

江陵凹陷下第三系两个含油系统油源岩的地化特征

江荣沛 江继纲

(江汉石油管理局勘探开发研究院,湖北潜江 433124)

提 要 本文论述了江陵凹陷下第三系两个含油系统中原油地化特征截然不同是由两套烃源岩成烃母质不同和成熟度不同造成的。第一含油系统新沟组下段II油组中,下部一泥隔层上部为主力烃源岩,已达到中等—好生油岩级别,可提供较丰富的油源。研究表明,这套主力烃源岩在不同区带存在自身单一油源供油或自身与外来双重油源供油两种模式,石油运移距离可达10 km以上,它基本上控制了新沟组油田和荆沙组油藏的分布范围。第二含油系统潜江组烃源岩尽管埋深多浅于2 000 m($R_o < 0.5\%$)不成熟,但在潜江组潜三、四段地层中发现了有机质丰度很高,母质类型为I_S型和I_T型干酪根的烃源岩,具有早期生成未成熟油的潜力,可以形成原生油藏,应在勘探中给予重视。

关键词 含油系统 原油地化特征 烃源岩 江陵凹陷

分类号 P 618. 13Q 1

第一作者简介 江荣沛 男 57岁 高工 石油地质

江陵凹陷位于江汉盆地西部,面积6 900 km²。

下第三系有两个含油系统:第一含油系统为新沟组—荆沙组,第二含油系统为潜江组(表1)。纵向上新沟组、荆沙组和潜江组两个含油系统均有油气显示,平面上油气显示分布广泛,主要集中于荆沙背斜带、涪市、金家场地区。1993年以前,油气勘探几上几下,只发现一个花园油田(图1)。近三年来随着新技术的应用,对油层认识的深化,新沟组油气勘探取得重要进展,在荆沙背斜带上相继打出了沙24、26、27、陵76等一批高产油井,发现了沙市、八岭山、荆西三个油田,从而结束了该凹陷找油徘徊不前的局面,使油气勘探进入了一个新的发展阶段。

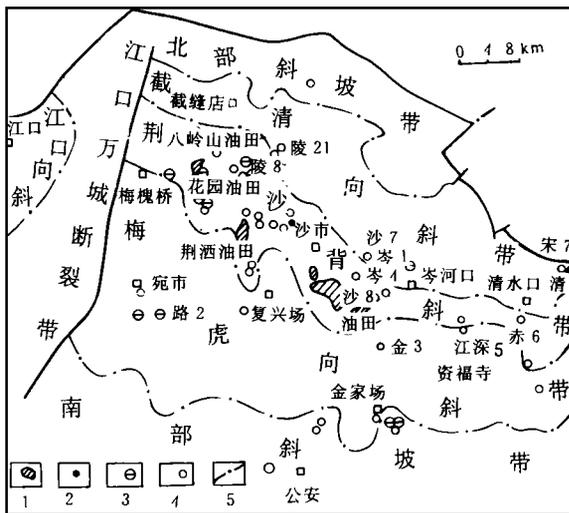


图1 江陵凹陷油气显示分布图

Fig. 1 Oil and gas shows in Jiangling Depression

表1 江陵凹陷地层简表

Table 1 Brief stratigraphic chart of Jiangling Depression

地 层 系 统				岩 性 简 述	厚 度 (m)	含油系统
系	统	组	段			
第四系	全、更新统	平原组		灰色粘土、细砂、砾石层	50~ 120	
上第三系	上、中新统	广华寺组		绿灰色泥岩、灰白色砂岩、含砾砂岩和砾岩	300~ 700	
下第三系	渐新统	荆河镇组	潜一段	绿灰色泥岩、黑褐色油页岩夹灰色砂岩	100~ 220	第二含油系统
			潜二段	蓝灰色泥岩、黑褐色油页岩	80~ 200	
			潜三段	蓝灰、绿灰色泥岩、黑褐色油页岩、灰色砂岩	120~ 400	
			潜四段	深灰色泥岩、浅灰色砂岩、黑褐色油页岩、泥灰岩	300~ 800	
	中始新统	荆沙组		棕、紫红色泥岩、浅灰、棕色砂岩及玄武岩	600~ 2 000	第一含油系统
下始新统	新沟组		棕色、深灰色泥岩夹砂岩,含膏泥岩、泥灰岩及泥膏岩	600~ 1 000		
古新统	沙市组		灰色、棕红色泥岩、含膏泥岩、石膏、盐岩夹砂岩	300~ 1 700		

表 2 江陵凹陷两个含油系统原油地化特征对比表

Table 2 Comparison of oil geochemical features from two oil systems of Jiangling Depression

含油系统	原油物性			族组成		正异构烷烃				
	相对密度	粘度 (mPa·s)	含硫量 (%)	饱和烃 (%)	非烃+沥青质 (%)	主峰碳数	$\frac{nC_{21}}{nC_{22}}$	$\frac{Pr}{Ph}$	$\frac{Pr}{nC_{17}}$	$\frac{Ph}{nC_{18}}$
II 潜江组	0.9380- 1.0705	1539- 21152	1.84- 4.96	6.18- 16.86	73.92- 89.08	C ₂₄	0.32- 0.38	0.13- 0.36	1.79- 2.23	3.71- 10.61
	0.9774(5)	7363(5)	2.81(5)	12.03(5)	82.02(5)	C ₂₈	0.35(2)	0.25(2)	2.01(2)	7.16(2)
I 荆沙组	0.8358- 0.8493	9.2- 16.6	0.06- 0.16	63.77- 78.74	11.28- 24.22					
	0.8426(2)	12.9(2)	0.11(2)	71.26(2)	17.75(2)	C ₂₂	0.64(1)	0.52(1)	0.85(1)	1.39(1)
I 新沟咀组	0.8034- 0.8456	3.0- 15.6	0.07- 0.31	66.43- 75.81	12.25- 25.79	C ₁₉	0.96- 2.04	0.60- 0.84	0.82- 1.28	0.93- 1.91
	0.8291(6)	8.8(6)	0.16(6)	69.18(6)	20.06(6)	C ₂₂	1.45(6)	0.73(6)	1.02(6)	1.35(6)
含油系统	C ₂₉ 甾烷			萜烷			δ ³⁰ C			
	$\frac{20S}{20S+20R}$ (%)	$\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ (%)	$\frac{\alpha\beta\beta}{\alpha\alpha\alpha}$ $\frac{20R}{20R}$	三环萜 总萜 (%)	$\frac{\gamma}{\alpha\beta}$ 蜡烷 C ₃₀	$\frac{22S}{22S+22R}$ (%)	(‰)			
II 潜江组	17.29- 23.25	21.48- 23.99	0.28- 0.31	1.63- 7.52	1.45- 1.61	43.85- 55.12	- 25.91- - 26.73			
	20.27(2)	22.74(2)	0.30(2)	4.58(2)	1.53(2)	49.49(2)	- 26.32(2)			
I 荆沙组	51.27- 59.26	46.93- 50.41	1.07- 1.54	20.76- 51.96	0.65- 0.70	59.01- 69.92	- 28.45- - 28.84			
	55.27(2)	48.67(2)	1.31(2)	36.36(2)	0.68(2)	64.47(2)	- 28.65(2)			
I 新沟咀组	46.16- 54.33	43.26- 54.77	0.85- 1.53	18.02- 46.56	0.61- 0.91	56.11- 68.97	- 28.14- - 29.83			
	50.36(6)	48.09(6)	1.14(6)	29.44(6)	0.75(6)	61.08(6)	- 28.69(6)			

本文根据近几年分析的大量地球化学资料,通过对原油地化特征、烃源层、油源对比、油气运移的研究,阐明了江陵凹陷下第三系两个含油系统的油源问题。

1 两个含油系统原油的地化特征

由表 2 可以看出,第 I 含油系统新沟咀组和荆沙组原油的特点是“五低”、“三高”、“一轻”。即密度低、粘度低、含硫量低、非烃加沥青质低、 γ -蜡烷低、饱和烃含量高、C₂₉甾烷的异构化程度高、三环萜烷含量高,碳同位素值较轻,并且石油运移效应也比较明显。第 II 含油系统潜江组原油的特点则相反,为“五高”、“三低”、“一重”。即密度高、粘度高、含硫量高、非烃加沥青质高、 γ -蜡烷高、饱和烃含量低、C₂₉甾烷的异构化程度低、三环萜烷含量低,碳同位素值

较重。这两个含油系统原油的地化特征截然不同,前者为成熟、高成熟油质较轻的低硫原油,后者则为未成熟高硫重质原油。

2 两套各具特点的烃源岩

2.1 新沟咀组烃源岩

江陵凹陷新沟咀组主要为一套红、灰间互的砂泥岩、泥膏岩及泥灰岩。过去对可能生油的新沟咀组下段笼统地进行研究,虽然暗色泥岩累计厚度较大,一般可达 200~300 m,分布面积广,约 5760 km²,但由于非均质性强,地化指标差异大,220 个样品平均结果,有机质丰度低,有机碳含量只有 0.5%,烃含量仅 16×10^{-6} ,母质类型差,以 III 型有机质为主,约占样品数的 6%,多属于差生油岩^[1]。因此,该层系生油丰度 (32×10^4 t/km²) 和供油丰度 ($6 \times$

10^4 t/km^2)都较低,认为油源不足。这种认识一直困惑着这个凹陷的油气勘探,将近 20 年没有进展。

经过近三年来对凹陷内不同区带 10 口有代表性的井,重点在新沟咀组下段的暗色泥岩集中段系统加密采样分析,综合运用录井岩性剖面、测井曲线和地化指标多项资料进行深入研究,提出了新沟咀组下段发育有一套主力烃源岩,并夹有高效生油岩,具有较好—好的生油能力,可提供较丰富油源的新认识。这个转变,增强了在这个凹陷找油的信心,加快了勘探步伐,不到三年时间发现了 3 个油田。这套主力烃源岩的特征是:

(1)主力烃源岩主要发育在该段 II 油组中下部—泥隔层上部,局部地区可到 I 油组下部或 III 油组(表 3)。

(2)沉积比较稳定,除凹陷北部万城地区、荆沙

背斜带主力烃源岩发育于三角洲前缘亚相外,凹陷南部广大地区主力烃源岩都发育于浅湖亚相(图 2)。

(3)主力烃源岩主要为一套灰、深灰、灰黑色泥岩,石膏质泥岩、白云质泥岩、泥灰岩及薄层油页岩,厚度不大,一般 40~120 m,最厚 140 m 左右,推测在向斜中心部位可能大于 150 m,但占地层厚度百分比高,多数在 70% 以上。

(4)在新沟咀组下段 II 油组(个别井为 III 油组)主力烃源岩层段中常发育有高效生油岩(表 4)。所谓高效生油岩,就是有机质丰度高,母质类型好,生油潜力大的好生油岩。

从表 4 中可以看出,由于湖相沉积的烃源岩非均质性严重,所以高效生油岩单层厚度较薄,但母质类型很好,基本上都是 I 型。有机碳含量高者在 2%

表 3 新沟咀组下段主力烃源岩发育特征对比表

Table 3 Comparison of principal source-rock developments in the lower member of Xingouzui Formation

区带	烃源岩发育部位	烃源岩的沉积特征	地层厚度(m)	烃源岩厚度(m)	占地层(%)	代表井
万城地区	II 油组下部—泥隔层上部	三角洲前缘亚相,暗色泥岩与砂岩间互,夹薄层油页岩	80.5	61.5	76.4	万 2
荆沙背斜带	II 油组中下部—泥隔层上部	三角洲前缘亚相,暗色泥岩与砂岩间互,夹薄层石膏质、白云质泥岩及泥灰岩	63.0~137.5	43.0~110.0	68.3~86.6	陵 33 72,沙 4 27,复 2
江口—梅虎向斜带	II 油组中下部—泥隔层上部 III 油组	浅湖亚相,暗色泥岩、石膏质泥岩夹砂岩及薄层膏盐层	94.9~189.0	83.0~139.0	69.5~88.3	路 9,路 10,虎 1
金家场地区	I 油组下部—II 油组	浅湖亚相,暗色泥岩、石膏质泥岩与砂岩间互,夹玄武岩及薄层膏盐层	194.0	136.5	70.4	金 6

表 4 新沟咀组下段高效生油岩地化指标数据表

Table 4 Geochemical Indexes of highly efficient source rocks in the lower member of Xingouzui Formation

井号	层位	深度(m)	岩性	单层厚度(m)	母质类型	有机碳(%)	沥青“ A ” $\times 10^{-6}$	烃含量 $\times 10^{-6}$	生油潜力 $\text{S}_1 + \text{S}_2$ (mg/g)	R_o (%)
陵 72	II 油组	1483~1484	深灰色泥岩	7.5	II _A	2.67	1578	1163	12.28	0.64
复 2	II 油组	2486~2492	深灰色泥岩	5.5	I	1.37	2240	1437		
路 10	II 油组	2049.5	灰色泥晶云岩	0.2	I	2.13	8392	3705	10.86	0.86
路 9	III 油组	3402~3406	深灰色泥岩	10.0	I	1.51	972	738	6.98	
虎 1	II 油组	3462.7	深灰色白云质泥岩	0.1	I	1.37	4344	4003	-	1.25
		3463	深灰色泥岩	0.37	I	1.56	1335	1134	-	1.25

表 5 烃源岩不同母质类型计算原始有机碳含量、排烃量对比表

Table 5 Comparison chart of the initial organic carbon content and hydrocarbon expulsion quantity calculated according to different kerogen types

井号	层位	深度 (m)	母质 类型	氢指数 (HI)		产率指数 (PI)		有机碳 (%)		排烃量 (mg/g)	R _o (%)
				实测	原始	实测	原始	实测	原始		
复 2	Ex 下II	2490	I	148	600	0.05	0.05	1.29	2.34	12.79	-
路 9	Ex 下III	3403	I	125	600	0.59	0.05	2.31	3.58	15.68	-
虎 1	Ex 下II	3463	I	40	600	0.63	0.05	2.30	4.31	24.79	1.25
路 10	Ex 下II	2056.2	II _A	51	400	0.30	0.10	0.90	1.34	5.28	0.71
复 2	Ex 下II	2407.5	II _A	26	400	0.34	0.10	0.97	1.48	6.20	0.93
路 9	Ex 下III	3364.3	II _A	17	400	0.44	0.10	0.85	1.31	5.56	-
		3373	II _A	106	400	0.13	0.10	0.73	1.04	3.73	1.19
陵 72	Ex 下II	1429.7	II _B	59	200	0.20	0.15	0.90	1.05	1.81	0.69
金 6	Ex 下I	2303	II _B	14	200	0.26	0.15	0.70	0.86	1.88	0.83
路 9	Ex 下III	3351	II _B	9	200	0.42	0.15	0.74	0.91	2.02	-
		3355.78	II _B	35	200	0.52	0.15	0.85	0.99	1.71	-
陵 72	Ex 下II	1433.7	III	50	100	0.21	0.20	0.79	0.83	0.54	-
沙 4	Ex 下II	1895	III	3	100	0.50	0.20	0.54	0.60	0.72	0.73
复 2	Ex 下II	2409.5	III	24	100	0.41	0.20	0.66	0.71	0.62	0.94
		2473	III	39	100	0.39	0.20	0.80	0.84	0.55	-

注:表中 4类母质的原始 HI PI,系根据江汉盆地 Ex 下未成熟烃源岩的实测资料选定

表 6 潜江组烃源岩地化指标数据表

Table 6 Geochemical indexes of source rocks from Qianjiang Formation

井号	层位	深度 (m)	有机碳 (%)	生烃潜力 S ₁₊ S ₂ (mg HC/g 岩石)	氢指数 HI (mg HC/g TOC)	氧指数 (mg CO ₂ -2/g TOC)	H/C (原子比)	O/C (原子比)	母质 类型	R _o (%)
沙 13	Eg3	1198	3.88	28.63	712	55	1.50	0.063	I S	-
		1322	6.62	54.17	794	43	1.49	0.060		
		1409	2.37	17.70	724	75	1.50	0.057		
陵 80	Eq4	1808	1.27	6.94	501	101	1.53	0.127	I	0.37

以上,沥青“ A”含量最高达 8.39×10^{-6} ,有很强的生烃能力,烃含量多数大于 1.00×10^{-6} ,最高可达 4.00×10^{-6} 左右, S₁₊ S₂多数在 10 mg HC/g 岩石以上,是极好的油源岩。

(5)新沟咀组下段主力烃源层中,源岩的母质类型不同,有机质丰度也明显不同,其排烃量有很大的差别。根据美国地化专家 K. E. Peters 提出的生油岩物质平衡方程^①,对江陵凹陷 7口井 15个不同母质类型的烃源岩样品进行了原始有机碳含量,排烃量计算,其结果列于表 5,由表中数据可见:

第一,各成熟—高成熟烃源岩样品,实测有机碳含量和原始有机碳含量相比,母质类型愈好,恢复的原始有机碳含量愈高。对 III 型母质来说,原始有机碳含量仅略为增大,而 I 型母质原始有机碳含量却显著增加,这说明烃源岩的有机碳含量受母质类型的制约。

第二,不同母质类型的烃源岩,其排烃量差别是

① K. E. Peters, 1995年来我局讲课材料。

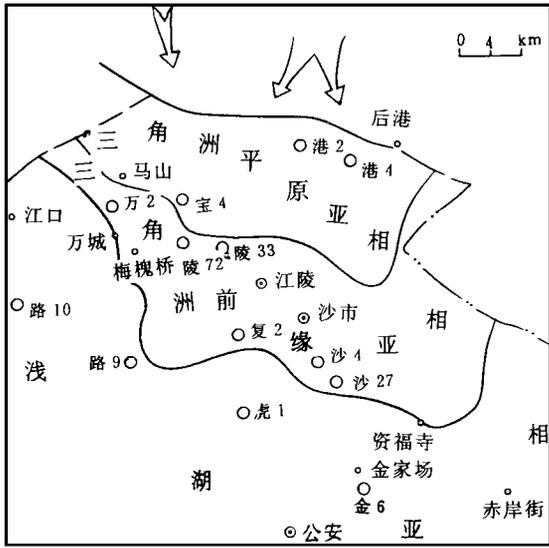


图 2 江陵凹陷新沟组下段II油组沉积相分区图
Fig. 2 Sedimentary facies division map of the second oil interval in the lower member of Xingouzui Formation in Jiangling Depression

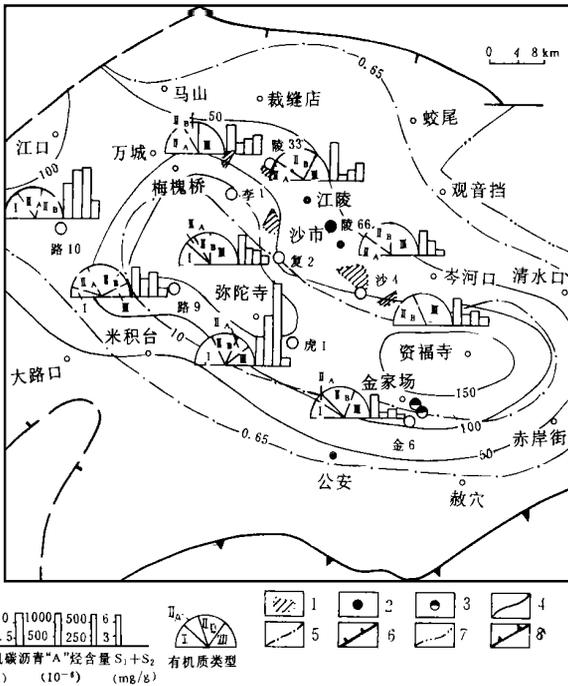


图 3 江陵凹陷新沟组下段主力烃源岩综合评价图

Fig. 3 Integrated evaluation of principal source rocks in the lower member of Xingouzui Formation in Jiangling Depression

以上;II_A型母质排烃量也比较高,一般大于 5 mg HC/g 岩石;而II_B型母质排烃量却比较低,在 1-2 mg HC/g 岩石之间;III型母质排烃量更低,均小于 1 mg HC/g 岩石,I型较III型母质排烃量要高十几倍甚至几十倍。

根据江陵凹陷新沟组下段主力烃源岩 100个岩心、岩屑样品分析结果表明,母质类型并不差,I型加II_A型母质约占 1/3,再加上II_B型母质可达 65.4%,说明这套主力烃源岩具有较好—好的生烃和排烃能力,可提供较丰富的油源。

(6)从梅虎向斜带到荆沙背斜带,新沟组下段主力烃源岩的发育层位变高,烃源岩厚度变小,有机碳含量变低,母质类型变差,演化程度由高成熟 ($R_o > 1\%$)到成熟 ($R_o < 1\%$) (图 3),说明梅槐桥—虎渡河向斜内的生油条件明显优于荆沙背斜带。在梅虎向斜带内主力烃源岩厚度大于 100 m,有机碳含量单井平均值在 1%左右,并不很高,但母质类型普遍较好,生油的腐泥组分多大于 40%,I型加II型有机质在 70%以上(图 4),并且 $R_o > 1\%$,烃源岩已进入高成熟阶段,具有良好的生烃能力,烃含量平均值最高可达 1.34×10^{-6} (虎 1井)因而向斜带油源较丰富,是主要的油源区。

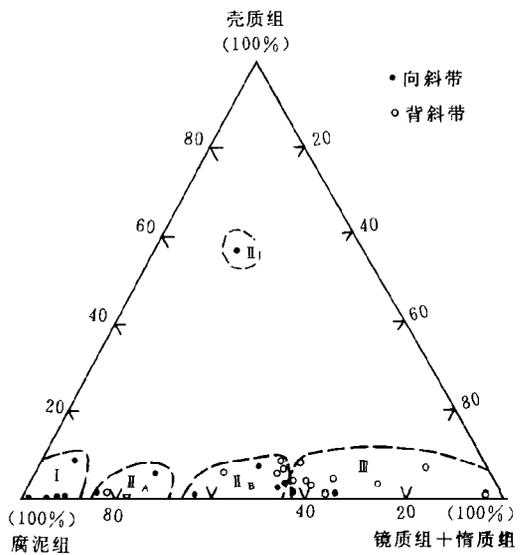


图 4 江陵凹陷新沟组下段主力烃源岩显微组分三角图

Fig. 4 Triangular diagram showing microscopic components of principal source rocks in the lower member of Xingouzui Formation in Jiangling Depression

很大的 I 型母质排烃量很高,在 12 mg HC/g 岩石

(7)新沟组下段主力烃源岩分布面积为

2 210 km²,较该段整个生油岩分布面积 5 760 km²减小了一半以上,体积减小了约 3/4 但因有碳含量较高,母质类型较好,其生、排油强度比整个新沟组下段生油岩的生、排油强度却增加 1倍以上,分别为 68× 10⁴ t/km²和 13× 10⁴ t/km²。特别是排油强度,在梅虎向斜带内可达 20× 10⁴ t/km²。勘探实践证明,这套主力烃源岩基本上控制了本含油系统油田或油藏的分布范围。1995年在主力烃源岩分布区内钻探 4口井,有 3口井获工业油流,探井成功率为 75%,一口井打在主力烃源岩分布区外落空。

2.2 潜江组烃源岩

潜江组烃源岩分布面积广(4 070 km²),厚度较大,一般 300~ 600 m,大部分地区烃源岩埋藏深度浅于 2 000 m,镜质体反射率 R_o 多小于 0.5%,孢粉颜色以浅黄—黄色为主,SCI < 2.5,烃源岩不成熟按照干酪根热降解成烃理论,该凹陷潜江组则不具有勘探意义。

但是“八五”期间,中美合作研究在沙 13 陵 80 井潜江组潜三、四段地层中,发现了有机质丰度高,母质类型好,具有极好生烃潜力的源岩^[2](表 6)

表 7 干酪根产烃特性

Table 7 Hydrocarbon generation features of kerogen

盆地或地区及地层	干酪根类型	平均活化能 × 4184 J/mol	研究者
绿河页岩	I 型	55	Tissot et al 1987
巴黎盆地	II 型	54	
蒙脱雷尔	II S型	50	
江陵潜江组	I S型	50	Peters et al 1994

例如,沙 13井潜三段泥页岩,形成于富含硫、缺氧的高盐度强还原环境,有机碳含量很高,均在 2% 以上,最高达 6.62%,母质类型特殊,为世界罕见的 IS型干酪根(S/C原子比 > 0.05),其氢指数、H/C原子比高(HI > 700 mg HC/g TOG H/C原子比在 1.5左右),氧指数和 O/C原子比低(OI < 80 mg-CO₂/g TOG O/C原子比 < 0.08),接近于美国绿河页岩的水平,有很高的生油潜力,1 g 岩石可以生成约 18~ 54 mg 烃。这种 IS型干酪根的活化能分布较低,平均活化能为 50× 4 184 J/mol 与蒙脱雷尔II S

型干酪根的活化能分布基本一致,但明显低于绿河页岩I型和巴黎盆地II型干酪根的活化能分布(表 7)。这表明I S型、II S型干酪根的产烃要比I型、II型干酪根早得多。也就是说,这种高硫干酪根的烃源岩,只需要较低的活化能就能够使 C-S或 S-S键断裂生成大量的高硫原油,成为未成熟石油的重要母岩。从而形成江陵凹陷潜江组自生自储的未熟油藏。

3 结 论

(1)江陵凹陷两个含油系统中原油的地化特征区别十分明显,看来是由两套烃源岩的成烃母质不同和成熟度不同造成的。

(2)新沟组下段II油组中下部—泥隔层上部或III油组为江陵凹陷的主力烃源岩,已达到中等—好生油岩级别,可提供较丰富的油源。

(3)目前该凹陷发现的新沟组油田和荆沙组油藏,其原油均为高成熟或成熟原油。油、岩对比确认其油源是来自新沟组下段高成熟和成熟的主力烃源岩。特别是梅、虎向斜带生、排烃强度大,是主要的油源区。

(4)荆沙背斜带为继承性发育的古隆起带,且位于三角洲前缘亚相,具有两套油源层,两个油源区供油,并以南部向斜带的高成熟油源为主,从油源、油气运移角度评价,该带具有良好的勘探前景。

(5)潜江组烃源岩,尽管埋藏深度多浅于 2 000 m不成熟,但是潜三、四段富含有机质丰度高的I S型和I型干酪根,具有早期生成未成熟油的潜力,可以形成原生油藏。同时,在张性断层发育区,还可能形成古生新储的次生油藏,应在勘探中给予重视。

参 考 文 献

- [1] 江继刚.江汉盆地地下第三系生油层特征.中国含油气盆地烃源岩评价,北京:石油工业出版社,1989,357~ 371.
- [2] K. E. Petert, Jiang Jigang et al. Eocene Lacustrine Petroleum System in the Jianghan Basin, China. Organofacies Controls on Kerogen Kinetics and Oil Composition. Book of ABSTRACTS, 1995, International Chemical Congress of Pacific Basin Societies, 7.

Oil Source Analysis of Two Paleogene Oil Systems in Jiangling Depression

Jiang Rongpei and Jiang Jigang

(Exploration and Development Institute of Jianghan Petroleum Bureau, Qianjiang City, Hubei Province, P. R. China 433124)

Abstract

This paper dealt with that oils from two Paleogene oil systems in Jiangling Depression have greatly different geochemical properties due to different source matter and different maturities of two sets of hydrocarbon source rocks. In the first oil system, the principal source sequence is ranging from the middle and lower parts and the upper part of the mudstone, barrier in the formation, it is of medium to good source rock and has generated relatively abundant hydrocarbons. Studies showed that in different areas or zones this oil system has two different oil source models, i. e. one is the system itself alone; the other is the system with allochthonous source.

Oil migration distance may be as far as over 10 km. The source models and migration distance are basically responsible for the distribution of Xingouzuizi Formation and Jingsha Formation oil reservoirs. In the second oil system, source rocks in Qianjiang Formation, though being shallowly buried less than 2000 m ($R_o < 0.5\%$), had been found to have a high abundance of organic matter in the 3rd and 4th members of Qianjiang Formation. kerogens are of Type I and Type I S, having the potential to generate immature oil in early stage of transformation, so as to constitute oil reservoirs in situ. Proper attention should be paid to them in exploration.

Key Words oil system geochemical property of oil hydrocarbon source rock Jiangling Depression