

江汉盆地潜江期盐湖沉积 石油的形成与演化*

江 继 纲

张 谦

(江汉石油管理局勘探开发研究院) (中国科学院兰州地质研究所)

提 要

本文论述了江汉盆地潜江期盐湖沉积石油形成的地质环境和地球化学特征,探讨了盐湖相生油岩干酪根和烃类的演化规律,提出正烷烃由未成熟的高偶碳优势演变到成熟的偶奇相当,即 OEP 值由 0.39 演变到近于 1; 地温梯度较低,导致有机质的演化速率较慢,各演化界限较深。这是盐湖相生油岩烃类演化的二个特点。

在我国陆相沉积中,石油生成的环境很不相同,其中包括陆相淡水、微咸水、咸水环境^[1]。江汉盆地在早第三纪是一个比较典型的陆相盐湖沉积盆地,在其主要浓缩成盐阶段的潜江组生成了油气。因此,潜江组生油岩具有咸水生油建造的特点,为我们探索咸水湖泊沉积中陆相油气的形成与演化提供了一个很好的实例。

一、沉 积 环 境

江汉盆地内有五个彼此分割的凹陷(图1)。潜江凹陷为本文研究重点,它是一个内陆断陷,面积2500平方公里。

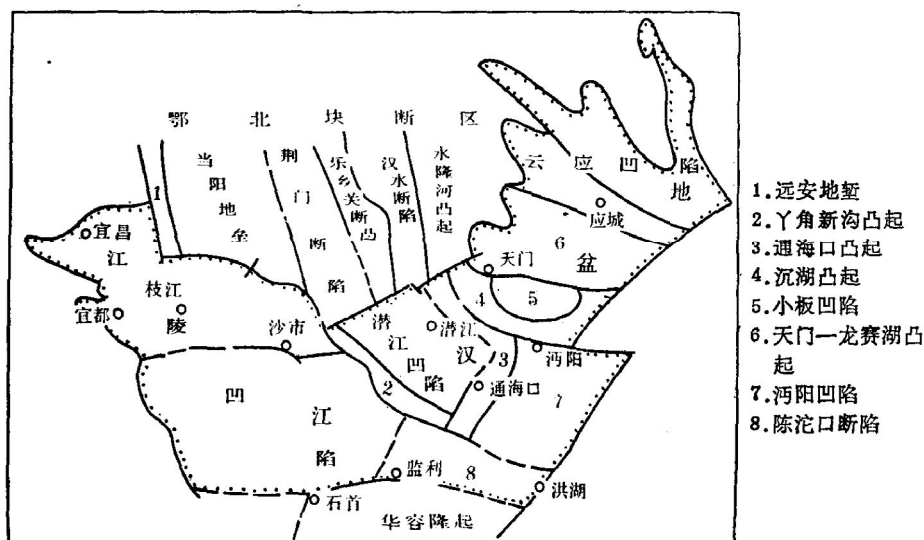


图1 江汉盆地构造单元图

* 本文曾于1981年在中国石油学会第二次年会上宣读

白垩—第三系累计沉积厚度近万米。在下第三系潜江组沉积时,潜江凹陷是盆地内沉降幅度最大的地区,其沉降中心地层最大厚度4000余米,沉积速度快,可达0.29毫米/年。生油中心与沉降中心基本一致,有效生油岩最大厚度达1600米左右。潜江组主要为一套砂泥岩与石膏盐岩组成的韵律沉积。平面上,沉积剖面大致可分为三种类型(图2)。

(一)砂泥岩类型 主要分布在凹陷北部及西北部的渔新河、老泗港、钟市及丫角庙一带。

(二)石膏盐岩层夹砂泥岩类型 主要分布在浩口、广华寺、王场、黄场一带及以北地区。

(三)石膏盐岩层夹泥岩类型 主要分布在凹陷南部的总口、吊堤口广大地区。

勘探证实,(一)(二)两种类型生、储、盖组合完整,基本上控制了油气的分布范围。

潜江组水介质的咸度大,泥岩中氯离子含量较高,均在0.1%以上。凹陷北部由于河流的补给,水介质相对淡化,水体较深,泥岩中氯离子含量变化范围0.12—1.55%,平均为0.48%(表1)。往南湖盆闭塞,水介质咸度更大,泥岩中氯离子含量高达2—6%。

在湖盆边缘以及盆内湖水相对淡化期沉积的砂泥岩中有较多的介形类、轮藻、腹足类化石,而含盐韵律层中化石稀少。介形类以淡水—半咸水的美星介为主。孢粉化石中被子类植物占优势,除温带木本植物榆科、栎粉属较丰富外,代表干燥气候的麻黄属含量也较高,并有热带、亚热带常绿植物无患子科、桑科以及喜热分子漆树粉属等。可见,这时期的古气候属于亚热带干燥、半干燥气候^[2]。

综上所述,断陷控制了古盐湖的形成及规模,亚热带干燥、半干燥气候,水介质的咸度影响着湖盆内潜江组有机质的性质,而凹陷大幅度持续下沉,潜江组生油岩埋藏深,则有利于有机质的成熟、演化。湖水淡化期及深湖半深湖水动力平静区是潜江组油气形成的有利地带。

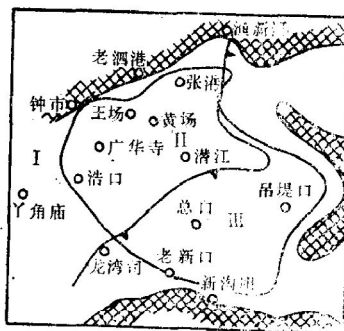


图2 潜江凹陷剖面类型分布图

- I. 砂泥岩类型
- II. 石膏盐岩层夹砂泥岩类型
- III. 石膏盐岩层夹泥岩类型

表1 潜江凹陷北部潜江组各段泥岩氯离子含量数据表

层位	氯离子含量(%)	
	范围	平均值
潜一段	0.35—0.84	0.65
潜二段	0.42—1.55	0.83
潜三段	0.14—0.67	0.42
潜四段	0.12—0.90	0.43
潜江组	0.12—1.55	0.48

二、有机质的丰度及类型

潜江凹陷潜江组生油岩有机碳含量较低,平均为0.61%。但生油效率高,总烃/有机碳平均为16%,烃含量平均为996ppm,不亚于其它陆相沉积盆地的生油岩^[3](表2)。

纵向上潜三段和潜四段有机质比较丰富,是盆地主要的生油层(表3、4)。

一般认为,淡水、微咸水适宜生物大量繁殖。如松辽盆地,白垩系泥岩中氯离子含量很低,平均只有0.014—0.035%,有丰富的有机物质,生成了丰富的石油^[4]。然而在

表2 生油岩有机碳、烃含量对比表

地 区	层 位	有 机 碳 (%)	烃 含 量 (ppm)	总烃/有机碳 (%)
潜 江 凹 陷	潜 江 组	0.61	996	16
东 营 凹 陷	沙 河 街 组 段	1.66	1060	6
辽河西部凹陷	沙 河 街 组 段	2.55	1190	4.7
泌 阳 凹 陷	核 桃 园 组	1.45—2.93	870—1718	8—10

表3 广深1井潜江组各段生油岩有机质丰度对比表

指 标 层 位	有机碳平均值 (%)	氯仿沥青“A”平均值 (%)	烃含量平均值 (ppm)
潜 一 段	0.30	0.1225	136
潜 二 段	0.96*	0.3692*	1297*
潜 三 段	0.55	0.2849	1476
潜 四 上	0.51	0.3305	2231
潜 四 下	0.42	0.1292	971

* 潜二段生油岩多为盐间夹层，排烃较差，各项数据偏高。

表4 钟市地区潜江组各段生油岩有机质丰度对比表

指 标 层 位	有机碳平均值 (%)	氯仿沥青“A”平均值 (%)	烃含量平均值 (ppm)
潜 一 段	0.21	0.0097	25
潜 二 段	0.71	0.0296	108
潜 三 段	0.66	0.1051	457
潜 四 段	0.52	0.1030	550

含盐度很高的咸水湖泊中，也可生成油气，如江汉盆地。但是，也不能完全否认，处于干燥气候条件下的含膏盐沉积，水介质的咸度大对生物的发育、种类以及某些地球化学作用产生重要影响，这可能是造成盐湖盆地内有机质丰度低的原因之一。可是，另一方面由于陆源有机质的大量输入，在地质和地球化学作用下，仍能生成较丰富的石油。因此，油气的生成并不决定于淡水还是咸水环境，关键在于有大量有机物质的来源，并具备有利于有机物质聚集、保存和转化成石油的地质条件。

潜江组沉积时，处于凹陷边缘的钟市地区，由于北部陆源碎屑供给充分，生油母质受其影响较多；而远离陆源区的王场—广华地区，处于湖盆中心，水体较深，湖生生物比较发育。但二者原始有机质总的特征基本相似。

潜江组干酪根H/C与O/C原子比平均值分别为1.16和0.19，与国内其它盆地干酪根对比（表5），潜江组原始有机质间于腐泥型和腐植型之间，以偏腐植型为主，具有一定的生油潜力，岩石的产油率一般为0.9—1.2公斤/吨。

在潜江组未成熟和低成熟的生油岩中，正烷烃的分布，无论是偶碳优势还是奇碳优势，普遍具有双峰型。正烷烃偶碳优势的最高主峰为C₂₈，次主峰为C₁₈，正烷烃奇碳优

表5 生油岩干酪根类型对比表

地 区	层 位	H/C 原子比 (平均值)	O/C 原子比 (平均值)	类 型
松 辽 盆 地	下白垩统青一段	1.59	0.064	腐 泥 型
南襄盆地(泌阳)	下第三系核桃园组	1.51	0.12	腐 泥 型
松 辽 盆 地	下白垩统青二、三段	1.26	0.23	混 合 型
济阳坳陷(东营)	下第三系沙河街组	1.34	0.22	混 合 型
江汉盆地(潜江)	下第三系潜江组	1.16	0.19	混 合 型
鄂尔多斯盆地	中下侏罗统延安组	0.64	0.25	腐 植 型
江汉盆地(潜江)	下第三系新沟组	0.67	0.24	腐 植 型

势的最高主峰为 C_{23} ，次主峰为 $C_{19}^{1)}$ ，且高碳数范围较宽，峰值较高，从而明显地反映了生油母质为腐泥—腐植型(图3)。

腐泥型有机质富含脂肪族， δC^{13} 较轻；腐植型有机质富含芳香族， δC^{13} 较重；混合型则介于二者之间。松辽盆地青一段生油岩抽提物 δC^{13} 为-26.4—-29.6‰，其母质源于腐泥型干酪根²⁾。济阳坳陷沙河街组生油岩抽提物 δC^{13} 为-22—-27‰^[5]，干酪根的 δC^{13} 为-23.1—-25.2‰³⁾，属于混合型有机质特征。实测潜江组生油岩抽提物 δC^{13} 为-21.7—-26.5‰，干酪根的 δC^{13} 为-22—-25.9‰，比沙河街组 δC^{13} 稍重一些，进一步说明潜江组母质类型为腐泥—腐植型。

三、有机质的演化

咸水湖盆有机质的演化有着它自身的一些特点和规律。

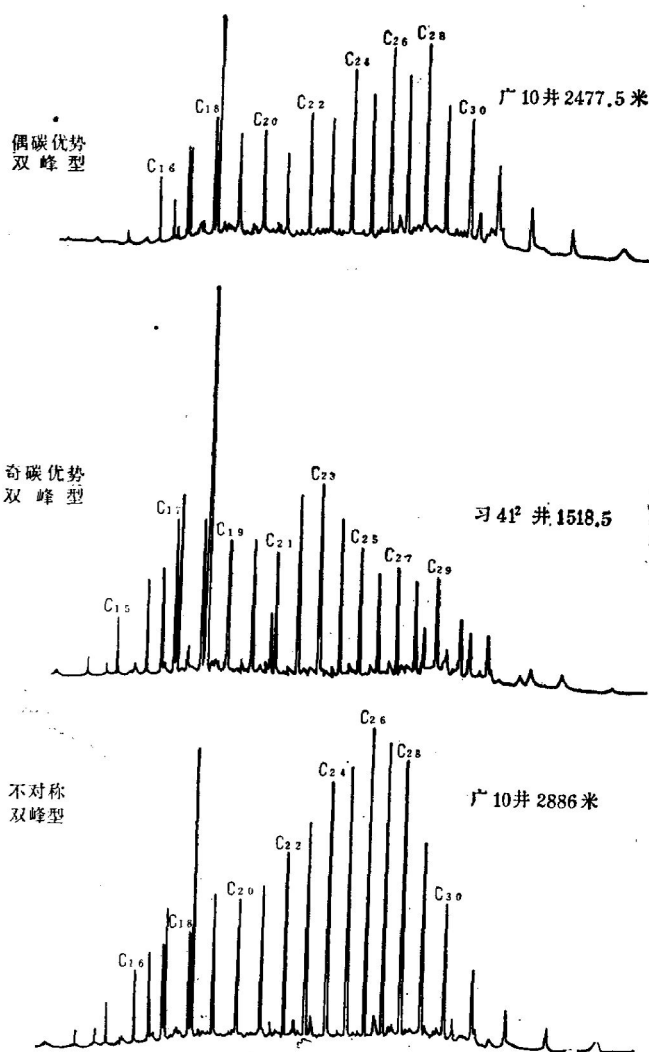


图3 腐泥—腐植型生油母质饱和烃色谱的正烷烃峰型特征

- 1) 次主峰 C_{19} 为重量百分含量。
- 2) 孔庆云，松辽盆地原油和沉积岩中有机物、碳同位素组成特征。
- 3) 廖永胜，应用碳同位素探讨油气成因。

(一) 干酪根的演化

干酪根系原始有机质在成岩作用过程中聚合而成的不溶的复杂的固态高分子缩聚物^[6]。它是形成石油的原始母质,不同类型的干酪根,其演化途径不同(图4)。

潜江组腐泥—腐植型干酪根随埋深增加,温度升高,热降解生成石油烃。随埋深增加在干酪根元素组成、自由基含量、红外光谱以及碳同位素组成等方面都呈现出有规律的变化。

干酪根元素组成,大约在2800米以上的生油岩中保持着较高的H/C和O/C原子比(图12),这时干酪根热降解产物主要是含杂原子组分和低成熟的烃类物质。在此深度以下,由于干酪根热降解作用加强,逐渐脱掉杂原子、烷基和环烷基,致使氢、氧元素含量下降,H/C和O/C比值降低,这时,大量的石油烃类形成。

顺磁分析表明,浅埋藏样品(1739.5米)的干酪根自由基含量为 0.53×10^{17} 顺磁中心数/克有机碳,处于相对低值。约在2000米以下,温度增高,热变程度增强,促使干酪根分子里各种化学键断开,自由基含量缓慢增加,但仍保持着相对低值(图11)。从2886米以后,自由基含量急剧上升,到4137米可达 18.80×10^{17} 顺磁中心数/克有机碳。

在井深2012米干酪根的红外谱图上,脂族基、羰基和氧桥吸收峰明显存在,而在此深度以下的红外谱图上,这些吸收峰表现出明显的减弱,最后趋于消失(图5),反映了随埋深增加,干酪根的脱氧和脱氢过程。

干酪根碳同位素分析结果表明,当有机质尚未成熟时,同一层段,如潜一段, δC^{13} 较为接近;不同层段, δC^{13} 有变化,可能主要反映母质上不均匀的某些差异。约在2000米以下,热成熟作用增强,干酪根有相对富集重同位素 C^{13} 的趋势(表6)。埋深从2039米至4137米, δC^{13} 由-25.9‰变化到-23.1‰,这是热力学同位素效应使 C^{13} 逐渐富集的结果。由于干酪根大分子中 C^{12} — C^{12} 键的裂解反应速率比 C^{13} — C^{12} (或 C^{13} — C^{13})键的裂解反应速率大。所以,裂解产物相对富集 C^{12} ,而干酪根本身则富集了 C^{13} ,使碳同位素组成变得较重一些。

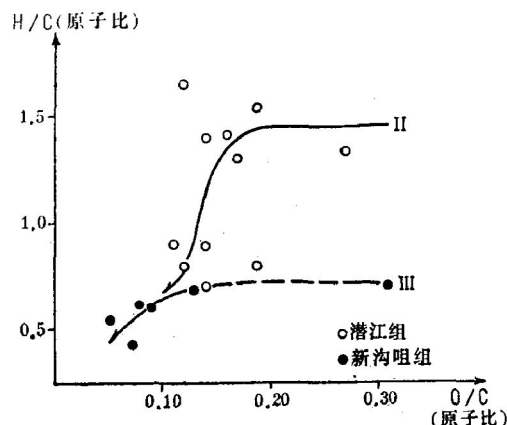


图4 潜江凹陷不同类型干酪根的演化途径

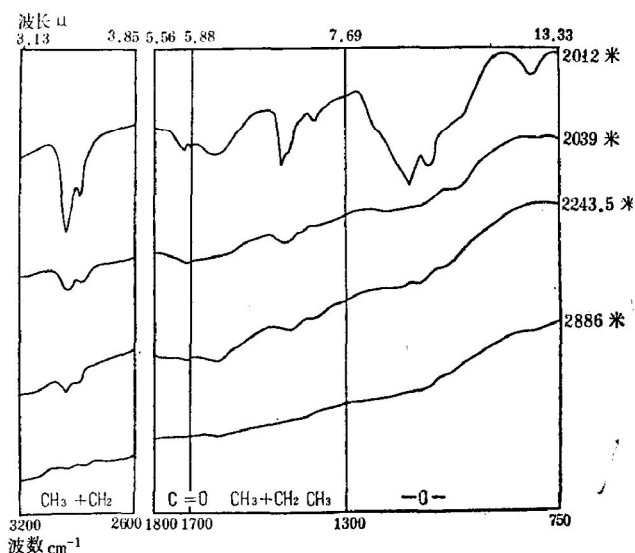


图5 潜江凹陷潜江组干酪根红外光谱特征随深度变化

(二) 烃类的演化

我们重点研究了族组分、芳烃红外和正、异构烷烃等地球化学指标随埋深的变化。

如图10、11所示：在2000米以上，有机质向沥青“A”和烃的转化能力很微弱，烃类含量低，各项指标随埋深变化不大。2000米以下，随深度增加热降解作用使有机质的转化为烃的能力逐渐增强，其中又以饱和烃的增

加最为显著，规律性更强。约在2800米以下进入成熟期，总烃/有机碳达10%以上，烃类含量大量增加，一般大于400ppm，饱和烃约大于45%，一直增加到3700米左右达到最大值。与烃类的增加相反，非烃和沥青质发生裂解由浅到深含量减少。深3700米以下，烃转化率和烃类含量开始降低，而非烃、沥青质由于聚合作用略有增加，至4600米。随后，各项指标趋于稳定。

潜江组含膏泥岩型生油岩的芳烃红外光谱(图6)除具有较强的脂族基吸收峰 2920cm^{-1} 、 2860cm^{-1} 、 1460cm^{-1} 、 1380cm^{-1} 外，还含有较多的含氧化合物和多环芳烃。如 1720cm^{-1} 吸收峰和 1620cm^{-1} 、 860cm^{-1} 、 810cm^{-1} 、 750cm^{-1} 吸收峰明显存在。随埋深增加，演化程度加深， 1720cm^{-1} 吸收峰逐渐减弱。这一变化可以从 $\frac{1720\text{cm}^{-1}}{1620\text{cm}^{-1}}$ 随深度明显降低反映得比较清楚(图7)。另外， $\frac{2920\text{cm}^{-1}}{1620\text{cm}^{-1}}$ 、 $\frac{1460\text{cm}^{-1}}{1620\text{cm}^{-1}}$ 、 $\frac{1380\text{cm}^{-1}}{740\text{cm}^{-1}}$ 各比值随埋深增加也明显地减小，反映了这一演化过程中脂族基($-\text{CH}_2$ 、 $-\text{CH}_3$)逐渐断掉夺取氢原子而形成烃类。约在3700米以下，图中各比值又增高，这可能是由于裂解—重聚合作用，更多地提供了取代烷基的数量，因而使 2920cm^{-1} 、 1460cm^{-1} 、 1380cm^{-1} 吸收峰强度增大。

潜江组盐湖相生油岩及其生成的石

表6 潜江凹陷潜江组干酪根碳同位素组成*

层位	深度(米)	$\delta\text{C}^{13}\%$	层位	深度(米)	$\delta\text{C}^{13}\%$
潜一段	1303	-22.3	潜四段	2295.5	-24.1
	1573	-22.4		2490.5	-22.0
潜二段	1739.5	-23.4		3004.5	-22.0
				3310.0	-23.5
潜三段	2039	-25.9		3775.5	-22.2
				4137.0	-23.1

* 数据由四川石油勘探开发研究院和胜利油田地质科学研究院分析，以两单位分析数据的平均误差，对前者分析数据进行了校正。

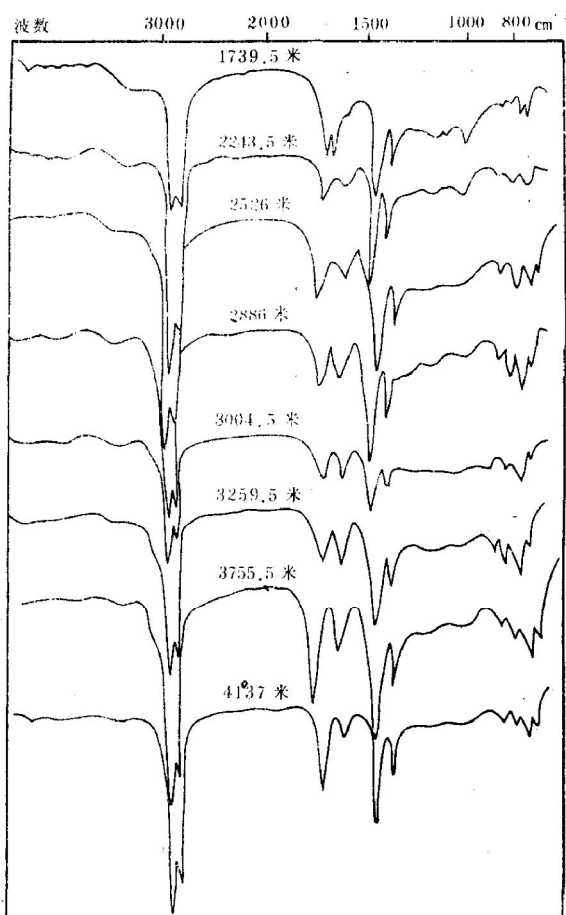


图6 潜江凹陷潜江组生油岩芳烃红外光谱特征随深度变化

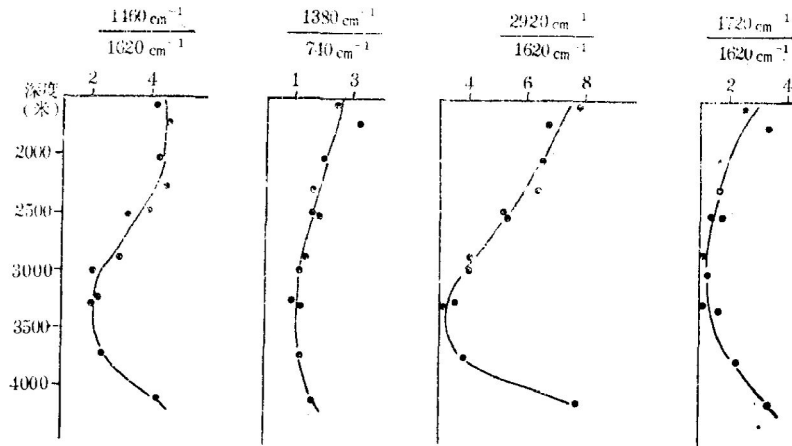


图7 潜江凹陷潜江组生油岩芳烃红外吸收峰强度比值随深度的变化

油,形成于高盐度、强还原环境,因而正烷烃的偶碳优势和异戊二烯类烷烃的植烷优势十分明显。大量的分析资料表明,大多数样品表现在 $C_{22}-C_{34}$ 范围内具有明显的偶碳优势,普遍为双峰型,主峰碳多数在 C_{28} ,少数为 C_{24} 和 C_{19} , OEP 值 0.39—1.00 (图8)。但也有少数样品(大都产出在相对淡化的层段和凹陷北部相对淡化区)表现为奇碳优势,碳数分布范围在 $C_{15}-C_{35}$,主峰碳多数在 C_{25} 、 C_{29} 、 C_{31} , OEP 值 1.05—3.0 (图9)。这两类正烷烃分布曲线在低碳和高碳部分基本上吻合表明,它们的原始成油母质属同一类型,主要源于富含蜡质的陆源高等植物,次为水生生物。作者认为,上述分布特征的不同,主要在于产出环境和形成机理有异。盐湖盆地,在碳酸盐岩—蒸发岩序列的沉积中,水体盐度大,溶解氧少,在硫酸盐还原菌的作用下,产生大量的 H_2S ,易形成强还原环境。在强还原和加氢条件下,由于偶碳分子醇、酸、酯类的还原作用形成偶碳优势的正烷烃(B.P.蒂索,1980)。而在相对较弱的还原环境中,脱羧作用形成奇碳优势的正烷烃(F.M.斯温,1980)。

基于同样的理由,咸水湖盆有机质在还原条件下,大部分植醇脱水成异构植二烯,加氢还原成植烷,而向姥鲛烷方向转化的少,所以,在类异戊间二烯类烷烃中,它们同样都表现出植烷优势,姥鲛烷/植烷 < 1 。但二者仍有一定的差别,在强还原条件下形成的偶碳优势的样品,伴随出现很强的植烷优势,这一点在未成熟的样品中尤其明显。例如,偶碳优势的样品姥鲛烷/植烷为 0.08,植烷/ nC_{18} 为 20.94;而奇碳优势的样品则姥鲛烷/植烷为 0.21,植烷/ nC_{18} 为 3.57。

淡水—微咸水湖盆,水体含盐度低,溶解氧较多,硫化氢含量较少,植醇在成岩作用中经氧化路径生成姥鲛烷和经还原路径生成植烷的机率大体相等或前者稍多一些。所以,出现姥鲛烷超过植烷的优势。如松辽盆地白垩系生油岩姥鲛烷/植烷一般为 1.2—1.8。

盐湖相生油岩有机质的演化表现在正烷烃方面有两种演化途径^[7]。其一,由未成熟的高偶碳优势演变到成熟的偶奇相当。由图8可见,随深度增加,正烷烃碳数分布曲线高碳部分的偶碳优势逐渐减弱至消失,低碳组分逐渐增多主峰碳由 C_{28} 移至 C_{19} , OEP 值由 0.39 增至 0.7 以上,最后变化到近于 1。这是盐湖盆地烃类演化的主要途径。其二,由未成熟的高奇碳优势演变到成熟的奇偶相当。其演化过程与正烷烃偶碳优势的演

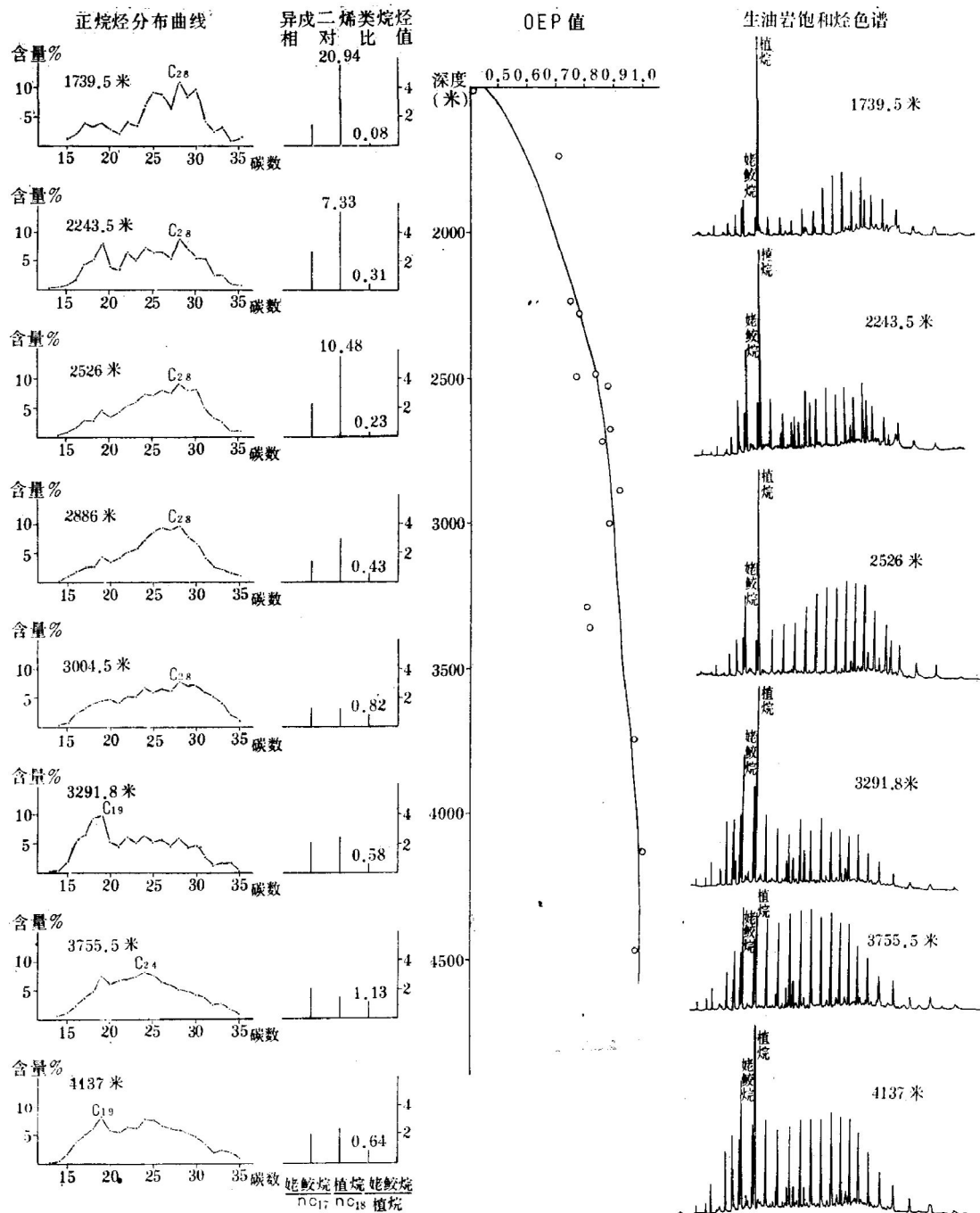


图8 潜江凹陷潜江组生油岩正烷烃(偶碳优势)随深度变化

化过程相似(图9)。区别在于OEP值由大于1演变到近于1,二者相互对应(图11)。作者认为,这两类正烷烃的演化机理是相同的。随着埋深增大,热成熟作用不断增强,它们逐渐被大量没有优势特征的正构烷烃所稀释,使偶碳或奇碳优势逐渐被拉平,即OEP(EOP)值趋近于1。

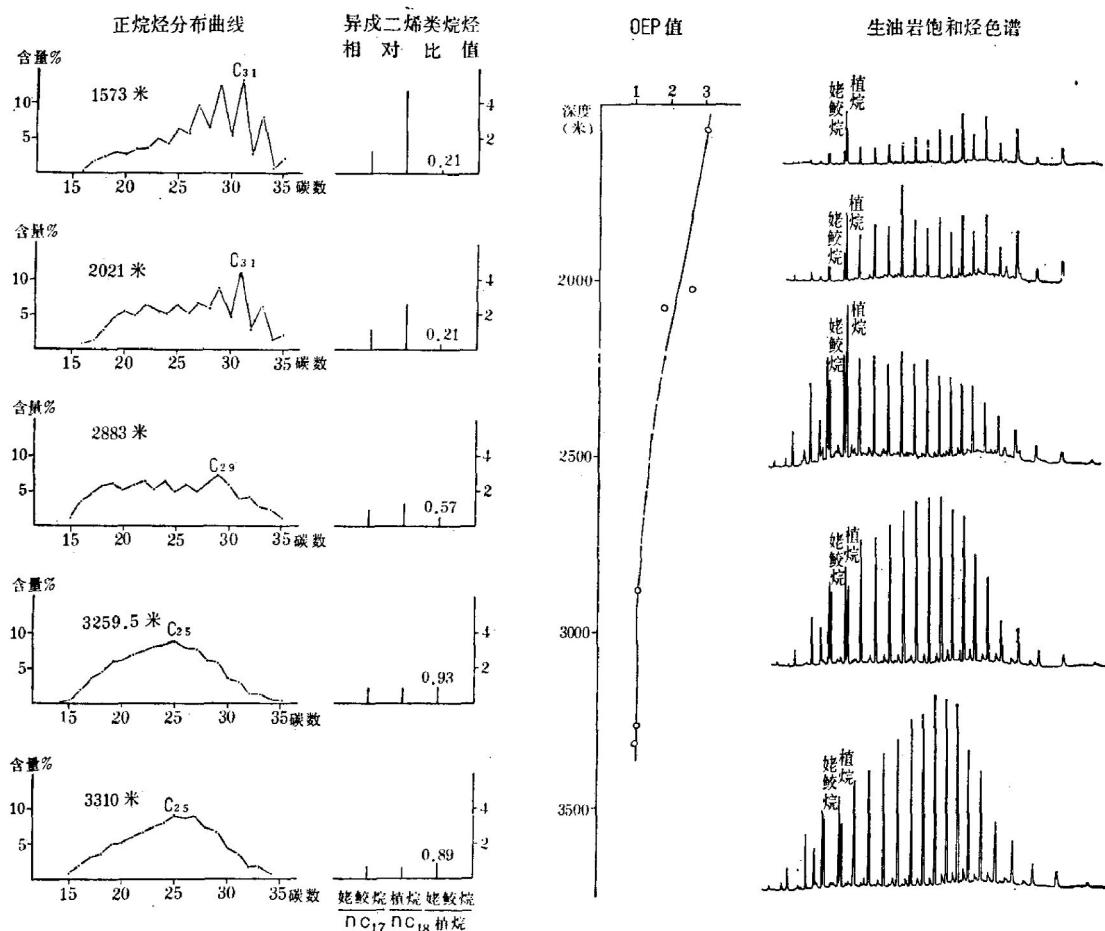


图9 潜江凹陷潜江组生油岩正烷烃(奇碳优势)随深度变化

异戊二烯类烷烃随埋深增加,成熟度增高,姥鲛烷、植烷含量降低。且植烷含量降低快于姥鲛烷,因此,姥鲛烷/植烷增大。与此同时,正烷烃增加,姥鲛烷/ nC_{17} 、植烷/ nC_{18} 减小(图8、9)。

(三) 演化阶段的划分

综合潜江凹陷潜江组生油岩干酪根和烃类演化的资料可以看出:在2000米、2800米、3700米、4600米存在着明显的演化界限(图10、11)。这四个深度点,相应指示了生油门限,成熟门限(即低成熟与成熟的分界线),生油高峰(生气上限)和成油下限(即干气出现的位置)。这反映出有机质自然演化从未成熟到过成熟是一个由量变到质变的过程。

根据干酪根和烃类的演化趋势和特征,可划分为五个演化阶段(表7—9)。

1. 未成熟阶段 埋深约在2000米以上,温度低于 85°C 。干酪根以脱氧生成水和二氧化碳为主,形成烃类的作用很微弱。因此,干酪根自由基含量处于较低值,红外光谱中有明显的羰基及氧桥官能团存在。氯仿抽提物中非烃、沥青质含量高(非烃 $>65\%$, 沥青质 $>4\%$),总烃含量小于 30% ,总烃/有机碳小于 2% ,正烷烃呈高偶碳优势,主峰碳位于 C_{28} , OEP值一般低于 0.70 (或为高奇碳优势,主峰碳为 C_{31} , EOP值大于 2)。植烷

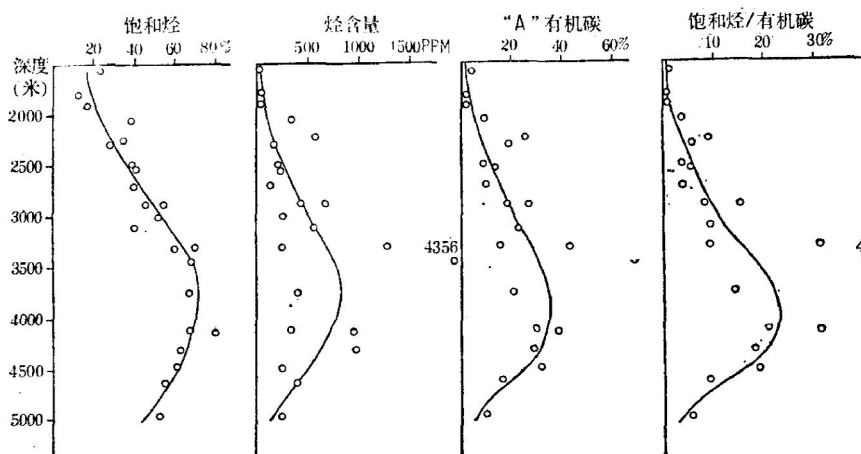
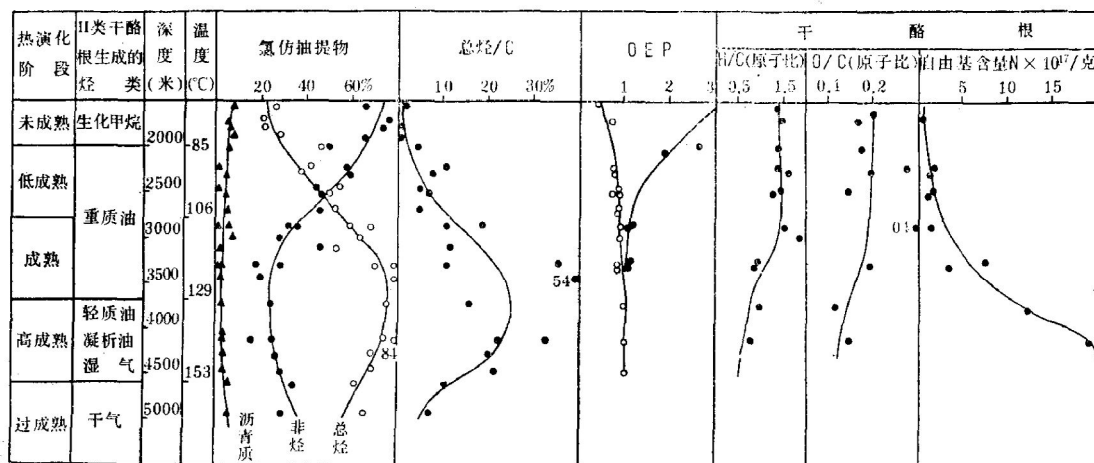


图10 潜江凹陷潜江组生油岩地球化学指标与埋深关系图



(地层温度据实测油层静止温度与深度关系图求得)

图11 潜江凹陷潜江组生油岩地球化学指标随深度演化趋势图

表7 不同成熟阶段生油岩地化指标特征表

成熟阶段	层位	井深(米)	饱和烃(%)	总烃(%)	非烃(%)	沥青质(%)	烃含量(ppm)	"A"有机碳(%)	饱和烃/有机碳(%)	总烃/有机碳(%)
未成熟	潜1	1500—2000	<25	<30	>65	8—4	<100	<5	<1	<2
低成熟	潜3	2000—2800	25—45	30—55	65—40	4	100—400	5—19	1—8	2—10
成熟	潜4	2800—3700	45—70	55—75	40—25	4—1	400—800	19—34	8—22	10—25
高成熟	潜4	3700—4600	70—60	75—65	25—30	1—4	800—400	34—16	22—9	25—10
过成熟	潜4	4600—5000	<60	<65	30—34	5	<400	<16	<9	<10

含量特高。这些都表明有机质转化程度比较低, 未成熟。

2. 低成熟阶段 埋深2000—2800米, 温度为85—106℃。此阶段, 干酪根热降解作用加强, 自由基含量略有增加, 红外光谱中羰基和氧桥官能团趋于消失。非烃含量由65%迅速减少到40%, 总烃含量明显增多(30—55%), 总烃/有机碳增至10%左右, 正烷烃

表8 不同成熟阶段生油岩烷烃(偶碳优势)特征表

成熟阶段	层位	井深(米)	正 烷 烃				异戊二烯类烷烃			样品数
			碳数分布特征	主峰碳	$\frac{C_{21} \text{前}}{C_{22} \text{后}}$	OEP	姥鲛烷 nC_{17}	植烷 nC_{18}	姥鲛烷 植烷	
未成熟	潜2	1739.5	$C_{15}-C_{35}$ 双峰型, 高碳部分具明显的偶碳优势	C_{28}	0.24	0.71	1.43	20.94	0.08	1
低成熟	潜3 潜4	2243.5— 2714.5	$C_{15}-C_{35}$ 双峰型, 高碳部分偶碳优势减弱	C_{28} 个 别 C_{18} C_{19}	0.43	0.81	2.15	5.01	0.41	7
成熟	潜4	2886— 3291.8	$C_{14}-C_{35}$ 双峰型, 低碳组分逐渐增多, 略具偶碳优势	C_{28} C_{19}	0.45	0.87	1.56	2.20	0.61	3
高成熟	潜4	3755.5— 4137	$C_{14}-C_{35}$ 略具峰双型, 低碳组分继续增多, 偶碳优势消失	C_{24} C_{19}	0.52	0.99	1.98	1.90	0.89	2

表9 不同成熟阶段生油岩烷烃(奇碳优势)特征表

成熟阶段	层位	井深(米)	正 烷 烃				异戊二烯类烷烃			样品数
			碳数分布特征	主峰碳	$\frac{C_{21} \text{前}}{C_{22} \text{后}}$	OEP	姥鲛烷 nC_{17}	植烷 nC_{18}	姥鲛烷 植烷	
未成熟	潜1	1573—2021	$C_{16}-C_{35}$ 、 C_{21} 以后具明显的锯齿峰	C_{31}	0.21	2.81	1.24	3.57	0.21	2
低成熟	潜3	2073.3—2076.05	$C_{17}-C_{31}$ 、 C_{23} 以后锯齿峰有所减弱	C_{29}	0.27	1.83	1.90	4.75	0.17	1
成熟	潜4	2883—3310	$C_{16}-C_{35}$, 低碳组分逐渐增多, 奇碳优势趋于消失, 图形圆滑	C_{29} C_{25}	0.42	1.07	0.91	0.98	0.80	3

偶碳优势减弱, OEP值增大0.75—0.88。这些特征表明烃类的成熟度较低。

3. 成熟阶段 埋深2800—3700米, 温度为106—129℃。此阶段, 由于干酪根热降解大量生成烃类, H/C原子比明显降低, 约从1.4降至0.8, 自由基含量增加。非烃、沥青质含量进一步减少, 而饱和烃、总烃、总烃/有机碳均大量增加, 约在3700米左右达到最大值(饱和烃为45—70%, 烃含量为55—75%, 总烃/有机碳10—25%), 正烷烃低碳组分增多, 偶碳优势基本消失, 主峰碳由 C_{28} 移至 C_{19} , OEP值为0.81—0.92。姥鲛烷/ nC_{17} 、植烷/ nC_{18} 均减少。说明该阶段烃类已成熟。

4. 高成熟阶段 埋深3700—4600米, 温度129—153℃。本阶段除了干酪根进一步裂解外, 同时, 还存在着已生成的烃类在高温的作用下进一步成熟为轻质烃类。干酪根H/C原子比降至0.7, 自由基含量急剧增加, 饱和烃、烃含量、总烃/有机碳均显著下降, 正烷烃偶碳优势消失, 主峰碳位于 C_{19} , OEP值近于1。这些地化特征标志着重质原油已热解演化到了轻质油、湿气阶段。

5. 过成熟阶段 埋深大于4600米, 温度大于153℃, 总烃/有机碳已下降到小于10%, 烃含量一般<65%, 说明液态烃已大部分裂解生成了天然气。广深1井在井深4573.5米以上的含膏盐地层中有油浸泥岩夹层存在, 其下在4594—4604米见天然气显示, 甲烷含量占全部可燃气体的90%以上, 并含有 CO_2 气1.6%, 这可能属于甲烷气阶段的产物。因此, 确定4600米为成油下限, 以下进入甲烷气阶段。

总之, 江汉盐湖盆地与我国其它中、新生代陆相生油盆地一样, 有机质的演化同样具有明显的阶段性, 可划分为未成熟、低成熟、成熟、高成熟和过成熟五个连续的阶段。主要差别在于盐湖盆地内由于膏盐层发育, 地温梯度较低 ($2.3-3.0^{\circ}\text{C}/100\text{米}$)。由此, 给有机质的演化带来一个重要的特点是生油门限较深 (约为2000米)。成油主带在垂向剖面上延续较长 (深2000—3700米, 厚度为1700米)。成油下限深约4600米, 液态窗口^[8]的厚度可达2600米 (表10)。

表10 不同陆相沉积盆地油气生成上、下限对比表

盆地名称	层位	生油门限深度 (米)	生油高峰深度 (米)	成油主带厚度 (米)	成油下限深度 (米)	液态窗口厚度 (米)
松辽	青二、三段	1330	2100	770	2900	1570
济阳 (东营凹陷)	沙三段	2200	3000	800	3800	1600
华北 (黄骅凹陷)	沙河街组	2200	3500	1300	4300	2100
南襄 (泌阳凹陷)	核桃园组	1600	2800	1200	/	/
江汉 (潜江凹陷)	潜江组	2000	3700	1700	4600	2600

(四) 不同演化阶段原油的地球化学特征

潜江组原油在纵向分布上, 随层位变老 (从潜一至潜四段) 油层埋深增加 (1829—3462米) 演化程度增高, 各项地球化学指标呈有规律的变化 (图12)。原油的这种变化趋势与有机质的演化趋势相一致, 且二者的成熟程度也基本上吻合。这反映了原油与生油岩密切相关, 有着成因上的联系。由图12看出, 潜江组原油按成熟度大体上可分为两种类型。

1. 低成熟原油 主要为有机质热演化初期生成的烃类。广华地区广33井潜一段和广3—10井潜三段原油属于此类。原油性质以高比重、高粘度、高含硫为特征, 族组分饱和烃含量较低 ($<52\%$), 芳烃含量较高 ($>16\%$), 饱和烃/芳烃低 (一般 <3)。原油全烃色谱正烷烃以重组分为主, 植烷峰值突出, 植烷/ $n\text{C}_{18}$ 可达26.82。芳烃红外光谱曲线羰基 1720cm^{-1} 吸收峰较强, $1720\text{cm}^{-1}/1620\text{cm}^{-1}$ 大于1。原油中含有镍卟啉, 其含量为14.14—54.64ppm。上述地化特征表明原油的成熟度较低。

2. 成熟原油 主要为有机质热演化中期大量生成的烃类。王场—广华地区潜四段原油和钟市地区的潜三、四段原油均属于此类。地化特征表现为: 原油性质变轻, 比重在0.84左右, 饱和烃含量增高, 一般大于60%, 芳烃含量约小于15%, 饱和烃/芳烃一般大于5。原油全烃色谱正烷烃组分明显增多, 姥鲛烷/ $n\text{C}_{17}$ 及植烷/ $n\text{C}_{18}$ 减少。芳烃红外光谱图上 1720cm^{-1} 吸收峰明显减弱, $1720\text{cm}^{-1}/1620\text{cm}^{-1}$ 小于1。原油中镍卟啉含量显著减少 (表11)。大致在3300米以下, 温度约高于 120°C , 无镍卟啉, 表明原油已成熟。

表11 潜江凹陷原油中镍卟啉含量数据表

井号	层位	深度 (米)	含量 (ppm)
广33	潜1 ³	1829.3—1829.6	54.64
广3—10	潜3 ¹⁺²	2375.8—2567	14.46
广16	潜4 ²	2953.6—2959.8	痕迹
王西6—3	潜4 ³	3336.4—3360.4	无
广54	潜4 ³	3448.6—3462.0	无

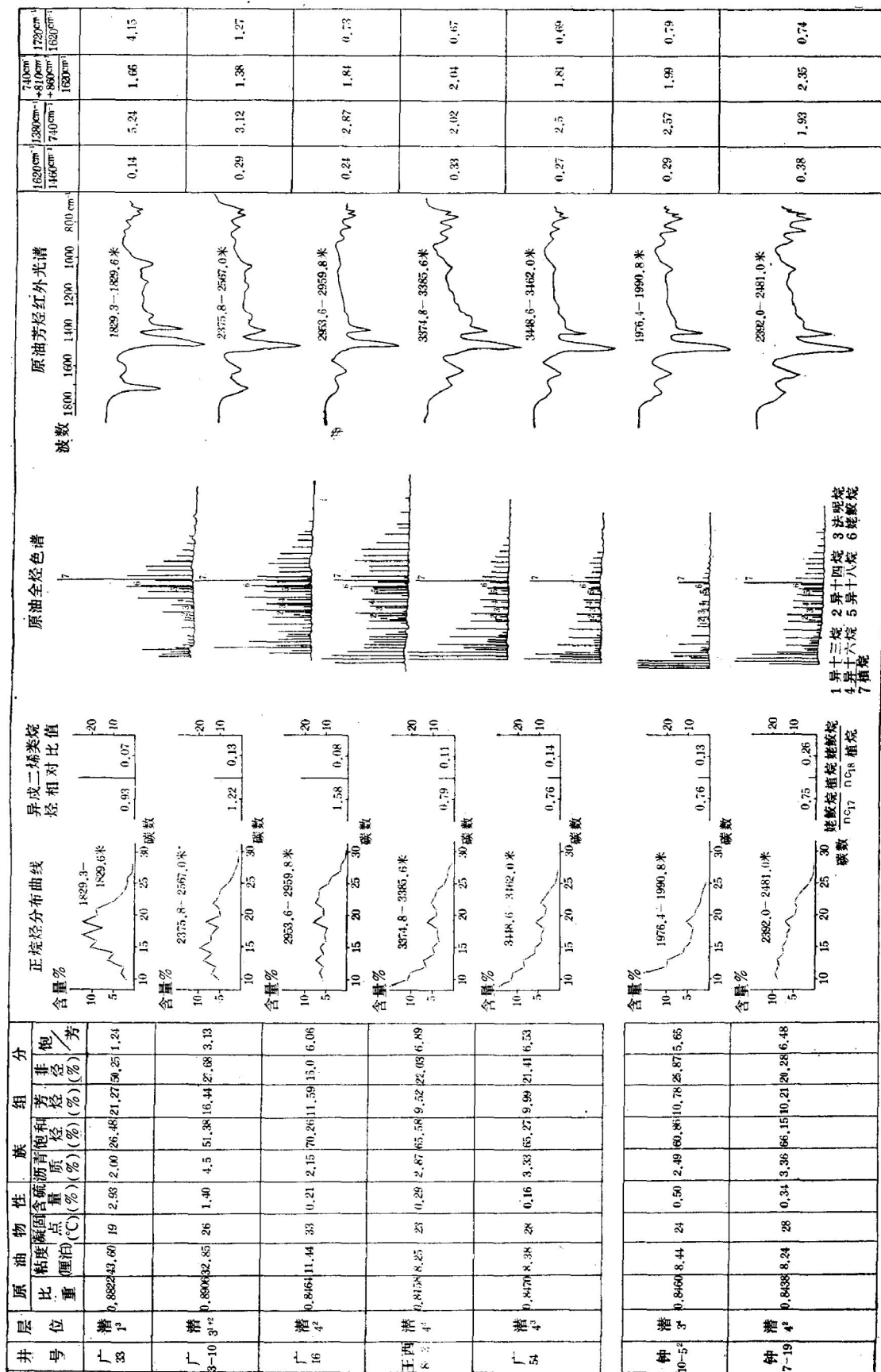


图12 潜江凹陷潜江组原油地球化学特征

值得提出的是, 钟市潜三、四段原油, 埋藏深度较浅, 而原油的成熟程度与王西8—3井、广54井3300米以下的潜四段原油相似。这很可能是下生上储, 或者是蚌湖凹陷内生成的油气向北作侧向运移的结果。

结 论

(一) 咸水湖盆干旱炎热的古气候和水介质的高咸度, 对有机质的丰度和性质有较大影响。潜江组有机质丰度低, 干酪根多为腐泥—腐植型, 不及淡水—微咸水湖盆。但咸水对有机质保存有利, 因而仍能够生成一定量的石油。

(二) 潜江组生油岩及其生成的石油, 形成于高盐度、强还原环境, 其特征是正烷烃多具有明显的偶碳优势, 同时也具有奇碳优势, OEP值均趋近于1, 但二者的演化途径相反。类异戊间二烯类烷烃中植烷占优势, 姥鲛烷与植烷的比值低 (<1)。偶碳优势伴随植烷优势是盐湖相生油岩和原油的主要特征。

(三) 盐湖盆地内, 由于膏盐层发育, 地温梯度较低, 因而比一般陆相生油盆地有机质的演化速率要慢些, 演化所需要的深度要大些。潜江组生油门限值约为2000米, 成熟门限值为2800米, 生油高峰 (即重质油下限) 为3700米, 而液态烃下限则为4600米, 因此, 液态窗口分布在2000—4600米之间, 厚度可达2600米。

(四) 潜江组原油按成熟度可分为低成熟原油和成熟原油。原油的成熟度与生油岩的成熟度基本上吻合, 反映了近油源、短距离运移自生自储的特征。

(收稿日期 1981年10月12日)

参 考 文 献

- [1] 黄第藩等, 1980, 中国中、新生代陆相沉积盆地中油气的生成。石油学报, 第1卷第1期。
- [2] 范 璞等, 1979, 中国陆相油气的形成和运移(I)。中国科学, 第4期。
- [3] 朱水安等, 1981, 河南泌阳凹陷的石油地质特征。石油学报, 第2卷第2期。
- [4] 李永康等, 1981, 松辽盆地陆相生油特征。石油学报, 第2卷第1期。
- [5] 周光甲, 1980, 陆相生油岩有机质的性质、成熟及演化。北京石油地质国际学术会议论文。
- [6] 范 璞等, 1980, 陕甘宁盆地古生界油气形成中干酪根的演化。石油与天然气地质, 第1卷第1期。
- [7] 盛国英等, 1981, 正烷烃的偶碳优势特征。石油与天然气地质, 第2卷第1期。
- [8] 傅家谟, 1981, 关于当前石油有机地球化学研究的几个问题。石油学报, 第2卷第1期。

THE GENERATION AND EVOLUTION OF PETROLEUM OF THE SALINE QIANJIANG FORMATION IN JIANGHAN BASIN

Jiang Jigang

(Scientific Research Institute of Petroleum Exploration and Development,
Petroleum Administration of Jianghan)

Zhang Qian

(Lanzhou Geological Institute, Academia Sinica)

Abstract

Tertiary Qianjiang formation is rich in gypsum and salt. The content of chlorine ions in argillites is 0.1—1.5%, the average content of organic car-

bon and hydrocarbon is 0.61%, 996 ppm respectively. The kerogen in Qianjiang formation is of mixed type with a higher genetic potential for petroleum.

The normal-paraffins of source rocks from Qianjiang formation mostly fall in the $C_{22}-C_{34}$, and show a distinct even-odd predominance with EOP values from <1 to 1 approximately. During the deposition of this formation, in part of the fringing areas where the sedimentary layers have relatively normal water salinity, the normal-paraffins also show a odd-even predominance with OEP values from >1 to 1 approximately. These two predominance correspond to each other, but the former is the major one. Therefore, the authors consider that the even-odd predominance is the main path of the hydrocarbon evolution in source rocks of salt lake facies.

Among the isoprenoid alkanes in source rocks of Qianjiang formation, phytanes are predominant with pristane-phytane ratios (pr/ph) <1 .

Because of the well developed gypsum and salt and the lower geothermal gradient ($2.3-3.0^{\circ}\text{C}/100\text{m}$) in the Jiangnan basin, the evolution rate is slower and the buried depth is deeper than that of the organic matters in common continental source rocks. In Qianjiang formation, the petroleum generation threshold is about 2000m, mature threshold 2800m, petroleum generation peak 3700m and the lower limit of liquid petroleum generation 4600m. Therefore the thickness of liquid window of hydrocarbon can be up to 2600m.

The crude oil in Qianjiang formation can be classified into low-matured oil and matured oil. Its maturity is basically coincident with the maturity of source rocks, which reflects its features of close to oil source, short-distance migration, and which shows oil is generated from and reservoired in Qianjiang formation itself.

油气远景储量预测会议

能源是国家工业现代化的命脉,其中尤以油气资源最为重要。油气资源储量的多少,关系到国家的能源政策,和工业现代化的发展速度。当我国正在展开新一轮石油普查的重要历史时刻,地质部集中了所属各石油普查勘探指挥部、石油普查勘探大队、石油地质综合大队、石油地质中心实验室、院校等各方面的专门人才60多人,于1981年11月17日至25日在江苏省无锡市召开了油气远景储量预测研究工作会议,专门探讨我国的油气资源储量问题,是很及时和非常必要的。

会上,第一、第二石油普查勘探指挥部、江苏石油普查勘探指挥部、石油地质综合大队、石油地质中心实验室等单位,分别介绍了东明凹陷、东台坳陷、松辽南部及川西北等地区,采用数学模拟法和蒙特卡洛法计算生油量和生气量的阶段成果,还对计算方法、计算中参数的选取等技术上和学术上的问题,展开了热烈的讨论。

会上,还介绍了干酪根热解反应动力学参数测定的研究、热蒸发法测定岩石中轻烃、泥岩压实作用与石油初次运移的关系、恢复生油岩所遭受过的最大古地温的研究等方面的科研成果,这些可喜的进展,为在我国建立一套相应的研究方法和确定有关参数等,打下了扎实的基础。会上还有重点地介绍了国外有关油气资源储量计算和评价的方法,并针对我国的实际情况,就计算中的运移系数、排烃系数、聚集系数和风险系数等等进行了充分的讨论,提出了攻关的目标及实施方案,为油气资源储量计算,提供更多、更可靠的科学依据。

总之,通过这次会议,统一了认识,统一了工作方法和计算方法,增强了信心。这对我国的油气资源储量的预测工作起了良好的促进作用。

(费富安)