

文章编号:0253-9985(2012)01-0010-09

四川盆地二叠系烃源岩类型与生烃潜力

刘全有¹,金之钧¹,高波¹,张殿伟¹,徐美娥¹,唐瑞鹏²

(1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 中国石化华北石油局,河南 郑州 712000)

摘要:通过野外和岩心样品系统采集,对四川盆地二叠系烃源岩元素组成、Rock-Eval、碳同位素组成等地球化学参数分析,确立了二叠系烃源岩干酪根类型以Ⅱ型为主,局部存在Ⅰ型或Ⅲ型;利用烃源岩 TOC 和热解生烃参数探讨了其生烃潜力,泥岩有机碳含量一般高于灰岩,生烃潜力大。同时,对于高演化海相泥岩和灰岩生烃潜力进行了恢复,提出了高演化泥岩和灰岩生烃潜力的恢复对客观评价我国南方高演化碳酸盐岩具有一定必要性。四川盆地二叠系烃源岩热演化程度普遍高,已达到高-过成熟阶段;在早白垩世二叠系烃源岩进入生气高峰期有利于后期天然气聚集成藏,为我国南方海相上组合天然气勘探提供了雄厚的物质基础。

关键词:干酪根类型;生烃潜力;海相烃源岩;二叠系;四川盆地

中图分类号:TE122.1 **文献标识码:**A

Types and hydrocarbon generation potential of the Permian source rocks in the Sichuan Basin

Liu Quanyou¹, Jin Zhijun¹, Gao Bo¹, Zhang Dianwei¹, Xu Mei'e¹ and Tang Ruipeng²

(1. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China;

2. SINOPEC North China Petroleum Company, Zhengzhou, Henan 712000, China)

Abstract: Based on samples from outcrops and cores, we analyzed various geochemical parameters such as elemental component, Rock-Eval and carbon isotopes of the Permian source rocks. The kerogens of the Permian source rocks are dominated by type II, with local occurrence of type I and/or III kerogens. Their hydrocarbon generation capacity is determined by the total organic carbon (TOC) and Rock-Eval parameters. In general, mudstones have a higher TOC, and greater potential for hydrocarbon generation than limestones. We restored the hydrocarbon generation potentials of marine mudstone and limestones with high thermal maturity, which is necessary for the evaluation of the highly mature source rocks in South China. The Permian source rocks in Sichuan Basin are generally of high thermal maturity at high to post mature stages. During the Early Cretaceous, the Permian source rocks entered into peak hydrocarbon generation and contributed to late gas accumulation in the upper marine assemblage in South China.

Key words: kerogen type, hydrocarbon generation potential, marine source rock, Permian, Sichuan Basin

四川盆地是中国海相碳酸盐岩气源岩层位最多和厚度最大的地区,从上震旦统灯影组至中三叠统雷口坡组共发育9套碳酸盐岩,总厚度为1 895 m,其中灯影组碳酸盐岩气源岩厚度为

350 m^[1]。碳酸盐岩厚且多为四川盆地提供了大量气源。但是,由于受科学技术和勘探程度限制,对于四川盆地不同烃源岩对气藏贡献没有明确定论。前人对四川盆地海相碳酸盐岩天然气藏的气

收稿日期:2011-10-08;修订日期:2012-01-15。

第一作者简介:刘全有(1975—),男,博士,有机地球化学。

基金项目:国家自然科学基金项目(40802028,41173035);国家重点基础研究发展规划(“973”计划)项目(2011CB214800);国家科技重大专项(2011ZX05005)。

源做了大量研究^[2-8],比较一致的观点是石炭系以下气藏天然气主要来源于志留系或寒武系海相碳酸盐岩,而二叠系和三叠系气藏多被认为与上二叠统龙潭组、下二叠统茅口组、三叠系雷口坡组和嘉陵江组有关。由于上二叠统龙潭组为海陆过渡相烃源岩,煤系是否对气藏的贡献存在争议,并且对于上二叠统海相烃源岩并没有引起足够重视。川东北普光气田的发现,给人们带来许多思考和回味。金之钧^[9]通过对国内外碳酸盐岩发育特征进行对比分析,指出中国海相碳酸盐岩具有以下特点:①地层时代老,有机质丰度低,烃源岩热演化程度高;②形成于多旋回叠合盆地,埋藏深,储层岩性样式多;③油气生成期次多,后期改造强烈;④油气成藏期多,后期改造破坏严重;⑤油气藏分布复杂,圈闭类型多样,预测难度大。因此,中国海相碳酸盐岩油气地质的特殊性与复杂性长期以来制约了我国海相碳酸盐岩油气的勘探步伐^[10]。近两年来我国海相碳酸盐岩在四川盆地上二叠统长兴组和下三叠统飞仙关组大型气藏群的发现^[11],特别是普光超大型碳酸盐岩气田的发现,初步展示出中国海相碳酸盐岩巨大的勘探潜力。

1 烃源岩分布范围

二叠系海相碳酸盐岩主要为下二叠统栖霞组和茅口组;海陆过渡相泥质烃源岩和煤系主要为上二叠统龙潭组,局部地区大隆组也发育。在平面分布上,该套烃源岩表现在岩性、有机碳含量、有机质类型和厚度变化上明显受控于盆地原型的分布,在台内断(坳)陷及其毗邻区烃源岩较发育,烃源岩的展布方向与断陷槽的展布方向一致。在川东北地区二叠系厚度大(约800~1 000 m),其中栖霞组和茅口组以灰岩为主,烃源岩的厚度为150~200 m,大多数层段有机碳含量偏低;龙潭组煤系厚度相对较小,不同地区存在一定的差异。川东南地区龙潭组相对较薄,而且灰岩、泥质灰岩或灰质泥岩相对较发育,烃源岩厚度仅为30~50 m。

2 烃源岩有机质类型

烃源岩的有机质类型鉴别包括有机岩石学和

地球化学两个方面。地球化学手段主要通过分析有机质或干酪根中某些有机组分或元素的地球化学特征来确定干酪根类型,如元素、干酪根碳同位素等。然而,四川盆地海相烃源岩普遍成熟度很高,有些有机质原有面貌已发生变化,仅依靠镜下外观特征鉴定难以判识;同时,有机质在热演化后期的逐渐趋同效应使得一些有机质类型评价指标趋于一致,难以判识有机质的原始类型。因此,对于高演化海相烃源岩有机质类型应通过地质与地球化学综合研究来确定其有机质类型。在本研究过程中,针对岩心和野外露头样品进行较为系统分析,包括干酪根元素组成、Rock-Eval、碳同位素组成等。

2.1 烃源岩元素组成与干酪根类型

H/C 值是干酪根类型评价最为有效的指标之一,也是与其它有机质类型指标进行对比的标准^[12]。在煤岩化学研究的基础上,Tissot 等^[13]主要依据 H/C 值将干酪根分为 3 类。Jones 和 Edison^[14]指出了 H/C 值作为干酪根类型指数的可靠性。Jones 和 Demaison^[15]认识到热解 IH 与 H/C 之间存在很大差异,并依据干酪根 H/C 比值而不是热解产率初步划分了有机质沉积相和源岩生烃潜力,认为有机相 B(Ⅱ型干酪根)是世界主要的生油烃源岩,在未成熟时,生油有机质含量超过 90%,H/C 值在 1.2~1.4。对于这些干酪根 H/C 值可以进行比较研究,因为原始有机物组成相似(藻类、细菌),并且沉积在相似的沉积环境中(闭塞环境与还原环境)。

国外大量研究表明,低成熟海相烃源岩干酪根的 H/C 原子比一般在 1.2~1.35,有机质类型一般为Ⅱ型,极少数为Ⅰ型^[17-18]。但是图 1 表明,川东北烃源岩 H/C 和 O/C 值普遍在 0.4 和 0.2 以下,组成干酪根显微组分基本特征已经不明显,仅有少量样品处于凝析烃类范围,失去了有机岩石学原有的有机质类型典型特征。不同类型干酪根 H/C 和 O/C 值关系图(图 2)也表明,研究区烃源岩有机质类型较为模糊,基本处于高成熟-过成熟演化阶段,仅有少数样品处于成熟阶段,且干酪根类型表现为Ⅱ型,如剑阁上寺剖面。因此,川东北烃源岩样品成熟度均很高,已经不能反映其原始有机质类型。

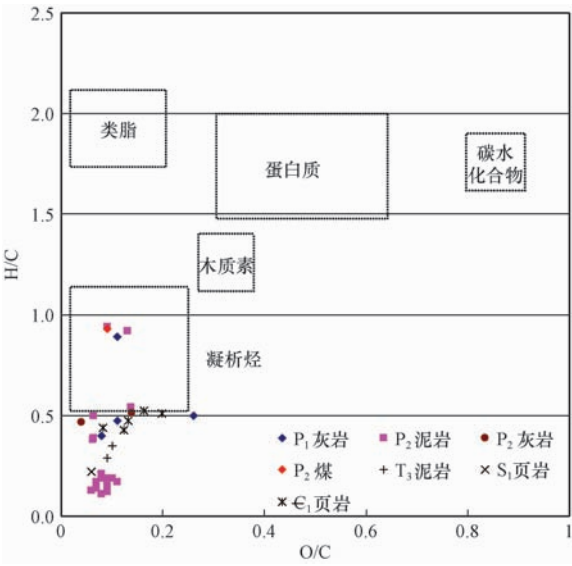


图 1 川东北地区不同层位烃源岩干酪根元素组成^[16]
(据 Kujawinski 等, 2009, 修编)

Fig. 1 Element composition of kerogen within different layers in the northeast Sichuan Basin^[16] (modified from Kujawinski, et al., 2009)

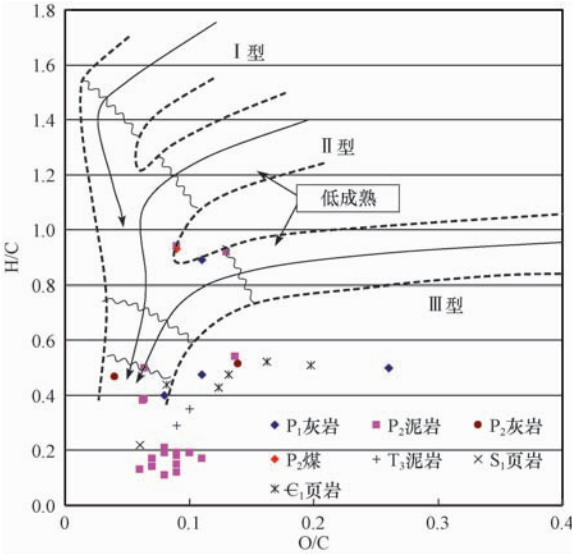


图 2 川东北地区不同层位烃源岩干酪根元素组成与类型划分

Fig. 2 Element composition and types of kerogen in different horizons in the northeast Sichuan Basin

2.2 烃源岩热解氢指数与有机质类型

IH 和 IO 指数确定干酪根类型,类似于 Van Krevelen 的 H/C 与 O/C 比值。但是,四川盆地二叠系海相烃源岩的成熟度高,生烃作用已经造成

烃源岩中有机质大量生烃并排出,可热解的烃类已经很低,因而其氢指数 IH 也基本上在 200 mg/g 以下(图 3),极少数样品大于 200 mg/g。从图 3 可知,四川盆地野外露头样品,除少数落入 II₂ 型外,其他均表现为 III 型。实测样品 IH 指数低于典型海相烃源岩 IH 指数,且多处于成熟-高成熟阶段。只有剑阁上寺剖面,多数样品处于未熟-成熟阶段,干酪根类型变现为 II₂ 型。

2.3 干酪根碳同位素组成与有机质类型

本次分析的 27 个井下和野外露头样品,分布在须家河组、大隆组、长兴组、龙潭组(吴家坪组)、下二叠统(茅口组和栖霞组)和下志留-上奥陶统。须家河组烃源岩干酪根碳同位素较重,为 -25.8‰~-24.1‰,平均值为 -24.8‰;大隆组和长兴组干酪根碳同位素为 -27.6‰~-27.2‰,平均值为 -27.5‰,龙潭组煤系最重,为 -23.1‰,龙潭组泥岩干酪根碳同位素为 -28.6‰~-26.3‰,平均值为 -27.4‰,吴家坪组为 -27.1‰~-25.8‰,平均值为 -26.6‰,下二叠统干酪根碳同位素组成为 -29.9‰~-26.5‰,平均值为 -27.7‰,下志留统一上奥陶统干酪根碳同位素为 -29.4‰~-29.0‰,平均值为 -29.1‰。尽管这些烃源岩热演化程度不同,

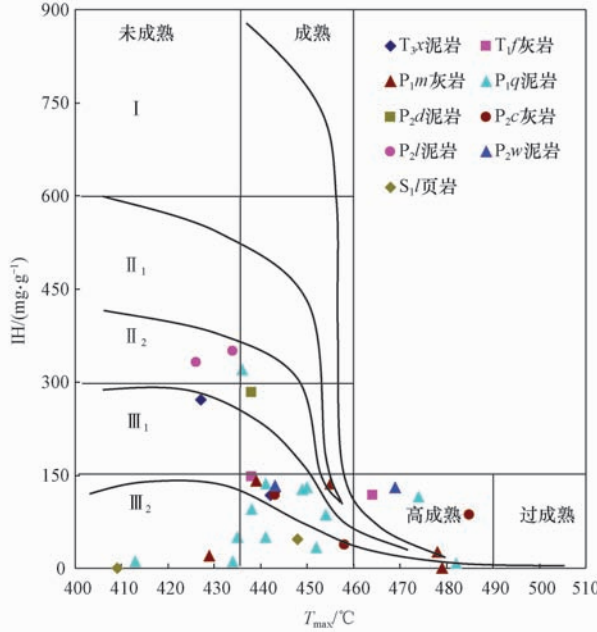


图 3 四川盆地海相烃源岩热解氢指数与干酪根类型
Fig. 3 Pyrolysis hydrogen index vs. kerogen types of the marine source rocks in Sichuan Basin

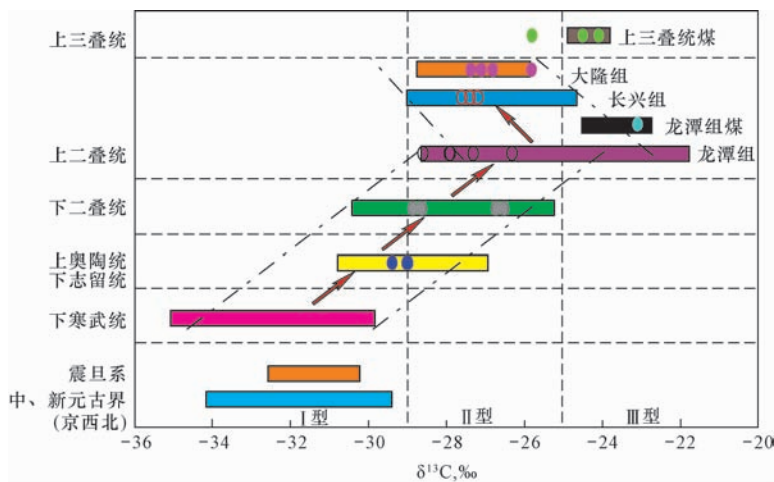


图4 南方古生界海相烃源岩干酪根碳同位素组成对比(据梁狄刚等,2009,修改)^[21]

Fig. 4 Carbon isotope comparison of kerogen within the Paleozoic marine source rocks in the south of China (modified from Liang et al. ,2009)^[21]

但他们的干酪根碳同位素组成仍然能够反映有机质类型,其中须家河组和龙潭组煤系为Ⅲ型干酪根,上、下二叠统的其他烃源岩表现为Ⅱ型,下志留统-上奥陶统烃源岩为Ⅰ-Ⅱ型(图4)。研究表明,干酪根碳同位素与烃源岩的时代有关,前寒武纪的碳同位素组成一般很轻,随着时代变新而变重^[19-20]。因此,古生代烃源岩干酪根碳同位素组成不仅受干酪根类型、热演化程度控制,而且烃源岩地质年代也是一项重要控制因素,影响顺序可概括为:地质年代>干酪根类型>热演化程度。

推测四川盆地志留系、寒武系等烃源岩由于时代老而碳同位素较轻,实际上属于Ⅰ型有机质。二叠系及以上烃源岩干酪根碳同位素组成应该基本上反映了有机质的类型,根据干酪根碳同位素评价标准,须家河组烃源岩属于Ⅲ型;上二叠统长兴组属于Ⅱ型有机质;上二叠统龙潭组(吴家坪)有机质类型多样,泥质岩及碳酸盐岩以Ⅱ型为主,有一定数量的Ⅲ型,特别是煤属于Ⅲ型,下二叠统烃源岩属于Ⅱ型。

3 有机质丰度与生烃潜力

下二叠统烃源岩以碳酸盐岩(灰岩)为主,泥质岩次之,且厚度较薄,主要分布在梁山组。碳酸盐岩有机碳含量(TOC)变化大,为0.08%~1.18%,在剑阁上寺剖面,TOC一般高于0.4%;

而其他野外剖面碳酸盐岩有机碳含量低于0.4%。泥质岩主要为含煤炭质页岩,有机碳含量普遍较高,剑阁上寺剖面最高达5.75%,城口庙坝剖面相对最低,为2.21%,均达到优质烃源岩标准。上二叠统龙潭组是一套区域性含煤建造,烃源岩包括泥质岩、碳酸盐岩和煤岩。暗色泥质烃源岩有机碳含量很高,达到优质烃源岩,剑阁上寺剖面TOC大于5.0%,城口庙坝剖面TOC最高为3.65%。

烃源岩元素组成、热解氢指数和干酪根碳同位素组成分析表明,川东北地区烃源岩成熟度多数已经达到成熟-高成熟阶段,实测生烃潜力指标($S_1 + S_2$)基本小于1.0 mg/g,大部分小于0.5 mg/g。按照我国南方烃源岩的评价标准,基本属于非烃源岩或差烃源岩,而这与实际并不相符。

关于高、过成熟碳酸盐岩烃源岩是否需要采用恢复系数来恢复其原始有机碳含量,不同学者也有不同观点:程克明和王兆云^[22],秦建中^[23]、陈安定^[24]认为应该恢复,尤其是丰度较高、有机质类型好的烃源岩;梁狄刚等^[25-26]、张水昌等^[27]、钟宁宁等^[28]认为不需要恢复。如何评价高过成熟阶段的碳酸盐岩层系的生烃潜力成了学者们一直关注的问题。Peters和Cassa^[29]指出总有机碳并不是一个生油潜力的明确指标,判识烃源岩是否有效(具有生油潜力)必须根据有机质的含量、有机质

表 1 川东北地区二叠系泥岩、碳酸盐岩实测热解生烃潜力与恢复生烃潜力数据

Table 1 Measured and restored data on pyrolysis hydrocarbon generation potential of sources rocks within the Permian mudstone and carboante rocks in the norrtheastern Sichuan Basin

层位	TOC, %	实测($S_1 + S_2$)/(mg · g ⁻¹)	恢复($S_1 + S_2$)/(mg · g ⁻¹)	样品数/个
P ₂ ch 灰岩	0.08 ~ 3.65(1.11)	0 ~ 0.3.57(1.11)	1.27 ~ 11.29(6.28)	4
P ₂ w 灰岩	0.52	0.72	0.87	1
P ₂ l 泥岩	9.74	36.3	26.63	1
P ₂ l 灰岩	0.12 ~ 2.05(0.99)	0.032 ~ 0.426(0.133)	0 ~ 5.905(2.407)	25
P ₂ d 泥岩	5.45	16.36	14.40	1
P ₁ m 灰岩	0.08 ~ 0.42(0.25)	0 ~ 0.73(0.20)	0.04 ~ 0.54(0.26)	6
P ₁ m 泥岩	3.00	0.14	7.42	1
P ₁ q 灰岩	0.09 ~ 1.18(0.42)	0.01 ~ 5.11(0.68)	0.04 ~ 3.07(1.13)	13
P ₁ q 泥岩	2.21 ~ 5.75(2.61)	2.80 ~ 2.98(2.89)	5.17 ~ 15.26(10.22)	2
S ₁ l 泥岩	0.12 ~ 4.45(2.15)	0 ~ 1.23(0.26)	2.46 ~ 25.78	5
O ₃ w 泥岩	0.93	0.01	1.52	1

注:括号内为平均值。

的类型和有机质的热演化程度,并认为有效烃源岩的生烃潜力($S_1 + S_2$)必须大于 2.0 ~ 2.5 mg/g。根据梁狄刚等^[30]建立的南方上古生界海相泥岩和碳酸盐岩的生烃潜力与有机碳的关系,对川东北二叠系烃源岩的泥岩和碳酸盐岩进行热解生烃恢复(表 1)。由表 1 可看出,除上二叠统大隆组 and 龙潭组(吴家坪组)泥岩恢复后 $S_1 + S_2$ 呈现降低外,下二叠统和下志留统-上奥陶统泥岩恢复后 $S_1 + S_2$ 大幅增加,特别是高演化泥岩,由恢复前的非-差烃源岩转变为优质烃源岩, $S_1 + S_2$ 介于 1.52 ~ 15.26 mg/g 之间,平均值为 6.89 mg/g;灰岩与泥岩类似,下二叠统茅口组、栖霞组和上二叠统长兴组、龙潭组灰岩恢复后 $S_1 + S_2$ 多数处在 0.04 ~ 11.29 mg/g,平均值为 1.66 mg/g,为差-中等烃源岩,有少量样品恢复后 $S_1 + S_2$ 不变或降低,主要分布在剑阁上寺剖面,其原因可能与他们热演化程度本身仍处于成熟或低熟阶段有关。因此,海相烃源岩生烃潜力恢复只适用于高热演化阶段泥岩和灰岩,且只能部分反映烃源岩曾经的生烃能力,成熟和低成熟泥岩和灰岩不适合生烃潜力恢复。由于我国南方海相碳酸盐岩层系多数已处于高-过成熟阶段,生烃潜力恢复有利于正确认识海相油气勘探。

4 高热演化程度与天然气生成

成熟度是烃源岩评价的重要地球化学指标之

一,决定着一个盆地油气勘探方向。烃源岩有机质成熟度评价指标很多,目前镜质体反射率是作为有机质成熟度评价公认的最可靠、应用范围最宽的地球化学参数,并可在全球范围内对比,其他反映成熟度的参数最终都要与镜质体反射率建立联系。

表 2 为四川盆地野外与岩心实测镜质体反射率(R_o)数据表,普光地区须家河组成熟度较高,普光 3 井 R_o 最高达到 2.35%,平均达到 1.57% 左右;二叠系烃源岩成熟度更高,各井实测资料显示 R_o 均大于 2%,多数大于 3%,平均达到了 3.24%。露头样品测试镜质体反射率数据低于岩心样品,主要因为岩心分布在普光地区(含毛坝),即宣汉一达县地区,而露头资料所涉及面积更大,所得结果必然有所不同,且二叠纪达县地区曾有玄武岩喷发,造成该地区成熟度异常高。总体上,该套烃源岩现今有机质热演化程度在宣汉-达县地区有机质成熟度已进入过成熟晚期,以生成干气为主;南江地区处于高成熟期,为干酪根热降解及早期生成的液态烃再次裂解生气高峰阶段,以凝析油-湿气为主;城口地区较低,处于成熟晚期,处于干酪根大量生烃阶段;在北川通口和剑阁上寺地区基本仍处于成熟-未熟阶段,可能为生油早期或生油高峰阶段;向西的绵竹汉旺、雅安天全地区,热成熟度逐渐增高,由成熟向高-过成熟过渡,特别是雅安天全二叠系烃源岩基本处于过成熟阶段,以生干气为主。

表2 川东北地区不同时代烃源岩镜质体反射率数据

Table 2 Vitrinite reflectance data of source rocks of different geological ages in the northeastern Sichuan Basin

地区/剖面	层位	岩性	R_o , %	R_o 平均值, %	样品数/个	代表井
普光	T_3x	煤	1.25 ~ 3.35	1.60	8	普光5
	T_3x	泥岩	1.39 ~ 9.94	2.80	8	毛坝3
通南坝	T_3x	含煤	1.48 ~ 1.88	1.68	2	河坝1
	P_2	泥岩	3.14 ~ 3.33	3.20	2	
南江桥亭剖面	J_1	泥岩	1.53 ~ 1.9	1.70	3	
	S_1^1	泥岩	2.79		1	
	ϵ_{1g}	泥岩	2.62			
剑阁上寺剖面	T_3x_1	煤	0.44			
	P_2c	含沥青灰岩	1.39			
	P_2^1	煤	0.59			
	P_2	泥岩	0.38 ~ 0.59	0.49	2	
北川通口剖面	P_1q	含沥青灰岩	0.59			
绵竹汉旺剖面	T_3x	泥岩	0.85			
	P_2w	灰岩	1.37			
	P_1m	灰岩	1.32			
雅安天全剖面	T_3x	泥岩	1.81			6
	T_{1f}	泥岩	1.65			
	P_1	灰岩	3.38 ~ 4.35	3.20		
	ϵ_{1j}	页岩	2.67			
	Z_6dn	含沥青云岩	2.27			

5 二叠系烃源岩生气高峰与天然气聚集

利用 Petromodel 9.0 SP4 盆地模拟软件,结合研究区域地层埋深、镜质体反射率和裂变径迹等地质参数,对四川盆地典型探井进行埋藏生烃史模拟(图5),包括盆地北部通南巴地区元坝气田元坝3井、川东北地区普光气田普光2井、川东地区建南气田建深1井和川东南地区丁山1井。通南巴地区,元坝3井未钻遇到志留系和下二叠统烃源岩,仅钻遇上二叠统龙潭组烃源岩。埋深生烃史表明,元坝气田上二叠统烃源岩在三叠纪早期(大约240 Ma)进入生烃阶段,晚三叠世一早侏罗世早期达到生油高峰,中侏罗世为凝析油气阶段,至晚侏罗世晚期原油开始裂解,白垩纪中期(大约100 Ma)开始快速抬升直至今今,生烃作用终止(图5a)。长兴组储层包裹体分析表明,元坝气田大致存在晚侏罗世一早白垩世、晚白垩世两期油气充注,分别对应的无机(含烃盐水)均一温度为156.3 ~ 181.6和200.1 ~ 225.1℃。川东北地区,普光气田二叠系烃源岩中三叠世进入生烃

阶段,晚三叠世一早侏罗世早期达到生油高峰,晚侏罗世为凝析油气阶段,晚侏罗世晚期一中白垩世早期原油开始裂解,中白垩世以后烃源岩基本进入过成熟度阶段(图5b)。下三叠统飞仙关组储层包裹体分析表明,普光气田存在晚三叠世一早侏罗世、早侏罗世、晚侏罗世-早白垩世三期油气充注,分别对应的无机(含烃盐水)均一温度为106 ~ 116℃,146 ~ 156℃和180 ~ 195℃。建南气田志留系烃源岩在晚志留世已经进入成熟阶段,埋深达1256 m,随后因泥盆系和石炭系大多数地层缺失,直到晚二叠世早期才进入生油高峰,早侏罗世为凝析油气阶段,中侏罗世开始原油裂解,晚侏罗世以后达到过成熟阶段。二叠系烃源岩中三叠世进入生烃阶段,早-中侏罗世进入生油高峰,仅在中侏罗世期间存在短暂凝析油气阶段,晚侏罗世一早白垩世期间原油开始裂解,中白垩世以后烃源岩基本进入过成熟度阶段(图5c)。长兴组储层包裹体分析表明,建南气田大致存在早侏罗世中晚期、中侏罗世两期油气充注,分别对应的无机(含烃盐水)均一温度为116.6 ~ 140℃和175 ~ 185℃。川东南地区以丁山1井为例,志留系烃源岩与建深1井类似,在晚志留世已经进

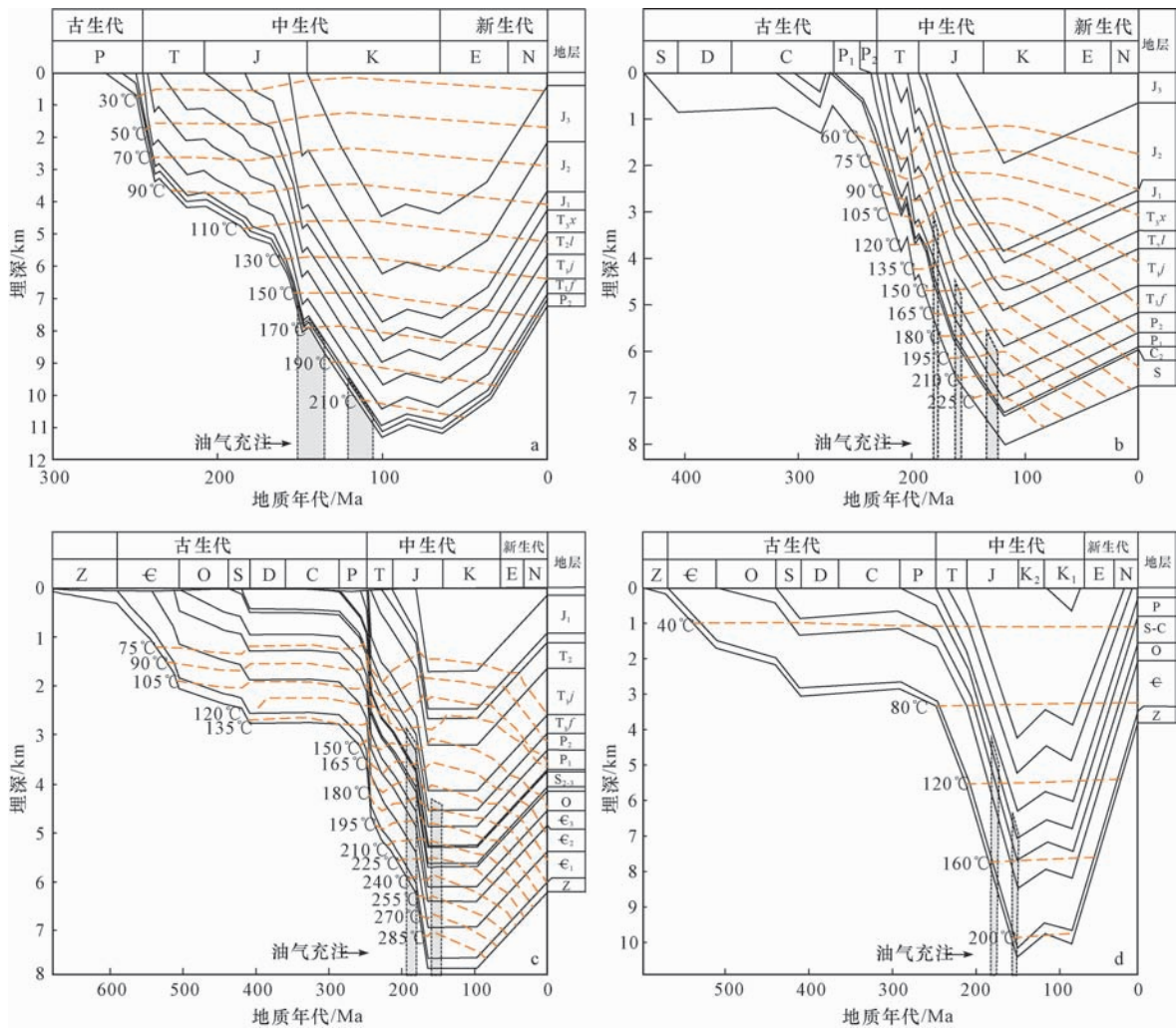


图 5 四川盆地典型气藏埋藏生烃史模拟

Fig. 5 Map showing simulation of burial and hydrocarbon generation history of typical gas reservoirs in Sichuan Basin

a. 元坝 3 井; b. 普光 2 井; c. 建深 1 井; d. 丁山 1 井

入成熟阶段,埋深达 1 058 m,随后因泥盆系和石炭系大部分缺失,直到早三叠世早期才进入生油高峰,中侏罗世为凝析油气阶段,晚侏罗世原油开始裂解直至地层抬升,现今仍为高成熟。二叠系烃源岩中三叠世进入生烃阶段,中侏罗世进入生油高峰,早白垩世为凝析油气阶段,早白垩世以后烃源岩主要处于成熟晚期或高成熟期(图 5d),但后期地层大幅抬升导致中三叠统以上地层遭受剥蚀,油气藏被破坏。茅口组储层包裹体分析表明,丁山 1 井大致存在中侏罗世中晚期、晚侏罗世—早白垩世两期油气充注,分别对应的无机(含烃盐水)均一温度为 95 ~ 120 和 140 ~ 150 ℃。因此,四川盆地二叠系烃源岩主要在晚三叠世—早侏罗世达到生烃高峰,早—中白垩世处于高过成熟阶

段,川东和川东南地区生烃时间略晚于川东北以及盆地北部。由于生气期主要为燕山期,后期构造活动对天然气大规模聚集成藏十分关键。

6 结论

- 1) 四川盆地二叠系烃源岩干酪根类型以 II 型为主,局部存在 I 型或 III 型。二叠系烃源岩泥岩有机碳含量高于灰岩,生烃潜力大。
- 2) 高演化海相泥岩和灰岩生烃潜力恢复有利于客观评价我国南方海相层系天然气勘探。
- 3) 四川盆地上、下二叠统烃源岩在早白垩世以来的生气高峰有利于后期天然气聚集成藏,为天然气晚期成藏提供雄厚物质基础。

参 考 文 献

- [1] 王涛. 中国天然气地质理论基础与实践[M]. 北京:石油工业出版社,1997:1-172.
Wang Tao. Theory basis and Practice of China gas geology [M]. Beijing:Petroleum Industry Press,1997:1-172.
- [2] 曹婷婷,徐思煌,王约,等. 四川盆地南江杨坝地区下寒武统烃源岩形成的地球生物学条件[J]. 石油与天然气地质,2011,32(1):11-16.
Cao Tingting, Xu Sihuang, Wang Yue, et al. Geobiological conditions for the formation of the Lower Cambrian source rocks in Yangba area of Nanjiang County in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2011,32(1):11-16.
- [3] 戴金星,陈践发,钟宁宁等. 中国大气田及其气源[M]. 北京:科学出版社,2003,1-199.
Dai Jinxing, Chen Jianfa, Zhong Ningning, et al. Large-size gas fields in China and their sources [M]. Beijing: Science Press,2003:1-199.
- [4] 刘树根,汪华,孙玮,等. 四川盆地海相领域油气地质条件专属性问题分析[J]. 石油与天然气地质,2008,29(6):781-792,818.
Liu Shugen, Wang Hua, Sun Wei, et al. Analysis on special features of petroleum geological conditions of marine facies in Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2008,29(6):781-792,818.
- [5] 戴金星,倪云燕,邹才能,等. 四川盆地须家河组煤系烷烃气碳同位素特征及气源对比意义[J]. 石油与天然气地质,2009,30(5):519-529.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Zou Caineng, et al. Carbon isotope features of alkane gases in the coal measures of the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin and their significance to gas-source correlation[J]. Oil & Gas Geology,2009,30(5):519-529.
- [6] 刘树根,杨荣军,吴熙纯,等. 四川盆地西部晚三叠世海相碳酸盐岩—碎屑岩的转换过程[J]. 石油与天然气地质,2009,30(5):556-565.
Liu Shugen, Yang Rongjun, Wu Xichun, et al. The Late Triassic transition from marine carbonate rock to clastics in the western Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2009,30(5):556-565.
- [7] 黄文明,刘树根,马文辛,等. 四川盆地奥陶系油气勘探前景[J]. 石油与天然气地质,2011,31(3):461-473.
Huang Wenming, Liu Shugen, Ma Wenxin, et al. Petroleum exploration potential of the Ordovician in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2011,31(3):461-473.
- [8] 蔡立国,饶丹,潘文蕾,等. 川东北地区普光气田成藏模式研究[J]. 石油实验地质,2005,27(5):462-467.
Cai Ligu, Rao Dan, Pan Wenlei, et al. The evolution model of the Puguang gas field in northeast of Sichuan [J]. Petroleum Geology & Experiment,2005,27(5):462-467.
- [9] 金之钧,蔡立国. 中国海相油气勘探前景、主要问题与对策[J]. 石油与天然气地质,2006,27(6):722-730.
Jin Zhijun, Cai Ligu. Exploration prospects, problems and strategies of marine oil and gas in China[J]. Oil & Gas Geology,2006,27(6):722-730.
- [10] 金之钧. 中国海相碳酸盐岩层系油气形成与富集规律[J]. 中国科学(D辑),2011,41(7):910-926.
Jin Zhijun. Formation and accumulation of oil and gas in marine carbonate Strata in Chinese sedimentary basins[J]. Science in China Series D; Earth Sciences,2011,41(7):910-926.
- [11] 马永生,蔡勋育. 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[J]. 石油与天然气地质,2006,27(6):741-750.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu. Exploration achievements and prospects of the Permian-Triassic natural gas in northeastern Sichuan basin[J]. Oil & Gas Geology,2006,27(6):741-750.
- [12] Jones R W. Organic facies[M] // Brooks J, Welte D. Problems of petroleum geochemistry. New York: Academic, New York, 1987:1-90.
- [13] Tissot B T, Durand B, Espitalie J, et al. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum[J]. AAPG Bulletin,1974,58(3):499-506.
- [14] Jones R W, Edison T A. Microscopic observations of kerogen related to geochemical parameters with emphasis on thermal maturation[M] // Oltz DF. Low temperature metamorphism of kerogen and clay minerals. SEPM, Pacific Section, 1978,1-12.
- [15] Jones R W, Demaison J G. Organic facies—a stratigraphic concept and exploration tool[C] // Proceedings of the second ASCOPE(ASEAN Council on Petroleum) conference and exhibition. Manila, Philippines, 51-68.
- [16] Kujawinski E B, Longnecker K, Blough N V, et al. Identification of possible source markers in marine dissolved organic matter using ultrahigh resolution mass spectrometry[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta,2009,73(15):4384-4399.
- [17] Tissot B. T., Welte D. H. Petroleum formation and occurrences [M]. Berlin:Springer,1984,699.
- [18] Baskin D K. Atomic H/C ratio of kerogen as an estimate of thermal maturity and organic matter conversion [J]. AAPG Bulletin,1997,81(9):1437-1450.
- [19] Hoering T C. The organic geochemistry of precambrian rocks [M]. New York:Wiley,1967,
- [20] Welte D H, Kalkreuth W, Hoefs J. Age trend in carbon isotopic composition in Paleozoic sediments[J]. Naturwissenschaften,1975,62(10):482-483.
- [21] 王正和,郭彤楼,谭钦银,等. 四川盆地东北部长兴组—飞仙关组各沉积相带储层特征[J]. 石油与天然气地质,2011,32(1):56-63.
Wang Zhenghe, Guo Tonglou, Tan Qinyin, et al. Reservoir characteristics of different sedimentary facies in the Changxing and Feixianguan Formations, northeast of the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2011,32(1):47-55.
- [22] 程克明,王兆云. 高成熟和过成熟海相碳酸盐岩生烃条件

- 评价研究[J]. 中国科学 D 辑, 1996, 26(6): 537-543.
- Cheng Keming, Wang Zhaoyun. An evaluation method of hydrocarbon generating potential of highly mature and over-mature marine carbonate[J]. Science in China (Series D), 1997, 26(6): 537-543.
- [23] 秦建中, 刘宝全, 国建英, 等. 关于碳酸盐岩的评价标准[J]. 石油实验地质, 2004, 26(3): 281-286.
- Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Guo Jianying, et al. Discussion on the evaluation standards of carbonate source rocks[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(3): 281-286.
- [24] 陈安定. 海相“有效烃源岩”定义及丰度下限问题讨论[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 23-25.
- Chen An Ding. Definition and abundance threshold of marine source rocks developed in South China[J]. Petroleum Exploration And Development, 2005, 32(2): 23-25.
- [25] 梁狄刚. 从塔里木盆地看中国海相地层生油问题[J]. 海相油气地质, 2000, 5(2): 83.
- Liang Digang. Review of oil generation from marine source rocks by Tarim Basin as a case[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2000, 5(2): 83.
- [26] 梁狄刚. 塔里木盆地油气勘探若干地质问题[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(3): 184-189.
- Liang Digang. Several geologic problems of oil and gas exploration in Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(3): 184-188.
- [27] 张水昌, 梁狄刚, 张大江. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2): 8-12.
- Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Dajiang. Evaluation criteria for Paleozoic effective hydrocarbon source rocks[J]. Petroleum Exploration And Development, 2002, 29(2): 8-12.
- [28] 钟宁宁, 卢双舫, 黄志龙, 等. 烃源岩生烃演化过程 TOC 值的演变及其控制因素[J]. 中国科学 D 辑, 2004, 34(增刊): 120-126.
- Zhong Ningning, Lu Shuangfang, Huang Zhilong, et al. TOC changes in the process of thermal evolution of source rock and its controls[J]. Science China Earth Sciences (Science in China Series D), 2004, 47(S2): 120-126.
- [29] Peters K E, Cossa M R. Applied source rock geochemistry[J]. AAPG Memoir, 1994, 60: 93-117.
- [30] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质, 2008, 13(2): 1-16.
- Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(2): 1-16.

(编辑 张亚雄)

(上接第9页)

- [14] 付广, 许凤鸣. 盖层厚度对封闭能力控制作用分析[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(3): 186-190.
- Fu Guang, Xu Fengming. Quantitative research on controlling of thickness to seal abilities of cap rock [J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(3): 186-190.
- [15] 吕延防, 付广, 于丹. 中国大中型气田盖层封盖能力综合评价及其对成藏的贡献[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 742-745.
- Lu Yanfang, Fu Guang, Yu Dan. Comprehensive evaluation of sealing ability of cap rock in China large and medium gas fields and their contribution to gas accumulation[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(6): 742-745.
- [16] 黄志龙, 赵宝顺, 肖中尧, 等. 盖层微渗漏散失机理与定量模型[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(1): 37-40.
- Huang Zhilong, Zhao Baoshun, Xiao Zhongyao, et al. Diffusion mechanism and quantitative model of micro-leak in cap rocks [J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(1): 37-40.
- [17] 张蕾. 盖层物性封闭力学机制新认识[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(1): 112-116.
- Zhang Lei. Re-evaluation of cap rock physical sealing mechanic [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(1): 112-116.
- [18] 胡国艺, 汪晓波, 王义凤. 中国大中型气田盖层特征[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(2): 162-166.
- Hu Guoyi, Wang Xiaobo, Wang Yifeng. Cap rock characteristics of medium and large gas fields in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(2): 162-166.
- [19] Selley R C. Elements of petroleum Geology[M]. Second ed. New York: Academic Press, 1998: 470.
- [20] Deming D. Factors necessary to define a pressure seal[J]. AAPG Bulletin, 1994, 78: 1005-1009.
- [21] Surdam R C. Seals, traps, and the petroleum system[J]. AAPG Memoir, 1997, 67: 31-48, 57-84.
- [22] 钱一雄, 邹远荣, 陈跃, 等. 塔里木盆地塔中西北部多期、多成因岩溶作用地质-地球化学表征——以中1井为例[J]. 沉积学报, 2005, 23(4): 596-603.
- Qian Yixiong, Zou Yuanrong, Chen Yue, et al. Geological and geochemical implications for multi-period and origin of carbonate Karstification in the Northwestern Tazhong—taking well Zhong-1 as an exemple, Northwestern Tazhong, Xinjiang[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(4): 596-603.

(编辑 李 军)