

中国天然气储层的岩石、古地理类型与勘探方向

杜韞华 钱 凯

(中国石油天然气集团公司勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007)

张守鹏

(胜利石油局地科院, 山东东营 257000)

据统计,我国大、中型气田数量只占 20.8%,储量却占 83.44%,特别是大型气田只占总数的 4.3%,储量却占 50.35%。大、中型气田又以砂岩气田和碳酸盐岩气田占绝对优势,总储量占 99.65%,与世界趋势一致,这就决定了我国天然气的勘查始终应以大、中型砂岩气田与碳酸盐岩气田为追寻目标。储层的构造古地理分布对勘探具指导意义,可分为四区:中部克拉通盆地;西部复合盆地;东南陆缘断拗盆地;东部裂谷盆地。并分别对应于气区、含油气区、富气油区、含气油区。据此,今后的勘探战略应是加强中部、发展西部,重视海域、加深东部。

关键词 天然气 储层 构造 古地理 勘探方向

第一作者简介 杜韞华 女 59 岁 高级工程师 油气地质

归根结底,油气是聚集在储层之中,所以高瞻远瞩的勘探家、油气地质学家,无不以洞察研究区储层类型、规模、分布及其在油气聚集上的重要性为己任。自然,要认识中国天然气分布的规律并决定勘探策略,也必须了解中国的天然气储层,尤其是储层与天然气聚集的关系^[1]。

1 岩石类型

截止 1997 年底,我国已发现气田或含气区块的储层岩石类型计有碳酸盐岩(包括颗粒碳酸盐岩至灰泥碳酸盐岩的整个系列及礁相碳酸盐岩)、陆源碎屑岩(砾岩、砂岩、泥岩及其过渡岩性)、火山岩、侵入岩浆岩及变质岩等。此外,多处煤层亦有天然气产出,前景不可忽视,特别是煤层微孔隙内表面的吸附气。各类储层的重要性,可从以下三方面得到认识。

(1) 以储量统计,砂岩类气田储量占 53.79%,碳酸盐岩气田占 45.86%,其他(变质岩、火山岩、岩浆岩等)占 0.35%。

(2) 以气田及含气区块数目统计,砂岩类气田及含气区块占 55.4%,碳酸盐岩占 42.9%,其他占 1.7%。

(3) 以不同规模气田储量与气田数目统计(为

突出重点,指导勘探,此处仅对储量 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上的气田进行统计),结果如表 1。

表 1 1997 年中国大、中、小气田的岩类分布*

Table 1 Rock types of China's big, medium and small gas-fields

气田规模	总体分布		碳酸盐岩气田		砂岩气田		其他气田	
	分类	储量/ 10^8 m^3	数目	储量	数目	储量	数目	储量
小气田	< 50	79.20	16.54	35.12	37.91	62.81	60.08	2.07
中型气田	50~ 300	16.5	33.11	50	42.15	50	57.85	0
大型气田	> 300	4.3	50.35	38.46	51.54	61.54	48.46	0

据上述三方面的统计比较,可以得出结论:
(1) 与世界规律一样,大、中型气田在储量构成上起决定性作用。小气田虽然数量占 79.2%,但储量只占 16.54%,大、中型气田在数量上只占 20.8%,储量却占 83.44%,特别是大型气田只占总数的 4.3%,储量却已占到 50.35%。由此可见,大、中型气田始终应是我们追寻的主要目标。

(2) 碳酸盐岩气田和砂岩气田占总储量的 99.65%,这就从岩性上规定了我国天然气勘探的重点。砂岩气田在总储量中占的比例大于碳酸盐岩气田,这与世界趋势一致;但在大型气田中所占的比例,却小于碳酸盐岩,这与世界上的情况相左。这可能有两个原因:一是中国所定大气田标准(地质储量

* 从储量分布看,这个分类适合我国目前的国情,所以本表暂用此标准。煤层气暂未列入此表。

300×10⁸ m³ 以上) 远远小于国际上的标准(可采储量 1 000×10⁸ m³ 以上); 二是中国目前勘探程度尚低。如果确是如此, 中国今后发现大型砂岩气田的机会可能比发现大型碳酸盐岩气田的机会更多。

如果将 1997 年中国天然气田岩石类型与 1994 年相比, 上述第三条最后一句作为今后的预测, 可能更可信或更有希望成为事实, 这从表 2 的对比中可以看出。砂岩气田储量在总体中所占的比重, 在各个档次(规模)上, 1997 年的都比 1994 年的高, 特别是大于 200×10⁸ m³ 储量的气田, 1994 年只占 28.22%, 1997 年则升至 42.81%; 大于 300×10⁸ m³ 的砂岩气田 1994 年只有 31.24%, 而 1997 年已升至 44.37%。1998 年鄂尔多斯盆地、塔里木盆地以及柴达木盆地的勘探成果表明这一比例将会进一步升高。相反碳酸盐岩气田所占比重则逐年下降。这进一步反映出今后砂岩在勘探上的重要性。也就是说, 今后应更加重视砂岩气田的勘探开发工作。

表 2 1994 年与 1997 年中国天然气田探明储量
岩类分布的对比

Table 2 Comparison of rock types in China's gasfields in 1994 and 1997

气田规模 储量/ 10 ⁸ m ³	年份	总体分布		碳酸盐岩气田		砂岩气田	
		比例/ %					
		数目	储量	数目	储量	数目	储量
> 50	1994	18.07	76.85	40.48	51.86	59.52	48.13
	1997	20.13	80.36	45.20	51.53	54.80	48.47
> 100	1994	10.04	66.70	42.30	53.75	57.86	46.25
	1997	12.21	72.60	36.00	51.86	64.00	48.14
> 200	1994	3.61	47.00	66.70	71.78	33.30	28.22
	1997	4.95	52.66	47.00	57.19	53.00	42.81
> 300	1994	2.50	41.09	57.14	68.76	47.86	31.24
	1997	4.29	50.35	44.00	55.36	56.00	44.37

2 古地理类型

2.1 原生型

2.1.1 海相储层

(1) 开阔台地及台地边缘相孔隙性碳酸盐岩及生物礁, 如川东五百梯卧龙河等一批百亿立方米乃至近千亿立方米大气田的储层。

(2) 闭塞、半闭塞台地相原生孔隙-溶解孔隙性藻坪-泥坪-灰泥坪-云坪相碳酸盐岩储层, 如川东一些大、中型气田的黄龙组、雷口坡组储层等。

(3) 以大型三角洲相为主的陆源碎屑岩储层, 如南海崖 13-1 气田等。

2.1.2 海陆交互相储层

以华北上古生界为代表, 大体也有 3 种储层, 即河流三角洲相砂岩储层、滨浅海滩坝相砂岩储层、滨浅海相碳酸盐岩储层^[2], 如鄂尔多斯了洲镇川堡气田、华北苏桥气田。

2.1.3 陆相储层

主要有 4 种, 即扇体相储层(包括冲积扇、近岸水下扇及扇三角洲等), 如东营盆地的永安镇气田、东濮凹陷的白庙气田等; 河流-三角洲相储层, 如济阳凹陷的孤岛油气田、松辽盆地的汪家屯、黄骅凹陷的板桥气田等; 滨浅湖坝相储层, 如柴达木盆地涩北 1 号、2 号气田等; 湖相碳酸盐岩储层(又以生物礁及滩坝相颗粒碳酸盐岩为主), 如济阳凹陷的平方王油气田等。

从资源量(不包括煤层吸附气)看, 上述三大类储层拥有的潜在储量比, 大体为 52: 18: 30。

2.2 后生型

无论哪种储层, 当其处于表生作用带时, 都能形成风化壳储层, 严格地说, 这应该是天然气储层的后生环境类型。我国已发现的天然气储量中, 风化壳及与风化壳有关的气田储量约占总储量的 1/4, 其中 97% 以上储于碳酸盐岩风化壳中。风化壳储层主要有 3 种: (1) 山岳丘陵型风化壳储层, 主要见于裂谷盆地, 多形成块状潜山气藏; (2) 平缓隆起型风化壳储层, 主要见于克拉通内拗陷盆地中的中偏老年喀斯特地形发育区, 多形成背斜型风化壳气藏, 如四川盆地的威远气田; (3) 台原型风化壳储层, 见于克拉通内拗陷中遭受长期剥蚀以致准平原化的古隆起区, 多形成受古隆起背景控制的大面积层状、块-层状地层气藏, 鄂尔多斯中部气田即为典型实例。

3 构造古地理分布与天然气勘探方向

天然气储层的古地理类型, 严格受构造古地理演化所控制。早古生代, 除去一些古陆如胶辽古陆、康滇古陆等外, 中国基本上是一片汪洋, 晚古生代, 海水开始撤退出现大面积滨海和海陆交互相沉积, 中三叠世海水从北方大面积退出, 出现南海北陆局面, 晚三叠世以后, 除西藏及其邻近地区外, 海水基本上已从中国全面退出, 到新生代, 特别是晚第三纪, 海水才又在中国东、南海域大面积入侵。这一过程也就决定了中国天然气储层的地史古地

理分布,即下古生界以海相碳酸盐岩为主,南北方广泛分布;上古生界直到下三叠统,南方海相碳酸盐储层仍占优势,但北方则主要为海陆交互相天然气储层;中三叠统以后直到中新统,除西藏等少数地区外,几乎中国全境都是陆相储层;中新统以后,海相储层又在东、南海域逐渐发育起来。

从区域天然气地质条件出发,储层的构造古地理分布对勘探更具指导意义,从东到西,大体可分为 4 个天然气储层构造古地理发育区。

3 1 东南海域大陆边缘、断拗盆地储层发育区

该区以黄海、东海、南海诸盆地为主体。储层以时代新、规模大、海陆相兼具、碎屑岩碳酸盐岩并重为特征。从晚侏罗到第四纪,大体以中新世为转折(因地而异,各盆地略有先后),盆地发育是先断后拗,储层发育是先陆后海。早期以发育陆相中、小型河流三角洲储层为特征,后期以发育海相大型三角洲砂岩体和礁相碳酸盐岩储层为特征,盖层发育,大型圈闭多,是形成大、中型气田的重要区带,目前已在多处发现大中型气田。

3 2 东部裂谷盆地储层发育区

该区以松辽盆地、渤海湾盆地及江汉盆地等为主体,并有延伸至南海边缘的趋势。储层特征是潜山型风化壳储层和近源低熟河流三角洲相储层兼具,但以后者为主。各盆地储层具体发育期略有差异,松辽盆地大型河流三角洲相储层主要见于盆地拗陷期;渤海湾盆地则三分性鲜明,发生期以风化壳型储层为主,断陷发展期以近源扇体相储层及大型河流三角洲相砂岩储层为主,极盛时三角洲砂体可占盆地三分之二以上(东营盆地沙河街组二、三段),而拗陷衰亡期则主要是河流相砂岩储层。深湖较深湖相腐泥型生油层发育,断裂构造强烈,区域盖层较少,砂体类型复杂、层系众多,目前以中、小型气田群居多。

3 3 中部克拉通盆地储层发育区

该带以鄂尔多斯、四川、楚雄诸盆地为主体,通常发育三套层序,即古生代地台层序,早中生代前渊层序和中、新生代拗陷层序。天然气储层以古生界碳酸盐岩为主,其次为河流三角洲相碎屑岩,原生储层与后生风化壳储层兼具。陆源碎屑岩储层成熟度较高,以远源河流三角洲和滨浅海滩坝相砂岩为主。由于古生代经历多期构造运动,发育多期不整合,碳酸盐岩风化壳储层发育,如四川盆地加里东、海西、印支均有以古隆起为背景发育起来的

平缓隆起型风化壳储层,鄂尔多斯则有平原化的风化壳储层。中国北方海退开始较早,上古生界海陆交互相高成熟滩坝型砂岩体及远源河流三角洲砂岩体也是重要的天然气储层。

3 4 西部复合盆地储层发育区

包括准噶尔、吐哈、塔里木、柴达木及西藏诸盆地,但就天然气而言,其主体是塔里木盆地。构造演化具有早期异化并存晚期同化归一的特点,即现今的同一盆地为早期不同性质的盆地共生组合而成,如塔里木盆地古生代就有克拉通内裂谷盆地、克拉通内拗陷盆地和前陆盆地三种单元,后来逐渐经由再生前陆盆地、内陆拗陷盆地(特别是含煤盆地)、山前拗陷转化为山间盆地。唯西藏海相沉积到第三纪才告结束,终在第四纪归一为山间盆地,使中国西部大局一统。因此西部诸盆地在储层古地理类型上构成一个完整的系列。大面积基岩风化壳储层、大规模海相碳酸盐岩储层、海相陆源碎屑岩储层和广泛发育的各类扇体相及河流三角洲相碎屑岩储层(包括第四系滨浅湖滩坝相砂岩体),均为重要的天然气储层,已发现不同规模的天然气田。

据石油天然气潜在资源量测算,与储层发育的四大古地理区带相对应。中国天然气探区大体也可分为四类:气区,主要在克拉通及克拉通-前陆盆地发育区;油气区,主要在山间地块及地块一类前陆盆地发育区^[3,4];富气油区,主要在陆缘断拗盆地发育区;含气油区,主要在大陆裂谷盆地发育区(表 3)。对于表 3 须说明两点:(1)依气、油资源当量比,塔里木盆地暂列油气区,但从盆地古地理演化看,随着勘探和认识程度的提高,可能会成为气区;(2)表 3 已探明储量的气油资源当量比仅作分区参考,因为各盆地勘探程度是不同的。

表 3 中国天然气探区富气程度分类

Table 3 Classification of gas abundances in China's natural gas exploration provinces

类 别	气油资源当量比	对应储层发育区	气油资源当量比值	已发现气油当量比
气区	≥1	中部克拉通盆地储层发育区	2.20 6.50	∞ 8.23
含油气区	1~0.5	西部复合盆地储层发育区	0.78 0.85	1.67 0.68
富气油区	0.5~0.2	东、南海域陆缘断拗盆地储层发育区	0.46 0.40	2.50 0.64
含气油区	≤0.2	东部裂谷盆地储层发育区	0.07 0.11	0.05 0.07

储层构造古地理分区与探区富气程度分类相

互印证,充分说明今后天然气勘探的战略指向首先当是气区,然后是油气区、富气油区。这已为长庆中部、川东、塔北及南海西部一系列大气田的发现所证实。而含气油区,则不必专探,更不是战略重点,这也是被勘探实践充分证明了的事实。

根据上述认识,今后天然气勘探的战略在地区上应是加强中部、发展西部、重视海域、加深东部。加强中部的重点勘探对象应是下古生界碳酸盐岩风化壳气藏、孔隙碳酸盐发育区的构造及构造地层(岩性)气藏和上古生界天然气。发展西部重点应是寻找与不整合面有关的碳酸盐岩风化壳气藏、以前陆盆地前缘隆起区和冲断带为重点的海陆相碎屑岩气藏、煤系地层上下的河流三角洲相砂岩气藏。鉴于西部盆地中、新生代地层较厚,古生界烃源岩埋藏很深,甚至达 10 km 以上,也应注意有裂缝沟通深部气源的中、新生代气藏。重视海域勘探的重点应是寻找晚第三纪大规模三角洲相砂岩气

藏和以生物礁为主的海相碳酸盐岩气藏,兼顾早第三纪扇体及河流三角洲相砂岩气藏。东部裂谷盆地发育区则仍应以找油为主,天然气应以寻找中、新生代以碎屑岩为主的中、小气田群为重点,并注意探索上古生界二次成气区、煤层吸附气及深层致密砂岩天然气藏。

本文写作过程中,曾得到李小军同志的帮助,谨致谢忱。

参 考 文 献

1 卫平生,郭彦如,张景廉. 古隆起与大气田的关系. 天然气地球科学, 1998, 9(5): 1~ 9
2 郑承光,范延平,侯云东,等. 鄂尔多斯盆地陕 141 井区上古生界气藏储层特征. 天然气工业, 1998, 18(5): 14~ 16
3 王屿涛,谷斌,王立宏. 准噶尔盆地南缘油气成藏聚集史. 石油与天然气地质, 1998, 19(4): 291~ 295
4 王明儒,胡文义,彭德华. 柴达木盆地北缘侏罗系油气远景. 石油勘探与开发, 1997, 24(5): 20~ 24

EXPLORATION ORIENTATION ANE ROCK, PALAEOGEOGRAPHIC
TYPES OF CHINA’ S GAS RESERVOIRS

Du Yunhua Qian Kai

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Langfang, Hebei)

Zhang Shoupeng

(Geological Research Institute of Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong)

Abstract

The number of China’s medium and big gasfields is only 20. 8% of the country’s total number of gasfields, but their reserves are 83. 44 % of the total reserve; the number of big gasfields is 4. 3% of the total number of gasfields, but their reserves are 50. 35 % of the total reserve. The reservoir rocks of the medium and big gasfields are predominantly sandstone and carbonate rock, their reserves are 99. 65 % of the total reserve. This coincides with the tendency of world’s gasfields. It thus indicates that China’s gas exploration should always aim at big and medium sizes of sanstone and carbonate rock gasfields. According to the distribution of structural palaeogeography, gas exploration provinces could be divided into 4 type: 1. inner cratonic basins in Central China; 2. composite basins in West China; 3. epicotinental basins in Southeast China; 4. rift basins in East China. These basins correspond to gas, oil, rich gas and gas-bearing provinces respectively. On this basis, the furture strategy is enhancing Central China gas exploration, developing West China gas exploration, paying more attention to marine exploration and improving exploration in East China.

Key words: natual gas reservoir struture palaeogeoraphy exploration orientation