

页岩岩心样品烃类散失特征与地质意义

钱门辉^{1,2,3,4}, 黎茂稳^{1,2,3,4}, 蒋启贵^{1,2,3,4}, 李志明^{1,2,3,4}, 陶国亮^{1,2,3,4}, 鲍云杰^{1,2,3,4}

1. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126;

2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 江苏 无锡 214126;

3. 国家能源页岩油研发中心, 江苏 无锡 214126;

4. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126

摘要: 游离烃含量是页岩油资源评价中最关键参数之一, 但由于烃类散失的影响, 实验测得的游离烃含量往往与真实含量差异较大, 从而导致含油性评价结果“失真”。为研究含油页岩烃类散失过程, 获取烃类散失量及校正系数, 本文利用成熟度相近、不同岩相的新鲜含油岩心样品, 对不同放置时间后样品的烃类残留量及残留组分开展实验并进行综合分析。研究认为, 页岩样品烃类散失分早期快速散失和后期缓慢散失2个过程, 挥发组分主要为C₁₃—C₁₅以前的低碳数烃类, 中质—重质组分受影响较小; 储集物性条件及原始含油量共同控制了烃类散失量及散失过程。原始含油量越高、储集物性越好的页岩岩心样品烃类散失量越大, 因此, 在评价储集物性好的高含油的页岩油“甜点”段时, 更需要注意原始烃含量的恢复。

关键词: 烃类散失; 轻烃恢复; 游离烃含量; 含油性评价; 页岩油

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Evaluation of evaporative loss of hydrocarbon in shale samples and its geological implications

QIAN Menhui^{1,2,3,4}, LI Maowen^{1,2,3,4}, JIANG Qigui^{1,2,3,4}, LI Zhiming^{1,2,3,4}, TAO Guoliang^{1,2,3,4}, BAO Yunjie^{1,2,3,4}

1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

3. State Energy Center for Shale Oil Research and Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

4. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China

Abstract: Free hydrocarbon content is one of the key parameters for resource assessment of shale oil. However, due to the evaporative loss of hydrocarbon, the measured results from lab analysis differ greatly from real value, which leads to the “distortion” of shale oil resource assessment. To investigate the process of the evaporative loss and obtain the hydrocarbon loss amount and correction coefficient, a time-series of analysis has been carried out on fresh oil-bearing shale samples with similar maturity and different lithofacies for both the amount and the composition of the hydrocarbons retained in shale. Results suggest that there are two processes of early rapid and later slow evaporative loss. The volatile components are mainly light hydrocarbons with carbon numbers smaller than C₁₃—C₁₅, while the medium to heavy components are less affected. Both the amount and processes of hydrocarbon evaporative loss are controlled by the physical properties and original oil content of shale samples. The oil-bearing shale samples with higher original oil content and better physical properties appear to have more evaporative loss of hydrocarbons. Results also indicate that more attention should be exercised on original hydrocarbon content when conducting the shale oil resource assessment of “sweet spot” section with high oil content and good physical properties.

Key words: hydrocarbon evaporative loss; recovery of light hydrocarbons; free hydrocarbon content; evaluation of oil-bearing capacity; shale oil

1 研究现状

随着北美页岩油气勘探开发的突破, 页岩油作

为非常规油气资源的重要组成部分逐渐受到国内勘探家的关注^[1-8], 由此引发了中国陆相页岩油勘探开发投资的增长^[9]。不同于北美较为稳定的海

相沉积地层,中国陆相页岩沉积地层具有较强的非均质性^[10],含油性差异较大。泥页岩含油性评价是页岩油甜点段、甜点区预测的基础,也是页岩油资源潜力评价的核心。随着实验技术的进步和完善以及对陆相页岩油赋存机理认识的加深^[11-14],泥页岩的含油性评价从最初以滞留烃总量为目标的原地滞留油评价,逐渐发展为以游离烃为目标的游离油评价^[15-20],而获得泥页岩地层原始游离烃含量并进行评价,是页岩油资源评价的基础工作。

游离烃作为泥页岩滞留油中最现实的可动油组分^[21],常用热解 S_1 (单位岩石在岩石热解仪中加热到 300 °C 释放出的游离烃含量) 参数表征,以液态的轻烃为主,很不稳定、易挥发损失^[22-24];其含量随泥页岩层系热成熟度的增高而增大,随着有机质类型的不同而变化。泥页岩中滞留的游离烃组分在取心、室温下放置以及在常温碎样过程中,会造成不同程度的损失,泥页岩成熟度越高,烃类损失量也越大。朱日房等^[25]通过对新鲜样品在冷冻密闭条件下进行处理、进样分析,并与常规条件下放置 30 d 后的分析测试资料进行对比,认为在演化程度处于成熟演化阶段, S_1 轻烃损失率平均达到 50% 左右;另外其通过对自然剖面产出的原油进行色谱分析,获取了 C_{14} 组分含量,以此建立了常规样品氯仿沥青“A”的轻烃恢复方法,认为在 R_o 为 0.9% 时的轻烃损失量为 30% 左右。王娟^[26]在前人建立的方法基础上,利用低沸点溶剂进行轻烃密闭低温抽提,获取了不同成熟阶段的岩石样品轻烃含量,建立了东营凹陷氯仿抽提过程中轻烃恢复系数,并认为与自然演化剖面法获得的轻烃恢复系数相一致。李进步等^[27]利用生烃动力学方法模拟计算了有机质在不同演化阶段的轻烃(C_{6-13})与重烃(C_{13+})的比值,在 S_1 重烃恢复的基础上建立了大民屯凹陷残留烃的轻烃校正方法。JARVIE^[28]对比了长时间放置后的样品和新鲜的井壁取心样品的 S_1 值,认为样品经过长期放置后,其游离烃含量的差值可以达到 5 倍左右。CHEN 等^[29-31]利用氢指数物质平衡法,计算了 I 型干酪根不同演化阶段的轻烃散失比例,认为烃源岩在进入生油窗后,在 R_o 到达 1.3% 之前,轻烃散失量随演化程度增加而降低,在 R_o 到达 1.3% 之后,轻烃散失量随演化程度增加而快速增加。

目前主要关注热演化程度与轻烃损失量的评价研究,而轻质游离烃的散失是个持续的过程,随着岩石样品放置时间的不同,实验室测得的游离烃含量差异巨大,以样品放置一定时间后实测值为基础建立的轻烃损失量恢复结果,不能真正代表样品

原始含油信息。另一方面,页岩油体系的开放程度不同,其运聚特征也不同。页岩油甜点段的发育往往需要经过短距离运移形成,而轻质烃与中质、重质烃的运移有显著差异,由此导致页岩油的“源”和“储”中烃类组分差异,基于生烃热模拟的轻烃损失量恢复可能并不能很好地适用于开放的或半开放的页岩油体系。实际上,轻质游离烃含量不仅与烃类组成(由生烃母质类型和成熟度特征共同决定)有关,还与岩心样品的放置时间长短^[32]、储层物性^[33]、样品分析前处理方式^[33-36]等息息相关。因此,厘清泥页岩中游离烃尤其是轻质游离烃的散失过程,是进行页岩油轻烃恢复的基础,也是泥页岩含油性客观评价的关键。

2 地质样品及实验方法

本次实验选取江汉盆地潜江凹陷页岩油专探井 BYY1 井和 BYY2 井古近系潜江组三段的新鲜含油岩心样品, R_o 约为 0.9%。样品包括白云质泥岩、泥质白云岩、云质泥岩和含钙芒硝泥岩等 4 种主要的岩性组合;样品原始含油程度不一,热解 S_1 为 2.43~12.60 mg/g,孔隙度为 0.7%~13.4%,代表了不同含油程度和不同孔渗条件的样品分布。样品的地球化学特征、矿物组成及物性数据见表 1。

使用的实验样品在岩心出桶后立即采取了超低温(-40 °C)冷冻保存措施,冷冻 48 h 后进行岩心低温剖切 1/3 块和 2/3 块^[37],以最大程度防止轻烃散失。为避免样品非均质性导致实验误差,本次研究对 1/3 块次的岩心采取纵向切割,分 4 个周期(原始、常温放置 1 周后、2 个月和 5 个月)在同一侧切割 1 cm 左右等宽度的岩石块进行液氮保护下冷冻密闭碎样,分别进行岩石热解和热解色谱分析,余下样品进行孔隙度和矿物组成等测试分析,部分样品实验周期采用小时间间隔;岩石热解采用国家标准《岩石热解分析:GB/T 18602-2012》,热解色谱实验的热释条件与岩石热解 S_1 分析条件一致。本文研究中使用热解 S_1 值作为游离烃含量,放置温度为室温 24 °C 左右,便于与业内其他学者的研究进行对比。

3 实验结果与讨论

烃类散失是个持续的过程,但显然经历的过程并不一致。含油岩心样品在脱离地层高温、高压环境后,随着提钻和出筒的过程,样品的温度和压力发生变化;随着烃类的持续散失和挥发,样品自身的含油浓度也在不断地降低,不同的烃组分挥发程

表 1 实验样品基础数据

Table 1 Basic information of experimental samples

井号	样品号	岩性	深度/ m	S ₁ / (mg·g ⁻¹)	S ₂ / (mg·g ⁻¹)	ω(TOC)/ %	T _{max} / ℃	主要矿物含量/%						孔隙度/ %	
								黏土	石英	长石	方解石	白云石	石膏		钙芒硝
	45	灰色纹层状白云质泥岩	3 124.07	4.45	2.96	2.07	408	29.6	14.5	7.4	5.8	28.8	1.1	8.0	1.1
	55	灰色纹层状泥质白云岩	3 124.39	5.72	3.91	2.17	414	19.2	9.2	8.1	16.5	40.2	1.4	2.3	8.4
	61	灰黑色纹层状白云质泥岩	3 124.70	3.23	2.86	1.46	416	18.7	9.2	8.3	19.6	34.9	2.1	1.2	1.0
	67	灰黑色纹层状白云质泥岩	3 124.88	3.66	2.26	1.28	414	38.6	17.8	7.9	18.6	5.0	1.2	2.4	3.1
	143	灰色泥质白云岩	3 127.33	5.54	3.36	1.75	407	18.5	10.2	6.5	12.1	47.6	0.9	0.6	7.5
	161	灰色纹层状泥质白云岩	3 127.76	7.79	1.55	1.16	402	13.9	9.4	7.8	16.9	43.1	0.8	4.3	2.5
BYY1	192	灰黄色含穿层钙芒硝白云岩	3 129.07	5.34	1.22	0.80	398	17.1	9.0	6.5	6.7	25.4	1.8	27.9	2.8
	205	灰黄色纹层状白云岩	3 129.56	12.60	1.21	1.40	393	8.0	7.5	8.1	4.0	54.1	1.0	13.3	1.6
	220	浅灰色白云岩	3 130.12	3.93	0.69	0.60	403	7.6	12.6	11.4	3.6	56.7	1.2	1.2	13.4
	224	灰色细纹层状白云岩	3 130.27	7.60	4.22	1.68	408	34.1	20.3	5.0	5.3	3.7	1.5	24.1	3.8
	197	灰色含钙芒硝白云质泥岩	3 129.29	4.43	1.68	1.04	397	31.3	22.2	10.3	11.3	7.0	1.6	5.1	3.8
	253	灰白色块状钙芒硝岩	3 131.40	2.92	0.77	0.66	391	27.6	15.3	4.0	3.6	1.9	1.8	37.4	0.7
	264	灰黄色块状白云岩	3 131.73	4.75	1.18	0.85	405	13.3	8.7	4.4	2.7	58.1	0.6	1.2	8.2
BYY2	1111	灰黑色纹层状白云质泥岩	3 400.29	10.88	5.22	4.13	428	15.5	8.6	13.7	21.3	29.0	5.1	0.3	1.3
	1076	灰黑色纹层状白云质泥岩	3 399.37	2.43	0.69	2.27	400	12.4	6.1	18.5	8.7	35.3	16.7	0.7	6.0

注: S₁、S₂、TOC 及 T_{max} 数据为原始新鲜样品分析结果。

度存在差异,由此不同时间的残留烃类的再挥发速度也不同,多重因素影响导致了烃类散失是一个极其复杂的过程。

3.1 页岩样品烃类散失过程

为厘清页岩样品早期的烃类散失过程,对不同含油程度的两块样品进行了重点研究。岩心出筒后常温放置,分别在出筒后 2, 8, 32, 56, 794, 1 394 h 时检测岩石的烃类含量 S₁ 值(表 2, 图 1)。

表 2 泥页岩样品不同常温放置时间后 S₁ 测试值

Table 2 Rock-Eval S₁ value of shale samples after a time-series of storing in normal conditions

放置时间/h	S ₁ /(mg·g ⁻¹)	
	样品 1111	样品 1076
2	10.88	2.43
8	10.54	1.64
32	9.70	1.45
56	9.41	1.27
794	8.20	1.08
1 394	8.16	0.98

高含油样品(样品 1111)原始烃含量高达 10.88 mg/g, 经过 1 394 h 的长时间常温放置, 最终烃含量为 8.16 mg/g, 最终散失比例为原始含烃量的 25%; 低含油样品(样品 1076)原始烃含量为 2.43 mg/g, 放置后最终烃含量为 0.98 mg/g, 最终散失比例为原始含烃量的 59.7%(表 2)。采用非线性拟合对结果进行迭代回归, 结合实测数据可以看出, 随着放置时间的增加, 烃类散失明显存在 2 个过程, 分别为早期快速散失阶段和后期缓慢散失阶段(图 1)。烃类散失主要发生在早期快速散失阶段, 岩心在经历提钻一出筒一常温放置的过程中, 温度和压力快速下降和释放, 由此导致烃类大量析出而散失, 大部分可流动烃类在该阶段挥发殆尽, 其散失量占总散失量的 90% 以上。进入后期缓慢散失阶段后, 烃类仍然在持续散失, 不过散失量有限, 占总散失量的比例不足 10%, 散失速度非常缓慢。另一方面, 快速散失阶段经历的时长与样品原始含油水平呈正相关性, 换言之, 含油量越高

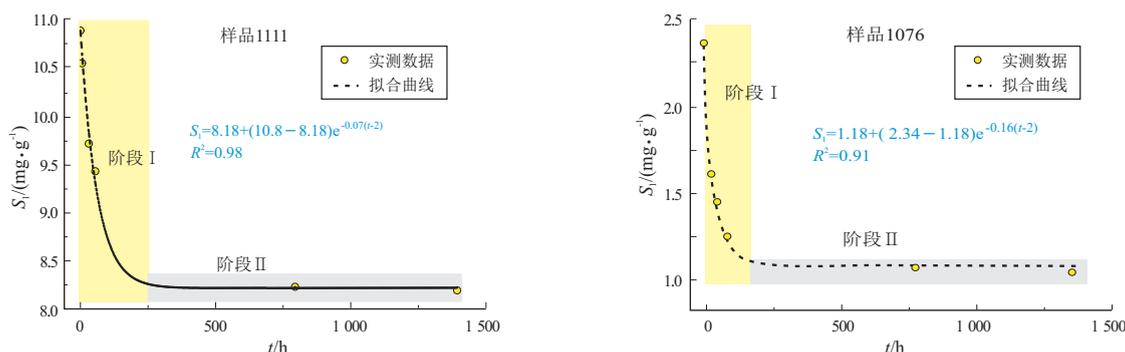
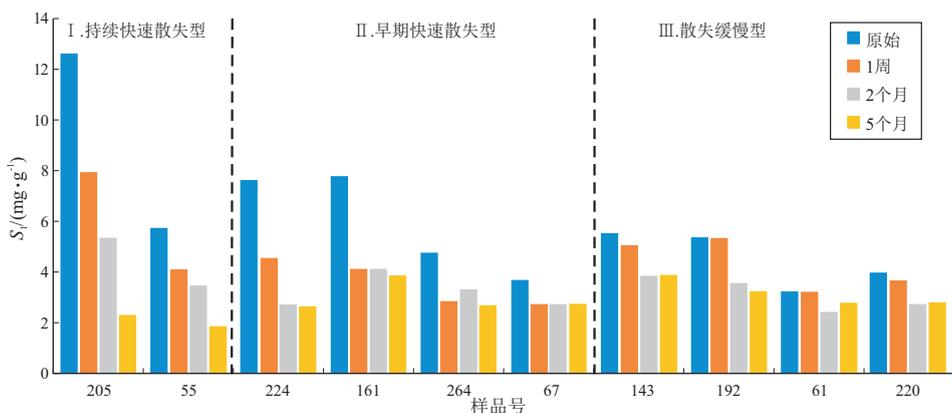


图 1 热解 S₁ 测量值与样品放置时间的关系

Fig.1 Relationships between Rock-Eval S₁ value and sample storing time

图2 不同含油程度的样品放置后 S_1 测量值变化Fig.2 Rock-Eval S_1 value changes of samples with different oil contents after storing

的样品经历快速散失阶段所需要的时间也越长。

为进一步研究页岩样品烃类散失过程,笔者对其他不同含油程度的样品进行了更长周期的实验。经过长达5个月时间的放置,可以看出,不同含油丰度的样品在长时间放置后,其散失过程表现为三种类型(图2)。一是持续快速散失型,代表性样品如205和55,该类型样品初始含油量较高,一般大于 5 mg/g , S_1 值持续大幅度降低,经过5个月后尚未进入缓慢散失阶段;一周左右烃类挥发减少量约为 $28.5\% \sim 37.14\%$ (平均 32.81%),2个月后挥发约 $39.69\% \sim 57.54\%$ (平均 48.61%),5个月挥发高达 $67.83\% \sim 81.75\%$ (平均 74.79%)。二是早期快速散失型,代表样品如224、161、264和67,该类型样品短时间内烃类大量挥发,后期维持稳定;一周左右烃类挥发减少量约为 $24\% \sim 47\%$ (平均 36.34%),2个月后挥发约 $24\% \sim 64\%$ (平均 44%),5个月后挥发约 $25.41\% \sim 81.75\%$ (平均 55%)。三是散失缓慢型,代表样品如143和192等,该类型样品放置后烃类散失不明显,散失缓慢,散失量较小;2个月后到达缓慢散失阶段,其一左右烃类挥发减少量约在 10% 以内,2个月挥发约 $25\% \sim 34\%$ (平均 29.88%),之后维持平衡状态。

3.2 页岩样品烃类散失特征

泥页岩样品中的烃类赋存状态可分为游离态、吸附态和干酪根互溶态^[20]。游离态烃类主要赋存于大孔和微裂缝等较大孔隙空间中;吸附态烃类主要赋存于微孔以及岩石矿物表面等场所^[38]。研究表明,低碳数轻质烃类由于其碳链短、极性较弱,其与吸附介质相互作用力小,比较容易游离和析出;而高碳数的中质—重质烃类碳链相对较长,其与吸附介质间的相互作用力相对较大^[39-40],是页岩油烃类被吸附的主要部分。对比不同放置周期后的残留烃类组分可知(图3),

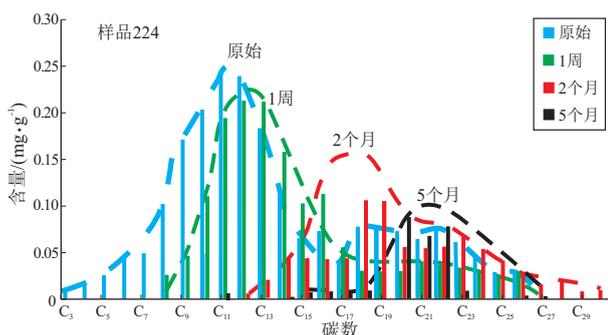


图3 页岩岩心样品不同放置周期后散失烃类组分变化特征

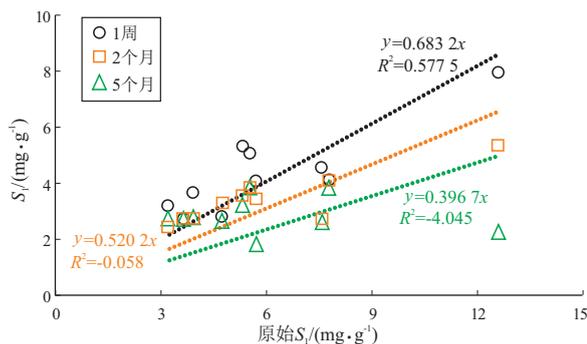
Fig.3 Characteristics of hydrocarbon component changes of shale core samples with different storing time

随放置时间的增加,残留烃类组分的主峰碳数逐渐变大, C_{13} 以前的轻质烃在一周内得以保留,一周以后基本散失殆尽,残留的烃类组分基本以 C_{15} 以上的中质—重质烃类为主。

3.3 烃类散失影响因素及其地质意义

3.3.1 烃类散失影响因素

不同放置周期后样品游离烃含量与原始游离烃含量关系回归后(图4),整体上呈现正相关性,

图4 不同放置周期后样品游离烃含量与原始游离烃含量的关系
Fig.4 Free hydrocarbon contents before and after different storing time

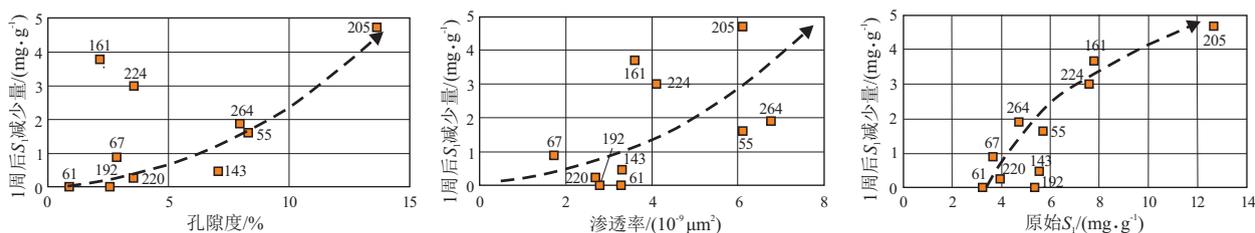


图5 样品早期散失量与孔隙度、渗透率及原始含油量的关系

Fig.5 Early loss vs. porosity, permeability and original oil content of samples

但相关系数极低,这表明不同含油程度的泥页岩样品随着放置时间增加,烃类在不断散失,但绝非是原始烃含量单一因素影响。在散失早期阶段,样品中烃类散失主要与泥页岩自身的渗透率特征以及原始含油量相关(图5),如本文样品161和224,其孔隙度不足5%,但其早期散失量高达3 mg/g,散失比例较高,这主要与其渗透率相对较高、原始含油量相对较大有关。

CHEN等^[29]研究认为,游离烃散失量与有机碳含量(TOC)有关,高TOC页岩由于吸附作用游离烃散失量相对较小。NOBLE等^[41]曾对不同API度原油进行常温放置实验,研究了不同放置时间后原油的质量变化,认为轻质烃损失比例与原油成熟度和组分有关,轻质原油(API°=58)在2 h放置后的损失比例可达60%。受限于样品条件,本文选取的样品TOC普遍较低(小于2%),为同一层位样品,成熟度相近(表1);烃类组分组成变化不大,故泥页岩样品的有机质丰度、成熟度和烃类组分对游离烃散失的影响在本文中无法探讨。

3.3.2 轻烃校正系数探讨

研究表明,泥页岩轻烃含量随成熟度的增加而升高,轻烃含量在中—高成熟度陆相页岩油勘探与资源评价中具有重要意义,但受限于轻烃含量易散失的特点,轻烃含量的直接测定比较困难。国内学者^[16,25]通过研究,利用不同的技术手段对轻烃含量进行了校正处理,建立了相应的校正恢复系数(图6),烃类成熟度越高,其轻烃含量及烃类散失量也越大,需要的校正系数也越大,两者呈正比上升趋势(文献[16]中 R_o 为0.9%以前的校正系数下降可能为假象)。不同演化阶段的轻烃校正系数不同,低演化阶段的轻烃比例较小,需要的恢复系数也较小,而中—高演化阶段由于大量的轻质烃存在,其散失量和恢复系数也越大。另一方面,与海相II型有机质不同,湖相I型有机质轻烃生成阶段相对较晚,需要的活化能更高^[42],大量裂解成轻烃或气态烃主要发生在 $R_o \geq 1.3\%$ 的高演化阶段,由此,针对中—高成熟度烃类的轻烃恢复校正应更慎重。

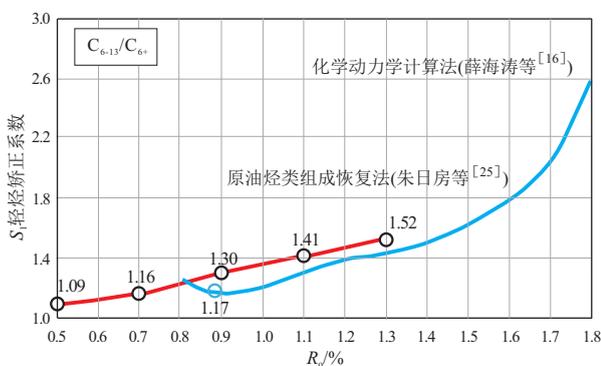
图6 常用轻烃校正恢复系数
据参考文献[16, 25]整理。

Fig.6 Correction coefficient of light hydrocarbons commonly used

本文研究过程中,泥页岩岩心样品从早期快速散失阶段进入后期缓慢散失阶段 S_1 的减少量计算为轻烃散失量,该值与原始新鲜样品 S_1 值的比例为损失比例,该值与缓慢散失阶段 S_1 值进一步计算为轻烃恢复系数,实测值及计算结果如表3。本文所用的样品成熟度 R_o 约为0.9%,现有的轻烃校正方法使用的校正系数区间应为1.17~1.3(图6),而根据计算,实际上本文研究的泥页岩样品的轻烃散失恢复系数最少为1.33~2.89(表3),且尚未考虑提钻过程中的轻烃散失量。由此,笔者认为目前现有的轻烃恢复校正系数明显低估,客观合理的轻烃恢复校正系数需要进一步深入研究。

3.3.3 页岩油烃类散失的地质意义探讨

不同原始含油丰度的烃类散失表现不同,岩心样品经过长时间放置后,原始含油量越高的样品烃类散失程度越大,损失比例越高(图7);而对比其原始含油量可以发现,高含油样品的损失比例更大(图8),其散失后烃类残留量可远低于初始含油性一般的致密泥页岩样品。如样品205初始含油量 S_1 为12.6 mg/g,经过5个月的放置后,其 S_1 值仅为2.3 mg/g,其孔隙度为13.4%;而样品220初始含油量 S_1 为3.93 mg/g,同样经过5个月的放置后,其 S_1 测试值为2.73 mg/g,孔隙度为3.84%。若根据成

表 3 不同样品的 S_1 恢复系数计算结果Table 3 Calculation results of corrective coefficients of Rock-Eval S_1 for different samples

样品号	原始 S_1 含量/($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	缓慢散失阶段 S_1 含量/($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	S_1 损失比例/%	S_1 恢复系数
205	12.6			
55	5.72			
224	7.60	2.63	65.39	2.89
161	7.79	4.11	47.24	1.90
264	4.75	2.83	40.42	1.68
67	3.66	2.75	24.86	1.33
143	5.54	3.84	30.69	1.44
192	5.34	3.55	33.52	1.50
61	3.23	2.43	24.77	1.33
220	3.93	2.73	30.53	1.44

注:样品 205 和 55 由于尚未进入缓慢散失阶段,故本文未计算其恢复系数。

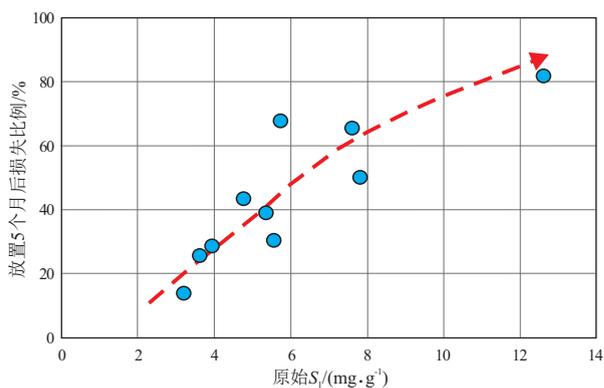


图 7 泥页岩样品长时间放置后
烃类损失比例与原始含油量关系

Fig.7 Hydrocarbon loss ratio vs. original oil content
of shale samples after long-time storing

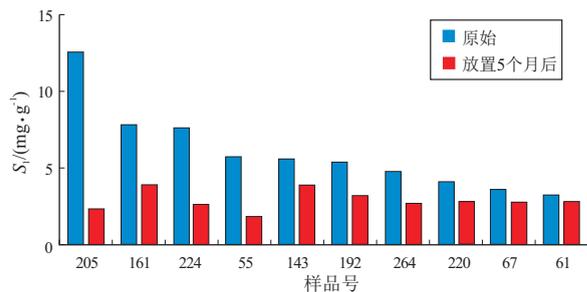


图 8 不同泥页岩样品
原始含油量与长时间放置后含油量对比

Fig.8 Original S_1 value vs. S_1 value of different
shale samples after storing for five months

熟度演化和轻烃校正关系进行原始含油量恢复,必然会得到相反的含油性评价结果。相较而言,作为页岩油“甜点段”的高含油储集层,其孔渗条件更好,烃类更容易散失,高含油岩心样品长时间放置后,其烃类的散失量远大于孔渗条件一般的致密页岩样品。

北美地区高产页岩油区勘探实践表明,页岩油高产与富集的“甜点区”普遍为烃源岩热演化程度

较高地区^[43],轻质烃含量较高,油质较轻,原油黏度低,可动性好。如 Williston 盆地中部页岩油高产区 Bakken 组页岩油大多数为密度小于 0.82 g/cm^3 的轻质原油,该页岩油系统包括 Bakken 组上段和下段两套生油岩以及中段的页岩油高产层。JARVIE^[28] 研究表明,中段夹层生产的原油色谱分析结果与上段页岩抽提物极为相似,均以碳数低于 15 的轻质烃为主,而 Bakken 组中段白云质砂岩与粉砂岩夹层仅保留了一些相对较重的烃类组分。ALMANZA^[44] 的研究表明,Bakken 组上段和下段页岩孔隙度平均分别为 1.7% 和 3.1%,平均渗透率为 $0.001 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$; Bakken 组中段白云质砂岩与粉砂岩孔隙度平均为 5.0%,渗透率平均为 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,致密的低孔渗页岩构成了 Bakken 组页岩油体系的顶底板,中段孔渗条件相对较好的砂岩层成为了散失轻烃的赋存场所。换言之,低孔低渗的致密页岩油储集层中,轻烃损失量并不高,而真正损失高的正是孔渗条件更好的页岩油“甜点段”。

4 结论

页岩油烃类散失是个持续的过程,样品放置的时间不同,其烃类损失量也不等;挥发组分主要为 C_{13} — C_{15} 以前的低碳数烃类,中质—重质组分受影响较小。损失量的大小和比例与其原始含油量和孔渗条件息息相关,原始含油量越大、孔渗条件越好,其散失量也越大,残留的烃含量可能也越小。因此,在进行页岩含油性评价时,高含油以及孔渗条件更好的“甜点段”的含油性评价更需注意原始的烃含量恢复。当然,除本文例举的影响因素外,影响页岩油烃类损失的因素还有很多(如钻井过程中的钻头和泥浆类型、原油性质和组成、干酪根类型与演化程度、碎样和保存方式等),限于本文

检测方法原理的局限性未能一一讨论,因此建立多因素影响下的页岩油烃类散失恢复技术,还需要更深入的研究和攻关。

参考文献:

- [1] 李志明,陶国亮,黎茂稳,等.鄂尔多斯盆地西南部彬长区块三叠系延长组7段3亚段页岩油勘探前景探讨[J].石油与天然气地质,2019,40(3):558-570.
LI Zhiming,TAO Guoliang,LI Maowen,et al.Discussion on prospecting potential of shale oil in the 3rd sub-member of the Triassic Chang 7 member in Binchang block,southwestern Ordos Basin[J].Oil & Gas Geology,2019,40(3):558-570.
- [2] 宋明水.济阳拗陷页岩油勘探实践与现状[J].油气地质与采收率,2019,26(1):1-12.
SONG Mingshui.Practice and current status of shale oil exploration in Jiyang Depression[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2019,26(1):1-12.
- [3] 康玉柱.中国非常规油气勘探重大进展和资源潜力[J].石油科技论坛,2018,37(4):1-7.
KANG Yuzhu.Significant exploration progress and resource potential of unconventional oil and gas in China[J].Oil Forum,2018,37(4):1-7.
- [4] 林铁锋,赵莹,白云风,等.古龙凹陷青山口组页岩油形成地质条件及勘探潜力[C]//2018 油气田勘探与开发国际会议(IFEDC 2018)论文集.西安:西安华线网络信息服务有限公司,2018:767-769.
LIN Tiefeng,ZHAO Ying,BAI Yunfeng,et al.Geological conditions and exploration potential for K_2qn (Upper Cretaceous Qingshankou Formation) shale oil reservoir in Gulong Sag[C]//Proceedings of International Field Exploration and Development Conference. Xi'an,China:Xi'an Huaxian Network Information Service Co.,Ltd.,2018:767-769.
- [5] 杨智,侯连华,林森虎,等.吉木萨尔凹陷芦苇沟组致密油、页岩油地质特征与勘探潜力[J].中国石油勘探,2018,23(4):76-85.
YANG Zhi,HOU Lianhua,LIN Senhu,et al.Geologic characteristics and exploration potential of tight oil and shale oil in Lucaogou Formation in Jimsar Sag [J].China Petroleum Exploration,2018,23(4):76-85.
- [6] 崔宝文,蒙启安,白雪峰,等.松辽盆地北部石油勘探进展与建议[J].大庆石油地质与开发,2018,37(3):1-9.
CUI Baowen,MENG Qi'an,BAI Xuefeng,et al.Petroleum exploration progress and suggestions for north Songliao Basin [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2018,37(3):1-9.
- [7] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等.陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破:以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段一亚段为例[J].石油勘探与开发,2018,45(3):361-372.
ZHAO Xianzheng,ZHOU Lihong,PU Xiugang,et al.Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration in a lacustrine basin;a case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong 2 member in Cangdong Sag,Bohai Bay Basin,China[J].Petroleum Exploration and Development,2018,45(3):361-372.
- [8] 周立宏,陈长伟,韩国猛,等.渤海湾盆地歧口凹陷沙一下亚段地质特征与页岩油勘探潜力[J].地球科学,2019,44(8):2736-2750.
ZHOU Lihong,CHEN Changwei,HAN Guomeng,et al.Geological characteristics and shale oil exploration potential of lower first member of Shahejie Formation in Qikou Sag,Bohai Bay Basin [J].Earth Science,2019,44(8):2736-2750.
- [9] 金之钧,白振瑞,高波,等.中国迎来页岩油气革命了吗? [J].石油与天然气地质,2019,40(3):451-458.
JIN Zhijun,BAI Zhenrui,GAO Bo,et al.Has China ushered in the shale oil and gas revolution? [J].Oil & Gas Geology,2019,40(3):451-458.
- [10] 黎茂稳,马晓潇,蒋启贵,等.北美海相页岩油形成条件、富集特征与启示[J].油气地质与采收率,2019,26(1):13-28.
LI Maowen,MA Xiaoxiao,JIANG Qigui,et al.Enlightenment from formation conditions and enrichment characteristics of marine shale oil in North America[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2019,26(1):13-28.
- [11] 宁方兴,王学军,郝雪峰,等.济阳拗陷不同岩相页岩油赋存机理[J].石油学报,2017,38(2):185-195.
NING Fangxing,WANG Xuejun,HAO Xuefeng,et al.Occurrence mechanism of shale oil with different lithofacies in Jiyang Depression[J].Acta Petrolei Sinica,2017,38(2):185-195.
- [12] 柯思.泌阳凹陷页岩油赋存状态及可动性探讨[J].石油地质与工程,2017,31(1):80-83.
KE Si.Discussion on occurrence state and mobility of shale oil in Biyang Depression[J].Petroleum Geology and Engineering,2017,31(1):80-83.
- [13] 陈小慧.页岩油赋存状态与资源量评价方法研究进展[J].科学技术与工程,2017,17(3):136-144.
CHEN Xiaohui.Advances in the research on the occurrence state and resources assessment of shale oil [J].Science Technology and Engineering,2017,17(3):136-144.
- [14] 李吉君,史颖琳,黄振凯,等.松辽盆地北部陆相泥页岩孔隙特征及其对页岩油赋存的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(4):27-34.
LI Jijun,SHI Yinglin,HUANG Zhenkai,et al.Pore characteristics of continental shale and its impact on storage of shale oil in northern Songliao Basin [J].Journal of China University of Petroleum,2015,39(4):27-34.
- [15] 何晋译,蔡进功,雷天柱,等.东营凹陷古近系泥页岩中可溶有机质特征与页岩油“甜点”预测[J].油气地质与采收率,2019,26(1):174-182.
HE Jinyi,CAI Jingong,LEI Tianzhu,et al.Characteristics of soluble organic matter of Paleogene shale in Dongying Sag and prediction of shale oil "sweet spots"[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2019,26(1):174-182.
- [16] 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.

- [17] 卢双舫,薛海涛,王民,等.页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J].石油学报,2016,37(10):1309-1322.
LU Shuangfang, XUE Haitao, WANG Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(10): 1309-1322.
- [18] 宁方兴,王学军,郝雪峰,等.济阳坳陷页岩油甜点评价方法研究[J].科学技术与工程,2015,15(35):11-16.
NING Fangxing, WANG Xuejun, HAO Xuefeng, et al. Evaluation method of shale oil sweetspots in Jiyang Depression [J]. *Science Technology and Engineering*, 2015, 15(35): 11-16.
- [19] 王敏.页岩油评价的关键参数及求取方法研究[J].沉积学报,2014,32(1):174-181.
WANG Min. Key parameter and calculation in shale oil reservoir evaluation [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(1): 174-181.
- [20] 邹才能,杨智,崔景伟,等.页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J].石油勘探与开发,2013,40(1):14-26.
ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of non-marine shale oil in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 14-26.
- [21] 宋国奇,张林晔,卢双舫,等.页岩油资源评价技术方法及其应用[J].地学前缘,2013,20(4):221-228.
SONG Guoqi, ZHANG Linye, LU Shuangfang, et al. Resource evaluation method for shale oil and its application [J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(4): 221-228.
- [22] ENGEL M H, IMBUS S W, ZUMBERGE J E. Organic geochemical correlation of Oklahoma crude oils using R- and Q-mode factor analysis [J]. *Organic Geochemistry*, 1988, 12(2): 157-170.
- [23] COOLES G P, MACKENZIE A S, QUIGLEY T M. Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks [J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(1/3): 235-245.
- [24] HUNT J M, HUC A Y, WHELAN J K. Generation of light hydrocarbons in sedimentary rocks [J]. *Nature*, 1980, 288(5792): 688-690.
- [25] 朱日房,张林晔,李钜源,等.页岩滞留液态烃的定量评价[J].石油学报,2015,36(1):13-18.
ZHU Rifang, ZHANG Linye, LI Juyuan, et al. Quantitative evaluation of residual liquid hydrocarbons in shale [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(1): 13-18.
- [26] 王娟.轻质烃组分的低温密闭抽提技术及其在页岩油资源评价中的应用[J].中国石油勘探,2015,20(3):58-63.
WANG Juan. Low-temperature closed extraction technology of light hydrocarbons and its application in evaluation of shale oil resource [J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(3): 58-63.
- [27] 李进步,卢双舫,陈国辉,等.大民屯凹陷 $E_2S_4^2$ 段页岩油资源评价关键参数 S_1 的校正 [C]//中国地球科学联合学术年会 2014.北京:中国地球物理学会,2014:2494-2496.
LI Jinbu, LU Shuangfang, CHEN Guohui, et al. Correction of key parameters S_1 for shale oil resource evaluation in $E_2S_4^2$ section of Damintun Depression [C]//2014 China Earth Science Joint Academic Annual Meeting—Session 57: basin dynamics and unconventional energy. Beijing: Chinese Geophysical Society, 2014: 2494-2496.
- [28] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas; part 2; shale-oil resource systems [M]//BREYER J A. Shale reservoirs—giant resources for the 21st century. Tulsa: AAPG, 2012: 89-119.
- [29] CHEN Junqing, PANG Xiongqi, PANG Hong, et al. Hydrocarbon evaporative loss evaluation of lacustrine shale oil based on mass balance method: Permian Lucaogou Formation in Jimusaer Depression, Junggar Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 91: 422-431.
- [30] JIANG Chunqing, CHEN Zhuoheng, 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.
- [31] CHEN Zhuoheng, JIANG Chunqing. A data driven model for studying kerogen kinetics with application examples from Canadian sedimentary basins [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 67: 795-803.
- [32] 郎东升,郭树生,马德华.评价储层含油性的热解参数校正方法及其应用[J].海相油气地质,1996,1(1):53-55.
LANG Dongsheng, GUO Shusheng, MA Dehua. The correlation method of pyrolysis parameters to evaluated hydrocarbon-bearing samples from reservoirs [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 1996, 1(1): 53-55.
- [33] 李玉恒,郭立言,黄九思.储油岩热解地球化学录井评价技术 [M].北京:石油工业出版社,1993:165-171.
LI Yuheng, WU Liyan, HUANG Jiushi. Oil storage rock pyrolysis geochemical logging evaluation technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993: 165-171.
- [34] 吴欣松,韩德馨,咎新,等.岩屑热解参数恢复的新方法[J].石油学报,2004,25(4):46-49.
WU Xinsong, HAN Dexin, ZAN Xin, et al. Critical point analysis method for recovering pyrolysis parameters of rock cuttings [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(4): 46-49.
- [35] 郭树生,郎东升.热解参数 S_1 的校正方法 [J].录井技术,1997,8(1):23-26.
GUO Shusheng, LANG Dongsheng. Correction method of pyrolysis parameter S_1 [J]. *Logging Technology*, 1997, 8(1): 23-26.
- [36] 潘志清,梅博文,苏秀芳,等.储层含油性热解评价方法[J].石油与天然气地质,1996,17(4):353-355.
PAN Zhiqing, MEI Bowen, SU Xiufang, et al. Thermolysis assessment method for reservoir oil potential [J]. *Oil & Gas Geology*, 1996, 17(4): 353-355.
- [37] 蒋启贵,黎茂稳,钱门辉,等.页岩油探井现场地质评价实验流程与技术进展[J].石油与天然气地质,2019,40(3):571-582.
JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Experimental procedures of well-site geological evaluation for shale oil and related technological progress [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 571-582.
- [38] 蒋启贵,黎茂稳,马媛媛,等.页岩油可动性分子地球化学评价方法:以济阳坳陷页岩油为例[J].石油实验地质,2018,40(6):849-854.
JIANG Qigui, LI Maowen, MA Yuanyuan, et al. Molecular geochemical evaluation of shale oil mobility: a case study of shale oil in Jiyang Depression [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(6): 849-854.

- oxide produced by *Acremonium* sp. strain KR21-2[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2010, 74:5463-5477.
- [31] MURPHY A E, SAGEMAN B B, HOLLANDER D J, et al. Black shale deposition and faunal overturn in the Devonian Appalachian Basin: clastic starvation, seasonal water-column mixing, and efficient biolimiting nutrient recycling [J]. *Paleoceanography*, 2000, 15:280-291.
- [32] RIMMER S M, THOMPSON J A, GOODNIGHT S A. Multiple controls on the preservation of organic matter in Devonian-Mississippian marine black shales: geochemical and petrographic evidence [J]. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2004, 215:125-154.
- [33] 刘建良, 刘可禹. 碳酸盐岩地层完整性分析及其影响因素定量评价: 来自地层正演模拟的启示 [J]. *中国科学(地球科学)*, 2021, 51(1):150-158.
- LIU Jianliang, LIU Keyu. Estimating stratal completeness of carbonate deposition via process-based stratigraphic forward modeling [J]. *Science China(Earth Sciences)*, 2021, 64:253-259.
- [34] 陆扬博. 上扬子五峰组和龙马溪组富有机质页岩岩相定量表征及沉积过程恢复 [D]. 武汉: 中国地质大学, 2020.
- LU Yangbo. Quantitative characterization of lithofacies and reconstruction of the sedimentary process for Upper Yangtze Wufeng and Longmaxi organic-rich shales [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2020.
- [35] 汪泽成, 刘静江, 姜华, 等. 中—上扬子地区震旦纪陡山沱组沉积岩相古地理及勘探意义 [J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(1):39-51.
- WANG Zecheng, LIU Jingjiang, JIANG Hua, et al. Lithofacies paleogeography and exploration significance of Sinian Doushantuo depositional stage in the Middle-Upper Yangtze region, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(1):41-53.
- [36] 文龙, 罗冰, 钟原, 等. 四川盆地灯影期沉积特征及槽—台体系成因模式 [J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2021, 48(5):513-524.
- WEN Long, LUO Bing, ZHONG Yuan, et al. Sedimentary characteristics and genetic model of trough-platform system during the Dengying period in Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2021, 48(5):513-524.
- [37] 许海龙, 魏国齐, 贾承造, 等. 乐山—龙女寺古隆起构造演化及对震旦系成藏的控制 [J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(4):406-416.
- XU Hailong, WEI Guoqi, JIA Chengzao, et al. Tectonic evolution of the Leshan-Longnüsi paleo-uplift and its control on gas accumulation in the Sinian strata [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(4):436-446.

(编辑 徐文明)

(上接第 504 页)

- [39] OKAMOTO K, WATANABE N, HAGIMOTO Y, et al. Evaporation characteristics of multi-component liquid [J]. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2010, 23(1):89-97.
- [40] MACKAY D, MATSUGU R S. Evaporation rates of liquid hydrocarbon spills on land and water [J]. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1973, 51(4):434-439.
- [41] NOBLE R A, KALDI J G, ATKINSON C D. Oil saturation in shales: applications in seal evaluation [M]//SURDAM R C. *Seals, traps, and the petroleum system*. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1997:13-29.
- [42] KATZ B, LIN Fang. Lacustrine basin unconventional resource plays: key differences [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 56:255-265.
- [43] 李志明, 芮晓庆, 黎茂稳, 等. 北美典型混合页岩油系统特征及其启示 [J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2015, 45(4):1060-1072.
- LI Zhiming, RUI Xiaoqing, LI Maowen, et al. Characteristics of typical hybrid shale-oil system in North America and its implications [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2015, 45(4):1060-1072.
- [44] ALMANZA A. Integrated three dimensional geological model of the Devonian Bakken Formation Elm Coulee Field, Williston Basin [D]. Richland county Montana: Colorado School of Mines, 2011.

(编辑 徐文明)