

引用本文:白昕,陈睿倩,商斐,等.松辽盆地白垩系青山口组页岩沉积环境及其含油性特征[J].石油实验地质,2024,46(5):1063–1074.DOI:10.11781/sysydz2024051063.

BAI Xin, CHEN Ruiqian, SHANG Fei, et al. Sedimentary environment and oil-bearing characteristics of shale in Cretaceous Qingshankou Formation in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(5): 1063–1074. DOI: 10.11781/sysydz2024051063.

松辽盆地白垩系青山口组页岩 沉积环境及其含油性特征

白昕^{1,2}, 陈睿倩^{1,2}, 商斐³, 张楠^{1,2}

1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249;

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要:松辽盆地上白垩统青山口组页岩地层厚度大、分布广泛, 有机质丰度高, 蕴含了丰富的页岩油资源。对页岩地层形成时沉积环境的研究, 以及对页岩油富集层段含油性特征的探索, 可为页岩油富集层段与甜点的预测提供理论依据。结合前人的研究成果, 通过对比松辽盆地中央坳陷区不同凹陷的 2 口典型井——古龙凹陷 GY8HC 井和三肇凹陷 ZY1 井部分样品的总有机碳 (TOC) 含量、热解数据、有机显微组分类型以及主、微量元素, 深入研究了 2 个凹陷青山口组页岩的含油性差异与沉积环境特征, 进而对含油性差异的影响因素进行了分析。研究区青山口组 2 口典型井的页岩含油性相关指标显示, ZY1 井页岩 TOC 含量显著高于 GY8HC 井, 但其游离烃含量与含油饱和度指数比 GY8HC 井低。页岩形成时的地球化学环境控制着有机质的富集。对比 2 口井样品的主、微量元素发现, ZY1 井青山口组沉积时期气候更加湿润、水体还原性强, 且其古生产力以及古水深要显著高于 GY8HC 井。这些条件都有利于有机质的保存, 因而形成了 ZY1 井页岩更高的有机质丰度。GY8HC 井有机质类型是以腐泥质为主的 I 型干酪根, 且处于成熟—高成熟阶段; 而 ZY1 井有机质类型以 II₁ 型干酪根为主, I 型含量较少, 并处于低熟—成熟阶段, 因此, GY8HC 井页岩的生油潜力更好。

关键词:含油性; 沉积环境; 生油潜力; 页岩; 青山口组; 白垩系; 松辽盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

DOI: 10.11781/sysydz2024051063

Sedimentary environment and oil-bearing characteristics of shale in Cretaceous Qingshankou Formation in Songliao Basin

BAI Xin^{1,2}, CHEN Ruiqian^{1,2}, SHANG Fei³, ZHANG Nan^{1,2}

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing),
Beijing 102249, China;

2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

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

Abstract: The Upper Cretaceous Qingshankou Formation in the Songliao Basin contains thick, widespread, and organic matter-rich shale layers, offering abundant shale oil resources. Studying the sedimentary environment during shale formation and exploring the oil-bearing characteristics of shale oil enrichment intervals provide a theoretical basis for the prediction of the intervals and sweet spots. Based on previous research, the study compared organic carbon content, pyrolysis data, types of organic macerals, and major and trace elements of samples from two typical wells of different sags, well GY8HC in the Gulong Sag and well ZY1 in the Sanzhao Sag, in the central depression zone of the Songliao Basin. The analysis delved into the differences in oil-bearing characteristics and sedimentary environment of the Qingshankou Formation shales in two different sags, further analyzing the factors influencing

收稿日期 (Received): 2023-09-14; 修订日期 (Revised): 2024-07-26; 出版日期 (Published): 2024-09-28.

作者简介: 白昕 (1998—), 男, 硕士, 从事页岩油评价相关研究. E-mail: 3098785796@qq.com.

通信作者: 陈睿倩 (1987—), 女, 博士, 副教授, 从事石油地质学和地球化学研究. E-mail: richen@cup.edu.cn.

基金项目: 中国石油勘探与生产分公司科技支撑项目“松辽盆地综合地质研究与预探目标优选”子课题“松辽盆地致密油/页岩油富集机理与甜点区评价” (KT2018-06-01) 资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

these differences. The oil-bearing indicators of shales from the two wells in the Qingshankou Formation of the Songliao Basin showed that the total organic carbon (TOC) content in well ZY1 was significantly higher than that in well GY8HC. However, the free hydrocarbon content (S_1) and oil saturation index (OSI) in well ZY1 were lower than those in well GY8HC. The geochemical environment during shale formation controlled organic matter enrichment. Comparing major and trace elements in samples from both wells, it was found that the climate in well ZY1 was more humid during its sedimentary period, the water body had stronger reducing conditions, and its paleoproductivity and paleo-water depth were significantly higher than those in well GY8HC. These conditions were favorable for the preservation of organic matter, thereby forming a higher organic matter abundance in the shale of well ZY1. In addition, it was found that the organic matter type in well GY8HC is mainly Type I, sapropelic kerogen, at a mature to highly mature stage, whereas well ZY1 contains mainly Type II₁ kerogen, with less Type I, at a low to mature stage. Therefore, the shale in well GY8HC possesses better oil generation potential.

Key words: oil-bearing characteristics; sedimentary environment; oil generation potential; shale; Qingshankou Formation; Cretaceous; Songliao Basin

松辽盆地上白垩统青山口组页岩地层厚度大、分布广泛,有机质丰度高,具有良好的页岩油成藏条件^[1-2]。该套页岩以灰黑色—黑色为主,含有大量介形虫、叶肢介及植物碎屑化石^[3]。其岩石学特征及有机质富集程度受古生产力、古气候、古盐度、古氧化还原条件及古水深等古沉积环境控制,页岩的游离烃含量受有机质的丰度、类型及成熟度控制^[3-4]。因此,研究青山口组页岩沉积环境与含油性特征,对明确页岩油富集段与甜点预测有重要的指导意义。

近年来,随着页岩油气等非常规资源的大力开发,诸多学者针对松辽盆地青山口组页岩的形成环境以及页岩油富集的控制因素进行了大量研究^[5-6]。但前人对青山口组页岩的研究多集中于古龙凹陷^[7-9],随着勘探程度的提高,学者们发现三肇凹陷青山口组页岩也具有良好的资源潜力^[10-11]。杨建国等^[10]经计算得出古龙凹陷青一段页岩油资源量为 27.29×10^8 t,三肇凹陷青一段页岩油资源量可达 32.54×10^8 t。此外,在古龙与三肇等地区优选部署了古页1、英X57和朝21等18口直井,日产油1.36~6.72 t,证实了青二段下部到青一段整体含油,展现了陆相页岩油广阔的资源前景^[11]。因此,结合前人研究,对古龙凹陷与三肇凹陷的2口全取心井(即GY8HC井与ZY1井)进行了对比研究。基于2口井368个样品的微量元素数据,通过元素及元素组合的变化对比青山口组沉积环境特征差异,结合有机地化分析测试数据,分析了页岩含油性特征,进而明确了研究区页岩中游离烃含量差异的影响因素,为研究青山口组页岩油富集与甜点预测提供了重要理论基础。

1 地质概况

松辽盆地位于中国东北部,呈似菱形由北东至南西向分布。盆地南北长约820 km,东西宽约350 km,面积约为 26×10^4 km²。该盆地按基底特征可划分为6个一级构造单元(图1a),即北部倾没区、西部斜坡区、中央拗陷区、东北隆起区、东南隆起区以及西南隆起区。中央拗陷区是盆地中油气的主要分布区,包括古龙凹陷(I)、大庆长垣(II)、三肇凹陷(III)、朝阳沟阶地、长岭凹陷等,其中古龙凹陷与三肇凹陷是主要的生烃凹陷^[12-13]。

松辽盆地是大型的克拉通内部断陷—拗陷复合型盆地,具有典型的下断上拗复合构造沉积特征,不同构造演化阶段的沉积地层发育不同^[13]。本次研究目的层段青山口组(K_1qn)沉积于拗陷期,厚度为260~500 m,自下而上划分为三段,其中,青一段是十分重要的烃源岩段,青二、三段是高台子油层发育段(图1b)。青山口组岩性主要由黑色泥页岩与灰色粉砂岩组成,夹杂油页岩、砂岩等,自盆地中心向边缘依次发育深湖—半深湖相以及三角洲相沉积环境^[14]。

2 研究方法

本次研究选取了松辽盆地古龙凹陷GY8HC井以及三肇凹陷ZY1井(图1a)的部分泥页岩样品,通过岩石总有机碳测定、热解数据、显微组分镜下观察以及微量元素分析,来研究青山口组页岩的含油性差异与沉积环境特征。

通过测试117个GY8HC井岩心样品和251个ZY1井岩心样品的总有机碳含量以及岩石热解来

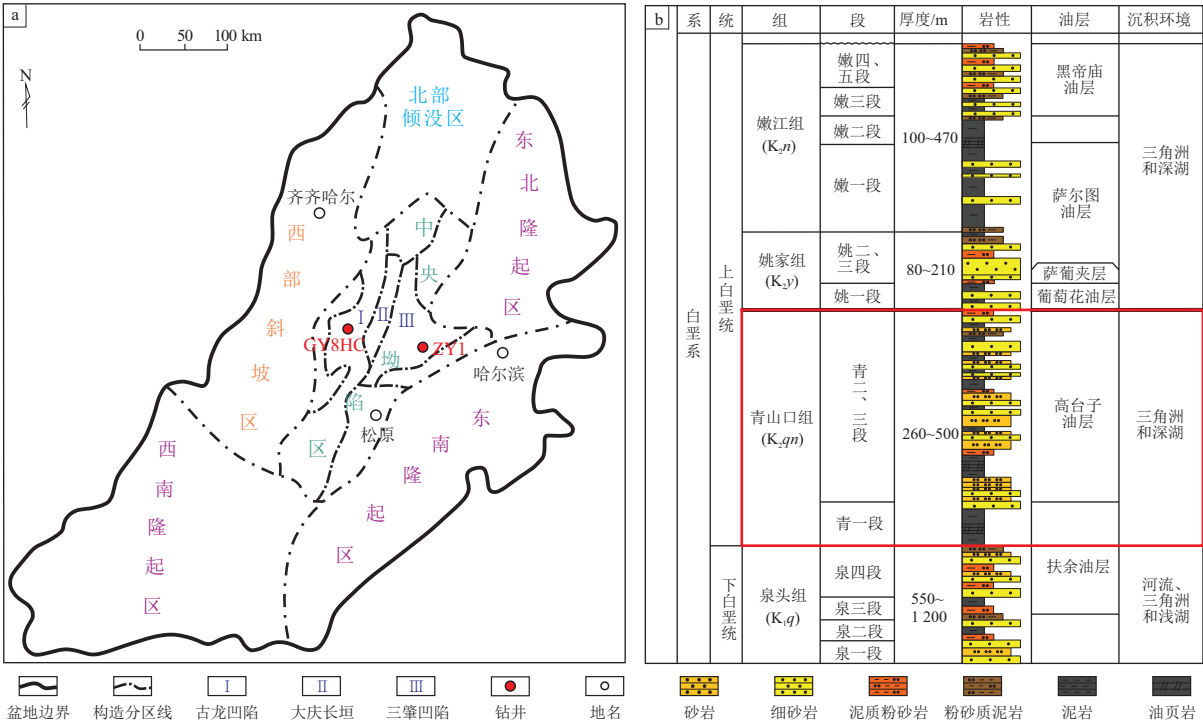


图1 松辽盆地构造单元划分(a)及其地层综合柱状图(b)
据参考文献[13]修改。

Fig.1 Tectonic unit division of Songliao Basin (a) and comprehensive stratigraphic column (b)

分析其含油性特征。总有机碳含量利用碳硫分析仪 CS230HC 开展测定,依据国标《沉积岩中总有机碳测定:GB/T 19145—2022》^[15];岩石热解数据主要是利用岩石热解仪测定,依据国标《岩石热解分析:GB/T 18602—2012》^[16]。页岩形成的沉积环境分析主要利用微量元素及其相关参数组合方法,微量元素含量测定利用 X 射线荧光光谱仪测定,依据国标《硅酸盐岩石化学分析方法:GB/T 14506.30—2010》第 30 部分:44 个元素量测定^[17]。有机显微组分鉴定主要通过光学显微镜 C2000 和扫描电镜拍照,依据行业标准《透射光—荧光干酪根显微组分鉴定及类型划分方案:SY/T 5125—2014》^[18]。

3 结果与讨论

3.1 含油性特征

借助有机质丰度、游离烃含量以及含油饱和度指数等参数评价青山口组页岩含油性特征,明确其差异。

3.1.1 有机质丰度

TOC 含量是烃源岩评价的一个重要地化指标,它可以有效反映烃源岩的有机质丰度^[19]。松辽盆地青山口组单井纵向上 TOC 含量的变化趋势具有明显的一致性:随着埋深的增加,TOC 含量逐渐增高,且青一段的 TOC 含量高于青二、三段。

GY8HC 井青山口组页岩 TOC 含量在 0.29%~3.74% 之间,平均为 1.51%,其多数样品的 TOC 含量值小于 2%;ZY1 井 TOC 含量明显更高,其含量在 0.39%~8.32% 之间,平均达 2.59%。以 TOC 含量大于 2% 作为页岩有机质富集的有效界限^[20],可知青一段有机质更为富集,可以作为潜在的页岩油富集层段,而青二、三段只有部分层段 TOC 含量大于 2% (图 2)。

3.1.2 游离烃含量

热解参数 (S_1) 是在 300 ℃ 下检测的单位质量生油岩中的液态烃含量,代表岩石中的游离烃含量。GY8HC 井页岩 S_1 在 0.31~12.18 mg/g 之间,平均达 4.37 mg/g;ZY1 井 S_1 在 0.15~17.40 mg/g 之间,平均达 4.24 mg/g。为了明确青山口组游离烃主要富集层段,以 S_1 大于 5 mg/g 为界^[20],可知 GY8HC 井游离烃主要富集在青一段与青二、三段底部,而 ZY1 井中游离烃主要富集在青一段底部。2 口井的 S_1 平均值极为接近,但在纵向剖面上,GY8HC 井 S_1 数据分布均匀,多数样品的 S_1 大于 4.0 mg/g,含油性更好 (图 2a);而 ZY1 井 S_1 数据非均质性强,仅在青一段下部存在高值区 (图 2b)。

3.1.3 含油饱和度指数

含油饱和度指数 (OSI) 表示为 $S_1/\omega(\text{TOC}) \times 100$,通常被视为“潜在可生产”或“潜在可移动”烃

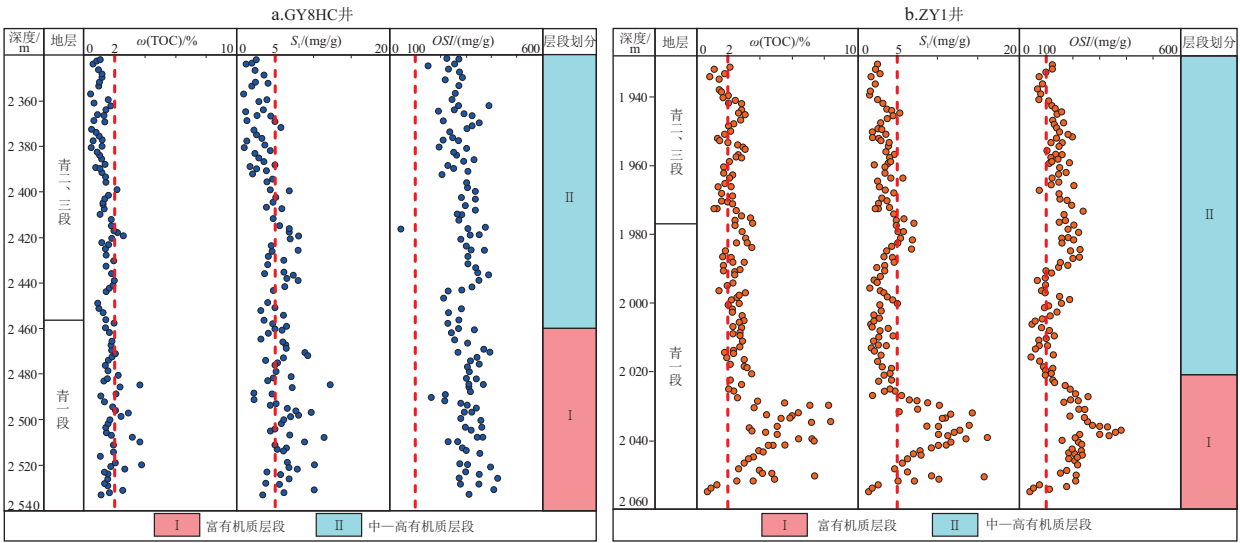


图 2 图 2 松辽盆地古龙凹陷 GY8HC 井(a)和三肇凹陷 ZY1 井(b)含油性特征纵向变化
Fig.2 Longitudinal variation of oil-bearing characteristics in well GY8HC of Gulong Sag (a)
and well ZY1 of Sanzhao Sag (b), Songliao Basin

类的指标。 OSI 越高,页岩油的流动性越好,其值大于 100 mg/g 时,基本表示地层中的可动油含量较高^[21]。GY8HC 井 OSI 在 56.86~528.20 mg/g 之间,平均为 306.39 mg/g;ZY1 井 OSI 在 35.94~555.99 mg/g 之间,平均为 155.76 mg/g。纵向剖面上,GY8HC 井页岩样品的 OSI 值均高于 100 mg/g (图 2a),而 ZY1 井中 OSI 高值区(大于 100 mg/g)仅分布在青一段底部与青二、三段底部的部分区域(图 2b),表明 GY8HC 井页岩油可动性远高于 ZY1 井。

依据含油性特征,将青山口组页岩划分为 2 个层段(图 2):富有机质层段(Ⅰ)与中—高有机质层段(Ⅱ)。ZY1 井Ⅰ段厚度约 30 m,相比于Ⅱ段,其含油性更好(表 1),TOC 含量与 S_1 增高趋势明显;GY8HC 井纵向含油性变化较小,其中Ⅰ段厚达 78 m,其 TOC 含量与 OSI 变化幅度较小,但Ⅰ段 S_1 明显高于Ⅱ段。整体而言,青山口组有机质富集

段主要分布在青一段下部,ZY1 井Ⅰ段含油性明显好于 GY8HC 井,且该层段中含油性指标表现为突变式的增长。

3.1.4 页岩含油性控制因素

前人研究认为,青山口组页岩含油性主要受控于页岩体系封闭性、岩石类型、储层物性与孔隙结构、有机碳含量、有机质成熟度以及地层超压等因素^[22]。无论古龙还是三肇凹陷,其青山口组以页岩为主,烃源岩厚度大,源储一体,页岩整体含油。青山口组页岩体系顶底板封闭性好且具超压,本次研究的 2 口井压力系数在 1.1~1.3 之间,二者差异较小^[23]。此外,三肇凹陷页岩孔隙度为 3.0%~11.0%,古龙凹陷页岩孔隙度为 5.0%~12.5%,二者水平渗透率一般小于 $0.610 \times 10^{-3} \mu m^2$,以低渗透储层为主,储集物性差异不大^[4];其中二者的储集空间类型也较为相似,基质孔隙和页理缝是页岩油富集的

表 1 松辽盆地 2 口井白垩系青山口组页岩含油性特征对比

Table 1 Comparison of oil-bearing characteristics of shale in Cretaceous Qingshankou Formation from two wells in Songliao Basin

井号	深度/m	层段	$\omega(TOC)/\%$	$S_1/(mg/g)$	$OSI/(mg/g)$
ZY1	2 020.1~2 050.1	Ⅰ	0.39~8.32	0.15~17.40	37.76~379.76
			3.72	8.01	208.78
	1 920.6~2 020.1	Ⅱ	0.47~4.96	0.26~9.53	35.94~555.99
			2.21	2.96	137.70
GY8HC	2 460.8~2 532.8	Ⅰ	0.55~3.74	0.31~12.18	56.86~482.09
			1.75	5.54	310.28
	2 340.8~2 460.8	Ⅱ	0.29~2.95	0.64~8.54	147.14~528.11
			1.36	4.17	302.75

注:表中分式意义为 $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ 。

主要空间^[24]。基于不同地区青山口组页岩 TOC 含量、成熟度对比分析,高波等^[4]认为成熟度决定了有机质生排烃程度,是控制页岩含油性的重要因素,一般在成熟中晚期—高成熟早期,页岩高含油。

综上所述,TOC 含量与有机质成熟度是控制青山口组页岩含油性的主要因素。青山口组页岩 TOC 含量与 S_1 有很好的正相关关系,随着 TOC 含量的增高,游离烃含量逐渐增高(图 3)。ZY1 井页岩的 TOC 含量显著高于 GY8HC 井,表明 2 口井的有机质富集情况存在差异,而页岩中有机质的富集主要受沉积环境特征控制^[25]。因此,为了研究沉积环境对有机质富集的控制作用,充分分析了 2 口井的古气候、古盐度、古氧化还原条件、古水深等沉积环境指标的差异以及与 TOC 含量的关系。此外,通过对 2 口井的含油性数据对比研究发现,在 TOC 含量相等的情况下,GY8HC 井的 S_1 明显高于 ZY1 井,其页岩高含油(图 3)。GY8HC 井有机碳含量相对较低,但含油特征更好,这可能与有机质成熟度和有机质类型有关。故在本次研究中主要讨论了有机质成熟度与类型对含油性的控制。

3.2 页岩形成环境的地球化学特征

有机质的富集主要与古湖泊生产力、古气候、古盐度、古氧化还原、古水深等条件有关,通过 2 口井岩心样品的主微量元素数据,对其沉积环境特征进行分析。

3.2.1 古湖泊生产力

Ni、Cu、Zn、Mo 等微量元素在沉积物中多与有机质结合,有机质分解后,会进入到黄铁矿中,通常会在缺氧的底水环境中富集,被认为是氧化还原敏感元素^[26]。此外,这些微量元素含量与有机碳含

量呈正相关,可以用作有机碳沉降通量与古生产力的指标^[27-28],高含量的 Ni、Cu、Zn、Mo 指示了较高的古生产力。ZY1 井页岩中 Ni、Mo、Zn 与 Cu 的平均含量分别为 25.08、8.84、101.01、33.17 $\mu\text{g/g}$,GY8HC 井 Ni、Mo、Zn 与 Cu 平均含量分别为 23.88、6.55、106.18、31.15 $\mu\text{g/g}$ (图 4),ZY1 井 Ni、Mo、Cu 平均含量要高于 GY8HC 井,指示 ZY1 井古生产力更高。为了进一步明确目的层段的古生产力高低,将微量元素指标与后太古界澳大利亚页岩(PAAS)样品相对比^[29],发现 2 口井的 Mo 与 Zn 元素显著高于 PAAS,而 Ni 与 Cu 要低于 PAAS。但低的 Ni、Cu 含量并不一定指示低的古生产力水平^[30]。因此,ZY1 井与 GY8HC 井均有较高的古生产力,其中 ZY1 井古生产力高于 GY8HC 井。

纵向剖面上,古生产力指标与 TOC 含量有较好的对应关系(图 4),I 层段的古生产力指标较高,指示古生产力是有机质富集的关键因素之一。GY8HC 井的古生产力指标变化较小(图 4a),这与该井的 TOC 含量变化趋势较为一致;ZY1 井的营养元素含量变化较为明显,2 km 以下有明显升高趋势(图 4b),其 TOC 含量也在逐渐增高。

3.2.2 古气候

古气候不仅影响着降水、风化以及水体分层,也影响着水体盐度的变化,从而控制着有机质的富集与保存。Sr 与 Cu 元素的含量受到气候的影响,一般情况下,干燥炎热则 Sr 元素富集,因此,Sr/Cu 比值可作为古气候指标^[31]。

Sr 元素与 Sr/Cu 交会图表明(图 5a),GY8HC 井 Sr 含量在 176~822 $\mu\text{g/g}$ 之间,Sr/Cu 比值介于 4.14~37.78 之间,平均为 10.71;ZY1 井 Sr 含量为 142.41~953.72 $\mu\text{g/g}$,Sr/Cu 比值在 3.17~34.98 之间,平均达 11.62,指示青山口组沉积时期处于半湿润—半干旱气候。青一段沉积时期,2 口井均处于偏温暖湿润的半湿润—半干旱气候,但在青二、三段沉积时期,二者有较大差异,其中,GY8HC 井古气候指标变化较小,Sr/Cu 基本保持在 10 左右。纵向剖面显示,古气候指标与 TOC 含量的分布趋势较为一致,其中,ZY1 井变化较为明显,青一段为温暖湿润气候,青二、三段逐渐变为偏干旱气候,而有机质富集段主要分布在青一段下部(图 6)。

3.2.3 古盐度

水体盐度影响着生物种类以及其繁殖发育情况,进而影响有机质的富集与保存^[32]。Sr 与 Ba 元素对水体盐度十分敏感,一般情况下,咸水环境中的 Sr 元素更为富集;而 Ba 元素在水体盐度逐渐增

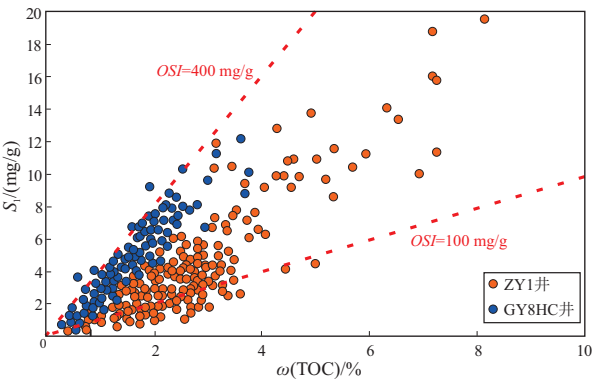


图 3 松辽盆地不同凹陷 2 口典型井白垩系青山口组页岩 TOC 含量与 S_1 关系

Fig.3 Relationship between total organic carbon (TOC) content and free hydrocarbon content (S_1) in shale of Cretaceous Qingshankou Formation from two typical wells in different sags of Songliao Basin

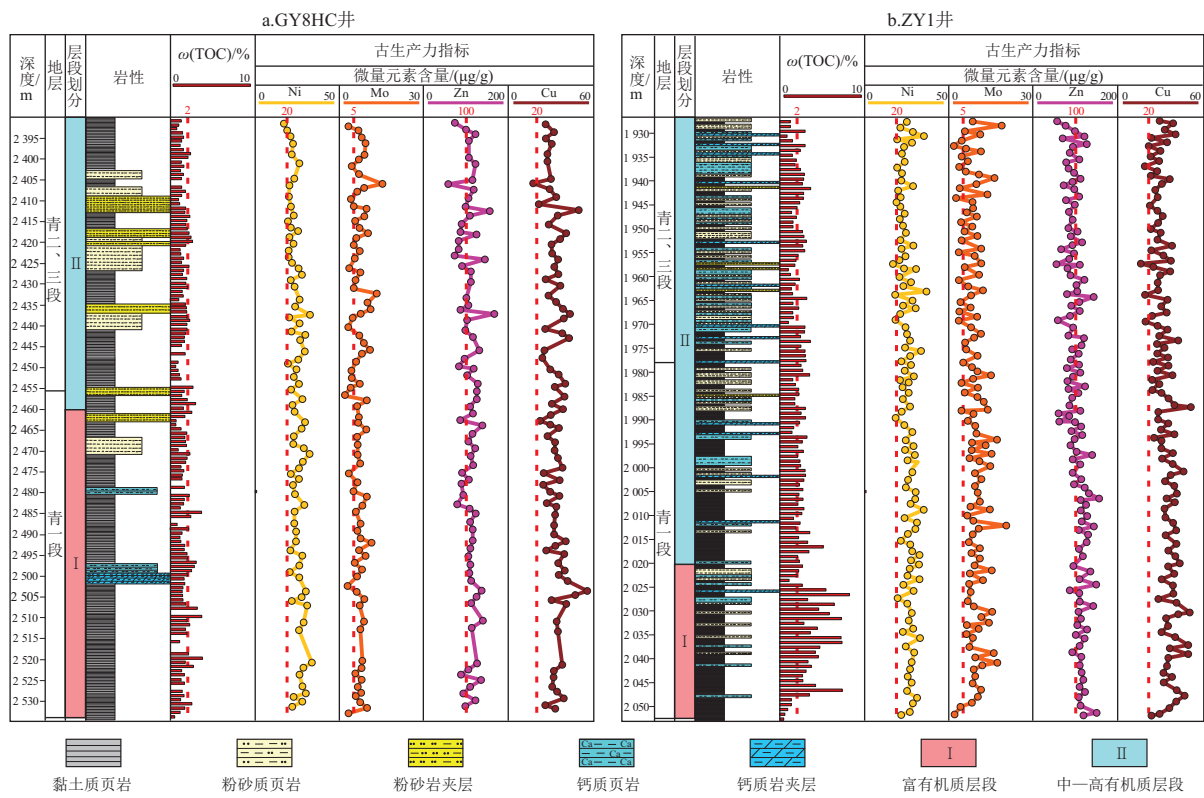


图 4 松辽盆地白垩系青山口组页岩古生产力指标纵向变化

Fig.4 Longitudinal variation of paleoproductivity indicators for shale of Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin

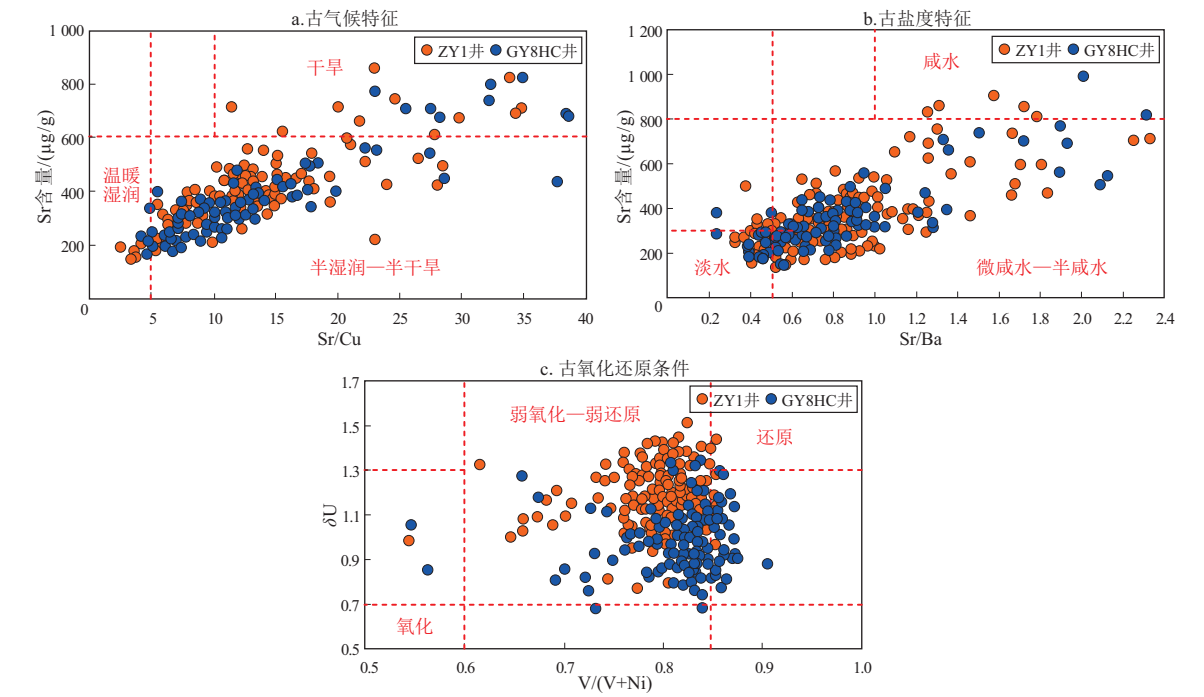


图 5 松辽盆地 2 口典型井的沉积环境指标交会图

Fig.5 Cross plots of sedimentary environment indicators from two typical wells in Songliao Basin

大时,会以沉淀的方式出现^[33-34]。因此 Sr/Ba 比值可定性表征水体盐度特征,Sr/Ba 比值大于 1 时指示为咸水环境,小于 0.5 指示为淡水环境,介于

0.5~1 为微咸水—半咸水环境^[35]。
GY8HC 井 Sr/Ba 介于 0.23~2.31 之间,平均为 0.74,ZY1 井 Sr/Ba 为 0.37~2.35,平均为 0.78,

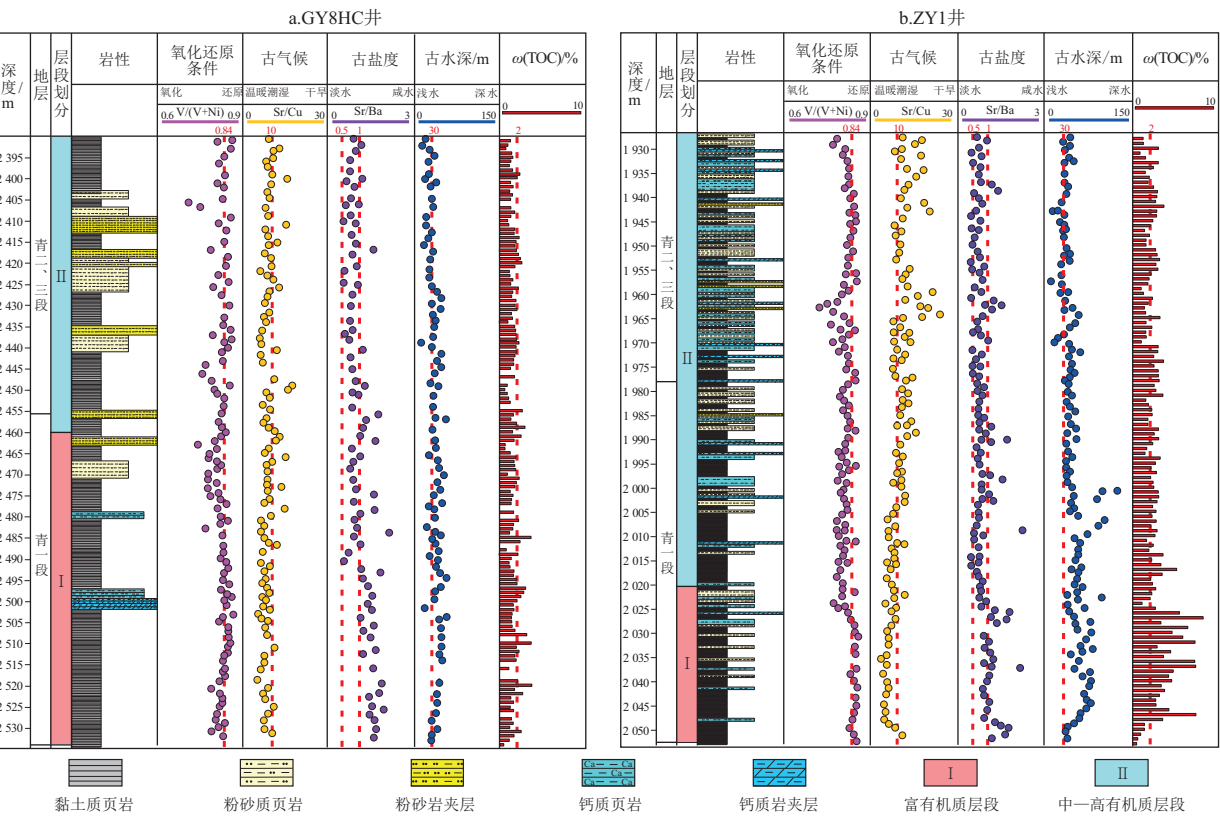


图6 松辽盆地白垩系青山口组沉积环境特征

Fig.6 Sedimentary environment characteristics of Cretaceous Qingshankou Formation in Songliao Basin

2口井的Sr含量与Sr/Ba数据接近,指示青山口组沉积时期水体环境整体表现为微咸水—半咸水特征(图5b)。纵向剖面上,2口井均表现出随着埋深增大,Sr/Ba随之增大的趋势,指示青一段水体盐度高于青二、三段,更利于有机质的保存,且局部层段Sr/Ba大于2.0,水体在咸水与淡水之间变化,推测与间歇性海侵有关。纵向剖面上,GY8HC井青一段水体盐度更高,整体为咸水环境;而ZY1井青一段水体局部偏咸水,水体整体显现出微咸水—半咸水特征(图6)。古盐度指标与TOC含量有较好的对应关系,咸水环境下有机质保存条件好,其有机碳含量更高。

3.2.4 古氧化还原条件

地层中V、Ni、U、Co等微量元素由于还原条件的不同,其含量也会产生分异,因此可作为古氧化还原条件的有效指标^[36-37]。V/(V+Ni)比值经常被用来表征氧化还原条件^[38],前人研究认为V/(V+Ni)大于0.84为还原环境,其小于0.6则为氧化环境^[35]。此外,WIGNALL等^[36]应用U和Th的关系建立了 δU 指数来评价古氧化还原条件,其中 $\delta U=2U/(U+Th/3)$,认为 δU 大于1代表还原环境,小于1代表氧化环境。

ZY1井V/(V+Ni)值在0.54~0.85之间,平均为0.80, δU 在0.77~1.53之间,平均为1.16;GY8HC井V/(V+Ni)值为0.55~0.91,平均达0.82, δU 为0.68~1.35,平均达0.97。 δU 与V/(V+Ni)交会图显示,ZY1井 δU 值略高于GY8HC井,但2口井的V/(V+Ni)值极为接近(图5c)。纵向剖面上,2口井的古氧化还原指标变化较小,V/(V+Ni)值基本保持在0.6~0.9之间,指示青山口组沉积时期为弱氧化—弱还原环境。青一段的V/(V+Ni)值多大于0.84,指示该时期主要为还原环境;青二、三段只有局部样品V/(V+Ni)值大于0.84,整体表现为弱氧化—弱还原特征,局部还原。ZY1井古氧化还原指标与TOC含量的对应关系较好,ZY1井青一段下部指示为还原环境,相对应的TOC含量整体高于2%;GY8HC井TOC含量与V/(V+Ni)值变化区间小,对应变化不明显(图6)。结果表明古氧化还原条件对有机质的富集与保存有较大影响,还原环境有利于有机质的保存。

3.2.5 古水深

古水深有利于水体分层,对有机质的富集与保存起着至为关键的作用。前人基于钴(Co)元素含量,提出了一种定量推测地层沉积古水深(H_{Co})的

方法^[39],具体公式如下:

$$H_{Co} = 3.05 \times 10^5 / \{ [V_o \times N_{Co} / (S_{Co} - t \times T_{Co})]^{3/2} \}$$

式中: V_o 是古代湖泊的正常沉积速率,为每年 0.4 mm; N_{Co} 是正常湖泊沉积物 Co 的含量,为 20 $\mu\text{g/g}$; S_{Co} 是样品中 Co 的含量,单位 $\mu\text{g/g}$; t 为物源钴对样品的贡献值, $t = S_{La}/N_{La}$, S_{La} 为样品中镧(La)的丰度,单位 $\mu\text{g/g}$, N_{La} 是陆源碎屑岩中镧的平均丰度,为 38.99 $\mu\text{g/g}$; T_{Co} 是陆源碎屑岩中钴的含量,为 4.68 $\mu\text{g/g}$ 。

根据上述计算方法,研究区 2 口井的古水深纵向变化如图 6 所示,青一段处于深湖相环境,古水深明显高于青二、三段,古水深整体大于 30 m;青二、三段底部处于半深湖相环境中,古水深逐渐变浅,到青二、三段顶部沉积时,演化成滨浅湖、三角洲相环境,水深达到最小,大多在 20~30 m 之间,局部在 20 m 以下。ZY1 井古水深在 19.25~76.25 m 之间,平均达 40.04 m,GY8HC 井古水深在 15.80~58.90 m 之间,平均达 31.32 m,青山口组沉积期 ZY1 井处于沉积中心,其古水深显著高于 GY8HC 井。古水深较深的层位有机质丰度较高^[40],ZY1 井中青一段底部古水深在 40~70 m 之间,有机质保存良好,其 TOC 含量在 2%~8%之间;而 GY8HC 井古水深变化较小,其 TOC 含量变化也较小(图 6)。

总之,青山口组富有机质页岩是高生产力、深的水体、半湿润—半干旱气候以及咸水还原环境等多因素综合影响的结果,其中青一段烃源岩主要形成于盐度高、水体深、具高生产力的深湖相沉积环境中;而青二、三段烃源岩主要形成于半深湖—三角洲相沉积环境中(图 6)。按层段来看,GY8HC 井 I 段微量元素变化相对于 II 段变化较小,但 ZY1 井沉积环境指标变化较为明显, I 段沉积环境优于 II 段,且纵向上沉积环境相关指标与 TOC 含量有较好的对应关系,指示沉积环境控制着有机质的富集。ZY1 井沉积环境相较于 GY8HC 井更有利于有机质的保存,因此,ZY1 井页岩样品具有更高的有机质丰度(图 2)。

3.3 有机质生烃转化的影响因素

通过镜下观察以及热解数据明确 2 口井的有机质类型,根据岩石最高热解峰温(T_{\max})定量表征有机质热演化程度,对比 2 口井的有机质类型与成熟度差异。

3.3.1 有机质类型

有机显微组分可以用来判别有机质的来源,也是判别有机质类型的重要指标,可以根据显微组分

含量直接划分类型^[41]。

镜下观测发现,青山口组页岩中常见沥青质体(图 7a);此外,页岩中既有来源于水生环境的层状藻类体(图 7b)与矿物沥青基质(图 7c),也可以观察到来自陆源的孢子体(图 7d)、镜质体(图 7e)与丝状体(图 7f)等,镜下也多见椭圆形生物介壳类(图 7g),表明青山口组有机质来源复杂,生油潜力大,水生生物和陆源有机质对烃源岩的形成都有贡献。

青山口组页岩有机显微组分以藻类体与孢子体为主(图 7h-i),但在不同地区其含量存在较大差异。藻类体是重要的生烃母质,是下古生界页岩中的主要有机显微组分之一^[42],其形态各异,大小在 10~50 μm 之间,大多为 20 μm 。沥青质体是海相页岩的主要有机成分,具有很强的生油潜力,其自身形态多样,轮廓模糊,外形多呈棉絮状或云雾状^[43]。孢子体主要由植物的孢子形成,多呈圆形、椭圆形、扁环状、蠕虫状等生物形貌(图 7a,d),有时会聚集在一起形成小孢子堆,属于壳质组的一类^[43]。GY8HC 井最主要的显微组分为腐泥组,主要为藻类体与沥青质体,其含量大于 50%,充填于自生矿物孔隙空间内,呈不规则形态,夹杂少量孢子体等(图 7a-b,h-i);ZY1 井样品中除了腐泥组外,也多见壳质组与镜质组等(图 7c-f),其含量在 20%~40%之间。据此可知,GY8HC 井有机质类型以 I 型干酪根为主;ZY1 井有机质类型以 II₁型为主,含少量 I 型。

此外,利用 T_{\max} 和氢指数(I_H)判别青山口组烃源岩有机质类型以 I 型与 II₁型为主(图 8),其中 GY8HC 井有机质类型以 I 型为主;而 ZY1 井有机质类型主要为 II₁型,含少量 I 型,结果与显微组分结论一致。研究区 2 口典型井的有机质类型差异较大,会对有机质的转化生油造成影响。

不同类型干酪根的生油潜力是不同的,一般来说, I 型干酪根生油潜力大, II 型生油潜力居中,而 III 型干酪根的生油潜力最差^[44]。GY8HC 井有机质类型主要为 I 型,其生油能力较强;ZY1 井有机质类型以 II₁型为主, I 型干酪根含量较少。GY8HC 井有机质类型更好,因此,其有机质生油能力更好,游离烃含量更多,含油性更好。

3.3.2 有机质成熟度

有机质成熟度是衡量有机质向油气转化程度的重要指标^[45]。 T_{\max} 随着热演化程度的增加而增加,研究发现不同类型有机质的 T_{\max} 与镜质体反射率(R_o)具良好的相关性, T_{\max} 在 430 $^{\circ}\text{C}$ 进入生烃门

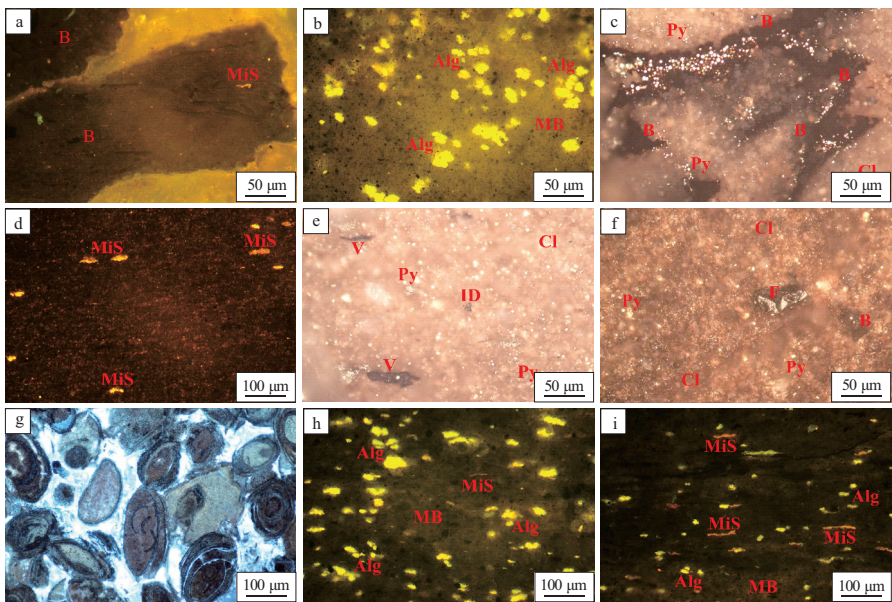


图 7 松辽盆地白垩系青山口组页岩有机显微组分与古生物镜下照片

a.深灰色富有机质黏土质页岩,反射荧光(蓝光激发),沥青质体(B)中偶见小孢子体(MIS),2 525.6 m,GY8HC 井;b.纹层状钙质页岩,反射荧光(蓝光激发),矿物沥青基质(MB)中见藻类体(Alg)富集分布,2 481.5 m,GY8HC 井;c.油浸,反射单偏光下黏土矿物(Cl)基底中见沥青质体充填于岩石孔隙中,黄铁矿(Py)呈团粒状分布,2 021.1 m,ZY1 井;d.深灰色页岩,反射荧光(蓝光激发),小孢子体大致平行层面分布,1 987.6 m,ZY1 井;e.油浸,反射单偏光下黏土矿物基底中见镜质体(V)破碎呈条带状,碎屑惰质体(ID)零散分布,黄铁矿团粒易见,1 964.6 m,ZY1 井;f.油浸,反射单偏光下黏土矿物基底中见丝质体(F)破碎呈不规则块状,沥青质体充填于裂隙中或吸附于黏土矿物中,黄铁矿团粒易见,2 026.1 m,ZY1 井;g.生物介壳灰岩,椭圆形生物介壳杂乱分布,1 955.61 m,ZY1 井;h.纹层状黏土质页岩,反射荧光(蓝光激发),矿物沥青基质中见藻类体富集呈层状分布,小孢子体呈蠕虫状,2 476 m,GY8HC 井;i.黏土质页岩,反射荧光(蓝光激发),矿物沥青基质中见小孢子体呈蠕虫状大致平行层面分布,藻类体呈椭球状,2 384.17 m,GY8HC 井。

Fig.7 Microscopic photographs of organic macerals and microfossils in shale of Cretaceous Qingshankou Formation in Songliao Basin

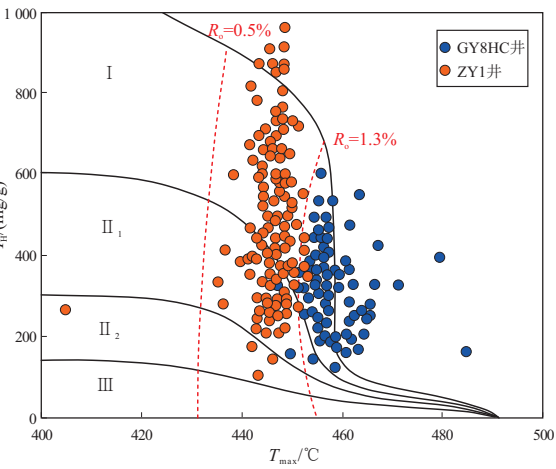


图 8 松辽盆地 2 口典型井白垩系青山口组页岩的 T_{\max} 与 I_H 交会图

Fig.8 Cross plots of T_{\max} and I_H in shale of Cretaceous Qingshankou Formation from two typical wells in Songliao Basin

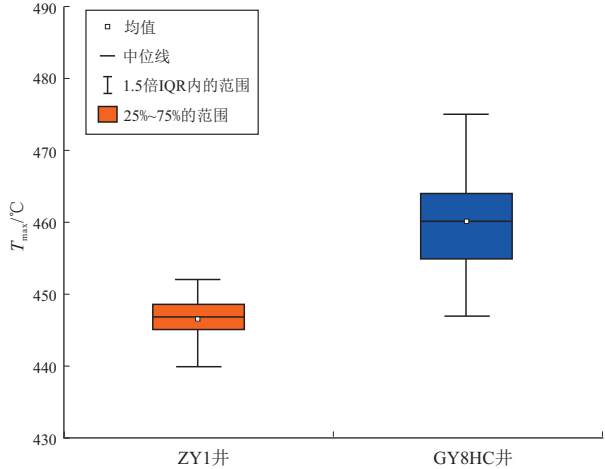


图 9 松辽盆地 2 口典型井白垩系青山口组页岩的 T_{\max} 数据箱线

Fig.9 Box plots of T_{\max} data for shale of Cretaceous Qingshankou Formation from two typical wells in Songliao Basin

限,在 440~460 ℃ 进入成熟阶段^[46]。

对 ZY1 井与 GY8HC 井的 368 个样品开展了岩石热解分析,数据显示 GY8HC 井岩石 T_{\max} 在 440~484 ℃ 之间,平均达 460 ℃;ZY1 井 T_{\max} 为 439~452 ℃,平均仅为 446 ℃(图9),指示GY8HC井地层

处于成熟—高成熟阶段,而 ZY1 井地层处于低成熟—成熟阶段。有机质成熟度受温度与时间的控制,GY8HC 井埋深较 ZY1 要深,其地温更高,导致 GY8HC 井的热演化程度整体要高于 ZY1 井。前人研究指出^[46],古龙凹陷页岩成熟度普遍较高

($R_o > 1\%$), 而三肇凹陷页岩多处于中—低成熟度阶段($R_o < 1\%$), 这与本研究结论一致。分析结果表明, 研究区青山口组有机质热演化整体处于低熟—高成熟阶段, 都已进入生烃阶段, 有机质大多已生成油气, 但由于 GY8HC 井热演化程度更高, 有机质转化生油能力更好, 使得 GY8HC 井具有更为可观的含油性和可动油量。

GY8HC 井页岩样品的有机质类型为 I₁, 其 T_{\max} 大于 440 °C, 整体处于成熟阶段, 部分已进入高一过成熟阶段; ZY1 井的页岩有机质类型以 II₁ 型与部分 I 型为主, 有机质刚进入成熟阶段。因此, GY8HC 井的样品具有较高的成熟度及较高的生烃转化率, 使其有更高的游离烃含量, 页岩油可动性也更好。

4 结论

(1) 有机地化特征揭示研究区白垩系青山口组页岩含油性较好, 其中, 青一段含油性好于青二、三段。ZY1 井 TOC 含量高于 GY8HC 井, 但其游离烃含量与含油饱和度指数远小于 GY8HC 井。

(2) 页岩形成时的地球化学环境控制着有机质的富集。微量元素数据表明, 青山口组页岩形成于半深湖—深湖相环境中, 古环境以半湿润—半干旱环境为主, 水体盐度呈微咸水—半咸水, 古生产力高, 沉积时期水体较深, 有利于有机质的富集与保存。ZY1 井页岩形成于更高的古生产力与更深的古水深环境, 其沉积环境条件优于 GY8HC 井, 因此, ZY1 井有机质更加富集。

(3) 青山口组页岩的显微组分以藻类体、孢子体与镜质体为主, 有机质来源广泛, 页岩生油能力较强, 有机质类型以 I 型、II₁ 型为主。GY8HC 井页岩显微组分以腐泥组为主, 有机质类型为 I 型; 而 ZY1 井页岩的显微组分除腐泥组外, 壳质组与镜质组含量也较高, 有机质类型以 II₁ 型为主。 T_{\max} 数据显示, GY8HC 井的有机质热演化程度高于 ZY1 井。GY8HC 井青山口组页岩有机质类型好, 成熟度高, 因此, GY8HC 井具更高的游离烃含量, 页岩油可动性更好。

致谢: 衷心感谢中国石油勘探开发研究院提供的样品与资料支持!

利益冲突声明/Conflict of Interests

作者陈睿倩是本刊青年编委会成员, 未参与本文的同行评审或决策。Author CHEN Ruiqian is a Young Editorial Board Member of this journal. CHEN Ruiqian did not take part in peer review or decision making of this article.

作者贡献/Authors' Contributions

商斐参与实验设计; 白昕、张楠完成实验操作; 白昕、陈睿倩参与论文的写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The study was designed by SHANG Fei. The experimental operation was completed by BAI Xin and ZHANG Nan. The manuscript was drafted and revised by BAI Xin and CHEN Ruiqian. All authors have read the last version of the paper and consented to its submission.

参考文献:

- [1] 柳波, 吕延防, 冉清昌, 等. 松辽盆地北部青山口组页岩油形成地质条件及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 280–285.
LIU Bo, LÜ Yanfang, RAN Qingchang, et al. Geological conditions and exploration potential of shale oil in Qingshankou Formation, northern Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 280–285.
- [2] 康淑娟, 仰云峰, 王华建, 等. 松辽盆地中央坳陷区三肇凹陷上白垩统青山口组一段页岩含油性特征[J]. 石油实验地质, 2023, 45(1): 89–98.
KANG Shujuan, YANG Yunfeng, WANG Huajian, et al. Oil-bearing capacity of shale in the first member of Upper Cretaceous Qingshankou Formation, Sanzhao Sag, Central Depression, Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(1): 89–98.
- [3] 何文渊, 蒙启安, 张金友. 松辽盆地古龙页岩油富集主控因素及分类评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(5): 1–12.
HE Wenyuan, MENG Qi'an, ZHANG Jinyou. Controlling factors and their classification-evaluation of Gulong shale oil enrichment in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5): 1–12.
- [4] 高波, 何文渊, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩岩性、物性、含油性特征及控制因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(3): 68–79.
GAO Bo, HE Wenyuan, FENG Zihui, et al. Lithology, physical property, oil-bearing property and their controlling factors of Gulong shale in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(3): 68–79.
- [5] 卢双舫, 黄文彪, 陈芳文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249–256.
LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, CHEN Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249–256.
- [6] 侯启军, 冯子辉, 邹玉良. 松辽盆地齐家—古龙凹陷油气成藏期次研究[J]. 石油实验地质, 2005, 27(4): 390–394.
HOU Qijun, FENG Zihui, ZOU Yuliang. Study on the pool-forming periods of oil and gas in Qijia–Gulong Sag in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(4): 390–394.
- [7] 周卓明. 陆相泥页岩源—储协同演化特征分析: 以松辽盆地长岭断陷沙河子组为例[J]. 石油实验地质, 2023, 45(2): 243–251.
ZHOU Zhuoming. Co-evolution characteristics of organic matter and reservoir in continental shale: a case study of Shahezi Formation in

- Changling Faulted Depression, Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(2): 243–251.
- [8] 柳波,石佳欣,付晓飞,等.陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件:以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J].*石油勘探与开发*, 2018, 45(5): 828–838.
- LIU Bo, SHI Jiaxin, FU Xiaofei, et al. Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: a case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(5): 828–838.
- [9] 王岚,曾雯婷,夏晓敏,等.松辽盆地齐家—古龙凹陷青山口组黑色页岩岩相类型与沉积环境[J].*天然气地球科学*, 2019, 30(8): 1125–1133.
- WANG Lan, ZENG Wenting, XIA Xiaomin, et al. Study on lithofacies types and sedimentary environment of black shale of Qingshankou Formation in Qijia – Gulong Depression, Songliao Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(8): 1125–1133.
- [10] 杨建国,李士超,姚玉来,等.松辽盆地北部上白垩统青山口组一段页岩油战略调查成果综述[J].*地质与资源*, 2021, 30(3): 232–238.
- YANG Jianguo, LI Shichao, YAO Yulai, et al. Strategic survey results of shale oil in the first member of Qingshankou Formation, Upper Cretaceous in northern Songliao Basin [J]. *Geology and Resources*, 2021, 30(3): 232–238.
- [11] 孙龙德,刘合,何文渊,等.大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J].*石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 453–463.
- SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 453–463.
- [12] ZHOU Yongsheng, LITTKER R. Numerical simulation of the thermal maturation, oil generation and migration in the Songliao Basin, Northeastern China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16(8): 771–792.
- [13] FENG Zhiqiang, JIA Chengzao, XIE Xinong, et al. Tectonostratigraphic units and stratigraphic sequences of the nonmarine Songliao Basin, Northeast China [J]. *Basin Research*, 2010, 22(1): 79–95.
- [14] 付丽,梁江平,白雪峰,等.松辽盆地北部中浅层石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J].*海相油气地质*, 2019, 24(2): 23–32.
- FU Li, LIANG Jiangping, BAI Xuefeng, et al. The geological conditions, resource potential, and exploration direction of oil of middle–shallow layers in the northern Songliao Basin [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2019, 24(2): 23–32.
- [15] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 沉积岩中总有机碳测定: GB/T 19145–2022 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2022.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration. Determination for total organic carbon in sedimentary rock: GB/T 19145–2022 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2022.
- [16] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 岩石热解分析: GB/T 18602—2012 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2013.
- General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People’s Republic of China, Standardization Administration of the People’s Republic of China. Rock pyrolysis analysis: GB/T 18602–2012 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2013.
- [17] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 硅酸盐岩石化学分析方法 第 30 部分: 44 个元素量测定: GB/T 14506.30—2010 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.
- General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People’s Republic of China, Standardization Administration of the People’s Republic of China. Methods for chemical analysis of silicate rocks—Part 30: Determination of 44 elements: GB/T 14506.30–2010 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2011.
- [18] 国家能源局. 透射光—荧光干酪根显微组分鉴定及类型划分方案: SY/T 5125–2014 [S]. 北京: 中国石油天然气集团公司, 2014.
- National Energy Administration. Method of identification microscopically the macerals of kerogen and indivision the kerogen type by transmitted-light and fluorescence: SY/T 5125–2014 [S]. Beijing: China National Petroleum Corporation, 2014.
- [19] HUNT J M. Distribution of hydrocarbons in sedimentary rocks [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1961, 22(1): 37–49.
- [20] 柳广弟. 石油地质学 [M]. 5 版. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- LIU Guangdi. *Petroleum geology* [M]. 5th ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [21] LI Jinbu, JIANG Chunqing, WANG Min, et al. Adsorbed and free hydrocarbons in unconventional shale reservoir: a new insight from NMR T₁–T₂ maps [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 116: 104311.
- [22] 何文渊,柳波,张金友,等.松辽盆地古龙页岩油地质特征及关键科学问题探索[J].*地球科学*, 2023, 48(1): 49–62.
- HE Wenyuan, LIU Bo, ZHANG Jinyou, et al. Geological characteristics and key scientific and technological problems of Gulong shale oil in Songliao Basin [J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 49–62.
- [23] 焦方正,邹才能,杨智.陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J].*石油勘探与开发*, 2020, 47(6): 1067–1078.
- JIAO Fangzheng, ZOU Caineng, YANG Zhi. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1067–1078.
- [24] 朱国文,王小军,张金友,等.松辽盆地陆相页岩油富集条件及勘探开发有利区[J].*石油学报*, 2023, 44(1): 110–124.
- ZHU Guowen, WANG Xiaojun, ZHANG Jinyou, et al. Enrichment conditions and favorable zones for exploration and development of continental shale oil in Songliao Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 110–124.
- [25] ZHANG Kun, LIU Rong, LIU Zhaojun, et al. Influence of volcanic

- and hydrothermal activity on organic matter enrichment in the Upper Triassic Yanchang Formation, southern Ordos Basin, Central China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 112: 104059.
- [26] TRIBOVILLARD N, ALGEO T J, LYONS T, et al. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies; an update [J]. *Chemical Geology*, 2006, 232(1/2): 12–32.
- [27] MORFORD J L, EMERSON S. The geochemistry of redox sensitive trace metals in sediments[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1999, 63(11/12): 1735–1750.
- [28] CHEN Ruiqian, SHARMA S. Linking the Acadian Orogeny with organic-rich black shale deposition; evidence from the Marcellus shale[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 79: 149–158.
- [29] TAYLOR S R, MCLENNAN S M. The continental crust: its composition and evolution [M]. Oxford, England: Blackwell Scientific Publication, 1985.
- [30] 韦恒叶. 古海洋生产力与氧化还原指标: 元素地球化学综述[J]. *沉积与特提斯地质*, 2012, 32(2): 76–88.
- WEI Hengye. Productivity and redox proxies of palaeo-oceans: an overview of elementary geochemistry [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2012, 32(2): 76–88.
- [31] 徐波, 刁慧, 王宁, 等. 东海盆地丽水凹陷古新统微量元素地球化学特征及其指示意义[J]. *海洋地质前沿*, 2022, 38(12): 64–74.
- XU Bo, DIAO Hui, WANG Ning, et al. Geochemical characteristics and indicative significance of trace elements in the Paleocene in Lishui Sag, East China Sea Basin[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2022, 38(12): 64–74.
- [32] COUCH E L. Calculation of paleosalinities from boron and clay mineral data[J]. *AAPG Bulletin*, 1971, 55(10): 1829–1837.
- [33] VAHRENKAMP V C, SWART P K. New distribution coefficient for the incorporation of strontium into dolomite and its implications for the formation of ancient dolomites[J]. *Geology*, 1990, 18(5): 387–391.
- [34] JIA Jianliang, BECHTEL A, LIU Zhaojun et al. Oil shale formation in the Upper Cretaceous Nenjiang Formation of the Songliao Basin (NE China): implications from organic and inorganic geochemical analyses[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 113: 11–26.
- [35] 白静, 徐兴友, 陈珊, 等. 松辽盆地长岭凹陷乾安地区青山口组一段沉积相特征与古环境恢复: 以吉页油1井为例[J]. *中国地质*, 2020, 47(1): 220–235.
- BAI Jing, XU Xingyou, CHEN Shan, et al. Sedimentary characteristics and paleo-environment restoration of the first member of Qingshankou Formation in Qian'an area, Changling Sag, Songliao Basin: a case study of Jiyeyou 1 well[J]. *Geology in China*, 2020, 47(1): 220–235.
- [36] WIGNALL P B, TWITCHETT R J. Oceanic anoxia and the end Permian mass extinction[J]. *Science*, 1996, 272(5265): 1155–1158.
- [37] WERNE J P, SAGEMAN B B, LYONS T W, et al. An integrated assessment of a “type euxinic” deposit: evidence for multiple controls on black shale deposition in the Middle Devonian Oatka Creek Formation[J]. *American Journal of Science*, 2002, 302(2): 110–143.
- [38] JONES B, MANNING D A C. Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones[J]. *Chemical Geology*, 1994, 111(1/4): 111–129.
- [39] 吴智平, 周瑶琪. 一种计算沉积速率的新方法: 宇宙尘埃特征元素法[J]. *沉积学报*, 2000, 18(3): 395–399.
- WU Zhiping, ZHOU Yaoqi. Using the characteristic elements from meteoritic dust in strata to calculate sedimentation rate[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2000, 18(3): 395–399.
- [40] 申家年, 王庆红, 何江林, 等. 松辽盆地白垩纪湖泊水体温度与古气候温度估算[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2008, 38(6): 946–952.
- SHEN Jianian, WANG Qinghong, HE Jianglin, et al. Estimation of the ancient lake temperature and paleo-climate of the Cretaceous period in the Songliao Basin[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2008, 38(6): 946–952.
- [41] 贾云倩, 刘子平, 任晓海, 等. 有机质类型分异规律及其主控机制: 以威远志留系龙马溪组页岩储层为例[J]. *沉积学报*, 2021, 39(2): 341–352.
- JIA Yunqian, LIU Ziping, REN Xiaohai, et al. Organic matter type differentiation process and main control mechanism: case study of the Silurian Longmaxi Formation shale reservoir in Weiyuan area[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(2): 341–352.
- [42] 焦淑静, 张慧, 薛东川, 等. 泥页岩有机显微组分的扫描电镜形貌特征及识别方法[J]. *电子显微学报*, 2018, 37(2): 137–144.
- JIAO Shujing, ZHANG Hui, XUE Dongchuan, et al. Morphological structure and identify method of organic macerals of shale with SEM[J]. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 2018, 37(2): 137–144.
- [43] KHAN I, ZHONG Ningning, LUO Qingyong, et al. Maceral composition and origin of organic matter input in Neoproterozoic–Lower Cambrian organic-rich shales of Salt Range Formation, upper Indus Basin, Pakistan [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2020, 217: 103319.
- [44] BASKIN D K. 利用干酪根 H/C 比评价烃源岩热成熟度与生烃潜力[J]. *天然气地球科学*, 2002, 13(5/6): 41–49.
- BASKIN D K. Atomic H/C ratio of kerogen as an estimate of thermal maturity and organic matter conversion[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2002, 13(5/6): 41–49.
- [45] 李国雄, 刘成林, 王飞龙, 等. 渤海湾盆地渤中凹陷东营组烃源岩地球化学特征及生烃模式[J]. *石油学报*, 2022, 43(11): 1568–1584.
- LI Guoxiong, LIU Chenglin, WANG Feilong, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation mode of source rocks of Dongying Formation in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(11): 1568–1584.
- [46] 张水昌, 张斌, 王晓梅, 等. 松辽盆地古龙页岩油富集机制与常规—非常规油有序分布[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(5): 911–923.
- ZHANG Shuichang, ZHANG Bin, WANG Xiaomei, et al. Gulong shale oil enrichment mechanism and orderly distribution of conventional–unconventional oils in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(5): 911–923.