

doi: 10.12029/gc20220120

徐银波, 孙平昌, 李昭, 张家强, 李锋, 仝立华, 陶树, 郑凡石. 2022. 准噶尔盆地吉木萨尔地区二叠系芦草沟组油页岩地球化学特征与成矿条件[J]. 中国地质, 49(1): 311–323.

Xu Yinbo, Sun Pingchang, Li Zhao, Zhang Jiaqiang, Li Feng, Tong Lihua, Tao Shu, Zheng Fanshi. 2022. The geochemical characteristics and metallogenic condition of Permian Lucaogou formation oil shale in Jimusaer, Junggar Basin[J]. Geology in China, 49(1): 311–323(in Chinese with English abstract).

准噶尔盆地吉木萨尔地区二叠系芦草沟组油页岩地球化学特征与成矿条件

徐银波^{1,2}, 孙平昌³, 李昭^{1,2}, 张家强^{1,2}, 李锋^{1,2}, 仝立华^{1,2}, 陶树⁴, 郑凡石⁵

(1. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083; 2. 中国地质调查局非常规油气地质重点实验室, 北京 100083; 3. 吉林大学地球科学学院, 吉林 长春 130061; 4. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 5. 辽宁省能源地质勘查开发研究院有限责任公司, 辽宁 沈阳 110013)

摘要:【研究目的】本文旨在通过对比准噶尔盆地吉木萨尔地区二叠系芦草沟组高品位和低品位油页岩的品质和成因差异, 揭示高品位油页岩的特殊成矿条件。【研究方法】对吉木萨尔地区两个剖面采集的露头样品, 进行 TOC、热解、含油率、微量、稀土元素测试, 从而开展高品位和低品位油页岩有机地球化学特征, 微量稀土元素特征及成矿条件差异分析。【研究结果】研究区高品位油页岩有机质类型为 I 型; 低品位油页岩有机质类型为 I-II 型。高品位和低品位油页岩中 B、Ba、Cr、Nb、Sr、V、Zr 等微量元素含量差异明显, 高品位油页岩中各稀土元素平均含量和各样品稀土元素分布区间都小于低品位油页岩, 且外源元素富集程度也相对更低, 显示了更少的陆源碎屑输入。微量元素比值显示, 研究区油页岩形成于温暖湿润气候, 淡水—半咸水, 还原环境。高品位油页岩与低品位油页岩相比, 形成时水体盐度值更大, 有机质生产力更高。【结论】温暖湿润气候背景下, 相对较少的陆源碎屑供给, 减少了对有机质的稀释和氧化破坏, 同时较高的水体盐度值更利于水体分层, 从而形成一个长时间的还原环境, 再加上更高的有机质生产力, 从而形成了高品位油页岩。

关键词: 芦草沟组; 油页岩; 低、高品位; 成矿条件; 油气地质调查工程; 准噶尔盆地; 新疆

创新点: 吉木萨尔地区油页岩形成于温暖—湿润气候, 淡水—半咸水的还原水体条件; 相对较少的源碎屑供给, 较高的水体盐度和有机质生产力促成了高品质油页岩的形成。

中图分类号: P618.12 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2022)01-0311-13

The geochemical characteristics and metallogenic condition of Permian Lucaogou Formation oil shale in Jimusaer, Junggar Basin, Xinjiang

XU Yinbo^{1,2}, SUN Pingchang³, LI Zhao^{1,2}, ZHANG Jiaqiang^{1,2},
LI Feng^{1,2}, TONG Lihua^{1,2}, TAO Shu⁴, ZHENG Fanshi⁵

收稿日期: 2019-04-12; 改回日期: 2020-06-16

基金项目: 中国地质调查局项目(DD20189606、DD20190101 及 DD20221851)、国土资源部全国油气资源战略选区调查项目(1211302108025-3)及国家自然科学基金项目(41772092)联合资助。

作者简介: 徐银波, 男, 1987 年生, 工程师, 矿产普查与勘探专业, 主要从事油页岩成矿理论、沉积学、层序地层学研究;
E-mail: xuyinbo87@126.com。

(1. *Oil and Gas Survey, CGS, Beijing 100083, China*; 2. *The Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas Geology, CGS, Beijing 100083, China*; 3. *College of Earth Sciences, Jilin University, Changchun 130061, Jilin, China*; 4. *School of Energy Resource, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China*; 5. *Liaoning Energy Geological Exploration and Development Research Institute Co., Ltd., Shenyang 110013, Liaoning, China*)

Abstract: This paper is the result of oil and gas exploration engineering.

[Objective] This paper aims to reveal the special metallogenic conditions of high-grade oil shale by comparing the quality and genetic differences between high grade and low grade oil shale of Permian Lucaogou Formation in Jimusaer area, Junggar Basin. **[Methods]** TOC, Rock-eval, oil yield, trace and rare earth elements were tested on outcrop samples collected from two sections in Jimusaer area, so as to analysis the difference of organic geochemical characteristics, trace and rare earth element characteristics and metallogenic conditions of high-grade and low-grade oil shale. **[Results]** Research results show that, the organic matter type of high grade oil shale is type I, but the organic matter type of low grade oil shale is type I-II₁. The trace elements contents of the high grade oil shale (such as B, Ba, Cr, Nb, Sr, V, Zr) are significantly different from that of low grade oil shale. The average contents of rare earth elements and the distribution range of rare earth elements in high grade oil shale are smaller than that in low grade oil shale. And elements that are usually enriched in terrestrial detrital minerals of the high grade oil shale is lower than that of low grade oil shale, which shows less terrigenous clastic input of high grade oil shale. The trace elements ratio shows that the oil shale in the study area is formed in warm and humid climate, semi-salty water and reducing environment. Compared to the low grade oil shale, the high grade oil shale was formed with higher salinity water and higher organic matter productivity. **[Conclusions]** Under the background of warm and humid climate, the relatively small supply of terrigenous clastics reduces the dilution and oxidation of organic matters, and high salinity is more conducive to water stratification, thus forming a long-term reduction environment. Combined with higher organic matter productivity, high-grade oil shale is formed.

Key words: Lucaogou Formation; oil shale; high grade oil shale and low grade oil shale; metallogenic condition; oil and gas exploration engineering; Junggar Basin; Xinjiang

Highlights: The oil shale in Jimusaer is formed in warm and humid climate, semi-salty water and reducing environment. The relatively small supply of terrigenous clastics, and high salinity is more conducive to water stratification, combined with higher organic matter productivity, high-quality oil shale is formed.

About the first author: XU Yinbo, male, born in 1987, engineer, mainly engaged in the study of oil shale metallogenic theory, sedimentology and sequence stratigraphy; E-mail: xuyinbo87@126.com

Fund support: Supported by the project of China Geological Survey (No.DD20189606, No.DD20190101, No.DD20221851), National oil and gas resources area selection and strategic investigation project of the Ministry of Land and Resources (No.1211302108025-3) and National Natural Science Fund of China (No.41772092).

1 引 言

油页岩是一种重要的能源资源,是常规油气的重要补充能源,但是目前油页岩的开发利用规模较小,中国年产油页岩油约80万t,与庞大的油页岩资源相比,开发利用程度微不足道。油页岩的开发利用首先需要优选高品位的油页岩矿。准噶尔盆地吉木萨尔地区二叠系芦草沟组油页岩资源丰富,是中国未来油页岩开发利用的重点地区之一。为了促进对该地区油页岩资源的勘探开发和综合利用,笔者对研究区低品位和高品位油页岩

进行地球化学特征分析,从而研究其成矿条件的差异,揭示高品位油页岩的成矿特殊条件。根据含油率特征,抚顺矿业集团等生产企业将含油率 $\geq 6\%$ 的油页岩称为高品位油页岩(富矿),含油率 $< 6\%$ 的油页岩称为低品位油页岩(贫矿)(刘洋等,2007;柳蓉等,2008;吴雅明等,2013;刘招君等,2016;郭睿等,2016)。

2 地质背景

准噶尔盆地油页岩资源丰富,地质资源量可达548亿t(刘招君等,2009;张家强等,2009;国土资源

部油气资源战略研究中心等,2010)。因其厚度大、分布范围广、品质好而引起了国内外的重视(Carroll, 1992; Tao et al., 2016)。准噶尔盆地的油页岩主要分布于盆地南部的博格达山北麓地区,呈弧形带状分布,分布区西起乌鲁木齐雅玛里克山,东至奇台白杨沟,断续延长143 km,分为东西两段(白云来等,2008)(图1)。

本次研究的吉木萨尔地区位于博格达山北麓油页岩成矿带东段。在二叠纪时期,该区处于前陆拗陷阶段,主要发育陆相河湖碎屑岩沉积(陈志勇等,2006;彭雪峰等,2011),自下而上发育石人子沟组、塔什库拉组、乌拉泊组、井井子沟组、芦草沟组、红雁池组、泉子街组、梧桐沟组(新疆维吾尔自治区地质矿产局,1993)。其中油页岩赋存于芦草沟组,油页岩品质较高,最高含油率可达14%(高苑等,2013)。

芦草沟组为一套湖泊相沉积(新疆维吾尔自治区地质矿产局,1993),岩性为黑色至褐灰色页岩、油页岩、粉砂岩夹白云岩、细砂岩(彭雪峰等,2011;王怡然,2016)。根据芦草沟组岩性特征、构造特征、油页岩赋存特征等,又将芦草沟组自下而上分成四个岩性段(李成博等,2006;高智梁等,2011)。第一岩性段为粉砂岩层夹薄层油页岩,下部为非油页岩段,常为细砂岩、沉凝灰岩、凝灰质粉砂岩,往上随砂质、凝灰质含量减少而与油页岩过渡,油页岩品质较差,多呈薄片状,页理发育;第二岩性段发育大套油页岩、钙质粉砂岩,发育的油页岩,厚度较大,

页理发育,夹层以薄层凝灰质泥灰岩、钙质泥岩、钙质粉砂岩为主;第三岩性段为层状油页岩夹硅质粉砂岩段,为中—优质油页岩,层理发育,夹研出现频率增高,成分以硅质、菱铁质相对较高,为富有机质的薄层硅质岩、硅质泥岩及菱铁矿夹层及少量凝灰质、钙质泥岩—粉砂岩;第四岩性段为粉砂岩与油页岩互层段,油页岩层厚度较薄,叶理发育(李成博等,2006;王东营等,2007;李婧婧等,2009;高智梁等,2011;彭雪峰等,2011;图2)。

3 取样分析

本次样品取自新疆维吾尔自治区吉木萨尔县东大龙口剖面 and 石长沟剖面(图1)的二叠系芦草沟组含油页岩段。

石长沟剖面可见红雁池组、芦草沟组和泉子街组。红雁池组主要可见灰绿色中砂岩、灰绿色粗砂岩,其下为芦草沟组。而泉子街组则冲于芦草沟组之下,可见灰绿色粗砂岩。石长沟剖面芦草沟组厚度219.7 m,底部为黑色粉砂质页岩和灰白色白云质粉砂岩互层,下部为黑色泥岩、页岩、油页岩夹灰黑色白云质粉砂岩薄层,中部为灰色粉砂质泥岩,上部为黑色页岩、油页岩夹灰色、灰绿色粉砂质泥岩。石长沟剖面芦草沟组地层中取样7个(图3)。

东大龙口剖面芦草沟组不整合下伏于泉子街组地层之下,下部未见底。泉子街组主要可见紫红色砾岩、灰绿色砾岩,灰绿色泥岩、紫红色泥岩。芦草沟组该处可见厚度646.4 m,底部为灰黑色泥岩和

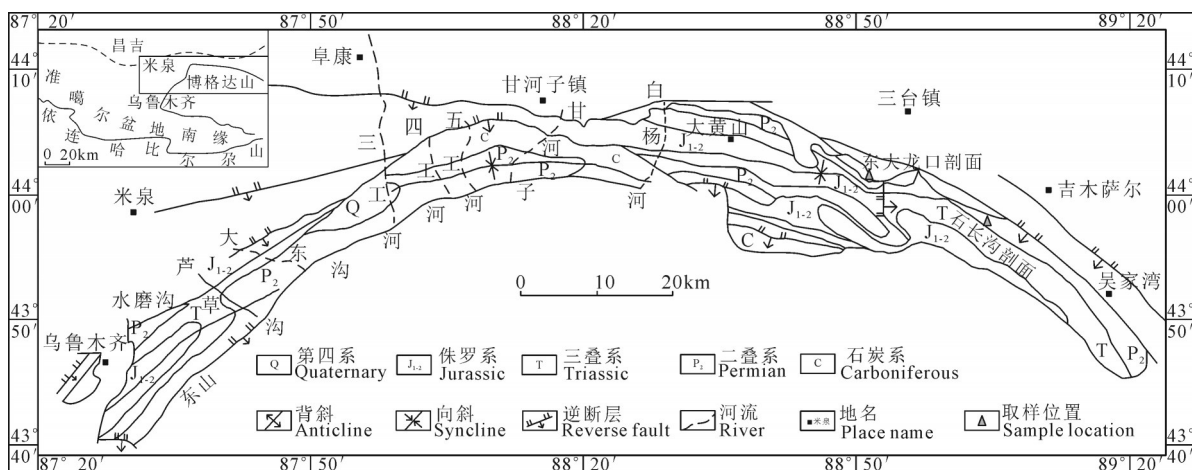


图1 准噶尔盆地南缘地质略图及取样位置(底图据白云来等,2008)

Fig.1 Geological sketch map of the southern margin of the Junggar Basin and sample location (modified from Bai Yunlai et al., 2008).

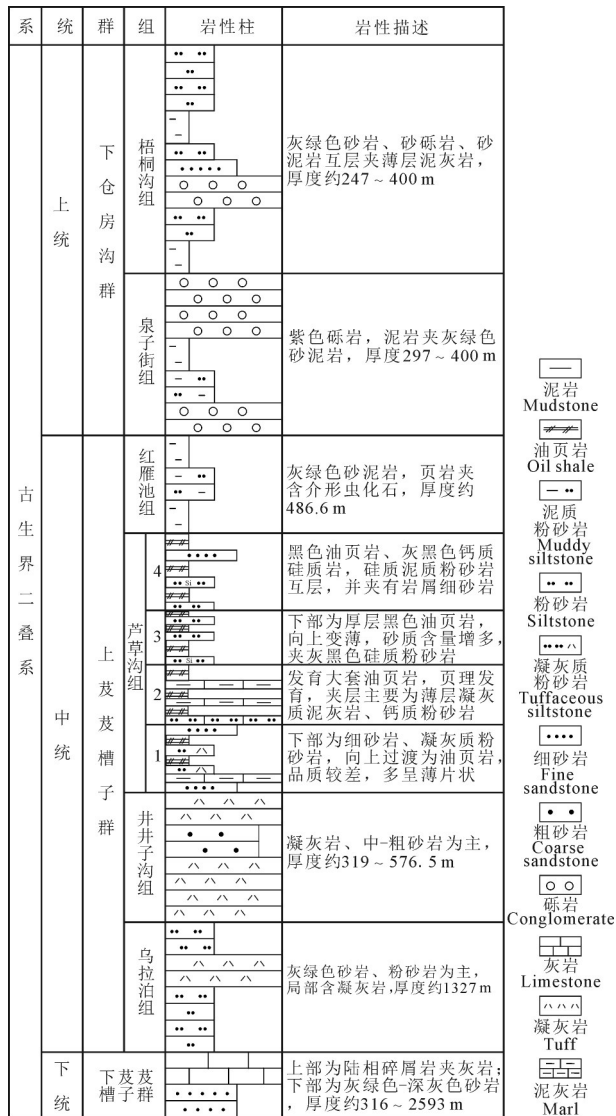


图2 准噶尔盆地南缘二叠系地层综合柱状图
(据李婧婧, 2009; 彭雪峰等, 2011)

Fig.2 Permian stratigraphic column in the southern margin of Junggar Basin
(after Li Jingjing, 2009; Peng Xuefeng et al., 2011)

深灰色白云岩互层，下部为灰黑色泥岩、页岩、油页岩夹深灰色白云质粉砂岩，中部为灰黑色泥岩、页岩、油页岩与深灰色白云质粉砂岩互层，上部为灰黑色泥岩、页岩、油页岩和灰色细砂岩，顶部为灰黑色泥岩、页岩、页岩夹深灰色白云质粉砂岩。东大龙口剖面芦草沟组取样12个(图4)。

19个样品的含油率、工业分析、有机碳测试、热解分析在“吉林省油页岩与共生能源矿产重点实验室”完成，含油率、半焦、全水和挥发组分测试主要运用低温干馏法(SH/T0508-92)测试，真密度测试

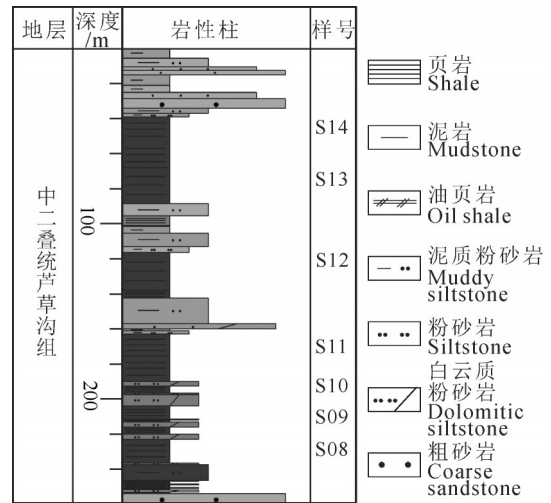


图3 石长沟剖面芦草沟组柱状图

Fig.3 Stratigraphic column of Lucaogou Formation in Shichanggou section

(GB/T23561-2009)运用MDMDY-350全自动密度仪测试。运用美国LECOCS230碳硫仪,进行TOC测试(GB/T19145-2003)。采用法国Vinci Rock-eval 6热解分析仪进行岩石热解分析(GB/T 18602-2012)。微量元素和稀土元素分析在核工业北京地质研究院完成,运用ELEMENT XR等离子体质谱分析仪,依据GB/T 14506.30-2010标准测试。

4 地化特征

4.1 有机地化特征

依据本次测试所得的含油率、TOC、岩石热解参数等数据(表1),对研究区低品位和高品位油页岩进行有机地化特征分析。

4.1.1 有机质丰度

研究区油页岩TOC和含油率总体表现为正相关关系(图5),表明TOC值越高,油页岩的品质越好,而TOC是有机质丰度的重要参数,故有机质丰度和含油率呈正相关关系。从表1中可看出低品位油页岩TOC含量介于6.69%~13.6%,平均值为9.5%。而高品位油页岩TOC含量为11.6%~20.2%,平均值为16.49%。生烃潜量虽然主要用于评价烃源岩,但其值也可以用来判断油页岩中有机质丰度的高低,研究区低品位油页岩生烃潜量值为26.99~86.19 mg/g,平均值为49.05 mg/g;高品位油页岩生烃潜量值为75.04~135.51 mg/g,平均值为98.88 mg/g。表明研究区高品位油页岩有机质丰度

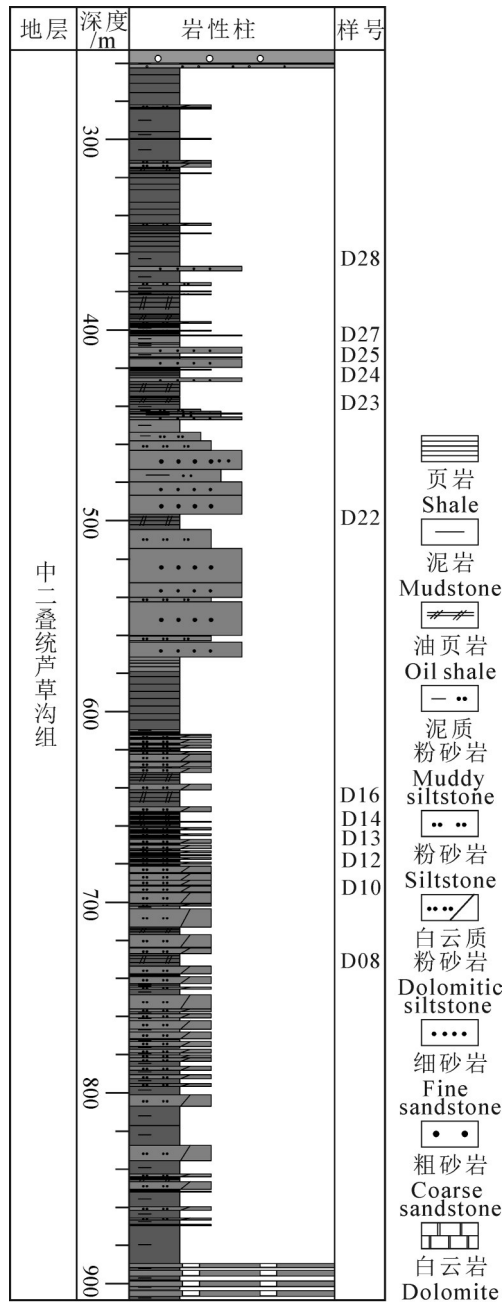


图4 东大龙口剖面芦草沟组柱状图
Fig.4 Stratigraphic column of Lucaogou Formation in Dongdalongkou section

明显大于低品位油页岩。

4.1.2 有机质成熟度

研究区油页岩 R_o 值为 0.56 ~ 0.84, 热演化程度较低, 属于低成熟油页岩(李婧婧, 2009)。研究区油页岩样品热解分析结果显示, 低品位油页岩的 T_{max} 值为 436 ~ 448℃, 平均值为 442℃, 高品位油页岩 T_{max} 值为 442 ~ 454℃, 平均值为 446℃(表 1), 两

者基本一致。故从有机质成熟度来看低品位和高品位油页岩的差异并不大, 都表现为低成熟, 说明油页岩中有机质尚未进入大量生烃或排烃阶段, 不会影响油页岩的品质。

4.1.3 有机质类型

通过热解参数和有机碳测试数据对研究区油页岩样品进行有机质类型识别(图 6)。根据有机质综合判别图解中点群分布特征可知, 高品位油页岩的有机质类型基本为 I 型干酪根, 其有机质来源主要为湖泊自身生物, 而低品位油页岩的样品一部分为 I 型, 另一部分为 II 型, 其有机质来源除了湖泊自身生物, 还有陆源有机质的供给。从有机质类型来看高品位油页岩的有机质类型比低品位油页岩的有机质类型更易于生油。

4.2 无机地化特征

4.2.1 微量元素特征

通过吉木萨尔地区油页岩与页岩微量元素平均值相比可以看出所有样品中 Ba、Co、Cr、Ga、Nb、Ni、Th 都呈现亏损, Zr 呈现富集, 其他元素样品间富集亏损不一致(图 7a)。其中, 代表陆源风化产物随河流进入湖盆沉积的外源元素 Co、Cr 和 V 的富集系数为 0.58、0.36、0.58, 代表湖盆内化学沉积的产物 Mn 和 Sr 等内源元素的富集系数为 0.55 和 0.69, 表明油页岩的元素组成中既有内源沉积的贡献, 又有陆源碎屑矿物的补充, 为混合来源。对比低品位和高品位油页岩的外源元素 Co、Cr 和 V 的富集系数, 低品位油页岩的 Co、Cr 和 V 的富集系数分别为 0.58、0.41、0.69, 高品位油页岩中则分别为 0.58、0.32、0.47, 显示高品位油页岩中外源元素富集程度更低。表明陆源输入更低。陆源输入对有机质具有一定的“稀释”作用(商斐等, 2020), 较低的陆源输入减少了对有机质的“稀释”。而与地壳平均值相比可以看出样品中 B、Cu、Li、U、Zr 富集, Co、Cr、Nb 呈现亏损, 其他元素样品间富集亏损不一致(图 7b)。低品位和高品位油页岩对比显示(表 2, 图 7a、b), 低品位油页岩中 B、Ba、Cr、Nb、Sr、V、Zr 等元素含量总体显示明显高于高品位油页岩。

4.2.2 稀土元素特征

研究区油页岩样品稀土元素含量(表 3), 可以看出低品位油页岩的各个稀土元素平均值都要高于高品位油页岩的平均值, 说明高品位油页岩沉积

表1 吉木萨尔地区芦草沟组油页岩有机地化参数

Table 1 Organic geochemical parameters of Lucaogou Formation oil shale in Jimusaer area								
类型	编号	含油率/%	TOC/%	(S ₁ +S ₂)/(mg/g)	T _{max} /°C	S ₂ /(mg/g)	HI/(mg/gTOC)	OI/(mg/gTOC)
低品位油页岩	S14	3.25	9.27	33.74	442	33.19	358.04	11.33
	D28	3.35	9.52	36.46	436	35.46	372.48	19.64
	D24	3.44	7.08	26.99	440	26.64	376.27	33.90
	D25	3.90	6.69	35.07	441	34.77	519.73	20.03
	S13	4.38	8.51	46.82	446	46.61	547.71	7.76
	S11	5.21	9.84	49.06	443	48.88	496.75	13.82
	S10	5.60	10.6	64.6	448	64.24	606.04	6.04
	D23	5.74	13.6	86.19	445	85.59	629.34	23.82
	D08	5.86	10.6	62.55	441	62.19	586.70	32.55
高品位油页岩	D27	6.78	11.6	75.04	442	74.6	643.10	25.26
	D16	7.20	19.0	112.37	444	110.98	584.11	30.37
	D22	7.39	14.5	94.15	443	93.52	644.97	20.83
	S12	7.49	15.3	78.72	448	78.5	513.07	11.24
	D13	7.89	14.7	83.79	445	83.19	565.92	15.78
	S9	9.25	16.1	96.58	454	96.36	598.51	2.67
	D12	9.27	18.2	91.38	445	89.54	491.98	9.56
	S08	10.10	16.3	101.81	447	101.49	622.64	13.25
	D10	10.24	19.0	119.40	443	118.81	625.32	32.16
D14	14.28	20.2	135.51	450	134.98	668.22	14.90	

物比低品位沉积物经历了更长的搬运和分异过程,更接近于湖盆的中心。

研究区油页岩样品稀土元素球粒陨石分配模式图(图8)显示,稀土元素呈右倾特征,轻稀土元素比重稀土元素富集。从图中可以看出,除Tm、Yb和Lu元素外,低品位油页岩样品各稀土元素的分布区间(同种稀土元素的比值范围)都大于高品位油页岩。这反映出低品位油页岩各样品沉积时的水体

环境变化较大,而高品位油页岩形成时的水体环境则更稳定。

5 成矿条件

沉积岩元素的分布可以用来判断古水介质的物理、化学性质、古气候及物源区(邓宏文等,1993)。本文通过分析样品的元素及其比值的變化来分析低品位油页岩和高品位油页岩的成矿条件差异,从而来判断高品质油页岩的形成条件。

5.1 古气候

5.1.1 Sr/Cu比

一般Sr/Cu比值大于7时,为干旱气候,而小于7时为温暖湿润气候(马宝林等,1991;王随继等,1997)。研究区油页岩样品除3个样品外,其余都小于7(表4),而Sr/Cu比值小于7时,Sr/Cu比值的分布区也相对较集中(图9a),表明研究区油页岩的主体气候条件为温暖湿润条件,低品位油页岩和高品位油页岩的形成气候背景相似。

5.1.2 ΣREE

气候越温暖湿润,ΣREE值越高,反之则越低。研究区油页岩表现出低品位油页岩ΣREE值的分布区间和高品位油页岩的分布区间基本接近(表4,图

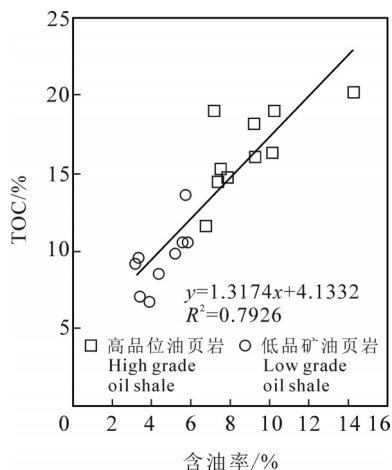


图5 吉木萨尔地区油页岩含油率与TOC关系图
Fig.5 Diagram of oil yield-TOC of oil shale in Jimusaer

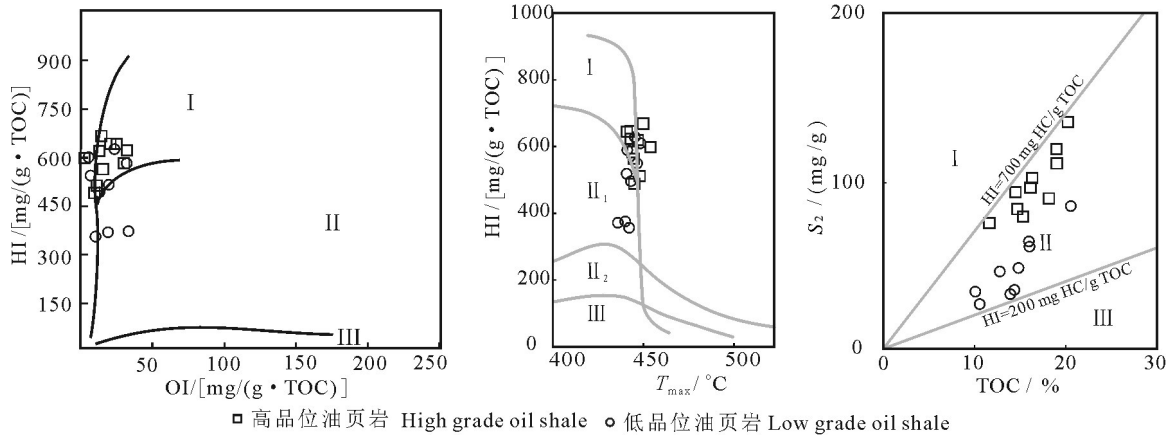


图6 吉木萨尔地区油页岩有机质类型
Fig.6 Organic matter type of oil shale in Jimusaer

9b),表明两者的形成气候条件一致。总体而言,研究区油页岩形成于温暖湿润的气候条件。

5.2 古盐度

5.2.1 Sr/Ba比

前人在研究中将Sr/Ba比值等于1作为区分淡水和咸水的标志(钟红利等,2012),而有部分学者又进一步将1~0.5划分为半咸水相,小于0.5为微咸水相(郑荣才等,1999)。本研究区油页岩的Sr/Ba比值变化范围较大,在0~0.5、0.5~1以及>1三个区域都有分布(图9c),但总体而言,样品主要落在小于1的范围内。表明油页岩形成的主要水体盐度为淡水—半咸水。且总体趋势表现为随着油页岩品质的变好,Sr/Ba比值增大。表明高品位油页岩的盐度要大于低品位油页岩。

5.2.2 Th/U比值

Th/U比值往往与盐度呈负相关关系,即盐度越

大,Th/U值越小(南京大学地质学系,1979;同济大学海洋地质系,1980)。目前利用Th/U比值来判断淡咸水尚无统一认识的界限值,但可以通过其值的变化来判断水体盐度的变化。从图9d中可见随着油页岩品质的变好,Th/U比总体呈现为变小的趋势,即盐度表现为增大的趋势。高品位油页岩的Th/U值整体上小于低品位油页岩值,表明高品位油页岩形成的水体盐度要大于低品位油页岩。

5.2.3 B/Ga比值

一般淡水沉积物比海相沉积物中镓含量较高,B/Ga < 1.5为淡水相(河流或湖泊),5 < B/Ga < 6为近岸海相,B/Ga > 7为海相(邓宏文等,1993)。钟红利等(2012)则把>6划分为咸水,2~6为半咸水,小于2为淡水—微咸水。从表4中可以看出,研究区油页岩的B/Ga的主要分布区间在1.5~5,表明沉积环境主要为淡水—半咸水。从表4和图9e中看,油

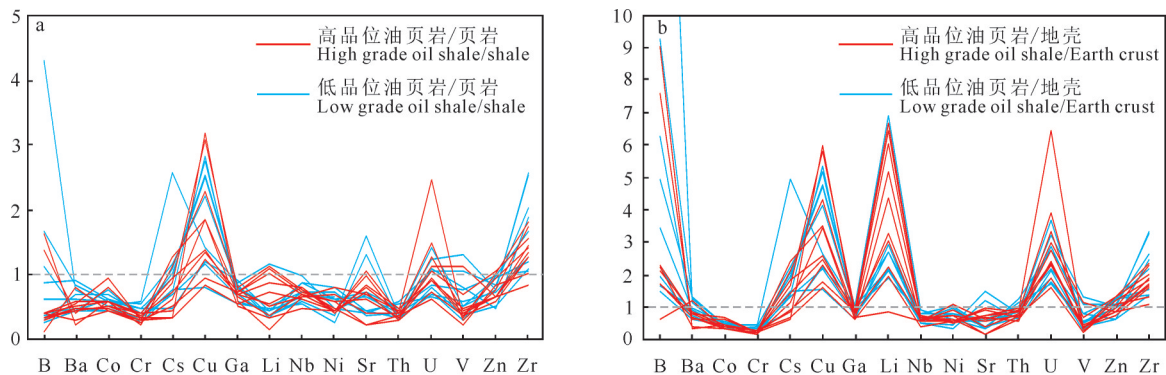


图7 准噶尔盆地吉木萨尔低品位和高品位油页岩微量元素含量与页岩和地壳元素丰度值的比值
Fig.7 Trace elements contents of high grade and low grade oil shale in Jimusaer of the Junggar Basin compared with those of shale and crustal element abundances

表2 吉木萨尔地区油页岩微量元素(10^{-6})数据Table 2 Trace elements contents (10^{-6}) of oil shale in Jimusaer

样品	B	Ba	Co	Cr	Cs	Cu	Ga	Li	Nb	Ni	Sr	Th	U	V	Zn	Zr	
低 品 位 油 页 岩	S14	113	244	11.7	24	3.66	128	11.4	29.9	7.21	42.5	196	4.91	5.22	66.7	73.6	414
	D28	167	496	11.3	50.6	5.85	99.3	15.2	33.5	7.82	42.4	216	5.88	3.1	101	92.3	267
	D24	89	518	11.5	43.6	4.77	125	13	24.3	6.41	23.9	482	4.45	4.57	171	74	407
	D25	433	449	9.36	51.5	12.9	63.9	16.9	76	10.9	31.7	121	7.12	3.91	138	80.3	326
	S13	29.6	392	13.1	35.4	5.13	113	15.5	21.1	9.61	53.4	134	6.48	2.44	67.9	90.7	192
	S11	40.5	283	8.3	28.1	3.87	36.7	10.1	32.3	6.07	17.7	389	3.57	3	49.7	47.6	172
	S10	26.6	256	14.5	28.9	5.39	115	16.2	23.8	7.92	49.6	107	5.02	2.67	39.4	93.8	167
	D23	35.6	264	9.14	30.7	3.4	52.6	12.3	23.4	6.71	30.9	208	4.13	4.07	102	46.5	303
	D08	61.8	352	10.8	42.8	2.29	54.1	17	29.6	9.6	41.2	131	3.91	2.5	77.2	70.9	203
高 品 位 油 页 岩	D27	163	135	11	37.5	4.76	61.8	12.6	24.9	7.71	39.2	186	4.14	4.22	146	61.8	204
	D16	30.7	281	8.91	26.5	2.47	42.2	14.1	66.5	7.61	29.1	320	4.73	5.58	37.6	71.6	281
	D22	41.2	306	10.8	31.9	3.69	60.1	13.7	71.1	8.12	38.7	62.9	3.63	2.72	49.2	56.3	201
	S12	40.8	161	8.11	22.5	3.07	83.4	9.97	21.8	5.19	28.7	222	3.39	4.72	56.5	63.1	136
	D13	31.4	274	9.49	31.2	1.86	38.1	10.5	48.1	6.8	30.5	298	3.87	3.47	53.4	61.6	215
	S9	137	239	15.4	29	4.29	139	14.4	33.8	7.03	47.9	123	4.51	3.89	89.7	98.7	248
	D12	31.1	312	18	25	1.68	144	11.3	9.45	7.18	55.6	203	5.06	9.18	44	98.3	288
	S08	38.8	345	11.4	20.7	5.59	103	14.9	73.4	8.38	32.3	61.3	4.32	2.28	28	79.9	165
	D10	31.3	261	9.57	35.6	2.18	54.9	13.1	57	8.75	29.9	240	4.98	3.31	62.4	62.1	233
D14	11.6	470	8.64	26.8	6.33	83.9	13.2	35.9	8.76	26.2	247	5.49	3.33	47.6	89.9	226	
Ave. 低品位	110.7	361.6	11.1	37.3	5.3	87.5	14.2	32.7	8.0	37.0	220.4	5.1	3.5	90.3	74.4	272.3	
Ave. 高品位	55.7	278.4	11.1	28.7	3.6	81.0	12.8	44.2	7.6	35.8	196.3	4.4	4.3	61.4	74.3	219.7	
页岩	100	580	19	90	5	45	19	66	11	68	300	12	3.7	130	95	160	
大陆地壳	18	390	25	119	2.6	24	16	11	12	51	325	5.6	1.42	128	73	123	

注:页岩数据引自 Turekian et al.,1961;大陆地壳数据引自韩吟文等,2003。

页岩品质的好坏与B/Ga的相关性并不明显,在除去样品D16这个异常数据的情况下,低品位和高品位油页岩的B/Ga平均值差异也并不大。因此B/Ga只

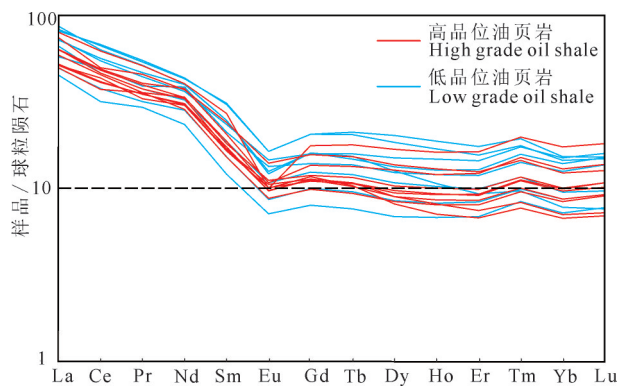


图8 吉木萨尔油页岩稀土元素球粒陨石分配模式图
(球粒陨石数据引自 McLennan et al.,2003)

Fig.8 Chondrite-normalized REE distribution patterns of oil shale in Jimusaer (Chondrites data according to McLennan et al., 2003)

能用于大致判断油页岩形成的水体盐度。

由于受到海侵影响(彭雪峰等,2012),从B/Ga、Sr/Ba和Th/U的数据可发现个别样品表现为咸水环境沉积,但是主体形成于淡水—半咸水环境,且高品位油页岩形成的水体盐度要高于低品位油页岩。

5.3 氧化还原条件

5.3.1 V/(V+Ni)比值

V/(V+Ni)比值一定程度上可以反映沉积时的氧化还原环境(邓宏文等,1993),V/(V+Ni)值在0.84~0.89时为水体分层的厌氧环境,0.6~0.84为水体分层不强的厌氧环境,0.46~0.6为水体分层弱的贫氧环境(苗建宇,2001)。图9f和表4显示样品中V/(V+Ni)值为0.44~0.81,平均为0.65,表明研究区油页岩形成于厌氧—贫氧环境。

5.3.2 Ni/Co比值

同样,Ni/Co值也可以作为恢复水体氧化条件的地球化学指标,小于2.5为氧化环境,2.5~5为缺

表3 吉木萨尔地区油页岩稀土元素含量(10^{-6})Table 3 Rare earth elements contents (10^{-6}) of oil shale in Jimusaer

样品	La	Ce	Pr	Nd	Sm	Eu	Gd	Tb	Dy	Ho	Er	Tm	Y	Yb	Lu
S14	20.5	37.4	4.48	19.4	3.71	0.753	3.22	0.6	3.44	0.718	2.08	0.349	19.6	1.99	0.289
D28	22.6	44	5.27	21.7	4.68	1.02	4.1	0.791	4.8	1.03	3.02	0.519	28.9	3.15	0.477
D24	17.8	39.5	4.66	23	4.22	0.935	3.6	0.684	3.95	0.838	2.49	0.423	22.6	2.63	0.409
D25	26.7	51	6.14	23.9	4.94	0.848	4.16	0.736	4.26	0.89	2.68	0.472	23	2.91	0.451
低品位 S13	25	54.7	6.57	25.9	6.08	1.14	5.32	1.02	5.88	1.18	3.27	0.528	30.9	3.04	0.445
S11	15.3	30.4	3.8	16.9	3.05	0.602	2.59	0.478	2.71	0.574	1.75	0.298	16	1.82	0.275
S10	25.6	53.8	6.41	25.7	6.19	1.14	5.32	1.05	6.45	1.31	3.65	0.58	35	3.19	0.453
D23	15.9	33.1	4.2	18.2	3.33	0.738	2.93	0.536	3.11	0.651	1.91	0.331	17.5	2.03	0.304
D08	22.2	45.4	5.56	23.8	4.92	0.876	4.15	0.764	4.03	0.745	1.95	0.289	19.3	1.63	0.228
D27	15.9	35	3.94	18.1	3.28	0.704	2.85	0.531	3.01	0.643	1.94	0.335	16.8	2.08	0.322
D16	19.6	37.5	4.49	19.7	3.38	0.679	2.91	0.511	2.87	0.599	1.79	0.3	16.2	1.82	0.275
D22	16.1	33.4	4.19	18.5	3.46	0.674	2.93	0.537	2.86	0.568	1.56	0.249	14.8	1.48	0.217
S12	13.9	25.6	3.52	14	2.41	0.499	2.08	0.381	2.2	0.476	1.44	0.251	13.6	1.51	0.232
高品位 D13	15.4	30.2	4.28	17.1	3.02	0.612	2.56	0.468	2.68	0.562	1.69	0.286	15.2	1.76	0.271
S9	18.2	36.6	4.28	20.1	3.61	0.779	3.08	0.577	3.3	0.702	2.07	0.348	19.5	2.11	0.323
D12	22.9	40.1	5.45	22.2	4.79	0.975	4.06	0.76	4.37	0.904	2.62	0.434	23.8	2.57	0.38
S08	19.5	38.8	4.73	20	3.73	0.7	3.04	0.518	2.6	0.497	1.42	0.231	13	1.41	0.208
D10	19.6	39.5	4.84	22.5	4.09	0.754	3.53	0.668	4.07	0.839	2.56	0.452	22.1	2.72	0.412
D14	24.6	50	6.1	24.1	5.41	0.696	4.59	0.892	5.36	1.13	3.4	0.592	30.1	3.63	0.544

表4 吉木萨尔地区油页岩成矿条件参数

Table 4 Parameter of metallogenic conditions of oil shale in Jimusaer

样品	$\Sigma\text{REE}/10^{-6}$	Sr/Cu	Sr/Ba	Th/U	U/Th	V/(V+Ni)	B/Ga	Cu/Zn	Ni/Co
S14	118.53	1.53	0.80	0.94	1.06	0.61	9.91	1.74	3.63
D28	146.06	2.18	0.44	1.90	0.53	0.70	10.99	1.08	3.75
D24	127.74	3.86	0.93	0.97	1.03	0.88	6.85	1.69	2.08
D25	153.09	1.89	0.27	1.82	0.55	0.81	25.62	0.80	3.39
低品位 S13	170.97	1.19	0.34	2.66	0.38	0.56	1.91	1.25	4.08
S11	96.55	10.60	1.37	1.19	0.84	0.74	4.01	0.77	2.13
S10	175.84	0.93	0.42	1.88	0.53	0.44	1.64	1.23	3.42
D23	104.77	3.95	0.79	1.01	0.99	0.77	2.89	1.13	3.38
D08	135.84	2.42	0.37	1.56	0.64	0.65	3.64	0.76	3.81
D27	105.44	3.01	1.38	0.98	1.02	0.79	12.94	1.00	3.56
D16	112.62	7.58	1.14	0.85	1.18	0.56	2.18	0.59	3.27
D22	101.53	1.05	0.21	1.33	0.75	0.56	3.01	1.07	3.58
S12	82.10	2.66	1.38	0.72	1.39	0.66	4.09	1.32	3.54
高品位 D13	96.09	7.82	1.09	1.12	0.90	0.64	2.99	0.62	3.21
S9	115.58	0.88	0.51	1.16	0.86	0.65	9.51	1.41	3.11
D12	136.31	1.41	0.65	0.55	1.81	0.44	2.75	1.46	3.09
S08	110.38	0.60	0.18	1.89	0.53	0.46	2.60	1.29	2.83
D10	128.64	4.37	0.92	1.50	0.66	0.68	2.39	0.88	3.12
D14	161.14	2.94	0.53	1.65	0.61	0.64	0.88	0.93	3.03

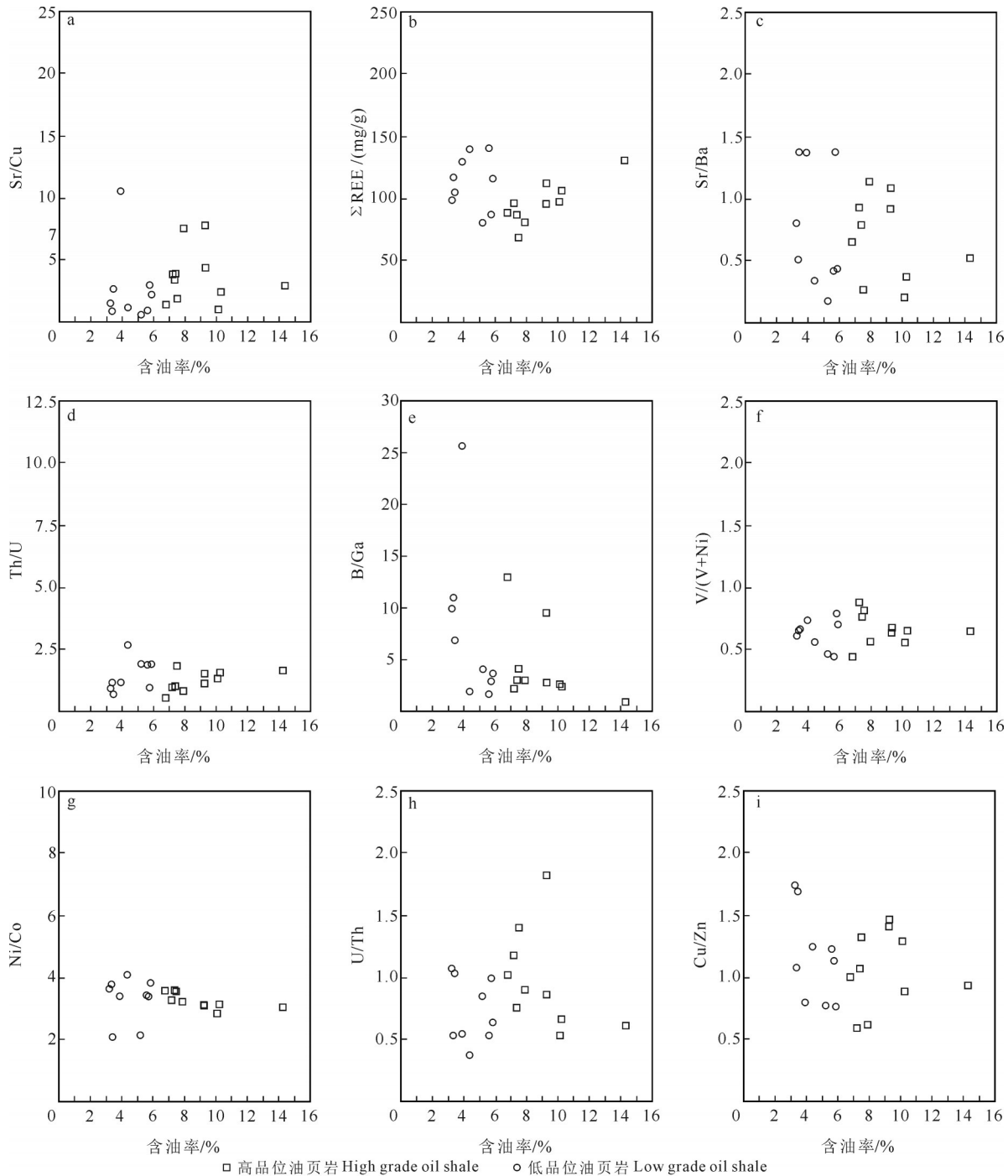


图9 吉木萨尔油页岩含油率与地化参数相关性图解

Fig.9 Diagram of correlation between oil yield and geochemistry parameter of Jimusaer oil shale

氧环境(Jones et al., 1994)。研究区 Ni/Co 值除两个样品外都在 2.5 以上,表明为还原环境(表 4,图 9g)。

5.3.3 U/Th 比值

U/Th 比值同样可以作为判断氧化还原条件的一个指数(Jones et al., 1994)。U/Th < 0.75 指示氧化环境,在 0.75 ~ 1.25 为贫氧环境,U/Th > 1.25 为厌氧

环境(郑一丁等,2015)。研究区样品 U/Th 值(表 4)为 0.38~1.81,平均值为 0.86,从图 9h 看出,有接近一半的样品 U/Th 比值在 0.75 以下,这与其他参数指示的结果相矛盾,可能该判断区间值与本区并不相适应。但是从图 9h 中可以发现,除了 1 个高品位样品的 U/Th 值较高,其他高品位样品的 U/Th 值分布区

间与低品位样品 U/Th 值分布区间基本相似。这表明,两者的氧化还原条件一致。

5.3.4 Cu/Zn 比值

Cu/Zn 值也可作为判断沉积环境的氧化还原条件的标志,Cu/Zn 高表示还原条件,低值代表氧化条件,而且该比值不受成岩作用的影响(McLennan et al., 1995)。研究区样品 Cu/Zn 值的规律性并不明显(图 9i),低品位和高品位油页岩样品的 Cu/Zn 值分布区间也基本一致,说明两者的氧化还原条件一致。

总体而言,研究区低品位和高品位油页岩形成时的氧化还原条件相同,都为还原环境。

5.4 有机质生产力

有机碳法是计算有机质生产力的一种重要方法,利用公式(1)可以计算有机质生产力(刘传联等,2002)。

$$R = \frac{C\rho s(1-\phi)}{0.003S^{0.30}} \quad (1)$$

公式中 R 为生产力($\text{g}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$), C 为有机碳(%), S 为沉积速率(cm/ka), ρ 为干沉积物的密度(g/cm^3), ϕ 为孔隙率(%)。

由于本次样品采集层位相同,2个采样点都有低品位和高品位油页岩的形成,所以可以近似认为低品位和高品位油页岩的形成时的沉积速率、干沉积物密度、孔隙度相同。那么两者的有机质生产力 R 只与有机碳 C 相关,从表 1 中可看出低品位油页岩 TOC 含量介于 6.69%~13.6%,平均值为 9.5%,而高品位油页岩 TOC 含量为 11.6%~20.2%,平均值为 16.49%。高品位油页岩的 TOC 为低品位的 1.7 倍,其有机质生产力明显高于低品位。因此,高的有机质生产力是高品位油页岩形成的重要因素。

6 结 论

(1)研究区高品位油页岩有机质丰度和有机质类型优于低品位油页岩,有机质处于低熟阶段,有机质尚未大量排烃,不影响油页岩的品质。

(2)高品位和低品位油页岩中 B、Ba、Cr、Nb、Sr、V、Zr 等微量元素含量差异明显,高品位油页岩各稀土元素平均含量和各样品稀土分布区间都小于低品位油页岩,且外源元素富集程度也更低。

(3)吉木萨尔地区油页岩形成于温暖湿润气候,淡水一半咸水,还原环境;高品位油页岩与低品位

油页岩相比,形成时水体盐度值更大。同时相对较低的陆源碎屑的供给,减少了对有机质的稀释和氧化破坏,而较高的水体盐度值更利于水体分层,从而形成一个长时间的还原环境,再加上更高的有机质生产力,从而形成了高品位油页岩。

References

- Bai Yunlai. 2008. Prospects for development of oil shale deposits in southeastern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 29(4): 462-465 (in Chinese with English abstract).
- Carroll A R, Brassell S C, Graham S A. 1992. Upper Permian lacustrine oil shale of the southern Junggar Basin, northwest China [J]. AAPG, 76: 1874-1902.
- Chen Zhiyong, Xiao Chuantao, Zhang Weidao, Liu Li. 2006. High resolution sequence stratigraphy of Cangfanggon Group in Jimusaer area[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 28(2): 12-16 (in Chinese with English abstract).
- Deng Hongwen, Qian Kai. 1993. Sedimentary Geochemistry and Environmental Analysis[M]. Gansu: Gansu Science and Technology Press (in Chinese).
- Department of Geology, Nanjing University. 1979. Geochemistry[M]. Beijing: Science Press (in Chinese).
- Department of Marine Geology, Tongji University. 1980. Identification Marks of Marine and Terrestrial Strata[M]. Beijing: Science Press (in Chinese).
- Gao Yuan, Wang Yongli, He Daxiang, Meng Pei, Wu Yingqin, Wang Zixiang, Wang Gen, Zhang Hong, Gong Juncheng, Yang hui, Wang Youxiao. 2013. Shale gas potential and organic geochemical characteristics of oil shale in the southeast of Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 24(6): 1196-1204 (in Chinese with English abstract).
- Gao Zhiliang, Kang Yongshang, Liu Renhe, Bai Wenhua. 2011. Geological features and developmental controlling factors of lucaogou oil shale in the southern margin of Junngar Basin[J]. Xinjiang Geology 29(2):75-79 (in Chinese with English abstract).
- Guo Rui, Li Songchen, Qu Xiaorong. 2016. Review of geophysical logging technique for oil shale[J]. Sino-Global Energy ,46(4): 1090-1099 (in Chinese with English abstract).
- Han Yinwen, Ma Zhendong, Zhang Hongfei, Zhang Benren, Li Fanglin, Gao Shan, Bao Zhengyu. 2003. Geochemistry[M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese).
- Jones B, Manning D A C. 1994. Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones [J]. Chemical Geology, 111(1/4): 111-129.
- Li Chengbo, Guo Wei, Song Yuqin, Du Jiangfeng. 2006. The genetic type of the oil shale at the northern foot of Bogeda Mountain, Xinjiang and prediction for favorable areas[J] Journal of Jilin

- University (Earth Science Edition), 36(6): 949–953 (in Chinese with English abstract).
- Li Jingjing. 2009. Study on the Oil Shale Geochemistry of Permian Lucaogou Formation in the Northern Bogda Mountain[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing) (in Chinese with English abstract).
- Liu Chuanlian, Xu Jinli. 2002. Estimation method on productivity of oil-producing lake and a case study [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 20(1):144–150 (in Chinese with English abstract).
- Liu Feng, Liu Zhaojun, Liu Rong, Meng Qingtao, Zhang Jian, Shi Jizhong, Du Jiangfeng. 2007. Geochemistry of oil shale from Jijuntun Formation of Eocene in Fushun Basin and its depositional environment[J]. *Global Geology*, 26 (4): 441–446 (in Chinese with English abstract).
- Liu Rong, Liu Zhaojun, Liu Feng, Meng Qingtao, Shi Jizhong, Zhang Jian, Du Jiangfeng. 2008. High grade and low grade oil shale metallogenic mechanism of Eocene Jijuntun Formation in Fushun Basin[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 27(2): 47–49 (in Chinese with English abstract).
- Liu Zhaojun, Yang Huling, Dong Qingshui, Zhu Jianwei, Guo Wei, Ye Songqing, Liu Rong, Meng Qingtao, Zhang Hailong, Gan Shucai. 2009. Oil Shale in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press (in Chinese with English abstract).
- Liu Zhaojun, Sun Pingchang, Liu Rong, Meng Qingtao, Hu Fei. 2016. Research on oil shale features and metallogenic differences in Dunhua–Mishan Fault Zone Basins[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 46(4): 1090–1099 (in Chinese with English abstract).
- Ma Baolin, Wen Changqing. 1991. Formation and Evolution of Sediment and Resource of Combination Gas in Tarim Basin[M]. Beijing: Science Press (in Chinese).
- McLennan S M. 1995. Early Proterozoic crustal evolution: Geochemical and Nd, Pb isotopic evidence from metasedimentary rocks, southwestern North America[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(6): 1153–1177.
- Miao Jianyu. 2001. The Depositional Environment of Permian System Hydrocarbon Source Rocks and Its Potential Hydrocarbon Generating Characteristics in Major Basins in North Xinjiang[D]. Xi'an: Northwest University (in Chinese with English abstract).
- Peng Xuefeng, Wang Lijin, Jiang Liping. 2011. Analysis of sedimentary environment of the Permian Lucaogou Formation in southeastern margin of the Junggar Basin[J]. *Journal of Xinjiang University (Natural Science Edition)*, 28(4): 395–400 (in Chinese with English abstract).
- Peng Xuefeng, Wang Lijin, Jiang Liping. 2012. Geochemical characteristics of the Lucaogou Formation oil shale in the southeastern margin of the Junggar Basin and its environmental implications[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 31(2):121–127 (in Chinese with English abstract).
- Shang Fei, Zhou Haiyan, Liu Yong, Zhou Xuexian, Wang Lan, Bi He, Wang Guochang, Song Li, Chen Ruiqian. 2020. A discussion on the organic matter enrichment model of the Nenjiang Formation, Songliao Basin: A case study of oil shale in the 1st and 2nd members of the Nenjiang Formation[J]. *Geology in China*, 47(1): 236–248(in Chinese with English abstract).
- Strategic Research Center of Oil and Gas Resources, MLR, Jilin University. 2010. Resource Evaluation of Oil Shale in China[M]. Beijing: China Land Press (in Chinese).
- Tao S, Shan Y, Tang D, Xu H, Li S, Cui Y. 2016. Mineralogy, major and trace element geochemistry of Shichanggou oil shales, Jimusaer, Southern Junggar Basin, China: Implications for provenance, palaeoenvironment and tectonic setting[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 146:432–445.
- Turekian K K, Wedepohl K H. 1961. Distribution of the elements in some major units of the Earth's crust[J]. *Geochemistry*, 72: 175–192.
- Wang Dongying, Tang Dazhen, Gou Mingfu, Wang Feng, Tao Shu, Gao Guanfeng. 2007. Oil shale geology of Lucaogou Formation in Fukang Area on Southern Margin of Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, (6):18–22, 71 (in Chinese with English abstract).
- Wang Suiji, Huang Xingzhen, Tuo Jincai, Shao Hongshun, Yan Cunfeng, Wang Shouqing, He Zurong. 1997. Evolutional characteristics and their paleoclimate significance of trace elements in the Hetaoyuan Formation, Biyang Depression[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 15(1): 65–70 (in Chinese with English abstract).
- Wang Yiran, Wu Tianqi, Tian Jijun, Yang Shuguang, Wang Changjiang, Zhang Guoqing, Wei Bo, Li Le, Fan Qi. 2016. Formation conditions and favorable exploration zones of shale gas on the southern margin of Junggar Basin[J]. *Geology in China*, 43 (1): 288–297 (in Chinese with English abstract).
- Wu Yaming. 2013. Logging recognition of oil shale[J]. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, (15):149–150 (in Chinese).
- Xinjiang Bureau of Geo-exploration and Mineral Development. 1993. Regional Geology of Xinjiang Uygur Autonomous Region[M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese).
- Zhang Jiaqiang, Liu Zhixun, Qian Jialin, Liu Zhaojun, Li Shuyuan, Zhu Jianwei, Wang Dejie, Wang Jianqiu, Chen Huijun, Meng Qingtao, Xu Shengchuan, Liu Zhong, Wen Zhiliang, Zhang Xinan, Zhang Yingxin. Liu Rong. 2009. Feasibility of Developing Oil Shale Industry in China[M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese).
- Zheng Rongcai, Liu Meiqing. 1999. Study on palaeosalinity of Chang-6 oil reservoir set in Ordos Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 20(1): 20–25 (in Chinese with English abstract).
- Zheng Yiding, Lei Yuhong, Zhang Liqiang, Wang Xiangzeng, Zhang

- Lixia, Jiang Chengfu, Chneg Ming, Yu Yuxi, Tian Fei, Sun Binghua. 2015. Characteristics of element geochemistry and paleo sedimentary environment evolution of Zhangjiatan shale in the southeast of Ordos Basin and its geological significance for oil and gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(7): 1395–1404 (in Chinese with English abstract).
- Zhong Hongli, Pu Renhai, Yan Hua, Zhao Ming, Xu Jing. 2012. Analysis on paleosalinity and paleoenvironment of Late Paleozoic in Tarim Basin[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 42(1): 74–81 (in Chinese with English abstract).
- ### 附中文参考文献
- 白云来. 2008. 准噶尔盆地东南缘油页岩的开发前景[J]. *新疆石油地质*, 29(4): 462–465.
- 陈志勇, 肖传桃, 张伟道, 刘莉. 2006. 吉木萨尔地区仓房沟群高分辨率层序地层学研究[J]. *石油天然气学报*, 28(2): 12–16.
- 邓宏文, 钱凯. 1993. 沉积地球化学与环境分析[M]. 甘肃: 甘肃科学技术出版社.
- 高苑, 王永莉, 何大祥, 孟培, 吴应琴, 王自翔, 汪亘, 张虹, 巩俊成, 杨辉, 王有孝. 2013. 准噶尔盆地东南缘油页岩有机地球化学特征及含气潜力[J]. *天然气地球科学*, 24(6): 1196–1204.
- 高智梁, 康永尚, 刘人和, 拜文华. 2011. 准噶尔盆地南缘芦草沟组油页岩地质特征及主控因素[J]. *新疆地质*, 29(2): 75–79.
- 郭睿, 李松臣, 屈晓荣. 2016. 油页岩地球物理测井方法技术综述[J]. *中外能源*, 21(11): 35–43.
- 国土资源部油气资源战略研究中心, 吉林大学. 2010. 全国油页岩资源评价[M]. 北京: 中国大地出版社.
- 韩吟文, 马振东, 张宏飞, 张本仁, 李方林, 高山, 鲍征宇. 2003. 地球化学[M]. 北京: 地质出版社.
- 李成博, 郭巍, 宋玉勤, 杜江峰. 2006. 新疆博格达山北麓油页岩成因类型及有利区预测[J]. *吉林大学学报(地)*, 36(6): 949–953.
- 李婧婧. 2009. 博格达山北麓二叠系芦草沟组油页岩地球化学特征研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京).
- 刘传联, 徐金鲤. 2002. 生油古湖泊生产力的估算方法及应用实例[J]. *沉积学报*, 20(1): 144–150.
- 刘洋, 刘招君, 柳蓉, 孟庆涛, 张健, 史冀忠, 杜江峰. 2007. 抚顺盆地始新统计军屯组油页岩地球化学特征及其沉积环境. *世界地质*, 26(4): 441–446.
- 柳蓉, 刘招君, 刘洋, 孟庆涛, 史冀忠, 张健, 杜江峰. 2008. 抚顺盆地始新统计军屯组油页岩富矿成矿机制[J]. *大庆石油地质与开发*, 27(2): 47–49.
- 刘招君, 杨虎林, 董清水, 朱建伟, 郭巍, 叶松青, 柳蓉, 孟庆涛, 张华龙, 甘树才. 2009. 中国油页岩[M]. 北京: 石油工业出版社, 99–102.
- 刘招君, 孙平昌, 柳蓉, 孟庆涛, 胡菲. 2016. 敦密断裂带盆地群油页岩特征及成矿差异分析. *吉林大学学报(地球科学版)*, 46(4): 1090–1099.
- 马宝林, 温常庆. 1991. 塔里木沉积岩形成演化与油气[M]. 北京: 科学出版社, 36–60.
- 苗建宇. 2001. 新疆北部主要盆地二叠系烃源岩沉积环境与生烃特征[D]. 西安: 西北大学.
- 南京大学地质学系. 1979. 地球化学[M]. 北京: 科学出版社.
- 彭雪峰, 汪立今, 姜丽萍. 2011. 准噶尔盆地东南缘二叠系芦草沟组沉积环境分析[J]. *新疆大学学报(自然科学版)*, 28(4): 395–400.
- 彭雪峰, 汪立今, 姜丽萍. 2012. 准噶尔盆地东南缘芦草沟组油页岩元素地球化学特征及沉积环境指示意义[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 31(2): 121–127.
- 商斐, 周海燕, 刘勇, 周学先, 王岚, 毕赫, 王国昌, 宋力, 陈睿倩. 2020. 松辽盆地嫩江组泥页岩有机质富集模式探讨——以嫩江组一、二段油页岩为例[J]. *中国地质*, 47(1): 236–248.
- 同济大学海洋地质系. 1980. 海、陆相地层辨认标志[M]. 北京: 科学出版社.
- 王东营, 汤达祯, 苟明福, 王烽, 陶树, 高冠峰. 2007. 准噶尔南缘阜康地区芦草沟组油页岩地质特征[J]. *中国石油勘探*, 6: 18–22, 71.
- 王随继, 黄杏珍, 妥进才, 邵宏舜, 闫存凤, 王寿庆, 何祖荣. 1997. 泌阳凹陷核桃园组微量元素演化特征及其古气候意义[J]. *沉积学报*, 15(1): 65–70.
- 王怡然, 吴天琦, 田继军, 杨曙光, 王长江, 张国庆, 韦波, 李乐, 樊奇. 2016. 准噶尔盆地南缘页岩气形成条件与有利区预测[J]. *中国地质*, 43(1): 288–297.
- 吴雅明. 2013. 油页岩测井识别. *中国石油和化工标准与质量*, (15): 149–150.
- 新疆维吾尔自治区地质矿产局. 1993. 新疆维吾尔自治区区域地质志[M]. 北京: 地质出版社.
- 张家强, 刘志逊, 钱家麟, 刘招君, 李术元, 朱建伟, 王德杰, 王剑秋, 陈会军, 孟庆涛, 许圣传, 刘忠, 温志良, 张新安, 张迎新, 柳蓉. 2009. 中国发展油页岩产业的可行性[M]. 北京: 地质出版社.
- 郑荣才, 柳梅青. 1999. 鄂尔多斯盆地长6油层组古盐度研究[J]. *石油与天然气地质*, 20(1): 20–25.
- 郑一丁, 雷裕红, 张立强, 王香增, 张丽霞, 姜呈馥, 程明, 俞雨溪, 田飞, 孙兵华. 2015. 鄂尔多斯盆地东南部张家滩页岩元素地球化学、古沉积环境演化特征及油气地质意义[J]. *天然气地球科学*, 26(7): 1395–1404.
- 钟红利, 蒲仁海, 闫华, 赵明, 许璟. 2012. 塔里木盆地晚古生代古盐度与古环境探讨[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 42(1): 74–81.