

江汉盆地潜江凹陷古近系盐间页岩层系湖相白云岩储层发育特征及形成机理

沈均均¹, 陶国亮², 陈孔全¹, 李君军³, 王鹏万⁴, 李志明², 蒋启贵², 孟江辉¹

[1. 长江大学 非常规油气湖北省协同创新中心, 湖北 武汉 430100; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126; 3. 中国石油 浙江油田分公司, 浙江 杭州 310013; 4. 中国石油 杭州地质研究院, 浙江 杭州 610041]

摘要:以江汉盆地潜江凹陷盐间页岩层系潜江组三段下亚段4油组第10韵律层(潜三^下(4-10)韵律层)为研究对象,以钻井、岩心及测井数据为基础,结合薄片鉴定、扫描电镜、压汞、X衍射、岩石冷冻热解及饱和烃色谱-质谱等分析测试数据,对韵律层白云岩储层发育特征及形成机理进行研究。结果表明:①目的层矿物组成复杂,主要发育有富炭泥质白云岩相、富炭泥质灰岩相、富炭白云质泥岩相和富炭、钙芒硝充填云质泥岩相4种岩相类型,其中富炭泥质白云岩相为最有利岩相类型,具有有机质丰度高(有机碳含量3.3%~6.3%)、脆性矿物含量高(50%~76%)、粘土矿物含量低(18%~33%)和孔隙度高(10.8%~26.3%)的特点;②白云岩类储层储集空间以晶间孔隙为主,溶蚀孔、缝极少发育,孔隙之间的连通性差,孔隙结构不好;③泥质白云岩储层宏观分布受沉积环境控制明显,富炭泥质白云岩相主要出现在湖平面下降中期水体盐度适中的区域内,微观上,孔隙发育受压实作用控制明显,胶结和溶蚀作用影响较小;④早成岩作用阶段较弱的压实作用、准同生期白云石化作用及储层中油气的充注作用对晶间孔隙的保存具有积极的作用,是研究区储层形成的主要原因。

关键词:储层发育特征;储层成因;盐间页岩层系;白云岩;潜江组;潜江凹陷;江汉盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Development characteristics and formation mechanism of lacustrine dolomite reservoirs in the Paleogene inter-salt shale sequence, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

Shen Junjun¹, Tao Guoliang², Chen Kongquan¹, Li Junjun³, Wang Pengwan⁴, Li Zhiming², Jiang Qigui², Meng Jianghui¹

[1. Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3. Zhejiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310013, China; 4. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 610041, China]

Abstract: This study deals with the 10th cyclotherm of the 4th oil layer group in the lower submember 3rd of the member of Qianjiang Formation (hereafter referred to as Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm), an inter-salt shale sequence in the Qianjiang sag, Jiangnan Basin, with respect to the development characteristics and formation mechanism of dolomite reservoirs in the cyclotherm. The drilling, core and logging data serve as the research basis, in combination with analytical data from thin section identification, scanning electron microscopy (SEM), high pressure mercury intrusion porosimetry (MIP), X-ray diffraction, rock freezing and Rock-Eval pyrolysis, and gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS) of saturated hydrocarbon. The results show that (1) the target layer features complicated mineral compositions of 4 lithic facies, including carbon-rich argillaceous dolomite, carbon-rich argillaceous limestone, carbon-rich dolomitic mudstone and carbon-rich dolomitic mudstone filled with glauberite. Among others, the carbon-rich argillaceous dolomite is considered the best, owing to its high abundance of organic matters in a range of 3.3 % to 6.3 %, high level of brittle

收稿日期:2021-07-25;修订日期:2021-10-16。

第一作者简介:沈均均(1983—),男,博士、讲师,沉积、储层及非常规油气资源评价。E-mail:shenhema@163.com。

通讯作者简介:陈孔全(1961—),男,博士、教授,构造、地化及非常规油气资源评价。E-mail:30760410@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05049001-002);湖北省高等学校优秀中青年科技创新团队计划项目(T201905);湖北省自然科学基金项目(2016CFB601)。

minerals of 50 % to 76 %, low level of clay minerals of 18 % to 33 %, and high porosity of 10.8 % to 26.3 %; (2) The reservoir space of the dolomite reservoirs is dominated by intercrystalline pores, together with few dissolved pores and fractures, and these pores and fractures are characterized by poor structure and poor connectivity; (3) The macroscopic distribution of argillaceous dolomite reservoirs are significantly determined by sedimentary setting. For instance, the carbon-rich argillaceous dolomite mainly occurs in areas of moderate salinity during the middle phase of eustatic lake level descending. Microscopically, its pore development is markedly associated to compaction, while slightly to cementation and dissolution; (4) The weak compaction during the early diagenesis, the penecontemporaneous dolomitization and the hydrocarbon charging to reservoirs, all play a positive role in the preservation of intercrystalline pores, and are key to reservoir formation in the study area.

Key words: reservoir development characteristics, reservoir genesis, inter-salt shale sequence, dolomite, Qianjiang Formation, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

页岩油气泛指赋存于富有机质泥页岩层系及其中的砂岩、碳酸盐岩薄夹层中的油气资源^[1-5],具有“源-储一体”的成藏地质特征^[6-8]。目前,北美地区页岩油产量呈逐年增长趋势,截至2018年底,已占原油总产量的60%左右,受其成功开发的启示,中国越来越重视页岩油的勘探开发。潜江凹陷为江汉盆地内较大的一个次级构造单元,也是最为重要的富烃凹陷。其中,潜江组共有193个盐韵律层,盐间累计厚度达2 000 m以上,岩性主要由白云质泥岩、泥质白云岩及钙芒硝岩混积而成,油气显示丰富。近年来,随着勘探思路由早期的“盐间非砂岩常规油藏”向“盐间页岩层系非常规油藏”的转变^[9-11],认为泥质白云岩对盐间页岩油既有贡献,同时也是页岩油赋存的主要层段,潜江组三段下亚段4油组第10韵律层(潜三_下⁽⁴⁻¹⁰⁾韵律层)为区内最有利于页岩油富集的层系^[11-15]。在此认识基础上部署的W99井,初期放喷阶段日产油14.0 t,稳产阶段日产油2.2 t,显示出盐间页岩层系具有较好的页岩油资源潜力。

前人对盐间页岩层系储层发育特征研究多集中在矿物组成、岩相类型、储集空间类型及物性特征等方面,认为盐间页岩层系矿物成分主要为白云石、方解石和粘土矿物,钙芒硝、石英和长石等矿物次之^[15-16],储集空间类型以白云岩晶间孔、晶间溶孔、洞和缝为主,白云岩孔隙度一般为14%左右,渗透率为 $2.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,属于中孔、特低渗型储层^[14-16],泥质云岩相和块状云岩相含油性最好,为最有利的页岩油勘探目标^[15-16]。由此可见,前人已经认识到盐间页岩油主要储集在白云岩储层孔隙中,随着白云岩含量升高,其含油气性越来越好,但对于这类白云岩储层孔隙发育机理的研究还不够深入,即本区白云岩储层以泥晶结构为主,为何仍然能达到中孔级别从而具有较好的油气储集能力?其形成主控因素有哪些?这些问题直接影

响了对本区盐间页岩层系优质储层空间分布的预测。鉴于此,本文在梳理和借鉴前人资料的基础上,以钻井、岩心及测井数据为基础,结合岩矿薄片、扫描电镜、压汞数据、X衍射及有机地球化学等分析测试数据,探讨此类泥晶结构白云岩储层形成机理及主控因素,为凹陷内有利油气富集区带分布的预测提供参考。

1 区域地质背景

潜江凹陷位于江汉盆地中部,受两条近东北向展布的边界断层所控制,西北边界为潜北断裂带,分别与荆门地堑、乐乡关地垒、汉水地堑和永隆河隆起相接;东南部以通海口断层与通海口凸起分隔;东北边缘为岳口低凸起;西南侧以丫角-新沟低凸起为界与江陵凹陷相隔,面积约2 500 km²^[17-18](图1)。钻井揭示的地层自上而下分别为第四系平原组,新近系广华寺组,古近系荆河镇组、潜江组、荆沙组、新沟组组和沙市组,以及白垩系渔洋组(图1)。其中,平原组与广华寺组、广华寺组与荆河镇组以及白垩系渔洋组与下伏基底之间均为不整合接触,其余地层之间为整合接触^[19]。

潜江组沉积时期,潜江凹陷总体为封闭型、高盐度、强蒸发环境下的盐湖沉积^[15-18],受湖水咸-淡频繁变化的影响,形成盐间薄层泥岩、砂岩、碳酸盐岩和蒸发岩频繁交互而成的韵律层^[16],每个韵律层顶、底均被厚层的盐岩所隔开,形成独特的油气系统。在北部单向物源补给的控制下,平面上自西北向东南方向依次为三角洲前缘砂、泥岩相区—咸-淡过渡区—盐湖沉积区^[19],研究区位于蚌湖—王场—周矶—广华一带,处于咸-淡过渡区内,是盐间页岩层系发育的主要区域(图1)。潜江组自下而上可划分为潜四段、潜三段、潜二段和潜一段,研究目的层段为潜三_下⁽⁴⁻¹⁰⁾韵律层,这一沉积期湖盆兼断-拗沉降特征,断层活动减

弱,地形平缓,表现为北厚南薄、中间厚斜坡带薄的特点^[20-24]。

2 样品采集与分析实验

本次研究的106件配套岩石样品均取自蚌湖-王场地区古近系潜三下(4-10)韵律层的3口取心井,其中49件来自W99井,42件来自BY2井,15件来自WY11井。所有样品都进行了普通薄片镜下鉴定,以确保样品分类分析的可靠性,在此基础上,挑选剩余样品,分别送普通扫描电镜、双束扫描电镜、X衍射和岩石热解测试;压汞样品现场钻取柱塞样,其直径为2.5 cm,长为10 cm,双束扫描电镜在实验前对样品进行抛光处理。采样钻井分布如图1所示。

文中关于薄片鉴定、普通扫描电镜和双束扫描电镜样品的分析测试工作由中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院地质实验室完成。用于普通薄片鉴定的为莱卡偏光三目显微镜,仪器型号为DM2700P,鉴定前样品经茜素红和铁氰化钾混合溶液染色处理;扫描电镜(SEM)测试仪器为场发射环境扫描电子显微

镜,仪器型号为JSM-5500;双束扫描电镜测试仪器为聚焦离子束发射扫描双束电镜,仪器型号为Zeiss Auriga;能谱仪为牛津仪器生产的SDD Inca X-Max 50 X射线能谱仪。

文中关于X衍射、岩石热解和压汞分析测试工作由中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所完成。X衍射分析所用仪器为Phillips Xpert-MPD型X射线衍射仪,根据 2θ 角度(扫描范围在 $20^\circ \sim 40^\circ$)和谱峰强度确定矿物种类和含量;热解分析是利用岩石热解仪Rock-Eval 6,依据《GB/T18602-2012岩石热解分析》标准进行检测;压汞仪器使用的型号是Pore-Master 33,其孔径测量范围在 $6.4 \sim 950\,000.0\text{ nm}$ 。

3 实验结果与讨论

3.1 岩相发育特征

文中关于X衍射全岩分析结果表明,研究区潜三下(4-10)韵律层矿物成分表现为陆源碎屑(粘土矿物、石英和长石)、碳酸盐(方解石和白云石)和蒸发盐类矿

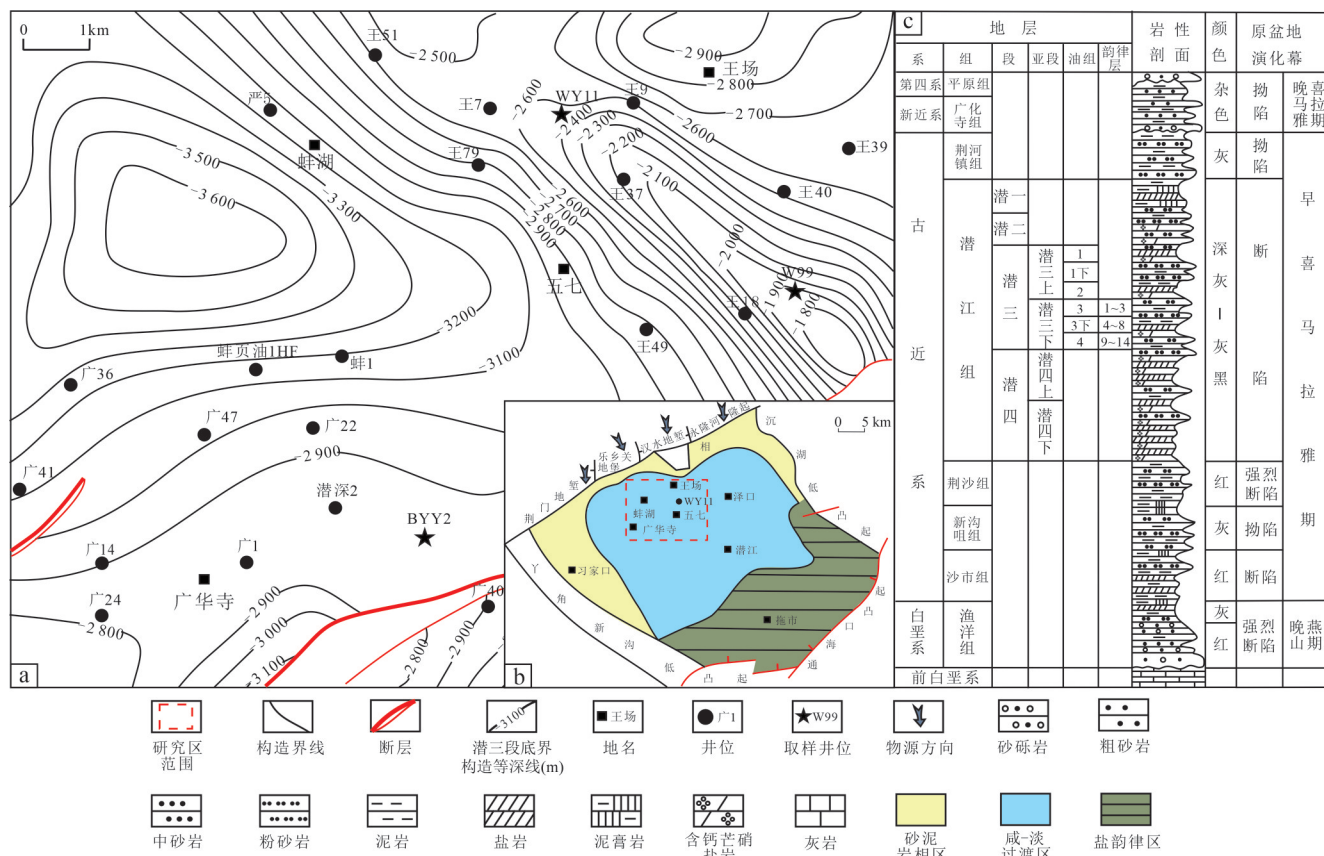


图1 江汉盆地潜江凹陷蚌湖-王场地区井位分布(a)、沉积环境(b)及潜江凹陷地层综合柱状图(c)

Fig. 1 Sketch map showing well locations (a) and sedimentary setting (b) in Benhu-Wangchang area, and stratigraphic column of Qianjiang sag (c),

物混积产出,其中,陆源碎屑含量与碳酸盐含量表现出“此消彼长”的关系,具有低粘土矿物、低石英和高碳酸盐含量的特点^[25](图2)。参考江汉油田建立的盐间细粒沉积岩岩相划分标准,采用岩石组分和有机质含量($TOC=2\%$ 为界)作为岩相定名主要依据,根据次生矿物的产出形式和含量,以前缀形式反映次生岩相。依此划分方案,W99井潜三^下(4-10)韵律层可划分出富炭泥质白云岩相、富炭白云质泥岩相、富炭泥质灰岩相和富炭、钙芒硝充填云质泥岩相等4种主要岩相类型(图2),下面将分别对各个岩相发育特征进行

详细分析。

3.1.1 富炭泥质白云岩相

颜色以黄褐色为主,油浸现象明显,岩心下观察泥质和膏质条带较少发育(图3a, b),薄片下可观察到黄褐色白云岩与灰褐色泥岩条带呈不等厚互层产出(图3c),见大量炭屑和未被溶蚀的微晶石膏(图3d, e)。TOC含量分布在 $3.3\% \sim 6.3\%$,平均为 4.7% ;矿物成分以白云石为主,含量分布在 $20.0\% \sim 42.0\%$,平均为 30.5% ,其次为粘土矿物,含量分布在 $18.0\% \sim$

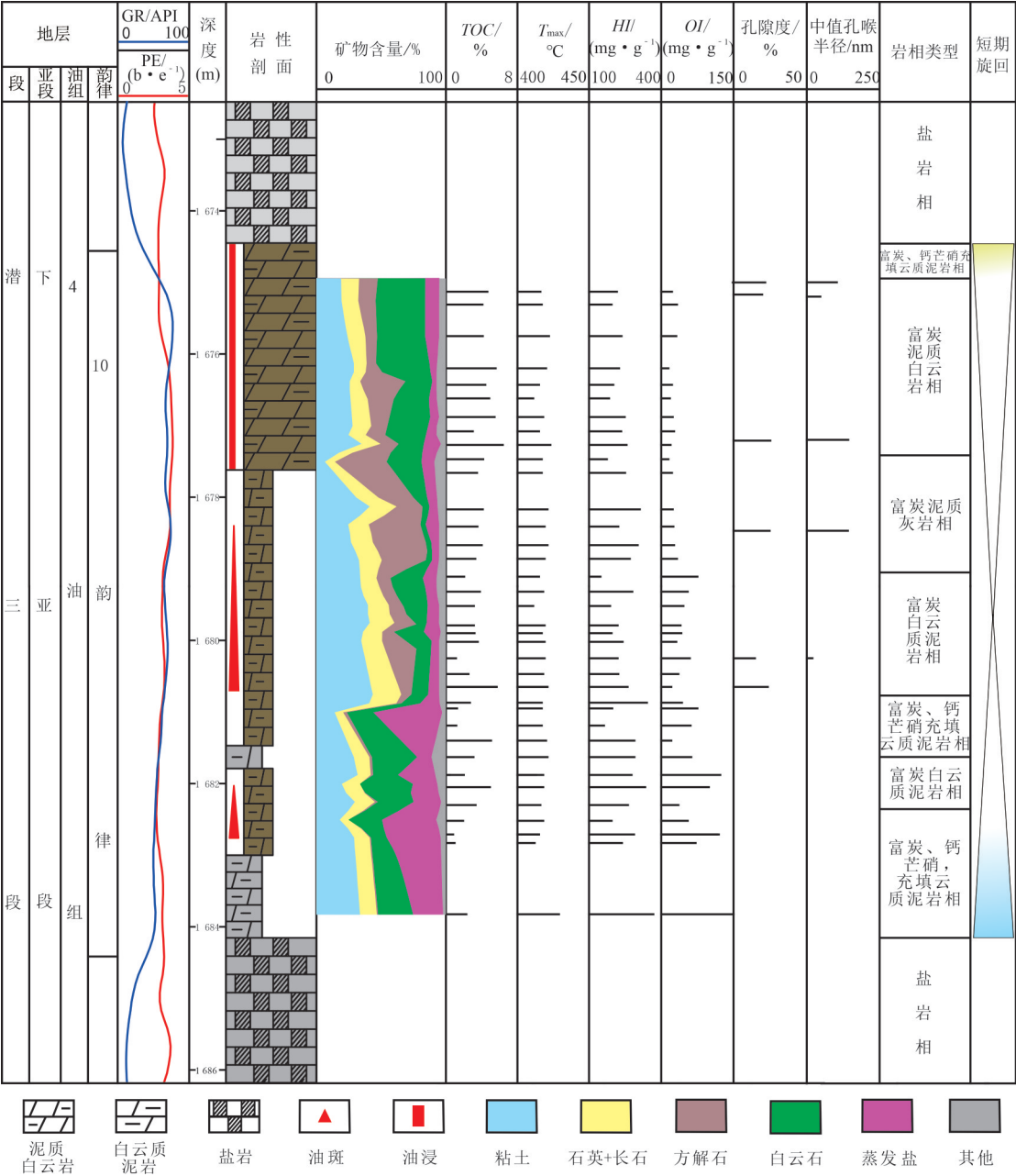
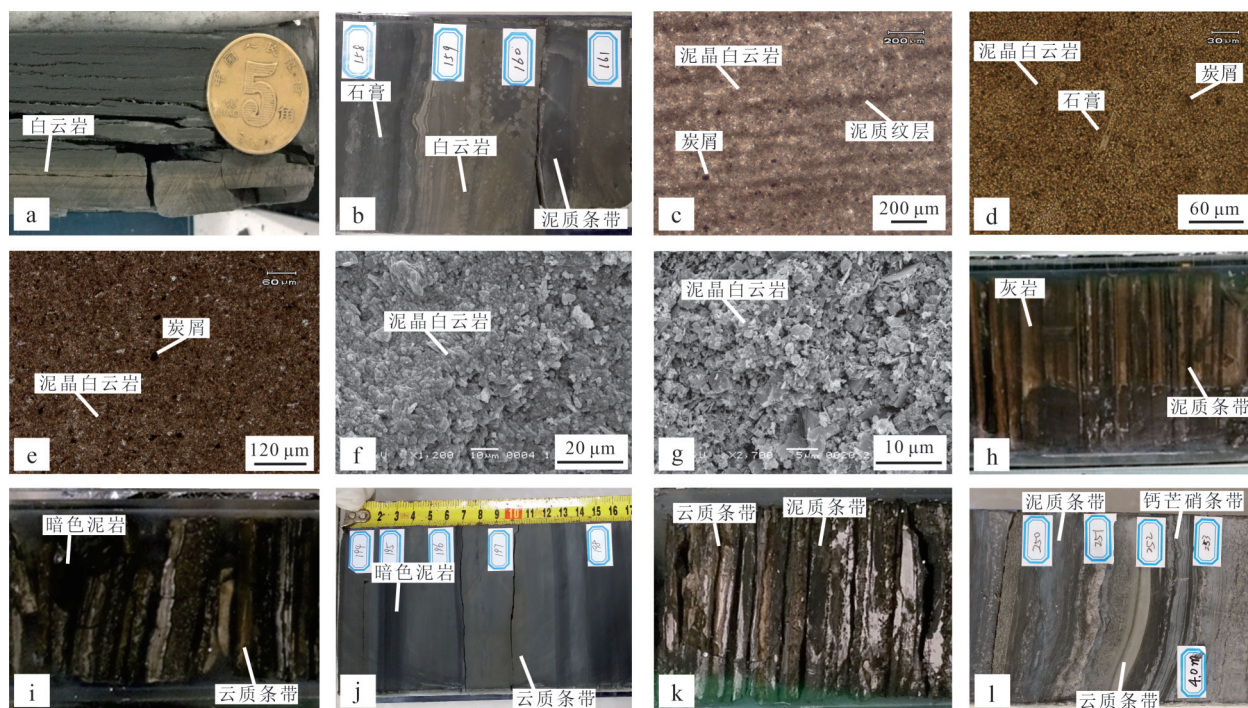


图2 江汉盆地潜江凹陷W99井潜三^下(4-10)韵律层单井综合柱状图

Fig. 2 Stratigraphic column of Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm in Well W99, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

图3 江汉盆地潜江凹陷潜三^{L(4-10)}韵律层岩心及显微镜下特征Fig. 3 Picture of core from and micrographs showing the features of Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm in Wells W99, BYY2 and WY11, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

a. 黄褐色泥质白云岩相, W99井, 埋深1 676.9 m, 岩心照片; b. 富炭泥质白云岩相, 夹少量泥质条带和钙芒硝条带, BYY2井, 埋深2 820.2 m, 岩心照片; c. 纹层状泥质白云岩相, 内部可见泥质条带与白云岩呈不等厚互层产出, BYY2井, 埋深2 820.8 m, 单偏光; d. 泥晶结构白云岩, 可见极细石细分散状的炭屑和板状微晶石膏, W99井, 埋深1 675.8 m, 单偏光; e. 泥晶白云岩, 可见零星炭屑和板状钙芒硝, WY11井, 埋深1 749.3 m, 单偏光; f. 白云石晶体呈泥晶结构, 他形, 接触面不规则, W99井, 埋深1 675.75 m, 扫描电镜; g. 泥晶白云岩, 内部混积有少量微晶结构白云岩, BYY2井, 埋深2 820.7 m, 扫描电镜; h. 富炭泥质灰岩相, W99井, 埋深1 678 m, 岩心照片; i. 富炭云质泥岩相, W99井, 埋深1 679.5 m, 岩心照片; j. 富炭云质泥岩相, BYY2井, 埋深2 821.4 m, 岩心照片; k. 富炭、钙芒硝充填云质泥岩相, W99井, 埋深1 682.4 m, 岩心照片; l. 富炭、钙芒硝充填云质泥岩相, BYY2井, 埋深2 823.4 m, 岩心照片

33.0%, 平均为25.4%, 石英+长石和蒸发岩类矿物含量相对较低(图2)。扫描电镜下观察白云岩以泥晶结构为主, 微晶极为少见, 晶体大小在3~5 μm, 晶面粗糙, 表现为他形晶, 晶体之间呈“非镶嵌接触”, 接触界线为不规则的锯齿状(图3f, g)。

3.1.2 富炭泥质灰岩相

颜色以灰褐色为主, 灰黑色泥岩与黄褐色灰岩呈不等厚薄互层状产出(图3h)。TOC含量分布在3.3%~4.2%, 平均为3.7%, 矿物成分以方解石为主, 含量分布在23.0%~41.0%, 平均为34.0%, 其次为粘土矿物, 含量分布在5.0%~39.0%, 平均为28.4%, 石英+长石、白云石和蒸发岩类矿物含量相对较低(图2)。

3.1.3 富炭白云质泥岩相

灰褐色或黄褐色, 岩心下表现为黄褐色泥晶白云

岩与灰黑色泥岩呈不等厚互层产出, 夹少量钙芒硝条带(图3i, j)。TOC含量分布在1.1%~5.7%, 平均为3.2%, 矿物成分以粘土矿物为主, 含量分布在21.0%~40.0%, 平均为33.4%, 其次为白云石, 含量分布在9.0%~39.0%, 平均为21.2%, 石英+长石、方解石和蒸发盐类矿物含量相对较低(图2)。

3.1.4 富炭、钙芒硝岩充填云质泥岩相

灰-浅灰色为主, 主要发育在10号韵律层底部和顶部(图2)。钙芒硝成核直径较小, 一般不超过3 mm, 但发育密度较高, 成层性好, 常呈薄条带状夹于白云质泥岩中, 刺穿上下围岩的同时也使围岩发生弯曲变形(图3k, 图3l), 次生成因特征明显。TOC含量分布在0.4%~5.1%, 平均为1.8%, 矿物成分以钙芒硝为主, 含量分布在5.0%~54.0%, 平均为33.3%, 其次为粘土矿物, 含量分布在13.0%~29.0%, 平均为22.5%, 白云石含量与粘土矿物差异不大, 分布在

11.0%~35.0%,平均为22.5%,石英+长石、方解石含量相对较低(图2)。

受湖水盐度咸淡周期性变化的影响,潜三^{下(4-10)}韵律层由底至顶,其岩相类型总体表现为从富炭、钙芒硝充填云质泥岩相—富炭白云质泥岩相—富炭泥质灰岩相—富炭泥质白云岩相—富炭、钙芒硝充填云质泥岩相的一个由淡化到咸化的变化过程,韵律层顶底均被厚层的盐岩相所隔开(图2)。富炭泥质白云岩相为最有利的岩相类型,其TOC含量一般超过3%,其次为富炭白云质泥岩相^[15-16]。

3.2 储集性能

根据W99井和BYY2井共计21块岩心样品孔、渗及结构数据的综合分析,查明盐间页岩层系优势岩相类型,在此基础上,结合阴极发光、扫描电镜和普通薄片的显微镜下观察与分析,明确其储集空间类型及发育特征。

3.2.1 储层物性及孔隙结构特征

1) 物性特征

总体来看,研究区盐间页岩层系不同类型岩相孔

隙度差异明显,而渗透率差异并不大(表1),其中富炭泥质白云(灰)岩相物性最好^[25],孔隙度为10.78%~26.30%,平均为15.96%,渗透率为(0.05~23.68)×10⁻³ μm²,平均为4.25×10⁻³ μm²,属于中孔、特低渗型储层;富炭白云质泥岩相次之,孔隙度为5.21%~23.83%,平均为10.98%,渗透率为(1.33~9.89)×10⁻³ μm²,平均为3.65×10⁻³ μm²,属于低孔、特低渗型储层;富炭、钙芒硝充填云质泥岩相最差,孔隙度为3.58%~5.25%,平均为4.42%,属于特低孔型储层。此外,通过图4a孔隙度与渗透率相关性图可发现,本区白云岩类储层孔隙度和渗透率之间相关性极差,表明储层孔隙结构差,不具备连通性较好的孔隙网络。

2) 孔喉结构特征

本区富炭泥质白云(灰)岩相孔喉半径主要分布在48.0~148.4 nm内,平均为111.5 nm,富炭、钙芒硝充填云质泥岩相孔喉半径较富炭泥质白云(灰)岩相降低明显,仅21 nm(图2),孔隙空间连通性变差,产生这种现象的原因可能来自两个方面:①粘土矿物和钙芒硝的发育,会充填于白云石晶体之间堵塞孔隙,从而使孔喉半径减小;②粘土矿物含量升高,导致有机质孔和粘土矿物层间孔发育,也会影响孔喉半径的分布范围^[26]。

表1 江汉盆地潜江凹陷盐间页岩层系潜三^{下(4-10)}韵律层各类岩相物性测试结果

Table 1 Statistics of physical properties for the diverse lithic facies of Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm of inter-salt shale sequence, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

井号	深度/m	岩相	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)
W99	1 675.00	富炭泥质白云岩相	22.00	0.82
W99	1 675.00	富炭泥质白云岩相	19.30	—
W99	1 677.20	富炭泥质白云岩相	26.30	0.95
W99	1 678.47	富炭泥质灰岩相	25.23	—
W99	1 680.25	富炭泥质白云岩相	14.97	—
W99	1 680.65	富炭泥质白云岩相	23.83	—
BYY2	2 813.82	富炭、钙芒硝充填云质泥岩相	3.58	—
BYY2	2 814.10	富炭、钙芒硝充填云质泥岩相	5.25	—
BYY2	2 814.26	富炭、钙芒硝充填云质泥岩相	4.43	—
BYY2	2 815.27	富炭泥质白云岩相	12.19	6.65
BYY2	2 815.78	富炭泥质白云岩相	9.78	0.22
BYY2	2 816.44	富炭泥质白云岩相	12.57	0.41
BYY2	2 816.84	富炭泥质白云岩相	12.48	0.05
BYY2	2 816.93	富炭泥质白云岩相	10.92	1.25
BYY2	2 817.07	富炭泥质白云岩相	12.62	3.08
BYY2	2 819.52	富炭泥质白云岩相	10.78	1.40
BYY2	2 820.86	富炭泥质白云岩相	11.16	23.68
BYY2	2 817.11	富炭泥质白云质泥岩相	7.32	—
BYY2	2 817.23	富炭泥质白云质泥岩相	5.21	1.89
BYY2	2 817.26	富炭泥质白云质泥岩相	9.71	1.52
BYY2	2 817.56	富炭泥质白云质泥岩相	6.45	9.89
BYY2	2 822.51	富炭泥质白云质泥岩相	9.35	1.33

注:“—”表示未测量。

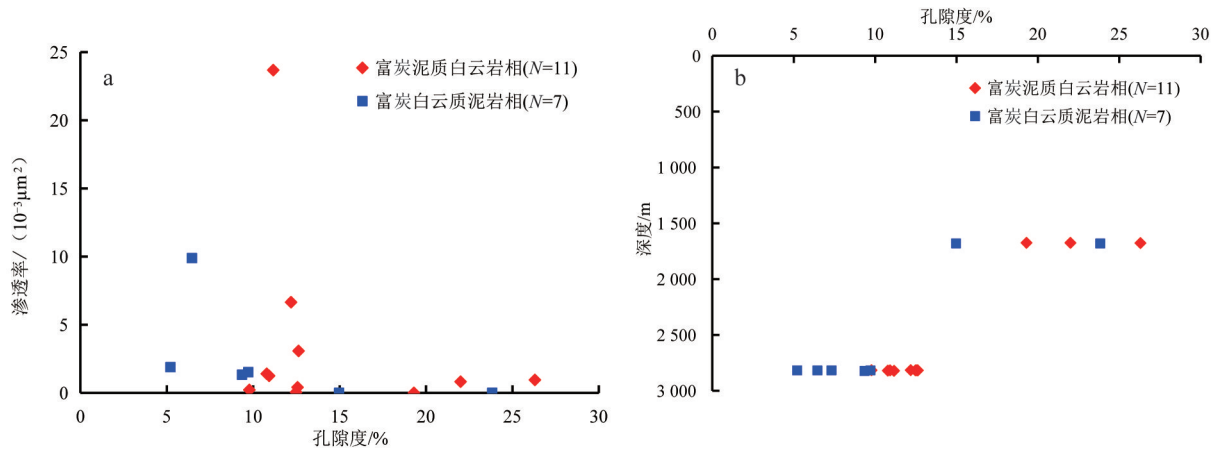


图4 江汉盆地潜江凹陷盐间页岩层系潜三^{下(4-10)}韵律层孔隙度与渗透率(a)、孔隙度(b)与埋深关系

Fig. 4 Scattered plots of porosity vs. permeability (a), and porosity vs. burial depth (b) of Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm of inter-salt shale sequence, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

3.2.2 储集空间类型及特征

通过对白云岩类储层镜下微观特征的细致观察和统计,并结合前人研究成果^[16],认为研究区富炭泥质白云岩相和富炭白云质泥岩相中储集空间类型均以孔隙为主,裂缝较少发育。

1) 孔隙

研究区目的层段白云岩类储层孔隙主要是对原始孔隙的继承,以原生晶间孔隙为主,晶间溶孔极为少见。

①晶间孔:发育于他形泥晶白云石晶体之间的孔隙,属于构造选择性孔隙。由于该类岩石以晶粒支撑为主,晶体间未被胶结物充填的部分构成良好的储集空间,孔径大小在2~4 μm,孔隙形态一般呈不规则的多面体,结构较差(图5a—f)。晶间孔隙对研究区储层起到主要贡献。

②晶间溶孔:为成岩作用后期酸性流体进入白云石晶间孔隙溶蚀晶粒之间的胶结物质或灰泥基质所形成,溶蚀的范围也可以扩展到周边的白云石晶粒,往往会改善原有储层物性,形成良好的油气储集空间。此类孔隙是晶间孔隙的溶蚀扩大,孔隙形态极不规则,孔径大小一般在5~10 μm,通常大于白云石晶体(图5g—i)。当溶蚀作用强烈时,可转化为特大溶孔,其内部一般被埋藏作用所形成的微晶白云岩或次生钠长石所充填(图5h)。溶蚀孔隙在本区极少发育,连通性差,对储层贡献不大。

2) 裂缝

通过大量镜下特征观察,研究区裂缝按成因可分为两类:构造缝和溶蚀缝。

①构造缝:在本区较少发育且类型较为单一,均为平直状的高角度缝(图5f),未见相交,说明其不具备多期性。阴极发光片下观察,裂缝的充填只经历了一期,内部充填物并未被局部溶蚀(图5k),不能形成有效的储集空间,因此构造缝在本区对储层贡献不大。

②溶蚀缝:是流体沿早期构造缝溶蚀扩大后所形成的,缝壁凹凸不平,缝宽大小不一,内部未被充填(图5l),其出现常使储层局部连通性变好,但发育规模较小,对储层贡献不大。

3.3 储层发育主控因素

通过对研究区目的层段白云岩类储层沉积环境及成岩作用的综合分析,明确影响储层发育的主要控制因素,为下一步的勘探开发提供参考。

3.3.1 沉积环境

沉积环境主要是通过控制储层岩石类型的空间展布来影响碳酸盐岩储层的物性^[26]。研究区盐间页岩层系形成于内陆干旱的盐湖沉积环境中^[16-17],纵向上沉积环境的变化快速而频繁,潜三^{下(4-10)}韵律层表现一个完整的由淡化—咸化变化的盐韵律(图2),有利岩相富炭泥质白云岩相主要形成于湖平面下降的中期,这一时期湖水盐度适中,利于其沉积,而在湖平面下降早期和下降晚期水体盐度过低或过高均不利于其沉积(图2),在湖平面上升时期,水体加深速度过快,导致淡化过程快速且不稳定,缺失了泥质白云岩相沉积(图2),由此可见纵向上有利岩相的分布受湖平面升降作用控制明显;平面上,潜江凹陷潜三^{下(4-10)}沉积期,受北部单向物源补给的影响,由北至南依次发育三

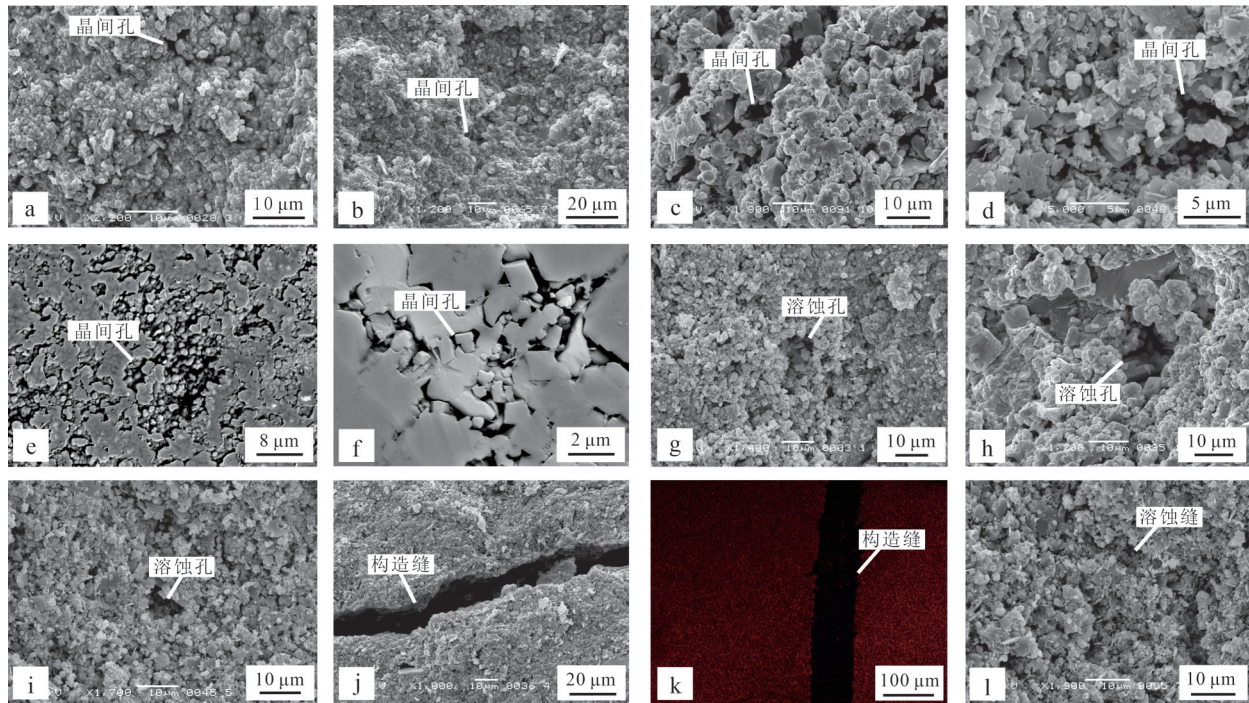


图5 江汉盆地潜江凹陷潜三_{下(4-10)}韵律层白云岩类储层储集空间类型及特征

Fig. 5 Types and characteristics of reservoir space dolomite facies in the Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

a. 晶间孔隙, W99井, 富炭白云质泥岩相, 埋深1 679.7 m, SEM; b. 晶间孔隙, W99井, 富炭白云质泥岩相, 埋深1 682.1 m, SEM; c. 晶间孔隙, WY11井, 富炭泥质白云岩相, 埋深1 749.3 m, SEM; d. 晶间孔隙, BYY2井, 富炭泥质白云岩相, 埋深2 821.2 m, SEM; e. 晶间孔隙, BYY2井, 富炭泥质白云岩相, 埋深2 819.5 m, FIB-SEM; f. 晶间孔隙, BYY2井, 富炭泥质白云岩相, 埋深2 820.8 m, FIB-SEM; g. 溶蚀孔隙, W99井, 富炭泥质白云岩相, 埋深1 675.8 m, SEM; h. 溶蚀孔隙, WY11井, 富炭泥质白云岩相, 埋深1 749.3 m, SEM; i. 溶蚀孔隙, BYY2井, 富炭泥质白云岩相, 埋深2 821.2 m, SEM; j. 构造缝, W99井, 富炭白云质泥岩相, 埋深1 678.9 m, SEM; k. 构造缝, BYY2井, 富炭白云质泥岩相, 埋深2 819.5 m, CL; l. 溶蚀缝, BYY2井, 富炭泥质白云岩相, 埋深2 821.3 m, SEM

角洲(砂泥岩相区)一半咸化湖泊(咸-淡过渡区)一盐湖(盐韵律区)的沉积体系,有利岩相富炭泥质白云岩相仅出现在咸淡过渡区内,向北水体盐度降低,为砂泥岩相区,向南水体盐度升高,以蒸发岩类矿物沉积为主(图1),不同岩相之间分带性特征明显。

3.3.2 成岩作用

成岩作用对碳酸盐岩储层来说既有可能破坏原生孔隙,使储集层物性变差,也有可能促进次生孔隙的发育,建设和改善储集层孔、渗性能^[27]。通过对研究区盐间页岩层系W99井和BYY2井扫描电镜的观察,盐间页岩层系白云岩类储层所经历的成岩过程按先后顺序依次为白云石化作用、压实作用、胶结作用和溶蚀作用。

1) 白云石化作用

本区白云石化作用多发生在准同生作用阶段^[28],所形成的白云石粒度较细,以泥晶为主,自形程度差,发育大量晶间微孔隙,这类孔隙的形成与白云石化作用过程中所产生的体积收缩关系密切(图6a—d)^[29],往往会使晶间孔隙体积增大,对储层物性改善起着建

设性作用;埋藏白云岩化作用所形成的白云岩在本区极少发育,微晶为主,自形程度好,但这种成因的白云石一般充填于特大孔隙中(图5h),降低了孔隙度和渗透率,对储层物性起着破坏作用。

2) 压实作用

扫描电镜下观察发现,盐间页岩层系的压实作用主要为机械压实,常见半塑性-塑性的岩石颗粒由于压实作用而变形或被撕裂,晶体之间呈镶嵌式接触,包括线接触或凹凸接触,晶间孔隙呈缝状或不规则状分布,孔体积发生了一定的缩小(图6e—h)。在早成岩阶段,压实作用对碳酸盐岩储层物性影响较小,随着上覆沉积物的增厚,埋深的加大,压实作用也会随之增强,从而失去大量的原始孔隙。研究区W99井目的层埋深较浅,处于1 675~1 685 m,白云岩类储层孔隙度分布于15.0%~26.3%,平均值为21.9%,而BYY2井位于蚌湖洼陷南缘,目的层埋深较W99井明显加深,样品深度分布在2 819~2 826 m,压实作用增强,孔隙度较W99井明显降低,分布在5.2%~12.6%,平均值为10%(表1;图4b)。总体上看,压实作用是影响

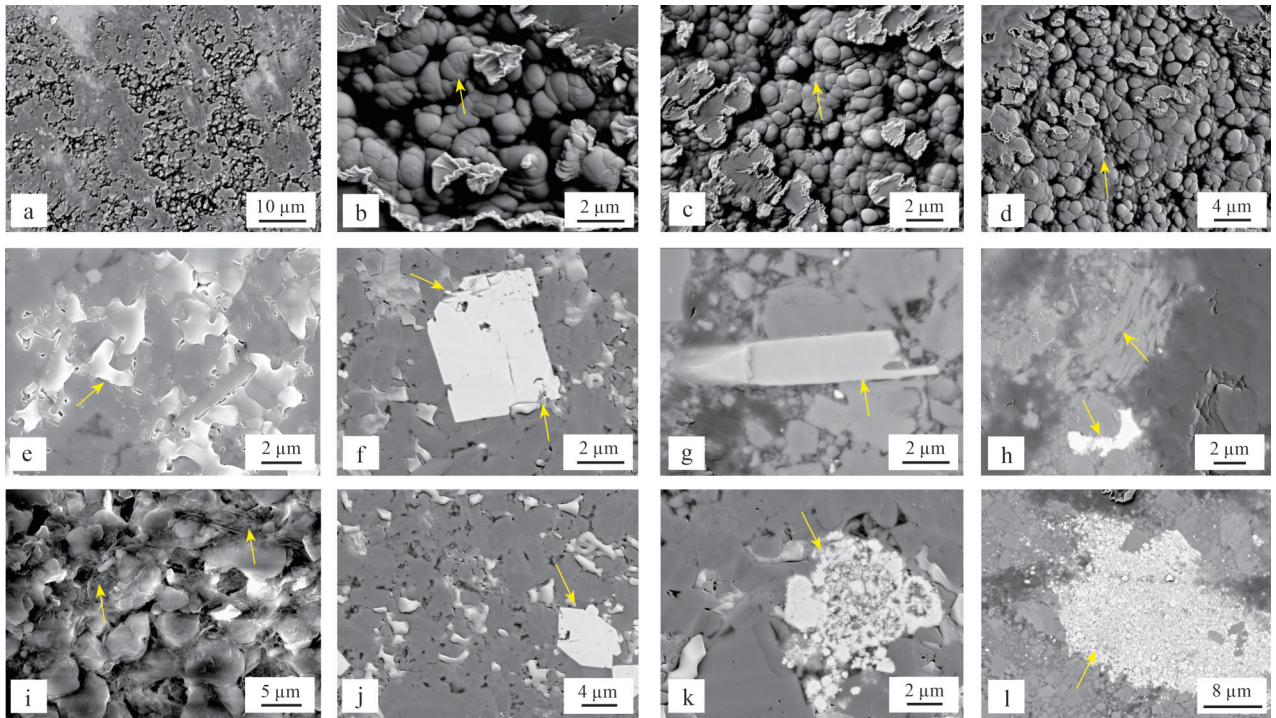


图6 江汉盆地潜江凹陷潜三⁽⁴⁻¹⁰⁾韵律层白云岩类储层成岩作用类型及特征

Fig. 6 Types and characteristics of diagenesis for dolomite reservoirs in the Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

a. 白云石晶体呈不规则的颗粒状,系 Mg^{2+} 交代 Ca^{2+} 所形成,颗粒表面可见收缩缝,BYY2井,埋深2 819.5 m,FIB-SEM;b. 白云石晶体呈不规则的颗粒状,颗粒表面可见收缩缝,BYY2井,埋深2 820.8 m,FIB-SEM;c. 白云石晶体呈不规则的颗粒状,颗粒表面可见收缩缝,BYY2井,埋深2 821.3 m,FIB-SEM;d. 白云石晶体呈不规则的颗粒状,颗粒表面可见收缩缝,BYY2井,埋深2 822.2 m,FIB-SEM;e. 长石颗粒与白云石颗粒呈不规则镶嵌式接触,粒间孔多呈长条状,显示压实作用较强,对孔隙破坏较大,BYY2井,埋深2 820.8 m,FIB-SEM;f. 片状黄铁矿在压实作用下破碎变形,BYY2井,埋深2 820.8 m,FIB-SEM;g. 在压实作用下,金红石与白云石接触面呈线状,白云石发生破碎,BYY2井,埋深2 821.3 m,FIB-SEM;h. 在压实作用下,钾长石与白云石接触面呈凹凸状,粘土矿物层间孔表现为长条的缝状,BYY2井,埋深2 822.2 m,FIB-SEM;i. 粘土矿物胶结,粘土矿物伊利石呈丝片状充填于白云石晶间孔隙中,W99井,埋深1 676.2 m,SEM;j. 长石胶结,BYY2井,埋深2 820.8 m,FIB-SEM;k. 长石与黄铁矿胶结,与白云石晶体呈相互交错的镶嵌状结构,BYY2井,埋深2 820.8 m,FIB-SEM;l. 黄铁矿胶结,BYY2井,埋深2 821.3 m,FIB-SEM

研究区储层物性的主要因素,对储层物性起到是一种破坏的作用,降低了孔隙度。

3) 胶结作用

研究区胶结作用类型主要有粘土矿物胶结、硅质矿物胶结和黄铁矿胶结3种类型。粘土矿物胶结主要表现为伊利石呈丝片状充填于白云石晶间孔隙中(图6i);硅质胶结主要表现为长石矿物的次生加大,使得其与白云石晶体的接触面呈线状或者凹凸状交错连接的镶嵌结构(图6j);黄铁矿胶结主要就是晶间孔隙的充填(图6k,l)。整体来看,本区的胶结作用对孔隙主要是起到一种破坏作用,孔隙被长石、黄铁矿及粘土矿物所充填,但发育规模较小,对储集性能影响不大。

4) 溶蚀作用

盐间页岩层系白云岩类储层溶蚀作用并不强烈,溶蚀孔隙不发育,仅见到少量规模较小的晶间溶孔(图5g—i),当溶蚀作用变得强烈时,则可形成更大规模的特大溶蚀孔隙(图5h)。整体来看,“溶蚀增孔”作用对

研究区盐间页岩层系储层物性改善作用不大。

3.4 泥质白云岩储层形成机理

本区湖相泥晶白云岩中所发育的石膏结核或晶体并未在后期的成岩过程中被溶蚀(图3b—d),而中国针对古生界海相白云岩大量的研究表明:特定环境沉积的含石膏粒状晶和结核的白云岩是储层发育的物质基础,表生成岩期和埋藏成岩期石膏被溶蚀的强弱程度是形成良好储层的关键^[30],内陆浅埋湖相白云岩与海相深埋白云岩存在的这种差异性反映出两者有着截然不同的储层形成机理。本次研究尝试从成岩作用、白云石化作用及油气充注作用这3个方面来探讨其形成机理,明确中孔级别储层形成原因。

3.4.1 白云岩储层形成于早成岩作用阶段,压实作用较弱,晶间孔隙保存极好

潜江凹陷盐间页岩层系目前已有钻井深度一般在

1 500 ~ 3 000 m, 属于浅-中深层埋藏的成岩环境。内部白云岩储层以泥晶结构为主, 晶面粗糙, 晶形为他形晶, 晶体之间呈镶嵌式接触, 为准同生回流渗透成因, 白云岩储层溶蚀孔、缝极少发育; 与之互层的暗色泥页岩热解峰温 $T_{\max}$ 值分布在 300 ~ 439 °C, 平均为 414 °C (图2, 图7), 绝大部分数据点未超过 430 °C, W99井与BYY2井的 $T_{\max}$ -HI (氢指数) 分布图上可发现, 镜质体反射率 R_o 值一般不超过 0.5 % (图7), 烃源岩生物标志化合物参数中 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 比值为 0.29, $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 比值为 0.23, 均显示出未成熟的特征 (图8)。上述一系列的特征表明, 本区盐间页岩层系白云岩储层形成于早成岩作用阶段, 虽然压实作用是影响储层孔隙发育的主要因素, 但早成岩作用阶段的“压实减孔”效应还是较弱, 原始晶间孔隙仍可以大量保存下来, 达到中孔级别。随着成岩作用的增强, 泥晶结构的白云岩储层很难再达到中孔级别, 孔隙类型也发生变化, 例如渤海湾盆地古近系沙河街组三段湖相泥-微晶白云岩形成于中成岩阶段, 压实作用增强导致晶间孔隙较难保存, 储层以溶蚀孔为主, 孔隙度主要分布于 5 % ~ 10 % 范围内, 属于特低孔型储层^[31]; 塔里木盆地寒武系-奥陶系海相泥-粉晶白云岩形成于晚成岩作用阶段, 成岩作用极为强烈, 晶体间接触十分紧密, 几乎没有可利用的空间, 平均孔隙度仅 0.55 %^[32], 远低于本区。

3.4.2 白云石化作用扩大了晶间孔隙, 同时增强了晶体间的抗压性

本区大规模发育的泥晶结构白云岩并非原生沉淀所形成, 而是在后期的准同生作用阶段由于回流渗透白云石化作用所形成^[28], 埋藏阶段形成的白云岩含量极低。Morrow (1982) 指出钙质或灰质沉积物被白云石完全交代后, 体积会缩小 6 % ~ 13 %, 相应的晶间孔隙会发生扩大, 本区泥质白云岩在 Mg^{2+} 交代 Ca^{2+} 后, 晶体发生明显的收缩, 以颗粒状它型晶为主, 氩离子抛光扫描面镜下可在颗粒表面观察到大量的收缩缝 (图6e—h), 由于本区白云岩所处成岩作用阶段较早, 后期的重结晶作用并不强烈, 对原始晶间孔隙的破坏可以忽略, 此外, 白云石化作用所形成的白云岩构成坚固的支撑格架比灰岩更抗压抗溶, 有利于晶间孔的保存^[33-34]。

3.4.3 白云岩储层中油气的充注会抑制胶结作用的发生, 有利于晶间孔隙的保存

潜江凹陷大规模的油气生成和充注主要发生在荆

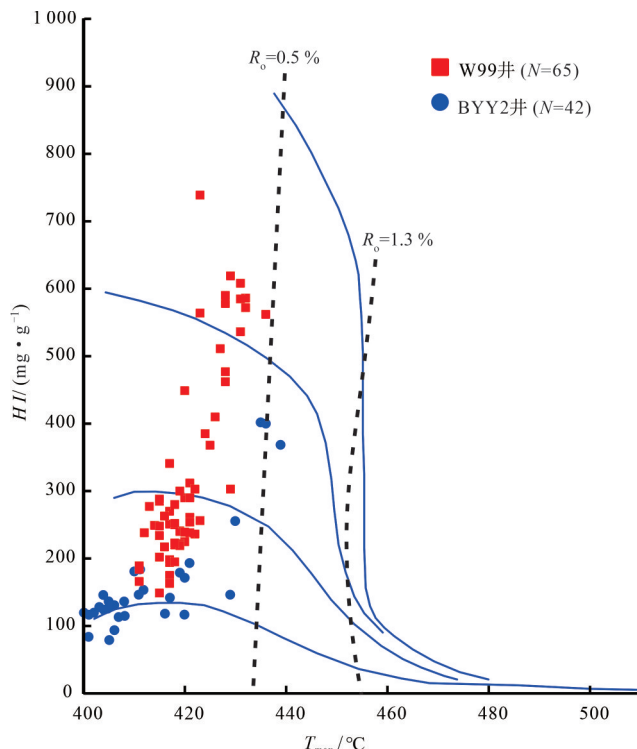


图7 江汉盆地潜江凹陷W99井和BYY2井潜三^{L(4-10)}韵律层HI- $T_{\max}$ 分布特征

Fig. 7 Distribution of HI and $T_{\max}$ values of Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm in Wells W99 and BYY2 in the Qianjiang sag, Jianghan Basin

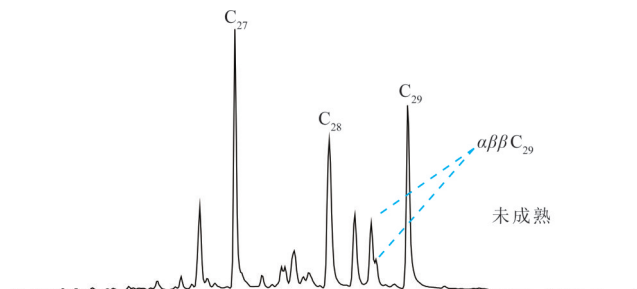


图8 江汉盆地潜江凹陷W99井潜三^{F(4-10)}韵律层烃源岩抽提物质量色谱图(m/z 217)

Fig. 8 Mass chromatogram for the extract m/z 217 from the source rocks of Qian 3^{L(4-10)} cyclotherm in Well W99, Qianjiang sag, Jianghan Basin

河镇组末期^[18], 盐间页岩层系白云岩储层在这一时期普遍被油气充注, 颜色以次生色灰黄-棕褐色为主 (图3, 图9)。前期已有学者研究指出, 碳酸盐岩储层中烃类流体的存在很大程度上抑制了 Ca^{2+} , Mg^{2+} 和 CO_3^{2-} 等离子的传输, 使得在已有的孔隙空间内难以形成胶结充填作用 (图9a—c)。此外, 在后期埋藏成岩过程中, 油逐渐转变为沥青覆盖在孔壁周围 (图9d—f), 也会抑制胶结矿物的沉淀^[35-40]。以上两种因素均会为本区晶

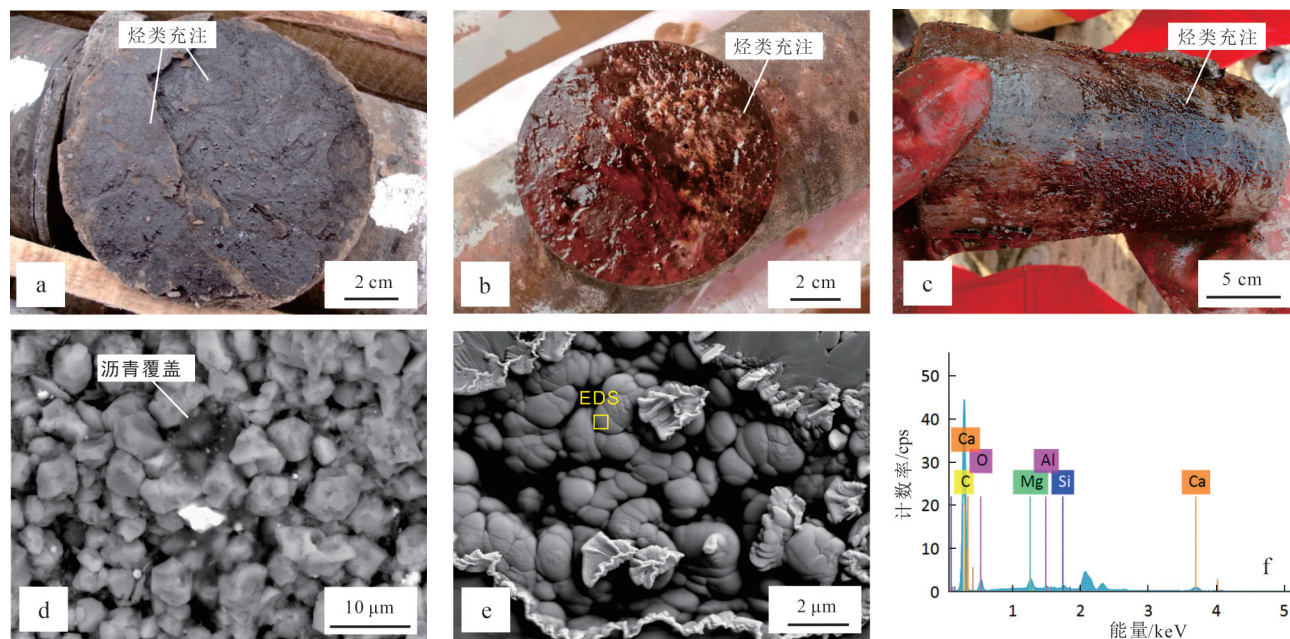


图9 江汉盆地潜江凹陷盐间页岩层系白云岩储层油气及沥青充填特征

Fig. 9 Characteristics of hydrocarbon charging and bitumen filling in the dolomite reservoirs of inter-salt shale sequence, Qianjiang sag, Jiangnan Basin

a. WY11井潜三_{下(4-10)}韵律层出筒岩心冒气泡和油,埋深1 749.3 m,岩心;b. BYY2井潜三_{下(4-10)}韵律层出筒岩心冒气泡和油,埋深2 820.8 m,岩心;c. 岩心冒气泡和油,BYY2井,潜三_{下(4-10)}韵律层,埋深2 822.0 m,岩心;d. 白云岩储层晶间孔内残留沥青,导致显示模糊,W99井,埋深1 676 m,SEM;e. 孔隙表面残留沥青,BYY2井,埋深2 820.83 m,FIB-SEM;f. 图e黄色方框区域的能谱数据,结果显示以C元素含量为主,归一化质量高达69.8%,其次为O元素

间孔隙的保存提供有利的条件。

4 结论

1) 潜江凹陷潜三_{下(4-10)}韵律层发育的岩相类型有富炭泥质白云岩相、富炭泥质灰岩相、富炭白云质泥岩相和富炭、钙芒硝充填云质泥岩相4种岩相类型,其中,富炭泥质白云岩相为最有利岩相类型,具有较高的TOC和脆性矿物含量,粘土矿物含量较低。

2) 不同岩相孔隙度差异明显,但渗透率差异不大,富炭泥质白云岩相物性最好,属于中孔、特低渗型储层,富炭白云质泥岩相次之,属于低孔、特低渗型储层,镜下观察显示,两者储集空间类型均以白云石晶间孔隙为主,溶蚀的孔、缝极为少见,孔隙之间连通性较差,孔隙结构不好。

3) 宏观上,白云岩类储层空间展布受沉积环境控制作用明显。纵向上,有利岩相富炭泥质白云岩相主要发育于湖平面下降中期,水体盐度适中的环境中;平面上,同样只分布于水体盐度适中的咸-淡过渡区内,过淡或过咸的环境均不利于其沉积;微观上,储层孔隙发育受压实作用控制明显,溶蚀作用和胶结作用极为少见,对孔隙影响不大。

4) 研究区泥晶结构白云岩类储层形成机理主要归结于3个方面的原因:首先,白云岩储层均形成于早成岩作用阶段,埋藏较浅,压实作用较弱,使得晶间孔隙保存较好;其次,准同生期的白云石化作用扩大了晶间孔隙,同时形成的白云岩比灰岩更抗压抗溶,有利于晶间孔隙的保存;最后,白云岩储层中油气的充注作用会抑制成岩作用后期胶结作用的发生,有利于晶间孔隙的保存。

参 考 文 献

- [1] 张林晔,李钜源,李政,等. 北美页岩油气研究进展及对中国陆相页岩油气勘探的思考[J]. 地球科学进展, 2014, 29(6): 700-711.
Zhang Linye, Li Juyuan, Li Zheng, et al. Advances in shale oil/gas research in North America and considerations on exploration for continental shale oil/gas in China[J]. Advances in Earth Science, 2014, 29(6): 700-711.
- [2] 朱德顺. 陆相湖盆页岩油富集影响因素及综合评价方法——以东营凹陷和沾化凹陷为例[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(3): 269-275.
Zhu Deshun. Influencing factor analysis and comprehensive evaluation method of lacustrine shale oil: cases from Dongying and Zhanhua sags [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(3): 269-275.
- [3] 刘秀婵,陈西洋. 鄂尔多斯盆地富县地区长8油层组致密油成藏主控因素分析[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(1): 1-7.

- Liu Xiuchan, Chen Xipan. Analysis on main controlling factors of tight oil reservoirs in Chang-8 reservoir of Fu County, Ordos Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(1): 1-7.
- [4] 张革, 张金友, 赵莹, 等. 松辽盆地北部齐家地区青山口组二段互层型泥页岩油富集主控因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 143-150.
- Zhang Ge, Zhang Jinyou, Zhao Ying, et al. Main controlling factors of the accumulation and enrichment of the interlayered mud shale oil in Qingshankou-Formation Member-2 of Qijia area in North Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 143-150.
- [5] 徐雄飞, 于祥春, 卿忠, 等. 三塘湖盆地芦草沟组岩相特征及其与页岩油藏的关系[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(6): 677-684.
- Xu Xiongfei, Yu Xiangchun, Qing Zhong, et al. Lithofacies characteristics and its relationship with shale oil reservoirs of Lucaogou formation in Santanghu basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(6): 677-684.
- [6] 周立宏, 韩国猛, 杨飞, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷沙河街组三段一亚段地质特征与页岩油勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(2): 443-455.
- Zhou Lihong, Han Guomeng, Yang Fei, et al. Geological characteristics and shale oil exploration of Es³⁽¹⁾ in Qikou Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(2): 443-455.
- [7] 何涛华, 李文浩, 谭昭昭, 等. 南襄盆地泌阳凹陷核桃园组页岩油富集机制[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1259-1269.
- He Taohua, Li Wenhao, Tan Zhaozhao, et al. Mechanism of shale oil accumulation in the Hetaoyuan Formation from the Biyang Depression, Nanxiang Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1259-1269.
- [8] 刘惠民, 张顺, 包友书, 等. 东营凹陷页岩油储集地质特征与有效性[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 512-523.
- Liu Huimin, Zhang Shun, Bao Youshu, et al. Geological characteristics and effectiveness of the shale oil reservoir in Dongying sag [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 512-523.
- [9] 吴世强, 陈凤玲, 姜在兴, 等. 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组白云岩成因[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(1): 201-208.
- Wu Shiqiang, Chen Fengling, Jiang Zaixing, et al. Origin of Qianjiang Formation dolostone in Qianjiang Sag, Jiangnan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(1): 201-208.
- [10] 熊智勇, 吴世强, 王洋, 等. 江汉盐湖盆地盐间泥质白云岩油藏地质特征与实践[J]. 地质科技情报, 2015, 34(2): 181-187.
- Xiong Zhiyong, Wu Shiqiang, Wang Yang, et al. Geological characteristics and practice for intersalt argillaceous dolomites reservoir in the Qianjiang Depression of Jiangnan salt lake Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(2): 181-187.
- [11] 徐二社, 陶国亮, 李志明, 等. 江汉盆地潜江凹陷盐间页岩油储层不同岩相微观储集特征——以古近系潜江组三段4亚段10韵律为例[J]. 石油实验地质, 2020, 42(2): 193-201.
- Xu Ershe, Tao Guoliang, Li Zhiming, et al. Microscopic reservoir characteristics of different lithofacies from inter-salt shale oil reservoir in Qianjiang Sag, Jiangnan Basin: a case study of Paleogene E_{q3}-10 rhythm [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(2): 193-201.
- [12] 李志明, 钱门辉, 黎茂稳, 等. 盐间页岩油形成有利条件与地质甜点评价关键参数——以潜江凹陷潜江组潜3~4-10韵律为例[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 513-523.
- Li Zhiming, Qian Menhui, Li Maowen, et al. Favorable conditions of inter-salt shale oil formation and key parameters for geological sweet spots evaluation: a case study of E_{q4} 3-10 rhythm of Qianjiang Formation in Qianjiang Sag, Jiangnan Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(4): 513-523.
- [13] 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3~4-10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, Jiangnan Basin: a case study of the E_{q4} 3-10 rhythm [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(2): 268-275.
- [14] 李乐, 王自翔, 郑有恒, 等. 江汉盆地潜江凹陷潜三段盐韵律层页岩油富集机理[J]. 地球科学, 2019, 44(3): 1012-1023.
- Li Le, Wang Zhixiang, Zheng Youheng, et al. Mechanism of shale oil enrichment from the salt cyclotherm in Qian3 member of Qianjiang Sag, Jiangnan Basin [J]. Earth Science, 2019, 44(3): 1012-1023.
- [15] 孙中良, 王芙蓉, 何生, 等. 潜江凹陷古近系盐间典型韵律层页岩孔隙结构[J]. 深圳大学学报(理工版), 2019, 36(3): 289-297.
- Sun Zhongliang, Wang Furong, He Sheng, et al. The pore structures of the shale about typical inter-salt rhythm in the Paleogene of Qianjiang depression [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 289-297.
- [16] 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 Fenglin, 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.
- [17] 漆智先, 舒向伟, 桑利, 等. 潜江凹陷潜江组盐间泥质白云岩形成模式分析[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2012, 9(7): 19-23, 4-5.
- Qi Zhixian, Shu Xiangwei, Sang Li, et al. The Formation Pattern of Intersalt Argillaceous Dolomite in Qianjiang Formation of Qianjiang Depression [J]. Journal of Yangtze University, 2012, 9(7): 19-23, 4-5.
- [18] 方志雄. 潜江盐湖盆地盐间沉积的石油地质特征[J]. 沉积学报, 2002, 20(4): 608-620.
- Fang Zhixiong. Hydrocarbon exploration signification of intersalt sediments in Qianjiang saline lake Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(4): 608-620.
- [19] 胡忠贵, 胡明毅, 胡九珍, 等. 潜江凹陷东部地区新沟组下段浅水三角洲沉积模式[J]. 中国地质, 2011, 38(5): 1263-1273.
- Hu Zhonggui, Hu Mingyi, Hu Jiuzhen, et al. Shallow water delta depositional model of the lower segment of the Xingouzui Formation in eastern Qianjiang Depression [J]. Geology In China, 2011, 38(5): 1263-1273.
- [20] 柯小平, 覃建雄, 李余生, 等. 江汉盐湖盆地盐间白云岩特征及成因分析[J]. 沉积与特提斯地质, 2009, 29(3): 1-8.
- Ke Xiaoping, Qin Jianxiong, Li Yusheng, et al. Characteristics

- and genesis of the inter-salt dolostones in the Jiangnan Basin[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2009, 29(3): 1-8.
- [21] 王国力, 杨玉卿, 张永生, 等. 江汉盆地潜江凹陷王场地区古近系潜江组沉积微相及其演变[J]. *古地学报*, 2004, 6(2): 140-150.
- Wang Guoli, Yang Yuqing, Zhang Yongsheng, et al. Sedimentary microfacies and evolution of the Qianjiang Formation of Paleogene at Wangchang area in Qianjiang Sag, Jiangnan Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2004, 6(2): 140-150.
- [22] 张永生, 侯献华, 张海清, 等. 江汉盆地潜江凹陷上始新统含盐岩系准原生白云岩的沉积学特征与形成机理[J]. *古地学报*, 2006, 8(4): 441-455.
- Zhang Yongsheng, Hou Xianhua, Zhang Haiqing, et al. Sedimentary characteristics and formation mechanism of penepriary dolostone in the Upper Eocene salt-bearing interval in Qianjiang Sag, Jiangnan Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2006, 8(4): 441-455.
- [23] 曹婷婷, 马媛媛, 黎茂稳, 等. 江汉盆地潜江凹陷潜三段盐间烃类特征及其指示意义[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 34(2): 25-30.
- Chao Tingting, Ma Yuanyuan, Li Maowen, et al. Hydrocarbon characteristics of inter-salt system in Qian 3 member of Qianjiang Sag, Jiangnan Basin and their indication[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2019, 34(2): 25-30.
- [24] 王芙蓉, 何生, 郑有恒, 等. 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[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(2): 211-218.
- Wang Furong, He Sheng, Zheng Youheng, et al. Mineral composition and brittleness characteristics of the inter-salt shale oil reservoirs in the Qianjiang Formation, Qianjiang Sag[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2016, 38(2): 211-218.
- [25] 曾宏斌, 王芙蓉, 罗京, 等. 基于低温氮气吸附和高压压汞表征潜江凹陷盐间页岩油储层孔隙结构特征[J]. *地质科技通报*, 2021, 40(5): 1-12.
- Zeng Hongbing, Wang Furong, Luo Jing, et al. Characterization of pore structure of inter salt shale oil reservoir by low temperature nitrogen adsorption and high pressure mercury pressure methods in Qianjiang Sag[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2021, 40(5): 1-12.
- [26] 沈均均. 潜江凹陷南部新沟咀组下段湖相白云岩形成机理及其石油地质意义[D]. 荆州: 长江大学, 2015.
- Shen Junjun. Mechanism for formation of lacustrine dolomites of the Lower Xingouzi Formation in the southern part of the Qianjiang Depression and its petroleum geologic implication[D]. Yangtze University, 2015.
- [27] 李聪. 歧口凹陷沙一下段湖相白云岩形成机理及储层特征[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.
- Li cong. Genesis and reservoir characteristics of lacustrine dolomite in the Lower Part of the Sha-1 Formation in Qikou Depression[D]. China University of Petroleum (East China), 2011.
- [28] Shen Junjun, Chen Bo, Chen Fangfang, et al. Paleogene lacustrine dolomitization, xingou region, southern qianjiang depression, china[J]. *Geosciences Journal*, 2015, 20: 183-197.
- [29] Morrow D W. The chemistry of dolomitization and dolomite precipitation[J]. *Geoscience Canada*, 1982, 9: 5-13.
- [30] 何江, 赵忠军, 乔琳, 等. 白云岩储层中蒸发矿物的赋存形式与成因演化——以鄂尔多斯盆地中部气田区马家沟组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(5): 659-666.
- He Jiang, Zhao Zhongjun, Qiao Lin, et al. Occurrence, genesis and evolution of evaporite minerals in dolomite reservoir: a case study of the majiagou formation in gas fields of the central ordos basin. *Oil and Gas Geology*, 2013, 34(5): 659-666.
- [31] 曲长伟, 林春明, 蔡明俊, 等. 渤海湾盆地北塘凹陷古近系沙河街组三段白云岩储层特征[J]. *地质学报*, 2014, 88(8): 1588-1602.
- Qu Changwei, Lin Chunming, Cai Mingjun, et al. Characteristics of dolomite reservoir in sha 3 group from palaeogene Shahejie Formation in Beitang Sag, Bohaiwan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(8): 1588-1602.
- [32] 黄擎宇, 张哨楠, 张斯杨, 等. 白云岩结构对储集空间发育的控制作用——以塔里木盆地中央隆起区寒武系—奥陶系白云岩为例[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(3): 341-350.
- Huang Qingyu, Zhang Saonan, Zhang Siyang, et al. Textural control on development of dolomite reservoir: a study from the cambrian-ordovician dolomite, central tarim basin, NW china[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(3): 341-350.
- [33] Glover J E. Significance of stylolites in dolomitic limestones[J]. *Nature*, 1968, 217(5131): 835-836.
- [34] Hugman R H H, Friedman M. Effects of texture and composition on mechanical behavior of experimentally deformed carbonate rocks[J]. *AAPG Bulletin*, 1979, 63: 1478-1489.
- [35] Mazzullo S J, Harris P M. Mesogenetic dissolution: its role in porosity development in carbonate reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76: 607-620.
- [36] Jin Zhijun, Zhu Dongya, Hu Wenxuan, et al. Mesogenetic dissolution of the middle Ordovician limestone in the Tahe oilfield of Tarim basin, NW China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 26(6): 753-763.
- [37] Ehrenberg S N, Walderhaug O, Bjorlykke K, et al. Carbonate porosity creation by mesogenetic dissolution: reality or illusion[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 89: 435-445.
- [38] 朱东亚, 张殿伟, 张荣强, 等. 深层白云岩储层油充注对孔隙保存作用研究[J]. *地质学报*, 2015, 89(4): 794-804.
- Zhu Dongya, Zhang Dianwei, Zhang Rongqiang, et al. Role of oil charge in preservation of deep dolomite reservoir space[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(4): 794-804.
- [39] 霍秋立, 曾花森, 付丽, 等. 松辽盆地北部青一段泥页岩储集特征及孔隙演化[J]. *大庆石油地质与开发*, 2019, 38(1): 1-8.
- Huo Qiuli, Zeng Huasen, Fu Li, et al. Accumulating characteristics and pore evolution for Member Qing-1 mud shale in North Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(1): 1-8.
- [40] 李明, 戚楠, 陈朝兵, 等. 甘谷驿油田L2区特低渗储层非均质性及其对油层分布的影响[J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(2): 1-6.
- Li Ming, Qi Nan, Chen Chaobing, et al. Extra-low permeability reservoir heterogeneity and its effect on the distribution of reservoirs in L2 area of Ganguyi Oilfield[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(2): 1-6.