

文章编号: 0253-2697(2022)07-0899-13 DOI:10.7623/syxb202207002

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油地质特征与分级评价

姜福杰^{1,2} 黄任达^{1,2} 胡涛^{1,2} 吕佳豪^{1,2} 黄立良³ 姜振学^{1,2} 胡美玲^{1,2}
张晨曦^{1,2} 吴冠昀^{1,2} 吴育平^{1,2}

(1. 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. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000)

摘要:准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油资源丰富,但勘探程度较低,对页岩油资源的潜力评价和资源禀赋差异缺少系统研究,制约着勘探部署和有利区优选。以玛页1井为例,综合钻井、测井、岩心和岩石矿物组成、有机地球化学特征、储集物性、含油性等地质资料,系统分析了风城组页岩油地质特征,探讨了页岩油甜点评价标准。结果表明,风城组页岩主要由长英质和碳酸盐矿物组成,黄铁矿发育,黏土矿物较少。风城组页岩主要发育Ⅱ₂型干酪根,总有机碳(TOC)含量分布在0.08%~2.33%,多处于成熟阶段。页岩储集空间类型主要为狭缝状孔隙,孔隙分选性较好;总体上,宏孔较发育,孔隙体积分布在0.001~0.008 cm³/g,平均为0.003 cm³/g。风城组页岩内部烃类聚集,游离烃含量为0.52~13.31 mg/g,吸附烃含量为0.16~5.17 mg/g。明确了页岩岩相、微观孔隙特征、页岩油赋存形式是风城组页岩含油性的主控因素,在此基础上建立了风城组页岩油甜点的划分标准,在玛页1井风城组优选出8个最有利的页岩油勘探层段,有利储集岩相以长英质页岩为主。

关键词:页岩油;含油性;甜点;分级评价;风城组;玛湖凹陷

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Geological characteristics and classification evaluation of shale oil in Fengcheng Formation in Mahu sag, Junggar Basin

Jiang Fujie^{1,2} Huang Renda^{1,2} Hu Tao^{1,2} Lü Jiahao^{1,2} Huang Liliang³ Jiang Zhenxue^{1,2}
Hu Meiling^{1,2} Zhang Chenxi^{1,2} Wu Guanyun^{1,2} Wu Yuping^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Exploration, Beijing 102249, China; 2. School of Earth Science, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Xinjiang Karamay 834000, China)

Abstract: There are abundant shale oil resources in Fengcheng Formation in Mahu sag, Junggar Basin. However, due to the low degree of exploration, the potential evaluation and resource endowment differences of shale oil resources have not been systematically studied, thus restricting the exploration deployment and favorable zone optimization. This paper is a case study of Well Maye1. Based on the geological data of drilling, logging, core and rock mineral composition, organic geochemical characteristics, reservoir properties, and oil-bearing properties, the paper systematically analyzes the geological characteristics of shale oil in Fengcheng Formation, and discusses the sweet spots evaluation standard of shale oil. The results show that the Fengcheng Formation shale is mainly composed of quartz, feldspar and carbonate minerals, in which pyrites are well developed and few clay minerals can be found. The shale in Fengcheng Formation is dominated by type II₂ kerogen, with the TOC content ranging from 0.08% to 2.33%, mostly in the mature stage. The reservoir space is dominated by slit-like pores, characterized by good pore sorting. On the whole, macropores are well developed, and the pore volume is distributed in the range of 0.001 to 0.008 cm³/g, with an average of 0.003 cm³/g. The content of free hydrocarbon and absorbed hydrocarbon is in the range of 0.52 to 13.31 mg/g and 0.16 to 5.17 mg/g, respectively, indicating that Fengcheng Formation shale is rich in hydrocarbons. It is clear that shale lithofacies, microscopic pore characteristics, and shale oil occurrence state are the main controlling factors for the oil-bearing properties of shale in Fengcheng Formation. On the basis, the paper establishes the classification criteria for shale oil sweet spots, and selects 8 most favorable exploration zones of shale oil in Fengcheng Formation of Well Maye1. The reservoir rock facies are mainly shown as felsic shale.

Key words: shale oil; oil-bearing property; sweet spot; classification evaluation; Fengcheng Formation; Mahu sag

引用:姜福杰,黄任达,胡涛,吕佳豪,黄立良,姜振学,胡美玲,张晨曦,吴冠昀,吴育平. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油地质特征与分级评价[J]. 石油学报, 2022, 43(7): 899-911.

基金项目:国家自然科学基金面上项目(No. 41872128)和中国石油天然气集团公司—中国石油大学(北京)战略合作科技专项(ZLZX2020-01-05)资助。

第一作者及通信作者:姜福杰,男,1979年12月生,2008年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(北京)教授、博士生导师,主要从事油气成藏机理与分布规律研究。Email:jiangfj@cup.edu.cn

Cite: JIANG Fujie, HUANG Renda, HU Tao, LÜ Jiahao, HUANG Liliang, JIANG Zhenxue, HU Meiling, ZHANG Chenxi, WU Guanyun, WU Yuping. Geological characteristics and classification evaluation of shale oil in Fengcheng Formation in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(7): 899-911.

近年来,非常规油气成为全球能源结构的重要组成部分,已经成为油气理论研究和勘探开发的热点^[1-2]。美国是全球页岩油气产量最高的国家,得益于页岩油气勘探开发的巨大成功,美国于2019年成为原油净出口国^[3-5]。中国陆相页岩油资源潜力巨大,主要分布在松辽盆地青山口组、渤海湾盆地沙河街组和孔店组、鄂尔多斯盆地延长组7段、南襄盆地泌阳凹陷核桃园组、准噶尔盆地二叠系芦草沟组和风城组等^[1,6-9]。整体上,中国非常规油气地质特征复杂,且相关研究起步较晚、开发技术相对落后^[7,10-11]。随着理论研究的持续深入和关键技术的不断突破,陆相页岩油将成为中国油气增储上产的重要接替领域,对保障国家能源战略安全具有重要意义^[7-8,11-12]。

勘探实践证实,准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩具有厚度大、地层厚度占比高且整段含油等特征,页岩油资源丰富^[13-17]。近年来,玛湖凹陷页岩油勘探取得重大突破,展现出巨大的页岩油勘探开发潜力^[18-19]。前人研究表明,风城组岩性复杂、沉积环境变化频繁、非均质性极强^[13,17,20-23],制约了页岩油资源评价与甜点优选。因此,亟需查明风城组页岩油的富集特征和资源禀赋差异,建立页岩油资源评价标准,为下一步页岩油勘探开发提供有力的理论支撑。前人采用不同研究方法从不同角度开展了页岩油分级评价研究工作。卢双舫等^[24]根据页岩总有机碳(TOC)含量和热解残留烃(S_1)含量的分段性,基于含油性将页岩油资源划分为分散资源、低效资源和富集资源3个级别;Hu等^[25]综合TOC含量、 S_1 含量和页岩油可动性评价参数,进一步将页岩油资源划分为无效资源、低效资源、中效资源和富集资源4个级别;Liu等^[26]通过多要素平面图叠合,预测了松辽盆地青山口组的页岩油有利勘探区;何文渊等^[27]利用采油强度与页岩油参数的相关性,依据试油结果建立了页岩油甜点评价标准,对松辽盆地古龙凹陷青山口组页岩油级别进行划分并优选了页岩油甜点;王璟明等^[28]采用系统聚类法对页岩储集物性进行数学统计分析,建立了吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩的储层分级评价标准;魏永波等^[29]采用综合权重因子法,利用综合因子优选了饶阳拗陷沙河街组一段下亚段页岩油的垂向富集层段和平面甜点。由于中国陆相页岩油地质条件复杂,不同地区、不同层段的页岩特征差异较大,因此,难以建立普适性较强的页岩油有利区带优选标准。而且现有的页岩油分级方法及其有效性是以大量区域性地质数据为基础

的,而玛湖凹陷风城组页岩油目前处于勘探初期,钻井、试油和实际生产资料较少,亟需寻找或创新适用于风城组和勘探初级阶段的页岩油分级评价方法,建立针对风城组页岩油的甜点分级标准,进而有效指导页岩油有利勘探目标优选。

笔者以玛湖凹陷玛页1井为例,系统分析了风城组页岩的岩相类型、地球化学特征、微观孔隙结构和含油性,优选了风城组页岩含油性的主控因素,建立了风城组页岩油分级评价标准,并预测了玛页1井垂向上页岩油甜点分布规律,以期深化玛湖凹陷风城组碱湖页岩油的地质认识,为下一步勘探部署提供指导,丰富和发展中国陆相页岩油有利区的优选方法。

1 区域地质概况

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北缘,是在哈萨克斯坦板块和西准噶尔洋碰撞挤压作用下形成的前陆凹陷^[13,30][图1(a)]。风城组沉积时期为玛湖前陆凹陷的剧烈发育期,该时期火山活动频发^[22,29-30]。玛湖凹陷风城组整体为一套半深湖—深湖相碱湖沉积,其内部的页岩被认为是全球最古老的碱湖烃源岩^[21,31-32]。

玛页1井风城组埋深为4494.4~4933.9 m,厚度为439.5 m,主要为一套细粒混积岩沉积,包括碎屑岩、白云质岩和火山岩等,发育硅硼钠石、碳钠钙石等特征性碱性矿物[图1(b)]^[14,22-23]。其中,风城组一段(风一段)厚度为98.1 m,底部为凝灰岩和细砂岩,顶部见碱性矿物;风城组二段(风二段)厚度为218.4 m,以页岩和白云质泥岩为主,碱性矿物最为发育;风城组三段(风三段)厚度为123 m,主要发育页岩和白云质泥岩,顶部为细砂岩。岩性垂向变化反映风城组沉积期玛湖凹陷整体经历了湖平面下降—蒸发成碱性湖盆—湖平面上升的沉积环境变迁^[20,22]。总体上,风城组页岩发育,累积厚度超过290 m,地层厚度占比超过65%,且其内部页岩油富集,具有极高的页岩油勘探价值与开发潜力^[13,15-16]。

2 样品选取与实验

笔者在玛页1井风城组4570~4920 m段选取137件页岩样品,开展了X射线衍射全岩矿物分析、TOC含量测试和岩石热解实验。前人研究表明,页岩油赋存的孔径下限多为5~10 nm^[33-39],因此,笔者重点表征了页岩中孔径大于5 nm的孔隙结构。选取9件页岩样品开展了低温氮气吸附实验和高压压汞实验,

沉积期湖盆发生强烈的蒸发作用,准同生白云石化作用导致白云石发育;风三段上部的陆源碎屑物质含量增多、碳酸盐矿物含量减少,反映该期陆源输入作用增强,湖盆水量增加而盐度变低。

3.2 地球化学特征

3.2.1 有机质丰度

咸化湖盆中盐类的发育会提高地层的热导率和聚热性能,进而使生、排烃门限变浅^[42-44]。因此,相较于淡水湖盆,盐湖沉积有机质具有更强的生烃能力。玛页1井风城组页岩的残余有机质丰度较低,TOC含量分布在0.08%~2.33%,平均为0.73%,达到了烃源岩的丰度下限。岩石热解实验数据显示,风城组页岩的生烃潜量(残留烃含量 S_1 +热解烃含量 S_2)总体为0.12~13.79 mg/g,平均为3.50 mg/g(图3)。依据烃源岩划分标准^[45],风城组页岩多为中等—好烃源岩,其中,风三段页岩的TOC含量较高,烃源岩品质较好,风一段页岩的烃源岩品质较差。

3.2.2 有机质类型

岩石薄片鉴定显示,风城组页岩的有机质主要来源于藻类和细菌,具有良好的生油潜力。有机质主要呈丝状或团块状,整体分布较稀疏,未连成片,仅呈层状零星分布(图4)。氢指数(HI)和岩石最高热解峰温(T_{max})是判别有机质类型的重要参数。风城组页岩 T_{max} 分布在350~470℃,氢指数的分布范围较广,为

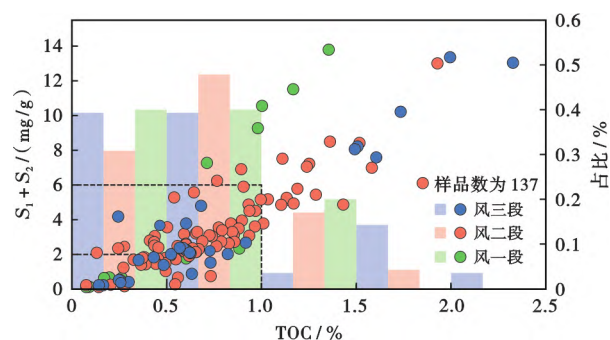


图3 玛页1井风城组页岩TOC含量与生烃潜量相关性

Fig. 3 Relationship between TOC content and hydrocarbon generation potential of the shale of Fengcheng Formation in Well Maye1

21.53~1279.58 mg/g。基于范氏图版对干酪根类型进行划分^[45],结果显示,风城组页岩的干酪根类型以 II_2 型、 II_1 型为主,少量为I型和III型(图5),其中,I型和 II_1 型干酪根的页岩含油性最好、残余生烃潜力也较高。

3.2.3 有机质成熟度

镜质体反射率(R_o)统计分析表明,玛湖凹陷风城组页岩在埋深约为1700 m时进入生油门限,生油窗范围为1700~4000 m[图6(a)]。玛页1井风城组埋深在4494~4933 m,整体已进入生油窗, R_o 与深度拟合关系显示其有机质现今处于高热演化成熟阶段。考虑

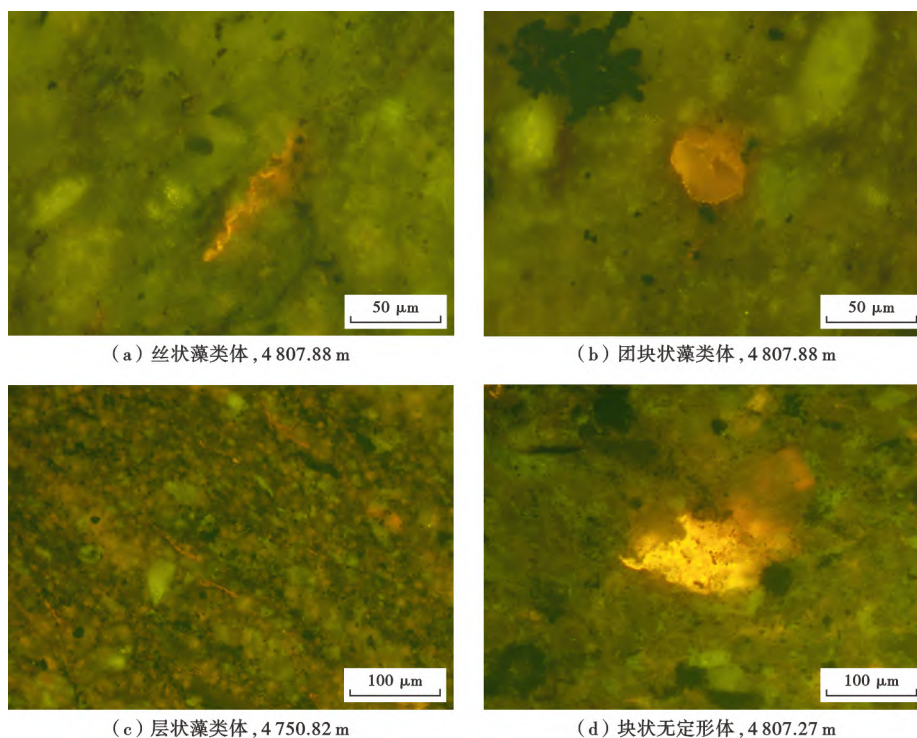


图4 玛页1井风城组页岩荧光显示

Fig. 4 Fluorescence display of the shale of Fengcheng Formation in Well Maye1

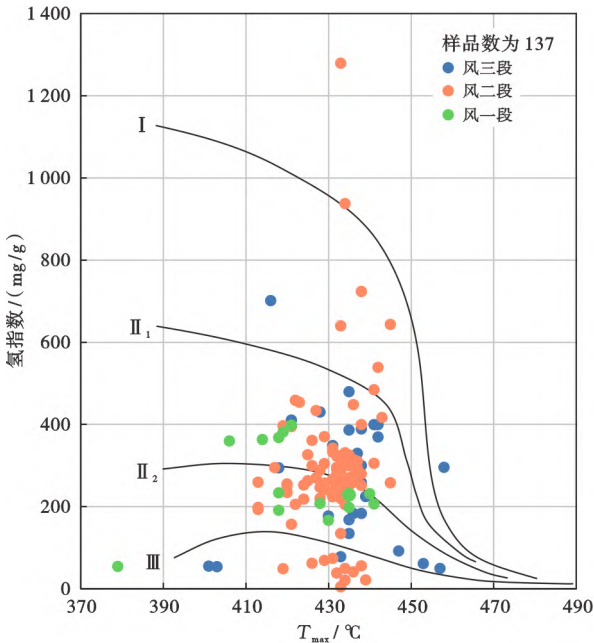


图 5 玛页 1 井风城组有机质类型划分

Fig. 5 Classification of organic matter types of Fengcheng Formation in Well Maye1

到 R_o 。实测数据在埋深大于 4 000 m 时分布较散乱(Q 5%~1.6%),因此,依据拟合结果计算的风城组页岩有机质热演化成熟度可能偏高。风城组页岩 T_{max} 数据显示其有机质多处于未成熟—高成熟演化阶段[图 6(b)]。前人研究发现,风城组页岩中存在大量滞留烃,使得其实测 T_{max} 值低于真实值^[46-48],即 T_{max} 反映的有机质热演化成熟度可能低于真实值。综合考虑 R_o 和 T_{max} 指标及其存在的理论偏差,分析认为玛页 1 井风城组页岩有机质目前处于热演化成熟阶段。研究发现,风城组页岩具有较高的 S_2 含量;生产实践显示风城组页岩主要产出液态烃,气态烃产量较低,这些均表明风城组页岩目前处于主力生油阶段,尚未大规模裂解生气。综合分析认为,风城组页岩仍具有较高的生烃潜力。

3.3 孔隙结构特征

3.3.1 N_2 吸附表征孔径特征

利用低温氮气吸附实验对风城组页岩的孔隙(孔径为 1.4~130.0 nm)进行表征,结果显示:风城组页岩吸附—脱附曲线呈反“S”形,曲线形态较平缓,相对

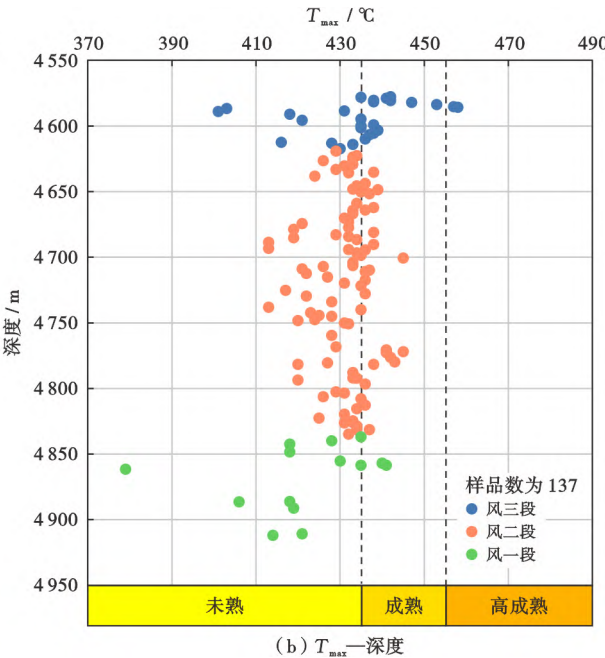
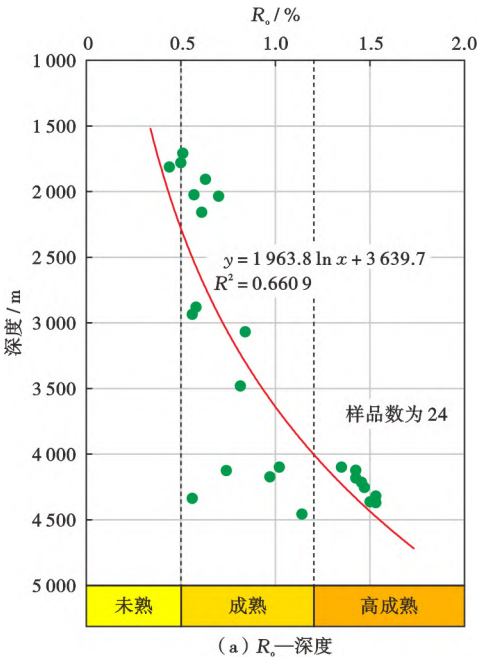


图 6 玛湖凹陷风城组页岩热演化成熟度与埋深相关性

Fig. 6 Correlation between the thermal evolution maturity and burial depth of shale of Fengcheng Formation in Mahu sag

压力较大时变陡峭;单层吸附和多层吸附的分界点不明显,在相对压力为 0.4~0.6 时吸附曲线和脱附曲线发生分离形成回滞环;回滞环的环形较细窄,吸附曲线缓慢上升、脱附曲线缓慢下降(图 7)。根据 IUPAC 提出的吸附曲线形态分类标准^[49],风城组页岩多具 II 型和 III 型吸附曲线形态,回滞环形态兼具 H3 型和 H4 型的特征,表明其内部孔隙以板状颗粒形成的狭缝状

孔为主,可能存在一定数量的微孔被充填。
3.3.2 高压压汞表征孔径特征
利用高压压汞实验对风城组页岩的大孔(孔径>30 nm)进行表征。毛细管压力曲线显示,风城组页岩的平均中值孔喉半径为 49 nm,平均进汞饱和度为 89.16%,具有喉道窄、进汞饱和度高的特征;排驱压力分布范围较广,为 0.678~20.660 MPa,且阈值压力较

高;曲线形态发育明显的平台段,表明孔隙分选性较好(图8)。整体上,高压压汞实验表明风城组页岩孔隙孔径小于 $0.75\mu\text{m}$,孔径分布较均一,反映页岩孔隙结构较好。

3.3.3 孔径分布联合表征

低温氮气吸附实验和高压压汞实验分别在表征小孔(孔径为 $2\sim 30\text{nm}$)和大孔(孔径 $>30\text{nm}$)的孔径分布方面具有较高的表征精度。综合低温氮气吸附实验和高压压汞实验,对风城组页岩的中孔和宏孔的孔径分布特征进行表征,将两种实验方法得到的孔体积变化率随孔径变化的曲线以交点进行拼接,得到了页岩中孔—宏孔的孔径分布曲线。结果表明,相较于中孔,风城组页岩内部宏孔更为发育;孔径主要分布在 $6\sim 1000\text{nm}$ 和 $>35\mu\text{m}$ 两个区间(图9)。通过对孔径变

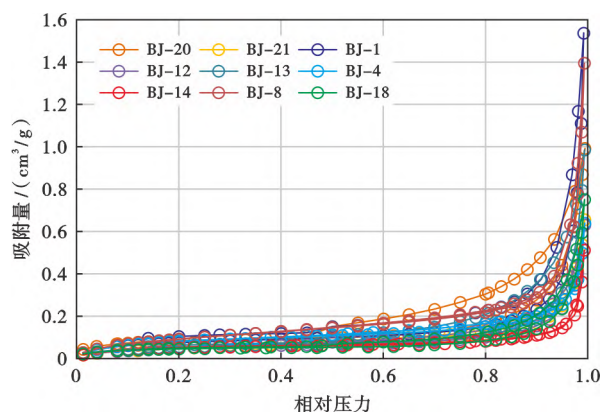


图7 玛页1井风城组页岩低温氮气吸附—脱附曲线

Fig. 7 Low-temperature N_2 adsorption-desorption curves of the shale of Fengcheng Formation in Well Maye1

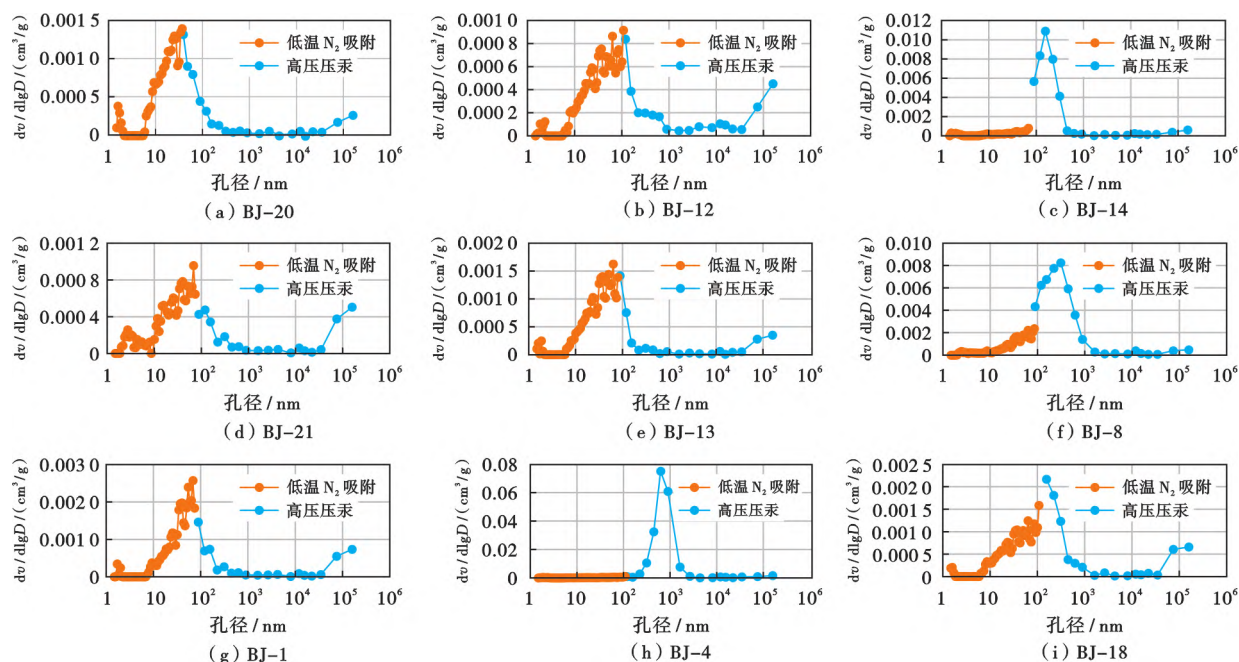


图9 玛页1井风城组页岩孔径分布

Fig. 9 Pore size distributions of the shales of Fengcheng Formation in Well Maye1

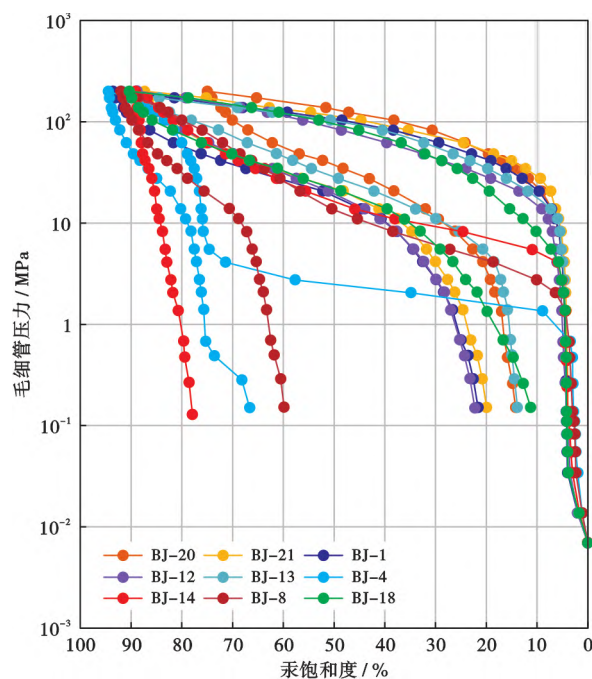


图8 玛页1井风城组页岩毛细管压力曲线

Fig. 8 Capillary pressure curves of the shales of Fengcheng Formation in Well Maye1

化曲线进行积分,得到风城组页岩孔隙孔体积的分布特征。分析发现,风一段底部火山岩之间的页岩夹层具有极高的孔体积,为 $0.032\text{cm}^3/\text{g}$;其余页岩样品的孔体积分布在 $0.001\sim 0.008\text{cm}^3/\text{g}$,平均仅为 $0.003\text{cm}^3/\text{g}$ 。这表明火山活动可极大地改善风城组页岩的储集空间,主要利于孔径为 $200\sim 2000\text{nm}$ 的孔隙的形成。

3.4 含油性

岩石热解实验结果表明,玛页 1 井风城组页岩 S_1 含量分布在 $0.06 \sim 8.39 \text{ mg/g}$, 平均为 1.26 mg/g ; S_2 含量分布在 $0.03 \sim 12.43 \text{ mg/g}$, 平均为 2.24 mg/g (图 10)。其中, 风一段底部 $4886 \sim 4912 \text{ m}$ 段火山岩层之间的页岩夹层表现为 S_1 含量异常高值 ($4.71 \sim 8.39 \text{ mg/g}$), $4772 \sim 4782 \text{ m}$ 段页岩表现为 S_2 含量异常高值 ($2.35 \sim 12.43 \text{ mg/g}$)。

进一步优选 12 件页岩样品开展多温阶热解实验和抽提热解实验, 以精确表征风城组页岩中不同赋存状态烃类的含量。多温阶热解实验测得风城组页岩总含油量 (轻质组分含量 S_{1-1} + 轻中质组分含量 S_{1-2} + 重质组分含量 S_{2-1}) 分布在 $1.01 \sim 17.04 \text{ mg/g}$, 平均为 4.54 mg/g , 抽提前、后分别热解测得的页岩总含油量分布在 $0.69 \sim 13.54 \text{ mg/g}$, 平均为 4.42 mg/g (图 10) 均与页岩 S_2 含量相近 [图 11(a)、图 11(d)]。多温阶热解实验测得页岩可动油含量 ($S_{1-1} + S_{1-2}$) 分布在 $0.52 \sim 13.31 \text{ mg/g}$, 平均为 3.01 mg/g , 约为 S_1 含量

的 1.3 倍 [图 11(b)]。抽提热解实验显示, 具 S_2 含量异常高值的 4772.01 m 页岩样品表现为低吸附烃 ($S_2 - S_2'$) 含量, 分析认为, 一方面, 抽提热解实验主要是利用溶剂的极性来实现吸附烃的萃取, 而该样品有机质发育 (TOC 含量为异常高值, 达 1.96%), 对烃类的吸附作用强, 导致热解实验中对烃类的抽提效果差; 另一方面, 该样品形成于碱湖环境, 特殊的沉积背景可能对其含油性造成一定影响。因此, 分析认为抽提热解实验对形成于碱湖环境的高 TOC 含量、高 S_2 含量的页岩吸附烃含量的表征精度较低。除 4772.01 m 样品外, 多温阶热解实验测得的页岩的 S_{2-1} 含量 (视为页岩吸附烃含量) 为 $0.49 \sim 3.73 \text{ mg/g}$, 平均为 1.53 mg/g ; 抽提热解实验测得页岩吸附烃 ($S_2 - S_2'$) 含量为 $0.16 \sim 5.17 \text{ mg/g}$, 平均为 1.94 mg/g 。与多温阶热解实验相比, 抽提热解实验利用了溶剂的极性来提取吸附烃, 测试得到的吸附烃含量在理论上不会超过其真实值, 因此, 笔者认为该方法能更有效地反映页岩吸附烃的真实含量。

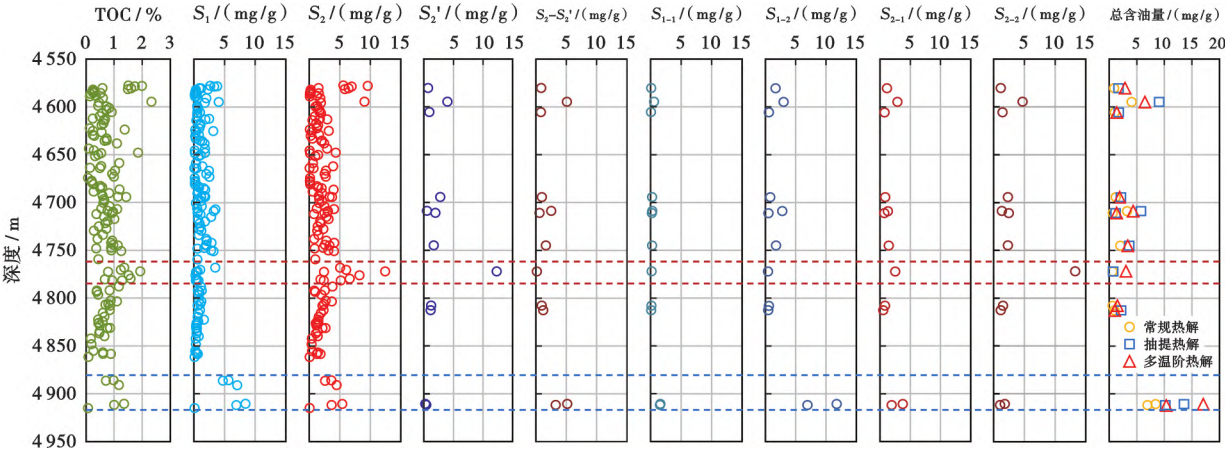


图 10 玛页 1 井风城组页岩地球化学特征

Fig. 10 Geochemistry characteristics of the shale of Fengcheng Formation in Well Maye1

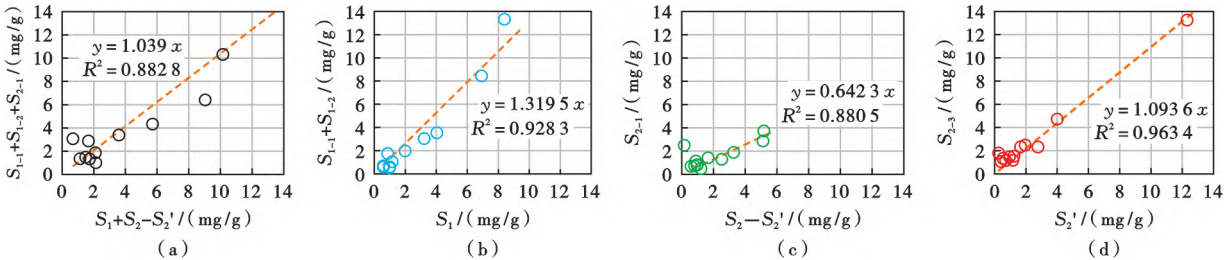


图 11 风城组页岩抽提热解参数与多温阶热解参数相关性

Fig. 11 Correlation of extraction pyrolysis parameters and multi-temperature stage pyrolysis parameters of the shale of Fengcheng Formation

4 讨论

4.1 页岩岩相划分与脆性评价

玛湖凹陷风城组页岩与渤海湾盆地沧东凹陷孔

店组二段页岩具有相似的矿物组成特征^[50], 均表现为低黏土矿物含量、高碳酸盐矿物含量。因此, 参照孔店组二段页岩岩相研究方法, 以典型矿物含量为 50% 为界, 将风城组页岩划分为长英质页岩、钙质页岩

岩、黏土质页岩和混合质页岩4类岩相(图12)。其中,长英质页岩最为发育,钙质页岩和混合质页岩较发育。为优选风城组页岩油富集的优势岩相,统计分析了页岩烃源岩评价指标、含油性、孔隙结构特征参数(图13),以明确不同岩相的差异性。分析发现,黏土质页岩的烃源岩品质、含油性和储集空间发育

最差,长英质页岩的 TOC 含量稍高于钙质页岩和混合质页岩,而含油性明显优于钙质页岩和混合质页岩。长英质页岩、钙质页岩和混合质页岩的中孔孔体积相近,而长英质页岩的宏孔孔体积远大于后两类岩相。综合分析认为,风城组长英质页岩为页岩油富集的优势岩相。

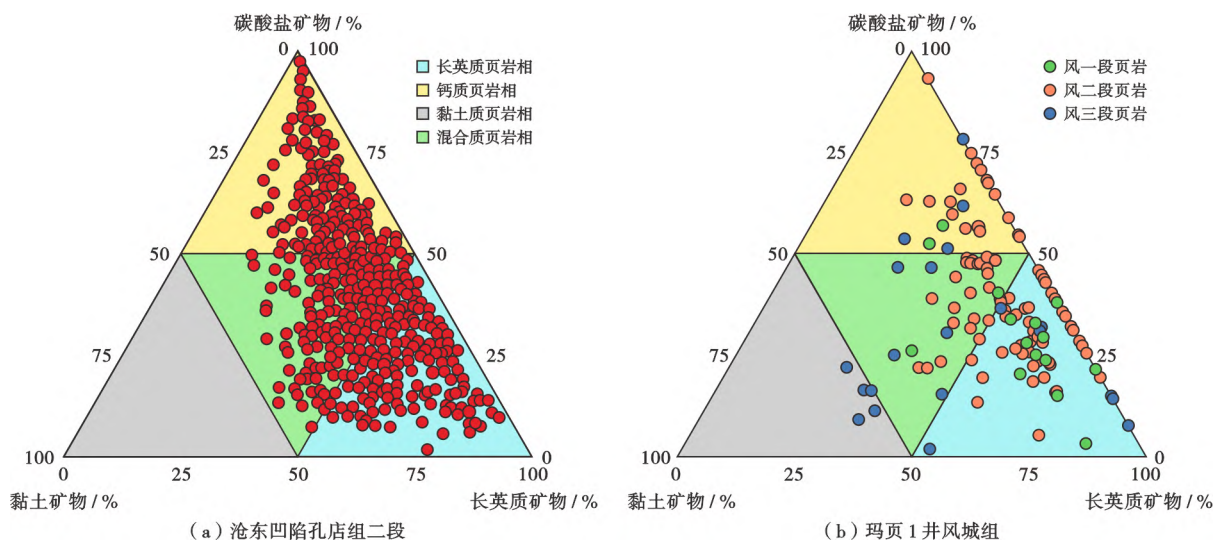


图12 沧东凹陷孔店组二段细粒混积岩与玛页1井风城组页岩岩相划分

Fig. 12 Lithofacies classification of the fine-grained diamictite of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag and the shale of Fengcheng Formation in Well Maoye1

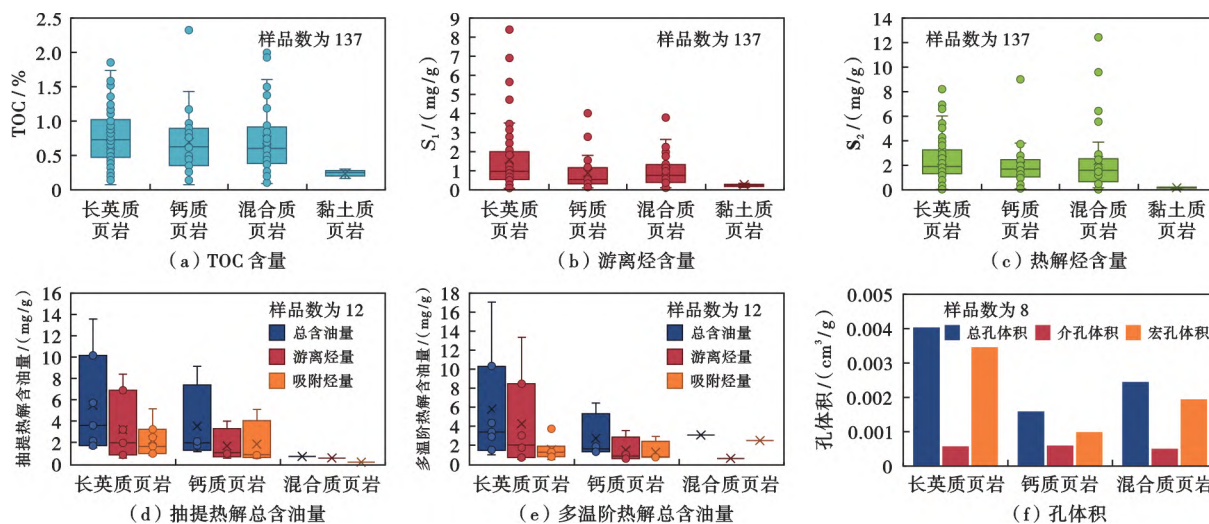


图13 玛页1井风城组不同岩相页岩烃源岩评价、含油量及孔体积

Fig. 13 Source rock evaluation, oil content and pore volume of different lithofacies shales of Fengcheng Formation in Well Maoye1

陈吉等^[51]利用典型矿物含量建立了页岩脆性指数:

$$I_B = \frac{w_{\text{石英}} + w_{\text{长石}} + w_{\text{方解石}} + w_{\text{白云石}}}{w_{\text{石英}} + w_{\text{长石}} + w_{\text{方解石}} + w_{\text{白云石}} + w_{\text{黏土矿物}}} \quad (1)$$

I_B 值越大,指示页岩脆性越好。笔者利用公式(1)评价了风城组页岩的脆性,结果显示,风城组页岩的 I_B 值分布在 43.12~100.00,平均为 88.25。垂向上,风三段顶部、风一段中部页岩的脆性较差,其他页岩段的

I_B 值相近,普遍大于 80。

4.2 含油性分级

在页岩含油性的分级方面,前人开展了大量卓有成效的工作。卢双舫等^[24]研究认为,随着页岩 TOC 含量增大,其 S_1 含量呈现出“缓慢增加—迅速增加—保持不变”的分段性。在此基础上,Hu 等^[25,52]进一步引入了含油饱和度参数 OSI 值($OSI = S_1/TOC$)作为

页岩油可动性的评价指标,将页岩油划分为无效资源、低效资源、中效资源与富集资源 4 个级别。综合页岩 TOC 含量、 S_1 含量和 OSI 指数对风城组页岩含油性进行评价,根据 TOC 含量与 S_1 含量的拟合曲线,明确页岩 S_1 含量的容纳上限值约为 4.2 mg/g,不同含油性级别的 S_1 含量界限值分别为 0.5 mg/g 和 2.4 mg/g,对应的 TOC 含量界限值为 0.25% 和 0.75% (图 14)。利用 TOC 含量与 S_1 含量的三段性及 OSI 指数,将风城组页岩的含油性划分为无效资源、低效资源、中效资源和富集资源 4 个级别。

风城组页岩油分级评价的 S_1 含量界限值与松辽盆地青山口组页岩含油性的分级界限 ($S_1=0.5\text{ mg/g}$ 和 $S_1=1.7\text{ mg/g}$)^[24]、泌阳凹陷核桃园组页岩含油性的

分级界限 ($S_1=0.6\text{ mg/g}$ 和 $S_1=1.8\text{ mg/g}$)^[53] 相近,但风城组页岩油油质较轻,样品存放阶段发生一定的轻烃损失,导致基于 S_1 含量值评价的页岩含油性差于实际含油性。综合分析认为,玛湖凹陷风城组页岩含油性较好,具有良好的页岩油勘探潜力。

4.3 含油性控制因素

4.3.1 页岩岩相

不同页岩岩相的含油性级别存在较大差异 (表 1)。其中,无效资源型页岩在 4 类岩相中均有分布;低效资源型页岩和中效资源型页岩以长英质页岩为主,少量为钙质页岩和混合质页岩;富集资源型页岩以长英质页岩占绝对优势,占比达到 80%。

表 1 不同页岩岩相的含油性级别

Table 1 Oil-bearing grades of different shale lithofacies

岩相	无效资源 占比/%	低效资源 占比/%	中效资源 占比/%	富集资源 占比/%
长英质页岩	29.27	65.00	57.14	80.00
钙质页岩	31.71	25.00	12.50	10.00
混合质页岩	26.83	10.00	30.36	10.00
黏土质页岩	12.20	0	0	0

4.3.2 孔隙特征

分析发现,风城组页岩的宏孔孔体积与孔隙度密切相关 [图 15(a)、图 15(b)],孔隙度越大,宏孔孔体积及其对全部孔体积的贡献率也越大。此外,宏孔孔体积与多温阶热解实验得到的页岩总含油量具有较好的正相关性 [图 15(c)、图 15(d)],表明风城组页岩油主要赋存在宏孔中。因此,页岩孔隙度越大,其宏孔孔体积越大,含油性级别也越高。

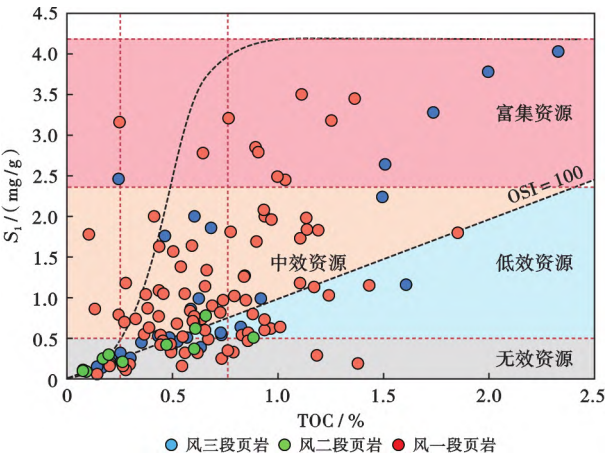


图 14 玛页 1 井风城组页岩 TOC 含量与 S_1 含量相关性
Fig. 14 Correlation between the contents of TOC and S_1 of the shale of Fengcheng Formation in Well Maye1

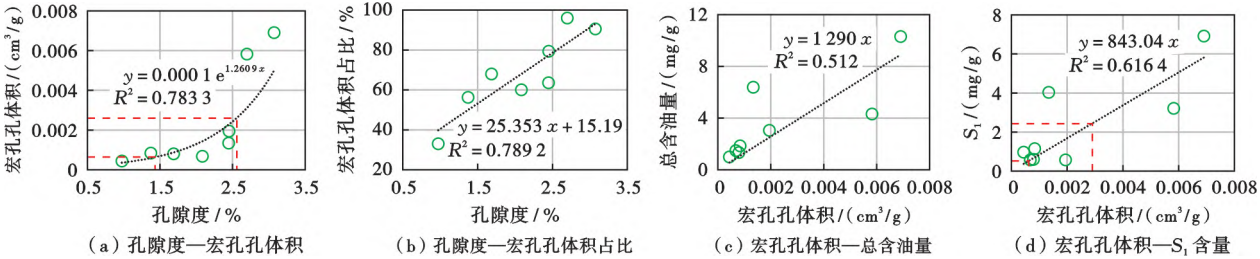


图 15 玛页 1 井风城组页岩宏孔特征与含油性
Fig. 15 Characteristics of the macropores and oil-bearing properties of the shale of Fengcheng Formation in Well Maye1

4.3.3 可动油与吸附油

风城组页岩的 S_1 含量与可动油 ($S_{1-1} + S_{1-2}$) 含量、吸附油 ($S_2 + S_2'$) 含量具明显线性相关性 (图 16)。根据风城组页岩含油性分级评价中的 S_1 含量界限值,确定其可动油含量的界限值分别为 0.66 mg/g 和 3.17 mg/g、吸附油含量的界限值分别为 0.33 mg/g 和 1.60 mg/g。

4.4 风城组页岩油分级评价标准与勘探甜点预测

综合页岩岩相及矿物组成、烃源岩特征、微观孔隙

结构和含油性分级及其控制因素,建立了风城组页岩油甜点的划分标准 (表 2)。笔者采用 SPSS 软件对玛页 1 井风城组页岩的地球化学参数进行多元线性拟合,预测了其可动油和吸附油含量,拟合系数达 0.9;利用声波测井和岩石密度测井资料解释了页岩孔隙度,解释结果与岩心测试值吻合度较高 (图 17)。依据划分标准,结合烃源岩评价指标、测井资料和页岩脆性,对玛页 1 井风城组页岩油勘探甜点级别进行划分,

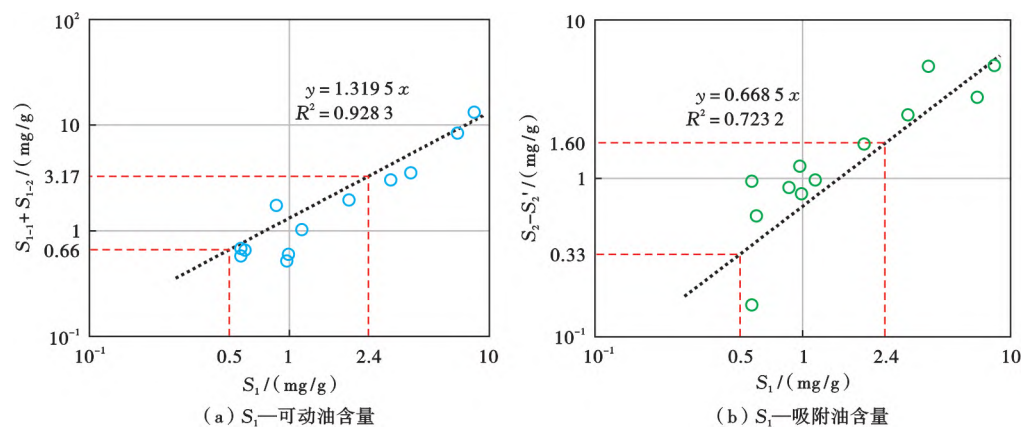


图 16 风城组页岩 S_1 含量与可动油含量、吸附油含量的相关性

Fig. 16 Relationship between S_1 and movable oil, adsorbed oil of the shale of Fengcheng Formation

表 2 风城组页岩油勘探甜点划分标准

Table 2 Classification criteria for shale oil sweet spots of Fengcheng Formation

甜点级别	岩相类型		烃源岩评价			储集条件		含油性特征	
	主要岩相	次要岩相	S_1 / (mg/g)	TOC / %	OSI	宏孔孔体积 / (cm^3/g)	孔隙度 / %	可动油含量 / (mg/g)	吸附油含量 / (mg/g)
长英质页岩		一级甜点	>2.4	>0.75	>100	>0.0028	>2.6	>3.17	>1.60
长英质页岩	混合质页岩	二级甜点	$0.5\sim2.4$	$0.25\sim0.75$	>100	$0.0006\sim0.0028$	$1.4\sim2.6$	$0.66\sim3.17$	$0.33\sim1.60$
长英质页岩	钙质页岩	三级甜点	$0.5\sim2.4$	$0.25\sim0.75$	<100	$0.0006\sim0.0028$	$1.4\sim2.6$	$0.66\sim3.17$	$0.33\sim1.60$
钙质页岩	长英质页岩	四级甜点	<0.5	<0.25	<100	<0.0006	<1.4	<0.66	<0.33

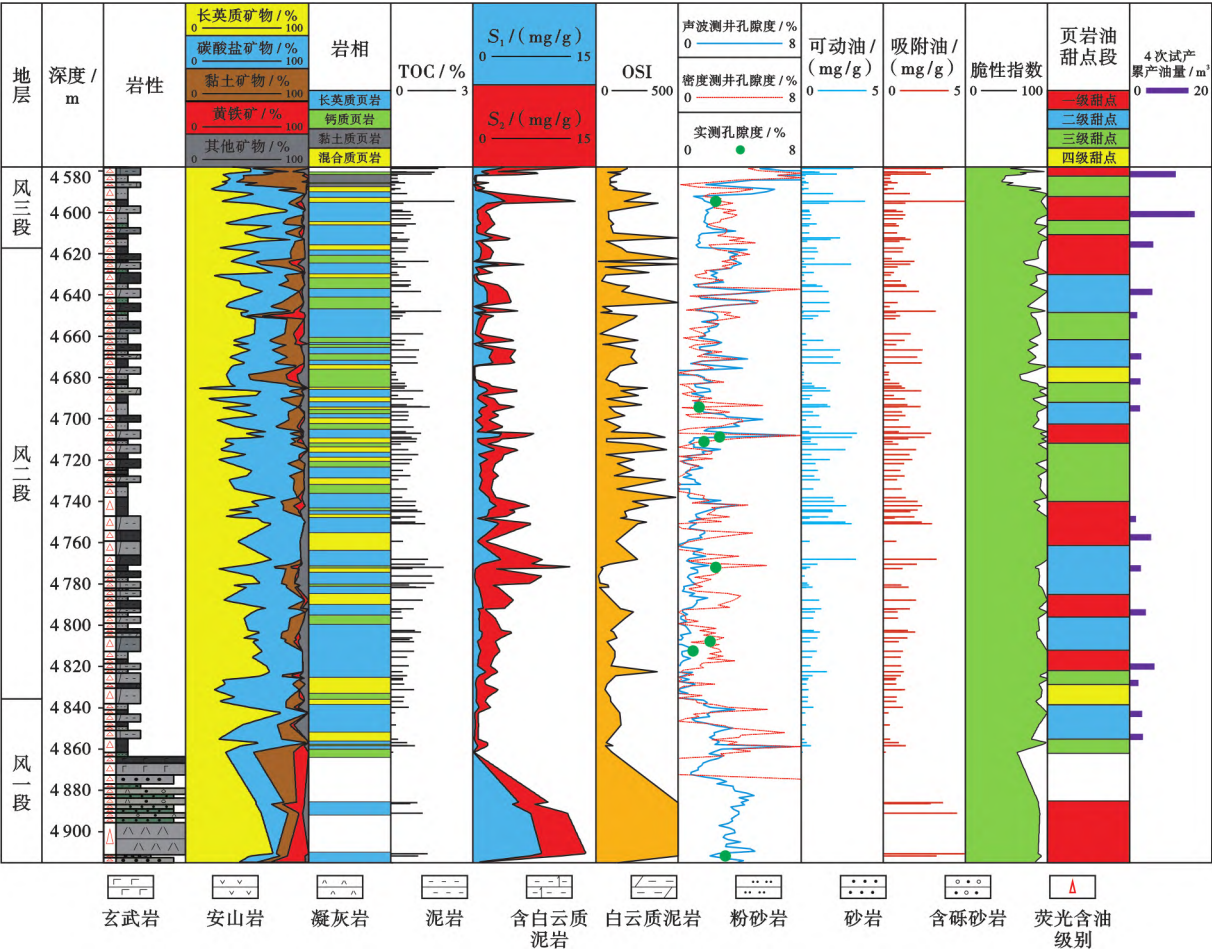


图 17 玛页 1 井风城组页岩油勘探甜点划分

Fig. 17 Exploration sweet spots for shale oil of Fengcheng Formation in Well Maye1

垂向上共优选出8个最有利的页岩油勘探层段(即一级甜点),优选结果与实际试产情况匹配度高(图17),验证了研究方法的适用性和可靠性。

5 结 论

(1) 玛湖凹陷风城组页岩矿物组成以长英质矿物和碳酸盐矿物为主,黏土矿物较少。依据矿物组成及含量,将风城组页岩划分为长英质页岩、钙质页岩、黏土质页岩和混合质页岩4类岩相。综合烃源岩特征、微观孔隙特征和含油性,分析认为长英质页岩是页岩油富集的最优势岩相。风城组页岩脆性较好,仅风三段顶部页岩和风一段中部页岩的脆性较差。

(2) 基于TOC含量、 S_1 含量及含油饱和度参数对风城组页岩含油性进行级别划分,以0.5 mg/g和2.4 mg/g为 S_1 含量的划分界限、以0.25%和0.75%为TOC含量的划分界限,将风城组页岩含油性划分为无效资源、低效资源、中效资源和富集资源4个级别。风城组页岩含油性主要受页岩岩相类型、宏孔孔体积、孔隙度、可动油含量、吸附油含量等控制。

(3) 综合页岩岩相类型、烃源岩特征、储集物性及微观孔隙结构、含油性及其主控因素,提出了风城组页岩油含油性甜点划分标准,并结合页岩脆性,对玛湖1井风城组页岩含油性甜点进行了划分,垂向上优选出8个最有利页岩油勘探层段,与实际试产情况相匹配。

符号注释: S_{1-1} —轻质烃含量,mg/g; S_{1-2} —轻中质烃含量,mg/g; S_{2-1} —重质烃含量,可视为吸附烃含量,mg/g; S_{2-2} —剩余生烃潜力,mg/g; S_2' —抽提后热解烃量,mg/g; I_B —脆性指数; ω_X —X矿物含量。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,潘松圻,荆振华,等.页岩油气革命及影响[J].石油学报,2020,41(1):1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [2] 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.
- [3] 周庆凡,金之钧,杨国丰,等.美国页岩油勘探开发现状与前景展望[J].石油与天然气地质,2019,40(3):469-477.
ZHOU Qingfan, JIN Zhijun, YANG Guofeng, et al. Shale oil exploration and production in the U. S.: status and outlook[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 469-477.
- [4] 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.
- [5] 邹才能,赵群,王红岩,等.非常规油气勘探开发理论技术助力我国油气增储上产[J].石油科技论坛,2021,40(3):72-79.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. Theory and technology of unconventional oil and gas exploration and development helps China increase oil and gas reserves and production [J]. Oil Forum, 2021, 40(3): 72-79.
- [6] HU Suyun, ZHAO Wenzhi, HOU Lianhua, et al. Development potential and technical strategy of continental shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 877-887.
- [7] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [8] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [9] HU Tao, PANG Xiongqi, JIANG Fujie, et al. Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: methods and a novel quantitative evaluation model [J]. Earth-Science Reviews, 2021, 214: 103545.
- [10] 黎茂稳,金之钧,董明哲,等.陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J].石油实验地质,2020,42(4):489-505.
LI Maowen, JIN Zhijun, DONG Mingzhe, et al. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 489-505.
- [11] 张抗,张立勤,刘冬梅.近年中国油气勘探开发形势及发展建议[J].石油学报,2022,43(1):15-28.
ZHANG Kang, ZHANG Liqin, LIU Dongmei. Situation of China's oil and gas exploration and development in recent years and relevant suggestions [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 15-28.
- [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 Jinhu, HU Suyun, PANG Zhenglian, et al. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 560-568.
- [13] ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 43-59.
- [14] 支东明,宋永,何文军,等.准噶尔盆地中一下二叠统页岩油地质特征、资源潜力及勘探方向[J].新疆石油地质,2019,40(4):389-401.
ZHI Dongming, SONG Yong, HE Wenjun, et al. Geological characteristics, resource potential and exploration direction of shale oil in Middle-Lower Permian, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(4): 389-401.
- [15] 支东明,唐勇,郑孟林,等.准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油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.
- [16] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地二叠系成化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 657-667.
- KUANG Lichun, TANG Yong, LEI Dewen, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 657-667.
- [17] 雷德文, 陈刚强, 刘海磊, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油(气)区形成条件与勘探方向研究[J]. 地质学报, 2017, 91(7): 1604-1619.
- LEI Dewen, CHEN Gangqiang, LIU Hailei, et al. Study on the forming conditions and exploration fields of the Mahu giant oil (gas) province, Junggar basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(7): 1604-1619.
- [18] 何文军, 钱永新, 赵毅, 等. 玛湖凹陷风城组全油气系统勘探启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 641-655.
- HE Wenjun, QIAN Yongxin, ZHAO Yi, et al. Exploration implications of total petroleum system in Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 641-655.
- [19] 支东明, 曹剑, 向宝力, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(5): 499-506.
- ZHI Dongming, CAO Jian, XIANG Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu sag in Junggar Basin: hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(5): 499-506.
- [20] 张志杰, 袁选俊, 汪梦诗, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖沉积特征与古环境演化[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 972-984.
- ZHANG Zhijie, YUAN Xuanjun, WANG Mengshi, et al. Alkaline-lacustrine deposition and paleoenvironmental evolution in Permian Fengcheng Formation at the Mahu sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 972-984.
- [21] 许琳, 常秋生, 冯玲丽, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层特征及控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 649-660.
- XU Lin, CHANG Qiusheng, FENG Lingli, et al. The reservoir characteristics and control factors of shale oil in Permian Fengcheng Formation of Mahu sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 649-660.
- [22] 余宽宏, 操应长, 邱隆伟, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组含碱层段韵律特征及成因[J]. 古地理学报, 2016, 18(6): 1012-1029.
- YU Kuanhong, CAO Yingchang, QIU Longwei, et al. Characteristics of alkaline layer cycles and origin of the Lower Permian Fengcheng Formation in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2016, 18(6): 1012-1029.
- [23] 秦志军, 陈丽华, 李玉文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组碱湖古沉积背景[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(1): 1-6.
- QIN Zhijun, CHEN Lihua, LI Yuwen, et al. Paleo-sedimentary setting of the Lower Permian Fengcheng Alkali lake in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(1): 1-6.
- [24] 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.
- [25] HU Tao, PANG Xiongqi, JIANG Shu, et al. Oil content evaluation of lacustrine organic-rich shale with strong heterogeneity: a case study of the Middle Permian Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin, NW China[J]. Fuel, 2018, 221: 196-205.
- [26] LIU Chenglin, WANG Ziling, GUO Zeqing, et al. Enrichment and distribution of shale oil in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, Northeast China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 86: 751-770.
- [27] 何文渊, 蒙启安, 张金友. 松辽盆地古龙页岩油富集主控因素及分类评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(5): 1-12.
- HE Wenyuan, MENG Qian, ZHANG Jinyou. Controlling factors and their classification-evaluation of Gulong shale oil enrichment in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5): 1-12.
- [28] 王璟明, 肖佃师, 卢双舫, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩储层物性分级评价[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(1): 172-183.
- WANG Jingming, XIAO Dianshi, LU Shuangfang, et al. Classification evaluation of shale oil reservoir physical properties in Lucaogou Formation, Jimsar sag[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1): 172-183.
- [29] 魏永波, 李俊乾, 卢双舫, 等. 湖相页岩油甜点综合评价方法及应用——以饶阳凹陷沙一下亚段页岩油为例[J]. 中国矿业大学学报, 2021, 50(5): 813-824.
- WEI Yongbo, LI Junqian, LU Shuangfang, et al. Comprehensive evaluation method of sweet spot zone in lacustrine shale oil reservoir and its application: a case study of shale oil in Lower 1st Member of the Shahejie Formation in the Raoyang sag[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2021, 50(5): 813-824.
- [30] CAO Jian, XIA Liwen, WANG Tingting, et al. An alkaline lake in the Late Paleozoic Ice Age (LPIA): a review and new insights into paleoenvironment and petroleum geology[J]. Earth-Science Reviews, 2020, 202: 103091.
- [31] 张元元, 李威, 唐文斌. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩发育的构造背景和形成环境[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 48-54.
- ZHANG Yuanyuan, LI Wei, TANG Wenbin. Tectonic setting and environment of alkaline lacustrine source rocks in the Lower Permian Fengcheng Formation of Mahu sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 48-54.
- [32] 曹剑, 雷德文, 李玉文, 等. 古老碱湖优质烃源岩: 准噶尔盆地下二叠统风城组[J]. 石油学报, 2015, 36(7): 781-790.
- CAO Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, et al. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 781-790.
- [33] 刘惠民, 张顺, 包友书, 等. 东营凹陷页岩油储集地质特征与有效性[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 512-523.
- LIU Huimin, ZHANG Shun, BAO Youshu, et al. Geological characteristics and effectiveness of the shale oil reservoir in Dongying sag[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 512-523.
- [34] 王民, 马睿, 李进步, 等. 济阳拗陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 789-802.
- WANG Min, MA Rui, LI Jinbu, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 789-802.
- [35] 孙中良, 王芙蓉, 韩元佳, 等. 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组盐间可动页岩油赋存空间多尺度表征[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 586-595.

- SUN Zhongliang, WANG Furong, HAN Yuanjia, et al. Multi-scale characterization of the spatial distribution of movable hydrocarbon in intersalt shale of Qianjiang Formation, Qianjiang sag, Jiangnan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(4): 586-595.
- [36] 聂海宽, 张培先, 边瑞康, 等. 中国陆相页岩油富集特征[J]. *地质前缘*, 2016, 23(2): 55-62.
NIE Haikuan, ZHANG Peixian, BIAN Ruikang, et al. Oil accumulation characteristics of China continental shale[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 55-62.
- [37] 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. *石油学报*, 2021, 42(7): 821-835.
JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(7): 821-835.
- [38] JIANG Fujie, CHEN Di, CHEN Jian, et al. Fractal analysis of shale pore structure of continental gas shale reservoir in the Ordos Basin, NW China[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(6): 4676-4689.
- [39] 姜振学, 李廷微, 宫厚健, 等. 沾化凹陷低熟页岩储层特征及其对页岩油可动性的影响[J]. *石油学报*, 2020, 41(12): 1587-1600.
JIANG Zhenxue, LI Tingwei, GONG Houjian, et al. Characteristics of low-mature shale reservoirs in Zhanhua sag and their influence on the mobility of shale oil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1587-1600.
- [40] 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 states and its application[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(6): 842-849.
- [41] 钱门辉, 蒋启贵, 黎茂稳, 等. 湖相页岩不同赋存状态的可溶有机质定量表征[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(2): 278-286.
QIAN Menhui, JIANG Qigui, LI Maowen, et al. Quantitative characterization of extractable organic matter in lacustrine shale with different occurrences[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(2): 278-286.
- [42] 徐田武, 张洪安, 李继东, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷盐湖相成烃成藏特征[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(2): 248-261.
XU Tianwu, ZHANG Hong'an, LI Jidong, et al. Characters of hydrocarbon generation and accumulation of salt-lake facies in Dongpu sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(2): 248-261.
- [43] 卢双舫, 马延伶, 曹瑞成, 等. 优质烃源岩评价标准及其应用: 以海拉尔盆地乌尔逊凹陷为例[J]. *地球科学-中国地质大学学报*, 2012, 37(3): 535-544.
LU Shuangfang, MA Yanling, CAO Ruicheng, et al. Evaluation criteria of high-quality source rocks and its applications: taking the Wuerxun sag in Hailaer Basin as an example[J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 2012, 37(3): 535-544.
- [44] HU Tao, PANG Xiongqi, JIANG Fujie, et al. Key factors controlling shale oil enrichment in saline lacustrine rift basin: implications from two shale oil wells in Dongpu depression, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Science*, 2021, 18(3): 687-711.
- [45] TISSOT B P, WELTE D H. *Petroleum formation and occurrence* [M]. Berlin: Springer, 1984.
- [46] 马晓潇, 黎茂稳, 蒋启贵, 等. 陆相页岩含油性的化学动力学定量评价方法[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 137-152.
MA Xiaoxiao, LI Maowen, JIANG Qigui, et al. Chemical kinetic model for quantitative evaluation on oil-bearing property of lacustrine shale[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 137-152.
- [47] 张振苓, 邬立言, 舒念祖. 烃源岩热解分析参数 T_{max} 异常的原因[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(1): 72-75.
ZHANG Zhenling, WU Liyan, SHU Nianzu. Cause analysis of abnormal T_{max} values on Rock-Eval pyrolysis[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(1): 72-75.
- [48] 张振苓, 邬立言, 脱奇, 等. 烃源岩热解分析参数 T_{max} 异常值的还原[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(5): 580-584.
ZHANG Zhenling, WU Liyan, TUO Qi, et al. Abnormal value recovery of maturity parameter T_{max} for Rock-Eval[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(5): 580-584.
- [49] THOMMES M, KANEKO K, NEIMARK A V, et al. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report)[J]. *Pure and Applied Chemistry*, 2015, 87(9/10): 1051-1069.
- [50] 邓远, 蒲秀刚, 陈世悦, 等. 细粒混积岩储层特征与主控因素分析——以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2019, 48(6): 1301-1316.
DENG Yuan, PU Xiugang, CHEN Shiyue, et al. Characteristics and controlling factors of fine-grained mixed sedimentary rocks reservoir: a case study of the 2nd Member of Kongdian Formation in Cangdong depression, Bohai Bay Basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2019, 48(6): 1301-1316.
- [51] 陈吉, 肖贤明. 南方古生界3套富含有机质页岩矿物组成与脆性分析[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 822-826.
CHEN Ji, XIAO Xianming. Mineral composition and brittleness of three sets of Paleozoic organic-rich shales in China south area[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 822-826.
- [52] 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*. AAPG Memoir, 2012: 89-119.
- [53] 何涛华, 李文浩, 谭昭昭, 等. 南襄盆地泌阳凹陷核桃园组页岩油富集机制[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(6): 1259-1269.
HE Taohua, LI Wenhao, TAN Zhaozhao, et al. Mechanism of shale oil accumulation in the Hetaoyuan Formation from the Biyang depression, Nanxiang Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(6): 1259-1269.

(收稿日期 2022-04-05 改回日期 2022-05-23 编辑 肖 飞)