

文章编号:1672-9854(2009)-02-0024-07

中国碳酸盐岩油气藏探明储量分布特征

谢锦龙^{1,2}, 黄冲², 王晓星²

(1 中国地质大学能源学院(北京); 2 中国石油杭州地质研究院)



谢锦龙

摘 要 通过对我国 1465 个碳酸盐岩油气藏(或储量计算单元)探明储量的统计分析研究,提出了“生储组合分类法”,并把这些碳酸盐岩油气藏类型划分为湖相型、海生海储型、新生古储型和新生新储型四类。石油地质储量以海生海储型和新生古储型为主,分别占碳酸盐岩油气藏石油总储量的 40.11%和 37.12%;天然气地质储量则以海生海储型独占绝对优势,占碳酸盐岩油气藏天然气总储量的 93.28%。从油公司、盆地、层系、埋深以及油品等多角度进行了探明储量分布特征的研究,揭示了各种分布规律。

关键词 碳酸盐岩油气藏; 油气藏类型; 探明储量; 分布特征

中图分类号: TE15 **文献标识码**: A

谢锦龙 1962 年生,高级工程师。1983 年毕业于浙江大学地质系,现为中国地质大学(北京)在职博士研究生。主要从事地质信息处理技术研究。 通讯地址: 310023 杭州市西溪路 920 号 中国石油杭州地质研究院; 电话: (0571)85224962

1 碳酸盐岩油气藏储量概况

碳酸盐岩油气藏在全球分布广泛,储量巨大。截止 2005 年底,世界上已发现的各类大型—特大型油气田 877 个,合计油气探明可采储量 $2\,836.6 \times 10^8$ t 油当量。其中有 313 个为碳酸盐岩油气藏组成,约占 35.7%;油气探明可采储量 $1\,434.5 \times 10^8$ t 油当量,约占 50.6%。而且储量规模大、产量高的油气藏多为碳酸盐岩油气藏,如阿拉伯盆地的 North Field 白云岩气田,可采储量达 220.1×10^8 t 油当量;阿拉伯盆地的 Ghawar 台内颗粒滩油田,可采储量为 133.1×10^8 t。碳酸盐岩油气藏的储层类型主要为生物礁、颗粒滩、白云岩、岩溶风化壳这四类。在上述的 313 个大型—特大型碳酸盐岩油气田中,有油田 208 个,探明石油可采储量 750.1×10^8 t,占探明油气总可采储量的 52.3%;气田 105 个,探明天然气可采储量 684.4×10^8 t 油当量,占探明油气总可采储量的 47.7%。

我国碳酸盐岩油气藏也有着广泛的分布,已在

四川、渤海湾、塔里木、鄂尔多斯、珠江口、北部湾、百色、柴达木、酒西、苏北等盆地获得发现,包括海相和湖相碳酸盐岩油气藏。统计到 2007 年底,已在全国 234 个油田或气田中探明碳酸盐岩储层油气储量(不包括南海南部):累计探明石油地质储量 $223\,479.34 \times 10^4$ t,可采储量 $41\,884.23 \times 10^4$ t,分别约占全国总储量的 8%和 5.5%;累计探明天然气地质储量 $20\,761 \times 10^8$ m³,可采储量 $13\,616 \times 10^8$ m³,分别约占全国总储量的 28%和 33%。根据第三轮全国油气资源评价和各油公司 2007 年资料,海相碳酸盐岩油气资源量约 340×10^8 t 油当量,湖相碳酸盐岩油气资源量约 45×10^8 t 油当量,这两类碳酸盐岩油气藏平均探明率约 11%,是当前我国油气发展战略的主战场,因此有必要对碳酸盐岩油气藏类型和探明储量分布特征进行系统研究。

查全衡、翟中喜等人^[1-2]对 2005 年底渤海湾盆地石油探明储量增长规律进行过研究,徐向华等人^[3]对 2001 年底塔里木盆地探明储量分布特征进

收稿日期:2008-10-30

行过研究,张抗、周总瑛等人^[4-5]对 2000 年底全国石油探明储量变化特点与发展趋势进行了分析,翟中喜、张玲等人^[6-7]对中国石油化工股份有限公司矿权区块内 2005 年底探明油气储量状况进行了分析,上述的研究和分析都是针对 2005 年底前的探明地质储量,并且是以碎屑岩油气藏为主。笔者尚未见到专门针对我国碳酸盐岩油气藏探明储量分布特征研究的文章和著作。国外碳酸盐岩油气藏统计分析对象一般以中型油气田以上的证实可采储量和以中—新生代地层为主,但对我国的研究也很少。

本文研究的碳酸盐岩油气藏是指储层为碳酸盐岩的油气藏,并已向国家上交了探明储量。笔者根据 1984—1999 年全国储委石油天然气储量公报、2000—2007 年全国石油天然气储量评审表和全国石油天然气探明储量数据库^[8-10],参考全国石油天然气储量套改成果报告,从多角度对我国碳酸盐岩

油气藏进行了探明储量分布特征的研究,包括油气藏类型、油公司、盆地、层系、埋深以及油品等多个方面。本研究成果对于我国碳酸盐岩油气勘探方向具有一定的指导意义,有利于提高油气勘探效益和把握勘探形势。

本文有关矿权和储量方面的数据统计到 2007 年 12 月 31 日止。

2 碳酸盐岩油气藏类型的分类方案及储量分布特征

2.1 碳酸盐岩油气藏类型分类方案

对碳酸盐岩油气藏类型,国内外很多学者和专家都曾进行过深入而系统的研究,已提出了多种划分方案^[11-15],由于篇幅限制本文不展开叙述。笔者把勘探、开发和经济评价等工作中经常使用的 8 种分类方案归纳成了表 1。

表 1 碳酸盐岩油气藏类型主要分类方案

分类方案	分类依据	主要类型	用途和优点
油气藏成因分类	油气藏成因或成藏过程	原生气藏、次生气藏、再生油气藏、混合油气藏	主要用于勘探阶段,便于研究成藏规律和成藏模式
圈闭成因分类	圈闭成因或结构形态	构造圈闭油气藏、地层圈闭油气藏、岩性圈闭油气藏、地貌圈闭油气藏和复合圈闭油气藏	主要用于勘探阶段,便于研究圈闭成因类型及油气藏形态和分布规律
储层类型分类	储层碳酸盐岩石类型	石灰岩油气藏、白云岩油气藏、泥质碳酸盐岩油气藏、生物礁滩油气藏	用于勘探和开发各阶段,为最常用分类,更直观反映储层状况
三角端元分类	储层中孔隙、裂缝、溶洞的构成比例	孔隙型、裂缝型、溶洞型、孔隙-溶洞型、溶洞-孔隙型、裂缝-孔隙、三重介质等 16 种	用于预探、油气藏评价和开发各阶段,便于储层特征描述和储量计算等
孔隙结构和流体产状分类	储层孔隙结构及含油气地质体中流体的分布产状	似孔隙块状底水油气藏、溶洞穴状底水油气藏、复合型块状底水油气藏、裂缝孔隙型内幕层状边水油气藏、裂缝溶洞型层状边水油气藏	用于油气藏评价和开发生产阶段,便于可采储量标定、开发方案制定等
地表条件和开发状态分类	地表条件、储量丰度和开发状态	陆上已开发高丰度油气藏、陆上未开发低丰度油气藏,海上已开发高丰度油气藏、海上未开发低丰度油气藏等 8 种	用于油气藏评价阶段,便于经济评价、价值评估、采矿权转让和地面建设设计等
开采方式和驱动机理分类	开采方式和驱动机理类型	定容气藏、封闭气藏、水驱气藏、弹性驱动油藏、水压驱动油藏、气顶驱动油藏、溶解气驱动油藏、重力驱动油藏、综合驱动油藏	用于油气藏评价和开发生产阶段,便于可采储量标定、开发方案制定和开发井网部署等
流体性质分类	流体性质和相态	轻质油藏、中质油藏、重质油藏、超重质油藏;稀油油藏和稠油油藏;干气藏、湿气藏和凝析气藏	用于油气藏勘探和开发各阶段,特别便于经济评价

针对我国已发现碳酸盐岩油气藏的特点,本文提出了一种新的分类方案,称为生储组合分类法,主要根据沉积相(环境)、生储条件以及组合关系来进行分类。首先依碳酸盐岩储层形成沉积环境分为湖相和海相碳酸盐岩油气藏,后者再按主力生油条件划分出海生海储和陆生海储碳酸盐岩油气藏,根据生储地质年代把陆生海储碳酸盐岩油气藏再进一步划分为新生新储和新生古储碳酸盐岩油气藏(图1)。

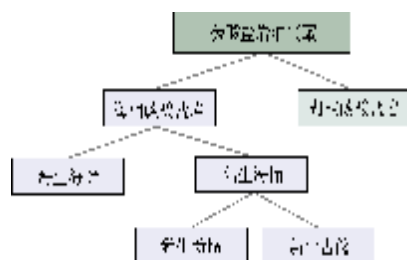


图1 碳酸盐岩油气藏生储组合分类方案

2.2 各油气藏类型特征及储量探明现状

2.2.1 湖相碳酸盐岩油气藏

该类油气藏是指由湖相烃源岩与湖相成因碳酸盐岩储层配置而成的油气藏。我国已在67个油气田中的413个湖相碳酸盐岩油气藏(或储量计算单元)探明了石油地质储量 $34\,843.76 \times 10^4 \text{ t}$,技术可采储量 $5\,811.08 \times 10^4 \text{ t}$;天然气地质储量 $624.74 \times 10^8 \text{ m}^3$,技术可采储量 $284.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图2)。主要分布在渤海湾盆地古近系沙河街组、东营组的大王庄、孤东、埕海、曹妃甸2-1等36个油气田;柴达木盆地新近系南翼山、咸水泉和古近系尕斯库勒、跃进二号等7个油气田;四川盆地侏罗系的桂花、公山庙、中台山、柏垭等7个油气田;苏北盆地古近系阜宁组闵桥、沙埝、赤岸、安乐等9个油气田;北部湾盆地古近系涠洲6-1油田;百色盆地古近系那坤油田;酒西盆地白垩系青西油田;塔里木盆地古近系柯克亚和克拉2油气田。另外,在松辽盆地地下白垩统、江汉盆地古近系潜江组、南襄盆地泌阳凹陷古近系核桃园组等地发现湖相薄互层碳酸盐岩储油层。

已探明储量的湖相碳酸盐岩类型主要有颗粒碳酸盐岩、骨架碳酸盐岩、生物灰(云)岩、泥晶碳酸盐岩、陆屑混染碳酸盐岩五大类;油气藏类型主要有透镜状和薄层状岩性油气藏、地层超覆圈闭为主的地

层油气藏、不受今构造限制的成岩圈闭油气藏,以及构造油气藏和裂缝油气藏等。湖相碳酸盐岩油气藏以孔隙型为主,孔渗条件较好,大部分有效孔隙度大于10%。该类油气藏储量参数用常规方法求取即可。

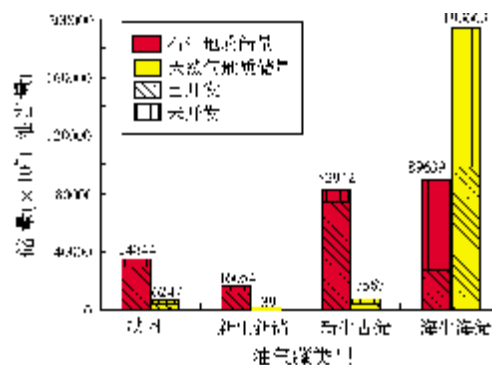


图2 中国碳酸盐岩油气探明储量分布状况(按油气藏类型统计)

2.2.2 海生海储碳酸盐岩油气藏

该类油气藏是指主力油气源为海相烃源岩,储层为海相成因的碳酸盐岩,它是海相油气勘探的主要对象。我国已在分布于112个油气田中的863个海生海储碳酸盐岩油气藏(或储量计算单元)探明了石油地质储量 $89\,639.27 \times 10^4 \text{ t}$,技术可采储量 $11\,038.92 \times 10^4 \text{ t}$;天然气地质储量 $19\,366.25 \times 10^8 \text{ m}^3$,技术可采储量 $12\,983.13 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图2)。主要分布在四川盆地普光、罗家寨、磨溪、五百梯、建南、威远、纳溪等98个气田,塔里木盆地的塔河、轮古、塔中4号、塔中1号、和田河、巴什托、亚松迪、牙哈、巴什托普等油气田,以及鄂尔多斯盆地的靖边气田、乌审旗气田等。该类油气藏储集类型丰富,如以普光气田为代表的孔隙型,以塔河—轮古油田和靖边气田为代表的溶洞型,以纳溪气田、阳高寺气田为代表的裂缝型等。实际上这些油气藏都是由缝、洞、孔三者或其中的两者组合成多重介质的储集类型,孔渗条件变化范围大,往往是多期充注的混合油源或气源。如轮古—塔河油田至少有寒武系和中—上奥陶统两套优质烃源岩,其中寒武系烃源岩在中—晚奥陶世和二叠纪为重要排油期,在新近纪为主要排气期。由于这些油气藏为多重介质的储集类型,有时油气藏内部没有统一油水界面,一般按裂缝系统或溶洞单元分别计算储量,或者渗流介质与管流介质储量要分开计算。

2.2.3 新生古储碳酸盐岩油气藏

指主力油气源为新生代湖相烃源岩与储层为古生代或更老海相成因的碳酸盐岩古潜山等配置而成的油气藏。我国已在 52 个油气田中探明了 172 个该类油气藏(或储量计算单元), 探明石油地质储量 $82\,942.21 \times 10^4 \text{ t}$, 技术可采储量 $22\,320.50 \times 10^4 \text{ t}$, 天然气地质储量 $756.28 \times 10^8 \text{ m}^3$, 技术可采储量 $346.09 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图 2)。主要分布在渤海湾盆地的任丘、留北、千米桥、埕岛、曙光、静安堡、渤中 28-1、富台等 36 个油气田中。另外, 百色盆地的上法、花茶, 北部湾盆地涠洲 6-1、涠洲 10-3N 等油气田也有分布。这类油气藏也属于新生古储型潜山油气藏, 属于多重介质的储集类型, 以白云岩裂缝似孔隙型、灰岩裂缝溶洞型为主; 一般以弹性-水压驱动, 块状底水油藏储量约占 80% 以上; 有效孔隙度一般 1%~15%, 平均值为 3%; 渗透率相对较好, 中高渗约占 55%, 平均值达 $8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油气藏内部有统一油水界面, 一般按裂缝系统和岩块系统分别计算地质储量。

2.2.4 新生新储碳酸盐岩油气藏

指主力油气源为新生代湖相烃源岩与储层为新生代海相成因的碳酸盐岩配置而成的油气藏。我国已在珠江口盆地流花 11-1、流花 4-1、文昌 14-3 等 3 个油气田中发现了 17 个新生新储碳酸盐岩油气藏(或储量计算单元), 探明石油地质储量 $16\,054.10 \times 10^4 \text{ t}$, 技术可采储量 $2\,713.72 \times 10^4 \text{ t}$, 天然气地质储量 $13.86 \times 10^8 \text{ m}^3$, 技术可采储量 $2.43 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图 2)。储集类型以生物礁滩灰岩孔隙型为主, 孔渗条件较好, 一般孔隙度 12%~21%, 渗透率 $(42\sim 450) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 流花 11-1-1A 井最大可达 39% 和 $4\,660 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类油气藏储量参数用常规方法求取即可。

2.3 各类油气藏的储量分布特征

对上述各类油气藏探明储量进行了统计分析(图 2), 具有如下分布特征。

(1) 石油地质储量以海生海储型和新生古储型为主, 分别占碳酸盐岩油气藏石油总储量的 40.11% 和 37.12%, 湖相型和新生新储型仅分别占 15.59% 和 7.18%。

(2) 天然气地质储量则以海生海储型独占绝对优势, 占碳酸盐岩油气藏天然气总储量的 93.28%, 新生古储型和湖相型仅分别占 3.64% 和 3.01%, 我

国新生新储型的天然气资源可能更少, 仅已探明 $13.86 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(3) 从探明储量动用程度看, 湖相型、新生古储型和新生新储型石油储量动用程度高, 分别为 82.6%、89.4% 和 81.4%; 这些类型的天然气储量动用程度也较高, 分别为 60%、48.1% 和 69.1%。海生海储型储量动用程度相对较低, 石油为 30.7%, 天然气为 50.7%。

(4) 从技术可采储量平均采收率看, 从高到低, 石油分别是新生古储型 26.9%、新生新储型 16.9%、湖相型 16.6% 和海生海储型 12.3%, 天然气分别是海生海储型 67%、新生古储型 45.8%、湖相型 45.5% 和新生新储型 17.5%。

3 探明储量的其他分布特征

本文从油公司、盆地、层系、埋深和油品等多角度, 对我国碳酸盐岩油气藏探明地质储量、技术可采储量、已开发储量和未开发储量等方面进行了统计分析, 并从不同角度研究了这些储量的分布特征。

3.1 按油公司分布

我国碳酸盐岩油气藏探明储量分布在中石油、中石化、中海油三大油公司的矿权区块内, 延长油矿等地方油公司向国家提交的探明储量中, 还未见碳酸盐岩油气藏。

中石油探明石油地质储量 $104\,455.93 \times 10^4 \text{ t}$ (包含湖相 $21\,135.52 \times 10^4 \text{ t}$), 占全国 46.74%; 天然气地质储量 $15\,504.31 \times 10^8 \text{ m}^3$ (包含湖相 $428.55 \times 10^8 \text{ m}^3$), 占全国 74.68%(图 3)。中石化探明石油地质储量 $99\,711.1 \times 10^4 \text{ t}$ (包含湖相 $12\,416.18 \times 10^4 \text{ t}$), 占全国 44.62%; 天然气地质储量 $5\,084.34 \times 10^8 \text{ m}^3$ (包含湖相 $105.04 \times 10^8 \text{ m}^3$), 占全国 24.49%。中海油探明石油地质储量 $19\,312.31 \times 10^4 \text{ t}$ (包含湖相 $1\,292.06 \times 10^4 \text{ t}$), 占全国 8.64%; 天然气地质储量 $172.49 \times 10^8 \text{ m}^3$ (包含湖相 $91.16 \times 10^8 \text{ m}^3$), 仅占全国 0.83%。

从探明地质储量动用程度看, 从高到低, 石油分别是中石油 77.3%、中海油 76.5%、中石化 48.2%, 天然气分别是中石油 64%、中海油 61.2%、中石化 10.5%。

从每平方千米矿权区块内平均发现探明储量(油气当量)统计分析结果看(表 2), 中石油与中石化矿权区块内分布相对较高且比较接近, 分别为

1 352 t/km²、1 442 t/km²。分盆地计算结果看,中石油在渤海湾盆地和鄂尔多斯盆地占优势,达到 9 922 t/km²

和 2 273 t/km²; 中石化在塔里木盆地和四川盆地占优势,达到 5 129 t/km² 和 6 986 t/km² [15]。

表 2 中国三大石油公司矿权区块内碳酸盐岩油气探明储量分布状况

盆地名称	石油公司	矿权面积 (km ²)	石油 (×10 ⁴ t)		天然气 (×10 ⁸ m ³)		油气当量 (×10 ⁴ t)		平均发现率 (t/km ²)
			地质储量	可采储量	地质储量	可采储量	地质储量	可采储量	
塔里木	中石油	444702.00	18268.64	2583.69	1875.78	1095.27	37026.44	13536.41	833
	中石化	153250.50	70382.55	8301.44	821.62	217.63	78598.75	10477.71	5129
鄂尔多斯	中石油	212655.57	0.00	0.00	4834.16	3164.10	48341.60	31641.00	2273
	中石化	25890.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
	延长	16470.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
四川	中石油	162797.89	8600.09	536.50	8209.54	5729.56	90695.49	57832.10	5571
	中石化	56702.91	110.00	8.15	3950.25	2928.34	39612.50	29291.51	6986
渤海湾	中石油	76491.79	70450.45	20624.51	544.29	287.79	75893.34	23502.42	9922
	中石化	69659.13	28039.75	5260.05	311.81	93.98	31157.81	6199.82	4473
	中海油	44216.42	2699.83	602.09	151.08	85.46	4210.63	1456.70	952
珠江口	中海油	270904.71	16054.10	2713.72	13.86	2.43	16192.70	2738.00	598
全国合计	中石油	1919256.51	104455.93	24725.48	15504.31	10285.99	259499.02	127585.42	1352
	中石化	1044328.61	99711.10	13728.28	5084.34	3240.16	150554.46	46129.86	1442
	中海油	1391755.91	19312.31	3430.46	172.49	90.24	21037.21	4332.87	151

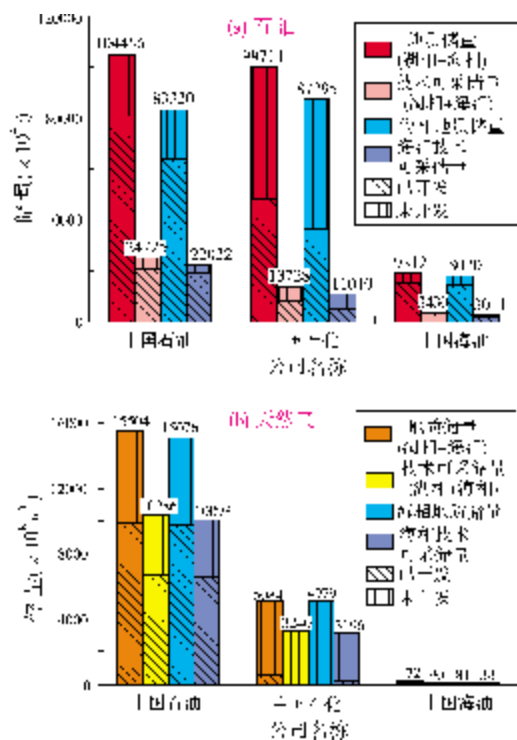


图 3 中国碳酸盐岩油气探明储量分布状况(按石油公司统计)

3.2 按盆地分布

我国碳酸盐岩油气藏探明储量主要分布在 5 个盆地,其中石油储量主要分布在渤海湾、塔里木、珠江口盆地,分别占总储量的 45.28%、39.67%、7.18%;天然气储量主要分布在四川、鄂尔多斯、塔里木盆地,分别占总储量的 58.57%、23.38% 和 12.99 % (图 4)。

从探明地质储量动用程度看,从高到低,石油分别是四川盆地 100%、渤海湾盆地 87.5%、珠江口盆地 81.4%、塔里木盆地 30.58%,天然气分别是鄂尔多斯盆地 75.4%、渤海湾盆地 53.9%、四川盆地 49.6%、塔里木盆地 11.7%。塔里木盆地的石油和天然气动用程度都是最低的,因此未开发探明地质储量占有较高的比例。

从技术可采储量平均采收率看,从高到低,石油分别是渤海湾盆地 26.2%、珠江口盆地 16.9%、塔里木盆地 12.3%、四川盆地 6.3%,天然气分别是四川盆地 71.2%、鄂尔多斯盆地 65.4%、塔里木盆地 48.7%、渤海湾盆地 46.4%、珠江口盆地 17.5%。

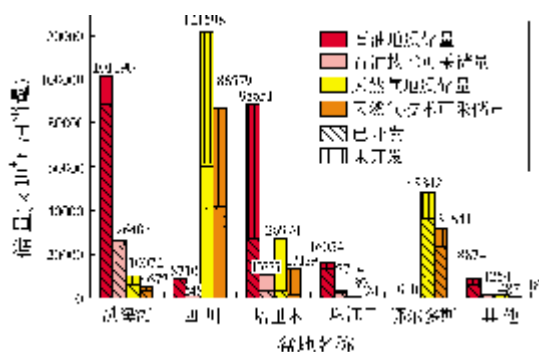


图4 中国碳酸盐岩油气探明储量分布状况(按盆地统计)

3.3 按层系分布

我国已在新近系至寒武系以及前寒武系的10个层系中获得碳酸盐岩储层油气探明储量(图5)。已探明的石油(含凝析油)储量主要分布在奥陶系、前寒武系(蓟县雾迷山组)、新近系、古近系、侏罗系等五个层位,分别占总储量的49.14%、25.49%、9.41%、9.40%、3.90%;已探明的天然气(含溶解气)储量主要分布在奥陶系、三叠系、石炭系、二叠系、前寒武系等层位,分别占总储量的36.57%、34.58%、13.54%、9.42%、2.25%。

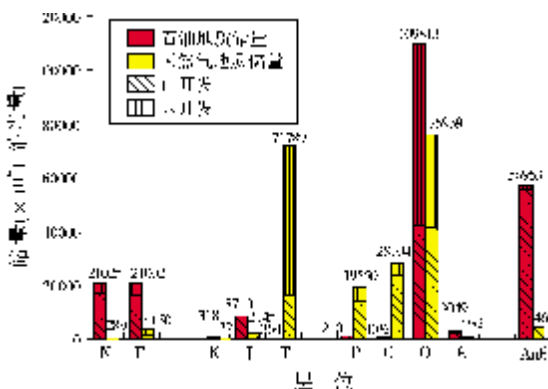


图5 中国碳酸盐岩油气探明储量分布状况(按层系统计)

3.4 按埋深分布

按照储量规范标准,对油气藏来说,埋深小于500m定义为浅层,500~2000m为中浅层,2000~3500m为中深层,3500~4500m为深层^[16],大于4500m为超深层^[3]。在我国碳酸盐岩油气藏石油探明储量中,浅层分布很少,仅占总储量的1.34%,深层和中浅层分布一般,分别占8.22%和16.87%,而在中深层和超深层储量分布较大,分别占了33.38%

和40.19%(图6)。由此可见,埋深大于4500m的超深层系是碳酸盐岩油气藏的有利赋存场所。从各个盆地的石油探明储量情况来看,渤海湾盆地以中深层和深层为主,塔里木盆地以超深层为主,珠江口盆地以中浅层为主。在天然气探明储量中,也以中深层和超深层占优势,分别为总储量的42.63%和36.86%,深层和中浅层分布一般,分别占14.14%和6.34%,浅层极少分布(图6)。从各个盆地的天然气探明储量情况来看,四川盆地从超深层至中浅层均有分布,鄂尔多斯盆地以中深层为主,塔里木盆地以超深层、深层为主。

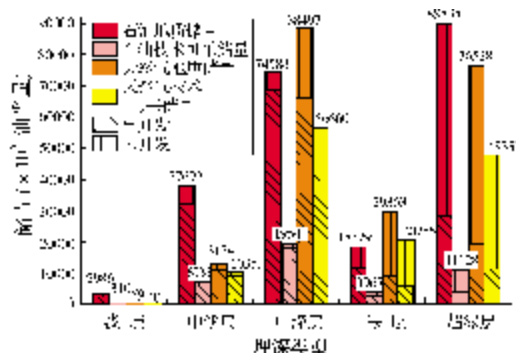


图6 中国碳酸盐岩油气探明储量分布状况(按埋深统计)

3.5 按油品分布

按照储量规范标准,对油气藏来说,原油密度小于0.87g/m³定义为轻质油,0.87~0.92g/m³为中质油、0.92~1.0g/m³为重质油、大于1.0g/m³为超重质油^[16]。从我国碳酸盐岩油藏原油密度统计结果看(图7),轻质、中质、重质、超重质地质储量比例分别占总地质储量28.61%、32.54%、28.27%和10.58%,中质原油比例最高,超重质原油比例最低。

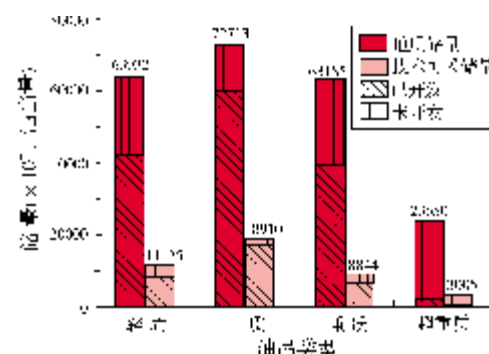


图7 中国碳酸盐岩石油探明储量分布状况(按油品统计)

4 结 语

我国碳酸盐岩油气藏勘探程度低, 油气资源丰富, 待勘探领域非常广阔。根据沉积环境、生储条件和组合关系, 把我国碳酸盐岩油气藏类型分为湖相型、海生海储型、新生古储型和新生新储型四类。尽管海生海储型的油气储量占了优势, 但新生新储型、新生古储型以及湖相型碳酸盐岩油气藏的储量也各占有相当大比例, 同样值得我们重视。

中石油探明碳酸盐岩油气藏石油地质储量 $104\,455.93 \times 10^4 \text{ t}$, 占全国的 46.74%; 天然气地质储量 $15\,504.31 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占 74.68%。中石化探明碳酸盐岩油气藏石油地质储量 $99\,711.1 \times 10^4 \text{ t}$, 占全国的 44.62%; 天然气地质储量 $5\,084.34 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占 24.49%。在今后相当长的时间内, 中石油和中石化仍将是我国碳酸盐岩油气藏增储稳产的主体。从探明储量动用程度看, 我国碳酸盐岩油气藏海生海储型和超深层的储量动用程度最低, 这一方面说明了这类油气藏更复杂, 另一方面也暗示了勘探和建立产能的潜力。

渤海湾、塔里木和珠江口 3 个盆地是我国碳酸盐岩油气藏石油探明储量主要分布区, 分别占 45.28%、39.67%、7.18%; 四川、鄂尔多斯和塔里木 3 个盆地是我国碳酸盐岩油气藏天然气探明储量主要分布区, 分别占 58.57%、23.38% 和 12.99%。此外, 奥陶系是我国碳酸盐岩油气藏石油和天然气探明储量分布最多的层位。因此建议, 近期应重点加强对这些盆地的奥陶系油气勘探开发投入力度, 相信会取得重大发现。

大型油气田的发现离不开理论创新和技术进步, 它们是碳酸盐岩油气藏勘探与开发的保障。从 1465 个碳酸盐岩油气藏(或储量计算单元)储量计

算的过程来看, 一些碳酸盐岩缝洞型油藏没有统一的压力系统, 没有统一的油水界面, 更没有统一的开发动态特点, 油藏类型属于纵横方向缝洞发育状况差别很大、油水分布复杂、局部差异性很大的块状底水油藏。科学合理划分这类油藏的开发单元相当困难, 建议专门立项, 加强这类碳酸盐岩油气藏的储量计算方法研究, 这是非常必要的。

参 考 文 献

- [1] 查全衡. 渤海湾油区石油储量、产量增长的特点与潜力[J]. 石油学报, 2007, 28(4):16-20.
- [2] 程中喜, 白振瑞. 渤海湾盆地石油储量增长规律及潜力分析[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1):88-94.
- [3] 徐向华, 周庆凡, 张玲. 塔里木盆地油气储量及其分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(3):300-303.
- [4] 张抗. 近 20 年中国石油储量变化分析[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 584-589.
- [5] 周总瑛, 张抗, 唐跃刚. 中国石油探明储量变化特点与发展趋势[J]. 新疆石油地质, 2003, 24(4):356-359.
- [6] 程中喜. 中国石化“十五”时期新增探明油气储量分布特征与启示[J]. 当代石油石化, 2006, 14(12):17-19.
- [7] 张玲, 魏萍, 庄丽, 等. 中国石化石油天然气储量状况分析. 当代石油石化, 2006, 14(11):23-25.
- [8] 全国储委石油天然气专业办公室. 1990-2000 年度全国石油天然气探明储量公报[R]. 2001.
- [9] 全国储委石油天然气专业办公室. 2001-2007 年度全国石油天然气探明储量公报[R]. 2008.
- [10] 国土资源部. 2007 年度全国油气矿产储量通报[R]. 2008.
- [11] 陈元千. 油气藏工程应用方法[M]. 北京:石油工业出版社, 1999.
- [12] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京:石油工业出版社, 2006.
- [13] 马永生. 中国海相油气勘探[M]. 北京:地质出版社, 2007.
- [14] 李国玉, 吕鸣岗, 等. 中国含油气盆地图集[M]. 2 版. 北京:石油工业出版社, 2002.
- [15] 谢锦龙, 徐祖成, 丁成豪, 等. 中国海相探矿权区块定量评价方法. 海相油气地质, 2008, 13(1): 55-62.
- [16] 中国标准局. DZ/T 0217-2005 石油天然气储量计算规范[M]. 北京:中国标准出版社, 2005.

编辑:吴厚松

Distribution Features of Proved Reserves of Carbonate Oil and Gas Pools in China

Xie Jinlong, Huang Chong, Wang Xiaoxing

Abstract: Carbonate reservoirs are divided into 4 types, including lacustrine carbonate reservoir one, marine source-marine reservoir one, young continental source-old marine reservoir one, and young continental source-young marine reservoir one, by employing statistics of 1465 carbonate oil and gas pools (or reserve calculation units) in China. The marine source-marine reservoir type and the young continental source-old marine reservoir type give priority to proved oil reserves in place, leave each other account for 40.11% and 37.12% in general. The marine source-marine reservoir type monopolizes absolute predominance to proved gas reserves in place, occupy 93.28% in all. The distribution of proved reserves from petroleum corporations, basins, geological ages, buried depths and oil ranks reveal many distributing rules. This research has some signification for direction of petroleum exploration in carbonate rocks and is favorable for increasing benefit of exploration.

Key words: Carbonate oil and gas pool; Type of reservoirs; Proved reserves; Distribution feature; China

Xie Jinlong: male, Senior Geologist. Doctor degree in progress at Energy Resources College of China University of Geology. Communication Add: Hangzhou Research Institute of Petroleum Geology, PetroChina, 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang, 310023 China