

江汉盆地地下第三系烃源岩有机岩石学研究

马安来^{1,2}, 李贤庆¹, 包建平¹, 熊波¹

(1. 江汉石油学院 地球化学研究中心, 湖北 荆州 434102; 2. 中国石油 勘探开发科学研究院, 北京 100083)

摘要: 作者采用有机岩石学全岩分析技术, 系统研究了江汉盆地地下第三系烃源岩的显微组分组成、生烃组分及有机质热演化。江汉盆地烃源岩形态显微组分含量明显偏低, 平均仅占全岩体积的 1.5%。显微组分组成中富含腐泥组, 相对发育镜质组和壳质组, 贫惰性组。有机质类型多为 ⑥、iv 型。藻类体、矿物沥青基质是该区主要生烃组分。文中利用镜质体反射率 R_o 及富氢组分和非烃馏分的荧光参数探讨了江汉盆地烃源岩有机质演化特征, 提出了有机质的热演化阶段的划分方案。

关键词: 显微组分; 热演化; 生烃组分; 有机岩石学; 江汉盆地

中图分类号: TE122. 1

文献标识码: A

江汉盆地位于湖北省江汉平原的中部, 面积为 28 000km², 为白垩—第三纪发展起来的拉张断陷盆地。盆地可进一步分为潜江、小板、江陵、沔阳和云应凹陷。

江汉盆地地下第三系自下而上分别为沙市组、新沟嘴组、荆沙组、潜江组和荆河镇组。目前江汉盆地发现的低熟原油主要源于下第三系潜江组和新沟嘴组。潜江组为一套咸、淡频繁交替的石膏、盐岩与泥岩夹砂岩的韵律沉积, 构成典型的咸水生油建造, 自下而上分为潜一段(E_q^1)、潜二段(E_q^2)、潜三段(E_q^3)和潜四段(E_q^4)。新沟嘴组(E_x)为一套以咸水一半咸水浅湖相为主的红、灰交互的砂、泥岩沉积。

分析样品采自潜江凹陷下第三系(主要是潜江组)暗色泥岩、钙芒硝泥岩及油页岩, 埋深范围为 703~ 2 780m。将样品破碎至 1.0mm 左右, 按四分法缩分适量样品, 与环氧树脂胶结成粉砖光片, 经磨光、抛光等工序制成全岩光片。显微组分统计、镜质

体反射率 R_o 测量、显微组分和非烃馏分的荧光参数测量均在 MPV- ⑥型显微光度计上完成, 实验条件和测试方法参见文献^[1]。

1 全岩显微组分组成

镜鉴统计结果表明, 江汉盆地地下第三系烃源岩显微组分总的体积分数(不含矿物沥青基质)的分布范围为 0.4%~ 8.3%, 平均为 1.5%。与我国东部其它一些第三系低熟烃源岩相比, 江汉盆地烃源岩中形态显微组分含量明显偏低, 文献表明我国东部含油气盆地地下第三系低熟烃源岩形态显微组分的全岩体积分数在 2%~ 10% 之间^[2]。从各层段来看, 显微组分总的体积分数存在一定的差异(表 1), 显微组分总的体积分数以新沟嘴组、潜三段烃源岩最高, 平均为全岩体积的 1.9%~ 2.2%; 其次为潜二段和潜一段烃源岩, 平均含量为 1.5%、1.4%; 潜四段烃源岩最低, 为 1.2%。

表 1 江汉盆地各层段烃源岩显微组分含量与组成比较

Table 1 Comparison of maceral contents and composition in the source rock of different stratohorizons in the Jianghan Basin

层位	样品数/ 个	显微组分/ %	(壳质组+ 腐泥组)/%	显微组分相对组成/%				(壳质组+ 腐泥组) 相对组成/%			矿物沥青 基质含量/%
				镜质组	惰性组	壳质组	腐泥组	藻类体	孢子体	其它	
E_q^1	14	14	1.1	32	2	24	42	62	12	26	39.8
E_q^2	13	1.5	1.3	20	2	23	55	69	12	19	47.7
E_q^3	9	1.9	1.5	28	1	28	43	59	13	8	37.0
E_q^4	12	1.2	0.9	29	1	34	36	48	22	30	37.4
E_x	2	2.2	0.9	47	5	9	39	73	22	5	38.6

收稿日期: 2001- 04- 10; 修订日期: 2002- 06- 11.

基金项目: 中国石油天然气总公司“九五”科技攻关项目(96006- 07- 02).

作者简介: 马安来(1969-), 男(汉族), 安徽淮南人, 讲师、博士生, 主要从事有机岩石学和石油地球化学的研究与教学工作.

江汉盆地烃源岩显微组分组成中明显具有惰性组分贫乏的特点。镜质组、壳质组和腐泥组三者间不同的比例反映了其有机质生源上的差异。在显微组分组成三角图(图1)上,约有40%的样品落入了腐泥组为50%~85%、镜质组和惰性组为0~50%、壳质组为0~50%的区域内,显示了藻类等水生生物占优势的特点,有机质类型多为iv型;另有约60%的样品落入了“镜质组+惰性组”为10%~80%、壳质组为10%~60%、腐泥组为10%~50%的区域内,具有高等植物与低等水生生物混源的特点,有机质类型多为⊖型。

在显微组分组成上,各层段烃源岩尚存在一定的差异(表1)。潜二段烃源岩显微组分组成上富含腐泥组和壳质组,其含量可占内组成的78%,其中腐泥组含量大于50%,表明其有机质类型多为iv型;而潜三、潜一段烃源岩腐泥组含量接近,但潜三段壳质组含量大于潜一段,其有机质类型稍优于潜一段;潜四段烃源岩“壳质组+腐泥组”含量低,因而其类型相对较差;新沟嘴组烃源岩因样品量少,欠代表性,但其镜质组含量近50%,壳质组含量小于10%,表明其有机质类型劣于潜江组。

需要指出的是,江汉盆地烃源岩中广泛分布着矿物沥青基质,且含量分布并不均衡。就层位而言,矿物沥青基质含量以潜二段和潜一段烃源岩中最高,其平均含量分别为47.7%和39.8%。

2 生烃组剖析

江汉盆地下第三系烃源岩显微组分中壳质组和腐泥组构成了形态显微组分的主体,其含量占全岩

体积的0~7.8%,平均为1.2%,主频分布范围为0.4%~1.6%。从层位上来说,“壳质组+腐泥组”含量以潜三段烃源岩最高,为1.5%;其次为潜二段和潜一段,分别为1.3%和1.1%;潜四段和新沟嘴组烃源岩“壳质组+腐泥组”含量最低,仅占全岩体积的0.9%。

江汉盆地烃源岩壳质组和腐泥组显微组分(不包含矿物沥青基质)中,以藻类体为主要的显微组分,孢子体和壳屑体为常见组分,角质体等富氢组分为次要组分。如图2所示,约有80%的样品落入了藻类体占50%~100%、孢子体占0~50%、其它富氢组分(主要是壳屑体)占0~50%的区域内。

江汉盆地烃源岩“壳质组+腐泥组”中富含藻类体显微组分可以从表1得到进一步证实。各层段烃源岩“壳质组+腐泥组”含量中均以藻类体显微组分占优势(含量一般大于50%)。事实上,壳屑体乃是“形态”壳质组和腐泥组显微组分(如藻类体、孢子体、树脂体、角质体等)机械破碎和经生物化学降解的产物。江汉盆地烃源岩中角质体、树脂体等其它富氢显微组分含量一般较少(表1),不足以形成数量较多的壳屑体。从数量和成因的角度来考虑,江汉盆地烃源岩中的壳屑体绝大多数来源于藻类体;显微镜下也屡屡见到壳屑体与藻类体共生的情形。因此,藻类体是江汉盆地烃源岩中重要的生烃组分。江汉盆地烃源岩中形态富氢组分在沉积-成岩过程中可能经历了一定程度的机械破碎和生物降解从而产生了一定数量的壳屑体,而且相当一部分可能以亚显微级的细小颗粒混入矿物基质中,成为发荧光的矿物沥青基质。矿物沥青基质中所隐含的有机质的数量虽然不能直接检测,但大量的研究表明^[2],

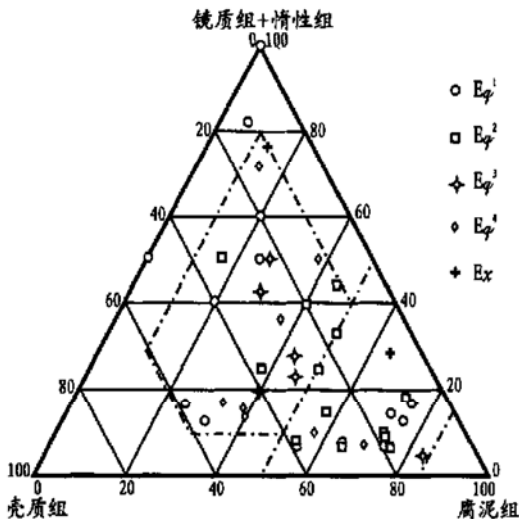


图1 江汉盆地下第三系烃源岩显微组分组成三角图
Fig. 1 Triangular diagram of maceral composition in the Lower Tertiary source rock of the Jiangnan Basin

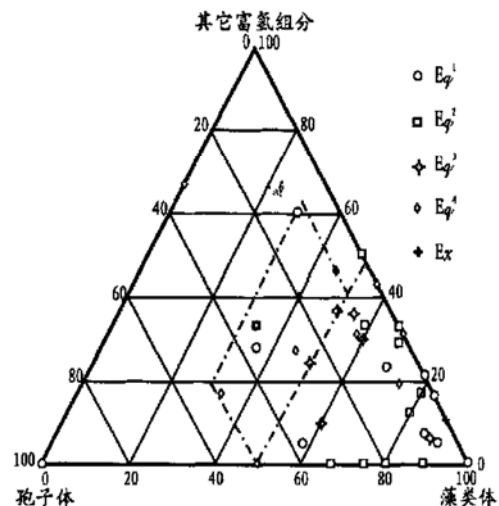


图2 江汉盆地下第三系烃源岩“壳质组+腐泥组”内组成三角图
Fig. 2 Triangular diagram of exinite and sapropelite internal composition in the Lower Tertiary source rock of the Jiangnan Basin

矿物沥青基质往往是干酪根中无定形组分的重要来源,两者之间成明显的正相关关系。

江汉盆地烃源岩矿物沥青基质中隐含的有机质数量可以从下面的公式中得以证实^[3]:

$$TOC = 0.5 \times TMC \times n$$

式中: TOC 为折算有机碳含量, TMC 为显微组分含量, n 为显微组分碳含量。在低成熟阶段,显微组分碳含量为 70%,据此可以换算出江汉盆地各层段烃源岩中有机碳的平均值。通过与实际测量值相比较,发现折算有机碳只占实测有机碳的 19%~45% (表 2);换句话说,江汉盆地烃源岩中形态显微组分只占总有机质的 19%~45%,一半以上的有机质是隐含在矿物沥青基质中的。

Largeau 等^[4]运用透射电镜对前寒武纪中新世的 40 个低成熟 iv、㊟型干酪根中无定形的有机质进行了研究,结果表明有 22 个样品中发现了超微纹层,有些样品几乎全由超微纹层所组成。他们将这此超微纹层解释为藻类抗分解的外壁,从而解释了 iv、㊟型干酪根中无定形体与藻类之间的内在成因联系。江汉盆地烃源岩中屡屡可见矿物沥青基质与藻类体密切共生的情形,表明矿物沥青基质同样与藻类体、细菌等微生物之间存在着千丝万缕的联系,生物标志物研究为之提供了证据。因此无论是从数量上还是从质量上来说,矿物沥青基质都是值得重视的生烃组分。

值得注意的是,江汉盆地烃源岩中发现了数量不多的“次生”显微组分,如渗出沥青体、固体沥青等。渗出沥青体多以裂隙、胞腔充填物形式出现,形状不规则。“次生”显微组分的出现从有机岩石学角度证明了江汉盆地低熟烃源岩具有生成液态烃的能

表 2 江汉盆地各层段烃源岩有机碳含量

Table 2 TOC content in the source rock of different stratohorizons in the Jiangnan Basin

层位	显微组分含量/%	实测有机碳/%	折算有机碳/%	折算有机碳占实测有机碳比例/%
Eq ¹	1.4	2.13	0.49	23
Eq ²	1.5	2.01	0.53	26
Eq ³	1.9	1.45	0.65	45
Eq ⁴	1.2	2.25	0.42	19
Ex	2.2	1.83	0.77	42

力。特别是渗出沥青体,类似于“运移沥青”,它是石油发生初次运移后残留的重质馏分,是目前公认的显微组分成烃及烃类运移的岩石学证据^[5]。

3 有机质热演化

镜质组反射率 R_o 和孢子体荧光参数均是表征有机质热演化的重要指标^[1,2]。图 3 表示了江汉盆地烃源岩镜质组反射率 R_o 和孢子体荧光参数 (λ_{max} 、 Q 和 I_{546}) 随埋深的变化。总体而言,随埋深的加大,镜质组反射率 R_o 增加,孢子体最大荧光波长 λ_{max} “红移”,红绿商 Q 值加大,相对荧光强度 I_{546} 减弱。从图 3 中可以看出,江汉盆地烃源岩有机质热演化在横向上存在较强的不均衡性。虽然同一口井烃源岩随埋深的增加有机质成熟度呈有规律的增加,但不同构造部位(或钻孔)之间存在差异成熟现象,相同埋深的有机质其成熟度不同。虽同属潜江凹陷,王 4-2² 井在埋深为 976.5m 时镜质组反射率为 0.45%,而明钾 1 井烃源岩在埋深为 2181m 时镜质组反射率为 0.45%,两者之间存在 1200m 的差异;这种差异同样也表现在孢子体荧光参数随

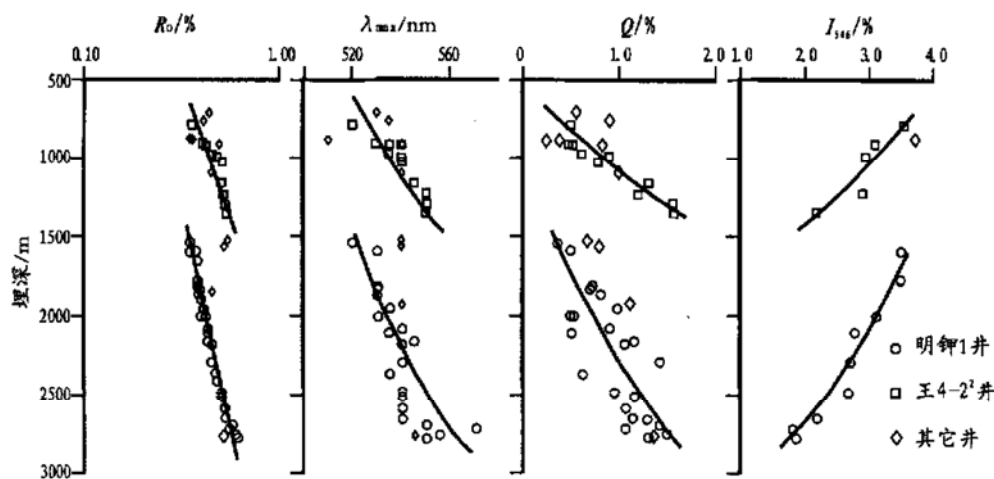


图 3 江汉盆地烃源岩镜质组反射率 R_o 、孢子体荧光参数随埋深的变化

Fig. 3 Changes of vitrinite reflectance and sporophyte fluorescence parameters with burial depth for source rock in the Jiangnan Basin

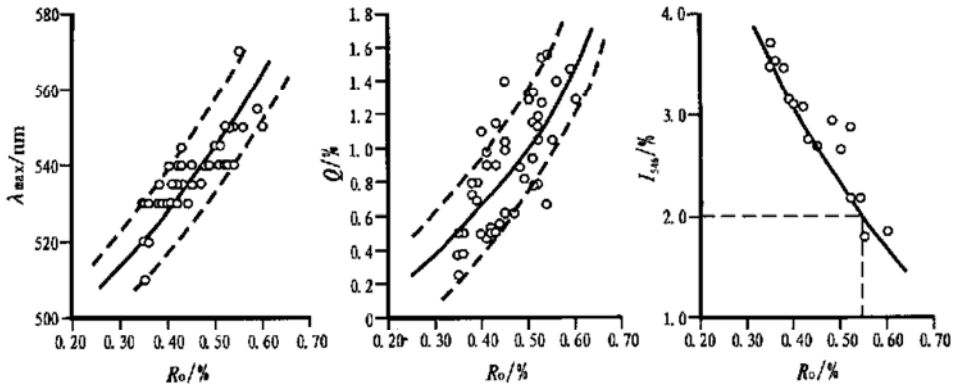


图4 江汉盆地烃源岩孢子体荧光参数与镜质体反射率之间的关系

Fig. 4 Relationship between sporophyte fluorescence parameters and vitrinite reflectance for source rock in the Jiangnan Basin

埋深的变化上。这表明,富氢组分荧光参数在表征有机质早期成熟演化上有着特殊的指示意义。从江汉盆地烃源岩孢子体荧光参数与镜质体反射率之间的关系(图4)也可以看出,随 R_o 的增加,孢子体荧光光谱参数 λ_{max} 、 Q 值增加,相对荧光强度 I_{546} 不断降低,从而进一步说明了孢子体荧光参数作为有机质成熟度指标的有效性。

江汉盆地烃源岩有机质热演化可以从明钾1井烃源岩非烃馏分的荧光光谱中得到进一步的证实(图5)。随有机质演化程度的增加,非烃馏分荧光光谱红移, λ_{max} 、 Q 值加大。当埋深为2 292m时,镜质体反射率为0.45%,在荧光光谱630~650nm处出现一小“突起”(“次生荧光峰”);当埋深为2 588m时, R_o 值为0.52%, λ_{max} 值已达650nm,当埋深为2 700m时, R_o 为0.55%, λ_{max} 迁移到680nm。此后,荧光最大波长不再红移,虽然红光比例仍在加大;进一步演化,其组成结构变得异常复杂而导致荧光淬灭。综上所述,提出了江汉盆地第三系烃源岩有机质演化阶段的划分方案(表3),其中阶段iv对应于未成熟—低熟阶段,阶段㊟对应于有机质的成熟阶段。两个阶段的划分是以镜质组反射率 $R_o = 0.55\%$ 为界,这不仅与江汉盆地烃源岩孢子体、非烃馏分荧光参数变化一致(如孢子体相对荧光强度减弱“先急后缓”,非烃荧光光谱停止红移),同时也

与可溶有机质热模拟实验是一致的[如在温阶200℃($R_o \leq 0.55\%$),可溶有机质发生“两极分化”,一方面缩合形成分子量更大的不溶有机质,另一方面又脱杂原子官能团作用生成分子量更小的烃类^[6]]。

4 结论

a) 江汉盆地第三系烃源岩以混合型和腐泥型有机质为主,在显微组分组成中富含腐泥组,贫惰性组,相对发育镜质组和壳质组。潜二段烃源岩比其

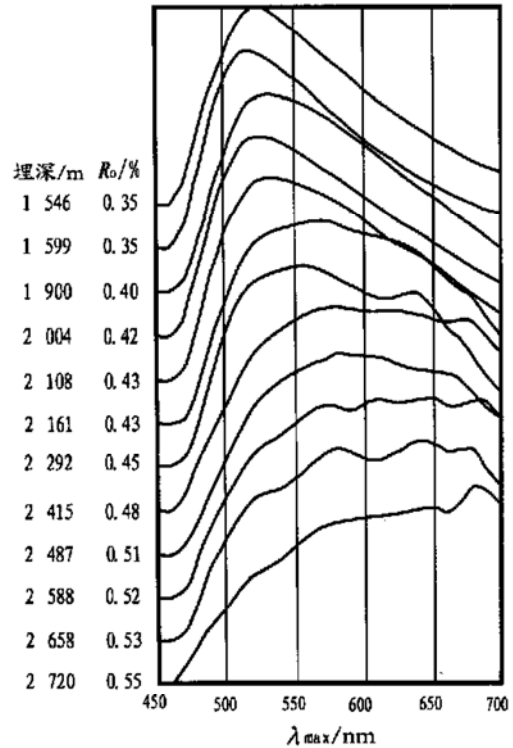


图5 明钾1井烃源岩非烃馏分荧光光谱随埋深的变化
Fig. 5 Changes of fluorescence spectrums with depth for the non-hydrocarbon fractions of source rock in the Mingjia # 1 well

表3 江汉盆地第三系烃源岩有机质热演化划分方案
Table 3 Classification scheme of thermal evolution for the organic matter of source rock in the Jiangnan Basin

演化阶段	烃类生成阶段	$R_o/\%$	孢子体荧光参数			非烃荧光参数	
			λ_{max}	Q	I_{546}	λ_{max}	Q
阶段iv	未熟—低熟	0.35	510	0.3	3.7	510	0.2
		0.55	550	1.2	2.0	680	1.2
阶段㊟	成熟	0.55 1.3	荧光淬灭		荧光淬灭		

它层段烃源岩富含较多的壳质组和腐泥组含量, 类型相对较好。

b) 江汉盆地第三系烃源岩中富含藻类体, 是江汉盆地未熟—低熟油的主要生烃母质。矿物沥青基质是值得重视的生烃母质。

c) 利用镜质体反射率 R_o 及孢子体和非烃馏分的荧光参数探讨了江汉盆地第三系烃源岩有机质的热演化特征, 提出了有机质热演化阶段的划分方案, 认为有机质未熟—低熟与成熟阶段的划分界线出现在 R_o 为 0.55% 处。

参考文献:

[1] 李贤庆, 马安来, 钟宁宁. 烃源岩有机岩石学研究方法与应用 [M], 重庆: 重庆大学出版社, 1997. 16– 29.

- [2] 王铁冠, 钟宁宁, 侯读杰, 等. 低熟油气形成机理与分布 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995. 20– 40.
- [3] Smyth M, Cook A C, Philp R P. Birkhead revised: petrological and geochemical studies of the Birkhead formation, Eromanga Basin [J]. APEA, 1984, 24(1): 230– 242.
- [4] Largeau C, Derenne S, Casadevall E, et al. Occurrence and origin of “ultralaminar” structures in “amorphous” kerogen of various source rocks and oil shale [J]. Organic Geochemistry, 1990, 16(4– 6): 889– 895.
- [5] Zhao S Q, Zhong N N, Xiong B, et al. Organic geochemistry and coal petrology of Tertiary coal in Zhoujing mine, Baise basin, South China: (iv) Occurrence and significance of exudatinite [J]. Fuel, 1990, 69(1): 4– 11.
- [6] 王培荣, 陈奇, 何文祥, 等. 未熟—低熟阶段有机质的“两极分化”作用——低温低压加水热模拟实验 [J], 科学通报, 1999, 44(2): 208– 211.

STUDY ON THE ORGANIC PETROLOGY OF THE LOWER TERTIARY SOURCE ROCK IN THE JIANGHAN BASIN

MA An-lai^{1,2}, LI Xi-an-qing¹, BAO Jian-ping¹, XIONG Bo¹

(1. Geochemical Research Center, Jianghan Petroleum College, Jingzhou, Hubei 434102, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China)

Abstract: The bulk-rock analysis technology of organic petrology was used in this paper to systematically study the maceral composition, hydrocarbon-generating components and organic thermal-evolution of the Lower Tertiary source rock in the Jianghan Basin. The morphologic maceral content of source rock in the Jianghan Basin is apparently on the low side. On an average, it only takes 1.5 percent of the whole-rock volume. Sapropelite is rich in the maceral composition, vitrinite and exinite are relatively developed, and inertinite is poor. The organic matter is dominated by E and iv types. Alginite and mineral bituminous matrix are the main hydrocarbon-generating components of this area. By using vitrinite reflectance and the fluorescence parameters of hydrogen-enriched components and non-hydrocarbon fractions, the evolutionary characteristics of organic matter in the source rock of the Jianghan Basin were discussed, and the classification scheme of thermal-evolutionary stages for the organic matter was suggested.

Key words: maceral; thermal evolution; hydrocarbon-generating component; organic petrology; the Jianghan Basin

(continued from page 366)

Abstract: Natural gas is not only originated from kerogen cracking, but also from oil cracking. For type iv or E kerogen, most of natural gas is derived from cracking of oil generated from source rock during oil generation peak, only part of natural gas is originated from kerogen cracking directly. Genetic identification of kerogen and oil cracked gases is very important for the study of natural gas sources and area exploration evaluation, especially for high maturity areas. Natural gas genesis in the North and Central Tarim was studied according to $\ln(C_2/C_3)$ and $(\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3)$ of gas composition. The results showed that dry gas in the North Tarim is mainly kerogen-cracked gas, and gas in the Central Tarim is mainly oil-cracked one.

Key words: genetic identification; kerogen-cracked gas; oil-cracked gas; the Tarim Basin