应对用量峰谷差和意外事件。

4. 作好全面发展规划

要从以一个部门、一个环节(如上、中、下游)或一个地区为主体(如珠三角)的规划发展为真正的国家规划。这就要求以政策和法规为引导将市场机制与国家监管有机结合去实现上中下游的协调发展,充分利用国内外两种资源,充分利用不同所有制及其多种融资方式。这项工作实际上是一项艰苦的科学研究,一个不断总结国内外经验的发展完善过程。

参 考 文 献

- [1] 张抗.中国天然气资源的两点论和发展战略[J].石油与天然气地质,2005,26(2):163-167.
- [2] 李安琪,郝玉鸿.对油气田储量和采收率的新认识[J].天然气工业,2005,25(8):81-84.
- [3] 张抗.中国天然气发展战略观[J].天然气工业,2002,22

(4):1-4.

- [4] 林玉和,杨学青.长庆气田地面工程综述[J].天然气工业,2005,25(4):140-142.
- [5] 王道富,杨华,付金华.鄂尔多斯盆地天然气勘探开发战略研讨.天然气工业,2005,25(4):1-4.
- [6] 高继德.天津燃气集团大力实施民心工程[N].中国石油报,2005-08-04.
- [7] 石新忠.山西第一条天然气输气管道点火[N].中国化工报,2005-09-26;武敌.长庆油田天然气今年年底进太原[N],中国石油报,2005-10-19.
- [8] 周泽山.天然气热的冷思考[N].中国石油报,2005-05-18.
- [9] 张抗.寒冬过后的用气反思[J].石油科技论坛,2005,(4):16-18.
- [10] 武验.两大主力厂又犯“有力无气症”[N].中国化工报,2005-08-04;郭立杰,王雷.天然气产业须产销协调发展,中国石油报,2005-11-09.
- [11] 杨文礼,何炳彦.长庆油田全力以赴备战供气高峰、天然气外供超计划运行[N].中国石油报,2005-10-31.
- [12] 王莉,庄建远,檀建超.对加快发展我国天然气调峰设施的思考[J].国际石油经济,2005,13(6):32-35.
- [13] 李庆生,杨建红,张钦安.陕京二线天然气管输负荷分析[J].国际石油经济,2005,13(9):50-52.
- [14] 张抗.中国现行天然气价格的比较分析[J].当代石油石化,2004,12(1):12-15.
- [15] 张抗,庞名立.世界 LNG 生产现状与前景[J].国际石油经济,2005,13(10):55-59.

(收稿日期 2005-12-22 编辑 黄君权)