

中国天然气统计预测中的若干问题探讨

张抗¹ 张文长²

1. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院 2. 中国石油化工集团公司经济技术研究院

张抗等. 中国天然气统计预测中的若干问题探讨. 天然气工业, 2012, 32(1): 6-11.

摘要 天然气由地下资源变成商品经历了复杂的过程, 涉及许多术语概念, 容易产生混淆, 有可能会影响到对天然气的统计、预测和深入研究, 为此对中国天然气统计预测中的若干问题进行了探讨。结果认为: ①地下天然气以气层气和溶解气(石油伴生气)形式赋存, 前者的产量在我国近期迅速增长, 而后者的产量则呈下降趋势, 在预测未来指标时决不能将其混为一谈; ②致密气在美国属于非常规天然气, 而我国却将其纳入常规气产量, 因此在讨论非常规气占天然气产量比例、页岩气占非常规气比例时不能将两国间的数字仅作简单对比; ③地面钻井采出的煤层气和矿井井下抽采的煤层气(煤矿瓦斯)在产量控制因素、成分和利用率上均存在着重大差别, 须分别统计并预测其未来产量; ④在未作初步普查勘探前, 尚无能反映研究区各层系地下一定深度含气性和可采性的基础性参数, 这时对其天然气资源潜力评估所得数字的可靠性甚差, 对此应有清醒的认识; ⑤页岩气虽具大面积分布的特点, 但其勘探开发仍要经历普查选区面中求点逐步发展的程序, 要经历逐步认识中国页岩气特点适应中国特殊的外部环境的过程, 在起步阶段不宜有过高的发展指标; ⑥天然气井口产量、管线进口门站和 LNG 接收站的输入量与可供用户的商品量之间有明显差别, 我国的天然气统计工作和消费量规划中应关注此问题; ⑦在天然气规划中应注意到管线的建成与达到其设计能力之间的时间差。

关键词 中国 天然气 统计预测 煤层气 页岩气 LNG 商品气量 规划

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2012.01.002

天然气在能源消费中作为一次能源的一个类别, 在用户看来是一种商品——从使用上看可以把天然气看成“一”, 似乎是一个简单的统一体; 但从供应上看它却是“多”, 并具有多样来源构成的特点。天然气由地下资源到变成商品经历了复杂的过程, 其中涉及许多术语概念, 在业外(有时甚至是业内)运用中有时会产生混淆, 这就影响到对天然气的正确统计、预测和深入研究。故笔者拟在此文中讨论相关问题。

1 天然气资源中的气层气和溶解气

国外对烃类地下资源的统称是 petroleum, 它包括液态、气态和固态的碳氢化合物乃至其衍生物, 但在汉语中该词却常被译为石油。在我国, 液态的 petroleum 被称为石油(oil、crude oil); 气态的 petroleum 则被称为天然气(gas、nature gas); 而在地下是气态、地面却呈液态的则称凝析油(condensate), 在国外分类中将其归入天然气液(NGLs)^[1]。由于其资源富集、勘探

开发方式各具特点, 这种三分法是国外资源量储量研究和统计中常见的。但在商业上却通用二分法, 即把天然气液并入石油。为适应这种更流行的分类, 我国的《全国油气矿产储量通报》中在石油名下分列了原油、凝析油两类。物质的气、液两相间是可以互溶的, 这在地下高压下作为不同碳数的化合物而混合存在的烃类中更是普遍现象。在物理条件变化时(如采到地表), 溶于气中的油逸出为凝析油, 溶于油中的气被称为溶解气或(石油)伴生气。而在地下独立存在于储气层或气田中的气则称为气层气。因而, 在油气资源开发和统计中的天然气就包括了气层气和溶解气这两种。

油藏和气藏不仅在相态上不同, 更重要的是其形成、富集规律和开发方式也不同。在开发中气藏可有自己独特的规律并可按需求独立地决定其产量增减, 而溶解气产出量则受制于石油含气量的不同和其产量的增减。目前, 在我国处于壮年期的石油产量相对稳

定,而处于青年期的天然气产量即使今后 10 年仍有望保持 10% 左右的年增率。溶解气和气层气的基数不同、变化速度不同,在产量预测中不能将其混为一谈,但目前在我国天然气产量趋势的预测中却多将其视为一体而不加以区分。

我国 2010 年天然气总产量为 $942 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中气层气 $868 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、溶解气 $74 \times 10^8 \text{ m}^3$ (如无特殊注明,本文的产量均引自《全国油气矿产储量通报》),溶解气占天然气总产量的 7.85%。由于石油产量基本稳定且老油田开发后期产出油的含气量呈下降趋势,故近年溶解气产量由 2005 年的 $82 \times 10^8 \text{ m}^3$ 降至 2010 年的 $74 \times 10^8 \text{ m}^3$,平均年下降率为 2.03%,即使以 1.11% 的年下降率预测,2015 年溶解气产量也会降到 $70 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。若以 2015 年天然气占一次能源消费量的 8.3% 计,我国约需天然气 $2\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中国内天然气产量如需 $1\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ [2] 的话,那么对气层气产量的要求就为 $1\,430 \times 10^8 \text{ m}^3$,5 年间的年增长率应为 10.50%。回顾 2005—2010 年间我国气层气产量年增长率为 13.40%,如能以近于此速度增长,上述产量目标则有望实现。在溶解气产量占较高比例的地区将二者未来产量分别预测的必要性就更加明显,如以单位可采石油储量中的含气量计,准噶尔盆地为 95.84 m³/t,全国平均为 47.82 m³/t,前者比后者高出 1 倍 [3];以 2010 年该盆地天然气产量来计算,溶解气占其全部天然气产量的 31.60%。这时如简单地以全部天然气产量年增长率方法去预测分析未来产量就会产生相当大的误差。

2 天然气中的常规和非常规气

2.1 中国与美国之间对致密油气的归属不同

上世纪 80 年代以来,非常规油、气的概念开始流行。人们把地下存在的丰度低、难开发以至于在当时技术条件下难以取得经济效益的油、气资源列入非常规类型,以区别当时就可经济开发的常规油、气。由于技术水平大为提高和油气价格的抬升使经济门槛大为降低,现今某些非常规油气已可投入经济开采,但这种划分仍被习惯性地沿用至今。显然,常规与非常规的划分是相对的,在不同国家之间亦可能会有不同。美国目前已实现规模开采的非常规气有致密储层气、煤层气和页岩气。致密储层气多被简称为致密气,这类储层一般多指碎屑岩(各种砂岩)。但在中国以“三低”(低孔渗、低压、低产)为特点的致密砂岩储层在油气产量、储量、特别是资源量中占有很重要的地位——致密油约占石油总产量的 30% 左右、致密气约占天然气总

产量的 60% 左右,且随时间的推移其比例还有升高的趋势 [4]。在油气勘探开发中,我们不断向较致密的储层开拓,并不在意本来就模糊过渡的什么常规与非常规的界线。因而在实际生产中把绝大多数致密砂岩中的油、气与常规油气放在一起勘探、统计、研究 [5],并理所当然地列入了全国储量公报和相应的产量统计表中,如鄂尔多斯盆地三叠系中的石油、二叠系中的天然气(包括目前中国天然气储量最高的苏里格气田)。

但在目前的某些文献和言论中却把美国和中国的非常规气产量作简单对比,忽略了美国非常规气范围大,而中国非常规气范围小(仅包括煤层气和页岩气)的差别,从而得出中国非常规气储量如果在某年达到美国的几分之一则产量可高达若干亿立方米的不当推论。

非常规气在开发中有许多相似之处,如都需要打丛式井、水平井(甚至分枝状、阶梯状水平井),都需要压裂(特别是分段压裂)等。中国已基本掌握了致密砂岩油气的开发配套技术系列,有些技术已达国际先进水平、甚至有自己的专利。面临刚起步的中国页岩气,正是从这点出发,笔者强调:既要承认我们在技术上有一定的差距,但同时也要看到我们有较踏实的基础 [6]。

2.2 煤层气的两种开采方式

煤层气指主要以吸附状态赋存于煤层中的天然气,其开发的关键是降压解吸。在专门的煤层气田或远离煤矿矿井处主要依靠排水降压、地面钻井采集,采出的气几乎都为纯甲烷。在矿井内或其附近由于压力已有不同程度的降低,主要采用井下抽排、甚至专门利用废弃井巷抽排。地面钻井开采煤层气与常规天然气特别是页岩气的开发有许多相近之处,其井口气的利用率较高。井下抽排的煤层气对现有矿井生产的依附性大,难以强调自身的增长率,其甲烷含量较低且变化大,利用的成本相对高因而往往利用率低。显然,某些人笼统地对待煤层气或把地下抽排与地面开采混为一谈、产量简单相加是不合理的。正是基于这两种煤层气存在的差别,笔者强调研究中要区别对待,统计中应分类统计。如在“十二五”煤层气生产的初步建议方案中提议:2015 年地面采气 $90 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、利用率 100%,矿井抽采 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、利用率 60%。

2.3 在起步阶段应慎重对待页岩气的资源量评价和产量预测

美国页岩气的迅猛发展及对美国和世界能源的潜在影响,引起了全球能源界的重视。特别是美国一些研究者提出中国页岩气堪与美国相比、甚至高于美国的认识,这更给我国的“页岩气热”添火加温。笔者对

于怎样规划我国页岩气的发展,有一些不同的认识^[7]。

美国人怎么去评价中国的页岩气资源呢?有机生烃的理论及其丰富的实践经验告诉我们:地下的油气资源主要来自富含有机质的暗色细碎屑岩系(石油地质上称其为烃源岩,一般人可将其泛称为页岩),在漫长地质历程的较高温度压力下有机质转化生成了油气,当运移并聚集于高孔渗地层中时就形成常规油气藏;而相当数量的油气仍分散地残存于生烃岩中,特别是烃气则更易被吸附于页岩的微细颗粒周围或呈游离态存在于极细微(可为纳米级)的孔缝中,但它们却很难按常规方法被采出,这就是页岩气。在常规油气勘探中已形成了这些烃源岩的系统资料在美国可系统地收集、研究。于是一些学者将中国的富有机质页岩与美国同类页岩的含气情况相类比便得出了他们的推论值,从宏观上告诉我们中国可能有丰富的页岩气蕴藏量^[8]。但中国油气(包括煤层气)勘探的实际情况也告诉我们:生烃岩系好并不是形成具商业价值油气的充分条件,已形成的油气(包括呈吸附状态分散的气)可在漫长地质演化过程中散失;地质构造的活动性越强,油气赋存层位被剥蚀程度越高,受风化和生物、地下水的改造作用越强,油气的保存条件就越差。中国与美国的上述条件恰有很大差别,而外国学者对此却认识不足,因而对中国页岩气资源的估计值可能偏高^[9]。简言之,页岩好不一定页岩气就好。要切实认识中国页岩气资源,特别是要找到经济效益较好、可作为开发入手之处的“甜点”必须经过系统的、逐渐深入的普查勘探工作,在勘探中积累一批地下页岩的含气性、可采性数据,才能得到较接近实际的资源“家底”。在目前针对页岩气的实际工作刚刚起步、取自井下的实际数据甚少且可靠性较差的情况下,即使由中国学者考虑到中国地质特点的评估所得的数据可靠性也相当低,仅是远景式的框架,使用这类信息的人对此要有清醒的认识。鉴于此,笔者建议对目前由国土资源部牵头所进行的页岩气评价工作称之为资源潜力估算,其数值仅表示可能的潜力^[10],不宜与可靠程度较高的常规气资源量值作简单对比(如得出前者为后者若干倍的数字)。

“页岩气热”推动各级政府、国有企业和民营企业关注页岩气并开始投入普查或勘探,这是良好的开端。但此中少部分人往往给予过分乐观的期许,有的认为中国有资源、有技术(或可以拿来外国技术)只要有投资就可水到渠成,有的认为对这种非常规连续型气藏不需经过勘探程序只要成批打井就会有产量。但更多的人则认为:我国开发页岩气的扶持政策、基础设施、

特别是市场的成熟程度等外部条件不完善并难以在短期内有大的改变,这将严重制约页岩气开发这一新事物的快速发展^[7,10]。笔者认为,仅从页岩气开发的内部因素看还必须注意以下问题。

2.3.1 页岩气勘探亦应经历一定的程序

对地下资源的勘探开发是个从未知或知之较少向知之较多、由面到点的认识和搜索过程。这之中不乏曲折和失败,要经过探索中的许多证伪来找到通向目标的证实之路、经过系统的工作来逐步缩小和初步确定靶区。这个过程就是科学的勘探程序。无数事例从正反两个方面都说明勘探程序只能加快不能逾越,否则会欲速而不达、事倍功半^[11]。有人认为非常规油气是大面积“地毯式”分布,不需要勘探,可直接打批量开发井,这是不符合实际的。地层的非均质性决定油气分布不均衡,同一页岩层内许多地方即使有少量油气仍难达目前的开发门限。美国页岩气开发区明显小于该页岩分布区就是个最好的说明。特别是开发总是在“甜点”上(页岩气开发中往往称其为“核心区”)首先进行,其后随着基础设施完善、成本降低再向含油气性较差的区块扩展^[9,12]。显然,页岩气勘探也要有选盆(区)、选层的普查,要有由区到块再到点的勘探程序。只是其储量的证实要基于大量评价井和较长期的试采,因而其勘探开发结合得更紧密而已。

2.3.2 页岩气的特点决定了其对工艺措施、对经济门限的敏感性

虽然从总体看似乎以水平井和压裂为中心的技术体系是相似的。但具体的工艺(如水平井的方向和固井测试方法,压裂液的类型、配方、携砂种类和数量等)仍明显地决定着成败、决定着效益的好坏。而这些很难完全沿用外国、甚至中国其他地区和层系的套路,需要有立足本地的探索和配套完善过程。

2.3.3 天然气的发展对上下游一体化有更高的要求

中下游的市场条件和利用措施不成熟反过来对上游的发展有明显的抑制作用,反之亦然。对于常规天然气来说,储量大、产能高、成本低、稳定性强,在储量规模基本确定后容易做到整体规划统一部署上中下游协调的快速上产。但对非常规的页岩气来说,情况就恰恰相反。它的储量和产能的证实需要大量评价井、较长时间的测试或试采,更需要一个上下游互相“磨合”滚动发展的较长过程。从融资上看也如此,特别是对小企业群体,只有在投资被证实有效益后才能有吸引力并在滚动发展中逐步扩大融资能力。

总之,无论人们对资源持多么乐观的评价,但都必须看到页岩气发展(特别是起步阶段)需要一段时间。

这时对“十二五”规定过高的商品供应量指标将很难完成,甚至会造成误导,起到负面影响。在“十二五”期间应强调作好普查选区选层和综合试点地区的成功开发,为今后的大发展奠定坚实的基础。

3 天然气的井口产量和商品气量

3.1 天然气的产量

采自地下的天然气产量即其井口产量,在我国其权威数字应出自《全国油气矿产储量通报》及相应的《全国各油气田油气矿产探明储量表》,其中表现了当年产量、累计产量与累积天然气探明可采储量、剩余可采储量间的数字平衡。这对常规天然气是无争议的。但对非常规的煤层气和页岩气来说,由于它们往往以群井较长时间的试采数据计算储量,因而在勘探与开发之间有较长的过渡期(或称“滚动开发”期),产量的计算就容易出现问題。以被列为“煤层气国家级示范工程”的沁水盆地南部端氏地区为例,其 150 口井在 2005 年底全部完成投入试产,到 2009 年 8 月日产量才逐步上升到 $1\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$,而其日销售量仅 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$,2010 年产气 $3.26 \times 10^8 \text{ m}^3$,年销售量仅 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[13]。在实际工作中从何时起正式计算产量无明确、统一的界定,这就可能在不同场合报出不同的产量。这还牵扯到如何对其进行收税和补贴的问题。如我国 2010 年煤层气产量在《全国油气矿产储量通报》中记为 $5.17 \times 10^8 \text{ m}^3$,但在近期的报刊文献中却出现了 $11 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $15 \times 10^8 \text{ m}^3$ 等数字。按较权威的“十二五”规划(草案)中提到的数字:2010 年地面开采量为 $14.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,矿井抽采量为 $73.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,将煤层气产量计为 $88 \times 10^8 \text{ m}^3$;但上报的矿井产气利用量为 $36 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、利用率仅 49%^[14](实际利用量/率比上述数字还要低)。若将地面开采与被上报利用的矿井抽采合计只有 $50.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,若进一步考虑矿井排采气的实际含甲烷量并将其折算成标准煤层气(甲烷)量,该数字还要大幅降低。值得注意的是“十二五”规划(草案)中仍按此思路表述:要求 2015 年煤层气产量达 $210 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中地面开采 $90 \times 10^8 \text{ m}^3$ 基本全部利用,煤矿瓦斯抽采 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 利用率为 60%^[13]。在煤层气开发过程的较长期排水降压过程中气产量是逐步上升的,初期因利用措施难以配套而致使利用率相当低,开采单位为了多计产量(这涉及政绩和补贴)会将放空的煤层气计入产量。矿井低浓度瓦斯主要用于发电,“十二五”规划(草案)中要求瓦斯发电装机容量超过 $285 \times 10^4 \text{ kW}$ 、民用超过 320 万户。煤矿都已有配套的电力系统,瓦斯发电需另置一套设备,上网又会

碰到许多问题,此前的经验表明:煤矿利用低浓度瓦斯的积极性不高。为实现矿井瓦斯的利用需要政策支持并作许多协调工作。矿井排放瓦斯的甲烷浓度很低且各地差别很大,其与一般天然气(包括地面开采的煤层气)之间如何折算,目前统计部门也缺乏合理的规定。产量数据的混乱使煤层气生产中的某些优惠政策无法落实。煤层气产量统计中已出现的混乱现象成为刚起步的页岩气的前车之鉴,后者应尽早做出相关界定。

在天然气产量中有时还包含其他来源的气体燃料,如煤制气(在一些城市它可与天然气混合后供给用户)、焦炉气、生物气(其中许多可进入城市用气和发电厂)等,这往往是造成天然气产量或供应量出现不同数值的原因之一。

3.2 天然气的商品量和商品率

从井口产出的天然气显然不可能全部被送达用户。首先,油气生产上游有难以利用的放空(燃烧)和自然损耗,有在净化中被提出的天然气液(NGLs),也有勘探开发中的自用气——包括向油层回注以提高其采收率,作为稠油热采和自用电力的燃料(在非常规气勘探开采中要打相当密的钻井,用先打井所产气就近发电作动力打新井可节约成本)。此外,生产中游也会产生损耗和自用,如储气库中注入气量常大于输出量(工作气量),部分气作为“垫底”(垫气)或耗散,在长输管线加压输送的增压机常以所输的天然气作动力,LNG 运输船长在途航行中将不可避免的再气化气用作燃料等。这样,输达管线出口门站和 LNG 接收站的商品气量就明显低于井口气(产)量和 LNG 出口站的购买量,前者与后者的百分比就是天然气商品率。

一般来说,产气国和全球的天然气商品率随上下游一体化的进展和经营水平提高而增大。如 1960 年全球天然气的商品率为 72.5%,1985 年达 82.8%,2000 年以来多能大于 80% (表 1)。在非商品性用气中纯耗损的放空所占比例缩小明显,但用于回注以提高原油产量所占比例较稳定,约占 11%。在净化中可产生高价值的 NGL,该项所占比例也有所提高。

目前中国天然气缺乏对各种损耗量和商品率的统计,这显然是个缺陷。同时也会造成一个误导:似乎井口产多少气、进口管线门站和 LNG 订单上买多少气,用户就可以拿到多少气去消费。以此安排用户和消费量可能是造成届时供不应求的原因之一。从价格形成机制上说,用户要为油气生产和运输过程中的自用气付费也是不合理的。此外,为鼓励经营效率的提高,对非常规气的政策性补贴应主要以商品气来计算,特别是对矿井抽采的低浓度煤层气更应如此。

表 1 1960—2006 年世界天然气商品率变化情况表

年份	总产量/ 10 ⁸ m ³	放空量/10 ⁸ m ³ , 所占比例	回注量/10 ⁸ m ³ , 所占比例	净化量/10 ⁸ m ³ , 所占比例	商品气量/10 ⁸ m ³ , 商品气率
1960	6 136	759 ,12.4%	722 ,11.8%	203 ,3.3%	4 452 ,72.5%
1985	21 049	1 034 , 4.9%	1 711 , 8.1%	882 ,4.2%	17 422 ,82.8%
1990	25 236	1 101 , 4.4%	2 352 , 9.3%	1 100 ,4.3%	20 683 ,82.0%
1995	27 298	1 030 , 3.8%	3 058 ,11.2%	1 171 ,4.3%	22 039 ,80.7%
2000	30 770	886 , 2.9%	3 449 ,11.4%	1 515 ,4.9%	24 870 ,80.8%
2006	35 951	1 191 , 3.3%	3 946 ,11.0%	2 062 ,5.7%	28 752 ,80.0%

注：原始数据采自 CEDIGAZ,由笔者编表计算,表中净化量包括提取出的 NGL 等。

4 管线和 LNG 接收站建成后需一定时间才能达到设计能力

天然气是对上中下游一体化要求相当高的工业体系,其中任何一环的不足都会以“短板效应”影响到全系统的有效运行^[15]。但在实际工作中(特别是发展初期的高速增长时)却很难达到完全均衡的发展,作这样的要求既不符合实际,也会使其各部分上下顾盼、裹足不前。如管线建设要求一定的上游资源基础和下游用户需求,无此则易形成“两头空”而造成投资积压甚至浪费。但若无一定超前,一旦上游产能增加或/和下游用户需求增加(这是发展初期很常见的现象)就会因中游不畅而压制整个天然气系统的发展。我们必须在动态中磨合中求得平衡,在一定战略性认识的前提下以某环节的超前发展促进整个系统的快速发展。

这样,我们对长输管线和 LNG 接收站的设计要求就会有相当的“提前量”或“富余量”并往往要求其分期完成,管线钢材的选用要适合将来的加压增输、LNG 接收站要有后期工程的预留空间。在大多数情况下管线和接收站本身的完工至达到设计能力需要一定的时间,对此,在作规划时就应有清醒的认识。换言之,不能要求其在建成后即可实现设计能力规定的对下游用户的供应量。

以土库曼斯坦—中国天然气管线为例,其设计输气能力为 300×10⁸ m³/a,在 2009 年底已宣布建成通气。到 2010 年 12 月 14 日正式投产运行 1 年时已向国内输气 34.78×10⁸ m³。2010 年 9 月在土、乌、哈、中四国天然气管道运行协调委员会第三次会议上逐月安排了该年后期到 2011 年的产、运计划,其 2011 年向中国供气也仅 170×10⁸ m³^[16]。但 2011 年秋冬实际供气量低于该计划,致使到 12 月中旬通气两年间总输气量才达 170×10⁸ m³^[17]。也就是说,即使管线建成,在顺利的情况下达到其设计运量 300×10⁸ m³/a 也要

3~4 年的时间,类似的情况在国内外管线上屡见不鲜。我国欲大规模进口 LNG,为此规划了 10 余处接收站。同样,建成接收站也不意味着旋即达到设计接收能力。除上游资源(主要是长期供货合同)和 LNG 专用运输船(其中部分应是我国自有)待落实外,还需建成相应的下游用户系统(除城市管网外要有相应的调峰设施,为降低成本和发挥效益应有天然气发电厂和冷能利用企业),而整个系统的初步建成不仅要数倍于接收站的巨额投资还需要时间。在这些 LNG 接收站中 2011 年已完成第一期工程的有 3 处、已动工 8 处,笔者统计这 11 项工程的第 1 期目标(可望在“十二五”初中期建成)接收能力总和约 410×10⁸ m³。更晚些立项、动工的 LNG 接收站即使能在“十二五”晚期得以建成,到 2015 年也很难完全发挥设计产能。显然,欲完成“十二五”规划中届时天然气供应量中分配给的 LNG 的进口指标是一项难度很大的任务^[2]。

5 结束语

- 1)本文所讨论的问题涉及从供应来源看的天然气分类及其产量的正确统计与预测,涉及对页岩气、煤层气前景的认识评价。
- 2)文中提出应区分天然气的产量和商品量,应注意从输气管线和 LNG 接收站建成至达到设计供应能力间的时间差。
- 3)不能正确分析以上问题有可能会妨碍天然气统计和预测的准确性,还有可能造成对天然气供应量和供应能力的夸大,进而导致供不应求。

参 考 文 献

[1]《地球科学大辞典》编委会.地球科学大辞典;应用学科卷 石油天然气地质学[M].北京:地质出版社,2005:155-224.
[2]张抗.2015 年天然气供需预测和对策[J].天然气技术经济,2011,5(1):1-8.

- [3] 张抗. 中国石油溶解气的分布特点和富集控制因素[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 641-650.
- [4] 国土资源部油气资源战略研究中心. 全国石油天然气资源评价[M]. 北京: 大地出版社, 2010.
- [5] 查全衡. 开发本土石油资源的另类思考[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 1-58.
- [6] 张应安. 松辽盆地致密砂岩气藏水平井多级压裂现场实践[J]. 天然气工业, 2011, 31(6): 46-48.
- [7] 查全衡. “页岩气热”的冷思考[N]. 中国石油报, 2011-12-22(4).
- [8] 张抗, 谭云冬. 世界页岩气资源潜力和开发现状及中国页岩气发展前景[J]. 当代石油石化, 2009, 17(3): 9-12.
- [9] 杜金虎, 杨华, 徐春春, 等. 关于中国页岩气勘探开发工作的思考[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 6-8.
- [10] 张大伟. 加快中国页岩气勘探开发和利用的主要路径[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 1-5.
- [11] 邱中建, 龚再升. 中国油气勘探: 第一卷 总论[M]. 北京: 地质出版社、石油工业出版社, 1999: 153-163.
- [12] 唐颖, 张金川, 刘珠江, 等. 解吸法测量页岩含气量及其方法的改进[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 108-112.
- [13] 吴建光, 孙茂远, 冯三利, 等. 国家级煤层气示范工程建设的启示——沁水盆地南部煤层气开发利用高技术产业化示范工程综述[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 9-15.
- [14] 郭玉志. 国家将公布煤层气开发路线图[N]. 中国化工报, 2011-12-26(1).
- [15] 姜子昂, 肖学兰, 余萌, 等. 面向绿色发展的中国天然气科学体系构建[J]. 天然气工业, 2011, 31(9): 7-11.
- [16] 孟庆璐, 李天喜. 中国石油阿姆河公司超额完成今年供气计划[EB/OL]. (2010-12-13)[2010-12-20]. http://www.ce.cn/cysc/newmain/dh/gq/201012/13/t20101213_20590820.shtml.
- [17] 何清. 西二线“冬至”[EB/OL]. (2011-12-17)[2011-12-23]. <http://www.21cbh.com/HTML/2011-12-17/10MDY5XzM4ODk1OQ.html>.

(收稿日期 2011-12-28 编辑 居维清)