

文章编号:1000-0550(2017)03-0637-12

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2017.03.020

阿姆河盆地侏罗系海相烃源岩地化特征及与中国海相烃源岩比较

聂明龙^{1,2}, 徐树宝³, 方杰³, 陈骁帅¹

1. 辽宁工程技术大学, 辽宁葫芦岛 125105

2. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要 阿姆河盆地上侏罗统海相烃源岩是一套公认的成熟烃源岩,其成熟度与中国古生界高一过成熟度海相烃源岩不同,通过对阿姆河右岸地区上侏罗统岩石样品的地球化学分析及与中国塔里木和华北、四川、吐哈、渤海湾等盆地类似烃源岩的对比,研究了阿姆河盆地成熟海相烃源岩地化特征,建立了有机质丰度与类型的评价标准与图版。结果表明:阿姆河盆地侏罗系存在灰岩和泥岩两类海相烃源岩,灰岩有机质丰度略高于塔里木盆地古生界和华北地台中上元古界灰岩,与四川盆地二叠系灰岩接近,泥岩有机质丰度与吐哈盆地侏罗系煤系泥岩相当,成倍好于塔里木盆地、华北地台海相泥岩;海相泥岩属于 I₂~II 型烃源岩,海相灰岩属于 III~II 型烃源岩,综合分析认为:1)阿姆河盆地上侏罗统灰岩好烃源岩有机碳含量标准为 0.5%,泥岩好烃源岩有机碳含量标准为 3%;2)以低等生物为主的海相碳酸盐岩或泥岩,其可溶有机质氯仿沥青“ A ”族组分、Pr/Ph 与 Ph/nC₁₈ 关系、甾烷 $\alpha\alpha\alpha$ (C₂₇、C₂₈、C₂₉)-20R 含量、多环芳香“三苈”系列等参数既揭示了烃源岩的生源环境,也是鉴别母质类型的良好参数。阿姆河盆地上侏罗统海相泥岩和灰岩烃源岩评价标准与图版的建立,对国外海相盆地油气资源评价具有重要意义。

关键词 海相灰岩;海相泥岩;烃源岩评价图版;阿姆河盆地

第一作者简介 聂明龙,男,1976 年出生,博士后,沉积盆地分析与油气地质,E-mail: nieminglong@sohu.com

通讯作者 徐树宝,男,教授级高工,E-mail: xushubao@cnpccag.com

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

烃源岩原始生烃潜力评价问题是影响油气勘探决策最基本的问题之一,烃源岩的有机质丰度、有机质类型是确定含油气盆地生烃潜力的主要参数,中国学者对国内古生界、元古界高一过成熟海相烃源岩进行了大量研究^[1-5],确定了评价参数与标准^[6-9],随着中国石油海外油气勘探开发战略的实施,遇到很多中生界成熟阶段海相烃源岩生烃潜力的评价问题,据统计,国外侏罗系烃源岩广泛分布,热演化多处于成熟—高成熟阶段^[10],与中国古生界高一过成熟海相烃源岩相比,其有机质丰度、烃源岩母质类型等均有很大不同^[11-12],国内外海相烃源岩评价方法与标准不能笼统照搬。

阿姆河盆是中亚地区天然气资源最丰富的盆地,上侏罗统海相碳酸盐岩是盆地内公认的烃源岩^[13-15],有机质已完全成熟,处于生油高峰阶段^[16-18]。2007 年中石油在土库曼斯坦阿姆河右岸地区进行油气勘探开发,笔者通过侏罗系海相碳酸盐岩

和泥岩钻井岩芯、岩屑样品的地球化学分析,并大量查阅中国塔里木和华北、四川、吐哈、渤海湾等盆地类似烃源岩的分析资料,采用系统比对、分类统计的方法,从中生界成熟阶段的海相烃源岩与古生界高一过成熟阶段海相烃源岩相类比的角度,研究阿姆河盆地侏罗系海相烃源岩地球化学特征,建立有机质丰度与类型的评价标准与图版,为油气资源评价提供参考。

1 地质背景及样品、方法

阿姆河盆地位于图兰地台南部边缘,由科佩达克山前陆坳陷、中部穆尔加布和扎翁古兹坳陷及东北部斜坡断阶带等大型构造单元组成,自下了二叠—三叠系过渡基底、中下侏罗统海陆过渡含煤建造、上侏罗统卡洛夫—牛津阶碳酸盐岩、上侏罗统基末利阶盐膏岩、白垩系海陆过渡的碎屑岩和古近系、新近系及第四系组成。研究区位于阿姆河盆地查尔朱阶地、别什肯特坳陷等构造单元内(图 1),发育有多个古凸起和

收稿日期: 2016-08-18; 收修改稿日期: 2016-11-29

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX-05059); 国家大学生创新创业计划(201610147038) [Foundation: National Science and Technology Major Project, No. 2011ZX-05059; National Undergraduate Training Programs for Innovation and Entrepreneurship, No.201610147038]

0.39%, 氯仿沥青“A”平均值为 0.031 1%、总烃(HC)平均值为 0.020 4%, 产烃潜量(S_1+S_2)为 0.63 mg/g (表 1), 有机质丰度好于塔里木盆地古生界海相(石炭系—奥陶系—寒武系, TOC 含量 0.23%)或过渡相(二叠系—石炭系, TOC 含量 0.15%)碳酸盐岩以及华北地区中上元古界(TOC 含量 0.205%)和四川盆地二叠系(TOC 含量 0.28%)海相碳酸盐岩有机质丰度(图 2, 3, 4)。阿姆河盆地海相泥岩有机碳平均值

为 4.44%, 氯仿沥青“A”平均值为 0.707 5%, 总烃平均值为 0.415 4%, 产烃潜量为 15.65 mg/g, 与塔里木盆地古生界海相及过渡相泥岩(TOC 含量分别为 0.4%和 0.38%)和华北地区海相页岩(TOC 含量 1.53%)、塔里木三叠系和侏罗系泥岩^[1](TOC 含量 0.31%)以及吐哈盆地侏罗系煤系泥岩(TOC 含量 2.01%)对比, 有机碳含量成倍增加, 氯仿沥青“A”和总烃含量在数量级上增高。

表 1 阿姆河盆地上侏罗统烃源岩有机质丰度
Table 1 Organic matter abundance of source rocks

气田 代号	烃源岩	有机碳/%		氯仿沥青“A”/%		总烃/%		生烃潜量 S_1+S_2 /(mg/g)	
		范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值
4	泥岩	1.08~8.29	4.27(10)	0.146 1~1.386 0	0.71(10)	0.109 6~0.838 5	0.41(10)	2.85~32.83	15.9(11)
6		6.35	6.35(1)	0.466	0.466(1)	0.344	0.344(1)	12.88	12.88(1)
1	灰岩	0.28~0.82	0.39(6)	0.013 1~0.024 8	0.017 1(6)	0.009 6~0.021 3	0.013 2(6)	0.16~1.29	0.52(6)
2		0.10~0.20	0.15(2)	0.008 5~0.039 6	0.024 1(2)	0.002 7~0.016 9	0.009 8(2)	0.14~0.61	0.38(2)
3		0.19~0.57	0.35(13)	0.016~0.091 7	0.040 2(11)	0.007 2~0.052 8	0.025 8(11)	0.16~4.67	0.78(13)
4		0.18	0.18(1)	0.036 3	0.036 3(1)	0.027 3	0.027 3(1)	0.48	0.48(1)
5		0.54	0.54(1)	0.031 8	0.031 8(1)	0.019 9	0.019 9(1)	0.51	0.51(1)
6		0.39~0.42	0.41(2)	0.012	0.012(1)	0.005 1	0.005 1(1)	0.30~0.82	0.56(2)
7		0.71	0.71(1)	0.050 5	0.050 5(1)	0.039 9	0.039 9(1)	0.67	0.67(1)
总计	泥岩	1.08~8.29	4.44(11)	0.146 1~1.386 0	0.707 5(11)	0.109 6~0.838 5	0.415 4(11)	2.85~32.83	15.65(12)
	灰岩	0.10~0.82	0.39(26)	0.012 0~0.091 67	0.031 1(23)	0.005 1~0.052 8	0.020 4(23)	0.16~4.67	0.63(26)

注:括号内为分析样品数。

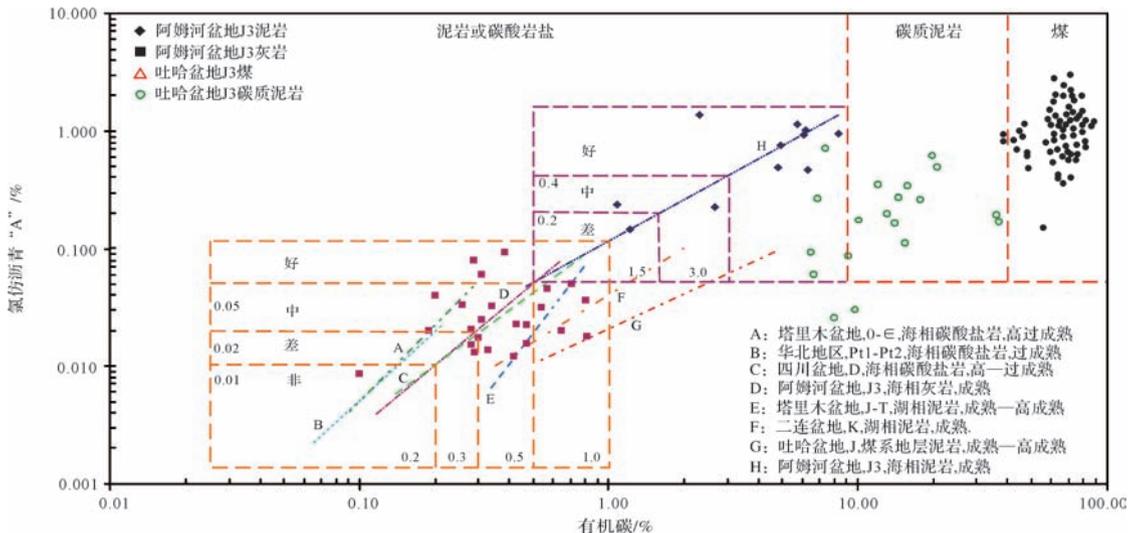


图 2 烃源岩有机碳与氯仿沥青“A”关系图

Fig.2 Relationship between organic carbon of source rock and chloroform “A”

2.2 干酪根特征

2.2.1 干酪根显微组分

上侏罗统灰岩和泥岩干酪根中以腐泥组和壳质组占绝对优势, 腐泥组+壳质组含量在 80%~95% 样品占三分之二, 腐泥组+壳质组含量在 50%~80% 的

样品仅占三分之一。干酪根镜下观察以无定型腐泥结构组成, 见有大量的多边藻、管藻以及孢粉等壳质组成分, 揭示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。

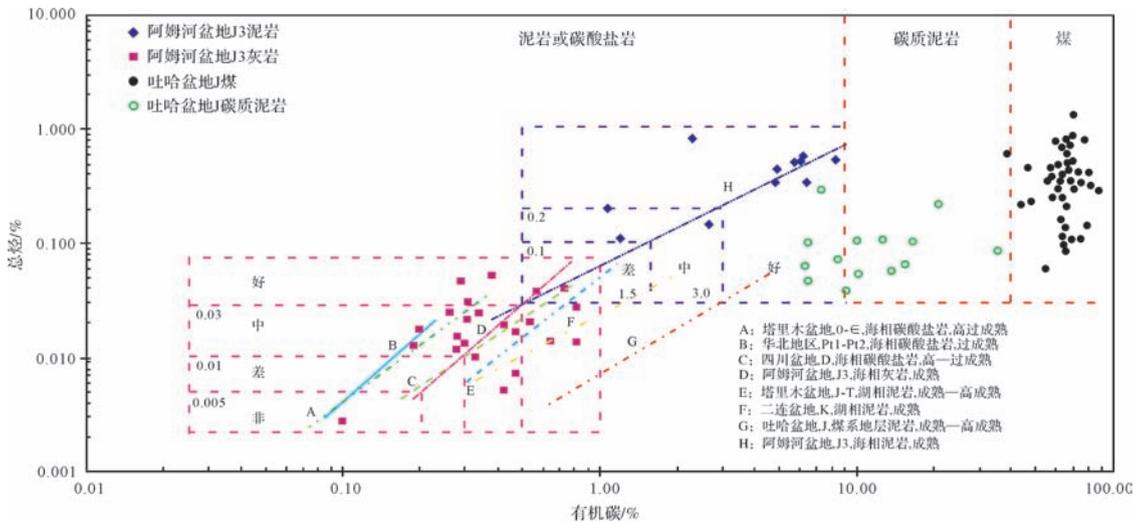


图3 烃源岩有机碳与总烃关系图

Fig.3 Relationship between organic carbon of source rock and total hydrocarbons

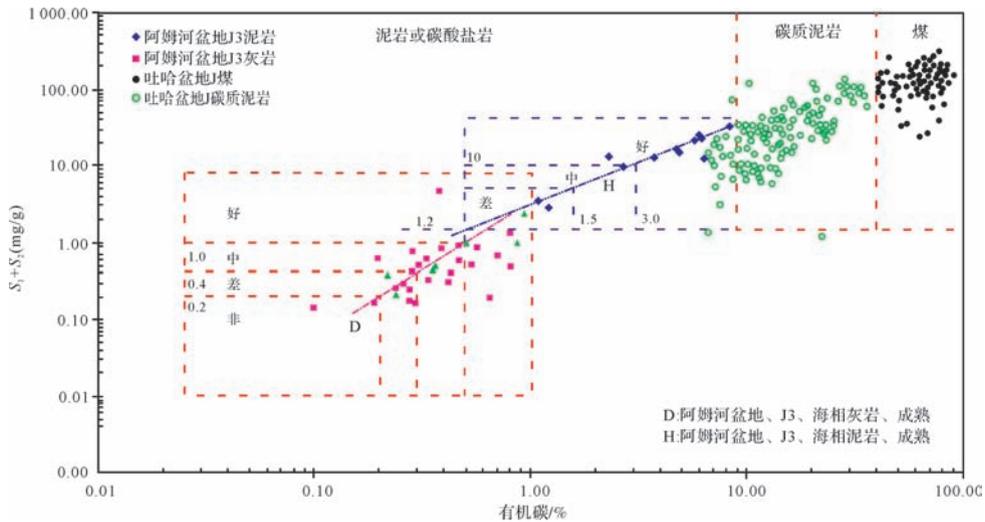


图4 烃源岩有机碳与生烃潜力关系图

Fig.4 Relationship between organic carbon of source rocks and hydrocarbon generation potential

阿姆河盆地上侏罗统灰岩、泥岩和塔里木盆地寒武系—奥陶系灰岩的腐泥组与壳质组在 50% ~ 95% (图 5),塔里木盆地三叠系—侏罗系湖相泥岩的腐泥组与壳质组在 20% ~ 65%,吐哈盆地侏罗系煤的腐泥组与壳质组含量小于 20%,在沉积环境上可以相互区分。

2.2.2 氢原子含量

干酪根 H/C 和 O/C 原子比之间关系是评价烃源岩最常用指标,也是与其他有机质类型指标进行对比的标准^[13]。阿姆河盆地 H/C 原子比较低,泥岩和灰岩 H/C 原子比一般仅为 0.4~0.8(表 2),明显低于演化程度相当的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(图6)。阿姆河盆地泥岩和

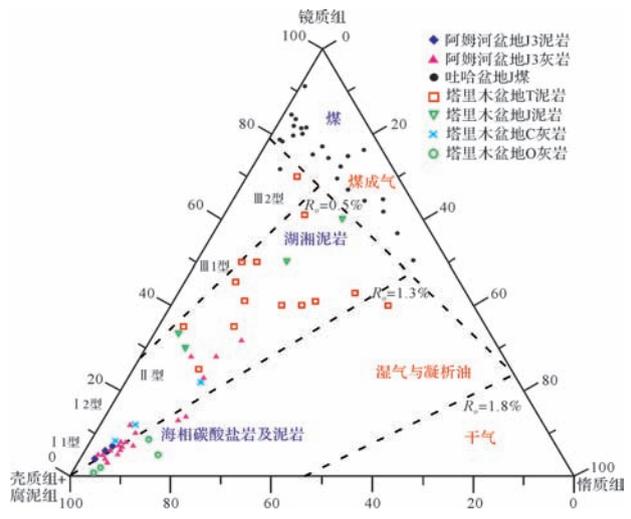


图5 烃源岩干酪根显微组分三角图

Fig.5 Maceral triangle graph of source rock kerogens

表2 烃源岩母质类型参数

Table 2 Parent material type parameters of source rocks

气 田 代 号	烃 源 岩	干酪根		岩石热解		氯仿沥青“A”				饱和烃色谱				芳烃色质					
		H/C 原子比		$\delta^{13}C_{org}$		氢指数 HI/(mg/g)		饱和烃/%		芳香烃/%		Pr/Ph		$\alpha\alpha C_{27-20R}$ 甾烷相对含量/%		硫芴相对含量/%			
		范围	平均 /样品数	范围	平均 /样品数	范围	平均 /样品数	范围	平均 /样品数	范围	平均 /样品数	范围	平均值 /样品数	范围	平均 /样品数	范围	平均 /样品数		
3	泥岩	0.69~0.83	0.77/7	-25.98~-27.89	-26.67/7	87~99	94.67/6	177~349	286/11	4.67~17.69	9.3/3	39.08~53.25	43.47/3	0.53~1.54	1.04/10	36~41	38/3	90.36~96.87	93.52/3
6								167	167/1	23.92	23.92/1	49.95	49.95/1	1.21	1.21/1	41	41/1	90.65	90.65/1
1	灰岩	0.41~0.82	0.61/6	-23.81~-26.06	-24.5/4	57~92	80.53/15	26~109	66/6					0.89~1.37	1.16/6				
2								90~200	146/2	31.97~28.04	30.01/2	3.72~10.86	7.29/2	0.29~0.49	0.39/2	40~35	34/2	81.6~97.1	89.37/2
3		0.51~0.70	0.06/6	-24.98~-25.54	-25.34/6	53~95	80.09/11	46~360	91/13	17.7~54.16	36.3/5	3.89~39.9	18.77/5	0.63~1.35	1.07/11	34~41	36/5	55.94~97.75	76.05/5
4		0.86	0.86/1	-23.88	-23.88/1			41	41/1					1.01	1.01/1				
5		0.56	0.56/1	-24.84	-24.84/1			44	44/1					1.04	1.04/1				
6								60	60/2	39.75	39.75/1	2.74	2.74/1	0.41	0.41/1	39	39/1	95.94	95.94/1
7		0.51	0.51/1	-26.29	-26.29/1			59	59/1					1.23	1.23/1				
总计	泥岩	0.69~0.83	0.77/7	-25.98~-27.89	-26.67/7	87~99	94.67/6	167~349	276/12	4.94~23.92	12.95/4	38.89~53.25	45.03/4	0.53~1.54	1.05/11	36~41	39/4	90.36~96.87	92.8/4
	灰岩	0.41~0.86	0.6/15	-23.81~-26.29	-25.05/13	53~95	79.1/26	29~200	80/26	17.7~54.16	35.16/8	2.74~39.9	13.9/8	0.29~1.35	0.05/23	34~41	36/8	55.94~97.75	81.87/8

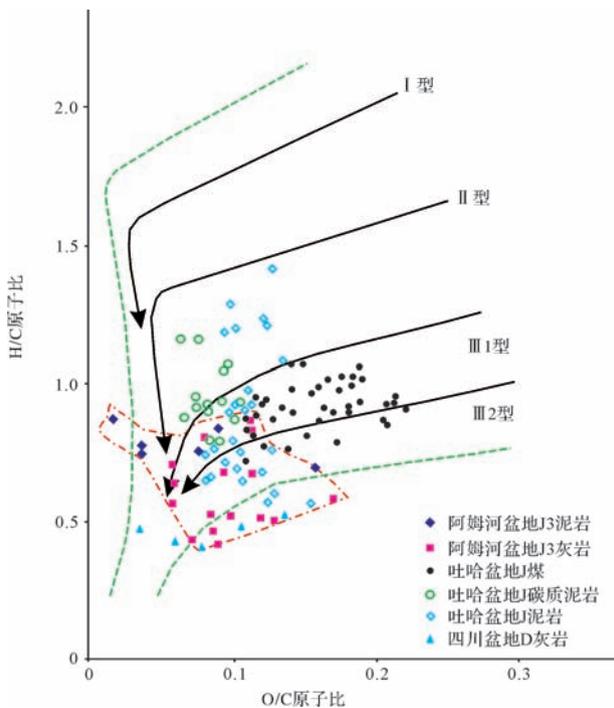


图6 烃源岩干酪根 H/C 与 O/C 原子比关系图

Fig.6 Relationship between atomic ratio of H/C and O/C of source rocks kerogen

灰岩的 H/C 原子比分别为 0.7~0.8 与 0.4~0.6 (表 2), 二者的 O/C 原子比分别为 0.02~0.1 与 0.05~0.2, 泥岩属于 I~II 烃源岩, 灰岩属于 III₁~III₂ 型烃源岩。泥岩 HI 为 180~320 mg/g, 灰岩 HI 多数在 30~150 mg/g (图 7), 二者关系与干酪根的 H/C-O/C 原子比关系一致。

2.2.3 干酪根碳同位素

干酪根的碳同位素值从一个侧面反映干酪根性

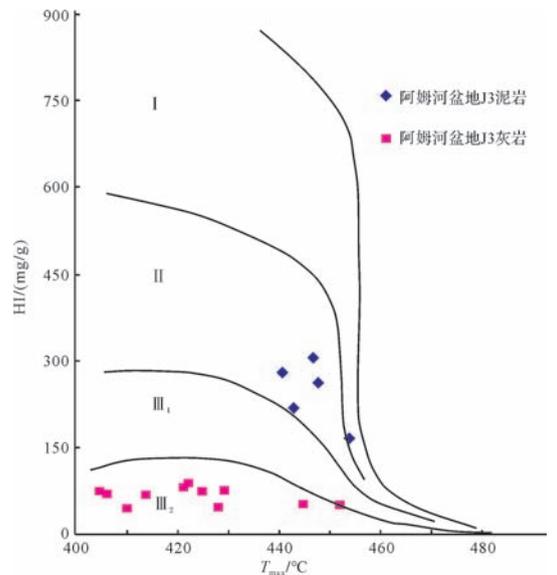


图7 烃源岩热解氢指数(HI)与最高热解峰温(T_{max})关系

Fig.7 Relationship between source rocks HI and T_{max}

质和母质类型构成^[13], 灰岩样品 $\delta^{13}C$ 在 $-23.5\text{‰} \sim -26\text{‰}$, 与四川盆地二叠系灰岩 ($\delta^{13}C$ 在 $-26\text{‰} \sim -28\text{‰}$) 接近 (图 8), 泥岩 $\delta^{13}C$ 在 $-26\text{‰} \sim -28\text{‰}$, 与吐哈盆地侏罗系煤和泥岩 ($\delta^{13}C$ 在 $-22\text{‰} \sim -26\text{‰}$) 接近, 阿姆河盆地灰岩和泥岩 $\delta^{13}C$ 比塔里木盆地石炭系泥岩和灰岩 ($\delta^{13}C$ 在 $-20\text{‰} \sim -24\text{‰}$) 要轻, 比塔里木盆地奥陶系和寒武系灰岩和华北地区中上元古界碳酸盐岩 ($\delta^{13}C$ 在 $-28\text{‰} \sim -33\text{‰}$) 要重。

海相与陆相不同类型烃源岩分布区域有明显差别, 陆相烃源岩干酪根的碳同位素 $\delta^{13}C_{org}$ 较海相烃源岩重, III₂ 型烃源岩 $\delta^{13}C > -22.5\text{‰}$, III₁ 型烃源岩 $\delta^{13}C$ 在

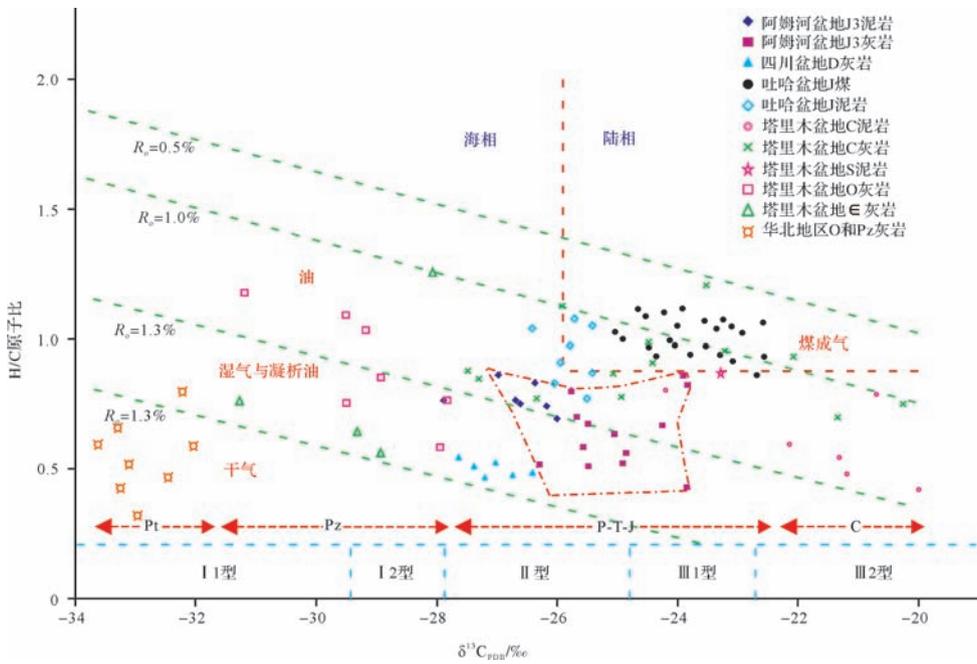


图8 烃源岩干酪根 H/C 原子比与 $\delta^{13}\text{C}$ 关系图

Fig.8 Relationship between atomic ratio of H/C and $\delta^{13}\text{C}$ of source rock kerogens

-22.5‰ ~ -24.8‰, II 型烃源岩 $\delta^{13}\text{C}$ 在 -22.5‰ ~ -28‰, I₂ 型烃源岩 $\delta^{13}\text{C}$ 在 -28‰ ~ -29.5‰, I₁ 型烃源岩 $\delta^{13}\text{C}$ < -29.5‰。

2.3 可溶有机物特征

2.3.1 氯仿沥青“A”族组分

阿姆河盆地上侏罗系灰岩和塔里木盆地寒武系—奥陶系灰岩饱和烃 10% ~ 60%、芳香烃小于 15% (图 9), 与吐哈盆地侏罗系含煤岩系氯仿沥青“A”的族组分相对含量差异较大; 泥岩饱和烃在 5% ~ 30%、芳香烃在 38% ~ 55%, 可以分出海相碳酸盐岩、海相泥岩、湖相泥岩和煤共 4 个区域 (图 9), 揭示了不同类型烃源岩氯仿沥青“A”族组分的母质输入特征。

饱和烃或芳烃含量高、非烃+沥青质含量低则烃源岩母质类型好, III₂ 型烃源岩饱和烃含量小于 10%, 芳香烃小于 < 38% (图 9), III₁ 型烃源岩饱和烃含量为 10% ~ 20%, 芳香烃小于 < 38%; II 型烃源岩饱和烃为 20% ~ 35%, 芳香烃小于 < 38%; I₂ 型烃源岩饱和烃含量为 35% ~ 45%, 芳香烃含量 38% ~ 40%; I₁ 型烃源岩饱和烃大于 45%。

2.3.2 姥鲛烷/植烷 (Pr/Ph)

阿姆河盆地侏罗系烃源岩姥鲛烷和植烷等指标具有较好的分区性 (图 10), 灰岩、泥岩和塔里木寒武系—奥陶系灰岩 Pr/Ph 低, 在 0.3 ~ 1.1, Ph/nC₁₈ 在 0.15 ~ 0.8 之间, 吐哈盆地煤岩 Pr/Ph 高, 多在 1.2 ~

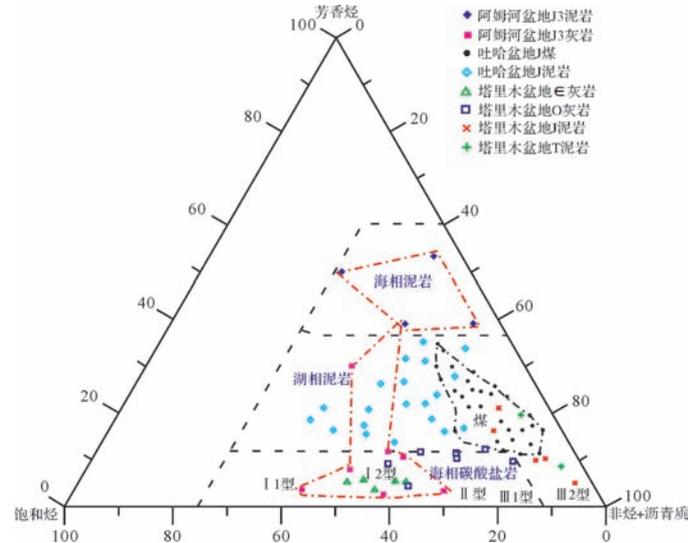


图9 烃源岩氯仿沥青“A”族组份组成

Fig.9 Chloroform "A" composition of source rocks

10.5 之间, 平均值达到 3.4, Ph/nC₁₈ 在 0.10 ~ 1.2 之间, 吐哈盆地侏罗系泥岩和塔里木盆地侏罗系、三叠系泥岩 Pr/Ph 在 1.05 ~ 1.2, Ph/nC₁₈ 在 0.15 ~ 1.12, 大致划分出海相碳酸盐岩及泥岩、湖相泥岩、煤岩三个区域, 随着 Pr/Ph 比值变小, 烃源岩母质类型变好, 由 III₂ 型渐趋变为 I₁ 型, 参考其他指标, 确定出不同母质类型划界限 (图 10): III₂ 型烃源岩 Pr/Ph 比值为 6 ~ 11, III₁ 型烃源岩 Pr/Ph 为 2 ~ 6, II 型烃源岩 Pr/Ph

为1~2, I₂型烃源岩 Pr/Ph 比值为0.6~1, I₁型烃源岩小于0.6。另外,随着烃源岩热演化增高,Ph/nC₁₈ 比值会迅速变小,而 Pr/Ph 比值受变化程度影响相对缓慢,说明 Pr/Ph 比值受热演化程度影响较小。

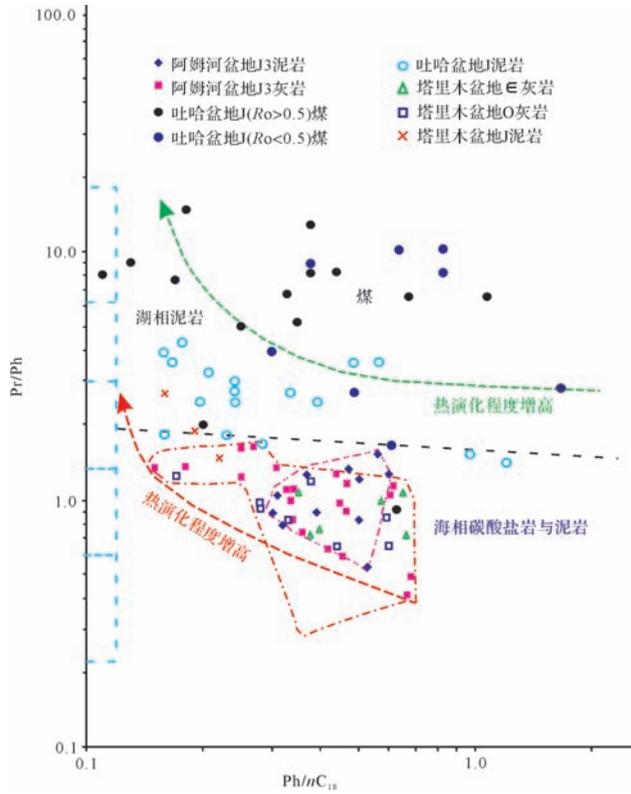


图10 烃源岩正、异构烷烃 Pr/Ph 与 Ph/nC₁₈关系

Fig.10 Relationship between *n*-alkanes, isoparaffin Pr/Ph and Ph/nC₁₈ of source rocks

2.3.3 甾烷 ααα(C₂₇, C₂₈, C₂₉)-20R 相对含量

甾烷 ααα(C₂₇, C₂₈, C₂₉)-20R 相对含量来划分

母质类型被公认为是较好指标^[13],阿姆河盆地上侏罗统灰岩、泥岩甾烷中 C₂₇胆甾烷含量 40%~50%(图 11),大于 C₂₇谷甾烷含量,揭示出有机质以来源水生浮游动、植物输入为主,同时也有陆生植物的输入特征,灰岩和泥岩 ααα(C₂₇, C₂₈, C₂₉)-20R(C₂₇胆甾烷、C₂₈豆甾烷、C₂₉谷甾烷)相对含量与塔里木盆地寒武系—奥陶系海相灰岩烃源岩接近;而吐哈盆地侏罗系煤、泥岩和塔里木盆地侏罗系、三叠系湖相泥岩烃源岩的 C₂₇胆甾烷在 10%~40%,烃源岩明显地分为海相碳酸盐岩、泥岩与湖相泥岩、煤两个区域,揭示出不同类型烃源岩甾烷(C₂₇, C₂₈, C₂₉)的母质输入特征。C₂₇胆甾烷含量增高,烃源岩母质类型变好,界限为: III₂型烃源岩 C₂₇胆甾烷含量小于 5%, III₁型烃源岩 C₂₇胆甾烷含量为 15%~28%, II 型烃源岩 C₂₇胆甾烷含量为 28%~40%, I₂型烃源岩 C₂₇胆甾烷含量为 40%~50%, I₁型烃源岩胆甾烷含量为 40%~50%。

2.3.4 多环芳香烃“三芴”相对含量

烃源岩或原油的芳烃馏分中经常见到少数环系含氧或含硫杂原子的多环芳烃同系列,其中最常见的是氧芴与硫芴同系列^[13],阿姆河盆地上侏罗统灰岩、泥岩与塔里木盆地寒武系—奥陶系灰岩类似,硫芴优势明显,相对含量为 50%~100%,氧芴相对含量为 0~20%,吐哈盆地煤岩硫芴相对含量为 0~20%,氧芴相对含量为 20%~70%;塔里木盆地石炭系泥岩和渤海湾盆地古近系沙三段泥岩的硫芴相对含量为 20%~50%,氧芴相对含量为在 0~60%,分出海相碳酸盐岩与泥岩、咸化湖相泥岩、淡水湖相泥岩、煤四个分区,揭示出不同类型烃源岩的生源环境,也反映出烃源岩“三芴”含量的母质输入。

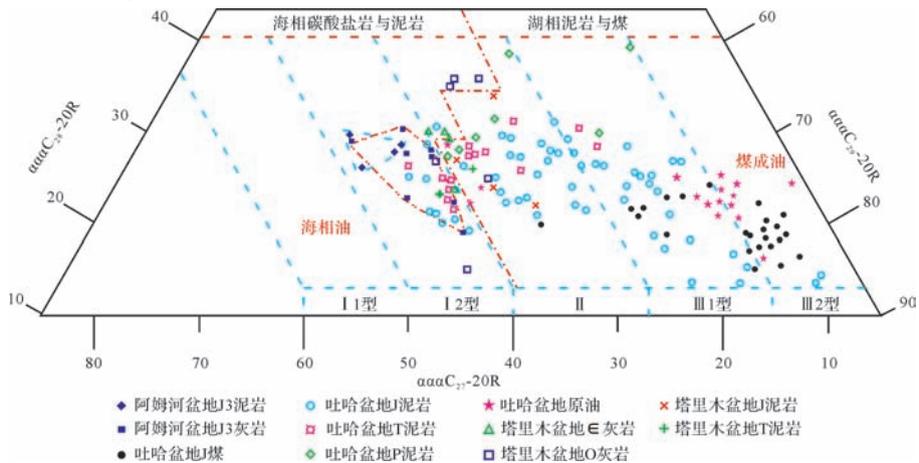


图11 烃源岩甾烷 ααα(C₂₇, C₂₈, C₂₉)-20R 相对含量三角图

Fig.11 Triangle graph of sterane ααα(C₂₇, C₂₈, C₂₉)-20R relative content of source rocks

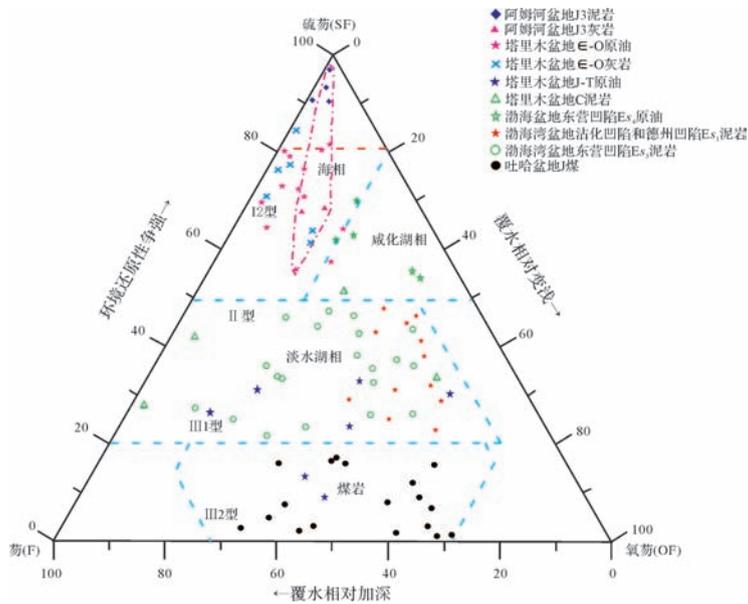


图 12 烃源岩多环芳香烃“三芴”系列相对含量

Fig.12 Relative content of polycyclic aromatics "benzofluorene tri-fluorene" of source rocks

硫芴相对含量增加,氧芴相对含量减少,烃源岩母质类型变好(图 12), III₂型硫芴相对含量为 0~10%,氧芴相对含量为 90%~100%; III₁型烃源岩硫芴相对含量为 10%~30%,氧芴相对含量为 70%~90%; II型烃源岩硫芴相对含量为 30%~60%,氧芴相对含量为 40%~70%; I₂型硫芴相对含量为 60%~80%,氧芴相对含量为 20%~40%; I₁型烃源岩硫芴相对含量为 80%~100%,氧芴相对含量为 0~80%。

3 讨论

3.1 有机质丰度划分标准

阿姆河盆地烃源岩岩石类型既有灰岩又有泥岩,岩石类型多样,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,将研究区样品和引用盆地与地区烃源岩评价参数分别编入 TOC 与氯仿沥青“A”双对数关系、TOC 与 HC 双对数关系和 TOC 与 S₁+S₂(mg/g)双对数关系并进行对比分析,据此对阿姆河盆地烃源岩趋势线进行修正,确定不同级别 TOC(%)值,再根据 TOC(%)值按趋势线分别确定所对应的不同级别“A”(%)、HC(%)、S₁+S₂(mg/g)值(图 2,3,4),进而确定海相成熟烃源岩评价标准。

阿姆河盆地侏罗系烃源岩有三个特征:1)灰岩有机质含量(趋势线 D)略高于塔里木(趋势线 A)和华北(趋势线 B),与四川(趋势线 C)接近,泥岩有机质含量趋(势线 H)远高于塔里木(趋势线 F)、吐哈

(趋势线 G)和二连(趋势线 E)(图 2,3,4),并且接近于吐哈盆地碳质泥岩,说明侏罗系海相灰岩和泥岩在同类型烃源中分别属于中—好和好烃源岩范畴;2)灰岩的下限值 TOC<0.2%和上限值 TOC>0.5%分别对应氯仿沥青“A”<0.01%、HC<0.05%和氯仿沥青“A”>0.05%、HC>0.03%,与四川盆地二叠系灰岩基本接近;3)泥岩下限值 TOC<0.2%和上限值 TOC>3.0%分别对应“A”<0.05%、HC<0.03%和氯仿沥青“A”>0.4%、HC>0.2%,其有机质含量与吐哈盆地侏罗系煤系泥岩相当,氯仿沥青“A”、HC 远远高于陆相盆地泥岩烃源岩。阿姆河盆地海相烃源岩有机质烃类转化率也较高,灰岩和泥岩“A”/TOC 平均值分别为 18.62%、10.16%,HC/TOC 平均值分别为 11.58%、6.82%(表 1),阿姆河盆地除了灰岩与华北地区中上元古界碳酸盐接近以外,氯仿沥青“A”/TOC 和 HC/TOC 均高于其余盆地(地区)烃源岩。参考中国盆地不同类型烃源岩有机质丰度评价标准(表 3),阿姆河盆地上侏罗统海相泥岩生烃下限有机碳含量应为 0.5%,好烃源岩有机碳含量标准为 3%;海相灰岩生烃下限有机碳含量为 0.2%,好烃源岩有机碳含量标准为 0.5%,高于中国高一过成熟烃源岩有机质 0.1%~0.2%下限标准。

3.2 母质类型划分方法

阿姆河盆地侏罗系海相烃源岩干酪根 H/C 比、干酪根碳同位素参数划分的母质类型与有机岩石学

显微组分鉴定的类型有差别,有机质岩石学显微组分鉴定为 I₁ ~ II 型,而碳同位素 δ¹³C‰和 H/C-O/C 原子比判断类型为 II ~ III 型,原因是由于碳酸盐岩早期排烃,导致有机碳少对氢原子吸附作用弱,有机质中氢原子含量相对较少, H/C-O/C 关系判断母质类型与干酪根显微组分划分的母质类型存在差别。随着地层时代由新到老,热演化程度增高(图 8),碳同位素逐渐变轻,例如,阿姆河盆地侏罗系在 -24‰ ~ -27‰(成熟阶段),四川二叠系在 -26‰ ~ -28‰(高一过成熟),塔里木寒武系和奥陶系在 -28‰ ~ -32‰(高一过成熟),华北中上元古界在 -32‰ ~ -33‰(过成熟)。由于研究区烃源岩热演化程度不高所致碳同位素偏重,碳同位素 δ¹³C 判断的母质类型与干酪根显微组分划分的母质类型形成差别。

可溶有机质的成分是受到烃源岩沉积环境和有机质母源的控制,是划分沉积环境的良好指标,阿姆

河盆地表现出了同样特征,可溶有机质成分在沉积环境方面具有明显的分区,如:氯仿沥青“A”族组分可以判断海相碳酸盐岩、海相泥岩、湖相泥岩和煤等有机质来源,姥鲛烷/植烷可以判断海相碳酸盐岩及泥岩、湖相泥岩、煤岩等母质来源,甾烷 ααα(C₂₇、C₂₈、C₂₉)-20R 相对含量可以判断海相碳酸盐岩、泥岩与湖相泥岩、煤母质输入环境,多环芳香烃“三芴”相对含量可以划分出海相碳酸盐岩与泥岩、咸化湖相泥岩、淡水湖相泥岩、煤等母质环境。一般认为受到热演化的影响,可溶有机质作为母质类型参数的辅助性指标,但是阿姆河盆地侏罗系海相灰岩和泥岩烃源岩的可溶有机质划分的母质类型与有机岩石学划分的母质类型一致,是判断烃源岩母质类型很好的依据,如灰岩饱和烃含量高、泥岩芳香烃含量高、灰岩和泥岩的姥鲛烷/植烷低、甾烷 ααα C₂₇-20R 含量高、多环芳香烃硫芴含量高特征,与烃源岩环境具有很好

表 3 阿姆河盆地侏罗系海相烃源岩有机质丰度判别标准及与中国同类型烃源岩对比

Table 3 Discrimination standard of organic matter abundance of Jurassic marine source rocks in Amu Darya basin and comparison with the same type source rocks of China

盆地/地区	层位	烃源岩类型	热化程度	参数	烃源岩级别				资料来源
					好	中等	差	非	
华北地区	Pz	海相碳酸盐岩	过成熟	TOC(%)	>0.2	0.2~0.15	0.15~0.1	<0.1	刘宝泉 ^[2] ,1995
				"A" (%)	>0.02	0.02~0.01	0.01~0.005	<0.005	
				HC (%)	>0.015	0.015~0.008	0.008~0.004	<0.004	
塔里木	O-ε	海相碳酸盐岩	高一过成熟	TOC(%)	>0.25	0.25~0.15	0.15~0.1	<0.1	梁狄刚 ^[9] ,1996
				"A" (%)	>0.04	0.40~0.20	0.02~0.005	<0.005	
				HC (%)	>0.02	0.02~0.008	0.008~0.004	<0.004	
四川	P	海相碳酸盐岩	高一过成熟	TOC(%)	>0.6	0.6~0.4	0.4~0.2	<0.2	王世谦 ^[3] ,2002
				"A" (%)	>0.05	0.05~0.04	0.04~0.01	<0.01	
				HC (%)	>0.03	0.03~0.015	0.15~0.006	<0.006	
塔里木	T-J	湖相泥岩	成熟—高成熟	TOC(%)	>1.0	1.0~0.6	0.6~0.4	<0.4	梁狄刚 ^[9] ,1996
				"A" (%)	>0.12	0.12~0.06	0.06~0.01	<0.01	
				HC (%)	>0.05	0.05~0.025	0.025~0.01	<0.01	
吐哈	J	煤系地层泥岩	成熟—高成熟	TOC(%)	>3.0	3~1.5	1.5~0.75	<0.75	吴涛等 ^[4] ,1997
				"A" (%)	>0.06	0.06~0.03	0.03~0.015	<0.015	
				HC (%)	>0.03	0.03~0.012	0.012~0.005	<0.005	
				S ₁ +S ₂ (mg/g)	>6.0	6.0~2.0	2.0~0.5	<0.5	
二连	K	湖相泥岩	成熟	TOC(%)	>2.0	2.0~1.0	0.5~1.0	<0.5	方杰等 ^[5] ,1998
				"A" (%)	>0.1	0.1~0.05	0.05~0.015	<0.015	
				HC (%)	>0.05	0.05~0.02	0.02~0.01	<0.01	
阿姆河	J	海相灰岩	成熟	TOC(%)	>0.5	0.5~0.3	0.3~0.2	<0.2	本研究实测样品
				"A" (%)	>0.05	0.05~0.02	0.02~0.01	<0.01	
				HC (%)	>0.03	0.03~0.01	0.01~0.005	<0.005	
		S ₁ +S ₂ (mg/g)	>1.0	1.0~0.4	0.4~0.2	<0.2			
		海相泥岩	成熟	TOC(%)	>3.0	3.0~1.5	1.5~0.5	<0.5	
				"A" (%)	>0.4	0.4~0.2	0.2~0.05	<0.05	
				HC (%)	>0.2	0.2~0.1	0.1~0.03	<0.03	
S ₁ +S ₂ (mg/g)	>10			10~5	5~1.2	<1.2			

表4 阿姆河盆地侏罗系海相烃源岩母质类型划分标准

Table 4 Division standard of mother material types of Jurassic marine source rocks in Amu Darya Basin

分析项目	参数	Ⅲ ₂ 腐泥型	Ⅲ ₁ 腐泥腐植型	Ⅱ腐植腐泥型	I ₂ 含腐植腐泥型	I ₁ 腐泥型
干酪根	H/C(原子比)	<0.8	0.8~1.0	1.0~1.3	1.3~1.5	>1.5
	O/C(原子比)	>0.3	0.3~0.25	0.25~0.15	0.15~0.10	<0.10
	δ ¹³ C/‰	>-22.5	-22.5~-24.8	-24.8~-28.0	-28.0~-29.5	<-29.5
	壳质组+腐泥组/%	<40	60~40	80~60	90~80	>90
岩石热解色谱	镜质组/%	>60	60~40	40~20	20~10	<10
	HI/(mg/g)	<100	100~250	250~400	400~600	>600
沥青"A"族组份	饱和烃/%	<10	10~20	20~30	30~40	40~60
	芳香烃/%	<10	10~20	20~38	38~50	>50
饱和烃色谱	Pr/Ph	6~11	2~6	1~2	0.6~1	<0.6
饱和烃色质	αααC ₂₇ -20R 相对含量/%	<15	15~28	28~40	40~50	50~60
芳香烃色质	硫芴相对含量/%	<10	10~30	30~60	60~80	>80

的对应关系,因此,可溶有机质参数氯仿沥青“A”族组分、Pr/Ph 与 Ph/nC₁₈关系、甾烷 ααα(C₂₇、C₂₈、C₂₉)-20R 相对含量、多环芳香“三芴”系列除了作为沉积环境分析的指标,也可作为判断海相低成熟—成熟烃源岩母质类型的指标(表4)。

4 结论

(1) 阿姆河盆地侏罗系海相烃源岩有泥岩和灰岩两类烃源岩,其有机质丰度明显好于中国高一过成熟度海相烃源岩,分别属于好烃源岩和中等烃源岩。

(2) 阿姆河盆地侏罗系海相泥岩烃源岩属于 I₂~II 型母质,以生油为主,海相灰岩属于 III~II 型母质,以生气为主。

(3) 阿姆河盆地侏罗系海相泥岩好烃源岩有机碳含量标准为 3%,灰岩好烃源岩有机碳含量标准为 0.5%。

(4) 以低等生物为主的海相碳酸盐岩或泥岩,可溶有机质氯仿沥青“A”族组分、Pr/Ph 与 Ph/nC₁₈关系、甾烷 ααα(C₂₇、C₂₈、C₂₉)-20R 含量、多环芳香“三芴”系列等参数既揭示了不同类型烃源岩的生源环境,也是鉴别母质类型良好参数。

参考文献(References)

[1] 陈践发,张水昌,孙省利,等. 海相碳酸盐岩优质烃源岩发育的主要影响因素[J]. 地质学报,2006,80(3):467-472. [Chen Jianfa, Zhang Shuichang, Sun Shengli, et al. Main factors influencing marine carbonate source rock formation[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3): 467-472.]

[2] 秦建中,腾格尔,付小东. 海相优质烃源层评价与形成条件研究[J]. 石油实验地质,2009,31(4):366-372,378. [Qin Jianzhong, Tengger, Fu Xiaodong. Study of forming condition on marine excellent source rocks and its evaluation[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(4): 366-372, 378.]

[3] 刘全有,金之钧,高波,等. 四川盆地二叠系烃源岩类型与生烃潜力[J]. 石油与天然气地质,2012,33(1):10-18. [Liu Quanyou, Jin Zhijun, Gao Bo, et al. Types and hydrocarbon generation potential of the Permian source rocks in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 10-18.]

[4] 刘宝泉,梁狄刚,方杰,等. 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(2):150-162. [Liu Baoquan, Liang Digang, Fang Jie, et al. Organic matter maturity and oil-gas prospect in Middle-Upper Proterozoic and Lower Paleozoic carbonate rocks in northern China[J]. Geochimica, 1985(2): 150-162.]

[5] 梁狄刚,张水昌,张宝民,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. [Liang Digang, Zhang Shuichang, Zhang Baomin, et al. Understanding on marine oil generation in China based on Tarim Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2000, 7(4): 534-547.]

[6] 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. [Chen Anding. Definition and abundance threshold of marine source rocks developed in South China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 23-25.]

[7] 彭平安,刘大永,秦艳,等. 海相碳酸盐岩烃源岩评价的有机碳下限问题[J]. 地球化学,2008,37(4):415-422. [Peng Ping'an, Liu Dayong, Qin Yan, et al. Low limits of organic carbon content in carbonate as oil and gas source rocks[J]. Geochimica, 2008, 37(4): 415-422.]

[8] 秦建中,刘宝泉,国建英,等. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准[J]. 石油实验地质,2004,26(3):281-286. [Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Guo Jianying, et al. Discussion on the evaluation standards of carbonate source rocks[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(3): 281-286.]

[9] 陈建平,梁狄刚,张水昌,等. 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法[J]. 地质学报,2012,86(7):1932-1142. [Chen Jianping, Liang Digang, Zhang Shuichang, et al. Evaluation criterion and methods of the hydrocarbon generation potential for China's Paleozoic marine source rocks[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86

- (7): 1932-1142.]
- [10] 马丽亚,李江海,王洪浩,等. 侏罗系烃源岩发育有利环境及条件探讨——古地理古环境编图研究[J]. 地质学报, 2014, 88(10): 1982-1991. [Ma Liya, Li Jianghai, Wang Honghao, et al. Global Jurassic source rocks distribution and deposition environment: lithofacies paleogeographic mapping research[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(10): 1982-1991.]
- [11] 曹军,钟宁宁,邓运华,等. 下刚果盆地海相烃源岩地球化学特征、成因及其发育的控制因素[J]. 地球科学与环境学报, 2014, 36(4): 87-98. [Cao Jun, Zhong Ningning, Deng Yunhua, et al. Geochemical characteristics, origin and factors controlling formation of marine source rock in lower Congo Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2014, 36(4): 87-98.]
- [12] 曾艳涛,文志刚,杨立国. 海相烃源岩有机质类型的“双重属性”初探——以安徽南陵—无为地区浅水台地相碳酸盐岩为例[J]. 海相油气地质, 2009, 14(3): 73-78. [Zeng Yantao, Wen Zhigang, Yang Ligu. Discussion on the dual property of organic matter type in marine source rock: A case of shallowing platform carbonate rock in Nanling-Wuwei area, Anhui[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(3): 73-78.]
- [13] 张长宝,罗东坤,魏春光. 中亚阿姆河盆地天然气成藏控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 766-773. [Zhang Changbao, Luo Dongkun, Wei Chunguang. Controlling factors of natural gas accumulation in the Amu Darya Basin, central Asia[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 766-773.]
- [14] 余一欣,殷进垠,郑俊章,等. 阿姆河盆地成藏组合划分与资源潜力评价[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 750-756. [Yu Yixin, Yin Jinyin, Zheng Junzhang, et al. Division and resources evaluation of hydrocarbon plays in the Amu Darya Basin, central Asia[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 750-756.]
- [15] 郭永强,刘洛夫,朱胜利,等. 阿姆达林盆地含油气系统划分与评价[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 515-520. [Guo Yongqiang, Liu Luofu, Zhu Shengli, et al. Classification and assessment of petroleum system in Amu-Daria Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(4): 515-520.]
- [16] Тимонин А. Н. Условия Формирования залежей газа в верхнеюрский карбонатной формации Амудрынской синклизы геология и газоность газодобывающих областей [M]. Москва: ВНИИГАЗ, 1989: 147-159.
- [17] 张津海,柳益群,周亮. 阿姆河盆地卡拉库里区块侏罗系油气地质条件分析[J]. 地质学报, 2012, 86(4): 651-660. [Zhang Jinhai, Liu Yiqun, Zhou Liang. Analysis of petroleum geological characteristics of the Jurassic in Karakul block, Amu-Darya Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(4): 651-660.]
- [18] 方杰,徐树宝,吴蕾,等. 阿姆河右岸地区侏罗系海相烃源岩生烃潜力[J]. 海相油气地质, 2014, 19(1): 8-18. [Fang Jie, Xu Shubao, Wu Lei, et al. Hydrocarbon generation potential of Jurassic source rocks in right bank of Amu Darya[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2014, 19(1): 8-18.]
- [19] Бабаев А Г т д. Формации юрских палеоседитационных бассейнов узбекистана и их нефтегазоность [M]. Ташкен: Издательство Узбекской ССР, 1990: 6-235.
- [20] 徐文礼,郑荣才,费怀义,等. 土库曼斯坦阿姆河盆地卡洛夫—牛津阶沉积相特征[J]. 中国地质, 2012, 39(4): 954-964. [Xu Wenli, Zheng Rongcai, Fei Huaiyi, et al. The sedimentary facies of Callovian-Oxfordian stage in Amu Darya Basin, Turkmenistan[J]. Geology in China, 2012, 39(4): 954-964.]
- [21] 张兵,郑荣才,刘合年,等. 土库曼斯坦萨曼杰佩气田卡洛夫阶—牛津阶碳酸盐岩储层特征[J]. 地质学报, 2010, 84(1): 117-126. [Zhang Bing, Zheng Rongcai, Liu Henian, et al. Characteristics of carbonate reservoir in gallovian-Oxfordian of Samandeppe gasfield, Turkmenistan[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(1): 117-126.]
- [22] 郑荣才,陈浩如,王强,等. 土库曼斯坦阿姆河盆地卡洛夫—牛津阶储层特征及控制因素分析[J]. 岩石学报, 2014, 30(3): 779-788. [Zheng Rongcai, Chen Haoru, Wang Qiang, et al. The reservoir characteristics and their controlling factors of Callovian-Oxfordian carbonates in Amu Darya Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2014, 30(3): 779-788.]
- [23] 张水昌,梁狄刚,张宝民,等. 塔里木盆地海相油气的生成[M]. 北京:石油工业出版社, 2004: 50-433. [Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Baomin, et al. The generation of the Tarim Basin marine oil and gas[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 50-433.]
- [24] 王世谦,罗启后,伍大茂. 四川盆地中西部上三叠统煤系地层烃源岩的有机岩石学特征[J]. 矿物岩石, 1997, 17(1): 63-70. [Wang Shiqian, Luo Qihou, Wu Damao. Organic petrology of source rocks from the Upper Triassic coal measures in the central and western Sichuan Basin[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 1997, 17(1): 63-70.]
- [25] 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. [Wu Tao, Zhao Wenzhi, Yuan Mingsheng, et al. Formation and distribution of coal measure oil-gas fields in Turpan-Hami Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 108-109.]
- [26] 方杰,郑宪,张宏. 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. [Fang Jie, Zheng Xian, Zhang Hong. Generation model of source rocks of Lower Cretaceous in Erlian rift[J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(4): 35-40.]

Geochemical Characteristics of Jurassic Marine Source Rock in Amu Darya Basin and Comparison with Marine Source Rocks in China

NIE MingLong^{1,2}, XU ShuBao³, FANG Jie³, CHEN XiaoShuai¹

1. Liaoning Technical University, Huludao, Liaoning 125105, China

2. School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China

3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

Abstract: Upper Jurassic marine source rocks in Amu Darya Basin are a set of generally accepted mature source rocks, and the maturity of them show difference against Paleozoic high-over maturity marine source rock in China. Through geochemical analyses of upper Jurassic rock samples in right bank of Amu Darya Basin and contrast among similar source rocks from basins of China Tarim, Huabei, Turpan-Hami, Bohai Gulf, we examine mature marine source rocks in Amu Darya Basin and build evaluation standard and charts of organic matter abundance and types. The results show that there are two types of Jurassic mature marine source rocks in Amu Darya Basin: limestone and mudstone, and the organic matter abundance of limestone is slightly higher than the Paleozoic limestone in Tarim Basin and middle-upper proterozoic limestone in North China Platform, and is close to the Permian limestone in Sichuan, while the organic carbon of mudstone is equal to that of Jurassic mudstone in coal-measures and is much better than the marine mudstone in Tarim Basin and North China Platform; marine mudstone belongs to type I₂ ~ II source rock while marine limestone belongs to type III ~ II source rock. Comprehensive analyses show that ①upper Jurassic marine limestone belongs to middle class source rock while marine mudstone belongs to good source rock, and the TOC standard value is 0.5% and 3% respectively; ②parameters like resolvable chloroform asphalt "A" constituents, relation between Pr/Ph and Ph/nC₁₈, polycyclic aromatics "benzofluorene" of marine carbonate rock or mudstone major in lower eukaryote not only discover the generation environment of source rocks, but also are good parameters to distinguish types of mother matter. The build of evaluation standard and charts of upper Jurassic marine mudstone and limestone in Amu Darya Basin have great significance on overseas marine basins hydrocarbon resources assessment.

Key words: marine limestone; marine mudstone; resource rocks assessment charts; Amu Darya Basin