DOI:10.3969/j.issn.1672-9854.2012.01.005 文章编号:1672-9854(2012)-01-0029-06

东尼日尔盆地 Tenere 坳陷上白垩统海相烃源岩评价及勘探潜力

刘 邦,潘校华,万仑坤,毛凤军,刘计国,程顶胜
(中国石油勘探开发研究院)

摘 要 东尼日尔盆地是中西非裂谷系中典型的中—新生代裂谷盆地。Tenere坳陷位于盆地西北部,包括西部凹陷、东Ⅰ凹陷和东Ⅱ凹陷。对Saha-1井上白垩统岩屑样品的分析揭示,干酪根显微组分以不发荧光或弱荧光的无定形体为主,岩石抽提物中C_{29}甾烷优势明显,说明该井上白垩统泥岩有机质输入以陆源植物为主。岩石热解分析表明上白垩统Yogou组泥岩大多数为中等—好烃源岩,有机质以Ⅱ$_2$-Ⅲ型为主,Donga组泥岩大部分为差—中等烃源岩,以Ⅲ型为主;岩石热解峰温指示烃源岩成熟门限深度为2300 m左右。生烃史模拟显示,Saha-1井Yogou组泥岩尚未开始生烃,Donga组在白垩纪末期开始生烃,下部已进入生气阶段。综合研究认为Tenere坳陷的西部凹陷勘探潜力较大,而东Ⅰ凹陷和东Ⅱ凹陷潜力有限。

关键词 东尼日尔盆地;Tenere 坳陷;上白垩统;海相地层;烃源岩评价;勘探潜力
中图分类号:TE112.115 **文献标识码**:A

1 概 况

东尼日尔盆地位于尼日尔东部,属西非裂谷系的北延部分,为一典型的中—新生代裂谷盆地,它包括 Termit、Tefidet、Tenere、Grein、Kafra 等五个坳陷(图 1),总面积近 13×10^4 km^2。

Tenere坳陷位于盆地西北部,南北长约300 km,东西宽约50~80 km,面积近2×10^4 km^2。自2008年勘探以来,在盆地南部的 Termit 坳陷已取得了一系列重大油气发现,证实了其良好的勘探潜力,但在 Tenere 坳陷仍未获规模发现,其油气资源潜力有待系统评价。此外,东尼日尔盆地形成于早白垩世南大西洋张裂的构造背景,早白垩世地层沉积于陆相沉积环境。微古生物学和地球化学研究表明该盆地在晚白

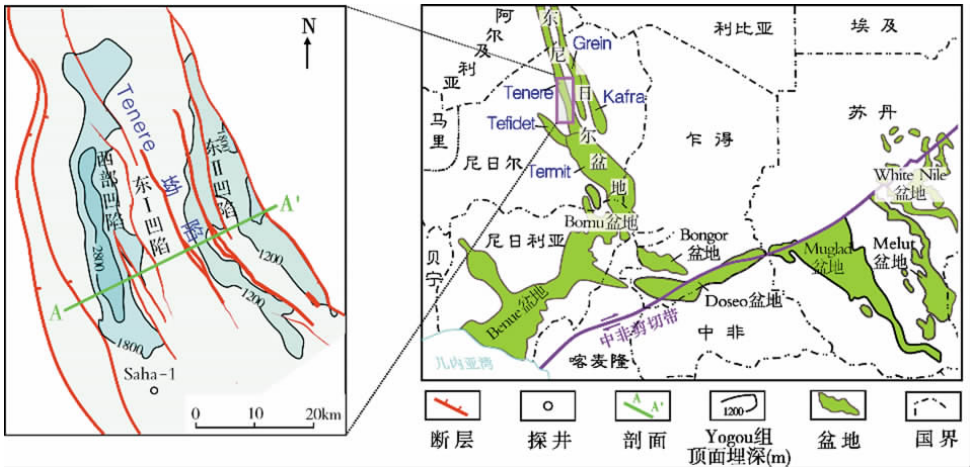


图 1 东尼日尔盆地 Tenere 坳陷 Yogou 组顶面构造图
A—A' 剖面见图 8

收稿日期:2011-07-11;改回日期:2011-09-09
基金项目:本文受"十一五"国家科技重大专项之课题"海外重点裂谷盆地油气成藏规律及目标优选"(编号:2008ZX05029-001)资助
刘邦:1983年生。现为中国石油勘探开发研究院博士研究生,从事石油地质和油气分布规律研究。通讯地址:100083 北京市海淀区学院路 20 号;电话:(010)83595250

© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

垩世发生过大规模海侵[1]，但到目前为止，还未见对东尼日尔盆地海相烃源岩研究的系统报道。本文以位于 Tenere 坳陷的一口预探井——Saha-1 井的钻井取心岩屑样品为研究对象，利用干酪根显微组分定量分析、岩石热解(Rock-Eval)、色谱-质谱、单井生烃史模拟等研究手段，探讨该区上白垩统海相烃源岩的有机质来源、丰度、类型、成熟度及生烃史，并在此研究基础上对各凹陷进行勘探潜力评价。

2 区域地质

东尼日尔盆地发育于前泛非期变质带基底之上，走向呈 NW—SE，呈长条形。地震、钻井、测井和古生物等资料显示，盆内地层从老到新主要有下白垩统、上白垩统、古近系、新近系(图 2)。盆地在早白垩世发生初始裂陷作用，形成一系列 NW—SE 向断层。

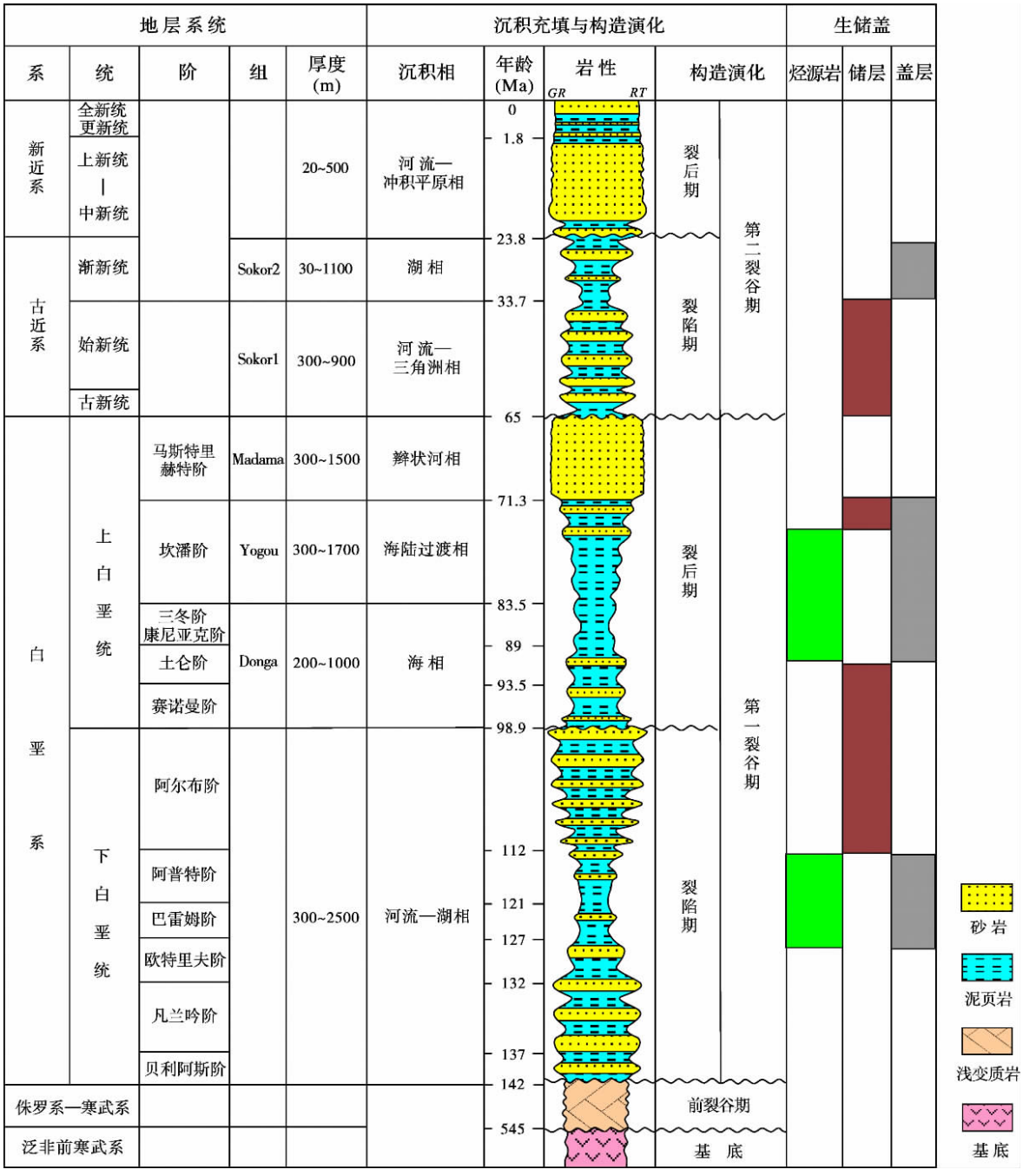


图 2 东尼日尔盆地综合地层柱状图

© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

下白垩统在靠近边界断层一侧沉积厚度最大(可达2 500 m),以陆相沉积为主,沉积相由粗粒扇三角洲和水下扇过渡至细粒三角洲和湖相。晚白垩世,盆地构造活动较弱,以热沉降为主,盆地沉降中心位于Termit坳陷Dinga凹陷的中部。

上白垩统自下而上可划分为Donga、Yogou和Madama三个组。其中,Donga组下部主要发育砂岩,向上砂质含量较少,泥质含量增多,中上部为灰色—黑色泥岩与粉砂岩、细砂岩互层。Yogou组以灰色—黑色厚层泥岩为主,在顶部发育中—细粒砂岩层,该组地层厚度介于300~1 700 m之间。Madama组为盆地广泛分布的厚层河流相砂岩,顶和底部夹少量泥质砂岩薄层(含煤线),该组地层厚度介于300~1 500 m之间。

古近纪,盆地再次发生裂陷作用,该时期主要沉积陆相地层,沉积中心位于Termit坳陷Dinga断阶带靠近Dinga凹陷一侧。根据岩性组合特征,Tenere坳陷古近系可划分为Sokor1和Sokor2组。Sokor1组在岩性上表现为砂泥岩互层,沉积相包括河流相、三角洲相、湖相等,厚度为300~900 m。Sokor2组以湖相泥岩为主,上部夹薄层砂岩。新近系岩性主要为河流相和冲积平原相砂砾岩。

Tenere坳陷具有明显的东西分带、南北分块的构造特征,可划分为西部凹陷、东Ⅰ凹陷和东Ⅱ凹陷三个构造单元。其中Saha-1井位于Tenere坳陷的西部凹陷(图1),取样范围包括上白垩统Yogou组和Donga组。

3 烃源岩地球化学

3.1 有机质来源

Saha-1井上白垩统泥岩岩屑样品微体古生物鉴定结果显示,样品中含有海相钙质超微、介形虫、沟鞭藻、有孔虫等化石,地球化学特征表现为具有高丰度的伽马蜡烷、β-胡萝卜烷,且指示海相沉积环境的标志物——甲藻甾烷丰富[1]。以上微体古生物分布和地球化学特征均表明晚白垩世地层沉积于海相环境。

Saha-1井泥岩样品的干酪根显微组分定量分析显示,类脂组在部分样品中常见,主要为树脂体、碎屑类质体,少量为孢子体,未见藻类体;镜质组和惰质组在部分样品中常见,各种显微组分基本见到;干酪根显微组分以无定形体为主,多数样品为不发荧光或弱荧光强度的无定形体,少量样品有中等和强荧光强度的无定形体(表1)。前人研究表明,在干酪根的未成熟—低成熟阶段,不同类型无定形体荧光光性存在差异。其中藻类无定形体具有中等—强荧光强度,而腐殖无定形体基本不发荧光或具弱荧光强度[2-3]。因Saha-1井上白垩统泥岩样品的有机质成熟度总体为低—中等(具体论证在下文中给出),故可确定主要样品的前身为陆生植物来源的腐殖型有机质。

前人研究表明,C_{27} 甾烷主要来源于藻类等低等水生植物,C_{29} 甾烷则主要源于陆源高等植物,C_{28} 甾烷在各种母质中均有分布[4-5]。Saha-1 井上白垩统海相泥岩样品抽提物在 C_{27}—C_{28}—C_{29} 规则甾烷三角图

表1 Saha-1井上白垩统海相泥岩样品干酪根有机组分定量统计结果

地层	深 度 (m)	镜质组 (%)	惰质组 (%)	树脂体 (%)	小孢子体 (%)	碎屑类脂体 (%)	无定形体(%)				干酪根类型指数	干酪根类型
							强荧光	中等荧光	弱荧光	无荧光		
Yogou组	1272~1412	15	5	—	1	1	15	5	—	58	-20.5	Ⅲ
	1590~1635	<1	<1	<1	—	—	—	—	87	13	37	$Ⅱ_2$
	1710~1760	1	<1	—	—	1	—	—	8	90	-41.6	Ⅲ
	1860~1880	1	2	2	<1	1	—	14	10	70	-17	Ⅲ
	1968~2010	<1	—	—	—	—	—	85	15	—	35	$Ⅱ_2$
	2064~2076	<1	—	1	—	2	—	79	15	3	86.5	Ⅰ
	2124~2142	2	3	—	2	—	—	60	24	9	64.5	$Ⅱ_1$
Donga组	2275~2315	—	—	1	—	<1	15	20	2	62	5.5	$Ⅱ_2$
	2328~2346	2	1	<1	—	2	29	18	13	35	35	$Ⅱ_2$
	2484~2508	3	1	—	<1	—	—	38	7	51	13.5	$Ⅱ_2$
	2688~2748	2	8	1	1	—	—	7	—	81	-41.5	Ⅲ
	2868~2886	1	21	1	—	—	—	5	4	68	-48	Ⅲ

注:表中样品按全岩体积百分比统计。"<1"为镜下可见但未能统计出的组分。

© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

中绝大部分表现为 C_{29} 甾烷优势(图3);在 m/z 217 质量色谱图上,ααα-20R 甾烷 C_{27}、C_{28}、C_{29} 呈反"L"型分布(图4),相对含量表现为 $C_{29}>C_{27}>C_{28}$,以上特征均反映出以陆源植物为主的母质输入特点,与干酪根显微组分定量分析结果一致。

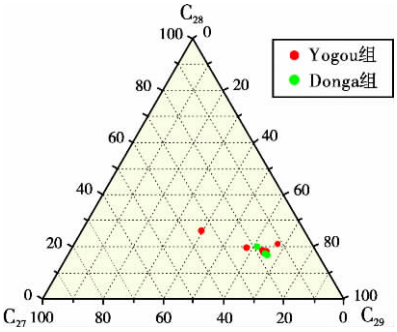


图3 Saha-1井上白垩统海相泥岩样品抽提物 C_{27}—C_{28}—C_{29} 甾烷分布图

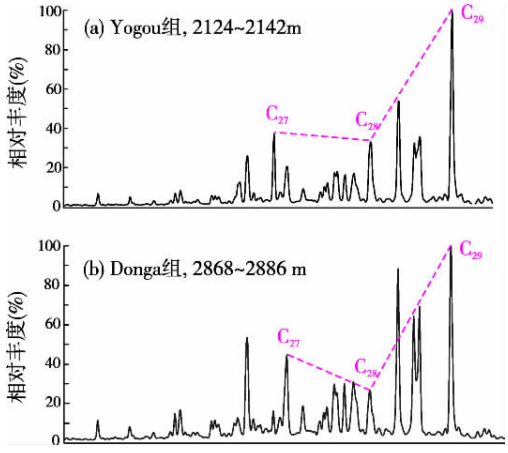


图4 Saha-1井上白垩统海相泥岩样品抽提物 m/z=217 质量色谱图

3.2 有机质丰度

Saha-1井上白垩统Yogou组泥岩样品有机碳丰度(TOC)在0.35%~3.52%之间,平均为1.2%,产烃潜量(S_1+S_2)为0.3~14.99 mg/g,平均为2.97 mg/g;Donga组泥岩样品的有机碳丰度在0.21%~1.92%之间,平均为0.54%,产烃潜量(S_1+S_2)为0.14~6.69 mg/g,平均为0.62 mg/g(表2)。根据石油天然气行业标准[6],Yogou组泥岩样品介于差—最好烃源岩,大多数为中等—好烃源岩,Donga组泥岩样品除个别为好烃源岩外,大部分为差—中等烃源岩。

3.3 有机质类型

在热解峰温(T_{max})与氢指数(I_H)交汇图(图5)上,Saha-1井上白垩统Yogou组除了少数样品落在Ⅰ和Ⅱ$_1$干酪根范围,大多数样品落在Ⅱ$_2$—Ⅲ型范围内;Donga组除少部分落在Ⅱ$_2$型范围,大部分分布在Ⅲ型范围内,表明Yogou组样品有机质以Ⅱ$_2$—Ⅲ型为主,Donga组以Ⅲ型为主。总之,上白垩统海相泥岩样品有机质主要为Ⅱ$_2$—Ⅲ型,与干酪根类型指数所指示的主要干酪根类型结果一致(表1)。

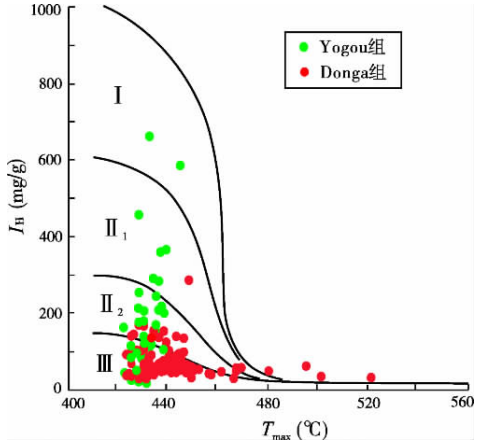


图5 Saha-1井上白垩统海相泥岩 T_{max}—I_H 关系图

3.4 有机质成熟度

热解峰温(T_{max})是评价有机质成熟度的常用指标。岩石的 T_{max} 随热演化程度的增加而增大。一般认为,T_{max}<435 ℃对应于未成熟阶段,T_{max} 值介于 435~440 ℃之间为低成熟阶段,介于 440~450 ℃之间为成熟阶段,介于 450~580 ℃之间为高成熟阶段,T_{max}>580 ℃对应于过成熟阶段[6-8]。从图5可以看出,Saha-1井上白垩统海相泥岩样品在深度2 300 m左右所对应的T_{max}约为435 ℃,表明其成熟门限深度为 2 300 m 左右。此外,绝大部分样品 T_{max} 值小于 450 ℃,表明上白

表2 Saha-1井上白垩统海相泥岩有机质丰度统计表

地层	TOC			S_1+S_2			I_H		
	平均值(%)	分布范围(%)	样品数	平均值(mg/g)	分布范围(mg/g)	样品数	平均值(mg/g)	分布范围(mg/g)	样品数
Yogou组	1.2	0.35~3.52	50	2.97	0.3~14.99	50	245.8	19.69~1543.64	50
Donga组	0.54	0.21~1.92	126	0.62	0.14~6.69	126	70.25	28.26~285.94	126

© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

垩统泥岩样品有机质成熟度总体为低—中等。

4 生烃史

本次研究利用PetroMod1D软件对Saha-1井上白垩统海相泥岩进行生烃史恢复。因东尼日尔盆地与苏丹Muglad和Melut盆地同位于中西非裂谷系(图1),具有相似的构造演化史和热史,故古热流值参考了前人对苏丹两个盆地的研究成果[9-10]。模拟结果显示现今地温与实测地温有较好的一致性(图6),表明该古热流史是合理的。由于Saha-1井上白垩统泥岩与北海盆地(North Sea Basin)的主要烃源岩——上侏罗统基末利阶(Kimmeridge)海相页岩在有机质类型和沉积环境方面具有较好的相似性,故模拟时采用了前人对该组烃源岩研究所得出的生烃动力学模型[11]。模拟结果显示Saha-1井上白垩统海相泥岩烃源岩的成熟门限深度约为2 320 m(图7),与岩石热解峰温(T_{max})所指示的深度值接近一致,表明该生烃动力学方程对于该井的生烃史模拟是适用的,且模拟出的生烃史与实际情况基本相符。

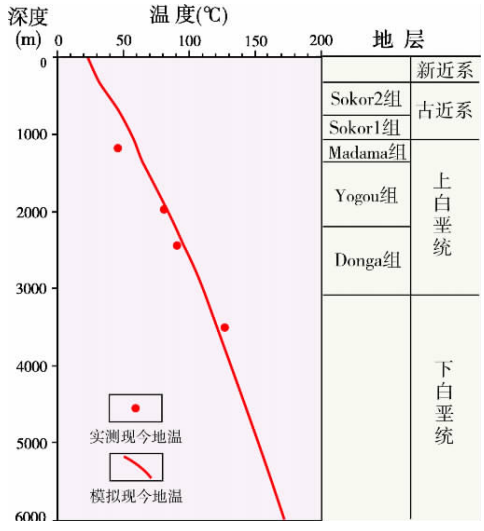


图6 Saha-1井模拟地温与今地温对比图

模拟结果表明(图7),Saha-1井上白垩统Yogou组尚未开始生烃;Donga组中下部现今已成熟,从白垩纪末期开始生烃,下部已进入生气阶段。前已述及,该井Yogou组有机质丰度较高,有机质类型相对较好,但仍处于未成熟阶段;Donga组由于有机质丰度较低,且以III型有机质为主,故其对油气生成的贡献相对较小。

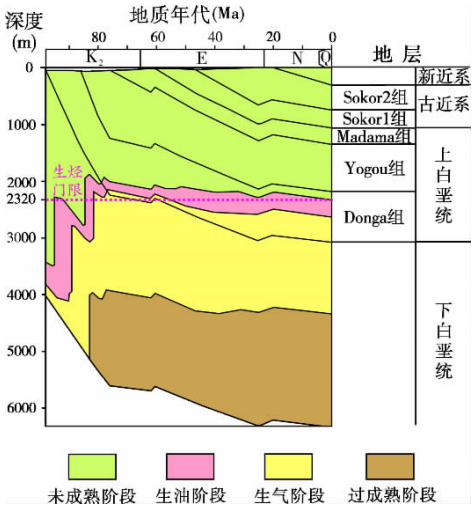


图7 Saha-1井上白垩统海相泥岩生烃史模拟

5 勘探潜力评价

油-岩对比研究表明,东尼日尔盆地南部Termit坳陷的主要原油源于上白垩统海相泥岩,在垂向上发育三套成藏组合,分别为下白垩统、上白垩统、古近系成藏组合。钻井结果显示,在Tenere坳陷,Sokor2组湖相泥岩厚度较小,且沉积晚、埋藏浅,在大部分区域未进入成岩阶段,不能作为有效的区域盖层,故古近系成藏组合潜力较小。Termit坳陷已钻井显示,下白垩统湖相泥岩中有机质类型较差,以III型为主,生烃潜力较小。钻井揭示Tenere坳陷的Yogou组上部为砂泥岩互层,且砂岩物性较好,中下部连续泥岩段为该盆地的主力烃源岩段,故上白垩统Yogou组可构成有利的自储自盖组合。

如前所述,Saha-1井上白垩统Yogou组海相泥岩大多数为中等—好烃源岩,有机质以II_2—III为主;Donga组泥岩有机质丰度相对较低,大部分为差—中等烃源岩,以III型有机质为主,生烃潜力较差。岩石T_{max}指示生烃门限深度在2300 m左右。Tenere坳陷地震资料解释结果(图8)显示,东I凹陷和东II凹陷基底埋藏较浅,沉积地层厚度较小,虽然上白垩统Donga组已进入生烃门限,但因其生烃潜力较差,故这两个凹陷的勘探潜力有限;与前两个凹陷不同的是,西部凹陷基底埋深和沉积地层厚度均较大,上白垩统海相泥岩大部分已进入生烃阶段,生成的油气可沿凹陷东西两侧活动断层和上覆厚层Madama组砂岩输导层运移至构造高部位聚集,在具备良好的储盖组合和圈闭条件下,该凹陷为Tenere坳陷最具勘探潜力的凹陷。

© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

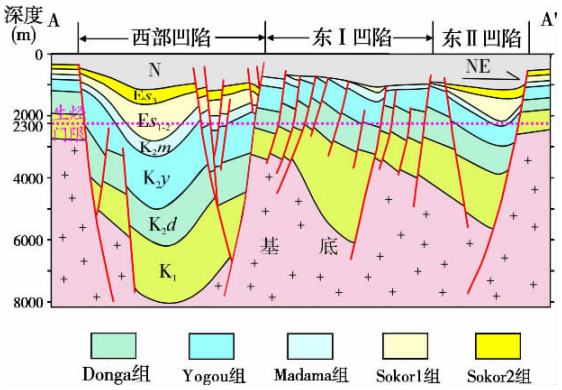


图8 Tenere坳陷W—E向构造解释剖面
A—A'剖面位置见图1

6 结 论

(1)干酪根显微组分定量分析和岩石抽提物C_{27}—C_{28}—C_{29}甾烷分布特征显示,Saha-1井上白垩统海相烃源岩有机质输入以陆源植物为主。

(2)岩石热解分析表明,上白垩统Yogou组大多数为中等—好烃源岩,有机质以$Ⅱ_2$—Ⅲ型为主;Donga组泥岩大部分为差—中等烃源岩,以Ⅲ型有机质为主。岩石热解峰温(T_{max})指示上白垩统烃源岩成熟门限深度为2 300 m左右。

(3)生烃史模拟显示,Saha-1井上白垩统Yogou组泥岩尚未开始生烃,Donga组中下部现今已成熟,从白垩纪末期开始生烃,下部已进入生气阶段。

(4)基于烃源岩评价结果,结合地震解释综合研究,认为Tenere坳陷的西部凹陷勘探潜力较大,而东Ⅰ凹陷和东Ⅱ凹陷勘探潜力有限。

参 考 文 献

[1] 刘邦,潘晓华,万仑坤,等. 东尼日尔盆地海侵的微体古生物和地球化学证据[J]. 现代地质,2011,25(5): 995-1006.

[2] Thompson C L, Dembicki H. Optical characteristics of amorphous kerogens and the hydrocarbon-generating potential of source rocks[J]. International Journal of Coal Geology, 1986, 6(3): 229-249.

[3] 肖贤明,刘祖发,申家贵. 陆相烃源岩未—低成熟无定形干酪根的荧光变化特征及其类型划分[J]. 科学通报,1997,42(18): 1965-1971.

[4] Fu Jiamo, Sheng Guoying, Xu Jiayou et al. Application of biological markers in the assessment of paleoenvironments of Chinese non-marine sediments[J]. Organic Geochemistry, 1990, 16(4-6): 768-779.

[5] Peters K E, Moldowan J M. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments[M]. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1993:1-347.

[6] 中国石油天然气总公司. SY/T5735—1995 中华人民共和国石油天然气行业标准:陆相烃源岩地球化学评价方法[S]. 北京:石油工业出版社,1996.

[7] 卢双舫,张敏. 油气地球化学[M]. 北京:石油工业出版社,2008:200-226.

[8] 邵昌明,赵斌. 广西合浦、南宁、宁明、百色盆地烃源岩有机地球化学特征与勘探潜力分析[J]. 海相油气地质,2011,16(1): 33-44.

[9] Mohamed A J, Pearson M J, Ashcroft W A, et al. Modeling petroleum generation in the Southern Muglad rift basin, Sudan [J]. AAPG Bulletin, 1999, 83(12): 1943-1964.

[10] 窦立荣,潘校华,田作基,等. 苏丹裂谷盆地油气藏的形成与分布——兼与中国裂谷盆地对比分析[J]. 石油勘探与开发,2006,33(3):255-261.

[11] Vandenbroucke M, Behar F, Rudkiewicz J L. Kinetic modeling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea)[J]. Organic Geochemistry, 1999, 30(9):1105-1125.

编辑:赵国宪

Evaluation and Exploration Potential of Upper Cretaceous Marine Source Rocks in Tenere Depression, Eastern Niger Basin

Liu Bang, Pan Xiaohua, Wan Lunkun, Mao Fengjun, Liu Jiguo, Cheng Dingsheng

Abstract: Eastern Niger Basin is a typical Mesozoic-Cenozoic intracontinental rift basin of the Central-Western African rift system. The Tenere Depression, located in the northwestern part of the basin, includes the Western Sag, Eastern Ⅰ Sag and Eastern Ⅱ Sag. Analysis of mudstone cuttings from Well Saha-1 has revealed that kerogen macerals are dominated by amorphinite without or with weak fluorescence and C_{29} regular sterane are predominant in rock extracts. On these characteristics, it is suggested that the organic matter of the Upper Cretaceous mudstones mainly derived from terrigenous plants. Rock-Eval pyrolysis data reveals that the Upper Cretaceous Yogou mudstone generally is moderate to good hydrocarbon source rock with predominant Type $Ⅱ_2$ to Type Ⅲ of kerogen while the Donga mudstone is mainly poor to moderate source rocks with Type Ⅲ of kerogen. The T_{max} values indicate that the depth of hydrocarbon-generating threshold is about 2300m. Thermal-burial history modeling implies that of Yogou mudstone (Well Saha-1) is not mature. Donga mudstone has reached the oil-generating threshold at the end of Cretaceous and the lower part of Donga is in gas-generating stage. By integrated study, it is suggested that better potential for hydrocarbon exploration exists in Western Sag compared with that in the Eastern Ⅰ Sag and Eastern Ⅱ Sag.

Key words: Upper Cretaceous; Marine strata; Source rock Evaluation; Exploration potential; Tenere Depression; Eastern Niger Basin

Liu Bang: male, Ph.D. degree in progress at PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development. Add: 20 Xueyuan Rd., Beijing, 100083, China.

© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net