第一章　中国天然气资源潜力与发展前景

21 世纪的世界能源结构中，天然气将逐渐取代石油而成为头等重要的能源，这种发展趋势已是国内外许多经济专家与石油地质专家的共识。中国作为世界最大的发展中国家， 21 世纪的经济必将以更快的速度向前发展，经济的腾飞必须有足够的能源作保障。目前支撑中国经济发展的四大能源分别是煤炭、石油、天然气、核能。在这四大能源中以天然气探明程度和综合利用程度最低，而作为优质高效的能源其发展潜力又最大。同时，丰富的天然气资源是形成大中型气田的物质基础。因此深入研究中国天然气资源潜力，并在此基础上分析其发展前景就显得十分重要。

第一节　中国常规天然气资源概况

1994 年，中国石油天然气总公司与中国海洋石油总公司根据中国当时的勘探程度和研究状况，预测的中国常规天然气资源量为 $38\times10^{12}m^3$。近年来根据实际勘探情况，柴达木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地天然气资源比 1994 年有所增加，因此，目前全国天然气总资源量为 $39.04\times10^{12}m^3$（表 1－1）。虽然没有对非常规天然气（如致密砂岩气、煤层甲烷吸附气、水含气、第四系浅层天然气等）资源进行系统研究预测，但据专家分析，这部分天然气的资源总量将超过常规天然气的资源量。因此，中国是天然气资源十分丰富的大国，具备加速发展天然气的资源基础。

表 1－1　中国主要含油气盆地天然气资源探明程度表（1998 年）

盆地或坳陷	资源量，10^8m^3	探明储量，10^8m^3	探明程度，%	备注
松辽盆地北部	6428	490.62	7.60	
松辽盆地南部	2328	165.31	7.10	
松辽盆地合计	8756	655.93	7.49	
辽河坳陷	3918	647.99	16.54	
黄骅坳陷	6819	356.11	5.22	包括冀东地区
冀中坳陷	1753	178.24	10.18	
济阳坳陷	4343	330.91	7.61	
东濮凹陷	2829	395.96	14.00	
渤海湾盆地合计	22339	1909.21	8.55	
东部地区合计	50791	2595.45	5.11	包括泌阳、苏北盆地
陕甘宁盆地	41797	3127.90	7.48	
四川盆地	73575	5895.39	8.01	
中部地区合计	120905	9023.29	7.46	
塔里木盆地	83877	2432.81	2.90	
准噶尔盆地	13908	277.15	1.99	
吐哈盆地	7508	276.94	3.68	
柴达木盆地	10500	1472.20	14.02	
西部地区合计	115793	4488.98	3.88	包括焉耆盆地
南方地区	21436	93.20	0.004	包括滇黔桂、建南等
陆上地区合计	308925	16200.92	5.24	
渤海海域	2881	252.46	8.76	
东海盆地	24803	474.10	0.019	
莺琼盆地	38643	2503.31	6.48	
珠江口盆地	12987	22.30	0.0017	
北部湾盆地	1476	–	–	
海域合计	81400	3252.17	3.98	
全国总计	390413	19453.09	4.98	

需要全本请访问 www.ertongbook.com

一、常规天然气资源的分布格局

根据中国区域地质构造特征和天然气勘探程度，中国天然气分布大体可划分出六大区，即东部区、中部区、西部区、南方区、西藏区和海域区（图 1－1）。其中，中部区、西部区和海域区已形成中国目前天然气勘探和开发的三大基地。

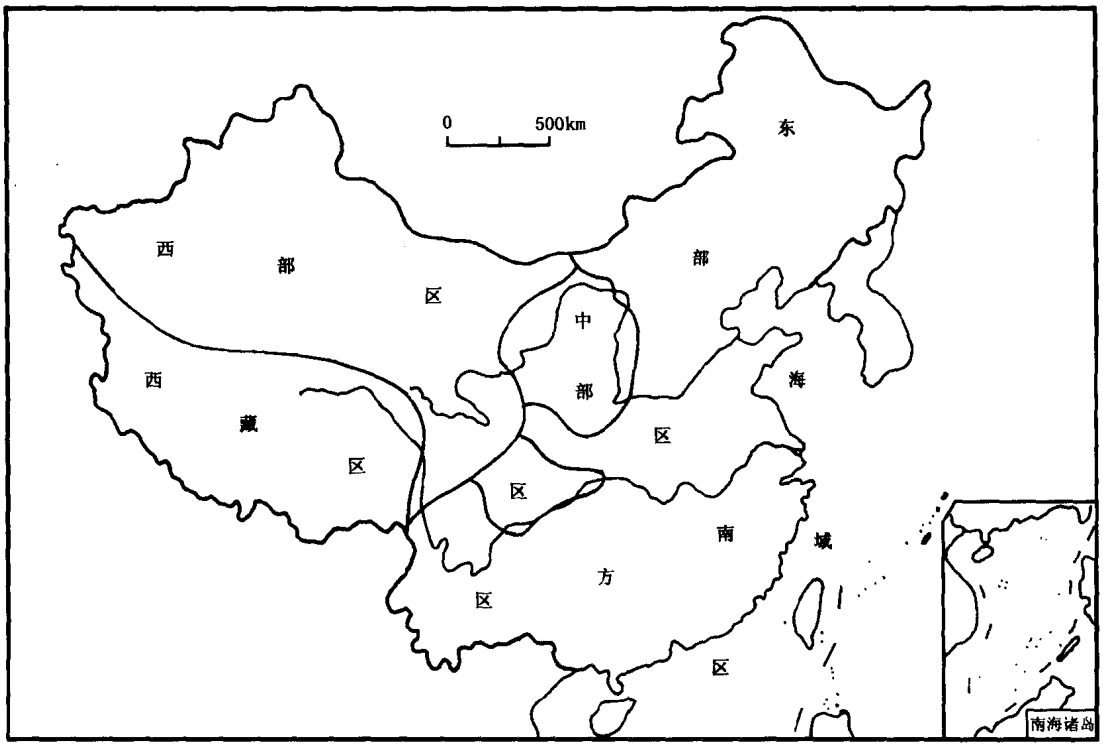


图 1－1　中国常规天然气资源分区图

（一）中部区

该区主要指四川盆地和陕甘宁盆地。气源岩主要是古生界碳酸盐岩和煤系地层。这两大盆地是目前中国陆上发现气田数量最多、探明储量和产量最大的地区，其天然气资源量占全国天然气资源总量的 30％左右。

（二）西部区

该区主要包括新疆塔里木、准噶尔、吐哈盆地及青海柴达木盆地。气源岩非常丰富齐全，从震旦系至第四系均有发育。近 10 多年天然气勘探进展明显，其天然气资源量占全国天然气资源总量的 25％以上。

（三）海域区

该区包括渤海、黄海、东海及南海等中国广阔海域。气源岩以新生代地层为主，是近 10 年来中国天然气勘探发展较快的地区，特别是南海西部的莺琼盆地，已成为中国海域最大的天然气勘探地区。目前中国海域的天然气资源已超过全国天然气资源总量的 20％。

以上三大气区将是中国近 20 年（即至 2020年）发展天然气的主要地区。

（四）东部区

该区主要指中国东部的松辽、渤海湾盆地以及其周边的一些中小盆地。这一地区是中国石油生产的主要基地，目前产出的天然气主要是石油伴生气，气田发现的数量和储量相对较少，是中国待深入勘探的天然气潜在地区。

（五）南方区

该区主要包括中、下扬子和滇黔桂地区，是中国碳酸盐岩主要发育区。由于同处南方碳酸盐岩发育区的四川已经发现了丰富的天然气，因此这一地区一直被认为是天然气资源远景很大的地区。但由于该区地质构造复杂，特别是由于目前勘探技术方法还不成熟，多年来投入的勘探工作量不大，故在该区的天然气勘探暂时没能取得重大突破。

（六）西藏区

这一地区是中国油气勘探程度最低的地区。近年来的勘探实践表明，该区具备油气形成条件和油气藏成藏过程，从有机质热演化程度偏高分析，该区天然气资源似乎要比石油资源更丰富。特别是本区属新构造运动发育区，构造形成期短，这对于天然气藏往往是晚期成藏的特征十分有利。因此，尽管本区勘探程度低、地面条件艰巨、地下地质构造复杂，但从长远考虑，本区仍是中国天然气勘探的重要后备地区。

二、常规天然气资源的地质特征

（一）天然气资源的层系分布

按目前的勘探程度分析，中国天然气资源以古生界富集最多，占总资源量的 50%；新生界次之，占总资源量的 30%；中生界最少，仅占总资源量的 20% 其中，古生界中以石炭系最丰富，达 $8\times10^{12}m^3$；中生界以三叠系居多，达 $3\times10^{12}m^3$；新生界以第三系最多，达 $11\times10^{12}m^3$。中国天然气资源层系分布的这种格局，与美国天然气资源层系分布特点基本类似（表 1－2）。但美国天然气勘探程度比中国高很多。因此，随着中国天然气勘探程度的不断提高，天然气资源的层系分布将会改变，特别是中生界的天然气资源将会增多。

表 1－2　中国与美国天然气资源层系分布对比表（%）

层系 / 国家	第四系	第三系	白垩系	侏罗系	三叠系	二叠系	石炭系	泥盆系	志留系	奥陶—寒武系
中国	1.6	29	4	6	8.5	9.5	22	1.7	1.7	16
美国	1.9	42.7	11.5	1.6	3.6	13	13.2	4.4	4.7	3.7

（二）天然气资源的埋深分布

由于中国新生代的地质构造特征主要表现为断块活动特点，因此主要含气层系埋深偏大。其中，埋深大于 3500m 的天然气资源量占天然气总资源量的 57% 以上，埋深小于 3500m 的仅占 43%。这一特点不仅使天然气勘探的难度加大，而且大大提高了天然气勘探的投资。与美国相比，中国天然气资源的埋深要大得多（表 1－3），这是发展天然气工业的不利因素之一。特别是由于埋深较大，储集气层的物性普遍变低。据统计，中国天然气资源总量的 57%左右属低孔隙度低渗透率的气层。

表 1－3　中国与美国天然气资源埋深分布对比表

中国	埋深，m	＜2000	2000～3500	3500～4500	＞4500
	资源量所占比例	8.7%	34.0%	32.5%	24.8%
美国	埋深，m	＜1000	1000～3000	3000～5000	＞5000
	资源量所占比例	27%	41%	25%	7%

（三）天然气资源的赋存分布

中国发现的气田和气藏以中小型为主，但储量主要集中在大中型气田和气藏中，以中低丰度为特点。据 1998 年底对全国 392 个气田和气藏的统计，储量大于 $300\times10^8m^3$ 的气田和气藏 18 个，占总数的 4.6%，探明占全国的 52.24%；储量介于（100～300）$\times10^8m^3$ 气田和气藏 28 个，占总数的 7.1%，探明占全国的 23.16%；储量小于 $100\times10^8m^3$ 的气田和气藏 346 个，占总数的 88.3%，探明储量占全国的 24.6%（详见第二章）。对其中的 46 个大中型气田储量进行统计，高丰度的气田和气藏 16 个，中等丰度的气田和气藏 10 个，低丰度和特低丰度的气田和气藏 20 个。

综上所述，中国天然气资源的地质特点大体可归纳为以下几点：

（1）全国天然气资源以第三系最丰富，其次为石炭系、奥陶一寒武系、二叠一三叠系。

（2）全国天然气资源的埋深以大于 3500m 为主。

（3）气田和气藏个数以中小型为主，储量主要集中在大中型气田和气藏中，气田以中、低丰度为主。

（4）与美国天然气资源的地质特点相比，层系相近，但埋深大。

第二节　中国常规天然气资源勘探开发现状与前景

一、天然气资源勘探开发现状

（一）天然气资源探明程度

截至 1998 年底，全国天然气探明储量 $1.95\times10^{12}m^3$（不包括溶解气储量），天然气资源探明程度为 4.98%（表 1－1）。各大天然气区的探明程度分别为：中部区 7.46%，西部区 3.88%，海域区 3.98%，东部区 5.11%，南方区 0.004%，西藏区到目前为止尚未勘探。

（二）天然气资源开发概况

按全国标定的天然气可采地质储量为 $1.21\times10^{12}m^3$（采收率为 62%，不包括溶解气）。全国已累计采出气层气 $0.27\times10^{12}m^3$，剩余气层气可采地质储量 $0.94\times10^{12}m^3$，剩余气层气可采储量主要集中在中部区（四川、陕甘宁盆地）、西部区（塔里木盆地）及海域区（莺琼盆地）。

二、常规天然气资源前景

近 50 年的油气勘探实践证明，中国油气资源主要分布在塔里木、四川、陕甘宁、松辽、渤海湾、准噶尔、柴达木、吐哈、莺琼、东海十大沉积盆地。其中，这十大沉积盆地天然气资源量占全国天然气总资源量的 90%，因此中国天然气资源的发展前景如何，直接与这十

大沉积盆地天然气勘探进展密切相关（表 1－1）。

（一）塔里木盆地

塔里木盆地是中国面积最大的沉积盆地，根据目前勘探程度进行评价，该盆地天然气资源量为 $8.39\times10^{12}m^3$，已探明的天然气近 $0.24\times10^{12}m^3$，探明程度仅为 2.90%。如果按 30%～40% 的转化率计算，塔里木盆地天然气探明地质储量将达到（2.5～3.5）$\times10^{12}m^3$，因此该盆地是中国天然气发展前景最大的盆地。

（二）四川盆地

四川盆地是中国目前最大的天然气勘探开发生产基地，天然气资源量达 $7.36\times10^{12}m^3$，目前探明程度仅为 8.01%。如果按每年 $500\times10^{8}m^3$ 的探明储量增长，2020 年探明储量总计（1～1.5）$\times10^{12}m^3$。

（三）陕甘宁盆地

陕甘宁盆地是中国北方最大的天然气勘探生产基地，天然气资源量为 $4.18\times10^{12}m^3$，目前探明程度仅为 7.48%。由于该盆地的天然气勘探在近 10 年才大规模兴起，而且主要集中在盆地中部地区的奥陶系顶部马五 1－4 段风化壳地层，近几年才在上古生界进行勘探，因此盆地整体勘探程度很低。按这种勘探程度而评价的 $4.18\times10^{12}m^3$ 天然气资源量肯定偏于保守。即使按保守的估算，该盆地天然气探明储量的前景预测仍可达（1～1.5）$\times10^{12}m^3$。

（四）松辽盆地及渤海湾盆地

这是中国目前最大的两个石油勘探开发生产基地。由于多年来以石油勘探开发为主，因此天然气的勘探程度很低。按这种勘探程度而评价的天然气资源量分别为 $0.88\times10^{12}m^3$ 和 $2.23\times10^{12}m^3$。值得注意的是，这两个沉积盆地的中上部（1000～3000m）均是巨厚的生油泥岩层，这巨厚的泥岩恰恰处于大量生成石油的热演化阶段，相对生气较少，因此多年来这两大盆地呈现“油多气少”的现象。近几年随着勘探目的层的逐渐加深，人们对深部的了解逐步增多，特别是这两大盆地的深部均发育有侏罗系、石炭一二叠系的煤系地层，气源岩的物质基础雄厚。因此这两大盆地的中一深层肯定有天然气聚集。松辽盆地三肇凹陷已在深层侏罗系中普遍钻遇工业气流，预示了松辽盆地深层天然气具良好前景。预计到 2020 年，这两大盆地天然气探明储量达到（1～1.5）$\times10^{12}m^3$（含溶解气）是完全可能的。

（五）准噶尔、柴达木、吐哈盆地

这是中国西部天然气区除塔里木盆地以外的三个重要的沉积盆地。目前评价的三个盆地天然气资源量共 $3.19\times10^{12}m^3$。值得一提的是，这三个盆地的气源岩纵向上十分发育，从古生界、中生界直至第四系均有良好的生气条件。随着勘探程度和研究水平的不断提高，这三个盆地的天然气勘探必将有明显突破，预计这三个盆地的天然气探明储量将达到 $1\times10^{12}m^3$ 以上。

（六）莺琼盆地和东海盆地

这是中国海域天然气区的两个主要沉积盆地。中国海域区天然气资源量达 $8.14\times10^{12}m^3$，其中，80% 以上的资源分布在这两大盆地。因此，这两大盆地到 2020 年累计天然气探明储量有望达到（1～1.5）$\times10^{12}m^3$。

若上述十大沉积盆地天然气勘探的目标能实现的话，到 2020 年中国天然气累计探明储量有望达到（7.5～9.5）$\times10^{12}m^3$，探明程度将为目前评价天然气资源总量的 20%～50%。

应当指出的是，根据目前勘探程度、勘探技术方法及油气地质理论的研究深度而评价的全国天然气资源量，只能是目前这个阶段的认识，并不代表最终的资源量。随着科技进步及

需要全本请访问 www.ertongbook.com

勘探领域不断向纵深发展，全国天然气资源量将会不断增加，因此实际的前景要比目前预计的要更好。

第三节　中国非常规天然气资源展望

中国非常规天然气资源主要指那些应用目前的技术手段，无法开采或达不到经济开采价值的天然气资源，如煤层甲烷气、致密砂岩天然气、水含气等。

一、煤层甲烷气资源概况

煤层气（coalbed gas）是指在煤化作用过程中形成的，目前仍储集在地下煤层中的天然气。

煤层气主要成分为甲烷气，通常称为瓦斯。在18世纪以前，由于开采的煤层较浅，瓦斯含量较低，因而并未受到人们的重视。直到18世纪早期，随着开采技术的不断发展，煤层的开采深度不断增大，瓦斯爆炸成了煤矿开采的一大难题。于是人们开始了对煤层瓦斯的研究，但也仅仅局限于煤层脱气，以保证煤矿开采的安全。直到20世纪70年代，由于常规天然气资源逐渐减少和需求的不断增加，美国首先开始了煤层气资源的研究与开发。

中国是发现煤层中有天然气较早的国家。宋代鲁应龙记载：“嘉禾志：顾亭林庵中，有忠列公祠，岁忽地裂数尺，中有风涛声，以物探之，应手火起，至今尚然。”嘉禾可能就是现在的湖南省嘉禾县，王嘉阴教授认为它可能是煤层里放出的一些天然气。

中国煤炭资源比较丰富，张新民等人（1991）研究，我国的煤炭资源总储量约50×10^{12}t，其中探明储量7000×10^{8}t以上，居世界第三位。从煤层气勘探的现实分析：埋深小于1000m的煤炭资源占总量的52.78%；1000～1500m为22.9%。即75%以上的煤炭分布区都是煤层气勘探开发的有利地区。

从煤的变质程度分析：煤层气最有利的煤阶——含气量最大的中、高变质煤（肥煤一无烟煤）约占全国煤炭总量的三分之一；在低变质的煤阶中，情况不明的煤种亦约占三分之一，即中国60%的煤炭都处于储存煤层气的有利煤阶，由此可见，中国煤层气资源潜力巨大。

据统计，如果将埋深小于2000m的煤层按每吨煤的甲烷吸附气为$5m^3$粗略计算的话，全国这部分天然气资源可达$25\times10^{12}m^3$。但煤层甲烷吸附气的勘探开发必须具备很高的工艺技术水平，目前世界仅有美国达到了年产$200\times10^{8}m^3$以上的规模。结合中国的实际情况，最早也要到2010年，这部分天然气资源才能真正达到一定的生产规模。因此目前只能以小规模的开发试验为主，不宜过早开展大规模的勘探开发，要作为重要的后备资源从长计议。

二、致密砂岩天然气资源概况

这部分天然气资源是指赋存于低孔、低渗的致密砂岩中的天然气，由于其流动速度缓慢，加之含气饱和度低而含水饱和度高，故用常规勘探开发方法很难有效开发。结合中国的石油地质特点分析，致密砂岩天然气在中国有以下两种赋存形式。

（一）一般的致密砂岩天然气藏

这种气藏的形成机理与常规天然气藏基本一样，只是其储集层低孔低渗难以开采。对这类气藏关键在于提高勘探技术方法，尽早达到经济开采的技术标准，才能大规模地动用这部

分资源。

（二）特殊的致密砂岩天然气藏——深盆气藏

深盆气藏是 70 年代在北美建立起来的一种新概念，与一般的气藏相比，深盆气藏有几个独特之处：

（1）这种气藏常位于前陆盆地坳陷深部。

（2）深盆气藏上倾方向气水关系倒置，下倾方向无底水。

（3）深盆气藏的气源岩往往与煤系地层有关，而且气源补给十分充分。

（4）深盆气藏虽然是一种致密砂岩气藏，但在其范围内局部发育有常规孔渗发育带，通过寻找这一常规孔渗发育带，使其在目前技术水平条件下具工业开采价值。

（5）深盆气藏多发育在前陆盆地具厚的碎屑岩系中，因此其规模和储量均较巨大。

中国许多盆地如陕甘宁盆地上古生界致密砂岩深盆气藏，近年来不断有重大发现，其远景储量可达（0.5～1）$\times 10^{12}m^3$ 。四川、准噶尔、塔里木、南华北等盆地，从盆地构造特征分析，均可能具备深盆气藏的形成条件。因此，中国深盆气资源是值得认真研究和勘探的一种后备资源。

三、水含气资源概况

本世纪 50 年代有一项惊人的发现，在地球永久冻土带和海洋冷水区深处，存有大量气体水含物构造，它们是由甲烷分子组成，外面被水分子包裹，分别呈雪状或冰状。在不低于 1.52MPa 和 4℃以下的环境中即可形成水含物，$1m^3$ 的水可溶解 160～$180m^3$ 的甲烷气。

经勘察，亚洲和北美洲高纬度海域已发现了巨大蕴藏量的水含气，勘察者认为其储量是常规天然气的 100 倍以上。据推测，中国东海、南海的深海海域也应有丰富的水含气，尽管人类对这种气体水含物的工业开发的技术上尚有一定困难，但北欧挪威等国已进行小规模的开发利用。

第二章　　中国大中型气田综述

第一节　大中型气田的划分

一、油气田的定义

关于油气田的定义，基本有两种观点。一种源于前苏联学者，强调构造控制。О.И.Брод（1951）、И.И.Нестеров（1975）等认为：油气田是单一构造要素控制的、在地壳内部同一区域的油藏、气藏或油气藏的总和[1]。国内的专著也基本上采用这个定义，1981年张万选等编著的《石油地质学》把单一局部构造所控制的，而在地壳内部同一面积中的油气藏总和称为油气田[2]。另一种观点源于美国学者，强调构造和非构造两种控制。T.M.Halbouty（1970）把油气田定义为：①由非渗透性所封闭的单一连续的油气藏；②同一构造或同一地层特征所圈闭的多个油气藏；③具有相同圈闭的，而渗透性又连续的不同年代和不同岩类油气藏的组合区[3]。霍布森的定义是：由一个或多个油气藏组成油气田，若有几个油气藏，它们必须在平面上彼此毗邻或重叠，并且有地质上的联系[4]。

本书对油气田的定义，采用全国资源委员会石油天然气储量委员会办公室关于油气田命名的原则：

第一，油、气田，是受同一构造背景或地质背景控制的油藏、气藏或油、气藏的总和，叠合最大的面积是含油（气）面积。油（气）田的划分应以地质控制因素为依据，不应把属于同一油（气）田人为地划分为不同油（气）田，加以单独命名，使油（气）田过于碎小；也不应将已被水域分隔的、不同地质构造背景的油（气）藏划分为同一个油（气）田。中国东部应依据复式油气聚集区的特点正确命名油（气）田。

第二，油、气田分为两类，即油田和气田。既有油又有气者按照油、气储量的大小分别归入油田或气田，一般气顶气应归入油田。

第三，油、气田命名，既照顾了历史的现状，也照顾了当前生产中的实际情况，已定名的，不作修改和调整。

第四，新油（气）田命名，应以计算了探明储量或控制储量（控制储量必须是在短期内能够升为探明储量的）以后、并报全国储委油气专业委员会审查批准后，方可命名。在储量未批准前不要起油、气田名称（可定为含油气构造）。

二、气田（藏）气的范围

气田（藏）气的范围在前苏联分类很细，包括了气田气、凝析气田气、油田气顶气、油田凝析气顶气、有油环的气田气等。前苏联还把凝析油含量大于 $20cm^3/m^3$ 的气田定为凝析气田。

气田（藏）气在美国的分类比较简单，一般分为气田气、凝析气田气和油气田气三类。美国把凝析油含量大于 $86g/m^3$ 的天然气田称为凝析气田[1]。

本书将纯气田气、凝析气田气、有油环的气田气、有油环的凝析气田气、油田当中的气藏气和气层气以及气顶气等统归于气田（藏）气范围内。把凝析油含量大于 $30g/m^3$ 的气田定为凝析气田。

三、气田的大小划分

气田的大小其涵义也各不相同。一是指面积大小，二是指储量大小，三是指经济效益的高低。有的国家把在天然气工业上具有重要意义的气田也称为大气田。但总的看来，世界上通常都是用储量的大小来衡量气田的大小。

油气田的储量除俄罗斯采用探明储量（即 $A+B+C_1$ 级储量）和中国采用探明地质储量外，其他国家都采用原始可采储量（相当于美国储量分类中的证实储量（Proved Reserve)），不包括概算（Probable）和可能储量（Possible)。

油气田大小的划分世界各国标准不一。有的俄罗斯学者把北美洲、拉丁美洲、中东、非洲、东南亚及远东、澳大利亚、欧洲等地的油气田分为特大、大和中小型三类（表 2－1)。

表 2－1　北美、拉丁美洲、中东、非洲、欧洲、澳大利亚油气田分类表[1]

分类	探明储量（油田），10^6t	探明储量（气田），10^8m^3
特大型	>500	>5000
大型	50～500	500～5000
中小型	<50	<500

美国石油地质家协会按最终可采储量的大小把油气田分为 6级（表 2－2)。

表 2－2　美国石油地质家协会油气田分类表[1]

分类	最终可采储量（油田），10^4t	最终可采储量（气田），10^8m^3
A	>685	>850
B	342～685	420～850
C	170～342	170～420
D	14～170	20～170
E	<14	<20
F	无利可图的	无利可图的

前苏联按探明储量的大小把油气田分为特大型、大型、中型和小型四类（表 2－3)。

表 2－3　前苏联油气田分类表[1]

分类	探明储量（油田），10^8t	探明储量（气田），10^8m^3
特大型	>3	>5000
大型	0.3～3	300～5000
中型	0.1～0.3	100～300
小型	<0.1	<100

根据中国的实际情况，本书根据油气田探明储量规模的大小把油气田分为特大型、大型、中型、小型四类（表 2－4)。

表 2-4 中国油气田分类表

分类	探明储量（油田），10^4t	探明储量（气田），10^8m^3
特大型	≥100000	≥3000
大型	≥10000～100000	≥300～3000
中型	≥1000～10000	≥100～300
小型	<1000	<100

油气田储量还有一个丰度的概念，有的油气田储量虽然很大，但丰度却很小。目前中国把油气田的储量丰度也分为四级（表 2-5）。

表 2-5 中国油气田储量丰度分类表

分类	油田地质储量丰度，$10^4t/km^2$	气田地质储量丰度，$10^8m^3/km^2$
高	≥300	≥10
中	100～300	5～10
低	30～100	1～5
特低	<30	<1

第二节 中国大中型气田的发现与分布

一、概况

至 1998 年底，全国共发现气田 162 个，气藏 230 个，总计 392 个。其中特大型气田 1 个，探明地质储量为 $3097.95\times10^8m^3$，占全国气层气探明储量的 15.93%；大型气田 16 个，共探明天然气地质储量 $6730.37\times10^8m^3$，占全国气层气探明地质储量的 34.60%；中型气田和气藏 29 个，探明天然气地质储量 $4798.88\times10^8m^3$，占全国气层气探明地质储量的 24.67%；小型气田和气藏 346 个，探明天然气地质储量 $4825.89\times10^8m^3$，占全国气层气探明地质储量的 24.8%（表 2-6）。

表 2-6 中国大中型气田具体分级与规模表

级别	规模	探明储量 10^8m^3	个数	气田名称	储量总数 10^8m^3	占储量总数的比例 %
Ⅰ	特大型	>3000	1	长庆气田	3097.95	15.93
Ⅱ	大型	300～3000（包括 300）	16	牙哈、和田河、克拉 2、依南 2、台南、涩北一号、涩北二号、台吉乃尔、卧龙河、五百梯、沙坪场、威远、磨溪、崖 13-1、东方 1-1、乐东 22-1	6730.37	34.60
Ⅲ	中型	100～300（包括 100）	29	汪家屯、昌德、兴隆台、板桥、苏桥、文中、丘东、呼图壁、英买力 7 号、羊塔克、雅克拉、柯克亚、吉拉克、南八仙、福成寨、大池干井、双家坝、高峰场、铁山、龙门、渡口河、中坝、新场、平落坝、锦州 20-2、乐东 15-1、平湖、宝云亭、春晓	4798.88	24.67
合计			46		14627.20	75.2
Ⅳ	小型	<100	346		4825.89	24.8
总计			392		19453.09	100

二、大中型气田的地区分布

全国发现的 46 个大中型气田和气藏，占全国气田和气藏总数的 11.7%，探明天然气地质储量为 $14627.20\times10^8m^3$，占全国气层气探明储量（$19453.09\times10^8m^3$）的 75.2%。其中陆上发现大中型气田和气藏 38 个，占全国大中型气田和气藏总数的 82.6%，探明天然气地质储量占全国大中型气田和气藏的 83%；近海海域发现大中型气田和气藏 8 个，占大中型气田和气藏总数的 17.4%，探明天然气地质储量占全国大中型气田和气藏探明量的 17%。

在陆上发现的 38 个大中型气田，分布在 8 个盆地，其中松辽盆地 2 个；渤海湾盆地 4 个；陕甘宁盆地 1 个；吐哈盆地 1 个；准噶尔盆地 1 个；塔里木盆地 9 个，柴达木盆地 5 个，四川盆地 15 个。在海域发现的 8 个大中型气田，分布在 4 个盆地，其中渤海海域盆地 1 个；南海琼东南盆地 1 个；莺歌海盆地 3 个；东海盆地 3 个（表 2－7，图 2－1）。

大中型气田的分布与所在盆地天然气资源丰富程度有直接关系，例如塔里木盆地天然气总资源量超过了 $8\times10^{12}m^3$，四川盆地天然气总资源量超过了 $7\times10^{12}m^3$，陕甘宁盆地天然气总资源量超过了 $4\times10^{12}m^3$，南海莺琼盆地天然气总资源量超过了 $3\times10^{12}m^3$，渤海湾盆地天然气总资源量超过了 $2\times10^{12}m^3$，东海盆地天然气总资源量超过 $2\times10^{12}m^3$，准噶尔盆地天然气总资源量超过 $1\times10^{12}m^3$。

三、大中型气田发现时间

中国的天然气勘探，是在 1949 年新中国成立后，随同石油勘探一同发展起来的。但由于 1980 年以前对各含油气盆地天然气资源情况不清楚，对天然气地质理论研究不够深入，对天然气分布特征和大中型气田的形成条件系统总结不够系统，加上在复杂地区各种勘探技术落后，大中型气田的发现进展缓慢。1980 年以后，上述情况明显得到加强，因此大中型气田的发现明显增多（表 2－8）。

按年代划分，1959 只在四川盆地发现卧龙河一个大型气田；1960～1969 年分别在辽河坳陷、柴达木盆地、四川盆地发现兴隆台气藏、涩北一号气田、威远气田；1970～1979 年分别在东濮凹陷、塔里木盆地、柴达木盆地、黄骅凹陷、四川盆地发现 9 个大中型气田和气藏；1980～1989 年在松辽盆地北部、冀中凹陷、陕甘宁盆地、塔里木盆地、柴达木盆地、四川盆地、渤海海域、南海莺琼盆地、东海盆地发现 17 个大中型气田和气藏；1990～1998 年分别在吐哈盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地、柴达木盆地、四川盆地、东海、南海莺琼盆地发现 16 个大中型气田。

在总计发现的 46 个大中型气田当中，1980 年以后到 1998 年间共发现 33 个（表 2－8）。

四、大中型气田在地质时代上的分布

勘探实践证明，中国大中型气田具有多生储盖组合和多含气层系，加上断层十分发育，含气井段很长，在有的含油气盆地内具有多个含油气系统，特别是西部的几个主要盆地具有油气多次运移聚集、多期成藏的特点。中部地区的陕甘宁盆地、四川盆地古生界是稳定的克拉通盆地，具有天然气聚集的良好条件，因此各主要含气盆地从基底到浅层气藏都可以形成大中型气田。如青海柴达木盆地东部三湖坳陷第四系台南、涩北一号、涩北二号、台吉乃尔等背斜大气田，莺歌海盆地上第三系东方 1－1、乐东 15－1、乐东 22－1 次生构造－岩性大中型气田；下第三系有南海琼东南盆地的崖 13－1，渤海海域的锦 20－2，东海盆地的平湖、

需要全本请访问 www.ertongbook.com

表 2－7　中国大中型气田基础数据表

盆地或坳陷		序号	气田名称	发现时间（年．月）	产气层位	含气面积 km^2	气层厚度 m	气层埋深 m	储集层岩性	储集层类型	平均有效孔隙度 %	平均渗透率 $10^{-3}\mu m^2$	气藏类型	探明天然气储量 10^8m^3	探明凝析油储量 10^4t	储量丰度 $10^8m^3/km^2$	备注
松辽盆地北部		1	汪家屯	1985.7	K	53.4	10～20	1680～2000	砂岩	孔隙	11.5～16.4	2～21.6	构造－岩性	123.17		2.31	
		2	昌德	1988.6	K，J	73.8	3.5～21.4	2800～3200	砂砾岩	孔隙	4.8～7.2	0.01～0.64	构造－岩性	117.08		1.6	
渤海湾盆地	辽河	3	兴隆台	1969.9	Ed－Ar	24.4	25.8～96.8	1530～2600	砂岩－火山岩	孔隙－裂缝	18.6	1789	构造－岩性－基岩	169.5	16.0	6.94	
	黄骅	4	板桥	1973.12	E	55.8	30.0	2436～4092	砂岩	孔隙	19～19.8	0.253～0.265	构造－岩性	179.25	633.3	3.22	凝析气藏
	冀中	5	苏桥	1982.11	P，O	28.5	17.0～48.5	3700～4450	白云岩、石灰岩、砂岩	孔隙、裂缝	4.6～16.7	0.98～220	断块	131.05	269.3	4.59	凝析气藏
	东濮	6	文中	1977.4	E	13.2	12.4～69.5	2600～3113	砂岩	孔隙	5.46～19.26	0.32～32.24	盐拱背斜	152.32	4.5	11.53	
陕甘宁盆地		7	长庆气田	1989	P，C，O	5056.9	5～15	2800～3500	砂岩－石灰岩	孔隙－裂缝－溶孔	3.64～9	1.8～3.59	地层－岩性	3097.95		0.63	
吐哈盆地		8	丘东	1991.1	J_2	16.6	25～30	2400～3470	砂岩	孔隙	7.3～14.0	0.15～54.5	岩性－构造	112.6	330.9	6.78	凝析气藏
准噶尔盆地		9	呼图壁	1996.8	E	15.2	7.4～25.1	3500～3600	砂岩	孔隙	14.0～18.0	0.32～821	构造	126.12	60.0	8.30	凝析气藏
塔里木盆地		10	牙哈	1993.12	N，E，K	48.9	25.0	4946～5473	砂岩	孔隙	14.0～17.5	22～339	构造	357.78	2826.9	7.31	凝析气藏
		11	英买力7号	1992.4	E	40.4	18.0	4664～4705	砂岩	孔隙	16～19	160～338	构造－断层	295.74	463.1	7.32	凝析气藏
		12	羊塔克	1994.9	E，K	17.3	7.8～33.5	5200～5400	砂岩	孔隙	15～20	458	构造	249.07	216.5	13.61	凝析气藏
		13	雅克拉	1984.9	K，J，O，∈	28	25.0～38.0	5200～5360	砂砾岩、白云岩	孔隙、裂缝	0.1～12	47	构造－岩性－风化壳	196.28	353.8	12.62	凝析气藏
		14	吉拉克	1991.5	T，C	52.5	21.9	4335～5600	砂岩	孔隙	12～13	30～671	构造－岩性	127.05	286.0	72.42	凝析气藏
		15	和田河	1997.11～12	C，O	143.4	11.5～47.8	1546～2272	砂砾岩－生屑灰岩、石灰岩	孔隙、裂缝	2.1～13	5.9～38.5	构造	616.94		4.3	凝析气藏
		16	柯克亚	1997.5	N	27.5	88.0	3100～4100	砂岩	孔隙	12～16	42～122	构造	292.89	1442.5	10.65	凝析气藏

续表

盆地或坳陷		序号	气田名称	发现时间（年．月）	产气层位	含气面积 km^2	气层厚度 m	气层埋深 m	储集层岩性	储集层类型	平均有效孔隙度 %	平均渗透率 $10^{-3}\mu m^2$	气藏类型	探明天然气储量 10^8m^3	探明凝析油储量 10^4t	储量丰度 $10^8m^3/km^2$	备注
塔里木盆地		17	克拉2	1998.1	E、K	47.1	231.3~294.75	3510~3935	砂岩	孔隙	14	2.8~56	构造	2506.10		53.21	
		18	依南2	1998.1	J	91	36.5~126.0	4000~5000	砂岩	孔隙	4.5~6.0	0.44~12.36	断鼻	1635.24		16.69	1999年预测储量
柴达木盆地		19	台南	1988.3	Q	38.8	5.0~127.9	835~1746	砂岩	孔隙	26.6	592.22	构造	425.3		10.96	
		20	涩北一号	1964.12	Q	38.9	26~78.7	540~1520	砂岩	孔隙	30.6	104.9	构造	492.22		12.65	
		21	涩北二号	1975	Q	39.8	9.3~120.4	500~1300	砂岩	孔隙	31.7	571.72	构造	422.89		10.62	
		22	台吉乃尔	1976.8	Q	61	47.6	210~765	砂岩	孔隙	32.3	12.07	构造	310.69		5.09	控制储量
		23	南八仙	1995	N，E	9.1	7.0~85.8	421~3219	砂岩	孔隙	7.1~19.2	19.7~133.2	构造－断块	124.35	7.8	13.66	
四川盆地	川东	24	卧龙河	1959.3	T，P，C	29.3	28~200	1463~3724	砂岩、白云岩	裂缝、孔隙	6.39~10.12	0.0004~0.77	构造	380.52		12.97	
		25	福成寨	1975.4	T，C	(39)	25~220	2270~3679	白云岩鲕粒灰岩	裂缝、孔隙	1~4.9	0.001~1.0	构造	101.74		2.61	
		26	大池干井	1978	T，P，C	78.5	22.7~49	2800	白云岩	裂缝、孔隙	5.6~7.1	0.6~2.0	构造	257.34		3.27	
		27	双家坝	1986	C	23.7	25.01~46.04	4880~4984	白云岩	裂缝、孔隙	5.92	0.84~5.88	背斜－断层	101.7		4.29	
		28	高峰场	1988	C	34.8	21.4	4923~5284	白云岩	裂缝、孔隙	4.02~15.41	0.2~11.0	背斜	115.68		3.34	
		29	铁山	1986	T，P，C	18.1	10.4~38.4	2350~4100	鲕粒溶孔白云岩	裂缝、孔隙	3.2~5.1	1.05~9.9	构造－岩性	101.28		5.59	
		30	五百梯	1989.9	C	140.5	14.1~30.3	4162~5000	溶孔白云岩	裂缝、孔隙	5.01~7.78	2.5	地层－构造	539.88		3.84	
		31	龙门	1989	C	45.1	30.9	4500~4700	白云岩	裂缝、孔隙	5.22	0.17	构造－岩性	183.99		4.08	
		32	沙坪场	1992.9	C	70.6	10.8~64.0	4744~5125	白云岩	裂缝、孔隙	4.6~7.2	28.13	构造－岩性	397.71		5.63	
		33	渡口河	1995.12	T，P	31.88	32.5	4250~4373	鲕粒、溶孔白云岩	裂缝、孔隙	9.2	9.57~109.0	构造、岩性	271.65		12	

续表

盆地或坳陷		序号	气田名称	发现时间（年．月）	产气层位	含气面积 km^2	气层厚度 m	气层埋深 m	储集层岩性	储集层类型	平均有效孔隙度 %	平均渗透率 $10^{-3}\mu m^2$	气藏类型	探明天然气储量 10^8m^3	探明凝析油储量 10^4t	储量丰度 $10^8m^3/km^2$	备注
四川盆地	川西南	34	威运	1964.10	P，Z	(216)	180～240	1000～2800	隐藻白云岩	裂缝、孔隙	3.15～4.5	1～38	构造	408.61		1.89	
	川西	35	中坝	1972.12	T	(10)	100～300	1900～3000	砂岩、白云岩	裂缝、孔隙	2～5.62	1～25	构造	186.3		18.63	
		36	新场	1987.12	J	128.9	5.5～19.7	550～2700	砂岩	孔隙	12.31	2.56	构造、岩性	274.08		2.13	
		37	平落坝	1989.1	J	55.9	48.6	3419～3700	砂岩	裂缝、孔隙	3.55～5.0	0.162	构造、断层	165.35		2.97	
	川中	38	磨溪	1979.6	T	188.3	9.14～64.8	1873～3138	砂岩、白云岩	裂缝、孔隙	5.38～10.12	0.01～3.67	构造	375.72		1.9	
近海海域	渤海	39	锦州20－2	1984.1	E，Pt	14.4	27～37	2115～2700	陆屑白云岩灰质砾岩	孔隙、溶蚀孔	1.7～33.4	0.98～1621.4	披覆背斜	135.4	332.7	9.4	凝析气藏
	莺琼盆地	40	崖13－1	1983.6	E	45.2	50.1～195.4	3574～4127	砂岩	孔隙	14.8	80	背斜构造	884.96	376.9	19.58	凝析气藏
		41	东方1－1	1992	N	287.7	5.5～58.1	1260～2664	砂岩	孔隙	21.9～29.5	7.48～134.98	构造、岩性	996.8		3.46	
		42	乐东22－1	1996.1	Q，N	165.8	19.1～30.1	383.8～1469	砂岩	孔隙	24.7～25.4	276.0～6131.0	构造	431.04		2.6	
		43	乐东15－1	1993.2	N	36.5	24.0～35.4	1180～1600	砂岩	孔隙	25.0～28.4	52.2～434.0	断块构造	178.8		4.89	
东海		44	平湖	1983.6	E	12.1	20.9～122.8	2300～3428	砂岩	孔隙	15.2～25.0	7.06～408.97	构造－岩性	170.51	306	14.09	凝析气藏
		45	宝云亭	1989	E	20.6	21.2～25.8	3395～4189	砂岩	孔隙	14.7～18.3	3.97～62.41	断块－构造	112.06	302.8	5.44	凝析气藏
		46	春晓	1995	E	9.2	9.5～38.2	2646～3265	砂岩	孔隙	13.0～20.0	2.38～729.41	构造	172.25	246.2	18.72	凝析气藏

注：准噶尔盆地呼图壁气田为1999年探明储量，柴达木盆地台吉乃尔气田为控制储量，塔里木盆地克拉2气田为2000年的探明储量，依南2气田为1999年的预测储量。其余气田探明储量计算到1998年底。

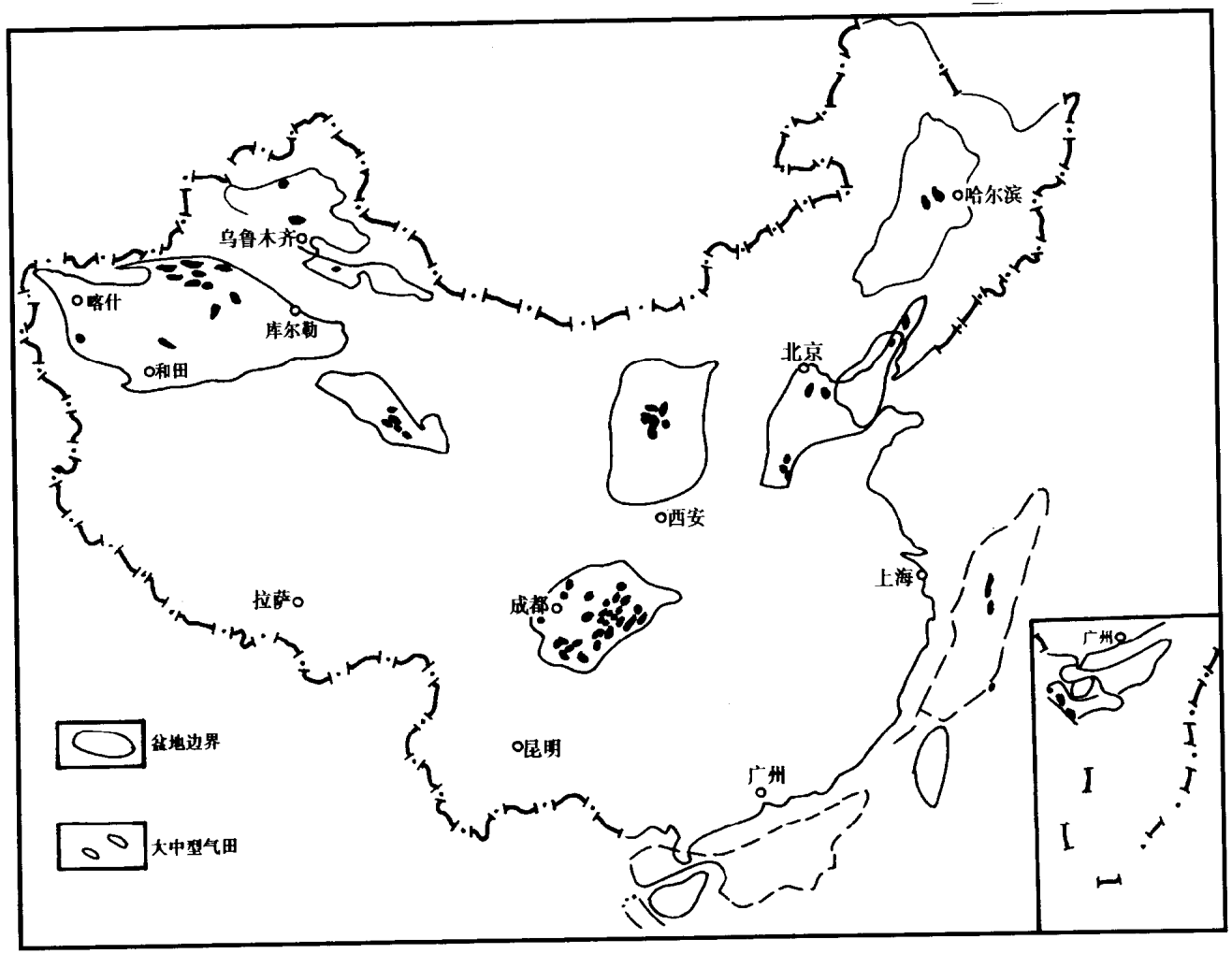


图 2－1　中国大中型气田分布示意图

春晓、宝云亭，塔里木盆地的牙哈、英买力 7 号以及渤海湾盆地一些原生、次生大中型气田；中生界有塔里木盆地的克拉 2、依南 2，四川川东的卧龙河及川西等一批原生、次生大中型气田；古生界有陕甘宁盆地的长庆气田，塔里木盆地的和田河气田及四川盆地川东五百梯等 11 个大中型气田。

表 2-8　中国大中气田发现时间表

发现时间	大中型气田名称	个数	盆地
50 年代（1959 年）	卧龙河	1	四川
60 年代	涩北一号、威远、兴隆台	3	柴达木、四川、辽河
70 年代	文中、柯克亚、涩北二号、台吉乃尔、大池干井、福成寨、中坝、磨溪、板桥	9	东濮、塔里木、柴达木、四川、黄骅
80 年代	汪家屯、昌德、苏桥、长庆、雅克拉、台南、双家坝、高峰场、铁山、五百梯、新场、平落坝、锦州 20－2、崖 13－1、龙门、平湖、宝云亭	17	松辽北部、冀中、陕甘宁、塔里木、柴达木、四川、渤海、东海、南海莺琼
90 年代	丘东、呼图壁、牙哈、英买力 7 号、羊塔克、吉拉克、和田河、克拉 2、依南 2、南八仙、沙坪场、渡口河、东方 1－1、乐东 15－1、乐东 22－1、春晓	16	吐哈、准噶尔、塔里木、柴达木、四川、东海、南海莺琼
总计		46	

总的来看，目前中国大中型气田探明储量最大的算是古生界，至 1998 年底已探明天然气储量 $5952.49\times10^8m^3$，占大中型气田总储量的 40.69%；其次是第四系和上第三系，探明储量 $3364.33\times10^8m^3$，占大中型气田总储量的 23.0%；下第三系的大中型气田探明储量占大中型气田总储量的 17.98%；中生界大中型气田探明储量占大中型气田总储量的 18.33%（表 2－9）。

表 2-9　中国大中型气田在地质时代的分布

地质时代	气田名称	个数	储量 10^8m^3	占储量总数 %	地区
Q、N	台南、涩北一号、涩北二号、台吉乃尔、南八仙、柯克亚、乐东 15－1、乐东 22－1、东方 1－1	9	3364.33	23.0	柴达木、塔里木、莺歌海
E	兴隆台、板桥、文中、呼图壁、英买力 7 号、牙哈、锦州 20－2、崖 13－1、平湖、宝云亭、春晓	11	2629.77	17.98	渤海湾、塔里木、渤海海域、东海、琼东南
K、J、T	汪家屯、昌德、羊塔克、吉拉克、雅克拉、依南 2、丘东、渡口河、卧龙河、福成寨、中坝、新场、平落坝、磨溪、克拉 2	15	2680.61	18.33	松辽、塔里木、四川、吐哈
P、C、O、Z	苏桥、长庆、和田河、大池干井、双家坝、高峰场、五百梯、龙门、铁山、沙坪场、威远	11	5952.49	40.69	冀中、陕甘宁、四川
总计		46	14627.20		

注：一个大中型气田往往由几个地质时代的气藏组成，但都有一个主力气藏，本表统计以主力气藏时代为准。

上述情况表明，大中型气田各地质时代的探明储量同资源量是吻合的，在本书第一章论述天然气资源量时，已提到中国天然气资源量以古生界富集最多，占总资源量的 50%。其次为新生界，占总资源量的 30%。目前古生界和新生界大中型气田探明天然气储量已占大中型气田总储量的 80% 以上。但这个数字不是固定不变的，随着天然气勘探不断深入，各地质时代天然气的资源量和探明储量将有新的变化。

五、大中型气田埋藏深度

中国大中型气田从 200～5400m 都有分布，最浅的气藏是柴达木盆地东部三湖坳陷第四系地层气藏，分布在 200～1600m 的砂岩储集层中；莺歌海盆地第四系和上第三系地层气藏，分布在 380～1600m 的砂岩储集层中，而最深的是塔里木盆地的牙哈、英买力 7 号、羊塔克、雅克拉、吉拉克、依南 2 和四川盆地川东的双家坝、高峰场、五百梯、龙门、沙坪场等气田，埋深达 4500～5400m。塔里木盆地目前发现的深层大中型气田主要分布在塔北隆起和库车坳陷下第三系、白垩系、侏罗系、三叠系中，除个别气田外，大部分气田砂岩储集层渗透性好、产量高；四川盆地川东地区的深层大中型气田储集层为石炭系白云岩的裂缝、溶孔储集层，单井气产量仍然较高。

从统计资料说明，目前中国大中型气田的储量以浅层（＜2000m）和中深层（2000～3500m）最大，占 64.42%，大中型气田个数 23 个，其中浅层储量占 23.71%，大中型气田个数 10 个；中深层储量占 40.71%，大中型气田个数 13 个。深层大中型气田 12 个，储量占 18.04%；超深层大中型气田 11 个，储量占 17.54%（表 2－10）。但随着天然气勘探的不断发展，大于 3500m 深度的大中型气田将不断有新的发现。

表 2－10　中国大中型气田埋藏深度表

埋深 m	气田名称	个数	储量 10^8m^3	占储量总数，%
≤2000（浅层气田）	汪家屯、台南、涩北一号、涩北二号、台吉乃尔、南八仙、新场、东方 1－1、乐东 15－1、乐东 22－1	10	3468.69	23.71
2000～3500（中深层气田）	昌德、兴隆台、文中、长庆、丘东、大池干井、威远、中坝、磨溪、锦州 20－2、平湖、春晓、和田河	13	5954.88	40.71
3500～4500（深层气田）	苏桥、板桥、呼图壁、柯克亚、克拉 2、铁山、平落坝、福成寨、卧龙河、渡口河、宝云亭、崖 13－1	12	2638.75	18.04
＞4500（超深层气田）	牙哈、英买力 7 号、羊塔克、雅克拉、依南 2、吉拉克、双家坝、高峰场、五百梯、龙门、沙坪场	11	2564.88	17.54

六、大中型气田的储量丰度

据统计，中国 46 个大中型气田储量平均丰度为 $8.43\times10^8m^3/km^2$，按中国的分法属于中等丰度。但高丰度的大中型气田还是比较少，目前全国储量丰度最高的气田为塔里木盆地库车坳陷的克拉 2 气田，储量丰度为 $53.21\times10^8m^3/km^2$；其他的如南海琼南盆地的崖 13－

需要全本请访问 www.ertongbook.com