

# 中国天然气发展的区域战略

周总瑛 张 抗 徐向华

(中国新星石油公司规划研究院 北京 100083)

**摘 要** 根据中国天然气资源分布和经济发展水平等方面的差异性,系统地阐述了东部区、中部区、西部区和海域四大含气区的区域发展战略。东部区经济发达,人口稠密,天然气资源相对贫乏,在充分利用本地资源的同时,要充分利用国内、国外两种资源,缓解供需矛盾,优化能源结构。中部区天然气资源具有优势,是近期内中国天然气增储上产的最主要地区,天然气开发既可满足本地经济发展的需要,又可部分东输以缓解东部区天然气供求紧张局势。西部区经济落后,人口稀少,天然气资源丰富,但由于气田远离东部消费市场,天然气开发利用严重滞后,今后应加大勘探力度,创造东输条件,争取气田早日全面开发投产。海域诸有利含气盆地,天然气资源丰富,临近东南沿海地区,天然气开发可以就近上岸以供需求。

**关键词** 天然气 资源分布 消费市场 区域战略

## 1 概 述

中国天然气发展具有很强的区域差异性。它主要表现为以下三方面:第一,天然气成藏地质条件和资源分布的差异;第二,经济发展水平和用户需求的差异;第三,天然气勘探开发程度的差异。因此,研究中国天然气发展战略不能“一刀切”或一概而论,应该采取具体问题具体分析的方法,对各大含气区有针对性地提出不同的发展方针和可行性的建议。根据中国的地质和经济特点,把中国分为东部区、中部区、西部区和海域四大含气区。

## 2 东部区

东部区包括松辽、渤海湾、南华北、苏北等众多中新生代断陷型盆地,其中以松辽、渤海湾两盆地为主。东部区是目前中国最大的石油产地,全国近四分之三的石油探明储量和产量来自该区。总的来说,本区天然气总的特点是油多气少,表现在:①石油、气层气探明储量当量比1:0.017,产量当量比1:0.0024;②天然气储量、产量构成中以溶解气为主,溶解气、气层气探明储量比1:0.39,产量比1:0.65。东部区工业发达,人口稠密,天然气需求量大,天然气开发可以就近找到消费市场。

东部区中新生代断陷型盆地,断裂发育,构造活动强烈,盆地内部凸凹相间,分割性强,构造十分复杂,大型气田形成的地质条件欠佳。迄今为止,东部区尚未发现一个大型气田,所发现的一批中小型气田大多数为复杂断块型气田,而且小型气田在气层气探明储量、产量中占有一半的份额。近几年来,气层气探明储量增长极其缓慢,1991年至1996年六年间新增

收稿日期:1999-01-21

储量共为 400 亿  $\text{m}^3$  左右,仅占同期全国新增储量的 5%。气层气后备储量严重不足,储产比偏小,1990 年底储产比仅为 13,明显小于稳产临界值 20,且产量逐年下跌,由 1990 年的 44.4 亿  $\text{m}^3$  下跌到 1996 年的 28.67 亿  $\text{m}^3$ ,平均年递减率为 6.1%。

溶解气生产与石油生产密切相关,是石油的副产品,一般很难单独加以规划。随着东部老油区石油产量的下降和稠油比重的提高,溶解气采出量总体上随之出现下跌趋势。但是,近几年来随着溶解气回收利用率的提高,溶解气产量增长速度较快,由 1990 年的 35.49 亿  $\text{m}^3$  上升到 1996 年的 44.19 亿  $\text{m}^3$ ,平均年增长率为 3.2%。

#### 天然气发展战略:

(1) 天然气勘探目标以小型气田为主,兼顾中(大)型气田。松辽、渤海湾盆地中浅层勘探程度较高,发现中(大)型气田的机率很小。因此,今后要高度重视小型气田的勘探。一方面对老油气田内部及周边进行深挖细找,另一方面对勘探程度低的其它中小型盆地加大勘探力度。由于东部地区对天然气的需求十分迫切,即使气田规模小一些,其开发也具有地利上的优势。而且下游用户对气价承受能力较强,故天然气勘探成本低、速度快、见效快,有着较好的经济效益。

(2) 开拓深层煤成气和浅层生物气两大勘探新领域,实现储量的快速增长。①深层煤成气勘探程度低,潜力巨大,有望今后取得突破。松辽盆地深部上侏罗统一下白垩统( $J_3-K_1$ )是一套断陷型煤系沉积,有机质演化以生气为主,天然气资源丰富,是今后首要的找气领域。另外,渤海湾盆地深层石炭—二叠系煤系及其下伏的碳酸盐岩,都是良好的气源岩,资源潜力巨大,具有开拓前景。②浅层生物气除部分形成于下第三系等未熟烃源岩外,大部分形成并赋存于上第三系及第四系。尤其是第四系生物气潜力大,集中分布在东南沿海三角洲平原,内陆湖泊沿岸地区及长江三角洲地区。其特点是气藏埋藏浅,勘探周期短,成本低,有一定的经济效益,特别有利于当地乡镇企业的发展及居民生活,有着更现实的意义,前景广阔。

(3) 挖掘气层气、溶解气开发潜力,力求稳产,以满足已有用户的需要。一方面积极开发已探明的气层气,减少气层气产量下跌幅度,另一方面努力提高溶解气回收率,尽量减少溶解气放空量,增加溶解气产量,以弥补气层气减产,力争在不增加用户的条件下,维持原有天然气需求水平。

(4) 立足开发利用本地天然气资源的同时,充分利用国内、国外两种资源,缓解供求矛盾,保证经济持续、快速、稳定地发展。东部区工业发达,人口众多,天然气需求量大,特别是东南沿海地区,目前的生产能力远远不能满足实际需求,今后一段时期内供求矛盾将更加突出。利用国内资源的总体策略是:一,海域天然气就近上岸以供需求;二,中部区天然气快速上产向东部输气,其中鄂尔多斯盆地中部气田向京、津地区供气;三,西部区天然气创造东输条件,早日开发建产向东部输气。利用国外资源的总体思路是:一,从俄罗斯、土库曼斯坦等国家引进管道天然气,从俄罗斯的伊尔库斯克向中国输气有关事宜,中、俄两国政府已达成协议,有望在本世纪末或下个世纪初全面得到实施;二,从中东、东南亚地区进口液化天然气(LNG),满足东南沿海地区经济发展的需要。

### 3 中部区

中部区以四川、鄂尔多斯两大盆地为主,成气地质条件优越,天然气(气层气)资源具有优势,油少气多,石油、气层气产量当量比 0.57 : 1,是中国近期内天然气增储上产的最主要

地区。中部区位于中国腹部，工业相对发达，人口密度也较大，本地天然气消费市场初具规模，已拥有 80 亿 m<sup>3</sup>/年的用户，又紧邻东部工业发达区，具备比西部区更优越的天然气东输条件，为天然气资源进一步全面开发开辟了更广阔的消费市场。加强中部区天然气勘探开发意义重大，不仅满足了本地经济发展的需要，而且可以缓解东部工业发达区能源供求矛盾。

3.1 四川盆地

四川盆地是我国第一大含气盆地，在前震旦系基底上沉积了两套性质不同的巨厚沉积物，即中三叠世前海相碳酸盐岩沉积和晚三叠世后陆相碎屑岩沉积，形成了相应的碳酸盐岩和碎屑岩两大含气领域。经过四十多年来的勘探开发，四川盆地已成为中国最大的天然气产地，气层气探明储量、产量分别居全国首位，成了四川及盆地周边地区经济中的支柱产业。

天然气发展战略：

(1)天然气勘探目标坚持以大中型气田为主，兼顾小型气田。四川盆地天然气资源丰富，大中型气田形成的地质条件优越，1996 年底全国 57 个大中型气田中四川占有 25 个，居全国其它盆地之首。近几年来，储量大幅度增长，其中大约有 65% 的新增储量来自新发现的大中型气田，从根本上扭转了原来储产比严重偏低的面局(表 1)，储产比由 1990 年底的 13.7 迅速上升到 1996 年底的 23.7，特别显著的是大型气田的储产比由原来的 9.3 猛增至 34.2，为今后天然气稳产增产奠定了坚实的物质基础。四川盆地今后发现大中型气田的机率仍然相当大，这也是今后储量快速增长的保证。四川地区输气管线和下游用户建设比较完善，这给小型气田开发提供了便利条件，使之具有较高的经济开采价值。因此，在重视大中型气田勘探的同时，绝不能忽略小型气田的勘探，以增加小型气田开发的后备储量。

表 1 四川盆地气田规模及其结构参数统计表(储量、产量单位：亿 m<sup>3</sup>)

年份	气田 级别	气田 数目	储 量 所占百分数(%)	可采储量 所占百分数(%)	剩余可采储量 所占百分数(%)	当年产量 所占百分数(%)	采出率 (%)	储产比
1990 年底	大型	2	788.15 26.53	436.6 22.00	134.43 17.03	14.39 24.98	69.2	9.3
	中型	11	1284.15 43.22	865.3 43.60	542.4 68.69	24.62 42.74	37.3	22.0
	大、中型	13	2072.3 69.75	1301.9 65.60	676.83 85.72	39.01 67.72	52.0	17.4
	小型	71	899.03 30.25	682.52 34.40	112.76 14.28	18.6 32.28	83.5	6.1
	合计	84	2971.33 100.00	1984.42 100.00	789.59 100.00	57.61 100.00	60.2	13.7
1996 年底	大型	4	1704.73 33.18	1060.91 29.96	652.34 34.32	19.06 23.72	38.5	34.2
	中型	21	2355.16 45.84	1672.36 47.22	1085.42 57.10	42.62 53.03	35.1	25.5
	大、中型	25	4059.89 79.02	2733.27 77.18	1737.76 91.42	61.68 76.75	36.4	28.2
	小型	81	1078.38 20.98	808.11 22.82	163.26 8.58	18.69 23.25	79.8	8.7
	合计	106	5138.27 100.00	3541.38 100.00	1901.02 100.00	80.37 100.00	46.3	23.7

(2)天然气勘探的总体思路为稳定川东碳酸盐岩领域,开拓川西碎屑岩领域。川东碳酸盐岩是目前四川盆地最主要的含气、储气领域,全盆地近 80% 的天然气探明储量和产量来自该领域。川东碳酸盐岩以石炭系、二叠系及三叠系为主攻层系,其中石炭系为重中之重,以下古生界寒武系、奥陶系及志留系为今后接替层系。

川西碎屑岩含气层系主要分布在上三叠统至侏罗系。相当部分储层埋深大,孔渗性差,勘探开发难度大;部分埋藏较浅,孔渗条件好,经济效益良好。近年来川西浅层天然气勘探取得了突破,发现了孝泉、合兴场、东泰、新都和新场等一批中小型气田,显示出良好的勘探前景,这时解决成都平原能源的短缺和推动该地区经济的发展有着更现实的意义。

(3)加速新气田产能配套建设,为今后天然气稳产增产建立产能接替基地。如表 1 所示,四川盆地小型气田储产比偏低,仅为 8.7,可采储量采出率高达 80%,小型气田总体上已进入产量递减阶段,大部分小型气田即将枯竭。如表 2 所示,四川盆地 25 个大中型气田中已投产的有 21 个,其生产形势如下:有 10 个气田储产比小于 10,可采储量采出率为 77%,其中有 7 个气田采出率接近或大于 90%,这 10 个气田早已进入产量递减阶段,气田很快枯竭或以很低产能持续一段时期;有 3 个气田储产比介于 10~20 之间,处于稳产后期或递减阶段,今后增产的可能性小;有 8 个气田储产比接近或大于 20,正处于稳产或产量上升阶段。综上所述,四川盆地气田生产形势不容乐观,只有加快新气田,特别是中型气田的产能建设,今后天然气稳产增产才有可靠的保证。

表 2 四川盆地大、中型气田储量参数统计表(截止 1996 年底)(储量、产量:亿 m<sup>3</sup>)

气田	序号	层位	储量	可采储量	当年产量	剩余可采储	采出率(%)	储产比
五百梯	1	C	539.88	437.30	3.54	424.76	2.9	120.0
威远	2	Z,P	408.61	147.19	1.00	6.13	95.8	6.1
卧龙河	3	T,P,C	380.52	300.74	10.12	64.67	78.5	6.4
磨溪	4	T	375.72	175.68	4.4	156.78	10.8	35.6
新场	5	J <sub>2S</sub> ,J <sub>3P</sub>	268.90	201.82	5.77	186.14	7.8	32.3
大池干井	6	P,C,T	257.34	188.50	8.22	144.06	23.6	17.5
中坝	7	T	186.30	130.41	5.95	34.90	73.2	5.9
龙门	8	C	183.99	128.79		128.79	0	
沙坪场	9	C,C <sub>2</sub>	174.45	120.37		120.37	0	
高峰场	10	C	115.68	76.88	1.25	71.37	7.2	57.1
福成寨	11	T,C	101.74	69.16	3.68	19.17	72.3	5.2
双家坝	12	C	101.70	72.21	2.83	55.49	23.2	19.4
铁山	13	T,P,C	101.28	70.16	3.88	55.98	20.2	14.4
冯家湾	14	C,C <sub>2</sub>	87.71	58.77		58.77	0	
八角场	15	J,T	86.47	34.12	0.50	25.36	25.7	50.7
张家场	16	T,C,P	84.88	52.39	2.26	5.33	89.8	2.4
沙罐坪	17	T,C,P	84.87	41.63	2.19	25.60	38.5	11.7
云和寨	18	C	73.79	62.72	1.49	54.92	12.4	36.9
相国寺	19	P,C	73.01	57.66	0.64	3.35	94.2	5.2
黄家场	20	T,P	70.62	56.97	0.79	5.86	89.7	7.4
自流井	21	T,P	66.14	60.91	1.03	3.01	95.1	2.9
温泉井	22	C,C <sub>2</sub>	63.23	44.26		44.26	0	
付家庙	23	T,P	60.27	55.41	0.27	2.67	95.2	9.9
平落坝	24	T	59.10	41.37	1.43	37.23	10.0	26.0
阳高寺	25	T,P	53.69	47.85	0.44	2.79	94.2	6.3

2.3 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地是一个稳定沉降、多旋回的克拉通盆地,沉积了下古生界(Є—O)海相碳酸盐岩、上古生界(C—P)海陆过渡相煤系和中生界陆相碎屑岩三套性质不同的地层。其

中,上、下古生界为鄂尔多斯盆地两套主力气源岩和储层。目前,盆地上、下古生界两个生气中心叠合处发现了中国最大的气田——中部气田,累积探明储量超过 2 400 亿  $\text{m}^3$ ,步入世界大气田的行列。

#### 天然气发展战略:

(1)横向上向气田北部、东部及南部甩开勘探,扩大奥陶系顶部风化壳含气面积,增加后备储量。鄂尔多斯盆地目前天然气探明储量几乎全部来自奥陶系顶部风化壳马家沟组,含气面积至今尚未全部查明,天然气勘探潜力仍然很大。1993~1996 年期间,气田周围扩边新增储量超过 1 000 亿  $\text{m}^3$ ,平均新增储量约 267 亿  $\text{m}^3$ ,相当于每年发现一个中型偏大的气田。

(2)纵向上突破上、下古生界勘探新领域,寻找新的含气层位,既可以增加储量,又可以提高气田储量丰度。是提高储量丰度对中部气田意义特别重大。奥陶系风化壳之上的上古生界含气条件优越,中部气田 90% 以上的钻井在上古生界钻获工业气流或含气显示,气层集中分布于石炭系、二叠系砂岩,是近期内重点的勘探领域。上古生界天然气勘探能否突破,气田的储量丰度就能成倍增加,直接关系到气田的开发价值和经济效益的进一步提高。奥陶系风化壳之下的下古生界,与四川盆地碳酸盐岩含气领域相似,但其勘探难度大,可能在重点勘探上古生界的同时,兼顾勘探下古生界。

(3)尽快落实下游用户,充分发挥已有输气管线的作用,向北京、天津、西安、银川等城市供气。鄂尔多斯中部气田位于经济欠发达地区,距消费市场较远,气田大规模开发需要修建长距离输气管线。1997 年底,靖边—北京、靖边—西安和靖边—银川三条输气管线建设已全部竣工,计划一期不加压年输气量 20 亿  $\text{m}^3$ ,二期加压后年输气量可达 30 亿  $\text{m}^3$  以上。目前,由于下游用户未落实,气田迟迟未能预期投产,输气管线未能发挥原有的作用。因此,落实下游用户,加速气田全面投产的进度,已成为当务之急。

(4)降低气价,开拓下游用户,促使天然气产、供、销之间形成良性循环。中部气田为连片大型气田,但产层有效厚度薄(平均约 5 m),储量丰度极低(约 0.56 亿  $\text{m}^3/\text{km}^2$ ),仅分别为四川、渤海湾盆地的十分之一和六分之一,单井产能低、产层埋深较大(3 000~3 800 m),使天然气生产成本较高,1994 年评估井口价为 0.68 元/ $\text{m}^3$ (包括净化),再考虑管输费、储气费及城市管网费等,到用户的气价相当高。因此,鄂尔多斯天然气供应局限于气价有较强承受能力的北京、天津、西安等大中型城市居民生活用气,工业用气大户诸如化工、发电等都难以接受。天然气消费市场较局限,天然气产、供、销之间缺乏良性循环,反过来必将影响天然气上游的开发、勘探。为了把气价控制在下游用户(尤其是化工、发电等用气大户)普遍能接受的水平上,大力开拓天然气消费市场,主要有以下两条途径:首先,突破上、下古生界天然气的勘探,以上古生界煤成气为重点,提高气田储量丰度,提高单井产能,降低天然气生产成本;其次,在上游天然气探明储量有保证的前提下,增加管输量,降低单位输气成本。

## 4 西部区

西部区主要包括塔里木、准噶尔、吐哈和柴达木四大盆地,总体特点是既含油又含气,天然气资源丰富,含气领域广,煤型气、油型气及生物气都有分布。西部区地处西北边陲,自然地理条件恶劣,人口稀少,工业欠发达,本地利用天然气能力有限。同时,距中东部工业发达地区距离遥远,修建长距离输气管线的条件尚未成熟。长距离输气管线的建设取决于西部区要有足够多的探明储量和相当规模的产能。因此,西部区天然气资源在近期内难以大规模开

发利用,只能作为未来中国天然气工业发展的后备接替基地。

#### 天然气发展战略:

(1)天然气勘探程度总体上很低,今后勘探目标应立足于大中型气田的发现,突出重点拿储量,促使储量快速增长,为东输创造条件。当探明储量达到一定规模时,修建长距离输气管道,把西部区作为一个整体全面投入开发,把天然气输送到东部工业发达地区,缓解能源供求矛盾。

(2)西部区气层气开发利用程度极低,但石油开发已具有一定的规模,伴随石油开发而生产的溶解气利用率较低,放空比例较高。鉴于西部区天然气利用能力有限,近期应加强溶解气的综合利用和油田气层气的开发,充分利用宝贵的天然气资源。

## 5 海 域

我国南海西部莺一琼盆地、东海盆地西湖凹陷和渤海湾盆地渤中凹陷天然气资源丰富,成藏地质条件优越,已发现了一批大中型气田,其气层气探明储量达 2 500 亿  $\text{m}^3$ ,其中锦州 20—2、崖 13—1 气田已投入开发,平湖气田即将投产,形成了近 30 亿  $\text{m}^3$  的年生产能力。海域诸含气盆地临近人口密度大、工业发达、能源自给率低且供求紧张的东南沿海地区,天然气拥有十分广阔的消费市场。海上天然气开发可能就近上岸以供需求,缓解能源供求矛盾。

#### 天然气发展战略:

(1)坚持大型气田优先,兼顾中型气田的勘探方针。海上天然气勘探、开发费用远远比陆上的高,尤其是钻井成本很高,使海上勘探、开发钻井数量明显少于陆上,孤立的小型气田很难被探明和开发利用,甚至大中型气田的边远部位,丰度或产能不高的部位都难以开发利用。海上天然气勘探、开发与陆上的差别很大,相当数量的小型气田包括部分中型气田在陆上具有开采经济价值,而在海上因为气田的经济边际值高却无任何开采价值。

(2)坚持对外合作和自营勘探两条腿走路的经营方针,加速海上油气资源勘探、开发的进程。海上油气勘探、开发资金、技术高度密集,使它的起步相当困难。中国海上油气勘探、开发起始于 80 年代初对外合作,十多年来,通过开放对外合作,不仅有效地解决了资金、技术上的难题,而且合理地分散风险,开发成绩斐然,经济效益显著。随着条件的成熟,今后可逐渐加大自营勘探的力度,更好地利用海上油气资源。

(3)依靠科技进步,降低天然气生产成本,提高整体经济效益。目前,中国海上除南海西部崖 13—1、东方 1—1 两个大型气田外,其余的都为中(小)型气田。特别是东海、渤海,由于其地质构造复杂,气田规模按海上开采条件而言偏小,大多数属于边际性气田,气田开采经济效益差。解决办法在于依靠科技进步,降低天然气生产成本。其途径主要有两条:第一,高度重视勘探开发设备和工艺的改进,购置“二手”设备并进行改造,提高设备国产化程度;第二,利用气田群体的特点,进行联合开发,邻近的气田共同使用开采设备,节省资金投入。

## 参 考 文 献

- 1 全国储委石油天然气专业委员会. 1990~1996 年度全国石油天然气探明储量公报.
- 2 张抗. 石油勘探的区域战略. 石油与天然气地质文集(第 6 集). 北京:地质出版社,1997. 1~11.
- 3 冯福四,王庭斌,等著. 中国天然气地质. 北京:地质出版社,1995.
- 4 戴金星,王庭斌,宋岩,等著. 中国大中型天然气田形成条件与分布规律. 北京:地质出版社,1997.