

文章编号: 1009-3850(2013)01-0086-07

青藏高原羌南盆地侏罗系曲色组烃源岩评价

汤晶¹, 朱利东², 杨文光², 曾江², 陶刚², 纪国忠²

(1. 成都理工大学地球科学学院, 四川 成都 610059; 2. 成都理工大学沉积地质学院, 四川 成都 610059)

摘要: 青藏高原羌南盆地曲色组烃源岩的类型为黑色油页岩、深灰色泥页岩和深灰色泥灰岩, 厚度为 215.8m。根据对野外地表露头烃源岩的观察, 结合室内分析数据, 从有机质的丰度、有机质的类型、有机质的成熟度等 3 个方面对其进行了评价。曲色组烃源岩有机质丰度较高, 黑色油页岩、灰色泥页岩和深灰色泥灰岩有机碳平均质量分数分别为 9.23%、2.21% 和 4.33%, 总体表现为好烃源岩特征。泥页岩有机质类型主要为 II 型, 油页岩与泥灰岩总体表现为 II 型, 少数为 III 型。干酪根颜色、岩石热解峰温 (T_{max}) 表明曲色组烃源岩有机质成熟度较高, 处于成熟阶段。

关键词: 青藏高原; 羌南盆地; 曲色组; 烃源岩

中图分类号: TE122.1+12

文献标识码: A

近十几年来, 油气地质部门对青藏高原油气资源前景相当关注, 相继对沱沱河盆地、可可西里盆地、羊湖盆地^[1]、阿翁错盆地^[2]、羌塘盆地等盆地的烃源岩与油气资源进行了研究, 已初步证实青藏高原具有较好的油气资源潜力。其中羌塘盆地面积广, 沉积厚度大, 生油层很丰富, 区域储、盖条件好, 是青藏高原地区油气资源潜力最大, 最有希望获得突破的含油气盆地。前人对羌南盆地毕洛错地区的烃源岩已有研究, 研究地层多为布曲组、夏里组、索瓦组等, 但对于曲色组的烃源岩研究较少。本研究以 2011 羌塘盆地毕洛错地区天然气水合物 1:5 万区块地质调查为依托, 经过野外地质调查和室内测试分析。作者系统地对比羌南盆地曲色组的油页岩、泥页岩、泥质灰岩进行了烃源岩有机地球化学特征分析, 确定了主要烃源岩的类型。

1 区域地质概况

羌塘盆地位于青藏高原中部, 北界为可可西里—金沙江缝合带, 南界为班公错—怒江缝合带, 东、西以

中生带边缘相地层尖灭为界, 面积约 220 000km²。盆地内广泛发育中生代海相沉积地层, 厚度达 6 000 ~ 13 000m, 是青藏高原内部海相地层保存最为完整的中生代海相含油气盆地。羌塘盆地由北而南可分为羌北盆地、中央隆起带、羌南盆地 3 个二级构造单元。本文研究的剖面位于羌南盆地毕洛错地区 (图 1), 介于中央隆起带与班公错—怒江结合带之间, 呈东西走向, 长约 1 200km, 南北宽约 50km。地表广泛分布侏罗系地层, 其次为第三系和上三叠统。盆地内充填上三叠统—下白垩统, 包括上三叠统日干配错群、下侏罗统曲色组、中侏罗统布曲组、夏里组。盆地基底系前奥陶系变质结晶基底。本次野外石油地质调查在羌南盆地的毕洛错地区实测了曲色组剖面, 实测地层厚度 1 224.22m。其下、中部以黑色油页岩、泥灰岩为主, 上部以深灰色泥页岩、深灰色泥灰岩为主, 夹有粉砂质泥岩、粉砂岩。该剖面整体呈现向上变粗的沉积旋回。作者在剖面下、中部, 采集共计 17 层潜在烃源岩: 18 件黑色油页岩、5 件深灰色泥灰岩和 12 件深灰色泥页岩。

收稿日期: 2012-06-01; 改回日期: 2012-06-06

作者简介: 汤晶 (1984-), 女, 在读研究生, 研究方向油气地球化学。E-mail: 250879981@qq.com

资助项目: 羌塘盆地毕洛错地区天然气水合物 1:5 万区块地质调查 (GZHL20110302-1) 和羌塘盆地天然气水合物资源勘查 (1:5 万区块地质调查) (科 [2011] GZHL-01-01) 联合资助

岩样品,总厚度约为 215.8m。

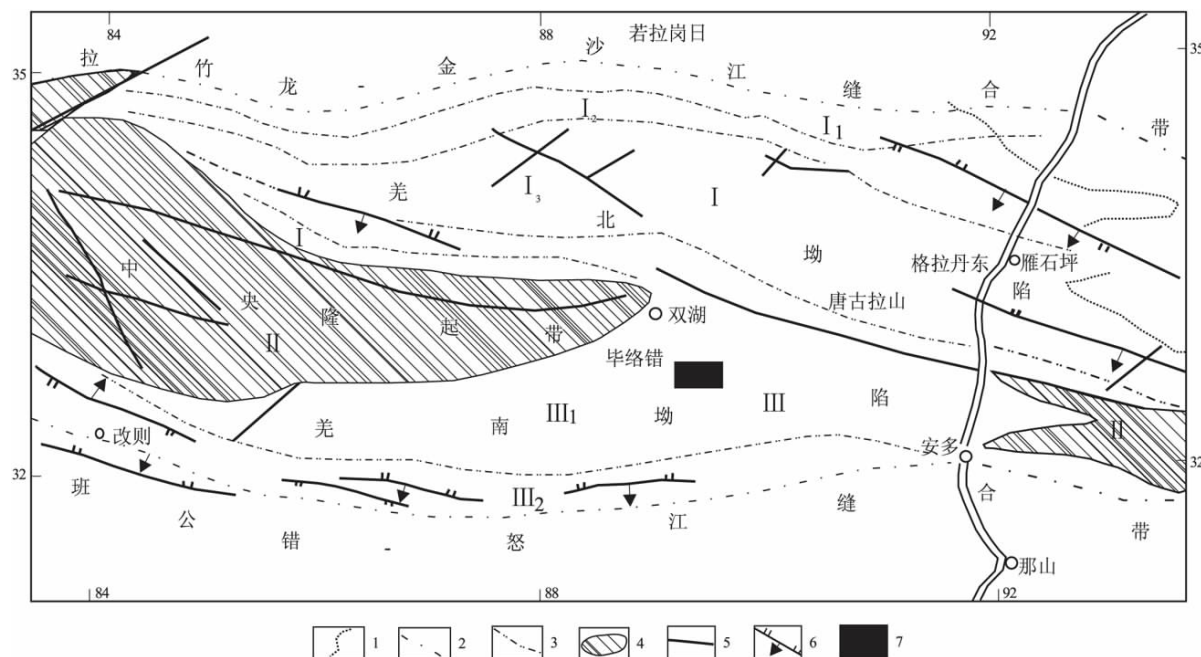


图1 剖面位置及构造单元(据王剑 2009 修改)

1. 盆地边界; 2. 盆地边缘断裂; 3. 构造单元界线; 4. 中央隆起; 5. 断层; 6. 逆冲断层; 7. 研究区剖面位置

Fig.1 Location and tectonic setting of the investigated section (modified from Wang Jian, 2009)

1 = basin boundary; 2 = marginal fault; 3 = tectonic boundary; 4 = central uplift; 5 = fault; 6 = thrust fault; 7 = investigated section

2 烃源岩地球化学特征

Hunt(1979)^[4] 将烃源岩定义为: 在天然条件下曾经产生并排出过烃类且以形成工业性油气聚集的细粒沉积, 主要是低能带富含有机质的暗色泥质岩和碳酸盐岩沉积。本文对羌南盆地曲色组的潜在烃源岩——曲色组下、中部的黑色油页岩、深灰色泥灰岩、深灰色泥页岩进行有机地球化学分析。

2.1 有机质丰度

烃源岩中有机质是油气生成的物质基础, 有机质的丰度是评价烃源岩优劣的一个重要方面, 其主要指标为有机碳(TOC%)、氯仿沥青“A”、总烃百分含量和生烃势。因为所采样品来自地表露头, 风化严重, 其有机质丰度必然低于井下或地表下同类岩石样品, 所以需要有机碳进行恢复校正^[4-5]。本文风化校正参照赵政璋(2001)对西藏烃源岩研究成果, 同时考虑陆相盆地与海相盆地的差别, 采用了泥质岩和灰岩烃源岩风化校正的方法。校正系数采用海相地层分析的区间低值进行恢复: 泥质岩类有机碳恢复系数采用 1.5, 灰岩类有机碳的恢复系数采用 1.8^[4]。由于氯仿沥青“A”、总烃和生烃潜量不能校正^[4-5], 所以本文在评价研究区烃源岩有机质丰度时, 以有机碳含量为主, 参考氯仿沥青

“A”等辅助指标, 羌南盆地曲色组烃源岩的有机质丰度见表 1。

由表 1 可知, 曲色组黑色油页岩有机碳含量为 0.4% ~ 26.02%, 平均值为 9.23%, 恢复后有机碳含量 0.6% ~ 39.03%, 平均值为 13.85%; 氯仿沥青“A”含量为 $(1966 \sim 14028) \times 10^{-6}$, 平均值为 5365×10^{-6} , 生烃潜量 2.4 ~ 100.8mg/g, 平均为 38.9mg/g。深灰色泥页岩有机碳含量 0.06% ~ 6.16%, 平均值为 2.21%, 恢复后有机碳含量为 0.10% ~ 9.23%, 平均值为 3.31%; 氯仿沥青“A”含量 $(661 \sim 4033) \times 10^{-6}$, 平均含量为 1090×10^{-6} , 生烃潜量为 0.18 ~ 32.98mg/g, 平均为 9.4mg/g。泥灰岩有机碳含量为 0.17% ~ 6.78%, 平均值为 4.33%, 恢复后有机碳含量为 0.3% ~ 12.21%, 平均值为 7.79%; 氯仿沥青“A”含量 $(51 \sim 4542) \times 10^{-6}$, 平均值为 2900×10^{-6} , 生烃潜量 0.44 ~ 29.9 mg/g, 平均为 19.98mg/g。本文参考刘家铎(2007)对于羌塘盆地海相烃源岩有机质丰度评价标准^[6], 将曲色组烃源岩泥页岩残余有机碳质量分数的下限值定为 0.4%, 泥质灰岩残余有机碳质量分数的下限值定为 0.3%。根据该标准^[6], 色曲组 95% 的油页岩样品属于好烃源岩, 5% 的油页岩样品属于中等烃源岩(图 2), 8% 的泥页岩样品为非烃源岩, 92% 的泥页岩样品属于好

烃源岩(图3),20%的泥灰岩属于较差烃源岩,80%的泥灰岩样品属于好烃源岩(图4)。

表1 曲色组烃源岩有机质丰度表

Table 1 Organic matter abundances in the source rocks from the Quse Formation

岩性	样品数	恢复前 TOC(%)		恢复后 TOC(%)		“A”×10 ⁶		(s1+s2) mg/g	
		范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
油页岩	18	0.4~26.02	9.23	0.6~39.03	13.85	1966~14028	5365	2.4~100.8	38.9
泥页岩	12	0.06~6.16	2.21	0.1~9.23	3.31	661~4033	1090	0.18~32.98	9.4
泥灰岩	5	0.17~6.78	4.33	0.3~12.21	7.79	51~4542	2900	0.44~29.9	19.98

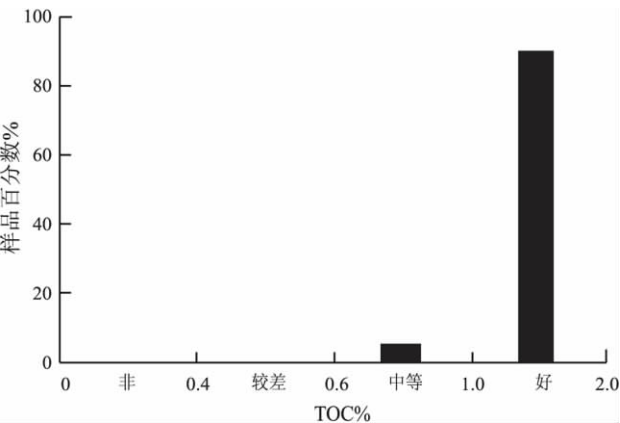


图2 曲色组油页岩有机碳分布频率与评价直方图

Fig. 2 Bar chart showing the distribution of the organic carbon contents (TOC) and assessment of the organic matter abundances in the oil shales from the Quse Formation

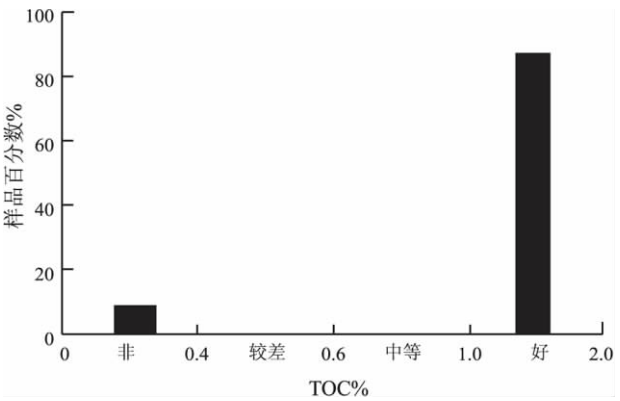


图3 曲色组泥页岩有机碳分布频率与评价直方图

Fig. 3 Bar chart showing the distribution of the organic carbon contents (TOC) and assessment of the organic matter abundances in the argillutites from the Quse Formation

2.2 有机质类型

烃源岩中有机质的类型是其质量指标,不同类型的有机质具有不同的生气潜力,形成不同的产物,所以准确地区别有机质的类型是烃源岩评价的又一关键问题^[8]。由于青藏高原中生代海相盆地地质情况的复杂性和受热演化程度的影响,许多反映有机质类型的参数均发生一定程度的变化。因

此本文主要依据干酪根的镜下显微分鉴定、干酪根的元素组成、干酪根的 $\delta^{13}C$ 等指标参数进行综合分析。

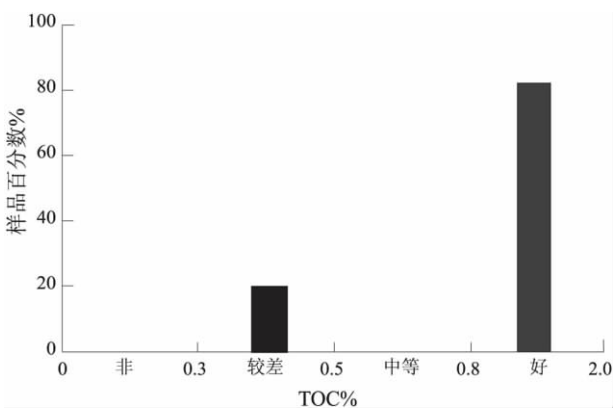


图4 曲色组泥灰岩有机碳分布频率与评价直方图

Fig. 4 Bar chart showing the distribution of the organic carbon contents (TOC) and assessment of the organic matter abundances in the marls from the Quse Formation

(1) 干酪根镜下鉴定

干酪根镜下显微组分鉴定,是确定有机质类型的常用方法之一。由表2可知,曲色组烃源岩干酪根显微组分中不含壳质组,为便于统计,将干酪根显微组分划分为腐泥组,镜质组和惰质组3个单元。镜下显微组分鉴定结果(表2)表明,曲色组烃源岩样品干酪根显微组分组成特点是以具有较好生烃能力的腐泥组为主(图5,表2),含量在44%~89%之间,平均为71%,从而得知有机质生物来源主要为水生生物及细菌;不含壳质组,说明陆源植物类有机质输入较少,具有中等生气能力的镜质组质量分数介于2%~49%,平均为13.3%,而不具任何生烃能力的惰质组质量分数介于5%~28%,平均为15.7%,镜检类型指数为0.25~78.5。对于干酪根显微组分鉴定结果分析统计表明(表2),曲色组油页岩样品中,Ⅱ1型干酪根占85%,Ⅱ2型干酪根占15%;泥页岩样品中,Ⅱ1型干酪根占44%,Ⅱ2型干酪根占56%;泥灰岩有机质类型中Ⅱ1型占

80%, II 2 型占 20%。总体显示油页岩干酪根有机质类型为混合 II 型(II 1-II 2), 泥页岩有机质类型为混合 II 型(II 1-II 2), 泥灰岩有机质类型为混合 II 型(II 1-II 2)。

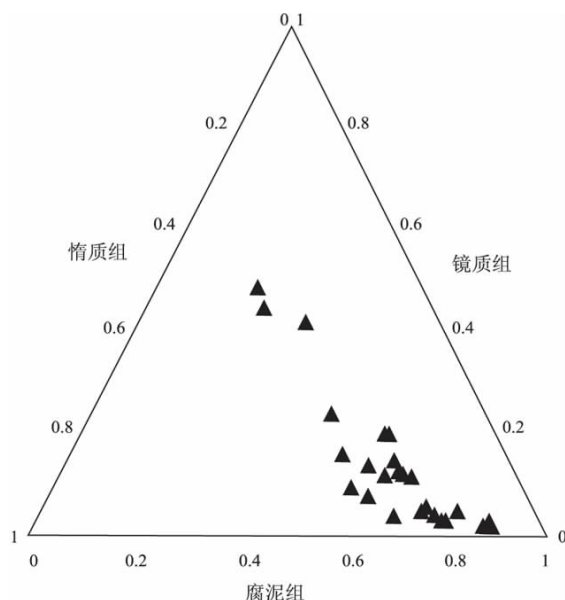


图5 曲色组烃源岩干酪根显微组分三角图解

Fig.5 Triangular diagram of the macerals of kerogens in the source rocks from the Quse Formation

(2) 干酪根有机元素分析

干酪根有机元素是烃源岩中有机质的基本组成,地质条件不同时,干酪根的类型会有所区别^[8]。曲色组干酪根元素分析显示:曲色组油页岩 H/C 原子比为 0.90 ~ 1.12, O/C 原子比为 0.04 ~ 0.10; 泥灰岩 H/C 原子比为 1.03 ~ 1.1, O/C 原子比为 0.08 ~ 0.16; 泥页岩 H/C 原子比为 0.91 ~ 1.22, O/C 原子比为 0.05 ~ 0.08。从干酪根元素 Van-Krevelen 判别图^[10-12] (图6) 可以看出,曲色组油页岩、泥页岩和泥灰岩基本处于 II 1-II 2 型干酪根范围内。烃源岩 O/C 原子比值较低、H/C 原子比值较高,反映地表样品可能未受到特别强烈的风化及氧化作用,干酪根有机元素并未发生迁移,C、H 相对富集。

(3) 干酪根碳同位素分析

沉积岩中干酪根碳同位素组成主要取决于其前身的碳同位素组成,同时随着热演化程度的提高稍有变重的趋势^[13] (一般小于 2‰),所以可用它来判别有机质类型。一般认为,干酪根碳同位素小于 -28‰ 的为 I 型有机质,干酪根碳同位素大于 -25.5‰ 的为 III 型有机质,干酪根碳同位素介于其间的为 II 型有机质^[14]。干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 同位素分析结果显示 (表2),曲色组油页岩烃源岩干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 介于-

27.2‰ ~ 22.3‰ 之间,平均 -24.5‰,总体显示有机质类型为 II-III 型; 泥灰岩烃源岩干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 介于 -23.0‰ ~ -26.1‰ 之间,平均 -23.7.0‰,表现为 II-III 型有机质特征。泥页岩烃源岩干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 介于 -26.5‰ ~ -25.9‰ 之间,平均 -26.2‰,表现为 II 型有机质特征。上述分析表明泥页岩有机质类型最好,并且与干酪根显微组成分析结果基本一致。而油页岩和泥灰岩有机质类型与干酪根镜鉴结果略有偏差,可能是检测误差、干酪根制备纯度、实验人员经验差异或划分标准不一所致^[15]。

综合上述分析,羌南盆地曲色组泥页岩烃源岩的有机质类型为较好的 II 型,油页岩、泥页岩烃源岩的有机质类型为 II-III 型,总体表现为 II 型。

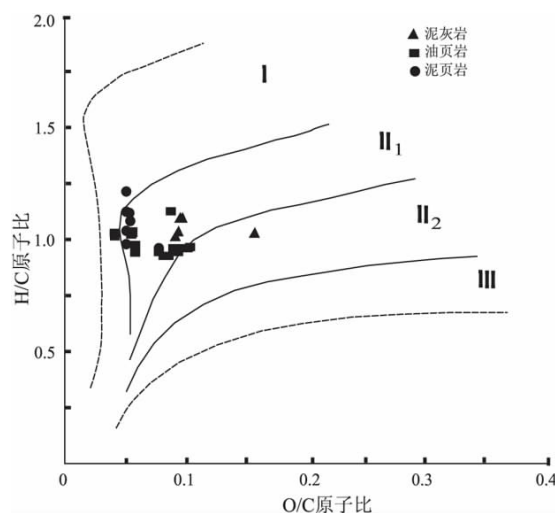


图6 曲色组烃源岩干酪根元素 Van-Krevelen 判别图

Fig.6 Van-Krevelen diagram for kerogens in the source rocks From the Quse Formation

▲ Marls; ■ Oil shale; ● Argillutite

2.3 有机质的成熟度

有机质成熟度是指在有机质所经历的埋藏时间内,由于增温作用所引起的各种变化。它是表征其成烃有效性和产物性质的重要参数。目前用于有机质成熟度研究的指标很多,根据实验数据,本文研究主要采用干酪根颜色与岩石热解最高峰温 ($T_{\max}$) 两个指标对有机质成熟度进行评价 (表3)。

(1) 干酪根腐泥组分的颜色

在显微镜透射光下,孢子和花粉和其他微体化石随成熟作用的增强而显不同颜色。据王剑 (2009) 对羌塘盆地烃源层划分成熟阶段的主要指标,认为未成熟阶段为浅黄至黄色,成熟阶段为黄色至棕色,高成熟阶段为棕褐至棕黑色,过成熟阶段为黑色^[9]。干酪根颜色与有机质成熟度之间具

有规律性联系,使反映颜色变化的热变指数成为常用 的成熟度指标之一。经对 35 件样品实验统计(表 2),
表 2 曲色组烃源岩碳同位素参数与干酪根镜下显微组分特征

Table 2 Macerals and carbon isotope values of kerogens in the source rocks from the Quse Formation

岩性	样品编号	干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ (PDB)	腐泥组%	壳质组%	镜质组%	惰质组%	类型指数	类型
黑色油页岩	P04-01SY1	-26	80		3	17	60.75	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-01SY3	-26.6	82		5	13	65.25	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-04SY1	-22.6	87		2	11	74.5	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-04SY2	-22.3	88		3	9	76.75	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-04SY3	-22.5	89		2	9	78.5	Ⅱ 1
深灰色泥灰岩	P04-04SY4	-23	79		3	18	58.75	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-04SY5	-22.9	88		2	10	76.5	Ⅱ 1
灰黑色泥灰岩	P04-05SY1	-23.2	76		6	18	53.5	Ⅱ 1
灰黑色泥灰岩	P04-05SY2	-23	78		5	17	57.25	Ⅱ 1
灰黑色泥灰岩	P04-05SY4	-23.1	80		3	17	60.75	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-06SY1	-25.3	62		10	28	26.5	Ⅱ 2
黑色油页岩	P04-06SY2	-25.6	75		5	20	51.25	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-06SY3	-25.2	70		10	20	42.5	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-06SY4	-27.2	72		12	16	47	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-06SY6	-25	71		13	16	45.25	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-06SY8	-24.8	73		12	15	49	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-06SY9	-24.7	74		10	16	50.5	Ⅱ 1
黑色油页岩	P04-06SY10	-24.7	68		12	20	39	Ⅱ 2
黑色油页岩	P04-08SY1	-23	45		45	10	1.25	Ⅱ 2
黑色油页岩	P04-08SY2	-23.4	44		49	7	0.25	Ⅱ 2
黑色油页岩	P04-10SY1	-24.1	53		42	5	16.5	Ⅱ 2
深灰色页岩	P04-11SY1	-26.2	68		18	13	42	Ⅱ 1
深灰色页岩	P04-11SY3	-26.5	68		20	12	41	Ⅱ 1
深灰色页岩	P04-11SY5	-26.3	70		15	14	45.25	Ⅱ 1
深灰色页岩	P04-11SY8	-26	69		20	10	44.5	Ⅱ 1
泥灰岩	P04-11SY11	-26.1	65		8	27	32	Ⅱ 2
深灰色页岩	P04-12SY1	-26.5	65		14	17	39.5	Ⅱ 2
深灰色页岩	P04-12SY4	-26.3	58		24	18	22	Ⅱ 2
深灰色页岩	P04-12SY6	-25.9	60		16	22	27	Ⅱ 2

本剖面样品干酪根腐泥组的颜色均为棕黄色,处于成熟阶段。

(2) 岩石热解峰温

岩石热解峰温(T_{max}) 是用于有机质成熟度评价标准很重要的一项参数。据王剑(2009)羌塘盆地烃源层划分成熟阶段的主要指标^[8],认为 $T_{\text{max}} < 430^{\circ}\text{C}$ 为未成熟阶段, T_{max} 值介于 $430^{\circ}\text{C} \sim 470^{\circ}\text{C}$ 之间为成熟阶段, T_{max} 值介于 $470^{\circ}\text{C} \sim 540^{\circ}\text{C}$ 之间为高成熟阶段, $T_{\text{max}} > 540^{\circ}\text{C}$ 为过成熟阶段。据表 2 所知,18 件油页岩样品的峰温区间为 $435^{\circ}\text{C} \sim 442^{\circ}\text{C}$,18 件样品全部处于成熟阶段。12 件泥页岩

样品中,有 11 件样品温峰区间为 $430^{\circ}\text{C} \sim 446^{\circ}\text{C}$,处于成熟阶段,1 件样品的温峰为 560°C ,处于过成熟阶段。5 件泥灰岩样品的温峰区间为 $434^{\circ}\text{C} \sim 437^{\circ}\text{C}$,属于成熟阶段。

以上不同成熟度指标和参数分析表明,青藏高原羌南盆地曲色组油页岩烃源岩处于成熟阶段,泥页岩烃源岩总体处于成熟阶段,泥灰岩烃源岩处于成熟阶段。

3 结论

(1) 羌地盆地曲色组有机碳($\text{TOC}\%$) 含量较

高,油页岩有机碳平均质量分数为 9.23%,泥灰岩有机碳平均质量分数为 4.33%,泥页岩有机碳平均

表 3 曲色组烃源岩有机质成熟度参数统计表

Table 3 Statistics of the parameters for the organic matter maturity of the source rocks from the Quse Formation

样品编号	岩性	Tmax/℃	腐泥组颜色
P04-01SY1	黑色油页岩	436	棕黄
P04-01SY3	黑色油页岩	435	棕黄
P04-04SY1	黑色油页岩	437	棕黄
P04-04SY2	黑色油页岩	435	棕黄
P04-04SY3	黑色油页岩	438	棕黄
P04-04SY4	深灰色泥灰岩	437	棕黄
P04-04SY5	黑色油页岩	436	棕黄
P04-05SY1	灰黑色泥灰岩	437	棕黄
P04-05SY2	灰黑色泥灰岩	434	棕黄
P04-05SY4	灰黑色泥灰岩	437	棕黄
P04-06SY1	黑色油页岩	439	棕黄
P04-06SY2	黑色油页岩	439	棕黄
P04-06SY3	黑色油页岩	439	棕黄
P04-06SY4	黑色油页岩	438	棕黄
P04-06SY6	黑色油页岩	440	棕黄
P04-06SY7	黑色油页岩	437	棕黄
P04-06SY8	黑色油页岩	440	棕黄
P04-06SY9	黑色油页岩	441	棕黄
P04-06SY10	黑色油页岩	437	棕黄
P04-08SY1	黑色油页岩	439	棕黄
P04-08SY2	黑色油页岩	439	棕黄
P04-10SY1	黑色油页岩	442	棕黄
P04-11SY1	深灰色页岩	434	棕黄
P04-11SY3	深灰色页岩	435	棕黄
P04-11SY5	深灰色页岩	435	棕黄
P04-11SY6	深灰色页岩	436	棕黄
P04-11SY8	深灰色页岩	441	棕黄
P04-11SY9	深灰色页岩	435	棕黄
P04-11SY11	泥灰岩	435	棕黄
P04-11SY12	深灰色页岩	446	棕黄
P04-12SY1	深灰色页岩	560	棕黄
P04-12SY2	深灰色页岩	432	棕黄
P04-12SY4	深灰色页岩	430	棕黄
P04-12SY5	深灰色页岩	436	棕黄
P04-12SY6	深灰色页岩	435	棕黄

质量分数为 2.21%。油页岩、泥灰岩、泥页岩总体属好烃源岩范畴。

(2) 干酪根镜下显微组分、干酪根元素分析与干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 分析表明,曲色组泥页岩有机质类型为Ⅱ型,油页岩与泥页岩总体为Ⅱ型,少数为Ⅲ型。

(3) 干酪根颜色、岩石热解峰温(T_{max})表明曲色组烃源岩有机质热演化程度较高,总体属于成熟阶段。

参考文献:

[1] 杨文光,朱利东,武景龙,等. 青藏高原羊湖新生代陆相盆地雅西措群烃源岩初步评价 [J]. 地质通报,2010,29(12): 1875 – 1880.

[2] 周小琳,朱利东,杨文光. 西藏阿翁错盆地古近系牛堡组烃源岩地球化学特征 [J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2011,38(2): 199 – 202.

[3] 陈荣书等,石油及天然气地质学 [M]. 北京: 中国地质大学出版社,1994. 323 – 324.

[4] 张君峰,王东良,秦建中,等. 青藏高原地面露头样品风化校正研究 [J]. 石油实验地质,2001,23(2): 297 – 301.

[5] 赵政璋,李永铁,叶和飞,等. 青藏高原海相烃源层的油气生成 [M]. 北京: 科学出版社,2001. 178.

[6] 王剑,丁俊,王成善,等. 青藏高原油气资源战略选区调查与评价 [M]. 北京: 地质出版社,2009. 250 – 620.

[7] 刘家铎,周文,李勇. 等. 西藏地区油气资源潜力分析与评价 [M]. 北京: 地质出版社,2007. 78 – 79.

[8] 蒋裕强 陆廷表. 石油与天然气地质概论 [M]. 北京: 石油工业出版社,2009. 144 – 148.

[9] 陈广军,张林晔. 胜利油区孤北洼陷孔店组生烃潜力探讨 [J]. 断块油气田,2002,9(6): 9 – 12.

[10] VAN KREVELEN D W. Coat [M]. Amsterdam: Elsevier Publishing Co., 1961. 514 – 515.

[11] TISSOT B, DURAND B, ESPITALIE J, et al. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum [J]. AAPG Bulletin, 1974, 58(3): 499 – 509.

[12] YAWANARAJAH S R, MICHAEL A K. Lacustrine shales and oil shales from Stellarton basin, Nova Scotia, Canada: organofacies variations and use of polyaromatic hydrocarbons as maturity indicators [J]. Organic Geochemistry, 1994, 21: 153 – 175.

[13] 熊永强,张海祖,耿安松. 热演化过程中干酪根碳同位素组成的变化 [J]. 石油实验地质,2004,26(5): 484 – 487.

[14] 王万春,徐永昌,等. 不同沉积环境及成熟度干酪根的碳氢同位素地球化学特征 [J]. 沉积学报,1997,15(增刊): 133 – 137.

[15] 姜琳,朱利东,王成善,等. 可可西里卓乃湖地区五道梁群油页岩石油地质意义 [J]. 沉积与特提斯地质,2009,29(1): 13 – 20.

Assessment of the source rocks from the Quse Formation in southern Qiangtang Basin on the Qinghai-Xizang Plateau

TANG Jing¹, ZHU Li-dong², YANG Wen-guang², ZENG Jiang², TAO Gang², JI Guo-zhong²

(1. College of Earth Sciences, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 2. Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China)

Abstract: The source rocks from the Quse Formation in southern Qiangtang Basin on the Qinghai-Xizang Plateau consist of black oil shales, dark grey argillutites and dark grey marls, with a total thickness of about 215.8 m. The results of assessment of the source rocks indicate that the organic matter abundances are higher, including 9.23% for black oil shales, 2.21 % for dark grey argillutites and 4.33% for dark grey marls, respectively. The organic matter types are classified into the type II for the argillutites, and dominantly the type II and subordinately the type III for the oil shales and marls. The pale brown colour for the kerogens and higher Tmax values (430°C – 470°C) for the collected samples suggest the source rocks from the Quse Formation have reached up to the mature stage.

Key words: Qinghai-Xizang Plateau; southern Qiangtang Basin; Quse Formation; source rock