

南海北部边缘盆地天然气成因类型 及成藏时间综合判识与确定

何家雄¹ 马文宏² 祝有海³ 龚晓峰¹

(1.中国科学院边缘海地质重点实验室,广东 广州 510640;2.中海石油有限公司湛江分公司勘探开发部,广东 湛江 5240572;3.中国地质科学院矿产资源研究所,北京 100037)

摘要: 20 世纪 90 年代以来,南海北部边缘盆地天然气勘探进展迅速,除早期在琼东南盆地发现 YC13-1 气田以外,陆续在莺歌海盆地发现了 DF 气田群和 LD 气田群,在珠江口盆地发现了 WC 气田群及 PY 气田群,近期在珠江口盆地南部深水区则发现了 LW-LH 气田群。这些气田群气藏天然气组成,主要以烃类气为主,但莺歌海盆地气田群部分区块及层段亦含有丰富的 CO₂ (二氧化碳)和 N₂(氮气)等非烃气。根据天然气地质地球化学特征,借鉴国内外通用判识划分方法及指标,该区烃类气可综合判识与划分为生物气及亚生物气、成熟油型气、成熟-高熟煤型气及高熟-过熟气等成因类型;该区非烃气 CO₂ 可划分为壳源型(有机/无机)、壳幔混合型及火山幔源型等三大成因类型。非烃气 N₂ 则可划分为大气成因、壳源型有机成因和壳源型有机-无机混合成因等 3 种主要成因类型。对于不同气藏烃类气形成及成藏时间判识与厘定,主要依据其地球化学特征及生烃动力学、同位素动力学模拟实验和含烃盐水包裹体及自生伊利石 Ar-Ar 同位素定年,并结合具体成藏地质条件分析而综合判识与确定;对于非烃气形成及成藏时间,则主要根据伴生烃类气形成时间,并结合温压双控热模实验结果及地质条件综合判识与确定。

关键词: 南海北部; 烃类气成因类型; 非烃气成因类型; 温压双控热模模拟; 形成时间判识

中图分类号: P618.130.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657(2011)01-0145-16

南海北部边缘盆地近 20 年来天然气勘探进展迅速,不仅发现了大量烃类气藏,亦发现了储量规模及资源量颇大的 CO₂ (二氧化碳)气藏和高含 CO₂ 气藏及高含 CO₂ 油气藏,同时还发现了一些含氮、富氮的 N₂(氮气)气层。这些 CO₂ 和 N₂ 等非烃气均主要分布富集于西北部边缘莺歌海盆地中央泥底辟带浅层和珠江口盆地一些与深大断裂及火山活动有关的局部地区。南海北部边缘盆地烃类气藏分布广泛,其中,WC(文昌)气田群及 PY(番禺)气田群以及近期深水区勘探发现 LW-LH 气田群均分布于珠江口盆地西部和珠江口盆地东部番禺低隆起及珠二坳陷白云凹陷等区域;而 DF(东方)气田群、LD(乐东)气田群及 YC13-1(崖城 13-1)气田群则分

别展布于莺歌海盆地中央泥底辟带和琼东南盆地崖南凹陷西北部及周缘区。此外,一些油型气(油田伴生气)则主要与该区油田群产出的石油伴生而广泛分布于油田分布区,如珠江口盆地西部文昌油田群、珠江口盆地东部惠州、西江、陆丰及流花油田群,以及北部湾盆地涠洲油田群等区域。

南海北部边缘盆地天然气成因类型判识与研究,以及典型气田烃类气藏天然气形成时间及成藏时间的判识与确定,近年来已取得了一些重要研究成果与认识^[1-8],且对于烃类天然气和非烃气成因类型的判识划分目前亦基本一致,但对于不同成因类型天然气的气源构成、烃类气与非烃气的形成时间、充注期次及控制因素等尚存在疑义^[9]。本文旨在前

收稿日期:2010-06-23;改回日期:2010-10-22

基金项目:国家自然科学基金项目(41010043)及国家重点基础研究发展计划项目(2007CB41170501 和 2009CB219501)联合资助。

作者简介:何家雄,男,1956 年生,研究员,博士,长期从事油气勘探与地质综合研究;E-mail:hejx@gig.ac.cn。

人研究及近年来所获油气勘探成果的基础上,根据天然气地质地球化学特征及所获大量地质、地球化学及地球物理资料,采用国内外通用的天然气成因类型判识划分标准及指标,结合天然气成藏地质条件及气源岩温压双控热模拟实验结果,对天然气成因类型进行深入剖析与系统研究,亦对典型气藏天然气形成及成藏时间尤其是 CO₂ 和 N₂ 等非烃气的形成时间进行综合判识与确定,以期为该区进一步油气地质综合研究及天然气勘探部署与勘探目标评价等提供依据与借鉴。

1 烃类天然气成因类型

南海北部边缘盆地是中国东南近海重要的油气富集区和油气产区,亦是中海油石油总公司(中海油)油气勘探开发与研究的重点和热点地区。该区不仅油气资源较丰富,而且油气地质现象丰富多彩,其油气成藏地质条件、油气源及油气成因类型与运聚规律等均较复杂。

南海北部边缘盆地迄今为止天然气勘探中发现的烃类天然气成因类型,根据形成天然气的外部地质营力及本身的地质地球化学特征,结合天然气勘探成果及油气地质综合研究,可将该区烃类天然气划分为生物气及亚生物气(生物-低熟过渡带气)、热成因正常成熟天然气(热降解成熟油型气和成熟-高熟煤型气)和热成因高熟-过熟天然气(热裂解高熟-过熟煤型天然气)等3型5类(表1、图1),且不同成因类型烃类天然气均具有不同的运聚分布规律和成藏地质特点,限于篇幅,以下仅对不同成因类型烃类天然气地质地球化学特征及判识依据与分布特点等进行分析与阐述。

1.1 生物气及亚生物气

生物气在南海北部大陆边缘莺歌海盆地、琼东南盆地及珠江口盆地东部浅层及海底均异常发育且分布较普遍。生物气常见于浅层钻井过程中出现的气测异常显示,主要产于第四系—上新统海相未成岩砂泥岩或粉细砂岩中,且多以水溶气形式产出,但

表1 南海北部边缘盆地烃类天然气地球化学特征及成因类型综合判识与划分
Table 1 Integrated discrimination and division of geochemical characteristics and genetic types of hydrocarbon and natural gas in marginal basin of northern South China Sea

天然气成因类型	地区	代表井	层位	深度/m	天然气组成/%					干燥系数	碳同位素 $\delta^{13}\text{C}/\text{PDB}\%$		成熟度/Rc%	
					C ₁	C ₂₊	CO ₂	N ₂	C ₁		C ₂			
生物成因气	莺-琼盆地	LD28-1/2	Q	560~562.0	96.02	0.34	0.01	3.63	0.996		-65.57		0.33	
		YC13-1/8	Q	1402~1670.3	89.19	0.06	1.10	9.65	0.99		-76.6~-87.0		0.22	
		BD19-2/1	Nm	2430~2439.5	14.31	0.14	4.78	80.80	0.99		-63.5~-63.7		0.35	
	珠江口盆地东部	PY30-1/1	Nyh	790~820	91.50	2.83			0.97		-61.00		0.39	
		LH19-1/1	Nhj	1740~1770	92.20	0.38	0.15	5.60	0.99		-55.60		0.48	
		PY34-1/1	Nyh	480~510	93.20	0.50			0.99		-68.20		0.29	
生物-低熟过渡带气	莺-琼盆地	YC13-1/1	Nh	3302.2~3318.4	86.50	10.94	0.07	2.49	0.89		-52.70		0.53	
		BD19-2/1	Nm	2440.0	15.14	7.00	3.15	74.71	0.96		-51.70		0.55	
	珠江口盆地东部	LH19-1/1	Nzhj	1980~2010	90.10	6.10	0.03	3.50	0.94		-53.50		0.52	
		PY29-1/1A	Nhj	1160~1190	93.60	4.50	0.01	1.50	0.96		-52.50		0.53	
成熟-高熟天然气	成熟油型气(原油伴生气)	琼东南盆地	BD19-2/2	Els	5127.6	87.92	1.50	9.84	0.74	0.93		-38.80	-28.70	0.91
			ST24-1/1	Ns	2122.5	76.51	10.14	8.04	4.66	0.88		-47.06	-30.92	0.66
		北部湾盆地	WZ12-1/2	Ewz	2803~2835.4	61.51	28.16	7.38	2.24	0.69		-47.44	-31.22	0.65
			WZ6-1/1	C	1930~1963	77.70	19.18	2.48	0.17	0.80		-42.95	-27.50	0.77
	珠江口盆地	WC19-1/1	Ezh	1700~1712	70.25	15.76	12.19	1.80	0.82		-40.00	-27.70	0.87	
		WC13-1-1	Nzhj	1465~1473	66.09	14.55	9.52	9.84	0.82		-40.01	-29.70	0.87	
		PY34-1/1	Nhj	2370~2400	81.20	15.80	0.06	2.80	0.83		-46.50		0.68	
成熟-高熟煤型气(煤系气)	莺-琼盆地	YC13-1	Els	3573.8~3938.0	83.0~88.9	1.0~9.0	0.17~11.5	0.1~1.8	0.91~0.98		-34.7~-39.9	-24.4~-26.5	1.06/0.87	
		YC13-4/1	Ns	2772.0	87.43	7.79	5.21	0.57	0.92		-37.30	-27.40	0.96	
		YC21-1/4	Els	4960.0	88.11	2.77	0.32	8.69	0.97		-40.6~-41.9	-18.74~-23.6	0.85/0.81	
	珠江口盆地东部	PY30-1/1	Nhj	1728.7	87.70	6.11	4.33	1.57	0.93		-36.09	-25.61	1.01	
		PY34-1/1		3612~3633	79.36	5.62	2.89	11.77	0.93		-34.60	-27.70	1.06	
		LH19-5/1	Nzhj	2511.5	88.12	6.97	0.56	4.35	0.93		-34.30	-28.10	1.08	
高熟-过熟天然气	莺歌海盆地	LD22-1/1	Nygh	1486~1510	13.44	0.85	80.42	5.29	0.97		-26.92	-21.97	1.43	
		LD8-1-5	Nygh	1245~1264	35.22	1.12	59.74	3.92	0.94		-29.10	-23.60	1.31	
	珠江口盆地	PY29-1/1A	Nhj	2836.2	73.5	6.21	16.1	3.92	0.93		-24.97	-25.85	1.54	
	PY34-1/1	Nzhj	3629.0	79.48	5.36	11.95	2.91	0.94		-33.90	-27.70	1.09		

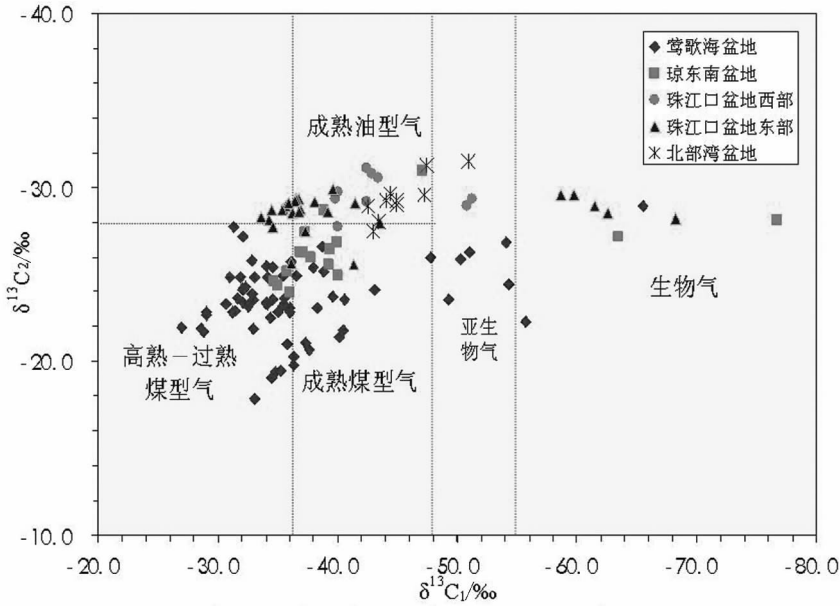


图 1 南海北部边缘盆地烃类天然气成因类型判识与划分

Fig.1 Discrimination and division of genetic types of hydrocarbon and natural gas in marginal basin of northern South China Sea

在莺歌海盆地中央泥底辟带部分超浅层局部构造圈闭发育区,第四系乐东组一段已发现富集成藏的生物气藏,且产量较高,表明其存在较大的生物气资源潜力。该区生物气组成中甲烷居绝对优势,不含或仅微含少量 C₂⁺重烃气 (<0.5%),干燥系数大 (0.99~1.00),属典型干气。非烃气含量较低(4%~12%),且以 N₂ 气为主,CO₂ 含量甚微,甲烷碳同位素值(δ¹³C₁)分布在-62‰~-87‰,属典型生物气碳同位素分布特征。生物气在南海北部边缘盆地分布较普遍,尤以莺歌海盆地、琼东南盆地及珠江口盆地东部白云凹陷北坡-番禺低隆起和白云凹陷深水海底等区域生物气最富集,且具有一定的储量和产能,其单井最高日产高达 45×10⁴ m³ 以上。

亚生物气亦称生物-低熟热催化过渡带气,是介于生物气和低熟热成因气之间的过渡类型气体^[9-10],即处于未熟-低熟过渡带所形成的天然气。该类气以生物气为主,亦有早期低温热催化作用所生成低熟气混入而形成的一种混合气,或低熟阶段(R_o为0.3%~0.6%)即热催化作用尚未进入大量成油阶段,由有机质缩合、有机酸脱羧及粘土矿物等微催化作用所形成的烃类气。亚生物气在该区亦以水溶气的形式产出,多分布于未成熟-低成熟的热演化过渡带中。目前,单独成藏的亚生物气气藏主要分布于莺歌海盆地中央泥底辟带东方区 DF1-1 气田西块的 8

井及 9 井区上新统莺歌海组二段、乐东区 LD22-1 气田的 1/4/5 井区上新统莺歌海组一段-第四系乐东组,以及一号断裂带下降盘 LT1-1 含气构造的上中新统黄流组一段等海相粉细砂岩储层中;琼东南盆地东部宝岛区 BD19-2、BD5-3 及 ST24-1 等构造圈闭的中新统梅山组储层和珠江口盆地白云凹陷北坡-番禺低隆起的上新统砂岩储层中亚生物气亦较丰富。这些亚生物气大多是由于生物气与邻近局部构造圈闭的中深层低熟热成因气运聚混合而形成。生物-低熟过渡带气的组成特征与生物气十分相似,其有所不同的是烃类气组成中 C₂⁺重烃气的含量明显比生物气高,一般为 1%~2%,最高可达 10%以上(YC13-1-1 井上中新统黄流组含气层)。亚生物气甲烷 δ¹³C₁ 值相对生物气偏重一些,多在 -48‰~-55‰。

1.2 热成因正常成熟-高熟烃类天然气

南海北部边缘盆地热成因正常成熟-高熟热降解烃类天然气,根据其地质地球化学特征及产出特点可划分为与正常成熟陆源石蜡型油伴生的油型气(油田伴生气)和与煤系凝析油伴生的成熟-高熟煤型天然气两大类。前者以北部湾盆地涠西南凹陷和珠江口盆地惠州凹陷及东沙隆起、西江凹陷、陆丰凹陷及文昌凹陷和琼东南盆地东北部崖北-松西凹陷及松东-宝岛凹陷北部周缘区为代表,分别在始新

渐流沙港组三段浅湖相、渐新统涠洲组河湖相及下渐新统恩平组河沼相和上渐新统珠海组浅海相及陵水组海陆过渡相、下中新统三亚组及珠江组海相砂岩及生物礁滩灰岩等储集物性好的储层中, 产出了油型气(油田伴生气)及大量成熟陆源石蜡型原油; 后者则以琼东南盆地西北部崖南凹陷 YC13-1 气田上渐新统陵水组三段扇三角洲砂岩主力气层和下中新统三亚组气层所产出的大量成熟煤型气及少量煤型凝析油为其典型代表(表 1)。热降解正常成熟油型气, 即腐泥型(I 型)或偏腐泥混合型(II₁ 型)有机质在热演化成熟过程中生成大量石油所伴生的少量天然气, 具有典型的热演化正常成熟油气的地质地球化学特征。一般具有 C₂+重烃含量高(27.9%~32.4%)干燥系数低(0.67~0.68)的特点, 其在天然气组成中以烃类气占绝对优势, 非烃气 CO₂ 和 N₂ 含量甚微, 属于湖相烃源岩在正常成熟热演化生油过程中所伴生的湿气(油田伴生气)。而且, 该油型气的轻烃 C₆ 和 C₇ 组成中, 往往富集链烷烃(含量一般为 70%~80%), 而芳烃及环烷烃含量较低(20%~30%), 表征出明显的富腐泥含类脂型母质的生源构成特点。该区油型气运聚及成藏组合方式及类型, 主要是通过古近系烃源断层和裂后不整合面及砂体等通道将凹陷深部始新统中深湖相成熟烃源岩之烃源沟通而输送到上覆圈闭和邻近的圈闭中, 最终形成下生上储、陆生海储或自生自储式的含油气成藏组合类型^[11-14], 且在断裂纵向发育地区尚可在浅部中新统及上新统地层中富集成藏^[15]。

热成因成熟-高熟煤型天然气, 即腐殖型为主的集中型(煤)和分散型有机质(II₂ 及 III 型干酪根), 在热演化过程中所生成的煤型烃类气, 是该区形成大中型气田的主要烃类气成因类型。在南海北部大陆边缘盆地, 热成因成熟-高熟煤型天然气主要产于琼东南盆地崖南凹陷 YC13-1 气田及周缘渐新统陵水组三段主力气层的扇三角洲砂岩储层及下中新统三亚组海相砂岩储层、莺歌海盆地泥底辟带浅层上新统莺歌海组海相粉细砂岩储层和珠江口盆地西部文昌 A 凹陷部分含油气构造渐新统珠海组海相砂岩储层中。该区煤型烃类气多以大量煤型气伴有少量煤型凝析油的产状形式产出, 具有成熟-高熟煤型油气的地质地球化学特征(表 1)。成熟-高熟煤型气组成, 以甲烷居绝对优势(83%~89%), CO₂ 和 N₂ 等非烃气含量较低(分别为 5%~11%和 0.1%~2%),

干燥系数较大(0.91~0.96), 但并非干气, 且伴有少量煤型凝析油。煤型气的甲烷、乙烷碳同位素组成明显偏重, 甲烷碳同位素值 $\delta^{13}\text{C}_1$ 主要分布在 -34‰~-39.9‰, 与国内外煤型气的甲烷碳同位素分布范围(-32‰~-38‰)基本一致, 其乙烷碳同位素值 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -20‰~-27‰, 均大于 -28‰, 故属典型煤型气的特征^[16]。该煤型气伴生的少量凝析油多具高 Pr/Ph, 富含芳烃和奥利烷及 W、T 双杜松烷等陆源高等植物输入物之典型煤系成因的标志物。煤型凝析油气的烃源主要来自琼东南盆地崖南凹陷下渐新统崖城组海岸平原沼泽相煤系及半封闭浅海相泥岩和珠江口盆地渐新统恩平组河流沼泽相煤系以及莺歌海盆地中新统浅海及半深海相富含陆源高等植物有机质的海相泥岩, 干酪根类型主要以集中型有机质的煤和分散型 II₂ 及 III 腐殖型母质为主, 因此其煤系的生源构成及烃源特征均非常明显。热成因成熟-高熟煤型天然气, 在琼东南盆地主要分布于其西北部环崖南凹陷崖城凸起南缘及 YC13-1 低凸起和崖 21-1 低凸起周缘区, 预测在该盆地南部裂陷带深水区的乐东、陵水、松南、长昌及宝岛诸凹陷边缘斜坡区亦有煤型油气展布; 在莺歌海盆地主要展布于中央泥底辟带浅层; 在珠江口盆地则主要分布于文昌 A 凹陷及周缘区和白云北斜坡-番禺低隆起。煤型油气的产出层位在琼东南盆地和珠江口盆地陆架浅水区, 分别为上渐新统陵水组三段及珠海组和下中新统珠江组, 次为中新统三亚—梅山组和下渐新统崖城组二、三段。煤型油气纵向分布深度在琼东南盆地崖南凹陷西北部 YC13-1 气田, 多在 3580~3950 m, 而在崖南凹陷东南部 YC21-1 构造则在 4630~4960 m 的深度范围; 在莺歌海盆地其煤型气则主要产于上新统莺歌海组及第四系浅层(350~1300 m)。

1.3 热成因高熟—过熟烃类天然气

南海北部新生代断陷裂谷盆地发育演化过程及沉积充填特征研究表明, 该区大多数盆地均经历了始新世—早渐新世断陷阶段、晚渐新世断坳过渡阶段、早—中中新世坳陷阶段和晚中新世—第四纪热沉降及新构造运动阶段等 4 个成盆发育演化过程, 且不同类型盆地其不同演化阶段沉积充填特征均存在明显差异^[17-18]。根据近年所获长电缆大排列长剖面地震资料的地质地质综合分析解释, 在该区南部的陆坡深水区, 由于始新世断陷(裂陷)非常深, 沉降幅度大沉积充填巨厚, 故古近系湖相沉积厚度及展

布规模巨大,加之其上覆裂陷拗陷期新近系及第四系海相沉积亦较厚,故往往造成古近系中深湖相地层被深埋而导致其古近系湖相烃源岩及煤系烃源岩有机质热演化程度偏高,可形成一些高熟—过熟成因类型的烃类天然气。典型地区是琼东南盆地南部裂陷带深水区及珠江口盆地东南部裂陷带深水区 and 台西南盆地南部拗陷等区域,这些区域由于其上覆新近系及第四系沉积较厚,而其下伏的古近系断陷裂谷的沉积充填规模更大,故在断陷期和断拗期沉积的始新统中深湖相泥岩及渐新统滨海沼泽相含煤岩系及河流沼泽相煤系等烃源岩,不仅规模大且普遍埋藏偏深,加之该区处在洋陆过渡型地壳靠近洋壳一侧,故地壳薄,古地温场偏高(地温梯度平均达 4.2°C/100m 以上),因此,始新统及渐新统中深湖相及煤系烃源岩有机质热演化程度普遍偏高,虽然该区局部存在异常高压体系的抑制作用,其对有机质热演化进程和热演化程度有所推迟和延缓,但其影响非常有限,故该套烃源岩有机质热演化程度仍然偏高,其主要应以生成大量高熟—过熟油气为主,并伴有少量高熟凝析油。鉴于此,依据古近系断陷及新

近系拗陷的沉积发育规模及充填埋藏史,以及始新统及渐新统烃源岩的热演化程度等诸因素的综合剖析与判识,预测该区深部存在高熟—过熟成因类型的烃类天然气。目前在珠江口盆地白云凹陷北坡—番禺低隆起中新统珠江组及韩江组已勘探发现了这种高熟—过熟天然气,且主要以煤型气为主。

2 非烃气成因类型

2.1 二氧化碳成因类型

南海北部大陆边缘盆地不仅油气资源较丰富,油气成因类型较多,而且非烃气亦非常丰富且成因较复杂。迄今为止该区油气勘探中均陆续钻探发现了大量 CO₂ 和 N₂ 等非烃气,且主要富集于西北边缘莺歌海盆地中央泥底辟带浅层和琼东南盆地东部 II 断裂带周缘及珠江口盆地深大断裂与火山活动发育区^[19-20]。CO₂ 成因类型根据通常的成因判识与划分参数($\delta^{13}C_{CO_2}$ 和 $^3He/^4He$) 及标准,可明确划分为壳源型(有机和无机)、壳幔混合型及火山幔源型等 3 型 4 类(表 2),并可与中国东部中生代陆相断陷盆地 CO₂ 成因类型对比(图 2)。南海北部边缘盆地

表 2 南海北部边缘盆地(非烃气)CO₂ 气藏及高含 CO₂ 油气藏中 CO₂ 成因类型判识与划分
Table 2 Discrimination and division of CO₂ genetic types of (non-hydrocarbon) gas accumulation and CO₂-high oil and gas accumulation in marginal basin of northern South China Sea

地区/盆地	气田/构造	代表井	产层层位	储层岩性	深度/m	天然气组成 /%				碳/PDB‰、氢同位素			CO ₂ 成因类型
						CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂₊	CO ₂	CH ₄	R/Ra	
莺歌海盆地	DF1-1/III、IV	DF1-1/2,3	Ny ₂	粉砂岩	1331~1362	64.70	5.82	27.97	1.52	-3.80	-31.90	0.07	壳源岩石化学型
	DF1-1S/II、III	DF1-1S/2,3			1493~1661	80.13	6.21	13.30	0.47	-3.59	-32.20	0.17	
	DF1-1中	DF1-1-11	Nh ₁	粉砂岩	2785~2799	49.52	5.24	43.11	2.13	-0.65	-30.08	0.03	
	DF29-1/IV、V	DF29-1-1	Ny ₂	粉细砂岩	1832~1842	88.91	5.45	5.26	0.38	-2.00	-32.10	0.14	
	LD15-1	LD15-1-1			2200~2225	75.17	4.17	18.70	1.99	-4.15	-34.54	0.26	
	LD20-1	LD20-1-1			1471~1490	36.57	2.80	57.56	3.09	-3.47	-32.04		
	LD21-1	LD21-1-1	Ny ₁	粉细砂岩	1553~1566	83.97	6.63	8.71	0.69	-4.18	-36.08	0.31	
	LD22-1S	LD22-1-1			1486~1510	80.42	5.29	13.44	0.85	-0.56	-26.92	0.04	
	LD28-1	LD28-1-1			1655~1690	88.10	3.50	7.10	1.30	7.90	-32.10	0.26	
	LD8-1	LD8-1-3 LD8-1-1	Ny ₁	粉细砂岩	342~352 1723~1737	78.90 71.20	2.27 4.21	17.34 22.73	1.49 2.02	-2.47 -3.65	-34.33 -31.32	0.99 1.56	
琼东南盆地	BD19-2	BD19-2-2	Els	中细砂岩	5100.0	81.56	1.52	16.06	0.00	-6.90	-39.30	6.25	
	BD15-3	BD15-3-1			2254.0	98.32	0.28	1.32	0.00	-4.49	-42.30	5.15	
珠江口盆地西部	WC15-1	WC15-1-1	N _{1zj1}	中细砂岩	1088~1096 1250~1257	76.98 85.76	4.81 2.13	12.46 14.24	5.76 5.10	-4.09 -3.66	-40.00 -39.93	4.11 3.67	火山幔源型
	WC14-3	WC14-3-1	E _{3zh1}	砂岩	2285~2308	38.87	1.31	43.62	16.20	-4.53	-41.88	3.06	
	WC19-1	WC19-1-6	N _{1zj1}	砂岩	1009~1018	79.00	6.20	12.00	2.80	-4.30	-50.80	2.81	
珠江口盆地东部	HZ18-1	HZ18-1-1	E _{3np}	砂岩	3127~3135.5	93.56	5.25	0.61	0.16	-3.60	-43.19		
	HZ22-1	HZ22-1-1	N _{zj}	砂岩	2431~2452.5	99.53	0.06	0.20	0.13	-4.00	-38.00		火山幔源型
	PY28-2	PY28-2-1	N _{zj} E _{3zh}	砂岩 砂岩	2943.0 3301.0	73.73 82.70	7.72 9.02	9.08 5.68	0.99 0.90	-3.84 -3.92	-37.26 -41.35		

多以非生物壳源型和火山幔源型 CO₂ 为主,且形成了颇具规模的 CO₂ 气藏和高含 CO₂ 气藏及高含 CO₂ 油气藏^[21-22]。该区非生物壳源型成因 CO₂ 主要分布于莺歌海盆地中央泥底辟带浅层,具有分区分块及分带分层的局部性富集特点^[23-24],且一般多与烃类气和 N₂ 伴生(N₂ 为 5%~50%)。其最突出地球化学特点是,CO₂ 含量高(20%~89%),且二氧化碳碳同位素值 δ¹³C_{CO₂} 偏重(多为-2‰~-6‰);伴生烃类气甲烷碳同位素值 δ¹³C₁ (-27‰~-34‰)明显比与有机成因 CO₂ 所伴生烃类气的 δ¹³C₁ 值偏重(一般<-35‰),表明与高含量无机 CO₂ 伴生的烃类气成熟度普遍要比与低含量有机成因 CO₂ 伴生之烃类气的成熟度高;伴生的稀有气体氦同位素值(³He/⁴He)偏低,其 R/Ra 值均小于 0.5,其在 δ¹³C_{CO₂}-³He/⁴He 成因类型图版上分布于壳源区范围。非生物壳源型 CO₂ 储量规模巨大,目前勘探所获地质储量已超过 3000 亿 m³,资源量则逾 2 万亿 m³ 以上,其是迄今世界上所发现的资源潜力最大的非生物壳源型成因 CO₂。火山幔源型(地幔及火山岩浆活动脱气)成因 CO₂,主要分布于南海北部边缘琼东南盆地东部 II 号深大断裂带周缘区及珠江口盆地深大断裂与火山活动发育区,其最典型最突出的特点是,稀有气体氦同位素值(³He/⁴He)偏高,其 R/Ra 值一般均大于 2 以上,最高达 7.2。CO₂ 在天然气组成中含量甚

高,多在 80%以上(但由于运聚条件之差异,亦有含量低的),最高达 99.5%,且 δ¹³C_{CO₂} 亦偏重,所伴生烃类气的 δ¹³C₁ 可偏重或亦可偏轻,在 δ¹³C_{CO₂}-³He/⁴He 成因类型图版上与中国东部中生代盆地典型火山幔源型 CO₂ 一样均分布于幔源区。壳幔混合型成因 CO₂,亦主要分布于莺歌海盆地中央泥底辟带乐东区 LD8-1 泥底辟构造的浅层,其最重要的地球化学特征是,稀有气体氦同位素值(³He/⁴He)亦偏高,R/Ra 值均大于 1 以上,且多介于 1~1.56。CO₂ 在天然气组成中含量亦高,可达 39%~79%,二氧化碳碳同位素 δ¹³C_{CO₂} 偏重亦与壳源型岩石化学成因 CO₂ 分布范围基本一致,在 δ¹³C_{CO₂}-³He/⁴He 成因类型图版上分布于壳幔过渡区^[4]。

2.2 氮气成因类型

氮气(N₂)是天然气中常见的非烃组分之一,在大气中居绝对优势。由于其某些物理化学性质比其他非烃成分更接近烃类气,故其成因及分布富集规律常常与烃类气体存在密切的联系,且其运聚成藏条件及富集规律亦与烃类气类似,均必须具备生、运、聚、圈、保等基本油气地质条件。因此,研究 N₂ 成因及来源乃至分布富集规律,可以与烃类气成因及运聚成藏规律的研究有机的结合起来,并通过伴生烃类气及其他非烃气(CO₂)的成因分析,进而综合判识与确定 N₂ 的成因及气源构成特点,亦可通过

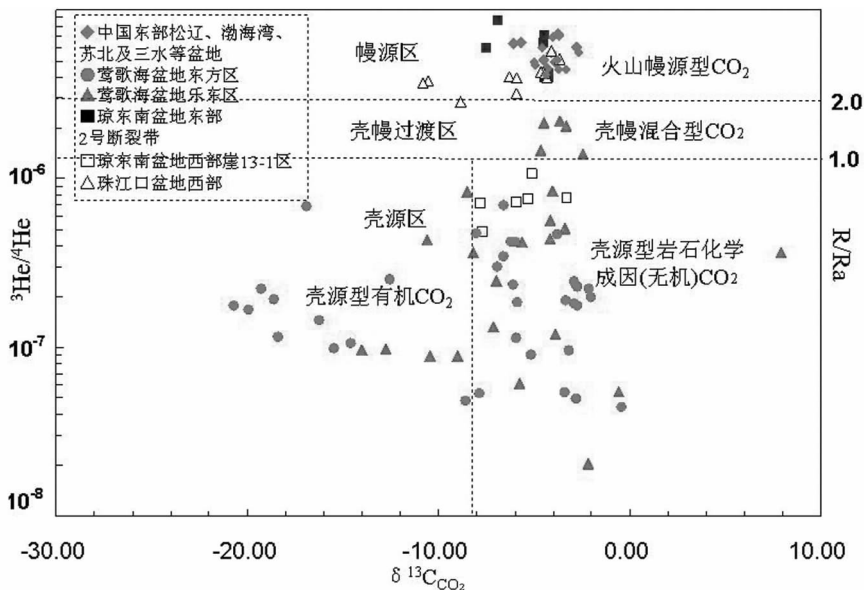


图 2 南海北部边缘盆地 CO₂ 成因类型判识划分及与中国东部的对比
 Fig.2 Discrimination and division of genetic types of CO₂ in marginal basin of northern South China Sea in comparison with things in eastern China

伴生 N₂ 和 CO₂ 等非烃气的成因特点来综合研究与剖析烃类气成因及运聚成藏特征与分布富集规律。

N₂ 成因类型及气源构成特点较复杂,氮同位素组成(δ¹⁵N ‰)及分布范围大且不同成因类型及来源的氮,其氮同位素值分布范围相互重叠较普遍,加之氮同位素分析及方法手段,亦不完全成熟和统一,故目前国内外对于 N₂ 成因类型判识与划分的研究程度较低,迄今为止尚无统一和成熟的 N₂ 成因判识与分类划分方法。根据中国陆上及南海北部边缘盆地 N₂ 及所伴生的氦氩稀有气体地质地球化学特征的实际资料,借鉴国内外较实用和比较通用的分类划分方法^[25-27],可将迄今勘探发现 N₂ 的成因类型及来源大致划分为大气成因、火山幔源成因、壳源成因(有机/无机成因)及壳源有机-无机混合成因等 4 型 5 类;同时,依据天然气中 N₂ 含量高低,亦可将含氮天然气划分为富(高)N₂ 天然气(N₂>15%)、含 N₂ 天然气(N₂=10%~15%)及低含 N₂ 天然气

(N₂<10%)等 3 种类型。由于南海北部边缘盆地迄今为止的油气勘探中仅莺歌海盆地钻遇富氮天然气,且获得了较多氮气的地质地球化学分析资料,因此,以下将重点对该盆地 N₂ 地球化学特征及成因判识与气源构成特点等进行深入剖析与系统阐述。

南海西北边缘莺歌海盆地天然气勘探中,在中央泥底辟带浅层气藏中发现的 N₂,根据其地质地球化学特征及氮同位素组成与所伴生的二氧化碳碳同位素和稀有气体同位素特点,采用国内外较实用和比较通用的分类划分方法,可将其综合判识与划分确定为大气成因、壳源有机成因及壳源有机-无机混合成因(表 3)等 3 种主要类型^[28]。以下重点对这 3 种成因类型 N₂ 地质地球化学特征进行剖析与阐述。

I. 壳源型有机成因富(高)氮天然气。该成因类型天然气中 N₂ 含量均大于 15%以上,一般多为 15.55%~56.80%。在莺歌海盆地中央泥底辟带浅层气藏天然气中这种富氮天然气约占 42.39%。根据 N₂

表 3 莺歌海盆地中央泥底辟带及邻区(非烃气)N₂ 地球化学特征及成因类型判识与划分
Table 3 Discrimination and division of geochemical characteristics and genetic types of (non-hydrocarbon) N₂ in central mud dispir belt of Yingge Sea basin

代表井及产层	深度/m	层位	N ₂ /%	Ar/%	N ₂ /Ar	α	δ ¹⁵ N/‰	⁴⁰ Ar/ ³⁶ Ar	氮成因类型	分布区
DF1-1-Z1DST3	2070~2127	Ny ₁	12.86				0	295	大气成因	乐东区
LD28-1-1DST1	1655~1690		3.50	0.044	79.5	1.07	3	341		
LT1-1-1 DST1	2098~2102		Nh	2.93	0.086	34.1	2.49	-1		
DF1-1-4 DST3	1277~1293.0	Ny ₁	28.73	0.012	2374.4	0.04	-3	305	壳源型有机成因	东方区
DF1-1-4 DST2	1320~1340.0		27.23	0.126	217.0	0.39	-5	296		
DF1-1-4 DST1	1360~1375.0		27.55	0.010	2755.0	0.03	-9	354		
DF1-1-5 DST2	1386~1410.0		31.21	0.009	3546.6	0.02	-8	299		
DF1-1-8 DST3	1342~1358		18.63	0.034	554.5	0.15	-1	327		
DF29-1-2 DST6	1470~1505		23.70	0.091	260.4	0.325	-3	406		
LD22-1-1 DST5	851~858	Q	19.60	0.030	653.3	0.13	-6	325		乐东区
LD22-1-1 DST3	1044~1052		23.70	0.047	506.4	0.167	-7	342		
LD22-1-1 DST2	1352~1358		33.50	0.049	683.7	0.124	-8	346		
LD22-1-4 DST1	1265~1285		18.79	0.027	476.2	43.0	-6	303		
LD22-1-6 DST1	1582~1600		16.28	0.277	588.2	382.1661017	-3	302		
DF1-1-7 DST2	1403~1415	Ny ₁	4.72	0.023	205.2	0.413	-2	317	壳源型有机-无机混合成因	东方区
DF29-1-1DST1	1832~1842		3.94	0.005	875.6	0.10	4	317		
DF29-1-2DST5	1760~1800		7.45	0.031	240.3	0.353	-4	326		
DF29-1-2DST4	1890~1893		5.15	0.011	468.2	0.181	-5	306		
LD20-1-2 DST3	1056~1065	Q	4.09	0.017	246.4	0.344	-3	296		乐东区
LD20-1-2 DST2	1218~1220.5		6.93	0.009	805.8	0.105	-8	295		
LD8-1-5 DST2	1115~1125		1.66	0.002	769.2	0.281355932	-6	298		
LD8-1-5 DST1	1245~1264		Ny ₁	3.92	1.058	3.7	351.4711864	-7		
LD8-1-2 DST3	1194~1205	Q	3.48	0.015	232.6	4.423728814	-4	293		

注:α=(100Ar/1.18N₂); N₂/Ar=35~83.5(大气);α=1为大气成因;α<1为有机成因;α>1为无机成因。

及所伴生 CO₂ 及烃类气和氦氮稀有气体的地质地球化学特征,这种富氮天然气最突出的产出特点是,多与低含量有机成因 CO₂ ($\delta^{13}C_{CO_2}$ 为 -22‰~-10‰ 的 CO₂) 及低熟—成熟烃类天然气 ($\delta^{13}C_{CH_4}$ 为 -55‰~-34‰ 的烃类气) 伴生,其重要的地球化学特征是, α 系数 ($\alpha=100Ar/1.18N_2$) 多小于 1, 氮同位素 $\delta^{15}N$ 值多在 -8‰~-1‰, 最轻可达 -15‰, 其占该区浅层气藏含氮天然气中氮同位素 $\delta^{15}N$ 值分布的 85.45% 以上, 即居该区含氮天然气 $\delta^{15}N$ 值分布的绝对优势, 同时, 其伴生稀有气体氩同位素值偏低, $^{40}Ar/^{36}Ar$ 值多在 296~354, 为第四系的表征值; N_2/Ar 比值则变化较大, 最低为 98.9, 最高达 3546.6 (表 3)。伴生稀有气体氦同位素值 ($^3He/^4He$) 亦明显偏低, 其 $^3He/^4He$ 值均大大低于标准空气氮值, 在 $\delta^{15}N-^3He/^4He$ 关系图上 (图 3), 均处于壳源型区域。由于该类富 N₂ 天然气与烃类气及低含量有机 CO₂ 伴生, 且 α 系数均小于 1, 故可判识与划分确定为壳源型有机成因 N₂ 类型。

II. 大气成因低含氮、含氮天然气。莺歌海盆地浅层气藏天然气中 N₂ 含量变化较大, 其中 N₂ 含量低于 15% 以下 (0.41%~14.5%) 的低含氮、含氮天然气

约占浅层气藏天然气的 57.56% 以上。这种低氮天然气中 N₂ 多属于大气成因或壳源型有机—无机混合成因, 且多与高含量无机成因 CO₂ ($\delta^{13}C_{CO_2}$ 为 -8‰~0‰) 伴生。其中, 大气成因类型的低含氮、含氮天然气最明显、最突出的地球化学特征是: α 系数 ($\alpha=100Ar/1.18N_2$) 多大于 1 以上, 且 N₂/Ar 值多在大气标准值范围之内, 为 34.1~79.5; 其 $^{40}Ar/^{36}Ar$ 值多为大气标准值, 即 295.5 左右; 氮同位素 $\delta^{15}N$ 值则多在 -1‰~3‰ (表 3), 在 $\delta^{15}N-^{40}Ar/^{36}Ar$ 关系特征图 (图 4) 及 $\delta^{15}N-N_2/Ar$ 关系图上 (图 3), 其分析样品的点群均分布于大气氮成因类型的区域分布范围之内。

III. 壳源型有机—无机混合成因低含氮、含氮天然气。壳源型有机—无机混合成因的低含 N₂、含 N₂ 天然气, 其最主要、最突出的地质地球化学特点是, α 系数 ($\alpha=100Ar/1.18N_2$) 介于壳源型有机成因 N₂ 与大气成因 N₂ 之间, 或比大气成因 N₂ 的 α 系数大, α 系数值多在 0.10~4.42 的范围, 个别样品 α 系数值较大, 且 N₂/Ar 比值和 $\delta^{15}N$ 值均比较稳定。除个别样品外, N₂/Ar 值多在 205~875.6, $\delta^{15}N$ 值则多分布在 -8‰~-2‰, $^{40}Ar/^{36}Ar$ 值亦偏低, 多在 293~326 (表 1)。其在 $\delta^{15}N-^{40}Ar/^{36}Ar$ 特征图 (图 4) 和

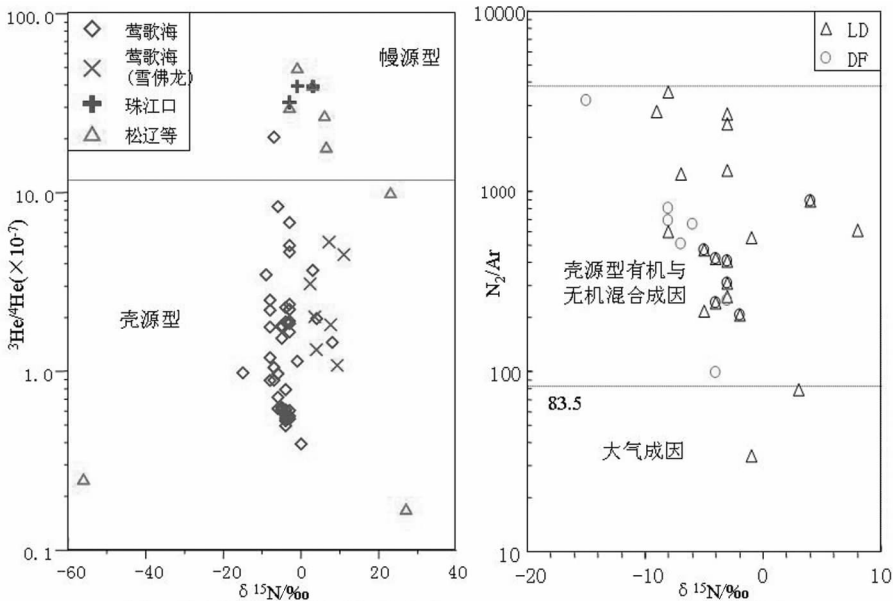


图 3 莺歌海盆地浅层气藏天然气中 $\delta^{15}N-^3He/^4He$ 及 $\delta^{15}N-N_2/Ar$ 关系图版
 Fig.3 Relationships of $\delta^{15}N-^3He/^4He$ 及 $\delta^{15}N-N_2/Ar$ in natural gas of shallow gas accumulation in Yingge Sea basin

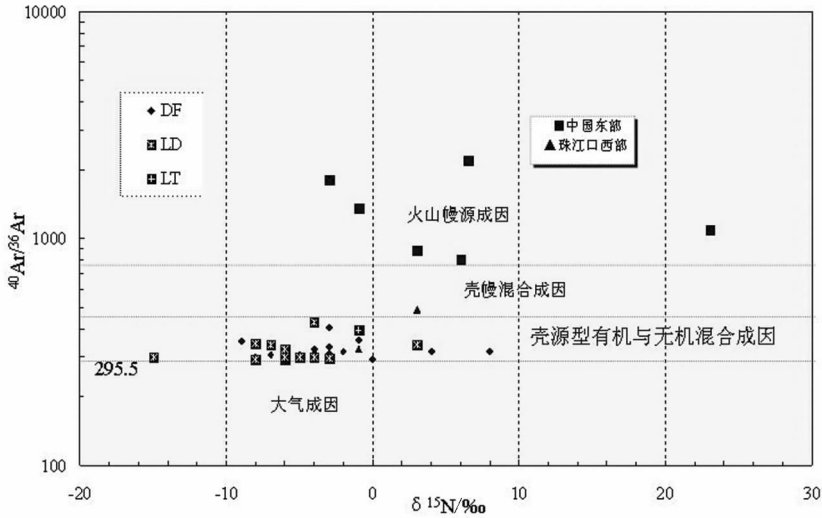


图 4 莺歌海盆地天然气 $\delta^{15}\text{N}-^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 特征及与中国东部对比

Fig.4 $\delta^{15}\text{N}-^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ characteristics of natural gas in Yingge Sea basin in comparison with things in eastern China

$\delta^{15}\text{N}-\text{N}_2/\text{Ar}$ 关系图(图 3)上,其分析样品点群均处在壳源有机—无机混合成因氮气区域分布范围之内。

3 非常规天然气——天然气水合物成因类型

天然气水合物形成,主要取决于气源物质供给与特定的控制天然气水合物稳定带形成之低温高压环境两大主控因素。因此,天然气水合物的气源成因

类型及形成与供给方式,往往决定了天然气水合物成因类型及其成矿特征,故国内外大多数研究者均主要根据形成天然气水合物气源中甲烷成因及供给方式来判识与确定天然气水合物成因类型。

迄今为止,在世界海域发现的天然气水合物甲烷,其成因绝大多数均为生物及亚生物成因类型(图 5),而热解成因(成熟—高熟)甲烷的天然气水合物仅在墨西哥湾、里海、加拿大 Mallik 等局部地区被

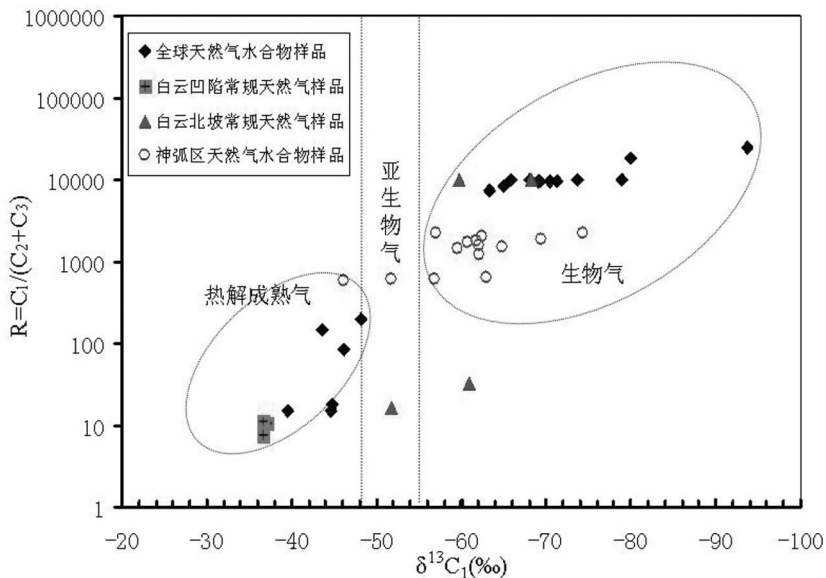


图 5 全球天然气水合物甲烷成因类型与南海北部深水区的对比

Fig.5 Genetic types of methane in global natural gas hydrate in comparison things in deep water area of northern South China Sea

发现,且属热解成因甲烷的天然气水合物矿点非常少。中国南海北部大陆边缘神弧陆坡深水调查区的白云凹陷及周缘,具备了天然气水合物形成的基本条件^[29]。近年来勘探发现的天然气水合物(SH2、SH3及SH7钻位及重力取样样品)和常规天然气样品(白云北坡-番禺低隆起及白云凹陷东南部LW3-1地区),其天然气甲烷成因类型主要属生物及亚生物成因(SH2、SH3及SH7钻位及重力取样样品天然气水合物甲烷和白云北坡部分常规天然气中甲烷)和成熟-高熟热解成因(白云凹陷LW3-1常规天然气中甲烷)^[30]。生物及亚生物成因甲烷,其甲烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_1$ 分布在 -48‰ ~ -90‰ ,烃类气成分比值R多大于1000以上,处在生物气及亚生物气范围,位于天然气水合物成因分类图(图5)的右上方;成熟-高熟热解成因甲烷(白云凹陷LW3-1常规天然气中甲烷)和(里海、中美洲海槽及Mallik地区天然气水合物甲烷),其甲烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_1$ 偏重为 -37.1‰ ~ -36.1‰ ,烃类气成分比值R小于100,多处于天然气水合物成因分类图(图5)的左下方。

4 典型油气藏天然气形成及成藏时间综合判识

4.1 烃类气形成及成藏时间判识与确定

油气藏中烃类天然气形成时间即天然气运聚成藏时间的判识,传统的方法主要是根据构造发育演化史及含油气构造圈闭形成时间与通过烃源岩埋藏热演化生排烃演化史确定的生排烃时间的相互关系,进行综合判识与确定。近年来,随着同位素定年技术的发展与逐渐成熟,砂岩油气储层中粘土矿物自生伊利石及矿物流体包裹体的K-Ar和Ar-Ar同位素测年技术已在国内外油气地质研究中得到了广泛的应用^[31-38]。很多专家学者都利用油气储层中自生伊利石或矿物流体包裹体的K-Ar(或 ^{40}Ar - ^{39}Ar)年龄测定来判识与分析确定油气运聚成藏时间,其基本原理主要是基于在含钾水介质的成岩作用条件下,砂岩油气储层中矿物颗粒间往往会形成大量的自生伊利石等粘土矿物,而当油气运聚充注到储集层驱替其中地层水且达到较高含油气饱和度时,则由于地层水被驱替而导致自生伊利石停止生长。因此利用油气储集层中粘土矿物自生伊利石生长年龄可以判识与确定油气充注成藏的最大年龄,达到和实现进一步分析与判识油气运聚成藏过程的

目的。诚然,根据油气储层中自生矿物包裹体信息即含气态烃包裹体均一温度和与盐水包裹体共生的气态烃包裹体的均一温度,结合盆地埋藏热演化史和构造发育演化史(分析确定古地温场特征及烃源岩成熟演化特点),依据盐水包裹体与气态烃包裹体共生且存在于天然气运聚成藏过程中的原理,亦可以综合判识与确定油气运聚成藏时间^[39]。须强调指出的是,近年来烃源岩热模拟之生烃动力学及同位素动力学分析技术^[40]亦能判识与确定烃类气运聚成藏时间,尤其是与油气地质条件综合分析结合起来,则能更准确地判识确定油气藏形成时间。

鉴此,对于油气藏中石油及烃类气运聚成藏时间的判识与确定,本文拟主要采用和选择自生伊利石Ar-Ar同位素测年技术、生烃动力学及同位素动力学模拟技术和油气地质综合分析等技术及方法进行综合判识与确定,以下重点选择具有代表性的典型油气藏实例进行阐述与分析。

(1)琼东南盆地崖13-1气田煤型气成藏时间判识与确定

南海北部边缘琼东南盆地崖13-1气田处在崖南凹陷西北部斜坡区位置,以产大量煤型气为主伴有少量煤系凝析油产出,属于典型的煤系气田。该气田主力气层为上渐新统陵水组扇三角洲砂岩及下中新统三亚组浅海相砂岩和灰岩储集层,上覆封盖层为中中新统梅山组海相高压钙质泥岩,形成了非常好的高压封闭性储盖组合类型。其烃源则主要来自深部的下渐新统崖城组煤系泥岩及半封闭型浅海相泥岩,构成了下生上储的供烃运聚系统及成藏组合类型^[41]。必须指出的是,对于崖13-1气田煤系气藏的运聚成藏模式及成藏机制,一直存在诸多疑义和不同的认识^[6,42-43]。胡忠良等^[40]选取了该区下渐新统崖城组泥岩样品进行了高温高压封闭体系下的生烃模拟实验,应用生烃动力学、碳同位素动力学方法及技术对该气田有效气源区、气藏充注时间和运聚效率等主要天然气成藏要素进行了分析研究。结果表明,崖13-1气藏运聚成藏时间较晚,烃类天然气主要运聚成藏期均出现在2Ma以后;且有效气源区范围及展布规模有限,主要分布于崖南凹陷西北斜坡带滨海沼泽相带的煤系烃源岩及部分邻近斜坡带的凹陷深部崖城组半封闭浅海相泥岩烃源岩,其埋藏深度在4000~5500m。认为该气田烃类天然气富集成藏属累积聚气,目前天然气仍处在运聚成藏与

散失损耗的相对动平衡的过程之中。总之,基于以上前人研究成果及大量地质地球化学资料,根据生烃动力学与碳同位素动力学的分析实验结果,结合流体包裹体分析资料及热演化史和构造圈闭形成演化史等油气成藏关键地质要素的综合分析研究,可以综合判识与确定崖 13-1 气田煤系气藏烃类气运聚成藏时间应在晚上新世—第四纪,即 3.2~1.6 Ma。由于该气田封盖层属含钙泥岩高压封盖层,封闭能力强,目前的天然气散失较少,因此运聚成藏时间应限于 3.2~1.6 Ma 较短的时间段(即 1.6 Ma 之内),2 Ma 以后直至现今的时间段可能较偏长偏晚,且与其烃源岩热演化生排烃史及构造圈闭形成时间等主要成藏要素存在一定偏差。

(2)莺歌海盆地乐东浅层气田煤型气成藏时间判识与确定

南海西北部边缘莺歌海盆地乐东浅层天然气田位于中央泥底辟带东南部乐东区,主要产大量煤型天然气及少量轻质油或凝析油,部分区块 CO₂ 等非烃气富集,亦属于煤型气田。该气田主力气层为第四系乐东组(T11-T20)浅海—半深海相粉细砂岩储集层,其中,烃类气气层深度为 800~1400 m;而非烃气气层深度则变化较大,最浅二氧化碳气层深度为 342 m,最深达 1921 m。烃类天然气藏的上覆封盖层为广泛分布的巨厚海侵泥岩,其与相邻的浅海—半深海相粉细砂岩储集层构成了良好的成藏储盖组合类型。其烃气源主要来自中新统中下部梅山组—三亚组海相泥页岩。烃类气形成及成藏时间,根据烃源岩成熟热演化史及泥底辟发育演化和伴生底辟构造圈闭形成时间,可综合判识大致在第四纪更新世(1.9~0.01 Ma),其时间范围跨度较大。为了深入剖析天然气运聚成藏过程及成藏机制,确定与判识烃类气形成及运聚成藏时间,黄保家等^[7]选取了该区 LD8-1 上新统莺歌海组泥岩样品,进行了高温高压封闭体系下的生烃热模拟实验,在此基础上应用生烃动力学和碳同位素动力学分析研究方法,结合气藏烃类气碳同位素特征,综合判识与确定该区烃类天然气形成及充注运聚时间为 1.2~0.1 Ma,亦即该区烃类气大量形成及运聚成藏时间为第四纪更新世晚期,很显然,烃类气形成时间范围及跨度明显缩短且精度亦有所提高。总之,综合以上分析与研究成果,结合该区具体的天然气成藏地质条件,可以最终确定与综合判识该区烃类气形成及成藏时间为第四

纪更新世晚期至现今,其较准确的烃类气运聚成藏时间年龄则可确定为 1.2~0.01 Ma。

(3)珠江口盆地惠州油气田油气成藏时间判识与确定

南海东北部边缘珠江口盆地东部惠州 HZ19-2 油田处于珠一坳陷惠州凹陷西南部,主要以产大量石油为主伴生少量油型气为其重要产出特征,属于含少量溶解气(油田伴生气)的油田。该油田的油气储层为上渐新统珠海组浅海陆架三角洲砂岩,且储层厚度较大,发育多套下粗上细的不完整正旋回;上覆盖层为稳定分布的下中新统珠江组大套海相泥岩,形成了非常好的储盖组合类型;其油气源主要来自下部始新统文昌组中深湖相烃源岩及下渐新统恩平组煤系烃源岩,构成了下生上储盖的供烃运聚系统及成藏组合类型。该油田油气运聚成藏时间,以往根据烃源岩埋藏史及成熟生烃演化史与构造圈闭形成发育史等多种关键地质因素判识,一般定性地确定为晚渐新世珠海组晚期—早中新世珠江组时期^[7],即在 24~16 Ma,时间范围及跨度大且偏早。近年来通过邱华宁等^[4]的研究,采集 HZ19-2-1 井 3676.95 m 处下渐新统珠海组含油饱和度较高的砂岩油气储层样品(样品石英含量较高,颗粒间填隙物广泛发育高岭石、伊利石和绿泥石等粘土矿物),对其自生伊利石的 ⁴⁰Ar-³⁹Ar 年龄进行测定,获得其加权平均年龄即成藏年龄为(12.1±2.2) Ma,即代表了珠一坳陷上渐新统珠海组油气成藏最大值年龄,很显然,该成藏年龄值明显小于上渐新统珠海组地层年龄(23~32 Ma),且与盆地模拟分析推断的油气成藏年龄基本吻合。因此,可以综合判识与确定该油藏的油气储层自生伊利石 ⁴⁰Ar-³⁹Ar 平均年龄(12.1±2.2) Ma 应该代表了该油田油气成藏年龄的最大值,亦即该区油气运聚成藏时间应在中中新世晚期,即韩江组晚期。

4.2 非烃气形成及成藏时间判识与确定

对于非烃气二氧化碳和氮气形成及运聚成藏时间判识难度较大,迄今尚无较成熟的分析手段及研究方法。本文主要采用温压双控热模拟实验,并结合油气成藏的具体地质条件分析与伴生烃类气形成时间的相互关系,进行综合分析判识与确定。

南海北部边缘盆地迄今勘探发现的大部分气田,其储层流体均存在明显的非均质性,天然气主要为以甲烷为主的烃类气和以二氧化碳和氮气为主的非烃气所组成。其中,热成因甲烷为主的烃类气主

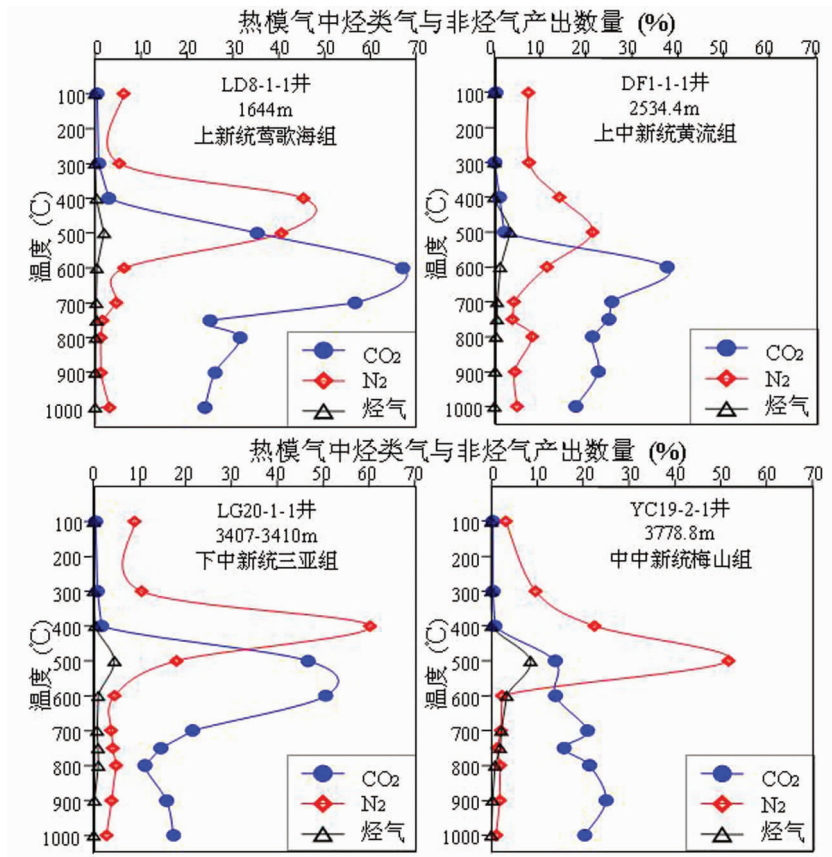


图 6 莺歌海盆地新近系海相泥岩不同温阶热模气产出特征

Fig.6 Production characteristics of thermal modeling gas of different temperature orders from Neogene marine mudstone in Yingge Sea basin

要来源于下渐新统崖城组及恩平组滨海湖沼相煤系烃源岩和上渐新统珠海组、陵水组及中新统梅山组—三亚组海相泥岩烃源岩；氮气主要属烃源岩中有机质在成熟-高成熟阶段的伴生产物；而非生物二氧化碳则主要来自该区深埋沉积地层中含钙砂泥岩与泥底辟热流体或其他热流体的物理化学综合作用的结果^[45],或碳酸盐矿物与粘土矿物反应所形成。对于二氧化碳等非烃气的形成时间及充注成藏时间,本文主要选择该区不同层位、不同岩性及不同类型的岩石样品,通过温压双控热模拟实验获取不同气体的产气率及产气量与天然气组成等重要参数,并依据这些参数的分析对比,结合天然气具体的成藏地质条件分析,综合判识与确定非烃气形成时间及运聚成藏的年龄。由图 6 所示温压双控热模拟实验结果可以看出,莺歌海盆地中央泥底辟带新近系不同层位海相泥岩,在不同温阶条件下,其烃类气与非烃气二氧化碳及氮气产出数量(百分含量)的变化

规律及特点明显不同,其中,烃类气与氮气的产出基本同步均在 300°C温阶以下产气量明显增加,烃类气的产气高峰多在 500°C温阶开始出现,氮气产气高峰则多在 400°C温阶或 500°C温阶产生;而二氧化碳则多在 400°C温阶以下其产气量明显增加,600°C温阶或 600°C温阶以下时方达到产气高峰,而中中新统梅山组泥岩产气高峰则达到 900°C温阶方可出现。很显然该温压双控热模拟实验结果,充分反映了烃类气形成早,且在相对低的热力学成熟演化条件下即可实现,而有机成因的氮气则与烃类气伴生,其形成时间及热力学成熟演化条件亦与烃类气相当,这点亦可从该区与氮气伴生的烃类气成熟度偏低的特点得到进一步佐证;而无机二氧化碳形成所需的热力学条件比烃类气高得多,必须要达到 600°C甚至 900°C以上高温方可大量形成,故其与烃类气及氮气相比其形成时间晚得多,这点亦可从该区无机二氧化碳多与高成熟的烃类气伴生之事实得到印证^[4]。总之,

通过气源岩温压双控热模拟生气实验结果和该区烃类气与二氧化碳等非烃气分布富集规律及其相互伴生关系和特点,结合天然气运聚成藏的具体地质条件分析,可以综合判识与确定该区非烃气二氧化碳形成时间及运聚成藏年龄为 0.01~0.001 Ma, 而氮气形成时间及运聚成藏年龄则与该区烃类气相当为 1.2~0.01 Ma, 比该区二氧化碳运聚成藏时间早。

参考文献 (References):

- [1] 戴金星. 中国东部和大陆架 CO₂ 气田(藏)及其气的类型[J]. 大自然探索, 1996, 15(4):18-20.
Dai Jinxing. The CO₂ gas fields (hidden) and the type of gas of eastern China and the continental shelf [J]. Nature Exploration, 1996, 15 (4) :18-20(in Chinese with English abstract).
- [2] 何家雄, 钟启祥, 陈伟煌, 等. 莺歌海盆地浅层天然气成因及烃源探讨[J]. 天然气地球科学, 1994, 5(6):15-27.
He Jiaxiong, Zhong Qixiang, Chen Weihuang, et al. The discussion of shallow gas origin and source of origin in Yingge Sea basin [J]. Natural Gas Geoscience, 1994, 5 (6):15-27(in Chinese with English abstract).
- [3] 何家雄, 陈伟煌, 李明兴, 等. 莺-琼盆地天然气成因类型及气源剖析[J]. 中国海上油气, 2000, 14(6):398-405.
He Jiaxiong, Chen Weihuang, Li Mingxing, et al. The analysis of genetic type of natural gas and gas source in Yingge Sea basin and Qiongdongnan basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2000, 14 (6): 398-405(in Chinese with English abstract).
- [4] 何家雄, 夏斌, 刘宝明, 等. 中国东部及近海陆架盆地 CO₂ 成因及运聚规律与控制因素研究 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 42-49.
He Jiaxiong, Xia Bin, Liu Baoming, et al. The causes and regular of migration and accumulation and control factors of CO₂ in eastern China and offshore shelf basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32 (4):42-49 (in Chinese with English abstract).
- [5] 何家雄, 陈胜红, 刘士林, 等. 珠江口盆地白云凹陷北坡-番禺低隆起天然气成因类型及其烃源探讨 [J]. 石油学报, 2009, 30(1): 16-21.
He Jiaxiong, Chen Shenghong, Liu Shilin, et al. The discussion of gas origin and source of origin of north slope of Baiyun hollow-Panyu lower uplift of Zhujiangkou basin [J]. Petroleum Technology, 2009, 30 (1):16-21(in Chinese with English abstract).
- [6] 张泉兴, 黄保家. 南海北部大陆架西区天然气的成因类型及其成烃史[J]. 中国海上油气, 1990, 4(1):5-13.
Zhang Quanxing, Huang Baojia. The type of natural gas and hydrocarbon generation history of northern south china sea continental shelf of the western [J]. China Offshore Oil and Gas, 1990, 4 (1):5-13 (in Chinese with English abstract).
- [7] 黄保家, 李绪深, 易平, 等. 莺歌海盆地乐东气田天然气地化特征和成藏史[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(4): 524-529.
Huang Baojia, Li Xushen, Yi Ping, et al. The geochemical characteristics of natural gas accumulation history of Ledong gas fields in Yingge Sea Basin [J]. Oil and Gas Geology, 2005, 26 (4): 524-529(in Chinese with English abstract).
- [8] 郝芳, 邹华耀, 黄保家, 等. 莺歌海盆地天然气生成模式及其成藏流体响应[J]. 中国科学, 2002, 32(11):889-895.
Hao Fang, Zhou Huayao, Huang Baojia, et al. The natural gas generation model and its response to accumulation of fluid in Yingge Sea Basin [J]. Chinese Science, 2002, 32 (11) :889-895 (in Chinese with English abstract).
- [9] 戴金星. 各类天然气的成因鉴别[J]. 中国海上油气(地质), 1992, 6 (1):11-19.
Dai Jinxing. Genetic Identification of various types of natural gas [J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 1992, 6 (1):11-19 (in Chinese with English abstract).
- [10] 刘文汇, 徐永昌, 史继扬, 等. 生物-热催化过渡带气 [M]. 北京: 科学出版社, 1998:1-211.
Liu Wenhui, Xu Yongchang, Shi Jiyang, et al. Bio-thermo-catalytic Transitional Zone Gas [M]. Beijing:Science Press, 1998: 1-211(in Chinese with English abstract).
- [11] 龚再升, 李思田, 谢泰俊, 等. 南海北部大陆边缘盆地分析与油气聚集[M]. 北京: 科学出版社, 1997:1-510.
Gong Zaisheng, Li Sitian, Xie Taijun, et al. The Continental Margin Basin Analysis and Hydrocarbon Accumulation in Northern South China Sea [M]. Beijing:Science Press, 1997:1-510 (in Chinese with English abstract).
- [12] 何家雄, 夏斌, 王志欣, 等. 南海北部边缘盆地西区油气运聚成藏规律与勘探领域及方向[J]. 石油学报, 2006, 27(4):12-18.
He Jiaxiong, Xia Bin, Wang Zhixing, et al. The regularity of oil and gas migration and accumulation and direction of exploration of northern south China sea continental shelf of the western [J]. Petroleum Technology, 2006, 27 (4):12-18 (in Chinese with English abstract).
- [13] 何家雄, 刘海龄, 姚永坚, 等. 南海北部边缘盆地油气地质及资源前景[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008:1-185.
He Jiaxiong, Liu Hailing, Yao Yongjian, et al. The Petroleum Geology and Resource Potential in the Marginal Basin of Northern South China Sea [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 2008:1-185 (in Chinese with English abstract).
- [14] 何家雄, 陈胜红, 刘海龄, 等. 南海北部边缘盆地地质与油气运聚成藏规律及特点[J]. 西南石油大学学报, 2008, 30(5):91-98.
He Jiaxiong, Chen Shenghong, Liu Hailing, et al. The regional geology and regularity of oil and gas migration and accumulation in the marginal basin of northern South China Sea [J]. Southwest Petroleum University, 2008, 30 (5):91-98 (in Chinese with English abstract).
- [15] 龚再升. 中国近海含油气盆地新构造运动和油气成藏 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(2):133-138.
Gong Zaisheng. The new tectonic movement and hydrocarbon

- accumulation of oil and gas basins in China's offshore [J]. *Oil and Gas Geology*, 2004, 25 (2):133-138 (in Chinese with English abstract).
- [16] 何家雄, 李强, 陈伟煌, 等. 琼东南盆地油气成因类型及近期天然气勘探方向探讨[J]. *海洋石油*, 2002, 22(1):47-56.
He Jiaxiong, Li Qiang, Chen Weihuang, et al. The oil and gas genetic types and the recent exploration of natural gas in Qiongdongnan basin [J]. *Offshore Oil*, 2002, 22 (1):47-56 (in Chinese with English abstract).
- [17] 陈长民, 施和生, 等. 珠江口盆地(东部)第三系油气藏形成条件[M]. 北京:科学出版社, 2003:1-266.
Chen Changmin, Shi Hesheng, et al. The Conditions of Hydrocarbon Accumulation in Zhujiangkou Basin (East) of [M]. Beijing:Science Press, 2003:1-266 (in Chinese with English abstract).
- [18] 龚再升, 李思田, 等. 南海北部大陆边缘盆地油气成藏动力学研究[M]. 北京:科学出版社, 2004:1-339.
Gong Zaisheng, Li Sitian, et al. The Research of Dynamics of Hydrocarbon Accumulation in the Marginal Basin of Northern South China Sea [M]. Beijing:Science Press, 2004:1-339 (in Chinese with English abstract).
- [19] 何家雄, 王振峰, 刘宝明, 等. 南海北部边缘盆地 CO₂ 成藏主控因素[J]. *天然气工业*, 2004, 24(9):19-22.
He Jiaxiong, Wang Zhenfeng, Liu Baoming, et al. The main controlling factors of CO₂ accumulation in the marginal basin of northern South China Sea [J]. *Natural Gas Industry*, 2004, 24 (9): 19-22(in Chinese with English abstract).
- [20] 何家雄, 姚永坚, 刘海龄, 等. 南海北部莺歌海盆地壳源型非生物 CO₂ 运聚成藏特征与资源潜力 [J]. *中国地质*, 2007, 34(5): 887-893.
He Jiaxiong, Yao Yongjian, Liu Hailing, et al. Migration and accumulation characteristics and resource potential of crust-derived inorganic CO₂ in the Yinggehai basin, northern South China Sea [J]. *Geology in China*, 2007, 34 (5):887-893 (in Chinese with English abstract)
- [21] 何家雄, 祝有海, 姚永坚, 等. 南海北部边缘盆地二氧化碳地质及资源化利用[M]. 北京:石油工业出版社, 2009:1-193.
He Jiaxiong, Zhu Youhai, Yao Yongjian, et al. The Geology and Resource Utilization of Carbon Dioxide in the Marginal Basin of Northern South China Sea [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 2009:1-193 (in Chinese with English abstract).
- [22] 何家雄, 祝有海, 崔莎莎, 等. 南海北部边缘盆地 CO₂ 成因及运聚规律与资源化利用思路 [J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(4): 488-496.
He Jiaxiong, Zhu Youhai, Cui Shasha, et al. The cause and regularity of migration and accumulation and resource utilization about CO₂ in the marginal basin of northern South China Sea [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20 (4):488-496 (in Chinese with English abstract).
- [23] 何家雄, 刘全稳. 南海北部大陆架边缘盆地 CO₂ 成因及运聚规律分析与预测[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(1):1-8.
He Jiaxiong, Liu Quanwen. The analysis and prediction of the cause and regularity of migration and accumulation about CO₂ in the marginal basin of northern South China Sea [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15 (1):1-8(in Chinese with English abstract).
- [24] 何家雄, 夏斌, 刘宝明, 等. 中国东部陆上和海域 CO₂ 成因及运聚规律与控制因素分析[J]. *中国地质*, 2005, 32 (4):663-673.
He Jiaxiong, Xia Bin, Liu Baoming, et al. Analysis of the genesis and migration and accumulation of CO₂ and controlling factors in the onland and offshore areas of eastern China [J]. *Geology in China*, 2005, 32(4):663-673 (in Chinese with English abstract).
- [25] 杜建国, 刘文汇. 广东三水盆地非烃天然气同位素地球化学[J]. *地球化学*, 1993, 15(1):24-28.
Du Jianguo, Liu Wenhui. The non-hydrocarbon gas isotope geochemistry of Sanshui basin in Guangzhou [J]. *Geochemistry*, 1993, 15 (1):24-28(in Chinese with English abstract).
- [26] 杜建国, 等. 天然气中氮的地球化学特征 [J]. *沉积学报*, 1996, (1):143-147.
Du Jianguo, et al. Geochemical characteristics of nitrogen in natural gas [J]. *Sedimentary*, 1996, (1):143-147(in Chinese with English abstract).
- [27] Polyak.B.G., et al. Isotopic composition of noble gases in geothermal fluids of the Krusne Hory Mts, Czechoslovakia and the nature of the local geothermal anomaly. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1985, 49:695-699.
- [28] 何家雄, 李明兴. 南海北部大陆架 Y 盆地天然气中 N₂ 成因及气源剖析与探讨[J]. *天然气地球科学*, 2000, 11(3):25-34.
He Jiaxiong, Li Mingxing, et al. The analysis and discussion of N₂ origin of natural gas and gas source of Y basin in South China Sea continental shelf [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2000, 11 (3):25-34 (in Chinese with English abstract).
- [29] 于兴河, 张志杰. 南海北部陆坡区新近系沉积体系特征与天然气水合物分布的关系[J]. *中国地质*, 2005, 32(3):470-476.
Yu Xinghe, Zhang Zhijie. Characteristics of Neogene depositional systems on the northern continental slope of the South China Sea and their relationships with gas hydrate[J]. *Geology in China*, 2005, 32(3): 470-476(in Chinese with English abstract).
- [30] 何家雄, 祝有海, 陈胜红, 等. 天然气水合物成因类型及成矿特征与南海北部资源前景 [J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(2):237-243.
He Jiaxiong, Zhu Youhai, Chen Shenghong, et al. The genetic types of gas hydrate forming characteristics and resources prospects of northern South China Sea [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20 (2):237-243 (in Chinese with English abstract).
- [31] 王飞宇, 何萍, 张水昌, 等. 利用自生伊利石 K-Ar 定年分析烃类进入储集层的时间[J]. *地质论评*, 1997, 43(5):540-546.
Wang Feiyu, He Ping, Zhang Shuichang, et al. Authigenic illite by K-Ar dating of hydrocarbons into the reservoirs of the time [J]. *Geological Review*, 1997, 43 (5):540-546(in Chinese with English abstract).

- [32] 王飞宇, 郝石生, 雷加锦, 等. 砂岩储层中自生伊利石定年分析油气藏形成期[J]. 石油学报, 1998, 19(2):40-44.
Wang Feiyu, Hao Shisheng, Lei Jiabin, et al. The dating of authigenic illite formation of oil and gas reservoirs in sandstone reservoirs [J]. Petroleum Technology, 1998, 19 (2):40-44 (in Chinese with English abstract).
- [33] 张有瑜, 董爱正, 罗修泉, 等. 油气储层自生伊利石的分离提纯及其 K-Ar 同位素测年技术研究 [J]. 现代地质, 2001, 15(3):315-320.
Zhang Youyu, Dong Aizheng, Luo Xiuquan, et al. Authigenic illite gas separation and purification of K-Ar dating technique [J]. Modern Geology, 2001, 15 (3):315-320(in Chinese with English abstract).
- [34] 张有瑜, 罗修泉, 宋健, 等. 油气储层中自生伊利石 K-Ar 同位素年代学研究若干问题的初步探讨 [J]. 现代地质, 2002, 16(4):403-407.
Zhang Youyu, Luo Xiuquan, Song Jian, et al. The study of the authigenic illite K-Ar isotopic dating of some of the preliminary in oil and gas reservoirs [J]. Modern Geology, 2002, 16 (4):403-407 (in Chinese with English abstract).
- [35] 张有瑜, 罗修泉. 油气储层自生伊利石 K-Ar 同位素年代学研究现状与展望[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(2):231-236.
Zhang Youyu, Luo Xiuquan. The geochronology and Prospect of authigenic illite in hydrocarbon reservoirs K-Ar isotopic [J]. Oil and Gas Geology, 2004, 25 (2):231-236(in Chinese with English abstract).
- [36] 杨忠芳, 季峻峰, 车枕, 等. 沉积岩中伊利石的烷基胺处理和 K-Ar 定年分析[J]. 科学通报, 2002, 47(16):1261-1264.
Yang Zhonghuang, Ji Junfeng, Che Chen, et al. The illite in sedimentary rocks alkyl amine treatment and analysis of K-Ar dating [J]. Science Bulletin, 2002, 47 (16) :1261-1264 (in Chinese with English abstract).
- [37] 王龙樟, 戴撞谟, 彭平安, 等. 自生伊利石 $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ 法定年技术及气藏成藏期的确定 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2005, 30(1):78-82.
Wang Longzhang, Dai Tongmo, Peng Pingan, et al. Authigenic illite $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ dating technique and gas reservoirs of determination [J]. Earth Science——China University of Geosciences, 2005, 30 (1) :78-82 (in Chinese with English abstract).
- [38] 邱华宁, 吴河勇, 冯子辉, 等. 油气成藏 $^{40}\text{Ar}-^{39}\text{Ar}$ 定年难题与可行性分析[J]. 地球化学, 2009, 38(4):405-411.
Qiu Huaning, Wu Heyong, Feng Zihui, et al. The problems and feasibility analysis of hydrocarbon accumulation [J]. Geochemistry, 2009, 38 (4):405-411(in Chinese with English abstract).
- [39] 肖贤明, 刘祖发, 刘德汉, 等. 应用储层流体包裹体信息研究天然气气藏的成藏时间[J]. 科学通报, 2002, 47(12):957-960.
Xiao Xianming, Liu Zhufa, Liu Dehan, et al. The research of natural gas accumulation time by using fluid inclusion data [J]. Science Bulletin, 2002, 47 (12):957-960 (in Chinese with English abstract).
- [40] 胡忠良, 肖贤明, 黄保家, 等. 琼东南盆地崖 YC13-1 气田气源区圈定与成藏运聚模式[J]. 地球化学, 2005, 34(1):66-72.
Hu Zhongliang, Xiao Xianming, Huang Baojia, et al. The source area delineation and accumulation model of YC13-1 gas field in Qiongdongnan basin [J]. Geochemistry, 2005, 34 (1) :66-72 (in Chinese with English abstract).
- [41] 何家雄, 夏斌, 孙东山, 等. 南海北部琼东南盆地油气成藏组合及运聚规律与勘探方向分析 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1):53-58.
He Jiaxiong, Xia Bin, Sun Dongshan, et al. The oil and gas reservoir combinations and regular of migration and accumulation and analysis of exploration direction in Qiongdongnan basin of northern South China Sea [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33 (1):53-58 (in Chinese with English abstract).
- [42] 邓鸣放, 陈伟煌. 崖 13-1 气田天然气特征及其源岩研究 [J]. 中国海上油气, 1989, 3(6):19-23.
Deng Mingfang, Chen Weihuang. The characteristics and research of source rocks Ya 13-1 gas field [J]. China Offshore Oil and Gas, 1989, 3 (6):19-23(in Chinese with English abstract).
- [43] 孙嘉陵. 南海崖 13-1 气田特征及富集成藏条件[J]. 天然气工业, 1994, 14(2):1-7.
Sun Jialing. The features of Ya 13-1 gas field and conditions of rich integration and accumulation in South China Sea [J]. Natural Gas Industry, 1994, 14 (2):1-7(in Chinese with English abstract).
- [44] 云建兵, 施和生, 邱华宁, 等. 砂岩储层自生伊利石 $^{40}\text{Ar}-^{39}\text{Ar}$ 定年技及油气成藏年龄探讨 [J]. 地质学报, 2009, 83 (8): 1134-1139.
Yun Jianbing, Shi Hesheng, Qiu Huaning, et al. Authigenic illite $^{40}\text{Ar}-^{39}\text{Ar}$ dating of age of technology and accumulation of oil and gas in sandstones reservoir [J]. Geologica Sinica, 2009, 83 (8): 1134-1139 (in Chinese with English abstract).
- [45] 何家雄, 姚永坚, 刘海龄, 等. 南海北部边缘盆地天然气成因类型及气源构成特点[J]. 中国地质, 2008, 35(5):997-1006.
He Jiaxiong, Yao Yongjian, Liu Hailing, et al. The natural gas genetic types and characteristics of gas source composition in the marginal basin of northern South China Sea [J]. Geology in China , 2008, 35 (5):997-1006 (in Chinese with English abstract).

Integrated identification and determination of genetic types and accumulation time in the marginal basin of northern South China Sea

HE Jia-xiong¹, MA Wen-hong², ZHU You-hai³, Gong Xiao-feng¹

(1. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, CAS, Guangzhou 510640, Guangdong, China; 2. Zhanjiang Branch, CNOOC, Zhanjiang 524057, Guangdong, China; 3. Institute of Mineral Resources, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China)

Abstract: Gas exploration has made rapid progress in the marginal basin of northern South China Sea since the 1990's. In addition to YC13-1 gas field found in the early stage in Qiongdongnan basin, DF gas field belt and LD gas field belt were found in succession in Yinggehai basin, WC gas field belt and PY gas field belt were found in Zhujiangkou basin, and LW-LH gas field belt was found recently in deep water area of Zhujiangkou basin. The gas composition of these gas field belts is mainly hydrocarbons, with some blocks of the gas field belts in Yinggehai basin also rich in CO₂ (carbon dioxide), N₂ (nitrogen) and other non-hydrocarbon gas. According to geological and geochemical characteristics of the gas as well as known genetic identification criteria and indicators of N₂ both in China and abroad, the types of the gas in this area can be divided into biogas, quasi-biogas, mature oil type gas, mature-high mature coal type gas and high mature-over mature gas. CO₂ gas cloud be divide into three main types, i.e., shell type (organic / inorganic), crust-mantle mixed type and volcanic type. N₂ gas cloud be divided into three main genetic types, i.e., atmosphere, crust and crust-derived organic type and organic-inorganic mixed type. The identification and determination of the formation and accumulation time of different gas reservoirs are mainly based on geochemical characteristics and dynamics of hydrocarbon production, dynamics of isotope and hydrocarbon-bearing brine inclusions and Ar-Ar isotopic dating of autogenetic illite, in combination with concrete geological conditions of accumulation so as to make synthetic judgment and decision. The formation and accumulation time of non-hydrocarbon gas is mainly based on the formation time of associated hydrocarbon gas in combination with double controlling factors of temperature and pressure in thermal simulation and geological conditions so as to make synthetic judgment and decision.

Key words: northern South China Sea; genetic types of hydrocarbon gas; genetic types of non-hydrocarbon gas; double controlling factors of temperature and pressure in thermal simulation; determination of accumulation time

About the first author: HE Jia-xiong, born in 1956, male, professor, doctor, long engages in oil and gas exploration and comprehensive geological study; E-mail: hejx@gig.ac.cn.