

# 碳酸盐岩烃源岩判识与实践

## ——以四川盆地为例

黄籍中<sup>1</sup>, 吕宗刚<sup>2</sup>

(1 成都市老科学技术工作者协会; 2 中国石油西南油气田公司蜀南气矿)

**摘要** 碳酸盐岩可以成为烃源岩, 并为油气藏提供丰富的烃源, 但不是所有碳酸盐岩都可以视为烃源岩。碳酸盐岩在成藏进程中, 往往作为输导层或储集层, 并常有外源有机质的干扰。碳酸盐岩烃源岩应该是有机质原生赋存(与矿物结合成为沉积的一部分), 具有一定丰度值, 在适宜的热成熟阶段, 同样可以形成液态烃和气态烃。碳酸盐岩烃源岩发育于低能环境的沉积相——开阔海台地相、局限海台地相、生物泥丘相、斜坡相, 等等。泥质泥晶灰岩, 生物泥—粒泥岩—泥粒岩微相, 应该是碳酸盐岩烃源岩的主要岩类。碳酸盐岩烃源岩与油系泥质烃源岩比较, 具有油窗凸显且高峰期前移、气态烃峰期不明显且有后延、液态烃产率高的特点。据对碳酸盐岩烃源潜量的评估, 它在四川盆地烃源中占 20%~25%, 为油气成藏作出了重要贡献。

**关键词** 四川盆地; 碳酸盐岩; 烃源岩; 沉积相; 有机质丰度; 成烃模拟; 烃潜量评估

**中图分类号**: TE112.115 **文献标识码**: A

对碳酸盐岩烃源岩的判识, 历来倍受石油天然气地质学家关注, 因为碳酸盐岩在沉积岩时空展布中占有相当比重, 是石油天然气勘探的重要领域, 然而就其能否成为烃源岩, 至今支持晚期成烃学说的学者仍有不同见解。一是持否定态度——认为碳酸盐岩一般发育于水体开放系统, 就沉积环境而言, 水体流动自由度大, 喜氧细菌极易繁殖, 导致有机质分解, 从而不利于有机质与岩石矿物结合保存, 即使残留, 其有利成烃的母质也已残留无几。Degens<sup>[1]</sup>认为碳酸盐沉积的原始有机质, 以富含水生低等动物、浮游动植物及藻类为主, 其机体富含蛋白质及脂肪, 而在成岩及蛋白质水解后, 损失量可高达 75%, 即残留物不利于成烃。碳酸盐成岩时对有机质晶析作用(即排斥作用)明显, 有机质多丢失, 而不利于其保存, 再则碳酸盐晶体远不如黏土矿物对有机质吸附作用强, 等等。总之, 认为碳酸盐岩一般难以烃源岩的形态赋存于自然界, 对石油天然气的贡献难以置信。另一是持肯定态度——认为烃源岩既与岩性有关, 但又不拘于某一种岩性, 深信其要点应该是具备

原始有机质, 赋存一定浓(丰)度, 在适宜的热成熟阶段, 就能形成烃源, 排运聚成藏。笔者是后者的创导者与实践者。早在上世纪 50 年代, 本人涉足石油天然气地质地球化学研究时, 在四川华蓥山三百梯野外开展调查并经室内镜检及地球化学参数检测, 明确提出下二叠统某些碳酸盐岩具备烃源岩的地质地球化学条件<sup>[2]</sup>, 同时进行了成烃量的评估<sup>①</sup>, 在随后几十年的深入研究中, 又有了新的认识<sup>[3-5]</sup>。

## 1 碳酸盐岩烃源岩判识及标志

### 1.1 有机质赋存原生性

纵观历来研究者在烃源岩判识上往往只注重有机质丰度, 即实测有机碳的百分比。这对于泥质烃源岩而言, 无疑是正确的。但是, 对碳酸盐岩类, 则未必可取。因为碳酸盐岩在成藏过程中往往成为输导层和储集层。储集层在热成熟期含微石油, 石油是运移的。在高成熟或过成熟期, 由于石油受热而两极分化, 一端为气态烃, 一端为残积物, 即储层沥青。沥青

收稿日期: 2010-08-15; 改回日期: 2011-02-14

黄籍中: 教授级高级工程师, 中国石油四川石油管理局地质勘探开发研究院退休。1954 年毕业于重庆大学地质系石油天然气地质与勘探专业。长期从事油气地质地球化学研究, 发表论文 50 余篇, 参与编撰专著一部。通讯地址: 610051 四川省成都市华油路 143 号华油苑 2 幢 3 单元 102 室

① 黄籍中. 华蓥山三百梯下二叠统生油层研究. 四川石油管理局地质勘探开发研究院, 1960.

主要成分是碳,所以由室内检测的碳百分比值,不能视为烃源岩的标志(当然有的将其视为二次生气的标志则另当别论),即碳酸盐岩类不能只据其丰度值就作判断,甚至以此作烃源评估。正确的途径应该是在宏观目测的前提下,作适当镜检,着重观察有机质的赋存状态。只有有机质以分散状态与岩石基质密切结合时,即有机质是沉积物的组成部分,方可成为烃源岩的研究对象。在此原生性判识的基础上,结合沉积相、亚相和微相的研究,查明有利相带的展布,掌握有利烃源岩发育相关资料,为烃源岩判识及烃潜量评估,提供可信的素材。

除以有机质的赋存状态作烃源岩判识外,当前,广为流行的方法,即生物标志物作烃源—储集检测,也是一种可行可信的方法。相比之下,研究有机质的赋存,更直接可行。

## 1.2 有机质丰度、类型及成熟度

在判识有机质赋存具备原生性的前提下,采用烃源岩评估的有机质丰度、有机质类型及有机质成熟度作烃源研究是至今通用的方法。但以碳酸盐岩烃源岩为对象的研究,有机质丰度的下限值及成烃成熟度的划分与确定,都有所差异。据四川研究实践,应着重几点。

第一,划分下限值时,要考虑成烃量脱吸附,即可排运量。

第二,要考虑工业性油气藏的所需量。目前,随能源需求日趋紧张,钻采技术日新月异,一些低产能油气藏同样为勘探者重视,所以不应将丰度值的下限定得太高。笔者认为,从地学角度来看,大凡在地史时期,有机质一经沉积并保存下来,在地史中或至今就仍能生烃,只是丰富程度不同而已<sup>[6]</sup>。

基于此,笔者参考泥质烃源岩分级标准,将碳酸盐岩烃源岩有机碳的丰度值下移到0.2%~0.5%<sup>[3-4,7]</sup>。按四级划分:1级(>0.50%)、2级(0.35%~0.50%)、3级(0.20%~0.35%)、4级(<0.20%)。

第三,开展干酪根镜检组成分析。以有机质类型指数  $TI = [a \times 100 + b \times 50 + c \times (-75) + d \times (-100)] / 100$  (a、b、c、d 分别代表腐泥组、壳质组、镜质组、惰质组),并参考碳同位素  $\delta^{13}C$  值,确定其有机质类型。

第四,利用换算镜质体反射率。基于碳酸盐岩类所赋存的有机质往往缺乏镜质体,所测多为沥青质。

可根据室内热模拟实验获得的参数,换算为镜质体反射率( $R_o$ )用于成熟度划分:

$$R_o = 0.3154 + 0.0679 R_b^{[8]}$$

式中:  $R_b$  为沥青反射率。

依据以上判识方法,将四川盆地下二叠统烃源岩地质地球化学特征罗列如下:属台地相沉积,石灰岩和暗色泥质泥晶灰岩建造;厚度 200~500 m 之间,烃源层系 200~400 m,一般为 200~300 m;水体环境为较深—缺氧弱还原—还原,海源水生物发育;有机质丰度 0.2%~1%,一般在 0.4%左右;有机质类型指数  $TI > 40\%$ ,  $\delta^{13}C$  属 I—II 型;盆地内有机质以高成熟期为主,  $R_o$  为 1.35%~2.5%,但川西、川北地区随埋深增大,多已进入过成熟早期。油系烃源层在成熟期形成液态烃,后因热成熟度增高,油已降解—裂解演化为气态烃。

## 2 碳酸盐岩烃源岩成烃热模拟实验

成烃热模拟实验,建立在热成烃(晚期成烃学说)基础之上,即有机质随沉积深埋,温度上升,在不同热力作用下(含矿物等介质的催化),形成不同烃类及相应产率,据此可了解烃源岩成油成气的最佳阶段。

为获取碳酸盐岩烃源岩的相关参数,我们按前述原则,采集盆地西北缘至今仍处于低成熟的碳酸盐岩,作了全岩热模拟实验,在高压釜中,按 250、300、350、400、450、550、600 °C 等温度段,恒温 40 小时,收集气、液、固三态物,作量与质的检测。

### 2.1 成烃热模式一

上二叠统吴家坪组黑色含硅质白云质灰岩样品基本参数:  $C=6.58\%$ ,  $R_o=0.63\%$ ,  $S=1.02\%$ ,  $I_H=445$ ,  $T_{max}=425^\circ C$ ,  $CaO=44.05\%$ ,  $MgO=2.77\%$ , 不溶物=10.05%, 类脂质=97.75%, 镜质=2.25%,  $TI=96.06$ , 属 I 型有机质。镜检有机质为分散状,与基质结合紧密,属沉积有机质。图1为优质碳酸盐岩烃源岩成烃模式,具有如下的特性。

(1) 油窗特别显著,高峰期较前,凸显在  $R_o$  为 0.7%~0.8%之间;

(2) 因系高类脂质构成的母质(I 型),推测在未成熟期亦有液态烃显示;

(3) 气态烃峰期不明显,并有随热演化增加而

继续增高之势,即  $R_o$  延至 4.5%~5% 时,烃气无减弱之势;

(4) 石油产率高达 500 kg/t 以上,表明富藻的腐泥型母质(碳酸盐岩)有利液态烃产出;

(5) 气油比率,随热成熟度增高而缓慢增高,即油缓慢减少,气逐渐增高,此系碳酸盐矿物具有明显的促进干酪根芳构化缩聚脱氢从而提高其产烃率所致<sup>[9]</sup>。

I 型母质的碳酸盐岩是优质油系烃源岩,在成熟期有丰富的石油产出,可排运聚成藏。由于碳酸盐岩一般缺乏黏土矿物的催化作用,气态烃明显低于 I 型泥质油系烃源岩,产气高值 400 m<sup>3</sup>/t 左右,  $R_o$  为 4.5% 左右,显示碳酸盐岩对有机质(含烃类)的热演化进程,与泥质岩相比较为缓慢(还应与二者热导率有异有关)。因碳酸盐矿物没有显著的催化作用(与黏土矿物比较),成气阶段向后(滞后)延伸,这有利于油气的保藏。

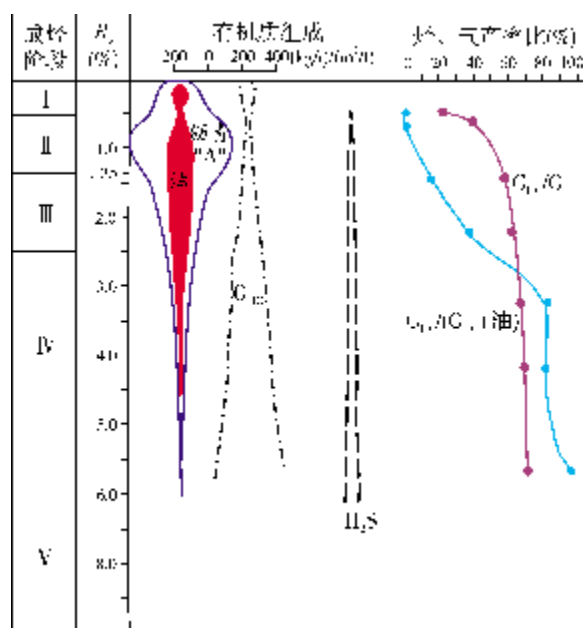


图1 四川盆地上二叠统油系碳酸盐岩烃源岩热成烃模式<sup>②</sup>

## 2.2 成烃热模式二

样品选自南阳盆地第三系黑色泥质烃源岩,基本参数:  $C=4.63\%$ ,  $R_o=0.27\%$ ,  $T_{max}=446\text{ }^{\circ}\text{C}$ , I 型有机质。图 2 成烃模式,具有下列特征。

(1) 有明显液态烃产出,高峰期在  $R_o=1\%$  左右;

(2) 系富类脂质的 I 型母质,推测在未成熟期亦会有石油显示;

(3) 气态烃处在高成熟至过成熟早期,  $R_o$  为 1.35%~4%, 而且高峰期明显;

(4) 气态烃产率高达 600 m<sup>3</sup>/t (如将  $H_2$  对半计入则推算达 700 m<sup>3</sup>/t 以上),表明气态烃中既有液态烃热解成气的贡献,又有干酪根继续热降解—裂解成气的贡献;

(5) 气油比率随成熟度增加而逐渐增大,即油减少而气增高。至过成熟后期,烃气亦有减弱之势,进一步演化的产物是残炭及氢(含  $H_2S$ )。由于黏土矿物(蒙脱石)能促进碳链断裂,并使之异构化,故能加速有机质的裂解,生成液态烃,同时又加速液态烃裂解,生成气态烃<sup>[9]</sup>。

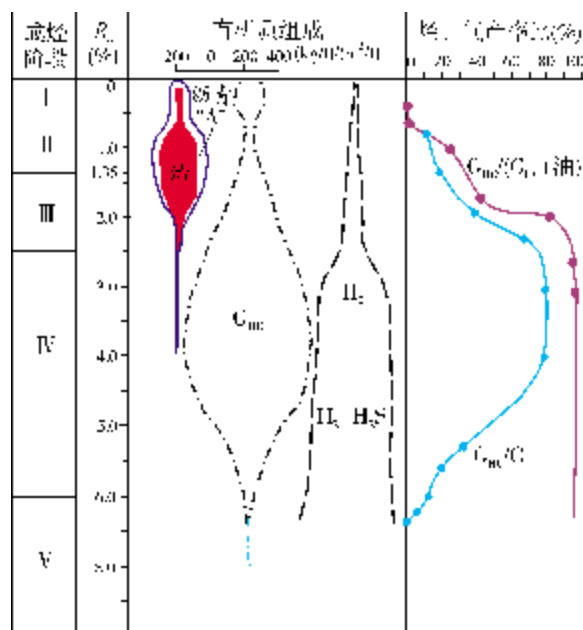


图2 南阳盆地第三系核桃园组三段油系泥质烃源岩热成烃模式<sup>②</sup>

## 3 四川盆地二叠系碳酸盐岩烃源岩展布

### 3.1 沉积相与有机质展布

#### 3.1.1 碳酸盐岩微相研究

沉积相与有机质赋存的关系十分密切,因为不同的沉积相带,发育不同的水体,不同的水体环境养育

<sup>②</sup> 黄籍中,陈盛吉,宋家荣,等. 四川盆地碳酸盐岩发育区主要烃源岩分布及有机质演化研究[R]. 四川石油管理局地质勘探开发研究院,1995.

不同的水体生物, 并有搬运沉积有机质的不同方式。以往研究多从相和亚相展开, 上世纪后期, 对四川盆地碳酸盐岩开展了微相研究。叶念慈等<sup>③</sup>在四川盆地

二叠系 41 条地层剖面, 对所采集的 1824 个薄片作了镜检, 分析其岩性及古生物组合特征, 并进一步深入研究, 将下二叠统岩相划分为 14 种微相类型(表 1)。

表 1 四川盆地二叠系碳酸盐岩微相特征及其时空展布(据文献③改编)

微相 编号	岩性/岩相类型	有机碳(%)		层 位 展 布		平面展布
		范 围	平 均	层 位	岩 性	
1	藻团粒(块)泥粒—颗粒岩	0.07~2.13	0.65	P <sub>1</sub> q <sup>1</sup>	颗粒岩,粒泥岩,泥粒岩	P <sub>1</sub> m <sup>1</sup> —P <sub>1</sub> m <sup>2</sup> 时,盆地内均有展布,属近陆浅水相
2	生物碎屑藻屑粒泥—泥粒岩	0.04~2.03	0.63	P <sub>1</sub> m <sup>1</sup>	泥粒岩,粒泥岩	
3	均匀泥晶灰岩	0.11~0.82	0.57	无明显层位		
4	裸海松藻泥粒—粒泥岩	0.60~1.26	0.55	P <sub>1</sub> q <sup>1</sup> P <sub>1</sub> m <sup>1</sup>	颗粒岩,粒泥岩,泥粒岩; 泥粒岩,粒泥岩	除 P <sub>1</sub> m <sup>1</sup> 时外,在盆地内均有展布,属局限—开阔海台地相。 其中微相 7,主要展布在盆地东北隅的城口地区;P <sub>1</sub> m <sup>2a</sup> 时,属生物泥丘相
5	松藻科粒泥—泥粒岩	0.25~0.88	0.48	P <sub>1</sub> q <sup>1</sup> P <sub>1</sub> m <sup>1</sup> P <sub>1</sub> m <sup>3</sup>	颗粒岩,粒泥岩,泥粒岩; 泥粒岩,粒泥岩; 泥粒岩,颗粒岩	
6	粗枝藻科粒泥—泥粒岩	0.06~2.01	0.34	P <sub>1</sub> m <sup>3</sup> P <sub>1</sub> m <sup>4</sup>	泥粒岩,颗粒岩; 泥粒岩,颗粒岩	
7	有孔虫棘皮藻屑粒泥—泥粒岩	0.06~1.58	0.42	P <sub>1</sub> m <sup>2</sup> P <sub>1</sub> m <sup>4</sup>	颗粒岩占优势; 泥粒岩,颗粒岩	
8	翁格达藻生物碎屑泥粒—颗粒岩	0.04~0.49	0.23	P <sub>1</sub> q <sup>2</sup> P <sub>1</sub> m <sup>2</sup> P <sub>1</sub> m <sup>3</sup>	颗粒岩; 颗粒岩占优势; 泥粒岩,颗粒岩	P <sub>1</sub> q <sup>2</sup> 时,展布在川西绵阳—雅安—乐山—宜宾间及川中遂宁地区; P <sub>1</sub> m <sup>2a</sup> 时,展布在宜宾地区; P <sub>1</sub> m <sup>3</sup> 时,展布在雅安—自贡—泸州—重庆地区,属远岸潮下浅滩相
9	簪粒泥—颗粒岩	0.05~0.52	0.32	P <sub>1</sub> m <sup>2</sup>	颗粒岩占优势	
10	棘皮粒泥—泥粒岩	0.08~1.85	0.38	无明显层位		
11	有孔虫砂屑生物碎屑颗粒岩	0.24~0.62	0.50	P <sub>1</sub> q <sup>2</sup> P <sub>1</sub> m <sup>2</sup> P <sub>1</sub> m <sup>3</sup>	颗粒岩; 颗粒岩占优势; 泥粒岩,颗粒岩	P <sub>1</sub> m <sup>3</sup> ,P <sub>1</sub> m <sup>2a</sup> 时,展布在川北南江地区及川东达州、万州、恩施地区
12	骨针粒泥岩	3.75~18.36	9.00	无明显层位		
13	腕足—瓣鳃粒泥岩	2.65~10.60	8.40	P <sub>1</sub> m <sup>2</sup>	颗粒岩占优势	
14	灰泥岩	0.17~1.34	0.49	P <sub>1</sub> m <sup>2</sup>	颗粒岩占优势	

P<sub>1</sub>q 栖霞组; P<sub>1</sub>m 茅口组。

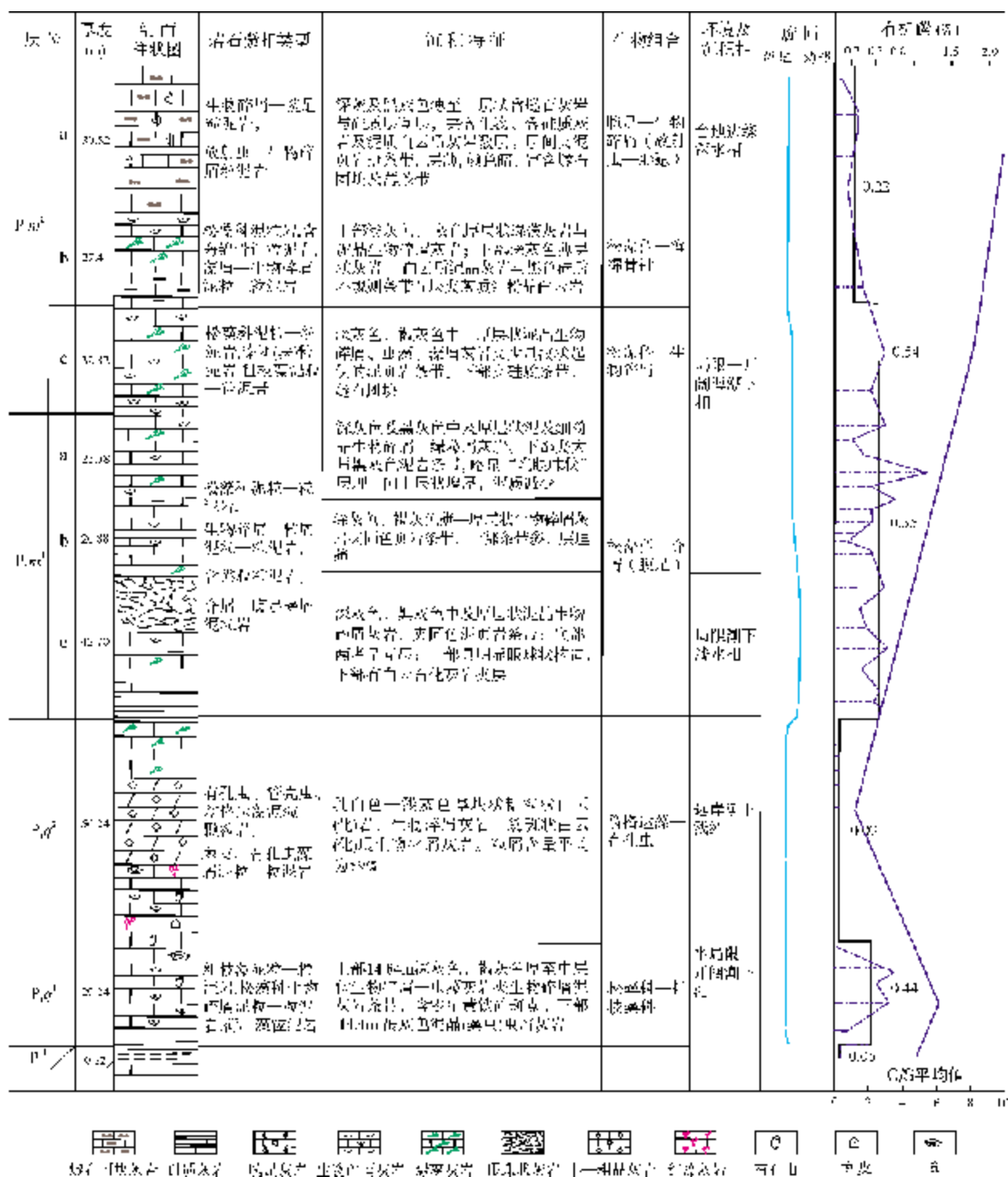
3.1.2 微相与有机质赋存

研究表明, 14 种微相中的有机质丰度展布, 以微相 14、13、12、2、3、4、5、7 有机质丰度较高, 平均有机碳大于 0.4%, 可见细粒, 即泥粒岩、粒泥岩有机质丰度高(表 1, 图 3), 而颗粒岩如微相 1 和 11, 虽然丰度展示高值, 但如前述的碳酸盐岩烃源岩判识标志, 它处于高能带, 往往是储层或输导层, 丰度值可能是运移沥青的假象, 即是一种失真。由此可见, 碳酸盐岩烃源岩中的细分结构岩类——泥质、泥晶灰岩、生物泥—泥粒岩、粒泥岩应该是烃源岩的主要岩类。

3.2 有利相带与有机质赋存

研究表明, 四川盆地二叠系碳酸盐岩沉积相带发育<sup>[10]</sup>。按威尔逊<sup>[11]</sup>划分的相带, 有盆地相、广海陆棚相、局限海台地相、开阔海台地相、生物泥丘相、台地边缘相及斜坡相展布。就有机质赋存而言, 广海陆棚相、浅海斜坡相、生物泥丘相、局限海台地相、开阔海台地相的泥质泥晶灰岩、生物泥—泥粒岩、粒泥岩有机质赋存丰富, 有机碳含量多在 0.4%~0.5% 以上, 而且外源有机质的干扰性小, 无疑是碳酸盐岩烃源岩发育的有利相带。

③ 叶念慈, 吕宗刚, 等. 四川盆地二叠系烃源岩地球化学特征及含气有利区带研究[R]. 四川石油管理局西南矿区, 1995.

图3 四川盆地长江沟下二叠统岩相与有机质丰度<sup>③</sup>P<sub>1q</sub> 栖霞组; P<sub>1m</sub> 茅口组

### 3.3 碳酸盐岩烃源岩地球化学标志

#### 3.3.1 烃源岩的有机质标志

对同一岩石所作可溶与不可溶有机质的检测及

所获得的碳同位素等参数, 可用来分析有机质的属性。当干酪根、可溶有机质、油系列的  $\delta^{13}\text{C}$  值呈正态分布, 即渐偏负时, 可视后者为前者的产物, 同样地, 当可溶有机质在热成熟阶段与总有机质呈线性展示时,

可视为可溶有机质与总有机质有亲缘关系。研究表明四川盆地二叠系碳酸盐岩的系列检测结果中某些岩类正具备上述标志,故应当视为烃源岩<sup>[3-5]</sup>。

3.3.2 储藏的烃来源

源—储地球化学生物标志检测中的亲缘性关系表明,储藏的烃来自于下二叠统烃源层。如川西北广旺地区下二叠统富含三环萜烷,碳数变化在  $C_{19}\sim C_{29}$  之间,以  $C_{21}$ 、 $C_{23}$ 、 $C_{20}$  为主峰,五环三萜烷碳数变化在  $C_{29}\sim C_{35}$  之间,以  $C_{30}$  为主,各组段具有相似的藿烷分

布,这是藻类和细菌含量丰富的表征。甾烷以  $C_{29}\alpha\alpha\alpha R$  为主峰,重排甾烷含量很少,低分子甾烷中以孕甾烷为主,这是低等生物的表征<sup>[7]</sup>。这些生物标志化合物的表征,足以表明这些烃源层为油系烃源层。以此为据,将茅口组二段(储层)与茅口组一段(烃源层)的甾烷值作一比较,可明显看出两者的相似性极佳,而与下伏栖霞组与铜矿溪组的差异较大,表明茅口组二段中的储层沥青应该来自下伏茅口组一段的烃源层(表 2)。

表 2 四川盆地下二叠统甾烷相对值比较<sup>④</sup>

层位	沉积相带	$C_{27}$	$C_{28}$	$C_{29}$	$C_{28}/C_{29}$	$(C_{27}+C_{28})/C_{29}$	$T_m/T_s$
$P_1m^2$	开阔海台地石灰岩	30.96	23.34	43.24	0.54	1.26	1.467
$P_1m^1$	局限海台地含泥质灰岩	29.08	24.53	44.25	0.55	1.22	1.600
$P_1q$	台内滩石灰岩	27.27	27.16	42.13	0.64	1.34	1.941
$P_1t$	残礁沼泽页岩	样品 1	28.12	28.55	42.44	0.68	1.34
		样品 2	27.38	31.03	42.12	0.74	1.40

$P_1q$  栖霞组;  $P_1m$  茅口组;  $P_1t$  铜矿溪组。

3.4 碳酸盐岩烃源岩潜量评估

根据碳酸盐烃源岩全岩热模拟实验获取的成烃参数和下二叠统碳酸盐岩烃源岩的有利相带展布,盆地内有利烃源岩的厚度变化在 200~400 m 左右,川东、川西南最为发育,厚度大于 300 m 的范围广,有机质丰度小于 0.2% 的地区仅出现在盆地的西部及东端,盆地内大部分地区在 0.3%~0.5%,主要展布在川东达州地区、川西南及川南的自贡—宜宾—泸州地区,最高值可达 1% 左右。有机质类型表现为 I

型和 II 型,可作成烃潜量评估。下二叠统总烃量为  $631.3\times 10^{12} m^3$ ,其中气态烃量为  $604.3\times 10^{12} m^3$ 。油窗显示在侏罗纪时曾生成液态烃近  $2\,000\times 10^8 t$ ,现今因成熟度增高,油已热演化成气态烃。碳酸盐岩烃源岩在四川盆地占有重要份量,是四川盆地的重要烃源层系和烃源岩类。盆地中各区块烃潜量强度值比较如下(表 3)。烃潜量的大小依次为川北、川东、川西南、川中、川南及川西,其中烃潜量大于  $30\times 10^8 m^3/km^2$  的地区主要展布在川北、川东及川西南区块,川西区块的潜量最低。

表 3 四川盆地下二叠统区块烃潜量比较<sup>④</sup>

区块名称	面积 ( $km^2$ )	总生烃量 ( $\times 10^{12} m^3$ )	气态烃量 ( $\times 10^{12} m^3$ )	排烃量 ( $\times 10^{12} m^3$ )	聚烃量 ( $\times 10^{12} m^3$ )	生烃强度 ( $\times 10^8 m^3/km^2$ )	总生烃量 占盆地比例 (%)
川北	34000	151.7	148.5	106.6	0.533~5.33	44.6	24.03
川东	55000	202.9	193.5	140.8	0.704~7.04	36.9	32.14
川西南	24000	83.8	77.4	57.3	0.287~2.87	34.9	13.27
川中	31000	88.3	86.3	55.2	0.276~2.76	28.5	13.99
川南	22000	60.4	55.9	38.5	0.193~1.93	27.5	9.57
川西	24000	44.2	42.7	28.1	0.140~1.40	18.4	7.00
四川盆地	190000	631.3	604.3	426.5	2.13~21.33	33.2	100

4 结 语

综上所述,碳酸盐岩烃源岩是可以成烃的,但不是所有碳酸盐岩都可视为烃源岩。碳酸盐岩烃源岩应

有原始(原生)有机质赋存,有机质是沉积物的组成部分。有机质丰度对勘探者和研究者而言,其“性价比”(可采性)会随着能源短缺、钻采科技的发展及成本的降低而变,本文所列下限值及其分级仅为研究比

④ 黄籍中. 四川盆地二叠系烃源岩分布及有机质演化研究[R]. 85-102-06-06-02 专题成果汇编,1994.

较及量化的权宜之举。

烃源岩研究三要素——有机质丰度、类型及成熟度同样适用于碳酸盐岩烃源岩的判识与评估。

对四川盆地下二叠统碳酸盐岩沉积相、沉积微相与有机质赋存的研究,为区域对比评价提供了途径。

全岩成烃热模拟实验表明,碳酸盐岩烃源岩与泥质烃源岩比较,其液态烃产率高,气态烃产率较低。气态烃峰值的热成熟度  $R_o$  值有向后延伸的趋势,这是因碳酸盐矿物不及黏土矿物的催化作用显著所致。对四川盆地下二叠统碳酸盐岩烃源岩所作的烃潜量评估,已占盆地总潜量的 18%,若再加上上二叠统碳酸盐岩烃源岩的烃潜量,可达到盆地总潜量的 20%~25%。这表明四川盆地的烃源,由油系泥质岩烃源、煤系泥质岩—煤岩烃源以及油系碳酸盐岩烃源所共同构成。在四川盆地六套烃源层系中,二叠系碳酸盐岩油系烃源层系,在整个盆地地史发展中沉积稳定,后期改造破坏弱,即油气生成后,在排运聚成藏及在构建烃源体系中<sup>[12-13]</sup>,散失量少,在烃源“三分天下”中,占有重要份量,是四川盆地勘探的重要领域。若以加水封闭系统热模拟试验所获参数<sup>[14]</sup>作运算,其产烃率可提高 0.5 倍以上。这样,下二叠统烃潜量将高达  $1000 \times 10^{12} \text{m}^3$  以上,表明碳酸盐岩烃源岩成烃潜力大,是不可忽视的烃源岩类,这不仅可为四川盆地构建油气藏提供丰富的烃源,而且还揭示了我国扬子区的海相建造同样是大有前景的勘探层系,它可为扬子区的油气藏构建作出重要贡献。

#### 参考文献

- [1] Degens E T. On the origin of petroleum inside freshwater carbonate concretions of Miocene age[C]//Columbo U, Hobson G D. Advances in organic geochemistry. New York: Macmillan, 1962.
- [2] 黄籍中. 四川盆地华蓥山南温泉生油有利层位及其生油指标初步探讨[G]. 四川省地质学会; 四川省地质学会论文摘编, 1963.
- [3] 黄籍中, 张子枢. 四川盆地阳新统天然气成因[J]. 石油勘探与开发, 1982, 9(1): 12-25.
- [4] 黄籍中. 四川盆地阳新灰岩生油问题探讨[J]. 石油学报, 1984, 5(1): 9-18.
- [5] 谢邦华, 王兰生, 张鉴, 等. 龙门山北段烃源岩纵向分布及地化特征[J]. 天然气工业, 2003, 23(5): 21-23.
- [6] 黄籍中. 四川盆地页岩气与煤层气勘探前景分析[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(2): 116-120.
- [7] 黄籍中. 中上扬子区海相沉积烃源研究之二[J]. 天然气勘探与开发, 2000, 23(1): 9-27.
- [8] 丰国秀, 陈盛吉. 岩层中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J]. 天然气工业, 1988, 8(3): 20-25.
- [9] 张义纲. 天然气的生成聚集与保存[M]. 南京: 河海大学出版社, 1991.
- [10] 黄籍中. 碳酸盐岩不同相带有机质丰度分析[J]. 石油勘探与开发, 1988, 15(2): 20-27.
- [11] Wilson J L. Carbonate facies in geologic history[M]. New York: Springer-Verlag, 1975.
- [12] 黄籍中, 陈盛吉, 宋家荣, 等. 四川盆地烃源体系与大中型气田形成. 中国科学(D 辑): 地球科学, 1996, 26(6): 504-510.
- [13] 黄籍中. 从四川盆地看古隆起成藏的两重性[J]. 天然气工业, 2009, 29(2): 12-17.
- [14] 刘有金, 金之钧, 高波, 等. 四川盆地二叠系不同类型烃源岩生烃热模拟实验 [J]. 天然气地质科学, 2010, 21(5): 700-704.

编辑: 金顺爱

## How to Judge Carbonate Rock as Source Rock: A Case of Sichuan Basin

Huang Jizhong, Lü Zonggang

**Abstract:** Carbonate rocks are able to source rocks that supply rich hydrocarbon for reservoir but not all of carbonate rocks can be as source rocks. In the process of hydrocarbon accumulation, carbonate rocks commonly act as carrying beds or reservoirs and are interfered easily by allogenic organic matter. It is considered that carbonate source rock should be a place holding organic matter (combined with minerals as a part of sediments) and is of a certain abundance. Hence as a result, liquid and gaseous hydrocarbon would be generated if the carbonate rock is during a appropriate thermal-mature stage. Carbonate rocks generally develop in low-energy environments of sedimentary facies, such as open sea platform, restricted sea platform, biomudlump and slope facies. Pelitic micritic limestone, biomarl-wackstone and packstone microfacies should be the hosts of carbonate source rocks. Comparing with oil-rich argillaceous source rocks, the carbonate rocks are characterized by evident oil window phases with peak ahead-migrating, unobvious peak phases of gaseous hydrocarbon with peak back-migrating, and high-yield liquid hydrocarbon. According to the assessment of potential hydrocarbon quantity in Sichuan Basin, carbonate rocks contribute 20%~25% of hydrocarbon quantity to source, which play an important act to hydrocarbon accumulation in the basin.

**Key words:** Carbonate rock; Hydrocarbon source rock; Sedimentary facies; Organic matter abundance; Hydrocarbon accumulation modeling; Evaluation of potential hydrocarbon-generating quantity

Hunag Jizhong: male, Senior Geologist. Add: PetroChina Southwest Oilfield Company, Chengdu, Sichuan, 610051 China