



松辽盆地长岭凹陷青山口组一段泥页岩非均质性评价 ——以吉页油 1 井为例

张 迈¹, 唐友军², 徐兴友³, 白 静³, 李洪波²

1. 油气资源与探测国家重点实验室/中国石油大学(北京), 北京 102249;
2. 长江大学 资源与环境学院, 湖北 武汉 430100; 3. 中国地质调查局 油气资源调查中心, 北京 100083

摘 要: 泥页岩评价是油气地球化学研究的重要内容, 是了解油气资源潜力的基础. 以长岭凹陷吉页油 1 井青一段泥页岩为研究对象, 在对其有机质丰度、有机质类型及成熟度等特征分析研究的基础上, 结合测井曲线, 对其非均质性进行刻画描述和分级评价. 得到认识如下: 1) 泥页岩以 I 型、II 型干酪根为主, 成熟度处于低成熟—成熟阶段; 2) 建立了非均质性刻画模型, 并对泥页岩进行了分级评价, 青一段暗色泥页岩以 II 级资源为主, 部分为 I 级资源, III 级资源较少, 青一上段烃源岩整体资源级别要优于青一下段.

关键词: 长岭凹陷; 青一段; 地球化学特征; 非均质性; 泥页岩

HETEROGENEITY EVALUATION OF SHALE IN THE FIRST MEMBER OF QINGSHANKOU FORMATION IN CHANGLING SAG, SONGLIAO BASIN: A Case Study of JYY1 Well

ZHANG Mai¹, TANG You-jun², XU Xing-you³, BAI Jing³, LI Hong-bo²

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. School of Resources and Environment, Yangtze University, Wuhan 430100, China;
3. Oil and Gas Resources Survey Center, CGS, Beijing 100083, China

Abstract: Shale evaluation is an important part of oil-gas geochemistry research and the basis for understanding potential of oil-gas resources. Taking the shale in the first member of Qingshankou Formation in JYY1 well in Changling Sag as object, the paper evaluates the heterogeneity on the basis of organic characteristics and well logging curves. It is considered that the shale mainly belongs to Types I and II of kerogens, in low mature-mature stage. The characterization model of reservoir heterogeneity and grading evaluation of shale show that the dark shale in the first member of Qingshankou Formation is mainly Level-II resource, partly Level-I and a little Level-III, and the overall resource level of source rocks in the upper member is better than that in the lower member of Qingshankou Formation.

Key words: Changling Sag; first member of Qingshankou Formation; geochemical characteristics; heterogeneity; shale

收稿日期: 2021-05-09; 修回日期: 2021-05-12. 编辑: 张哲.

基金项目: 国家自然科学基金项目“苯基多环芳烃检测及其石油地球化学意义”(编号 41972148); 中国地质调查局项目“大兴安岭西缘中生界油气战略选区调查”(编号 DD20160202).

作者简介: 张迈(1995—), 男, 博士研究生, 主要从事油气地球化学研究, 通信地址 北京市昌平区府学路 18 号, E-mail//790369252@qq.com

通信作者: 唐友军(1975—), 男, 副教授, 博士研究生, 主要从事油气地球化学研究, 通信地址 湖北省武汉市蔡甸区蔡甸街大学路 111 号, E-mail//309378729@qq.com

0 引言

松辽盆地是中国重要的含油气盆地, 油气资源丰富, 其白垩系上统青山口组一段(K_2qn^1 , 简称青一段)广泛发育着一套暗色泥页岩, 多口井的钻井资料均有着良好的非常规油气显示^[1-2]. 近年来, 前人在长岭凹陷青一段泥页岩的地球化学特征、沉积环境、生排烃史以及常规与非常规油气资源评价等方面做了详尽的研究^[3-5]. 但由于泥页岩非均质性的影响, 常规的地球化学分析技术无法完整且准确地将整段岩性刻画出来, 导致目前长岭凹陷页岩油的整体勘探程度仍不高.

近些年来, 随着测井技术的不断发展, 其在连续分析评价烃源岩方面的优势逐渐显现出来^[6]. 本研究以吉页油 1 井青一段暗色泥岩为对象, 对其有机质丰度、成熟度、沉积环境、有机质来源等地球化学特征进行分析和探讨, 将常规地球化学研究与测井技术相结合, 建立泥页岩非均质性刻画评价模型并对全段烃源岩进行分级评价, 以期能为研究区进一步的勘探和开发提供可靠依据.

1 区域地质概况

长岭凹陷位于松辽盆地中央拗陷南部, 整体呈大型宽缓凹陷, 面积约 6 500 km², 西北和东南分别被红岗阶地、华字井阶地所夹持, 向东过渡到扶新隆起带^[7]. 长岭凹陷内部发育黑帝庙、乾安两个次级洼陷. 研究区青一段沉积时期经历了多次水进与水退作用, 湖泊相和三角洲相广泛发育(图 1).

吉页油 1 井位于长岭凹陷乾安次洼东北部, 为该区第一口页岩油参数井. 青一段主要发育泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩和粉砂岩等 4 种岩性, 多见灰黑色泥岩和灰黑色砂岩夹泥岩互层现象(图 1). 测井录井资料显示, 该井青一段泥岩中有良好的油气显示.

2 泥页岩特征

本研究选取吉页油 1 井青一段不同深度段泥页岩样品共计 179 件, 进行岩石热解、总有机碳(TOC)及抽提等测试分析, 并以 2 470 m 为界, 将其划分为上(2 414~2 470 m)、下(2 470~2 525 m)两段分别进行分析对比.

2.1 有机质丰度

实验分析结果表明, 吉页油 1 井青一段烃源岩以

暗色泥岩为主, 有机质丰度较高. TOC 含量分布于 0.21%~5.1%之间, 其中青一上段 TOC 平均含量为 1.71%, 而青一下段平均含量为 1.18%; 残留烃(S_1)质量分数分布于 0.08×10^{-3} ~ 3.39×10^{-3} 之间, 其中青一上段 S_1 平均值为 1.59×10^{-3} , 而青一下段 S_1 平均值仅 0.84×10^{-3} ; 氯仿沥青“A”的质量分数为 0.03%~2.40%, 青一上、下段氯仿沥青“A”均值相差不大, 青一上段略高于青一下段; 残留烃+裂解烃(S_1+S_2)质量分数为 0.50×10^{-3} ~ 17.49×10^{-3} , 其中青一上段 S_1+S_2 均值为 8.85×10^{-3} , 而青一下段均值为 4.93×10^{-3} (表 1). 纵向上看, 青一上段的有机质丰度明显高于青一下段, 反映青一上段暗色泥岩油气资源前景优于青一下段.

表 1 吉页油 1 井青一段烃源岩有机质丰度统计表
Table 1 Organic matter abundance of K_2qn^1 source rock from JYY1 well

层位	深度/m	TOC/%	$S_1/10^{-3}$	氯仿沥青“A”/%	$(S_1+S_2)/10^{-3}$
青一 上段	2470 以上	0.33-5.1	0.16-3.39	0.05-1.08	0.87-17.49
		1.71 (101)	1.59 (101)	0.51 (48)	8.85 (101)
青一 下段	2470 以下	0.21-3.08	0.08-2.18	0.03-2.40	0.50-16.61
		1.18 (78)	0.84 (65)	0.47 (44)	4.93 (65)

从生烃潜力上看, 分别以 TOC 含量 1%、2%、 S_1+S_2 质量分数 5×10^{-3} 、 10×10^{-3} 为界限, 将烃源岩划分为一般烃源岩、好烃源岩、极好烃源岩 3 类. 通过热解数据交会图(图 2)可以发现, 青一上段主体处于好与极好烃源岩范畴, 仅 3 个数据点落于一般烃源岩区间, 而青一下段近一半的数据点分布在一般烃源岩区间. 说明青一上段烃源岩整体生烃潜力比青一下段高.

2.2 有机质类型

有机质类型不仅可以衡量有机质的产烃能力, 也决定了产物的类型是油还是气. 根据不同的生物来源, 干酪根可以归属为两大类: 腐泥质和腐殖质. 腐泥质中的有机质主要来源于水生生物, 也混有部分陆生高等植物, 极有可能形成良好的油页岩. 腐殖质则是主要来源于陆生高等植物的细胞和细胞壁的有机质, 不利于生油, 是煤和气的良好原始物^[8]. 一般情况下, 干酪根是介于两者的过渡类型, 其生油能力的强弱取决于它与腐泥型和腐殖型的接近程度. Tissot 等^[9]将干酪根划分为 I、II、III 三种类型, 其中 I 型干酪根又称腐泥型干酪根, $HI > 600 \times 10^{-3}$ (HC/C_{org}), 生油潜能大; II 型干酪根又称腐泥腐殖型干酪根, HI 在 100×10^{-3} ~

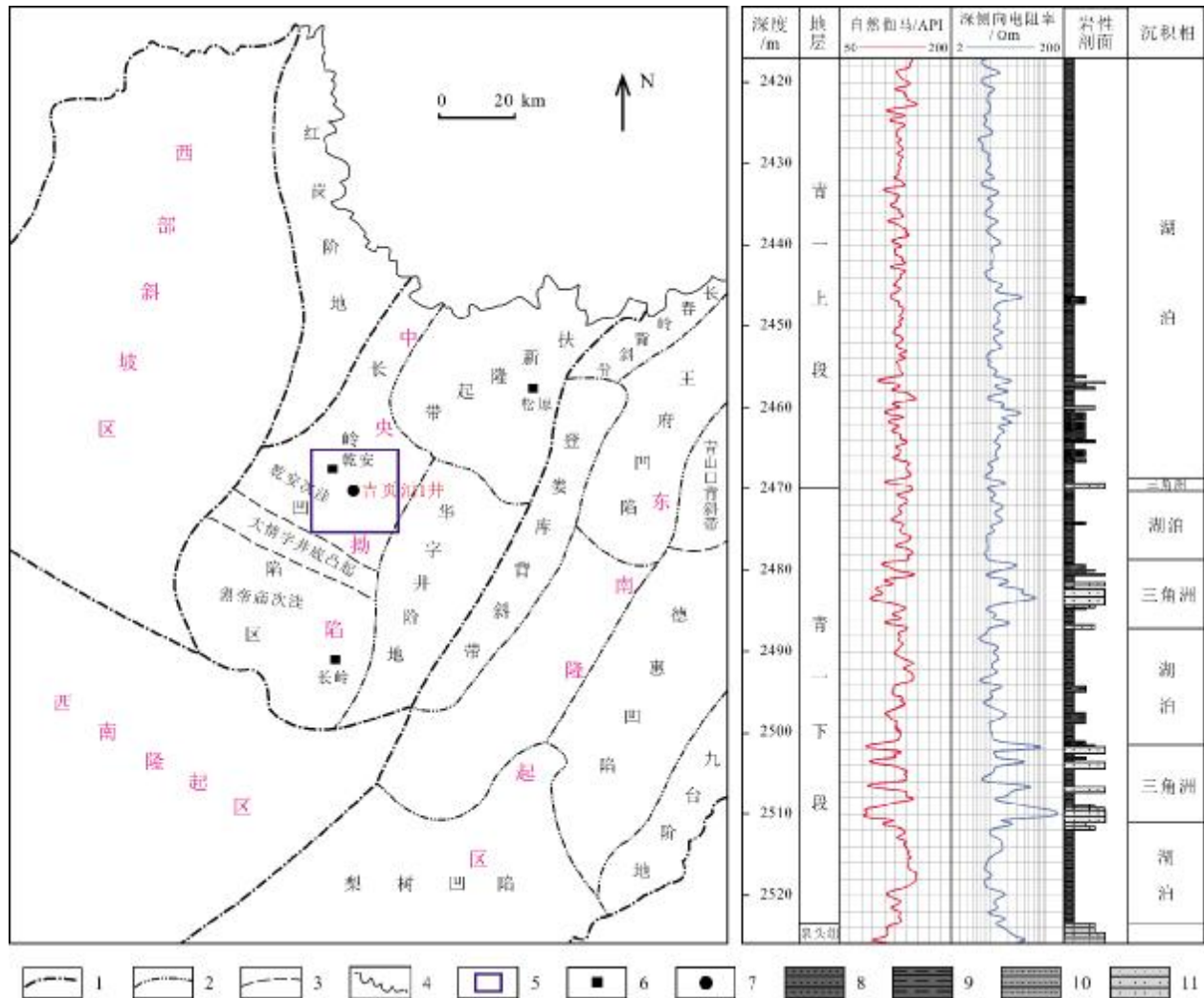


图 1 研究区构造区划及沉积相划分
(修改自文献[7])

Fig. 1 Tectonic division and sedimentary facies of the study area
(Modified from Reference [7])

1—一级构造界线(first-order tectonic boundary); 2—二级构造界线(second-order tectonic boundary); 3—三级构造界线(third-order tectonic boundary);
4—河流(river); 5—研究区(study area); 6—地名(place name); 7—井位(well location); 8—泥岩(mudstone); 9—泥质粉砂岩(argillaceous siltstone);
10—粉砂质泥岩(silty mudstone); 11—粉砂岩(siltstone)

600×10⁻³ 之间,生油潜力中等;Ⅲ型干酪根又称腐殖型干酪根,HI<100×10⁻³,生油潜力差,以生气为主.程克明等^[10]结合中国陆相源岩过渡型母质占有较大比例的特点,又将 HI 在 350×10⁻³~600×10⁻³ 划为腐植-腐泥型(Ⅱ₁型)干酪根;100×10⁻³~350×10⁻³ 划为腐泥-腐植型(Ⅱ₂型)干酪根.

根据热解分析资料,采用 S₂-TOC 和 T_{max}-HI 图版来识别干酪根类型.通过热解参数交会图(图 3)可以发现,吉页油 1 井青一段烃源岩以 I 型、II 型干酪根为

主,无Ⅲ型干酪根,反映烃源岩生油潜力中等—好.其中,青一上段烃源岩干酪根以 I 型为主,部分为Ⅱ₁型,青一下段烃源岩干酪根在 I 型、Ⅱ₁型和Ⅱ₂型区间均有分布.从有机质类型的角度考虑,青一段烃源岩生油潜力均较好,青一上段优于青一下段.

2.3 烃源岩成熟度

烃源岩成熟度指有机质向石油转化的热力反应程度,能够较好地评价某地区烃源岩的实际生烃能力.通常用镜质体反射率(R_o)和岩石热解最高峰温(T_{max})

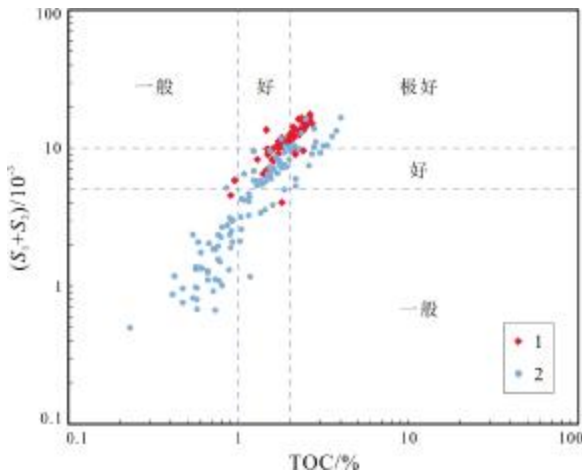


图2 吉页油1井青一段烃源岩热解参数交会图

Fig. 2 Pyrolytic parameter cross plot of K_2qn^1 source rock from JYY1 well

1—青一上段(upper of K_2qn^1); 2—青一下段(lower of K_2qn^1)

来作为成熟度指标^[11-13]。

本研究选取15块烃源岩样品(其中青一上段10块,青一下段5块)进行干酪根 R_o 分析测试。检测结果表明,青一上段干酪根 R_o 为1.01%~1.35%,平均值1.21%,青一下段干酪根 R_o 为1.33%~1.49%,平均值1.43%,均达到了成熟阶段。

干酪根的热降解生烃过程,是依据其活化能分布的高低,由低而高逐级降解从而形成烃类物质的^[14]。

随着有机质热演化的推进,最大热解温度也会随之变大。通常将 $T_{max}=435$ ℃定为有机质成熟与未成熟的界限。当 T_{max} 高于435℃时,有机质才进入生油门限,此时油气开始生成; T_{max} 为435~445℃对应有机质的低成熟阶段;而445~485℃则对应有机质的成熟阶段,此时油气大量生成,进入生油高峰期; T_{max} 为485~510℃对应有机质的高成熟阶段; T_{max} 高于510℃则对应有机质的过成熟阶段,此阶段以生气为主。吉页油1井青一段烃源岩除个别样品外, T_{max} 几乎均高于435℃,说明大部分均达到了成熟阶段。其中,青一上段数据点主要分布于445~460℃,反映其成熟度较高,处于生油高峰期;青一下段数据点在435~460℃区间分布较均匀,反映其处于低成熟—成熟阶段(图4)。

3 泥页岩非均质性刻画与分级评价

3.1 非均质性刻画

本次研究选取TOC、 S_1 以及氯仿沥青“A”三个参数对烃源岩非均质性进行刻画,根据其实测数据,结合测井曲线,分别建立各自地球化学数学模型。测井数据处理分析在东北石油大学进行。

3.1.1 TOC预测模型的建立

根据TOC实测分析结果可知,青一上段101块烃源岩TOC含量分布于0.33%~5.1%之间,平均值为

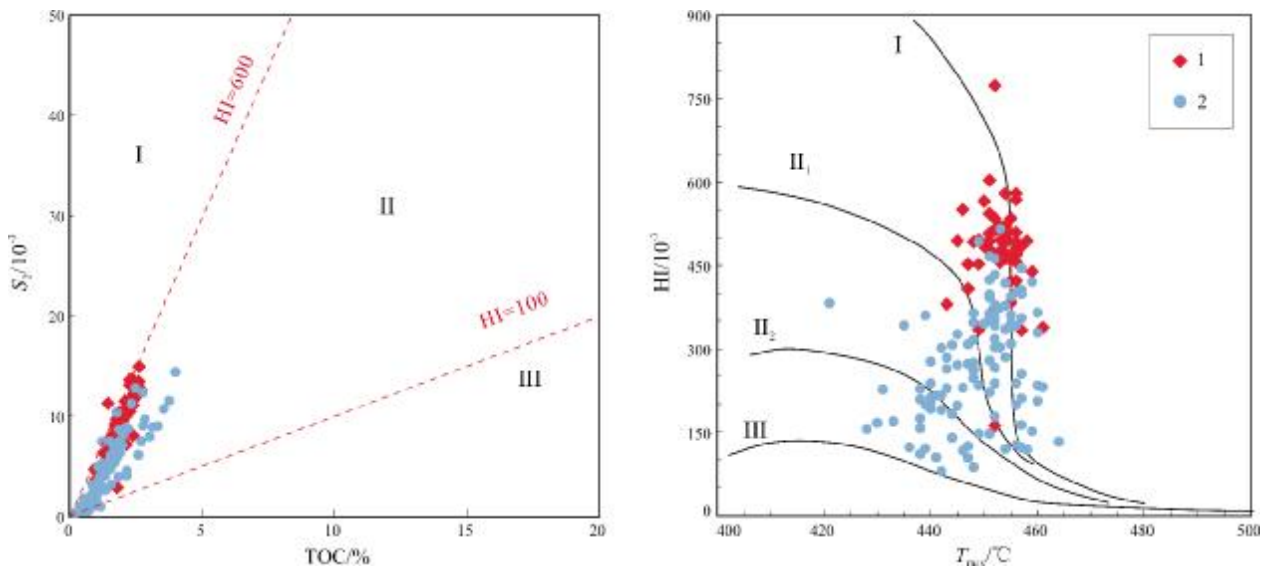


图3 吉页油1井青一段烃源岩有机质类型判别图版

Fig. 3 Discrimination of organic matter type for K_2qn^1 source rock from JYY1 well

1—青一上段(upper of K_2qn^1); 2—青一下段(lower of K_2qn^1)

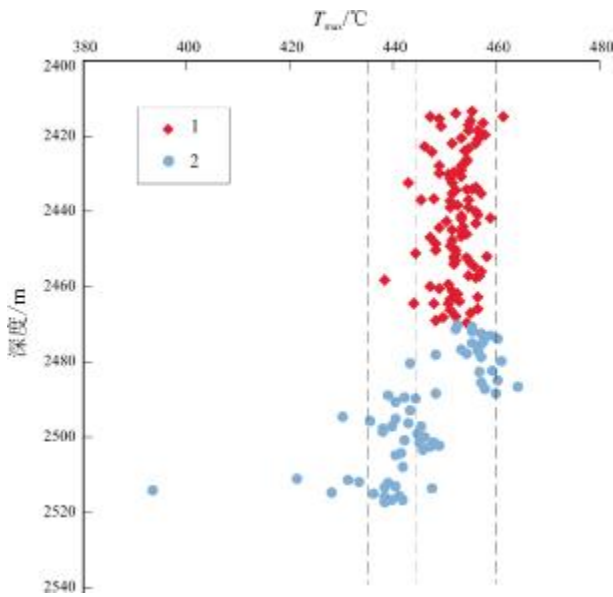


图 4 吉页油 1 井青一段烃源岩 T_{max} -深度关系图
Fig. 4 T_{max} vs. depth diagram of K_2qn^1 source rock from JYY1 well

1—青一上段(upper of K_2qn^1); 2—青一下段(lower of K_2qn^1)

1.71%; 青一下段 78 块烃源岩 TOC 含量分布于 0.21%~3.08%之间,平均值为 1.18%。结合测井曲线,分别对青一上、下两段全段 TOC 进行计算分析,并将计算结果与实测结果进行交会分析,建立全井段 TOC 预测模型(图 5)。

青一上段(图 5a):

$$TOC=1.5043X+0.0821 \text{ (相关系数 } R^2=0.8093)$$

青一下段(图 5b):

$$TOC=1.062X-0.0817 \text{ (相关系数 } R^2=0.7683)$$

3.1.2 S_1 预测模型的建立

通过热解分析数据可知,青一上段 101 块烃源岩 S_1 质量分数介于 0.16×10^{-3} ~ 3.39×10^{-3} 之间,平均值为 1.59×10^{-3} ; 青一下段 65 块烃源岩 S_1 质量分数介于 0.08×10^{-3} ~ 2.18×10^{-3} 之间,平均值为 0.84×10^{-3} 。结合测井曲线,分别对青一上、下两段全段 S_1 进行计算分析,并将计算结果与实测结果进行交会分析,建立全井段 S_1 预测模型(图 6)。

青一上段(图 6a):

$$S_1=0.9822X-0.005 \text{ (相关系数 } R^2=0.9117)$$

青一下段(图 6b):

$$S_1=1.0259X+0.0031 \text{ (相关系数 } R^2=0.566)$$

3.1.3 氯仿沥青“A”预测模型的建立

通过抽提分析数据可知,青一上段 48 块烃源岩氯仿沥青“A”质量分数介于 0.05%~1.08%之间,平均值为 0.51%; 青一下段 44 块烃源岩氯仿沥青“A”质量分数介于 0.03%~2.40%之间,平均值为 0.47%。结合测井曲线,分别对青一上、下两段全段氯仿沥青“A”进行计算分析,并将计算结果与实测结果进行交会分析,建立全井段氯仿沥青“A”预测模型(图 7)。

青一上段(图 7a):

$$\text{氯仿沥青“A”}=0.9984X-0.0177 \text{ (相关系数 } R^2=0.7885)$$

青一下段(图 7b):

$$\text{氯仿沥青“A”}=1.1807X-0.1774 \text{ (相关系数 } R^2=0.7521)$$

3.1.4 泥页岩非均质性刻画

通过所建立的预测模型,对吉页油 1 井青一段泥页岩 TOC、 S_1 以及氯仿沥青“A”进行了刻画描述(图

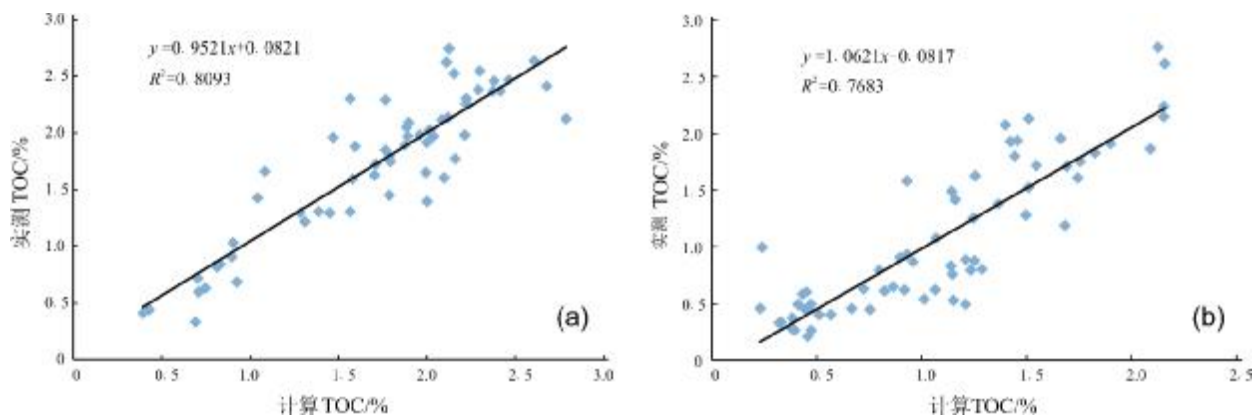


图 5 吉页油 1 井青一段计算与实测 TOC 相关关系图

Fig. 5 Correlation between calculated and measured TOC of K_2qn^1 in JYY1 well

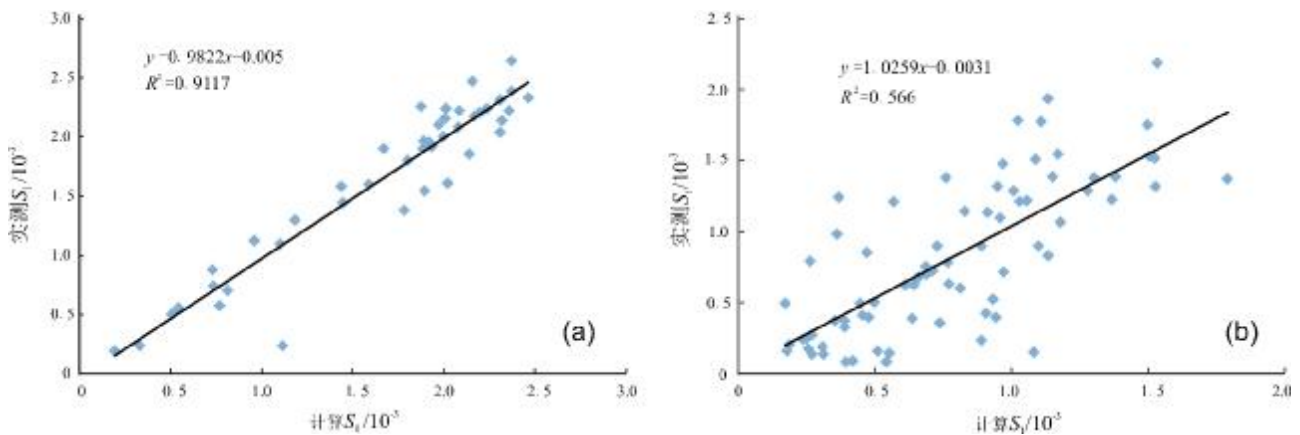
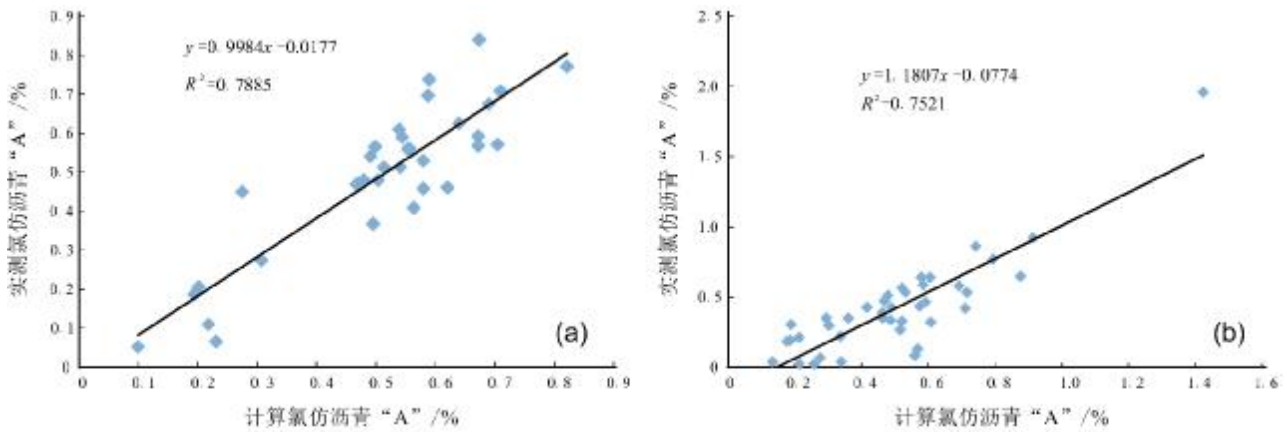
图6 吉页油1井青一段计算与实测 S_1 相关关系图Fig. 6 Correlation between calculated and measured S_1 of K_2qn^1 in JYY1 well

图7 吉页油1井青一段计算与实测氯仿“A”相关关系图

Fig. 7 Correlation between calculated and measured chloroform asphalt “A” of K_2qn^1 in JYY1 well

8). 从图中可以发现,由浅至深,青一段泥页岩的 TOC 与 S_1 值波动幅度均较大,2 455 m 与 2 480 m 分别将青一上段与青一下段划分为两个不同的区间. 其中,2 415 ~2 455 m 深度段所对应的泥页岩 TOC 丰度均高于 1.5%, S_1 值在 $1.0 \times 10^{-3} \sim 3.0 \times 10^{-3}$ 之间波动;到了 2 455~2 470 m 深度段,泥页岩 TOC 与 S_1 均有所降低,TOC 丰度在 0.5%~1.5%之间变化, S_1 值则分布于 $1.0 \times 10^{-3} \sim 2.0 \times 10^{-3}$ 之间,大部分低于 1.5×10^{-3} ; 2 470~2 480 m 深度段泥页岩 TOC 丰度较高,约为 0.5%~1.5%, S_1 值分布于 $1.0 \times 10^{-3} \sim 2.0 \times 10^{-3}$ 之间,大部分高于 1.5×10^{-3} ; 2 480 m 到青一段底部对应的泥页岩 TOC 与 S_1 再次降低,TOC 丰度以低于 1.5% 为主,局部高于 1.5%, S_1 值基本上低于 2.0×10^{-3} . 氯仿沥青“A”质量分数在青一段全段波动幅度较小,均低于 1.0%,

其中 2 455~2 470 m 和 2 480~2 525 m 两个深度段泥页岩对应的氯仿沥青“A”质量分数基本上低于 0.5%. 纵向上看,吉页油 1 井青一段泥页岩 TOC、 S_1 以及氯仿沥青“A”的变化趋势具有较高的一致性,青一上段 TOC 和 S_1 明显高于青一下段,但是氯仿沥青“A”差异较为微弱.

3.2 烃源岩分级评价

王永春等^[15]提出,可以通过 TOC 相对丰度、 S_1 相对含量以及氯仿沥青“A”的质量分数对烃源岩资源潜力进行分级评价. 他们将 TOC>2.0%、 S_1 > 2.0×10^{-3} 、氯仿沥青“A”>0.4%划分为 I 级资源;将 TOC 介于 0.5%~2.0%、 S_1 介于 $0.5 \times 10^{-3} \sim 2.0 \times 10^{-3}$ 、氯仿沥青“A”介于 0.1%~0.4%划分为 II 级资源;将 TOC 介于 0.5%~1.0%、 S_1 < 0.5×10^{-3} 、氯仿沥青“A”<0.1%划分为 III 级资源. 根

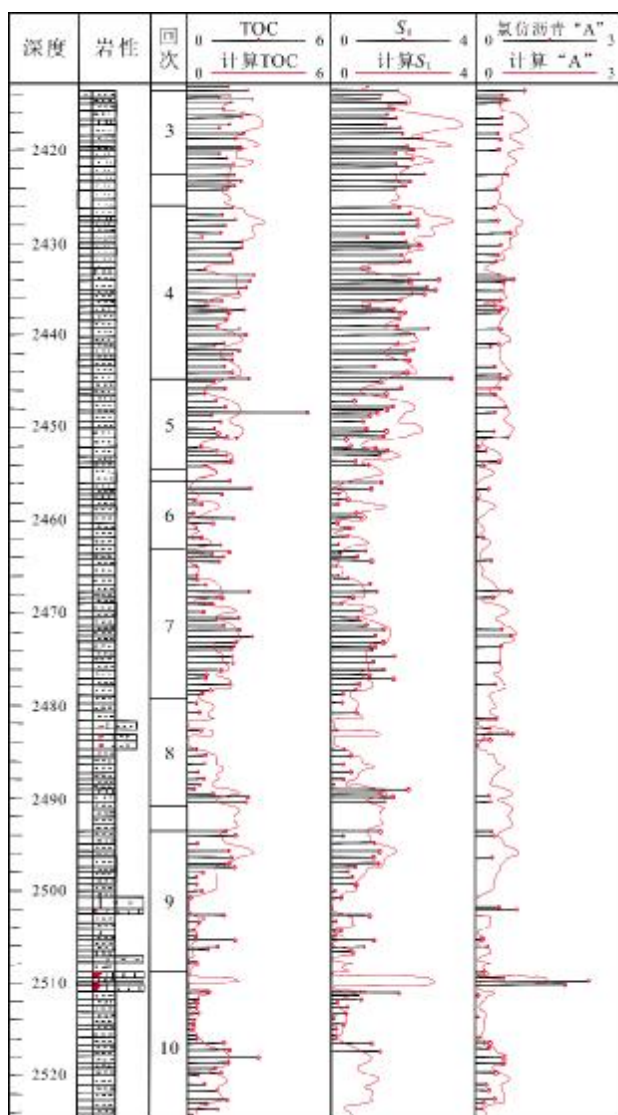


图8 吉页油1井青一段泥页岩地球化学参数剖面图

Fig. 8 Profile of geochemical parameters for K_2qn^1 shale from JYY1 well

据上述评价标准,结合前文中非均质性刻画结果,对吉页油1井青一段泥页岩进行分级评价(见表2)。

青一上段Ⅰ级泥页岩累计厚度为18.74 m,主要分布在2414~2435 m深度段,最大连续厚度为6.06 m,所对应的深度段为2416~2422 m;Ⅱ级泥页岩累计厚度为24.76 m,最大连续厚度为4 m,所对应的深度段为2422~2426 m;Ⅲ级泥页岩累计厚度为6.55 m,最大连续厚度为0.87 m。青一下段Ⅰ级泥页岩累计厚度为5.25 m,主要以薄层的形式穿插于Ⅱ级泥页岩之间,最大连续厚度1.5 m;Ⅱ级泥页岩累计厚度为23.25 m,最大连续厚度为4.75 m,所对应的深度段为2473.9~

2478.7 m;Ⅲ级泥页岩累计厚度为7.23 m,最大连续厚度为0.81 m。

泥页岩分级评价结果表明,吉页油1井青一段泥页岩以Ⅱ级资源为主,约占53.34%,部分为Ⅰ级资源,占26.65%,Ⅲ级资源较少,仅占15.31%。其中青一上段Ⅰ级泥页岩约占泥页岩总厚度的20.82%,Ⅱ级泥页岩约占27.51%,Ⅲ级泥页岩约占7.28%;青一下段Ⅰ级泥页岩约占泥页岩总厚度的5.83%,Ⅱ级泥页岩约占25.83%,Ⅲ级泥页岩约占8.03%。整体上看,青一上段烃源岩要优于青一下段烃源岩。

4 结论与认识

1) 吉页油1井青一段烃源岩以暗色泥岩为主,有机质丰度较高,其中青一上段的有机质丰度明显高于青一下段。烃源岩以Ⅰ、Ⅱ型干酪根为主,无Ⅲ型干酪根,反映烃源岩生油潜力中等—好。其中青一上段烃源岩干酪根以Ⅰ型为主,部分为Ⅱ₁型,青一下段烃源岩干酪根在Ⅰ、Ⅱ₁和Ⅱ₂型区间均有分布。

2) 吉页油1井青一上段干酪根实测 R_o 为1.01%~1.35%, T_{max} 主要分布在445~460℃之间,青一下段干酪根实测 R_o 为1.33%~1.49%, T_{max} 主要分布在435~460℃之间,处于低成熟—成熟阶段。

3) 建立了吉页油1井青一段泥岩地球化学参数预测模型,对全段泥岩非均质性进行了刻画描述,并对烃源岩进行了分级评价。结果表明,青一段暗色泥页岩以Ⅱ级资源为主,部分为Ⅰ级资源,Ⅲ级资源较少,青一上段烃源岩整体资源级别要优于青一下段。

参考文献(References):

- [1]王璞珺,王俊. 松辽盆地白垩系年代地层研究及地层时代划分[J]. 地质学报, 1995, 69(4): 372-380.
Wang P J, Wang J. Chronostratigraphic study and stratigraphic age division of Cretaceous in Songliao Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 1995, 69(4): 372-380.
- [2]张君峰,许浩,赵俊龙,等. 中国东北地区油气地质特征与勘探潜力展望[J]. 中国地质, 2018, 45(2): 260-273.
Zhang J F, Xu H, Zhao J L, et al. Geological characteristics and exploration potential of oil and gas in the northeast area of China[J]. Geology in China, 2018, 45(2): 260-273.
- [3]李占东,王义军,胡慧婷,等. 松辽盆地北部青山口组一段泥页岩储集层特征[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(1): 20-24.

表2 吉页油1井青一段泥页岩分级评价数据表
Table 2 Grading evaluation of shale in K₁qn¹ from JYY1 well

烃源岩 级别	层位	深度/m	泥页岩总厚度/ m	TOC/%	S ₁ /10 ⁻³	氯仿沥青 “A”/%	最小连续厚度 /m	最大连续厚度/ m	泥页岩累计厚度/ m	占比/%
I	青一上段	2414~2470	46	>2.0	>2.0	>0.4	0.25	6.06	18.74	20.82
	青一下段	2470~2525	44				0.25	1.5	5.25	23.99
II	青一上段	2414~2470	46	1.0~2.0	0.5~2.0	0.1~0.4	0.25	4	24.76	27.51
	青一下段	2470~2525	44				0.19	4.75	23.25	48.01
III	青一上段	2414~2470	46	0.5~1.0	<0.5	<0.1	0.12	0.87	6.55	7.28
	青一下段	2470--2525	44				0.12	0.81	7.23	13.78

- Li Z D, Wang Y J, Hu H T, et al. Shale reservoir characteristics of Qing-1 Member of Cretaceous Qingshankou Formation in northern Songliao Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(1):20-24.
- [4] 霍秋立, 曾花森, 张晓畅, 等. 松辽盆地北部青山口组一段有效烃源岩评价图版的建立及意义[J]. 石油学报, 2012, 33(3):379-384.
- Huo Q L, Zeng H S, Zhang X C, et al. An evaluation diagram of effective source rocks in the first member of Qingshankou Formation in northern Songliao Basin and its implication[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3):379-384.
- [5] 李微, 庞雄奇, 赵正福, 等. 松辽盆地青一段常规与非常规油气资源评价[J]. 中国海上油气, 2018, 30(5):46-54.
- Li W, Pang X Q, Zhao Z F, et al. Evaluation on the conventional and unconventional oil and gas resources in K₁qn¹ of Songliao Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(5):46-54.
- [6] 袁东山, 王国斌, 汤泽宁, 等. 测井资料评价烃源岩方法及其进展[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(0):192-194, 203, 429.
- Yuan D S, Wang G B, Tang Z N, et al. Methods for evaluating source rocks by well-logging data and its progress[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(4):192-194, 203, 429.
- [7] 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 J, Xu X Y, Chen S, 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.
- [8] 姚倩倩. 以页岩气为例的天然气成藏地质条件分析[J]. 当代化工研究, 2018(5):105-106.
- Yao Q Q. Analysis of geological conditions of natural gas reservoir formation with shale gas as an example [J]. Modern Chemical Research, 2018(5):105-106.
- [9] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [M]. New York: Springer-Verlag, 1984.
- [10] 程克明, 顾信章. 沥青质的地球化学性质及其对母岩有机质的分类意义[J]. 矿物岩石地球化学通讯, 1982(4):1-4.
- Cheng K M, Gu X Z. Geochemical properties of asphaltene and its significance to the classification of organic matter in parent rocks[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 1982(4):1-4.
- [11] Navigant Consulting Inc. North American natural gas supply assessment [R]. Chicago: Navigant Consulting Inc, 2008.
- [12] 王丹丹, 周新桂, 李世臻, 等. 通化盆地地下白垩统烃源岩石油地质特征及生烃潜力研究[J]. 地质学报, 2017, 91(9):2119-2130.
- Wang D D, Zhou X G, Li S Z, et al. Petroleum geologic features and generation potential of the Lower Cretaceous hydrocarbon source rocks in the Tonghua Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(9): 2119-2130.
- [13] 姬永涛, 康少伟. 陕南宁强地区汉页1井五峰组-龙马溪组黑色页岩储层特征[J]. 中国煤层气, 2018, 15(1):8-12.
- Ji Y T, Kang S W. Reservoir characteristics of the black shale of Wufeng-Longmaxi Formation in Well HY-1, Ningqiang area [J]. China Coalbed Methane, 2018, 15(1):8-12.
- [14] 许锦. 华北北部新元古代下马岭页岩的有机地球化学[D]. 北京: 中国石油大学, 2011.
- Xu J. Organic geochemistry of Neoproterozoic Xiamaling shale in northern North China[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2011.
- [15] 王永春, 黄志龙, 刘宝柱. 松辽盆地南部油气系统特征[J]. 石油勘探与开发, 2001(6):16-19.
- Wang Y C, Huang Z L, Liu B Z. The petroleum system in the south of Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001(6):16-19.