

论南方海相层系有效供烃能力的主要控制因素

钟宁宁¹⁾, 赵喆^{1,2)}, 李艳霞^{1,3)}, 梁狄刚²⁾, 陈建平²⁾

1) 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京, 102249;

2) 中国石油勘探开发研究院, 北京, 100083;

3) 西安石油大学油气资源学院, 西安, 710065

内容提要:通过对烃源条件和天然气成藏过程的动力学分析, 从高有机质丰度海相碎屑岩层段发育、构造沉积类型特征、高一过成熟阶段烃源灶性质演变形成的气源接替效应以及生烃强度与非构造性散失强度(速率)在地质历史中数量关系等若干方面, 探讨了影响中国南方海相层系天然气成藏的有效供烃能力的主要地质-地球化学因素。指出有效供烃效率是烃源岩性质、构造-沉积类型、烃源灶类型及其叠合、生烃强度历史演化和天然气散失速率诸控制要素的综合效应。提出烃源条件分级评价指标, 并对南方海相层系的有效供烃能力进行了初步评价。

关键词:海相层系; 烃源灶; 供烃能力; 天然气成藏; 动力学

中国南方广泛分布于古生界和中生界海相地层中的油气苗(沥青)、古油藏及四川盆地大气田发现的事实表明, 南方海相地层具有无可置疑的、很好的生烃潜力(马力等, 2004; 马永生等, 2006a; 徐国盛等, 2007)。但是, 由于南方海相盆地所独具的阶段性和旋回性和叠加性, 不仅造就了生油气的丰厚物质基础, 而且也造成了盆地沉积埋藏-热历史和有机质生烃演化历史的多阶段性, 以及油气成藏过程和油气保存的复杂性(马力等, 2004; 金之钧, 2005; 马永生等, 2006b)。因此, 下组合海相层系如何能够为晚近形成的油气藏提供有效烃源, 至今仍然是重建油气成藏历史和正确预测有利勘探区域所亟待解决的重要问题。

长期以来, 对我国南方地区海相层系的油气地球化学研究比较专注于碳酸盐岩生烃潜力评价、油气源对比以及有机质热演化程度判识等问题的探讨(傅家谟等, 1982; 刘德汉等, 1982; 郝石生, 1984; 黄藉中, 1984, 1990)。随着海相层系中大气田的陆续发现和勘探实践的不断深入, 许多研究者进一步研究了典型油气藏成藏过程及成藏期后变化(马永生等, 2005, 2007; 赵喆等, 2006a; 杜春国等, 2007; 李艳霞等, 2007a)。基于前人大量研究工作和笔者近年的专题研究, 本文以典型实例剖析和成藏过程的动

力学分析相结合的方法, 进一步探讨影响南方海相层系天然气成藏的有效供烃能力的重要地质-地球化学因素。

1 海相碎屑岩层段

烃类的有效供给首先依赖于地层中丰富的烃源物质。我国南方以碳酸盐岩沉积为主海相层系厚度巨大, 总体而言, 这些海相层系的有机质丰度都较低。因此, 长期以来, 很多研究工作比较注重论证低有机质丰度碳酸盐岩作为烃源岩的可能性, 形成了“南方海相烃源岩满山遍野, 且厚度巨大”的认识误区, 而忽略了在海相层系中同样广泛存在, 但厚度并不巨大的高有机丰度的碎屑岩沉积。

从对古今油气藏的有效贡献来讲, 我国南方地区可能存在着4套区域性的海相烃源层系(下寒武统、上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组、下二叠统和上二叠统), 除下二叠统栖霞组一茅口组以外, 其余3套都是海相碎屑岩沉积, 且有机质丰度类型都优于下二叠统的碳酸盐岩烃源岩^①。各套海相泥质烃源岩的厚度一般只有几十米到200 m(图1), 远非整个剖面厚度。其中, 下寒武统、上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组、下二叠统和上二叠统的有机质丰度最高分别达到4%~20%、2%~8%、1%~4%

注: 本文为国家自然科学基金项目(编号 40472076)资助成果。

收稿日期: 2009-05-05; 改回日期: 2009-07-30; 责任编辑: 周健。

作者简介: 钟宁宁, 男, 1960年生。中国石油大学(北京)教授, 主要从事地球化学教学与科研工作。通讯地址: 102249, 北京市昌平区府学路, 中国石油大学(北京)资源与信息学院; Email: nnzhongxp@cup.edu.cn。

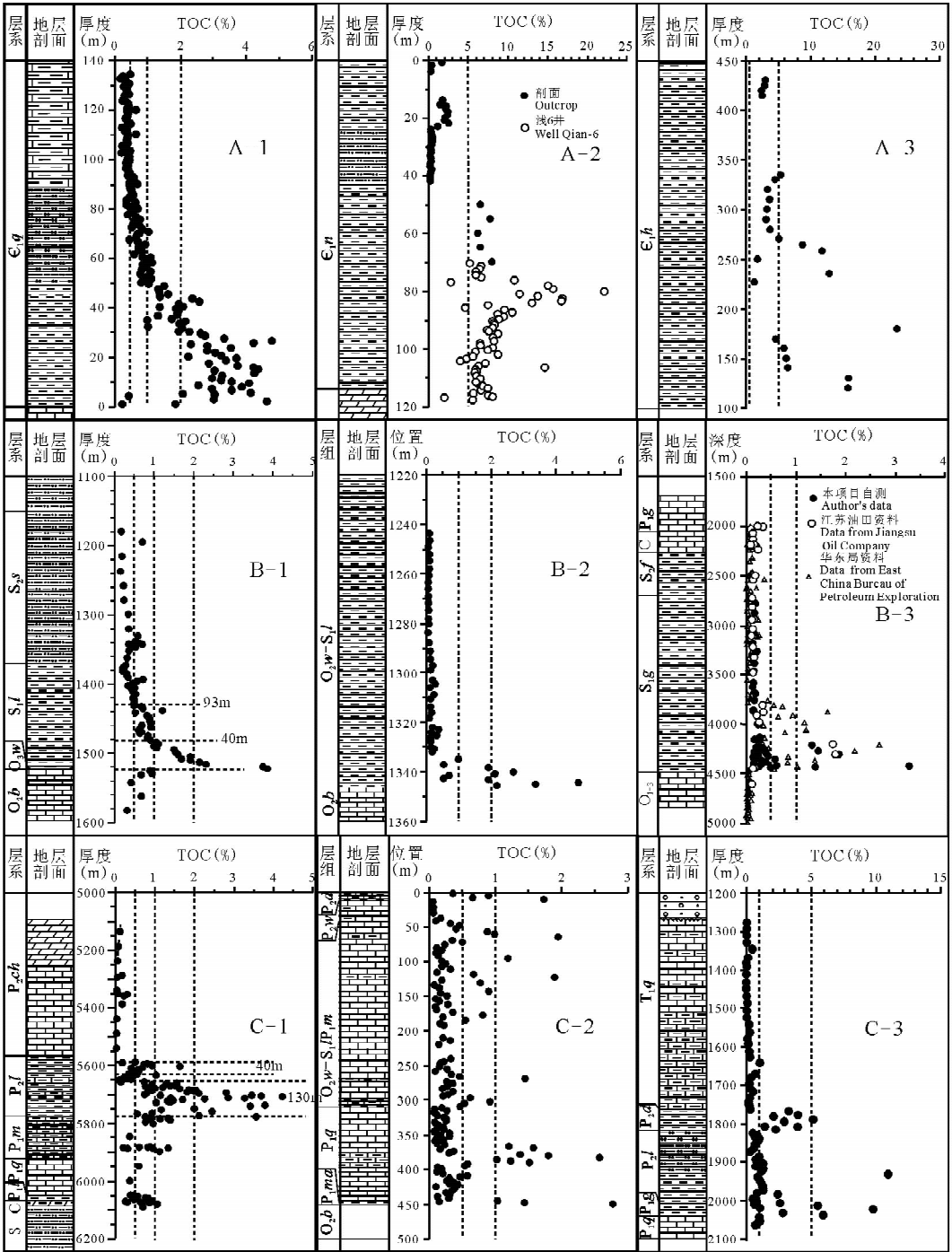


图 1 南方主要海相层系中烃源岩的剖面分布特征

Fig. 1 Source rock intervals in the marin sequences of south China

A—寒武系烃源层：A-1—四川南江沙滩镇寒武系筇竹寺组剖面；A-2—贵州凯里羊跳寒武系牛蹄塘组剖面；A-3—浙江开化底下寒武统剖面；B—奥陶系五峰组—下志留统烃源层：B-1—重庆綦江丁山 1 井奥陶系五峰组—志留系龙马溪组剖面；B-2—湖北宜昌王家湾志留系剖面；B-3—江苏泰州 N4 井志留系剖面；C—下二叠统和上二叠统烃源层：C-1—普光 5 井二叠系剖面；C-2—湖北宜昌天坑—麻阳河二叠系剖面；C-3—江苏泰州 N9 井二叠系剖面

A—Source rock intervals in Cambrian：A-1—Qiongzhusi Fm, Nanjiang Shatan, Sichuan；A-2—Niutitang Fm, Kaili Yangtiao, Guizhou；A-3—Lower Cambrian, Kaihua Diben, Zhejiang. B—Source rock intervals in Lower Silurian and the Wufeng Fm of Ordovician：B-1—Longmaxi Fm of Lower Silurian and Wufeng Fm of Ordovician, well Dingshan-1, Qijiang Chongqing；B-2—Silurian, Yichang Wangjiawan, Hubei；B-3—Silurian, well N-4, Taizhou, Jiangsu. C—Source rock intervals in Upper Permian and Lower Permian：C-1—Permian, well Puguang-5；C-2—Permian, Tiankeng-Mayanghe, Yichang, Hubei；C-3—Permian, well N-9, Taizhou, Jiangsu

和 8%~20%。有机质类型甚佳,以 I 型干酪根为主,成为我国南方古今海相大油气田的物质基础和必要条件。

2 构造-沉积类型

盆地的构造-沉积类型决定了烃源岩热演化史,不同构造-沉积类型地区大地热流值、构造-沉积埋藏作用的差异,造成了烃源岩热演化程度、历史和成藏过程的差异性,成为制约其有效供烃的地质动力因素之一。

构造-沉积类型影响油气生成—排驱、运移—聚集和破坏—保存的整个成藏过程。我国南方海相层系经历了长期、复杂的构造运动,形成了如今的多旋回构造叠加的复杂局面。根据南方地区构造演化特征、不同海相层系的构造-沉积方式,以不同构造区的沉积-埋藏历史为依据,南方海相层系可以划分为持续沉降-晚期(喜马拉雅运动以来)暴露型、早期沉降-中晚期(燕山运动以来)暴露型、持续(海西运动以来)暴露型和反复抬升-沉降型等 4 种构造-沉积类型(赵喆等,2008)(图 2)。虽然现今南方地区下古生界烃源岩普遍已经达到了高过成熟演化阶段,

但由于不同地区的构造-沉积类型差别,它们的演化历史可能有较大的差异,油气主要在沉降阶段生成,而在构造抬升阶段却可能发生散失和先成油气藏的调整改造,对于古生界烃源层而言,晚古生代至中生代相对稳定和长时间的沉降过程对于油气成藏至关重要。图 3a 和 b 分别是对普光气田和川东石炭系气田烃源层埋藏历史的重建,这种持续沉降-晚期暴露型的构造-沉积类型有利于古生界烃源层油气生成—运移—聚集和油气藏调整改造的合理时间匹配(马永生等,2007;李艳霞等,2007a),从而起到控制其有效供烃能力的作用。

3 烃源灶性质演变

成藏过程烃源灶性质的演变包括气源物质由干酪根变成原油、生烃强度和供给效率(充注强度)的变化。勘探实践表明,现今已处于高过成熟阶段的海相层系仍然能够形成大规模的天然气聚集(马永生等,2006a;冉隆辉,2006;冉隆辉等,2006)。但是在经历复杂构造运动、热演化程度达到高一过成熟阶段的海相层系中天然气成藏应该具备怎样的烃源供给条件呢?大量的有机质生烃模拟实验和生烃过程的物质平衡研究证实,干酪根的生烃贡献主要在 $R_o < 2\% \sim 2.5\%$ 以前完成,在 $R_o > 2.0\%$ 以后的高过成熟阶段,干酪根已不具备足够的生烃潜力(钟宁宁等,2002;陈建平等,2007)。也就是说,在 $R_o > 2.0\% \sim 2.5\%$ 的高过成熟阶段所形成的气藏,不大可能直接来自高过成熟干酪根热裂解的贡献。在漫长的地质历史中,必然存在烃源灶在时间上的接替和空间上的转移,即由于干酪根裂解型烃源灶演变为油裂解型烃源灶(图 4)。

南方海相层系碳酸盐岩中普遍出现的储层固体沥青及其与油气的关系一直被广泛研究(黄藉中等,1989;傅家谟等,1990;王兰生等,2002;徐国盛等,2007;李艳霞等,2007b;黄第藩等,2008)。近年,川东北地区三叠系飞仙组/二叠系长兴组储层和川东地区石炭系黄龙组储层中的固体沥青被证实为油裂解气过程曾大规模发生的残余物(谢增业等,2004;赵喆,2006b;李艳霞等 2007a,2007b;王铜山等,2007),揭示了这些地区存在油裂解型烃源灶接替干酪根裂解型烃源灶延续了供烃的天然气成藏过程。可见烃源灶性质演变所产生的气源接替效应,对叠合盆地高一过成熟海相层系天然气的晚近成藏至关重要,被认为是海相气源灶高效成气的重要途径(赵文智等,2006)。

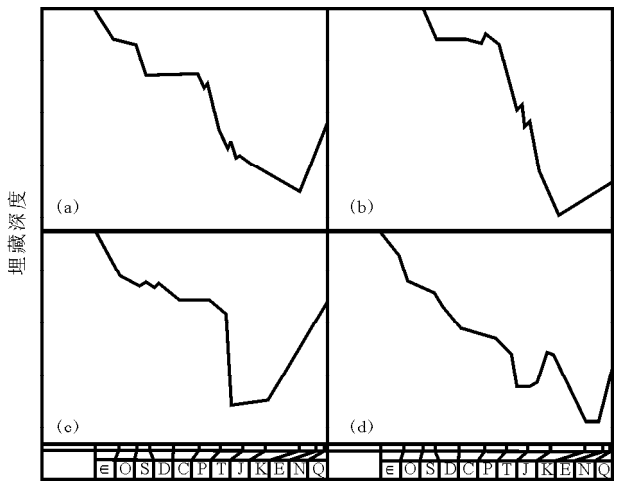


图 2 不同构造-沉积类型埋藏史曲线示意图

Fig. 2 Schematics shown burial history of various tectonic-deposition types

(a)—持续沉降-晚期(喜马拉雅运动以来)暴露型(据 Hao et al., 2008 修改);(b)—早期沉降-中晚期(燕山运动以来)暴露型;(c)—持续(海西运动以来)暴露型;(d)—反复抬升-沉降型
(a)—Continual subsidence-lately (since Himalayan movement) uplift (modified from Hao et al., 2008);(b)—early subsidence-middle to Lately (since Yanshan movement) uplift;(c)—continual uplift (since Variscian movement);(d)—inconstant subsidence and uplift

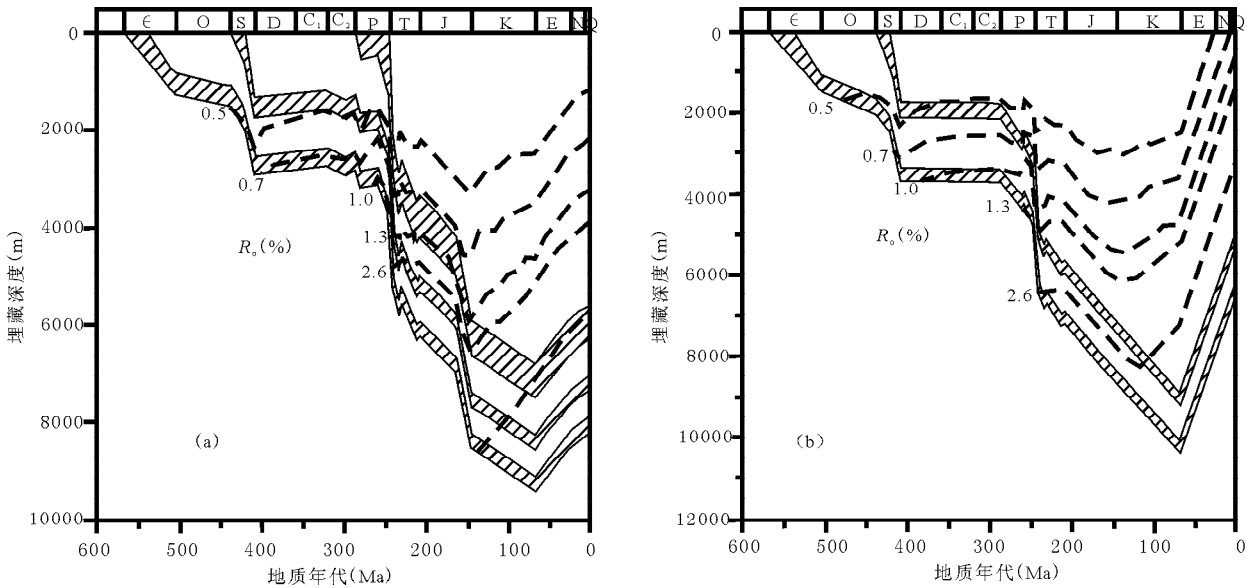


图 3 上扬子地区古生界烃源岩埋藏史和热演化史图

Fig. 3 Burial and thermal histories of Paleozoic source rock in the Upper Yangtze platform

(a) — 川东北地区寒武系、志留系和二叠系烃源层, 埋藏史据普光 2 井;
(b) — 川东地区下寒武统、下志留统烃源层, 埋藏史据池 7 井

(a) — Source rock intervals of the Permian, Silurian and Cambrian in northern east Sichuan basin, the burial history from well Puguang-2;
(b) — source rock intervals of the Lower Silurian and Lower Cambrian in east Sichuan basin, the burial history from well Chi-7

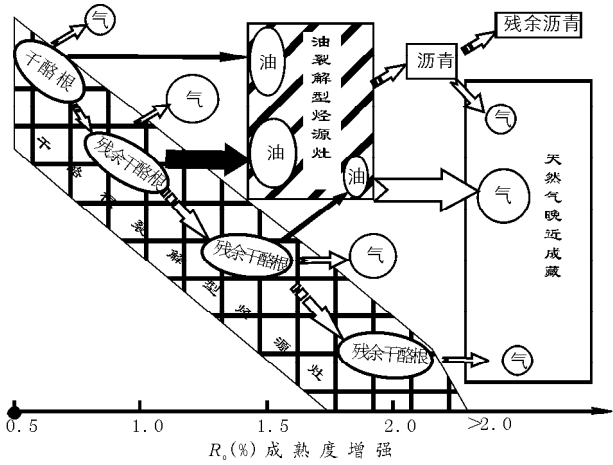


图 4 油气成藏过程烃源灶性质演变简示图

Fig. 4 Sketch map of source kitchen variability in the course of hydrocarbon accumulation

4 生烃强度

生烃强度是烃源灶初始供烃能力的表征,它被认为是大中型气田形成的主要控制因素之一(戴金星等,2003)。在南方海相层系,生烃强度除了与烃源岩本身有机质的数量和质量有关外,还与干酪根裂解型烃源灶与原油裂解型烃源灶的叠合和复合等有关。对于叠合盆地的天然气成藏而言,烃源层形

成以来的累积生烃强度显然不足以准确地描述烃源的实际供给能力,只有获得任意时间断面的生烃能力,才能了解烃源灶供烃能力的历史变化。

近年生烃化学动力学理论和实际应用,为描述生烃强度的历史变化提供了有效的方法(Behar et al., 1992; Reynolds et al., 1995; 卢双舫等, 1995; 李术元等, 1997; 刘金钟等, 1998; 王民等, 2008)。国内外部分学者通过实验研究和数值分析标定了干酪根裂解生烃和原油裂解生气的化学动力学模型(Horsfield et al., 1992; 卢双舫等, 1997; McKinney et al., 1998; Hill et al., 2003; 王云鹏等, 2005; 李艳霞, 2005)。表 1 为采用生烃化学动力学模型与区域构造-沉积特征及有机质演化历史分析相结合的方法,对不同构造-沉积类型地区主要烃源层生烃强度历史变化的定量描述。对比分析可见,不同构造-沉积类型地区无论是在原油裂解型烃源灶的接替时间,还是在生烃高峰时间及其强度方面都有明显的差异。

5 烃类散失速率

南方海相层系的烃源岩主要集中在上、下古生界,亦即所谓的下组合,其在地质历史中经历了多次构造沉降和抬升(马力等, 2004; 李晋超等, 1998)。在多期次的构造运动中,早期构造阶段形成的烃类

肯定会发生不同程度的散失,甚至会散失殆尽。天然气的散失(包括吸附、溶解和扩散)贯穿于烃类生排、运聚和保存的各个阶段,因此,在不同构造活动

背景下烃类的散失速率是烃源灶有效供给天然气晚期成藏的另一个制约性因素,它反映了油气藏的保存条件和受破坏程度。

表 1 南方海相层系典型区块初始供烃能力(生烃强度)比较

Table 1 Comparison of initial hydrocarbon supply (intensity of hydrocarbon generation) in various tectonic-deposition type regions of south China								
构造-沉积类型	地区	烃源层位	烃源灶类型		累积生烃强度 ($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)	生烃高峰时段强度 ($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)	生烃高峰时间 (Ma)	生烃高峰温度 ($^{\circ}\text{C}$)
持续沉降- 晚期暴露型	川东北	$\in_1$	干酪根裂解	油	16.71	11.36	258	155
				气	10.37	2.83	235	189
		S_1		油	28.22	14.66	240	154
				气	18.26	5.94	211	176
		P_{1+2}		油	62.06	32.2	144	156
				气	44.5	10.1		
	川东	T_1f	原油裂解	油	16.6	12.12	66.4	199
				气				
油				48.48	23.8	240	150	
	S_1	干酪根裂解	气	31.30	12.48	230	165	
	C_2hl	原油裂解	油	13.79	9.29	66.4	228	
持续暴露型	黔中 (麻江)	$\in_1$	干酪根裂解	油	134	98.6	240	159
				气	81.6	67.1	236	198
		O_1h		原油裂解	油	61.4	61.4	230
反复抬升- 沉降型	下扬子 (句容)	$\in_1$	干酪根裂解	油	17.82	14.5	231	160
				气	11.63	3.49	208	172
		S_1		油	7.84	3.37	83	150
				气	4.06	1.79	53	169
		P_{1+2}		油	10.26	4.21	53	120
				气	1.87	0.78	53	120
		T_1q		原油裂解	油	0	0	0
	气							

从天然气与封盖条件的关系来看,天然气主要通过地层吸附、地层水溶解和气体扩散这 3 条途径进行非构造散失。其中,扩散散失是不再参与成藏过程的彻底散失,是最重要的非构造散失方式,它在很大程度上影响了烃源灶的有效供烃能力(赵喆, 2006b)。

天然气的 3 种散失方式在不同程度上受到地层结构、地层埋藏史和热史的影响。许多学者运用地质研究、实验模拟和数值模拟相结合的方法,建立了定量描述天然气散失的一系列数值模型(郝石生等, 1994;黄志龙等,1996;付晓泰等,1997,2000;薛海涛等,2003a,2003b)。其中:

吸附散失数值模型为:

$$Q_{\text{吸附}} = n_{\text{max}} \cdot \frac{a \cdot p}{1 + a \cdot p}$$

式中: $n_{\text{max}} = A \cdot \frac{1}{T^2} + B \cdot \frac{1}{T} + C$

$$\log(a) = X \cdot \frac{1}{T} + Y$$

T 为地层温度(K);参数 A 、 B 、 C 、 X 、 Y 的数值从实验模拟中获得(表 2)。

地层水溶解散失数值模型为:

$$Q_{\text{溶解}} = 10^6 \int_{H_1(t_i)}^{H_2(t_i)} \varphi(H) S_w S dH$$

式中: $Q_{\text{溶解}}$ 为第 i 时间段内在地层水中的溶解量(m^3/km^2); S_w 为储层中的含水饱和度(%); S 为天然气(甲烷)在水中的溶解度(m^3/m^3); $H_1(t_i)$ 为 t_i 时刻储层顶界埋深(m); $H_2(t_i)$ 为 t_i 时刻储层底界埋深(m); $\varphi(H)$ 为储层孔隙度(%)。

表 2 吸附模型参数表(据薛海涛等,2003b,补充修改)

Table 2 Parameters of adsorption model (after Xue et al. , 2003 , modified)					
参数	A	B	C	X	Y
灰岩	29217.5	-132.436	0.23826	141.594	-3.14627
泥岩	3726900	-15148	17.6848	475.772	-6.65785
II 型干酪根	4773400	-21486.4	29.8466	116.618	-4.50999
I 型干酪根	174817	-392.414	1.99355	269.987	-3.20132
砂岩	20452.25	-92.705	0.2667	99.116	-2.2024

盖层扩散散失数值模型为:

$$Q_{\text{扩散}} = \frac{D(C_0 - C_2)}{H} \cdot t -$$

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{2H[(C_1 - C_0)(-1)^n + C_2 - C_1]}{n^2 \pi^2} (1 - e^{-n^2 \pi^2 D t / 4 H^2})$$
$$+ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2BH[1 - (-1)^n]}{n^2 \pi^2} \cdot t -$$
$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{2BH^3[1 - (-1)^n]}{n^4 \pi^4 D} (1 - e^{-n^2 \pi^2 D t / 4 H^2})$$

式中： $Q_{\text{扩散}}$ 为单位面积天然气扩散量(kg/m^2)； B 为盖层的产烃率($\text{kg}/\text{m}^3 \cdot \text{kg}$ 岩石)； C_0 为气藏的烃浓度(kg/m^3)； C_1 为盖层中的烃浓度(kg/m^3)； C_2 为盖层之上渗透层的烃浓度(kg/m^3)； H 为盖层厚度(m)； D 为盖层的扩散系数(m^2/s)； t 为扩散持续时间(s)。

据此,可以对不同构造-沉积类型地区在地质历史时期天然气的非构造散失进行定量比较(图 5)。以川东北地区普光气田为例,在 3 种散失方式中,吸附散失是其主要散失方式;扩散散失为次要散失方式;溶解散失对天然气散失影响不大(表 3)。与川东、黔中和下扬子等地区相比,川东北天然气的扩散散失强度占总生气强度的比例最小,只有 4.3%(表 4),这正是川东北地区中下三叠统膏岩盖层的广泛发育,抑制了天然气的直接扩散散失的直接后果。

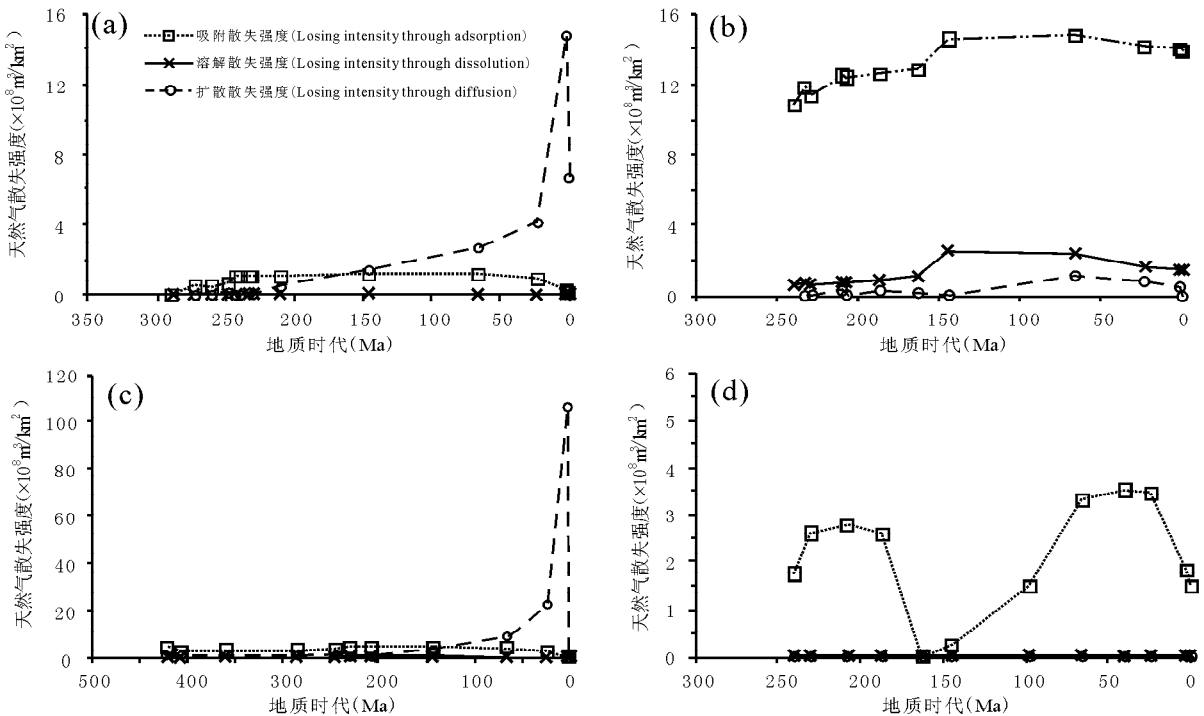


图 5 中国南方不同构造-沉积类型地区天然气散失强度比较

Fig. 5 Dissipation intensity of natural gas in various tectonic-deposition type regions of south China
(a)—持续沉降-晚期暴露型:川东地区;(b)—持续沉降-晚期暴露型:川东北地区;(c)—持续暴露型:黔中麻江地区;
(d)—反复抬升-沉降型:下扬子句容地区
(a)—Continual subsidence-lately (since Himalayan) uplift: east part of Sichuan basin; (b)—continual subsidence-lately (since Himalayan) uplift: northern east part of Sichuan basin; (c)—continual uplift (since Variscian): Majiang, central Guizhou;
(d)—inconstant subsidence and uplift: Jurong, Lower Yangtze basin

6 有效供烃效率

在不考虑构造直接破坏造成的散失的前提下, 烃源灶的有效供烃效率 Q (即能够供给成藏的天然气的最大可能强度) 可通过总生气强度 $\sum_{i=1}^n Q_{\text{生气}i}$ 和非构造散失强度 ($Q_{\text{吸附}} + Q_{\text{溶解}} + Q_{\text{扩散}}$) 之差得到:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_{\text{生气}i} - Q_{\text{吸附}} - Q_{\text{溶解}} - Q_{\text{扩散}}$$

我国南方不同沉积-构造类型地区的海相层系, 在不同地质历史时期有效供烃效率的动态变化如图 6 所示。据图 6 分析可知, 有效供烃效率是烃源岩性质、构造-沉积类型、烃源灶类型及其叠合、生烃强度历史演化和天然气散失速率诸控制要素的综合效应。表 4 为南方不同构造-沉积类型地区海相层系有效供烃效率的比较, 不同地区的有效供烃效率排序依次为: 川东北 ($60.59 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)、川东 ($14.23 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)、句容 ($0.31 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$); 而黔中麻江地区由于天然气的过度散失, 不具备天然气的有效供给能力。

表 3 川东北地区天然气散失速率的演变

Table 3 Velocity of gas dissipation in northern east Sichuan basin

层位	起止时间 (Ma)	事件	阶段散失强度($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)			散失速率($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2 \cdot \text{Ma}$)			累积扩散强度 ($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)
			吸附	溶解	扩散	吸附	溶解	扩散	
Q	1.60~0	剥蚀	13.94	1.44	0.03	8.71	0.90	0.02	3.39
N	23.7~1.6	剥蚀	14.01	1.50	0.47	0.63	0.07	0.02	3.36
E	66.4~23.7	剥蚀	14.20	1.66	0.86	0.33	0.04	0.02	2.89
K	144~66.4	沉积	14.76	2.41	1.15	0.19	0.03	0.01	2.03
J ₃	163~144	沉积	14.61	2.54	0.06	0.77	0.13	0.00	0.88
J ₂	187~163	沉积	12.92	1.11	0.19	0.54	0.05	0.01	0.82
J ₁	208~187	沉积	12.59	0.85	0.27	0.60	0.04	0.01	0.63
T ₃ ²	210~208	剥蚀	12.41	0.77	0.04	6.20	0.38	0.02	0.36
T ₃ ¹	230~210	沉积	12.54	0.80	0.32	0.63	0.04	0.02	0.32
T ₂ ¹	240~233	沉积	11.89	0.70	0.00	1.70	0.10	0.00	0.00
T ₂ ²	233~230	剥蚀	11.36	0.63	0.00	3.79	0.21	0.00	0.00
T ₁	245~240	沉积	10.86	0.59		2.17	0.12		

表 4 南方不同构造-沉积类型地区海相层系有效供烃效率比较

Table 4 Comparison of efficient hydrocarbon supply for various tectonic-deposition types regions of south China

地 区		总生气强度 ($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)	吸附散失		溶解散失		扩散散失		有效供烃效率 ($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)
			累积强度 ($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)	占总生气强 度比率(%)	累积强度 ($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)	占总生气强 度比率(%)	累积强度 ($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)	占总生气强 度比率(%)	
持续沉降- 晚期暴露型	川东北	79.36	13.94	17.6	1.44	1.8	3.39	4.3	60.59
	川东	45.09	0.14	0.3	0.02	0.0	30.71	68.1	14.22
持续暴露型	黔中 (麻江)	143.04	0	0.0	0.07	0.0	142.97	100.0	0
反复抬升- 沉降型	下扬子 (句容)	1.86	1.5	80.6	0.03	1.6	0.02	1.08	0.31

定量分析表明,油气成藏过程中源岩生烃强度、烃类散失效率和可供聚集烃强度三者的关系构成了烃源条件的关键因素。生烃强度、烃损失强度和可供聚集烃强度伴随着多旋回构造运动都具有相应的“旋回性”,其中累加可供聚集烃强度直观地反映了烃源灶的有效供烃效率。形成大气田或天然气的高效成藏必须要有充足的气源,尽管人们已经认识到较高的累积生烃强度是大中型气田形成的主控因素之一(戴金星等,2003),但对于我国南方海相层系复杂构造背景下的天然气成藏,还应该更进一步从生烃强度、散失效率和充注强度等要素在地质时期的动态变化来分析其有利成藏的烃源条件。

从前面对典型实例的剖析可知,烃类生成、散失和充注速率的变化,决定了可供聚集烃量和最大可能充注成藏速率的变化。因此,采用累加可供聚集烃强度亦即有效供烃效率作为评价烃源灶供烃能力指标,较之于以往采用的累积生烃强度更接近于真实情况的烃源条件。

通过对比研究,提出了表 5 的方案尝试作为南方复杂构造区海相层系烃源条件分级指标。根据表

5 分析可知,川东北地区具有极为有利的烃源条件,川东的烃源条件属有利,而句容和麻江地区的烃源条件则不足以有效供给天然气聚集成藏。

表 5 南方复杂构造区烃源条件分级指标

Table 5 A criterion for the classification of condition of hydrocarbon supply in tectonically complicated region of south China

烃源条件分级	分级指标
	有效供烃效率($\times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)
极为有利	>20
有利	$10\sim20$
一般	$1\sim10$
不利	<1

以川东北地区为例,通过对有效供烃能力控制因素的定量分析,可以进一步深化对油气成藏一聚集史的认识。图 6b 中可见,川东北地区下志留统和二叠系两套烃源岩的生油气高峰时段在中三叠世一侏罗纪末(240~144 Ma),但油气充注有 3 期(梁狄刚等,2007^①):第一期(侏罗世晚期)充注以油为主,

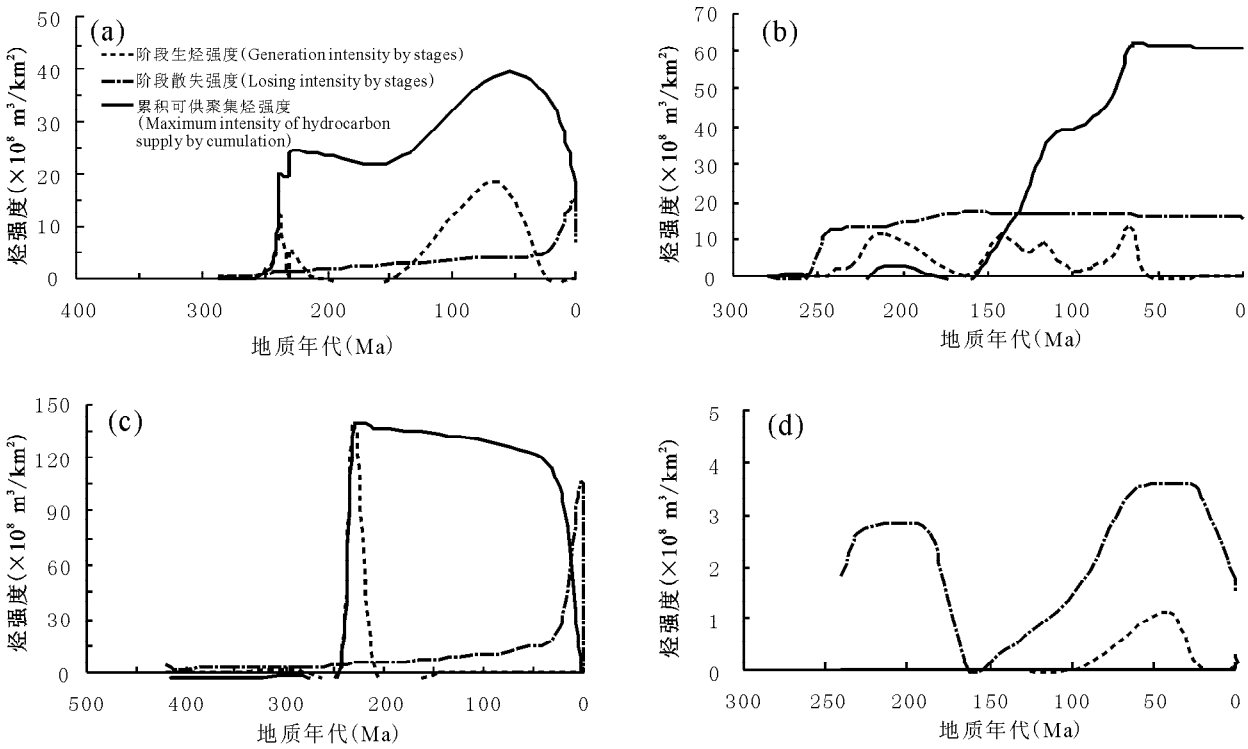


图 6 中国南方不同构造-沉积类型地区有效供烃效率的动态变化

Fig. 6 Dynamic curve of efficient hydrocarbon supply for various tectonic-deposition types regions of south China

(a)—持续沉降-晚期暴露型:川东地区;(b)—持续沉降-晚期暴露型:川东北地区;(c)—持续暴露型:黔中麻江地区;
(d)—反复抬升-沉降型:下扬子句容地区
(a)—Continual subsidence-lately (since Himalayan) uplift: East part of Sichuan basin; (b)—Continual subsidence-lately (since Himalayan) uplift: Northern east part of Sichuan basin; (c)—Continual uplift (since Variscian): Majiang, central Guizhou;
(d)—Inconstant subsidence and uplift: Jurong, Lower Yangtze basin

在普光地区初步形成古油藏,供给天然气的效率为 $9.55 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;第二期(早白垩世,132~109 Ma)充注的是二叠系干酪根裂解气,供烃效率达到了 $38.42 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;第三期(晚白垩世,98~66.4 Ma)是原油裂解气高峰期,也是从干酪根裂解型烃源灶向原油裂解型烃源灶演变的关键时期,此时飞仙关组储层温度达到 $170 \sim 200^\circ\text{C}$,这一时期的累积可供聚集烃强度持续增加,达到 $61.47 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的历史最大值,形成了复合大型古气藏。到了喜马拉雅期,古气藏重新调整分配,形成现今以普光气田为代表的一系列气藏。二叠系和下志留统两套烃源岩干酪根累积生油 $923 \times 10^8 \text{ t}$,累积生气 $78.43 \times 10^{12} \text{ m}^3$;原油裂解总生气量 $5.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$,总生气量为 $84.24 \times 10^{12} \text{ m}^3$,天然气资源量大;减去3种非构造散失气量($20.11 \times 10^{12} \text{ m}^3$),有效供气量为 $64.13 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。若考虑喜马拉雅期构造散失量,按3%的聚集系数计算,至少也有 $1.92 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 资源量;若按5%的聚集系数计算,则有 $3.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 资源量。

7 结语

我国南方海相层系的有效供烃能力主要受控于以下地质-地球化学因素:①高有机质丰度海相碎屑岩层段发育;②构造-沉积类型具有持续沉降-晚期(喜马拉雅期)暴露的特征;③在高一过成熟阶段,烃源灶性质演变形成的气源接替效应;④生烃强度与非构造性散失强度(速率)在地质历史中数量关系。其中,前两者的影响反映在油气成藏过程中,烃源灶生烃强度、烃类散失速率和可供聚集烃强度三者的变化上。

有效供烃能力影响因素的分析及其定量描述为南方海相层系古今油气藏成藏史的定量描述提供了新的思路。采用有效供烃效率(亦即累加可供聚集烃强度)指标评价烃源灶的供烃能力,较之于以往采用的累积生烃强度更接近于真实情况的烃源条件。

在各项控制要素配置较合理的上扬子地区,川东北和川东的有效供烃能力分别达到 $60.59 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 和 $14.23 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。由于某些关键因素

的缺失,下扬子句容地区的有效供烃能力很低,仅 $0.31\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$;而黔中麻江地区由于天然气的过度散失,不具备天然气的有效供给能力。

注 释

① 梁狄刚,张水昌,陈建平,等. 2007. 南方复杂构造区有效烃源岩评价. 中国石油化工股份有限公司南方勘探开发分公司科研项目成果报告(内部).

参 考 文 献

陈建平,赵文智,王招明,等. 2007. 海相干酪根天然气生成成熟度上限与生气潜力极限探讨. 科学通报,52(S1):95~100.

戴金星,陈践发,钟宁宁,庞雄奇,秦胜飞,等. 2003. 中国大气田及其气源. 北京:科学出版社.

杜春国,郝芳,邹华耀,张俊,朱扬明,王存武. 2007. 热化学硫酸盐还原作用对碳酸盐岩气藏的化学改造. 地质学报,81(1):119~126.

付晓泰,卢双舫,王振平,曲佳燕. 1997. 天然气组分的溶解特征及其意义. 地球化学,26(3):60~88.

付晓泰,王振平,卢双舫,祝孝华. 2000. 天然气在盐溶液中的溶解机理及溶解度方程. 石油学报,21(3):89~94.

傅家谟,刘德汉. 1982. 碳酸盐岩有机质演化特征与油气评价. 石油学报,3(1):1~9.

傅家谟,等. 1990. 碳酸盐岩地球化学. 北京:科学出版社.

郝石生. 1984. 对碳酸盐生油岩的有机质丰度及其演化特征的讨论. 石油实验地质,6(1):67~71.

郝石生,等. 1994. 天然气运聚动平衡. 北京:石油工业出版社.

黄第藩,王兰生. 2008. 川西北矿山梁地区沥青脉地球化学特征及其意义. 石油学报,29(1):123~128.

黄籍中. 1984. 四川盆地天然气地球化学特征. 地球化学,13(4):307~321.

黄籍中. 1990. 再论四川盆地天然气地球化学特征. 地球化学,19(1):32~43.

黄籍中,冉隆辉. 1989. 四川盆地震旦系灯影灰岩黑色沥青与油气勘探. 石油学报,10(1):27~35.

黄志龙,郝石生. 1996. 天然气扩散与浓度封闭作用的研究. 石油学报,17(4):36~41.

金之钧. 2005. 中国海相碳酸盐岩层系油气勘探特殊性问题. 地学前缘,(3):15~22.

李晋超,马永生,张大江,等. 1998. 中国海相油气勘探若干重大科学问题. 石油勘探与开发,25(5):1~2.

李术元,郭绍辉,徐红喜,王剑秋. 1997. 烃源岩热解生烃动力学及其应用. 沉积学报,15(2):138~141.

李艳霞. 2005. 叠合盆地具有典型性的油气成藏过程剖析. 中国石油大学(北京)博士学位论文.

李艳霞,钟宁宁. 2007a. 川东石炭系原油裂解型气藏成藏史分析. 石油与天然气地质,28(2):274~279.

李艳霞,钟宁宁. 2007b. 川东石炭系气藏中固体沥青形成机理探讨. 石油实验地质,29(4):402~410.

刘德汉,周中毅,贾蓉芬,李文瑛. 1982. 碳酸岩生油岩中沥青变质程度和沥青热变质实验. 地球化学,11(3):237~243.

刘金钟,唐永春. 1998. 用干酪根生烃动力学方法预测甲烷生成量之一例. 科学通报,43(11):1187~1189.

卢双舫,王子文,黄第藩,赵锡暇,刘晓艳. 1995. 煤岩显微组分的成烃动力学. 中国科学(B辑),25(1):101~107.

卢双舫,陈昕,付晓泰. 1997. 台北凹陷煤中有机质的成烃动力学模型及其初步应用. 沉积学报,15(2):126~129.

马力,陈焕疆,甘克文,等. 2004. 中国南方大地构造和海相油气地质(下册). 北京:地质出版社.

马永生,蔡勋育,李国雄. 2005. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律. 地质学报,79(6):858~865.

马永生,蔡勋育,郭彤楼. 2007. 四川盆地普光大型气田油气充注与富集成藏的主控因素. 科学通报,52(S1):149~155.

马永生,蔡勋育. 2006a. 四川盆地川东北区二叠系—三叠系天然气勘探成果与前景展望. 石油与天然气地质,27(6):741~750.

马永生,楼章华,郭彤楼,付晓悦,金爱民. 2006b. 中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨. 地质学报,80(3):406~417.

冉隆辉. 2006. 论四川盆地天然气勘探前景. 天然气工业,26(12):42~44.

冉隆辉,谢姚祥,王兰生. 2006. 从四川盆地解读中国南方海相碳酸盐岩油气勘探. 石油与天然气地质,27(3):289~294.

王兰生,陈盛吉,杨家静,等. 2002. 川东石炭系天然气成藏的地球化学模式. 天然气工业,22(5):102~106.

王民,卢双舫,胡慧婷,申家年,薛海涛. 2008. 有机质生成生物气的生化动力学模型及其应用. 石油学报,29(1):75~78.

王铜山,耿安松,熊永强,耿新华. 2007. 海相原油裂解生气实验产物的物质平衡计算:一个基于储层固体沥青分析的原油裂解气资源量预测模型. 科学通报,52(7):836~842.

王云鹏,赵长毅,王兆云,等. 2005. 利用生烃动力学方法确定海相有机质的主生气期及其初步应用. 石油勘探与开发,32(4):153~158.

谢增业,魏国齐,李剑,杨威,张林. 2004. 川东北飞仙关组鲕滩储层沥青与天然气成藏过程. 天然气工业,24(12):17~20.

徐国盛,袁海锋,马永生,刘树根,蔡勋育,王国芝,盘昌林. 2007. 川中—川东南地区震旦系一下古生界沥青来源及成烃演化. 地质学报,81(8):1143~1152.

薛海涛,卢双舫,付晓泰,胡春明. 2003a. 溶气原油体积系数、密度的预测模型. 地球化学,32(6):613~618.

薛海涛,卢双舫,付晓泰,张杨学,张斌. 2003b. 烃源岩吸附甲烷实验研究. 石油学报,24(6):45~50.

赵文智,王兆云,张水昌,等. 2006. 油裂解生气是海相气源灶高效成气的重要途径. 科学通报,51(5):589~595.

赵喆,钟宁宁,李艳霞. 2006a. 天然气成藏过程的充注效率研究——以川东石炭系为例. 天然气工业,26(12):68~71.

赵喆. 2006b. 中国南方多旋回构造条件下古生界烃源岩的生烃特征和成藏作用. 中国石油大学(北京)博士学位论文.

赵喆,钟宁宁,梁狄刚,陈建平. 2008. 中国南方含油气区构造-沉积类型及其勘探潜力. 海相油气地质,13(1):51~54.

钟宁宁,陈恭洋. 2002. 煤系气油比控制因素及其与大中型气田关系. 北京:石油工业出版社.

Behar F, Kressmann S, Rudkiewicz J L, Vandenbroucke M. 1992. Experimental simulation in a confined system and kinetic

- modelling of kerogen and oil cracking. *Organic Geochemistry*, 19(1~3): 173~189.
- Hao F, Guo T L, Zhu Y M, Cai X Y, Zou H Y, Li P P. 2008. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang gas field, Sichuan Basin, China. *AAPG Bulletin*, 92(5): 611~637.
- Hill R H, Tang Y, Kaplan I R. 2003. Insights into oil cracking based on laboratory experiments. *Organic Geochemistry*, 34(12): 1651~1672.
- Horsfield B, Schenk H J, Mills N, et al. 1992. An investigation of the in-reservoir conversion of oil to gas, compositional and kinetic findings from closed-system pro-programmed-temperature pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 19: 191~204.
- McKinney D E, Behar F, Hatcher P G, et al. 1998. Reaction kinetics and *n*-alkane product profiles from the thermal degradation of ^{13}C -labeled *n*-C₂₅ in two dissimilar oils as determined by SIM/GC/MS. *Organic Geochemistry*, 29: 119~136.
- Reynolds J G, Burnham A K, Mitchell T O. 1995. Kinetic analysis of California petroleum source rocks by programmed temperature micropyrolysis. *Organic Geochemistry*, 23(2): 109~120.

An Approach to the Main Controls on the Potential of Efficient Hydrocarbon Supply of Marine Sequences in South China

ZHONG Ningning¹⁾, ZHAO Zhe^{1,2)}, LI Yanxia^{1,3)}, LIANG Digang²⁾, CHEN Jianping²⁾

1) *State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing*, 102249;

2) *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing*, 100083;

3) *School of Petroleum Resources, Xian University of Petroleum, Xian*, 710065

Abstract

Through dynamic analysis of the source kitchen and accumulative process, a couple of factors, such as development of organic rich marino-clastic interval, type of tectonic-deposition, effect of source-consequence resulted from source kitchen evolution in high-over mature phases and the quantitative relationship of the intensities of hydrocarbon generation and non-tectonic escape, were taken to understand the main geological and geochemical controls on the efficient hydrocarbon supply for the gas accumulation of marine sequences in south China. The capability of efficient hydrocarbon supply is one effect that integrates nature of source rock, type of tectonic-deposition, habit of source kitchen, the intensities of hydrocarbon generation and dissipation of gas through the time. The condition of hydrocarbon supply in the superposed basins of south China can be ranked as follow as: Excellent' with the efficient supply exceeding $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 'Good' with the efficient supply up to $10 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 'Moderate' with the efficient supply up to $1 \times 10^8 \sim 10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ and 'Poor' with the efficient supply less than $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$. According to the criteria, a preliminary revalue was made to evaluate the capabilities of efficient hydrocarbon supply of the marine sequences in south China.

Key words: marine sequence; source kitchen; potential of hydrocarbon supply; gas accumulation; kinetics