

四川盆地元坝地区自流井组页岩储层孔隙结构特征

姜涛^{1,2,3,4,5},金之钧^{1,2,3,4,6},刘光祥^{3,4},胡宗全^{3,4},刘全有^{3,4},
刘忠宝^{3,4},王鹏威^{3,4},王濡岳^{3,4},杨滔^{3,4,7},王冠平^{3,4}

(1. 北京大学 造山带与地壳演化教育部重点实验室,北京 100871; 2. 北京大学 石油与天然气研究中心,北京 100871; 3. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 100083; 4. 中国石化 页岩油气重点实验室,北京 100083; 5. 中国地质科学院,北京 100037; 6. 北京大学 能源研究院,北京 100871; 7. 中国石化 河南油田分公司 勘探开发研究院,河南 郑州 450046)

摘要:四川盆地元坝地区自流井组页岩是陆相页岩气的主要研究层段之一,目前正处于勘探攻关的重要阶段。页岩孔隙结构是评价页岩储层储集能力的重要指标,是明确页岩气富集机理的关键。采用总有机碳含量、全岩X衍射、N₂吸附-高压压汞孔径联合实验及氩离子抛光-扫描电镜等多种实验测试方法对其孔隙结构进行了定量表征。结果表明:自流井组页岩粘土矿物含量高,介于38.8%~67.3%,平均为52.8%。孔隙类型以矿物基质孔隙为主,有机质孔次之,微裂缝局部发育;N₂吸附滞后环反应主要发育平行板状狭缝型孔隙,同时含有少量墨水瓶型孔;主要孔径分布区间为中孔,大安寨段与东岳庙段相比,由于微孔比例偏低,宏孔比例偏高,所以中值孔径与孔体积较大、比表面积相对较小。自流井组页岩储层孔体积与比表面积主要由粘土矿物决定,孔体积和比表面积与TOC呈负相关或无关,主要由于有机质内镜质体与丝质体不发育孔隙,以及可溶有机质对孔体积和吸附位的占据。研究成果对研究区陆相页岩气的研究与勘探具有重要的借鉴和指导意义。

关键词:孔隙结构;定量表征;陆相页岩储层;自流井组;元坝地区;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Pore structure characteristics of shale reservoirs in the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin

Jiang Tao^{1,2,3,4,5}, Jin Zhijun^{1,2,3,4,6}, Liu Guangxiang^{3,4}, Hu Zongquan^{3,4}, Liu Quanyou^{3,4}, Liu Zhongbao^{3,4},
Wang Pengwei^{3,4}, Wang Ruyue^{3,4}, Yang Tao^{3,4,7}, Wang Guanping^{3,4}

(1. Key Laboratory of Orogenic Belt and Crustal Evolution, Ministry of Education, Peking University, Beijing 100871, China; 2. Institute of Oil & Gas, Peking University, Beijing 100871, China; 3. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China; 4. Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production, SINOPEC, Beijing 100083, China; 5. Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China; 6. Institute of Energy, Peking University, Beijing 100871, China; 7. Exploration and Development Research Institute of Henan Oilfield Branch Company, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450046, China)

Abstract: Shale of the Ziliujing Formation in Yuanba area of Sichuan Basin, currently at a critical stage of exploration, is one of the main research targets of terrestrial shale gas. As a significant index to evaluate the storage capacity of shale reservoirs, shale pore structure is the key to clarify the enrichment mechanism of shale gas. In this study, the pore structure is quantitatively characterized through an integration of total organic carbon (TOC) content tests, whole rock X-ray diffraction, combined experiment of N₂ adsorption and high-pressure mercury intrusion for pore size and scanning electron microscopy (SEM) after argon ion milling. The results show that the Ziliujing Formation shale is dominated by clay minerals, accounting for 38.8% to 67.3% with an average of 52.8%; the pores are mainly matrix pores, followed by organic pores, and with micro-fractures developed locally. The hysteresis loops of N₂ adsorption reflect the well development of parallel plate-like slit pores together with a small amount of ink bottle-shaped pores. The main interval of pore size distribution falls in mesopores. Compared with Dongyuemiao Member, Da'anzhai Member contains fewer

收稿日期:2019-07-25;修订日期:2020-06-18。

第一作者简介:姜涛(1988—),男,博士研究生,非常规油气勘探开发。E-mail:jiangtao1988@pku.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05036004);中国石油化工股份有限公司技术开发项目(P19017-2)。

micropores and more macropores, leading to a higher median value of pore size and pore volume, while a relatively smaller specific surface area (SSA). The pore volume and SSA of shale reservoirs in the Ziliujing Formation depend on clay minerals. The pore volume and SSA are in a negative correlation or irrelevant with the TOC content, mainly due to the infertility of organic pores in vitrinite and filament and the occupation of pore volume and adsorption sites by soluble organic matters. These will be of referential significance to the exploration of terrestrial shale gas in the study area.

Key words: pore structure, quantitative characterization, terrestrial shale reservoir, Ziliujing Formation, Yuanba area, Sichuan Basin

页岩气是主体赋存于暗色泥页岩或者炭质泥岩地层,以及页岩层段内部的砂岩、灰岩等薄夹层中,主要以吸附、游离或溶解状态赋存的天然气聚集,有着资源丰富度低、发育面积广、“自生自储”、需要先进的石油工程技术方可商业开采的特点^[1-2]。21世纪以来,美国“页岩气革命”的成功,影响了世界能源格局^[3]。中国富有机质页岩分布范围广,发育层位多,蕴含着巨大的页岩气资源^[4-7]。目前,海相页岩层段已在四川盆地及周缘地区取得重大突破^[8-9],陆相页岩层段在鄂尔多斯盆地延长组、四川盆地元坝地区自流井组也获得了很好的测试产能效果^[8,10],已成为中国重要的油气勘探接替领域之一。

页岩储层的孔隙结构影响着页岩气的赋存相态和储集能力^[11-12],主要研究内容围绕着孔隙的类型、大小、形态、孔体积、比表面积、空间分布以及连通性等方面进行^[12-16]。国内外研究页岩储层孔隙结构的技术手段有很多种,主要可分为两大类,一类是利用光学显微镜、透射电子显微镜(TEM)和扫描电子显微镜(SEM)等微区观察技术对泥页岩中的孔隙进行直接观察,获取图像并进行分析,以获得泥页岩中孔隙信息的直接观测法,这种方法观察的区域较小,实验结果的代表性具有一定限制,因而一般只用作定性分析^[17-19];另一类是利用气体吸附、高压压汞和小角/超小角散射等试验方法对页岩样品进行定量分析,获取实验数据并进行分析,以获得泥页岩中孔隙信息的间接测量法。前人研究表明,测量法中的高压压汞法在研究大孔与有效孔隙度测定方面具有一定的优势,而 N_2 吸附在表征中孔方面具有一定的优势, CO_2 吸附则主要用来表征微孔,而小角/超小角中子散射解释难度大,使用范围有限^[17,20-23]。各种方法在孔径表征的范围上有所差异,综合使用才可以更有效地对页岩样品孔隙特征进行刻画。

元坝地区已有多口钻井测试获得页岩气流,但不同井产量及储层含气性差异较大,已有大量研究证实,页岩孔隙形态、大小及连通性等对页岩气富集具有重要影响^[24]。为此,本文以元坝地区YL4井自流井组页岩为例,采用总有机碳含量、全岩X衍射、 N_2 吸附-高

压压汞孔径联合实验以及氩离子抛光-扫描电镜等多种实验技术方法对孔隙结构进行定量表征,并研究其影响因素。

1 地质背景

元坝地区位于四川盆地北部龙门山北段前缘,北邻米仓山-大巴山前陆冲断带,南接川中低缓构造带^[25-27]。研究区从基底形成到晚期造山成盆先后经历了多期构造运动。燕山期以来,受周缘构造运动影响,形成了南部苍溪-巴中低缓构造带、东部通江凹陷、东北部池溪凹陷、通南巴背斜和西北部九龙山背斜,构造变形强度总体较弱^[25,27](图1)。

元坝地区自流井组(J_2z)为一套三角洲-湖泊相沉积,岩性主要为砂岩、介壳灰岩与泥页岩的不等厚互层,自下而上分为珍珠冲段、东岳庙段、马鞍山段和大安寨段,富有机质页岩主要发育于东岳庙段与大安寨段^[28-31](图1c,d)。

2 样品采集与测试

本次研究的13个样品均采自元坝区块南部元陆4井,1—6号为东岳庙段样品,7—13号位大安寨段样品。进行了有机地球化学及岩石矿物组分和储层孔隙结构等方面的实验,具体包括总有机碳含量(TOC)、全岩X衍射(XRD)、 N_2 吸附-高压压汞孔径联合实验和氩离子抛光扫描电镜(FE-SEM)分析。

总有机碳含量(TOC)依据GB/T 19145—2003沉积岩中总有机碳的测定标准,应用CS-200碳硫分析仪完成;全岩X衍射(XRD)依据SY/T 5163—2010沉积岩中粘土矿物和常见非粘土矿物X衍射分析方法在X衍射仪D8 Advance上完成;氩离子抛光扫描电镜(FE-SEM)分析是依据SY/T 5162—2014岩石样品扫描电子显微镜分析方法,应用聚焦离子束扫描电镜Helios 650完成的; N_2 吸附-高压压汞孔径联合实验依据NB/T 14008—2015页岩全孔径分布的测定压汞-吸附联合法,压汞部分应用微孔结构分析仪AUTO

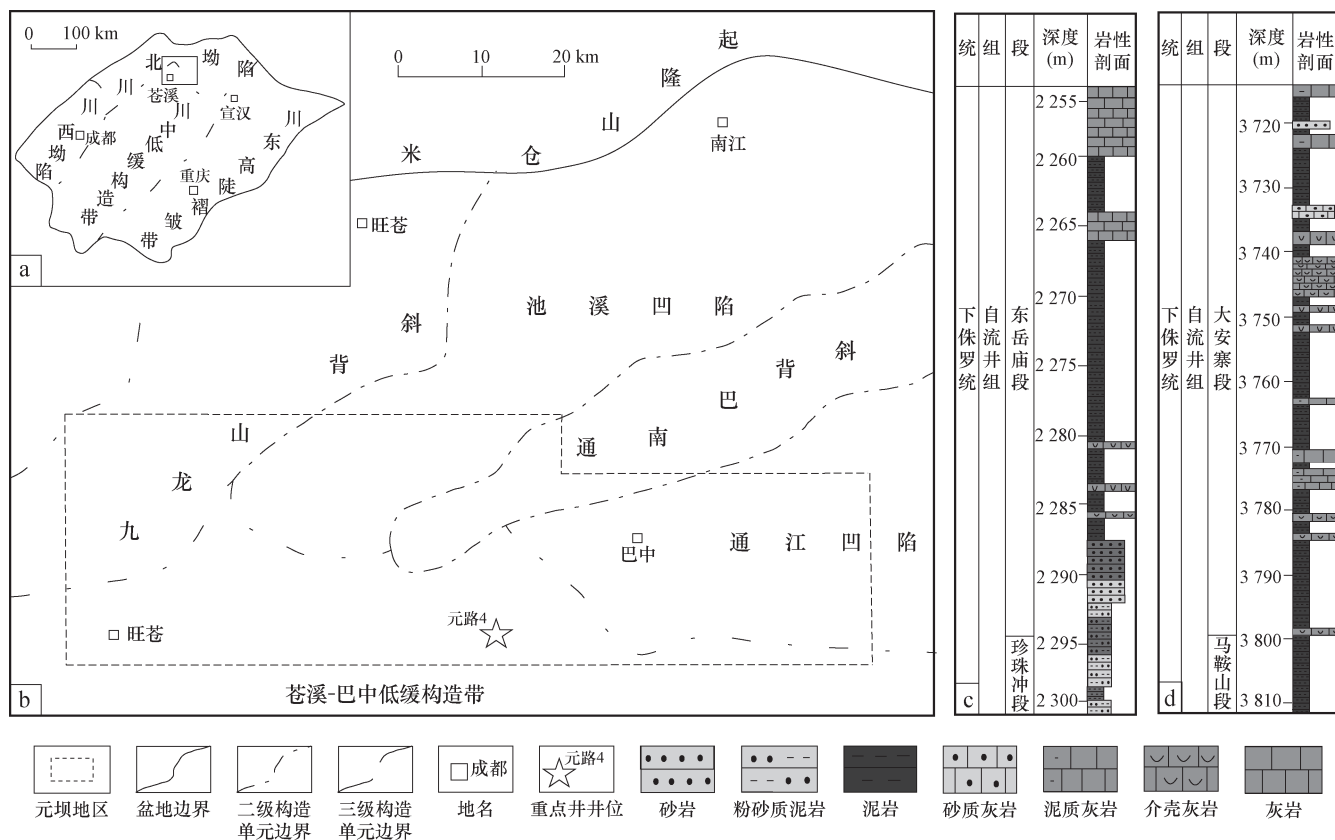


图1 四川盆地元坝地区主要钻井平面位置及自流井组页岩层段地层柱状图

Fig. 1 Locations of major boreholes and stratigraphic column of the Ziliujing Formation shale interval in Yuanba area, Sichuan Basin

a. 四川盆地二级构造单元分布; b. 元坝地区构造及主要钻井分布; c. 元路4井东岳庙段地层柱状图; d. 元路4井大安寨段地层柱状图

PORE IV 9520 完成,吸附部分应用比表面及孔隙率仪 JW-BK22 完成,根据国标 GB/T 19587—2004 气体吸附 BET 法测定固态物质比表面积的规定,页岩样品比表面积计算采用 BET 方程,在相对压力介于 0.05 ~ 0.35 范围内作 BET 直线图,求得样品的 BET 比表面积,并采用 BJH 法计算孔隙特征。

3 实验结果及讨论

3.1 TOC 与矿物成分

总有机碳含量 (TOC) 与全岩 X 衍射 (XRD) 的实验测试分析结果显示,东岳庙段样品 TOC 变化较大,大多数相对较小,低于 0.8%,个别样品 TOC 相对较高,总体介于 0.35% ~ 3.03%,平均为 1.06%。大安寨段变化相对较小,总体介于 0.70% ~ 1.33%,平均为 1.00%。矿物组成主要以粘土矿物和石英为主,石英含量介于 26.0% ~ 51.0%,平均为 36.1%;样品粘土矿物含量最高介于 38.8% ~ 67.3%,平均为 52.8%。大安寨段样品含有一定量的方解石,个别样品方解石含量较高,最高可达 21.3%。

如图 2 所示,元坝地区孔隙度总体相对较高,大安寨段在 0.95% ~ 8.42%,平均 3.21%;东岳庙段在 1.01% ~ 6.76%,平均 3.10%,且大部分样品分布在 2% 以上,占比达到 73.7% 和 76.0%。由渗透率分布频次图可以看出,渗透率数值分布极不均衡,基质渗透率值极低,显示泥页岩中油气运移主要依赖于裂缝发育,大安寨段和东岳庙段渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品分别占总数的 25.7% 和 30.8%,则表明这两个层段裂缝不甚发育,油气运移相对困难。

3.2 陆相页岩储层孔隙类型

氩离子抛光扫描电镜观察显示,研究区陆相页岩储层孔隙空间主要可划分为页岩孔隙与夹层孔隙两大类,页岩孔隙又可以细分为有机质孔、矿物基质孔和微裂缝,夹层孔隙类型则更为多样。

3.2.1 有机质孔

有机质孔是泥页岩中有机质在热裂解生烃过程中形成的孔隙。国内外研究普遍认为有机质孔是页岩储层的主要孔隙类型,是页岩气富集的关键因素之一^[20,32-33]。

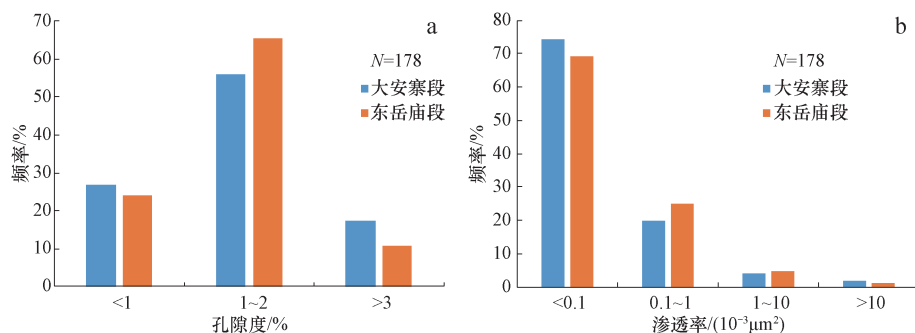


图2 四川盆地元坝地区自流井组页岩样品孔隙度(a)和渗透率(b)频率分布

Fig. 2 Frequency distribution histograms of porosity (a) and permeability (b) of the shale samples from the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin

元坝地区自流井组陆相页岩有机质以镜质体和丝质体为主,其次为固体沥青质。氩离子抛光扫描电镜结果表明,不同的显微组分,生孔情况是不同的。由高等植物的木质纤维组织经腐殖化作用和凝胶化作用而形成的镜质体及受丝炭化作用转化形成的丝质体内不发育有机质孔,而受微生物作用的富氢镜质体与固体沥青内均不同程度地发育有机质孔(图3a—c)。有机质孔径主要分布在 $0.002 \sim 2 \mu\text{m}$,其中中孔所占比例较大,其对泥页岩的比表面积和孔体积贡献同样较大,因此对页岩气的聚集起着较积极的作用。

3.2.2 矿物基质孔

氩离子抛光扫描电镜观察显示,研究区自流井组陆相页岩发育的矿物基质孔隙主要有粒间孔、粘土矿物间孔、黄铁矿颗粒晶间孔和次生溶孔4类。

粒间孔是研究区页岩中观察到的主要孔隙类型之一,是石英、长石、碳酸盐矿物及粘土矿物(伊利石、绿泥石等)颗粒排列堆积、成岩压实后残留的原生孔隙^[19,34-36]。观察分析显示,研究区内主要为矿物颗粒间、矿物颗粒与粘土矿物间发育的微孔隙(图3d—f),形态多呈三角形、多边形、长条形和不规则状等,孔径范围较大,纳米级、微米级孔隙均有发育,以脆性颗粒和塑性颗粒接触形成为主。由于早期较大孔径的粒间孔隙多被沥青充填,仅残存部分相对较小孔径粒间孔隙,由粘土矿物与刚性颗粒间或粘土矿物杂乱堆积形成一定抗压支撑结构而保存下来。

粘土矿物间孔主要为粘土矿物伊利石之间的微孔隙。当泥页岩孔隙水偏碱性并且富含钾离子时,随着埋藏深度的增加,蒙脱石会向伊利石发生转化,随之体积减小,产生微裂(孔)隙^[19,34-36]。研究区自流井组页岩广泛发育粘土矿物间微孔(图3g—i),主要发育于伊利石片层间、伊利石与云母片层间;另有长度及宽度大小不一的线状孔隙,形态可以有狭缝形、三角形或者

多边形,受不同样品有机碳含量多少及孔隙发育程度的控制,孔隙被沥青全充填、半充填、部分充填及未充填均有。该类孔隙的形成是由于埋藏深度的不断增加,早期粘土矿物孔隙度在强压实作用下快速降低,是区内最常见的一种孔隙类型。

次生溶孔是在地下水、粘土转化生 H^+ 或有机质脱羧后产生的酸性水作用下溶蚀长石及碳酸盐等易溶矿物而产生的次生孔隙。这类孔隙又可分为粒内溶孔和粒间溶孔(图3j,k)。粒内溶孔孔径相对较小,主要分布在 $0.05 \sim 4 \mu\text{m}$;粒间溶孔孔径相对较大,主要分布在 $1 \sim 4 \mu\text{m}$,在灰质介壳内见大量溶蚀孔隙发育。

黄铁矿颗粒间孔是环境稳定和介质条件适当的情况下,矿物结晶形成的晶间微孔隙。陆相储层中的黄铁矿多以单晶出现,极少有“草莓状”黄铁矿形成,这一类孔隙发育相对较少(图3l)。

3.2.3 微裂缝

泥页岩储层中发育的裂隙系统不仅有利于游离气的富集,同时还是页岩气渗流运移的主要通道,对页岩气的开发起到关键性的作用^[37]。根据裂缝的大小划分为宏观裂缝和微观裂缝,其中能够通过岩心观察到的裂缝称为宏观裂缝,主要包括构造裂缝和层间缝;而需借助扫描电镜观察到的裂缝统称为微观裂缝,主要包括微张裂缝与有机质收缩缝等类型(图4)。

通过扫描电镜及岩心观察分析进行统计,可以看出元坝地区陆相页岩储集空间类型主要是以矿物基质孔隙为主,有机质孔次之,微裂缝局部发育(图5)。

3.3 陆相页岩孔径分布特征

受实验手段限制,需要通过多种方法对页岩孔隙结构进行分段表征,再联合才可以更准确地对陆相页岩孔隙结构进行表征^[12,19,38]。因此本文通过 N_2 吸附

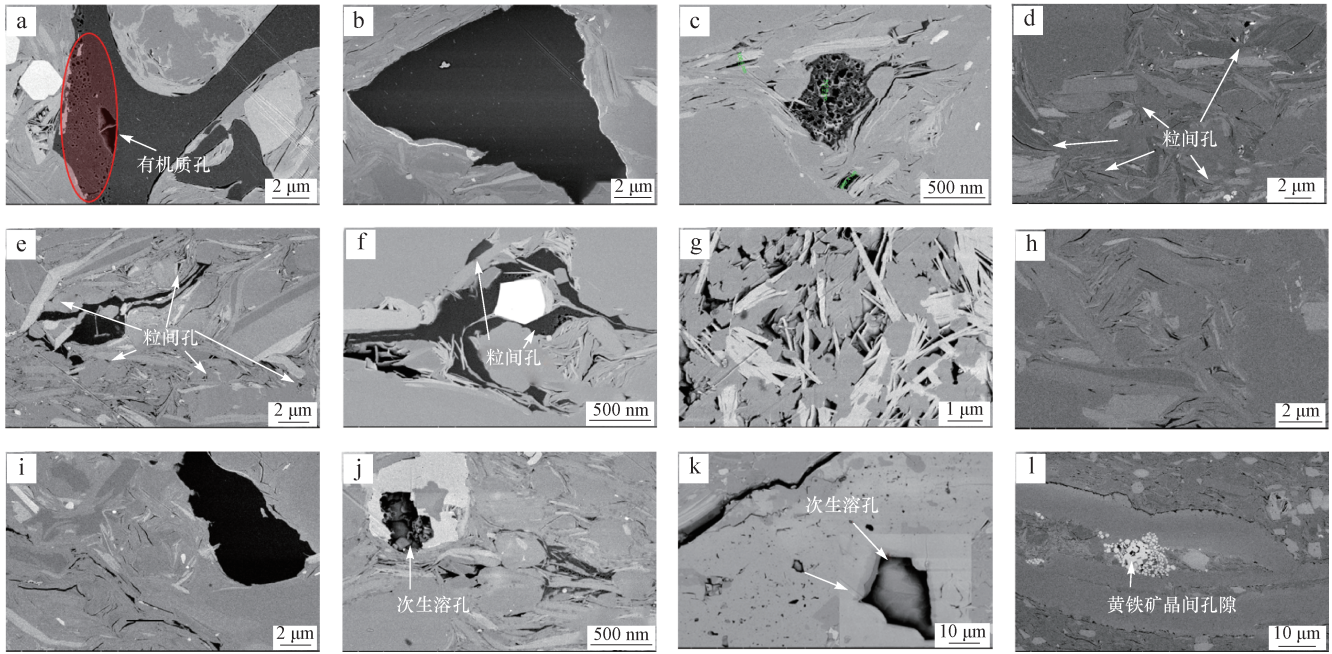


图3 四川盆地元坝地区元陆4井自流井组页岩孔隙类型

Fig. 3 Shale pore types of the Ziliujing Formation in Well Yuanlu 4 in Yuanba area, Sichuan Basin

a. 大安寨段,埋深3 748.23 m,富氢镜质体发育有机质孔;b. 东岳庙段,埋深4 051.81 m,镜质体结构致密不发育有机质孔隙;c. 大安寨段,埋深3 786.53 m,沥青内发育有机质孔隙;d. 东岳庙段,埋深4 051.81 m,粒间孔;e. 大安寨段,埋深3 790.14 m,有机质结构致密,粒间孔发育;f. 大安寨段,埋深3 760.75 m,粒间孔充填沥青,沥青内见有机质孔隙发育;g. 大安寨段,埋深3 790.14 m,粘土矿物间微孔;h. 大安寨段,埋深3 754.39 m,粘土矿物间微孔;i. 东岳庙段,埋深3 985.42 m,有机质结构致密,粘土矿物间微孔发育;j. 大安寨段,埋深3 790.14 m,铁白云石内发育溶蚀孔隙;k. 大安寨段,埋深3 790.14 m,介壳内发育丰富溶孔;l. 大安寨段,埋深3 748.23 m,黄铁矿晶间孔隙

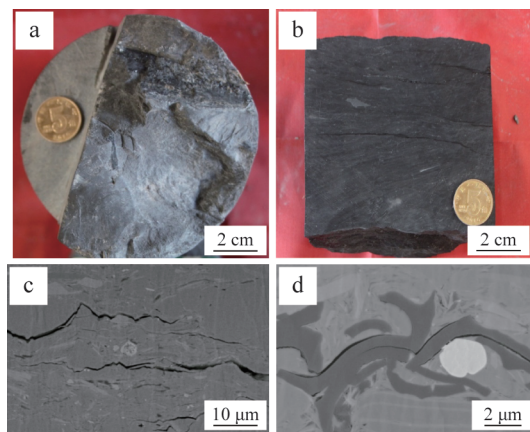


图4 四川盆地元坝地区元陆4井自流井组页岩储层微裂缝类型

Fig. 4 Types of micro-fractures in shale reservoirs of the Ziliujing Formation in Well Yuanlu 4 in Yuanba area, Sichuan Basin

a. 东岳庙段,埋深4 004.25 ~ 4 004.43 m,岩心,构造缝,未充填;b. 大安寨段,埋深4 053.12 ~ 4 053.22 m,岩心,层理缝;c. 大安寨段,埋深3 789.34 m,SEM,微张裂缝;d. 大安寨段,埋深3 789.34 m,SEM,有机质收缩缝

对微孔和中孔进行表征,应用高压压汞结果对宏孔进行表征,通过两种实验结果的综合以提高陆相页岩气全孔径表征的精度。

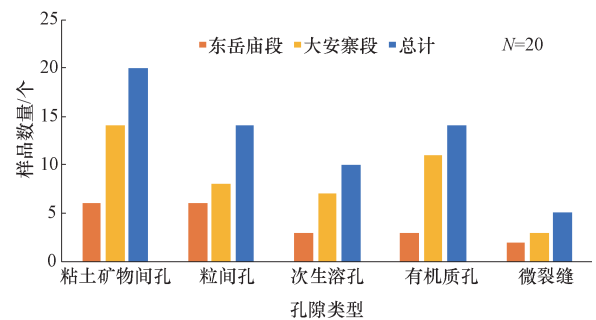


图5 四川盆地元坝地区自流井组页岩各类孔隙发育频次分布

Fig. 5 Histogram showing the development of various pores in shales from the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin

3.3.1 基于高压压汞实验的陆相页岩孔径分布特征

高压压汞曲线可以很好地反映较大页岩孔隙发育特征,通过元坝地区元陆4井样品的进-退汞曲线可以看出,东岳庙段与大安寨段的压汞曲线有着明显不同(图6)。大安寨段在低压部分($p < 0.2$ MPa),进汞量随压力增大而增大,当压力达到0.2 MPa左右时,进汞量增加减缓,这一压力范围主要发育的是大于6 μm 的孔隙;在压力介于0.2 ~ 0.3 MPa时,进汞量较少,说

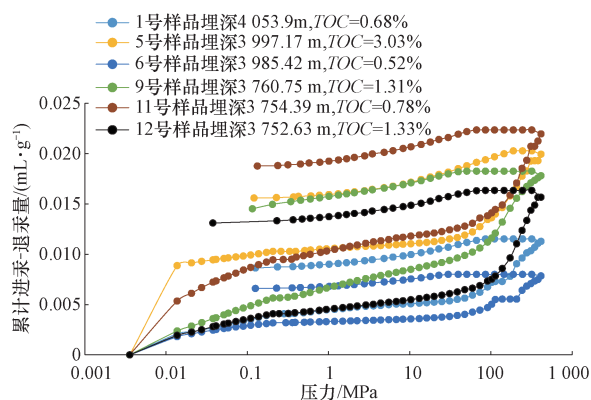


图6 四川盆地元坝地区自流井组页岩压汞曲线

Fig. 6 Mercury injection (MI) curve of shale from the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin

明这一压力范围孔隙发育较少。在压力大于0.3 MPa时,进汞量又开始随着压力的增加而增加,说明该层段页岩中存在大量的中孔。在退汞阶段可发现进退汞体积差很大,说明其内开放性孔隙较少,孔隙连通性也相对较差。

东岳庙段在低压部分($p < 0.2$ MPa),进汞量随压力增大而增大,当压力达到0.2 MPa左右时,进汞量增速减缓,这一压力范围主要发育的是大于6 μm 的孔隙;在压力介于0.2 ~ 14 MPa时,进汞量较少,说明在这一压力范围内孔径在95 ~ 6 000 nm的孔隙基本不发育。在压力大于14 MPa时,进汞量出现增加的趋势,达到110 ~ 170 MPa又出现少量进汞,孔径在7 ~ 12 nm的孔隙也发育较少,随后进汞量再次增加。在退汞阶段,进退汞体积差相对较小,所以开放性孔隙也

相对较多,连通性较好。总体上看,元坝地区陆相页岩储层存在一定量的宏孔发育。

依据高压压汞结果,可得到页岩样品的孔径分布曲线,如图7所示。样品孔径分布曲线存在多个峰值,主要峰值存在于3 ~ 30 nm,东岳庙段第二个峰值位于1 ~ 30 μm ,大安寨段则是一直有峰值存在。这说明自流井组页岩的孔体积主要是由3 ~ 30 nm范围内的中孔贡献,其次是宏孔,大安寨段宏孔比东岳庙段更为发育,孔径分布也更为均匀,对孔体积的贡献也更大。

3.3.2 基于 N_2 吸附实验的陆相页岩孔径分布特征

N_2 吸附实验可以分析相对较小的页岩孔隙特征。通过对样品进行 N_2 吸附实验得到其吸附-脱附曲线。从图8a中可以看出,页岩样品的 N_2 吸附曲线在形态上略有差异,但整体上都呈现反“S”型。在相对压力较低时($0 < p/p_0 < 0.3$),吸附量缓慢上升,吸附等温线略向上微凸,此时为单分子层吸附向多分子层吸附过渡,等温吸附线的拐点通常是其过渡转变的临界点;在中、高相对压力时($0.3 < p/p_0 < 0.8$),吸附量增加缓慢,此时为多分子层吸附;在高相对压力时($0.8 < p/p_0 < 1$),吸附量急剧增加,曲线形态呈向下凹的趋势,直到相对压力接近于1时也未出现饱和吸附现象,表明自流井组页岩样品中存在一定量的中孔和大孔,导致 N_2 在页岩表面发生了毛细孔凝聚现象。

在相对压力较高时($p/p_0 > 0.3$),吸附等温线和解吸等温线发生分离,此时形成滞后回线。从滞后回线

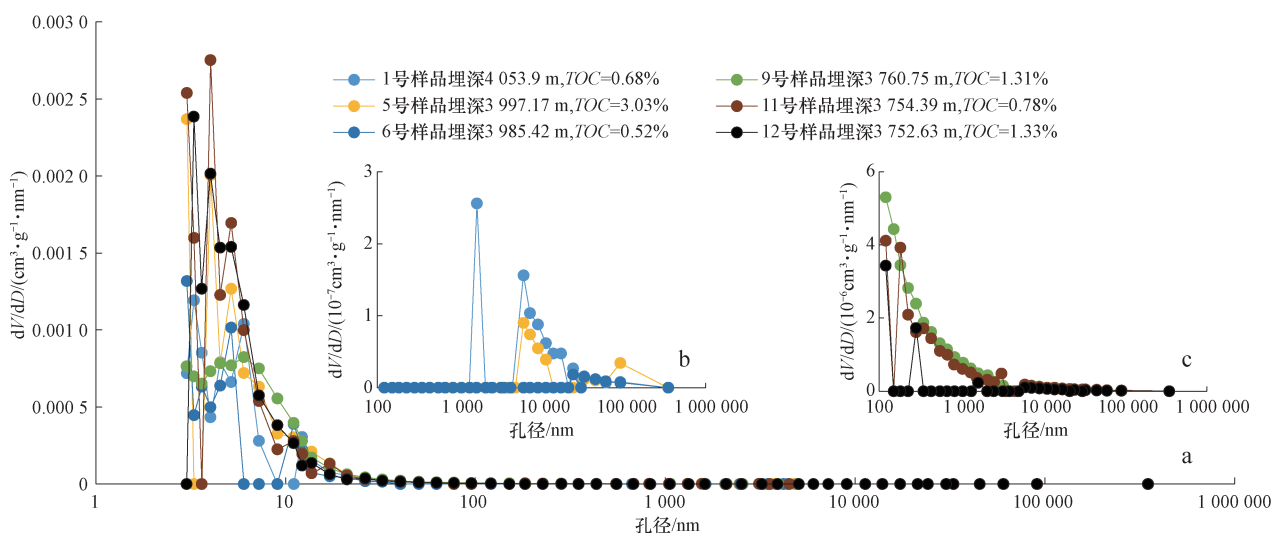


图7 基于高压压汞法建立的四川盆地元坝地区自流井组页岩孔径分布曲线

Fig. 7 Pore size distribution of the Ziliujing Formation shale derived from high-pressure MI analysis in Yuanba area, Sichuan Basin

a. 整体孔径分布曲线; b. 东岳庙段样品宏孔区间放大; c. 大安寨段样品宏孔区间放大

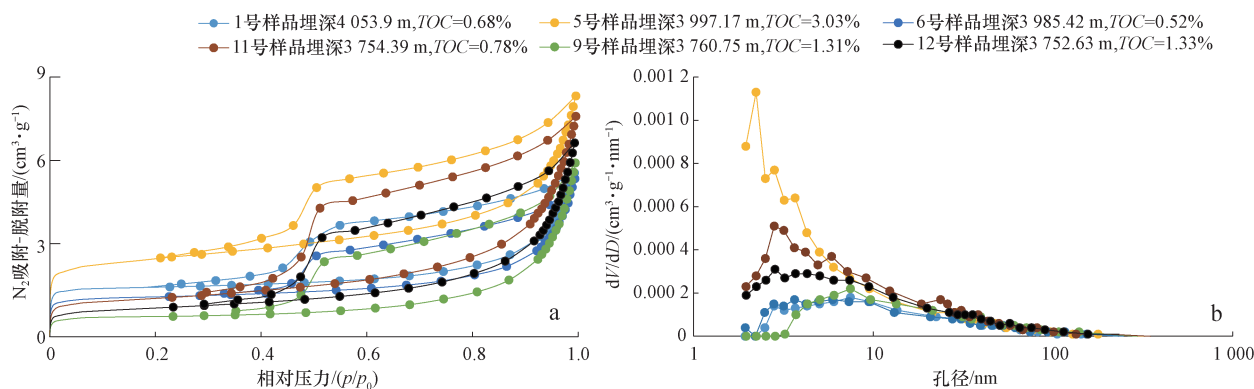
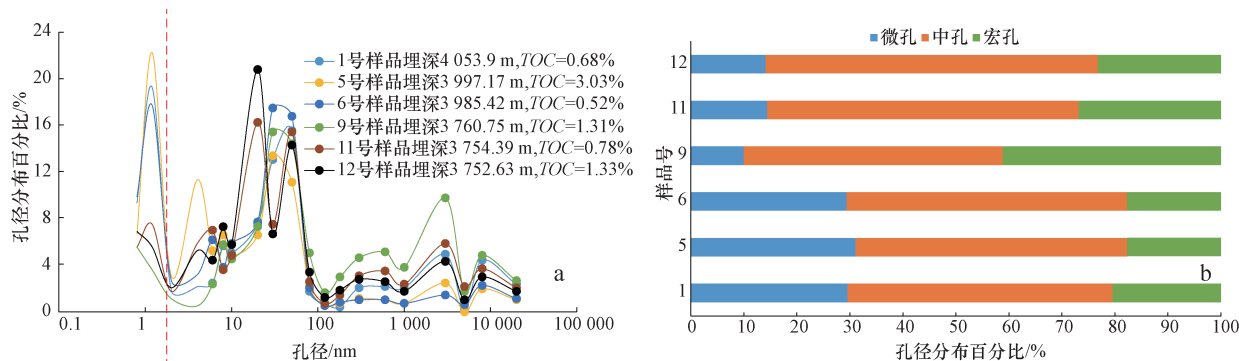
图8 四川盆地元坝地区自流井组页岩 N₂ 吸附曲线(a)与孔径分布(b)Fig. 8 N₂ adsorption curve (a) and pore size distribution (b) of shale from the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin

图9 四川盆地元坝地区自流井组页岩孔径分布特征

Fig. 9 Pore size distribution characteristics of shale from the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin

环状的宽窄可以看出,大安寨段样品明显宽于东岳庙段样品,说明孔径尺寸分布越均匀且分布范围也更宽。依据国际理论与应用化学联合会的分类标准,自流井组样品的滞后回线形态与 H3 型回线接近,兼有 H4 型特征。这种滞后回线表明页岩样品中主要发育平行板状的狭缝型孔隙,同时含有少量的墨水瓶型孔。这种孔隙连通性较好,有利于页岩气的渗流和开发。

依据 N₂ 吸附实验结果,得到页岩样品的孔径分布曲线,如图 8b 所示。孔体积变化率随孔径增大而下降,主要在 3 ~ 30 nm 范围内变化明显,说明孔体积主要是由该范围内的孔隙所提供,与高压压汞法得出的结论相一致。

3.3.3 陆相页岩全孔径表征

N₂ 吸附和高压压汞两种方法的结果结合经计算处理得到页岩全孔径分布特征(图 9)。东岳庙段中值孔径介于 3.70 ~ 9.70 nm,平均值为 6.33 nm,孔体积介于 0.006 65 ~ 0.012 55 cm^3/g ,平均值为 0.009 23 cm^3/g ,比表面积介于 3.497 ~ 8.780 m^2/g ,平均值为 5.882 m^2/g ;大安寨段中值孔径介于 6.80 ~ 18.80 nm,平均值为 11.94 nm,孔体积介于 0.009 99 ~ 0.013 55 cm^3/g ,平均值

为 0.011 32 cm^3/g ,比表面积介于 2.206 ~ 6.918 m^2/g ,平均值为 3.987 m^2/g 。东岳庙段页岩孔径分布主要以中孔发育为主,平均占比最高 50.0% ~ 59.5%,主要为孔径在 10 ~ 50 nm 的孔隙;其次是微孔,占比 27.2% ~ 31.2%,主要发育孔径在 1 ~ 2 nm 的孔隙;宏孔发育较少,仅占比 11.0% ~ 20.4%。大安寨段孔径分布表现出来的特征则是中孔为主,占比为 48.9% ~ 62.7%,发育范围同样以孔径 10 ~ 50 nm 的孔隙为主;大孔其次,占比为 23.2% ~ 41.1%,主要发育孔径在 1 ~ 5 μm 的孔隙;而微孔占比最少,仅为 10.0% ~ 14.4%。由此可见,研究区陆相页岩的主要以中孔发育为主,大安寨段与东岳庙段相比,由于微孔比例偏低,宏孔比例偏高,所以中值孔径与孔体积较大、比表面积相对较小。这可能与大安寨段内方解石含量较高,易产生较大的次生溶蚀孔、缝提高了孔体积,以及伴随生烃作用形成的可溶有机质堵塞了相对较小的孔隙有关,这样的孔径分布类型较有益于游离气的富集。

3.4 孔隙结构参数与 TOC 及矿物组成的关系

通过对研究区陆相页岩储层孔隙结构参数(孔体积、比表面积)与 TOC、脆性矿物和粘土矿物含量进行

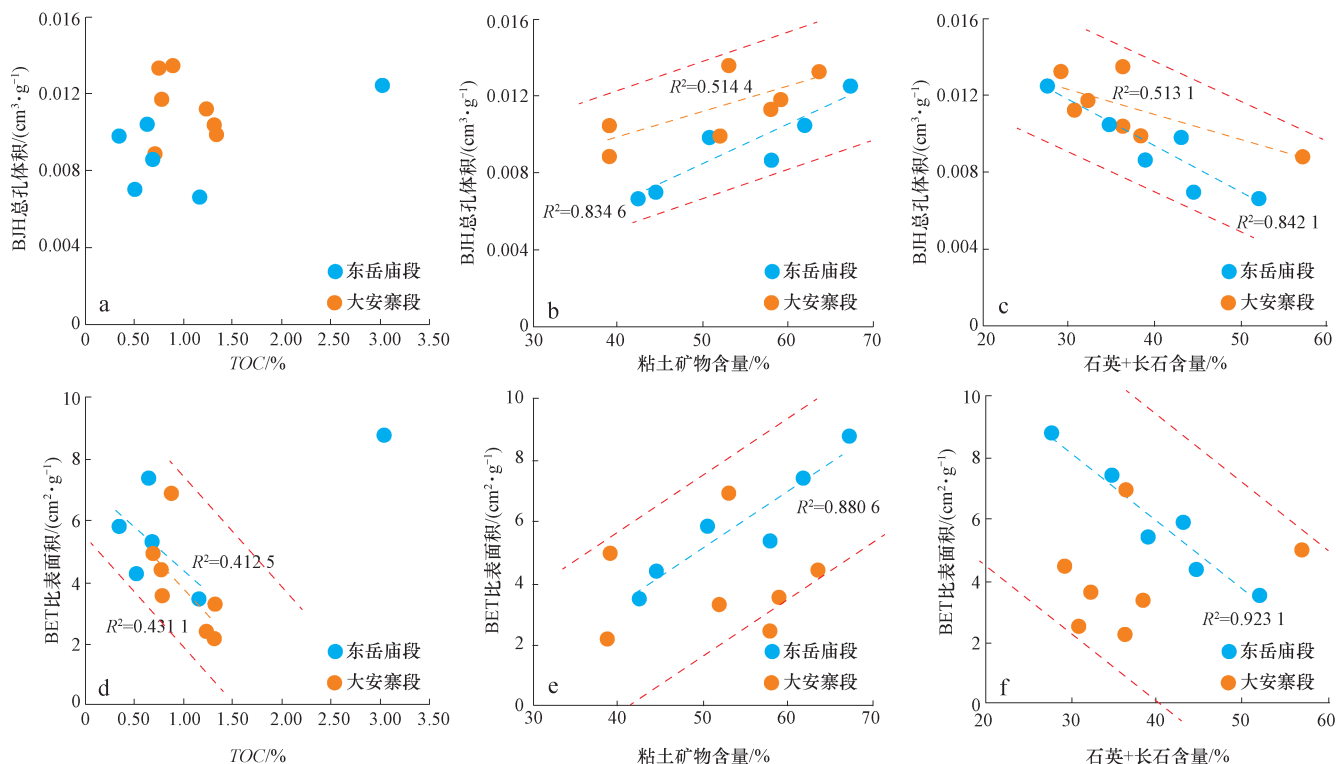


图10 四川盆地元坝地区自流井组孔隙结构参数与 TOC 、矿物含量关系

Fig. 10 Pore structure parameters vs. TOC and mineral content in the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin

a. 总孔体积与 TOC 关系; b. 总孔体积与粘土矿物含量关系; c. 总孔体积与石英 + 长石矿物含量关系; d. 总比表面积与 TOC 关系; e. 总比表面积与粘土矿物含量关系; f. 总比表面积与石英 + 长石矿物含量关系
(红色线为研究区陆相页岩相关性总体趋势; 蓝色线为东岳庙段相关性; 橘黄色线为大安寨段相关性。)

相关性分析(图10)可知,两层段孔体积和比表面积与 TOC 呈负相关或无关(图10a,d),这与海相页岩储层明显不同。海相页岩储集空间主要以有机质孔为主,Ⅰ型干酪根,较高的 TOC 含量,适中的有机质成熟度,这些良好的配置决定了有机质孔的大量生成,所以海相页岩的孔体积和比表面积与 TOC 呈很好的正相关关系^[33]。而陆相页岩储集空间以矿物基质孔隙为主,Ⅱ-Ⅲ型干酪根, TOC 含量偏低,处于成熟阶段,有机质多为镜质组和惰质组,其内不发育有机质孔隙(图3b),以及低成熟度页岩受演化生烃过程中生成的可溶有机质占居孔隙及吸附位的影响^[39-40],造成了孔隙的降低,所以呈无关或负相关。

与粘土矿物含量呈明显的正相关(图10b,e),也证实了前文所述的陆相页岩孔隙类型主要以粘土矿物间孔为主,大安寨段相关性比东岳庙段差,主要是由于碳酸盐矿物和有机质含量所影响,因此,东岳庙段的孔体积和比表面积主要由粘土矿物决定,而大安寨段则并不是受某种单一因素主控。两个层段的孔体积和比表面积均与脆性矿物含量呈明显的负相关(图10c,f),主要由于脆性矿物的增加降低了粘土矿物的含量,同时也使得孔体积和比表面积下降。

4 结论

1) 四川盆地元坝地区自流井组富有机质页岩主要发育于东岳庙段和大安寨段,陆相页岩储层孔隙类型特点为矿物基质孔为主,有机质孔次之,微裂缝局部发育。

2) 通过 N_2 吸附和高压压汞两种方法确定了两层段陆相页岩的孔隙结构特征,陆相页岩的主要孔径分布区间为 10 ~ 50 nm 的中孔,受有机碳含量与碳酸盐矿物含量影响,与东岳庙段相比,大安寨段微孔比例偏低,宏孔比例偏高。这样的孔径分布类型较有利于游离气的富集。

3) 陆相页岩孔体积和比表面积与 TOC 呈现负相关或无相关,这主要是由于陆相页岩有机质多为高等植物的木质纤维组织经演化形成的镜质体和丝质体,其内不发育有机质孔,只有富氢镜质体与固体沥青内发育有机质孔,孔径变化较大;与粘土矿物含量呈明显的正相关关系证明了陆相页岩储层主要孔隙类型为粘土矿物间孔。粘土矿物决定了东岳庙段的孔隙结构特征,而大安寨段则并不是受某种单一因素主要控制。

参 考 文 献

- [1] Curtis J B. Fractured Shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [2] 董大忠, 王玉满, 李新景, 等. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 19–32.
Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Jingxin, et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 19–32.
- [3] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas shale play with Multitrillion Cubic Foot Potential [J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155–175.
- [4] 董大忠, 邹才能, 戴金星, 等. 中国页岩气发展战略对策建议[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 397–406.
Dong Dazhong, Zou Caineng, Dai Jinxing, et al. Suggestions on the development strategy of shale gas in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 397–406.
- [5] Zhang K, Jiang Z, Yin L, et al. Controlling functions of hydrothermal activity to shale gas content: Taking lower Cambrian in Xiuwu Basin as an example [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 85, 177–193.
- [6] 袁玉松, 方志雄, 何希鹏, 等. 彭水及邻区龙马溪组页岩气常压形成机制[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 9–16.
Yuan Yusong, Fang Zhixiong, He Xipeng, et al. Normal pressure formation mechanism of Longmaxi shale gas in Pengshui and its adjacent areas [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 9–16.
- [7] 高波, 刘忠宝, 舒志国, 等. 中上扬子地区下寒武统页岩气储层特征及勘探方向[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2): 284–294.
Gao Bo, Liu Zhongbao, Shu Zhiguo, et al. Reservoir characteristics and exploration of the Lower Cambrian shale gas in the Middle-Upper Yangtze area [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 284–294.
- [8] 朱彤, 包书景, 王烽. 四川盆地陆相页岩气形成条件及勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2012, (9): 16–21 + 126–127.
Zhu Tong, Bao Shujin, Wang Feng. Pooling conditions of non-marine shale gas in the Sichuan Basin and its exploration and development prospect [J]. Natural Gas Industry, 2012, (9): 16–21 + 126–127.
- [9] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1–10.
Jin Zhijun, Hu Zongquan, Gao Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1–10.
- [10] 龙胜祥, 曹艳, 朱杰, 等. 中国页岩气发展前景及相关问题初探[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 847–853.
Long Shengxiang, Cao Yan, Zhu Jie, et al. A preliminary study on prospects for shale gas industry in China and relevant issues [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 847–853.
- [11] 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 450–455.
Yang Feng, Ning Zhengfu, Kong Detao, et al. Pore structure of shales from High Pressure Mercury Injection and Nitrogen Adsorption method [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 450–455.
- [12] 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.
- [13] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米储集能力特征及其成藏意义[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 Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(3): 438–444.
- [14] 蔡潇, 靳雅夕, 叶建国, 等. 一种页岩有机孔与无机孔定量表征的方法[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 30–36.
Cai Xiao, Jin Yaxi, Ye Jianguo, et al. A quantitative characterization method for organic and inorganic pores in shale [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 30–36.
- [15] Tang X L, Jiang Z X, Li Z, et al. The effect of the variation in material composition on the heterogeneous pore structure of high maturity shale of the Silurian Longmaxi Formation in the Southeastern Sichuan Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 23, 464–473.
- [16] Jiang, T, Jin, Z J, Hu, Z Q, et al. Three-Dimensional morphology and connectivity of organic pores in shale from the Wufeng and Longmaxi Formations at the southeast Sichuan Basin in China [J]. Geofluids, 2021, 5579169.
- [17] 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 301–311.
Yang Feng, Ning Zhengfu, Hu Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 301–311.
- [18] 曾维特, 张金川, 丁文龙, 等. 延长组陆相页岩含气量及其主控因素—以鄂尔多斯盆地柳坪171井为例[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 291–301.
Zeng Weite, Zhang Jinchuan, Ding Wenlong, et al. The gas content of continental Yanchang Shale and its main controlling factors: A case study of Liupi-171 Well in Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2): 291–301.
- [19] 李廷微, 姜振学, 宋国奇, 等. 陆相和海相页岩储层孔隙结构差异性分析[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(01): 65–71.
Li Tingwei, Jiang Zhenxue, Song Guoqi, et al. Analysis of differences in pore structure between continental and marine shale reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 65–71.
- [20] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale [J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79: 848–861.
- [21] 郑军卫, 孙德强, 李小燕, 等. 页岩气勘探开发技术进展[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 511–517.
Zheng Junwei, Sun Deqiang, Li Xiaoyan, et al. Advances in exploration and exploitation technologies of shale gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 511–517.

- [22] Chen L, Jiang Z X, Liu K Y, et al. Pore structure characterization for organic-rich Lower Silurian shale in the Upper Yangtze Platform, South China: A possible mechanism for pore development [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 46: 1–15.
- [23] Wang P F, Jiang Z X, Yin L S, et al. Lithofacies classification and its effect on pore structure of the Cambrian marine shale in the Upper Yangtze Platform, South China: Evidence from FE-SEM and gas adsorption analysis [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 156: 307–321.
- [24] 刘忠宝, 胡宗全, 刘光祥, 等. 四川盆地东北部下侏罗统自流井组陆相页岩储层孔隙特征及形成控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 136–145.
- Liu Hongbao, Hu Zongquan, Liu Guangxiang, et al. Pore characteristics and controlling factors of continental shale reservoirs in the Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 136–145.
- [25] 郭彤楼. 四川盆地北部陆相大气田形成与高产主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 139–149.
- Guo Tonglou. Key controls on accumulation and high production of large non-marine gas fields in northern Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 139–149.
- [26] 张莉, 邹华耀, 郝芳, 等. 川东北元坝地区须家河组储层特征与超致密成因探讨[J]. 地质学报, 2017, 91(9): 2105–2118.
- Zhang Li, Zou Huayao, Hao Fang, et al. Characteristics and densification causes and of highly-tight sandstone of the Xujiahe Formation (T_3x^2) in the Yuanba area, Northeastern Sichuan Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(9): 2105–2118.
- [27] 厚东琳. 白云石化对储层发育的控制作用——以普光、元坝气田飞仙关组为例[J]. 断块油气田, 2019, 26(4): 449–452.
- Hou Donglin. Control effect of dolomitization on reservoir development: taking Feixianguan Formation in Puguang and Yanba gas fields for example [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(4): 449–452.
- [28] 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等. 川东北元坝区块中下侏罗统页岩油气地质分析[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6): 596–600+656.
- Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, et al. Geologic analysis of Middle-Lower Jurassic shale reservoirs in Yuanba area, northeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 596–600+656.
- [29] 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征[J]. 石油与天然气地质, 2013b, 34(4): 450–454.
- Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, et al. Geologic analysis of Middle-Lower Jurassic shale reservoirs in Yuanba area, northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013b, 34(4): 450–454.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] Romero-Sarmiento M F, Rouzaud J N, Bernard S, et al. Evolution of Barnett Shale organic carbon structure and nanostructure with increasing maturation [J]. Organic Geochemistry, 2014, 71(6): 7–16.
- [33] 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.
- Gou 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.
- [34] 杨超, 张金川, 李婉君, 等. 辽河坳陷沙三、沙四段泥页岩微观孔隙特征及其成藏意义[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 286–294.
- Yang Chao, Zhang Jinchuan, Li Wanjun, et al. Microscopic pore characteristics of Sha-3 and Sha-4 shale and their accumulation significance in Liaohe Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 286–294.
- [35] Cao T T, Song Z G, Wang S B, et al. Characterizing the pore structure in the Silurian and Permian shales of the Sichuan Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 61: 140–150.
- [36] 管全中, 董大忠, 王淑芳, 等. 海相和陆相页岩储层微观结构差异性分析[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 524–531.
- Guan Quanzhong, Dong Dazhong, Wang Shufang, et al. Analyses on differences of microstructure between marine and lacustrine facies shale reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 524–531.
- [37] 汪虎, 何治亮, 张永贵, 等. 四川盆地海相页岩储层微裂缝类型及其对储层物性影响[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 41–49.
- Wang Hu, He Zhiliang, Zhang Yonggui, et al. Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir-property [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 41–49.
- [38] 唐相路, 姜振学, 李卓, 等. 渝东南地区龙马溪组高演化页岩微纳米孔隙非均质性及其主控因素[J]. 现代地质, 2016, 30(1): 163–171.
- Tang Xianglu, Jiang Zhenxue, Li Zhuo, et al. Micro/nano pore heterogeneity and main controlling factors of the high-maturity Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing [J]. Geoscience, 2016, 30(1): 163–171.
- [39] 李成成, 周世新, 李靖, 等. 鄂尔多斯盆地南部延长组泥页岩孔隙特征及其控制因素[J]. 沉积学报, 2017, 35(2): 315–329.
- Li Chengcheng, Zhou Shixin, Li Jing, et al. Pore characteristics and controlling factors of the Yanchang Formation mudstone and shale in the south of Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(2): 315–329.
- [40] 曹涛涛, 邓模, 刘虎, 等. 可溶有机质对泥页岩储集物性的影响[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(3): 43–51.
- Cao Taotao, Deng Mo, Liu Hu, et al. Influences of soluble organic matter on reservoir properties of shale [J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(3): 43–51.