

加里曼丹岛库泰盆地 Naga Utara-1 井下中新统油、气样品特征分析

鲁银涛^{1,2,3)}, 栾锡武^{4,5)}, 史卜庆⁶⁾, 徐宁⁶⁾, 吕福亮²⁾, 范国章²⁾

1) 中国科学院海洋研究所, 山东青岛, 266071; 2) 中国石油杭州地质研究院, 杭州, 310023;

3) 中国科学院大学, 北京, 100049;

4) 国土资源部油气资源和环境地质重点实验室, 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 山东青岛, 266071;

5) 海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东青岛, 266071;

6) 中国石油海外勘探开发公司, 北京, 100034

内容提要:通过库泰盆地 Naga Utara-1 井(NU-1 井)下中新统油、气样品烃源岩地球化学分析,认为 NU-1 井天然气样品的烃源岩母质为腐泥型,沉积于弱还原的海相环境,生源母质以水生生物输入为主,镜质体反射率约 1.2%,处于成熟的演化阶段;原油样品的烃源岩母质为腐殖型,沉积于弱氧化的陆相环境,生源母质以陆生高等植物为主,镜质体反射率约 0.7%,处于未熟—低熟的演化阶段。不同的烃源岩特征表明二者为两套烃源岩:一套为成熟度相对较高的海相烃源岩,一套为成熟度相对较低的陆相烃源岩。库泰盆地两套已知烃源岩地层和本文原油样品所指示的烃源岩母质有相似之处,但和气体样品所指示的烃源岩母质截然不同。气体来源于更深的下部地层:下中新统的海相地层,或者更深部渐新统一始新统的湖相地层。深部海相或湖相地层烃源岩产生的气体沿断层向上迁移,在背斜部位的砂岩中形成高压圈闭,并被上覆的灰岩层和泥岩层封盖形成油气藏。库泰盆地下中新统的海相地层,或者更深部渐新统一始新统的湖相地层烃源岩具有很好的勘探潜力,下一步需要转变勘探思路,将勘探目的层转移至中中新统下部—下中新统海相成藏系统,甚至更深部的渐新统一始新统含油气系统。

关键词:库泰盆地;下中新统;烃源岩;地球化学分析;成藏系统

库泰盆地位于印度尼西亚北部加里曼丹省,构造上位于南海南部加里曼丹岛东缘及望加锡海峡海上,其油气勘探始于 20 世纪末期,截止 2010 年,已累计发现可采储量原油 64.8 亿桶、天然气 112.5 万亿立方英尺(McClay et al., 2000),正在生产的油气田 100 多个。库泰盆地油气勘探层系及领域比较单一,主要集中在中—上中新统三角洲的陆相成藏组合,以及上新统深水沉积油气成藏组合(Duval et al., 1997)。对其烃源岩的分析也仅限于中—上中新统三角洲中的含煤系地层和上中新统一上新统浊积岩中的含煤系地层(Paterson et al., 1997; Guritno et al., 2003; Curial et al., 2005)。而下中新统海相烃源岩和始新统一渐新统湖相烃源岩均作为库泰盆地的潜在烃源岩,未做详细评价。

中国石油天然气股份有限公司自 2009 年在库泰盆地进行油气勘探以来,着力新层系、新领域的发现,通过多年的努力,于 2012 年在马哈坎褶皱带上部署 Naga Utara-1(NU-1)探井,最终在中中新统下部—下中新统滨浅海相砂岩中获得了油气发现。本文通过收集到 NU-1 获取的珍贵油气样品,进行了系统且详细的地球化学分析,开展了油源、气源分析。通过流体组份、同位素、色谱、质谱等大量数据和方法,并对比各类典型烃源岩地球化学特征,认为 NU-1 井钻遇的油气样品分属不同的烃源岩层系。结合综合油气地质研究,认为库泰盆地下中新统是有利烃源岩层系,且深部的渐新统一始新统为潜在烃源岩层系,将主要目的层从中中新统扩展至下中新统甚至是更深的渐新统,极大增加了本区的勘探

注:本文为行业基金项目(编号:201511037)海底冷泉调查研究和科技部重大专项西沙海域油气地质综合研究及有利勘探区项目(编号:2011ZX05025004)资助的成果。

收稿日期:2016-10-06;改回日期:2017-02-14;责任编辑:郝梓国,黄敏。

作者简介:鲁银涛,男,1983 年 11 月生,博士研究生,工程师,主要从事油气盆地评价工作。通讯地址:浙江省杭州市西溪路 920 号(邮编 310023)。Email: luyt_hz@petrochina.com.cn。通讯作者:栾锡武,男,研究员,博士生导师,主要从事油气与水合物调查研究工作。通讯地址:山东省青岛市福州路 62 号青岛海洋地质研究所(邮编:266071)。Email: xluan@cgs.cn。

领域,为库泰盆地油气勘探提供了更加广阔的空间。

1 库泰盆地构造地质背景

库泰盆地位于加里曼丹岛东部,介于芒卡利哈山脉、库称凸起和亚当断层之间,是印度尼西亚最大的第三系盆地(图1)。其包括陆上和海上部分,其中陆上面积约 $11 \times 10^4 \text{ km}^2$,海上面积约 $16 \times 10^4 \text{ km}^2$ (水深小于 500m 的海域面积约 $9.3 \times 10^4 \text{ km}^2$,水深大于 500m 的海域面积约 $6.7 \times 10^4 \text{ km}^2$),总面积约 $27 \times 10^4 \text{ km}^2$ (Zhang Qiang et al., 2012)。

受欧亚板块、太平洋板块和澳大利亚板块的相互作用影响(Li Shuang et al., 2014; 元华胜等, 2016),库泰盆地经历了始新世裂谷期、渐新世至早中新世的区域沉降期和中新世至今的挤压反转期三个主要的演化阶段(Steve et al., 1999),发育了湖相—海相—三角洲相沉积旋回。晚白垩世—早第三纪,裂谷早期,沉积以湖相沉积为主,裂谷晚期及区域沉降期以海相沉积为主,反转期以三角洲沉积为主(Wang Hongzhen et al., 1983)。中新世以来,由于加里曼丹岛中部挤压抬升,马哈坎三角洲不断自西向东进积,三角洲前缘线不断由西向东推进

(图1)。现今在马哈坎三角洲位置沉积了巨厚的三角洲相地层(Cibaj et al., 2008)。马哈坎三角洲的持续进积为库泰盆地发育中中新统自生自储的三角洲油气系统提供了物质基础,构造抬升使库泰盆地广泛发育背斜构造圈闭,为油气成藏提供了圈闭基础。

受中新世的构造抬升作用,库泰盆地整体抬升,西部抬升明显强于东部,呈现自西向东倾斜的构造特征(图2)。西部整体抬升形成岛上背部山脉和中央库称、舒瓦诺等凸起,是库泰盆地新近纪沉积的主要物源区。东部向望加锡海峡方向逐渐过渡为深海盆地,沉积巨厚的第三系地层,厚达 14km,地层保存完好,有利于形成构造圈闭,局部地区还发育厚层的深水浊积岩沉积,从而发育浊积岩油气成藏系统(Redhead et al., 2000; Peters et al., 2000)。而西部由于持续抬升剥蚀,原本的油气系统遭受破坏,所以盆地西部鲜有油气发现。

2 样品获取及测试

在地震资料精细解释和区域地质分析的基础上,通过井位优选,2012年在现代马哈坎河的北岸,

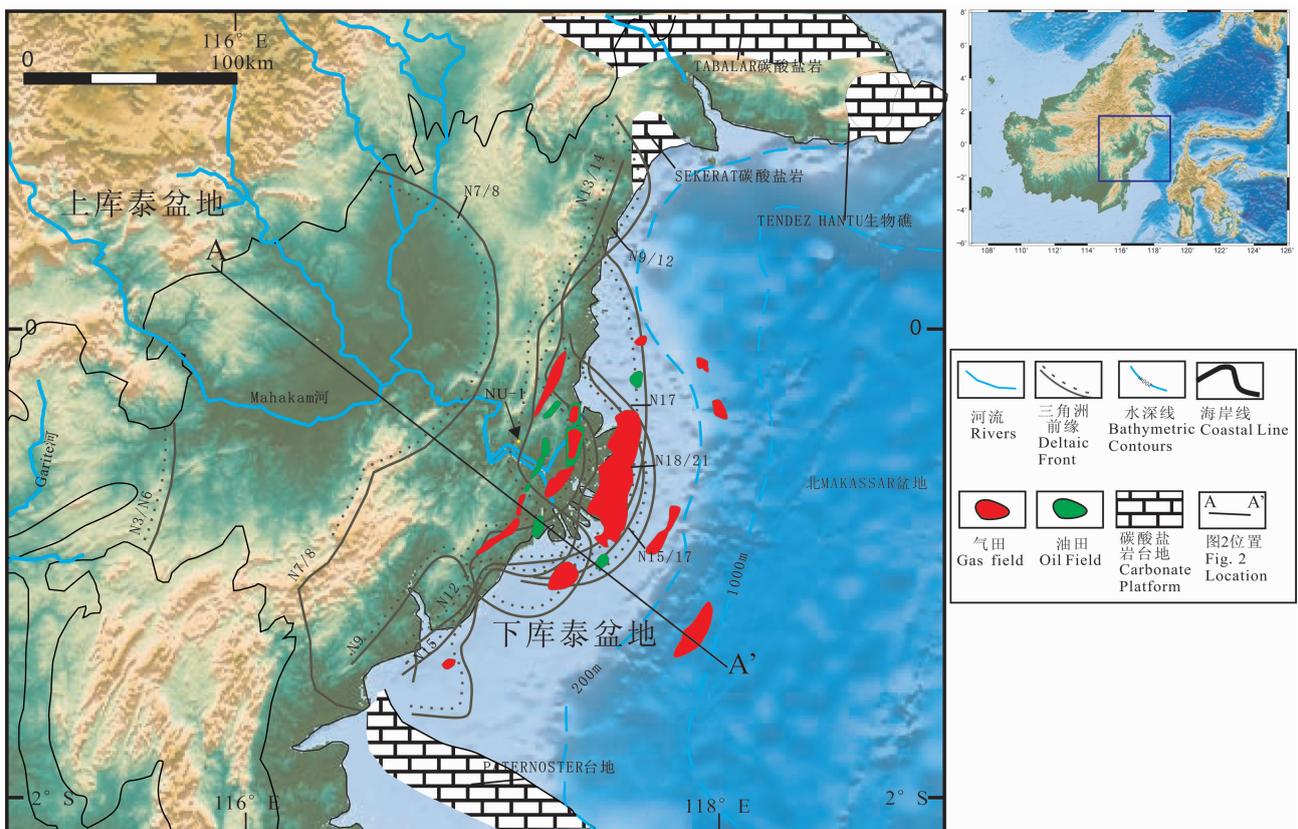


图1 印度尼西亚加里曼丹岛库泰盆地构造地质位置图(据 Zhang Qiang et al., 2012; Cibaj et al., 2008 修改)

Fig. 1 Geological setting of Kutei Basin, Kalimantan Island, Indonesia (after Zhang Qiang et al., 2012; Cibaj et al., 2008)

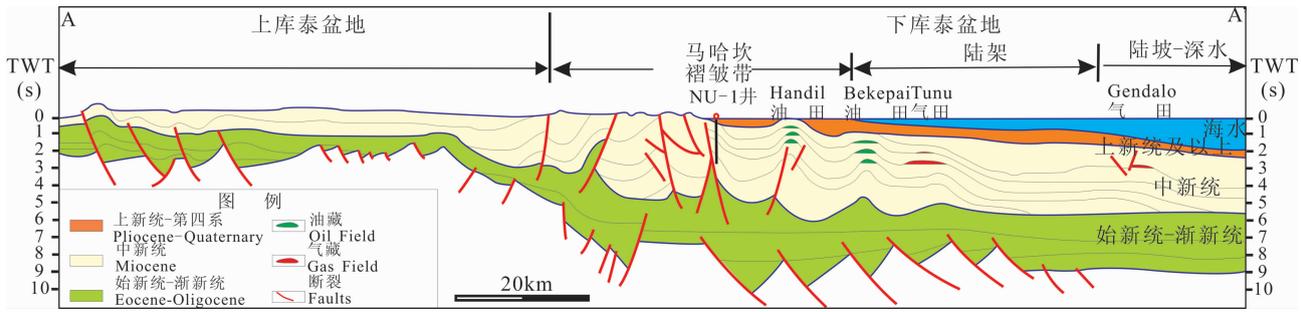


图2 印度尼西亚库泰盆地马哈坎褶皱带构造变形特征与油气分布示意图(剖面位置见图1A-A')

Fig. 2 The illustration of structural features and petroleum distribution of Mahakam fold, Kutei Basin, Indonesia(sea location in Fig.1 A-A')

对马哈坎褶皱带上发育的 Naga Utara 背斜圈闭 (NU 构造) 部署了 NU-1 井 (位置见图 1)。该探井完钻并深 1544m, 以下中新统海相油气系统为主要目的层, 兼探中中新统油气系统剩余勘探潜力。该井在 1518.5~1532m 下中新统海相地层中钻遇高压气层, 随后进行裸眼测试放喷点火成功, 焰高 10m, 并取得凝析油样品。通过测井解释, 在下中新统海相砂岩中共证实气层 3 层 10 m、可能气层 1 层 12.6 m。为了研究成藏系统, 对 1519.4m 井深的高压气层和凝析油进行了取样, 用于流体性质和色谱分析。

天然气样品和原油样品均由印尼 PT Intertek Utama Services 实验室进行测试分析, 天然气样品分析内容包括天然气组分、碳同位素等; 原油样品分析内容包括原油重度、蜡含量等和液相色谱、气相色谱和 GC-MS 饱和烃色谱质谱等。

3 结果

3.1 天然气样品特征

NU-1 井在 1519.4m 井深通过 MDT 获取的下中新统气样成分以甲烷为主, 占 91.54%, 湿气成分大于 5%。甲烷中 $\delta^{13}C_1$ 值为 -41.3‰, 乙烷碳同位素为 -30.2‰, 二氧化碳中碳同位素为 -9.6‰ (表 1)。

表 1 NU-1 井 1519.4m 井深 MDT 气样碳同位素分析结果
Table 1 Isotopic analysis of MDT gas sample at depth of 1519.4m in NU-1

组分	$\delta^{13}C_1$ (‰, PDB)
$\delta^{13}C_1$	-41.3
$\delta^{13}C_2$	-30.2
$\delta^{13}C_3$	-27.6
$\delta^{13}C_{CO_2}$	-9.6

3.2 原油样品特征

3.2.1 液相色谱特征

NU-1 井裸眼测试获得的原油样品, 颜色为棕

黑色, 重度为 27.74° API, 属中质油, 含蜡量为 6.78%。组分测试结果, 原油饱和烃含量达 67.18%, 非烃含量 3.11%, 沥青质含量 1.73%, 芳香烃含量达 27.98% (表 2)。

表 2 NU-1 井原油样品液相色谱分析结果

Table 2 Liquid chromatography of crude oil sample from NU-1

描述	液相色谱分析数据				饱和烃/芳香烃
	饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	芳香烃
棕黑色	67.18	27.98	3.11	1.73	2.40

3.2.2 碳组分特征

碳组分分析结果为, 姥鲛烷/植烷 (Pr/Ph) 比值为 4, CPI 为 1.2, 姥鲛烷/ $n-C_{17}$ 比值为 1.51, 植烷/ $n-C_{18}$ 比值为 0.39, 而植烷/ $n-C_{18}$ 比值为 0.07 (表 3)。

表 3 NU-1 井原油样品烃组分分析结果

Table 3 Whole oil gas chromatography of crude oil sample from NU-1

描述	正烷烃	姥鲛烷/植烷	姥鲛烷/ $n-C_{17}$	植烷/ $n-C_{18}$	$n-C_{31}/n-C_{19}$	CPI	OEP
棕黑色	$nC_{18}-nC_{30}$	4.00	1.51	0.39	0.07	1.2	1.1

3.2.3 饱和烃质谱特征

NU-1 井原油样品饱和烃质谱分析结果为, $C_{27}Ts/Tm$ 值和 $C_{30}Mor/Hop$ 较高, 分别为 0.32 和 0.18, $C_{29}20S/(20S+20R)$ 值很低, 为 0.38; 类固醇/甾烷比值为 0.73; $\% \alpha \alpha \alpha R$ C_{27}, C_{28}, C_{29} 分别为 12, 17 和 71, 甾烷/藿烷比值为 0.13。

4 讨论

4.1 天然气样品源岩特征讨论

一般认为, 生物成因气多为干气, 原油伴生气多为湿气 (Li Jun et al., 2011)。本文获取的气体样品甲烷含量 < 95%, 湿气成分 > 5%, 确定为湿气 (Dai Jinxing, 1993), 从而初步判定气体样品为原

表4 NU-1 井原油样品饱和烃质谱分析结果

Table 4 GC-MS of saturate fraction of crude oil from NU-1

描述	气相色谱-质谱分析数据								
	三萜烷				类固烷/甾烷	% <i>aaaR</i>			甾烷/藿烷
	C_{27}	C_{29}		C_{30}		C_{27}	C_{28}	C_{29}	
	Ts/Tm	$20S/(20S+20R)$	$C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	Mor/Hop					
棕黑色	0.32	0.38	0.45	0.18	0.73	12	17	71	0.13

油伴生气,并进一步推断,烃源岩处于热演化的生油阶段。

生物甲烷气 $\delta^{13}C_1$ 极低,约 -55% ~ -90% ,进入干酪根生气和烃裂解生气阶段,生成气体的碳同位素值呈现出随成熟度增加而增大的趋势(Zhou Xingxi et al., 1999)。热催化甲烷 $\delta^{13}C_1$ 一般都重于 -55% 。随着成熟度的增加,由于热解引起的分馏效应使 $\delta^{13}C_1$ 变重(Stahl, 1974; Fuex, 1977; Schoell, 1983; Whiticar, 1990; Shoell, 1988; Xu Yongchang, 1994; Dai Jinxing et al., 1995), $\delta^{13}C_1$ 值介于 -48% ~ -35% 之间,而重于 -35% 的被认为是裂解气(Dai Jinxing, 1993)。本文气体样品测的 $\delta^{13}C_1$ 值为 -41.3% ,判断为热解气(Li Jun et al., 2011)。

除根据 $\delta^{13}C_1$ 值的范围外, Schoell (1983),戴金星等(1995)和郭建军等(2007)分别在天然气成因的判别中引入了 $\delta^{13}C_2$ 值和 $\delta^{13}C_3$ 值。在天然气成因判别图上,本文样品都落于油型气区(图3)。

国内外学者也发现,和甲烷不同,乙烷碳同位素($\delta^{13}C_2$)值主要受母质类型控制,一般是以 $\delta^{13}C_2 = -27\%$ ~ -29% 为界,轻者为腐泥型气,重者为腐殖型气,是确定天然气成因类型的主要指标(Stahl, 1975; Schoell, 1980)。Rooney et al. (1995)通过实验提出使用甲烷与乙烷的碳同位素差值,而不是用每个碳的同位素绝对值来判断气体的成熟度。黄第藩等(1996)也指出甲烷与乙烷的碳同位素差值是一项与成熟度有关的参数,具有随成熟度增高,其差值变小的规律。在高成熟演化阶段($R_o = 1.5\%$ ~ 2.4%),这一差值一般在 5% ~ 12% 左右,而在过成熟阶段($R_o = 2.4\%$ ~ 3.6%),该值变小,甚至出现负值(-2% ~ -5%)。根据上述分析,首先本文气体样品属于腐泥型气范围,并初步判定属于成熟气体范围(图4)。

天然气样品中二氧化碳中碳同位素为 -9.6% ,小于 -8% ,这种特征指示二氧化碳为有机成因(Dai Jinxing, 1993),因此,天然气样品中二氧化碳应为烃源岩生过程中的产物,同样指示天然气样为有

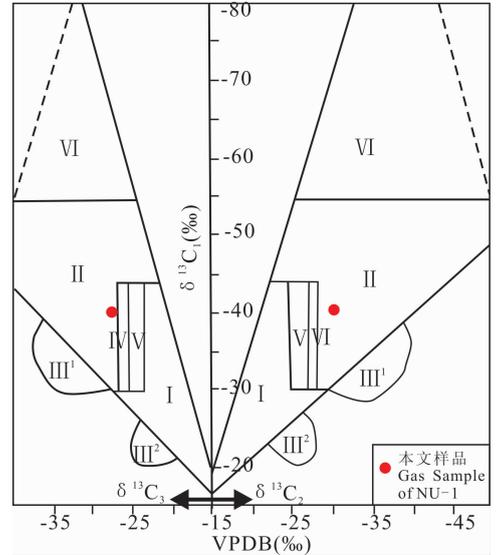


图3 不同类型天然气碳同位素特征图
(据 Dai Jinxing, 1992 修改)

Fig. 3 Carbon isotopic features of different types of natural gas (after Dai Jinxing, 1992)

I—煤成气区; II—油型气区; III¹—煤成气和油型气形成混合气的碳同位素系列倒转区; III²—不同期的煤成气形成混合气的碳同位素系列倒转区; IV—煤成气和油型气共存区; V—煤成气、油型气和混合气共存区; VI—生物气和亚生物气区

I—Coal formed gas zone; II—Oil associated gas; III¹—carbon isotope-reversed zone of mixture of coal formed gas and oil associate gas; III²—carbon isotope-reversed zone of mixture of coal formed gas in different period; IV—coexist of coal formed gas and oil associated gas; V—coexist of coal formed gas, oil associated gas and mixture gas; VI—biogenic gas and sub-biogenic gas

机成因的油型气。

根据戴金星建立的两种不同母质来源的天然气的 $\delta^{13}C_1$ 与母岩的干酪根镜质体反射率的关系(Dai Jinxing, 1992),在熟—低熟的范围内,对于腐殖型母质热催化成因的天然气,其 $\delta^{13}C_1$ 值都重于 -35% (图5),而本文气体样品的 $\delta^{13}C_1$ 值为 -41.3% ,不在腐殖型母质的范围内,所以其母质来源,和上面得出的结论一样,应属于腐泥型母质来源。根据腐泥型母质 $\delta^{13}C_1$ 值与 R_o 的回归方程,得到母质镜质体反射率为 1.2% ,属于成熟阶段。

张晓宝等(2002)对柴达木盆地第三系内陆盐湖

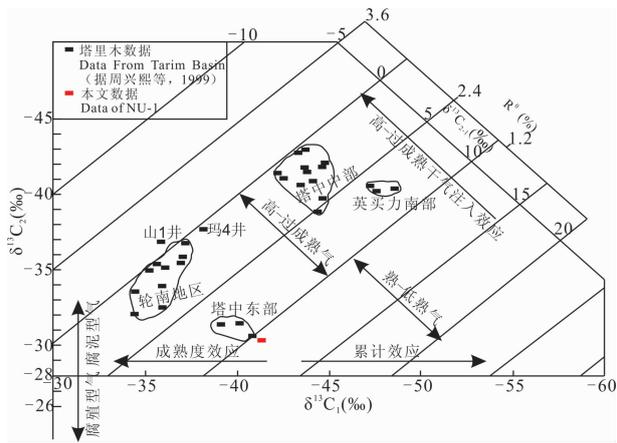


图4 塔里木盆地天然气藏成因图
(据 Guo Jianjun et al., 2007, 修改)

Fig. 4 Gas origin of Tarim basin (after Guo et al., 2007)

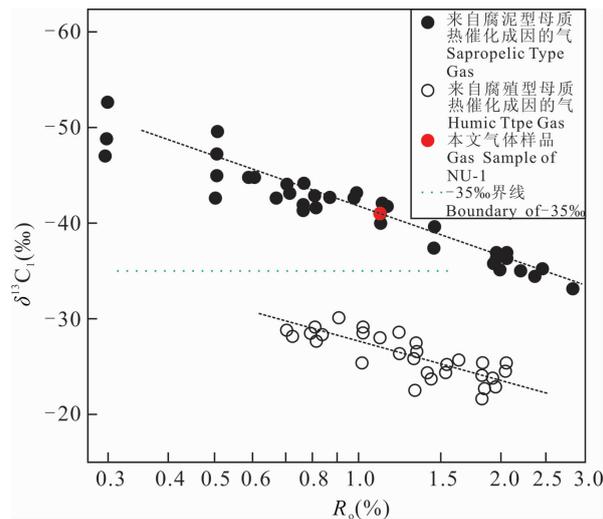


图5 $\delta^{13}C_1$ 值与 R_o 交会图(据 Dai Jinxing, 1992, 修改)

Fig. 5 Crossplot of $\delta^{13}C_1$ value and R_o
(after Dai Jinxing et al., 1992)

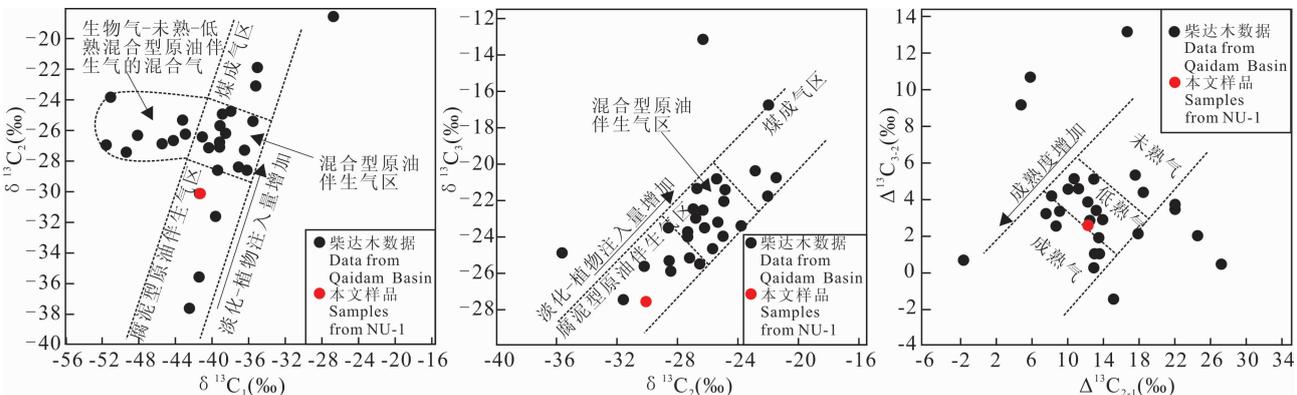


图6 利用天然气组分碳同位素特征判识天然气成因图(据 Zhang Xiaobao et al., 2002, 修改)

Fig. 6 Gas types from carbon isotopic features (after Zhang Xiaobao et al., 2002)

相沉积中 34 个天然气样品进行了碳同位素分析,划分出了腐泥型原油伴生气、混合型原油伴生气、煤成气以及生物气-未成熟-成熟混合型原油伴生气混合气四种类型。并根据碳同位素差值划分了未熟气、低熟气和成熟气。本文的气体样品落于腐泥型原油伴生气区和低熟气区(图 6)。

根据王涛等(1997)利用碳同位素值对我国天然气类型的划分,本文气体样品 $\delta^{13}C_2$ 值落于油型气的范围,但 $\delta^{13}C_3$ 值落于混合气的范围。

综上所述,本文气样烃源岩镜质体反射率 R_o 值约为 1.2%,属于成熟阶段,以生油为主,取得气样为原油伴生气,系经腐泥型母质热催化成因的气,其烃源岩为腐泥型烃源岩。

表5 库泰盆地重烃 $\delta^{13}C$ 值与国内不同成因天然气重烃 $\delta^{13}C$ 值对比 (Wang Tao et al., 1997)

Table 5 Comparison of $\delta^{13}C$ value of heavy hydrocarbon of samples from Kutei basin and from China
(after Wang Tao et al., 1997)

盆地类型	重烃 $\delta^{13}C$	油型气	混合气	煤成气
划分指标	$\delta^{13}C_2$ (‰)	-33.0~-29.0	-29.0~-27.0	-27.0~-24.0
	$\delta^{13}C_3$ (‰)	-32.0~-28.0	-28.0~-26.0	-26.0~-23.0
库泰盆地	$\delta^{13}C_2$ (‰)	-30.2		
	$\delta^{13}C_3$ (‰)		-27.6	

4.2 原油样品源岩特征讨论

4.2.1 源岩类型分析

(1) 饱和烃组分特征分析

与天然气样品相比,原油样品烃源岩表现出不同特征。原油饱和烃组分中正构烷烃丰富(图 7a),碳数范围 $C_8 \sim C_{30}$,整个系列轮廓呈单峰-前峰型分布,主峰碳位于 C_{15} ,无明显奇偶优势, $C_{12} \sim C_{25}$ 碳数范围基线鼓包明显,鼓包峰值位置和碳峰位置基

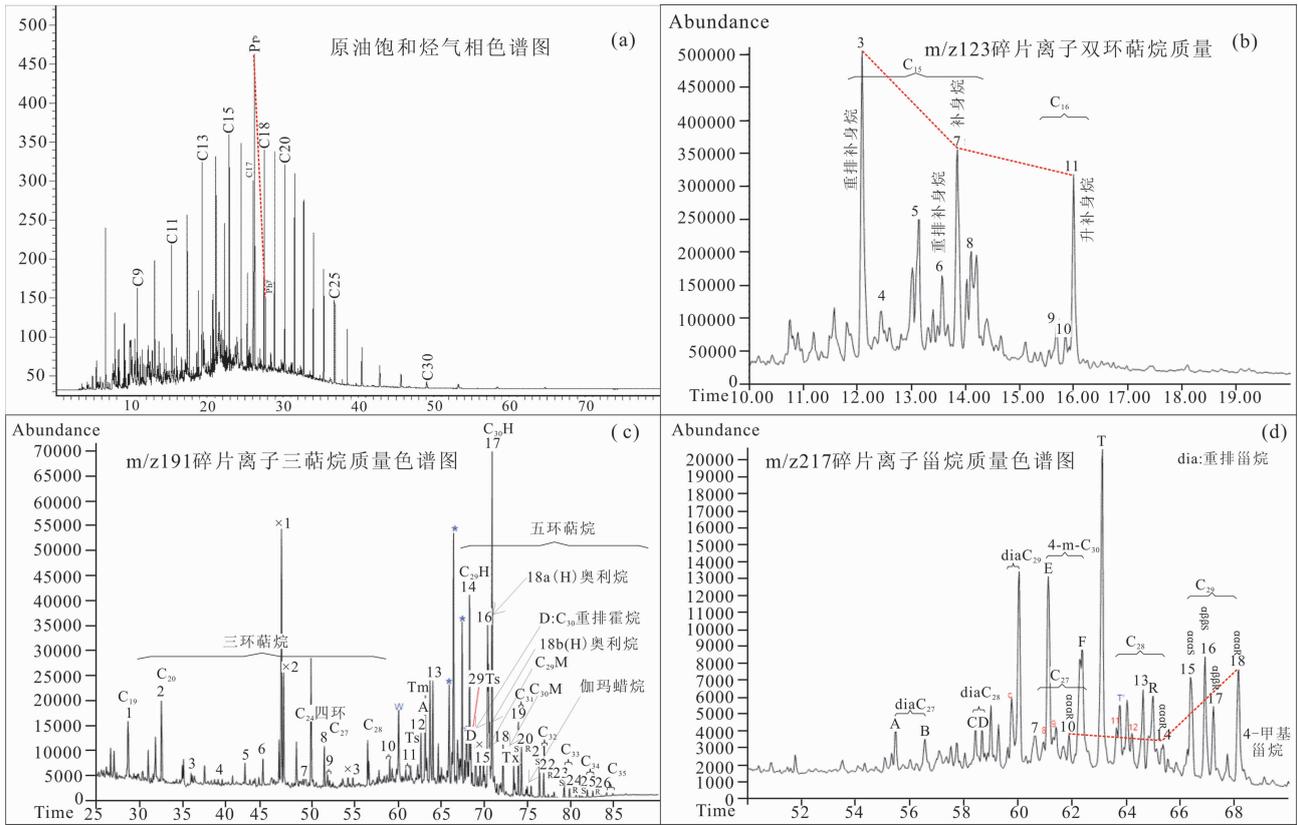


图7 NU-1井原油色谱质谱图

Fig. 7 Liquid chromatography of crude oil from NU-1

本一致。低碳数正构烷烃($<C_8$)和高碳数正构烷烃($>C_{25}$)都很少, nC_{21-}/nC_{22+} 值 >1 。由此给出的基本判断是烃源岩沉积时水生生物输入较多,为海相还原环境(Jia Jihong et al., 2012; Meng Qianxiang et al., 2005)。但低碳数正构烷烃和高碳数正构烷烃都很少的原因可能是由于在样品准备过程中原油样品轻组分发生挥发,或者原油在地层中经历过降解,从而出现主峰迁移现象(Meng Qianxiang et al., 2005; Zhu Yangming et al., 2013)。

(2) 姥鲨烷/植烷(Pr/Ph)比值特征分析

类异戊二烯烷烃具有较稳定的结构,在地质演化过程中,一般不受热演化作用的影响,或者受到的影响很小,特别是在成熟阶段以后,成熟度对其影响可忽略不计,因此 Pr/Ph 具有指相意义(Fang Xuan et al., 1987; Fang Xuan, 2004; Shen Zhongmin et al., 1999)。本文原油样品 Ph/C_{18} 比值较低,为0.39, Pr/C_{17} 比值较高,达1.51,是原油母岩沉积环境偏氧化而使姥鲨烷含量很高所致(Guo Xiaowen et al., 2006)。特别是, Pr/Ph 值高达4.0(图7a),呈明显姥鲨烷优势,指示烃源岩沉积时的氧化环境

(Fang Xuan et al., 1987; Fang Xuan, 2004; Shen Zhongmin et al., 1999; Xie Qifeng et al., 2015; Zhu Yangming et al., 2013),同时指示原油母质也可能与煤系烃源岩有关(Chen Jianyu, 1995)。在张文俊等根据我国塔里木、吐哈的数据给出的原油生成环境判别图上(图8),本文原油样品落于氧化环境,生油母质为陆相III型烃源岩(Zhang Wenjun et al., 2012)。 $Pr/C_{17} = 1.51$,表征了有原油遭受过降解,而 $Ph/C_{18} = 0.39$,却表现出样品未受到降解的影响。两比值结果相悖指示样品可能经受了细菌微生物的降解作用(Sun Lina et al., 2015)。

(3) 二环倍半萜烷($m/z123$)和三萜烷($m/z191$)特征分析

原油样品中检出较丰富的 $C_{14} \sim C_{16}$ 二环倍半萜烷系列化合物。在 $m/z123$ 质量色谱图上(图7b), C_{15} 有6个异构体,其中7号峰为补身烷,3、6号峰为重排补身烷。 C_{16} 有3个异构体,其中11号峰为升补身烷。这类化合物被认为是由藿烷先质物在成岩作用早期的降解产物经还原或重排作用形成的(Alexander et al., 1983),其分布模式在不同类型的原油中明显不同(Zhu Yangming et al., 1997)。

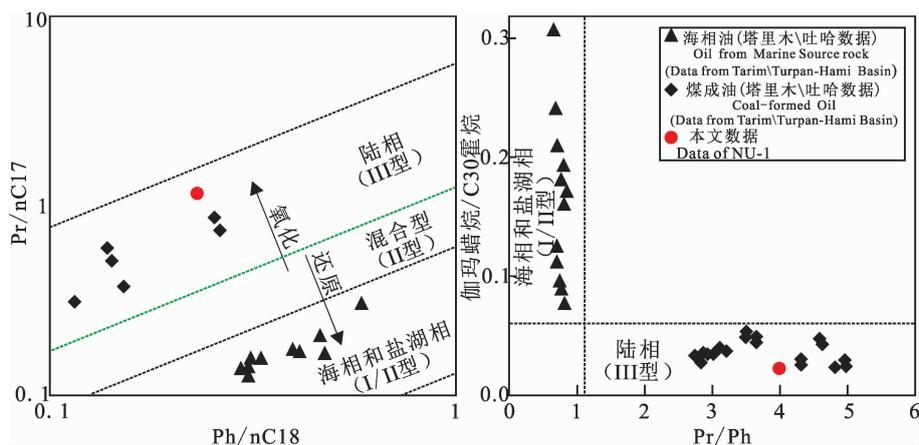


图8 NU-1井原油生成环境判别图(据 Peters et al., 1999; Zhang Wenjun et al., 2012, 修改)

Fig. 8 Development environment of source rock for oil sample from NU-1

(after Peters et al., 1999; Zhang Wenjun et al., 2012)

图7b中,重排补身烷(3号峰)峰值远高于补身烷峰值(7号峰),补身烷峰值和升补身烷峰值相当(7号峰与11号峰),指示陆相原油的沉积环境(Zhu Yangming et al., 1997)。

在 m/z 191质量色谱图上(图7c),五环三萜烷突出的特点是 C_{30} 藿烷峰值(17峰)高于 C_{29} 藿烷峰值,且 $C_{31} \sim C_{35}$ 藿烷峰值低于 $C_{27} \sim C_{30}$ 藿烷峰值, $C_{31} \sim C_{35}$ 藿烷随碳数升高呈现递减分布模式,而非上翘的模式(Mello et al., 1988),另外, C_{30} 藿烷峰旁侧的奥利烷峰(16号峰)值突出(Ekweozor et al., 1988; Zheng Chaoyang et al., 2011; Wang Tieling, 2011),另一侧的伽玛蜡烷峰值极低。三环萜烷(m/z 191质谱图上标记为1-11的化合物)峰值普遍较低,但 C_{19} 、 C_{20} 峰相对突出(1、2峰)。上述特征均指示原油生油母岩为陆相淡水弱氧化的沉积环境,生源母质以陆源高等植物为主(Hughes et al., 1988; Peters et al., 2005; Zhu Yangming et al., 1997; Liu Quanyou et al., 2007)。

(4) 三降藿烷异构体比值(T_s/T_m)特征分析

一般认为来源于陆源高等植物生源的原油 T_m 明显偏高,而在盐湖等沉积环境中的原油 T_s 含量要相对较高(Peters, 1995)。所以, T_s 、 T_m 具有指相意义。煤成油的 T_s 含量明显低于 T_m , T_s/T_m 为0.13~0.56,平均值为0.36;而海相油的 T_s 和 T_m 的含量则相当, T_s/T_m 比值高达0.51~1.42,平均值1.03。图7c中, T_s 低于 T_m , T_s/T_m 比值为0.32,属于煤相油的范围。这也和 Pr/Ph 值表征的信息相吻合。

(5) 甾烷特征分析

甾烷来源于真核生物中的甾醇。水生藻类和高等植物中均含有其先质物。 C_{27} 甾烷主要来源于水生藻类,而 C_{29} 甾烷主要来自高等植物, C_{28} 甾烷来源尚为由明确的认识,通常咸水湖中其含量较高(Fang Xuan et al., 1987; Fang Xuan, 2004; Peters, 1995; Chen Jianyu, 1995)。 $C_{27} \sim C_{29}$ 规则甾烷中海相油普遍具有“V”字型的甾烷分布,而煤成油则多呈反“L”型分布(Zhang Wenjun et al., 2012)。图7d中,规则甾烷中以 C_{29} 相对丰度占优势为特征,甾烷 C_{29} 对 C_{27} 为71:12, $C_{29} \alpha \alpha \alpha (R)$ 对 $C_{28} \alpha \alpha \alpha (R)$ 和 $C_{27} \alpha \alpha \alpha (R)$ 同系物具明显优势,呈反“L”型分布,指示样品烃源岩母质来源主要以高等植物为主, C_{27} 、 C_{28} 和 C_{29} 的重排甾烷以“倒L”型展布,指示为淡水沉积环境(Liu Quanyou et al., 2007; Sun Tao et al., 2011)。此外,海相原油重排甾烷含量低,重排甾烷/规则甾烷比值为0.07~0.44,均值0.23;煤成油中重排甾烷丰富,重排甾烷/规则甾烷比值为0.44~0.89,均值0.55。本文,重排甾烷/规则甾烷比0.73,显示重排甾烷较为丰富,属于煤相原油的范围(Zhang Wenjun et al., 2012)。

4.2.2 源岩成熟度分析

(1) 正烷烃奇偶优势分析

对近现代未成熟的烃源岩,一般地,其正烷烃奇偶优势(Scalan et al., 1970)明显, $OEP > 1.8$, $CPI > 2.4$ 。随着沉积物年龄和深度的增加,脂肪酸偶碳优势和正烷烃的奇碳优势减弱,机质的成熟度增加, OEP 和 CPI 下降。对低成熟烃源岩, $OEP < 1.2$, $CPI < 2.4$ 。随着有机质成熟度的增加,正构烷烃的

奇偶优势逐渐消失,成熟烃源岩的奇偶优势值(OEP)和碳优势指数值(CPI)接近 1.0(Wang Yuhua, 2004; Ren Yongjun et al., 2006; Lin Jinhui et al., 2004; Zhu Yangming et al., 2003; Gao Yujuan et al., 2009)。本文的 CPI 值为 1.2, OEP 值为 1.1, 为成熟烃源岩(图 9a)。

(2) 不饱和甾烷含量分析

不饱和甾烷含量也是区分成熟油和未熟油的有效指标(Giger et al., 1981)。随成熟度或埋深增加,甾类化合物降低(Li Sumei et al., 2003),重排甾烷增加(Duan Yi et al., 2004),4-甲基甾烷减少(Song Yitao et al., 2005),甾、萜类等生物标志化合物由不稳定的生物构型向较稳定的地质构型转变,引起其含量的变化,可用来表征有机质的热演化程度。随着成熟度的增加, C₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R) 值从 0 增大到 0.5(在 0.52~0.55 区间达到平衡), C₂₉ 甾烷 ββ/(αα+ββ) 值同样从 0 增大到 0.7(在 0.67~0.71 区间达到平衡)(Seifert and Moldowan, 1986)。把 C₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R) 为 0.42 定为

低熟和成熟的界限, 0.25 定为未熟和低熟界限(Huang Difan et al., 1991; Zeng Qinghui et al., 2006; Liu Quanyou et al., 2007; Sun Tao et al., 2011)。本文样品 C₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R) 值为 0.38, C₂₉ 甾烷 ββ/(αα+ββ) 值为 0.45, 在图 9b 上位于生油早期阶段, 成熟度约 0.78%, 为低熟阶段(图 9b)。

(3) Ts/Tm 值与源岩 R_o 对比分析

路俊刚等通过 Ts/Tm 值与源岩 R_o 对比表明(Lu Jungang et al., 2010), 对于同源产物 Ts/Tm 判识原油成熟度具有较强的敏感性, 随成熟度的增大而增大。在给定的 Ts/Tm 与 R_o 交汇图上, 原油样点分布在一个具有一定宽度的区带中。同样的 Ts/Tm 值对应 R_o 的一个范围(R_o 区间约 0.1), 在这个范围内, 重质油、中质油、正常油、轻质油的 R_o 值依次增大(图 9c)。根据本文的 Ts/Tm 值, 本文原油样品的 R_o 为 0.6% 左右。

(4) 不饱和甾烷含量分析

Pr/Ph 比值一直作为重要的生物标志物参数,

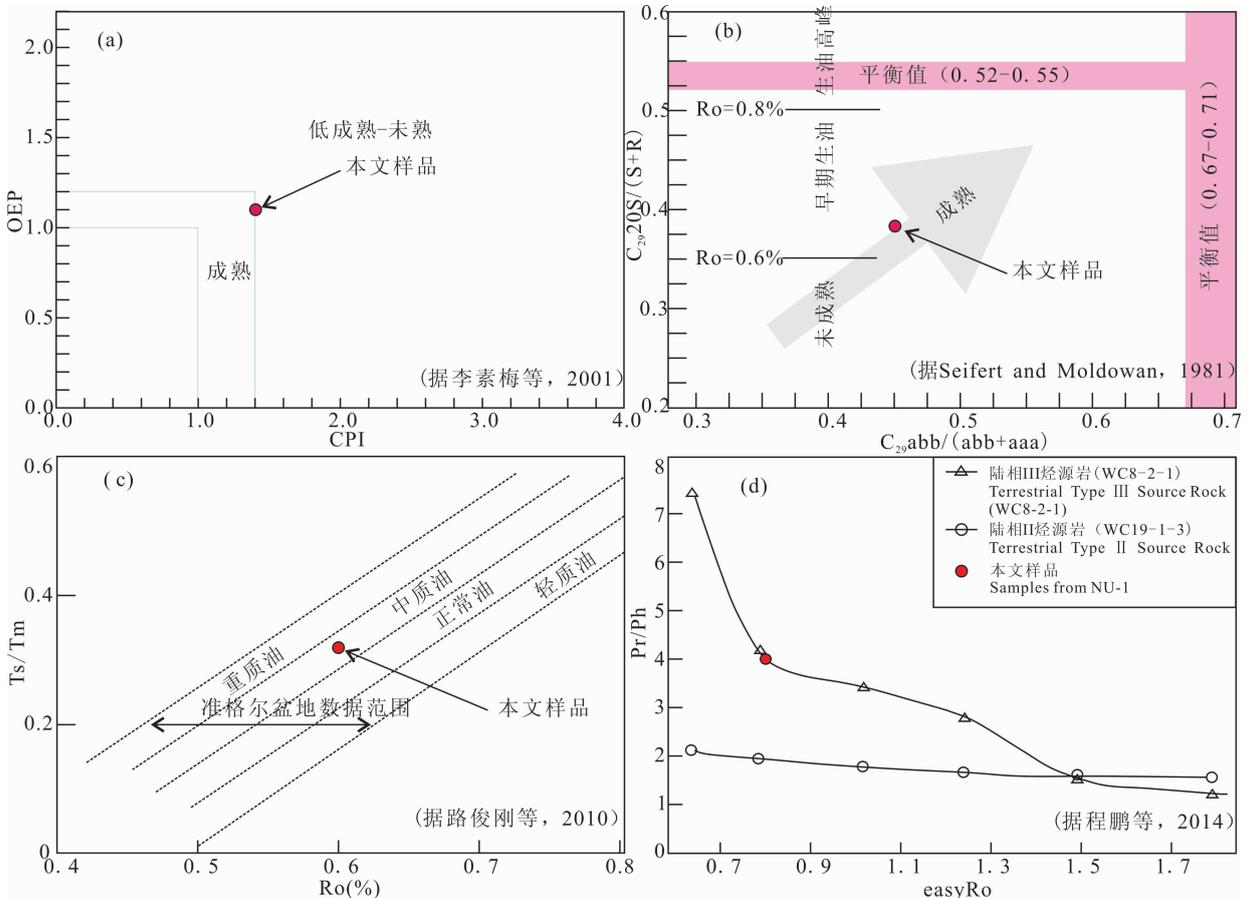


图 9 NU-1 井原油样品成熟度指标图

Fig. 9 Maturity indicator of oil sample from NU-1

其不仅与生源、沉积环境条件有关,而且在一定程度上还受成熟度影响。程鹏等对南海珠江口盆地西部不同有机相的陆相烃源岩样品进行了生排热模拟实验,获得了 Pr/Ph 比值随着成熟度的变化规律 (Cheng Peng et al., 2014)。根据上面的讨论,将本文原油母质烃源岩定为陆相Ⅲ型,在程鹏等(2014)给出的曲线上,与本文原油 Pr/Ph 比值相对应的成熟度值为 0.75%,为低熟阶段(图 9d)。

(5)莫烷含量分析

原油中还检测出丰富的莫烷系列。莫烷的稳定性低于藿烷,在原油中含量较低, C_{30} 莫烷/ C_{30} 藿烷在原油中一般低于 0.15(Peters et al., 2005)。本文中,该参数值达到 0.18,同样表现出低成熟特征。

(6)奥利烷分析

奥利烷有两个异构体 $18\alpha(H)$ 和 $18\beta(H)$ 奥利烷。 α 构型比 β 构型稳定,所以在成熟的原油中,一般只发现 α 构型的异构体。在成熟度较低的源岩中(镜质体反射率 $R_o < 0.8\%$),同时存在 $18\alpha(H)$ 和 $18\beta(H)$ 奥利烷(Riva et al., 1986)。图 7c 中, $18\beta(H)$ 奥利烷的存在,再一次印证本文原油样品成熟度较低。

4.3 油气多源特征及成藏模式讨论

对测试结果的分析表明,本文气体样品的烃源岩母质为腐泥型,沉积于弱还原的海相环境,生源母质以水生生物输入为主,镜质体反射率约 1.2%,处于成熟的演化阶段,以生油为主,所取得的气体为原油伴生气。

原油伴生气和与之伴生的原油应来源于同一烃

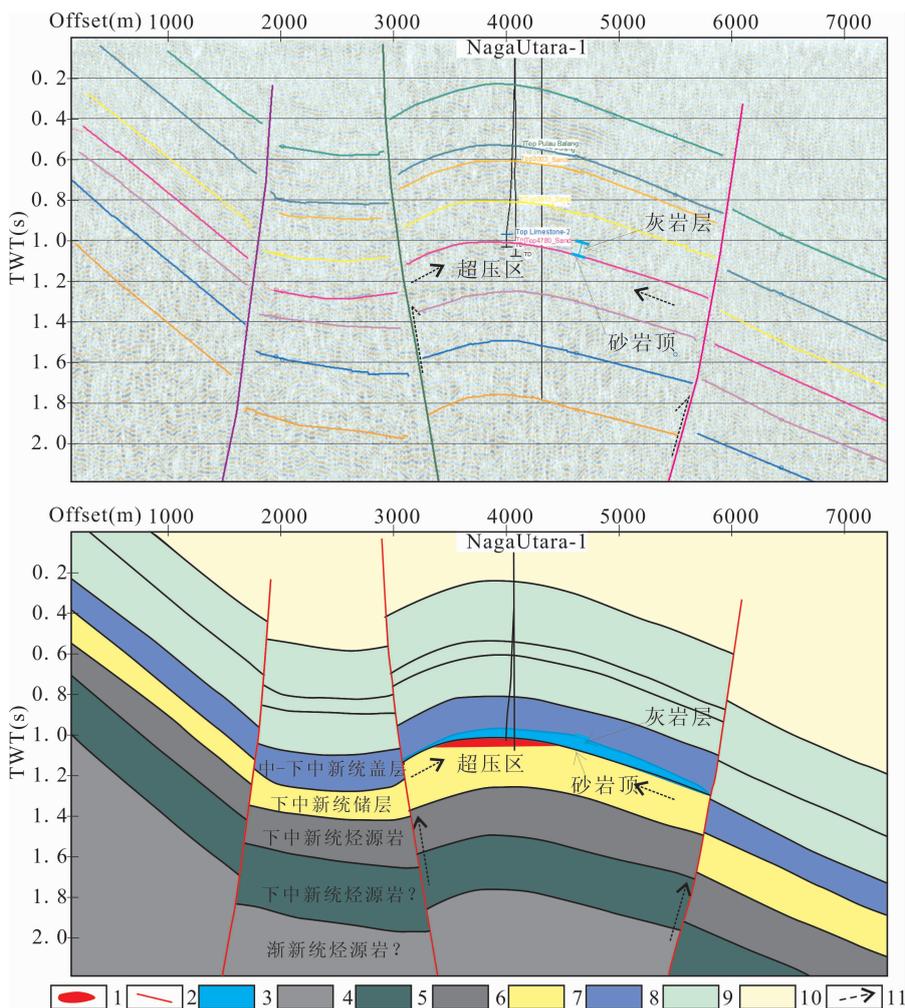


图 10 过 NU-1 井地震剖面及解释成果图

Fig. 10 NU-1 well-tie seismic section and interpretation plan

- 1—气藏; 2—断裂; 3—灰岩层; 4—渐新统潜在烃源岩; 5—下中新统潜在烃源岩; 6—下中新统烃源岩;
- 7—下中新统储层; 8—中-下中新统盖层; 9—中新统; 10—上中新统—第四系

1—Gas reservoir; 2—faults; 3—Carbonates; 4—Oligocene potential source rock; 5—Lower Miocene potential source rock; 6—Lower Miocene source rock; 7—Lower Miocene reservoir; 8—Middle-Lower Miocene seal; 9—Middle Miocene; 10—Upper Miocene-Quaternary

源岩母质,但本文原油样品的测试分析结果却指示其烃源岩母质为腐殖型,沉积于弱氧化的陆相环境,生源母质以陆生高等植物为主,镜质体反射率约0.7%,处于未熟—低熟的演化阶段。显然,原油样品的烃源岩和气体样品的烃源岩并不一致,为两套完全不同的烃源岩。一套为海相,成熟度相对较高,一套为陆相成熟度相对较低。

如前所述,库泰盆地发育中—上中新统三角洲相含煤和上中新统一上新统浊积相含煤两套已知烃源岩地层。前者干酪根类型主要为Ⅱ~Ⅲ型, $R_o = 0.6\% \sim 0.9\%$,后者有机质主要来源于陆源高等植物碎屑,同样为腐殖型。这两套烃源岩和本文原油样品所指示的烃源岩母质有相似之处,但和气体样品所指示的烃源岩母质绝然不同。

库泰盆地下中新统海相烃源岩和始新统一渐新统湖相烃源岩作为库泰盆地的潜在烃源岩,之前未做详细评价。从本文气体样品指示的烃源岩母质类型以及更高的成熟度分析,气体来源于更深的下部地层,这可能是下中新统的海相地层,或者更深部渐新统一始新统的湖相地层。深部海相或湖相地层烃源岩产生的气体沿断层向上迁移,在背斜部位的砂岩中形成高压圈闭(图10),并被上覆的灰岩层和泥岩层封盖形成油气藏。

本文 NU-1 井在中新统海相砂岩高压气层的发现,以及气体来源的分析结果,预示着库泰盆地在前期两套烃源岩的基础上证实深部海相烃源岩地层的存在,并具有很好的勘探潜力。因此,在库泰盆地下一步需要转变勘探思路,将勘探目的层转移至中中新统下部—下中新统海相成藏系统,甚至更深部的渐新统一始新统含油气系统。

5 结论

(1) NU-1 井气体样品的烃源岩母质为腐泥型,沉积于弱还原的海相环境,生源母质以水生生物输入为主,镜质体反射率约1.2%,处于成熟的演化阶段;原油样品的烃源岩母质为腐殖型,沉积于弱氧化的陆相环境,生源母质以陆生高等植物为主,镜质体反射率约0.7%,处于未熟—低熟的演化阶段。为两套完全不同的烃源岩。一套为海相,成熟度相对较高,一套为陆相,成熟度相对较低。

(2) 库泰盆地两套已知烃源岩地层和本文原油样品所指示的烃源岩母质有相似之处,但和气体样品所指示的烃源岩母质绝然不同。气体来源于更深的下部地层,这可能是下中新统的海相地层,或者更

深部渐新统一始新统的湖相地层。深部海相或湖相地层烃源岩产生的气体沿断层向上迁移,在背斜部位的砂岩中形成高压圈闭,并被上覆的灰岩层封盖形成油气藏。

(3) 库泰盆地下中新统的海相地层,或者更深部渐新统一始新统的湖相地层烃源岩具有很好的勘探潜力,下一步需要转变勘探思路,将勘探目的层转移至中中新统下部—下中新统海相成藏系统,甚至更深部的渐新统一始新统含油气系统。

References

- Alexander R, Kagi R I, Noble R. 1984. Identification of some bicyclic alkanes in petroleum. *Advances in Organic Geochemistry*, 6(84): 63~72.
- Chen Jianyu. 1995. *Advances in geochemistry of biomarker*. Geological Science and Technology Information, 14(1):35~44 (in Chinese with English abstract).
- Cheng Peng, Xiao Xianming, Tian Hui, Zhou Ji, Chen Qin, Pan Lei. 2014. Effects of Maturity on the Pr/Ph Ratio of the Soluble Organic Matters in the Terrestrial Source Rocks. *Acta Sedimentologica Sinica*, 31(1): 182~188 (in Chinese with English abstract).
- Cibaj I, Wiweko A. 2008. Recognition of progradational shelf deposits in the Middle Miocene of Kutai Basin. Jakarta, Indonesia: Thirty-Second Annual Convention & Exhibition. Indonesian Petroleum Association, IPA08-G-171.
- Curial J, Lin R, Decker J. 2005. Isotopic and molecular characteristics of Miocene-reservoired oils of the Kutei Basin, Indonesia. *Organic Geochemistry*, 36(3): 405~424.
- Dai Jinxing. 1993. Characteristics of natural gas carbon-hydrogen isotopes and Identification of different kinds of natural gas. *Natural Gas Geoscience*, 4(2~3): 1~40 (in Chinese with English abstract).
- Dai Jinxing, Pei Xigu, Qi Houfa. 1995. *Natural gas geology in China Vol. 1*. Beijing: Petroleum Industry Press; 35~87 (in Chinese with English abstract).
- Dai Jinxing. 1992. Identification of different kinds of alkanes. *Science in China (Series B)*, (2): 85~193 (in Chinese with English abstract).
- Duan Yi, Zhang Hui, Zheng Chaoyang, Wu Baoxiang. 2004. Study on Genesis of Crude Oil from Qaidam Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 22(S): 61~65 (in Chinese with English abstract).
- Duval B C, Dejanvry C, Cassaigneau C, Loiret B, Alibi M, Grosjean Y, Janvry C. 1997. Technology and exploration efficiency in the Mahakam Delta Province, Indonesia. *Proceeding of the 15th World Petroleum Congress*; 187~200.
- Ekweozor C M, Udo O T. 1998. The oleanane: Origin, maturation and limit of occurrence in South Nigeria sedimentary basins. *Organic Geochemistry*, 13: 131~140.

- Fang Xuan, Meng Qianxiang, Sun Minzhuo, Wang Zuodong, Li Yumei, Xu Yin. 1987. Characteristics of Biomarkers in Saturated Hydrocarbon in Coal of Carbonaceous Mudstone and Oils from the Lower Jurassic Coal Measures in the Turpan Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 26(5): 891~895 (in Chinese with English abstract).
- Fang Xuan. 2004. Biomarker Characteristics and significance of coal-formed hydrocarbon of Jurassic coal-measure source rocks and oils in the Turpan-Hami basin. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 1~65 (in Chinese with English abstract).
- Fuex A N. 1977. The use of stable carbon isotopes in hydrocarbon exploration. *Journal of Geochemical Exploration*, 7:155~188.
- Gao Yujuan, Zhang Yaming, Wang Yulin. 2009. Maturity Evaluation of the Organic Matter of Source Rock in Pingzhuang Depression. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 31(1): 48~52 (in Chinese with English abstract).
- Giger W, Schaffner C. 1981. Unsaturates steroid hydrocarbon as indicator of diagenesis in immature monterey shales. *The Science of Nature*, 68(1):37~39.
- Guo Jianjun, Chen Jianfa, Zhu Lei, Ye Zhixu, Shi Shengbao, Liu Yinghui. 2007. Geochemical Characteristics and Genesis of the Natural Gas in the Tazhong Uplift, the Tarim Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 29(6): 577~582 (in Chinese with English abstract).
- Guo Xiaowen, He Sheng. 2006. Geochemical Characteristics and Origin of the Light Crude Oils in Panyu Lower Uplift, Pearl River Mouth Basin. *Geological Science and Technology Information*, 25(5):63~68 (in Chinese with English abstract).
- Guritno E, Salvadori L, Syaiful M, Busono I, Mortimer A, Hakim F B, Dunham J, Decker J, Algar S. 2003. Deepwater Kutei Basin: A new petroleum province. *Indonesian Petroleum Association*, 1:1~22.
- Huang Difan, Li Jinchao, Zhang Dajiang, Huang Xiaoming, Zhou Zhuhong. 1991. Maturation sequence of Tertiary crude oils in the Qaidam Basin and its significance in petroleum resource assessment. *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*, 5:3359~3366.
- Huang Difan, Xiong Chuanwu, Yang Junjie. 1996. Gas source identification of the large gas field in the central Ordos Basin. *Chinese Science Bulletin*, 41(17):1588~1592 (in Chinese with English abstract).
- Hudhes W B, Holba A G. 1988. Relationship between crude oil quality and biomarker patterns. *Organic Geochemistry*, 13(1~3):15~30.
- JiaJihong, Bai Yijun, Wang Xiaofeng, Zhang Pingzhong, Sang Wencui, Zhang Dezhong. 2012. Geochemical Significance of the Saturated Hydrocarbons of Limnological Sediments from Ruoergai Plateau. *Acta Sedimentologica Sinica*, 30(4):755~760 (in Chinese with English abstract).
- Li Jun, Hou Dujie, Li Jinghan, Zhang Jinchuan, Liu Xin, Xu Bo. 2011. Characteristics and genetic types of natural gas in the eastern sag of the Liaohe Depression. *Natural Gas Industry*, 31(2): 43~47 (in Chinese with English abstract).
- Lin Jinhui, Yi Haisheng, Zou Yanrong. 2004. Biomarkers of marine and continental oil shales, the Zangbei Plateau. *Geochimica*, 33(1):57~64 (in Chinese with English abstract).
- Liu Quanyou, Liu Wenhui. 2007. Discussion of Jurassic coal-forming environments using fossil biomarkers in soluble organic matters from Tarim Basin. *Global Geology*, 26(2): 152~157 (in Chinese with English abstract).
- Li Shuang, Yang Xiaoyong, Sun Weidong. 2014. Geochemical Study on An IOCG Deposit in the Lamandau Region, Kalimantan Island, Indonesia. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 88(Supp.2): 368~369.
- Li Sumei, Li Xue, Zhang Qinghong, Ju Lirong, Ma Xiaochang. 2003. Paleosedimentary Environment in Tertiary and Its Effect on Petroleum Distribution in Niuzhuang Subsag, Dongying Sag. *Oil & Gas Geology*, 24(3):269~273 (in Chinese with English abstract).
- Lu Jungang, Chen Shijia, Wang Xulong, Lu Linchao, Chen Xue, Wang Yi. 2010. Maturity Study of the Strong Biodegradation Viscous Oil: Taking the Santai-Beisantai Area of Junggar Basin as an Example. *Petroleum Geology & Experiment*, 32(4):373~376 (in Chinese with English abstract).
- McClay K, Dooley T, Ferguson A, Poblet J. 2000. Tectonic Evolution of the Sanga Sanga Block, Mahakam Delta, Kalimantan, Indonesia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 84(6): 765~786.
- Meng Qianxiang, Fang Xuan, Xu Yongchang, Shen Ping. 2005. Biomarkers and Geochemical Significance of Carboniferous Source Rocks and Coals from Qaidam Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 22(4): 729~736 (in Chinese with English abstract).
- Moss S J, Chambers J L C. 1999. Tertiary facies architecture in the Kutei Basin, Kalimantan, Indonesia. *Journal of Asia Earth Sciences*, 17(1~2):157~181.
- Paterson D W, Bachtiar A, Bates J A, Moon J A, Surdam R C. 1997. Petroleum system of the Kutei basin, Kalimantan, Indonesia. *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, 25: 709~726.
- Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. 2005. The biomarker guide. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 1~490.
- Peters K E, Fraser T H, Amris W, Rustanto, B., Hermanto, E., 1999. Geochemistry of crude oils from Eastern Indonesia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 83, 1927~1942.
- Peters K E, Snedden J W, Sulaeman A, et al. 2000. A new geochemical-sequence stratigraphic model for the Mahakam Delta and Makassar Slope, Kalimantan, Indonesia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 84(1):12~44.
- Qi Huasheng, Yang Xiaoyong. 2016. Cenozoic magmatic activities on porphyry copper-gold mineralization control in Papua, Indonesia: the Grasberg copper-gold porphyry deposit.

- Geological Review, 62 (Supp. 1): 175~176 (in Chinese with English Abstract).
- Riva A, Salvatori T, Cavaliere R. 1986. Origin of oils in Po Basin, northern Italy. *Organic Geochemistry*, 10:391~400.
- Redhead R B, Lumadyo E, Saller A, Noah J T, Brown T J, Yusri Y, Inaray J, Ma T A, May R. 2000. West Seno field discovery, Makassar Straits, East Kalimantan, Indonesia. Paul Weimer (Ed.) *Deep-Water Reservoirs of the World: 20th Annual*, 20:862~876.
- Ren Yongjun, Zhou Yaoqi, Zha Ming, Jin Qiang. 2006. Maturity of Lower Tertiary source rocks in Dongying depression. *Journal of China University of Petroleum*, 30(2):6~11 (in Chinese with English abstract).
- Rooney M A, Claypool G E, Chung H M. 1995. Modeling themogenic gas generation using carbon isotope ratios of natural gas hydrocarbons. *Chemical Geology*, 126(3~4):219~232.
- Schoell M. 1980. Hydrogen and carbon isotope composition of methane from natural gases of various origins. *Geochim et Cosmochim Acta*. 44:649~661.
- Schoell M. 1983. Genetic characterization of natural gases. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 67: 2225~2238.
- Schoell M. 1988. Multiple origins of methane in the earth. *Chemical Geology*, 71:1~10.
- Seifert W K, Moldowan J M. 1986. Use of biological markers in petroleum exploration. Johns, R. B. (Ed.), *Methods in Geochemistry and Geophysics* 24. Elsevier, Amsterdam: 261~290.
- Shen Zhongmin, Zhou Guangjia, Hong Zhihua. 1999. Biomarker Characteristics of Indication Environments of Low-Mature Oil Generation. *Journal of ChengDu University of Technology*, 26 (4):396~401 (in Chinese with English abstract).
- Song Yitao, Liao Yongsheng, Wang Zhong. 2005. Evaluation of source rocks in Kongdian Formation and analysis of oil source in Weibei sag. *Oil & Gas Geology*, 26(4): 487~493 (in Chinese with English abstract).
- Stahl W J. 1974. Carbon isotope fractionation in natural gases. *Nature*, 251 (5471): 134~135.
- Stahl W J, Carey B D. 1975. Source rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Val Verde and Delaware basin, West Texas. *Chemical Geology*, 16: 257~267.
- Sun Li' na, Zhang Zhongning, Wu Yuandong, Su Long, Xia Yanqing, Wang Zixiang. 2015. Evolution patterns and their significances of biomarker maturity parameters—a case study on liquid hydrocarbons from type III source rock under HTHP hydrous pyrolysis. *Oil & Gas Geology*, 36 (4): 573~580 (in Chinese with English abstract).
- Sun Tao, Duan Yi. 2011. Geochemical Characteristics of Steranes of Coal Generated Hydrocarbons: A Case of High Temperature and Fined Simulated Experiment. *Natural Gas Geoscience*, 22 (6):1082~1087 (in Chinese with English Abstract).
- Wang Hongzhen, Yang Sennan, Li Sitian. 1983. Mesozoic and Cenozoic Basin Formation in East China and Adjacent Regions and Development of the Continental Margin. *Acta Geologica Sinica*, 6: 213~223 (in Chinese with English abstract).
- Wang Tao. 1997. Natural gas geological theory and practice of China. Beijing: Petroleum Industry Press, 43~47 (in Chinese with English abstract).
- Wang Tieling. 2011. The Distribution of Oleananes in Sediments and Oils and Their Geochemical Significance. *Journal of Oil and Gas Technology*, 33 (7): 13~18 (in Chinese with English abstract).
- Wang Yuhua, Hou Qijun, Sun Dejun, Lei Maosheng, Wang Jing, Li Fengjun. 2004. Oil and gas generation and resource evaluation of Cenozoic strata in the northern Qaidam basin area. Beijing: Science Press (in Chinese with English abstract).
- Whiticar M A. 1990. Geochemical prospective of natural gas and atmospheric methane. *Organic Geochemistry*, 16 (1~3): 531~547.
- Xie Qifeng, Zhou Lifa, Cai Yuanfeng, Liu Yu, Liu Zhiwu, Wang Suli. 2015. Geochemical characteristics of Permian marine source rocks and its constraints of the provenance and paleoenvironment in the South Qinlian Basin, Qinghai Province. *Acta Geologica Sinica*, 89(7):1288~1301.
- Xu Yongchang. 1994. Genesis theory and application of Natural gas. Beijing: Science Press, 98~99 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Qiang, Lü Fuliang, Mao Chaolin, Fan Guozhang, Wang Bin, Wang Xuefeng. 2012. Petroleum geology and exploration prospect in Kutai Basin, Indonesia. *Marine origin petroleum geology*, 17(4):8~15 (in Chinese with English abstract).
- Zeng Qinghui, Zhuo Qingong. 2006. Correlation of Oils and Source Rocks of Es4 and Its Petroleum Geology Implication in Linnan Area, Jiyang Basin. *Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science)*, 25(6):10~12 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Wenjun, Zhang Min, et al. 2012. Saturated hydrocarbon biomarkers. *Journal of Oil and Gas Technology*, 34(6):25~28 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Xiaobao, Hu Yong, Ma Liyuan, Peng Dehua, Meng Zifang. 2002. Carbon isotope characteristics, genesis and distribution in Cenozoic saline lacustrine source rocks from the Western Qaidam Basin, NW China. *Science in China (Series D)*, 32(7): 598~607 (in Chinese with English abstract).
- Zheng Chaoyang, Liu Yiqun, Duan Yi, Yu Wenxiu, Fan Tingting, Zhang Xuejun. 2001. Geochemical Characteristics and Genesis of Crude Oils of Carboniferous and Triassic in Tahe Oil field of Tarim Basin. *Geological Journal of China Universities*, 17 (2): 249~259 (in Chinese with English abstract).
- Zhou Xingxi, Wang Hongjun. 1999. Relationship between gas carbon isotope and maturity in cratonic basin, Tarim Basin. *Geochimical*, 28 (6): 593~597 (in Chinese with English Abstract).

- Zhu Yangming, Mei Bowen, Fu Jiamo, Sheng Guoying. 1997. Distribution Characteristics of Saturated Hydrocarbon Biomarkers in Oils from Tarim Basin. *Journal of Jianghan Petroleum Institute*, 19(3):24~29 (in Chinese with English Abstract).
- Zhu Yangming, Su Aiguo, Liang Digang, Cheng Keming, Weng Huanxin, Peng Dehua. 2003. Distribution characterization and origin of n-alkanes in saline lacustrine source rocks of Qaidam Basin. *Geochimica*, 32(2):117~123 (in Chinese with English Abstract).
- Zhu Yangming, Hu Wei, Li Ying, Hao Fang, Zou Huayao, Guo Tonglou. 2013. Geochemical characteristics and origins of typical marine and terrestrial oils in the northeastern Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(2):255~262 (in Chinese with English Abstract).

参 考 文 献

- 陈建渝. 1995. 生物标志物地球化学的新进展. *地质科技情报*, 14(1):35~44.
- 程鹏, 肖贤明, 田辉, 周秦, 陈吉, 潘磊. 2014. 成熟度对陆相烃源岩可溶有机质 Pr/Ph 比值的影响. *沉积学报*, 31(1):182~188.
- 戴金星. 1992. 各类烷烃气鉴别. *中国科学 B 辑*, (2):85~193.
- 戴金星. 1993. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别. *天然气地球科学*, 4(2~3):1~40.
- 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 1995. *中国天然气地质学(卷一)*. 北京:石油工业出版社:35~87.
- 段毅, 张辉, 郑朝阳, 吴保祥. 2004. 柴达木盆地原油成因研究. *沉积学报*, 22(S):61~65.
- 房嫒, 孟仟祥, 孙敏卓, 王作栋, 李玉梅, 徐茵. 2008. 吐哈盆地中下侏罗统源岩和油的生物标志物分布特征—饱和烃馏分. *沉积学报*, 26(5):891~895.
- 房嫒. 2004. 吐哈盆地侏罗系煤系地层源岩和油的生标特征及其煤成烃意义. 北京:中国科学院研究生院.
- 高玉娟, 张亚明, 王宇林. 2009. 平庄凹陷烃源岩有机质成熟度评价. *地球科学与环境学报*, 31(1):48~52.
- 郭建军, 陈践发, 朱雷, 叶治续, 师生宝, 刘应辉. 2007. 塔里木盆地塔中天然气的地球化学特征及其成因. *石油实验地质*, 29(6):577~582.
- 郭小文, 何生. 2006. 珠江口盆地番禺低隆起轻质原油地球化学特征及其对比研究. *地质科技情报*, 25(5):63~68.
- 黄第藩, 熊传武, 杨俊杰. 1996. 鄂尔多斯盆地中部大气田的气源识别. *科学通报*, 41(17):1588~1592.
- 贾继红, 白益军, 王晓峰, 张平中, 桑文翠, 张德忠. 2012. 若尔盖高原湖沼沉积剖面饱和烃组分特征及地球化学意义. *沉积学报*, 30(4):755~760.
- 李军, 侯读杰, 李敬含, 张金川, 刘鑫, 徐波. 2011. 辽河拗陷东部凹陷天然气特征及成因类型. *地质勘探*, 31(2):43~47.
- 李素梅, 李雪, 张庆红, 句礼荣, 马晓昌. 2003. 牛庄洼陷第三系古沉积环境及其控油气作用. *石油与天然气地质*, 24(3):269~273.
- 林金辉, 伊海生, 邹艳荣. 2004. 藏北高原海陆相油页岩生物标志化合物对比研究. *地球化学*, 33(1):57~64.
- 刘全有, 刘文汇. 2007. 利用煤岩可溶有机质生物标志化合物探讨塔里木盆地侏罗系沉积环境. *世界地质*, 26(2):152~157.
- 路俊刚, 陈世加, 王绪龙, 陆林超, 陈雪, 王熠. 严重生物降解稠油成熟度判识—以准噶尔盆地三台—北三台地区为例. *石油实验地质*, 32(4):373~376.
- 孟仟祥, 房嫒, 徐永昌, 沈平. 2005. 柴达木盆地石炭系烃源岩和煤岩生物标志物特征及其地球化学意义. *沉积学报*, 2005, 22(4):729~736.
- 元华胜, 杨晓勇. 2016. 印尼巴布亚新生代岩浆活动对斑岩型铜金矿的控制:以 Grasberg 斑岩型铜金矿床为例. *地质评论*, 62(S1):175~176.
- 任拥军, 周瑶琪, 查明, 金强. 2006. 东营凹陷古近系烃源岩成熟度特征. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 30(2):6~11.
- 沈忠民, 周光甲, 洪志华. 1999. 低成熟石油生成环境的生物标志化合物. *成都理工学院学报*, 26(4):396~401.
- 宋一涛, 廖永胜, 王忠. 2005. 淮北凹陷孔店组烃源岩评价及油源分析. *石油与天然气地质*, 26(4):487~493.
- 孙丽娜, 张中宁, 吴远东, 苏龙, 夏燕青, 王自翔. 2015. 生物标志化合物热成熟度参数演化规律及意义—以 III 型烃源岩 HTHP 生排烃热模拟液态烃产物为例. *石油与天然气地质*, 36(4):573~580.
- 孙涛, 段毅. 2011. 煤系有机质生成烃类中甾烷系列化合物地球化学特征—以高温封闭体系下热模拟实验为例. *天然气地球科学*, 22(6):1082~1087.
- 王鸿祯, 杨森楠, 李思田. 1983. 中国东部及邻区中、新生代盆地发育及大陆边缘区的构造发展. *地质学报*, 3:213~223.
- 王玉华, 侯启军, 孙德君, 雷茂盛, 王静, 李凤君. 2004. 柴达木盆地北缘地区中生代地层油气生成与资源评价. 北京:科学出版社.
- 王涛. 1997. *中国天然气地质理论基础与实践*. 北京:石油工业出版社:43~47.
- 王铁玲. 2011. 奥利烷在沉积物和原油中的分布及其地球化学意义. *石油天然气学报*, 33(7):13~18.
- 谢其锋, 周立发, 蔡元峰, 刘羽, 刘志武, 王苏里. 2015. 南祁连盆地二叠系海相烃源岩地球化学特征及其对物源属性和古环境的约束. *地质学报*, 89(7):1288~1301.
- 徐永昌. 1994. *天然气成因理论及其应用*. 北京:科学出版社:98~99.
- 张强, 吕福亮, 毛超林, 范国章, 王彬, 王雪峰. 2012. 印度尼西亚库塞盆地油气地质特征及勘探方向. *海相油气地质*, 17(4):8~15.
- 曾庆辉, 卓勤功. 2006. 济阳拗陷临南地区沙四段油源对比及石油地质意义. *山东科技大学学报:自然科学版*, 25(6):10~12.
- 张文俊, 张敏. 2012. 典型海相油和煤成油饱和烃生物标志化合物特征研究. *石油天然气学报*, 34(6):25~28.
- 张晓宝, 胡勇, 马立元, 彭德华, 孟自芳, 段毅. 2002. 柴达木盆地西部第三系盐湖相天然气碳同位素特征、成因与分布. *中国科学 D 辑*, 32(7):598~607.
- 郑朝阳, 柳益群, 段毅, 于文修, 樊婷婷, 张学军. 2011. 塔里木盆地塔河油田石炭系、三叠系原油地球化学特征及成因研究. *高校地质学报*, 17(2):249~259.
- 朱扬明, 胡炜, 李颖, 郝芳, 邹华耀, 郭彤楼. 2013. 川东北地区典型海、陆相原油地球化学特征及来源. *石油学报*, 34(2):255~262.
- 朱扬明, 梅博文, 傅家谟, 盛国英. 1997. 塔里木原油饱和烃生物标志物分布特征. *江汉石油学院学报*, 19(3):24~29.
- 朱扬明, 苏爱国, 梁狄刚, 程克明, 翁焕新, 彭德华. 2003. 柴达木盆地

咸湖相生油岩正构烷烃分布特征及其成因. 地球化学, 32(2): 117~123.

周兴熙,王红军.1999.塔里木盆地克拉通区天然气碳同位素与成熟度关系探讨.地球化学,28(6):593~597.

Feature Analysis of Oil and Gas Samples from Well Naga Utara-1 in the Kutei Basin, Kalimantan Island

LU Yintao^{1,2,3)}, LUAN Xiwu^{4,5)}, SHI Boqing⁶⁾, XU Ning⁶⁾, LÜ Fuliang²⁾, FAN Guozhang²⁾

1) *Institute of Oceanology, Chinese Academy of Sciences, Qingdao, Shandong, 266071;*

2) *Petrochina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou, 310023;*

3) *University of Chinese Academy of Sciences, Beijing, 100049;*

4) *Key Laboratory of Marine Oil and Gas Resources and Environmental Geology, Ministry of Land and Resources, Qingdao Institute of Geology, China Geological Survey, Qingdao, Shandong, 266071;*

5) *Marine Mineral Resources Assessment and Survey Technology Laboratory, Qingdao, Shandong, 266071;*

6) *China National Oil&Gas Exploration and Development Company, Beijing, 100034*

Abstract

The study carried out systemic geochemical analysis of the Lower Miocene oil and gas samples from the well Naga Utara-1 (NU-1) in the Kutei Basin, Kalimantan Island. The result shows that hydrocarbon source rocks of natural gas samples are sapropelic and deposited in weak reduction marine environment, with the source material dominated by aquatic organism and calculated R_o of about 1.2%, suggesting the mature source rocks for gas generation. However, hydrocarbon source rocks of the oil samples are humic and should be developed in weak oxidized terrestrial environment, with the source material dominated by terrestrial plants and the calculated R_o about 0.7%, indicating immature to early mature source rock for oil generation. Therefore, the source rocks for gas and oil should be in two different intervals: one is marine source rock with higher maturity, while the other is terrestrial source rock with lower maturity. Two sets of strata identified in the Kutei basin have some similarities as that hosting rocks suggested by the oil samples, but completely different from that indicated by the gas samples. The gas should be sourced from deep lower Miocene marine strata or even deeper such as Oligocene to Eocene lacustrine strata. The gas generated in deep marine or lacustrine strata migrated up along the faults, and formed high pressure entrapment within sandstone at the top of anticline, which was sealed by overlying limestone and shale layers. The discovery of marine source rocks indicates that the Lower Miocene marine strata or deep hydrocarbon source rocks in the Oligocene and Eocene lacustrine strata are favorable exploration intervals. The next work should shift exploration direction, with exploration objective layers focusing on Middle or Lower Miocene marine accumulation system, even deep Oligocene or Eocene petroleum plays.

Key words: Kutei basin; Lower Miocene; source rock; geochemical analysis; petroleum play