

百色盆地那读组基质型块状泥岩含油性及其可动性

——以坤页1井为例

刘岩^{1,2}, 陈皓炜¹, 朱相羽³, 何文祥¹, 李露¹, 王星^{1,2}, 段宏亮³, 刘喜欢³, 成为³, 刘保磊⁴, 高也^{1,5}, 班杰¹
(1. 油气地球化学与环境湖北省重点实验室, 湖北武汉 430100; 2. 长江大学西部研究院, 新疆克拉玛依 834000;
3. 中国石化江苏油田分公司, 江苏扬州 225009; 4. 长江大学石油工程学院, 湖北武汉 430100;
5. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206)

摘要: 百色盆地那读组泥岩是广西地区页岩油勘探的重要层位, 广泛发育块状基质型泥岩。而中国其他盆地中页岩油的富集层位主要是纹层状泥页岩, 与那读组基质型泥岩具有较大差异。近年来的勘探成果表明, 百色盆地那读组泥岩具备良好的油气生成条件, 页岩油资源潜力可观。但目前仍缺乏对百色盆地页岩油资源的定量表征与评价, 其含油性、可动性特征及主控因素尚不明确。鉴于此, 以那读组泥岩为例, 通过岩心观察、岩石薄片观察、覆压孔渗等常规方法, 结合低压氮气吸附实验、高压压汞、纳米CT、二维核磁共振以及多温阶热解等技术方法对那读组页岩油的赋存特征及储集空间进行多尺度的表征, 分析了基质型泥岩含油性及其可动性。相关研究不仅可以为该地区页岩油资源的评价提供科学依据, 同时也可对中国此类致密基质型页岩油勘探提供借鉴。结果表明, 那读组基质型泥岩结构紧密, 孔隙类型以微孔和介孔为主, 孔隙形态多为小球状和管状, 空间上呈孤立状分布。洗油前后对比表明页岩油主要赋存在10 nm以下层状缝中, 孔喉半径小、连通性较差。那读组第一段(简称那一段)泥岩有机质含量高, 含油量也相对较高, 但由于成熟度较低, 页岩油主要以吸附态存在, 可动性仅在20%左右。那读组第二段和那读组第三段泥岩有机碳含量低, 泥岩段含油量低于那一段, 但其成熟度略高, 中间砂质夹层中可动油含量可达60%以上。综合分析认为, 百色盆地那读组基质型泥岩含油性及其可动率偏低, 砂岩夹层是相对可靠的勘探目标层段。

关键词: 页岩油; 基质型泥岩; 可动性; 那读组; 百色盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Study on the Oil Content and Mobility of Matrix-Type Blocky Shale of the Nadu Formation in the Well Kunye 1, Baise Basin

LIU Yan^{1,2}, CHEN Haowei¹, ZHU Xiangyu³, HE Wenxiang¹, LI Lu¹, WANG Xing^{1,2}, DUAN Hongliang³, LIU Xihuan³, CHENG Wei³,
LIU Baolei⁴, GAO Ye^{1,5}, BAN Jie¹

(1. Hubei Key Laboratory of Petroleum Geochemistry and Environment, College of Resources and Environment, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. Western Research Institute, Yangtze University, Karamay, Xinjiang 834000, China; 3. China Petroleum and Chemical Corporation Jiangsu oilfield branch, Yangzhou, Jiangsu 225009, China; 4. College of petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 5. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China)

Abstract: The mudstone of the Nadu Formation in the Baise Basin is a critical layer for shale oil exploration in Guangxi Province. This formation is predominantly characterized by massive matrix mudstone. In contrast, shale oil enrichment layers in other petroliferous basins are primarily dominated by laminated shales, which differs significantly from the matrix mudstone in the Nadu Formation. Recent exploration findings suggest that the petroleum generation conditions within the Nadu Formation of the Baise Basin are favorable and the potential of shale oil resources are considerable. However, quantitative characterization and evaluation of shale oil resources in this basin remain

收稿日期: 2024-11-19。

第一作者简介: 刘岩(1985—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事油气成藏地质地球化学与非常规油气地质学教学与科研工作。地址: 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号, 邮政编码: 430100。E-mail: liuyan@yangtzeu.edu.cn

通信作者简介: 陈皓炜(1999—), 男, 在读硕士研究生, 主要从事油气地球化学研究。地址: 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号, 邮政编码: 430100。1033190921@qq.com

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“渤海湾盆地PETM事件记录和有机质富集—来自藿烷单体烃碳同位素的启示”(42272175); 国家自然科学基金面上项目“页岩中有机质对润湿性的影响机理研究”(42472175); 湖北省自然科学基金杰出青年基金项目“深层—超深层多元复合成烃与多相态复杂油气藏成藏机理”(2025AFA106); 湖北省教育厅高校优秀中青年科技创新团队项目“烃源岩地球化学”(T2022008); 长江大学教研项目“双碳目标下的《有机地球化学》课程改革与实践”(JY2024030)。

insufficient, leaving the characteristics of oil content, mobility, and their controlling factors unclear. To address this, this study focuses on the mudstone of Nadu Formation in the Baise Basin. By integrating conventional methods such as core observation, thin-section analysis, porosity and permeability testing with advanced techniques including low-pressure nitrogen adsorption, high-pressure mercury intrusion, nano-CT scanning, two-dimensional nuclear magnetic resonance, and multi-stage pyrolysis, we have conducted multi-scale characterization of shale oil occurrence and storage space within the Nadu Formation. Additionally, the oil-bearing properties and mobility of the matrix mudstone were analyzed. This research not only provide a scientific foundation for the assessment of shale oil resources in this region but also offer valuable insights into the exploration of similar dense matrix shale oil in China. The results indicate that the matrix mudstone of the Nadu Formation in the Baise Basin exhibits a tightly compacted structure, with micropores and mesopores being the dominant pore types. Pore morphology is predominantly spherical or tubular, distributed in isolated patterns within the rock matrix. Comparisons between pre- and post-extracted samples reveal that shale oil primarily resides in layered fractures less than 10 nm. These pores exhibit small throat radii and poor connectivity. The organic matter content in the first member of the Nadu Formation is relatively high, correlating with elevated oil content. However, due to its low maturity, shale oil predominantly exists in an adsorbed state, with mobility estimated at approximately 20%. Conversely, the second and third members of the Nadu Formation display lower organic carbon content and reduced oil content compared to the first member. Nevertheless, these members exhibit slightly higher maturity levels, with mobile oil content in interbedded sandstone layers reaching over 60%. A comprehensive analysis concludes that the oil-bearing capacity and mobile oil ratio of the matrix mudstone in the Nadu Formation of the Baise Basin are relatively low. Therefore, interbedded sandstone layers are more promising target for exploration.

Keywords: shale oil; matrix shale; oil mobility; Nadu Formation; Baise Basin

随着中国常规原油探明程度的不断增加以及原油对外依存度的逐年攀升,页岩油已经成为中国原油勘探开发的重要接替领域^[1-2]。根据国土资源部等机构预测,中国页岩油资源主要分布在鄂尔多斯、松辽、准噶尔、四川、渤海湾5个大型盆地,和柴达木、江汉、苏北等8个中小型盆地。数据显示,中国页岩油技术可采储量达 21×10^8 t,位居全球第三,资源开发潜力巨大^[3-4]。中国从2010年左右开始进行页岩油勘探,现已建成新疆吉木萨尔、长庆陇东和大庆古龙等多个页岩油国家级示范区^[5-6]。

从获得国内外勘探成功的页岩油的岩相构型来看,页岩油产量最高的是夹层型页岩油,其次是中间型,基质型最差^[7-10]。泥页岩纹层与页岩油产能具有良好的相关性,因而备受重视,而纹层欠发育的基质型块状泥岩则很少被关注。近年来的勘探结果表明,部分基质型泥岩同样具有页岩油勘探开发潜力,如渤海湾盆地东营凹陷沙四上亚段的基质型泥岩日产油量最高超过200 t^[11]。因此,对基质型页岩油富集机制的研究对于拓展中国页岩油勘探领域,促进中国原油增储上产具有重要意义。

百色盆地是中国西南地区一个重要的古近系断陷湖相沉积盆地,20世纪80年代以来,已发现了一批常规中小型油气藏^[12]。那读组是盆内发育的一套古近系泥岩,目前已经证实,坤页30井等多个常规油气藏中的原油来源于那读组泥岩^[13],表明该层位具有较好的资源潜力。2022年,中国石化江苏油田在广西百色盆地那读组开展页岩油勘探,钻探了坤页1井,然而压裂未见油。该井揭示那读组泥岩厚度可达400 m以上,基本为块状泥岩。对比国内外其他页岩油勘探成功的案例,其页岩油产量

与泥页岩岩相组成、纹层结构、成熟度等条件密切相关^[14]。而那读组泥岩平均总有机碳含量可达1.3%以上,那读组第一段(简称那一段)更是高达2.31%;镜质组反射率(R_o)为0.68%~0.75%,达到了页岩油勘探的基础条件。因此,泥页岩的含油性和可动性可能是其主要制约因素。

以那读组泥岩为研究对象,通过岩心观察、油气地球化学分析、储层物性分析、核磁共振和多温阶分步热解等分析测试手段,对那读组泥页岩的含油性及其可动性特征进行评价,研究成果不仅有助于揭示百色盆地那读组页岩油富集机制,同时也可对中国致密基质型页岩油勘探提供借鉴。

1 地质概况

百色盆地位于广西中西部右江断裂带南侧,呈北西—南东向狭长形展布,自西向东可依次划分为百色凹陷、四塘隆起、田阳凹陷、那百隆起和田东凹陷。百色盆地是古新世时期,在中三叠统褶皱基底上发育起来的内陆残留型山间盆地,经历了断陷、拗陷和萎缩三个发育阶段,先后沉积了六组组(E_1l)、洞均组(E_2d)、那读组(E_2n)、百岗组(E_3b)、伏平组(N_1f)、建都岭组(N_1j)、长蛇岭组(N_2ch)等地层^[15]。

那读组与百岗组共同构成了百色盆地最主要的含油气地层单元,其中那读组尤为关键。作为盆地内分布最广、厚度最大且层位最稳定的烃源岩发育层系,该组地层不仅是区域油气生成的核心单元,更控制了整个盆地的

油气资源分布格局。这套地层形成于右江断裂带左行走滑拉分和基底断陷沉降最为活跃的时期,因此,其岩性、岩相及厚度在全盆地范围内的空间差异性极大。总体特征是以盆地北部的南伍断层为界,断层以北的仑圩、小塘一带主要发育冲积扇和扇三角洲沉积,岩性以杂色砾岩、砂砾岩、砂岩与泥粉砂岩的互层组合为主;而断层以南的广大区域则以浅一半深湖相、三角洲相以及湖底扇沉积为主,岩性主要包括暗色泥岩、钙质泥岩夹粉砂岩、泥灰岩及生物屑灰岩,局部可见煤线和煤层分布^[16]。百色盆地页岩油显示井平面主要分布在中央断凹带,纵向主要分布于那读组第二段(那二段)。中央断凹带 E_2n_2 、 E_2n_3 均发育砂岩夹层,其中 E_2n_2 砂岩夹层厚度较大,含油

性好。中央断凹 E_2n_2 砂岩夹层总体为浅湖亚相滩坝沉积,高丰度高成熟泥岩、有利的裂缝条件、封闭的异常压力系统是页岩油富集的重要因素。

为落实中央断凹带那读组基质型页岩油的勘探前景,江苏油田在田东凹陷钻探了坤页1井(图1)。导眼井钻至洞均组50 m完钻,完全钻揭那读组泥岩,垂向上自下而上可分为3段: E_2n_3 、 E_2n_2 (包括2个亚段: $E_2n_2^1$ 和 $E_2n_2^2$)和 E_2n_1 (包括2个亚段: $E_2n_1^1$ 和 $E_2n_1^2$)。在那读组取心20回次,共计268.78 m。经岩心观察发现,在那一段下部、那二段中部砂岩层段和那读组第三段(简称那三段)上部均见到明显的油气显示。对坤页1井那读组岩心开展取样和测试工作。

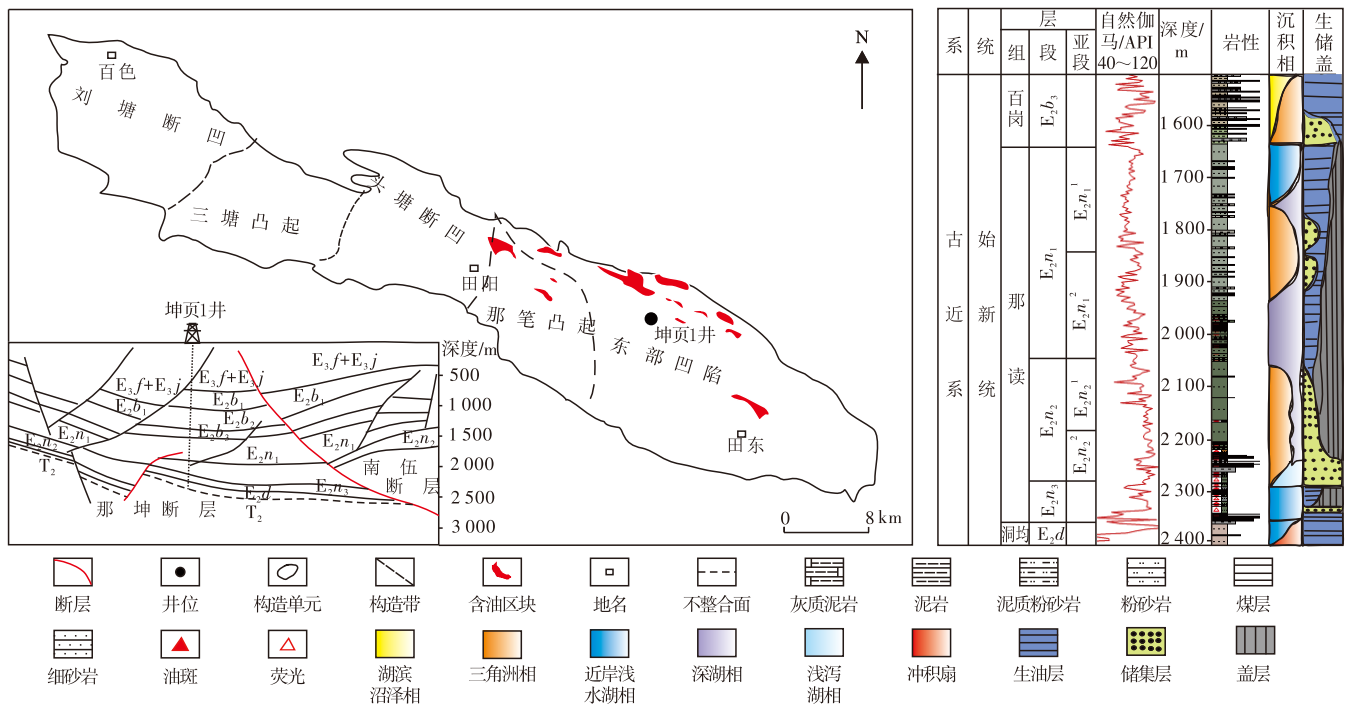


图1 百色盆地区域构造和那读组岩性地层综合柱状图

Fig. 1 Comprehensive column chart of regional structure and lithologic stratigraphy of Nadu Formation in Baise Basin

2 样品与实验

2.1 样品信息

实验样品取自坤页1井那读组,深度介于1 842~2 360 m。那一段深度范围为1 842~2 045 m,那二段为2 045~2 280 m,那三段为2 280~2 360m。页岩主要以灰黑色块状混积泥岩为主, $E_2n_1^2$ 段为块状泥岩,裂缝发育,见大量擦痕,缝面含油较少且分布不均; $E_2n_2^2$ 段为块状泥岩和油斑粉、细砂岩,部分砂岩含油饱满,泥岩缝面含油较少且分布不均; E_2n_3 段以块状泥岩为主,底部见含砾粉细砂岩,砂岩致密、含油不饱满。

2.2 实验方法

对样品开展了总有机碳含量、岩石热解、岩心冷冻热解、显微组分及 R_o 测试、荧光薄片、覆压孔渗、氮气吸附-脱附、扫描电镜、高压压汞、纳米CT和二维核磁共振等分析测试。

其中低温氮气吸-脱附和高压压汞实验联合定量表征微-纳米孔隙结构特征。氮气吸附利用毛细管凝聚原理来表征页岩的孔隙结构,高压压汞实验则是通过测量汞在高压条件下的侵入量来研究样品中大孔的孔径分布及连通性;纳米CT实验利用Ultra-XRM-L200型纳米CT扫描仪,建立样品的三维模型来确定页岩储层微-纳米孔隙大小、分布及连通性等结构参数;氩离子抛光场发射

扫描电镜实验采用 Leica EM TIC 3X 型离子减薄仪对样品进行氩离子抛光处理,将抛光后的样品置入美国赛默飞公司生产的场发射扫描电子显微镜(型号 FEI Quanta200F,分辨率优于 1.2 nm)的样品室中,抽真空处理后采用二次电子和背散射成像模式对页岩样品进行直接观察,获得图像照片;常规岩石热解、冷冻岩心热解和二维核磁共振等实验在中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所完成。

3 那读组泥岩含油性特征

3.1 那读组泥岩有机地球化学特征

烃源岩评价结果显示,那读组泥岩整体上总有机碳含量均较高,其中那一段有机质丰度高,平均总有机碳含量大于 2%;那三段次之,平均总有机碳含量为 1.5%;那二段相对较差,平均总有机碳含量仅为 1.1% 左右,烃源岩品质整体上属于好—较好。有机质类型显示,那读组烃源岩整体上主要以 I 型和 II₁ 型为主,少量为 II₂ 型和 III 型。其中在那一段干酪根以低等水生藻类为主,主要为 I-II₁ 型;那二段镜质组含量明显增加,以 II₁-II₂ 型为主;那三段干酪根类型进一步变差,以 II₂-III 型为主,下部发育有煤线。通常认为优质烃源岩的形成往往与浮游藻类密切相关^[17-18],从那读组泥岩有机质显微组分和总有机碳含量来看,那一段生烃条件优越,具备形成页岩油的丰厚物质基础。那读组 R₀ 介于 0.68%~0.75%,那一段基本在 0.71% 左右,结果表明那读组泥岩具备形成页岩油的物质基础,满足生烃条件,可能已发生明显的排烃作用。

3.2 那读组泥岩孔隙发育特征

储集岩的孔隙结构是指岩石内部所具有的孔隙和喉道的几何形状、大小、分布特征及其相互之间的连通关系^[19],是研究储层物性及流体赋存与运移规律的基础,对于油气资源的勘探与开发具有重要意义。孔隙的结构与形貌决定着泥页岩能否成为有效的油气储集体。常见的页岩油赋存空间包括粒间孔、微裂隙、裂缝、裂隙溶孔、粒内孔等^[20]。为了研究那读组湖相泥页岩原油储层空间特征,采用覆压孔渗、薄片观察、扫描电镜、纳米 CT 等方法直接表征储集空间特征,氮气吸-脱附结合高压压汞等流体介入方法综合定量表征孔隙直径分布。

从岩心观察上来看,整个那读组岩心除了那二段有薄层砂岩夹层,那三段底部有薄砂岩和少量煤线特征外,那二段上部和那一段整体上均为较为致密的块状泥岩,且可以看到明显的垂直地层的高角度节理缝。对 152 件

岩石薄片观察,除那二段那三段有粉细砂岩夹层外,其余泥岩样品基本全为基质型泥岩,100 余件样品镜下均未观察到明显的沉积纹层,且矿物颗粒较细小,为基质型泥岩(图 2)。从矿物组成上来看,那读组泥岩黏土矿物体积分数较高,可达 41.8%,石英体积分数为 31.2%,钾长石、斜长石、方解石和白云石的体积分数分别为 0.9%、1.2%、24.4% 和 0.4%,黄铁矿占比 0.1%。泥岩孔隙度在 0.71%~6.37%,平均孔隙度在 3.49%,那一段最高部分在 5%~6%,那二+三段基本在 3% 以下。那二段发育薄层砂岩,石英体积分数 55.4%~96.8%,普遍高于 80%,长石体积分数 0.1%~11%,方解石体积分数在 0.1%~11.7%,普遍低于 2%,部分样品含有少量黄铁矿。综合来看,那二段薄层砂岩主体以分选较好的长石质或岩屑质石英砂岩为主,粒度相对较小且均匀,孔隙度较低,介于 1.1%~2.6%,平均仅为 2.1%。



a. 那一段泥岩



b. 那二段砂岩

图 2 百色盆地岩石显微岩相学特征

Fig. 2 Microscopic Petrographic Characteristics of Rocks in the Baise Basin

常规压汞方法测试常用来表征 50 nm 以上的孔隙结构,而那读组泥页岩孔隙较为细小,仅仅依靠压汞法难以准确表征泥岩孔隙特征^[21]。为此,联合氮气吸附和高压压汞实验来表征 50 nm 以下孔隙发育特征,可以表征多重孔隙结构变化特点。氮气吸附利用毛细管凝聚原理来表征页岩的孔隙结构,不同的孔隙形态和孔隙结构导致气体在孔隙内的吸附与解吸过程不同,在氮气吸附-脱附曲线上即可形成不同的形态特征^[22]。

页岩样品通常含有较高比例的黏土矿物。在进行氮气吸附-脱附实验时,当相对压力达到较高范围(大于0.40)时,吸附曲线与脱附曲线会出现分离现象,并形成回滞环^[23-24]。回滞环的形态可以较为直观地表征页岩油储层孔隙的复杂程度和形态特征^[25]。根据国际纯粹与应用化学联合会(International Union of Pure and Applied Chemistry, 简称IUPAC)^[26]的分类,回滞环可以4种类型:H1型的吸附和脱附曲线均陡直且滞后回环窄小,代表2段开口的柱状孔隙;H2型的脱附曲线陡直且滞后回环宽大,代表墨水瓶形的细颈广体孔隙;H3型的滞后回环窄小,吸附曲线和脱附曲线近乎平行,并在饱和蒸汽压力条件下发生毛细管凝聚现象,吸附曲线随之急剧上升,表明其为平行板状的狭缝形孔隙,连通性相对较差;H4型的吸附和脱附曲线相对平缓且近乎平行,代表一端封闭的单边狭缝形孔隙。

依据回滞环的形态特征,可将那读组页岩的氮气吸附-脱附曲线主要归类为H3型与H4型,其孔隙形态多呈现为平行板状狭缝形及单边狭缝形。这种孔隙结构的形成可能是因为那读组页岩中含有较高比例的黏土矿物,这些矿物的片状结构为平行板状狭缝形孔隙。

进一步深入揭示百色盆地那读组页岩油在大孔隙中的赋存位置,联合采用高压压汞法对那读组页岩的孔隙特征进行精细表征(图4)。通过对百色盆地那读组页岩开展高压压汞实验分析测试,数据显示那读组页岩孔喉半径分布介于2~50 nm,孔隙结构以微孔和中孔为主。这一特征表明那读组页岩油主要赋存于纳米级孔隙之中。

为了直观表征页岩的储层孔隙发育特征,运用高精度的纳米CT技术对那读组页岩进行扫描(图5)。CT采用美国蔡司公司制造的纳米CT扫描仪(型号Ultra-XRM-L200型)进行扫描,并以65 nm分辨率提取模式进

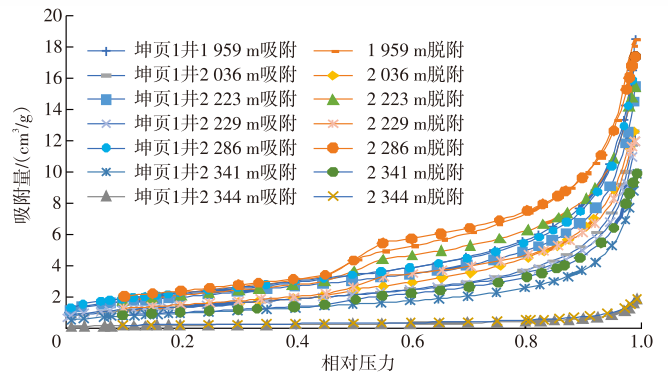


图3 百色盆地那读组页岩氮气吸附-脱附曲线
Fig. 3 Nitrogen Adsorption-Desorption Curve of the Nadu Formation Shale in Baise Basin

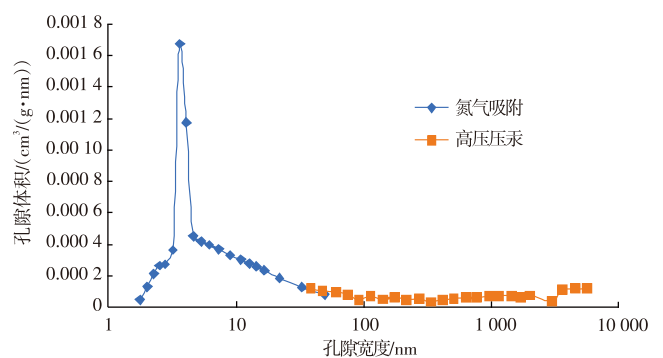


图4 百色盆地那读组页岩氮气吸附-脱附与高压压汞法孔径分布

Fig. 4 Nitrogen adsorption-desorption curve and Spatial distribution map of high-pressure mercury injection method of shale of Nadu Formation in Baise Basin

行提取,页岩样品直径为65 μm。结果显示那一段泥岩结构紧密,孔隙小且孤立,孔隙形态多为小球状和管状连通性极差,空间上呈孤立状分布。由于页岩样品致密,CT扫描的分辨率有限,无法识别页岩样品中极为细小的孔隙,因此,得到的孔隙度结果存在一定的误差。

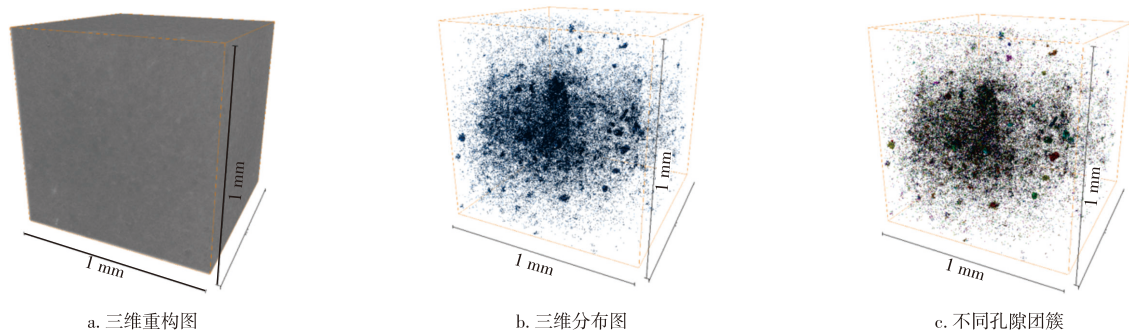


图5 百色盆地那读组纳米CT扫描成像

Fig. 5 Nano-CT Scanning Imaging of the shale oil of the Nadu Formation in Baise Basin

3.3 那读组泥岩含油性特征

为了探究那读组基质型泥页岩层系的含油性及烃类

赋存空间,对页岩含油性进行了定性和定量表征,岩心观察、荧光薄片和扫描电镜等方法可以对游离态液态烃进

行定性表征,定量研究包括利用有机地球化学参数、核磁共振及热解技术等对含油性进行评价。

根据JARVIE等^[27]的研究,表征页岩储层含油性的有机地球化学参数主要包括氯仿沥青“A”、热解参数 S_1 、OSI等。其中,热解参数 S_1 、氯仿沥青“A”分别表征残留烃与残留油含量。OSI作为热解参数 S_1 与总有机碳含量的比值,当其数值大于100 mg/g时,表明该层段具备页岩油地质勘探的潜力^[28]。但实验测得的游离烃含量往往小于真实的游离烃含量,结果差异较大^[29-30]。

样品在取心保存及实验前处理中会导致 S_1 轻烃、重烃缺失,氯仿沥青“A”存在轻烃损失,致使页岩油资源评价结果偏低。鉴于此,本研究采用液氮冷冻岩心方法^[31],最大限度的减少轻烃散失对实验的影响。从冷冻岩心热解结果来看,其变化规律与常规热解相近,但热解OSI值明显高于常规热解。将冷冻岩心和常规热解方法对比,建立那读组基质型页岩常规热解OSI校正关系式:冷冻岩心OSI=1.85×常规OSI。从中可以看出,常规热解方法轻烃损失严重,损失了约46%的烃类(图6)。

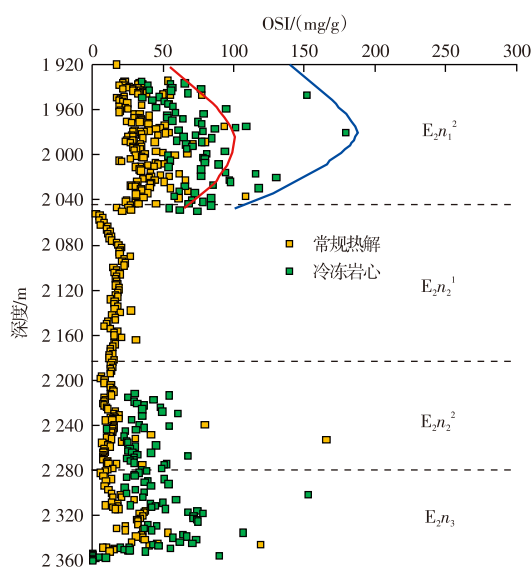


图6 百色盆地那读组页岩油常规热解与冷冻岩心热解OSI关系

Fig. 6 OSI relation between conventional pyrolysis and frozen core pyrolysis of shale oil of Nade Formation in Baise Basin

那读组泥岩 S_1 和 S_2 分别介于0.03~9.63 mg/g和0.03~33.89 mg/g,平均值分别为1.12 mg/g和8.13 mg/g。各层泥岩OSI介于8.96~646.00 mg/g,仅在那二段砂岩夹层段OSI可达到200.00 mg/g以上,其余泥岩平均值为89.17 mg/g,总体小于100 mg/g,显示含油率未达门限。对那读组页岩的氯仿沥青“A”统计后发现,氯仿沥青“A”平均值为0.21%, $E_2n_1^2$ 和 $E_2n_2^2$ 相对最高,平均值分别达到0.24%、0.25%,氯仿沥青“A”/总有机碳含量的含量随深

度依次增加,即含油性依次变好,结果显示出整体在80 mg/g左右,明显高于岩石热解结果。这可能与热解样品轻烃散失、抽提样品洗脱出了部分胶质沥青质等大分子的重质组分有关。这些结果表明,那读组页岩具备较好的页岩油形成条件。

3.4 页岩油赋存空间分布

与常规储层不同,页岩具有自生自储的特点,页岩油富集需要页岩储层满足有机质丰度高、类型好、成熟度适中,同时又能够保证生成的液态烃滞留在页岩内部储存下来。为了研究那读组页岩油的赋存空间分布特点,称取适量的页岩样品在105 °C条件下先烘干4 h处理,然后依次进行氮气吸附,再将实验后的页岩样品进行索氏抽提以除去残留烃,最后对抽提后的样品再次进行氮气吸附,对比抽提前后的气体吸附数据,确定页岩油赋存的孔隙空间^[32]。

从那读组泥页岩抽提前后对比可以看出(图7),抽提后样品具有更大的孔体积和比表面积,计算结果也显示出抽提后具有更大的滞后回环。抽提后样品孔隙增加部分主要为孔径小于10 nm的平行板状狭缝形孔隙的增多,表明10 nm以下层状缝可能是那读组页岩油的重要赋存空间。该结果也与上述纳米CT显示那读组页岩以孤立且不连通的小孔为主的结果相互印证。

氩离子抛光场发射扫描电镜(FE-SEM)具有超高分辨率,能够利用高亮度电子源产生稳定的电子束,并通过复杂的光学系统将其聚焦到样品表面。与传统扫描电镜相比,场发射扫描电镜具有更高的分辨率,能够清晰地显示纳米级甚至亚纳米级的细节^[33]。

针对未洗油的泥页岩样品,在真空条件下,会从含油孔隙中析出少量原油,通过FE-SEM成像参数精细调节,使原油分布区域表现出明显的荷电效应而呈亮白色,因此,可以用亮色荷电效应来直观地表示原油赋存的孔隙空间^[34]。

那读组泥岩荧光薄片下观察到油质沥青的存在,本研究进一步通过扫描电镜对那读组页岩样品进行观察。扫描电镜观察显示,研究区泥岩中残留的页岩油主要以油珠和油膜的方式存在。那一段泥岩含油相对较少,在泥岩较大的石英粒内孔隙内见有残留油分布。仅有部分孔隙呈现出明显的荷电效应,单个孔隙内并未完全充填页岩油,且主要分布在与有机质邻近的黏土矿物颗粒间缝,以黏土矿物吸附的方式存在。在有机孔周边多见有薄膜状原油,黄铁矿晶间孔、微裂缝中亦分布有残留油,而远离有机质颗粒的黏土矿物颗粒间缝中原油荷电效应明显减弱。那二段和那三段泥岩孔隙荷电效应增加明

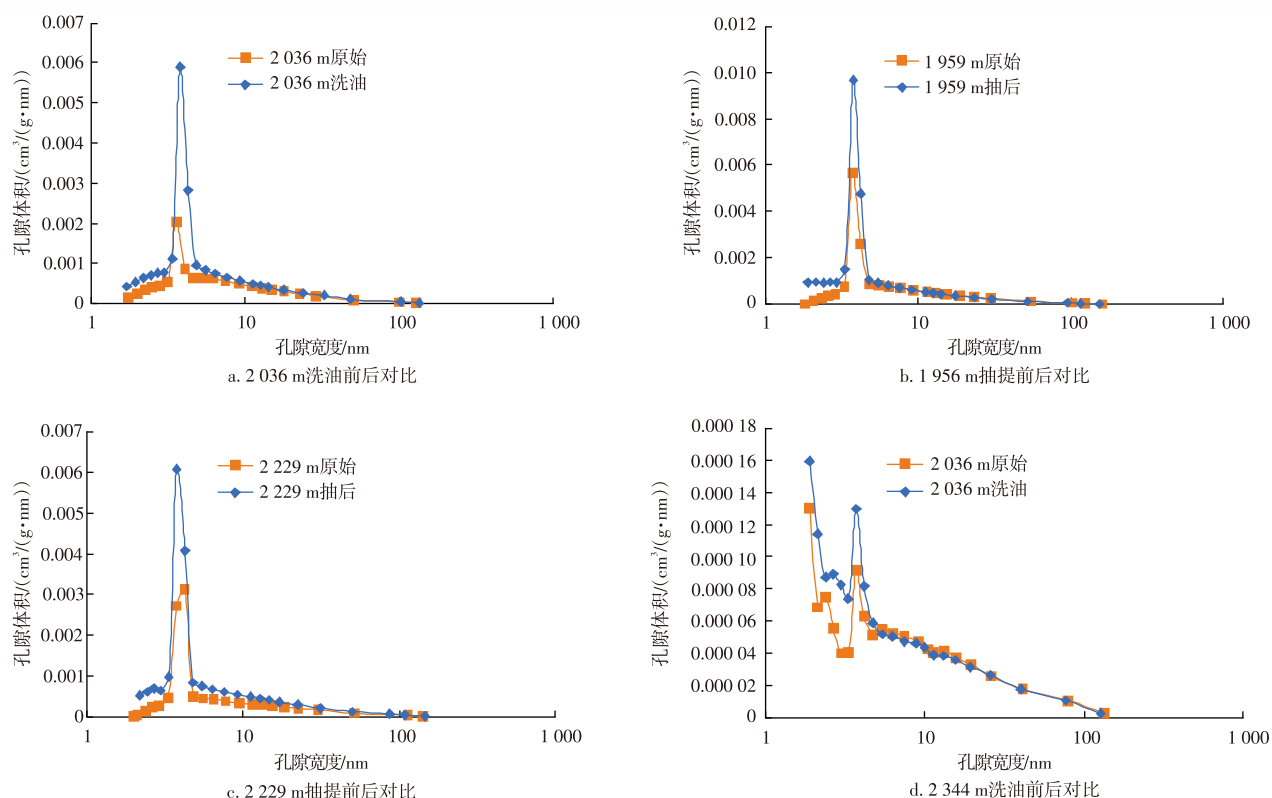


图7 百色盆地那读组页岩油赋存空间

Fig. 7 Shale oil occurrence space of the Nadu Formation in Baise Basin

显,且页岩油分布类型上除黏土矿物颗粒间缝外,还包括相对远离颗粒有机质的长石与方解石粒内溶孔边缘,以及一些大尺寸孔隙边缘,表明其含油性增加,且有了明显的原油运移现象(图8)。

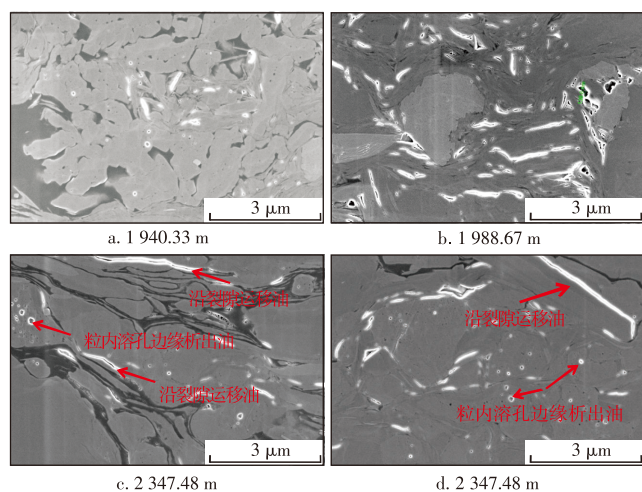


图8 百色盆地那读组页岩油扫描电镜特征

Fig. 8 Scanning electron microscope characteristics of shale oil of the Nadu formation in Baise Basin

从孔隙表面荷电效应明显的孔隙类型和尺寸特征来看,原油主要赋存于黏土颗粒间缝,主要在孔喉半径10 nm以下的储集空间内,大量吸附油形成的吸附层在孔喉中占有率较高,严重降低游离油流动能力。页岩吼道半

径小、连通性较差,显著低于其他地区页岩油可动孔喉半径下限(15~20 nm)^[35],这可能是压裂不见油的主要原因。

4 那读组泥岩含油可动性评价

页岩含油量决定了其资源量,而其中可动油的含量是决定其开发效果的关键。目前关于致密油可动性常用的方法包括常规热解及其改进的热解法、不同溶剂抽提法、页岩油吸附实验法和核磁共振法等。近年来,国内外学者对于北美页岩油气地层的泥页岩层系原油可动性方面有着很好的勘探进展,普遍选用含油饱和度指数OSI、 S_1 与总有机碳含量的比值作为可动性的评价指标^[36]。较之于北美,中国的湖相泥岩受多期构造改造影响、储层构造复杂等多种因素影响,在评价自生自储式的烃源岩层时,烃源岩具有较高有机碳含量,排烃作用使含油性大幅降低,导致OSI指数偏低^[37],并不适用于上述研究,因此采用了多温阶分布热解和二维核磁共振的方法,明确流动性较强的游离烃的含量,对那读组页岩含油可动性进行评价。

4.1 冷冻岩心多温阶分步热解法评价可动性

冷冻岩心多温阶分步热解法可以有效评价页岩油储层的可动油量,同时减少轻烃的散失,针对那读组陆相页岩

岩油,中石化无锡地质所结合多种分析手段和技术方法,提出了一套系统化的分步热解实验程序^[38]。该程序具体流程为:起始温度设定为 80 °C,恒温 1 min 后得到产物 S_0 。随后以 25 °C/min 的升温速率升至 200 °C,恒温 3 min 后获得产物 S_{1-1} ;继续以相同速率升温至 300 °C,恒温 3 min 得到产物 S_{1-2a} ;再以 25 °C/min 的速率升温至 350 °C,恒温 3 min 后得到产物 S_{1-2b} 。之后从 350 °C 以 25 °C/min 的速率升温至 450 °C,恒温 3 min 后得到产物 S_{2-1} ;最后以相同的升温速率升至 650 °C,恒温 3 min 后得到最终产物 S_{2-2} 。对于各阶段产物, S_{1-1} 、 S_{1-2} 被认为是游离烃(其中 S_{1-1} 为现实可动烃), S_{2-1} 为吸附烃, S_{2-2} 为干酪根裂解烃。 S_{1-1} 、 S_{1-2a} 、 S_{1-2b} 之和(S_1)作为样品在加热温度 350 °C 挥发出来的烃组分,属于可动性较好的部分,作为最大可动油量。 S_{2-1} 、 S_{2-2} 之和(S_2)作为样品在加热温度 650 °C 挥发出来的烃组分,属于可动性较差的部分。

S_{1-1} 、 S_{1-2} 、 S_{2-1} 之和作为总含油量,即页岩干酪根已经生成且未排出的油的含量^[39](图 9)。那读组基质型泥岩那一段 S_1 平均值大于 1 mg/g,其他层泥岩低于 1 mg/g,埋藏深度较浅,成熟度较低重质组分多,且脆性矿物含量低、黏土矿物含量较高,赋存空间小,可动性差。

按上述分峰段的划分,可用 $S_{1-1}/(S_{1-1}+S_{1-2}+S_{2-1})$ 值来表示页岩中现实可动油量占总滞留油量比例,即现实可动油率评价。分析结果显示(图 10),那一段页岩含油性较高,但可动部分比较低,仅为 10%~15%,那二段泥页岩含油可动率略高于那一段泥岩,其中中部砂岩夹层段含油量较高,可动比例达到 60%,那三段基于与那二段持平,总含油可动率基于都低于 20%。评价结果来看,那读组页岩含油可动率较低,除那二段砂岩夹层外,其他可动油率基本不到 20%。

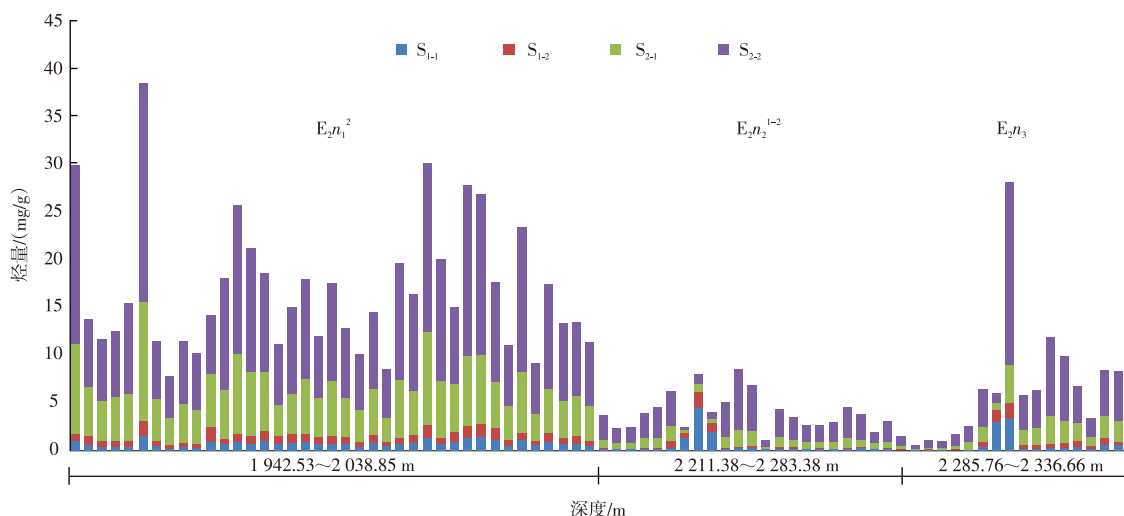


图 9 百色盆地那读组页岩含油分步热解数据柱状图

Fig. 9 Histogram of step by step pyrolysis data of the Nadu Formation in Baise Basin

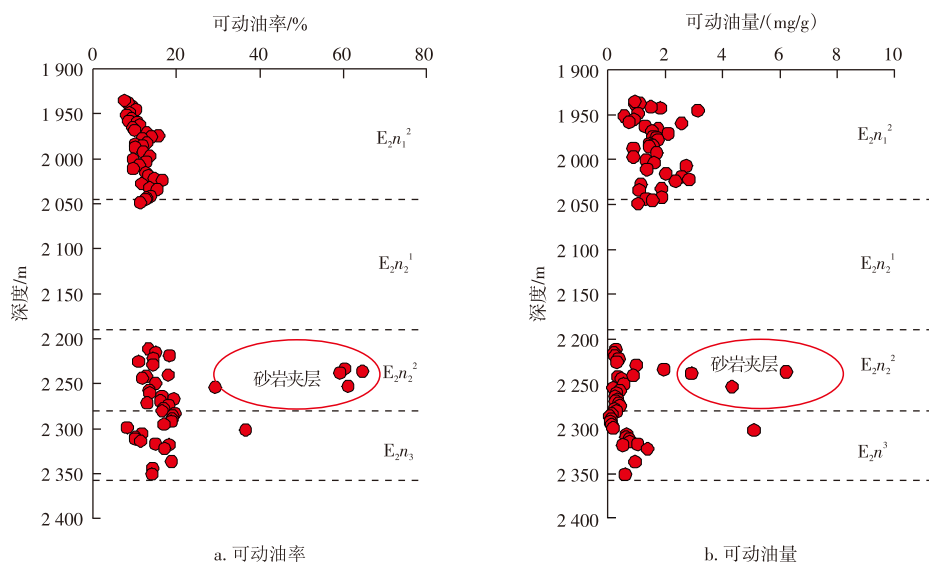


图 10 基于分布热解的百色盆地那读组页岩含油可动性评价

Fig. 10 Oil mobility evaluation of the Nadu Formation shale in Baise Basin based on distributed pyrolysis

4.2 二维核磁共振法评价可动性特征

二维核磁共振是评价页岩油可动性的常用方法之一,该技术具有高分辨率、迅速且不破坏样品的优点,且二维核磁共振 T_1 - T_2 谱图可以有效地区分吸附油和游离油,其中含 ^1H 的有机质(干酪根、固体沥青、烃类流体等)具有较高的 T_1 值,而含 ^1H 的水具有较低的 T_1 值。一般而言, T_2 与含 ^1H 化合物的粘度、流动性等性质呈正相关关系, T_2 值越大,其粘度越低,流动性越好^[40]。现有的岩心取出地表之后经过一段时间放置,部分轻烃和部分水分会挥发掉,而这部分孔隙空间在核磁共振上没有响应信号。通常采用饱和流体的方式,恢复地下状态下流体充填状态进行核磁共振检测,才能有效的揭示孔隙空间的分布特征。因此,通过分析测试样品饱和油和离心后的 T_2 弛豫时间分布,可以有效地对不同储集空间中的可动孔隙度及可动流体饱和度进行定量表征。在页岩微孔区间中有核磁共振响应信号的主要包含3种流体组分:黏土束缚水、吸附油和重组分的残余油。基于二维核磁揭示页岩油赋存特征,可以揭示页岩油储层中的吸附油、游离油主要赋存孔径范围和含量。

考虑到那读组泥岩成岩作用相对较弱,黏土矿物含量高,吸水后容易破碎,从而导致实验失败。因此,本次

对那读组泥岩二维核磁工作检测采用了先进行原始样检测,完成之后再完全渗吸煤油后测试所有孔隙中 ^1H 的信号,之后对渗吸煤油样品进行高速离心,离心出可动油后再次检测共3次检测,根据3次信号的差值来分析页岩油含量及不同类型页岩油在页岩储层的分布状况。

以那一段页岩油为例,原始样中含 ^1H 量折合可达 51.7 mg/g,但这些信号更多的是强烈的沥青干酪根和吸附水的响应信号,而页岩油仅占很小一部分,这其中吸附油换算折合 3.17 mg/g,而游离油仅 1.34 mg/g。渗吸煤油后二维核磁信号经换算,折合含 ^1H 率在 65.9 mg/g,从谱图解析上可以看出,总吸油量达到 14.2 mg/g,而游离油仅有增加到 1.96 mg/g,新增信号更多是大量煤油被干酪根吸附。扫描电镜图像下显示,原油主要赋存于黏土颗粒间缝,仅有部分孔隙呈现出明显的荷电效应,单个孔隙内并未完全充填页岩油,荷电效应不明显(图8),表明现今干酪根未完全吸附油。渗吸煤油离心后 ^1H 含量折合 65.3 mg/g,排出游离油仅 0.6 mg/g,表明大量的渗吸油被干酪根吸附,而无法排出(图11)。

坤页1井那读组基质型泥岩压裂未见油主要受限于成熟度低,尚未大量生成石油,已经形成的石油也主要以有机质和黏土矿物吸附的方式存在,难以形成足量的可动油资源。这也和扫描电镜中观察到大量黏土矿物表面未完全吸附油的特征相吻合。

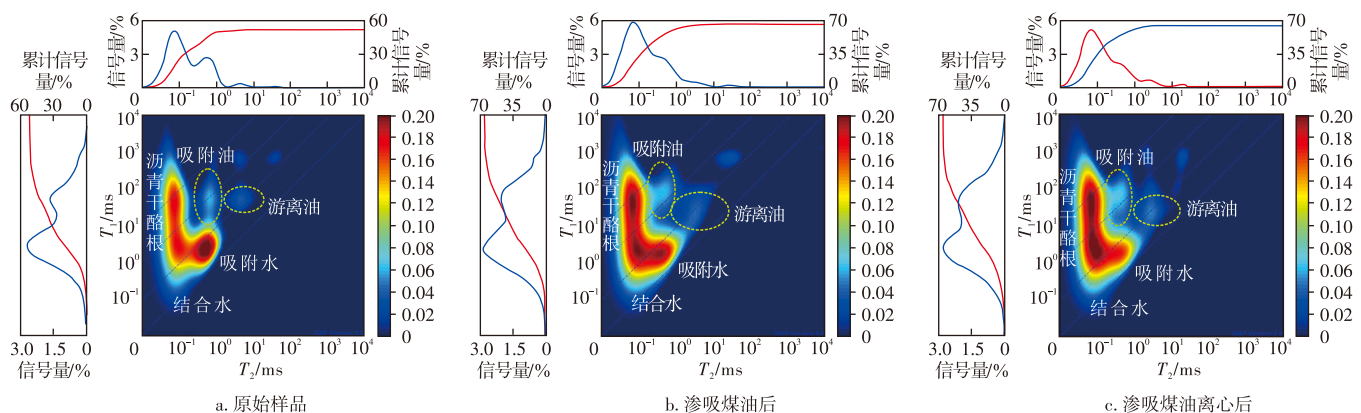


图11 百色盆地那读组一段页岩油二维核磁共振特征

Fig. 11 2D NMR feature in first member of the Nadu Formation in Baise Basin

5 结论

1) 百色盆地那读组泥岩普遍为基质型泥岩,其有机质含量较高,各层段总有机碳含量均大于1%;干酪根类型以I-II₁为主;R₀已达到0.68%~0.75%,具备形成页岩油的物质基础条件;但该类储层纹层极欠发育,孔隙以介孔和微孔为主,孔隙小且孤立不连通;

2) 那读组基质型泥岩含油量较低,仅少数几个样品冷冻热解含油饱和指数达到100 mg/g以上,绝大部分样

品低于80 mg/g。那一段基质泥岩含油性好于那二段和那三段泥岩,那二段和那三段砂岩夹层段含油量较高;

3) 扫描电镜荷电效应和抽提洗油前后氮气吸附对比显示页岩油主要赋存在10 nm以内的黏土矿物平行板状狭缝形孔隙中,扫描电镜荷电效应表明地层无机矿物尚未完全吸附油,那读组基质型泥岩含油可动性很低,平均仅在20%以下;

4) 综合来看,那读组基质型泥岩的热成熟度是决定含油量的根本性因素。基质型泥岩黏土矿物含量高、饱和和吸附油量要求高,含油可动性要求更高。那读组页岩

油勘探应关注成熟度更高的深洼区,尤其是那二段那三段砂质夹层段,含油可动性可达60%以上,是页岩油勘探的有利目标段。

参考文献

- [1] 赵文智,朱如凯,张婧雅,等.中国陆相页岩油类型、勘探发现状与发展趋势[J].中国石油勘探,2023,28(4):1-13.
ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, ZHANG Jingya, et al. Classification, exploration and development status and development trend of continental shale oil in China[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(4): 1-13.
- [2] 贾承造,王祖纲,姜林,等.中国页岩油勘探开发研究进展与科学技术问题[J].世界石油工业,2024,31(4):1-11,13.
JIA Chengzao, WANG Zugang, JIANG Lin, et al. Progress and key scientific and technological problems of shale oil exploration and development in China[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(4): 1-11, 13.
- [3] 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.
- [4] 臧晓琳,逢建东,马立涛,等.中国陆相页岩油开采潜力探讨[J].化工管理,2024(5):77-79.
ZANG Xiaolin, PANG Jiandong, MA Litao, et al. Exploration on the exploitation potential of continental shale oil in China[J]. Chemical Enterprise Management, 2024(5): 77-79.
- [5] 常佳琦,姜振学,高之业,等.玛湖凹陷凤城组不同岩相页岩含油性及其可动性特征[J].中南大学学报(自然科学版),2022,53(9):3354-3367.
CHANG Jiaqi, JIANG Zhenxue, GAO Zhiye, et al. Oil bearing and mobility characteristics of different lithofacies shales in Fengcheng Formation, Mahu Sag[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3354-3367.
- [6] JIN Z, LIANG X, BAI Z. Exploration breakthrough and its significance of Gulong lacustrine shale oil in the Songliao Basin, Northeastern China[J]. Energy Geoscience, 2022, 3(2): 120-125.
- [7] 付金华,牛小兵,李明瑞,等.鄂尔多斯盆地延长组7段3亚段页岩油风险勘探突破与意义[J].石油学报,2022,43(6):760-769,787.
FU Jinhua, NIU Xiaobing, LI Mingrui, et al. Breakthrough and significance of risk exploration in the 3rd sub-member, 7th member of Yanchang formation in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 760-769, 787.
- [8] 赵贤正,蒲秀刚,金凤鸣,等.黄骅坳陷页岩型页岩油富集规律及勘探有利区[J].石油学报,2023,44(1):158-175.
ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, JIN Fengming, et al. Enrichment law and favorable exploration area of shale-type shale oil in Huanghua depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 158-175.
- [9] 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.
- [10] 唐勇,雷德文,曹剑,等.准噶尔盆地二叠系全油气系统与源内天然气勘探新领域[J].新疆石油地质,2022,43(6):654-662.
TANG Yong, LEI Dewen, CAO Jian, et al. Total petroleum system and inner-source natural gas exploration in Permian strata of Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 654-662.
- [11] 李志明,孙中良,黎茂稳,等.陆相基质型页岩油甜点区成熟度界限探讨:以渤海湾盆地东营凹陷沙三下—沙四上亚段为例[J].石油实验地质,2021,43(5):767-775.
LI Zhiming, SUN Zhongliang, LI Maowen, et al. Maturity limit of sweet spot area for continental matrix type shale oil: A case study of lower Es₃ and upper Es₄ sub-members in Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(5): 767-775.
- [12] 罗毅,蔡勋育,吕立勇.百色盆地东部坳陷终极资源量预测与勘探方向[J].石油实验地质,2011,33(2):215-218.
LUO Yi, CAI Xunyu, LYU Liyong. Ultimate potential resource prediction and exploration target in East Depression, Baise Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(2): 215-218.
- [13] 余宏忠,姜在兴,朱明春,等.百色盆地东部坳陷北部陡坡带岩性油气藏勘探研究[J].广西科学,2004,11(4):385-388.
YU Hongzhong, JIANG Zaixing, ZHU Mingchun, et al. The oil and gas accumulation exploration of the north scarp zone in the Baise basin[J]. Guangxi Sciences, 2004, 11(4): 385-388.
- [14] 贾承造,邹才能,杨智,等.陆相油气地质理论在中国中西部盆地的重大进展[J].石油勘探与开发,2018,45(4):546-560.
JIA Chengzao, ZOU Caineng, YANG Zhi, et al. Significant progress of continental petroleum geology theory in basins of Central and Western China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 546-560.
- [15] 彭军,郑荣才,陈景山.百色盆地那读组层序分析与生储盖组合[J].沉积学报,2002,20(1):106-111.
PENG Jun, ZHENG Rongcai, CHEN Jingshan. Sequence analysis and source-reservoir-cap rock associations of Nandu formation in Baise basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(1): 106-111.
- [16] 肖玲.百色盆地那坤地区古近系那读组湖相碳酸盐岩沉积特征及控制因素[J].石油天然气学报,2012,34(7):1-6.
XIAO Ling. Sedimentary characteristics and control factors of lacustrine limestone of Nandu formation of Paleogene in nakun area of Baise[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(7): 1-6.
- [17] 徐祖新,姜文亚,张义杰,等.渤海湾盆地沧东凹陷孔二段优质烃源岩成烃环境[J].东北石油大学学报,2015,39(4):71-78,10.
XU Zuxin, JIANG Wenya, ZHANG Yijie, et al. Hydrocarbon forming environment of source rocks of the second member of Kongdian formation in Cangdong sag, Baohai Bay basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(4): 71-78, 10.
- [18] 孙超因.沧东凹陷孔二段烃源岩生烃特征浅析[J].内蒙古石油化工,2015,41(19):22-24.
SUN Chaoyin. Study on hydrocarbon-generating characteristics of the Ek₂ source rock in Cangdong Sag[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2015, 41(19): 22-24.
- [19] 梁晓伟,关梓轩,牛小兵,等.鄂尔多斯盆地延长组7段页岩油储层储集性特征[J].天然气地球科学,2020,31(10):1489-1500.
LIANG Xiaowei, GUAN Zixuan, NIU Xiaobing, et al. Reservoir characteristics of shale oil in Chang 7 member of Yanchang formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(10): 1489-1500.
- [20] 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.
- [21] 罗治形, 蒋志斌, 苏海斌, 等. 压汞方法在不同类型储层研究中的应用[J]. *新疆石油天然气*, 2019, 15(4): 33–36, 2–3.
- LUO Zhixing, JIANG Zhibin, SU Haibin, et al. Application of mercury injection test in researching different types of reservoirs[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2019, 15(4): 33–36, 2–3.
- [22] 安成, 柳广弟, 孙明亮, 等. 基于氮气吸附实验与分形FHH模型分析页岩孔隙结构特征: 以鄂尔多斯盆地华池地区长7段为例[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(3): 576–586.
- AN Cheng, LIU Guangdi, SUN Mingliang, et al. Analysis of shale pore structure characteristics based on nitrogen adsorption experiment and fractal FHH model: A case study of 7th member of Triassic Yanchang Formation in Huachi area, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(3): 576–586.
- [23] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(12): 848–861.
- [24] 陈相霖, 郭天旭, 石砥石, 等. 陕南地区牛蹄塘组页岩孔隙结构特征及吸附能力[J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(5): 52–60.
- CHEN Xianglin, GUO Tianxu, SHI Dishu, et al. Pore structure characteristics and adsorption capacity of Niutitang Formation shale in southern Shaanxi[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31(5): 52–60.
- [25] YANG S, ZHAO C, JI B Y, et al. Adsorption isotherm calculation and mechanism of high pressure and high temperature shale gases[J]. *Fuel*, 2023, 331: 125854.
- [26] 张洋洋. 陆相页岩储层孔隙结构多尺度表征方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- ZHANG Yangyang. Study on the multi-scale characterization of pore structure in continental shale reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [27] AKINLUA A, AJAYI T R, JARVIE D M, et al. A re-appraisal of the application of rock-eval pyrolysis to source rock studies in the Niger delta[J]. *Journal of Petroleum Geology*, 2005, 28(1): 39–48.
- [28] BREYER J A. Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century [M]. AAPG Memoir, 97, 2012: 89–119.
- [29] 郭秋麟, 米石云, 张倩, 等. 中国页岩油资源评价方法与资源潜力探讨[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(3): 402–412.
- GUO Qiulin, MI Shiyun, ZHANG Qian, et al. Assessment methods and potential of shale oil resources in China[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(3): 402–412.
- [30] 钱门辉, 黎茂稳, 蒋启贵, 等. 页岩岩心样品烃类散失特征与地质意义[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(3): 497–504.
- QIAN Menhui, LI Maowen, JIANG Qigui, et al. Evaluation of evaporative loss of hydrocarbon in shale samples and its geological implications[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(3): 497–504.
- [31] 李武广, 杨胜来, 李芳, 等. 冷冻与常规岩心油水相对渗透率实验对比[J]. *中国海上油气*, 2012, 24(3): 41–44.
- LI Wuguang, YANG Shenglai, LI Fang, et al. Experimental comparison of oil-water relative permeability between frozen and conventional cores[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2012, 24(3): 41–44.
- [32] 宋泽章, 阿比德·阿不拉, 吕明阳, 等. 氮气吸附滞后回环定量分析及其在孔隙结构表征中的指示意义: 以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组7段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 495–509.
- SONG Zezhang, ABIDE Abula, LYU Mingyang, et al. Quantitative analysis of nitrogen adsorption hysteresis loop and its indicative significance to pore structure characterization: A case study on the Upper Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 495–509.
- [33] 高凤琳, 王成锡, 宋岩, 等. 氩离子抛光-场发射扫描电镜分析方法在识别有机显微组分中的应用[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(2): 360–367.
- GAO Fenglin, WANG Chengxi, SONG Yan, et al. Ar-ion polishing FE-SEM analysis of organic maceral identification[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(2): 360–367.
- [34] 王秀, 张冲. 基于扫描电镜的页岩有机孔隙空间定量表征[J]. *CT理论与应用研究*, 2019, 28(5): 519–527.
- WANG Xiu, ZHANG Chong. Quantitative characterization of shale organic pore space based on SEM[J]. *Computerized Tomography Theory and Applications*, 2019, 28(5): 519–527.
- [35] 蒋启贵, 黎茂稳, 马媛媛, 等. 页岩油可动性分子地球化学评价方法: 以济阳坳陷页岩油为例[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(6): 849–854.
- JIANG Qigui, LI Maowen, MA Yuanyuan, et al. Molecular geochemical evaluation of shale oil mobility: A case study of shale oil in Jiyang Depression[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(6): 849–854.
- [36] JARVIE D M, BAKER D R. Application of the Rock-Eval III oil show analyzer to the study of gaseous hydrocarbons in an Oklahoma gas well [M]. St. Louis, Missouri, 187th ACS National Meeting, 1984.
- [37] 邹才能, 赵群, 王红岩, 等. 中国海相页岩气主要特征及勘探开发主体理论与技术[J]. *天然气工业*, 2022, 42(8): 1–13.
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 1–13.
- [38] 陶国亮, 刘鹏, 钱门辉, 等. 潜江凹陷潜江组盐间页岩含油性及其勘探意义[J]. *中国矿业大学学报*, 2019, 48(6): 1256–1265.
- TAO Guoliang, LIU Peng, QIAN Menhui, et al. Oil-bearing characteristics and exploration significance of inter-salt shale in Qianjiang formation, Qianjiang depression, Jiangnan basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2019, 48(6): 1256–1265.
- [39] 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.
- [40] 石玉江, 蔡文渊, 刘国强, 等. 页岩油储层孔隙流体的全直径岩心二维核磁共振图谱特征及评价方法[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(3): 132–144.
- SHI Yujiang, CAI Wenyuan, LIU Guoqiang, et al. Full diameter core 2D NMR spectrum characteristics of pore fluid in shale oil reservoir and evaluation method[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(3): 132–144.