

中国天然气勘探开发现状及发展趋势

孔志平* 吴震权

(中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院廊坊分院)

世界天然气工业在近20年中发展迅速,天然气在世界一次能源构成中所占份额从50年代初的9.7%已上升到目前的23.8%。专家们普遍预测,21世纪中叶将是天然气为主的能源时代。

新中国成立后,天然气勘探起步较早的是四川盆地,而全国范围内的勘探则是近年的事。从80年代中期开始,随着勘探地区、领域的扩大和研究程度的深入,中国天然气储量迅速增长,1991~1995年的5年中,探明储量翻了一番,达到 $2.26 \times 10^{12} \text{m}^3$,相当于石油探明当量的11.4%。1995年全国天然气年产量为 $174 \times 10^8 \text{m}^3$,为同期石油产量当量的11%。据近期的评估,中国天然气远景资源量约相当于石油资源量的一半,具有较大的发展潜力,未来的15~20年将是中国天然气工业发展较快的时期。

中国天然气资源及勘探开发现状

1. 天然气资源分布格局

中国石油天然气总公司(CNPC)和中国海洋石油总公司(CNOOC)曾先后两次进行了全国范围的油气资源评价。第一轮(1990年)评价结果,天然气总资源量为 $33 \times 10^{12} \text{m}^3$;第二轮(1995年)评价结果为 $38 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。两次相比,陆上天然气资源量变化不大,海域有较大幅度增加。预计随着今后勘探和研究程度的加深,上述数字还会改写。

受地质发育历史和大地构造背景的控制,中国的天然气资源基本上赋存于三大领域:①中上元古界和古生界以海相碳酸盐岩为主体的地层分布区,如四川盆地、鄂尔多斯盆地和中国南方碳酸盐岩分布区,还可能包括塔里木盆地的一部分,该领域内共拥有约占我国总量35%的天然气资源量;②各时代煤系地层分布区,如鄂尔多斯盆地(C—P)、华北盆地(C—P)、四川盆地川西坳陷区(T_3)、楚雄盆地

(T_3)、塔里木盆地库车坳陷区(J_{1+2})、准噶尔盆地昌吉坳陷(J_{1+2})、吐哈盆地台北坳陷(J_{1+2})、东海盆地(E_2)、莺—琼盆地(E_3)等,该领域共拥有约占全国总量35%的天然气资源量;③中生代陆相盆地,如松辽盆地、渤海湾盆地、南襄盆地、江汉盆地、珠江口盆地、北部湾盆地等,这些盆地以产油为主,所产天然气主要为石油伴生气,约占中国天然气总资源量的20%。此外,中国的第四系尚有一定数量的生物气资源,主要分布在西部柴达木盆地及东部沿海地区。

中国约90%的天然气资源量集中于塔里木、四川、莺—琼、东海、鄂尔多斯、准噶尔、渤海湾、松辽、吐哈等盆地及南方碳酸盐岩区。根据上述盆地的分布,我国可以分为以下四大含气区。

(1) 中西部含气区

以四川、鄂尔多斯两大盆地为主体,气油资源量当量比为1:0.3,天然气资源量占绝对优势,资源量占全国的30.3%,资源探明程度为6%,是目前陆上最重要的天然气产区。

(2) 西北油气区

包括新疆三大盆地和柴达木等挤压型多旋回盆地,由以古、中生界烃源岩为主体的“自生自储”及“古生新储”的新生界气藏组成。气油资源量当量比为1:1.9,天然气资源量占全国的28.7%。该区油气勘探程度较低,资源潜力丰富,是重要的油气资源接替区。

(3) 近海大陆架地区

在东海和莺—琼等新生界的被动陆缘盆地,已发现储量可观的含气带。近海的气油资源量当量比为1:3,但含气带分布相对比较集中,资源量占全国的21%,资源探明程度仅3.2%,具巨大的潜力。

(4) 东部油区

主要由松辽和渤海湾等张性盆地组成,以生油

* 孔志平,1937年生,高级工程师;1956年毕业于原北京石油地质学校;现从事天然气勘探科研工作。地址:(065007)河北省廊坊市万庄44号信箱。电话:(0316)6012801 转3560。

为主, 气油资源量当量比为 1: 9, 资源量仅占全国的 11. 5%, 且以溶解气为主。

从层系分布上讲, 在总的天然气资源量中, 下古生界占 20%, 上古生界占 32%, 中生界占 18%, 新生界占 30%。埋藏深度超过 3 500 m 的资源量接近 60%。

综上所述, 中国天然气资源具有如下特征: ①资源分布和经济区不相协调。人口稠密、经济发达的东部地区拥有的天然气资源量不到 20%, 而 69% 以上的资源量则分布在中、西部地区。②大部分资源量分布在自然条件较差的地区, 沙漠区、山区、黄土高原和海域分别占总资源量的 26%、25%、12% 和 21%, 共计 84%。③埋藏深、储层物性普遍不好。中国陆上天然气资源量中有 32. 5% 分布在埋深 3 500~ 4 500 m 的地层中, 有 24. 8% 分布在埋深逾 4 500 m 的地层中。深部天然气资源主要分布在塔里木、准噶尔、四川和鄂尔多斯等主要产气盆地。由于埋藏深, 低渗透和超低渗透储层资源量占总资源量的 50%。

以上特点给中国天然气的勘探开发带来了极大的难度, 是制约中国天然气工业更快发展的客观因素。

中国天然气探明储量及生产现状

1. 天然气储量的增长

近十几年来, 由于中西部地区发现了陕北气田和川东气田, 西部地区的塔里木、吐哈、柴达木等盆地也相继发现了塔北、塔中、丘东、台南等一批气田, 东海和南海北部发现了平湖、东方 1—1、乐东 15 和宝亭亭等气田, 使得全国天然气探明储量有了较快增长。特别是近 5 年(1991~ 1995) 来, 年均增加 $1\,400 \times 10^8 \text{ m}^3$, 其中陆上 $1\,100 \times 10^8 \text{ m}^3$; 5 年间探明的储量超过前 40 年的总和, 平均年增长率超过 20%。截至 1995 年底, 我国探明天然气储量总计为 $2.26 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (包括石油伴生气储量 $0.85 \times 10^{12} \text{ m}^3$), 探明程度平均为 5. 9%, 其中陆上 $2.01 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 海域 $0.25 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 探明程度分别为 6. 6% 和 3%。气层气探明储量以中西部地区为最多, 四川和鄂尔多斯盆地分别占全国的 32. 6% 和 16. 6%, 而海域占 16. 8%, 塔里木盆地近年气层气探明储量上升较快, 已占总量的 8. 2%; 而溶解气探明储量主要分布在东部, 占全国的 70. 3%。

目前我国已发现气田和油气田共 242 个, 按照我国的标准, 其中包括大型气田(储量大于 $1\,000 \times$

10^8 m^3) 1 个, 中型气田(储量介于 $300 \times 10^8 \sim 1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$) 8 个, 合计储量为 $6\,385.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。虽个数比例只占 3. 7%, 但其储量却占总量的 45. 6%。

2. 天然气产量的增长

1995 年, 全国天然气年总产量已达到 $174 \times 10^8 \text{ m}^3$ (其中气层气产量为 $108.3 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占 62. 2%; 石油伴生气产量 $65.7 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占 37. 8%), 其中中国石油天然气总公司的产量为 $161.5 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占 94. 8%。

按地区计算, 四川天然气年产量超过 $70 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占全国总产量的 42. 2%; 东部(松辽、渤海湾等盆地)天然气产量占全国的 28. 4% (其中溶解气产量又占东部地区的 65. 5%); 新疆三盆地近年来年产量上升较快, 目前已超过 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占全国总产量的 6. 7%。

与 1990 年末相比, 1991~ 1995 年新增天然气产量 $23.16 \times 10^8 \text{ m}^3$, 平均年增长率为 2. 9%, 与前面所提供的储量增长情况相比, 产量增长的速度显然要慢得多。

外输商品气量近 5 年间上升 $7.3 \times 10^8 \text{ m}^3$, 已达 $98.8 \times 10^8 \text{ m}^3$, 商品率为 61. 2%。其中四川商品气量占全国的 66. 8%, 商品率为 91. 9%, 居全国首位。

天然气的需求量和产量增长趋势分析

近年来有关部门从不同的角度, 对我国未来能源的构成进行了预测和论证, 认为由于受发展基础条件的制约, 近期其结构不会有较大的改变。在中长期的预测中, 对近期天然气需求量预测比较一致, 到 2000 年的低限值是 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$, 将比 1995 年增长 76%; 到 2010 年将翻一番, 达到 $600 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。这个需求量预测, 实际是对中国天然气产量可能达到的目标的预测, 因为天然气作为一种优质能源和化工原料对它的需求量是越多越好。

1. 对天然气储量增长的预测

产量增长是以储量的增长为先决条件的, 预测的基础是天然气储量增长的历史数据。而储量增长往往受多种因素的影响, 诸如: 资源条件、勘探准备程度、投资环境、科学技术和人员素质、装备的配置, 以及领导层的决策等。上述诸因素在正常情况下, 是按比例均衡发展的, 有时也会产生周期性变化或出现偶然突发条件, 形成储量增长的波动。由于储量增长的过程, 在一定程度上也是勘探诸因素的综合反映, 因此在统计时采取了均稀平滑处理, 以此为基础进行预测应该说是可信的, 可以作为储量增长

指标预测的依据。

1985年以前我国天然气储量增长较缓慢。近10年储量增长幅度加大。根据1980~1995年15年的储量增长趋势,预计到2000年累计气层气储量将达到 $1.7 \times 10^{12} \text{m}^3$,本世纪后5年将净增天然气储量约 $6\,000 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

仅根据1986~1995年10年的储量增长趋势,推测本世纪后5年将净增气层气储量 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$,气层气累计探明储量将达到 $1.4 \times 10^{12} \text{m}^3$,年增储量 $2\,000 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

根据预测,在2001~2010年间,天然气储量年增量可达到 $1\,500 \times 10^8 \sim 2\,200 \times 10^8 \text{m}^3$,但考虑到投入的限制,按平均值预测合计新增储量为 $1.8 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。

2. 对天然气产量增长的预测

我国的天然气产量至今仍处于缓慢增长期。1991~1995年年均增长量仅 $5 \times 10^8 \text{m}^3$,远远滞后于储量的增长。预测分析中以下面两种情况来考虑。

(1)按目前的增长趋势,到2000年将达到年产量 $230 \times 10^8 \text{m}^3$,2010年达到 $420 \times 10^8 \text{m}^3$,与国家需求的2000年 $300 \times 10^8 \text{m}^3$ 、2010年 $600 \times 10^8 \text{m}^3$ 的要求差距太大。如果制约目前产量增长的因素得以消除或改善,那么以上预测的数字将会增大。

(2)依2000年产能建设安排期末达到 $300 \times 10^8 \text{m}^3$,增长幅度较大。但考虑到其间的探明储量增长量,储采比仍可维持在44:1的较高水平,关键取决于产能建设工程能否按计划完成。到2010年末,预测累计探明储量将达到 $5.1 \times 10^{12} \text{m}^3$,那时资源的探明程度仅13.3%,仍有较大的潜力,可以保障探明储量目标的实现。在保持25:1的合理储采比的条件下,把年产量提高到 $750 \times 10^8 \text{m}^3$,从资源角度看是有保证的。因此,立足于国内自身解决21世纪初的能源需求是可能的,关键在于下游建设和资金的投入。

对加快我国天然气工业发展的建议

1. 从中国天然气资源特点和勘探开发现状出发,制订一整套发展中国天然气工业的整体战略

中国的天然气资源从总体上说不算丰富,根据经济发展要求,可满足近中期(本世纪后5年至2020年)发展的需要。近期发展应立足于国内资源的开发,从长远战略考虑,要加快发展非常规天然气开发利用的前期研究和试验,积极作好进口国外资源的准备。在经济发达的东部沿海地区,应优先考

虑引进国外资源。拟议中的引进中亚、西伯利亚天然气以及从海上进口LNG等方案的研究应加快进行。

实施上述战略可分三步走:①2000年前,由于供需系统尚未完善,东部差额大,沿海需进口;②2000~2010年期间,天然气工业发展逐步进入平衡状态,但仍需补充地区间的差额,部分引进,保证国内资源的合理利用;③2020年以后,国内供求系统形成,全球资源共享局面趋于完善,形成国内资源利用与国外进口平衡,满足需求。

2. 发展国内天然气,资源勘探仍是根本

以资源分布状况和地质条件为基本依据,综合分析自然和经济地理、勘探开发技术以及加工利用等条件是勘探的基本方针。①立足于中西部气区资源的勘探开发和利用,加快实施川陕气外输,加快资金积累,回过来促进这些地区的天然气快速发展;②加快发展“两厢”,即西北三盆地和东部海域,两者均具备形成大型气田的地质条件,天然气资源量丰富,但目前存在自然及技术条件困难,本世纪内均难以大规模开发。因此,从现在起主要为中期大规模发展利用准备条件。海域与陆上中西部气区相比,成气条件更好,开发利用条件比西北边远区好,应争取在本世纪内发挥更大作用。中国地质环境的复杂性必然带来地区间的差异和气藏的多样性和分散性。因此应从地区的实际出发,提出不同的要求,塔里木、莺一琼、东海等盆地要立足于找大型气田;四川、鄂尔多斯、松辽、渤海湾等盆地有大型气田,但更多的是中小型气田,应该大、中、小并举。

3. 按照天然气的特性,结合我国的地质特点,建立高效天然气勘探的配套技术体系

我国天然气资源的分布,以及天然气的成藏类型多且复杂,资源埋藏时代老、深度大,储层物性差、变化大。实践告诫我们,必须根据我国的特殊情况,借鉴国外模式,建立针对不同天然气成藏领域的地质理论,以提高勘探开发效益。与此同时,还需要有与之相配套的工艺技术,以适应复杂多变的地质和地面条件。

近年来,地震勘探在山地地震、黄土塬地震技术攻关,以及提高分辨率、多波勘探、AVO技术、地震反演和模式识别直接找气等方面都取得了一定的成效,但还应针对各地区的不同地质特点,进一步加以配套完善。现代试井技术、水平井钻探和开采、凝析气田回注采气、储层改造,以及储气库和输气管网的合理配置等技术,有的已较成熟,但相当部分仍处于

陕甘宁盆地中部 上古生界气藏盖层宏观封闭性研究

廖鲁海* 张厚福
(石油大学·北京)

廖鲁海等. 陕甘宁盆地中部上古生界气藏盖层宏观封闭性研究. 天然气工业, 1998; 18(2): 4~7

摘 要 盖层对气藏的保存极为重要, 其封盖能力的优劣决定了气藏的“存亡”。盖层的宏观封闭性是指盖层厚度、岩性、纵横向分布等宏观特征所体现出来的封闭能力, 是盖层封闭能力的最直接表现, 也是控制大中型气田(藏)分布的主要因素之一。鄂尔多斯盆地中部上古生界石炭—二叠系煤系地层中天然气资源十分丰富, 针对该层系的勘探工作可以为大气田提供重要的后备储量, 改变气田储量丰度偏低的状态。应用模糊数学方法, 对陕甘宁盆地中部上古生界 8 个层段的盖层宏观封闭性进行了评价。结合实钻资料分析表明, 该区上古生界试气较好的井大部分在封闭性隶属度高值区内, 对气层封盖起重要作用的是上古生界及其上的泥质岩; 上二叠统上石盒子组的封闭隶属度值明显高于其他层段, 并且对区域性天然气富集有控制作用。研究结果可揭示上古生界气藏的形成及分布规律。

主题词 盖层 封闭油气藏 模糊数学 数学分析 鄂尔多斯盆地 中部 晚古生代 气藏

陕甘宁盆地又称鄂尔多斯盆地, 是我国内陆第二大含气(油)盆地。其中部地区是指志丹以北, 乌审旗以南, 西起定边, 东至麒麟沟的区域, 面积

20 000多平方公里。“七五”、“八五”期间, 勘探工作已取得重大突破, 在该区下古生界奥陶系风化壳中探明天然气储量逾 $2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 控制含气面积数

起步阶段, 尤其是气藏模拟技术和提高采收率等, 还需要完善和综合配套。

4. 完善天然气供输系统, 建立天然气上下游一体化的工业体系, 协调步伐, 促进发展

天然气工业具上、中、下游紧密相连的统筹关系, 任何一个环节的失调, 都将会影响整体的发展。我国目前天然气储量增长相对较快, 但由于资源从探明到开发, 一般周期都超过 5 年, 而开发利用又可能因资源远离用户、下游利用缺乏资金等因素, 进一步拉大了勘探和利用的距离, 造成储采比上升快, 产量增长慢, 下游利用不落实的状况, 反过来又制约了上游工程的发展和造成资源探明的积压。这种现象应当引起有关方面的注意。为了促进天然气的勘探、开发和利用, 避免不必要的浪费和资金积压, 必须充分认识天然气工业的特性, 从勘探区域的选择, 产能和集输管网系统的建设, 直至下游的综合利用,

实行合理的统一规划部署, 充分考虑国情及经济区的布局, 才能加速天然气工业的发展, 取得最佳经济效益。

5. 完善天然气市场经营体系, 健全天然气工业法规和条例

天然气的市场经营体系、合理的价格政策, 是保障天然气工业发展的基本条件。我国天然气价格历来偏低, 严重背离价值规律, 连生产成本都补充不了, 造成生产气越多, 企业亏损越多的局面, 调高气价只是措施的一个方面。国家应通过制定相应的保护政策, 给予必要的鼓励和扶持, 以促进天然气工业的发展。在培育良好的天然气生产、销售环境时, 必须建立健全天然气法规。建议国家立即组织有关部门制定天然气法规, 以保障天然气资源的合理利用, 保障勘探开发工作的顺利展开。

(收稿日期 1997-09-20 编辑 居维清)

* 廖鲁海, 1970 年生, 1995 年毕业于石油大学(北京), 获硕士学位; 现在石油大学国际盆地研究中心从事勘探开发经济评价和风险分析方面的研究工作, 正攻读博士学位; 已与他人合作出版专著一部, 发表论文十余篇。地址: (102200) 北京市昌平县水库路。电话: (010) 67945566 转 3405。