

文章编号: 1671-1505(2024)06-1452-15 DOI: 10.7605/gdxb.2024.05.089

川中—川西须家河组三段致密砂岩储集层分类及成因*

金 惠¹ 崔俊峰¹ 杨桂茹¹ 杨 威¹ 肖佃师²
王志宏¹ 王 民² 武雪琼¹ 薄冬梅¹

1 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2 深层油气全国重点实验室, 中国石油大学(华东), 山东青岛 266580

摘 要 四川盆地中部和西部(川中—川西)上三叠统须家河组岩石组分复杂、孔喉结构非均质性强,含气和产能平面变化快,亟需明确储集层分类标准、发育机制及分布规律。以须家河组三段致密砂岩为对象,通过薄片、物性、压汞和核磁共振等实验,分析微观孔隙结构,建立储集层分类评价标准,揭示岩石组分、成岩作用对储集层类型的控制。研究表明,须三段发育微裂缝、原生粒间孔、残留粒间孔、溶蚀孔和晶间孔5类储集空间,粒间孔喉发育程度是决定储集层品质的关键;基于分形特征,将孔喉系统划分为5个区间,结合中大孔喉占比、主流喉道等参数,实现4类致密储集层的精细划分;Ⅰ类储集层具有“弱压实强溶蚀”特征,高石英颗粒、低泥岩和碳酸盐岩岩屑、适量火山岩岩屑是形成的关键,Ⅱ类储集层具有“强压实强溶蚀”特征,较多杂基、低泥岩岩屑、高长石颗粒是形成的物质基础,Ⅲ类和Ⅳ类储集层均具有强胶结特征,其中Ⅲ类储集层中钙质岩屑含量高,方解石胶结发育,Ⅳ类储集层杂基减孔明显。研究成果可指导该区致密储集层形成机制研究,也为致密储集层分类和成因关联分析提供一定借鉴。

关键词 微观孔隙结构 储集层分类 储集层成因 致密砂岩 须家河组三段 四川盆地

第一作者简介 金惠,女,1970年生,2011年博士毕业于中国地质大学(北京),现为中国石油勘探开发研究院高级工程师,主要从事天然气勘探综合研究工作。E-mail: JH69@petroChina.com.cn。

通讯作者简介 崔俊峰,男,1970年生,1996年本科毕业于东北石油大学,现为中国石油勘探开发研究院高级工程师,主要从事石油天然气地质综合评价研究。E-mail: yjy_cjf@petroChina.com.cn。

中图分类号: TE122.2⁺1 文献标志码: A

Classification and origin of tight sandstone reservoirs of the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

JIN Hui¹ CUI Junfeng¹ YANG Guiru¹ YANG Wei¹ XIAO Dianshi²
WANG Zhihong¹ WANG Min² WU Xueqiong¹ BO Dongmei¹

1 PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China

2 National Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Shandong Qingdao 266580, China

Abstract Due to the complex rock composition and strong heterogeneity in pore throat structure of the Upper Triassic Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin, the gas content and produc-

* 国家自然科学基金项目“环青藏高原盆地体系动力学与天然气富集机理”(编号: U22B6002)和中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性技术攻关项目(编号: 2021DJ0605)联合资助。[Co-funded by the National Natural Science Foundation of China (No. U22B6002), and CNPC Scientific Research and Technology Development Project (No. 2021DJ0605)]

收稿日期: 2023-10-30 改回日期: 2023-11-24

tivity show rapid changes. Therefore, it is urgent to clarify the reservoir types, formation mechanisms, and their distribution characterization. Taking the tight sandstone reservoirs of the 3rd Member of the Xujiahe Formation as the object, this study conducts microscopic analysis of pore structure through thin section, physical properties, mercury intrusion, and nuclear magnetic resonance, establishes reservoir classification standards, and then reveals the control of diagenesis and rock composition on the formation of various reservoir types. The results show that there are five types of reservoir spaces developed in the 3rd Member of the Xujiahe Formation, including microcracks, primary intergranular pores, residual intergranular pores, dissolution pores, and intercrystalline pores, among which the development of the intergranular pore throats is the key to reservoir quality. Based on the fractal features, the pore throat system is divided into five intervals, and combined with parameters such as the proportion of meso to macro pore throats and main flow throat radius, four types of tight reservoirs are finely divided. Type I reservoirs feature “weak compaction and strong dissolution”, which is related to high percentage of quartz particles, low percentage of mudstone and carbonate rock fragments, and moderate volcanic rock debris; Type II reservoirs exhibit “strong compaction and strong dissolution”, with a large amount of impurities, low percentage of mudstone debris, and high percentage of feldspar particles as the material basis for their formation; Both Type III and Type IV reservoirs have strong cementation characteristics, calcite cementation was developed due to the high content of calcareous rock debris in Type III reservoirs, while significant reduction of pore size related to the matrix in Type IV reservoirs. This research can not only guide the study of the formation mechanism of tight reservoirs in the study area, but also provide certain reference for the correlation between the classification and genetic of tight reservoirs.

Key words microscopic pore structure, reservoir classification, reservoir origin, tight sandstone, the 3rd Member of Xujiahe Formation, Sichuan Basin

About the first author JIN Hui, born in 1970, graduated from China University of Geosciences (Beijing) in 2011 with her Ph.D. degree. She is now a senior engineer at PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, and is mainly engaged in comprehensive research on natural gas exploration. E-mail: JH69@petroChina.com.cn.

About the corresponding author CUI Junfeng, born in 1970, graduated from Northeast Petroleum University in 1996. He is now a senior engineer at PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, and is mainly engaged in the research on comprehensive geological evaluation of oil and natural gas. E-mail: yjy_cjf@petroChina.com.cn.

1 概述

致密气是一类较为现实的非常规油气资源, 具有储集层物性差、含气丰度非均质性强等特点(张道伟和杨雨, 2022), 储集层品质影响含气性及开采效果, 因此储集层品质分级及成因预测是致密气评价的核心(杨威等, 2010)。致密砂岩储集层形成受沉积和成岩作用的双重影响(Lai *et al.*, 2015; 施振生等, 2018), 沉积作用控制着砂岩储集层的岩石组分、粒度和分选性等, 这些因素会影响后续成岩过程(Lai *et al.*, 2015), 包括成岩类型、次序和强度等, 决定成岩作用对储集空间的改

善或破坏程度, 进而形成不同孔喉结构、不同宏观物性特征的致密储集层。由此可见, 储集层类型是沉积和成岩作用叠加影响的结果(Lai *et al.*, 2015; 王爱等, 2022), 在储集层分类时必须考虑沉积—成岩成因, 同时较好的储集层分类结果也能指导储集层成因机制认识。

四川盆地上三叠统须家河组广泛发育致密气藏(张道伟和杨雨, 2022), 须家河组三段和四段为主要产层。前人对须三段沉积相和物源开展了大量研究, 须三上亚段主要为滨浅湖沉积, 在盆地中部局部发育沙坝(郑荣才等, 2011), 须三下亚段以

三角洲沉积为主，发育水下分流河道、席状砂和沙坝（赵正望等，2013），砂岩厚度介于 40~370 m。须三下亚段川西北地区物源来自龙门山构造带，母岩以沉积岩为主，川东北、川东南、川南地区母岩以变质岩和沉积岩为主，主要来自大巴山造山带和江南古隆起（施振生等，2011），川西南物源来自康滇古隆起，母岩以火山岩和沉积岩为主（郝强等，2016）。在须家河组致密储集层分类和形成机制也开展的大量研究中，徐兆辉等（2011）通过渗透率和孔喉半径等参数将储集层划分为 7 类，前 6 类储集层均为有效储集层，具备一定产能，但对每类储集层成因并没做深入探讨；在形成机制方面，从沉积作用（施振生等，2021）、成岩作用（马健飞等，2022；许晗等，2022；Zhao *et al.*, 2022）、成岩相分类及预测（Zhao *et al.*, 2022）、岩石组分（尤其是岩屑类型）对成岩及储集层的影响（苏加亮等，2022；苏亦晴等，2022）等多角度阐述优质储集层形成机制及控制因素，普遍认识到压实主导减孔（许晗等，2022），溶蚀有效增孔（马健飞等，2022），岩屑类型对岩石抗压性（苏加亮等，2022）、绿泥石包壳形成（杨烁等，2020）、钙质胶结程度（叶素娟等，2021）等方面具有重要作用。然而，缺乏将储集层分类和储集层成因相关联的研究，一方面制约了对储集层分类合

理性的有效验证，另一方面也影响对致密储集层成储机制认识的深度。

本研究以川中—川西地区须家河组三段致密砂岩为研究对象，基于薄片观察、扫描电镜、物性、高压压汞和核磁共振等实验手段，开展微观孔隙结构表征，优选对储集层品质和成岩作用反应敏感的微观结构参数，建立致密储集层分类方案，并在此基础上从成岩作用差异、岩石组分影响等角度探讨了不同类型储集层的发育控制因素，总结分布规律，对甜点开展了预测。

2 地质概况

2.1 地质构造特征

四川盆地位于扬子地台西北侧、青藏高原东缘，为多期构造演化形成的叠合盆地（王学军等，2015），根据构造演化特征，可划分为川西凹陷带、米仓山—大巴山前缘褶皱带、川中低缓构造带、川东高陡构造带和川南低陡构造带（图 1-a）。研究区位于四川盆地中部及西部，构造上主要位于川西凹陷带和川中低缓构造带，呈现自东向西埋深增大趋势。川中—川西上三叠统须家河组为一套碎屑岩沉积组合（郑荣才等，2011），自下而上划分为须一段（ T_3x_1 ）至须六段（ T_3x_6 ）。须三段

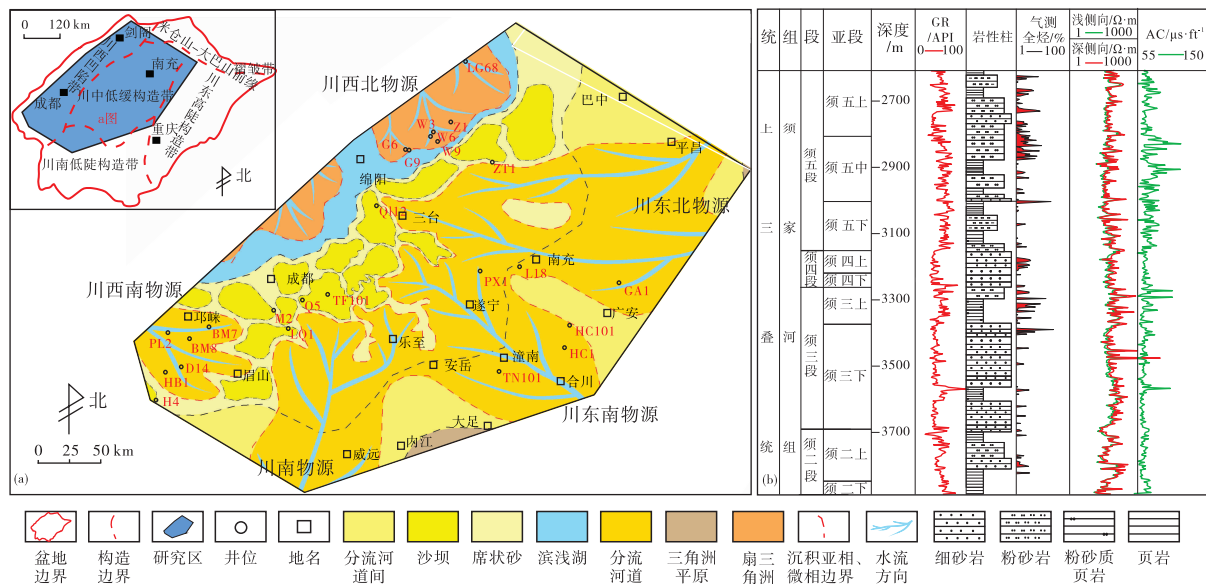


图 1 川中—川西地区构造位置与须三下亚段沉积相 (a) 及 TF101 井三叠系须家河组岩性地层综合柱状图 (b)
Fig. 1 Structural location, and sedimentary facies of the Lower 3rd Member of Xujiahe Formation (a), and comprehensive stratigraphic column of the Triassic Xujiahe Formation (b) in central and western Sichuan Basin

(T_3x_3) 在研究区内均有分布, 可细分为上、下 2 个亚段(图 1-b), 其中须三上亚段主要以滨浅湖暗色泥岩为主, 须三下亚段受川西北、川西南、川东北、川东南和川南 5 大物源体系影响(施振生等, 2021; 苏加亮等, 2022), 三角洲沉积大面积分布, 发育水下分流河道、沙坝、席状砂等微相, 沉积了大套厚层砂岩(图 1-a), 为主要储集层和产气层, 地层厚度约 300 m, 埋深变化范围为 1000 ~ 5300 m。经过多年勘探, 在须三段发现了老关庙、安岳、蓬莱等致密气藏(张道伟和杨雨, 2022), 呈现大面积含气、局部甜点富集特征(郑和荣等, 2021)。

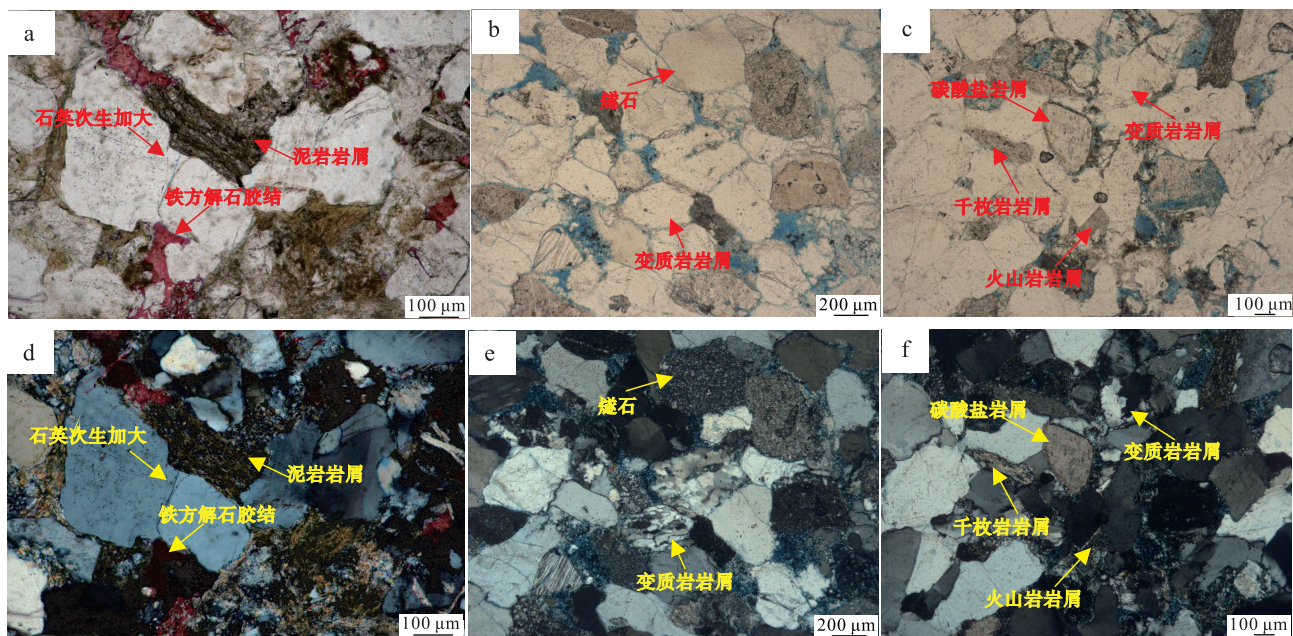
2.2 样品及方法

本研究收集整理川中—川西须三段致密砂岩已有薄片、岩心测试资料, 考虑不同物源体系分布, 优选 23 口井(图 1-a) 进行 680 m 岩心观察, 兼顾岩性和沉积相变化, 选取 74 块致密砂岩岩心样品, 其中川西北、川西南、东部和南部物源分别取样 7、6、6 和 4 口井; 开展薄片、XRD 全岩和黏土矿物测试、物性、扫描电镜、高压压汞和核磁共振等测试。

薄片鉴定按照国家标准 SY/T 5368-2016 进行, 利用偏光显微镜对薄片进行了岩石组成、结构、面孔率和成岩作用的鉴定, 在薄片上浸渍蓝环氧树脂, 以便观察孔隙类型和统计孔隙含量, 为鉴定碳酸盐矿物, 用茜素红 S 染料和铁氰化钾染色薄片; 采用 D8 Advance 型 X 射线衍射仪进行全岩及黏土类型相对含量测试, 分别依据 SY/T 5983-1994 和 SY/T 5163-1999 标准; 孔隙度和渗透率由 PoroPDP-200 型覆压孔渗仪测定, 依据国家标准 GB/T 29172-2012; 对样品进行氩离子抛光, 利用 ZEISS GeminiSEM 500 场发射扫描电镜进行孔隙类型识别, 最大分辨率可达 10 nm; 在 Autopore III-9420 型压汞仪上开展高压压汞实验, 最大压力设置为 ~200 MPa; 一维核磁共振在 MesoMR23-060H-I 型核磁共振仪上测量, 样品饱和模拟地层水, 采用 CPMG 序列, TE 为 0.1 ms, TW 为 3 s, NS 为 128。上述实验均在中国石油大学(华东) 深层油气全国重点实验室进行。

2.3 须三段岩石学及物性特征

基于薄片鉴定, 须三段岩石类型主要包括岩屑砂岩、石英砂岩、长石石英砂岩、长石岩屑砂岩和



a—石英次生加大以及方解石胶结, G6-4, 中砂岩, G6 井, 4137.3 m, 单偏光; b—燧石以及变质岩岩屑, QL12-20, 细砂岩, QL12 井, 3948.85 m, 单偏光; c—碳酸盐岩岩屑、千枚岩岩屑、火山岩岩屑以及变质岩岩屑, GA1-28, 细砂岩, GA1 井, 2016.46 m, 单偏光; d—与 a 同视域, 正交光; e—与 b 同视域, 正交光; f—与 c 同视域, 正交光

图 2 川中—川西地区须三段致密砂岩岩屑及胶结物特征

Fig. 2 Characteristics of rock fragments and cements of tight sandstones of the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

岩屑长石砂岩等，岩性以中、细砂岩为主，其次粉砂岩和砂砾岩，分选中等一好，磨圆次棱角状。岩屑分布范围为 12.7%~30.6%，均值为 21%，类型包括碎屑岩岩屑（泥岩、粉砂岩）、钙质岩屑、变质石英岩岩屑、火山岩岩屑、燧石等(图 2)，川西北物源以钙质岩屑为主，川西南物源以碎屑岩岩屑为主，其次为变质岩岩屑，川南和川东南物源以碎屑岩、火山岩和变质岩岩屑为主，川东北物源以碎屑岩岩屑为主，其次火山岩岩屑和变质岩岩屑。基于全岩以及黏土矿物测试，须三段石英含量最高(均值 54.4%)，其次为钾长石和斜长石(分别为 11.1%和 12%)，胶结物以黏土矿物和方解石为主，均值分别为 10%和 7.7%，白云石含量较低(均值 2.3%)。黏土矿物类型以绿泥石和伊利石为主，伊蒙混层矿物占比较低。

基于本次 74 块致密样品物性测试以及收集的物性资料统计(图 3)，须三段孔隙度分布范围为 1.5%~14.6%，均值 5.6%；渗透率变化范围为 $(0.02\sim 18)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，其中低于 $0.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品占比超 80%，整体属于特低孔—特低渗类储集

层(施振生等, 2018)。须三段致密砂岩储集层孔渗具有较弱的正相关(图 3)，相同孔隙度下，渗透率分布范围可横跨 1~2 个数量级，裂缝发育样品渗透率明显偏高，较弱孔渗相关性可能与复杂的孔喉结构有关(肖佃师等, 2021)。中—细砂岩、细砂岩对应的孔隙度最大(平均 6.07%、5.58%)，其次为中砂岩(平均 4.5%)，粉砂岩和砂砾岩的孔隙度最低(平均 3.6%、3.2%)。川东南和川东物源砂岩孔渗最高、孔渗相关性好，川西北和川西南物源砂岩孔隙度值整体小于 7%，孔渗关系偏离正常趋势，受微裂缝影响，川西南砂岩渗透率明显高于川西北(图 3-b)。三角洲分流河道物性最好，孔隙度集中分布在 4%~10%，渗透率多大于 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，其次为扇三角洲分支河道和沙坝，席状砂较差，分流河道间物性最差，孔隙度多低于 4%，渗透率低于 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图 3-c, 3-d)。

3 致密砂岩微观孔隙结构特征

3.1 孔裂隙类型特征

基于薄片鉴定、场发射扫描电镜等，在川中—

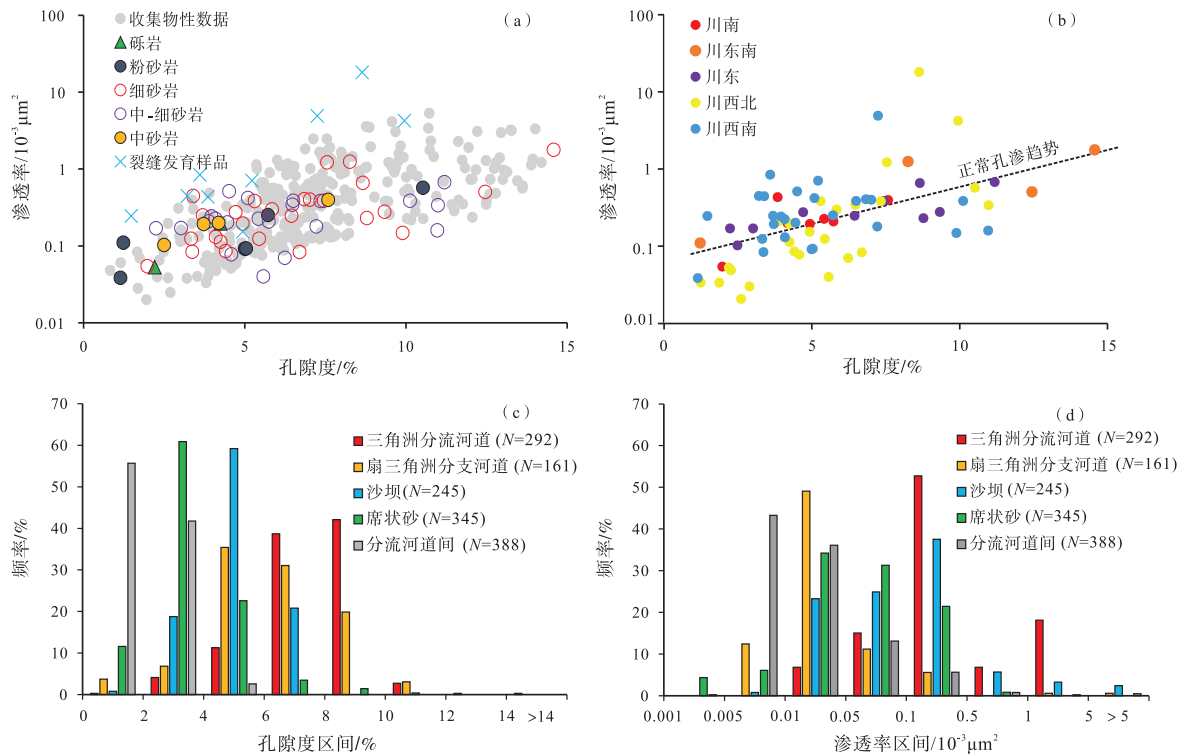
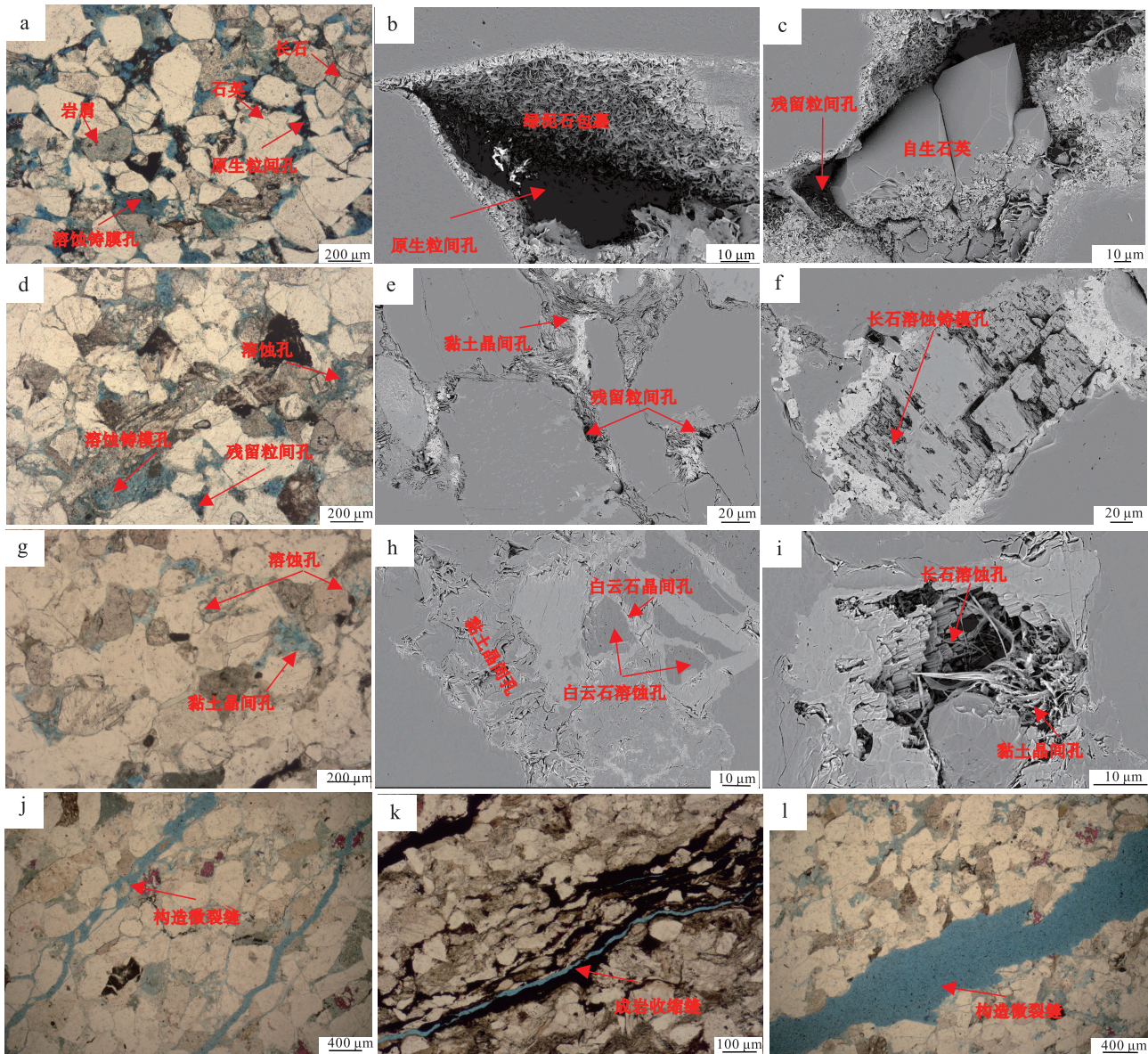


图 3 川中—川西须三段不同岩性(a)、不同物源(b)致密砂岩孔渗关系和不同沉积微相致密砂岩孔渗分布直方图(c, d)
Fig. 3 Pore-permeability relationship of tight sandstone with different lithology (a) and provenance (b) and pore-permeability distribution histogram (c, d) of tight sandstone with different sedimentary microfacies of the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin



a—原生粒间孔和长石铸模孔, TN101-19, 细砂岩, TN101 井, 2246.52 m, 单偏光; b—原生粒间孔和绿泥石包裹, TN101-19, TN101 井, 2246.52 m, 扫描电镜; c—粒间自生石英和残留粒间孔, TN101-19, TN101 井, 2246.52 m, 扫描电镜; d—长石溶蚀铸模孔和残留粒间孔, QL12-35, QL12 井, 3979.17 m, 粉—细砂岩, 单偏光; e—粒间黏土矿物充填和残留粒间孔, QL12-35, QL12 井, 3979.17 m, 扫描电镜; f—长石溶蚀孔, QL12-35, QL12 井, 3979.17 m, 扫描电镜; g—溶蚀孔和黏土矿物晶间孔, Q5-6, 中—细砂岩, Q5 井, 2284.3 m, 单偏光; h—白云石溶蚀孔、晶间孔和黏土矿物晶间孔, Q5-6, Q5 井, 2284.3 m, 扫描电镜; i—长石溶蚀孔和黏土矿物晶间孔, Q5-6, Q5 井, 2284.3 m, 扫描电镜; j—构造微裂缝, W4-17, 含砾粗砂岩, W4 井, 3588.32 m, 单偏光; k—成岩收缩缝, PL2-6, 粉砂岩, PL2 井, 3427.65 m, 单偏光; l—构造微裂缝和边缘溶蚀, G3-1, 中—细砂岩, G3 井, 3720.6 m, 单偏光

图 4 川中—川西地区须三段致密砂岩储集层孔隙和裂缝镜下特征

Fig. 4 Microscopic characteristics of pores and fractures in tight sandstone reservoirs of the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

川西地区须三段致密砂岩储集层中识别出 5 类储集空间, 包括原生粒间孔隙、残留粒间孔、溶蚀孔、晶间孔和微裂缝(图 4)。原生粒间孔为原始粒间孔隙, 孔隙中见到较少石英或黏土胶结充填(图 4-a,

4-b), 孔隙周缘普遍发育绿泥石衬边(图 4-b), 孔隙形状较规则, 孔径多大于 30 μm, 具有最好的孔喉连通性; 残留粒间孔是原生粒间孔被自生石英微晶(图 4-c)、黏土矿物充填(图 4-d)后残留下

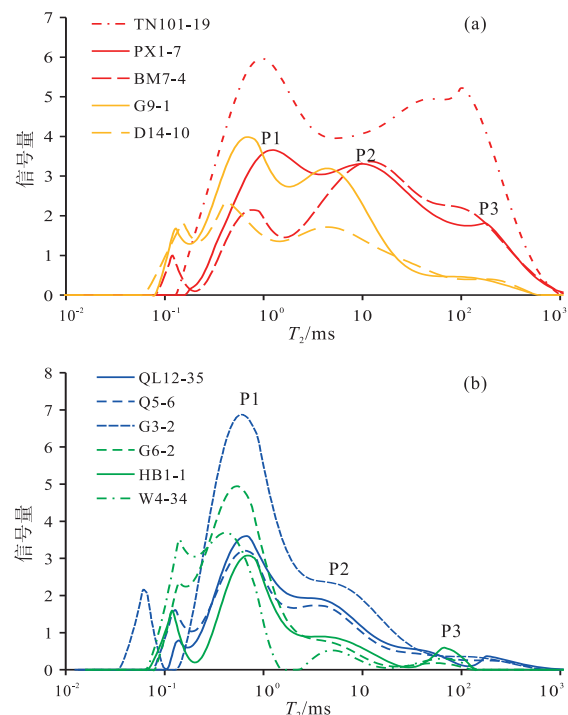
的孔隙空间,孔径多小于 $10\ \mu\text{m}$,孔喉连通性要稍差于原生粒间孔;溶蚀孔是须三段重要的孔隙类型(图 4-d, 4-f, 4-g),主要是酸性流体溶蚀长石、白云石等矿物而形成(图 4-f, 4-h),其中白云石溶蚀孔呈椭圆状(图 4-h),孔径多小于 $100\ \text{nm}$,连通性较差,长石矿物溶蚀规模大(图 4-f),可见整个长石颗粒溶蚀形成铸模孔(图 4-a, 4-d),孔径可达 $10\ \mu\text{m}$,溶蚀孔附近可见伊利石等黏土矿物沉淀(图 4-i),整体上长石铸模孔和粒间溶蚀孔的连通性较好。晶间孔通常发育在黏土矿物或白云石等晶体间(图 4-e, 4-h),孔隙多密集分布,孔径小于 $100\ \text{nm}$,连通性最差,虽然可提供一定储集空间,但对岩石渗流能力贡献弱。微裂缝包括构造型和成岩型 2 种(图 4-j, 4-k, 4-l),其中构造微裂缝规模大、数量较多,单条微裂缝宽度可达 $200\ \mu\text{m}$,沿微裂缝矿物大量溶蚀,微裂缝边界呈齿状(图 4-j),构造型微裂缝明显提高了岩石渗透率(图 3),主要发育在川西南和川西北,与经历多期构造挤压有关(叶素娟等, 2021);成岩微裂缝主要发育在粉砂岩的泥质夹层中(图 4-k),与黏土矿物脱水收缩有关。

孔隙类型及组合关系与储集层物性呈现较好对应关系,孔渗高的样品(如 TN101-19)以原生粒间孔和残留粒间孔为主(图 4-a),溶蚀孔较发育;随孔渗变差(如 QL12-35),孔隙类型过渡为残留粒间孔和溶蚀孔为主(图 4-d),当孔渗进一步变差(如 Q5-6 样品),粒间孔基本不发育,溶蚀孔和晶间孔起主要贡献(图 4-g)。

3.2 孔隙大小分布特征

对于以微纳米级孔隙为主的致密砂岩储集层,核磁共振的横向弛豫时间 T_2 与孔径间存在明显正相关(Zheng *et al.*, 2018),因此 T_2 谱分布可定性指示孔隙大小。图 5 展示了须三段致密砂岩样品饱和和水状态 T_2 谱分布,整体上 T_2 分布范围为 $0.1 \sim 1000\ \text{ms}$,呈现三峰态,自左向右峰值分别位于 1 、 10 和 $100\ \text{ms}$ 附近,分别命名为 P1、P2、P3。根据 T_2 谱形态可将样品划分为 4 种类型,类型 1 为明显三峰型(图 5-a 中红色线),3 个主峰幅值均较大,个别样品 P2 和 P3 峰合并成 1 个,指示样品中大孔较多,薄片显示该类样品原生粒间孔较发育(图 4-a)。类型 2 呈现弱三峰型(图 5-a 中黄色线),P1

和 P2 峰幅度相当,而 P3 峰较弱,指示该类样品大孔比例降低(Zheng *et al.*, 2018);类型 3 为近双峰型(图 5-b 中蓝色线),P1 峰幅度最高,其次为 P2 峰,P3 峰幅度极低,薄片显示该类样品粒间孔几乎不发育(图 4-g);类型 4 为近单峰型(图 5-b 中绿色线),P2 峰幅度也进一步降低,指示样品主要发育小孔,中大孔几乎不发育,该类样品以黏土矿物晶间孔为主。整体上须三段致密砂岩储集层的孔隙分布存在较强非均质性,随有效孔隙度降低, T_2 谱由明显三峰型过渡为弱三峰型和近双峰型,直至近单峰型,这与孔隙类型变化基本一致。



a—三峰型(红色)和弱三峰型(黄色); b—近双峰型(蓝色)和近单峰型(绿色)

图 5 川中—川西地区须三段致密砂岩储集层核磁共振 T_2 谱特征

Fig. 5 NMR T_2 spectrum characteristics of tight sandstone reservoirs in the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

3.3 孔喉结构分布特征

须三段致密砂岩的进汞曲线具有“低排驱压力、低最大进汞饱和度”特点(图 6),样品排驱压力多小于 $2\ \text{MPa}$,微裂缝发育样品排驱压力小于 $0.1\ \text{MPa}$,最大进汞饱和度分布范围为 $13\% \sim 91\%$,均值约 50% ,近 60% 样品最大进汞饱和度小于

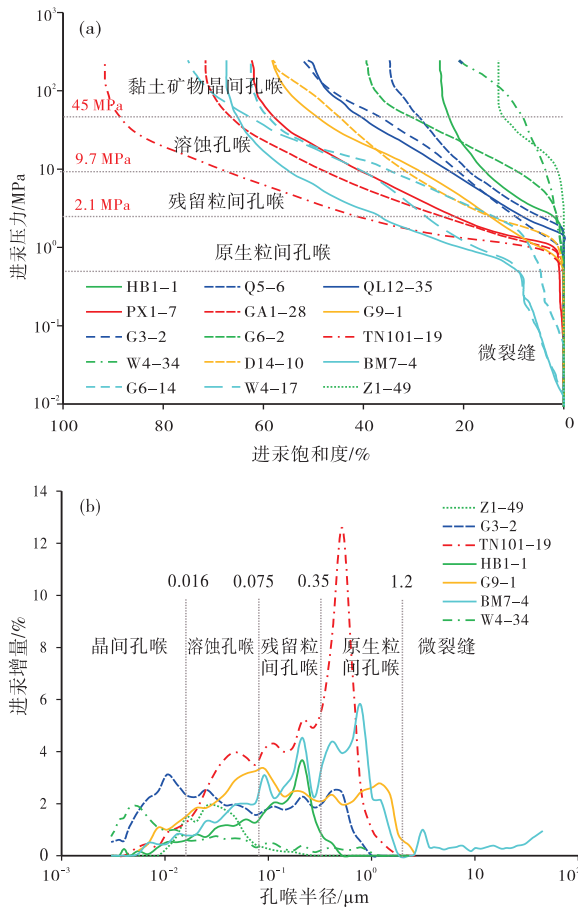


图 6 川中—川西地区须三段致密砂岩储集层进汞曲线 (a) 及孔喉分布 (b) 特征

Fig. 6 Mercury inlet curves (a) and pore throat distribution (b) of the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

50%，说明很多孔隙空间被小于 4 nm 孔喉沟通，难以被汞探测（肖佃师等，2021）。致密砂岩样品进汞曲线具有下凹（TN101-19 和 GA1-28 样品）、直线（D14-10、QL12-25 样品）、双平台（G9-1、G3-2 样品）及上凸形（G6-2、W4-34 样品）4 类形态（图 6-a），分别指示不同的孔喉组合类型（肖佃师等，2021）。其中，下凹形样品对应较小的排驱压力和最大进汞饱和度，孔喉分选性好，孔喉分布呈明显单峰（图 6-b），主峰大于 0.3 μm，结合薄片等分析，该类型主要发育原始粒间孔喉和残留粒间孔喉系统（图 4-a）；直线形或双平台形对应中等排驱压力和中等进汞饱和度，孔喉大小分布呈多峰，孔喉分布区间为 0.01~1 μm（图 6-b），分选较差，指示多种孔喉类型发育，结合薄片（图

4-d, 4-g) 可知，主要发育残留粒间孔喉、溶蚀孔喉和晶间孔喉；上凸形对应最高的排驱压力，进汞饱和度通常小于 40%，孔喉通常小于 0.3 μm，主要发育溶蚀孔喉和晶间孔喉系统（图 4-h, 4-i）。

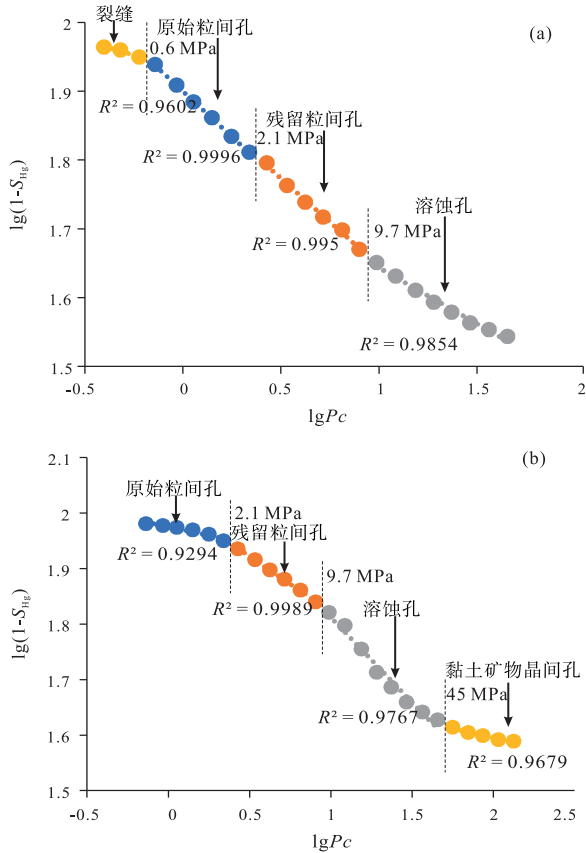
压汞和核磁共振 T_2 谱呈现出较好对应关系，下凹形样品的 T_2 谱呈三峰型，直线形或双平台形样品的 T_2 谱呈弱三峰或近双峰，而上凸形对应近单峰 T_2 谱形态，说明孔隙和孔喉大小分布存在较好一致性，可指示储集层品质的差异。

4 致密砂岩储集层分类评价

由前述研究可知，须三段致密砂岩储集层孔隙分布及孔喉结构呈现较强非均质性变化，微观孔隙结构是决定致密储集层宏观物性差异及品质变化的关键指标（徐兆辉等，2011），也是成岩对储集层影响结果的直接体现（Lai *et al.*, 2015），因此优选微观孔隙结构参数可有效指导致密储集层分类和建立储集层分类—成因联系。在微观孔喉分区基础上，根据中大孔喉占比、主流喉道半径等微观参数进行储集层类型划分，再厘定宏观物性界限，实现须三段致密储集层分类评价。

4.1 基于分形理论的孔喉分区

分形理论常用于研究孔喉结构的自相似性，相同类型孔喉空间通常对应相似的分形特征（王璟明等，2020）。基于压汞曲线来研究孔喉分形特征（Li *et al.*, 2017），在双对数坐标系中，须三段砂岩毛管压力 P_c 和进汞饱和度 S_{Hg} 呈现多段线性关系（图 7），指示岩石中发育多种类型孔喉系统（王璟明等，2020），分形拐点主要位于压力点 0.6 MPa、2.1 MPa、9.7 MPa 和 45 MPa 附近（图 7），分别对应孔喉半径约 16 nm、75 nm、350 nm 和 1.2 μm。上述研究表明，孔隙空间和孔喉分布具有较好一致性，结合薄片观察，样品中孔隙大小依次为微裂缝、原始粒间孔隙、残留粒间孔隙、溶蚀孔隙、晶间孔隙，这 5 类储集空间分别对应不同的孔喉系统，与分形特征相吻合。因此基于分形拐点，将致密砂岩喉道区间划分为 5 个，分别对应微裂缝 (>1.2 μm)，大孔喉（原生粒间孔喉，1.2~350 nm），中孔喉（残留粒间孔喉，350~75 nm），小孔喉（溶蚀孔喉，75~16 nm）和微孔喉（晶间孔喉，<16 nm）（图 6）。整体上，须三段致密砂岩



a—BM7-4 样品; b—G6-14 样品

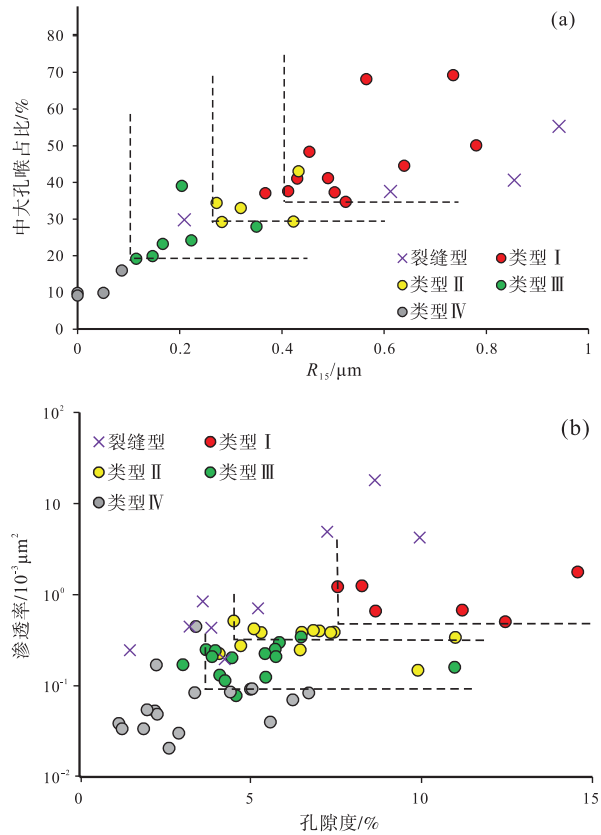
图 7 川中—川西地区须三段致密砂岩储集层压汞曲线分形特征

Fig. 7 Fractal characteristics of mercury injection curves in tight sandstone reservoirs of the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

储集层中微孔喉占比最多 (均值约 50%), 微裂缝占比最低 (均值 2.3%), 其他孔喉比例基本相当 (图 6-a, 6-b); 微裂缝和大孔喉占比与渗透率呈明显正相关, 而微孔喉与渗透率呈负相关。

4.2 储集层类型划分

优选中大孔喉占比、主流喉道半径 R_{15} (进汞饱和度 15% 对应的孔喉半径) (孔星星等, 2020)、渗透率作为主要参数, 孔隙度为辅助参数, 将储集层划分为 4 类 (图 8)。I 类储集层对应渗透率值大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, R_{15} 通常大于 $0.5 \mu\text{m}$, 中大孔喉占比高于 35% (表 1), 此时粒间孔喉占主导, T_2 谱呈明显三峰型, 孔隙度通常大于 7.5%; II 类储集层渗透率通常高于 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, R_{15} 大于 $0.25 \mu\text{m}$, 中大孔喉占比高于 30%, 孔隙度通常大于 4.5%, 该类储集层中残留粒间孔和溶蚀孔为主



a—中大孔喉占比与 R_{15} 关系图; b—渗透率与孔隙度关系图

图 8 川中—川西地区须三段致密砂岩储集层分类评价标准
Fig. 8 Classification and evaluation criteria of tight sandstone reservoirs in the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

要孔隙类型, T_2 谱多呈弱三峰型; III 类储集层渗透率通常高于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, R_{15} 大于 $0.1 \mu\text{m}$, 中大孔占比大于 20%, 孔隙度通常大于 3.5%, 该类储集层中溶蚀孔和晶间孔占主导, T_2 谱多呈近双峰型; IV 类储集层主要发育晶间孔和少量溶蚀孔, 中大孔喉占比低于 20%, 渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, R_{15} 小于 $0.1 \mu\text{m}$, 孔隙度多小于 5%。由此可见, 随储集层类型变差, 中大孔喉占比、 R_{15} 、渗透率均呈明显降低趋势, 粒间孔喉占比降低, 溶蚀和晶间孔喉增加。

不同类型储集层测井曲线响应差异明显, DEN (补偿密度测井) 曲线区分最好, 其次为 DT (声波时差测井), CNL (补偿中子测井)、GR (自然伽马测井) 和 RT (电阻率测井) 曲线区分较差。I 类储集层对应最低 DEN ($< 2.50 \text{ g/cm}^3$)、最大 DT ($> 63 \mu\text{s/ft}$) 和最大的 $\varphi D/\varphi N$ (密度和中子孔隙度比值, > 1), II 类储集层对应较低 DEN ($2.50 \sim$

表 1 川中—川西地区须三段致密砂岩不同类型储集层孔隙占比、测井响应及产能特征

Table 1 Pore proportion, logging response and productivity characteristics of different types of tight sandstone reservoirs in the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

储集层类型	不同类型孔隙比例/%					测井曲线特征					产能/ $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 最大值~最小值 平均值
	裂缝	大孔	中孔	小孔	微孔	DEN/ $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$	DT/ $\mu\text{s} \cdot \text{ft}^{-1}$	CNL/%	GR/API	$\varphi D/\varphi N$	
类型 I	2.82	21.41	22.06	20.85	33.57	< 2.50	> 63	6.2~9.7	< 66	> 1	$\frac{8.60 \sim 0.90}{3.91}$
类型 II	2.25	14.75	17.93	18.69	46.38	2.50~2.56	59~63	5.5~8.0	62~70	> 0.87	$\frac{2.88 \sim 0.10}{0.88}$
类型 III	1.93	6.49	18.74	10.85	62.98	2.56~2.62	58~64	6.0~10.0	60~73	0.28~0.87	$\frac{1.14 \sim 0.06}{0.35}$
类型 IV	0.38	1.75	9.08	8.79	80	> 2.62	< 58	3.5~9.8	50~75	< 0.28	$\frac{0.18 \sim 0.02}{0.09}$

注： $\varphi D/\varphi N$ 表示密度孔隙度 φD 与中子孔隙度 φN 的比值。

2.56 g/cm^3 ）、中等 DT (59 ~ 63 $\mu\text{s}/\text{ft}$) 和较大的 $\varphi D/\varphi N (>0.87)$ ，III 类储集层对应中等 DEN (2.56 ~ 2.62 g/cm^3)、中等 DT (58 ~ 64 $\mu\text{s}/\text{ft}$) 和较小的 $\varphi D/\varphi N (0.28 \sim 0.87)$ ，IV 类储集层对应最大 DEN (>2.62 g/cm^3)、最小 DT (<58 ~ 64) 和最小的 $\varphi D/\varphi N (<0.28)$ (见表 1)。基于研究区 54 口试气资料统计，发现不同类型储集层对致密气产能影响较大，I 类储集层每米产能平均值最高 (3.91 $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)，其次是 II 类储集层 (0.88 $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)，IV 类储集层产能最差 (表 1)。

结合储集层划分标准 (图 8)，利用不同类型储集层测井响应特征 (表 1)，识别并刻画不同类型储集层的垂向发育特征及平面分布 (图 9)。须三上亚段整体为滨浅湖沉积，粉砂岩厚度薄，暗色泥岩发育，I 类、II 类优质储集层厚度小，而须三下亚段为三角洲沉积，砂体厚度大，I 类、II 类优质储集层厚度要明显高于须三上亚段。须三下亚段川东、川东南和川南物源的近物源端主要发育 I 类储集层，走向与分支河道一致，向前过渡为 II 类储集层，仅局部发育 I 类储集层 (如

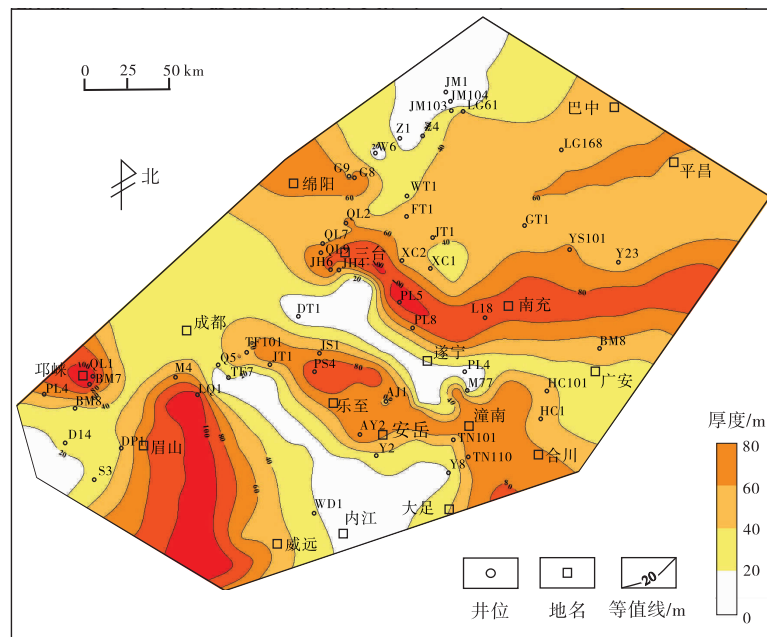


图 9 川中—川西地区须三下亚段致密砂岩 I + II 类储集层厚度分布
Fig. 9 Thickness distribution of class I+II tight sandstone reservoirs in the Lower Sub-member of 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

秋林地区), 各物源间多形成Ⅲ类和Ⅳ类储集层; 川西南和川西北物源发育Ⅱ类和Ⅲ类储集层, 向前过渡为Ⅳ类储集层, 由此可见, 储集层类型明显受沉积环境影响。

5 不同类型储集层成因分析

碎屑岩储集层发育受沉积和成岩作用的叠加影响 (Lai *et al.*, 2015), 沉积决定了岩石矿物组成、沉积物粒度、岩屑类型及含量、杂基含量等因素, 这些因素均会影响后续成岩作用类型及演化, 进而决定储集层质量 (苏亦晴等, 2022)。因此岩石组成及成岩作用共同决定了不同类型储集层的形成 (王爱等, 2022)。

5.1 成岩作用差异

基于镜下薄片和图像处理方法, 统计得到样品中粒间孔隙和溶蚀孔隙的面孔率、胶结物含量, 根据面孔率与有效孔隙度间关系, 转换得到粒间孔隙度和溶蚀孔隙度; 结合岩石粒度计算得到原始孔隙度 (Beard and Weyl, 1973; 许晗等, 2022), 进而推算出不同成岩作用对孔隙度的影响 (即压实减孔率、溶蚀增孔率和胶结减孔率等) (图 10)。须三段压实减孔率分布范围为 71.7%~93.8%, 均值为 85.8%, 说明压实作用是须三段孔隙度降低的主要原因, 胶结减孔率分布范围为 3.8%~27%, 均值为 8.7%, 对孔隙破坏起次要影响, 溶蚀增孔率均值为 15.2%, 说明溶蚀作用极大改善了须三段砂岩储集空间。

不同类型储集层经历成岩作用的破坏或改善程度差异明显, I类储集层属于“弱压实强溶蚀型”, 压实减孔率最低 (图 10-a), 溶蚀增孔率多大于 15%, 胶结减孔率最低 (图 10-b), 该类型储集层中绿泥石包裹普遍发育 (图 3-b), 有效抑制胶结作用, 只见少量硅质胶结 (杨烁等, 2020); II类储集层属于“强压实强溶蚀型”, 压实减孔率普遍高于 85% (图 10-a), 胶结减孔率较低, 以杂基粒间充填减孔为主 (图 10-b), 较高的压实减孔率与杂基含量高、绿泥石包裹不太发育有关, 然而溶蚀增孔率多大于 15%, 有效改善储集空间; III类储集层属于“强钙质胶结型”, 胶结减孔率较高, 尤其是钙质胶结和石英胶结 (图 10-b), 压实减孔率较低 (均值 83.9%), 溶

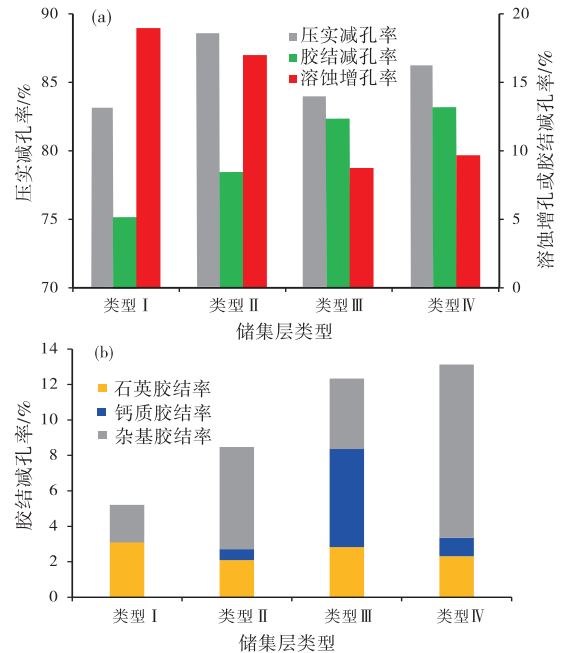


图 10 川中—川西地区须三段不同类型致密储集层成岩作用量化分析

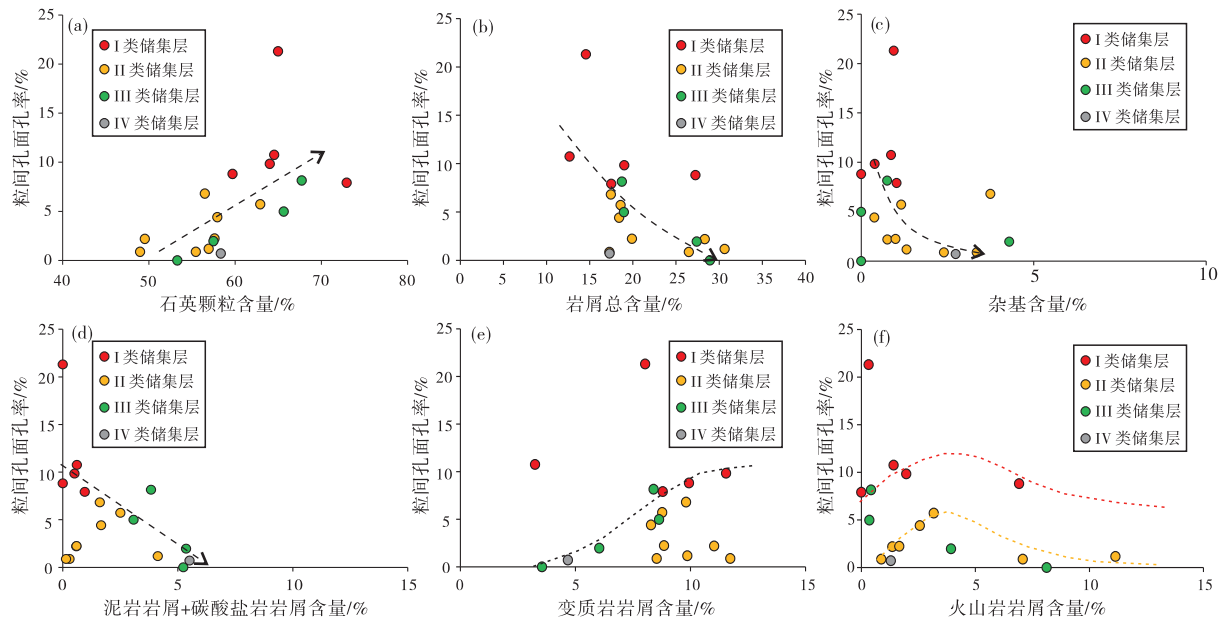
Fig. 10 Quantitative analysis of diagenesis in different types of tight reservoirs of the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

蚀增孔率普遍低于 10%。IV类储集层属于“强杂基胶结型”, 胶结减孔率最高, 以杂基减孔为主 (图 10-b), 压实减孔率较高, 溶蚀增孔率较低。

5.2 岩石组成对储集层类型的影响

岩石组成是沉积作用的直接反映, 包括沉积物粒度、岩屑类型、长英质颗粒、杂基含量等, 它们直接影响成岩作用类型及强度, 决定着储集层品质及储集层类型 (苏亦晴等, 2022)。由于须三段砂岩岩屑类型多, 直接利用 X 射线衍射 (XRD) 结果难以反映各类岩屑、石英、长石和杂基等含量, 因此基于薄片和图像处理手段统计各类岩石组分和杂基含量, 研究岩石组成对粒间孔隙、溶蚀孔隙等影响。

整体上, 粒间孔隙面孔率与石英颗粒含量呈明显正相关 (图 11-a), 与岩屑和杂基含量呈负相关 (图 11-b, 11-c), 说明较高石英颗粒含量能有效提升岩石抗压性, 杂基偏塑性, 抗压能力最弱, 易于变形充填粒间孔隙, 而岩屑类型多, 过多岩屑会降低石英含量。不同类型岩屑对粒间孔保护表现出差异影响, 泥岩岩屑和碳酸盐岩岩屑的粒径小, 且



a-c—石英颗粒、岩屑和杂基含量与粒间孔孔隙率关系；d-f—泥岩岩屑+碳酸盐岩岩屑、变质岩岩屑和火山岩岩屑含量与粒间孔孔隙率关系

图 11 川中—川西地区须三段岩石组分对粒间孔发育影响

Fig. 11 Influence of rock composition on development of intergranular pores in the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

泥岩岩屑硬度小（邱隆伟等，2019），钙质岩屑稳定性差，早期会释放大量 Ca、Mg 离子（张雪花和刘殿鹤，2014），形成方解石胶结充填粒间孔，因此这 2 类岩屑会极大影响粒间孔隙保存，随泥岩岩屑和钙质岩屑增多，粒间孔含量快速降低(图 11-d)。变质岩和火山岩岩屑粒径大、硬度较大，对粒间孔保护起到一定贡献（邱隆伟等，2019），对于 I 类和 II 类储集层，粒间孔隙随火山岩岩屑增多呈现先增多后减少(图 11-f)，表明适量火山岩岩屑利于粒间孔保存，火山岩岩屑早期水解会释放 Fe、Mg 等离子（杨烁等，2020），在原生粒间孔壁形成绿泥石包裹，一定程度上抑制石英次生加大，有效保护粒间孔隙；对于泥岩岩屑、黏土杂基含量较高的 III 和 IV 类或部分 II 类储集层，随变质岩岩屑增多，粒间孔含量包络整体呈增加趋势(图 11-e)，表明变质岩岩屑能有效提升 III 和 IV 类储集层的抗压能力。

溶蚀增孔率与长石颗粒含量呈明显正相关(图 12)，与岩屑含量的相关性较弱，说明长石颗粒易受到有机酸溶蚀，溶蚀孔隙发育。薄片观察显示须三段长石颗粒溶蚀普遍发育，部分长石被完全溶蚀形成铸模孔(图 4-d)。前人研究表明，须家河组储集层经历 3 期溶蚀（苏亦晴等，2022），分别为

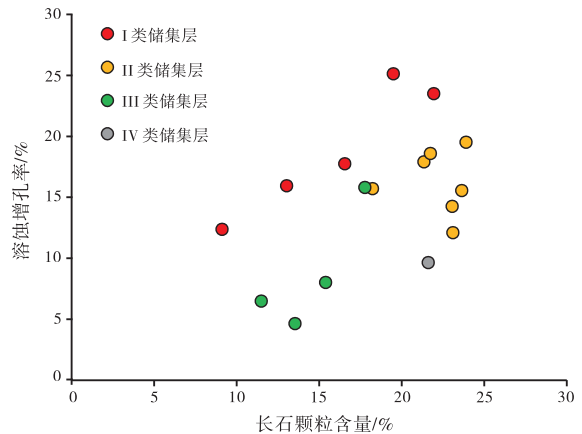


图 12 川中—川西地区须三段不同类型储集层长石含量与溶蚀增孔率关系

Fig. 12 Relationship between feldspar content and dissolution porosity in different types of reservoirs in the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

早期大气淡水溶蚀、中期油气进入储集层时有机酸溶蚀、晚期深层富含 H⁺ 的酸性水对易溶矿物和组分的溶蚀；溶蚀强度受源储组合和流体交换通道的影响，溶蚀发生时流体交换通道的连通性越好，溶蚀强度越大，因为溶蚀产物能及时排出（马健飞等，2022）。I 类储集层原生粒间孔最发育，孔喉连通性好，在相同长石含量下，溶蚀增孔率最高，

其次为Ⅱ类储集层，Ⅲ类和Ⅳ类储集层较差。由此可知，长石溶蚀是须三段次生孔隙发育的主要因素，可极大改善储集物性。

5.3 不同类型储集层成因探讨

沉积环境、成岩作用和构造活动共同控制须三段储集层类型的发育及分布。须三段沉积时期，研究区东侧和南侧发育三角洲沉积(图 1)，岩屑含量低，在较强水动力条件下(分流河道)，岩石粒度较粗(以中砂岩、中细砂岩为主)，石英颗粒含量较高，抗压性强，岩石中适量火山岩岩屑促使绿泥石包裹大量发育(杨烁等，2020)，有效保护粒间孔隙，形成Ⅰ类储集层，其分布与分流河道走向一致(图 9)；随水动力减弱(如沙坝、分流河道微相末端)，沉积物中杂基增多，降低岩石抗压能力，原生粒间孔遭受一定破坏(图 11-c)，残留粒间孔隙发育，后期长石大量溶蚀，极大改善了储集空间，形成Ⅱ类储集层，其多呈连片状分布在分流河道的末端及两侧(图 9)；在分流河道间或沙坝间

等水动力较弱部位，岩石粒度细，杂基、泥岩岩屑等塑性组分增多，早期原生孔隙遭受大量破坏，后期溶蚀作用也较弱，形成Ⅲ类或Ⅳ类储集层(图 13)。

研究区西北和西南部分别发育扇三角洲和三角洲沉积(图 1)，距物源近，岩屑含量偏高，石英含量低，且经历快速深埋，原生孔隙基本消失，储集层类型以Ⅱ类和Ⅲ类为主(图 9)。受龙门山物源控制，川西北须三段砂岩中钙屑和杂基含量普遍较高，不利于早期绿泥石包裹的大量发育(杨烁等，2020)，且方解石胶结发育，堵塞粒间孔隙，在扇三角洲分支水道部位，杂基减少，变质岩等粗粒岩屑增多，一定程度上增加了岩石抗压性(图 11-e)，形成Ⅱ类储集层，而在水道间或滨浅湖等部位，杂基增多，多形成Ⅲ类或Ⅳ类储集层；受康滇古陆物源控制，川西南须三段砂岩中泥岩、粉砂岩岩屑含量高，岩石抗压性偏弱，基本不发育绿泥石包裹，在分流河道主体部位，岩石粒度粗，变质岩

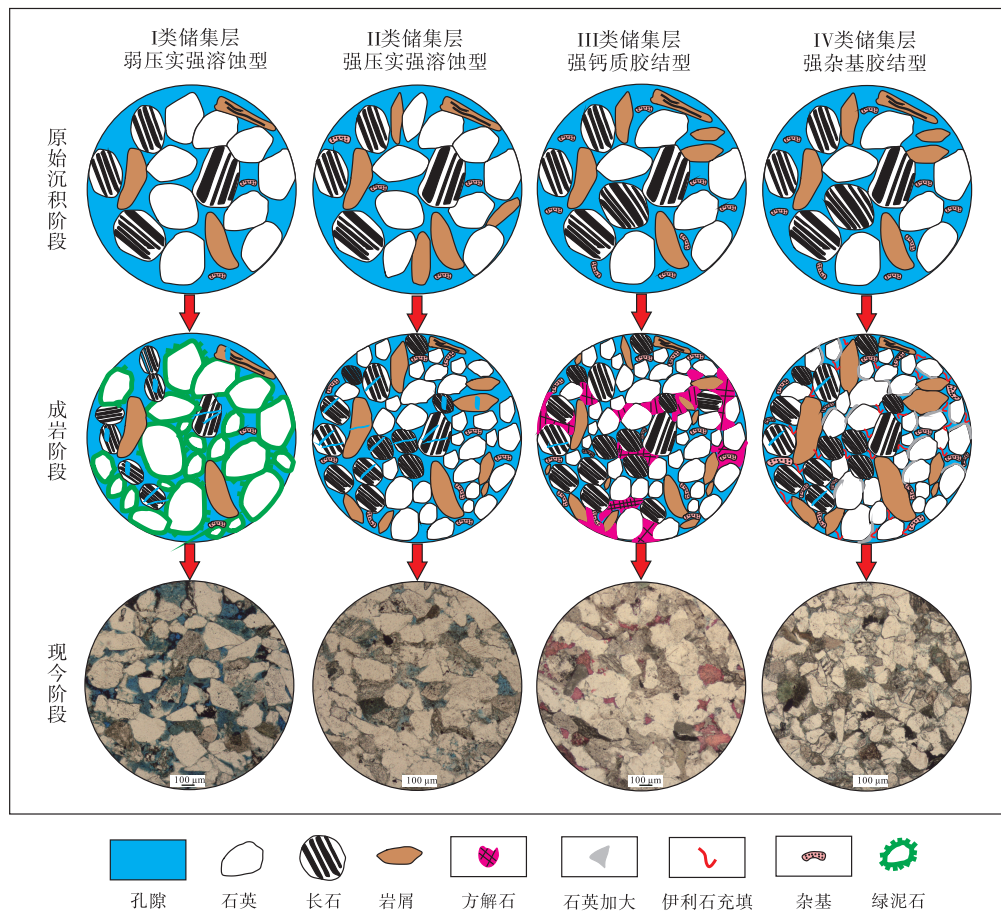


图 13 川中—川西地区须三段不同类型储集层演化模式

Fig. 13 Models of evolution of different types of reservoirs in the 3rd Member of Xujiahe Formation in central and western Sichuan Basin

或火山岩岩屑含量增大，一定程度上改善粒间孔隙和溶蚀孔隙，局部发育Ⅱ类储集层。受强构造运动影响，川西南和川西北须三段微裂缝发育，微裂缝形成时期越早，生烃过程中有机酸随裂缝进入储集层，越容易发生大规模溶蚀(图 4)，改善储集空间，形成裂缝—溶蚀型储集层，该类型是川西须三段致密砂岩较主要优质储集层。

6 结论

1) 川西—川中须三段致密砂岩储集空间包括微裂缝、原生粒间孔、残留粒间孔、溶蚀孔和晶间孔，对应孔喉大小界限分别为 1.2 μm、350 nm、75 nm、16 nm；随渗透率降低，粒间孔喉比例减小，溶蚀和晶间孔喉增多，孔隙分布和孔喉分布也呈规律变化， T_2 谱由三峰型过渡为弱三峰型、近双峰型和近单峰型，而进汞曲线也由下凹形过渡为直线形、双平台形和上凸形。

2) 优选中大孔喉占比、主流喉道半径和渗透率参数，将须三段致密储集层划分为 4 类，Ⅰ类储为“弱压实强溶蚀型”，中大孔喉占比和主流孔喉半径最高，Ⅱ类为“强压实强溶蚀型”，Ⅲ类为“强钙质胶结型”，Ⅳ为“强杂基胶结型”，以微孔喉为主。微观孔隙结构是关联储集层分级和成因分析的纽带。

3) 岩石组成和成岩作用主导储集层类型形成。高石英颗粒含量、低泥岩岩屑和钙质岩屑含量、适量火山岩岩屑利于形成绿泥石包裹，导致Ⅰ类储集层形成，而较高杂基含量、低泥岩岩屑含量、适量火山岩岩屑、较高长石颗粒含量利于Ⅱ类储集层形成，随钙质岩屑和泥岩岩屑含量增大，倾向于形成Ⅲ类储集层，杂基含量过高，倾向于形成Ⅳ类储集层。

参考文献 (References)

- 郝强, 林良彪, 余瑜, 高健, 钱利军. 2016. 四川盆地南部须家河组砂岩组分特征及物源分析. 西北地质, 49(4): 110-120. [Hao Q, Lin L B, Yu Y, Gao J, Qian L J. 2016. Research on prevention and characteristics of sandstone composition of Xujiahe Formation in Southern Sichuan. Northwestern Geology, 49(4): 110-120]
- 孔星星, 肖佃师, 蒋恕, 卢双舫, 孙斌, 王璟明. 2020. 联合高压压汞和核磁共振分类评价致密砂岩储层: 以鄂尔多斯盆地临兴区块为例. 天然气工业, 40(3): 38-47. [Kong X X, Xiao D S, Jiang S, Lu S F, Sun B, Wang J M. 2020. Application of the combination of high-pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance to the classification and evaluation of tight sandstone reservoirs: a case study of the Linxing Block in the Ordos Basin. Natural Gas Industry, 40(3): 38-47]
- 马健飞, 马中良, 缪九军, 郑伦举, 王强, 何川. 2022. 烃源流体—储集岩协同演化模拟实验及地质启示: 以川西地区上三叠统须家河组为例. 石油实验地质, 44(4): 698-704. [Ma J F, Ma Z L, Miu J J, Zheng L J, Wang Q, He C. 2022. Co-evolution simulation experiment of source rock fluid and reservoir rock and its geological implications: a case study of Upper Triassic Xujiahe Formation, western Sichuan Basin. Petroleum Geology & Experiment, 44(4): 698-704]
- 邱隆伟, 穆相骥, 李浩, 张军, 葛君, 徐爽, 周士博. 2019. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区二叠系下石盒子组岩屑发育特征及其对储层物性的影响. 石油与天然气地质, 40(1): 24-33. [Qiu L W, Mu X J, Li H, Zhang J, Ge J, Xu S, Zhou S B. 2019. Characteristics of detritus development in the Permian lower Shihezi Formation in Hangjinqi area and its influence on reservoir physical properties. Oil & Gas Geology, 40(1): 24-33]
- 施振生, 王秀芹, 吴长江. 2011. 四川盆地上三叠统须家河组重矿物特征及物源区意义. 天然气地球科学, 22(4): 618-627. [Shi Z S, Wang X Q, Wu C J. 2011. Characteristics of heavy minerals and significance of source areas in the Xujiahe Formation of the Upper Triassic in the Sichuan Basin. Natural Gas Geoscience, 22(4): 618-627]
- 施振生, 李熙喆, 董大忠, 邱振, 卢斌, 梁萍萍. 2018. 致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化: 以川西南上三叠统为例. 地学前缘, 25(2): 179-190. [Shi Z S, Li X Z, Dong D Z, Qiu Z, Lu B, Liang P P. 2018. Diagenesis and pore evolution of tight sandstone reservoir: a case study from the Upper Triassic reservoir of the southwest Sichuan Basin, China. Earth Science Frontiers, 25(2): 179-190]
- 施振生, 朱筱敏, 张亚雄, 金惠. 2021. 四川盆地上三叠统沉积储层研究进展与热点分析. 石油与天然气地质, 42(4): 784-800. [Shi Z S, Zhu X M, Zhang Y X, Jin H. 2021. Advances and trending topics in sedimentary reservoir research of the Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin. Oil & Gas Geology, 42(4): 784-800]
- 苏加亮, 林良彪, 余瑜, 王志康, 李晔寒. 2022. 川西新场地区上三叠统须家河组二、四段物源及储层特征差异对比研究. 沉积学报, 41(5): 1451-1467. [Su J L, Lin L B, Yu Y, Wang Z K, Li Y H. 2022. Comparative study on the provenance and reservoir characteristics of the Second and Fourth Members of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Xinchang Area, Western Sichuan, China. Acta Sedimentologica Sinica, 41(5): 1451-1467]
- 苏亦晴, 杨威, 金惠, 王志宏, 崔俊峰, 朱秋影, 武雪琼, 白壮壮. 2022. 川西北地区三叠系须家河组深层储层特征及主控因素. 岩性油气藏, 34(5): 86-99. [Su Y Q, Yang W, Jin H, Wang Z H, Cui J F, Zhu Q Y, Wu X Q, Bai Z Z. 2022. Deep-reservoir characteristics and main controlling factors of Triassic Xujiahe Formation in northwestern Sichuan Basin. Lithologic Reservoirs, 34(5): 86-99]
- 王爱, 钟大康, 刘忠群, 王威, 杜红权, 周志恒, 唐自成. 2022. 深层致密砂岩储层特征及物性控制因素: 以川东北元坝西地区须二下亚段为例. 沉积学报, 40(2): 410-421. [Wang A, Zhong D K, Liu Z Q, Wang W, Du H Q, Zhou Z H, Tang Z C. 2022. Characteris-

- tics of deep tight sandstone reservoirs and their controlling factors of physical properties: a case study of the Xu-2 member in the western Yuanba area of the northeastern Sichuan Basin, China. *Acta Sedimentologica Sinica*, 40(2): 410-421]
- 王璟明,肖佃师,卢双舫,孔星星,范青青. 2020. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩储层物性分级评价. *中国矿业大学学报*, 49(1): 172-183. [Wang J M, Xiao D S, Lu S F, Kong X X, Fan Q Q. 2020. Classification evaluation of shale oil reservoir physical properties in Lucaogou formation, Jimsar sag. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49(1): 172-183]
- 王学军,杨志如,韩冰. 2015. 四川盆地叠合演化与油气聚集. *地学前缘*, 22(3): 161-173. [Wang X J, Yang Z R, Han B. 2015. Superposed evolution of Sichuan Basin and its petroleum accumulation. *Earth Science Frontiers*, 22(3): 161-173]
- 肖佃师,高阳,彭寿昌,王猛,王民,卢双舫. 2021. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷混积岩孔喉系统分类及控制因素. *石油勘探与开发*, 48(4): 719-731. [Xiao D S, Gao Y, Peng S C, Wang M, Wang M, Lu S F. 2021. Classification and control factors of pore-throat systems in hybrid sedimentary rocks of Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 48(4): 719-731]
- 许晗,刘明洁,张庄,叶素娟,杨映涛,伍玲,张玲,南红丽,谭秀成,曾伟,连承波. 2022. 四川盆地川西坳陷须家河组三段致密砂岩储层成岩作用及孔隙演化. *天然气地球科学*, 33(3): 344-357. [Xu H, Liu M J, Zhang Z, Ye S J, Yang Y T, Wu L, Zhang L, Nan H L, Tan X C, Zeng W, Lian C B. 2022. Diagenesis and porosity evolution of the 3rd member of Xujiahe Formation tight sandstone reservoir in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 33(3): 344-357]
- 徐兆辉,汪泽成,徐安娜,卞从胜. 2011. 四川盆地须家河组致密砂岩储集层特征与分级评价. *新疆石油地质*, 32(1): 26-28. [Xu Z H, Wang Z C, Xu A N, Bian C S. 2011. Characteristics and grade evaluation of tight sandstone reservoirs of Xujiahe Formation in Sichuan Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 32(1): 26-28]
- 杨烁,王威,张莉,罗丁文,邹华耀. 2020. 元坝一通南巴地区须家河组绿泥石膜胶结相砂岩发育控制因素与分布规律. *地球科学*, 45(2): 479-488. [Yang S, Wang W, Zhang L, Luo D W, Zou H Y. 2020. Control factors and distribution of chlorite-cemented facies in the Xujiahe Sandstone, Yuanba and Tongnanba Area. *Earth Science*, 45(2): 479-488]
- 杨威,谢增业,金惠,施振生,谢武仁. 2010. 四川盆地上三叠统须家河组储层评价及天然气成藏机理. *天然气工业*, 30(12): 10-15. [Yang W, Xie Z Y, Jin H, Shi Z S, Xie W R. 2010. Reservoir evaluation and pooling mechanism of the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 30(12): 10-15]
- 叶素娟,杨映涛,张玲. 2021. 四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组三段和五段“甜点”储层特征及分布. *石油与天然气地质*, 42(4): 829-840. [Ye S J, Yang Y T, Zhang L. 2021. Characteristics and distribution of “sweet spot” reservoirs in the third and fifth members of Upper Triassic Xujiahe Formation, Western Sichuan Depression, Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 42(4): 829-840]
- 张道伟,杨雨. 2022. 四川盆地陆相致密砂岩气勘探潜力与发展方向. *天然气工业*, 42(1): 1-11. [Zhang D W, Yang Y. 2022. Exploration potential and development direction of continental tight sandstone gas in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 42(1): 1-11]
- 郑和荣,刘忠群,徐士林,刘振峰,刘君龙,黄志文,黄彦庆,石志良,武清钊,范凌霄,高金慧. 2021. 四川盆地中国石化探区须家河组致密砂岩气勘探开发进展与攻关方向. *石油与天然气地质*, 42(4): 765-783. [Zheng H R, Liu Z Q, Xu S L, Liu Z F, Liu J L, Huang Z W, Huang Y Q, Shi Z L, Wu Q Z, Fan L X, Gao J H. 2021. Progress and key research directions of tight gas exploration and development in Xujiahe Formation, Sinopec exploration areas, Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 42(4): 765-783]
- 郑荣才,戴朝成,罗清林,汪小平,雷光明,蒋昊,陈虎. 2011. 四川类前陆盆地上三叠统须家河组沉积体系. *天然气工业*, 31(9): 16-24, 132-133. [Zheng R C, Dai C C, Luo Q L, Wang X P, Lei G M, Jiang H, Chen H. 2011. Sedimentary system of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Sichuan Foreland Basin. *Natural Gas Industry*, 31(9): 16-24, 132-133]
- 张雪花,刘殿鹤. 2014. 钙屑砂岩岩石学特征及成岩作用: 以川西丰谷地区须家河组四段为例. *断块油气田*, 21(6): 730-734. [Zhang X H, Liu D H. 2014. Petrology features and diagenesis of calcilithite: taking 4th Member of Xujiahe Formation in Fenggu area of western Sichuan as an example. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 21(6): 730-734]
- 赵正望,谢继容,李楠,朱华,吴长江. 2013. 四川盆地须家河组一、三、五段天然气勘探潜力分析. *天然气工业*, 33(6): 23-28. [Zhao Z W, Xie J R, Li N, Zhu H, Wu C J. 2013. Gas exploration potential of the 1st, 3rd, and 5th members of Xujiahe Fm reservoirs in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 33(6): 23-28]
- Beard D C, Weyl P K. 1973. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand. *AAPG Bulletin*, 57(2): 349-369.
- Lai J, Wang G W, Ran Y, Zhou Z L. 2015. Predictive distribution of high-quality reservoirs of tight gas sandstones by linking diagenesis to depositional facies: evidence from Xu-2 sandstones in the Penglai area of the central Sichuan basin, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 23: 97-111.
- Li P, Zheng M, Bi H, Wu S T, Wang X R. 2017. Pore throat structure and fractal characteristics of tight oil sandstone: a case study in the Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 149: 665-674.
- Zhao C, Jiang Y, Wang L. 2022. Data-driven diagenetic facies classification and well-logging identification based on machine learning methods: a case study on Xujiahe tight sandstone in Sichuan Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 217: 110798.
- Zheng S J, Yao Y B, Liu D M, Cai Y D, Liu Y. 2018. Characterizations of full-scale pore size distribution, porosity and permeability of coals: a novel methodology by nuclear magnetic resonance and fractal analysis theory. *International Journal of Coal Geology*, 196: 148-158.

(责任编辑 李新坡; 英文审校 李攀)