

陆相基质型页岩油甜点区成熟度界限探讨

——以渤海湾盆地东营凹陷沙三下一沙四上亚段为例

李志明^{1,2,3}, 孙中良^{1,2,3}, 黎茂稳^{1,2,3}, 曹婷婷^{1,2,3}, 钱门辉^{1,2,3}, 马晓潇⁴,
刘 鹏^{1,2,3}, 鲍云杰^{1,2,3}, 蒋启贵^{1,2,3}, 陶国亮^{1,2,3}, 张 隽^{1,2,3}, 芮晓庆^{1,2,3}

(1. 中国石化 油气成藏重点实验室, 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. 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;

4. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 102206)

摘要: 陆相基质型页岩油有望成为我国页岩油增储上产的主力页岩油类型。鉴于成熟度是控制基质型页岩油甜点区分布的重要因素, 在分析我国典型陆相不同有机质类型富有机质页岩实测镜质体反射率 R_o 值抑制程度基础上, 以渤海湾盆地东营凹陷沙三下一沙四上亚段为例, 探讨了陆相基质型页岩油甜点区成熟度界限。陆相富有机质页岩的有机质类型越好, 其实测镜质体反射率 R_o 值抑制程度越显著。东营凹陷的洼陷区沙三下亚段富有机质页岩现今真实成熟度(等效镜质体反射率 $EqVR_o$) 主要介于 0.69%~1.05%, 沙四上亚段富有机质页岩 $EqVR_o$ 值则主要介于 0.74%~1.20%; 综合地质与工程甜点条件的剖析, 东营凹陷沙三下、沙四上亚段富有机质页岩基质型页岩油甜点区的现今真实成熟度 $EqVR_o$ 值为 0.74%~1.20%, 4 个洼陷的深洼区均具有良好的基质型页岩油商业开发前景。

关键词: 富有机质页岩; 镜质体反射率; 成熟度界限; 基质型页岩油; 甜点区; 沙三下一沙四上亚段; 东营凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE132.8

文献标识码: A

Maturity limit of sweet spot area for continental matrix type shale oil:

a case study of lower Es₃ and upper Es₄ sub-members in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

LI Zhiming^{1,2,3}, SUN Zhongliang^{1,2,3}, LI Maowen^{1,2,3}, CAO Tingting^{1,2,3}, QIAN Menhui^{1,2,3}, MA Xiaoxiao⁴,
LIU Peng^{1,2,3}, Bao Yunjie^{1,2,3}, JIANG Qigui^{1,2,3}, TAO Guoliang^{1,2,3}, ZHANG Jun^{1,2,3}, RUI Xiaoqing^{1,2,3}

(1. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

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

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

4. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China)

Abstract: The matrix type shale oil will become the main contributor for increasing shale oil reserves and production in China. Maturity is an important factor for the controlling to the distribution of sweet spot area for matrix type shale oil. The vitrinite reflectance suppression ranges of continental organic rich shale with different organic matter type were analyzed, and the maturity limit of sweet spot area for continental matrix type shale oil was discussed taking the lower Es₃ (third member of Shahejie Formation) and upper Es₄ (fourth member of Shahejie Formation) sub-members of the Dongying Sag as a case study. The vitrinite reflectance suppression ranges of continental organic rich shale are positively correlated to organic matter types. The actual maturity ($EqVR_o$) of organic matter rich shale of the lower Es₃ in subsags of Dongying Sag was mainly at the range of 0.69%~1.05%, and that of the upper Es₄ is mainly at the range of 0.74%~1.20%. Combining with the analysis of geological and engineering sweet spot conditions, the $EqVR_o$ of organic matter rich shale of both two sub-members range 0.74%~1.20%. The deeper areas of four sub-sags in the Dongying Sag all have favorable prospecting of commercial development for matrix type shale oil in the lower Es₃ and upper Es₄ sub-members.

收稿日期: 2021-07-03; 修订日期: 2021-08-31。

作者简介: 李志明 (1968—), 男, 博士, 研究员, 从事油气地球化学、页岩油气地质研究。E-mail: lizm.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目 (42090022) 和中国石化科技开发部项目 (P20049-1) 联合资助。

Key words: organic-rich shale; vitrinite reflectance; maturity limit; matrix type shale oil; sweet spot area; lower Es₃ and upper Es₄ sub-members; Dongying Sag; Bohai Bay Basin

关于页岩油的定义,不同科研机构、油气公司、专家学者曾有不同的理解^[1-3],但目前较为经典也普遍被接受的是指赋存于富有机质页岩层系内包括富有机质页岩/泥岩和与之密切共生的粉砂岩、细砂岩和碳酸盐岩等薄层内、通过非常规技术可采出的石油资源^[4-5],不过我国将其中的粉砂岩、细砂岩、碳酸盐岩等夹层的单层厚度和累计占富有机质页岩层系比例进行了限定,以便区别于致密油。依据国家标准《页岩油地质评价方法:GB/T 38718—2020》^[6],富有机质页岩层系内粉砂岩、细砂岩、碳酸盐岩等夹层单层厚度上限小于等于 5 m,累计厚度占页岩层系总厚度的比例小于 30%。根据页岩油赋存的岩性与组合类型、裂缝发育程度等不同,国内外学者将页岩油划分为不同的类型,如致密页岩型/基质型页岩油、混合型页岩油/夹层型页岩油、裂缝型页岩油^[4, 7-8]。尽管基质型页岩油资源量巨大,但受富有机质泥页岩具有相对低的基质渗透率和可压性相对弱等因素影响,基质型页岩油的有效开发时间明显要晚于裂缝型和混合型/夹层型页岩油的规模开发时间,并且其能否实现规模商业开发曾一度受到质疑。北美海相和我国陆相页岩油勘探开发实践虽然显示,混合型/夹层型页岩油是目前页岩油勘探开发的主体,但基质型页岩油正成为美国海相页岩油增储上产的主力页岩油类型^[9]。同时,近年我国在松辽盆地青山口组^[10-11]、渤海湾盆地沧东凹陷孔二段^[12-13]以及济阳坳陷沙三下—沙四上亚段^[14]等富有机质泥页岩层段,均获得了高产基质型页岩油的油流,预示陆相基质型页岩油也将成为我国页岩油增储上产的主力页岩油类型。

富有机质泥页岩在沉积埋藏、成岩演化过程中,生烃母质随着热演化程度的增高,经历从未熟—低熟、中高成熟—过成熟阶段的演化,并生成从未熟—低熟阶段的富含杂原子的重质油,逐渐演变为中高成熟阶段的正常油、轻质油、凝析油、湿气和过成熟阶段的干气,生成的油气在经历初次运移之后,仍有相当比例的烃类会滞留在富有机质泥页岩内,并且蒙脱石、伊/蒙混层等水敏性强的黏土矿物含量随热成熟度的增高逐渐降低或消失,转化为伊利石,可压性增强,这是基质型页岩油可以实现商业开发的基本点。成熟度不仅控制着基质型页岩油的富集和分布,而且控制着页岩油的组分、可

动性以及页岩的储集性与可压性。适宜的热演化程度是保障富有机质泥页岩含油性好、储集性优、可压性强以及页岩油流动好的关键,是控制基质型页岩油甜点区分布的重要因素^[15]。但对基质型页岩油甜点区的成熟度界限,无论是下限值还是上限值,不同学者的观点^[8, 16-18]具有显著差异,并且对于富有机质泥页岩在生油窗内尚普遍存在实测镜质体反射率 R_o 值抑制问题^[19],一定程度上影响了基质型页岩油甜点区成熟度界限的合理厘定,制约了我国陆相基质型页岩油勘探开发潜力的合理评估以及商业化建产。为此,本文在分析我国典型陆相不同有机质类型富有机质泥页岩实测镜质体反射率 R_o 值抑制程度基础上,以渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷沙三下—沙四上亚段为例,探讨基质型页岩油甜点区成熟度上限与下限,旨在为我国陆相基质型页岩油勘探开发潜力合理评估提供借鉴,为勘探开发井的部署决策提供依据。

1 实测镜质体反射率的抑制程度

正确厘定富有机质泥页岩的成熟度,是合理确定陆相基质型页岩油甜点区的前提。尽管泥页岩成熟度评价的指标众多,但自镜质体反射率由煤岩学推广到确定沉积岩中分散有机质的成熟度以来,一直被众多研究者视为是客观表征晚古生代以来烃源岩成熟度评价最可靠的指标^[19]。针对富有机质泥页岩的成熟度评价,存在镜质体含量少且颗粒细小使正确鉴定难度大和镜质体因富氢导致镜质体反射率受到抑制的问题^[19-24],造成富有机质泥页岩的实测镜质体反射率 R_o 值明显偏低。富有机质泥页岩的真实成熟度表征可以通过 FAMM (Fluorescence Alteration of Multiple Macerals) 技术来实现,技术方法原理与分析流程详见文献^[20-22]。为了揭示陆相富有机质泥页岩实测镜质体反射率的抑制程度,对渤海湾盆地东营凹陷沙三下—沙四上等亚段、南襄盆地泌阳凹陷核二—核三段和松辽盆地青一段典型富有机质泥页岩实测镜质体反射率 R_o 值与 FAMM 分析的等效镜质体反射率 $EqVR_o$ 值进行了对比评价,结果如表 1 所示。

很显然 I 型、II₁ 型和 II₂ 型的富有机质泥页岩,其 R_o 值与 $EqVR_o$ 值均存在明显的差异,富有机质泥页岩的有机质类型越好,其 R_o 值抑制程度越显著。其中 I 型富有机质泥页岩 R_o 值抑制程度介

表 1 我国典型陆相富有机质泥页岩镜质体反射率 R_o 、FAMM 分析等效镜质体反射率 $EqVR_o$ 分析结果对比

Table 1 Contrast of vitrinite reflectance(R_o) and equivalent vitrinite reflectance($EqVR_o$) from Fluorescence Alteration of Multiple Macerals (FAMM) analysis of typical continental organic rich shale in China

井号	深度/m	岩性	有机质类型	R_o / %	$EqVR_o$ / %	($EqVR_o$ - R_o)/%	备注	井号	深度/m	岩性	有机质类型	R_o / %	$EqVR_o$ / %	($EqVR_o$ - R_o)/%	备注
L225	2 240.5	泥岩	Ⅱ ₁	0.41	0.61	0.20	东营凹陷	T73	3 377.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.64	0.82	0.18	东营凹陷
L242	2 433.3	泥岩	Ⅱ ₁	0.54	0.71	0.17		T73	3 403.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.67	0.86	0.19	
L108	2 479.0	页岩	I	0.36	0.68	0.32		Y182	2 506.0	泥岩	Ⅱ ₂	0.53	0.68	0.15	
Y93	2 562.4	泥岩	Ⅱ ₁	0.43	0.62	0.19		W7	2 630.0	页岩	I	0.40	0.76	0.36	
B11	2 593.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.6	0.75	0.15		W35	2 172.0	页岩	I	0.30	0.65	0.35	
N5	2 598.0	泥岩	I	0.48	0.77	0.29		W128	3 731.0	页岩	I	0.78	1.08	0.30	泌阳凹陷
C371	2 757.8	页岩	Ⅱ ₁	0.55	0.78	0.23		X17	3 372.0	页岩	Ⅱ ₁	1.05	1.29	0.20	
B417	2 844.0	泥岩	I	0.42	0.73	0.31		B334	2 506.5	泥岩	I	0.49	0.80	0.32	
Y93	2 865.16	页岩	I	0.42	0.73	0.31		B334	3 008.4	泥岩	Ⅱ ₁	0.76	1.10	0.29	
L242	2 921.8	泥岩	Ⅱ ₁	0.57	0.73	0.16		B96	1 706.4	泥岩	Ⅱ ₁	0.43	0.62	0.17	
H88	3 050.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.54	0.73	0.19		B115	2 665.8	泥岩	I	0.52	0.82	0.35	
N33	3 133.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.53	0.77	0.24		B216	2 803.4	泥岩	Ⅱ ₂	0.73	0.87	0.13	
Y921	3 159.06	泥岩	Ⅱ ₁	0.58	0.79	0.21		B194	2 088.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.50	0.76	0.26	
Y891	3 187.6	泥岩	Ⅱ ₁	0.52	0.80	0.28		B296	2 414.3	泥岩	Ⅱ ₁	0.50	0.76	0.21	
W54	3 241.4	页岩	I	0.5	0.81	0.31		B296	3 180.8	泥岩	I	0.61	0.99	0.39	
S122	3 402.2	泥岩	Ⅱ ₁	0.63	0.85	0.22		Y1	1 502.3	泥岩	Ⅱ ₁	0.38	0.69	0.26	
W57	3 423.22	页岩	I	0.6	0.92	0.32		B143	2 546.0	页岩	Ⅱ ₁	0.52	0.80	0.27	
FS1	3 686.6	泥岩	Ⅱ ₁	0.67	0.94	0.27		B143	2 891.9	泥岩	I	0.61	0.92	0.30	
W78	3 732.57	页岩	Ⅱ ₁	0.61	0.83	0.22		B144	2 492.4	泥岩	Ⅱ ₁	0.43	0.67	0.22	
L64	3 795.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.68	0.97	0.29		B69	2 082.4	泥岩	Ⅱ ₁	0.50	0.76	0.25	
W78	3 905.2	页岩	Ⅱ ₂	0.85	0.98	0.13		W37	1 337.8	泥岩	Ⅱ ₂	0.49	0.59	0.08	
L225	2 024.2	泥岩	Ⅲ	0.52	0.54	0.02	松辽盆地	B123	974.3	泥岩	Ⅱ ₂	0.46	0.58	0.10	
N38	2 790.0	泥岩	Ⅲ	0.62	0.65	0.03		B138	1 083.6	泥岩	Ⅱ ₁	0.39	0.62	0.19	
L38	2 805.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.49	0.66	0.17		B215	1 532.6	泥岩	Ⅱ ₁	0.39	0.66	0.24	
L38	3 046.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.54	0.74	0.20		B215	2 111.8	泥岩	I	0.44	0.78	0.34	
L38	3 188.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.58	0.79	0.21			766.98	泥岩	Ⅱ ₂	0.64	0.74	0.10	
L38	3 253.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.64	0.82	0.18			1 305.6	泥岩	Ⅱ ₁	0.72	0.89	0.17	
L38	3 310.0	泥岩	I	0.53	0.85	0.32			1 929.9	泥岩	Ⅱ ₂	0.81	0.89	0.08	
T73	2 497.0	泥岩	Ⅱ ₂	0.47	0.6	0.13			1 446.1	泥岩	Ⅱ ₁	0.78	0.96	0.18	
T73	2 893.0	泥岩	Ⅱ ₁	0.46	0.68	0.22			1 969.4	泥岩	Ⅲ	1.10	1.10	0.00	
T73	2 994.0	泥岩	I	0.50	0.80	0.30			1 641.5	泥岩	Ⅱ ₂	0.91	1.07	0.16	

于 0.29%~0.39%,平均为 0.32%($n=16$);Ⅱ₁型富有机质泥页岩 R_o 值抑制程度介于 0.15%~0.29%,平均为 0.21%($n=34$);Ⅱ₂型富有机质泥页岩 R_o 值抑制程度介于 0.08%~0.16%,平均为 0.12%($n=9$);而Ⅲ型富有机质泥页岩的 R_o 值与 $EqVR_o$ 值基本一致,表明Ⅲ型泥页岩实测镜质体反射率 R_o 值可以反映其真实成熟度。

2 基质型页岩油甜点区成熟度界限探讨

2.1 富有机质泥页岩成熟度厘定

东营凹陷是济阳拗陷东南部的一个次级富油凹陷,已有的研究表明,东营凹陷的原油主要源自沙三下和沙四上亚段的富有机质泥页岩。其中沙三下亚段富有机质泥页岩主要由深灰色—灰黑色泥岩、钙质泥岩、褐灰色油页岩或泥页岩组成,发育厚度一般在 100~400 m,属于微咸—半咸水深

湖、半深湖沉积;沙四上亚段富有机质泥页岩则以灰褐色钙质页岩、灰色、深灰色和黑色泥岩为主,夹薄层白云岩、泥质白云岩等,发育厚度一般在 100~350 m,属半咸化—咸化浅湖—半深湖沉积^[25-26]。沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩在东营凹陷各次洼的现今埋藏深度如表 2 所示。沙三下亚段富有机质泥页岩现今主要埋深在利津洼陷区、民丰洼陷区、牛庄洼陷区、博兴洼陷区分别介于 3 000~3 900,3 000~3 500,2 800~3 600,2 800~3 400 m;而沙四上亚段富有机质泥页岩现今主要埋深在利津洼陷区、民丰洼陷区、牛庄洼陷区、博兴洼陷区分别介于 3 200~4 200,3 200~3 800,3 000~3 900,3 000~3 700 m。

为了合理评价东营凹陷沙三下—沙四上亚段富有机质泥页岩的真实成熟度,利用表 1 中的分析结果,编制了 R_o 、 $EqVR_o$ 与深度关系对比图(图 1)。

表 2 渤海湾盆地东营凹陷各洼陷区沙三下—沙四上亚段富有机质泥页岩现今主要埋藏深度

富有机质泥页岩层位	现今主要埋藏深度/m			
	利津洼陷	民丰洼陷	牛庄洼陷	博兴洼陷
沙三下亚段顶	3 000~3 600	3 000~3 200	2 800~3 400	2 800~3 200
沙三下亚段底或沙四上亚段顶	3 200~3 900	3 200~3 500	3 000~3 600	3 000~3 400
沙四上亚段底	3 500~4 200	3 500~3 800	3 000~3 900	3 200~3 700

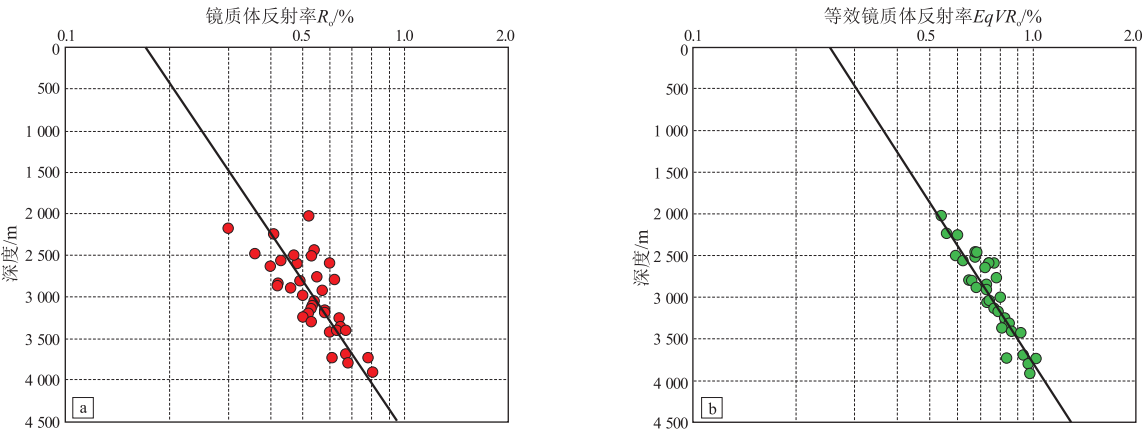


图 1 渤海湾盆地东营凹陷沙三下—沙四上亚段富有机质页岩镜质体反射率 R_o 、FAMM 分析等效镜质体反射率 $EqVR_o$ 与深度的关系

Fig.1 Vitrinite reflectance (R_o) and equivalent vitrinite reflectance ($EqVR_o$) of FAMM analysis of organic rich shale from lower Es_3 to upper Es_4 sub-member vs. depth in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

由图 1a 可知,沙三下—沙四上亚段富有机质泥页岩现今埋深 2 800 m 左右时 R_o 值仅为 0.50%±,埋深 3 500 m 左右时 R_o 值为 0.65%±,埋深 4 000 m 左右时 R_o 值也仅为 0.80%±;而 $EqVR_o$ 值与深度的关系图(图 1b)则显示,沙三下—沙四上亚段富有机质泥页岩现今埋深 2 800 m 左右时 $EqVR_o$ 值在 0.69%±,埋深 3 500 m 左右时 $EqVR_o$ 值在 0.89%±,埋深 4 000 m 左右时 $EqVR_o$ 值为 1.10%。由此依据图 1b 和表 2 结果,可推断东营凹陷的洼陷区沙三下亚段富有机质泥页岩现今真实成熟度($EqVR_o$ 值)主要介于 0.69%~1.05%,其中利津洼陷区主要介于 0.74%~1.05%,民丰洼陷区主要介于 0.74%~0.89%,牛庄洼陷区主要介于 0.69%~0.92%,博兴洼陷区主要介于 0.69%~0.86%;沙四上亚段富有机质泥页岩现今真实成熟度则主要介于 0.74%~1.20%,其中利津洼陷区主要介于 0.80%~1.20%,民丰洼陷区主要介于 0.80%~1.00%,牛庄洼陷区主要介于 0.74%~1.05%,博兴洼陷区主要介于 0.74%~0.96%。

2.2 基质型页岩油甜点区成熟度界限探讨

页岩油“甜点区”是指含油性好、储集条件优越、可改造性强、在现有经济技术条件下具有商业

开发价值的页岩油聚集区^[6]。基质型页岩油的储层岩相为富有机质泥页岩本身,源储一体,主要岩相类型包括纹层状页岩、层状页岩以及块状泥岩。北美海相典型基质型页岩油——墨西哥湾盆地 Eagle Ford 组页岩油的勘探开发实践表明,页岩油产量主要来自成熟度(R_o)为 1.10%~1.30%的区域,为与湿气伴生的轻质油和凝析油^[27],甜点区成熟度界限为 0.85%~1.50%^[15]。同时,研究表明湖相富有机质页岩的有机质类型以 I—II₂ 型为主,而海相富有机质页岩的有机质类型则以 II₁—II₂ 型为主,在相同成熟度条件下,湖相富有机质页岩生成的产物较海相富有机质页岩生成的产物气/油比低,油高含蜡、黏度高、可流动性差,而且湖相原油较海相原油裂解成气需要更高的活化能与热成熟度^[28],这意味着要形成相同品质的页岩油,陆相基质型页岩油甜点区的成熟度需要比海相基质型页岩油甜点区的成熟度更高。事实上,陆相湖盆沉积环境复杂多样,从淡水、半咸化—咸化至盐湖均有发育,有机质丰度、类型、成烃成岩演化过程以及烃类滞留保存条件不一,并且咸化、盐湖盆地形成的富有机质页岩具有生烃高峰期早、生烃强度高等特点^[29-30]。依据页岩油甜点区的定义,东营凹陷

沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩应具备高含油性、可动性、优越的储集性、可改造性以及可获得高产工业页岩油,即满足地质甜点与工程甜点基本条件,才能成为基质型页岩油甜点区。

页岩油探井沙三下—沙四上亚段取心段富有机质泥页岩典型样品热解游离油含量(S_1)剖析结果显示(图2),东营凹陷沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩在3 000~3 800 m左右深度段($EqVR_o$ 值介于0.74%±~1.00%±),游离油含量总体随埋藏深度增大/成熟度增高呈现先增大再降低的趋势,其中在3 000 m左右($EqVR_o=0.74\%\pm$)时游离油含量介于2.0~6.0 mg/g;3 600~3 700 m深度段($EqVR_o$ 值介于0.92%±~0.96%±)达到最大,主要介于4.0~14.0 mg/g,最大值达16.5 mg/g;随后呈现降低趋势,至3 800 m左右深度($EqVR_o=1.00\%\pm$)时,游离油含量主要介于4.0~12.3 mg/g。同时,从游离油含量趋势线分析,3 800~4 200 m左右($EqVR_o$ 值介于1.00%~1.20%±)的沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩,其游离油含量应主要介于2.0~12.0 mg/g,并且随埋深/成熟度增大而呈现降低趋势。很显然,东营凹陷沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩的游离油含量普遍大于基质型页岩油有利区I级含油性评价标准(2.0 mg/g),并且油饱和指数(OSI)普遍介于100~200 mg/g左右,具有页

岩油勘探前景。利用滞留油量减去吸附油量获取游离油量的方法,对东营凹陷沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩的游离油含量随埋深纵向变化特征定量计算显示,沙三下亚段富有机质泥页岩游离油富集深度段为3 200~3 800 m,沙四上亚段则在3 000~3 800 m^[30-31]。综合本文与前人游离油含油性特征,认为东营凹陷沙三下和沙四上亚段在3 000~4100 m±深度段($EqVR_o$ 值介于0.74%±~1.15%±)均具有较高的游离油含量,而3 400~3 800 m±深度段($EqVR_o$ 值介于0.86%±~1.00%±)是游离油含量最佳的深度段,且该深度段压力系数普遍大于1.4、剩余异常压力在15~30 MPa^[26, 32],也具有较好的可动性。

对东营凹陷沙三下和沙四上亚段不同深度段/成熟度富有机质泥页岩样品的孔隙度分析结果进行整理(图3)显示,埋藏深度小于2 800 m左右时($EqVR_o=0.69\%\pm$),孔隙度总体随埋藏深度/成熟度的增大而逐渐降低,由约1 200 m时的最大孔隙度为30%±(平均20%±)降低至约2 800 m时的12%±(平均6%±);而从2 800 m至3 600~3 800 m深度段($EqVR_o$ 值为0.92%~1.00%±),孔隙度总体随埋藏深度/成熟度的增大而逐渐增高,至3 600~3 800 m深度段时最大孔隙度为15%±(平均9%±),随后随埋藏深度/成熟度的增大,孔隙度又呈现

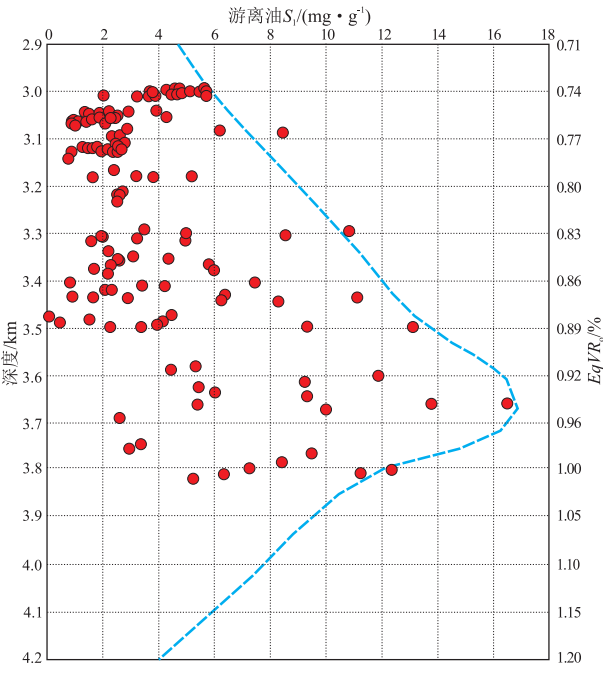


图2 渤海湾盆地东营凹陷沙三下—沙四上亚段富有机质页岩埋深、成熟度与游离油含量的关系

Fig.2 Depth/maturity vs. the contents of free oil S_1 of organic rich shale from lower Es_3 to upper Es_4 sub-member in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

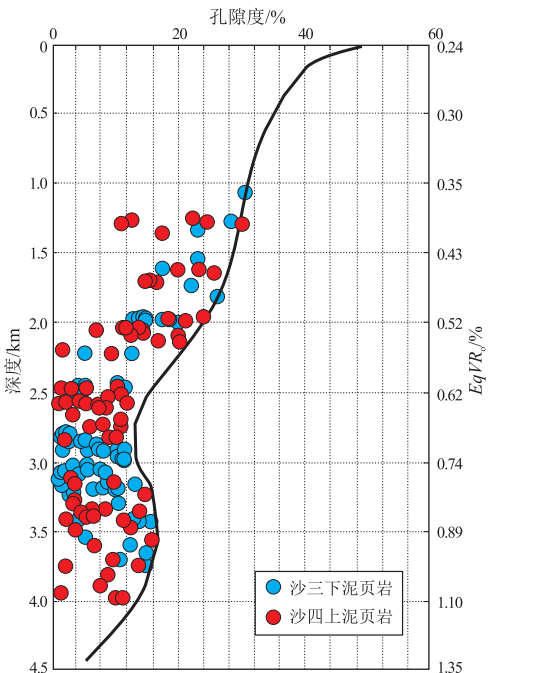


图3 渤海湾盆地东营凹陷沙三下—沙四上亚段富有机质页岩埋深、成熟度与孔隙度的关系

Fig.3 Depth/maturity vs. the porosity of organic rich shale from lower Es_3 to upper Es_4 sub-member in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

总体降低趋势,至 4 200 m 左右 ($E_{qVR_0} = 1.20\% \pm$) 最大孔隙度降至 $10\% \pm$ (平均 $5\% \pm$)。孔隙度异常发育带与生烃高峰导致超压及次生溶蚀孔隙发育有关^[31],典型样品氩离子抛光+场发射扫描电镜分析揭示,该深度段样品长石溶蚀孔隙异常发育,溶蚀孔隙可见发育油膜(图 4),反映孔隙度异常发育带的溶蚀孔隙为页岩油赋存提供了有效空间。同时,渗透率分析结果显示,在 3 000~3 800 m 深度段,沙三下和沙四上亚段的有效渗透率相对较高,这与孔隙度具有较好的正相关性^[26]。对比图 2 和图 3 以及前人研究的异常压力分布特征^[32]以及渗透率特征^[26]可见,东营凹陷沙三下、沙四上亚段富有机质泥页岩游离油富集带、异常压力发育带和储集物性异常高值带三者高度对应,为具备陆相基质型页岩油地质甜点的具体体现。在常规油气钻井勘探过程中,东营凹陷利津洼陷、民丰洼陷、博兴洼

陷和牛庄洼陷在富有机质的沙三下和沙四上亚段均钻获工业性页岩油流,其中沙三下亚段有 5 口(埋深 2 928~3 251 m,日油产量一般在 5 t 左右),沙四上亚段有 9 口(埋深 2 934~4 448 m,日油产量一般在 4~16 t)^[26],暗示东营凹陷沙三下、沙四上亚段的页岩油富集在 3 000 m 左右至 4 500 m,如果实施有效的水平井压裂改造等增产措施,有望形成具有规模开发的页岩油。

富有机质泥页岩全岩矿物与黏土矿物组成是控制基质型页岩油工程甜点的关键。东营凹陷沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩的全岩矿物组成特征如表 3 所示。显然,沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩的全岩矿物组成特征基本相同,均主要由方解石、石英和黏土矿物组成,次为白云石、长石、黄铁矿、菱铁矿等;脆性矿物平均含量均大于 70%,黏土矿物平均含量均小于 30%,具有较好的

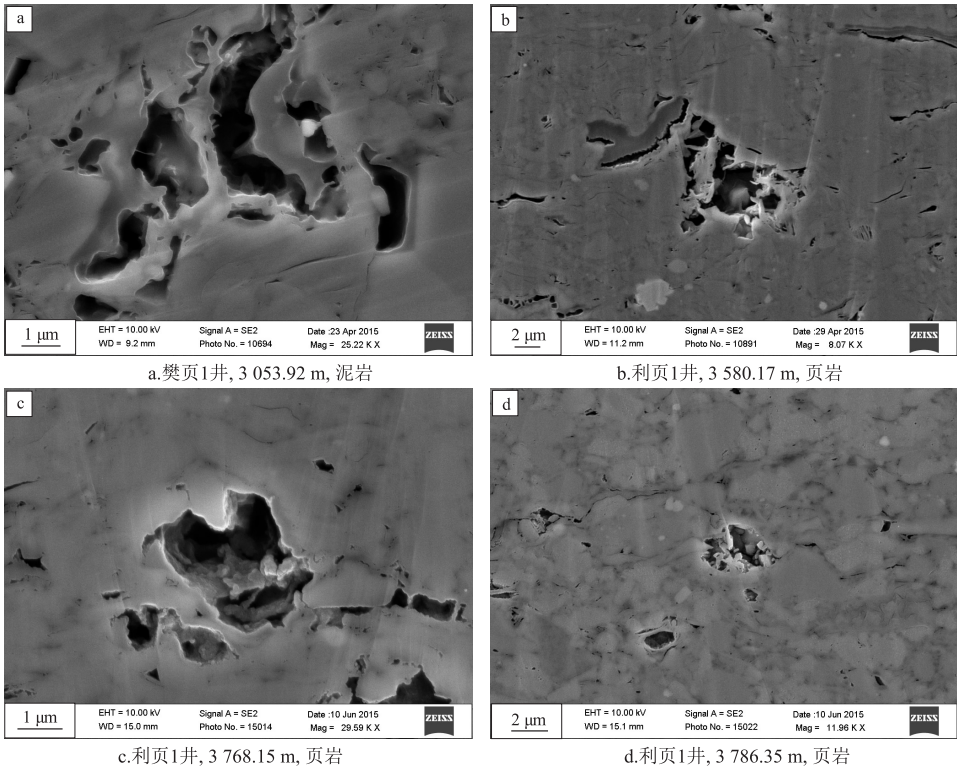


图 4 渤海湾盆地东营凹陷沙三下—沙四上亚段富有机质页岩长石溶蚀孔微观特征

Fig.4 Microscopic characteristics of feldspar dissolution pore of organic rich shale from lower Es₃ to upper Es₄ sub-member in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

表 3 渤海湾盆地东营凹陷沙三下、沙四上亚段富有机质泥页岩全岩矿物组成

Table 3 Mineral components of whole rocks of organic rich shale of lower Es₃ and upper Es₄ sub-members in sub-sags of Dongying Sag, Bohai Bay Basin

层位	黏土矿物	石英	长石	方解石	白云石	黄铁矿	菱铁矿	样品数/个
沙三下亚段	8.0~54.0/26.0	6.0~50.0/29.1	0~35.0/4.2	1.0~68.0/34.1	0~72.0/3.9	0~13.0/2.5	0~3.0/0.3	230
沙四上亚段	3.0~73.0/24.0	0~66.0/28.5	0~42.0/4.9	0~89.0/33.9	0~87.0/7.8	0~14.0/2.3	0~12.0/0.3	890

注:表中数据据文献[26];意义为最小值~最大值/平均值。

可压性^[33]。对沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩黏土矿物组成分析揭示,黏土矿物以伊利石、伊/蒙混层为主,二者相对含量之和一般为 85%左右;绿泥石和高岭石相对含量较低,其中绿泥石含量一般小于 5%,高岭石相对含量小于 10%,并且与埋深/成熟度关系不明显。由图 5 可见,随埋深/成熟度的增加,伊利石和伊/蒙混层相对含量呈现二段式规律性变化,2 500 m 以浅($EqVR_o<0.62\%$),随埋深/成熟度的增加,伊利石相对含量逐渐增高,伊/蒙混层相对含量逐渐降低;而 2 500 m 以深,随埋深/成熟度的增加,伊利石相对含量快速增高,伊/蒙混层相对含量快速降低,至 3 500 m 左右时($EqVR_o<0.89\%$),伊利石和伊/蒙混层相对含量均在 47%左右;至 4 000 m 左右时($EqVR_o<1.10\%$),伊利石相对含量在 60%左右,伊/蒙混层相对含量

在 40%左右,从而使泥页岩的水敏性显著减弱,可压性明显增高。东营凹陷博兴洼陷樊页平 1 井在沙四上亚段(垂深 3 315~3 564 m)实现了水平井钻探(水平段长度 1 716 m)与压裂改造^[34],并获得峰值日油 200.89 m³的高产油流^[14],预示东营凹陷在 3 300~3 600 m 深度段($EqVR_o=0.83\% \sim 0.92\%$),富有机质泥页岩已具有良好的水平井压裂改造性,具备工程甜点的条件;另外埋藏深度大于 3 500 m 的页岩,相对更适合于页岩的压裂及压裂后形成裂缝的保持,即更有利于泥页岩内滞留油气的动用^[33]。

综上所述,东营凹陷沙三下和沙四上亚段基质型页岩油甜点区成熟度 $EqVR_o$ 值下限约为 0.74% (现今埋深约为 3 000 m);沙四上亚段的成熟度 $EqVR_o$ 最高值为 1.20% (现今埋深约为 4 200 m),

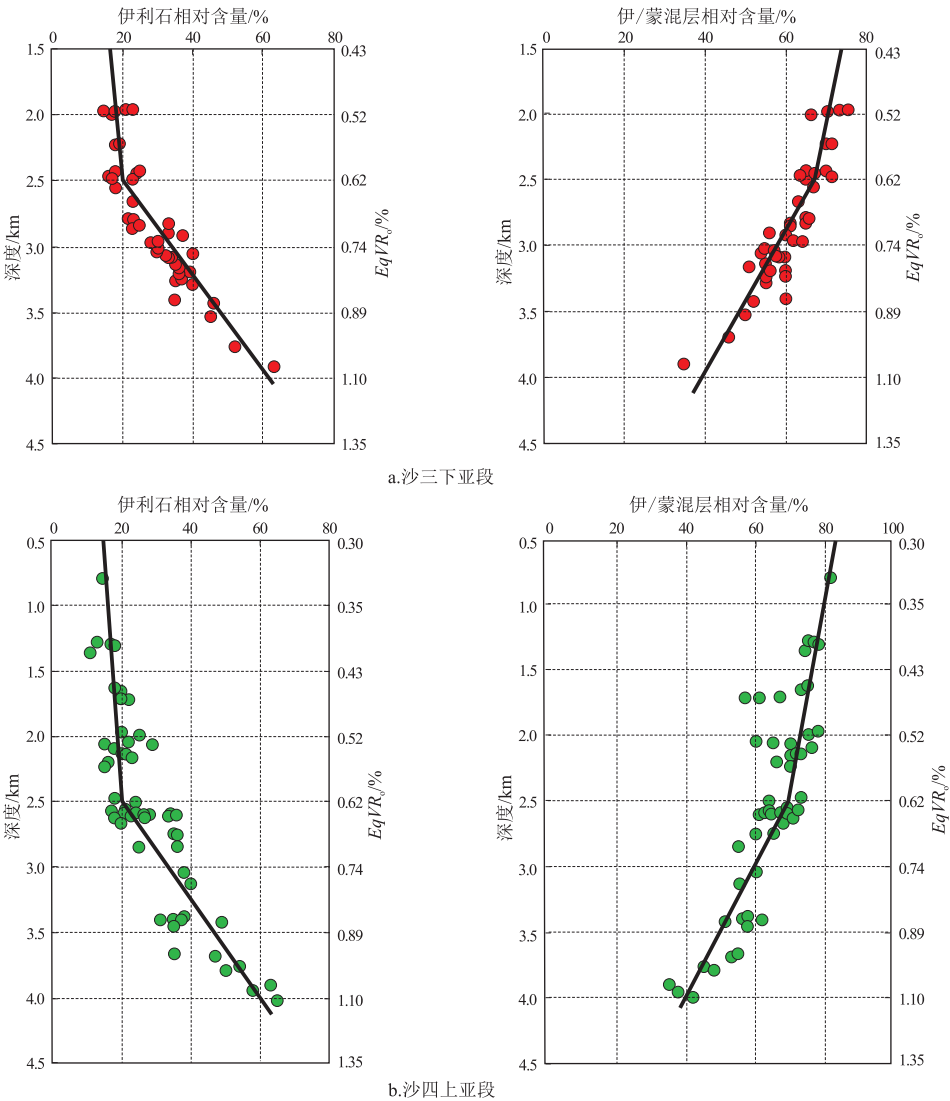


图 5 渤海湾盆地东营凹陷沙三下—沙四上亚段富有机质页岩埋深/成熟度与伊利石、伊/蒙混层相对含量的关系
Fig.5 Depth/maturity vs. the relative contents illite and illite/smectite mixed layer of organic rich shale from lower Es₃ to upper Es₄ sub-member in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

故甜点区等效镜质体反射率上限为 1.20%。因此,东营凹陷的利津洼陷、民丰洼陷、牛庄洼陷以及博兴洼陷的深洼区均具有良好的基质型页岩油商业开发前景。

3 结论与认识

(1) 陆相富有机质泥页岩镜质体反射率 R_o 值抑制程度与有机质类型密切相关,富有机质泥页岩的有机质类型越好 R_o 值抑制程度越显著。I 型富有机质泥页岩实测镜质体反射率 R_o 值抑制程度平均为 0.32%, II₁ 型 R_o 值抑制程度平均为 0.21%, II₂ 型 R_o 值抑制程度平均为 0.12%;而 III 型富有机质泥页岩的镜质体反射率 R_o 值可以反映其真实成熟度。

(2) 东营凹陷洼陷区沙三下亚段富有机质泥页岩现今真实成熟度(等效镜质体反射率 $EqVR_o$ 值)主要介于 0.69%~1.05%,沙四上亚段富有机质泥页岩现今真实成熟度 $EqVR_o$ 值则主要介于 0.74%~1.20%。

(3) 东营凹陷沙三下和沙四上亚段富有机质泥页岩基质型页岩油甜点区等效镜质体反射率 $EqVR_o$ 值介于 0.74%~1.20%,利津洼陷、民丰洼陷、牛庄洼陷和博兴洼陷的深洼区均具有良好的基质型页岩油商业开发前景。

参考文献:

- [1] 周庆凡,杨国丰.致密油与页岩油的概念与应用[J].石油与天然气地质,2012,33(4):541-544.
ZHOU Qingfan, YANG Guofeng. Definition and application of tight oil and shale oil terms [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4):541-544.
- [2] 邹才能,朱如凯,白斌,等.致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J].矿物岩石地球化学通报,2015,34(1):1-17.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1):1-17.
- [3] 付锁堂,金之钧,付金华,等.鄂尔多斯盆地延长组 7 段从致密油到页岩油认识的转变及勘探开发意义[J].石油学报,2021,42(5):561-569.
FU Suotang, JIN Zhijun, FU Jinhua, et al. Transformation of understanding from tight oil to shale oil in the member 7 of Yanchang Formation in Ordos Basin and its significance of exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(5):561-569.
- [4] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: part 2—shale-oil resource systems [M]//BREYET J. Shale reservoirs: giant resources for the 21st century. Houston: AAPG, 2012: 89-119.

- [5] 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.
- [6] 国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会.页岩油地质评价方法:GB/T 38718-2020 [S].北京:中国标准出版社,2020.
State Administration of Market Supervision and Administration, State Standardization Administration Commission. Geological evaluating methods for shale oil: GB/T 38718—2020 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [7] 王茂林,程鹏,田辉,等.页岩油储层评价指标体系[J].地球化学,2017,46(2):178-190.
WANG Maolin, CHENG Peng, TIAN Hui, et al. Evaluation index system of shale oil reservoirs [J]. Geochimica, 2017, 46(2):178-190.
- [8] 张金川,林腊梅,李玉喜,等.页岩油分类与评价[J].地学前缘,2012,19(5):322-331.
ZHANG Jinchuan, LIN Lamei, LI Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5):322-331.
- [9] 白国平,邱海华,邓舟舟,等.美国页岩油资源分布特征与主控因素研究[J].石油实验地质,2020,42(4):524-532.
BAI Guoping, QIU Haihua, DENG Zhouzhou, et al. Distribution and main controls for shale oil resources in USA [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4):524-532.
- [10] 崔宝文,陈春瑞,林旭东,等.松辽盆地古龙页岩油甜点特征及分布[J].大庆石油地质与开发,2020,39(3):45-55.
CUI Baowen, CHEN Chunrui, LIN Xudong, et al. Characteristics and distribution of sweet spots in Gulong shale oil reservoirs of Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3):45-55.
- [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] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等.断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征:以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J].石油学报,2019,40(9):1013-1029.
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: a case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9):1013-1029.
- [13] 韩文中,赵贤正,金凤鸣,等.沧东凹陷孔二段湖相页岩油甜点评价与勘探实践[J].石油勘探与开发,2021,48(4):777-786.
HAN Wenzhong, ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, et al. Sweet spots evaluation and exploration of lacustrine shale oil of the 2nd member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Dagang Oilfield, China [J]. Petroleum Exploration and Develop-

ment,2021,48(4):777-786.

[14] 王勇,张顺.细粒沉积体系类型及特征:以济阳拗陷沙四—沙三下亚段为例[J].地质论评,2021,67(S1):135-136.
WANG Yong,ZHANG Shun.Types and characteristics of lacustrine shale fine-grained depositional system:a case study of Upper Es₄ and Lower Es₃ Member in Jiyang Depression[J].Geological Review,2021,67(S1):135-136.

[15] 杨智,侯连华,陶士振,等.致密油与页岩油形成条件与“甜点区评价”[J].石油勘探与开发,2015,42(5):555-565.
YANG Zhi,HOU Lianhua,TAO Shizhen,et al.Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil[J].Petroleum Exploration and Development,2015,42(5):555-565.

[16] 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.

[17] 卢双舫,黄文彪,陈方文,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.

[18] 李志明,郑伦举,蒋启贵,等.湖相富有机质泥质白云岩生排烃模拟及其对页岩油勘探的启示[J].地球科学,2018,43(2):566-576.
LI Zhiming,ZHENG Lunju,JIANG Qigui,et al.Simulation of hydrocarbon generation and expulsion for lacustrine organic-rich argillaceous dolomite and its implications for shale oil exploration[J].Earth Science,2018,43(2):566-576.

[19] 李志明,徐二社,秦建中,等.烃源岩评价中的若干问题[J].西安石油大学学报(自然科学版),2010,25(6):8-12.
LI Zhiming,XU Ershe,QIN Jianzhong,et al.Some problems on the evaluation of source rock[J].Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science),2010,25(6):8-12.

[20] 李志明,秦建中,廖宗廷,等.FAMM 技术及其应用进展[J].石油实验地质,2005,27(3):307-311.
LI Zhiming,QIN Jianzhong,LIAO Zongting,et al.FAMM technique and its application progress[J].Petroleum Geology & Experiment,2005,27(3):307-311.

[21] WILKINS R W T,WILMSHURST J R,RUSSELL N J,et al.Fluorescence alteration and the suppression of vitrinite reflectance[J].Organic Geochemistry,1992,18(5):629-640.

[22] WILKINS R W T,WILMSHURST J R,HLADKY G,et al.Should fluorescence alteration replace vitrinite reflectance as a major tool for thermal maturity determination in oil exploration? [J].Organic Geochemistry,1995,22(1):191-209.

[23] HAO Fang,CHEN Jianyu.The cause and mechanism of vitrinite reflectance anomalies[J].Journal of Petroleum Geology,1992,15(4):419-434.

[24] LO H B.Correction criteria for the suppression of vitrinite reflectance in hydrogen-rich kerogens: preliminary guidelines [J].Organic Geochemistry,1993,20(6):653-657.

[25] 朱光有,金强.东营凹陷两套优质烃源岩层地质地球化学特征研究[J].沉积学报,2003,21(3):506-512.
ZHU Guangyou,JIN Qiang.Geochemical characteristics of two sets of excellent source rocks in Dongying Depression[J].Acta Sedimentologica Sinica,2003,21(3):506-512.

[26] 张林晔,李钊源,李政,等.陆相盆地页岩油气地质研究与实践[M].北京:石油工业出版社,2017.
ZHANG Linye,LI Juyuan,LI Zheng,et al.Study and practice on continental shale oil and gas geology[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2017.

[27] 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.

[28] KATZ B,LIN Fang.Lacustrine basin unconventional resource plays:key differences[J].Marine and Petroleum Geology,2014,56:255-265.

[29] 李志明,钱门辉,黎茂稳,等.盐间页岩油形成有利条件与地质甜点评价关键参数:以潜江凹陷潜江组潜 3⁴-10 韵律为例[J].石油实验地质,2020,42(4):513-523
LI Zhiming,QIAN Menhui,LI Maowen,et al.Favorable conditions of inter-salt shale oil formation and key parameters for geological sweet spots evaluation;a case study of E_q⁴-10 rhythm of Qianjiang Formation in Qianjiang Sag,Jiangnan Basin[J].Petroleum Geology & Experiment,2020,42(4):513-523.

[30] 孙焕泉.济阳拗陷页岩油勘探实践与认识[J].中国石油勘探,2017,22(4):1-14.
SUN Huanquan.Exploration practice and cognitions of shale oil in Jiyang Depression[J].China Petroleum Exploration,2017,22(4):1-14.

[31] 张顺.济阳拗陷页岩油富集要素及地质甜点类型划分[J].科学技术与工程,2021,21(2):504-511.
ZHANG Shun.Shale oil enrichment elements and geological dessert types in Jiyang Depression[J].Science Technology and Engineering,2021,21(2):504-511.

[32] 包友书,张林晔,李钊源,等.济阳拗陷古近系超高压成因探讨[J].新疆石油地质,2012,33(1):17-21.
BAO Youshu,ZHANG Linye,LI Juyuan,et al.Approach to Paleogene overpressure origin in Jiyang Depression[J].Xinjiang Petroleum Geology,2012,33(1):17-21.

[33] 包友书,张林晔,张金功,等.渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油可动性影响因素[J].石油与天然气地质,2016,37(34):408-414.
BAO Youshu,ZHANG Linye,ZHANG Jingong,et al.Factors influencing mobility of Paleogene shale oil in Dongying Sag,Bohai Bay Basin[J].Oil & Gas Geology,2016,37(34):408-414.

[34] 赵波,陈二丁.胜利油田页岩油水平井樊页平 1 井钻井技术[J].石油钻探技术,2021,49(4):53-58.
ZHAO Bo,CHEN Erding.Drilling technologies for horizontal shale oil well Fan Yeping 1 in the Shengli Oilfield[J].Petroleum Drilling Techniques,2021,49(4):53-58.