

页岩油原地量和可动油量评价方法与应用

郭秋麟,王 建,陈晓明,陈宁生,吴晓智,柳庄小雪

(中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:页岩总油含量(*TOY*)和可动油含量(*MOY*)的计算是页岩油资源潜力评价的核心技术。根据对两次热解样品总有机碳含量(*TOC*)非均质性的认识,提出了一种基于两次热解数据来评价样品*TOC*含量非均质性的方法及一种校正吸附油含量的计算方法,并运用该方法对江汉盆地29个潜江组页岩样品和渤海湾盆地32个沙河街组页岩样品进行评价,结果显示:①*TOC*含量偏差平均值分别达到0.16%和0.34%,说明两组样品都存在一定的非均质性;②校正前、后吸附油含量的差值分别为0.85 mg/g和0.84 mg/g,说明进行等价*TOC*校正可以使吸附油含量、总油含量和可动油含量的计算结果更准确。同时,提出了一种基于页岩油密度及地层体积系数计算蒸发烃损失量的方法。采用以上新方法对鄂尔多斯盆地延长组7油层组(长7油层组)页岩油进行评价,结果显示:①吸附油含量占总油含量的63%,可动油含量占总油含量的37%,总油含量是游离烃量(S_1)的3.5倍,蒸发烃损失量约占总烃含量的9%,占 S_1 含量的29%;②长7油层组页岩油原地量为 111.2×10^8 t,可动油量为 40.1×10^8 t,说明长7油层组页岩油勘探潜力大。

关键词:资源潜力;总油含量;可动油含量;页岩油;延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Discussion on evaluation method of total oil and movable oil in-place

Guo Qiulin, Wang Jian, Chen Xiaoming, Chen Ningsheng, Wu Xiaozhi, Liu Zhuangxiaoxue

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: The calculation of total oil yield (*TOY*) and movable oil yield (*MOY*) of shale is a core technology in assessing shale oil resource potential. A method of evaluating the heterogeneity of *TOC* content in shale samples and a calculation method to correct the content of adsorbed oil are proposed based on data of two separate pyrolysis experiments. The calculation method is subsequently applied to evaluate 29 shale samples from the Qianjiang Formation in the Jiangnan Basin and 32 shale samples from the Shahejie Formation in the Bohai Bay Basin, and the results show that: (1) The mean deviations of *TOC* are 0.16% and 0.34%, respectively, indicating heterogeneity of the two sample groups; (2) The adsorbed oil content deviations of pre-and post-correction are 0.85 mg/g and 0.84 mg/g respectively, showing that the equivalent *TOC* correction can lead to more accurate results in calculating adsorbed oil, *TOY* and *MOY*. Besides, a method to calculate evaporative hydrocarbon loss is proposed based on shale oil density and formation oil volume factor. These newly proposed methods are used to evaluate the 7th shale oil layer group of Yanchang Formation (Chang 7 shale oil layer group) in the Ordos Basin. The results are as follows: (1) Adsorbed oil accounts for 63% of the *TOY*, the *MOY* accounts for 37% of the *TOY*, the *TOY* is 3.5 times of S_1 , and the evaporative hydrocarbon loss accounts for 9% of the *TOY* and 29% of S_1 ; (2) The shale oil in-place is 111.2×10^8 t and the movable oil in-place is 40.1×10^8 t in the study area, indicating that the Chang 7 shale oil layer group is of great exploration potential.

Key words: resource potential, total oil yield (*TOY*), movable oil yield (*MOY*), shale oil, Yanchang Formation, Ordos Basin

近10年,随着常规油气勘探难度的加大,页岩油气的勘探和研究得到重视,并取得较大进展^[1-4]。在北

美地区,二叠盆地、威利斯顿盆地、西部海湾和西加拿大沉积盆地等的页岩油勘探获得了重大突破^[5-8],中国

收稿日期:2020-04-13;修订日期:2021-10-16

第一作者简介:郭秋麟(1963—),男,博士、教授级高级工程师,油气勘探。E-mail: qlguo@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油重点科技攻关项目(2019B-0301, 2021DJ1801, 2021DJ0706);国家科技重大专项(2017ZX05008-006)。

的鄂尔多斯、渤海湾、松辽和准噶尔等盆地的页岩油勘探也取得显著进展^[9-11],页岩油具有巨大的资源潜力^[12],是今后潜在的石油资源接替领域。

页岩油存在广义^[13-14]和狭义^[15-17]两种定义。本文聚焦在狭义的页岩油,特指富含有机质页岩中所赋存的液态烃,储层为页岩。本文中,页岩油原地量是指赋存于地下页岩中的所有液态烃,包括吸附的和游离的总量;页岩油可动量,是指页岩油原地量中除了吸附油以外的全部液态烃量。需要说明的是,这里所指的可动量并不是具有商业油流的量,也不是可采地质资源量。

页岩油原地量的评价方法主要有两类:一是基于页岩孔隙体积的容积法;二是基于页岩游离烃量 S_1 (或氯仿沥青“A”含量)的体积法。本文聚焦在后一种方法,即 S_1 含量的体积法。根据 S_1 含量计算页岩油原地量的方法比较复杂,还存在许多难题,比如总油含量、吸附油含量的计算以及蒸发烃损失量的估算等。

页岩的总油含量 TOY (total oil yield, mg/g),是指每克页岩中所含的液态烃毫克量,主要有两种总油含量的计算方法。第一种是通过设定特殊的实验温度进行单次热解,得到游离烃、吸附烃等数据,从而获得总油含量^[1-2,4,18];第二种是通过抽提前和抽提后两次热解法得到两组热解数据,然后再计算吸附油和总油含量^[15-16,19-22]。薛海涛等^[23]对松辽盆地北部青山口组泥页岩样品抽提前、后两次热解参数进行对比,对氯仿沥青“A”含量进行轻烃补偿校正,对 S_1 进行轻烃、重烃补偿校正,以获得泥页岩总含油率参数;余涛等^[24]利用烃源岩游离烃量 S_1 ,评价了东营凹陷沙河街组页岩油资源量,研究泥页岩有机质非均质性,预测页岩油有利区;朱日房等^[25]分别运用氯仿沥青“A”和热解 S_1 含量计算东营凹陷沙三段页岩油资源量和可动资源量,认为运用地化参数法很难直接获取游离油量和吸附油量,但能够确定页岩中的滞留油量和岩石对油的吸附潜量;谌卓恒等^[17]提出了一种页岩油资源潜力及流动性的评价方法,并以西加拿大盆地上泥盆统 Duvernay 组页岩为例,评价了页岩油原地量和可动油量;Li 等^[15-16]提出了一种计算页岩原地总油含量的计算方法,分析了渤海湾盆地沙河街组页岩可动油特征,评价了页岩油资源潜力。

页岩可动油含量 MOY (movable oil yield, mg/g),是指每克页岩中所含的非吸附的、可动的液态烃毫克量。Jarvie^[20]提出了 S_1/TOC 的判断方法,认为 $S_1/TOC > 100$ mg/g 是可动油的门限,Michael 等^[21]认为几乎所有的热解 S_1 都是可动油;多位学者^[1-2,4,18]通过改进岩

石热解的测试方法,确认 S_1 是在热解至 300 °C 前释放出来的,而可动烃是在热解至 200 °C 以前释放的。可见,可动油的计算还存在较大分歧。

本文重点研究两次热解法的吸附油与总油含量的计算方法。两次热解法存在一个假设,即抽提前后所采用的两块岩石是均质的,要求 TOC 含量是一样的。但实际上,多数岩石是非均质性的,两块样品或多或少存在差异。当然,本次研究主要关心的是 TOC 含量的差异,因为这对 S_1 和裂解烃 S_2 含量有直接影响。本文提出一种基于两次热解数据来评价样品 TOC 含量非均质性的方法,并改进了原有的吸附油含量的计算方法,使吸附油和总油含量的计算结果更加准确。同时,还探讨了可动油含量和蒸发烃损失量的计算方法,并将这些新方法用以评价鄂尔多斯盆地延长组 7 油层组(长 7 油层组)页岩油的原地量和可动油量,以期对该地区页岩油勘探战略的制定提供参考。

1 评价思路与流程

1.1 评价思路

前文已述,两次热解法要求抽提前、后所采用的两块岩石是均质的, TOC 含量是一样的。但实际上,岩石是非均质性的。进一步讲,如果 TOC 含量不一致,那么两块岩石热解数据就不具备可比性。这样,按两次热解法计算的吸附油含量及相应的总油含量将存在较大误差,其结果可信度就会降低。因此,提出一种基于两次热解数据来评价样品 TOC 含量非均质性的方法,并通过对样品 TOC 含量非均质性的评价,定量计算出两块岩石的 TOC 含量比值,按该比值对抽提后样品的热解数据进行等价 TOC 含量校正,使两块岩石热解数据具有可比性,从而提高吸附油和总油含量计算结果的可靠性。

1.2 评价流程

评价流程(图1)包括以下主要步骤。

1) 采集并筛选页岩样品,做好全岩热解及可溶有机质抽提准备。

2) 将样品分为两份,其中一块(TOC_A)直接进行全岩热解测试,获得抽提前的热解数据及有机碳含量(S_1 , S_2 和 TOC_A);另一块(TOC_B)先进行可溶有机质抽提,之后再行全岩热解测试,获得抽提后的热解数据及有机碳含量(S_{1EX} , S_{2EX} 和 TOC_{EX})。

3) 根据物质守恒定律原理,基于 S_1 (mg/g), S_2 (mg/

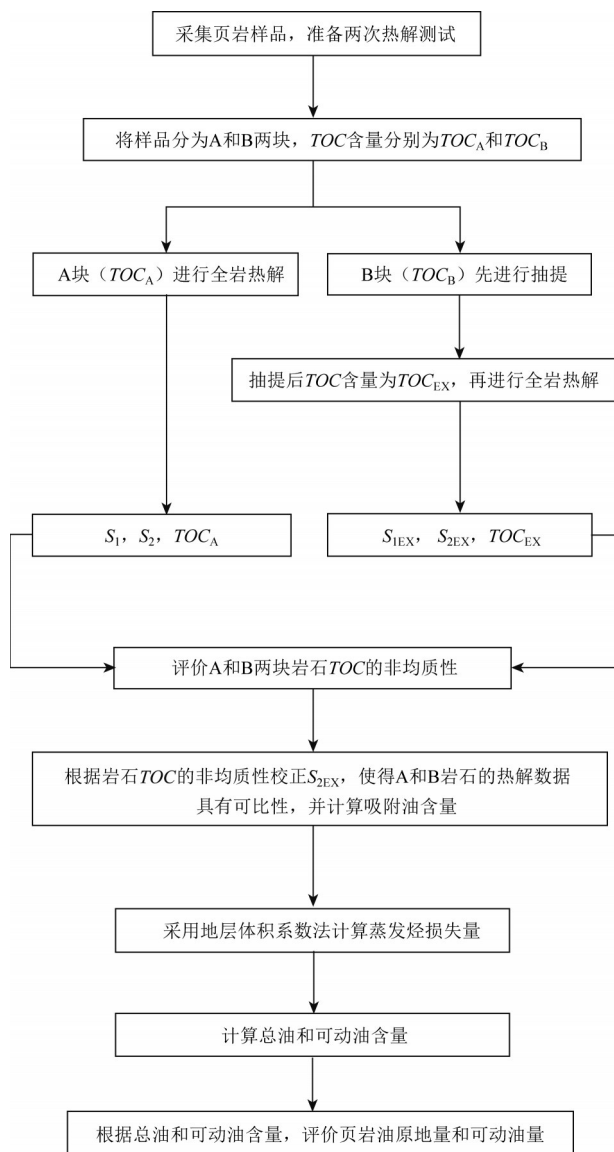


图1 页岩油评价流程

Fig. 1 Workflow of shale oil evaluation

g), TOC_A (%), S_{1EX} (mg/g), S_{2EX} (mg/g) 和 TOC_{EX} (%) 数据, 建立评价两块岩石 TOC 含量比值 (TOC_A/TOC_B), 即非均质性系数或等价 TOC 含量校正系数。

4) 用等价 TOC 含量校正系数校正 S_{1EX} 和 S_{2EX} , 使得两块岩石在同等 TOC 的条件下进行热解数据对比。此时, 校正后的 S_{1EX} 和 S_{2EX} 对应的 TOC 为 TOC_A 而不是原先的 TOC_B 。

5) 采用两次热解法计算吸附油含量。

6) 采用基于地层体积系数的方法计算蒸发烃损失量。

7) 计算总油含量和可动油含量。

8) 根据页岩总油含量、可动油含量和页岩体积, 评价页岩油原地量和可动油量。

2 页岩 TOC 含量非均质性评价方法的提出

2.1 等价 TOC 含量校正系数的含义

假设两块岩石 (A 和 B) 各自的总有机碳含量分别为 TOC_A 和 TOC_B , 那么等价 TOC 含量校正系数为 TOC_A/TOC_B , 即两块岩石 TOC 含量的比值。

等价 TOC 含量校正系数的含义是在相同地质条件下 (一个样品分成两块, 它们的地质条件相同), 岩石热解 S_1 和 S_2 与 TOC 含量成正比, TOC 含量越大, S_1 和 S_2 也就越大; 反之, S_1 和 S_2 就越小。因此, 根据等价 TOC 含量校正系数就可以校正热解数据。

2.2 等价 TOC 含量校正系数的计算方法

如果 A 和 B 的 TOC 含量不一致, 差值为 ΔTOC , 则令:

$$TOC_A = TOC_B + \Delta TOC \quad (1)$$

可理解为岩样 A 热解后得到 $S_1 + S_2$, 其中部分来自 ΔTOC , 剩下来自 TOC_B 的量为: $(S_1 + S_2) TOC_B / TOC_A$ 。B 块 (TOC_B) 抽提后, TOC_B 变为 TOC_{EX} , 抽提后热解得到 $S_{1EX} + S_{2EX}$ 。

根据物质守恒原理, 则:

$$TOC_B = TOC_{EX} + 100 [(S_1 + S_2) TOC_B / TOC_A - (S_{1EX} + S_{2EX})] / \delta \quad (2)$$

即:

$$TOC_B = TOC_{EX} + 100 (S_1 + S_2) TOC_B / (\delta TOC_A) - 100 (S_{1EX} + S_{2EX}) / \delta \quad (3)$$

同项移位后, 得:

$$TOC_B [1 - 100 (S_1 + S_2) / (\delta TOC_A)] = TOC_{EX} - 100 (S_{1EX} + S_{2EX}) / \delta \quad (4)$$

进一步简化后, 得:

$$TOC_B = [TOC_{EX} - 100 (S_{1EX} + S_{2EX}) / \delta] / [1 - 100 (S_1 + S_2) / (\delta TOC_A)] \quad (5)$$

式中: δ 为碳-烃转化系数, 约等于 1 200。

此时, 等价 TOC 含量校正系数 k_{eq} (无量纲) 为:

$$k_{eq} = TOC_A / TOC_B \quad (6)$$

$$k_{eq} = TOC_A / \{ [TOC_{EX} - 100 (S_{1EX} + S_{2EX}) / \delta] / [1 - 100 (S_1 + S_2) / (\delta TOC_A)] \} \quad (7)$$

$$k_{eq} = TOC_A [1 - 100 (S_1 + S_2) / (\delta TOC_A)] / [TOC_{EX} - 100 (S_{1EX} + S_{2EX}) / \delta] \quad (8)$$

根据公式 (8), 只要知道两次热解数据 (S_1 , S_2 , TOC_A , S_{1EX} , S_{2EX} 和 TOC_{EX}), 就能计算出等价 TOC 含量

校正系数。

2.3 等价 TOC 含量校正系数的计算实例

为了解释进行等价 TOC 含量校正的必要性,对江汉盆地潜江组页岩热解数据^[26](表1)和渤海湾盆地沙河街组页岩热解数据^[16](表2),进行了 TOC 含量非均质性计算,计算结果如下。

1) 潜江组页岩

样品数 29 个, k_{eq} 最大值达到 1.48, 最小值为 0.65, 平均值为 1.07; ΔTOC 最大值(按绝对值)为 0.72%, 平均值为 0.16%(表1;图2,图3)。

2) 沙河街组页岩

样品数 32 个, k_{eq} 最大值达到 1.55, 最小值为 0.77, 平均值为 1.10; ΔTOC 最大值(按绝对值)为 0.74%, 平均值为 0.34%(表2;图2,图3)。

以上两组数据说明,不论是潜江组页岩还是沙河街组页岩,样品均存在一定的非均质性,TOC 含量的平均偏差分别达到 0.16% 和 0.34%,最大偏差比分别达到 1.48 和 1.55,说明进行样品非均质性校正是非常必要的。

3 页岩油含量计算方法探讨

3.1 改进的吸附油含量计算方法

1) 现有的吸附油含量计算方法

有两种方法:第一种为单次热解法,即认为 200 °C 以前释放的为可动烃,之后释放的为吸附烃^[1-2,4,18];第二种为两次热解法,即通过两次热解数据计算吸附油含量。目前,第二种方法较为常用。根据两次热解法^[19],吸附油含量(AO, mg/g)为:

$$AO = S_2 - S_{2EX} = \Delta S_2 \quad (9)$$

Jarvie^[20]认为抽提后热解的游离烃 S_{1EX} 为溶剂污染,应该不计算在吸附油和总油含量之内。因此,公式(9)改为:

$$AO = \Delta S_2 - S_{1EX} \quad (10)$$

但是, Li 等^[15]和谌卓恒等^[17]认为 S_{1EX} 很可能是隔离在纳米孔中的游离组分,抽提过程削弱了对这些游离组分的隔离,使得这部分在抽提后的样品分析中以游离烃的状态出现,应该属于吸附油。因此,公式(10)改为:

$$AO = \Delta S_2 + S_{1EX} \quad (11)$$

2) 改进的方法

由于 S_{1EX} 来源存在分歧,同时考虑到 S_{1EX} 的量相对

较小,本文暂时不考虑 S_{1EX} 的影响,但考虑到两次热解样品 TOC 含量的非均质性,需要对 S_{2EX} 进行等价 TOC 校正,使得前、后两次热解数据具有可比性。同时,统计经验得出:同一源岩在相同地质条件下 S_2 与 TOC 成正比,而且接近线性关系。因此,改进的吸附油含量为:

$$\begin{cases} AO = \Delta S_{2eq} \\ \Delta S_{2eq} = S_2 - S_{2EX} k_{eq} \end{cases} \quad (12)$$

式中: ΔS_{2eq} 为经过等价 TOC 含量校正后的吸附油含量, mg/g; k_{eq} 为等价 TOC 含量校正系数,无量纲。

3) 改进前、后吸附油含量计算结果对比

表1和表2分别为潜江组页岩和沙河街组页岩的计算实例。潜江组页岩: $\Delta S_{2eq} - \Delta S_2$ 最大值(按绝对值)为 3.56 mg/g, 平均值为 0.85 mg/g; 沙河街组页岩: $\Delta S_{2eq} - \Delta S_2$ 最大值(按绝对值)为 4.68 mg/g, 平均值为 0.84 mg/g。图3a和图3b为两组样品吸附油含量计算结果对比,总体看,校正后的吸附油含量略小于校正前的含量。表3给出了相对于校正前 ΔS_2 的偏差百分比(将负偏差取绝对值),两组数据的偏差百分比分别达到 17.6% 和 46.8%。

以上图表数据说明,不论是潜江组页岩还是沙河街组页岩,样品均存在一定的非均质性,说明在计算吸附油含量之前需要进行样品的非均质性校正。

3.2 蒸发烃损失量计算方法探讨

蒸发烃损失量(轻烃损失量,下同)的估算是公认的难题。目前,常规的方法是采用冷冻岩心分阶段测试 S_i 的方法。根据不同阶段得到的不同 S_i 值来估算蒸发烃损失量。Jiang 等^[27]测试到了蒸发烃损失量可达 38%; Michael 等^[22]认为蒸发烃损失量与地下页岩油的密度(API°)有关,密度越轻损失量越大,反之损失量越小。他认为中等密度的页岩油,损失量约为 15%。谌卓恒等^[17]提出了一种利用地层体积系数计算样品中轻烃损失量的方法, Li 等^[4]对该方法进行了修正。

在他们的模型基础上,本文提出了一种基于页岩油密度及地层体积系数的蒸发烃损失量计算方法,具体如下。

地下页岩油原始质量为:

$$Q_{or} = V_{sub} \rho_{sub} \quad (13)$$

当前地面,蒸发烃损失后,页岩油质量为:

$$Q_{pd} = V_{pd} \rho_{pd} \quad (14)$$

蒸发烃损失系数,即损失量与当前地面页岩油量之比,计算式为:

表1 江汉盆地潜江组页岩热解数据、吸附油含量及校正系数(热解数据来自文献[26])

Table 1 Rock-Eval pyrolysis results, adsorbed oil content, and correction coefficient of the Qianjiang Formation shale, Jianghan Basin (Rock-Eval data from reference [26])

样品 编号	井名	深度/m	全岩热解数据				抽提后的全岩热解数据				未校正的				等价TOC校正后的			
			$S_1/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$	$S_2/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$	$TOC_A/\%$	$S_{EX}/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$	$S_{EX}/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$	$TOC_{EX}/\%$	$(S_1-S_{EX})/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$	$(S_2-S_{EX})/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$	$\Delta S_{2eq}/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$	k_{eq}	$TOC_B/\%$	$ TOC_A-TOC_B /\%$	$ \Delta S_{2eq}-\Delta S_2 /(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$			
1	Wangyun-11	1 746.1	2.99	14.48	2.59	0.04	11.30	2.03	2.95	3.18	2.67	1.05	2.48	0.11	0.51			
2	Wangyun-11	1 747.0	4.60	25.60	4.48	0.06	22.62	3.80	4.54	2.98	2.35	1.03	4.43	0.05	0.63			
3	Wangyun-11	1 749.3	20.86	17.14	4.48	0.06	3.59	1.44	20.80	13.55	12.99	1.16	4.30	0.18	0.56			
4	Wangyun-11	1 714.3	3.05	2.10	0.94	0.01	0.69	0.65	3.04	1.41	1.50	0.86	1.02	0.08	0.09			
5	Wangyun-11	1 710.6	9.09	9.78	3.68	0.03	4.77	2.33	9.06	5.01	4.57	1.09	3.50	0.18	0.44			
6	Wangyun-11	1 707.3	10.97	7.61	2.98	0.01	1.95	1.25	10.96	5.66	5.04	1.32	2.64	0.35	0.62			
7	Wangyun-11	1 705.9	9.92	8.17	3.40	0.03	2.80	2.01	9.89	5.37	5.18	1.07	3.28	0.12	0.19			
8	Wangyun-11	1 704.7	2.02	1.47	0.62	0.01	0.44	0.26	2.01	1.03	0.82	1.48	0.51	0.11	0.21			
9	Wangyun-11	1 649.2	4.50	55.96	8.54	0.15	50.82	7.52	4.35	5.14	1.58	1.07	8.31	0.23	3.56			
10	Wangyun-11	1 646.5	17.09	16.70	4.63	0.04	3.99	1.93	17.05	12.71	12.16	1.14	4.41	0.22	0.55			
11	Wangyun-11	1 645.1	8.81	12.61	3.02	0.03	5.72	1.48	8.78	6.89	5.55	1.23	2.79	0.23	1.34			
12	Wangyun-11	1 633.0	4.65	31.39	5.33	0.10	26.13	4.48	4.55	5.26	4.89	1.01	5.30	0.03	0.37			
13	Wangyun-11	1 632.3	8.82	57.62	9.71	0.26	49.11	8.14	8.56	8.51	6.71	1.04	9.56	0.15	1.80			
14	Wangyun-11	1 309.3	5.57	46.03	6.03	0.28	36.94	4.92	5.29	9.09	10.88	0.95	6.12	0.09	1.79			
15	Qianyeping-2	1 451.6	0.73	3.80	0.98	0.04	2.98	0.90	0.69	0.82	1.03	0.93	1.03	0.05	0.21			
16	Qianyeping-2	1 463.5	3.67	33.15	5.58	0.21	27.54	4.75	3.46	5.61	4.77	1.03	5.51	0.07	0.84			
17	Qianyeping-2	1 467.8	3.49	17.57	4.35	0.11	13.30	3.57	3.38	4.27	3.50	1.06	4.21	0.14	0.77			
18	Qianyeping-2	1 471.1	1.53	10.98	2.72	0.10	8.17	2.19	1.43	2.81	1.85	1.12	2.54	0.18	0.96			
19	Qianyeping-2	1 476.5	3.01	31.11	5.00	0.15	24.76	4.21	2.86	6.35	6.09	1.01	4.98	0.02	0.26			
20	Qianyeping-2	1 481.9	0.80	6.50	1.47	0.07	4.61	1.20	0.73	1.89	1.60	1.06	1.42	0.05	0.29			
21	Qianyeping-2	1 485.7	1.68	7.58	2.11	0.12	4.86	1.72	1.56	2.72	2.60	1.03	2.08	0.03	0.12			
22	Qianyeping-2	1 492.2	3.76	24.63	3.89	0.17	21.87	3.29	3.59	2.76	1.69	1.05	3.82	0.07	1.07			
23	Qianyeping-2	1 500.3	1.82	23.90	4.34	0.15	21.73	3.99	1.67	2.17	1.87	1.01	4.31	0.03	0.30			
24	Qianyeping-2	1 507.1	0.35	2.37	0.90	0.03	1.65	0.88	0.32	0.72	0.87	0.91	0.97	0.07	0.15			
25	Qianyeping-2	1 513.2	3.25	12.56	3.45	0.07	4.08	1.94	3.18	8.48	7.10	1.34	2.91	0.54	1.38			
26	Qianyeping-2	1 518.8	1.91	6.89	2.60	0.05	3.49	2.05	1.86	3.40	3.18	1.06	2.49	0.11	0.22			
27	Qianyeping-2	1 528.7	4.67	10.20	2.86	0.08	4.33	1.70	4.59	5.87	4.93	1.22	2.57	0.29	0.94			
28	Qianyeping-2	1 535.2	10.95	34.75	6.85	0.20	23.45	4.85	10.75	11.30	9.98	1.06	6.69	0.16	1.32			
29	Qianyeping-2	1 537.2	8.07	17.72	3.51	0.12	9.10	2.85	7.95	8.62	11.77	0.65	4.23	0.72	3.15			
平均值			—	—	3.83	—	—	—	—	5.30	4.82	1.07	3.74	0.16	0.85			

注:“—”表示未统计。

表2 渤海湾盆地沙河街组页岩热解数据、吸附油含量及校正系数 (热解数据来自文献[16])

Table 2 Rock-Eval pyrolysis results, adsorbed oil content, and correction coefficient of the Shahejie Formation shale, Bohai Bay Basin (Rock-Eval data from reference [16])

样品 编号	井名	深度/m	全岩热解数据				抽取后的全岩热解数据				未校正的				等价 TOC 含量校正后的			
			$S_1/(mg \cdot g^{-1})$	$S_2/(mg \cdot g^{-1})$	$TOC_{\lambda}/\%$	$TOC_{\lambda}/\%$	$S_{EX}/(mg \cdot g^{-1})$	$S_{EX}/(mg \cdot g^{-1})$	$TOC_{EX}/\%$	$(S_1 - S_{EX})/$ $(mg \cdot g^{-1})$	$(S_2 - S_{EX})/$ $(mg \cdot g^{-1})$	$\Delta S_{2eq}/(mg \cdot g^{-1})$	k_{eq}	$TOC_{eq}/\%$	$ TOC_{\lambda} - TOC_{eq} /\%$	$ \Delta S_{2eq} - \Delta S_2 /$ $(mg \cdot g^{-1})$		
1	LY1-18	3 580.17	5.34	11.86	3.58	3.58	1.31	8.90	2.83	4.03	2.96	2.21	1.08	3.30	0.28	0.75		
2	LY1-17	3 587.18	4.47	7.54	2.43	2.43	1.49	6.15	1.87	2.98	1.39	0.41	1.16	2.10	0.33	0.98		
3	LY1-16	3 600.10	11.90	18.44	4.97	4.97	0.50	8.64	3.13	11.40	9.8	9.53	1.03	4.82	0.15	0.27		
4	LY1-15	3 613.38	9.23	12.88	3.63	3.63	1.84	7.78	2.53	7.39	5.10	4.83	1.03	3.51	0.12	0.27		
5	LY1-14	3 624.31	5.46	8.52	2.70	2.70	1.10	5.29	1.91	4.36	3.23	2.63	1.11	2.42	0.28	0.60		
6	LY1-13	3 635.56	6.05	12.60	3.93	3.93	0.29	6.52	2.54	5.76	6.08	4.75	1.20	3.26	0.67	1.33		
7	LY1-12	3 644.95	9.35	18.13	5.15	5.15	0.62	10.90	4.01	8.73	7.23	7.91	0.94	5.49	0.34	0.68		
8	LY1-11-a	3 659.12	13.76	24.96	6.93	6.93	1.60	15.09	4.96	12.16	9.87	9.30	1.04	6.68	0.25	0.57		
9	LY1-10	3 671.64	10.01	18.93	5.97	5.97	0.66	13.01	4.90	9.35	5.92	6.62	0.95	6.31	0.34	0.70		
10	LY1-9	3 690.20	2.64	4.85	1.73	1.73	1.15	3.47	1.43	1.49	1.38	1.18	1.06	1.63	0.10	0.20		
11	LY1-8	3 748.10	3.42	5.48	2.22	2.22	0.50	2.93	1.47	2.92	2.55	1.82	1.25	1.78	0.44	0.73		
12	LY1-7	3 757.16	3.02	4.80	1.94	1.94	0.38	2.14	1.44	2.64	2.66	2.56	1.05	1.85	0.09	0.10		
13	LY1-5	3 786.35	8.43	8.87	3.26	3.26	0.41	3.33	1.93	8.02	5.54	5.13	1.12	2.90	0.36	0.41		
14	LY1-4	3 797.74	7.29	7.99	3.25	3.25	3.41	6.58	2.90	3.88	1.41	1.70	0.96	3.40	0.15	0.29		
15	LY1-3	3 812.73	6.35	7.72	2.97	2.97	3.85	6.23	2.54	2.50	1.49	1.13	1.06	2.81	0.16	0.36		
16	LY1-2	3 817.87	11.52	14.87	5.58	5.58	0.71	5.89	3.77	10.81	8.98	8.69	1.05	5.31	0.27	0.29		
17	LY1-1	3 822.75	5.27	6.81	2.43	2.43	0.23	2.23	1.43	5.04	4.58	4.22	1.16	2.09	0.34	0.36		
18	NY1-22	3 307.06	1.98	13.87	2.60	2.60	0.69	13.31	2.57	1.29	0.56	1.74	0.91	2.85	0.25	1.18		
19	NY1-21	3 314.10	4.95	26.87	4.45	4.45	0.67	21.72	3.55	4.28	5.15	3.68	1.07	4.17	0.28	1.47		
20	NY1-20	3 351.47	2.58	9.69	2.14	2.14	0.29	8.11	1.90	2.29	1.58	2.14	0.93	2.30	0.16	0.56		
21	NY1-19	3 360.55	2.35	9.96	2.11	2.11	0.23	9.62	1.94	2.12	0.34	0.64	0.97	2.18	0.07	0.30		
22	NY1-18	3 374.19	6.04	26.98	4.64	4.64	0.48	23.73	4.37	5.56	3.25	7.93	0.80	5.78	1.14	4.68		
23	NY1-17	3 380.60	2.25	8.37	1.75	1.75	0.25	5.1	1.09	2.00	3.27	1.52	1.34	1.30	0.45	1.75		
24	NY1-16	3 398.85	7.48	31.52	4.94	4.94	0.39	21.52	3.57	7.09	10.00	10.67	0.97	5.10	0.16	0.67		
25	NY1-15	3 401.63	3.50	9.71	1.89	1.89	0.26	9.29	1.82	3.24	0.42	2.55	0.77	2.45	0.56	2.13		
26	NY1-14	3 404.99	3.47	9.24	1.85	1.85	0.75	6.04	1.33	2.72	3.20	2.99	1.03	1.79	0.06	0.21		
27	NY1-11	3 434.83	6.31	16.54	5.37	5.37	0.53	13.94	5.04	5.78	2.6	3.94	0.90	5.94	0.57	1.34		
28	NY1-10	3 439.13	8.31	11.06	2.38	2.38	0.37	4.4	0.92	7.94	6.66	4.61	1.47	1.62	0.76	2.05		
29	NY1-9	3 468.65	4.49	12.55	3.73	3.73	0.35	6.37	2.59	4.14	6.18	5.30	1.14	3.28	0.45	0.88		
30	NY1-8	3 471.24	0.20	0.27	0.25	0.25	0.01	0.05	0.15	0.19	0.22	0.20	1.45	0.17	0.08	0.02		
31	NY1-6	3 478.13	1.58	0.91	1.10	1.10	0.03	0.16	0.59	1.55	0.75	0.66	1.55	0.71	0.39	0.09		
32	NY1-5	3 483.03	4.19	3.94	2.10	2.10	0.22	0.97	1.02	3.97	2.97	2.44	1.54	1.36	0.74	0.53		
		平均值	—	—	3.25	—	—	—	—	—	3.98	3.93	1.1	3.15	0.34	0.84		

注:“—”表示未统计。

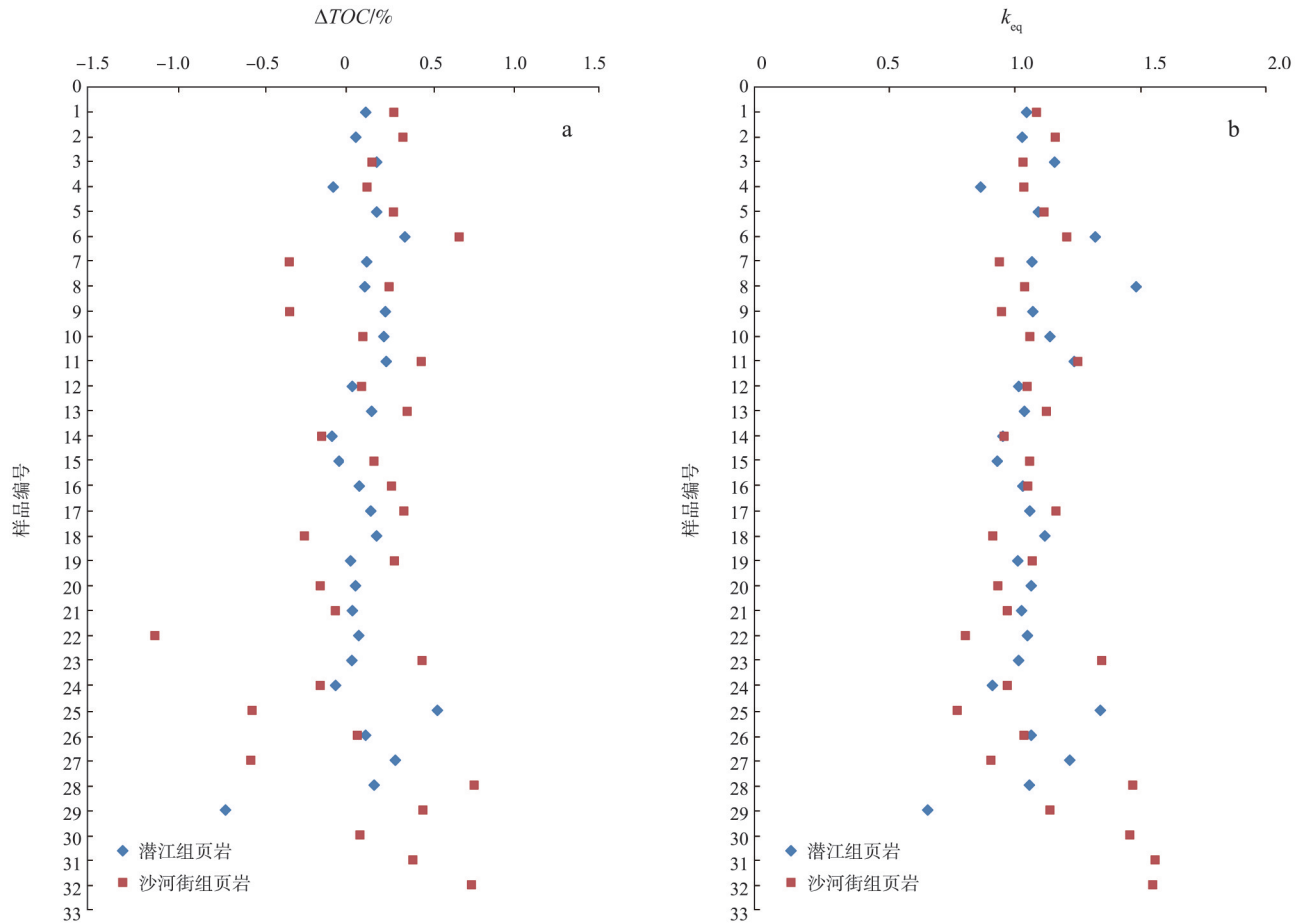


图2 潜江组和沙河街组页岩 TOC 含量偏差值 ΔTOC (a) 与等价 TOC 校正系数 k_{eq} (b)

Fig. 2 Mean deviation of TOC, ΔTOC (a) and equivalent TOC correction coefficient, k_{eq} (b) of the Qianjiang and Shahejie Formation shale

$$k_{S_1} = \frac{Q_{\text{or}} - Q_{\text{pd}}}{Q_{\text{pd}}} = \frac{V_{\text{sub}}}{V_{\text{pd}}} \cdot \frac{\rho_{\text{sub}}}{\rho_{\text{pd}}} - 1 = B_o \frac{\rho_{\text{sub}}}{\rho_{\text{pd}}} - 1 \quad (15)$$

式中: k_{S_1} 为蒸发烃损失系数, 无量纲; Q_{or} 为地层中页岩油的质量, t; Q_{pd} 为当前地面页岩油的质量, t; V_{sub} 为地层中页岩油的体积, m^3 ; V_{pd} 地面页岩油的体积, m^3 ; B_o 为页岩油体积系数, 小数; ρ_{sub} 为地层中页岩油的密度, t/m^3 ; ρ_{pd} 为当前地面页岩油的密度, t/m^3 。

3.3 页岩总油与可动油含量计算方法探讨

1) 总油含量计算

基于两次热解数据, 得到:

$$\text{TOY} = S_1 + \Delta S_{2\text{eq}} \quad (16)$$

多位学者^[16, 26-29]认为应该考虑蒸发烃损失量 (evaporative loss, 记为 $S_{1\text{loss}}$), 因此, 公式 (16) 修改为:

$$\begin{cases} \text{TOY} = S_1 + \Delta S_{2\text{eq}} + S_{1\text{loss}} \\ S_{1\text{loss}} = k_{S_1} (S_1 + \Delta S_{2\text{eq}}) \end{cases} \quad (17)$$

式中: $S_{1\text{loss}}$ 为页岩蒸发烃损失量, mg/g 。

2) 可动油含量计算

页岩可动油含量 (MOY , mg/g) 的认识同样存在较大分歧。Jarvie^[20]认为 $S_1/\text{TOC} > 100 \text{ mg}/\text{g}$ 是可动油的门限, Michael 等^[22]认为几乎所有的热解 S_1 都是可动油, 多位学者^[1-2, 4, 18]认为, 可动烃是在热解至 200°C 以前释放的烃。本文基于中国现有陆相页岩油的 S_1 含量较低及大多数热解 S_1 来自热解至 300°C 以前释放的烃 (多数未测热解至 200°C 释放的烃量) 的基本特点, 采用 Michael 等^[22]的观点, 认为 S_1 几乎都是可动的, 因此再加上蒸发烃损失量, 则有:

$$\text{MOY} = S_1 + S_{1\text{loss}} \quad (18)$$

4 页岩油原地量和可动油量评价案例

本文评价案例选自鄂尔多斯盆地长7油层组页岩。

4.1 地质背景

鄂尔多斯盆地横跨陕、甘、宁、蒙、晋五省区, 北部

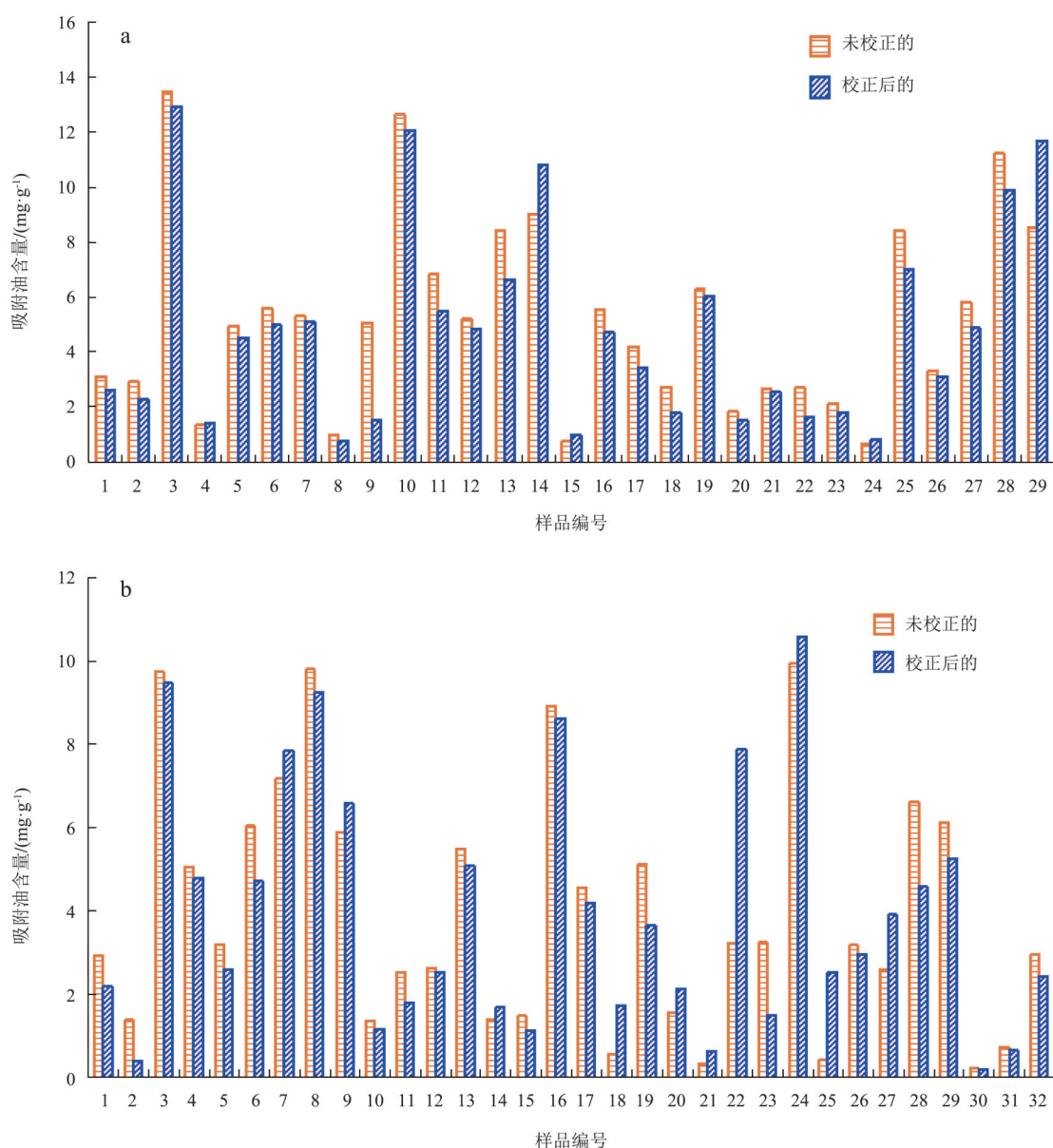


图3 页岩样品校正前、后吸附油含量对比

Fig. 3 Comparison of ΔS_2 and ΔS_{2eq} of the shale samples

a. 江汉盆地潜江组; b. 渤海湾盆地沙河街组

为鄂尔多斯高原,海拔在1 200~1 500 m,南部为黄土高原,海拔在800~1 600 m,隶属华北地台,是一个稳定沉降、拗陷迁移的克拉通盆地,面积约 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。鄂尔多斯盆地三叠系延长组是一套陆相碎屑岩沉积地层,南厚北薄,最大厚度超过1 000 m,自上而下划分为长1—长10共10个油层组,其中致密油和页岩油主要位于长7油层组。长7油层组又可细分为3个亚组,从上到下依次为长7¹、长7²和长7³亚组。长7油层组分布面积约 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$,埋深在600~2 900 m,厚度为70~130 m,是一套深湖、半深湖、浅湖和三角洲前缘沉积,是中国页岩油分布中最重要的地层之一。其中,长7³亚组岩

性以厚层黑色页岩和深灰色泥岩为主,是成熟页岩油的主要目标层段^[29]。

长7油层组页岩分布范围大,厚度大于5 m的面积为 $3.28 \times 10^4 \text{ km}^2$,平均厚度为18.5 m,最厚可达35.9 m;从平面分布看,页岩TOC含量最大可达到19%,平均大于15%。页岩油埋深(长7油层组底界)为600~2 900 m, R_o (镜质体反射率)值为0.5%~1.3%, S_1 含量平均为2.4 mg/g, S_2 含量平均为37.1 mg/g。作图统计得出, S_2 与TOC含量呈良好的正相关性,复相关系数达到0.87;平均HI(氢指数)为336.8 mg/g,最大HI为814.3 mg/g,说明主要为I和II_A型干酪根。

表 3 页岩样品校正前、后吸附油含量及偏差百分比
Table 3 ΔS_2 , ΔS_{2eq} and post-correction deviation for the shale samples

江汉盆地潜江组页岩				渤海湾盆地沙河街组页岩			
样品编号	校正前 ΔS_2 / ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	校正后 ΔS_{2eq} / ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	相对于 ΔS_2 的偏差/ %	样品编号	校正前 ΔS_2 / ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	校正后 ΔS_{2eq} / ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	相对于 ΔS_2 的偏差/ %
1	3.18	2.67	16.04	1	2.96	2.21	25.45
2	2.98	2.35	21.14	2	1.39	0.41	70.25
3	13.55	12.99	4.13	3	9.80	9.53	2.73
4	1.41	1.50	6.38	4	5.10	4.83	5.22
5	5.01	4.57	8.78	5	3.23	2.63	18.73
6	5.66	5.04	10.95	6	6.08	4.75	21.93
7	5.37	5.18	3.54	7	7.23	7.91	9.39
8	1.03	0.82	20.39	8	9.87	9.30	5.75
9	5.14	1.58	69.26	9	5.92	6.62	11.83
10	12.71	12.16	4.33	10	1.38	1.18	14.64
11	6.89	5.55	19.45	11	2.55	1.82	28.54
12	5.26	4.89	7.03	12	2.66	2.56	3.82
13	8.51	6.71	21.15	13	5.54	5.13	7.43
14	9.09	10.88	19.69	14	1.41	1.70	20.50
15	0.82	1.03	25.61	15	1.49	1.13	23.98
16	5.61	4.77	14.97	16	8.98	8.69	3.28
17	4.27	3.50	18.03	17	4.58	4.22	7.88
18	2.81	1.85	34.16	18	0.56	1.74	210.30
19	6.35	6.09	4.09	19	5.15	3.68	28.59
20	1.89	1.60	15.34	20	1.58	2.14	35.29
21	2.72	2.60	4.41	21	0.34	0.64	88.48
22	2.76	1.69	38.77	22	3.25	7.93	144.07
23	2.17	1.87	13.82	23	3.27	1.52	53.47
24	0.72	0.87	20.83	24	10.00	10.67	6.68
25	8.48	7.10	16.27	25	0.42	2.55	507.53
26	3.40	3.18	6.47	26	3.20	2.99	6.59
27	5.87	4.93	16.01	27	2.60	3.94	51.51
28	11.30	9.98	11.68	28	6.66	4.61	30.77
29	8.62	11.77	36.54	29	6.18	5.30	14.22
平均值	5.30	4.82	17.56	30	0.22	0.20	10.32
				31	0.75	0.66	11.83
				32	2.97	2.44	17.79
				平均值	3.98	3.93	46.84

4.2 吸附油含量计算

1) 页岩吸附油含量计算

样品共有16个,分别采自14口探井的岩心。干酪根类型为Ⅰ和Ⅱ_A, $T_{\max}$ 平均值为442℃, S_1 , S_2 和 TOC 含量见表4。表4揭示,校正前与校正后吸附油含量的偏差值平均为2.80 mg/g,最大偏差为9.73 mg/g。

2) 页岩吸附油含量与 S_1 的关系

受测试费用、采样及测试周期的限制,目前多数页岩样品只做单次全岩热解测试,未做抽提后的热解测试,这样无法通过公式(12)来计算吸附油含量。针对这个问题,确定了以下思路:首先,用已有的两次热解数据计算出吸附油含量,并进行校正;然后,再拟合出吸附油含量与 S_1 含量的关系。

根据表4数据,拟合出的结果见图4,吸附油含量与 S_1 含量的关系式为:

$$\Delta S_{2eq} = aS_1 + b \tag{19}$$

式中: a 和 b 为回归系数,无量纲;其中, $a = 2.4685$; $b = -0.4958$ 。

这样,只有单次热解数据的样品,可通过公式(19)计算得到吸附油含量近似值。

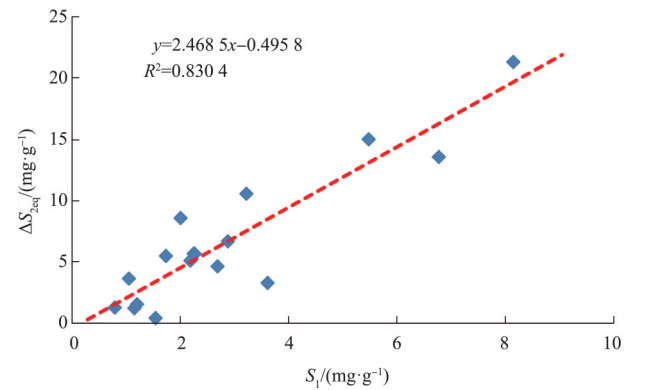


图4 鄂尔多斯盆地长7油层组页岩吸附油含量与热解 S_1 的关系

Fig. 4 Adsorbed oil content vs. S_1 for the Chang 7 shale oil layer group, Ordos Basin

4.3 蒸发烃损失系数计算

根据鄂尔多斯盆地长7油层组页岩油密度及体系系数(表5),采用公式(15)计算得到蒸发烃损失系数 k_{S_1} 为0.09。

4.4 其他关键参数

统计200个长7油层组页岩样品的单次热解数据,

表4 鄂尔多斯盆地长7油层组页岩热解数据、吸附油含量及校正系数

Table 4 Rock-Eval pyrolysis results, adsorbed oil content, and correction coefficient of samples from Chang 7 shale oil layer group, Ordos Basin										
样品编号	全岩热解数据			抽提后的全岩热解数据			吸附油含量			
	$S_1/(mg \cdot g^{-1})$	$S_2/(mg \cdot g^{-1})$	$TOC_A/\%$	$S_{1EX}/(mg \cdot g^{-1})$	$S_{2EX}/(mg \cdot g^{-1})$	$TOC_{EX}/\%$	$\Delta S_2/(mg \cdot g^{-1})$	$\Delta S_{2eq}/(mg \cdot g^{-1})$	$ \Delta S_2 - \Delta S_{2eq} / (mg \cdot g^{-1})$	
1	1.56	1.58	0.85	0.02	0.59	0.62	0.99	0.39	0.60	
2	1.75	8.07	5.89	0.08	2.41	2.06	5.66	5.45	0.21	
3	2.02	12.77	8.73	0.13	9.61	7.03	3.16	8.53	5.37	
4	3.62	6.91	3.56	0.07	3.16	3.12	3.75	3.25	0.50	
5	2.70	7.43	4.82	0.08	4.17	4.23	3.26	4.60	1.34	
6	2.26	7.36	5.77	0.11	6.60	6.36	0.76	5.63	4.87	
7	2.28	8.45	5.86	0.09	4.80	4.20	3.65	5.62	1.97	
8	2.20	7.72	5.33	0.07	3.96	3.48	3.76	5.07	1.31	
9	3.23	38.61	10.98	0.21	33.08	10.22	5.53	10.51	4.98	
10	1.17	2.32	1.44	0.03	0.91	1.27	1.41	1.20	0.21	
11	0.81	1.76	1.42	0.02	0.80	1.31	0.96	1.25	0.29	
12	6.77	64.81	14.17	0.08	54.81	13.54	10.00	13.50	3.50	
13	5.48	44.66	15.30	0.06	37.46	14.84	7.20	14.94	7.74	
14	8.14	80.50	21.72	0.12	69.00	20.95	11.50	21.23	9.73	
15	1.07	8.44	3.86	0.03	6.95	3.69	1.49	3.61	2.12	
16	1.22	5.31	1.92	0.04	3.38	1.64	1.93	1.52	0.41	
平均值	2.89	19.17	6.98	0.08	15.11	6.16	4.06	6.64	2.82	

注: $\Delta S_2 = S_2 - S_{2EX}$

得到 S_1 平均值为1.99 mg/g,最大值为6.81 mg/g,最小值为0.30 mg/g。

采用本文的方法进行评价得到: ΔS_{2eq} 最小值为0.24 mg/g,最大值为16.13 mg/g,平均值为4.42 mg/g; S_{loss} 最小值为0.05 mg/g,最大值为2.08 mg/g,平均值为0.58 mg/g; TOY 最小值为0.59 mg/g,最大值为25.21 mg/g,平均值为6.98 mg/g; MOY 最小值为0.35 mg/g,最大值为8.89 mg/g,平均值为2.57 mg/g。

根据以上数据,得到:蒸发烃损失系数为0.09,即 S_{loss} 含量占总烃含量(未恢复蒸发烃时)的9%; S_{loss}/S_1 (平均值)为29.15%,说明蒸发烃损失约占 S_1 含量的29%; MOY/TOY (平均值)为36.82%,揭示可动油含量约占总油含量的37%; TOY/S_1 (平均值)为3.51,揭示总油含量约为 S_1 含量的3.5倍。

通过数据拟合,发现 TOY 、 MOY 与 TOC 存在较好的线性关系(图5),即:

$$TOY = 0.6760 TOC \quad (20)$$

$$MOY = 0.2437 TOC \quad (21)$$

4.5 长7油层组页岩油原地量及可动油量评价结果

基于延长组页岩的特点,确定两项评价原则:一是页岩厚度大于5 m;二是 TOC 含量大于3%。

按以上两项原则确定评价区有效面积为32 789 km²,页岩平均厚度为18.45 m。将评价区分出13 280个评价单元(软件自动剖分)。结合 TOC 含量分布图,

采用公式(20)和(21)计算出各评价单元的 TOY 和 MOY ,然后采用体积法评价出相应的资源丰度(图6)。统计得到:

1)页岩油总原地量为 111.2×10^8 t,平均资源丰度为 33.9×10^4 t/km²,最大丰度为 93.0×10^4 t/km²(图6a);

2)可动油量为 40.1×10^8 t;平均资源丰度为 11.2×10^4 t/km²,最大丰度 33.7×10^4 t/km²(图6b);

3)以可动油资源丰度大于 20.0×10^4 t/km²作为核心区的界线,预测出核心区面积为5 535 km²,可动油量为 13.1×10^8 t,主要分布在罗254井—木78井—华池—塔儿湾—正宁一带(图6b)。

5 结论

1)提出一种基于两次热解数据来评价样品 TOC 含量非均质性的方法,采用该方法对29个潜江组页岩和32个沙河街组页岩样品的评价结果揭示: ΔTOC 含量平均值分别为0.16%和0.34%,说明两组样品都存在一定的非均质性。

2)基于对两次热解样品存在非均质性的认识,提出一种校正吸附油含量的计算方法,用该方法对29个潜江组页岩和32个沙河街组页岩样品的评价结果揭示:校正前后吸附油的相差值(平均值)分别为0.85 mg/g和0.84 mg/g。可见,进行等价 TOC 含量校正可以使吸附油、总油和可动油含量的计算结果更准确。

表5 鄂尔多斯盆地长7油层组页岩油主要特征

Table 5 Main properties of oil samples from the Chang 7 shale oil layer group, Ordos Basin

地层原油				地面原油			
密度/(g·cm ⁻³)	粘度/(mPa·s)	气油比/(m ³ ·t ⁻¹)	体积系数	密度/(g·cm ⁻³)	粘度(50℃)/(mPa·s)	初馏点/℃	凝固点/℃
0.748	1.48	68.83	1.222	0.839	6.64	74.99	23.17

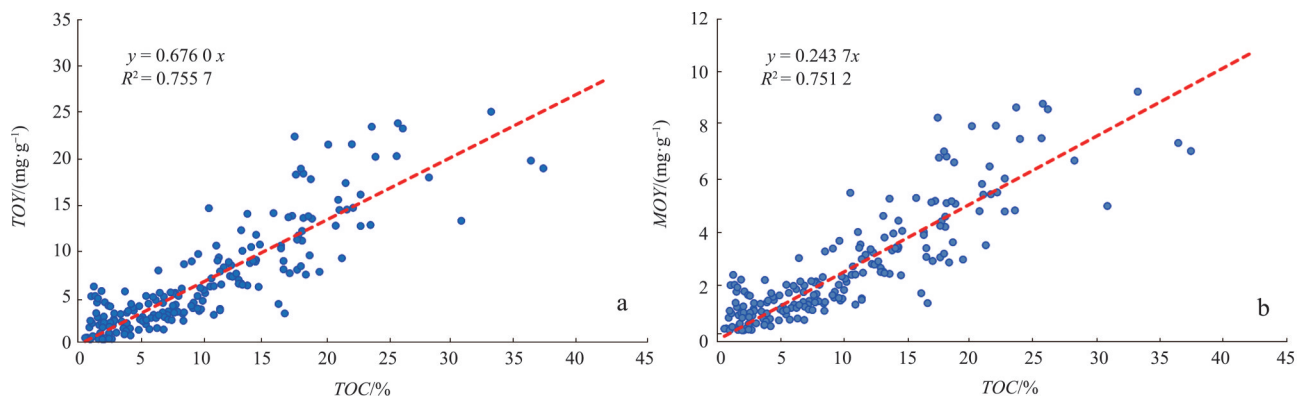


图5 鄂尔多斯盆地长7油层组页岩总油(a)、可动油含量(b)与 TOC 关系

Fig. 5 TOY (a) and MOY (b) vs. TOC of the Chang 7 shale oil layer group, Ordos Basin

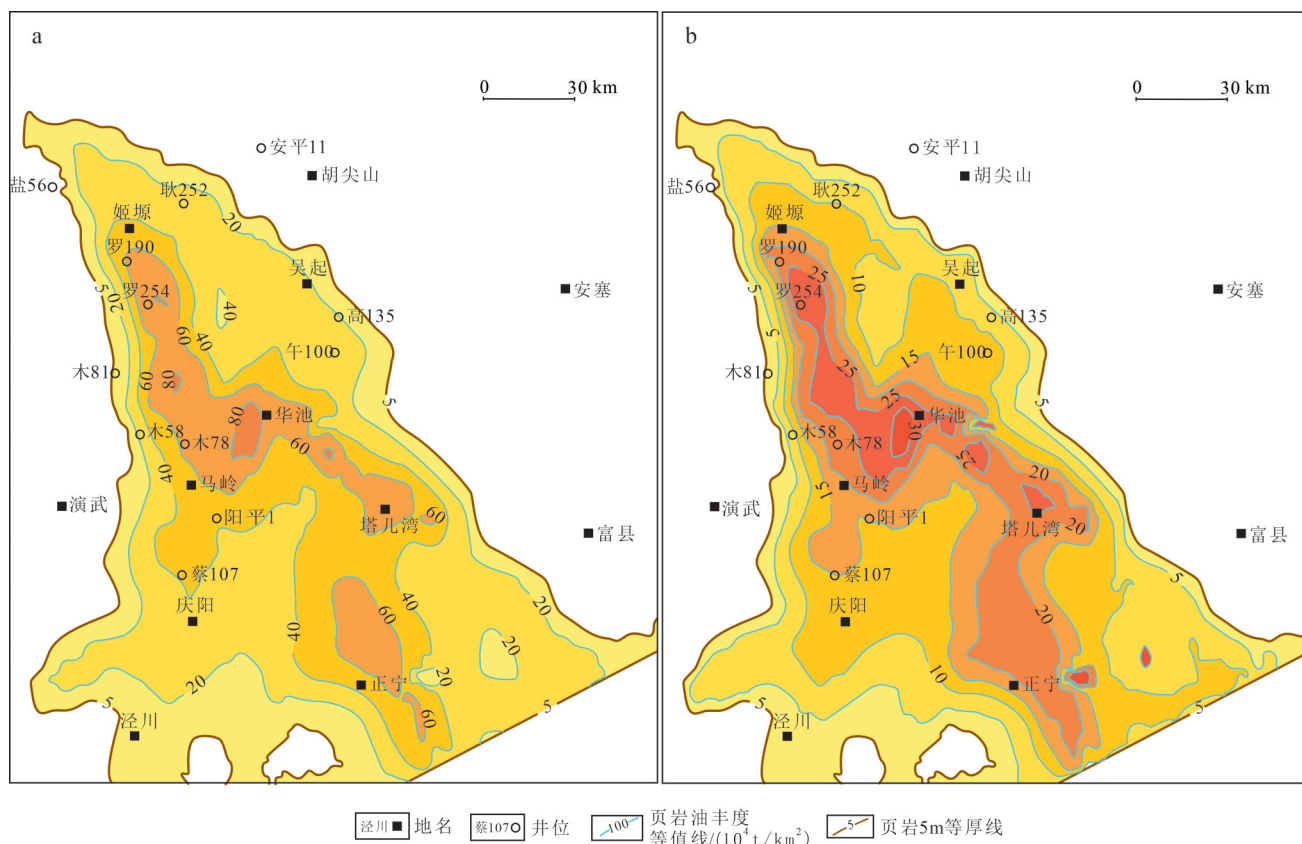


图6 鄂尔多斯盆地长7油层组页岩油原地量(a)与可动油量资源丰度(b)

Fig. 6 Resource abundance of shale oil in-place (a) and movable oil in-place (b) in the Chang 7 shale oil layer group, Ordos Basin

3)探讨了蒸发烃损失量的评价方法,提出了一种基于页岩油密度及地层体积系数的蒸发烃损失量计算方法,采用该方法对长7油层组页岩油进行评价,结果揭示:蒸发烃损失量约占总烃含量的9%,占 S_1 含量的29%。

4)长7油层组页岩油评价结果揭示: ΔS_{2eq} 平均值为4.42 mg/g, S_{1loss} 平均值为0.58 mg/g, TOY 平均值为6.98 mg/g, MOY 平均值为2.57 mg/g;可动油占总油含量的37%,总油含量是 S_1 含量的3.5倍;基于 TOY 计算得到的页岩油原地量为 111.2×10^8 t,基于 MOY 计算得到的页岩油可动量为 40.1×10^8 t,表明长7油层组页岩油资源潜力大。

参 考 文 献

- [1] Romero-Sarmiento M. A quick analytical approach to estimate both free versus sorbed hydrocarbon contents in liquid-rich source rocks [J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(9): 2031-2043.
- [2] Li J B, Wang M, Chen Z H, et al. Evaluating the total oil yield using a single routine Rock-Eval experiment on as-received shales [J/OL]. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 2019, 144, 104707. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2019.104707>.
- [3] 郭秋麟, 米敬奎, 王建, 等. 改进的生烃潜力模型及关键参数

模板[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 661-669.

Guo Qiulin, Mi Jingkui, Wang Jian, et al. An improved hydrocarbon generation model of source rocks and key parameter templates [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 661-669.

- [4] Li M W, Chen Z H, Qian M H, et al. What are in pyrolysis S_1 peak and what are missed? Petroleum compositional characteristics revealed from programmed pyrolysis and implications for shale oil mobility and resource potential [J/OL]. International Journal of Coal Geology, 2020, 217: 103321. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.103321>.
- [5] EIA, Drilling Productivity Report for key tight oil and shale regions [C]. U. S., Energy Information Administration, 2017.
- [6] Han Y, Horsfield B, Mahlstedt N, et al. Factors controlling source and reservoir characteristics in the Niobrara shale-oil system, Denver Basin [J]. AAPG Bulletin, 2019, 103 (9): 2045-2072.
- [7] Kuske S, Horsfield B, Jweda J, et al. Geochemical factors controlling the phase behavior of Eagle Ford Shale petroleum fluids [J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(4): 835-870.
- [8] 杨雷, 金之钧. 全球页岩油发展及展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 553-559.
- Yang Lei, Jin Zhijun. Global shale oil development and prospects [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 553-559.
- [9] 付金华, 牛小兵, 淡卫东, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组长7段页岩油地质特征及勘探开发进展[J]. 中国石油勘探,

- 2019, 24(5): 601-614.
- Fu Jinhua, Niu Xiaobing, Dan Weidong, et al. The geological characteristics and the progress on exploration and development of shale oil in Chang 7 Member of Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24 (5): 601-614.
- [10] 支东明, 唐勇, 郑梦林, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷凤城组页岩油藏地质特征与成藏控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019, 24 (5): 615-623.
- Zhi Dongming, Tang Yong, Zheng Menglin, et al. Geological characteristics and accumulation controlling factors of shale reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 615-623.
- [11] 孙焕泉, 蔡勋育, 周德华, 等. 中国石化页岩油勘探实践与展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 569-575.
- Sun Huanquan, Cai Xunyu, Zhou Dehua, et al. Practice and prospect of Sinopec shale oil exploration [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 569-575.
- [12] 杜金虎, 胡素云, 庞正炼, 等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 560-568.
- Du Jinhua, Hu Suyun, Pang Zhenglian, et al. The types, potentials and prospects of shale oil in China [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 560-568.
- [13] Clarkson C R, Pedersen P K. Production analysis of Western Canadian unconventional light oil plays[R]. SPE, 149005, 2011.
- [14] Guo Q L, Wang S J, Chen X M. Assessment on tight oil resources in major basins in China [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2019, 178(7): 52-63.
- [15] Li M W, Chen Z H, Ma X X, et al. A numerical method for calculating total oil yield using a single routine Rock-Eval program: a case study of the Eocene Shahejie formation in Dongying depression, Bohai Bay Basin, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 191: 49-65.
- [16] Li M W, Chen Z H, Ma X X, et al. Shale oil resource potential and oil mobility characteristics of the Eocene-Oligocene Shahejie Formation, Jiyang Super-Depression, Bohai Bay Basin of China [J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 204: 130-143.
- [17] 湛卓恒, 黎茂稳, 姜春庆, 等. 页岩油的资源潜力及流动性评价方法[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 459-468.
- Chen Zhuoheng, Li Maowen, Jiang Chunqing, et al. Shale oil resource potential and its mobility assessment: A case study of Upper Devonian Duvernay shale in Western Canada Sedimentary Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 459-468.
- [18] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(6): 842-849.
- Jiang Qigui, Li Maowen, Qian Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence state and its application [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38 (6): 842-849.
- [19] Delveaux D, Martin H, Leplat P, et al. Comparative Rock-Eval pyrolysis as an improved tool for sedimentary organic matter analysis [J]. Organic Geochemistry, 1990, 16(4): 1221-1229.
- [20] Jarvie D M. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-Oil Resource Systems. In: Breyer, J. A. (Ed.), Shale reservoirs—giant resources for the 21st century [C]. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 2012, 97: 89-119.
- [21] Jarvie D M. Petroleum systems in the Permian basin: Targeting optimum oil production [C]. TCU Energy Institute Presentation, 2018.
- [22] Michael G E, Packwood J, Holba A. Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid rich shale plays [C]//Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 2013.
- [23] 薛海涛, 田善思, 王伟明, 等. 页岩油资源评价关键参数——含油率的校正[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 15-22.
- Xue Haitao, Tian Shansi, Wang Weiming, et al. Correction of oil content—one key parameter in shale oil resource assessment [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 15-22.
- [24] 余涛, 卢双舫, 李俊乾, 等. 东营凹陷页岩油游离资源有利区预测[J]. 断块油气田, 2018, 25(1): 16-21.
- Yu Tao, Lu Shuangfang, Li Junqian, et al. Prediction for favorable area of shale oil free resources in Dongying Sag [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(1): 16-21.
- [25] 朱日房, 张林晔, 李政, 等. 陆相凹陷盆地页岩油资源潜力评价[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 129-137.
- Zhu Rifang, Zhang Linye, Li Zheng, et al. Evaluation of shale oil resource potential in continental rift basin: A case study of Lower Es3 Member in Dongying Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 129-137.
- [26] Chen Z H, Li M W, Ma X X, et al. Generation kinetics based method for correcting effects of migrated oil on Rock-Eval data—An example from the Eocene Qianjiang Formation, Jiangnan Basin, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 195 (5): 84-101.
- [27] Jiang C Q, Chen Z H, Mort A, et al. Hydrocarbon evaporative loss from shale core samples as revealed by Rock-Eval and thermal desorption—gas chromatography analysis: Its geochemical and geological implications [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 70: 294-303.
- [28] Abrams M A, Gong C, Garnier C, et al. A new thermal extraction protocol to evaluate liquid rich unconventional oil in place and in-situ fluid chemistry [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 88: 659-675.
- [29] 郭秋麟, 武娜, 陈宁生, 等. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段致密油资源评价[J]. 石油学报, 2017, 38(6): 658-665.
- Guo Qiulin, Wu Na, Chen Ningsheng, et al. Assessment of tight oil resource in seventh Member of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 658-665.

(编辑 张玉银)