

中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义

黎茂稳^{1,2}, 马晓潇^{1,2}, 金之钧^{1,2}, 李志明^{1,2}, 蒋启贵^{1,2}, 吴世强³, 李政⁴, 徐祖新⁵

(1. 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; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 中国石化江汉油田分公司, 湖北 武汉 430223; 4. 中国石化胜利油田分公司, 山东 东营 257015; 5. 中国石化勘探分公司, 四川 成都 610041)

摘要:富有机质细粒沉积岩相组合和有机相之间存在着很强的相关性,富碳酸盐细粒沉积岩相组合以 I-S 或 II-S 型有机相为主,长英质页岩相组合多数为 II 型有机相,而富粘土质页岩相组合的有机相多为 III/IV 型有机质。因此,全岩矿物 X 衍射分析既可用于研究细粒沉积岩相与沉积环境,也可提供有机质类型、烃类产物特征、岩石力学性质和可压性等重要参考信息。在北美和四川盆地海相页岩对比分析的基础上,以中国主要陆相页岩层系为研究对象,利用全岩矿物 X 衍射分析,结合岩心观察、薄片鉴定、总有机碳含量(TOC)分析等多种手段,开展岩相和有机相类型识别及岩相组合特征和不同页岩层系差异性分析,并探讨它们对非常规页岩油气勘探的指导意义。研究结果表明,中国陆相湖盆沉积类型多样,陆相盆地拗陷期淡水-微咸水湖泊页岩层系以贫碳酸盐矿物的粘土质-长英质页岩相组合为主;而陆相盆地裂陷期咸化、碱化湖泊沉积以碳酸盐质页岩相组合和含碳酸盐的粘土质-长英质页岩相组合为主,各种陆相细粒沉积体系均以相带变化快、岩性-岩相复杂、储-盖组合样式多变为特征。中国陆相细粒沉积岩相的非均质性和岩相组合的多样性,带来了陆相页岩油气“甜点”类型的多样性;不同岩相组合对应的有机相存在显著差异,有机质的差异演化又带来了不同岩相中烃类赋存状态的差异性。这些分析结果证实,每套陆相页岩都具有各自的地质特点。细粒沉积岩相和有机相组合的多样性和差异性,揭示了陆相页岩油气“甜点”和资源分类评价的必要性。

关键词:全岩矿物 X 衍射分析;有机相;沉积微相分析;细粒沉积岩;陆相页岩油;中国

中图分类号:TE132.1 **文献标识码:**A

Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China

Li Maowen^{1,2}, Ma Xiaoxiao^{1,2}, Jin Zhijun^{1,2}, Li Zhiming^{1,2}, Jiang Qigui^{1,2}, Wu Shiqiang³, Li Zheng⁴, Xu Zuxin⁵

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 3. Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan, Hubei 430223, China; 4. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China; 5. Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: There is a strong correlation between the lithofacies and organofacies of fine-grained organic matter-rich sedimentary rocks, where the carbonate-, quartz-feldspar- and clay mineral-rich lithofacies often show high affinity respectively with type I-S/II-S, I/II and III/IV organic facies. Hence, whole rock mineral X-ray diffraction analysis (XRD) represents a straightforward and effective method to predict the lithofacies, organic matter type, depositional environment, hydrocarbon characteristics, and rock mechanics of geological samples concerned. Based on a thorough review of marine shale data from North America and the Sichuan Basin, a large collection of lacustrine shales from major non-marine sedimentary basins in China were characterized by whole-rock mineral XRD, core observation, thin section analysis and total organic carbon (TOC) measurement. The aims are to classify the lithofacies and organofacies, identify the key difference in lithofacies assemblages, and discuss their implication for unconventional shale oil and gas

收稿日期:2021-08-19;修订日期:2021-11-25。

第一作者简介:黎茂稳(1962—),男,博士、教授级高级工程师,石油地质。E-mail: limw_syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(42090022, U19B6003)。

exploration. The results indicate that lacustrine shales in sedimentary basins in China were deposited in various tectonostratigraphic settings. In general, the fine-grained sediments in freshwater-brackish water lakes in sag stage are dominated by clay-quartz with minor carbonate, whereas the saline and alkaline lacustrine sediments in rift stage consist of carbonate or clay-quartz with carbonate minerals. The sedimentary systems of fine-grained lacustrine deposits are characterized by rapid facies change, complex lithologies, and variable reservoir-caprock combinations. Thus, the strong heterogeneity in the lithofacies and their combinations often lead to multiple types of shale oil “sweetspots”; as different lithofacies correspond to varying organofacies, the variation in the thermal behaviors of different organofacies contributes to the change in the states of hydrocarbon occurrence among the various lithofacies combinations. These results confirm that every shale is unique. Therefore, the variation in lithofacies and organofacies of the fine-grained sediments indicates that it is essential to use quantitative and objective parameters in classifying the “sweetspots” and hydrocarbon states of occurrence in order to make the credible assessment of shale oil resources.

Key words: whole rock XRD analysis, organofacies, microfacies analysis, fine-grained sedimentary rocks, Lacustrine shale oil, China

引用格式:黎茂稳,马晓潇,金之钧,等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1):1-25. DOI:10. 11743/ogg20220101.

Li Maowen, Ma Xiaoxiao, Jin Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1):1-25. DOI:10. 11743/ogg20220101.

1 研究背景

美国以海相页岩为勘探开发目的层的页岩油气革命取得了巨大成功,改变了世界能源格局^[1-5]。2010年以来,中国油气产业界借鉴北美经验,逐步将勘探目标由传统的圈闭向烃源层系和烃源区拓展,实现了中国海相页岩气和陆相页岩油气的经济开采^[6-13]。目前,加快陆相页岩油气勘探开发,已经成为中国油气资源接替的国家战略^[4,14]。中国陆相页岩油气的机遇与挑战并存:一方面,准噶尔盆地二叠系、鄂尔多斯盆地三叠系、四川盆地侏罗系、松辽盆地白垩系、渤海湾盆地古近系等陆相地层发育大规模富有机质页岩,它们不仅为常规油气提供了优质烃源岩,而且蕴含了丰富的页岩油气资源^[6,15-17];另一方面,与北美海相页岩油气比较,中国陆相页岩层系非均质性强,平面连续性较差,热成熟度偏低,导致页岩油气资源评价、储层表征和“甜点段”优选的难度更大。因此,加强包括富有机质页岩在内的陆相细粒沉积岩岩性、岩相、有机相等基础研究意义重大。

细粒沉积岩的经典定义为粒径小于0.1 mm的颗粒含量大于50%的沉积岩,而页岩(shale)是指由粒径小于0.003 9 mm的碎屑、粘土和有机质等具页状或薄片状层理、容易碎裂的一类细粒沉积岩;美国一般将粒径小于0.003 9 mm的细粒沉积岩统称为页岩^[1],但中国国家标准^[18]将页岩定义为“一种具有页状或片状层

理、粒径小于0.062 5 mm的细粒沉积岩”。富有机质页岩是常规和非常规油气勘探评价的重要研究对象。常规油气勘探评价过程中,人们传统地把富有机质页岩层系看成烃源岩,主要关注它们的有机质丰度、类型、热演化程度和生排烃效率^[19-22];或者从油气系统完整性和盖层有效性的角度,研究断裂活动和地层形变过程中泥页岩的变化^[23-26]。随着页岩油气勘探开发的深入,富有机质页岩作为油气储层和勘探目的层日益受到重视^[27]。

岩相是指一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合,而岩相组合是指按照一定叠置次序构成的、能够反映环境条件规律性演化并存在一定成因联系的岩相组合体^[1]。传统的页岩岩相分类方案一般依据页岩中无机矿物的组成、碎屑或晶粒的粒级、沉积构造和总有机碳含量(TOC)^[27-31]。其中,将矿物组成和沉积构造作为核心指标、将TOC作为重要参考指标纳入页岩岩相划分已经成为业界的共识,由此构建的页岩岩相分类方案非常适合于各个具体研究区的详细解剖。但是,由于传统方案涉及的参数较多,对于跨区域的页岩油气储层分类对比还不够直观^[32]。同时,在实际应用中还存在诸多的问题,如因指标考虑过多,岩相类型划分过细;因没有坚守主矿物含量50%底线,导致岩相定名的随意性;因不同地区页岩/夹层沉积组合不同,导致对页岩层段本身的认识在不同地区间缺乏可比性。此外,在页岩岩相划分时,除了考虑TOC,如何兼顾有机相类型,也是国外石油公司在页岩油气勘探评价研

究中关心的问题^[33]。

细粒沉积有机相是有机质的沉积相,涉及细粒沉积岩中有机质的岩石学特征、地球化学特征、生物学特征、沉积环境及沉积岩体的展布特征等诸多因素,其中最重要的是有机质的生源特征,它不仅反映有机质的生烃质量,也反映有机质的形成环境^[33]。显微组分是有机岩石学的基础,透射光-荧光下干酪根显微组分鉴定和镜质体反射率测定是划分有机质类型和确定有机质热演化程度的常用分析方法,热解分析也可以快速提供相关信息。未成熟样品中有机显微组分接近原始沉积有机质状态,用常规光学方法获得的有机质类型和烃源岩品质的测试结果比较可靠;随着热成熟度增加,部分有机显微组分经过选择性生排烃作用,残余有机质进一步发生芳构化和碳化作用,高过成熟样品的干酪根显微组分鉴定常常面临着有机质类型识别困难、代表性差的问题。同样地,未成熟样品热解分析得到的氢指数和氧指数接近样品原始状态,分析结果的解释相对可靠;在高过成熟阶段,由于不同类型有机质氢指数-氧指数的热演化路径逐渐趋同,因此有机质类型解析的不确定性增加。此外,富氢的优质烃源岩中往往缺少镜质体,镜质体反射率值一般由镜质体或沥青的反射率折算而来,测得的反射率值还会受到液态烃产物的干扰。

值得注意的是,英国石油公司研究团队通过对北美25套富有机质页岩层系地质样品的详细解剖,发现富有机质细粒沉积岩相组合和有机相之间存在着很强的相关性,富有机质的富碳酸盐岩细粒沉积岩相组合通常与Ⅰ-S或Ⅱ-S型有机相为主,富有机质的长英质岩相组合多数为Ⅱ型有机相,而富粘土质页岩岩相组合的有机相多以Ⅲ/Ⅳ型有机质为主^[33]。因此,利用富有机质页岩的全岩矿物X衍射分析,可以在没有热解数据或热解数据不理想的情况下,独立地开展有机相初步分类,并通过脆性矿物含量快速提供页岩可压性信息。利用全岩矿物组成数据,编制单井剖面图或平面分布图,可以预测盆地内页岩层系沉积微相的空间变化趋势。

由于对“页岩油气”内涵理解的不同,不同研究区在页岩油气“甜点”认识上存在差异,导致资源评价结果缺乏可比性^[34-36]。近期国内陆相页岩油气勘探开发生产的突破、样品和资料的积累,为跨地区“甜点”对比分析创造了条件,迫切需要在统一的概念和分类标准指导下进一步开展资源评价工作。在国内外文献调研的基础上,我们采集了国内主要海、陆相富有机质页岩层系的地质样品,开展岩心观察、全岩矿物X衍射分

析、薄片鉴定、有机岩石学和热解/TOC分析。本文将在统一的全岩矿物X衍射定量数据基础上,结合有机岩石学分析数据,对中国代表性海、陆相富有机质页岩层系进行岩相和有机相分类研究;通过不同盆地页岩层系沉积岩相和有机相的差异性分析,探讨中国海、陆相页岩油气“甜点”和资源分类评价的必要性。

2 地质样品与研究方法

2.1 地质样品与实验分析

本文分析了3类地质样品共5 066件:①海相富有机质页岩样品,主要采自四川盆地寒武系筇竹寺组21件、志留系龙马溪组325件、二叠系茅口组64件;②海-陆过渡相页岩样品,包括二叠系龙潭组-吴家坪组195件和长兴组-大隆组43件;③陆相富有机质页岩样品,包括准噶尔盆地二叠系芦苇沟组和风城组268件、鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段340件、四川盆地中、下侏罗统千佛崖组和自流井组(大安寨段、马鞍山段、东岳庙段)502件、松辽盆地白垩系青山口一段和二段368件、渤海湾古近系沙河街组三段和四段1 141件、沧东凹陷孔店组二段1 126件、以及江汉盆地古近系潜江组三段和四段673件。其中,3 070件样品的全岩矿物X衍射分析(XRD)在中国石化无锡石油实验研究中心完成;1 966件样品的分析数据来源于四川盆地、古龙凹陷和沧东凹陷等3个探区公开发表的参考文献,出处详见正文中相应图件的标注。数据获取主要针对富有机质页岩样品,实验操作参照中国石油天然气行业推荐标准“SY/T 5163—2010沉积岩中粘土矿物和常见非粘土矿物X衍射分析方法”。按照矿物的化学组成,将样品中的矿物组成划分为3种类型:①粘土矿物(蒙脱石、高岭石、伊利石和云母等);②碳酸盐矿物(方解石、白云石、铁白云石和菱铁矿等);③碎屑矿物(石英和长石类)。其他类型矿物也按照实验的推荐标准进行了定量分析,并根据研究的需要,在样品成因和油气地质特征分析中加以运用。

为了保证全岩矿物组成对岩石基质的代表性,我们对获得的基础数据进行了整理:①只选用岩心和新鲜的地质样品分析数据;②只包括从特定烃源岩层段采集的细粒岩石样品数据;③从基础数据中剔除了部分在平行层理缝或高角度裂缝中见到大量钙芒硝、岩盐和苏打石等次生矿物充填的盐间页岩和碱湖相页岩样品。在部分三角图中,我们有意保留了部分盆地“页岩油产层”中实际上属于粉-细砂岩或非烃源岩层段

样品的数据,因为它们是在富有机质页岩层系岩相组合特征的真实反映。

按照页岩油气储层表征的基本要求,我们对所有采用的岩心样品都进行了手标本观察、薄片鉴定、热解分析和总有机碳含量(TOC)测定,并选取部分代表性样品开展镜质体反射率和常规储集物性分析。由于篇幅的限制,本文重点讨论不同富有机质页岩层系的全岩矿物组成和岩相-有机相特征,并通过它们的差异性对比分析,探讨研究结果对非常规页岩油气勘探的意义。

2.2 基于全岩矿物组成的富有机质页岩岩相分类方法

本文在全岩矿物组成定量分析的基础上,按照传统岩石学命名方法,采用以原生或准同生碳酸盐矿物、长英质矿物和粘土矿物为端元的三元图解法开展两级岩石命名分区:先以50%为边界确定岩石主名,划分出4个一级岩相区;再以矿物含量25%为界进行二级分区,将4个岩相命名一级分区细分为12个岩相命名二级分区(图1a)。

① I 粘土质泥页岩: I₁ 粘土质泥页岩, I₂ 硅质泥页岩, I₃ 碳酸盐质泥页岩; ② II 混合质泥页岩: II₁ 碳酸盐质硅质粘土质泥页岩, II₂ 硅质粘土质碳酸盐质泥页岩, II₃ 粘土质碳酸盐质硅质泥页岩; ③ III 长英质泥页岩: III₁ 硅质泥页岩, III₂ 粘土质硅质泥页岩, III₃ 碳酸盐质硅质泥页岩; ④ IV 碳酸盐质泥页岩: IV₁ 碳酸盐质泥页岩, IV₂ 泥质碳酸盐质泥页岩, IV₃ 硅质碳酸盐质泥页岩。对于更详细的应用研究,在依据全岩矿物岩相命名的基础上,将TOC分级纳入岩相划分命名,参照前人提出的陆相常规烃源岩评价和优质烃源岩有机质丰度划分依据^[37],以TOC为0.5%, 1.0%, 2.0%和4.0%分别作为含碳、低碳、中碳、高碳和富碳的岩相分级界线,作为岩相名前缀;并将页岩中石英的粒度结构、碳酸盐矿物如方解石的形态结构、成因及其形成的相关沉积构造(如层理、纹理发育程度及连续性等)作为进一步命名的依据,赋予岩相分类更明确的环境指示意义。例如,对于一级岩相区“长英质泥页岩”,如果石英和长石端元组分是内源沉积,图1a中岩相命名可以用“硅质(页)岩”替代;如果石英和长石端元组分是适当粒级的陆源沉积,其岩相命名可以用相应名称如“粉砂岩”、“细砂岩”替代;对于一级岩相区“碳酸盐质泥页岩”,取决于岩石中碳酸盐矿物方解石和白云石比例的变化、页理构造的发育程度,可以根据具体情况命名为“灰(云)质泥页岩”或“灰(云)岩”。此外,对于盐湖和碱湖沉积,盆地抬升、

构造变形过程中流体迁移往往伴随着钙芒硝、苏打石等次生矿物的形成,这些次生矿物的成分和含量,也可以前缀形式作为岩石命名的参考依据。本文关注的重点不是各种岩相的准确命名和深入研究,而是在统一的全岩矿物组成基础上对比分析不同地区富有机质页岩的特征及其差异性。

2.3 基于全岩矿物组成的富有机质页岩有机相分类方法

在传统无机矿物分类的基础上,结合英国石油公司提出的有机相和干酪根分类(表1)^[22],利用细粒沉积全岩矿物组成与有机相、沉积环境和成烃产物的关联性^[38],Evenick和McClain(2013)^[33]将海相和陆相富有机质页岩划分为5种有机相类型(图1b)。其中,有机相A、B和C类来源于倾向于生油的水生有机质,A类以海相富碳酸盐页岩为主,沉积有机质在早期成岩作用阶段通过微生物硫酸盐还原作用形成富硫干酪根;B类以硅质页岩为主,富含典型II型海相藻类干酪根;C类主要为湖相页岩,与典型I型淡水藻类干酪根相对应;有机相D/E类和F类则来源于陆源有机质,以生气为主,其中D/E类主要形成于河流相、滨海平原、三角洲和近岸环境,而富含木质素的有机相F类主要出现于成煤环境。在有陆源有机质输入时,沉积环境与干酪根类型的关系会由于外源有机质的加入存在多解性。但是,在前人分析的北美25套海相页岩超过5 000个样品中,主要矿物的相对含量与有机相/沉积环境之间存在着上述比较确定的经验关系^[33,39]。因此,绘制富有机质页岩的碳酸盐、粘土和碎屑矿物相对含量三角图,可以同时提供页岩中有机质类型、沉积环境和可压性等重要信息,有望成为不同页岩层系对比分析的直观手段。

根据图1b,具有A类有机相的页岩多富含碳酸盐矿物,位于三角图的左下角。富含B类有机相的海相硅质页岩则位于三角图的右下端,碳酸盐矿物含量极低。具有A/B类混合有机相的页岩则介于含A类和B类有机相的样品之间,分布范围较窄。以D/E/F类有机相为主的页岩富含粘土矿物,而碳酸盐矿物含量较低^[40],有机质以高等植物来源为主,代表了河流相和湖沼相成煤沉积环境。需要指出的是,具有C类有机相的页岩在三角图上的分布范围是根据绿河页岩^[41-42]和少数中国陆相页岩样品分析数据圈定的^[43]。但是,由于受样品数量和代表性的限制,前人没有进一步将C类有机相与特定的陆相沉积环境和有机质类型挂钩。根据本文对中国大量实测样品的分析结果,我们对前人资料空白区的有机相划分界限进行了修订(图

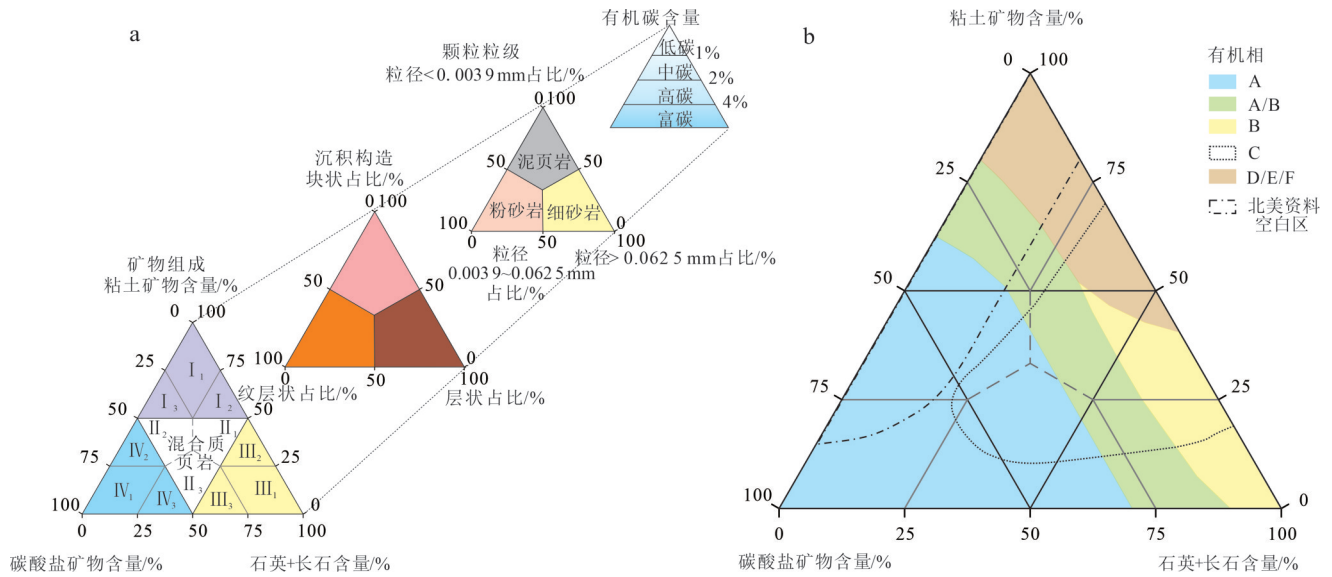


图 1 全岩矿物组成三端元分区-沉积构造-矿物颗粒粒级-有机碳含量的岩相命名方案(a)和
利用全岩矿物组成进行的有机相划分方案(b)

Fig. 1 Mineral composition, sedimentary structure, grain size, and TOC based lithofacies classification (a)
with an overlay of organofacies distributions (b)

[不同有机相分布对应的范围引自参考文献[33],本文根据实测样品结果对前人资料空白区的有机相界限进行了修正。
根据本文实测资料,前人解释的湖相页岩有机相C分布范围主要与陆相湖盆拗陷期淡水细粒沉积体系相对应(表1)。]

I. 粘土质泥页岩; II. 混合质泥页岩; III. 长英质泥页岩; IV. 碳酸盐质泥页岩

表 1 英国石油公司(BP)和法国石油研究院(IFP)推荐的有机相分类^[22]以及本文提出的修改建议

Table 1 Organofacies classification recommended by British Petroleum (BP) and Institut Francaisdu Pétrole (IFP)^[22]and
proposals for modification

BP有机相 分类	生源环境	主要生源	含硫量	环境与地质年代分布	IFP有机相 分类	本文修改建议	生气油 特征
A	水生,海相,硅质, 碳酸盐/蒸发岩	海藻,细菌	高	海洋上升洋流区,贫陆源碎 屑盆地,任何时代	II-S型	I-S, II-S;适用于海相和陆相湖盆 裂陷期富碳酸盐-蒸发岩体系	生油 为主
B	水生,海相, 硅质碎屑岩	海藻,细菌	中等	海洋,碎屑盆地,任何时代	II型		
C	水生,非海相, 湖相	淡水藻,细菌	低	构造活动,陆相盆地,近海 平原(少见),显生宙	I型	仅适用于陆相湖盆拗陷期淡水为主 的细粒沉积体系	
D	陆生,非海相, 高蜡	植物角质层,树脂, 木质素,细菌	低	近海平原湿地,中生代以来	III型		生气 为主
E	陆生,非海相, 高蜡	植物角质层, 木质素,细菌	低	近海平原湿地,中生代以后	III型		
F	陆生,非海相, 低蜡,煤	木质素	低	近海平原,晚古生代以来	III/IV型		

1b),并赋予C类有机相新的地质涵义(见表1和后续讨论)。因此,全岩矿物组成分析结果可以在3个方面显现出重要的应用前景:①开展传统的沉积岩相分类/岩相组合分析;②在缺少热解分析或有机岩石学数据的情况下快速确定烃源岩的有机相类型;③用脆性矿物(石英、长石和碳酸盐矿物)的相对含量反映样品的可压性特征。例如,人们可以根据样品在三角图上的位置初步推断其水力压裂效应,原因是富含粘土矿物的地质样品在大多数情况下压裂时以塑性为主,其压

裂效果很难与富含石英、长石和碳酸盐矿物的样品媲美^[44]。但是,需要进一步开展样品的岩石力学性质和地应力分析,才能明确一个岩体的真实可压性。

3 海相烃源岩沉积岩相和有机相组成与分布特征

3.1 北美典型海相页岩油气层系

根据北美主要海相页岩油气层系的全岩矿物组成

和热解分析数据,可以在全岩矿物组成三角图上识别出4种细粒岩相/有机相组合^[33](图2):①以美国阿卡马(Arkoma)盆地伍德福德(Woodford)页岩为代表的贫碳酸盐矿物粘土质-长英质岩相组合;②以美国阿巴拉契亚(Appalachian)盆地马塞勒斯(Marcellus)页岩为代表的含碳酸盐矿物粘土质-长英质岩相组合;③以美国得州南部鹰滩(Eagle Ford)页岩为代表的富碳酸盐质岩相组合;④以美国加利福尼亚州蒙特利(Monterey)页岩为代表的粘土质-长英质岩相/碳酸盐质岩相的叠加组合。前两种组合主要为具有B类有机相、纹层和层理发育的富碳硅质岩岩相(Ⅲ₁)、泥质硅质岩岩相(Ⅲ₂)、硅质粘土质页岩岩相(Ⅱ₁)和硅质页岩岩相(Ⅱ₂)等4种岩相;第三种组合主要发育有机相为A类的纹层状和层状富碳灰岩岩相(Ⅳ₁)、硅质灰岩岩相(Ⅳ₂)和灰质硅质页岩岩相(Ⅱ₃)等3种岩相;第四种双峰组合实际上是与A类和B类有机相对应的两类岩相组合以互层或夹层形式分布。

在三角图上每套页岩样品分析数据点的包络线,既反映了特定页岩层系沉积微相/有机相内部的非均质程度,又反映了它们总体变化的趋势。例如,具有B类有机相、贫碳酸盐矿物的粘土-长英质页岩岩相组合(即粉砂岩岩相和泥质粉砂岩岩相),一般会相变成具有D/E/F类有机相的粉砂质页岩岩相和粘土质页岩岩相,很少会相变成富含A类有机相的纹层状灰岩岩相)。在一个盆地内部或两个盆地之间,岩相相似的页岩层系也可以具有不同的有机相。例如,美国圣胡安(San Juan)盆地的白垩系曼科斯(Mancos)页岩既有A和A/B类有机相,又有D/E/F类有机相;与此不同,犹因塔(Uinta)盆地的曼科斯页岩则主要为A/B类有机相。部分原因是这两个盆地并不联通,而曼科斯页岩的底界是穿时的。在犹因塔盆地的曼科斯页岩底部,发育一套前缘砂岩(frontier sandstone),而后者在圣胡安盆地基本缺失^[45]。

同时,三角图中数据点变化趋势的指向也有一定的实用价值。例如,圣胡安盆地曼科斯页岩(图2)与碳酸盐矿物密切相关,可以从A类有机相变到D/E/F类有机相;美国得州南部鹰滩页岩的变化趋势与此相似,但实际存在的地质样品仅局限于A类有机相,并不能外延到烃源岩品质较差的D/E/F类有机相区域,说明鹰滩页岩沉积时期陆源输入不充分。美国阿卡马盆地伍德福德页岩与阿巴拉契亚盆地的马塞勒斯页岩样品主要含长英质-粘土矿物,以及少量的碳酸盐矿物,具有典型的B类有机相特征。这些页岩在横向上相变为品质较差的D/E或F类有机相的概率较高。与此不

同,美国加州圣玛利亚(Santa Maria)和圣华金(San Joaquin)盆地南部的蒙特利页岩是分别具有典型B类有机相的长英质页岩和A类有机相的碳酸盐质页岩以互层或夹层黑白相间出现^[46-47]。

如果能够得到系统取心井的全岩矿物组成分析结果,就可以应用这些资料快速评价取心井段的岩相和有机相,从而推断页岩层系的古沉积环境和资源潜力。也可以在此基础上,通过多个联井剖面,初步构建岩相和有机相平面分布图,开展页岩油气“甜点”预测。全岩矿物组成分析既可以为钻井过程中甜点评价提供快速手段,又可以为后续烃源岩特征研究、品质评价和开发方案制定提供基础数据。样品在矿物组成三角图上的聚类或离散度反映了特定烃源岩层系内部的非均质性,包括平面上的岩相变化和垂向上的年代地层差异,而烃源岩非均质性往往对页岩油气最终开采效果具有重要控制作用。

利用沉积微相与有机相之间的经验关系,全岩矿物组成分析结果可以间接地指示烃源岩质量。用这种方法,可以快速地筛选出那些品质太差、不大可能成为优质烃源岩的岩相-有机相类型。例如,特定层段的样品可能粘土矿物含量较高,且对应于D/E/F类有机相(Ⅲ型、Ⅳ型干酪根),它们的烃源岩品质较差,而且可压性也不理想。但是,全岩矿物组成作为一种快速筛选手段,在烃源岩品质评价中不能替代总有机碳和热解等实验分析。

3.2 四川盆地古生界海相页岩气层系

前人的研究表明^[48],构造旋回与盆地原型控制了四川盆地烃源岩的发育层位及区域分布。兴凯地裂和峨眉地裂运动形成的台内裂陷控制了筇竹寺组、吴家坪组-大隆组优质烃源岩的发育。加里东运动使得四川盆地被黔中隆起、康滇隆起、雪峰隆起等围绕,陆内坳陷发育志留系优质烃源岩。因此,四川盆地海相沉积层序主要发育4套区域性烃源岩,包括下寒武统、下志留统、下二叠统和上二叠统等;地区性烃源岩包括了下震旦统陡山沱组、上震旦统灯影组三段、下寒武统麦地坪组、下二叠统梁山组、上二叠统大隆组和中三叠统雷口坡组等。

四川盆地古生界海相烃源岩按照古构造-沉积环境大致可以划分为4种主要类型:①形成于被动大陆边缘和陆内坳陷深水陆棚环境的硅质烃源岩,包括上扬子西北缘大面积分布的下寒武统筇竹寺组和川南-川东地区带状分布的下志留统龙马溪组;②形成于台内裂陷深水陆棚环境的硅质烃源岩,在绵阳-长宁拉

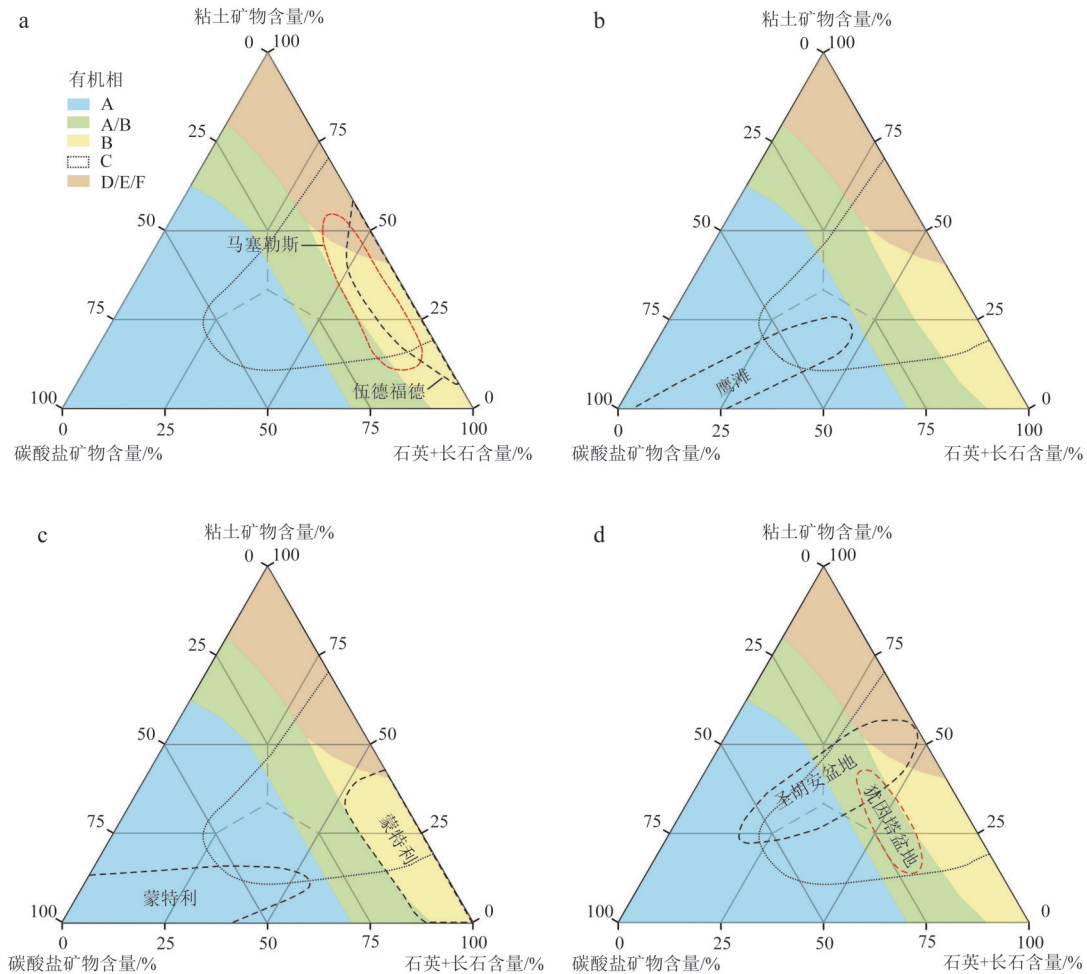


图2 美国代表性海相页岩的全岩矿物组成及其与有机相的关系

Fig. 2 Mineral composition and organofacies affinities of selected marine shales in USA

- a. B类有机相以阿卡马盆地伍德福德页岩(贫碳酸盐的粘土-长英质组合)和阿巴拉契亚盆地马塞勒斯页岩(含碳酸盐的粘土-长英质组合)为代表;
b. A类有机相以得克萨斯州南部富碳酸盐矿物的鹰滩页岩为代表;c. A/B类有机相以加利福尼亚州具双峰矿物分布的蒙特利页岩为代表;d. 美国中西部圣胡安和犹因塔两个盆地中曼科斯页岩的矿物组成和有机相差异巨大^[33]

张槽、开江-梁平陆棚区呈带状分布,包括下寒武统麦地坪-筇竹寺组和上二叠统吴家坪-大隆组;③台内洼陷、缓坡型钙质烃源岩,以下二叠统栖霞组-茅口组(茅一段)为代表,在川北和川南地区广泛分布;④形成于海湾、潮坪-瀉湖海-陆过渡相环境的粘土质烃源岩/煤层,层位主要是上二叠统龙潭组,在川中和川南地区均有发育,横向分布变化快。如图3所示,筇竹寺组/龙马溪组硅质页岩和下二叠统茅口组钙质烃源岩的全岩矿物组成相对集中(图3a),而上二叠统海-陆过渡相烃源岩组成则变化很大(图3b),充分反映了后者在空间分布上的强非均质性。

筇竹寺组和龙马溪组细粒沉积岩以高碳的硅质页岩、泥质硅质页岩、硅质粘土质页岩和硅质页岩等4个岩相为主(图3a)。川南地区筇竹寺组是一套相对缺氧、静水环境的深水陆棚相沉积,厚度一般在250~

600 m,黑色页岩及深灰色含砂质页岩岩相发育,下部为富碳-中碳深灰、黑色炭质页岩及深灰色、灰色粉砂质页岩和粉砂岩等岩相,向上颜色逐渐变浅为低碳-中碳钙质粉-细砂岩岩相,顶部为黄绿色低碳粉砂质页岩岩相,偶夹白云岩。龙马溪组下部由富碳-高碳深灰、黑色砂质页岩、炭质页岩、笔石页岩夹生物碎屑灰岩等岩相组成,上部为灰绿、黄绿色含碳-低碳页岩及砂质页岩夹粉砂岩或泥灰岩等岩相。除威远西南部缺失外,厚度一般为50~600 m,其中黑色页岩厚度20~260 m。深水陆棚环境形成的海相黑色页岩(富碳硅质页岩相)有机质丰度较高,富有机质页岩主要发育在两套页岩层系的下部,向上TOC含量降低。其中筇竹寺组页岩TOC含量一般为0.5%~25.7%,超过半数样品的TOC含量在2%以上;五峰组-龙马溪组TOC含量在0.35%~28.40%,平均在2.52%。这些页岩的有机质

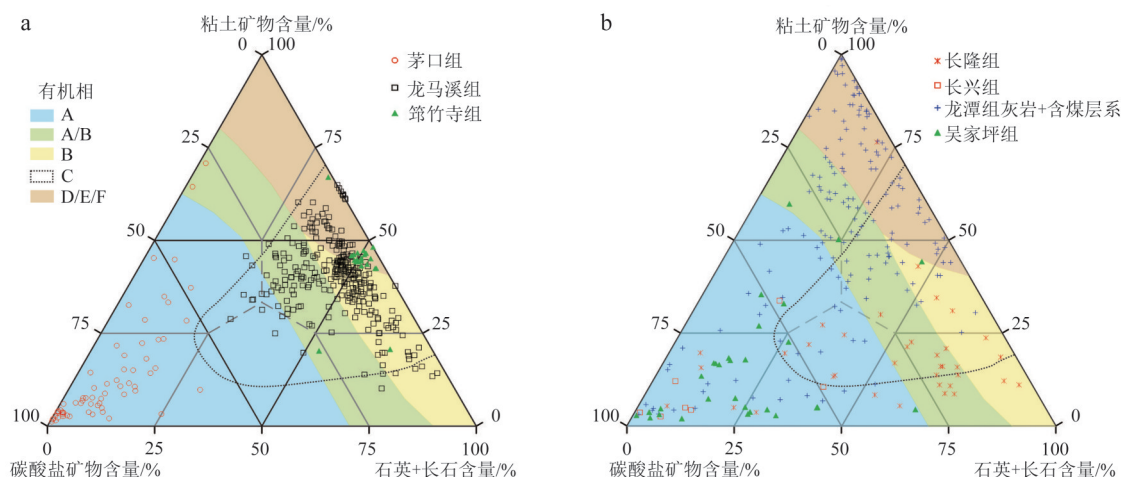


图3 四川盆地古生界海相和海-陆过渡相页岩的全岩矿物组成及其与有机相的关系

Fig. 3 Mineral composition and organofacies affinities of selected marine and transitional facies shales in the Sichuan Basin

a. 筇竹寺组和龙马溪组页岩主要为富含 I / II 型有机质的长英质-粘土质页岩相组合, 而茅口组为具有 II-S 型有机质的低碳-高碳层状和纹层状灰岩相组合, 矿物组成相对单一; b. 海-陆过渡相的龙潭组-吴家坪组和长兴组-大隆组页岩层系矿物组成变化显著, 反映了岩相和有机相的强非均质性

类型好, 主要为海相 I / II 型干酪根, 母质以水生浮游生物为主^[12]。四川盆地筇竹寺组和龙马溪组页岩均已达到高-过成熟裂解成气阶段, 热成熟度从盆地西北部向东南缘随埋深增加而增高。

二叠纪早期, 上扬子古陆经历了大规模海侵, 形成了栖霞组和茅口组两个大的海侵-海退旋回, 栖霞期在康滇古陆东缘形成了局限海台地, 茅口期在盆地西缘形成了局限海台地至开阔海台地相的泥晶藻灰岩和生物碎屑灰岩相沉积。前期研究认为四川盆地地下二叠统主要发育低 TOC 含量的钙质烃源岩^[49-50]。其中, 茅口组一段为一套具有低碳-高碳灰质页岩相、A 类有机相 (II-S 型) 的过成熟烃源岩 (图 3a), 具备较好的生烃条件。它们的 TOC 含量介于 0.39 %~2.41 %, 平均 0.98 %, 有效烃源岩厚度为 50~75 m; 热演化程度 R_o (镜质体反射率) 为 1.71 %~2.18 %, 平均为 1.94 %, 处于过成熟生干气阶段。同时, 通过重新厘定地层归属, 在四川盆地北部新发现了茅三段 (“孤峰段”) 深水钙质泥页岩相沉积, 但这些优质烃源岩对茅口组台缘浅滩、长兴组-飞仙关组台缘礁滩成藏贡献需要进一步研究。东-西向连井剖面揭示孤峰段高碳硅质泥岩相在广元-南江-达州-巫溪一带均发育, 横向分布稳定, 沉积厚度主要在 5~40 m; 它们的 TOC 含量普遍高于 2 %, 主体介于 2 %~5 %, 其中元坝 3 井岩屑 TOC 含量平均 4.61 %, 厚度为 33 m。在剑阁-南部-邻水-涪陵一线以南, 孤峰段高碳硅质泥岩相变为茅口组中-低碳薄层灰岩相, TOC 明显降低。四川盆地地下二叠统栖霞组碳酸盐岩烃源岩研究较为薄弱, 栖霞组烃源岩整体上呈现西薄东厚的特点, 全盆地均有分布, 厚度介于 10~

60 m; TOC 含量在 0.5 %~2.0 %, 绝大部分小于 1.0 %; 热演化程度 R_o 平均为 2.3 %, 也处于高过成熟阶段。

四川盆地上二叠统由碳酸盐岩、碎屑岩和火山岩组成, 龙潭组-吴家坪组和长兴组-大隆组细粒沉积岩岩相类型复杂, 包括了硅质页岩相、粉砂质页岩相、灰岩相、粘土质页岩相和混合质页岩相等几乎所有的岩相类型; 与此相对应, 这些岩石中的有机相类型也表现出很强的多样性, 反映了沉积环境控制的有机质来源多样性 (图 3b)。龙潭组暗色泥页岩相局部夹煤层, 横向上同时异相出现吴家坪组含燧石条带灰岩、泥晶灰岩或生物碎屑灰岩等岩相。以四川盆地南部二叠系龙潭组为代表, 海陆过渡相煤系页岩, 累计厚度较大, 多在 100 m 以上, 而单层厚度较小, 一般小于 40 m, 通常与煤层和致密砂岩甚至与灰岩互层^[51]。龙潭组含煤页岩相的有机碳含量较高 (TOC 含量为 0.85 %~35.70 %, 平均为 6.73 %), 有机质类型以 III 类腐殖型干酪根为主, 热演化程度达到高-过成熟阶段 (R_o 为 1.95 %~2.40 %, 平均 2.22 %)。煤系页岩中粘土矿物较为发育 (20.3 %~92.3 %, 平均在 60 % 左右), 其中脆性矿物含量较低 (6.3 %~65.7 %, 平均只有 27.7 %), 可压性较差。龙潭组煤系页岩的孔隙类型多样, 常见粒间孔和溶蚀孔, 其次是有机质孔和粒内孔, 晶间孔和微裂缝也较为发育, 总孔隙度多数在 3 % 以上, 页岩含气性普遍较好。长兴组发育局限台地相的灰岩、生物灰岩夹泥质灰岩和硅质岩等岩相, 在龙门山和大巴山一带相变为大隆组深水陆棚或盆地相黑色薄层硅质灰岩、硅质岩与硅质页岩相互层, 具有一定的生烃潜力。

盆地内筇竹寺组、五峰组-龙马溪组、吴家坪组-大隆组3套优质烃源岩叠置连片分布,控制了环绵阳-长宁裂陷槽震旦系-寒武系、环梁平-开江陆棚二叠系-三叠系和川东南等三大气田群,已发现的大型气田具有近源富集的特点^[52-57]。目前,川东南地区五峰组-龙马溪组海相页岩气已进入规模经济开发阶段。针对以龙潭组海陆过渡相页岩气和茅一段灰泥灰岩为代表的非常规天然气储层新类型的勘探工作,近期也取得了重要进展。

4 中国陆相盆地典型烃源岩岩相和有机相组成与分布特征

表2列出了这次分析的中国主要陆相沉积盆地典型烃源岩层系的沉积岩相、有机相、有利分布面积和累计厚度情况。

4.1 准噶尔盆地二叠系芦草沟组和风城组烃源岩

准噶尔盆地二叠系表现为“源-储一体”和“源-储互层”的良好源-储匹配关系,具有近源成藏和源内成藏、整体含油的特点。近几年分别在吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组(P_2l)和玛湖凹陷下二叠统风城组

(P_1f)取得页岩油勘探重大突破,五彩湾-石树沟地区中二叠统平地泉组(P_2p)也显示出较好的页岩油资源潜力^[58-64]。吉木萨尔凹陷芦草沟组富有机质页岩厚度大,凹陷主体厚度100~240 m;有机碳含量多大于3.5%,平均7.455%;沉积有机质大多为Ⅱ和Ⅱ-S型等两种生烃特征截然不同的类型,也有少量层段具有较多的陆源高等植物生源;这些地层大多处于低成熟-成熟阶段,在生烃凹陷中心也达到了高-过成熟阶段。如图4a所示,芦草沟组页岩储层为一套咸化湖盆准同生期白云岩与碎屑岩过渡的沉积,受盆外物源的影响,成分复杂,包括陆源碎屑组分、火山碎屑组分和碳酸盐组分,多为过渡类型的混合沉积岩。根据矿物化学组成、沉积构造和有机质特征分析,芦草沟组页岩主要发育高碳-富碳的块状泥晶云岩相、块状粉砂质砂屑云岩相、块状凝灰质粉砂岩相、条带状含凝灰云岩相、纹层状粉砂质/泥质沉凝灰岩相和纹层状云质泥岩相等,不同岩相类型的储集物性、孔喉结构特征以及储集空间类型存在差异,其中上、下“甜点体”以块状凝灰质粉砂岩相、条带状含凝灰云岩相和纹层状粉砂质沉凝灰岩相为最有利岩相类型^[65]。这些细粒混合沉积岩中石英+长石+碳酸盐等脆性矿物含量较高,粘土矿物含量普遍在25%以下,孔隙度在2.04%~22.35%

表2 中国主要陆相烃源岩层系基本特征对比

Table 2 Basic characteristics of the major lacustrine shales in China

盆地/凹陷	盆地类型	层位	湖泊环境	主要岩相类型	有机相类型	有利面积/ (10 ⁴ km ²)	累计 厚度/m	成熟度/%	TOC/%
准噶尔盆地 吉木萨尔凹陷	裂陷	二叠系 芦草沟组	咸水	中-高碳块状泥晶云岩相、块状粉砂质砂屑云岩相、块状凝灰质粉砂岩相、条带状含凝灰云岩相、纹层状粉砂质/泥质沉凝灰岩相和纹层状云质泥岩相	Ⅱ, Ⅱ-S	3.0~4.0	30~200	0.6~1.6	1.2~8.9
准噶尔盆地 玛湖凹陷	裂陷	二叠系 风城组	咸水-碱水	低-中碳混合质页岩相、薄层白云质粉砂岩相、泥晶白云岩相、岩屑砂岩相和长石质岩屑砂岩相	I, Ⅱ, I-S	0.5	150~550	0.6~1.6	1.2~2.0
鄂尔多斯盆地	坳陷	三叠系 7段	淡水-微咸水	富碳厚层状、薄层状和纹层状长英质泥页岩相、混合页岩相夹薄层状粉-细砂岩相	I, Ⅱ, Ⅱ-S	10.0	10~100	0.7~1.5	2.0~20.0
四川盆地	坳陷	中下 侏罗统	淡水-微咸水	中-高碳粘土质页岩相、纹层-薄层状粘土质页岩相、中-低碳粉砂质页岩相为主,低-中碳粘土质介壳灰质页岩相和粉砂质粘土质页岩相次之	Ⅲ, Ⅱ	3.0	80~150	0.5~1.6	0.2~3.8
松辽盆地 古龙凹陷	坳陷	上白垩统 青山口组	淡水-微咸水	富碳长英质泥页岩相、富碳层状/纹层状粉砂岩相、泥质粉砂岩相和泥质粉砂质页岩相	I	5.0~6.0	100~150	0.5~2.0	0.9~9.0
渤海湾盆地 济阳坳陷	裂陷	古近系 沙河街组	微咸水-咸水	富碳黑色灰质页岩相、高碳块状灰质泥岩相、中-高碳混合质泥页岩相、中碳薄透镜状晶粒灰岩相	I, Ⅱ, I-S	5.0~10.0	30~1 000	0.5~2.0	1.5~10.0
渤海湾盆地 沧东凹陷	裂陷	古近系 孔店组	微咸水-咸水	粉砂岩相、富碳长英质页岩、富碳混合质页岩、高碳块状灰云岩	I, Ⅱ, I-S	0.2	200~500	0.6~1.3	1.3~8.8
江汉盆地 潜江凹陷	裂陷	古近系 潜江组	咸水-盐湖	富碳纹层状白云岩相、富碳纹层状泥质白云岩相、纹层状泥质灰岩相	Ⅱ-S	2.8	50~650	0.5~1.2	0.5~12.0

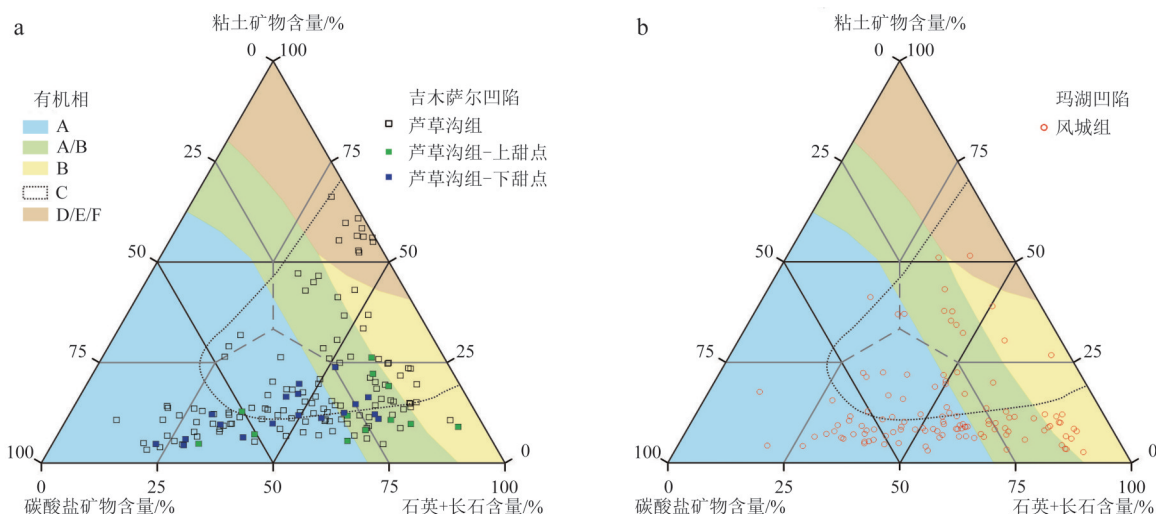


图4 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组(a)和玛湖凹陷下二叠统风城组(b)陆相页岩的全岩矿物组成及其与有机相的关系

Fig. 4 Mineral composition and organofacies affinities of selected lacustrine shales of the Permian Lucaogou (a) and Fengcheng Formations (b) in the Junggar Basin

(多小于10.00%)^[60,63,66-67]。纵向剖面上在这两个“甜点体”之间,还存在多个储集性和含油性较好但粘土矿物较高(含量>30%)的层段,它们能否成为页岩油气开发“甜点”,是工业界目前重点关注的问题。在玛湖凹陷,二叠统风城组厚度多在150~1 000 m,最厚处可达1 800 m,埋藏深度为2 600~6 500 m。风城组页岩有机碳含量平均1.26%,有机质类型多为I-II型和碱湖沉积特征的I-S型,处于成熟-高成熟阶段,有利储集层以低-中碳混合页岩相相对发育的白云质粉砂岩相、泥晶白云岩相、岩屑砂岩相和长石质岩屑砂岩相等细粒沉积岩相为主,脆性矿物含量高达75%,粘土矿物含量普遍在20%左右。玛湖凹陷风南地区风城组以多套薄层“甜点”与烃源岩互层叠置为特征,正在成为页岩油气勘探的热点^[62,64,68-70]。

4.2 鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段烃源岩

晚三叠世末是鄂尔多斯大型内陆拗陷湖盆的最大扩张期,延长组7段(长7段)形成了面积近 $6.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 、厚度超过100 m的半深湖-深湖相沉积。与区域构造运动伴随的火山、热水和地震活动促进了湖盆富营养化,高生产力和强还原环境促进了大面积黑色页岩和暗色泥岩沉积^[71-73]。这些黑色页岩和暗色泥岩总有机碳含量平均值分别为13.81%和3.75%,具有巨大的生烃潜力^[36]。频繁的构造事件、较陡的湖盆底形和广阔的可容纳空间导致湖盆深水区大面积发育重力流沉积,在长7段烃源岩内部形成了多期叠置的砂质储层。这些粉砂和细砂粒级砂体的平均厚度为

3.5 m,砂地比约为17.8%。与黑色页岩伴生的中-高碳粉砂质泥岩、泥质砂岩、粉砂岩等岩相总有机碳含量在0.50%~2.60%,也具有一定的生排烃能力。如图5所示,长7段页岩油储层类型复杂、非均质性强,主要表现为大套长英质泥页岩岩相组合夹多期薄层状砂岩岩相组合。统计结果显示,长6段和长8段砂质岩类以中、细砂岩为主,而长7段砂岩的粒度中值近70%在0.062 5~0.125 0 mm,为极细砂岩-粉砂岩^[36]。鄂尔多斯盆地近期探明的页岩油储量主要来自长7¹和长7²亚段厚层状泥页岩夹薄层状粉-细砂岩,源-储一体的先天优势使这些烃源岩内部粉-细砂岩夹层的原始含油饱和度平均达到70%。长7段烃源岩有机质类型以I型和II型为主,部分富有机质层段含有II-S型干酪根,局部粘土质页岩发育层段以III型有机质为主(图5)。近期开发实验结果证实,长7段烃源岩生烃能力较强,排烃效率高,为烃源岩层系内部页岩油近源运移成藏和甜点规模发育提供了有利条件。值得注意的是,长7³亚段黑色页岩和暗色泥岩段内部滞留烃中可动烃资源量十分可观,但目前对这部分资源还没有实现有效动用。由于烃源岩内部烃类的赋存方式与粉-细砂岩夹层中的烃类存在明显差异,为了实现长7³亚段中-高成熟区纹层状和层状基质型页岩油资源的有效开采,需要着手解决富有机质、高粘土矿物含量带来的特殊工程工艺技术问题。

4.3 四川盆地侏罗系陆相烃源岩

四川盆地侏罗系分布面积广,自下而上发育下侏

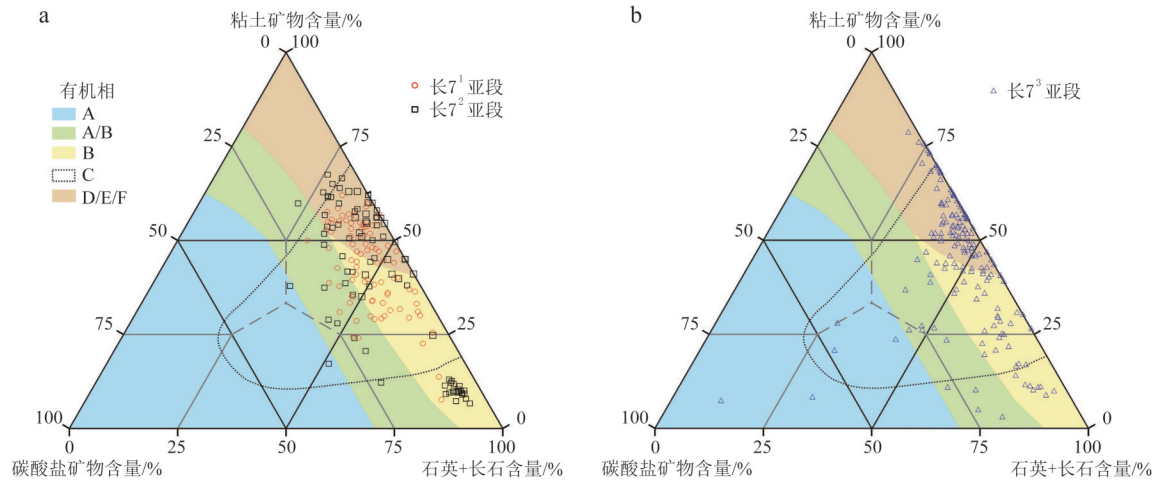


图5 鄂尔多斯盆地三叠系长7段陆相页岩层系的全岩矿物组成及其与有机相的关系

Fig. 5 Mineral composition and organofacies affinities of selected lacustrine shales in the Chang 7 member of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin

a. 长7¹亚段和长7²亚段; b. 长7³亚段(注意,目前在鄂尔多斯盆地页岩层系实现商业开发的主力产层为长7¹亚段和长7²亚段厚层状泥页岩夹薄层状粉-细砂岩岩相。)

罗统自流井组、中侏罗统千佛崖组(凉高山组)和沙溪庙组、上侏罗统遂宁组和蓬莱镇组地层,其中自流井组自下而上又可以进一步划分为珍珠冲、东岳庙、马鞍山及大安寨等4个岩性段。四川盆地早中侏罗世在东岳庙段、大安寨段及千佛崖组沉积期,由于受不同级次盆地构造沉降与湖侵作用的影响,形成了3套浅湖-半深湖相富有机质泥页岩沉积^[74-79]。目前,在这些富有机质泥页岩层段通过压裂测试均获得工业页岩油气流,揭示了良好的页岩气勘探开发前景。四川盆地中下侏罗统泥页岩的沉积有机质以Ⅲ型干酪根为主,Ⅱ型干酪根次之;矿物组成以粘土矿物、石英为主,方解石次之,还有少量斜长石和白云石^[80](图6)。自流井组各层段泥页岩主要矿物平均含量相近,粘土矿物与石英含量较高,而碳酸盐含量局部富集。与自流井组比较,千佛崖组石英+长石含量较高,而粘土含量略低。这些泥页岩以中-高碳的粘土质页岩、纹层-薄层状粘土质页岩及中低碳粉砂质页岩等岩相为主,其次为低-中碳粘土质介壳灰质页岩和粉砂质粘土质页岩岩相。与粉砂质页岩岩相和粉砂质粘土质页岩岩相对比,粘土质页岩岩相和介壳灰质粘土质页岩岩相具有较高的平均TOC含量和平均孔隙度。湖泊沉积距离物源的远近,控制了四川盆地侏罗系陆相页岩层系的岩相组合。因此,从近源区、过渡区到远源区,泥砂沉积、泥灰砂混合沉积和泥灰沉积等3类组合呈现出明显的规律性,并且对于页岩层系的生烃潜力、储集性能和资源丰度产生一定的影响。灰质介壳纹层与薄层在这些高粘土矿物含量、富有机质页岩中的比例,在很大程度上控制了侏

罗系富油气层段储层的可压性和甜点分布^[81-83]。

4.4 松辽盆地北部白垩系青山口组烃源岩

松辽盆地晚白垩世温暖潮湿的古气候条件,拗陷发育期大规模湖侵形成了陆源输入弱、缺氧、强还原的淡水-微咸水沉积环境,为有机质富集和页岩储层形成提供了良好的背景条件^[84-86]。盆地北部齐家-古龙凹陷青山口组泥页岩层段以缺氧条件下的深水细粒沉积为主,发育暗色泥页岩和泥质粉砂岩,夹薄层粉砂岩、介形虫灰岩,局部含厚层块状深水重力流砂岩沉积。全岩矿物X衍射分析结果(图7)表明,齐家-古龙凹陷青山口组细粒沉积多以长英质泥页岩相为主,其次为混合质泥页岩相和碳酸盐质泥页岩相,粘土质泥页岩相不发育。根据多口系统取心井精细分析^[84,87],齐家-古龙凹陷青山口组发育多类细粒岩相^[88],其中富碳长英质泥页岩相、富碳层状/纹层状粉砂岩相、泥质粉砂岩相和泥质粉砂质页岩相是页岩油富集的优势岩相(图7)。青一段具有较好的生烃条件,而青二段粉砂岩夹层更为发育(图7)。齐家-古龙凹陷青山口组页岩富含层状藻(Ⅰ类干酪根),现今多处于成熟-高成熟演化阶段(R_o 为0.75%~1.70%)^[89]。青山口组页岩中石英和长石多为陆源碎屑成因,粘土矿物向伊/蒙混层和伊利石、绿泥石的演化控制了青山口组泥页岩的成岩演化^[87]。初步勘探成果揭示,富有机质层状和纹层状页岩发育、高热演化程度、较高的地层压力、较高的气/油比和较低的原油粘度是古龙凹陷页岩油富集高产的主要控制因素^[90]。高-过成熟阶段生烃增

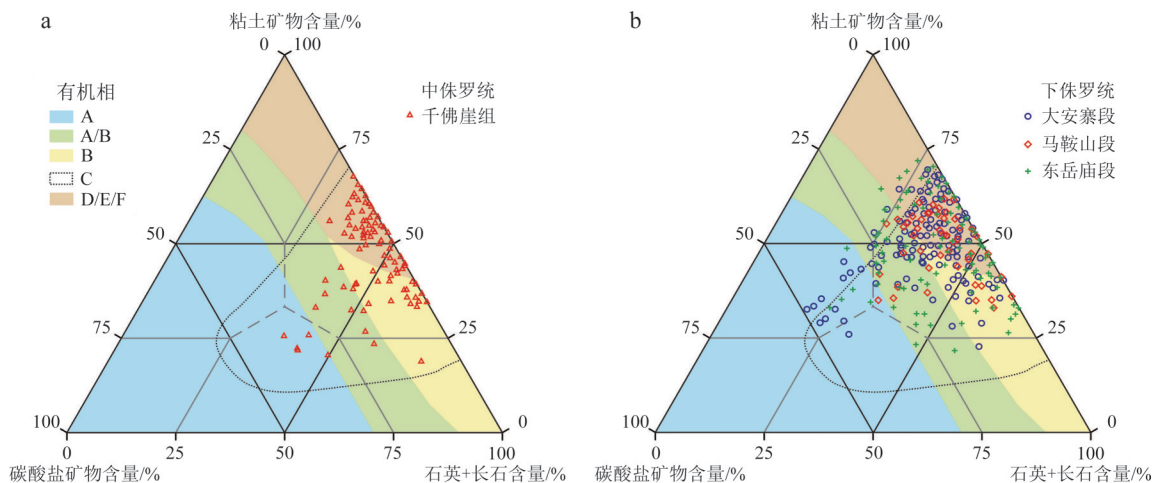


图6 四川盆地中侏罗统(a)和下侏罗统(b)陆相页岩的全岩矿物组成及其与有机相的关系(数据引自文献[80])

Fig. 6 Mineral composition and organofacies affinities of selected Jurassic lacustrine shales in the Sichuan Basin (data adapted from reference [80])

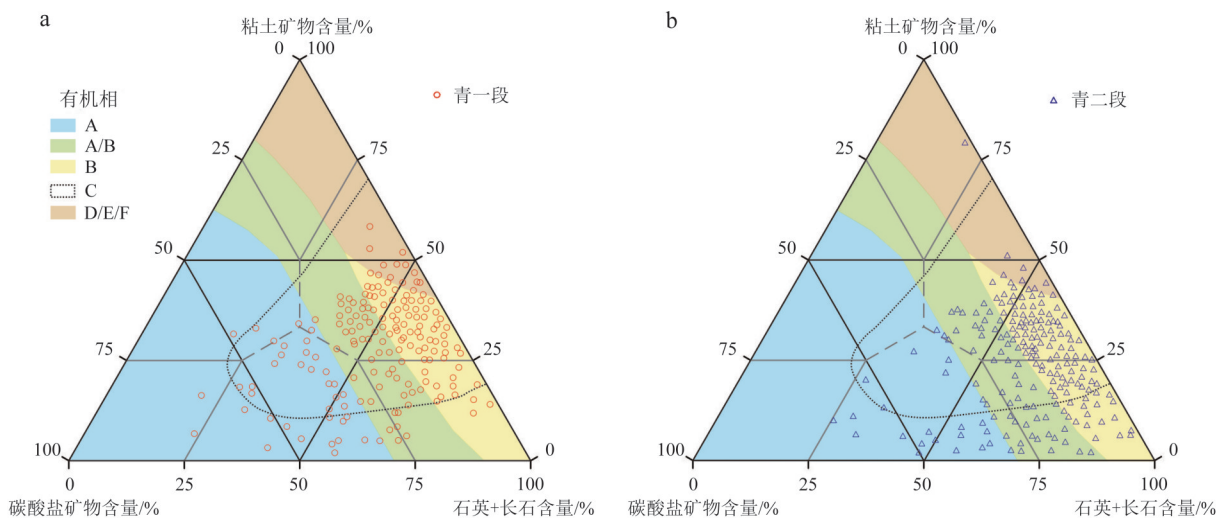


图7 松辽盆地白垩系青一段(a)和青二段(b)陆相页岩的全岩矿物组成及其与有机相的关系(数据引自文献[87])

Fig. 7 Mineral composition and organofacies affinities of selected lacustrine shales in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin (data adapted from reference [87])

压造成的泥页岩层段异常高压作用有助于抑制压实和胶结作用,促进有机酸的溶蚀作用和天然裂缝的形成。较高的硅质/粘土矿物比例,加之纹层状粉砂质泥岩-粉砂岩-介形虫灰岩频繁互层,有利于天然裂缝形成及人工压裂改造^[91]。古龙凹陷纹层状和层状长英质页岩储层的有效性得到了电成像、核磁共振和岩性扫描测井数据的证实^[92]。

4.5 渤海湾盆地济阳凹陷古近系沙河街组烃源岩

渤海湾盆地经历了从裂陷到坳陷的演化过程。裂陷期断裂活动强烈,发育了多个次级箕状凹陷(东营、沾化、惠民、车镇等凹陷)和隆-凹相间的构造沉积格局^[93]。始新世早期,渤海湾盆地构造运动相对稳定,

湖盆持续下沉,湖盆发育进入鼎盛期,陆源碎屑向湖泊注入,带来了大量营养物质,加上温暖潮湿气候的作用,湖中水生生物大量繁盛,为沙四上亚段、沙三下亚段与沙三中亚段及沙一段烃源岩的发育提供了良好物质基础^[94]。东营和沾化凹陷4口页岩油重点探井沙三下亚段-沙四上亚段岩心样品的全岩矿物组成分析表明,碳酸盐矿物发育是济阳坳陷沙河街组富有机质细粒沉积的重要特色(图8)。其中,碳酸盐矿物以方解石为主,含少量白云石,占总矿物含量的30%以上;粘土矿物主要由伊利石和部分伊/蒙混层组成,在总矿物含量中的占比多数在40%以下;碎屑矿物主要由石英和长石组成,占总矿物含量的10%至40%。根据全岩矿物组成、TOC含量、岩石组构和构造特点,刘惠民

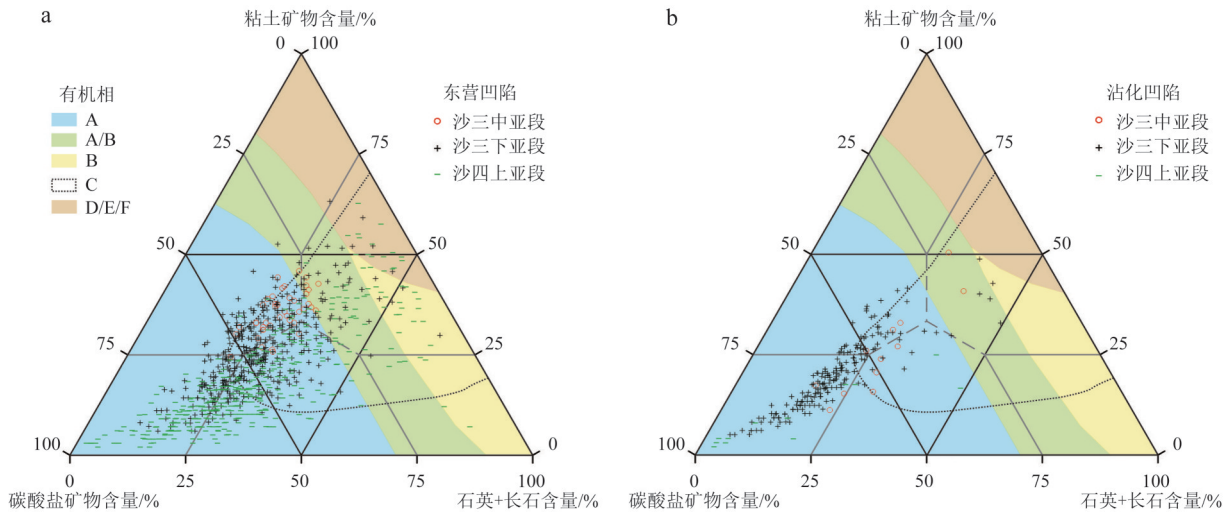


图8 渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷(a)和沾化凹陷(b)沙河街组烃源岩的全岩矿物组成及其与有机相的关系。

Fig. 8 Mineral composition and organofacies affinities of selected lacustrine shales in the Paleogene Shahejie Formation, Jiyang Superdepression, Bohai Bay Basin

等(2019)^[95]将济阳坳陷沙三下亚段—沙四上亚段富有机质泥页岩层系大致划分为低中碳到高富碳不等的薄透镜状晶粒灰岩相、纹层状泥晶灰岩相、厚层/块状灰质泥岩相、混合质泥页岩相和黑色灰质页岩相等5个岩相。这些地层中有机质类型以Ⅰ型和Ⅱ型干酪根为主,其中沙四上亚段和沙三下亚段底部咸化区沉积含有富硫的Ⅱ-S型干酪根,并在沾化和东营凹陷之间显示出明显的差异性(图8)。通过不同岩相中TOC含量对比,明确了原始有机质丰度与富粘土矿物有机纹层(即有机质-粘土复合体)的相关性;富有机质泥页岩中草莓状黄铁矿大量产出,表明深水缺氧的低能还原环境有利于有机质富集。与此不同,由于较为纯净的透镜状碳酸盐岩相是不同期次成岩流体作用的产物,它们的有机质丰度普遍较低。除此之外,在沙三下亚段—沙四上亚段取心井段底部,还见到了少量形成于浅水和蒸发环境的低碳粉砂质泥岩、薄层粉砂岩和泥质膏岩相。通过淡水-微咸水-咸水相地质样品的对比分析,初步明确断陷湖盆淡化和咸化期沉积泥页岩具有不同的成烃机制和生排烃高峰期^[96-98],纹层状岩相的储集条件优于块状和层状岩相^[99]。从含油饱和度指数、矿物对原油的吸附能力、粘土矿物的转化程度方面比较,纹层状泥质灰岩相中的页岩油可动性条件优于灰质泥岩相中的页岩油^[100]。近期勘探实践证实,济阳坳陷存在两类页岩油富集模式:一是由黑色灰质页岩相和块状灰质泥岩相形成的“自生自储”模式;二是由薄透镜状晶粒灰岩相与黑色灰质页岩相组合形成的“晶粒灰岩储层”模式^[95]。后者近期已经成为济阳坳陷页岩油规模建产的主要“甜点”类型^[101]。

4.6 渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷古近系孔店组烃源岩

沧东凹陷为渤海湾盆地黄骅坳陷南区的一个次级构造单元,早期为碟状坳陷型湖盆,后期在区域性拉张背景下逐渐演化为断陷湖盆,在孔二段沉积时期沧东凹陷为亚热带潮湿气候下的淡水-半咸水封闭湖盆,经历了由半干旱到温暖湿润再到干旱炎热的古气候演化过程,形成了以湖相深灰色、灰黑色富有机质泥页岩、灰褐色页岩等页岩层系为主的沉积建造^[102]。沧东凹陷孔二段为一个完整的三级层序,纵向上不同层序发育阶段的烃源岩特征存在明显差异,其中优质烃源岩在稳定湖泛期尤其是最大湖泛面附近分布相对集中,在湖扩体系域早中期和高位体系域早期最为发育。根据3口系统取心井岩心样品的实测数据(图9),沧东凹陷孔二段细粒沉积岩中长英质矿物含量较高,碳酸盐矿物含量变化大,粘土矿物含量普遍较低(多小于30%)。它们以纹层状或隐层纹层状页岩相为主,不同斜坡区全岩矿物组成显示出一定的差异性,反映了它们在物源供应强度、沉积古地貌和母岩性质方面的差异性^[103]。岩石学、有机岩石学与地球化学数据分析结果表明,孔二段细粒沉积岩的有机质丰度与沉积微相密切相关,富碳长英质页岩相最高,混合质页岩相次之,灰云岩相最低但平均TOC值(2.04%)也达到了高碳标准;长英质页岩相和混合质页岩岩的有机质类型以Ⅰ型干酪根为主,而灰云岩相中变化较大^[104]。沧东凹陷孔二段烃源岩的镜质体反射率为0.6%~1.3%,热演化程度适中,处于大量生油阶段。虽然有机质丰

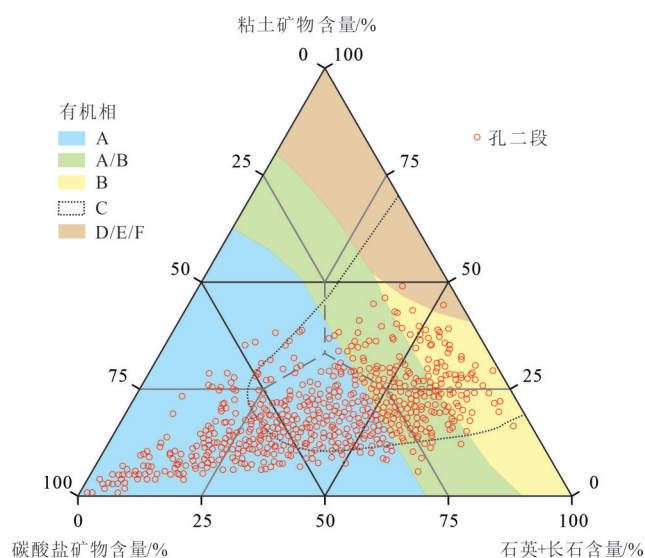


图9 渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷古近系孔店组二段烃源岩的全岩矿物组成及其与有机相的关系
(数据引自参考文献[103])

Fig. 9 Mineral composition and organofacies affinities of selected lacustrine shales in the Paleogene Shahejie Formation, Cangdong Sag, Huanghua Superdepression, Bohai Bay Basin
(data adapted from reference [103])

度、热演化程度对页岩孔隙发育、含油量和碳酸盐结晶度具有一定的影响,长英质页岩、混合质页岩和灰云岩等岩相均可成为优质页岩油储层。其中,长英质页岩相和混合质页岩相有机质孔和层理缝相对发育,以原地滞留烃富集为主;灰云岩相孔隙度和脆性指数较高,以短距离运移聚集为主。分别针对纹层状长英质页岩相、纹层状混合质页岩相及块状灰云岩相发育层段不同类型页岩油“甜点”的勘探开发试验,都取得了商业突破。

4.7 江汉盆地古近系潜江组盐间烃源岩

江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组沉积时期发育了一套厚达5 000 m的含盐层系,纵向上可以识别出193套含盐韵律层。潜江组地层纵向上一般划分为4段,富有机质发育时期分别对应于盆地中潜二段、潜三段和潜四段的3个最大湖泛面。由于潜二段有机质尚未成熟,潜三下亚段和潜四下亚段是江汉盆地盐间页岩油勘探的最有利层段。在两套岩盐层之间,单个盐间韵律层是水体相对淡化期的沉积产物,一般由5~10 m的碳酸盐、硫酸盐、泥质等成分混杂、频繁间互的富有机质细粒沉积岩构成,单层厚度可达38 m。盐间地层中总有机碳含量一般为0.89%~2.96%,最高可达8.75%。有机显微组分鉴定和干酪根元素分析结果

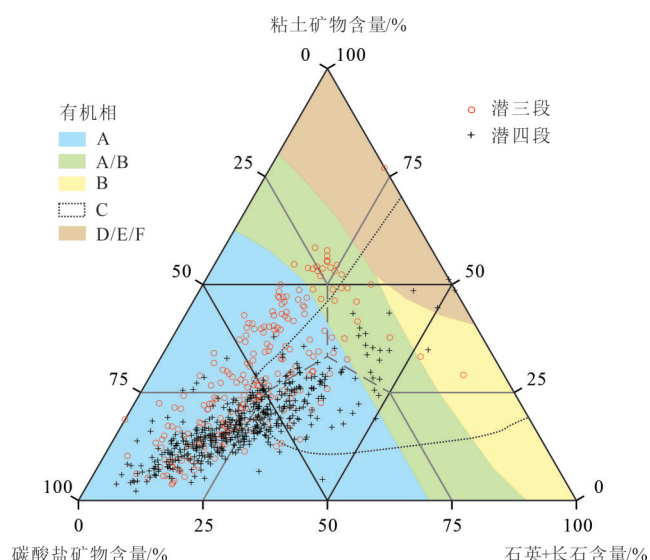


图10 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组烃源岩的全岩矿物组成及其与有机相的关系

Fig. 10 Mineral composition and organofacies affinities of selected lacustrine shales in the Paleogene Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

表明,盐间有机质以腐泥型为主,以II-S和I-S性干酪根为特征。全岩X衍射矿物组成分析表明,盐间细粒沉积岩的矿物成分非常复杂,既包括化学沉积的碳酸盐和硫酸盐矿物,又包括石英和长石等机械沉积的碎屑矿物。如图10所示,潜江凹陷盐间泥页岩发育区地层中原生和准同生的碳酸盐矿物含量较高,多数在30%以上;碎屑矿物含量总体较低,长石+石英含量多数在30%以下;潜四下亚段与潜三⁴¹⁰韵律层相比,粘土矿物含量较低,而长石+石英含量略高。光学薄片鉴定发现,盐间地层中长石和石英主要为粒径小于30 μm的粉细砂级颗粒,在岩石中呈纹层状或分散状顺层分布;碳酸盐矿物中白云石和方解石多为泥晶结构,粒径在1~5 μm;粘土矿物以伊利石为主,伊/蒙混层次之,并含有少量绿泥石;黄铁矿以草莓状、立方体分散状、放射状集合体等多种形式与钙芒硝晶体共生^[105]。将原生和准同生矿物成分、层理构造和有机质含量作为岩相定名的主要依据,次生矿物成分和含量作为参考依据,可以进一步划分潜江凹陷盐间地层的岩相^[106]。盐间页岩油的主要储集岩相为富碳纹层状白云岩相、富碳纹层状泥质白云岩相,其次为纹层状泥质灰岩相,储集空间主要包括层间缝、晶间孔、晶间溶孔等。盐间页岩的储集性和含油性主要受纹层状白云岩相和泥质白云岩相孔隙中的宏孔控制,而粘土矿物含量增加和次生的钙芒硝充填不利于优质页岩油储层的发育^[107-108]。由于盐间页岩中碳酸盐矿物含量总体

较高、粘土矿物含量较低,这些地层的可压性总体较好。同时,由于粘土矿物成分以伊利石为主,地层水敏性弱,注水和二氧化碳增压开采都见到了明显效果。但是,由于单个盐韵律的厚度较薄,盐堵是盐间页岩油开采过程中面临的突出问题。

5 沉积岩相组合多样性和有机相差异性揭示中国陆相页岩油气“甜点”和资源分类评价的必要性

稳定宽缓的构造背景是北美海相页岩油形成和富集的必要条件^[109]。中国陆相沉积体系在盆地规模、构造稳定性和沉积类型上与北美海相盆地明显不同^[110]。如表2所示,中国陆相沉积盆地烃源岩在发育时代、盆地类型、岩性岩相和沉积环境方面具有多样性,而且其分布规模小,非均质性强。在发育时代上,从上古生界二叠系到新近系均有烃源岩分布;在盆地类型上,既有二叠纪到三叠纪的陆内拗陷盆地、侏罗纪到白垩纪的前陆盆地,又有中新世代的断陷和拗陷盆地;在沉积水体环境上,发育有陆相淡水、半咸水、咸水和碱水湖盆环境。因此,陆相细粒沉积以相带变化快、岩性复杂、储盖组合样式多变为特征^[98,111-112]。

全岩矿物组成分析揭示,中国陆相盆地裂陷期和拗陷期的富有机质细粒沉积岩相组合存在巨大差异性。总体而言,陆相裂陷期细粒沉积岩以富碳酸盐矿物的岩相组合发育为特征(图11a)。准噶尔盆地吉木

萨尔凹陷芦草沟组页岩层系主要是一套在前期火山碎屑岩沉积基础上、具有丰富陆源碎屑输入、并且在干旱气候条件下形成的长英质-白云质泥页岩相组合,包括中高碳块状泥晶云岩相、块状粉砂质砂屑云岩相、块状凝灰质粉砂岩相、条带状含凝灰云岩相、纹层状粉砂质/泥质沉凝灰岩相和纹层状云质泥岩相等。该盆地玛湖凹陷风城组泥页岩层系则代表了一套碱化湖泊沉积,从凹陷中心到边缘,由细粒的低-中碳泥晶白云岩相、混合质页岩相、薄层白云质粉砂岩相,过渡到贫碳的岩屑砂岩相和长石质岩屑砂岩相。江汉盆地潜江组盐间页岩层系是典型盐湖盆地相对淡化期的产物,以富碳纹层状白云岩相、富碳纹层状泥质白云岩相、低-中碳纹层状泥质灰岩相为特征,并且在单个盐韵律层内从底部向上显示出原始沉积水体盐度逐渐降低的趋势。渤海湾盆地沧东凹陷孔二段也是一套在干旱气候条件下形成的近陆源细粒碎屑岩-碳酸盐岩沉积,包括高碳块状灰云岩相、富碳混合质页岩相、富碳长英质页岩相和中-低碳粉砂岩相等组合。渤海湾盆地东营凹陷在斜坡-深凹区沙四段-沙三段发育薄透镜状晶粒灰岩相、纹层状泥晶灰岩相、厚层/块状灰质泥岩相、混合质泥页岩相和黑色灰质页岩相等富碳酸盐岩相,而沾化凹陷细粒沉积岩中碳酸盐矿物含量更高(图8b)。值得注意的是,在这几套陆相湖盆裂陷期形成的页岩层系中,粘土矿物/(石英+长石)相对比例从风城组、芦草沟组、孔二段、沙河街组至潜江组依次增加,可能反映了细粒沉积体系中陆源碎屑贡献的相对减少。

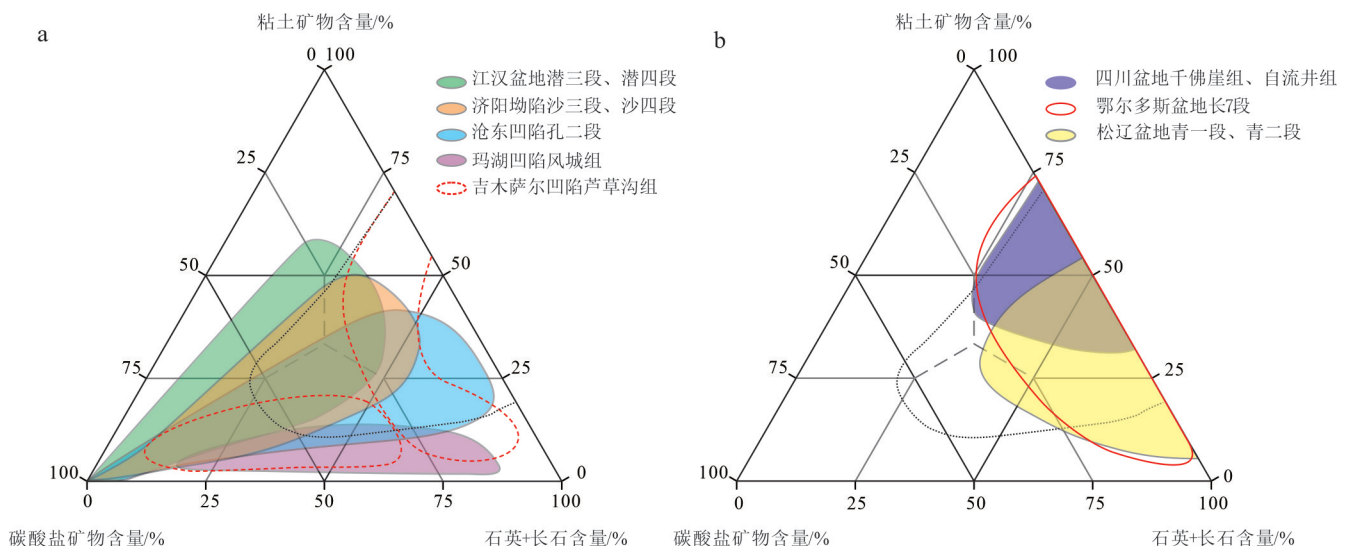


图11 基于图3—图10数据绘制的中国陆相烃源岩层系的全岩矿物组成包络线
(显示陆相盆地裂陷期和拗陷期形成的富有机质细粒沉积体系存在巨大的差异性)

Fig. 11 Envelopes outlining the mineral composition of the representative lacustrine shales in Chinese sedimentary basins, based on data in Figures 3-10, indicating the significant difference in the rift and sag stages of the lacustrine sedimentary systems

a. 陆相盆地裂陷期沉积的主要页岩层系矿物组成包络线;b. 陆相盆地拗陷期沉积的主要页岩层系矿物组成包络线

与此不同,在陆相湖盆拗陷期形成的富有机质页岩层系则以长英质+粘土质沉积岩相组合为主,碳酸盐矿物的含量普遍较低(图11b)。例如,鄂尔多斯盆地长7段以富碳厚层状、薄层状和纹层状长英质泥页岩相、混合页岩相夹薄层状粉-细砂岩相组合为主;四川盆地侏罗系千佛崖组和自流井组以中-高碳粘土质页岩相、纹层-薄层状粘土质页岩相、中-低碳粉砂质页岩相为主,低-中碳粘土质介壳灰质页岩相和粉砂质粘土质页岩相次之;松辽盆地青山口组一段、二段发育富碳长英质泥页岩相、富碳层状/纹层状粉砂岩相、泥质粉砂岩相和泥质粉砂质页岩相组合。

显然,中国陆相页岩油气形成地质条件的复杂性,特别是裂陷期和拗陷期不同地区、不同层系细粒岩相组合的变化,不仅影响这些烃源岩本身的分布规模、连续厚度、有机质丰度、干酪根类型和资源潜力,而且对它们作为非常规储层的储集性、含油气性、烃类可动性和可压性等基础参数有重要制约作用,因而带来不同类型陆相页岩层系油气赋存方式的差异性和“甜点”类型的多样性。

5.1 岩相与储集类型多样性

鄂尔多斯盆地长7段整体为一套细粒沉积,包括了黑色页岩、暗色泥岩及粉细砂岩等岩相类型,平均单砂体厚度为3.5 m,砂地比约为17.8%。其中,砂质岩类的粒度较细,90%砂岩样品的粒度中值小于0.125 0 mm,属于粉砂岩-极细砂岩^[36]。由于需要采取水平井体积压裂开发方式才能有效开采其中聚集的原油,按照页岩油地质评价国家标准^[18]的定义,近期也将长7段油气纳入了页岩油范畴,但目前获得高产油流的主力储层集中在长7¹⁻²亚段中的粉砂岩-极细砂岩。与此不同,松辽盆地古龙凹陷青一段层状和纹层状页岩相中页理缝的发育有效改善了页岩储集能力,形成两类最有利的页岩油储集岩相,储集空间主要由基质孔隙-页理缝组成,孔隙类型以有机质孔缝、溶孔和粘土矿物晶间孔为主。其中,石英和粘土矿物含量与总孔隙度呈正相关性,而碳酸盐矿物和长石含量呈负相关性。场发射扫描电镜下观察到较为发育的粒间孔和粘土矿物晶间孔,说明青一段泥页岩中石英和粘土矿物对储集空间形成和保持有积极贡献;青一段泥页岩中虽然可以见到少量的长石和碳酸盐粒内溶孔,但它们的非均质性强;碳酸盐矿物多作为充填原生孔隙的胶结物,对储集空间的作用较为负面。相反,东营和沾化凹陷沙三段-沙四段页岩层系薄透镜状晶粒灰岩相层段的测井响应表现为高伽马、高电阻率、声波

曲线与电阻率曲线交叉叠合面积较大的特点,反映岩石孔隙度高、含油性好;对应层段岩心的镜下观察可以见到明显的方解石重结晶现象,晶间孔内常见沥青充填,方解石重结晶段常见柱状方解石脉产出,方解石脉与层理间常见裂缝型孔隙,柱状方解石晶间缝常见黄色荧光,指示垂直层理的微孔、缝沟通上、下层的基质微孔而形成良好的网络状储集空间。

5.2 岩相组合与可压性

可压性是页岩油气地质评价的重要指标,因为页岩层段只有具备一定脆性、在压裂改造时能形成网状裂缝系统且在开采过程中裂缝能长期保持开启,才能取得页岩油气成功开采。以鄂尔多斯盆地长7段页岩层系中粉砂岩-极细砂岩储层为例,其脆性指数平均达到46.7%,有利于大规模体积压裂改造和扩大泄油体积;高角度天然裂缝在长7段中较为发育,平均倾角在86.5°;水平两向应力差适中,为4~7 MPa,也有利于压裂改造形成复杂的缝网系统。松辽盆地古龙凹陷青山口组主要为粘土质长英质页岩,粘土矿物平均含量达到35.6%。由于古龙页岩整体处于中成岩晚期,蒙脱石大量转化为伊利石,粘土矿物在转化过程中析出大量硅质,使得页岩刚性成分增加,脆性增大;同时,页岩中伊利石经成岩压实作用定向排列,使岩石沿层面易剥裂,在压裂过程中沿主应力方向垂直开裂、沿页理面开启水平裂缝,进而形成复杂网状裂缝,显著改善了储集层可压性。济阳拗陷沙三下亚段和沙四上亚段泥页岩层系与此不同,脆性矿物以方解石为主,碎屑石英较少,以沉积成因的纹层状构造和沉积-成岩成因的透镜状构造为主,岩石硬度低,横向及纵向力学性质差异大;与此同时,箕状断陷背景环境下天然裂缝的发育程度、规模以及与主干断层的距离,都对济阳拗陷沙三下亚段和沙四上亚段泥页岩可压性具有重要影响。

5.3 有机相差异性与含油气性

图12是本次研究的部分地区泥页岩热解氢指数(HI)与热解峰温(T_{max})对比关系图,反映了不同地区页岩层系有机相的差异性。例如,鄂尔多斯盆地长7段和松辽盆地青山口组泥页岩中有机质以I型和II₁型干酪根为主,从盆地边缘(如YY1井)到生烃凹陷区,陆源有机质比例逐渐降低而成熟度显著增加(图12b, c)。准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩中存在两类特征差异较大的有机相,其中一类在具有较高HI的同时 T_{max} 值偏高,反映了结构极其稳定的I型干酪根,而另一类为II₁和II₂为主的混合型干酪根(图12a)。

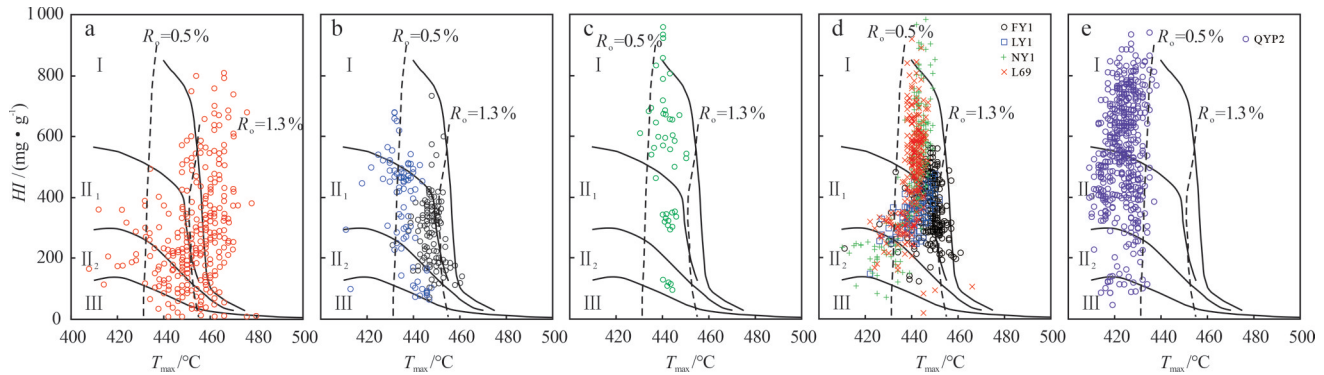


图12 中国陆相沉积盆地中部分代表性泥页岩的热解分析数据与有机质类型划分

Fig. 12 Kerogen type classification based on Rock-Eval pyrolysis data for selected lacustrine shales in sedimentary basins, China

a. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组; b. 鄂尔多斯盆地长7段, 蓝色圈YY1井数据为盆缘未熟-低熟区, 黑色圈为盆内成熟区数据; c. 松辽盆地古龙凹陷青一段; d. 济阳坳陷沙三下亚段和沙四上亚段; e. 江汉盆地潜江凹陷潜三段

济阳坳陷东营凹陷和沾化凹陷沙三下亚段和沙四上亚段有机质以 I 型和 II₁ 型干酪根为主, 仅在靠近凹陷边缘的部分井段见到 II₂ 型干酪根, III 型干酪根极为少见 (图 12d)。江汉盆地潜江组盐间页岩中有机质也以 I 型和 II 型干酪根为主, 而且 T_{max} 值偏低, 反映了盐间页岩排烃效率极低的特点 (图 12e)。陆相页岩层系不同有机相的生烃动力学机制差异大, 导致页岩油有效赋存的热成熟度窗口变化大。大量的研究表明, 咸化湖泊和碱化湖泊形成的有机质多属 I-S 和 II-S 型有机相, 进入大量生烃阶段的成熟度一般早于半咸水和淡水湖泊有机质; 但是, 仅仅依靠常规热解分析和有机显微组分鉴定分析, 无法将这些有机质与一般的 I 型和 II 型干酪根有机质区分开来, 需要通过干酪根元素硫分析和 S/C 原子比 ≥ 0.04 加以验证^[22,39]。不同岩相陆相成烃有机质非均质性强, 生烃活化能差异大; 陆相原油含蜡量高于海相原油, 陆相原油裂解成气活化能也高于海相原油^[113]。如表 3 所示, 美国多个层系页岩油资源分布的比较分析结果表明, 热演化程度控制了北美海相页岩油核心区的分布, 但烃源岩岩相类型和源-储组合方式决定了页岩油最大资源丰度的热成熟度窗口。处于中-低成熟阶段的蒙特利尔页岩中发育裂缝型烃源岩油藏^[114-115], 处于生油高峰期的巴肯页岩层系“三明治”式源储组合发育^[116], 而致密烃源岩层系中大规模原位富集的页岩油气勘探开发只在中-高成熟的鹰滩页岩和高-过成熟的马塞勒斯页岩中获得成功^[117-118]。因此, 陆相烃源岩层系有机质类型和岩相组合的差异性决定了不同类型有机质进入生油窗的热成熟度门限的差异性, 进而影响页岩油有效赋存的最低热成熟度范围。济阳坳陷和苏北盆地近期的陆相页岩油勘探实践证实, 在断陷期形成的陆相咸化和碱化湖泊有机质可以在中-低成熟阶段大量生烃, 有利于

中-低成熟度页岩油原位富集^[94]。以此不同, 以松辽盆地青山口组泥页岩层系为代表的陆相拗陷期淡水湖泊有机质大量生烃需要的成熟度较高, 处于中-高成熟阶段的生烃凹陷区是这类页岩油原位规模富集的最佳场所^[84]。

5.4 页岩油气赋存方式与可动性

陆相页岩油气赋存方式与海相高-过成熟页岩气明显不同, 主要受岩相、热成熟度和保存条件制约。针对济阳坳陷富有机质泥页岩中烃类赋存状态的研究结果表明, 泥页岩中游离烃主要赋存于各种矿物基质孔、层理缝和干酪根生烃形成的粒间缝, 而束缚烃含量明显受总有机碳含量、岩相和热成熟度控制; 泥页岩中游离烃比例随着成熟度增加而增加, 但不同岩相中束缚烃总量下降的趋势显示出系统差异性^[119]。实验室无机矿物-原油的吸附能力实验指示粘土矿物对原油的吸附能力远高于石英、长石和碳酸盐矿物, 但矿物吸附

表3 中国和美国页岩油高产井目的层热成熟度对比

Table 3 Thermal maturity of targeted shale reservoirs with high shale oil productivity in USA and China

盆地/凹陷	页岩油层系	代表井	$R_o/\%$
洛杉矶盆地	蒙特利	Sanfield WC1	0.50~0.70
威利斯頓盆地	巴肯组	Parshall SD1	0.80~1.00
墨西哥湾盆地	鹰滩	Getty 1, Hurt	>1.10
吉木萨尔凹陷	芦草沟组	吉174	0.80~0.85
鄂尔多斯盆地	长7段	城页1	0.90~1.10
四川盆地	大安寨段等	涪页8-1HF	1.00~1.30
松辽盆地	青一段	黑197	1.00~1.50
东营凹陷	沙四下亚段	樊页平1	0.70~1.30
沧东凹陷	孔二段	官东1701H	0.60~1.30
潜江凹陷	潜三段	潜页油2	0.60~0.90
滦南凹陷	阜二段	沙埭1	0.90左右

总量在处于生油窗中烃源岩束缚烃的占比很低^[120-121]。干酪根热演化模拟实验研究发现,随着热演化程度增加,干酪根与烃类产物的化学结构差异性变大,因而导致高-过成熟阶段干酪根滞烃能力下降^[122-123]。富有机质页岩在热演化过程中向临近非烃源岩夹层、互层大量排烃可能形成低压页岩油储层,如鄂尔多斯盆地陇东地区长7段页岩油压力系数仅为0.8~0.9;大套泥页岩地层由于欠压实和生烃增压作用,也可以形成高压系统、高气油比的页岩油储层,如济阳坳陷沙三段地层压力系数在1.5以上,四川盆地复兴地区侏罗系页岩油气地层压力系数1.2~1.8,吉木萨尔页岩油储层压力系数在1.1~1.3,而松辽盆地古龙凹陷青山口组地层压力系数普遍在1.2以上。

5.5 陆相页岩“甜点”类型与基本特征

中国陆相页岩油储层“甜点”大致可以划分为3种类型(表4):①致密砂岩、灰岩夹层型,以鄂尔多斯盆地长7段和四川盆地侏罗系为代表,源-储共存,页岩层系整体含油,在薄层砂岩或灰岩有利储集层“甜点”中形成近源油气富集;②混合质页岩型,以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段、沾化-东营凹陷沙三段-沙四段和江汉盆地潜三段为代表,源-储共存或源-储一体,页岩层系整体含油,多源供烃,混合质页岩自身与相邻页岩向混合质页岩“甜点”中供油;③页岩基质型,以松辽盆地古龙凹陷青一段为代表,源-储一体,纹层状页岩整体含油,烃类在砂质、钙质页岩有利储集层原地富集形

成“甜点”,高TOC、高演化、地层超压和物性甜点控制油气富集。

5.6 全油气系统与常规-非常规资源空间有序分布

中国陆相烃源岩顶底板横向变化大,源-储组合类型多。区域性优质致密岩性顶底板的存在是北美海相页岩油在烃源岩层系中富集的基本条件^[116]。对于陆相沉积,在盆地周缘构造活动性强、外部物源充足时期,快速堆积有利于粗粒碎屑岩形成沉积;在外部物源缺乏的细粒沉积时期,湖相碳酸盐岩沉积往往比较发育。常规油气成藏机理是浮力作为油气运聚的主要动力和圈闭作为油气富集保存的主要场所,而非常规油气成藏的动力是分子间作用力,通过油气自封闭作用,形成连续性油气聚集^[124]。因此,细粒泥质烃源岩与粗粒岩石在侧向上或者纵向上的相变,有利于烃源岩中生成的烃类原地聚集或者向近邻储层中运移,形成不同类型的源储组合。区域构造活动、火山喷发、气候变化和沉积环境变化等因素的结合,有利于混和质泥页岩沉积,进一步加大湖泊沉积体系岩性和岩相的复杂性与空间非均质性。此外,盐岩和蒸发岩层可以为盐间咸化或碱化湖泊细粒富有机质页岩中自生自储的烃类提供优质顶、底板,有利于盐间页岩油的富集。如表5所示,由于中国陆相沉积体系相带窄、相变快,局部致密顶底板地层的分布,往往控制了页岩油-致密油-常规油在空间上有序展布。

综上所述,中国陆相细粒沉积岩相的非均质性带

表4 陆相页岩油储集“甜点”类型与基本地质特征对比

Table 4 Comparison of “sweet spot” types and basic geological characteristics of lacustrine shale oil reservoirs

类型	典型实例	地质特征	地质分布
致密砂岩、灰岩夹层型	鄂尔多斯盆地长7段、四川盆地侏罗系	源-储共存、页岩层系整体含油,薄层砂岩或灰岩有利储集层“甜点”近源富集	淡水湖盆:鄂尔多斯盆地、松辽盆地、四川盆地
混合质页岩型	渤海湾盆地沧东凹陷孔二段、沾化-东营凹陷沙三段-沙四段、江汉盆地潜三段	源-储共存或一体,页岩层系整体含油,多源供烃,混合质页岩自身与相邻页岩向混合质页岩“甜点”供油	咸水湖盆-盐湖:江汉盆地、渤海湾盆地、准噶尔盆地、三塘湖盆地、柴达木盆地
页岩基质型	松辽盆地古龙凹陷青一段	源-储一体,纹层状页岩整体含油,烃类在砂质、钙质页岩有利储集层原地富集形成“甜点”,高TOC、高演化、地层超压、物性甜点控制富集	淡水湖盆、咸化湖盆、盐湖

表5 中国不同类型陆相湖盆沉积模式与源-储组合类型分布特征

Table 5 Tectonic and sedimentary controls and distribution characteristics of various source-reservoir assemblages in the Chinese lacustrine basins

湖盆类型	沉积模式	源-储组合类型分布			代表盆地
		内缘(深湖-半深湖)	中缘 (前三三角洲-前缘、浊积)	外缘 (三角洲前缘)	
咸水湖泊-盐湖	陆源碎屑与内源化学二源混积模式	碳酸盐岩-混积岩夹层型、页岩型	混积岩夹层型、砂岩夹层型	砂岩互层型	渤海湾盆地、准噶尔盆地、三塘湖盆地、柴达木盆地
淡水湖泊	陆源碎屑沉积模式	页岩型	砂岩夹层型	砂泥互层型	鄂尔多斯盆地、四川盆地、松辽盆地

来了陆相页岩油气“甜点”类型的多样性,不同类型有机质演化的差异性又带来了不同岩相中烃类赋存状态的差异性。因此,在陆相页岩岩性、岩相和有机相等系统分析的基础上,深入理解油气自封闭成藏模式和分子间相互作用机理,开展全油气系统理论指导下的非常规油气资源分类评价和分布预测,是实现中国陆相非常规页岩油气资源规模高效开采的重要环节。

6 结论

1)四川盆地海相页岩气源岩主要包括形成于被动大陆边缘、陆内坳陷、台内裂陷深水陆棚环境的高碳硅质页岩、泥质硅质页岩、硅质粘土质页岩和硅质页岩等岩相组合,形成于台内洼陷、缓坡型陆棚的低碳-高碳灰质页岩相和中-低碳薄层灰岩相组合,以及形成于海湾、潮坪-瀉湖海陆过渡相环境的含煤粘土质泥页岩相组合等3大类岩相组合。研究结果证实,志留系龙马溪组和寒武系筇竹寺组黑色页岩的沉积岩相和有机相与美国中泥盆统马塞勒斯页岩有较好的可比性,二叠系茅口组灰质页岩与美国鹰潭页岩也有一定的相似性,但中上二叠统海陆过渡相体系沉积岩相和有机相的巨大变化,带来了该层系页岩气系统的复杂性。

2)中国陆相沉积湖盆面积小、构造类型多、分割性强、沉积环境变化大,发育了淡水湖泊、混积湖泊、咸化湖泊、碱化湖泊等多种细粒岩石沉积体系。陆相盆地拗陷期淡水-微咸水湖泊页岩层系以贫碳酸盐矿物的粘土质-长英质页岩相组合为主,而陆相盆地裂陷期咸化、碱化湖泊沉积以富碳酸盐质页岩相组合和混合质泥页岩相组合为主,各种陆相细粒沉积体系均以相带变化快、岩性岩相复杂、储-盖组合样式多变为特征。

3)中国陆相细粒沉积岩相非均质性和岩相组合多样性,带来了不同陆相页岩层系在储集性、含油性、烃类可动性和可压性方面的差异性,造成页岩油气“甜点”类型的多样性和常规-非常规油气空间展布的有序性,揭示了页岩油气“甜点”和资源分类评价的必要性。

4)本研究验证了英国石油公司提出的有机相分类方案对中国四川盆地古生界海相页岩气源岩的有效性,填补了原有研究资料空白区的有机相分类界限,并且明确原有方案中C类有机相分类仅适用于陆相湖盆拗陷期形成的富有机质页岩层系。

致谢:本文研究工作得到国家自然科学基金(42090022,U19B6003)资助,鲍云杰、钱门辉、刘鹏、曹婷婷和陶国亮参与了部分研究工作。文中引用了项目

单位和多个油田研究人员公开发表的实验数据和地质背景资料。本文采纳了白振瑞博士和两名匿名审稿人的建设性修改意见,在此表示诚挚的谢意!

参 考 文 献

- [1] 邹才能,张国生,杨智,等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术—兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发,2013,40(4): 385-399.
Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: on unconventional petroleum geology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40 (4) : 385-399.
- [2] 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.
- [3] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望—以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报,2012,33(2): 173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [4] 杨智,邹才能. “进源找油”: 源岩油气内涵与前景[J]. 石油勘探与开发,2019,46(1): 173-184.
Yang Zhi, Zou Caineng. “Exploring petroleum inside source kitchen”: connotation and prospects of source rock oil and gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46 (1) : 173-184.
- [5] 李国欣,罗凯,石德勤. 页岩油气成功开发的关键技术、先进理念与重要启示—以加拿大都沃内项目为例[J]. 石油勘探与开发,2020,47(4): 739-749.
Li Guoxin, Luo Kai, Shi Deqin. Key technologies, engineering management and important suggestions of shale oil/gas development: case study of a Duvernay shale project in western Canada sedimentary basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 739-749.
- [6] 赵文智,胡素云,侯连华,等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发,2020,47(1): 1-10.
Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.
- [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] 匡立春,侯连华,杨智,等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. 石油学报,2021,42(1): 1-14.
Kuang Lichun, Hou Lianhua, Yang Zhi, et al. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(1): 1-14.
- [9] 李国欣,朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探,2020,25(2): 1-13.
Li Guoxin, Zhu Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.
- [10] 胡文瑞,翟光明,李景明. 中国非常规油气的潜力和发展[J]. 中国工程科学,2010,12(5): 25-29.
Hu Wenrui, Zhai Guangming, Li Jingming. Potential and development of unconventional hydrocarbon resources in China[J]. Engineering Science, 2010, 12(5): 25-29.
- [11] 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.
- [12] 邹才能,董大忠,杨桦,等. 中国页岩气形成条件及勘探实践[J]. 天然气工业,2011,31(12): 26-39.
Zou Caineng, Dong Dazhong, Yang Hua, et al. Conditions of shale gas accumulation and exploration practices in China [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 26-39.
- [13] 董大忠,邹才能,杨桦,等. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J]. 石油学报,2012,33(S1): 107-114.
Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 107-114.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 歧口凹陷歧北次凹沙河街组三段页岩油地质特征与勘探突破[J]. 石油学报,2020,41(6): 643-657.
Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, et al. Geological characteristics and exploration breakthrough of shale oil in Member 3 of Shahejie Formation of Qibei subsag, Qikou sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(6): 643-657.
- [18] 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 Standardization Administration Commission. Geological evaluating methods for shale oil: GB/T 38718-2020 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [19] Tissot B P, Durand B, Espitalie J, et al. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum [J]. AAPG Bulletin, 1974, 58: 499-506.
- [20] Espitalie J, Madec M, Tissot B, et al. Source rock characterization method for petroleum exploration [C]// Proceedings of the 9th Annual Offshore Technology Conference. Houston: Offshore Technology Conference, 1977: 439-448.
- [21] Dahl J E P, Moldowan J M, Teerman S C, et al. Source rock quality determination from oil biomarkers I: a new geochemical technique[J]. AAPG Bulletin, 1994, 78(10): 1507-1526.
- [22] Pepper A S, and Corvi P J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part 1: oil and gas generation from kerogen [J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(3): 291-319.
- [23] Gibson R G. Physical character and fluid-flow properties of sandstone-derived fault zones [J]. GSL Special Publications, 1998, 127(1): 83-97.
- [24] Yielding G, Freeman B, and Needham D T. Quantitative fault seal analysis [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 897-917.
- [25] Rawling G C, Goodwin L B, Wilson J L. Internal architecture, permeability, structure, and hydrologic significance of contrasting fault-zone types [J]. Geology, 2001, 29(1): 43-46.
- [26] Gibson R G. Fault-zone seals in siliciclastic strata of the Columbus Basin, offshore Trinidad [J]. AAPG Bulletin, 1994, 78(9): 1372-1385.
- [27] MacQuaker J H S and Adams A E. Maximizing information from fine-grained sedimentary rocks: An inclusive nomenclature for mudstones [J]. Journal of Sedimentary Research, 2003, 73(5): 735-744.
- [28] Shepard F P. Nomenclature based on sand-silt-clay ratios [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1954, 24: 151-158.
- [29] Folk R L. Petrology of sedimentary rocks [M]. USA: Hemphill Publishing Company, 1980: 184.
- [30] Pickering K, Stow D, Watson M. et al. Deepwater facies, processes and models: A review and classification scheme for modern and ancient sediments [J]. Earth Science Reviews, 1986, 23: 75-174.
- [31] Flemming B. A revised textural classification of gravel-free muddy sediments on the basis of ternary diagrams [J]. Continental Shelf Research, 2000, 20(10): 1125-1137.
- [32] Loucks R G, and Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
- [33] Evenick J C, McClain T. Chapter 4: Method for characterizing source rock organofacies using bulk rock composition, in J. Chatellier and D. Jarvie, eds., Critical assessment of shale resource plays [J]. AAPG Memoir, 2013, 103: 71-80.

- [34] 金之钧,白振瑞,高波,等. 中国迎来页岩革命了吗?[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.
- [35] 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.
- [36] 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):560-569.
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):560-569.
- [37] Jiang Zaixing, Liang Chao, Wu Jing, et al. , Several issues in sedimentological studies on hydrocarbon-bearing fine-grained sedimentary rocks[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 34(6):1031-1039.
- [38] Stasiuk L D, Osadetz K G, Goodarzi F. et al. Organic microfacies and basinal tectonic control on source rock accumulation: a microscopic approach with examples from an intracratonic and extensional basin[J]. International Journal of Coal Geology, 1991, 19 (s1-4):457-481.
- [39] Peters K E, Walters C C, Mankiewicz P J. Evaluation of kinetic uncertainty in numerical models of petroleum generation [J]. AAPG Bulletin, 2006,90(3):387-403.
- [40] Lu J, Milliken K, Reed R M, et al. Diagenesis and sealing capacity of the middle Tuscaloosa mudstone at the Cranfield carbon dioxide injection site, Mississippi, USA [J]. Environmental Geosciences, 2011,18(1):35-53.
- [41] Brons G, Siskin M, Botto R, et al. Quantitative mineral distributions in Green River and Rundle oil shales [J]. Energy Fuels, 1989,3(1):85-88.
- [42] Remy R R, and Ferrell R E. Distribution and origin of analcime in marginal lacustrine mudstones of the Green River Formation, South-central Uinta Basin, Utah [J]. Clays and Clay Minerals, 1989,37(5):419-432.
- [43] Li X, Zou C, Qiu Z, et al. Upper Ordovician-Lower Silurian shale gas reservoirs in southern Sichuan basin, China[C]// AAPG Annual Conventional and Exhibition. Houston: AAPG, 2011.
- [44] Jarvie D, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007,91(4):475-499.
- [45] Kent H C, Couch E L, Knepp R A. Central and southern Rockies region correlation chart [C]//AAPG, COSUNA Chart, 1 sheet. Oklahoma: AAPG, 1988.
- [46] Compton J S. Origin and diagenesis of clay minerals in the Monterey Formation, Santa Maria Basin area, California [J]. Clays and Clay Minerals, 1991,39(5):449-466.
- [47] Reid S A, McIntyre J L. Monterey Formation porcelanite reservoirs of the Elk Hills field, Kern County, California [J]. AAPG Bulletin, 2001,85(1):169-189.
- [48] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(二):南方四套区域性海相烃源岩的地球化学特征[J]. 海相油气地质,2009,14(1):1-15.
Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China (Part 2): geochemical characteristics of four suits of regional marine source rocks, south China [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009,14(1): 1-15.
- [49] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一):南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质,2008,13(2):1-16.
Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China (Part 1): Distribution of four suits of regional marine source rocks [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008,13(2):1-16.
- [50] 秦建中,申宝剑,付小东,等. 中国南方海相优质烃源岩超显微有机岩石学与生排烃潜力[J]. 石油与天然气地质,2010,31 (6):826-837.
Qin Jianzhong, Shen Baojian, Fu Xiaodong, et al. Ultramicroscopic organic petrology and potential of hydrocarbon generation and expulsion of quality marine source rocks in South China [J]. Oil & Gas Geology, 2010,31(6):826-837.
- [51] 张吉振,李贤庆,郭曼,等. 川南地区二叠系龙潭组页岩微孔隙特征及其影响因素[J]. 天然气地球科学,2015,26(8):1571-1578.
Zhang Jizhen, Li Xianqing, Guo Man, et al. Microscopic pore characteristics and its influence factors of the Permian Longtan Formation shales in the Southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015,26(8):1571-1578.
- [52] 陈建平,李伟,倪云燕,等. 四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(一):烃源岩空间分布特征[J]. 天然气工业,2018,38 (5):1-16.
Chen Jianping, Li Wei, Ni Yunyan, et al. The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (Part 1): Spatial distribution of source rocks [J]. Natural Gas Industry, 2018,38(5):1-16.
- [53] 陈建平,李伟,倪云燕,等. 四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(二):烃源岩地球化学特征与天然气资源潜力[J]. 天然气工业,2018,38(6):33-45.
Chen Jianping, Li Wei, Ni Yunyan, et al. The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (Part 2): Geochemical characteristics of source rocks and latent capacity of natural gas resources [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6):33-45.
- [54] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报, 2007,28(2):9-14+21.
Ma Yongsheng. Generation mechanism of Puguang Gas Field in Si-

- chuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(2): 9-14+21.
- [55] 杜金虎, 邹才能, 徐春春, 等. 川中古隆起龙王庙组特大型气田战略发现与理论技术创新[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(3): 268-277.
- Du Jinhu, Zou Caineng, Xu Chunchun, et al. Theoretical and technical innovations in strategic discovery of a giant gas field in Cambrian Longwangmiao Formation of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(3): 268-277.
- [56] 郭旭升, 郭彤楼, 黄仁春, 等. 中国海相油气田勘探实例之十六: 四川盆地元坝大气田的发现与勘探[J]. *海相油气地质*, 2014, 19(4): 57-64.
- Guo Xusheng, Guo Tonglou, Huang Renchun, et al. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (Part 16): Yuanba Gas Field in Sichuan Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2014, 19(4): 57-64.
- [57] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. *中国石油勘探*, 2016: 21(3): 24-37.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016: 21(3): 24-37.
- [58] 袁波, 王心强, 路俊刚, 等. 准东北部平地泉组致密油源岩生烃特征[J]. *石油实验地质*, 2014: 36(6): 744-751.
- Yuan Bo, Wang Xinqiang, Lu Jungang, et al. Hydrocarbon supplying characteristics of tight oil source rocks in Pingdiquan Formation, northeastern Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014: 36(6): 744-751.
- [59] 雷德文, 陈刚强, 刘海磊, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷大(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.
- [60] 宋永, 周路, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组湖相云质致密油储层特征与分布规律[J]. *岩石学报*, 2017, 33(4): 1159-1170.
- Song Yong, Zhou Lu, Guo Xuguang, et al. Characteristics and occurrence of lacustrine dolomitic tight-oil reservoir in the Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag, southeastern Junggar Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2017, 33(4): 1159-1170.
- [61] 王越, 陈世悦, 张关龙, 等. 咸化湖盆混积岩分类与混积相带沉积相特征-以准噶尔盆地南缘芦草沟组与吐哈盆地西北缘塔朗组为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(9): 1021-1035, 1065.
- Wang Yue, Chen Shiyue, Zhang Guanlong, et al. Classification of mixed sedimentite and sedimentary facies characteristics of mixed sedimentary facies belt in saline lacustrine basin: taking examples as the Lucaogou Formation in the south of Junggar Basin and the Taerlang Formation in the northeast of Tuha Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(9): 1021-1035+1065.
- [62] 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.
- [63] 支东明, 唐勇, 杨智峰, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 524-534.
- Zhi Dongming, Tang Yong, Yang Zhifeng, et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer sag, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 524-534.
- [64] 唐勇, 曹剑, 何文军, 等. 从玛湖大油区发现看全油气系统地质理论发展趋势[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(1): 1-9.
- Tang Yong, Cao Jian, He Wenjun, et al. Development Tendency of Geological Theory of Total Petroleum System: Insights From the Discovery of Mahu Large Oil Province[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(1): 1-9.
- [65] 张少敏, 操应长, 朱如凯, 等. 湖相细粒混合沉积岩岩石类型划分: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *地学前缘*, 2018, 25(4): 198-209.
- Zhang Shaomin, Cao Yingchang, Zhu Rukai, et al. Lithofacies classification of fine-grained mixed sedimentary rocks in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin. *Earth Science Frontiers*, 2018, 25(4): 198-209.
- [66] 杨智, 侯连华, 林森虎, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油、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.
- [67] 许琳, 常秋生, 杨成克, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层特征及含油性[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 535-549.
- Xu Lin, Chang Qiusheng, Yang Chengke, et al. Characteristics and oil-bearing capability of shale oil reservoir in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 535-549.
- [68] 刘得光, 周路, 李世宏, 等. 玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式[J]. *沉积学报*, 2020, 38(5): 946-955.
- Liu Deguang, Zhou Lu, Li Shihong, et al. Characteristics of Source Rocks and Hydrocarbon Generation Models of Fengcheng Formation in Mahu Depression[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2020, 38(5): 946-955.
- [69] 王小军, 梁利喜, 赵龙, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组含油页岩岩石力学特性及可压裂性评价[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 661-668.
- Wang Xiaojun, Liang Lixi, Zhao Long, et al. Rock mechanics and fracability evaluation of the Lucaogou Formation oil shales in Jimusaer sag, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 661-668.

- [70] 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.
- [71] 张文正,杨华,杨伟伟,等. 鄂尔多斯盆地延长组长7湖相页岩油地质特征评价[J]. 地球化学, 2015, 44(5): 505-515.
Zhang Wenzheng, Yang Hua, Yang Weiwei, et al. Assessment of geological characteristics of lacustrine shale oil reservoir in Chang 7 Member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Geochimica, 2015, 44(5): 505-515.
- [72] Zhang Wenzheng, Yang Weiwei, Xie Liqin. Controls on organic matter accumulation in the Triassic Chang 7 lacustrine shale of the Ordos Basin, central China[J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 183: 38-51.
- [73] 李士祥,牛小兵,柳广弟,等. 鄂尔多斯盆地延长组长7段页岩油形成富集机理[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 719-729.
Li Shixiang, Niu Xiaobing, Liu Guangdi, et al. Formation and accumulation mechanism of shale oil in the 7th Member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 719-729.
- [74] 朱彤,俞俊杰,王烽. 四川盆地海相、湖相页岩气形成条件对比及开发策略[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(4): 633-641.
Zhu Tong, Yu Lingjie and Wang Feng. Comparative analysis of the accumulation conditions and development strategies of the marine and lacustrine shale gas from the Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 633-641.
- [75] 王庆波,刘若冰,魏祥峰,等. 陆相页岩气成藏地质条件及富集高产主控因素分析—以元坝地区为例[J]. 断块油气田, 2013, 20(6): 698-703.
Wang Qingbo, Liu Ruobing, Wei Xiangfeng, et al. Geologic condition of shale gas accumulation in continental facies and main controlling factors of enrichment and high production: Taking Yuanba District as an example[J]. Fault-block & Gas Field, 2013, 20(6): 698-703.
- [76] 魏祥峰,黄静,李宇平,等. 元坝地区大安寨段陆相页岩气富集高产主控因素[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 970-981.
Wei Xiangfeng, Huang Jing, Li Yuping, et al. The main factors controlling the enrichment and high production of Daanzhai member continental shale gas in Yuanba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 970-981.
- [77] 黄江庆,梁榜,车世琦,等. 鄂西渝东地区东岳庙段陆相页岩气富集主控因素分析[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(4): 30-33+5.
Huang Jiangqing, Liang Bang, Che Shiqi, et al. Study on shale gas exploration potential of Dongyuemiao Member in Western Hubei and Eastern Chongqing[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(4): 30-33+5.
- [78] 梁榜,何生,陈学辉,等. 鄂西渝东地区东岳庙段页岩气勘探潜力研究[J]. 断块油气田, 2015, 22(1): 36-41.
Liang Bang, He Sheng, Chen Xuehui, et al. Exploration potential of Dongyuemiao Member shale gas in western Hubei-Eastern Chongqing area[J]. Fault-block & Gas Field, 2015, 22(1): 36-41.
- [79] 刘超. 梁平地区侏罗系东岳庙段页岩气成藏地质条件研究[J]. 江汉石油科技, 2017, 27(4): 1-5.
Liu Chao. Study on geological conditions of shale gas accumulation in Dongyuemiao Member of Jurassic in Liangping area[J]. Jianghan Shi You Ke Ji, 2017, 27(4): 1-5.
- [80] 刘忠宝,刘光祥,胡宗全,等. 陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义—以四川盆地中下侏罗统为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 10-21.
Liu Zhongbao, Liu Guangxiang, Hu Zongquan, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration: A case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 10-21.
- [81] 周德华,孙川翔,刘忠宝,等. 川东北地区大安寨段陆相页岩气藏地质特征[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(5): 32-42.
Zhou Dehua, Sun Chuanxiang, Liu Zhongbao, et al. Geological characteristics of continental shale gas reservoir in the Jurassic Da'anzhai member in the northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(5): 32-42.
- [82] 刘苗苗,付小平. 元坝地区陆相页岩气勘探潜力再评价[J]. 四川地质学报, 2020, 40(3): 416-421.
Liu miaomiao, Fu Xiaoping. Reevaluation of exploration potential of continental shale gas in the Yuanba Area[J]. Acta Geologica Sichuan, 2020, 40(3): 416-421.
- [83] 刘忠宝,胡宗全,刘光祥,等. 四川盆地东北部下侏罗统自流井组陆相页岩储层孔隙特征及形成控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 136-145.
Liu Zhongbao, Hu Zongquan, Liu Guangxiang, et al. Pore characteristics and controlling factors of continental shale reservoirs in the Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 136-145.
- [84] 孙龙德. 古龙页岩油(代序)[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 1-7.
Sun Longde. Shale oil in Gulong[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 1-7.
- [85] 王广昀,王凤兰,蒙启安,等. 古龙页岩油战略意义及攻关方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 8-19.
Wang Guangyun, Wang Fenglan, Meng Qi'an, et al. Strategic significance and research direction for Gulong shale oil[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 8-19.
- [86] 王玉华,梁江平,张金友,等. 松辽盆地古龙页岩油资源潜力及勘探方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 20-34.
Wang Yuhua, Liang Jiangping, Zhang Jinyou, et al. Resource potential and exploration direction of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 20-34.
- [87] 冯子辉,柳波,邵红梅,等. 松辽盆地古龙地区青山口组泥页岩成岩演化与储集性能[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3):

- 72-85.
- Feng Zihui, Liu Bo, Shao Hongmei, et al. The diagenesis evolution and accumulating performance of the mud shale in Qingshankou Formation in Gulong area, Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 72-85.
- [88] 金成志, 董万百, 白云凤, 等. 松辽盆地古龙页岩岩相特征与成因[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(3): 35-44.
- Jin Chenzhi, Dong Wanbai, Bai Yunfeng, et al. Lithofacies characteristics and genesis analysis of Gulong shale in Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 35-44.
- [89] 霍秋立, 曾花森, 张晓畅, 等. 松辽盆地古龙页岩有机质特征与页岩油形成演化[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(3): 86-96.
- Huo Qiuli, Zeng Huasen, Zhang Xiaochang, et al. Organic matter characteristics and shale oil formation of Gulong shale in Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 86-96.
- [90] 崔宝文, 陈春瑞, 林旭东, 等. 松辽盆地古龙页岩甜点特征及分布[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.
- [91] 陈彬滔, 潘树新, 王天奇, 等. 松辽盆地齐家—古龙凹陷青山口组深水细粒沉积体系的微相类型及其页岩油气勘探意义[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2015, 46(9): 3338-3346.
- Chen Bintao, Pan Shuxin, Wang Tianqi, et al. Sedimentary microfacies of deepwater fine-grained depositional system and its significance for shale oil and gas exploration in Qingshankou Formation, Qijia-Gulong depression, Songliao Basin, Northeast China[J]. *Journal of Central South University*, 2015, 46(9): 3338-3346.
- [92] 汤天知, 李庆峰, 赵小青, 等. 基于电成像与核磁共振测井的古龙页岩油储层有效性评价[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(3): 129-136.
- Tang Tianzhi, Li Qingfeng, Zhao Xiaoqing, et al. The effectiveness evaluation of Gulong shale oil reservoirs based on the electrical imaging and NMR logging, *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3): 129-136.
- [93] 张善文, 张林晔, 李政, 等. 济阳坳陷古近系页岩油气形成条件[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(6): 1-5.
- Zhang Shanwen, Zhang Linye, Li Zhenget al. Formation conditions of Paleogene shale oil and gas in Jiyang Depression[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(6): 1-5.
- [94] 宋明水. 济阳坳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.
- [95] 刘惠民, 张守鹏, 王朴, 等. 沾化凹陷罗家地区沙三段下亚段页岩岩石学特征[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(6): 11-15.
- Liu Huimin, Zhang Shoupeng, Wang Pu, et al. Lithologic characteristics of Lower Es3 shale in Luojia area, Zhanhua sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(6): 11-15.
- [96] 陈 Zhuoheng, Li Maowen, Cao Tingting, et al. Hydrocarbon generation kinetics of a heterogeneous source rock system: Example from the Eocene-Oligocene Shahejie Formation, Bohai Bay Basin in eastern China[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(12): 13291-13304.
- [97] Li Maowen, Chen Zhuoheng, Ma Xiaoxiao, et al. A numerical method for calculating total oil yield using a single routine Rock-Eval program: A case study of the Eocene Shahejie Formation in Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 191, 49-65.
- [98] 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.
- [99] Liang Chao, Cao Yingchang, Jiang Zaixing, et al. Shale oil potential of lacustrine black shale in the Eocene Dongying Depression: implications for geochemistry and reservoir characteristics[J]. *AAPG Bulletin*, 2017, 101(11): 1835-1858.
- [100] 刘雅利, 刘鹏. 陆相富有机质泥页岩中夹层特征及其作用—以济阳坳陷为例[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(5): 1-9.
- Liu Yali, Liu Peng. Interlayer characteristics and their effect on continental facies organic-rich shale: A case study of Jiyang Depression[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(5): 1-9.
- [101] 张顺. 济阳坳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.
- [102] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆地相区页岩油富集理论、勘探技术及前景—以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(2): 143-162.
- Zhao Xianzheng, Pu Xiugang, Zhou Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: a case study of the Paleogene in Huanghua depression, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 143-162.
- [103] 蒲秀刚, 时战楠, 韩文中, 等. 陆相湖盆细粒沉积区页岩层系石油地质特征与油气发现—以黄骅坳陷沧东凹陷孔二段为例[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 46-58.
- Pu Xiugang, Shi Zhannan, Han Wenzhong, et al. Petroleum geological characteristics and hydrocarbon discovery of shale system in fine-grained sedimentary area of lacustrine basin: a case study of Kong2 Member in Cangdong sag, Huanghua depression[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 46-58.
- [104] 鄢继华, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 基于 X 射线衍射数据的细粒沉积岩岩石定名方法与应用[J]. *中国石油勘探*, 2015, 20(1):

- 48-54.
Yan Jihua, Pu Xiugang, Zhou Lihong, et al. Naming method of fine-grained sedimentary rocks on basis of X-ray diffraction data [J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20 (1): 48-54.
- [105] 龙玉梅, 陈曼霏, 陈凤玲, 等. 潜江凹陷潜江组盐间页岩油储层发育特征及影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 59-64.
Long Yumei, Chen Manfei, Chen Fengling, et al. Characteristics and influencing factors of inter-salt shale oil reservoirs in Qianjiang Formation, Qianjiang Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26 (1): 59-64.
- [106] 刘心蕊, 吴世强, 陈凤玲, 等. 江汉盆地潜江凹陷潜江组盐间页岩油储层特征研究—以潜³₄-10韵律为例[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 268-275.
Liu Xinrui, Wu Shiqiang, Chen Fengling, et al. Characteristics of reservoirs for inter-salt shale oil of Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jianghan Basin: a case study of the Eq⁴₃-10 rhythm [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(2): 268-275.
- [107] Li Maowen, Ma Xiaoxiao, Li Zhiming, et al. Emerging shale oil plays in hypersaline lacustrine Qianjiang Formation, Jianghan Basin, Central China [C]//Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). Houston, Texas: SPE, 2018.
- [108] Ma Xiaoxiao, Li Maowen, Pang Xiongqi, et al. Paradox in bulk and molecular geochemical data and implications for hydrocarbon migration in the inter-salt lacustrine shale oil reservoir, Qianjiang Formation, Jianghan Basin, central China [J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 209, 72-88.
- [109] Tyson R V, Pearson T H. Modern and Ancient continental shelf anoxia: An overview [J]. Modern and Ancient continental shelf anoxia. Geological Society Special Publication, 1991, 58: 1-24.
- [110] 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.
- [111] 傅成玉. 非常规油气资源勘探开发 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2015.
Fu Chengyu. Exploration and development of unconventional petroleum resources [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2015.
- [112] Li Maowen, Chen Zhuoheng, Ma Xiaoxiao, et al. Shale oil resource potential and characteristics of the Eocene-Oligocene Shahejie, Jiyang Super-Depression, Bohai Bay Basin of China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 204, 130-143.
- [113] Katz B, Lin F. Lacustrine basin unconventional resource plays: Key differences [J]. Marine and Petroleum Geology, 2014, 56 (3): 255-265.
- [114] Jarvie D M, Lundell L L. Kerogen type and thermal transformation of organic matter in the Miocene Monterey Formation [M]// Isaacs C M, Rullkotter J. The Monterey formation: From rocks to molecules. New York: Columbia University Press, 2001: 268-95.
- [115] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas; Part2-Shale oil resource systems [M]//Breyer J A. Shale reservoirs-Giant resources for the 21st Century: AAPG Memoir 97. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012: 89-119.
- [116] Pollastro R M, Roberts L N R, Cook T A. Geologic model for the assessment of technically recoverable oil in the Devonian-Mississippian Bakken Formation, Williston Basin [M]//BREYER J A. Shale reservoirs-Giant resources for the 21st Century: AAPG Memoir 97. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012: 205-257.
- [117] Donovan A D, Staerker T S, Gardner R M, et al. Findings from the Eagle Ford Outcrops of West Texas & implication to the Sub-surface of South Texas [M]//Bryer J A. The Eagle Ford Shale-A renaissance in U. S. Oil Production: AAPG Memoir 110. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2016: 301-336.
- [118] Zagorski W A, Wrightstone G R, Bowman D C. The Appalachian Basin Marcellus gas play: Its history of development, geologic controls on production, and future potential as a world class reservoir [M]//Breyer J A. Shale reservoirs-giant resources for the 21st Century: AAPG Memoir 97. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012: 172-200.
- [119] 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): 843-849.
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): 843-849.
- [120] Li Zheng, Zou Yanrong, Xu Xingyou, et al. Adsorption of mudstone source rock for shale oil-Experiments, model and a case study [J]. Organic Geochemistry, 2016, 92, 55-62.
- [121] Zou Yanrong, Sun Jianan, Li Zheng, et al. Evaluating shale oil in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China, using the oversaturation sorption zone method [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2018, 161: 291-301.
- [122] Huang Zhenkai, Li Maowen, Liu Quanyou, et al. Hydrocarbon generation and evolution of the source rocks of the lower Es3 and upper Es4 members of the Shahejie Formation in the Niuzhuang Sub-sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, eastern China [J]. Interpretation, 2018, 6(4): SN11-SN21.
- [123] Huang Zhenkai, Liang Tian, Zhan Zhaowen, et al. Chemical structure evolution of kerogen during oil generation [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 98: 422-436.
- [124] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力 [J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 437-452.
Jia Chengzao, Pang Xiongqi, Song Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 437-452.

(编辑 张亚雄)