

盆地模拟技术在洪泽凹陷的应用

邬冬茹

(中国石化 江苏油田分公司 地质科学研究院, 江苏 扬州 225009)

摘要: 洪泽凹陷位于苏北盆地西北部, 有一定勘探前景。通过盆地模拟研究认为洪泽凹陷的石油地质条件有其自身特点: a) 生油岩成熟度低, 现今成熟区仅限于深凹带附近; b) 正常生烃模型计算的大量生排烃期较晚, 在盐二段沉积末期以后, 低未成熟油的大量生排烃期较早, 一般在吴堡运动, 三垛运动前; c) 油源主要来自于低未成熟油, 且生排烃区集中于次凹的深凹带; d) 油气运移距离短。洪泽凹陷油气生成、运移有资源少、生成早、成熟低、运聚短的特点。在洪泽凹陷找油气更需精雕细刻。

关键词: 低熟源岩; 生烃模型; 盆地模拟; 洪泽凹陷

中图分类号: TE121. 1

文献标识码: A

洪泽凹陷位于苏北盆地的西北部, 南靠建湖隆起, 东临淮安凸起, 北接鲁苏隆起, 为一南断北超的箕状凹陷。江苏境内可划分为管镇次凹和顺和次凹。目前该凹陷已钻探井 12 口, 在管镇次凹管 1 井见低产油流。前人对洪泽凹陷的石油地质条件进行了大量的研究工作, 为洪泽凹陷的盆模工作奠定了基础。洪泽凹陷古新世沉积最具特征的要属顺河次凹的盐岩建造, 以石膏- 石盐- 芒硝组合为主。

该凹陷是苏北盆地今后勘探的重要领域。因此, 进一步评价其石油地质条件和资源潜力具有重要意义。本文应用盆地模拟手段^[1, 2], 对该凹陷的石油地质条件进行了重新评价, 认为具有一定勘探潜力。

1 重要参数的选取

1.1 降解率- R_o 关系曲线

干酪根降解率- R_o 关系曲线是根据热模拟实验得到。热模拟试验是用未成熟生油岩人为加热成烃, 模拟自然的有机质随深度(温度)的热演化过程。

1.1.1 热模拟试验的样品

由于洪泽凹陷的生油岩样品较少, 在样品的取得上, 除选择了洪泽凹陷的顺 1 井的样品外, 还选用了苏北盆地其它凹陷的样品(表 1)。表中可见, 虽然样品(塔 5 井) R_o 值达 0.65, 但从饱和烃含量低的角度考虑, 仍属低熟状态^[3- 5]。顺 1 井、盐参 1 井所作的饱和烃色谱- 质谱分析, 均存在 5 β - C₂₉ 甾烷; 盐参 1 井阜四、阜三段 2 块样品仍存在 17 β 、21 β 型生物体构型的不稳定成分, 表明 R_o 虽达 0.63, 但仍处于未成熟状态。

1.1.2 热模拟试验结果分析

热模拟实验的结果表明, ㊟型干酪根有较大的生烃量, ㊟型干酪根生烃量很少。㊟、㊟、㊟型干酪根在 R_o 小于或等于 0.5% 时, 热降解烃微量,

表 1 热模拟试验样品原始地球化学参数表

Table 1 The geochemical parameters of samples for the thermal simulation

井号	样品层位	深度/m	R_o %	类脂体/%	壳质体/%	C/%	A/%	饱和烃/%	nC _主	OEP	S ₀ /(mg/g)	D _r /%	类型
顺 1	E _f ⁴	2 003	0.44	65	8	1.66	0.386 2	24.51	rC ₂₂	0.86	5.7	28.5	㊟ ₁
顺 1	E _f ³	2 456	0.44	35	25	0.80	0.045	30.54	rC ₁₇	1.33	1.11	11.52	㊟ ₂
盐参 1	E _f ⁴	2 490	0.50	86	6	1.11	0.052 1	27.53	nC ₂₅	2.21	2.52	18.8	㊟ ₂
盐参 1	E _f ³	2 866	0.63	7	15	1.06	0.017	10.91	nC ₂₉	1.95	0.4	3.13	㊟ ₄
安 10	E _f ²	2 433	0.53	73	5	1.17	0.085	23.50	nC ₂₂	0.86	3.13	22.2	㊟ ₂
马 1	E _f ²	1 675	0.60	53	35	1.0	0.273 5	28.28	nC ₂₂	0.56	3.51	29.13	㊟ ₂
塔 5	E _f ²	1 562	0.65	59	25	2.35	0.193 4	20.57	nC ₂₂	0.65	9.41	32.24	㊟ ₁
立 2	K _{2t}	2 406	0.58	32	56	1.88	0.110 5	34.62	nC ₂₀	0.72	8.70	38.41	㊟ ₁

㉔型干酪根在 R_o 大于 0.6% 后有较大的生烃量, 而 ㉕型则在大于 0.7% 以后。干酪根类型越好, 生烃时间越早, 这符合我国陆相盆地的生油特点。当 R_o 大于 2.0% 后, 所有的样品都已停止生烃。通过热模拟实验我们得到了降解率与 R_o 的关系(表 2)。

1.2 低(未)熟生油岩生烃参数的确定

生成低(未)熟烃能力的生油岩在埋藏浅时, 具有可溶有机质高、饱和烃低、非烃高的特点, 正构烷烃具偶奇或奇偶优势, 特别是生物标志物的非稳定构型均证实为非干酪根成烃^[6,7]。但这类生油岩的干酪根及其的非干酪根生成的未一低熟烃可随上伏沉积物增厚, 地温增高, 干酪根降解成烃, 未一低熟烃进一步热演化, 最后形成生油岩埋深大、饱和烃高、非烃低、无奇偶优势、生物标志成为稳定的地质构型。

根据非干酪根成烃及未熟生油岩热模拟实验结果, 建立本区 ㉔型的含低(未)熟烃的生烃模型。为建立非干酪根成烃与 R_o 之间的关系, 选择埋深浅无排烃现象或排烃不畅的郑场 1 井、顺 1 井的地化参数平均值(HC/C) 与模拟试验相同物理意义的降解率 δD_r , 以及对应实测综合 R_o 值(表 3)。地表 R_o 值取 0.2%, 降解率(δD_r) 取表海湖底沉积及佛罗里达浅水碳酸盐沉积中的可溶有机质与有机碳比(HC/C) 的平均值, HC/C 为 1%, 用表 6 与顺 1 井热模拟试验结果(表 2) 综合建立本区 ㉔型干酪根含低(未)熟烃的生烃模式。

2 主要地质认识

2.1 生油岩成熟度低

管镇次凹的生油层为古新世阜四段, 顺河次凹的生油层为阜四、阜三、阜二段。管镇、顺河次凹的

生油岩成熟成度较低, 至现今大部分地区尚未达到成熟阶段($R_o < 0.6\%$), 深凹带基本未达到大量生烃阶段($R_o < 0.8\%$)。

管镇次凹阜四段生油岩于盐一段沉积末(11.3 Ma) 开始进入成熟门限, 成熟区分布范围仅局限于深凹带西部, 现今深凹带已基本进入成熟门限, 镜质体反射可达 0.6%, 深凹带西部小范围达 0.7%, 其他地区未成熟。顺河次凹阜四段生油岩成熟度比管镇次凹低, 现今仅深凹部位的极小范围进入成熟门限。比较阜四段生油岩的成熟状况, 管镇次凹成熟度较顺河次凹高, 而又以管镇次凹深凹带的成熟度最高, 这与管镇次凹戴南组沉降幅度大有关。

顺河次凹阜三段生油岩, 盐一段沉积末深凹带部分地区进入门限, 现今的成熟范围增大, 最大镜质体反射率值达 0.6%。

顺河次凹阜二段生油岩, 盐一段沉积开始(24.6 Ma) 深凹带部分地区进入门限, 镜质体反射率可达 0.6%, 盐一段沉积末成熟范围扩大, 镜质体反射率最大值达 0.7%, 现今成熟范围继续扩大, 最大镜质体反射率达 0.8%。

总之, 管镇、顺河二次凹的生油岩成熟度低, 镜质体反射率最大值也只有 0.8%。

2.2 生油以低未熟为主、低未熟油排烃时间早

洪泽凹陷的生烃史模拟引用了两类生烃模型, 第一类是热模拟实验给出的正常生烃模型; 第二类是考虑了低(未)熟生烃过程的含低(未)熟(包括正常)烃的生烃模型, 由于洪泽凹陷生油岩成熟度低, 所以低(未)熟烃所占总生烃量的比例很大。

管镇次凹用正常生烃模型计算的阜四段生烃量为 $216 \times 10^4 t$, 其主要生油期为 24.6~11.3Ma(盐一段沉积期) 和 11.3~2Ma(盐二段沉积期), 生烃量分别占总生烃量的 32.8% 和 49.54%。总排烃量

表 2 不同类型生油岩热模拟数据表

Table 2 Thermal simulation data of different oil source rocks

$R_o / \%$	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
降解率 / %	0	0.1	0.6	1.6	3.2	4.8	7.0	10.0	13.6	17.0	21.1	24	25.5	26.4	27.2
㉔	0	0	0	0	0.2	0.5	0.9	1.8	3.2	4.8	7.0	9.0	10.6	12.1	13.4
㉕	0	0	0	0.1	0.13	0.15	0.2	0.4	0.5	0.8	1.0	1.2	1.3	1.6	1.9

表 3 非干酪根生烃与 R_o 关系

Table 3 A relationship between hydrocarbon generation of non-kerogen and R_o

井号	井深 / m	$R_o / \%$	(HC/C) / %	$\delta HC/C$	δD_r	样品数 / 个
现代沉积物	0	0.2	1.0	1.0	0.833	表海湖
郑场 1	883	0.3	3.4	2.4	2.0	5
顺 1	2003	0.44	4.2	0.8	0.666	7

为 5×10^4 t, 其中主要排烃时期为 24.6~11.3Ma 和 11.3~2Ma, 分别占总排烃量的 40% 和 40%。最大生烃强度为 12×10^4 t/km², 最大排烃强度为 0.3×10^4 t/km²。生烃强度和排强度大的等值线集中于深凹带, 表明深凹带对总生、排烃量做出了主要的贡献。

管镇次凹含低(未)熟生烃模型计算的阜四段生油岩的生、排烃史与正常生、排烃史不同, 主要是生、排烃期早。54.9~50.5Ma(戴南组沉积期)的生烃量占总生烃量 $3\,129 \times 10^4$ t 的 32.53%, 50.5~45.5Ma(垛一段沉积期)的生烃量占总生烃量的 20.89%。主要排烃期分别为 54.9~50.5Ma(45.5~38Ma 垛二段沉积期), 分别占总排烃量 $1\,109 \times 10^4$ t 的 31.74% 和 27.14%。就低(未)熟烃而言, 与正常烃一样, 生烃强度高的地区也集中于深凹带, 表明深凹带也是低(未)熟油的主要生油区。

顺河次凹的阜四、阜三、阜二段 3 套生油岩, 生烃潜力以阜二段最大、阜三段次之、阜四段最小。

用正常生烃模型计算的阜四、阜三、阜二段生油岩的生烃量分别为 8×10^4 t、 104×10^4 t 和 272×10^4 t, 排烃量分别为 0×10^4 t、 2×10^4 t 和 10×10^4 t。其中阜四段的主要生烃期为 11.3~2Ma(盐一段沉积期)和 2~0Ma(东台组沉积期), 阜三段为 24.6~11.3Ma(盐一段沉积期)和 11.3~2Ma, 阜二段为 24.6~11.3Ma 和 11.3~2Ma(表 4)。生、排烃强度和平面分布反映出深凹带是整个次凹的主要生、排

烃区。

用含低(未)熟生烃模型计算的阜四、阜三、阜二段生油岩的生烃量分别为 342×10^4 t 和 $2\,397 \times 10^4$ t 和 $3\,540 \times 10^4$ t, 其中阜四段的主要生烃期为 54.9~50.5Ma(戴南组沉积期), 阜三段的主要生烃期为 56~54.9Ma(阜四段沉积期), 45.5~38Ma(垛二段沉积期)和 11.3~2Ma 年(盐二段沉积期), 阜二段的主要生烃期为 58~56Ma(阜三段沉积期), 45.5~38Ma(垛二段沉积期)和 11.3~2Ma(盐二段沉积期)。阜四、阜三、阜二段的排烃量分别为 83×10^4 t、 490×10^4 t 和 884×10^4 t, 阜四段的主要排烃期为 54.9~50.5Ma, 阜三段主要排烃期为 54.9~50.5Ma, 阜二段的主要排烃期为 54.9~50.5Ma(表 5)。从生、排烃史可看出, 3 套生油层的主要生、排烃时期基本在三垛运动前。

顺河次凹含低(未)熟油的主要生、排烃期与管镇次凹一样, 也主要反映了低(未)熟油的生、排烃特征(表 6), 表中看出, 各生油层段的主要生、排烃期与含低(未)熟烃的(表 5)一致。从含低(未)熟烃的生、排烃的平面分布看, 生、排强度大的地区在深凹带。

管镇、顺河次凹低(未)熟烃占总生、排烃量的比例很大(表 7), 在 93% 以上。由此, 洪泽凹陷管镇、顺河次凹的勘探应主要针对低(未)熟油进行。

2.3 油气运移距离短

含油饱和度剖面在不同地质时代的变化, 反映

表 4 顺河次凹生油岩各时期生、排烃量统计表

Table 4 Hydrocarbon generation and discharge quantity in different periods in Shunhe secondary sag

时间/Ma	2.0~0.0	11.3~2	24.6~11.3	38~24.6	45.5~38	50.5~45.5	54.9~50.5	56~54.9	58~56	60.2~58
阜四段	生烃量/ 10^4 t	2	3	1	0	1	0	1	0	
	排烃量/ 10^4 t	0	0	0	0	0	0	0	0	
阜三段	生烃量/ 10^4 t	18	55	26	2	1	0	1	0	0
	排烃量/ 10^4 t	1	1	0	0	0	0	0	0	0
阜二段	生烃量/ 10^4 t	31	125	84	30	2	0	0	0	0
	排烃量/ 10^4 t	3	6	1	0	0	0	0	0	0

表 5 顺河次凹生油岩各时期含低(未)熟烃生、排烃量统计表

Table 5 Hydrocarbon generation and discharge quantity(including low mature and non mature source rock) in different period in Shunhe secondary sag

时间/Ma	2.0~0.0	11.3~2	24.6~11.3	38~24.6	45.5~38	50.5~45.5	54.9~50.5	56~54.9	58~56	60.2~58
阜四段	生烃量/ 10^4 t	17	73	45	8	43	25	131		
	排烃量/ 10^4 t	3	6	3	0	16	10	47		
阜三段	生烃量/ 10^4 t	108	477	353	103	509	133	302	412	
	排烃量/ 10^4 t	15	31	9	2	80	39	274	39	
阜二段	生烃量/ 10^4 t	141	649	437	112	696	444	78	10	641
	排烃量/ 10^4 t	26	55	17	5	119	109	317	62	128

表 6 顺河次凹生油岩各时期低(未)熟烃生、排烃量统计表
Table 6 Hydrocarbon generation and discharge quantity of low- and non-mature source rocks in different period in Shunhe secondary sag

时间/ Ma		2.0~ 0.0	11.3~ 2	24.6~ 11.3	38~ 24.6	45.5~ 38	50.5~ 45.5	54.9~ 50.5	56~ 54.9	58~ 56	60.2~ 58
阜四段	生烃量/ 10 ⁴ t	15	70	44	8	42	25	130			
	排烃量/ 10 ⁴ t	3	6	3	0	16	10	47			
阜三段	生烃量/ 10 ⁴ t	90	422	327	101	508	133	301	412		
	排烃量/ 10 ⁴ t	14	30	9	2	80	39	274	39		
阜二段	生烃量/ 10 ⁴ t	110	524	353	82	694	444	78	10	641	332
	排烃量/ 10 ⁴ t	23	49	16	5	119	109	317	62	128	46

表 7 管镇、顺河次凹低(未)熟生、排烃量占总量百分比
Table 7 Percent age of hydrocarbon generation and discharge quantity of low-mature and non-mature source rocks in Guanzheng and Shunhe secondary sags

		阜四段			阜三段			阜二段		
		总量/ 10 ⁴ t	低(未)熟量/ 10 ⁴ t	百分比/ %	总量/ 10 ⁴ t	低(未)熟量/ 10 ⁴ t	百分比/ %	总量/ 10 ⁴ t	低(未)熟量/ 10 ⁴ t	百分比/ %
管镇	生烃	3 129	2 913	93.1						
	排烃	1 109	1 104	99.5						
顺河	生烃	342	334	97.7	2 397	2 293	95.7	3 540	3 268	92.3
	排烃	83	83	100	490	488	99.6	884	874	98.9

了油气运移轨迹。盆地模拟成果表明, 24.6Ma 与 0.00Ma 两地质时代的含油饱和度的总体面貌差异不大, 表现为油气运移不活跃。特别是横向上在两个地质时期基本无变化, 主要差异反映在深度上的变化, 即从 24.6Ma 到 0.00Ma 含油饱和度向浅部略有增高, 反映油气运移以垂向运移为主, 侧向运移作用较弱, 即浮力作用是洪泽凹陷油气运移的主要动力。另外, 正常生烃模型所计算的生排烃高峰期较晚, 运移时间短, 故油气的运移是短距离的。

3 资源量及有利区带预测

3.1 资源量预测

应用盆地模拟计算的是生烃量。所谓生烃量是指饱和烃和芳烃组分的总和。而生油量除包括饱和烃和芳烃外, 还包涵了非烃和沥青质组分。故在进行生油量计算时, 需把生烃量转换为生油量, 即加入非烃和沥青质的含量。对于成熟度较高的地区, 因为饱和烃和芳烃所占比例高, 所以一般生烃量就可以视为生油量。洪泽凹陷成熟度低, 非烃和沥青质含量高(表 8), 在生油量预测时必须转换。采用公式:

$$\text{烃/油} = (\text{饱和烃} + \text{芳烃}) / A = \text{饱和烃} + \text{芳烃} \dots (1)$$

$$\text{油} = \text{烃} / (\text{饱和烃} + \text{芳烃}) \dots (2)$$

来转换生油量。

由表 8 及部分地矿部所钻井资料, 统计饱和烃、芳烃之和, 顺河次凹为 38%, 管镇次凹为 55.9%。由此可以进行生油量计算(表 9)。资源量预算是由生油量乘排聚系数, 排聚系数的选择是依据各次凹的地质条件而定。管镇次凹生油层中夹有粉砂岩, 对排烃有利, 故排聚系数选 5%~10%, 顺河次凹生油层段是大套盐岩与厚层泥岩互层, 排烃不畅, 故排聚系数选为 3%~5%。计算结果为管镇次凹资源量为 280×10⁴~560×10⁴t, 顺河次凹为 495×10⁴~826×10⁴t。总的来说, 两次凹的资源潜力较小。

3.2 有利区带预测

通过对洪泽凹陷管镇、顺河次凹的地史、热史、生烃史、排烃史和油气运聚史的模拟, 我们对两次凹的石油地质特点有以下认识:

a) 生油岩成熟度低。管镇次凹阜四段深凹带在 11.3Ma(盐一段沉积末期)进入门限, 斜坡地区现今还未进入门限。顺河次凹阜四段至现今仅深凹带极

表 8 生油岩族组分统计表
Table 8 Hydrocarbon group composition of oil source rocks

井号	饱和烃/ %	芳烃/ %	沥青质/ %	非烃/ %
顺 1	20.06	15.00	10.28	54.66
顺 2	15.91	22.23	4.06	57.80
郑场 1	21.57	19.51	2.57	56.35
兴隆 1	45.31	14.96	1.92	37.81
管 1	29.74	15.80	1.04	53.42

表 9 洪泽凹陷管镇、顺河次凹生油量、资源量统计表

Table 9 The generated hydrocarbon quantity and resource in Guanzheng and Shunhe areas of the Hongze sag

地区	层位	生烃量/10 ⁴ t	生油量/10 ⁴ t	排聚系数/%	资源量/10 ⁴ t	合计/10 ⁴ t
管镇	阜四段	3 129	5 597	5~ 10	280~ 560	280~ 560
	阜四段	342	900	3~ 5	27~ 45	
顺河	阜三段	2 397	6 308	3~ 5	189~ 315	495~ 826
	阜二段	3 540	9 316	3~ 5	279~ 466	

小范围进入门限,阜三、阜二段分别于 11.3Ma(盐一段沉积末期)和 24.6Ma(盐一段沉积开始)进入门限,现今的成熟区仅限于深凹带附近;b)正常生烃模型计算的大量生排烃时期较晚,在盐二段沉积末期以后。低(未)熟油的大量生排烃期较早,一般在吴堡运动后,三垛运动前;c)洪泽凹陷的油源主要来自于低(未)熟油,低(未)熟油在总生、排烃量中占极大比例(> 93%),且生排烃地区集中于次凹的深凹带;d)油气运移的距离短。

综上所述,洪泽凹陷的油气生成、运聚有资源少、生成早、成熟低、运移短的特点。在洪泽凹陷找油更需精雕细刻。洪泽凹陷的油气有利聚集区除具备一些通常的石油地质条件外,必须具备以下二个条件:a)距主要生、排烃区近,即在深凹带附近;b)圈闭形成于三垛运动以前,三垛运动或其后形成的圈闭不利于油气聚集。

依据以上分析,我们认为洪泽凹陷找油应围绕生、排油量较高的管镇、顺河次凹的深凹带进行,特别边界断层附近是油气聚集最有利的指向区。因为这一区域的生、排烃量(包括低熟油)占各次凹生、排烃量的大部分,相对含油丰度高;边界断层在吴堡运动时期活动性较强,能够相应的形成一些构造圈闭,由于靠近长期活动的大断层,水下扇的形成也能够产生一些岩性圈闭。故这个地区是洪泽凹陷最有利的油气富集区。

4 几点建议

a)低(未)熟油研究要继续深入。本次盆地模拟

工作低(未)熟油的生烃模型不是建立在模拟实验的基础上,很多影响低(未)熟油生成的因素尚不确定,低(未)熟油的形成机理也不十分清楚。模拟计算所给出的定量数据只能是定性的结论。

b)进一步研究深凹带的构造发育史,寻找三垛运动前形成的构造圈闭。

c)对深凹带的储层条件进一步研究,寻找有利的储集区和储集层。

相信在洪泽凹陷三油地质条件进一步研究的基础上,油气勘探能够有所突破。

参考文献:

- [1] 郭秋麟,米石云,石广仁,等.盆地模拟原理方法[M].北京:石油工业出版社,1998.182.
- [2] 张庆春,石广仁,田在艺.盆地模拟技术的发展现状与未来展望[J].石油实验地质,2001,23(3):312-217.
- [3] 李贤庆,包建平,王文军.苏北盆地下第三系烃源岩热演化研究[J].石油实验地质,1996,18(1):96-105.
- [4] 李贤庆,包建平,熊波,等.苏北盆地低熟烃源岩生烃组分割析[J].江汉石油学院学报,1999,21(1):22-28.
- [5] 侯读杰,王铁冠,李贤庆,等.洪泽凹陷低熟原油的饱和烃化合物组合[J].沉积学报,1996,14(4):38-44.
- [6] 林玉祥.论低熟油烃产率模型[J].石油实验地质,2001,23(1):87-92.
- [7] 秦匡宗,郭绍辉,李术元.有机地质大分子结构与未熟油生成[J].石油勘探与开发,1997,24(5):1-6.

APPLICATION OF BASIN MODELING TO THE STUDY OF HONGZE SAG IN NORTHERN JIANGSU BASIN

WU Dong-ru

(Geological Institute, Jiangsu Oilfield, SINOPEC, Yangzhou, Jiangsu 225009, China)

Abstract: The Hongze sag is located in the northwest of the northern Jiangsu Basin, with some potential for hydrocarbon exploration. Based on the results of basin modeling, it can be concluded as following: a) most of source rocks are low matured and the matured source rocks are only restricted in the deep part of the sag; b) large scale of hydrocarbon generation and accumulation is occurred after sedimentation of Yancheng formation, but a lot of low- or non-matured oil were generated before Wubao and Sanduo movements; c) the deep part of the sag is the main area for hydrocarbon generation and accumulation; and d) distance of oil migration is short. In a word, the Hongze sag is characterized by low matured source rocks, short migration, and limited accumulation. It is necessary to pay more attention to the study of the sag for the sake of success of petroleum exploration in the area.

Key words: low matured source rocks; hydrocarbon generation model; basin simulation; Hongze sag; northern Jiangsu Basin

(上接第57页)

- teenth Annual Convention of Indonesian Petroleum Association [C]. Indonesian Petroleum Association, 1987. 247- 268.
- [4] 林壬子. 油气勘探与油藏地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
- [5] Larter S R, Aplin A C. Reservoir geochemistry: methods, application and opportunities[A]. Cubitt J N, England W A. The Geochemistry of Reservoir[M]. Geological Society Special Publication No. 86, 1995. 5- 32.
- [6] 金晓辉. 油田开发动态地球化学监测理论模型及应用[D]. 成都理工大学学院博士论文, 2000.
- [7] 林壬子, 张敏, 译. 油藏地球化学进展[M]. 西安: 陕西科学技术出版社, 1996.
- [8] 顾蕙祥, 阎宝石. 气相色谱实用手册[M]. 北京: 化学工业出版社, 1990.
- [9] 王培荣. 改进 SP- 2305 气相色谱仪——分析宽馏程、高沸点烃类[J]. 石油实验地质, 1982, 4(4): 303.
- [10] 黄海平. 用高温气相色谱分析原油和岩石抽提物中的高分子量烃类[J]. 石油实验地质, 2000, 22(3): 280.

PARTITION EXPERIMENT OF GC FINGERPRINT OF CRUDE OIL

JIN Xiao-hui^{1,2}, ZHU Dan¹, LIN Ren-zi¹, SHI Quan¹

(1. Petroleum University, Beijing 102249, China; 2. Xi'an Petroleum Institute, Xi'an, Shaanxi 710065, China)

Abstract: The trace compounds in hydrocarbon can be discriminated and calculated by gas chromatography (GC). Chemical model of commingled production wells was established based on its developing process. Partition experiment and chemical simulation of GC fingerprint compounds were carried out in one reservoir of Gangxi area in Dagang oilfield. The results showed that not all GC fingerprint compounds were partitive, which were resulted from the geological setting of oil generation, the properties and concentration of oil composition, the resolution of chromatogram, and the quantitative method of fingerprint parameters. Therefore, only the partitive fingerprint compounds can be used to monitor the performance of developing wells. At the same time, the method provided a new thought for the quantitative simulation of hydrocarbon generation of different source rocks and for the monitoring of air and water pollution.

Key words: partitive fingerprint; GC fingerprint; GC; chemical simulation