

# 南盘江地区海相碳酸盐岩的热演化特征和油气勘探前景

左 献 琼

(滇黔桂石油地质科学研究所)

本文结合本区碳酸盐岩的热演化特征,研究了沉积有机质的热演化规律,明确地阐述了碳酸盐岩生油岩在不同的热演化阶段其有机碳含量的下限值。求出各类干酪根在不同的热演化阶段的H/C与R°值的回归关系式,并研究了各类干酪根的油气演化界限,讨论了本区的油气勘探前景。

本文论及的南盘江地区,包括滇黔桂三省交界地带,其面积达30万平方公里。在二叠纪时,沉积了数千米厚的海相碳酸盐岩,由于地质史和埋藏史的综合作用,使二叠系海相碳酸盐岩生油岩的热演化程度较高,大部分地区已进入到过成熟阶段( $R^{\circ} > 2.5\%$ ),其残余有机碳含量很低,一般仅为0.05—0.2%,而干酪根的H/C原子比都小于0.6。因此如何正确评价该区的油气资源和油气勘探前景是值得深入研究的。

## 一、沉积有机质的生油能力和热演化作用

生油岩的生油能力与有机质含量、有机质类型和热成熟度有关。在有机质含量和热成熟度相同的条件下,海相沉积的生油岩被认为要比陆相沉积的生油岩更容易生油,因为它们的有机物几乎完全起源于藻类物质,这类干酪根含氢高,含氧低,具有较高的生油潜力,但有些陆相沉积的生油岩因藻类有机质含量高,也可能要比海相沉积的生油岩更易生油。这就是说在有机质含量和热成熟度相同的条件下,生油岩的生油潜力的大小取决于有机质的类型,也说明I型干酪根更易生油。

尽管沉积物中保存有生油的有机质,但总有机碳含量极低,生油量,以至于不能在合适的热成熟度条件下形成工业性油流。因此,生油岩首先取决于总有机碳含量。但是,一个作为生油岩的生油层所要求的总有机碳含量最小值不是特定的,对于不同的盆地都必须进行评价和解释。

### 1. 有机质的量

在一个沉积盆地内,生成烃类的主要要求,则是具有适当的有机质类型和数量充足的有机质。一个主要由藻类物质构成的碳酸盐岩生油岩,其总有机碳含量为0.6%就是一个很好的生油岩(布鲁克斯,1978年)。蒂索和威尔特(1978年)对生油岩的总有机碳含量的下限值曾作过论述,对于碎屑岩的总有机碳含量下限值为0.4%,碳酸盐岩

为0.2%，这个下限值在烃类生成和运移之前是完全可能的(J. Brooks, 1984)。但是生油岩的有机碳含量将随着热演化程度的增加而减少，因此在不同的热演化阶段，生油岩的有机碳含量是不同的。

尚慧芸等人(1985年)根据碳酸盐岩的热解模拟实验资料分析结果表明，一个有机碳含量为0.07% ( $R^\circ = 0.7\%$ )的碳酸盐岩，当热解温度达到472℃以后，其有效碳(也称有用碳或有潜力碳)只占原始含量的45%；当温度达到535℃以后，样品中的剩余有效碳仅占原始含量的24%。由此可见，在过成熟阶段( $R^\circ > 2.0-3.5\%$ )碳酸盐岩生油岩的总有机碳含量下限值应大大低于0.2%。有效碳是干酪根中经热解作用转化为油气部分的碳，而干酪根中的羧基碳是随着热演化程度的增加，干酪根分子中的羧基分解出的 $CO_2$ 之中的碳，它与有效碳相比，羧基碳在原始有机碳中所占的比例是很小的。而且脱羧基反应在 $R^\circ$ 为0.6%就已经开始了，所以在这种情况下羧基碳可以忽略不计。因此可认为原始有机碳由有效碳和固定碳(也称无潜力碳或无效碳)所组成。由此可建立下列关系：

$$\text{生油潜力} = \frac{\text{有效碳}}{\text{总有机碳}}$$

干酪根的生油潜力依赖于干酪根类型，不同类型的干酪根具有不同的生油潜力。根据蒂索(1978年)的研究，I型干酪根的生油潜力为0.895，II型干酪根的生油潜力为0.695，III型干酪根的生油潜力为0.313。因此，按照碳酸盐岩生油岩在成熟初期( $R^\circ > 0.7\%$ )的有机碳含量下限值视为0.2%，采用蒂索对干酪根生油潜力的研究结果，利用上述关系式可计算出该有机碳中的有效碳含量，再根据前述热解模拟实验分析结果，可得出碳酸盐岩生油岩在高成熟期( $R^\circ > 1.3\%$ )的有机碳含量下限值为0.1%，在过成熟期( $R^\circ > 2.0\%$ )的有机碳含量下限值为0.07%。在各个热演化阶段有机碳含量的减少量和H/C原子比的下降比例是基本吻合的。上述情况表明，对于一个沉积盆地的生油岩评价，必须准确地划分有机质类型和热演化程度，从而正确地评价生油岩的生油能力。

## 2. 有机质的热演化作用和油气的生成

近年来，曾发表过不少有机质的热成熟度和油气的生成及油窗之间的相互关系的文章，这些相互关系表明，石油的生成在 $R^\circ = 0.6-1.35\%$ 范围内，还可以维持到 $R^\circ = 2.0\%$ ；湿气的生成在 $R^\circ > 2.0$ 或 $2.2\%$ 、干气的生成在 $R^\circ > 3.5$ 或 $4.0\%$ ，还可以维持到 $R^\circ = 4.8\%$ 。

从图1可以看出，随着热演化程度的增加，干酪根的H/C原子比逐渐减少。当H/C原子比小于0.6时，各类干酪根除裂解生成早烷气外，都不能生成液态烃。无论干酪根的原始组成如何，经热演化作用其组成都是逐渐向较低的O/C演化，伴随着H/C值迅速下降。

图1是根据B.G.Rohrbach等(1984)、R.R.F.Kinghorn等(1985)和S.A.Graham等(1985)所发表的资料以及南盘江地区部分样品的干酪根H/C原子比及相应的镜质体反射率( $R^\circ\%$ )标绘的。并通过H/C与 $R^\circ$ 值之间的相互关系的回归分析，揭示

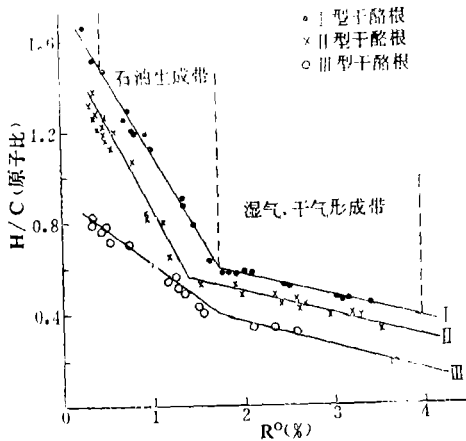


图1 干酪根H/C原子比与R°值的关系

了不同类型的干酪根随着热演化程度的增加，干酪根H/C原子比下降的变化趋势。各类干酪根的H/C与R°关系曲线的转折点明显地把石油生成带和湿气、干气形成带划分开。当R°值大于1.5或1.7%时，II型和I型干酪根的H/C原子比已下降到0.5和0.6，这时大量生烃阶段已经过去，干酪根的H/C原子比的下降速度急剧减慢，生烃能力大为减弱，干酪根热演化作用已进入过成熟阶段（干气形成带）。在这个阶段干酪根还可以继续消耗少量的氢和氧，而直接裂解成甲烷气；而且由于干酪根原先生成的液态烃也开始裂解成甲烷气。

图1中各类干酪根的H/C与R°值的回归曲线表明，I型干酪根较II型干酪根生烃时间长，但生烃速度比II型干酪根慢。可是在石油生成带和湿气、干气形成带阶段，I型干酪根的生烃量大于II型干酪根，所以在整个热演化过程中，I型干酪根总的生烃量比II型干酪根多。而且I型干酪根的生油带比II型干酪根宽，成油下限温度和深度高于II型干酪根。在石油生成带和湿气、干气形成带阶段，各类干酪根的H/C原子比都随着热演化程度的增加分别沿着自己的演化轨迹逐渐减少。因此，只要干酪根类型已经确定，H/C原子比则是成熟度的最好指标。应用表1中的回归方程式可以确定生油岩的热成熟

表1 干酪根的H/C与R°值相互关系的回归分析结果表

干酪根类型	回归方程式	区间	相关系数
I 型	$H/C=1.8403-0.7054R^\circ$	$1.7 > R^\circ > .025$	-0.9751
	$H/C=0.7614-0.0956R^\circ$	$4.8 > R^\circ > 1.7$	-0.9156
II 型	$H/C=1.6990-0.8304R^\circ$	$1.5 > R^\circ > 0.25$	-0.9821
	$H/C=0.7090-0.1034R^\circ$	$4.8 > R^\circ > 1.5$	-0.9631
III 型	$H/C=0.8849-0.2622R^\circ$	$1.5 > R^\circ > 0.25$	-0.9035
	$H/C=0.6478-0.1205R^\circ$	$4.8 > R^\circ > 1.5$	-0.9304

度参数（H/C和R°值）。并根据干酪根的H/C原子比和镜质体反射率（R°%），可以划分各类干酪根的油气演化界限（如表2中所列数据）。

通过上述研究，进一步揭示了各类干酪根的热演化特征和油气演化历程。在石油生成带和湿气、干气形成带，H/C原子比的下降速率截然不同，在石油生成带范围内，I型干酪根的H/C原子比的下降速率较II型干酪根慢，I型干酪根的平均斜率为-0.71，II型干酪根的平均斜率为-0.83。而在湿气、干气形成带阶段，其H/C原子比的下降速度明显减慢，I型和II型干酪根的H/C原子比的下降速度基本接近，其平均斜率均为-0.1。这种变化趋势反映了不同类型的干酪根在油气演化阶段的生烃能力大小。

表2 各类干酪根的油气演化界限

油 气 演 化 界 限	镜质体反射率 (R%)	热 解 T <sub>max</sub> (℃)	各类干酪根的 H/C 原子比		
			I 型	II 型	III 型
石油生成上限	≥0.5	≥425	≤1.50	≤1.28	≤0.75
正常生油下限	≥1.35	≥470	≤0.90	≤0.60	≤0.53
湿气生成上限	≥1.5	≥475	≤0.60	≤0.55	≤0.45
湿气生成下限	≥2.0	≥520	≤0.55	≤0.50	≤0.40
干气生成下限	≥3.5	≥625	≤0.40	≤0.35	≤0.23

各类干酪根的热演化特征表明,无论是碎屑岩还是碳酸盐岩生油岩,其生烃潜力的大小取决于干酪根类型,而生烃速度的快慢不仅取决于干酪根类型,还取决于生油岩的岩石类型。碳酸盐岩的生烃速度较碎屑岩慢,生烃时间较碎屑岩长,其生油带宽度比碎屑岩宽。故对碳酸盐岩的油气勘探远景评价应区别于碎屑岩。

## 二、油气勘探前景

南盘江地区跨越扬子地台和华南褶皱带两个性质不同的构造单元,导致二叠纪时期的古构造及古海域性质的差别,具有低缓坡度的陆表海和地形起伏及坡度较大的陆缘海性质。因此,在二叠纪时期具有深水和浅水沉积的碳酸盐岩,其厚度达数千米。

在三叠纪时期,南盘江—右江地区形成了大型拗陷,由半深水陆棚演变为深水盆地,沉积了数千米厚的浊积岩。在地台区仍以碳酸盐岩沉积为主,在康滇古陆和马关古陆边缘斜坡地带灰岩厚达上千米,其下部(早三叠世)是一套碳酸盐岩夹砂泥岩。在盆地沉积区主要为泥灰岩和泥页岩,因此它既是二叠系碳酸盐岩储集层的良好盖层,又是三叠系好的生油层。

从二叠系海相碳酸盐岩生油岩的残余有机碳含量来看,在深水槽盆中沉积的碳酸盐岩的残余有机碳含量一般为0.1—0.2%,属好的生油岩,其有机质类型主要为I型干酪根,II型次之,它们都具有很高的生油潜力。而在盆地沉积区一些浅滩上沉积的碳酸盐岩,有机碳含量相对较低,残余有机碳含量仅为0.05—0.1%,有机质类型仍以I型干酪根为主,也具有一定的生油能力,但不能形成工业油气流。

经地面露头岩层的地化普查发现,大部分地区岩石的孔隙、溶洞和裂缝中都残留着颗粒状、块状和片状变质沥青,在水城、盘县一带见有气苗,在六枝一带发现了油苗,这些遗迹表明南盘江地区二叠系海相碳酸盐岩曾有过大量的石油生成和运移过程。研究表明,石油生成高峰期在中三叠世,中三叠世末至晚三叠世初期,大部分地区二叠系生油层的热演化作用已进入到了过成熟阶段(R%>2.5%)。由于在中三叠世初期开始发生的印支构造运动的强烈影响,在构造活动的个别阶段,具有有限的影响范围和不同的连续时间。同此,在不同时间和不同地段就会产生不同程度的断裂和褶皱,并使部分地层下陷和隆起。这样,就可能改变烃类运移的方向,使烃类不能有效地聚集于有利的储集层中,还可能使一些古构造中已聚集的烃类沿断裂和断层分支向上倾方向运移,大部分

烃类可能运移到一些隐蔽圈闭中聚集起来。

在晚三叠世初期,大部分地区二叠系储层中的液态烃已裂解成气态烃。由于部分地层抬起并暴露于地表,使储层中的气态烃沿着断裂和断层分支及裂缝向上倾方向运移而逸散掉。从已钻探的绥江凹陷的金一井、设里宽向斜的拖一井都出淡水而未见油气显示看,可能是一些断裂和断层纵向连通所致,这对油气保存是不利的。

根据南盘江地区二叠纪至三叠纪时期的地质发展史以及当时在构造运动的强烈影响下,产生了大幅度的沉降和隆起地带,而且区内断裂比较发育,因此,油气勘探应寻找那些由纵横向断裂所形成的构造屏蔽的不整合面上的构造-地层混合圈闭类型的油气藏,以及在构造活动的个别阶段,在个别地区可能发育非背斜类型圈闭,一般可能位于大背斜斜坡内和隆起的斜坡上。另外在砂泥岩厚度减薄或砂泥岩尖灭可能形成岩性圈闭型油气藏,这类油气藏可能分布在上二叠和下三叠的火山碎屑浊积岩和砂泥岩地层范围内。但是要查明和勘探各种类型的非背斜圈闭油气藏,要比局部隆起甚至比更复杂的地质结构的背斜油气藏的勘探更加困难。因此,寻找非背斜圈闭型油气藏,需要应用综合地质和地球物理勘探相结合的研究,还必须对水文地质及其它地质因素进行研究,才可能提高对隐蔽油气藏的普查和勘探效果。

### 三、结 论

1. 作为一个生油岩的有机碳含量将随着热演化程度的增加而逐渐减少,对于碳酸盐岩生油岩,在成熟初期( $R^{\circ} > 0.7\%$ )的有机碳含量下限值为0.2%,在高成熟期( $R^{\circ} > 1.3\%$ )的有机碳含量下限值为0.1%,在过成熟期( $R^{\circ} > 2.0\%$ )的有机碳含量下限值为0.07%较为适宜。

2. 随着热演化程度的增加,干酪根的H/C原子比逐渐减少,当H/C原子比小于0.6时各类干酪根仅能生成甲烷气。当干酪根类型已经确定时,H/C原子比可作为成熟度的最好指标。初步认为H/C与 $R^{\circ}$ 值的回归方程式可适用于不同盆地生油岩的干酪根H/C与 $R^{\circ}$ 的相互换算。

3. 南盘江地区海相碳酸盐岩的热演化程度较高,二叠系地层的油气演化已进入到了气阶段( $R^{\circ} > 2.5\%$ 及 $H/C < 0.6$ ),主要只能产出天然气,但在上覆的三叠系地层中可能产出液态烃。

### 参 考 文 献

- [1] J. Brooks: 沉积有机物质的有机成熟作用及石油勘探。姬美兰译,国外油气勘探与开发,1984年,第二期。
- [2] B.G. Rohrback et al: Geochemistry of Artificially Heated Humic and Sapropelic Sediments—11, Oil and Gas Generation. AAPG., 1984, Vol. 68, No. 8, P 961—970.
- [3] S.A. Graham et al: Tectonic, Depositional and Diagenetic History of Monterey Formation (Miocene), Central San Joaquin Basin, California. AAPG., 1985, Vol: 69, No. 3, P. 385—411.

# THERMAL CHARACTERISTICS AND PETROLIFEROUS PROSPECTS OF MARINE CARBONATE ROCKS OF NANPANJIANG AREA

Zuo Xianqiong

(Yunnan-Guizhou-Guangxi Geoscience Institute of Petroleum Geology)

## Abstract

Combined with the characteristics of the thermal evolution of carbonate rocks in the area, the paper studies the regularities of thermal evolution of sedimentary organic matter. Clear explanation of lower limit values for organic carbon contents in carbonate source rocks and of relations between H/C and  $R^{\circ}$  for kerogen at different stages of thermal evolution are given. In addition, the limits of petroliferous evolution of kerogen and exploration prospect are discussed.