

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.220>



# 潜江凹陷王场背斜潜四下段盐 韵律层页岩储层孔隙结构特征

李 乐<sup>1,2</sup>, 刘爱武<sup>1</sup>, 漆智先<sup>1</sup>, 吴世强<sup>3</sup>, 管文静<sup>1</sup>

1. 中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北武汉 430223

2. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074

3. 中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司物探研究院, 湖北武汉 430223

**摘要:** 为了解潜江凹陷王场背斜潜四下段 14 号韵律层页岩储层孔隙结构特征及探讨岩石物性优越性的受控因素, 开展了 X 射线粉晶全岩、岩石物性、高压压汞、氮气吸附、微米 CT 扫描及聚集离子束扫描等分析。研究显示: 储层主要由白云石(平均 40.5%)、方解石(平均 10.4%); 长石(平均 16.5%)、黏土矿物(平均 11.2%)、硬石膏(平均 10.8%)及石英(5.9%)构成; 岩石为“高一中孔(平均 17.6%), 特低渗(平均 0.043 6 mD)”储层类型; 各岩性(除泥质灰岩)中大孔率高(平均 79.7%)的特点促成了孔隙性的优良, 白云石及方解石含量与大介孔率的相关性指示白云石化与大孔形成密切相关; 白云石化协同方解石沉积带来的细小孔喉奠定了渗透性差的基础, 硬石膏含量与几何迂曲度的正相关性指示硬石膏化对孔喉空间复杂度的加强及对渗透性的恶化, 配位数少(主峰 3 个)及退汞效率低(平均 40%)反映的连通性较差对渗透性亦有一定的影响。

**关键词:** 潜江凹陷; 潜四下段; 盐韵律层; 页岩; 孔隙结构; 油气地质。

中图分类号: P595

文章编号: 1000-2383(2020)02-602-15

收稿日期: 2019-10-11

## Pore Structure Characteristics of Shale Reservoir of the Lower Qian 4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag

Li Le<sup>1,2</sup>, Liu Aiwu<sup>1</sup>, Qi Zhixian<sup>1</sup>, Wu Shiqiang<sup>3</sup>, Guan Wenjing<sup>1</sup>

1. *Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430223, China*

2. *Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China*

3. *Research Institute of Geophysical Prospecting, Sinopec Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430223, China*

**Abstract:** The analyses of X-ray powder diffraction, porosity and permeability, high pressure mercury, nitrogen adsorption, Micro-CT scanning, and FIB-SEM were performed, aiming to understand the pore structure characteristics of the shale reservoir and discuss the controlling factors of the superiority of rock physical property of different lithologies of the 14th cyclotherm of the Lower Qian4 Member in the Wangchang anticline of the Qianjiang sag. Studies show that the reservoir consists mainly of dolomite (40.5% on average), calcite (10.4% on average), feldspar (16.5% on average), clay minerals (11.2% on average), anhydrite (10.8% on average), and quartz (5.9% on average); the rock is "high-medium porosity (average 17.6%) and very low permeability (average 0.043 6 mD)" type; high macropore rate (79.7% on average) within each lithology (except argillaceous limestone) contributes to excellent porosity, and the correlation between dolomite and calcite content and macropore and micropore rate indicates that dolomitization is closely related to the formation of macropore. Dolomitization along with calcite precipitation lays the foundation of poor permeability, and the positive correlation between anhydrite content and geometrical tortuosity indicates the

基金项目: 国家“十三五”科技重大专项(No. 2017ZX05049005); 中国博士后科学基金项目(No. 2018M632950)。

作者简介: 李乐(1985-), 男, 博士后, 主要从事储层地质方面研究工作。ORCID: 0000-0002-6555-3904. E-mail: santali2005@gmail.com

引用格式: 李乐, 刘爱武, 漆智先, 等, 2020. 潜江凹陷王场背斜潜四下段盐韵律层页岩储层孔隙结构特征. 地球科学, 45(2):602-616.

enhancement of the space complexity of the pore throat and the deterioration of permeability. The less connecting number (main peak at 3) and the low efficiency of mercury withdrawal (40% on average) reflect poor connectivity which also has a certain effect on permeability.

**Key words:** Qianjiang Sag; Lower Qian4 Member; cyclotherm; shale; pore structure; oil-gas geology.

伴随着非常规理念的引进,潜江凹陷潜江组内的193个盐韵律层被重新评估为蕴藏丰富页岩油资源的地质单元(吴世强等, 2013;熊智勇等, 2015; Hou *et al.*, 2017). 浅层(潜三段)已寻获具商业开发价值盐韵律层的进展刺激着研究者们进入深层寻找及挑选出更多的同类单元,勘探程度极低的潜四下段由此成为了新的关注所向,进而推动了WNN评价井在王场背斜的部署及钻探. 在系统取心及初期评价后,潜四下段的14号韵律层(后文简称“14号韵律层”)显示出了较好的含油性,层内岩石的储集特点与油气聚集的关联有待剖析及建立.

前人研究中,以潜江组储层为主题的报道集中于浅层层段(潜二、三段),深层层段(潜四下段)尚为空白. 已有研究侧重于围绕着储层的基本特征(蒲秀刚等, 2002;王国力等, 2004)、脆性评价(王芙蓉等, 2016)、测井识别(王庆胜等, 2010)及地震预测(张士万, 2007)几个方面展开,储层孔喉结构方面虽略有提及,但因研究手段单一的因素存在着认识深入程度不足的问题. 同时,作为一类独特的页岩油系统单元(李乐等, 2019),潜江组的页岩孔喉认识目前尚难以寻求到国内外主力页岩油层同类研究中的更多经验予以借鉴. 其中, Bakken中段(Nandy, 2017)、Eagle Ford (Ramiro - Ramirez, 2016)、Wolfcamp组(Rafatian and Capsan, 2015)及核二段(张文昭, 2014)均有部分孔喉结构研究的认识,但岩性与潜江组页岩组成差别明显的问题致使其借鉴意义有限;近期国内已实现页岩油重大突破的沧东凹陷孔二段页岩与潜江组页岩岩性组成高度相似(周立宏等, 2018),但却缺少储层孔喉结构方面的专题研究. 因此,虽已明确了潜江组浅层页岩的孔、渗性均优于国内外主力页岩油产层(邹才能等, 2015a, 2015b;李乐等, 2019;龙玉梅等, 2019),但促成孔、渗优越性的孔喉细节特点尚未完全把握,进而影响着深入理解优质储层形成的原因. 潜四下段中已开展的研究囊括了勘探区域优选(郭丽彬等, 2013)、层序模式(柏建新等, 2014)、油气运聚(郭飞飞等, 2012)以及渗流机理(Lei *et al.*, 2019)4个方面,但勘探及开发领域间的嵌合度较低的问题对全面寻找及有效开发此类油藏形成了限

制. 储层领域,特别是储层孔喉结构领域研究的空白为一重要原因,亟待补充完善.

卢双舫等(2016)将页岩成储机理列入“页岩油评价三大关键问题”之一,孔隙结构特征研究被视为其中重要一环. 在定量理解储层储集及运移属性方面,孔喉结构的研究则是一种最直接与最主要的内容构成(Yang *et al.*, 2016;熊生春等, 2017; Lai *et al.*, 2018;吕洲等, 2018). 因此,本文以14号韵律层为研究对象,借助X射线粉晶衍射、岩石物性、高压压汞、低温氮气吸附、微米CT扫描及聚集离子束扫描分析等技术,通过表征岩石的孔隙结构,建立矿物与岩石物性及孔隙结构的关联,并结合对比国内外主力页岩油产区岩石储层特征差异,尝试探讨孔隙性及渗透性优越性的控制因素.

## 1 地质背景

潜江凹陷为江汉盆地中部一个较大的二级构造单元(方志雄等, 2006),王场背斜为其中一个重要的控油三级构造单元(谢泰俊等, 1983). 作为一个走向北西向的长轴背斜(图1a),王场背斜的西侧及北侧为蚌湖及王场向斜夹持,南端则被车挡、周矶两条大断层所切割,表现为断背斜形态.

潜四下段沉积期,盆地处于断陷阶段,凹陷北部的潜北大断裂强烈活动,盆底整体呈箕状,具有北低南高的特点(方志雄等, 2006). 潜四下段为潜江组最底部的地层单元,与下伏的荆沙组呈不整合接触,与上覆的潜四上段呈整合接触(图1b).

潜江组沉积期中构造运动的起始终止、古气候的干湿交替、水介质的咸淡转化使得石盐及硫酸盐岩层在纵向上高频次、韵律性地重复出现,与盐岩层内夹的细粒沉积(即后文提及的“泥页岩”)共同构成了一种“千层饼式”的组合沉积,盐韵律则由此得名. 盐韵律规模的差异使之可分出I、II、III这3个级别(王典敷和汪仕忠, 1998). 其中, I级韵律层等同于地层组,以整个潜江组为代表; II级韵律层近似于地层亚段; III级韵律层则是潜江组地层的最小划分单元,相当于小层概念,主要由构成顶底板的盐岩层以及盐间层两个部分所组成. 类似于潜江

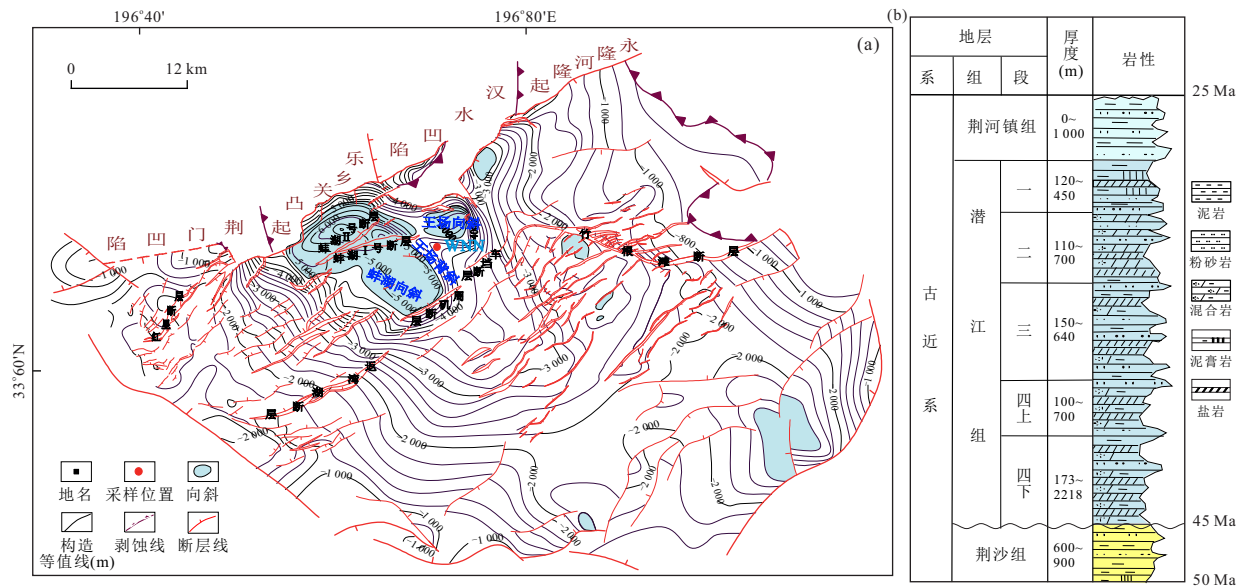


图 1 研究区地质图

Fig.1 Geological maps of research area

a. 潜江凹陷潜四下段底面构造图; b. 潜江凹陷古近系地层简图, 据 Fang et al. (2006), 有修改



图 2 潜江凹陷王场背斜潜四下段 14 号韵律层典型岩性 (岩心胶封照片)

Fig.2 Reprehensive lithologies of the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang anticline of the Qianjiang sag

a. 泥质白云岩, 纹层发育, 2 608.84~2 608.91 m; b. 白云质泥岩, 纹层发育, 2 601.66~2 601.73 m; c. 硬石膏岩, 2 612.24 ~2 612.31 m

组中的其他层段, 潜四下段亦由多个Ⅲ级韵律层所构成, 内部各韵律层的盐间层部分在早期研究中被认为主要由灰—深灰色泥岩及钙芒硝泥岩等所构成(方志雄等, 2006). 位于潜四下段下部的荆沙组主要由棕红色泥岩、含膏泥岩与粉砂岩构成, 内部中下段可见到砂岩及玄武岩的发育. 位于潜四下段上部的潜四上段则主要由绿灰色泥岩、钙芒硝泥岩、盐岩所组成.

因潜四下段勘探程度较低, 层段内的Ⅲ级盐韵律层数目及序号在全区内并未统一. 本研究聚焦的

14号韵律层仅为王场背斜WNN井中的第14个韵律层, 该井在未钻穿潜四下段的情况下共统计发育19个盐韵律层. 14号韵律层在王场背斜构造倾角极大(80°左右), 致使层内各单岩性层几乎垂直于水平面. 盐间层部分中, 依据滴酸反应与否及岩石颜色特征, 初期岩心观察划分出了泥质白云岩(图2a)、白云质泥岩(图2b)及硬石膏岩(图2c)三大类岩性. 其中, 前两者为盐间层主体构成岩性, 以相对厚层的白云质泥岩“夹持”薄层的泥质白云岩为其垂向分布特点; 后一者在临近顶底盐岩层处密集出现,

但靠近层段中部则仅在局部有所产出。泥质白云岩及白云质泥岩因具有纹层较为发育及晶粒普遍细小(泥晶)的特点,亦被统称为“泥页岩”。

## 2 样品与分析方法

所有样品选自王场背斜WNN井的潜四下段14号韵律层的盐间层部分(图1a)。柱塞样品最先经由KDXQ-III型岩样制备仪的线切割方式从全直径岩心中切取获得,块体样品随后经由地质锤从已钻取柱塞样品位置敲下获取。

13块块体样品中切割出2g左右样品,置于玛瑙研钵中进行粉碎及研磨,过筛挑出小于40 $\mu\text{m}$ 部分,随后进行压片处理并送入Rigaku D/max-2600型X射线衍射仪进行扫描,扫描范围为 $5^{\circ}\sim 48^{\circ}$ ,扫描速度采用 $2^{\circ}/\text{min}$ 。

14根柱塞样品以氯仿为清洗溶剂进行洗油处理,随后在烘箱中以 $60^{\circ}\text{C}$ 烘干至恒重,最后分别送至Corelab Ultrapore300自动氦孔隙度仪及嘉晟Ultraperm400渗透率仪进行孔隙度及渗透率测试。

孔隙度及渗透率测试完成后,13根柱塞样品采用切割机干切处理获取1.5~2.0cm的短柱塞样品,随后送入Micromeritics AutoPore IV 9505高压压汞仪进行分析,测试最高压力点为182.037 MPa,接触角默认 $140^{\circ}$ ,表面张力默认 $0.480\text{ N}\cdot\text{m}^{-1}$ 。

13块块体样品另切割出5g左右样品,置于玛瑙研钵中进行粉碎并过筛挑出小于0.48mm部分,随后送入Micromeritics ASAP2420-4M全自动比表面积及孔径分析仪进行分析。

1根柱塞样品(已完成清洗及孔隙度测试)外送进行微米CT扫描及聚集离子束扫描分析。柱塞样品中钻取了直径2mm,长度为2mm的次级柱塞,将之送至Xradia MicroXCT 200型微米扫描仪进行像素尺寸为 $1.0164\mu\text{m}$ 精度的连续扫描,获得1967张切片。同时,从柱塞样品中切下合适大小块体样品,对之进行氩离子抛光处理后送入FEI Helios Nanolab 650双束扫描电镜,在背散射模拟下选择出 $10\times 15\mu\text{m}$ 的切割区域,并对兴趣区域以14nm的像素尺寸连续切割及成像,单层切片厚度14nm,累积获得664张切片。

以上分析中,微米CT扫描及聚集离子束扫描分析由数岩科技(厦门)股份有限公司岩心实验室中心完成,其余测试分析均于江汉油田分公司勘探开发研究院石油地质测试中心完成。

## 3 分析结果

### 3.1 X射线粉晶衍射全岩分析

潜四下段14号韵律层整体由碳酸盐(白云石+方解石)、硅酸盐(长石+黏土矿物)、氧化物(石英)及硫酸盐(硬石膏+钙芒硝)四大类矿物所形成的各类岩性所构建(表1),其中白云石含量介于 $9.2\%\sim 66.0\%$ ,平均 $40.5\%$ ;方解石介于 $1.3\%\sim 40.5\%$ ,平均 $10.4\%$ ;长石(斜长石+钾长石)介于 $11.6\%\sim 23.2\%$ ,平均 $16.5\%$ ;黏土矿物介于 $7.9\%\sim 17.0\%$ ,平均 $11.2\%$ ;石英介于 $3.3\%\sim 8.8\%$ ,平均 $5.9\%$ ;硬石膏介于 $1.1\%\sim 33.8\%$ ,平均 $10.8\%$ ;钙芒硝介于 $1.7\%\sim 4.7\%$ ,平均 $3.2\%$ 。除了以上矿物,岩样中亦含有少量的硫化物(黄铁矿)及卤化物(石盐)。

鉴于韵律层中矿物的多样性及复杂性,为便于岩性定名,将细小的石英、长石及黏土矿物统归入为“泥”组分,白云石、方解石及硬石膏列为其他3类组分。按 $10\%$ 、 $25\%$ 、 $50\%$ 为界限分别确定“含XX”、“XX质”及“岩石主名”,组分中含量未达 $50\%$ 的取含量最高组分类型定为岩石主名。根据上述岩性定名规则,13块岩石样品可确定出9类岩性名称,进一步归纳则可简化为泥质白云岩、含灰泥质白云岩、含硬石膏的泥质白云岩(含硬石膏泥质白云岩及硬石膏-泥质白云岩),含灰/硬石膏的白云质泥岩(含灰-硬石膏白云质泥岩及含硬石膏白云质泥岩)、泥质灰岩、含灰-云泥岩及云-泥质硬石膏岩7类。

### 3.2 岩石物性分析

上述9类岩性中,孔隙度方面(表1),泥质白云岩最高( $19.4\%\sim 20.6\%$ ,平均 $20.3\%$ ),随后依次为含硬石膏的泥质白云岩( $18.3\%\sim 21.0\%$ ,平均 $19.7\%$ )、含灰泥质白云岩( $16.3\%\sim 16.4\%$ ,平均 $16.3\%$ )、含灰/硬石膏的白云质泥岩( $14.5\%\sim 18.0\%$ ,平均 $16.3\%$ )、云-泥质硬石膏岩( $15.6\%$ )、含灰-云泥岩孔隙度( $14.6\%$ )及泥质灰岩( $13.0\%$ )。渗透率方面,因大部分柱塞样品表面均可见裂缝,仅获得5个样品的分析数据。其中,泥质白云岩的介于 $0.0384\sim 0.0575\text{ mD}$ ,平均 $0.0479\text{ mD}$ 。含灰-云泥岩为 $0.0554\text{ mD}$ 。含灰泥质白云岩的为 $0.1065\text{ mD}$ 。硬石膏-泥质白云岩的为 $0.8939\text{ mD}$ ,该高值的出现可能与岩样中的微裂缝相关,但岩性观察中这些裂缝并不存在,可能为钻取样及洗油处

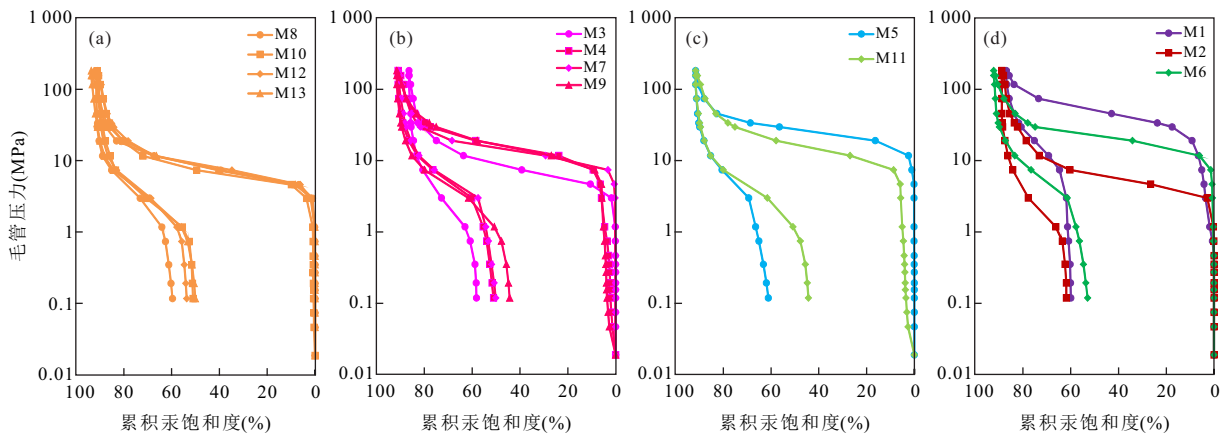


图3 潜江凹陷王场背斜潜四下段14号韵律层各岩性毛管压力曲线

Fig.3 Capillary pressure curves of different lithologies from the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag

a. 泥质白云岩; b. 泥质白云岩, 含灰(M3和M7)及含硬石膏(M4和M9); c. 白云质泥岩, 含灰(M11)及含硬石膏(M5); d. 泥质灰岩(M1)、含灰-云泥岩(M2)及云-泥质硬石膏岩(M6)

理中产生,不宜用于反映岩石基质渗透性. 为获取更全面的岩石渗透性信息,本文亦纳入了高压压汞渗透率进行参考对比. 高压压汞渗透率比脉冲衰减渗透率低一个数量级,鉴于常规储层渗透率表征主要采用稳态法或脉冲衰减法所得数值,该参数仅用于探讨渗透性控制因素. 根据油气储层评价标准(SY/T 6285-2011)中碳酸盐储层孔隙类型划分方案,14号韵律层储层整体可归为“高一中孔,特低渗”类型.

### 3.3 高压压汞分析

13个岩样的最大进汞饱和度介于86.5%~93.6%,平均90.8%(图3a~3d). 退汞饱和度介于30.4%~51.6%,平均40.0%. 整体表现出“易进难出”的特点.

各岩样的毛管压力曲线形态具有较高的相似性,整体上均展现为“细歪度、分选好”的特征,这种特征在排驱压力、中值压力、中值孔喉半径及分选系数等压汞参数化亦可得以进一步的量化体现(后文详述). 在进汞压力达到及突破排驱压力后,各岩性中汞液持续以较为均匀的注入量进入孔隙,从而促成了曲线形态中“水平台”的普遍产出.“水平台”出现的毛管压力变化范围凸显出各岩性间孔隙大小及集中范围的差异. 其中,泥质白云岩的出现于3~20 MPa,含灰泥质白云岩的介于3~30 MPa,含硬石膏的泥质白云岩的介于5~30 MPa,含灰/硬石膏的白云质泥岩的介于8~50 MPa,含灰-云泥岩的为3~10 MPa,泥质灰岩的为10~100 MPa,云-泥质硬石膏岩的为8~40 MPa. 从水平台终止压力

处至仪器最高压力上限,汞液进一步进入岩样,但进入量较少,从而促成了曲线出现了一截“高陡段”,高陡段的出现表明岩样中普遍存在更为细小的孔隙,但这些孔隙量较少且分选相对较差.

排驱压力、中值压力及中值孔喉半径共同反映着各类岩性均具有孔隙细小的特点. 其中,对于排驱压力,4个岩样(M4、M5、M10及M11)的极低值因与岩样表面微裂缝密切相关因而不对之进行统计描述. 其他岩样中,泥质白云岩的介于6.75~6.87 MPa(表1),平均6.81 MPa. 含灰泥质白云岩的介于6.31~10.56 MPa,平均8.43 MPa. 含硬石膏的泥质白云岩的介于13.73~17.58 MPa,平均15.65 MPa. 含灰/硬石膏的白云质泥岩的为10.76 MPa. 含灰-云泥岩的为4.56 MPa. 泥质灰岩的为18.92 MPa. 云-泥质硬石膏岩的为16.53 MPa. 对于中值压力,泥质白云岩的介于7.43~9.21 MPa,平均8.53 MPa. 含灰泥质白云岩的介于9.03~15.39 MPa(表1),平均12.21 MPa. 含硬石膏的泥质白云岩的介于13.73~17.58 MPa,平均15.65 MPa. 含灰/硬石膏的白云质泥岩的介于17.08~28.81 MPa,平均22.94 MPa. 含灰-云泥岩的为6.47 MPa. 泥质灰岩的为50.87 MPa. 云-泥质硬石膏岩的为23.03 MPa. 对于中值孔喉半径,泥质白云岩的介于0.081~0.101  $\mu\text{m}$ ,平均0.089  $\mu\text{m}$ . 含灰泥质白云岩的介于0.049~0.083  $\mu\text{m}$ ,平均0.066  $\mu\text{m}$ . 含硬石膏的泥质白云岩的介于0.043~0.055  $\mu\text{m}$ ,平均0.049  $\mu\text{m}$ . 含灰/硬石膏的白云质泥岩的介于0.043~0.044  $\mu\text{m}$ ,平均0.043  $\mu\text{m}$ . 泥质灰岩的为0.015  $\mu\text{m}$ .

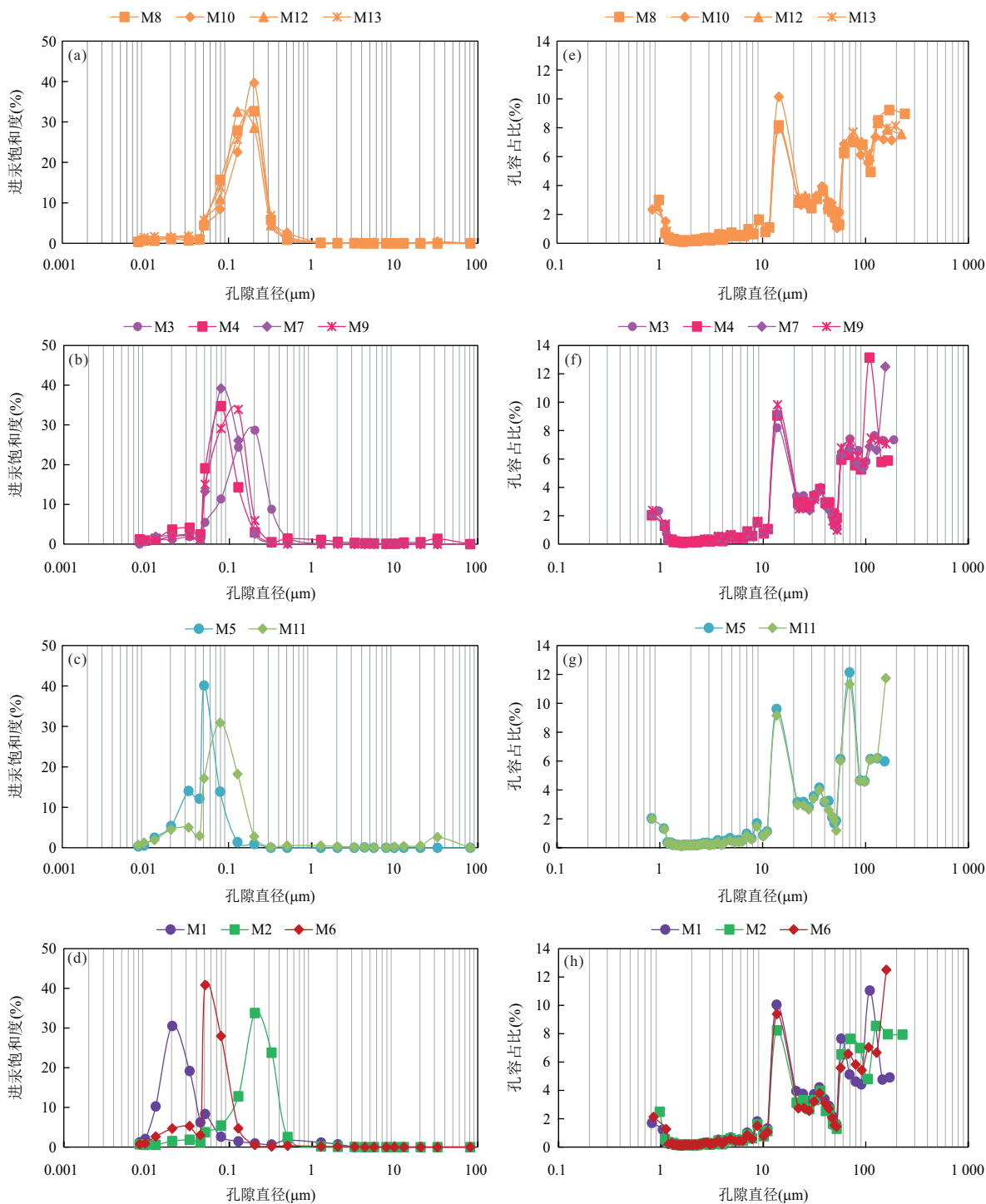


图 4 潜江凹陷王场背斜潜四下段 14 号韵律层各岩性高压压汞(a~d)及氮气吸附(e~h)孔隙直径分布图  
 Fig.4 Distribution of pore diameter from different lithologies of the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag by mercury injection and gas adsorption analysis  
 a, e. 泥质白云岩; b, f. 泥质白云岩, 含灰(M3 和 M7)及含硬石膏(M4 和 M9); c, g. 白云质泥岩, 含灰(M11)及含硬石膏(M5); d, h. 泥质灰岩(M1), 含灰-云泥岩(M2)及云-泥质硬石膏岩(M6)

含灰-云泥岩的为 0.116 μm. 云-泥质硬石膏岩的为 0.033 μm.

分选系数显示着各类岩性孔隙分布具有“集中度较高, 整体均匀”的特点. 其中, 泥质白云岩的分

选系数介于 0.024~0.027, 平均 0.025. 含灰泥质白云岩的介于 0.013~0.028, 平均 0.020. 含硬石膏的泥质白云岩的介于 0.015~0.184, 平均 0.099. 含灰/硬石膏的白云质泥岩的介于 0.007~0.013, 平均

0.010. 泥质灰岩的为 0.015. 含灰—云泥岩的为 0.116. 云泥质硬石膏岩的为 0.033. 迂曲度表明各类岩性中的孔隙具有高度曲折复杂的特点. 其中, 对于有效迂曲度, 泥质白云岩的介于 424.5~533.5, 平均 465.5. 含灰泥质白云岩介于 453.0~881.0, 平均 667.0. 含硬石膏的泥质白云岩的 698.3. 含灰—云泥岩的为 419.1. 云泥质硬石膏岩的为 1833.8. 对于几何迂曲度, 泥质白云岩的介于 7.7~9.5, 平均 8.9. 含灰泥质白云岩介于 8.6~12.0, 平均 10.3. 含硬石膏的泥质白云岩的 12.1. 含灰—云泥岩的为 7.8. 云泥质硬石膏岩的为 16.9. 迂曲度低值样点多对应渗透率高值样点, 相应数据未纳入统计.

所有岩样的孔隙直径分布均呈现为“单峰式”(图 4a~4d). 其中, 泥质白云岩的主要介于 0.08~0.30  $\mu\text{m}$ , 含灰及含硬石膏的泥质白云岩的介于 0.05~0.20  $\mu\text{m}$ , 含灰/硬石膏的白云质泥岩的介于 0.05~0.20  $\mu\text{m}$ , 含灰云泥岩介于 0.08~0.30  $\mu\text{m}$ , 泥质灰岩介于 0.01~0.03  $\mu\text{m}$ , 云—泥质硬石膏岩介于 0.04~0.10  $\mu\text{m}$ .

### 3.4 氮气吸附分析

各类岩性的低温氮气吸—脱附曲线的形态具有高度的相似性(图 5), 整体上与国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)提出的 II 型及 IV 型标准等温线接近(Sing *et al.*, 1985), 暗示各岩性中介孔及大孔较为发育. 吸附及脱附曲线夹持产生的迟滞回线的类型则更接近于 H3 型, 该类型的出现指示岩石中存在片状颗粒材料(如黏土)或狭缝状孔隙, 这一指示与岩石中普遍含有黏土矿物是一致的.

所有岩样的孔隙直径分布均呈现为“五峰式”(图 4e~4h), 各类岩性的峰位区间具有相似性, 五个峰位区间分别位于 100~200 nm, 50~100 nm, 30~40 nm, 10~20 nm 以及 0.8~1.0 nm. (含灰和/或硬石膏)白云质泥岩的主峰位为 50~100 nm, 含灰—云泥岩及云—泥质硬石膏岩的为 100~200 nm, 其余岩性的主峰位均为 10~20 nm.

### 3.5 微米 CT 扫描分析(Micro-CT)及聚集离子束扫描电镜分析(FIB-SEM)

对柱塞子样进行扫描并重构出岩样三维模型(图 6a), 随后提取岩样模型中的孔隙系统三维模型(图 6b). 孔隙系统三维模型中, 圆球体代表孔体, 连接球体间的细杆代表孔喉, 圆球体颜色偏红黄表明孔径越大, 颜色偏绿蓝反之. 在该三维模型基本上, 计算所得的岩样孔隙度为 3.7%, 而孔隙直径主要介

于 5~20  $\mu\text{m}$ (图 6c), 峰值出现于 12  $\mu\text{m}$  左右.

对更细小的次级柱塞子样进行扫描并对切片照片进行拼接组合构建出岩样三维模型(图 7a), 随后提取出其中的孔体及喉道, 构建出孔隙系统三维模型(图 7b). 岩样三维模型中, 灰度值较高处为矿物质(颗粒)粒, 最低处为孔隙, 岩样中孔隙形状多为不规则多边形或近三角形. 以孔隙系统三维模型为计算基础, 得出孔隙度为 8.9%. 岩样中的孔体直径主要介于 0.05~0.20  $\mu\text{m}$ (图 7c), 峰值出现在 0.085  $\mu\text{m}$ ; 喉道直径主要介于 0.01~0.08  $\mu\text{m}$ (图 6d), 峰值出现于 0.016  $\mu\text{m}$ . 岩样中配位数整体分布于 1~9(图 8), 峰值出现 3.

## 4 讨论

在缺乏大量天然开启裂缝的情况下, 14 号韵律层储层的孔隙性及渗透性均由基质孔隙度及渗透率量化评价.

### 4.1 对孔隙性受控因素的指示

与 Bakken 中段、Eagle Ford 组、Wolfcamp 组及核桃园组等国内外主要页岩油储层相比较, 14 号韵律层储层岩石的孔隙性明显占优(表 2). 相近埋深条件下, 14 号韵律层储层岩石与 Eagle Ford 组、核桃园组页岩间的矿物组成差异明显, 这种差异指示着岩石孔隙性与矿物的类型及含量之间存在密切关联.

各岩性对应的孔隙度已在一定程度上反映了这种关联, 泥质白云岩在几类岩性中的孔隙度最高而泥质灰岩却最低的现象已暗示着方解石的大量赋存不益于孔隙的发育. 同时, 伴随着岩石中泥及硬石膏含量的增加, 岩性逐步发生变化时带来孔隙度渐降的趋势也暗示着这两类组分的赋存同样不益于孔隙的发育. 相关性分析进一步证实: 白云石含量的增加协同带动孔隙度的提高(图 8a), 方解石含量的增加则在一定程度上降低着孔隙度, 泥质(石英+长石+黏土矿物)及硬石膏与孔隙度间存在着较弱的负相关性(图 8b). 类似的规律在 Eagle Ford 组及 Bakken 组页岩的早期研究中已有提及. 其中, Sondhi (2011) 及 Ramiro-Ramirez (2016) 在对 Western Gulf 盆地 Eagle Ford 组页岩储层的研究中则指出碳酸盐(应特指方解石)含量的增高会降低岩石的孔隙度. Nandy (2017) 在对 Williston 盆地 Elm Coulee 油田 Bakken 中段的研究中指出白云石含量在 0~60% 区间内变化时孔隙度随之增加而增

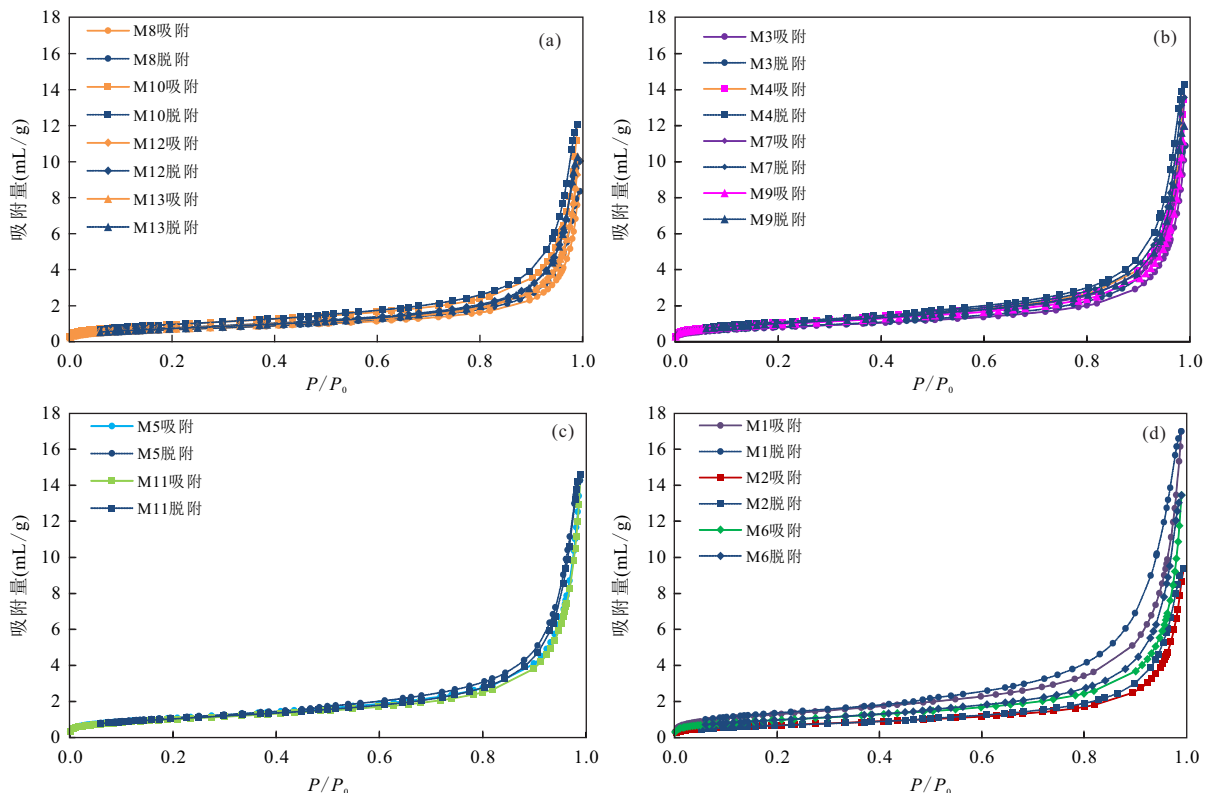


图 5 潜江凹陷王场背斜潜四下段 14 号韵律层各岩性低温氮气吸—脱附曲线

Fig.5 Adsorption-desorption isotherms of N<sub>2</sub> at liquid N<sub>2</sub>(-197.3 °C) temperature of different lithologies of the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag

a. 泥质白云岩;b. 泥质白云岩,含灰(M3和M7)及含硬石膏(M4和M9);c. 白质泥岩,含灰(M11)及含硬石膏(M5);d. 泥质灰岩(M1)、含灰—云泥岩(M2)及云—泥质硬石膏岩(M6)

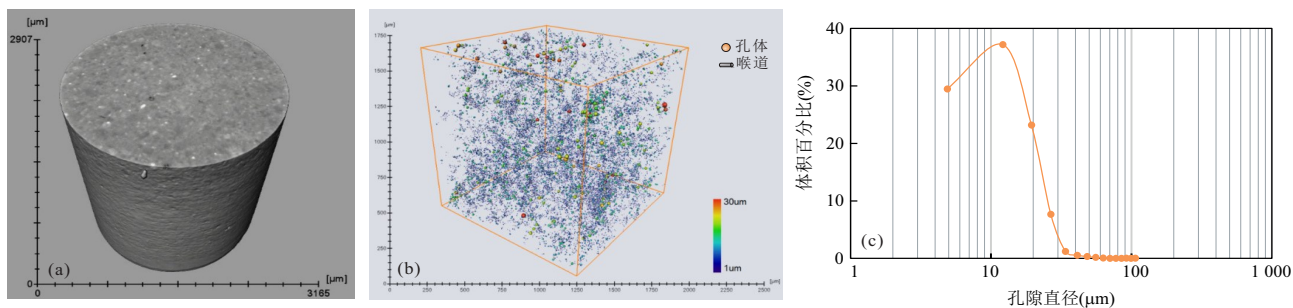


图 6 潜江凹陷王场背斜潜四下段 14 号韵律层泥质白云岩 Micro-CT 三维模型及孔隙直径分布图

Fig.6 3D model and distribution of pore diameter of the argillaceous dolomite in the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag by Micro-CT analysis

a. 次级柱塞样 CT 图像;b. 孔隙系统三维提取模型;c. 孔隙直径分布;岩心孔隙度为 18.5%

加,超过 60% 则出现渐降趋势.

岩石基质的孔隙度是大小不一的孔隙所占体积的综合体现,不同尺度的孔隙对孔隙度的贡献存在差异.为查明不同尺度孔隙的贡献差异以及进一步尝试探讨其与地质因素的关联,有必要按孔隙大小对孔隙进行合并分类. Sing *et al.* (1985)的“三分法”、Loucks *et al.* (2012)的“五分法”以及卢双舫等

(2018)的“四分法”是目前常用的 3 类泥页岩孔隙分类方案.其中,Loucks *et al.*(2012)的划分方案中皮米孔(picopore, <1 nm)、纳米孔(nanopore, 1 nm~1 μm)及微米孔(micropore, 1.0~62.5 μm)间的划分界限过宽,不符合分类探讨要求.卢双舫等的大、中、小及微孔相对难以与矿物含量建立良好的相关关系.因此,本文选择采用 Sing 等的微孔(<2 nm)、



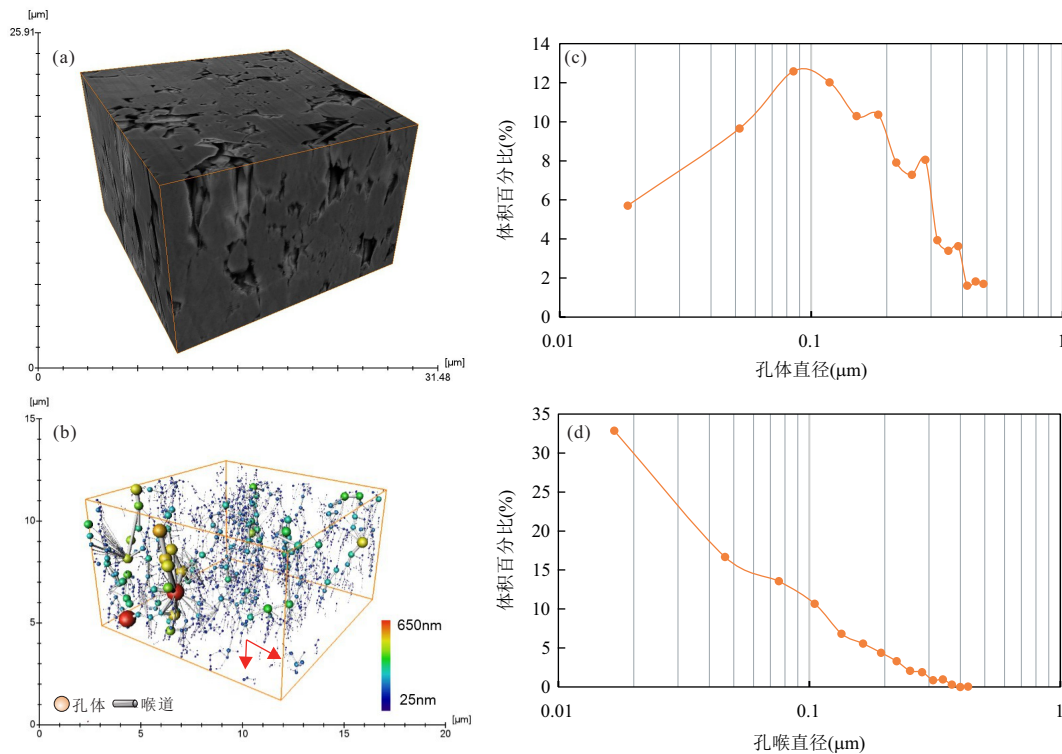


图7 潜江凹陷王场背斜潜四下段14号韵律层泥质白云岩FIB-SEM三维模型及孔隙直径分布图

Fig.7 3D model and distribution of pore diameter of the argillaceous dolomite in the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag by FIB-SEM analysis

(a)岩样三维重构模型;(b)孔隙系统三维提取模型;(c)孔体直径分布;(d)孔喉直径分布

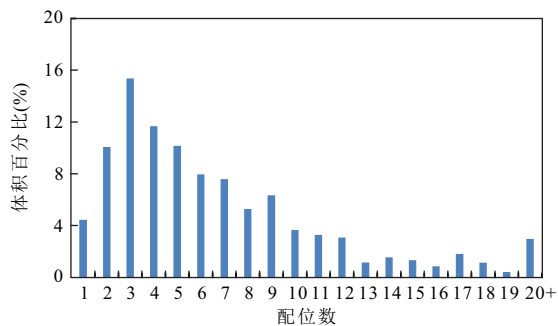


图8 潜江凹陷王场背斜潜四下段14号韵律层泥质白云岩配位数分布图

Fig.8 Connected number of the argillaceous dolomite in the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag

介孔(2~50 nm)及大孔(>50 nm)的孔隙分类方案(又称“IUPAC孔隙分类方案”).

高压压汞、氮气吸附、微米CT扫描及聚集离子束扫描分析共同指示:除泥质灰岩中以介孔为主外,其余岩性中的大孔(56.5%~87.5%)均占据绝对优势,微孔在各类岩性中含量极低(表1).其中,大孔率选取高压压汞分析数值为参考标准,该分析

中介孔及微孔总占比可通过最大进汞饱和度及介孔率(>8 nm)协同获取.大孔占绝对优势情况下,氮气吸附因其检测范围因素仅用于进一步对比介孔及微孔含量差异.由于高压压汞分析技术的主要表征孔隙体系中的细窄孔喉(pore throat),而氮气吸附技术的则为相对粗宽的孔体(pore body)(Kuila and Prasad, 2013),因此,在汞的表面张力及接触角一定的条件下岩样中的大孔含量存在被低估的可能,亦即:样品的真实大孔率可能会更高.

微米CT及聚集离子束扫描电镜分析则进一步显示大孔在泥质白云岩中占绝对优势的特点(图5c及图6c).1 μm及10 nm扫描精度下构建出的三维孔隙模型中提取的孔隙度相加后与实测值(18.5%)间存在着5.9%的差异,这部分差异可能与取样代表性相关,亦可能由扫描精度差异而导致某一尺度孔隙表征不完全所致.但是,即使差异部分的孔隙均由介孔所提供,仍不足以改变该类岩性以大孔为主的认识.

各岩性孔隙直径分布中的“单峰”及“五峰”峰位暗示着矿物类型及含量的差异对大、介及微孔的发育产生了不同方面的影响.对大孔范畴的影响主

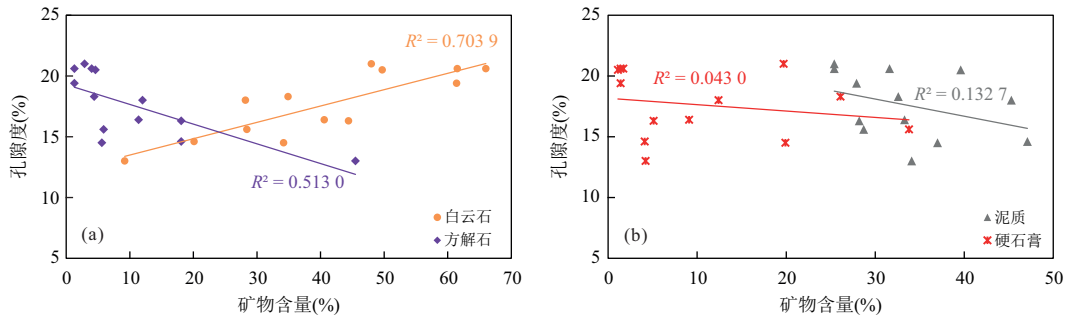


图9 潜江凹陷王场背斜潜四下段14号韵律层孔隙度与白云石和方解石(a)以及泥质和硬石膏(b)相关关系图

Fig.9 Relationship between porosity and dolomite & calcite(a), muddy component & anhydrite(b) in the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag

要体现于孔隙大小及相对含量两个方面,而对介孔及微孔范畴的影响则更多的集中于孔隙相对含量方面.对于微、介孔范畴,各岩性孔隙直径分布的差异在氮气吸附资料中较为明显,峰位的高度相似性使得差异仅存于峰高这一指标(图4e~4h),亦即相对含量的差异.泥质灰岩在10~20 nm及30~40 nm的两个峰位处的相对含量均略高于其他岩性,暗示方解石的存在更有利于介孔的发育.对于大孔范畴,氮气吸附分析已能展示出各岩性孔隙直径分布的差异,但检测上限的存在尚不足以将之完整表征出来,高压压汞分析则能对之形成补充.泥质白云岩拥有最多(近40%)最大的孔隙(主峰位0.2  $\mu\text{m}$ ),随着岩石中方解石及硬石膏含量增加,岩性转变为含灰/含硬石膏的泥质白云岩后,岩石出现孔隙变小(主峰位0.08  $\mu\text{m}$ )或孔隙相对含量降低(0.2  $\mu\text{m}$ 处孔含量降至近30%)的变化.随着泥质在岩石中相对含量的增加,岩性转变为含灰/硬石膏的白云质泥岩后,岩石孔隙继续变小(主峰位0.05  $\mu\text{m}$ )或孔隙相对含量降低(0.08  $\mu\text{m}$ 处孔含量降至近30%).在岩性转变为泥质灰岩时,孔隙缩至最小(主峰位0.02  $\mu\text{m}$ ).云-泥质硬石膏岩与含硬石膏的白云质泥岩具有一定相似性,这可能与二者间三类矿物的含量差异较接近相关.

各矿物与大、介孔相关分析进一步量化证实上述关联:大孔的发育与白云石含量呈中等强度正相关(图10a),与方解石含量呈中等强度负相关,与泥质及硬石膏含量呈极弱的负相关(图10b);介孔的发育则与方解石呈中等强度的正相关(图10c),与白云石含量呈弱的负相关,与泥质及硬石膏含量极弱的负相关(图10d).白云石含量与孔隙度之间呈强正相关,而大孔在岩石中占绝对优势,但白云石含量却与大孔率间却并未显示出同等强度的相关

性.结合前述分析,造成该现象的原因可能二:(1)白云石主要控制着大孔中某一范围内的孔隙分布;(2)白云石与其他矿物在空间中的排列关系对大孔的发育亦有一定的控制作用.

14号韵律层与国内外主要页岩油储层间矿物类型及含量的差异所促成的大、介孔富集程度的差异可能是使其孔隙性占优的重要因素,这在与相近埋深条件下Eagle Ford组及核桃园组储层岩石中优势孔隙类型的比对中已有体现(表2),而Wolfcamp组及Bakken组的亦能在一定程度上对之形成辅证.各岩性间孔隙直径分布模式的高度一致性暗示着这些孔隙受单一地质因素的统一控制,而大孔以及能促成大孔形成的白云石的形成机理则为储层岩石孔隙性优越的深层次因素.Purser *et al.* (1994)指出白云石化可以提升、降低或不改变储层的孔隙性.14号韵律层中白云石与方解石的共生(表1)可能暗示着方解石沉积后发生了白云石化的转变,这一过程在本例中则起着提升岩石孔隙性的作用.至于白云石化的具体类型,则回归于最基础的沉积-成岩领域问题,需结合镜下、元素及同位素分析综合厘定,本文不做过多探讨.

#### 4.2 对渗透性受控因素的指示

与渗透率普遍大于1 mD常规储层岩石(邹才能等, 2015a)相比较,14号韵律层储层岩石的渗透率极低,这也是其被归入非常规领域的重要因素.但是,在与非常规范畴的Eagle Ford组及Wolfcamp组储层岩石的岩石渗透率(脉冲衰减及压汞)相比时,14号韵律层储层岩石的渗透率却有着数量级上的优势(表1及表2),岩石孔喉的大小在其中起着重要的作用.高压压汞渗透率显示孔喉大小在1个数量级上的改变会带来渗透率在2个数量级上的变化(Nelson, 2009),这一点在14号韵律层、Eagle Ford

表 2 国内外主要页岩油产层储层地质参数统计表  
Table 2 Geological data of major pay zones of the shale oil at home and abroad

构造单元	Williston 盆地		Western Gulf 盆地		Permian 盆地		沁阳凹陷		
地层	Bakken 中段		Eagle Ford 组		Wolfcamp 组		核桃园组		
埋深(m)	3 155.7~3 203.1		2 409.4~2 849.9		\		2 414~2 452		
岩性	白云质粉砂, 粉砂质白云岩		泥灰岩		钙质页岩、硅质页岩		灰质页岩, 粉砂质页岩		
参数	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	
碳酸盐类 型及含量	方解石(%)	0~7	1.4	8~83	53	\	\	1~42	10
	白云石(%)	39~63	53	0~2.0	0.5	\	\	2~26	17
岩石物性	孔隙度(%)	4.0~11.0	7.0	1.6~14.0	4.8	9.0~12.2	10.3	2.7~5.8	4.3
	脉充衰减 渗透率( $\mu$ D)	\	\	\	\	0.068~1.010	0.250	\	\
高压压汞	压汞孔隙度(%)	\	\	0.32~10.27	4.7	\	\	\	\
	压汞渗透率( $\mu$ D)	\	\	0.002 6~0.864 7	0.247 7	0.004 4~ 0.775 0	0.190 0	\	\
	中值孔喉( $\mu$ m)	\	\	0.007 3~0.013 5	0.009 9	0.004 0	\	\	\
	介孔率(%)	4~99	\	94~100	\	99	\	\	\
	大孔率(%)	<1~96	\	0~6	\	<1	\	\	\
氮气吸附	微孔率(%)	\	\	\	\	\	\	20.56~34.73	26.5
	介孔率(%)	\	\	\	\	\	\	58.76~70.00	62.1
	大孔率(%)	\	\	\	\	\	\	5.45~16.37	11.4
备注	大、介孔率由文中图 2.17 中读取		大、介孔率由文中附录 A 图 A 中读取		大、介孔率由文中图 10 读取		孔隙度为核磁共振孔 隙度		
数据来源	Nandy (2017)		Ramiro-Ramirez (2016)		Rafatian and Capsan (2015)		张文昭 (2014)		

组、Wolfcamp 组储层岩石的特征差异中有所体现,前者与后两者的中值孔喉半径存在 1 个数量级的差距,渗透率的差距则处在 2~3 个数量级之间.各岩性间的脉冲渗透率、压汞渗透率与中值孔喉间良好的正相关性同样反映着孔喉大小对渗透率的直接控制.含泥云灰岩具有最大的中值孔喉半径(0.116  $\mu$ m),随后为泥质白云岩、含灰泥质白云岩、含硬石膏的泥质白云岩、含灰/硬石膏的白云质泥岩、云泥质硬石膏岩、泥质灰岩,对应的脉冲及压汞渗透率也随之呈渐降趋势.其中,含灰泥质白云岩的一个样品(M7)的脉冲及压汞渗透率与整体的渐降趋势存在不协调,脉冲渗透率相对较高可能与测试系统误差相关,而压汞渗透率过低可能与所切端面中方解石含量较高相关,该异常点不宜纳入整体的规律分析.

孔体与喉道的空间分布复杂性则会进一步降低渗透率,这一点可籍由以下两方面得以体现:(1)泥质白云岩样的渗透率、中值半径及几何迂曲度关联;(2)硬石膏含量与渗透率及几何迂曲度的相关

性.其中,对于泥质白云岩方面,岩样 M8 及 M13 具有相同的中值孔喉半径(0.086  $\mu$ m,表 1),但 M8 的两类渗透率均高于 M13 的,前者几何迂曲度(9.5)小于后者的(10.2)可能为一主因.对于硬石膏含量方面,它与脉冲衰减及压汞渗透率间均表现出了中—强程度的负相关性(图 11a),表明硬石膏的增加会导致岩石渗透性的恶化,这种恶化应主要由空间复杂程度的提高所造成(图 11b).14 号韵律层中各岩性有效孔喉迂曲度已展示出油气在岩石中的运移路径的复杂性,而几何孔喉迂曲度则更为直观地将之表现出来:油气在 1 cm 的直线距离发生运移时实际需要平均 10.8 cm 的距离方能完成(表 1),这一距离在东营凹陷沙河街组的泥页岩中平均为 8.44 cm(胡钦红等,2017).

除了上述两大因素,孔体与喉道的连通性可能也在一定程度上影响着岩石的渗透性.14 号韵律层泥质白云岩中的配位数介于 2~5 个,主峰位于 3 个.这一数值与渗透率达 554 mD 的大庆油田砂岩样中的配位数(主峰 11 个)相差较大(夏惠芬等,

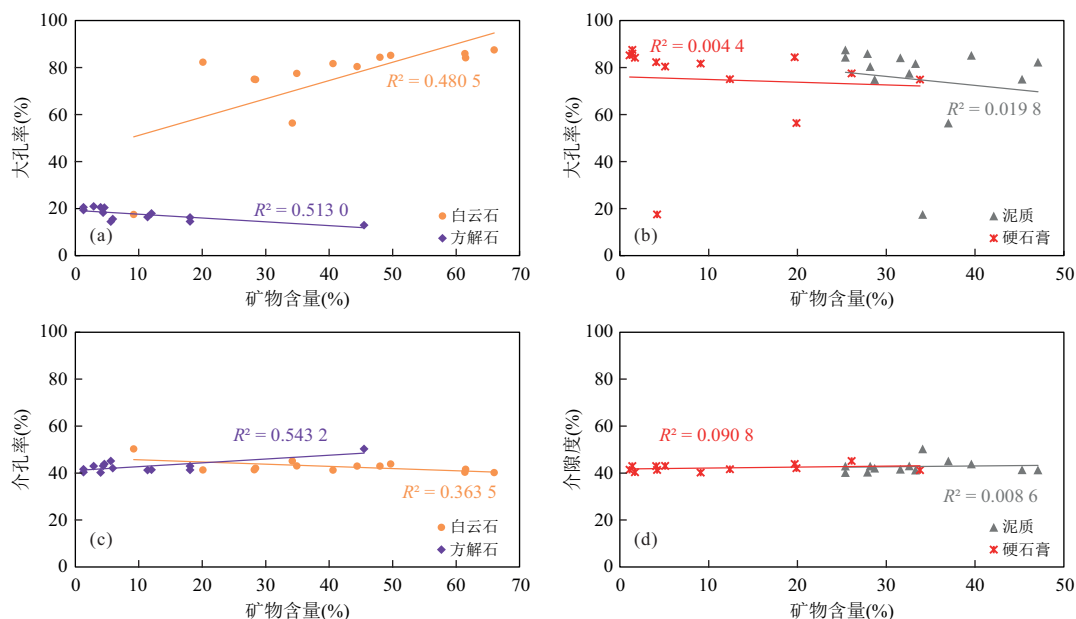


图 10 潜江凹陷王场背斜潜四下段 14 号韵律层各矿物与大、介孔率相关关系图

Fig.10 Relationship between different minerals and macropore , micropore in the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag

a. 白云石及方解石与大孔率相关关系;b. 泥质及硬石膏与大孔率相关关系;c. 白云石及方解石与介孔率相关关系;d. 泥质及硬石膏与介孔率相关关系

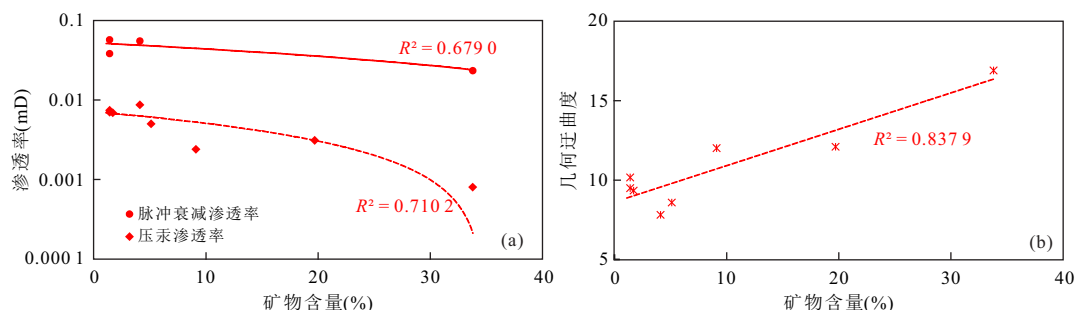


图 11 潜江凹陷王场背斜潜四下段 14 号韵律层硬石膏与渗透率(a)及几何迂曲度(b)相关关系图

Fig.11 Relationship between anhydrite content and permeability(a) and geometrical tortuosity(b) in the 14th cyclotherm of the lower Qian4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag

2013),姚军等(2007)利用三维网络模拟研究流水两相流动过程中提供的配位数与绝对渗透率关系图显示配位数由 3 提升至 6 时所带来的连通性的改善会促使绝对渗透率提升 4~5 倍左右.同时,三维孔隙系统中存在着一些孤立的小型孔隙网络(图 6b 中红箭头处),与周边孔隙网络缺乏沟通致使这些小型孔隙网络中的孔体即使具有较高的配位数也难以提升孔隙系统整体的连通性.配位数为 1 的孔体占比(4.4%)一定程度上反映了这类小型孔隙网络的多寡,但如何在反映及评价其规模及复杂程度上则存在着相应的困难,而这些孤立小型孔隙网络的规模及复杂程度亦应对连通性具有着决定性的

影响.整体配位数较少及孤立小型网络的存在使得 14 号韵律层的连通性可能较差,这亦可在一定程度上由退汞效率(平均 40%)得以反映.

由白云石及方解石主控的孔喉大小对岩石渗透性起着基础控制作用,而硬石膏的产出在提升孔喉空间复杂度的同时对渗透性起着恶化的作用,连通性与矿物的关联目前尚难以建立.白云石及方解石的形成与孔喉大小关联已在前文简述,此处不再重复.对于硬石膏,前人认为它是一种成岩期的产物(Murray, 1964),其产出也可能代表着硬石膏化的发生,属于成岩领域问题,同样需要进一步深入分析,此处亦不做过多探讨.

## 5 结论

潜四下段 14 号韵律层主要由碳酸盐(白云石+方解石)、硅酸盐(长石+黏土矿物)、硫酸盐(硬石膏+钙芒硝)及氧化物(石英)4 大类矿物组成,可划分出 7 类岩性. 储层岩石属于“高一中孔,特低渗”类型.

大孔在除泥质灰岩外岩性中的富集使得储层岩石整体具有良好的孔隙性,而白云石化能促进大孔的发育,方解石沉积则主要与介孔的形成相关. 白云石化及方解石沉积共同造成的孔喉细小促成了储层岩石渗透性较差的特点,而硬石膏化在加强了孔喉空间复杂度的同时进一步恶化了岩石的渗透性,储层岩石连通性较差的特点亦可能在一定程度上影响了渗透性.

致谢:龙玉梅、汪庆工程师在压汞及氮气吸附资料的地质解读中给予了诸多建议,鲁玉玲及张水连工程师在对应实验细节中给予了多项指点,此处一并表示感谢.

表 1 数据看见本刊官网:[www.earth-science.net](http://www.earth-science.net).

## References

- Bai, J.X., Shi, W.Z., He, Y., 2014. Controlling Factors and Sequence Models of the Lower 4th Member of Qianjiang Formation in Northern Area of Qianjiang Sag. *China Petroleum Exploration*, 19(1): 22–30(in Chinese with English abstract).
- Fang, Z.X., Chen, K.Y., Chen, F.L., et al., 2006. The Filling Models of Jiangnan Salt Lake Basin. Petroleum Industry Press, Beijing, 1–16 (in Chinese).
- Guo, F.F., Chang, Y., Zhang, B.S., et al., 2012. Characteristics of Hydrocarbon Migration and Accumulation in Lower Member of Eq4 in Qianjiang Depression. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 19(5): 554–558 (in Chinese with English abstract).
- Guo, L.B., Fu, Y.X., Zhang, L., 2013. The Emphatic Area of E2q14 Reservoir Exploration in Qianjiang Depression. *Journal of Oil and Gas Technology*, 35(8): 45–48 (in Chinese with English abstract).
- Hou, Y. G., Wang, F. R., He, S., et al., 2017. Properties and Shale Oil Potential of Saline Lacustrine Shales in the Qianjiang Depression, Jiangnan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 86: 1173–1190. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.07.008>
- Hu, Q.H., Zhang, Y.X., Meng, X.H., et al., 2017. Characterization of Micro-Nano Pore Networks in Shale Oil Reservoirs of Paleogene Shahejie Formation in Dongying Sag of Bohai Bay Basin, East China. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5):681–690 (in Chinese with English abstract).
- Kuila, U., Prasad, M., 2013. Specific Surface Area and Pore-Size Distribution in Clays and Shales. *Geophysical Prospecting*, 61(2): 341–362. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12028>
- Lai, J., Wang, G. W., Wang, Z. Y., et al., 2018. A Review on Pore Structure Characterization in Tight Sandstones. *Earth - Science Reviews*, 177: 436–457. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2017.12.003>
- Lei, H., He, L., Li, R. S., et al., 2019. Effects of Boundary Layer and Stress Sensitivity on the Performance of Low-Velocity and One-Phase Flow in a Shale Oil Reservoir: Experimental and Numerical Modeling Approaches. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180: 186–196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.025>
- Li, L., Wang, Z.X., Zheng, Y.H., et al., 2019. Mechanism of Shale Oil Enrichment from the Salt Cyclotherm in Qian3 Member of Qianjiang Sag, Jiangnan Basin. *Earth Science*, 44(3):1012–1023(in Chinese with English abstract).
- Long, Y.M., Chen, M.F., Chen, F.L., et al., 2019. Characteristics and Influencing Factors of Inter-Salt Shale Oil Reservoirs in Qianjiang Formation, Qianjiang Sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 26(1): 1–6 (in Chinese with English abstract).
- Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., et al., 2012. Spectrum of Pore Types and Networks in Mudrocks and a Descriptive Classification for Matrix-Related Mudrock Pores. *AAPG Bulletin*, 96(6): 1071–1098. <https://doi.org/10.1306/08171111061>
- Lu, S.F., Li, J.Q., Zhang, P.F., et al., 2018. Classification of Microscopic Pore-Throats and the Grading Evaluation on Shale Oil Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 45(3):1–9(in Chinese with English abstract).
- Lu, S.F., Xue, H.T., Wang, M., et al., 2016. Several Key Issues and Research Trends in Evaluation of Shale Oil. *Acta Petrolei Sinica*, 37(10): 1309–1322 (in Chinese with English abstract).
- Lu, Z., Wang, Y.P., Li, L., et al., 2018. Control Effect of Pore Throat Radius on Quality of Extra-Low and Ultra-Low Permeability Reservoir in Member 1 of Qingshankou Formation, Southern Songliao Basin. *Earth Science*, 43(11):4204–4214 (in Chinese with English abstract).
- Murray, R.C., 1964. Origin and Diagenesis of Gypsum and Anhydrite. *Journal of Sedimentary Research*, 34(3): 512–523. <https://doi.org/10.1306/74d710d2-2b21-11d7->

- 8648000102c1865d
- Nandy, D., 2017. Dolomitization and Porosity Evolution of Middle Bakken Member, Elm Coulee Field and Facies Characterization, Chemostratigraphy and Organic-Richness of Upper Bakken Shale, Williston Basin(Dissertation). Colorado School of Mines, Golden.
- Nelson, P. H., 2009. Pore-Throat Sizes in Sandstones, Tight Sandstones, and Shales. *AAPG Bulletin*, 93(3): 329—340. <https://doi.org/10.1306/10240808059>
- Pu, X.G., Qi, Z.X., Zheng, X.L., et al., 2002. Basic Petroleum Geological Characteristics and Resource Potential of Inter-Salt Non-Sandstone Reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 29(5):28—30+36 (in Chinese with English abstract).
- Purser, B.H., Brown, A., Aissaoui, D.M., 1994. Nature, Origins and Evolution of Porosity in Dolomites. In: Purser, B., Tucker, M., Zenger, D., eds. Dolomites, Blackwell Scientific Publications, London.
- Rafatian, N., Capsan, J., 2015. Petrophysical Characterization of the Pore Space in Permian Wolfcamp Rocks. *Petrophysics*, 56(1):45—57.
- Ramiro-Ramirez, S., 2016. Petrographic and Petrophysical Characterization of the Eagle Ford Shale in La Salle and Gonzales Counties, Gulf Coast Region, Texas(Dissertation). Colorado School of Mines, Golden, 51—53.
- Sing, K.S.W., Everett, D.H., Haul, R.A.W., et al., 1985. Reporting Physisorption Data for Gas/Solid Systems with Special Reference to the Determination of Surface Area and Porosity. *Pure and Applied Chemistry*, 57(4): 603—619. <https://doi.org/10.1351/pac198557040603>
- Sondhi, N., 2011. Petrophysical Characterization of Eagle Ford Shale(Dissertation). University of Oklahoma, Norman, 67—108.
- Wang, D.F., Wang, S.Z., 1998. Geology of Saline Lacustrine Facies Oilfield. Petroleum Industry Press, Beijing, 156 (in Chinese).
- Wang, F.R., He, S., Zheng, Y.H., et al., 2016. Mineral Composition and Brittleness Characteristics of the Inter-Salt Shale Oil Reservoirs in the Qianjiang Formation, Qianjiang Sag. *Petroleum Geology & Experiment*, 38(2): 211—218 (in Chinese with English abstract).
- Wang, G.L., Zhang, Y.S., Yang, Y.Q., et al., 2004. Evaluation of Nonsandstone Reservoirs between Salt Beds of the Paleogene Qianjiang Formation in the Qianjiang Depression of the Jiangnan Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 26(5): 462—468 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Q.S., Tang, D.Z., Peng, M.X., et al., 2010. Well Logging Response Features and Identification of Non-Sandstone Reservoirs in Jiangnan Basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 32(2): 73—77 (in Chinese with English abstract).
- Wu, S.Q., Tang, X.S., Du, X.J., et al., 2013. Geologic Characteristics of Continental Shale Oil in the Qianjiang Depression, Jiangnan Salt Lake Basin. *Journal of East China Institute of Technology*, 36(3):282—286 (in Chinese with English abstract).
- Xia, H.F., Zhai, S.Q., Feng, H.C., et al., 2013. Experimental Research on Pore and Coordination Number of Cores Based on Ct Scanning Technique. *Experimental Technology and Management*, 30(4):20—23+50 (in Chinese with English abstract).
- Xie, T.J., Qi, Z.M., Zhu, Z.D., 1983. Salt Structures in Jiangnan Basin and Their Control to Oil and Gas Accumulation. *Petroleum Exploration and Development*, (6):1—8 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, S.C., Chu, S.S., Pi, S.H., et al., 2017. Micro-Pore Characteristics and Recoverability of Tight Oil Reservoirs. *Earth Science*, 42(8):1379—1385 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, Z.Y., Wu, S.Q., Wang, Y., et al., 2015. Geological Characteristics and Practice for Intersalt Argillaceous Dolomites Reservoir in the Qianjiang Depression of Jiangnan Salt Lake Basin. *Geological Science and Technology Information*, 34(2): 181—187 (in Chinese with English abstract).
- Yang, F., Ning, Z.F., Wang, Q., et al., 2016. Pore Structure Characteristics of Lower Silurian Shales in the Southern Sichuan Basin, China: Insights to Pore Development and Gas Storage Mechanism. *International Journal of Coal Geology*, 156: 12—24. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.12.015>
- Yao, J., Tao, J., Li, A.F., 2007. Research on Oil—Water Two-Phase Flow Using 3d Random Network Model. *Acta Petrolei Sinica*, 28(2): 94—97+101 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S.W., 2007. Reservoir Prediction Technology and Sedimentary Characteristics of Salt Lake in the Qianjiang. *Journal of Oil and Gas Technology*, 29(5):36—40 (in Chinese).
- Zhang, W.Z., 2014. Characteristics and Evaluation Factors of Shale Oil Reservoir of the Third Member of Hetaoyuan Formation, Palaeogene in Biyang Depression (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing, 70—90 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L.H., Gang, P.X., Xiao, D.Q., et al., 2018. Geological

- Conditions for Shale Oil Formation and the Main Controlling Factors for the Enrichment of the 2nd Member of Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin. *Natural Gas Geoscience*, 29(9): 1323–1332 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Tao, S.Z., Bai, B., et al., 2015. Differences and Relations between Unconventional and Conventional Oil and Gas. *China Petroleum Exploration*, 20(1): 1–16 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Zhu, R.K., Bai, B., et al., 2015. Significance, Geologic Characteristics, Resource Potential and Future Challenges of Tight Oil and Shale Oil. *Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry*, 34(01): 3–17+11–12 (in Chinese with English abstract).
- 附中文参考文献**
- 柏建新, 石万忠, 何勇, 2014. 潜江凹陷潜北地区潜四下段盐湖层序控制因素及层序模式. *中国石油勘探*, 19(1): 22–30.
- 方志雄, 陈开远, 陈凤玲, 等, 2006. 江汉盆地盐湖沉积充填模式. 北京: 石油工业出版社, 1–16.
- 郭飞飞, 常悦, 张本书, 等, 2012. 潜江凹陷潜四下亚段油气运聚特征. *断块油气田*, 19(5): 554–558.
- 郭丽彬, 付宜兴, 张亮, 2013. 潜江凹陷潜四下亚段油藏勘探值得关注的领域. *石油天然气学报*, 35(8): 45–48.
- 胡钦红, 张宇翔, 孟祥豪, 等, 2017. 渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组页岩油储集层微米—纳米级孔隙体系表征. *石油勘探与开发*, 44(5): 681–690.
- 李乐, 王自翔, 郑有恒, 等, 2019. 江汉盆地潜江凹陷潜三段盐韵律层页岩油富集机理. *地球科学*, 44(3): 1012–1023.
- 龙玉梅, 陈曼霏, 陈凤玲, 等, 2019. 潜江凹陷潜江组盐间页岩油储层发育特征及影响因素. *油气地质与采收率*, 26(1): 1–6.
- 卢双舫, 李俊乾, 张鹏飞, 等, 2018. 页岩油储集层微观孔喉分类与分级评价. *石油勘探与开发*, 45(3): 1–9.
- 卢双舫, 薛海涛, 王民, 等, 2016. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势. *石油学报*, 37(10): 1309–1322.
- 吕洲, 王玉普, 李莉, 等, 2018. 孔喉半径对松辽盆地南部青一段特低—超低渗透储层质量的控制作用. *地球科学*, 43(11): 4204–4214.
- 蒲秀刚, 漆智先, 郑晓玲, 等, 2002. 盐间非砂岩油藏基本石油地质特征及资源潜力. *石油勘探与开发*, 29(5): 28–30+36.
- 王典敷, 汪仕忠, 1998. 盐湖油田地质. 北京: 石油工业出版社, 156.
- 王芙蓉, 何生, 郑有恒, 等, 2016. 江汉盆地潜江凹陷潜江组盐间页岩油储层矿物组成与脆性特征研究. *石油实验地质*, 38(2): 211–218.
- 王国力, 张永生, 杨玉卿, 等, 2004. 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组盐间非砂岩储层评价. *石油实验地质*, 26(5): 462–468.
- 王庆胜, 汤达祯, 彭美霞, 等, 2010. 江汉盆地盐间非砂岩储层测井响应特征与识别. *石油天然气学报*, 32(2): 73–77.
- 吴世强, 唐小山, 杜小娟, 等, 2013. 江汉盆地潜江凹陷陆相页岩油地质特征. *东华理工大学学报(自然科学版)*, 36(3): 282–286.
- 夏惠芬, 翟上奇, 冯海潮, 等, 2013. 基于 ct 扫描技术的岩心孔隙配位数实验研究. *实验技术与管理*, 30(4): 20–23+50.
- 谢泰俊, 祁左明, 朱振东, 1983. 江汉盆地的盐构造及其对油气的控制作用. *石油勘探与开发*, (6): 1–8.
- 熊生春, 储莎莎, 皮淑慧, 等, 2017. 致密油藏储层微观孔隙特征与可动性评价. *地球科学*, 42(8): 1379–1385.
- 熊智勇, 吴世强, 王洋, 等, 2015. 江汉盐湖盆地盐间泥质白云岩油藏地质特征与实践. *地质科技情报*, 34(2): 181–187.
- 姚军, 陶军, 李爱芬, 2007. 利用三维随机网络模型研究油水两相流动. *石油学报*, 28(2): 94–97+101.
- 张士万, 2007. 潜江盐湖沉积特征及储层预测技术. *石油天然气学报*, 29(05): 36–40.
- 张文昭, 2014. 泌阳凹陷古近系核桃园组三段页岩油储层特征及评价要素(硕士学位论文). 北京: 中国地质大学, 70–90.
- 周立宏, 蒲秀刚, 肖敦清, 等, 2018. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油形成条件及富集主控因素. *天然气地球科学*, 29(9): 1323–1332.
- 邹才能, 陶士振, 白斌, 等, 2015a. 论非常规油气与常规油气的区别和联系. *中国石油勘探*, 20(1): 1–16.
- 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等, 2015b. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战. *矿物岩石地球化学通报*, 34(1): 3–17+11–12.

表 1 潜江凹陷王场背斜潜四下段 14 号韵律层各岩性矿物类型、矿物含量、岩石物性、压汞参数及氮气吸附参数统计表

Table 1 Mineral types, content, and petrophysical properties of different lithologies of the 14th cyclotherm of the Lower Qian4 Member in the Wangchang anticline of the Qianjiang sag

样号	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
深度(m)	2 596.89	2 597.84	2 598.64	2 602.35	2 602.64	2 603.49	2 604.59	2 605.94	2 609.04	2 610.59	2 612.46	2 614.29	2 614.82
岩性	泥质灰岩	含灰-云泥岩	含灰泥质白云岩	硬石膏-泥质白云岩	含硬石膏白云质泥岩	云-泥质硬石膏岩	含灰泥质白云岩	泥质白云岩	含硬石膏泥质白云岩	泥质白云岩	含灰-硬石膏白云质泥岩	泥质白云岩	泥质白云岩
矿物类型与含量	方解石(%)	45.5	18.1	18.1	4.4	5.6	5.9	11.4	4	2.9	4.6	12	1.3
	白云石(%)	9.2	20.1	44.4	34.9	34.2	28.4	40.6	66	48	49.7	28.2	61.5
	石英(%)	3.6	6.9	3.3	6.7	7.3	6.5	8.0	4.9	4.5	5.5	8.8	4.8
	钾长石(%)	1.2	2.2	1.4	2.8	2.9	1.9	2.3	2.1	1.9	3.3	2.8	2.6
	斜长石(%)	16.9	21	15	12.3	14.4	11.6	13.9	9.5	11.1	16.6	19.1	13.5
	黏土矿物(%)	12.4	17	8.5	10.8	12.4	8.7	9.1	8.9	7.9	14.2	14.6	10.7
	硬石膏(%)	4.2	4.1	5.1	26.1	19.9	33.8	9.1	1.4	19.7	1.1	12.4	1.7
	钙芒硝(%)	1.7	4.7	\	\	\	\	\	\	\	\	\	\
	黄铁矿(%)	3.7	3.8	1.1	\	3.3	3.2	3.6	2	1.6	2.2	\	1.9
	石盐(%)	1.6	2.1	3.1	2.0	\	\	2.0	1.2	2.4	2.8	2.1	2.0
岩石物性	孔隙度(%)	13.0	14.6	16.3	18.3	14.5	15.6	16.4	20.6	21	20.5	18	20.6
	脉冲衰减渗透率(mD)	\	0.055 4	\	0.893 9	\	\	0.106 5	0.057 5	\	\	\	0.038 4
	高压压汞渗透率(mD)	\	0.008 7	0.0050	75.102 7	29.547 6	0.000 8	0.002 4	0.007 4	0.003 1	25.302 6	65.529 9	0.006 9
压汞参数	最大进汞饱和度(%)	86.9	88.8	86.5	91.1	91.5	92.2	90.8	91.9	92.6	91.2	91.5	91.2
	退汞效率(%)	31.0	30.4	32.7	43.9	33.2	42.6	44.8	34.8	44.1	44.0	51.6	40.9
	排驱压力(Mpa)	18.92	4.56	6.31	0.02	0.03	16.53	10.56	6.87	10.76	0.02	0.02	6.75
	中值压力(MPa)	50.87	6.47	9.03	17.58	28.81	23.03	15.39	8.76	13.73	7.43	17.08	9.21
	中值孔隙半径(μm)	0.015	0.116	0.083	0.043	0.026	0.033	0.049	0.086	0.055	0.101	0.044	0.081
	分选系数	0.077	0.037	0.028	0.184	0.007	0.008	0.013	0.025	0.015	0.026	0.013	0.024
	有效迂曲度	\	419.1	453.0	6.2	9.9	1 833.8	881.0	438.5	698.3	9.8	5.9	424.5
	几何迂曲度	\	7.8	8.6	1.1	1.2	16.9	12.0	9.5	12.1	1.4	1.0	9.4
	介孔率(>8nm)(%)	69.4	6.5	6.0	13.5	35.1	17.3	9.1	8.1	16.5	4.4	6.1	7.0
	大孔率(%)	17.5	82.3	80.5	77.5	56.5	74.9	81.7	87.5	84.5	85.2	75.1	84.2
氮	微孔率(%)	5.6	5.4	5.4	5.6	5.6	5.4	5.7	6.1	6.1	6.0	5.2	



气 吸 附 参 数	介孔率(%)	50.3	41.3	42.9	43.1	45.1	42.1	41.3	40.2	43.0	43.9	41.4	41.6	40.3
	大孔率(%)	44.1	53.3	51.7	51.3	49.3	52.6	53.1	53.7	50.9	50.1	53.4	52.7	54.3
	备注	柱塞表面 见裂缝			柱塞表面 见裂缝	柱塞表面 见裂缝	柱塞表面见 裂缝	柱塞表面 见裂缝			柱塞表面 见裂缝	柱塞表面 见裂缝		

表 2 国内外主要页岩油产层储层地质参数统计表  
(Table 2 Geological data of major pay zones of the shale oil at home and abroad)

构造单元	Williston 盆地		Western Gulf 盆地		Permian 盆地		沁阳凹陷		
地层	Bakken 中段		Eagle Ford 组		Wolfcamp 组		核桃园组		
埋深(m)	3 155.7~3 203.1		2 409.4~2 849.9		\		2 414~2 452		
岩性	白云质粉砂, 粉砂质白云岩		泥灰岩		钙质页岩、硅质页岩		灰质页岩, 粉砂质页岩		
参数	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	
碳酸盐类型及含量	方解石 (%)	0~7	1.4	8~83	53	\	\	1~42	10
	白云石 (%)	39~63	53	0~2.0	0.5	\	\	2~26	17
岩石物性	孔隙度 (%)	4.0~11.0	7.0	1.6~14.0	4.8	9.0~12.2	10.3	2.7~5.8	4.3
	脉充衰减渗透率( $\mu$ D)	\	\	\	\	0.068~1.010	0.250	\	\
高压压汞	压汞孔隙度 (%)	\	\	0.32~10.27	4.7	\	\	\	\
	压汞渗透率 ( $\mu$ D)	\	\	0.002 6~0.864 7	0.247 7	0.004 4~0.775 0	0.190 0	\	\
	中值孔喉( $\mu$ m)	\	\	0.007 3~0.013 5	0.009 9	0.004 0	\	\	\
	介孔率 (%)	4~99	\	94~100	\	99	\	\	\
	大孔率 (%)	<1~96	\	0~6	\	<1	\	\	\
氮气吸附	微孔率 (%)	\	\	\	\	\	\	20.56~34.73	26.5
	介孔率 (%)	\	\	\	\	\	\	58.76~70.00	62.1
	大孔率 (%)	\	\	\	\	\	\	5.45~16.37	11.4
备注	大、介孔率由文中图 2.17 中读取		大、介孔率由文中附录 A 图 A 中读取		大、介孔率由文中图 10 读取		孔隙度为核磁孔隙度		
数据来源	Nandy (2017)		Ramiro-Ramirez (2016)		Rafatian and Capsan (2015)		张文昭 (2014)		