

湖南湘中坳陷泥盆—石炭系的生油 地球化学特征及找油气方向

陈 正 辅

(地质部石油地质中心实验室)

湘中坳陷是雪峰古陆东侧石油普查的重点地区之一。在大地构造上属南华准地台的一部分。加里东运动回返后,在几乎整个晚古生代,是一个相对稳定沉降的坳陷。中泥盆统棋梓桥组(D_2q)、上泥盆统余田桥组(D_3s)及锡矿山组(D_3x)、下石炭统岩关阶(C_1y)及大塘阶(C_1d),以碳酸盐岩为主的海相沉积厚达3000—5000米。见油气苗及井下气显示多处,反映了地史发展过程中有过油气的生成及一定的成油地质条件。印支运动使上古生界及中下三迭统产生褶皱,印支、燕山构造运动和岩浆活动,对油气聚集、再分配及加剧油气演化,都有明显的影响。

湘中坳陷自北而南可分为新化、邵阳、零陵三个凹陷。本文通过对邵阳、新化两凹陷内大量泥盆—石炭系钻井岩心样品的实验分析工作,对其生油地化特征及含油气远景进行探讨。

生油地化特征

一、有机质丰度

一般认为碳酸盐岩的有机质丰度低于泥质生油岩。吉曼对巴塔巴诺湾现代沉积及其下伏的更新统碳酸盐岩的有机质丰度进行了研究,指出碳酸盐岩沉积的有机质大都在成油作用前就损失了,能参与地化作用的仅较少一部分。综合国内外对碳酸盐生油岩有机质丰度的研究现状与评价意见,提出表1的标准*以供讨论。

碳酸盐岩有机质丰度标准表

表 1

指 标	法 国 埃 尔 夫 公 司			本 文		
				灰 岩	泥 灰 岩	钙 质 泥 岩
碳 酸 盐 (%)	>45	20—45	<20	>50	25—50	<25
有 机 碳 (%)	>0.24	>0.52	>1.14	0.1	0.3	0.5
氯仿抽提物 (ppm)				100		
烃 含 量 (ppm)				60		

* 对于进入过成熟阶段的生油岩,所检测的残留部分已绝非与成熟阶段的生油岩可比,应用此标准不尽完善,仅作参考。

根据表1的标准，湘中坳陷泥盆—石炭系的有机质丰度有三种类型（表2、图1）。

湘中坳陷泥盆—石炭系有机质丰度表

表 2

层位	有机碳 (%)				氯仿抽提物 (ppm)				烃含量 (ppm)			
	平均值		达标率(%)		平均值		达标率(%)		平均值		达标率(%)	
	邵阳	新化	邵阳	新化	邵阳	新化	邵阳	新化	邵阳	新化	邵阳	新化
C _{1d}	0.51	0.51	85	100	33	30	4 (1)	0	38		0	
C _{1y}	0.45	0.27	80	90	32	30	0	0	33		0	
D _{2x}	0.17	0.16	58	33	42	33	0	0	14		0	
D _{2s}	0.14	0.41	63	84	29	22	0	0	19		0	
D _{2q}	0.24	0.21	93	85	27	19	3.5(1)	0	59	38	67 (2)	17 (1)

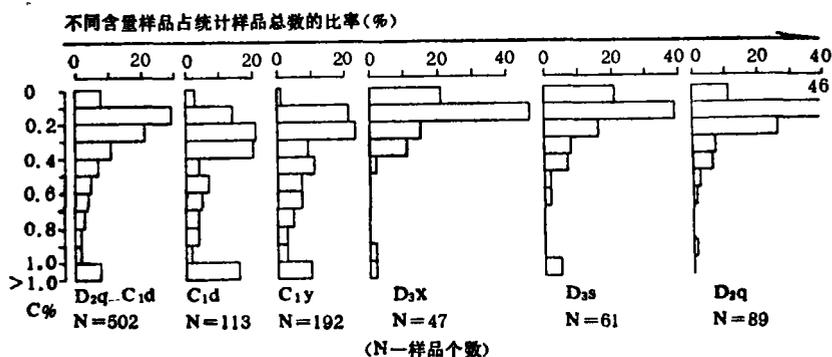


图1 湘中地区中泥盆—下石炭统剩余有机碳分布频率对比图

第 I 类：有机质数量比较丰富，可能的生油岩在层段厚度中占较大比例。第 II 类，抽提物含量偏低，240 多个氯仿抽提物样仅二个达到 100 ppm，绝大多数低于 50 ppm，烃含量则多为 10—30 ppm，沥青转化系数 (A/C) 大多数 < 2%，生烃效率 (烃/C) 则 < 1%。第 III 类：下石炭统的有机碳含量一般为泥盆系的 2—3 倍，而抽提物及烃含量并无优势。

棋梓桥组是本区最好的生油气层位，具有较好的母质类型 (I 类为主) 与较高的有机质丰度 (> 0.2%)。即使按西德 BGR 的标准*，也可定为生气岩 (R₀ > 2%，有机碳 0.2—0.3%)。在新化凹陷的余田桥组有机质数量明显高于泥盆系各个层段，虽然母质类型较差，但仍是重要的生油气层位之一。锡矿山组有机质数量贫乏，生油条件显然不佳。下石炭统岩关阶有机质丰度较高，为一般碳酸盐岩所少见。其中尤以刘家塘段较

* 陈丕济、熊玉文赵西德汉诺威联邦地学与原料研究院学习回国后的报告，1980年。

好，也是一个重要的生油岩层位。大塘阶则逊于岩关阶。近二年钻井所见下石炭统气显示，显然是演化程度与母质类型的反映的结果。

二、有机母质类型

有机母质类型是决定生油效率、生油气方向及生油岩评价的重要因素。笔者根据电镜扫描的干酪根形态，以及其它指标，对本区有机母质类型进行了研究。现分述如下：

1. 电镜扫描的干酪根形态

本区有三种显著的不同类型的有机质形态。

I类（腐泥型）：形态单一，多以叠层或叠片状的无定形为主，偶见零星细小的有（柱形或带棱角形）颗粒（图版I 1—4）。代表层位为棋梓桥组及邵阳凹陷上泥盆统部分层段的泥晶灰岩、生物灰岩。属广海相低能带沉积物。

II类（腐植—腐泥型）：以叠层（片）状无定形为主，伴有长条形及带棱角的颗粒，是一种混合型的有机质（图版I 5、6）。以邵阳凹陷上泥盆统为代表，其次下石炭统，岩性以泥灰岩类居多。

III类（腐植型）：以长条形及带棱角的颗粒为主（图版I 7、8）。新化凹陷的余田桥组及下石炭统的部分层段见此类型，为滨海碎屑岩沉积。

2. 岩石中气态烃分布特征

岩石经盐酸处理后，释放出来的甲烷至丁烷组份，其分布特征（一般用重烃系数）既可作演化程度指标，亦可指示母质类型。

如图2所示，棋梓桥组最高值达25%（邵阳凹陷邵6井），新化凹陷也超过15%（邵4井），邵阳凹陷上泥盆统接近15%（邵8井），下石炭统各层段则普遍偏低（邵1、3井）。

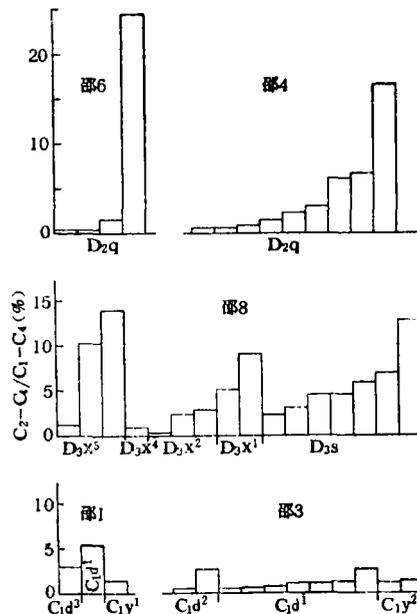


图2 邵阳凹陷气态烃、重烃系数分布图

3. 饱和烃色谱*

采用无机盐共溶柱进行饱和烃色谱分析后, 其谱线特征可分为三种类型。如表3所

湘中坳陷泥盆—石炭系饱和烃色谱特征表 表 3

井号	样号	层位	主峰碳	峰形特征	$\frac{C_{21} + C_{22}}{C_{28} + C_{29}}$	$\frac{\Sigma C_{23} \text{前}}{\Sigma C_{24} \text{后}}$	$\frac{iC_{20}}{iC_{19}}$	母质类型
邵6	S _{10、15、22}	D _{2q}	C ₁₈₋₁₉	C ₂₀ 前低碳峰明显, 高碳部分呈一大的驼峰, 峰形不显	1.35—4.0	1.5—10.3	1.9—5.3	I
8	S _{3、33}	C _{1y³} 、C _{1y¹}						
5	S ₈	C _{1y³}						
5	S _{19、15、26、27}	C _{1d¹}						
1	生 ₂₅	C _{1d³}	C ₂₀₋₂₃	同上, 只是主峰峰略后移	1.30—3.40	0.7—1.3	1—10.4	II
6	S ₁	D _{3s}						
7	生 ₃₆	C _{1y¹}						
4	S _{67、77、43}	D _{2q}	C ₂₅₋₂₇	C ₂₅ 后的高碳峰明显, 驼峰高大, 基线上抬	0.4—1.22	0.3—1.1	1—2.1	III
3	生 _{19、25}	C _{1d²} 、C _{1d¹}						
3	生 ₄₃	C _{1y³}						
3	生 ₅₈	C _{1y²}						
7	生 ₃₂	C _{1y¹}						

示, 第I类母质以C₂₀以前的低碳数轻质烷烃占优势, 主峰碳数为C₁₈—C₁₉(图3); 第II类主峰碳数一般在C₂₀—C₂₃, 轻重烃比降低(见图3); 第III类以C₂₅—C₂₇高碳数重质烷烃为主, 轻重烃比与第I类相比, 可相差一个数量级(图3)。这种差异显然是在过成熟演化阶段的前提下, 三种不同母质类型的反映。

4. 芳烃红外

对芳烃红外17个吸收峰值, 结合有机碳及族组份成果, 采用多元统计法作数字处理, 其结果也可分为三种不同类型。

第I类: 主要与甲基、亚甲基吸收峰有关, 苯环及含氧基团的吸收峰不明显, 烃/有机碳、饱和烃/芳烃、饱+芳/非+沥的比值相对较高, 这些参数都说明母质类型较好。代表层位主要是棋梓桥组的生物灰岩及部分余田桥组和邵东段(C_{1y¹})、梓门桥段(C_{1d³})的灰岩。

第II类: 含氧基团吸收峰相对显著, 烃/有机碳等比值略低于上一类, 母质类型略差。代表层位为上泥盆统的灰岩、泥灰岩及部分岩关阶的泥灰岩类。

第III类: 主要与芳烃结构特征峰相关, 有关烃系数及族组份比值最低, 母质类型最差。代表层位为下石炭统的部分层段。

* 本区泥盆—石炭系氯仿抽提物含量很低, 能进行族组份分析的样品很少, 故上述分析尚缺乏代表性。

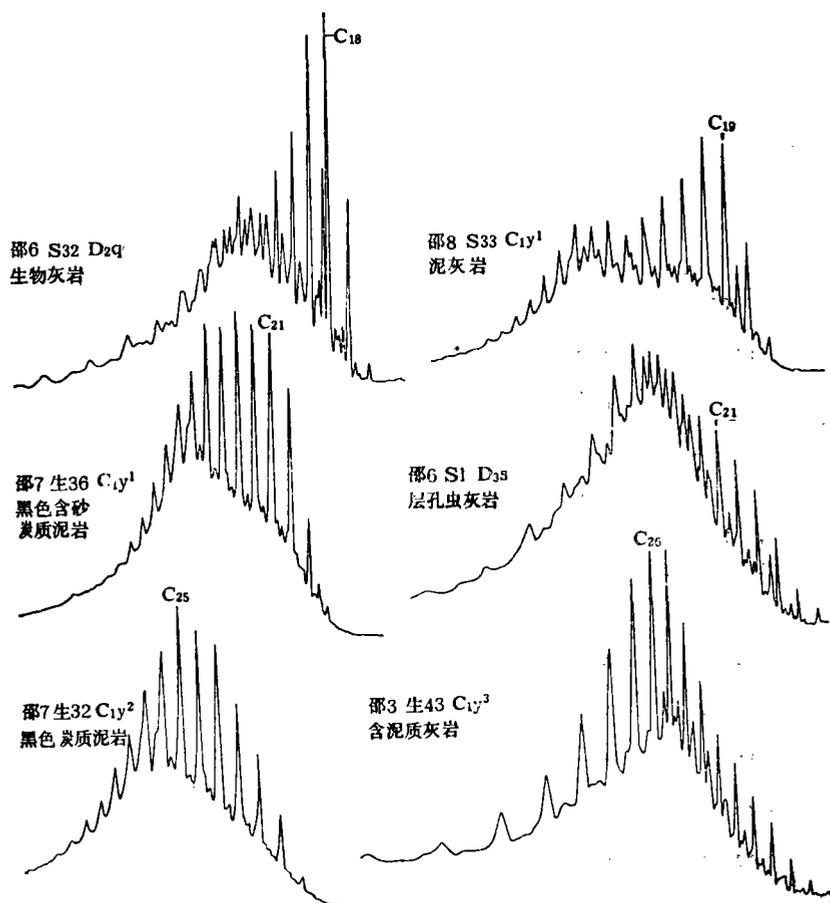


图3 邵阳凹陷饱和烃色谱图

三、油气演化特征

印支运动前，本区是一个相对稳定、基本连续沉积的坳陷，区域热力场可视为单一的地温场。按 $T_{max} = H_{max} \cdot G + T_0$ 推算^{*}，棋梓桥组经受过的最高古地温达 130—150°C，油气演化进入甲烷气阶段；余田桥组及锡矿山组为 110—130°C，处于轻质油、凝析油—甲烷气的“混生”阶段；下石炭统大致为 90—110°C，可能处于主要生油阶段。印支运动后，多期的构造运动及岩浆活动，使区域地温场发生复杂化，泥盆—石炭系已进入甲烷气阶段。

为了介绍本区泥盆—石炭系油气演化程度，对所采岩样作了干酪根元素、反射率、红外光谱、顺磁共振波谱、芳烃紫外光谱、定碳比、碳化率等实验分析。现将结果分述如下：

1. 镜质体反射率

一般认为，当有机质演化进入成油阶段时（相当于气煤、长焰煤及部分肥煤阶

* T_{max} ——由表9换算出的最大古地温数值；G——古地温梯度，取 2.5°C/100米； T_0 ——古地表温度，今地表温度取 15°C，地壳冷却速度中新生代取 0.05°C/百万年，古生代取 0.06°C/百万年。

段), 镜质体最大反射率为0.5—1.3%; 当出现凝析油和湿气时, 反射率为1.3—2.0% (相当于低挥发份的高级烟煤阶段); 当反射率大于2.0%时 (相当于无烟煤阶段), 液态烃消失, 产生以甲烷为主的干气。如表4所示, 本区泥盆—石炭系干酪根镜质体反射率均大于2。显然, 有机质演化已进入以甲烷干气为主的过成熟阶段。

湘中坳陷泥盆—石炭系干酪根镜质体反射率表

表 4

井号	样号	时代	井深(米)	岩性	干酪根平均反射率 Ro(%)
邵1	生补22	C ₁ d ²	535	黑色泥岩	>3
3	生25	C ₁ d ¹	354	炭质页岩	无镜煤质
3	生56	C ₁ y ²	814	灰黑色泥灰岩	"
3	生57	C ₁ y ²	830.5	黑色泥页岩	2.34
3	S61	C ₁ y ²	876	黑色泥质灰岩	无镜煤质
8	S _{38-48、127-189}	D ₃ x D ₃ s		泥灰岩、灰岩	"
6	S ₁₋₆	D ₃ s	4、57	灰岩	>2
6	S ₁₈₋₂₈	D ₂ q	124.4、271.5	灰岩	>2
6	S ₁₅₋₃₂	D ₂ q	193、451	灰岩	无镜煤质
4	S ₁₇	D ₃ s	195	炭质泥灰岩	>3
4	S ₂₆	D ₃ s	288.5	粉砂质页岩	>3
4	S ₆₃₋₇₇	D ₂ q	702.5、840	灰岩	>3

2. 干酪根元素

分析了30个样品(见表5、表6), 这些样品在干酪根演化的一般模式中, 位置都处于图4的左下角, 即甲烷气区内, 反映了本区应为生气区。

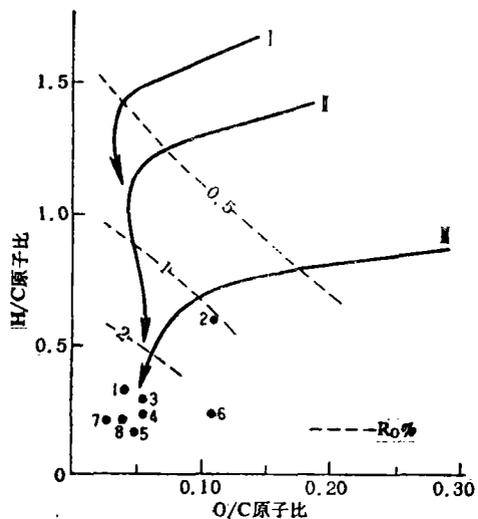


图4 湘中坳陷干酪根元素分布图

- 1、邵₃ 生₁₉ C₁d²
- 2、邵₃ 生₅₆ C₁y²
- 3、邵₈ S₆₀ D₃x²
- 4、邵₈ S₁₈₉ D₃s
- 5、邵₈ S₁₀ D₂q
- 6、邵₅ S₁₅ C₁d¹
- 7、邵₇ 生₄₂ D₃s
- 8、邵₄ S₂₆ D₃s

湘中坳陷邵阳凹陷泥盆—石炭系干酪根元素组成表

表 5

井号	样号	层位	岩性	C(%)	H(%)	O(%)	H/C 原子比	O/C 原子比
邵1	生补22	C ₁ d ³	黑色泥岩	40.18	2.89		0.86	
3	生19	C ₁ d ²	炭质页岩	77.19	2.09	3.93	0.33	0.04
3	生25	C ₁ d ¹	”	54.60	3.22		0.71	
3	生56	C ₁ y ²	灰黑色泥灰岩	62.47	3.22		0.61	
3	生56	C ₁ y ²	”	64.23	3.15	9.22	0.59	0.11
8	S ₆₀	D ₃ x ²	泥晶灰岩	54.25	1.43	4.60	0.32	0.06
8	S ₁₈₉	D ₃ s	”	63.24	1.27	4.77	0.24	0.06
6	S ₁	D ₃ s	层孔虫灰岩	72.55	2.17		0.36	
6	S ₆	D ₃ s	含生物微晶灰岩	78.21	2.01		0.31	
6	S ₁₀	D ₂ q	生物灰岩	77.43	1.13	5.30	0.17	0.05
6	S ₁₅	D ₂ q	”	73.20	1.90		0.31	
6	S ₂₀	D ₂ q	微晶灰岩	76.24	1.82		0.29	
6	S ₂₂	D ₂ q	生物灰岩	65.42	2.39		0.44	

湘中坳陷新化凹陷泥盆—石炭系干酪根元素组成表

表 6

井号	样号	层位	岩性	C(%)	H(%)	O(%)	H/C 原子比	O/C 原子比
邵5	S ₁₅	C ₁ d ¹	灰质泥岩	61.88	1.27	9.29	0.24	0.11
7	生42	D ₃ s	炭质页岩	75.71	1.34	2.88	0.21	0.03
4	S ₁₆	D ₃ s	粉砂质页岩	71.51	1.29	3.87	0.21	0.04
4	S ₁₇	D ₂ q	炭质泥灰岩	66.20	1.96		0.36	
4	S ₂₆	D ₂ q	粉砂质页岩	71.10	2.95		0.50	
4	S ₆₃	D ₂ q	生物灰岩	73.66	2.17		0.35	
4	S ₇₇	D ₂ q	含生物微晶灰岩	73.23	1.80		0.30	

3. 干酪根红外

干酪根红外特征吸收峰随埋藏深度的增加及地温的增高而变化(脱烃、脱氧)。从图5、6看出,三组特征吸收峰(2850、2920 cm^{-1} , 1700 cm^{-1} , 1600 cm^{-1})的变化规律是:1600 cm^{-1} 吸收峰(C=C)由上而下非常明显且变化不大;1700 cm^{-1} (C=O)除个别样品略有显示外均已消失,说明含氧量急剧减少,与含氧基团的除去有关;2850、2920 cm^{-1} (C—H)峰少数样品略有波动外也趋于消失,显然与脱烃(裂解)有关。

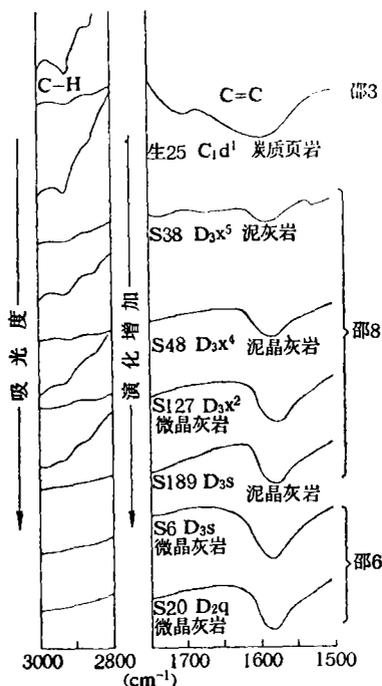


图5 邵阳凹陷干酪根红外光谱图

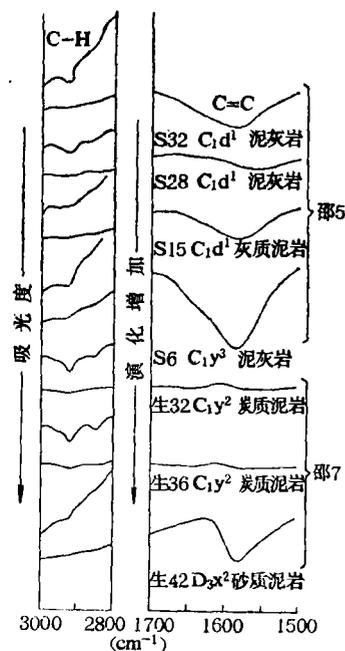


图6 新化凹陷干酪根红外光谱图

4. 干酪根自由基浓度

自由基是指分子化学键被破坏，产生带有不配对电子的自由价基团。它随有机质演化而变化，从未成熟到成熟，浓度逐渐增大，在高成熟阶段达最大值。进入过成熟阶段后，迅速降低以至消失，与干酪根的热降解、裂解、聚合，最后干酪根分子碎片的重新排列的反应过程是一致的。本区干酪根顺磁共振波谱测定表明（表7、表8），自由基浓度石炭系向泥盆系迅速降低直到零，反映出油气演化已进入过成熟阶段。

邵阳凹陷泥盆—石炭系自由基浓度分布表

表 7

井号	样号	层位	岩性	有机碳%	干酪根颜色	自旋数/克 ($\times 10^{18}$)
邵1	生补22	C ₁ d ³	黑色泥岩	0.14	棕褐	微
3	生25	C ₁ d ¹	炭质页岩	1.94	褐	31
3	S ₆₁	C ₁ y ²	黑色泥质灰岩	0.49	棕褐	51
8	S ₃₈	D ₃ x ⁵	泥灰岩	0.39		0.3
8	S ₄₈	D ₃ x ⁵	泥晶灰岩	0.08		0.2
8	S _{127、189}	D ₃ x ² D ₃ s	微晶、泥晶灰岩	0.16、0.47		→0
6	S _{10、15、20}	D ₂ q ²	生物灰岩、微晶灰岩	0.27、0.35 0.19	深褐	→0

此外, 热解色谱、热失重、芳烃紫外等分析结果, 均与上述各演化指标的结果是一致的。芳烃紫外反映随地层时代变老, 叁环芳烃总体减低, 双环与叁环比值增加, 说明演化程度加深; 热失重分析仅有微弱的失重显示, 也反映演化很深, 能参与热失重的生油潜力已丧失殆尽; 热解分析也在干酪根热解峰的出峰温度上, 明显不同于成熟阶段的陆相生油岩。

综上所述, 笔者认为, 因湘中坳陷泥盆—石炭系经历过两个不同的受热地史阶段, 受热历史复杂, 油气演化处于以甲烷气为主的过成熟阶段, 故天然气应是本区普查勘探的主要对象。

含油气远景评价

油气形成历史的研究, 是对油气评价的重要条件之一。本文对坳陷内沉积厚度较大的邵阳—隆回地区从时间与温度的关系及电算模拟两个方面着手, 进行油气形成历史的推演与讨论。

康南(1974年)根据11个不同时代和不同类型盆地的实际资料进行研究后, 提出了生油门限温度与时间的关系式: $\log t = 3014 \times \frac{1}{T} - 6.498$ 。后来普西(1977年)、浅川忠(1977年)也根据自己的研究分别提出了类似的关系式: $\log t = 3933 \times \frac{1}{T} - 9.443$ 、 $\log t = 3125 \times \frac{1}{T} - 7.505$ 。该方法仅在测得的温度与过去达到的最高温度之间没有太大差别的沉积盆地中才有效。考虑到本区在华力西旋回时是一个长期相对稳定沉降的坳陷地带, 因而上述关系式对本区是适用的。

根据康南、普西、浅川忠的关系式, 利用表9的资料, 分别推算出本区泥盆—石炭系各层段在晚三迭世前及现今的生油门限温度($T_{\text{门}}$), 并根据 $H_{\text{门}} = \frac{T_{\text{门}} - T_0}{G}$, 计算相应的门限深度($H_{\text{门}}$) (见表10、11)。

按普西关系式推算, 本区泥盆系有机质大致在二迭纪前进入生油门限; 棋梓桥组早在泥盆纪末就可能开始进入门限; 大部分地区可能在岩关期进入门限, 沉积厚度较薄的地区, 在大塘期进入门限; 余田桥组可能主要在大塘期进入门限; 锡矿山组则在中晚石炭世进入门限; 岩关阶及石碇子段在石炭纪末—早二迭世进入生油门限。

生油岩进入门限后, 深成作用加速进行, 经历了主要生油阶段及高成熟的轻质油、湿气阶段。随埋藏深度继续增加, 进入过成熟阶段, 干酪根的热降解为碳链的裂解所替代。根据法国石油研究所对地温梯度为 $3.5^{\circ}\text{C}/100\text{米}$ 的不同类型有机质演化曲线的研究, 它

湘中坳陷新化凹陷泥盆—石炭系自由基浓度分布表 表 8

井号	样号	层位	岩性	自旋数/克 ($n \times 10^{18}$)
邵 5	S ₃₂	C _{1d} ¹	泥灰岩	68
"	S ₂₈	"	泥灰岩	32
"	S ₁₅	"	灰质泥岩	29
"	S ₈	C _{1y} ³	泥灰岩	52
邵 7	生 ₃	"	微晶灰岩	4.9
"	生 ₃₂	C _{1y} ²	炭质泥岩	1.1
"	生 ₃₆	C _{1y} ¹	炭质泥岩	0.5
"	生 ₄₂	D _{3x} ²	砂质泥岩	0
邵 4	S _{28、63、77}	D _{2q}	页岩 生物灰岩	0

邵阳—隆回地区沉积埋藏史表

表 9

层位 埋藏史	构造发展第一阶段			第二阶段	第三阶段	第四阶段
	D _{2q}	D _{3s}	D _{3x}	C _{1y} -C _{1d} ¹	C _{1d} ² -P ₁	P ₂ -T ₁₋₂
距今年限 (百万年)	372.5—365	365—357.5	357.5—350	350—335	335—240	240—205
时间间距 (百万年)	7.5	7.5	7.5	15	95	35
沉积厚度 (米)	700	200	600	700	1600	1000
沉降速度 (米/百万年)	93	27	80	47	17	29

邵阳—隆回地区泥盆—石炭系的生油门限表

表 10

层位 作者	D _{2q}		D _{3s}		D _{3x}		C _{1y} +C _{1d} ¹	
	温度 (°C)	深度 (米)	温度 (°C)	深度 (米)	温度 (°C)	深度 (米)	温度 (°C)	深度 (米)
康南 (74年)	73	1908	73	1908	74	1948	75	1988
普西 (77年)	64	1548	65	1588	65	1588	66	1628
浅川忠 (77年)	48	908	49	948	50	988	50	988

邵阳—隆回地区泥盆—石炭系现今的生油门限表

表 11

层位 作者	D _{2q}		D _{3s}		D _{3x}		C _{1y} +C _{1d} ¹	
	温度 (°C)	深度 (米)	温度 (°C)	深度 (米)	温度 (°C)	深度 (米)	温度 (°C)	深度 (米)
康南 (74)	59	1760	60	1800	60	1800	60	1800
普西 (77)	54	1560	55	1600	55	1600	55	1600
浅川忠 (77)	37	880	37	880	38	920	38	920

们的油相阶段的深度范围约2000米。我们根据湘中坳陷泥盆—石炭系母质类型特征,把湘中泥盆系的油相区间定为2300米,下石炭系的油相区间定为2000米。由此推算出油相的深度、温度下限(泥盆系 $H_{\text{下限}} = H_{\text{门}} + 2300$ 米;石炭系 $H_{\text{下限}} = H_{\text{门}} + 2000$ 米, $T_{\text{下限}} = H_{\text{下限}} \times G + T_0$),再根据其沉积埋藏史,就可以推演出泥盆—石炭系各层段油相阶段的相当层位(表12)。

若以60°C作为生成石油的平均临界温度,一般认为80—90°C是石油从生油岩析解的临界温度。如取90°C作为本区生油岩的排烃临界温度,按

$$H_{\text{排}} = \frac{T_{\text{排}} - T_0}{G}$$

G—2.5°C/100米

T₀—25.3°C (印支运动前的古地表温度)

T_排—90°C

邵阳—隆回地区泥盆—石炭系的油相阶段表

表 12

层 位	经历的古地温 (°C)	油 相 阶 段		
		温 度 (°C)	深 度 (米)	相当地质时代
D ₂ q	127.8—145.3	64—122	1548—3848	岩关期—早二迭世末
D ₂ s	122.8—127.8	65—123	1588—3888	大塘期—早中三迭世
D ₂ x	107.8—122.8	65—123	1588—3888	中晚石炭世—中三迭世末
C ₁ y + C ₁ d ¹	90.3—107.8	66—116	1628—3628	早二迭世—晚三迭世末

可以得出排烃的埋深约2500米左右。

由此,可推算出邵阳—隆回地区泥盆—石炭系的大致排烃临界时代是,

棋梓桥组为早石炭世

余田桥组为中晚石炭世

锡矿山组为晚石炭世到早二迭世

下石炭统为晚二迭世

如上所述,无论是生油时间、油相阶段,还是可能的排烃临界,都说明早期构造(前印支及印支早期的)及泥盆—石炭系的礁滩相沉积都是形成油气藏的有利场所,因而此类沉积构造应是勘探对象。

本文主要引用了“湘中地区中泥盆—下石炭统生油地球化学剖面研究报告”的资料,对其生油地球化学特征及找油气方向作一初步探讨,敬希指正。参加这一研究工作的还有何志高、胡民、蔡仲祥、吴芝兰、周濂溪等同志。地质部石油地质中心实验室及第五普查勘探指挥部地质大队实验室等同志为完成大量的测试分析任务,付出了艰巨的劳动,在此一并表示感谢。

(收稿日期 1981年4月8日)

参 考 文 献

- [1] J.康南,石油生成过程中的时间—温度关系,石油勘探与开发,1979年增刊(石油成因译文集)。
- [2] 焦守途,煤岩学及其在地球化学研究中的应用,石油实验地质,第二卷第一期,1980年。
- [3] 李鸿生、曹慧缇,应用红外光谱数据对生油岩评价的尝试,石油实验地质,第三卷第一期,1981年。
- [4] 范嗣昆、伍勤生,同位素地质年龄测定,科学出版社,1975。

THE GEOCHEMICAL FEATURES OF OIL GENERATION IN DEVONIAN-CARBONIFEROUS OF XIANG-ZHONG DEPRESSION, HUNAN, AND THE DIRECTION IN OIL AND GAS EXPLORATION

Chen Zhengfu

(Central Laboratory of Petroleum Geology, Ministry of Geology)

Abstract

Xiang-Zhong was an area of relatively stable and secular depression in Late paleozoic. It is thousands of metre thick with marine facies carbonate rocks as the bulk of the sedimentation which was possessed of certain oil forming geological conditions.

In this paper, the abundance, type and evolution of organic matter are studied through the analysis of organic carbon, gaseous hydrocarbons, GR/G chloroform extracts, group composition of the extracts, GC of saturated hydrocarbons, infrared and ultraviolet spectra of aromatic hydrocarbons, and the vitrinite reflectance, elemental composition, paramagnetic spectra, scanning electron microscopic observation thermal-thermogravimetric analysis of kerogen. Meanwhile, as well as computer simulation using the relationship of time versus temperature, the history of the formation of oil-gas is inferred. The basic suggestions are, The Middle Devonian Qiziqiao Formation and Lower Carboniferous of Xiang-Zhong depression, and the Upper Devonian Shetianqiao Formation of Xin Hua depression are the major horizons of oil generation. The evolution of oil-gas has reached a stage of overmature and the prospecting has to be focussed on natural gas. The Middle-Late Carboniferous and Permian were the main stage of oil formation. Around the episode of the Indosinian movement there came the prosperous stage of the formation of natural gas. Therefore, the structure of early Indosinian and pre-Indosinian, and the Devonian-Carboniferous reef-bank facies provided favourable condition for forming pools. So, it should be a prior target for oil prospecting.

