

阿姆河右岸地区 侏罗系海相烃源岩生烃潜力

方杰¹, 徐树宝², 吴蕾², 欧阳华², 聂明龙¹

(1 中国石油勘探开发研究院; 2 中国石油阿姆河天然气勘探开发有限公司)

摘要 阿姆河右岸地区侏罗系发育三种类型的烃源岩,其有机质丰度均不相同,上侏罗统海相高伽马值泥岩的最高,其次为海相泥灰岩,中下侏罗统海陆过渡相煤系泥岩相对偏低,烃源岩的等级分别属于好烃源岩、中等烃源岩和中—差烃源岩。对比表明,这三种烃源岩的有机质丰度高于中国含油气盆地的同类型烃源岩,说明盆地具有油气生成的较好物质基础。本区海相烃源岩干酪根微组分中腐泥组含量高,但干酪根中氢原子含量低,有机质主要来源于藻类等低等生物。根据干酪根 H/C 原子比、氢指数 I_H 和碳同位素 $\delta^{13}C$ 三项指标判断,上侏罗统海相烃源岩属于 II—III 型母质。上侏罗统高伽马值泥岩和泥灰岩已达生烃高峰阶段(R_o 大多在 0.8%~1.3%),有利于常规油、凝析油和湿气的生成,总烃/有机碳已达到 15.88%~18.4%,接近 II 型烃源岩液态烃的产烃率,说明侏罗系海相烃源岩具有较高的生烃能力。

关键词 阿姆河盆地; 阿姆河右岸; 侏罗系; 海相地层; 烃源岩; 生烃潜力; 油源对比; 有机质类型

中图分类号: TE122.1¹13; TE122.1¹14

文献标识码: A

1 引言

阿姆河盆地地理位置横跨中亚土库曼斯坦东部和乌兹别克斯坦西南部,部分延伸至阿富汗和伊朗境内,盆地面积约 $38 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1)。有两条河流——阿姆河与卡拉库姆运河从盆地内穿过,阿姆河的东北一侧至土库曼斯坦国界内侧,称为右岸地区。该地区已探明了数个大型天然气田,并成为中土输气管线向中国供气的主要基地之一。尽管右岸地区属于天然气富集区,并且已探明数个上侏罗统大型天然气藏和凝析油藏,但这些天然气藏的成藏机制尚待深入研究。

阿姆河右岸侏罗系是天然气藏形成的最重要的成藏组合,其烃源岩具有三种类型,即上侏罗统的海相碳酸盐岩、高伽马值泥岩和中下侏罗统海陆过渡相煤系,但这三种烃源岩的生烃潜力、油气来源等问题一直未能深入研究和揭示。前人限于分析样品少等原因,对侏罗系烃源岩的评价和油气源对比的研究甚

少。据查,仅在徐树宝等^[1]所著《中俄土天然气地质研究新进展》一书中对该区这些问题有较为笼统的研究和认识。随着该区油气勘探的进展,需要对生烃潜力、油气来源等一系列问题作深入分析研究。

本文的研究是在对前人资料收集和整理的基础上,对右岸地区部分上侏罗统原油和不同层段岩心样品进行了重新采集(样品采集点见图1),其中原油样品井6口(扬恰2口、奥贾尔雷1口、基尔桑1口、萨曼杰佩2口),岩石样品井10口(扬恰3口、奥贾尔雷2口、别-皮2口、阿盖雷1口、萨曼杰佩2口),共计24块岩石样品,并做了系统的地球化学分析,从烃源岩的有机质丰度、母质类型和热演化程度三个方面进行了研究,以期为评价该区侏罗系生烃条件提供更充分的依据,并为侏罗系油气资源评价奠定良好的基础。

2 烃源岩分布

阿姆河盆地北部拗陷和阿姆河右岸地区的侏罗系自下而上由中下侏罗统(J_{1-2})海陆过渡相含煤系

收稿日期: 2013-05-24; 改回日期: 2013-10-31

基金项目: 本文为中国石油天然气集团公司“阿姆河右岸中区天然气开发示范工程”资助项目(编号: 2011ZX05059)部分研究成果

方杰: 1958年生,博士,高级工程师。主要从事石油地质综合研究工作。通讯地址: 100083 北京市海淀区学院路20号中国石油勘探开发研究院; 电话: (010)83598040

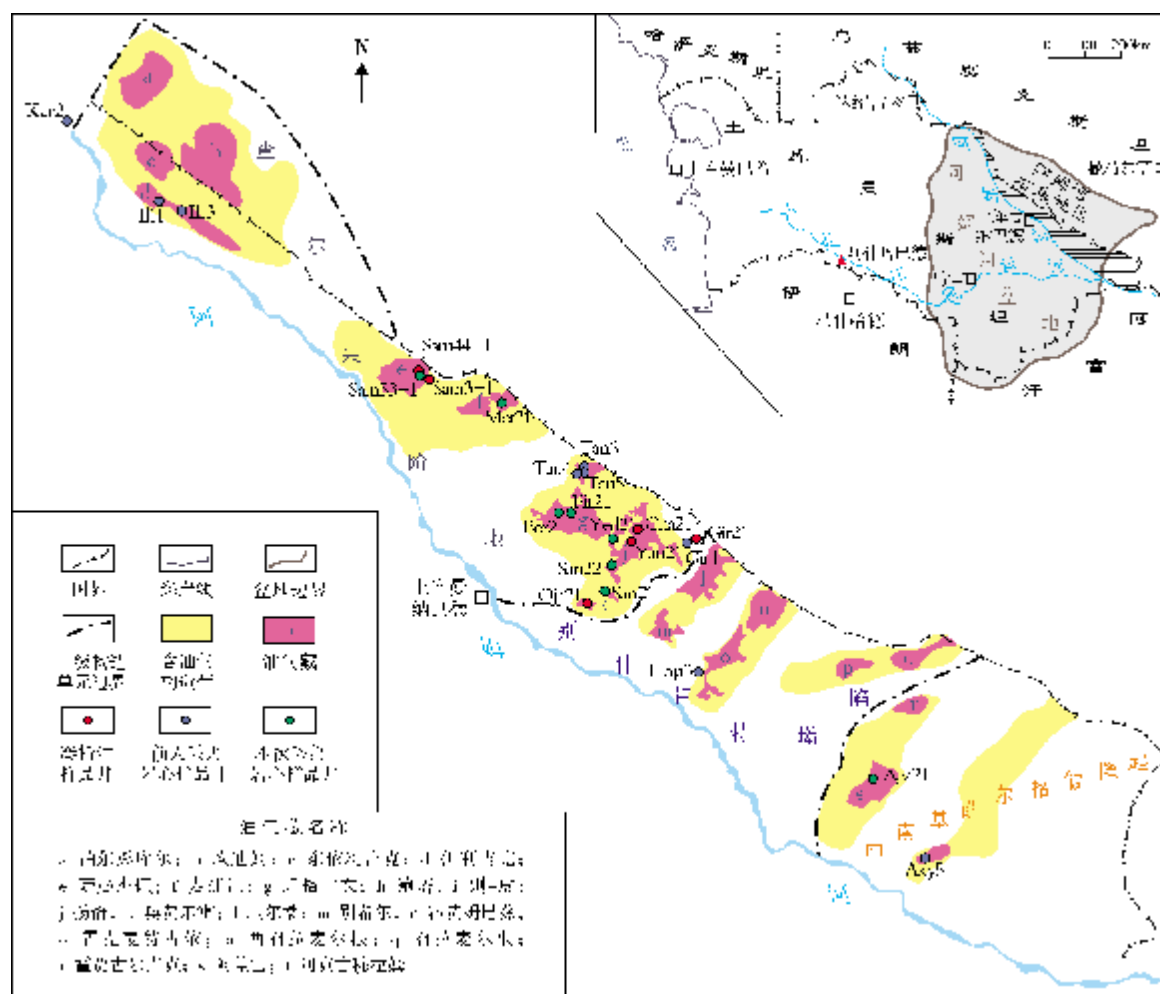


图1 阿姆河右岸地区构造单元、油气藏分布及取样点位置

岩(800~1000m),上侏罗统(J_3)卡洛夫阶—牛津阶海相碳酸盐岩(330~500m),上侏罗统(J_3)高尔达克岩系高伽马值泥岩(0~50m)和盐膏岩(460~1200m),以及卡拉比尔岩系(100~300m)等四套地层组成(图2)。由于区域内盐膏岩优质盖层分布范围广泛,几乎覆盖全区,因此天然气主要富集在盐下不同类型的生物礁滩体中,从而形成了完整的侏罗系生储盖组合,现今探明的特大型气田和储量都集中分布在该套生储盖组合中^[2-6]。

阿姆河盆地在侏罗纪海陆过渡相和海相两种沉积环境下形成了三种类型的烃源岩(图2):

中—下侏罗统(J_{1-2})海陆过渡相腐殖型含煤系烃源岩 岩性主要为灰色和深灰色泥岩、粉砂岩夹薄煤层,纵向上含煤层段集中分布在 J_{1-2} 中部。这类含煤层在右岸地区厚度达到300~600m,分布广,

埋深一般在4000m以下,热演化程度高,是盆地内侏罗系主要的气源层。

上侏罗统(J_3)海相碳酸盐岩烃源岩 以台地边缘至盆地内部生物礁滩体泥灰岩为主,含有大量的生物残骸,如珊瑚、厚壳蛤、有孔虫、红藻、苔藓虫等,有机质含量高;而在蒸发台地和局限台地中碳酸盐岩生烃潜力有限,属于非烃源岩。地层厚度一般约300~500m,现今深陷区埋深一般在2500~4000m,热演化程度相对较高,是盆地内侏罗系主要的油气源层。

上侏罗统(J_3)海相泥岩(高伽马值泥岩)烃源岩 岩性主要为深灰色泥岩夹薄层泥灰岩或灰岩,属于短暂海侵阶段的沉积,厚度一般约5~10m;随着向深陷区延伸,高伽马值泥岩逐渐增厚,最厚可达50m左右,深陷区埋深一般在3000~4000m。热演化程度相对较低,是盆地内侏罗系次要的油气源层。

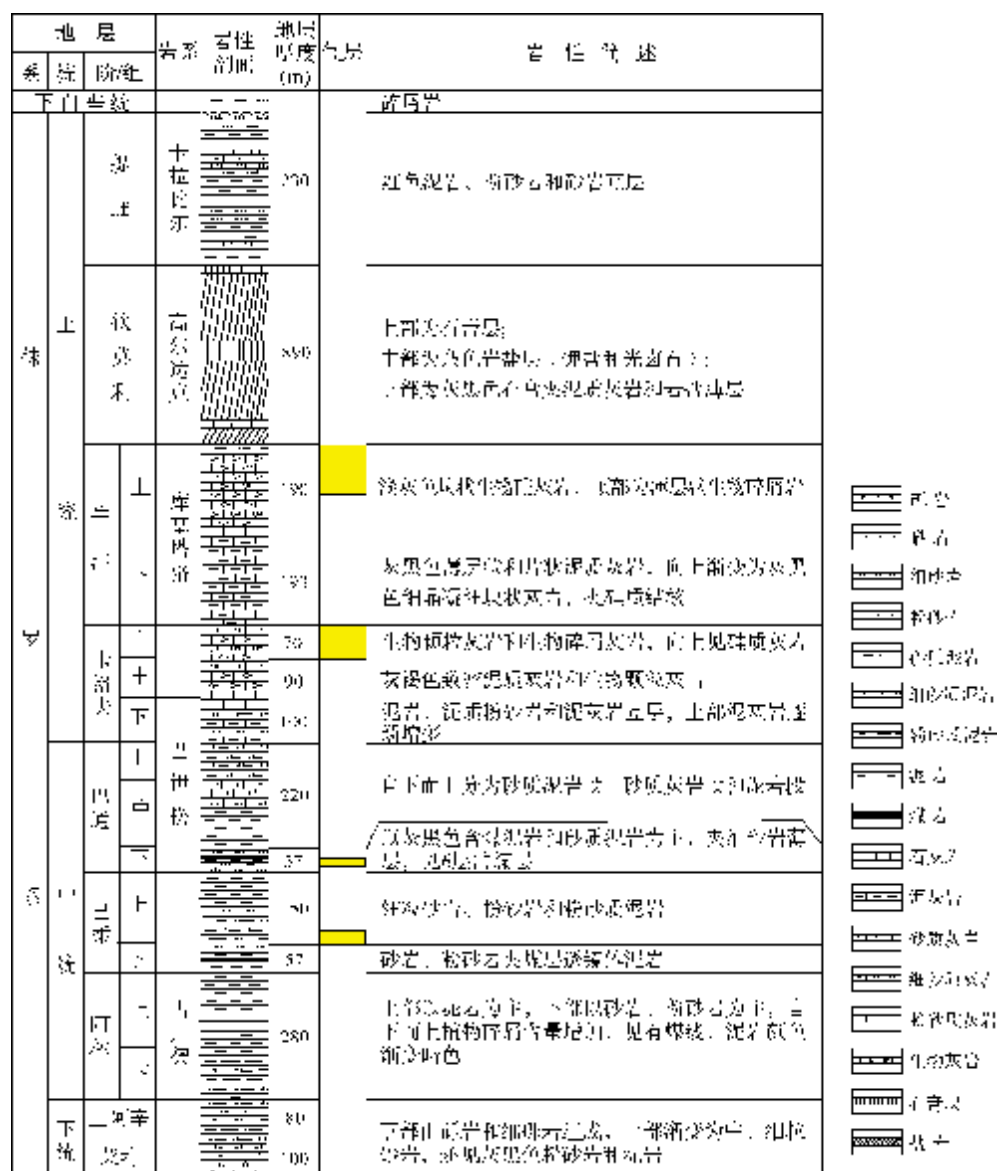


图2 阿姆河右岸地区侏罗系地层综合柱状图

3 烃源岩有机质丰度

一个沉积盆地能否生成油气,研究和评估烃源岩的有机质丰度(有机碳、氯仿沥青“A”、总烃、产烃潜量等)是十分重要的。有机质是油气生成的物质基础,也是确定盆地油气富集程度的重要指标。国内外学者对海陆过渡相泥质烃源岩有机质丰度的评价标准做了大量深入研究,取得了一致认识。近年来,我国地球化学家深入研究含煤岩系的有机质丰度,也制定了一套含煤岩系有机质丰度评价标准^[7-8],但对

海相碳酸盐岩烃源岩的生烃下限还存在不同的认识^[9-17]。多数国外学者认为海相碳酸盐岩烃源岩的有机碳(TOC)下限值一般为0.2%~0.3%;国内学者考虑到我国烃源岩普遍处于高—过成熟阶段,结合具体地质情况,其TOC下限值一般为0.1%~0.2%,并提出优质烃源岩是决定盆地富油气的关键因素^[18]。为了客观与确切地评估右岸地区烃源岩的有机质丰度,本研究与国内成熟盆地不同类型烃源岩有机质丰度的评价标准^[19-23]进行了对比分析,采用“双对数坐标系”同类型烃源岩系统比对和趋势线确定级

别值的方法,编制了TOC—氯仿沥青“A”双对数关系图(图3)、TOC—总烃(HC)双对数关系图和TOC—产烃潜量(S_1+S_2)双对数关系图。并对侏罗系碳酸盐岩

烃源岩评价标准做了补充和调整,集成并整合了含油气盆地不同岩类烃源岩的有机质丰度的评价标准表,统一评估了含油气盆地生烃潜力的地质基础。

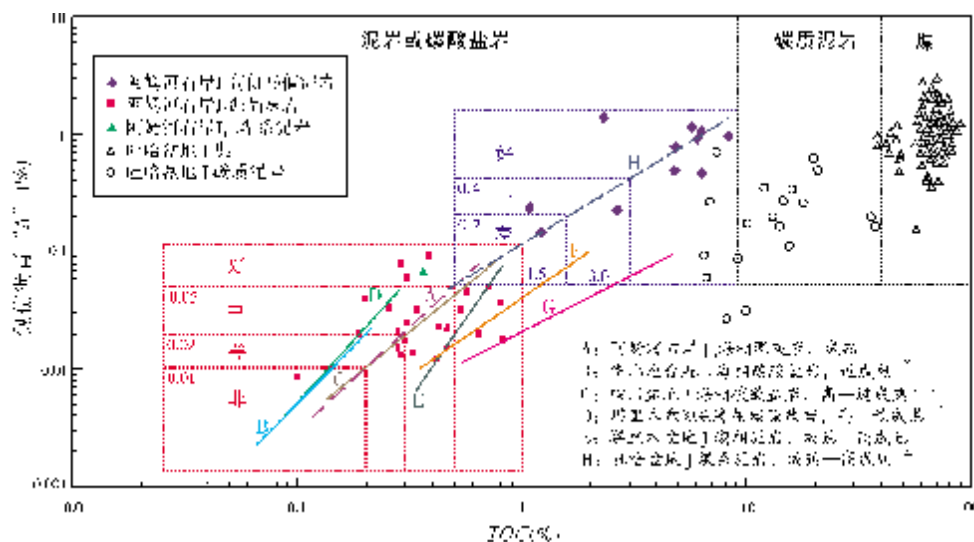


图3 阿姆河右岸地区烃源岩与国内成熟盆地不同烃源岩有机碳(TOC)—氯仿沥青“A”关系图

阿姆河右岸地区侏罗系海相烃源岩有机质丰度与国内成熟盆地的对比结果(图3,表1)表明,右岸地区烃源岩的有机质丰度值高于国内同类型盆地的烃源岩,甚至大若干倍,说明研究区烃源岩生烃潜力较大,属于好—中等烃源岩。例如,右岸地区上侏罗统(J_3)海相泥灰岩有机碳(TOC)平均值为0.39%,氯仿沥青“A”平均值为0.031 1%、总烃(HC)平均值为0.020 4%(表1),产烃潜量(S_1+S_2)为0.63 mg/g,成倍好于塔里木盆地中下古生界(C—O—C)海相或中上古生界(C—P)海陆过渡相碳酸盐岩以及华北地区中上元古界(Pt_{2-3})和四川盆地二叠系(P)海相碳酸盐岩的有机质丰度。本区 J_3 海相高伽马值泥岩TOC平均值为4.44%、氯仿沥青“A”平均值为0.707 5%、HC平均值为0.415 4%和产烃潜量为15.65 mg/g,与塔里木盆地古生界海相—过渡相泥岩和华北地区海相页岩对比,以及与塔里木三叠系和侏罗系泥岩和吐哈盆地侏罗系煤系泥岩对比,其有机碳含量高,氯仿沥青“A”和总烃含量有呈数量级的增高。由于采集的中下侏罗统烃源岩资料处于盆地边缘断阶隆起区,现有的资料分析结果表明有机质丰度资料偏低,TOC为0.22%~0.93%,平均值为0.5%,产烃潜量为0.22~2.41 mg/g,平均值为0.82 mg/g,属于中—差烃源岩;但向深陷部位,有机质丰度可能会变好。据前人相关

资料分析,右岸的大部分地区TOC含量可达1.0%,最高达到9%。

综上所述,阿姆河右岸地区的有机质丰度,在上侏罗统以高伽马值泥岩为最高,其次为泥灰岩,中下侏罗统的煤系泥岩相对偏低,依据有机质丰度评价标准,认为高伽马值泥岩属于好烃源岩,泥灰岩属于中等烃源岩,煤系泥岩属于中—差烃源岩。然而,阿姆河盆地右岸地区侏罗系三种类型烃源岩的有机质丰度总体上高于我国含油气盆地相同类型的烃源岩,尤其是阿姆河右岸地区海相泥灰岩的有机质丰度高于塔里木盆地古生界和华北地台中上元古界等地区的碳酸盐岩,它们与四川盆地二叠系灰岩的有机碳含量接近;海相高伽马值泥岩的有机碳含量与吐哈盆地侏罗系煤系泥岩的相当,其可溶有机质含量远高于湖相泥岩。

4 烃源岩母质类型

有机物质的母质类型是衡量烃源岩生烃潜力的重要参数,也是烃源岩的质量指标之一,它与原始有机母源输入的类别及其保存条件密切相关^[18]。因此,对各类烃源岩成烃母质类型的研究,不仅对于评价烃源岩生烃能力及其质量十分必要,而且对于追溯油气的生源及其保存环境亦有重要实用价值。不同

表1 阿姆河右岸地区侏罗系烃源岩有机质丰度与国内含油气盆地同类型烃源岩对比

盆地/地区	沉积环境	烃源岩热演化程度	层位时代	岩 性	有 机 质 丰 度						资料来源
					TOC(%)		氯仿沥青“A”(%)		HC(%)		
					平均值	样品数	平均值	样品数	平均值	样品数	
阿姆河右岸地区	海 相	成熟—高成熟	J ₃	高伽马值泥岩	4.44	12	0.7075	11	0.4154	11	本研究样品
	泥灰岩			0.39	27	0.0311	24	0.0204	24		
	陆 相	J ₁₋₂	泥 岩	0.50	8	0.0672	1	0.0394	1		
塔里木盆地	海 相	高—过成熟	C,S,O,C	泥 岩	0.40	733	0.0062	84	0.0340	60	张水昌等 ^[19]
				C,O,C	碳酸盐岩	0.23	925	0.0082	278	0.0410	
	过渡相	成熟—高成熟	P,C	泥 岩	0.31	451	0.0196	114	0.0105	98	
				碳酸盐岩	0.15	733	0.0113	21	0.0064	18	
	陆 相	成熟—高成熟	T	泥 岩	1.08	833	0.0173	175	0.0116	74	
				J	泥 岩	1.15	367	0.0432	97	0.0243	
华北地台区	海 相	高—过成熟	Pt ₂₋₃	碳酸盐岩	0.20	380	0.0347	145	0.0196	107	刘宝泉等 ^[20]
				页 岩	1.53	209	0.0673	91	0.0483	50	
四川盆地	海 相	高—过成熟	P	碳酸盐岩	0.28	439	0.0305	102	0.0197	86	王世谦等 ^[21]
吐哈盆地	陆 相	成熟—高成熟	J	泥 岩	2.01	281	0.0350	60	0.0268	24	吴涛等 ^[22]
				碳质泥岩	13.01	34	0.1630	6	0.0742	6	
				煤	57.16	57	1.1850	44	0.4376	40	

有机质的输入形成了不同类型的干酪根，它们具有不同的油气生成潜力。众所周知，I 型干酪根主要来源于海相、湖相水生低等动植物，III 型干酪根则主要源于陆相高等植物，II 型干酪根介于二者之间。一般认为 I 和 II 型干酪根在“液态窗”阶段（成熟阶段）主要生成大量液态烃，在高成熟—过成熟阶段，液态烃进一步裂解成气态烃^[24]，而 III 型干酪根在“液态窗”阶段生成的液态烃能力要远小于 I 和 II 型干酪根，它在整个热演化阶段均表现为以生成气态烃为主。

4.1 干酪根组分以藻为主，腐泥组和壳质组占绝对优势

在镜下观察干酪根能够很直观地鉴定出烃源岩有机质母质的来源并判断母质的类型。本区上侏罗统泥灰岩和高伽马值泥岩干酪根显微组分统计结果，以腐泥组和壳质组占绝对优势，其中，腐泥组+壳质组含量达到 80%~95%（图 4）的样品占到样品总数的三分之二，腐泥组+壳质组含量在 50%~80% 的样品仅占样品总数三分之一。尤其是镜下观测，干酪根中见有大量的多鞭藻、管藻等，以及孢粉等壳质组成分（图 5）。这些特征充分揭示出本区上侏罗统

海相烃源岩有机质母质的来源以菌、藻类低等水生生物和水生植物类的壳质组输入为主，仅有少量的陆源高等植物输入。

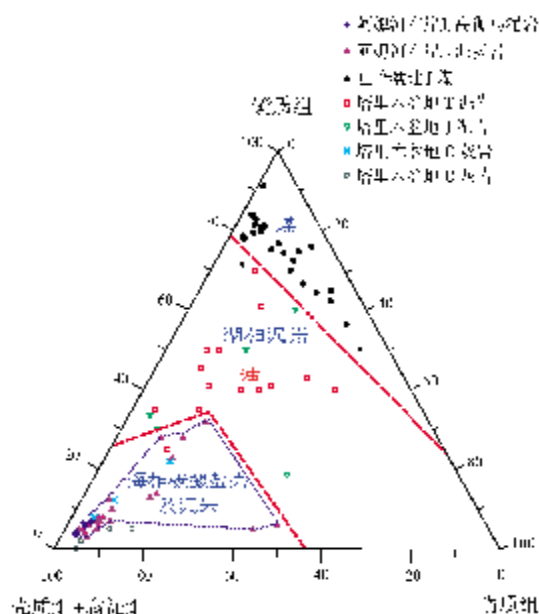


图 4 阿姆河右岸地区烃源岩与国内不同类型烃源岩中干酪根显微组分三角分布图

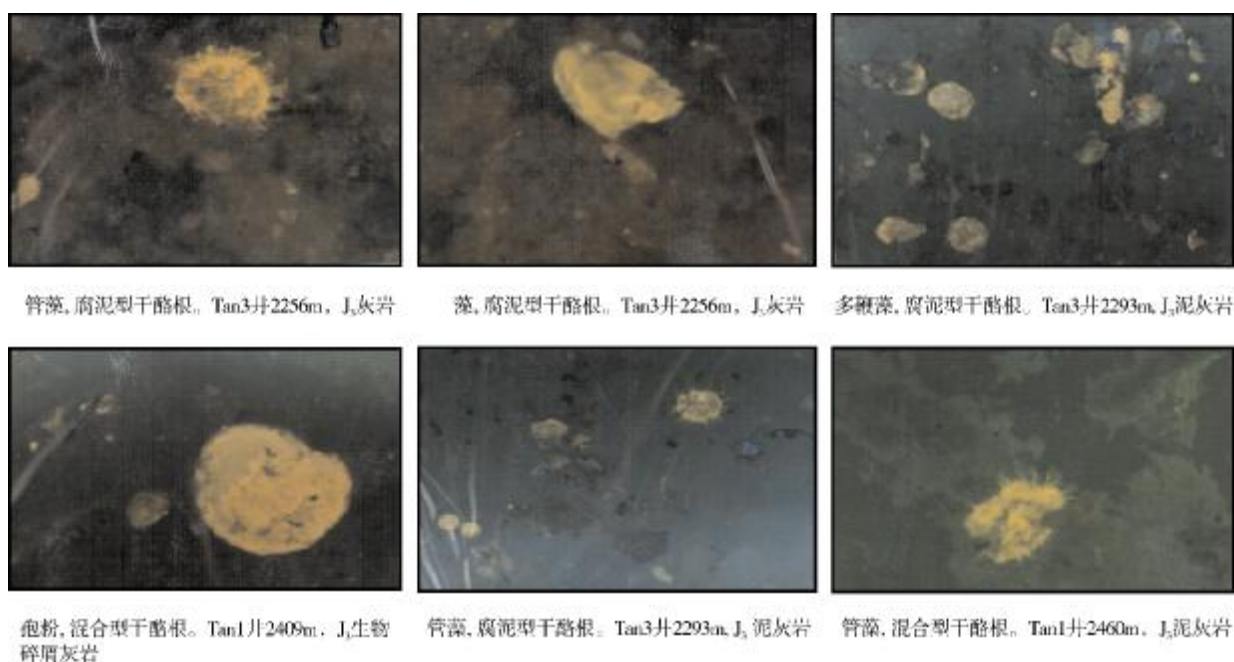


图5 阿姆河右岸地区上侏罗统烃源岩中干酪根在显微镜下的荧光特征

4.2 干酪根H原子含量低, 烃源岩母质属于偏腐殖型

H/C原子比是干酪根类型评价最为有效的指标之一, 也是与其他有机质类型指标进行对比的标准^[18,24]。一般来说, I型干酪根具有高H/C原子比(约1.5以上)和低O/C原子比(小于0.1), 但以菌、藻类为生源的海相碳酸盐岩与陆相泥岩在相同成熟度条件下比较, 碳酸盐岩中氢(H)原子含量少, 从而H/C原子比低; 这种低H/C原子比很少出现在I型烃源岩中的特征, 与碳酸盐岩烃源岩的早期排烃有密切关系。同时, H原子的含量还与沉积环境和生物相带的差异也密切相关, 一般, 深盆相碳酸盐岩含泥质多, 干酪根的H原子含量高, 而台地相碳酸盐岩含泥质相对少, 干酪根的H原子含量较低。本区上侏罗统泥灰岩和高伽马值泥岩中, 干酪根的H/C原子比一般仅在0.4~0.8(图6), 明显低于吐哈盆地侏罗系煤系烃源岩, 但略高于四川盆地二叠系灰岩。

同样, 岩石热解色谱的氢指数(I_H)也是衡量不溶有机质中氢原子含量的主要指标。 I_H 与 T_{max} 关系图(图7)揭示, 本区上侏罗统高伽马值泥岩的 I_H 为180~320 mg/g, 上侏罗统泥灰岩和中下侏罗统煤系泥岩的 I_H 多数只有30~150 mg/g。

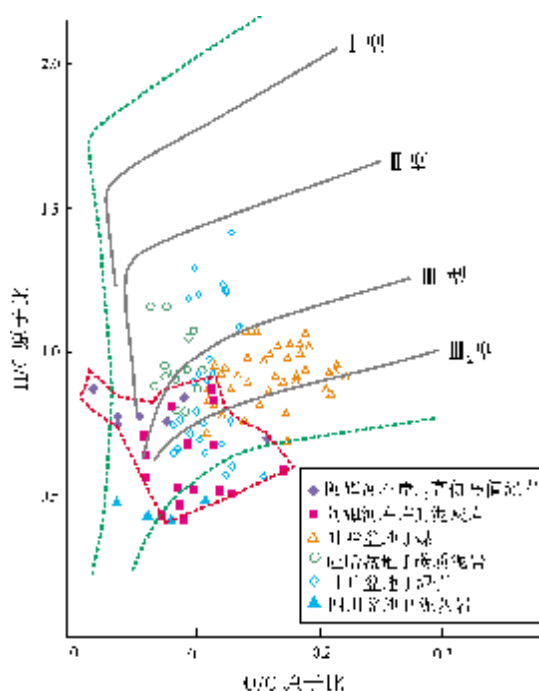
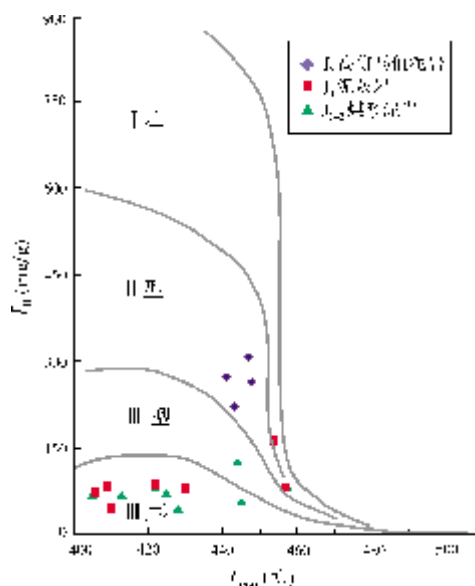


图6 阿姆河右岸地区烃源岩与国内含油气盆地同类型烃源岩的H/C—O/C原子比关系图

根据图6和图7的判断, 本区的上侏罗统高伽马值泥岩属于II型烃源岩, 上侏罗统泥灰岩和中下侏罗统煤系泥岩属于III₁—III₂型烃源岩。

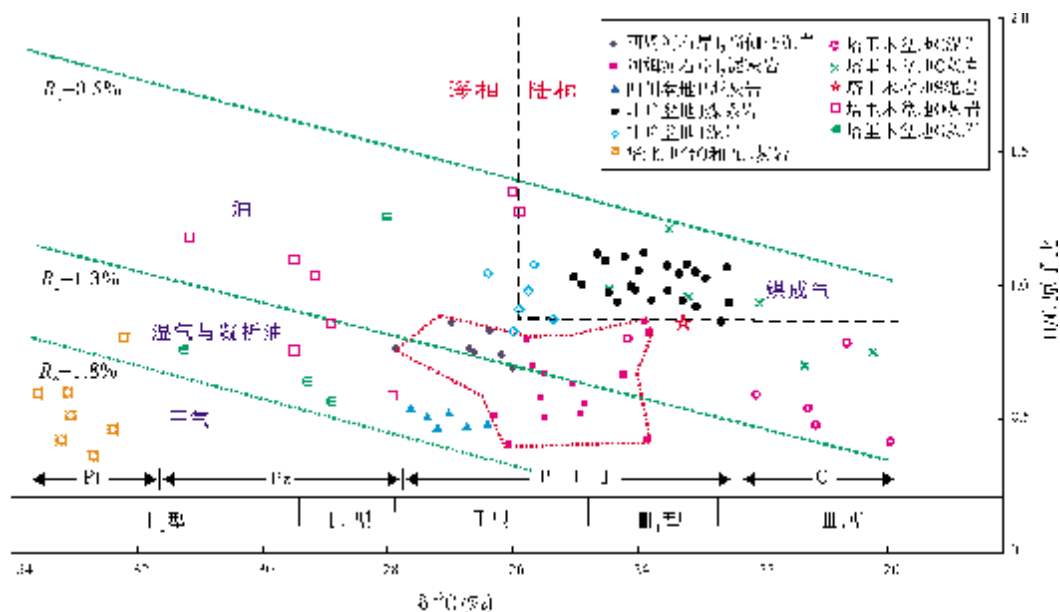
图7 阿姆河右岸地区烃源岩 I_H — T_{max} 关系图

干酪根的碳同位素值($\delta^{13}C$)可以从一个侧面反映干酪根性质和母质类型构成。一般情况下, I型干酪根的碳同位素较轻, 而II型和III型干酪根的碳同位素较重。根据国外资料, 现代陆生高等植物的 $\delta^{13}C$ 为 -25.5‰ , 而浮游生物为 $-27\text{‰} \sim -32\text{‰}$ 。而且, 由于干酪根的碳同位素受热演化等地质因素的影响相对较小, 故它可作为判断母质类型的良好指标。从本区上侏罗统烃源岩样品与塔里木、四川等盆地同

类型烃源岩的对比(图8)可以看出, 泥灰岩样品 $\delta^{13}C$ 在 $-23.5\text{‰} \sim -26\text{‰}$, 高伽马值泥岩样品 $\delta^{13}C$ 在 $-26\text{‰} \sim -28\text{‰}$, 泥灰岩样品与四川盆地二叠系灰岩($\delta^{13}C$ 在 $-26\text{‰} \sim -28\text{‰}$)^[21]的接近, 高伽马值泥岩样品与吐哈盆地侏罗系煤和泥岩($\delta^{13}C$ 在 $-22\text{‰} \sim -26\text{‰}$)^[22]的接近; 泥灰岩和高伽马值泥岩样品比塔里木盆地石炭系泥岩和灰岩($\delta^{13}C$ 在 $-20\text{‰} \sim -24\text{‰}$)^[19]要轻, 比塔里木盆地奥陶系和寒武系灰岩以及华北地区中上元古界碳酸盐岩($\delta^{13}C$ 在 $-28\text{‰} \sim -33\text{‰}$)^[20]要重。因此, 高伽马值泥岩的母质类型要好于泥灰岩, 而泥灰岩的 $\delta^{13}C$ 比其他盆地海相碳酸盐岩的要明显偏重, 这可能与本区侏罗系烃源岩热演化程度不高(R_o 在 $0.6\% \sim 1.2\%$)密切相关。

根据泥灰岩和高伽马值泥岩样品在图8中的位置判断, 认为本区高伽马值泥岩属于II型烃源岩, 而泥灰岩属于II—III₁型烃源岩。

综上所述, 阿姆河右岸地区上侏罗统海相烃源岩干酪根的微组分中腐泥组含量高, 有机质的来源主要为藻类等低等生物, 由于这些烃源岩多为碳酸盐岩, 且存在早期排烃等地质因素的影响, 致使干酪根中H原子含量低, 而干酪根H/C比和 I_H 含量能够比较客观地反映不同母质类型烃源岩的生烃能力强弱, 因此母质类型判断应侧重于干酪根和H/C比、 I_H 和 $\delta^{13}C$ 三项指标。由此可确定, 本区上侏罗统海相烃源岩仍然属于II—III型母质。

图8 阿姆河右岸地区烃源岩与国内不同类型烃源岩的H/C— $\delta^{13}C$ 关系图

5 烃源岩热演化特征

沉积岩石中分散有机质的丰度和成烃母质类型是油气生成的物质基础,有机质的热演化程度则是油气生成的关键。只有当干酪根达到一定的演化程度,烃源岩才能开始大量生烃和排烃,即烃源岩由于受热的历史不同和成烃母质性质存在差异,会具有不同的生烃、排烃门限,以致含油气盆地的油气储量及其烃类相态也会有较大差异,有的富含气,有的富油。通过对阿姆河右岸地区烃源岩热演化史的研究及其演化阶段的划分,初步明确侏罗系的烃源岩演化已处于生烃高峰阶段,十分有利于烃类生成。

5.1 烃源岩成熟度处于生烃高峰,产烃率较高

众所周知,镜质体反射率 R_o 是衡量烃源岩热演化程度的标尺。由于海相与陆相烃源岩有机质的类型不同,两大类烃源岩热演化特征均存在着一定的差别。许多学者研究认为海相烃源岩的“油窗”界限(R_o 上限为0.5%,下限为1.3%)与陆相烃源岩差别不大,例如程克明等^[24]总结的海相和陆相烃源岩生烃模式中热演化阶段的划分差别很小(海相和陆相的“油窗” R_o 上限分别为0.5%和0.6%)。为此,本区烃源岩热演化程度的 R_o 评判沿用上述标准:即 $R_o < 0.5\%$ (未成熟阶段), $R_o = 0.5\% \sim 0.8\%$ (低成熟阶段), $R_o = 0.8\% \sim 1.3\%$ (高成熟阶段), $R_o = 1.3\% \sim 2.0\%$ (湿气—凝析油阶段), $R_o > 2.0\%$ (干气阶段)。

本区上侏罗统海相烃源岩 R_o 的频率分布图(图9)显示,最高值分布于 $R_o = 0.8\% \sim 0.9\%$,占37%,此外,

$R_o = 0.9\% \sim 1.0\%$ 的占22%, $R_o = 1.0\% \sim 1.1\%$ 的占16%, $R_o = 1.1\% \sim 1.3\%$ 的占5%, R_o 分布于高成熟区间($R_o = 0.8\% \sim 1.3\%$)的占80%,因此认为本区烃源岩的热演化程度主要处于生烃高峰阶段。

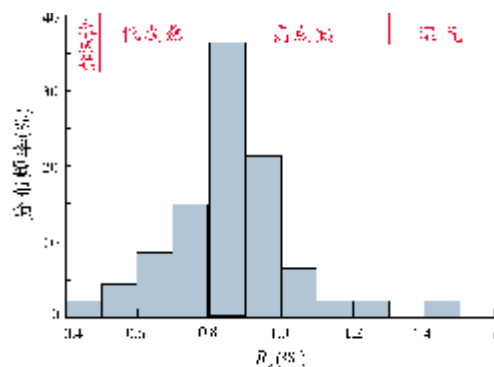


图9 阿姆河右岸地区上侏罗统烃源岩镜质体反射率(R_o)频率分布图

总烃、有机碳之比(HC/TOC)反映了烃源岩的残余产烃率。随着埋深增大,烃源岩热演化程度增高,HC/TOC值呈现小→大→小的变化规律,其特征代表了烃源岩“液态窗”的生烃模式^[24]。不同类型烃源岩的“液态窗”模式存在着较大的差异(图10),一般I型和II型母质烃源岩液态烃的产烃率高,例如渤海湾盆地冀中坳陷饶阳凹陷沙河街组三段泥岩为典型II型母质烃源岩(图10a),生烃高峰阶段 $R_o = 0.8\% \sim 1.3\%$,HC/TOC值可达15%~30%^[18],而渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷沙河街组四段泥岩为典型的III型母质烃源岩(图10b),其液态烃的产烃率低(生烃高峰阶段的HC/TOC值为5%~15%)^[18]。本区高伽马值

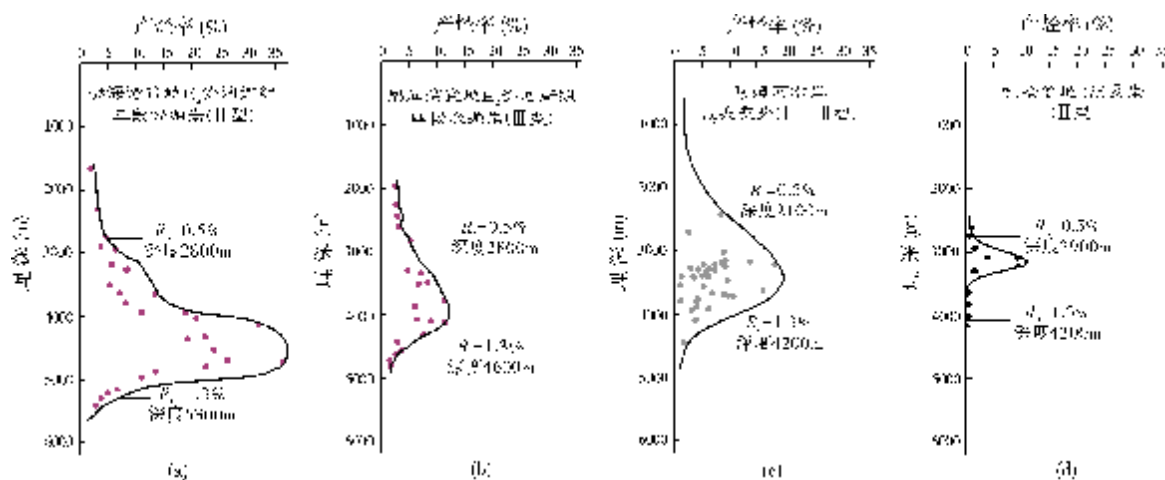


图10 阿姆河右岸地区烃源岩与国内不同母质类型烃源岩的“液态烃”残余产烃率(HC/TOC)对比图

泥岩母质为Ⅱ型、泥灰岩母质为Ⅱ—Ⅲ型,上侏罗统烃源岩部分样品在生烃高峰阶段($R_o=0.8\%\sim 1.0\%$)所对应的产烃率已经达到 $15.88\%\sim 18.40\%$ (图10c),基本接近于Ⅱ型烃源岩液态烃的产烃率,其产烃率曲线分布特征与渤海湾盆地Ⅱ型烃源岩产烃率曲线(图10a)的特征较为相似,与渤海湾盆地Ⅲ型烃源岩产烃率曲线(图10b)的特征差别较大,而与吐哈盆地侏罗系煤系烃源岩则完全不同(图10d),由此说明本区上侏罗统海相烃源岩具有较高的生烃能力。

5.2 烃源岩热演化阶段划分

烃源岩热演化阶段划分的主要依据是烃源岩镜质体反射率(R_o),总烃/有机碳(HC/TOC),地层实测温度($^{\circ}\text{C}$),正构烷烃奇偶优势指数(OEP)四项指标,并参考甾烷、萜烷和多环芳香烃成熟度参数及其化合物相对含量的分布,以及地层压力和天然气族组分随深度变化等特征。根据多项参数综合分析,归纳出阿姆河右岸地区侏罗系烃源岩热演化的五个阶段(图11):

未成熟阶段 相当于碳化作用的泥炭—褐煤阶段,埋深小于2 100 m,现今实测地温小于 95°C , R_o 值小于 0.5% , HC/TOC小于 5% 。未出现异常地层压力(图11a)。烃源岩可溶有机质的主要成熟度参数(图11b)显示: OEP 值大于1.2,甾烷 $5\alpha-20S-C_{29}/5\alpha(S+R)-C_{29}$ 小于 20% ,甾烷 $\alpha\beta\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 小于 25% ,重排甾烷/规则甾烷小于 10% ,萜烷 Tm/Ts 大于2,三环萜烷/五环三萜烷小于 20% ,多环芳烃(菲+甲基菲)/二甲基菲值小于 0.5% 。这一阶段烃类的主要产物是生物成因气,甲烷含量在 95% 以上(图11a)。

低成熟阶段 相当于碳化作用的长焰煤—气煤阶段,埋深在2 100~3 000 m,现今地温在 $95\sim 125^{\circ}\text{C}$, R_o 值在 $0.5\%\sim 0.8\%$, HC/TOC在 $5\%\sim 15\%$,地层异常压力明显(图11a)。烃源岩可溶有机质的成熟度参数(图11b)显示: OEP 小于1.2,甾烷 $5\alpha-20S-C_{29}/5\alpha(S+R)-C_{29}$ 在 $20\%\sim 50\%$,甾烷 $\alpha\beta\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 在 $25\%\sim 50\%$,重排甾烷/规则甾烷在 $10\%\sim 40\%$,萜烷 Tm/Ts 在 $1\sim 2$,三环萜烷/五环三萜烷在 $20\%\sim 50\%$,(菲+甲基菲)/二甲基菲值在 $0.5\%\sim 1.0\%$ 。由于烃源岩的成熟度不算高,烃源岩的产烃率较低,产物以油为主,只有少量的天然气(图11a)。

生烃高峰阶段 相当于碳化作用的气煤—焦煤阶段,埋深在3 000~4 200 m,现今地温在 $125\sim 155^{\circ}\text{C}$, R_o 值在 $0.8\%\sim 1.3\%$, HC/TOC在 $20\%\sim 15\%$,地层异常压力

明显(图11a)。烃源岩可溶有机质中成熟度参数(图11b)显示: OEP 小于1.2,甾烷 $5\alpha-20S-C_{29}/5\alpha(S+R)-C_{29}$ 稳定在 50% ,甾烷 $\alpha\beta\beta-C_{29}/\Sigma C_{29}$ 稳定在 $50\%\sim 60\%$ 之间,重排甾烷/规则甾烷在 $40\%\sim 90\%$,萜烷 Tm/Ts 稳定在 $1\sim 2$ 之间,三环萜烷/五环三萜烷在 $50\%\sim 100\%$,(菲+甲基菲)/二甲基菲值在 $1.0\%\sim 2.0\%$ 。烃源岩产物仍然以油为主,但裂解气开始大量增多。

凝析油—湿气阶段 相当于碳化作用的焦煤—贫煤阶段,埋深在4 200~5 400 m,现今地温在 $155\sim 195^{\circ}\text{C}$, R_o 值在 $1.3\%\sim 2.0\%$, HC/TOC 小于 5% (图11a)。烃源岩可溶有机质的成熟度参数(图11b)显示: OEP 小于1.2,重排甾烷/规则甾烷大于 90% ,三环萜烷/五环三萜烷大于 100% ,(菲+甲基菲)/二甲基菲值大于 2.0% 。烃源岩产物主要是甲烷及其气态同系物、凝析油和湿气。

干气阶段(过成熟阶段) 相当于半无烟煤—无烟煤的高度碳化阶段,埋深大于5 400 m,现今地温大于 195°C , R_o 值大于 2.0% (图11a)。沉积物已进入变生作用阶段,达到有机质转化的末期,已形成的液态烃和重质气态烃全部裂解,变成热力学上最稳定的甲烷。所以,这一阶段出现了全部沉积有机质热演化的最终产物——干气甲烷和酸性气体。

综上所述,阿姆河右岸地区侏罗系烃源岩埋深很大(西部的伊利吉克一带埋深在2 200~3 500 m,中东部坳陷区埋深达到4 000~5 000 m),烃源岩上覆良好的盐膏岩封盖层,致使烃源岩长期处于较高古地温条件下。因此,上侏罗统高伽马值泥岩和泥灰岩已达生烃高峰阶段($R_o=0.8\%\sim 1.3\%$,占 80%),十分有利于常规油、凝析油和湿气的生成。同时本区上侏罗统泥灰岩和高伽马值泥岩具有较高的生烃能力, HC/TOC可以达到 $15.88\%\sim 18.4\%$,基本接近或部分达到Ⅱ型烃源岩液态烃的产烃率,说明本区侏罗系海相烃源岩具有较高的生烃能力。

6 结 论

(1)阿姆河右岸地区侏罗系有机质丰度显示,三种类型烃源岩中,上侏罗统高伽马值泥岩的最高,其次为上侏罗统泥灰岩,中下侏罗统煤系泥岩相对偏低。按有机质丰度评价标准,认为高伽马值泥岩属于好烃源岩,泥灰岩属于中等烃源岩,煤系泥岩属于中—差烃源岩。经对比表明,右岸地区侏罗系三种类型烃源岩的有机质丰度高于我国含油气盆地中相同类型的烃源岩,说明本区具有较好的油气生成物质基础。

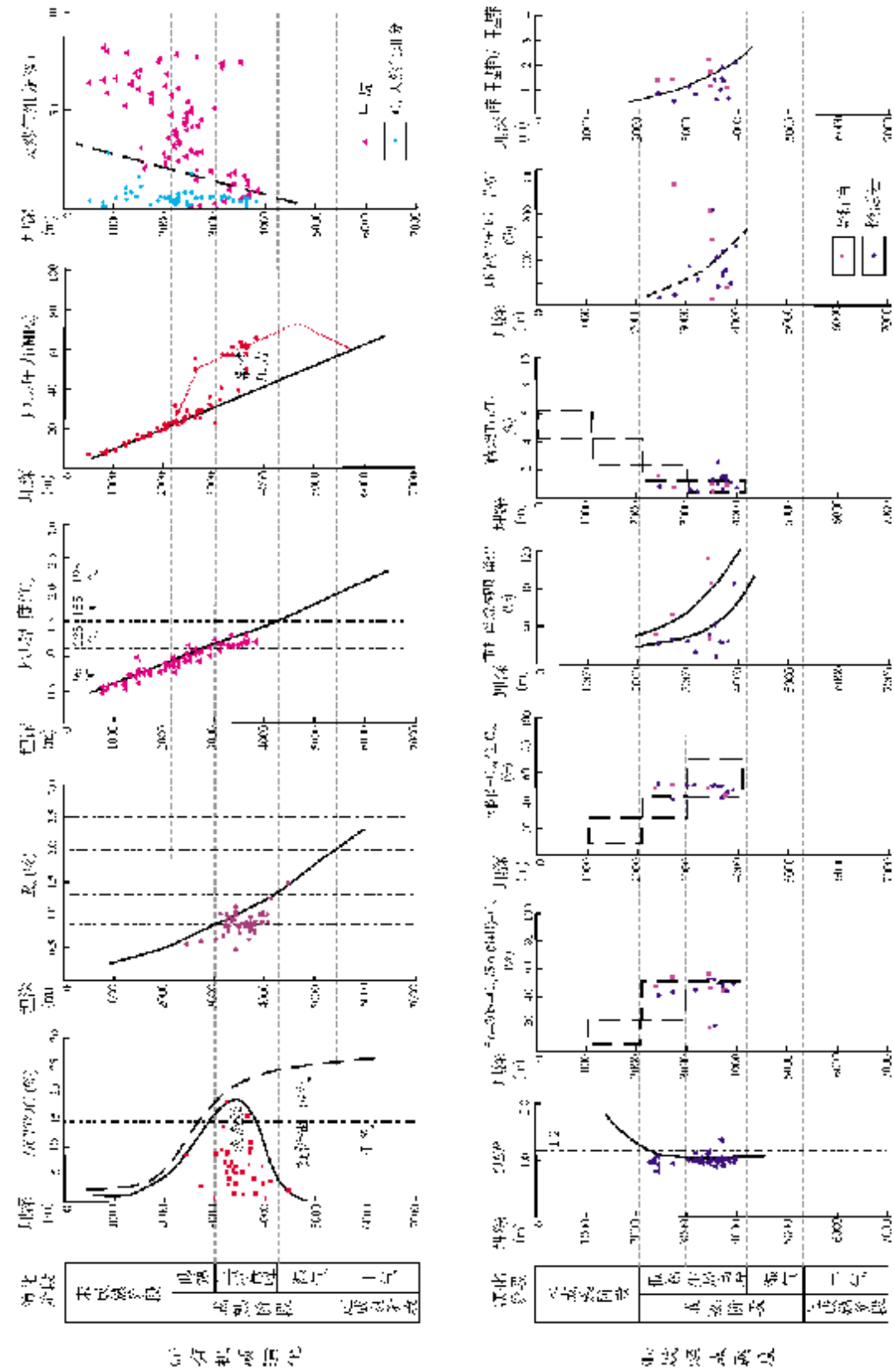


图 11 阿姆河右岸地区侏罗系烃源岩热演化阶段划分

(2) 本区海相烃源岩干酪根微组分中腐泥组含量高, 有机质的来源以藻类等低等生物为主, 但干酪根中氢原子含量低, 根据干酪根 H/C 原子比、氢指数 (I_H) 和干酪根的碳同位素 ($\delta^{13}C$) 三项指标判断, 本区上侏罗统海相烃源岩仍然属于 II—III 型母质。

(3) 本区上侏罗统高伽马值泥岩和泥灰岩已达生烃高峰阶段 (80% 样品的 R_o 值在 0.8%~1.3%), 十分有利于凝析油和湿气的生成。同时, 总烃/有机碳 (HC/TOC) 可以达到 15.88%~18.4%, 基本接近 II 型烃源岩液态烃的产烃率, 说明本区侏罗系海相烃源岩具有较高的生烃能力。

参考文献

- [1] 徐树宝, 胡见义, 李晋超, 等. 中俄土天然气地质研究新进展 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 126-137.
- [2] 李浩武, 童晓光, 王素花, 等. 阿姆河盆地侏罗系成藏组合地质特征及勘探潜力 [J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 6-12.
- [3] 徐剑良, 程绪彬, 吴蕾, 等. 阿姆河右岸区块构造演化与成藏条件 [J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 18-20.
- [4] 徐文世, 刘秀联, 余志清, 等. 中亚阿姆河含油气盆地构造特征 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 744-748.
- [5] 徐树宝, 王素花, 孙晓军, 等. 土库曼斯坦油气地质和资源潜力 [J]. 石油科技论坛, 2007, 26(6): 31-38.
- [6] 张志伟, 何永焄, 王春生, 等. 中亚地区阿姆河盆地查尔朱、布哈拉阶地构造特征及演化 [J]. 海相油气地质, 2010, 15(4): 48-56.
- [7] 黄第藩, 秦匡宗, 王铁冠, 等. 煤成油的形成和成烃机理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 126-137.
- [8] 刘全有, 刘文汇, 宋岩, 等. 塔里木盆地煤岩显微组分热模拟实验中液态烃特征研究 [J]. 天然气地球科学, 2004, 15(3): 97-101.
- [9] 郝石生. 对碳酸盐生油岩的有机质丰度及其演化特征的讨论 [J]. 石油实验地质, 1984, 6(1): 67-70.
- [10] 张水昌, 梁狄刚, 张大江. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准 [J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2): 9-12.
- [11] 秦建中, 刘宝泉, 国建英, 等. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准 [J]. 石油地质实验, 2004, 26(3): 281-286.
- [12] 陈丕济. 碳酸盐岩生油地化中几个问题的评述 [J]. 石油实验地质, 1985, 7(1): 3-12.
- [13] 陈安定. 海相“有效烃源岩”定义及丰度下限问题讨论 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 23-25.
- [14] 梁狄刚, 张水昌, 张宝明, 等. 从塔里木盆地看中国海相生油问题 [J]. 地学前缘, 2000, 7(4): 534-547.
- [15] 程克明, 王兆云, 钟宁宁, 等. 碳酸盐岩油气生成理论与实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 124-126.
- [16] 傅家谟. 碳酸盐岩有机质演化特征与油气评价 [J]. 石油学报, 1982 (1): 1-8.
- [17] 周中毅, 贾蓉芬. 碳酸盐岩生油岩的有机地球化学、岩石学特征 [J]. 地球化学, 1974 (4): 278-298.
- [18] 黄第藩, 李晋超, 梁狄刚, 等. 中国陆相油气生成 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1982: 112-132.
- [19] 张水昌, 梁狄刚, 张宝明, 等. 塔里木盆地海相油气的生成 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 267-268.
- [20] 刘宝泉. 华北地区中上元古界、下古生界碳酸盐岩有机质成熟度与找油远景 [J]. 地球化学, 1985, 14(2): 150-162.
- [21] 王世谦, 陈更生, 黄先平. 四川盆地油气资源潜力及重点勘探领域 [J]. 石油学报, 2005, 26(B03): 97-101.
- [22] 吴涛, 赵文智, 袁明生, 等. 吐哈盆地煤系油气田形成和分布 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 108-109.
- [23] 方杰, 郑宪. 二连裂谷系下白垩统烃源岩成油模式 [J]. 石油学报, 1998, 19(4): 35-40.
- [24] 程克明, 王铁冠, 钟宁宁. 烃源岩地球化学 [M]. 北京: 科学出版社, 1995: 64-65.

编辑: 赵国宪

Hydrocarbon Generation Potential of Jurassic Source Rocks in Right Bank of Amu Darya

Fang Jie, Xu Shubao, Wu Lei, Ouyang Hua, Nie Minglong

Abstract: Jurassic source rocks develops in Right Bank of Amu Darya in Amu-Darya Basin (Turkmenistan) and owing to different content of TOC, they can be divided into the good source rock (the Upper Jurassic marine higher-gamma mudstone), the medium one (Upper Jurassic marine marlite) and the mid-poor one (Middle and Lower Jurassic coal-bearing mudstone) based on the evaluation standard of organic matter abundance rank of China. According to the source-rock correlation, the organic abundance in these source rocks from Right Bank is higher than that in the similar source rocks from different petroliferous basins in China (Tarim, Tuha, Sichuan and Bohaiwan basins), which implies good hydrocarbon-generating materials in the basin. The kerogen within the Jurassic marine source rock consists of high content of sapropel but possesses a low amount of hydrogen atom in it and so organic matter commonly comes from lower living beings such as algae. According to three indicators, i.e., kerogen H/C ratio, I_H and $\delta^{13}C$, it is judged that the organic precursor of the Upper Jurassic marine source rock belongs to Type II to Type III of kerogen. The Upper Jurassic higher-gamma mudstone and marlite have entered into the peak stage of hydrocarbon generation (0.8%~1.3% R_o for 80% of samples), which is in favor of generating general oil, gas condensate and wet gas. The HC/TOC ratio reaches to 15.88%~18.4% that closes to the liquid hydrocarbon-producing rate of source rock with Type II kerogen, which indicates high potential of hydrocarbon generation in the Jurassic source rock.

Key words: Jurassic; Source rock; Hydrocarbon generation potential; Oil-source correlation; Organic matter type; Right bank of Amu Darya; Amu-Darya Basin

Fang Jie; male, DSc., Senior Geologist Engineer. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, 20 Xueyuan Rd., Beijing, 100083, China