

文章编号: 1001-6112(2009)04-0389-05

# 苏北海安凹陷泰州组烃源岩评价

刘平兰

(中国石油化工股份有限公司 江苏油田分公司 地质科学研究院, 江苏 扬州 225009)

**摘要:**苏北海安凹陷泰州组烃源岩质量、勘探潜力问题紧紧困扰着地质工作者。在密集取样分析并结合前人分析化验资料的基础上,建立海安凹陷泰州组烃源岩地球化学剖面,对烃源岩进行综合评价,并用成因法对泰州组资源量进行预测。研究表明,泰州组二段中上部的暗色泥岩对油气成藏作用不大;泰州组二段底部的泥灰岩段泥岩、泥灰岩有机碳含量平均为 2.32%,干酪根为腐泥型和以腐泥为主的混合型,处于低成熟—成熟阶段,为一套优质烃源岩;海安凹陷剩余地质储量、可采储量分别为  $4.242 \times 10^4$  t,  $1.358 \times 10^4$  t,具有一定的勘探前景。

**关键词:**地球化学特征;烃源岩;评价;泰州组;海安凹陷;苏北盆地

**中图分类号:**TE122.1

**文献标识码:**A

## SOURCE ROCK EVALUATION OF TAIZHOU FORMATION IN HAIAN SAG, NORTHERN JIANGSU BASIN

Liu Pinglan

(Research Institute of Geological Sciences, Jiangsu Oil Field, SINOPEC, Yangzhou, Jiangsu 225009, China)

**Abstract:** Source rock quality and exploration potential of the Taizhou Formation in the Haian Sag of the Northern Jiangsu Basin have puzzled geologists. Based on sampling analyses, organic geochemical profile of the formation has been set up. Source rocks are evaluated and exploration potential is predicted. Dark mudstone in the middle and upper section of the 2nd member of Taizhou Formation is not very contributory for reservoir. As to mudstone and muddy limestone at the bottom of the 2nd member of Taizhou Formation, average organic carbon content is high (2.32%). Kerogen is sapropel type or mixed type mainly composed of sapropel. It is in the low maturity to maturity stage and is a set of excellent source rock. Reserve of the Haian Sag is  $4.242 \times 10^4$  t, and remnant recoverable reserve is  $1.358 \times 10^4$  t, indicating good exploration prospect.

**Key words:** geochemical characteristics; source rock; evaluation; Taizhou Formation; Haian Sag; Northern Jiangsu Basin

海安凹陷地处苏北盆地东台坳陷东南缘,北邻小海凸起,南接通扬隆起,西至梁垛低凸起、泰州凸起,东与勿南沙隆起相连,西北以北西向鼻状隆起与溱潼凹陷相隔,面积约  $3\,200\text{ km}^2$ 。包括孙家洼次凹、丰北次凹、富安次凹、新街次凹、海北次凹、曲塘次凹和海中断隆带<sup>[1~3]</sup>(图 1)。

泰州组成藏组合的勘探起步于 20 世纪 70 年代,但自发现梁垛、安丰油田以来长期裹足不前。近年来,随着海安新街次凹的不断发现,泰州组勘探迈上了新台阶,烃源岩评价的迫切性也愈加突出。笔者在密集取样分析并结合前人分析化验资

料的基础上,建立海安凹陷泰州组烃源岩地球化学剖面,对烃源岩进行综合评价,并用成因法对泰州组资源量进行预测。

### 1 沉积环境

泰州组是继仪征事件之后,在上白垩统浦口组、赤山组陆相碎屑岩基底上发育起来的坳陷盆地沉积,具有粗—细—粗、红—黑—红沉积特征,分上( $K_2t^2$ )、下( $K_2t^1$ )2段,总厚 150~400 m。下段砂砾岩、块状砂岩夹泥岩,厚 100~250 m;上段顶部为棕红色(或灰绿色)泥岩夹灰黑色泥岩和薄层粉

收稿日期:2009-01-21;修订日期:2009-06-10。

作者简介:刘平兰(1973—),女,工程师,主要从事油气地球化学研究。E-mail: liupl@joeco.com.cn。

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技开发部科技攻关项目(P05004)。

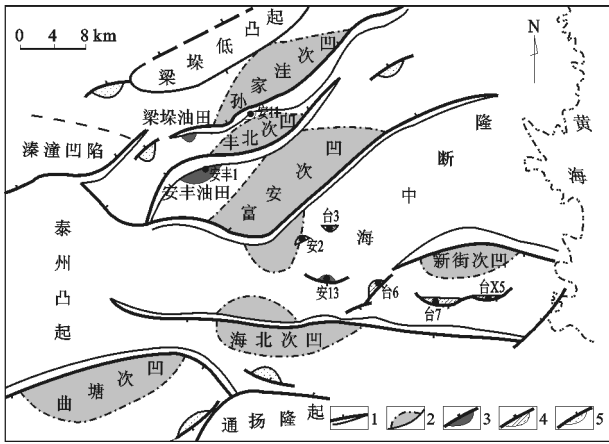


图 1 苏北盆地海安凹陷构造区划

- 1. 主要断层; 2. 成熟生油岩范围;
- 3. 探明油田; 4. 控制储量; 5. 含气构造

Fig. 1 Tectonic division of the Haian Sag, the Northern Jiangsu Basin

砂岩,中下部以灰黑色泥岩为主,间夹薄层泥灰岩,底部以灰质泥岩、泥灰岩为主,全段厚 80~150 m。生油岩位于泰二段底部,以灰质泥岩、泥灰岩为主<sup>[4,5]</sup>。

泰二段下部( $K_2t^{2(1)}$ )一般为深灰—灰黑色泥岩、泥灰岩、泥云岩夹薄层泥质灰岩、泥质白云岩,局部层段具有微细层理。微古化石(如介形虫及藻类)十分发育。局部含有碱性方沸石,表明为碱性沉积环境下的产物。

## 2 地球化学特征

为进行烃源岩合理定量评价,对台 X9、堡 1 和安 6 井密集采样,即每 20~30 cm 采集 1 个有机碳、热解、微量元素分析,每 50~80 cm 采集 1 个有机碳、热解、沥青抽提、饱和烃色谱分析,结合前人研究成果,建立海安凹陷泰州组烃源岩标准地化剖面(图 2)<sup>[4]</sup>。

### 2.1 有机质丰度

海安凹陷泰二段有机质丰度纵向分布具有明显的分段性(图 2,表 1)。泰二段中上部几乎不存在“好”、“极好”生油岩,泥岩各项指标均偏低,多数达不到生油层“下限”标准,或者仅有机碳达标,可溶有机质或热解生烃潜量不能达标。而底部六尖峰段则截然相反,不仅有有机碳高,可溶有机质及热解生烃潜量也均较高。

海安凹陷泰二六尖峰段灰质泥岩、泥灰岩的有机碳、沥青“A”、烃含量、生烃潜力平均值分别为 2.32%,0.146 1%, $942 \times 10^{-6}$ ,13.52 mg/g,总体水平为“极好—好”生油岩。

海安凹陷泰二六尖峰段灰质泥岩、泥灰岩中“极好”生油岩占 40%~50%，“好”生油岩占 30%~40%，“较好”生油岩占 10%~20%，“差”和非生油岩约占 10%(图 3)。海安凹陷非六尖峰段泥岩如以有机碳为主衡量指标,“好”和“较好”生油岩约占

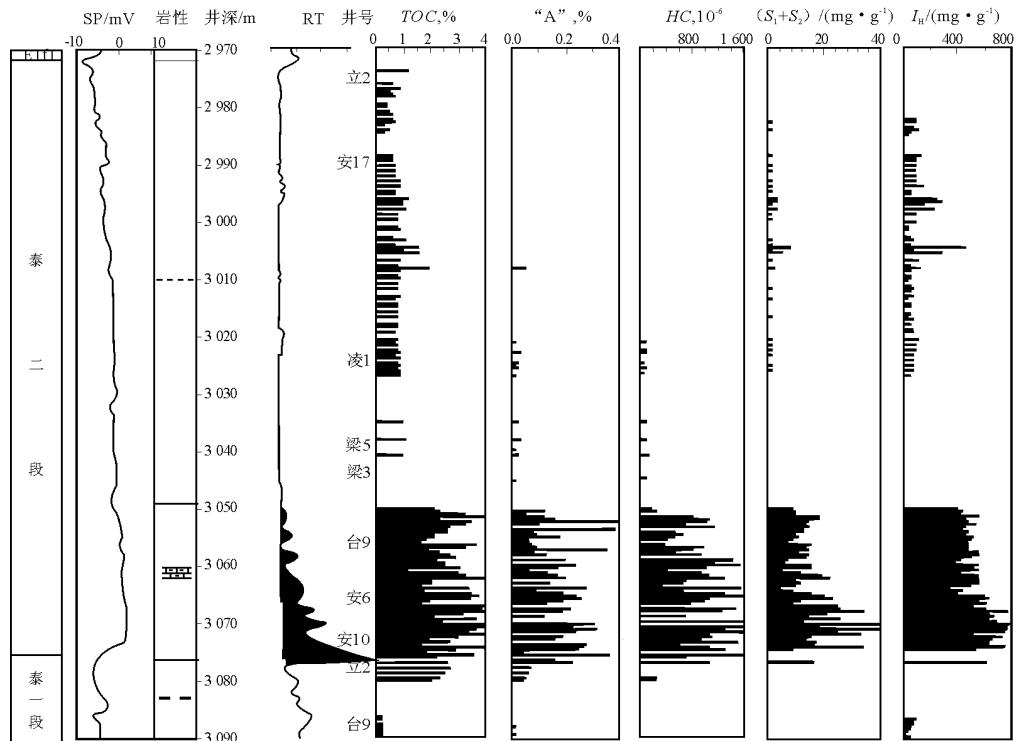


图 2 苏北盆地海安凹陷泰二段烃源岩有机地球化学综合评价<sup>[4]</sup>

Fig. 2 Geochemical assessment for source rocks of the second member of Taizhou Formation in the Haian Sag, the Northern Jiangsu Basin

表 1 苏北盆地海安凹陷泰二段有机质丰度评价

Table1 Evaluation of organic matter abundance for source rocks of the second member of Taizhou Formation in the Haian Sag, the Northern Jiangsu Basin

项目	六尖峰段	非六尖峰段
TOC, %	6.8~0.42 2.32(290)	1.86~0.06 0.88(236)
“A”, %	0.431 6~0.003 4 0.146 1(95)	0.276 1~0.001 3 0.020 2(82)
HC, 10 <sup>-6</sup>	3 209~15 942(81)	2 192~9 132(69)
(S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> )/ (mg·g <sup>-1</sup> )	46.2~0.27 13.52(278)	7.45~0.02 0.77(164)

注:表中分式含义为  $\frac{\text{最大值} \sim \text{最小值}}{\text{平均值}(\text{样品数})}$ 。

80%;但在强调可溶有机质和生烃潜能的情况下,“好”和“较好”生油岩不到 10%，“差”和非生油岩占 80%以上。

根据六尖峰段与非六尖峰段泥岩的显著差异,可以肯定,海安凹陷泰二底部六尖峰段灰质泥岩、泥灰岩是一套“优质”生油岩。其他层段的暗色泥岩主体属于“差”或非生油岩,偶见“好”生油岩夹层,成段性差,预计总厚度不超过 5 m,对成藏意义不大。

### 2.2 干酪根类型

大量热解氢指数— $T_{\max}$  分析资料显示,海安凹陷泰二六尖峰段与中上部非六尖峰段有机质类型有质的不同,前者主要是 I 型(腐泥型)、II<sub>1</sub> 型(以腐泥为主的混合型)干酪根;后者主要为 III 型(腐殖型)、少数 II<sub>2</sub> 型(以腐殖为主的混合型)、个别 II<sub>1</sub> 型干酪根(图 4)。III 型腐殖干酪根是以高等植物为母源、具一系列叠合芳香片结构的干酪根,产液态烃能力弱,总产烃能力低,以生气为主。

根据干酪根 H/C—O/C 原子比图(图 5)判别,泰

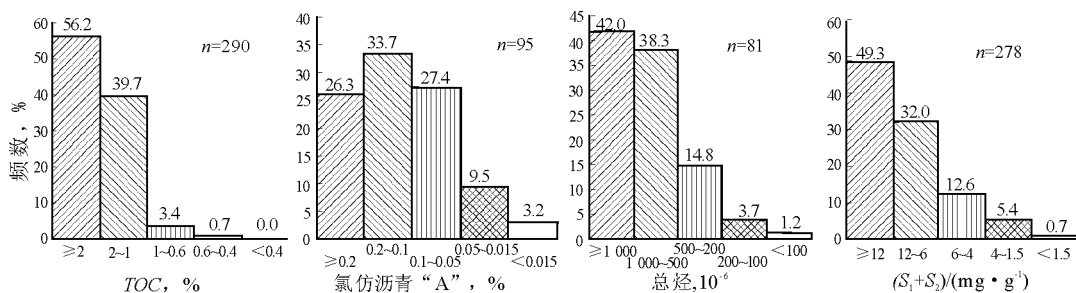


图 3 苏北盆地海安凹陷泰二段六尖峰段有机质丰度分布频数

Fig.3 Frequency diagram for organic matter abundance of six-sharp-peaks interval in the second member of Taizhou Formation in the Haian Sag, the Northern Jiangsu Basin

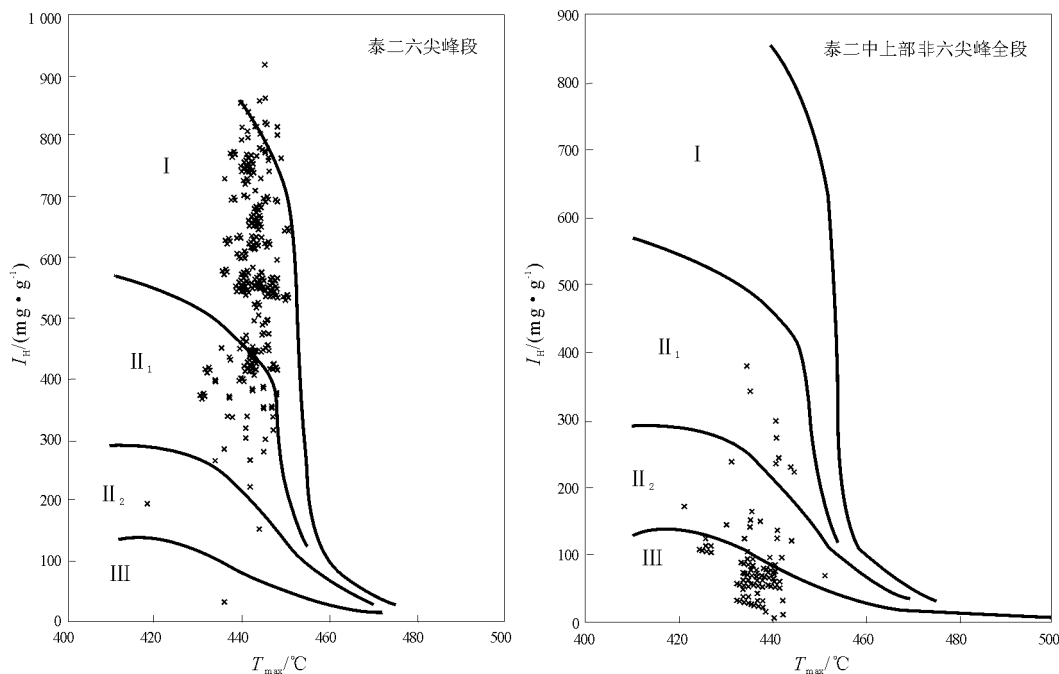


图 4 苏北盆地海安凹陷热解氢指数— $T_{\max}$  图版判别泰二段干酪根类型

Fig.4 Graph of  $I_H - T_{\max}$  of kerogen type in the second member of Taizhou Formation in the Haian Sag, the Northern Jiangsu Basin

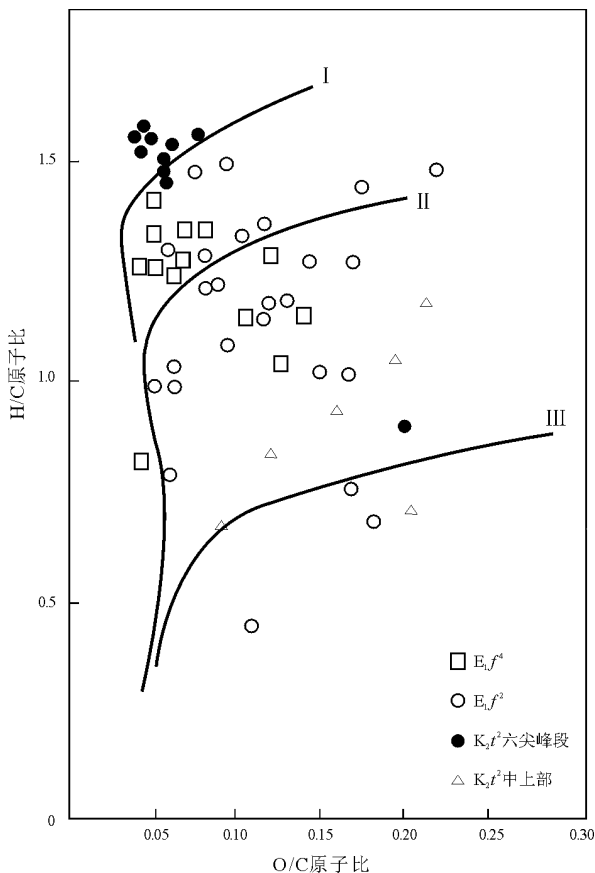


图 5 苏北盆地海安凹陷干酪根 H/C—O/C 图

Fig.5 Figure of H/C—O/C of kerogen in the second member of Taizhou Formation in the Haian Sag, the Northern Jiangsu Basin

二六尖峰段干酪根主体为腐泥干酪根,其 H/C 原子比甚至高于阜二段生油岩;泰二中上部非六尖峰段泥岩为腐殖和以腐殖为主的混合型干酪根。

从沥青族组成看,泰二六尖峰段沥青族组成显示饱和烃高、饱芳和及饱芳比高、芳烃、沥青质低的腐泥生油岩特征(图 6),氢指数、降解率、沥青质、饱和烃、芳烃、饱芳比平均值分别为 506.35,45.92%,5.05%,43.04%,16.88%,2.55;而泰二中上部非六尖峰段泥岩显示饱和烃低、饱芳和及饱芳比低、芳烃、沥青质高的腐殖型特征。氢指数、降解率、沥青质、饱和烃、芳烃、饱芳比平均值分别为 72.38,6.04%,29.91%,17.96%,20.68%,0.87。

综合以上资料认为,海安凹陷泰二段六尖峰段生油岩属于腐泥型和以腐泥为主的混合型干酪根;海安凹陷非六尖峰段泰二段泥岩主体为腐殖型干酪根,偶见以腐泥为主的混合型干酪根,少量以腐殖为主的混合型干酪根。

### 2.3 烃源岩成熟度

海安凹陷泰州组源岩  $R_o$  为 0.5%~0.8%,主体处于低成熟阶段,少部分处于成熟阶段。根据本

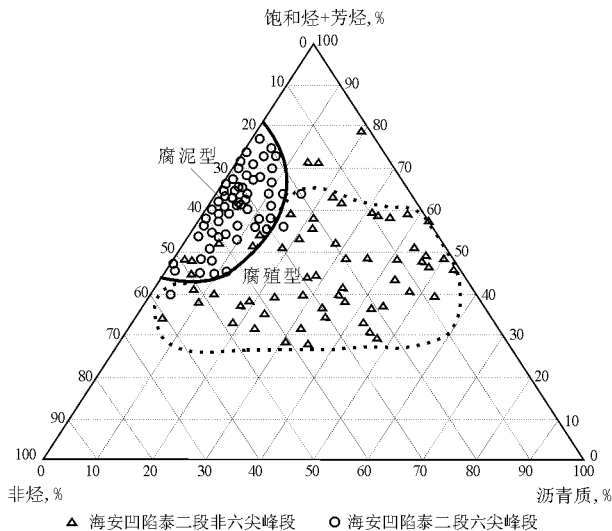


图 6 苏北盆地海安凹陷泰二段泥岩沥青族组成

Fig.6 Triangle graph of various organic solvent extractions of source rocks in the second member of Taizhou Formation in the Haian Sag, the Northern Jiangsu Basin

区  $R_o$  与甾烷成熟度参数  $[aaa - C_{29} 20S / (20S + 20R)]$  的对应关系,海安凹陷泰二段烃源岩甾烷成熟度参数值主要分布在 0.1~0.4 之间,表明烃源岩总体处于低成熟阶段,部分成熟,与镜质体反射率的分析结果一致<sup>[4]</sup>。

## 3 资源潜力

油气资源评价已成为油气勘探决策分析中必不可少的工作,目前评价方法有多种,基本方法大致分为:成因法、统计法、类比法和专家经验法<sup>[6~9]</sup>。国内以往侧重于成因法,但是随着油气勘探的不断深入,近几年来统计法和类比法被广泛应用<sup>[10,11]</sup>。本文主要应用成因法,对海安凹陷泰州组油气远景资源、地质资源和可采资源潜力进行综合评价,以满足不同勘探阶段和不同风格决策层的需要。

海安凹陷生油量为  $4.0187 \times 10^8$  t,远景资源量为  $6.063 \times 10^4$  t,期望地质资源量为  $4.961 \times 10^4$  t,剩余地质资源量为  $4.242 \times 10^4$  t,期望可采储量为  $1.488 \times 10^4$  t,剩余可采储量为  $1.358 \times 10^4$  t(表 2)。具有一定的勘探前景。

## 4 结论

1)海安凹陷泰州组烃源岩主要是泰州组二段底部的泥灰岩段,其中上部的暗色泥岩对油气成藏作用不大。

2)泰州组二段底部的泥灰岩段泥岩、泥灰岩有机碳含量平均为 2.32%,干酪根为腐泥型和以腐泥为主的混合型,处于低成熟—成熟阶段,为一套

表 2 苏北盆地海安凹陷泰州组石油资源评价结果汇总

Table 2 Resource evaluation for the Taizhou Formation of the Haian Sag, the Northern Jiangsu Basin

评价单元 名称	面积/ km <sup>2</sup>	远景 资源量/ 10 <sup>4</sup> t	石油地质资源/10 <sup>4</sup> t									石油可采资源/10 <sup>4</sup> t					
			探明 储量	地质资源量			待发现地质资源			可采 储量	可采资源量			待发现可采资源量			
				95%	期望	5%	95%	期望	5%		95%	期望	5%				
A	308	479	0	171	392	622	171	392	622	0	51	118	187	51	118	187	
B	151	345	96	123	282	448	27	186	352	5.0	37	85	134	32	80	129	
C	347	1 163	284	348	796	1 264	64	512	980	70.1	104	239	379	34	169	309	
D	183	188	0	50	114	182	50	114	182	0	15	34	54	15	34	54	
E	1 009	1 030	64	335	766	1 216	271	702	1 152	0	100	230	365	100	230	365	
F	354	917	175	329	754	1 196	154	579	1 021	35.2	99	226	359	64	191	324	
G	518	1 001	100	388	889	1 411	288	789	1 311	0	116	267	423	116	267	423	
H	507	941	0	423	969	1 538	423	969	1 538	20.0	127	291	461	107	271	441	
小计	3 378	6 063	719	2 168	4 961	7 877	1 449	4 242	7 158	130.3	650	1 488	2 363	520	1 358	2 233	

优质烃源岩。

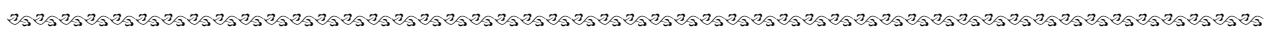
3)海安凹陷远景资源量为 6 063 × 10<sup>4</sup> t, 期望地质资源量为 4 961 × 10<sup>4</sup> t, 剩余地质资源量为 4 242 × 10<sup>4</sup> t, 期望可采储量为 1 488 × 10<sup>4</sup> t, 剩余可采储量为 1 358 × 10<sup>4</sup> t, 具有一定的勘探前景。

参考文献:

- 1 朱建辉, 徐旭辉. 苏北盆地海安凹陷曲塘—李堡地区新生代演化 and 油气响应评价[J]. 石油实验地质, 2005, 27(2): 138~143
- 2 祝厚勤, 刘平兰, 庞雄奇. 生烃潜力法研究烃源岩排烃特征的原理及应用[J]. 中国石油勘探, 2008, 56(3): 5~9
- 3 任红民, 陈莉琼, 王文军等. 苏北盆地晚白垩世泰州组原型盆地恢复[J]. 石油实验地质, 2008, 30(1): 52~57
- 4 陈安定, 宋宁, 王文军. 苏北盆地地上白垩统泰州组烃源层评价[J]. 中国海上油气, 2008, 20(1): 28~33

- 5 陈安定. 苏北盆地油源判别指标研究[J]. 石油实验地质, 2007, 29(4): 397~401
- 6 解国军, 金之钧, 肖焕钦等. 成熟探区未发现油藏规模预测[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 16~18
- 7 金之钧, 张金川. 油气资源评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999
- 8 金之钧, 张金川. 油气资源评价方法的基本原则[J]. 石油学报, 2002, 23(1): 19~23
- 9 Meneley R A, Calverley A E, Logan K G, et al. Resource assessment methodologies: Current status and future direction[J]. AAPG Bulletin, 2003, 87(4): 535~540
- 10 金之钧. 五种基本油气藏规模概率分布模型比较研究及其意义[J]. 石油学报, 1995, 16(3): 6~13
- 11 周总瑛. 我国油气资源评价现状与存在问题[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(5): 450~453

(编辑 韩 或)



(上接第 388 页)

- 10 黄海平, 杨杰, Larter S R. 生物降解作用对储层抽提物中多甲基取代萘分布的影响[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2003, 28(3): 183~194
- 11 李景贵. 海相碳酸盐岩二苯并噻吩类化合物成熟度参数研究进展与展望[J]. 沉积学报, 2000, 18(3): 480~483
- 12 陈致林, 李素娟, 王忠. 低一中成熟演化阶段芳烃成熟度指标的研究[J]. 沉积学报, 1997, 15(2): 192~197
- 13 李林强, 林千子. 利用芳烃化合物研究东淮凹陷西斜坡地区原油成熟度[J]. 沉积学报, 2005, 22(2): 361~365
- 14 罗健, 程克明, 付立新等. 烷基二苯并噻吩——烃源岩热演化新指标[J]. 石油学报, 2001, 22(3): 27~31
- 15 魏志彬, 张大江, 张传禄等. 甲基二苯并噻吩分布指数(MD-BI)作为烃源岩成熟度标尺的探讨[J]. 地球化学, 2001, 30(3): 242~247

- 16 Milner C W D, Rogers M A, Evans C R. Petroleum transformations in reservoirs [J]. Journal of Geochemical Exploration, 1977, 7: 101~153
- 17 Hughes W B. Use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliclastic sources[A]. In: Palacas J B, ed. Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks, AAPG Studies in Geology 18[M]. Tulsa: AAPG, 1984. 181~196
- 18 Chakhmakhev A, Suzuki M, Takayama K. Distribution of alkylated dibenzothiophenes in petroleum as a tool for maturity assessments [J]. Organic Geochemistry, 1997, 26(7): 483~490
- 19 段传丽, 陈践发. 生物降解原油的地球化学特征及其意义[J]. 天然气地球化学, 2007, 18(2): 278~283

(编辑 黄 娟)