

文章编号: 1000-0550(2005) 01-0156-06

莺歌海盆地东方 1—1 气田天然气来源与运聚模式

赵必强¹ 肖贤明¹ 胡忠良¹ 黄保家²

1(中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室 广州 510640)

2(中国海洋石油有限公司湛江分公司技术部 广东湛江 524057)

摘要 莺歌海盆地东方 1—1 气田以其埋藏浅、天然气成份变化大、气藏位于底辟构造带等特征一直是研究的热点。长期以来对其气源、充注历史等问题存在不少疑问。该研究应用生烃动力学与碳同位素动力学方法通过对典型烃源岩的研究,建立起了烃源岩在地质条件下的生气模式与碳同位素分馏模式。结合天然气地质地球化学特征,研究认为:东方 1—1 气田烃类气体主要来源于梅山组烃源岩,非烃气体来源于三亚组或更深部含钙地层;天然气藏形成相当晚,与底辟作用有关,烃类气体主要充注时间在 1.3Ma 以后,CO₂ 气体主要充注时间在 0.1Ma 左右;天然气成份的非均一性主要受控于底辟断裂活动所控制的幕式充注。

关键词 DF1—1 气田 生烃动力学 碳同位素动力学 天然气 运聚模式
第一作者简介 赵必强 男 1964 年出生 博士研究生 油气地质与地球化学
中图分类号 P593 **文献标识码** A

1 前言

东方 1—1 气田位于莺歌海盆地的西北部,它具有三个特征:其一,区域构造位置为莺歌海盆地中央泥底辟构造带北部,圈闭与泥底辟有关(图 1);其二,埋藏较浅,气藏顶埋深 1 200~1 400 m;其三,天然气成份变化大,CO₂ 含量变化范围 0.1%~93%,实际上形成了两类气藏:CO₂ 型气与烃类型气藏^[1-6]。关于东方 1—1 气田的成因已经取得一些较一致的认识,如主要气源为梅山组和三亚组,天然气经历了 2 400 m 以上的垂向运移;天然气成藏晚,为与泥底辟发育的幕式成藏^[1-6]。然而,东方 1—1 气田在成藏方面仍有一些关键性问题没有解决,如(1)气藏充注时间,是上新世末还是在第四纪?(2)烃类气与非烃气是否同源,是梅山组还是三亚组?(3)气藏运聚模式,是阶段气还是累积气?(4)天然气气藏内流体非均一性形成的原因。这些问题不仅是理论问题,也是生产实际问题,长期困扰该区天然气评价与勘探。

本文将在早期研究成果的基础上,进一步应用碳同位素动力学与生烃动力学的方法对这些问题进行研究及探讨。

2 样品与实验

研究样品取自莺—琼盆地 ST36—1—1 井与 Ya7

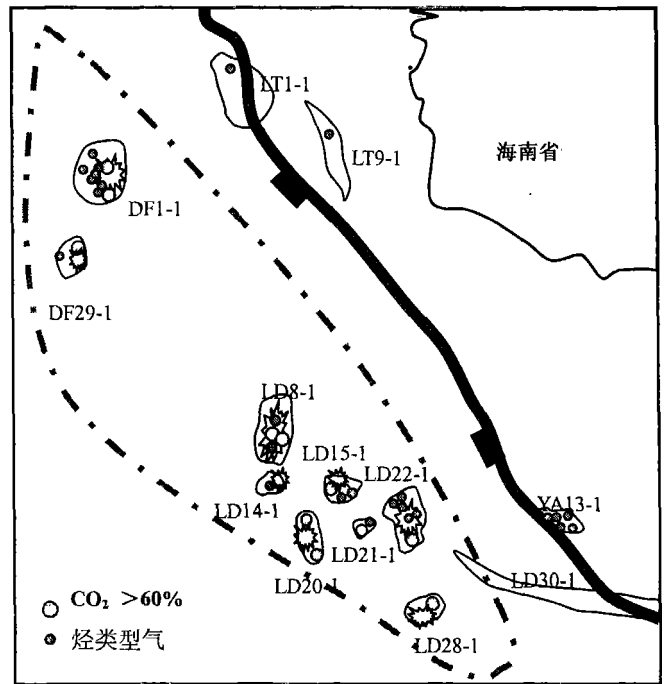


图 1 东方 1—1 气田位置及构造特征
(资料来源于南海西部石油研究院)

Fig 1 Sketch map showing the location and structural feature of the DF1—1 Gas Field

表 1 生烃动力学样品地化分析结果

Table 1 Geochemical results of the studied source rock samples

样号	深度 /m	层位	岩性	全岩 Rock - eval 分析结果				干酪根 H/C	干酪根分析	
				TOC	S_1	$S_1 + S_2$	HI		TOC	VR_o
				%		/(mg/g)	/(mg/g)		%	%
ST36-1-1	3258	SY	泥岩	0.48	0.02	0.51	106.3	1.12	58	0.66
YA7-4-1	2340	MS	粉砂质泥岩	0.42	0	0.32	76.2	1.07	61	0.40

—4—1井,分别为三亚组(SY)暗色泥岩与梅山组(MS)暗色泥岩。这两块烃源岩样品成熟度较低,处在未成熟—低成熟阶段。生烃母质为典型Ⅱ型干酪根,具有一定代表性,样品地球化学特征见表 1。

生烃动力学实验装置选择黄金管—高压釜封闭体系,升温速率为 2℃/h 与 20℃/h,压力 50MPa,生烃热解温度范围为 250~600℃。热模拟气体由真空集气泵收集,其成份分析在 HP 5890 型 GC 仪上完成,由内标法(用乙炔和丙烯的混合气体作内标)进行定量。气体组分碳同位素分析在 Isochrone 型 GC-IRMS 同位素质谱仪上完成,要求 2~3 次的分析误差不大于 ±0.3(‰, PDB)。生烃动力学参数计算采用美国 Lawrence Livermore 国家实验室编制的 Kinetics 专用软件,计算方法参见文献^[7,8];甲烷碳同位素动力学模拟计算采用美国加州理工学院能源与环境研究中心开发的 GOR - Isotope kinetics (2002 年第 1 版)专用软件,计算原理与过程参见文献^[9]。

3 结果与讨论

3.1 生烃动力学与碳同位素动力学参数

本研究两个泥岩样品干酪根生烃动力学参数计算结果见图 2,可见三亚组泥岩甲烷(C_1)生成活化能为 196~204kJ/mol,主峰出现在 280kJ/mol,频率因子为 $9.6 \times 10^{-14} s^{-1}$;梅山组泥岩干酪根甲烷(C_1)生成活化能为 190~297kJ/mol,主峰也为 275 kJ/mol,频率因子为 $3.84 \times 10^{-12} s^{-1}$ 。甲烷生成碳同位素动力学参数见表 2。从中可见,两个样品相似,均体现出Ⅱ型干酪根的特点^[9]。

应用这些动力学参数,结合东方 1—1 地区地质背景及古地温模式,便可推导出地质条件下烃源岩生烃史与天然气甲烷碳同位素动力学模型。

3.2 古地温模式

关于莺—琼盆地现地温梯度已有较多文献报道^[1,10]。总的特征是现地温梯度高,一般介于 3.6~

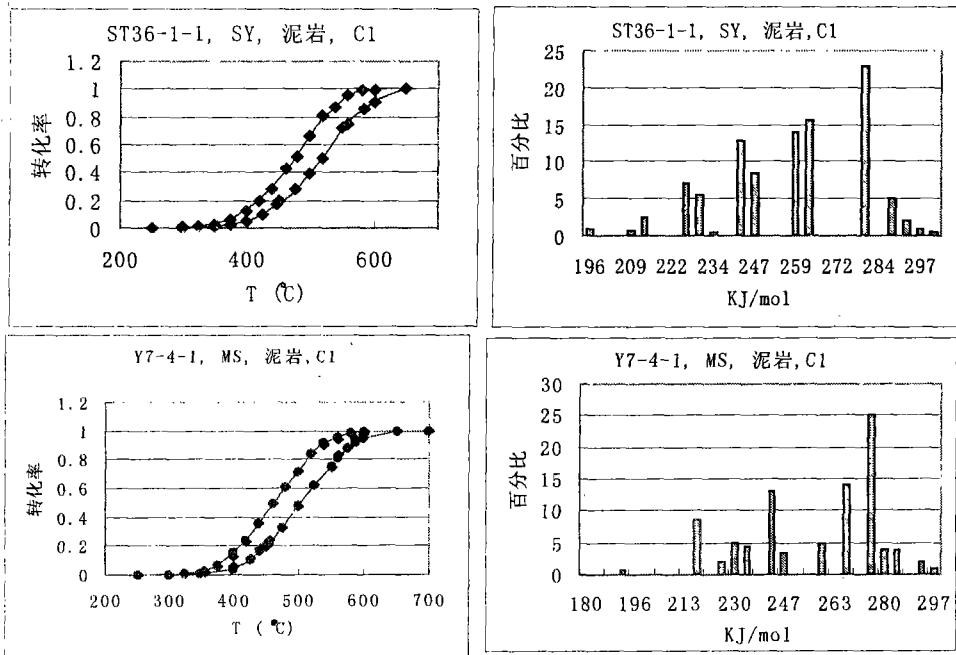


图 2 研究样品甲烷生成活化能分布与拟合计算结果

Fig 2 Methane generation activity energy distribution and fitting result of the studied source rock samples

表 2 研究烃源岩样品热解生成甲烷碳同位素动力学参数

Table 2 Methane carbon isotopic kinetics parameters of the studied source rock samples

样品号	组分	α	β_L	β_H	E_o	σ	γ
			/(cal/mol)	/(cal/mol)	/(cal/mol)	/(cal/mol)	
ST36-1-1	C ₁	1.020	27.08	53.77	54086	2.77	0.01095
Y7-4-1	C ₁	1.020	25.18	60.12	50982	5.46	0.01096

注(1):表中 α 为同位素分馏因子; β_L 为焓差的最小值; β_H 为焓差的最大值; E_o 为平均活化能; σ 为均方差, % E_o ; γ 为活化能门限值。

注(2):这些参数代表的动力学意义见文献^[9]

4 5°C/100m, 属异常高地温梯度范围。但对古地温梯度, 所见资料不多, 根据龚再升等^[11]的观点, 莺歌海盆地自上新世以来, 古地温梯度不断增高。中海石油有限公司湛江分公司一般采用现地温梯度 4 2°C/100m 进行盆地模拟计算。古地温梯度研究的方法较多, 目前应用最多、较有效的是基于动力学计算的 Easy R_o 法与镜质组 R_o 动力学方法^[9]。莺—琼盆地地层时代年轻, 无明显抬升运动, 地质变量少, 有利于应用动力学方法恢复古地温梯度。本研究采用 Easy R_o 法, 应用该地区获得的镜质组 R_o 数据对莺歌海盆地中心底辟带典型剖面古地温史进行恢复, 采用了多种古地温模式进行反复拟合计算, 提出了如下古地温模式:

2 Ma 以前: 古地温梯度 3 2°C/100m, 古地表温度 15°C;

2 Ma 以后: 古地温梯度 4 1°C/100m, 古地表温度 15°C。

图 3 是东方 1—1—1 井两套烃源岩古地温演化图。从中可见, 烃源岩在第四纪升温速度快, 达到 30~40°C/1Ma。这种地温模式对该区生烃成藏有重要的影响。

3.3 地质地球化学参数

综合近年来对 DF1—1 气田地质地球化学研究^[1-4], 可得到如下相关信息:

(1) 烃源岩是梅山组泥岩和 /或三亚组煤系烃源岩;

(2) 圈闭构造形成于上新世, 有效区域盖层形成较晚, 从地质角度考虑在 2 Ma 后天然气才能有效运聚于浅部储层中;

(3) 天然气运移主要是垂向运移, 与泥底辟作用有关;

(4) 天然气碳同位素特征是: CO₂型天然气中 $\delta^{13}C_1$ 较重, 介于 -33.19‰ ~ -31.8‰, 平均 -32.5‰; 烃类型天然气 $\delta^{13}C_1$ 较轻, 介于 -35.5‰

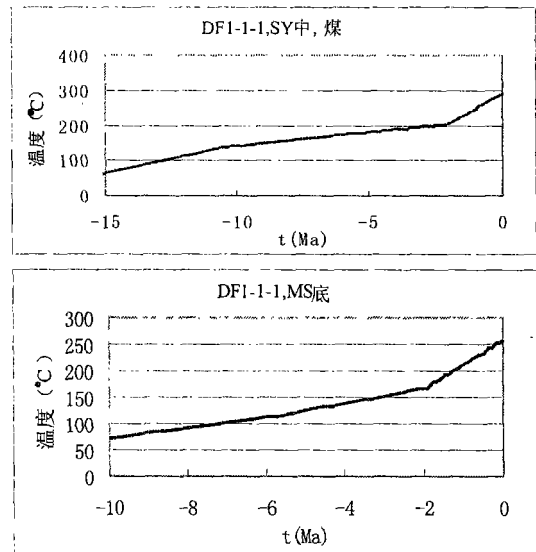


图 3 东方 1—1—1 井两套烃源岩古地温演化图

Fig 3 Paleotemperature evolution of two sets of source rocks from the well DF1-1-1

~ -40.45‰, 平均 -36.5‰ (表 3)。

这些参数是应用天然气生烃动力学与碳同位素动力学方法研究天然气成因的重要地质地球化学信息。

3.4 气田天然气成因

如前所述, 因东方 1—1 气田天然气表现为垂向运移, 在上述研究的基础上, 本研究以 DF1—1—1 井为参考点, 对 SY 组 (三亚组) 泥岩及 MS 组 (梅山组) 泥岩生烃史与天然气 C₁ 碳同位素动力学模型进行了研究。结果见图 4 与图 5。从中可得到如下认识:

(1) SY 组泥岩中部现埋深 6 720 m, 现地温 290°C, 按本研究设定古地温模式 R_o 达 4.0%。天然气生烃较早, 在 6.5 Ma 开始进入生气门限, 主生气期出现在 5~1 Ma 天然气累积气 $\delta^{13}C_1 = -25.5‰$ 。由此可见, SY 组泥岩主生烃期明显早于浅部圈闭构造形成时间, 生成的烃类气天然气甲烷碳同位素也与 DF1—1 气田存在比较大的差别, 因此, 不是主力气源岩。

表 3 东方 1—1 气田天然气组成及同位素分析数据 (数据来源于南海西部石油研究院)

Table 3 Gas compositions and carbon isotopic data from the DF-1-1 Gas Field

井号	井深 m	层位	天然气组成 %				C ₁ C ₁₋₅	碳同位素 δ ¹³ C ‰		
			C ₁	C ₂₋₅	CO ₂	N ₂		C ₁	C ₂	CO ₂
DF112	1284~1296	N ₂ y	76.39	2.45	1.01	19.57	0.97	-35.77	-25.42	-15.48
	1414~1453	N ₂ y	25.8	0.98	66.66	6.27	0.96	-33.19	-24.81	-2.89
DF114	1277~1293	N ₂ y	70.4	1.18	0.12	27.7	0.98	-38.0	-25.4	-19.90
	1360~1375	N ₂ y	71.97	1.19	0.25	26.4	0.98	-36.5	-24.9	-
DF115	1322~1326	N ₂ y	71.27	1.26	0.17	27.15	0.98	-35.6	-25.0	-16.90
DF117	1358~1386	N ₂ y	35.9	1.4	57.0	5.2	0.96	-31.8	-23.7	-3.40
DF119	1425~1433	N ₂ y	80.28	0.22	0.35	18.59	0.99	-40.45	-21.77	-8.60

(2) DF1—1—1 井 MS 组泥岩最大埋深 5 510 m, 现地温 258℃, 按本研究设定古地温模式模拟计算 R₀ = 3.08%。这套烃源岩生烃较晚, 生烃门限出现在 2Ma 左右, 主生期出现在 1.3Ma 以后, 目前 C₁ 转化率为 0.86%, 仍处在生烃高峰期。生成天然气累积气 δ¹³C₁ = -32‰, 考虑到该点为 MS 组底, MS 组厚达 2500~2600 m, 推测 MS 组泥岩生成的天然气 δ¹³C₁ 可变化在 -40‰ ~ -32‰ 范围内。由此可见, DF1—1—1 井 MS 组泥岩无论是生烃史还是天然气 δ¹³C 特征均与 DF1—1—1 气田圈闭构造形成及天然气 δ¹³C₁ 相当。因此, MS 组应该是 DF1—1—1 气田主力气源岩。

(3) 根据烃类型甲烷天然气同碳同位素动力学模型, 气藏内天然气充注时间在 1.3Ma 以后, 天然气组分与碳同位素的非均一性与气藏形成晚、目前仍处在充注阶段、尚未达到混合平衡有关。

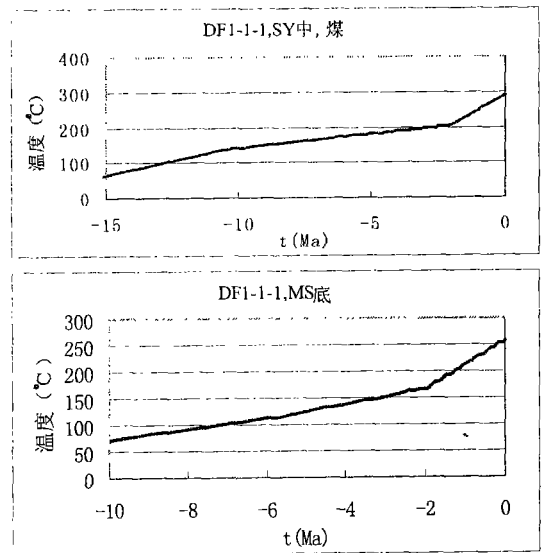


图 5 DF1—1—1 井 MS 组泥岩生烃史及碳同位素动力学模型
Fig 5 Methane generation history and carbon isotopic kinetics model of the Meishan Formation mudstone

(4) 关于 CO₂ 型气的成因, 已有的研究表明主要属无机成因, 来源于深部 (如三亚组底部或三叠系) 含钙地层受热分解^[24 10]。根据 Rooney 模型原理^[11 12], 应用烃类 CO₂ 型气中烃类气体的碳同位素特征, 推断出这类天然气形成于 0.1Ma (图 6)。

3.5 天然气藏运聚模式

根据上述研究, 建立起了东方 1—1 气田天然气运聚模式。在以往研究的基础上, 该模式提供了如下信息:

主要气源岩是梅山组烃源岩;

天然气藏形成很晚, 可大致分两期, 均与底辟作用有关。第一期发生在底辟前, 形成烃类型气藏; 第二期发生在底辟阶段, 形成 CO₂ 型气藏, 两期形成时间分别为 1.3Ma 以后与 0.1Ma

东方 1—1 气田烃类气基本上属累积聚气, 目

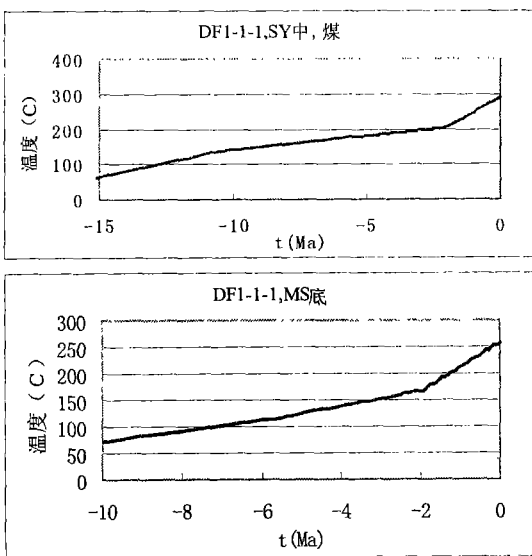


图 4 DF1—1—1 井 SY 组泥岩生烃史及碳同位素动力学模型
Fig 4 Methane generation history and carbon isotopic kinetics model of the Shanya Formation mudstone

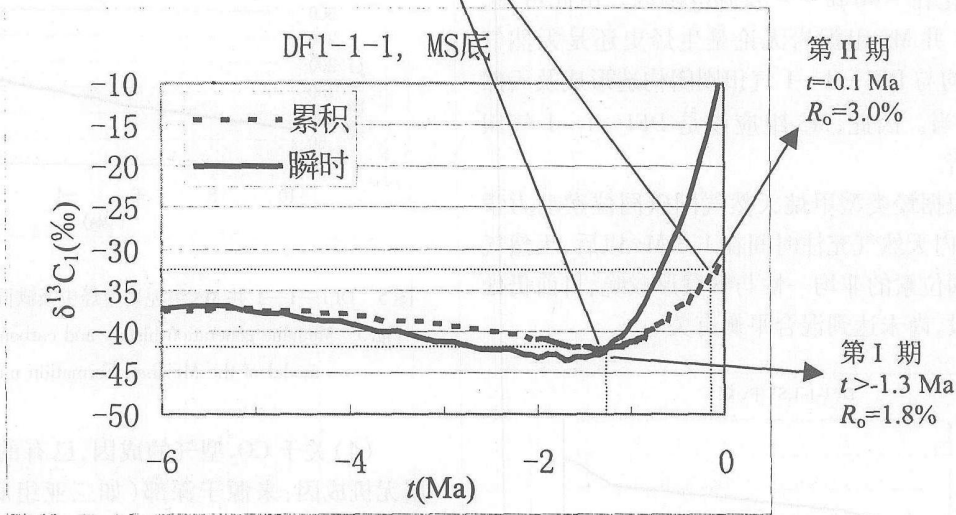
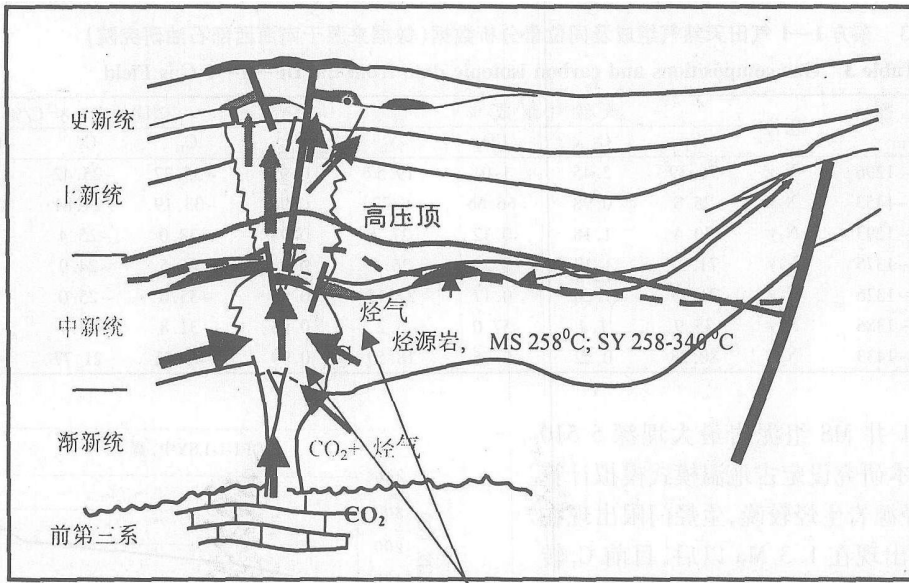


图 6 东方 1—1—1 气田天然气运聚模式 (上部据黄保家, 2002 下部为本研究成果)

Fig 6 Sketch map showing gas migration and accumulation model of the DF 1-1 Gas Field

前仍处在充注阶段, 而 CO₂气体现出快速、瞬间充注的特点。

类型气基本上属累积聚气, CO₂型气体现出快速、瞬间充注的特点。

4 结论与认识

参考文献 (References)

- (1) 获取了莺琼盆地两块烃源岩生烃动力学与碳同位素动力学参数, 这些参数对于该区油气评价具有重要意义;
- (2) 提出了东方 1—1 气田烃类气来源于梅山组, CO₂气主要来源于三亚组或更深的含钙地层。
- (3) 提出了东方 1—1 气田天然气运聚模式, 烃

- 1 龚再升, 李思田. 南海北部大陆边缘盆地分析与油气聚集. 北京: 科学出版社, 1997 18~ 123 [Gong Zhasheng and Li Sitian Basin Analysis and Petroleum Accumulation of the Northern South China Sea Continental Margin Basin. Beijing: Science Press, 1997 18~ 123]
- 2 黄保家, 肖贤明, 董伟良. 莺歌海盆地烃源岩特征及天然气生成演化模式. 天然气工业, 2002 22: 26~ 32 [Huang Baojia, Xiao Xianming and Dong Weiliang Source rock characteristics and natural gas e-

- olution model from the Yinggehai Basin. *Natural Gas Industry* 2002, 22: 26~32]
- 3 郝芳, 李思田, 龚再升, 等. 莺歌海盆地底辟发育机理与流体幕式充注. *中国科学 (D 辑)*, 2001, 31(6): 471~476 [Hao Fang, Li Sitian and Gong Zasheng, *et al*. Diaper development mechanism and fluid episode charge in the Yinggehai Basin. *Science in China (D)*, 2001, 31(6): 471~476]
 - 4 郝芳, 邹华耀, 黄保家. 莺歌海盆地天然气生成模式及其成藏流体响应. *中国科学 (D 辑)*, 2002, 32(11): 889~895 [Hao Fang, Zou Huahui and Huang Baojia. Natural gas formation model and gas pool fluid history of the Yinggehai Basin. *Science in China (D)*, 2002, 32(11): 889~895]
 - 5 殷秀兰, 李思田, 杨计海, 等. 莺歌海 DF1-1 底辟断裂系统及其对天然气成藏的控制. *地球科学*, 2002, 27(4): 392~396 [Ying Xiulan, Li Sitian, Yang Jihai, *et al*. Diaper fault system and its control on natural gas pool formation in the DF1-1 Gas Field of the Yinggehai Basin. *Geoscience* 2002, 27(4): 392~396]
 - 6 解习农, 李思田, 胡祥云, 等. 莺歌海盆地底辟带热流体输导系统及其成因机制. *中国科学 (D 辑)*, 1999, 29(3): 247~256 [Jie Xilong, Li Sitian, Hu Qiangyun, *et al*. Transportation system of thermal fluids from the diapir belts of the Yinggehai Basin and its formation mechanism. *Science in China (D)*, 1999, 29(3): 247~256]
 - 7 高喜龙, 肖贤明, 赵必强, 等. 渤海湾盆地渤中凹陷下第三系烃源岩生烃史. *沉积学报*, 2004, 22(2): 360~364 [Gao Xilong, Xiao Xianming, Zhao Biqiang, *et al*. Petroleum generation history of lower Tertiary source rocks from the Bozhong Depression of the Bohaiwan Basin. *Acta Sedimentologica Sinica* 2004, 22(2): 360~364]
 - 8 Tang Y, Jenden P D, Nigrini A, and Teeman S C. Modeling early methane generation in coal. *Energy and Fuels* 1996, 10: 659~671
 - 9 Tang Y, Penry JK, Jenden P D, and Schoell M. Mathematical modeling of stable carbon isotope ratios in natural gases. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 2000, 64(15): 2673~2687
 - 10 Huang B J, Xiao X, and Dong W L. Migration and accumulation of natural gases and their relationship to the formation of diapir structures in the Dongfang 1-1 gas field. *South China Sea Marine and Petroleum Geology*, 2002, 19(3): 957~960
 - 11 Rooney M A, Claypool G E, Chung H M. Modeling thermogenic gas generation using carbon isotope ratios of natural gas hydrocarbons. *Chemistry Geology*, 1995, 126: 219~232
 - 12 Cramer B, Faber E, Gerling P and Krooss B M. Reaction kinetics of stable carbon isotopes in natural gas—insights from dry, open system pyrolysis experiments. *Energy & Fuels* 2001, 15: 517~532

Origin and Accumulation Model of Natural Gases in the Dongfang 1-1 Gas Field of the Yinggehai Basin

ZHAO Bì-qiang¹ XIAO Xián-míng¹ HU Zhōng-liáng¹ HUANG Bào-jia²

1(State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640)

2(Technology Department, CNOOC Limited, Zhanjiang Guangdong 524057)

Abstract The Dongfang 1-1 Gas Field of the Yinggehai Basin has great attractiveness because its characteristics of a shallow burial depth, wide variations of gas composition and occurrence in the diapir fault belt. There have been still problems on gas source and gas-filling model for a long period. In this paper, the method of hydrocarbon generation kinetics and carbon isotopic fraction kinetics was applied to some typical source rocks from this basin, and a geological model of gas generation and methane carbon isotopic fraction was suggested. With the combination of the geological and geochemical background of the Dongfang 1-1 Gas Field, it was believed that the hydrocarbon gases were mainly from the coal measure source rocks in the Meishan Formation, but non-hydrocarbon gas the calcareous shale in the Shanya Formation. The gas pool is quite young and is related to the diapirism. The hydrocarbon gas was charged after t.l. 3Ma, and CO₂ gas at about 0.1Ma. The wide variation compositions of the natural gas were controlled by episode changes of gases controlled by diapir fault activities.

Key words Dongfang 1-1 Gas Field, hydrocarbon generation kinetics, carbon isotopic fraction kinetics, natural gas migration and accumulation model