

内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井下二叠统 寿山沟组细碎屑岩有机地球化学特征



Pre-pub. on line: www.
geojournals.cn/georev

娄鹏程¹⁾, 苗忠英^{2,3)}, 施立志³⁾, 阮壮¹⁾, 汪彪¹⁾, 徐其辉¹⁾

1) 中国地质大学(北京)地球科学与资源学院, 北京, 100083;

2) 自然资源部盐湖资源与环境重点实验室, 北京, 100037;

3) 中国地质科学院矿产资源研究所, 北京, 100037

内容提要: 下二叠统寿山沟组被视为二连盆地及其外围古生界重要的生烃层位,但是针对该套地层的有机地球化学研究程度较低,前期采集的样品多出露地表受风化作用影响严重,井下岩芯样品的有机地球化学研究还鲜有报道。本文以西乌旗地区 MXD-1 井下二叠统寿山沟组岩芯样品为主要研究对象,通过分析有机质丰度、有机质成熟度、有机质类型并结合有机分子地球化学特征,深入探讨了寿山沟组细碎屑岩油气资源潜力和古环境意义。研究结果表明:① MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩总有机碳含量(TOC)介于0.26%~0.63%之间,平均值为0.41%;生烃潜量(S_1+S_2)介于0~0.81%之间,平均值为0.04%;镜质体反射率(R_o)介于3.85%~4.36%之间,平均值为4.10%;腐泥组、壳质组、镜质组和惰质组的相对含量分别为66%、18%、16%;② m/z 217 质量色谱图上规则甾烷相对峰高呈“L”型,甾烷 C_{27} — C_{28} — C_{29} 判别图中 C_{27} 甾烷具有明显优势;③ Pr/Ph 值分布在0.49~1.23之间,平均值为0.61;伽马蜡烷指数为0.11~1.22,平均值为0.37; C_{23} -三环萜烷的相对含量为0.24~1.40,平均值为0.73。结合已有的区域地质调查成果分析后认为:研究区寿山沟组细碎屑岩主体沉积于半深海环境,水体盐度较高、还原性强;有机物源具有陆生和水生双重补给,有机质主体属于II₁型;所分析的样品有机质丰度较低、成熟度较高,但是从沉积环境和有机质类型的角度判识,西乌旗地区寿山沟组细碎屑岩在油气勘查工作中是不容忽视的烃源岩,下一步研究工作需重点关注优质烃源岩的形成机理和有利分布区。

关键词: 二连盆地;寿山沟组;细碎屑岩;有机地球化学;沉积环境

内蒙古西乌旗地区位于二连盆地东南部边缘,区域内发育的石炭系—二叠系长期以来被视为二连盆地中—新生界沉积盆地的变质褶皱基底而被油气勘探工作所忽视。本文根据 MXD-1 井岩芯样品的镜质体反射率并结合前人的相关研究(韩春元等, 2011;张永生等, 2011;公繁浩等, 2013a)认为:该区域的细碎屑岩仅局部发生接触变质和热变质,并没有遭受区域变质作用;烃源岩现今主体热演化至高成熟阶段,烃类产物应以凝析油气为主。因此针对该层系开展油气资源基础地质调查具有重要意义。

此外,在天山—兴蒙构造带上,准噶尔盆地(巩书华等, 2013)、三塘湖(Liu Bo et al., 2017, 2018)和银额盆地(卢进才等, 2010)都在石炭系—二叠系获得了油气勘查工作的突破。二连盆地石炭纪—二叠

纪与上述盆地具有类似的构造背景、沉积演化与沉积建造特征及相似的构造改造历程(卢进才等, 2018a),但是,与之相关的油气基础地质调查工作还在争议中艰难前行。所以,取得的每一点新认识都是该区油气地质调查工作向前迈进的一大进步。

本文拟重点分析西乌旗地区 MXD-1 井下二叠统寿山沟组岩芯样品的有机地球化学特征,从中解析有机质来源、保存环境以及油气资源潜力等基础油气地质问题,以期为实现二连盆地“新区新层系”的油气勘探突破提供有益的参考,同时也为二叠系古环境重建提供新的资料。

1 地质背景

二连盆地是由许多具有相似构造发育史、分散

注:本文为中国地质调查局地质调查二级项目(编号:DD20190099、DD20160168、DD20201115)、国家自然科学基金面上资助项目(编号:41572098)的成果。

收稿日期:2020-05-30;改回日期:2020-11-02;网络首发:2021-02-20;责任编辑:刘志强。Doi:10.16509/j.georeview.2021.02.***

作者简介:娄鹏程,男,1995年生,硕士研究生,矿物学、岩石学、矿床学专业;Email:525009010@qq.com。通讯作者:苗忠英,男,1982年生,副研究员,主要研究方向为油气和钾盐等沉积型矿产资源的成因机理和分布规律;Email:zhymiao@foxmail.com。

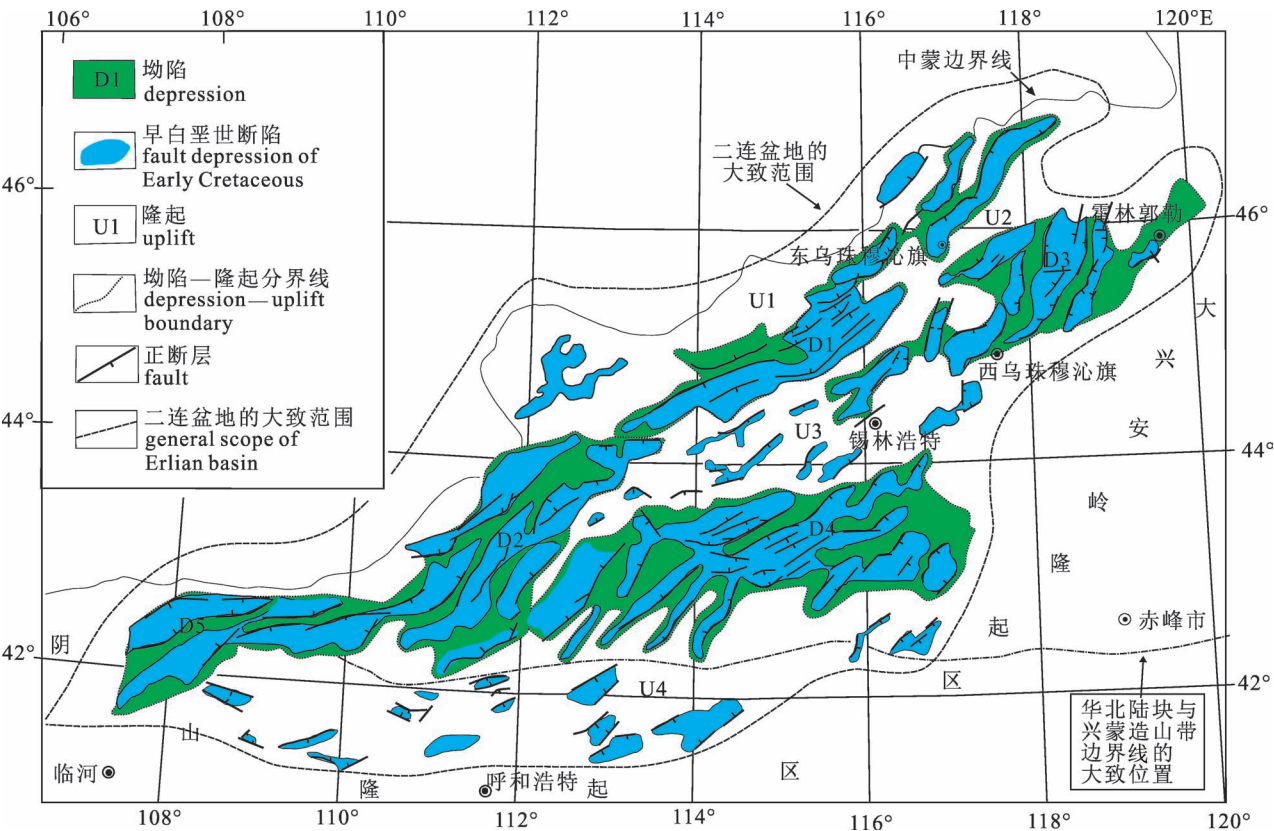


图 1 二连盆地构造单元划分(漆家福等,2015)

Fig. 1 The distribution of tectonic units in Erlian basin (from Qi Jiafu et al. , 2015&)

D1—马尼特拗陷;D2—乌兰察布拗陷;D3—乌尼特拗陷;D4—腾格尔拗陷;D5—川井拗陷;U1—巴音宝力格隆起;
U2—东乌珠穆沁隆起;U3—苏尼特隆起;U4—温都尔庙隆起
D1—Manite depression; D2—Wulanchabu depression; D3—Wunite depression; D4—Tengger depression; D5—Chuanjing
depression; U1—Bayinbaolige uplift; U2—Dong Ujimqin uplift; U3—Sunite uplift; U4—Wenduer Temple uplift

的小型湖盆组成的中—新生代盆地群,盆地北部以巴音宝力格隆起为界,东界为大兴安岭隆起,南部边界近阴山隆起区(费宝生,2002;漆家福等,2015)。漆家福等(2015)按照我国石油天然气行业的含油气盆地构造单元划分标准(SY/T 5978-94)将二连盆地划分为马尼特、乌兰察布、川井、乌尼特、腾格尔5个拗陷和巴音宝力格、东乌珠穆沁、苏尼特、温都尔庙4个隆起共计9个二级构造单元(图1)。

二连盆地在内蒙古西乌旗地区发育的二级构造单元主要为乌尼特拗陷,区域构造上位于华北板块和西伯利亚板块所夹持的兴蒙造山带(中亚构造带)东段(黄汲清等,1977;张兴洲等,2008;李锦轶等,2009)。该区域晚古生代沉积地层主要为石炭系—二叠系的格根敖包组、本巴图组、阿木山组、寿山沟组、大石寨组和哲斯组(表1)。

其中,寿山沟组是本文重点的研究对象。它是由陶南生等(1975)创名,创名地点在吉林省桦甸县

榆木桥乡东约3 km的寿山沟。主要根据寿山沟两侧石灰岩中发现的栖霞期珊瑚化石和蜓类化石不同于茅口期的范家屯组,因此称寿山沟组。郑月娟等(2013)通过研究西乌旗地区的碎屑锆石认为该区寿山沟组属于大石寨组的同时异相沉积,因时代归属问题并非本文研究重点,故本文仍沿用寿山沟组。1:25万西乌珠穆沁旗幅区调报告^①中指出测区东南部、西乌旗西北部和测区东部的哈日根台地区广泛出露有黄灰色、灰色、黑色砾岩,含砾砂岩,粉砂岩夹灰岩薄层或透镜体等粗碎屑岩,以及灰黑色泥质粉砂岩、粉砂质板岩、变质泥岩夹长石石英砂岩、砾岩或瘤状灰岩。

关于研究区寿山沟组沉积环境的认识还未统一:有学者认为它沉积于半深海环境,具有复理石相沉积的特征,并推断其为海底扇沉积(公繁浩等,2013b);也有研究认为寿山沟组主要出露于锡林浩特—西乌旗一带,在出露区西南部为滨海—浅海环

表 1 内蒙古二连盆地及其外围石炭系—二叠系地层简表

Table1 Carboniferous—Permian stratigraphic division in the Erlian basin and its surrounding areas								
年代地层			岩石地层		岩性描述			
古 生 界	二 叠 系	中统	哲斯组		黄绿色、灰色砾岩、砂砾岩、杂砂岩、长石砂岩、黑色板岩、生物碎屑灰岩夹凝灰质岩石。			
			大石寨组		上部紫灰色、灰色流纹岩，流纹质火山角砾岩、安山岩夹凝灰质砂岩；下部灰绿色、绿色细碧岩、辉绿岩、玄武岩和灰岩透镜体。			
		下统	寿山沟组		上部灰黑色泥质粉砂岩、粉砂质板岩、变质泥岩夹砂岩、砾岩或瘤状灰岩。下部黄灰色、灰色、黑色砾岩、含砾砂岩、粉砂岩夹灰岩薄层。			
	石炭系		阿木山组	本巴图组	格根敖包组	以厚层灰岩为特征，夹砂岩、砂砾岩。	灰绿色长石砂岩、杂色砾岩夹灰岩、粉砂质板岩。	上部杂色凝灰质砾岩、砂岩、粉砂岩夹灰岩透镜体。 下部灰绿岩、安山岩、火山碎屑岩。
	乌斯尼黑蛇绿岩			超基性岩，辉长—辉绿岩、变玄武岩、硅质岩				
	锡林郭勒片麻岩			黑云斜长片麻岩、黑云角闪斜长片麻岩、黑云片岩、二云片岩、黑云石英片岩、斜长角闪岩、角闪斜长片麻岩及灰白色大理岩组合。				

表 2 内蒙古西乌旗地区寿山沟组有机地球化学研究现状

Table 2 Organic geochemical status in Shoushangou Formation, Xi Ujimqin Banner of Inner Mongolia							
岩性	TOC(%)	(S ₁ +S ₂)(%)	R _o (%)	δ ¹³ C _{PDB} (‰)	t _{max} (℃)	K. I(°)	数据来源
泥质岩类	$\frac{0.73(11)}{0.25 \sim 0.72}$	/	/	/	/	/	韩春元等,2011
砂质板岩类	$\frac{0.78(7)}{0.60 \sim 0.96}$	$\frac{0.04(7)}{0.03 \sim 0.06}$	$\frac{0.71(7)}{1.67 \sim 1.77}$	$\frac{-23.2(7)}{-24.1 \sim -22.6}$	$\frac{479(7)}{421 \sim 560}$	$\frac{0.42(7)}{0.34 \sim 0.51}$	公繁浩等,2013a

注:分数的分子表示平均值;分子中括弧内表示样品数;分母表示数值分布范围;TOC—总有机碳含量;S₁+S₂—生烃潜量;R_o—干酪根镜质体反射率;δ¹³C_{PDB}—干酪根碳同位素;t_{max}—热解峰温;K. I—伊利石结晶度。
Note: The numerator of the fraction represents the average value; The number of samples is expressed in brackets in the molecule. The denominator represents the range of value distribution; TOC—organic carbon content; S₁ + S₂—potential hydrocarbon generation; R_o—kerogen vitrinite reflectance; δ¹³C_{PDB}—kerogen carbon isotope; t_{max}—pyrolysis peak temperature; K. I—illite crystallinity

境,东北部为半深海—深海环境(韩春元等,2011)。周成林等(2019)通过暗色泥岩的主微量元素等地球化学特征综合分析认为古亚洲洋在早二叠世可能并未闭合,洋壳俯冲作用导致该区下二叠统寿山沟组泥岩的沉积。可见,尽管对于寿山沟组沉积环境的认识存在争议,但是它主体受海相环境的影响是各家的共识。

关于寿山沟组细碎屑岩有机地球化学特征的研究目前公开报道还比较少(表2)。韩春元等(2011)研究认为:①西乌旗地区(贵钦坤兑剖面)下二叠统寿山沟组有机质丰度达到好烃源岩标准;②有机质类型属于Ⅱ₂~Ⅲ型;③热演化程度总体处于成熟—凝析油湿气阶段,具有较大的油气资源潜力。公繁浩等(2013a)研究认为:①西乌旗地区(塔宾庙林场剖面)下二叠统寿山沟组暗色泥页岩的有机质丰度达到了中等—好烃源岩标准;②有机质来源以高等植物为主,干酪根类型以Ⅲ型为主;③有机质演化进入高一过成熟阶段,是潜在的气源岩;施立志等(2020)的研究进展报道了蒙西地1井烃源岩的一些基础有机地球化学信息:①有效烃源岩的TOC为0.40%~1.05%;②干酪根有机质类型主要为Ⅱ₂和

Ⅲ型;③R_o值为2.06%~3.67%。

2 样品来源

2018年中国地质科学院矿产资源研究所在西乌旗地区依托《二连盆地及外围石炭系—二叠系油气地质调查》项目部署了MXD-1井,其地理位置为东经117°39′43″,北纬44°38′46″,完钻井深1500 m。根据区域地质调查成果^①显示井口周围出露地层主要为第四系和寿山沟组,寿山沟组岩性稳定,与上覆地层大石寨组和下伏地层阿木山组、本巴图组均为不整合接触,区域内褶皱和断层较发育(图2)。

MXD-1井钻遇地层为第四系和下二叠统寿山沟组,主岩性为灰黑色泥岩、含粉砂泥岩和粉砂质泥岩,寿山沟组未钻穿。笔者根据地层岩性特征,选取了36件细碎屑岩岩芯样品进行有机地球化学分析测试,取样位置分布在291.40~1224.05 m之间(图3)。

3 分析测试结果

样品在中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室进行了相关分析和测试。主要测试

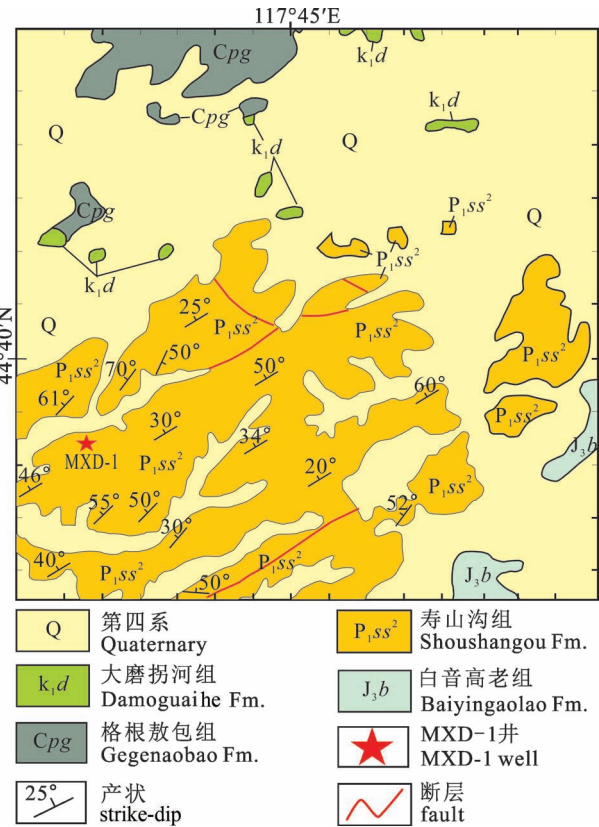


图2 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井的位置及地质简图
(据沈阳地质矿产研究所^①修改)

Fig. 2 Location and geological map of MXD-1 Well in Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia(after Institute of Geology and Mineral Resources of Shenyang^①)

结果见表3。

3.1 有机质丰度

有机质丰度是烃源岩生烃潜力评价的重要依据,主要评价指标为总有机碳含量(*TOC*)、生烃潜量(*S₁*+*S₂*)等(黄第藩等,1982;陈建平等,1997;邱文波,2019)。MXD-1井采取的36块细碎屑岩的*TOC*在0.26%~0.63%,平均值为0.41%(图4);*S₁*+*S₂*为0~0.81‰,平均值为0.04‰。

3.2 有机质成熟度

镜质体反射率(*R_o*)随烃源岩热演化程度增加而增长且具有不可逆性,是评价有机质成熟度较可靠的指标(Tissot et al., 1984;郝芳等,1988;任战利等,1994;程顶胜,1998)。MXD-1井的36块细碎屑岩样品*R_o*值分布在3.85%~4.36%之间,平均值为4.10%,明显处于过成熟的热演化阶段。但是,随着深度的增加,*R_o*整体依然有增大的趋势(图5),反映了镜质体反射率还未热演化至终点。

结合其他学者(公繁浩等,2013a;施立志等,

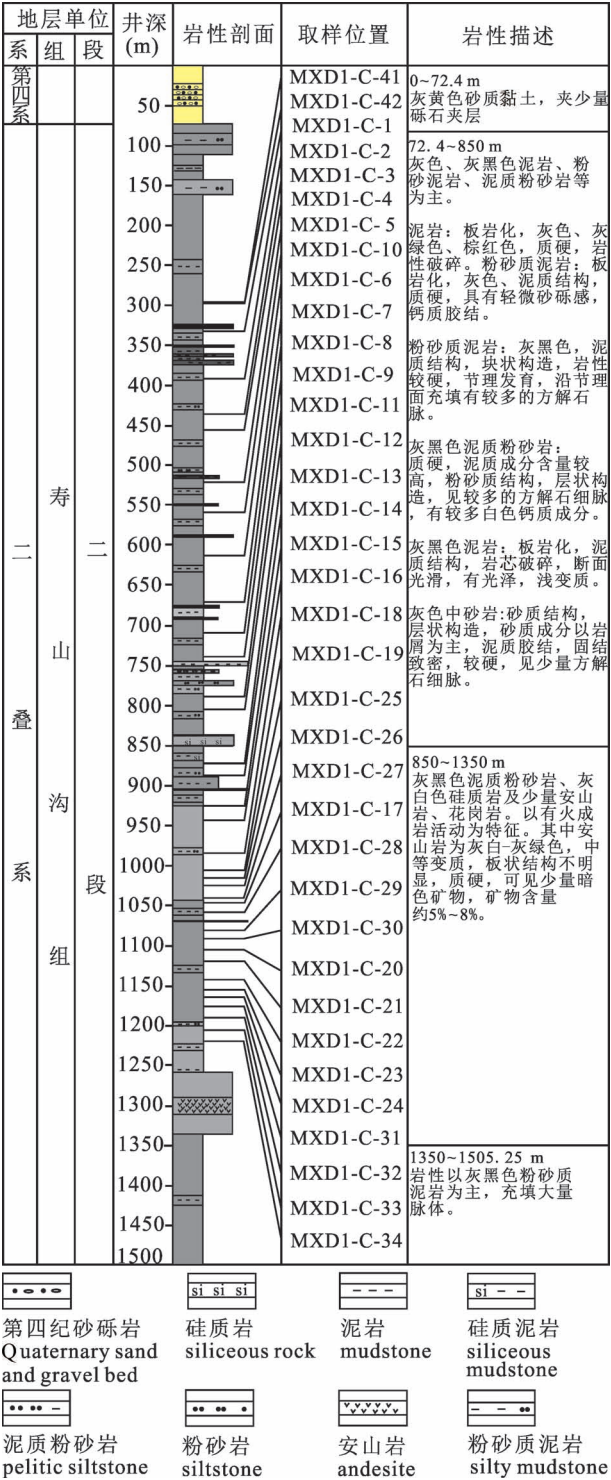


图3 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井取样位置及岩性柱状图

Fig. 3 Lithological column and sampling point in MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner of Inner Mongolia

2020)的研究结果可知,寿山沟组烃源岩*R_o*值分布在1.67%~4.36%之间。因此,我们认为寿山沟组烃源岩整体热演化至高—过成熟阶段,其生烃产物

表 3 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩有机地球化学特征

Table 3 Organic geochemical characteristics of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia								
序号	样品号	岩性	深度(m)	R_o (%)	TOC(%)	t_{max} (℃)	(S_1+S_2)(%)	$\delta^{13}C_{PDB}$ (‰)
1	MXD1-C-41	黑色—灰黑色粉砂质泥岩	291.40	4.13	0.37	498	0.01	-23.3
2	MXD1-C-42	黑色—灰黑色泥质粉砂岩	291.68	4.04	0.27	434	0.02	-23.8
3	MXD1-C-1	团块状黑色泥岩	337.90	3.92	0.37	459	0.05	-23.5
4	MXD1-C-2	黑色粉砂质泥岩	393.85	4.12	0.48	379	0.03	-23.6
5	MXD1-C-3	含黄铁矿的黑色泥岩	433.64	3.85	0.58	472	0.03	-23.9
6	MXD1-C-4	黑色泥岩	467.88	4.08	0.36	511	0.02	-23.4
7	MXD1-C-5	黑色泥质断层角砾岩	521.43	3.92	0.28	451	0.02	-23.5
8	MXD1-C-10	黑色泥岩	567.95	3.91	0.42	352	0.03	-23.3
9	MXD1-C-6	黑色粉砂质泥岩	621.25	3.99	0.52	387	0.03	-22.7
10	MXD1-C-7	灰黑色含钙质泥岩	684.45	3.92	0.37	471	0.02	-22.7
11	MXD1-C-8	深灰黑色含粉砂质泥岩	712.93	3.99	0.39	458	0.01	-22.7
12	MXD1-C-9	黑色泥岩	742.67	4.00	0.42	491	0.03	-22.7
13	MXD1-C-11	灰黑色泥质粉砂岩	786.79	4.18	0.47	464	0.02	-22.6
14	MXD1-C-12	黑色含钙粉砂质泥岩	809.87	4.08	0.50	467	0.02	-22.7
15	MXD1-C-13	黑色粉砂质泥岩	866.27	4.28	0.50	360	0.04	-22.7
16	MXD1-C-14	灰黑色泥质粉砂岩	892.38	4.26	0.41	487	0.00	-22.7
17	MXD1-C-15	灰黑色泥质粉砂岩	922.68	4.16	0.35	510	0.00	-23.3
18	MXD1-C-16	灰色含钙泥质粉砂岩	948.38	4.00	0.34	429	0.02	-22.9
19	MXD1-C-18	黑色泥质粉砂岩	979.59	4.20	0.31	462	0.02	-22.7
20	MXD1-C-19	灰黑色泥质粉砂岩	1002.77	4.20	0.45	492	0.01	-22.7
21	MXD1-C-25	深灰黑色粉砂质泥岩	1011.80	4.34	0.63	449	0.02	-24.4
22	MXD1-C-26	黑色泥岩	1030.75	4.12	0.48	391	0.01	-22.8
23	MXD1-C-27	黑色泥岩	1042.65	4.36	0.27	431	0.02	-24.1
24	MXD1-C-17	黑色炭质泥岩	1048.60	4.00	0.51	347	0.02	-22.9
25	MXD1-C-28	深灰色黑色粉砂质泥岩	1059.60	4.25	0.41	376	0.02	-22.8
26	MXD1-C-29	黑色粉砂质泥岩	1070.30	4.31	0.43	362	0.03	-22.8
27	MXD1-C-30	黑色粉砂质泥岩	1086.10	4.18	0.32	505	0.02	-22.9
28	MXD1-C-20	灰黑色粉砂质泥岩	1101.40	4.15	0.32	487	0.02	-22.8
29	MXD1-C-21	黑色粉砂质泥岩	1122.39	4.20	0.47	482	0.02	-23.1
30	MXD1-C-22	黑色泥岩	1141.48	3.93	0.54	371	0.02	-22.9
31	MXD1-C-23	灰黑色絮状泥质粉砂岩	1151.80	4.12	0.61	464	0.02	-22.7
32	MXD1-C-24	灰黑色含泥粉砂岩	1166.80	4.14	0.44	502	0.00	-22.7
33	MXD1-C-31	黑色粉砂质泥岩	1177.20	4.09	0.33	434	0.02	-23.0
34	MXD1-C-32	黑色泥岩	1194.30	4.09	0.43	388	0.81	-22.8
35	MXD1-C-33	灰色粉砂质泥岩	1209.30	4.26	0.26	369	0.06	-22.9
36	MXD1-C-34	含方解石黑色泥岩	1224.05	4.09	0.30	384	0.04	-23.2

应以凝析气、干气、原油裂解气为主,还应含有少量原油裂解后形成的稠油。

3.3 有机质类型

划分有机质类型常用的方法包括干酪根元素法、烃源岩热解分析、干酪根碳同位素分析(黄第藩等,1982; Mukhopadhyay et al., 1985; 刘洛夫等, 1997;王万春等,1997;熊永强等,2004)、有机显微组分和生物标志化合物分析等(李贤庆等,2002;李志明等,2010)。受烃源岩演化至高—过成熟阶段的影响,有些方法较难有效区分有机质类型。例如:干酪根元素中,随着成熟度增加,H 和 O 元素逐渐消

耗,H/C 和 O/C 原子比逐渐减小并聚集在类型判识图的坐标原点附近,因此不同类型有机质之间的 H/C 和 O/C 原子比很难区分(唐友军等,2013;李春鹏等,2017)。本文所分析的 MXD-1 井干酪根元素数据主体聚集在范式图的角点附近,不能有效区分有机质类型(图 6)。

同样,受烃源岩演化至过成熟阶段的影响,热解参数也很难区分有机质的类型。因为在生烃演化史中,高—过成熟的烃源岩已经通过干酪根热降解从烃源岩中大量排烃,导致生烃之后的岩芯样品在实验中再次热解的生烃量(S_2)非常低,进而不同类型

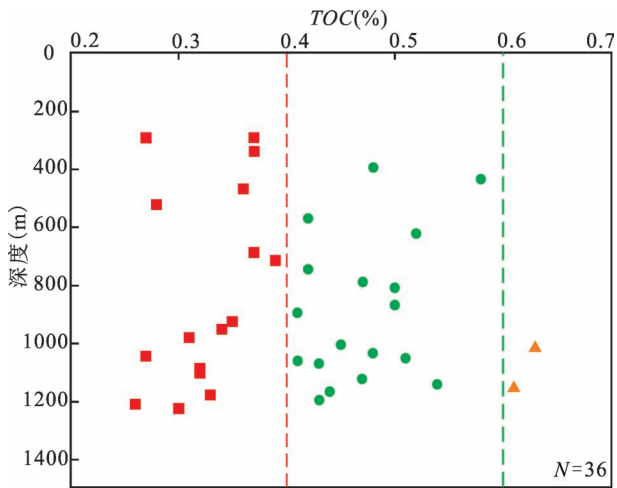


图 4 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩有机碳含量分布

Fig. 4 Distribution of organic carbon of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

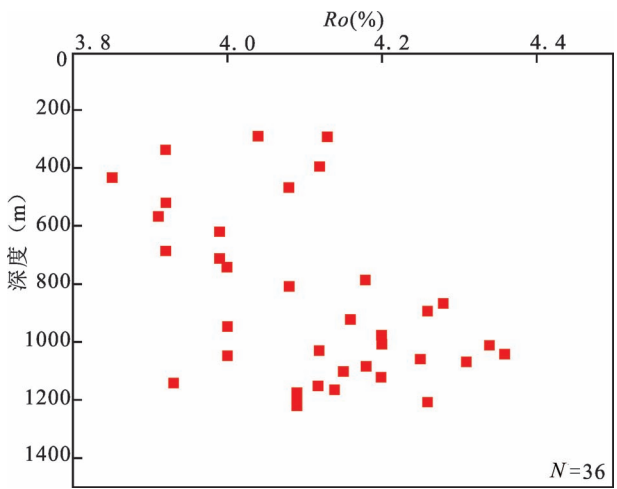


图 5 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组镜质体反射率(R_o)随深度关系图

Fig. 5 The Vitrinite reflectance (R_o) relative to depth of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

的有机质样品的氢指数也会较低,不能有效区分。本文所分析的样品即存在这种情况,在 $IH-t_{max}$ 有机质类型判识图中几乎所有的数据都紧邻 X 坐标轴,因而不能有效区分有机质类型(图 7)。

黄第藩(1984)提出了干酪根碳同位素($\delta^{13}C_{PDB}$)划分有机质类型的标准:标准腐殖型

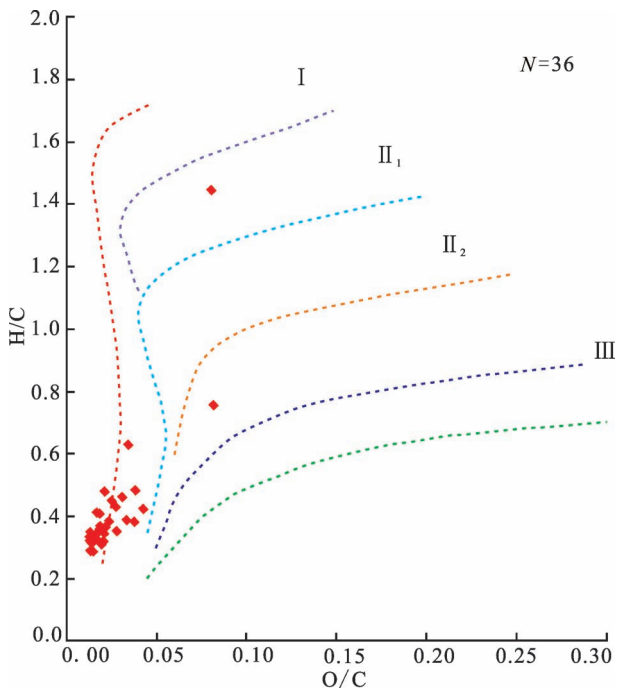


图 6 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩干酪根组成范式图

Fig. 6 The source rock kerogen composition of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

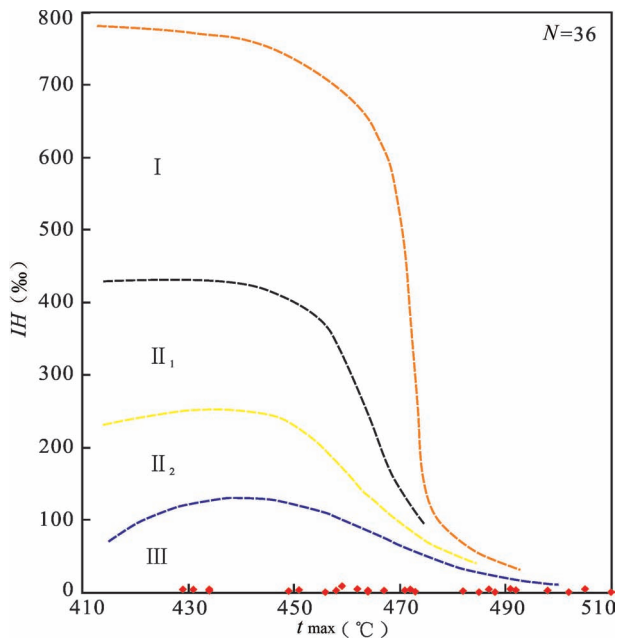


图 7 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩 $IH-t_{max}$ 图

Fig. 7 $IH-t_{max}$ of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

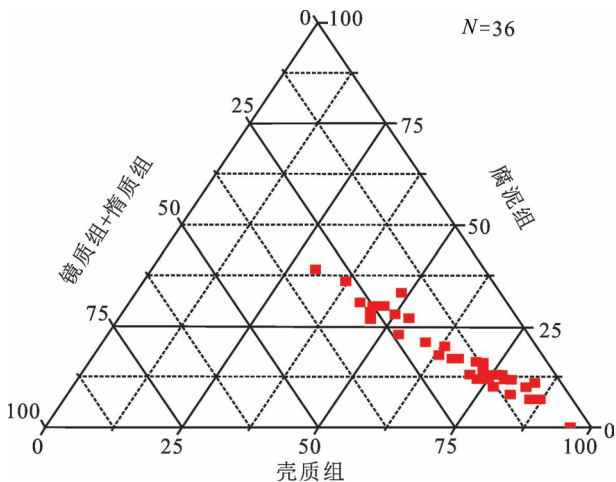


图 8 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩有机质显微组分

Fig. 8 Micro composition of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

(II_2)-22.5‰~ -24.5‰;含腐泥的腐殖型(II_1)-24.5‰~ -26.0‰;混合型(II)-26.0‰~ -27.0‰;含腐殖的腐泥型(I_2)-27.0‰~ -28.0‰;标准腐泥型(I_1)-28.0‰~ -29.0‰。MXD-1 井样品的干酪根碳同位素分布范围在-22.4‰~-22.6‰之间,平均值为-23.1‰,按上述分类方法属于 II_2 型。但是这种划分结果仍然受烃源岩热演化程度较高的影响,误差较大。而且古沉积环境、古大气、 CO_2 分压、古有机质生产力等因素对碳同位素的影响还未加考虑。

有机质显微组分是对有机质原始母质的直观反映,多数情况下可以比较客观地确定有机质类型(熊波等,2001;苗忠英等,2011)。因此,本文划分有机质类型的主要依据是有机质显微组分的相对含量。

一般而言,烃源岩显微组分中,腐泥组和壳质组是主要的富氢组分,含量越高,生烃能力越强(王铁冠等,1994)。本文所分析的 36 件干酪根样品有机显微组分相对含量为:腐泥组为 66%;壳质组为 18%;镜质组和惰质组为 16%(图 8)。这一结论既是对有机质原始特征的客观反映,也是对该区寿山沟组细碎屑岩历史生烃能力的一种肯定。

此外,有机显微组分相对含量衍生出了 TI 指数, $TI=[腐泥组含量\times 100+壳质组含量\times 50+镜质组含量\times (-75)+惰质组含量\times (-100)]/100$ 。通过 TI 指数划分的结果显示:MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩

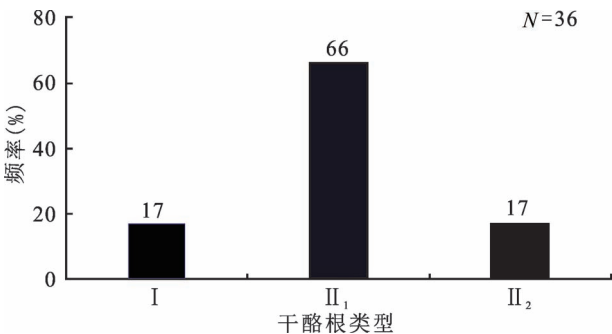


图 9 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩 TI 指数分布

Fig. 9 Distribution of TI of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

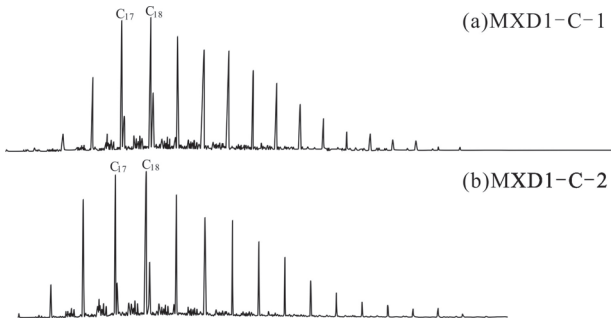


图 10 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩饱和烃气相色谱(m/z 85)

Fig. 10 GC of saturated hydrocarbon of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia (m/z 85)

有机质主体为 II_1 型(图 9)。

3.4 分子有机地球化学特征

3.4.1 饱和烃

本文所分析的样品中均检测出具有相似分布特征的正构烷烃系列,碳数分布范围为 $C_{14}\sim C_{31}$,主峰为 C_{18} ,整体呈前峰型(图 10)。 OEP (奇偶优势指数)为 0.55~1.25,平均值为 0.97; CPI (碳优势指数)为 0.82~2.09,平均值为 1.50,跨度较大且跨越界限严重,推测可能是受成熟度影响所致。

3.4.2 萜烷类

样品中检测出较完整的萜烷类分布,包括三环萜烷、四环萜烷、藿烷和伽马蜡烷(图 11)。其中,三环萜烷碳数分布范围为 $C_{19}\sim C_{29}$,以 C_{21} 和 C_{23} 三环萜烷为主峰呈双峰形态;四环萜烷的含量较低;藿烷碳数分布范围为 $C_{27}\sim C_{35}$,以 C_{30} 藿烷为主峰; Ts 和

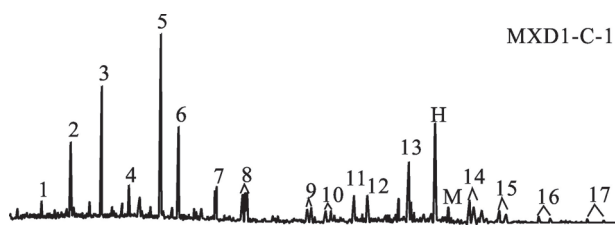


图 11 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组
细碎屑岩萜烷质量色谱图 (m/z 191)

Fig. 11 Terpane mass chromatogram (m/z 191) of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

1— $C_{19}\beta\alpha$ -三环萜烷; 2— $C_{20}\beta\alpha$ -三环萜烷; 3— $C_{21}\beta\alpha$ -三环萜烷; 4— $C_{22}\beta\alpha$ -三环萜烷; 5— $C_{23}\beta\alpha$ -三环萜烷; 6— $C_{24}\beta\alpha$ -三环萜烷; 7— $C_{25}\beta\alpha$ -三环萜烷 (R) + $C_{25}\beta\alpha$ -三环萜烷 (S); 8— $C_{26}\beta\alpha$ -三环萜烷 (R) + $C_{24}\beta\alpha$ -四环萜烷 + $C_{26}\beta\alpha$ -三环萜烷 (S); 9— $C_{28}\beta\alpha$ -三环萜烷 (R) + $C_{28}\beta\alpha$ -三环萜烷 (S); 10— $C_{29}\beta\alpha$ -三环萜烷 (R) + $C_{29}\beta\alpha$ -三环萜烷 (S); 11—Ts; 12—Tm; 13— C_{29} 降藿烷; H— C_{30} 藿烷; M— C_{30} 莫烷; 14— C_{31} 升藿烷 (22S) + (22R); 15— C_{32} 二升藿烷 (22S) + (22R); 16— C_{33} 三升藿烷 (22S) + (22R); 17— C_{34} 四升藿烷 (22S) + (22R)

1— $C_{19}\beta\alpha$ -tricyclic terpane; 2— $C_{20}\beta\alpha$ -tricyclic terpane; 3— $C_{21}\beta\alpha$ -tricyclic terpane; 4— $C_{22}\beta\alpha$ -tricyclic terpane; 5— $C_{23}\beta\alpha$ -tricyclic terpane; 6— $C_{24}\beta\alpha$ -tricyclic terpane; 7— $C_{25}\beta\alpha$ -tricyclic terpane (R) + $C_{25}\beta\alpha$ -tricyclic terpane (S); 8— $C_{26}\beta\alpha$ -tricyclic terpane (R) + C_{24} -tetracyclic terpane + $C_{26}\beta\alpha$ -tricyclic terpane (S); 9— $C_{28}\beta\alpha$ -tricyclic terpane (R) + $C_{28}\beta\alpha$ -tricyclic terpane (S); 10— $C_{29}\beta\alpha$ -tricyclic terpane (R) + $C_{29}\beta\alpha$ -tricyclic terpane (S); 11—Ts; 12—Tm; 13— C_{29} norhopane; H— C_{30} hopane; M— C_{30} moretane; 14— C_{31} homohopane (22S) + (22R); 15— C_{32} homohopane (22S) + (22R); 16— C_{33} homohopane (22S) + (22R); 17— C_{34} homohopane (22S) + (22R)

Tm 峰高几乎相同; $C_{31} \sim C_{35}$ 升藿烷峰高依次降低, 且“S”构型的峰高相对高于“R”构型, C_{35} 升藿烷含

量极低, 升藿烷指数平均值为 0.04; 此外, 还检测出伽马蜡烷的存在。

3.4.3 甾烷类

甾烷是真核生物 (包括藻、植物、动物) 的沉积标志物, 可以作为很强的生源指标, 因而常用来判识有机质的生源环境 (张水昌等, 2002; 任军虎等, 2006)。在 m/z 217 质量色谱图上 (图 12), MXD-1 井细碎屑岩 $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ 规则甾烷质量色谱图峰高呈“L”字型。

4 讨论

4.1 细碎屑岩中有机质的物源

有机质在烃源岩中主体以干酪根的形式存在。它现今的类型特征是物源和沉积环境综合作用后的体现, 也是生烃能力和产烃类型的直观反映。例如, 菌藻类有机物源形成的烃源岩多为 I ~ II₁ 型, 形成于海相或深湖相环境, 倾油性强; 高等植物类有机物源形成的烃源岩通常为 III 型, 多形成于沼泽环境, 生烃产物主体为天然气。

确定细碎屑岩中有机质物源的方法主要有烃源岩热解参数、干酪根元素分析、干酪根同位素分析、有机显微组分镜鉴和分子有机地球化学分析方法 (陈建渝, 1995; 吴敬禄等, 1996; 何江林等, 2010; 魏志福等, 2015)。由于有机显微组分镜鉴的方法直观, 受有机质丰度和热成熟度的影响相对较小, 因此是本项研究中区分有机质物源的主要方法。同时, 部分标志物在过成熟阶段具有较强的保持自身结构的能力 (王崇敬等, 2018), 可作为确定细碎屑岩中有机质物源的辅助参数。

4.1.1 干酪根有机显微组分

有机显微组分主要包括镜质组、惰质组、壳质

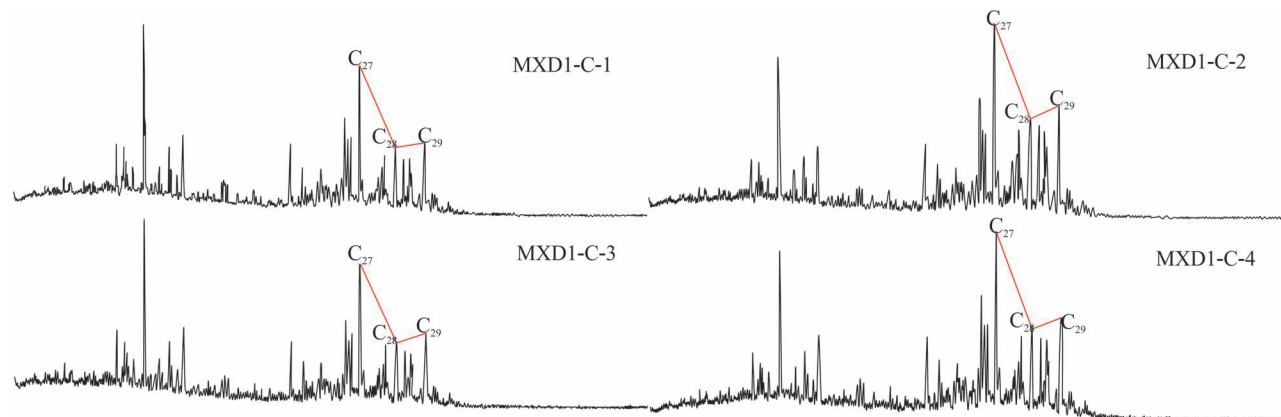


图 12 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩甾烷质量色谱图 (m/z 217)

Fig. 12 Sterane mass chromatogram (m/z 217) of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

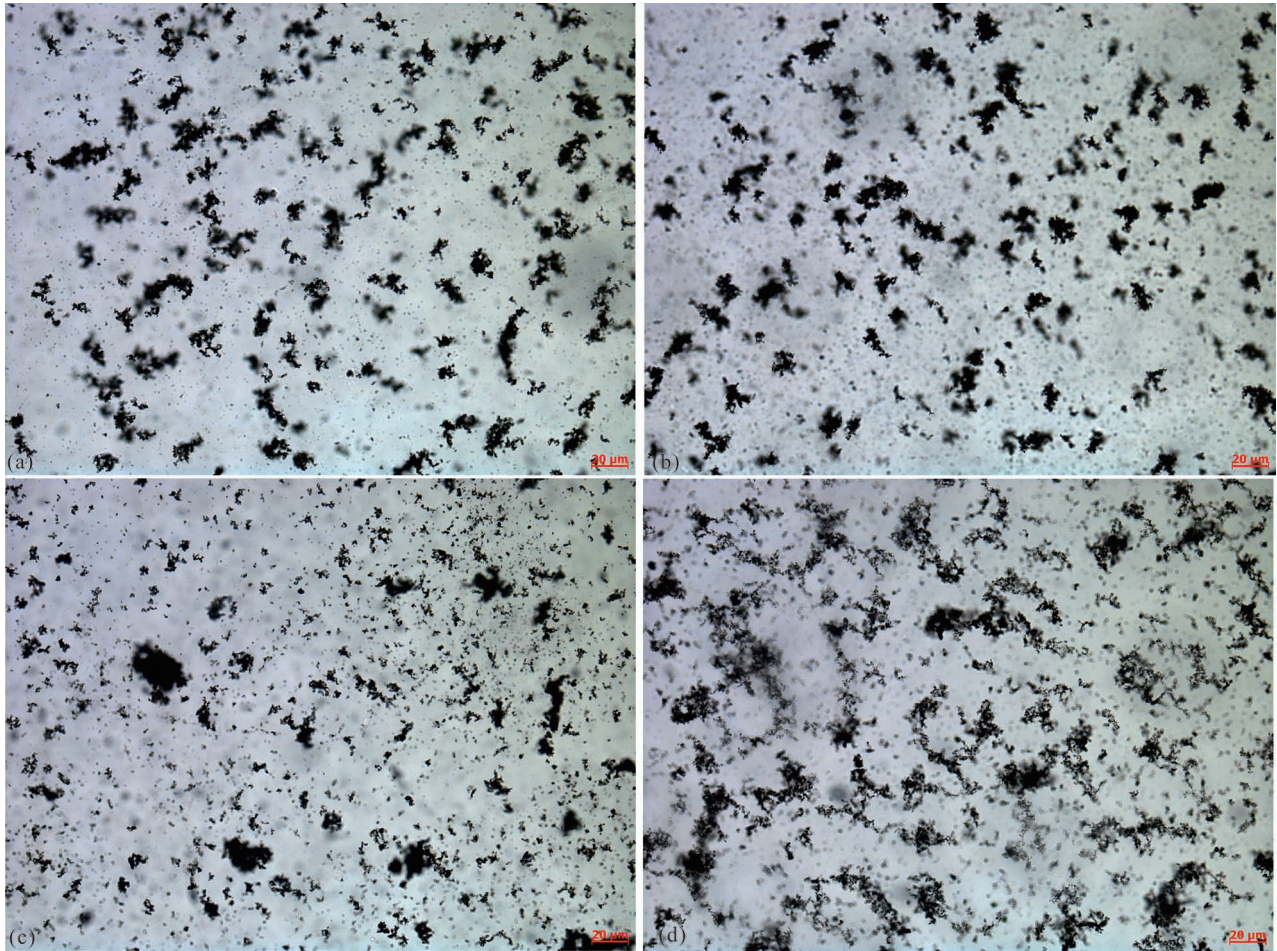


图 13 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组细碎屑岩有机显微组分镜下照片

Fig. 13 Microscopic photos of fine-grained clastic sedimentary rocks in Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

(a) MXD1-C-8, 712.93 m, 深灰黑色含粉砂质泥岩; (b) MXD1-C-12, 809.87 m, 黑色含钙粉砂质泥岩; (c) MXD1-C-16, 948.38 m, 灰色含钙质泥质粉砂岩; (d) MXD1-C-18, 979.59 m, 黑色泥质粉砂岩
(a) MXD1-C-8, 712.93 m, dark grey black of silty mudstone; (b) MXD1-C-12, 809.87 m, black calcium of bearing silty mudstone; (c) MXD1-C-16, 948.38 m, gray of calcareous argillaceous siltstone; (d) MXD1-C-18, 979.59 m, black of argillaceous siltstone

组、腐泥组四大类(李贤庆等,2000;倪春华等,2009;王永建等,2010;范文斐等,2016; Hackley et al., 2016)。其中高等植物的木质纤维经凝胶化作用形成镜质组,在丝炭化作用下转为惰质组,其膜质物质和分泌物是壳质组的主要来源;低等水生生物及其降解产物为腐泥组(侯读杰等,2003;朱俊章等,2007; Hackley et al., 2016)。

MXD-1 井细碎屑岩干酪根中检测到的有机显微组分主要包括腐泥组、镜质组、壳质组、惰质组。其中相对含量最多的是腐泥组(相对含量为 66%),镜质组含量很少;几乎不含惰质组(图 13)。因此推断有机质物源受陆源和水生生物的双重补给,水生生物的贡献较大。

4.1.2 甾烷的相对含量

甾烷类来源于真核生物中的甾醇。具有较高的热稳定性和抗微生物侵蚀的能力,是识别有机质母质来源的“指纹信息”(Huang Wen-Yen et al., 1976)。浮游生物中 C₂₇ 甾醇占绝对优势,而在高等植物中 C₂₈、C₂₉ 甾醇占绝对优势(姚丹姝等,1998)。MXD-1 井样品的甾烷 C₂₇—C₂₈—C₂₉ 判别图显示 C₂₇ 甾烷优势相对明显,在 m/z 271 质量色谱图中规则甾烷峰高呈“L”型,这也说明水生生物对样品中有机质富集的贡献相对较大,与有机显微组分特征得出的结论可相互印证(图 14)。

4.2 沉积环境分析

西乌旗周边寿山沟组主要发育细碎屑岩,从岩

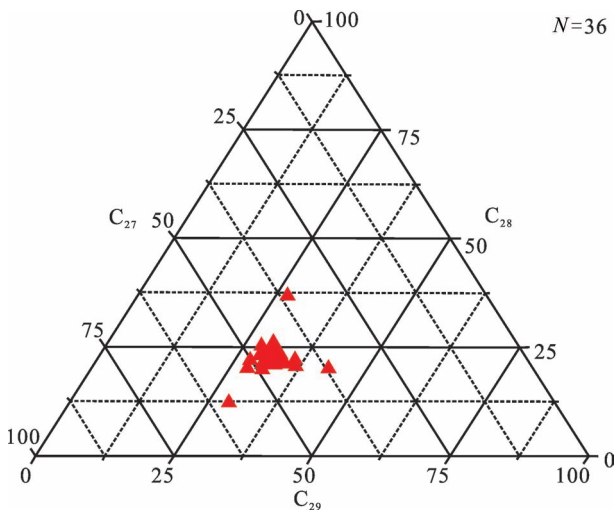


图 14 内蒙古西乌旗地区 MXD-1 井寿山沟组
细碎屑岩甾烷相对含量干酪根类型划分
Fig. 14 Kerogen type division diagram based on relative
content of sterane of fine-grained clastic sedimentary rocks in
Shoushangou Formation, MXD-1 Well, Xi Ujimqin Banner,
Inner Mongolia

相学的角度属于半深海—深海环境。有机显微组分中鉴定出镜质组,说明有机质补给有来自于大陆的成分,故沉积环境距离陆地不应太远,属于半深海环境的概率较大。除此之外,生物标志化合物参数是确认古沉积环境的有利指标(Fu Jiamo et al., 1991; 傅家谟等, 1996)。

4.2.1 三环萜烷

C₁₉~C₂₃—三环萜烷广泛存在于烃源岩和原油中(De Grande et al., 1993)。其中,C₁₉和C₂₀—三环萜烷在陆相原油中的丰度很高,来源于海相烃源岩的原油中C₂₃—三环萜烷的丰度较高(Tao Shizhen et al., 2015)。MXD-1井寿山沟组细碎屑岩中,三环萜烷的碳数范围为C₁₉~C₂₉,C₁₉、C₂₉—三环萜烷的相对含量很低,分别为0.02~0.19(平均值为0.10)和0.08~0.19(平均值为0.12);C₂₃—三环萜烷的相对含量为0.24~1.40,平均值为0.73,指示有机质主要沉积于海相环境。

4.2.2 姥植比(Pr/Ph)

姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)是叶绿素分别在氧化环境和还原环境下形成的一种类异戊二烯烷烃(Brooks et al., 1969),其比值(Pr/Ph)是判识环境的指标之一(王铁冠, 1990)。尽管Pr/Ph值受成熟度的影响(Clayton et al., 1986; Hill et al., 2007),但是成熟的过程不能从根本上影响Pr/Ph值,以致于

掩盖其原始的沉积环境信息(Didyk et al., 1978)。Didyk等(1978)指出,Pr/Ph < 1说明沉积环境为缺氧还原型,Pr/Ph的值在1左右,说明氧化与还原环境交替,Pr/Ph > 1指示氧化型沉积环境。

MXD-1井36块样品的Pr/Ph分布在0.49~1.23,平均值为0.63。剔除唯一异常高值1.23,其余值均小于1,且平均值为0.61。反映有机质沉积古体环境相对闭塞,是还原—强还原环境的产物。

4.2.3 伽马蜡烷指数

伽马蜡烷是一种碳数为30的五环三萜类,因其经常出现在高盐度的沉积物中,所以一般认为伽马蜡烷是高盐度的指标(张立平等, 1999; 李任伟, 1988)。沉积物中伽马蜡烷的相对含量与沉积水体的盐度具有一定的相关性。在高盐度的沉积环境中,沉积物的伽马蜡烷指数为0.2~0.7(Mello et al., 1988)。在淡水湖相环境,伽马蜡烷的浓度很低(Fu Jiamo et al., 1991)。例如,Fulin盆地来源于淡水湖相的原油和烃源岩的伽马蜡烷指数均小于0.2(Chen Jianyu et al., 1996)。

MXD-1井岩芯样品伽马蜡烷指数为0.11~1.22,平均值为0.37,高于塔里木盆地奥陶系已知的海相烃源岩(郭建军等, 2007),所以推测沉积水体应该具有较高的盐度。结合有机显微组分特征判断西乌旗地区MXD-1井所控制的范围内寿山沟组为半深海环境。

4.3 寿山沟组油气资源潜力

二连盆地及外围寿山沟组油气资源潜力的研究程度比较薄弱。近期,二连盆地马尼特坳陷伊和勘查区的YH-3井于二叠系获低产天然气流,YH-8-1井于白垩系所产原油可能来自于二叠系(卢进才等, 2018b);二连盆地西乌旗探区的MXD-1井于下二叠统寿山沟组有明显的气测异常(主要为甲烷气体;施立志等, 2020)。这些客观事实都揭示二叠系是二连盆地及外围油气资源勘查不容忽视的目的层位,寿山沟组应是其中重点关注的层位。

尽管本文所分析的样品中有机质丰度、热解参数、成熟度等地球化学评价指标不甚理想,但是从有机质类型和有机质保存条件的角度分析,研究区具备形成优质烃源岩的基础地质条件,即烃源岩形成时古水体主要以咸水—超咸水为主,水体局限性较强,处于还原—强还原的缺氧环境,有利于富氢有机质的保存;古生产力水平较高,有机质物源主要以水生生物贡献为主。针对区域内烃源岩热演化程度的分析结果可知,烃源岩主体热演化至高—过成熟阶

段,生烃产物主要为高一过成熟阶段的天然气,可能含有少量裂解后的稠油。针对寿山沟组,下一步油气地质调查工作的重点应向优质烃源岩的发育条件和有利分布区方向倾斜。

5 结论

通过对 MXD-1 井下二叠统寿山沟组细碎屑岩的有机地球化学、有机岩石学特征分析,结合研究区内基础地质和石油地质的研究成果,本研究得到的主要结论如下:

(1)MXD-1 井寿山沟组烃源岩样品的有机质丰度较低,有机质类型主体为 II₁ 型,热演化至过成熟阶段。研究区内寿山沟组烃源岩发育有机质富集层,主体热演化至高—过成熟阶段,生烃产物主要为天然气。

(2)研究区烃源岩的有机物源具有陆地高等植物和水生生物双重来源的特征,其中水生生物对有机质富集的贡献相对较大。

(3)MXD-1 井及其周缘寿山沟组有机质沉积环境具有较高盐度、较强还原性、可同时接受陆海双物源补给的特征,应属于半深海环境。

(4)优质的有机质类型和良好的保存条件以及相临拗陷针对二叠系油气资源勘查的实践表明,二叠系是二连盆地及外围油气勘查工作实现突破的现实层系,针对寿山沟组需加强优质烃源岩的形成机理研究和分布规律方面的调查评价工作。

注 释 / Note

① 沈阳地质矿产研究所. 2005. 1:25 万西乌珠穆沁幅区域地质调查报告.

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

陈建平, 赵长毅, 何忠华. 1997. 煤系有机质生烃潜力评价标准探讨. 石油勘探与开发, 24(1): 1~5.
陈建渝. 1995. 生物标志物地球化学的新进展. 地质科技情报, 14(1): 35~44.
程顶胜. 1998. 烃源岩有机质成熟度评价方法综述. 新疆石油地质, 19(5): 79~83.
范文斐, 侯读杰, 底萌卿. 2016. 渝东南地区下古生界富有机质页岩有机岩石学特征. 地质与勘探, 52(2): 346~356.
费宝生. 2002. 从二连盆地看东北亚地区裂谷盆地群油气勘探. 大庆石油地质与开发, 21(3): 7~11.
傅家谟, 盛国英. 1996. 环境有机地球化学初探. 地学前缘, 3(1~2): 127~132.
公繁浩, 黄欣, 陈树旺, 郑月娟, 张健, 苏飞. 2013a. 内蒙古西乌珠

穆沁旗地区寿山沟组烃源岩有机地球化学特征. 地质通报, 32(8): 1322~1328.
公繁浩, 黄欣, 郑月娟, 陈树旺. 2013b. 内蒙古西乌旗下二叠统寿山沟组海底扇的发现及意义. 地质与资源, 22(6): 478~483.
巩书华, 周世新, 李靖, 付德亮, 王保忠, 李源遽. 2013. 准噶尔盆地石炭系与二叠系主力烃源岩地球化学特征对比研究. 天然气地球科学, 24(5): 1005~1015.
郭建军, 陈践发, 陈仲宇, 师生宝. 2007. 古隆 1 井海相地层中高丰度胡萝卜烷的检出及意义. 新疆石油地质, 28(5): 585~588.
韩春元, 金凤鸣, 王静, 高正虹, 吴瑾, 崔庆庆. 2011. 内蒙古二连盆地上古生界油气勘探前景. 地质通报, 30(2~3): 243~249.
郝芳, 陈建渝. 1988. 可作为有机相指标的镜质体反射率. 地质科技情报, 7(4): 111~117.
何江林, 王剑, 付修根, 孙涛, 申家年. 2010. 羌塘盆地胜利河油页岩有机地球化学特征及意义. 沉积学报, 28(3): 626~634.
侯读杰, 张林晔. 2003. 实用油气地球化学图鉴. 北京: 石油工业出版社: 85.
黄第藩, 李晋超, 张大江. 1984. 干酪根的类型及其分类参数的有效性、局限性和相关性. 沉积学报, 2(3): 18~33.
黄第藩, 李晋超. 1982. 中国陆相油气生成. 北京: 石油工业出版社: 98~105.
黄汲清, 任纪舜, 姜春发, 张之孟, 许志琴. 1977. 中国大地构造基本轮廓. 地质学报, 56(2): 117~135.
李春鹏, 隋桂梅, 刘治国, 杨松岭, 闫青华, 尹川. 2017. 成熟—过成熟烃源岩有机质类型识别. 物探与化探, 41(2): 219~223.
李锦铁, 张进, 杨天南, 李亚萍, 孙桂华, 朱志新, 王励嘉. 2009. 北亚造山区南部及其毗邻地区地壳构造分区与构造演化. 吉林大学学报(地球科学版), 39(4): 584~605.
李任伟. 1988. 伽马蜡烷的地质产状及古环境意义. 科学通报, 39(20): 1574~1576.
李贤庆, 马安来, 熊波, 钟宁宁, 王铁冠. 2002. 未熟—低熟烃源岩的有机岩石学特征. 地质地球化学, 30(4): 20~25.
李贤庆, 王铁冠, 钟宁宁, 张爱云. 2000. 未熟—低熟烃源岩有机岩石学研究的若干进展. 地学前缘, 7(3): 103~110.
李志明, 徐二社, 秦建中, 郑伦举, 鲍云杰. 2010. 烃源岩评价中的若干问题. 西安石油大学学报(自然科学版), 25(6): 8~12.
刘洛夫, 妥进才, 陈践发. 1997. 烃源岩的研究现状. 勘探家, 2(3): 62~64.
卢进才, 魏仙样, 魏建设, 李玉宏. 2010. 内蒙古西部额济纳旗及其邻区石炭系—二叠系油气地质条件初探. 地质通报, 29(2~3): 330~340.
卢进才, 牛亚卓, 姜亭. 2018a. 中国北方石炭系—二叠系油气地质调查与勘探进展. 地质通报, 37(1): 7~15.
卢进才, 林进, 魏建设, 姜亭, 杨高印, 韩冬. 2018b. 二连盆地马尼特拗陷伊和勘查区二叠系油气信息及其意义. 地质通报, 37(1): 144~152.
苗忠英, 陈践发, 张晨, 史基安, 邵毅, 战沙. 2011. 鄂尔多斯盆地东部奥陶系盐下天然气成藏条件. 天然气工业, 31(2): 39~42.
倪春华, 江兴歌. 2009. 显微组分生烃研究进展. 石油天然气学报, 31(5): 216~218.
漆家福, 赵贤正, 李先平, 杨明慧, 肖扬, 于福生, 董越崎. 2015. 二连盆地早白垩世断陷分布及其与基底构造的关系. 地学前缘, 22(3): 118~128.
邱文波. 2019. 银—额盆地拐子湖凹陷北洼白垩系烃源岩评价. 石化技术, 26(10): 182~183.
任军虎, 王万春, 康晏. 2006. 有机地球化学指标的分析. 矿物岩石地球化学通报, 25(3): 266~271.

- 任战利, 赵重远, 张军, 于忠平. 1994. 鄂尔多斯盆地古地温研究. 沉积学报, 12(1): 56~65.
- 施立志, 张英利, 张永生, 苗忠英, 赵撼霆, 汪彪, 姜鹏程, 崔新宇. 2020. 内蒙古二连盆地蒙古西地1井发现下二叠统寿山沟组巨厚页岩气生烃层[OL]. [2020-09-12]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.p.20200429.0955.002.html>.
- 唐友军, 张凯, 苏飞, 张健. 2013. 过成熟烃源岩评价指标探讨——以扎鲁特地区鲁D-2井上二叠统林西组烃源岩为例. 石油天然气学报, 35(12): 35~40.
- 陶南生, 刘发, 吴水忠. 1975. 吉中地区石炭二叠纪地层. 长春地质学院学报, 20(1): 31~36.
- 王崇敬, 张鹤, 李世宇, 文龙. 2018. 基于分子标志物的有机质成熟度评价参数选择及其适用范围分析. 地质科技情报, 37(4): 202~211.
- 王铁冠. 1990. 试论我国某些原油与生油岩中的沉积环境生物标志物. 地球化学, 19(3): 256~263.
- 王铁冠, 钟宁宁, 熊波, 李贤庆, 黄第藩. 1994. 源岩生烃潜力的有机岩石学评价方法. 石油学报, 15(4): 9~16.
- 王万春, 徐永昌, Manfred S, Eckhard F, Wolfgang S. 1997. 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. 沉积学报, 15(S1): 133~137.
- 王永建, 王延斌, 王言剑, 坛俊影. 2010. 高邮凹陷泰州组烃源岩有机岩石学. 天然气地球科学, 21(6): 1024~1028.
- 魏志福, 王永莉, 吴陈君, 吴保祥, 孙则鹏, 李生喜, 魏威. 2015. 四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩的地球化学特征及对有机质来源和沉积环境的指示意义. 天然气地球科学, 26(8): 1613~1618.
- 吴敬禄, 王苏民. 1996. 湖泊沉积物中有机质碳同位素特征及其古气候. 海洋地质与第四纪地质, 16(2): 103~109.
- 熊波, 李贤庆, 马安来, 甘长凤, 刘学彦, 钟宁宁, 王铁冠. 2001. 全岩显微组分定量统计及其在烃源岩评价中的应用. 江汉石油学院学报, 23(3): 16~20.
- 熊永强, 张海祖, 耿安松. 2004. 热演化过程中干酪根碳同位素组成的变化. 石油实验地质, 26(5): 484~487.
- 姚丹姝, 商岫. 1998. 生物标记烃类在生油岩母质类型与成熟度判定中的应用. 化学研究与应用, 10(5): 52~54.
- 张立平, 黄第藩, 廖志勤. 1999. 伽马蜡烷—水体分层的地球化学标志. 沉积学报, 17(1): 136~140.
- 张水昌, 梁狄刚, 黎茂稳, 肖中尧, 何忠华. 2002. 分子化石与塔里木盆地油源对比. 科学通报, 47(S1): 16~23.
- 张兴洲, 周建波, 迟效国, 王成文, 胡大千. 2008. 东北地区晚古生代构造—沉积特征与油气资源. 吉林大学学报(地球科学版), 38(5): 719~725.
- 张永生, 王延斌, 卢振权, 王俊涛, 苏奎, 樊馥, 曹洁, 曾艳涛. 2011. 松辽盆地及外围地区石炭系—二叠系烃源岩的特征. 地质通报, 30(2~3): 214~220.
- 郑月娟, 公繁浩, 陈树旺, 黄欣, 张立君, 张健. 2013. 内蒙古西乌珠穆沁旗地区下二叠统原寿山沟组碎屑锆石 LA-ICP-MS U-Pb 年龄及地质意义. 地质通报, 32(8): 1260~1268.
- 周成林, 唐友军, 刘彬. 2019. 大兴安岭中南段下二叠统寿山沟组典型泥岩地球化学特征及其地质意义. 地质与资源, 28(2): 140~148.
- 朱俊章, 施和生, 舒誉, 杜家元, 吴建耀, 罗俊莲. 2007. 珠江口盆地烃源岩有机显微组分特征与生烃潜力分析. 石油实验地质, 29(3): 301~306.
- Brooks J B, Gould K, Smith J W. 1969. Isoprenoid hydrocarbons in coal and petroleum. Nature, 222(5190): 257~259.
- Clayton J L, Bostick N H. 1986. Temperature effects on kerogen and on molecular and isotopic composition of organic matter in Pierre shale near an igneous dike. Organic Geochemistry, 10(1~3): 135~143.
- Chen Jianyu. 1995. Advances in geochemistry of biomarker. Geological Science and Technology Information, 14(1): 35~44.
- Chen Jianyu, Bi Yanpong, Zhang Jiguo, Li Shuafu. 1996. Oil-source correlation in the Fulin basin, Shengli petroleum province, East China. Organic Geochemistry, 24(8~9): 931~940.
- Chen Jianping, Zhao Changyi, He Zhaoxue. 1997. Criteria for evaluating the hydrocarbon generating potential of organic matter in coal measures. Petroleum Exploration and Development, 24(1): 1~5.
- Cheng Dingsheng. 1998. Review of source rock maturity evaluation by organic petrology method. Xinjiang Petroleum Geology, 19(5): 79~83.
- Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, Eglinton G. 1978. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. Nature, 272(5650): 216~222.
- De Grande S M B, Aquino Neto F R, Mello M R. 1993. Extended tricyclic terpanes in sediments and petroleum. Organic Geochemistry, 20(7): 1039~1047.
- Fu Jiamo, Sheng Guoying, Xu Jiayou, Jia Rongfen, Fan Shanfa, Peng Pingan, Eglinton G G. 1991. Application of biomarker compounds in assessment of Chinese terrestrial sediments. Geochimica, 20(1): 1~12.
- Fu Jiamo, Sheng Guoying. 1996. Preliminary study on environmental organic geochemistry. Earth Science Frontiers, 3(1~2): 127~132.
- Fei Baosheng. 2002. Petroleum exploration of rift basin group in area of northeast Asia, shown by the Erlian Basin. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 21(3): 7~11.
- Fan Wenfei, Hou Dujie, Di Mengqing. 2016. Organic petrology characteristics of organic-rich shale of Lower Palaeozoic in southeast Chongqing. Geology and Exploration, 52(2): 346~356.
- Guo Jianjun, Chen Jianfa, Chen Zhongyu, Shi Shengbao. 2007. High abundance carotane from marine strata in Well Gulong-1 in Tarim basin and its geological significance. Xinjiang Petroleum Geology, 28(5): 585~588.
- Gong Fanhao, Huang Xin, Chen Shuwang, Zheng Yuejuan, Zhang Jian, Su Fei. 2013a. Organic geochemical characteristics of source rocks in Shoushangou Formation, Xi Ujimqin Banner of Inner Mongolia. Geological Bulletin of China, 32(8): 1322~1328.
- Gong Fanhao, Huang Xin, Zheng Yuejuan, Chen Shuwang. 2013b. Significance of the submarine fan of Lower Permian Shoushangou Formation in West Ujimqin-Qi, Inner Mongolia. Geology and Resources of China, 22(6): 478~483.
- Gong Shuhua, Zhou Shixin, Li Jing, Fu Deliang, Wang Baozhong, Li Yuangu. 2013. Comparative study on geochemical characteristics of Carboniferous and Permian main source rocks in Junggar Basin. Natural Gas Geoscience, 24(5): 1005~1015.
- Huang Wen-Yen, Meinschein W G. 1976. Sterols as source indicators of organic materials in sediments. Geochimica et Cosmochimica Acta, 40(3): 32~330.
- Huang Jiqing, Ren Jishun, Jiang Chunfa, Zhang Zhimeng, Xu Zhiqin. 1977. An outline of the tectonic characteristics of China. Acta Geologica Sinica, 56(2): 117~135.
- Huang Difan, Li Jinchao. 1982. China Terrestrial Oil and Gas Generation. Beijing: Petroleum Industry Press: 98~105.

- Huang Difan, Li Jinchao, Zhang Dajiang. 1984#. Kerogen types and study on effectitiveness l imitation and interrelation of their identification parameters. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2(3): 18~33.
- Hao Fang, Chen Jianyu. 1988#. Viterinite reflectance may be used as marker of organic facies. *Geological Science and Technology Information*, 7(4): 111~117.
- Hou Dujie, Zhang Linhuan. 2003#. *Practical Petroleum Geochemical Atlas*. Beijing: Petroleum Industry Press: 85.
- Hill R J, Jarvie D M, Zumberge J, Henry M, Pollastro R M. 2007. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin. *AAPG Bulletin*, 91(4): 445~473.
- He Jianglin, Wang Jian, Fu Xiugen, Sun Tao, Shen jianian. 2010#. Geochemical characteristics and geological significance of Shengli river oil shale in Qiangtang Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 28(3): 626~634.
- Han Chunyuan, Jin Fengming, Wang Jing, Gao Zhenghong, Wu Jin, Cui Qingqing. 2011#. Exploration prospect of hydrocarbon of Neopaleozoic in Erlian basin, Inner Mongolia, China. *Geological Bulletin of China*, 30(2~3): 243~249.
- Hackley P C, Cardot B J. 2016. Application of organic petrography in North American shle petroleum systems; A review. *Internation Journal of Coal Geology*, 163: 8~51.
- Liu Luofu, Tuo Jincai, Chen Jianfa. 1997#. The present research status of source rocks. *Petroleum Explorer*, 2(3): 62~64.
- Li Renwei. 1988 #. Geological occurrence and paleoenvironmental significance of gamma wax. *Science Bulletin*, (20): 1574~1576.
- Li Xianqing, Wang Tieguan, Zhong Ningning, Zhang Aiyun. 2000#. Some advances in organic petrology studies on immature source rocks. *Earth Science Frontiers*, 7(3): 103~110.
- Li Xianqing, Ma Anlai, Xiong Bo, Zhong Ningning, Wang Tieguan. 2002#. Organic petrological characteristics of immature source rocks. *Geology and Geochemistry*, 30(4): 20~25.
- Li Jinyi, Zhang Jin, Yang Tiannan, Li Yaping, Sun Guihua, Zhu Zhixin, Wang Lijia. 2009#. Crustal tectonic division and evolution of the southern part of the north Asian orogenic region and its adjacent areas. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 39(4): 584~605.
- Li Zhiming, Xu Ershe, Qin Jianzhong, Zheng Lunju, Bao Yunjie. 2010#. Some problems on the evaluation of source rocks. *Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science)*, 25(6): 8~12.
- Li Chunpeng, Sui Guimei, Liu Zhiguo, Yang Songling, Yan Qinghua, Yin Chuan. 2017#. Organic type identification for mature and postmature source rock. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 41(2): 219~223.
- Liu Bo, Bechtel A, Sachsenhofer R F, Gros D, Gratzner R, Chen X. 2017. Depositional environment of oil shale within the Second Member of Permian Lucaogou Formation in the Santanghu Basin, Northwest China. *Internation Journal of Coal Geology*, 175: 10~25.
- Liu Bo, Bechtel A, Gross D, Fu X, Li X, Sachsenhofer R F. 2018. Middle Permian environmental changes and shale oil potential evidenced by high-resolution organic petrology, geochemistry and mineral composition of the sediments in the Santanghu Basin, Northwest China. *Internation Journal of Coal Geology*, 185: 119~137.
- Lu Jincai, Wei Xianxiang, Wei Jianshe, Li Yuhong. 2010#. Preliminary study on Carboniferous Permian petroleum geological conditions in Ejin Banner and its adjacent areas in western Inner Mongolia. *Geological Bulletin*, 29(2~3): 330~340.
- Lu Jincai, Niu yazhuo, Jiang ting. 2018a#. Petroleum geological survey and exploration progress of Carboniferous Permian in northern China. *Geological Bulletin of China*, 37(1): 7~15.
- Lu Jincai, Lin Jin, Wei Jianshe, Jiang Ting, Yang Gaoyin, Han Dong. 2018b#. Permian hydrocarbon information in Yihe exploration area, Manit depression of Erlian basin, and its geological implications. *Geological Bulletin of China*, 37(1): 144~152.
- Mukhopadhyay P k, Hageman H W, Gormly J R. 1985. Characterization of kerogen as seen under the aspect of maturation and hydrocarbon generation. *Erdol Kohle*, 38(1): 7~18.
- Mello M R, Telnaes N, Gaglianone P C, Chicarelli M I, Brassell S C, Maxwell J R. 1988. Organic geochemical characterisation of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins. *Organic Geochemistry*, 13(1~3): 31~45.
- Miao Zhongying, Chen Jianfa, Zhang Chen, Shi Jian, Shao Yi, Zhan Sha. 2011#. Gas pooling conditions in the Ordovician subsalt layers, eastern Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 31(2): 39~42.
- Ni Chunhua, Jiang Xingge. 2009#. Research on the progress of hydrocarbon generation of macerals. *Journal of Oil and Gas Technology*, 31(5): 216~218.
- Qi Jiafu, Zhao Xianzheng, Li Xianping, Yang Minghui, Xiao Yang, Yu Fusheng, Dong Yueqi. 2015#. The distribution of Early Cretaceous fault-sags and their relationship with basement structure within Erlian Basin. *Earth Science Frontiers*, 22(3): 18~128.
- Qiu Wenbo. 2019#. Evaluation of Cretaceous source rocks in Beiwa, Guizihu Depression, Yine Basin. *Petrochemical Technology*, 26(10): 182~183.
- Ren Zhanli, Zhao Chongyuan, Zhang Jun, Yu Zhongping. 1994#. Research on paleotemperature in the Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 12(1): 56~65.
- Ren Jun Hu, Wang Wanchun, Kang Yan. 2006#. The analysis of organic geochemistry indexes. *Bulletin of Mineral and Rock Geochemistry*, 25(3): 266~271.
- Shi Lizhi, Zhang Yingli, Zhang Yongsheng, Miao Zhongying, Zhao Zhenting, Wang Biao, Lou Pengcheng, Cui Xinyu. 2020#. Discovery of a thick shale gas hydrocarbon-generating layer in the Lower Permian Shoushangou Formation, Mengxidi Well No. 1, Erlian Basin, Inner Mongolia [OL]. [2020-09-12]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.p.20200429.0955.002.html>.
- Tissot B P, Welte D H. 1984. Petroleum system—from source to trap. *AAPG Memoir*, 60: 93~165.
- Tao Nansheng, Liu Fa, Wu Shuizhong. 1975#. Permo Carboniferous strata in Jizhong area. *Journal of Changchun Institute of Geology*, 20(1): 31~36.
- Tang Youjun, Zhang Kai, Su Fei, Zhang Jian. 2013#. Evaluating index for over-mature source rock——by taking the source rock in Upper Permian Linxi Formation of Well Lu D₂ for Example. *Journal of Petroleum and Natural Gas*, 35(12): 35~40.
- Tao Shizhen, Wang Chuanyuan, Du Jianguo, Liu Lei, Chen Zhi. 2015. Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 67: 460~467.
- Wang Tieguan, Zhong Ningning, Xiong Bo, Li Xianqing, Huang Difan. 1994#. Organic petrological methodology for evaluation of hydrocarbon generation potential in source rock. *Acta Petroleuca*

- Sinica, 15(4): 9~16.
- Wang Tieguan. 1990&. A contribution to some sedimentary environmental biomarkers in crude oils and source rock in China. *Geochimica*, 19(3): 256~263.
- Wu Jinglu, Wang Sumin. 1996&. Climate Versus Changes in δ^{13} Values of the organic matter in lake sediments. *Marine Geology and Quaternary Geology*, 16(2): 103~109.
- Wang Wanchun, Xu Yongchang, Manfred schidlowski, Eckhard Faber, Wolfgang Stahl. 1997&. The geochemical characteristics of carbon and hydrogen isotopes of kerogen of various maturity and depositional environments. *Acta Sedimentologica Sinica*, 15(S1): 133~137.
- Wang Yongjian, Wang Yanbin, Wang Yanjian, Tan Junying. 2010&. Organic petrology of hydrocarbon source rocks from Taizhou Formation in Gaoyou depression. *Natural Gas Geoscience*, 21(6): 1024~1028.
- Wei Zhifu, Wang Yongli, Wu Chenjun, Wu Baoxiang, Sun zepeng, Li Shengxi, Wei Wei. 2015&. Geochemical characteristics of the source rocks from Upper Permian Longtan Formation in Sichuan Basin and their implications for the source of organic matter and sedimentary environment. *Natural Gas Geoscience*, 26(8): 1613~1618.
- Xiong Bo, Li Xianqing, Ma anlai, Gan Changfeng, Liu Xueyan, Zhong Ningning, Wang Tieguan. 2001&. Quantitative statistics of whole rock macerals and its application in evaluation source rock. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*, 23(3): 16~20.
- Xiong Yongqiang, Zhang Haizu, Geng Ansong. 2004&. Variation of carbon isotopic composition of Kerogen during thermal evolution. *Petroleum Experimental Geology*, 26(5): 484~487.
- Yao Danshu, Shang Youxiu. 1998&. Application of biomarked hydrocarbon to determination of variety and maturity of crude oil rock. *Chemical Research and Application*, 10(5): 52~54.
- Zhang Liping, Huang Difan, Liao Zhiqin. 1999&. Gammacerane—geochemical indicator of water column stratification. *Acta Sedimentologica Sinica*, 17(1): 136~140.
- Zhang Shuichang, Liang Digang, Li Maowen, Xiao Zhongyao, He Zhonghua. 2002#. Correlation between molecular fossils and oil sources in Tarim Basin. *Science Bulletin*, 47(S1): 16~23.
- Zhu junzhang, Shi Hesheng, Shu Yu, Du Jiayuan, Wu Jianyao, Luo Junlian. 2007&. Organic macerals characteristics and hydrocarbon-generation potential of source rocks in the Pearl River Mouth Basin. *Petroleum Experimental Geology*, 229(3): 301~306.
- Zhang Xingzhou, Zhou Jianbo, Chi Xiaoguo, Wang Chengcheng, Hu Daqian. 2008&. Late Paleozoic tectonic—sedimentation and petroleum resources in northeastern China. *Journal of Jilin University (Geoscience Edition)*, 38(5): 719~725.
- Zhang Yongsheng, Wang Yanbin, Lu Zhenquan, Wang Juntao, Su Kui, Fan Fu, Cao Jie, Zeng Yantao. 2011&. Characteristics of source rocks from Carboniferous—Permian in Songliao Basin and its peripheral area, northeastern China. *Geological Bulletin of China*, 30(2~3): 214~220.
- Zheng Yuejuan, Gong fanhao, Chen Shuwang, Huang Xin, Zhang Lijun, Zhang Jian. 2013&. U-Pb age of detrital zircons from Early Permian "Shoushangou Formation in Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia. *Geological Bulletin of China*, 32(8): 1260~1268.
- Zhou Chenglin, Tang Youjun, Liu Bin. 2019&. Geochemical characteristics and geological significance of typical mudstones of the Lower Permian Shoushangou Formation in the middle—south Daxinganling Mountains. *Geology and Resources*, 28(2): 140~148.

Organic geochemistry of fine-grained clastic sedimentary rocks of the Lower Permian Shoushangou Formation from MXD-1 Well, in Xi Ujimqin Banner, Inner Mongolia

LOU Pengcheng¹⁾, MIAO Zhongying^{2, 3)}, SHI Lizhi³⁾, RUAN Zhuang¹⁾, WANG Biao¹⁾, XU Qihui¹⁾

1) School of Geosciences and Resources China University of Geosciences (Beijing), Beijing, 100083;

2) MNR Key Laboratory

of Saline Lake Resources and Environments, Beijing, 100037;

3) Institute of Mineral Resources, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing, 100037

Abstract: The Shoushangou Formation of Lower Permian is regarded as an important hydrocarbon generation Formation in Erlian (Erenhot) Basin and its peripheral Paleozoic. However, the organic geochemistry of the Formation is relatively low. Most of the samples have been exposed, and the surface weathering has a serious impact on it. In this paper, the core samples of Shoushangou Formation from MXD-1 Well were taken as the main research objects. By analyzing the organic matter abundance, maturity of organic matter, type of organic and combining with the characteristics of molecular organic geochemistry, the oil and gas resource potential and paleoenvironment significance of Shoushangou Formation were deeply discussed. The results showed that: ① The organic carbon content of fine clastic rocks in Shoushangou Formation from MXD-1 Well was between 0.26% and 0.63%, with an average value of 0.41%; Hydrocarbon potential ($S_1 + S_2$) was between 0 and 0.8‰, with an average value of 0.04‰; Vitrinite reflectance (R_o) ranged from 3.85% to 4.36%, with an average value of 4.

10%; The relative contents of sapropelinite, exinite, vitrinite and inertinite were 66%, 18% and 16%, respectively; ② The relative peak height of sterane mass chromatogram(m/z 217) is “L” type, and C_{27} sterane in C_{27} — C_{28} — C_{29} discrimination diagram has obvious advantages; ③ Pr/Ph ranged from 0.49 to 1.23, with an average value of 0.61; Gamma-cerane index was 0.11~1.22, with an average value of 0.37; The relative content of C_{23} -tricyclic terpenes ranged from 0.24 to 1.40, with an average value of 0.73; Based on the analysis of the existing regional geological survey results, it is concluded that: Shoushangou Formation is deposited in the bathyal environment, with high salinity and strong reductionability. Source of organic matter has a dual supply of terrestrial and aquatic, organic matter subject belongs to II₁; The analyzed samples have lower abundance of organic matter and higher maturity, but from the perspective of sedimentary environment and organic matter type, the fine clastic rocks of Shoushangou Formation in Xiujinqin area are the source rocks that can not be ignored in oil and gas exploration and the next research work should focus on the formation mechanism and favorable distribution area of high-quality source rocks.

Keywords: Erlian Basin (Erenhot Basin); Shoushangou Formation; fine-grained clastic sedimentary rocks; organic geochemistry; sedimentary environment

First author: LOU Pengcheng, male, born in 1995, postgraduate student, major in mineralogy, petrology and mineral deposit; Email: 525009010@qq.com

Correspondence author: MIAO Zhongying, born in 1982, associate researcher, the main research direction is the genetic mechanism and distribution law of sedimentary mineral resources such as oil and gas and potassium salt; Email: zhymiao@foxmail.com

Acknowledgements: Supported by China Geological Survey Program (Nos. DD20190099, DD20160168, DD20201115) and National Natural Science Foundation of China (No. 41572098)

Manuscript received on: 2020-05-30; Accepted on: 2020-11-02; Network published on: 2021-02-20

Doi: 10.16509/j.georeview.2021.02.*** **Edited by:** LIU Zhiqiang

