



引用格式: 刘天, 刘小平, 孙彪, 等. 苏北盆地金湖凹陷三河次凹有效烃源岩评价[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(16): 6463-6473.

Liu Tian, Liu Xiaoping, Sun Biao, et al. Evaluation on effective source rocks of sanhe subsag in Jinhu sag, Subei basin[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(16): 6463-6473.

苏北盆地金湖凹陷三河次凹有效烃源岩评价

刘天^{1,2}, 刘小平^{1,2*}, 孙彪^{1,2}, 化祖猷^{1,2}, 刘杰³, 刘启东⁴, 刘世丽⁴, 毕天卓⁴

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

3. 中国石化国际石油勘探开发有限公司, 北京 100029; 4. 中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 扬州 225009)

摘 要 金湖凹陷是发育自晚白垩世的断陷湖盆,有效烃源岩识别对凹陷油气勘探具有重要指导作用。基于金湖凹陷三河次凹大量分析测试资料,对研究区阜二段烃源岩地球化学特征进行了系统分析。根据烃源岩演化过程中的物质平衡原理,将烃源岩现今残余总有机碳值恢复到生排烃前总有机碳值。通过烃源岩生排烃过程中饱和烃量与吸附烃量关系确定有效烃源岩下限,对研究区有效烃源岩进行综合评价。结果表明:有机质类型多为 II₁ 型;总有机碳(total organic carbon, TOC)含量为 0.05% ~ 5.28%,生烃潜力($S_1 + S_2$)为 0.01 ~ 33.29 mg/g;镜质体反射率 R_o 为 0.4% ~ 1.2%,烃源岩主要处于低成熟-成熟阶段。研究区烃源岩总有机碳恢复系数为 1.05 ~ 1.25,用恢复后的总有机碳值来确定有效烃源岩下限,避免了烃源岩生排烃作用影响及高温高压物理模拟实验带来的结果偏差。确定研究区有效烃源岩下限 TOC 含量为 1.6%,与测井 TOC 预测结果相结合,进一步查明了有效烃源岩分布及其厚度,深凹带是三河次凹有效烃源岩主要分布区,其厚度可达 160 m 以上。

关键词 苏北盆地; 金湖凹陷; 总有机碳(TOC)恢复; TOC 下限值; 有效烃源岩

中图法分类号 TE122.1;

文献标志码 A

Evaluation on Effective Source Rocks of Sanhe Subsag in Jinhu Sag, Subei Basin

LIU Tian^{1,2}, LIU Xiao-ping^{1,2*}, SUN Biao^{1,2}, HUA Zu-xian^{1,2}, LIU Jie³, LIU Qi-dong⁴,
LIU Shi-li⁴, BI Tian-zhuo⁴

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

2. College of GeoSciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. International Petroleum Exploration and Production Corporation, Sinopec, Beijing 100029, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou 225009, China)

[Abstract] Jinhu Sag is a faulted lake basin developed since the Late Cretaceous. The identification of effective source rocks plays an important role in oil and gas exploration. Based on a large number of analytical tests in Sanhe Subsag of Jinhu Sag, geochemical characteristics of source rocks in the second number of Funing Formation were systematically analyzed. According to the principle of material balance in the evolution of source rocks, the current residual total organic carbon contents were restored to the total organic carbon value before hydrocarbon generation and expulsion. The lower limit of effective source rocks was determined by the relationship between generated hydrocarbon and adsorbed hydrocarbon. According to the lower limit, effective source rocks in the study area were comprehensively evaluated. The results show that type II₁ occupies most of the organic matter types, total organic carbon(TOC) content is 0.05% ~ 5.28%, hydrocarbon generation potential ($S_1 + S_2$) is 0.01 ~ 33.29 mg/g, vitrinite reflectance R_o is 0.4% ~ 1.2%. Thermal evolution of source rocks has reached a mature stage. The recovery coefficient of source rocks is 1.05 ~ 1.25. Using recovered total organic carbon value to identify effective source rocks avoid the deviation that subjective factors and physical simulation experiment conditions lead to. The lowest limit of TOC content of effective source rocks is 1.6%. Combining with log prediction, the distribution and thickness of effective source rocks were further ascertained. The deep depression zone is the main distribution area of effective source rocks in Sanhe Subsag. The thickness of effective source rocks reaches more than 160 m.

[Keywords] Subei Basin; Jinhu Sag; total organic carbon (TOC) recovery; lower limit of TOC; effective source rocks

金湖凹陷是自晚白垩世开始发育的小规模断陷湖盆,具有构造活动复杂、断裂发育及烃源岩分布非均质性强的特点,油气勘探已有了一定突破,

具有“小而肥”的特征^[1-3]。三河次凹阜二段处于欠补偿沉积时期,受海侵作用影响沉积环境发生变化,海平面上升湖水被咸化^[4];三河次凹临近石港

收稿日期: 2021-08-26; 修订日期: 2022-02-25

基金项目: 国家自然科学基金(42072150,41372144)

第一作者: 刘天(1997—),男,汉族,吉林四平人,硕士研究生。研究方向:石油地质学。E-mail:13804341768@163.com。

* 通信作者: 刘小平(1971—),男,汉族,安徽无为,人,博士,教授。研究方向:石油地质学。E-mail:liuxiaoping@cup.edu.cn。

断裂带发育多期断层和天然裂缝,有利于储层改善和断块油气藏形成^[5-7];三河次凹阜二段的主要成藏时间为47~41.5 Ma,烃源岩演化处于低熟或成熟阶段^[8]。三河次凹作为金湖凹陷的主要探区,受复杂断裂活动特征和分析测试资料不足的限制,前人在沉积层序、构造演化以及储集条件等方面的早期研究难以满足勘探现状,缺乏烃源岩系统评价及有效烃源岩的分布认识,难以指导下一阶段的油气勘探。

有效烃源岩是指经过热演化生烃、排烃且运聚成藏的烃源岩。Hakimi等^[9]、Tu等^[10]和Banerjee等^[11]根据地球化学参数、生物标志化合物和干酪根组合判断烃源岩有效性;陈雪等^[12]根据烃源岩生烃潜力指数确认有效烃源岩排烃门限;Li等^[13]、Jiang等^[14]和Qi等^[15]根据烃源岩沉积环境、生排烃特征及生烃量相对值判断有效烃源岩总有机碳值下限。以上研究依据各地球化学指标对烃源岩进行了充分评价和有效性分析,但忽略了烃源岩生烃转化和残留烃含量的影响,没有准确定量评价;或未考虑烃源岩演化过程中总有机碳(total organic carbon, TOC)损失,对有效烃源岩下限判断存在一定误差。为此,针对金湖凹陷三河次凹有效烃源岩演化程度及分布认识不清等问题,基于有机质丰度、类型和成熟度等地球化学测试资料进行了烃源岩评价。考虑到烃源岩演化过程中生排烃作用和总有机碳损失影响,在TOC及镜质体反射率 R_o 恢复基础上确定了有效烃源岩下限标准。利用 $\Delta\lg R$ 法(R 为深侧向电阻率测井曲线值)和盆地模拟法对金湖凹陷三河次凹阜二段有效烃源岩进行预测,进而识别有效烃源岩的分布范围。

1 地质背景

金湖凹陷位于苏北盆地东台拗陷西部,跨越江苏、安徽两省,面积约为5 500 km²,西北与建湖隆起邻近,南至天长凸起,西邻张八岭隆起,东与菱塘桥-柳堡低凸起相接。金湖凹陷自晚白垩世发育,经历了拉张、断陷和拗陷共3个期次构造演化^[16]。金湖凹陷共发育8个二级构造带和5个次凹,三河次凹是金湖凹陷的一个次级构造单元[图1(a)],北西为石港断裂带及西斜坡构造带环绕,南接东阳次凹,斜坡整体呈西抬东降趋势。

阜宁组共分为四段,阜二段初期是最大水进期,此时金湖凹陷处于拉张晚期和断陷早期。阜二段同时也是沉积末期,盆地处于欠补偿状态开始扩张,湖平面上升古盐度半咸,岩性由较粗到细、有机质由贫到富,沉积物急剧减少以淡化泻湖沉积为

主。阜二段岩石类型多样,主要为陆源碎屑岩与碳酸盐岩,其中浅湖—半深湖亚相下泥岩、粉砂岩及灰岩等混合沉积发育[图1(b)]。

2 烃源岩评价

有机质丰度决定烃源岩生烃能力。常用评价指标包括总有机碳含量、氯仿沥青“A”含量和生烃潜力($S_1 + S_2$)等^[17],其中,氯仿沥青“A”为岩样中溶于氯仿的沥青物质含量,单位:%,生烃潜力($S_1 + S_2$)为有机质丰度评价指标,用于评价烃源岩好坏,其中, S_1 为可溶烃含量,单位:mg/g, S_2 为热解烃含量,单位:mg/g。三河次凹阜二段烃源岩总有机碳含量 w_{TOC} 为0.05%~5.28%,均值为1.61%;氯仿沥青“A”值为0.001 8%~1.134 2%,均值为0.148 3%;生烃潜力($S_1 + S_2$)为0.01~33.29 mg/g,均值为6.12 mg/g(图2)。烃源岩总体以好烃源岩为主。

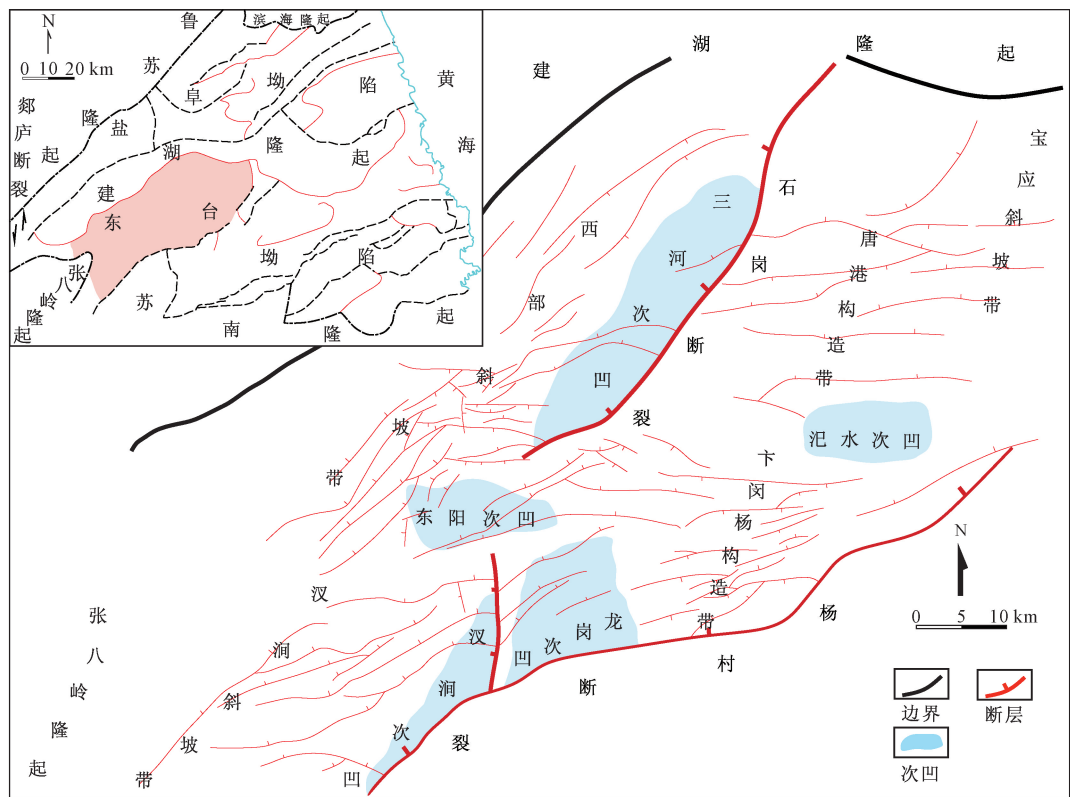
有机质类型决定着烃源岩生烃潜力和生烃类型^[18-19]。利用热成熟度 T_{max} 和氢指数HI的相对关系确认烃源岩有机质类型。三河次凹阜二段烃源岩主要为Ⅱ₁型,其次为Ⅰ型、Ⅲ型和Ⅱ₂型。有机质类型较好,以生油为主(图3)。

利用烃源岩有机显微组分特征结合镜下观察分析烃源岩母质类型。金湖凹陷烃源岩有机质以腐泥组、镜质组和惰质组为主。腐泥组分以层状藻类体、沥青质体为主,见少量结构藻类体,沥青质体发较黄色荧光[图4(a)];镜质组以碎屑状镜质体为主,见少量丝质体和固体沥青[图4(c)],丝质体亮白色,具结构,沥青质体发黄色荧光[图4(b)],可见藻类体荧光较强呈黄色-橙色荧光,也可见无定形体呈黄色-褐色荧光[图4(d)]。根据类型指数计算结果判断有机质类型主要为Ⅱ₁型和Ⅰ型(图4、表1)。

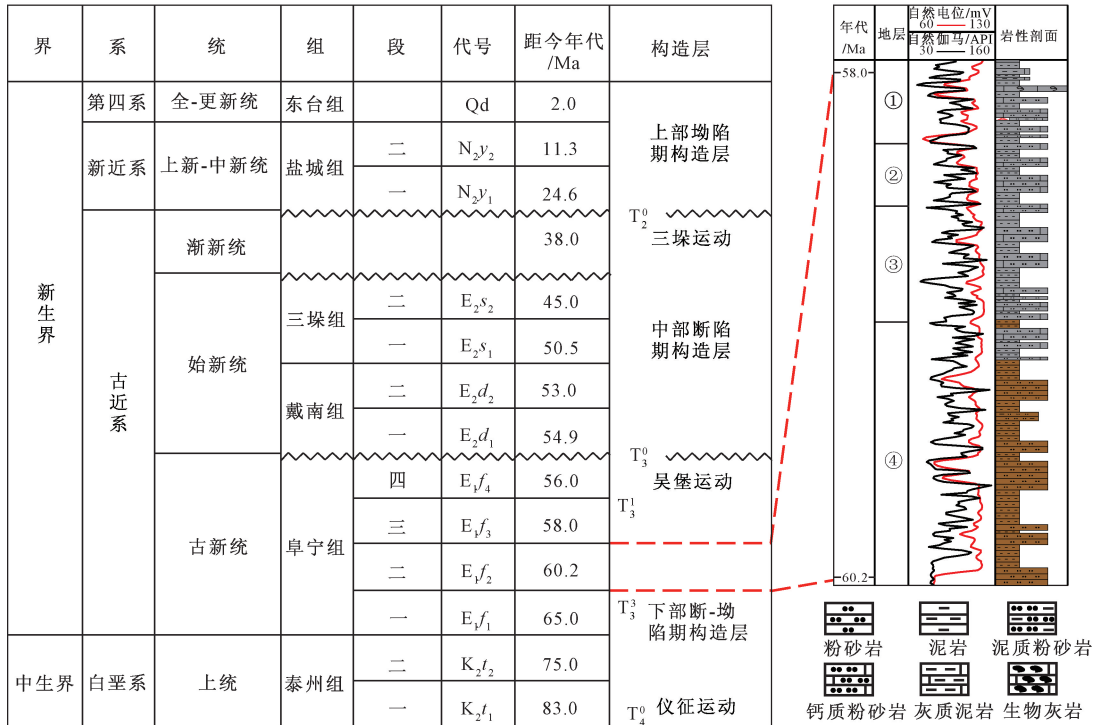
有机质成熟度反映烃源岩有机质向油气转化的热演化程度^[20]。利用岩石热解 T_{max} 和镜质体反射率 R_o 来评价有机质成熟度。烃源岩在埋深2 150~4 100 m即 R_o 为0.6%~1.2%, $S_1/(S_1 + S_2)$ 、 S_1/w_{TOC} 和氯仿沥青“A”/ w_{TOC} 由稳定转变为异常高值,为烃源岩生油窗。研究区烃源岩总体 R_o 为0.4%~1.2%, T_{max} 为430~450℃,为低熟-成熟演化阶段(图5)。

3 有效烃源岩评价标准

有效烃源岩指具有高有机质丰度、达到成熟阶段并且油气生成和排出并存的烃源岩^[21-22]。以烃源岩成熟度及生烃量评价烃源岩有效性,忽视了烃源岩排烃作用,烃源岩生成的烃类没有排出,很难形



(a) 金湖凹陷构造位置



(b) 金湖凹陷阜宁组地层发育

图 1 金湖凹陷构造位置和阜宁组地层发育图

Fig. 1 Structural location and development of Funing Formation in Jinhu Sag

成有效油气藏。一般情况下烃源岩生成烃量随着总有机碳的增大而增大,生成烃量要超过足够的饱和吸附量才会排出,此时所对应 TOC 即为有效烃源岩总有机碳下限值。

3.1 烃源岩 TOC 恢复

随着热演化进行烃源岩中有机质绝对量随着生排烃进行不断减少,总有机碳值减小。此时利用现今残余总有机碳含量去评价烃源岩有效性,必然

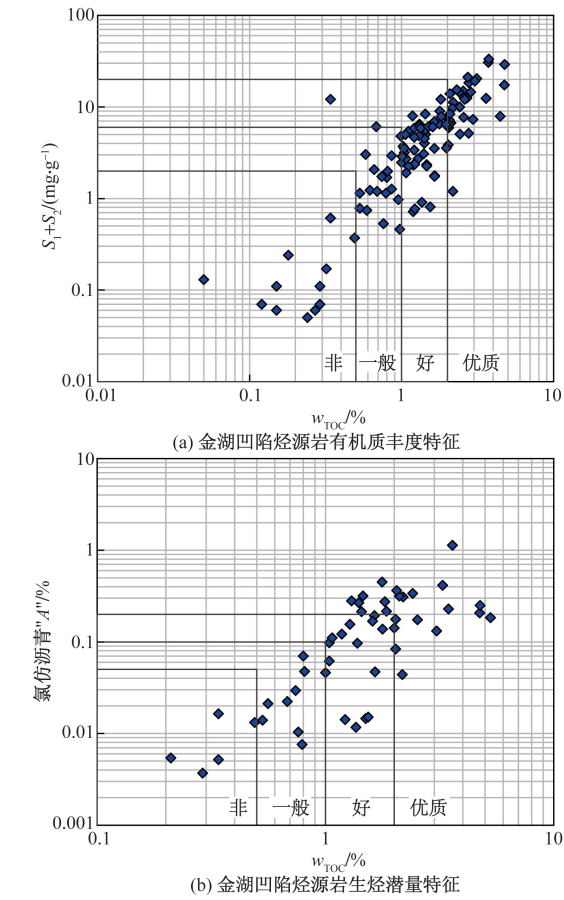


图2 金湖凹陷烃源岩有机质丰度与生烃潜量特征
Fig.2 Characteristics of organic matter abundance and hydrocarbon generation potential of source rocks in Jinhu Sag

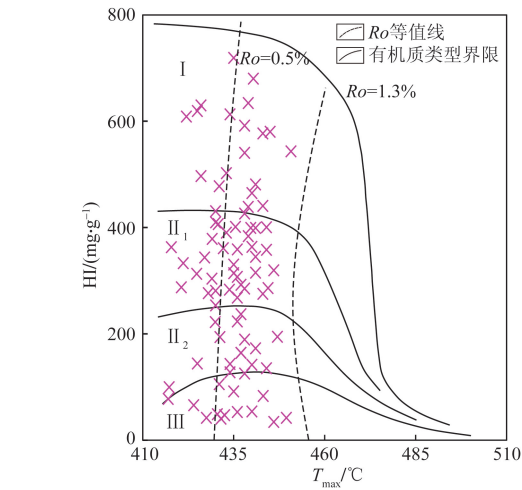
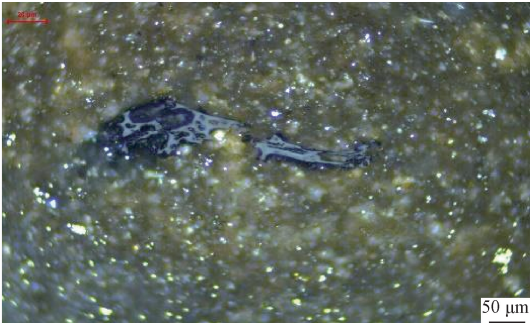


图3 金湖凹陷烃源岩有机质类型判定
Fig.3 Determination of organic matter types of source rocks in Jinhu Sag

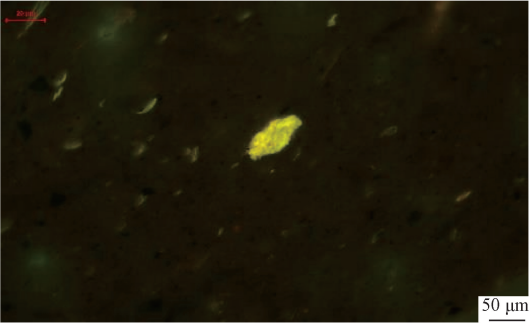
会引起一定误差^[23-25]。将烃源岩总有机碳含量从现今恢复至生排烃之前,结合烃源岩生排烃模式评价烃源岩有效性,明确该地区的资源潜力,对于下一步油气勘探具有指导意义。



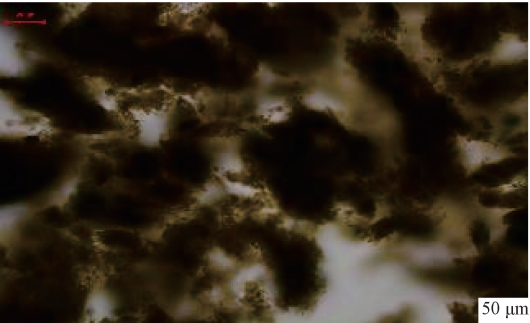
(a) 壳质组以孢子体为主,发黄绿色荧光;丝质体具结构呈亮白色(HC1, 3 128.74 m)



(b) 碎屑状镜质体,见少量丝质体(HX4, 2 302.76 m)



(c) 腐泥组见少量结构藻类体,发黄绿色荧光(GX21, 2 811.41 m)



(d) 有机质以无定形体、藻类体和丝质体为主,见少量丝质体,发黄绿色荧光(G6, 2 025.54 m)

图4 金湖凹陷烃源岩有机显微组分镜下特征
Fig.4 Microscopic characteristics of the organic macerals of source rocks in the Jinhu Sag

3.1.1 恢复方法的选择

烃源岩演化有机母质一直保存在平衡状态^[26]。假设有有机母质在生排烃前后碳、氢、氧、氮、硫等元素不会发生散失或者补充作用,只在元素内部以某种形式彼此相互转换;转换中损失量转化为CH₄、C₂H₆、C₃H₈、C₄H₁₀、Oil等共10种产物。庞雄奇等^[27]

表1 金湖凹陷烃源岩干酪根显微组分
Table 1 Composition data of kerogen maceral in the Jinhu Sag

井号	深度/m	层位	岩性	含量/%				类型指数	类型
				腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组		
HC1	3 122.15	E ₁ f ²	灰黑色泥岩	89.33	0.67	1.67	8.33	80.08	I
HC1	3 124.45	E ₁ f ²	灰黑色泥岩	91.00	0.67	0.67	7.67	83.16	I
HC1	3 126.34	E ₁ f ²	灰黑色泥岩	92.00	0.67	0.67	6.67	85.16	I
HC1	3 128.74	E ₁ f ²	灰黑色泥岩	89.67	1.00	1.33	8.00	81.17	I
HC1	3 119.35	E ₁ f ²	深灰色泥岩	83.33	0.67	2.67	13.33	68.33	Ⅱ ₁
HX4	2 323.03	E ₁ f ²	层状含灰含介屑泥岩	79.00	0.67	3.33	17.00	59.84	Ⅱ ₁
HX4	2 325.28	E ₁ f ²	块状含灰含介屑泥岩	64.33	0.67	5.67	29.33	31.08	Ⅱ ₂
GX24	2 811.41	E ₁ f ²	深灰色泥岩	81.67	0.33	4.00	14.00	64.84	Ⅱ ₁
GX21	2 679.46	E ₁ f ²	深灰色泥岩	67.67	4.67	6.00	21.67	43.83	Ⅱ ₁
JX4	2 525.67	E ₁ f ²	深灰色泥岩	33.00	20.67	12.67	33.67	40.16	Ⅱ ₂
G6	2 021.12	E ₁ f ²	深灰色泥岩	71.00	0.67	11.67	16.67	45.91	Ⅱ ₁
G6	2 023.37	E ₁ f ²	深灰色泥岩	73.67	1.00	14.00	11.33	52.34	Ⅱ ₁
G6	2 025.54	E ₁ f ²	深灰色泥岩	61.00	1.00	6.33	31.67	25.08	Ⅱ ₂
G6	2 027.73	E ₁ f ²	深灰色泥岩	66.33	0.00	20.67	13.00	37.83	Ⅱ ₂

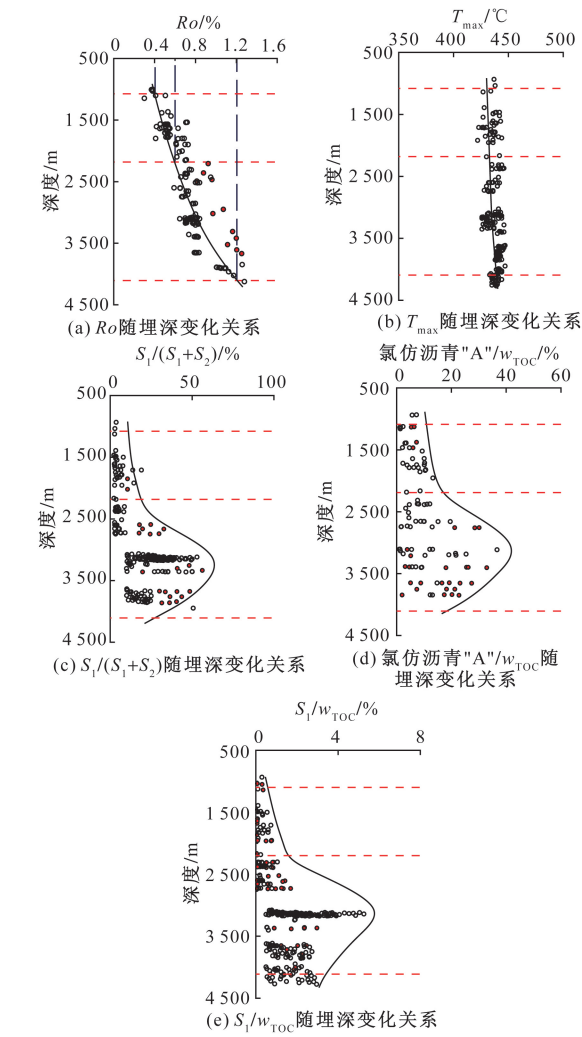


图5 金湖凹陷烃源岩有机质热演化阶段划分
Fig.5 Thermal evolution stage of organic matter for source rocks in Jinhu Sag

研究表明,有机母质的生烃过程可概略地认为是一个物质平衡过程,通过增加一些地质与地球化学约束条件可以求出任意转化阶段上列10种产物的量。

根据骨架不变原理和物质平衡原理,庞雄奇等^[27-28]基于干酪根热降解生烃理论,从烃源岩演化和油气生、留、排的角度出发,推导出了TOC恢复系数计算公式为

$$R = \frac{Q_{\text{TOC}_0}}{Q_{\text{TOC}}} = \frac{1 - \varphi_o \rho}{1 - \varphi \rho_o} (1 + R_{\text{pn}} K_{\text{en}} K_{\text{cn}})$$

(1)

式(1)中: Q_{TOC_0} 为原始TOC,%; Q_{TOC} 为残余TOC,%; ρ_o 、 ρ 为两阶段烃源岩密度, g/cm^3 ; φ_o 、 φ 为两阶段烃源岩孔隙度,%; R_{pn} 为烃源岩油气发生率, kg/t ; K_{en} 为烃源岩的排烃效率; K_{cn} 为烃源岩排烃效率,%。

TOC恢复过程考虑到埋深和烃源岩生排烃作用影响,计算过程简便且涉及参数客观性强,可广泛应用于其他凹陷^[29-31]。

3.1.2 参数取值

(1)烃源岩孔隙度。受压实作用影响,烃源岩孔隙度一般随埋深增加呈指数关系逐渐减小。烃源岩孔隙度与埋深的关系如图6(a)所示,其关系式为

$$\varphi = 41.909e^{-0.0006h}$$

(2)

式(2)中: h 为烃源岩深度,m。

(2)烃源岩密度。烃源岩密度随埋深增加呈线性关系增加[图6(b)],其关系式为

$$\rho = 0.002h + 1.9147$$

(3)

(3)烃源岩油气发生率。油气发生率指1 t有机母质在生排烃时总共生成的油气量。研究区烃

源岩有机质类型主要为Ⅱ₁型,基于干酪根生烃量物质平衡优化模型计算结果, R_{pm} 与 R_o 的关系如图6(c)所示,两者的关系式为

$$R_{\text{pm}} = 0.92\ln R_o + 1.052 \tag{4}$$

(4) 排出烃类的含碳系数。排出烃类的含碳系数指单位质量有机碳在有机母质生成烃类中的占比。三河次凹有机质类型主要为Ⅱ₁型, K_{en} 与 R_o 的关系如图6(d)所示,其关系式为

$$K_{\text{en}} = 0.021\ln R_o + 0.7752 \tag{5}$$

(5) 烃源岩排烃效率。烃源岩的排烃效率指排烃量占生烃量的百分数。根据排烃门限理论中生烃潜力法对烃源岩排烃过程进行统计分析,得到Ⅱ₁型有机质烃源岩 K_{en} 与 R_o 关系如图6(e)为

$$K_{\text{en}} = 190.94R_o^3 - 729.36R_o^2 + 947.22R_o - 379.25 \tag{6}$$

3.1.3 恢复结果

采用插值法结合上述关系式及恢复公式计算求取恢复系数 R [图6(f)、表2], R_o 小于0.7时恢

复系数约等于1, R_o 到达0.73时恢复系数开始增大,烃源岩TOC含量随着热演化进行而减少,开始大量排烃。

3.2 有效烃源岩下限判断

高岗等^[32]提出了利用烃源岩热解参数和总有机碳含量等参数的相对关系确定有效烃源岩TOC下限的方法,在其他地区已得以良好应用^[33-35]。在初始生烃阶段,烃源岩总有机碳含量应与生烃量保持良好正相关关系,当生成烃量超过饱和和吸附量而排出时,总有机碳含量应与生烃量之间关系发生改变,此时曲线拐点相对应的值是有效烃源岩总有机碳含量下限。

选用各层位有机质类型相同、成熟度相近的烃源岩样品来判定有效烃源岩下限,当总有机碳含量小于1.6时, S_1/w_{TOC} 、 S_1 与 w_{TOC} 表现出良好正相关关系;总有机碳含量大于1.6时,排烃量满足自身吸附量并大量排烃,根据曲线拐点确定有效烃源岩 $w_{\text{TOC}}=1.6\%$ (图7)。

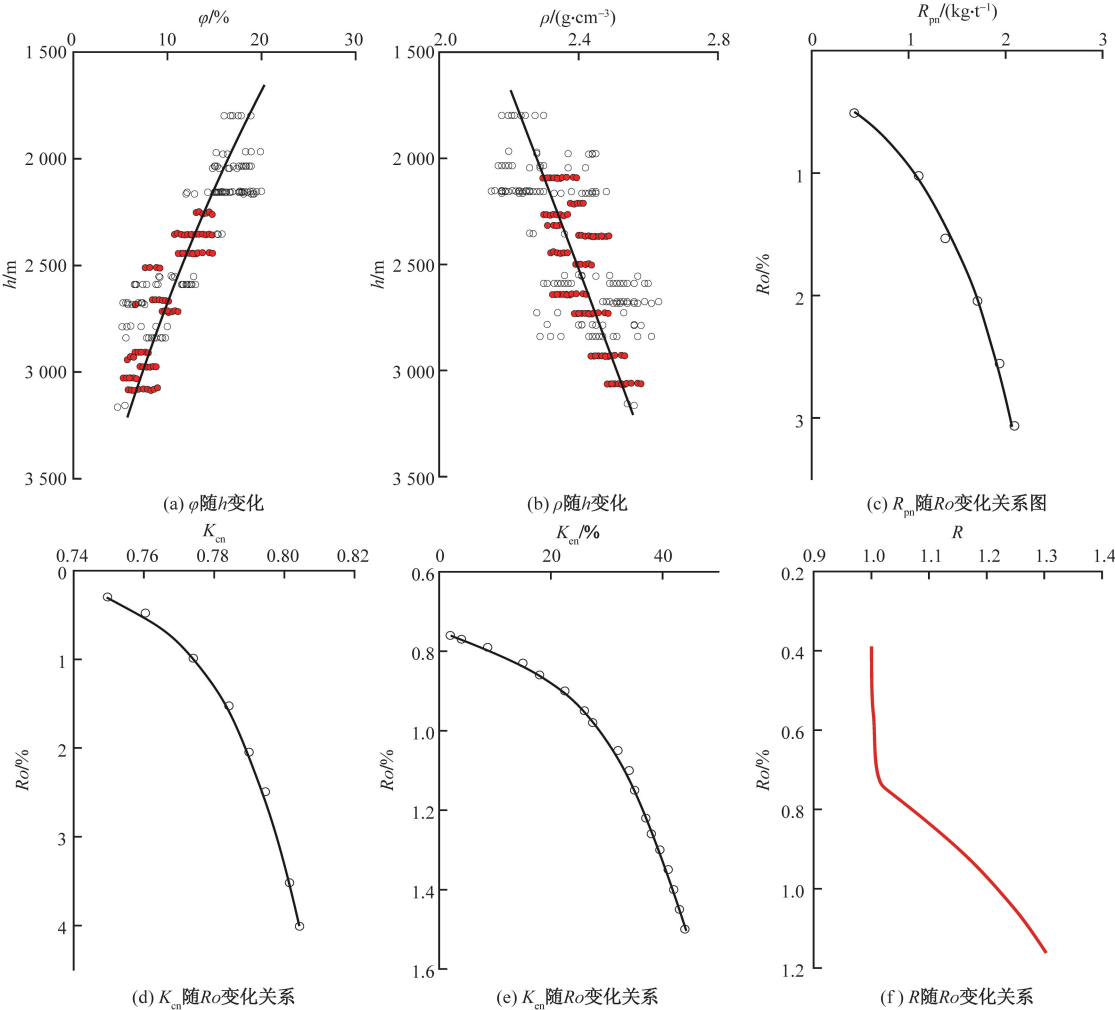


图6 金湖凹陷烃源岩各参数及恢复系数

Fig. 6 Various parameters and TOC recovery coefficients of source rocks in Jinhu Sag

表 2 金湖凹陷烃源岩 TOC 恢复系数

Table 2 TOC recovery coefficients of source rocks in Jinhu sag

均深/m	Ro/%	φ/%	ρ/(g·cm ⁻³)	R _{pn} /(t·t ⁻¹)	K _{cn}	K _{cn} /%	R
430.34	0.40	33.97	2.00	0.21	0.76	0.00	1.002
1 174.22	0.50	21.74	2.15	0.41	0.76	0.00	1.013
1 781.85	0.60	15.10	2.27	0.58	0.76	0.00	1.009
2 296.09	0.70	11.09	2.37	0.72	0.77	0.00	1.007
2 525.85	0.75	9.66	2.42	0.79	0.77	3.02	1.016
2 741.33	0.80	8.49	2.46	0.85	0.77	10.22	1.063
2 942.93	0.85	7.52	2.50	0.90	0.77	16.27	1.109
3 133.64	0.90	6.71	2.54	0.96	0.77	21.31	1.151
3 313.87	0.95	6.02	2.58	1.01	0.77	25.42	1.191
3 484.25	1.00	5.44	2.61	1.05	0.78	28.75	1.227
3 647.34	1.05	4.93	2.64	1.10	0.78	31.39	1.259
3 802.29	1.10	4.49	2.68	1.14	0.78	33.47	1.288
3 950.65	1.15	4.11	2.70	1.18	0.78	35.09	1.313
4 030.17	1.21	3.92	2.72	1.23	0.78	36.55	1.339

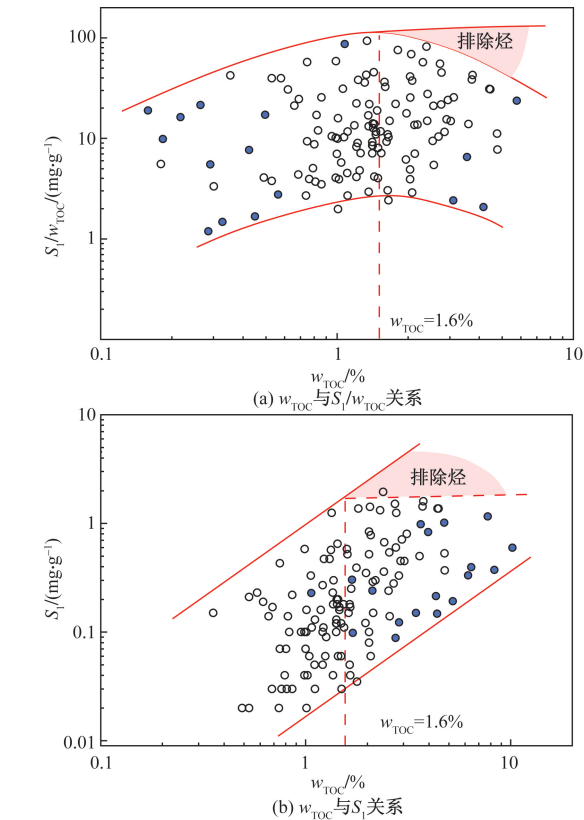


图 7 金湖凹陷烃源岩有效烃源岩有机质丰度下限

Fig. 7 Lower limit of organic matter abundance of effective source rocks in Jinhu Sag

4 有效烃源岩预测及其分布特征

由于实测 TOC 在纵向上的分布具有不连续性,应用测井数据在实验数据标定下完成单井纵向 TOC 的拓展,从而进行有效烃源岩纵向及平面展布的识别。采用 $\Delta\lg R$ 法建立研究区阜二段 TOC 预测模型,该方法于 1979 年由 Exxon 公司及 Esso 公司

开发,根据测井声波时差及电阻率对烃源岩有机质与烃类流体的不同响应特征来预测总有机碳含量^[29]。利用 Petromod 软件进行热史模拟,对金湖凹陷三河次凹阜二段烃源岩热演化过程进行恢复(图 8),以此为基础进行 TOC 恢复(图 9),恢复后的 TOC 相比现今提高了约 1.2 倍。

根据有效烃源岩下限确定其在三河次凹的分布及其厚度,发现有效烃源岩主要分布在深凹带,厚度可达到 160 m,向外斜坡呈环带状减薄;中内坡带有有效烃源岩厚度为 10~78 m;外斜坡烃源岩成熟度较低,有效烃源岩基本不发育(图 10)。

5 结论

- (1)金湖凹陷三河次凹阜二段烃源岩有机质类型多为 II₁ 型, w_{TOC} 为 0.05%~5.28%, $S_1 + S_2$ 为 0.01~33.29 mg/g; 镜质体反射率 R_o 为 0.4%~1.2%, 烃源岩主要处于低成熟-成熟阶段。
- (2)随着烃源岩生排烃作用的进行总有机碳含量减少,为了更准确的评价烃源岩的有效性,客观地分析烃源岩 TOC 在地史演化过程中的变化,TOC 恢复是有必要的。

(3)根据烃源岩演化过程中有机母质的物质平衡原理,避免了地层压实作用、烃源岩有机质类型以及热演化程度等因素影响,将现今残余 TOC 恢复到生排烃之前,恢复系数最大可达 1.31。

(4)在总有机碳恢复基础上,根据 S_1/w_{TOC} 、 S_1 与 w_{TOC} 的相对关系,以 $w_{TOC} = 1.6\%$ 作为下限确定有效烃源岩的厚度及其平面展布。金湖凹陷三河次凹阜二段有效烃源岩的分布较为局限,深凹带是三河次凹有效烃源岩的主要分布区,其沉积厚度可达 160 m 以上。

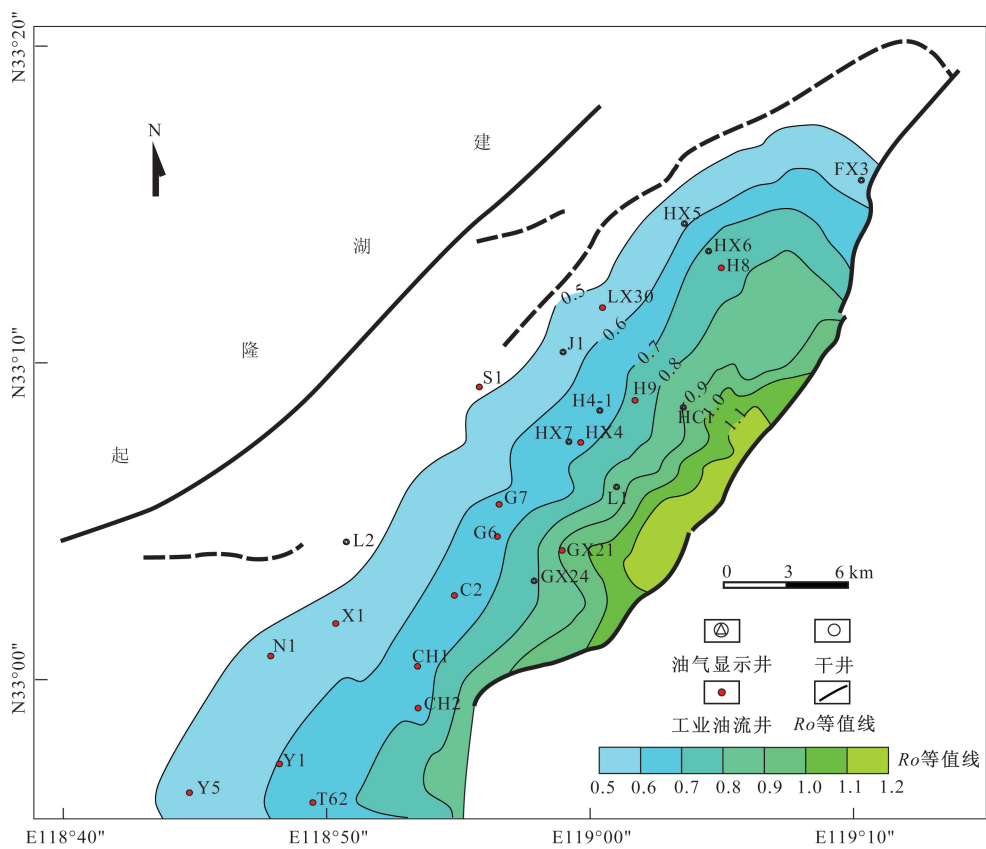


图 8 金湖凹陷 Ro 分布
Fig. 8 Distribution of Ro in Jinhu Sag

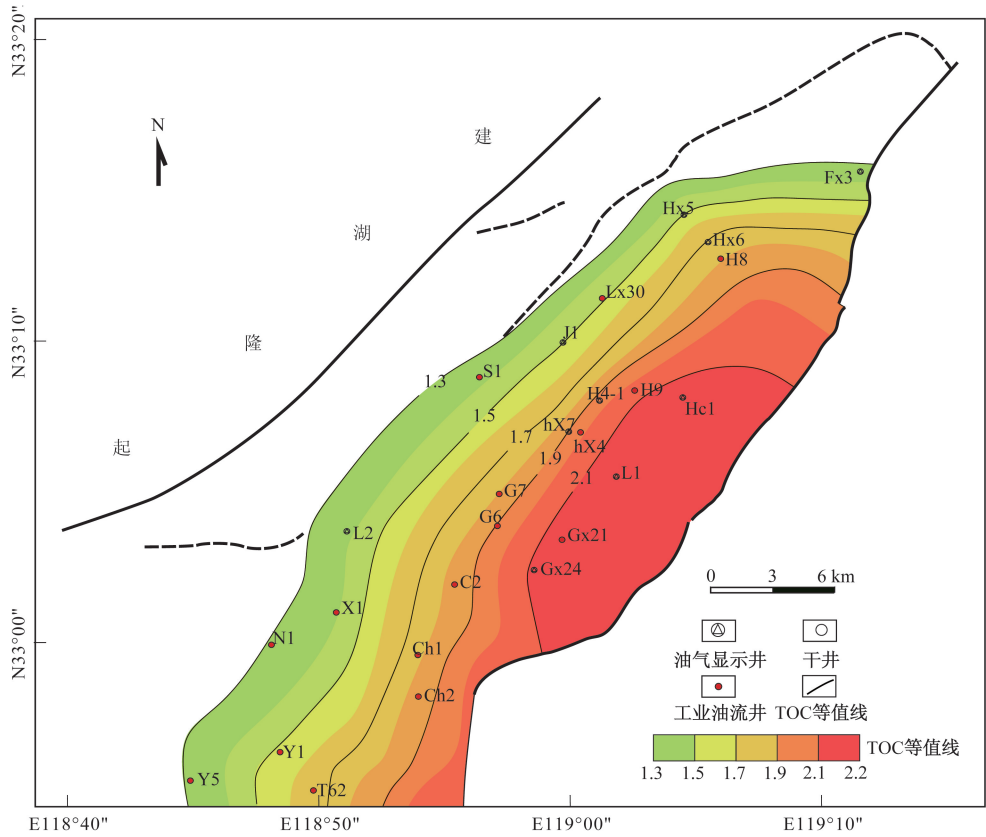


图 9 金湖凹陷 TOC 分布
Fig. 9 Distribution of TOC in Jinhu Sag

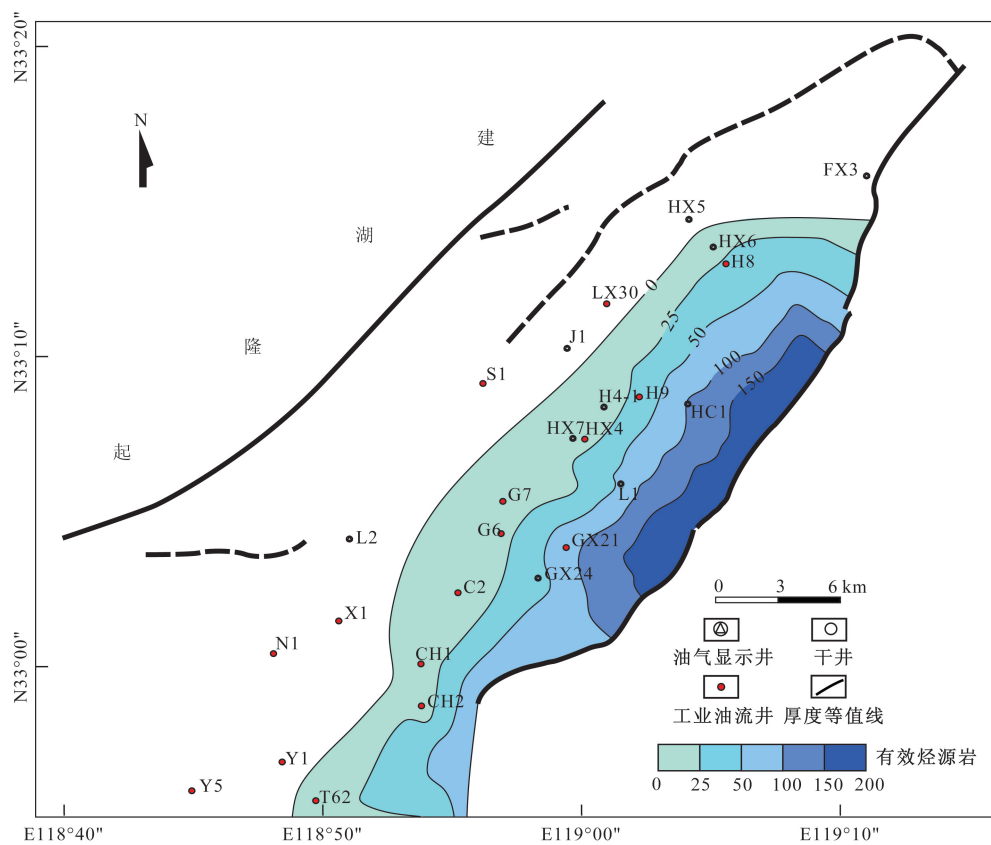


图 10 金湖凹陷有效烃源岩厚度分布

Fig. 10 Distribution map of source rock thickness in Jinhu Sag

参 考 文 献

[1] 刘世丽,段宏亮,章亚,等. 苏北盆地阜二段陆相页岩油气勘探潜力分析[J]. 海洋石油, 2014, 34(3): 27-33.
Liu Shili, Duan Hongliang, Zhang Ya, et al. Analysis of oil and gas exploration potential in F₂ member continental shale of Subei Basin[J]. Offshore Oil, 2014, 34(3): 27-33.

[2] 付茜,刘启东,刘世丽,等. 苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组二段页岩油成藏条件分析[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 625-631.
Fu Qian, Liu Qidong, Liu Shili, et al. Shale oil accumulation conditions in the second member of Paleogene Funing Formation, Gaoyou Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 625-631.

[3] 段宏亮,刘世丽,付茜. 苏北盆地古近系阜宁组二段富有机质页岩特征与沉积环境[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 612-617.
Duan Hongliang, Liu Shili, Fu Qian. Characteristics and sedimentary environment of organic-rich shale in the second member of Paleogene Funing Formation, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 612-617.

[4] 黄健玲,傅强,邱旭明,等. 咸化断陷湖盆混积岩特征及沉积模式——以金湖凹陷阜二段为例[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(2): 54-66.
Huang Jianling, Fu Qiang, Qiu Xuming, et al. Characteristics and sedimentary models of diamictite in saline faulted lacustrine basin: a case study of Fu 2 member in Jinhu Sag, Subei Basin[J]. Litholog-

ic Reservoirs, 2020, 32(2): 54-66.

[5] 刘敬寿,杜全伟,戴俊生. 金湖凹陷阜二段断裂信息维特征与油气藏分布[J]. 特种油气藏, 2015, 22(3): 42-45.
Liu Jingshou, Du Quanwei, Dai Junsheng. Information dimension features of faults and reservoir distribution in Fu 2 member in Jinhu Sag[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 42-45.

[6] 王新新,戴俊生,马洪坤. 金湖凹陷石港断裂带构造特征及控油作用[J]. 断块油气田, 2015, 22(6): 686-691, 739.
Wang Xinxin, Dai Junsheng, Ma Hongkun. Structural characteristics and its control on oil and gas of Shigang fault zone in Jinhu Sag[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2015, 22: 686-691, 739.

[7] 王智林,刘炳官,尤启东,等. 苏北盆地复杂断块油藏多夹层模式划分及控油规律[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(19): 7671-7676.
Wang Zhilin, Liu Bingguan, You Qidong, et al. Classification of multi-interlayers pattern and effects on residual oil distribution in complex fault-block reservoir in Subei Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(19): 7671-7676.

[8] 李亚军,李儒峰,陈莉琼,等. 苏北盆地金湖凹陷热史与成藏期判识[J]. 沉积学报, 2011, 29(2): 395-401.
Li Yajun, Li Rufeng, Chen Liqiong, et al. Thermal history reconstruction and hydrocarbon accumulation period discrimination of Jinhu Depression in Subei Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29: 395-401.

[9] Hakimi M H, Ahmed A, Kahal A Y, et al. Organic geochemistry and basin modeling of Late Cretaceous Harshiyat Formation in the onshore and offshore basins in Yemen: implications for effective

- source rock potential and hydrocarbon generation[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 122: 104701.
- [10] Tu J Q, Dong Y G, Zhang B, et al. Discovery of effective scale source rocks of the Ordovician Majiagou FM in the Ordos Basin and its geological significance[J]. *Natural Gas Industry B*, 2016, 3(6): 311-320.
- [11] Banerjee A, Jha M, Mittal A K, et al. The effective source rocks in the north Cambay Basin, India[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2000, 17(10): 103953.
- [12] 陈雪, 姜福杰, 赵忠新, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷东营组东三段烃源岩排烃特征[J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(14): 5566-5574.
- Chen Xue, Jiang Fujie, Zhao Zhongxin, et al. Hydrocarbon-expulsion characteristics of source rocks in the 3rd member of Dongying Formation in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(14): 5566-5574.
- [13] Li Y, Zhang J L, Liu Y, et al. Organic geochemistry, distribution and hydrocarbon potential of source rocks in the Paleocene, Lishui Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 107(3): 245-253.
- [14] Jiang W M, Li Y, Yang C, et al. Organic geochemistry of source rocks in the Baiyun Sag of the Pearl River Mouth Basin, South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 124: 390-413.
- [15] Qi K, Ren Z L, Chen Z P, et al. Characteristics and controlling factors of lacustrine source rocks in the Lower Cretaceous, Suhongtu Depression, Yin-E Basin, northern China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 127: 104269.
- [16] Quaye J A, Jiang Z, Zhou X. Bioturbation influence on reservoir rock quality: a case study of well Bian-5 from the second member Paleocene Funing Formation in the Jinhu Sag, Subei Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2019, 172: 1165-1173.
- [17] 褚永彬, 朱利东, 杨文光, 等. 西藏羌塘盆地土门地区上三叠统烃源岩特征[J]. *科学技术与工程*, 2015, 15(13): 118-121.
- Chu Yongbin, Zhu Lidong, Yang Wenguang, et al. Characteristics of hydrocarbon source rocks of Upper Triassic in Tumen area, Qiangtang Basin, Tibet[J]. *Science Technology and Engineering*, 2015, 15(13): 118-121.
- [18] 于洪洲. 博格达山构造演化控制下的烃源岩生烃演化模式[J]. *科学技术与工程*, 2019, 19(4): 85-92.
- Yu Hongzhou. Hydrocarbon generation pattern of source rocks controlled by tectonic evolution of Bogda Mountain[J]. *Science Technology and Engineering*, 2019, 19(4): 85-92.
- [19] 孙波, 唐东, 李小梅, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷烃源岩生烃演化及油气来源[J]. *科学技术与工程*, 2015, 15(19): 67-73.
- Sun Bo, Tang Dong, Li Xiaomei, et al. Hydrocarbon-generation evolution of source rock and oil-gas source in Nanpu Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Science Technology and Engineering*, 2015, 15(19): 67-73.
- [20] Cheshire S, Craddock P R, Xu G, et al. Assessing thermal maturity beyond the reaches of vitrinite reflectance and rock-eval pyrolysis: a case study from the Silurian Qusaiba Formation[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 180: 29-45.
- [21] Zhang D Y, Pang X Q, Ma X H, et al. Hydrocarbon generation and expulsion characteristics of the source rocks in the third member of the Upper Triassic Xujiache Formation and its effect on conventional and unconventional hydrocarbon resource potential in the Sichuan Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 109: 335-346.
- [22] Liao L, Wang Y, Chen C, et al. Kinetic study of marine and lacustrine shale grains using rock-eval pyrolysis: implications to hydrocarbon generation, retention and expulsion[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 89: 164-173.
- [23] Pang X, Li M, Li S, et al. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang south slope of Bohai Bay Basin part 2: evidence for significant contribution of mature source rocks to "immature oils" in the Bamianhe field[J]. *Organic Geochemistry*, 2003, 34(7): 931-950.
- [24] 庞雄奇, 方祖康, 陈章明. 地史过程中的岩石有机质含量变化及其计算[J]. *石油学报*, 1988(1): 17-24.
- Pang Xiongqi, Fang Zukang, Chen Zhangming. Ancient abundance of organic matter and its calculation method[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1988(1): 17-24.
- [25] 庞雄奇, 陈章明. 排油气门限的基本概念、研究意义与应用[J]. *现代地质*, 1997(4): 103-110.
- Pang Xiongqi, Chen Zhangming. Basic concept of hydrocarbon expulsion threshold and its research significance and application[J]. *Geoscience*, 1997(4): 103-110.
- [26] Bernard P T, Dietrich H W. *Petroleum Formation and Occurrence* [M]. Berlin: Springer, 1978.
- [27] 庞雄奇, 李素梅, 金之钧, 等. 排烃门限存在的地质地球化学证据及其应用[J]. *地球科学*, 2004(4): 384-390.
- Pang Xiongqi, Li Sumei, Jin Zhijun, et al. Geochemical evidences of hydrocarbon expulsion threshold and its application[J]. *Earth Science*, 2004(4): 384-390.
- [28] 庞雄奇, 李倩文, 陈践发, 等. 含油气盆地深部高过成熟烃源岩古 TOC 恢复方法及其应用[J]. *古地理学报*, 2014, 16(6): 769-789.
- Pang Xiongqi, Li Qianwen, Chen Jianfa, et al. Recovery method of original TOC and its application in source rocks at high mature-over mature stage in deep petroliferous basins[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2014, 16(6): 769-789.
- [29] Li Q, Pang X, Li B, et al. Discrimination of effective source rocks and evaluation of the hydrocarbon resource potential in Marsel, Kazakhstan[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2018, 160: 194-206.
- [30] 冯乾乾, 韩一哲, 李倩文, 等. 南堡凹陷烃源岩有机碳含量恢复研究[J]. *非常规油气*, 2016, 3(2): 33-39.
- Feng Qianqian, Han Yizhe, Li Qianwen, et al. TOC recovery of source rock in Nanpu Sag[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2016, 3(2): 33-39.
- [31] 李倩文, 庞雄奇, 陈践发, 等. 塔中地区深层碳酸盐岩烃源岩原始 TOC 恢复与有效性定量评价[J]. *非常规油气*, 2016, 3(4): 48-57.
- Li Qianwen, Pang Xiongqi, Chen Jianfa, et al. Original TOC recovery of hydrocarbon source rock and effective quantitative evaluation for deep carbonate formation in central Tarim Basin[J]. *Earth Science*, 2016, 3(4): 48-57.
- [32] 高岗, 柳广弟, 付金华, 等. 确定有效烃源岩有机质丰度下限的一种新方法——以鄂尔多斯盆地陇东地区上三叠统延长组

湖相泥质烃源岩为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2012, 27(2): 22-26.

Gao Gang, Liu Guangdi, Fu Jinhua, et al. A new method for determining the lower limits of the organic matter abundance parameters of effective source rock; taking the Triassic dark mudstones of Yanchang Formation in Longdong Region, Ordos Basin as an example[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2012, 27(2): 22-26.

[33] Zhu C, Jiang F, Zhang P, et al. Identification of effective source rocks in different sedimentary environments and evaluation of hydrocarbon resources potential; a case study of paleogene source rocks in the Dongpu Depression, Bohai Bay Basin[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2021, 201: 108477.

[34] 匡立春, 高岗, 向宝力, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组有效源岩有机碳含量下限分析[J]. 石油实验地质, 2014, 36(2): 224-229.

Kuang Lichun, Gao Gang, Xiang Baoli, et al. Lowest limit of organic carbon content in effective source rocks from Lucaogou Formation in Jimusar Sag[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(2): 224-229.

[35] 高岗, 王银会, 柳广弟, 等. 酒泉盆地营尔凹陷有效烃源岩的确认及其展布特征[J]. 石油实验地质, 2013, 35(4): 414-418.

Gao Gang, Wang Yinhui, Liu Guangdi, et al. Confirmation and distribution features of effective source rocks in Yinger Sag, Jiuquan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(4): 414-418.