

北美塘盆地长蛇山油页岩剖面烃源岩生烃潜力及沉积环境

曾胜强^{1,2} 王 剑^{1,2} 付修根^{1,2} 冯兴雷^{1,2} 孙 伟^{1,2}

(1. 中国地质调查局成都地质调查中心, 四川 成都 610081;
2. 国土资源部沉积盆地与油气资源重点实验室, 四川 成都 610081)

摘要:北美塘盆地长蛇山油页岩位于目前中国最大规模的胜利河—长蛇山海相油页岩带北东,长蛇山南麓,其剖面主要岩性为油页岩、泥晶灰岩、黑色页岩和泥灰岩。本文通过对 20 件样品进行多项地球化学指标测试,详细评价了长蛇山油页岩剖面烃源岩的有机质丰度、类型及成熟度等指标,并分析了其沉积环境。结果表明:长蛇山油页岩的生烃潜力最好,其次为黑色页岩和泥晶灰岩。总有机碳含量在烃源岩中为 0.41%~9.49%,平均为 4.02%,在油页岩内含量最高,达到 4.53%~9.49%,平均为 7.74%;氯仿沥青“A”含量为 0.0252%~0.3403%,在油页岩内平均为 0.27%,总体为中等—较好烃源岩;有机元素和有机显微组分分析显示干酪根类型以 II₁ 型为主,少数为 II₂ 和 III 型;R_o 的分布范围为 1.08%~1.43%,平均值为 1.27%,有机质热演化程度为成熟—过成熟,且在垂向上有机质演化程度逐渐变高。该剖面的烃源岩沉积于盐度较高的还原环境,有机质母质主要以低等水生生物为主。

关键词:油页岩;生烃潜力;沉积环境;有机地球化学;北美塘盆地

中图分类号:P688.12 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2013)06-1861-11

目前,中国非常规油气资源主要有重油沥青、煤层气、油页岩、致密砂岩气、生物气、固态气体水合物、页岩气等。其中,油页岩具有巨大的储量和成熟的开采工艺,在中国非常规能源中占据着重要的地位^[1-3]。中国已发现的油页岩大多以陆相沉积为主^[3-6],而海相油页岩少见报道。

青藏地区作为目前中国大陆上勘探程度最低的含油气大区,近年来随着研究程度的不断深入,该区油气地质调查与勘探日益受到重视。目前在羌塘盆地已发现多处海相油页岩出露点,其中以胜利河油页岩为代表^[7]。近年,在胜利河油页岩矿区北东约 40 km 的长蛇山南麓,新发现了长逾 10 km 的油页岩露头,使得该油页岩矿床的规模进一步扩大,与胜利河油页岩带一起构成了目前中国发现的最大规模

的海相油页岩带,即胜利河—长蛇山油页岩带^[8]。这些油页岩已被证实为目前羌塘盆地发现的最好的生油岩,具有较好的生油潜力^[9]。前人对胜利河油页岩的时代^[9-11]、有机地球化学^[12-14]沉积环境^[12, 15-16]、以及其稀土元素和铂族元素等的赋存状态及其来源^[17-18]等已做了深入研究,而对于长蛇山油页岩的研究较为薄弱^[19-20],对于其生烃潜力及其沉积环境特征未见报道。本文在对长蛇山油页岩剖面烃源岩有机地球化学分析的基础上,对该剖面的烃源岩的生烃潜力进行了评价,并对烃源岩的沉积环境进行了探讨。

1 地质背景

羌塘盆地南北分别以可可西里—金沙江缝合带和班公湖—怒江缝合带为界,自北而南可以分为 3 个

收稿日期:2013-01-22;改回日期:2013-04-18

基金项目:国家油气专项项目(XQ-2009-01)及国家自然科学基金项目(41172098, 40972087)联合资助。

作者简介:曾胜强,男,1987年生,硕士,助理工程师,从事沉积地质学研究;E-mail:zengshengq@126.com。

通讯作者:付修根,男,1976年生,副研究员,从事沉积地球化学研究;E-mail:fuxiugen@126.com。

构造单元:北羌塘坳陷、中央隆起带和南羌塘坳陷^[21-24](图 1-A)。胜利河—长蛇山油页岩带位于北羌塘盆地南部,主要由胜利河油页岩和长蛇山油页岩组成。该油页岩带东西向延伸长度约 50 km,南北宽度约 30 km(图 1-B)。根据目前已完成探槽露头估算,北羌塘胜利河—长蛇山油页岩带的资源量至少在 10 亿 t 以上。

晚侏罗世—早白垩世,受班公湖—怒江洋盆关闭的影响,羌塘盆地发生了大规模的海退,在北羌塘地区(北羌塘坳陷)形成了一个向西北开口的相对闭

塞的海湾,该时期沉积的地层主要包括:雪山组、白龙冰河组和胜利河组^[25](又称为索瓦组上段)。胜利河组是羌塘盆地主要含油页岩地层,主要为潮坪—潟湖相的油页岩、泥灰岩、泥晶灰岩、介壳灰岩以及膏岩沉积;雪山组主要为三角洲—河流相的砂岩、泥岩和砾岩沉积;而白龙冰河组为浅海陆棚相的泥灰岩、泥岩、砂屑灰岩及页岩沉积。

2 样品采集及实验测试

样品采自北羌塘盆地胜利河—长蛇山油页岩带

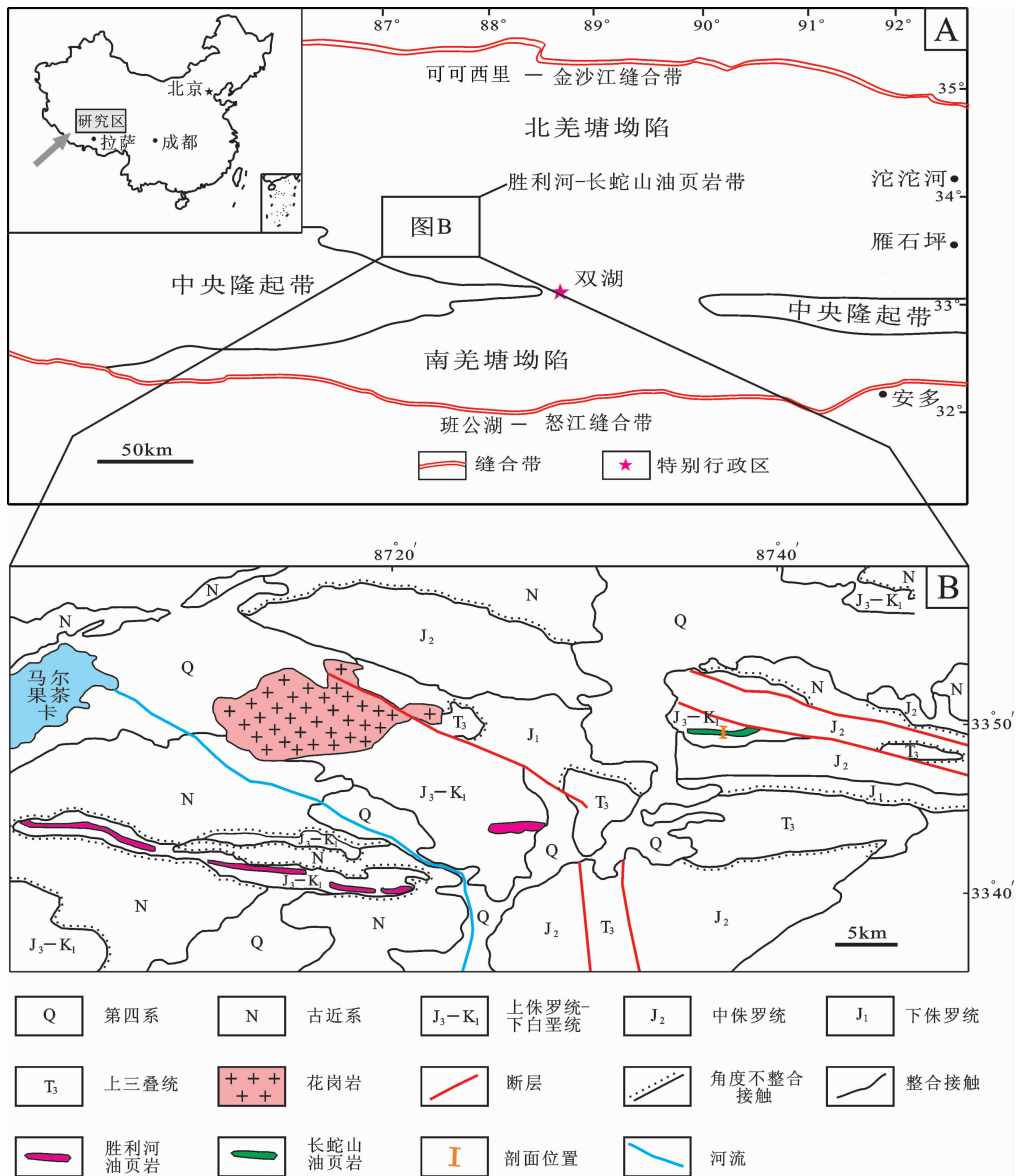


图 1 研究区位置简略图(A)及长蛇山—胜利河地区地质简图(B)(据文献[19]修改)
Fig.1 (A) Generalized map showing location of the study area; (B) Simplified geological map of the Shengli River—Changshe Mountain area, showing location of the oil shale section (modified after reference[19])

北部(图 1-B),详细的采样位置及样品号见图 2,共采集了 20 件烃源岩样品,剖面岩性主要为油页岩、泥晶灰岩、泥灰岩及页岩。为了降低地表现代有机物质的污染、减小因生物降解对沉积有机质的影响,在采样时尽量采集新鲜的岩石样品,并用小刀刮去泥晶灰岩、油页岩和页岩表面相对松散的物质。另外,对油页岩层或靠近油页岩层的泥晶灰岩层进行了加密取样,且取样位置在多个点进行,以保证所测数据具有代表性。对这些烃源岩进行了总有机碳含量、岩石热解、氯仿沥青、干酪根碳同位素、有机元素、干酪根镜鉴、镜质体反射率等多项试验分析,在华北油田勘探开发研究院生油室完成。

3 实验结果与讨论

3.1 有机质丰度

羌塘盆地目前钻井资料较少,用于研究的烃源岩样品大部分为岩石露头样品,由于长期风化侵蚀,加之有机质有一部分又经历了高、过成熟热演化,套

用现行通用标准进行烃源岩评价已经不能反映有机质丰度的实际情况^[29]。从目前仅有的几口钻井来看^[27],都明显反映地下样品有机质丰度高于地表样品,同时又考虑到氯仿沥青“A”、总烃及热解产烃潜量受风化及降解的影响程度要更大,因此笔者主要依据残余有机碳、并结合氯仿沥青“A”、总烃及热解产烃潜量对有机质丰度进行评价。若两种标准在划分烃源岩等级时出现矛盾,则以有机碳含量为准。表征有机质丰度的主要指标有总有机碳、氯仿沥青“A”及岩石热解产烃潜量(S_1+S_2)等。

长蛇山油页岩剖面烃源岩总有机碳(TOC)含量为 0.41%~9.49%(表 1,图 2),其中油页岩的总有机碳含量最高,7 块油页岩样品的 TOC 含量为 4.53%~9.49%,平均为 7.74%。其次为泥晶灰岩和页岩,TOC 含量都在 2%以上,平均为 2.46%,根据赵政璋等^[28]制定的青藏高原高—过成熟烃源岩残余有机碳评价标准,总体显示为较好烃源岩。

实验结果表明,长蛇山油页岩剖面的烃源岩的

表 1 烃源岩总有机碳与岩石热解数据

Table 1 Total organic matter and rock-eval data of the source rocks

样品	岩性	TOC/%	S_1 /(mg/g)	S_2 /(mg/g)	生烃潜量/(mg/g)	氯仿沥青“A”/(mg/g)
CSP-1	泥晶灰岩	0.65	0.24	0.47	0.71	0.0314
CSP-2	泥晶灰岩	0.58	0.17	0.69	0.86	0.0543
CSP-3	泥晶灰岩	0.41	0.13	0.37	0.50	0.0252
CSP-4	油页岩	7.06	1.47	7.93	9.40	0.2693
CSP-5	油页岩	8.74	1.04	9.43	10.46	0.2578
CSP-6	油页岩	7.79	1.18	8.59	9.77	0.2408
CSP-7	泥晶灰岩	3.31	0.50	1.31	1.81	0.0513
CSP-8	油页岩	4.53	1.03	5.21	6.24	0.1768
CSP-9	油页岩	9.49	2.10	9.71	11.81	0.3159
CSP-10	油页岩	9.27	2.31	8.98	11.29	0.2943
CSP-11	油页岩	7.30	2.16	8.95	11.11	0.3403
CSP-12	泥晶灰岩	2.63	0.86	1.91	2.77	0.1175
CSP-13	页岩	2.54	1.35	3.26	4.61	0.1861
CSP-14	页岩	2.44	1.54	3.39	4.92	0.2381
CSP-15	页岩	2.31	1.34	2.71	4.05	0.2173
CSP-16	页岩	2.19	0.59	2.23	2.82	0.0881
CSP-17	页岩	2.23	1.18	3.06	4.25	0.2254
CSP-18	泥晶灰岩	2.50	1.21	3.14	4.35	0.1999
CSP-19	泥晶灰岩	2.20	0.82	2.31	3.14	0.1341
CSP-20	泥晶灰岩	2.28	0.53	1.65	2.19	0.0929

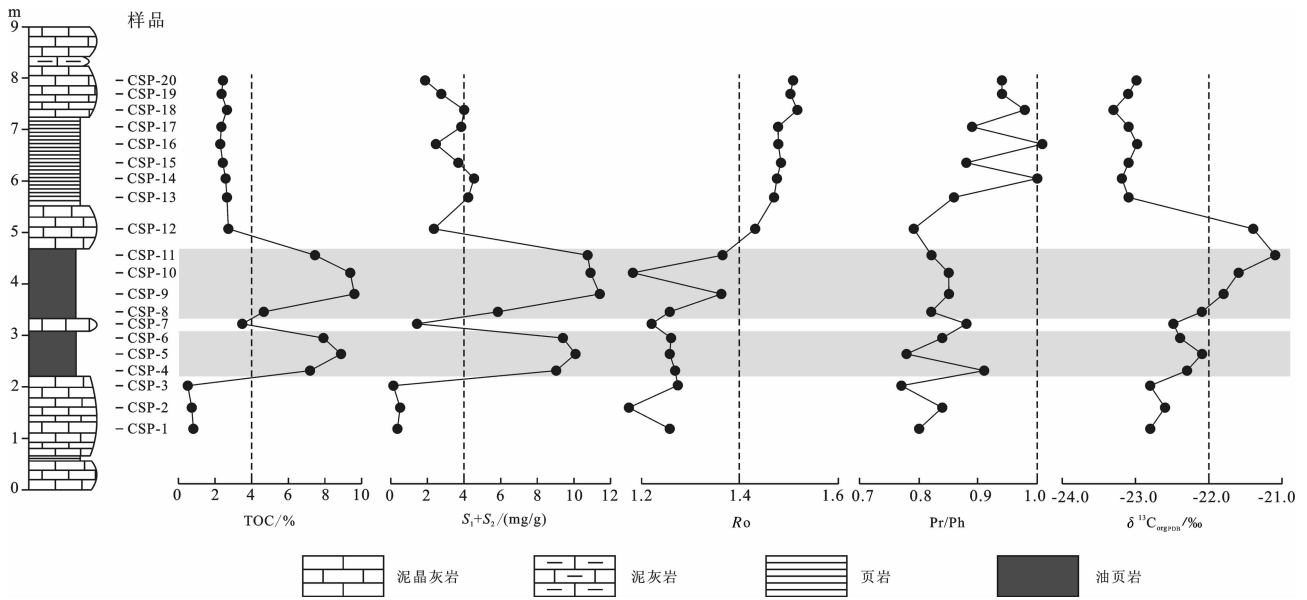


图 2 长蛇山油页岩剖面烃源岩 TOC、 S_1+S_2 、 R_o 、 Pr/Ph 和 $\delta^{13}C_{PDB}$ 的垂向变化

Fig.2 Vertical variations of TOC, S_1+S_2 , R_o , Pr/Ph and $\delta^{13}C_{PDB}$ of the source rocks from the Changshe Mountain oil shale section

表 2 烃源岩有机质分析数据

Table 2 Organic petrographic data of the source rocks

样品	岩性	有机显微组成/%			干酪根 类型指数(TI)	有机质类型
		腐泥组	镜质组	惰质组		
CSP-1	泥晶灰岩	70	5	25	41.25	II ₁
CSP-2	泥晶灰岩	80	2	18	60.50	II ₁
CSP-3	泥晶灰岩	75	2	23	50.50	II ₁
CSP-4	油页岩	15	60	25	-55.00	III
CSP-5	油页岩	40	25	35	-13.75	III
CSP-6	油页岩	20	20	60	-55.00	III
CSP-7	泥晶灰岩	78	3	19	56.75	II ₁
CSP-8	油页岩	48	19	33	0.75	II ₂
CSP-9	油页岩	44	21	35	-6.75	III
CSP-10	油页岩	55	28	17	17.00	II ₂
CSP-11	油页岩	58	19	23	20.75	II ₂
CSP-12	泥晶灰岩	72	12	16	47.00	II ₁
CSP-13	页岩	70	9	21	42.25	II ₁
CSP-14	页岩	76	3	21	52.75	II ₁
CSP-15	页岩	75	2	23	50.50	II ₁
CSP-16	页岩	80	2	18	60.50	II ₁
CSP-17	页岩	85	0	15	70.00	II ₁
CSP-18	泥晶灰岩	78	1	21	56.25	II ₁
CSP-19	泥晶灰岩	75	3	22	50.75	II ₁
CSP-20	泥晶灰岩	79	5	16	59.25	II ₁

表 3 羌塘盆地有机质类型划分标准(据文献[28])

Table 3 Classification standard of organic matter type of the source rocks in the Qiangtang basin (after reference[28])

指标与类型		I	II ₁	II ₂	III
干酪根类型指数		>80	80~40	40~0	<0
元素	H/C	1.25~1.75	0.65~1.25		0.46~0.93
分析	O/C	0.026~0.12	0.04~0.13		0.05~0.30

在 0.1768%~0.3403%,为该剖面最好的烃源岩。

岩石热解结果(表 1)表明,长蛇山油页岩剖面的烃源岩的产烃潜量(S_1+S_2)在 0.71~11.81 mg/g,平均为 5.35 mg/g,具有较好的生烃潜力。这些样品中,以油页岩的产烃潜量最高,在 6.24~11.81 mg/g。烃源岩的总有机碳(TOC)和有机质裂解烃(S_2)以及产烃潜量(S_1+S_2)具有明显的相关关系(图 3),相关系数 r 分别达到了 0.974 和 0.965,说明裂解烃(S_2)的原生性较好,用产烃潜量指标能较好地评价长蛇山油页岩的有机质丰度。

3.2 有机质类型

有机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及其保存条件密切相关。因此,对烃源岩成烃母质类型的研究不仅是评价烃源岩生烃能力及

氯仿沥青“A”的含量都较高,在 0.0252%~0.3403%,平均为 0.1777%(表 1)。其中油页岩的氯仿沥青“A”含量

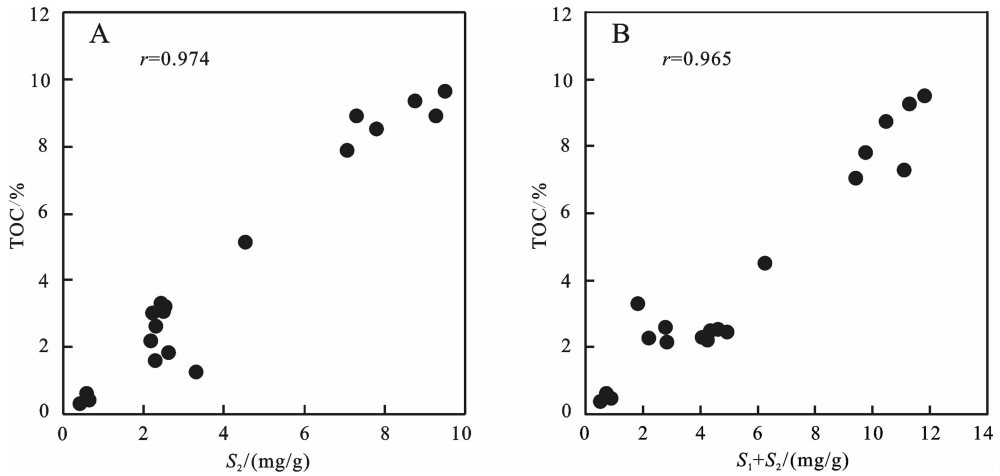


图 3 长蛇山油页岩剖面烃源岩 TOC 与 S₂ 和 S₁+S₂ 相关图

Fig.3 Relationship between S₂, S₁+S₂ and total organic matter (TOC) of the source rocks from the Changshe Mountain oil shale section

其质量所需,而且对于追溯生源及其保存环境也有重要的意义。

对该剖面烃源岩进行干酪根显微组分分析,主要检测出了腐泥组、镜质组、惰性组组分(表 2),其中以腐泥组分含量最高,为 20%~85%;其次为惰质组,含量在 15%~60%;镜质组含量最低,在 0~28%,具明显的倾油性(图 4)。腐泥组的颜色主要为棕色,部分为棕黄色。腐泥组主要来自低等水生植物浮游类、藻类和部分浮游动物^[29],是生成油气的最主要有机质类型,这说明长蛇山剖面烃源岩有机质类型较好。干酪根类型指数(TI)是确定有机质类型的常用方法之一,(TI)=[腐泥组×100+壳质组×50+镜质组×(-75)+惰质组×(-100)]/100。根据 TI 计算结果,研究区烃源岩干酪根类型指数(TI)为-55~70,根据羌塘盆地有机质类型划分标准(表 3),长蛇山剖面烃源岩的有机质类型主要为腐殖腐泥型(II₁),少数为腐泥腐殖型(II₂)和腐殖型(III)烃源岩。

干酪根是分散有机质的主体。因此,它的类型基本可以代表岩石中分散有机质类型。根据干酪根的元素组成分析(表 4)采用 H/C 和 O/C 原子比绘制相关图即范氏图^[30],将其分为 3 类: I 型为细菌改造的藻质型; II 型为腐泥型,有机质主要来源于浮游生物和细菌; III 型为腐殖型干酪根,有机质主要来源于陆生植物,富含芳香核和含氧基团。根据干酪根的 H/C 和 O/C 原子比图解可以看出,烃源岩干酪根类型大都处于 II 型范围内(图 5),是以腐泥型为主

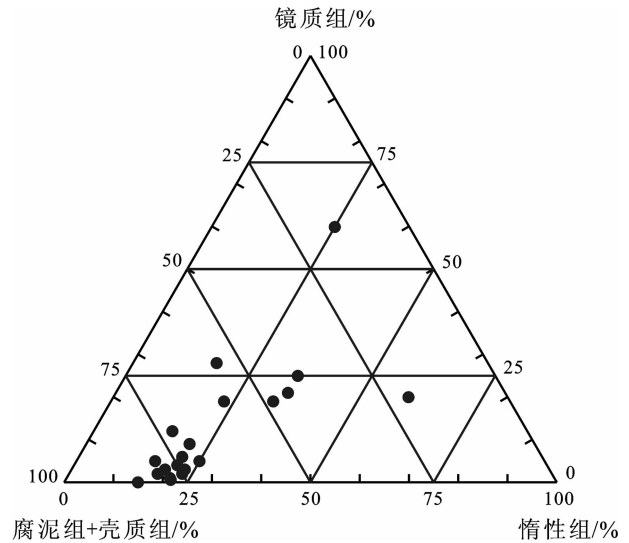


图 4 长蛇山剖面烃源岩显微组分组成

Fig.4 The composition of micro-components of the source rocks from the Changshe Mountain oil shale section

的干酪根,与干酪根镜下鉴定类型指数判断结果基本吻合。

3.3 有机质成熟度

镜质体反射率(R_o)是判别烃源岩成熟度最常用的指标之一,也是最有效的指标。从整个长蛇山油页岩剖面来看,烃源岩的镜质体反射率 R_o 均大于 1%,为 1.08%~1.43%,其中样品 CSP-1~CSP-11 的 R_o 值在 1%到 1.4%之间,而样品 CSP-11 以上的页

表 4 烃源岩有机元素组成

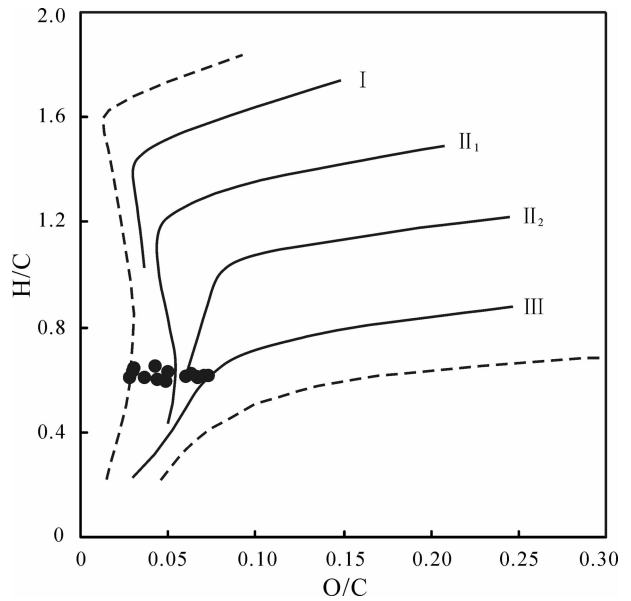
Table 4 Organic composition of kerogen of the source rocks

样品	岩性	C/%	H/%	O/%	H/C 原子比	O/C 原子比
CSP-1	泥晶灰岩	43.63	2.17	2.83	0.60	0.05
CSP-2	泥晶灰岩	49.36	2.60	3.26	0.63	0.05
CSP-3	泥晶灰岩	39.92	1.98	2.60	0.59	0.05
CSP-4	油页岩	75.90	3.84	6.75	0.61	0.07
CSP-5	油页岩	74.54	3.82	6.95	0.61	0.07
CSP-6	油页岩	75.66	3.82	7.37	0.61	0.07
CSP-7	泥晶灰岩	59.54	3.24	3.33	0.65	0.04
CSP-8	油页岩	76.61	3.96	5.08	0.62	0.05
CSP-9	油页岩	77.46	3.87	6.17	0.60	0.06
CSP-10	油页岩	75.96	3.81	4.41	0.60	0.04
CSP-11	油页岩	76.48	3.92	4.53	0.62	0.04
CSP-12	泥晶灰岩	54.98	2.93	2.08	0.64	0.03
CSP-13	页岩	58.48	3.16	2.40	0.65	0.03
CSP-14	页岩	56.30	2.87	2.74	0.61	0.04
CSP-15	页岩	51.30	2.61	2.17	0.61	0.03
CSP-16	页岩	76.60	3.98	6.49	0.62	0.06
CSP-17	页岩	54.16	2.79	2.39	0.62	0.03
CSP-18	泥晶灰岩	56.72	2.87	2.09	0.61	0.03
CSP-19	泥晶灰岩	73.25	3.72	5.80	0.61	0.06
CSP-20	泥晶灰岩	74.81	3.78	6.80	0.61	0.07

岩和泥晶灰岩的 R_o 值均大于 1.4%， R_o 值在剖面上呈逐渐增大、成熟度逐渐增高的特点。

最高热解温度 (T_{max}) 是指烃源岩中有机质热解烃 (S_2) 峰的峰顶温度，其数值的高低与有机质热演化程度密切相关。露头样品热解最高峰温 T_{max} 在 452~471°C，说明有机质基本处于成熟阶段。在 T_{max} - R_o 图解 (图 6) 中，该剖面烃源岩落入了成熟—高成熟范围内，其中油页岩样品基本处在成熟度范围内，而剖面上部的页岩样品全部落在了高成熟的范围内，与镜质体反射率 (R_o) 分析结果一致。

干酪根在沉积物中分布更为广泛，干酪根的颜色，连同孢粉颜色，是热变质作用的直接结果，因此干酪根颜色变化也常用来研究有机质热演化程度。一般来说，干酪根腐泥组颜色变化与热演化程度也有一定规律，随着热演化程度的增加，颜色逐渐由浅变深^[29]。长蛇山油页岩剖面烃源岩干酪根腐泥组颜色 (表 5) 主要为棕色，其余有 3 件样品为棕褐色，2 件为棕黄色，这表明了烃源岩热演化程度较高。



I—藻质型；II₁—腐殖腐泥型；II₂—腐泥腐殖型；III—腐殖型

图 5 长蛇山油页岩剖面烃源岩有机质类型

Fig.5 The type of organic matter of source rock from the Changshe Mountain oil shale section

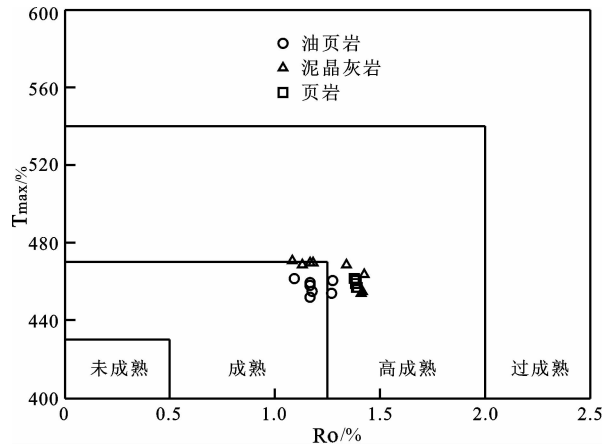


图 6 长蛇山剖面烃源岩 R_o 与 T_{max} 相关图

Fig.6 Relationship between R_o and T_{max} of the source rocks from the Changshe Mountain oil shale section

3.4 沉积环境

长蛇山油页岩剖面所有烃源岩样品中均检测出了含量丰富的类异戊二烯烷烃，主要是姥鲛烷 (Pr) 和植烷 (Ph)。研究表明，Pr/Ph 是指示沉积环境及介质酸碱度重要标志^[31-33]，一般认为低 Pr/Ph 指示一种还原环境，而高 Pr/Ph 则与氧化环境有关^[34-35]。除此之外，在高盐度环境中，沉积有机质中的嗜盐菌在成岩过程中被降解，也可能释放出大量植烷^[36]。Peters K

表 5 烃源岩成熟度参数

Table 5 Maturity parameter of the source rocks

样品	岩性	T _{max} /°C	R _o /%	干酪根颜色	H/C
CSP-1	泥晶灰岩	470	1.17	棕色	0.60
CSP-2	泥晶灰岩	471	1.08	棕色	0.63
CSP-3	泥晶灰岩	470	1.18	棕黄	0.59
CSP-4	油页岩	455	1.18	棕黄	0.61
CSP-5	油页岩	458	1.16	棕色	0.61
CSP-6	油页岩	452	1.17	棕色	0.61
CSP-7	泥晶灰岩	469	1.13	棕色	0.65
CSP-8	油页岩	460	1.16	棕色	0.62
CSP-9	油页岩	454	1.27	棕色	0.60
CSP-10	油页岩	462	1.10	棕色	0.60
CSP-11	油页岩	461	1.27	棕色	0.62
CSP-12	泥晶灰岩	469	1.34	棕色	0.64
CSP-13	页岩	462	1.38	棕色	0.65
CSP-14	页岩	459	1.38	棕色	0.61
CSP-15	页岩	457	1.39	棕色	0.61
CSP-16	页岩	457	1.38	棕褐	0.62
CSP-17	页岩	461	1.39	棕色	0.62
CSP-18	泥晶灰岩	464	1.43	棕褐	0.61
CSP-19	泥晶灰岩	454	1.41	棕褐	0.61
CSP-20	泥晶灰岩	455	1.42	棕色	0.61

表 6 烃源岩类异戊二烯烃及干酪根碳同位素分析数据

Table 6 Analytical data of isoprenoid alkanes and $\delta^{13}\text{C}$ kerogen of the source rocks

样品	岩性	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	$\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}/\text{‰}$
CSP-1	泥晶灰岩	0.72	0.37	0.56	-23.4
CSP-2	泥晶灰岩	0.76	0.30	0.45	-23.2
CSP-3	泥晶灰岩	0.69	0.27	0.44	-23.4
CSP-4	油页岩	0.83	0.23	0.32	-22.9
CSP-5	油页岩	0.70	0.79	1.19	-22.7
CSP-6	油页岩	0.76	1.36	2.18	-23.0
CSP-7	泥晶灰岩	0.80	0.23	0.31	-23.1
CSP-8	油页岩	0.74	0.28	0.42	-22.7
CSP-9	油页岩	0.77	0.20	0.30	-22.4
CSP-10	油页岩	0.77	0.26	0.38	-22.2
CSP-11	油页岩	0.74	0.22	0.37	-21.7
CSP-12	泥晶灰岩	0.71	0.28	0.43	-22.0
CSP-13	页岩	0.78	0.37	0.49	-23.7
CSP-14	页岩	0.92	0.34	0.42	-23.8
CSP-15	页岩	0.80	0.33	0.45	-23.7
CSP-16	页岩	0.93	0.29	0.32	-23.6
CSP-17	页岩	0.81	0.41	0.50	-23.7
CSP-18	泥晶灰岩	0.90	0.39	0.46	-23.9
CSP-19	泥晶灰岩	0.86	0.22	0.28	-23.7
CSP-20	泥晶灰岩	0.86	0.19	0.25	-23.6

E 等^[37]对前人研究进行了系统总结后提出,高 Pr/Ph 比(>3.0)指示氧化条件下的陆源有机质输入,低比值(<0.6)代表缺氧的并且通常是超盐环境^[26]。

长蛇山油页岩剖面烃源岩样品的 Pr/Ph 值均较低(图 2,表 6),其中 Pr/Ph 变化范围为 0.69~0.93, Pr/nC₁₇ 和 Ph/nC₁₈ 的变化范围分别为 0.19~1.35,0.25~2.18,显示植烷优势。这说明这些烃源岩均形成于还原性较强的水体环境。

研究表明,利用 Pr/nC₁₇-Ph/nC₁₈ 散点图可以反映有机质形成环境^[38]。长蛇山油页岩剖面的烃源岩样品在 Pr/nC₁₇-Ph/nC₁₈ 图上主要分布在 II 型区域(图 7),这说明烃源岩母质来源以海相低等水生生物输入为主,同时还反映了烃源岩形成时水体为还原环境,而油页岩中大量黄铁矿颗粒的存在也证实了这点。

长蛇山油页岩剖面烃源岩层 $\delta^{13}\text{C}$ 相对富集, $\delta^{13}\text{C}$ 在 -23.7‰~-21.7‰(图 2),平均为 -23.12‰。生物体中碳同位素的类型不同,由生物体聚合而成的干酪根在碳同位素的组成上有一定差异。大多数植物的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -24‰~-34‰,藻类为 -12‰~-23‰。本

文研究的长蛇山油页岩剖面的烃源岩样品的 $\delta^{13}\text{C}$ 值接近于后者,可能形成于半封闭—封闭的潟湖或海湾环境,其有机质母源以藻类为主^[39]。

综上所述,长蛇山油页岩剖面烃源岩主要形成于较高盐度的还原环境,与胜利河油页岩形成的环境基本相同。

4 地质意义

前文已述,长蛇山油页岩剖面烃源岩形成于缺氧的还原环境,而其干酪根碳同位素具有较高的 $\delta^{13}\text{C}$ 值,相对富 ^{13}C ,这说明在长蛇山油页岩沉积时期,该区大量生物(藻类)死亡,其沉积速率大于氧化速率,大多数藻类未被氧化便被埋藏起来,使得油页岩中保存了富 ^{13}C 的特征,高的生产力是该区形成油页岩的重要条件。生产力条件主要受母源的控制,同时也受到了古气候和古沉积环境的影响,显然,在一定时期内古气候具有区域性的特征,同时,在相同古沉积环境条件下,生油母质也具有一定的区域性。胜利河油页岩形成时期主要为潮湿的热带—亚热带

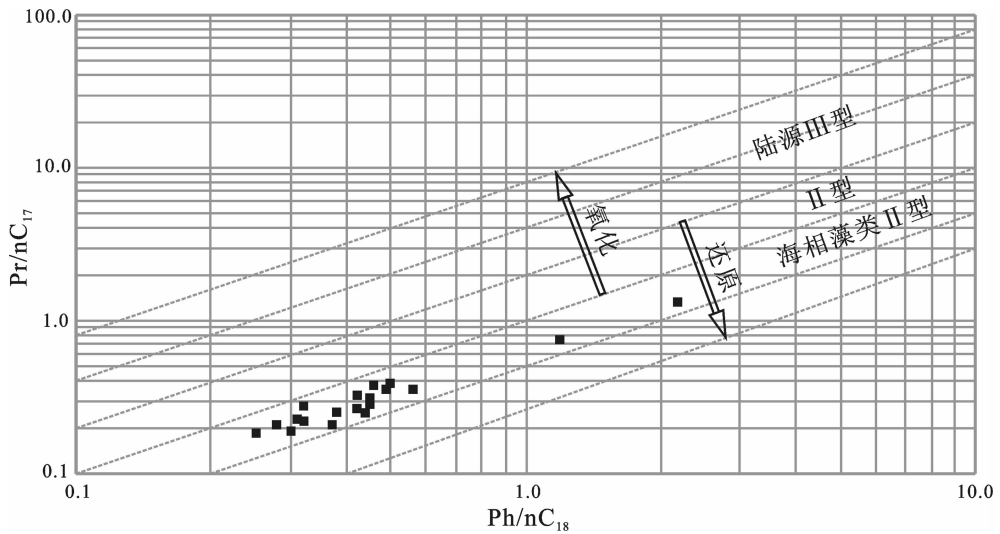


图7 应用异戊二烯烷烃确定母质类型

Fig.7 Determination of organic matter type by isoprenoids

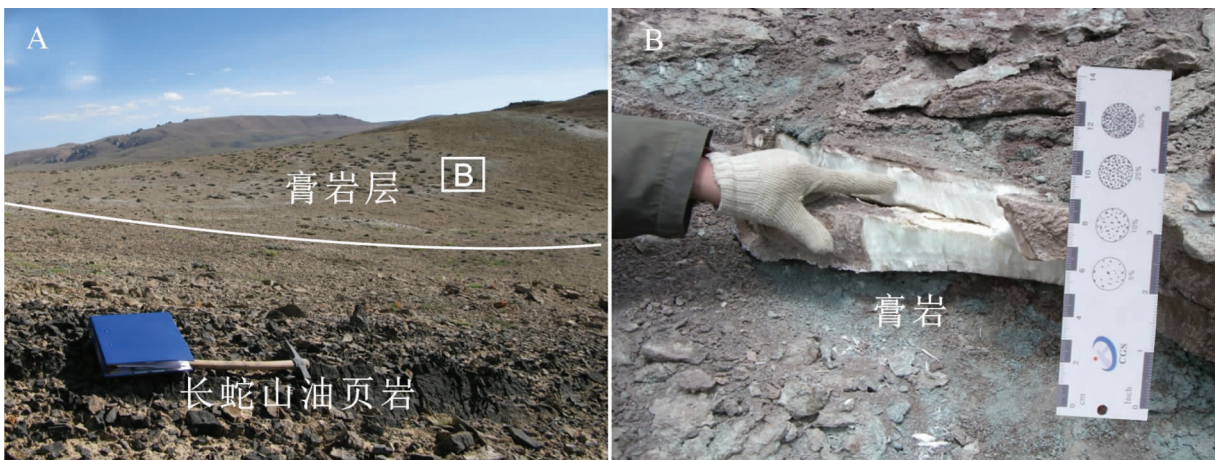


图8 长蛇山油页岩及其上部的膏岩层

Fig.8 The Changshe Mountain oil shale and the overlying gypsum beds

环境,利于藻类的繁殖以及该区油页岩的形成;而其上部的膏岩层则形成于干旱—炎热的气候环境^[13,40]。最近的研究显示,胜利河地区的这种垂向上的古气候变化特征可能在整个北美塘地区都普遍存在^[10],长蛇山油页岩剖面岩性特征及其上覆的膏岩层(图8)与胜利河地区发育的油页岩和膏岩形成环境相似,该地区的烃源岩层以及上部膏岩盖层也应形成于这种沉积环境中。

长蛇山油页岩剖面的烃源岩具有有机质丰度高、生烃潜力好等特征,是继北美塘盆地胜利河油页岩和托纳木油页岩之后新发现的具有较高生烃潜力的生油岩,其上部普遍发育膏岩层(图8),具有孔隙

度低、渗透率较低的特点,膏岩厚度较大,延伸稳定,是较好的盖层,在区域上应该具有稳定的展布。长蛇山油页岩剖面以及其上部发育的膏岩层的发现进一步丰富了中生代美塘盆地演化晚期的生烃条件和保存条件,具有重要的油气地质意义。

5 结论

- (1)长蛇山油页岩剖面烃源岩总体有机质丰度较高,生烃能力强,为中等—较好级别的烃源岩。
- (2)长蛇山油页岩剖面烃源岩显微组分以腐泥组为主,说明烃源岩发育的有机质类型较好,干酪根类型以II₁型为主,少数为II₂型和III型。烃源岩有机

质成熟度总体较高,基本处于成熟阶段,少部分处于过成熟阶段。

(3)长蛇山油页岩剖面烃源岩样品的 Pr/Ph 值均较低,显示植烷优势。烃源岩母质来源以海相低等水生生物输入为主,形成于盐度较高的还原环境。

(4)高的生产力和高的沉积速率是形成长蛇山油页岩的重要条件,同时也受到了古气候和古环境的影响。油页岩之上还发育厚度较大、低孔低渗的膏岩层,这对于评价羌塘盆地该时期的生烃条件和保存条件具有重要的意义。

致谢:感谢成都地质调查中心车队王勇和西藏自治区地勘局地热地质大队刘志兵、周玲、余波等同志在藏北无人区给予的大力帮助。

参考文献(References):

- [1] 李黎明,王红岩,赵群.中国新能源资源潜力及前景展望[J].天然气工业,2008,28(1):149-153.

Li Jingming, Wang Hongyan, Zhao Qun. Potential and prospects on new energy sources in China [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28 (1): 149-153(in Chinese with English abstract).

- [2] 汤桦,白云来,吴武军.中国西北新能源——油页岩典型特征及开发利用中的几个问题[J].中国地质,2011,38(3):731-741.

Tang Hua, Bai Yunlai, Wu Wujun. Typical geological characteristics of the new energy resource of oil shale and some problems concerning its development and utilization [J]. Geology in China, 2011, 38(3): 731-741(in Chinese with English abstract).

- [3] 白云来,马龙,吴武军,等.鄂尔多斯盆地油页岩的主要地质特征及资源潜力[J].中国地质,2009,36(5):1123-1137.

Bai Yunlai, Ma Long, Wu Wujun, et al. Geological characteristics and resource potential of oil shale in Ordos basin [J]. Geology in China, 2009, 36(5): 1123-1137 (in Chinese with English abstract).

- [4] 刘招君,孟庆涛,柳蓉.中国陆相油页岩特征及成因类型[J].古地理学报,2009,11(1):105-114.

Liu Zhaojun, Meng Qingtao, Liu Rong. Characteristics and genetic types of continental oil shales in China [J]. Journal of Palaeogeography, 2009, 11 (1): 105-114 (in Chinese with English abstract).

- [5] 杜江峰,刘招君,张健,等.吉林松辽盆地大拉子组上段油页岩特征及成矿机制[J].中国地质,2008,35(1):79-87.

Du Jiangfeng, Liu Zhaojun, Zhang Jian, et al. Characteristics and formation mechanism of oil shale in the upper member of the Dalazi Formation in the Songjiang basin, Jilin [J]. Geology in China, 2008, 35(1):79-87(in Chinese with English abstract).

- [6] 张海龙,刘招君,史冀忠,等.罗子沟盆地地下白垩统大砬子组油页岩成矿规律分析[J].中国地质,2007,34(1):86-91.

Zhang Hailong, Liu Zhaojun, Shi Jizhong, et al. Formation characteristics of oil shale in the Lower Cretaceous Dalazi Formation

in the Luozigou basin [J]. Geology in China, 2007, 34(1): 86-91(in Chinese with English abstract).

- [7] 汪正江,王剑,陈文西,等.青藏高原北羌塘盆地胜利河上侏罗统海相油页岩的发现[J].地质通报,2007,26(6):764-768.

Wang Zhengjiang, Wang Jian, Chen Wenxi, et al. Discovery of the Late Jurassic Shenglihe marine oil shale in the northern Qiangtang basin, Qinghai-Tibet Plateau [J]. Geological Bulletin of China, 2007, 26(6): 764-768(in Chinese with English abstract).

- [8] 王剑,付修根,李忠雄,等.藏北羌塘盆地胜利河—长蛇山油页岩带的发现及其意义[J].地质通报,2009,28(6):691-695.

Wangjian, Fu Xiugen, Li Zhongxiong, et al. Discovery of the Shenglihe-Changsheshan oil shale belt in the Qiangtang basin, northern Tibet, China and its significance. Geological Bulletin of China, 2009, 28(6): 691-695(in Chinese with English abstract).

- [9] 王剑,付修根,杜安道,等.羌塘盆地胜利河海相油页岩地球化学特征及 Re-Os 定年[J].海相油气地质,2007,12(3):21-26.

Wangjian, Fu Xiugen, Du Andao, et al. Organic geochemistry and Re-Os dating of marine oil shale in Shenglihe area, northern Tibet, China [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2007, 12(3): 21-26 (in Chinese with English abstract).

- [10] Fu X G, Wang J, Qu W J, et al. Re-Os (ICP-MS) dating of marine oil shale in the Qiangtang basin, northern Tibet plateau, China[J]. Oil Shale, 2008, 25(1): 47-55.

- [11] 曾胜强,王剑,陈明,等.北羌塘盆地索瓦组上段的时代、古气候及石油地质特征[J].现代地质,2012,26(1):10-21.

Zeng Shengqiang, Wang Jian, Chen Ming, et al. Geological age, paleoclimate and petroleum geological characteristics of the Upper part of the Suowa Formation in the North Qiangtang basin [J]. Geoscience, 2012, 26(1): 10-21(in Chinese with English abstract).

- [12] 付修根,王剑,汪正江,等.藏北羌塘盆地晚侏罗世海相油页岩生物标志物特征、沉积环境分析及意义[J].地球化学,2007,36(5):486-496.

Fu Xiugen, Wang Jian, Wang Zhengjiang, et al. Biomarkers and sedimentary environment of Late Jurassic marine oil shale in Qiangtang basin, northern Xizang and its geological significance [J]. Geochimica, 2007, 36 (5): 486-496 (in Chinese with English abstract).

- [13] Fu X G, Wang J, Tan F W, et al. Geochemical and palynological investigation of the Shengli River marine oil shale (China): Implications for paleoenvironment and paleoclimate [J]. International Journal of Coal Geology, 2009, 78(3): 217-224.

- [14] 李忠雄,何江林,熊兴国,等.藏北羌塘盆地上侏罗—下白垩统胜利河油页岩特征及其形成环境[J].吉林大学学报(地球科学版),2010,40(2):264-272.

Li Zhongxiong, He Jianglin, Xiong Xingguo, et al. The Upper Jurassic-Lower Cretaceous Shenglihe oil shales and their formation in the Qiangtang Basin, Northern Xizang [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2010, 40 (2): 264-272 (in Chinese with English abstract).

- [15] Fu X G, Wang J, Tan F W, et al. Sedimentological investigations

- of the Shengli River -Changshe Mountain oil shale (China): Relationships with oil shale Formation [J]. *Oil Shale*, 2009, 26(3): 373-381.
- [16] 付修根, 王剑, 汪正江, 等. 藏北羌塘盆地海相油页岩沉积环境 [J]. *新疆石油地质*, 2007, 28(5): 529-533.
Fu Xiugen, Wang Jian, Wang Zhengjiang, et al. Marine oil shale depositional environment of Qiangtang basin in northern Tibet [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2007, 28 (5): 529-533 (in Chinese with English abstract).
- [17] Fu X G, Wang J, Zeng Y H, et al. Geochemistry and origin of rare earth elements (REEs) in the Shengli River oil shale, northern Tibet, China [J]. *Chemie der Erde*, 2011, 71(1): 21-30.
- [18] Fu X G, Wang J, Zeng Y H, et al. Concentrations and modes of occurrence of platinum group elements in the Shengli River oil shale, northern Tibet, China [J]. *Fuel*, 2010, 89(12): 3623-3629.
- [19] Fu X G, Wang J, Zeng Y H, et al. REE geochemistry of marine oil shale from the Changshe Mountain area, northern Tibet, China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2010, 81(3): 191-199.
- [20] Fu X G, Wang J, Zeng Y H, et al. Geochemistry of platinum group elements in marine oil shale from the Changshe Mountain area (China): Implications for modes of occurrence and origins [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 86(2-3): 169-176.
- [21] 鲁兵, 李永铁, 刘忠. 青藏高原的盆地形成与分类 [J]. *石油学报*, 2000, 21(2): 21-26.
Lu Bing, Li Yongtie, Liu Zhong. Formation and classification of the basins in the Qinghai-Tibet Plateau [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(2): 21-26 (in Chinese with English abstract).
- [22] Kapp P, Yin A, Manning C E, et al. Blueschist -bearing metamorphic core complexes in the Qiangtang block reveal deep crustal structure of northern Tibet [J]. *Geology*, 2000, 28(1): 19-22.
- [23] 赵文津, 赵逊, 蒋忠惕, 等. 西藏羌塘盆地的深部构造特征与含油气远景评价 [J]. *中国地质*, 2006, 33(1): 1-13.
Zhao Wenjin, Zhao Xun, Jiang Zhongti, et al. Deep structure and petroleum prospect evaluation of the Qiangtang basin, Tibet [J]. *Geology in China*, 2006, 33 (1): 1-13 (in Chinese with English abstract).
- [24] 陈文彬, 伊海生, 谭富文, 等. 南羌塘侏罗系烃源岩氯仿沥青“A”组分碳同位素特征 [J]. *中国地质*, 2010, 37(6): 1740-1746.
Chen Wenbin, Yi Haisheng, Tan Fuwen, et al. Carbon isotope characteristics of the components of chloroform bitumen "A" of Jurassic hydrocarbon source rocks in south Qiangtang basin [J]. *Geology in China*, 2010, 37 (6): 1740-1746 (in Chinese with English abstract).
- [25] 谭富文, 王剑, 李永铁, 等. 羌塘盆地侏罗纪末—早白垩世沉积特征与地层问题 [J]. *中国地质*, 2004, 31(4): 400-405.
Tan Fuwen, Wang Jian, Li Yongtie, et al. Late Jurassic -Early Cretaceous strata and their sedimentary characteristics in the Qiangtang basin, northern Tibet [J]. *Geology in China*, 2004, 31(4): 400-405 (in Chinese with English abstract).
- [26] 陈文彬, 廖忠礼, 付修根, 等. 北羌塘盆地布曲组烃源岩生物标志物特征及意义 [J]. *沉积学报*, 2007, 25(5): 808-814.
Chen Wenbin, Liao Zhongli, Fu Xiugen, et al. Biomarker characteristics and significance of hydrocarbon source rocks in Buqu Formation of the north Qiangtang basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25 (5): 808-814 (in Chinese with English abstract).
- [27] 李忠雄, 杜佰伟, 汪正江, 等. 藏北羌塘盆地中侏罗统石油地质特征 [J]. *石油学报*, 2008, 29(6): 797-803.
Li Zhongxiong, Du Baiwei, Wang Zhengjiang, et al. Petroleum geologic characteristics of the Middle Jurassic strata in Qiangtang basin of northern Xizang area [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(6): 797-803 (in Chinese with English abstract).
- [28] 赵政璋, 李永铁, 叶和飞, 等. 青藏高原羌塘盆地石油地质 [M]. 北京: 科学出版社, 2001.
Zhao Zhengzhang, Li Yongtie, Ye Hefei, et al. *Petroleum Geology of Qiangtang Basin in Qinghai -Xizang Plateau* [M]. Beijing: Science Press, 2001 (in Chinese).
- [29] 傅家谟, 秦匡宗. 干酪根地球化学 [M]. 广州: 广东科技出版社, 1995: 443-468.
Fu Jiamo, Qin Kuangzong. *Kerogen Geochemistry* [M]. Guangzhou: Guangdong Science and Technology Press, 1995, 443-468 (in Chinese).
- [30] Tissot B T, Durand B, Espitalie J, et al. Influence of nature and diagenesis of organic matter on formation of petroleum [J]. *AAPG Bulletin*, 1974, 58(3): 499-506.
- [31] 梅博文, 刘希江. 我国原油中异戊间二烯烃的分布及其地质环境的关系 [J]. *石油与天然气地质*, 1980, 1(2): 99-115.
Mei Bowen, Liu Xijiang. The distribution of isoprenoid alkanes in China's crude oil and its relation with the geologic environment [J]. *Oil & Gas Geology*, 1980, 1 (2): 99-115 (in Chinese with English abstract).
- [32] 王铁冠. 生物标志物地球化学研究 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1990.
Wang Tieguan. *Research on Geochemistry of Biomakers* [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1990 (in Chinese).
- [33] 伊海生, 林金辉, 赵西西, 等. 西藏高原沱沱河盆地渐新世—中新世湖相碳酸盐岩稀土元素地球化学特征与正铕异常成因初探 [J]. *沉积学报*, 2008, 26(1): 1-10.
Yi Haisheng, Lin Jinhui, Zhao Xixi, et al. Geochemistry of rare earth elements and origin of positive Europium anomaly in Miocene to Oligocene lacustrine carbonates from Tuotuohe basin of Tibetan Plateau [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26(1): 1-10 (in Chinese with English abstract).
- [34] Powell T, Mckirdy D M. Relationship between ratio of pristane to phytane, crude oil composition and geological environments in Australia [J]. *Nature*, 1973, 243(12): 37-39.
- [35] 卢双舫, 张敏. 油气地球化学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2008, 65-77.
Lu Shuangfang, Zhang Min. *Geochemistry of Oil and Gas* [M].

- Beijing: Petroleum Industry Press, 2008, 65-77(in Chinese).
- [36] Moldowan J M, Carlson R M K, et al. Rearranged hopanes in sediments and petroleum [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1991, 55: 3333-3353.
- [37] Peters K E, Moldowan J M. *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments* [M]. Prentice Hall Inc., 1993: 1-347.
- [38] Shanmugam, G. Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia [J]. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1985, 69(8): 1241-1254.
- [39] 付修根, 王剑, 汪正江, 等. 藏北羌塘盆地胜利河油页岩干酪根特征及碳同位素指示意义[J]. *地球学报*, 2009, 30(5): 643-650.
- Fu Xiugen, Wang Jian, Wang Zhengjiang, et al. Characteristics of kerogens and their carbon isotope implications for the Shengli River oil shale in Qiangtang Basin, Northern Tibet. *Acta Geoscientica Sinica*, 2009, 30 (5): 643-650 (in Chinese with English abstract).
- [40] 王剑, 付修根, 李忠雄, 等. 北羌塘盆地油页岩形成环境及其油气地质意义[J]. *沉积与特提斯地质*, 2010, 30(3): 11-17.
- Wang Jian, Fu Xiugen, Li Zhongxiong, et al. Formation and significance of the oil shales from the North Qiangtang basin [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2010, 30(3): 11-17(in Chinese with English abstract).

Hydrocarbon generation potential and sedimentary environment for the source rocks along the Changshe Mountain oil shale section in North Qiangtang Basin

ZENG Sheng-qiang^{1,2}, WANG Jian^{1,2}, FU Xiu-gen^{1,2}, FENG Xing-lei^{1,2}, SUN Wei^{1,2}

(1. Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu 610081, Sichuan, China; 2. Key Laboratory for Sedimentary Basin and Oil and Gas Resources, Ministry of Land and Resources, Chengdu 610081, Sichuan, China)

Abstract: Located in North Qiangtang Basin in the northern part of the Shengli River-Changshe Mountain oil shale belt (currently the largest marine oil shale belt in China), the Changshe Mountain oil shale section mainly consists of oil shale, micrite limestone, black shale and marl. In order to determine the content of total organic matter, organic matter type, thermal maturity and sedimentary environment of the source rocks along the Changshe Mountain oil shale section, the authors collected twenty samples for multiple organic geochemistry tests. The results show that the oil shale has the best hydrocarbon generation potential, followed by the black shale and micrite limestone. The total organic carbon (TOC) content varies from 0.41% to 9.49%, with an average of 4.02%, and the oil shale samples have the highest values (ranging from 4.53% to 9.49%), with an average of 7.74%. Chloroform bitumen "A" varies from 0.0252% to 0.3403%, and the average value of the oil shale sample is 0.27%, indicating moderate to good source rocks. The kerogen types assessed from organic element composition and organic petrography data show that there is mainly type II₁ kerogen, with small amounts of type II₂ and III kerogen. The distribution of Ro ranges from 1.08% to 1.43%, with an average of 1.27%, demonstrating a mature to overmature stage of the organic matter, with the Ro gradually becoming higher along the oil shale section. The source rocks along the Changshe Mountain oil shale section were deposited in a reductive and high-saline water environment, and the organic source material was mainly low-grade hydrobios.

Key words: oil shale; hydrocarbon generation potential; sedimentary environment; organic geochemistry; North Qiangtang Basin

About the first author: ZENG Sheng-qiang, male, born in 1987, assistant engineer, mainly engages in the study of sedimentary geology; E-mail: zengshengq@126.com.

About the corresponding author: FU Xiu-gen, male, born in 1976, associate researcher, mainly engages in the study of sedimentary geochemistry; E-mail: fuxiugen@126.com.