

中国南方典型页岩孔隙特征差异及其控制因素

姜振学^{1,2}, 李鑫^{1,2}, 王幸蒙^{1,2}, 王国臻^{1,2}, 仇恒远^{1,2}, 朱德宇^{1,2}, 姜鸿阳^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249]

摘要:深入分析不同沉积背景页岩储层物质基础、探究不同层系页岩储层发育主控因素是预测页岩气藏地质甜点的核心工作。中国南方海相页岩气已实现大规模商业开发,而海-陆过渡相和陆相页岩气勘探鲜有突破。选取川西南海相页岩、湘中海-陆过渡相页岩和川东北陆相页岩为研究对象,在沉积背景、地化特征、岩石学特征以及孔隙结构特征研究的基础上,通过对比多层系页岩储层特征,明确了不同层系页岩储集能力主控因素。研究表明:海相页岩发育Ⅰ型有机质具迁移和产孔能力,以有机质孔隙为主,优势岩相为富有机质硅质页岩,具有高孔体积(平均值 $0.026\text{ cm}^3/\text{g}$)和高比表面积(平均值 $28.99\text{ m}^2/\text{g}$)特征,有机质丰度是储集能力好坏的决定性因素;海-陆过渡相发育Ⅲ型有机质呈惰性,以粘土矿物孔隙为主,优势岩相为富含有机质泥质页岩,具有高孔体积(平均值 $0.023\text{ cm}^3/\text{g}$)和低比表面积(平均值 $6.33\text{ m}^2/\text{g}$)特征,合理的矿物组构匹配(硅泥比 $2/3$)是储集能力好坏的决定性因素;陆相有机质显微组分混杂,以粘土矿物孔隙和有机质孔隙为主,优势岩相为富有机质泥质页岩和富有机质混合质页岩,孔体积(平均值 $0.017\text{ cm}^3/\text{g}$)和比表面积(平均值 $11.90\text{ m}^2/\text{g}$)适中,高腐泥质含量(大于 60%)和合理的矿物组构匹配是储集能力优越的有利条件。不同沉积背景页岩物质基础在差异成岩改造作用下呈现出迥异的储集性能,勘探目标应依据特定页岩层系差别对待。

关键词:孔隙结构;有机质孔隙;储集能力;海相;页岩储层;中国南方

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristic differences and controlling factors of pores in typical South China shale

Jiang Zhenxue^{1,2}, Li Xin^{1,2}, Wang Xingmeng^{1,2}, Wang Guozhen^{1,2}, Qiu Hengyuan^{1,2}, Zhu Deyu^{1,2}, Jiang Hongyang^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. Unconventional Oil and Gas Science and Technology Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China]

Abstract: Sweet spot prediction in shale usually depends on a general evaluation of hydrocarbon potential of reservoirs against various sedimentary settings and a thorough investigation into the main controlling factors on reservoir development in different strata context. Despite a large-scale commercial development of shale gas in South China, the marine-continental transitional shale and continental shale in the region have not contributed much to the boom so far. To turn the scale, representative shales in southeastern (marine) and northeastern (continental) Sichuan Basin as well as central Hunan Province (transitional), were sampled and analyzed in their respective sedimentary settings, geochemical attributes, petrological features and pore structure characteristics, to clarify the major factors controlling the reservoir capacity. The results show that marine shale with Type I maceral from southeastern Sichuan Basin is transportable and potentially porous with organic matter pores. The most promising facies is the organic-rich siliceous shale characterized by high pore volume (PV) ($0.026\text{ cm}^3/\text{g}$ on average) and high specific surface area (SSA) ($28.99\text{ m}^2/\text{g}$ on average) and with the abundance of organic matter determining the storage capacity. The marine-continental transitional shale with Type III maceral of inertia from the central Hunan Province is dominated by clay mineral pores. The most promising facies is organic-rich clay characterized by high PV ($0.023\text{ cm}^3/\text{g}$ on average) and low SSA ($6.33\text{ m}^2/\text{g}$ on average) and with Si/Al ratios (ideally $2/3$) controlling the reservoir capacity. The continental shale with mixing organic matter macerals

收稿日期:2020-04-23;修订日期:2020-12-07。

第一作者简介:姜振学(1963—),男,博士、教授,常规和非常规油气形成与分布、资源评价。E-mail:jiangzx@cup.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05035-002,2016ZX05034-01);国家自然科学基金项目(41872135,42072151)。

from the northeastern Sichuan Basin is dominated by clay minerals and organic matter pores. The most promising facies is organic-rich clay mixed with shale, characterized by medium PV ($0.017 \text{ cm}^3/\text{g}$ on average) and SSA ($11.90 \text{ m}^2/\text{g}$ on average) and with both sapropelic content ($>60\%$) and mineral ratios controlling the reservoir capacity. In all, shales with different sedimentary settings and under differential diagenetic modification present distinctive reservoir properties that require tailor-made exploration strategy.

Key words: pore structure, organic matter pore, reservoir capacity, marine facies, shale reservoir, South China

中国南方地区页岩气成藏物质基础条件优越,具备形成商业化开发的先决条件,是中国页岩气资源分布的最有利地区,潜力巨大^[1-3]。自前寒武纪到新近纪发育了丰富的富有机质页岩,早古生代发育海相沉积,晚古生代—中生代发育海—陆过渡相沉积和湖相煤系沉积,中生代发育陆相沉积^[4-7]。目前,针对海相页岩组构特征、孔隙结构、物性特征、储集能力等储层特征方面,前人进行了比较深入的研究,以硅质含量高、有机孔发育、孔渗性较好为显著特征^[8-15];海—陆过渡相及陆相页岩储层研究多集中在孔隙结构及影响因素,相比海相页岩,陆相及过渡相页岩具有粘土矿物含量高、有机质孔欠发育、孔隙度偏低等特征^[16-20]。虽然海相、海—陆过渡相及陆相页岩储层特征方面前人

都有一定的研究,但3套页岩层系在组构特征、孔隙结构及储集能力方面的对比研究鲜有涉及,不同层系储集能力差异控制因素尚未深入的揭示,一定程度上制约了对页岩气差异富集的认识和有利目标区的优选。因此,深入分析不同沉积背景页岩储层,探究不同层系页岩储层发育的差异主控因素,对于不同类型储层页岩气成藏再认识及勘探突破具有重要现实意义。本文选取川西南下志留统海相页岩、湘中上二叠统海—陆过渡相页岩和川东北下侏罗统陆相页岩为研究对象(图1),在沉积背景、地化特征、岩石学特征以及孔隙结构特征研究的基础上,进行了物质基础和孔隙储集能力的对比,对于指导中国页岩气勘探开发,特别是研究基础较为薄弱

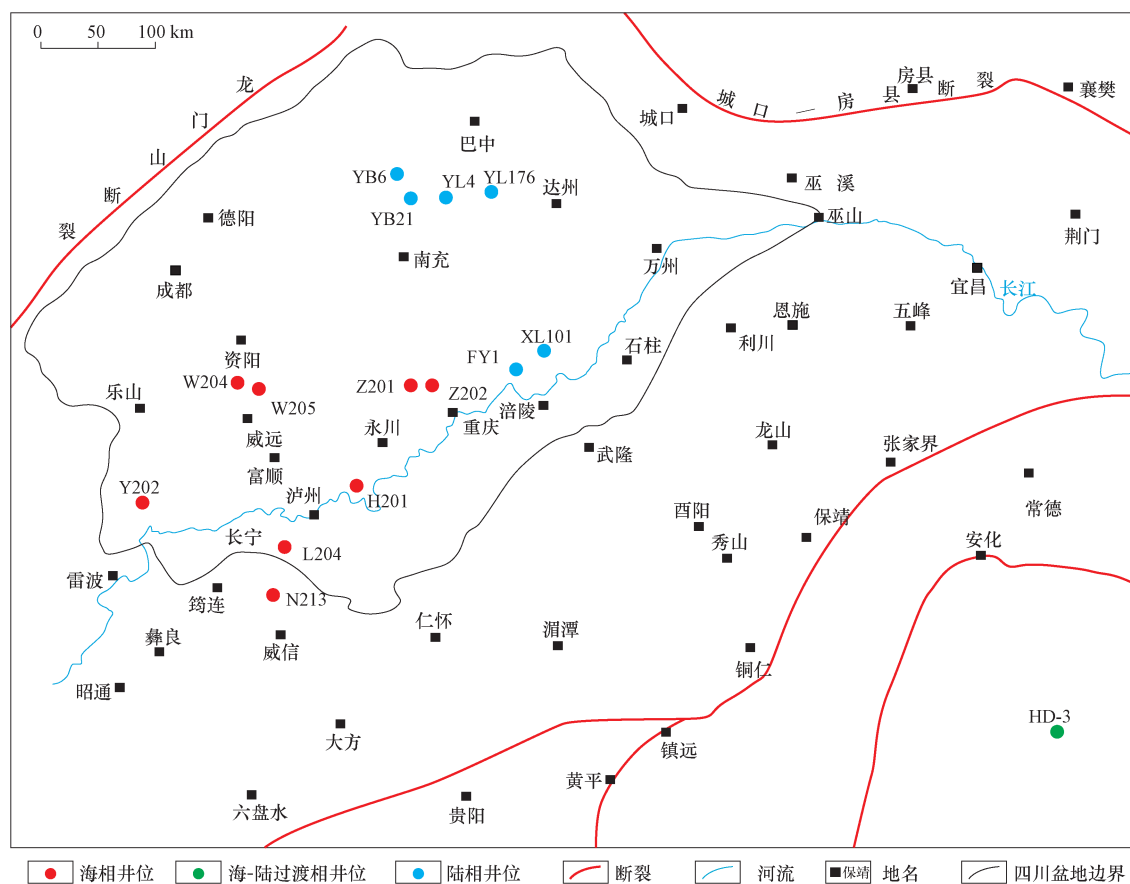


图1 中国南方典型页岩区域地质概况及井位分布

Fig. 1 Geological overview of and well locations in the typical shale regions in South China

1 地质特征及发育模式

下志留统海相页岩形成于川中古隆起、黔中古隆起和雪峰古隆起夹持的陆内坳陷^[21-23]。沉积早期四川盆地南部及东南部为深水陆棚,向西、向北逐步过渡为浅水陆棚,西侧为缺失区。由于冈瓦纳冰川消融,海平面上升,海洋水体底部处于低能、滞留、缺氧、欠补偿的深水陆棚环境,发育富含有机质的黑色页岩^[24-26](图2a)。有机质主要来源于硅质藻类,显微组分中腐泥组含量高,以藻类体和棉絮状无定形体为主;页岩类型主要为硅质页岩和混合质页岩,硅质具有生物成因,页岩具有高脆性矿物含量特征^[27]。

上二叠统海-陆过渡相页岩沉积于潮坪—潟湖沉积环境^[23](图2b)。受构造格局、沉积相类型、地化特征影响,海-陆过渡相页岩非均质性较强,纵横向厚度

变化大,分布面积广,于四川盆地、滇黔桂、湘鄂地区均有发育,累计厚度大,单层厚度最大可达到25 m。页岩类型可单独发育或与煤层交互发育。由于古地理格局和沉积环境的变化差异,同期异相特征明显,呈弧形带状展布。晚二叠世受东吴运动影响,海水向北东方向退却,发育粘土型泥页岩,粘土含量高,硅质含量较低,主要为陆源碎屑成因,有机质主要来源于陆源高等植物碎屑^[28-29]。

下侏罗统陆相页岩沉积环境为浅湖、半深湖的湖相沉积(图2c)。页岩厚度由沉积中心向湖盆四周逐渐减小,页岩厚度为60~450 m^[30-32]。页岩岩性主要为灰黑色页岩、灰黑色含生屑页岩、灰色灰质泥岩、炭质泥页岩,夹薄层的灰褐色含泥介屑灰岩,部分层段介壳生物发育。陆相地层在沉积时期湖平面可发生频繁变化,导致处于浅湖和半深湖相带中的泥页岩与砂岩、灰岩形成互层沉积,从而纹层较为发育。

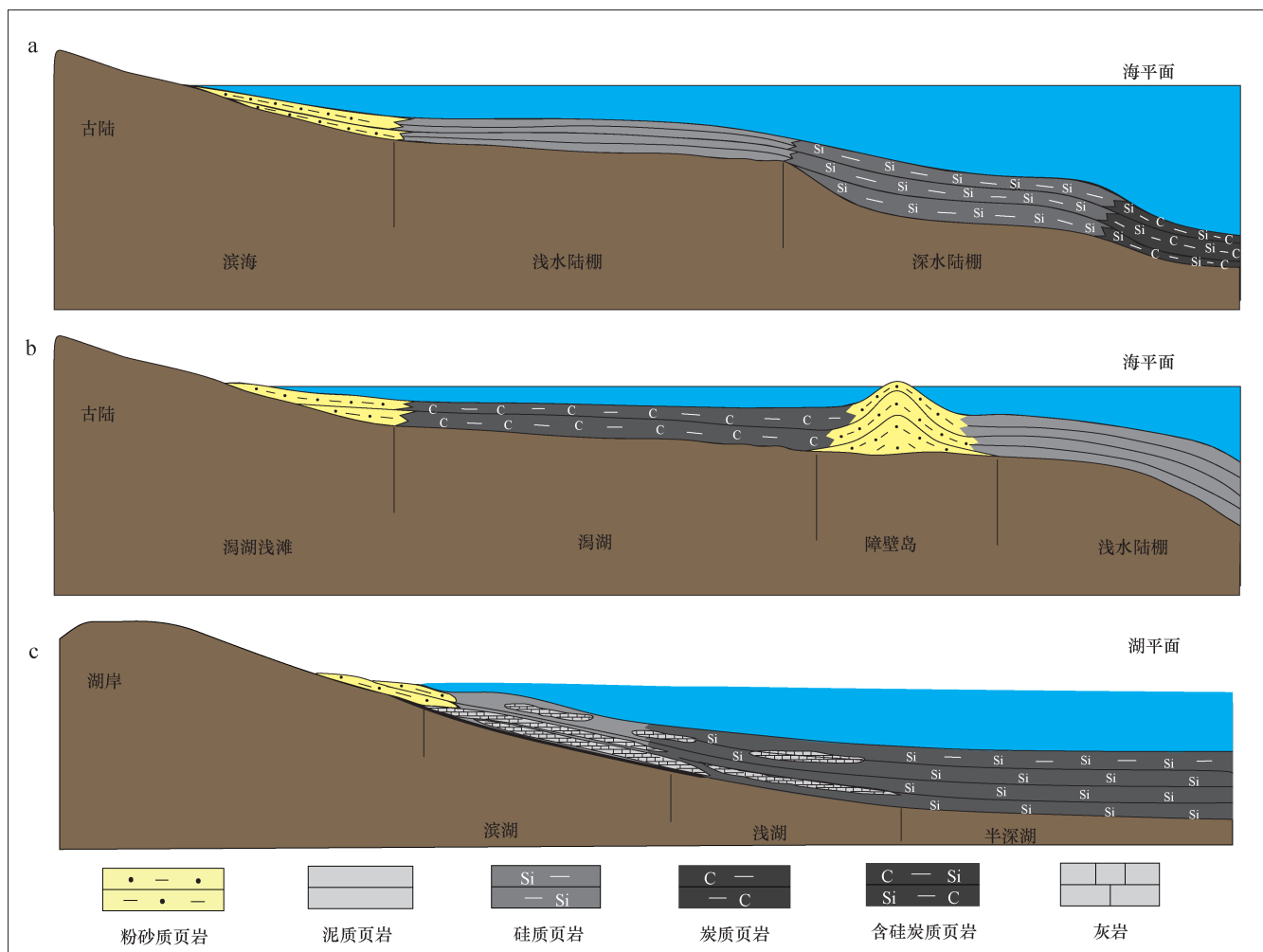


图2 中国南方典型页岩沉积模式(据文献修改)^[26,28,32]

Fig. 2 Deposition models of typical South China shale (modified after references^[26,28,32])

a. 海相页岩沉积模式;b. 海-陆过渡相页岩沉积模式;c. 陆相页岩沉积模式

2 地球化学特征及差异

下志留统海相页岩以富有机质页岩为主,含有机质页岩次之,有机碳含量(TOC)分布范围为0.63%~5.41%,平均含量为2.56%; $TOC > 2.0\%$ 所占比例为62.5%,其中 $TOC > 4.0\%$ 占比15.2%。上二叠统海-陆过渡相页岩以含有机质页岩为主,富有机质页岩次之,有机质分布范围为0.60%~5.01%,平均含量为1.93%, $TOC > 2.0\%$ 占比43%,其中 $TOC > 4.0\%$ 占比11%。下侏罗统陆相页岩 TOC 分布范围为0.23%~4.73%,平均含量为1.1%; $TOC < 1\%$ 所占比例为58%,范围在1.0%~2.0%所占比例为30%,而 TOC 含量大于2%的样品相对较少,仅占11%(图3)。

下志留统海相页岩热演化程度普遍较高,处于高一过成熟阶段,等效镜质体反射率(R_o)分布范围为2.35%~3.74%,平均值为2.77%。上二叠统海-陆过渡相页岩演化程度略低, R_o 分布范围为2.32%~2.61%,平均值为2.47%。下侏罗统陆相页岩成熟度较低,处于成熟-高成熟阶段, R_o 介于1.35%~1.92%,平均值为1.68%(图4)。

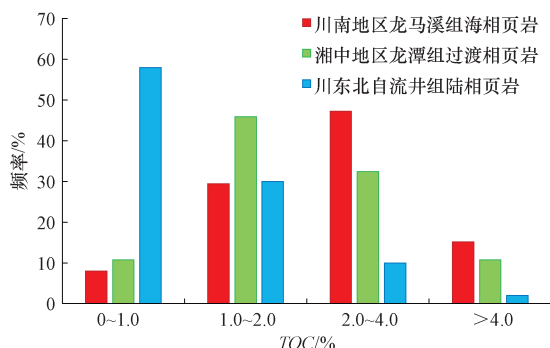


图3 中国南方典型页岩有机质丰度统计

Fig. 3 Abundance of organic matter in typical South China shale

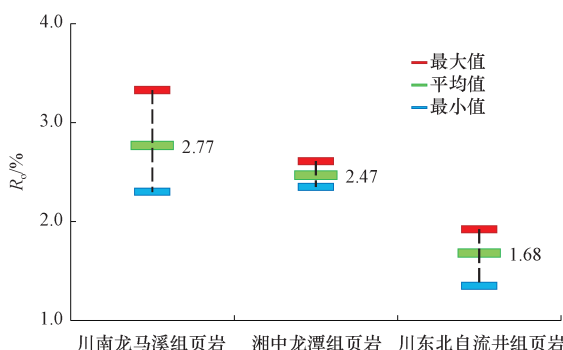


图4 中国南方典型页岩热演化程度统计

Fig. 4 Thermal evolution degree(R_o) of typical South China shale

下志留统海相页岩有机质类型以I型、II₁型为主,干酪根显微组分主要为腐泥组,所占比例高达85%,壳质组、镜质组和惰质组含量较少,平均值分别为4.01%,2.47%和1.75%;有机质主要来源于深水一半深水陆棚沉积环境藻类、海绵以及放射虫等浮游生物。上二叠统海-陆过渡相页岩有机质显微组分主要为III型干酪根,腐殖质体积含量超过70%,指示其有机质来源于浅水沉积环境下的陆源高等植物碎屑和生物壳体。下侏罗统陆相页岩显微组分中腐泥组含量较高平均含量为62%,镜质组含量占38%,有机质类型主要为来自浮游生物的II₁和II₂型,也有部分来自陆源高等植物的III型母质,有机质类型显得更为复杂(图5)。

3 组构特征及差异

下志留统海相页岩矿物组成主要为石英和粘土矿物,含量分别为20.8%~71.5%(平均36.5%)和13.1%~60.0%(平均38.1%);其次为碳酸盐矿物(方解石、白云石),含量为1.3%~45.5%,平均值21.3%;长石含量相对较少,平均为4.3%;黄铁矿普遍存在,含量多小于10%,平均值为3.3%(图6)。下志留统底部页岩层段主要发育4种岩相类型,不同岩相页岩的组构特征具有一定差异。①富有机质硅质页岩(ORSS),细粒、纹层状构造,主要由硅质矿物与粘土互层组成,其中硅质含量高,由于早志留世特殊沉积环境及后期强还原环境,基质矿物中生物硅含量较高^[21],增强了基质格架抗压能力,对无机孔隙保存起到了良好支撑作用,为后期迁移有机质充填提供了储集空间(图7a,b);②富有机质泥质页岩(ORAS),细粒、块状构造,粘土矿物含量高,脆性矿物多呈零星状

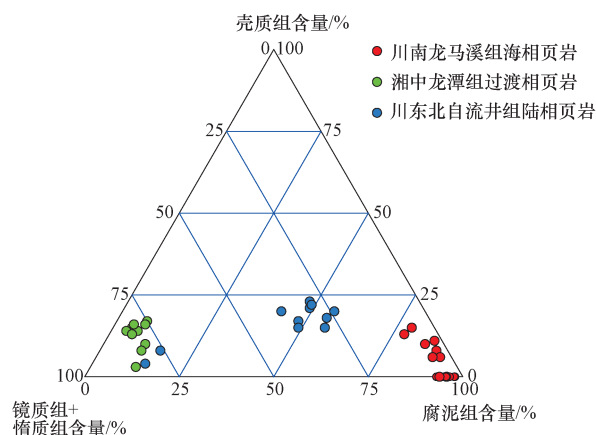


图5 中国南方典型页岩干酪根显微组分统计

Fig. 5 Kerogen macerals of typical shale in South China

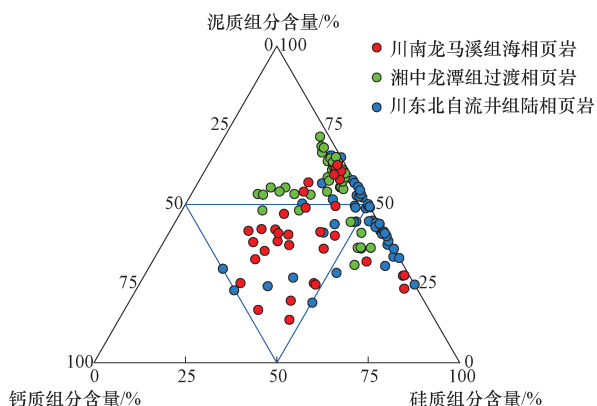


图 6 中国南方典型页岩矿物组分分布端元图

Fig. 6 Ternary diagram showing the mineral composition of typical South China shale

混杂分布, 过高粘土含量使得页岩抗压实能力有所减弱(图 7c); ③富有机质混合质页岩(ORMS), 细粒、块状构造, 脆性矿物与粘土矿物杂乱分布, 没有明显的定向性, 矿物孔隙几乎全部被有机质充填(图 7d, e); ④含有机质泥质页岩(OMAS), 块状构造, 粘土矿物含量高被强烈压实, 硅质、钙质等脆性矿物支撑作用有限, 无机孔隙保存不佳, 可供后期迁移有机质充填空间有限, 有机质含量相对较低(图 7f)。

上二叠统海-陆过渡相页岩矿物组分以粘土矿物为主, 含量占总体 55.7%, 石英和长石含量相对较低, 占 35.7%, 碳酸盐岩矿物含量较少(8.6%)。上二叠统海-陆过渡相页岩主要发育 4 种岩相, 岩相间组构特征存在显著差异。①含有机质泥质页岩(OMAS), 发育

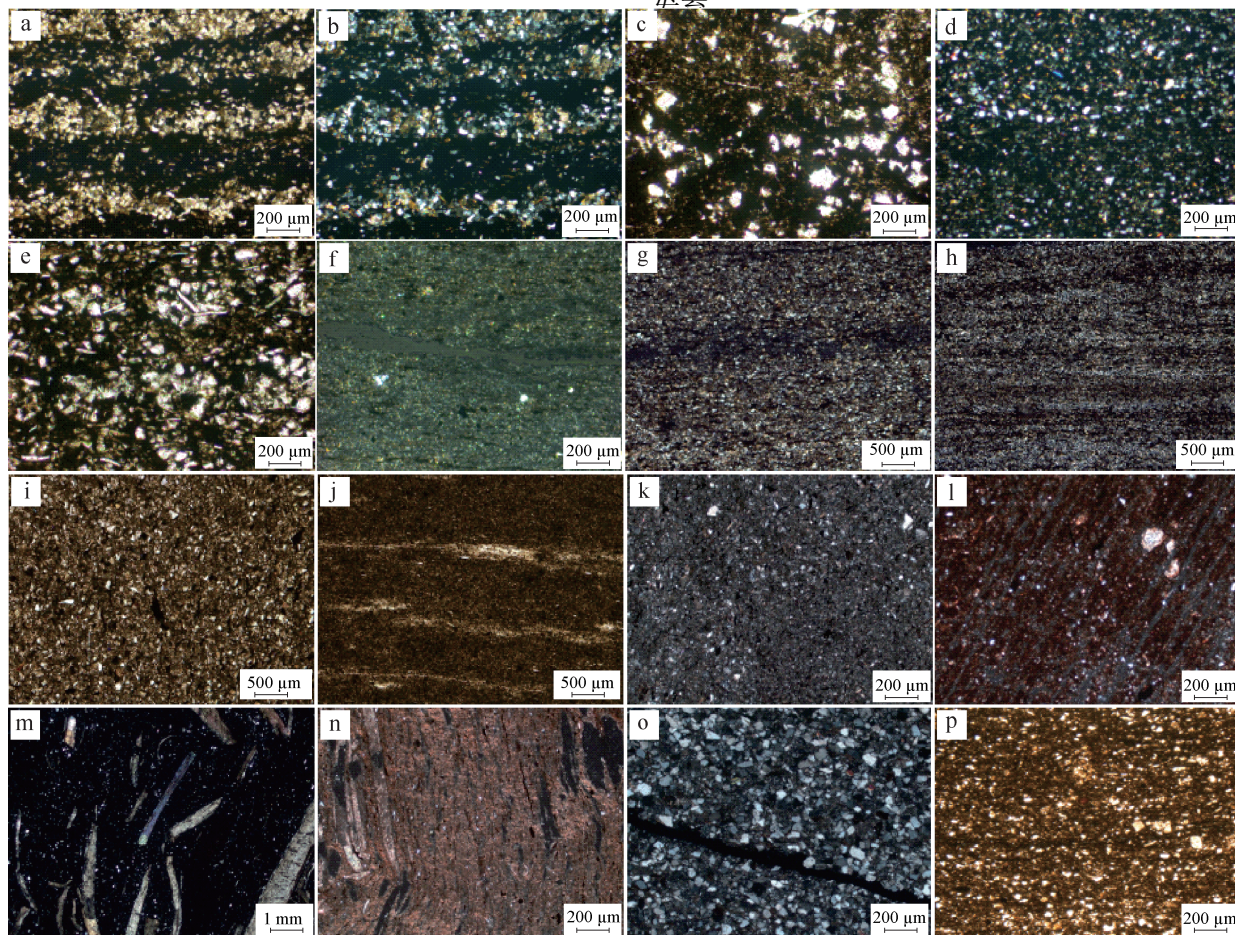


图 7 中国南方典型页岩基质组构特征

Fig. 7 Fabric characteristics of typical shale in South China

a. Z201 井, 龙马溪组, 埋深 4 364 m, $TOC = 3.81\%$, $R_o = 2.54\%$; b. Z201 井, 龙马溪组, 埋深 4 364 m, $TOC = 3.81\%$, $R_o = 2.54\%$; c. Y202 井, 龙马溪组, 埋深 3 492 m, $TOC = 2.79\%$, $R_o = 3.1\%$; d. H201 井, 龙马溪组, 埋深 4 070 m, $TOC = 2.6\%$, $R_o = 2.78\%$; e. H201 井, 龙马溪组, 埋深 4 070 m, $TOC = 2.6\%$, $R_o = 2.78\%$; f. W205 井, 龙马溪组, 埋深 3 680 m, $TOC = 1.66\%$, $R_o = 2.7\%$; g. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 319 m, $TOC = 1.93\%$, $R_o = 2.41\%$; h. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 500 m, $TOC = 3.01\%$, $R_o = 2.44\%$; i. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 598 m, $TOC = 1.51\%$, $R_o = 2.46\%$; j. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 622 m, $TOC = 1.45\%$, $R_o = 2.58\%$; k. Y14 井, 自流井组, 埋深 3 937 m, $TOC = 2.23\%$, $R_o = 1.46\%$; l. XL101 井, 自流井组, 埋深 2 155 m, $TOC = 1.76\%$, $R_o = 1.63\%$; m. Y14 井, 自流井组, 埋深 3 754 m, $TOC = 2.44\%$, $R_o = 1.65\%$; n. FY1 井, 自流井组, 埋深 2 623 m, $TOC = 1.23\%$, $R_o = 1.67\%$; o. YB6 井, 自流井组, 埋深 3 969 m, $TOC = 1.15\%$, $R_o = 1.75\%$; p. YB21 井, 自流井组, 埋深 4 025 m, $TOC = 0.85\%$, $R_o = 1.86\%$

层状含粉砂粘土质组构,微弱层理发育,基质中粘土矿物含量高,其次为碎屑石英、长石。黄铁矿集合体发育,碎屑颗粒包裹于粘土中,粘土板片具有定向性(图7g);②富有机质泥质页岩(ORAS),发育层状粘土质组构,微弱层理发育,基质中粘土矿物含量高,泥晶石英为粘土矿物转化析出。黄铁矿集合体发育,碎屑颗粒包裹于粘土中,粘土板片具有定向性(图7h);③含有机质硅质页岩(OMSS),发育块状粉砂质组构,层理不发育,岩石呈细粉砂质结构,碎屑颗粒成分以石英、长石为主,云母碎片发育,胶结物主要为碳酸盐岩,晶体呈泥晶结构充填于粒间孔隙中,黄铁矿与泥质混杂,云母碎片排列略具定向性(图7i);④含有机质混合质页岩(OMMS),发育含钙质夹层粘土质组构,碳酸盐岩条带与粘土质薄层互层,粘土质薄层中介壳广泛分布,具水平定向性,主要基质为粘土矿物、碎屑石英、长石及碳酸盐岩,黄铁矿成集合体分散分布(图7j)。

下侏罗统陆相页岩矿物组分以石英和粘土矿物为主,其中石英含量相对较高,分布范围19.3%~63.2%,平均为41.1%;其次是粘土矿物,分布范围18.6%~52.7%,平均为40.2%,方解石含量较低,平均含量达10.7%。下侏罗统陆相页岩主要发育6种岩相,岩相间组构特征存在显著差异。①富有机质粘土页岩(ORAS),块状构造,岩石主要由泥质及少量粉砂级碎屑颗粒构成,泥质含量可达90%,粘土矿物与有机质共生,其中夹杂少量粒状碳酸盐晶体(图7k);②含有机质粘土页岩(OMAS),主要由泥质和少量碎屑颗粒组成,泥质含量占80%以上,见少量粒状黄铁矿晶体,粘土矿物呈明显的纹层状构造,泥质呈条带状定向分布(图7l);③富有机质混合页岩(ORMS),泥质结构,碎屑颗粒主要为石英和云母碎片,胶结物为泥质和钙质,基质中夹杂团粒状黄铁矿,可见部分亮晶碳酸盐矿物组成的生物化石,生物化石可占薄片总面积的20%,生物化石碎片长轴排列具有定向性(图7m);④含有机质混合页岩(OMMS),成分以泥质和钙质为主,生物化石长轴排列具有定向性,呈纹层构造,粘土和钙质矿物混合沉积,薄互纹层之间可见部分无机孔隙,可以增加储层孔隙空间(图7n);⑤含有机质硅质页岩(OMSS),块状构造,以碎屑石英和长石为主,其次为泥质粘土和云母,其中石英颗粒形状不规则,磨圆程度中等,主要来自于陆源沉积,视域中可见微裂缝,但被粘土、钙质等杂基充填(图7o);⑥贫有机质硅质页岩(OPSS),块状构造,以石英和长石等脆性矿物为主,胶结物主要为粘土和云母,成鳞片状充填于碎屑颗

粒之间,少见黄铁矿(图7p)。

综合3套层系页岩的地球化学特征和组构特征对比可知,海相页岩平均有机质丰度最高,脆性矿物含量较高,富有机质硅质页岩和富有机质混合页岩最为发育,其次为富有机质泥质页岩和含有机质泥质页岩;海-陆过渡相页岩有机质丰度中等,脆性矿物含量最低,以富有机质泥质页岩和含有机质泥质页岩为主,其次为含有机质硅质页岩和含有机质混合质页岩;陆相页岩有机质丰度最低,脆性矿物介于海相和海-陆过渡相之间,表现出更为复杂的岩相类型和组构特征,岩相以含有机质泥质页岩、含有机质混合质页岩和含有机质硅质页岩为主,其次为富有机质泥质页岩、富有机质混合页岩和贫有机质硅质页岩。

4 孔隙结构特征及差异

下志留统海相页岩有机质孔最为发育,呈椭圆形、似圆形和不规则蜂窝状(图8a—c),是有机质内部由于生气作用产生的孔隙。该类孔隙除了发育在孤立有机质内部外,还常发育在与粘土矿物或是黄铁矿共生的有机质内部,且有机质-粘土复合体或黄铁矿共生的有机质孔隙面孔率较高,这是由于粘土矿物与黄铁矿等具有催化生烃的作用。与有机质孔相比压实残余孔隙的孔径相对较大,几百纳米到微米级,包括颗粒内部溶蚀孔(图8d)、脆性矿物粒间孔(图8e)、粘土矿物粒间孔(图8g,j)以及被后期充填的黄铁矿晶间孔隙(图8f)等。

上二叠统海-陆过渡相页岩孔隙类型以粘土矿物孔隙为主,压实残余孔隙、溶蚀孔隙和有机质孔隙相对较少(图8h—m)。上二叠统海-陆过渡相页岩泥质含量较高,颗粒间多被塑性变形粘土充填,压实残余孔隙发育较少,主要分布在粒径较小的颗粒间隙内。镜下可观测到收缩缝,缝隙两侧边缘形态吻合度高,表明该类型空间为取心或制样后脱水收缩形成,地层条件下并不存在(图8h,i)。粘土矿物孔隙广泛发育且未被有机质充填,多形成于高岭石狭缝内或伊蒙混层内,成狭缝状或不规则状,孔径尺度跨度大(100~1 000 nm)(图8j,k)。有机质多呈团块状集中分布或呈现原始生物形态特征。有机质孔隙多具有沉积继承性,孔径大但数量较少,且多被次生矿物胶结充填;热成因孔隙发育较少且孔隙成针孔状零星分布(图8l,m)。

陆相页岩储层主要孔隙类型为有机质孔和粘土矿物孔隙。有机质孔隙发育受控于有机质类型,呈现出强非均质性。富含Ⅲ型有机质的页岩样品中,有机质

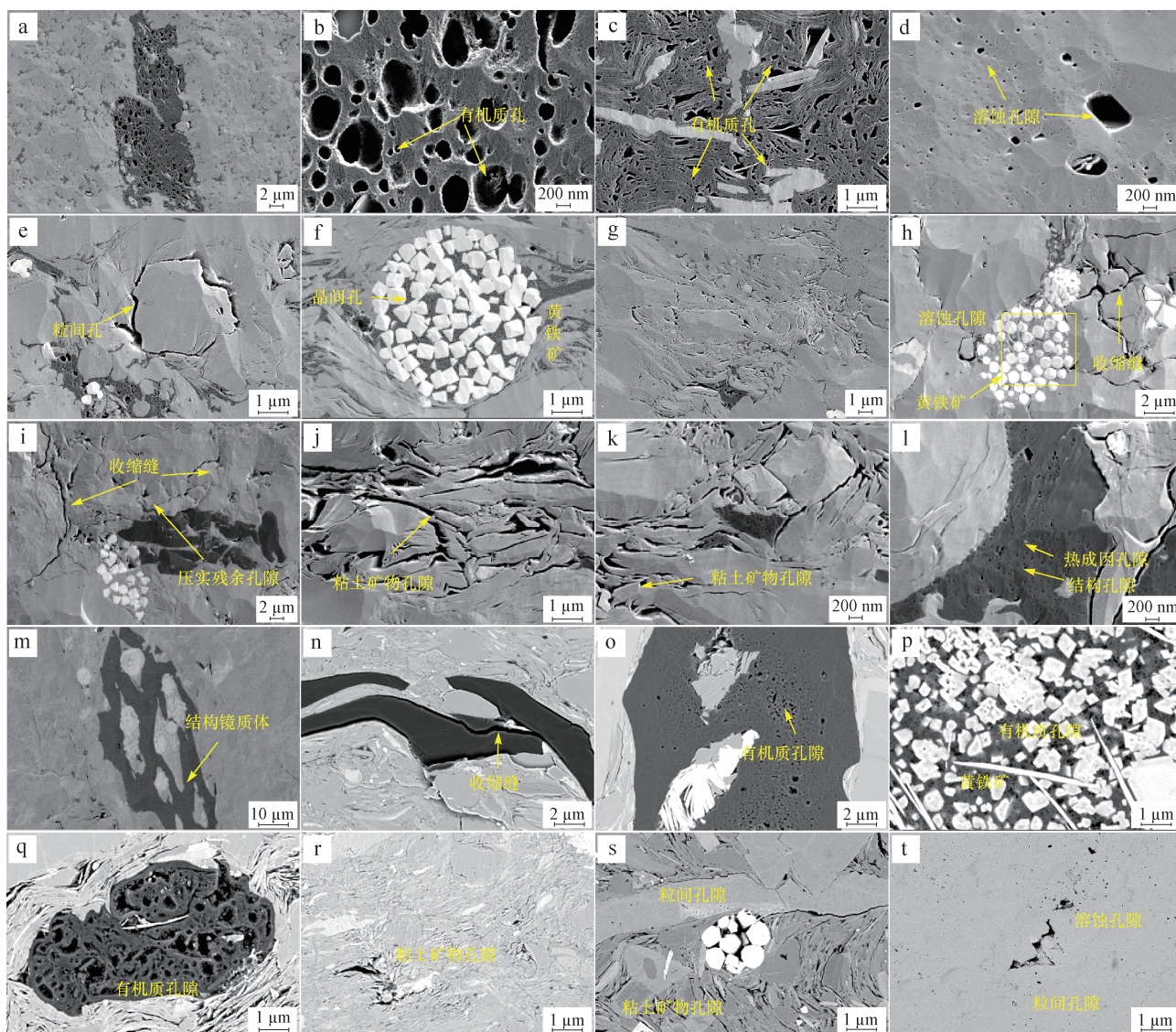


图8 中国南方典型页岩孔隙类型及发育特征

Fig. 8 Pore types and development characteristics of typical shale in South China

a. Z201 井, 龙马溪组, 埋深 4 364 m, $TOC = 3.81\%$, $R_o = 2.54\%$; b. Z201 井, 龙马溪组, 埋深 4 364 m, $TOC = 3.81\%$, $R_o = 2.54\%$; c. N213 井, 龙马溪组, 埋深 2 568 m, $TOC = 3.56\%$, $R_o = 3.23\%$; d. N213 井, 龙马溪组, 埋深 2 560 m, $TOC = 3.36\%$, $R_o = 2.71\%$; e. N213 井, 龙马溪组, 埋深 2 568 m, $TOC = 3.56\%$, $R_o = 3.23\%$; f. W204 井, 龙马溪组, 埋深 3 338 m, $TOC = 4.47\%$, $R_o = 2.94\%$; g. L204 井, 龙马溪组, 埋深 3 795 m, $TOC = 2.37\%$, $R_o = 2.81\%$; h. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 418 m, $TOC = 1.66\%$, $R_o = 2.35\%$; i. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 544 m, $TOC = 1.70\%$, $R_o = 2.58\%$; j. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 319 m, $TOC = 1.93\%$, $R_o = 2.41\%$; k. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 622 m, $TOC = 2.79\%$, $R_o = 2.61\%$; l. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 418 m, $TOC = 1.66\%$, $R_o = 2.35\%$; m. HD-3 井, 龙潭组, 埋深 544 m, $TOC = 1.70\%$, $R_o = 2.58\%$; n. FY1 井, 自流井组, 埋深 2 736 m, $TOC = 2.2\%$, $R_o = 1.5\%$; o. YL176 井, 自流井组, 埋深 4 140 m, $TOC = 1.2\%$, $R_o = 1.75\%$; p. XL101 井, 自流井组, 埋深 2 274 m, $TOC = 1.67\%$, $R_o = 1.6\%$; q. XL101 井, 自流井组, 埋深 2 274 m, $TOC = 1.67\%$, $R_o = 1.6\%$; r. XL101 井, 自流井组, 埋深 2 144 m, $TOC = 1.5\%$, $R_o = 1.5\%$; s. XL101 井, 自流井组, 埋深 2 274 m, $TOC = 1.67\%$, $R_o = 1.6\%$; t. YL176 井, 自流井组, 埋深 4 140 m, $TOC = 1.2\%$, $R_o = 1.75\%$

孔隙发育较少, 呈条带状分布 (图 8n), 为惰质显微组分; 富含 II 型有机质的页岩样品中, 多发育沥青质, 多呈迁移状或不规则状, 孔隙较为发育, 具有蜂窝状形态特征, 可与粘土矿物 (图 8o) 以及黄铁矿 (图 8p) 混杂, 亦可见部分细胞骨架残留形成的有机质孔隙 (图 8q)。陆相页岩粘土矿物含量较高, 粘土聚集体成岩收缩及

晶体堆积时形成粘土矿物晶间孔隙 (图 8r, s), 由于压实程度较低, 大量粘土矿物孔隙得以保存, 多呈狭长缝隙状。粒内孔和粒间孔发育相对较少, 粒内孔主要在石英、长石和方解石的颗粒内孔隙一般分布均匀, 形状通常为圆形和椭圆形, 粒间孔主要以矿物颗粒间残余孔隙存在 (图 8t)。

5 储集能力特征及差异

页岩的孔隙结构特征差异必然导致储层储集能力的不同。为了进一步评价储层储集能力,对页岩孔隙结构进行定量分析,本节重点对比了3套层系不同岩相的孔体积和比表面积参数。总体上,3套页岩孔体积主要由中孔和宏孔贡献,而比表面积主要由微孔和中孔贡献。通过对比分析可知,具有不同地质背景的3套页岩孔体积和比表面积差异较大。下志留统海相页岩和上二叠统海-陆过渡相页岩具有较高的孔体积,平均孔体积分别为 $0.026 \text{ cm}^3/\text{g}$ 和 $0.023 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。其中,下志留统海相页岩中孔孔体积略高,而上二叠统海-陆过渡相页岩宏孔孔体积略高。对比而言,下侏

罗统陆相页岩孔体积较低,平均孔体积仅为 $0.017 \text{ cm}^3/\text{g}$,其孔体积主要由中孔贡献(图9)。通过比表面积对比可知,下志留统海相页岩比表面积最高,平均比表面积为 $28.99 \text{ m}^2/\text{g}$,微孔比表面积高于中孔;而下侏罗统陆相页岩和上二叠统海-陆过渡相页岩比表面积较低,平均比表面积分别为 $11.90 \text{ m}^2/\text{g}$ 和 $6.33 \text{ m}^2/\text{g}$,两套层系微孔和中孔对比表面积的贡献相当(图9)。

通过层系间对比可以一定程度上表征不同地质背景下3套页岩孔隙结构特征差异。然而,页岩储层具有极强的非均质性,层系间孔隙结构特征对比分析仅能大致分析3套页岩储集能力特征差异。为克服页岩非均质性,页岩层系内不同岩相间储集能力特征对比分析具有重要研究意义,亦是储集能力影响因素分析的基础。

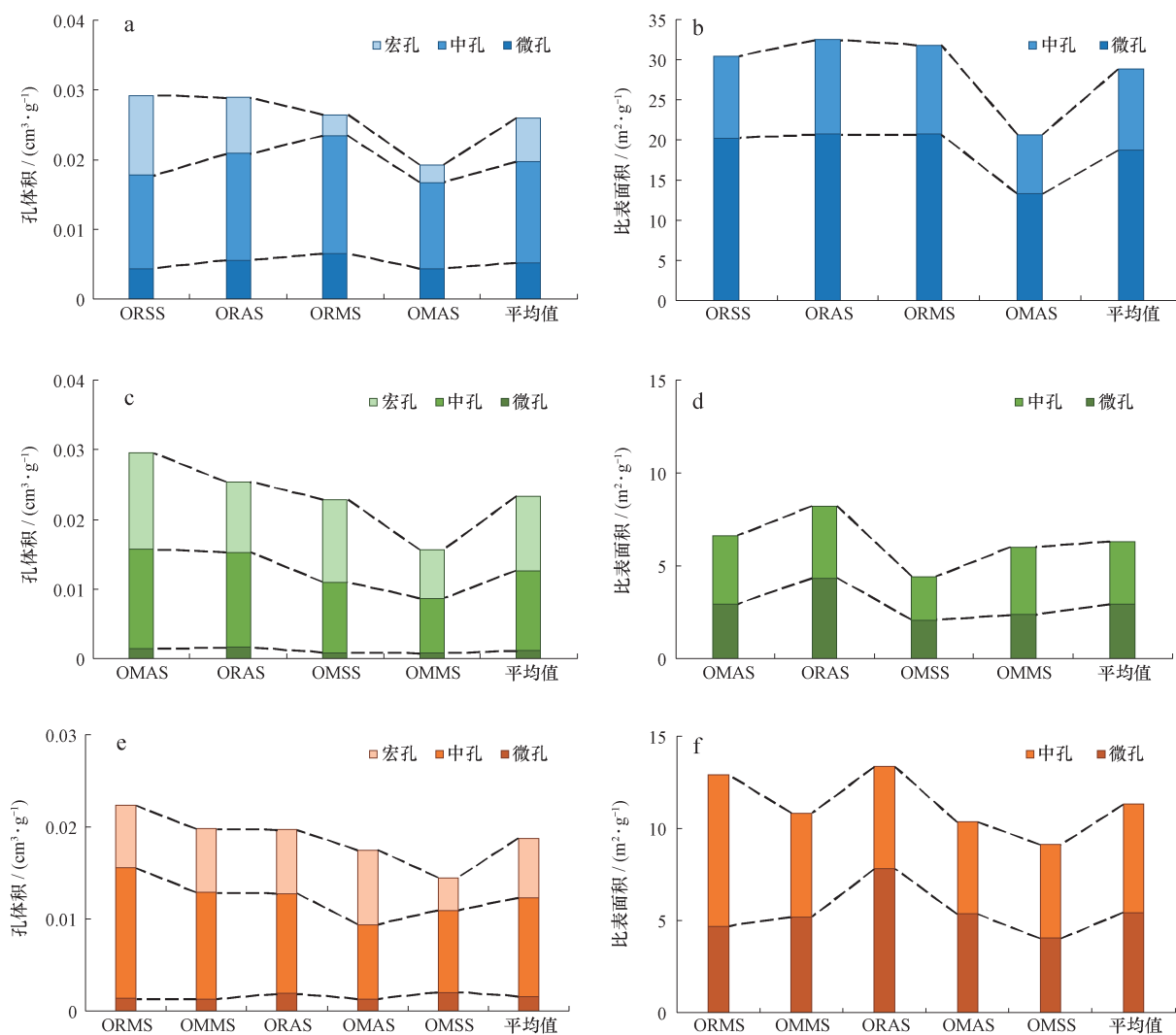


图9 海相、海-陆过渡相和陆相页岩不同岩相间孔体积和比表面积对比

Fig. 9 Comparison of PV and SSA among shales of marine, marine-continental transitional and continental facies

a, b. 川南龙马溪组海相页岩; c, d. 湘中龙潭组过渡相页岩; e, f. 川东北自流井组陆相页岩

下志留统海相页岩整体上具有较高的孔体积和比表面积,但不同岩相之间具有一定的差异,孔体积大小依次为 ORSS > ORAS > ORMS > OMAS, 而比表面大小为 ORAS > ORMS > ORSS > OMAS (图 9a,b)。海相页岩普遍处于高过成熟阶段,干酪根裂解与迁移有机质裂解生气,能够产生大量有机质孔隙^[33-35],为页岩气赋存提供绝大部分储集空间(图 8a,b);生物硅的发育一定程度上增加了页岩抗压实能力,利于无机孔隙的保存,为后期迁移有机质充填提供了有利空间(图 7a,图 7b,图 8c);过高粘土矿物含量会降低页岩抗压实能力,不利于孔隙的发育(图 8r),因此,富有机质硅质页岩具有最大孔体积,而含有机质泥质页岩孔体积最小。有机质内部广泛发育微孔及中孔,并且孔隙往往相互连通形成复杂的网络空间结构(图 8b),极大的增加了孔隙比表面积;粘土矿物絮状、鳞片状和板状结构及压实扭曲特性(图 8r),使得与其它脆性矿物形成的孔隙相比具有相对较大的比表面积,因此,高有机质含量极大增加了页岩比表面积,粘土矿物对比表面积也有一定贡献,使得 4 种岩相中富有机质泥质页岩具有较高的比表面积,含有机质泥质页岩比表面积相对较小。

上二叠统海-陆过渡相页岩总体上具有较高孔体积和低比表面积特征。孔体积和比表面积变化规律并不一致。孔体积由大到小为 OMAS > ORAS > OMSS > OMMS。其中,OMAS 孔体积最高,而 OMMS 孔体积最低,表明矿物组分差异影响孔体积高低(图 9c)。另一方面,比表面积由大到小为 ORAS > OMAS > OMMS > OMSS,表明有机质丰度影响上二叠统海-陆过渡相页岩比表面积,小孔径孔隙主要由有机质提供,但整体并不发育(图 9d)。上二叠统海-陆过渡相页岩孔隙结构特征与镜下观测孔隙类型形态规律一致。有机质多呈块状集中,零散分布于基质中,有机质孔隙发育随机,多为孔径较大的结构孔隙,热成因孔隙较少,故对比表面积仅有微弱贡献^[36];粘土板片间未见有机质充填,粘土矿物孔隙发育且多位于颗粒矿物周边(图 8j-k),说明一定的矿物组分比例有利于粘土矿物孔隙发育,是高孔体积的有利控制因素。

下侏罗统陆相页岩整体上具有中等的孔体积和比表面积,不同岩相间的孔体积和比表面积差异较大,并且孔体积与比表面积变化规律并不一致,孔体积大小依次为 ORMS > OMMS > ORAS > OMAS > OMSS (图 9e),而比表面大小为 ORAS > ORMS > OMMS > OMAS > OMSS (图 9f)。ORAS、ORMS、OMMS 和 OMAS 无机矿物孔隙以粘土矿物孔为主,有机质类型以 II

型为主,孔体积和比表面积大于硅质页岩。同时,有机质丰度相似的情况下,混合质页岩孔体积明显大于泥质页岩,表明一定量的脆性矿物对陆相页岩起到支撑作用,避免因压实作用引起页岩孔体积降低。OMSS 岩相页岩具有低孔体积和低比表面积的特征,表明陆相高硅质的页岩硅质来源以陆源碎屑硅为主^[39,40],陆源输入稀释有机质且以 III 型腐殖质为主,致使有机质孔隙发育较差,无法为页岩提供相应孔比表面积。

6 储集能力主控因素

页岩储层储集能力主要受控于两方面因素:一方面,原始沉积环境控制储层物质基础,决定储层原始储集能力,是储层后期成岩改造的前提条件;另一方面,后期成岩演化条件在一定物质基础上控制储层成岩演化路径,最终决定储层储集能力^[41-42]。通过对比中国南方不同沉积环境 3 套页岩层系,基于孔隙结构定量参数与基质组分参数相关性分析,结合镜下直观观测为主要依据,探讨了南方多层系页岩储层储集能力的主控因素。

下志留统海相页岩有机质类型倾向于 I 型,主要来源于藻类。通过统计分析可知,下志留统海相页岩的孔体积和比表面积与有机质丰度均具有良好的正相关性(图 10),有机质丰度是页岩孔隙发育的主要控制因素。扫描电镜下可观察到有机质孔广泛发育,是高过成熟海相页岩主要储集空间(图 8a-c)。上二叠统海-陆过渡相页岩储层有机质类型倾向于 III 型,主要来源于近岸高等植物碎屑。腐殖质干酪根不易形成热成因孔隙,其原始沉积结构孔隙发育较少^[43](图 8l,m),故孔体积和比表面积与有机质丰度相关性不显著,对于页岩储集空间贡献不显著(图 10)。下侏罗统陆相页岩整体上有机质孔隙发育非均质性强^[37-38],从扫描电镜观察发现不同母质来源的干酪根有机质孔发育程度不同,来自浮游生物的 II₁ 和 II₂ 型的干酪根有机质孔隙发育较好(图 8o-q),而来自陆源高等植物的 III 型母质有机质几乎不发育(图 8n)。统计分析表明腐泥质含量 > 60% 时,孔体积和比表面积与 TOC 具有明显的正相关关系(图 10),说明有机质的显微组分差异对于陆相页岩储层孔隙发育具有重要的控制作用,高腐泥质含量(> 60%)是储集能力优越的保障。通过对比 3 套页岩可知,不同沉积环境有机质来源不同,有机质孔隙发育能力存在差异,是致使不同沉积环境的页岩储集能力存在差异的影响因素。

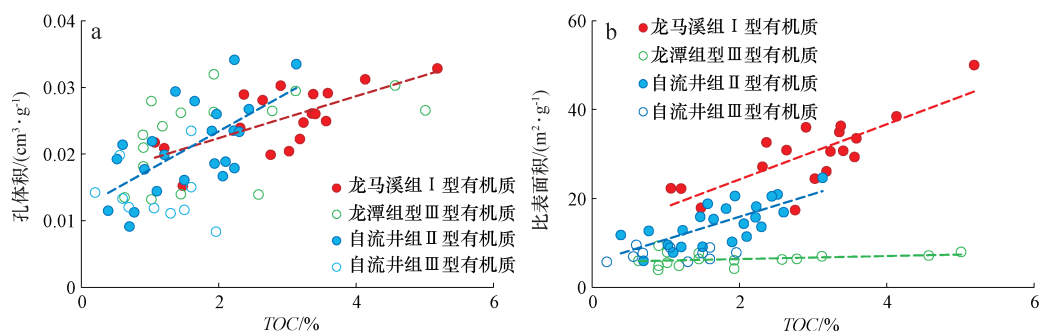


图10 中国南方典型页岩孔体积和比表面积与 TOC 统计关系

Fig. 10 Statistics of PV, SSA and TOC of typical South China shale

a. 孔体积与 TOC 关系; b. 比表面积与 TOC 关系

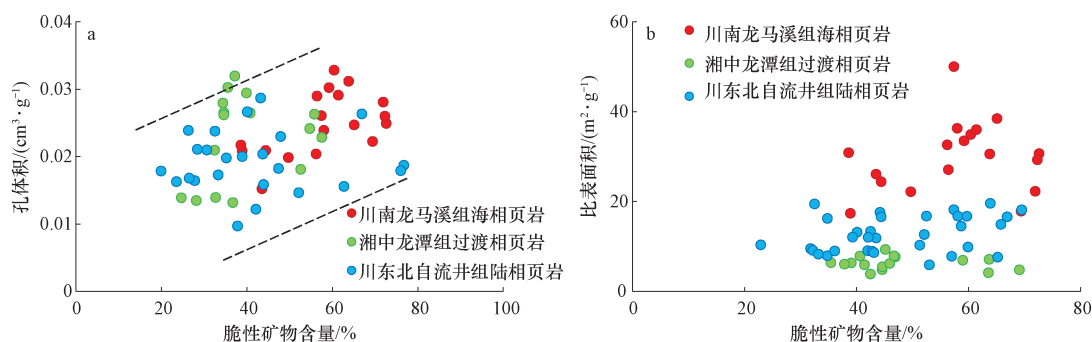


图11 中国南方典型页岩孔体积和比表面积与脆性矿物含量关系

Fig. 11 Statistics of PV, SSA and brittle mineral of typical South China shale

a. 孔体积与脆性矿物含量关系; b. 比表面积与脆性矿物含量关系

通过扫描电镜观察,与脆性矿物相关孔隙稀少、孔径较大且孔隙表面形态简单(图8),不能提供吸附点位,对比表面积贡献较小(图11);考虑到小孔径孔隙空间通常被迁移有机质占据,连通性好的大孔隙更加无法保留下来,仅有机质丰度较低时,与脆性硅质矿物相关的压实残余孔隙才有一定残留。另一方面,碳酸盐岩矿物为易溶矿物^[44],在酸性流体作用下可形成次生溶蚀孔隙,但多以孤立点状存在,孔隙数量少,不具有储集意义。因此,脆性矿物在致密的页岩储层当中,对于孔体积和比表面积的贡献较低,表现出孔体积和比表面积与脆性矿物之间存在微弱的正相关性(图11)。然而,脆性矿物抗压能力强,对于次生孔隙具有保护作用。页岩储层主要次生孔隙为有机质孔隙以及粘土矿物孔隙,其赋存基质均呈塑性。故原生脆性矿物组成的支撑格架以及次生的脆性颗粒均能够承担上覆地层压力,保护次生孔隙免受压实。有机质迁移至先存黄铁矿晶间孔隙中,再次进行裂解形成有机质孔隙,黄铁矿颗粒之间刚性接触组成支撑格架保护有机质孔隙免受压实;粘土矿物转化过程中析出 Fe, Ca, Si 形成黄铁矿晶粒、次生方解石及次生石英晶体提供

支撑格架,支撑粘土板片闭合保护粘土矿物孔隙^[45];有机质迁移至先存粘土矿物孔隙空间,先存格架起到支撑作用,保护次生有机质孔隙。故与脆性矿物相关的原生孔隙多受压实和充填而破坏,其组成的颗粒支撑格架对于次生孔隙的保存仍具有积极意义。

孔体积和比表面积与粘土矿物之间相关性在不同层系甚至不同矿物组构特征的岩相中存在显著差异(图12)。粘土矿物虽然能够通过成岩转化形成次生孔隙,但其岩石力学属性为塑性,容易受压实变形,故其形成的次生孔隙需要与脆性矿物伴生才能保存;同时,有机质迁移充注也是粘土矿物孔隙较少的原因之一,故粘土矿物对孔隙空间的贡献能力视其基质组成而定。孔体积与粘土矿物含量具有先增加后减小的关系,表明一定范围内粘土矿物有利于孔隙的发育,但并不是含量越高越好,过高粘土含量会降低页岩抗压实能力,对孔隙发育不利。故粘土矿物孔隙发育需满足合理的矿物匹配比例(硅泥比为2/3)。扫描电镜下可以观测到粘土矿物孔隙多发育于脆性矿物周缘,亦能证明粘土矿物孔隙与脆性矿物的伴生关系。同时,粘土矿物不能提供次生矿物的胶结点位,可阻止水岩作

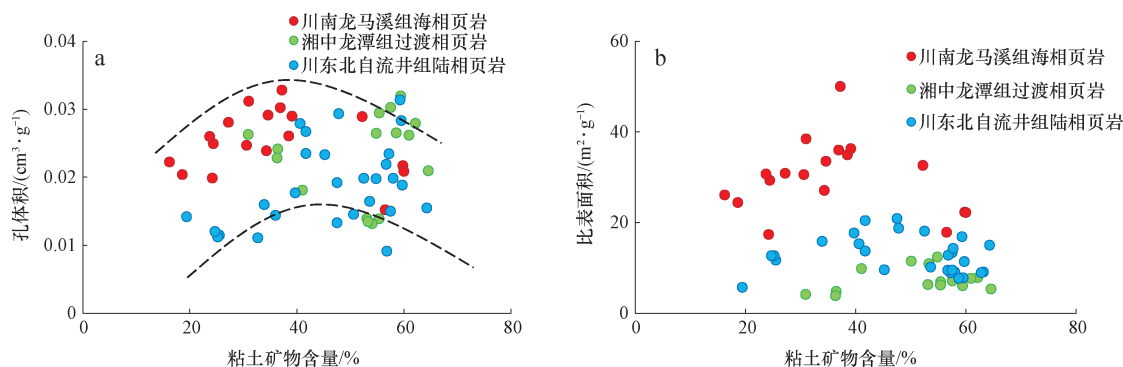


图12 中国南方典型页岩孔体积和比表面积与粘土矿物含量关系

Fig. 12 Statistics of PV, SSA and clay minerals of typical South China shale

a. 孔体积与粘土矿物含量关系; b. 比表面积与粘土矿物含量关系

用的发生,有利于粘土矿物孔的保存。另一方面,粘土矿物可提供一定的比表面积,但由于孔径尺度和孔表面形态的差异,其贡献能力远低于有机质,表现出比表面积与粘土矿物含量相关性不显著。

7 结论

1) 不同沉积背景页岩物质基础在差异成岩改造作用下呈现出迥异的储集性能,勘探目标应依据特定页岩层系差别对待。

2) 海相页岩富I型有机质具迁移和产孔能力,以有机质孔隙为主;海-陆过渡相富III型有机质呈惰性,以粘土矿物孔隙为主;陆相有机质显微组分混杂,以粘土矿物孔隙和有机质孔隙为主。

3) 海相页岩优势岩相为富有机质硅质页岩,具有高孔体积(平均值 $0.026 \text{ cm}^3/\text{g}$)和高比表面积(平均值 $28.99 \text{ m}^2/\text{g}$);海-陆过渡相页岩优势岩相为富含有机质泥质页岩,具有高孔体积(平均值 $0.023 \text{ cm}^3/\text{g}$)和低比表面积(平均值 $6.33 \text{ m}^2/\text{g}$);陆相页岩优势岩相为富有机质泥质页岩和富有机质混合质页岩,孔体积(平均值 $0.017 \text{ cm}^3/\text{g}$)和比表面积(平均值 $11.90 \text{ m}^2/\text{g}$)适中。

4) 海相页岩有机质丰度是储集能力好坏的决定性因素;海-陆过渡相页岩合理的矿物组构匹配(硅泥比2/3)是储集能力好坏的决定性因素;陆相页岩高腐泥质含量(大于60%)和合理的矿物组构匹配是储集能力优越的有利条件。

参考文献

[1] 程克明,王世谦,董大忠,等. 上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J]. 天然气工业,2009,29(5):40-44.
Cheng Keming, Wang Shiqian, Dong Dazhong, et al. Accumulation

conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi formation, the Upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5):40-44.

[2] 陈波,兰正凯. 上扬子地区下寒武统页岩气资源潜力[J]. 中国石油勘探,2009,14(3):10-14,1.
Chen Bo, Lan Zhengkai. Lower Cambrian shale gas resource potential in Upper Yangtze Region[J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(3):10-14,1.

[3] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等. 中国页岩气勘探开发现状与优选方向[J]. 中国矿业大学学报,2020,49(1):13-35.
Nie Haikuan, He Zhiliang, Liu Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1):13-35.

[4] 陆永潮,解习农,周瑶琪. 精确的定量和定年技术在高频率地层研究中的重要性[J]. 地学前缘,1999,6(增刊):28-28.
Lu Yongchao, Xie Xinong, Zhu Yaoqi. The importance of precise quantification and dating in the study of high frequency sequence stratigraphy[J]. Earth Science Frontiers, 1999, 6(s):28-28.

[5] 卢双舫,黄文彪,陈方文,等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发,2012,39(2):249-256.
Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2):249-256.

[6] 康玉柱. 中国非常规泥页岩油气藏特征及勘探前景展望[J]. 天然气工业,2012,32(4):1-5.
Kang Yuzhu. Characteristics and exploration prospect of unconventional shale gas reservoirs in China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4):1-5.

[7] 董大忠,高世葵,黄金亮,等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. 天然气工业,2014,34(12):1-15.
Dong Dazhong, Gao Shikui, Huang Jinliang, et al. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12):1-15.

[8] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. 煤炭学报,2012,37(3):438-444.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Long-

- maxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(3): 438–444.
- [9] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 9–16.
- Guo Xusheng, Li Yuping, Liu Ruobing, et al. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9–16.
- [10] 于炳松. 页岩气储层的特殊性及其评价思路和内容[J]. 地学前缘, 2012, 19(3): 252–258.
- Yu Bingsong. Particularity of shale gas reservoir and its evaluation[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(3): 252–258.
- [11] Wang P, Jiang Z, Chen L, et al. Pore structure characterization for the Longmaxi and Niutitang shales in the Upper Yangtze Platform, South China: Evidence from focused ion beam – He ion microscopy, nano-computerized tomography and gas adsorption analysis[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 77: 1323–1337.
- [12] Tang X, Jiang Z, Jiang S, et al. Heterogeneous nanoporosity of the Silurian Longmaxi Formation shale gas reservoir in the Sichuan Basin using the QEMSCAN, FIB-SEM, and nano-CT methods[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 78: 99–109.
- [13] 姜振学, 唐相路, 李卓, 等. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 126–134.
- Jiang Zhenxue, Tang Xianglu, Li Zhuo, et al. The whole-aperture pore structure characteristics and its effect on gas content of the Longmaxi Formation shale in the southeastern Sichuan basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 126–134.
- [14] 郭少斌, 黄磊. 页岩气储层含气性影响因素及储层评价——以上扬子古生界页岩气储层为例[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6): 601–606.
- Guo Shaobin, Huang Lei. Gas-bearing influential factors and evaluation of shale gas reservoir: A case study of Paleozoic shale gas reservoir in Upper Yangtze region[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 601–606.
- [15] 蒲泊伶, 董大忠, 牛嘉玉, 等. 页岩气储层研究新进展[J]. 地质科技情报, 2014, 33(2): 98–104.
- Pu Boling, Dong Dazhong, Niu Jiayu, et al. Principal progresses in shale gas reservoir research[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(2): 98–104.
- [16] 王香增, 范柏江, 张丽霞, 等. 陆相页岩气的储集空间特征及赋存过程——鄂尔多斯盆地陕北斜坡构造带延长探区延长组长7段为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 131–138.
- Wang Xiangzeng, Fan Bojiang, Zhang Lixia, et al. Reservoir space characteristics and charging process of Lacustrine shale gas—a case study of the Chang 7 member in Yanchang Block in Shanbei slope of Erdos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 131–138.
- [17] 曹涛涛, 刘光祥, 曹清古, 等. 有机显微组成对泥页岩有机孔发育的影响——以川东地区海—陆过渡相龙潭组泥页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1): 40–53.
- Cao Taotao, Liu Guangxiang, Cao Qinggu, et al. Influence of maceral composition on organic pore development in shale: A case study of transitional Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1): 40–53.
- [18] 郝兆栋, 唐书恒, 李俊, 等. 沁水盆地中东部海—陆过渡相页岩孔隙结构及分形特征[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(3): 366–376.
- Zhao Xidong, Tang Shuheng, Li Jun, et al. Investigation of pore structure and fractal characteristics of marine-continental transitional shale in the east-central of Qinshui Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(3): 366–376.
- [19] Zhang J, Li X, Wei Q, et al. Characterization of full-sized pore structure and fractal characteristics of marine-continental transitional Longtan formation shale of Sichuan Basin, South China[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(10): 10490–10504.
- [20] Dongxia C, Ying Z, Yuchen L, et al. Characteristics and controlling factors of micro- and nano-scale reservoirs in continental shale sequence of Western Sichuan Depression, China[J]. Journal of Nanoence and Nanotechnology, 2017, 17(9): 6159–6168.
- [21] 苏文博, 李志明, Etensohn F R, 等. 华南五峰组—龙马溪组黑色岩系时空展布的主控因素及其启示[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2007, 32(6): 819–827.
- Su Wenbo, Li Zhiming, Etensohn F R, et al. Distribution of black shale in the Wufeng-Longmaxi Formations (Ordovician-Silurian), South China: Major controlling factors and implications[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2007, 32(6): 819–827.
- [22] 李双建, 肖开华, 沃玉进, 等. 南海相上奥陶统一志留统优质烃源岩发育的控制因素[J]. 沉积学报, 2008, 26(5): 872–880.
- Li Shuangjian, Xiao Kaihua, Wo Yujin, et al. Developmental controlling factors of Upper Ordovician-Lower Silurian high quality source rocks in marine sequence, South China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(5): 872–880.
- [23] 龙胜祥, 冯动军, 李凤霞, 等. 四川盆地南部深层海相页岩气勘探开发前景[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(4): 443–451.
- Long Shengxiang, Feng Dongjun, Li Fengxia, et al. Prospect of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(4): 443–451.
- [24] 陈旭, 戎嘉余, 周志毅, 等. 上扬子区奥陶—志留纪之交的黔中隆起和宜昌上升[J]. 科学通报, 2001, 46(12): 1052–1056.
- Chen Xu, Rong Jiayu, Zhou Zhiyi, et al. The uplift of central guizhou and the rise of yichang at the ordovician-silurian junction in the upper Yangtze region[J]. Chinese Science Bulletin, 2001, 46(12): 1052–1056.
- [25] 王玉满, 董大忠, 李新景, 等. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 12–21.
- Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Xinjing, et al. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristic of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 12–21.
- [26] 赵建华, 金之钧, 金振奎, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相类型与沉积环境[J]. 石油学报, 2016, 37(5): 572–586.
- Zhao Jianhua, Jin Zhijun, Jin Zhenkui, et al. Lithofacies types and sedimentary environment of shale in Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(5): 572–586.

- [27] 腾格尔,申宝剑,俞俊杰,等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理[J]. 石油勘探与开发,2017,44(1):69–78.
Teng Geer, Shen Baojian, Yu Lingzhi, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 69–78.
- [28] 郭旭升,胡东风,刘若冰,等. 四川盆地二叠系海—陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J]. 天然气工业,2018,38(10):11–18.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Liu Ruobing, et al. Geological conditions and exploration potential of Permian marine-continent transitional facies shale gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 11–18.
- [29] 张吉振,李贤庆,王元,等. 海—陆过渡相煤系页岩气成藏条件及储层特征——以四川盆地南部龙潭组为例[J]. 煤炭学报,2015,40(8):1871–1878.
Zhang Jizhen, Li Xianqing, Wang Yuan, et al. Accumulation conditions and reservoir characteristics of marine-terrestrial facies coal measures shale gas from Longtan Formation in South Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(8): 1871–1878.
- [30] 何发岐,朱彤. 陆相页岩气突破和建产的有利目标——以四川盆地地下侏罗统为例[J]. 石油实验地质,2012,34(3):246–251.
He Faqi, Zhu Tong. Favorable targets of breakthrough and built-up of shale gas in continental facies in Lower Jurassic, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(3): 246–251.
- [31] 王良军,王庆波. 四川盆地涪陵自流井组页岩气形成条件与勘探方向[J]. 西北大学学报(自然科学版),2013,43(5):757–764.
Wang Liangjun, Wang Qingbo. Formation conditions and explorative directions of jurassic shale gas in Fuling Sichuan Basin[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2013, 43(5): 757–764.
- [32] 朱彤,龙胜祥,王烽,等. 四川盆地湖相泥页岩沉积模式及岩石相类型[J]. 天然气工业,2016,36(8):22–28.
Zhu Tong, Long Shengxiang, Wang Feng, et al. Sedimentary models and lithofacies types of lacustrine mud shale in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(8): 22–28.
- [33] Ko L T, Ruppel S C, Loucks R G, et al. Pore-types and pore-network evolution in Upper Devonian-Lower Mississippian Woodford and Mississippian Barnett mudstones: Insights from laboratory thermal maturation and organic petrology[J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 190: 3–28.
- [34] Mastalerz M, Schimmelmann A, Drobnik A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(10): 1621–1643.
- [35] Wang X, Jiang Z, Jiang S, et al. Pore evolution and formation mechanism of organic-rich shales in the whole process of hydrocarbon generation: A study of artificial and natural shale samples[J]. Energy & Fuels, 2020, 34(1): 332–347.
- [36] Li X, Jiang Z, Jiang S, et al. Various controlling factors of matrix-related pores from differing depositional shales of the Yangtze Block in south China: Insight from organic matter isolation and fractal analysis[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 111: 720–734.
- [37] 聂海宽,马鑫,余川,等. 川东下侏罗统自流井组页岩储层特征及勘探潜力评价[J]. 石油与天然气地质,2017,38(3):438–447.
Nie Haikuan, Ma Xin, Yu Chuan, et al. Shale gas reservoir characteristics and its exploration potential-analysis on the Lower Jurassic shale in the eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 438–447.
- [38] Chen L, Jiang Z, Liu Q, et al. Mechanism of shale gas occurrence: Insights from comparative study on pore structures of marine and lacustrine shales[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 104: 200–216.
- [39] 刘国恒,于抒放,翟刚毅,等. 鄂尔多斯盆地延长组泥页岩硅质来源与油气富集[J]. 石油实验地质,2019,41(1):45–55,67.
Liu Guoheng, Yu Shufang, Zhai Gangyi, et al. Silicon sources and hydrocarbon accumulation in shale, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1): 45–55, 67.
- [40] 杨豫川. 川西北上江沟地区大隆组硅质岩地化特征及其成因研究[D]. 成都:成都理工大学,2015.
Yang Yuchuan. Research on geochemical characteristics and formative factors of cherts in the Dalong Formation of the Shangjianggou area, northwestern Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2015.
- [41] Jiang Z, Tang X, Cheng L, et al. Characterization and origin of the Silurian Wufeng-Longmaxi Formation shale multiscale heterogeneity in southeastern Sichuan Basin, China[J]. Interpretation, 2015, 3(2): SJ61–SJ74.
- [42] 赵文智,李建忠,杨涛,等. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发,2016,43(4):499–510.
Zhao Wenzhi, Li Jianzhong, Yang Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499–510.
- [43] Ungerer P, Collett J, Yiannourakou M. Molecular modeling of the volumetric and thermodynamic properties of kerogen: Influence of organic type and maturity[J]. Energy & Fuels, 2015, 29(1): 91–105.
- [44] Nie H, Sun C, Liu G, et al. Dissolution pore types of the Wufeng Formation and the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, south China: Implications for shale gas enrichment[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 101: 243–251.
- [45] Li X, Jiang Z, Song Y, et al. Porosity evolution mechanisms of marine shales at over-maturity stage: Insight from comparable analysis between Lower Cambrian and Lower Silurian inside and at the margin of the Sichuan Basin, South China[J]. Interpretation, 2018, 6(3): T739–T757.