

中国天然气产量峰值研究及建议

陆家亮 赵素平 孙玉平 唐红君

中国石油勘探开发研究院

摘 要 天然气产量峰值研究, 对于国家能源战略制定、天然气产业链协调发展、油公司投资决策等都具有重要的意义。为此, 从天然气资源地质与开发特点出发, 利用多种方法分析研究了中国常规气(含致密气)、煤层气和页岩气的产量峰值。结果表明: ① 2035 年中国天然气总产量将达到 $2\ 800 \times 10^8 \sim 3\ 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、2050 年将达到 $3\ 300 \times 10^8 \sim 4\ 100 \times 10^8 \text{ m}^3$; ② 预测期内, 中国常规气产量峰值可见, 煤层气和页岩气产量峰值则需持续跟踪研究; ③ 考虑到未来天然气水合物勘探开发的突破, 中国天然气产量增长潜力较大、前景光明。为实现能源转型和节能减排的战略目标、保证安全平稳供气, 必须及时研究判断国际政治、经济、能源发展形势, 谋划全球天然气战略布局。依据对中国天然气供需形势的分析结果, 提出了 4 点建议: ① 加大对国内深层、深水、非常规等类型天然气资源的勘探开发, 巩固国内天然气供给的主导地位; ② 高度重视海外天然气资源利用战略布局, 采取多种方式保障国内天然气市场的供应安全; ③ 加快对天然气水合物的开发评价, 扩大并夯实天然气产量峰值的资源基础; ④ 加强天然气峰值产量滚动研究, 不断增强在国际竞争中的软实力。

关键词 中国 天然气 常规气(含致密气) 页岩气 煤层气 峰值产量 预测模型 发展建议 战略规划

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.01.001

Natural gas production peaks in China: Research and strategic proposals

Lu Jialiang, Zhao Suping, Sun Yuping & Tang Hongjun

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 1, pp.1-9, 1/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The Peaks of natural gas production are of great significance to the planning of national energy strategy, the coordinated development of natural gas industry chain and the investment decision-making for oil and gas companies. Therefore, based on natural gas geological and development characteristics, the production peaks of conventional gas (including tight gas), CBM and shale gas in China have been systematically analyzed and forecasted using multiple methods. The following conclusions are drawn: first, the cumulative gas production in China will reach 280–330 bcm by 2035 and 330–410 bcm by 2050; second, the conventional gas production peaks will be easily predicable during the forecast period, while the peaks of CBM and shale gas production need to be further forecasted and tracked continuously; third, with the possible breakthrough of gas hydrate exploration and development being considered, gas production in China has a great potential and bright future. In order to achieve a strategic goal of energy transformation and conservation and to guarantee a safe and stable gas supply, a timely profound analysis and study will be necessary on the international political, economic and energy development situation for a global gas strategic layout. In view of this, based on the analysis of domestic natural gas supply and demand situation, the following proposals are put forward: to speed up the domestic tapping and commercial production of those deep-strata, deep-water and unconventional gas resources to consolidate the dominant position of domestic natural gas supply; to attach great importance to a strategic layout of overseas gas resources utilization and to adopt various ways to ensure the security of domestic gas market; to accelerate the evaluation of gas hydrate development in order to enlarge and consolidate the gas resource basis; and to strengthen a dynamic forecast on the peaks of gas production in order to continuously enhance the soft power in international competition.

Keywords: China; Natural gas; Conventional gas (including tight gas); Shale gas; CBM; Peak production; Forecasting model; Suggestions; Strategic planning

基金项目: 国家科技重大专项“页岩气开发规模预测及开发模式研究”(编号: 2016ZX05037006)。

作者简介: 陆家亮, 1963 年生, 教授级高级工程师, 博士生导师, 本刊第八届编委会委员, 博士; 长期从事天然气战略规划等决策支持研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市万庄 44 号信箱。电话: (010) 83596690。ORCID: 0000-0001-5191-656X。E-mail: jllu69@petrochina.com.cn

通信作者: 孙玉平, 1983 年生, 工程师; 主要从事天然气战略规划和气田开发方案编制方面的研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市万庄 44 号信箱。电话: (010) 83596030。E-mail: sunyuping01@petrochina.com.cn

经过近 10 多年的快速发展,中国已跻身全球天然气产量、消费量大国行列。当下,气候变化的压力与能源领域新技术发展共同驱动着全球能源大变革,“更多清洁能源、更少二氧化碳”成为能源革命的主旋律,提高天然气消费比例已成为中国治理大气污染和雾霾的最佳现实选择,未来中国天然气市场发展潜力巨大。科学研究和判断天然气产量峰值对于国家能源战略制定、统筹国产气与进口气资源布局、合理规划天然气业务发展等都具有重要的意义。峰值产量研究是一项非常复杂的系统工程,涉及资源基础、经济水平、地缘政治、技术进步、环境保护等多重因素,准确评估难度大,必须进行多学科综合研究。为此,基于多年从事天然气战略研究的认识及经验,笔者采用多种方法、结合多种情景,按照不同资源类型评估了中国天然气的产量峰值,以期对国家能源战略部署、天然气产业发展规划提供依据。

1 对天然气产量峰值的认识

1.1 产量峰值的基本概念

“石油峰值”研究的兴起与发展源于美国著名石油地质学家哈伯特 (Hubbert) 1949 年发现的矿物资源“钟形曲线”规律^[1]。他认为石油作为不可再生资源,任何地区的石油产量都会达到最高点,达到峰值后,该地区的石油产量将不可避免地开始下降^[1]。1956 年,在美国石油产量仍不断增长的大背景下,哈伯特便大胆预言美国的石油产量在 1967—1971 年达到峰值后将会下降。1970 年,美国石油产量果然达到阶段顶点。这一“精准”的预测结果使哈伯特的石油峰值理论引发了一场巨大的轰动,由此将石油峰值研究推向了高潮。

随着研究的深入,石油峰值的概念得到了补充和完善。爱尔兰地质学家坎贝尔 (Campbell) 将石油峰值定义为某一油区或者国家油气产量出现的高峰值及其到来时期^[2]。美国前能源顾问斯克里鲍斯基 (Skrebowski) 将石油峰值定义为这样一个点,在该点之后,石油产量不再增加,但是这一点并不意味着石油的枯竭,而只是意味着石油产量不再增加^[3]。

国内第一个关于油气田储量、产量的中长期预测模型始于著名地球物理学家翁文波院士。他在 1984 年出版的《预测论基础》^[4] 专著中指出,任何有限体事物都是“兴起—成长—鼎盛—衰亡”的自然过程,油气的开采也有着类似的规律,并且在此基础上建立了油气储产量预测的“翁氏模型”。之后,

陈元千等学者对油气产量预测也进行了大量的分析和研究^[5-6]。

较之于石油,天然气的开发利用相对较晚且长期作为石油的附产品出现,关于天然气产量峰值的关注度远不及石油,也未检索到有关系统研究全球天然气峰值产量的报道。笔者认为,天然气产量峰值研究应充分考虑天然气产业链具有上中下游一体化的特点,消费市场和输配管网建设都要求天然气供应必须有较长的稳定期。为此,将天然气产量峰值定义为国家或盆地天然气产量达到最大规模(上下波动不超过 5%)、持续稳产时间不低于 20 年时所对应的产量。也就是说,天然气峰值产量的到来并不意味着天然气产量即将走向枯竭,而是有一个较长的平台期。

1.2 产量峰值研究的重要性

天然气产量峰值研究对于促进能源转型和减少 CO₂ 排放量、推动社会经济可持续发展、提高人们科学合理利用天然气资源的意识等都具有迫切的现实意义。从国家的角度来看,合理评价天然气产量峰值有利于制定能源安全战略、超前谋划海外天然气资源利用布局、科学部署国家天然气发展要务。从油公司的角度来看,把握天然气产量峰值有利于科学制定公司发展战略和油气田开发规划部署、合理配置资产、实现效益最大化等,保证公司可持续发展。从天然气产业链来看,产量峰值不仅是产业链一体化协调发展的关键,而且也是中游输配管网建设和下游市场开拓的基础。

1.3 对产量峰值的认识具有不确定性

如前所述,产量峰值研究是一项复杂的系统工程,其影响因素众多。不同的研究机构和学者对峰值的认识都有其相应的条件,条件一旦改变,峰值也就随之发生变化,甚至同一研究机构和学者对峰值的认识也会随着条件的改变而改变。因此,对产量峰值的认识具有不确定性。有关石油产量峰值问题业界一直争论不休,其原因主要是人们往往只过度关注峰值的结果,而忽略了峰值的条件。

可以肯定的是,油气作为一种总量有限的资源,峰值是客观存在的,研究关注的重点应该是峰值的大小以及达到峰值的时间。随着油气资源范围由陆上常规、非常规、到海上再到极地,资源规模不断扩大,同时考虑技术突破、激励政策、能源结构调整等影响因素的变化,都使得我们需要不断研究、修正对峰值的认识。

2 中国天然气产量峰值研究

2.1 天然气产量的预测方法

目前，天然气产量的预测方法主要包括：类比法（如资源采气速度法）、生命模型法（如哈伯特、翁氏模型等）、组合模型法（灰色—哈伯特法等）、储采比控制法、产量构成法、油气藏工程法和供需一体化预测法等（表 1）。每一种预测方法的特点和适用条件都不尽相同：盆地勘探开发初期一般采用类比法，中后期侧重于生命模型法和组合模型法；在气田层面一般采用油气藏工程法，在盆地和国家层面则更多地使用生命模型法、产量构成法、组合模型法和供需一体化法；短期预测时采用产量构成法、组合模型法具有较高的精度，中长期预测时使用生命模型、储产比控制法更能把握宏观趋势；而供需一体化预测法则着眼于市场需求，基于天然气业务一体化协调发展的要求来预测产量。

笔者经过多年的研究积累，在原天然气产量预测方法的基础上，研究形成了灰色—哈伯特、神经网络—哈伯特和产量构成（不确定性模型）等新方法^[7-8]，集成开发了“天然气产量预测系统”（图 1）。该系统既能够反映宏观发展趋势又能够提高预测精度，从

表 1 天然气产量预测方法对比表

序号	预测方法	所需数据	特点
1	生命模型法： 哈伯特模型、 翁氏模型、 HCZ 模型	最终累计采出资源量、历史产量	对未来产量趋势的预测依赖于天然气开发历史
2	组合模型法： 灰色—哈伯特法、神经网络—哈伯特法	阶段累计采出资源量、历史产量、影响因素权重(地质、技术、市场、政策等)	运用灰色理论和神经网络拟合效果好的优点，进一步优化生命旋回模型，得到全局更优的预测结果
3	储采比控制法	剩余可采储量、年度新增可采储量、储采比	取决于新增储量规模以及储量—产量的平衡关系
4	产量构成法	储量指标、开发指标、开发节奏	可靠程度高，但涉及参数较多
5	类比法（如资源采气速度法）	盆地 / 气田资源量、采气速度	开发早期的主要方法，不确定性大
6	油气藏工程法	气田历史产量、地质模型	对单个气藏或气田的产量进行预测
7	供需一体化预测法	供应、需求、配套、政策等	上中下游一体化，涉及参数多

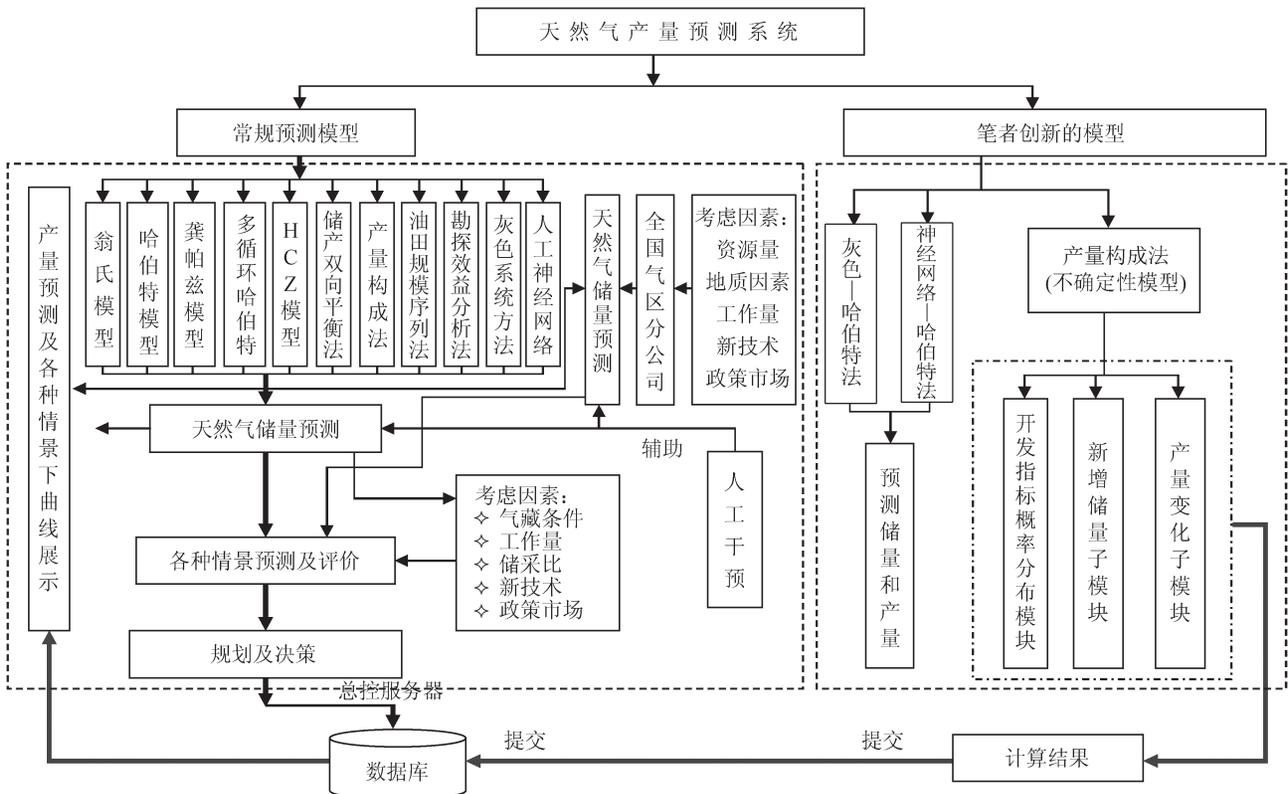


图 1 天然气产量预测系统构成示意图

而便于快捷地对天然气产量发展趋势进行科学预测。本文基于上述预测系统,结合不同资源特点,预测了国内常规气(含致密气,下同)、煤层气和页岩气的产量,并按时间顺序叠加得到了中国天然气产量的发展趋势。

2.2 常规气

2.2.1 资源基础

天然气资源量是产量预测的基础。据 2015 年全国油气资源动态评价结果,中国天然气可采资源量为 $50.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[9]。截至 2016 年底,全国累计探明气层气可采储量 $6.64 \times 10^{12} \text{ m}^3$,天然气探明程度为 13.3%。国外的勘探开发经验表明,成熟盆地天然气探明率介于 30%~60%^[10],结合国内天然气地质条件,将我国天然气资源最终探明程度设置为 40%和 50%两种情景,即累计探明天然气可采储量介于 $20 \times 10^{12} \sim 25 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

2000 年以来,随着经济快速发展对能源需求量的持续增加以及环境问题的日益突出,天然气作为一种相对清洁高效的能源得到了前所未有的重视,各油公司持续加大对天然气业务的投入,中国天然气储量实现了高峰增长,年均新增探明可采储量超过 $3\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图 2)。从国家和油公司发展战略来看,天然气仍是中长期战略发展的重点,结合天然气资源量和近期的勘探成果,笔者认为 2030 年前,中国

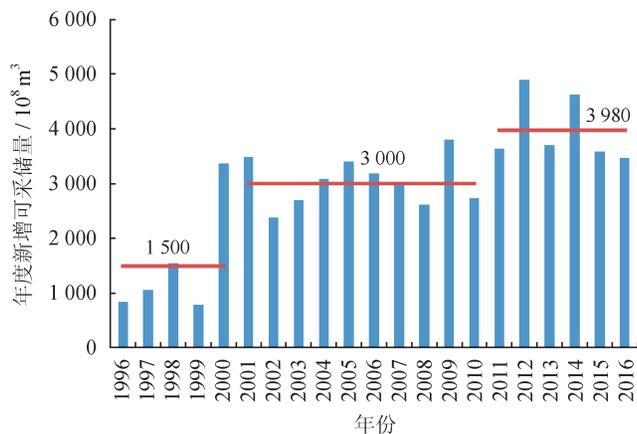


图 2 1996—2016 年中国常规天然气新增可采储量统计结果图

天然气新增储量可以持续高峰增长;利用生命模型拟合得出了 2030 年之后阶段新增可采储量潜力(表 2)。按此储量增长趋势,2030、2050 年中国天然气资源探明率分别为 23%、33%,处于合理的范围之内。

2.2.2 研究结果

基于上述资源潜力分析结果,利用多种方法预测了 2050 年前的中国常规气产量,结果分述于下。

2.2.2.1 生命模型、组合模型法

产量变化具有生命周期性,即产量先后经历快速上升的青年期、相对稳定的壮年期、急剧下降的老年期和低产背景下缓慢下降的衰亡期。这是利用翁氏模型、胡陈张模型、哈伯特模型、灰色—哈伯特组合模型的理论基础。采用以上方法的分析结果认为,中国常规气产量峰值将于 2026 年前后到达,其峰值产量介于 $2\,400 \times 10^8 \sim 2\,600 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图 3)。

2.2.2.2 产量构成法

产量构成法的内涵是以气田/项目/区块为基本单位,依据开发指标,测算各基本单位的天然气产量潜力,进而叠加得出产量总目标。该方法预测结果相对可靠,但需要的参数较多。鉴于开发指标存在着不确定性,研究中采用国内外 100 多个大中型气田的开发指标分布规律,由此形成开发指标概率分布,采用随机概率对结果进行测算,模拟计算 200 次产量概率分布。预测得到的 P95、P5 中国常规天然气高峰产量介于 $1\,800 \times 10^8 \sim 2\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$,P50 概率对应的预测结果为 $2\,100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右(图 4、表 3)。

2.2.2.3 储采比控制法

该方法的预测原理是以储采比作为控制条件来进行产量预测,通过合理控制产量和储量的匹配关系,保持较长时期的产量稳定,实现天然气业务可持续发展。其核心是储采比的合理取值。根据多个国家不同阶段的储采比变化规律,结合中国天然气资源特点,设置稳产期储采比为 20 和 25 两种情景^[11]。评价结果表明,中国常规天然气高峰产量介于 $2\,100 \times 10^8 \sim 2\,300 \times 10^8 \text{ m}^3$,高峰期到达时间分别为 2028 年、2030 年。

表 2 中国常规天然气可采储量增长潜力预测结果表

预测结果	2017—2020 年	2021—2025 年	2026—2030 年	2031—2040 年	2041—2050 年
阶段累计探明可采储量 / 10^{12} m^3	1.40	1.75	1.60	2.80	2.20
年均探明可采储量 / 10^8 m^3	3 500	3 500	3 200	2 800	2 200
期末累计探明可采储量 / 10^{12} m^3	8.04	9.79	11.39	14.19	16.39

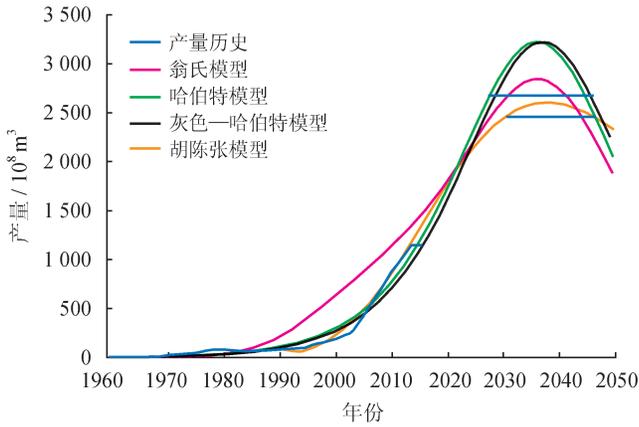


图 3 基于生命模型、组合模型法的中国常规天然气产量预测结果图

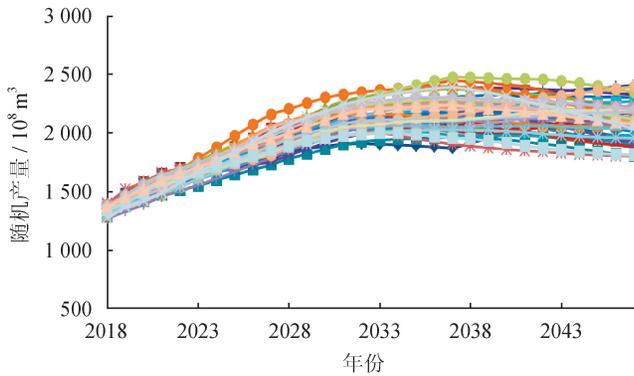


图 4 基于产量构成法的中国常规气产量预测结果图

表 3 不同概率对应的中国常规气峰值产量预测结果表

概率 (大于概率)	到达峰值年份	峰值起止时间	峰值产量区间 / 10 ⁸ m ³	峰值产量平均值 / 10 ⁸ m ³
P95	2029	2029—2048 年	1 787 ~ 2 186	1 892
P50	2030	2030—2049 年	2 056 ~ 2 186	2 132
P5	2031	2031—2050 年	2 312 ~ 2 501	2 430

表 4 不同方法预测的中国常规气高峰产量结果表

采用方法	高峰产量 / 10 ⁸ m ³	达到高峰产量时间
生命模型、组合模型法	2 400 ~ 2 600	2028—2030 年
产量构成法	1 800 ~ 2 500	2029—2031 年
储采比控制法	2 100 ~ 2 300	2028—2030 年
综合分析结果 (笔者推荐)	2 000 ~ 2 200	2028—2030 年

国煤层气产量为 $45 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

国家能源局提出“十三五”期间，新增煤层气探明地质储量 $4 200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2020 年煤层气抽采量达到 $240 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[12]。刘琪和张映斌^[13]根据气价、井数、单井日产量等参数研究认为，2020 年我国的煤

2.2.2.4 综合分析结果

生命模型法和组合模型法基于对天然气资源量的评价结果来进行预测，其预测结果偏高。产量构成法基于单个气田产量叠加并考虑每个气田产量的不确定性。储采比控制法基于储量和产量的相互匹配关系和稳产期约束，预测结果相对可靠。笔者综合分析后的推荐结果：中国常规天然气产量峰值介于 $2 000 \times 10^8 \sim 2 200 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表 4)。

2.3 煤层气

据国土资源部发布的 2015 年全国油气资源动态评价成果，我国埋深 2 000 m 以浅煤层气地质资源量为 $30 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，可采资源量为 $12.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中具有现实可开发价值的有利区可采资源量为 $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，主要分布在沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘、滇东黔西盆地北部和准噶尔盆地南部。从勘探开发实践看，我国煤层气以高煤阶为主，与国外以低煤阶为主不同，我国煤层气勘探开发还存在着中高煤阶深层开发主体技术、低煤阶开发技术等薄弱环节。截至 2016 年底，全国累计探明煤层气地质储量为 $6 928 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，可采储量为 $3 485 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。经过 20 余年的探索，已实现煤层气的工业生产，初步建成沁水、鄂尔多斯东缘两大地面生产基地，2016 年全

层气产量将介于 $100 \times 10^8 \sim 250 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2030 年将介于 $300 \times 10^8 \sim 500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。国土资源部的研究成果^[9]认为：2030 年前我国的煤层气年探明地质储量仍将保持平稳增长态势，2016—2020 年可累计探明煤层气储量超过 $3 500 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，年均均为 $700 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；2021—2030 年可累计探明超过 $9 400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，年均均为 $946 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；2020 年煤层气产量为 $251 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2030 年为 $370 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

笔者以重点盆地未来资源潜力分析结果为基础，参考国外和国内已开发区块的经验来设置资源动用情景。近期以沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘 1 000 m 以浅煤层气资源为主，中期向其他地区 1 000 m 以浅资源拓展，远期开发动用深度介于 1 000 ~ 1 500 m 的资源。笔者参考国内外煤层气开发经验，基于下属

控制条件：1 000 m 以浅资源探明率、采收率、稳产期末采出程度均取中值 40%；1 000 ~ 1 500 m 资源探明率和采收率均取值 30%，稳产期末采出程度取 40%，开发指标参考樊庄、沁水、保德等区块的开发动态，可采储量采气速度取值 3%，建产期 3 年（含排水期）。由此预测，2035 年中国煤层气产量将介于 $200 \times 10^8 \sim 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；若矿权进一步理顺，中高煤阶深层、低煤阶煤层气开发技术获得突破，财政补贴政策持续，2050 年中国煤层气产量则有望达到 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.4 页岩气

全国油气资源动态评价成果表明，全国埋深 4 500 m 以浅页岩气地质资源量为 $122 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，可采资源量为 $22 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中具有现实可开发价值的有利区可采资源量为 $5.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，主要分布在四川盆地及其周缘。截至 2016 年底，中国页岩气累计探明地质储量 $5 441 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，探明可采储量 $1 360 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2016 年全国页岩气产量为 $78.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

自美国“页岩气革命”获得成功进而大幅度提高天然气产量后，国内各机构也对中国页岩气发展前景给予了评价和分析。结果表明：对 2020 年中国页岩气的产量预测结果基本一致，介于 $100 \times 10^8 \sim 200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；但 2030 年中国页岩气产量预测值的差别较大，介于 $200 \times 10^8 \sim 1 500 \times 10^8 \text{ m}^3$ [14-19]。

美国页岩气可采资源量为 $18.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，2015 年产量达 $4 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ [20]，重要的页岩气产区 [21] 稳产期可采储量采气速度介于 2.3% ~ 3.0%（表 5）。笔者以调查报告公布的资源量为基础，类比美国的页岩气资源量和重要产区开发规律后认为，四川盆地及其周缘的 $5.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 页岩气资源量可保证 $1 200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的产量规模，中远期突破海陆过渡相和陆相页岩气，则中国的页岩气年产量可超过 $1 500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2.5 对中国天然气产量峰值的综合评价

综合对常规气、煤层气、页岩气产量的预测结果，考虑资源接替时间效应，笔者预测 2020 年中国天然气产量将介于 $1 750 \times 10^8 \sim 1 850 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2035 年将介于 $2 800 \times 10^8 \sim 3 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2050 年将介于 $3 300 \times 10^8 \sim 4 100 \times 10^8 \text{ m}^3$ （表 6）。

从天然气产量构成类型看，常规气勘探开发时间较长，开发规律和技术也相对成熟，未来发展趋势比较清晰，常规气峰值范围基本确定，预测的产量规模可信度高。

煤层气和页岩气总体上还处于规模开发初期，资源规模待落实，资源品位低，受开发技术、气价和政策等因素影响，产量预测结果不确定性较大，其产量峰值以及达到峰值的时间仍有待于持续跟踪研究。

此外，我国天然气供应还存在着一个极大的不确定因素，那就是天然气水合物。2017 年 5 月 10 日，

表 5 美国页岩气重要产区相关参数对比表

相关参数	Antrim	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Eagle Ford
开发阶段	递减	递减	递减	稳产 / 递减	递减
可采储量 / 10^{12} m^3	0.198	1.25	0.9051	2.11	1.92
至 2017 年累计产量 / 10^8 m^3	982	5 032	2 213	4 071	2 480
至 2017 年采出程度	50.0%	40.0%	24.4%	19.3%	13.0%
2017 年产量 / 10^8 m^3	22	293	175	405	408
高峰年产量 / 10^8 m^3	55	516	287	704	493
稳产规模 / 10^8 m^3	51.6	470	275	482	444
可采储量采气速度	2.60%	3.76%	3.04%	2.28%	2.31%

数据来源：产量数据来自于美国能源信息署（EIA）；储量数据来自于《北美典型页岩油气藏开发模式及工艺技术》

表 6 中国天然气产量峰值预测结果表

10^8 m^3

类型	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年	2050 年
常规气	1 500 ~ 1 550	1 800 ~ 1 900	2 000 ~ 2 200	2 000 ~ 2 200	2 000 ~ 2 100
煤层气	60 ~ 80	100 ~ 150	150 ~ 200	200 ~ 300	300 ~ 500
页岩气	190 ~ 220	200 ~ 400	400 ~ 600	600 ~ 800	1 000 ~ 1 500
合计	1 750 ~ 1 850	2 100 ~ 2 450	2 550 ~ 3 000	2 800 ~ 3 300	3 300 ~ 4 100

在中国南海天然气水合物试采工程首次试气点火,并持续试采 60 天,累计产气量超过 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$,创造了产气时长和总量的世界纪录,迈出了天然气水合物勘探开发的关键一步^[22]。尽管目前仍存在着经济性、技术性方面的瓶颈,但这些难题并非不能突破。未来一旦实现革命性突破,天然气水合物开发潜力将十分巨大,有可能成为中国天然气产量再上新台阶的重要推手。

3 结论与建议

综上所述,笔者认为预测期内中国的常规气峰值可见,页岩气和煤层气峰值需持续跟踪研究,考虑到未来天然气水合物的突破,中国天然气产量增长潜力较大,前景光明。

从我国能源消费革命、美丽中国建设的要求来分析,预计 2035 年和 2050 年国内天然气需求量将分别达到 $5\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $8\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,国内天然气产量不能满足需求量。为了扩大天然气供应规模,实现能源转型和节能减排的战略目标、保证安全平稳供气,在此提出如下建议。

3.1 加大对国内深层、深水、非常规等类型天然气资源的勘探开发,巩固国内天然气供给的主导地位

深层、深水常规气资源丰富,勘探开发程度低,具有较大的增储上产潜力。深层气藏成藏机制、地震预测与井筒技术等是制约深层天然气勘探开发的理论与技术难题,建议加强深层地震资料采集、处理、解释一体化攻关,加大安全快速钻井、油气层识别、油气层保护、储层改造等技术攻关,推动深层油气勘探开发持续突破,夯实资源发展基础。海上面临主权争议、开发技术不成熟等瓶颈问题,建议充分利用我国外交和军事力量,启动海域油气实质性勘探开发,加强海洋领域物探技术、海洋钻井工程技术装备研发投入和团队建设,同时加强与国外海域勘探开发技术实力雄厚的公司合作,借鉴其经验与技术,促进海域油气储产量的快速增长。

页岩气、煤层气处于勘探开发早期,截至 2016 年底可采资源探明率分别为 0.6% 和 2.8%,但规模开发面临工程技术、经济效益和安全环保等方面的挑战。建议加强统筹规划和实施力度,深化资源规模和开发条件(包括技术、经济、政策、环保等)论证,切实做好转换生产经营模式、加强对外技术交流与合作,通过技术合作、技术引进和自主研发等手段,探索适合中国地质特点的节约型、清洁型非常规天然气开发

配套技术,推动全国非常规天然气的规模效益开发。

通过加大国内天然气的勘探开发力度,提高自我供给的能力,合理把控国产气与进口气的比重,建议将天然气对外依存度控制在 50% 以内,确保国内天然气供给的主导地位,保障能源供应安全。

3.2 高度重视海外天然气资源利用的战略布局,采取多种方式保障国内天然气市场的供应安全

从全球范围看,天然气资源潜力巨大,这就为我国充分利用国外天然气资源奠定了坚实的基础。特别是在当前全球经济复苏乏力和低油价态势下,对主要资源国和油气消费国的能源战略、对外合作政策造成了很大的冲击,能源领域各利益相关方均进入了一个值得关注的油气政策调整期,俄罗斯、委内瑞拉、厄瓜多尔、哈萨克斯坦、阿尔及利亚等一些国家或被迫采取措施,调整对外合作策略,降低对外合作的门槛、开放更多的途径,以吸引国际资金。在巩固和强化现有海外天然气资源的基础上,培育新的境外气源,进一步加大对天然气资源国的政策、能源生产消费等信息的收集和研究分析,采用合资合作、相互持股、合资交叉经营以及购买储量、购买气田等多种方式扩大对外合作,全方位推进海外天然气自主开发与投资,提高海外天然气自主开发率,建立健全海外天然气供应基地,确保国内天然气供应稳定和经济平稳发展。特别是要抓住美国天然气由进口转为出口、国际 LNG 供应量在 2020 年前甚至之后一段时间内都是充足的良好契机,鼓励油公司、地方企业、民营企业等多方参与联合进口,加强对气价形势的研判和多气源对比优化,适时签订一些长期、低价合同,增加多元化的天然气进口渠道。

3.3 加快对天然气水合物的开发评价,扩大并夯实天然气产量峰值的资源基础

天然气水合物在自然界的储量十分可观,主要分布在大陆永久冻土带和海洋底部的深水区,初步勘探结果认为,我国海域天然气水合物资源量约为 $80 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[22]。尽管 2017 年我国在天然气水合物开发试采方面取得了突破性进展,但其勘探开发是一项复杂的系统工程,目前世界上尚无成熟的开采技术,要实现商业化开发尚任重道远。建议国家设立天然气水合物重大科技专项,加大人力、物力、财力投入,系统开展天然气水合物开发评价,一旦开发技术获得突破,我国的天然气产量峰值还有很大的提升空间。因此我们要对中国的天然气产量峰值充满信心,坚定不移地走扩大天然气利用、优化能源消费结构之路。

3.4 加强天然气峰值产量滚动研究, 不断增强在国际竞争中的软实力

在全球化、信息化的大背景下, 资源、市场、宏观经济、地缘政治等每一项因素的变化都会掀起能源市场的巨大波动。因此需要持续滚动进行天然气峰值研究, 以便及时采取有效措施应对不断变化着的全球天然气市场。建议国家设立专门项目, 依托国内有关研究机构, 持续对天然气宏观政策、供需规模分析模型、关键指标取值、供需潜力等进行评价研究。同时加强与EIA等著名研究机构互换访问学者共同开展课题研究, 学习对方先进的体制和方法, 了解国际最前沿的学术思想, 培养造就一批具有国际视野、全球思维和长远目光的战略专家, 紧密跟踪国内外政治、经济、能源形势, 滚动评价并权威发布全球天然气行业发展报告, 不断提高中国在国际舞台上的影响力。

参 考 文 献

- [1] Hubbert MK. Energy from fossil fuels[J]. Science, 1949, 109(2823): 103-109.
- [2] Campbell CJ & Laherrre JH. The end of cheap oil[J]. Scientific American, 1998, 278(3): 78-83.
- [3] 褚林涛. 中国石油应对世界石油峰值策略研究[J]. 北京石油管理干部学院学报, 2010, 17(4): 29-33.
Chu Lintao. Study on the strategy for PetroChina to deal with the peak of world oil[J]. Journal of Beijing Petroleum Managers Training Institute, 2010, 17(4): 29-33.
- [4] 翁文波. 预测论基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1984: 79-80.
Weng Wenbo. The basis of predictive theory[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1984: 79-80.
- [5] 胡建国, 陈元千, 张盛宗. 预测油气田产量的新模型[J]. 石油学报, 1995, 16(1): 79-87.
Hu Jianguo, Chen Yuanqian & Zhang Shengzong. A new model to predict production rate of oil and gas fields[J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16(1): 79-87.
- [6] 王婷婷, 黄诚, 张琪琛. 中国石油峰值预测及其应对策略研究[J]. 中国矿业, 2015, 24(12): 38-44.
Wang Tingting, Huang Cheng & Zhang Qichen. The peak of China's oil production forecasting and strategies research[J]. China Mining Magazine, 2015, 24(12): 38-44.
- [7] 何琰, 陆家亮, 唐红君, 段永刚, 彭炎. 改进的天然气储产量生命轮回预测模型[J]. 天然气工业, 2010, 30(4): 54-57.
He Yan, Lu Jialiang, Tang Hongjun, Duan Yonggang & Peng Yan. An improved lifecycle model for predicting natural gas reserves and production[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(4): 54-57.
- [8] 陆家亮, 孙玉平, 赵素平. 天然气开发战略规划风险量化评价方法研究[J]. 天然气工业, 2016, 36(10): 149-156.
Lu Jialiang, Sun Yuping & Zhao Suping. Quantitative risk evaluation methods in natural gas development strategic planning[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 149-156.
- [9] 国土资源部. 我国油气资源潜力大 稳油增气有基础[N]. 中国国土资源报, 2016-06-14(6).
Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. Abundant oil and gas resources in China providing robust foundation for oil stability and gas increase[N]. The Chinese Newspaper of Land and Resources, 2016-06-14(6).
- [10] 马新华. 四川盆地天然气发展进入黄金时代[J]. 天然气工业, 2017, 37(2): 1-10.
Ma Xinhua. A golden era for natural gas development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2): 1-10.
- [11] 赵素平, 陆家亮, 马惠芳, 刘素民. 天然气开发不同阶段合理储采比探讨[J]. 中外能源, 2010, 15(7): 53-56.
Zhao Suping, Lu Jialiang, Ma Huifang & Liu Sumin. Discussion about the rational ratio of reserve to production at different development stages of the natural gas[J]. Sino-Global Energy, 2010, 15(7): 53-56.
- [12] 国家能源局. 煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划[R]. 北京: 国家能源局, 2016.
National Energy Administration. Coal bed methane exploitation and utilization in 13th five years planning[R]. Beijing: National Energy Administration, 2016.
- [13] 刘琪, 张映斌. 我国非常规油气发展问题及建议[J]. 当代化工研究, 2016(9): 109-113.
Liu Qi & Zhang Yingbin. Problems and proposals on unconventional oil & gas development in China[J]. Modern Chemical Research, 2016(9): 109-113.
- [14] 王世谦. 页岩气资源开采现状、问题与前景[J]. 天然气工业, 2017, 37(6): 115-130.
Wang Shiqian. Shale gas exploitation: Status, issues and prospects[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(6): 115-130.
- [15] 龙胜祥, 曹艳, 朱杰, 朱彤, 王烽. 中国页岩气发展前景及相关问题初探[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 847-853.
Long Shengxiang, Cao Yan, Zhu Jie, Zhu Tong & Wang Feng. A preliminary study on prospects for shale gas industry in China and relevant issues[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 847-853.
- [16] 董大忠, 王玉满, 李新景, 邹才能, 管全中, 张晨晨, 等. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 19-32.
Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, Zou Caineng, Guan Quanzhong, Zhang Chenchen, et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 19-32.
- [17] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 李新景, 黄金亮, 王淑芳, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 166-178.
Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, Huang Jinliang, Wang Shufang, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II)[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 166-178.
- [18] 舟丹. 中国页岩气储产量前景预测[J]. 中外能源, 2016(1): 79.
Zhou Dan. Shale gas reserves and production prediction of China[J]. Sino-Global Energy, 2016(1): 79.
- [19] 国家能源局. 国家能源局关于印发页岩气发展规划(2016—2020年)的通知[EB/OL]. (2016-09-30). <http://www.indaa.com>.

cn/sjk/201609/t20160930_1658973.html.

National Energy Administration. Shale Gas Development Planning (2016-2020)[EB/OL]. (2016-09-30). http://www.indaa.com.cn/sjk/201609/t20160930_1658973.html.

[20] EIA. Shale gas production[EB/OL]. (2016-12-14). https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm.

[21] 王莉, 王红岩, 张晓伟. 北美典型页岩油气藏开发模式及工艺技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2016.

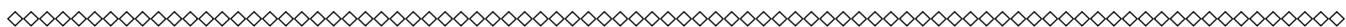
Wang Li, Wang Hongyan & Zhang Xiaowei. Shale oil and gas reservoir development patterns and technology in North Ameri-

ca[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2016.

[22] 中国地质调查局. 我国南海海域天然气水合物试开采 60 天圆满结束 [EB/OL].(2017-07-09).http://www.cgs.gov.cn/xwl/ddyw/201707/t20170709_434743.html.

China Geological Survey. The successful completion of natural gas hydrate production test for 60 days in the South China Sea [EB/OL].(2017-07-09).http://www.cgs.gov.cn/xwl/ddyw/201707/t20170709_434743.html.

(收稿日期 2018-01-08 编辑 居维清)



2017 年度中国石油行业十大新闻

2018 年 1 月 9 日, 中国石油企业协会正式发布了“2017 年度中国石油行业 10 大新闻”, 依次为:

1. 深化油气体制改革《意见》出台

2017 年 5 月 21 日, 中共中央、国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》(以下简称《意见》), 明确了深化石油天然气体制改革的指导思想、基本原则、总体思路和主要任务。

2. 中国南海海域天然气水合物试采成功

2017 年 5 月 18 日, 由国土资源部中国地质调查局组织实施的中国海域天然气水合物(以下简称水合物)试采取得圆满成功。此次试采创造了产气时长和总量的世界纪录, 水合物由此成为中国第 173 个矿种。

3. 中国天然气消费增量超预期

据国家发展和改革委员会(以下简称国家发改委)的数据, 2017 年 1—10 月, 全国天然气绝对消费量为 $1\ 842.9 \times 10^8\ m^3$, 同比增加 $275.7 \times 10^8\ m^3$, 前 11 个月天然气消费增速达 18%, 刷新了中国天然气消费增量的历史记录。

4. 新疆玛湖地区发现 10 亿吨级砾岩油田

2017 年 11 月 30 日, 中国石油新疆油田公司宣布, 经过 10 多年勘探攻关, 准噶尔盆地玛湖地区发现 $10 \times 10^8\ t$ 级砾岩油田。

5. 中俄亚马尔项目首条 LNG 生产线投产

2017 年 12 月 8 日, 被誉为“北极圈上的能源明珠”的中俄能源合作重大项目——亚马尔首条液化天然气项目正式投产。该项目规划包括 3 条生产线, 每条生产线年产 LNG $550 \times 10^4\ t$ 。该项目的投产, 不仅将持续优化中国能源供应结构, 而且还将成为“冰上丝绸之路”的重要支点, 开启北极航道, 联通中国向北冰洋运输的航线。

6. 涪陵气田探明储量超 6 000 亿立方米

2017 年 7 月 1 日, 国土资源部对中石化涪陵页岩气田新增探明储量评审认定, 涪陵页岩气田新增含气面积 $192.38\ km^2$, 新增页岩气探明地质储量 $2\ 202.16 \times 10^8\ m^3$ 。至此, 目前中国最大页岩气田——涪陵气田累计探明含气面积 $575.92\ km^2$, 累计探明页岩气地质储量达 $6\ 008.14 \times 10^8\ m^3$ 。

7. 渤海南部诞生亿立方米级大油田

2017 年 8 月 28 日, 中海油渤海石油研究院宣布, 渤中 34-1 油田储量超过 $1 \times 10^8\ m^3$, 成功由千万吨级油田迈入亿立方米级大油田行列。至此, 渤海形成了东、西、南、北、中都有亿立方米级大油田“压阵”的开发格局。

8. 十五部委联手力推乙醇汽油

2017 年 9 月 13 日, 国家发改委、能源局、财政部等十五部委联合印发了《关于扩大生物燃料乙醇生产和推广使用车用乙醇汽油的实施方案》, 提出到 2020 年, 在全国范围内推广使用车用乙醇汽油, 基本实现全覆盖。

9. 民营炼化崛起重塑国内油气产业格局

2017 年 7 月 10 日, 浙江石化 $4\ 000 \times 10^4\ t/a$ 炼化一体化项目开工建设, 其规模超过国内最大的两家炼化企业—— $2\ 300 \times 10^4\ t/a$ 的中国石化镇海炼化和 $2\ 050 \times 10^4\ t/a$ 的中国石油大连石化。

10. 上海石油天然气交易中心成品油现货交易开始试运行

2017 年 11 月 29 日, 上海石油天然气交易中心成品油现货交易开始试运行, 预示着中国油气产品定价机制市场化改革的序幕已经拉开, 随着油气产品交易品种和交易手段的不断丰富, 将有效释放油气产业竞争性环节的市场活力, 带动石油石化产业良性发展。

(天工 摘编自凤凰网)